

การจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีผสมผสานระหว่างการแบ่งแยกบัส  
การใช้รีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

นายพิทวัส กัลยา

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2556  
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)  
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)  
are the thesis authors' files submitted through the Graduate School.

SHORT CIRCUIT CURRENT LIMITATION IN A TRANSMISSION SYSTEM USING THE  
COMBINED METHODS OF BUS SPLITTING, CURRENT LIMITING REACTOR  
AND LINE BY-PASSING

Mr. Pittawat Kanlaya

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements  
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2013

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธี  
ผสมผสานระหว่างการแบ่งแยกบัส การใช้รีแอกเตอร์  
จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

โดย

นายพิทวัส กัลยา

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน  
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโทบริหารธุรกิจ

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสรี)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

.....กรรมการ  
(อาจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย  
(ดร.สมภพ อัยมมงคล)

พิทวัส กัลยา : การจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีผสมผสานระหว่างการแบ่งแยกบัส การใช้รีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง. (SHORT CIRCUIT CURRENT LIMITATION IN A TRANSMISSION SYSTEM USING THE COMBINED METHODS OF BUS SPLITTING, CURRENT LIMITING REACTOR AND LINE BY-PASSING) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ.ดร.แนบบุญ หุนเจริญ, 121 หน้า.

เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบส่งไฟฟ้ากำลัง และกระแสลัดวงจรมีขนาดสูงเกินกว่าพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ จะก่อให้เกิดความเสียหายแก่เซอร์กิตเบรกเกอร์และอุปกรณ์ต่างๆในระบบ อาจทำให้ระบบส่งไฟฟ้าโดยรวมสูญเสียเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการหาตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมของการเปลี่ยนแปลงระบบที่จะก่อให้เกิดผลกระทบต่อความมั่นคงและความเชื่อถือได้น้อยที่สุด และเพิ่มสมรรถนะในการจำกัดกระแสลัดวงจรของระบบส่งไฟฟ้า โดยพิจารณาวิธีผสมผสานระหว่างการแบ่งแยกบัส การใช้รีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง ภายใต้เงื่อนไขจุดทำงานของระบบ ณ ภาวะอยู่ตัว และเงื่อนไขความมั่นคงเชิงเสถียรภาพแรงดัน เงื่อนไขความมั่นคงกรณีสายส่งหลุด 1 เส้น รวมถึงเงื่อนไขพิกัดกระแสลัดวงจรของอุปกรณ์ป้องกัน ทดสอบประสิทธิภาพของวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรที่นำเสนอ โดยใช้ระบบส่งไฟฟ้ากำลังบริเวณรอบกรุงเทพฯ พบว่า สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าวให้ต่ำกว่าพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันได้ในทุกบัส อีกทั้งส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบต่ำที่สุดด้วย

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อนิสิต.....  
 สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า.....ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....  
 ปีการศึกษา.....2556.....

## 5470305721 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : SHORT CIRCUIT CURRENT LIMITATION, BUS SPLITTING, CURRENT LIMITING REACTOR, LINE BY-PASSING, PQ VOLTAGE STABILITY

PITTAWAT KANLAYA : SHORT CIRCUIT CURRENT LIMITATION IN A TRANSMISSION SYSTEM USING THE COMBINED METHODS OF BUS SPLITTING, CURRENT LIMITING REACTOR AND LINE BY-PASSING.  
 ADVISOR: ASST. PROF. NAEBBOON HOONCHAREON, Ph.D., 121 pp.

When the fault occurs in a transmission system and the short circuit current is higher than interrupting capacity of a circuit breaker, it will cause major damage to the breaker and other equipment in the system. Moreover, the transmission system may lose stability and reliability. This thesis proposes a method for finding optimal locations and patterns to reconfigure the system such that it will achieve minimum security impact while limiting the short circuit currents. The formulated optimization problem employs the combined methods of bus splitting, current limiting reactor and line by-passing, and considers the constraints of system operating conditions, short circuit current limits, voltage stability and N-1 contingency requirements. Having been tested on the transmission system serving Bangkok metropolitan’s load, the results show that the method can limit short circuit current while keeping the impact on the system security at minimal.

Department : ..... Electrical Engineering ..... Student’s Signature.....

Field of Study : ..... Electrical Engineering ..... Advisor’s Signature.....

Academic Year : ..... 2013.....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี กระผมขอขอบพระคุณอย่างสูงสำหรับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่างๆ พร้อมทั้งแรงกระตุ้นและแรงบันดาลใจในการทำวิจัยด้วยดีตลอดมา และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.กฤษศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์ และดร.สมภพ อัยภูมมงคลที่ได้สละเวลาตรวจสอบและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ขอขอบคุณ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และอาจารย์ทุกๆ ท่านที่ให้ความรู้ในการศึกษา และคนรอบตัวผู้วิจัยทุกๆ คน สำหรับความช่วยเหลือและกำลังใจในการทำวิจัยตลอดมา

ขอขอบคุณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่เอื้อเฟื้อข้อมูลที่เป็นประโยชน์พร้อมทั้งให้คำปรึกษา และข้อเสนอแนะระหว่างการทำวิทยานิพนธ์นี้

สุดท้ายนี้ ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดาและครอบครัว ตลอดจนญาติทุกๆ ท่านที่คอยเป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนแก่ผู้วิจัยมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย .....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ .....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง .....	ญ
สารบัญภาพ .....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญ.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขต และข้อจำกัดวิทยานิพนธ์ .....	2
1.4 ขั้นตอนการวิจัย .....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	3
บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	4
2.1 ความหมายและประเภทของความคิดพ่องในระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	4
2.2 การคำนวณกระแสลัดวงจร .....	5
2.3 วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจร .....	6
2.3.1 การแบ่งแยกบัส .....	6
2.3.2 การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส.....	8
2.3.3 การเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง.....	10
2.3.4 วิธีทั่วไปของการจำกัดกระแสลัดวงจร .....	11
2.4 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง.....	12
2.4.1 การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีการแบ่งแยกบัส.....	12
2.4.2 การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส.....	12
2.4.3 การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง.....	13
2.4.4 การจำกัดกระแสลัดวงจร โดยใช้หลายวิธีร่วมกัน.....	13
บทที่ 3 การประเมินความมั่นคงของระบบ.....	15
3.1 การประเมินความมั่นคงเชิงเสถียรภาพแรงดัน โดยใช้ดัชนี PQVSI.....	15

3.2	การประเมินความมั่นคงกรณีสายส่งหลุด 1 เส้น.....	17
บทที่ 4	วิธีการและรูปแบบในการจำกัดกระแสลัดวงจร.....	18
4.1	รูปแบบของการแบ่งแยกบัส.....	18
4.1.1	บัสที่มีเฉพาะสายส่งเชื่อมต่อ.....	19
4.1.2	บัสที่มีทั้งสายส่งและหม้อแปลงเชื่อมต่อ.....	24
4.2	รูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส.....	30
4.2.1	รูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส.....	30
4.2.2	ขนาดที่เหมาะสมของรีแอกเตอร์จำกัดกระแส.....	31
4.3	รูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง.....	34
4.3.1	การพิจารณาสายส่ง.....	34
4.3.2	รูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง.....	36
บทที่ 5	รูปแบบปัญหาของการจำกัดกระแสลัดวงจรและวิธีการแก้ปัญหา.....	42
5.1	สมมุติฐาน.....	42
5.2	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์.....	43
5.3	เงื่อนไขบังคับ.....	44
5.3.1	เงื่อนไขการทำงานของระบบ.....	44
5.3.2	เงื่อนไขความมั่นคงของระบบ.....	45
5.4	วิธีการแก้ปัญหา.....	45
บทที่ 6	การทดสอบ และวิเคราะห์ผล.....	52
6.1	ระบบทดสอบ.....	52
6.2	วิธีการทดสอบ และผลการทดสอบ.....	56
6.2.1	กรณีใช้วิธีการแบ่งแยกบัสอย่างเดียว.....	56
6.2.2	กรณีใช้วิธีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสอย่างเดียว.....	63
6.2.3	กรณีใช้วิธีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งอย่างเดียว.....	73
6.2.4	กรณีใช้วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน.....	80
6.3	วิเคราะห์ผล.....	89
บทที่ 7	สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ.....	91
7.1	สรุปผลการวิจัย.....	91
7.2	ข้อเสนอแนะ.....	92



7.3 ข้อเสนอแนะสำหรับผู้ใช้งาน .....	93
รายการอ้างอิง .....	94
ภาคผนวก .....	96
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ .....	121

## สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 4.1 แสดงข้อมูลสายส่งก่อนเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง .....	35
ตารางที่ 4.2 แสดงข้อมูลสายส่งหลังเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง .....	35
ตารางที่ 6.1 แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส ของสถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ .....	54
ตารางที่ 6.2 แสดงคุณสมบัติของตัวรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่ใช้ในการทดสอบ .....	64
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบส่งกำลังไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ .....	100
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ .....	107
ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบส่งกำลังไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ .....	110

## สารบัญญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 2.1 ไดอะแกรมเส้นเคี้ยวของระบบไฟฟ้า $k$ บัส.....	5
ภาพที่ 2.2 การเชื่อมต่อแบบขนานของสายส่งที่ลดลง ภายหลังจากแบ่งแยกบัส.....	6
ภาพที่ 2.3 จำนวนของแหล่งจ่ายที่มีผลต่อค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดที่เกิดลัดวงจร ทั้งก่อนและ หลังแบ่งแยกบัส .....	7
ภาพที่ 2.4 การแบ่งแยกบัสแบบถาวร และไม่ถาวร.....	7
ภาพที่ 2.5 CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์.....	9
ภาพที่ 2.6 CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาเข้า .....	9
ภาพที่ 2.7 CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาออก .....	9
ภาพที่ 2.8 การเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่บัส $k$ .....	10
ภาพที่ 3.1 แบบจำลองของสายส่งแบบ $\pi$ .....	15
ภาพที่ 3.2 เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ณ สภาวะที่ เกิดการพังทลายของแรงดัน.....	16
ภาพที่ 4.1 บัสที่ไม่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยก มีสายส่งเชื่อมต่ออยู่ 1 เส้น .....	18
ภาพที่ 4.2 แผนผังการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัส .....	19
ภาพที่ 4.3 บัสที่มีเฉพาะสายส่งเชื่อมต่อ.....	20
ภาพที่ 4.4 แผนผังการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัสเนื่องจากสายส่งที่เชื่อมต่อ.....	21
ภาพที่ 4.5 รูปแบบที่เหมาะสมของบัสที่มีเฉพาะสายส่งเชื่อมต่อ .....	24
ภาพที่ 4.6 บัสที่มีทั้งสายส่งและหม้อแปลงเชื่อมต่อ .....	25
ภาพที่ 4.7 แผนผังการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัสเนื่องจากสายส่งและหม้อแปลงที่ เชื่อมต่อ .....	27
ภาพที่ 4.8 รูปแบบของการแบ่งแยกบัสชนิดพีวีบัส .....	28
ภาพที่ 4.9 การแบ่งโหลดตามอัตราส่วนของจำนวนหม้อแปลง ที่เชื่อมต่อกับบัสเก่าและบัส ใหม่ .....	29
ภาพที่ 4.10 CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์.....	30
ภาพที่ 4.11 ผลของค่ากระแสลัดวงกับขนาดของ CLR ที่เพิ่มขึ้นของระบบ IEEE RTS-79.....	32
ภาพที่ 4.12 ผลแรงดันที่บัสกับขนาดของ CLR ที่เพิ่มขึ้นของระบบ IEEE RTS-79 .....	32

ภาพที่ 4.13 ผลของค่ากระแสลัดวงจรกับขนาดของ CLR ที่เพิ่มขึ้นของระบบไฟฟ้าบริเวณ กรุงเทพฯ.....	33
ภาพที่ 4.14 ผลแรงดันที่บัสกับขนาดของ CLR ที่เพิ่มขึ้นของระบบไฟฟ้าบริเวณกรุงเทพฯ.....	33
ภาพที่ 4.15 สายส่งที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อ .....	34
ภาพที่ 4.16 สายส่งที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อ .....	35
ภาพที่ 4.17 แผนผังของการสร้างรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง .....	36
ภาพที่ 4.18 รูปแบบที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง ที่ก่อให้เกิด การแยกตัวของระบบ.....	37
ภาพที่ 4.19 รูปแบบที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง ที่ก่อให้เกิด ลูปการไหลวนกลับของไฟฟ้า .....	37
ภาพที่ 4.20 การเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่บัส $k$ .....	38
ภาพที่ 4.21 แผนผังของการสร้างรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง .....	39
ภาพที่ 4.22 รูปแบบที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่บัส $k$ .....	41
ภาพที่ 5.1 กระบวนการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมของการแบ่งแยกบัส ด้วยวิธีการ การ ประยุกต์วิธีการค้นหาด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค.....	47
ภาพที่ 5.2 แสดงการวิเคราะห์คุณภาพคำตอบ.....	49
ภาพที่ 5.3 แสดงการหาค่า subpbest และ subgbest.....	50
ภาพที่ 5.4 แสดงการหาค่า pbest และgbest.....	51
ภาพที่ 6.1 แสดงจุดเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯ .....	53
ภาพที่ 6.2 แผนภาพเส้นเดียวของระบบส่งไฟฟ้ากำลังในเขตกรุงเทพฯ .....	54
ภาพที่ 6.3 แสดงค่ากระแสลัดวงจรของแต่ละสถานีไฟฟ้าเปรียบเทียบกับ ค่าพิกัดของเซอร์กิต เบรกเกอร์.....	55
ภาพที่ 6.4 แสดงการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ .....	57
ภาพที่ 6.5 แสดงการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าเทพารักษ์.....	57
ภาพที่ 6.6 กระแสลัดวงจรหลังจากการแบ่งแยกบัส .....	58
ภาพที่ 6.7 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการแบ่งแยกบัส.....	58
ภาพที่ 6.8 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการแบ่งแยกบัส .....	59
ภาพที่ 6.9 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังจากการแบ่งแยกบัส .....	59
ภาพที่ 6.10 แสดงการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ .....	60

ภาพที่ 6.11 แสดงการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้.....	60
ภาพที่ 6.12 กระแสลัดวงจรหลังจากการแบ่งแยกบัส .....	61
ภาพที่ 6.13 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการแบ่งแยกบัส.....	61
ภาพที่ 6.14 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการแบ่งแยกบัส .....	62
ภาพที่ 6.15 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังจากการแบ่งแยกบัส .....	62
ภาพที่ 6.16 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย .....	65
ภาพที่ 6.17 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ .....	66
ภาพที่ 6.18 กระแสลัดวงจรหลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส .....	66
ภาพที่ 6.19 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส .....	67
ภาพที่ 6.20 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส .....	67
ภาพที่ 6.21 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	68
ภาพที่ 6.22 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว.....	68
ภาพที่ 6.23 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ .....	69
ภาพที่ 6.24 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย .....	69
ภาพที่ 6.25 กระแสลัดวงจรหลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส .....	70
ภาพที่ 6.26 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส .....	70
ภาพที่ 6.27 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส .....	71
ภาพที่ 6.28 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์ จำกัดกระแส .....	71
ภาพที่ 6.29 แสดงการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย.....	74
ภาพที่ 6.30 แสดงการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ .....	74
ภาพที่ 6.31 แสดงการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้.....	75
ภาพที่ 6.32 กระแสลัดวงจรหลังจากการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง .....	76
ภาพที่ 6.33 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง .....	76
ภาพที่ 6.34 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลังจากการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง .....	77
ภาพที่ 6.35 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังจากการเปลี่ยนเส้นทางการ เชื่อมต่อสายส่ง .....	77
ภาพที่ 6.36 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง และปลดสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางพลีและสถานีไฟฟ้าอ่อนนุชB ออก 1 เส้น .....	78

ภาพที่ 6.37 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส ที่สถานีไฟฟ้า บางกอกน้อย.....	81
ภาพที่ 6.38 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส ที่สถานีไฟฟ้า แจ้งวัฒนะ .....	81
ภาพที่ 6.39 กระแสลัดวงจรหลังการเปลี่ยนแปลงระบบ จากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบ ผสมผสาน .....	82
ภาพที่ 6.40 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังการเปลี่ยนแปลงระบบ จากการจำกัดกระแส ลัดวงจรแบบผสมผสาน.....	82
ภาพที่ 6.41 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลังการเปลี่ยนแปลงระบบ จากการจำกัดกระแส ลัดวงจรแบบผสมผสาน.....	83
ภาพที่ 6.42 แสดงกำลังไฟฟารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังการเปลี่ยนแปลงระบบจาก การจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน .....	83
ภาพที่ 6.43 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส ที่สถานีไฟฟ้า ลาดพร้าว .....	84
ภาพที่ 6.44 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส ที่สถานีไฟฟ้า พระนครใต้.....	84
ภาพที่ 6.45 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส ที่สถานีไฟฟ้า บางกอกน้อย.....	85
ภาพที่ 6.46 กระแสลัดวงจรหลังการเปลี่ยนแปลงระบบ จากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบ ผสมผสาน .....	85
ภาพที่ 6.47 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังการเปลี่ยนแปลงระบบ จากการจำกัดกระแส ลัดวงจรแบบผสมผสาน.....	86
ภาพที่ 6.48 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลังการเปลี่ยนแปลงระบบ จากการจำกัดกระแส ลัดวงจรแบบผสมผสาน.....	86
ภาพที่ 6.49 แสดงกำลังไฟฟารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังการเปลี่ยนแปลงระบบจาก การจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน .....	87
ภาพที่ ก.1 แสดงจุดเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯ กับพื้นที่ภาคกลาง ภาค ตะวันออก และภาคตะวันตก .....	98

ภาพที่ ก.2 แผนภาพเส้นเดียวแสดงการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯ กับ  
พื้นที่ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก .....99

# บทที่ 1

## บทนำ

เนื้อหาในบทนี้ได้นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตและข้อจำกัดของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

### 1.1 ที่มาและความสำคัญ

เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงขึ้นภายในระบบส่งกำลังไฟฟ้า และความผิดปกติพ่วงนั้นก่อให้เกิดปัญหาของขนาดกระแสลัดวงจรสูงเกินพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ เช่น เซอร์คิตเบรกเกอร์ การแก้ปัญหาโดยทางตรงด้วยการเปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกันให้มีขนาดพิกัดการป้องกันกระแสลัดวงจรที่สูงขึ้นอาจไม่ใช่วิธีการที่เหมาะสม เนื่องจาก อาจไม่มีพิกัดอุปกรณ์ป้องกันที่สูงกว่าหรือหาขนาดที่เหมาะสมไม่ได้ และการเปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกันในทางปฏิบัตินั้นทำได้ค่อนข้างยากเพราะต้องมีการเลือกอุปกรณ์ป้องกันที่สามารถทำงานร่วมกันได้กับอุปกรณ์ป้องกันที่มีอยู่เดิม และต้องทำการตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์เหล่านั้นให้ทำงานสอดคล้องกันทั้งระบบด้วย การเปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกัน เช่น การเปลี่ยนเซอร์คิตเบรกเกอร์ เมื่อทำการเปลี่ยนจะมีผลกระทบโดยตรงกับผู้ใช้งาน คือ ต้องมีการตัดการส่งจ่ายไฟฟ้าจึงจะสามารถเปลี่ยนเซอร์คิตเบรกเกอร์ได้ ทำให้เกิดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในวงกว้างได้ นอกจากนี้ยังสามารถแก้ปัญหาโดยวิธีการยกระดับแรงดันของระบบ แต่การแก้ปัญหาด้วยวิธีนี้จำเป็นต้องมีการลงทุนค่อนข้างสูง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาวิธีลดกระแสลัดวงจรค่าสูงนี้ด้วยวิธีอื่นที่เหมาะสมมากกว่า และทำให้ระบบสามารถทำงานภายใต้เงื่อนไขที่กำหนดด้วย

ปัญหาการเกิดกระแสลัดวงจรเกินพิกัดของเซอร์คิตเบรกเกอร์เป็นปัญหาที่เกิดขึ้นจริงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในพื้นที่เขตกรุงเทพฯ ซึ่งเป็นบริเวณที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงมาก ระบบไฟฟ้าในเขตดังกล่าวมีลักษณะการเชื่อมต่อกันเป็นโครงข่ายที่ซับซ้อน เพื่อรักษาระดับความมั่นคงและความน่าเชื่อถือให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องตามมาตรฐาน เมื่อมีการขยายและปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าดังกล่าว ส่งผลให้ค่ากระแสลัดวงจรที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางสถานีมีค่าสูงเกินพิกัดของอุปกรณ์ป้องกัน คือ เกิน 25 kA สำหรับระดับแรงดัน 115 kV และเกิน 50 kA สำหรับระดับแรงดัน 230 kV และ 500 kV[1]ซึ่งสร้างความเสียหายแก่ เซอร์คิตเบรกเกอร์ ณ สถานีไฟฟ้านั้นๆ

จากปัญหาที่กล่าวมานั้น กฟผ. ได้ใช้วิธีการแก้ปัญหาหลายรูปแบบ เช่น [2]การลดกระแสลัดวงจรโดยการปลดวงจรสายส่งที่อยู่ใกล้กับบัสที่มีกำลังการผลิตสูง สามารถลดกระแสลัดวงจรใน



บริเวณใกล้เคียงที่มีการปลดสายส่ง และบริเวณที่อยู่ห่างออกไปได้ การลดกระแสลัดวงจรโดยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง ซึ่งสามารถลดปริมาณกระแส ลัดวงจรจาก 47 kA ลงไปสู่ 45 kA ที่บริเวณบัสที่มีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง [3]การลดกระแสลัดวงจรโดยการแบ่งแยกบัส โดย กฟผ. ได้เลือกที่จะแบ่งบัสที่สถานีไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตมากที่สุดในพื้นที่ที่เกิดปัญหา และสามารถลดกระแสลัดวงจรที่เกินพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ได้

เนื่องจากตำแหน่งและรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงโครงข่ายของระบบในการจำกัดกระแสลัดวงจรที่ กฟผ. ใช้อาจจะไม่ใช่ตำแหน่งและรูปแบบการเปลี่ยนแปลงโครงข่ายที่เหมาะสมที่สุด วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการแก้ปัญหาลดกระแสลัดวงจรเกินพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ โดยใช้วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสานระหว่างการแบ่งแยกบัส การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง โดยพิจารณาในทุกๆรูปแบบของคำตอบที่เป็นไปได้ เพื่อให้ได้ตำแหน่งและรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบที่เหมาะสมที่สุด

## 1.2 วัตถุประสงค์

นำเสนอวิธีการหาตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมของการเปลี่ยนแปลงระบบที่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบน้อยที่สุด และเพิ่มสมรรถนะในการลดกระแสลัดวงจรของระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีผสมผสานระหว่างการแบ่งแยกบัส การใช้รีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

## 1.3 ขอบเขต และข้อจำกัดวิทยานิพนธ์

1. พิจารณาการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสานระหว่างการแบ่งแยกบัส การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง
2. พิจารณาระบบส่งไฟฟ้ากำลังที่สถานะอยู่ตัว (Steady state)
3. พิจารณาเงื่อนไขการทำงานของระบบ ได้แก่ สมดุลของกำลังไฟฟ้าที่บัส พิกัดของแรงดันที่บัส พิกัดของสายส่ง และพิกัดการจ่ายกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
4. พิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบจากดัชนีเสถียรภาพแรงดันแบบ PQ เงื่อนไขความมั่นคงจากผลกระทบเมื่อมีสายส่งหลุด 1 เส้น (N-1 contingency) และเงื่อนไขของกระแสลัดวงจร
5. พิจารณาการลัดวงจรเป็นแบบสามเฟสสมดุล
6. ทดสอบสมรรถนะกับระบบส่งไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยในเขตกรุงเทพฯ
7. ออกแบบ และทดสอบโดยใช้โปรแกรม MATLAB

## 1.4 ขั้นตอนการวิจัย

1. ศึกษาปัญหาและผลกระทบของกระแสลัดวงจรสูงในระบบไฟฟ้า
2. ศึกษาวิธีการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้า
3. ศึกษาวิธีการวิเคราะห์เสถียรภาพเชิงแรงดันในสภาวะอยู่ตัว และการประเมินความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 เส้น (N-1 Contingency)
4. ศึกษาวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรที่ใช้ในระบบส่งไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในเขตกรุงเทพฯ
5. ศึกษาวิธีปัญญาเชิงคำนวณเพื่อใช้ในการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด
6. พัฒนาระบบการหาคำตอบ และรูปแบบที่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยกบัส การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง โดยพิจารณาในทุก รูปแบบของคำตอบที่เป็นไปได้
7. ทดสอบสมรรถนะกับระบบส่งไฟฟ้ากำลังของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในเขต กรุงเทพฯ
8. วิเคราะห์ และสรุปผลงานวิจัย
9. เรียบเรียงผลงานวิจัย และจัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์

## 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. สามารถนำกระบวนการแก้ปัญหาในการหาคำตอบและรูปแบบของวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรที่นำเสนอ ไปใช้เพื่อวางแผนการป้องกันกระแสลัดวงจรสูงในระบบส่งกำลังไฟฟ้า บริเวณกรุงเทพฯเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของระบบในอนาคต
2. สามารถนำกระบวนการค้นหาคำตอบไปแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงกับระบบส่งไฟฟ้า ใดๆได้

## บทที่ 2

### หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ในบทนี้จะกล่าวถึงหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยฉบับนี้ ได้แก่ ความหมายและประเภทของความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบส่งกำลังไฟฟ้า การคำนวณกระแสลัดวงจร [4-5] และวิธีจำกัดกระแสลัดวงจร และงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์นี้

#### 2.1 ความหมายและประเภทของความผิดปกติในระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ความหมายของความผิดปกติในระบบส่งกำลังไฟฟ้า คือ สภาวะที่ระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีความผิดปกติไปจากสภาวะปกติทำให้ไม่สามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้หรือส่งได้ไม่เต็มความสามารถ อันเนื่องมาจากหลายสาเหตุ เช่น ความผิดปกติที่เกิดจากลูกถ้วยวาบไฟ ความผิดปกติที่เกิดจากควันทจากการเผาผลิผลทางการเกษตร ความผิดปกติจากการชำรุดของอุปกรณ์ ความผิดปกติจากต้นไม้พาดสายไฟ ความผิดปกติที่เกิดจากสัตว์ เป็นต้น[6] การวิเคราะห์ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า คือ การพิจารณาเหตุการณ์ที่เกิดสภาวะการลัดวงจรไฟฟ้า (Short circuit condition) หรือเหตุการณ์ที่เกิดการเปิดวงจรไฟฟ้าเนื่องจากอุบัติเหตุที่ทำให้สายไฟฟ้าขาด

ผลที่เกิดขึ้นจากความผิดปกติจะทำให้เกิดความไม่สมดุลกันของค่ากระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้า (Unbalance currents and voltages) ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าสามเฟส ยกเว้นกรณีที่เกิดความผิดปกติพร้อมกันทั้งสามเฟสในจุดเดียวกัน ความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบส่งไฟฟ้ากำลังสามารถแบ่งได้เป็น 2 แบบ คือ

1. ความผิดปกติแบบสมมาตร (Symmetrical faults) คือ เมื่อเกิดความผิดปกติแล้วกระแสและแรงดันของระบบยังมีความสมดุลกันอยู่ ได้แก่ การลัดวงจรแบบ 3 เฟส (Three phase faults) หรือการลัดวงจรแบบพร้อมกันทั้ง 3 เฟสลงดิน (Three phase to ground faults)

2. ความผิดปกติแบบไม่สมมาตร (Unsymmetrical faults) คือ เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าแล้วจะส่งผลให้ระบบไม่อยู่ในสภาวะสมดุล กระแสและแรงดันมีความต่างเฟสกันไม่เท่ากับ 120 องศา ได้แก่ ความผิดปกติเฟสเดียวลงดิน (Single line to ground faults) ความผิดปกติ 2 เฟสลงดิน (Double line to ground faults) ความผิดปกติ 2 เฟส (Double line faults)

โดยส่วนใหญ่แล้วรูปแบบของความผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบ คือ ความผิดปกติแบบไม่สมมาตร แบบความผิดปกติเฟสเดียวลงดิน ซึ่งคิดเป็นประมาณ 70-80 % ของความผิดปกติทั้งหมด เนื่องจากเป็นรูปแบบของความผิดปกติที่เกิดขึ้นได้ง่ายที่สุด รูปแบบของความผิดปกติที่

เมื่อเกิดขึ้นแล้วมีความรุนแรงและกระแสลัดวงจรสูงที่สุดคือ ความผิดพลาดแบบสมมาตร ซึ่งคิดเป็นประมาณ 2-3 % ของความผิดพลาดทั้งหมด[7] ดังนั้นจึงมักใช้รูปแบบของความผิดพลาดแบบสมมาตรนี้ในการพิจารณาการเลือกฟักัดอุปกรณ์ป้องกัน

ดังนั้นในการพิจารณาผลกระทบของกระแสลัดวงจรที่มีค่าสูงเกินฟักัดของอุปกรณ์ป้องกันในระบบส่งกำลังไฟฟ้า จะพิจารณากระแสลัดวงจรที่เกิดจากความผิดพลาดแบบสมมาตร

## 2.2 การคำนวณกระแสลัดวงจร

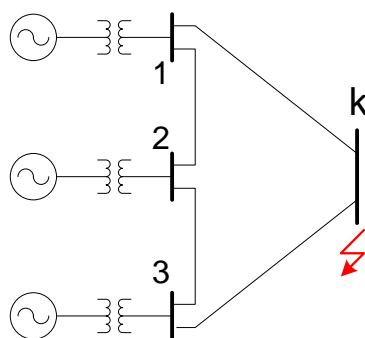
การคำนวณกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ จำเป็นต้องมีวิธีการที่เหมาะสมเนื่องจากในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่ เป็นการยากที่จะเขียนไดอะแกรมเส้นเดียว การแก้ปัญหาดังกล่าวยังใช้หลักการของเทวินินในการคำนวณ เพียงแต่ต้องจัดรูปของระบบให้อยู่ในรูปแบบที่จะใช้คอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณได้ คือ จัดให้อยู่ในรูปแบบของเมทริกซ์ ซึ่งอาจจะเป็น  $Y_{bus}$ ,  $Z_{bus}$ ,  $Y_{loop}$ ,  $Z_{loop}$ ,  $Y_{branch}$ ,  $Z_{branch}$  แต่เมทริกซ์ที่นิยมใช้กันมาก และสะดวกมากที่สุดในการคำนวณกระแสลัดวงจร ได้แก่  $Z_{bus}$  ซึ่งการคำนวณ  $Z_{bus}$  นิยมแปลงมาจากการอินเวอร์ส  $Y_{bus}$  นั้นเอง ความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าและกระแสที่บัสเป็นไปตามสมการที่ (2.1)

$$V_{bus} = Z_{bus} \bullet I_{bus} \quad (2.1)$$

เมื่อ

$V_{bus}$  คือ แรงดันไฟฟ้าที่บัส

$I_{bus}$  คือ กระแสจากแหล่งจ่ายเข้าที่บัส ซึ่งบัสใดไม่มีแหล่งจ่าย บัสนั้นมี  $I$  เท่ากับ 0



ภาพที่ 2.1 ไดอะแกรมเส้นเดียวของระบบไฟฟ้า  $k$  บัส

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \Delta V_2 \\ \Delta V_3 \\ V_{pre,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{1k} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{2k} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{3k} \\ Z_{k1} & Z_{k2} & Z_{k3} & Z_{kk} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ I_f'' \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

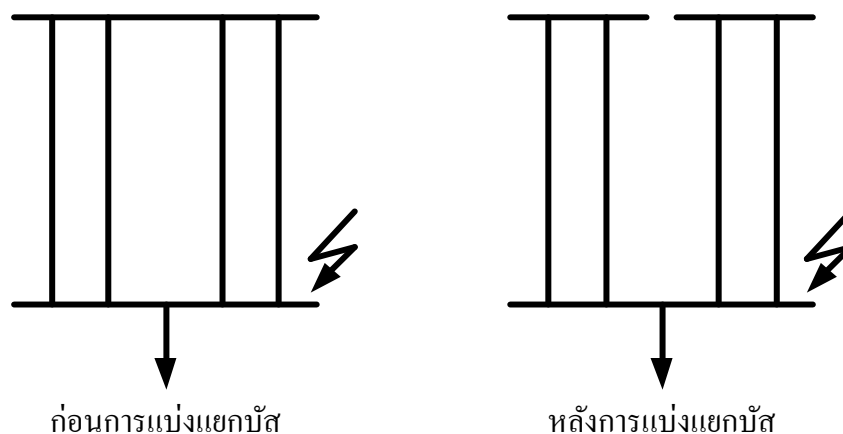
$$I_f = \frac{V_{pre,k}}{Z_{kk}} \quad (2.3)$$

จากภาพที่ 2.1 ถ้าเกิดการลัดวงจรแบบ 3 เฟสสมดุลที่บัส  $k$  จะได้รับความสัมพันธ์ของแรงดันไฟฟ้าและกระแสที่บัสดังกล่าวสมการที่ (2.2) และเมื่อสมมติให้ค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส  $k$  มีค่าเท่ากับ  $V_{pre,k}$  นั่นคือเราจะได้สมการทั่วไปในการคำนวณค่ากระแสลัดวงจรที่บัส  $k$  และไม่คิดกระแสก่อนเกิดความผิดปกติ ดังสมการที่ (2.3)

## 2.3 วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจร

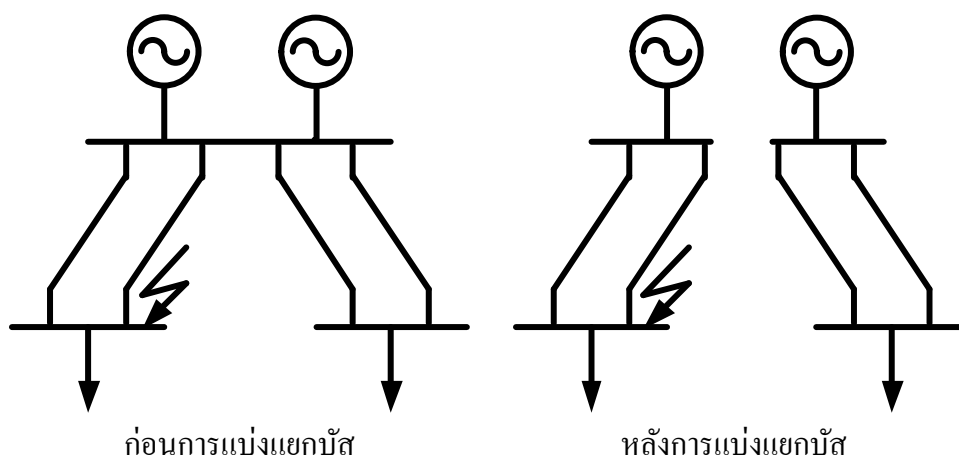
### 2.3.1 การแบ่งแยกบัส (Bus splitting)[8-9]

การปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าโดยวิธีการแบ่งแยกบัสในระบบส่งกำลังไฟฟ้าเป็นหนึ่งในวิธีการลดกระแสลัดวงจร โดยเทคนิคการลดกระแสลัดวงจรที่สำคัญ คือ การเพิ่มค่าอิมพีแดนซ์โดยรวมของระบบ ซึ่งการแบ่งแยกบัสสามารถเพิ่มค่าอิมพีแดนซ์โดยรวมของระบบได้ โดยลดการเชื่อมต่อแบบขนานของสายส่งหรือหม้อแปลงไฟฟ้าลง ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์บริเวณจุดที่เกิดการลัดวงจรมีค่าเพิ่มขึ้นภายหลังจากการแบ่งแยกบัส แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 2.2

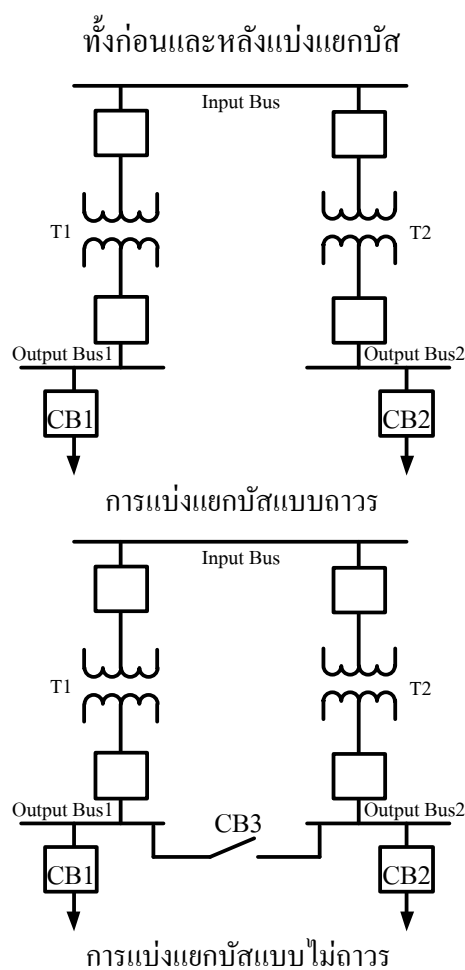


ภาพที่ 2.2 การเชื่อมต่อแบบขนานของสายส่งที่ลดลง ภายหลังจากแบ่งแยกบัส

นอกจากนี้การแบ่งแยกบัส ยังทำให้บัสที่เป็นแหล่งจ่ายกระแสลัดวงจรมีความสามารถในการจ่ายกระแสลัดวงจรลดลง เนื่องจากจำนวนของแหล่งจ่ายที่ใกล้เคียงกับจุดที่เกิดการลัดวงจรลดลง แสดงตัวอย่างดังภาพที่ 2.3



ภาพที่ 2.3 จำนวนของแหล่งจ่ายที่มีผลต่อค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดที่เกิดลัดวงจร



ภาพที่ 2.4 การแบ่งแยกบัสแบบถาวร และไม่ถาวร

การแบ่งแยกบัสจะกระทำที่บัสภายในสถานีไฟฟ้า โดยทั่วไปการแยกบัสจะแบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ การแบ่งแยกบัสแบบถาวร และไม่ถาวร ดังแสดงในภาพที่ 2.4 โดยการแบ่งแยกบัสแบบไม่

ถาวรจะมี Tie circuit breaker ไว้ทำการเชื่อมต่อบัสในกรณีฉุกเฉิน ซึ่งข้อดีและข้อเสียของวิธีการลดกระแสลัดวงจรโดยวิธีแบ่งแยกบัส มีดังนี้

#### ข้อดี

1. ลดความรุนแรงของกระแสลัดวงจร โดยแบ่งแยกแหล่งกำเนิดของกระแสลัดวงจร
2. ไม่ต้องนำอุปกรณ์จำกัดกระแสมาเชื่อมต่อส่วนใดส่วนหนึ่งของระบบ
3. เป็นวิธีแก้ปัญหาที่มีความเชื่อถือได้สูง
4. เป็นวิธีที่สามารถประยุกต์ใช้ได้จริงในปัจจุบัน โดยใช้เวลาดำเนินการไม่มาก
5. ค่าใช้จ่ายต่ำมากเมื่อเทียบกับการแก้ปัญหาด้วยการติดตั้งอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรต่างๆ

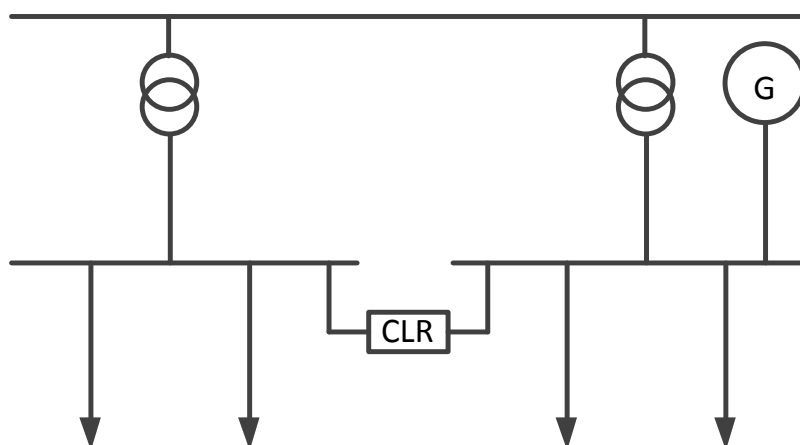
#### ข้อเสีย

1. ต้องมีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่เชื่อมต่อระหว่างบัสที่แบ่งแยก (Bus transfer equipment)
2. เมื่อบัสที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งจ่ายหลักให้โหลดจุดหนึ่งในระบบถูกแบ่งแยก จะทำให้ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลคนั้นลดลง จึงต้องทำการศึกษาผลกระทบในส่วนของโหลดอย่างรอบคอบ
3. ต้องใช้ค่าใช้จ่ายสูง ในกรณีที่ต้องทำการเปลี่ยนชุดบัสบาร์ใหม่ หากชุดบัสบาร์เดิมไม่สามารถทำการแบ่งแยกได้

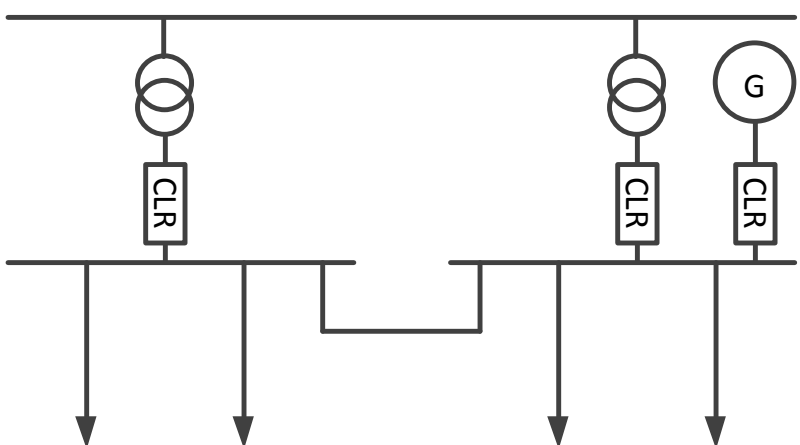
### 2.3.2 การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส(Current limiting reactor)[10-11]

Current Limiting Reactor (CLR) เป็นอุปกรณ์จำกัดกระแสลัดวงจรที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความต้านทานโดยรวมสูงขึ้น ซึ่งมีลักษณะการต่อแบบอนุกรมเข้าไปภายในระบบไฟฟ้า การใช้งานของ CLR สามารถใช้งานได้หลากหลายรูปแบบแล้วแต่จุดประสงค์ของผู้ใช้งาน

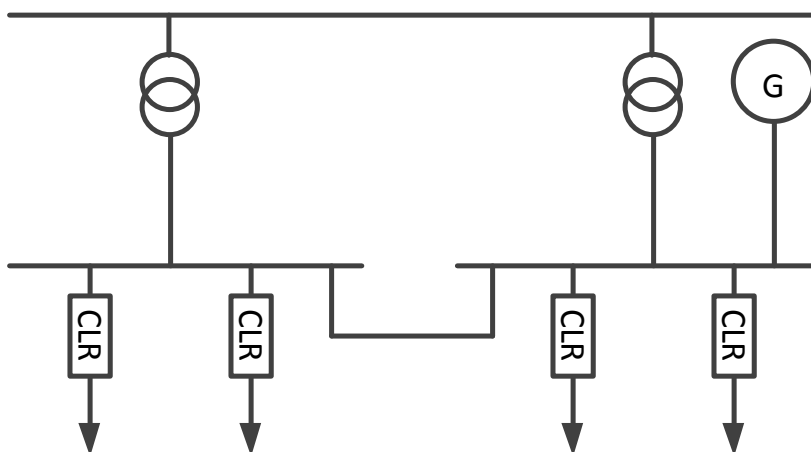
การใช้งานของ CLR จะต้องเลือกตำแหน่งในการติดตั้งเข้ากับระบบไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุด และสามารถต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้หลายลักษณะ ดังแสดงดังภาพที่ 2.5 แสดงการต่อ CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์ ภาพที่ 2.6 แสดงการต่อ CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาเข้า และภาพที่ 2.7 แสดงการต่อ CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาออก การต่อ CLR กับบัสบาร์ในสถานีไฟฟ้าในลักษณะที่แตกต่างกันนี้ ซึ่งจะมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกันไป



ภาพที่ 2.5 CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์



ภาพที่ 2.6 CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาเข้า



ภาพที่ 2.7 CLR อนุกรมกับสายป้อนไฟฟ้าฝั่งขาออก



### ข้อดี

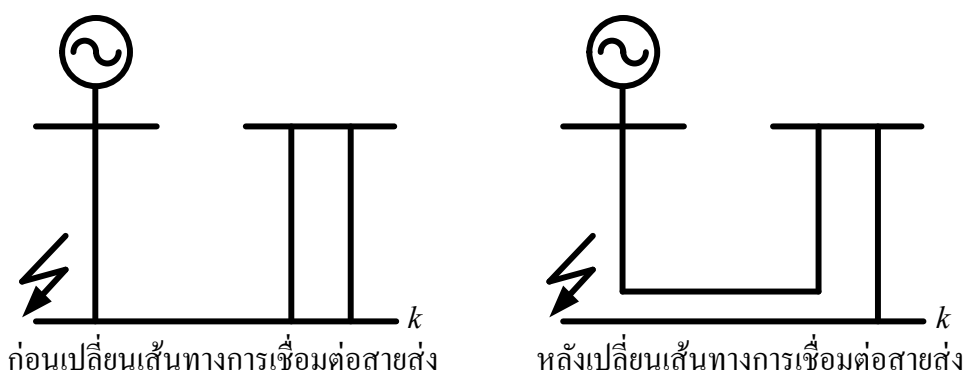
1. ทำการติดตั้งเข้าไปในระบบได้สะดวก
2. ราคาไม่สูงมาก
3. ช่วยจำกัดอุณหภูมิไม่ให้สูงเกินไป เพื่อยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ต่างๆภายในระบบไฟฟ้า
4. มีความสามารถในการป้องกันกระแสลัดวงจรระดับสูงได้ดี

### ข้อเสีย

1. มีปัญหาเรื่องแรงดันตกคร่อม กำลังสูญเสียเนื่องจากอุปกรณ์มีค่าอิมพีแดนซ์สูง ซึ่งเป็นสาเหตุสำคัญของการสูญเสียเสถียรภาพทางแรงดัน
2. CLR บางประเภทก่อให้เกิด Magnetic flux ซึ่งส่งผลต่อสุขภาพของสิ่งมีชีวิต และสภาพการทำงานของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ต่างๆที่อยู่ใกล้เคียง

### 2.3.3 การเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง(Line by-passing)[3]

วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรโดยการปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าด้วยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งเป็นวิธีการแก้ปัญหาในระยะสั้น และในสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยมีจุดประสงค์เพื่อเปลี่ยนทิศทางกำลังของกระแสจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าไม่ให้ไหลสู่บริเวณที่มีปริมาณกระแสลัดวงจรสูงดังภาพที่ 2.8 ซึ่งส่งผลทำให้บัสที่มีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งมีปริมาณกระแสลัดวงจรลดลง



ภาพที่ 2.8 การเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่บัส  $k$

### ข้อดี

1. ใช้เงินลงทุนน้อยมาก
2. ดำเนินการแก้ปัญหาได้อย่างรวดเร็วและง่ายดาย
3. เป็นวิธีแก้ปัญหาที่มีความเชื่อถือได้สูง

### ข้อเสีย

1. วงจรสายส่งที่จะทำการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งจะต้องทำการศึกษาผลกระทบต่อการทำงานของระบบอย่างรอบคอบ
2. ความเชื่อถือได้ของระบบส่งกำลังไฟฟ้าลดลง
3. รูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการไหลของวงจรถูกจำกัดด้วยโครงสร้างของระบบ

### 2.3.4 วิธีทั่วไปของการจำกัดกระแสลัดวงจร

นอกจากวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรที่ได้กล่าวมาข้างต้น ยังมีวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรอีกหลายวิธี เช่น การประยุกต์ใช้ Solid-State Fault Current Limiter[9] และ Is-Limiter[8,12] ที่มีคุณสมบัติไม่มีความต้านทานเมื่อระบบทำงานที่สภาวะปกติ แต่เมื่อระบบเกิดการลัดวงจรขึ้น อุปกรณ์จะทำงานโดยการเปลี่ยนกลไกควบคุมการทำงานให้กลายเป็นตัวต้านทาน จึงทำให้กระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นมีค่าลดลงได้ การประยุกต์ใช้หม้อแปลงอิมพีแดนซ์สูง[8] ซึ่งเป็นการต่อเพิ่มอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงให้มีค่าสูงขึ้น แต่วิธีนี้จะมีปัญหาเรื่องแรงดันที่ตกคร่อมหม้อแปลงมาก และทำให้แรงดันฝั่งทุติยภูมิไม่เป็นไปตามเงื่อนไขพิกัดที่ถูกต้อง การเพิ่มอิมพีแดนซ์สายดิน [13,14] จะทำการลดกระแสลัดวงจรโดยการต่อเพิ่มอิมพีแดนซ์เข้ากับสายนิวทรัล ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติแบบเฟสเดียวลงดิน วิธีกรนี้จะช่วยลดกระแสลัดวงจรได้ถึง 40% แต่ทำให้เกิดผลกระทบต่อความไวของการทำงานของรีเลย์ และไม่ค่อยเป็นที่นิยมในทางปฏิบัติ เนื่องจากในทางปฏิบัติจะมีการออกแบบให้ค่าอิมพีแดนซ์ของนิวทรัลมีค่าต่ำๆ การประยุกต์ใช้สายส่งกระแสตรงแรงดันสูง[15] โดยการเปลี่ยนสายส่งในระบบส่งจากไฟฟ้ากระแสสลับให้เป็นการส่งไฟฟ้ากระแสตรงแทน ซึ่งจะทำให้ส่งกำลังไฟฟ้าได้โดยที่สายส่ง HVDC จะเปรียบเสมือนการเปิดวงจร ทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบมีค่าสูงขึ้น แต่วิธีการนี้มีการลงทุนที่สูงมากจึงไม่เหมาะที่จะนำมาใช้เพื่อจำกัดกระแสลัดวงจร การยกระดับแรงดัน[12,13] สามารถทำให้สามารถส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ดีขึ้น คือ มีการสูญเสียกำลังไฟฟ้าในระบบน้อยลง และสามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้ในระยะทางที่ไกลขึ้น และสามารถช่วยลดกระแสลัดวงจรในระบบได้ด้วย และเป็นการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในระยะยาวได้ด้วย แต่วิธีการยกระดับแรงดันนี้จำเป็นต้องมีการลงทุนที่สูงมาก

## 2.4 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

### 2.4.1 การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีการแบ่งแยกบัส

[1] ได้ศึกษาการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการแบ่งแยกบัส โดยงานวิจัยฉบับนี้ได้ระบุเงื่อนไขของบัสที่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยกและไม่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยก ซึ่งทำให้รูปแบบของการแบ่งแยกถูกจำกัดมากขึ้นไปและรูปแบบของการแบ่งแยกบัสแต่ละบัสมีเพียง 1 รูปแบบเท่านั้น ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของงานวิจัยฉบับนี้คือ ต้องการหาตำแหน่งการแบ่งแยกบัสที่น้อยที่สุด ที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรและระบบยังอยู่ภายใต้เงื่อนไขข้อจำกัดต่างๆ และผลการทดสอบกับระบบ IEEE-24bus พบว่าบัสที่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยกคือบัสที่ 13 และ 15 แต่รูปแบบการแบ่งแยกของบัสอาจยังไม่ใช่ว่ารูปแบบที่ดีที่สุดเนื่องจากถูกบังคับด้วยเงื่อนไขของการแบ่งแยก

[16] ได้ศึกษาการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการแบ่งแยกบัส งานวิจัยฉบับนี้ได้พิจารณาเงื่อนไขของการแบ่งแยกบัส ดังนี้ ให้การแบ่งแยกบัสสามารถการตัดการเชื่อมต่อของระบบไฟฟ้า การแบ่งแยกบัสต้องคำนึงถึงความสมดุลของจำนวนบัสรอบข้าง, ความสมดุลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, ความสมดุลของจำนวนสายส่ง และความสมดุลของโหลด โดยใช้ระบบทดสอบ IEEE-30bus เป็นระบบทดสอบ ซึ่งมีการพิจารณาการแบ่งแยกบัสที่มีกระแสลัดวงจรสูงในระบบ และสามารถหาตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยกได้เป็นตำแหน่งบัสที่ 10, 12 และ 22 ซึ่งสามารถลดปริมาณกระแสลัดวงจรสูงในระบบได้เป็นอย่างดี

[9] ได้ศึกษาวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้ากำลังในประเทศสหราชอาณาจักร โดยมีการนำวิธีจำกัดกระแสลัดวงจรต่างๆมาทดสอบในการแก้ปัญหา และเปรียบเทียบประสิทธิภาพของการจำกัดกระแสลัดวงจร พบว่า วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการแบ่งแยกบัสมีประสิทธิภาพในการจำกัดกระแสลัดวงจรได้ดีที่สุด อีกทั้งยังมีการลงทุนน้อย มีความเชื่อถือได้สูง และมีความยืดหยุ่นในการแก้ปัญหาด้วย

### 2.4.2 การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

[3] ได้นำเสนอการจำกัดปริมาณกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าโดยการประยุกต์ใช้การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส ซึ่ง พิจารณารูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส 2 รูปแบบ คือ การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสระหว่างบัสที่แรงดันต่างกัน และการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัด

กระแสเชื่อมโยงระหว่างสายส่ง โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นการหาค่าในการก่อสร้างสายส่ง และค่าติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่น้อยที่สุด โดยทดสอบกับระบบ IEEE-24bus และสามารถหาตำแหน่งการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสได้ 2 ตำแหน่ง คือ ตำแหน่งที่ 1 ติดตั้งที่สายส่งระหว่างบัสที่ 1 และบัสที่ 2 และตำแหน่งที่ 2 ติดตั้งที่สายส่งระหว่างบัสที่ 15 และบัสที่ 16 ซึ่งสามารถลดกระแสลัดวงจรในระบบให้ต่ำกว่าพิกัดกระแสลัดวงจรได้

[11]ได้นำเสนอการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสลัดวงจรสูงของประเทศบราซิล โดยที่ประเทศบราซิลมีบริษัทผู้ดูแลระบบไฟฟ้าอยู่ 2 บริษัท และทั้ง 2 บริษัทนี้ได้ประสบปัญหาเดียวกันคือ มีค่ากระแสลัดวงจรสูง เนื่องจากการออกแบบระบบให้มีการเชื่อมต่อแบบขนานมากเพื่อให้เกิดความมั่นคงและความมีเสถียรภาพของระบบ สำหรับการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรของบริษัทแรก คือ บริษัท FURNAS ซึ่งมีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสแบบอนุกรมกับระบบส่งกำลังไฟฟ้า ที่ระดับแรงดัน 138 kV และ 345 kV ซึ่งสามารถจำกัดกระแสลัดวงจรสูงในระบบได้เป็นอย่างดี และวิธีการแก้ปัญหาของบริษัทที่ 2 คือ บริษัท ELETRONORTE ได้จำกัดกระแสลัดวงจรโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสระหว่างบัสบาร์ และมีการทดสอบปรับค่ารีแอกเตอร์จำกัดกระแสแล้วเปรียบเทียบกับกระแสลัดวงจรที่ลดลง พบว่า การติดตั้งรีแอกเตอร์สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้ ซึ่งค่ากระแสลัดวงจรที่จำกัดได้ก็ขึ้นอยู่กับขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสด้วย

#### 2.4.3 การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

[3]ได้นำเสนอการแก้ไขปัญหากระแสลัดวงจรในระยะสั้น โดยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง โดยมีการคัดเลือกตำแหน่งที่จะทำการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง และมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นการหาตำแหน่งของการเปลี่ยนแปลงโครงข่ายของระบบที่น้อยที่สุด ในงานวิจัยฉบับนี้ได้ทดสอบการหาตำแหน่งที่เหมาะสมกับระบบส่งไฟฟ้ากำลังในเขตกรุงเทพฯ และได้คัดเลือกตำแหน่งบัสที่จะทำการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่ตำแหน่งบัสบางพลี และบัสรังสิต ซึ่งสามารถลดปริมาณกระแสลัดวงจรได้ประมาณ 2kA ที่บัสใกล้เคียง

#### 2.4.4 การจำกัดกระแสลัดวงจรโดยใช้หลายวิธีร่วมกัน

[1]การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีการแบ่งแยกบัสรวมกับการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส งานวิจัยฉบับนี้ได้ศึกษาการจำกัดกระแสลัดวงจรโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเข้าไประหว่างบัสที่ถูกแบ่งแยก ผลของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสในลักษณะนี้นอกจากจะช่วยให้อิมพีแดนซ์ของระบบเพิ่มขึ้นและช่วยลดกระแสลัดวงจรแล้ว ยังช่วยให้มีกำลังไฟฟ้าจากบัสที่ถูก

แบ่งแยกไหลไปจ่ายโหลดร่วมกันเหมือนเดิม ซึ่งเป็นข้อดีที่มีประโยชน์กว่าเมื่อเปรียบเทียบกับ การแบ่งแยกบัสแบบถาวร ทำให้การพิจารณาเงื่อนไขบังคับการทำงานของระบบเมื่อทำการแก้ปัญหา กระแสลัดวงจรสูงมีความยืดหยุ่นในการพิจารณามากกว่าในแง่ความมั่นคงของระบบ ในงานวิจัยฉบับนี้มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ การหาตำแหน่งที่ติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่น้อยที่สุด และใช้ขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่น้อยที่สุดด้วย โดยใช้กระบวนการค้นหาแบบตามูเพื่อหาคำตอบที่เหมาะสม และทำการทดสอบกับระบบ IEEE RTS 79 ผลของการทดสอบพบว่าตำแหน่งของการติดตั้ง CLR ที่เหมาะสมจำนวน 3 บัส คือ บัสที่ 13, 15 และ 20 และขนาดติดตั้ง CLR ที่เหมาะสม คือ 0.007, 0.022 และ 0.003 pu. ตามลำดับ

[17] ได้เสนอวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจร โดยการใช้วิธีการแบ่งแยกบัสร่วมกับวิธีการเปิดวงจรสายส่ง โดยมีการกำหนดรูปแบบของการแบ่งแยกบัสแต่ละบัสไว้ก่อนแล้ว และกำหนดรูปแบบการเปิดวงจรสายส่งของแต่ละเส้นไว้ด้วย แล้วทำการทดสอบหาตำแหน่งของการแบ่งแยกบัสและการเปิดวงจรสายส่ง จนได้รูปแบบที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรที่ดีที่สุด ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นการหาตำแหน่งของการเปลี่ยนแปลงระบบที่น้อยที่สุด และมีประสิทธิภาพของการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วย โดยใช้กระบวนการค้นหาคำตอบจากกระบวนการค้นหาแบบตามู ผลการทดสอบ พบว่า คำตอบที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการเปลี่ยนแปลงระบบมาจากการแบ่งแยกบัสเพียงอย่างเดียว

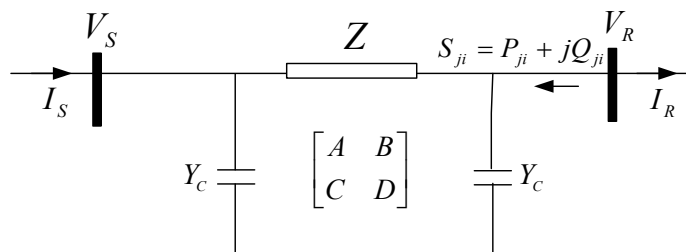
### บทที่ 3

#### การประเมินความมั่นคงของระบบ

สำหรับระบบส่งกำลังไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการประเมินความมั่นคงของระบบอยู่เสมอเพื่อจะได้ทำการปรับปรุงแก้ไขระบบให้สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงต่างๆที่จะเกิดในอนาคตได้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อมีระบบการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้นจำเป็นต้องมีการประเมินความมั่นคงในระบบ หลังจากมีการเปลี่ยนแปลงไปแล้ว เพื่อประเมินว่าระบบยังมีความมั่นคง หรือเสถียรภาพมากน้อยเพียงใด ในงานวิจัยฉบับนี้ใช้การประเมินความมั่นคงของระบบโดยใช้ดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ (PQ Voltage Stability Index: PQVSI) เพื่อวิเคราะห์ความมีเสถียรภาพเชิงแรงดันของระบบไฟฟ้า และใช้การวิเคราะห์มั่นคงจากผลกระทบเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 เส้น (N-1 Contingency) เพื่อใช้วิเคราะห์ความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า

#### 3.1 การประเมินความมั่นคงเชิงเสถียรภาพแรงดันโดยใช้ดัชนี PQVSI

[18] ดัชนี PQVSI เป็นดัชนีที่ใช้เพื่อประเมินเสถียรภาพแรงดันของสายส่งไฟฟ้า โดยพัฒนาจากแนวคิดที่ว่า ระบบไฟฟ้ากำลังที่แข็งแกร่งจะต้องมีจุดทำงานในสถานะปัจจุบันห่างจากจุดที่เกิดการพังทลายของแรงดัน (Voltage Collapse) มาก ดัชนีนี้สร้างขึ้นจากความสัมพันธ์ของแรงดันและกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งของแบบจำลองสายส่งแบบ  $\pi$  ที่มีค่าตัวแปรของสายส่งวงจร 2 ทาง ABCD ดังภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 แบบจำลองของสายส่งแบบ  $\pi$

โดย

$V_S, V_R$	คือ	ขนาดและมุมของแรงดันที่บัสต้นทางและบัสปลายทางตามลำดับ
$I_S, I_R$	คือ	ขนาดและมุมของกระแสที่บัสต้นทางและบัสปลายทางตามลำดับ
$S_{ji}$	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ไหลจากบัสปลายทางไปสู่บัสต้นทาง
$Z$	คือ	อิมพีแดนซ์ของสายส่งไฟฟ้า

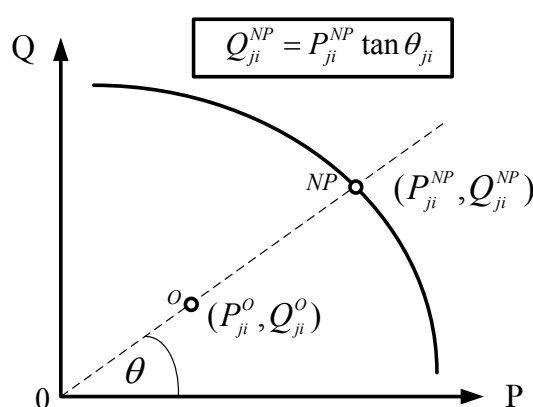
$Y_C$  คือ แอดมิตแตนซ์ของสายส่งไฟฟ้า

โดยที่  $A=1+ZY_C$  และ  $B=Z$  โดยมีความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันไฟฟ้าที่บัสใดๆ โดยอาศัยความสัมพันธ์ของวงจร 2 ทำแบบตัวแปร  $ABCD$  เป็นไปดังสมการ (3.1)

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (3.1)$$

กระแสไฟฟ้าที่บัสปลายทาง (บัสที่รับกำลังไฟฟ้า) สามารถแสดงได้ดังสมการ (3.2)

$$I_R = \left( \frac{-S_{ji}}{V_R} \right)^* \quad (3.2)$$



ภาพที่ 3.2 เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟ ณ สภาวะที่เกิดการพังทลายของแรงดัน

ในรูปที่ 3.2 โดยการคำนวณค่ากำลัง ณ จุดพังทลายจะพิจารณาในเงื่อนไขที่มีตัวประกอบกำลังเท่ากับ ณ จุดทำงานปกติ หรือ ตัวประกอบกำลังที่เป็นสัดส่วนตามแนวเส้นประ โดยที่  $P_{ji}^{NP}$  และ  $Q_{ji}^{NP}$  เป็นกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟที่จุดพังทลายตามลำดับ และ  $P_{ji}^o$  และ  $Q_{ji}^o$  เป็นกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟที่จุดทำงานปกติตามลำดับ โดยค่ากำลังจริง ณ จุดพังทลายสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.3) ถึง (3.5)

$$P_{ji}^{(NP)} = \frac{|V_S|^2}{2[\text{Im}\{AB^*\} \tan \theta_{ji} - \text{Re}\{AB^*\} + |A||B| \sec \theta_{ji}]} \quad (3.3)$$

$$A = 1 + ZY_C \quad (3.4)$$

$$B = Z \quad (3.5)$$

โดยที่

$V_S$  คือ แรงดันที่บัสต้นทาง

$Z$  คือ อิมพีแดนซ์ของสายส่งตามแบบจำลองแบบ  $\pi$

$Y_C$  คือ ค่าตัวเก็บประจุของสายส่งตามแบบจำลองแบบ  $\pi$

สามารถคำนวณดัชนี PQVSI ได้ดังสมการที่ (3.6)

$$PQVSI_{ji} = \frac{P_{ji}^o}{P_{ji}^{NP}} \quad (3.6)$$

ค่าของดัชนี PQVSI จะมีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 หากสายส่งวงจรใดที่ค่าดัชนีเข้าใกล้ 1 หมายความว่าสายส่งเส้นดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดปัญหาการพังทลายของแรงดันในระบบไฟฟ้าซึ่งอาจเป็นสาเหตุให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ โดยในการชี้วัดความมีเสถียรภาพทางแรงดันของระบบ จะนำค่าดัชนีที่มีค่าสูงที่สุดของสายส่งในระบบ มาเป็นตัวแทนค่าดัชนีของระบบโดยรวม

### 3.2 การประเมินความมั่นคงกรณีสายส่งหลุด 1 เส้น (N-1 Contingency)

เหตุการณ์สายส่งหลุดเป็นเหตุการณ์ผิดปกติประเภทอนุกรมในระบบไฟฟ้ากำลัง เมื่อเหตุการณ์แบบนี้เกิดขึ้นจะส่งผลกระทบต่อจุดทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังในเรื่องของแรงดันที่บัสและกำลังที่ไหลผ่านสายส่ง การจำลองเหตุการณ์สายส่งจึงสามารถชี้ให้เห็นว่าระบบไฟฟ้ากำลังนั้นๆ มีความมั่นคงมากน้อยเพียงใด เหตุการณ์สายส่งหลุดอาจเกิดขึ้น 1 วงจร (N-1 contingency) หรือ 2 วงจรพร้อมกัน (N-2 contingency) หรือมากกว่านั้นพร้อมกันก็ได้ แต่ความน่าจะเป็นในการเกิดก็จะน้อยลงตามจำนวนวงจรสายส่งที่หลุด

สำหรับการทดสอบความมั่นคงของระบบในกรณีสายส่งหลุด 1 เส้นนี้ จะทำการทดสอบโดยการจำลองเหตุการณ์สายส่งหลุดออกไปทีละเส้น แล้วนำระบบไปวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าและตรวจสอบดูผลของแรงดันและค่ากำลังที่ไหลในสายส่งเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด ว่าการทำงานของระบบอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้หรือไม่ และทำการคำนวณเหตุการณ์สายส่งหลุดจนครบทุกเหตุการณ์ที่สามารถเกิดได้

การประเมินการผ่านเงื่อนไขของการวิเคราะห์ความมั่นคงนี้ จะผ่านก็ต่อเมื่อผลของการทดสอบการปลดสายส่งทุกเหตุการณ์แล้ว ระบบยังคงสามารถทำงานอยู่ภายใต้เงื่อนไขบังคับทุกกรณี



## บทที่ 4

### วิธีการและรูปแบบในการจำกัดกระแสลัดวงจร

ในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีการและรูปแบบของการจำกัดกระแสลัดวงจรที่ได้นำเสนอ ซึ่งประกอบไปด้วย การพิจารณาเงื่อนไขที่เหมาะสมและไม่เหมาะสมในแต่ละวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจร และเงื่อนไขที่นำมาพิจารณา ตลอดจนการออกแบบรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบในแต่ละวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจร

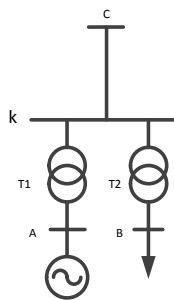
#### 4.1 รูปแบบของการแบ่งแยกบัส

ก่อนที่จะนำไปสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัส จะต้องมีการพิจารณาก่อนว่าบัสนั้นมีความเหมาะสมที่จะนำมาแบ่งแยกบัสหรือไม่ โดยมีหลักการพิจารณา ดังนี้

##### 1. บัสที่ไม่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยก

เนื่องจากการแบ่งแยกบัส บัสเก่าและบัสที่เกิดขึ้นใหม่หลังจากการแบ่งแยก ต้องมีสายส่งเชื่อมต่อที่บัสอย่างน้อย 1 เส้น ดังนั้นบัสที่ไม่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยกบัส คือ บัสที่มีสายส่งเชื่อมต่อน้อยกว่า 1 เส้น

ตัวอย่าง บัสที่ไม่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยก แสดงในภาพที่ 4.1

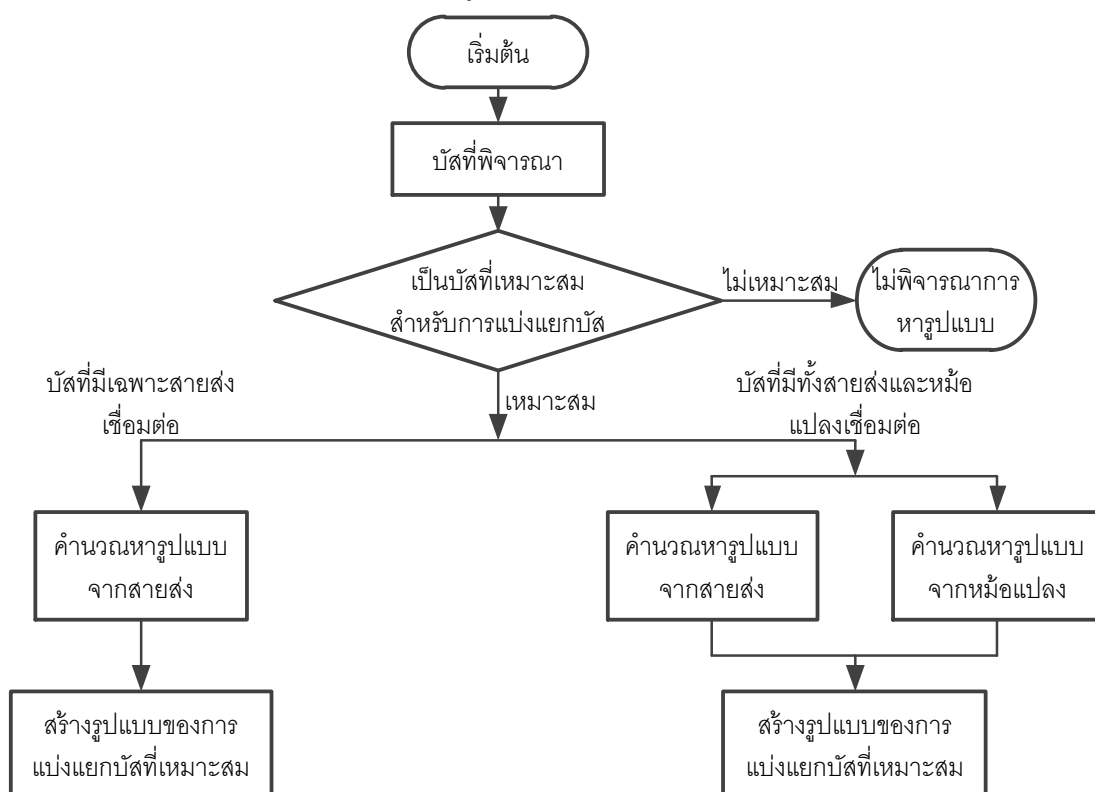


ภาพที่ 4.1 บัสที่ไม่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยก มีสายส่งเชื่อมต่ออยู่ 1 เส้น

##### 2. บัสที่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยก

บัสที่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยกบัส คือ บัสที่มีสายส่งเชื่อมต่ออย่างน้อย 2 เส้น ซึ่งจะแยกรูปแบบของบัสเป็น 2 กรณี คือ บัสที่มีเพียงสายส่งเชื่อมต่ออยู่ และบัสที่มีทั้งสายส่งและหม้อแปลงเชื่อมต่ออยู่

แผนผังการคำนวณและการสร้างรูปแบบของบัสที่เหมาะสม จะแสดงดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 แผนผังการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัส

#### 4.1.1 บัสที่มีเฉพาะสายส่งเชื่อมต่อ

##### 4.1.1.1 การคำนวณรูปแบบ

บัสที่มีเฉพาะสายส่งเชื่อมต่ออยู่ จะสามารถคำนวณรูปแบบของการแบ่งแยกบัสได้จากบัสและสายส่งที่เชื่อมต่ออยู่ ดังสมการที่ (4.1) และ(4.2)

$$\text{Forms of Bus Splitting} = \text{Forms of Line} \quad (4.1)$$

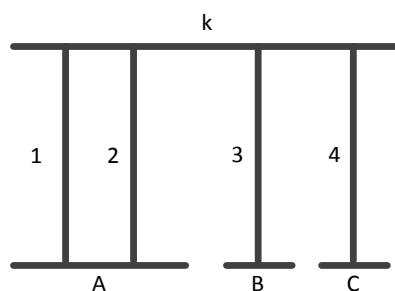
$$\text{Forms of Line} = \frac{\prod_{i=1}^j (l_i + 1) - 2}{2} \quad (4.2)$$

โดยที่

*Forms of Bus Splitting* คือ จำนวนรูปแบบที่สามารถแบ่งแยกบัสได้  
*Forms of Line* คือ จำนวนรูปแบบที่สามารถแบ่งแยกบัสได้จากผลของสายส่งที่เชื่อมต่ออยู่

$j$	คือ	จำนวนของบัสทั้งหมดที่มีสายส่งเชื่อมต่อกับบัสที่พิจารณา
$l_i$	คือ	จำนวนของสายส่งทั้งหมดที่บัส $i$
$i$	คือ	ตำแหน่งบัสที่มีสายส่งเชื่อมต่อกับบัสที่พิจารณา

ตัวอย่าง การคำนวณรูปแบบของการแบ่งแยกบัสที่มีเฉพาะสายส่งเชื่อมต่อ(พิจารณาที่บัส  $k$ )



ภาพที่ 4.3 บัสที่มีเฉพาะสายส่งเชื่อมต่อ

เมื่อพิจารณาการแบ่งแยกบัสที่บัส  $k$  จากภาพที่ 4.3 จะพบว่า มีบัสที่เชื่อมต่ออยู่ 3 บัส ( $j = 3$ ) และสายส่งเชื่อมต่ออยู่ 4 เส้น จะสามารถนำไปคำนวณรูปแบบของการแบ่งแยกบัสได้ ดังนี้

*Forms of Bus Splitting=Forms of Line*

$$\text{Forms of Line} = \frac{\prod_{i=1}^j (l_i + 1) - 2}{2}$$

$$\text{Forms of Line} = \frac{(l_A + 1)(l_B + 1)(l_C + 1) - 2}{2}$$

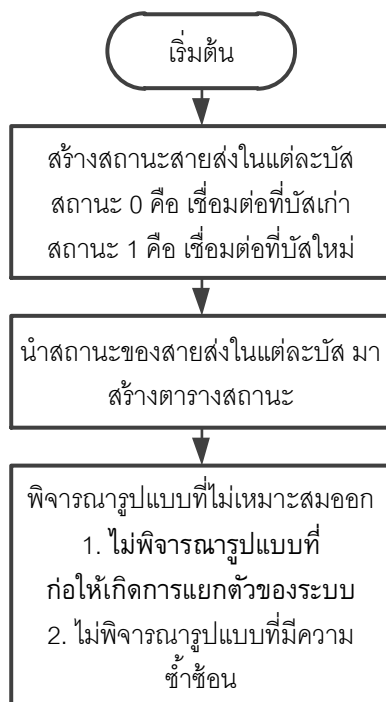
$$\text{Forms of Line} = \frac{(2+1)(1+1)(1+1) - 2}{2} = \frac{3 \times 2 \times 2 - 2}{2}$$

$$\text{Forms of Line} = 5 \text{ รูปแบบ}$$

จะได้ *Forms of Bus Splitting* = 5 รูปแบบ

#### 4.1.1.2 การสร้างรูปแบบ

หลังจากการหารูปแบบของการแบ่งแยกบัสแล้ว ต่อไปจะเป็นการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัส โดยมีขั้นตอนของการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัสเนื่องจากสายส่ง ดังนี้



ภาพที่ 4.4 แผนผังการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยก巴士เนื่องจากสายส่งที่เชื่อมต่อ

1. พิจารณาให้สายส่งที่เชื่อมต่อกับ巴士ที่กำลังพิจารณาที่มาจาก巴士เดียวกัน ให้มีคุณสมบัติของสายส่งที่เหมือนกัน
2. กำหนดสถานะของสายส่งโดยให้สถานะของสายส่งที่เชื่อมต่อที่巴士เก่าหลังจากการแบ่งแยก巴士 มีค่าเป็น 0 และสายส่งที่ไปเชื่อมต่อกับ巴士ใหม่ที่ถูกแบ่งแยก มีสถานะเป็น 1
3. พิจารณาสถานะของสายส่งแต่ละเส้นที่มาจาก巴士เดียวกัน โดยกำหนดสถานะของสายส่งในแต่ละ巴士 ให้มีสถานะของสายส่งเริ่มต้นจากไม่มีการไปเชื่อมต่อที่巴士ใหม่เลย และเพิ่มจำนวนสายส่งให้ไปเชื่อมต่อกับ巴士ใหม่ที่ละเส้นจนครบทุกเส้น จะได้จำนวนของสถานะของสายส่งทั้งหมดที่巴士นั้น เท่ากับ จำนวนสายส่งที่เชื่อมต่อเพิ่มขึ้นอีกหนึ่ง และทำการเขียนตารางสถานะของสายส่งที่巴士นั้น ให้เป็นดังนี้

	สายส่งเส้นที่ 1	สายส่งเส้นที่ 2	...	สายส่งเส้นสุดท้าย	
{	$l_i + 1$	0	0	...	0
		0	0	...	1
		⋮	⋮	...	⋮
		1	1	...	1

ตัวอย่าง สถานะของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส  $k$  ในภาพที่ 4.3

ที่บัส  $k$  ในภาพที่ 4.3 มีบัส A B และ C เชื่อมต่ออยู่ สามารถนำไปสร้างตารางสถานะของสายส่งแต่ละเส้นได้ ดังนี้

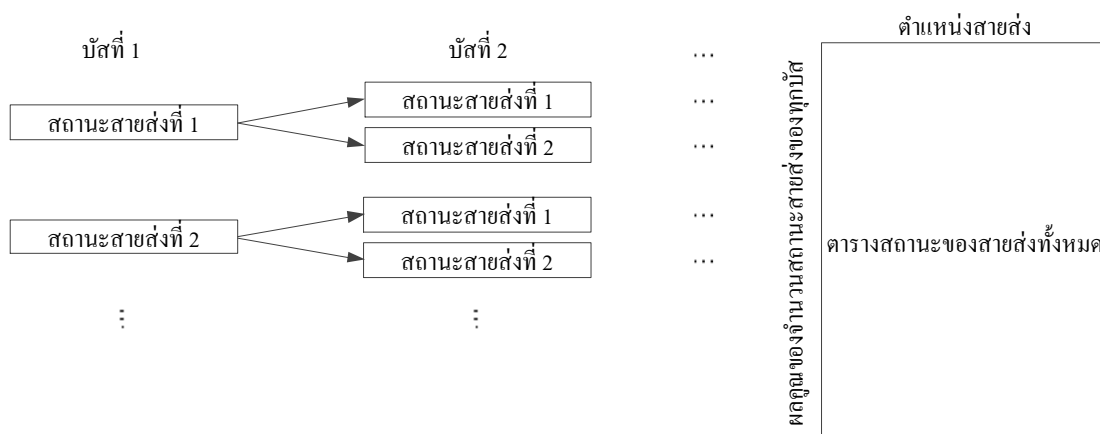
ที่บัส A

$$l_A + 1 \left\{ \begin{array}{|c|c|} \hline L1 & L2 \\ \hline 0 & 0 \\ \hline 0 & 1 \\ \hline 1 & 1 \\ \hline \end{array} \right.$$

ที่บัส B และ C

$$l_B + 1 \left\{ \begin{array}{|c|} \hline L3 \\ \hline 0 \\ \hline 1 \\ \hline \end{array} \right. \quad l_C + 1 \left\{ \begin{array}{|c|} \hline L4 \\ \hline 0 \\ \hline 1 \\ \hline \end{array} \right.$$

4. นำสถานะของสายส่งในแต่ละบัสมาสร้างตารางสถานะของสายส่งทั้งหมดที่เชื่อมต่อกับบัสที่กำลังพิจารณา โดยพิจารณาสถานะของสายส่งในแต่ละบัสให้เปรียบเสมือนรูปแบบที่น่าจะเป็นของสายส่ง แล้วนำมาสร้างรูปแบบที่เป็นไปได้ทั้งหมดโดยวิธีการสร้างแบบแผนภาพต้นไม้



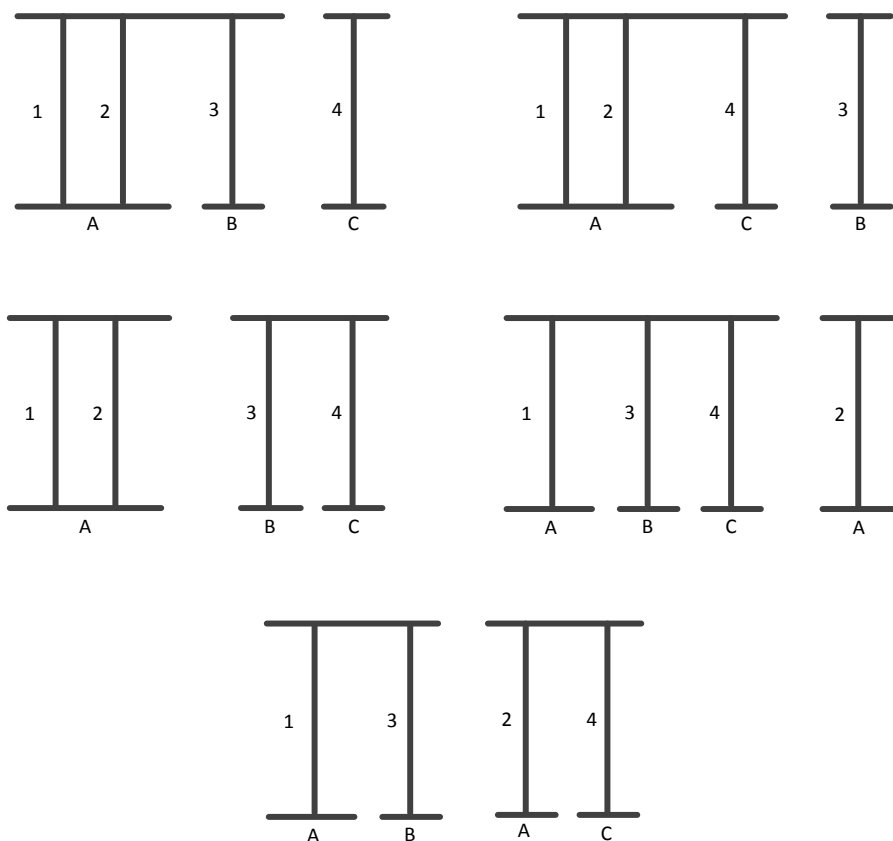
ตัวอย่าง ตารางสถานะของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส  $k$  ในภาพที่ 4.3

L1	L2	L3	L4
0	0	0	0
0	0	0	1
0	0	1	0
0	0	1	1
0	1	0	0
0	1	0	1
0	1	1	0
0	1	1	1
1	1	0	0
1	1	0	1
1	1	1	0
1	1	1	1

5. ทำการพิจารณารูปแบบที่ไม่เหมาะสมที่จะนำไปเป็นเงื่อนไขในการเปลี่ยนแปลงระบบ จากเงื่อนไขที่ไม่อนุญาตให้เกิดการแยกตัวของระบบ และการกำจัดรูปแบบที่ซ้ำซ้อนกัน จะเหลือรูปแบบที่สามารถนำไปใช้ในการพิจารณารูปแบบที่เหมาะสมของการแบ่งแยกบัสได้

ตัวอย่าง ตารางสถานะของสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัส  $k$  ในภาพที่ 4.3 ที่สามารถนำไปพิจารณาหารูปแบบที่เหมาะสมของการแบ่งแยกบัส และมีรูปแบบของการแบ่งแยกบัส

L1	L2	L3	L4
0	0	0	1
0	0	1	0
0	0	1	1
0	1	0	0
0	1	0	1



ภาพที่ 4.5 รูปแบบที่เหมาะสมของบัสที่มีเฉพาะสายส่งเชื่อมต่อ

### 4.1.2 บัสที่มีทั้งสายส่งและหม้อแปลงเชื่อมต่อ

#### 4.1.2.1 การคำนวณรูปแบบ

บัสที่มีทั้งสายส่งและหม้อแปลงเชื่อมต่ออยู่ จะสามารถคำนวณรูปแบบของการแบ่งแยกบัสได้จากสายส่ง และหม้อแปลงที่เชื่อมต่ออยู่ ดังสมการที่ (4.3) ถึง(4.5)(4.2)

$$Forms\ of\ Bus\ Splitting = Forms\ of\ Line \times Forms\ of\ Transformer \tag{4.3}$$

$$Forms\ of\ Line = \frac{\prod_{i=1}^j (l_i + 1) - 2}{2} \tag{4.4}$$

$$Forms\ of\ Transformer = \prod_{n=1}^m (tr_n + 1) \tag{4.5}$$

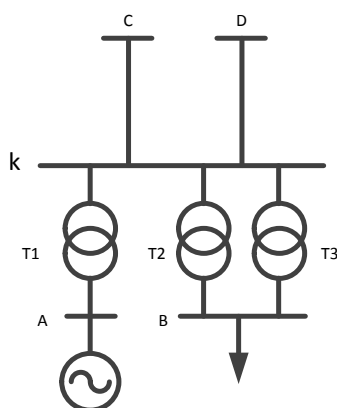
โดยที่

*Forms of Bus Splitting* คือ จำนวนรูปแบบที่สามารถแบ่งแยกบัสได้

*Forms of Line* คือ จำนวนรูปแบบที่สามารถแบ่งแยกบัสได้จากผลของ

		สายส่งที่เชื่อมต่ออยู่
<i>Forms of Transformer</i>	คือ	จำนวนรูปแบบที่สามารถแบ่งแยกบัสได้จากผลของหม้อแปลงที่เชื่อมต่ออยู่
$j$	คือ	จำนวนของบัสทั้งหมดที่มีสายส่งเชื่อมต่อกับบัสที่พิจารณา
$l_i$	คือ	จำนวนของสายส่งทั้งหมดที่บัส $i$
$i$	คือ	ตำแหน่งบัสที่มีสายส่งเชื่อมต่อกับบัสที่พิจารณา
$m$	คือ	จำนวนของบัสทั้งหมดที่มีหม้อแปลงเชื่อมต่อกับบัสที่พิจารณา
$tr_n$	คือ	จำนวนของหม้อแปลงทั้งหมดที่บัส $n$
$n$	คือ	ตำแหน่งบัสที่มีหม้อแปลงเชื่อมต่อกับบัสที่พิจารณา

ตัวอย่าง การคำนวณรูปแบบของการแบ่งแยกบัสที่มีทั้งสายส่งและหม้อแปลงเชื่อมต่อ(พิจารณาที่บัส  $k$  )



ภาพที่ 4.6 บัสที่มีทั้งสายส่งและหม้อแปลงเชื่อมต่อ

เมื่อพิจารณาการแบ่งแยกบัสที่บัส  $k$  จากภาพที่ 4.6 จะพบว่า มีบัสที่เชื่อมต่ออยู่ 4 บัส เป็นบัสที่เชื่อมต่อด้วยสายส่งจำนวน 2 บัส ( $j = 2$ ) มีสายส่งเชื่อมต่ออยู่ 2 เส้น และมีบัสที่เชื่อมต่อด้วยหม้อแปลงอยู่จำนวน 2 บัส ( $m = 2$ ) มีหม้อแปลงเชื่อมต่ออยู่ 3 ตัว จะสามารถนำไปคำนวณรูปแบบของการแบ่งแยกบัสได้ ดังนี้

$$\text{Forms of Bus Splitting} = \text{Forms of Line} \times \text{Forms of Transformer}$$

คำนวณรูปแบบการแบ่งแยกบัสจากสายส่งได้ ดังนี้



$$\text{Forms of Line} = \frac{\prod_{i=1}^j (l_i + 1) - 2}{2}$$

$$\text{Forms of Line} = \frac{(l_C + 1)(l_D + 1) - 2}{2}$$

$$\text{Forms of Line} = \frac{(1+1)(1+1) - 2}{2} = \frac{2 \times 2 - 2}{2}$$

*Forms of Line* = 1 รูปแบบ

คำนวณรูปแบบการแบ่งแยกบัสจากหม้อแปลงได้ ดังนี้

$$\text{Forms of Transformer} = \prod_{n=1}^m (tr_n + 1)$$

$$\text{Forms of Transformer} = (tr_A + 1)(tr_B + 1)$$

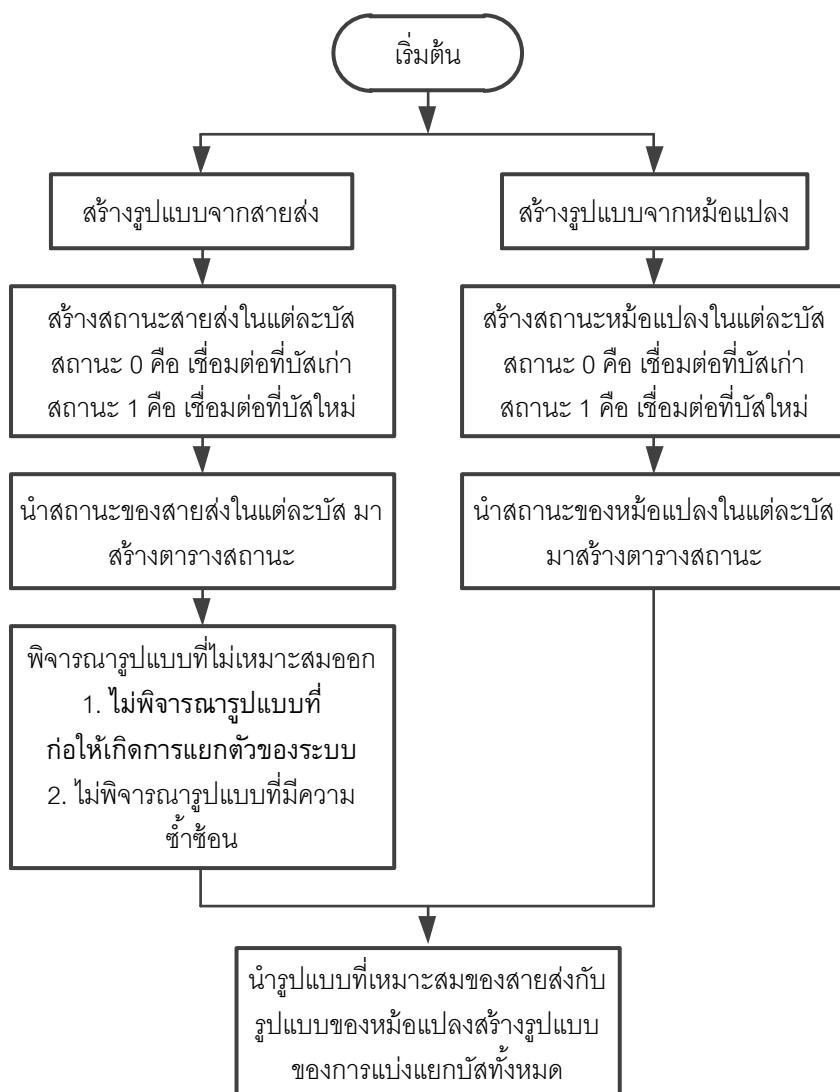
$$\text{Forms of Transformer} = (1+1)(2+1) = 2 \times 3$$

*Forms of Transformer* = 6 รูปแบบ

จะได้ *Forms of Bus Splitting* =  $1 \times 6 = 6$  รูปแบบ

#### 4.1.2.1 การสร้างรูปแบบ

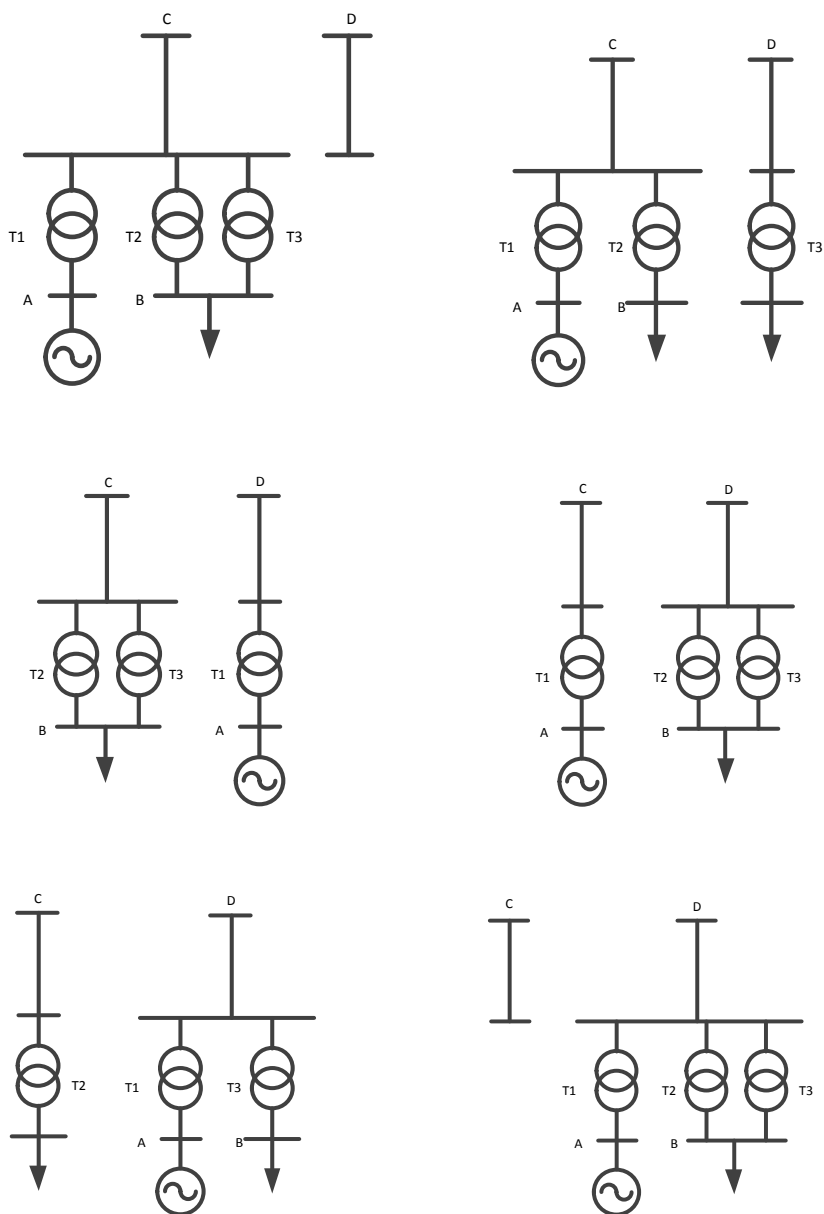
หลังจากการหารูปแบบของการแบ่งแยกบัสแล้ว ต่อไปจะเป็นการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัส โดยการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัสในหัวข้อนี้ จะแบ่งเป็นการสร้างรูปแบบจากสายส่ง และการสร้างรูปแบบจากหม้อแปลงที่เชื่อมต่ออยู่กับบัสที่พิจารณา โดยมีขั้นตอนของการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัสเนื่องจากสายส่งและหม้อแปลง ดังนี้



ภาพที่ 4.7 แผนผังการสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัสเนื่องจากสายส่งและหม้อแปลงที่เชื่อมต่อ

1. สร้างรูปแบบที่เหมาะสมของการแบ่งแยกบัสจากสายส่งตามกระบวนการในหัวข้อ 4.1.1.2
2. พิจารณาให้หม้อแปลงที่เชื่อมต่อกับบัสที่กำลังพิจารณาที่มาจากบัสเดียวกัน ให้มีคุณสมบัติเหมือนกัน และทำการสร้างตารางสถานะของหม้อแปลง เช่นเดียวกับ ข้อ 1 ถึง 4 ในหัวข้อ 4.1.1.2
3. หลังจากได้ตารางสถานะของสายส่ง และตารางสถานะของหม้อแปลงแล้ว จะทำการนำรูปแบบของสายส่งและหม้อแปลงมาสร้างตารางของสถานะแบบต้นไม้ เพื่อให้ได้รูปแบบทั้งหมดของสายส่งและหม้อแปลง

ตัวอย่าง รูปแบบของการแบ่งแยกบัสในภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.8 รูปแบบของการแบ่งแยกบัสชนิดพีวีบัส

### สมมติฐานในการแบ่งแยกโหลด

เมื่อทำการแบ่งแยกบัสที่มีโหลดเชื่อมต่ออยู่ และหม้อแปลงที่เชื่อมต่อกับโหลดถูกแบ่งแยกไปยังบัสที่เกิดขึ้นใหม่ จำเป็นต้องมีการแบ่งแยกโหลดออกไปยังบัสใหม่ด้วย เพื่อให้เกิดความสมดุลและกำลังไฟฟ้าเพียงพอสำหรับการจ่ายโหลด

โดยการแบ่งโหลดจะแบ่งตามอัตราส่วนของจำนวนหม้อแปลงที่ต่อกับบัสเก่าและบัสใหม่ตามสมการที่ (4.6)และ(4.7) ตามลำดับ

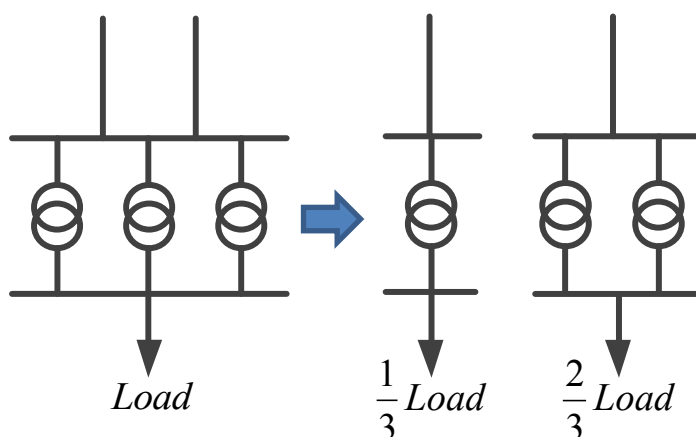
$$Load_{at\_oldbus} = \frac{Tr_{at\_oldbus}}{Tr_{before}} \quad (4.6)$$

$$Load_{at\_newbus} = \frac{Tr_{at\_newbus}}{Tr_{before}} \quad (4.7)$$

โดยที่

$Load_{at\_oldbus}$	คือ	โหลดที่บัสเก่าหลังจากการแบ่งแยกบัส
$Load_{at\_newbus}$	คือ	โหลดที่บัสใหม่หลังจากการแบ่งแยกบัส
$Tr_{before}$	คือ	จำนวนหม้อแปลงทั้งหมดที่เชื่อมต่อกับโหลดก่อนการแบ่งแยกบัส
$Tr_{at\_oldbus}$	คือ	จำนวนหม้อแปลงทั้งหมดที่เชื่อมต่อกับโหลดที่บัสเก่าหลังจากการแบ่งแยกบัส
$Tr_{at\_newbus}$	คือ	จำนวนหม้อแปลงทั้งหมดที่เชื่อมต่อกับโหลดที่บัสใหม่หลังจากการแบ่งแยกบัส

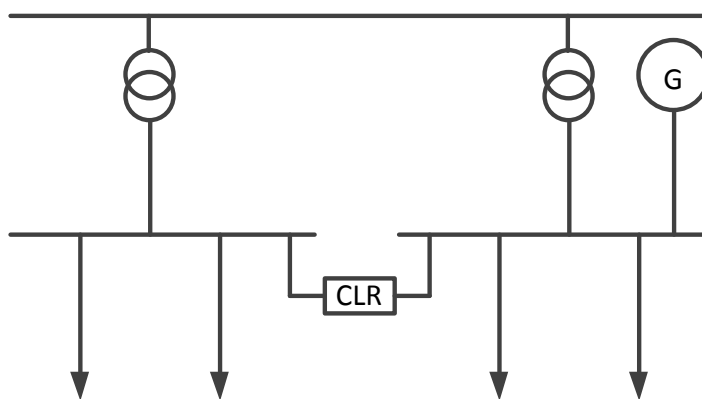
ตัวอย่าง การแบ่งโหลดหลังจากการแบ่งแยกบัส แสดงในภาพที่ 4.9



ภาพที่ 4.9 การแบ่งโหลดตามอัตราส่วนของจำนวนหม้อแปลงที่เชื่อมต่อกับบัสเก่าและบัสใหม่

## 4.2 รูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

ในงานวิจัยฉบับนี้ได้ใช้รูปแบบการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสแบบเชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์เท่านั้น โดยมีรูปแบบดังแสดงในภาพที่ 4.10 โดยคิดจะติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเข้าระหว่างบัสบาร์หลังจากการแบ่งแยกบัสแล้ว ซึ่งทำให้สามารถลดกระแสลัดวงจรในระบบได้ และทำให้ระบบไฟฟ้าหลังจากการเปลี่ยนแปลงมีความมั่นคงและความเชื่อถือได้มากกว่าวิธีการแบ่งแยกบัสแบบถาวร อีกทั้งการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสในรูปแบบนี้ยังช่วยให้ประหยัดค่าใช้จ่ายในการติดตั้งมากที่สุดเพราะมีจำนวนการติดตั้งขึ้นกับจำนวนบัสที่ติดตั้ง



ภาพที่ 4.10 CLR เชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์

เนื่องจากการวิธีการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรในส่วนนี้เป็นวิธีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสร่วมกับวิธีการแบ่งแยกบัส ดังนั้นรูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส จะต้องมีการพิจารณารูปแบบของการแบ่งแยกบัสด้วย และจะต้องมีการเลือกขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่เหมาะสมด้วย

งานวิจัยฉบับนี้ได้พิจารณารูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสและการเลือกขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสไว้ ดังนี้

### 4.2.1 รูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

รูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส จะแยกการพิจารณารูปแบบของการติดตั้ง ออกเป็น 2 ส่วน โดยส่วนแรก คือ รูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่พิจารณารูปแบบ มาจากรูปแบบของการแบ่งแยกบัส และส่วนที่สอง คือ จำนวนขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สามารถติดตั้งได้ ดังนั้นรูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสสามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ (4.8)

$$\text{Forms of CLR} = \text{Forms of Bus Splitting} \times \text{Number of CLR size} \quad (4.8)$$

โดยที่

<i>Forms of CLR</i>	คือ	จำนวนรูปแบบที่สามารถติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสได้
<i>Forms of Bus Splitting</i>	คือ	จำนวนรูปแบบที่สามารถแบ่งแยกบัสได้
<i>Number of CLR size</i>	คือ	จำนวนขนาดของ CLR ที่สามารถติดตั้งได้กับบัสที่กำลังพิจารณา

#### 4.2.1.1 รูปแบบของการแบ่งแยกบัส

จะพิจารณารูปแบบของการแบ่งแยกบัส เช่นเดียวกับที่พิจารณาในหัวข้อ 4.1

#### 4.2.1.1 จำนวนขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่ติดตั้งได้

จำนวนขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่ติดตั้งได้ จะพิจารณาจากบัสที่จะทำการติดตั้งรีแอกเตอร์กับพิกัดต่างๆของตัวรีแอกเตอร์ที่จะนำมาติดตั้ง เช่น พิกัดของแรงดัน พิกัดของกระแส พิกัดของกระแสลัดวงจร ขนาดของรีแอกเตอร์ เป็นต้น ว่าสามารถนำรีแอกเตอร์นั้นๆไปติดตั้งได้หรือไม่ โดยงานวิจัยฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะพิกัดแรงดันเท่านั้น ซึ่งจะต้องมีขนาดของพิกัดของแรงดันที่มากกว่าหรือเท่ากับบัสที่กำลังพิจารณา

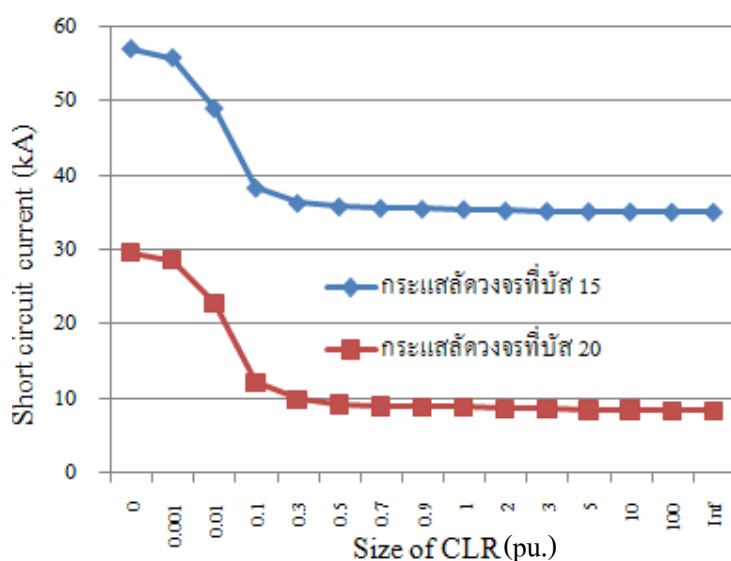
การเลือกขนาดรีแอกเตอร์จำกัดกระแสมาติดตั้ง จะเลือกจากรีแอกเตอร์ที่มีการผลิตรายจริง ซึ่งจะมีค่าพิกัด และค่าอิมพีแดนซ์แตกต่างกันไป ดังนั้นการเลือกขนาดรีแอกเตอร์จะต้องเลือกให้มีขนาดที่เหมาะสมและสามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้ เพื่อจะได้ติดตั้งรีแอกเตอร์ในจำนวนน้อย และมีขนาดที่น้อยที่สุด(ประหยัดเงินในการลงทุน)

#### 4.2.2 ขนาดที่เหมาะสมของรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

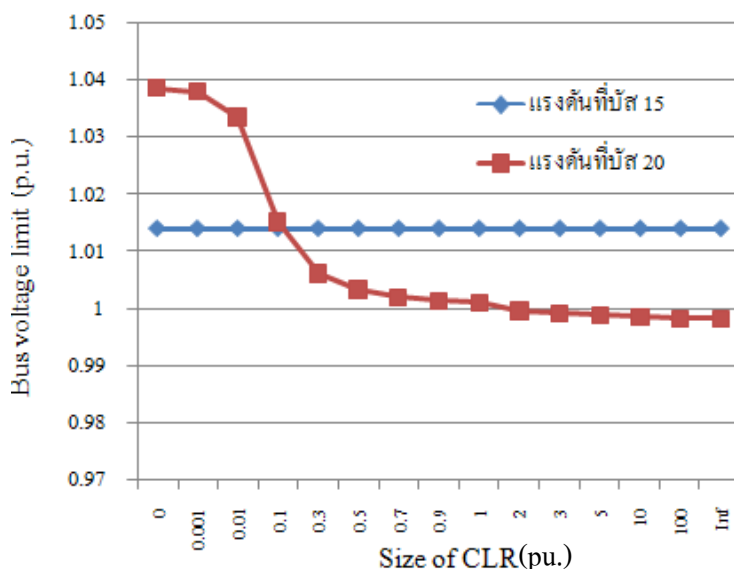
การพิจารณาขนาดที่เหมาะสมของรีแอกเตอร์จำกัดกระแส นั้น จำเป็นต้องทำการทดสอบ โดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเข้าไปในระบบ แล้วทำการปรับค่ารีแอกเตอร์จำกัดกระแส ตั้งแต่ค่าศูนย์ถึงค่าอนันต์ หลังจากนั้นวัดค่าของกระแสลัดวงจรที่เปลี่ยนแปลงไป และค่าแรงดันที่บัสที่ติดตั้ง เพื่อประเมินผลกระทบของระบบจากขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่เปลี่ยนแปลงไป

ในการทดสอบหาขนาดที่เหมาะสมของรีแอกเตอร์จำกัดกระแส จะใช้ระบบในการทดสอบ 2 ระบบ คือ ระบบมาตรฐาน IEEE RTS-79 [1] และระบบส่งไฟฟ้ากำลังในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล

สำหรับระบบทดสอบ จะทดสอบโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเข้าที่บัส 15 (พีวีบัส) และบัสที่ 20 (โหลดบัส) เมื่อทำการเพิ่มค่าขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสขึ้นไปจนถึงค่านันต์ พบว่ากระแสลัดวงจรที่บัสมีค่าลดลงอย่างต่อเนื่องจนกระทั่งเกือบคงที่ ดังแสดงในภาพที่ 4.11 และค่าของแรงดันที่โหลดบัสก็มีแนวโน้มเช่นเดียวกันกับค่ากระแสลัดวงจร ดังแสดงในภาพที่ 4.12



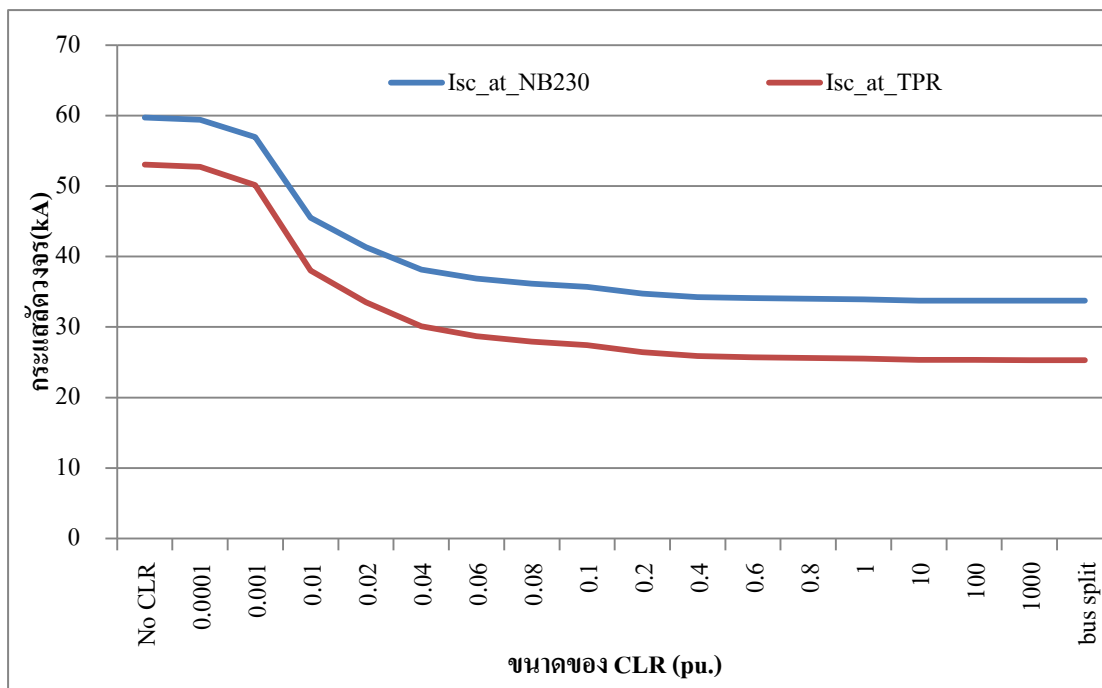
ภาพที่ 4.11 ผลของค่ากระแสลัดวงจรกับขนาดของ CLR ที่เพิ่มขึ้นของระบบ IEEE RTS-79 [1]



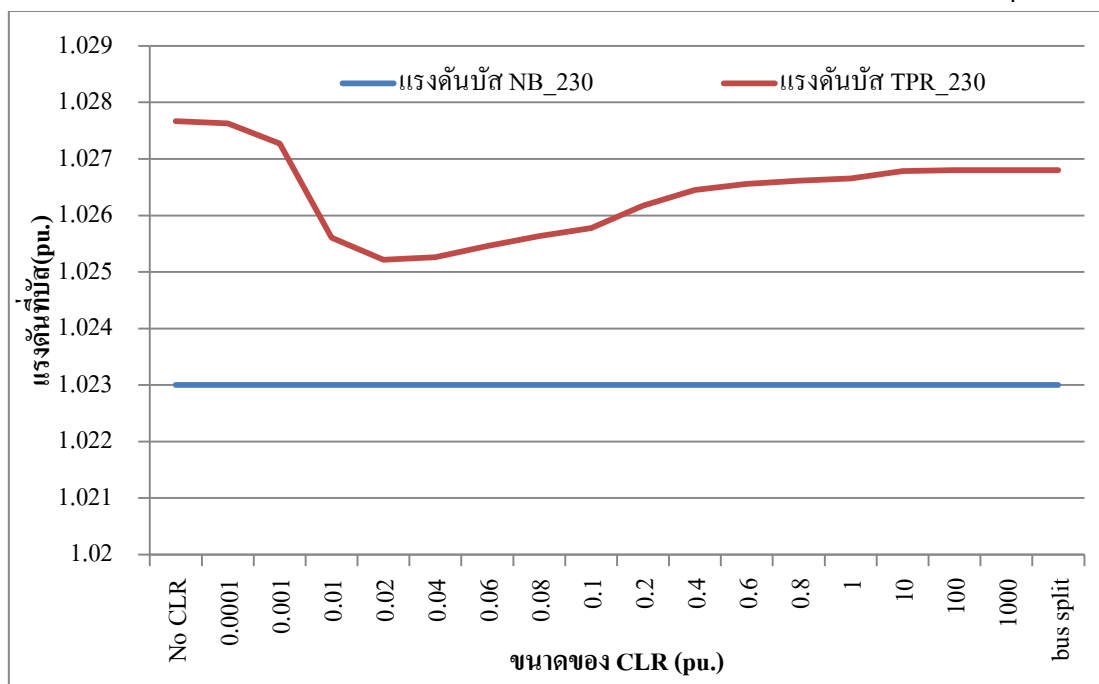
ภาพที่ 4.12 ผลแรงดันที่บัสกับขนาดของ CLR ที่เพิ่มขึ้นของระบบ IEEE RTS-79 [1]

สำหรับระบบส่งไฟฟ้ากำลังในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล จะทดสอบโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่พีวีบัส ที่บัสพระนครเหนือ(NB) และติดตั้งรีแอกเตอร์ที่โหลดบัส ที่บัส

เทพารักษ์(TPR) ซึ่งผลทดสอบหลังจากการเพิ่มขนาดของรีแอกเตอร์มากขึ้นเรื่อยๆ พบว่ากระแสลัดวงจรในแต่ละบัสมีค่าลดลงจนเกือบจะคงที่ และแรงดันที่บัสก็ที่มีขนาดลดลงจนเกือบจะคงที่เช่นเดียวกัน โดยผลการทดสอบที่ได้จะแสดงในภาพที่ 4.13 และภาพที่ 4.14 ตามลำดับ



ภาพที่ 4.13 ผลของค่ากระแสลัดวงกับขนาดของ CLR ที่เพิ่มขึ้นของระบบไฟฟ้าบริเวณกรุงเทพฯ



ภาพที่ 4.14 ผลแรงดันที่บัสกับขนาดของ CLR ที่เพิ่มขึ้นของระบบไฟฟ้าบริเวณกรุงเทพฯ



จากการทดสอบจากระบบทดสอบทั้ง 2 ระบบ พบว่า ขนาดที่ของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของกระแสลัดวงจรมีค่าตั้งแต่ 0.001 pu. ถึง 1 pu. โดยถ้าขนาดของรีแอกเตอร์มีค่ามากกว่า 1 pu. ขนาดของกระแสลัดวงจรจะเริ่มเข้าสู่ค่าคงที่ หรือมีค่าเปลี่ยนแปลงน้อยมาก ซึ่งขนาดรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่ 1 pu. มีประสิทธิภาพการจำกัดกระแสลัดวงจรใกล้เคียงกับการแบ่งแยกบัส และค่าของแรงดันที่โหนดบัสเมื่อรีแอกเตอร์มีค่าในช่วง 0.001 pu. ถึง 1 pu. นี้ยังคงมีขนาดแรงดันตกอยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ ดังนั้น ขนาดที่เหมาะสมของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่จะนำมาติดตั้ง ควรมีขนาดอยู่ในช่วง 0.001 pu. ถึง 1 pu.

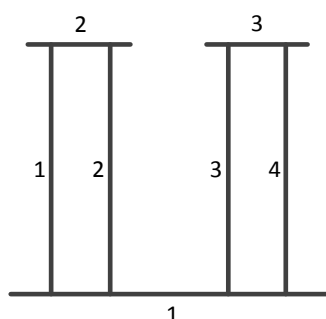
### 4.3 รูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

การเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งในระบบจำเป็นต้องมีการพิจารณาสายส่ง และตำแหน่งบัสที่สามารถทำการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งก่อนที่จะพิจารณารูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

#### 4.3.1 การพิจารณาสายส่ง

##### 4.3.1.1 สายส่งที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อ

สายส่งที่จะนำมาเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อ จะต้องเป็นสายส่งที่เชื่อมต่อที่บัสเดียวกัน และเมื่อนำสายส่งเหล่านั้นมาเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อแล้ว จะพิจารณาพิกัดของสายส่งใหม่ โดยให้มีค่าพิกัดของสายส่งใหม่เท่ากับค่าพิกัดสายส่งของสายส่งที่มีค่าพิกัดน้อยกว่า สำหรับค่าความต้านทานและค่ารีแอกแทนซ์ของสายส่งเส้นใหม่ จะนำค่าความต้านทานและค่ารีแอกแทนซ์ของสายส่งเส้นเดิมทั้ง 2 เส้นมารวมกัน



ภาพที่ 4.15 สายส่งที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อ

ตารางที่ 4.1 แสดงข้อมูลสายส่งก่อนเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

No.	fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status	angmin	angmax
1	1	2	0.00092	0.01075	0.03545	858.89	858.89	858.89	0	0	1	-180	180
2	1	2	0.00092	0.01075	0.03545	858.89	858.89	858.89	0	0	1	-180	180
3	1	3	0.00074	0.01379	0.06997	1717.78	1717.78	1717.78	0	0	1	-180	180
4	1	3	0.00074	0.01379	0.06997	1717.78	1717.78	1717.78	0	0	1	-180	180

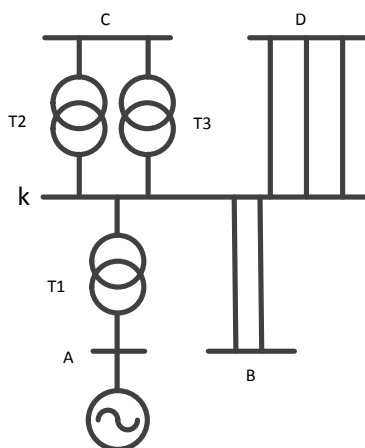
จากภาพที่ 4.15 และตารางที่ 4.1 เมื่อต้องการเปลี่ยนเส้นการเชื่อมต่อสายส่งของสายส่งเส้นที่ 2 และ 3 เข้าด้วยกันจะได้ข้อมูลของสายส่งใหม่ ดังในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 แสดงข้อมูลสายส่งหลังเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status	angmin	angmax
1	2	0.00092	0.01075	0.03545	858.89	858.89	858.89	0	0	1	-180	180
1	3	0.00074	0.01379	0.06997	1717.78	1717.78	1717.78	0	0	1	-180	180
2	3	0.00166	0.02454	0.10542	858.89	858.89	858.89	0	0	1	-180	180

#### 4.3.1.2 สายส่งที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อ

สายส่งที่ไม่เหมาะสมที่จะนำมาเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง คือ สายส่งที่เคยเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อแล้ว และสายส่งที่มีหม้อแปลงเชื่อมต่ออยู่ หรือสายส่งที่เป็นหม้อแปลง ดังแสดงในภาพที่ 4.16

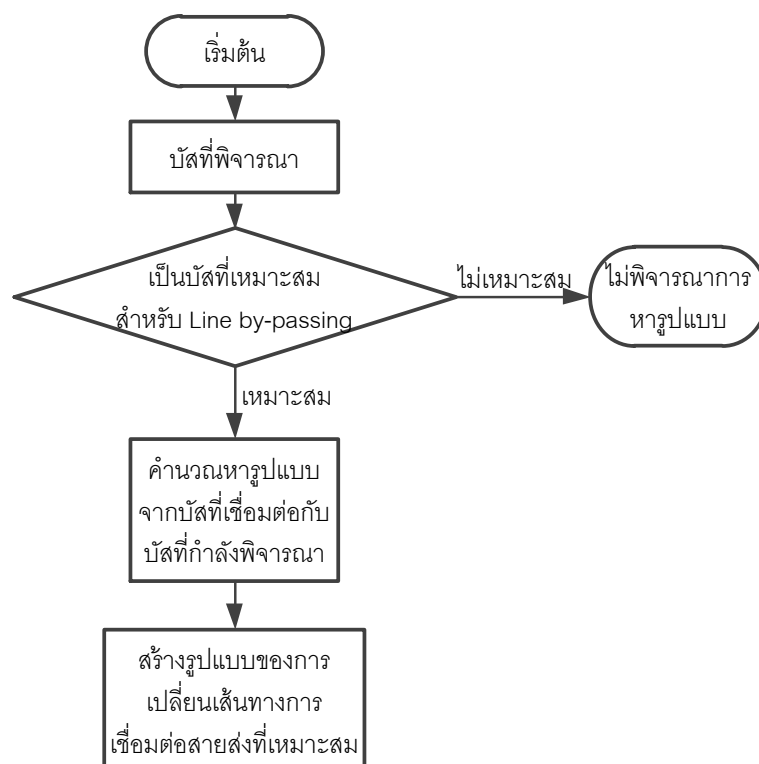


ภาพที่ 4.16 สายส่งที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อ

จากภาพที่ 4.16 สายส่งที่เชื่อมจากบัส  $k$  ไปยังบัส  $A$  และบัส  $C$  เป็นสายส่งที่มีหม้อแปลงอยู่ จึงไม่เหมาะสมที่จะนำมาพิจารณาในการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

### 4.3.2 รูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง

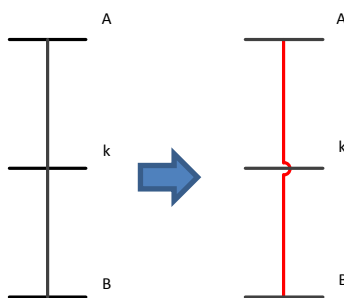
หลังจากรการพิจารณาความเหมาะสมของสายส่งที่เหมาะสมเพื่อนำมาเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง ต่อไปจะเป็นการพิจารณา巴士ที่เหมาะสมที่จะนำไปคำนวณรูปแบบ และสร้างรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง โดยมีแผนผังของการสร้างรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง ดังแสดงในภาพที่ 4.17



ภาพที่ 4.17 แผนผังของการสร้างรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง

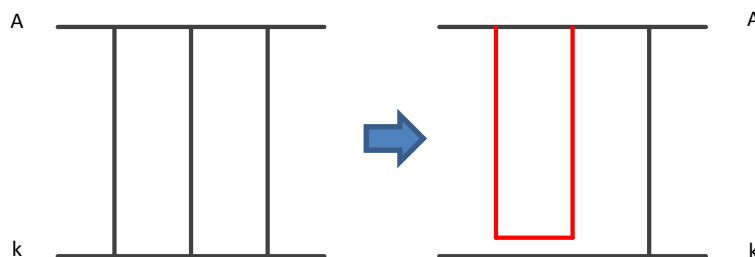
#### 4.3.2.1 巴士ที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง

巴士ที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง คือ 巴士ที่มีสายส่งเชื่อมต่อ น้อยกว่า 3 เส้นเชื่อมต่ออยู่ หรือเป็น巴士ที่มี巴士อื่นเชื่อมต่ออยู่ น้อยกว่า 2 巴士 ซึ่งจะทำให้เกิดรูปแบบ ที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง ได้แก่ รูปแบบที่ก่อให้เกิดการแยกตัว ของระบบ และรูปแบบก่อให้เกิดอุปการไหลวนกลับของไฟฟ้า ตัวอย่าง รูปแบบที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง ในภาพที่ 4.18 และ ภาพที่ 4.19



ภาพที่ 4.18 รูปแบบที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง  
ที่ก่อให้เกิดการแยกตัวของระบบ

จากภาพที่ 4.18 มีบัสเชื่อมต่อกับบัสที่จะทำการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง 2 บัส แต่มีสายส่งเชื่อมต่อเพียง 2 เส้น เมื่อทำการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง จะทำให้เกิดการแยกตัวของระบบขึ้น



ภาพที่ 4.19 รูปแบบที่ไม่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง  
ที่ก่อให้เกิดลูปการไหลวนกลับของไฟฟ้า

จากภาพที่ 4.19 มีบัสเชื่อมต่อกับบัสที่จะทำการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่งเพียง 1 บัส และมีสายส่งเชื่อมต่อ 3 เส้น เมื่อทำการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง จะทำให้เกิดลูปการไหลวนกลับของกระแสไฟฟ้าสู่บัสเดิม

#### 4.3.2.2 บัสที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง

เมื่อพิจารณาถึงรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง ซึ่งจะใช้สายส่งที่จะมาเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อครั้งละ 2 เส้นเท่านั้น ดังนั้นบัสที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่งจึงต้องมีสายส่งอย่างน้อย 3 เส้นเชื่อมต่ออยู่เพื่อไม่ให้เกิดการแยกตัวของระบบ หลังจากการเปลี่ยนแปลงโครงข่าย และจำเป็นต้องมีบัสที่เชื่อมต่ออย่างน้อย 2 บัสกับบัสที่กำลังพิจารณา ถ้ามีสายส่งจากบัสที่มาเชื่อมต่อกับบัสที่กำลังพิจารณามากกว่า 1 เส้น เราก็จะไม่นำรูปแบบที่ก่อให้เกิดลูปการไหลกลับของไฟฟ้ามาพิจารณาด้วย

### 4.3.2.3 การคำนวณรูปแบบ

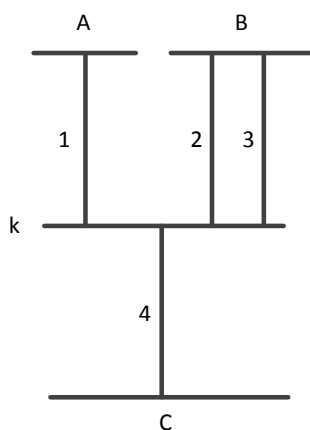
โดยรูปแบบทั้งหมดของการเปลี่ยนเส้นทางที่เชื่อมต่อสายส่งที่บัส สามารถคำนวณได้ตาม สมการที่ (4.9)

$$\text{Forms of Line by-passing} = \frac{n!}{2!(n-2)!}; n = 2, 3, 4, \dots \quad (4.9)$$

โดยที่

<i>Forms of Line by-passing</i>	คือ	จำนวนรูปแบบที่สามารถเปลี่ยนเส้นทางที่เชื่อมต่อสายส่งได้
$n$	คือ	จำนวนรวมของบัสที่เชื่อมต่ออยู่กับบัสที่กำลังพิจารณา

ตัวอย่าง การเปลี่ยนเส้นทางที่เชื่อมต่อสายส่งที่บัส  $k$



ภาพที่ 4.20 การเปลี่ยนเส้นทางที่เชื่อมต่อสายส่งที่บัส  $k$

เมื่อพิจารณาบัสที่จะทำการเปลี่ยนเส้นทางที่เชื่อมต่อสายส่งที่บัส  $k$  ในภาพที่ 4.20 พบว่า มีบัสเชื่อมต่อกับบัส  $k$  ทั้งหมด 3 บัส ( $n = 3$ ) มีสายส่งเชื่อมต่อทั้งหมด 4 เส้น ดังนั้นบัส  $k$  สามารถทำการเปลี่ยนเส้นทางที่เชื่อมต่อสายส่งได้ และสามารถคำนวณรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางที่เชื่อมต่อสายส่งได้ ดังนี้

$$\text{Forms of Line by-passing} = \frac{n!}{2!(n-2)!}$$

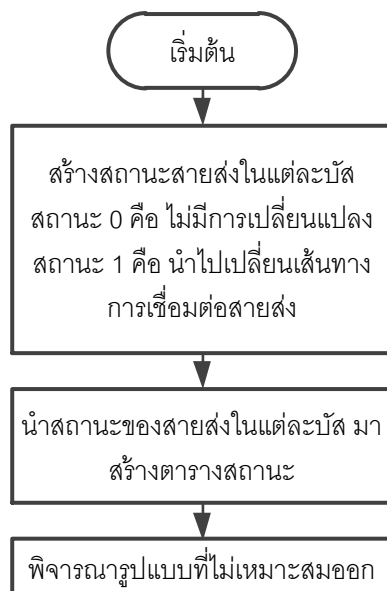
$$\text{Forms of Line by-passing} = \frac{3!}{2!(3-2)!}$$

$$\text{Forms of Line by-passing} = 3 \text{ รูปแบบ}$$

จะได้  $\text{Forms of Line by-passing} = 3$  รูปแบบ

#### 4.3.2.4 การสร้างรูปแบบ

หลังจากได้จำนวนรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งแล้ว ต่อไปจะทำการหารูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง โดยมีแผนผังของการหารูปแบบ ดังนี้



ภาพที่ 4.21 แผนผังของการสร้างรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง  
ขั้นตอนของการสร้างรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง มีดังนี้

1. พิจารณาให้สายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสที่กำลังพิจารณาที่มาจากบัสเดียวกัน ให้มีคุณสมบัติของสายส่งที่เหมือนกัน
2. กำหนดสถานะของสายส่งโดยให้สถานะของสายส่งที่เชื่อมต่อที่ไม่มีการเปลี่ยนแปลง มีค่าเป็น 0 และสายส่งที่นำไปเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง มีสถานะเป็น 1
3. เมื่อพิจารณาสถานะของสายส่งแต่ละเส้นที่มาจากบัสเดียวกัน พบว่า สถานะของสายส่งในแต่ละบัสจะมีสถานะเป็น 0 หมด คือไม่มีการเปลี่ยนแปลงทั้งหมด และอีกสถานะ คือ จะมีสายส่งเพียง 1 เส้นที่มีสถานะเป็น 1 ส่วนสายส่งเส้นที่เหลือต้องมีสถานะเป็น 0 เนื่องจากหากสายส่งที่มาจากบัสเดียวกันมีสถานะเป็น 1 เกิน 1 เส้น แสดงว่ามีโอกาสที่จะเกิดอุปการไหลวนกลับของกำลังไฟฟ้า ดังนั้นสถานะของสายส่งในแต่ละบัส จะแสดงได้ดังนี้

สายส่งเส้นที่ 1	สายส่งเส้นที่ 2	...	สายส่งเส้นรองสุดท้าย	สายส่งเส้นสุดท้าย
0	0	...	0	0
1	0	...	0	0

4. เมื่อพิจารณาสายส่งในแต่ละบัสให้เปรียบเสมือนสถานะของความน่าจะเป็นแล้ว จะนำไปสร้างตารางสถานะจากรูปแบบแผนภูมิต้นไม้
5. หลังจากได้ตารางสถานะของสายส่งทั้งหมดจะกำจัดรูปแบบที่ไม่เหมาะสมออกไป โดยพิจารณาจากรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อในแต่ละครั้งจะใช้สายส่งเพียง 2 เส้นเท่านั้น ดังนั้นหากแถวใดในตารางสถานะมีค่ารวมกันไม่เท่ากับ 2 จะทำการตัดรูปแบบนั้นออก ไม่นำมาพิจารณา
6. จะได้ตารางสถานะที่มีเฉพาะรูปแบบที่เหมาะสม

ตัวอย่าง การสร้างรูปแบบที่เหมาะสมของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

เมื่อพิจารณาการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่บัส  $k$  ในภาพที่ 4.20 พบว่า มีบัสที่มีสายส่งมาเชื่อมต่อทั้งหมด 3 บัส ที่บัส A, B และ C จึงนำไปสร้างตารางสถานะของแต่ละบัสได้ดังนี้

Bus A	Bus B	Bus C
L1	L2	L4
0	0	0
1	1	1

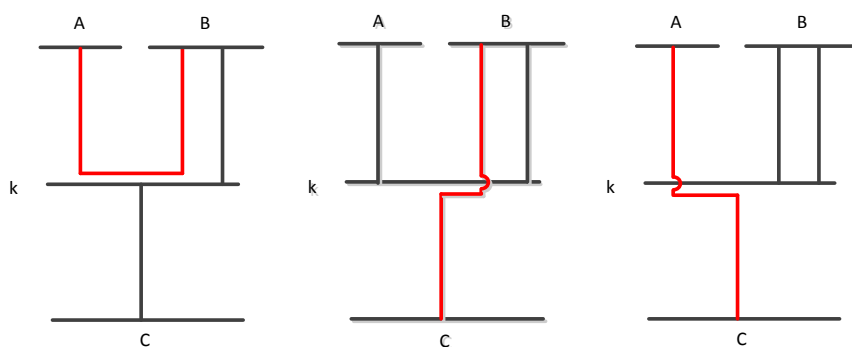
หลังจากนั้นนำไปสร้างตารางสถานะแบบแผนภูมิต้นไม้ จะได้ตารางสถานะของสายส่งทั้งหมด

L1	L2	L3	L4
0	0	0	0
0	1	0	1
0	0	0	0
0	1	0	1
1	0	0	0
1	1	0	1
1	0	0	0
1	1	0	1

แล้วทำการตัดแถวที่มีผลรวมไม่เท่ากับ 2 ออก จะได้ตารางสถานะของสายส่งที่เหมาะสมที่จะนำไปเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งในระบบ

L1	L2	L3	L4
0	1	0	1
1	0	0	1
1	1	0	0

และนำไปสร้างรูปแบบได้ ดังแสดงในภาพที่ 4.22



ภาพที่ 4.22 รูปแบบที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่บัส  $k$



## บทที่ 5

### รูปแบบปัญหาของการจำกัดกระแสลัดวงจรและวิธีการแก้ปัญหา

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงการกำหนดสมมติฐานในการกำหนดรูปแบบปัญหาของการจำกัดกระแสลัดวงจรในแต่ละวิธี การกำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ให้สอดคล้องกับการแก้ปัญห การพิจารณาระบบหลังจากที่ระบบมีการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม โดยการนำเงื่อนไขบังคับและเงื่อนไขของความมั่นคงของระบบมาตรวจสอบว่าระบบยังคงทำงานอยู่ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนดหรือไม่ และสุดท้ายได้กล่าวถึงวิธีการแก้ปัญหาค่าเหมาะสมของการเปลี่ยนแปลงระบบของวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีผสมผสานที่น่าเสนอ

#### 5.1 สมมติฐาน

สมมติฐานในการกำหนดปัญหา จะเป็นการกำหนดเงื่อนไขที่พิจารณาในแต่ละวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจร โดยมีสมมติฐานแต่ละปัญหา ดังนี้

1. สมมติฐานในการแบ่งแยกบัส
  - พิจารณาการแบ่งแยกบัสแบบถาวรเท่านั้น
  - บัสที่ถูกแบ่งแยกจะสามารถแยกได้เพียง 1 จุดเท่านั้น
2. สมมติฐานในการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส
  - พิจารณารูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสแบบเชื่อมโยงระหว่างบัสบาร์เท่านั้น
  - บัสที่จะติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสจะต้องมาจากการบวนการแบ่งแยกบัสที่พิจารณาเงื่อนไขของการแบ่งแยกบัสด้วย
  - สามารถติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสได้เพียง 1 ตัว ต่อ 1 บัส
3. สมมติฐานในการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง
  - สายส่งเส้นได้จากการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง จะพิจารณาพิกัดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งใหม่ โดยจะใช้พิกัดของสายส่งเท่ากับค่าพิกัดสายส่งของสายส่งเส้นที่มีค่าพิกัดน้อยกว่า
  - บัสแต่ละบัสสามารถเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งได้มากกว่า 1 ครั้ง

#### 4. สมมุติฐานในการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีผสมผสาน

- พิจารณาวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรระหว่างการแบ่งแยกบัส การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส การเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งพร้อมกัน และพิจารณาเงื่อนไขในแต่ละวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วย
- อนุญาตให้บัสที่มีการแบ่งแยกบัสหรือมีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสแล้ว สามารถเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งได้อีก

### 5.2 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

เนื่องจากวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรในแต่ละวิธี เป็นการเปลี่ยนแปลงโครงข่ายของระบบให้เปลี่ยนไปจากเดิม เช่น การแบ่งแยกบัสเป็นวิธีการแบ่งแยกบัสที่มีอยู่แล้วให้แยกออกจากกัน การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเป็นการติดตั้งรีแอกเตอร์เข้าไประหว่างบัสที่ถูกแบ่งแยกบัส หรือการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งก็เป็นการเปลี่ยนจุดเชื่อมต่อของสายส่งบางเส้นให้เปลี่ยนไปจากเดิม เพื่อให้สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นในระบบได้ แต่หากมีการเปลี่ยนแปลงระบบมากเกินไปก็สามารถทำให้ระบบขาดความมั่นคงและความเชื่อถือได้ ดังนั้นในงานวิจัยฉบับนี้จึงได้ออกแบบการประเมินระบบ โดยการให้คะแนนของระบบหลังจากการเปลี่ยนแปลงที่สามารถทำงานภายใต้เงื่อนไขบังคับและจำกัดกระแสลัดวงจรได้ ซึ่งการพิจารณาคะแนนประเมินของระบบจะมาจากคะแนนประเมินของบัสที่มีการเปลี่ยนแปลง คะแนนประเมินของขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่ติดตั้งเข้ามา และคะแนนประเมินของค่ากระแสลัดวงจร โดยกำหนดให้คะแนนการประเมินระบบที่มีค่าน้อยซึ่งหมายถึงระบบมีการเปลี่ยนแปลงที่น้อยกว่า มีคุณภาพคำตอบที่ดีกว่า ดังนั้นสมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ

$$\text{Minimize} \{ \text{System points} \} \quad (5.1)$$

$$\text{System points} = 10^6 \times (\bar{w}_{bs} \cdot \bar{e}_{bs} + \bar{w}_{lb} \cdot \bar{e}_{lb} + w_{clr} \cdot e_{clr}) + w_{is} \cdot I_{sc} \quad (5.2)$$

โดยที่

System points	คือ	คะแนนประเมินของระบบ
$\bar{e}_{bs}$	คือ	ทวิภาคเวกเตอร์ของตำแหน่งบัสที่มีการเปลี่ยนแปลงจากวิธีการแบ่งแยกบัส ค่าของตำแหน่งในเวกเตอร์จะมีค่าเป็น 1 เมื่อตำแหน่งบัสนั้นมีการเปลี่ยนแปลง และเป็น 0 เมื่อตำแหน่งบัสนั้นไม่มีการเปลี่ยนแปลง

$e_{lb}$	คือ	ทวิภาคเวกเตอร์ของตำแหน่งบัสที่มีการเปลี่ยนแปลงจากวิธีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง ค่าของตำแหน่งในเวกเตอร์จะมีค่าเป็น 1 เมื่อตำแหน่งบัสนั้นมีการเปลี่ยนแปลง และเป็น 0 เมื่อตำแหน่งบัสนั้นไม่มีการเปลี่ยนแปลง
$e_{clr}$	คือ	ขนาดรวมของรีแอกเตอร์จำกัดกระแส
$I_{sc}$	คือ	ขนาดของกระแสลัดวงจรสูงสุดในหน่วยแอมแปร์
$\bar{w}_{bs}, \bar{w}_{lb}$	คือ	ค่าเวกเตอร์ถ่วงน้ำหนักที่มีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1
$w_{clr}, w_{is}$	คือ	ค่าถ่วงน้ำหนักที่มีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1

### 5.3 เงื่อนไขบังคับ

งานวิจัยฉบับนี้ได้แบ่งเงื่อนไขบังคับออกเป็น 2 ประเภท คือ เงื่อนไขบังคับการทำงานของระบบ เงื่อนไขความปลอดภัยของระบบ ซึ่งมีเงื่อนไข ดังนี้

#### 5.3.1 เงื่อนไขการทำงานของระบบ

ระบบไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ตามปกติ จะต้องมิจุดทำงานของอุปกรณ์ต่างๆอยู่ไม่เกินพิกัดของเงื่อนไขการทำงานของระบบ โดยมีเงื่อนไขของระบบที่พิจารณา คือ เงื่อนไขการแยกตัวของระบบ เงื่อนไขความสมดุลของพลังงาน เงื่อนไขพิกัดกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เงื่อนไขพิกัดของแรงดัน และเงื่อนไขของพิกัดสายส่ง

1. เงื่อนไขการแยกตัวของระบบ

$$islanding = 0 \quad (5.3)$$

เมื่อ  $islanding \in \{0, 1\}$  โดยถ้า  $islanding$  เป็น 1 แสดงว่ามีการแยกตัวของระบบ และถ้าเป็น 0 แสดงว่าไม่มีการแยกตัวของระบบเกิดขึ้น

2. เงื่อนไขความสมดุลของกำลังไฟฟ้า

$$P_i = P_{G_i} - P_{D_i} = \sum_{j=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), \quad i = 2, \dots, nbus \quad (5.4)$$

$$Q_i = Q_{G_i} - Q_{D_i} = -\sum_{j=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j), \quad i = 2, \dots, nbus \quad (5.5)$$

3. เงื่อนไขกำลังไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส

$$P_{G_i}^{\min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{\max} \quad (5.6)$$

$$Q_{G_i}^{\min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{\max} \quad (5.7)$$

4. เกณฑ์พิสัยของแรงดันแต่ละบัส

$$V_i^{\min} \leq |V_i| \leq V_i^{\max} \quad (5.8)$$

5. เกณฑ์พิสัยค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง

$$|S_{ij}| \leq S_{ij}^{\max} \quad (5.9)$$

### 5.3.2 เกณฑ์ความมั่นคงของระบบ

นอกจากการพิจารณาเกณฑ์การทำงานของระบบแล้ว ในงานวิจัยฉบับนี้ได้เพิ่มเกณฑ์ความมั่นคงของระบบเข้ามาในการพิจารณาการทำงานของระบบด้วย เนื่องจากในงานวิจัยฉบับนี้ได้ใช้วิธีการเปลี่ยนแปลงโครงข่ายของระบบเพื่อให้สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรสูงที่เกิดขึ้นในระบบ ดังนั้นหลังจากการเปลี่ยนแปลงระบบ จึงจำเป็นต้องมีการประเมินความมั่นคงของระบบใหม่ โดยมีเกณฑ์ความมั่นคงที่นำมาพิจารณา ดังนี้

1. เกณฑ์ค่ากระแสลัดวงจรในแต่ละบัสต้องไม่เกินค่าพิสัยของเซอร์กิตเบรกเกอร์

$$|I_{sc_i}| \leq CB_i^{\text{rate}} \quad (5.10)$$

2. เกณฑ์ความมั่นคงของระบบจากดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ

$$PQVSI < \text{Safety margin} \quad (5.11)$$

3. เกณฑ์ความมั่นคงของระบบจากการวิเคราะห์ผลกระทบเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 เส้น (N-1 Contingency)

$$\text{contingency} = 1 \quad (5.12)$$

เมื่อ  $\text{contingency} \in \{0,1\}$  โดยถ้า  $\text{contingency}$  เป็น 1 แสดงว่าระบบสามารถทำงานได้เมื่อมีสายส่งหลุดออกจากระบบ 1 เส้น และเป็น 0 แสดงว่าระบบไม่สามารถทำงานได้นั่นเอง

### 5.4 วิธีการแก้ปัญหา

การแก้ปัญหาของการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีผสมผสาน ในงานวิจัยฉบับนี้จะใช้การหาคำแนะนำของการเปลี่ยนแปลงระบบและรูปแบบที่เหมาะสมด้วยวิธีการประยุกต์การค้นหาด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle swarm optimization, PSO) [19] ซึ่งจะเป็นการนำวิธีค้นหาแบบปัญญาเชิงคำนวณ [20] มาประยุกต์ใช้ให้สามารถแก้ปัญหาได้

เนื่องจากปัญหาการหาตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมนี้ เป็นปัญหาที่มีความซับซ้อนสูง จึงมีการแบ่งปัญหาออกเป็นปัญหาหลักและปัญหารอง โดยปัญหาหลัก คือ การหาตำแหน่งการเปลี่ยนแปลงระบบที่เหมาะสม และปัญหารอง คือ การหารูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบที่ดีที่สุดของตำแหน่งบัสในปัญหาหลัก

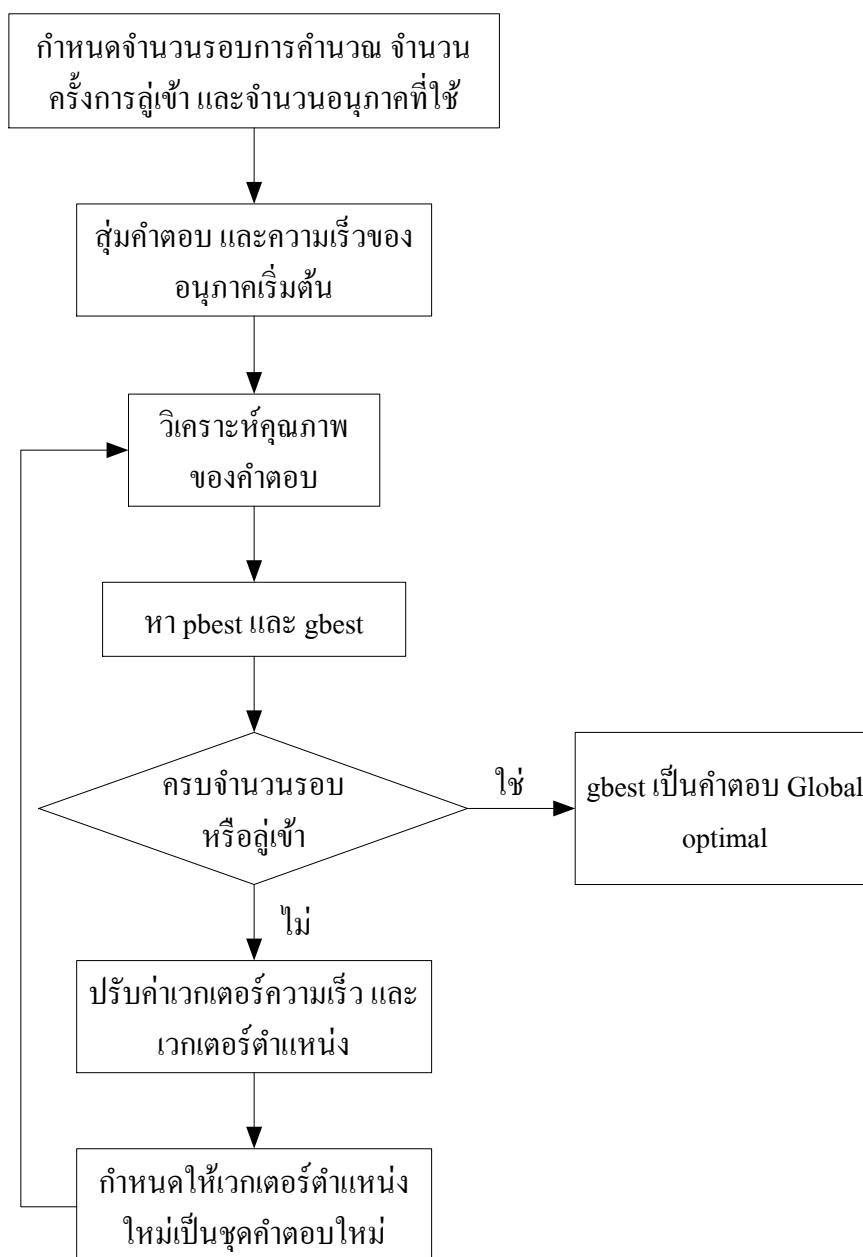
ก่อนที่จะเข้าสู่กระบวนการการแก้ปัญหาของการหาตำแหน่งที่เหมาะสมของวิธีการจำกัดกระแส ลัดวงจรแบบผสมผสาน จะกล่าวถึงกรณียามความหมายของตัวแปรต่างๆที่จะใช้อธิบายไว้ ดังนี้

<i>iter max main</i>	คือ	จำนวนรอบการคำนวณสูงสุดของปัญหาหลัก
<i>iter max sub</i>	คือ	จำนวนรอบการคำนวณสูงสุดของปัญหารอง
<i>objective count</i>	คือ	จำนวนครั้งการสุ่มเข้าหาคำตอบที่ดีที่สุด
<i>main particle</i>	คือ	จำนวนอนุภาคของปัญหาหลัก
<i>sub particle</i>	คือ	จำนวนอนุภาคของปัญหารอง
$S_0$	คือ	ชุดคำตอบเริ่มต้นของปัญหาหลัก
$S_{best}$	คือ	ชุดคำตอบที่ดีที่สุดของปัญหาหลัก
$S_{new}$	คือ	ชุดคำตอบใหม่ของปัญหาหลัก
$F_0$	คือ	ชุดคำตอบเริ่มต้นของปัญหารอง
$F_{best}$	คือ	ชุดคำตอบที่ดีที่สุดของปัญหารอง
$F_{new}$	คือ	ชุดคำตอบใหม่ของปัญหารอง
<i>pbest</i>	คือ	คำตอบที่ดีที่สุดเมื่อเทียบอนุภาคต่ออนุภาคในแต่ละรอบการคำนวณของปัญหาหลัก
<i>gbest</i>	คือ	คำตอบที่ดีที่สุดของทั้งกลุ่มอนุภาคในแต่ละรอบการคำนวณของปัญหาหลัก
<i>subpbest</i>	คือ	คำตอบที่ดีที่สุดเมื่อเทียบอนุภาคต่ออนุภาคในแต่ละรอบการคำนวณของปัญหารอง
<i>subgbest</i>	คือ	คำตอบที่ดีที่สุดของทั้งกลุ่มอนุภาคในแต่ละรอบการคำนวณของปัญหารอง
<i>bus</i>	คือ	ตำแหน่งบัสที่มีการเปลี่ยนแปลง
<i>caseL</i>	คือ	รูปแบบของการแบ่งแยกบัสเนื่องจากสายส่ง
<i>caseT</i>	คือ	รูปแบบของการแบ่งแยกบัสเนื่องจากหม้อแปลงที่เชื่อมต่อ
System point	คือ	คะแนนประเมินระบบ

*CLR size* คือ ขนาดของ CLR ที่จะนำมาติดตั้ง

*case bp* คือ รูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อของสายส่ง

ขั้นตอนการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมของวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน มีขั้นตอนดังแสดงในภาพที่ 5.1



ภาพที่ 5.1 กระบวนการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมของการแบ่งแยกบัส ด้วยวิธีการ  
การประยุกต์วิธีการค้นหาด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดจำนวนรอบของการคำนวณสูงสุดของปัญหาหลัก (*iter max main*) และปัญหาย่อย (*iter max sub*) จำนวนรอบการลู่เข้าหาคำตอบ (*objective count*) และจำนวนอนุภาคที่ใช้คำนวณของทั้งปัญหาหลัก (*main particle*) และปัญหารอง (*sub particle*)

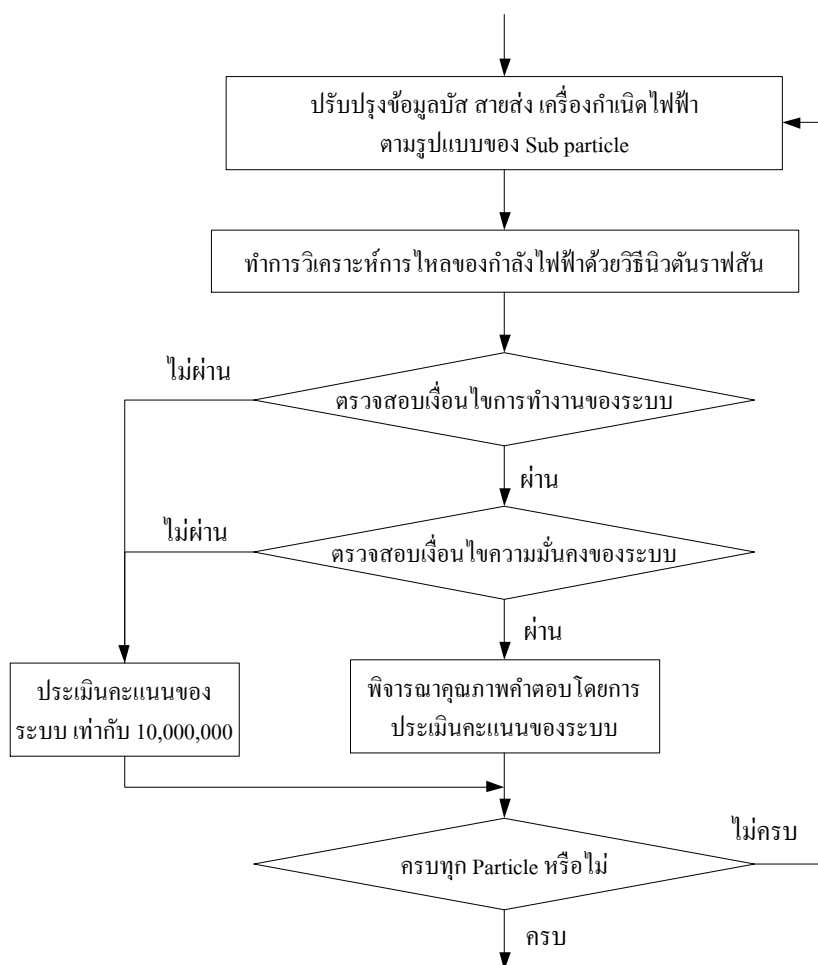
ขั้นตอนที่ 2 การสุ่มคำตอบเริ่มต้น  $S_0$  หรือตำแหน่งบัสที่จะทำการเปลี่ยนแปลงเริ่มต้น โดยจะแบ่งการสุ่มบัสเริ่มต้นออกเป็น 3 กรณี โดยกรณีที่ 1 คือ การสุ่มตำแหน่งบัสเริ่มต้นจากตำแหน่งบัสที่สามารถแบ่งแยกได้ เพื่อนำไปพิจารณาการแบ่งแยกบัสแบบถาวร กรณีที่ 2 คือ การสุ่มตำแหน่งบัสเริ่มต้นจากตำแหน่งบัสที่สามารถติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสได้ และในกรณีที่ 3 จะเป็นการสุ่มตำแหน่งบัสมาจากตำแหน่งบัสที่สามารถเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งได้ และทำการสุ่มเวกเตอร์ความเร็วเริ่มต้น

ขั้นตอนที่ 3 การวิเคราะห์คุณภาพคำตอบของอนุภาคของปัญหาหลักจะนำไปวิเคราะห์ในขั้นตอนของปัญหารอง ซึ่งเป็นการหารูปแบบที่เหมาะสมที่สุดของการเปลี่ยนแปลงในแต่ละบัสของอนุภาคในปัญหาหลัก

ขั้นตอนที่ 3.1 นำแต่ละบัสที่ได้ในอนุภาคหลักมาสร้างรูปแบบของการแบ่งแยกบัส รูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสหรือสร้างรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง และทำการจำนวนของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สามารถนำมาติดตั้งได้

ขั้นตอนที่ 3.2 เมื่อสร้างรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบครบทุกตำแหน่งบัสในอนุภาคนั้น จะทำการสุ่มรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบบัสเริ่มต้น  $F_0$  เพื่อนำไปเปลี่ยนแปลงระบบต่อไป

ขั้นตอนที่ 3.3 นำข้อมูลการเปลี่ยนแปลงระบบจาก ขั้นตอน 3.2 ไปปรับปรุงระบบแล้วนำไปพิจารณาเงื่อนไขบังคับ และประเมินคะแนนของแต่ละรูปแบบ ตามภาพที่ 5.2

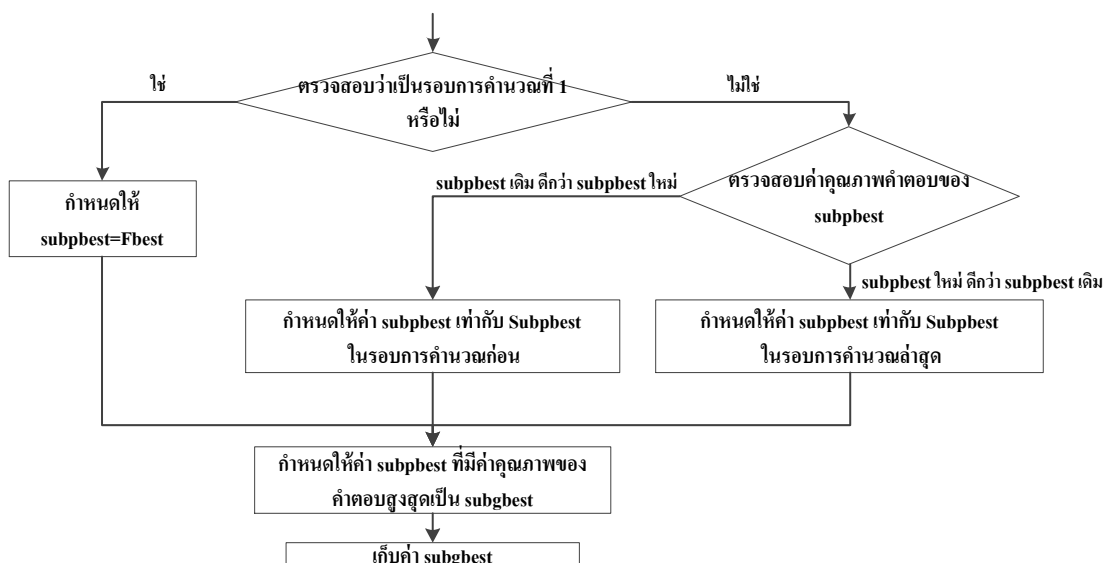


ภาพที่ 5.2 แสดงการวิเคราะห์คุณภาพคำตอบ

การพิจารณาเงื่อนไขของความมั่นคงจะพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงจากกระแสลัดวงจร และดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ เสมอ สำหรับการพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบจากเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 เส้นนั้นจะมีการแบ่งเป็นกรณีทดสอบที่ให้มีการพิจารณาและไม่พิจารณา ซึ่งจะกล่าวในบทต่อไป

ขั้นตอนที่ 3.4 หาค่า *subpbest* และ *subgbest* จากแต่ละอนุภาคตามขั้นตอนที่แสดงในภาพที่ 5.3





ภาพที่ 5.3 แสดงการหาค่า subpbest และ subgbest

ขั้นตอนที่ 3.5 ทำการปรับค่าเวกเตอร์ความเร็ว และเวกเตอร์ของตำแหน่งของอนุภาคตามสมการที่ (5.13) และ (5.14) จะได้ชุดคำตอบใหม่  $F_{new}$

$$\vec{v}_i(\nu) = \omega \vec{v}_i(\nu-1) + \rho_p [L\bar{p}_{subpbest_i} - \bar{p}_i(\nu)] + \rho_g [L\bar{p}_{subgbest} - \bar{p}_i(\nu)] \quad (5.13)$$

$$\bar{p}_i(\nu) = \bar{p}_i(\nu-1) + \vec{v}_i(\nu) \quad (5.14)$$

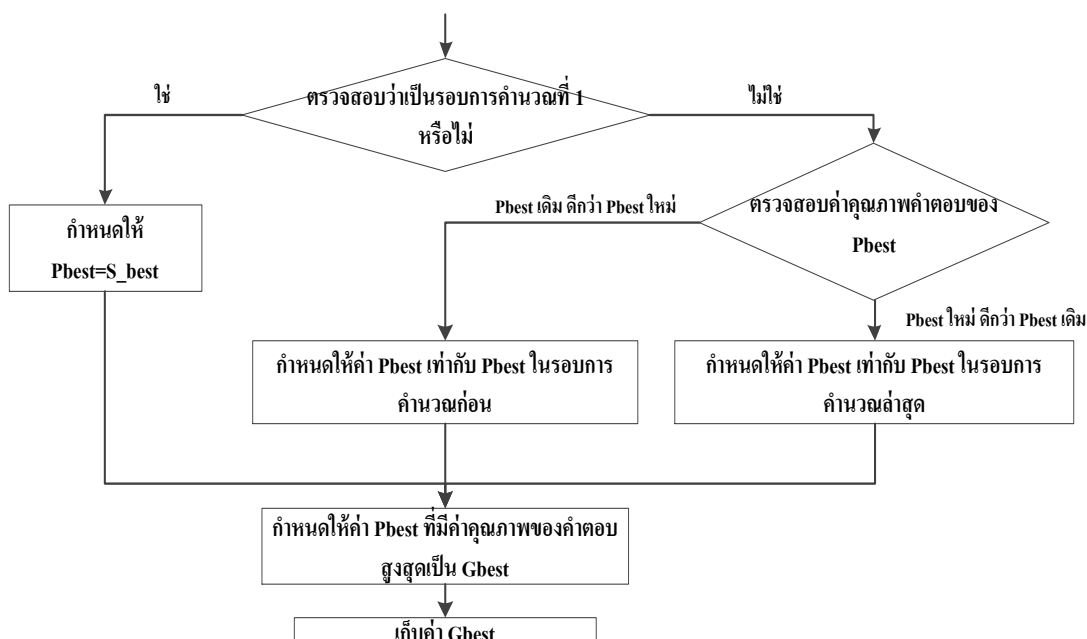
ขั้นตอนที่ 3.6 กำหนดให้ชุดคำตอบใหม่ของปัญหาหาค่า  $F_{new}$  เป็นชุดคำตอบที่ดีที่สุด  $F_{best}$

ขั้นตอนที่ 3.7 ตรวจสอบว่า  $subgbest$  บรรลุวัตถุประสงค์ตามจำนวนครั้งที่กำหนด ( $iter\ max\ sub$ ) หรือลู่เข้าแล้วหรือไม่ ถ้ายังไม่บรรลุวัตถุประสงค์ให้กลับไปทำตามขั้นตอนที่ 3.3 ถึงขั้นตอนที่ 3.7 ใหม่จนบรรลุวัตถุประสงค์

ขั้นตอนที่ 3.8 เมื่อบรรลุวัตถุประสงค์จากขั้นตอนที่ 3.7 แล้วจะได้รูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบที่ดีที่สุดจากคะแนนประเมินระบบที่ดีที่สุด แล้วจะนำรูปแบบและคะแนนประเมินที่ได้ไปเป็นคะแนนประเมินระบบของอนุภาคในปัญหาหลัก

ขั้นตอนที่ 3.9 ทำซ้ำจากขั้นตอนที่ 3.1 ถึงขั้นตอนที่ 3.8 จนครบทุกอนุภาคของปัญหาหลัก

ขั้นตอนที่ 4 หาค่า  $pbest$  และ  $gbest$  จากอนุภาคหลัก ตามขั้นตอนที่แสดงในภาพที่ 5.4



ภาพที่ 5.4 แสดงการหาค่า pbest และ gbest

ตรวจสอบคุณภาพคำตอบของ  $pbest$  และ  $gbest$  จากการประเมินคะแนนระบบที่ได้ สำหรับการคำนวณเฉพาะในรอบแรกจะกำหนดให้ชุดคำตอบเริ่มต้น  $S_0$  เป็นชุดคำตอบที่ดีที่สุด  $S_{best}$

ขั้นตอนที่ 5 ทำการปรับค่าเวกเตอร์ความเร็ว และเวกเตอร์ของตำแหน่งของอนุภาคตามสมการที่ (5.15) และ (5.16) จะได้ชุดคำตอบใหม่  $S_{new}$

$$\vec{v}_i(t) = \omega \vec{v}_i(t-1) + \rho_p [P_{pbest_i} - \vec{p}_i(t)] + \rho_g [P_{gbest} - \vec{p}_i(t)] \quad (5.15)$$

$$p_i(t) = p_i(t-1) + v_i(t) \quad (5.16)$$

ขั้นตอนที่ 6 กำหนดให้ชุดคำตอบใหม่  $S_{new}$  เป็นชุดคำตอบที่ดีที่สุด  $S_{best}$

ขั้นตอนที่ 7 ตรวจสอบว่า  $gbest$  บรรลุวัตถุประสงค์ตามจำนวนครั้งที่กำหนด ( $iter\ max\ main$ ) หรือลู่เข้าแล้วหรือไม่ ถ้ายังไม่บรรลุวัตถุประสงค์ให้กลับไปทำตามขั้นตอนที่ 3 ถึงขั้นตอนที่ 6 ใหม่จนบรรลุวัตถุประสงค์

ขั้นตอนที่ 8 ได้คำตอบที่ดีที่สุดจาก  $gbest$

## บทที่ 6

### การทดสอบ และวิเคราะห์ผล

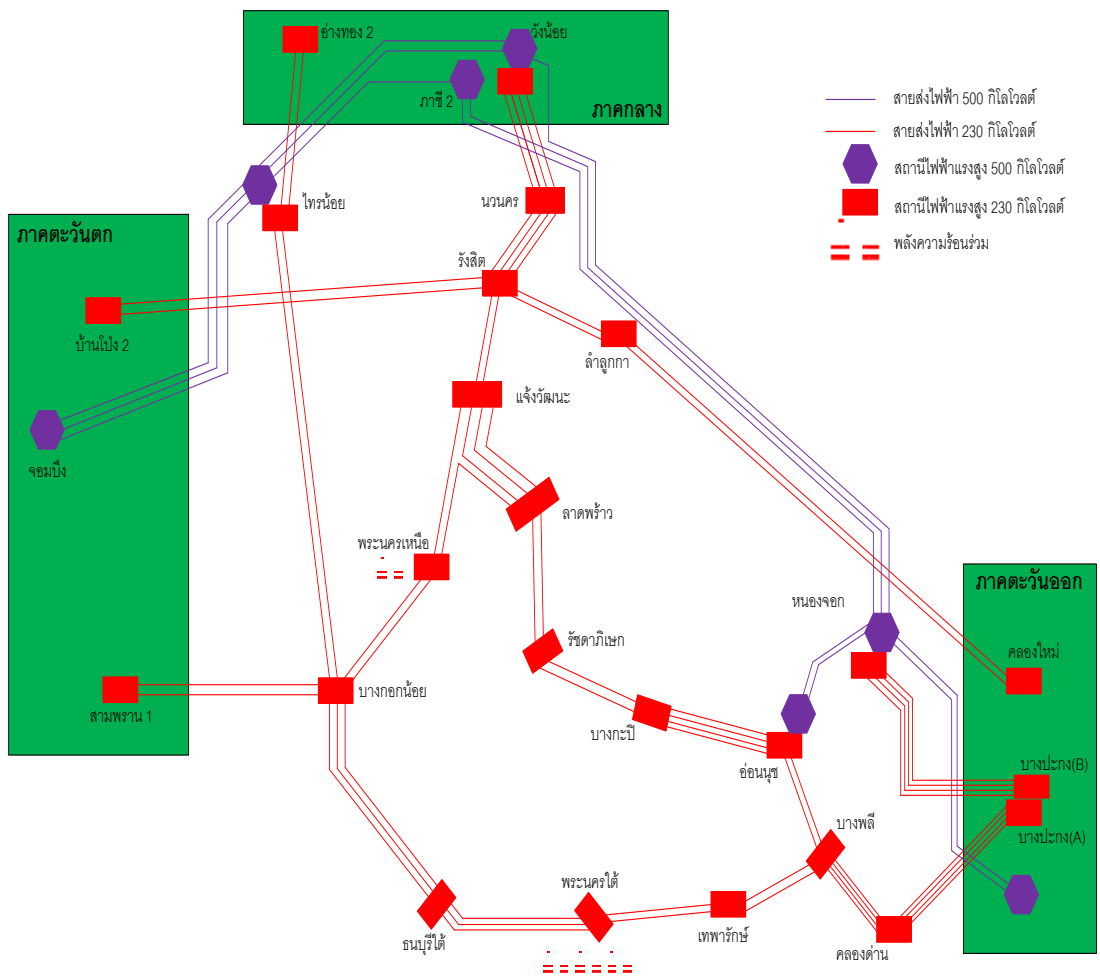
เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงระบบทดสอบที่ใช้ในการทดสอบประสิทธิภาพของวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรที่นำเสนอ และวิธีการทดสอบการในแต่ละวิธี รวมถึงการวิเคราะห์ผลการทดลองด้วย

#### 6.1 ระบบทดสอบ

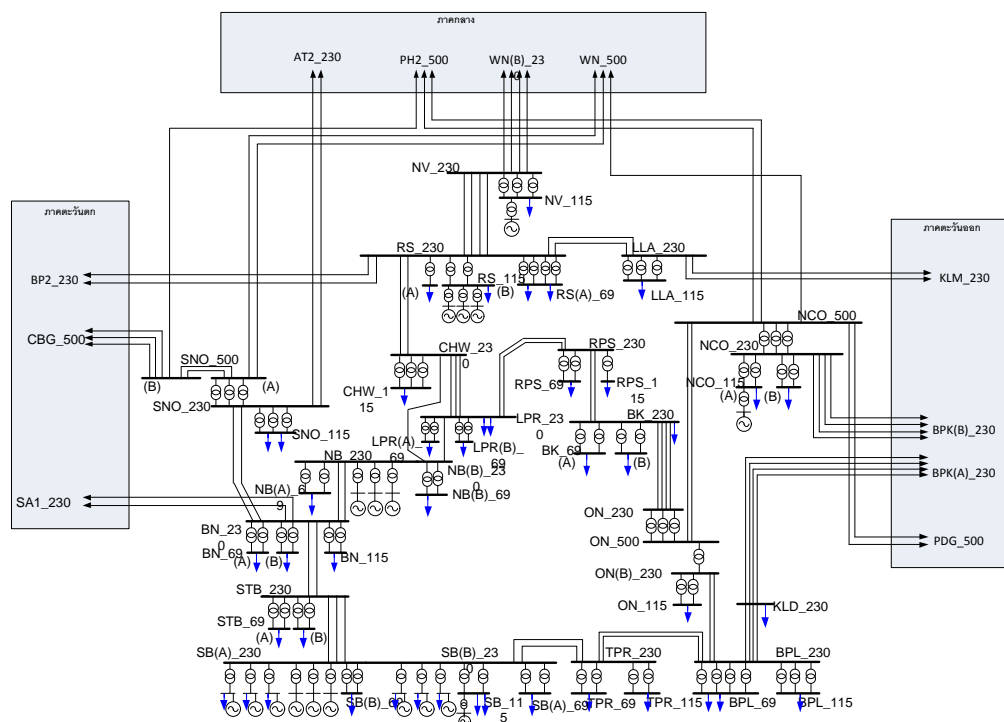
วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ใช้ระบบส่งไฟฟ้ากำลังของ กฟผ.[21] ที่มีการลดรูปของระบบส่งไฟฟ้าทั้งประเทศเพื่อนำมาวิเคราะห์ความรุนแรงของกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นในเขตกรุงเทพฯ

รายละเอียดที่สำคัญของระบบประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 108 เครื่อง ขนาดกำลังการผลิตรวม 17,520 MW ขนาดของโหลดรวม เท่ากับ 17,402 MW มีจำนวนบัสในระบบรวม 254 บัส จำนวนสายส่งรวม 215 วงจร และมีหม้อแปลงในระบบรวม 214 ลูก

การวิเคราะห์กระแสลัดวงจรในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสนใจเฉพาะตำแหน่งบัสของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯ ที่มีแรงที่บัสตั้งแต่ 230 kV ขึ้นไปเท่านั้น โดยจุดเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าที่มีแรงดัน 230 kV และ 500 kV ในเขตกรุงเทพฯ จะแสดงในภาพที่ 6.1 และมีแผนภาพเส้นเดียวของระบบส่งกำลังไฟฟ้า แสดงอยู่ในภาพที่ 6.2



ภาพที่ 6.1 แสดงจุดเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯ



กรุงเทพ และ ปริมณฑล

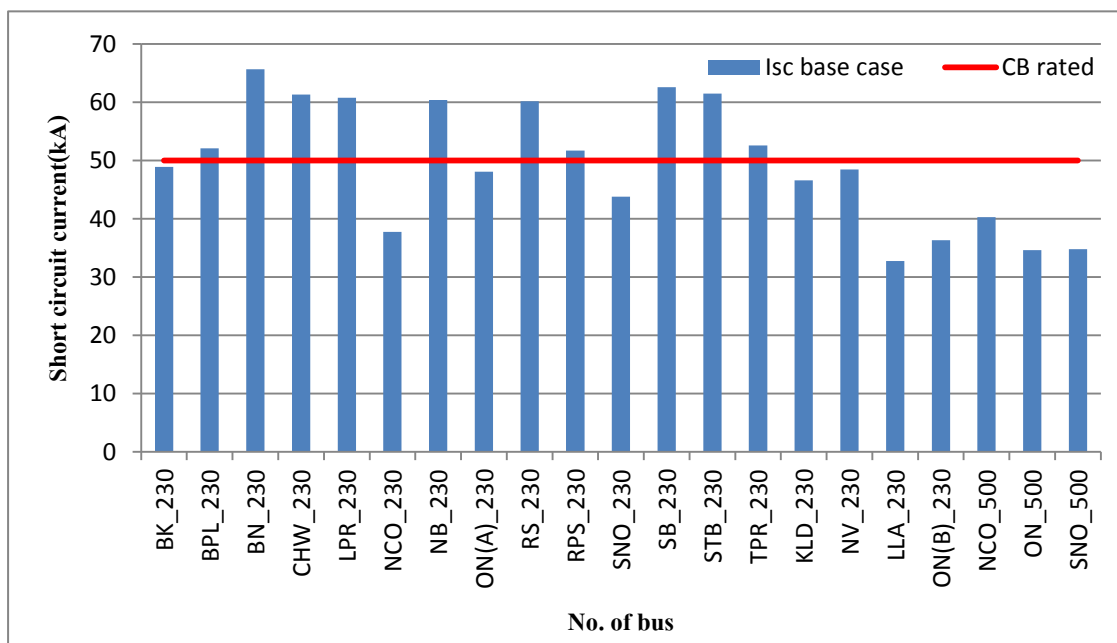
ภาพที่ 6.2 แผนภาพเส้นเดียวของระบบส่งไฟฟ้ากำลังในเขตกรุงเทพฯ

เมื่อนำระบบทดสอบนี้ไปวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า พบว่า ไม่มีการละเมิดเงื่อนไขบังคับของระบบ หรือเงื่อนไขของความมั่นคงเลย ยกเว้นเงื่อนไขของพิกัดกระแสลัดวงจร ซึ่งมีตำแหน่งบัสที่สถานีไฟฟ้าหลายสถานีที่มีขนาดของกระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส สูงเกินพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์ คือ มีขนาดของกระแสลัดวงจรสูงกว่า 50 kA สามารถแสดงได้ ดังตารางที่ 6.1 และภาพที่ 6.3 และเมื่อประเมินความมั่นคงของระบบนี้จากดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ จะมีค่าดัชนีสูงสุดเท่ากับ 0.3929

ตารางที่ 6.1 แสดงค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส ของสถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ

No.	หมายเลขบัส	ชื่อสถานีไฟฟ้า	ระดับแรงดัน (kV)	กระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟส (kA)
1	11801	บางกะปิ	230	48.92
2	11802	บางพลี	230	52.08
3	11803	บางกอกน้อย	230	65.69
4	11804	แจ้งวัฒนะ	230	61.36
5	11806	ลาดพร้าว	230	60.80
6	11807	หนองจอก	230	37.76
7	11808	พระนครเหนือ	230	60.42

8	11809	อ่อนนุชA	230	48.07
9	11810	รังสิต	230	60.20
10	11811	รัชดาภิเษก	230	51.72
11	11812	ไทรม้าย	230	43.83
12	11813	พระนครใต้	230	62.60
13	11814	ธนบุรีใต้	230	61.51
14	11815	เทพารักษ์	230	52.58
15	11816	คลองด่าน	230	46.60
16	11819	นวนคร	230	48.49
17	11820	ลำลูกกา	230	32.76
18	11839	อ่อนนุชB	230	36.31
19	11907	หนองจอก	500	40.29
20	11909	อ่อนนุช	500	34.63
21	11912	ไทรม้าย	500	34.77



ภาพที่ 6.3 แสดงค่ากระแสลัดวงจรของแต่ละสถานีไฟฟ้าเปรียบเทียบกับ  
ค่าพิคต์ของเซอร์กิตเบรกเกอร์

จากข้อมูลของกระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ พบว่า สถานีที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงจะอยู่บริเวณที่มีการเชื่อมต่อแบบลูบมาก ซึ่งการเชื่อมต่อแบบลูบนี้ทำให้อิมพีแดนซ์สมมูลของบริเวณนั้นมีค่าต่ำ ทำให้เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบจึงมีค่ากระแสลัดวงจรสูง

## 6.2 วิธีการทดสอบ และผลการทดสอบ

สำหรับการทดสอบประสิทธิภาพของการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบทดสอบนี้ จะกำหนดให้ค่าพิคคของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 50 kA และค่า Safety margin ของ PQVSI มีค่า  $Safety\ margin=0.5$

ในการทดสอบจะแบ่งออกเป็น 4 กรณี ตามวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรที่ได้นำเสนอ และในแต่ละกรณีทดสอบ จะมีการพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงที่แตกต่างกันด้วย คือ จะมีผลการทดสอบจากกรณีไม่พิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น และผลการทดสอบจากกรณีที่พิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น

### 6.2.1 กรณีใช้วิธีการแบ่งแยกบัสอย่างเดียว

#### 6.2.1.1 รูปแบบปัญหา

ในงานวิจัยฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการแบ่งแยกบัส โดยที่แต่ละบัสสามารถแบ่งแยกบัสออกได้หลายรูปแบบตามเงื่อนไขของสายส่งและหม้อแปลงที่เชื่อมต่ออยู่ ดังนั้นรูปแบบของปัญหาของการแบ่งแยกบัสสำหรับงานวิจัยนี้ คือ การหาคำแนะนำการแบ่งแยกบัสและรูปแบบของการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมที่สุด เนื่องจากหากมีการแบ่งแยกบัสจำนวนมากเกินไปอาจจะทำให้ระบบสูญเสียความมั่นคงและความเชื่อถือได้ ดังนั้นการพิจารณาคำแนะนำและรูปแบบของการแบ่งแยกบัสจะต้องพิจารณาควบคู่กันไปกับเงื่อนไขบังคับการทำงานของระบบ และเงื่อนไขความมั่นคงของระบบ

#### 6.2.1.2 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของการแบ่งแยกบัส คือ หากการตำแหน่งบัสที่ถูกแบ่งแยกบัสน้อยที่สุด และมีรูปแบบของการแบ่งแยกเหมาะสมที่สุดที่ทำให้มีค่ากระแสลัดวงจรที่สูงที่สุดมีค่าต่ำสุด ซึ่งจะมีผลการประเมินคะแนนของระบบน้อยที่สุด ซึ่งสามารถเขียนเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ ดังสมการที่ (6.1) และ(6.2)

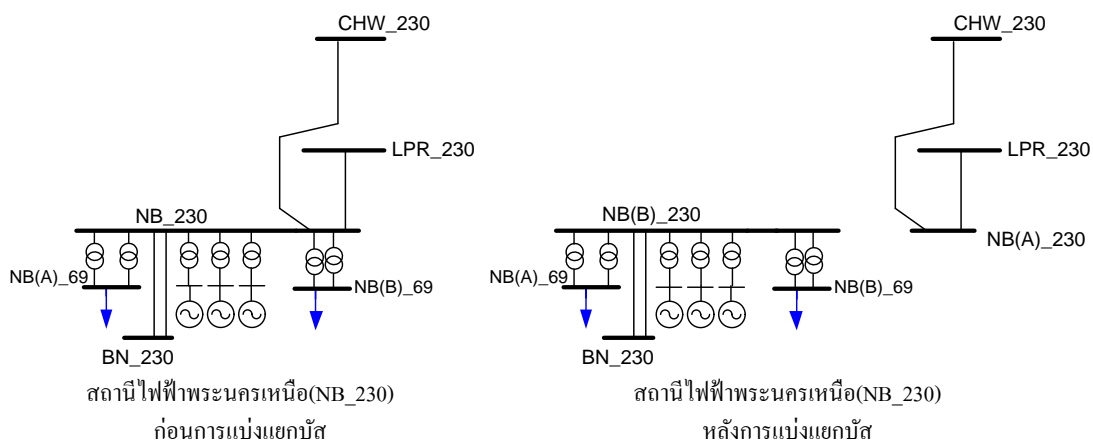
$$\text{Minimize} \{ \text{System points} \} \quad (6.1)$$

$$\text{System points} = 10^6 \times (\bar{w}_{bs} \cdot \bar{e}_{bs}) + w_{is} \cdot I_{sc} \quad (6.2)$$

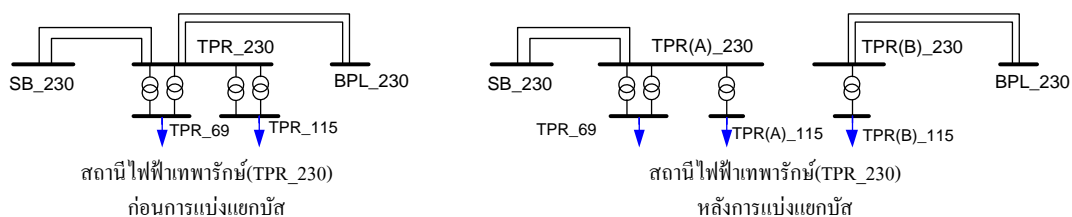
### 6.2.1.3 ผลการทดสอบ

#### กรณีไม่พิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น

ผลการทดสอบ พบว่า ตำแหน่งบัสที่เหมาะสมหลังจากแบ่งแยกบัสแล้วทำให้กระแสลัดวงจรที่สูงที่สุดในระบบต่ำที่สุด จะมีจำนวนของการแบ่งแยกบัสเพียง 2 บัส อยู่ที่ตำแหน่งบัสของสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือและสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์ และมีรูปแบบของการแบ่งแยกบัส ดังแสดงในภาพที่ 6.4 และภาพที่ 6.5 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.4 แสดงการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

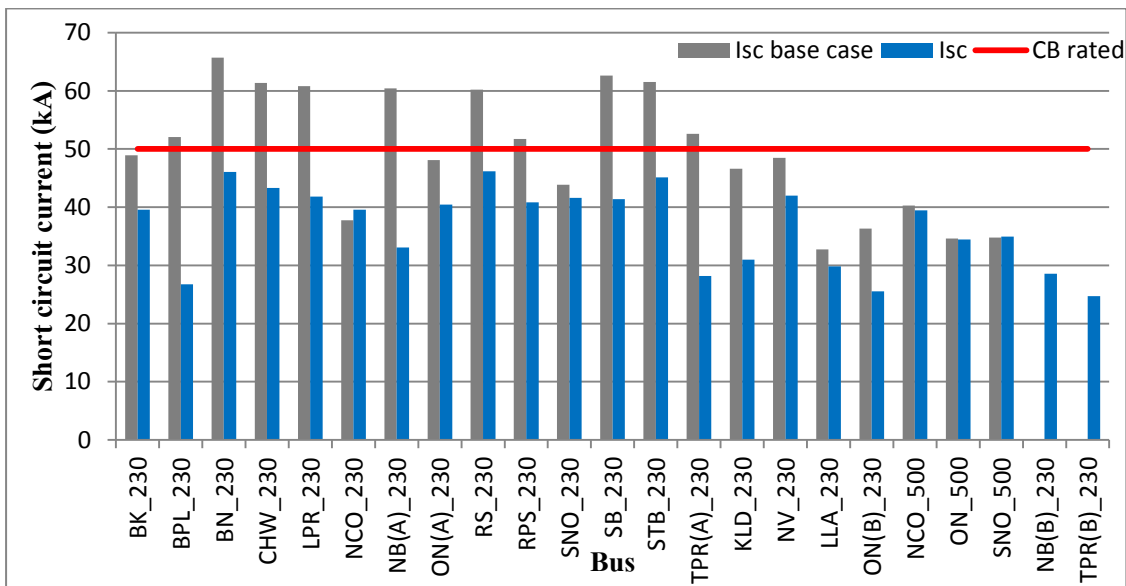


ภาพที่ 6.5 แสดงการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าเทพารักษ์

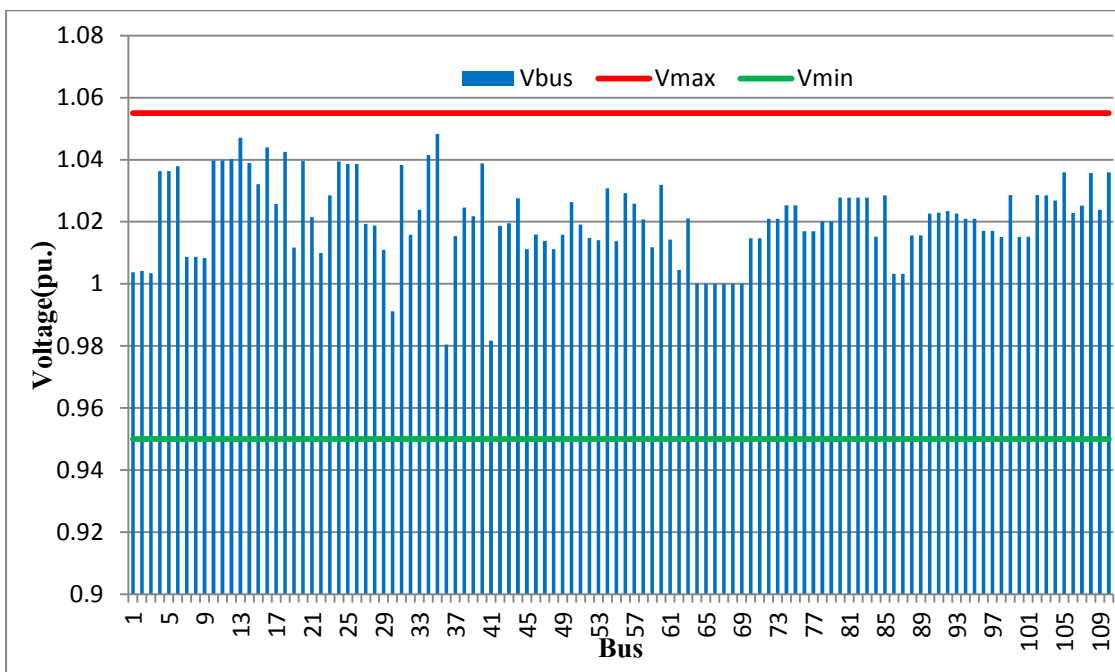
เมื่อทำการแบ่งแยกบัส ดังภาพที่ 6.4 และภาพที่ 6.5 แล้วนำไปคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า และค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสที่เกิดขึ้น พบว่า ค่ากระแสลัดวงจรที่สูงที่สุดของระบบอยู่ที่ตำแหน่งสถานีไฟฟ้ารังสิต ซึ่งมีค่ากระแสลัดวงจร 46.17 kA และมีค่าของดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ สูงสุดเท่ากับ 0.4759



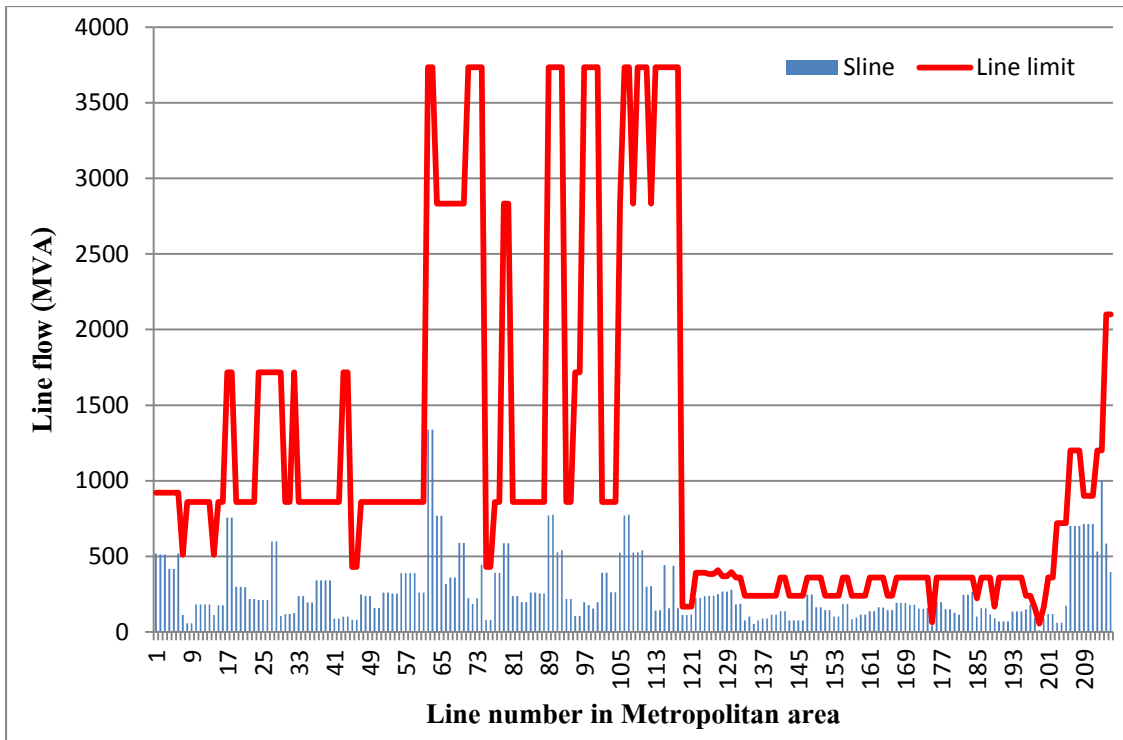
สำหรับผลของค่ากระแสลัดวงจร ขนาดแรงดันที่บัส ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แสดงในภาพที่ 6.6 ถึงภาพที่ 6.9



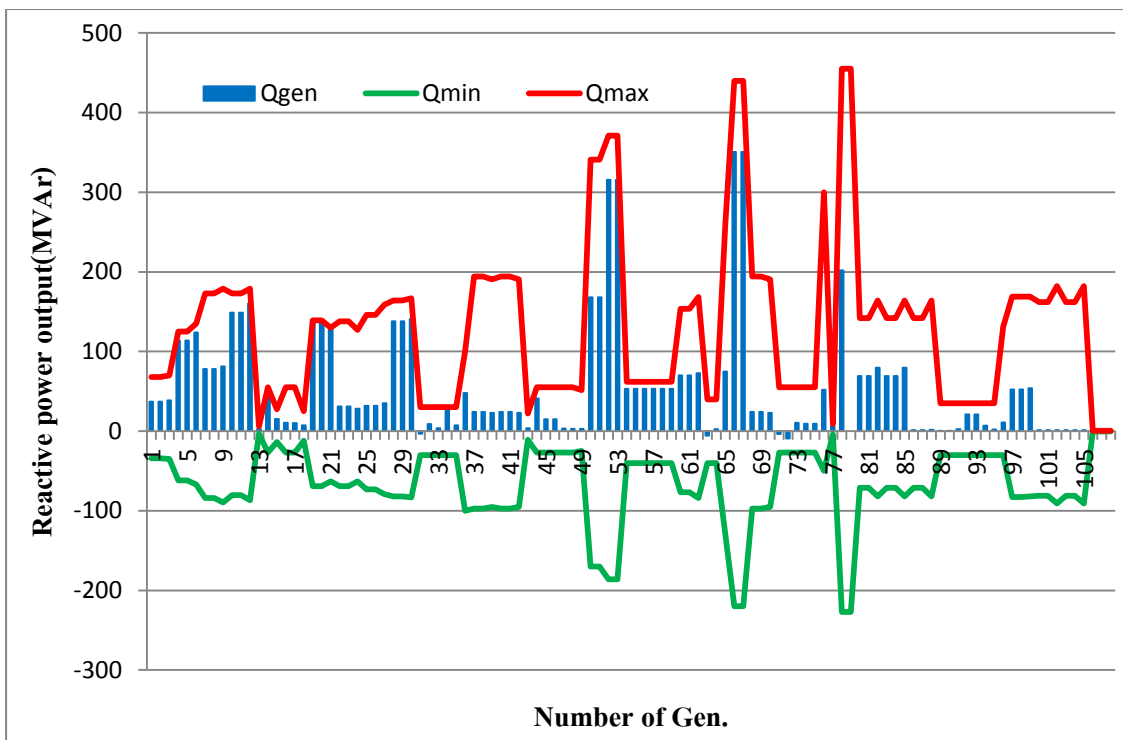
ภาพที่ 6.6 กระแสลัดวงจรหลังจากการแบ่งแยกบัส



ภาพที่ 6.7 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการแบ่งแยกบัส



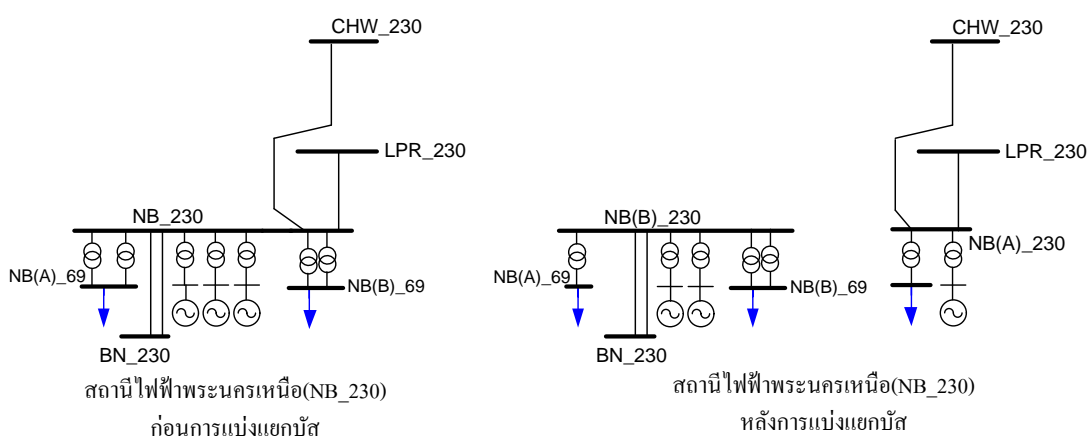
ภาพที่ 6.8 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการแบ่งแยกบัส



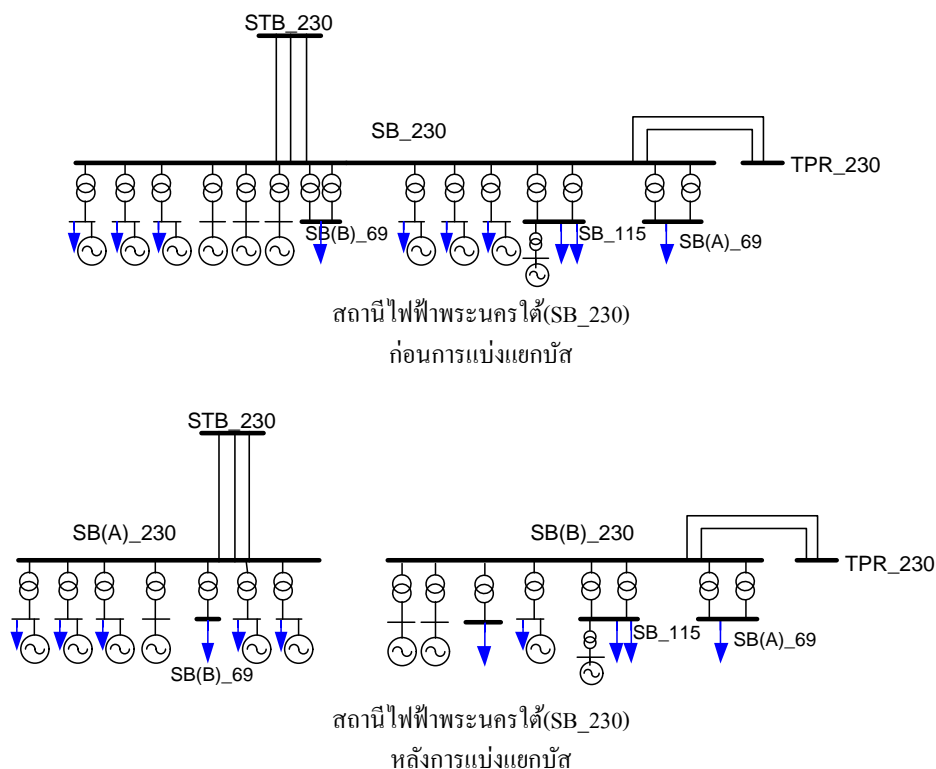
ภาพที่ 6.9 แสดงกำลังไฟฟัรเอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังจากการแบ่งแยกบัส

### กรณีพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น

ผลการทดสอบที่ได้จากการค้นหาตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมสำหรับการแก้ปัญหา กระแสลัดวงจรเมื่อพิจารณาผลกระทบเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 เส้น พบว่า จำนวนบัสที่เหมาะสมสำหรับการแบ่งแยกบัสมีจำนวน 2 บัส คือ ที่บัสสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ และที่บัสสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ โดยมีรูปแบบของการแบ่งแยกบัส ดังภาพที่ 6.10 และภาพที่ 6.11 ตามลำดับ

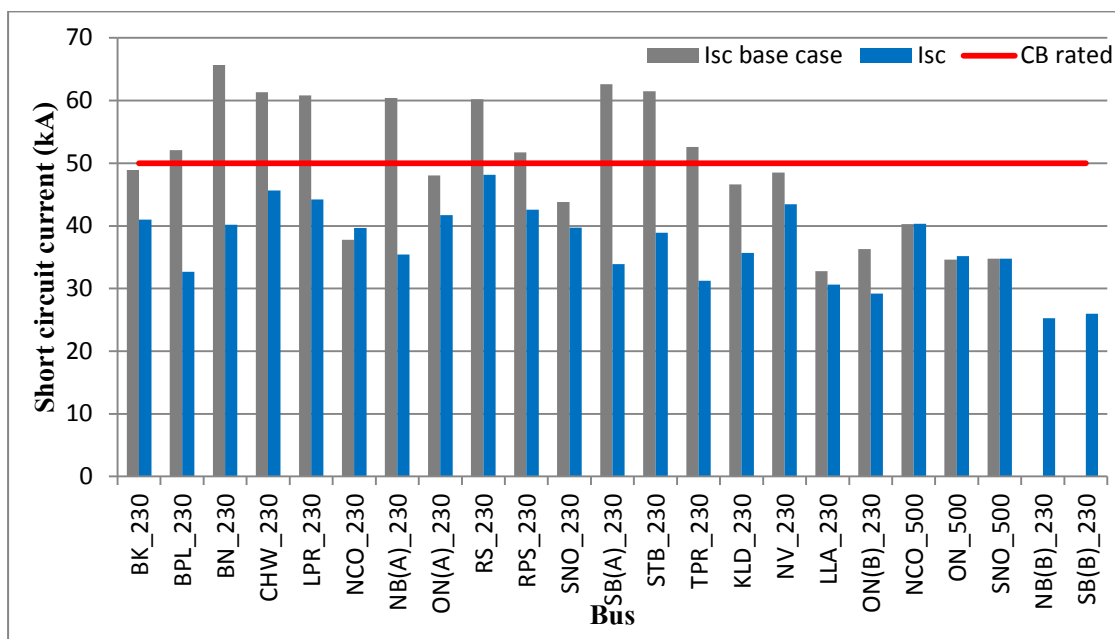


ภาพที่ 6.10 แสดงการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ

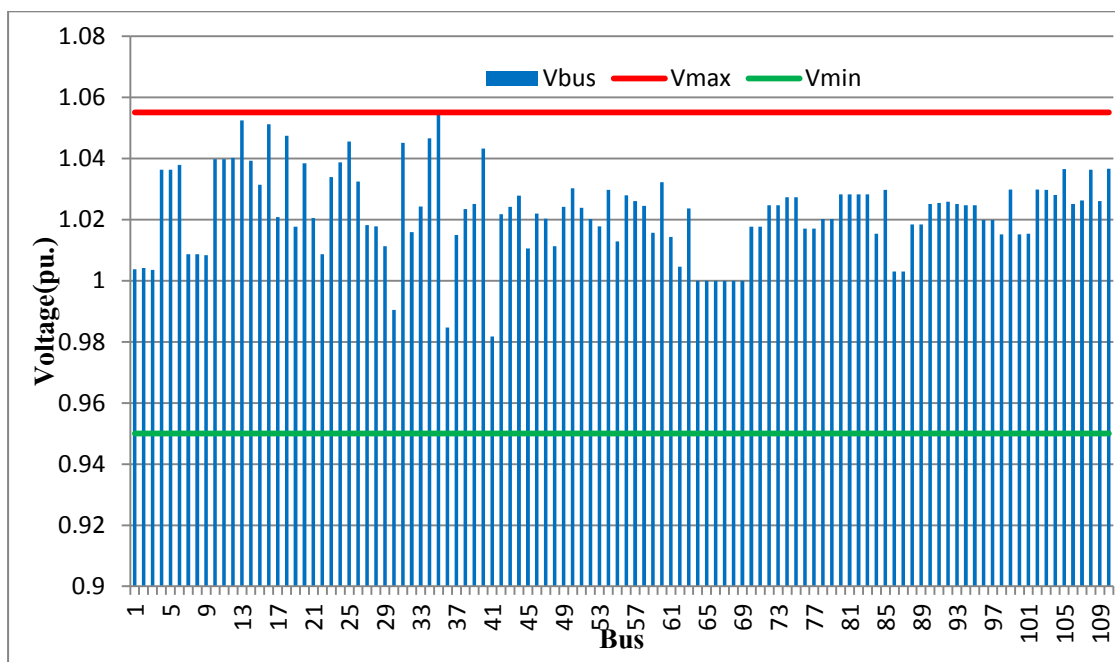


ภาพที่ 6.11 แสดงการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้

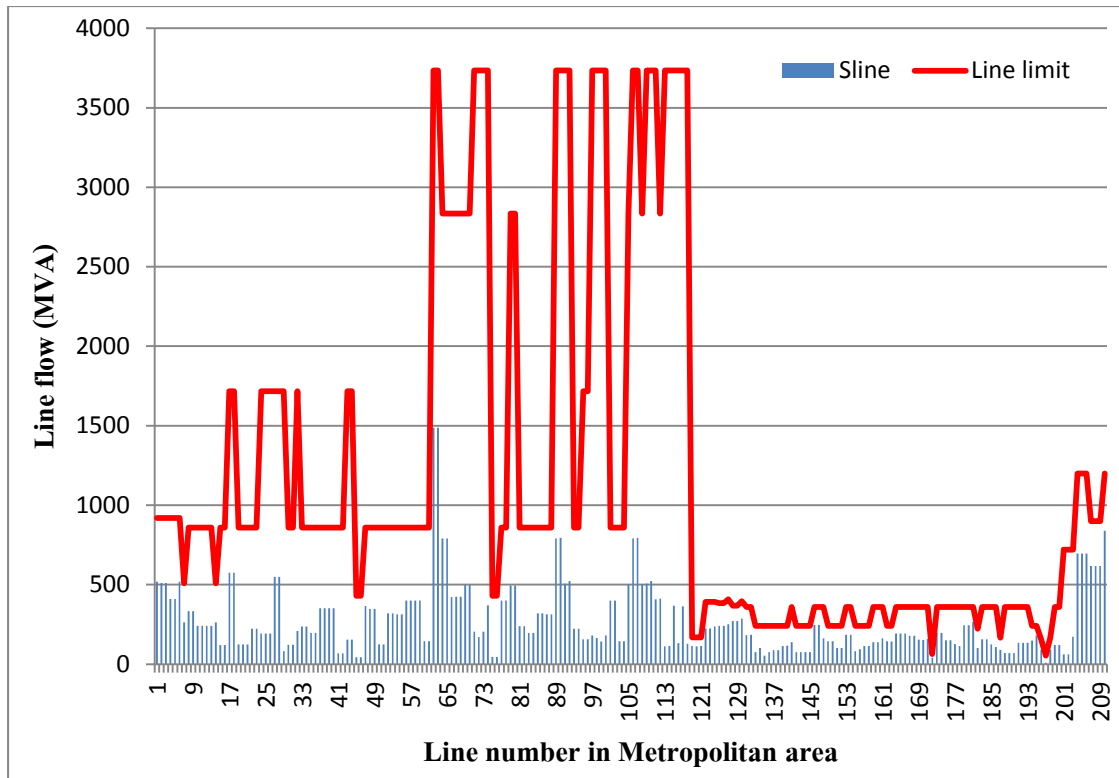
เมื่อคำนวณกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นในบริเวณกรุงเทพฯและปริมณฑล บริเวณที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดคือ ที่สถานีไฟฟ้ารังสิต มีค่ากระแสลัดวงจรเท่ากับ 48.18 kA และมีดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ สูงสุดเท่ากับ 0.4271 สำหรับผลของค่ากระแสลัดวงจรที่บัสในกรุงเทพฯและปริมณฑลที่มีแรงดันตั้งแต่ 230 kV ขึ้นไป ขนาดแรงดันที่บัส ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะแสดงในภาพที่ 6.12 ถึงภาพที่ 6.15 ตามลำดับ



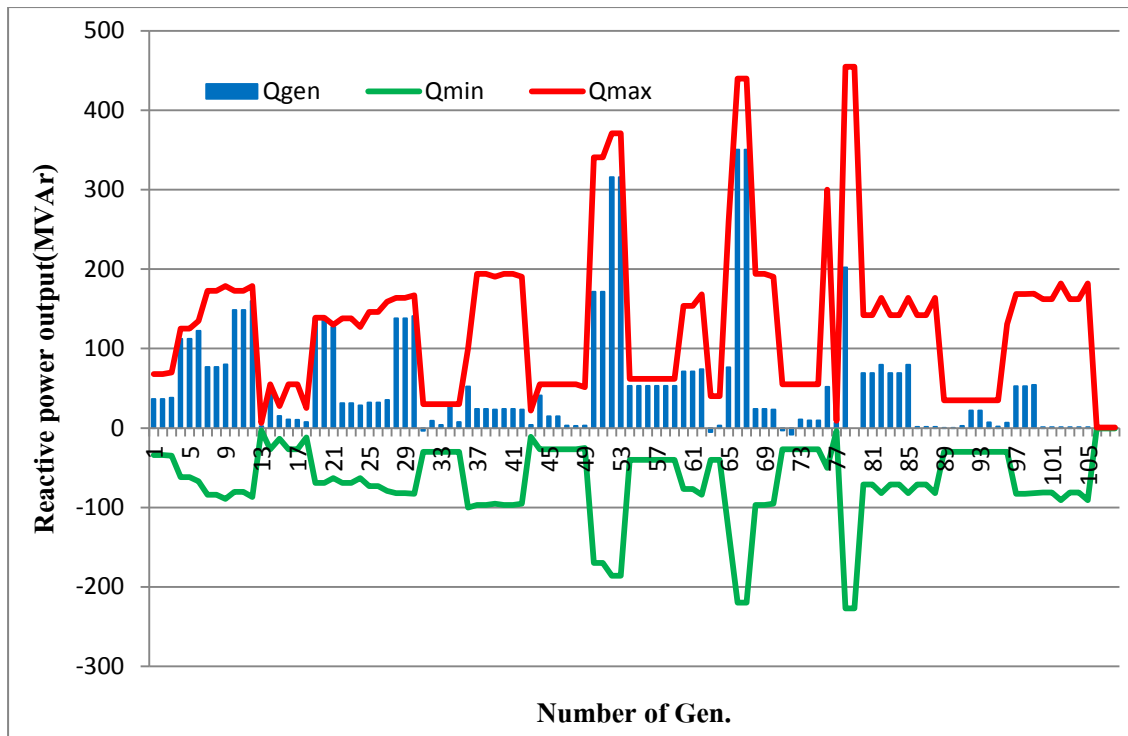
ภาพที่ 6.12 กระแสลัดวงจรหลังจากการแบ่งแยกบัส



ภาพที่ 6.13 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการแบ่งแยกบัส



ภาพที่ 6.14 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการแบ่งแยกบัส



ภาพที่ 6.15 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หลังจากการแบ่งแยกบัส

#### 6.2.1.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

	กรณีไม่พิจารณา N-1	กรณีพิจารณา N-1
จำนวนบัสที่แบ่งแยก	2	2
ตำแหน่งบัสที่แบ่งบัส	NB_230,TPR_230	NB_230,SB_230
ค่า PQVSI สูงสุด	0.4759	0.4271
ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด	46.17 (ที่ RS_230)	48.18 (ที่ RS_230)

จากกระบวนการหาตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมของการแบ่งแยกบัส เพื่อจำกัดกระแสลัดวงจรในบริเวณกรุงเทพ พบว่า ทั้ง 2 กรณีทดสอบ มีการแบ่งแยกบัสบริเวณบัสที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูง บริเวณที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูง และบริเวณที่สามารถตัดการเชื่อมต่อแบบลูบของระบบได้ ซึ่งมีตำแหน่งที่เหมาะสมของการเปลี่ยนแปลงระบบจำนวน 2 ตำแหน่งเท่ากัน แต่มีตำแหน่งของสถานีไฟฟ้าที่แตกต่างกัน คือ กรณีทดสอบแรก จะเป็นการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือและสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์ ซึ่งเป็นตำแหน่งที่สามารถลดกระแสลัดวงจรได้ดีที่สุด แต่ในกรณีทดสอบที่สองจะแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือและสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ เนื่องจากเมื่อมีการพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้นเพิ่ม การแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือกับสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์ ไม่มีรูปแบบของการแบ่งแยกบัสที่สามารถรองรับกับเงื่อนไขนี้ได้ จึงต้องไปแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าอื่นแทน ซึ่งกระบวนการค้นหาคำตอบ สามารถหาตำแหน่งของการแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมได้ที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือและสถานีไฟฟ้าพระนครใต้แทน และรูปแบบของการแบ่งแยกบัสในกรณีที่มีการพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น จะมีรูปแบบของการแบ่งแยกบัส โดยให้บัสที่ถูกแบ่งแยกที่เป็นบัสเดิมและบัสที่เกิดขึ้นใหม่มีสายส่งเชื่อมต่อมากกว่า 1 เส้นเสมอ

### 6.2.2 กรณีใช้วิธีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสอย่างเดียว

#### 6.2.2.1 รูปแบบปัญหา

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงรูปแบบปัญหาของการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส ซึ่งจะมีรูปแบบปัญหาล้ายกับวิธีการแบ่งแยกบัสที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อ 6.2.1.1 แต่ในหัวข้อนี้จะมีการพิจารณาตัวรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่จะนำมาติดตั้งระหว่างบัสที่ถูก

แบ่งแยกด้วย เนื่องจากรีแอกเตอร์จำกัดกระแสมีหลายขนาด และขนาดเหล่านั้นจะถูกกำหนดโดยผู้ผลิต ซึ่งมีการผลิตรีแอกเตอร์ออกมาสำหรับการใช้งานที่ระดับแรงดันที่แตกต่างกัน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ออกแบบการทดลองโดยการให้ผู้ใช้งานเป็นคนกำหนดหรือเลือกคุณสมบัติของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสมาใช้งาน เมื่อได้รีแอกเตอร์จำกัดกระแสแล้วจึงจะเข้าสู่กระบวนการหาจำนวนและตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสม และจะพิจารณาให้มีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสทั้งในด้านจำนวนและขนาดรวมให้น้อยที่สุด เพื่อลดจำนวนเงินลงทุนสำหรับการซื้อรีแอกเตอร์จำกัดกระแสมาติดตั้ง และเมื่อมีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเข้ามาในระบบแล้วก็จะนำระบบที่ได้ไปตรวจสอบกับเงื่อนไขบังคับที่กำหนดไว้ เพื่อประเมินคะแนนของระบบและจะได้ตำแหน่ง และขนาดที่เหมาะสมที่สุดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

สำหรับการทดสอบประสิทธิภาพของการจำกัดกระแสลัดวงจรในหัวข้อนี้ ได้ใช้ขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่มีคุณสมบัติ ดังตารางที่ 6.2 ในการพิจารณาการหาตำแหน่งติดตั้งที่เหมาะสมเพื่อจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบทดสอบ

ตารางที่ 6.2 แสดงคุณสมบัติของตัวรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่ใช้ในการทดสอบ

No.CLR	$V_{rated}$ (kV)	$L$ ( $\mu$ H / phase)	$I_{rated}$ (A)	$S_{rated}$ (MVA)
1[11]	345	24,000	2,100	40
2	345	48,000	2,100	40
3	345	72,000	2,100	40
4	345	96,000	2,100	40
5	345	120,00	2,100	40
6	345	144,00	2,100	40

เมื่อนำมาแปลงให้อยู่ในรูป per unit ของระบบทดสอบ จะได้ ค่ารีแอกแทนซ์เท่ากับ 0.0143, 0.0285, 0.0428, 0.0570, 0.0713 และ 0.0856 ตามลำดับ ซึ่งเป็นขนาดของรีแอกเตอร์ที่เหมาะสมที่จะนำมาใช้ในการติดตั้งเพื่อจำกัดกระแสลัดวงจร ซึ่งขนาดระหว่าง 0.001 ถึง 1 pu. ดังที่ได้ทำการทดสอบไปแล้วในหัวข้อ 4.2.2

### 6.2.2.2 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส จะใช้การประเมินคะแนนคล้ายกับการแบ่งแยกบัส โดยในหัวข้อนี้จะมีการประเมินคะแนนจากขนาดทั้งหมดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่ติดตั้งเข้ามาในระบบ และการนำอัตราส่วนของกระแส

ลัทธิวงจรต่อพิกัดของเซอร์กิตเบรกเกอร์มาพิจารณาเป็นคะแนนของระบบด้วย จึงสามารถเขียนฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้ ดังสมการ (6.3) และ(6.4)

$$\text{Minimize} \{ \text{System points} \} \quad (6.3)$$

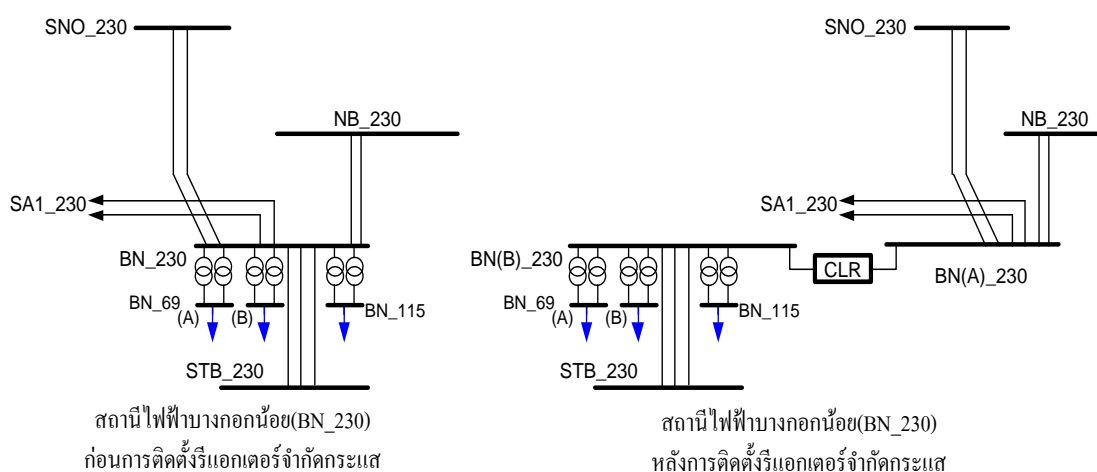
$$\text{System points} = 10^6 \times (w_{clr} \cdot e_{clr}) + w_{is} \cdot I_{sc} \quad (6.4)$$

### 6.2.2.3 ผลการทดสอบ

#### กรณีไม่พิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น

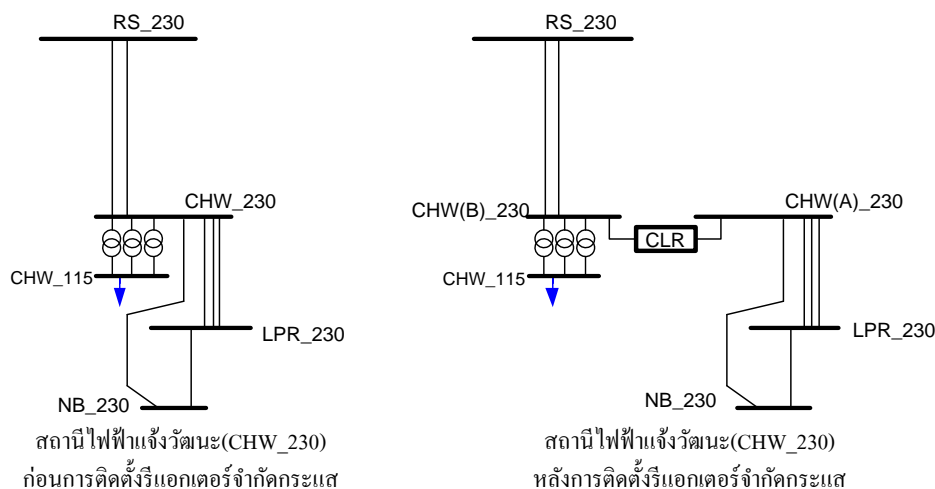
ผลการทดสอบของการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส พบว่ากระบวนการหาคำตอบสามารถหาตำแหน่งการและรูปแบบติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่เหมาะสมได้ อีกทั้งยังหาขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่เหมาะสมที่มีขนาดรวมกันได้น้อยที่สุดอีกด้วย

ผลการทดสอบของการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเข้าไปในระบบนั้น สามารถหาตำแหน่งและขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่เหมาะสมได้ คือ ติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสขนาด  $24,000 \mu H$  ที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยระดับแรงดัน 230 kV และสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะที่มีระดับแรงดัน 230 kV ซึ่งมีรูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยและสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ ดังแสดงในภาพที่ 6.16 และภาพที่ 6.17 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.16 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย

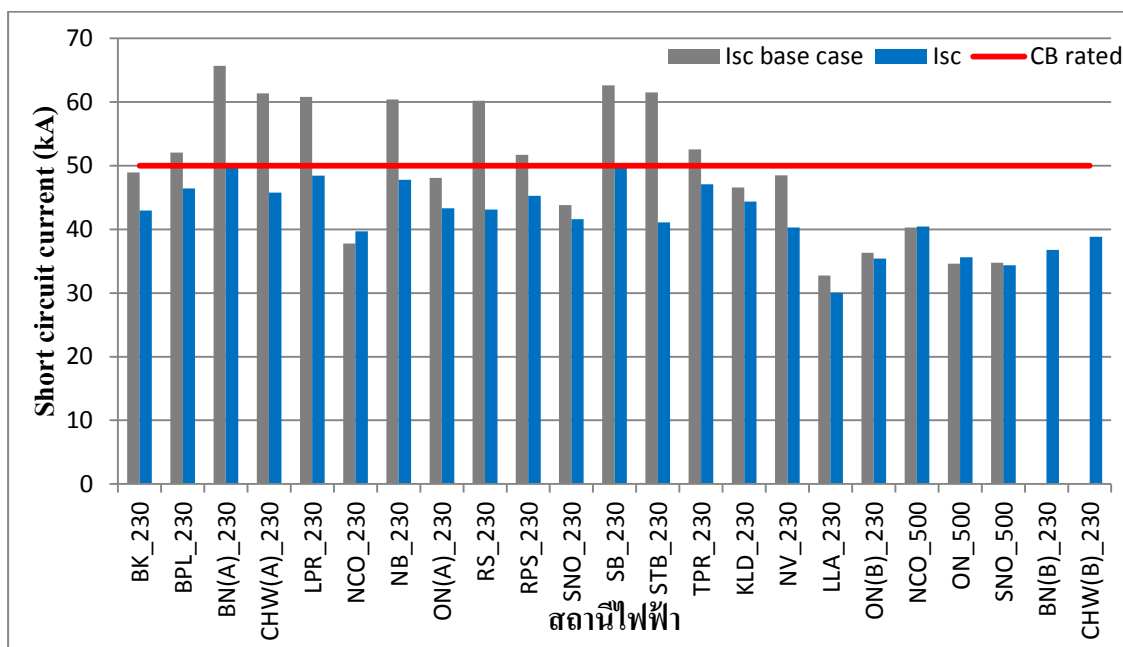




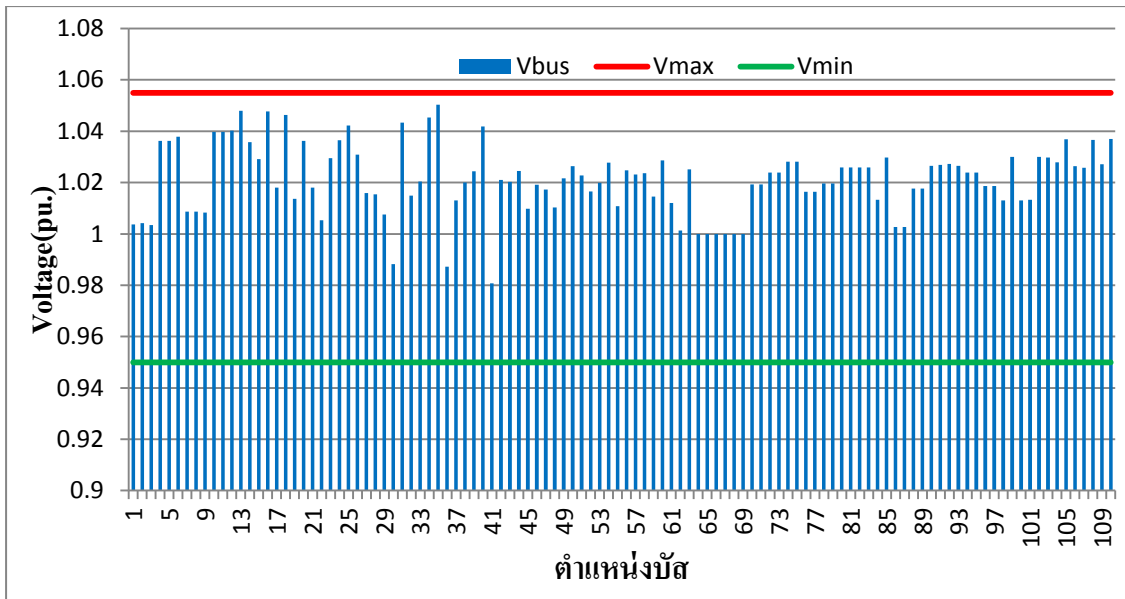
ภาพที่ 6.17 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ

จากผลการทดสอบข้างต้นเมื่อมีการติดตั้งรีแอกเตอร์เข้าไปในระบบแล้ว พบว่าค่ากระแสลัดวงจรแบบ 3 เฟสที่สูงที่สุดในระบบ มีค่าเท่ากับ 49.92 kA ที่ตำแหน่งบัสสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย และมีค่าของดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ สูงสุดเท่ากับ 0.3867

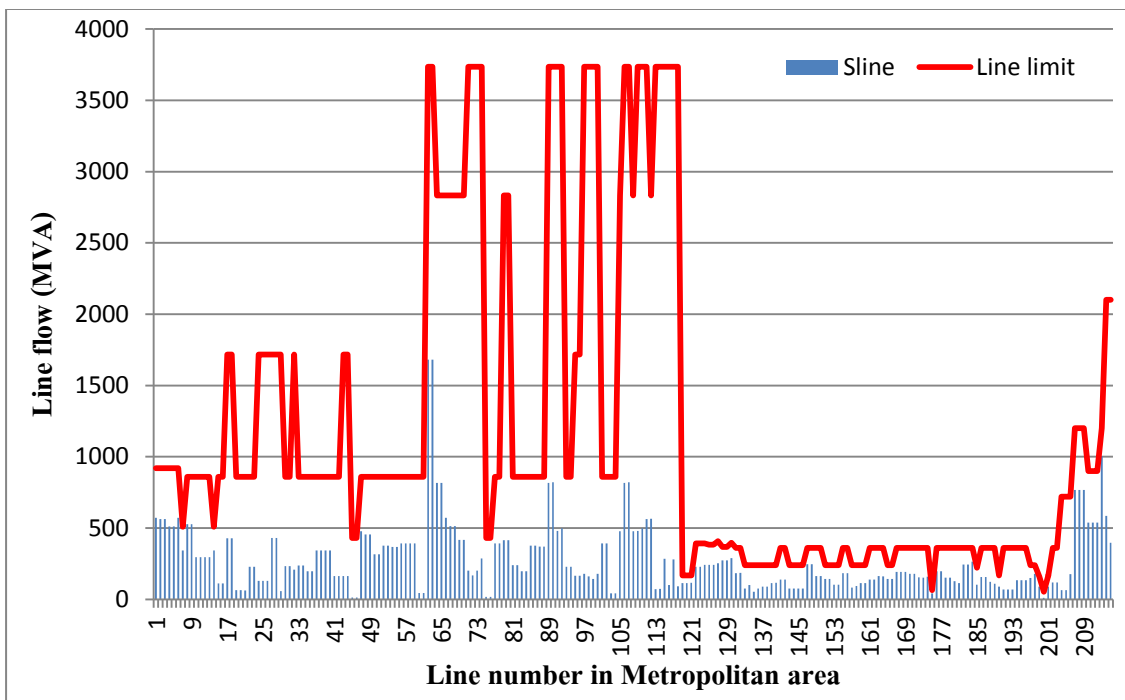
สำหรับผลของค่ากระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นที่สถานีไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ ขนาดแรงดันที่บัสขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แสดงในภาพที่ 6.18 ถึงภาพที่ 6.21



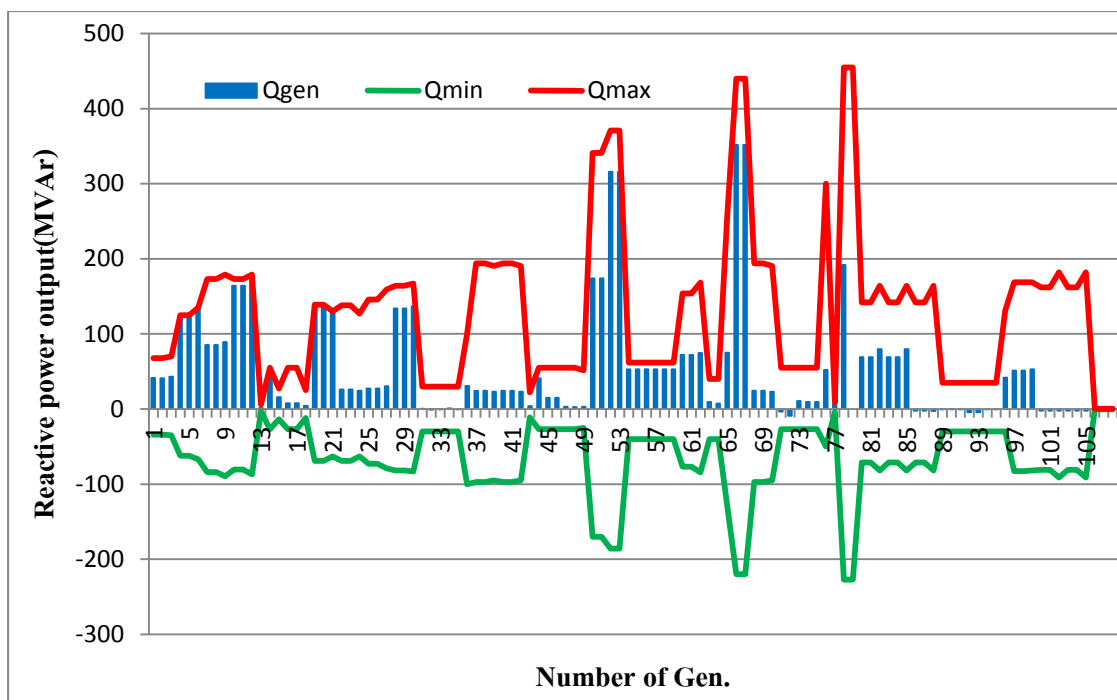
ภาพที่ 6.18 กระแสลัดวงจรหลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส



ภาพที่ 6.19 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส



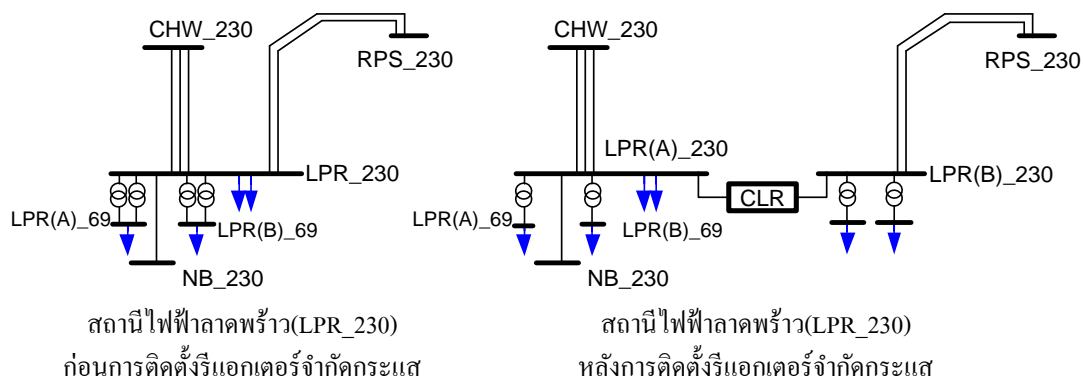
ภาพที่ 6.20 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส



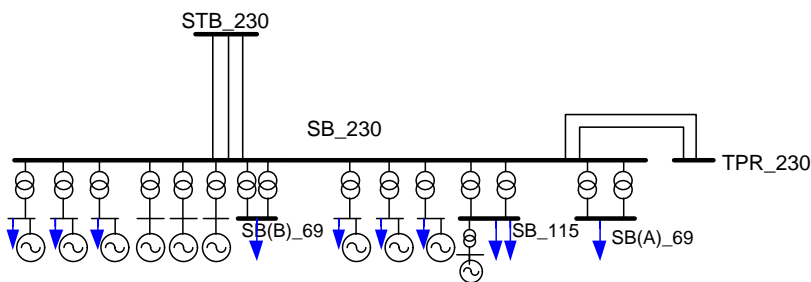
ภาพที่ 6.21 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า  
หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

### กรณีพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น

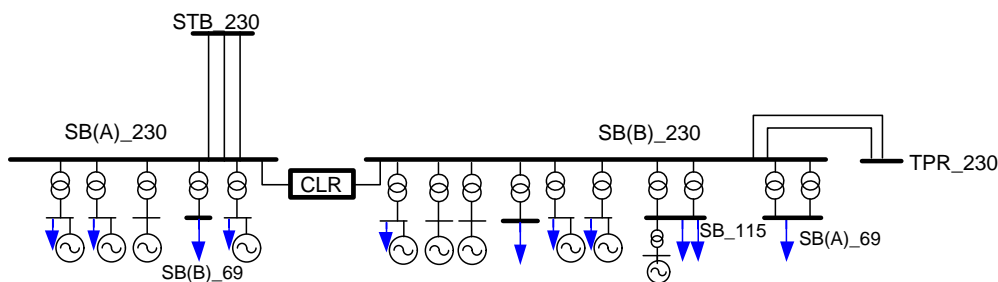
ตำแหน่งการติดตั้งของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่เหมาะสมกับระบบส่งไฟฟ้ากำลังในเขตกรุงเทพฯ จะมีตำแหน่งการติดตั้งรวมทั้งหมด 3 สถานีไฟฟ้า ที่บัสสถานีไฟฟ้าลาดพร้าว บัสสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ และสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย ซึ่งขนาดรีแอกเตอร์ที่เหมาะสมของสถานีไฟฟ้าลาดพร้าวจะมีขนาด  $120,000 \mu H$  (0.0713 pu.) ส่วนที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้และสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยจะใช้รีแอกเตอร์ขนาด  $24,000 \mu H$  (0.0143 pu.) สำหรับรูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสในแต่ละบัส จะแสดงในภาพที่ 6.22 ถึงภาพที่ 6.24



ภาพที่ 6.22 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว

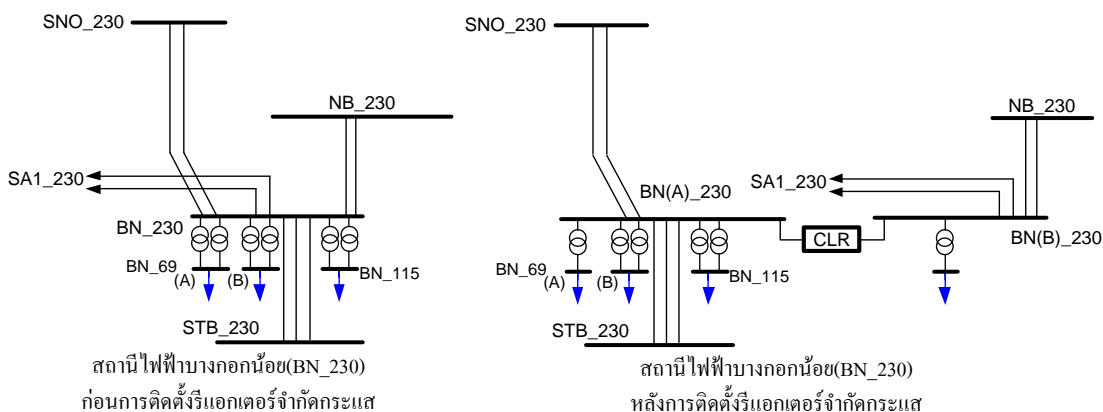


สถานีไฟฟ้าพระนครใต้(SB\_230)  
ก่อนการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส



สถานีไฟฟ้าพระนครใต้(SB\_230)  
หลังการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

ภาพที่ 6.23 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้

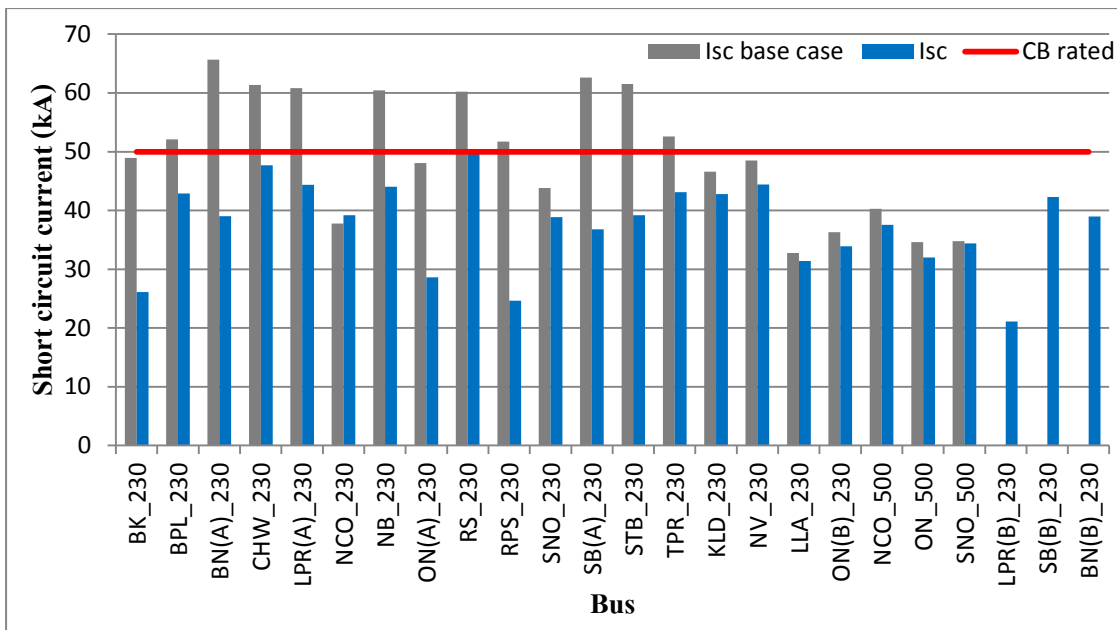


สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย(BN\_230)  
ก่อนการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

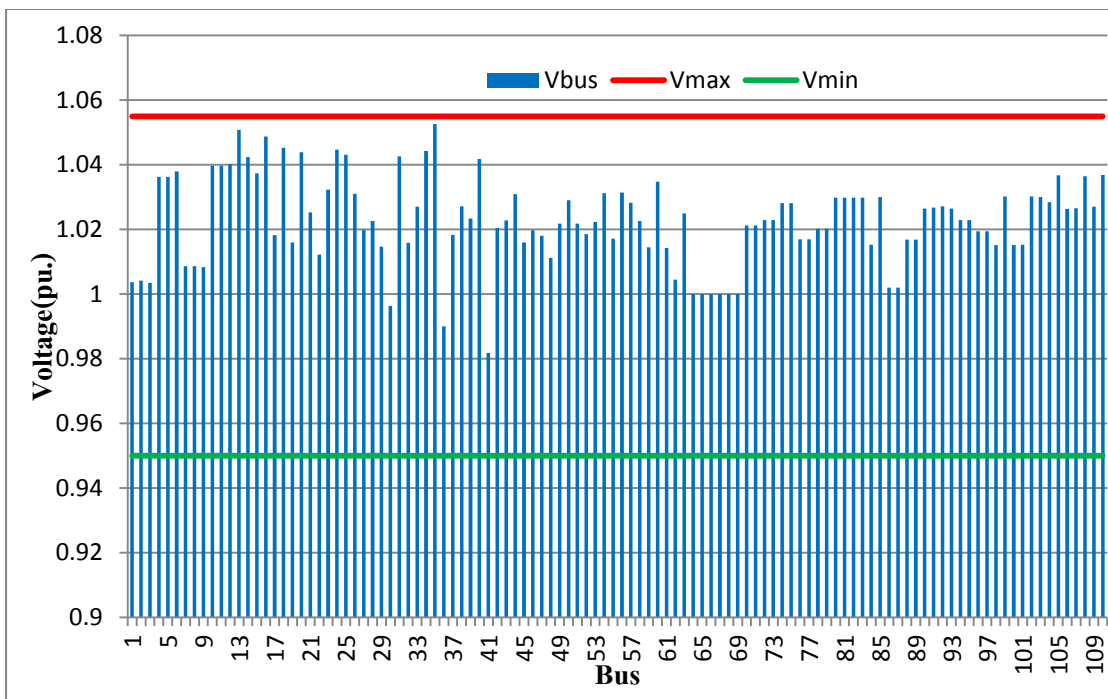
สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย(BN\_230)  
หลังการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

ภาพที่ 6.24 แสดงการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย

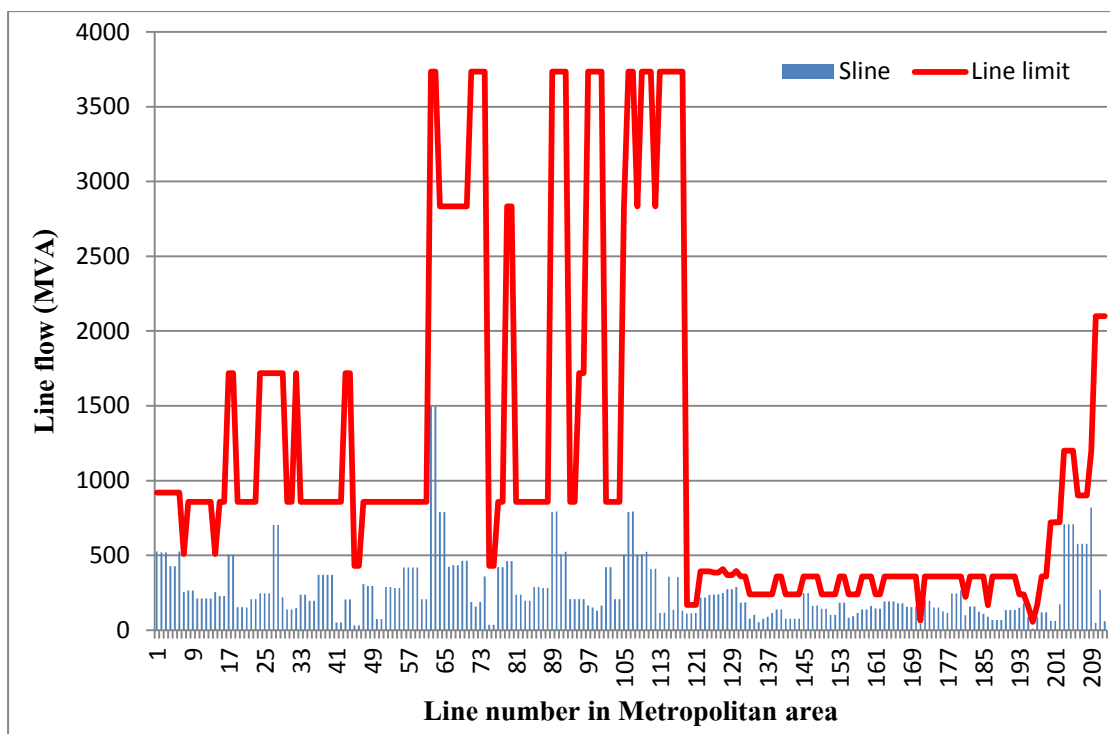
กระแสลัดวงจรที่สูงที่สุดของระบบหลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์ตามขนาดและรูปแบบที่ได้แสดงข้างต้น มีขนาด 49.71 kA อยู่บัสสถานีไฟฟ้ารังสิต และมีค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ ของระบบเท่ากับ 0.4010 ในภาพที่ 6.25 ถึงภาพที่ 6.28 จะแสดงค่ากระแสลัดวงจร ขนาดแรงดันที่บัส ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตามลำดับ



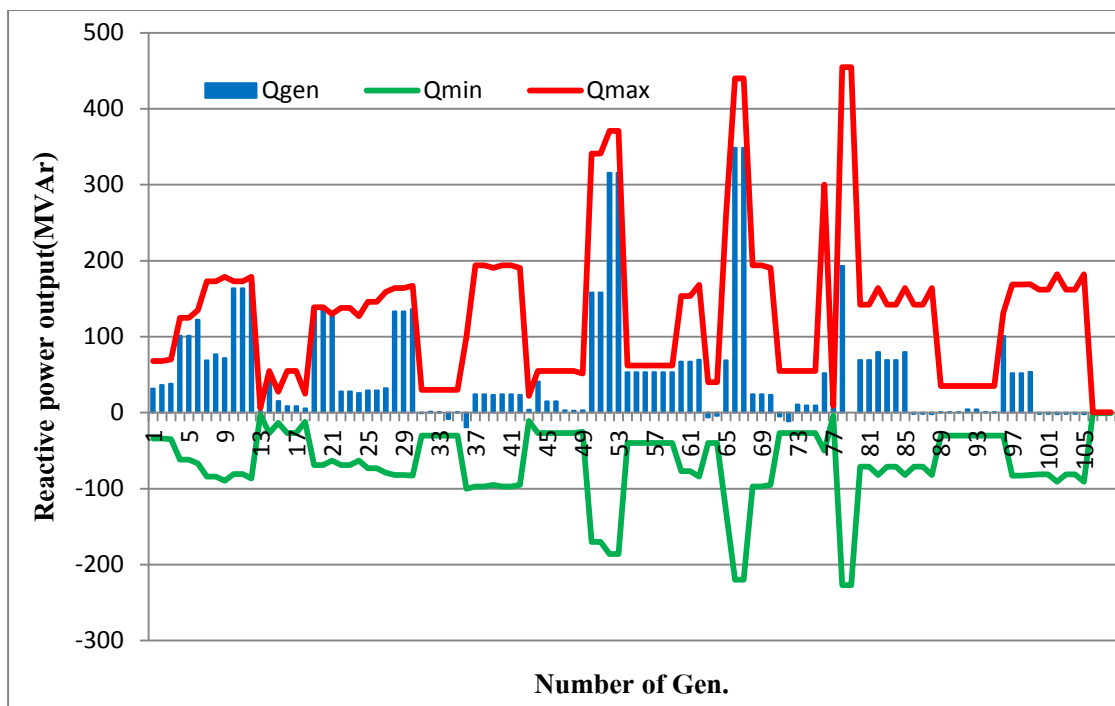
ภาพที่ 6.25 กระแสลัดวงจรหลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส



ภาพที่ 6.26 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส



ภาพที่ 6.27 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส



ภาพที่ 6.28 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า  
หลังจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

### 6.2.2.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

	กรณีไม่พิจารณา N-1	กรณีพิจารณา N-1
จำนวนรีแอกเตอร์จำกัดกระแส	2	3
ตำแหน่งบัสที่ติดตั้งและขนาด (pu.)	BN_230(CLR=0.0143 pu.), CHW_230(CLR=0.0143 pu.)	LPR_230(CLR=0.0713 pu.), BN_230(CLR=0.0143 pu.), SB_230(CLR=0.0143 pu.)
ค่า PQVSI สูงสุด	0.3867	0.4041
ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด	49.92 (ที่ BN_230)	49.71 (ที่ RS_230)

ผลการทดสอบ พบว่า ตำแหน่งที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสจะเป็นตำแหน่งบัสที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูง บริเวณที่มีการเชื่อมต่อแบบลูปมาก หรือบริเวณสถานีไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตสูง ซึ่งตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมที่สุดของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่ไม่พิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น มีตำแหน่งของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเพียง 2 ตำแหน่ง และใช้ค่ารีแอกเตอร์จำกัดกระแสค่าที่น้อยที่สุดที่ใช้ในการทดสอบมาติดตั้ง คือใช้รีแอกเตอร์จำกัดกระแสขนาด 0.0143 pu. มาติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยและสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ ส่วนในกรณีที่มีการพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้นด้วย จะมีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสถึง 3 ตำแหน่งเพื่อให้สามารถผ่านเงื่อนไขนี้ได้ โดยตำแหน่งของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสยังมีการติดตั้งรีแอกเตอร์ที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยที่เป็นสถานีไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดเหมือนเดิมแต่มีรูปแบบการติดตั้งที่แตกต่างกัน และมีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตมากและมีค่ากระแสลัดวงจรสูงด้วย ส่วนตำแหน่งสุดท้ายจะเป็นการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสขนาด 0.0713 pu. ที่สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว ซึ่งเป็นบริเวณที่มีการเชื่อมต่อแบบลูปของระบบ

## 6.2.3 กรณีใช้วิธีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งอย่างเดียว

### 6.2.3.1 รูปแบบปัญหา

วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ใช้ตำแหน่งบัสเป็นตำแหน่งอ้างอิงของการเปลี่ยนแปลงระบบ และหารูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อจากสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสอ้างอิงนั้น ดังนั้นจึงต้องหาตำแหน่งบัสและรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่เหมาะสมที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงระบบที่น้อยที่สุด และสามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้ โดยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งจะต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขต่างๆที่กำหนดไว้ด้วย การหาตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมนี้จะใช้การประเมินคะแนนของระบบเช่นเดียวกับวิธีจำกัดกระแสลัดวงจรทั้ง 2 วิธีที่กล่าวมาแล้ว

### 6.2.3.2 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการจำกัดกระแสลัดวงจรวิธีนี้จะเป็นการประเมินคะแนนของระบบ คือ มีการประเมินคะแนนของจำนวนบัสที่เกิดการเปลี่ยนแปลงการเชื่อมต่อสายส่ง และการประเมินคะแนนของรูปแบบจากความสามารถในการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบ จะพิจารณาให้การเปลี่ยนแปลงของระบบที่มีคะแนนประเมินน้อยที่สุดซึ่งหมายถึงระบบมีการเปลี่ยนแปลงที่น้อยที่สุด เป็นรูปแบบที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งสามารถเขียนเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ได้ดังนี้

$$\text{Minimize } \{\text{System points}\} \quad (6.5)$$

$$\text{System points} = 10^6 \times (\bar{w}_{lb} \cdot \bar{e}_{lb}) + w_{is} \cdot I_{sc} \quad (6.6)$$

### 6.2.3.3 ผลการทดสอบ

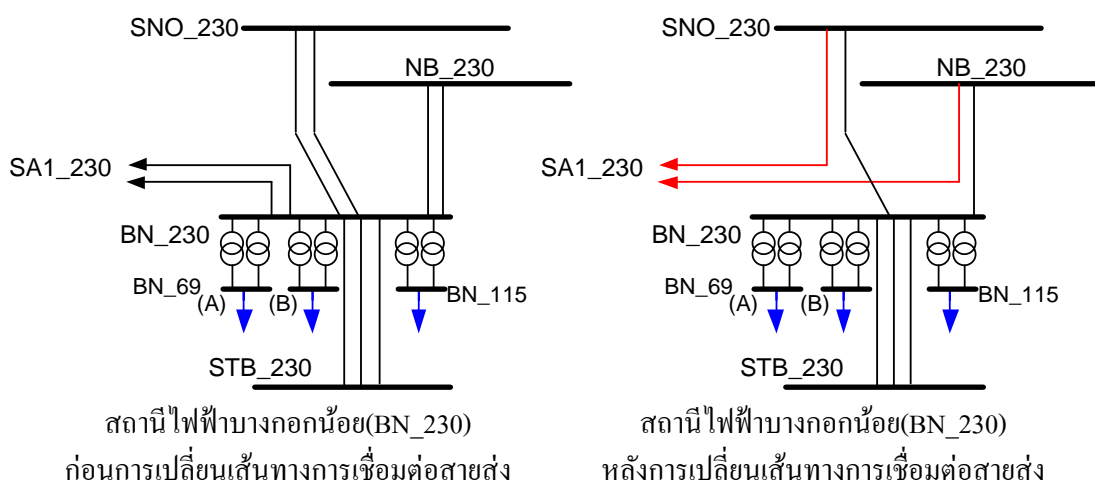
#### กรณีไม่พิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น

ผลการทดสอบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งในหัวข้อนี้ พบว่ามีการเปลี่ยนแปลงโครงข่ายของระบบจำนวน 3 สถานีไฟฟ้า ได้แก่ สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ และสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ แต่มีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อของสายส่ง 4 เส้นทาง เนื่องจากจะมีการเปลี่ยนแปลงเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย 2 เส้นทาง

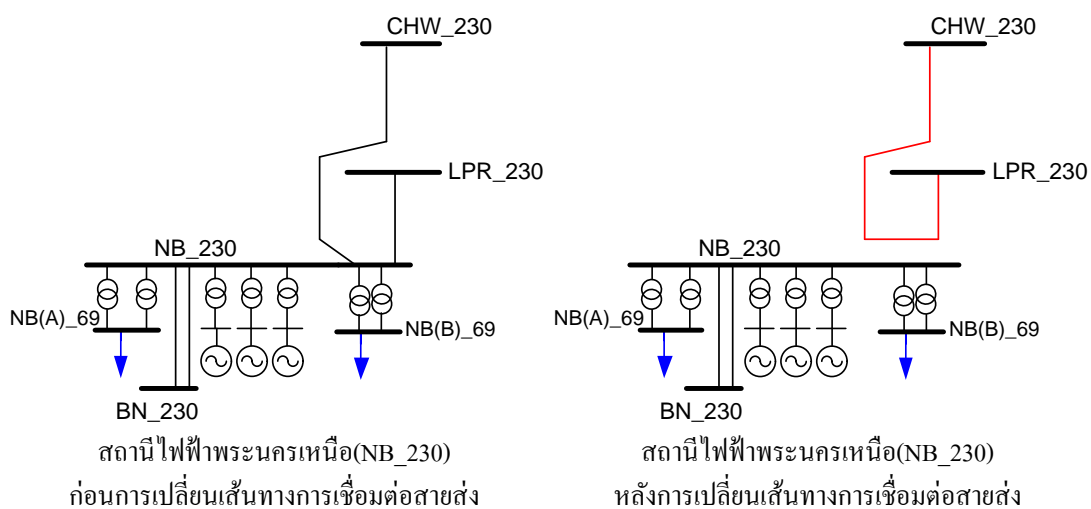
การเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่บริเวณสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยจะมีการเปลี่ยนเส้นทางของสายส่งจากสถานีไฟฟ้าโทรน้อยให้ไปเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าสามพราน 1 และมีการ



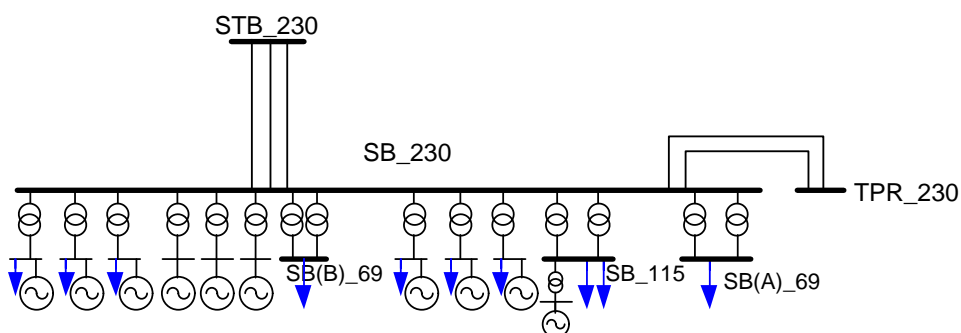
เปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งจากสถานีไฟฟ้าพระนครเหนือให้ไปเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าสามพราน 1 อีกด้วย ดังแสดงในภาพที่ 6.29 สำหรับการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือจะมีการเปลี่ยนจุดเชื่อมต่อของสายส่งให้สายส่งที่เชื่อมต่อกมาจากสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะเปลี่ยนจุดเชื่อมต่อให้เชื่อมต่อไปยังสถานีไฟฟ้าลาดพร้าว ดังแสดงในภาพที่ 6.30 และที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ มีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งโดยให้สายส่งที่เชื่อมต่อกมาจากสถานีไฟฟ้าธนบุรีได้ไปเชื่อมต่อโดยตรงกับสถานีไฟฟ้าเทพารักษ์โดยไม่ผ่านสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ ดังแสดงในภาพที่ 6.31



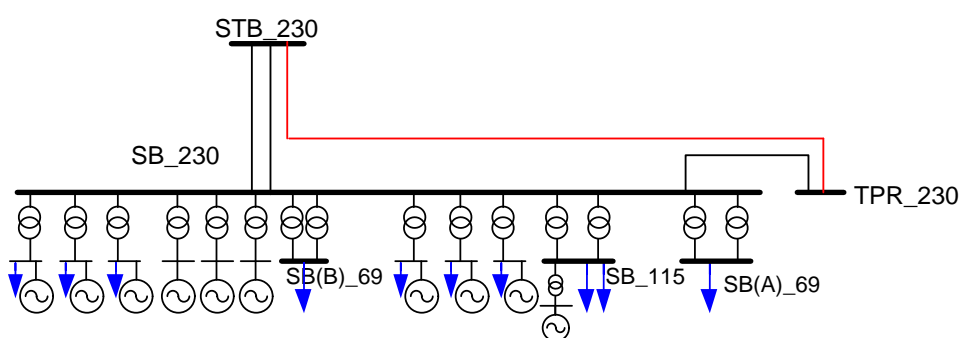
ภาพที่ 6.29 แสดงการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย



ภาพที่ 6.30 แสดงการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ



สถานีไฟฟ้าพระนครใต้(SB\_230)  
ก่อนการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

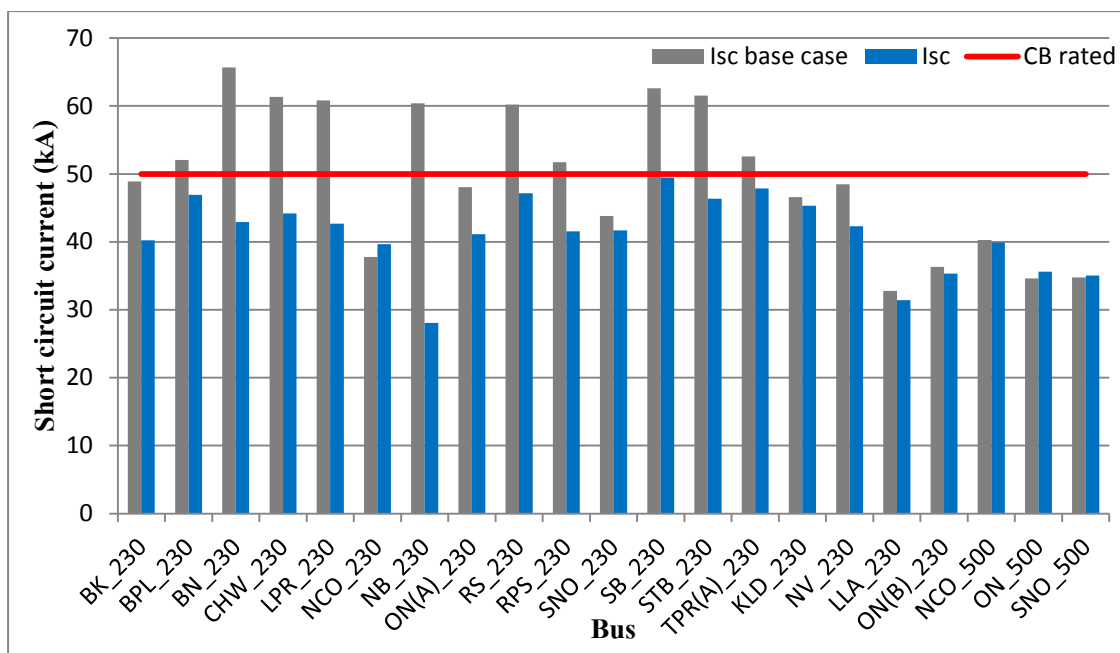


สถานีไฟฟ้าพระนครใต้(SB\_230)  
หลังการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง

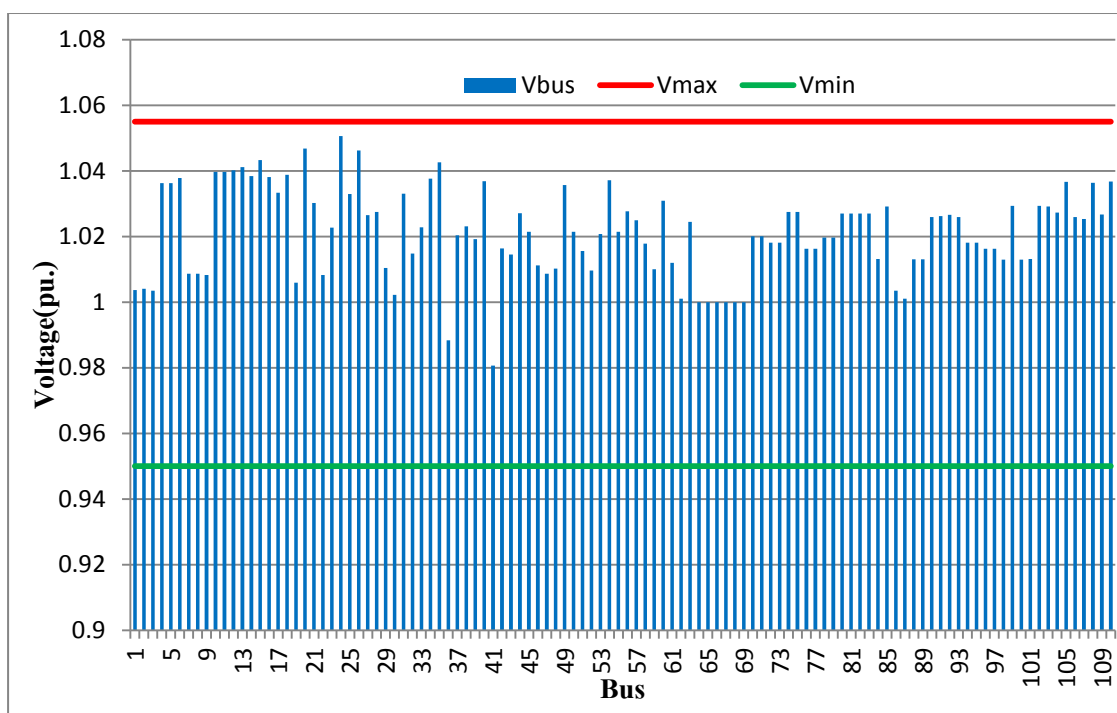
ภาพที่ 6.31 แสดงการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้

ผลของค่ากระแสลัดวงจรหลังจากมีการเปลี่ยนแปลงระบบโดยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง พบว่า ค่าของกระแสลัดวงจรในระบบมีค่าลดลง และค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดมีค่า 49.48 kA ที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ และมีค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ เท่ากับ 0.3991

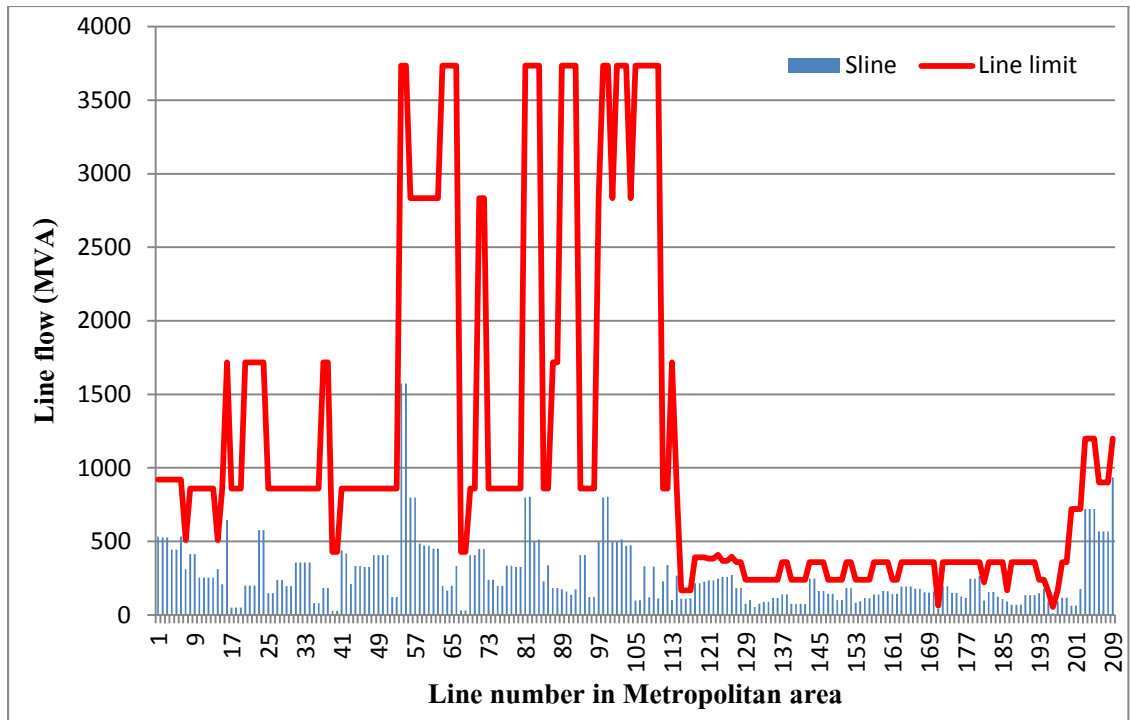
สำหรับผลของค่ากระแสลัดวงจรในแต่ละบัส ขนาดแรงดันที่บัส ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง และกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะแสดงในภาพที่ 6.32 ถึง ภาพที่ 6.35



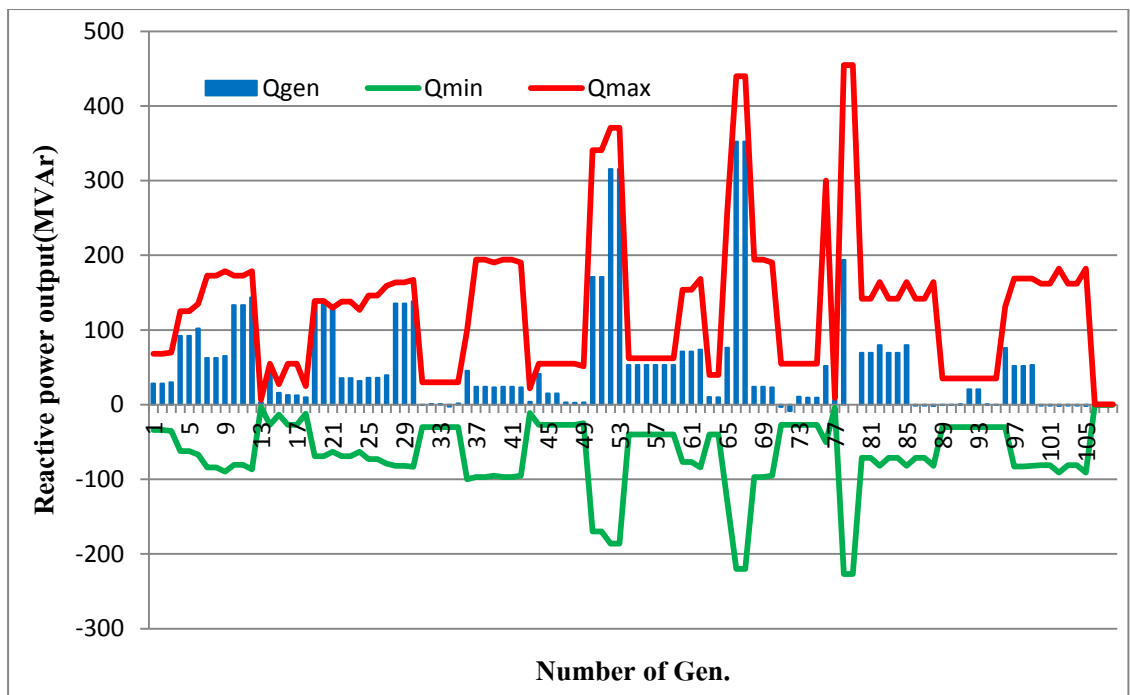
ภาพที่ 6.32 กระแสลัดวงจรหลังจากการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง



ภาพที่ 6.33 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังจากการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง



ภาพที่ 6.34 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลังจากการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง

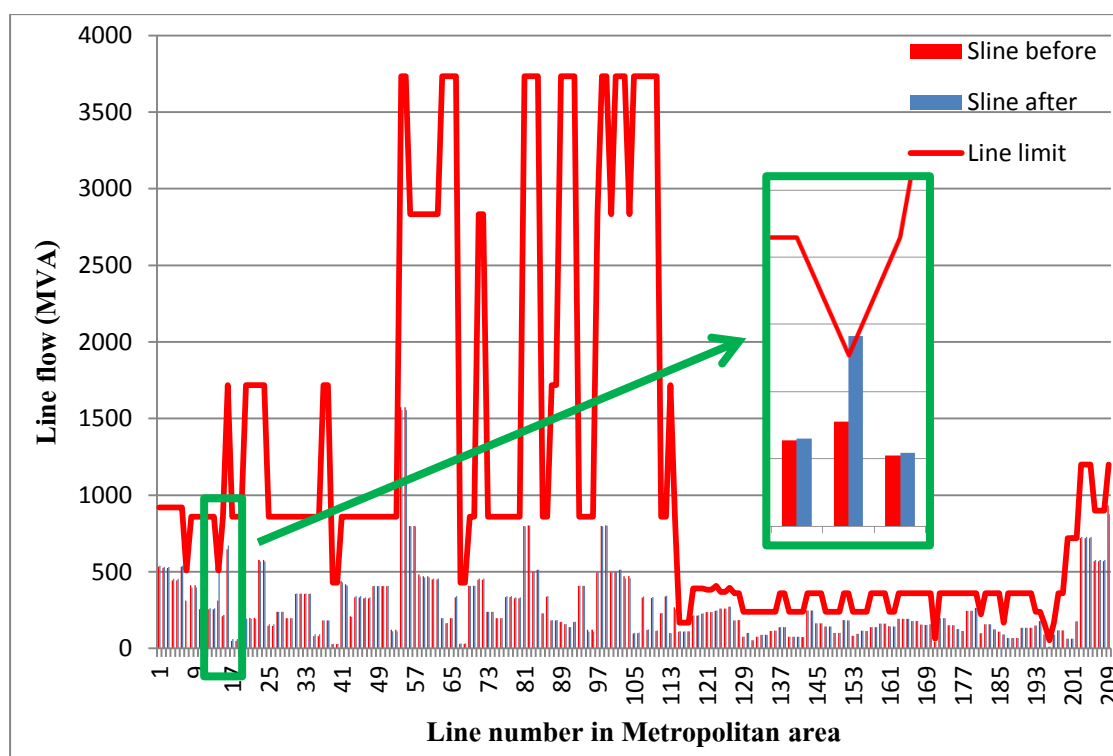


ภาพที่ 6.35 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า  
หลังจากการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง

### กรณีพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น

ผลการทดสอบการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งพบว่า ไม่มีตำแหน่งของการเปลี่ยนแปลงระบบที่เหมาะสมที่สามารถผ่านเงื่อนไขที่กำหนดไว้ได้ กล่าวคือ การจำกัดกระแสลัดวงจรที่ได้นำเสนอในงานวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ไม่สามารถหาคำตอบที่เป็นไปได้เพื่อจำกัดกระแสลัดวงจรพร้อมกับทำให้ระบบสามารถทำงานได้ในสภาวะมีสายส่งหลุด 1 เส้นได้

ผลการทดสอบที่มีคุณภาพคำตอบที่ดีที่สุด จะเป็นผลคำตอบชุดเดียวกับที่ได้แสดงในกรณีทดสอบข้างต้น คือ การเปลี่ยนแปลงระบบโดยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งนี้ สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรสูงที่เกิดขึ้นในระบบได้ แต่ไม่สามารถผ่านการทดสอบจากเงื่อนไขผลกระทบเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 เส้นได้ เนื่องจากเมื่อทำการทดสอบโดยการปลดสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางพลีที่เชื่อมต่อไปยังสถานีไฟฟ้าอ่อนนุชB ออก 1 เส้น จะทำให้ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งของเส้นที่เชื่อมต่อจากสถานีไฟฟ้าบางกับสถานีไฟฟ้าอ่อนนุชB ในเส้นที่เหลือ มีค่าเกินพิกัดของสายส่ง ดังแสดงในภาพที่ 6.36



ภาพที่ 6.36 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หลังจากการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง และปลดสายส่งระหว่างสถานีไฟฟ้าบางพลีและสถานีไฟฟ้าอ่อนนุชB ออก 1 เส้น

### 6.2.3.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

	กรณีไม่พิจารณา N-1	กรณีพิจารณา N-1
จำนวนบัสที่มีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง	3	-
ตำแหน่งบัสที่มีการเปลี่ยนแปลงและสายส่งที่มีการเปลี่ยนแปลง	BN_230(SNO_230 to SA1_230, NB_230 to SA1_230.), NB_230(CHW_230 to LPR_230), SB_230(STB_230 to TPR_230)	-
ค่า PQVSI สูงสุด	0.3991	-
ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด	49.48 (ที่ BN_230)	-

เนื่องจากวิธีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งนี้ มีหลักการเพื่อการเปลี่ยนเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าไม่ให้ไหลเข้าสู่บริเวณบัสที่มีกระแสลัดวงจรสูง เมื่อนำวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรนี้มาทดสอบกับระบบส่งไฟฟ้าบริเวณกรุงเทพฯ พบว่า ในกรณีที่ไม่มีพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้นจะมีจำนวนสถานีไฟฟ้าที่ถูกเปลี่ยนแปลงถึง 3 สถานีไฟฟ้า โดยมีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยที่เป็นสถานีที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด ถึง 2 เส้นทาง และที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงและมีกำลังการผลิตสูงอีก 1 เส้นทาง ส่วนอีก 1 ตำแหน่งที่มีการเปลี่ยนแปลงระบบจะมีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ ที่มีรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่สามารถตัดการเชื่อมต่อแบบลูปของระบบนี้ได้ จึงทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของทั้งระบบเพิ่มขึ้น และสามารถทำให้ค่ากระแสลัดวงจรทั้งระบบลดลงได้ แต่เมื่อมีการพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้นด้วย พบว่า วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรนี้ ไม่สามารถหาค่าตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมได้ เนื่องจากเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งแต่ละครั้ง บัสที่ถูกพิจารณาจะมีสายส่งเชื่อมต่อลดลงครั้งละ 2 เส้น ทำให้เมื่อทดสอบการปลดสายส่ง จะทำให้สายส่งที่เหลือต้องแบกรับภาระการส่งกำลังไฟฟ้ามากเกินไปจนเกินขีดของสายส่งได้ และเมื่อมีการปลดสายส่งเส้นที่มีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อมาแล้วจะเปรียบเสมือนการปลดสายส่งครั้งละ 2 เส้นด้วย ทำให้เมื่อทดสอบการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งที่พิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้นในระบบส่งไฟฟ้าบริเวณกรุงเทพฯ ไม่สามารถหาค่าตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมของการเปลี่ยนแปลงระบบได้

## 6.2.4 กรณีใช้วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน

### 6.2.4.1 รูปแบบปัญหา

รูปแบบปัญหาของวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสานนี้จะเป็นการพิจารณาปัญหาของการจำกัดกระแสลัดวงจรทั้ง 3 วิธีพร้อมกัน ซึ่งจะเป็นปัญหาที่มีความซับซ้อนมากขึ้น เนื่องจากในแต่ละวิธีของการจำกัดกระแสลัดวงจรก็มีรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบต่างกัน ดังนั้นการหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดของวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสานนี้จะเป็นการหาวิธีการที่เหมาะสมสำหรับการจำกัดกระแสลัดวงจร หาคำแหน่งของการเปลี่ยนแปลงระบบ รวมทั้งอาจจะต้องหาขนาดที่เหมาะสมของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสด้วย โดยขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่นำมาพิจารณาจะใช้ข้อมูล ดังตารางที่ 6.2

### 6.2.4.2 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

เนื่องจากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสานเป็นวิธีการที่ซับซ้อน ดังนั้นการกำหนดเงื่อนไขในการประเมินคะแนนของระบบจึงต้องสามารถระบุได้ถึงความแตกต่างของระบบที่เปลี่ยนแปลงไปว่าระบบใดมีความเหมาะสมมากกว่า สำหรับการประเมินคะแนนของหัวข้อนี้จะให้ความสำคัญในการประเมินคะแนนของบัสที่มาจากการเปลี่ยนแปลงของวิธีแบ่งแยกบัสและเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่งเท่านั้น ดังนั้นในการประเมินคะแนนระบบของการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสานนี้จะมีการประเมินคะแนนจากจำนวนบัสที่เปลี่ยนแปลงเนื่องจากการแบ่งแยกบัสและการเปลี่ยนเส้นทางเชื่อมต่อสายส่ง การประเมินคะแนนจากขนาดรวมของรีแอกเตอร์จำกัดกระแส โดยให้มามีค่าถ่วงน้ำหนักเท่ากัน และสุดท้ายจะเป็นการประเมินคะแนนของกระแสลัดวงจรที่ลดลงในระบบ

โดยจะพิจารณาให้การเปลี่ยนแปลงของระบบที่มีคะแนนประเมินน้อยที่สุดซึ่งหมายถึงระบบมีการเปลี่ยนแปลงที่น้อยที่สุด เป็นรูปแบบที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งสามารถเขียนเป็นฟังก์ชันวัตถุประสงค์ ได้ดังนี้

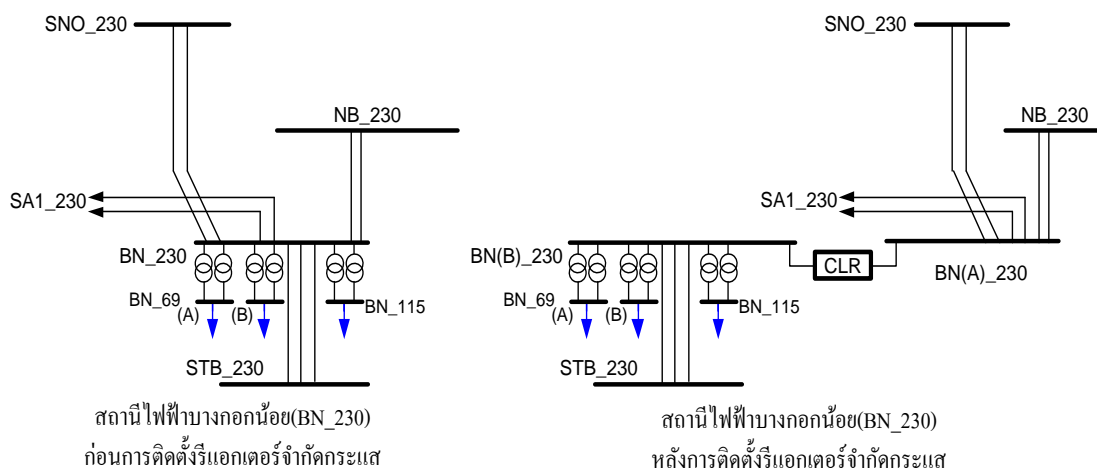
$$\text{Minimize} \{ \text{System points} \} \quad (6.7)$$

$$\text{System points} = 10^6 \times (\bar{w}_{bs} \cdot \bar{e}_{bs} + \bar{w}_{lb} \cdot \bar{e}_{lb} + w_{clr} \cdot e_{clr}) + w_{is} \cdot I_{sc} \quad (6.8)$$

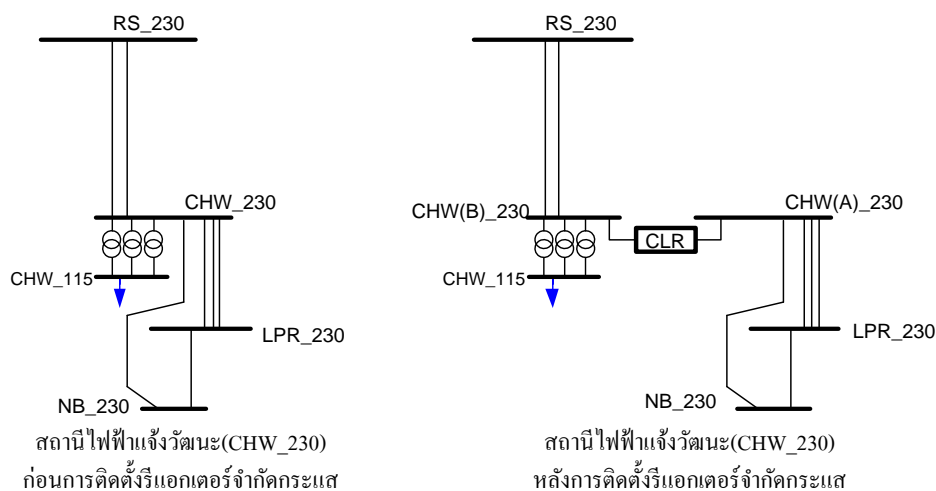
### 6.2.4.3 ผลการทดสอบ

#### กรณีไม่พิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น

ผลการทดสอบของการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน พบว่า คำตอบที่เหมาะสมที่สุดจากการประเมินคุณภาพคำตอบจากฟังก์ชันวัตถุประสงค์จะมีการเปลี่ยนแปลงระบบ 2 ตำแหน่ง คือ ตำแหน่งที่ 1 มีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย ขนาด  $24,000 \mu H$  และตำแหน่งที่ 2 มีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสที่สถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ ขนาด  $24,000 \mu H$  เช่นเดียวกัน โดยมีรูปแบบของการติดตั้ง ดังแสดงในภาพที่ 6.37 และภาพที่ 6.38 ตามลำดับ ซึ่งจะเป็นตำแหน่งและรูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสแบบเดียวกันกับผลที่ได้ในหัวข้อ 6.2.2.3



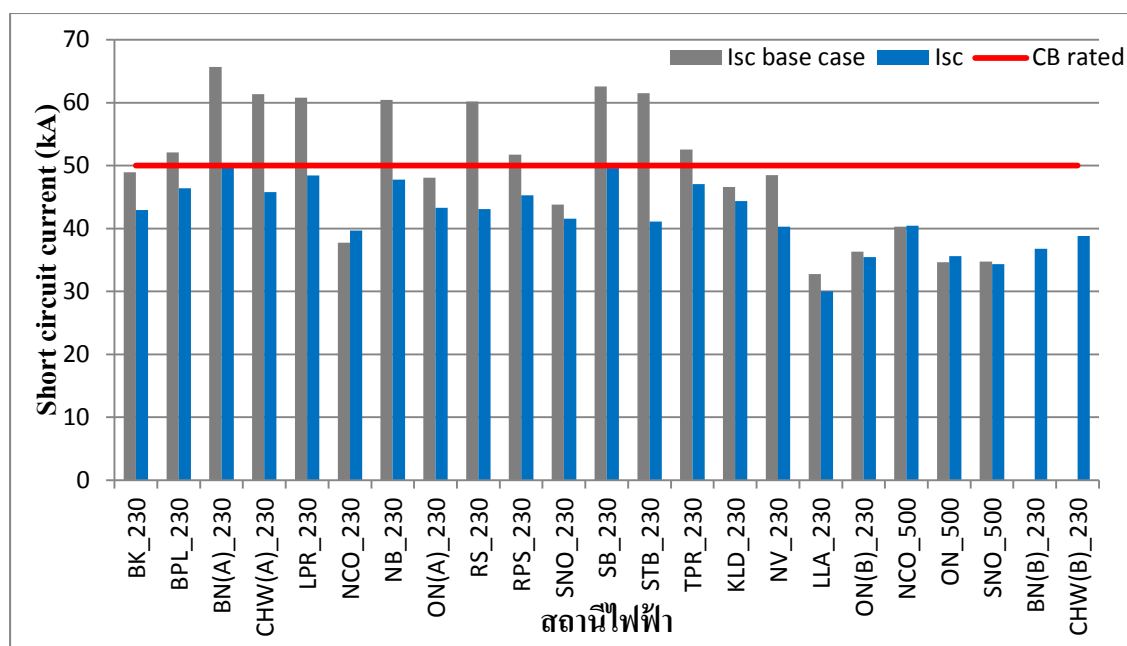
ภาพที่ 6.37 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส  
ที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย



ภาพที่ 6.38 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส  
ที่สถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ

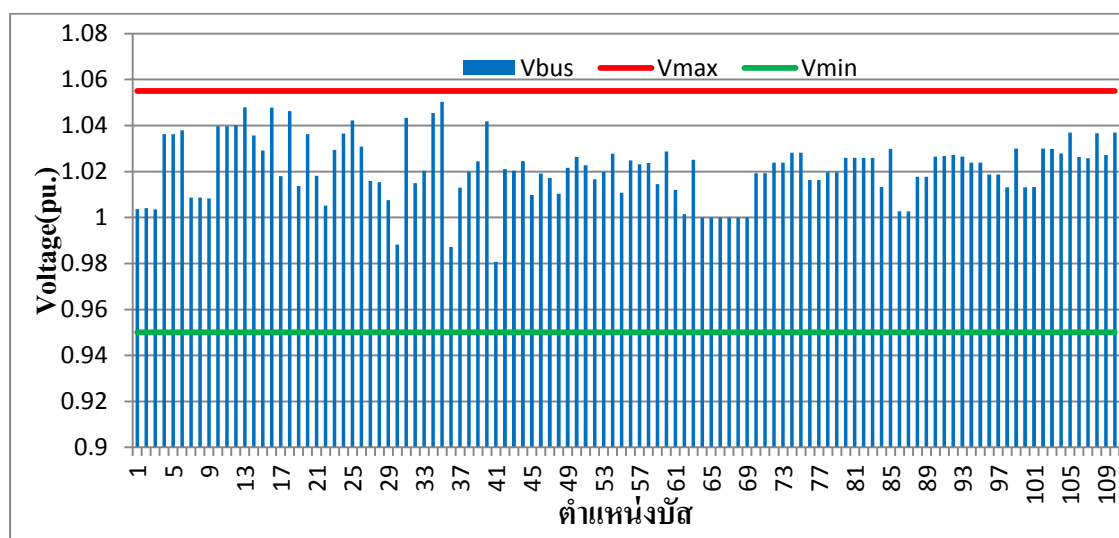


หลังจากการเปลี่ยนแปลงระบบโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเข้าไปในระบบ พบว่าค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด มีค่าเท่ากับ 49.92 kA ที่ตำแหน่งบัสสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย และเมื่อประเมินความมั่นคงของระบบจากดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ จะได้ค่า PQVSI สูงสุดเท่ากับ 0.3867 สำหรับผลของค่ากระแสลัดวงจรที่เปรียบเทียบกับกรณียังไม่มี การเปลี่ยนแปลงระบบ ขนาดแรงดันที่บัส ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ได้แสดงในภาพที่ 6.18 ภาพที่ 6.39 ถึงภาพที่ 6.42 ตามลำดับ



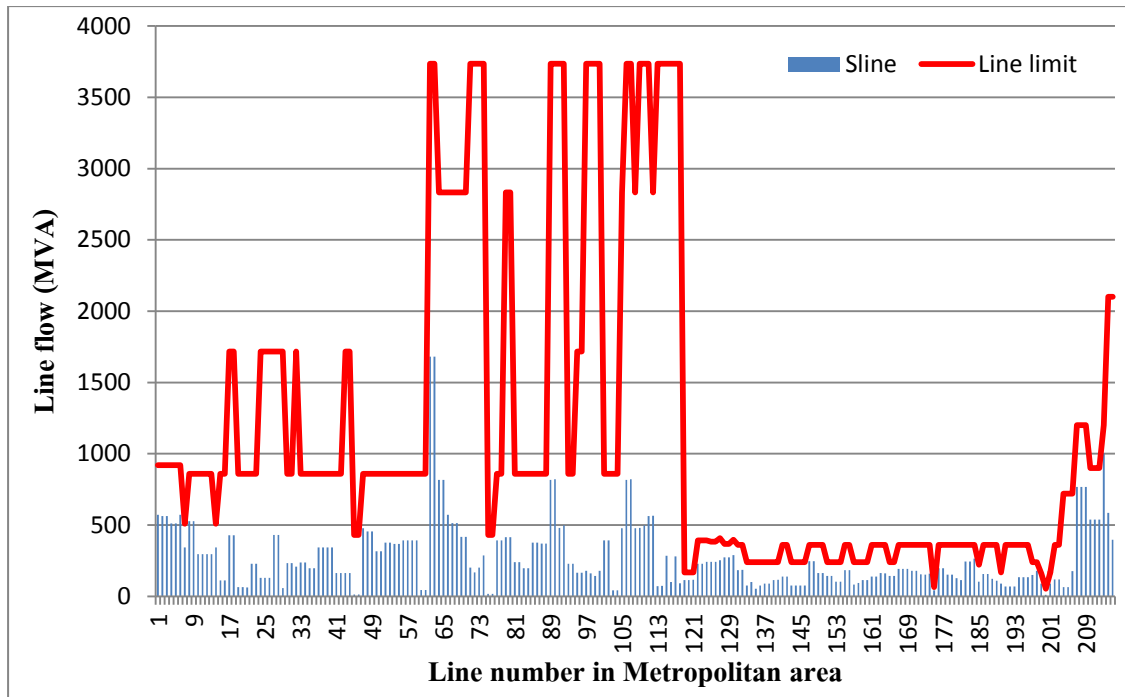
ภาพที่ 6.39 กระแสลัดวงจรหลังการเปลี่ยนแปลงระบบ

จากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน

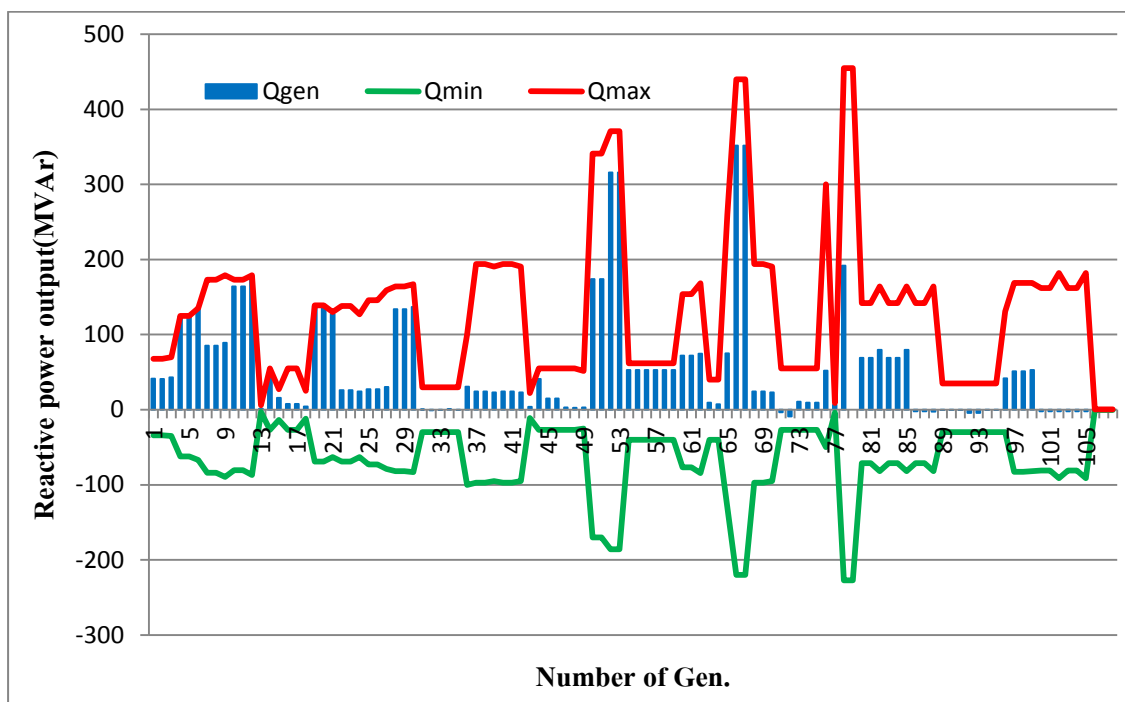


ภาพที่ 6.40 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังการเปลี่ยนแปลงระบบ

จากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน



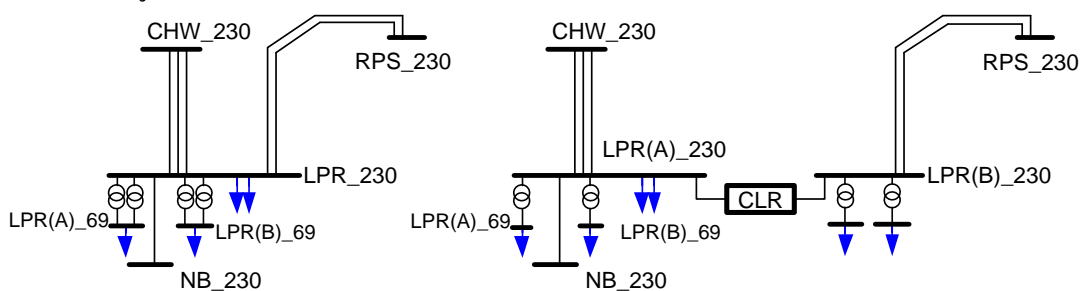
ภาพที่ 6.41 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลังการเปลี่ยนแปลงระบบ  
จากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน



ภาพที่ 6.42 แสดงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า  
หลังการเปลี่ยนแปลงระบบจากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน

### กรณีพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น

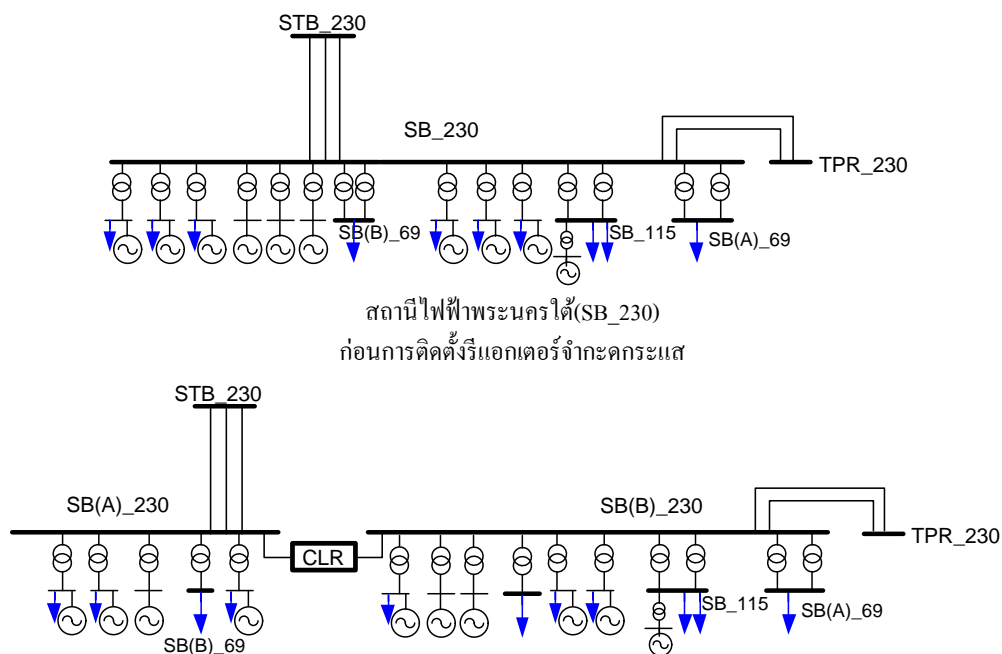
ผลการทดสอบของการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน เมื่อมีการพิจารณากรณีสายส่งหลุด 1 เส้น พบว่า มีการเปลี่ยนแปลงของระบบ 3 ตำแหน่ง ที่สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ และสถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย โดยทั้ง 3 สถานีมีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสขนาด  $120,000 \mu H$  ,  $24,000 \mu H$  และ  $24,000 \mu H$  ตามลำดับ มีรูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส ดังแสดงในภาพที่ 6.43 ถึงภาพที่ 6.45



สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว(LPR\_230)  
ก่อนการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว(LPR\_230)  
หลังการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

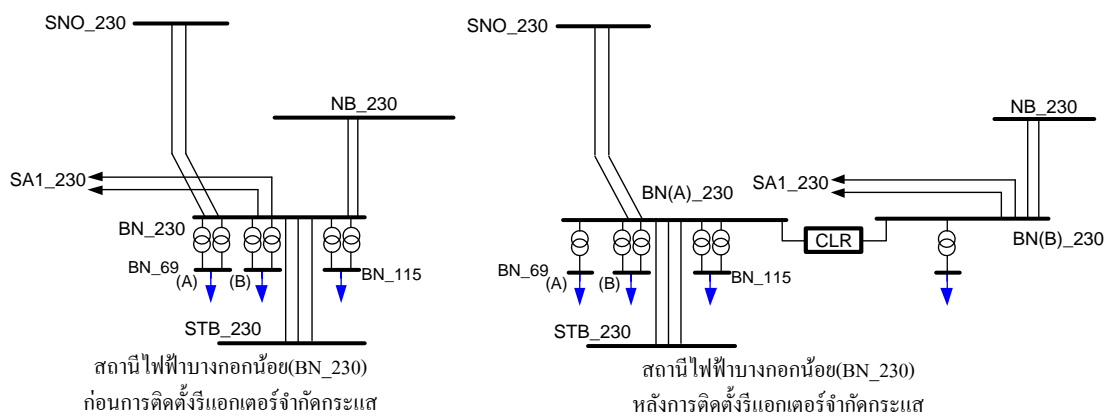
ภาพที่ 6.43 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส  
ที่สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว



สถานีไฟฟ้าพระนครใต้(SB\_230)  
ก่อนการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

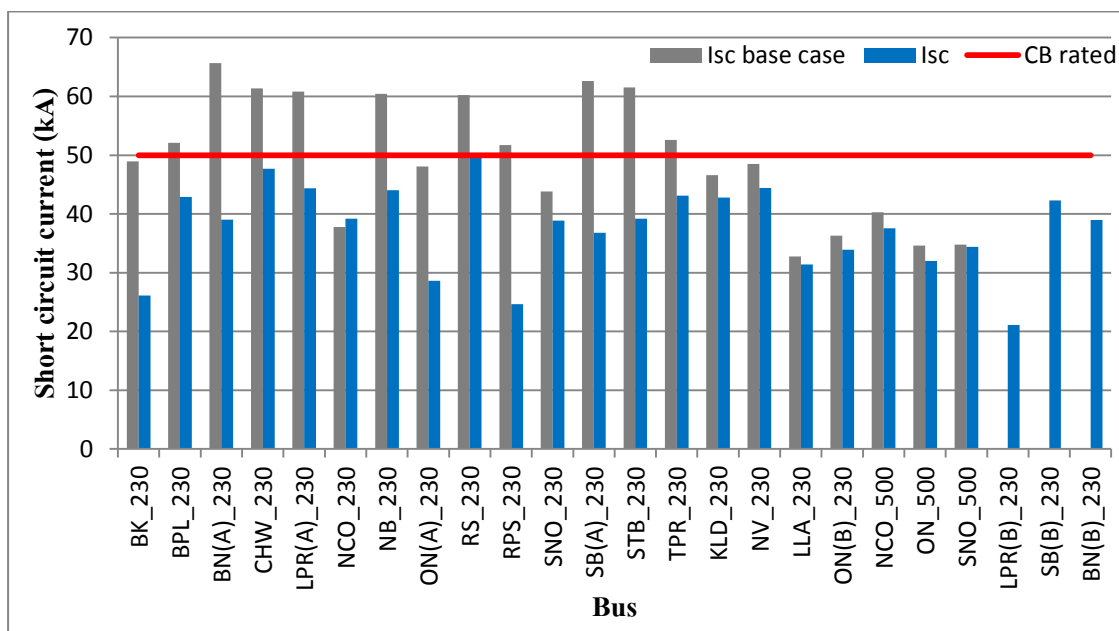
สถานีไฟฟ้าพระนครใต้(SB\_230)  
หลังการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส

ภาพที่ 6.44 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส  
ที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้

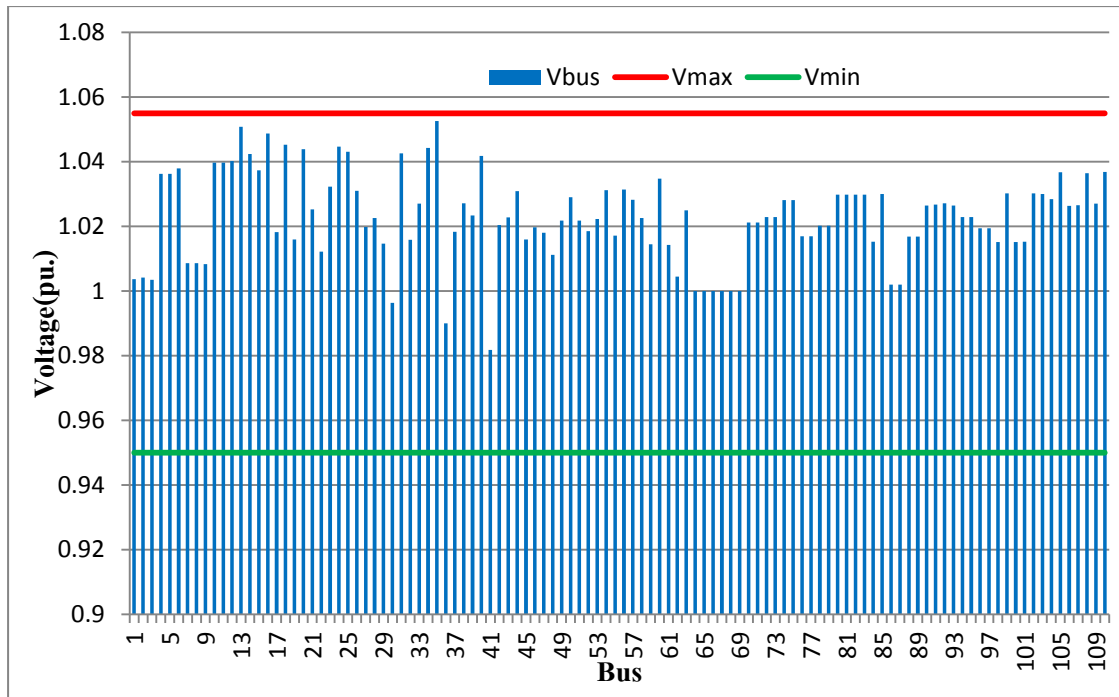


ภาพที่ 6.45 แสดงการเปลี่ยนแปลงระบบโดยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส  
ที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย

กระแสลัดวงจรที่สูงที่สุดเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงระบบจากวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน มีขนาดเท่ากับ 49.71 kA ที่สถานีไฟฟ้ารังสิต และเมื่อประเมินความมั่นคงของระบบจากดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ พบว่า มีค่าดัชนีสูงสุดเท่ากับ 0.4010 สำหรับผลของกระแสลัดวงจรหลังการเปลี่ยนแปลงระบบเทียบกับกระแสลัดวงจรก่อนเปลี่ยนแปลงระบบ ค่าของขนาดแรงดันที่巴士ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ใหญ่ในสายส่ง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้แสดงอยู่ในภาพที่ 6.46 ถึงภาพที่ 6.49

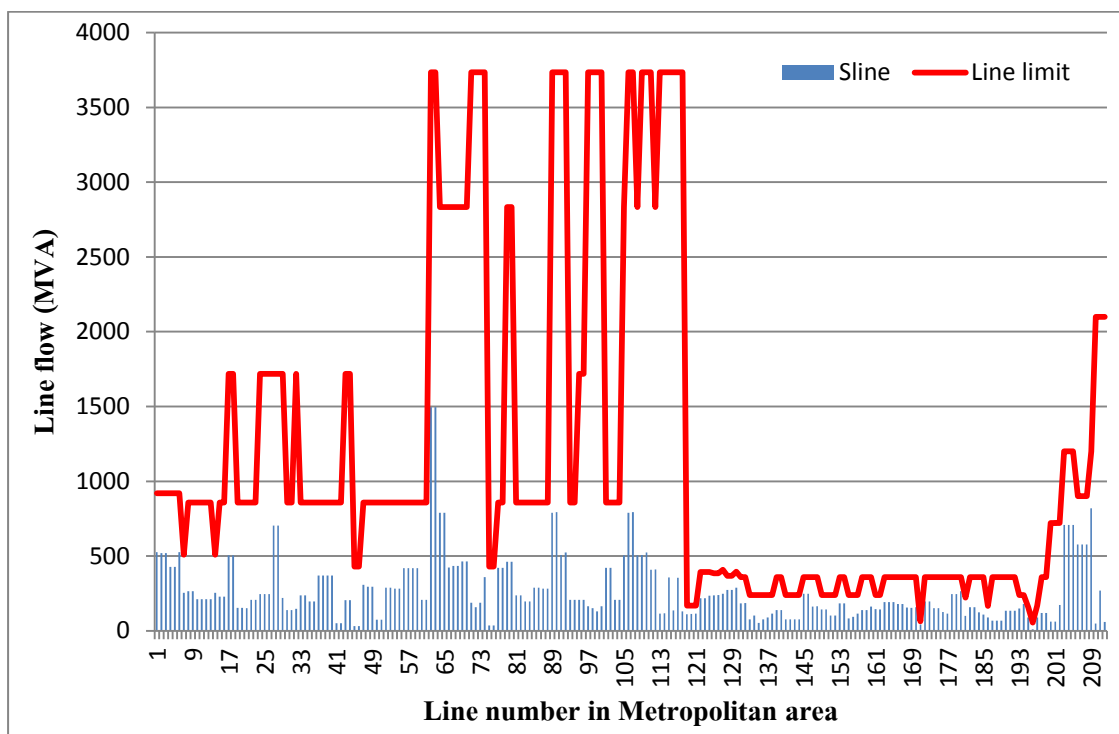


ภาพที่ 6.46 กระแสลัดวงจรหลังการเปลี่ยนแปลงระบบ  
จากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน



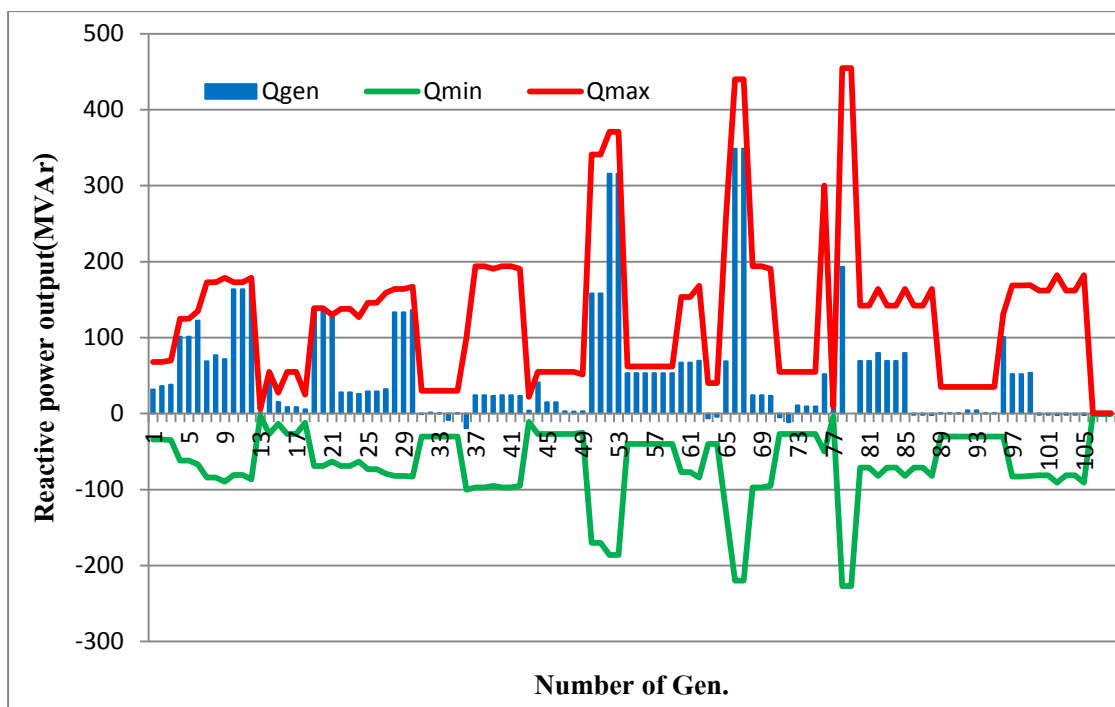
ภาพที่ 6.47 แรงดันที่บัสในเขตกรุงเทพฯ หลังการเปลี่ยนแปลงระบบ

จากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน



ภาพที่ 6.48 แสดงกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งหลังการเปลี่ยนแปลงระบบ

จากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน



ภาพที่ 6.49 แสดงกำลังไฟฟ้่ารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า  
หลังการเปลี่ยนแปลงระบบจากการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน

#### 6.2.4.4 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

	กรณีไม่พิจารณา N-1	กรณีพิจารณา N-1
จำนวนบัส ที่มีการเปลี่ยนแปลงระบบ	2	3
ตำแหน่งบัส และรูปแบบที่เปลี่ยนแปลง	ติดตั้ง CLR ที่ BN_230 ขนาด 0.0143 pu., ติดตั้ง CLR ที่ CHW_230 ขนาด 0.0143 pu.	ติดตั้ง CLR ที่ LPR_230 ขนาด 0.0713 pu., ติดตั้ง CLR ที่ BN_230 ขนาด 0.0143 pu., ติดตั้ง CLR ที่ SB_230 ขนาด 0.0143 pu.
ค่า PQVSI สูงสุด	0.3867	0.4041
ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุด	49.92 (ที่ BN_230)	49.71 (ที่ RS_230)

จากการหาดำแหน่งและรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบ ที่สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ที่พิจารณาให้การเปลี่ยนแปลงของระบบมีการเปลี่ยนแปลงที่น้อยที่สุด เป็นรูปแบบที่เหมาะสมที่สุด สำหรับการพิจารณาการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสานกรณีที่ไม่พิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น ได้ตำแหน่งของการเปลี่ยนแปลงระบบที่เหมาะสม 2 ตำแหน่ง โดยเป็นการติดตั้งรีแอกเตอร์ จำกัดกระแสขนาด 0.0143 เข้าที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยและสถานีไฟฟ้าแจ้งวัฒนะ ซึ่งมีรูปแบบของการติดตั้งรูปแบบเดียวกันกับการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการติดตั้งรีแอกเตอร์ จำกัดกระแส สำหรับกรณีทดสอบที่มีการพิจารณาเงื่อนไขสายส่งหลุด 1 เส้น นั้นก็มีการเปลี่ยนแปลงระบบที่เหมาะสม ที่มีคุณภาพคำตอบที่ดีที่สุด คือ มีการเปลี่ยนแปลงระบบ 3 ตำแหน่ง โดยที่ตำแหน่งที่ 1 มีการติดตั้งรีแอกเตอร์ จำกัดกระแสเข้าที่สถานีไฟฟ้าลาดพร้าว ขนาด 0.0713 pu. ตำแหน่งที่ 2 และตำแหน่งที่ 3 มีการติดตั้งรีแอกเตอร์ จำกัดกระแสขนาด 0.0143 pu. เข้าที่สถานีไฟฟ้าพระนครเหนือ และสถานีไฟฟ้าพระนครใต้ สาเหตุของคำตอบที่มีคุณภาพคำตอบดีที่สุด เมื่อประเมินด้วยฟังก์ชัน วัตถุประสงค์ในการทดสอบประสิทธิภาพด้วยวิธีการทดสอบนี้ เป็นวิธีการติดตั้งรีแอกเตอร์ จำกัดกระแสเพียงวิธีเดียว เนื่องจากการติดตั้งรีแอกเตอร์ จำกัดกระแสเข้ามาในระบบ ที่มีขนาดของรีแอกเตอร์น้อยๆ แล้วสามารถจำกัดกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นในระบบได้ จึงไม่จำเป็นต้องมีการแบ่งแยก บัส หรือการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง ที่มีผลกระทบต่อระบบมากกว่า

### 6.3 วิเคราะห์ผล

วิธีการจำกัด กระแส ลัดวงจร	เงื่อนไข ความมั่นคง N-1	จำนวนบัสที่มีการ เปลี่ยนแปลง	จำนวนบัสที่มี กระแสเกินพิกัด (บัส)	PQVSI	กระแส ลัดวงจร สูงสุด(kA)
1. กรณีฐาน	✓	-	10	0.3929	65.69
2. Bus splitting	✗	2	0	0.4759	46.17
	✓	2	0	0.4271	48.18
3. CLR	✗	2 CLR total=0.0286 pu.	0	0.3867	49.92
	✓	3 CLR total=0.0999 pu.	0	0.4041	49.71
4. Line by- passing	✗	3	0	0.3991	49.47
	✓	-	-	-	-
5. Combined method	✗	ติดตั้งCLR 2 บัส CLR total=0.0286 pu.	0	0.3867	49.92
	✓	ติดตั้งCLR 3 บัส CLR total=0.0999 pu.	0	0.4041	49.71

การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยวิธีแบ่งแยกบัส มีประสิทธิภาพในการจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้าบริเวณกรุงเทพฯ ได้ดีที่สุด เนื่องจากวิธีการแบ่งแยกบัสสามารถตัดการเชื่อมต่อแบบลูปของระบบได้ ทำให้สามารถเพิ่มค่าอิมพีแดนซ์สมมูลของระบบได้มาก จึงทำให้มีประสิทธิภาพในการลดกระแสลัดวงจรได้ดี เช่น เมื่อมีการแบ่งแยกบัสที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ ซึ่งเป็นบัสที่มีกระแสลัดวงจรสูง และมีกำลังการผลิตมาก อีกทั้งยังเป็นบริเวณของการเชื่อมต่อแบบลูปของระบบ เมื่อมีการแบ่งแยกบัสจะทำให้เกิดการตัดการเชื่อมต่อแบบลูปของระบบได้ ทำให้สามารถเพิ่มค่าของอิมพีแดนซ์สมมูลของระบบ และลดกำลังการจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่บัสที่มีกระแสลัดวงจรสูงอื่นๆ ได้อีกด้วย เมื่อประเมินความมั่นคงของระบบจากดัชนีเสถียรภาพ PQ พบว่าระบบหลังการเปลี่ยนแปลงมีค่า PQVSI เพิ่มขึ้น เนื่องจากการแบ่งแยกบัสสามารถตัดการ



เชื่อมต่อของระบบ ทำให้ทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบเปลี่ยนไป มีผลทำให้สายส่งกำลังไฟฟ้าบางเส้นต้องแบกรับภาระของการส่งกำลังไฟฟ้ามากขึ้น เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการของโหลด

การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรในระบบทดสอบได้ เนื่องจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเข้าไปที่ระหว่างบัสบาร์สามารถเพิ่มอิมพีแดนซ์ที่บัสได้ เช่น สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อยที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงหลักจากติดตั้งรีแอกเตอร์เข้าไปแล้วสามารถลดกระแสลัดวงจรลงได้ และยังสามารถอิมพีแดนซ์สมมูลของทั้งระบบได้โดยที่ไม่มีการตัดการเชื่อมต่อของระบบ ทำให้ระบบหลังการเปลี่ยนแปลงยังคงมีความเชื่อถือได้และความมั่นคงเทียบเท่าก่อนการเปลี่ยนแปลงระบบ ซึ่งจะสังเกตได้จากการประเมินความมั่นคงของระบบจากดัชนีเสถียรภาพ PQ ที่พบว่า ค่า PQVSI ที่ประเมินได้มีค่าแตกต่างจากระบบก่อนการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย

การจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง สามารถลดกระแสลัดวงจรบริเวณบัสที่มีกระแสลัดวงจรสูงได้ โดยการเปลี่ยนจุดเชื่อมต่อของสายส่งไม่ให้กำลังไฟฟ้าไหลเข้าสู่บัสที่มีกระแสลัดวงจรสูงนั้นได้ เช่น ที่สถานีไฟฟ้าบางกอกน้อย ที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงที่สุดก่อนการเปลี่ยนแปลงระบบได้มีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อของสายส่งถึง 2 เส้นทาง วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งนี้ เมื่อพิจารณาในด้านผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบเมื่อประเมินจากดัชนีเสถียรภาพแบบ PQ พบว่า การเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งมีผลกระทบต่อความมั่นคงเพียงเล็กน้อยเท่านั้น

วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน เป็นการนำวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการแบ่งแยกบัส การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งมาพิจารณาร่วมกัน โดยให้ความสำคัญกับวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแต่ละวิธีเท่ากัน และทำการทดสอบการจำกัดกระแสลัดวงจร โดยพิจารณาให้มีการเปลี่ยนแปลงระบบน้อยที่สุด พบว่า การเปลี่ยนแปลงระบบที่เหมาะสมจะมาจากวิธีการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส เนื่องจากการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเป็นวิธีการนำตัวเหนี่ยวนำเข้ามาติดเพิ่มในระบบเท่านั้น จึงมีผลกระทบต่อระบบน้อยกว่าการแบ่งแยกบัส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง ที่ต้องมีกระบวนการที่ทำให้เกิดการแยกตัวของบัส หรือมีการเปลี่ยนจุดเชื่อมต่อของสายส่ง และการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเข้ามาในระบบนั้น มีผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบน้อยมากเมื่อเปรียบเทียบกับค่าดัชนี PQVSI ก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงของระบบ

## บทที่ 7

### สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงข้อสรุปของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ และข้อเสนอแนะต่างๆ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

#### 7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสานระหว่างวิธีการแบ่งแยกบัส การติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง และวิธีการออกแบบรูปแบบของการแบ่งแยกบัส รูปแบบของการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส และรูปแบบของการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง รวมทั้งการตั้งสมมุติฐานของแต่ละวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วย อีกทั้งยังมีการนำวิธีการค้นหาแบบปัญญาเชิงคำนวณมาประยุกต์ใช้กับปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมของตำแหน่งและรูปแบบของการจำกัดกระแสลัดวงจรเพื่อนำมาเปลี่ยนแปลงระบบให้สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้ โดยที่ระบบยังคงสามารถทำงานภายใต้เงื่อนไขบังคับต่างๆ ได้ ซึ่งเงื่อนไขบังคับของการทำงานของระบบจะประกอบไปด้วย เงื่อนไขการแยกตัวของระบบ เงื่อนไขแรงดันที่บัส เงื่อนไขพิคกิ้งของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง เงื่อนไขกำลังรีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และมีเงื่อนไขของความมั่นคงของระบบที่นำมาพิจารณาเป็นเงื่อนไขเพิ่มเติมด้วย ได้แก่ เงื่อนไขพิคกิ้งของกระแสลัดวงจร เงื่อนไขของการประเมินความมั่นคงเสถียรภาพแรงดัน และเงื่อนไขการวิเคราะห์ผลกระทบเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 เส้น โดยมีการทดสอบประสิทธิภาพของการจำกัดกระแสลัดวงจรกับระบบส่งไฟฟ้ากำลังในเขตกรุงเทพฯ ของ กฟผ. ซึ่งการทดสอบประสิทธิภาพนี้จะทำการทดสอบประสิทธิภาพของการจำกัดกระแสลัดวงจรแต่ละวิธี และวิธีสุดท้ายจะเป็นการนำวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรทั้ง 3 วิธีที่ได้ออกแบบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มาพิจารณาร่วมกันเพื่อให้เกิดความหลากหลายของรูปแบบการเปลี่ยนแปลงระบบ และเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการแก้ปัญหาอีกด้วย

ผลการทดสอบ แสดงให้เห็นว่าวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจร และกระบวนการหาค่าตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมของการเปลี่ยนแปลงระบบที่นำเสนอ สามารถค้นหาตำแหน่งและรูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบที่สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรที่เกินพิคกิ้งของกิตเบรกเกอร์ได้เป็นอย่างดี ซึ่งสามารถนำรูปแบบของการจำกัดกระแสลัดวงจรที่นำเสนอ ไปประยุกต์ใช้กับการวางแผนระบบส่งไฟฟ้ากำลังเพื่อแก้ปัญหากระแสลัดวงจรสูงในอนาคตของ กฟผ. ได้ จากการวิเคราะห์ผล

การทดสอบประสิทธิภาพการจำกัดกระแสลัดวงจรกับระบบส่งไฟฟ้ากำลังในเขตกรุงเทพฯ ของ กฟผ. สามารถสรุปได้ ดังนี้

1. วิธีการและรูปแบบการจำกัดกระแสลัดวงจรที่นำเสนอในงานวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถจำกัดกระแสลัดวงจรสูงในระบบส่งกำลังไฟฟ้าในเขตกรุงเทพฯ ได้เป็นอย่างดี รวมทั้งสามารถหาตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนแปลงระบบเมื่อพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงจากผลกระทบเมื่อเกิดเหตุการณ์สายส่งหลุด 1 เส้นได้ ยกเว้นวิธีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งวิธีเดียวเท่านั้นที่ไม่ผ่านเงื่อนไข

2. วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการแบ่งแยกบัส มีประสิทธิภาพในการจำกัดกระแสลัดวงจรดีที่สุด คือ การเปลี่ยนแปลงระบบโดยการแบ่งแยกบัสจะสามารถลดกระแสลัดวงจรสูงสุดของระบบให้มีค่าน้อยที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส และการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง ในกรณีที่มีจำนวนบัสที่เปลี่ยนแปลงเท่ากัน

3. วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการติดตั้งรีแอกเตอร์จำกัดกระแส นอกจากจะสามารถจำกัดกระแสลัดวงจรได้แล้ว ยังมีผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเพียงเล็กน้อย เมื่อเปรียบเทียบกับค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดันแบบ PQ ของระบบก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลง

4. วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรด้วยการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่ง เหมาะสำหรับการนำไปแก้ปัญหาระแสลัดวงจรสูงเฉพาะบริเวณสถานีไฟฟ้าที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงเท่านั้น โดยการเปลี่ยนทิศทางไหลของไฟฟ้าไม่ให้ไหลเข้าสู่บัสที่มีค่ากระแสลัดวงจรสูงนั้น หรือหากต้องการพิจารณาการจำกัดกระแสลัดวงจรทั้งระบบควรใช้วิธีการเปลี่ยนเส้นทางการเชื่อมต่อสายส่งร่วมกับวิธีจำกัดกระแสลัดวงจรแบบอื่นด้วย

5. วิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรแบบผสมผสาน สามารถค้นหาวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมเพื่อจำกัดกระแสลัดวงจรได้เป็นอย่างดี

## 7.2 ข้อเสนอแนะ

1. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ มีกระบวนการค้นหาคำตอบโดยไม่มี การพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบด้วย ดังนั้นสำหรับการนำไปใช้งานในทางปฏิบัติควรจะมีการพิจารณาเงื่อนไขของความเชื่อถือได้ของระบบด้วย

2. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาการเกิดกระแสลัดวงจรสูง เนื่องจากการเกิดความผิดปกติของแบบ 3 เฟสสมดุลเท่านั้น ซึ่งในทางปฏิบัติค่ากระแสลัดวงจรสูงนี้อาจจะเกิดจากความผิดปกติของแบบ 3 เฟสสมดุล หรือเกิดจากความผิดปกติของแบบ 1 เฟสลงดินด้วย ดังนั้น ควรมีการพิจารณาการเกิดกระแสลัดวงจรจากความผิดปกติของแบบ 1 เฟสลงดินด้วย

### 7.3 ข้อเสนอแนะสำหรับผู้ใช้งาน

1. เนื่องจากค้นหารูปแบบของการจำกัดกระแสลัดวงจรที่ได้แนะนำเสนอนี้ จะพิจารณาจากรูปแบบของข้อมูลที่นำมาพิจารณา กล่าวคือ กระบวนการค้นหาที่ได้ออกแบบในงานวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ไม่สามารถระบุได้ว่า เครื่องกำเนิดเครื่องใดที่อยู่ในโรงไฟฟ้าเดียวกันซึ่งไม่สามารถนำมาแบ่งแยกได้ หรือไม่สามารระบุได้ว่าสถานีไฟฟ้าใด มีบัสบาร์ที่สามารถแบ่งแยกบัสได้ ดังนั้น สำหรับการนำข้อมูลมาใช้กับกระบวนการแก้ปัญหากระแสลัดวงจรนี้ ผู้ใช้ควรมีการรวมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเดียวกันให้เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงเครื่องเดียว หรือมีการกำหนดว่าสถานีไฟฟ้าใดบ้างที่สามารถนำมาแบ่งแยกบัสได้

2. การเลือกขนาดของรีแอกเตอร์จำกัดกระแสเพื่อนำมาพิจารณาในการหาตำแหน่งเพื่อติดตั้ง ควรจะมีขนาดที่หลากหลาย เพื่อเพิ่มรูปแบบของการหาคำตอบที่เหมาะสมของกระบวนการแก้ปัญหา

3. กระบวนการหาตำแหน่งและรูปแบบของการจำกัดกระแสลัดวงจรที่ได้แนะนำเสนองานวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ มีการพิจารณารูปแบบของการเปลี่ยนแปลงระบบหลากหลายรูปแบบ จึงทำให้การค้นหาคำตอบที่เหมาะสมใช้เวลานาน ดังนั้นจึงควรมีการกำหนดขอบเขตของตำแหน่งบัสที่นำมาพิจารณา โดยกำหนดจากประสบการณ์หรือการวิเคราะห์ของผู้ใช้งานว่าตำแหน่งบัสใดเหมาะสมที่จะนำมาใช้ในการพิจารณา

4. ในการหาค่าตำแหน่งและรูปแบบที่เหมาะสมของแต่ละวิธีการจำกัดกระแสลัดวงจรสามารถเปลี่ยนแปลงได้ ขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้ใช้งานที่ให้ความสำคัญกับเงื่อนไขต่างๆที่นำมาพิจารณา

## รายการอ้างอิง

- [ 1 ] ศรีณยู ตริยะโชติ. การแบ่งแยกบัสที่เหมาะสมเพื่อลดกระแสลัดวงจรในระบบส่งไฟฟ้ากำลังโดยใช้วิธีค้นหาตามชนิดปรับตัวได้. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.
- [ 2 ] ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง, โครงการการศึกษาการปรับปรุงโครงข่ายเพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรสำหรับระบบส่งไฟฟ้า กฟผ. ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล โดยวิธีการออปติไมเซชัน. 2554.
- [ 3 ] สัญญพงศ์ จิรถาวรีย์. การวางแผนระบบส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการจำกัดกระแสลัดวงจรโดยใช้วิธีขั้นตอนทางพันธุกรรม. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.
- [ 4 ] Saadat, H. Power System Analysis. 2ed. Mcgraw hill, 2004.
- [ 5 ] Glover, J.D., Sarma, M.S. and Overbye, T.J. Power System Analysis and Design. Thomson corp., 2008.
- [ 6 ] พลสันต์ พงษ์ประยูร. การวิเคราะห์ซิกเนเจอร์ของความผิดปกติในระบบส่งไฟฟ้าโดยการรู้จำรูปแบบ, in คณะวิศวกรรมศาสตร์ ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2554.
- [ 7 ] Blackburn, J.L., and Domin, T.J. Protective Relaying Principles and Applications. 3ed. Taylor & Francis Group, 2006.
- [ 8 ] Taylor, T., Hanson, A., Lubkeman, D. and Mousavi, M. Fault Current Review Study. ABB Inc., 2005.
- [ 9 ] Wu, X., Mutale, J., Jenkins, N., and Strbac, G. An Investigation of Network Splitting for Fault Level Reduction. Working Paper 25 Tyndall Centre for Climate Change Research Manchester, 2003.
- [ 10 ] Tongsrichantra, S., Suwanasri, T. and Suwanasri, C. System Study and Fault Level Reduction Techniques for a Small Scale Power Plant in Thailand. GMSARN International Conference on Sustainable Development, November 2008.
- [ 11 ] Amon F., J., Fernandez, P. C., Rose, E. H., D'Ajuz, A. and Castanheira, A. Brazilian Successful Experience in the Usage of Current Limiting Reactors for Short-

- Circuit Limitation. International Conference on Power Systems Transients (IPST'05), Montreal, June 2005.
- [12] Adapa, R. Fault Current Management Guidebook. EPRI Solutions Inc., 2006.
- [13] Gilany, M. and Hasawi, W. A. Reducing the Short Circuit Levels in Kuwait Transmission Network. Proceedings of WASET vol. 2 (2009).
- [14] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines IEEE Std C37.230-2007, (2008): 1-100.
- [15] Zidi, S. A., Hadjeri, S. and Fellah, M. K. Dynamic Performance of an HVDC Link. J. Electrical Systems 1-3. 2005.
- [16] สุขย์รัตน์ ต้องศิริ. การติดตั้งสายส่งกระแสตรงแรงดันสูงเพื่อจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรของระบบส่งในเขตเมืองใหญ่โดยพิจารณาดัชนีเสถียรภาพเชิงแรงดัน. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.
- [17] Song, H. Power System Topology Modification for Fault Current Reduction Using a Tabu Search Algorithm. International Journal of Software Engineering and Its Applications, July 2013.
- [18] พรเทพ เทียบรัตน์, วัชรินทร์ ยกย่อง และ กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. PQ Voltage Stability Index (PQVSI) for Voltage Stability Analysis. Electrical Engineering Conference-31 1 (Oct 2008): 355-358.
- [19] สมบูรณ์ นามโชติ. วิธีการแก้ปัญหาการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างเหมาะสมที่สุดโดยพิจารณาเงื่อนไขการจำกัดกระแสลัดวงจร. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2556.
- [20] อาทิตย์ ศรีแก้ว. ปัญหาเชิงคำนวณ. สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี, 2009.
- [21] ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, โครงการการศึกษาปรับปรุงโครงข่ายเพื่อจำกัดค่ากระแสลัดวงจรสำหรับระบบส่งไฟฟ้า กพฟ. ในเขตกรุงเทพฯ โดยวิธีออปติไมเซชัน, 2554.

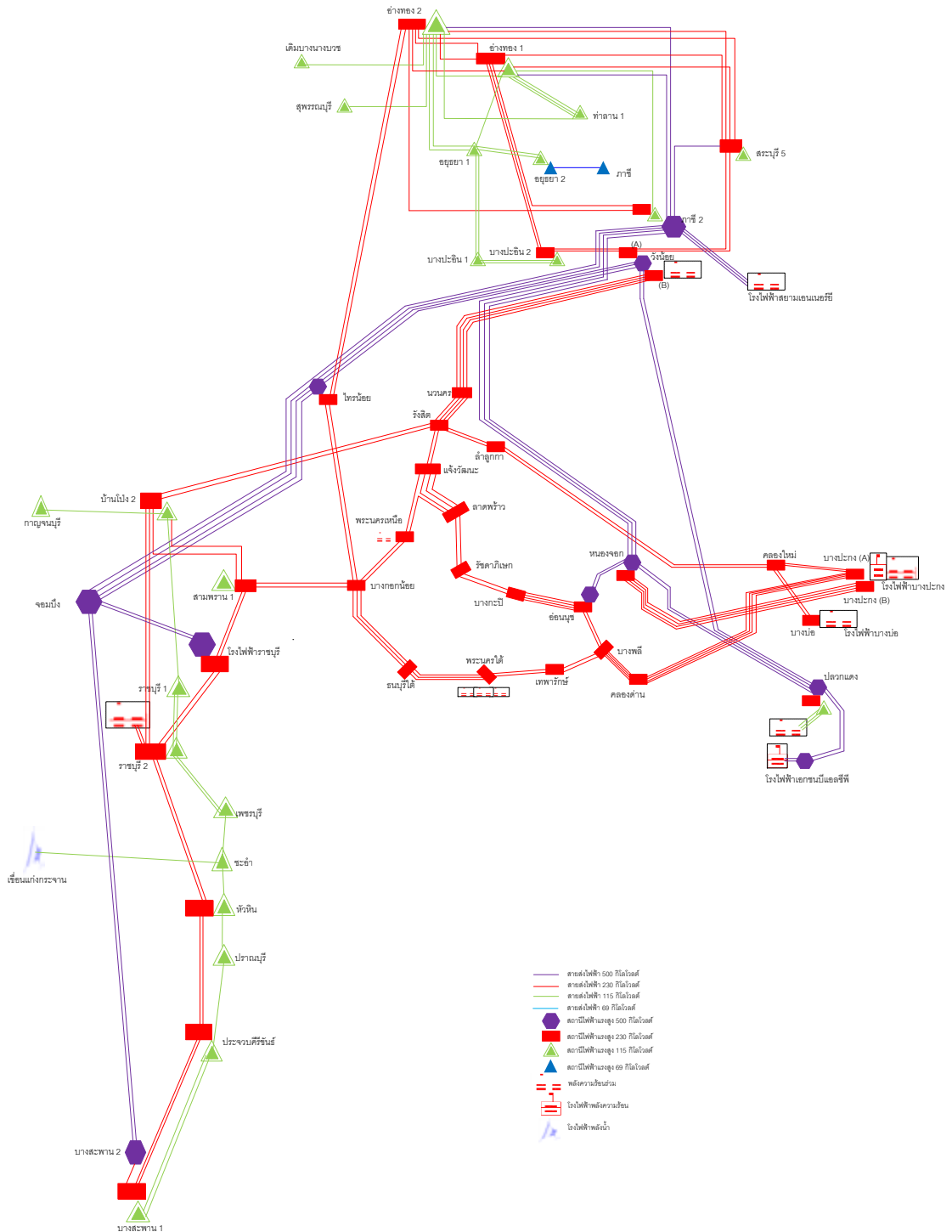
ภาคผนวก

## ภาคผนวก ก

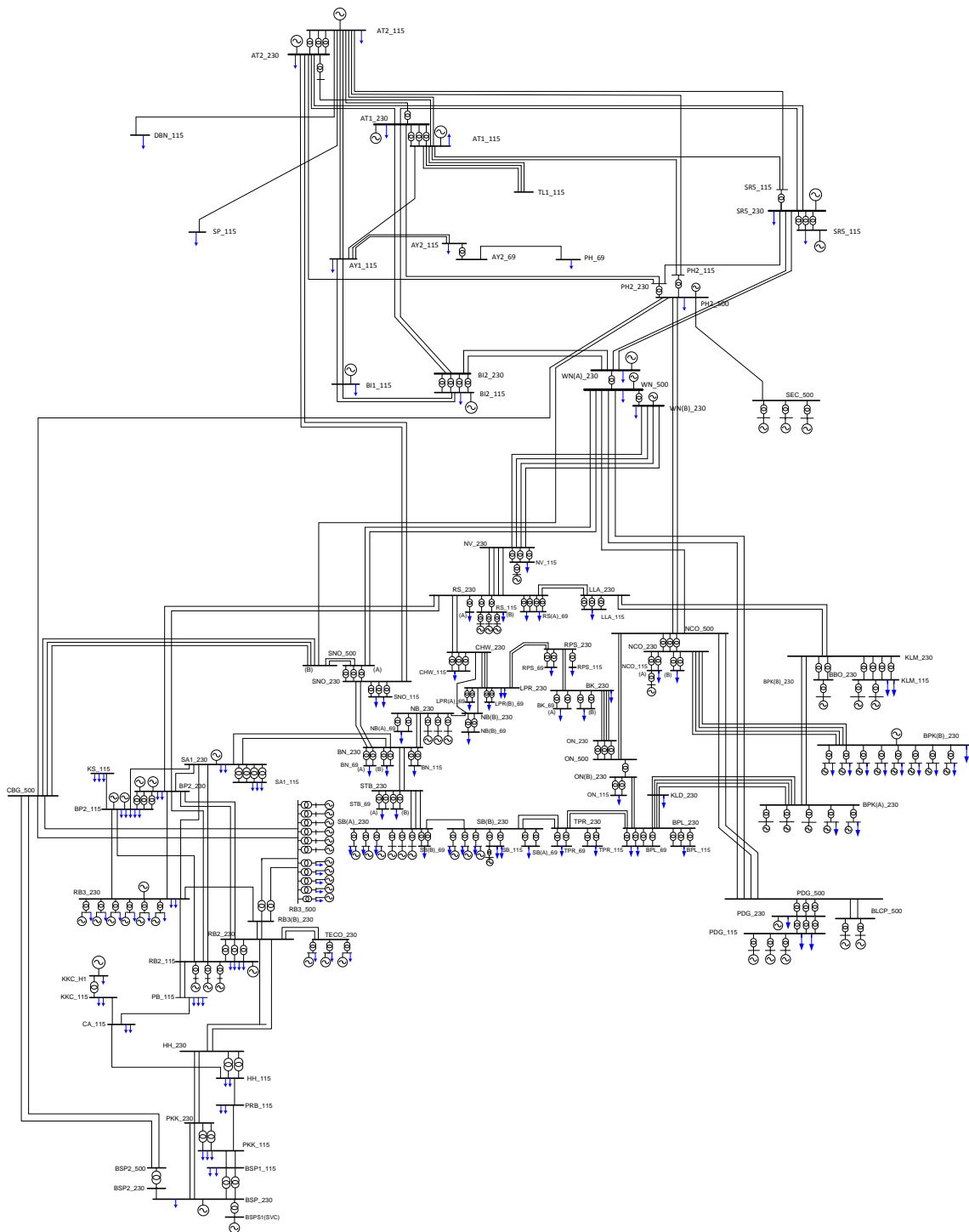
### ข้อมูลระบบส่งกำลังไฟฟ้าของประเทศไทย

ระบบส่งไฟฟ้ากำลังของ กฟผ. ที่นำมาใช้ในการทดสอบในงานวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เป็นระบบส่งไฟฟ้ากำลังของ กฟผ. ที่มีการลดรูปเพื่อทำการวิเคราะห์ค่ากระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ สำหรับการแสดงจุดเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงจะแสดงในภาพที่ ก.1 และสามารถเขียนให้อยู่ในแผนภาพเส้นเดียวได้ดังภาพที่ ก.2





ภาพที่ ก.1 แสดงจุดเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯ  
กับพื้นที่ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก



ภาพที่ ก.2 แผนภาพเส้นเดียวแสดงการเชื่อมต่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตกรุงเทพฯ  
กับพื้นที่ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก

รายละเอียดที่สำคัญของระบบประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 108 เครื่อง ขนาดกำลัง  
การผลิตรวม 17,520 MW ขนาดของโหลดรวม เท่ากับ 17,402 MW มีจำนวนบัสในระบบรวม 251

บัส จำนวนสายส่งรวม 209 วงจร และมีหม้อแปลงในระบบรวม 214 ลูก โดยค่าฐานของการคำนวณ เป็น 100 MVA รายละเอียดของข้อมูลบัส ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และข้อมูลสายส่ง แสดงได้ดัง ตารางที่ ก.1 ถึงตารางที่ ก.3 ตามลำดับ

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลบัสของระบบส่งกำลังไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับวิเคราะห์การไหลของ กำลังไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ

Bus Number	Type	Pd (MW)	Qd (MW)	Gs	Bs	Area	V (pu.)	Angle	Base kV	Zone	Vmax (pu.)	Vmin (pu.)	CB Rating (kA)
11011	2	2	1.239	0	0	1	1.00372	-8.5903	11.5	1	1.05	0.98	-
11012	2	2	1.239	0	0	1	1.00414	-8.4977	11.5	1	1.05	0.98	-
11013	2	5	3.099	0	0	1	1.00347	-8.5307	11.5	1	1.05	0.98	-
11014	2	4	2.479	0	0	1	1.0363	-9.7098	15	1	1.05	0.98	-
11015	2	4	2.479	0	0	1	1.0363	-9.7098	15	1	1.05	0.98	-
11016	2	10	6.197	0	0	1	1.0379	-9.5327	15	1	1.05	0.98	-
11017	2	0	0	0	0	1	1.00868	-7.5703	21	1	1.05	0.98	-
11018	2	0	0	0	0	1	1.00868	-7.5703	21	1	1.05	0.98	-
11019	2	0	0	0	0	1	1.00832	-7.6657	21	1	1.05	0.98	-
11031	2	0	0	0	0	1	1.03973	-6.8468	15.75	1	1.05	0.98	-
11032	2	0	0	0	0	1	1.03973	-6.8468	15.75	1	1.05	0.98	-
11033	2	0	0	0	0	1	1.04017	-7.024	18	1	1.05	0.98	-
11601	1	365.741	177.136	0	145	1	1.05025	12.6275	69	1	1.055	0.98	-
11602	1	240.268	116.367	0	205	1	1.03885	15.9374	69	1	1.05	0.98	-
11603	1	175.285	84.894	0	106	1	1.03194	12.6005	69	1	1.05	0.98	-
11606	1	227.392	110.131	0	137	1	1.0495	13.352	69	1	1.05	0.98	-
11608	1	276.109	133.726	0	126	1	1.01957	13.0359	69	1	1.05	0.98	-
11610	1	148.814	73.74	0	317	1	1.04602	17.5088	69	1	1.05	0.98	-
11611	1	433.278	209.846	0	0	1	1.01575	12.2917	69	1	1.05	0.98	-
11613	1	320.909	155.423	0	105	1	1.03876	11.7672	69	1	1.05	0.98	-
11614	1	286.068	138.549	0	132	1	1.021	10.2056	69	1	1.05	0.98	-
11615	1	201.788	97.731	0	79	1	1.00832	13.5791	69	1	1.05	0.98	-
11631	1	365.741	177.136	0	212	1	1.03172	12.1325	69	1	1.05	0.98	-
11633	1	175.285	84.894	0	99	1	1.03926	12.8858	69	1	1.05	0.98	-
11636	1	227.392	110.131	0	126	1	1.04395	14.5086	69	1	1.05	0.98	-
11638	1	276.109	133.726	0	122	1	1.03237	13.1394	69	1	1.05	0.98	-
11643	1	320.909	155.423	0	126	1	1.0185	11.559	69	1	1.05	0.98	-
11644	1	286.068	138.549	0	159	1	1.0183	10.1005	69	1	1.05	0.98	-
11702	1	570.794	276.448	0	209	1	1.01087	11.9238	115	1	1.05	0.98	-
11703	1	314.636	152.385	0	0	1	0.99098	11.2485	115	1	1.05	0.98	-
11704	1	461.922	223.719	0	176	1	1.04351	13.4734	115	1	1.05	0.98	-
11707	1	426.858	206.737	0	271	1	1.01549	23.289	115	1	1.05	0.98	-

Bus Number	Type	Pd (MW)	Qd (MW)	Gs	Bs	Area	V (pu.)	Angle	Base kV	Zone	Vmax (pu.)	Vmin (pu.)	CB Rating (kA)
11709	1	299.35	144.982	0	117	1	1.02372	14.0758	115	1	1.05	0.98	-
11710	1	116.505	56.426	0	99	1	1.04509	16.248	115	1	1.05	0.98	-
11711	1	113.346	54.896	0	66	1	1.05232	14.5117	115	1	1.055	0.98	-
11712	1	716.966	371.421	0	209	1	0.98754	11.6177	115	1	1.05	0.98	-
11713	1	403.033	195.198	0	136	1	1.01478	11.8679	115	1	1.05	0.98	-
11715	1	231.909	112.319	0	132	1	1.02314	13.3368	115	1	1.05	0.98	-
11719	1	285.054	157.716	0	91	1	1.02399	18.9332	115	1	1.05	0.98	-
11720	1	379.137	209.77	0	81	1	1.04202	14.9066	115	1	1.05	0.98	-
11737	1	284.572	137.824	0	0	1	0.98135	23.9222	115	1	1.05	0.98	-
11740	1	420.952	232.906	0	176	1	1.0209	15.259	115	1	1.05	0.98	-
11801	1	505.435	244.793	0	195	1	1.02229	18.4825	230	1	1.05	0.98	50
11802	1	0	0	0	72	1	1.02751	17.706	230	1	1.05	0.98	50
11803	1	0	0	0	72	1	1.01102	16.0786	230	1	1.05	0.98	50
11804	1	0	0	0	65	1	1.02056	17.7578	230	1	1.05	0.98	50
11806	1	512.665	248.295	0	0	1	1.01879	17.308	230	1	1.05	0.98	50
11807	1	0	0	0	120	1	1.01084	29.3124	230	1	1.05	0.98	50
11808	1	0	0	0	65	1	1.02302	17.2105	230	1	1.05	0.98	50
11809	1	0	0	0	0	1	1.02832	19.868	230	1	1.05	0.98	50
11810	1	0	0	0	130	1	1.02251	18.975	230	1	1.05	0.98	50
11811	1	0	0	0	0	1	1.01839	17.763	230	1	1.05	0.98	50
11812	1	0	0	0	65	1	1.02014	19.5372	230	1	1.05	0.98	50
11813	1	0	0	0	260	1	1.03	17.0105	230	1	1.05	0.98	50
11814	1	630.136	305.189	0	0	1	1.01336	15.8271	230	1	1.05	0.98	50
11815	1	0	0	0	0	1	1.02768	17.3497	230	1	1.05	0.98	50
11816	1	310.37	150.319	0	0	1	1.02576	19.1854	230	1	1.05	0.98	50
11819	1	0	0	0	0	1	1.02327	20.8645	230	1	1.05	0.98	50
11820	1	0	0	0	0	1	1.01468	18.7769	230	1	1.05	0.98	50
11839	1	0	0	0	0	1	1.03173	18.8958	230	1	1.05	0.98	50
11907	1	0	0	0	0	1	1.01342	28.5171	500	1	1.05	0.98	50
11909	1	0	0	0	0	1	1.00333	26.8261	500	1	1.05	0.98	50
11912	1	0	0	0	0	1	1.02497	28.4103	500	1	1.05	0.98	50
15001	2	0	0	0	0	1	1	-13.0789	11.5	2	1.05	0.98	50
15002	2	0	0	0	0	1	1	-14.3801	11.5	2	1.05	0.98	50
15003	2	0	0	0	0	1	1	-0.8819	11.5	2	1.05	0.98	50
15004	2	0	0	0	0	1	1	-9.9277	11.5	2	1.05	0.98	-
15005	2	0	0	0	0	1	1	-9.6263	11.5	2	1.05	0.98	-
15006	2	0	0	0	0	1	1	-6.2478	11.5	2	1.05	0.98	-
15803	1	0	0	0	0	1	1.01953	19.6633	230	1	1.05	0.98	-
15804	1	0	0	0	0	1	1.01953	19.6633	230	1	1.05	0.98	-
15805	1	0	0	0	0	1	1.0235	21.0137	230	1	1.05	0.98	-

Bus Number	Type	Pd (MW)	Qd (MW)	Gs	Bs	Area	V (pu.)	Angle	Base kV	Zone	Vmax (pu.)	Vmin (pu.)	CB Rating (kA)
15806	1	0	0	0	0	1	1.0235	21.0137	230	1	1.05	0.98	-
15902	1	0	0	0	0	1	1.0281	29.2519	500	1	1.05	0.98	-
15903	1	0	0	0	0	1	1.0281	29.2519	500	1	1.05	0.98	-
16805	1	0	0	0	0	1	1.01674	30.1604	230	1	1.05	0.98	-
16806	1	0	0	0	0	1	1.01674	30.1604	230	1	1.05	0.98	-
16807	1	0	0	0	0	1	1.01999	30.6047	230	1	1.05	0.98	-
16808	1	0	0	0	0	1	1.01999	30.6047	230	1	1.05	0.98	-
16811	1	0	0	0	0	1	1.02796	20.3582	230	5	1.05	0.98	-
16812	1	0	0	0	0	1	1.02796	20.3582	230	5	1.05	0.98	-
16813	1	0	0	0	0	1	1.02796	20.3806	230	5	1.05	0.98	-
16814	1	0	0	0	0	1	1.02796	20.3806	230	5	1.05	0.98	-
16901	1	0	0	0	0	1	1.01449	29.5961	500	1	1.05	0.98	-
16902	1	0	0	0	0	1	1.02988	31.3312	500	1	1.05	0.98	-
17801	1	0	0	0	0	1	1.00315	15.7895	230	1	1.05	0.98	-
17802	1	0	0	0	0	1	1.00315	15.7895	230	1	1.05	0.98	-
17803	1	0	0	0	0	1	1.01735	20.2699	230	1	1.05	0.98	-
17804	1	0	0	0	0	1	1.01735	20.2699	230	1	1.05	0.98	-
17902	1	0	0	0	0	1	1.02639	28.4944	500	1	1.05	0.98	-
17903	1	0	0	0	0	1	1.0267	28.4957	500	5	1.05	0.98	-
17904	1	0	0	0	0	1	1.02706	28.5154	500	1	1.05	0.98	-
17905	1	0	0	0	0	1	1.02639	28.4945	500	1	1.05	0.98	-
19801	1	0	0	0	0	1	1.0235	21.0137	230	1	1.05	0.98	-
19802	1	0	0	0	0	1	1.0235	21.0137	230	1	1.05	0.98	-
19803	1	0	0	0	0	1	1.01914	19.8164	230	1	1.05	0.98	-
19804	1	0	0	0	0	1	1.01914	19.8164	230	1	1.05	0.98	-
19902	1	0	0	0	0	1	1.01437	29.3604	500	1	1.05	0.98	-
19904	1	0	0	0	0	1	1.03005	31.1852	500	1	1.05	0.98	-
19905	1	0	0	0	0	1	1.01437	29.3604	500	1	1.05	0.98	-
19906	1	0	0	0	0	1	1.01449	29.5961	500	1	1.05	0.98	-
19907	1	0	0	0	0	1	1.03005	31.1852	500	1	1.05	0.98	-
19908	1	0	0	0	0	1	1.02988	31.3312	500	1	1.05	0.98	-
19915	1	0	0	0	0	1	1.02817	29.8102	500	5	1.05	0.98	-
19917	1	0	0	0	0	1	1.03682	29.7888	500	5	1.05	0.98	-
19918	1	0	0	0	0	1	1.02628	28.6635	500	5	1.05	0.98	-
19919	1	0	0	0	0	1	1.0262	29.6235	500	5	1.05	0.98	-
19920	1	0	0	0	0	1	1.03652	29.8386	500	5	1.05	0.98	-
19921	1	0	0	0	0	1	1.02704	28.8319	500	5	1.05	0.98	-
19922	1	0	0	0	0	1	1.0369	29.7717	500	5	1.05	0.98	-
51001	2	4	2.479	0	0	1	1.02742	2.0176	15	1	1.05	0.98	-
51002	2	4	2.479	0	0	1	1.02742	2.0176	15	1	1.05	0.98	-

Bus Number	Type	Pd (MW)	Qd (MW)	Gs	Bs	Area	V (pu.)	Angle	Base kV	Zone	Vmax (pu.)	Vmin (pu.)	CB Rating (kA)
51003	2	10	6.197	0	0	1	1.03351	2.7636	15	1	1.05	0.98	-
51004	2	4	2.479	0	0	1	1.01081	-0.9479	15	1	1.05	0.98	-
51005	2	4	2.479	0	0	1	1.01081	-0.9479	15	1	1.05	0.98	-
51006	2	10	6.197	0	0	1	1.00958	-0.1695	15	1	1.05	0.98	-
51007	2	4	2.479	0	0	1	0.98697	-0.4883	15	1	1.05	0.98	-
51008	2	4	2.479	0	0	1	0.98697	-0.4883	15	1	1.05	0.98	-
51009	2	10	6.197	0	0	1	0.98605	-0.0488	15	1	1.05	0.98	-
51010	2	0	0	0	0	1	1.02603	5.8102	15	1	1.05	0.98	-
51011	2	0	0	0	0	1	1.02603	5.8102	15	1	1.05	0.98	-
51012	2	0	0	0	0	1	1.02687	5.9154	15	1	1.05	0.98	-
51604	1	0	0	0	20	1	1.03029	17.7213	69	1	1.05	0.98	-
51613	1	0.8	0.496	0	0	1	1.02851	17.6667	69	1	1.05	0.98	-
51701	2	227.54	60.326	0	0	1	1.02926	19.2234	115	1	1.05	0.98	-
51702	2	256.703	85.018	0	61	1	1.0422	17.0603	115	1	1.05	0.98	-
51703	1	43.831	24.251	0	13	1	1.00586	17.9096	115	1	1.05	0.98	-
51704	1	40.881	22.619	0	0	1	1.0056	17.859	115	1	1.05	0.98	-
51705	1	171.212	94.729	0	11	1	0.98887	19.3368	115	1	1.05	0.98	-
51706	1	581.706	321.848	0	88	1	0.98966	19.6282	115	1	1.05	0.98	-
51708	1	84.564	46.788	0	27	1	0.98381	12.2538	115	1	1.05	0.98	-
51720	1	41.649	23.044	0	17	1	1.00241	14.8357	115	1	1.05	0.98	-
51722	1	88.57	49.004	0	28	1	1.018	17.7253	115	1	1.05	0.98	-
51728	1	184.171	101.899	0	0	1	1.00119	28.2102	115	1	1.05	0.98	-
51801	2	115.996	-60.169	0	130	1	1.02007	22.3334	230	1	1.05	0.98	-
51802	2	196.914	-16.918	0	130	1	1.01513	20.1283	230	1	1.05	0.98	-
51806	1	0	0	0	0	1	1.01352	24.8092	230	1	1.05	0.98	-
51826	1	0	0	0	0	1	1.02903	27.285	230	1	1.05	0.98	-
51828	2	-191.832	-30.438	0	0	1	1.02287	27.3298	230	1	1.05	0.98	-
51856	1	0	0	0	0	1	1.03	24.3608	230	1	1.05	0.98	-
51926	1	0	0	0	0	1	1.03	29.9983	500	1	1.05	0.98	-
51940	2	587.757	-256.099	0	0	1	1.03	30.2781	500	1	1.05	0.98	-
54011	2	0	0	0	0	1	1.0341	35.7824	21	4	1.05	0.98	-
54012	2	0	0	0	0	1	1.0341	35.7824	21	4	1.05	0.98	-
54013	2	0	0	0	0	1	1.03405	35.6948	16.5	4	1.05	0.98	-
54014	2	0	0	0	0	1	1.0341	35.7824	21	4	1.05	0.98	-
54015	2	0	0	0	0	1	1.0341	35.7824	21	4	1.05	0.98	-
54016	2	0	0	0	0	1	1.03405	35.6948	16.5	4	1.05	0.98	-
55001	2	0	0	0	0	1	1	-8.8839	11.5	2	1.05	0.98	-
55004	2	0	0	0	0	1	1	-5.4061	11.5	2	1.05	0.98	-
55005	2	0	0	0	0	1	1	-5.5275	11.5	2	1.05	0.98	-
55006	2	0	0	0	0	1	1	-5.2192	11.5	2	1.05	0.98	-

Bus Number	Type	Pd (MW)	Qd (MW)	Gs	Bs	Area	V (pu.)	Angle	Base kV	Zone	Vmax (pu.)	Vmin (pu.)	CB Rating (kA)
55011	2	0	0	0	0	1	1	3.587	11.5	2	1.05	0.98	-
55012	2	0	0	0	0	1	1	3.2535	11.5	2	1.05	0.98	-
55013	2	0	0	0	0	1	1	3.4386	11.5	2	1.05	0.98	-
55901	1	0	0	0	0	1	1.02499	29.663	500	5	1.05	0.98	-
55902	1	0	0	0	0	1	1.02499	29.663	500	5	1.05	0.98	-
55903	1	0	0	0	0	1	1.03247	30.1556	500	5	1.05	0.98	-
55904	1	0	0	0	0	1	1.03064	30.2487	500	5	1.05	0.98	-
55905	1	0	0	0	0	1	1.02983	29.8825	500	5	1.05	0.98	-
55906	1	0	0	0	0	1	1.03	30.1837	500	5	1.05	0.98	-
61001	2	25	15.494	0	0	1	1.02637	-3.5729	22	1	1.05	0.98	-
61002	2	25	15.494	0	0	1	1.02637	-3.5729	22	1	1.05	0.98	-
61003	2	30	18.592	0	0	1	1.02677	7.7071	23	1	1.05	0.98	-
61004	2	30	18.592	0	0	1	1.02677	7.7071	23	1	1.05	0.98	-
61021	2	2	1.239	0	0	1	1.03937	9.3848	11.5	1	1.05	0.98	-
61022	2	2	1.239	0	0	1	1.03937	9.3848	11.5	1	1.05	0.98	-
61023	2	5	3.099	0	0	1	1.03461	8.7428	13.8	1	1.05	0.98	-
61024	2	2	1.239	0	0	1	1.03937	9.3848	11.5	1	1.05	0.98	-
61025	2	2	1.239	0	0	1	1.03937	9.3848	11.5	1	1.05	0.98	-
61026	2	5	3.099	0	0	1	1.03461	8.7428	13.8	1	1.05	0.98	-
61027	2	0	0	0	0	1	1.01048	-1.3745	20	1	1.05	0.98	-
61028	2	0	0	0	0	1	1.01048	-1.3745	20	1	1.05	0.98	-
61029	2	0	0	0	0	1	1.00944	-1.6713	20	1	1.05	0.98	-
61716	1	723.82	400.477	0	198	1	1.00857	15.846	115	1	1.05	0.98	-
61727	1	501.407	277.42	0	0	1	0.99473	37.5633	115	1	1.05	0.98	-
61807	1	0	0	0	0	1	1.03	21.3456	230	1	1.05	0.98	-
61808	2	886.054	433.763	0	0	1	1.03	32.0234	230	1	1.05	0.98	-
61816	1	0	0	0	0	1	1.02307	20.7779	230	1	1.05	0.98	-
61827	2	-1489.63	277.587	0	0	1	1.03245	39.9012	230	1	1.05	0.98	-
61927	1	0	0	0	0	1	1.01414	35.8254	500	1	1.05	0.98	-
64027	2	0	0	0	0	1	1.01842	-3.0359	21	4	1.05	0.98	-
64031	2	0	0	0	0	1	1.02982	73.693	24	4	1.05	0.98	-
64032	2	0	0	0	0	1	1.02982	73.693	24	4	1.05	0.98	-
64061	2	0	0	0	0	1	1.0341	35.7824	21	4	1.05	0.98	-
64062	2	0	0	0	0	1	1.0341	35.7824	21	4	1.05	0.98	-
64063	2	0	0	0	0	1	1.03405	35.6948	16.5	4	1.05	0.98	-
64805	1	0	0	0	0	1	1.03	22.2559	230	4	1.05	0.98	-
64901	1	0	0	0	0	1	1.03	37.5546	500	4	1.05	0.98	-
65038	2	0	0	0	0	1	1	-8.9157	11.5	2	1.05	0.98	-
65039	2	0	0	0	0	1	1	-10.7489	11.5	2	1.05	0.98	-
65040	2	0	0	0	0	1	1	11.0158	11.5	2	1.05	0.98	-

Bus Number	Type	Pd (MW)	Qd (MW)	Gs	Bs	Area	V (pu.)	Angle	Base kV	Zone	Vmax (pu.)	Vmin (pu.)	CB Rating (kA)
65041	2	0	0	0	0	1	1	12.8272	11.5	2	1.05	0.98	-
65042	2	0	0	0	0	1	1	13.2454	11.5	2	1.05	0.98	-
66901	1	0	0	0	-100	1	1.01414	35.8254	500	1	1.05	0.98	-
66902	1	0	0	0	-100	1	1.01414	35.8254	500	1	1.05	0.98	-
69901	1	0	0	0	-100	1	1.01414	35.8254	500	1	1.05	0.98	-
69902	1	0	0	0	-100	1	1.01414	35.8254	500	1	1.05	0.98	-
71001	2	0	0	0	0	1	1.00166	-9.5429	16	1	1.05	0.98	-
71021	2	0.2	0.124	0	0	1	1.00558	-8.1736	11	1	1.05	0.98	-
71031	3	35	21.691	0	0	1	1.03	0	23	1	1.05	0.98	-
71032	2	35	21.691	0	0	1	1.00159	-0.4893	23	1	1.05	0.98	-
71041	2	4	2.479	0	0	1	1.03196	-6.6944	11.5	1	1.05	0.98	-
71042	2	4	2.479	0	0	1	1.03196	-6.6944	11.5	1	1.05	0.98	-
71043	2	0.21	0.13	0	0	1	1.03293	-6.5894	11.5	1	1.05	0.98	-
71044	2	4	2.479	0	0	1	1.03196	-6.6944	11.5	1	1.05	0.98	-
71045	2	4	2.479	0	0	1	1.03196	-6.6944	11.5	1	1.05	0.98	-
71046	2	0.21	0.13	0	0	1	1.03293	-6.5894	11.5	1	1.05	0.98	-
71047	2	4	2.479	0	0	1	1.0013	3.2016	11.5	1	1.05	0.98	-
71048	2	4	2.479	0	0	1	1.0013	3.2016	11.5	1	1.05	0.98	-
71049	2	0.21	0.13	0	0	1	1.00223	3.3099	11.5	1	1.05	0.98	-
71702	2	392.987	163.681	0	0	1	1.03405	17.3987	115	1	1.05	0.98	-
71703	1	99.537	55.072	0	0	1	1.02565	18.7299	115	1	1.05	0.98	-
71705	1	22.198	12.282	0	4	1	1.02506	18.5042	115	1	1.05	0.98	-
71707	1	128.155	70.906	0	0	1	1.04346	18.3435	115	1	1.05	0.98	-
71708	1	8.042	4.449	0	0	1	1.03	18.7679	115	1	1.05	0.98	-
71709	1	66.358	36.714	0	7	1	0.99961	15.3615	115	1	1.05	0.98	-
71716	1	72.262	39.982	0	13	1	1.01402	19.5327	115	1	1.05	0.98	-
71717	1	45.074	24.939	0	0	1	1.02168	18.5805	115	1	1.05	0.98	-
71718	1	37.911	20.975	0	0	1	1.01999	17.5043	115	1	1.05	0.98	-
71721	2	427.745	177.095	0	55	1	1.02549	21.9732	115	1	1.05	0.98	-
71724	1	545.055	301.57	0	6	1	1.02708	11.0095	115	1	1.05	0.98	-
71802	2	-278.126	28.199	0	0	1	1.00778	22.4625	230	1	1.05	0.98	-
71803	2	398.721	-44.231	0	0	1	1.03	20.4571	230	1	1.05	0.98	-
71804	1	0	0	0	0	1	1.03032	20.6919	230	1	1.05	0.98	-
71807	1	0	0	0	0	1	0.99903	20.9902	230	1	1.05	0.98	-
71817	1	0	0	0	0	1	1.01854	20.2739	230	1	1.05	0.98	-
71821	1	0	0	0	0	1	1.02736	25.4688	230	1	1.05	0.98	-
71823	2	368.94	223.298	0	0	1	1.03	20.0165	230	1	1.05	0.98	-
71824	2	381.59	136.764	0	0	1	0.99837	15.6126	230	1	1.05	0.98	-
71853	1	0	0	0	0	1	1.04219	26.567	230	1	1.05	0.98	-
71904	1	0	0	0	0	1	1.03531	25.4032	500	1	1.05	0.98	-



Bus Number	Type	Pd (MW)	Qd (MW)	Gs	Bs	Area	V (pu.)	Angle	Base kV	Zone	Vmax (pu.)	Vmin (pu.)	CB Rating (kA)
71906	1	0	0	0	0	1	1.03278	29.2049	500	1	1.05	0.98	-
71923	1	0	0	0	0	1	1.03	29.8116	500	1	1.05	0.98	-
74001	2	4	2.479	0	0	1	0.99421	0.6457	15.8	4	1.05	0.98	-
74002	2	4	2.479	0	0	1	0.99421	0.6457	15.8	4	1.05	0.98	-
74003	2	10	6.197	0	0	1	0.9934	0.6302	15.8	4	1.05	0.98	-
74011	2	0	0	0	0	1	0.98792	3.6076	21	4	1.05	0.98	-
74012	2	0	0	0	0	1	0.98792	3.6076	21	4	1.05	0.98	-
74013	2	0	0	0	0	1	0.98758	3.848	21	4	1.05	0.98	-
74014	2	0	0	0	0	1	0.98792	3.6076	21	4	1.05	0.98	-
74015	2	0	0	0	0	1	0.98792	3.6076	21	4	1.05	0.98	-
74016	2	0	0	0	0	1	0.98758	3.848	21	4	1.05	0.98	-
74802	1	0	0	0	0	1	1.03	26.1347	230	4	1.05	0.98	-
75001	2	0	0	0	0	1	1.02381	-4.7505	11.5	2	1.05	0.98	-
75002	2	0	0	0	0	1	1.02381	-4.7505	11.5	2	1.05	0.98	-
75003	2	0	0	0	0	1	1.02381	-4.7505	11.5	2	1.05	0.98	-
77901	1	0	0	0	-100	1	1.03531	25.4032	500	1	1.05	0.98	-
77902	1	0	0	0	-100	1	1.03278	29.2049	500	1	1.05	0.98	-
77903	1	0	0	0	-100	1	1.03531	25.4032	500	1	1.05	0.98	-
77904	1	0	0	0	-100	1	1.03278	29.2049	500	1	1.05	0.98	-

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบส่งกำลังไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า และกระแสตัวจรในเขตกรุงเทพฯ

Bus Number	Pgen (MW)	Qgen (MVAR)	Qmax (MVAR)	Qmin (MVAR)	V (pu.)	Mbase (MVA)	Status	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Subtransient	
										R (pu.)	X (pu.)
11011	110	38.066	68	-34	1.00372	129.4	1	116.46	0	0	0.2
11012	110	38.066	68	-34	1.00414	129.4	1	116.46	0	0	0.2
11013	115	39.862	70	-35	1.00347	135.3	1	121.77	0	0	0.2
11014	202	116.353	125	-62	1.0363	291.25	1	262.125	0	0.003	0.2
11015	202	116.353	125	-62	1.0363	291.25	1	262.125	0	0.003	0.2
11016	219	126.409	135	-67	1.0379	257.65	1	231.885	0	0	0.2
11017	230	79.724	172.92	-83.96	1.00868	320	1	288	0	0	0.2
11018	230	79.724	172.92	-83.96	1.00868	320	1	288	0	0	0.2
11019	240	83.315	178.86	-89.43	1.00832	340	1	306	0	0	0.2
11031	230	161.1	172.92	-80.55	1.03973	307	1	276.3	0	0	0.2
11032	230	161.1	172.92	-80.55	1.03973	307	1	276.3	0	0	0.2
11033	240	173.59	178.86	-86.8	1.04017	330	1	297	0	0	0.2
15001	10	1.529	6.2	-3	1	47.1	1	42.39	0	0	0.2
15002	90	50.688	55	-27	1	150.6	1	135.54	0	0	0.2
15003	40	15.42	27.5	-13.5	1	52.94	1	47.646	0	0	0.2
15004	90	8.089	55	-27	1	140	1	126	0	0	0.2
15005	90	8.073	55	-27	1	131.76	1	118.584	0	0	0.2
15006	90	4.845	25	-12	1	139.4	1	125.46	0	0	0.2
51001	220	138	139	-69	1.02742	262.76	1	236.484	0	0	0.2
51002	220	138	139	-69	1.02742	262.76	1	236.484	0	0	0.2
51003	205	127	130	-63	1.03351	241.68	1	217.512	0	0	0.2
51004	220	26.914	138	-69	1.01081	262.76	1	236.484	0	0	0.2
51005	220	26.914	138	-69	1.01081	262.76	1	236.484	0	0	0.2
51006	205	25.087	127	-63	1.00958	241.68	1	217.512	0	0	0.2
51007	230	28.077	146	-73	0.98697	277.65	1	249.885	0	0	0.2
51008	230	28.077	146	-73	0.98697	277.65	1	249.885	0	0	0.2
51009	255	31.234	159	-79	0.98605	302.35	1	272.115	0	0	0.2
51010	265	133.717	163.94	-81.97	1.02603	311.77	1	280.593	0	0	0.2
51011	265	133.717	163.94	-81.97	1.02603	311.77	1	280.593	0	0	0.2
51012	270	136.545	167.05	-83	1.02687	317.65	1	285.885	0	0	0.2
51701	0	0	30	-30	1.02926	100	1	90	0	0.11589	0.57228
51702	0	0	30	-30	1.0422	100	1	90	0	0.19481	1.91531
51801	0	0	30	-30	1.02007	100	1	90	0	0.01901	0.2228
51802	0	0	30	-30	1.01513	100	1	90	0	0.00827	0.04827
51828	0	0	30	-30	1.02287	100	1	90	0	0.00641	0.03068
51940	0	0	100	-100	1.03	100	1	90	0	0.00138	0.02654

Bus Number	Pgen (MW)	Qgen (MVAR)	Qmax (MVAR)	Qmin (MVAR)	V (pu.)	Mbase (MVA)	Status	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Subtransient	
										R (pu.)	X (pu.)
54011	270	24.184	194.16	-97.08	1.0341	370	1	333	0	0	0.2
54012	270	24.184	194.16	-97.08	1.0341	370	1	333	0	0	0.2
54013	260	23.114	190.43	-95.21	1.03405	362	1	325.8	0	0	0.2
54014	270	24.184	194.16	-97.08	1.0341	370	1	333	0	0	0.2
54015	270	24.184	194.16	-97.08	1.0341	370	1	333	0	0	0.2
54016	260	23.114	190.43	-95.21	1.03405	362	1	325.8	0	0	0.2
55001	27	3.813	22	-11	1	55.76	1	50.184	0	0	0.2
55004	90	41.028	55	-27	1	141.2	1	127.08	0	0	0.2
55005	90	14.938	55	-27	1	141.2	1	127.08	0	0	0.2
55006	90	14.955	55	-27	1	124.71	1	112.239	0	0	0.2
55011	90	3.087	55	-27	1	124.71	1	112.239	0	0	0.2
55012	90	2.75	55	-27	1	132.94	1	119.646	0	0	0.2
55013	90	2.938	51.45	-25.03	1	168.5	1	151.65	0	0	0.2
61001	550	165.597	341	-170	1.02637	680	1	612	0	0	0.2
61002	550	165.597	341	-170	1.02637	680	1	612	0	0	0.2
61003	600	315.698	371	-186	1.02677	706	1	635.4	0	0	0.2
61004	600	315.698	371	-186	1.02677	706	1	635.4	0	0	0.2
61021	100	53.09	62	-40	1.03937	128.6	1	115.74	0	0	0.2
61022	100	53.09	62	-40	1.03937	128.6	1	115.74	0	0	0.2
61023	100	53.09	62	-40	1.03461	145	1	130.5	0	0	0.2
61024	100	53.09	62	-40	1.03937	128.6	1	115.74	0	0	0.2
61025	100	53.09	62	-40	1.03937	128.6	1	115.74	0	0	0.2
61026	100	53.09	62	-40	1.03461	145	1	130.5	0	0	0.2
61027	230	69.269	153.75	-76.88	1.01048	293	1	263.7	0	0	0.2
61028	230	69.269	153.75	-76.88	1.01048	293	1	263.7	0	0	0.2
61029	240	71.975	168.33	-84.17	1.00944	320	1	288	0	0	0.2
61808	0	0	40	-40	1.03	100	1	90	0	0.00216	0.02175
61827	0	0	40	-40	1.03245	100	1	90	0	0.00488	0.01513
64027	350	71.865	260	-130	1.01842	500	1	450	0	0	0.2
64031	673	349.634	440	-220	1.02982	844	1	759.6	0	0	0.2
64032	673	349.634	440	-220	1.02982	844	1	759.6	0	0	0.2
64061	270	24.184	194.16	-97.08	1.0341	370	1	333	0	0	0.2
64062	270	24.184	194.16	-97.08	1.0341	370	1	333	0	0	0.2
64063	260	23.114	190.43	-95.21	1.03405	362	1	325.8	0	0	0.2
65038	90	-4.255	55	-27	1	127.06	1	114.354	0	0	0.2
65039	90	-10.193	55	-27	1	127.06	1	114.354	0	0	0.2
65040	90	10.635	55	-27	1	195.3	1	175.77	0	0	0.2
65041	90	9.338	55	-27	1	195.3	1	175.77	0	0	0.2
65042	90	9.285	55	-27	1	118.8	1	106.92	0	0	0.2

Bus Number	Pgen (MW)	Qgen (MVAR)	Qmax (MVAR)	Qmin (MVAR)	V (pu.)	Mbase (MVA)	Status	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Subtransient	
										R (pu.)	X (pu.)
71001	0	51.855	300	-50	1.00166	100	1	90	0	999	999
71021	13	6.484	9	-4	1.00558	21.2	1	19.08	0	0	0.2
71031	57.54	193.09	455	-227	1.03	990	1	891	0	0	0.2
71032	0	0	455	-227	1.00159	990	0	891	0	0	0.2
71041	138	69.26	142	-71	1.03196	270.6	1	243.54	0	0	0.2
71042	138	69.26	142	-71	1.03196	270.6	1	243.54	0	0	0.2
71043	159	79.714	164	-82	1.03293	311.76	1	280.584	0	0	0.2
71044	138	69.26	142	-71	1.03196	270.6	1	243.54	0	0	0.2
71045	138	69.26	142	-71	1.03196	270.6	1	243.54	0	0	0.2
71046	159	79.714	164	-82	1.03293	311.76	1	280.584	0	0	0.2
71047	138	-1.616	142	-71	1.0013	270.6	1	243.54	0	0	0.2
71048	138	-1.616	142	-71	1.0013	270.6	1	243.54	0	0	0.2
71049	159	-1.868	164	-82	1.00223	311.76	1	280.584	0	0	0.2
71702	0	0	35	-30	1.03405	100	1	90	0	173.8475	185.8896
71702	0	0	35	-30	1.03405	100	1	90	0	0.60979	1.0913
71721	0	0	35	-30	1.02549	100	1	90	0	209.8607	144.7399
71802	0	0	35	-30	1.00778	100	1	90	0	0.02467	0.05619
71802	0	0	35	-30	1.00778	100	1	90	0	52.02229	55.09021
71803	0	0	35	-30	1.03	100	1	90	0	0.00147	0.07443
71823	0	0	35	-30	1.03	100	1	90	0	4.58863	-5.78259
71824	0	0	131	-30	0.99837	100	1	90	0	32.68908	29.90524
74001	237	51.695	168.76	-82.83	0.99421	322	1	289.8	0	0	0.2
74002	237	51.695	168.76	-82.83	0.99421	322	1	289.8	0	0	0.2
74003	244	53.262	169	-82	0.9934	322	1	289.8	0	0	0.2
74011	138	-1.616	162.15	-81.07	0.98792	309	1	278.1	0	0	0.2
74012	138	-1.616	162.15	-81.07	0.98792	309	1	278.1	0	0	0.2
74013	159	-1.868	182.01	-91.01	0.98758	346	1	311.4	0	0	0.2
74014	138	-1.616	162.15	-81.07	0.98792	309	1	278.1	0	0	0.2
74015	138	-1.616	162.15	-81.07	0.98792	309	1	278.1	0	0	0.2
74016	159	-1.868	182.01	-91.01	0.98758	346	1	311.4	0	0	0.2
75001	90	0	0.5	-0.5	1.023808	150	1	135	0	0	0.2
75002	90	0	0.5	-0.5	1.023808	150	1	135	0	0	0.2
75003	90	0	0.5	-0.5	1.023808	150	1	135	0	0	0.2

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่งและหม้อแปลงของระบบส่งกำลังไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า และกระแสลัดวงจรในเขตกรุงเทพฯ

From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
11801	11809	0.00044	0.00467	0.01904	920.11	0	0	1	-180	180
11801	11809	0.00045	0.00474	0.01935	920.11	0	0	1	-180	180
11801	11809	0.00045	0.00474	0.01935	920.11	0	0	1	-180	180
11801	11811	0.00024	0.0028	0.00866	920.11	0	0	1	-180	180
11801	11811	0.00024	0.0028	0.00866	920.11	0	0	1	-180	180
11801	11809	0.00044	0.00467	0.01904	920.11	0	0	1	-180	180
11802	11839	0.00115	0.00829	0.01831	509.44	0	0	1	-180	180
11802	11815	0.0002	0.00204	0.00865	858.89	0	0	1	-180	180
11802	11815	0.0002	0.00204	0.00865	858.89	0	0	1	-180	180
11802	11816	0.00112	0.01174	0.04365	858.89	0	0	1	-180	180
11802	11816	0.00112	0.01174	0.04365	858.89	0	0	1	-180	180
11802	11816	0.00112	0.01174	0.04365	858.89	0	0	1	-180	180
11802	11816	0.00112	0.01174	0.04365	858.89	0	0	1	-180	180
11802	11839	0.00115	0.00829	0.01831	509.44	0	0	1	-180	180
11803	11808	0.00092	0.01075	0.03545	858.89	0	0	1	-180	180
11803	11808	0.00092	0.01075	0.03545	858.89	0	0	1	-180	180
11803	11812	0.00074	0.01379	0.06997	1717.78	0	0	1	-180	180
11803	11812	0.00074	0.01379	0.06997	1717.78	0	0	1	-180	180
11803	11814	0.00037	0.00385	0.01689	858.89	0	0	1	-180	180
11803	11814	0.00037	0.00385	0.01689	858.89	0	0	1	-180	180
11803	11814	0.00038	0.00389	0.01709	858.89	0	0	1	-180	180
11803	17801	0.00037	0.00378	0.01597	858.89	0	0	1	-180	180
11803	17802	0.00037	0.00378	0.01597	858.89	0	0	1	-180	180
11804	11806	0.00024	0.00398	0.02587	1717.78	0	0	1	-180	180
11804	11806	0.00024	0.00398	0.02587	1717.78	0	0	1	-180	180
11804	11806	0.00024	0.00398	0.02587	1717.78	0	0	1	-180	180
11804	11810	0.00019	0.00348	0.01763	1717.78	0	0	1	-180	180
11804	11810	0.00019	0.00348	0.01763	1717.78	0	0	1	-180	180
11804	11808	0.0003	0.00505	0.03284	1717.78	0	0	1	-180	180
11806	11811	0.00035	0.00404	0.01249	858.89	0	0	1	-180	180
11806	11811	0.00035	0.00404	0.01249	858.89	0	0	1	-180	180
11806	11808	0.00016	0.00272	0.01766	1717.78	0	0	1	-180	180
11807	16805	0.00065	0.00685	0.02816	858.89	0	0	1	-180	180
11807	16806	0.00065	0.00685	0.02816	858.89	0	0	1	-180	180
11807	16807	0.00121	0.01272	0.05224	858.89	0	0	1	-180	180
11807	16808	0.00121	0.01272	0.05224	858.89	0	0	1	-180	180
11810	11819	0.0009	0.00945	0.03856	858.89	0	0	1	-180	180
11810	11819	0.0009	0.00945	0.03856	858.89	0	0	1	-180	180

From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
11810	11819	0.0009	0.00945	0.03856	858.89	0	0	1	-180	180
11810	11819	0.0009	0.00945	0.03856	858.89	0	0	1	-180	180
11810	11820	0.00149	0.01574	0.06429	858.89	0	0	1	-180	180
11810	11820	0.00149	0.01574	0.06429	858.89	0	0	1	-180	180
11810	17803	0.00074	0.01212	0.07934	1717.78	0	0	1	-180	180
11810	17804	0.00074	0.01212	0.07934	1717.78	0	0	1	-180	180
11812	15803	0.00156	0.01121	0.02478	429.44	0	0	1	-180	180
11812	15804	0.00156	0.01121	0.02478	429.44	0	0	1	-180	180
11813	11814	0.00079	0.00764	0.03704	858.89	0	0	1	-180	180
11813	11814	0.00079	0.00802	0.03524	858.89	0	0	1	-180	180
11813	11814	0.00079	0.00802	0.03524	858.89	0	0	1	-180	180
11815	11813	0.00058	0.00596	0.0252	858.89	0	0	1	-180	180
11815	11813	0.00058	0.00596	0.0252	858.89	0	0	1	-180	180
11816	16811	0.00067	0.00697	0.02591	858.89	0	0	1	-180	180
11816	16812	0.00067	0.00697	0.02591	858.89	0	0	1	-180	180
11816	16813	0.00067	0.00727	0.02488	858.89	0	0	1	-180	180
11816	16814	0.00067	0.00727	0.02488	858.89	0	0	1	-180	180
11819	15805	6.00E-05	0.00066	0.0027	858.89	0	0	1	-180	180
11819	15806	6.00E-05	0.00066	0.0027	858.89	0	0	1	-180	180
11819	19801	6.00E-05	0.00066	0.0027	858.89	0	0	1	-180	180
11819	19802	6.00E-05	0.00066	0.0027	858.89	0	0	1	-180	180
11820	19803	0.00111	0.01171	0.04783	858.89	0	0	1	-180	180
11820	19804	0.00111	0.01171	0.04783	858.89	0	0	1	-180	180
11907	11909	0.00011	0.00201	0.19479	3734.3	0	0	1	-180	180
11907	11909	0.00011	0.00201	0.19479	3734.3	0	0	1	-180	180
11907	19902	0.00015	0.00189	0.17763	2833.64	0	0	1	-180	180
11907	19905	0.00015	0.00189	0.17763	2833.64	0	0	1	-180	180
11907	19919	0.00038	0.00495	0.4683	2833.64	0	0	1	-180	180
11907	55901	0.00041	0.00508	0.47817	2833.64	0	0	1	-180	180
11907	55902	0.00041	0.00508	0.47817	2833.64	0	0	1	-180	180
11912	15902	0.00029	0.00361	0.33965	2833.64	0	0	1	-180	180
11912	15903	0.00029	0.00361	0.33965	2833.64	0	0	1	-180	180
11912	17902	6.00E-05	0.00111	0.10804	3734.3	0	0	1	-180	180
11912	17903	8.00E-05	0.00148	0.14327	3734.3	0	0	1	-180	180
11912	17905	6.00E-05	0.00111	0.10804	3734.3	0	0	1	-180	180
11912	19918	8.00E-05	0.00148	0.14327	3734.3	0	0	1	-180	180
15803	51802	0.0055	0.03957	0.08751	429.44	0	0	1	-180	180
15804	51802	0.0055	0.03957	0.08751	429.44	0	0	1	-180	180
15805	51856	0.00141	0.01492	0.06087	858.89	0	0	1	-180	180
15806	51856	0.00141	0.01492	0.06087	858.89	0	0	1	-180	180
15902	51926	0.00026	0.00319	0.30079	2833.64	0	0	1	-180	180

From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
15903	51926	0.00026	0.00319	0.30079	2833.64	0	0	1	-180	180
16805	61808	0.00146	0.01531	0.06291	858.89	0	0	1	-180	180
16806	61808	0.00146	0.01531	0.06291	858.89	0	0	1	-180	180
16807	61808	0.00135	0.01418	0.05826	858.89	0	0	1	-180	180
16808	61808	0.00135	0.01418	0.05826	858.89	0	0	1	-180	180
16811	61807	0.00056	0.00589	0.02189	858.89	0	0	1	-180	180
16812	61807	0.00056	0.00589	0.02189	858.89	0	0	1	-180	180
16813	61807	0.00056	0.00589	0.02189	858.89	0	0	1	-180	180
16814	61807	0.00056	0.00589	0.02189	858.89	0	0	1	-180	180
16901	19902	3.00E-05	0.00053	0.05113	3734.3	0	0	1	-180	180
16901	66901	0.00073	0.01385	1.342	3734.3	0	0	1	-180	180
16902	19904	3.00E-05	0.00055	0.05293	3734.3	0	0	1	-180	180
16902	66902	0.00086	0.01639	1.58794	3734.3	0	0	1	-180	180
17801	71824	0.00022	0.00229	0.00966	858.89	0	0	1	-180	180
17802	71824	0.00022	0.00229	0.00966	858.89	0	0	1	-180	180
17803	71802	0.00123	0.02015	0.13193	1717.78	0	0	1	-180	180
17804	71802	0.00123	0.02015	0.13193	1717.78	0	0	1	-180	180
17902	71906	0.00049	0.00927	1.0542	3734.3	0	0	1	-180	180
17903	17904	2.00E-05	0.00034	0.03293	3734.3	0	0	1	-180	180
17904	71906	0.00061	0.01162	1.1257	3734.3	0	0	1	-180	180
17905	71906	0.00049	0.00926	1.05467	3734.3	0	0	1	-180	180
19801	51856	0.00141	0.01492	0.06087	858.89	0	0	1	-180	180
19802	51856	0.00141	0.01492	0.06087	858.89	0	0	1	-180	180
19803	61816	0.00103	0.01089	0.04448	858.89	0	0	1	-180	180
19804	61816	0.00103	0.01089	0.04448	858.89	0	0	1	-180	180
19904	51926	0.00036	0.00444	0.41848	2833.64	0	0	1	-180	180
19905	19906	3.00E-05	0.00053	0.05113	3734.3	0	0	1	-180	180
19906	69901	0.00073	0.01385	1.342	3734.3	0	0	1	-180	180
19907	51926	0.00036	0.00444	0.41848	2833.64	0	0	1	-180	180
19907	19908	3.00E-05	0.00055	0.05293	3734.3	0	0	1	-180	180
19908	69902	0.00086	0.01639	1.58794	3734.3	0	0	1	-180	180
19915	51926	4.00E-05	0.00084	0.08151	3734.3	0	0	1	-180	180
19915	19919	6.00E-05	0.00084	0.07976	2833.64	0	0	1	-180	180
19917	19922	2.00E-05	0.00034	0.03293	3734.3	0	0	1	-180	180
19917	19920	5.00E-05	0.00098	0.09528	3734.3	0	0	1	-180	180
19918	19921	5.00E-05	0.00098	0.09528	3734.3	0	0	1	-180	180
19920	55903	0.00032	0.00612	0.59283	3734.3	0	0	1	-180	180
19921	55905	0.00032	0.00612	0.59283	3734.3	0	0	1	-180	180
19922	71906	0.00061	0.01162	1.1257	3734.3	0	0	1	-180	180
51604	51613	0.14206	0.19104	0.00246	43.38	0	0	1	-180	180
51801	51701	0	0.06135	0	240	0.95652	0	1	-180	180

From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
51701	51802	0.12097	0.54603	0	100	0	0	1	-180	180
51701	51702	2.46861	8.32223	0	100	0	0	1	-180	180
51701	51703	0.01833	0.08137	0.01069	162.93	0	0	1	-180	180
51701	51722	0.03332	0.09589	0.01288	117.52	0	0	1	-180	180
51701	51722	0.03393	0.09948	0.01287	117.52	0	0	1	-180	180
51701	51722	0.03332	0.09589	0.01288	117.52	0	0	1	-180	180
51701	51828	0.11669	0.68072	0	100	0	0	1	-180	180
51701	51940	0.02426	0.45258	0	100	0	0	1	-180	180
51702	51708	0.03757	0.11047	0.01409	119.51	0	0	1	-180	180
51702	51720	0.07987	0.10779	0.01064	72.3	0	0	1	-180	180
51702	51801	0.72428	3.75613	0	100	0	0	1	-180	180
51802	51702	0	0.055	0	360	0.95	0	1	-180	180
51702	51703	0.03858	0.10824	0.01519	119.51	0	0	1	-180	180
51702	51703	0.03858	0.10824	0.01519	119.51	0	0	1	-180	180
51702	51722	0.13037	0.17204	0.01786	72.3	0	0	1	-180	180
51702	51828	0.44879	4.55978	0	100	0	0	1	-180	180
51702	51940	0.02671	0.88495	0	100	0	0	1	-180	180
51703	51704	0.00099	0.00435	0.00065	162.93	0	0	1	-180	180
51703	51704	0.00099	0.00435	0.00065	162.93	0	0	1	-180	180
51703	51705	0.02105	0.05906	0.00828	119.51	0	0	1	-180	180
51703	51705	0.02105	0.05906	0.00828	119.51	0	0	1	-180	180
51705	51706	0.00108	0.00722	0.00186	325.87	0	0	1	-180	180
51705	51706	0.00108	0.00722	0.00186	325.87	0	0	1	-180	180
51801	51806	0.00493	0.03542	0.0783	429.44	0	0	1	-180	180
51801	51806	0.00493	0.03542	0.0783	429.44	0	0	1	-180	180
51801	51802	0.04524	0.3025	0	100	0	0	1	-180	180
51801	51828	0.03655	0.51886	0	100	0	0	1	-180	180
51801	51940	0.00253	0.09411	0	200	0	0	1	-180	180
51802	51828	0.00486	0.04667	0	350	0	0	1	-180	180
51802	51940	-0.00086	0.06723	0	350	0	0	1	-180	180
51806	51826	0.00112	0.01176	0.04795	858.89	0	0	1	-180	180
51806	51826	0.00112	0.01176	0.04795	858.89	0	0	1	-180	180
51826	51828	0.00145	0.01523	0.06213	858.89	0	0	1	-180	180
51826	51828	0.00145	0.01523	0.06213	858.89	0	0	1	-180	180
51828	51940	0.00394	0.114	0	100	0	0	1	-180	180
51940	55904	3.00E-05	0.00055	0.05293	3734.3	0	0	1	-180	180
51940	55906	3.00E-05	0.00055	0.05293	3734.3	0	0	1	-180	180
51940	55901	0.00014	0.00272	0.26344	3734.3	0	0	1	-180	180
51940	55902	0.00014	0.00272	0.26344	3734.3	0	0	1	-180	180
55903	55904	9.00E-05	0.00175	0.16938	3734.3	0	0	1	-180	180
55905	55906	9.00E-05	0.00175	0.16938	3734.3	0	0	1	-180	180



From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
61807	61816	0.0004	0.00423	0.01726	858.89	0	0	1	-180	180
61807	61816	0.0004	0.00423	0.01726	858.89	0	0	1	-180	180
61816	64805	0.0022	0.01582	0.03484	429.44	0	0	1	-180	180
61816	64805	0.0022	0.01582	0.03484	429.44	0	0	1	-180	180
61927	64901	0.0004	0.00486	0.51586	2833.64	0	0	1	-180	180
61927	64901	0.0004	0.00486	0.51586	2833.64	0	0	1	-180	180
61927	66901	0	0.0001	0	3464.1	0	0	1	-180	180
61927	69901	0	0.0001	0	3464.1	0	0	1	-180	180
61927	66902	0	0.0001	0	3464.1	0	0	1	-180	180
61927	69902	0	0.0001	0	3464.1	0	0	1	-180	180
71802	71702	0	0.06845	0	240	0.92666	0	1	-180	180
71702	71709	0.02213	0.06515	0.00829	119.51	0	0	1	-180	180
71702	71721	0.08494	0.21806	0	100	0	0	1	-180	180
71802	71702	0	0.06864	0	240	0.92666	0	1	-180	180
71702	71823	0.10006	1.21826	0	100	0	0	1	-180	180
71702	71824	0.04951	0.47682	0	100	0	0	1	-180	180
71703	71717	0.05909	0.16586	0.02328	119.51	0	0	1	-180	180
71703	71717	0.05909	0.16586	0.02328	119.51	0	0	1	-180	180
71705	71716	0.03208	0.09627	0.01187	117.52	0	0	1	-180	180
71705	71707	0.02912	0.08554	0.01092	119.51	0	0	1	-180	180
71705	71708	0.05807	0.12473	0.01484	96.41	0	0	1	-180	180
71707	71718	0.02587	0.076	0.00971	119.51	0	0	1	-180	180
71716	71721	0.01664	0.10395	0.03043	325.87	0	0	1	-180	180
71716	71721	0.01664	0.10395	0.03043	325.87	0	0	1	-180	180
71717	71718	0.06332	0.1795	0.02469	119.51	0	0	1	-180	180
71721	71802	0.05076	0.67162	0	100	0	0	1	-180	180
71721	71823	0.03983	0.26849	0	100	0	0	1	-180	180
71721	71824	0.09852	0.4695	0	100	0	0	1	-180	180
71802	71821	0.00104	0.0173	0.11252	1717.78	0	0	1	-180	180
71802	71821	0.00104	0.0173	0.11252	1717.78	0	0	1	-180	180
71802	71823	-0.03599	0.3846	0	200	0	0	1	-180	180
71802	71824	-0.00562	0.13462	0	200	0	0	1	-180	180
71803	71817	0.00586	0.04251	0.09271	429.44	0	0	1	-180	180
71803	71817	0.00586	0.04251	0.09271	429.44	0	0	1	-180	180
71803	71804	5.00E-05	0.00083	0.00538	1717.78	0	0	1	-180	180
71807	71817	0.00976	0.07055	0.15527	429.44	0	0	1	-180	180
71807	71817	0.00976	0.07055	0.15527	429.44	0	0	1	-180	180
71807	71821	0.01206	0.08728	0.19233	429.44	0	0	1	-180	180
71807	71821	0.01206	0.08728	0.19233	429.44	0	0	1	-180	180
71821	74802	0.00034	0.00356	0.01449	858.89	0	0	1	-180	180
71821	74802	0.00034	0.00356	0.01449	858.89	0	0	1	-180	180

From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
71821	71853	0.00058	0.00959	0.06235	1717.78	0	0	1	-180	180
71821	71853	0.00058	0.00959	0.06235	1717.78	0	0	1	-180	180
71823	71824	0.0027	0.01634	0	600	0	0	1	-180	180
71904	77901	0	0.0001	0	3464.1	0	0	1	-180	180
71904	77903	0	0.0001	0	3464.1	0	0	1	-180	180
71906	77902	0	0.0001	0	3464.1	0	0	1	-180	180
71906	77904	0	0.0001	0	3464.1	0	0	1	-180	180
71906	71923	0.00015	0.00264	0.29944	3734.3	0	0	1	-180	180
71906	71923	0.00015	0.00264	0.29944	3734.3	0	0	1	-180	180
77901	77902	0.00142	0.02679	3.09692	3734.3	0	0	1	-180	180
77903	77904	0.00142	0.02679	3.09692	3734.3	0	0	1	-180	180
11813	11011	0	0.06993	0	168	1.05	30	1	-180	180
11813	11012	0	0.07143	0	168	1.05	30	1	-180	180
11813	11013	0	0.06957	0	168	1.05	30	1	-180	180
11813	11014	0	0.03009	0	392.4	1.025	30	1	-180	180
11813	11015	0	0.03009	0	392.4	1.025	30	1	-180	180
11813	11016	0	0.03009	0	392.4	1.025	30	1	-180	180
11813	11017	0	0.04063	0	384	1.05	30	1	-180	180
11813	11018	0	0.04063	0	384	1.05	30	1	-180	180
11813	11019	0	0.03824	0	408	1.05	30	1	-180	180
11808	11031	0	0.0456	0	368.4	1.05	30	1	-180	180
11808	11032	0	0.0456	0	368.4	1.05	30	1	-180	180
11808	11033	0	0.04242	0	396	1.05	30	1	-180	180
11801	11601	0	0.06256	0	360	0.96363	0	1	-180	180
11801	11601	0	0.06175	0	360	0.96363	0	1	-180	180
11802	11602	0	0.04625	0	240	0.98043	0	1	-180	180
11802	11602	0	0.04835	0	240	1.025	0	1	-180	180
11802	11602	0	0.065	0	240	0.98043	0	1	-180	180
11802	11602	0	0.065	0	240	1.025	0	1	-180	180
11803	11603	0	0.07314	0	240	0.98742	0	1	-180	180
11803	11603	0	0.07314	0	240	0.98742	0	1	-180	180
11806	11606	0	0.06635	0	240	0.98043	0	1	-180	180
11806	11606	0	0.066	0	240	0.98043	0	1	-180	180
11808	11608	0	0.055	0	360	1	0	1	-180	180
11808	11608	0	0.055	0	360	1	0	1	-180	180
11810	11610	0	0.07176	0	240	1.02311	0	1	-180	180
11810	11610	0	0.07176	0	240	1.02311	0	1	-180	180
11810	11610	0	0.07176	0	240	1.02311	0	1	-180	180
11810	11610	0	0.07231	0	240	1.02311	0	1	-180	180
11811	11611	0	0.04784	0	360	0.95173	0	1	-180	180
11811	11611	0	0.04784	0	360	0.95173	0	1	-180	180

From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
11813	11613	0	0.06252	0	360	0.97552	0	1	-180	180
11813	11613	0	0.06241	0	360	0.97552	0	1	-180	180
11814	11614	0	0.07176	0	240	0.98742	0	1	-180	180
11814	11614	0	0.07176	0	240	0.98742	0	1	-180	180
11815	11615	0	0.06679	0	240	1.01121	0	1	-180	180
11815	11615	0	0.06679	0	240	1.01121	0	1	-180	180
11801	11631	0	0.06378	0	360	0.99931	0	1	-180	180
11801	11631	0	0.06389	0	360	0.99931	0	1	-180	180
11803	11633	0	0.07314	0	240	0.97552	0	1	-180	180
11803	11633	0	0.064	0	240	0.98043	0	1	-180	180
11806	11636	0	0.04635	0	240	0.98043	0	1	-180	180
11806	11636	0	0.04685	0	240	0.98043	0	1	-180	180
11808	11638	0	0.055	0	360	0.9875	0	1	-180	180
11808	11638	0	0.055	0	360	0.9875	0	1	-180	180
11813	11643	0	0.06201	0	360	0.99931	0	1	-180	180
11813	11643	0	0.0623	0	360	0.99931	0	1	-180	180
11814	11644	0	0.07176	0	240	0.99931	0	1	-180	180
11814	11644	0	0.07231	0	240	0.99931	0	1	-180	180
11802	11702	0	0.055	0	360	1	0	1	-180	180
11802	11702	0	0.055	0	360	1	0	1	-180	180
11802	11702	0	0.055	0	360	1	0	1	-180	180
11803	11703	0	0.055	0	360	0.975	0	1	-180	180
11803	11703	0	0.055	0	360	0.975	0	1	-180	180
11804	11704	0	0.05277	0	360	0.97418	0	1	-180	180
11804	11704	0	0.0535	0	360	0.97418	0	1	-180	180
11804	11704	0	0.0535	0	360	0.9623	0	1	-180	180
11707	15003	0	0.24556	0	63.528	1.05	30	1	-180	180
11807	11707	0	0.055	0	360	1.0125	0	1	-180	180
11807	11707	0	0.055	0	360	1.0125	0	1	-180	180
11839	11709	0	0.05942	0	360	0.99794	0	1	-180	180
11839	11709	0	0.05942	0	360	0.99794	0	1	-180	180
11810	11710	0	0.04373	0	360	0.99794	0	1	-180	180
11811	11711	0	0.055	0	360	0.975	0	1	-180	180
11812	11712	0	0.05867	0	360	0.99794	0	1	-180	180
11812	11712	0	0.05867	0	360	0.99794	0	1	-180	180
11812	11712	0	0.05867	0	360	0.97418	0	1	-180	180
11713	15002	0	0.07027	0	222	1.05	30	1	-180	180
11813	11713	0	0.05942	0	360	1.00744	0	1	-180	180
11813	11713	0	0.05942	0	360	1.00744	0	1	-180	180
11815	11715	0	0.05904	0	360	1.00982	0	1	-180	180
11815	11715	0	0.06717	0	360	1.00982	0	1	-180	180

From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
11719	15006	0	0.09325	0	167.292	1.025	30	1	-180	180
11819	11719	0	0.055	0	360	0.9875	0	1	-180	180
11819	11719	0	0.055	0	360	0.9875	0	1	-180	180
11819	11719	0	0.055	0	360	0.9875	0	1	-180	180
11820	11720	0	0.05942	0	360	0.95042	0	1	-180	180
11820	11720	0	0.05942	0	360	0.95042	0	1	-180	180
11820	11720	0	0.05942	0	360	0.95042	0	1	-180	180
11807	11737	0	0.06692	0	240	0.99604	0	1	-180	180
11807	11737	0	0.06692	0	240	0.96182	0	1	-180	180
11740	15005	0	0.09866	0	158.112	1.025	30	1	-180	180
11740	15001	0	0.28889	0	54	1.025	30	1	-180	180
11740	15004	0	0.09286	0	168	1.025	30	1	-180	180
11810	11740	0	0.05942	0	360	0.98606	0	1	-180	180
11810	11740	0	0.05942	0	360	0.98606	0	1	-180	180
11907	11807	0	0.02599	0	720	1.01042	0	1	-180	180
11907	11807	0	0.02607	0	720	1.01042	0	1	-180	180
11907	11807	0	0.02599	0	720	1.04783	0	1	-180	180
11909	11809	0	0.018	0	1200	0.95	0	1	-180	180
11909	11809	0	0.018	0	1200	0.95	0	1	-180	180
11909	11809	0	0.018	0	1200	0.95	0	1	-180	180
11912	11812	0	0.03174	0	900	0.96052	0	1	-180	180
11912	11812	0	0.03174	0	900	0.96052	0	1	-180	180
11912	11812	0	0.03174	0	900	0.96052	0	1	-180	180
11909	11839	0	0.018	0	1200	0.95	0	1	-180	180
51826	51001	0	0.03846	0	374.4	1.05	30	1	-180	180
51826	51002	0	0.03846	0	374.4	1.05	30	1	-180	180
51826	51003	0	0.04959	0	290.4	1.05	30	1	-180	180
51856	51004	0	0.03846	0	374.4	1.025	30	1	-180	180
51856	51005	0	0.03846	0	374.4	1.025	30	1	-180	180
51856	51006	0	0.04959	0	290.4	1.025	30	1	-180	180
51856	51007	0	0.03846	0	374.4	1.05	30	1	-180	180
51856	51008	0	0.03846	0	374.4	1.05	30	1	-180	180
51856	51009	0	0.03846	0	374.4	1.05	30	1	-180	180
51926	51010	0	0.03846	0	374.4	1.05	30	1	-180	180
51926	51011	0	0.03846	0	374.4	1.05	30	1	-180	180
51926	51012	0	0.03846	0	374.4	1.05	30	1	-180	180
51704	51604	0	0.2996	0	30	1.0375	0	1	-180	180
51801	51701	0	0.0615	0	240	0.95652	0	1	-180	180
51801	51701	0	0.065	0	240	1	0	1	-180	180
51702	55001	0	0.26	0	60	1.05	30	1	-180	180
51802	51702	0	0.055	0	360	0.95	0	1	-180	180

From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
51802	51702	0	0.055	0	360	0.95	0	1	-180	180
51705	55006	0	0.10424	0	149.652	1	30	1	-180	180
51706	55004	0	0.09286	0	168	1.025	30	1	-180	180
51706	55005	0	0.09286	0	168	1	30	1	-180	180
51806	51706	0	0.06698	0	240	0.98606	0	1	-180	180
51806	51706	0	0.06698	0	240	0.98606	0	1	-180	180
51806	51706	0	0.06919	0	240	0.98606	0	1	-180	180
51806	51706	0	0.06919	0	240	0.98606	0	1	-180	180
51728	55013	0	0.10137	0	153.888	1	30	1	-180	180
51728	55012	0	0.09779	0	159.528	1	30	1	-180	180
51728	55011	0	0.10424	0	149.652	1	30	1	-180	180
51828	51728	0	0.055	0	360	1	0	1	-180	180
51828	51728	0	0.055	0	360	1	0	1	-180	180
51828	51728	0	0.055	0	360	1	0	1	-180	180
51926	51826	0	0.03174	0	900	1.01042	0	1	-180	180
51926	51856	0	0.03174	0	900	0.98547	0	1	-180	180
51940	54013	0	0.03867	0	434.4	1	0	1	-180	180
51940	54016	0	0.03867	0	434.4	1	0	1	-180	180
51940	64063	0	0.03867	0	434.4	1	0	1	-180	180
51940	54011	0	0.03784	0	444	1	0	1	-180	180
51940	54012	0	0.03784	0	444	1	0	1	-180	180
51940	54014	0	0.03784	0	444	1	0	1	-180	180
51940	54015	0	0.03784	0	444	1	0	1	-180	180
51940	64061	0	0.03784	0	444	1	0	1	-180	180
51940	64062	0	0.03784	0	444	1	0	1	-180	180
61807	61001	0	0.0174	0	816	1.025	30	1	-180	180
61807	61002	0	0.0174	0	816	1.025	30	1	-180	180
61808	61003	0	0.0175	0	847.2	1.05	30	1	-180	180
61808	61004	0	0.0175	0	847.2	1.05	30	1	-180	180
61808	61021	0	0.1333	0	150	1.05	30	1	-180	180
61808	61022	0	0.1333	0	150	1.05	30	1	-180	180
61808	61023	0	0.125	0	150	1.05	30	1	-180	180
61808	61024	0	0.1333	0	150	1.05	30	1	-180	180
61808	61025	0	0.1333	0	150	1.05	30	1	-180	180
61808	61026	0	0.125	0	150	1.05	30	1	-180	180
61807	61027	0	0.05461	0	351.6	1.05	30	1	-180	180
61807	61028	0	0.05461	0	351.6	1.05	30	1	-180	180
61807	61029	0	0.05016	0	382.8	1.05	30	1	-180	180
61716	65039	0	0.06656	0	234.36	1	30	1	-180	180
61716	65038	0	0.10231	0	152.472	1	30	1	-180	180
61816	61716	0	0.06698	0	240	0.97418	0	1	-180	180

From bus	To bus	R (pu.)	X (pu.)	B (pu.)	Rate (MVA)	Ratio	Angle	Status	Ang. Min.	Ang. Max.
61816	61716	0	0.06698	0	240	0.97418	0	1	-180	180
61816	61716	0	0.06698	0	240	0.97418	0	1	-180	180
61816	61716	0	0.06698	0	240	0.97418	0	1	-180	180
61727	65040	0	0.06656	0	234.36	1	30	1	-180	180
61727	65041	0	0.1014	0	153.84	1	30	1	-180	180
61727	65042	0	0.10943	0	142.56	1	30	1	-180	180
61827	61727	0	0.055	0	360	0.9875	0	1	-180	180
61827	61727	0	0.055	0	360	0.9875	0	1	-180	180
61827	61727	0	0.055	0	360	0.9875	0	1	-180	180
61927	61827	0	0.01867	0	1200	0.94804	0	1	-180	180
61927	61827	0	0.01874	0	1200	0.94804	0	1	-180	180
61927	61827	0	0.01874	0	1200	0.94804	0	1	-180	180
64805	64027	0	0.024	0	600	1.025	30	1	-180	180
64901	64031	0	0.01605	0	972	1.05	-30	1	-180	180
64901	64032	0	0.01605	0	972	1.05	-30	1	-180	180
71803	71001	0	0.04	0	360	1.05	30	1	-180	180
71708	71021	0	0.4108	0	25.2	1.05	30	1	-180	180
71923	71031	0	0.0151	0	1032	1.025	30	1	-180	180
71923	71032	0	0.0151	0	1032	1.025	30	1	-180	180
71823	71041	0	0.0444	0	324	1.025	30	1	-180	180
71823	71042	0	0.0444	0	324	1.025	30	1	-180	180
71823	71043	0	0.0387	0	372	1.025	30	1	-180	180
71823	71044	0	0.0444	0	324	1.025	30	1	-180	180
71823	71045	0	0.0444	0	324	1.025	30	1	-180	180
71823	71046	0	0.0387	0	372	1.025	30	1	-180	180
71923	71047	0	0.0444	0	324	1.025	30	1	-180	180
71923	71048	0	0.0444	0	324	1.025	30	1	-180	180
71923	71049	0	0.0387	0	372	1.025	30	1	-180	180
71802	71702	0	0.06958	0	240	0.92666	0	1	-180	180
71803	71703	0	0.062	0	240	0.9875	0	1	-180	180
71803	71703	0	0.062	0	240	0.9875	0	1	-180	180
71807	71707	0	0.065	0	240	0.925	0	1	-180	180
71807	71707	0	0.065	0	240	0.925	0	1	-180	180
71817	71717	0	0.123	0	120	0.9875	0	1	-180	180
71817	71717	0	0.123	0	120	0.9875	0	1	-180	180
71821	71721	0	0.06191	0	240	0.975	0	1	-180	180
71821	71721	0	0.0652	0	240	0.975	0	1	-180	180
71821	71721	0	0.06191	0	240	0.975	0	1	-180	180
71721	75001	0	0.06667	0	180	1	30	1	-180	180
71721	75002	0	0.06667	0	180	1	30	1	-180	180
71721	75003	0	0.06667	0	180	1	30	1	-180	180

<b>From bus</b>	<b>To bus</b>	<b>R (pu.)</b>	<b>X (pu.)</b>	<b>B (pu.)</b>	<b>Rate (MVA)</b>	<b>Ratio</b>	<b>Angle</b>	<b>Status</b>	<b>Ang. Min.</b>	<b>Ang. Max.</b>
71824	71724	0	0.06587	0	240	0.92666	0	1	-180	180
71824	71724	0	0.06421	0	240	0.92666	0	1	-180	180
71824	71724	0	0.06587	0	240	0.92666	0	1	-180	180
71824	71724	0	0.06476	0	240	0.92666	0	1	-180	180
71904	71804	0	0.01666	0	1200	1	0	1	-180	180
71923	71853	0	0.02867	0	900	0.95	0	1	-180	180
71923	71853	0	0.02867	0	900	0.95	0	1	-180	180
71923	74013	0	0.04332	0	415.2	1.0395	30	1	-180	180
71923	74016	0	0.04332	0	415.2	1.0395	30	1	-180	180
71923	74011	0	0.04696	0	370.8	1.0395	30	1	-180	180
71923	74012	0	0.04696	0	370.8	1.0395	30	1	-180	180
71923	74014	0	0.04696	0	370.8	1.0395	30	1	-180	180
71923	74015	0	0.04696	0	370.8	1.0395	30	1	-180	180
74802	74001	0	0.03292	0	386.4	1.05	30	1	-180	180
74802	74002	0	0.03292	0	386.4	1.05	30	1	-180	180
74802	74003	0	0.03264	0	386.4	1.05	30	1	-180	180

### ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายพิทวัส กัลยา เกิดวันที่ 31 มกราคม พ.ศ. 2530 ที่จังหวัดอำนาจเจริญ สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2552 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2554