

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่ต่อถึงกัน โดยพิจารณา
เสถียรภาพแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง



นางสาวสิริกัลยา พชนี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2556

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)

เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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 University Graduate School.

CALCULATION OF MAXIMUM POWER TRANSFER CAPABILITY BETWEEN TWO
INTERCONNECTED AREAS BY CONSIDERING VOLTAGE STABILITY IN POWER SYSTEM

Miss Sirikulloya Patchanee



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

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

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด
ระหว่างสองพื้นที่ที่ติดถึงกัน โดยพิจารณาเสถียรภาพ
แรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง

โดย

นางสาวสิริกัลยา พัทณี

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

ดร. สุรชัย ชัยทัศน์ย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

(ดร. สุรชัย ชัยทัศน์ย์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร. นิทัศน์ วรพนพิพัฒน์)

สิริกัลยา พัทณี : การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่ต่อถึงกัน โดยพิจารณาเสถียรภาพแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง. (CALCULATION OF MAXIMUM POWER TRANSFER CAPABILITY BETWEEN TWO INTERCONNECTED AREAS BY CONSIDERING VOLTAGE STABILITY IN POWER SYSTEM) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ศ. ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์, อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม: ดร. สุรัชย์ ชัยทัศนีย์, 324 หน้า.

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำหลักการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธีการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization) มาประยุกต์ใช้ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สอดคล้องกับมาตรฐานการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. พร้อมทั้งนำเสนอการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo's Simulation) จากนั้นจึงได้นำดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งมาใช้ในการวิเคราะห์มาตรฐานการปฏิบัติการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. นอกจากนี้ยังได้นำหลักการหาค่าเหมาะสมดังกล่าวมาประยุกต์ใช้ในการแก้ไขปัญหา ระบบไฟฟ้าตามแนวทางการปฏิบัติของ กฟผ. ซึ่งความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบสามารถเพิ่มขึ้นด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Static VAR Compenstor) ในระบบไฟฟ้า วิธีการที่นำเสนอได้นำไปทดสอบกับระบบไฟฟ้าเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกสมมุติของประเทศไทยในปี 2547 และปี 2557

ผลการทดสอบพบว่าวิธีการที่นำเสนอสามารถใช้คำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และสามารถใช้ในการแก้ไขปัญหาของระบบไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม



ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ปีการศึกษา 2556

ลายมือชื่อนิสิต

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

5470418021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: PARTICLE SWARM OPTIMIZATION / POWER TRANSFER CAPABILITY /
VOLTAGE STABILITY INDEX / MONTE CARLO SIMULATION / CONTINGENCY ANALYSIS
/ LOAD SHEDDING

SIRIKULLAYA PATCHANEE: CALCULATION OF MAXIMUM POWER TRANSFER
CAPABILITY BETWEEN TWO INTERCONNECTED AREAS BY CONSIDERING
VOLTAGE STABILITY IN POWER SYSTEM. ADVISOR: PROF. DR. BUNDHIT
EUA-ARPORN, CO-ADVISOR: DR.SURACHAI CHAITUSANEY, 324 pp.

This thesis proposes the calculation of maximum power transfer capability which conforms with EGAT's power system study standard, by using Particle Swarm Optimization (PSO) method. In addition, this thesis applies Monte Carlo's Simulation to evaluate maximum power transfer capability of the system. Voltage stability indexes are used to analyze EGAT's power system operations. PSO is applied to find optimal load shedding for solving system problems. Static VAR Compensator (SVC) is installed to increase maximum power transfer capability. The proposed methods are tested on Thailand's transmission systems of the years 2004 and 2014.

The results show that the proposed method can calculate the maximum power transfer capability and can find the optimal load shedding for solving system problem accurately.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Department: Electrical Engineering

Student's Signature

Field of Study: Electrical Engineering

Advisor's Signature

Academic Year: 2013

Co-Advisor's Signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ผู้ทำวิจัยขอกราบขอบพระคุณอย่างสูงสำหรับความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก ศ.ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก และ อาจารย์ ดร. สุรัชย์ ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม ซึ่งได้กรุณาใช้เวลาให้คำปรึกษา ข้อเสนอแนะ และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิจัย ตลอดจนได้กรุณาตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จสมบูรณ์

นอกจากนี้ผู้ทำวิจัยขอกราบขอบพระคุณท่านคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี ประธานกรรมการ และ ดร. นิทัศน์ วรรณพิพัฒน์ กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบ และให้คำแนะนำในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอกราบขอบพระคุณ อาจารย์ หัสคุณ บริพันธ์มงคล สำหรับโอกาสในการเริ่มศึกษา และทำวิจัยในห้องปฏิบัติการวิจัยไฟฟ้ากำลัง และขอกราบขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนนบุญ หุนเจริญ สำหรับการสนับสนุนการศึกษาต่อระดับปริญญาโท

ขอกราบขอบพระคุณ คุณวิษณุ พิมพ์ใจพงศ์ และ คุณเอกพล พุกประยูร ผู้บังคับบัญชา ที่เล็งเห็นถึงความสำคัญของการศึกษา พร้อมทั้งได้ให้คำแนะนำด้านเทคนิคจากประสบการณ์การทำงานที่เป็นประโยชน์สำหรับงานวิจัย

ขอขอบคุณนายอนุวัฒน์ จันทร์โฮม นิสิตระดับปริญญาตรีบัณฑิต สำหรับคำแนะนำทางด้านทฤษฎี การแก้ไขปัญหา และความช่วยเหลือที่ดีเสมอมา

ผู้ทำวิจัยขอกราบขอบพระคุณบิดามารดา ญาติทุกๆ ท่าน ตลอดจนเพื่อน พี่ น้อง ทุกๆ ท่าน ที่คอยเป็นกำลังใจ และให้การสนับสนุนมาโดยตลอดจนสำเร็จการศึกษา

สุดท้ายนี้ผู้ทำวิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นอย่างสูงที่เป็นดั่งมหาวิทยาลัยแห่งความรู้ให้ผู้ทำวิจัยสามารถแสวงหาความรู้ทางด้านปฏิบัติที่ไม่มีเฉพาะเจาะจงอยู่ในตำรา อีกทั้งยังสนับสนุนให้การทำวิจัยสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ณ
สารบัญภาพ.....	ด
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	8
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	8
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน.....	9
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์.....	10
1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	10
1.6.1 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	10
1.6.2 เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	12
1.6.2.1 บทความเรื่อง เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลัง ได้แก่.....	12
1.6.2.2 งานวิจัยดัชนีเสถียรภาพแรงดันของระบบ ได้แก่.....	12
บทที่ 2 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกับความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	13
2.1 ความสำคัญของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ.	13
2.2 ภาพรวมความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	15
2.2.1 มาตรฐาน กฟผ. สำหรับการศึกษาศักยภาพในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	15
2.2.1.1 ขอบเขตและแนวทางการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	15
2.2.1.2 เกณฑ์การพิจารณาในการศึกษาการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	16
2.2.1.3 ข้อกำหนดกรณีศึกษา.....	18
2.2.2 การศึกษาค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ.	19
2.2.3 การนำค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมาใช้ สำหรับการปฏิบัติการควบคุมระบบของ กฟผ.	23

2.2.3.1 การวางแผนการผลิต และการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า.....	23
2.2.3.2 การออกแบบระบบป้องกันพิเศษ.....	25
บทที่ 3 การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกับการแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า และการเสริมความมั่นคงให้กับระบบส่งกำลังไฟฟ้า	27
3.1 การแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.	27
3.1.1 จุดมุ่งหมาย และแนวทางของการแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	27
3.1.2 ระบบป้องกันพิเศษสำหรับการแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.	29
3.1.2.1 ระบบป้องกันพิเศษ.....	29
3.1.2.2 แนวคิดของการออกแบบระบบป้องกันพิเศษของ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า	31
3.1.2.3 การนำความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมาใช้ในออกแบบระบบป้องกันพิเศษ	33
3.2 การเสริมความมั่นคงให้กับระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.	34
บทที่ 4 หลักการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	37
4.1 การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า	37
4.1.1 ข้อมูลสำหรับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า	37
4.1.1.1 การจำแนกบัสในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	37
4.1.1.2 ข้อมูลระบบไฟฟ้า	38
4.1.2 บัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์.....	40
4.1.3 สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	43
4.1.4 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน	44
4.2 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้ากำลัง	49
4.2.1 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้ากำลังตามนิยามของ NERC..	49
4.2.2 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	50
4.2.3 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่	52
บทที่ 5 หลักการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง	55
5.1 นิยามของเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง	55

5.2 ประเภทของเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง	55
5.2.1 เสถียรภาพทางมุม	55
5.2.1.1 เสถียรภาพสัญญาณขนาดเล็ก.....	57
5.2.1.2 เสถียรภาพสภาวะชั่วคราว.....	58
5.2.2 เสถียรภาพแรงดัน และการพังทลายของแรงดัน	58
5.2.2.1 เสถียรภาพแรงดัน	58
5.2.2.2 การพังทลายของแรงดัน	59
5.2.3 เสถียรภาพของระบบในสภาวะชั่วคราว และเสถียรภาพของระบบในสภาวะอยู่ตัว	60
5.2.3.1 เสถียรภาพของระบบในสภาวะชั่วคราว.....	60
5.2.3.2 เสถียรภาพของระบบในสภาวะอยู่ตัว.....	61
5.3 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดัน	62
5.3.1 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง	62
5.3.1.1 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง $P - V$	64
5.3.1.2 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง $V - Q$	65
5.3.1.3 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง $P - Q$	66
5.3.2 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันด้วยดัชนีเสถียรภาพ	67
5.3.2.1 ดัชนี Line Stability Index (Lmn).....	68
5.3.2.2 ดัชนี Fast Voltage Stability Index ($FVSI$).....	70
5.3.2.3 ดัชนี Line Stability Factor (LQP).....	73
5.3.2.4 ดัชนี PQ Voltage Stability Index ($PQVSI$).....	75
5.4 ตัวอย่างการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง	79
5.4.1 ตัวอย่างการคำนวณดัชนี Lmn	80
5.4.2 ตัวอย่างการคำนวณดัชนี $FVSI$	80
5.4.3 ตัวอย่างการคำนวณดัชนี LQP	81
5.4.4 ตัวอย่างการคำนวณดัชนี $PQVSI$	81
บทที่ 6 วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก	84
6.1 วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก.....	84

6.1.1 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยอัลกอริธึมการบออ่อนจำลอง	84
6.1.2 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยการค้นหาแบบทาบู	85
6.1.3 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยคอลโณมิต	86
6.1.4 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยจินเนติกอัลกอริธึม	87
6.1.5 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค	88
6.2 การพิจารณาความเหมาะสมของการค้นหาค่าตอบเชิงสำนึกในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด	90
6.2.1 การพิจารณาความเหมาะสมของการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	91
6.2.2 การคำนวณการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	91
6.2.2.1 สัญลักษณ์และคำจำกัดความที่ใช้ในวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	91
6.2.2.2 หลักการและขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	93
6.2.2.3 ตัวอย่างการคำนวณการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	95
บทที่ 7 การจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล	104
7.1 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ	104
7.2 การจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล	106
7.2.1 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน	106
7.2.2 การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ	108
บทที่ 8 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟาระหว่างสองพื้นที่	111
8.1 บทวิเคราะห์การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ.	111
8.2 แนวคิดของการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่นำเสนอ	113
8.2.1 การประยุกต์วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด	114
8.2.2 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	116
8.2.3 การกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบตามมาตรฐาน กฟผ.	126
8.3 การกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล	127

8.3.1 การประยุกต์วิธีการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โลในการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ	128
8.3.2 ข้อมูลที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล.....	131
8.3.3 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเพื่อคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ	135
8.3.4 การกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบจากผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล	137
8.4 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง.....	138
8.4.1 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งแต่ละชนิด	138
8.4.2 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งกับมาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.	140
บทที่ 9 แนวทางการแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า และการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ	142
9.1 แนวทางการแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า	142
9.1.1 บทวิเคราะห์การแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.	142
9.1.2 การประยุกต์วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในการแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า	143
9.1.3 การแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการที่นำเสนอ	144
9.1.3.1 การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด	144
9.1.3.2 การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด และปลดสายส่ง.....	153
9.1.3.3 การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด และให้ Overvoltage Relay ของตัวเก็บประจุทำงานปรับขนาดของตัวเก็บประจุในระบบ	163
9.1.4 การประยุกต์วิธีการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้ากำลังที่นำเสนอกับระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ	175
9.1.4.1 การจำลองเหตุการณ์ที่ระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	175

9.1.4.2	ขั้นตอนการคำนวณการแก้ไขระบบไฟฟ้ากรณีที่ระบบไฟฟ้ามีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด	186
9.1.5	การประยุกต์วิธีการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลังที่นำเสนอกับระบบไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดในสภาวะฉุกเฉิน	186
9.2	การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้า.....	186
9.2.1	บทวิเคราะห์การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ	187
9.2.2	การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่นำเสนอ	189
9.2.2.1	การโมเดลอุปกรณ์ SVC.....	189
9.2.2.2	การเลือกตำแหน่งการทดสอบติดตั้งอุปกรณ์ SVC.....	189
9.2.2.3	การศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้นจากการติดตั้งอุปกรณ์ SVC.....	190
9.2.2.4	การเลือกตำแหน่ง และขนาดในการติดตั้ง SVC ในระบบ	191
บทที่ 10	ผลการทดสอบ และการวิเคราะห์	192
10.1	การทดสอบวิธีการที่นำเสนอกับระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547	192
10.1.1	การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบ	195
10.1.1.1	การวิเคราะห์ระบบทดสอบ	195
10.1.1.2	การดัดแปลงระบบทดสอบ	195
10.1.1.3	ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบที่ดัดแปลง.....	197
10.1.1.4	การตรวจสอบความถูกต้องของผลการคำนวณ	202
10.1.1.5	การวิเคราะห์ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบที่ดัดแปลง.....	204
10.1.2	การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล	206
10.1.2.1	ข้อมูลที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล.....	206
10.1.2.2	ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล	207
10.1.2.3	การสรุป และวิเคราะห์ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล... ..	210

10.1.3 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง.....	214
10.1.3.1 การคำนวณค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งในระบบทดสอบ.....	214
10.1.3.2 การทดสอบความแม่นยำของดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง.....	216
10.1.3.3 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งกับมาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.	218
10.1.4 การแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า.....	219
10.1.4.1 การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด.....	219
10.1.4.2 การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด และปลดสายส่ง.....	225
10.1.4.3 การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด และการปรับขนาดของตัวเก็บประจุ.....	227
10.1.4.4 การจำลองระบบทดสอบที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ.....	229
10.1.5 การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	230
10.1.5.1 การเลือกตำแหน่งติดตั้ง SVC ในระบบ.....	230
10.1.5.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการติดตั้ง SVC ในระบบ.....	232
10.1.5.3 การวิเคราะห์ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการติดตั้ง SVC ในระบบ.....	232
10.2 การทดสอบวิธีการที่นำเสนอกับระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2557.....	233
10.2.1 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบ.....	233
10.2.1.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า.....	233
10.2.1.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ.....	235
10.2.2 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.....	235
10.2.3 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง.....	236
10.2.3.1 การคำนวณค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งในระบบทดสอบ.....	236
10.2.3.2 ช่วงของค่าดัชนีเสถียรภาพของสายส่งที่สอดคล้องกับมาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติของ กฟผ.	237

10.2.4 การแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า	237
10.2.4.1 การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้ากรณีจากระบบไม่มีความสามารถในการรองรับ เหตุการณ์ผิดปกติใดๆได้.....	237
10.2.4.2 การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้ากรณีจากระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่า ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	238
10.2.4.3 ผลการคำนวณการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการที่นำเสนอ	238
10.2.5 การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด	239
10.2.5.1 การเลือกตำแหน่งติดตั้ง SVC ในระบบ.....	239
10.2.5.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการติดตั้ง SVC ในระบบ	240
บทที่ 11 สรุปผลการทดสอบ และข้อเสนอแนะ.....	242
รายการอ้างอิง	244
ภาคผนวก.....	248
ภาคผนวก ก. ระบบทดสอบ	249
ภาคผนวก ข. ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้ กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทย ปี 2557	287
ภาคผนวก ค. ข้อมูลอัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้า สำหรับการจำลอง เหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.....	294
ภาคผนวก ง. ผลการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้ กับ ภาคกลางตะวันตกของประเทศไทย ปี 2557.....	296
ภาคผนวก จ. ผลการคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้ กับภาคกลางตะวันตก ของประเทศไทย ปี 2557	312
ภาคผนวก ฉ. ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้ กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทย ปี 2557 กรณีจากระบบมีการติดตั้ง SVC	317
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	324

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง และค่าประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละภูมิภาคตามช่วงเวลา ในปี 2556 [4] 5

ตารางที่ 1.2 โรงไฟฟ้าในภาคใต้ของประเทศไทย ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และต้นทุนเชื้อเพลิง [6]..... 7

ตารางที่ 2.1 ค่ากระแสที่สายส่งทนได้สำหรับสายส่งแบบต่าง ๆ ที่ใช้ในระบบไฟฟ้า [20] 18

ตารางที่ 4.1 ค่าตัวแปรที่ถูกกำหนดตามชนิดของบัส 38

ตารางที่ 10.1 กำลังผลิตสูงสุด และต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า..... 193

ตารางที่ 10.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO 198

ตารางที่ 10.3 การชนข้อจำกัดของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 10 หลุดออกจากระบบ..... 203

ตารางที่ 10.4 อัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลของระบบทดสอบ กฟผ. ปี 2547 206

ตารางที่ 10.5 ค่าอัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลของระบบทดสอบ กฟผ. ปี 2547..... 207

ตารางที่ 10.6 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการจำลองเหตุการณ์ของระบบทดสอบ 208

ตารางที่ 10.7 จำนวนชั่วโมงที่ระบบไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ผิดปกติแบ่งแยกตามชนิดของอุปกรณ์ 212

ตารางที่ 10.8 เหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 2 เส้นหลุดออกจากระบบ 212

ตารางที่ 10.9 จำนวนชั่วโมงของเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละโรงหลุดออกจากระบบ 214

ตารางที่ 10.10 ผลการคำนวณดัชนีความมั่นคงของสายส่งในระบบ กฟผ. ปี 2547 กรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน 215

ตารางที่ 10.11 ผลการคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติที่ระบบไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน 221

ตารางที่ 10.12 ผลการคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับการที่ระบบทดสอบมีการส่งกำลังไฟฟ้าที่ 400 MW ซึ่งมากกว่าค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ..... 222

ตารางที่ 10.13 ผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสม 228

ตารางที่ 10.14 ตำแหน่งบัสที่ต้องมีการปรับตัวเก็บประจุ..... 228

ตารางที่ 10.15 ค่าดัชนี <i>PQVSI</i> ที่ระบุสายส่งที่มีความอ่อนแอ 5 อันดับแรก.....	231
ตารางที่ 10.16 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการติดตั้ง SVC ที่ตำแหน่งบัสต่างๆ	232
ตารางที่ 10.17 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจาก สายส่งระหว่างบัส 8 และบัส 9 หลุดออกจากระบบจำนวน 1 วงจร	233
ตารางที่ 10.18 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ปี 2557.....	235
ตารางที่ 10.19 ช่วงค่าของดัชนีความมั่นคงของสายส่งแต่ละชนิดที่สอดคล้องกับมาตรฐานการควบคุม ระบบไฟฟ้าของ กฟผ.	237
ตารางที่ 10.20 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการติดตั้ง SVC ที่ตำแหน่งบัสต่างๆ ในระบบไฟฟ้า กฟผ. ปี 2557	240
ตารางที่ ก.1 ชื่อ และชื่อย่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.	249
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลบัสของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547.....	253
ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่ง และหม้อแปลงของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของ ประเทศไทยในปี 2547.....	254
ตารางที่ ก.4 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของ ประเทศไทยในปี 2547.....	255
ตารางที่ ก.5 ข้อมูลบัสของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2557.....	256
ตารางที่ ก.6 ข้อมูลสายส่ง และหม้อแปลงของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของ ประเทศไทยในปี 2557.....	261
ตารางที่ ก.7 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของ ประเทศไทยในปี 2557.....	271
ตารางที่ ก.8 ข้อมูลจุดโหลดในสภาวะ Evening Peak Load ของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาค กลางตะวันตกของประเทศไทยเดือนเมษายน ปี 2557	273
ตารางที่ ก.9 ข้อมูลตัวเก็บประจุ และตัวเหนี่ยวนำ ของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลาง ตะวันตกของประเทศไทยในปี 2557	279
ตารางที่ ข.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ในแต่ละ กรณี.....	288
ตารางที่ ค.1 สถิติข้อมูลสายส่งไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคใต้ของ กฟผ. ขัดข้องระหว่างปี 2549-2555	294

ตารางที่ ค.2 สถิติข้อมูลหม้อแปลงเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าภาคใต้ของ กพผ. ชัดช่วงระหว่างปี 2549-2555.....	294
ตารางที่ ค.3 อัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมของสายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้า.....	295
ตารางที่ ค.4 ค่าอัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่เทียบเคียงจากระบบทดสอบ IEEE 24 Bus.....	295
ตารางที่ ง.1 ผลการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งของระบบสมมูลเชื่อมโยงระหว่างภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2557 ที่ค่ากำลังส่งไฟฟ้า 703 MW.....	296
ตารางที่ ง.2 ผลการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งของระบบสมมูลเชื่อมโยงระหว่างภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2557 ที่ค่ากำลังส่งไฟฟ้า 800 MW.....	304
ตารางที่ จ.1 จุดปลดโหลดสำหรับการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 1 วงจร หรือ หม้อแปลง 1 ชุด หลุดออกจากระบบ.....	313
ตารางที่ จ.2 จุดปลดโหลดสำหรับการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนานหลุดออกจากระบบ.....	315
ตารางที่ จ.3 จุดปลดโหลดสำหรับการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้า 1 เครื่องหลุดออกจากระบบ.....	316
ตารางที่ ฉ.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ที่มีการติดตั้ง SVC ที่ บัส 230 kV ภูเก็ต 3.....	318

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 1.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย และหน้าที่ความรับผิดชอบของสามการไฟฟ้า 2

ภาพที่ 1.2 ระบบผลิต และระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ปี 2557 [3] 4

ภาพที่ 1.3 ระบบไฟฟ้าในภาคใต้ของประเทศไทย [4] 6

ภาพที่ 2.1 การเชื่อมโยงความสัมพันธ์ของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 13

ภาพที่ 2.2 การเชื่อมโยงความสัมพันธ์ของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และความมั่นคงเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 14

ภาพที่ 2.3 การเชื่อมโยงความสัมพันธ์ของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และความมั่นคง เชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 15

ภาพที่ 2.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน (Daily Load Curve) ปี 2556 [20]. 19

ภาพที่ 2.5 วิธีการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กอวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า 21

ภาพที่ 2.6 การนำค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมาใช้ ในการปฏิบัติการควบคุมระบบของ กฟผ. 26

ภาพที่ 3.1 การทำงานของระบบป้องกันพิเศษ และระบบป้องกันทั่วไป เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า 30

ภาพที่ 3.2 ปัจจัยในการวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า 36

ภาพที่ 4.1 ระบบไฟฟ้าตัวอย่างจำนวน 4 บัส [27] 41

ภาพที่ 4.2 ระบบไฟฟ้าตัวอย่างจำนวน 4 บัส ในรูปของแหล่งจ่ายกระแส [27] 41

ภาพที่ 4.3 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน [28] 46

ภาพที่ 4.4 ระบบไฟฟ้าตัวอย่างจำนวน 3 บัส [27] 47

ภาพที่ 4.5 ข้อจำกัดที่มีผลต่อความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด [29] 52

ภาพที่ 4.6 การนิยามพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า และพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า 52

ภาพที่ 4.7 วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ 54

ภาพที่ 5.1 การจำแนกเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง [31] 62

ภาพที่ 5.2 วงจรสมมูลของระบบสองบัส [32] 63

ภาพที่ 5.3 เส้นโค้ง $P-V$ แบบบรรทัดฐาน (Normalize) สำหรับแหล่งกำเนิดแรงดันคงที่ ที่ค่าตัวประกอบกำลังต่างกัน [32] 65

ภาพที่ 5.4 เส้นโค้ง $V-Q$ แบบบรรทัดฐาน (Normalize) สำหรับแหล่งกำเนิดแรงดันคงที่ ที่ค่ากำลังจริงต่างกัน [32] 66

ภาพที่ 5.5 เส้นโค้ง $P-Q$ แบบบรรทัดฐาน (Normalize) สำหรับแหล่งกำเนิดแรงดันคงที่ [32] .. 67

ภาพที่ 5.6 แบบจำลองสายส่งระหว่างบัส [35]..... 68

ภาพที่ 5.7 แบบจำลองของสายส่งแบบ π [17]..... 76

ภาพที่ 5.8 เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ณ สถานะที่เกิดการพังทลายของแรงดัน [17] 78

ภาพที่ 5.9 ระบบไฟฟ้าสำหรับการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง..... 80

ภาพที่ 6.1 ขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมด้วยอัลกอริทึมการอบอุ่นจำลอง [38] 85

ภาพที่ 6.2 การเดินทางเพื่อหาคำตอบของวิธี TS [38] 86

ภาพที่ 6.3 ขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมด้วยการค้นหาแบบทาบู [38]..... 86

ภาพที่ 6.4 การทดลองเส้นทางเดินของมด [38] 87

ภาพที่ 6.5 ขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมด้วยเงินเนติกอัลกอริทึม [38]..... 88

ภาพที่ 6.6 ความสัมพันธ์ของอนุภาคแบบต่างๆ ของ PSO 89

ภาพที่ 6.7 ขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO [38] 90

ภาพที่ 6.8 แสดงตัวอย่างการเคลื่อนที่ของอนุภาคในการหาค่าเหมาะสมที่สุด x_{best} 93

ภาพที่ 6.9 ขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO..... 95

ภาพที่ 6.10 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 1$ 101

ภาพที่ 6.11 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 10$ 102

ภาพที่ 6.12 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 30$ 102

ภาพที่ 6.13 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 60$ 102

ภาพที่ 6.14 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 100$ 103

ภาพที่ 7.1 ลักษณะสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [43] 104

ภาพที่ 7.2 การทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า เมื่อประมาณช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย [43]..... 105

ภาพที่ 7.3 ช่วงเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ [43]..... 108

ภาพที่ 7.4 ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยวิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงาน [43]..... 110

ภาพที่ 8.1 การนิยามพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า และพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า..... 111

ภาพที่ 8.2 มาตรฐานการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. 113

ภาพที่ 8.3 ที่มาของการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่นำเสนอ 113

ภาพที่ 8.4	ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ถูกแทนที่ด้วยวิธี PSO...	115
ภาพที่ 8.5	ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	116
ภาพที่ 8.6	ตัวอย่างของสายส่งคู่ขนานที่เชื่อมระหว่างบัส 1 และ บัส 2	117
ภาพที่ 8.7	ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	125
ภาพที่ 8.8	ระบบไฟฟ้า S ที่ประกอบด้วยประกอบด้วยบัสจำนวน 4 บัส	126
ภาพที่ 8.9	ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ที่ถูกแทนที่ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล	130
ภาพที่ 8.10	ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ โดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล	131
ภาพที่ 8.11	ขั้นตอนการทดสอบดัชนีเสถียรภาพ	140
ภาพที่ 9.1	การประยุกต์วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO กับ แนวทางการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลังของ กฟผ.	144
ภาพที่ 9.2	ขั้นตอนการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	152
ภาพที่ 9.3	ขั้นตอนการคำนวณจุดปลดโหลด และการปลดสายส่งที่เหมาะสม ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	162
ภาพที่ 9.4	ขั้นตอนการคำนวณจุดปลดโหลด ร่วมกับการปรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	174
ภาพที่ 9.5	ขั้นตอนการคำนวณเพื่อการจำลองระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่า ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO	185
ภาพที่ 9.6	การโมเดลอุปกรณ์ SVC	189
ภาพที่ 9.7	การเลือกตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ SVC	190
ภาพที่ 10.1	ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547	194
ภาพที่ 10.2	ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547 ที่มีการตัดแปลง	196
ภาพที่ 10.3	การลู่เข้าของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 10 หลุดออกจากระบบ	203
ภาพที่ 10.4	ความน่าจะเป็นของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ปี 2547	210
ภาพที่ 10.5	การตรวจสอบการลู่เข้าของการจำลองเหตุการณ์	214

ภาพที่ 10.6	ดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งแบบต่างๆ และขนาดของแรงดันที่บัส 2 เมื่อทำการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบตัวประกอบกำลังคงที่ที่จุดความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส 2.....	217
ภาพที่ 10.7	ดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งแบบต่างๆ และขนาดของแรงดันที่บัส 21 เมื่อทำการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบตัวประกอบกำลังคงที่ที่จุดความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส 21.....	218
ภาพที่ 10.8	การลู่เข้าของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้า กฟผ. ปี 2547 ที่อยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติ.....	223
ภาพที่ 10.9	การลู่เข้าของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมเพื่อรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 22 และบัส 28 หลุดออกจากระบบ.....	224
ภาพที่ 10.10	การลู่เข้าของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด และปลดสายส่งของระบบ กฟผ. ปี 2547 ที่ดัดแปลง.....	226
ภาพที่ 10.11	การลู่เข้าของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมร่วมกับการปลดสายส่ง กรณีสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ	227
ภาพที่ 10.12	การลู่เข้าของผลการคำนวณจุดปลดโหลดร่วมกับการปรับขนาดตัวเก็บประจุที่เหมาะสมกรณีสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ	229
ภาพที่ 10.13	ระดับแรงที่บัสในระบบ กฟผ. ปี 2547 ที่มีการส่งกำลังไฟฟ้า 300 MW.....	230
ภาพที่ 10.14	การลู่เข้าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์คู่ค่าที่ทำให้ระดับแรงดันที่บัสในระบบทดสอบ มีค่าเข้าใกล้ 1 p.u. สำหรับระบบทดสอบที่มีการส่งกำลังไฟฟ้า 300 MW.....	230
ภาพที่ 10.15	ระดับแรงดันที่บัสต่างๆ จากการโปรแกรม PSS/E และโปรแกรม MATLAB.....	234
ภาพที่ 10.16	เปอร์เซ็นต์ความแตกต่างของระดับแรงดันระหว่าง โปรแกรม PSS/E และโปรแกรม MATLAB.....	234
ภาพที่ 10.17	ความน่าจะเป็นของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ปี 2557	236
ภาพที่ ก.1	ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547	252
ภาพที่ ก.2	ระบบไฟฟ้าภาคใต้เดือนเมษายน ปี 2557 สภาวะ Evening Peak Load.....	285
ภาพที่ ก.3	ระบบไฟฟ้าภาคกลางตะวันตกเดือนเมษายน ปี 2557 สภาวะ Evening Peak Load.....	286

บทที่ 1

บทนำ

บทนี้นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ รวมถึงงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และในตอนท้ายจึงกล่าวถึงเนื้อหาที่นำเสนอในแต่ละบทของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ไฟฟ้าเป็นพลังงานชนิดหนึ่งที่ใช้กันในภาคอุตสาหกรรม ธุรกิจและบริการ บ้านอยู่อาศัย ตลอดจนการคมนาคมและขนส่ง ไฟฟ้าเป็นพลังงานที่สะอาด และสะดวกต่อการใช้งาน สามารถส่งจากแห่งหนึ่งไปสู่อีกแห่งได้ค่อนข้างง่าย ปัจจุบันอาจถือได้ว่าพลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่สำคัญอย่างยิ่งชนิดหนึ่งต่อการดำรงชีวิตของมนุษย์ [1]

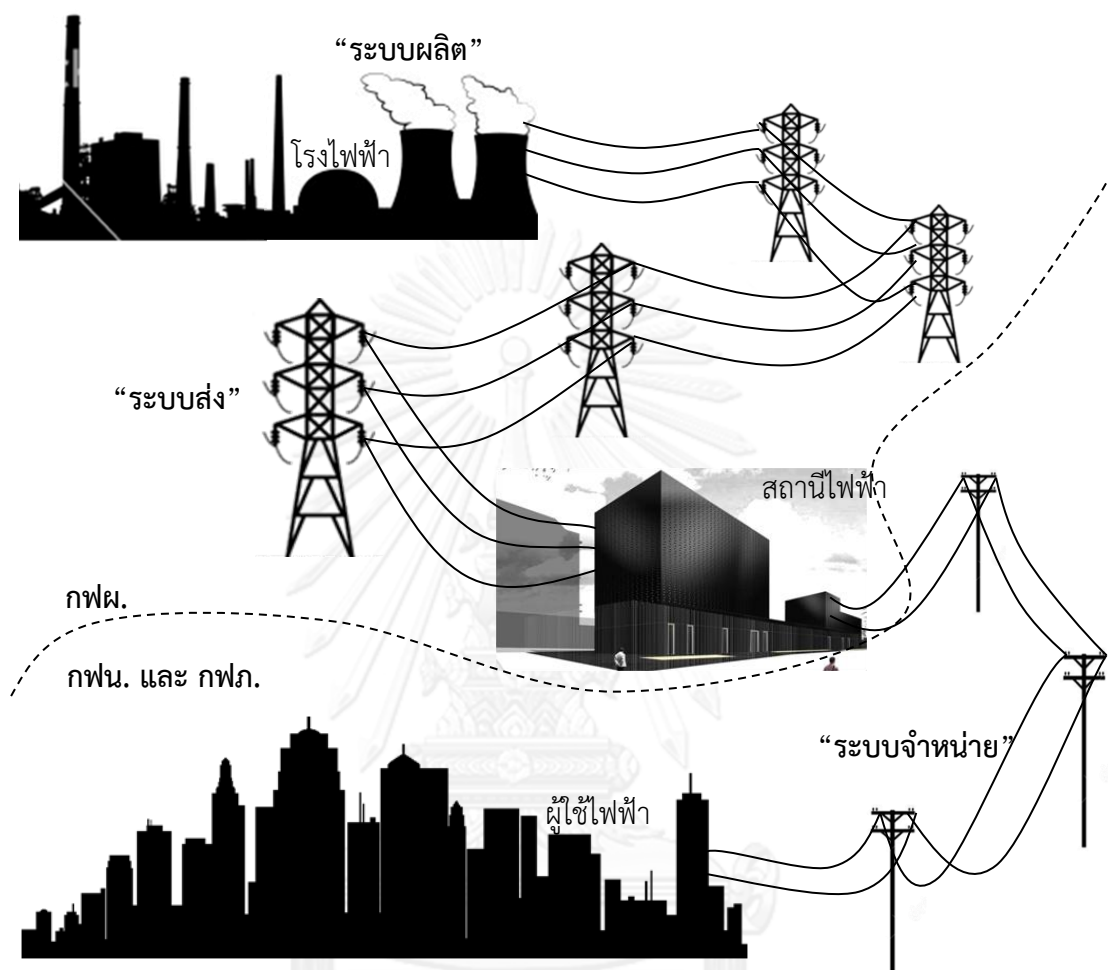
โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยประกอบด้วย 1) ระบบผลิตไฟฟ้า 2) ระบบส่งไฟฟ้า และ 3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า คือ ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าตามบ้านเรือน หรือผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม เพื่อใช้ในการดำเนินธุรกิจ การบริการ และการคมนาคมขนส่ง

สำหรับระบบผลิต และระบบส่งไฟฟ้าของประเทศไทย จะอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand : EGAT) หรือ กฟผ. ส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้า จะอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของ การไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority : MEA) หรือ กฟน. ซึ่งเป็นหน่วยงานที่จัดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือน หรือภาคอุตสาหกรรมในจังหวัดกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และจังหวัดสมุทรปราการ และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority : PEA) หรือ กฟภ. ซึ่งเป็นหน่วยงานที่จัดจำหน่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าภาคครัวเรือน หรือภาคอุตสาหกรรมในส่วนภูมิภาคทุกจังหวัดทั่วประเทศ

กฟผ. เป็นผู้รับผิดชอบในการผลิต และส่งกระแสไฟฟ้า เพื่อสนองความต้องการไฟฟ้าของทั้งประเทศ รวมถึงการควบคุมบริหารจัดการระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคง ประสิทธิภาพสูงสุด เพื่อให้ประชาชนได้ใช้ไฟฟ้าที่มีคุณภาพและต้นทุนต่ำที่สุด โดยแหล่งผลิตของ กฟผ. คือ โรงไฟฟ้าต่างๆ ที่กระจายทั่วไป รวมทั้งรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศลาว และมาเลเซีย หลังจากนั้นจึงขายไฟฟ้าให้แก่ผู้ซื้อ คือ กฟน. กฟภ. ลูกค้าตรง (โรงงานอุตสาหกรรมบางแห่งที่กำหนดโดยพระราชกฤษฎีกา) และประเทศเพื่อนบ้าน (ลาว และมาเลเซีย) ทั้งนี้ กฟผ. จะทำการส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านสถานีไฟฟ้าแรงสูงต่างๆ ซึ่งตั้งกระจายอยู่ทั่วไป โดย กฟน. และ กฟภ. จะเป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบในการขายปลีกให้แก่ประชาชนทั่วไป โดยรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อ และส่งเข้าสถานี ไฟฟ้าย่อยเพื่อกระจายให้ผู้ซื้อไฟฟ้า

ปัจจุบัน กฟผ. มีสัดส่วนกำลังการผลิตประมาณ 45% [2] ของกำลังการผลิตทั้งหมดของประเทศ และเป็นหน่วยงานหลักที่ดูแลศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (National Control Center : NCC) และระบบส่งกำลังไฟฟ้า

แผนภาพโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย และหน้าที่ความรับผิดชอบของกรไฟฟ้าทั้งสามการแสดงดังภาพที่ 1.1



ภาพที่ 1.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทย และหน้าที่ความรับผิดชอบของสามการไฟฟ้า

จากหน้าที่ความรับผิดชอบในการดูแลทั้งระบบผลิต และระบบส่งกำลังไฟฟ้าทั่วประเทศไทยของ กฟผ. ดังแสดงในภาพที่ 1.2 จะเห็นว่าระบบไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ อีกทั้งยังมีบางส่วนของระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อไปยังต่างประเทศ ได้แก่ ประเทศลาว และประเทศมาเลเซีย ดังนั้นเพื่อให้การจัดการควบคุมระบบมีประสิทธิภาพ รวดเร็ว และเชื่อถือได้ กฟผ. จึงได้แบ่งการจัดการควบคุมระบบส่งกำลังไฟฟ้าออกเป็น 5 ศูนย์เขตปฏิบัติการ ตามภูมิภาคของประเทศไทย ดังนี้ [3]

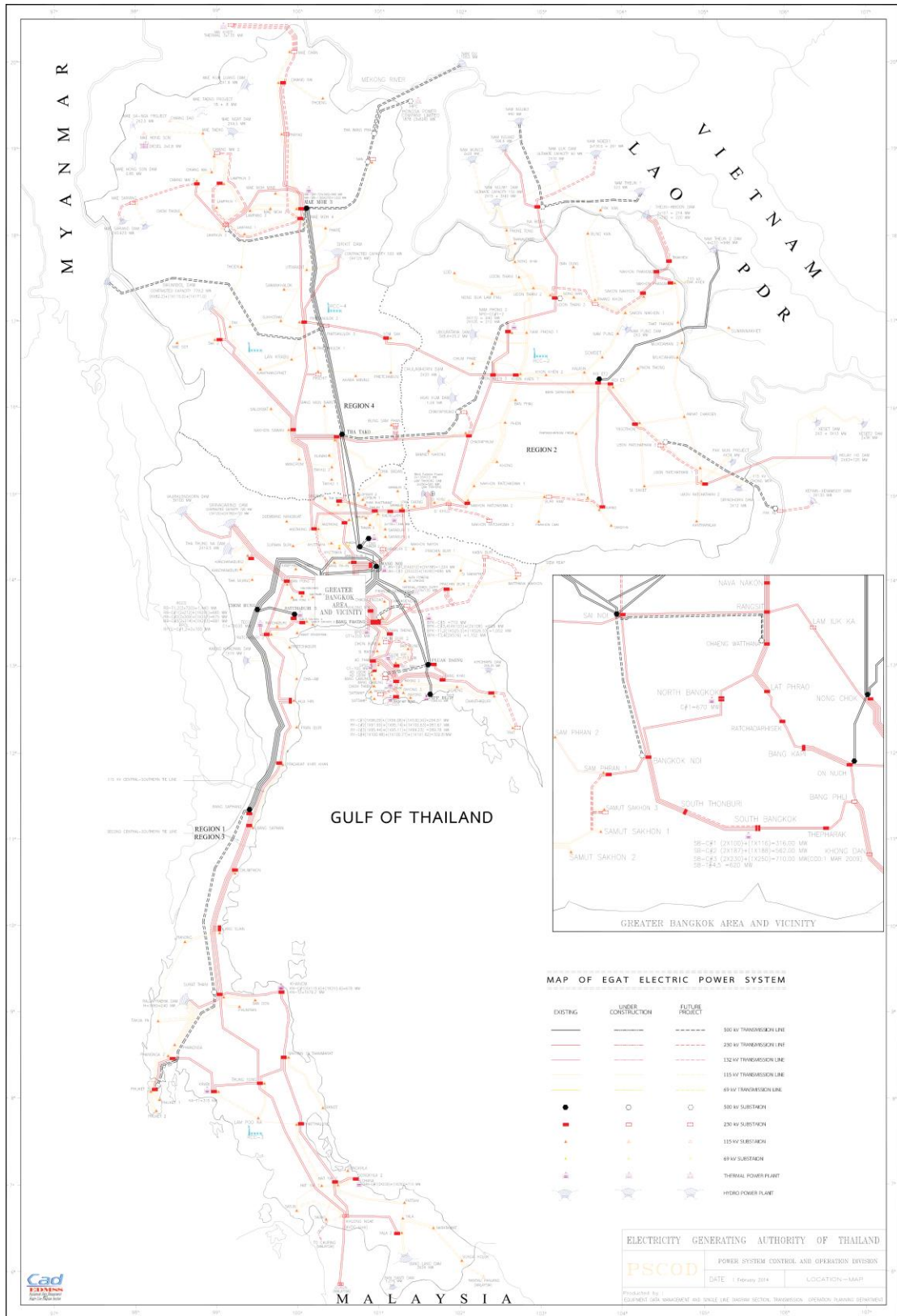
- ศูนย์ปฏิบัติการควบคุมระบบเขตนครหลวง (Metropolitan Control Center : MAC) ตั้งอยู่ที่ อ.บางกรวย จังหวัดนนทบุรี
- ศูนย์ปฏิบัติการควบคุมระบบเขตภาคกลาง (Central Area Control Center : CAC) ตั้งอยู่ที่ อ.บางกรวย จังหวัดนนทบุรี ซึ่งจะทำหน้าที่ในการควบคุมระบบเขตภาคกลาง ตอนบน ภาคกลางตะวันออก และภาคกลางตะวันตก

- ศูนย์ปฏิบัติการควบคุมระบบเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (Northeast Area Control Center : NEC) ตั้งอยู่ที่ อ.เมือง จังหวัดขอนแก่น
- ศูนย์ปฏิบัติการควบคุมระบบเขตภาคใต้ (South Area Control Center : SAC) ตั้งอยู่ที่ อ.ลำภูรา จังหวัดตรัง
- ศูนย์ปฏิบัติการควบคุมระบบเขตภาคเหนือ (North Area Control Center : NAC) ตั้งอยู่ที่ อ.พรหมพิราม จังหวัดพิษณุโลก

แต่ละศูนย์เขตปฏิบัติการจะมีหน้าที่ในการบริหาร จัดการ ควบคุมและป้องกันระบบไฟฟ้าให้มีความเชื่อถือได้ เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในภูมิภาคนั้น และให้เกิดไฟฟ้าดับน้อยที่สุด ภายใต้การควบคุมระบบของศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (National Control Center : NCC)



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 1.2 ระบบผลิต และระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ปี 2557 [3]

จากการศึกษาข้อจำกัดระบบผลิต และระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน พบว่า ระบบไฟฟ้าในภาคใต้ของ กฟผ. มีข้อจำกัดที่น่าสนใจ และสำคัญ ที่ส่งผลต่อความมั่นคง ความเชื่อถือได้ และต้นทุนในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าในสองประเด็นหลัก ดังนี้

1) อัตราส่วนกำลังการผลิตติดตั้งต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าในภาคใต้มีค่าต่ำ ถึงแม้ว่าภาพรวมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะมีอัตราส่วนกำลังการผลิตติดตั้งต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีค่าสูง แต่เมื่อพิจารณาแบ่งแยกตามรายภูมิภาคจะพบว่า อัตราส่วนกำลังการผลิตติดตั้งต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าในภาคใต้มีค่าต่ำ ดังแสดงในตารางที่ 1.1 ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในภาคใต้มีปริมาณน้อย

ตารางที่ 1.1 ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง และค่าประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าของแต่ละภูมิภาคตามช่วงเวลา ในปี 2556 [4]

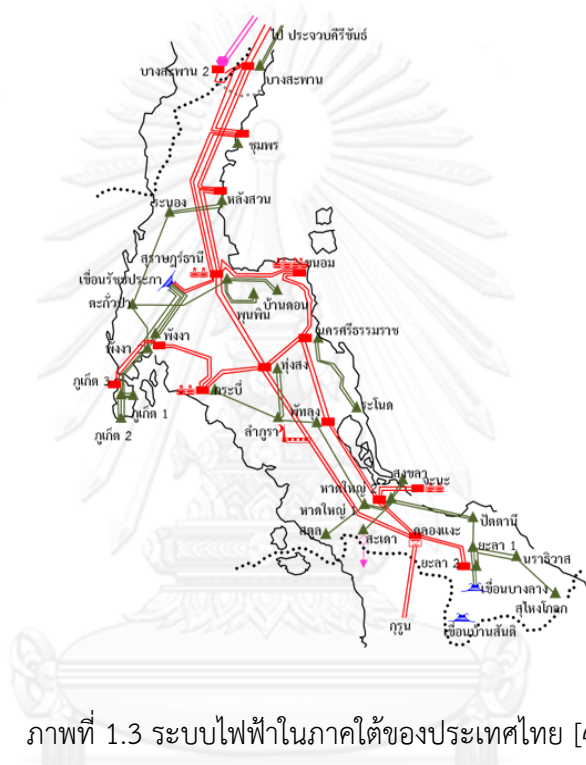
ภูมิภาค	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ค่าประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าตามช่วงเวลา (MW)		
		Evening Peak Load	Day Peak Load	Light Load
นครหลวง	3,260.60	8,306.90	9,943.60	6,563.40
ภาคกลางตอนบน	3,900.79	2,540.40	2,543.30	2,331.80
ภาคกลางตะวันออก	12,299.01	4,281.70	4,463.90	3,656.90
ภาคกลางตะวันตก	6,878.47	3,010.20	3,224.50	2,539.40
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	3,761.67	3,091.00	2,634.40	1,570.00
ภาคใต้	2,725.37	2,373.00	2,131.80	1,448.90

ระบบไฟฟ้าในภาคใต้ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพียง 6 แห่ง [4] ดังภาพที่ 1.3 ได้แก่

- โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 244 MW (2x122 MW)
- โรงไฟฟ้าขนอม ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 69.9 และ 70.2 MW และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 678 MW
- โรงไฟฟ้าจะนะ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 710 MW
- โรงไฟฟ้ากระบี่ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 340 MW

- โรงไฟฟ้าเขื่อนรัชชประภา ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 240 MW (3x80 MW)
- โรงไฟฟ้าเขื่อนบางลาง ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 72 MW (3x24 MW)

จากข้อมูลโรงไฟฟ้าภาคใต้ข้างต้นจะเห็นว่า ปริมาณโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่มีจำนวนน้อยเมื่อเทียบกับภูมิภาคอื่นๆ



ภาพที่ 1.3 ระบบไฟฟ้าในภาคใต้ของประเทศไทย [4]

จากภาพที่ 1.3 อาจเห็นว่าระบบไฟฟ้าในภาคใต้ของประเทศไทยมีส่วนที่เชื่อมต่อกับประเทศมาเลเซียที่เกาะกอรูน แต่ก็ไม่อาจทำให้ระบบไฟฟ้าในภาคใต้มีกำลังการผลิตที่สูงขึ้นจากเดิมได้มากนัก เนื่องจากข้อตกลงระหว่าง กฟผ. และบริษัทผลิตไฟฟ้า Tenaga Nasional Berhad (TNB) ของประเทศมาเลเซีย ระบุไว้ว่า กฟผ. และ TNB สามารถซื้อขายไฟฟ้าในสภาวะปกติของระบบได้เพียง 30 MW และไม่เกิน 300 MW ในสภาวะฉุกเฉิน นอกจากนี้จากเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในพื้นที่ภาคใต้ทั้ง 14 จังหวัด ตั้งแต่จังหวัดชุมพรลงไปจนถึงจังหวัดสตูล นราธิวาส และยะลา เมื่อวันที่ 21 พฤษภาคม 2556 เวลา 18:52 นาฬิกา [5] ที่มีสาเหตุหลักมาจากการที่ระบบเชื่อมต่อแรงดันสูง กระแสตรง (High Voltage Direct Current : HVDC) ทำงานซื้อไฟฟ้าจากประเทศมาเลเซียขัดข้อง

ดังนั้นระบบไฟฟ้าในภาคใต้จึงไม่สามารถพึ่งพากำลังการผลิตจากประเทศมาเลเซียเพื่อมาจ่ายไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ได้

2) ต้นทุนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในภาคใต้มีราคาสูง

เนื่องด้วยลักษณะทางกายภาพของท่าเลที่ตั้งของโรงไฟฟ้าในภาคใต้ ไม่เอื้ออำนวยต่อการขนส่งก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมาเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า จึงเป็นสาเหตุที่ทำให้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่บางแห่งในภาคใต้จำเป็นต้องใช้เชื้อเพลิงอื่น ที่มีราคาสูงกว่าก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า [6] ดังแสดงในตารางที่ 1.2 เช่น โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานีใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า โรงไฟฟ้ากระบี่ใช้น้ำมันเตาสำหรับการผลิตไฟฟ้า และโรงไฟฟ้าขนอมใช้น้ำมันเตาเป็นแหล่งผลิตเชื้อเพลิงทดแทน (Secondary Fuel) สำหรับการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้ประชาชนผู้ใช้ไฟต้องจ่ายค่าไฟฟ้าที่มีราคาสูง

นอกจากนี้เมื่อพิจารณาต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากประเทศมาเลเซียในตารางที่ 1.2 จะพบว่า การซื้อไฟฟ้าจากประเทศมาเลเซียมีต้นทุนต่อหน่วยที่สูงอีกเช่นกัน ดังนั้นการพึ่งพาแหล่งผลิตไฟฟ้าจากประเทศมาเลเซียจึงไม่สามารถทำได้

ตารางที่ 1.2 โรงไฟฟ้าในภาคใต้ของประเทศไทย ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และต้นทุนเชื้อเพลิง [6]

โรงไฟฟ้า	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (MW)	เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า	ต้นทุนเชื้อเพลิง* (บาท/kWh)
สุราษฎร์ธานี	220	น้ำมันดีเซล	9.76
ขนอม	820	ก๊าซธรรมชาติ	1.83 - 3.42**
		น้ำมันเตา	2.88 - 6.53**
จะนะ	750	ก๊าซธรรมชาติ	1.85
กระบี่	300	น้ำมันเตา	6.20
เขื่อนรัชชประภา	240	การระบายน้ำ	-
เขื่อนบางลาง	40	การระบายน้ำ	-
เกาะกูด มาเลเซีย	30	-	15.6807

หมายเหตุ : *ราคาเชื้อเพลิงเป็นราคาประมาณการ คิดที่อัตราแลกเปลี่ยน 29.95 บาท/ดอลลาร์สหรัฐ และ 9.79 บาท/ริงกิต

**เชื้อเพลิงมีค่าเป็นช่วงเนื่องจากขึ้นอยู่กับค่า VOM (Valuable of Operation and Maintenance)

จากปัญหาข้อจำกัดในระบบไฟฟ้าภาคใต้ที่ได้กล่าวข้างต้นจึงทำให้ กฟผ. ต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในเขตภาคอื่นๆ ที่มีต้นทุนต่อหน่วยที่ต่ำกว่า เพื่อเป็นการประหยัดต้นทุนการผลิตไฟฟ้า แล้วจึงส่งกำลังไฟฟ้าผ่านภาคกลางตะวันตกมาจ่ายไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในบริเวณภาคใต้ให้ได้มากที่สุด โดยผ่านสายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคภาคใต้

อย่างไรก็ตาม การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจำนวนมากจากภาคกลางตะวันตกไปสู่ภาคใต้นั้น จะทำให้ระยะห่างระหว่างจุดทำงานกับขีดจำกัดด้านเสถียรภาพของระบบมีค่าลดลง จนอาจทำให้จังหวัดใน

ภาคใต้มีโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ ดังนั้นค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ โดยที่ระบบยังคงมีเสถียรภาพ ภายใต้ข้อจำกัดของแรงดัน (Voltage Limit) ข้อจำกัดการรับภาระของอุปกรณ์ (Loading Limit) ข้อจำกัดความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Limit) และข้อจำกัดเสถียรภาพแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง (Voltage Stability Limit) จึงมีความสำคัญอย่างยิ่งสำหรับการปฏิบัติการควบคุมระบบไฟฟ้า และการวางแผนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อให้ประชาชนจะได้ใช้ไฟฟ้าที่มีคุณภาพ เชื่อถือได้ และต้นทุนต่ำสุด

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เหมาะสมสำหรับระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สามารถรองรับความผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ (N-1 Contingency) คือ ความผิดปกติของสายส่งจำนวน 1 วงจร หม้อแปลงเชื่อมต่อจำนวน 1 ชุด และโรงไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง และความผิดปกติของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ (N-2 Contingency) คือ ความผิดปกติของสายส่งจำนวน 2 วงจรที่เป็นสายส่งคู่ขนาน จากนั้นจึงนำเสนอแนวทางการแก้ไขปัญหาาระบบ กรณีที่ระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด นอกจากนี้ยังได้นำเสนอแนวทางการเพิ่มค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าในตอนท้าย

1.2 วัตถุประสงค์

- 1) เพื่อศึกษาวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่าง 2 พื้นที่ โดยที่ระบบยังคงมีเสถียรภาพ ภายใต้ข้อจำกัดของแรงดัน ข้อจำกัดการรับภาระของอุปกรณ์ ข้อจำกัดความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และข้อจำกัดเสถียรภาพแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 2) นำเสนอวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เหมาะสมสำหรับระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สามารถรองรับความผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ (N-1 Contingency) คือ ความผิดปกติของสายส่งจำนวน 1 วงจร หม้อแปลงเชื่อมต่อจำนวน 1 ชุด และโรงไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง และความผิดปกติของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ (N-2 Contingency) คือ ความผิดปกติของสายส่งจำนวน 2 วงจรที่เป็นสายส่งคู่ขนาน
- 3) วิเคราะห์ และเปรียบเทียบค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ที่คำนวณได้ กับค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ กฟผ. ใช้ในการปฏิบัติการควบคุมระบบในปัจจุบัน

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

- 1) พิจารณาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่าง 2 พื้นที่
- 2) พิจารณาระบบผลิต และระบบส่งกำลังไฟฟ้า
- 3) พิจารณาเสถียรภาพของแรงดันในสถานะอยู่ตัว (Steady State Stability)
- 4) พิจารณาเหตุขัดข้องที่เกิดความผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ ความผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน และความผิดปกติของโรงไฟฟ้า

- 4) ข้อจำกัดในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา คือ ข้อจำกัดของแรงดัน ข้อจำกัดของอุณหภูมิ ข้อจำกัดความสามารถในการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และข้อจำกัดเสถียรภาพแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 5) พิจารณาเลือกใช้มาตรฐานในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้าตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- 6) พิจารณาแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบค่ากำลังไฟฟ้าคงที่

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

- 1) ศึกษาบทความทางวิชาการ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้
 - 1.1) ศึกษาถึงความหมาย และวิธีการคำนวณค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด
 - 1.2) ศึกษารูปแบบระบบไฟฟ้ากำลังแบบต่างๆ
 - 1.3) ศึกษาทฤษฎีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง
 - 1.4) ศึกษาวิธีการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันแบบต่างๆ สำหรับการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลัง
 - 1.5) ศึกษาข้อกำหนดที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในสภาวะปกติ และสภาวะฉุกเฉิน
- 2) วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะทำการศึกษา ดังนี้
 - 2.1) วิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในประเทศไทย
 - 2.2) วิเคราะห์ปัญหา และข้อจำกัดต่างๆ ของระบบไฟฟ้าในภาคใต้ของประเทศไทย
 - 2.3) วิเคราะห์ผลกระทบของระบบไฟฟ้ากำลังเนื่องจากการส่งกำลังส่งไฟฟ้าปริมาณมาก
 - 2.4) วิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด
- 3) กำหนดขอบเขตของงานวิจัย
- 4) รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับระบบที่ใช้ทดสอบ ดังนี้
 - 4.1) รวบรวมข้อมูลโครงสร้างของระบบ
 - 4.2) รวบรวมข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า
 - 4.3) รวบรวมข้อมูลกำลังการผลิตสูงสุด และต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 5) ศึกษาการพัฒนาโปรแกรม MATLAB
- 6) กำหนดรูปแบบปัญหาและพัฒนาโปรแกรมในการคำนวณหาค่าเหมาะสม
 - 6.1) ศึกษาเครื่องมือที่ใช้ในการคำนวณหาค่าเหมาะสม
 - 6.2) กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในการหาค่าเหมาะสม
 - 6.3) กำหนดข้อจำกัดในการคำนวณหาค่าเหมาะสม
- 7) ออกแบบการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เหมาะสมสำหรับระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สามารถรองรับความผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ ความผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน และความผิดปกติของโรงไฟฟ้า
- 8) พัฒนาโปรแกรม MATLAB สำหรับการคำนวณที่สามารถจำแนกโปรแกรมได้เป็น 3 ส่วน ดังนี้

- 8.1) พัฒนาโปรแกรมสำหรับการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด
- 8.2) พัฒนาโปรแกรมให้สามารถเสนอแนวทางการแก้ไขปัญหาระบบ กรณีที่ระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด
- 8.3) พัฒนาโปรแกรมให้สามารถนำเสนอแนวทางการเพิ่มค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้า
- 8.4) พัฒนาโปรแกรมคำนวณค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดันแบบต่างๆ
- 9) ทดสอบคำนวณค่ากำลังส่งไฟฟ้าสูงสุดระหว่าง 2 พื้นที่ ด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้น
- 10) วิเคราะห์และสรุปผลการทดสอบ
- 11) นำเสนองานวิจัยที่จะดำเนินการต่อไป

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

- 1) วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เหมาะสมสำหรับระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สามารถรองรับความผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ ความผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน และความผิดปกติของโรงไฟฟ้า
- 2) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เหมาะสมบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคกลาง ตะวันตก และภาคใต้ของประเทศไทย เพื่อที่ทาง กฟผ. จะนำค่าดังกล่าวไปใช้ในการควบคุมระบบผลิต และระบบส่ง

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่าง 2 พื้นที่ โดยพิจารณาเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งสามารถแบ่งงานวิจัยในอดีตออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลัง

1.6.1 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

งานวิจัยที่ประเภทที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ประกอบด้วยบทความดังต่อไปนี้

บทความเรื่อง “การประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และรับประกันความมั่นคงของสายส่งระหว่างพื้นที่” [7] กล่าวถึง แนวทางการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ และได้ อธิบายความหมายทางกายภาพในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ ซึ่งได้จำแนกลักษณะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าออกเป็น 2 ชนิด คือ การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงของสายส่ง

บทความเรื่อง “การประเมินขอบเขตของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อ ความเชื่อถือได้ของระบบส่ง” [8] กล่าวถึง การประเมินค่าดัชนี TRM (Transmission Reliability

Margin) ของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ โดยการพิจารณาความไม่แน่นอนของการพยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้า

บทความเรื่อง “การประเมินความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด ในระบบไฟฟ้ากำลังแบบไม่ถูกควบคุม” [9] กล่าวถึง การศึกษาความสามารถสูงสุดในการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านระบบคนกลางที่เป็นระบบแบบไม่ถูกควบคุม นำเสนอวิธีการคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งผ่านระบบคนกลางโดยใช้การคำนวณแบบวนรอบ

บทความเรื่อง “A Novel Sensitivity Analysis for Total Transfer Capability Evaluation” [10] กล่าวถึง วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability: TTC) โดยใช้วิธี Sensitivity Analysis และนำเสนอวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าสำหรับใช้ในการวิเคราะห์ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้า โดยพิจารณาถึงเหตุการณ์พร้อมของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ ในระบบ (N-1 Contingency)

บทความเรื่อง “Iterative Linear Estimation for Total Transfer Capability Evaluation” [11] กล่าวถึง วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability: TTC) โดยใช้วิธีการประมาณเชิงเส้น โดยการทำนาย (Prediction) ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างบัสผู้ซื้อ และบัสผู้ขาย จากเส้นสัมผัสจุดคำตอบของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า หลังจากนั้นจึงทำการปรับ (Correction) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าให้เข้าสู่ค่าที่ถูกต้องโดยการใช้การคำนวณแบบวนซ้ำ

บทความเรื่อง “Calculation of Total Transfer Capability by Evolutionary Programming” [12] กล่าวถึง วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability: TTC) โดยการใช้การคำนวณการไหลของกำลังด้วยวิธี Full AC Optimal Power Flow และนำคำตอบที่ได้มาพิจารณาข้อจำกัดต่างๆ พร้อมทั้งมีการปรับค่ากำลังการผลิต ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า และขนาดแรงดันที่บัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อให้ได้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

บทความเรื่อง “Evaluation and Improvement of Total Transfer Capability – A Case Study” [13] กล่าวถึง การประเมินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างพื้นที่ โดยใช้วิธีการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธี Reactive Optimization โดยพิจารณาค่ากำลังส่งไฟฟ้าทั้งในกรณีปกติ และกรณีการเกิดเหตุการณ์พร้อมของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ ในระบบ (N-1 Contingency)

บทความเรื่อง “Total Transfer Capability Computation for Multi-Area Power Systems” [14] กล่าวถึง วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบหลายพื้นที่ โดยพิจารณาข้อจำกัดการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง ขนาดแรงดัน ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเสถียรภาพแรงดัน

บทความเรื่อง “Determination of Optimal Total Transfer Capability Using a Probabilistic Approach” [15] กล่าวถึง วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วย

การวิเคราะห์การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธี Optimal Power Flow ทั้งนี้ยังพิจารณาเหตุผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ ในระบบ (N-1 Contingency) ที่แตกต่างกัน

1.6.2 เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลัง

งานวิจัยประเภทที่เกี่ยวข้องกับเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลัง สามารถแบ่งเป็น 2 ประเด็นหลักดังนี้

1.6.2.1 บทความเรื่อง เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ากำลัง ได้แก่

บทความเรื่อง “Definition and Classification of Power System Stability” [16] กล่าวถึง คำจำกัดความของเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง และการจัดหมวดหมู่ของเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง

1.6.2.2 งานวิจัยดัชนีเสถียรภาพแรงดันของระบบ ได้แก่

บทความเรื่อง “ดัชนีเสถียรภาพแรงดัน PQ (PQVSI) สำหรับวิเคราะห์เสถียรภาพเชิงแรงดัน” [17] กล่าวถึง การนำเสนอดัชนีเสถียรภาพแรงดันเพื่อใช้ในการประเมินเสถียรภาพเชิงแรงดันในระบบไฟฟ้า ซึ่งดัชนี *PQVSI* นี้มีความถูกต้องและแม่นยำ

บทความเรื่อง “Voltage Stability Calculations in Power Transmission Lines: Indications and Allocations” [18] กล่าวถึง การนำดัชนี *FVSI* และดัชนี *Lmn* มาใช้ในการหาเสถียรภาพความมั่นคงของสายส่งโดยทำการทดสอบโดยการเพิ่มความต้องการการใช้ไฟฟ้าในระบบ และคำนวณค่าดัชนี ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้พบว่าดัชนี *FVSI* ให้ผลที่ถูกต้องแม่นยำมากกว่า

บทความเรื่อง “Estimating of Loadability Margin of a Power System by Comparing Voltage Stability Indices” [19] กล่าวถึง การนำดัชนี *Lmn*, *LQP*, *FVSI*, *VCPI* และ *LVSI* มาคำนวณเพื่อเปรียบเทียบความแตกต่างของแต่ละดัชนี

บทที่ 2

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกับความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

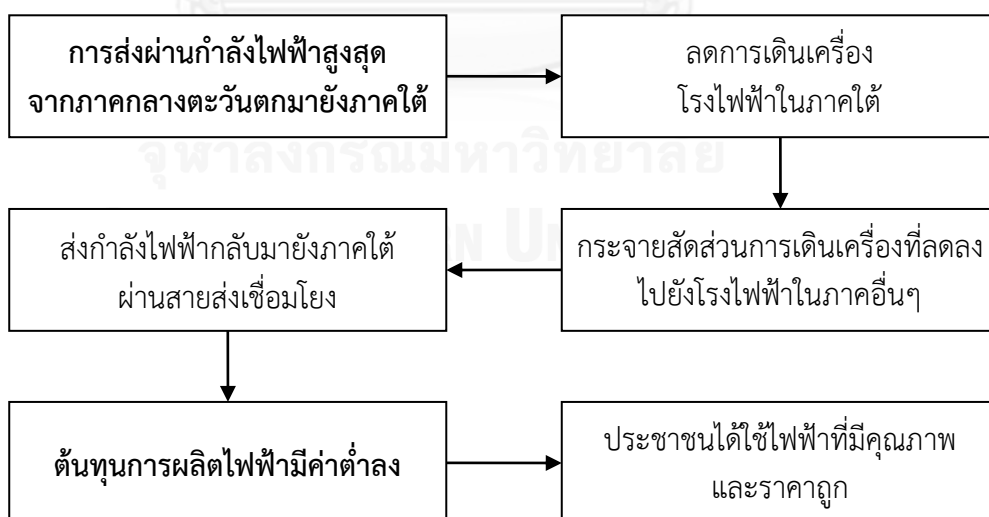
ในบทนี้นำเสนอภาพรวมความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ใช้ในการปฏิบัติการควบคุมระบบผลิต และระบบส่งกำลังไฟฟ้า ให้มีความมั่นคง เชื่อถือได้ ประสิทธิภาพสูงสุด และต้นทุนต่ำสุด สำหรับการผลิตไฟฟ้าเพื่อความสุขของคนไทย

2.1 ความสำคัญของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

จากข้อมูลระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 1 จะเห็นว่าการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ใน 2 ประเด็นหลัก ดังนี้

1) การทำให้ต้นทุนการเดินเครื่องมีค่าต่ำลง

การส่งกำลังไฟฟ้าจากภาคอื่นๆ มายังภาคใต้นั้นมีความสัมพันธ์กับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งหาก กฟผ. รู้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. เพื่อการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่มากที่สุดจากภาคกลางตะวันตกไปยังภาคใต้ จะทำให้ กฟผ. สามารถลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในภาคใต้ให้ต่ำลง แล้วกระจายสัดส่วนการเดินเครื่องที่ลดลงนั้นไปยังโรงไฟฟ้าในภาคอื่นๆ ที่มีต้นทุนการเดินเครื่องที่ต่ำกว่าให้เดินเครื่องในส่วนที่ลดลงนั้นแทน จากนั้นจึงค่อยส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากภาคอื่นๆ ผ่านสายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคใต้มายังภาคใต้ เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ เพื่อให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. มีค่าลดต่ำลง และทำให้ประชาชนไม่ต้องซื้อไฟฟ้าที่มีราคาแพง



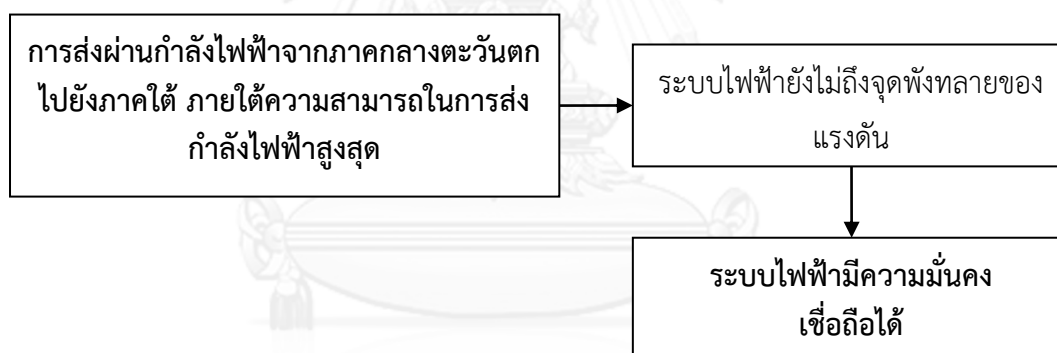
ภาพที่ 2.1 การเชื่อมโยงความสัมพันธ์ของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

2) การทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง และเชื่อถือได้

นอกจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจะเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับ กฟผ. ในการควบคุมระบบผลิตและระบบส่งกำลังไฟฟ้าแล้ว แต่การที่ประชาชนจะได้ใช้ไฟฟ้าที่มีคุณภาพ มั่นคง และเชื่อถือได้ ก็ยังเป็นประเด็นหลักที่สำคัญสำหรับการปฏิบัติการควบคุมระบบไฟฟ้าอีกเช่นกัน

ตามหลักเสถียรภาพแรงดันของระบบ พบว่า ในระบบไฟฟ้าที่มีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจำนวนมากนั้นจะทำให้ระยะห่างระหว่างจุดทำงานกับขีดจำกัดด้านเสถียรภาพของระบบมีค่าลดลง ดังนั้น กฟผ. จึงไม่สามารถคำนึงถึงต้นทุนต่ำการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวในการควบคุมระบบได้ เนื่องจากหาก กฟผ. จะส่งกำลังไฟฟ้าจากภาคอื่นๆ มาจ่ายไฟฟ้าให้ภาคใต้เพียงอย่างเดียว อาจทำให้ระบบถึงจุดพังทลายของแรงดัน (Voltage Collapse) จนทำให้จังหวัดในภาคใต้เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ อันจะทำให้เกิดความเสียหายแก่เศรษฐกิจภาคอุตสาหกรรม ธุรกิจ และการท่องเที่ยวได้ โดยกองวิศวกรรมการระบบไฟฟ้า ฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ประเมินมูลค่าความเสียหายของการเหตุการณ์เกิดไฟฟ้าดับ 50 MW นาน 1 ชั่วโมงว่ามีมูลค่าความเสียหายสูงถึง 3 ล้านบาท

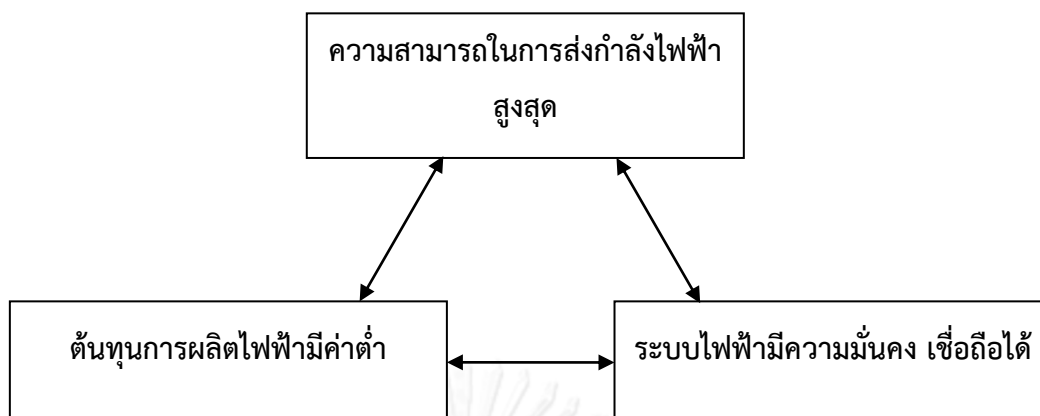
ดังนั้นค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ที่ระบบยังคงมีเสถียรภาพตามข้อกำหนดการปฏิบัติการควบคุมระบบของ กฟผ. นั้นจึงปัจจัยที่สำคัญอย่างยิ่งที่จะทำให้ กฟผ. สามารถปฏิบัติการควบคุมระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคง และเชื่อถือได้



ภาพที่ 2.2 การเชื่อมโยงความสัมพันธ์ของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และความมั่นคง เชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

จากความสำคัญของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ใน 2 ประเด็นหลักข้างต้น จึงทำให้ กฟผ. มีหน้าที่ในการควบคุมระบบไฟฟ้าภาคใต้ที่สอดคล้องกับพันธกิจ ดังนี้ [2]

- ผลิต จัดหาให้ได้มาซึ่งกระแสไฟฟ้า ที่มีความมั่นคง เชื่อถือได้ หมายถึง กฟผ. จะต้องส่งกำลังไฟฟ้าจากภาคกลางตะวันตกไปยังภาคใต้ไม่เกินค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ
- โดยมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำที่สุด หมายถึง กฟผ. ต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในภาคใต้ให้ได้น้อยที่สุด เพื่อเป็นการประหยัดต้นทุนการผลิตไฟฟ้า



ภาพที่ 2.3 การเชื่อมโยงความสัมพันธ์ของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และความมั่นคง เชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

2.2 ภาพรวมความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กฟผ. มีโครงสร้างของการบริหารจัดการระบบผลิตไฟฟ้า และระบบส่งไฟฟ้าของ ให้สอดคล้องกับความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ดังนี้

2.2.1 มาตรฐาน กฟผ. สำหรับการศึกษาศามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

เพื่อให้การส่งจ่ายกระแสไฟฟ้ามีความมั่นคง มีประสิทธิภาพสูงสุด ต้นทุนต่ำสุด และเกิดไฟฟ้าดับน้อยที่สุด กฟผ. จึงมีหน่วยงาน กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ทำหน้าที่ในการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าทั้งในสภาวะอยู่ตัว (Steady State) และสภาวะชั่วคราว (Transient) สำหรับการปฏิบัติการควบคุมระบบไฟฟ้า และออกแบบระบบป้องกันพิเศษ (Special Protection Scheme) สำหรับระบบไฟฟ้า กฟผ. พร้อมทั้งศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร สำหรับการตั้งคาระบบป้องกัน

จากภารกิจหลักของหน่วยงาน กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ที่ได้กล่าวไปข้างต้น หน่วยงาน กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จึงเป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการศึกษาค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงของระบบ กฟผ. โดยมีมาตรฐานในการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้านการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power System Analysis Department Standard for Load Flow Study) ดังนี้ [20]

2.2.1.1 ขอบเขตและแนวทางการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า

สำหรับการศึกษาวิเคราะห์ระบบโดยทั่วไป กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จะพิจารณาสภาพระบบไฟฟ้าใน 3 ช่วง เพื่อเป็นตัวแทนลักษณะระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา ดังนี้

1) Peak Load

เป็นการจำลองระบบไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยแบ่งเป็น 2 ช่วงเวลาคือ Evening Peak Load ซึ่งปัจจุบันจะเป็นช่วงที่มีความ

ต้องการใช้ไฟสูงสุดของระบบไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คือ ประมาณเวลา 19.30 น. และ Day Peak Load ซึ่งจะเป็นช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าในเขตนครหลวงและเขตเมือง ย่านอุตสาหกรรม คือประมาณเวลา 14.00 น.

2) Medium Load

เป็นการจำลองระบบไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าในกลางวัน โดยทั่วไปซึ่งไม่ใช่ Peak Load

3) Light Load

เป็นการจำลองระบบไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าน้อย คือ ช่วงกลางคืน ประมาณเวลา 04.00 น. ซึ่งระบบไฟฟ้าจะมีลักษณะแรงดันค่อนข้างสูง การศึกษาระบบไฟฟ้าการไหลของกำลังไฟฟ้านั้น โดยปกติจะพิจารณาให้ระบบสามารถปฏิบัติในสภาวะปกติ และระบบมีความแข็งแรงเพียงพอที่จะรองรับ

- เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ (N-1 Single Contingency) ได้ เช่น การที่สายส่ง 1 วงจรเกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบ หรือ หม้อแปลงเชื่อมต่อ 1 ชุดเกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบ หรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่องเกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบ
- เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ (N-2 Double Contingency) โดยมี ขอบเขตการพิจารณาเฉพาะ อุปกรณ์ที่เป็นสายส่งคู่ขนาน (N-Parallel Lines Contingency) ที่มีโอกาสเกิดขึ้นได้ง่าย เนื่องจากอาจจะต้องมีการปลดสายส่งที่คู่ขนานกัน 1 เส้น เพื่อทำงานบำรุงรักษา หรือ เพื่อลดค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร นอกจากนี้อาจมีการพิจารณาถึงอุปกรณ์คู่ขนานอื่น เช่น หม้อแปลง เพิ่มเต็ม แต่ทั้งนี้จะต้องพิจารณาความเป็นไปได้ของโอกาสที่เหตุการณ์นั้นจะสามารถเกิดขึ้นจริงในระบบไฟฟ้า

2.2.1.2 เกณฑ์การพิจารณาในการศึกษาการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า

1) กรณีปกติ (Normal Operation)

- ระดับแรงดัน

ระดับแรงดันในสภาวะปกติ จะต้องอยู่ในช่วงแรงดัน $\pm 5\%$ (0.95 – 1.05 pu.) ซึ่งแรงดันที่พิจารณา คือ แรงดันทุบัสในระบบของ กฟผ. จะต้องมีความแรงดันอยู่ในขอบเขตที่กำหนด ซึ่งจะพิจารณาระดับแรงดันตั้งแต่ 500, 230, 115 kV จนถึงระดับแรงดัน 33-22 kV

- ระบบส่งกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์รับภาระ

ระบบส่งกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์รับภาระ จะต้องอยู่ในพิกัดที่อุปกรณ์รองรับได้ ซึ่งอุปกรณ์ที่พิจารณาโดยทั่วไป คือ สายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลง

กำลังไฟฟ้า ซึ่งในสภาวะปกตินั้นกำลังไฟฟ้าหรือกระแสไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง หรือหม้อแปลงนั้น ๆ จะต้องไม่เกินค่าพิกัดที่อุปกรณ์จะทนได้

สำหรับสายส่งนั้นโดยทั่วไปจะใช้ค่าพิกัดของสายส่งกรณีที่สามารถรองรับแสงแดดส่องสายส่ง (Rating With Solar)

2) กรณีฉุกเฉิน (Emergency Operation)

- ระดับแรงดัน

ระดับแรงดันในสภาวะฉุกเฉิน จะต้องอยู่ในช่วงแรงดัน $\pm 10\%$ (0.90 – 1.10 pu.) ซึ่งแรงดันที่พิจารณา คือแรงดันทุกบัสในระบบของ กฟผ.จะต้องมีแรงดันอยู่ในขอบเขตที่กำหนด ซึ่งจะพิจารณาระดับแรงดันตั้งแต่ 500, 230, 115 kV จนถึงระดับแรงดัน 33-22 kV อีกเช่นกัน

- ระบบส่งไฟฟ้าและอุปกรณ์รับภาระ

สายส่งในระบบ กฟผ. ที่ใช้งานส่วนใหญ่จะเป็นสายส่งที่ใช้ตัวนำประเภท Aluminium Conductor Steel Reinforced (ACSR) ซึ่งกำหนดให้สามารถรับภาระกระแสเกินถึง 120-150% ของพิกัด ในกรณีฉุกเฉิน ช่วงระยะเวลาหนึ่ง (โดยทั่วไปจะใช้เวลามาตรฐานที่ 30 นาที) ขณะที่สายส่งประเภท All Aluminium Conductor (AAC) จะไม่ยอมให้ทนกระแสเกินพิกัดได้ ดังนั้นหากเป็นสภาวะฉุกเฉิน กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง ACSR ต้องไม่เกิน 120-150% ของพิกัดสายส่ง และกำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านสายส่ง AAC จะต้องไม่เกิน 100% ของพิกัดสายส่ง

สำหรับหม้อแปลงกำลังไฟฟ้านั้น กำลังไฟฟ้าที่ไหลผ่านหม้อแปลงจะต้องไม่เกิน 120-150% ของพิกัดหม้อแปลงในช่วงระยะเวลาหนึ่ง (30 นาที) ในบางกรณีสามารถให้หม้อแปลงเกิดการรับภาระเกินพิกัด (Overload) ได้ถึง 200% ในช่วงเวลาสั้นๆ แต่จะต้องพิจารณาเป็นกรณี

หากระบบไฟฟ้าที่ศึกษาในกรณีปกติ และกรณีฉุกเฉินไม่สามารถจัดการให้อยู่ในขอบเขตที่กำหนดได้ จะถือว่าระบบมีปัญหา และต้องมีมาตรการการแก้ไข หรือ การติดตั้งระบบป้องกันพิเศษเพื่อรองรับในกรณีนั้นๆ เพื่อป้องกันการเสียหายของอุปกรณ์ และเพื่อเป็นการป้องกันการเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง

ตารางที่ 2.1 ค่ากระแสที่สายส่งทนได้สำหรับสายส่งแบบต่าง ๆ ที่ใช้ในระบบไฟฟ้า [20]

Conductor Size	Current (A.)		MVA		kV
	With Solar	Without Solar	With Solar	Without Solar	
4 x 795 MCM ACSR	3272	3596	2833.6	3114.13	500
2 x 1272 MCM ACSR	2156	2394	858.86	953.68	230
1272 MCM ACSR	1078	1197	429.43	476.84	230
1272 MCM ACSR	1078	1197	214.72	238.41	115
795 MCM ACSR	818	899	161.73	179.06	115
477 MCM ACSR (240 sq.mm.)	600	651	119.51	129.67	115
477 MCM ACC	590	640	117.52	127.47	115
336.4 MCM ACSR	484	523	96.4	104.17	115
266.8 MCM ACSR	420	452	83.65	90.03	115
150 sq.mm. ACC	412	445	82.06	88.63	115
95 sq.mm. ACSR	337	361	57.12	71.9	115

2.2.1.3 ข้อกำหนดกรณีศึกษา

1) ตำแหน่งของ Swing Bus หรือ Slack Bus

ตำแหน่งของ Swing Bus หรือ Slack Bus ควรอยู่ในตำแหน่งใกล้ศูนย์กลางของระบบที่ศึกษา และมีขนาดที่ใหญ่พอสมควรที่จะทำให้การเพิ่มหรือลดกำลังไฟฟ้าสามารถทำได้อย่างเหมาะสม นอกจากนี้ กำลังไฟฟ้าที่ได้จาก Swing Bus จะต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าอยู่ในพิกัดที่เหมาะสมด้วย

2) บัสอ้างอิงสำหรับการปรับแรงดันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

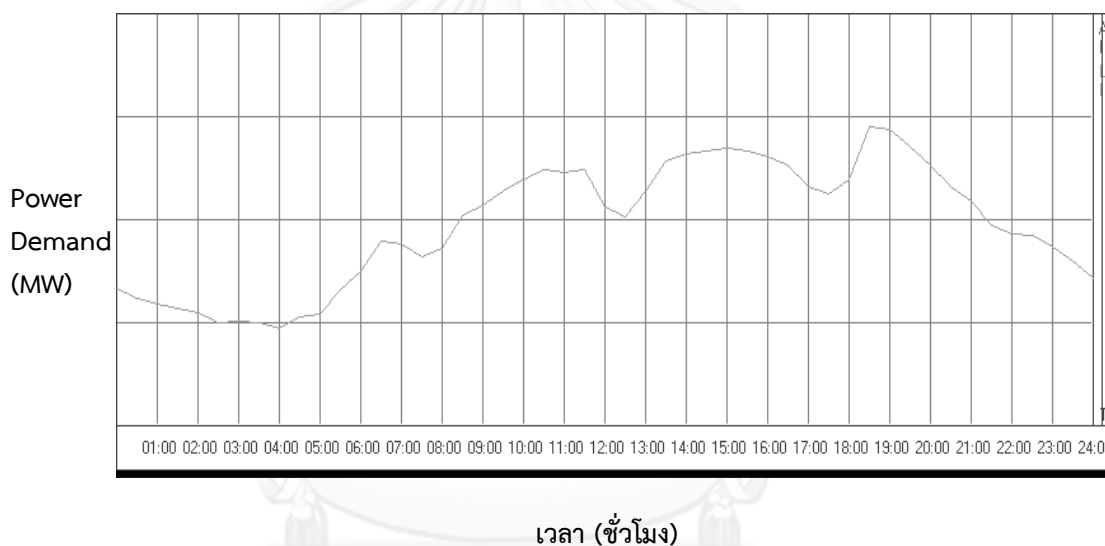
โดยทั่วไปเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องการบัสใดๆ เพื่ออ้างอิงแรงดันที่จะทำการรักษาไว้ตามที่กำหนด (Voltage Schedule) ซึ่งโดยทั่วไปเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นจะมีส่วนควบคุมที่เป็นทั้ง VAR Control และ Voltage Control ที่สามารถควบคุมระดับแรงดันได้ทั้งที่ด้าน Low Side (หน้า Generator) และที่ด้าน High Side ของหม้อแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ในการปฏิบัติการของระบบจะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางตัวที่สามารถใช้บัสหน้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ด้าน Low Side ของหม้อแปลง หรือ บัสด้าน High Side ของหม้อแปลงเป็นตัวควบคุมแรงดันอ้างอิง แต่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสมัยใหม่ จะใช้บัส

ในด้าน High Side ของหม้อแปลง เป็นแรงดันอ้างอิง ดังนั้นในการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จึงใช้บัสด้าน High Side เป็นตัวควบคุมแรงดันอ้างอิงทั้งหมด ซึ่งจะมีผลไม่แตกต่างกันมากนัก และมีข้อดีสำหรับการปรับแรงดันของระบบส่ง (Voltage Profile) ได้ง่าย สะดวกยิ่งขึ้น นอกจากนี้ยังสามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power : Q (VAr)) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว ที่เกาะอยู่บนบัส High Side เดียวกันได้

3) Reactive Power สำหรับ Generator

โดยทั่วไป Generator จะมีการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power : P (W)) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power : Q (VAr)) ซึ่งจะต้องมีกำลังการผลิตสำรอง (Spinning Reserved) ทั้ง MW และ MVar ในระบบจึงกำหนดให้ Generator ควรจ่ายค่า Reactive Power ประมาณ 50-70 % ของพิกัดเครื่อง



ภาพที่ 2.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน (Daily Load Curve) ปี 2556 [20]

2.2.2 การศึกษาค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ.

สำหรับการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าได้นำโปรแกรม Power System Simulation for Engineering หรือ PSS/E ซึ่งเป็นโปรแกรมสำหรับการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ที่สามารถจำลองระบบไฟฟ้าทั้งในสถานะอยู่ตัว และสถานะชั่วคราวได้

ในการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้น กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ได้ใช้โปรแกรม PSS/E เป็นเครื่องมือในการศึกษาค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่สอดคล้องกับมาตรฐานการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้านการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า ดังที่ได้กล่าวไปข้างต้น ดังนี้

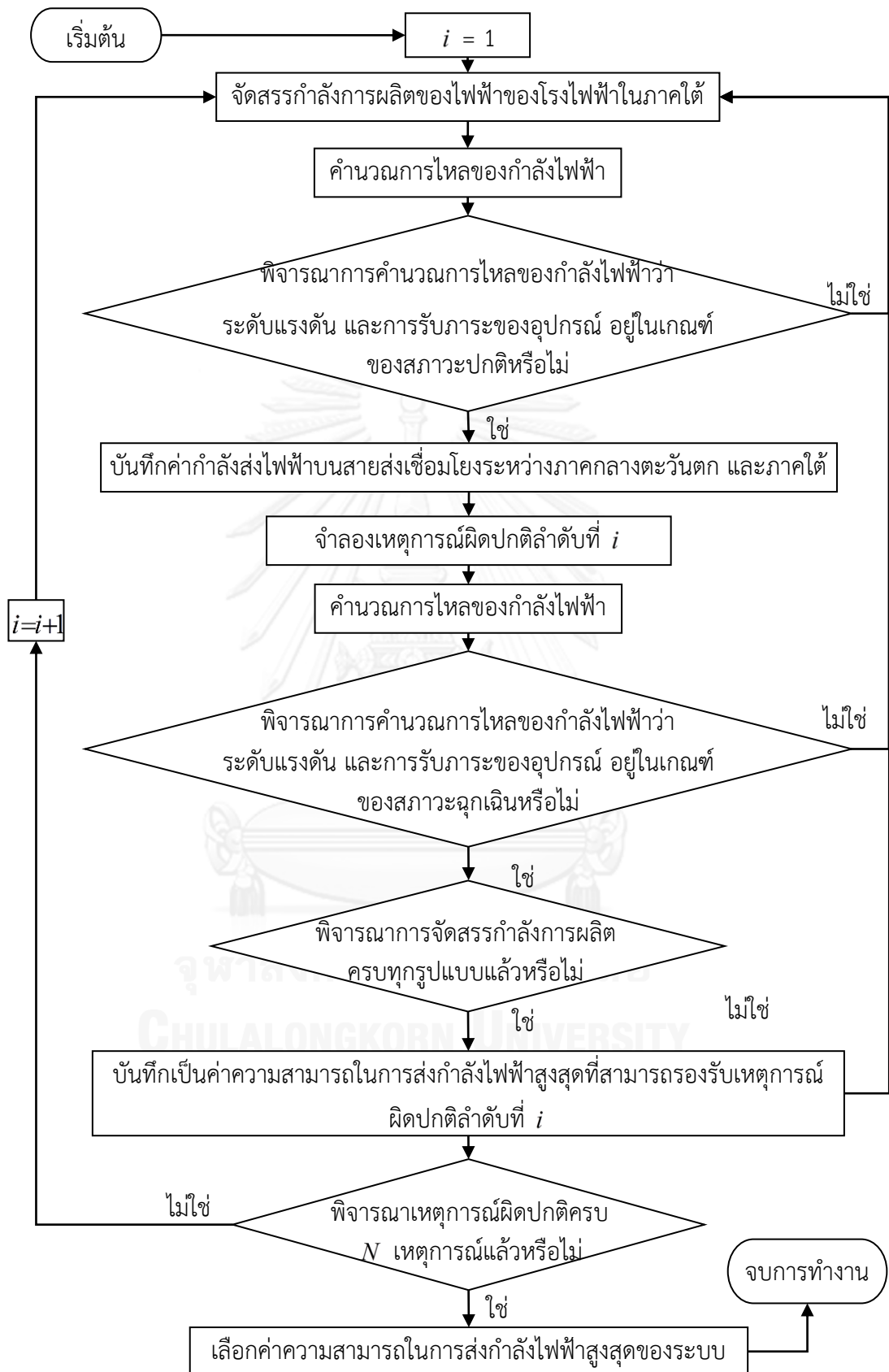
- 1) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะต้องสามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ ได้ คือ เหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 1 วงจร เหตุการณ์ผิดปกติของหม้อแปลง 1 ชุด และเหตุการณ์ผิดปกติของโรงไฟฟ้า 1 เครื่อง หลุดออกจากระบบ

- 2) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะต้องสามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน (N-Parallel Lines Contingency) ได้
- 3) ระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคใต้ ภาคใต้ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้น จะต้องมึระดับแรงดัน และการรับภาระ (Loading) อยู่ในค่าพิกัด ทั้งในสภาวะปกติ และสภาวะฉุกเฉิน

หากกำหนดให้จำนวนเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ และเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน ของระบบไฟฟ้าภาคใต้ของ กฟผ. มีเหตุการณ์รวมทั้งสิ้น N เหตุการณ์ จะสามารถสรุปวิธีการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ได้ดังภาพที่ 2.5



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 2.5 วิธีการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

สำหรับรายละเอียดของวิธีการศึกษามีดังนี้

- 1) จัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในภาคใต้
- 2) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจากรูปแบบการจัดสรรกำลังการผลิตในข้อที่ 1)
- 3) พิจารณาว่าสภาพระบบไฟฟ้าที่มีการจัดสรรกำลังการผลิตดังข้อที่ 1) มีระดับแรงดันและการรับภาระ (Loading) อยู่ภายใต้มาตรฐานของการควบคุมระบบในสภาวะปกติหรือไม่ ซึ่งหากการจัดสรรกำลังการผลิตดังกล่าวไม่สามารถอยู่ในมาตรฐาน จะต้องกลับไปเริ่มการจัดสรรกำลังการผลิตในข้อที่ 1) ใหม่ แต่หากการจัดสรรกำลังการผลิตดังกล่าวสามารถทำให้ระบบไฟฟ้าอยู่ภายใต้มาตรฐาน จึงจะสามารถดำเนินการต่อในข้อ 4)
- 4) บันทึกค่ากำลังส่งไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคใต้สำหรับเหตุการณ์ลำดับที่ N
- 5) จำลองเหตุการณ์ผิดปกติลำดับที่ N จาก N เหตุการณ์
- 6) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจากการจำลองเหตุการณ์ผิดปกติในข้อที่ 5)
- 7) พิจารณาว่าสภาพระบบไฟฟ้าภายใต้เหตุการณ์ผิดปกติในข้อที่ 5) มีระดับแรงดันและการรับภาระ (Loading) อยู่ภายใต้มาตรฐานของการควบคุมระบบในสภาวะฉุกเฉินหรือไม่ ซึ่งหากระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้มาตรฐานดังกล่าว จะต้องกลับไปเริ่มการจัดสรรกำลังการผลิตในข้อที่ 1) ใหม่ แต่หากระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้มาตรฐาน จึงจะสามารถดำเนินการต่อในข้อ 8)
- 8) พิจารณาว่ามีการพิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในภาคใต้ครบทุกรูปแบบแล้วหรือไม่ ซึ่งหากการพิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตยังไม่ครบทุกรูปแบบ จะต้องกลับไปเริ่มการจัดสรรกำลังการผลิตในรูปแบบที่ต่างจากเดิมในข้อที่ 1) แต่หากมีการพิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตครบทุกรูปแบบแล้ว จึงจะสามารถดำเนินการต่อในข้อ 9)
- 9) เลือกค่ากำลังส่งไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคใต้ ที่มีค่าสูงสุด และบันทึกค่ากำลังส่งไฟฟ้าค่านี้ เป็นค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติลำดับที่ i
- 10) พิจารณาว่ามีการพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติครบ N เหตุการณ์ แล้วหรือไม่ ซึ่งหากการพิจารณานั้นยังไม่ครบ N เหตุการณ์ จะต้องกลับไปเริ่มในข้อที่ 1) - 9) เพื่อหาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติลำดับที่ i ให้ครบทั้ง N เหตุการณ์ แต่หากมีการพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติครบทั้ง N เหตุการณ์แล้ว จึงจะสามารถดำเนินการต่อในข้อ 11)
- 11) เลือกความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ โดยการเลือกค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติที่มีค่าต่ำที่สุด เป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

จากวิธีการศึกษาค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ข้างต้น จะเห็นว่า กฟผ. จะเลือกใช้ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเหตุการณ์ผิดปกติที่มีค่าต่ำสุดเป็นค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. เนื่องจากค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดนั้น จะสามารถครอบคลุม และรองรับเหตุการณ์ผิดปกติอื่นๆ ได้ด้วย

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาขั้นตอนการศึกษาค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ข้างต้น พบว่า ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบนั้น จะต้องคำนวณจากการจัดสรรกำลังการผลิตที่มีหลากหลายรูปแบบ อีกทั้งยังต้องพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติทั้งเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ และเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน ซึ่งจะมีจำนวนกรณีที่หลากหลาย

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ที่อ้างอิงตามมาตรฐานการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ด้วยการนำวิธีการหาค่าเหมาะสม (Optimization) มาประยุกต์ใช้ เพื่อให้ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าสามารถนำวิธีการที่นำเสนอไปใช้ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ที่เหมาะสมต่อไป

2.2.3 การนำค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมาใช้ สำหรับการปฏิบัติการควบคุมระบบของ กฟผ.

ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ที่หน่วยงาน กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าคำนวณได้จะถูกนำไปใช้ในการปฏิบัติการควบคุมระบบผลิต และระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ดังนี้

2.2.3.1 การวางแผนการผลิต และการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า

ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจาก กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จะถูกส่งไปยัง ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่มีภารกิจหน้าที่ความรับผิดชอบ ในการวางแผนและดำเนินการควบคุมการผลิตและส่งพลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อให้ กองวางแผนปฏิบัติการผลิตไฟฟ้า กองวางแผนปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้า และกองปฏิบัติการควบคุมระบบหลัก นำค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดไปใช้ในการปฏิบัติงานตามหน้าที่ความรับผิดชอบ ดังนี้

1) กองวางแผนปฏิบัติการผลิตไฟฟ้า

กองวางแผนปฏิบัติการผลิตไฟฟ้า เป็นหน่วยงานที่สังกัดอยู่ในฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า มีหน้าที่ และความรับผิดชอบในการวางแผนการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าของ กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชน รวมทั้งการซื้อขายไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน และการจัดทำข้อมูลบริหารการใช้เชื้อเพลิง บริหารการใช้น้ำ วิเคราะห์การใช้เชื้อเพลิงที่ใช้จริงเปรียบเทียบกับแผน

นอกจากนี้ยังมีหน้าที่ในการวางแผนการใช้ทรัพยากรด้านพลังงานในการผลิตไฟฟ้า (Energy Balance) ในช่วง 3 ปี โดยการวางแผนการซื้อไฟฟ้าและการใช้เชื้อเพลิงให้เหมาะสมกับสถานการณ์ พร้อมทั้งจัดทำแผนซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

ประจำปี และปรับปรุงแผนการซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ให้เหมาะสมกับสถานการณ์

ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคใต้จะถูกนำไปใช้เป็นข้อจำกัดในระบบส่งไฟฟ้า สำหรับการจัดทำแผนปฏิบัติการ และเป็นข้อมูล เพื่อให้การผลิตไฟฟ้ามีต้นทุนต่ำที่สุดที่สามารถเป็นไปได้ ดังนี้

- วางแผนการใช้ทรัพยากรด้านพลังงานในการผลิตไฟฟ้า (Energy Balance) และจัดทำแผนปฏิบัติการด้านการผลิต และจ่ายไฟฟ้าล่วงหน้า 5 ปี รายปี รายเดือน และรายสัปดาห์

- จัดทำข้อมูลด้านการผลิต ชื้อ และจำหน่ายไฟฟ้า

- จัดทำแผนซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าประจำปี และปรับปรุงแผนการซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ให้เหมาะสม กับสถานการณ์

- จัดทำ และแจ้งแผนการซื้อไฟฟ้ารายเดือนของโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) และโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ให้เหมาะสมกับสถานการณ์

- จัดทำประมาณการ การซื้อไฟฟ้าและการใช้เชื้อเพลิง

2) กองวางแผนปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้า

กองวางแผนปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้า เป็นหน่วยงานที่สังกัดอยู่ในฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า มีหน้าที่ และความรับผิดชอบในการศึกษาวางแผนระบบการส่งจ่ายกระแสไฟฟ้าในสภาพปัจจุบัน โดยคำนึงถึงกำลังผลิต ระบบไฟฟ้า และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบ พร้อมทั้งจัดทำมาตรฐาน และคู่มือการใช้งานอุปกรณ์ระบบส่งทั้งในกรณีปกติและฉุกเฉินให้กับผู้ปฏิบัติงานควบคุมระบบ (Operator)

ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคใต้ จะถูกนำมาพิจารณาเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา และวางแผนงานปฏิบัติการระบบส่งไฟฟ้า ดังนี้

- งานวิเคราะห์ และศึกษาข้อจำกัดระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ที่เกิดจากความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าในแต่ละเดือน เพื่อการจัดทำแนวทางในการควบคุมระบบให้เกิดความปลอดภัย และมีความมั่นคงสูงสุด

- งานวิเคราะห์ และศึกษาแผนงานโครงการพัฒนาและงานปรับปรุงแก้ไขระบบส่งไฟฟ้า รวมทั้งการปลดออกหรือนำเข้าใช้งานของอุปกรณ์ระบบส่งไฟฟ้า เพื่อให้การก่อสร้างโครงการระบบส่งไฟฟ้าต่างๆ ดำเนินไปได้อย่างราบรื่นไม่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า

- งานศึกษาพิจารณาติดตั้งอุปกรณ์ Capacitor Bank และ Shunt Reactor ในโครงการปรับปรุงระบบส่งระยะต่างๆ ให้เหมาะสมสอดคล้องกับสภาพระบบไฟฟ้าในอนาคต

3) กองปฏิบัติการควบคุมระบบหลัก

กองปฏิบัติการควบคุมระบบหลัก เป็นหน่วยงานที่สังกัดอยู่ในฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า มีหน้าที่ และความรับผิดชอบในการปฏิบัติการควบคุมระบบการผลิต และส่งจ่ายไฟฟ้าในระบบส่งหลัก (Main Grid) ของ กฟผ. ให้มั่นคง เชื่อถือได้ และมีประสิทธิภาพ โดยการควบคุมความถี่คลาดเคลื่อน (Error) ในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน พร้อมทั้งสามารถควบคุมระบบไฟฟ้าให้สามารถกลับคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็ว และถูกต้องในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบไฟฟ้า และยังมีหน้าที่ในการกำกับดูแลการปลดสายส่ง และอุปกรณ์เพื่องานบำรุงรักษา (Switching)

ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคใต้ จะถูกนำไปใช้ในการปฏิบัติ และการวางแผนสำหรับการควบคุมระบบไฟฟ้า ดังนี้

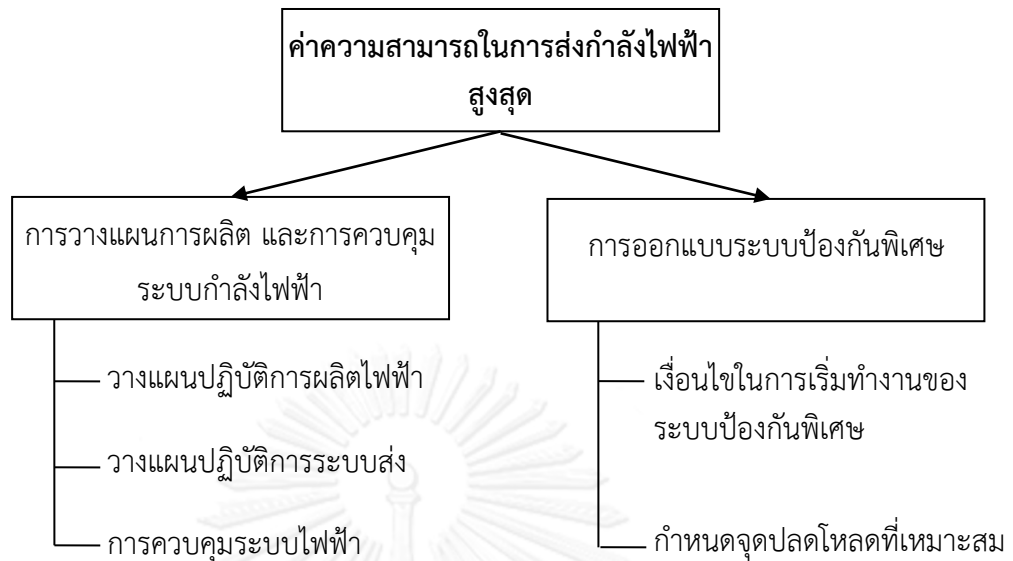
- การส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในเขตภาคกลาง และภาคใต้เพื่อควบคุมค่ากำลังส่งไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคใต้ ให้อยู่ภายใต้ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด เพื่อความมั่นคง และเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
- การนำค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมาเป็นข้อจำกัดในการพิจารณาการวางแผนปลดสายส่ง และอุปกรณ์เพื่องานบำรุงรักษา

2.2.3.2 การออกแบบระบบป้องกันพิเศษ

ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า คำนวณได้ จะถูกนำไปใช้ในการออกแบบระบบป้องกันพิเศษ (Special Protection Scheme : SPS) [21] ที่อยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของหน่วยงาน กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า อีกเช่นกัน ส่วนหน่วยงานที่มีหน้าที่ในการดำเนินการติดตั้งระบบป้องกันพิเศษนั้น คือ หน่วยงาน กองระบบป้องกัน กองเทคโนโลยีศูนย์ควบคุม และกองพัฒนาระบบควบคุมระบบส่ง ฝ่ายระบบควบคุม และป้องกัน ซึ่งค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนี้จะถูกนำไปใช้ในการออกแบบ และติดตั้งระบบป้องกันพิเศษ Rapid Load Shedding Scheme ภาคใต้สำหรับการกำหนดจุดปลดโหลดที่เหมาะสม และเป็นเงื่อนไขในการเริ่มทำงานของระบบป้องกันพิเศษ

สำหรับความสำคัญของระบบป้องกันพิเศษ และการนำความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดไปใช้ในออกแบบระบบป้องกันพิเศษจะกล่าวโดยละเอียดในบทที่ 3 ต่อไป

ความสำคัญของค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ถูกมาใช้ในการปฏิบัติการควบคุมระบบของ กฟผ. สามารถสรุปได้ดังภาพที่ 2.6 ซึ่งจะเห็นว่า ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะถูกนำไปใช้ทั้งในด้านการวางแผน และการปฏิบัติการควบคุมระบบผลิต และระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ดังที่กล่าวไปข้างต้น



ภาพที่ 2.6 การนำค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมาใช้
ในการปฏิบัติการควบคุมระบบของ กฟผ.

บทที่ 3

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกับการแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า และการเสริมความมั่นคงให้กับระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ในบทนี้นำเสนอภาพรวมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) กับการแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า และการเสริมความมั่นคงให้กับระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อการปฏิบัติการควบคุมระบบผลิต และระบบส่งกำลังไฟฟ้า ให้มีความมั่นคง เชื่อถือได้ ประสิทธิภาพสูงสุด และต้นทุนต่ำสุด

3.1 การแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.

3.1.1 จุดมุ่งหมาย และแนวทางของการแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ประกอบด้วยอุปกรณ์เป็นจำนวนมาก อาทิเช่น สายส่งกำลังไฟฟ้า หม้อแปลงเชื่อมต่อบริเวณไฟฟ้า หม้อแปลงโรงไฟฟ้า โรงไฟฟ้า อุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker : เซอร์คิตเบรกเกอร์) ไบมีด (Disconnecting Switch) เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้มีโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ผิดปกติจนทำให้ไม่สามารถเชื่อมต่อกับระบบเพื่อการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ ตัวอย่างเช่น

1) เหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 500 kV จอมบึง – บางสะพาน [22]

วันที่ 21 พฤษภาคม 2556 เวลา 18.52 น. กฟผ. ได้มีแผนปลดสายส่ง 500 kV จอมบึง – บางสะพาน 2 วงจรคู่ จากที่จ่ายไฟฟ้าอยู่ทั้ง 2 วงจร ออกไปจำนวน 1 วงจร เพื่อทำงานบำรุงรักษาฉุกเฉิน (Unplanned) อุปกรณ์ไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางสะพาน 2 ซึ่งในขณะนั้นระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับภาคใต้ได้จากสถานีไฟฟ้าแรงสูงต้นทาง คือ สถานีไฟฟ้าแรงสูงจอมบึง ไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงปลายทางในพื้นที่ภาคตะวันตกของประเทศไทย คือ สถานีไฟฟ้าแรงสูงบางสะพาน 2 ด้วยสายส่ง 500 kV จอมบึง – บางสะพาน 2 วงจรที่เหลืออีก 1 วงจร ทั้งนี้ พลังงานไฟฟ้าที่รับจากระบบส่ง 500 kV จะถูกส่งผ่านลงมาที่ระบบส่ง 230 kV ซึ่งเชื่อมต่อจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางสะพาน 2 ไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงบางสะพาน เพื่อส่งเข้าสู่พื้นที่ภาคใต้ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงชุมพร สถานีไฟฟ้าแรงสูงหลังสวน สถานีไฟฟ้าแรงสูงสุราษฎร์ธานี สถานีไฟฟ้าแรงสูงทุ่งสง และสถานีไฟฟ้าแรงสูงอื่นๆในภาคใต้ต่อไป ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานหลักปฏิบัติการเข้าทำงานของ กฟผ.

ในเวลาต่อมาสายส่ง 500 kV จอมบึง – บางสะพาน 2 วงจรที่เหลือใช้งานอยู่ 1 วงจรนั้น ได้ถูกฟ้าผ่าลงบนสายส่ง ทำให้ระบบป้องกันรีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) ทำงานสั่งเซอร์คิตเบรกเกอร์ปลดสายส่งดังกล่าวออกจากระบบ ส่งผลทำให้ระบบส่งไฟฟ้าจากภาคกลางตะวันตกไปภาคใต้เกิดข้อจำกัดที่ทำให้ระบบไม่สามารถส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปสู่ภาคใต้ได้

ดังนั้นเพื่อการหาพลังงานไฟฟ้ามาทดแทนพลังงานไฟฟ้าที่เคยถูกส่งผ่านสายส่งจากภาคกลางมายังภาคใต้ อีกทั้งเพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในช่วงเวลาดังนั้น

ระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ. จึงทำงานรับไฟฟ้าฉุกเฉินผ่านระบบเชื่อมต่อแรงดันสูง กระแสตรง (High Voltage Direct Current : HVDC) ซึ่ง กฟผ. มีระบบเชื่อมต่อ HVDC กับประเทศมาเลเซียอยู่แล้ว แต่พบว่าเมื่อรับไฟฟ้าจากมาเลเซียได้เพียงชั่วคราว ระบบ HVDC ก็เกิดขัดข้องอีก ส่งผลทำให้ระบบส่ง 230 kV และ 115 kV ที่เชื่อมต่อระหว่าง ภาคตะวันตกและภาคใต้ ถูกระบบอัตโนมัติตัดออกเพราะเกิดสภาวะจ่ายเกินค่าพิกัด (Overloading) หลังจากนั้นระบบไฟฟ้าของภาคใต้จึงถูกแยกออกจากระบบไฟฟ้าหลัก ของประเทศไทย จึงทำให้เกิดไฟฟ้าดับทั้ง 14 จังหวัดในภาคใต้ 2,178.1 MW นาน 285 นาที

ซึ่งเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในครั้งนี้เป็นเหตุสุดวิสัยซึ่งอยู่นอกเหนือการควบคุมของ กฟผ. และ กฟผ. ก็ได้ดำเนินการแก้ไขปัญหาคือปฏิบัติตามคู่มือปฏิบัติที่กำหนดไว้ในทุกขั้นตอนแล้ว

2) เหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 230 kV แม่เมาะ 3 – เชียงราย วงจรคู่ [23]

วันที่ 21 พฤษภาคม 2556 เวลา 19.26 น. สายส่ง 230 kV แม่เมาะ 3 – เชียงราย วงจรที่ 1 และ 2 ถูกฟ้าผ่า ทำให้รีเลย์ระยะทางทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดสายส่ง ทั้งสองวงจรออกจากระบบ

การที่สายส่งทั้งสองวงจรหลุดออกจากระบบ ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเสี่ยงที่จะเกิด ไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างในเขตภาคเหนือได้ ดังนั้นระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ. จึงได้ ทำงานปลดโหลด ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าเกิดไฟฟ้าดับในโซนเชียงราย 181.21 MW นาน ที่สุด 5 นาที

3) เหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 230 kV ท่าตะโก – ชัยภูมิ [24]

วันที่ 3 มกราคม 2557 เวลา 17.42 น. เกิดเหตุการณ์ไฟไหม้ไร้อ้อยใต้แนวของสายส่ง 230 kV ท่าตะโก – ชัยภูมิ วงจรที่ 2 ทำให้ความเป็นฉนวนของอากาศแตกตัว จึงทำให้เฟส B และเฟส C ของสายส่ง 230 kV ท่าตะโก – ชัยภูมิ วงจรที่ 2 เกิดการลัดวงจร เข้าด้วยกัน รีเลย์ระยะทางจึงทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ปลดสายส่งเส้นดังกล่าวออกจากระบบ แต่เหตุการณ์นี้ไม่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับ เนื่องจากระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. มีความสามารถในการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์หลุดออกจากระบบ

4) เหตุการณ์ผิดปกติของหม้อแปลงเชื่อมต่อนระบบไฟฟ้า 230/69-11 kV ที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ [25]

วันที่ 2 กรกฎาคม 2557 เวลา 07.36 น. หม้อแปลงเชื่อมต่อนระบบไฟฟ้า 230/69-11 kV ที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้ เกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านแรงต่ำของหม้อแปลง เนื่องจากมีงูเข้าไปพันที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ จนทำให้ระบบป้องกันรีเลย์ ผลต่าง (Differential Relay) ทำงานสั่งเซอร์กิตเบรกเกอร์ด้านแรงสูงของหม้อแปลง ปลดหม้อแปลงดังกล่าวออกจากระบบจนทำให้ระบบเกิดไฟฟ้าดับ 38 MW นาน 5 นาที

จากตัวอย่างของเหตุการณ์ผิดปกติข้างต้นจะเห็นว่า

- ลำดับการทำงานของระบบป้องกันเนื่องจากเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 230 kV ท่าตะโก – ชัยภูมิ และเหตุการณ์ผิดปกติของหม้อแปลงเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า 230/69-11 kV ที่สถานีไฟฟ้าพระนครใต้จะมีเพียงแค่การทำงานของระบบป้องกันทั่วไป คือ ระบบป้องกันรีเลย์ระยะทาง และระบบป้องกันรีเลย์ผลต่าง
- แต่เหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 500 kV จอมบึง – บางสะพาน และเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 230 kV แม่เมาะ 3 – เชียงราย วงจรคู่ จะมีการทำงานของระบบป้องกันพิเศษต่อเนื่องหลังจากระบบป้องกันทั่วไปทำงาน

การที่ระบบป้องกันของ กฟผ. มีการทำงานของระบบป้องกันทั่วไปพร้อมกับระบบป้องกันพิเศษ เนื่องจากหาก กฟผ. เล็งเห็นว่าเหตุการณ์ผิดปกติเหตุการณ์ใดมีความรุนแรง และสามารถทำให้ระบบสูญเสียเสถียรภาพจนอาจทำให้ระบบเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ กฟผ. จะมีแนวทางแก้ไข ปัญหาของของระบบไฟฟ้า โดยการติดตั้งระบบป้องกันพิเศษเพิ่มเติมเข้าไปในระบบ เพื่อให้ระบบป้องกันพิเศษสามารถจำกัดความเสียหายของการเกิดไฟฟ้าดับได้

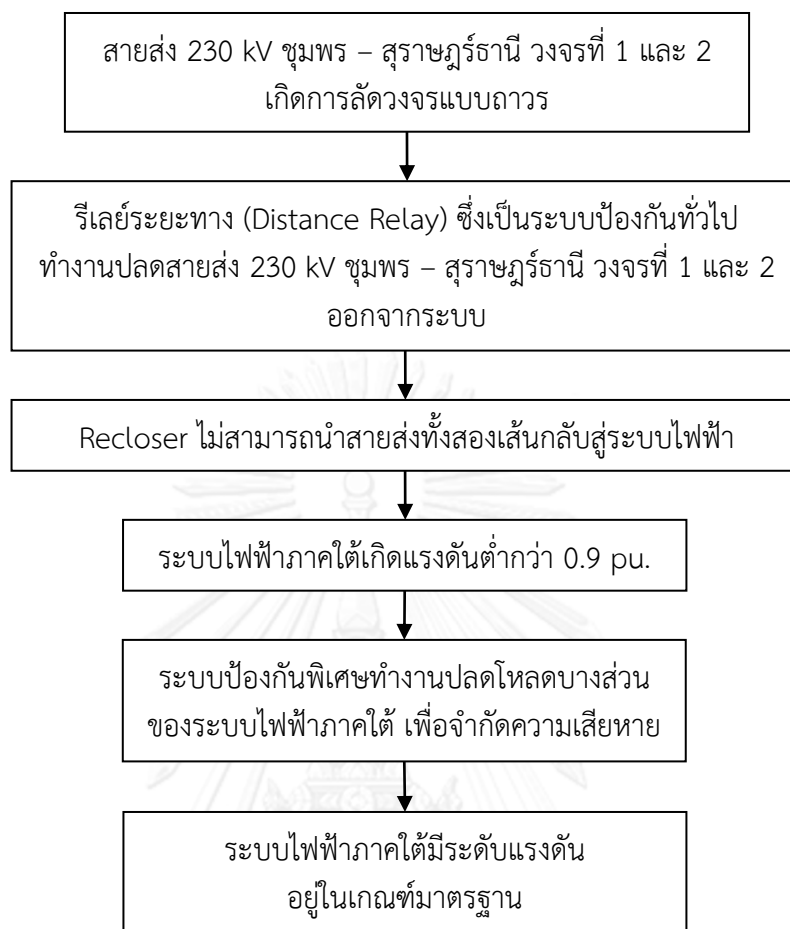
ดังนั้นการแก้ไขปัญหานั้นในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. กรณีที่ระบบไฟฟ้าตกอยู่ภายใต้สภาวะฉุกเฉิน มีจุดมุ่งหมายเพื่อ การทำให้ระบบกลับมามีเสถียรภาพดังเดิม และจำกัดบริเวณของการเกิดไฟฟ้าดับให้น้อยที่สุด โดยการติดตั้งระบบป้องกันพิเศษ (Special Protection Scheme : SPS)

3.1.2 ระบบป้องกันพิเศษสำหรับการแก้ไขปัญหาระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.

สำหรับความสำคัญ แนวคิดในการออกแบบระบบป้องกันพิเศษ และการนำความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดไปใช้ในออกแบบระบบป้องกันพิเศษมีดังนี้

3.1.2.1 ระบบป้องกันพิเศษ

โดยทั่วไประบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะถูกออกแบบมาเพื่อให้สามารถรองรับการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่เกิดจากอุปกรณ์หลุดออกจากระบบ 1 อุปกรณ์ได้ แต่เนื่องจากความล่าช้าของการก่อสร้างระบบส่งและโรงไฟฟ้า การเปลี่ยนแปลงแผนงานต่าง ๆ รวมไปถึงการบำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบส่งต่าง ๆ ทำให้ระบบไฟฟ้าในบางกรณีไม่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ได้ จึงต้องมีการติดตั้งระบบป้องกันพิเศษเพื่อรองรับปัญหาดังกล่าว [21] โดยระบบป้องกันพิเศษนี้จะมีความแตกต่างกับระบบป้องกันทั่วไป (Protection Relay) ที่จะทำงานตัดส่วนที่เกิดการลัดวงจรออกจากระบบไฟฟ้า เมื่อระบบไฟฟ้าเกิดการลัดวงจร แต่ไม่ได้คำนึงถึงเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ซึ่งอาจกล่าวได้ว่าระบบป้องกันพิเศษนี้จะทำงานหลังจากที่ระบบป้องกันทั่วไปทำงาน ตัวอย่างการทำงานของระบบป้องกันพิเศษ และระบบป้องกันทั่วไปแสดงดังภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 การทำงานของระบบป้องกันพิเศษ และระบบป้องกันทั่วไป
เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า

เนื่องจากเหตุการณ์ผิดปกติของระบบบางเหตุการณ์จำเป็นต้องใช้การแก้ไขปัญหาอย่างรวดเร็วในหลักของมิลลิวินาที หรือ วินาที สำหรับการป้องกันการเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง ซึ่งทำให้ผู้ปฏิบัติการควบคุมระบบ (Operator) ไม่สามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ดังกล่าวได้ทัน ดังนั้นระบบป้องกันพิเศษจึงเป็นระบบป้องกันที่ถูกออกแบบมาเพื่อป้องกันเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. หรือ จำกัดความเสียหายให้อยู่ในขอบเขตที่จำกัด เพื่อให้ระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่อยู่ได้ ซึ่งจะทำให้การนำระบบไฟฟ้ากลับสู่สภาวะปกติทำได้สะดวกและรวดเร็ว ในกรณีที่เกิดเหตุฉุกเฉิน

ระบบป้องกันพิเศษนอกจากจะติดตั้งเพื่อรองรับเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ใดๆ 1 อุปกรณ์ แล้ว ยังถูกนำมาติดตั้งเพื่อแก้ไขเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งวงจรคู่ขนานหลุดออกจากระบบทั้ง 2 วงจร ในกรณีที่สายส่งคู่ขนานนั้นมีความสำคัญ และส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในภาพรวมหากเกิดการหลุดออกจากระบบ

3.1.2.2 แนวคิดของการออกแบบระบบป้องกันพิเศษของ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวไปข้างต้นว่า ระบบป้องกันพิเศษ เป็นระบบป้องกันที่จำกัดความเสียหายให้อยู่ในขอบเขตที่จำกัด เพื่อให้ระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่อยู่ได้ ดังนั้น เมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นในระบบ แล้วระบบไฟฟ้ามีระดับแรงดัน และการรับภาระไม่อยู่ในมาตรฐานการควบคุมระบบในสภาวะฉุกเฉิน ระบบป้องกันพิเศษ จะทำงานปลดโหลดบางส่วนจากระบบออกไป เพื่อให้ระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่อยู่ได้ และเป็นการป้องกันสภาวะการพังทลายของแรงดัน (Voltage Collapse) ในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งแนวทางของ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ในการออกแบบระบบป้องกันพิเศษ และการศึกษาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมของระบบป้องกันพิเศษ มีดังนี้

1) แนวทางสำหรับการออกแบบระบบป้องกันพิเศษ

แนวทางสำหรับการออกแบบระบบป้องกันพิเศษของ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า คือ การปลดโหลดให้น้อยที่สุด สำหรับจำกัดความเสียหายที่จะเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้า เพื่อการแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้าใน 2 ด้าน ดังนี้

1.1 การแก้ไขปัญหาในระบบในด้านแรงดัน

การออกแบบระบบป้องกันพิเศษให้แก้ไขปัญหาของระบบในด้านแรงดัน จะพิจารณาจากความรุนแรงที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้า ซึ่งหากเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นมีความรุนแรงกับระบบไฟฟ้าจนอาจทำให้ระบบถึงจุดพังทลายของแรงดัน กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จะพิจารณาออกแบบ ระบบป้องกันพิเศษ ให้สามารถทำงานปลดโหลดอย่างรวดเร็ว (Rapid Load Shedding Scheme) ที่เวลา 300 – 900 มิลลิวินาที

แต่หากเหตุการณ์ผิดปกติที่มีความรุนแรงกับระบบไฟฟ้าไม่มาก กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จะพิจารณาออกแบบ ระบบป้องกันพิเศษ ให้ทำงานปลดโหลด (Under Voltage/Over Voltage Load Shedding Scheme) ที่เวลา 3-7 วินาที เพื่อไม่ให้ระบบป้องกันพิเศษทำงานซ้อนทับกับระบบป้องกันของ กฟผ. และ กฟภ.

1.2 การแก้ไขปัญหาในระบบในด้านารับภาระของอุปกรณ์เกินค่าพิกัด

การออกแบบระบบป้องกันพิเศษให้แก้ไขปัญหาของระบบในด้านารับภาระของอุปกรณ์เกินค่าพิกัด (Overload) นั้น ยังคงพิจารณาจากความรุนแรงที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าอีกเช่นกัน ซึ่งหากเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นมีความรุนแรงกับระบบไฟฟ้าจนอาจทำให้เกิดการทำงานอย่างต่อเนื่องของระบบป้องกัน (Cascade Trip) หรือ อาจทำให้ระบบไฟฟ้าเกิดสภาวะแยกตัว (Islanding) กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จะพิจารณาออกแบบ ระบบป้องกันพิเศษ ให้สามารถทำงานปลดโหลดอย่างรวดเร็ว (Rapid Overload Shedding Scheme) ที่เวลา 200 – 1,500 มิลลิวินาที

แต่หากเหตุการณ์ผิดปกติที่มีความรุนแรงกับระบบไฟฟ้าไม่มาก และอุปกรณ์นั้นสามารถทนต่อการรับภาระเกินค่าพิกัดได้ช่วงระยะเวลาหนึ่ง กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จะพิจารณาออกแบบ ระบบป้องกันพิเศษ ให้ทำงานปลดโหลด (Overload Line Protection Scheme) ที่เวลา 15 วินาที - 20 นาที ขึ้นอยู่กับการรับภาระเกินค่าพิกัดของอุปกรณ์ที่เกิดขึ้น เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานควบคุมระบบ (Operator) มีเวลาในการจัดการโยกย้ายโหลดได้

นอกจากการออกแบบระบบป้องกันพิเศษให้ทำงานปลดโหลด เพื่อการแก้ไขปัญหาระบบในด้านการรับภาระของอุปกรณ์เกินค่าพิกัดแล้ว ในบางกรณี กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จะพิจารณาออกแบบระบบป้องกันพิเศษให้ทำงานปลดสายส่งข้างเคียง หรือ สายส่งที่เกิดการรับภาระเกินพิกัดนั้น ควบคู่ไปกับการปลดโหลด เพื่อเป็นการบังคับการไหลของกำลังไฟฟ้า และเป็นการป้องกันไม่ให้อายุของสายส่งสั้นลง หรือ หม้อแปลงมีการรับภาระเกินค่าพิกัด เพื่อให้เกิดการปลดโหลดที่น้อยที่สุด หรือ อาจไม่มีการปลดเกิดขึ้น ทั้งนี้การออกแบบระบบป้องกันพิเศษให้ทำงานปลดสายส่งนั้น จะต้องขึ้นอยู่กับสภาพระบบ และความแข็งแรงของระบบ หากมีการปลดสายส่ง โดยจะต้องพิจารณาเป็นกรณีๆ ซึ่งโดยทั่วไปแล้วระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดสายส่งนั้นจะปลดสายส่งที่มีอยู่ในระบบไม่เกิน 2 วงจร

2) การศึกษาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมของระบบป้องกันพิเศษ

ดังที่ได้กล่าวข้างต้นว่า ระบบป้องกันพิเศษ จะเป็นระบบป้องกันที่ทำงานปลดโหลดเพื่อรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้าโดยรวมกรณีที่ระบบไฟฟ้าตกอยู่ภายใต้สถานะฉุกเฉิน ดังนั้น กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จึงมีสมมติฐานในการศึกษาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับการออกแบบระบบป้องกันพิเศษ ดังนี้

2.1 พิจารณาศึกษาการปลดโหลดของระบบเป็นจุดโหลด เช่น หากกำหนดจุดปลดโหลด คือ 115 kV ภูเก็ต 2 กฟภ. หมายถึง Feeder โหลดของ กฟภ. ที่เชื่อมต่อที่ 115 kV ภูเก็ต 2 กฟภ. จะถูกปลดออกทั้งหมด

2.2 พิจารณาศึกษาการปลดโหลดของระบบในสถานะฉุกเฉินโดยไม่พิจารณาการปรับ Tap ของหม้อแปลงเชื่อมต่อ และไม่พิจารณาการปรับขนาดของตัวเก็บประจุในระบบ เนื่องจากการศึกษาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมอยู่บนสมมติฐานที่ว่า ระบบป้องกันพิเศษที่กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าออกแบบไว้ จะทำงานปลดโหลดเพื่อการแก้ไขปัญหาระบบอย่างรวดเร็ว ก่อนที่หม้อแปลงเชื่อมต่อจะมีการปรับ Tap ของหม้อแปลง และก่อนที่ตัวเก็บประจุจะมีการปรับ Step สำหรับการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุนั้นๆ ซึ่งเมื่อพิจารณาการตอบสนอง (Response) ของหม้อแปลงเชื่อมต่อ และตัวเก็บประจุต่อแรงดัน ณ ตำแหน่งที่เชื่อมต่ออยู่ พบว่า

- หม้อแปลงเชื่อมต่อจะทำการปรับ Tap ของหม้อแปลงโดยผู้ปฏิบัติการควบคุมระบบ (Operator) ดังนั้นเวลาที่หม้อแปลง

เชื่อมต่อใช้ในการตอบสนองต่อระดับแรงดันในระบบไฟฟ้าจึงอยู่ในหลักของนาที่

- ตัวเก็บประจุจะใช้เวลาในการตอบสนองต่อระดับแรงดันในระบบไฟฟ้าประมาณ 5-11 วินาที ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันที่ตัวเก็บประจุนั้นเชื่อมต่อ ดังนี้

ตัวเก็บประจุที่ 22/33 kV ใช้เวลา 5-7 วินาที

ตัวเก็บประจุที่ 115/69 kV ใช้เวลา 5-11 วินาที

ตัวเก็บประจุที่ 230 kV ใช้เวลา 5-11 วินาที

ซึ่งหากตัวเก็บประจุตรวจพบระดับแรงดันที่สูงกว่าค่า Setting ของระบบป้องกันที่หน่วยงานระบบป้องกัน Setting ไว้ ตัวเก็บประจุนี้จะปลดตัวเองออกจากระบบด้วยฟังก์ชัน Overvoltage Relay ของตัวเก็บประจุนั้น

ซึ่งข้อมูลการตอบสนองของหม้อแปลงเชื่อมต่อ และตัวเก็บประจุข้างต้น สอดคล้องกับสมมติฐานในการศึกษาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมของกองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า

- 2.3 พิจารณาใช้เกณฑ์การศึกษาระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติสำหรับการศึกษาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมของระบบ เพื่อให้ระบบป้องกันพิเศษทำงานปลดโหลดให้ระบบสามารถกลับมาอยู่ภายใต้เกณฑ์การควบคุมระบบในสภาวะปกติได้

3.1.2.3 การนำความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมาใช้ในออกแบบระบบป้องกัน

พิเศษ

นอกจากค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคกลางจะวันตก และภาคใต้ จะถูกนำไปใช้ในการวางแผน และควบคุมระบบไฟฟ้าดังที่ได้กล่าวในหัวข้อ 2.2.3 แล้ว ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นยังถูกนำไปใช้ในการออกแบบและติดตั้งระบบป้องกันพิเศษ Rapid Load Shedding Scheme ภาคใต้ เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า และป้องกันการเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างในภาคใต้

ระบบป้องกันพิเศษ Rapid Load Shedding Scheme ภาคใต้ ถูกติดตั้งเพื่อรองรับกรณีเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ คือ โรงไฟฟ้า หรือ หม้อแปลงสำคัญ และเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนานสำคัญ โดยระบบป้องกันพิเศษจะทำงานปลดโหลดภาคใต้บางส่วน เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ในกรณีที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคกลางตะวันตก และภาคใต้ เกินค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด แล้วเกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า แล้วทำให้ระบบไฟฟ้ามีระดับแรงดัน และการรับภาระไม่อยู่ในมาตรฐานการควบคุมระบบในสภาวะฉุกเฉิน

การทำงานของระบบป้องกันพิเศษนั้น จะใช้ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดเป็นเงื่อนไขในการเริ่มทำงานของระบบป้องกันพิเศษ Rapid Load Shedding Scheme ภาคใต้

จากความสำคัญของระบบป้องกันพิเศษ และแนวทางการออกแบบระบบป้องกันพิเศษ ดังที่ได้กล่าวข้างต้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอวิธีการหาแนวทางการควบคุมระบบ และการหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสม สำหรับระบบป้องกันพิเศษ Rapid Load Shedding Scheme ภาคใต้ ด้วยการนำวิธีหาค่าเหมาะสมมาประยุกต์ใช้ สำหรับการหาจุดปลดโหลดให้กับระบบป้องกันพิเศษ เพื่อให้กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า สามารถนำวิธีการที่นำเสนอไปใช้ในการคำนวณหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสม สำหรับการออกแบบ และปรับปรุงระบบป้องกันพิเศษ Rapid Load Shedding Scheme ภาคใต้ ในอนาคต

3.2 การเสริมความมั่นคงให้กับระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.

หน่วยงานกองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า สายงานนโยบายและแผน จะเป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการวางแผนเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งในการวางแผนระบบไฟฟ้าจะต้องอาศัยการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตของประเทศ ควบคู่กับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อให้ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในอนาคตตามที่หน่วยงาน กองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า ออกแบบไว้ สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคต อีกทั้งยังสามารถรองรับกำลังการผลิตของระบบไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคตได้

การวางแผนระบบส่งกำลังไฟฟ้าสำหรับอนาคตจะพิจารณาองค์ประกอบทางด้านเทคนิคใน 3 ด้านให้มีความสอดคล้องกัน คือ การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้า การศึกษาเสถียรภาพชั่วคราวของระบบไฟฟ้า และการศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร [5] เช่นเดียวกับการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า แต่เกณฑ์มาตรฐานที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้าในแง่มุมของการวางแผนระบบไฟฟ้าของ กองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า และแง่มุมของการปฏิบัติการควบคุมระบบของ กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า จะมีความต่างกัน

จากการศึกษารายงานของกองวางแผนระบบไฟฟ้าพบว่า กองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า จะดำเนินการศึกษา และกำหนดแผนงานก่อสร้างเพื่อการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า และเพื่อการเสริมความมั่นคงให้กับระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ในหลายวิธี เช่น 1) การสร้างสายส่งเพิ่มเติม 2) ติดตั้งหม้อแปลงในระบบเพิ่มเติม 3) การกำหนดค่าชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เป็นต้น ทั้งนี้การวางแผนเพื่อเสริมความมั่นคงให้ระบบไฟฟ้าจะไม่พิจารณาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม เนื่องจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจะอยู่ในแผนของการพัฒนากำลังการผลิต

การวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ในแต่ละวิธีจึงจำเป็นต้องพิจารณารายละเอียดทางกายภาพ ดังนี้

1) การก่อสร้างสายส่งเพิ่มเติม

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าสำหรับการวางแผนก่อสร้างสายส่งเพิ่มเติม หรือ การก่อสร้างโครงข่ายระบบไฟฟ้า เพื่อการเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาปัจจัยทางกายภาพ ดังนี้

- ความสามารถในการจัดซื้อที่ดิน เพื่อการก่อสร้างเสาส่งกำลังไฟฟ้า
- ความสามารถในการก่อสร้างสายส่งในพื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 และป่าอนุรักษ์ ป่าชายเลน พื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม
- ความสามารถในการก่อสร้างสายส่งในเขตโครงข่ายระบบไฟฟ้าพาดผ่าน (Right of way) เดิม
- ความสามารถในการเป็นฉนวนของดินที่เสาส่งกำลังไฟฟ้านั้นพาดผ่าน
- ความสามารถของพื้นที่ในสถานีไฟฟ้าแรงสูง สำหรับการรองรับการเชื่อมต่อของสายส่งวงจรใหม่

2) การติดตั้งหม้อแปลงในระบบเพิ่มเติม

ในการติดตั้งหม้อแปลงในระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมจำเป็นต้องพิจารณาความสามารถในการขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูง เพื่อรองรับหม้อแปลงชุดใหม่ หรือ ความเป็นไปได้ในการจัดซื้อที่ดินเพื่อการขยายสถานีไฟฟ้า

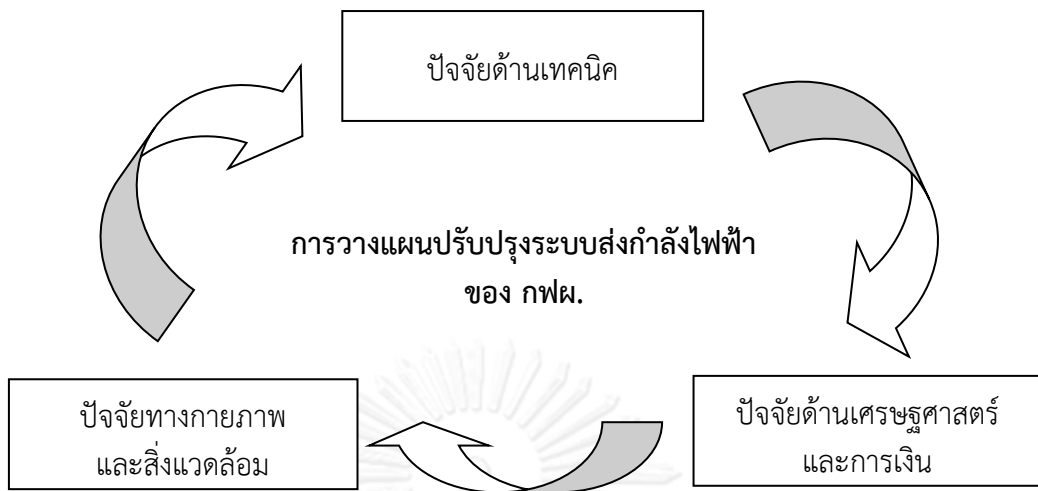
3) การกำหนดค่าการชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ

การชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟของระบบ กฟผ. สำหรับการวางแผนระบบไฟฟ้า คือ การพิจารณาติดตั้งตัวเก็บประจุ (Capacitor Bank) และอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Static VAr Compensator : SVC) ในระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้การติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าวจำเป็นต้องพิจารณาความสามารถในการรองรับอุปกรณ์ดังกล่าวของสถานีไฟฟ้าที่จะติดตั้งด้วย

การวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าจะพิจารณาจากจุดที่ระบบไฟฟ้ามีความเสี่ยง และอัตราการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นั้นๆ และนอกจากการพิจารณาในด้านเทคนิค และด้านกายภาพดังกล่าวแล้ว การวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้ายังจำเป็นต้องพิจารณาวิเคราะห์ปัจจัยด้านเศรษฐศาสตร์ และการเงินอีกด้วย

ปัจจัยในการวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าสามารถสรุปได้ดังภาพที่ 3.2



ภาพที่ 3.2 ปัจจัยในการวางแผนปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้า

บทที่ 4

หลักการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับ การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

บทนี้นำเสนอหลักการ และทฤษฎีพื้นฐาน ที่ใช้ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งสามารถแบ่งหลักการ และทฤษฎีพื้นฐาน ที่เกี่ยวข้องได้เป็น 3 หัวข้อ ดังนี้

- 4.1) การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- 4.2) ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้ากำลัง
- 4.3) การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่

4.1 การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) เป็นการวิเคราะห์การส่ง และรับกำลังไฟฟ้าของบัสต่างๆในระบบไฟฟ้า โดยการคำนวณหาขนาดแรงดัน (Voltage Magnitude : $|V|$) (V) และมุมของแรงดัน (Voltage Angle : δ) (Degree) ที่บัสต่างๆ ในระบบไฟฟ้า เพื่อที่สามารถนำขนาดแรงดัน และมุมของแรงดันไปใช้คำนวณค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Real Power : P) (MW) และกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (Reactive Power : Q) (MVar) ที่บัสต่างๆ ในระบบ รวมถึงการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ไหลบนสายส่งเส้นต่างๆ

4.1.1 ข้อมูลสำหรับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

ข้อมูลที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าประกอบด้วยข้อมูล ดังนี้

4.1.1.1 การจำแนกบัสในระบบไฟฟ้ากำลัง

โดยทั่วไปแล้วบัสในระบบไฟฟ้ากำลังสามารถจำแนกประเภทของบัสต่างๆ ได้ออกเป็น 3 ประเภท คือ

- 1) บัสความต้องการการใช้ไฟฟ้า หรือ บัสภาระไฟฟ้า (Load Bus หรือ PQ Bus)

บัสความต้องการการใช้ไฟฟ้า คือ บัสของระบบไฟฟ้าที่ไม่มีการเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยบัสประเภทนี้มีการควบคุมค่า P และ Q ให้คงที่ ส่วนค่า $|V|$ และ δ นั้นสามารถเปลี่ยนแปลงได้ แต่ต้องมีค่าอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้

 - ตัวแปรที่ควบคุมค่า คือ P และ Q
 - ตัวแปรที่ไม่ควบคุมค่า คือ $|V|$ และ δ

2) บัสควบคุมแรงดัน (Voltage Controlled Bus หรือ PV Bus)

บัสควบคุมแรงดัน คือ บัสของระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยบัสประเภทนี้มีการควบคุมค่า P และ $|V|$ ให้คงที่ ส่วนค่า Q และ δ นั้นสามารถเปลี่ยนแปลงได้ แต่ต้องมีค่าอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้เช่นกัน

- ตัวแปรที่ควบคุมค่า คือ P และ $|V|$
- ตัวแปรที่ไม่ควบคุมค่า คือ Q และ δ

3) บัสอ้างอิง (Slack Bus หรือ Reference Bus หรือ Swing Bus หรือ Infinite Bus)

บัสอ้างอิงเป็นบัสที่เชื่อมต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สามารถทำหน้าที่ชดเชยค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟสูญเสียให้กับระบบ บัสประเภทนี้มีการควบคุมค่า $|V|$ และ δ ให้คงที่ ส่วนค่า P และ Q นั้นยอมให้สามารถเปลี่ยนแปลงได้ แต่ต้องมีค่าอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้เช่นกัน

ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าส่วนมาก จะกำหนดให้บัสที่เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่หนึ่งบัสให้เป็นบัสอ้างอิงสำหรับระบบไฟฟ้านั้นๆ

- ตัวแปรที่ควบคุมค่า คือ $|V|$ และ δ
- ตัวแปรที่ไม่ควบคุมค่า คือ P และ Q

ตารางที่ 4.1 ค่าตัวแปรที่ถูกกำหนดตามชนิดของบัส

ชนิดของบัส	ตัวแปรที่ควบคุมให้มีค่าคงที่	ตัวแปรที่สามารถเปลี่ยนแปลงค่าได้
บัสภาระไฟฟ้า	P และ Q	$ V $ และ δ
บัสควบคุมแรงดัน	P และ $ V $	Q และ δ
บัสอ้างอิง	$ V $ และ δ	P และ Q

4.1.1.2 ข้อมูลระบบไฟฟ้า

ข้อมูลระบบไฟฟ้าสำหรับการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าสามารถแบ่งเป็น 3 ข้อมูลหลัก ดังนี้

1) ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Data)

ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประกอบด้วย ข้อมูลต่างๆ ดังนี้

- ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Power Output : P_{max}) (MW) และความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าต่ำสุด (Minimum Power Output : P_{min}) (MW) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟสูงสุด (Maximum Reactive Power Output : Q_{max}) (MVA) และความสามารถในการจ่าย

กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่ำสุด (Minimum Reactive Power Output : Q_{min}) (MVar) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

- ค่าพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Rated Power Output : S_{gen}^{Rated}) (MVA)
- ค่ากำลังไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบ (Power Output : P_{gen}) (MW)

- ค่าแรงดันของบัสที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นเชื่อมต่ออยู่ ซึ่งโดยส่วนมากจะกำหนดให้เป็น 1.0 pu.

2) ข้อมูลสายส่ง และ ข้อมูลหม้อแปลง (Line and Transformer Data)

ข้อมูลของสายส่ง และข้อมูลของหม้อแปลง จะถูกนำไปสร้างบัสแอดมิทแตนซ์เมตริกซ์ (Bus Admittance Matrix) ของระบบไฟฟ้าที่กำลังวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า

ข้อมูลของสายส่ง ประกอบด้วยข้อมูลต่างๆ ดังนี้

- ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance : Z) (pu.) โดยจะประกอบด้วยค่าความต้าน (Resistance : R) (pu.) และค่ารีแอกแตนซ์ (Reactance : X) (pu.)
- ค่าความเก็บประจุของสายเทียบกับนิวทรอล (Line Charging : B) (pu.)

- ค่าพิกัดของสายส่ง (Line Rated : S_{line}^{Rated}) (MVA)

ข้อมูลของหม้อแปลง ประกอบด้วยข้อมูลต่างๆ ดังนี้

- ค่าเปอร์เซ็นต์รีแอกแตนซ์ด้านแรงสูง-ด้านแรงต่ำ (% X) และค่าฐาน (Base in MVA)

- ค่าพิกัดของหม้อแปลง (Transformer Rated : S_{tx}^{Rated}) (MVA)

- ค่ามุมของหม้อแปลง (Degree) โดยมุมของหม้อแปลงจะขึ้นอยู่กับชนิดการเชื่อมต่อของหม้อแปลงนั้นๆ โดยหม้อแปลงที่นิยมใช้มี 2 ชนิด คือ

- 1) Wye-Delta 1 (Ynd1) หรือ Delta-Wye 1 (Dyn1) จะให้มุมของหม้อแปลงมีค่า -30 องศา
- 2) Wye-Delta 11 (Ynd11) หรือ Delta-Wye 11 (Dyn11) จะให้มุมของหม้อแปลงมีค่า +30 องศา

3) ข้อมูลบัส (Bus Data)

ข้อมูลบัส ประกอบด้วยข้อมูลต่างๆ ดังนี้

- ประเภทของบัส ตามการจำแนกในหัวข้อ 4.1.1.1
- ค่ากำลังไฟฟ้าจริง (MW) และค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar) ของความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่บัสนั้นๆ
- ค่าระดับแรงดันของบัส (Base Voltage : $|V|$) (kV)
- ค่าขนาดของตัวเก็บประจุ (MVar) ที่สามารถจ่ายเข้าสู่บัสนั้น

4.1.2 บัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์

บัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (Bus Admittance Matrix) [26], [27] คือ เมตริกซ์ที่ระบุค่าแอดมิตแตนซ์ของบัสแต่ละบัสในระบบไฟฟ้า มีที่มาจากการนำหลักการ Kirchhoff's Current Law (KCL) มาพิจารณาที่บัสแต่ละบัสในระบบไฟฟ้า โดยบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์นี้จะถูกนำไปใช้ในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ซึ่งสมการบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์จะอยู่ในรูปของเมตริกซ์ดังสมการ (4.1) และ (4.2)

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdots & Y_{1i} & \cdots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdots & Y_{2i} & \cdots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \cdots & Y_{ii} & \cdots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdots & Y_{ni} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

หรือ

$$[I_{bus}] = [Y_{bus}] [V_{bus}] \quad (4.2)$$

เมื่อ

- $[I_{bus}]$ คือ เวกเตอร์ของกระแสที่ฉีดเข้าบัส (A)
- $[Y_{bus}]$ คือ บัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (Siemens : S)
- $[V_{bus}]$ คือ เวกเตอร์ของแรงดันไฟฟ้า (V)

สมาชิกในแนวทแยงมุมของ $[Y_{bus}]$ มีค่าเท่ากับผลรวมของค่าแอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่ออยู่ที่บัสนั้น ดังสมการ (4.3) โดยทั่วไปจะเรียกสมาชิกในแนวทแยงมุมนี้ว่า Self-Admittance หรือ Driving Point Admittance

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^n y_{ij} \quad ; \quad i \neq j \quad (4.3)$$

เมื่อ

- Y_{ii} คือ ผลรวมของค่าแอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่ออยู่ที่บัส i (S)
- y_{ij} คือ ค่าแอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัส i และบัส j (S)

สมาชิกนอกแนวทแยงมุมของ $[Y_{bus}]$ มีค่าเท่ากับ ค่าลบของค่าแอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่ออยู่ที่บัส i และบัส j ดังสมการ (4.4) โดยทั่วไปจะเรียกสมาชิกในแนวทแยงมุมนี้ว่า Mutual Admittance หรือ Transfer Admittance

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (4.4)$$

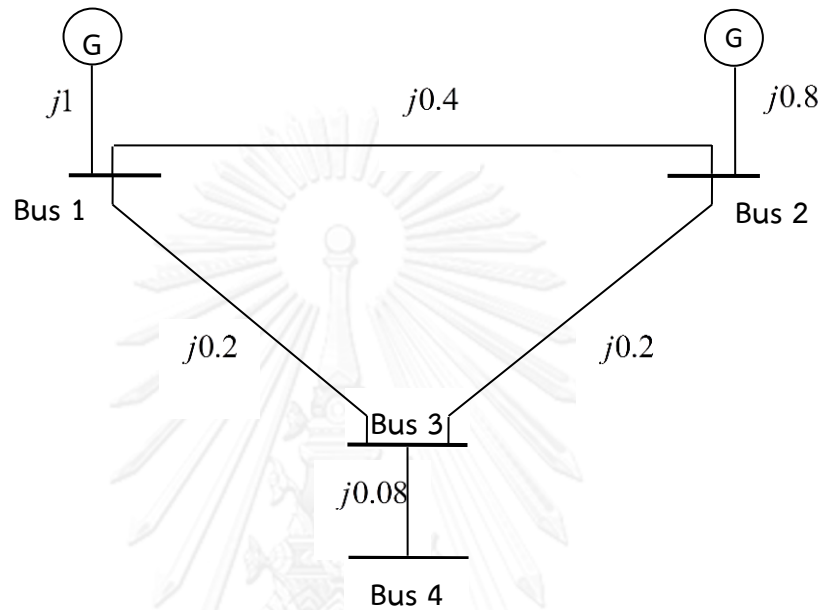
เมื่อ

- Y_{ij}, Y_{ji} คือ ค่าลบของค่าแอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่ออยู่ที่บัส i (S)

y_{ij} คือ ค่าแอดมิตแตนซ์ที่เชื่อมต่อระหว่างบัส i และบัส j (S)

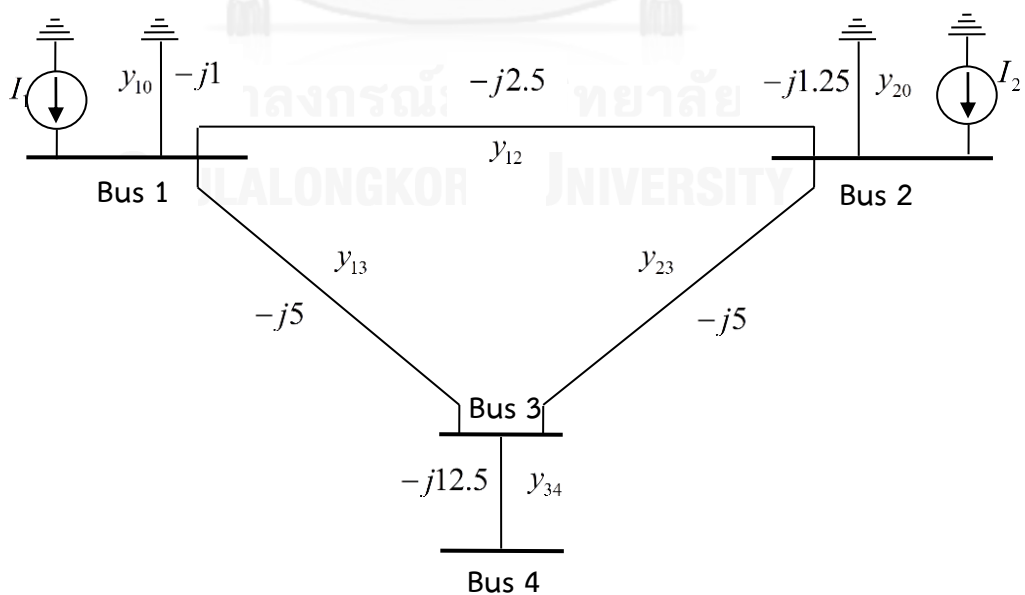
สำหรับตัวอย่างการคำนวณบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์มีดังนี้

ตัวอย่าง ระบบไฟฟ้าจำนวน 4 บัส มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ที่บัส 1 และ 2 และมีค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งระหว่างบัส แสดงดังภาพที่ 4.1



ภาพที่ 4.1 ระบบไฟฟ้าตัวอย่างจำนวน 4 บัส [27]

เมื่อพิจารณาระบบในภาพที่ 4.1 ในรูปแบบของแอดมิตแตนซ์ และแหล่งจ่ายกระแส จะสามารถพิจารณาระบบไฟฟ้าได้ดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 ระบบไฟฟ้าตัวอย่างจำนวน 4 บัส ในรูปของแหล่งจ่ายกระแส [27]

เมื่อนำหลักการ KCL พิจารณาระบบไฟฟ้าในภาพที่ 4.2 จะได้ว่า

$$I_1 = y_{10}V_1 + y_{12}(V_1 - V_2) + y_{13}(V_1 - V_3) \quad (1)$$

$$I_2 = y_{20}V_2 + y_{12}(V_2 - V_1) + y_{23}(V_2 - V_3) \quad (2)$$

$$0 = y_{23}(V_3 - V_2) + y_{13}(V_3 - V_1) + y_{34}(V_3 - V_4) \quad (3)$$

$$0 = y_{34}(V_4 - V_3) \quad (4)$$

เมื่อจัดรูปสมการ (1) - (4) จะได้ว่า

$$I_1 = (y_{10} + y_{12} + y_{13})V_1 - y_{12}V_2 - y_{13}V_3 \quad (5)$$

$$I_2 = -y_{12}V_1 + (y_{20} + y_{12} + y_{23})V_2 - y_{23}V_3 \quad (6)$$

$$0 = -y_{13}V_1 - y_{23}V_2 + (y_{13} + y_{23} + y_{34})V_3 - y_{34}V_4 \quad (7)$$

$$0 = -y_{34}V_3 + y_{34}V_4 \quad (8)$$

สมการ (5) - (8) สามารถแสดงในรูปของสมการ KCL ได้ดังนี้

$$I_1 = Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 + Y_{14}V_4 \quad (9)$$

$$I_2 = Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 + Y_{24}V_4 \quad (10)$$

$$I_3 = Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 + Y_{34}V_4 \quad (11)$$

$$I_4 = Y_{41}V_1 + Y_{42}V_2 + Y_{43}V_3 + Y_{44}V_4 \quad (12)$$

เมื่อนำสมการ (5) - (8) และสมการ (9) - (12) จะได้ค่าแต่ละตำแหน่งของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ ดังนี้

$$Y_{11} = y_{10} + y_{12} + y_{13} \quad (13)$$

$$Y_{22} = y_{20} + y_{12} + y_{23} \quad (14)$$

$$Y_{33} = y_{13} + y_{23} + y_{34} \quad (15)$$

$$Y_{44} = y_{34} \quad (16)$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -y_{12} \quad (17)$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -y_{13} \quad (18)$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -y_{23} \quad (19)$$

$$Y_{34} = Y_{43} = -y_{34} \quad (20)$$

จากสมการ (13) - (20) จะได้ค่าของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ ดังนี้

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ I_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -j8.50 & j2.50 & j5.00 & 0 \\ j2.50 & -8.75 & j5.00 & 0 \\ j5.00 & j5.00 & -j22.50 & j12.50 \\ 0 & 0 & j12.50 & -j12.50 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \end{bmatrix} \quad (21)$$

4.1.3 สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อกำหนดให้ p เป็นบัสในระบบไฟฟ้า สามารถคำนวณค่ากำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power : S) (MVA) ของบัส p ได้ดังสมการ (4.5) โดยค่า V_p และค่า I_p คือ แรงดัน และกระแสที่บัส p ในรูปของจำนวนเชิงซ้อน ตามลำดับ [26], [27], [28]

$$S_p = V_p I_p^* \quad (4.5)$$

$$P_p + jQ_p = V_p I_p^* \quad (4.6)$$

$$P_p - jQ_p = V_p^* I_p \quad (4.7)$$

จากสมการ KCL ที่บัส p จะได้ว่า

$$P_p - jQ_p = V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} V_q \quad (4.8)$$

เมื่อ

P_p	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าสู่บัส p (MW)
Q_p	คือ	กำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ไหลเข้าสู่บัส p (MVar)
V_p	คือ	แรงดันไฟฟ้าที่บัส p (V)
V_q	คือ	แรงดันไฟฟ้าที่บัส q (V)
V_p^*	คือ	สังยุคเชิงซ้อนของแรงดันไฟฟ้าที่บัส p (V)
Y_{pq}	คือ	สมาชิกในตำแหน่งที่ (p, q) ของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ (S)
n	คือ	จำนวนบัสทั้งหมดในระบบ

เมื่อเขียนฝั่งซ้ายของสมการ (4.8) ในรูปจำนวนเชิงขั้ว (Polar Form) จะได้ว่า

$$P_p - jQ_p = |V_p| \angle -\delta_p \sum_{q=1}^n |Y_{pq}| |V_q| \angle \theta_{pq} + \delta_q \quad (4.9)$$

เมื่อพิจารณาสมการ (4.9) จะสามารถเขียนสมการแสดงค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่จ่ายสู่บัส p ของระบบที่ประกอบไปด้วยบัสจำนวน n บัสได้ดังสมการ (4.10) และ (4.11) ซึ่งสมการทั้งสองนี้ คือ สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| |Y_{pq}| \cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (4.10)$$

$$Q_p = \sum_{q=1}^n |V_p| |V_q| |Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (4.11)$$

เมื่อ

P_p, Q_p	คือ	กำลังไฟฟ้าจริง (MW) และกำลังไฟฟารีแอกทีฟ (MVar) ที่ไหลเข้าสู่บัส p
------------	-----	--

$ V_p , \delta_p$	คือ	ขนาด (V) และมุมเฟส (Degree) ของแรงดันไฟฟ้าที่บัส p
$ V_q , \delta_q$	คือ	ขนาด (V) และมุมเฟส (Degree) ของแรงดันไฟฟ้าที่บัส q
$ Y_{pq} , \theta_{pq}$	คือ	ขนาด (S) และมุม (Degree) ของสมาชิกในตำแหน่งที่ (p, q) ของบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์

4.1.4 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน

เนื่องจากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าข้างต้น (สมการ (4.10) และ (4.11)) มีลักษณะไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Equation) ดังนั้นการหาคำตอบของสมการสามารถทำได้โดยการคำนวณด้วยวิธีการวนซ้ำ (Iterative) ซึ่งวิธีนิวตัน-ราฟสัน (Newton-Raphson Method) จะเป็นวิธีที่ช่วยในการหาคำตอบของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า [28]

การวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าโดยวิธีนิวตัน-ราฟสัน จะเปลี่ยนสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าให้อยู่ในรูปแบบสมการเชิงเส้นโดยใช้หลักการกระจายของอนุกรมเทเลอร์ (Taylor's Series Expansion) กระจายฟังก์ชันของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้า (สมการ (4.10) และ (4.11)) รอบจุดเริ่มต้น และไม่คิดเทอมอนุพันธ์อันดับสองขึ้นไป ซึ่งสามารถเขียนสมการให้อยู่ในรูปของสมการความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟารีแอกทีฟเป็นเมตริกซ์ได้ ดังสมการ (4.12)

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

เมื่อ

$\Delta P, \Delta Q$	คือ	เวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟของแต่ละบัส
$\Delta \delta$	คือ	เวกเตอร์ของมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าที่บัส (Degree)
$\Delta V $	คือ	เวกเตอร์ของขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส (V)
J_1, J_2, J_3, J_4	คือ	เมตริกซ์จาโคเบียนย่อย (Sub-Jacobian Matrix)

การคำนวณค่าสมาชิกเมตริกซ์จาโคเบียนย่อยสามารถทำได้ดังนี้

สมาชิกของ $[J_1]$

$$\text{สมาชิกในแนวทแยงมุม : } \frac{\partial P_p}{\partial \delta_p} = \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n -|V_p| |V_q| |Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (4.13)$$

$$\text{สมาชิกนอกแนวทแยงมุม : } \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} = |V_p| |V_q| |Y_{pq}| \sin(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) ; q \neq p \quad (4.14)$$

สมาชิกของ $[J_2]$

$$\text{สมาชิกในแนวทแยงมุม : } \frac{\partial P_p}{\partial |V|_p} = 2|V_p||Y_{pp}|\cos\theta_{pp} \quad (4.15)$$

$$+ \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n |V_q||Y_{pq}|\cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq})$$

$$\text{สมาชิกนอกแนวทแยงมุม : } \frac{\partial P_p}{\partial |V_q|} = |V_p||Y_{pq}|\cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) ; q \neq p \quad (4.16)$$

สมาชิกของ $[J_3]$

$$\text{สมาชิกในแนวทแยงมุม : } \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_p} = \sum_{\substack{q=1 \\ p \neq q}}^n |V_p||V_q||Y_{pq}|\cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) \quad (4.17)$$

$$\text{สมาชิกนอกแนวทแยงมุม : } \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_q} = -|V_p||V_q||Y_{pq}|\cos(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) ; q \neq p \quad (4.18)$$

สมาชิกของ $[J_4]$

$$\text{สมาชิกในแนวทแยงมุม : } \frac{\partial Q_p}{\partial |V|_p} = -2|V_p||Y_{pp}|\sin\theta_{pp} \quad (4.19)$$

$$+ \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n |V_q||Y_{pq}|\sin(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq})$$

$$\text{สมาชิกนอกแนวทแยงมุม : } \frac{\partial Q_p}{\partial |V_q|} = |V_p||Y_{pq}|\sin(\delta_p - \delta_q - \theta_{pq}) ; q \neq p \quad (4.20)$$

แต่ละสมาชิกของ ΔP และ ΔQ ในสมการ (4.12) สามารถคำนวณได้ ดังนี้

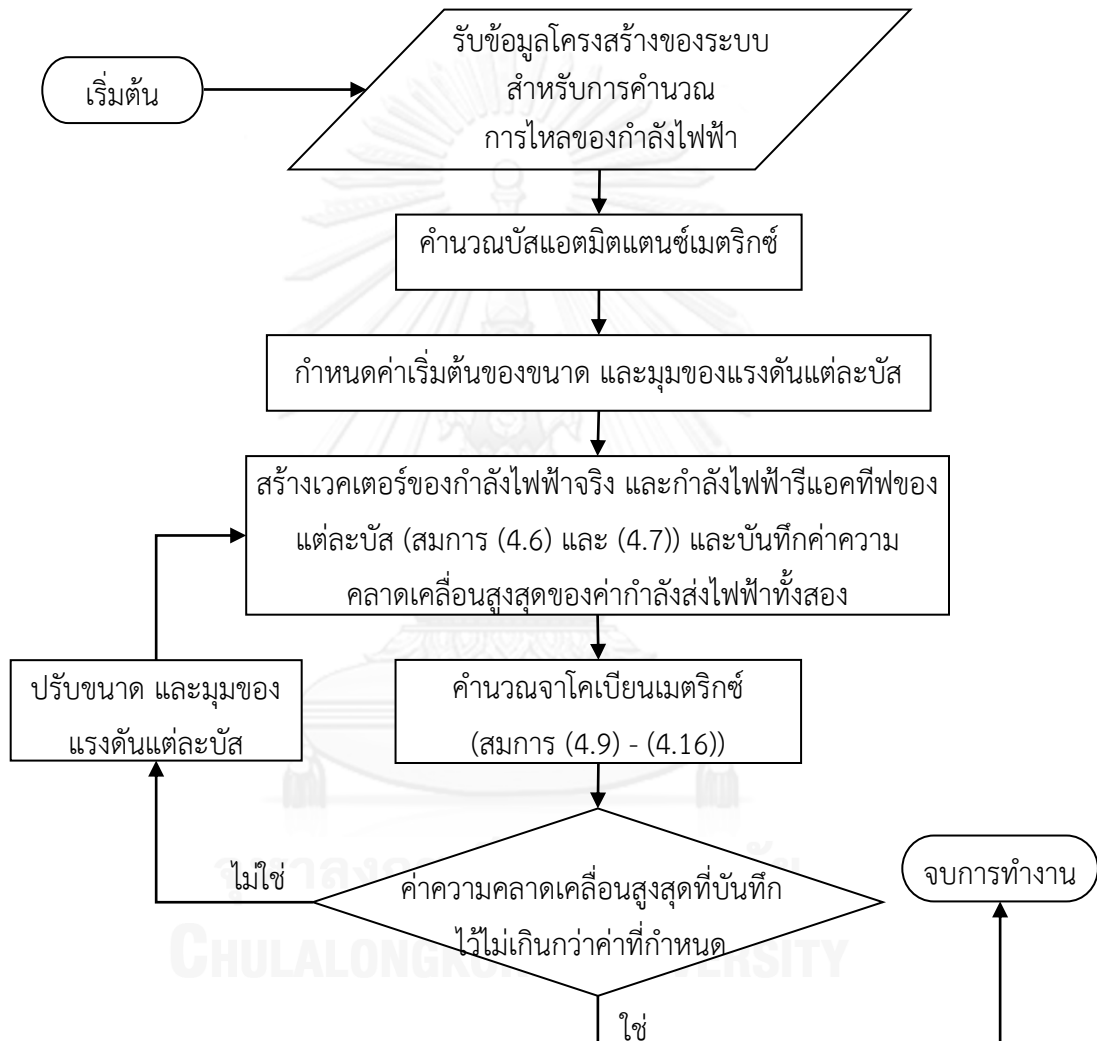
$$\Delta P_p^{(k)} = P_p - P_p^{(k)} \quad (4.21)$$

$$\Delta Q_p^{(k)} = Q_p - Q_p^{(k)} \quad (4.22)$$

เมื่อ

$\Delta P_p^{(k)}$	คือ	สมาชิกตัวที่ p ของเวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้าจริง (MW)
$\Delta Q_p^{(k)}$	คือ	สมาชิกตัวที่ p ของเวกเตอร์ความคลาดเคลื่อนกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (MVar)
P_p	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าบัส p (MW)
Q_p	คือ	กำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ไหลเข้าบัส p (MVar)

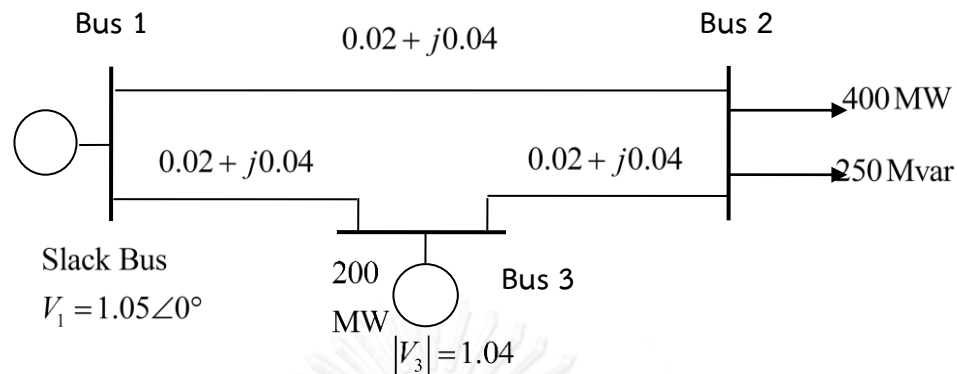
การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสันนั้นจำเป็นต้องคำนวณสมการ (4.12) ซ้ำ เพื่อหาค่าที่จะนำไปปรับเปลี่ยนค่ามุมกับขนาดของแรงดันในแต่ละบัส ได้แก่ $\Delta|V|$ และ $\Delta\delta$ จากนั้นจึงนำไปใช้เป็นค่าเริ่มต้นสำหรับการคำนวณในรอบถัดไป จนกระทั่งค่าความคลาดเคลื่อนของกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ทุกบัสในระบบน้อยกว่าค่าที่กำหนดไว้จึงหยุดการคำนวณ โดยสามารถสรุปขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน ได้ดังภาพที่ 4.3



ภาพที่ 4.3 ขั้นตอนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสัน [28]

สำหรับตัวอย่างการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน-ราฟสันมีดังนี้

ตัวอย่าง ระบบไฟฟ้าจำนวน 3 บัส มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ที่บัส 1 และ 3 มีค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งระหว่างบัส แสดงดังภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 ระบบไฟฟ้าตัวอย่างจำนวน 3 บัส [27]

จากภาพที่ 4.4 สามารถคำนวณบัสแอดมิตแตนซ์เมตริกซ์ของระบบไฟฟ้าได้ดังนี้

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 53.85165 \angle -1.9029 & 22.36068 \angle 2.0344 & 31.62278 \angle 1.8925 \\ 22.36068 \angle 2.0344 & 58.13777 \angle 1.8925 & 35.77709 \angle 2.0344 \\ 31.62278 \angle 1.8925 & 35.77709 \angle 2.0344 & 67.23095 \angle -1.1737 \end{bmatrix}$$

แปลงค่าโหลดที่บัส 2 และค่ากำลังไฟฟ้าจริงจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 3 ในหน่วยของ per unit ได้ดังนี้

$$S_2^{sch} = -\frac{(400 + j250)}{100} = -4.0 - j2.5 \text{ p.u.}$$

$$P_3^{sch} = \frac{200}{100} = 2.0 \text{ p.u.}$$

เมื่อกำหนดให้ค่าเริ่มต้น $|V_2^{(0)}| = 1.0$, $\delta_2^{(0)} = 0.0$ และ $\delta_3^{(0)} = 0.0$ สามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าสู่บัส 2, 3 และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ไหลเข้าสู่บัส 2 จากสมการ (4.10) และ (4.11) ได้ดังนี้

$$P_2 = |V_2| |V_1| |Y_{21}| \cos(\delta_1 - \delta_2 + \theta_{21}) + |V_2|^2 |Y_{22}| \cos(\theta_{22}) + |V_2| |V_3| |Y_{23}| \cos(\delta_3 - \delta_2 + \theta_{23})$$

$$= -1.14$$

$$P_3 = |V_3| |V_1| |Y_{31}| \cos(\delta_1 - \delta_3 + \theta_{31}) + |V_3| |V_2| |Y_{32}| \cos(\delta_2 - \delta_3 + \theta_{32}) + |V_3|^2 |Y_{33}| \cos(\theta_{33})$$

$$= 0.5616$$

$$Q_2 = -|V_2| |V_1| |Y_{21}| \sin(\delta_1 - \delta_2 + \theta_{21}) + |V_2|^2 |Y_{22}| \sin(\theta_{22}) + |V_2| |V_3| |Y_{23}| \sin(\delta_3 - \delta_2 + \theta_{23})$$

$$= -2.28$$

จากสมการ (4.21) และ (4.22) สามารถคำนวณ $\Delta P_2^{(0)}$, $\Delta P_3^{(0)}$, $\Delta Q_2^{(0)}$ ได้ดังนี้

$$\Delta P_2^{(0)} = P_2^{sch} - P_2^{(0)} = -4.0 - (-1.14) = -2.8600$$

$$\Delta P_3^{(0)} = P_3^{sch} - P_3^{(0)} = 2.0 - (-0.5616) = 1.4384$$

$$\Delta Q_2^{(0)} = Q_2^{sch} - Q_2^{(0)} = 2.5 - (-2.28) = -0.2200$$

จากสมการ (4.12) ถึง (4.22) สามารถคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในรอบที่ 1 โดยใช้ค่าเริ่มต้น ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} -2.8600 \\ 1.4384 \\ -0.2200 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 54.28000 & -33.28000 & 24.86000 \\ -33.28000 & 66.04000 & -16.64000 \\ -27.14000 & 16.64000 & 49.72000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(0)} \\ \Delta \delta_3^{(0)} \\ \Delta |V_2^{(0)}| \end{bmatrix}$$

ซึ่งจะได้ผลการคำนวณสำหรับรอบที่ 1 ดังนี้

$$\Delta \delta_2^{(0)} = -0.045263 \quad \delta_2^{(1)} = 0 + (-0.045263) = -0.045263$$

$$\Delta \delta_3^{(0)} = -0.007718 \quad \delta_3^{(1)} = 0 + (-0.007718) = -0.007718$$

$$\Delta |V_2^{(0)}| = -0.026548 \quad |V_2^{(1)}| = 1 + (-0.026548) = 0.97345$$

การคำนวณในรอบที่ 2 จะใช้ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ได้จากรอบที่ 1 ดังนี้

$$\begin{bmatrix} -0.099218 \\ 0.021715 \\ -0.050914 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 51.724675 & -31.765618 & 21.302567 \\ -32.981642 & 65.656383 & -15.379086 \\ -28.538577 & 17.402838 & 48.103589 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(1)} \\ \Delta \delta_3^{(1)} \\ \Delta |V_2^{(1)}| \end{bmatrix}$$

ซึ่งจะได้ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในรอบที่ 2 ดังนี้

$$\Delta \delta_2^{(1)} = -0.001795 \quad \delta_2^{(2)} = -0.045263 + (-0.001795) = -0.04706$$

$$\Delta \delta_3^{(1)} = -0.000985 \quad \delta_3^{(2)} = -0.007718 + (-0.000985) = -0.00870$$

$$\Delta |V_2^{(1)}| = -0.001767 \quad |V_2^{(2)}| = 0.973451 + (-0.001767) = 0.971684$$

เมื่อการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าครบ 3 รอบ จะพบว่า ผลการคำนวณมีความผิดพลาดเพียง 2.5×10^{-4} ซึ่งจะได้ขนาด และมุมเฟสของแรงดันที่บัสที่ 2 และบัสที่ 3 ดังนี้

$$V_2 = 0.97168 \angle -2.696^\circ$$

$$V_3 = 1.04 \angle -0.4988^\circ$$

จากขนาด และมุมเฟสของแรงดันที่บัสที่ 2 และบัสที่ 3 ข้างต้น สามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลเข้าสู่บัสที่ 1 และกำลังไฟฟ้านิวตันที่ไหลเข้าสู่บัสที่ 1 และ 3 จากสมการ (4.10) และ (4.11) ซึ่งได้ว่า

$$P_1 = 2.1842$$

$$Q_1 = 1.4082$$

$$Q_3 = 1.4617$$

4.2 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้ากำลัง

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้ากำลัง จะนำการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้า มาใช้ในการคำนวณ โดยนิยามของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด มีดังนี้

4.2.1 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้ากำลังตามนิยามของ NERC

ตามนิยามของ NERC (The North American Electricity Reliability Corporation) ได้ระบุ ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Power Transfer Capability) หรือ ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟารวม (Total Transfer Capability : TTC) ของระบบไฟฟ้ากำลัง คือ ความสามารถของระบบในการส่งกำลังไฟฟ้าที่มากที่สุดจากพื้นที่หนึ่งไปยังอีกพื้นที่หนึ่ง หรือ จากส่วนหนึ่งของระบบไปยังอีกส่วนหนึ่งของระบบได้ โดยไม่กระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ภายใต้สถานะที่เชื่อถือได้ และไม่ละเมิดเงื่อนไขต่างๆ [29], [30]

ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนี้จะเป็นผลรวมของ ความสามารถในการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้า (Available Transfer Capability : ATC) ระดับกำลังไฟฟ้าที่ไหลอยู่เวียนอยู่ ณ สถานะปัจจุบันของระบบ (Existing Transmission Commitment : ETC) ค่ากำลังไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อผลทางด้านความเชื่อถือได้ในการผลิต (Capacity Benefit Margin : CBM) และค่ากำลังส่งไฟฟ้าในระบบสายส่งที่สำรองไว้เพื่อความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบ (Transmission Reliability Margin : TRM)

$$TTC = ATC + ETC + CBM + TRM \quad (4.23)$$

เมื่อ

<i>TTC</i>	คือ	ค่ากำลังส่งไฟฟารวม หรือ ค่ากำลังส่งไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยคำนึงถึงเหตุขัดข้องอันเนื่องมาจากเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์
<i>ATC</i>	คือ	ความสามารถในการถ่ายโอนกำลังไฟฟ้า
<i>ETC</i>	คือ	ระดับกำลังไฟฟ้าที่ไหลอยู่เวียนอยู่ ณ สถานะปัจจุบันของระบบ หรือค่าภาระความต้องการการใช้ไฟฟ้าปัจจุบันของสายส่ง
<i>CBM</i>	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อผลทางด้านความเชื่อถือได้ในการผลิต
<i>TRM</i>	คือ	ค่ากำลังส่งไฟฟ้าในระบบสายส่งที่สำรองไว้เพื่อความปลอดภัย และ

ความเชื่อถือได้ของระบบ

สำหรับเงื่อนไขของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมี ดังนี้

- 1) สำหรับโครงสร้างของระบบที่มีอยู่แล้ว หรือ วางแผนไว้แล้ว ในสภาวะปกติจะต้องสามารถดำเนินการให้อุปกรณ์ทุกชนิดสามารถทำงานภายใต้ค่าพิกัด และแรงดันไฟฟ้าทุกตำแหน่งอยู่ในระดับปกติ
- 2) ระบบไฟฟ้าต้องสามารถจัดการกับการแกว่งของกำลังไฟฟ้าและยังคงมีเสถียรภาพภายใต้ผลการรบกวนอันเนื่องมาจากผลการชำรุดของอุปกรณ์ไฟฟ้าหนึ่งอุปกรณ์ เช่น สายส่ง หม้อแปลง หรือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 3) หลังจากที่มีการแกว่งของกำลังไฟฟ้ามีค่าลดลงและหลังจากที่อุปกรณ์ดำเนินการอัตโนมัติทำงาน แต่ก่อนที่ระบบจะถูกปรับให้อยู่ในสภาวะหลังเกิดการขัดข้อง ในช่วงเวลานี้ อุปกรณ์สายส่งต้องทำงานภายใต้ค่าพิกัดฉุกเฉิน และระดับแรงดันไฟฟ้าต้องอยู่ในเกณฑ์ฉุกเฉินด้วย
- 4) หากระดับการส่งกำลังไฟฟ้าในกรณีปกติในข้อ 1) มีค่าต่ำกว่าระดับการส่งกำลังไฟฟ้าในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องอันเนื่องจากเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ ค่าระดับการส่งกำลังไฟฟ้าจะถูกกำหนดให้เป็นค่าในสภาวะปกติ (ค่าที่ต่ำกว่า)
- 5) ในบางพื้นที่อาจต้องมีการพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์มากกว่าหนึ่งอุปกรณ์ เช่น การชำรุดของสายส่งวงจรเดียวกันที่อยู่บนเสาต้นเดียวกันหรือในแนวเดียวกัน ในการหาค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้า ถ้าการคิดผลของการขัดข้องของอุปกรณ์พร้อมกันมากกว่าหนึ่งอุปกรณ์ทำให้ค่าความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงมาก เงื่อนไขนี้สมควรได้รับการพิจารณาด้วย

4.2.2 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้น สภาวะของระบบจะถูกแทนด้วยแบบจำลองที่พิจารณาจากค่าในสภาวะพื้นฐาน ที่มีการรวมความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้ การจัดสรรกำลังการผลิต โครงสร้างของระบบ และการส่งผ่านกำลังที่ได้มีการกำหนดไว้แล้ว

ดังนั้นเมื่อระบบมีการเปลี่ยนแปลงจากสภาวะพื้นฐานแล้ว จึงจำเป็นต้องมีการปรับเปลี่ยนค่าในแบบจำลองดังกล่าวด้วย เนื่องจากเหตุการณ์ผิดปกติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และสายส่ง สามารถเกิดขึ้นได้ตลอดระหว่างช่วงเวลา ดังนั้นเหตุขัดข้องที่มีผลกระทบต่อระบบสูง จึงควรนำมาพิจารณาในการหาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วย ซึ่งการคำนวณค่ากำลังส่งไฟฟ้าสูงสุดนี้จะถูกคำนวณภายใต้ข้อจำกัดของระบบไฟฟ้า ดังนี้

- 1) ข้อจำกัดด้านการรับภาระ (Loading Limit)

ข้อจำกัดด้านการรับภาระ หรือ ข้อจำกัดด้านอุณหภูมิ (Thermal Limit) ถูกกำหนดจากปริมาณของกระแสไฟฟ้ามากที่สุด ที่สามารถไหลในสายส่ง หรือ อุปกรณ์ไฟฟ้าภายใต้เวลาที่กำหนด ก่อนที่อุปกรณ์ดังกล่าวจะเสียหายอย่างถาวร

ด้วยความร้อนหรือก่อนที่จะเกิดการขัดแย้งขึ้นกับกฎความปลอดภัย โดยทั่วไปสามารถพิจารณากำหนดข้อจำกัดนี้ได้ ใน 2 รูปแบบ ดังนี้

- ข้อจำกัดถูกกำหนดในรูปของกระแสสูงสุด (A) ข้อจำกัดนี้จะถูกเรียกว่า ข้อจำกัดด้านอุณหภูมิ หรือ

- ข้อจำกัดถูกกำหนดในรูปแบบของค่าการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอุปกรณ์ (MVA) ข้อจำกัดนี้จะถูกเรียกว่า ข้อจำกัดด้านการรับภาระ

2) ข้อจำกัดแรงดันไฟฟ้า (Voltage Limit)

การเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจะต้องรักษาไว้ภายใต้ช่วงที่ยอมรับได้ เช่น แรงดันต่ำสุดสามารถกำหนดจากการส่งกำลังไฟฟ้ามากที่สุดยังไม่เกิดอันตรายต่อระบบไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ของผู้ใช้โดยที่หากไม่สามารถรักษาระดับแรงดันได้ ผลก็คือ เกิดการพังทลายของแรงดันซึ่งสามารถส่งผลต่อการเกิดไฟดับบางส่วนหรือทั้งระบบไฟฟ้าก็เป็นได้

3) ข้อจำกัดด้านกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Limit)

ขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งกำลังไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ จะต้องอยู่ระหว่างความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุด และความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าต่ำสุด

4) ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพ

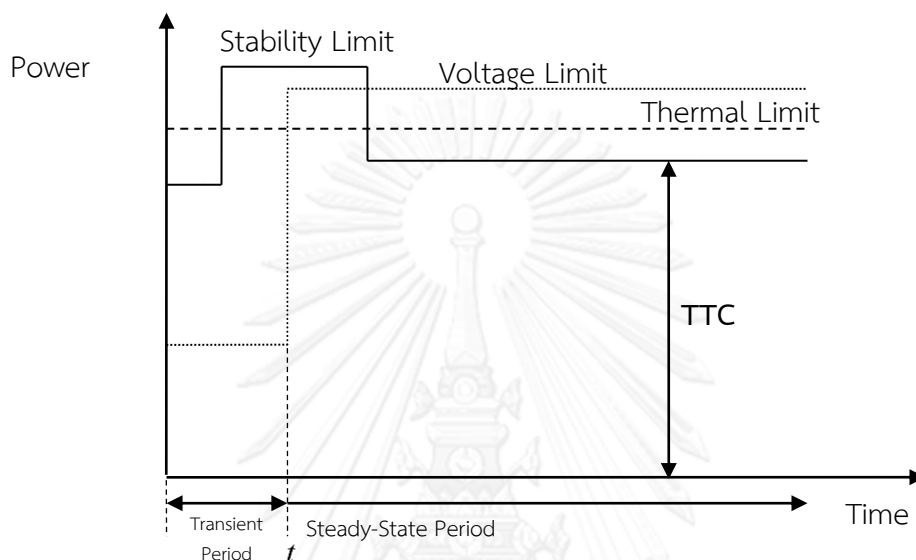
ระบบต้องสามารถทนต่อการรบกวนภายในช่วง Transient และ Dynamic ได้ (เวลาอาจอยู่ในหน่วย 1 ใน 1000 วินาที หรือ อาจเป็นหลายๆ นาที) ในกรณีปกติเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องที่อยู่กับระบบจะทำงานที่ความถี่เดียวกัน แต่เมื่อเกิดการรบกวนขึ้นในระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเริ่มแกว่งเมื่อเทียบกับเครื่องอื่นๆ ซึ่งยังทำงานอยู่ในสภาวะปกติ สำหรับระบบที่มีเสถียรภาพนั้นการแกว่งดังกล่าวจะหายไปและจุดทำงานก็จะเคลื่อนตัวไปสู่จุดทำงานใหม่ที่มีเสถียรภาพ ในกรณีที่ระบบไม่สามารถเคลื่อนตัวไปสู่จุดที่มีเสถียรภาพจุดใหม่ได้ทันแล้วเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอาจสูญเสีย Synchronism ได้ จากเหตุนี้อาจทำให้ระบบทั้งหมดหรือบางส่วนไม่มีเสถียรภาพได้ ผลอีกอย่างของการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีเสถียรภาพนั้นคือ อาจทำให้อุปกรณ์เสียหายและผลนี้อาจทำให้ต้องตัดไปที่จ่ายให้กับผู้ใช้เป็นวงกว้างด้วย

จากเงื่อนไขทั้งหมดข้างต้นพบว่า ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะคิดจากค่ากำลังส่งไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดเมื่อพิจารณาค่ากำลังส่งไฟฟ้าสูงสุดในทุกเงื่อนไข ดังนี้

$$TTC = \text{ค่ากำลังส่งไฟฟ้าต่ำสุดของ} \quad (4.24)$$

$$\{ \text{เงื่อนไขอุณหภูมิ, เงื่อนไขแรงดัน, เงื่อนไขเสถียรภาพ} \}$$

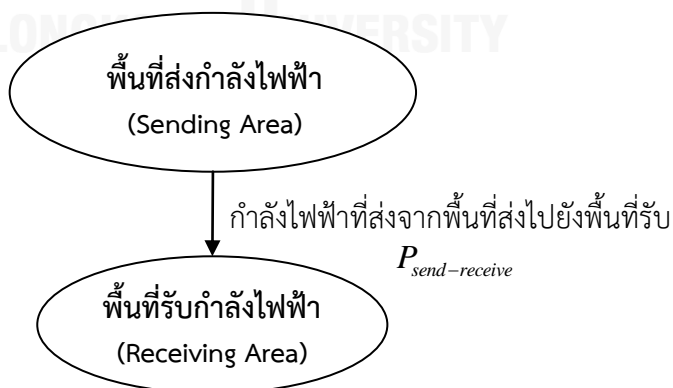
เมื่อสถานะของระบบมีการเปลี่ยนแปลง ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดก็สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามเงื่อนไขที่เปลี่ยนแปลงไป ดังตัวอย่างในภาพที่ 4.5 ที่แสดงให้เห็นว่า ณ เวลา t ที่สนใจ เงื่อนไขที่ใช้กำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด คือ เงื่อนไขทางด้านเสถียรภาพ แทนที่จะเป็นค่าที่เกิดจากเงื่อนไขอุณหภูมิ หรือแรงดัน เป็นต้น



ภาพที่ 4.5 ข้อจำกัดที่มีผลต่อความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด [29]

4.2.3 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ คือ การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่พื้นที่หนึ่งสามารถส่งไปยังอีกพื้นที่หนึ่ง โดยไม่ละเมิดข้อจำกัดต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นิยามพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้าว่า พื้นที่ส่ง (Sending Area) และนิยามพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าว่า พื้นที่รับ (Receiving Area) ดังภาพที่ 4.6



ภาพที่ 4.6 การนิยามพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า และพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาความสมดุลของกำลังไฟฟ้า (Power Balance) ระหว่างพื้นที่ส่ง และพื้นที่รับ จะสามารถคำนวณค่ากำลังส่งไฟฟ้าจากพื้นที่ส่ง ไปยังพื้นที่รับได้ดังสมการ (4.25)

$$P_{send-receive} = P_{receive}^{Load} + P_{receive}^{Loss} - P_{receive}^{Gen} \quad (4.25)$$

เมื่อ

$P_{send-receive}$	คือ	กำลังไฟฟ้าที่ส่งจากพื้นที่ส่ง ไปยังพื้นที่รับ (MW)
$P_{receive}^{Load}$	คือ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่รับ (MW)
$P_{receive}^{Loss}$	คือ	กำลังไฟฟ้าสูญเสียในพื้นที่รับ (MW)
$P_{receive}^{Gen}$	คือ	กำลังการผลิตรวมของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับ (MW)

จากสมการ (4.25) จะเห็นว่า กำลังไฟฟ้าที่ส่งจากพื้นที่ส่ง ไปยังพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่รับ และค่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับ ดังนั้นจึงสามารถจำแนกวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ได้ 2 วิธี ดังนี้

1) การเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้า (Increasing Load Demand)

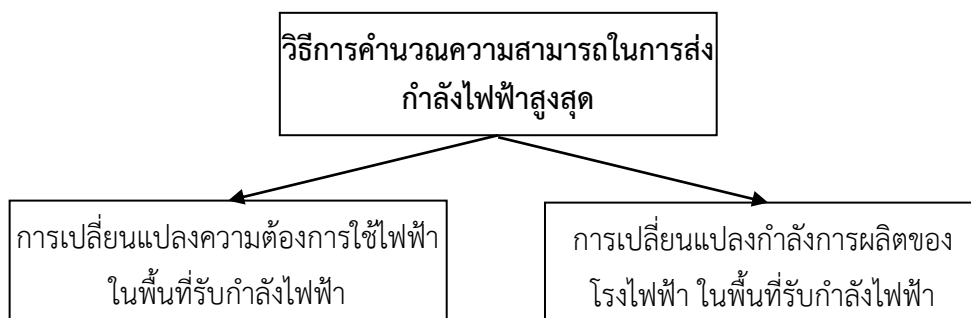
การคำนวณด้วยวิธีนี้จะทำการคำนวณโดยการเพิ่มความต้องการการใช้ไฟฟ้าของระบบในพื้นที่รับไปเรื่อยๆ ซึ่งการเพิ่มขึ้นของความต้องการการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่รับจะส่งผลให้ระบบในอีกพื้นที่ส่ง ส่งกำลังไฟฟ้ามายังพื้นที่รับมากขึ้น

การเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบจะสิ้นสุดลงก็ต่อเมื่อระบบมีการละเมิดข้อจำกัดใดข้อจำกัดหนึ่ง หลังจากนั้นจึงบันทึกค่ากำลังส่งไฟฟ้าสุดท้ายที่ระบบไม่ละเมิดข้อจำกัดใดข้อจำกัดหนึ่งเป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

2) การเปลี่ยนแปลงของกำลังการผลิต (Re-dispatching Generation)

การคำนวณด้วยวิธีนี้จะทำการคำนวณโดยการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า ซึ่งการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตนี้จะทำให้ค่ากำลังส่งไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่มีค่าเปลี่ยนแปลง โดยจะต้องพิจารณาการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับให้ครบทุกรูปแบบ แล้วจึงเลือกค่ากำลังส่งไฟฟ้าที่มากที่สุดเป็นค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ทั้งนี้ค่ากำลังส่งไฟฟ้าสูงสุดนั้นจะต้องไม่ละเมิดข้อจำกัดใดข้อจำกัดหนึ่งในระบบอีกเช่นกัน

วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ของระบบใดๆ สามารถคำนวณได้ในสองวิธีที่แตกต่างกันข้างต้น ดังภาพที่ 4.7 แต่ทั้งนี้การเลือกวิธีการใดวิธีการหนึ่งในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบใดๆ นั้น อาจจะต้องพิจารณาความเป็นไปได้ของสภาพระบบทางกายภาพ และความเหมาะสมของวิธีการนั้นๆ ด้วย



ภาพที่ 4.7 วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

บทที่ 5

หลักการและทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง

เนื่องจากความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมีความสัมพันธ์กับเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าดังที่ได้กล่าวในบทที่ 4 ดังนั้นบทนี้จึงนำเสนอหลักการ และทฤษฎีพื้นฐาน ที่เกี่ยวข้องกับเสถียรภาพระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น 4 หัวข้อ ดังนี้

- 5.1) นิยามของเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 5.2) ประเภทของเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 5.3) การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 5.4) ตัวอย่างการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง

5.1 นิยามของเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง

เสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Stability) คือ ความสามารถของระบบไฟฟ้า ในการรักษาสมดุลของการทำงานภายใต้สภาวะปกติ และระบบต้องสามารถกลับสู่สภาพสมดุลที่ยอมรับได้ ภายหลังจากเกิดการรบกวนขึ้นในระบบ ซึ่งการรบกวนนี้อาจเป็นการรบกวนขนาดเล็ก (Small Disturbance) หรือ การรบกวนขนาดใหญ่ (Large disturbance) ก็ได้ ระบบที่มีเสถียรภาพที่ดีย่อมสามารถจะทนทานต่อการรบกวนต่างๆ ได้มาก [31]

การรบกวนที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลังสามารถแยกได้เป็น 2 ประเภท คือ

- 1) ผลกระทบที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง และมีการเปลี่ยนแปลงแบบค่อยเป็นค่อยไป (Small Disturbance) เช่น การส่งผ่านพลังงานเข้าสู่ระบบจากตัวเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อยตลอดเวลา
- 2) ผลกระทบที่เกิดขึ้นอย่างทันทีทันใดและรุนแรง (Large Disturbance) เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเกิดขัดข้อง และหยุดการทำงาน อันเนื่องมาจากการตัดตอนของอุปกรณ์ป้องกัน หรือในกรณีที่เกิดเหตุขัดข้องขึ้นกับสายส่งไฟฟ้าแรงสูง

5.2 ประเภทของเสถียรภาพในระบบไฟฟ้ากำลัง

เสถียรภาพของระบบไฟฟ้าสามารถแบ่งได้ ดังนี้ [31], [32], [33]

- 1) เสถียรภาพทางมุม
- 2) เสถียรภาพแรงดัน
- 3) เสถียรภาพของระบบในสภาวะชั่วคราว และเสถียรภาพของระบบในสภาวะอยู่ตัว

5.2.1 เสถียรภาพทางมุม

เสถียรภาพทางมุม (Rotor Angle Stability) คือ ความสามารถของระบบในการรักษาสภาพซิงโครนิส (Synchronism) ภายใต้อาการรบกวนที่ซึ่งเป็นจุดสมดุลระหว่างกำลังบิดทางกล (Mechanical Torque) และกำลังบิดทางไฟฟ้า (Electrical Torque)

โดยทั่วไปเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมีความเร็วคงที่ แต่หากสภาพระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป จากการถูกรบกวน จุดสมดุลก็จะเปลี่ยนแปลงไปเช่นกัน เป็นผลทำให้อัตราเร่งของมุมโรเตอร์ (Rotor Angle) เพิ่มขึ้น หรือ ลดลง และหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องหนึ่งหมุนเร็วกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอีกเครื่องหนึ่ง มุมโรเตอร์เทียบกับแกนโรเตอร์ของเครื่องนั้น จะมากกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่หมุนช้ากว่า ซึ่งความแตกต่างของมุมนี้เป็นผลให้ภาระของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ช้าจะย้ายไปยังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เร็ว ซึ่งขึ้นอยู่กับความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้า-มุมโรเตอร์ (Power-Angle Relationship) ซึ่งเป็นความสัมพันธ์แบบไม่เชิงเส้น ส่งผลให้ลดความแตกต่างของความเร็วและมุมที่แยกออกจากกัน การเพิ่มขนาดของมุมที่แยกออกจากกันนี้เกิดขึ้นจากความสามารถในการส่งกำลังไฟฟาลดลง ซึ่งเป็นไปตามความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้า-มุมโรเตอร์ และหากความแตกต่างของมุมที่แยกออกจากกันมีค่ามาก เสถียรภาพของระบบจะยิ่งลดลง

ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่าเสถียรภาพของระบบ จะขึ้นอยู่กับความแตกต่างของมุมที่แยกกันของโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งขึ้นอยู่กับจุดทำงานของระบบไฟฟ้า และอุปกรณ์ควบคุมต่างๆ และถ้าค่ามุมโรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใดเปลี่ยนแปลงมากเกินไป จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นสูญเสียสภาพซิงโครไนส์ และทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลุดออกจากระบบไฟฟ้า การสูญเสียสภาพซิงโครไนส์ในระบบไฟฟ้าสามารถเกิดได้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องเดียวหรือหลายเครื่องก็ได้ ซึ่งสามารถทำให้กลับมาสู่สภาพซิงโครไนส์ใหม่ได้ด้วยการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านั้นเข้าสู่ระบบอีกครั้งหนึ่ง

หากวิเคราะห์ปริมาณกำลังบิดทางไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงในระบบไฟฟ้า จะประกอบด้วยกำลังบิดซิงโครไนส์ (Synchronizing Torque) และกำลังบิดการหน่วง (Damping Torque) ซึ่งมีความสัมพันธ์ดังสมการ (5.1)

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (5.1)$$

เมื่อ

ΔT_e	คือ	กำลังบิดทางไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงในระบบไฟฟ้า (นิวตัน-เมตร : $N \cdot m$)
$T_S \Delta \delta$	คือ	กำลังบิดซิงโครไนส์ เป็นค่ากำลังบิดในเฟสเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของมุมโรเตอร์ $\Delta \delta$ โดย T_S เรียกว่า สัมประสิทธิ์กำลังบิดซิงโครไนส์ (Synchronizing Torque Coefficient) ($N \cdot m$)
$T_D \Delta \omega$	คือ	กำลังบิดการหน่วงเป็นค่ากำลังบิดในเฟสเมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงของความเร็ว $\Delta \omega$ โดย T_D เรียกว่า สัมประสิทธิ์กำลังบิดการหน่วง (Damping Torque Coefficient) ($N \cdot m$)

ถ้าระบบไฟฟ้าขาดกำลังบิดซิงโครไนส์ หรือ มีค่า T_S เป็นลบ จะทำให้มุมโรเตอร์มีอัตราเร่งเพิ่มขึ้นจนสูญเสียสภาพซิงโครไนส์ และถูกปลดออกจากระบบในที่สุด ทำให้ระบบขาดเสถียรภาพ ส่วนการขาดกำลังบิดการหน่วงหรือมีค่า T_D ก็จะเป็นผลทำให้เมื่อเกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าขึ้น จะไม่สามารถลดขนาดการแกว่งที่เกิดขึ้นได้จนทำให้ระบบสูญเสียเสถียรภาพในที่สุดลักษณะของเสถียรภาพทางมุมนี้ สามารถแบ่งได้ 2 ชนิดด้วยกัน คือ

5.2.1.1 เสถียรภาพสัญญาณขนาดเล็ก

เสถียรภาพสัญญาณขนาดเล็ก (Small Signal Stability) คือ ความสามารถของระบบไฟฟ้าที่สามารถรักษาสภาพซิงโครไนส์ได้ เมื่อถูกรบกวนปริมาณเล็กน้อยที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่องในระบบ อันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้า หรือ กำลังการผลิตเพียงเล็กน้อย ซึ่งการรบกวนเหล่านี้มีขนาดเล็กมากจนสามารถใช้การวิเคราะห์แบบเชิงเส้นได้ (Linearization)

ความไม่มีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าจะสามารถเกิดขึ้นได้ใน 2 กรณีด้วยกัน คือ

- 1) มุมของโรเตอร์เพิ่มขึ้น หรือ ลดลงเรื่อยๆ จนสูญเสียเสถียรภาพอันเนื่องมาจากขาดแรงบิดที่จะรักษาสภาพซิงโครไนส์ (Synchronizing Torque)
- 2) การแกว่งของมุมของโรเตอร์ที่แกว่งเพิ่มขึ้นจนสูญเสียเสถียรภาพ เนื่องจากขาดแรงบิดที่ทำให้เกิดความหน่วง

ในระบบไฟฟ้าโดยปกติลักษณะของการรบกวนขนาดเล็กจะขึ้นอยู่กับค่าการทำงานเริ่มต้น ความยาวสายส่ง ชนิดของระบบกระตุ้น (Excitation) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สำหรับระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อกันอยู่นั้น ถ้าระบบไม่มีตัวปรับเปลี่ยนแรงดัน (Voltage Regulator) หรือ มีค่าแรงดันสนามคงที่ (Constant Field Voltage) การสูญเสียเสถียรภาพของระบบเป็นผลเนื่องมาจากการขาดกำลังบิดซิงโครไนส์ไม่ได้เกิดจากการแกว่งเนื่องจากขาดกำลังบิดการหน่วง ซึ่งจะเรียกการสูญเสียเสถียรภาพในลักษณะนี้ว่า Non-Oscillatory Instability แต่ถ้ามีการควบคุมการกระตุ้น (Excitation Control) ปัญหาการสูญเสียเสถียรภาพของระบบจะเกิดขึ้นเนื่องมาจากการขาดกำลังบิดการหน่วงในระบบทำให้เกิดการแกว่งที่มีการเพิ่มขนาดขึ้นเรื่อยๆ ซึ่งเรียกการสูญเสียเสถียรภาพในลักษณะนี้ว่า Oscillatory Instability

ปัญหาเสถียรภาพสัญญาณขนาดเล็กนี้เป็นปัญหาที่เกิดขึ้นเป็นส่วนใหญ่ ซึ่งมักจะเกิดจากการการแกว่งในระบบนั่นเอง เสถียรภาพของการแกว่งนี้สามารถแบ่งตามความถี่ได้เป็น 4 ลักษณะด้วยกัน

- 1) โหมดพื้นที่เดียวกัน (Local Mode) เกิดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องหนึ่งหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายเครื่องที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกันตอบสนองโต้ตอบกันกับระบบที่เหลือซึ่งมีขนาดใหญ่กว่า ความถี่ที่เกิดอยู่ระหว่าง 0.7 ถึง 2.0 Hz
- 2) โหมดระหว่างพื้นที่ (Inter-Area Mode) เป็นการแกว่งจากการโต้ตอบของกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้างุ่มหนึ่งกับกลุ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้างุ่มอื่นๆ ในระบบ การแกว่งแบบนี้จะมีความซับซ้อนมากกว่าโหมดพื้นที่เดียวกัน ความถี่จะอยู่ในช่วง 0.1 ถึง 1.0 Hz
- 3) โหมดควบคุม (Control Mode) เกิดจากการปรับแต่งอุปกรณ์ควบคุมในระบบที่ไม่เหมาะสมเช่น ตัวควบคุมความเร็ว (Speed Governor) หรือ ตัวชดเชยวาร์สถิติ (SVC) เป็นต้น

- 4) โหมดเชิงความบิด (Tensional Mode) เป็นการแกว่งที่เกิดขึ้นที่แกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกังหัน ความถี่จะอยู่ในช่วงความถี่ซบซิงโครนัส

5.2.1.2 เสถียรภาพสภาวะชั่วคราว

เสถียรภาพสภาวะชั่วคราว (Transient Stability) คือ ความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่สามารถรักษาสภาพซิงโครนัสเมื่อเกิดการรบกวนชั่วคราวอย่างรุนแรง (Large Disturbance) ในระบบได้ เช่น การเกิดการลัดวงจร (Short Circuits) ทั้งแบบจากสายลงดิน (Phase to Ground) การลัดวงจรระหว่างสาย (Phase-to-Phase) การลัดวงจรทั้งสามสายลงดิน (Three-Phase-to-Ground) เป็นต้น ซึ่งผลตอบสนองของระบบดังกล่าวจะสามารถวิเคราะห์ได้ในลักษณะไม่เชิงเส้น (Nonlinear) โดยใช้ความสัมพันธ์ของกำลังไฟฟ้า-มุมโรเตอร์ ซึ่งเสถียรภาพแบบนี้จะขึ้นอยู่กับจุดทำงานเริ่มต้นของระบบและความรุนแรงของการรบกวนที่เกิดขึ้น

ความไม่มีเสถียรภาพของเสถียรภาพชนิดนี้สามารถแบ่งได้เป็น 2 กรณีเช่นกัน คือ

- 1) กรณีการแกว่งครั้งแรก (First-Swing Instability)
- 2) กรณีการแกว่งของโรเตอร์จนเสียเสถียรภาพ

การสูญเสียเสถียรภาพในกรณีนี้มักจะไม่เป็นแบบกรณีการแกว่งครั้งแรก แต่จะเป็นผลมาจากการรบกวนหลายๆ แบบที่เกิดขึ้นรวมกันจนระบบสูญเสียเสถียรภาพ ช่วงเวลาที่ใช้พิจารณาว่าระบบยังคงมีเสถียรภาพอยู่หรือไม่จะอยู่ที่ประมาณ 3-5 วินาทีแรก หลังจากที่เกิดการรบกวนในระบบ แต่ถ้าเป็นระบบที่มีขนาดใหญ่มากช่วงเวลาที่พิจารณาจะเพิ่มเป็นประมาณ 10 วินาที

5.2.2 เสถียรภาพแรงดัน และการพังทลายของแรงดัน

5.2.2.1 เสถียรภาพแรงดัน

เสถียรภาพทางแรงดัน (Voltage Stability) คือ ความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังในการรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ภายใต้สภาวะการทำงานปกติ และภายหลังจากการถูกรบกวน (การรบกวนอาจเป็นการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยระบบยังสามารถควบคุมค่ากำลังไฟฟ้า และแรงดันไว้ได้) [28], [32], [33]

ทาง CIGRE ได้ให้คำจำกัดความของเสถียรภาพทางแรงดันซึ่งสามารถอธิบายได้ดังนี้

เสถียรภาพทางแรงดัน หมายถึง ระบบไฟฟ้ากำลังที่ทำงานอยู่ในสภาวะการทำงานหนึ่งๆ เมื่อเกิดการรบกวนขึ้นจะมีเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า ถ้าแรงดันไฟฟ้าของความต้องการใช้ไฟฟ้ามามีค่าเข้าใกล้จุดสมดุลหลังถูกรบกวน และการรบกวนที่เกิดขึ้นอยู่ภายใต้ขอบเขตของสภาวะสมดุลหลังจากถูกรบกวน

ความไม่มีเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า (Voltage Instability) จะมีความหมายตรงข้ามกับความหมายเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า และมีผลทำให้แรงดันไฟฟ้าลดลง (หรือเพิ่มขึ้น) เป็นอย่างมาก โดยอุปกรณ์ควบคุมจะทำงานจนถึงค่าสูงสุดของอุปกรณ์นั้นๆ

5.2.2.2 การพังทลายของแรงดัน

ทาง CIGRE ได้ให้คำจำกัดความของการพังทลายของแรงดันไว้ ดังนี้

การพังทลายของแรงดัน (Voltage Collapse) จะเกิดขึ้นหลังจากระบบไม่มีเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้าแล้ว ระบบจะเกิดการพังทลายของแรงดันไฟฟ้าขึ้น เมื่อแรงดันไฟฟ้าของความต้องการใช้ไฟฟ้าหลังถูกรบกวนต่ำกว่าค่าที่สามารถยอมรับได้ การพังทลายของแรงดันที่เกิดขึ้นนี้อาจเกิดทั้งหมดหรือบางส่วนจากระบบก็ได้

การพังทลายของแรงดันเป็นปรากฏการณ์ที่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างช้าๆ แต่มีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอด โดยแรงดันของระบบจะค่อยๆเปลี่ยนแปลงตามการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้า เช่น แรงดันจะค่อยๆ ลดลงในกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น จนกระทั่งถึงจุดวิกฤต (Critical Point) ทำให้ระบบสูญเสียความมั่นคงของแรงดันอันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้ามากเกินไปจนเกินกว่าขอบเขตที่ระบบรับได้

เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเป็นไปอย่างช้าๆ และค่อยเป็นค่อยไปในเหตุการณ์จริง ผู้ปฏิบัติการที่อยู่ ณ ศูนย์ควบคุมอาจไม่สามารถสังเกตเห็นหรือไม่สนใจแต่เมื่อแรงดันไฟฟ้าลดต่ำลงมากจึงเริ่มสังเกตเห็น ซึ่งในกรณีดังกล่าวการแก้ไขให้แรงดันในระบบกลับสู่ระดับเดิมอาจสายไป ผลที่ตามมา คือ การเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง (Blackout) ดังเหตุการณ์ที่ประเทศญี่ปุ่น เมื่อ วันที่ 23 กรกฎาคม 1987 ซึ่งมีสาเหตุมาจากการเพิ่มของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงมาก (อัตราการเพิ่มของความต้องการใช้ไฟฟ้าประมาณ 400 MW/min) ทำให้แรงดันในระบบลดลงเรื่อยๆ แม้จะมีการพยายามชดเชยกำลังรีแอกทีฟด้วยกรเพิ่มตัวเก็บประจุไฟฟ้าแล้วก็ตาม แต่ไม่สามารถชดเชยอัตราการเพิ่มของความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ในที่สุดทำให้เกิดการพังทลายของแรงดันจากการจ่ายกำลังรีแอกทีฟไม่เพียงพอ เป็นผลให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง [28], [32], [33]

1) สาเหตุการเกิดการพังทลายของแรงดัน

สาเหตุหลักของการเกิดการพังทลายของแรงดัน มีดังนี้

- การเพิ่มของความต้องการใช้ไฟฟ้าในปริมาณมาก และไม่สามารถจ่ายกำลังรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบเพื่อรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ ทั้งนี้ เพราะว่าการส่งผ่านกำลังรีแอกทีฟจากแหล่งกำเนิดให้แก่ความต้องการใช้ไฟฟ้าทำได้ยาก เนื่องจากกำลังรีแอกทีฟส่วนมากจะสูญเสียไปกับสายส่งระหว่างแหล่งกำเนิดกับตำแหน่งของความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังนั้นในทางปฏิบัติการจ่ายพลังงานรีแอกทีฟเข้าสู่ระบบมักจะมาจากการใช้อุปกรณ์ชดเชยต่างๆ เช่น ตัวเก็บประจุแบบอนุกรม ตัวเก็บประจุแบบขนาน และหม้อแปลงแรงดันแบบอัตโนมัติ แต่ทั้งนี้ อุปกรณ์ชดเชยเหล่านี้จะไม่สามารถช่วยอะไรได้มากนัก หากการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่อัตราสูงมากๆ

- การที่แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหรือสายส่งชุดใดชุดหนึ่ง ถูกตัดออกจากระบบในทันทีทันใดทำให้สายส่งหรืออุปกรณ์จ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้าเกินพิกัด การเกิดการพังทลายของแรงดันจากสาเหตุนี้จะขึ้นอยู่กับขนาดของอุปกรณ์ที่หลุด

นอกจากระบบ การทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน และวิธีการชดเชยแรงดันของระบบเดิม

2) ปัจจัยที่มีผลต่อการเกิดการพังทลายของแรงดัน

ปัจจัยสำคัญที่ส่งผลให้เกิดการพังทลายของแรงดัน มีดังนี้

- ปริมาณและตำแหน่งของอุปกรณ์ชดเชยกำลังรีแอกทีฟ เนื่องจากกำลังรีแอกทีฟจากแหล่งกำเนิดส่งผ่านมาสู่ความต้องการใช้ไฟฟ้าได้น้อยเพราะจะสูญเสียในสายส่ง ดังนั้นการชดเชยกำลังรีแอกทีฟจึงขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ที่ใช้ชดเชยกำลังรีแอกทีฟเท่านั้น ซึ่งจะต้องมีปริมาณเพียงพอ และอยู่ในบริเวณที่ใกล้เคียงกับจุดที่เสี่ยงต่อการเกิดการพังทลายของแรงดัน เพราะถึงแม้ว่าจะมีปริมาณที่เพียงพอ แต่ถ้าอยู่ห่างมากๆ การส่งผ่านกำลังรีแอกทีฟมา ณ จุดที่ต้องการก็จะสูญเสียไปกับสายส่งจนมีปริมาณไม่เพียงพอต่อความต้องการ

- การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ การตั้งค่าอุปกรณ์ ควรจะคำนึงถึงการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว ความสามารถในการชดเชยกำลังรีแอกทีฟและมีการตัดส่วนที่มีผลกระทบต่อระบบน้อยที่สุดออกไป เช่น กรณีที่มีการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าในปริมาณมาก ณ จุดหนึ่งอุปกรณ์ป้องกันควรจะรับรู้ความสามารถในการชดเชยกำลังรีแอกทีฟให้กับระบบ ซึ่งถ้าการเพิ่มของความต้องการใช้ไฟฟ้ามีมากเกินไปเกินกว่าความสามารถในการชดเชยแล้ว ควรจะเลือกตัดส่วนที่สำคัญน้อยกว่า เช่น ตัดความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่จะตัดสายส่งออกจากระบบ

- กรณีเกิดข้อผิดพลาด (Fault) ขึ้นในระบบถ้าเวลาในการตัดข้อผิดพลาดสูงเกินไปจะทำให้แรงดันของระบบลดลงจนอาจเกิดการพังทลายของแรงดันได้ ดังนั้นการออกแบบระบบและตั้งค่าเวลาในการกำจัดข้อผิดพลาดของระบบจะต้องคำนึงถึงการเกิดการพังทลายของแรงดันด้วย

- ระบบมีความยืดหยุ่น หรือพลังงานไฟฟ้าสำรองต่ำอันเนื่องมาจากไม่สร้างโรงไฟฟ้าใหม่ได้เพียงพอกับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น อีกทั้งการออกแบบระบบสายส่งได้ทำมานานแล้ว ทำให้สายส่งรับภาระการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น อาจส่งผลให้เกิดการพังทลายของแรงดันขึ้นได้

5.2.3 เสถียรภาพของระบบในสถานะชั่วคราว และเสถียรภาพของระบบในสถานะอยู่ตัว

หากแบ่งเสถียรภาพของระบบตามช่วงเวลาหลังจากเกิดการรบกวนขึ้นในระบบ จะสามารถแบ่งเสถียรภาพของระบบได้เป็น 2 ประเภท คือ เสถียรภาพของระบบในสถานะชั่วคราว และเสถียรภาพของระบบในสถานะอยู่ตัว

5.2.3.1 เสถียรภาพของระบบในสถานะชั่วคราว

เสถียรภาพของระบบในสถานะชั่วคราว (Transient Stability) [33] หมายถึง ความมั่นคงหรือความสามารถของระบบไฟฟ้าที่จะสามารถทำงานต่อไปได้ในช่วงระยะเวลาสั้นๆ

หลังจากที่เกิดเหตุขัดข้องที่รุนแรงขึ้นกับระบบ การพิจารณาเสถียรภาพในสถานะชั่วคราว มักจะพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับเครื่องจักรแบบซิงโครนัส

ในกรณีของเครื่องจักรซิงโครนัสที่สถานะอยู่ตัว หากเครื่องจักรดังกล่าวได้รับผลกระทบจากภายนอก เช่น มีเหตุการณ์ผิดปกติรบกวนเกิดขึ้นทำให้มุมโรเตอร์ของเครื่องจักรกล เครื่องนี้เบี่ยงเบนออกไปจากแกนอ้างอิง (Reference Axis) การที่จะสรุปว่าเครื่องจักรดังกล่าวมีเสถียรภาพหรือไม่ ขึ้นอยู่กับว่า โรเตอร์จะสามารถเข้าสู่จุดสมดุลใหม่ในการปฏิบัติงานได้หรือไม่ ถ้าหลังจากระบบปรับตัวต่อเหตุการณ์ดังกล่าวได้แล้ว โรเตอร์ไปทำงาน ณ จุดสมดุลยังถือว่าระบบมีเสถียรภาพอยู่ แต่ถ้าโรเตอร์มีการแกว่งและไม่สามารถทำงาน ณ ตำแหน่งใดตำแหน่งหนึ่งที่แน่นอนก็ย่อมส่งผลให้เครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวเสียเสถียรภาพ

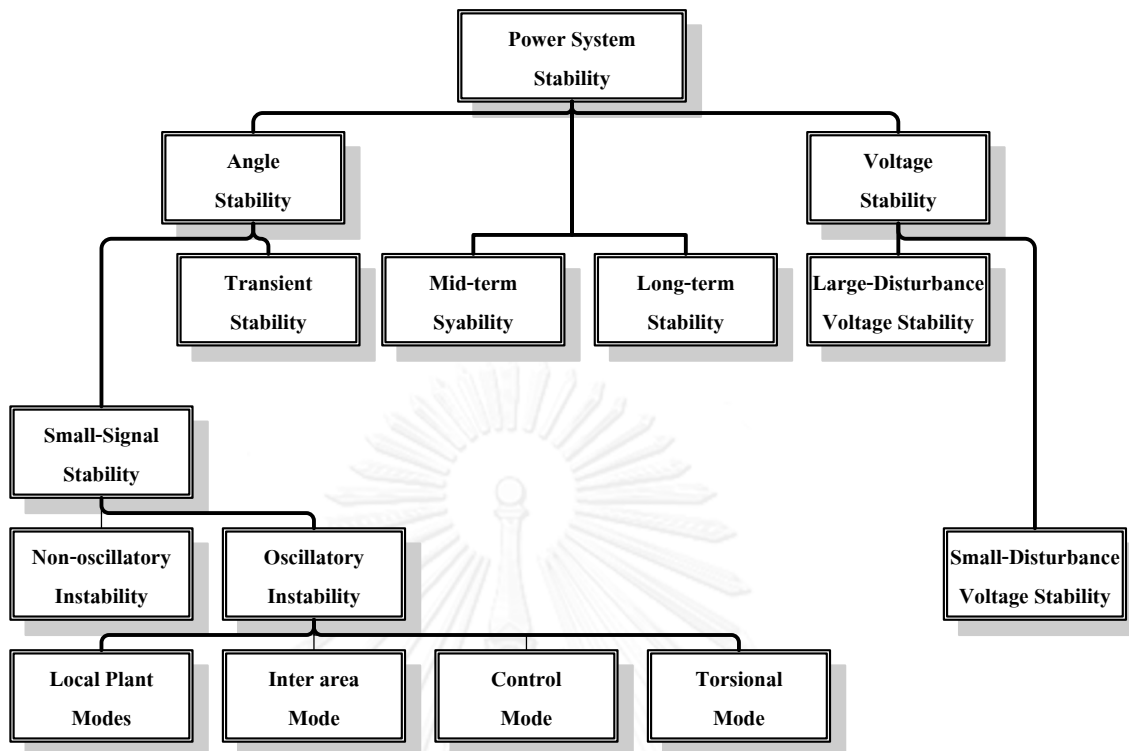
โดยปกติผลกระทบต่างๆที่เข้ามาสู่ระบบภายใต้เงื่อนไขของการศึกษาเสถียรภาพของระบบในสถานะชั่วคราว มักจะเป็นผลกระทบที่รุนแรงและเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว เช่น การลัดวงจรของสายส่ง บัส หรือ ขั้วของหม้อแปลง รวมไปถึงข้อผิดพลาดต่างๆ เช่น การเกิดข้อผิดพลาดสามเฟส (Three Phase Fault), การเกิดข้อผิดพลาดเฟสใดเฟสหนึ่งลงดิน (Single Line to Ground Fault) ฯลฯ ซึ่งการศึกษาเสถียรภาพของระบบเมื่อเกิดข้อผิดพลาดขึ้นในระบบนั้นสิ่งสำคัญที่ต้องพิจารณา คือ ระยะเวลาที่ระบบยังสามารถทนทานต่อจุดผิดปกติที่เกิดขึ้น และยังสามารถทำงานได้ตามปกติ นั่นคือ ต้องหาเวลาที่ช้าที่สุดที่จะต้องกำจัดข้อผิดพลาดออกไป ก่อนที่จะทำให้ระบบเสียเสถียรภาพ หรือ Critical Clearing Time (t_c)

5.2.3.2 เสถียรภาพของระบบในสถานะอยู่ตัว

การวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังภายหลังจากเกิดผลกระทบขึ้นกับระบบไฟฟ้าไปเป็นระยะเวลานาน หรือ เกิดการเปลี่ยนแปลงอย่างช้าๆ นั้นจะถือว่าเป็นการวิเคราะห์เสถียรภาพของระบบภายใต้สถานะอยู่ตัว (Steady State Stability) [33]

โดยปกติค่าต่างๆ ที่นิยมนำมาพิจารณาเสถียรภาพในสถานะอยู่ตัวของระบบ คือ มุมเฟสของโรเตอร์ (Rotor Angle) ความถี่ของระบบ (System Frequency) Governor Output และ Excitation Voltage ดังนั้นเสถียรภาพของระบบภายใต้สถานะอยู่ตัวนี้จะขึ้นอยู่กับองค์ประกอบต่างๆในสถานะอยู่ตัวของระบบเอง เช่น ถ้าในระบบที่มีความยืดหยุ่นสูงก็สามารถส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าได้ดี เสถียรภาพของระบบภายใต้สถานะอยู่ตัวก็จะสูงตามไปด้วย นั่นคือ ระบบมี Steady State Limit สูง

จากทฤษฎีเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าที่อธิบายมาข้างต้นสามารถแสดงดังภาพที่ 5.1 จะพบว่าเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเมื่อแบ่งตามชนิดของเสถียรภาพที่พิจารณา และช่วงเวลาของการศึกษาจะมีส่วนที่ ซ้อนทับกันอยู่



ภาพที่ 5.1 การจำแนกเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง [31]

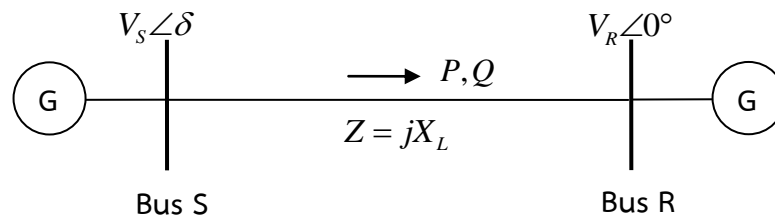
5.3 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดัน

เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดภายใต้เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า ดังนั้นในหัวข้อนี้จึงนำเสนอวิธีการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าซึ่งสามารถทำได้ 2 วิธี คือ

- 1) การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง
- 2) การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันด้วยดัชนีเสถียรภาพ

5.3.1 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง

เส้นโค้งที่สามารถใช้ในการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ามีด้วยกัน 3 แบบ ซึ่งได้แก่ เส้นโค้ง $P-V$ เส้นโค้ง $V-Q$ และเส้นโค้ง $P-Q$ เพื่อความเข้าใจหลักการวิเคราะห์จึงยกตัวอย่างระบบเทวินิน (Thevenin System) ของสายส่งดังภาพที่ 5.2 โดยมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัส (Synchronous Generator) เชื่อมต่ออยู่ทางด้านบัสต้นทาง (Sending End : บัส S) ซึ่งมีแรงดัน $V_S \angle \delta$ และทางด้านปลายทาง (Receiving End : บัส R) ซึ่งมีแรงดัน $V_R \angle 0^\circ$ ส่วนสายส่งนั้นละเลยค่าความต้านทานสมมูล มีเพียงค่ารีแอกแตนซ์สมมูล jX_L เท่านั้น [32]



ภาพที่ 5.2 วงจรสมมูลของระบบสองบัส [32]

จากภาพที่ 5.2 จะได้ว่ากำลังไฟฟ้าจริงที่ส่งจากบัส S ไปบัส R มีค่าดังสมการ

$$P_{SR} = \frac{|V_S||V_R|}{|Z|} \sin(\delta) \quad (5.2)$$

และกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ส่งจากบัส S ไปบัส R มีค่าดังสมการ

$$Q_{SR} = \frac{|V_S|^2}{|Z|} - \frac{|V_S||V_R|}{|Z|} \cos(\delta) \quad (5.3)$$

เมื่อทำบรรทัดฐานของตัวแปร (Normalize) ในสมการ (5.2) และ (5.3) ด้วยค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจร (Short Circuit Power : $\frac{V_S^2}{X_L}$) จะได้ว่า $p = \frac{PX_L}{V_S^2}$, $q = \frac{QX_L}{V_S^2}$ และ $v = \frac{V_R}{V_S}$ ซึ่งสามารถเขียนสมการ (5.2) และ (5.3) ใหม่ได้ดังนี้

$$p = v \sin \delta \quad (5.4)$$

$$q = v \cos \delta - v^2 \quad (5.5)$$

จากความสัมพันธ์ $v^2 \sin^2 \delta + v^2 \cos^2 \delta = v^2$ (เมื่อ $\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$) จะได้ว่า

$$p = \sqrt{v^2 - v^2 \cos^2 \delta} \quad (5.6)$$

หรือ

$$p = \sqrt{v^2 - (q + v^2)^2} \quad (5.7)$$

สมการ (5.6) และ (5.7) จะถูกนำมาวาดเป็นเส้นโค้งเพื่อการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบ โดยสมการ (5.6) และ (5.7) จะถูกใช้สำหรับการวาดเส้นโค้ง $P-V$ และเส้นโค้ง $V-Q$ ตามลำดับ ส่วนเส้นโค้ง $P-Q$ ได้จากการนำค่าจุดยอด (Nose) หรือ จุดวิกฤติ (Critical Point) ของ

เส้นโค้ง $P-V$ หรือ $V-Q$ มาวาดเรียงต่อกัน ซึ่งการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้งแต่ละแบบมีดังนี้

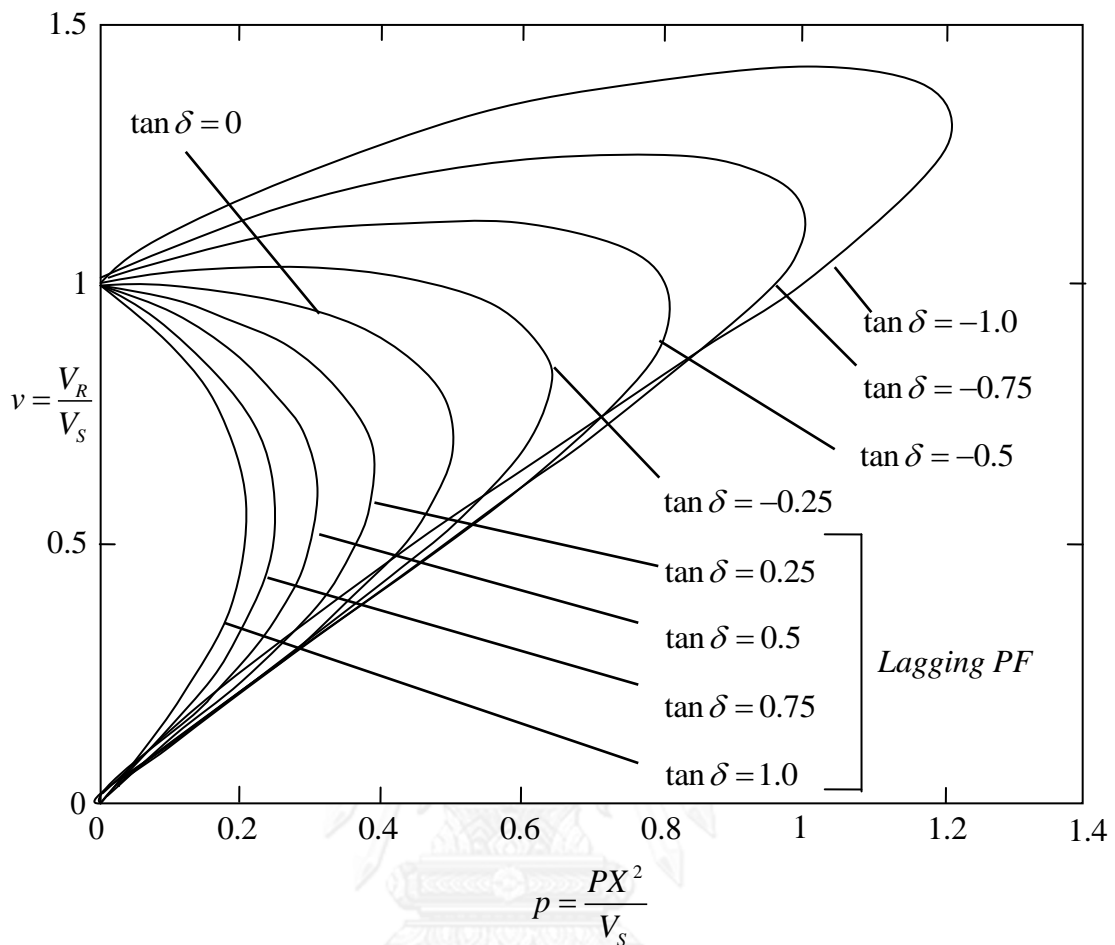
5.3.1.1 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง $P-V$

เส้นโค้ง $P-V$ เป็นหนึ่งในวิธีที่ใช้กำหนดขีดจำกัดสูงสุดที่ระบบยังคงสามารถจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างมีเสถียรภาพแรงดัน (Steady-State Limit) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า เส้นโค้ง $P-V$ มีประโยชน์สำหรับการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดัน และการศึกษาระบบไฟฟ้าแบบรัศมี (Radial System) อีกทั้งยังสามารถนำมาใช้กับระบบไฟฟ้าที่ถูกตัดยกขึ้นมาพิจารณาจากระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้ โดยกำหนดให้ P เป็นความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของบริเวณที่พิจารณา และ V เป็นแรงดัน ณ บัสวิกฤต (Critical Bus) หรือ บัสที่ต้องพิจารณาในขณะนั้น บางครั้งค่า P อาจถูกใช้แทนกำลังจริงที่ถ่ายโอนกันระหว่างระบบก็ได้ด้วย แต่ข้อเสียของการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง $P-V$ คือ

- 1) การจำลองการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Simulation) จะลู่ออกเมื่อคำนวณใกล้จุดยอด (Nose) หรือจุดวิกฤต (Critical Point) ของเส้นโค้ง
- 2) การคำนวณทุกครั้งจะต้องจัดสรรกำลังไฟฟ้าใหม่ทุกครั้งเพื่อให้สอดคล้องกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น
- 3) การวิเคราะห์เส้นโค้ง $P-V$ ทางด้านทฤษฎีจะมีความสะดวกก็ต่อเมื่อพฤติกรรมของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Characteristic) สามารถเขียนอยู่ในรูปฟังก์ชันของแรงดันได้

เส้นโค้ง $P-V$ ในภาพที่ 5.3 แต่ละเส้นโค้งมีค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor) ที่แตกต่างกันหลายค่า ซึ่งแสดงให้เห็นว่าค่าตัวประกอบกำลังยิ่ง Leading เท่าไร ค่ากำลังจริงสูงสุดก็ยิ่งมีค่าสูงขึ้นไปตามนั้น โดยค่าตัวประกอบกำลังแบบ Leading เกิดขึ้นจากการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแบบขนานเข้าที่บัส

บริเวณที่อยู่ด้านบนของเส้นโค้ง $P-V$ เหนือจุดยอด หรือ จุดวิกฤต (จุดพังทลายของแรงดัน) ของเส้นโค้ง ระบบไฟฟ้าจะยังคงมีเสถียรภาพทางแรงดัน ส่วนบริเวณที่อยู่ด้านล่างของเส้นโค้ง $P-V$ ระบบไฟฟ้าจะเกิดสภาวะการพังทลายของแรงดันขึ้น ดังนั้นแรงดันด้านบนเหนือจุดวิกฤตของเส้นโค้ง $P-V$ จึงเป็นบริเวณที่ใช้งานจริงในทางปฏิบัติ



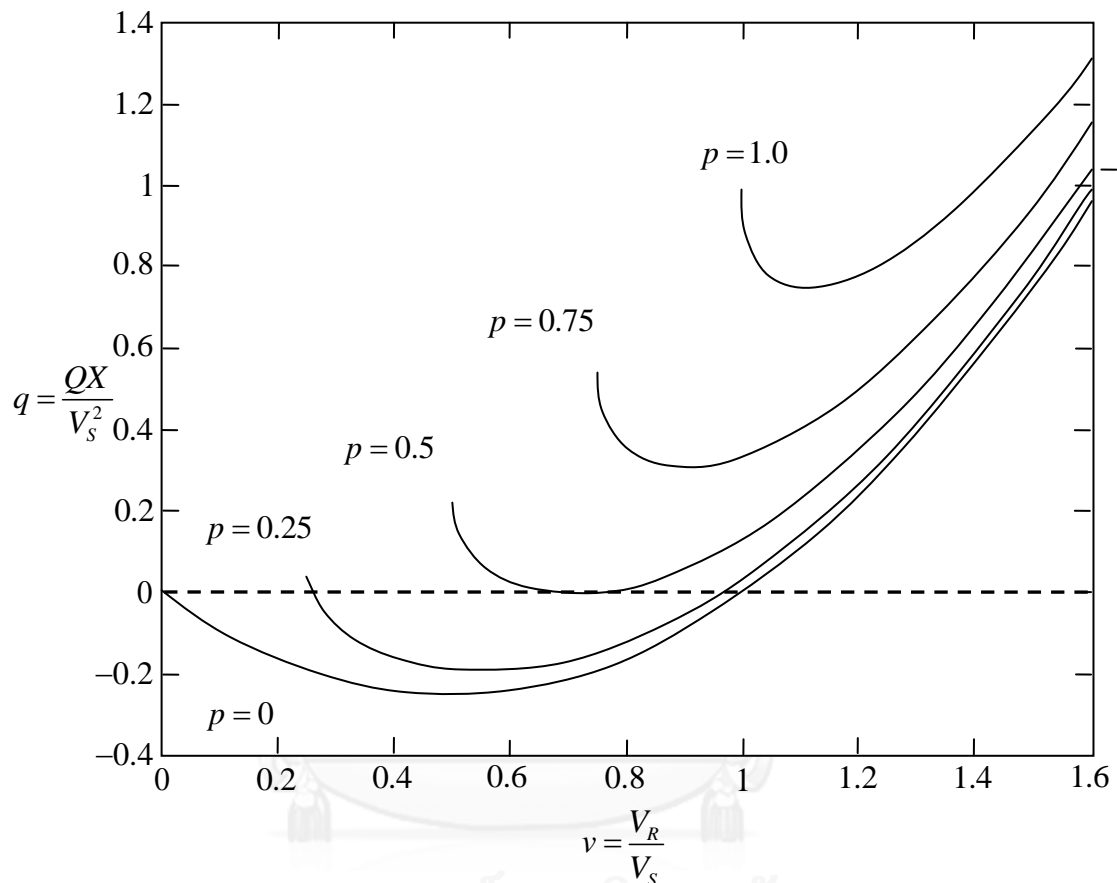
ภาพที่ 5.3 เส้นโค้ง $P-V$ แบบบรรทัดฐาน (Normalize) สำหรับแหล่งกำเนิดแรงดันคงที่
ที่ค่าตัวประกอบกำลังต่างกัน [32]

5.3.1.2 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง $V-Q$

เส้นโค้ง $V-Q$ เป็นวิธีที่ใช้กำหนดขีดจำกัดสูงสุดที่ระบบยังคงจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างมีเสถียรภาพแรงดัน (Steady-State Limit) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า หรือ หาจากเส้นโค้ง $P-V$ โดยกำหนดให้ค่ากำลังจริงคงที่ แล้วเก็บค่าคู่ระหว่างแรงดัน (V) กับกำลังรีแอกทีฟ (Q) จากเส้นโค้ง $P-V$ นำมาวาดเส้นโค้ง $V-Q$ เส้นโค้ง $V-Q$ จึงมีข้อดี และข้อเสียเหมือนกับวิธีวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง $P-V$

เส้นโค้ง $V-Q$ ในภาพที่ 5.4 แต่ละเส้นโค้งมีค่ากำลังจริงที่แตกต่างกันหลายๆ ค่า ซึ่งเห็นได้ว่าการกำลังจริงยังมีค่ามากเท่าไร ค่าแรงดันวิกฤต (Critical Voltage) ก็ยังมีค่าสูงขึ้นไปตามนั้นด้วย โดยค่าแรงดันวิกฤตจะมีค่าเท่ากับ 1.0 p.u. เมื่อ $P = 1.0$ p.u.

จุดต่ำสุดของเส้นโค้ง $V-Q$ คือ จุดวิกฤต ซึ่งเป็นจุดที่ทำให้เกิดการพังทลายของแรงดัน ระบบไฟฟ้าที่อยู่บริเวณที่อยู่ด้านขวามือของเส้นโค้ง $V-Q$ จะยังคงมีเสถียรภาพทางแรงดัน ส่วนบริเวณที่อยู่ด้านซ้ายมือของเส้นโค้ง $V-Q$ ระบบไฟฟ้าจะเกิดสภาวะการพังทลายของแรงดันขึ้น ดังนั้นแรงดันด้านขวามือจากจุดวิกฤตของเส้นโค้ง $V-Q$ จึงเป็นบริเวณที่ใช้งานจริงในทางปฏิบัติ

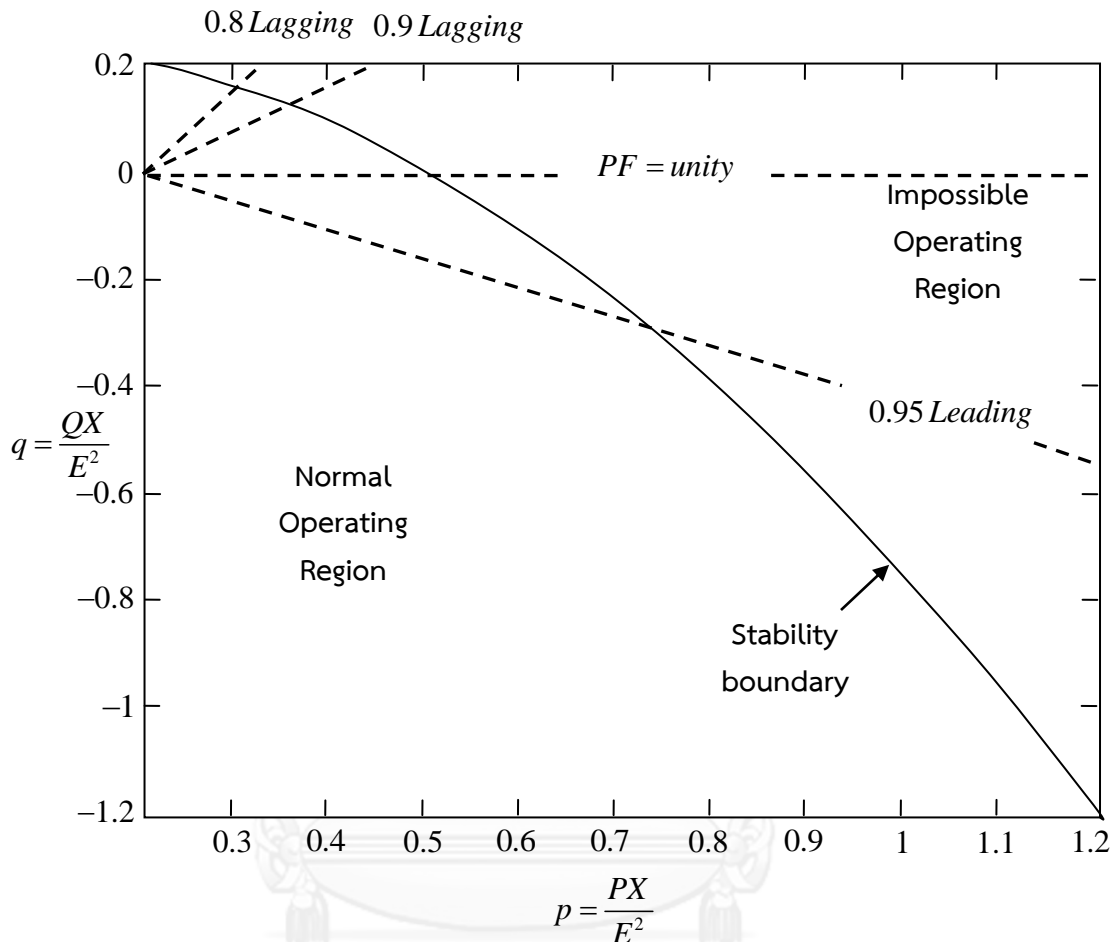


ภาพที่ 5.4 เส้นโค้ง $V-Q$ แบบบรรทัดฐาน (Normalize) สำหรับแหล่งกำเนิดแรงดันคงที่ที่ค่ากำลังจริงต่างกัน [32]

5.3.1.3 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันจากเส้นโค้ง $P-Q$

เส้นโค้ง $P-Q$ เป็นวิธีที่ใช้กำหนดขอบเขตแรงดันเสถียรภาพ (Voltage Stability Boundary) ในระนาบของกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟ ค่าบนเส้นโค้ง $P-Q$ ทั้งหมดเป็นจุดวิกฤตหรือจุดยอด (nose) ของแต่ละเส้นโค้ง $P-V$ หรือ $V-Q$ ที่ถูกนำเรียงต่อกันบนระนาบ $P-Q$ สภาวะแรงดันพังทลายจะเกิดขึ้นเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบมีค่าเกินออกไปจากเส้นโค้ง $P-Q$ การวาดเส้นโค้ง $P-Q$ ไม่จำเป็นต้องกำหนดค่าใดค่าหนึ่งให้คงที่ถึงจะวาดได้ ซึ่งแตกต่างจากเส้นโค้ง $P-V$ หรือ $V-Q$ ที่ต้องกำหนดค่าตัวประกอบกำลังหรือค่ากำลังจริงมีค่าคงที่ ตามลำดับ

เส้นโค้ง $P-Q$ ในภาพที่ 5.5 บริเวณที่อยู่ภายใต้เส้นโค้ง $P-Q$ ทั้งหมด แรงดัน จะมีเสถียรภาพ ส่วนบริเวณที่อยู่ภายนอกเส้นโค้งจะเกิดสภาวะแรงดันพังทลายขึ้น ดังนั้น ระบบจะปฏิบัติงานจริงอยู่ภายใต้เส้นโค้ง $P-Q$ เท่านั้น



ภาพที่ 5.5 เส้นโค้ง $P-Q$ แบบบรรทัดฐาน (Normalize) สำหรับแหล่งกำเนิดแรงดันคงที่ [32]

5.3.2 การวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันด้วยดัชนีเสถียรภาพ

ดัชนีที่บ่งบอกเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้ามี 2 ชนิด คือ

- 1) ดัชนีเสถียรภาพของบัส

เป็นดัชนีที่ใช้บอกเสถียรภาพของบัสแต่ละบัสในระบบไฟฟ้าว่า บัสนั้นๆ อยู่ห่างจากจุดพังทลายของแรงดันหรือไม่ ซึ่งทำให้สามารถวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าจากดัชนีเสถียรภาพของบัสได้

ตัวอย่างของดัชนีเสถียรภาพของบัส ได้แก่ L-Index (L), Diagonal Element Dependent Index (I, IQ, IP) [19]

- 2) ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง

เป็นดัชนีที่ใช้บอกเสถียรภาพของสายส่งแต่ละเส้นในระบบไฟฟ้าว่า ค่าการส่งกำลังไฟฟ้าบนสายส่งเส้นนั้นๆ ทำให้บัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า และบัสด้านรับกำลังไฟฟ้าของสายส่งเส้นนั้น อยู่ห่างจากจุดพังทลายของแรงดันหรือไม่

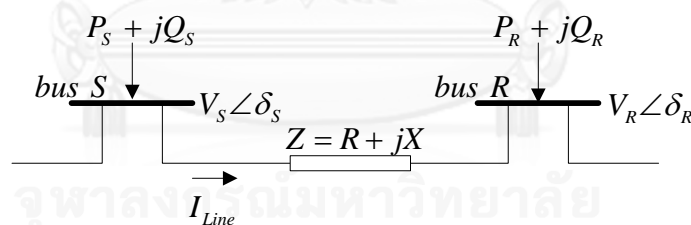
จากคุณสมบัติของดัชนีที่สามารถบอกถึงเสถียรภาพแรงดันของบัสต้นทาง และบัสปลายทาง ที่ถูกเชื่อมต่อกับสายส่งเส้นนั้นๆ จึงทำให้ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งสามารถนำมาใช้ในการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าได้

ตัวอย่างของดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง ได้แก่ Voltage Collapse Proximity Index ($VCPI$), On Line Voltage Stability Index ($LVSI$), Line Stability Index (Lmn), Line Stability Factor (LQP), Fast Voltage Stability Index ($FVSI$), PQ Voltage Stability Index ($PQVSI$)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาใช้ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง Lmn , LQP , $FVSI$ และ $PQVSI$ ในการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า

5.3.2.1 ดัชนี Line Stability Index (Lmn)

ดัชนี Lmn เป็นดัชนีที่มีแนวคิดมาจากการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านแบบจำลองของสายส่งระหว่างบัสดังภาพที่ 5.6 ซึ่งจากภาพกำหนดให้บัส S เป็นบัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า และบัส R เป็นบัสด้านรับกำลังไฟฟ้า ของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัส S และบัส R [18], [19], [34], [35]



ภาพที่ 5.6 แบบจำลองสายส่งระหว่างบัส [35]

โดย

V_S, V_R	คือ	ขนาดของแรงดันที่บัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า และบัสด้านรับกำลังไฟฟ้า ตามลำดับ (p.u.)
δ_S, δ_R	คือ	มุมของแรงดันที่บัสต้นทาง และบัสปลายทาง ตามลำดับ (Degree)
P_S, P_R	คือ	ขนาดของกำลังไฟฟ้าจริง ที่บัสต้นทาง และบัสปลายทาง (MW)
Q_S, Q_R	คือ	ขนาดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ที่บัสต้นทาง และบัสปลายทาง (MVar)
R	คือ	ค่าความต้านทานไฟฟ้า (Resistance) ซึ่งเป็นส่วนจริงของค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ของสายส่งจากบัส S ไปบัส R (p.u.)
X	คือ	ค่า รีแอกแตนซ์ (Reactance) ซึ่งเป็นส่วนจินตภาพของค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) ของสายส่งจากบัส S ไปบัส R (p.u.)

พิจารณากำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ไหลจากบัส R ไปบัส S จะได้ว่า

$$S_{RS} = V_R I_{RS}^* \quad (5.8)$$

$$S_{RS} = |V_R| \angle \delta_R \left[\frac{|V_R| \angle \delta_R - |V_S| \angle \delta_S}{|Z| \angle \theta} \right]^* \quad (5.9)$$

$$S_{RS} = |V_R| \angle \delta_R \left[\frac{|V_R| \angle -\delta_R - |V_S| \angle -\delta_S}{|Z| \angle -\theta} \right] \quad (5.10)$$

$$S_{RS} = \frac{|V_R|^2 - |V_S| |V_R| \angle \delta_R - \delta_S}{|Z| \angle -\theta} \quad (5.11)$$

$$S_{RS} = \frac{|V_R|^2}{|Z|} \angle \theta - \frac{|V_S| |V_R|}{|Z|} \angle \theta - \delta_S + \delta_R \quad (5.12)$$

เมื่อประมาณให้สายส่งระหว่างบัส S และ บัส R เป็นสายส่งที่ปราศจากกำลังสูญเสีย (Lossless Lines) จะได้ว่า $S_{SR} = -S_{RS}$ ดังนั้น

$$S_{SR} = \frac{|V_S| |V_R|}{Z} \angle (\theta - \delta_S + \delta_R) - \frac{|V_R|^2}{Z} \angle \theta \quad (5.13)$$

เมื่อแยกส่วนจริง และส่วนจินตภาพในสมการ (5.13) จะได้ว่า

$$P_{SR} = \frac{|V_S| |V_R|}{Z} \cos(\theta - \delta_S + \delta_R) - \frac{|V_R|^2}{Z} \cos \theta \quad (5.14)$$

$$Q_{SR} = \frac{|V_S| |V_R|}{Z} \sin(\theta - \delta_S + \delta_R) - \frac{|V_R|^2}{Z} \sin \theta \quad (5.15)$$

เนื่องจากดัชนี Lmn พิจารณาแบบจำลองเฉพาะของสายส่งระหว่างบัส ดังนั้นดัชนีนี้จึงละเลยสายส่งที่เชื่อมต่อจากบัส R ไปบัสอื่นนอกเหนือจากบัส S ซึ่งจากแนวคิดดังกล่าว และจากสมการ (5.14) และ (5.15) จะได้ว่า

$$P_R = \frac{|V_S| |V_R|}{Z} \cos(\theta - \delta_S + \delta_R) - \frac{|V_R|^2}{Z} \cos \theta \quad (5.16)$$

$$Q_R = \frac{|V_S| |V_R|}{Z} \sin(\theta - \delta_S + \delta_R) - \frac{|V_R|^2}{Z} \sin \theta \quad (5.17)$$

จากสมการ (5.17) จะได้ว่า

$$V_R = \frac{V_S \sin(\theta - \delta_S + \delta_R) \pm \sqrt{(V_S \sin(\theta - \delta_S + \delta_R))^2 - 4XQ_R}}{2 \sin \theta} \quad (5.18)$$

เมื่อพิจารณารากที่สองในสมการ (5.18) จะได้ว่า

$$(V_S \sin(\theta - \delta_S + \delta_R))^2 - 4XQ_R \geq 0 \quad (5.19)$$

$$1 \geq \frac{4XQ_R}{(V_S \sin(\theta - \delta_S + \delta_R))^2} = Lmn \quad (5.20)$$

จากสมการ (5.20) จะได้ว่า

$$Lmn = \frac{4XQ_R}{(V_S \sin(\theta - \delta_S + \delta_R))^2} \quad (5.21)$$

เมื่อ

Lmn	คือ	ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งระหว่างบัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า และด้านรับกำลังไฟฟ้า
X	คือ	ค่ารีแอคแตนซ์ของสายส่งที่พิจารณา (p.u.)
V_S	คือ	ขนาดของแรงดันที่บัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า (p.u.)
Q_R	คือ	ขนาดกำลังไฟฟารีแอคทีฟของโหลดที่บัสด้านรับกำลังไฟฟ้า (p.u.)
θ	คือ	มุมของอิมพีแดนซ์ของสายส่งที่พิจารณา (degree)
δ_S	คือ	มุมของบัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า (degree)
δ_R	คือ	มุมของบัสด้านรับกำลังไฟฟ้า (degree)

สายส่งที่มีเสถียรภาพทางแรงดันจะต้องมีค่าดัชนี Lmn ไม่เกิน 1 ซึ่งหากสายส่งเส้นใดมีค่าดัชนี Lmn เข้าใกล้ 1 หมายความว่าสายส่งเส้นนั้นเริ่มก่อให้เกิดปัญหาเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าขึ้น

5.3.2.2 ดัชนี Fast Voltage Stability Index (FVSI)

ดัชนี $FVSI$ เป็นดัชนีที่มีแนวคิดมาจากการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านแบบจำลองของสายส่งระหว่างบัส ดังภาพที่ 5.6 เช่นเดียวกับดัชนี Lmn ซึ่งมีวิธีการคำนวณดังนี้ [18], [19], [34], [35], [36], [37]

จากภาพที่ 5.6 เมื่อพิจารณากระแส I_{Line} ที่ไหลในสายส่งระหว่างบัส S และบัส R จะได้ว่า

$$I_{Line} = \frac{V_S \angle \delta_S - V_R \angle \delta_R}{R + jX} \quad (5.22)$$

เนื่องจากดัชนี *FVSI* พิจารณาแบบจำลองเฉพาะของสายส่งระหว่างบัส ดังนั้นจึงละเลยสายส่งที่เชื่อมต่อจากบัส *R* ไปบัสอื่นนอกเหนือจากบัส *S* ดังนั้นเมื่อพิจารณากำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่บัส *R* จะได้ว่า

$$S_R = V_R I_{Line}^* \quad (5.23)$$

$$\begin{aligned} I_{Line} &= \left(\frac{S_R}{V_R} \right)^* \\ &= \frac{P_R - jQ_R}{V_R \angle -\delta_R} \end{aligned} \quad (5.24)$$

จากสมการ (5.22) และ (5.24) จะได้ว่า

$$\frac{V_S \angle \delta_S - V_R \angle \delta_R}{R + jX} = \frac{P_R - jQ_R}{V_R \angle -\delta_R} \quad (5.25)$$

$$V_S V_R \angle (\delta_S - \delta_R) - V_R^2 = (P_R - jQ_R)(R + jX) \quad (5.26)$$

$$(V_S V_R \cos(\delta_R - \delta_S) - V_R^2) - jV_S V_R \sin(\delta_R - \delta_S) = (P_R R + Q_R X) + j(P_R X - Q_R R) \quad (5.27)$$

พิจารณาส่วนจริงของสมการ (5.27)

$$V_S V_R \cos(\delta_R - \delta_S) - V_R^2 = P_R R + Q_R X \quad (5.28)$$

พิจารณาส่วนจินตภาพของสมการ (5.27)

$$V_S V_R \sin(\delta_R - \delta_S) = Q_R R - P_R X \quad (5.29)$$

$$P_R = \frac{Q_R R - V_S V_R \sin(\delta_R - \delta_S)}{X} \quad (5.30)$$

แทนค่า P_R จากสมการ (5.30) ในสมการ (5.28) จะได้

$$V_S V_R \cos(\delta_R - \delta_S) - V_R^2 = \left(\frac{Q_R R - V_S V_R \sin(\delta_R - \delta_S)}{X} \right) R + Q_R X \quad (5.31)$$

$$V_R^2 - \left(\cos(\delta_R - \delta_S) + \frac{R \sin(\delta_R - \delta_S)}{X} \right) V_S V_R + \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_R = 0 \quad (5.32)$$

แก้สมการกำลังสอง (Quadratic Equation) ของสมการ (5.32) จะได้ว่า

$$V_R = \frac{\left(\cos(\delta_R - \delta_S) + \frac{R \sin(\delta_R - \delta_S)}{X} \right) V_S}{2} \pm \frac{\sqrt{\left[\left(\cos(\delta_R - \delta_S) + \frac{R \sin(\delta_R - \delta_S)}{X} \right) V_S \right]^2 - 4 \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_R}}{2} \quad (5.33)$$

สมการ (5.33) บอกถึงขนาดของแรงดันที่บัส R ที่เป็นบัสด้านรับกำลังไฟฟ้า ซึ่งจากสมการจะเห็นว่า ที่ค่ากำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่บัสด้านรับกำลังไฟฟ้าค่าหนึ่ง จะทำให้ค่าแรงดันที่บัสด้านรับกำลังไฟฟ้ามีค่าได้สองค่า ซึ่งสอดคล้องกับเส้นโค้ง $P-V$ ที่ได้กล่าวไปข้างต้น

จากความสัมพันธ์ที่ว่า ระบบไฟฟ้าจะยังคงมีเสถียรภาพทางแรงดัน หากการส่งกำลังไฟฟ้าไปที่บัสทำให้แรงดันที่บัสนั้นยังคงอยู่ด้านบนของเส้นโค้ง $P-V$ ดังนั้นระบบที่มีเสถียรภาพแรงดันจึงมีค่าของพจน์ \pm ของสมการ (5.33) มากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ จึงได้ว่า

$$\sqrt{\left[\left(\cos(\delta_R - \delta_S) + \frac{R \sin(\delta_R - \delta_S)}{X} \right) V_S \right]^2 - 4 \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_R} \geq 0 \quad (5.34)$$

$$\left[\left(\cos(\delta_R - \delta_S) + \frac{R \sin(\delta_R - \delta_S)}{X} \right) V_S \right]^2 \geq 4 \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_R \quad (5.35)$$

$$1 \geq \frac{4 \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_R}{\left[\left(\cos(\delta_R - \delta_S) + \frac{R \sin(\delta_R - \delta_S)}{X} \right) V_S \right]^2} \quad (5.36)$$

จากสมการ (5.36) เมื่อประมาณ $\delta_R - \delta_S$ มีค่าน้อยมาก คือ มีค่าเข้าใกล้ศูนย์ จะได้ว่า

$$1 \geq \frac{4 \left(X + \frac{R^2}{X} \right) Q_R}{V_S^2} \quad (5.37)$$

$$1 \geq \frac{4Z^2 Q_R}{XV_S^2} = FVSI \quad (5.38)$$

จากสมการ (5.38) จะได้ว่า

$$FVSI = \frac{4|Z|^2 Q_R}{XV_S^2} \quad (5.39)$$

เมื่อ

$FVSI$	คือ	ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งระหว่างบัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า และด้านรับกำลังไฟฟ้า
$ Z $	คือ	ขนาดอิมพีแดนซ์ของสายส่งที่พิจารณา (p.u.)
X	คือ	ค่ารีแอคแตนซ์ของสายส่งที่พิจารณา (p.u.)
V_S	คือ	ขนาดของแรงดันที่บัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า (p.u.)
Q_R	คือ	ขนาดกำลังไฟฟารีแอคทีฟของโหลดที่บัสด้านรับกำลังไฟฟ้า (p.u.)

สายส่งที่มีเสถียรภาพทางแรงดันจะต้องมีค่าดัชนี $FVSI$ ไม่เกิน 1 ซึ่งหากสายส่งเส้นใดมีค่าดัชนี $FVSI$ เข้าใกล้ 1 หมายความว่าสายส่งเส้นนั้นเริ่มก่อให้เกิดปัญหาเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าขึ้น

5.3.2.3 ดัชนี Line Stability Factor (LQP)

ดัชนี LQP เป็นดัชนีที่มีแนวคิดมาจากการไหลของกำลังไฟฟ้าผ่านแบบจำลองของสายส่งระหว่างบัส ดังภาพที่ 5.6 เช่นเดียวกับดัชนี Lmn และ $FVSI$ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้ [18], [19], [34], [35], [36], [37]

จากสมการ (5.28) จะได้ว่า

$$Q_R = \frac{V_S V_R \cos(\delta_R - \delta_S) - V_R^2 - P_R R}{X} \quad (5.40)$$

เมื่อแทนค่า Q_R จากสมการ (5.40) ในสมการ (5.29) จะได้

$$P_R = V_R \left[(V_S \cos(\delta_R - \delta_S) - V_R) \frac{R}{R^2 + X^2} - V_S \sin(\delta_R - \delta_S) \frac{X}{R^2 + X^2} \right] \quad (5.41)$$

จากสมการ (5.31) จะได้ว่า

$$Q_R = V_R \left[(V_S \cos(\delta_R - \delta_S) - V_R) \frac{X}{R^2 + X^2} + V_S \sin(\delta_R - \delta_S) \frac{R}{R^2 + X^2} \right] \quad (5.42)$$

จากสมการ (5.41) และ (5.42) เมื่อประมาณให้สายส่งระหว่างบัส S และ บัส R เป็นสายส่งที่ปราศจากกำลังสูญเสีย (Lossless Lines) คือ $\frac{R}{X} \ll 1$ จะได้ว่า

$$P_R = \frac{-V_S V_R \sin(\delta_R - \delta_S)}{X} \quad (5.43)$$

$$Q_R = \frac{V_S V_R \cos(\delta_R - \delta_S) - V_R^2}{X} \quad (5.44)$$

จากสมการ (5.43) จะได้ว่า

$$\sin(\delta_R - \delta_S) = \frac{-X P_R}{V_S V_R} \quad (5.45)$$

เนื่องจากประมาณให้สายส่งระหว่างบัส S และ บัส R เป็นสายส่งที่ปราศจากกำลังสูญเสีย จึงได้ว่า $-P_R = P_{SR}$ ดังนั้นจึงสามารถเขียนสมการ (5.45) ได้ดังสมการ (5.46)

$$\sin(\delta_R - \delta_S) = \frac{X P_{SR}}{V_S V_R} \quad (5.46)$$

จากสมการ (5.44) จะได้ว่า

$$\cos(\delta_R - \delta_S) = \frac{X Q_R + V_R^2}{V_S V_R} \quad (5.47)$$

จากสมการ (5.46) และ (5.47) และจากความสัมพันธ์ $\sin^2 \theta + \cos^2 \theta = 1$ จะได้ว่า

$$\left(\frac{X P_{SR}}{V_S V_R} \right)^2 + \left(\frac{X Q_R + V_R^2}{V_S V_R} \right)^2 = 1 \quad (5.48)$$

$$V_R^4 + (2X Q_R - V_S^2) V_R^2 + X^2 Q_R^2 + X^2 P_{SR}^2 = 0 \quad (5.49)$$

แก้สมการกำลังสอง (Quadratic Equation) ของสมการ (5.49) จะได้ว่า

$$V_R^2 = \frac{(V_S^2 - 2X Q_R) \pm \sqrt{(2X Q_R - V_S^2)^2 - 4(X^2 Q_R^2 + X^2 P_{SR}^2)}}{2} \quad (5.50)$$

เพื่อให้คำตอบของ V_R ในสมการ (5.50) เป็นจำนวนจริง ดังนั้นพจน์ของรากที่สองในสมการ จะต้องมากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ ดังนี้

$$(2X Q_R - V_S^2)^2 - 4(X^2 Q_R^2 + X^2 P_{SR}^2) \geq 0 \quad (5.51)$$

$$4X^2 Q_R^2 - 4X Q_R V_S^2 + V_S^4 - 4X^2 Q_R^2 - 4X^2 P_{SR}^2 \geq 0 \quad (5.52)$$

$$-4X Q_R V_S^2 + V_S^4 - 4X^2 P_{SR}^2 \geq 0 \quad (5.53)$$

$$1 \geq \frac{4XQ_R V_S^2 + 4X^2 P_{SR}^2}{V_S^4} \quad (5.54)$$

$$1 \geq 4 \left(\frac{X}{V_S^2} \right) \left(\frac{X}{V_S^2} P_{SR}^2 + Q_R \right) = LQP \quad (5.55)$$

จากสมการ (5.55) จะได้ว่า

$$LQP = 4 \left(\frac{X}{V_S^2} \right) \left(\frac{X}{V_S^2} P_{SR}^2 + Q_R \right) \quad (5.56)$$

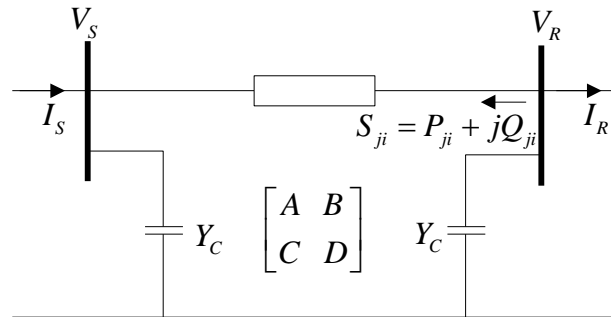
เมื่อ

LQP	คือ	ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งระหว่างบัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า และด้านรับกำลังไฟฟ้า
X	คือ	ค่ารีแอกแตนซ์ของสายส่งที่พิจารณา (p.u.)
V_S	คือ	ขนาดของแรงดันที่บัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า (p.u.)
P_{SR}	คือ	ขนาดกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลออกจากบัสด้านส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบัสด้านรับกำลังไฟฟ้า (p.u.)
Q_R	คือ	ขนาดกำลังไฟฟารีแอกทีฟของโหลดที่บัสที่บัสด้านรับกำลังไฟฟ้า (p.u.)

สายส่งที่มีเสถียรภาพทางแรงดันจะต้องมีค่าดัชนี LQP ไม่เกิน 1 ซึ่งหากสายส่งเส้นใดมีค่าดัชนี LQP เข้าใกล้ 1 หมายความว่าสายส่งเส้นนั้นเริ่มก่อให้เกิดปัญหาเสถียรภาพแรงดันไฟฟ้าขึ้น

5.3.2.4 ดัชนี PQ Voltage Stability Index (PQVSI)

ดัชนี $PQVSI$ เป็นดัชนีที่พัฒนาขึ้นจากแนวคิดที่ว่า ระบบไฟฟ้ากำลังที่แข็งแรงจะต้องมีจุดทำงานในสภาวะปัจจุบันห่างจากจุดที่เกิดการพังทลายของแรงดันมาก ซึ่งดัชนีนี้เป็นดัชนีที่สร้างขึ้นจากความสัมพันธ์ของแรงดัน และกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งของแบบจำลองสายส่งแบบ π ที่มีค่าตัวแปรของสายส่งเป็นวงจรแบบ 2 ท่า $ABCD$ (Two-Port Network Model) ดังภาพที่ 5.7 [17]



ภาพที่ 5.7 แบบจำลองของสายส่งแบบ π [17]

โดย

V_S, V_R คือ ขนาดของแรงดันที่บัสด้านส่งกำลังไฟฟ้า และบัสด้านรับกำลังไฟฟ้าตามลำดับ (p.u.)

S_{ji} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่ไหลจากบัสปลายทางไปสู่บัสต้นทาง (MVA)

โดยที่ $A = 1 + \frac{ZY_C}{2}$ และ $B = Z$

ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสไฟฟ้าและแรงดันที่บัสใดๆ โดยอาศัยความสัมพันธ์ของวงจรแบบ 2 ท่า แบบตัวแปร ABCD ได้ดังสมการ (5.57)

$$V_S = AV_R + BI_R \quad (5.57)$$

กระแสไฟฟ้าที่บัสปลายทางสามารถแสดงได้ดังสมการ (5.58)

$$I_R = \left(\frac{-S_{ji}}{V_R} \right)^* \quad (5.58)$$

แทนค่าสมการ (5.58) ลงใน สมการ (5.57)

$$V_S V_R^* - A|V_R|^2 = -B(P_{ji} - jQ_{ji}) \quad (5.59)$$

$$B^* V_S V_R^* = AB^* |V_R|^2 - |B|^2 (P_{ji} - jQ_{ji}) \quad (5.60)$$

$$B^* V_S V_R^* = \left(|V_R|^2 \operatorname{Re}\{AB^*\} - |B|^2 P_{ji} \right) + j \left(|V_R|^2 \operatorname{Im}\{AB^*\} + |B|^2 Q_{ji} \right) \quad (5.61)$$

$$|B|^2 |V_S|^2 |V_R|^2 = \left(|V_R|^2 \operatorname{Re}\{AB^*\} - |B|^2 P_{ji} \right)^2 + \left(|V_R|^2 \operatorname{Im}\{AB^*\} + |B|^2 Q_{ji} \right)^2 \quad (5.62)$$

จัดรูปสมการ (5.62) ให้อยู่ในรูปแบบของสมการกำลังสอง (Quadratic Equation) ดัง สมการ

(5.63) ซึ่งมีคำตอบแสดงได้ดัง (5.64)

$$a(|V_R|^2)^2 + b|V_R|^2 + c = 0 \quad (5.63)$$

$$|V_R|^2 = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \quad (5.64)$$

a	คือ	$\text{Re}\{AB^*\}^2 + \text{Im}\{AB^*\}^2$
b	คือ	$2\text{Im}\{AB^*\} B ^2 Q_{ji} - 2\text{Re}\{AB^*\} B ^2 P_{ji} - B ^2 V_s ^2$
c	คือ	$ B ^4 P_{ji}^2 + B ^4 Q_{ji}^2$

จากสมการ (5.64) จะพบว่าคำตอบของขนาดแรงดันไฟฟ้าที่เป็นจำนวนจริงจะมีอยู่สองคำตอบเสมอ แต่ที่จุดฟังกหลายของแรงดันนั้น คำตอบของแรงดันทั้งสองจะเป็นจุดเดียวกัน ตามเงื่อนไขในสมการ (5.65)

$$b^2 - 4ac = 0 \quad (5.65)$$

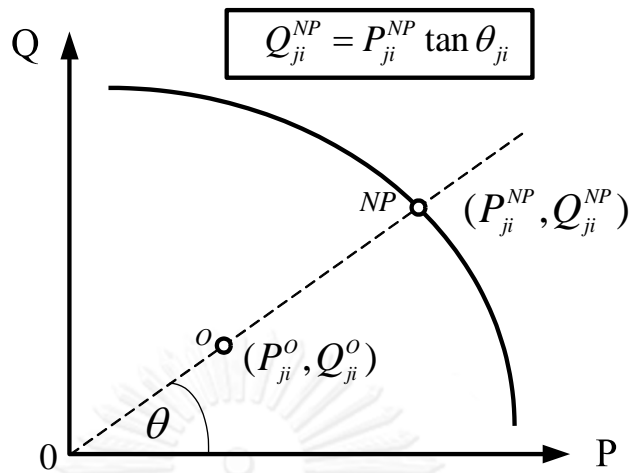
แทนค่า a, b และ c ลงในสมการ (5.65) จะได้ว่า

$$\begin{aligned} |B|^4 \left(2\text{Im}\{AB^*\} Q_{ji}^{NP} - 2\text{Re}\{AB^*\} P_{ji}^{NP} - |V_s|^2 \right)^2 \\ = 4 \left(\text{Re}\{AB^*\}^2 + \text{Im}\{AB^*\}^2 \right) |B|^4 \left(P_{ji}^{NP2} + Q_{ji}^{NP2} \right) \end{aligned} \quad (5.66)$$

จัดรูปสมการ (5.66) จะได้ว่า

$$\left(2\text{Im}\{AB^*\} Q_{ji}^{NP} - 2\text{Re}\{AB^*\} P_{ji}^{NP} - |V_s|^2 \right)^2 = 4|A|^2 |B|^2 \left(P_{ji}^{NP2} + Q_{ji}^{NP2} \right) \quad (5.67)$$

ความหมายของสมการ (5.67) คือ กำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ไหลในสายส่งที่สอดคล้องตามสมการนี้ จะทำให้เกิดสภาวะฟังกหลายของแรงดันขึ้น ความสัมพันธ์สามารถแสดงได้จากเส้นโค้ง $P-Q$ ดังภาพที่ 5.8



ภาพที่ 5.8 เส้นโค้งความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟ ณ สภาวะที่เกิดการพังทลายของแรงดัน [17]

หากกำหนดให้การเพิ่มของความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นตัวประกอบกำลังคงที่ตามแนวเส้นประที่แสดงในรูป ดังนั้นความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ายรีแอกทีฟที่จุดพังทลายของแรงดันตามเงื่อนไขดังกล่าว สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$Q_{ji}^{NP} = P_{ji}^{NP} \tan \theta_{ji} \quad (5.68)$$

แทนค่าสมการ (5.68) ในสมการ (5.67) จะได้ว่า

$$\left(2 \operatorname{Im}\{AB^*\} P_{ji}^{NP} \tan \theta_{ji} - 2 \operatorname{Re}\{AB^*\} P_{ji}^{NP} - |V_s|^2 \right)^2 = 4 |A|^2 |B|^2 P_{ji}^{NP2} \sec^2 \theta_{ji} \quad (5.69)$$

เมื่อจัดรูปสมการ (5.69) สามารถอธิบายความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าจริงที่ไหลในสายส่ง ณ สภาวะที่เกิดแรงดันพังทลายกับพารามิเตอร์ของสายส่งและแรงดันที่จุดทำงานปัจจุบันได้ดังสมการ (5.70)

$$P_{ji}^{NP} = \frac{|V_s|^2}{2 \operatorname{Im}\{AB^*\} \tan \theta_{ji} - 2 \operatorname{Re}\{AB^*\} \pm 2 |A| |B| \sec \theta_{ji}} \quad (5.70)$$

เนื่องจากค่า $\sec \theta_{ji} < 0$ เสมอ และสายส่งที่พิจารณากำหนดให้บัสปลายทางมีทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่บัสนั้น คือ $P_{ji} < 0$ ดังนั้นจากสมการ (5.70) สามารถสรุปได้ว่า

$$P_{ji}^{NP} = \frac{|V_s|^2}{2[\text{Im}\{AB^*\} \tan \theta_{ji} - \text{Re}\{AB^*\} + 2|A||B| \sec \theta_{ji}]} \quad (5.71)$$

จากแนวคิดที่ว่าระบบไฟฟ้ากำลังที่แข็งแรงจะต้องมีจุดทำงานในสถานะปัจจุบันห่างจากจุดที่เกิดการพังทลายของแรงดันมาก ดังนั้นดัชนี $PQVSI$ จึงนิยามจากอัตราส่วนระหว่างขนาดของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่จุดทำงานปัจจุบันกับขนาดของกำลังไฟฟ้าเชิงซ้อนที่จุดพังทลายของแรงดัน นั่นคือ

$$PQVSI = \sqrt{\frac{P_{ji}^{o2} + Q_{ji}^{o2}}{P_{ji}^{NP2} + Q_{ji}^{NP2}}} \quad (5.72)$$

$$PQVSI = \frac{P_{ji}^o}{P_{ji}^{NP}} \sqrt{\frac{(1 + \tan^2 \theta_{ji})}{(1 + \tan^2 \theta_{ji})}} \quad (5.73)$$

ดัชนี $PQVSI$ สามารถจัดให้อยู่ในรูปสมการอย่างง่ายได้ ดังนี้

$$PQVSI = \frac{P_{ji}^o}{P_{ji}^{NP}} \quad (5.74)$$

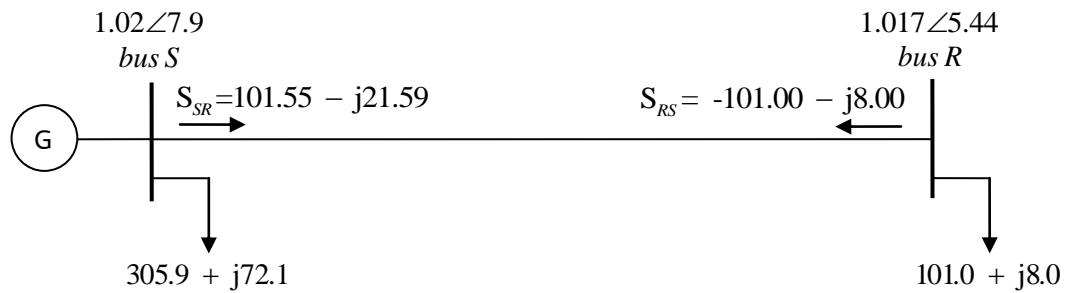
เมื่อ

P_{ji}^o	คือ	ขนาดกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากบัสด้านรับกำลังไฟฟ้า
P_{ji}^{NP}	คือ	ขนาดกำลังไฟฟ้าคาดหวังที่จุดพังทลายทางแรงดันที่ไหลออกจากบัสด้านรับกำลังไฟฟ้า

หากสายส่งที่มีค่าดัชนี $PQVSI$ เข้าใกล้ 1 หมายความว่าสายส่งเส้นดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดปัญหาการพังทลายของแรงดันในระบบไฟฟ้าซึ่งอาจเป็นสาเหตุให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้

5.4 ตัวอย่างการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง

กำหนดระบบไฟฟ้าสำหรับการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง ที่ระบบประกอบด้วย 2 บัส คือ บัส S และ บัส R ซึ่งบัสทั้งสองถูกเชื่อมโยงด้วยสายส่งที่มีค่า $Z = 0.0051 + j0.04355$ และ $B = j0.3268$ ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้ารวม 406.9 MW 80.10 MVar มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 1 เครื่อง ติดตั้งที่บัส S โดยการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบแสดงดังภาพที่ 5.9



ภาพที่ 5.9 ระบบไฟฟ้าสำหรับการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง

ตัวอย่างการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง Lmn , LQP , $FVSI$ และ $PQVSI$ มีดังนี้

5.4.1 ตัวอย่างการคำนวณดัชนี Lmn

จากการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบในภาพที่ 5.9 สามารถคำนวณดัชนี Lmn ของสายส่งระหว่างบัส S และ บัส R ได้ ดังนี้

กำหนดให้ $MVAbase = 100$ จะได้ว่า

$$\begin{aligned} Lmn_{S-R} &= \frac{4XQ_R}{(V_S \sin(\theta - \delta_S + \delta_R))^2} \\ &= \frac{4(0.04355)(8/100)}{(1.02 \sin(82.7892^\circ - 7.9000^\circ + 5.4436^\circ))^2} \\ &= 0.0138 \end{aligned}$$

จากผลการคำนวณดัชนี Lmn ของสายส่งระหว่างบัส S และ บัส R พบว่าค่าดัชนี Lmn มีค่าน้อยกว่า 1 ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงยังคงมีเสถียรภาพทางแรงดัน และห่างจากจุดพังทลายของแรงดันมาก

5.4.2 ตัวอย่างการคำนวณดัชนี $FVSI$

จากการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบในภาพที่ 5.8 สามารถคำนวณดัชนี $FVSI$ ของสายส่งระหว่างบัส S และ บัส R ได้ ดังนี้

กำหนดให้ $MVAbase = 100$ จะได้ว่า

$$\begin{aligned}
 FVSI &= \frac{4|Z|^2 Q_R}{|X||V_S|^2} \\
 &= \frac{4(0.0051^2 + 0.04355^2)(8/100)}{(0.04355)(1.02)^2} \\
 &= 0.0136
 \end{aligned}$$

จากผลการคำนวณดัชนี $FVSI$ ของสายส่งระหว่างบัส S และ บัส R พบว่าค่าดัชนี $FVSI$ มีค่าน้อยกว่า 1 ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงยังคงมีเสถียรภาพทางแรงดัน และห่างจากจุดพังทลายของแรงดันมาก

5.4.3 ตัวอย่างการคำนวณดัชนี LQP

จากการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบในภาพที่ 5.8 สามารถคำนวณดัชนี LQP ของสายส่งระหว่างบัส S และ บัส R ได้ ดังนี้

กำหนดให้ $MVAbase = 100$ จะได้ว่า

$$\begin{aligned}
 LQP &= 4 \left(\frac{X}{V_S^2} \right) \left(\frac{X}{V_S^2} P_{SR}^2 + Q_R \right) \\
 &= 4 \left(\frac{0.04355}{1.02^2} \right) \left(\frac{0.04355}{1.02^2} \left(\frac{101.55}{100} \right)^2 + \frac{8}{100} \right) \\
 &= 0.0206
 \end{aligned}$$

จากผลการคำนวณดัชนี LQP ของสายส่งระหว่างบัส S และ บัส R พบว่าค่าดัชนี LQP มีค่าน้อยกว่า 1 ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงยังคงมีเสถียรภาพทางแรงดัน และห่างจากจุดพังทลายของแรงดันมาก

5.4.4 ตัวอย่างการคำนวณดัชนี $PQVSI$

จากการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบในภาพที่ 5.8 สามารถคำนวณดัชนี $PQVSI$ ของสายส่งระหว่างบัส S และ บัส R ได้ ดังนี้

กำหนดให้ $MVAbase = 100$

จากข้อมูลระบบไฟฟ้าสามารถคำนวณค่าตัวแปร A, B และ θ_{ji} ได้ดังนี้

$$A = 1 + \frac{ZY_C}{2}$$

$$= 1 + \frac{(0.0051 + j0.04355)(j0.3268)}{2} = 0.9929 + j0.0008$$

$$|A| = 0.9929$$

$$B = Z$$

$$= 0.0051 + j0.04355$$

$$|B| = 0.0438$$

$$\theta_{ji} = \arctan\left(\frac{0.04355}{0.0051}\right) = 82.7892^\circ$$

$$AB^* = 0.0055 - j0.0432$$

จากตัวแปรข้างต้นสามารถคำนวณขนาดกำลังไฟฟ้าที่จุดพ่วงหลายทางแรงดันที่ไหลออกจาก
บัส R ได้ดังนี้

$$P_{ji}^{NP} = \frac{|V_s|^2}{2 \left[\text{Im}\{AB^*\} \tan \theta_{ji} - \text{Re}\{AB^*\} + |A||B| \sec \theta_{ji} \right]}$$

$$= \frac{1.02^2}{2 \left[-0.0432 \tan(82.7892^\circ) - 0.0055 + (0.9929)(0.0438) \sec(82.7892^\circ) \right]}$$

$$= -9.8792$$

$$P_{ji}^o = -\frac{101.0}{100} = -1.01$$

ดังนั้นจะได้ว่า

$$PQVSI = \frac{-1.01}{-9.8792}$$

$$= 0.1022$$

จากผลการคำนวณดัชนี $PQVSI$ ของสายส่งระหว่างบัส S และ บัส R พบว่าค่าดัชนี $PQVSI$ มีค่าน้อยกว่า 1 ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงยังคงมีเสถียรภาพทางแรงดัน และห่างจากจุดพ่วงหลายของแรงดันค่อนข้างมาก

จากผลการคำนวณดัชนี Lmn , $FVSI$, LQP และ $PQVSI$ ของสายส่งระหว่างบัส S และ บัส R ข้างต้นจะพบว่าค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งทุกชนิดระบุว่ารระบบไฟฟ้ายังคงมีเสถียรภาพทางแรงดัน และห่างจากจุดพ่วงหลายของแรงดันค่อนข้างมาก

จากผลการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งแต่ละชนิดข้างต้นจะเห็นว่าดัชนี $PQVSI$ มีค่าของดัชนีที่ค่อนข้างแตกต่างจากดัชนี Lmn , $FVSI$ และ LQP ทั้งนี้เนื่องจากดัชนี

PQVSI ถูกคำนวณจากแบบจำลองของสายส่งที่แตกต่างจากดัชนี *Lmn* , *FVSI* และ *LQP* อีกทั้งที่มาของสมการในการคำนวณดัชนี *Lmn* , *FVSI* และ *LQP* มีการละเลยค่าต่างๆ ดังที่กล่าวไปข้างต้น



บทที่ 6

วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก

บทนี้นำเสนอกระบวนการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก และรายละเอียดแนวคิดพื้นฐานของวิธีการค้นหาแต่ละวิธี ได้แก่ การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยอัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง การค้นหาแบบทาบ การหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยคอลลอนิมิต จินเนติกอัลกอริธึม และการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธีการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค รวมถึงการพิจารณาวิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึกที่เหมาะสมสำหรับการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

6.1 วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก

การแก้ปัญหาด้วยวิธีการค้นหาคำตอบ (Searching) เป็นเทคนิคทางปัญญาเชิงคำนวณ ซึ่งสามารถหาคำตอบของปัญหาหลายๆอย่างที่ไม่ใช่เพียงแต่เป็นปัญหาทางคณิตศาสตร์ได้ด้วยการค้นหาวิธีในการค้นหาคำตอบนั้นมีอยู่หลายวิธี แต่ละวิธีมีความเหมาะสม และมีประสิทธิภาพกับระบบที่ต้องการแก้ปัญหาที่แตกต่างกันออกไป โดยสามารถแบ่งเป็น 2 กลุ่ม คือ การค้นหาแบบไม่ใช้ข้อมูลความรู้ (Uninformed Search) และการค้นหาแบบใช้ข้อมูลความรู้ (Informed Search) [38]

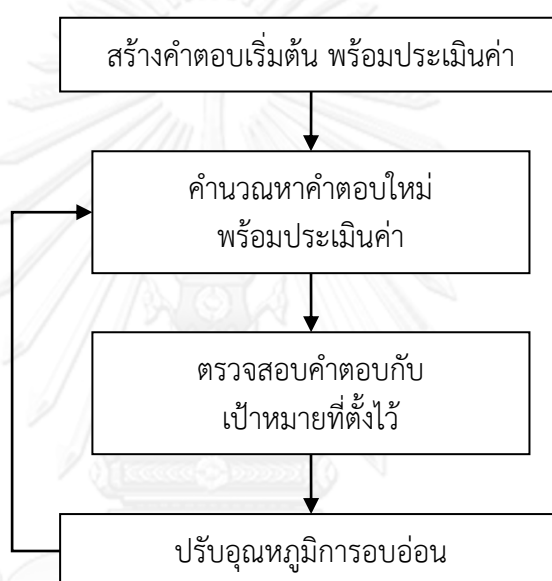
การค้นหาแบบไม่ใช้ข้อมูลความรู้ เป็นกลยุทธ์การค้นหาที่ไม่มีการใช้ข้อมูลใดๆ มาช่วยประกอบการค้นหาคำตอบ ในขณะที่การค้นหาแบบใช้ข้อมูลความรู้จะมีการนำเอาข้อมูลมาช่วยในการเลือกเส้นทางการค้นหาคำตอบอย่างไรให้ดีที่สุด ซึ่งหลักการในการค้นหาแบบนี้จะเรียกว่า การค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก (Heuristic Search) ทั้งนี้จะเห็นได้ชัดว่าการค้นหาแบบไม่ใช้ความรู้นั้นมีประสิทธิภาพด้อยกว่าการค้นหาแบบใช้ความรู้ อย่างไรก็ตามการค้นหาแบบไม่ใช้ความรู้ก็ยังมีประโยชน์ในบางครั้ง โดยเฉพาะสำหรับหลายๆ ระบบที่ไม่มีข้อมูลใดๆ ให้ได้ใช้พิจารณาในขณะที่ทำการค้นหาคำตอบ

กลยุทธ์การค้นหาแบบใช้ความรู้เป็นกลยุทธ์ที่มีการนำเอาข้อมูล (ซึ่งขึ้นอยู่กับรูปแบบของปัญหานั้นๆ) มาช่วยในการค้นหาคำตอบ ทำให้เหมาะสมในการแก้ปัญหาหลายๆอย่าง โดยเฉพาะปัญหาที่เป็นการค้นหาค่าที่เหมาะสมที่สุด ทั้งนี้วิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึก เป็นวิธีที่นิยมใช้ในการแก้ปัญหาแบบไม่เป็นเชิงเส้น เช่น ปัญหาการหาตำแหน่งที่เหมาะสม ปัญหาการกำหนดเส้นทางการเดินทาง หรือปัญหาการจัดตารางการผลิต เป็นต้น ซึ่งยากที่จะหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Solution) โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อปัญหานั้นข้อมูลป้อนเข้าปริมาณมาก การหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดอาจจะใช้เวลาในการคำนวณนานมาก หรือเป็นไปได้ที่จะคำนวณหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุด ดังนั้นวิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึกจึงถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหาเพราะใช้เวลาในการคำนวณน้อยกว่ามาก ซึ่งวิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึกที่นิยมใช้ในปัจจุบันมีดังนี้

6.1.1 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยอัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง

การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยอัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง (Simulated Annealing : SA) เป็นเทคนิคการค้นหาคำตอบ ซึ่งเลียนแบบกรรมวิธีการควบคุมอุณหภูมิของการอบโลหะให้ร้อนแล้วปล่อยให้เย็นลงช้าๆ เพื่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางโครงสร้างผลึกที่มีพลังงานภายในน้อยที่สุด คุณสมบัติ

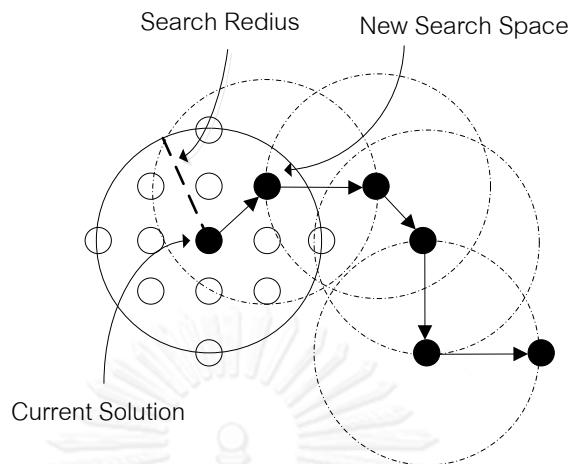
ดังกล่าวจะทำให้โลหะมีคุณสมบัติทางกายภาพที่แข็งแกร่งและทนทาน การอบอ่อนจำลองเป็นเทคนิคการค้นหาค่าเหมาะสมที่สุด โดยสามารถเปรียบเทียบได้ว่าการควบคุมอุณหภูมิของการอบอ่อนเป็นการปรับพารามิเตอร์การค้นหาค่าตอบของระบบ การลดอุณหภูมิลงอย่างช้าๆ ทำให้เหล็กมีโครงสร้างผลึกที่แข็งแกร่ง ในขณะที่เดียวกันถ้าอุณหภูมิลดลงอย่างไม่เหมาะสม โครงสร้างผลึกดังกล่าวจะมีการจัดตัวที่ไม่เหมาะสม และโครงสร้างผลึกมีความแข็งแกร่งทนทานก็คือคำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงแคบเฉพาะถิ่นนั่นเอง (Local Optimum) อย่างไรก็ตามแม้ว่า SA จะสามารถให้คำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงกว้างได้ แต่เวลาในการค้นหาค่าตอบอาจจะไม่เหมาะสมในการใช้งานจริงก็ได้ แนวคิดพื้นฐานของอัลกอริธึมการอบอ่อนจำลองสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 6.1



ภาพที่ 6.1 ขั้นตอนการค้นหาค่าเหมาะสมด้วยอัลกอริธึมการอบอ่อนจำลอง [38]

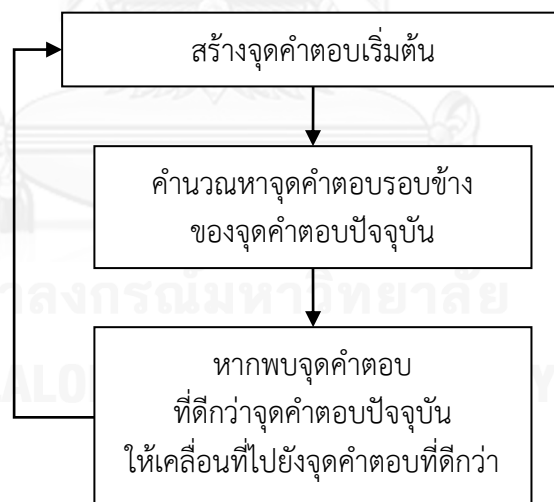
6.1.2 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยการค้นหาแบบทาบู

การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยการค้นหาแบบทาบู (Tabu Search : TS) เป็นเทคนิคการค้นหาคำตอบ ที่มีแนวคิดพื้นฐาน คือ การหลุดพ้นจากคำตอบเหมาะสมที่สุดแบบวงแคบเฉพาะถิ่น โดย TS จะมีการค้นหาคำตอบในพื้นที่รอบข้าง หากค้นพบคำตอบที่ดีกว่าคำตอบปัจจุบัน TS ก็จะมีการเดินไปยังบริเวณที่ได้คำตอบที่ดีกว่า ดังภาพที่ 6.2 ซึ่งจะวนรอบการทำงานเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกระทั่งไม่สามารถค้นหาคำตอบที่ดีกว่าได้ การทำงานจึงจะสิ้นสุดลง



ภาพที่ 6.2 การเดินทางเพื่อหาคำตอบของวิธี TS [38]

วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบทาบู เหมาะกับการค้นหาตัวแปรที่เป็นค่าไม่ต่อเนื่อง เนื่องจากการเดินทางเพื่อหาคำตอบมักจะต้องมีการกำหนดจุดคำตอบที่แน่นอนหลายๆ จุดจากตัวตัวแปรที่เป็นค่าไม่ต่อเนื่อง และเดินทางไปยังจุดคำตอบที่ดีที่สุด ซึ่งแนวคิดพื้นฐานของการค้นหาแบบทาบูสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 6.3

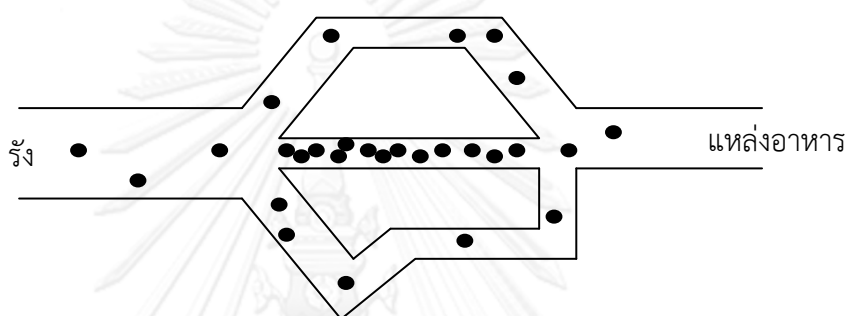


ภาพที่ 6.3 ขั้นตอนการค้นหาค่าเหมาะสมด้วยการค้นหาแบบทาบู [38]

6.1.3 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยคอลอนิมิต

การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยคอลอนิมิต (Ant Colony Optimization : ACO) เป็นวิธีการค้นหาคำตอบเชิงศึกษาสำนึกแบบใหม่ สำหรับปัญหาการหาค่าเหมาะสมที่สุดเชิงการจัดแบบยาก โดยอัลกอริธึมนี้ได้พัฒนามาจากพฤติกรรมทางสังคมของแมลงที่อยู่รวมกันเป็นฝูงโดยเฉพาะมด โดยรู้จักในชื่อของการหาค้นหาเหมาะที่สุดด้วยคอลอนิมิต หรือ ACO เทคนิคนี้ได้แรงบันดาลใจจากพฤติกรรม

การออกหาอาหารของมด มดเหล่านี้จะปล่อยฟีโรโมนตามทางที่เดินผ่าน โดยมีจุดประสงค์เพื่อทำเครื่องหมายเส้นทางที่ตนเองพอใจ (เส้นทางที่สั้นกว่า) มดตัวอื่นในโคโลนีจะเดินตามเส้นทางที่มีฟีโรโมนดังกล่าวพร้อมทั้งปล่อยฟีโรโมนให้สะสมระหว่างเส้นทางมากยิ่งขึ้น ซึ่งฟีโรโมนจะมีจำนวนมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับระยะทางและคุณภาพของแหล่งอาหารที่พบ แล้วมดตัวอื่นก็จะตามรอยฟีโรโมนมายังแหล่งอาหารในที่สุด การปล่อยฟีโรโมนของมดสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังภาพที่ 6.4 โดยมดแทนด้วยสัญลักษณ์จุด โดยจากรูปจะเห็นได้ว่า ระยะทางจากรังไปสู่แหล่งอาหารที่สั้นกว่าจะมีจำนวนมดที่มากกว่า ซึ่งเปรียบเสมือนกับการค้นหาคำตอบจะมุ่งไปสู่คำตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงแคบเฉพาะถิ่น หากเส้นทางนั้นมีปริมาณฟีโรโมนมาก



ภาพที่ 6.4 การทดลองเส้นทางเดินของมด [38]

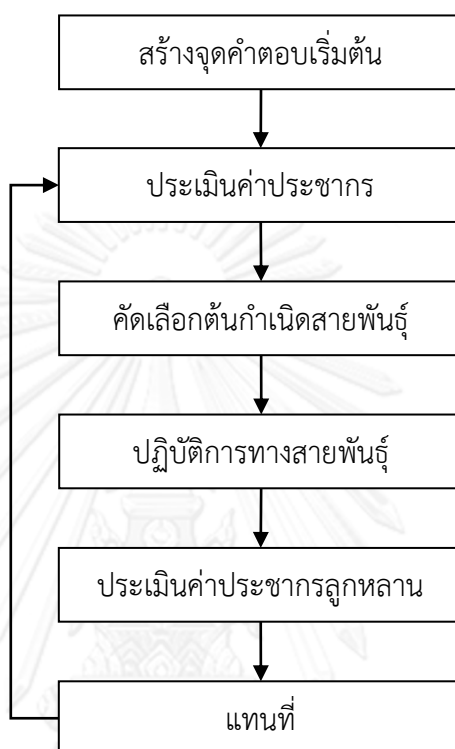
6.1.4 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยจินเนติกอัลกอริธึม

การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยจินเนติกอัลกอริธึม (Genetic Algorithm : GA) เป็นวิธีการค้นหาคำตอบที่ดีที่สุดโดยใช้หลักการคัดเลือกแบบธรรมชาติและหลักการทางสายพันธุ์ GA เป็นการคำนวณอย่างหนึ่งที่สามารถกล่าวได้ว่ามีวิวัฒนาการอยู่ในขั้นตอนของการค้นหาคำตอบ ซึ่งปัจจุบันเป็นที่ยอมรับในประสิทธิภาพ และมีการนำไปประยุกต์ใช้อย่างกว้างขวางในการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด

GA ถูกพัฒนาโดยจำลองเอาแนวคิดการวิวัฒนาการของสิ่งมีชีวิตในระบบชีววิทยามาใช้ซึ่งได้รับความนิยมและเป็นที่ยอมรับอย่างกว้างขวาง โดยมีการนำไปประยุกต์ใช้งานในด้านต่างๆ กันอย่างแพร่หลาย พร้อมๆ กับการศึกษาและพัฒนาองค์ประกอบต่างๆ ของ GA ให้มีประสิทธิภาพดียิ่งขึ้น ปัจจุบันจึงเห็นได้ว่า GA ได้นำไปใช้ในเกือบจะทุกสาขาวิชาเช่น การประมวลผลสัญญาณดิจิทัล การประมวลผลสัญญาณภาพ ระบบควบคุม การสื่อสารโทรคมนาคม ไฟฟ้ากำลัง การแพทย์ และการเงิน เป็นต้น

GA เป็นวิธีการค้นหาค่าที่เหมาะสมที่สุดแบบสุ่ม (Stochastic optimization) โดยอาศัยการสมมติจุดคำตอบขึ้นมาหลายจุดก่อน แล้วประยุกต์ใช้หลักการค้นหาจุดที่เหมาะสมที่สุดซึ่งมีโอกาสที่จะอยู่รอดมากที่สุด เพื่อหาคำตอบที่ดียิ่งขึ้นในแต่ละรุ่นของการถ่ายทอดสำหรับในแต่ละรุ่นของการถ่ายทอดจะมีการประเมินค่าความเหมาะสม (Fitness) ของจุดคำตอบแต่ละจุด แล้วพิจารณาเลือกจุดคำตอบใหม่จากค่าความเหมาะสมนี้โดยอาศัยวิธีการคัดเลือกสายพันธุ์ วิธีการคัดเลือกดังกล่าวประกอบด้วย การคัดเลือก การข้ามสายพันธุ์และการผ่าเหล่า จุดคำตอบแต่ละจุดจะประกอบไปด้วย

สตริง (String) ของตัวแปรที่ถูกเข้ารหัสไว้เรียกว่าโครโมโซม (Chromosomes) ซึ่งสามารถถอดรหัสเป็นค่าของตัวแปรจริงได้ โดยทั่วไปนิยมเข้ารหัสตัวแปรให้เป็นระบบเลขฐานสอง ขั้นตอนการทำงานทั่วไปของ GA ทั่วไปสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 6.5



ภาพที่ 6.5 ขั้นตอนการค้นหาค่าเหมาะสมด้วยจินเนติกอัลกอริธึม [38]

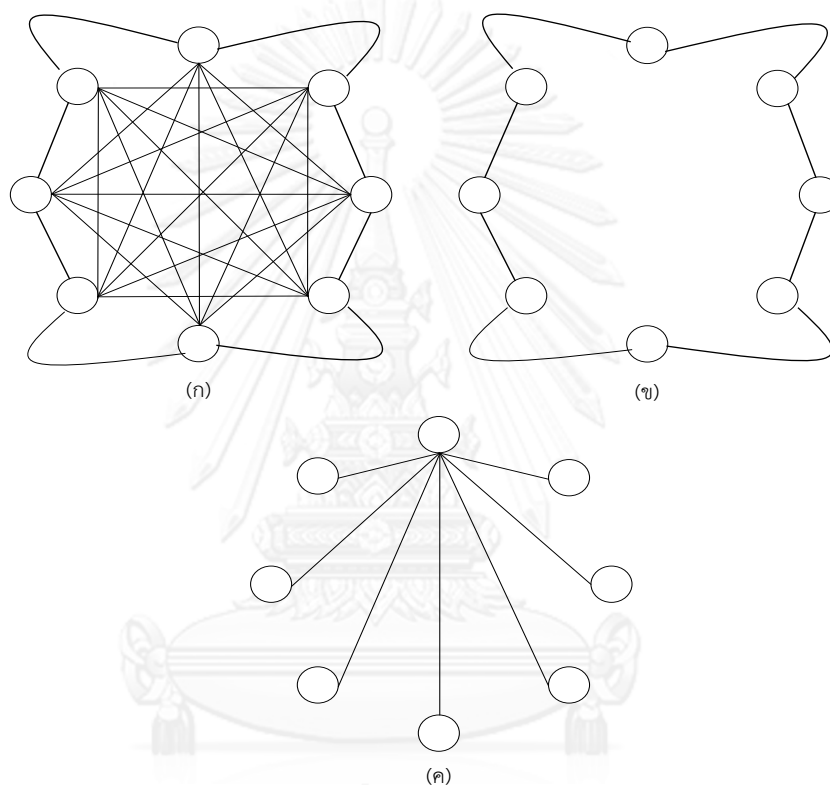
6.1.5 การค้นหาค่าเหมาะสมด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค

การค้นหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization : PSO) จัดเป็นวิธีการค้นหาแบบสุ่มที่อาศัยความสัมพันธ์กันของคำตอบหลายคำตอบ (Population-based stochastic search algorithm) มีแนวคิดพื้นฐานมาจากการเคลื่อนที่ของฝูงปลา และฝูงนกในการหาอาหาร โดยมีหลักการ คือ นกแต่ละตัวในฝูงจะรับรู้ตำแหน่งที่อยู่ไกลจากอาหารมากน้อยแค่ไหนจากกลิ่นที่ได้รับ แต่ไม่รู้ว่าอาหารอยู่ตรงไหน ดังนั้นนกแต่ละตัวในฝูงจะมีการส่งสัญญาณถึงกัน เพื่อให้รู้ว่าตัวไหนในฝูงอยู่ใกล้อาหารมากที่สุด แล้วนกในฝูงที่เหลือก็จะตามตัวนั้นไป โดยการส่งสัญญาณดังกล่าวจะเกิดขึ้นต่อเนื่องเรื่อยๆ เนื่องจากนกตัวก่อนหน้านี้อาจจะไม่ได้อยู่ใกล้อาหารมากที่สุด แต่อาจจะเป็นตัวใดตัวหนึ่งในฝูงแทนซึ่งในที่สุดแล้วจะทำให้ฝูงนกดังกล่าวเจออาหารในที่สุด ซึ่งการเคลื่อนที่ของฝูงนกนั้น จะเป็นการเคลื่อนที่ขององค์ประกอบย่อยๆ ที่เคลื่อนที่ไปด้วยกันอย่างประสานเวลา (Synchronous) เนื่องจาก ปลา และนกแต่ละตัวสามารถเคลื่อนที่ไปพร้อมกับฝูง แยกตัวออกจากฝูง แล้วรวมตัวกลับเข้ามาในฝูงอีกครั้ง

สำหรับการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ฝูงนกดังกล่าวเปรียบเสมือนกลุ่มของอนุภาคในพื้นที่หลายมิติ ซึ่งแต่ละอนุภาคจะมีข้อมูลเวกเตอร์สองเวกเตอร์ซึ่งจำเป็นต้องใช้ในการพิจารณาการ

เคลื่อนที่ คือ เวกเตอร์ระบุตำแหน่งและเวกเตอร์ระบุความเร็วในการเคลื่อนที่ นอกจากนั้นอนุภาคในกลุ่มมักจะมีการสื่อสารถึงกันเพื่อบอกตำแหน่งที่ดีที่สุดสากล (Global best position : *gbest*) หรือตำแหน่งที่ดีที่สุดที่กลุ่มอนุภาคค้นพบ เพื่อใช้ในการตัดสินใจความเร็วที่อนุภาคแต่ละตัวในกลุ่มจะใช้ในการเคลื่อนที่เพื่อค้นหาคำตอบ

วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO รูปแบบของการติดต่อสื่อสารกันของอนุภาคในหลายรูปแบบ ซึ่งตัวอย่างของการติดต่อสื่อสารของแต่ละอนุภาคแบบดาว (Star) แบบวงแหวน (Ring) และแบบวงล้อ (Wheel) แสดงดังภาพที่ 6.6



ภาพที่ 6.6 ความสัมพันธ์ของอนุภาคแบบต่างๆ ของ PSO

(ก) แบบดาว (Star) (ข) แบบวงแหวน (Ring) (ค) แบบวงล้อ (Wheel) [38]

PSO มีคุณลักษณะหลายๆ อย่างที่เหมือนกับจินเนติกอัลกอริธึม โดย PSO มีการสุ่มสร้างประชากรเริ่มต้น และใช้ในการค้นหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดด้วยการปรับประชากรนั้นๆ ในทุกรอบการคำนวณทุกครั้ง อย่างไรก็ตาม PSO มีความแตกต่างไปจาก GA ตรงที่ไม่มีปฏิบัติการทางสายพันธุ์คือการทำครอสโอเวอร์ หรือ มิวเทชัน ใน PSO คำตอบของระบบถูกแทนด้วยอนุภาค ที่ซึ่งเคลื่อนที่ไปในปริภูมิค้นหา (Search Space) โดยมีทิศทางไปตามอนุภาคที่ใกล้เคียงกับคำตอบที่เหมาะสมที่สุดในขณะนั้นๆ เมื่อเปรียบเทียบกับ GA แล้ว ข้อได้เปรียบของ PSO คือ ความง่ายของอัลกอริธึมและพร้อมกับการปรับแต่งอัลกอริธึมด้วยจำนวนพารามิเตอร์เพียงไม่กี่ตัวเท่านั้น

PSO ได้รับความสำเร็จในการนำไปประยุกต์ใช้ในหลายๆ งาน เช่น การหาค่าเหมาะที่สุดของฟังก์ชันคณิตศาสตร์ และระบบควบคุมแบบฟัซซี เป็นต้น ขั้นตอนการหาค่าเหมาะที่สุดด้วยการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาคโดยทั่วไปสามารถแสดงดังภาพที่ 6.7



ภาพที่ 6.7 ขั้นตอนการค้นหาค่าเหมาะสมแบบ PSO [38]

6.2 การพิจารณาความเหมาะสมของการค้นหาค่าตอบเชิงสำนึกในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

หากจะพิจารณาความเหมาะสมของการค้นหาค่าตอบเชิงสำนึกสำหรับการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด จะต้องพิจารณาให้วิธีการค้นหาค่าตอบเชิงสำนึกนั้นสอดคล้อง และเหมาะสมกับกระบวนการในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ดังนี้

6.2.1 การพิจารณาความเหมาะสมของการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

ในการแก้ปัญหาทางด้านไฟฟ้ากำลังได้มีหลายงานวิจัยที่ใช้หลักการค้นหาค่าเหมาะสมมาประยุกต์ใช้ ซึ่งการหาค่าเหมาะสมแต่ละวิธีก็มีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกันไป ซึ่งจากการศึกษาการค้นหาค่าตอบเชิงสำนึกดังกล่าวข้างต้นพบว่า การหาค่าเหมาะสมแบบ PSO มีข้อดี ดังนี้

- 1) สามารถประยุกต์วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ใช้กับงานหลายๆ ด้านได้อย่างไม่ยุ่งยาก ไม่ว่าจะเป็นทางวิศวกรรมหรือทางธุรกิจ เนื่องจากความง่ายของอัลกอริธึมและการปรับแต่งจำนวนพารามิเตอร์เพียงไม่กี่ตัว จึงทำให้สามารถพัฒนาโปรแกรมเพื่อหาค่าเหมาะสมได้สะดวก
- 2) สามารถหาค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดแบบวงกว้างได้สำหรับการหาค่าเหมาะของตัวแปรที่เป็นค่าแบบต่อเนื่อง (Continuous Variable)
- 3) ใช้เวลาในการคำนวณค่อนข้างน้อยเมื่อเทียบกับวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ SA, TS, ACO, และ GA

อย่างไรก็ตาม วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ยังคงมีข้อเสียสำหรับการคำนวณค่าเหมาะสมที่เป็นตัวแปรแบบค่าไม่ต่อเนื่อง (Discrete Variable) เนื่องจากค่าตอบค่าเหมาะสมของตัวแปรแบบค่าไม่ต่อเนื่องที่คำนวณได้อาจไม่ใช่ค่าตอบที่เหมาะสมที่สุดเมื่อเทียบกับค่าตอบรอบข้าง ซึ่งวิธี SA, TS, ACO, และ GA เป็นวิธีการที่เหมาะสมสำหรับการค้นหาตัวแปรที่เป็นค่าแบบไม่ต่อเนื่อง แต่จะใช้เวลาในการค้นหาค่าตอบค่อนข้างมาก

จากการศึกษาพบว่า ในอดีตมีงานวิจัย [39], [40], [41], [42] ที่ได้ประยุกต์วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO เพื่อการแก้ปัญหาการตัดโหลด และการจัดสรรกำลังการผลิต ซึ่งวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO สามารถค้นหาค่าตอบของปัญหาดังกล่าวได้อย่างเหมาะสม

ด้วยข้อดี และจุดเด่นหลายประการของการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ดังกล่าวข้างต้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้เลือกวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO มาประยุกต์ใช้ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งจากกระบวนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อ 2.2.2 นั้นพบว่า ตัวแปรในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด คือ การจัดสรรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่เป็นตัวแปรแบบต่อเนื่อง ดังนั้นข้อเสียของการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ที่อาจไม่สามารถหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบวงกว้างของตัวแปรแบบไม่ต่อเนื่องจึงสามารถละเลยได้

6.2.2 การคำนวณการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

จากที่ได้กล่าวข้างต้นว่า การหาค่าเหมาะสมแบบ PSO นั้นสามารถคำนวณได้ในหลายรูปแบบที่มีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ด้วยการค้นหาแบบดาว มาประยุกต์ใช้ในการคำนวณ เนื่องจากการค้นหาแบบดาวมีความรวดเร็วในการค้นหาค่าตอบมากกว่าการค้นหาแบบอื่น

6.2.2.1 สัญลักษณ์และคำจำกัดความที่ใช้ในวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

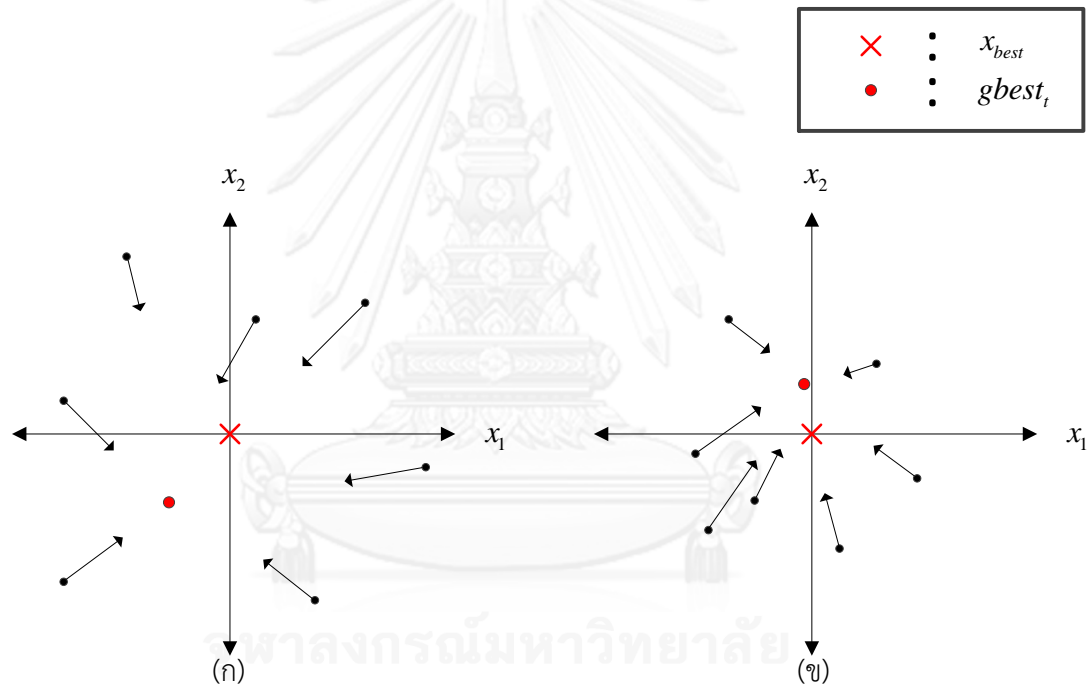
วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO มีสัญลักษณ์ และคำจำกัดความต่างๆ ดังนี้

- 1) อนุภาค (Particle) คือ สมาชิกตัวหนึ่งในประชากร (Population) โดยอนุภาคหนึ่งตัว ประกอบด้วย ตำแหน่ง (Position) และความเร็ว (Velocity) นอกจากนี้ในระหว่างการค้นหาค่าเหมาะสมที่สุด อนุภาคแต่ละตัวจะมีการจดจำตำแหน่งที่ดีที่สุดที่ตัวเองเคยค้นหา (Personal best position : $pbest$)
- 2) ประชากร คือ กลุ่มของอนุภาคที่มีอนุภาคตั้งแต่ 1 ถึง N ตัว
- 3) ตำแหน่งของอนุภาคตัวที่ i ณ รอบการคำนวณที่ t ถูกเขียนแทนด้วย $x_{i,t}$ ซึ่งถ้าตำแหน่งดังกล่าวประกอบด้วยมิติ D มิติ สามารถเขียนได้เป็น $x_{i,t} = \{x_{i1,t}, x_{i2,t}, \dots, x_{iD,t}\}$ โดยในการแก้ปัญหาด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ค่าตำแหน่งมักจะถูกจำกัดให้อยู่ในขอบเขต $|x_{\min}, x_{\max}|$
- 4) ค่าความเหมาะสม (Fitness value) หรือ $f(x_{i,t})$ คือ ค่าของคำตอบที่แปลงมาจากตำแหน่ง $x_{i,t}$ โดยค่าความเหมาะสมที่สุดที่ได้จากการแก้ปัญหาด้วยวิธี PSO ณ ตำแหน่ง x_{best} สามารถเขียนแทนด้วย $f_{best}(x_{best})$
- 5) ความเร็ว (Velocity) หรือเวกเตอร์การเคลื่อนย้ายตำแหน่งของอนุภาคตัวที่ i ณ รอบการคำนวณที่ t ถูกเขียนแทนด้วย $v_{i,t}$ ซึ่งถ้าความเร็วดังกล่าวประกอบด้วยมิติ D มิติ สามารถเขียนได้เป็น $v_{i,t} = \{v_{i1,t}, v_{i2,t}, \dots, v_{iD,t}\}$ และหากความเร็วดังกล่าวส่งผลทำให้ตำแหน่งของอนุภาคเกินจากขอบเขต $|x_{\min}, x_{\max}|$ มักจะมีการกำหนดกำหนดให้ $v_{i,t} = 0$
- 6) น้ำหนักแรงเฉื่อย (Inertia weight) ถูกเขียนแทนด้วย w คือ พารามิเตอร์ที่ใช้ในการควบคุมผลกระทบของความเร็วที่การวนซ้ำก่อนหน้า
- 7) ประสบการณ์ที่ดีที่สุดส่วนตัว (Personal Best Position) ของอนุภาคตัวที่ i ณ รอบการคำนวณที่ t ถูกเขียนแทนด้วย $pbest_{i,t}$ คือ ตำแหน่งที่ดีที่สุดที่ถูกพบโดยอนุภาคตัวที่ i ตั้งแต่รอบการคำนวณที่ 1 ถึง t
- 8) ประสบการณ์ที่ดีที่สุดสากล (Global best position) ณ รอบการคำนวณที่ t ถูกเขียนแทนด้วย $gbest_t$ คือ ตำแหน่งที่ดีที่สุดที่ถูกพบโดยกลุ่มของอนุภาคตั้งแต่รอบการคำนวณที่ 1 ถึง t
- 9) ค่าคงที่อัตราเร่ง (Acceleration constant) ถูกเขียนแทนด้วย C คือ ค่าที่ส่งผลต่อการคำนวณความเร็วของอนุภาค โดยถ้า C มีค่ามากความเร็วของอนุภาคก็จะมีค่ามากขึ้นด้วย
- 10) รอบการคำนวณสูงสุด (Maximum iteration) ถูกเขียนแทนด้วย t_{max} คือ วิธี PSO จะหยุดการคำนวณเมื่อรอบการคำนวณเท่ากับรอบการคำนวณสูงสุด
- 11) ดัชนีชี้วัดการรู้เข้า (Termination index) คือ ดัชนีที่บ่งบอกว่าตำแหน่งที่ดีที่สุดสากล $gbest_t$ เข้าใกล้กับค่าเหมาะสมที่สุด $f_{best}(x_{best})$ แล้ว โดยค่าดัชนี (f_{index}) สามารถคำนวณได้จากสมการ (6.1) ซึ่งโดยทั่วไปถ้าค่าดัชนีน้อยกว่าค่าที่กำหนด เช่น 10-2 เป็นต้น วิธี PSO จะหยุดการคำนวณ

$$f_{index} = \left| \frac{f(gbest_t) - f(gbest_{t-1})}{f(gbest_t)} \right| ; \quad gbest_t \neq gbest_{t-1} \quad (6.1)$$

6.2.2.2 หลักการและขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

การหาค่าเหมาะสมแบบ PSO เป็นวิธีที่จะมีการเคลื่อนที่ของอนุภาคแต่ละตัวในกลุ่ม จนกระทั่งอนุภาคดังกล่าวเคลื่อนที่เข้าใกล้ตำแหน่งที่ดีที่สุด x_i^{best} ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังภาพที่ 6.8 สำหรับสมการที่ใช้ในการเปลี่ยนตำแหน่งของแต่ละอนุภาค สมการที่ใช้ในการคำนวณความเร็ว สมการที่ใช้หาค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดส่วนตัว และสมการที่ใช้หาค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดสากล สามารถแสดงได้ดังสมการ (6.2) (6.3) (6.4) และ (6.5) ตามลำดับ



ภาพที่ 6.8 แสดงตัวอย่างการเคลื่อนที่ของอนุภาคในการค้นหาค่าเหมาะสมที่สุด x_{best}

(ก) ที่รอบการคำนวณ $t = 0$ (ข) ที่รอบการคำนวณ $t = 1$ [38]

$$x_{i,t} = x_{i,t-1} + v_{i,t} \quad (6.2)$$

$$v_{i,0} = 0.5 \times (x_i^{min} + r_0 \times (x_i^{max} - x_i^{min})) - x_{i,0} \quad (6.3)$$

$$v_{i,t} = wv_{i,t-1} + Cr_1 (pbest_{i,t-1} - x_{i,t-1}) + Cr_2 (gbest_{t-1} - x_{i,t-1}) \quad (6.4)$$

$$pbest_{i,t} = \text{best}(x_{i,t}, pbest_{i,t-1}) \quad (6.5)$$

$$gbest_t = \text{best}(pbest_{1,t}, pbest_{2,t}, \dots, pbest_{N,t}) \quad (6.6)$$

เมื่อ

r_0, r_1, r_2 คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอ (Uniform random) ในช่วง 0 ถึง 1

จากสมการ (6.2) – (6.6) สามารถอธิบายขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมที่สุดด้วยวิธี PSO ได้ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective function : *obj func.*) กำหนดจำนวนอนุภาค N ตัว และจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ของการค้นหาแบบ PSO

ขั้นตอนที่ 2 สุ่มตำแหน่ง และคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค โดยอนุภาคที่ i จะมีตำแหน่งอยู่ที่ $x_{i,0}$ และมีความเร็วเท่ากับ $v_{i,0}$ ($i = 1, 2, \dots, N$)

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของแต่ละอนุภาค ($objF_{i,0}$) จากตำแหน่ง $x_{i,0}$ ที่สุ่มได้จากขั้นตอนที่ 2 และหาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค ($pbest_{i,0}$) และของกลุ่ม ($gbest_0$) จากสมการ

$$pbest_{i,0} = x_{i,0} \quad (6.6)$$

$$gbest_0 = \text{best}(pbest_{1,0}, pbest_{2,0}, \dots, pbest_{N,0}) \quad (6.7)$$

ขั้นตอนที่ 4 ทำการอัปเดตค่าตำแหน่ง ($x_{i,t}$) และความเร็ว ($v_{i,t}$) ของแต่ละอนุภาค ในรอบการคำนวณที่ t จากสมการที่ (6.2) – (6.4)

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของแต่ละอนุภาค ($objF_{i,t}$) อัปเดตค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค ($pbest_{i,t}$) และของกลุ่ม ($gbest_t$) จากสมการ (6.5) – (6.6) ในรอบการคำนวณที่ t

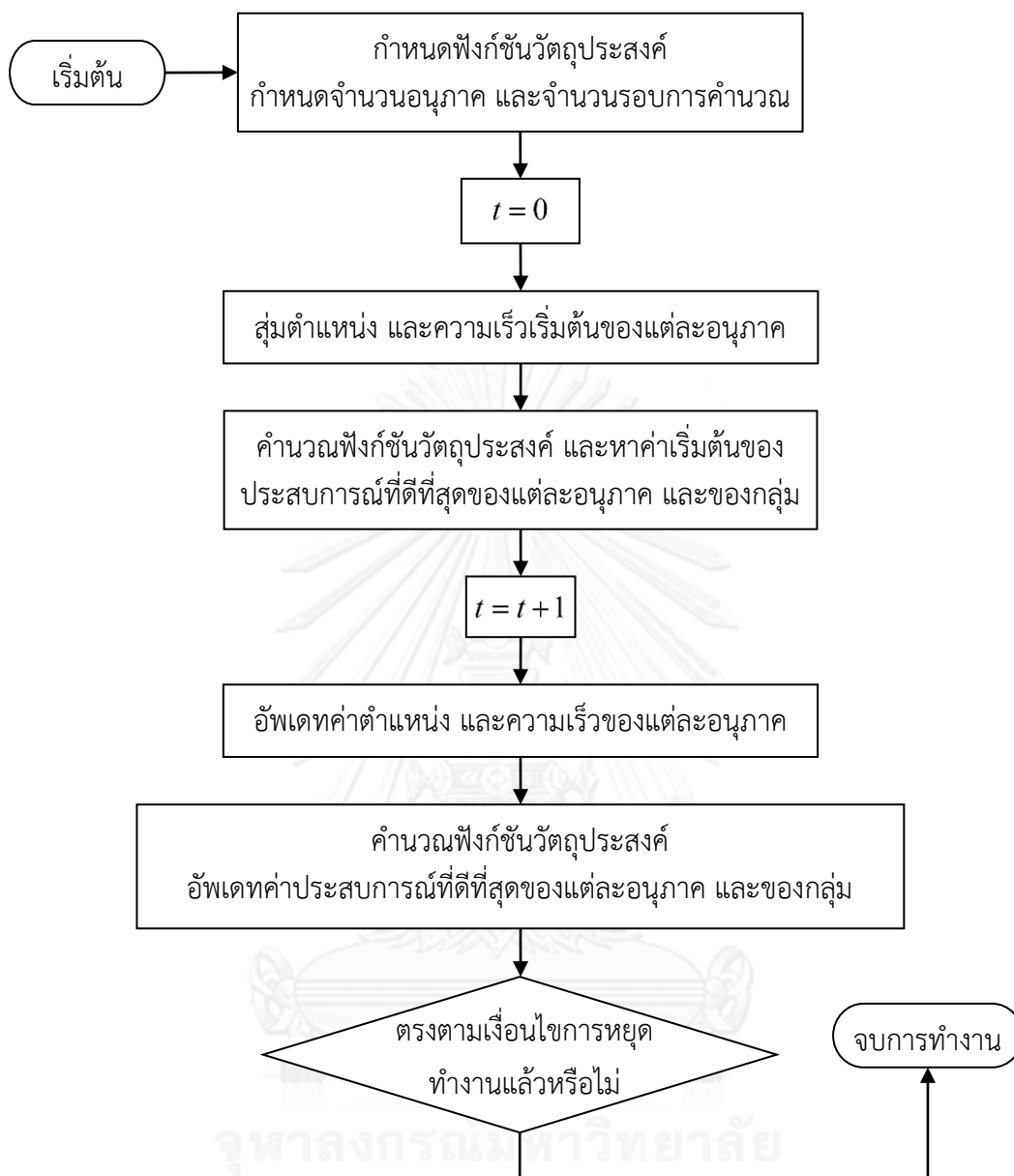
ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการทำงานของ PSO ดังนี้

- 1) รอบการทำงาน t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้
- 2) ดัชนีชี้วัดการลู่เข้าน้อยกว่าค่าที่กำหนด

ในขั้นตอนนี้ถ้าเงื่อนไขสอดคล้องกับเงื่อนไขที่ 1 หรือ 2 ข้างต้น การทำงานจะไปยังขั้นตอนที่ 7 แต่หากไม่สอดคล้อง การทำงานจะกลับไปยังขั้นตอนที่ 4

ขั้นตอนที่ 7 สิ้นสุดการทำงานและแสดงผล

ขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO สามารถสรุปได้ดังภาพที่



ภาพที่ 6.9 ขั้นตอนการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

6.2.2.3 ตัวอย่างการคำนวณการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

สำหรับตัวอย่างการคำนวณการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธี PSO มีดังนี้

ตัวอย่าง

จงหาค่าเหมาะสมของตัวแปร x และ y ที่ทำให้ $f(x, y) = x^2 + y^2$ มีค่าน้อยที่สุด
เมื่อ

$$-10 \leq x \leq 10$$

$$-10 \leq y \leq 10$$

วิธีการคำนวณด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO :

จากโจทย์ของการหาค่าเหมาะสมข้างต้น สามารถวิเคราะห์รายละเอียดของอนุภาคสำหรับการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ได้ดังนี้

- ใน 1 อนุภาค จะประกอบด้วยตัวแปร x และ y
- ตำแหน่งของอนุภาคตัวที่ i คือ ค่าของตัวแปร x_i และ y_i
- การกำหนดจำนวนอนุภาคสามารถกำหนดเป็นจำนวนเท่าใดก็ได้ ซึ่งหากกำหนดจำนวนอนุภาคมาก PSO จะสามารถค้นหาคำตอบเป็นวงกว้างได้มากขึ้น แต่หากมีการกำหนดจำนวนอนุภาคน้อย คำตอบที่ได้จากการค้นหาแบบ PSO อาจเป็นคำตอบที่ดีที่สุดใ้วงแคบเฉพาะถิ่น แต่อาจไม่ดีที่สุดสำหรับวงกว้าง

ขั้นตอนการคำนวณหาค่าเหมาะสมด้วยวิธี PSO ตามที่ได้กล่าวในหัวข้อ 6.2.2.2 มีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ กำหนดจำนวนอนุภาค และจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด

1.1) กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (*obj func.*)

$$obj\ func. = Minimize(x^2 + y^2)$$

โดยมีตัวแปรในการหาค่าเหมาะสม คือ ตัวแปร x และ y

1.2) กำหนดจำนวนอนุภาค (N) (ตัว)

จากที่ได้กล่าวในข้างต้นว่า หากมีการกำหนดจำนวนอนุภาคของ PSO มาก PSO จะสามารถค้นหาคำตอบเป็นวงกว้างได้มากขึ้น แต่เพื่อให้ตัวอย่างการคำนวณนี้มีความง่ายจึงได้กำหนดจำนวนอนุภาค $N = 5$ ตัว

1.3) จำนวนรอบการคำนวณสูงสุดของการค้นหา (t_{max}) (รอบ)

$$t_{max} = 100 \text{ รอบ}$$

ขั้นตอนที่ 2 สุ่มตำแหน่ง และคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

2.1) สุ่มตำแหน่ง คือ การสุ่มค่าของตัวแปร x และ y

สมมติให้ค่า $x_{i,0}$ และ $y_{i,0}$ ที่ $i = 1, 2, 3, 4, 5$ ที่ได้จากการสุ่ม มีดังนี้

$x_{1,0} = -4.90420$	$y_{1,0} = -5.51920$
$x_{2,0} = -3.11075$	$y_{2,0} = 5.61039$
$x_{3,0} = 2.04341$	$y_{3,0} = -2.26458$
$x_{4,0} = -0.75102$	$y_{4,0} = -1.51302$
$x_{5,0} = -3.55056$	$y_{5,0} = 5.69479$

2.2) คำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค คือ การคำนวณความเร็วเริ่มต้นของตัวแปร x และ y ที่ได้จากการสุ่มในข้อ 2.1)

ตัวอย่างการคำนวณความเร็วเริ่มต้นของค่า $xv_{1,0}$ และ $yv_{1,0}$ ดังสมการ (6.3) มีดังนี้

$$xv_{1,0} = 0.5 \times (-10 + 0.66783 \times (10 - (-10))) - (-4.90420) = 6.58252$$

$$yv_{1,0} = 0.5 \times (-10 + 0.84439 \times (10 - (-10))) - (-5.51920) = 8.96312$$

ค่าความเร็วเริ่มต้น $xv_{i,0}$ และ $yv_{i,0}$ ที่ $i = 1, 2, 3, 4, 5$ มีดังนี้

$$xv_{1,0} = 6.58252$$

$$yv_{1,0} = 8.96312$$

$$xv_{2,0} = 4.86407$$

$$yv_{2,0} = -10.54324$$

$$xv_{3,0} = 2.11650$$

$$yv_{3,0} = -2.72391$$

$$xv_{4,0} = 0.36018$$

$$yv_{4,0} = 4.21462$$

$$xv_{5,0} = 3.26414$$

$$yv_{5,0} = -10.33716$$

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ หาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่ม

3.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาค ($objF_{i,0}$) จากตัวแปร x และ y ที่ได้จากการสุ่มในข้อ 2.1)

ตัวอย่างการคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาค $objF_{1,0}$ มีดังนี้

$$objF_{1,0} = x_{1,0}^2 + y_{1,0}^2 = (-4.90420)^2 + (-5.51920)^2 = 54.51271$$

ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $objF_{i,0}$ ที่ $i = 1, 2, 3, 4, 5$ มีดังนี้

$$objF_{1,0} = 54.51271$$

$$objF_{2,0} = 41.15329$$

$$objF_{3,0} = 9.30382$$

$$objF_{4,0} = 2.85325$$

$$objF_{5,0} = 45.03709$$

3.2) ค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค ($pbest_{i,0}$)

สำหรับการเริ่มต้นของการคำนวณ กำหนดให้ $pbest_{i,0} = x_{i,0}$ ดังนั้นค่า $pbest_{i,0}$ ที่ $i = 1, 2, 3, 4, 5$ มีดังนี้

$$xpbest_{1,0} = -4.90420$$

$$ypbest_{1,0} = -5.51920$$

$$xpbest_{2,0} = -3.11075$$

$$ypbest_{2,0} = 5.61039$$

$$xpbest_{3,0} = 2.04341$$

$$ypbest_{3,0} = -2.26458$$

$$xpbest_{4,0} = -0.75102$$

$$ypbest_{4,0} = -1.51302$$

$$xpbest_{5,0} = -3.55056$$

$$ypbest_{5,0} = 5.69479$$

3.3) ค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม ($gbest_0$)

จากโจทย์ต้องการหาค่าเหมาะสมของตัวแปร x และ y ที่ทำให้ $f(x, y) = x^2 + y^2$ มีค่าน้อยที่สุด ดังนั้นค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่มนั้นจะถูกเลือกจากชุดของตัวแปร x_i และ y_i ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในข้อ 3.1) มีค่าต่ำสุด ดังสมการ (6.6) นั่นคือ

$$gbest_0 = (x_{4,0}, y_{4,0}) = (-0.75102, -1.51302)$$

ขั้นตอนที่ 4 อัปเดตความเร็ว และตำแหน่งของแต่ละอนุภาค ในรอบการคำนวณที่ $t=1$

4.1) อัปเดตความเร็ว ($v_{i,t}$) ของแต่ละอนุภาค

ตัวอย่างการคำนวณการอัปเดตความเร็วของค่า $xv_{1,1}$ และ $yv_{1,1}$ ดังสมการ (6.4) มีดังนี้

จาก [38] ได้กำหนดให้ w และ C มีค่า $\frac{1}{2\log(2)}$ และ

$0.5+\log(2)$ ตามลำดับ ดังนั้นจึงกำหนดให้ $w = \frac{1}{2\log(2)}$ และ

$$C = 0.5+\log(2);$$

$$\begin{aligned} xv_{1,1} &= w \times xv_{1,0} + C \times r_1 \times (xpbest_{1,0} - x_{1,0}) + C \times r_2 \times (gbest_0 - x_{1,0}) \\ &= \frac{1}{2\log(2)} \times 6.58252 + (0.5+\log(2)) \times r_1 \times ((-4.90420) - (-4.90420)) + \\ &\quad (0.5+\log(2)) \times r_2 \times (-0.75102 - (-4.90420)) \\ &= 8.32485 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} yv_{1,1} &= w \times yv_{1,0} + C \times r_1 \times (ypbest_{1,0} - y_{1,0}) + C \times r_2 \times (gbest_0 - y_{1,0}) \\ &= \frac{1}{2\log(2)} \times 8.96312 + (0.5+\log(2)) \times r_1 \times ((-5.51920) - (-5.51920)) + \\ &\quad (0.5+\log(2)) \times r_2 \times (-1.51302 - (-5.51920)) \\ &= 7.19553 \end{aligned}$$

ค่าความเร็วในรอบการคำนวณที่ 1 ของแต่ละอนุภาค $xv_{i,1}$ และ $yv_{i,1}$ ที่ $i = 1, 2, 3, 4, 5$ มีดังนี้

$xv_{1,1} = 8.32485$	$yv_{1,1} = 7.19552$
$xv_{2,1} = 5.21880$	$yv_{2,1} = -13.88144$
$xv_{3,1} = -1.53211$	$yv_{3,1} = -1.27845$
$xv_{4,1} = 0.25982$	$yv_{4,1} = 3.04020$
$xv_{5,1} = 4.18035$	$yv_{5,1} = -12.99887$

4.2) อัปเดตค่าตำแหน่ง ($x_{i,1}$) ของแต่ละอนุภาค

ตัวอย่างการคำนวณการอัปเดตค่าตัวแปร $x_{1,1}$ และ $y_{1,1}$ ดังสมการ (6.2) มีดังนี้

$$x_{1,1} = x_{1,0} + xv_{1,1} = (-4.90420) + 8.32485 = 3.42066$$

$$y_{1,1} = y_{1,0} + xv_{1,1} = (-5.51920) + 7.19553 = 1.67633$$

ค่า $x_{i,1}$ และ $y_{i,1}$ ที่ $i = 1, 2, 3, 4, 5$ มีดังนี้

$$x_{1,1} = 3.42066 \quad y_{1,1} = -1.67633$$

$$x_{2,1} = 2.10805 \quad y_{2,1} = -8.27104$$

$$x_{3,1} = 0.51130 \quad y_{3,1} = -3.54303$$

$$x_{4,1} = -0.49120 \quad y_{4,1} = 1.52718$$

$$x_{5,1} = 0.62978 \quad y_{5,1} = -7.30409$$

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ อัปเดตค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่ม ในรอบการคำนวณที่ $t = 1$

5.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาค ($objF_{i,1}$)

ตัวอย่างการคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของอนุภาค $objF_{1,1}$ มีดังนี้

$$objF_{1,1} = x_{1,1}^2 + y_{1,1}^2 = (3.42066)^2 + (-1.67633)^2 = 14.51010$$

ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $objF_{i,1}$ ที่ $i = 1, 2, 3, 4, 5$ มีดังนี้

$$objF_{1,1} = 14.51010$$

$$objF_{2,1} = 72.85401$$

$$objF_{3,1} = 12.81447$$

$$objF_{4,1} = 2.57357$$

$$objF_{5,1} = 53.74633$$

5.2) อัปเดตค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค ($pbest_{i,1}$)

จากโจทย์ต้องการหาค่าเหมาะสมของตัวแปร x และ y ที่ทำให้ $f(x, y) = x^2 + y^2$ มีค่าน้อยที่สุด ดังนั้นค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค i นั้นจะถูกเลือกจากชุดของตัวแปร x_i และ y_i ในรอบการคำนวณที่ t หรือ ชุดของตัวแปร x_i และ y_i ของ $pbest_{i,t-1}$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในข้อ 3.1) มีค่าต่ำสุด นั่นคือ

เลือกชุดของตัวแปร x_i และ y_i ของอนุภาค i ในรอบการคำนวณที่ t หรือ เลือกชุดของตัวแปร x_i และ y_i ของอนุภาค i ของ

$pbest_{i,t-1}$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าต่ำสุดมาใช้ในการอัปเดตค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค ดังสมการ (6.5)

ตัวอย่างการอัปเดตค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของอนุภาค $xpbest_{1,1}$ และ $ypbest_{1,1}$ มีดังนี้

$$\begin{aligned} pbest_{1,1} &= (x, y) \mid \min\{f(x_{1,1}, y_{1,1}), f(xpbest_{1,0}, ypbest_{1,0})\} \\ &= (x, y) \mid \min\{14.51010, 54.51271\} \\ &= (x_{1,1}, y_{1,1}) \\ &= (3.42066, -1.67633) \end{aligned}$$

ดังนั้น

$$xpbest_{1,1} = 3.42066 \quad ypbest_{1,1} = -1.67633$$

ค่า $pbest_{i,1}$ ที่ $i = 1, 2, 3, 4, 5$ มีดังนี้

$$xpbest_{1,1} = 3.42066 \quad ypbest_{1,1} = 1.67633$$

$$xpbest_{2,1} = -3.11075 \quad ypbest_{2,1} = 5.61039$$

$$xpbest_{3,1} = 2.04341 \quad ypbest_{3,1} = -2.26458$$

$$xpbest_{4,1} = -0.49120 \quad ypbest_{4,1} = 1.52718$$

$$xpbest_{5,1} = -3.55056 \quad ypbest_{5,1} = 5.69479$$

5.3) อัปเดตค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม ($gbest_t$)

$$gbest_1 = (x_{4,1}, y_{4,1}) = (-0.49120, 1.52718)$$

ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการทำงานของ PSO ดังนี้

6.1) รอบการทำงาน t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้

เนื่องจากรอบการทำงาน $t=1$ ซึ่งน้อยกว่า $t_{max} = 100$ ดังนั้นการทำงานของ PSO จึงยังไม่เข้าเงื่อนไขการหยุดทำงานในข้อ 6.1)

6.2) ดัชนีชี้วัดการลู่เข้าน้อยกว่าค่าที่กำหนด

$$\text{กำหนดให้ดัชนีชี้วัดการลู่เข้า } f_{index} < 10^{-8}$$

จาก สมการ (5.1) สามารถคำนวณดัชนีชี้วัดการลู่เข้าได้ดัง ดังนี้

$$\begin{aligned} f_{index} &= \left| \frac{f(gbest_t) - f(gbest_{t-1})}{f(gbest_t)} \right| \\ &= \left| \frac{2.57357 - 2.85325}{2.57357} \right| = 0.10868 \end{aligned}$$

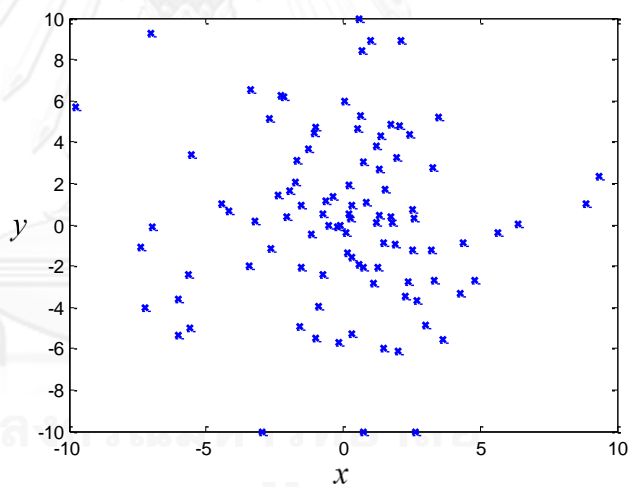
จากผลการคำนวณดัชนีชี้วัดการลู่เข้าข้างต้นพบว่า $f_{index} > 10^{-8}$ ดังนั้นการทำงานของ PSO จึงยังไม่เข้าเงื่อนไขการหยุดทำงานในข้อ 6.2)

จากการคำนวณในขั้นตอนที่ 6 พบว่า เงื่อนไขการหยุดทำงานของ PSO ยังไม่สอดคล้องกับเงื่อนไขในข้อ 6.1) หรือ 6.2) ข้างต้น ดังนั้นการหาค่าเหมาะสมจะต้องกลับไปยังขั้นตอนที่ 4

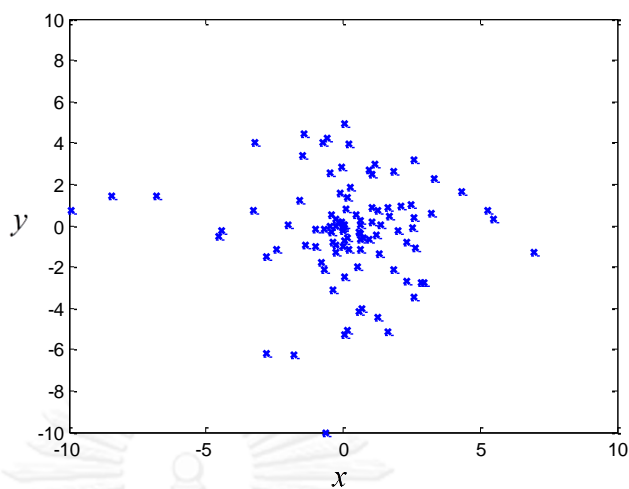
จากตัวอย่างการคำนวณข้างต้นได้กำหนดให้จำนวนอนุภาคในการคำนวณมีเพียง 5 ตัว ($N = 5$) เพื่อความง่ายของการอธิบายการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธี PSO

สำหรับการหาค่าเหมาะสมของโจทย์ข้างต้นในทางปฏิบัติได้กำหนดจำนวนอนุภาค 100 ตัว ($N = 100$) ซึ่งจะสามารถเห็นกลุ่มอนุภาค ที่มีการเคลื่อนที่ดังเช่นฝูงนก ที่มีการลู่เข้าหาค่าเหมาะสม ในทุกรอบของการคำนวณดังภาพที่ 5.10-5.12

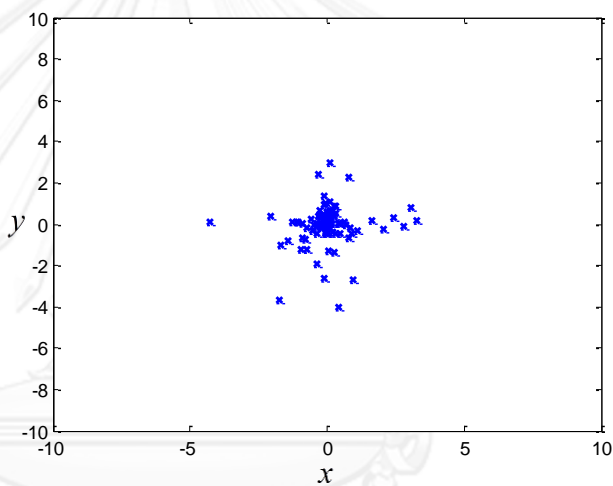
จากการคำนวณค่าเหมาะสมด้วยวิธี PSO พบว่า ค่าของตัวแปร x และ y จะลู่เข้าสู่ศูนย์ ดังภาพที่ 6.14 ซึ่งก็เป็นคำตอบที่ทำให้ฟังก์ชัน $f(x, y) = x^2 + y^2$ มีค่าน้อยที่สุด



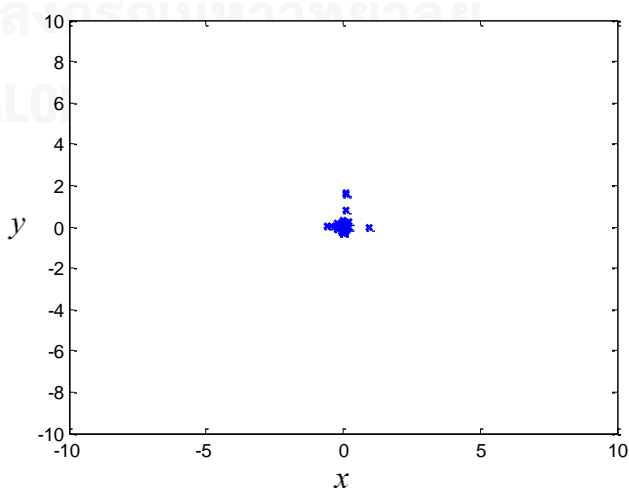
ภาพที่ 6.10 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 1$



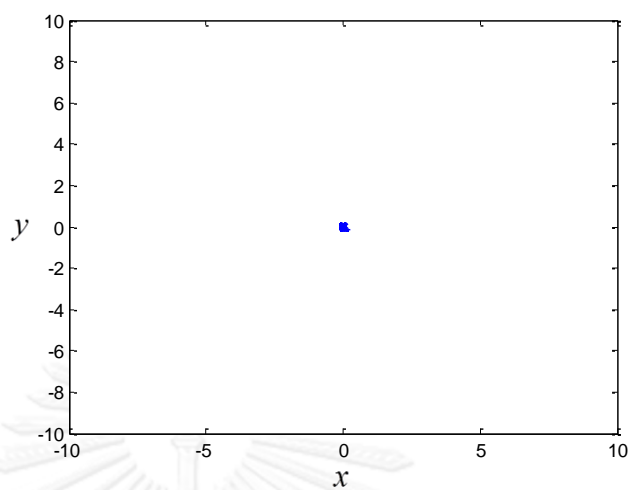
ภาพที่ 6.11 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 10$



ภาพที่ 6.12 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 30$



ภาพที่ 6.13 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 60$



ภาพที่ 6.14 ตำแหน่งของอนุภาคที่รอบการคำนวณ $t = 100$

สำหรับการประยุกต์ใช้หลักการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO เพื่อใช้ในการคำนวณ
ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้น จะนำเสนอต่อไปในบทที่ 8

บทที่ 7

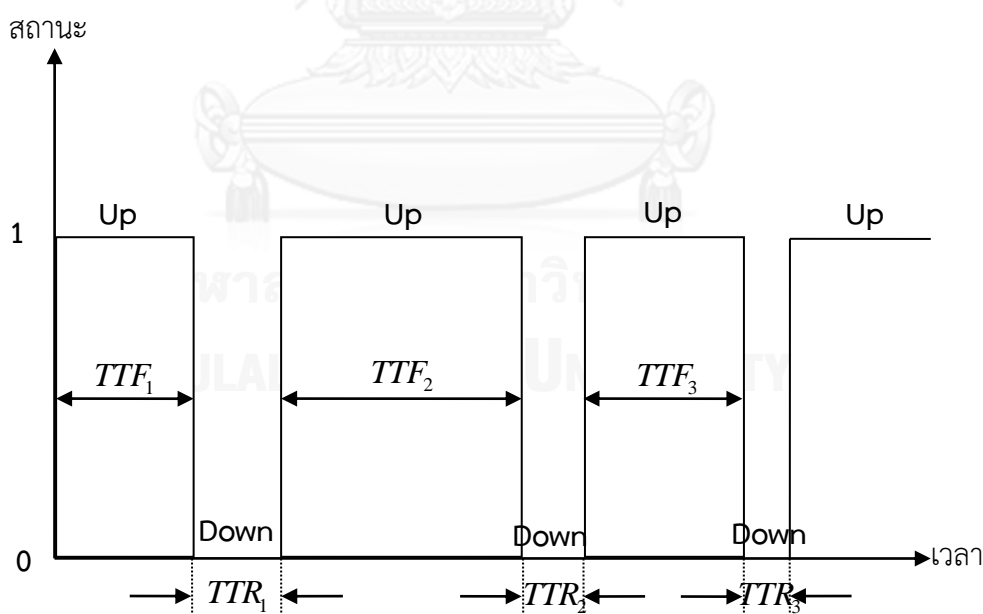
การจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล

บทนี้แนะนำการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte's Carlo Simulation) ซึ่งเป็นวิธีการจำลองที่สามารถจัดการกับปัญหาที่มีความซับซ้อนได้ดี มีประสิทธิภาพสูง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลมาประยุกต์ใช้ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดซึ่งจะกล่าวในบทถัดไป

7.1 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ

หากพิจารณาพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง ดังภาพที่ 7.1 จะพบว่าการทำงานของอุปกรณ์มีลักษณะเป็นช่วงตามคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ (Non-periodic) ประกอบด้วยสถานะทำงานปกติ หรือ “สถานะดี” (Operable State) สลับกับสถานะขัดข้อง “สถานะเสีย” (Failed State) [43]

ในการสร้างแบบจำลอง 2 สถานะ (2-State Model) “ดี-เสีย” เพื่อแทนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในช่วงระยะเวลายาว จะสามารถประมาณช่วงระยะเวลาในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย และช่วงคาบเวลาแสดงพฤติกรรมของอุปกรณ์มีลักษณะเป็นคาบเวลาที่สม่ำเสมอ (Periodic) ได้ดังภาพที่ 7.2



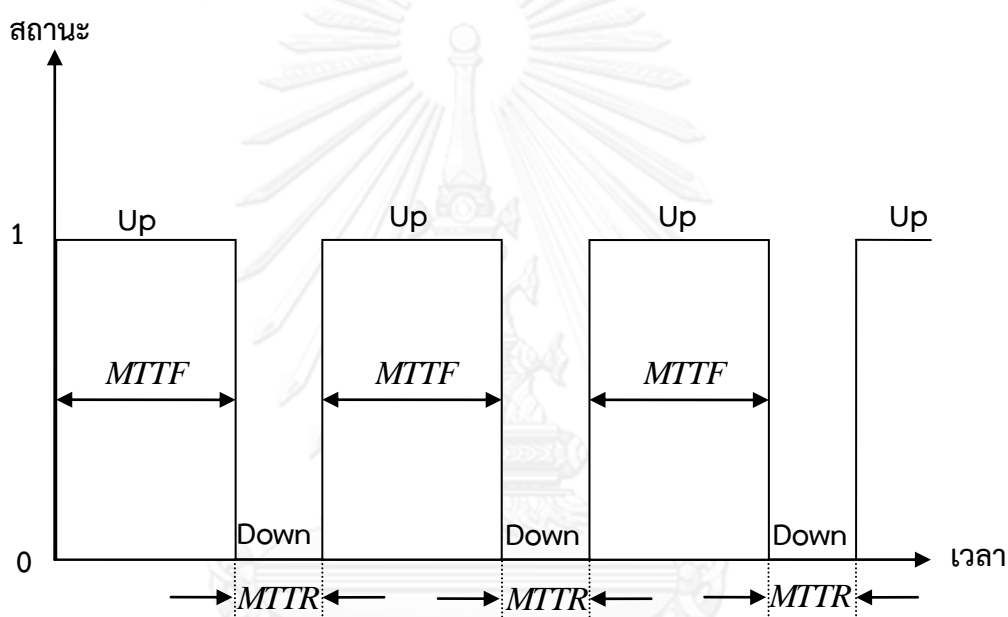
ภาพที่ 7.1 ลักษณะสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า [43]

โดย

TTF_i คือ เวลาที่อุปกรณ์จะเสีย หรือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ใน

ครั้งที่ i
 TTR_i คือ เวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ หรือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์เสียในครั้งที่ i
 สถานะ คือ สถานะของอุปกรณ์ ณ เวลานั้นๆ ซึ่งหากอุปกรณ์อยู่ในสถานะดี สามารถใช้การได้ (Up) สถานะของอุปกรณ์จะมีค่าเป็น 1 แต่หากอุปกรณ์อยู่ในสถานะเสีย ไม่สามารถใช้งานได้ (Down) สถานะของอุปกรณ์จะมีค่าเป็น 0

สำหรับค่า TTF_i และ TTR_i นั้นเป็นหน่วยของเวลา ดังนั้นจึงสามารถระบุหน่วยของตัวแปรทั้งสองในหน่วยของ วินาที, นาที, ชั่วโมง หรือ ปี ก็ได้ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่น่าสนใจ



ภาพที่ 7.2 การทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

เมื่อประมาณช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย [43]

โดย

$MTTF$ คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ (ค่าเฉลี่ยของ TTF) และมีค่าเท่ากับ $\frac{1}{\lambda}$

$MTTR$ คือ ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์เสีย (ค่าเฉลี่ยของ TTR) และมีค่าเท่ากับ $\frac{1}{\mu}$

λ คือ อัตราความล้มเหลว (Failure Rate) หรือ อัตราการออกจากสถานะดีของอุปกรณ์

μ คือ อัตราการซ่อมแซม (Repair Rate) หรือ อัตราการเข้าสู่สถานะดีของอุปกรณ์

สำหรับหน่วยของค่า $MTTF$ และ $MTTR$ นั้นสามารถระบุหน่วยของตัวแปรขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่น่าสนใจได้เช่นกัน

โดยทั่วไปแล้วอัตราการออกจากสถานะดี และอัตราการเข้าสู่สถานะดีของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังจะถูกเก็บในหน่วยของ ครั้ง/ปี จึงทำให้ค่า $MTTF$ และ $MTTR$ มีหน่วยเป็น ปี/ครั้ง ซึ่งคือ 8760 ชั่วโมง/ครั้ง

การจำลองสถานะของอุปกรณ์แบบการจำลองมาร์คอฟ (Markov's Model) จะช่วยในการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้าสำหรับการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

7.2 การจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล

การจำลองเหตุการณ์ต่างๆ ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น ส่วนใหญ่มักใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ซึ่งการจำลองระบบไฟฟ้าด้วยวิธีนี้นั้นมีจุดด้อยเนื่องจากการคำนวณจะมีความซับซ้อน และเสียเวลามากหากระบบไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ อย่างไรก็ตามการจำลองด้วยวิธีนี้ใช้เวลาในการคำนวณสูงแต่สามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงอาศัยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลในการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้า เนื่องจากวิธีการนี้มีประสิทธิภาพสูง แม้ว่าขนาดของระบบจะใหญ่ขึ้นมากก็ตาม [43]

การจำแนกประเภทของการสุ่มแบบมอนติคาร์โลนั้น หากจำแนกตามความสัมพันธ์ของแต่ละสถานะที่สุ่มได้จะสามารถแบ่งได้เป็น 2 ชนิด คือ 1) ชนิดที่ไม่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Nonsequential) และ 2) ชนิดที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential) ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกล่าวถึงการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State Duration Sampling) ซึ่งเป็นรูปแบบหนึ่งของการสุ่มที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน

7.2.1 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

การสุ่มช่วงเวลาการทำงานเป็นการจำลองการทำงานของอุปกรณ์ตามแบบจำลอง 2 สถานะ โดยจะมีสมมติฐานให้ช่วงเวลาทำงานในแต่ละสถานะ เช่น “สถานะดี” หรือ “สถานะเสีย” มีการกระจายตัวที่อธิบายได้ด้วยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability Density Function) โดยทั่วไป ระยะเวลาที่อุปกรณ์หนึ่งๆ จะอยู่ในสถานะดี สามารถอธิบายได้ด้วยฟังก์ชันการกระจายตัวแบบเอกโพเนนเชียล (Exponential Distribution Function) ดังสมการ (7.1) [43]

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (7.1)$$

เมื่อ

λ คือ อัตราความล้มเหลว (Failure Rate)
 T คือ เวลา

ดังนั้นค่าความไม่พร้อมมูล (U) ที่เวลา T คำนวณได้จาก

$$U = F_T(T) = \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} = 1 - e^{-\lambda T} \quad (7.2)$$

จะได้ว่า

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(1-U) \quad (7.3)$$

แต่เนื่องจาก $(1-U)$ มีการกระจายเช่นเดียวกับ U ดังนั้นจึงสามารถเขียนสมการ (7.3) ใหม่ได้ดังนี้

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (7.4)$$

ในการทำงานเดียวกันหากสมมติให้ช่วงเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์โดยเริ่มตั้งแต่อุปกรณ์เสียหายกลับมาใช้งานได้มีการกระจายแบบปกติ (Normal Distribution) จะสามารถคำนวณช่วงเวลาการซ่อมแซมอุปกรณ์ได้ดังสมการ (7.5)

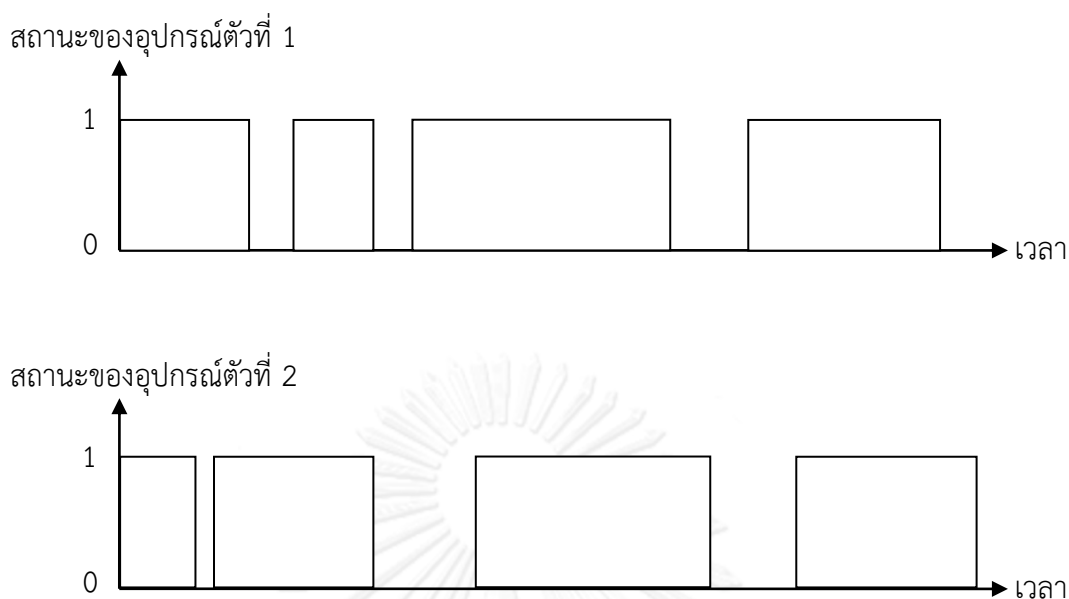
$$T = r \times Z \sigma_r \quad (7.5)$$

เมื่อ

Z	คือ	ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวปกติ
r	คือ	ระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์เฉลี่ย
σ_r	คือ	ความแปรปรวนของระยะเวลาซ่อมแซมโดยปกติ กำหนดให้มีค่าเท่ากับ $0.1 \times r$

สำหรับหน่วยของระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์เฉลี่ยนั้นสามารถระบุหน่วยของตัวแปรขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่น่าสนใจได้เช่นกัน เช่น ชั่วโมง/ครั้ง นาที/ครั้ง ซึ่งโดยทั่วไปแล้วระยะเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์เฉลี่ยของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังจะถูกเก็บในหน่วยของ ชั่วโมง/ครั้ง

ด้วยวิธีการดังกล่าวข้างต้น จะสามารถสุ่มระยะเวลาที่แต่ละอุปกรณ์อยู่ในสถานะหนึ่งๆ จนกระทั่งเปลี่ยนสถานะ และเมื่อทำซ้ำจนครบทุกอุปกรณ์จนครบระยะเวลาที่ต้องการจะได้ข้อมูลของระบบดังภาพที่ 7.3



ภาพที่ 7.3 ช่วงเวลาในการทำงานของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ [43]

วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงานในแต่ละสถานะของแต่ละอุปกรณ์มีข้อดี คือ สามารถจำลองลักษณะการกระจายของสถานการณ์ทำงานของอุปกรณ์โดยใช้การกระจายแบบใดก็ได้ แต่มีข้อเสียที่ต้องใช้หน่วยความจำของคอมพิวเตอร์สูงกว่า ใช้เวลาในการคำนวณมากกว่า และมีความซับซ้อนสูง แต่เนื่องจากปัจจุบันสมรรถนะของคอมพิวเตอร์สูงขึ้นมาก ดังนั้นข้อเสียดังกล่าวจึงสามารถละเลยได้

7.2.2 การสุ่มการเปลี่ยนสถานะของระบบ

จากภาพที่ 7.3 จะเห็นว่าอุปกรณ์แต่ละตัวจะมีสถานะคงอยู่ในช่วงของสถานะดี หรือ สถานะเสีย ในระยะเวลาหนึ่ง ดังนั้นในการคำนวณค่าใดๆ ของระบบที่การเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ส่งผลต่อค่านั้น จึงสามารถคำนวณเมื่ออุปกรณ์ในระบบตัวหนึ่งมีการเปลี่ยนสถานะ โดยไม่ต้องคำนวณค่านั้นๆ ในทุกเวลาที่สถานะของระบบยังคงเดิม ซึ่งจะทำให้เวลาที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ลดลง [44]

หากระบบที่พิจารณามีจำนวนอุปกรณ์ทั้งสิ้น m อุปกรณ์ โดยมีสมมติฐานว่าช่วงเวลาของอุปกรณ์แต่ละตัวที่จะอยู่ในสถานะดี หรือ เสีย มีการกระจายแบบเอ็กซ์โพเนนเชียล ระบบจะมีสถานะเปลี่ยนแปลงไปตามลำดับ $\{S^{(1)}, S^{(2)}, \dots, S^{(n)}\}$ หากสถานะปัจจุบันที่ k คือ $S^{(k)}$ และอัตราการเปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ทุกอุปกรณ์ที่สอดคล้องกับสถานะดังกล่าวคือ λ_i ($i=1, 2, \dots, m$) โดย λ_i คือ อัตราการล้มเหลวหากอุปกรณ์ตัวที่ i อยู่ในสภาวะปกติ และ λ_i คือ อัตราการซ่อมแซมหากอุปกรณ์ตัวที่ i อยู่ในสภาวะล้มเหลว

ดังนั้นช่วงเวลาในแต่ละสถานะของอุปกรณ์ตัวที่ i ในระบบ (T_i) ในสถานะ $S^{(k)}$ จะมีฟังก์ชันความหนาแน่น $f(t) = \lambda e^{-\lambda t}$ สำหรับการเปลี่ยนสถานะของระบบจะถูกกำหนดโดยการ

เปลี่ยนสถานะของอุปกรณ์ตัวแรกในระบบ ซึ่งก็คือช่วงเวลา (T_i) ที่ระบบจะอยู่ในสถานะ $S^{(k)}$ จะเป็นไปตามสมการ (7.6)

$$T = \min \{T_i\} \quad (7.6)$$

6.1.1 เกณฑ์การหยุดคำนวณ (Stopping Criteria)

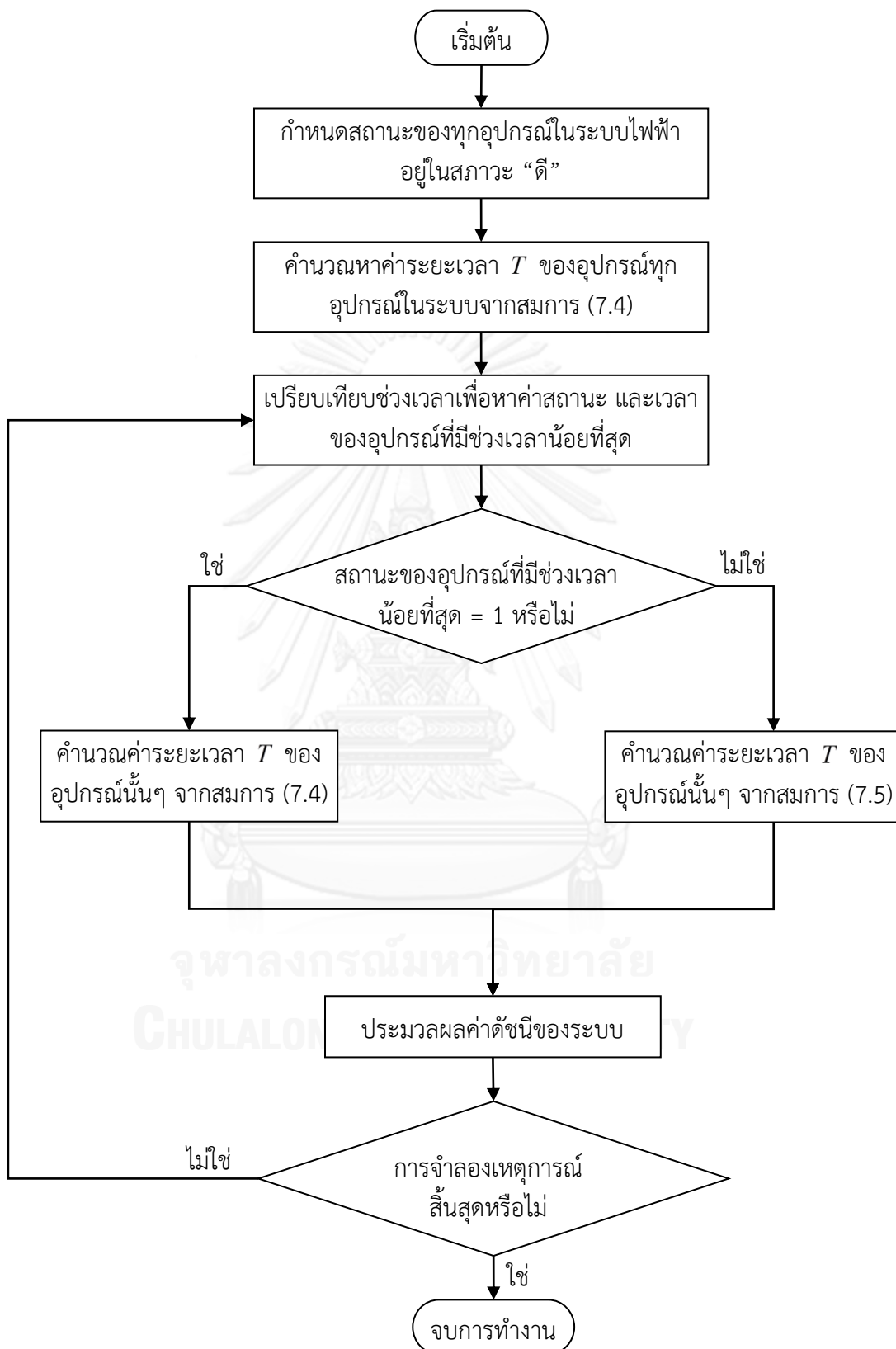
สำหรับเกณฑ์การหยุดการคำนวณของการจำลองเหตุการณ์ตามวิธีมินติคาร์โลนั้นนิยมใช้เกณฑ์สองแบบ คือ การกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการทำงาน หรือ การกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (Relative Uncertainty) ของดัชนีที่ยอมรับได้ไว้ค่าหนึ่ง การคำนวณความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์แสดงดังสมการ (7.7) [43]

$$\text{ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์} = \frac{S}{\hat{x}\sqrt{n}} \quad (7.7)$$

เมื่อ

S	คือ	ความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.) ของดัชนี
\hat{x}	คือ	ค่าเฉลี่ย (Mean) ของดัชนี
n	คือ	จำนวนครั้งของการสุ่ม

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ที่สามารถยอมรับได้ อย่างไรก็ตามจะกำหนดให้จำนวนของเหตุการณ์เป็นเกณฑ์การหยุดการคำนวณควบคู่กันไป ซึ่งขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยขั้นตอนวิธีสุ่มช่วงเวลาทำงานที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แสดงดังภาพที่ 7.4



ภาพที่ 7.4 ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยวิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงาน [43]

บทที่ 8

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่

บทนี้นำเสนอการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ของระบบ โดยการนำวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO มาประยุกต์ใช้ พร้อมทั้งนำเสนอแนวคิดการกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล และได้กล่าวถึงการวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งแต่ละชนิดในตอนท้าย

8.1 บทวิเคราะห์การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ.

เมื่อวิเคราะห์กระบวนการของ กฟผ. ที่ใช้ในการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดสำหรับระบบไฟฟ้า กฟผ. ที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.2 กับหลักการและทฤษฎีพื้นฐานของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้ากำลัง ที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.2 นั้น พบว่ากระบวนการของ กฟผ. มีความสอดคล้องกับหลักการและทฤษฎี ดังนี้

- 1) พื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า คือ พื้นที่ระบบไฟฟ้าในเขตภาคกลางตะวันตก ส่วนพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า คือ พื้นที่ระบบไฟฟ้าในภาคใต้ ดังภาพที่ 8.1 ซึ่งขออนุญาตใช้กำลังไฟฟ้าที่ส่งจากภาคกลางตะวันตกไปยังภาคใต้ว่า $P_{Tie-Line}$



ภาพที่ 8.1 การนิยามพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า และพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า

- 2) กฟผ. เลือกใช้วิธีการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในภาคใต้ ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งมีความสอดคล้องกับหลักการการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และสอดคล้องกับสภาพจริงในการปฏิบัติการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า (Operating) ของระบบไฟฟ้า กฟผ. ดังนี้

- 2.1 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าเป็นหนึ่งในรูปแบบการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.2.3

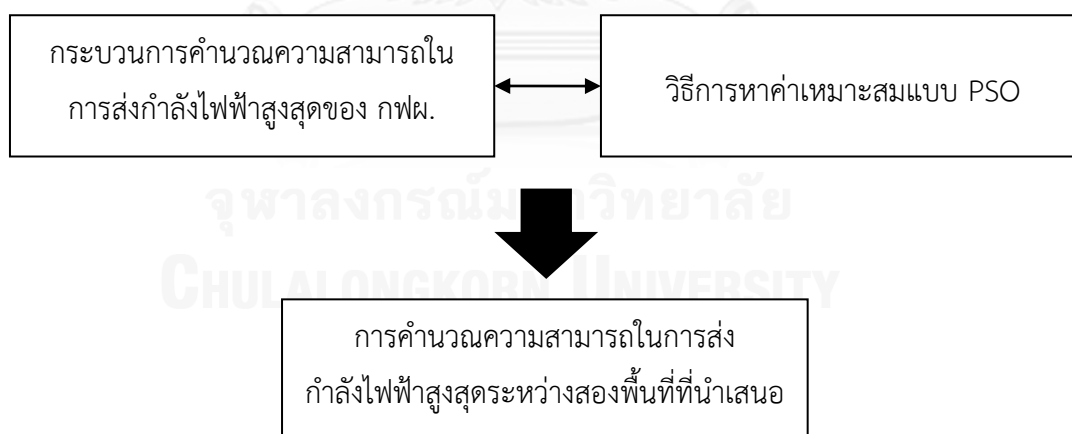
- 2.2 เมื่อพิจารณาลักษณะทางกายภาพของระบบไฟฟ้า กฟผ. ที่ได้กล่าวในบทที่ 1 จะพบว่าระบบไฟฟ้า กฟผ. มีลักษณะเป็นการผลิตไฟฟ้าเพื่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดียว (Single User) ซึ่งหมายถึง กฟผ. ผลิตและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอสำหรับผู้ใช้อำนาจไฟฟ้าในประเทศไทย ซึ่งเส้นโค้งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยรายวัน (Daily Load Curve) จะมีลักษณะของการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบค่อยเป็นค่อยไป และมีลักษณะของการเปลี่ยนแปลงตามช่วงเวลาค่อนข้างเหมือนเดิมในทุกวัน ดังนั้นระบบไฟฟ้าจึงไม่อาจเกิดการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงระยะเวลาอันสั้น ดังเช่นระบบไฟฟ้าที่มีโครงสร้างเป็นตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Power Pool Model) เช่น ระบบไฟฟ้าในทวีปยุโรป และสหรัฐอเมริกา ที่มีลักษณะการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าทั้งทวีป ซึ่งการเชื่อมต่อกันดังกล่าวจะทำให้ระบบไฟฟ้าของประเทศมีโอกาสที่จะเห็นว่าการระบบไฟฟ้าของตนเองมีการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วงระยะเวลาอันสั้น หากมีความขัดข้องเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าประเทศข้างเคียง ดังนั้นการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตจึงสอดคล้องกับสภาพจริงในการปฏิบัติการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า
- 3) กฟผ. นำข้อจำกัดระบบไฟฟ้าด้านระดับแรงดัน การรับภาระ (Loading) และกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า มาเป็นเงื่อนไขในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งสอดคล้องกับหลักการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด
- 4) กฟผ. พิจารณาเลือกความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าที่สามารถครอบคลุม และสามารถรองรับการเกิดเหตุขัดข้องอันเนื่องมาจากเหตุการณ์ผิดปกติทั้ง 2 กรณี ดังนี้
- 4.1 เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ (N-1 Contingency) ได้แก่ สายส่ง 1 เส้น เกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบ, หม้อแปลง 1 ชุด เกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบ และโรงไฟฟ้า 1 โรงเกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบ
- 4.2 เหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน (N-parallel line Contingency)
- การพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติข้างต้นสอดคล้องกับนิยามเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ดังนั้นระบบไฟฟ้า กฟผ. จึงมีความสามารถในการรักษาสภาพสมดุลของการทำงานภายใต้สภาวะปกติ และระบบสามารถกลับสู่สภาพสมดุล ภายหลังจากเกิดการรบกวนขึ้นในระบบ



ภาพที่ 8.2 มาตรฐานการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กพผ.

8.2 แนวคิดของการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่น่าสนใจ

จากที่ได้กล่าวข้างต้นว่า กระบวนการในการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กพผ. มีความสอดคล้องกับทฤษฎี และหลักการการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่เกิดจากการนำกระบวนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กพผ. มาประยุกต์กับวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ดังภาพที่ 8.3



ภาพที่ 8.3 ที่มาของการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่น่าสนใจ

วิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่น่าสนใจนี้ ไม่เพียงแต่สามารถนำไปใช้ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่สำหรับระบบไฟฟ้าของ กพผ. เพียงอย่างเดียว แต่สามารถนำวิธีการดังกล่าวไปใช้ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่สำหรับระบบไฟฟ้าทั่วไปได้ด้วย

8.2.1 การประยุกต์วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

จากการที่ กฟผ. ใช้วิธีการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งทำให้ กฟผ. ต้องพิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตในหลายรูปแบบ เพื่อที่จะหารูปแบบการจัดสรรกำลังการผลิตที่จะทำให้ค่ากำลังส่งไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสองพื้นที่มีค่าสูงสุด

หากกำหนดให้พื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีโรงไฟฟ้าทั้ง n โรง จะได้ว่า ในการคำนวณ กฟผ. จะต้องพิจารณารูปแบบการจัดสรรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับทั้งหมด D รูปแบบ ดังสมการ (8.1)

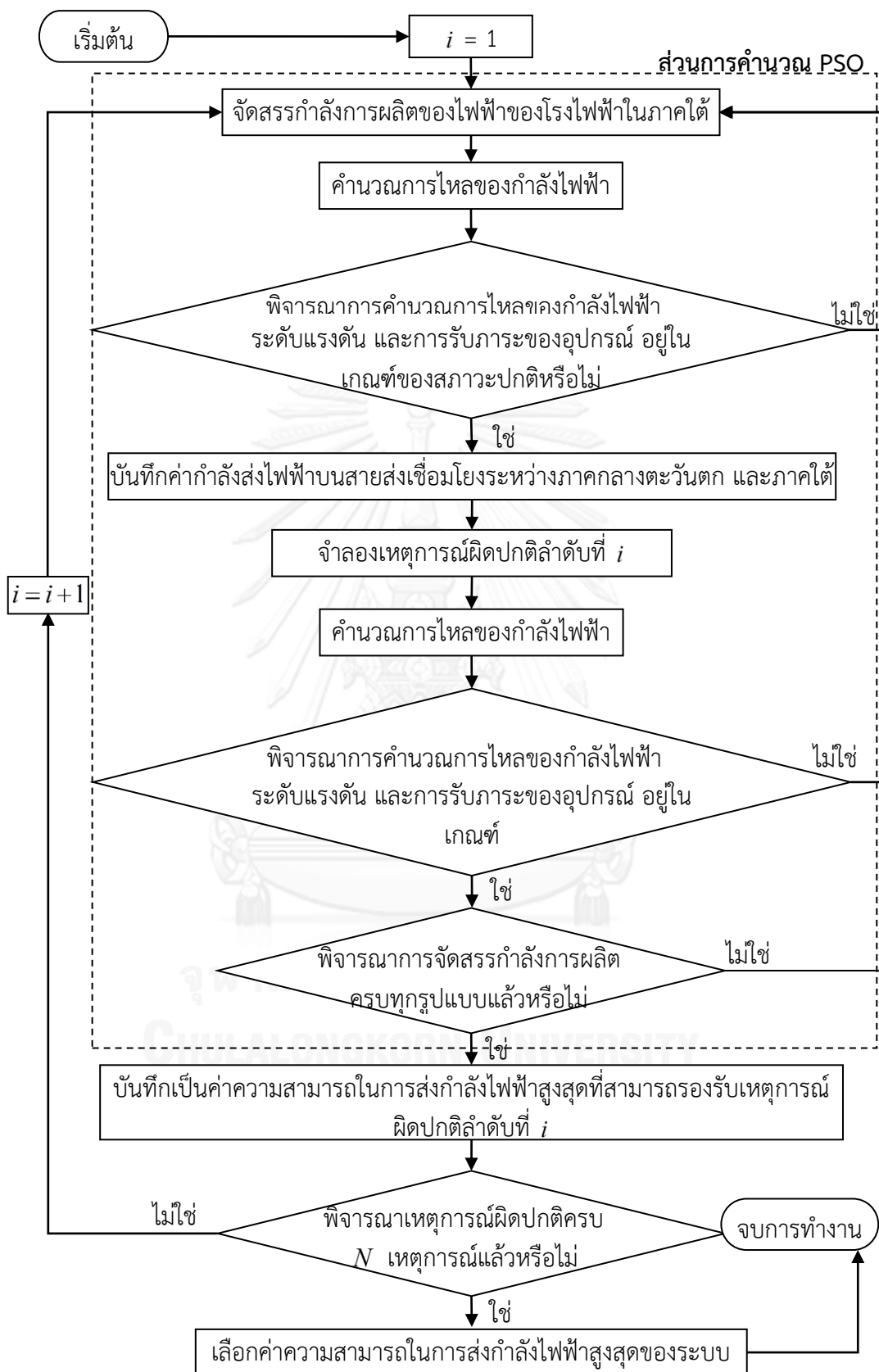
$$D = \binom{P_1^{\max} - P_1^{\min} + 1}{1} \times \binom{P_2^{\max} - P_2^{\min} + 1}{1} \times \dots \times \binom{P_n^{\max} - P_n^{\min} + 1}{1} \quad (8.1)$$

เมื่อ

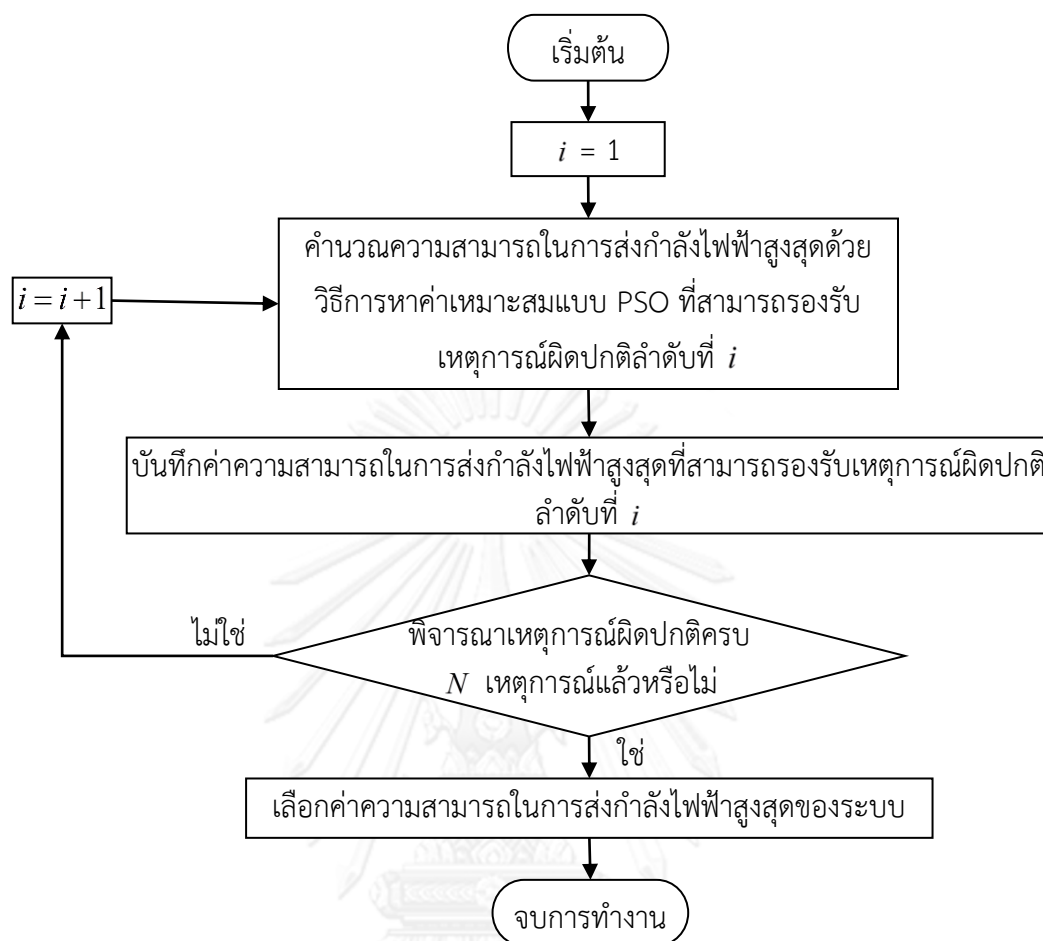
D	คือ	จำนวนรูปแบบการจัดสรรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับที่เป็นไปได้
n	คือ	จำนวนโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับ
P_i^{\max}	คือ	ขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุด ที่โรงไฟฟ้า i สามารถจ่ายได้ (MW)
P_i^{\min}	คือ	ขนาดกำลังไฟฟ้าต่ำสุด ที่โรงไฟฟ้า i สามารถจ่ายได้ (MW)

จากสมการ (8.1) จะเห็นว่า การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดตามกระบวนการของ กฟผ. จะต้องพิจารณาจำนวนรูปแบบการจัดสรรกำลังการผลิตในหลายกรณีมาก ดังนั้นการนำวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO มาประยุกต์ใช้ในการหารูปแบบการจัดสรรกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่ากำลังส่งไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสองพื้นที่มีค่ามากที่สุดจะทำให้การคำนวณมีความรวดเร็ว และมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น เนื่องจากวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะให้คำตอบของรูปแบบกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่ากำลังส่งไฟฟ้ามีค่ามากที่สุด ซึ่งทำให้ไม่ต้องพิจารณาการจัดสรรกำลังการผลิตให้ครบทุกรูปแบบดังกระบวนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดเช่นเดิม

ดังนั้น ในขั้นตอนที่ 1 ถึง 8 ของการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. ในหัวข้อ 2.2.2 จะถูกแทนที่ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ซึ่งวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะทำหน้าที่ค้นหารูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าในภาคใต้ ที่ทำให้ระบบมีกำลังส่งไฟฟ้าจากภาคกลางตะวันตกมาภาคใต้มากที่สุด ซึ่งขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ถูกแทนที่ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO เป็นดังภาพที่ 8.4 และสำหรับขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO เป็นดังภาพที่ 8.5



ภาพที่ 8.4 ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ถูกแทนที่ด้วยวิธี PSO



ภาพที่ 8.5 ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด
ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

8.2.2 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ที่นำเสนอนี้ เป็นการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติในระบบได้ ซึ่งในการคำนวณจะพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติตามมาตรฐาน กฟผ. ที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.2.1 ดังนี้

1) เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ (N-1 Single Contingency)

เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ คือ การที่อุปกรณ์ไฟฟ้าใดอุปกรณ์หนึ่งถูกใช้งานอยู่ในระบบ แล้วเกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบ ซึ่งเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ ในระบบไฟฟ้าที่พิจารณา คือ

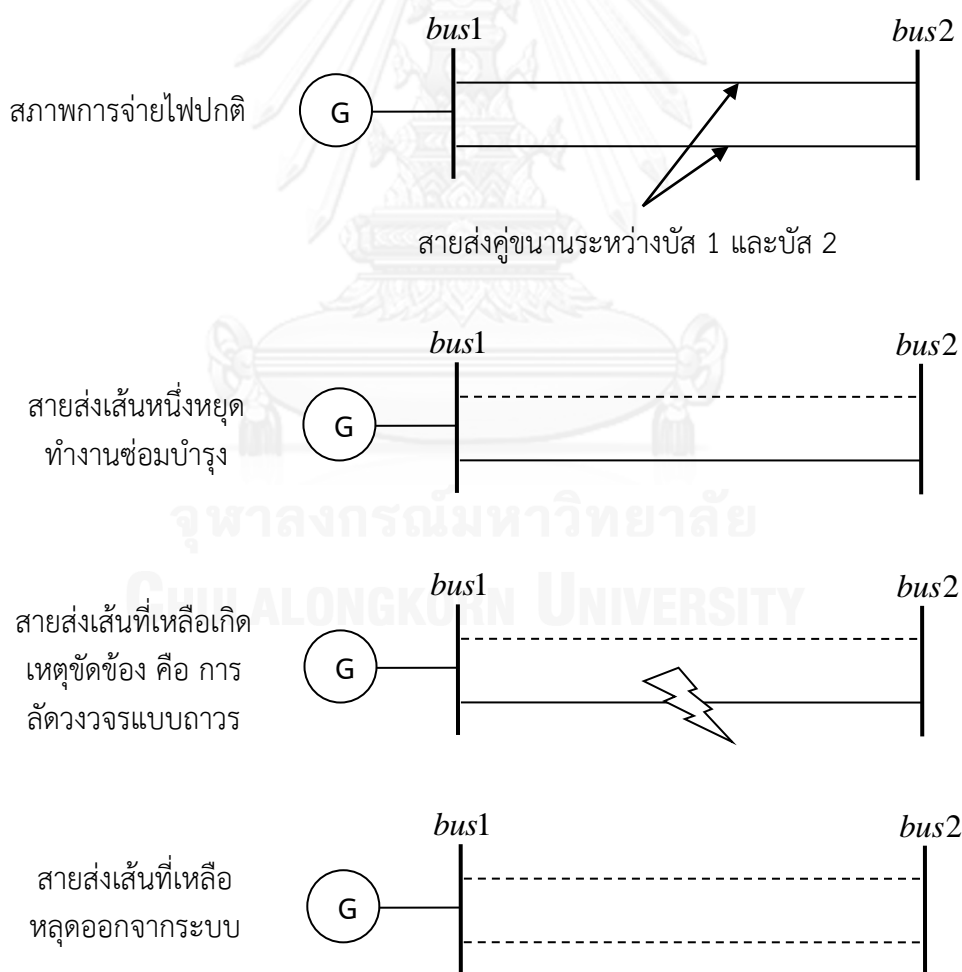
- สายส่ง 1 เส้น เกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบ

- หม้อแปลงเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Tie Transformer) 1 ชุด เกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจาก ระบบ

- โรงไฟฟ้า 1 เครื่อง เกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบ

2) เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ (N-2 Double Contingency)

เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ คือ การที่อุปกรณ์ไฟฟ้าใดสองอุปกรณ์ถูกใช้งานอยู่ในระบบแล้วเกิดข้อขัดข้องหลุดออกจากระบบพร้อมกัน 2 อุปกรณ์ ซึ่งตามมาตรฐานของ กฟผ. ได้พิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ เฉพาะกรณีเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน (สายส่ง 2 เส้นที่เชื่อมจากบัสต้นทางเดียวกัน ไปยังบัสปลายทางเดียวกัน) เนื่องจากในการทำงานบำรุงรักษาสายส่ง สายส่งคู่ขนานเส้นหนึ่งจะหยุดซ่อม ซึ่งหมายถึงสายส่งคู่ขนานที่เชื่อมจากบัสต้นทางเดียวกัน ไปยังบัสปลายทางเดียวกันจะเหลือเพียงเส้นเดียว และสายส่งเส้นเดียวนั้นอาจเกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบได้ ซึ่งจะทำให้ระบบต้องปฏิบัติการ (Operate) ภายใต้อุปกรณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 2 อุปกรณ์ ดังภาพที่ 8.6



ภาพที่ 8.6 ตัวอย่างของสายส่งคู่ขนานที่เชื่อมระหว่างบัส 1 และ บัส 2

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO มีตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด คือ กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขบังคับ (Constraints) ดังนี้

$$obj\ func. = Maximize P_{Tie-Line} \quad (8.2)$$

โดย $P_{Tie-Line}$ คือ กำลังส่งไฟฟ้าที่พื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้าส่งมายังพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า

ภายใต้เงื่อนไขบังคับที่สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. คือ

1) สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_{gi} - P_{di} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j) \quad ; j = 2, \dots, nbus \quad (8.3)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j) \quad ; j = 2, \dots, nbus \quad (8.4)$$

เมื่อ

P_{gi}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
P_{di}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงบัสที่ i (p.u.)
Q_{gi}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
Q_{di}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนบัสที่ i (p.u.)
$V_i \angle \beta_i$	คือ	เฟสเซอร์ของแรงดันบัสที่ i (p.u.)
$Y_{ij} \angle \theta_{ij}$	คือ	ค่าสมาชิกที่ตำแหน่ง (i, j) ของบัสแอดมิตแตนซ์ (p.u.)

2) ขีดจำกัดด้านระดับแรงดัน

ตามมาตรฐานของ กฟผ. ได้กำหนดขีดจำกัดด้านระดับแรงดันในสภาวะปกติ และสภาวะฉุกเฉินของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบ ดังนี้

2.1 ระดับแรงดันของระบบในสภาวะปกติ

$$0.95 \leq V_{bus,i} \leq 1.05 \quad (8.5)$$

เมื่อ

$V_{bus,i}$ คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส i (p.u.)

2.2 ระดับแรงดันของระบบในสภาวะฉุกเฉิน

$$0.90 \leq V_{bus,i} \leq 1.10 \quad (8.6)$$

เมื่อ

$V_{bus,i}$ คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส i (p.u.)

3) ขีดจำกัดด้านการรับภาระของอุปกรณ์
ตามมาตรฐานของ กฟผ. ได้กำหนดขีดจำกัดด้านการรับภาระของอุปกรณ์ในสภาวะปกติ และสภาวะฉุกเฉินของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบ ดังนี้

3.1 การรับภาระของอุปกรณ์ในสภาวะปกติ

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{rated} \quad (8.7)$$

เมื่อ

S_{ij} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)

S_{ij}^{rated} คือ ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)

3.2 การรับภาระของอุปกรณ์ในสภาวะฉุกเฉิน

$$S_{ij} \leq 1.2S_{ij}^{rated} \quad (8.8)$$

เมื่อ

S_{ij} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)

S_{ij}^{rated} คือ ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)

4) ขีดจำกัดด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (8.9)$$

เมื่อ

P_{gi}^{max} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)

P_{gi}^{min} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad (8.10)$$

เมื่อ

Q_{gi}^{max} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVA_r)

Q_{gi}^{min} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVA_r)

5) ขีดจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้าจะต้องมีเสถียรภาพทางแรงดัน ซึ่งหมายถึง ระบบไฟฟ้าจะต้องอยู่ด้านบนของเส้นโค้ง $P-V$ และไม่เลยจุดวิกฤต (Critical Point) ของเส้นโค้ง

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติแต่ละเหตุการณ์ โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขบังคับข้างต้น มีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ กำหนดจำนวนอนุภาค จำนวนรอบการคำนวณสูงสุด และดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้

1.1) กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์

$$obj\ func. = \text{Maximize } P_{Tie-Line}$$

1.2) กำหนดจำนวนอนุภาค (N) (ตัว)

1.3) กำหนดจำนวนรอบการคำนวณสูงสุดของการค้นหา (t_{max}) (รอบ)

1.4) กำหนดดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ϵ)

ขั้นตอนที่ 2 สุ่มตำแหน่ง และคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

2.1) สุ่มตำแหน่งเริ่มต้น

หากพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน U เครื่อง ให้สุ่มค่ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{gi,t}^k$ โดยที่ $i=1,2,\dots,N$, $k=1,2,\dots,U$ และ $t=0$ เนื่องจากเริ่มต้นการคำนวณ ซึ่งจะได้ว่า $P_{gi,t}^k = P_{gi,0}^k$ โดยที่ $P_{gi,0}^k$ จะต้องอยู่ภายในช่วงความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้น ($P_{gi}^{k,\min} \leq P_{gi}^k \leq P_{gi}^{k,\max}$)

2.2) การคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

การคำนวณความเร็วเริ่มต้น $Pv_{gi,0}^k$ ของค่ากำลังการผลิต $P_{gi,0}^k$ ที่สุ่มได้จากสมการ (6.3) ซึ่งจะได้ว่า

$$Pv_{gi,0}^k = 0.5 \times (P_{gi}^{k,\min} + r_0 \times (P_{gi}^{k,\max} - P_{gi}^{k,\min})) - P_{gi,0}^k$$

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ หาค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่ม

3.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

การคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของแต่ละอนุภาค $objF_{i,0}$ ตามสมการ (8.2) มีขั้นตอนการคำนวณ ดังนี้

3.1.1 พิจารณาสภาพระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติ

- 1) กำหนดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับเท่ากับกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า $P_{gi,0}^k$ ที่สุ่มได้ในขั้นตอนที่ 2
- 2) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- 3) ตรวจสอบผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าว่าระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ขีดจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า หรือไม่

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดทั้งหมดข้างต้นจะพิจารณาให้ $objF_{i,0}$ มีค่าเท่ากับค่ากำลังส่งไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสองพื้นที่ ดังนี้

$$objF_{i,0} = P_{Tie-Line}$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน จะทำให้ไม่สามารถคำนวณค่ากำลังส่งไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสองพื้นที่ได้ ดังนั้นจึงพิจารณาให้ $objF_{i,0}$ มีค่าเท่ากับค่าบทปรับ (Penalty : $penalty_{vs}$) ดังนี้

$$objF_{i,0} = -penalty_{vs}$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน แต่ไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดใดๆ ของข้อจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะพิจารณาให้ $objF_{i,0}$ มีค่าเท่ากับค่ากำลังส่งไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างสองพื้นที่ลบด้วย จำนวนข้อจำกัดที่ระบบไฟฟ้าละเมิด (n) คูณค่าบทปรับ (Penalty : $penalty_{vl}$) ดังนี้

$$objF_{i,0} = P_{Tie-Line} - n \times penalty_{vl}$$

โดยที่ $penalty_{vl} \square penalty_{vs}$

หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดทั้งหมดให้คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ในขั้นตอน 3.1.2 ต่อไป แต่หากระบบไฟฟ้าละเมิดข้อจำกัดใดข้อจำกัดหนึ่งข้างต้นให้ข้ามขั้นตอนการคำนวณ 3.1.2 แล้วคำนวณต่อไปในขั้นตอน 3.2

3.1.2 พิจารณาสภาพระบบไฟฟ้าในสภาวะเกิดเหตุการณ์ผิดปกติ

- 1) เปลี่ยนแปลงสภาพระบบไฟฟ้าตามเหตุการณ์ผิดปกติที่พิจารณา เช่น หากพิจารณาคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้าที่จ่าย

กำลังไฟฟ้าที่บัส 20 หลุดออกจากระบบ ในขั้นตอนนี้ ให้เปลี่ยนแปลงสภาพระบบไฟฟ้าโดยการปลดโรงไฟฟ้าที่บัส 20 ออกจากระบบ

- 2) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- 3) ตรวจสอบผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าว่าระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ขีดจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า หรือไม่

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดทั้งหมดข้างต้นจะพิจารณาให้ $objF_{i,0}$ มีค่าเท่ากับ $objF_{i,0}$ เดิมที่คำนวณได้ในข้อ 3.1.1 ดังนี้

$$objF_{i,0} = objF_{i,0}$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน $objF_{i,0}$ ที่คำนวณได้ในข้อ 3.1.1 จะมีค่าเปลี่ยนแปลงโดย $objF_{i,0}$ จะมีค่าเท่ากับ $objF_{i,0}$ เดิมที่คำนวณได้ในข้อ 3.1.1 ลบด้วยค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vs}$) ดังนี้

$$objF_{i,0} = objF_{i,0} - penalty_{vs}$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน แต่ไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดใดๆ ของข้อจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า $objF_{i,0}$ ที่คำนวณได้ในข้อ 3.1.1 จะมีค่าเปลี่ยนแปลงโดย $objF_{i,0}$ จะมีค่าเท่ากับ $objF_{i,0}$ เดิมที่คำนวณได้ในข้อ 3.1.1 ลบด้วย จำนวนข้อจำกัดที่ระบบไฟฟ้าละเมิด (n) คูณค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vl}$) ดังนี้

$$objF_{i,0} = objF_{i,0} - n \times penalty_{vl}$$

โดยที่ $penalty_{vl} \square penalty_{vs}$

- 3.2) หาค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

สำหรับการเริ่มต้นของการคำนวณ กำหนดให้ $pbest_{i,0}^k = P_{gi,0}^k$

- 3.3) หาค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $P_{Tie-Line}$ มากที่สุด ดังนั้นค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของกลุ่ม $gbest_0$ จะถูกเลือกจากกลุ่มของ

อนุภาคตัวแปรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับ ที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์สูงสุด ดังสมการ (6.6) ดังนี้

$$\begin{aligned} objF_{best,0} &= \max \{objF_{1,0}, objF_{2,0}, \dots, objF_{N,0}\} \\ gbest_0 &= \{pbest_{best,0}^1, pbest_{best,0}^2, \dots, pbest_{best,0}^U\} \end{aligned}$$

ขั้นตอนที่ 4 อัปเดตความเร็ว และตำแหน่งของแต่ละอนุภาค ในรอบการคำนวณที่ $t = 1$

4.1) อัปเดตความเร็วของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่าความเร็วของแต่ละอนุภาคตัวแปรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับ $Pv_{gi,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.4)

4.2) อัปเดตค่าตำแหน่งของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับ $P_{gi,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.2) ดังนี้

$$P_{gi,t}^k = P_{gi,0}^k + Pv_{gi,t}^k$$

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ อัปเดตค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่มในรอบการคำนวณที่ $t = 1$

5.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

นำค่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับ $P_{gi,t}^k$ ที่คำนวณได้ในขั้นตอน 4.2 มาคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามขั้นตอน 3.1 ซึ่งจะได้ $objF_{i,0}$ โดยที่ $i = 1, 2, \dots, N$

5.2) อัปเดตค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $P_{Tie-Line}$ มากที่สุด ดังนั้นค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค i นั้นจะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคตัวแปรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับในรอบการคำนวณที่ t หรือ กลุ่มของอนุภาคตัวแปรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ มีค่าสูงสุด นั่นคือ

เลือกชุดของตัวแปรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับของอนุภาค i ในรอบการคำนวณที่ t หรือ เลือกชุดของตัวแปรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับของอนุภาค i ของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าสูงสุดมาเป็นค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาคในรอบการคำนวณที่ t ดังนี้

$$\begin{aligned} objF_{i,best} &= \max \{objF_{i,t}, objF_{i,t-1}\} \\ pbest_{i,t}^k &= P_{gi,best}^k \end{aligned}$$

5.3) อัปเดตค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $P_{Tie-Line}$ มากที่สุด ดังนั้นค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม $gbest_t$ ในรอบการคำนวณที่ t จะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคตัวแปรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับ ที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์สูงสุด ดังนี้

$$objF_{best,t} = \max \{objF_{1,t}, objF_{2,t}, \dots, objF_{N,t}\}$$

$$gbest_t = \{pbest_{best,t}^1, pbest_{best,t}^2, \dots, pbest_{best,t}^U\}$$

ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะหยุดลงเมื่อการคำนวณเข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งจาก 2 เงื่อนไข ดังนี้

6.1) รอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้

หากรอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้การคำนวณจะสิ้นสุดลง

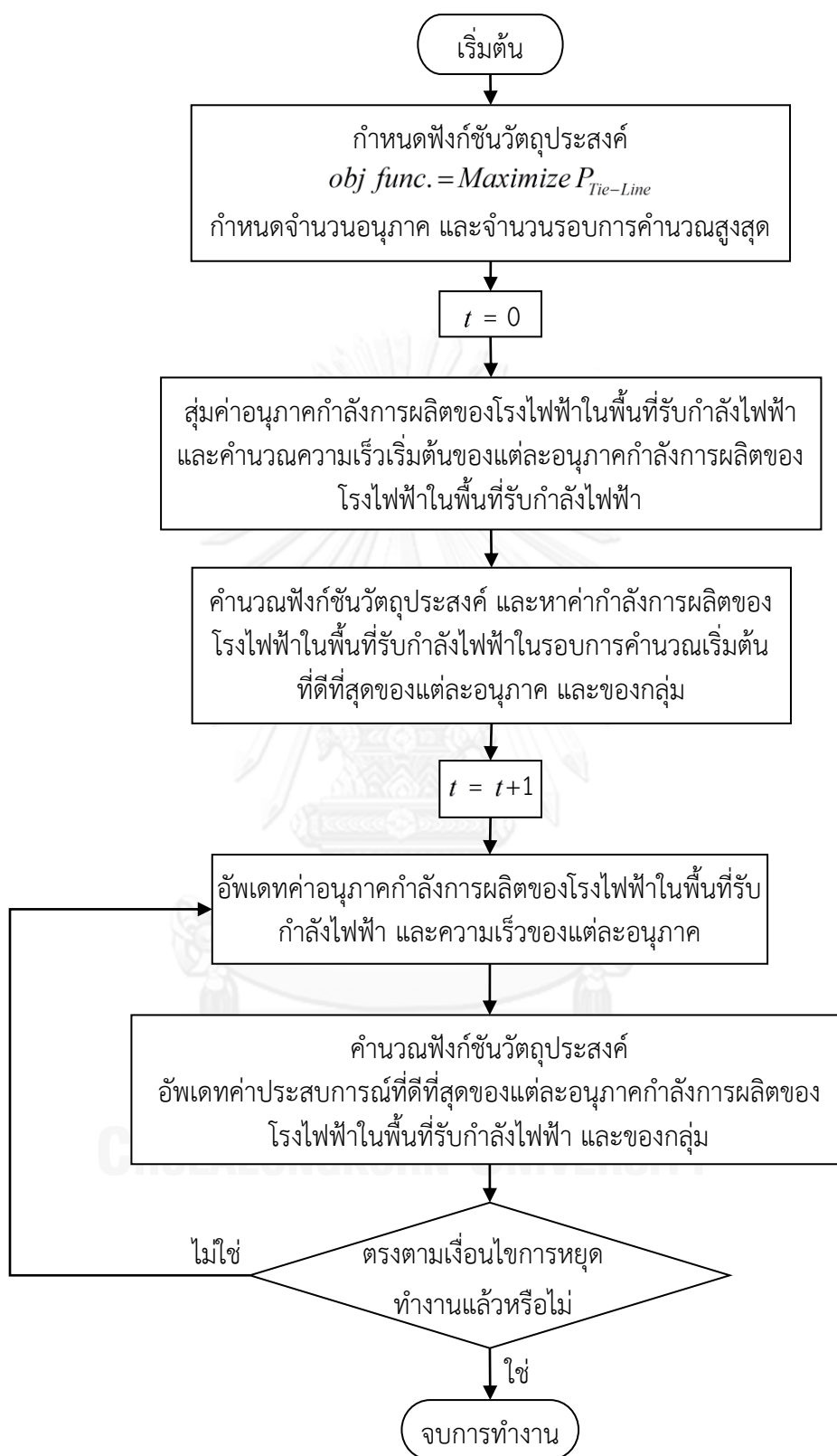
6.2) ดัชนีชี้วัดการลู่เข้าน้อยกว่าค่าที่กำหนด

หากผลการคำนวณดัชนีชี้วัดการลู่เข้าตามสมการ (6.1) น้อยกว่าค่าดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ϵ) การคำนวณจะสิ้นสุดลง

หากการคำนวณยังไม่เข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งในสองเงื่อนไขข้างต้น การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะกลับไปคำนวณในขั้นตอนที่ 4 และวนซ้ำเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกว่าการคำนวณจะเข้าเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ และจะได้คำตอบของการคำนวณเป็นรูปแบบของการจัดสรรกำลังการผลิตที่ทำให้ค่ากำลังส่งไฟฟ้าบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่าง 2 พื้นที่มีค่ามากที่สุด

ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ

PSO สามารถสรุปได้ดังภาพที่ 8.7



ภาพที่ 8.7 ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด
ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

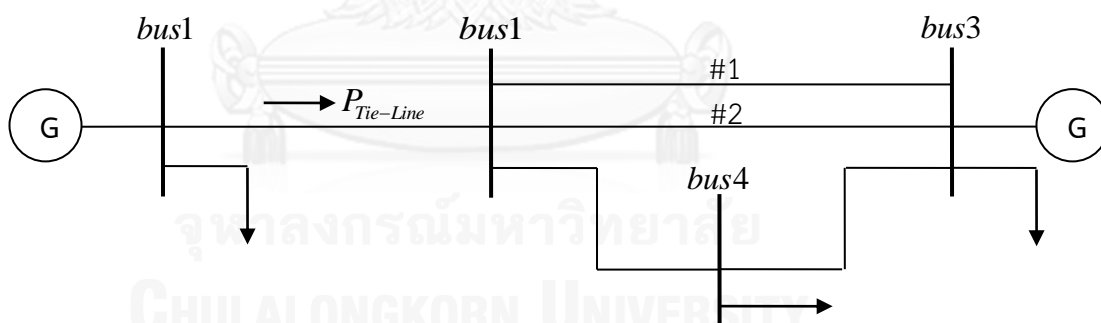
8.2.3 การกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบตามมาตรฐาน กฟผ.

จากขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. ดังภาพที่ 8.4 ซึ่งจะมีส่วนหนึ่งของการคำนวณถูกแทนที่ด้วยวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 8.2.2 ข้างต้น ดังภาพที่ 8.5 ซึ่งจากภาพจะเห็นว่าเมื่อ กฟผ. ได้คำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของเหตุการณ์ผิดปกติในแต่ละกรณีมาแล้ว กฟผ. จะเลือกนำค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่มีค่าต่ำที่สุดมาใช้ในการปฏิบัติการควบคุมระบบ

กล่าวคือ หากพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติจำนวน N เหตุการณ์ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 8.2.2 ข้างต้น จะได้ผลการคำนวณที่เป็นค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติในแต่ละเหตุการณ์จำนวน N ค่า ซึ่งเท่ากับจำนวนเหตุการณ์ที่พิจารณา ซึ่ง กฟผ. จะเลือกค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่มีค่าต่ำที่สุดจาก N ค่า มาเป็นค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ดังนี้

$$P_{Tie-Line}^{System} = \min \{ P_{Tie-Line}^1, P_{Tie-Line}^2, \dots, P_{Tie-Line}^N \} \quad (8.11)$$

ตัวอย่างเช่น หากระบบไฟฟ้าที่พิจารณา คือ ระบบไฟฟ้า S ที่ประกอบด้วยบัสจำนวน 4 บัส โดยกำหนดให้บัสที่ 1 อยู่ในพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า และบัสที่ 2 ถึง 4 เป็นพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า ซึ่งสายส่งเชื่อมโยงระหว่าง 2 พื้นที่ คือ สายส่งจากบัส 1 ไปบัส 2 ในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าประกอบด้วยสายส่งจำนวน 4 เส้น โดยสายส่งที่เชื่อมโยงระหว่างบัส 2 และบัส 3 มีจำนวน 2 วงจร ดังภาพที่ 8.8



ภาพที่ 8.8 ระบบไฟฟ้า S ที่ประกอบด้วยประกอบด้วยบัสจำนวน 4 บัส

จากมาตรฐานของ กฟผ. ในการพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติที่ได้กล่าวข้างต้นทำให้สามารถพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าได้ดังนี้

- 1) เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ (N-1 Single Contingency) จำนวน 5 เหตุการณ์ คือ
 - เหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 2 และบัส 3 วงจรที่ 1 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 2 และบัส 3 วงจรที่ 2 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 2 และบัส 4 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 3 และบัส 4 หลุดออกจากระบบ

- เหตุการณ์ที่โรงไฟฟ้าที่บัส 3 หลุดออกจากระบบ

- 2) เหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน (N-parallel line Contingency) จำนวน 1 เหตุการณ์ คือ เหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 2 และบัส 3 วงจรที่ 1 และ 2 หลุดออกจากระบบพร้อมกัน

จากการวิเคราะห์จำนวนเหตุการณ์ผิดปกติที่ใช้พิจารณาการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติแต่ละเหตุการณ์ข้างต้นพบว่า ระบบไฟฟ้าตัวอย่างมีเหตุการณ์ผิดปกติที่ต้องพิจารณารวม 6 เหตุการณ์ ($N = 6$) ดังนั้นการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 8.2.2 จะได้ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจำนวน 6 ค่า ดังนี้

- 1) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 2 และบัส 3 วงจรที่ 1 หลุดออกจากระบบ ($P_{Tie-Line}^1$)
- 2) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 2 และบัส 3 วงจรที่ 2 หลุดออกจากระบบ ($P_{Tie-Line}^2$)
- 3) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 2 และบัส 4 หลุดออกจากระบบ ($P_{Tie-Line}^3$)
- 4) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 3 และบัส 4 หลุดออกจากระบบ ($P_{Tie-Line}^4$)
- 5) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ที่โรงไฟฟ้าที่บัส 3 หลุดออกจากระบบ ($P_{Tie-Line}^5$)
- 6) ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ที่สายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 2 และบัส 3 วงจรที่ 1 และ 2 หลุดออกจากระบบพร้อมกัน ($P_{Tie-Line}^6$)

ดังนั้น ค่าความสามารถในการส่งกำลังส่งไฟฟ้าสูงสุดของระบบตัวอย่างที่จะถูกนำไปใช้ในการควบคุมระบบตามมาตรฐานการกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. จะมีค่าเท่ากับค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่มีค่าต่ำที่สุดจากทุกเหตุการณ์ ดังนี้

$$P_{Tie-Line}^{SystemS} = \min \{ P_{Tie-Line}^1, P_{Tie-Line}^2, P_{Tie-Line}^3, P_{Tie-Line}^4, P_{Tie-Line}^5, P_{Tie-Line}^6 \}$$

8.3 การกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล

จากมาตรฐาน กฟผ. ในการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบข้างต้น จะเห็นว่า กฟผ. พิจารณาเลือกใช้ค่ากำลังส่งไฟฟ้าที่มีค่าต่ำสุดจากทุกกรณีเป็นค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ เนื่องจากค่ากำลังส่งไฟฟ้าสูงสุดที่มาจากค่าต่ำสุดนี้เป็นค่าที่ทำให้ระบบสามารถรองรับการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติใดๆได้ในทุกกรณี กล่าวคือ ค่ากำลังส่งไฟฟ้าที่เลือกนี้เป็นค่า

กำลังส่งไฟฟ้าที่ปลอดภัยที่สุดในการปฏิบัติการควบคุมระบบ และทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับได้น้อยที่สุด

หากพิจารณาสภาพระบบไฟฟ้าในสภาวะจริงพบว่า ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะมีการเปลี่ยนแปลงสถานะของอุปกรณ์ในบางช่วงเวลาเท่านั้น ซึ่งหมายถึง เหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดจากการหลุดออกจากระบบของสายส่ง หม้อแปลง หรือ โรงไฟฟ้า จะแปรเปลี่ยนไปตามเวลา ซึ่งเหตุการณ์ผิดปกติบางเหตุการณ์อาจเกิดขึ้นซ้ำหลายครั้ง แต่เหตุการณ์ผิดปกติบางเหตุการณ์อาจเกิดขึ้นน้อยมาก หรือ แทบไม่เคยเกิดขึ้นเลย

ดังนั้น วิธีการเลือกค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากกรณีที่มีค่าต่ำสุดนั้น อาจทำให้ กฟผ. มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นจากความจำเป็นโดยเปล่าประโยชน์ ตัวอย่างเช่น หาก กฟผ. เลือกค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่มีค่าต่ำสุดจากเหตุการณ์ผิดปกติทุกกรณีมาเป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีความสามารถในการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติได้ๆ แต่หากในความเป็นจริงแล้ว เหตุการณ์ที่ถูกเลือกใช้เป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไม่เคยเกิดขึ้นเลย หรือ เกิดขึ้นได้ยาก จะทำให้ กฟผ. มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่สูงเกินความจำเป็น

จากการวิเคราะห์มาตรฐานของ กฟผ. ในการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดข้างต้น จึงทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีแนวคิดในการเสนอแนวทางการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ซึ่งแนวคิดที่นำเสนอนี้จะอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล เพื่อคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของเหตุการณ์จำลองนั้น

การนำเสนอแนวทางการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่อาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์มีจุดมุ่งหมายเพื่อให้ กฟผ. สามารถนำแนวทางที่นำเสนอไปใช้ในการจัดทำข้อมูลประกอบการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด เนื่องจาก กฟผ. จะสามารถเห็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. ในแต่ละช่วงเวลาของเหตุการณ์จำลอง

การจำลองเหตุการณ์ดังกล่าวจะเป็นตัวช่วย กฟผ. ในตัดสินใจกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่มีค่ามากขึ้นจากเดิม เช่น หากการจำลองเหตุการณ์พบว่า เหตุการณ์ที่ทำให้กำลังส่งไฟฟ้าสูงสุดนั้นมีค่าต่ำที่สุดจากทุกกรณีมีโอกาสเกิดขึ้นน้อยมาก กฟผ. จึงอาจเลือกใช้ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าที่สูงขึ้น เพื่อเป็นการประหยัดต้นทุนการผลิตไฟฟ้า แต่ทั้งนี้ กฟผ. อาจต้องยอมรับความเสี่ยงที่ระบบไฟฟ้าจะเกิดไฟฟ้าดับ หากเหตุการณ์ที่ไม่สามารถรองรับการส่งกำลังไฟฟ้าที่สูงขึ้นเกิดขึ้น

8.3.1 การประยุกต์วิธีการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โลในการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

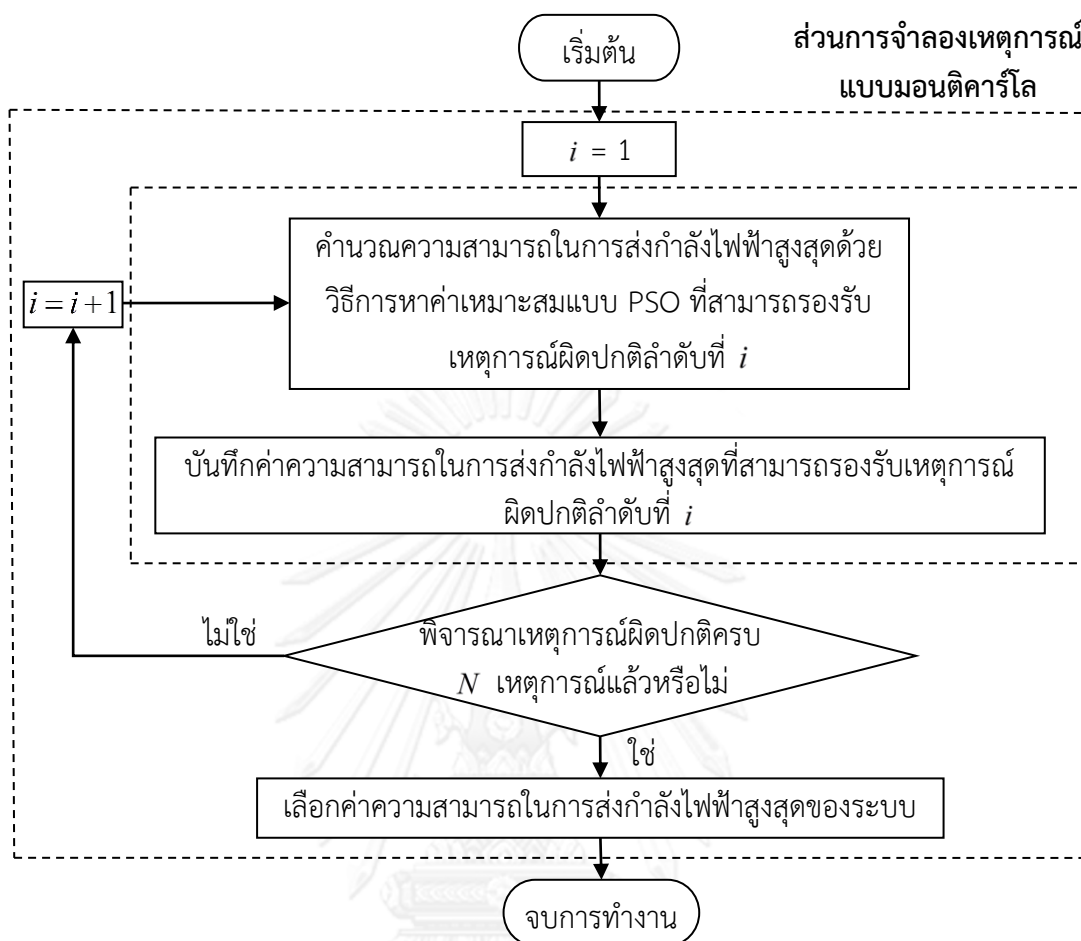
จากกระบวนการของ กฟผ. ในการคำนวณ และกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบข้างต้นจะเห็นว่า กฟผ. ต้องพิจารณาคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติจำนวน N เหตุการณ์ แล้วจึงเลือกความสามารถในการส่ง

กำลังไฟฟ้าสูงสุดจากเหตุการณ์ที่มีค่าต่ำที่สุดมาเป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ซึ่งกระบวนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะเป็นการวนรอบการคำนวณซ้ำให้ครบ N รอบ เพื่อให้ได้ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจำนวน N ค่า

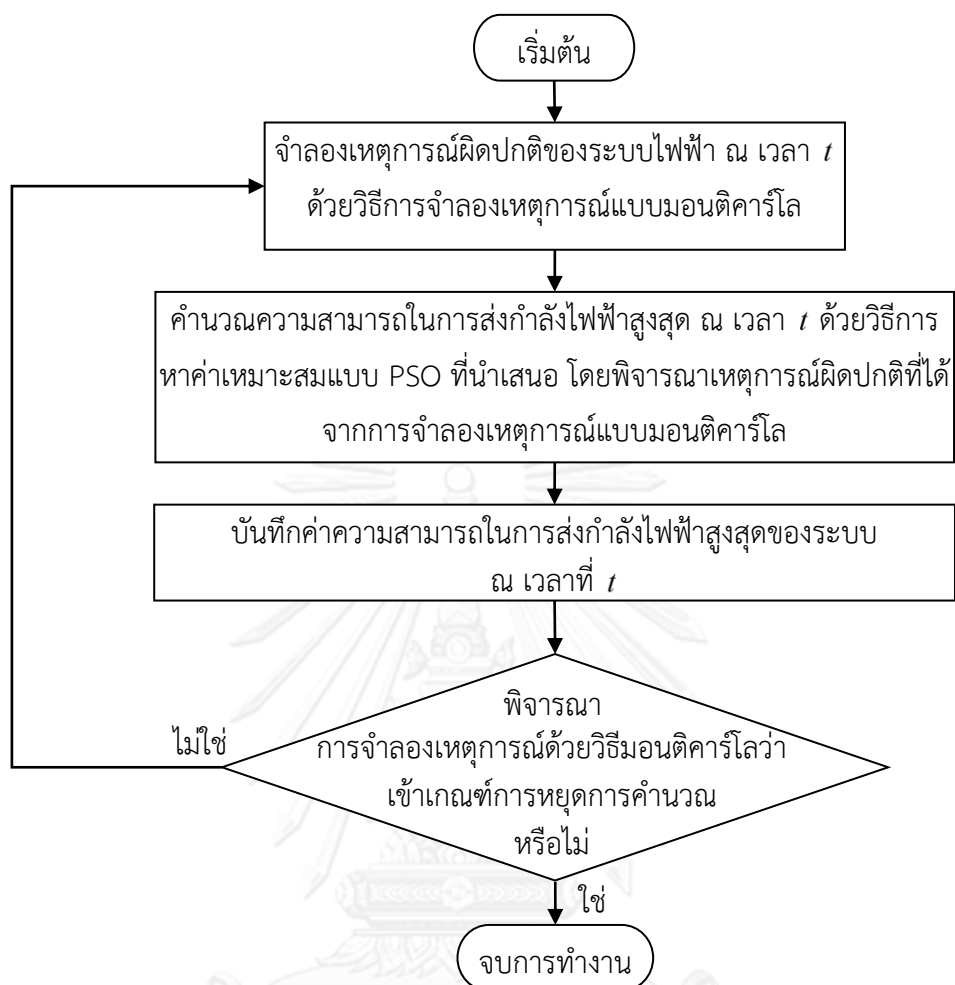
การจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โลจะเป็นการจำลองสถานะการทำงานของสายส่ง หม้อแปลง และโรงไฟฟ้าในระบบที่พิจารณาตั้งแต่เวลาที่ $t=0$ ถึงเวลาที่ t ใดๆ ซึ่งทำให้สามารถนำสถานะของอุปกรณ์ดังกล่าวมาคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาได้

ดังนั้น ในขั้นตอนของการกำหนดเหตุการณ์ผิดปกติที่พิจารณาจะถูกแทนที่ด้วยการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โลเพื่อให้ได้เหตุการณ์ผิดปกติในระบบที่จะเกิดขึ้น ณ เวลา t ใดๆ แล้วจึงคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ณ เวลา t ใดๆ จากวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่นำเสนอ ดังภาพที่ 8.9 และภาพที่ 8.10

จากการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลข้างต้นจึงทำให้การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไม่ต้องวนรอบคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดให้ครบทั้ง N ค่า เนื่องจากการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลจะสามารถบอกความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละช่วงเวลา ณ เวลา t ใดๆ ได้



ภาพที่ 8.9 ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ
ที่ถูกแทนที่ด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล



ภาพที่ 8.10 ขั้นตอนการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ
โดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

8.3.2 ข้อมูลที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล

การจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โลจะเป็นการสุ่มช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ ซึ่งค่าของข้อมูลที่ใช้ในการสุ่มเหตุการณ์มี 2 ค่า ดังนี้

- 1) ค่าอัตราความล้มเหลว (Failure Rate : λ)

ค่าอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ คือ จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ k เสียในระยะเวลาหนึ่งปี ดังนั้นค่าอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ k (λ_k) จึงมีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี ซึ่งการระบุอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ k นั้นจะต้องนำข้อมูลจำนวนครั้ง n_i ที่อุปกรณ์เสียในแต่ละปีที่ i มาหาค่าเฉลี่ย โดยที่ $i=1,2,\dots,Y$ เพื่อให้การระบุอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์นั้นมีความเหมาะสม ดังนี้

$$\lambda_k = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_Y}{Y}$$

จากการวิเคราะห์ข้อมูลอัตราความล้มเหลวของ กฟผ. พบว่า เนื่องจากระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เป็นเป็นระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ประกอบด้วยหม้อแปลงหลายชุด สายส่งไฟฟ้าหลายเส้น โรงไฟฟ้าหลายโรง ในหลายระดับแรงดัน กฟผ. จึงมีการเก็บข้อมูลอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าแบ่งแยกตามระดับแรงดัน และหน่วยของข้อมูลอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ที่ต่างชนิดกันก็จะไม่เหมือนกันด้วย ดังนั้นการคำนวณอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์จากข้อมูลอัตราความล้มเหลวของ กฟผ. ที่แบ่งแยกตามชนิดของอุปกรณ์จึงสามารถทำได้ดังนี้

1.1 อัตราความล้มเหลวของสายส่งไฟฟ้า

ในแต่ละปี กฟผ. จะระบุข้อมูลอัตราความล้มเหลวของสายส่งไฟฟ้าแบ่งแยกตามระดับแรงดัน โดยข้อมูลอัตราความล้มเหลวของสายส่งไฟฟ้าจะระบุว่า ในปีที่ y สายส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน V เสียจำนวน f_y ครั้งต่อความยาวสายส่ง l_y วงจรกิโลเมตร ภายในระยะเวลาปีที่ y ซึ่งหากมีข้อมูลอัตราความล้มเหลวของสายส่ง กฟผ. ที่ระดับแรงดัน V จำนวน Y ปี จะได้ว่า $y=1,2,\dots,Y$ ดังนั้นจึงสามารถคำนวณอัตราความล้มเหลวของสายส่ง กฟผ. ที่ระดับแรงดัน V ได้ดังนี้

$$\lambda_{line,V} = \frac{f_1 + f_2 + \dots + f_Y}{l_1 + l_2 + \dots + l_Y}$$

โดยที่ $\lambda_{line,V}$ มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/วงจรกิโลเมตร

1.2 อัตราความล้มเหลวของหม้อแปลง

ในแต่ละปี กฟผ. จะระบุข้อมูลอัตราความล้มเหลวของหม้อแปลงแบ่งแยกตามระดับแรงดันที่หม้อแปลงนั้นเชื่อมต่อเพื่อแปลงแรงดันอยู่ เช่น หม้อแปลง 500/230 kV, 230/115 kV เป็นต้น โดยข้อมูลอัตราความล้มเหลวของหม้อแปลงจะระบุว่า ในปีที่ y หม้อแปลงแรงดัน V kV เสียจำนวน f_y ครั้งภายในระยะเวลาปีที่ y โดยในปีที่ y มีหม้อแปลงแรงดัน V kV จำนวน n_y ชุดในระบบ ซึ่งหากมีข้อมูลอัตราความล้มเหลวของหม้อแปลง กฟผ. ที่แปลงแรงดัน V จำนวน Y ปี จะได้ว่า $y=1,2,\dots,Y$ ดังนั้นจึงสามารถคำนวณอัตราความล้มเหลวของหม้อแปลง กฟผ. ที่แปลงแรงดัน V ได้ดังนี้

$$\lambda_{tr,V} = \frac{f_1 + f_2 + \dots + f_Y}{n_1 + n_2 + \dots + n_Y}$$

โดยที่ $\lambda_{tr,V}$ มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/ชุด

1.3 อัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้า

การระบุอัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้า P_i สามารถคำนวณได้จากจำนวนครั้ง f_y ที่โรงไฟฟ้านั้นเสียในปีที่ y ดังนั้นหากมีข้อมูลอัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้า P_i จำนวน Y ปี จะได้ว่า $y=1,2,\dots,Y$ จึงสามารถคำนวณอัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้า λ_{P_i} ของโรงไฟฟ้า P_i ได้ดังนี้

$$\lambda_{P_i} = \frac{f_1 + f_2 + \dots + f_Y}{Y}$$

โดยที่ λ_{P_i} มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี

2) ค่าอัตราการซ่อมแซม (Repair Rate : μ)

ค่าอัตราการซ่อมแซม คือ จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ k ถูกซ่อมแซมในระยะเวลาหนึ่งปี ดังนั้นค่าอัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์ k (μ_k) จึงมีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี

อัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์ k จะคำนวณจากระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ k (r_k) ซึ่งคือ จำนวนชั่วโมง h_i ที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์ k จำนวน f_i ครั้งในปีที่ i ที่มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ครั้ง ซึ่งการระบุระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ k จะต้องนำข้อมูลจำนวนชั่วโมง h_i ที่อุปกรณ์ถูกซ่อมแซมในแต่ละปีที่ i มาหาค่าเฉลี่ยโดยที่ $i=1,2,\dots,Y$ เพื่อให้การระบุระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์มีความเหมาะสม ดังนี้

$$r_k = \frac{h_1 + h_2 + \dots + h_Y}{f_1 + f_2 + \dots + f_Y}$$

ดังนั้น การระบุอัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์ k (μ_k) ที่มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี ก็คือ การแปลงหน่วยระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ k (r_k) ที่มีหน่วยเป็น ชั่วโมง/ครั้ง ให้เป็น ครั้ง/ปี ดังนี้

$$\mu_k = \frac{8760}{r_k}$$

จึงได้ว่าอัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์ k สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\mu_k = 8760 \times \frac{f_1 + f_2 + \dots + f_Y}{h_1 + h_2 + \dots + h_Y}$$

ข้อมูลระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะถูกเก็บแบ่งแยกตามระดับแรงดันเช่นเดียวกับข้อมูลอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ ดังนั้นการคำนวณอัตราการซ่อมแซมอุปกรณ์จากข้อมูลของ กฟผ. ที่แบ่งแยกตามชนิดของอุปกรณ์จึงสามารถทำได้ดังนี้

2.1 อัตราการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้า

ในแต่ละปี กฟผ. จะระบุข้อมูลระยะเวลาการซ่อมแซมสายส่งไฟฟ้า แบ่งแยกตามระดับแรงดันเช่นเดียวกับข้อมูลอัตราความล้มเหลว โดยข้อมูลระยะเวลาการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้าจะระบุว่าเป็นปีที่ y สายส่งไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน V เสียจำนวน f_y ครั้ง ซึ่งมีระยะเวลาการเสีย t_y ชั่วโมง ซึ่งหากมีข้อมูลระยะเวลาการซ่อมแซมของสายส่ง กฟผ. ที่ระดับแรงดัน V จำนวน Y ปี จะได้ว่า $y=1,2,\dots,Y$ ดังนั้นจึงสามารถคำนวณอัตราการซ่อมแซมของสายส่ง กฟผ. $\mu_{line,V}$ ที่ระดับแรงดัน V ได้ดังนี้

$$\mu_{line,V} = 8760 \times \frac{f_1 + f_2 + \dots + f_Y}{t_1 + t_2 + \dots + t_Y}$$

โดยที่ $\mu_{line,V}$ มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี

2.2 อัตราการซ่อมแซมของหม้อแปลง

ในแต่ละปี กฟผ. จะระบุข้อมูลระยะเวลาการซ่อมแซมหม้อแปลงแบ่งแยกตามระดับแรงดันเช่นเดียวกับข้อมูลอัตราความล้มเหลว โดยข้อมูลระยะเวลาการซ่อมแซมของสายหม้อแปลงจะระบุว่าเป็นปีที่ y หม้อแปลงแรงดัน V kV เสียจำนวน f_y ครั้ง ซึ่งมีระยะเวลาการเสีย t_y ชั่วโมง ซึ่งหากมีข้อมูลระยะเวลาการซ่อมแซมของหม้อแปลงแรงดัน V kV ของ กฟผ. จำนวน Y ปี จะได้ว่า $y=1,2,\dots,Y$ ดังนั้นจึงสามารถคำนวณอัตราการซ่อมแซมของหม้อแปลง กฟผ. $\mu_{\alpha,V}$ ที่แปลงแรงดัน V ได้ดังนี้

$$\mu_{\alpha,V} = 8760 \times \frac{f_1 + f_2 + \dots + f_Y}{t_1 + t_2 + \dots + t_Y}$$

โดยที่ $\mu_{\alpha,V}$ มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี

2.3 อัตราการซ่อมแซมของโรงไฟฟ้า

การระบุอัตราการซ่อมแซมของโรงไฟฟ้า P_i สามารถคำนวณได้จากข้อมูลจำนวนครั้ง f_y ที่โรงไฟฟ้านั้นเสีย และระยะเวลาที่โรงไฟฟ้านั้นเสีย t_y ชั่วโมงในปีที่ y ดังนั้นหากมีข้อมูลระยะเวลาการซ่อมแซมของโรงไฟฟ้า P_i จำนวน Y ปี จะได้ว่า $y=1,2,\dots,Y$ จึงสามารถคำนวณอัตราการซ่อมแซมของโรงไฟฟ้า μ_{P_i} ของโรงไฟฟ้า P_i ได้ดังนี้

$$\mu_{P_i} = 8760 \times \frac{f_1 + f_2 + \dots + f_Y}{t_1 + t_2 + \dots + t_Y}$$

โดยที่ μ_{P_i} มีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี

8.3.3 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเพื่อคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

ดังที่ได้กล่าวข้างต้นว่า การจำลองเหตุการณ์ผิดปกติในระบบส่งไฟฟ้าด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเป็นการจำลองสถานะของอุปกรณ์ในระบบ ณ เวลา t ใดๆ ดังนั้นสถานะของอุปกรณ์ที่สุ่มได้จะเป็นตัวกำหนดเงื่อนไขเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่ต้องใช้พิจารณาการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ตัวอย่างเช่น หากการสุ่มสถานะของอุปกรณ์พบว่าอุปกรณ์นั้นอยู่ในสถานะเสีย จะหมายถึง ระบบไฟฟ้าได้เกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นนั้นจะถูกนำมาใช้ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ณ ขณะนั้น ซึ่งวิธีการการจำลองเหตุการณ์สำหรับการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ณ เวลา t ใดๆ มีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 จำลองเหตุการณ์ผิดปกติของระบบไฟฟ้า ณ เวลา t ด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

ขั้นตอนนี้จะเป็นการกำหนดสถานะของอุปกรณ์ตัวที่ i ว่าอุปกรณ์ตัวนี้จะอยู่ในสถานะดีถึงช่วงเวลาใด และเมื่ออุปกรณ์นี้อยู่ในสถานะเสีย อุปกรณ์ตัวนี้จะใช้เวลาในการซ่อมถึงช่วงเวลาใดอุปกรณ์จึงจะสามารถกลับมาอยู่ในสภาวะดีได้อีกครั้ง

หากกำหนดให้เวลาของระบบ คือ $t_{system,g}$ เมื่อ g คือ จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งหรืออุปกรณ์หลายอุปกรณ์ในระบบมีการเปลี่ยนสถานะ ในการคำนวณสถานะของอุปกรณ์สามารถแยกการคำนวณสถานะได้ใน 2 กรณี ตามเวลา $t_{system,g}$ ที่ต้องการคำนวณ ดังนี้

1.1) การคำนวณสถานะของอุปกรณ์ ณ เวลาที่อุปกรณ์ยังไม่เคยมีการเปลี่ยนสถานะ ($t_{system,0} = 0$)

ในสภาวะเริ่มต้นของการจำลองเหตุการณ์ ($t_{system,0} = 0$) กำหนดให้สถานะของอุปกรณ์ทุกตัวในระบบไฟฟ้าอยู่ในสถานะดี แล้วคำนวณหาค่าระยะเวลา T_i ของอุปกรณ์ตัวที่ i ซึ่งจากการกำหนดให้อุปกรณ์ทุกตัวอยู่ในสถานะดีในสภาวะเริ่มต้น ดังนั้นระยะเวลา T_i ของอุปกรณ์ตัวที่ i จึงมีค่าเท่ากับ $T_{i,f}$

$$T_i = T_{i,f} = -\frac{1}{\lambda_i} \ln(U)$$

1.2) เปรียบเทียบช่วงเวลา T_i ของทุกอุปกรณ์ในระบบรวม N ตัว เพื่อหาค่าสถานะและเวลา t_k ของอุปกรณ์ที่มีช่วงเวลาน้อยสุด

$$t_k = \min\{T_1, T_2, \dots, T_N\}$$

โดยที่ t_k หมายถึง อุปกรณ์ตัวที่ k มีช่วงเวลาการเปลี่ยนสถานะน้อยที่สุด ดังนั้น เมื่อได้ช่วงเวลาน้อยที่สุดที่อุปกรณ์ในระบบจะเปลี่ยนสถานะ จึงได้ว่า

$$t_{system,g} = t_{system,g-1} + t_k$$

1.3) พิจารณาสถานะของอุปกรณ์ในช่วงเวลา $t_{system,g}$

พิจารณาสถานะของอุปกรณ์ตัวที่ k ว่ามีค่าเท่ากับ 1 หรือไม่ แล้วจึง คำนวณสถานะของอุปกรณ์ k ดังนี้

1.3.1 คำนวณระยะเวลาที่อุปกรณ์ตัวที่ k จะออกจากสถานะดี ดังสมการ (7.4)

$$T_{k,f} = -\frac{1}{\lambda_k} \ln(U)$$

เมื่อ $T_{k,f}$ คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์ตัวที่ k จะออกจากสถานะดี

λ_k คือ อัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ตัวที่ k

U คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอในช่วง 0 ถึง 1

1.4) คำนวณระยะเวลาที่อุปกรณ์ตัวที่ k จะออกจากสถานะเสีย ดังสมการ (7.5)

$$T_{k,r} = \frac{1}{\mu_k} \times Z \times \sigma_{r,k}$$

เมื่อ $T_{k,r}$ คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์ตัวที่ k จะออกจากสถานะเสีย

μ_k คือ อัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์ตัวที่ k

Z คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอในช่วง 0 ถึง 1

$\sigma_{r,k}$ คือ $Z_2 \times \frac{1}{\mu}$ เมื่อ Z_2 คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอ

ในช่วง 0 ถึง 1

ขั้นตอนที่ 2 คำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ณ เวลา $t_{system,g}$ ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ที่นำเสนอ โดยพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

คำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด $TTC_{t_{system,g}}$ ของระบบที่สามารถส่งจากพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้าไปยังพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าโดยพิจารณาเหตุขัดข้องที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์ในขั้นตอนที่ 1 โดยใช้กระบวนการคำนวณตามวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ดังที่ได้นำเสนอในหัวข้อ 8.2.2

ขั้นตอนที่ 3 บันทึกค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากการคำนวณในขั้นตอนที่ 2

บันทึกค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด $TTC_{t_{system,g}}$ ที่ได้จากการคำนวณในขั้นตอนที่ 2 เป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ณ เวลา $t_{system,g}$

ขั้นตอนที่ 4 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ

พิจารณาการจำลองเหตุการณ์ด้วยวิธีมอนติคาร์โลว่าเข้าเกณฑ์การหยุดการคำนวณหรือไม่ ดังนี้

4.1) รอบการคำนวณ $t_{system,g}$ เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้

หากรอบการคำนวณ $t_{system,g}$ เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้การคำนวณจะสิ้นสุดลง

4.2) ดัชนีชี้วัดการลู่เข้าน้อยกว่าค่าที่กำหนด

หากผลการคำนวณความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดตามสมการ (7.7) น้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ที่ยอมรับได้ (ε) การคำนวณจะสิ้นสุดลง

8.3.4 การกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบจากผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

จากการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลข้างต้น จะได้ข้อมูลความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบในแต่ละช่วงเวลาของเหตุการณ์จำลอง ซึ่งจากการที่สถานะของอุปกรณ์ถูกคำนวณจากข้อมูลจริงของอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ และระยะเวลาการซ่อมแซมของอุปกรณ์ ดังนั้น การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนี้จึงอาจเรียกได้ว่าเป็นการจำลองเหตุการณ์จริงที่จะเกิดขึ้นจริงในระบบ

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้นจึงทำให้ กฟผ. อาจสามารถนำความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลไปใช้เป็นข้อมูลประกอบการเลือกความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ซึ่งแนวคิดสำหรับ กฟผ. ในการเลือกค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่นำเสนอมีดังนี้

- 1) เลือกค่าเฉลี่ยที่ได้จากการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการจำลองเหตุการณ์
- 2) เลือกความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดบ่อยที่สุด
- 3) เลือกความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่มีค่าต่ำที่สุดจากการจำลองเหตุการณ์
- 4) นำค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์มาเรียงลำดับและกำหนด Safety Margin ในการเลือกความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

แนวคิดในการเลือกค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบจากวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลอาจทำให้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่นำมาใช้ในการปฏิบัติการควบคุมระบบมีค่าสูงขึ้นกว่าค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบในหัวข้อ 8.3

ดังนั้นในการเลือกค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากแนวคิดดังกล่าวข้างต้น จำเป็นต้องมีการวิเคราะห์ความเสี่ยง และความคุ้มค่า ของการที่ระบบมีโอกาสที่จะเกิดไฟฟ้าดับ แต่ กฟผ. จะมีต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำลง

8.4 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง

เนื่องจากปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดันเป็นปัญหาที่มีความรุนแรงต่อระบบไฟฟ้า และอาจส่งผลกระทบต่อทำให้ระบบเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ ดังนั้นการนำดัชนีเสถียรภาพมาช่วยในการตรวจจับ และติดตามการปฏิบัติการของระบบไฟฟ้า อาจสามารถช่วยให้การปฏิบัติการควบคุมระบบ มีความมั่นคง และเชื่อถือได้มากยิ่งขึ้น เนื่องจากการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันแบบ Real Time จะทำให้ผู้ปฏิบัติการควบคุมระบบไฟฟ้าสามารถวิเคราะห์จุดเสี่ยงที่ระบบไฟฟ้าจะมีปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดันได้ ซึ่งจะทำให้ผู้ปฏิบัติการควบคุมระบบสามารถแก้ไข และจัดการปัญหาที่จะเกิดขึ้นกับระบบได้อย่างทันท่วงที

สำหรับการวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถแบ่งการวิเคราะห์ได้ในสองประเด็น คือ 1) การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งแต่ละชนิด 2) การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งกับมาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

8.4.1 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งแต่ละชนิด

ดังที่กล่าวในบทที่ 4 ว่าดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งมีหลายชนิด ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษาดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง Lmn , $FVSI$, LQP และ $PQVSI$ เนื่องจากแนวคิดของการคำนวณดัชนีที่ต่างกันจึงทำให้ภายใต้สภาวะระบบไฟฟ้าเดียวกัน ดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งแต่ละชนิดอาจจะบ่งชี้สายส่งที่มีแนวโน้มก่อให้เกิดปัญหาเสถียรภาพแรงดันได้ต่างกัน ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอวิธีการในการทดสอบ และการวิเคราะห์ความแม่นยำของดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งแต่ละชนิด ดังนี้

1) คำนวณดัชนีเสถียรภาพของสายส่งของระบบทดสอบในกรณีฐาน

การคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งทุกชนิดในระบบทดสอบเดียวกัน จะทำให้เห็นแนวโน้มของสายส่งที่จะทำให้เกิดปัญหาเสถียรภาพแรงดันขึ้นในระบบ

เนื่องจากดัชนีแต่ละชนิดมีแนวคิดของการคำนวณที่ต่างกัน ซึ่งอาจทำให้ดัชนีแต่ละชนิดระบุสายส่งที่มีแนวโน้มก่อให้เกิดปัญหาเสถียรภาพแรงดันที่ต่างกัน ดังนั้นจึงทำให้สามารถเปรียบเทียบการวิเคราะห์เสถียรภาพแรงดันในระบบทดสอบของดัชนีแต่ละชนิดได้ กล่าวคือ สามารถวิเคราะห์ผลการคำนวณของดัชนีเสถียรภาพแต่ละชนิดว่า ดัชนีแต่ละชนิดสามารถระบุสายส่งที่มีแนวโน้มก่อให้เกิดปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดันว่าเป็นสายส่งเส้นเดียวกันหรือไม่ ซึ่งจะทำให้สามารถนำผลการวิเคราะห์ดังกล่าวมาใช้ในการวิเคราะห์ตรวจสอบความถูกต้อง และแม่นยำของดัชนีเสถียรภาพนั้นๆ

2) จำนวนดัชนีเสถียรภาพของสายส่งของระบบทดสอบในกรณีที่มีการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้า

การเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าจนถึงจุดวิกฤตของระบบ (Critical Point) จะทำให้สามารถวิเคราะห์ความสามารถ และความแม่นยำของดัชนีสายส่งแต่ละชนิดในการระบุจุดพังทลายของแรงดัน ซึ่งขั้นตอนการทดสอบดัชนีแต่ละชนิดโดยการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าสามารถทำได้โดย

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดบัสที่ต้องทดสอบเสถียรภาพแรงดันของระบบทดสอบ

ขั้นตอนที่ 2 เพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบตัวประกอบกำลังคงที่ที่บัสนั้น

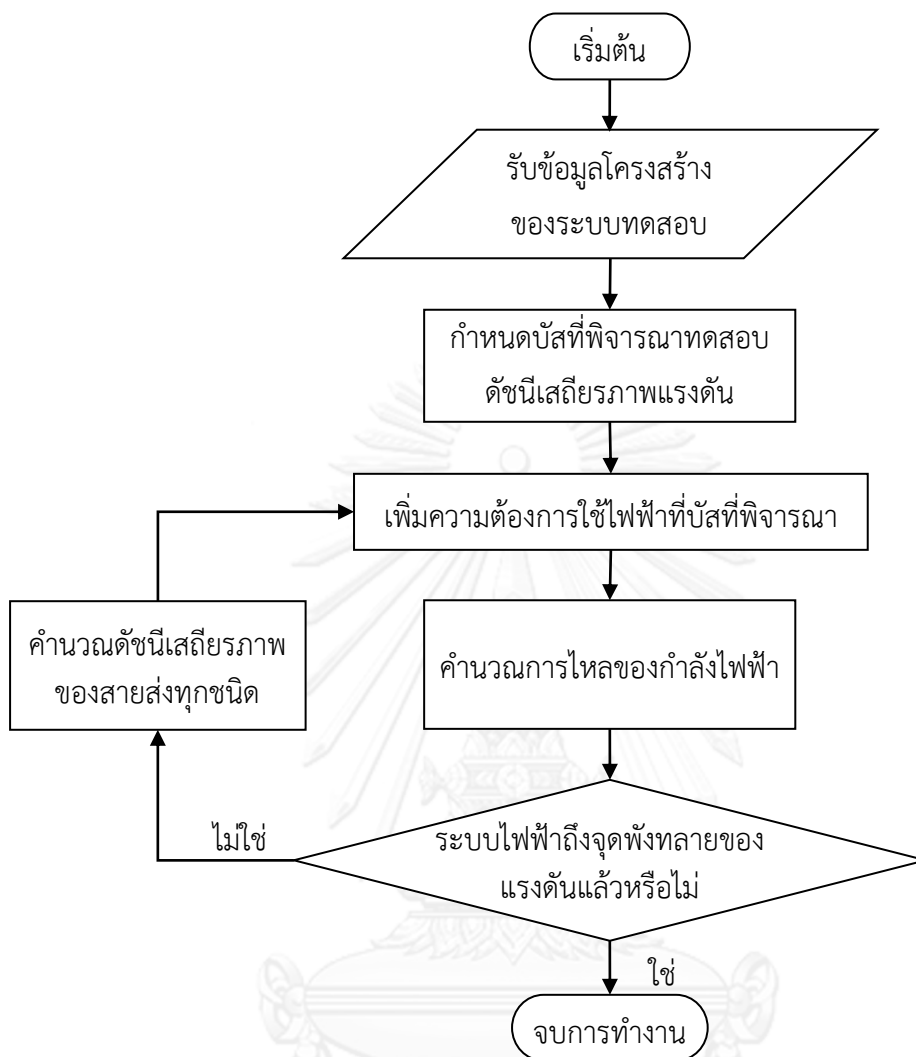
ขั้นตอนที่ 3 คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบทดสอบ

ขั้นตอนที่ 4 ตรวจสอบว่าระบบไฟฟ้าไปถึงจุดพังทลายของแรงดันแล้วหรือไม่

4.1 หากระบบไฟฟ้ายังไม่ถึงจุดพังทลายของแรงดันให้คำนวณค่าดัชนีความมั่นคงของสายส่ง Lmn , $FVSI$, LQP และ $PQVSI$ แล้วบันทึกค่าดัชนีแต่ละชนิดที่คำนวณได้ และบันทึกความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัสนั้น แล้วจึงกลับไปยังขั้นตอนที่ 2

4.2 หากระบบไฟฟ้าถึงจุดพังทลายของแรงดันให้สิ้นสุดการคำนวณการทดสอบดัชนี

ขั้นตอนการทดสอบดัชนีโดยการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบจนถึงจุดวิกฤตสามารถสรุปได้ดังภาพที่ 8.11



ภาพที่ 8.11 ขั้นตอนการทดสอบดัชนีเสถียรภาพ

จากแนวทางการทดสอบดัชนีดังกล่าวข้างต้น จะทำให้สามารถเห็นความสามารถ และความแม่นยำของดัชนีเสถียรภาพแต่ละชนิดที่สามารถระบุจุดพังทลายของแรงดัน และสามารถระบุสายส่งที่มีแนวโน้มที่จะก่อให้เกิดปัญหาเสถียรภาพแรงดัน ซึ่งจะทำให้สามารถเลือกดัชนีที่ใช้ในการตรวจจับเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม

8.4.2 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งกับมาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

จากการวิเคราะห์ความสามารถของดัชนีเสถียรภาพของสายส่งดังที่ได้กล่าวข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงมีแนวคิดในการนำดัชนีเสถียรภาพมาใช้ในการวิเคราะห์มาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 2 ซึ่งจะทำให้ทราบความสามารถของระบบไฟฟ้า กฟผ. ใน 2 กรณี ดังนี้

- 1) ระบบไฟฟ้าที่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. อยู่ห่างจากจุดพังทลายของแรงดันมากหรือน้อยเพียงใด จากการคำนวณดัชนีเสถียรภาพ
- 2) ระบบไฟฟ้าที่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะมีค่าดัชนีเสถียรภาพอยู่ประมาณที่ค่าใด



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 9

แนวทางการแก้ไขปัญหาระบบส่งกำลังไฟฟ้า

และการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

บทนี้นำเสนอการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ของระบบ โดยการนำวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO มาประยุกต์ใช้ พร้อมทั้งนำเสนอแนวทางการกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล และได้กล่าวถึงการวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งแต่ละชนิดในตอนท้าย

9.1 แนวทางการแก้ไขปัญหาระบบส่งกำลังไฟฟ้า

9.1.1 บทวิเคราะห์การแก้ไขปัญหาระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ.

เมื่อพิจารณากระบวนการของ กฟผ. ที่ใช้ในการแก้ไขปัญหาระบบส่งกำลังไฟฟ้า ในสถานะฉุกเฉิน ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อ 3.1 พบว่า

- 1) กฟผ. มีแนวทางในการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้า คือ การติดตั้งระบบป้องกันพิเศษให้ทำงานปลดโหลดโดยอัตโนมัติ สำหรับกรณีฉุกเฉินที่ กฟผ. เล็งเห็นแล้วว่า ระบบไฟฟ้ามีความเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง เพื่อให้ระบบป้องกันพิเศษสามารถจำกัดความเสียหาย และจำกัดบริเวณที่เกิดไฟฟ้าดับได้
- 2) ระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ. แต่ละรูปแบบมีฟังก์ชันการทำงานที่สามารถสรุปได้ดังนี้
 - ระบบป้องกันพิเศษทำงานปลดโหลด (Load Shedding Scheme)
 - ระบบป้องกันพิเศษทำงานปลดสายส่ง (Overload Line Protection Scheme)
 - ระบบป้องกันพิเศษทำงานปลดโหลด และสายส่ง

ซึ่งเวลาสำหรับการเริ่มทำงานของระบบป้องกันพิเศษทาง กฟผ. จะพิจารณาจากความรุนแรงของเหตุการณ์ผิดปกตินั้นๆ

- 3) ระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ. ที่ทำงานปลดสายส่งจะทำงานปลดสายส่งในระบบมากที่สุดเพียง 2 วงจร
- 4) การออกแบบระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ. มีสมมติฐานในการศึกษา ดังนี้
 - ให้ระบบมีการปลดโหลดให้น้อยที่สุด และการปลดโหลดนั้นจะต้องสามารถทำให้ระบบกลับมาอยู่ภายใต้เกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะปกติ
 - การปลดโหลดของระบบ จะปลดโหลดเป็นจุดโหลดทั้งจุด
 - ในเบื้องต้นการออกแบบระบบป้องกันพิเศษจะพิจารณาแนวทางการแก้ไขสภาพระบบภายใต้เหตุการณ์ฉุกเฉิน ที่ไม่มีการปรับ Tap ของหม้อแปลง และไม่มีการปรับขนาดของตัวเก็บประจุในระบบ เนื่องจากการตอบสนองต่อระบบไฟฟ้าของหม้อแปลง และตัวเก็บประจุนั้นจะใช้เวลานาน

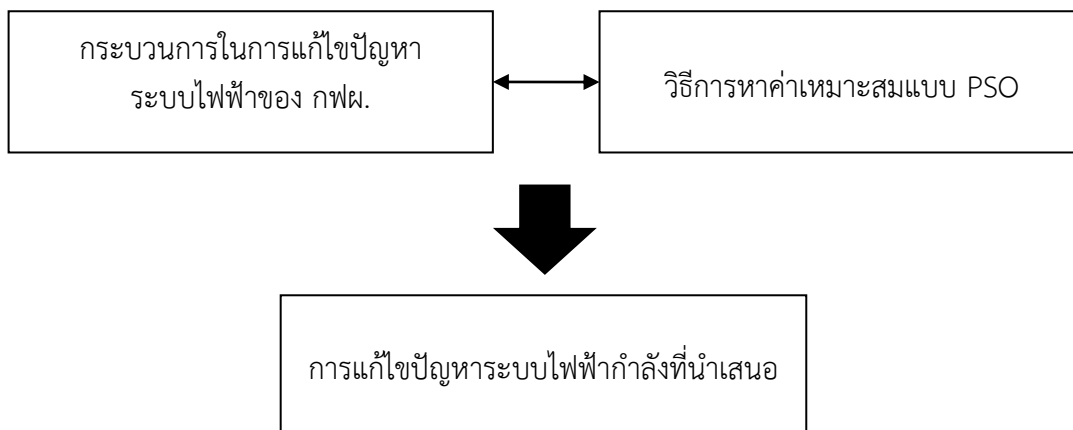
- 5) เมื่อพิจารณาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดรวมที่นำเสนอในหัวข้อ 7.2.2 กับการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลัง พบว่า ปัญหาของระบบไฟฟ้าสามารถเกิดขึ้นจากสาเหตุใน 2 กรณี ดังนี้
- การส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดแล้วเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน
 - การเกิดเหตุการณ์ผิดปกติใดๆ ที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน ไม่ว่าจะระบบจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าเท่าใดก็ตาม ดังนั้นการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้าที่เกิดจาก 2 สาเหตุข้างต้นจึงมีความจำเป็น

เมื่อพิจารณาแนวทางที่ กฟผ. ใช้ในการแก้ไขปัญหาระบบส่งกำลังไฟฟ้า ในสถานะฉุกเฉินข้างต้น จะเห็นว่า แนวทางการแก้ไขปัญหาของ กฟผ. นั้นมีความสอดคล้องกับการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไป ที่มีแนวคิดในการรักษาเสถียรภาพของระบบโดยรวม โดยการปลดโหลดในระบบออกบางส่วน และทำให้ระบบไฟฟ้ากลับมามีเสถียรภาพดั้งเดิมภายใต้ข้อจำกัดทางด้านเวลาในสถานการณ์ฉุกเฉิน ซึ่งการปลดโหลดนั้นจะต้องมีการปลดโหลดให้น้อยที่สุด เพื่อให้ระบบเกิดไฟฟ้าดับน้อยที่สุด

นอกจากนี้การติดตั้งระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ. ยังเป็นส่วนช่วยในการเสริมความมั่นคงให้กับระบบส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าที่มั่นคง และมีประสิทธิภาพ

9.1.2 การประยุกต์วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในการแก้ไขปัญหาระบบส่งกำลังไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวข้างต้นว่า แนวทางในการแก้ไขปัญหาระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. มีความสอดคล้องกับหลักการในการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลังโดยทั่วไป ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำวิธีการแก้ไขปัญหาระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. มาประยุกต์กับวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO เพื่อการหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมที่สุด เพื่อรองรับการเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินที่มีความรุนแรงต่อระบบไฟฟ้า และเพื่อให้ กฟผ. มีแนวทางในการคำนวณหาจุดปลดโหลดที่ทำให้เกิดไฟฟ้าดับน้อยที่สุด แต่ทำให้ระบบกลับมามีเสถียรภาพได้มากที่สุด สำหรับการออกแบบระบบป้องกันพิเศษดังภาพที่ 9.1



ภาพที่ 9.1 การประยุกต์วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO กับ
แนวทางการแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้ากำลังของ กฟผ.

9.1.3 การแก้ไขปัญหาในระบบส่งกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการที่นำเสนอ

วิธีการที่นำเสนอในการแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้า เป็นการนำวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO มาประยุกต์ใช้ในการหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมที่สุด เพื่อรองรับการเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินที่มีความรุนแรงต่อระบบไฟฟ้าใน 2 กรณี คือ

- การส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดแล้วเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน
- การเกิดเหตุการณ์ผิดปกติใดๆ ที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน ไม่ว่าจะระบบจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าเท่าใดก็ตาม

ดังนั้นระบบไฟฟ้าที่จะนำมาแก้ไขปัญหาคือ ระบบไฟฟ้าที่มีปัญหาในสองกรณีข้างต้น

จากบทวิเคราะห์แนวทางของ กฟผ. ข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสม สำหรับการออกแบบระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ. ใน 3 แนวทาง คือ 1) การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด 2) การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด และปลดสายส่ง 3) การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด และให้ Overvoltage Relay ของตัวเก็บประจุทำงานปรับขนาดของตัวเก็บประจุในระบบ

สำหรับรายละเอียดของวิธีการคำนวณจุดปลดโหลดทั้งสามแนวทางมีดังนี้

9.1.3.1 การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด

การคำนวณจุดปลดโหลดในกรณีนี้ เป็นการคำนวณจุดปลดโหลดที่ไม่คำนึงถึงการปรับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของตัวเก็บประจุ และไม่คำนึงถึงการปรับ Tap ของหม้อแปลงแรงดัน ซึ่งสอดคล้องกับสมมติฐานในการศึกษาระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ.

การคำนวณจุดปลดโหลดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในกรณีนี้มีตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ คือ สถานะของจุดโหลดแต่ละจุดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า ซึ่งสอดคล้องกับการปลดโหลดของ กฟผ. ในทางปฏิบัติที่ กฟผ. จะเลือกปลดโหลดทั้งจุดโหลดนั้นๆ เพื่อการรักษาเสถียรภาพของระบบ โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function : *obj func.*) และเงื่อนไขบังคับ (Constraints) ดังนี้

$$obj\ func. = Minimize \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li} \quad (9.1)$$

โดย ΔP_{Li} คือ ค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบที่บัส i (MVA)
 $nbus$ คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบไฟฟ้า

ภายใต้เงื่อนไขบังคับที่สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. คือ

1) สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_{gi} - P_{di} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j); j = 2, \dots, nbus \quad (9.2)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j); j = 2, \dots, nbus \quad (9.3)$$

เมื่อ

P_{gi}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
P_{di}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงบัสที่ i (p.u.)
Q_{gi}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
Q_{di}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนบัสที่ i (p.u.)
$V_i \angle \beta_i$	คือ	เฟสเซอร์ของแรงดันบัสที่ i (p.u.)
$Y_{ij} \angle \theta_{ij}$	คือ	ค่าสมาชิกที่ตำแหน่ง (i, j) ของบัสแอดมิตแตนซ์ (p.u.)

2) ขีดจำกัดด้านระดับแรงดันในสภาวะปกติตามมาตรฐานของ กฟผ.

$$0.95 \leq V_{bus,i} \leq 1.05 \quad (9.4)$$

เมื่อ

$V_{bus,i}$ คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส i (p.u.)

3) ขีดจำกัดด้านการรับภาระของอุปกรณ์ในสภาวะปกติตามมาตรฐานของ กฟผ.

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{rated} \quad (9.5)$$

เมื่อ

S_{ij} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)
 S_{ij}^{rated} คือ ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)

4) ขีดจำกัดด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (9.6)$$

เมื่อ

P_{gi}^{max} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)
 P_{gi}^{min} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad (9.7)$$

เมื่อ

Q_{gi}^{max} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าวาร์แอกทีฟสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVA)
 Q_{gi}^{min} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าวาร์แอกทีฟต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVA)

5) ขีดจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้าจะต้องมีเสถียรภาพทางแรงดัน ซึ่งหมายถึง ระบบไฟฟ้าจะต้องอยู่ด้านบนของเส้นโค้ง $P-V$ และไม่เลยจุดวิกฤต (Critical Point) ของเส้นโค้ง

การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขบังคับข้างต้น มีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ กำหนดจำนวนอนุภาค จำนวนรอบการคำนวณสูงสุด และดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้

1.1) กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์

$$obj \text{ func.} = \text{Minimize} \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li}$$

1.2) กำหนดจำนวนอนุภาค (N) (ตัว)

1.3) กำหนดจำนวนรอบการคำนวณสูงสุดของการค้นหา (t_{max}) (รอบ)

1.4) กำหนดดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ϵ)

ขั้นตอนที่ 2 สุ่มตำแหน่ง และคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

2.1) สุ่มตำแหน่งเริ่มต้น

หากพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีจุดโหลดจำนวน U จุด ให้สุ่มค่าสถานะของจุดโหลด i ($rand_{Li}$) ซึ่งค่าสถานะของจุดโหลดที่ได้จากการสุ่มนี้จะ เป็นค่าที่ใช้กำหนดสถานะของจุดโหลด $P_{Li,t}^k$ ซึ่ง $P_{Li,t}^k$ จะต้องมามีค่าเป็น 0 หรือ 1 เพื่อแสดงสถานะของจุดโหลด ณ จุดนั้นๆ ซึ่งจะได้ว่า

$$P_{Li,t}^k = \begin{cases} 1 & ; 0.5 \leq rand_i \leq 1 \\ 0 & ; 0 \leq rand_i \leq 0.5 \end{cases}$$

โดยที่ $i = 1, 2, \dots, U$, $k = 1, 2, \dots, N$

$rand_{Li}$ คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอในช่วง 0 ถึง 1

t คือ รอบการคำนวณของการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

และ กำหนดให้ค่าสถานะของจุดโหลด $P_{Li,t}^k$ นั้นๆ มีความหมายดังนี้

- สถานะของจุดโหลดที่มีค่าเป็น 0 หมายถึง โหลด ณ จุดนั้น ยังคงอยู่ในระบบ
- สถานะของจุดโหลดที่มีค่าเป็น 1 หมายถึง โหลด ณ จุดนั้นถูก ปลดออกจากระบบ

สำหรับในขั้นตอนนี้เป็นการเริ่มต้นการคำนวณการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จึงได้ว่รอบการคำนวณ (t) จะมีค่าเท่ากับศูนย์ ($t = 0$) ดังนั้น

$$P_{Li,t}^k = P_{Li,0}^k$$

2.2) การคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

การคำนวณความเร็วเริ่มต้น $Pv_{Li,0}^k$ ของค่าสถานะของจุดโหลด $P_{Li,0}^k$ ที่ได้จากขั้นตอน 2.1 ได้จากสมการ (6.3) ซึ่งจะได้ว่า

$$\begin{aligned} Pv_{Li,0}^k &= 0.5 \times (P_{Li}^{k,\min} + r_0 \times (P_{Li}^{k,\max} - P_{Li}^{k,\min})) - P_{Li,0}^k \\ &= 0.5 \times (0 + r_0 \times (1 - 0)) - P_{Li,0}^k \end{aligned}$$

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ หาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่ม

3.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

การคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $objF_{k,0}$ ของแต่ละอนุภาค k ตามสมการ (9.1) มีขั้นตอนการคำนวณ ดังนี้

- 1) กำหนดค่าโหลดของทุกจุดโหลดตามสถานะของจุดโหลด $P_{Li,0}^k$ ที่ได้จากการสุ่มในขั้นตอน 2.1 ตัวอย่างเช่น

ระบบไฟฟ้า S เป็นระบบไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติแล้วทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน ซึ่งในสถานะที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้า S มีค่าโหลดที่บัส 5 เท่ากับ 50 MW 25 MVA_r ดังนั้นระบบไฟฟ้า S จึงต้องมีการแก้ไขปัญหา ซึ่งกำหนดให้การแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้าในตัวอย่างนี้ คือ การปลดโหลด

หากสถานะที่ได้จากการสุ่มในขั้นตอนที่ 2 ของอนุภาคที่ 3 ของระบบไฟฟ้า S มีค่าสถานะของโหลดที่บัส 5 เท่ากับ 1 ($P_{L5,0}^3 = 1$) ดังนั้นจากนิยามสถานะของโหลดข้างต้นจะได้ว่าค่าโหลดของระบบไฟฟ้า S ที่บัส 5 ในรอบเริ่มต้นของการคำนวณการปลดโหลดที่เหมาะสมของ PSO ในอนุภาคที่ 3 มีค่า 0 MW 0 MVA_r

ซึ่งในขั้นตอนการกำหนดค่าโหลดยังต้องแทนค่าสถานะจุดโหลดทุกจุดที่ได้จากขั้นตอน 2.1 ให้ครบถ้วน และครบทุกอนุภาค

- 2) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- 3) ตรวจสอบผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าว่าระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ขีดจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าในสถานะปกติหรือไม่
 - หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดทั้งหมดข้างต้นจะพิจารณาให้ $objF_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบ ดังนี้

$$objF_{k,0} = \sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}^k$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน จะพิจารณาให้ $objF_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบบวกด้วยค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vs}$) ดังนี้

$$objF_{k,0} = \sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}^k + penalty_{vs}$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน แต่ไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดใดๆ ของข้อจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้า จะพิจารณาให้ $objF_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบบวกด้วยจำนวนข้อจำกัดที่ระบบไฟฟ้าละเมิด (n) คูณค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vl}$) ดังนี้

$$objF_{k,0} = \sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}^k + penalty_{vl}$$

โดยที่ $penalty_{vl} \leq penalty_{vs}$

3.2) หาค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

สำหรับการเริ่มต้นของการคำนวณ กำหนดให้ $pbest_{i,0}^k = P_{Li,0}^k$

3.3) หาค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}$

น้อยที่สุด ดังนั้นค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของกลุ่ม $gbest_0$ จะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคสถานะของโหลดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำสุด ดังสมการ (6.6) ดังนี้

$$objF_{best,0} = \min \{objF_{1,0}, objF_{2,0}, \dots, objF_{N,0}\}$$

$$gbest_0 = \{pbest_{1,0}^{best}, pbest_{2,0}^{best}, \dots, pbest_{U,0}^{best}\}$$

ขั้นตอนที่ 4 อัปเดตความเร็ว และตำแหน่งของแต่ละอนุภาค ในรอบการคำนวณที่

$t = 1$

4.1) อัปเดตความเร็วของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่าความเร็วของแต่ละอนุภาคสถานะจุดโหลดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $Pv_{Li,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.4)

4.2) อัปเดตค่าตำแหน่งของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่าสถานะของจุดโหลดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{Li,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.2) ดังนี้

$$nP_{Li,t}^k = P_{Li,0}^k + Pv_{Li,t}^k$$

$$P_{Li,t}^k = \begin{cases} 1 & ; nP_{Li,t}^k \geq 0.5 \\ 0 & ; nP_{Li,t}^k < 0.5 \end{cases}$$

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ อัปเดตค่าประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่มในรอบการคำนวณที่ $t = 1$

5.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

นำค่าสถานะของจุดโหนดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{Li,t}^k$ ที่คำนวณได้ในขั้นตอน 4.2 มาคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามขั้นตอน 3.1 ซึ่งจะได้ $objF_{k,0}$ โดยที่ $k = 1, 2, \dots, N$

5.2) อัปเดตค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}$ น้อยที่สุด ดังนั้นค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค k นั้นจะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคตัวแปรสถานะจุดโหนดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าในรอบการคำนวณที่ t หรือ กลุ่มของอนุภาคตัวแปรสถานะจุดโหนดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ มีค่าสูงสุด นั่นคือ

เลือกชุดของตัวแปรสถานะจุดโหนดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของอนุภาค k ในรอบการคำนวณที่ t หรือ เลือกชุดของตัวแปรสถานะจุดโหนดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของอนุภาค k ของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าต่ำสุดมาเป็นค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาคในรอบการคำนวณที่ t ดังนี้

$$objF_{best,0} = \min \{objF_{k,t}, objF_{k,t-1}\}$$

$$pbest_{i,t}^k = P_{Li,best}^k$$

5.3) อัปเดตค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}$ น้อยที่สุด ดังนั้นค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม $gbest_t$ ในรอบการคำนวณที่ t จะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคตัวแปรสถานะจุดโหนดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำสุด ดังนี้

$$objF_{best,t} = \max \{objF_{1,t}, objF_{2,t}, \dots, objF_{N,t}\}$$

$$gbest_t = \{pbest_{1,t}^{best}, pbest_{2,t}^{best}, \dots, pbest_{U,t}^{best}\}$$

ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ

การคำนวณจุดโหนดที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะหยุดลงเมื่อการคำนวณเข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งจาก 2 เงื่อนไข ดังนี้

6.1) รอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้

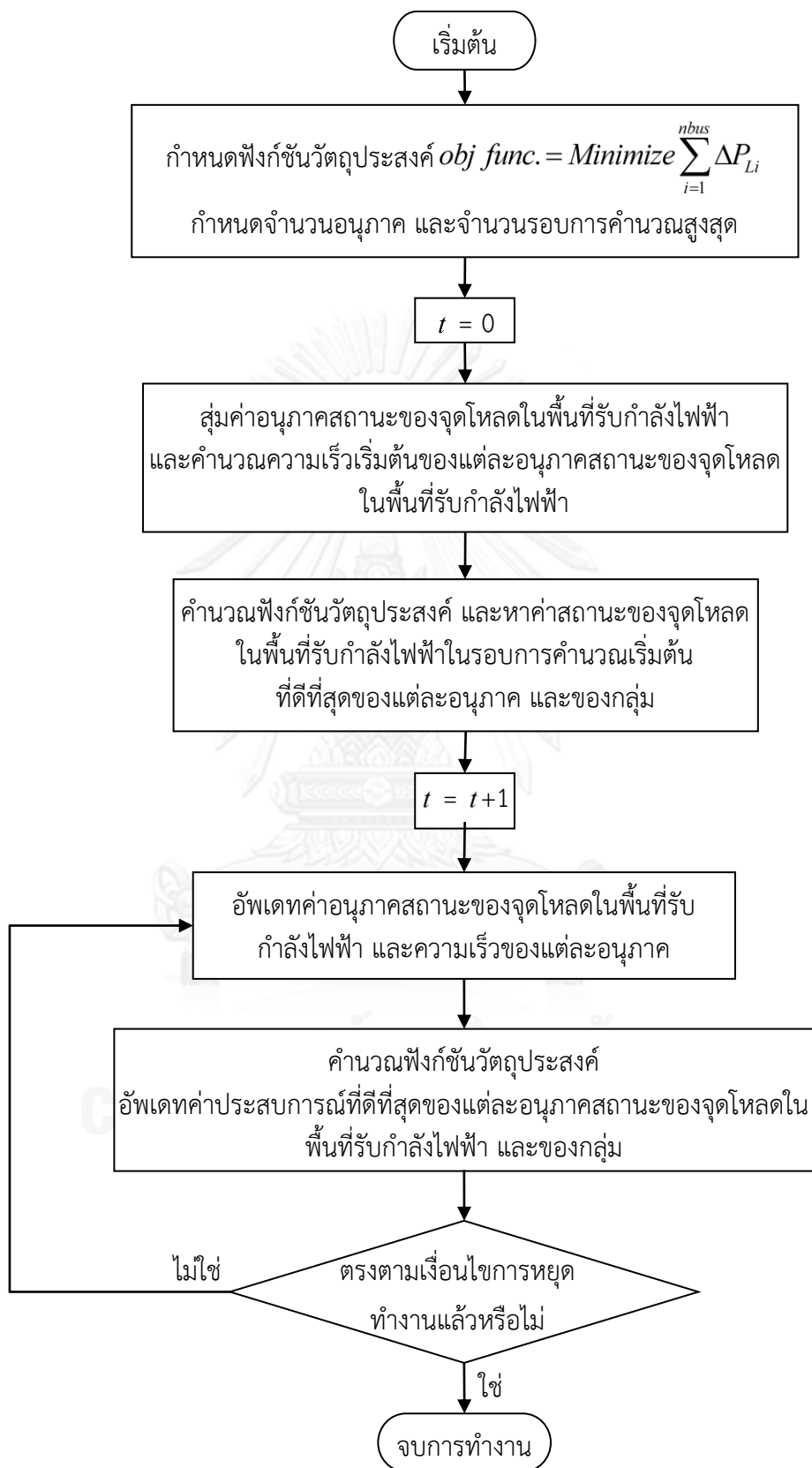
หากรอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้การคำนวณจะสิ้นสุดลง

6.2) ดัชนีชี้วัดการลู่เข้าน้อยกว่าค่าที่กำหนด

หากผลการคำนวณดัชนีชี้วัดการลู่เข้าตามสมการ (6.1) น้อยกว่าค่าดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ε) การคำนวณจะสิ้นสุดลง

หากการคำนวณยังไม่เข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งในสองเงื่อนไขข้างต้น การคำนวณหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะกลับไปคำนวณในขั้นตอนที่ 4 และวนซ้ำเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกว่าการคำนวณจะเข้าเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ และจะได้คำตอบของการคำนวณเป็นรูปแบบของสถานะของจุดโหลดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีการปลดโหลดน้อยที่สุด และระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดของการควบคุมระบบในสภาวะปกติ

ขั้นตอนการคำนวณคำนวณหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO สามารถสรุปได้ดังภาพที่ 9.2



ภาพที่ 9.2 ขั้นตอนการคำนวณจุดโหนดที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

9.1.3.2 การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด และปลดสายส่ง

การคำนวณจุดปลดโหลดในกรณีนี้ เป็นการคำนวณจุดปลดโหลดที่ไม่คำนึงถึงการปรับกำลังไฟฟ้าร์แอกทีฟของตัวเก็บประจุ และไม่คำนึงถึงการปรับ Tap ของหม้อแปลงแรงดันอีกเช่นกัน เพื่อให้การคำนวณจุดปลดโหลดสอดคล้องกับสมมติฐานในการศึกษาระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ.

การคำนวณจุดปลดโหลดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในกรณีนี้มีตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ คือ สถานะของจุดโหลดแต่ละจุดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า และสถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function : *obj func.*) และเงื่อนไขบังคับ (Constraints) ดังนี้

$$obj\ func. = Minimize \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li} \quad (9.8)$$

โดย ΔP_{Li} คือ ค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบที่บัส i (MW)

$nbus$ คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบไฟฟ้า

ภายใต้เงื่อนไขบังคับที่สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. คือ

1) สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_{gi} - P_{di} = \sum_{j=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j); j = 2, \dots, nbus \quad (9.9)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} = \sum_{j=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j); j = 2, \dots, nbus \quad (9.10)$$

เมื่อ

P_{gi} คือ กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)

P_{di} คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงบัสที่ i (p.u.)

Q_{gi} คือ กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)

Q_{di} คือ ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนบัสที่ i (p.u.)

$V_i \angle \beta_i$ คือ เฟสเซอร์ของแรงดันบัสที่ i (p.u.)

$Y_{ij} \angle \theta_{ij}$ คือ ค่าสมาชิกที่ตำแหน่ง (i, j) ของบัสแอดมิตแตนซ์ (p.u.)

2) ขีดจำกัดด้านระดับแรงดันในสภาวะปกติตามมาตรฐานของ กฟผ.

$$0.95 \leq V_{bus,i} \leq 1.05 \quad (9.11)$$

เมื่อ

$V_{bus,i}$ คือ ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส i (p.u.)

- 3) ขีดจำกัดด้านการรับภาระของอุปกรณ์ในสภาวะปกติตามมาตรฐานของ กฟผ.

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{rated} \quad (9.12)$$

เมื่อ

S_{ij} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)

S_{ij}^{rated} คือ ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)

- 4) ขีดจำกัดด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (9.13)$$

เมื่อ

P_{gi}^{max} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)

P_{gi}^{min} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad (9.14)$$

เมื่อ

Q_{gi}^{max} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)

Q_{gi}^{min} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าวรีแอกทีฟต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)

- 5) ขีดจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้าจะต้องมีเสถียรภาพทางแรงดัน ซึ่งหมายถึง ระบบไฟฟ้าจะต้องอยู่ด้านบนของเส้นโค้ง $P-V$ และไม่เลยจุดวิกฤต (Critical Point) ของเส้นโค้ง

- 6) จำนวนของสายส่งที่ถูกปลด

$$n_{line,shed} = \lambda \quad (9.15)$$

เมื่อ

$n_{line,shed}$ คือ จำนวนของสายส่งที่ถูกปลด

λ คือ จำนวนของสายส่งที่สามารถปลดได้ ซึ่งจะมีค่าเท่ากับ 1 หรือ 2

หมายเหตุ : จำนวนของสายส่งที่สามารถปลดได้มีค่าเท่ากับ 1 หรือ 2 เนื่องจากระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ. ที่ทำงานปลดสายส่งจะทำงานปลดสายส่งในระบบมากที่สุดเพียง 2 วงจร

การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด และปลดสายส่งด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขบังคับดังข้างต้น มีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ กำหนดจำนวนอนุภาค จำนวนรอบการคำนวณสูงสุด และดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้

1.1) กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์

$$obj\ func. = Minimize \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li}$$

1.2) กำหนดจำนวนอนุภาค (N) (ตัว)

1.3) กำหนดจำนวนรอบการคำนวณสูงสุดของการค้นหา (t_{max}) (รอบ)

1.4) กำหนดดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ϵ)

ขั้นตอนที่ 2 สุ่มตำแหน่ง และคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

2.1) สุ่มตำแหน่งเริ่มต้น

หากพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีจุดโหลดจำนวน U จุด และมีสายส่งจำนวน V เส้น ให้สุ่มค่าสถานะของจุดโหลด i ($rand_{Li}$) และสุ่มค่าสถานะของสายส่งเส้น j ($rand_{Lj}$) ซึ่งค่าสถานะของจุดโหลด และของสายส่งที่ได้จากการสุ่มนี้จะเป็นตัวกำหนดค่าของตัวแปรในการคำนวณจุดปลดโหลด และสายส่งที่ควรถูกปลดที่เหมาะสม

กำหนดให้ตัวแปร $P_{m,t}^k$ เป็นตัวแปรในการคำนวณค่าเหมาะสมแบบ PSO สำหรับการแก้ไขปัญหาาระบบ โดยที่ระบบจะเกิดการปลดโหลดน้อยที่สุด โดยที่

- k คือ ลำดับของอนุภาคในการคำนวณค่าเหมาะสม ซึ่ง $k = 1, 2, \dots, N$
- m คือ ลำดับของตัวแปรในการคำนวณค่าเหมาะสม ซึ่ง $m = 1, 2, \dots, M$ เมื่อ $M = U + V$
- t คือ รอบของการคำนวณค่าเหมาะสม

ค่าของตัวแปร $P_{m,t}^k$ เป็นค่าสถานะของจุดโหนด และของสายส่งที่ได้จากการสุ่ม ซึ่งจะมีค่าเท่ากับ 0 หรือ 1 โดยค่าของตัวแปร $P_{m,t}^k$ แต่ละลำดับจะหมายถึงสถานะของอุปกรณ์ที่ต่างกัน ดังนี้

- ตัวแปร $P_{m,t}^k$ ลำดับที่ $m=1,2,\dots,U$ คือ สถานะของจุดโหนดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า
- ตัวแปร $P_{m,t}^k$ ลำดับที่ $m=U+1,U+2,\dots,U+V$ คือ สถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า

ดังนั้นจึงได้ว่า

$$P_{M,t}^k = \begin{cases} \begin{cases} 1 & ; 0.5 \leq \text{rand}_{Li} \leq 1 \\ 0 & ; \leq \text{rand}_{Li} \leq 0.5 \end{cases} & ; m=1,2,\dots,U \\ \begin{cases} 1 & ; 0.5 \leq \text{rand}_{ij} \leq 1 \\ 0 & ; \leq \text{rand}_{ij} \leq 0.5 \end{cases} & ; m=U+1,U+2,\dots,U+V \end{cases}$$

โดยที่ $m=1,2,\dots,M$, $k=1,2,\dots,N$

rand_{Li} คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอในช่วง 0 ถึง 1 ของสถานะโหนดที่บัส i

rand_{ij} คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอในช่วง 0 ถึง 1 ของสถานะสายส่งที่บัส j

t คือ รอบการคำนวณของการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

และ กำหนดให้ค่าสถานะของตัวแปร $P_{m,t}^k$ นั้นๆ มีความหมายดังนี้

- สถานะของจุดโหนดที่มีค่าเป็น 0 หมายถึง โหนดหรือสายส่งนั้นยังคงอยู่ในระบบ
- สถานะของจุดโหนดที่มีค่าเป็น 1 หมายถึง โหนดหรือสายส่งนั้นถูกปลดออกจากระบบ

สำหรับในขั้นตอนนี้เป็นารเริ่มต้นการคำนวณการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จึงได้ว่รอบการคำนวณ (t) จะมีค่าเท่ากับศูนย์ ($t=0$) ดังนั้น

$$P_{m,t}^k = P_{m,0}^k$$

2.2) การคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

การคำนวณความเร็วเริ่มต้น $Pv_{m,0}^k$ ของค่าสถานะตัวแปร $P_{m,0}^k$ ที่ได้จากขั้นตอน 2.1 ได้จากสมการ (6.3) ซึ่งจะได้ว่า

$$\begin{aligned} Pv_{m,0}^k &= 0.5 \times (P_m^{k,\min} + r_0 \times (P_m^{k,\max} - P_m^{k,\min})) - P_{m,0}^k \\ &= 0.5 \times (0 + r_0 \times (1 - 0)) - P_{m,0}^k \end{aligned}$$

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ หาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่ม

3.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

การคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $objF_{k,0}$ ของแต่ละอนุภาค k ตามสมการ (9.8) มีขั้นตอนการคำนวณ ดังนี้

- 1) กำหนดค่าโหนดของทุกจุดโหนด และค่าสถานะของสายส่งตามตัวแปร $P_{m,0}^k$ ที่ได้จากการสุ่มในขั้นตอน 2.1 ตัวอย่างเช่น

ระบบไฟฟ้า S เป็นระบบไฟฟ้าที่ประกอบด้วยจุดโหนดจำนวน 5 จุด สายส่งจำนวน 10 เส้น โดยระบบไฟฟ้า S เกิดเหตุการณ์ผิดปกติ แล้วทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน ซึ่งในสถานะที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกตินั้นระบบไฟฟ้า S มีค่าโหนดที่บัส 5 เท่ากับ 50 MW 25 MVAr และสายส่งลำดับที่ 9 ของระบบไฟฟ้ายังคงเชื่อมต่ออยู่ในระบบ

ดังนั้นระบบไฟฟ้า S จึงต้องมีการแก้ไขปัญหา ซึ่งกำหนดให้การแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้าในตัวอย่างนี้ คือ การปลดโหนด ร่วมกับการปลดสายส่ง

เมื่อวิเคราะห์ตัวอย่างข้างต้นจะได้ว่า $M = 5 + 10 = 15$ ซึ่งหากสถานะที่ได้จากการสุ่มในขั้นตอนที่ 2 ของอนุภาคที่ 3 ของระบบไฟฟ้า S มีค่าสถานะของโหนดที่บัส 5 เท่ากับ 1 ($P_{5,0}^3 = 1$) และมีค่าสถานะของสายส่งลำดับที่ 9 เท่ากับ 1 ($P_{5+9,0}^3 = P_{14,0}^3 = 1$) ดังนั้นจากนิยามสถานะของโหนด และสายส่งข้างต้นจะได้ว่า ค่าโหนดของระบบไฟฟ้า S ที่บัส 5 ในรอบเริ่มต้นของการคำนวณการปลดโหนดที่เหมาะสมของ PSO ในอนุภาคที่ 3 มีค่า 0 MW 0 MVAr และสายส่งลำดับที่ 9 ของระบบไฟฟ้า S จะถูกปลดออกจากระบบ

ซึ่งในขั้นตอนการกำหนดค่าโหนด และค่าสถานะของสายส่งนี้จะต้องแทนค่าสถานะของจุดโหนด และสายส่งที่ได้จากตัวแปร $P_{m,0}^k$ ที่ได้จากขั้นตอน 2.1 ให้ครบถ้วน และครบทุกอนุภาค

- 2) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- 3) ตรวจสอบผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าว่าระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ขีดจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระ

ของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติหรือไม่ ซึ่งหากกำหนดให้ $objF'_{k,0}$ เป็นค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ได้จากการตรวจสอบข้อจำกัดจากผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า จะได้ว่า

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดทั้งหมดข้างต้นจะพิจารณาให้ $objF'_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบ ดังนี้

$$objF'_{k,0} = \sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}^k$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน จะพิจารณาให้ $objF'_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบบวกด้วยค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vs}$) ดังนี้

$$objF'_{k,0} = \sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}^k + penalty_{vs}$$

และให้คำนวณต่อไปยังขั้นตอน 3.2

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน แต่ไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดใดๆ ของข้อจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะพิจารณาให้ $objF'_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบบวกด้วยจำนวนข้อจำกัดที่ระบบไฟฟ้าละเมิด (n) คูณค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vl}$) ดังนี้

$$objF'_{k,0} = \sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}^k + penalty_{vl}$$

โดยที่ $penalty_{vl} \square penalty_{vs}$

- 4) ตรวจสอบว่าระบบไฟฟ้ามีการปลดสายส่งเกินข้อจำกัดจำนวนสายส่งที่สามารถปลดได้ (λ) หรือไม่ ซึ่งจะสามารถคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $objF_{k,0}$ ของการหาค่าเหมาะสมได้ดังนี้

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าอยู่ภายใต้ข้อจำกัดจำนวนสายส่งที่สามารถปลดได้จะได้ว่า

$$objF_{k,0} = objF'_{k,0}$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าไม่อยู่ภายใต้ข้อจำกัดจำนวนสายส่งที่สามารถปลดได้ จะพิจารณาให้

$objF_{k,0}$ มีค่าเท่ากับ $objF'_{k,0}$ บวกด้วยจำนวนสายส่งที่มีการปลดเกินข้อจำกัดจำนวนสายส่งที่สามารถปลดได้ ($\Delta n_{line,shed}$) คูณค่าปรับ (Penalty : $penalty_1$) ดังนี้

$$objF_{k,0} = \sum_{i=1}^{nbus} objF'_{k,0} + \Delta n_{line,shed} \times penalty_1$$

3.2) หาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

สำหรับการเริ่มต้นของการคำนวณ กำหนดให้ $pbest_{m,0}^k = P_{m,0}^k$

3.3) หาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}$

น้อยที่สุด ดังนั้นค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม $gbest_0$ จะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคสถานะของโหนด และสถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำสุด ดังสมการ (6.6) ดังนี้

$$objF_{best,0} = \min \{objF_{1,0}, objF_{2,0}, \dots, objF_{N,0}\}$$

$$gbest_0 = \{pbest_{1,0}^{best}, pbest_{2,0}^{best}, \dots, pbest_{M,0}^{best}\}$$

ขั้นตอนที่ 4 อัปเดตความเร็ว และตำแหน่งของแต่ละอนุภาค ในรอบการคำนวณที่

$t = 1$

4.1) อัปเดตความเร็วของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่าความเร็วของแต่ละอนุภาคสถานะจุดโหนด และสถานะสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $Pv_{m,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.4)

4.2) อัปเดตค่าตำแหน่งของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่าสถานะของจุดโหนด และสถานะสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{m,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.2) ดังนี้

$$nP_{m,t}^k = P_{m,0}^k + Pv_{m,t}^k$$

$$P_{m,t}^k = \begin{cases} 1 & ; nP_{m,t}^k \geq 0.5 \\ 0 & ; nP_{m,t}^k < 0.5 \end{cases}$$

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ อัปเดตค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่มในรอบการคำนวณที่ $t = 1$

5.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

นำค่าสถานะของจุดโหนด และสถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{m,t}^k$ ที่คำนวณได้ในขั้นตอน 4.2 มาคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามขั้นตอน 3.1 ซึ่งจะได้ $objF_{k,1}$ โดยที่ $k = 1, 2, \dots, N$

5.2) อัปเดตค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}$ น้อยที่สุด ดังนั้นค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค k นั้นจะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคตัวแปรสถานะจุดโหนด และสถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าในรอบการคำนวณที่ t หรือ กลุ่มของอนุภาคตัวแปรสถานะจุดโหนด และสถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าสูงสุด นั่นคือ

เลือกชุดของตัวแปรสถานะจุดโหนด และสถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของอนุภาค k ในรอบการคำนวณที่ t หรือ เลือกชุดของตัวแปรสถานะจุดโหนด และสถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของอนุภาค k ของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าต่ำสุดมาเป็นค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาคในรอบการคำนวณที่ t ดังนี้

$$objF_{k,best} = \min \{ objF_{k,t}, objF_{k,t-1} \}$$

$$pbest_{m,t}^k = P_{m,best}^k$$

5.3) อัปเดตค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\sum_{i=1}^{nbus} P_{Li}$ น้อยที่สุด ดังนั้นค่าประสพการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม $gbest_t$ ในรอบการคำนวณที่ t จะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคตัวแปรสถานะจุดโหนด และสถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำสุด ดังนี้

$$objF_{best,t} = \max \{ objF_{1,t}, objF_{2,t}, \dots, objF_{N,t} \}$$

$$gbest_t = \{ pbest_{1,t}^{best}, pbest_{2,t}^{best}, \dots, pbest_{M,t}^{best} \}$$

ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ

การคำนวณจุดโหนดโหนด และการปลดสายส่งที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะหยุดลงเมื่อการคำนวณเข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งจาก 2 เงื่อนไข ดังนี้

6.1) รอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้

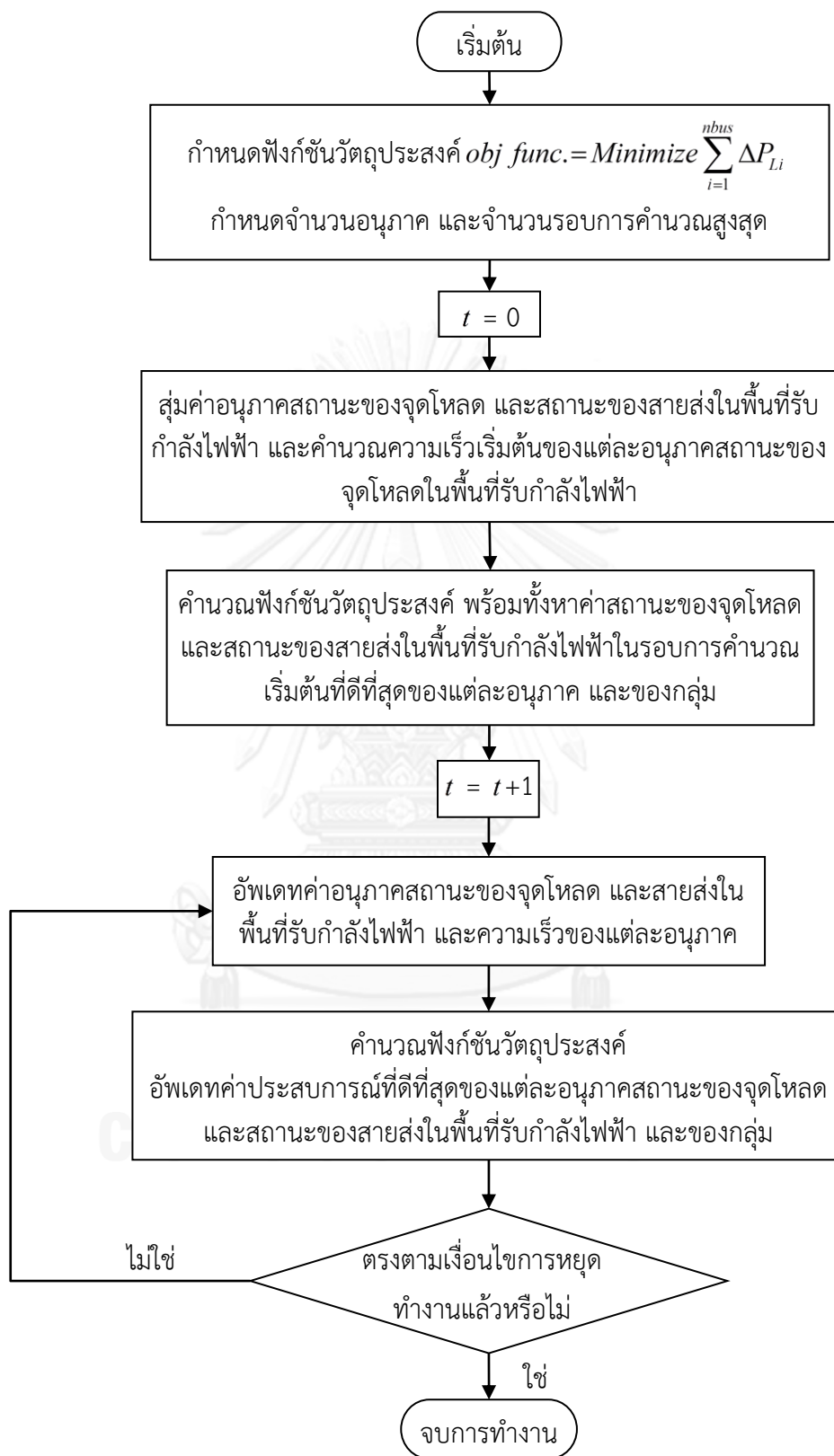
หากรอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{\max}) ที่ได้กำหนดไว้การคำนวณจะสิ้นสุดลง

6.2) ดัชนีชี้วัดการลู่เข้าน้อยกว่าค่าที่กำหนด

หากผลการคำนวณดัชนีชี้วัดการลู่ตามสมการ (6.1) น้อยกว่าค่าดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ϵ) การคำนวณจะสิ้นสุดลง

หากการคำนวณยังไม่เข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งในสองเงื่อนไขข้างต้น การคำนวณหาจุดปลดโหลด และการปลดสายส่งที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะกลับไปคำนวณในขั้นตอนที่ 4 และวนซ้ำเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกว่าการคำนวณจะเข้าเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ และจะได้คำตอบของการคำนวณเป็นรูปแบบของสถานะของจุดโหลด และสถานะของสายส่งในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีการปลดโหลดน้อยที่สุด และระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดของการควบคุมระบบในสภาวะปกติ

ขั้นตอนการคำนวณคำนวณหาจุดปลดโหลด และการปลดสายส่งที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO สามารถสรุปได้ดังภาพที่ 9.3



ภาพที่ 9.3 ขั้นตอนการคำนวณจุดโหลดและการปลดสายส่งที่เหมาะสม
ด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

9.1.3.3 การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด และให้ Overvoltage Relay ของตัวเก็บประจุทำงานปรับขนาดของตัวเก็บประจุในระบบ

การคำนวณจุดปลดโหลดในกรณีนี้ เป็นการคำนวณจุดปลดโหลดที่คำนึงถึงการปรับกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุ แต่ยังคงไม่คำนึงถึงการปรับ Tap ของหม้อแปลงแรงดัน ตามสมมติฐานในการศึกษาระบบป้องกันพิเศษของ กฟผ.

จากแนวคิดของการคำนวณจุดปลดโหลดข้างต้นจะเห็นว่า วิธีการที่นำเสนอมีความแตกต่างกับมาตรฐานในการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ตรงที่วิธีการที่นำเสนอมีการปรับกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่จ่ายให้ระบบ ซึ่งสาเหตุของการที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการคำนวณจุดปลดโหลดโดยพิจารณาการปรับกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุร่วมด้วยเนื่องจากผลการศึกษาระบบไฟฟ้าร่วมกับการศึกษามาตรฐานการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พบว่า

- การปลดโหลดของ กฟผ. เป็นการปลดโหลดทั้งจุดโหลด ประกอบกับระบบส่งกำลังไฟฟ้าเป็นระบบที่ค่อนข้างใหญ่ จึงอาจทำให้การแก้ไขปัญหาของระบบโดยการปลดโหลด หรือ การปลดสายส่งเพียงอย่างเดียวไม่อาจทำให้ระบบไฟฟ้ากลับมาเสถียรภาพ เนื่องจากระบบไฟฟ้ากำลังในบางบริเวณมีกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่ไม่สมดุลกับโหลด ซึ่งการปลดโหลดเพียงอย่างเดียวไม่พิจารณาการปรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุอาจทำให้ระบบไฟฟ้ามีแรงดันสูงมากเกินไปจนอาจสูญเสียเสถียรภาพได้
- เมื่อพิจารณาการทำงานของ Over Voltage Relay ของตัวเก็บประจุในหัวข้อ 3.1.2.2 ที่ได้กล่าวในบทที่ 3 พบว่า Over Voltage Relay ของตัวเก็บประจุสามารถตอบสนองต่อ ระบบได้ภายในระยะเวลา 5-11 วินาที ดังนั้น Over Voltage Relay ของตัวเก็บประจุจึงสามารถทำงานปรับขนาดกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่จ่ายให้ระบบหลังจากที่ระบบมีการปลดโหลดอย่างรวดเร็วได้ไม่นานนัก ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถกลับมาเสถียรภาพดังเดิมได้
- เมื่อพิจารณาเวลาในการตอบสนองของระบบไฟฟ้าในการปรับ Tap หม้อแปลงที่ได้กล่าวในหัวข้อ 3.1.2.2 พบว่า การปรับ Tap ของหม้อแปลงจะเป็นการปรับโดยผู้ปฏิบัติการควบคุมระบบ ซึ่งจะต้องใช้เวลาในการปรับเป็นหลักของนาที่ ดังนั้นในการคำนวณหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมเพื่อการติดตั้งระบบป้องกันพิเศษนี้จึงไม่คำนึงถึงความสามารถในการปรับ Tap ของหม้อแปลงในระบบ

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้นจึงทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการคำนวณการปลดโหลด ร่วมกับการปรับขนาดกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุ เพื่อให้ระบบไฟฟ้ากลับมาเสถียรภาพได้ดังเดิม

ซึ่งเมื่อพิจารณาการปรับขนาดของตัวเก็บประจุของ กฟผ. พบว่า ในทางปฏิบัติขนาดของตัวเก็บประจุที่จ่ายให้กับระบบมีลักษณะการจ่ายเป็น Step ดังนั้นการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุจึงมีลักษณะการจ่ายเป็นค่าคงที่ค่าหนึ่งๆ (Discrete) ตัวอย่างเช่น ที่ 115 kV สฟ.หาดใหญ่ 2 มีตัวเก็บประจุที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบจำนวน 3 ชุด คือ

- ตัวเก็บประจุชุดที่ 1 มีขนาด 22.04 MVar/115 kV
- ตัวเก็บประจุชุดที่ 2 มีขนาด 22.04 MVar/115 kV
- ตัวเก็บประจุชุดที่ 3 มีขนาด 33.06 MVar/115 kV

เมื่อพิจารณาจำนวนชุดของตัวเก็บประจุข้างต้นจะได้ว่าตัวเก็บประจุที่ติดตั้งที่ 115 kV สฟ.หาดใหญ่ 2 สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบได้จำนวน 6 วิธี ดังนี้

$$n_{step} = \binom{3}{0} + \binom{2}{1}\binom{1}{1} + \binom{2}{2}\binom{1}{1} + \binom{3}{3} = 6$$

ซึ่งหมายถึง ตัวเก็บประจุที่ 115 kV สฟ.หาดใหญ่ 2 สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบไฟฟ้าขนาด 0.00, 22.04, 33.06, 44.08, 55.10, 77.14 MVar ที่ระดับแรงดัน 115 kV

สำหรับแบบจำลอง (Model) ของตัวเก็บประจุในการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า จะจำลองตัวเก็บประจุเป็นค่าแอดมิตแตนซ์ต่อเชื่อมอยู่กับระบบที่บัสนั้นๆ ซึ่งค่าแอดมิตแตนซ์นี้จะเปลี่ยนแปลงตามขนาดของแรงดันที่บัสในระบบไฟฟ้า เช่น ตัวเก็บประจุชุดที่ 1 มีความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ 22.04 MVar/115 kV ซึ่งหากระบบไฟฟ้าที่บัสที่เชื่อมต่อยุ่มีระดับแรงดัน 117.3 kV (1.02 p.u.) ตัวเก็บประจุที่ติดตั้งจะจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้กับระบบ $22.93 \text{ MVar} \left(\frac{1.02^2 \times 22.04}{1.00^2} = 22.93 \text{ MVar} \right)$

ดังนั้นการคำนวณจุดปลดโหลดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในกรณีนี้มีตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ คือ สถานะของจุดโหลดแต่ละจุดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า และขนาดของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function : *obj func.*) และเงื่อนไขบังคับ (Constraints) ดังนี้

$$obj \text{ func.} = \text{Minimize} \left(\gamma_1 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li} + \gamma_2 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta C_i \right) \quad (9.16)$$

โดย ΔP_{Li} คือ ค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบที่บัส i (MVA)

ΔC_i คือ ค่าตัวเก็บประจุที่มีการเปลี่ยนแปลงที่บัส i (MVA)

$nbus$ คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบไฟฟ้า

γ_1, γ_2 คือ ค่าคงที่ถ่วงน้ำหนัก (Weighting Factor)

ภายใต้เงื่อนไขบังคับที่สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. คือ

1) สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_{gi} - P_{di} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j); j = 2, \dots, nbus \quad (9.17)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} = \sum_{i=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j); j = 2, \dots, nbus \quad (9.18)$$

เมื่อ

P_{gi}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i (p.u.)
P_{di}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงที่ i (p.u.)
Q_{gi}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ i (p.u.)
Q_{di}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ i (p.u.)
$V_i \angle \beta_i$	คือ	เฟสเซอร์ของแรงดันที่ i (p.u.)
$Y_{ij} \angle \theta_{ij}$	คือ	ค่าสมาชิกที่ตำแหน่ง (i, j) ของบัสแอดมิตแตนซ์ (p.u.)

2) ขีดจำกัดด้านระดับแรงดันในสภาวะปกติตามมาตรฐานของ กฟผ.

$$0.95 \leq V_{bus,i} \leq 1.05 \quad (9.19)$$

เมื่อ

$V_{bus,i}$	คือ	ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส i (p.u.)
-------------	-----	----------------------------------

3) ขีดจำกัดด้านการรับภาระของอุปกรณ์ในสภาวะปกติตามมาตรฐานของ กฟผ.

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{rated} \quad (9.20)$$

เมื่อ

S_{ij}	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)
S_{ij}^{rated}	คือ	ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)

4) ขีดจำกัดด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (9.21)$$

เมื่อ

P_{gi}^{max}	คือ	ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)
P_{gi}^{min}	คือ	ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad (9.22)$$

เมื่อ

- Q_{gi}^{max} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)
- Q_{gi}^{min} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVAR)

5) ขีดจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้าจะต้องมีเสถียรภาพทางแรงดัน ซึ่งหมายถึง ระบบไฟฟ้าจะต้องอยู่ด้านบนของเส้นโค้ง $P-V$ และไม่เลยจุดวิกฤต (Critical Point) ของเส้นโค้ง

จากสมการการคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ข้างต้น (สมการ (9.16)) จะพบว่าในสมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีการคูณค่าคงที่ถ่วงน้ำหนัก (γ_1, γ_2) ในพจน์ของค่าโหลดที่ถูกลด และในพจน์ของขนาดตัวเก็บประจุที่มีการเปลี่ยนแปลงด้วยเนื่องจาก ในทางปฏิบัตินั้น การปรับขนาดของตัวเก็บประจุนั้นควรจะมีการปรับที่น้อย กล่าวคือ ตัวเก็บประจุควรจะปรับเฉพาะในบริเวณที่ระบบไฟฟ้ามีการปลดโหลดเท่านั้น ดังนั้นการคูณค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักเข้าในสมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์นั้นเพื่อให้การปรับขนาดของตัวเก็บประจุมีความสอดคล้องในทางปฏิบัติมากขึ้น

การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด ร่วมกับการปรับขนาดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขบังคับข้างต้น มีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ กำหนดจำนวนอนุภาค จำนวนรอบการคำนวณสูงสุด และดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้

1.1) กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์

$$obj \text{ func.} = \text{Minimize} \left(\gamma_1 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li} + \gamma_2 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta C_i \right)$$

1.2) กำหนดจำนวนอนุภาค (N) (ตัว)

1.3) กำหนดจำนวนรอบการคำนวณสูงสุดของการค้นหา (t_{max}) (รอบ)

1.4) กำหนดดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ϵ)

ขั้นตอนที่ 2 สุ่มตำแหน่ง และคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

2.1) สุ่มตำแหน่งเริ่มต้น

หากพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีจุดโหลดจำนวน U จุด และมีตัวเก็บประจุติดตั้งที่บัสจำนวน W บัส ให้สุ่มค่าสถานะของจุดโหลด i ($rand_{Li}$)

และสุ่มค่าตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่บัส j ที่จ่ายให้กับระบบ ($rand_{C_j}$) ซึ่งค่าสถานะของจุดโหลด และค่าตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่ได้จากการสุ่มนี้จะเป็นตัวกำหนดค่าของตัวแปรในการคำนวณจุดปลดโหลด ที่เหมาะสม

กำหนดให้ตัวแปร $P_{m,t}^k$ เป็นตัวแปรในการคำนวณค่าเหมาะสมแบบ PSO สำหรับการแก้ไขปัญหาระบบ โดยที่ระบบจะเกิดการปลดโหลดน้อยที่สุด และระบบสามารถมีการปรับขนาดกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของตัวเก็บประจุได้ โดยที่

- k คือ ลำดับของอนุภาคในการคำนวณค่าเหมาะสม ซึ่ง $k = 1, 2, \dots, N$
- m คือ ลำดับของตัวแปรในการคำนวณค่าเหมาะสม ซึ่ง $m = 1, 2, \dots, M$ เมื่อ $M = U + W$
- t คือ รอบของการคำนวณค่าเหมาะสม

ค่าของตัวแปร $P_{m,t}^k$ เป็นค่าสถานะของจุดโหลด และตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่ได้จากการสุ่ม โดยค่าของตัวแปร $P_{m,t}^k$ แต่ละลำดับหมายถึง

- ตัวแปร $P_{m,t}^k$ ลำดับที่ $m = 1, 2, \dots, U$ คือ สถานะของจุดโหลดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า ซึ่งจะมีค่าเท่ากับ 0 หรือ 1
- ตัวแปร $P_{m,t}^k$ ลำดับที่ $m = U + 1, U + 2, \dots, U + W$ คือ ตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของตัวเก็บประจุ ซึ่งจะมีค่าเท่ากับ 0 ถึง n_{step}

ดังนั้นจึงได้ว่า

$$P_{m,t}^k = \begin{cases} \begin{cases} 1 & ; 0.5 \leq rand_{Li} \leq 1 \\ 0 & ; 0 \leq rand_{Li} < 0.5 \end{cases} & ; m = 1, 2, \dots, U \\ \begin{cases} n_{step} & ; \frac{2n_{step} - 1}{2} \leq C_{step} \\ C_{step} & ; 0.5 \leq C_{step} < \frac{2n_{step} - 1}{2} \\ 1 & ; C_{step} < 0.5 \end{cases} & ; m = U + 1, U + 2, \dots, U + W \end{cases}$$

โดยที่ $m=1,2,\dots,M$, $k=1,2,\dots,N$

$rand_{Li}$ คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอในช่วง 0 ถึง 1 ของสถานะโหลดที่บัส i

$rand_{Cj}$ คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอในช่วง 0 ถึง 1 ของตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่บัส j

$n_{step,j}$ คือ จำนวนวิธีที่ตัวเก็บประจุที่บัส j สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบ

$C_{step,j}$ คือ การปัดเศษของค่า $rand_{Cj} \times n_{step,j}$

t คือ รอบการคำนวณของการหาค่าเหมาะสมแบบ

PSO

และ กำหนดให้ค่าสถานะของตัวแปร $P_{m,t}^k$ ที่ $m=1,2,\dots,U$ มีความหมายดังนี้

- สถานะของจุดโหลดที่มีค่าเป็น 0 หมายถึง โหลดจุดนั้นยังคงอยู่ในระบบ
- สถานะของจุดโหลดที่มีค่าเป็น 1 หมายถึง โหลดจุดนั้นถูกปลดออกจากระบบ

สำหรับในขั้นตอนนี้เป็นการเริ่มต้นการคำนวณการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จึงได้ว่รอบการคำนวณ (t) จะมีค่าเท่ากับศูนย์ ($t=0$) ดังนั้น

$$P_{m,t}^k = P_{m,0}^k$$

2.2) การคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

การคำนวณความเร็วเริ่มต้น $Pv_{m,0}^k$ ของค่าสถานะตัวแปร $P_{m,0}^k$ ที่ได้จากขั้นตอน 2.1 ได้จากสมการ (6.3) ซึ่งจะได้ว่า

$$Pv_{m,0}^k = 0.5 \times (P_m^{k,\min} + r_0 \times (P_m^{k,\max} - P_m^{k,\min})) - P_{m,0}^k$$

ดังนั้นจึงได้ว่า

$$Pv_{Li,0}^k = \begin{cases} 0.5 \times (0 + r_0 \times (1 - 0)) - P_{m,0}^k & ; m=1,2,\dots,U \\ 0.5 \times (1 + r_0 \times (n_{step,j} - 1)) - P_{m,0}^k & ; m=U+1,U+2,\dots,U+W \end{cases}$$

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ หาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่ม

3.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

การคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $objF_{k,0}$ ของแต่ละอนุภาค k ตามสมการ (9.16) มีขั้นตอนการคำนวณ ดังนี้

- 1) กำหนดค่าโหลดของทุกจุดโหลด และค่าการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุตามตัวแปร $P_{m,0}^k$ ที่ได้จากการสุ่มในขั้นตอน 2.1 ตัวอย่างเช่น

ระบบไฟฟ้า S เป็นระบบไฟฟ้าที่ประกอบด้วยจุดโหลดจำนวน 5 จุด มีตัวเก็บประจุติดตั้งที่บัสจำนวน 3 บัส คือ บัส 3, 4, 5 โดยระบบไฟฟ้า S เกิดเหตุการณ์ผิดปกติ แล้วทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน ซึ่งในสถานะที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกตินี้ระบบไฟฟ้า S มีค่าโหลดที่บัส 5 เท่ากับ 50 MW 25 MVar และตัวเก็บประจุที่เชื่อมต่อที่บัส 3 จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสู่ระบบขนาด 2.02 MVar ซึ่งตัวเก็บประจุที่บัส 3 มีความสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบ 0, 2.02, 4.04 MVar

ดังนั้นระบบไฟฟ้า S จึงต้องมีการแก้ไขปัญหา ซึ่งกำหนดให้การแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้าในตัวอย่างนี้ คือ การปลดโหลด ร่วมกับการปรับขนาดกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุ

เมื่อวิเคราะห์ตัวอย่างข้างต้นจะได้ว่า $M = 5 + 3 = 8$ ซึ่งหากสถานะที่ได้จากการสุ่มในขั้นตอนที่ 2 ของอนุภาคที่ 3 ของระบบไฟฟ้า S มีค่าสถานะของโหลดที่บัส 5 เท่ากับ 1 ($P_{5,0}^3 = 1$) และมีค่าตำแหน่งของตัวเก็บประจุที่เชื่อมต่อที่บัส 3 เท่ากับ 2 ($P_{5+1,0}^3 = 1 = P_{6,0}^3 = 2$) ดังนั้นจากนิยามสถานะของโหลด และตำแหน่งของตัวเก็บประจุข้างต้นจะได้ว่า ค่าโหลดของระบบไฟฟ้า S ที่บัส 5 ในรอบเริ่มต้นของการคำนวณการปลดโหลดที่เหมาะสมของ PSO ในอนุภาคที่ 3 มีค่า 0 MW 0 MVar และตัวเก็บประจุที่บัส 3 มีการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบ 2.02 MVar

ซึ่งในขั้นตอนการกำหนดค่าโหลด และค่าการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุจะต้องแทนค่าสถานะของจุดโหลด และค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่ได้จากตัวแปร $P_{m,0}^k$ ที่ได้จากการคำนวณในข้อ 2.1 ให้ครบถ้วน และครบทุกอนุภาค

- 2) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

3) ตรวจสอบผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าว่าระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ขีดจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติหรือไม่ ซึ่งหากกำหนดให้ $objF_{k,0}$ เป็นค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ได้จากการตรวจสอบข้อจำกัดจากผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า จะได้ว่า

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดทั้งหมดข้างต้นจะพิจารณาให้ $objF_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบ ดังนี้

$$objF_{k,0} = \gamma_1 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li}^k + \gamma_2 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta C_t^k$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน จะพิจารณาให้ $objF_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบบวกด้วยค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vs}$) ดังนี้

$$objF_{k,0} = \gamma_1 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li}^k + \gamma_2 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta C_t^k + n \times penalty_{vs}$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน แต่ไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดใดๆ ของข้อจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะพิจารณาให้ $objF_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบบวกด้วยจำนวนข้อจำกัดที่ระบบไฟฟ้าละเมิด (n) คูณค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vl}$) ดังนี้

$$objF_{k,0} = \gamma_1 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li}^k + \gamma_2 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta C_t^k + n \times penalty_{vl}$$

โดยที่ $penalty_{vl} \leq penalty_{vs}$

3.2) หาค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

สำหรับการเริ่มต้นของการคำนวณ กำหนดให้ $pbest_{m,0}^k = P_{m,0}^k$

3.3) หาค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า

$$\gamma_1 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li} + \gamma_2 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta C_t \text{ น้อยที่สุด ดังนั้นค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุด}$$

ที่สุดของกลุ่ม $gbest_0$ จะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคสถานะของโหลด

และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำสุด ดังสมการ (6.6) ดังนี้

$$\begin{aligned} objF_{best,0} &= \min \{ objF_{1,0}, objF_{2,0}, \dots, objF_{N,0} \} \\ gbest_0 &= \{ pbest_{1,0}^{best}, pbest_{2,0}^{best}, \dots, pbest_{U,0}^{best} \} \end{aligned}$$

ขั้นตอนที่ 4 อัปเดตความเร็ว และตำแหน่งของแต่ละอนุภาค ในรอบการคำนวณที่

$t = 1$

4.1) อัปเดตความเร็วของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่าความเร็วของแต่ละอนุภาคสถานะจุดโหนด และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $Pv_{m,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.4)

4.2) อัปเดตค่าตำแหน่งของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่าสถานะของจุดโหนด และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{m,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.2) ดังนี้

$$nP_{m,t}^k = P_{m,0}^k + Pv_{m,t}^k$$

$$P_{m,t}^k = \begin{cases} 1 & ; 0.5 \leq nP_{m,t}^k \leq 1 \\ 0 & ; 0 \leq nP_{m,t}^k \leq 0.5 \\ n_{step,j} & ; \frac{2n_{step,j} - 1}{2} \leq nP_{m,t}^{k'} \\ nP_{m,t}^{k'} & ; 0.5 \leq nP_{m,t}^{k'} < \frac{2n_{step,j} - 1}{2} \\ 1 & ; nP_{m,t}^{k'} < 0.5 \end{cases} ; m = 1, 2, \dots, U + W$$

โดยที่ $nP_{m,t}^{k'}$ คือ การปัดเศษของค่า $nP_{m,t}^k$

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ อัปเดตค่าประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่มในรอบการคำนวณที่ $t = 1$

5.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

นำค่าสถานะของจุดโหนด และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{m,t}^k$ ที่คำนวณได้ในขั้นตอน 4.2 มาคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามขั้นตอน 3.1 ซึ่งจะได้ $objF_{k,1}$ โดยที่ $k = 1, 2, \dots, N$

5.2) อัปเดตค่าประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\gamma_1 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta P_{Li} + \gamma_2 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta C_i$ น้อยที่สุด

ดังนั้นค่าประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค k นั้นจะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคตัวแปรสถานะจุดโหนด และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าในรอบการคำนวณที่ t หรือ กลุ่มของอนุภาคตัวแปรสถานะจุดโหนด และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าสูงสุด นั่นคือ

เลือกชุดของตัวแปรสถานะจุดโหนด และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของอนุภาค k ในรอบการคำนวณที่ t หรือเลือกชุดของตัวแปรสถานะจุดโหนด และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของอนุภาค k ของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าต่ำสุดมาเป็นค่าประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาคในรอบการคำนวณที่ t ดังนี้

$$objF_{k,best} = \min \{ objF_{k,t}, objF_{k,t-1} \}$$

$$pbest_{m,t}^k = P_{m,best}^k$$

5.3) อัปเดตค่าประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\gamma_1 \sum_{i=1}^{nbus} P_{Li} + \gamma_2 \sum_{i=1}^{nbus} \Delta C_i$ น้อยที่สุด ดังนั้นค่าประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของกลุ่ม $gbest_t$ ในรอบการคำนวณที่ t จะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคตัวแปรสถานะจุดโหนด และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำสุด ดังนี้

$$objF_{best,t} = \max \{ objF_{1,t}, objF_{2,t}, \dots, objF_{N,t} \}$$

$$gbest_t = \{ pbest_{1,t}^{best}, pbest_{2,t}^{best}, \dots, pbest_{U,t}^{best} \}$$

ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ

การคำนวณจุดปลดโหนด ร่วมกับการปรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะหยุดลงเมื่อการคำนวณเข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งจาก 2 เงื่อนไข ดังนี้

6.1) รอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้

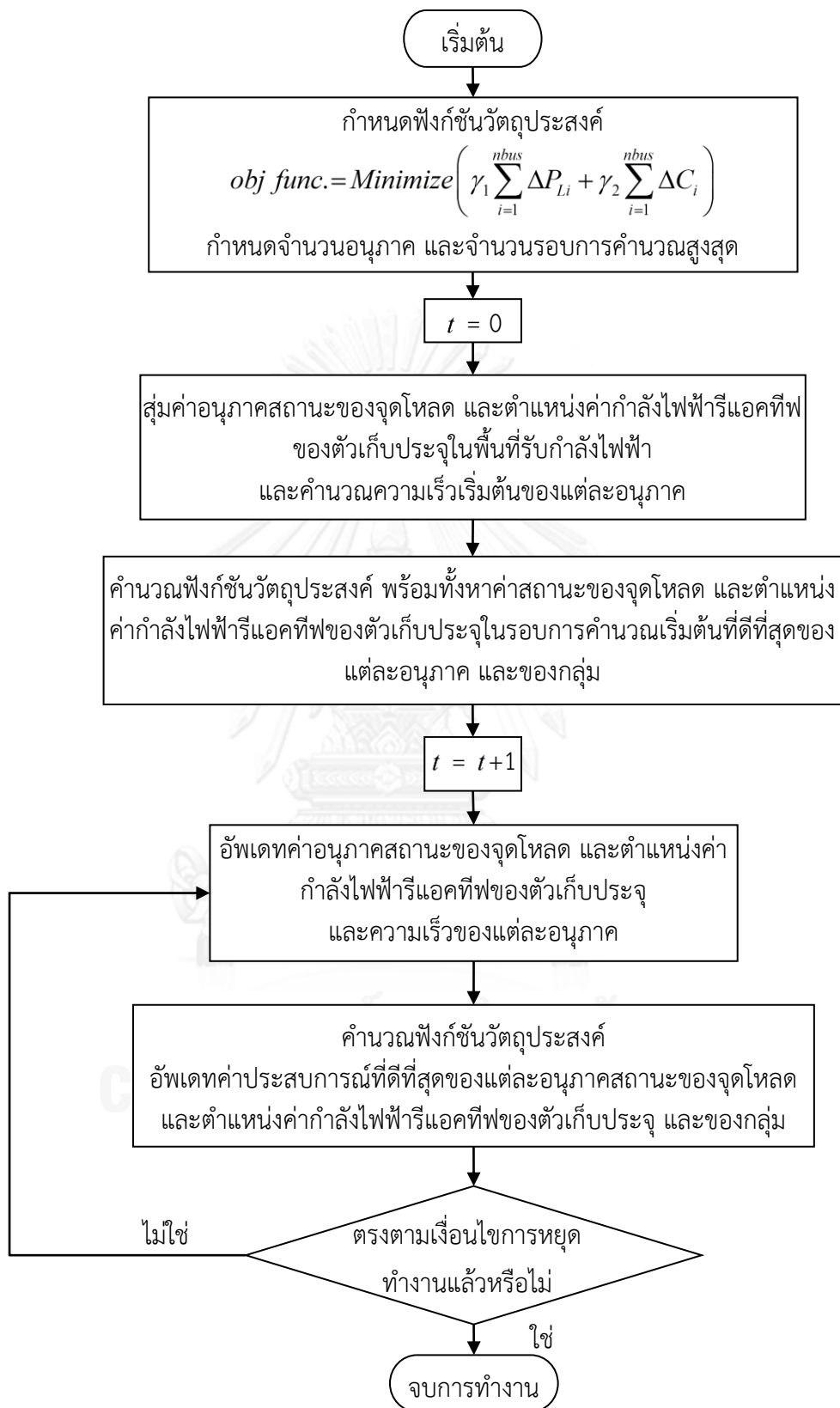
หากรอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่ได้กำหนดไว้การคำนวณจะสิ้นสุดลง

6.2) ดัชนีชี้วัดการลู่เข้า น้อยกว่าค่าที่กำหนด

หากผลการคำนวณดัชนีชี้วัดการลู่ตามสมการ (5.1) น้อยกว่าค่าดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ε) การคำนวณจะสิ้นสุดลง

หากการคำนวณยังไม่เข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งในสองเงื่อนไขข้างต้น การคำนวณจุดปลดโหลด ร่วมกับการปรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะกลับไปคำนวณในขั้นตอนที่ 4 และวนซ้ำเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกว่าการคำนวณจะเข้าเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ และจะได้คำตอบของการคำนวณเป็นรูปแบบของสถานะของจุดโหลด และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีการปลดโหลดน้อยที่สุด และระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดของการควบคุมระบบในสภาวะปกติ

ขั้นตอนการคำนวณจุดปลดโหลด ร่วมกับการปรับค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO สามารถสรุปได้ดังภาพที่ 9.4



ภาพที่ 9.4 ขั้นตอนการคำนวณจุดโหลด ร่วมกับการปรับค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของตัวเก็บประจุ
ที่เหมาะสมด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

9.1.4 การประยุกต์วิธีการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลังที่นำเสนอกับระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อ 9.1.1 แล้วว่า หนึ่งในปัญหาของระบบไฟฟ้านั้นสามารถเกิดขึ้นจากการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบแล้วเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดในสถานะฉุกเฉิน

ปัญหาของระบบไฟฟ้าในกรณีข้างต้นสามารถแก้ไขได้ด้วยวิธีการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้าที่นำเสนอในหัวข้อ 9.1.3 ข้างต้น ซึ่งสำหรับการวิเคราะห์การแก้ไขปัญหที่เกิดขึ้นดังกล่าวจำเป็นต้องมีการจำลองเหตุการณ์การส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้อาศัยการจำลองเหตุการณ์ที่ระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO อีกเช่นกัน

9.1.4.1 การจำลองเหตุการณ์ที่ระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

การจำลองเหตุการณ์ที่ระบบไฟฟ้ามีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นเป็นการเตรียมระบบไฟฟ้าเพื่อจำลองสถานะที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมีจุดมุ่งหมายใน 2 ด้าน ดังนี้

- เพื่อให้เห็นแนวโน้มของปัญหาที่จะเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากรณีที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดของการควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน
- เพื่อที่สามารถวิเคราะห์ และหาแนวทางแก้ไขปัญหที่สามารถเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้า พร้อมทั้งสามารถนำแนวทางแก้ไขดังกล่าวไปใช้ในการออกแบบ และติดตั้งระบบป้องกันพิเศษตามกระบวนการของ กฟผ.

จากการวิเคราะห์กระบวนการในการศึกษาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. พบว่า กฟผ. เลือกที่จะใช้วิธีการปรับแต่งแรงดันของระบบที่จะทำการศึกษาโดยการปรับขนาดของตัวเก็บประจุในระบบ ดังนั้นเพื่อให้การจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ามีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดสอดคล้องกับกระบวนการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้อาศัยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในการเตรียมระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยมีตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณ คือ กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า และค่ากำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ตัวเก็บประจุจ่ายให้กับระบบ โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขบังคับ (Constraints) ดังนี้

$$obj\ func. = Minimize \sum_{i=1}^{nbus} (V_i - 1)^2 \quad (9.23)$$

โดย V_i คือ ระดับแรงดันที่บัส i ในระบบไฟฟ้า (p.u.)

$nbus$ คือ จำนวนบัสทั้งหมดในระบบไฟฟ้า

ภายใต้เงื่อนไขบังคับที่สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. คือ

1) สมการการไหลของกำลังไฟฟ้า

$$P_{gi} - P_{di} = \sum_{j=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j); j = 2, \dots, nbus \quad (9.24)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} = \sum_{j=1}^{nbus} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \beta_i + \beta_j); j = 2, \dots, nbus \quad (9.25)$$

เมื่อ

P_{gi}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
P_{di}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าจริงบัสที่ i (p.u.)
Q_{gi}	คือ	กำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าเสมือนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบัสที่ i (p.u.)
Q_{di}	คือ	ความต้องการกำลังไฟฟ้าเสมือนบัสที่ i (p.u.)
$V_i \angle \beta_i$	คือ	เฟสเซอร์ของแรงดันบัสที่ i (p.u.)
$Y_{ij} \angle \theta_{ij}$	คือ	ค่าสมาชิกที่ตำแหน่ง (i, j) ของบัสแอดมิตแตนซ์ (p.u.)

2) ขีดจำกัดด้านระดับแรงดันในสภาวะปกติตามมาตรฐานของ กฟผ.

$$0.95 \leq V_{bus,i} \leq 1.05 \quad (9.26)$$

เมื่อ

$V_{bus,i}$	คือ	ขนาดแรงดันไฟฟ้าที่บัส i (p.u.)
-------------	-----	----------------------------------

3) ขีดจำกัดด้านการรับภาระของอุปกรณ์ในสภาวะปกติตามมาตรฐานของ กฟผ.

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{rated} \quad (9.27)$$

เมื่อ

S_{ij}	คือ	ค่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)
S_{ij}^{rated}	คือ	ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าในสายส่ง หรือ หม้อแปลง (MVA)

4) ขีดจำกัดด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad (9.28)$$

เมื่อ

P_{gi}^{max}	คือ	ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
----------------	-----	--

P_{gi}^{min} (MW) คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MW)

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad (9.29)$$

เมื่อ

Q_{gi}^{max} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVar)

Q_{gi}^{min} คือ ความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (MVar)

- 5) ขีดจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า
ระบบไฟฟ้าจะต้องมีเสถียรภาพทางแรงดัน ซึ่งหมายถึง ระบบไฟฟ้าจะต้องอยู่ด้านบนของเส้นโค้ง $P-V$ และไม่เลยจุดวิกฤต (Critical Point) ของเส้นโค้ง
- 6) ค่ากำลังไฟฟ้าที่พื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้าไปยังพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า

$$\left| P'_{Tie-Line} - P_{Tie-line} \right| \leq \eta \quad (9.30)$$

เมื่อ

$P'_{Tie-Line}$ คือ ค่ากำลังส่งไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่ที่ต้องการ (MW)

$P_{Tie-Line}$ คือ ค่ากำลังส่งไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่ของระบบ (MW)

η คือ ความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้

เมื่อพิจารณาสมการฟังก์ชันวัตถุประสงค์ข้างต้น (สมการ (9.23)) และตัวแปรในการคำนวณจะพบว่า วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการจำลองระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่มีรายละเอียด ดังนี้

- ต้องการให้แรงดันทุกบัสในระบบมีค่าที่ประมาณ 1.0 p.u.
- การปรับระดับแรงดันของบัสในระบบไฟฟ้าให้เข้าใกล้ 1.0 p.u. นั้นอาศัยการปรับขนาดของตัวเก็บประจุในการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้กับระบบ
- การปรับให้ระบบไฟฟ้ามีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นอาศัยการปรับขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า

สำหรับการจำลองระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO โดยมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขบังคับข้างต้น มีดังนี้

ขั้นตอนที่ 1 กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์ กำหนดจำนวนอนุภาค จำนวนรอบการคำนวณสูงสุด และดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้

1.1) กำหนดฟังก์ชันวัตถุประสงค์

$$obj\ func. = Minimize \sum_{i=1}^{nbus} (V_i - 1)^2$$

1.2) กำหนดจำนวนอนุภาค (N) (ตัว)

1.3) กำหนดจำนวนรอบการคำนวณสูงสุดของการค้นหา (t_{max}) (รอบ)

1.4) กำหนดดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ϵ)

ขั้นตอนที่ 2 สุ่มตำแหน่ง และคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

2.1) สุ่มตำแหน่งเริ่มต้น

หากพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน U เครื่อง และมีตัวเก็บประจุติดตั้งที่บัสจำนวน W บัส ให้สุ่มค่ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่บัส i (P_{gi}) และสุ่มค่าตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่บัส j ที่จ่ายให้กับระบบ ($rand_{cj}$) ซึ่งกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า และค่าตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่ได้จากการสุ่มนี้จะเป็นตัวกำหนดค่าของตัวแปรในการจำลองระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

กำหนดให้ตัวแปร $P_{m,t}^k$ เป็นตัวแปรในการคำนวณค่าเหมาะสมแบบ PSO สำหรับการจำลองระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยที่

- k คือ ลำดับของอนุภาคในการคำนวณค่าเหมาะสม ซึ่ง $k = 1, 2, \dots, N$
- m คือ ลำดับของตัวแปรในการคำนวณค่าเหมาะสม ซึ่ง $m = 1, 2, \dots, M$ เมื่อ $M = U + W$
- t คือ รอบของการคำนวณค่าเหมาะสม

ค่าของตัวแปร $P_{m,t}^k$ เป็นค่ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า และค่าตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่ได้จากการสุ่ม โดยค่าของตัวแปร $P_{m,t}^k$ แต่ละลำดับหมายถึง

- ตัวแปร $P_{m,t}^k$ ลำดับที่ $m=1,2,\dots,U$ คือ ค่ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่บัส i ซึ่งจะมีค่าอยู่ภายในช่วงความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้น ($P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max}$)
- ตัวแปร $P_{m,t}^k$ ลำดับที่ $m=U+1,U+2,\dots,U+W$ คือ ตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุ ซึ่งจะมีค่าเท่ากับ 0 ถึง n_{step} เช่นเดียวกับการคำนวณการปลดโหลด ร่วมกับการปรับขนาดกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในหัวข้อ 9.1.3.3 ข้างต้น

ดังนั้นจึงได้ว่า

$$P_{m,t}^k = \begin{cases} P_{gi}^k & ; P_{gi}^{\min} \leq P_{gi}^k \leq P_{gi}^{\max} & ; m=1,2,\dots,U \\ n_{step,j} & ; \frac{2n_{step,j}-1}{2} \leq C_{step,j} \\ C_{step,j} & ; 0.5 \leq C_{step,j} < \frac{2n_{step,j}-1}{2} & ; m=U+1,U+2,\dots,U+W \\ 1 & ; C_{step,j} < 0.5 \end{cases}$$

โดยที่ $m=1,2,\dots,M$, $k=1,2,\dots,N$

P_{gi}^k คือ ขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส i ในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า

$rand_{cj}$ คือ ค่าที่ได้จากการสุ่มแบบสม่ำเสมอในช่วง 0 ถึง 1 ของตำแหน่งของขนาดกำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุที่บัส j

$n_{step,j}$ คือ จำนวนวิธีที่ตัวเก็บประจุที่บัส j สามารถจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟเข้าสู่ระบบ

$C_{step,j}$ คือ การปัดเศษของค่า $rand_{cj} \times n_{step,j}$

t คือ รอบการคำนวณของการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

สำหรับในขั้นตอนนี้เป็นการเริ่มต้นการคำนวณการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จึงได้ว่ารอบการคำนวณ (t) จะมีค่าเท่ากับศูนย์ ($t = 0$) ดังนั้น

$$P_{m,t}^k = P_{m,0}^k$$

2.2) การคำนวณความเร็วเริ่มต้นของแต่ละอนุภาค

การคำนวณความเร็วเริ่มต้น $Pv_{m,0}^k$ ของค่าสถานะตัวแปร $P_{m,0}^k$ ที่ได้จากขั้นตอน 2.1 ได้จากสมการ (6.3) ซึ่งจะได้ว่า

$$Pv_{m,0}^k = 0.5 \times (P_m^{k,\min} + r_0 \times (P_m^{k,\max} - P_m^{k,\min})) - P_{m,0}^k$$

ดังนั้นจึงได้ว่า

$$Pv_{m,0}^k = \begin{cases} 0.5 \times (P_{gi}^{\min} + r_0 \times (P_{gi}^{\max} - P_{gi}^{\min})) - P_{m,0}^k & ; m = 1, 2, \dots, U \\ 0.5 \times (1 + r_0 \times (n_{step,j} - 1)) - P_{m,0}^k & ; m = U + 1, U + 2, \dots, U + W \end{cases}$$

ขั้นตอนที่ 3 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ หาค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่ม

3.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

การคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $objF_{k,0}$ ของแต่ละอนุภาค k ตามสมการ (9.23) มีขั้นตอนการคำนวณ ดังนี้

- 1) กำหนดค่าขนาดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า และค่าการจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุตามตัวแปร $P_{m,0}^k$ ที่ได้จากการสุ่มในขั้นตอน 2.1 ให้ครบถ้วน และครบทุกอนุภาค
- 2) คำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า
- 3) ตรวจสอบผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าว่าระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ขีดจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติหรือไม่ ซึ่งหากกำหนดให้ $objF_{k,0}$ เป็นค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ได้จากการตรวจสอบข้อจำกัดจากผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า จะได้ว่า
 - หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดทั้งหมดข้างต้นจะพิจารณาให้ $objF_{k,0}'$ มีค่าเท่ากับผลต่างของระดับแรงดันที่บัสทุกบัสกับค่าหนึ่งยกกำลังสอง ดังนี้

$$objF_{k,0}' = \sum_{i=1}^{nbus} (V_i - 1)^2$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน จะพิจารณาให้ $objF'_{k,0}$ มีค่าเท่ากับผลต่างของระดับแรงดันที่巴士ทุก巴士กับค่าหนึ่งยกกำลังสองบวกด้วยค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vs}$) ดังนี้

$$objF'_{k,0} = \sum_{i=1}^{nbus} (V_i - 1)^2 + penalty_{vs}$$

และให้คำนวณต่อไปยังขั้นตอน 3.2

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดัน แต่ไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดใดๆ ของข้อจำกัดด้านระดับแรงดัน ด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะพิจารณาให้ $objF'_{k,0}$ มีค่าเท่ากับค่าโหลดที่ถูกปลดออกจากระบบบวกด้วยจำนวนข้อจำกัดที่ระบบไฟฟ้าละเมิด (n) คูณค่าปรับ (Penalty : $penalty_{vl}$) ดังนี้

$$objF'_{k,0} = \sum_{i=1}^{nbus} (V_i - 1)^2 + penalty_{vl}$$

โดยที่ $penalty_{vl} \square penalty_{vs}$

- 4) ตรวจสอบว่าระบบไฟฟ้าค่าการส่งกำลังไฟฟ้าของระบบสามารถอยู่ภายใต้ความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้

$(|P'_{Tie-Line} - P_{Tie-Line}| \leq \eta)$ ได้หรือไม่ ซึ่งจะสามารถคำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ $objF_{k,0}$ ของการหาค่าเหมาะสมได้ดังนี้

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้ามีการส่งกำลังภายใต้ความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับจะได้ว่า

$$objF_{k,0} = objF'_{k,0}$$

- หากผลการตรวจสอบพบว่า ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ จะพิจารณาให้ $objF_{k,0}$ มีค่าเท่ากับ $objF'_{k,0}$ บวกด้วยความคลาดเคลื่อนของการส่งกำลังไฟฟ้าคูณค่าปรับ (Penalty : $penalty_{tl}$) ดังนี้

$$objF_{k,0} = objF'_{k,0} + |P'_{Tie-Line} - P_{Tie-Line}| \times penalty_{tl}$$

3.2) หาค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

สำหรับการเริ่มต้นของการคำนวณ กำหนดให้ $pbest^k_{m,0} = P^k_{m,0}$

3.3) หาค่าเริ่มต้นของประสิทธิภาพที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\sum_{i=1}^{nbus} (V_i - 1)^2$ น้อยที่สุด ดังนั้นค่าเริ่มต้นของประสบการณ์ที่ดีที่สุดของกลุ่ม $gbest_0$ จะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟาร์แอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำสุด ดังสมการ (6.6) ดังนี้

$$objF_{best,0} = \min \{objF_{1,0}, objF_{2,0}, \dots, objF_{N,0}\}$$

$$gbest_0 = \{pbest_{1,0}^{best}, pbest_{2,0}^{best}, \dots, pbest_{M,0}^{best}\}$$

ขั้นตอนที่ 4 อัปเดตความเร็ว และตำแหน่งของแต่ละอนุภาค ในรอบการคำนวณที่

$t = 1$

4.1) อัปเดตความเร็วของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่าความเร็วของแต่ละอนุภาคกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟาร์แอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{m,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.4)

4.2) อัปเดตค่าตำแหน่งของแต่ละอนุภาค

คำนวณค่ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟาร์แอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{m,t}^k$ ในรอบการคำนวณที่ t ดังสมการ (6.2) ดังนี้

$$nP_{m,t}^k = P_{m,0}^k + P_{m,t}^k$$

$$P_{m,t}^k = \begin{cases} P_{m,t}^{k'} & ; P_{gi}^{\min} \leq P_{gi}^k \leq P_{gi}^{\max} & ; m = 1, 2, \dots, U \\ n_{step,j} & ; \frac{2n_{step,j} - 1}{2} \leq nP_{m,t}^{k'} \\ nP_{m,t}^{k'} & ; 0.5 \leq nP_{m,t}^{k'} < \frac{2n_{step,j} - 1}{2} & ; m = U + 1, U + 2, \dots, U + W \\ 1 & ; nP_{m,t}^{k'} < 0.5 \end{cases}$$

โดยที่ $nP_{m,t}^{k'}$ คือ การปัดเศษของค่า $nP_{m,t}^k$

ขั้นตอนที่ 5 คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ อัปเดตค่าประสบการณ์ที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค และของกลุ่มในรอบการคำนวณที่ $t = 1$

5.1) คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์

นำค่ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟาร์แอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า $P_{m,t}^k$ ที่คำนวณได้ในขั้นตอน 4.2 มา

คำนวณฟังก์ชันวัตถุประสงค์ตามขั้นตอน 3.1 ซึ่งจะได้ $objF_{k,1}$ โดยที่ $k = 1, 2, \dots, N$

5.2) อัปเดตค่าประสมการณที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค

จากฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\sum_{i=1}^{nbus} (V_i - 1)^2$ น้อยที่สุด ดังนั้นค่า

ประสมการณที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาค k นั้นจะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคตัวแปรกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าในรอบการคำนวณที่ t หรือ กลุ่มของอนุภาคตัวแปรกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าสูงสุด นั่นคือ

เลือกชุดของตัวแปรกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของอนุภาค k ในรอบการคำนวณที่ t หรือ เลือกชุดของตัวแปรกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าของอนุภาค k ของ $pbest_{i,t-1}^k$ ในรอบการคำนวณที่ $t-1$ ที่ทำให้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์มีค่าต่ำสุดมาเป็นค่าประสมการณที่ดีที่สุดของแต่ละอนุภาคในรอบการคำนวณที่ t ดังนี้

$$objF_{k,best} = \min \{objF_{k,t}, objF_{k,t-1}\}$$

$$pbest_{m,t}^k = P_{m,best}^k$$

5.3) อัปเดตค่าประสมการณที่ดีที่สุดของกลุ่ม

เพื่อให้สอดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการค่า $\sum_{i=1}^{nbus} (V_i - 1)^2$ น้อย

ที่สุด ดังนั้นค่าประสมการณที่ดีที่สุดของกลุ่ม $gbest_t$ ในรอบการคำนวณที่ t จะถูกเลือกจากกลุ่มของอนุภาคกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟารีแอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ค่าฟังก์ชันวัตถุประสงค์ต่ำสุด ดังนี้

$$objF_{best,t} = \max \{objF_{1,t}, objF_{2,t}, \dots, objF_{N,t}\}$$

$$gbest_t = \{pbest_{1,t}^{best}, pbest_{2,t}^{best}, \dots, pbest_{U,t}^{best}\}$$

ขั้นตอนที่ 6 พิจารณาเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ

การคำนวณเพื่อการจำลองระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะหยุดลงเมื่อการคำนวณเข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งจาก 2 เงื่อนไข ดังนี้

6.1) รอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{max}) ที่กำหนด

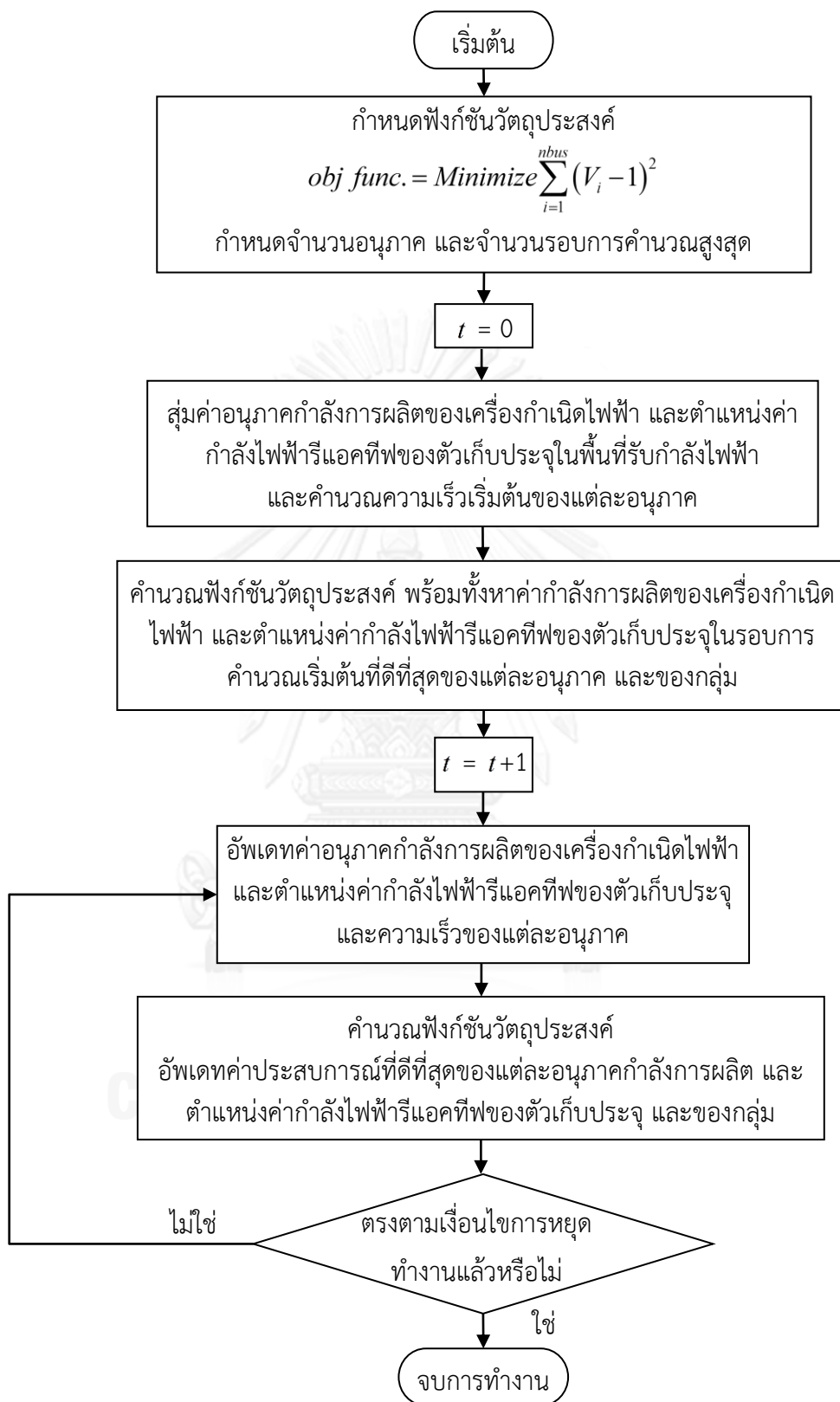
หากรอบการคำนวณ t เท่ากับจำนวนรอบการคำนวณสูงสุด (t_{\max}) ที่ได้กำหนดไว้การคำนวณจะสิ้นสุดลง

6.2) ดัชนีชี้วัดการลู่เข้าน้อยกว่าค่าที่กำหนด

หากผลการคำนวณดัชนีชี้วัดการลู่ตามสมการ (6.1) น้อยกว่าค่าดัชนีชี้วัดการลู่เข้าที่ยอมรับได้ (ϵ) การคำนวณจะสิ้นสุดลง

หากการคำนวณยังไม่เข้าเงื่อนไขใดเงื่อนไขหนึ่งในสองเงื่อนไขข้างต้น การคำนวณเพื่อการจำลองระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะกลับไปคำนวณในขั้นตอนที่ 4 และวนซ้ำเช่นนี้ไปเรื่อยๆ จนกว่าการคำนวณจะเข้าเงื่อนไขการหยุดการคำนวณ และจะได้คำตอบของการคำนวณเป็นรูปแบบการจัดสรรกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตำแหน่งค่ากำลังไฟฟ้แอกทีฟของตัวเก็บประจุในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีระดับแรงดันในทุกบัสใกล้เคียง 1.0 p.u. มากที่สุด โดยที่ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดของการควบคุมระบบในสภาวะปกติ

ขั้นตอนการจำลองระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO สามารถสรุปได้ดังภาพที่ 9.5



ภาพที่ 9.5 ขั้นตอนการคำนวณเพื่อการจำลองระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่า
ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

9.1.4.2 ขั้นตอนการคำนวณการแก้ไขระบบไฟฟ้ากรณีที่ระบบไฟฟ้ามีการส่งกำลังไฟฟ้า เกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

ขั้นตอนการคำนวณสำหรับการหาแนวทางแก้ไขระบบไฟฟ้ากรณีที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบมีดังนี้

- 1) จำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้าที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดดังหัวข้อ 9.1.4.2 นี้
- 2) จำลองเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า แล้วจึงพิจารณาว่าระบบไฟฟ้าต้องการแนวทางการแก้ไขสำหรับเหตุการณ์ผิดปกตินี้หรือไม่
- 3) หากระบบไฟฟ้าต้องการการแก้ไขให้นำแนวทางการแก้ไขระบบไฟฟ้าที่นำเสนอในหัวข้อ 9.1.3 มาใช้ในการศึกษาหาแนวทางการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าที่เหมาะสม

9.1.5 การประยุกต์วิธีการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลังที่นำเสนอกับระบบไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดในสถานะฉุกเฉิน

นอกจากปัญหาของระบบไฟฟ้าจะสามารถเกิดขึ้นจากการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบแล้วเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ภายใต้ข้อจำกัดในสถานะฉุกเฉิน ดังกล่าวในหัวข้อ 9.1.5 แล้ว ในบางครั้งการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติใดๆ อาจทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน ไม่ว่าจะระบบจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าเท่าใดก็ตาม

ปัญหาของระบบไฟฟ้าในกรณีข้างต้นสามารถแก้ไขได้ด้วยวิธีการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้าที่นำเสนอในหัวข้อ 9.1.3 ข้างต้น ซึ่งขั้นตอนสำหรับการวิเคราะห์ และการแก้ไขปัญหที่เกิดขึ้นดังกล่าวมีดังนี้

- 1) จำลองเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้า แล้วจึงพิจารณาว่าระบบไฟฟ้าต้องการแนวทางการแก้ไขสำหรับเหตุการณ์ผิดปกตินี้หรือไม่
- 2) หากระบบไฟฟ้าต้องการการแก้ไขให้นำแนวทางการแก้ไขระบบไฟฟ้าที่นำเสนอในหัวข้อ 9.1.3 มาใช้ในการศึกษาหาแนวทางการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าที่เหมาะสม

9.2 การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้า

จากการที่ระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกันระหว่างสองพื้นที่จะถูกจำกัดการส่งกำลังไฟฟาระหว่างสองพื้นที่นั้นด้วยความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบดังที่ได้นำเสนอในหัวข้อ 8.2.2 ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอแนวทางในการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดให้กับระบบ โดยพิจารณาถึงความเหมาะสมในการศึกษาแนวทางการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวิธี ดังนี้

9.2.1 บทวิเคราะห์การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

เมื่อพิจารณากระบวนการของ กฟผ. ที่ใช้ในการเสริมความมั่นคงให้กับระบบส่งกำลังไฟฟ้า ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อ 3.2 พบว่า วิธีการของ กฟผ. ที่ใช้ในการเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้ามีหลายวิธี คือ 1) การสร้างสายส่งเพิ่มเติม 2) การก่อสร้างโรงไฟฟ้า 3) การติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน ซึ่งเมื่อพิจารณาวิธีการเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. กับความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดพบว่า วิธีการทั้งสามวิธีนี้สามารถทำให้ระบบมีความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สูงขึ้นได้ทั้งสิ้น เนื่องจากการปรับปรุงระบบด้วยวิธีการดังกล่าวจะทำให้ระบบมีโอกาสในการขนเงินโอนไขข้อจำกัดต่างๆ ได้ซ้าลง

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้วิเคราะห์หลักการเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในแต่ละวิธีเพื่อการศึกษา และวิเคราะห์แนวทางที่เหมาะสมในการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดให้กับระบบ ซึ่งการวิเคราะห์ในรายละเอียดของความเหมาะสมของวิธีการเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าแต่ละวิธีกับการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีดังนี้

1) การสร้างสายส่งเพิ่มเติม

จากการวิเคราะห์การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดให้กับระบบด้วยวิธีการก่อสร้างสายส่งเพิ่มเติมนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พบข้อจำกัดสำหรับการศึกษาค่าตำแหน่งของสายส่งที่ควรก่อสร้างเพิ่มเติม เพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดให้ระบบในสองประเด็นหลัก คือ

1.1 ลักษณะทางกายภาพของสายส่ง

เนื่องจากการที่จะเพิ่มสายส่งใดๆ เข้าไปในระบบเพื่อศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เปลี่ยนไปจากการปรับปรุงระบบนั้นจะต้องใช้ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งสำหรับการศึกษา ซึ่งค่าพารามิเตอร์ดังกล่าวนี้จะขึ้นอยู่กับปัจจัยทางด้านลักษณะทางกายภาพเป็นส่วนมาก ดังนี้

- ระยะทางของสายส่ง โดยจะขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย เช่น ความสามารถในการก่อสร้างสายส่งโดยใช้พื้นที่โครงข่ายระบบไฟฟ้าโครงข่ายเดิม ความสามารถในการก่อสร้างสายส่งในแนวใหม่
- ลักษณะของเสาส่งไฟฟ้าที่จะก่อสร้าง เช่น เสาส่งชนิด 2 วงจร หรือ 4 วงจร

นอกจากข้อจำกัดในด้านพารามิเตอร์ของสายส่งแล้วยังมีข้อจำกัดที่ต้องพิจารณาเพิ่มเติม คือ ความเป็นไปได้ในการก่อสร้างสายส่ง เนื่องจากต้องพิจารณาว่าสายส่งที่จะก่อสร้างนี้มีการพาดผ่านเขตป่าสงวน ป่าชายเลน พื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม พื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 และป่าอนุรักษ์ หรือไม่

จากข้อจำกัดทางด้านลักษณะทางกายภาพข้างต้นจะเห็นว่า ในการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการปรับปรุงโดยการก่อสร้างสายส่งเพิ่มเติม นั้นสามารถทำได้ยาก เนื่องจากมีหลายปัจจัยที่

เกี่ยวเนื่องกัน ซึ่งทำให้ไม่สามารถทราบค่าพารามิเตอร์ของสายส่งที่จะก่อสร้างเพิ่มเติมที่แน่ชัดได้

1.2 แผนงานในการปรับปรุงระบบส่งของ กฟผ.

กฟผ. ได้มีแผนการก่อสร้างสายส่งเพื่อเสริมความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าสำหรับในอนาคตอยู่แล้ว ซึ่งเป็นการศึกษาที่ลงในรายละเอียดของการศึกษาทางด้านเทคนิคทั้งในด้านการไหลของกำลังไฟฟ้า การศึกษาค่ากระแสไฟฟ้า ลัดวงจร และการศึกษาทางด้านเสถียรภาพในสถานะชั่วคราว พร้อมทั้งพิจารณาปัจจัยทางด้านเศรษฐศาสตร์ และการเงิน รวมถึงการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการอยู่ก่อนแล้ว ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้มีขอบเขตการศึกษาระบบเฉพาะการไหลของกำลังไฟฟ้าในสถานะอยู่ตัวเท่านั้น ดังนั้นผลลัพธ์ที่ได้จากการศึกษาจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้อาจมีความเหมาะสมค่อนข้างน้อย เมื่อเทียบกับผลการศึกษาของ กฟผ.

จากเหตุผลข้อจำกัดของค่าพารามิเตอร์ของสายส่ง และแผนงานในการปรับปรุงระบบส่งของ กฟผ. ในอนาคตข้างต้น ดังนั้นการวิเคราะห์การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการสร้างสายส่งเพิ่มเติมอาจทำให้สามารถทำได้ยาก และไม่เหมาะสมมากนัก

2) การก่อสร้างโรงไฟฟ้า

หากจะพิจารณาการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่นั้นยังทำให้การวิเคราะห์นั้นสามารถทำได้ยาก เนื่องจากจะต้องพิจารณาในองค์ประกอบหลายด้าน อาทิเช่น การนำแผนพัฒนากำลังการผลิตมาใช้ในการพิจารณา การพิจารณาความเป็นไปได้ของสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ลักษณะทางกายภาพ และความสามารถในการเชื่อมต่อกับระบบ ซึ่งองค์ประกอบเหล่านี้จะต้องพิจารณาในรายละเอียดปลีกย่อยเป็นจำนวนมาก

ดังนั้นการวิเคราะห์การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแห่งใหม่สามารถทำได้ยาก

3) การติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน

เมื่อพิจารณาอุปกรณ์ชดเชยแรงดันที่ใช้ในระบบของ กฟผ. พบว่า กฟผ. มีการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน 2 ชนิด คือ ตัวเก็บประจุ (Capacitor Bank) และอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Static VAr Compensator : SVC) ซึ่งเมื่อพิจารณาการศึกษาวิธีการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดัน พบว่ามีปัจจัยที่ทำให้การวิเคราะห์จากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมเหตุสมผลกว่าวิธีอื่นๆ เนื่องจากสามารถศึกษาการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยแรงดันได้โดยง่าย เนื่องจากอุปกรณ์ชดเชยแรงดันนั้นสามารถติดตั้งที่บัสในระบบไฟฟ้าที่สนใจ นอกจากนี้ค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ชดเชยแรงดันนั้นยังไม่ขึ้นอยู่กับลักษณะทางกายภาพ

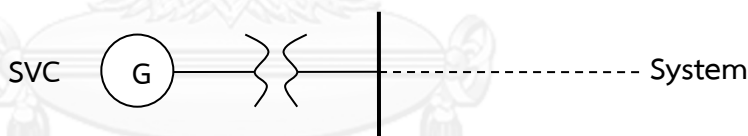
เมื่อพิจารณาความเหมาะสมของอุปกรณ์ชดเชยแรงดันทั้งสองชนิดที่จะใช้ในการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบพบว่า อุปกรณ์ SVC สามารถตอบสนองต่อระบบในสภาวะการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติได้ดีกว่าตัวเก็บประจุ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้เลือกศึกษาการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยการติดตั้ง SVC ให้กับระบบ

9.2.2 การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่น่าเสนอ

ดังที่ได้กล่าวในหัวข้อ 9.2.1 ข้างต้นว่า ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาศึกษาวิธีการปรับปรุงระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ด้วยการติดตั้ง SVC สำหรับการศึกษาศักยภาพในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เปลี่ยนแปลงไป โดยในการศึกษาจะต้องพิจารณาการโมเดลอุปกรณ์ SVC ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้โมเดลอุปกรณ์ SVC ตามมาตรฐานของ กฟผ. สำหรับการเลือกตำแหน่งบัสในการติดตั้ง SVC นั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ใช้ดัชนี PQVSI เป็นตัวระบุตำแหน่งของการติดตั้ง หลังจากนั้นจึงศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เปลี่ยนแปลงไปจากการปรับปรุงระบบ

9.2.2.1 การโมเดลอุปกรณ์ SVC

การโมเดลอุปกรณ์ SVC ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกใช้การโมเดลอุปกรณ์ SVC ตามมาตรฐานการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งเป็นการโมเดลอุปกรณ์ SVC เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหนึ่งตัวที่จ่ายเฉพาะกำลังไฟฟ้านิวแอกทีฟให้กับระบบ ดังภาพที่ 9.6



ภาพที่ 9.6 การโมเดลอุปกรณ์ SVC

9.2.2.2 การเลือกตำแหน่งการทดสอบติดตั้งอุปกรณ์ SVC

เนื่องจากบัสในระบบไฟฟ้ากำลังมีเป็นจำนวนมาก ซึ่งบางบัสอาจไม่มีความจำเป็นในการต้องการกำลังไฟฟ้านิวแอกทีฟมากนัก ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้เลือกตำแหน่งในการทดสอบการติดตั้ง SVC ในสองทางเลือก คือ

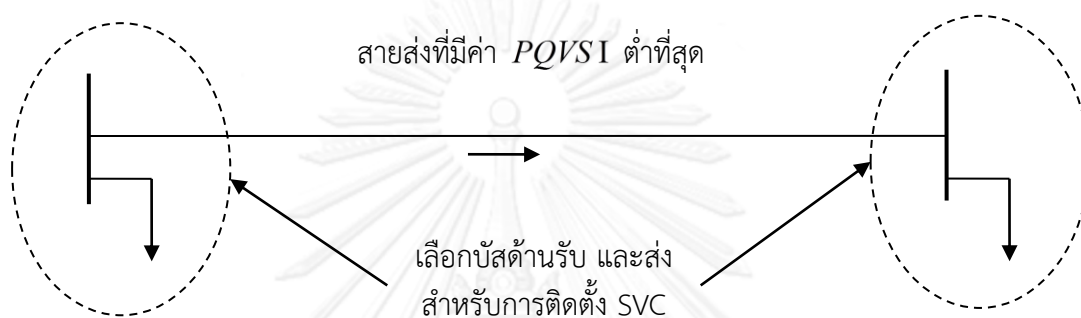
- 1) การพิจารณาติดตั้ง SVC จากเงื่อนไขที่ทำให้การส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่ของระบบถูกจำกัดโดยความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

หากพบว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าถูกจำกัดด้วยข้อจำกัดใดจะพิจารณาติดตั้ง SVC ที่บัสข้างเคียงนั้น เช่น หากพบว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดถูกจำกัดด้วยข้อจำกัดด้านแรงดันที่บัสที่ 5 จะพิจารณาติดตั้ง SVC ที่บัสที่ 5

2) การพิจารณาติดตั้ง SVC จากดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง PQVSI

การใช้ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง PQVSI ซึ่งเป็นดัชนีที่สามารถวัดความเสถียรภาพของระบบได้อย่างแม่นยำเนื่องจากดัชนี PQVSI ไม่ได้มีการละเลยสายส่งที่เชื่อมต่อกับบัสข้างเคียง

สำหรับการศึกษานั้นจะเลือกสายส่งที่มีค่าดัชนี PQVSI ต่ำที่สุด ซึ่งจะนำตำแหน่งของบัสต้นทาง และบัสปลายทางของสายส่งที่มีความอ่อนแอขึ้นมาเป็นตำแหน่งในการติดตั้ง SVC ดังภาพที่ 9.7



ภาพที่ 9.7 การเลือกตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ SVC

9.2.2.3 การศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เพิ่มขึ้นจากการติดตั้งอุปกรณ์ SVC

สำหรับขั้นตอนในการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ SVC มีดังนี้

- 1) คำนวณค่าดัชนี PQVSI ของระบบทดสอบ
- 2) เลือกตำแหน่งติดตั้ง SVC ที่บัสต้นทางและบัสปลายทางของสายส่งที่ดัชนี PQVSI ระบุว่ามีค่าอ่อนแอ
- 3) ติดตั้งอุปกรณ์ SVC ในระบบ โดยการโมเดลอุปกรณ์ SVC ดังหัวข้อ 9.2.2.1 และกำหนดให้อุปกรณ์ SVC นั้นมีความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟได้สูงสุด 9999 MVar และมีความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ต่ำสุด -9999 MVar
- 4) คำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบดังที่ได้นำเสนอในหัวข้อ 8.2.2 พร้อมทั้งเก็บสถิติของการจ่าย หรือ รับกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของอุปกรณ์ SVC นั้น

เมื่อการศึกษาสิ้นสุดลงจะได้อำนาจความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการปรับปรุงระบบโดยการติดตั้งอุปกรณ์ SVC พร้อมทั้งกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่อุปกรณ์ SVC

จะจ่ายให้แก่ระบบ หรือ รับจากระบบ ซึ่งจะสามารถนำไปกำหนดขนาดของอุปกรณ์ SVC ที่เหมาะสมต่อไป

9.2.2.4 การเลือกตำแหน่ง และขนาดในการติดตั้ง SVC ในระบบ

จากการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดกรณีในระบบไฟฟ้ามีการติดตั้งอุปกรณ์ SVC ในระบบดังหัวข้อ 9.2.2.3 ข้างต้น จะทำให้สามารถเลือกตำแหน่งในการติดตั้งอุปกรณ์ SVC ที่เหมาะสมที่สามารถเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดให้แก่ระบบได้มากที่สุด

สำหรับขนาดของ SVC ในการติดตั้งสามารถเลือกจากค่าสถิติของการจ่าย หรือ รับกำลังไฟฟารีแอกทีฟของอุปกรณ์ SVC ซึ่งจะเลือกการจ่ายกำลังไฟฟารีแอกทีฟที่สูงที่สุด และต่ำสุดมาเป็นขนาดของ SVC ที่ติดตั้ง

บทที่ 10

ผลการทดสอบ และการวิเคราะห์

บทนี้นำเสนอการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ของระบบ โดยการนำวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO มาประยุกต์ใช้ พร้อมทั้งนำเสนอแนวคิดการกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล และได้กล่าวถึงการวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งแต่ละชนิดในตอนท้าย ในบทนี้นำเสนอการทดสอบวิธีการที่นำเสนอในบทที่ 8 และบทที่ 9 ซึ่งได้แก่

- 1) การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO
- 2) การกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล
- 3) การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง
- 4) การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้ากำลัง
- 5) การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

การทดสอบจะเริ่มจากการทดสอบวิธีการที่นำเสนอกับระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547 ที่มีจำนวน 28 บัส เนื่องจากระบบมีขนาดเล็ก สามารถวิเคราะห์ และดัดแปลงระบบไฟฟ้าเพื่อทดสอบความถูกต้องของวิธีการที่นำเสนอได้ง่าย หลังจากนั้นจึงนำวิธีการที่นำเสนอไปใช้ในการคำนวณหาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ รวมถึงการคำนวณเพื่อการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้ากำลัง และการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ในปี 2557

10.1 การทดสอบวิธีการที่นำเสนอกับระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547

ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547 ประกอบด้วยบัสจำนวน 28 บัส ดังภาพที่ 10.1 ระบบไฟฟ้าที่เป็นพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า คือ ระบบไฟฟ้าภาคกลางตะวันตก ส่วนระบบไฟฟ้าที่เป็นพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า คือ ระบบไฟฟ้าภาคใต้ โดยระบบไฟฟ้าเชื่อมโยงกันผ่านสายส่งเชื่อมโยงระหว่างพื้นที่จำนวน 2 เส้น คือ สายส่งจากบัส 6 ไปบัส 8 และสายส่งจากบัส 6 ไปบัส 10 ระบบไฟฟ้ามีจุดความต้องการใช้ไฟฟ้าจำนวน 26 จุด ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 2,215.8 MW 772.0 MVar ระบบไฟฟ้ามีอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้าร์แอกทีฟ 1 ชุด และมีขนาดตัวเก็บประจุในระบบรวม 210.9 MVar ซึ่งรายละเอียดของพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า และพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีดังนี้

1) พื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า

พื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้า คือ บัสที่ 1 ถึง บัสที่ 7 ซึ่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ที่บัสที่ 1 และกำหนดให้บัสที่ 1 นี้เป็นบัสอ้างอิง ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ส่งรวม 654.9 MW 151.9 MVar

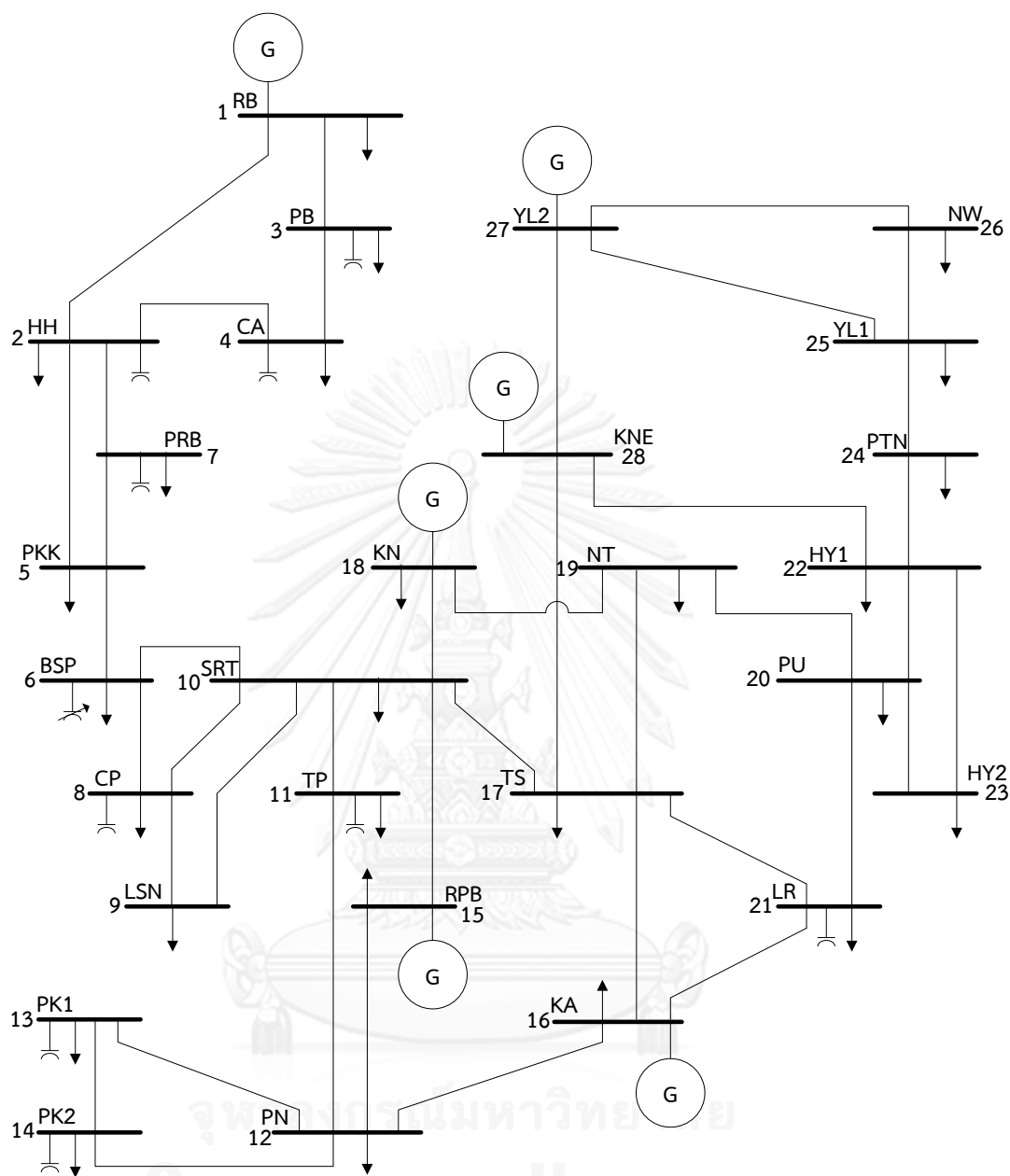
2) พื้นที่รับกำลังไฟฟ้า

พื้นที่รับกำลังไฟฟ้า คือ บัสที่ 8 ถึง บัสที่ 28 มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 5 เครื่องเชื่อมต่ออยู่ที่บัสที่ 15, 16, 18, 27 และ 28 ซึ่งข้อมูลกำลังผลิตสูงสุด และต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 10.1

ระบบไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีกำลังการผลิตติดตั้งรวม 1,700 MW เป็นกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จำนวน 1,660 MW และเป็นกำลังการผลิตจากผู้ผลิตรายเล็กจำนวน 40 MW ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่รับรวม 1,560.9 MW 620.9 MVar

ตารางที่ 10.1 กำลังผลิตสูงสุด และต่ำสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า

บัส	กำลังการผลิตสูงสุด (MW)	กำลังการผลิตต่ำสุด (MW)
15	240	165
16	300	170
18	820	505
27	40	30
28	300	-300



ภาพที่ 10.1 ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547

การทดสอบวิธีการที่นำเสนอประกอบด้วย การทดสอบใน 5 ส่วนหลัก ดังนี้

- 1) การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO
- 2) การกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล
- 3) การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง
- 4) การแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้ากำลัง
- 5) การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

10.1.1 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบ

10.1.1.1 การวิเคราะห์ระบบทดสอบ

เมื่อวิเคราะห์ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547 พบว่า

- 1) ระบบทดสอบสามารถเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า เนื่องจากการที่อุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ เกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบรวมจำนวน 38 เหตุการณ์ ซึ่งแบ่งเป็น
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่ง และหม้อแปลงเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้องจำนวน 33 เหตุการณ์
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบจำนวน 5 เหตุการณ์
- 2) ระบบทดสอบไม่สามารถเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า เนื่องจากการที่สายส่งคู่ขนานเกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบทั้ง 2 เส้นพร้อมกันได้ เนื่องจากระบบไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าในระบบทดสอบไม่มีสายส่งคู่ขนาน

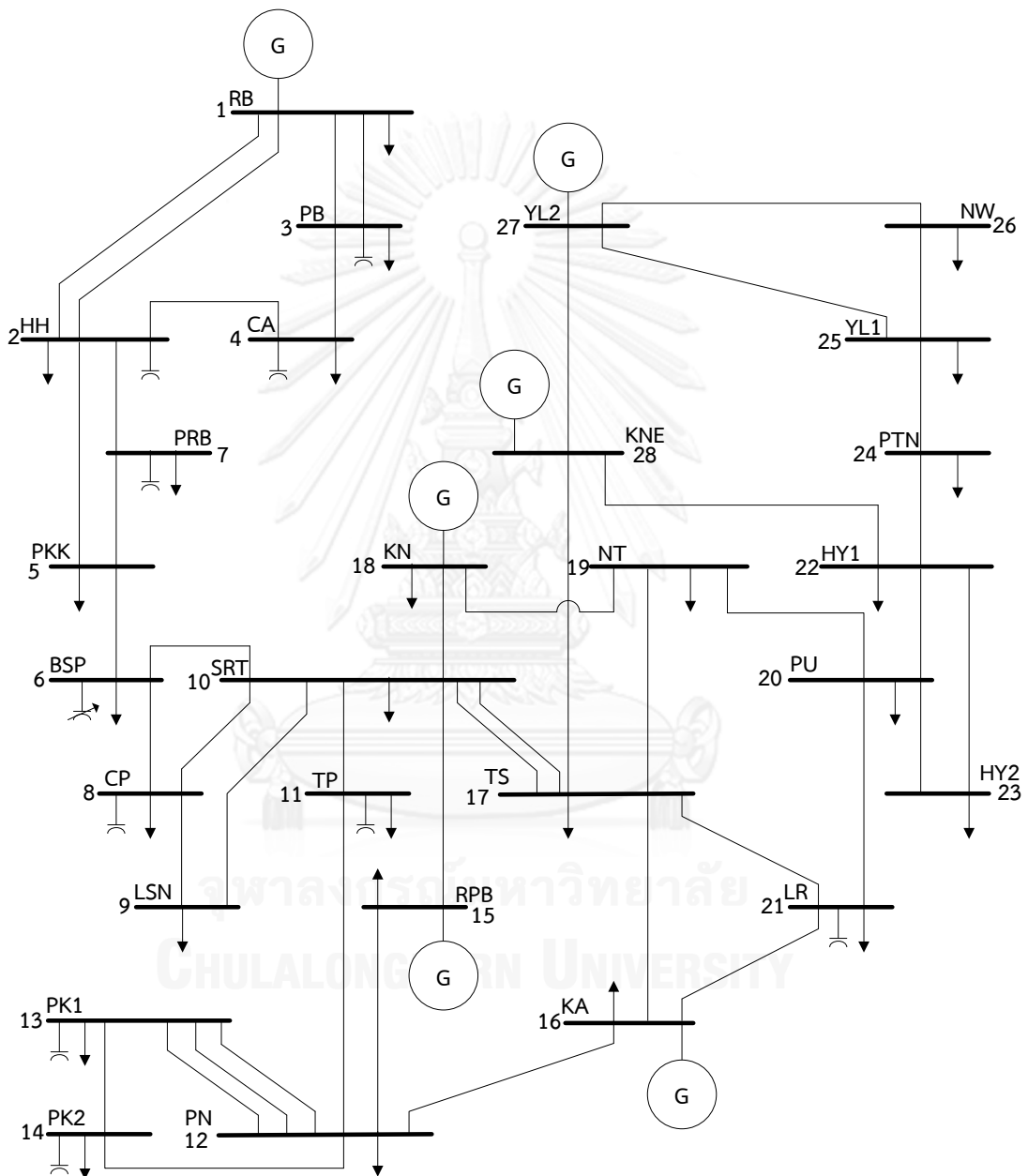
10.1.1.2 การดัดแปลงระบบทดสอบ

จากการวิเคราะห์ระบบทดสอบข้างต้นจะเห็นว่า ระบบทดสอบไม่สามารถคำนวณความสามารถในส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติกรณีสายส่งคู่ขนานหลุดออกจากระบบทั้งสองเส้นพร้อมกันได้ การคำนวณความสามารถในส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบนี้ทำได้เพียงการพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ เกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบเท่านั้น

ดังนั้น เพื่อให้การทดสอบการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดสามารถพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติได้ครบในทุกกรณีตามมาตรฐานการพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ดังที่ได้กล่าวไปในหัวข้อ 7.2.2 ในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบจึงพิจารณาดัดแปลงระบบทดสอบให้ระบบเป็นระบบที่มีสายส่งคู่ขนาน ดังภาพที่ 10.2 ดังนี้

- เพิ่มสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 1 และบัส 2 จำนวน 1 วงจร ซึ่งจะได้ว่าระบบทดสอบมีสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 1 และบัส 2 จำนวน 2 วงจร
- เพิ่มสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 1 และบัส 3 จำนวน 1 วงจร ซึ่งจะได้ว่าระบบทดสอบมีสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 1 และบัส 3 จำนวน 2 วงจร
- เพิ่มสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 10 และบัส 17 จำนวน 1 วงจร ซึ่งจะได้ว่าระบบทดสอบมีสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 10 และบัส 17 จำนวน 2 วงจร
- เพิ่มสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 12 และบัส 13 จำนวน 2 วงจร ซึ่งจะได้ว่าระบบทดสอบมีสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 12 และบัส 13 จำนวน 3 วงจร

การเพิ่มสายส่งคู่ขนานในระบบทดสอบกำหนดให้ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งคู่ขนานแต่ละคู่มีค่าเท่ากัน กล่าวคือ ค่าพารามิเตอร์ของสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 1 และบัส 2 วงจรที่ 1 จะมีค่าเท่ากับค่าพารามิเตอร์ของสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 1 และบัส 2 วงจรที่ 2 และเป็นเช่นนี้กับสายส่งคู่ขนานคู่อื่นๆ



ภาพที่ 10.2 ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547
ที่มีการตัดแปลง

10.1.1.3 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบที่ดัดแปลง

เมื่อพิจารณาระบบทดสอบที่มีการดัดแปลงโดยการเพิ่มสายส่งคู่ขนานจะได้ว่า

- 1) ระบบทดสอบสามารถเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า เนื่องจากการที่อุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ เกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบรวมจำนวน 41 เหตุการณ์ ซึ่งแบ่งเป็น
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่ง และหม้อแปลงเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้องจำนวน 36 เหตุการณ์
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบจำนวน 5 เหตุการณ์
- 2) ระบบทดสอบสามารถเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า เนื่องจากการที่สายส่งคู่ขนานเกิดเหตุขัดข้องหลุดออกจากระบบทั้ง 2 เส้นพร้อมกัน จำนวน 4 เหตุการณ์ ดังนี้
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งคู่ขนานระหว่างบัส 10 และบัส 17 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 13 วงจรที่ 1 และ 2 หลุดออกจากระบบพร้อมกัน
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 13 วงจรที่ 1 และ 3 หลุดออกจากระบบพร้อมกัน
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 13 วงจรที่ 2 และ 3 หลุดออกจากระบบพร้อมกัน

จากการพิจารณาระบบทดสอบข้างต้นจะได้ว่า ระบบทดสอบที่ดัดแปลงโดยการเพิ่มสายส่งคู่ขนานมีกรณีในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดเพื่อรองรับเหตุการณ์ผิดปกติ 45 กรณี และเมื่อรวมกรณีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ไม่คำนึงถึงเหตุการณ์ผิดปกติอีก 1 กรณี จะได้ว่าระบบทดสอบที่มีการดัดแปลงนี้มีกรณีสำหรับการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดรวมทั้งสิ้น $45 + 1 = 46$ กรณี

เมื่อได้กรณีการคำนวณแล้วจึงคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในแต่ละกรณีตามขั้นตอนที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 7.2.2

ผลการคำนวณในแต่ละกรณีแสดงดังตารางที่ 10.2

ตารางที่ 10.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

Case	Trip		Base kV		Idx Trip		Gen Trip		TTC (MW)	Generation (MW)					SumGenR (MW)
	Frb	Tob	kVfrbus	kVtobus	row1	row2	Genbus	Gbus 15		Gbus 16	Gbus 18	Gbus 27	Gbus 28		
1	12	15	115	230	26	26	0	0	-10000.00	194	271	697	40	-182	1020
2	22	28	115	230	41	41	0	0	-10000.00	184	182	533	34	-233	700
3	25	27	115	230	44	44	0	0	-10000.00	168	198	509	37	-225	687
4	0	0	0	0	0	0	18	18	-9899.72	240	300	820	40	300	1700
5	0	0	0	0	0	0	28	28	-9685.04	165	274	512	32	0	983
6	27	28	230	230	46	46	0	0	-9562.79	165	193	512	31	268	1169
7	22	23	115	230	39	39	0	0	-9562.56	165	170	505	31	297	1168
8	6	10	230	230	12	12	0	0	257.77	173	280	724	40	129	1346
9	0	0	0	0	0	0	16	16	325.26	166	300	555	38	217	1276
10	0	0	0	0	0	0	15	15	389.01	240	205	598	35	141	1219
11	16	17	230	230	29	29	0	0	434.36	207	170	669	30	104	1180
12	11	12	115	115	21	21	0	0	436.20	187	299	505	31	152	1174
13	17	19	230	230	31	31	0	0	436.88	204	186	509	38	233	1170
14	20	23	230	230	38	38	0	0	436.92	205	188	508	39	230	1170
15	10	15	230	230	17	17	0	0	436.94	204	189	507	31	239	1170
16	12	13	115	115	23	23	0	0	436.97	169	208	520	37	236	1170
17	20	22	230	115	37	37	0	0	436.97	165	215	518	39	233	1170

ตารางที่ 10.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO (ต่อ)

Case	Trip		Base kV		Idx Trip		Gen Trip		TTC (MW)	Generation (MW)				SumGenR (MW)	
	Frb	Tob	kVfrbus	kVtobus	row1	row2	Genbus	Gbus 15		Gbus 16	Gbus 18	Gbus 27	Gbus 28		
18	10	17	230	230	18	19	0	0	437.00	165	170	505	31	297	1168
19	12	13	115	115	22	23	0	0	437.00	165	204	505	31	264	1169
20	12	13	115	115	22	24	0	0	437.00	165	170	505	31	297	1168
21	12	13	115	115	23	24	0	0	437.00	165	170	505	31	297	1168
22	17	28	230	230	33	33	0	0	437.01	172	227	505	38	228	1170
23	10	17	230	230	18	18	0	0	437.17	168	171	523	32	275	1169
24	8	9	115	115	13	13	0	0	437.18	194	172	505	30	268	1169
25	12	13	115	115	24	24	0	0	437.21	171	199	505	35	259	1169
26	0	0	0	0	0	0	27	0	437.22	165	206	505	40	253	1169
27	20	21	230	115	36	36	0	0	437.22	170	199	505	31	264	1169
28	8	10	115	230	14	14	0	0	437.22	166	200	507	31	265	1169
29	10	17	230	230	19	19	0	0	437.23	165	201	507	31	265	1169
30	6	8	230	115	11	11	0	0	437.44	165	170	505	31	297	1168
31	9	10	115	230	15	15	0	0	437.44	165	170	505	31	297	1168
32	10	11	230	115	16	16	0	0	437.44	165	170	505	31	297	1168
33	10	18	230	230	20	20	0	0	437.44	165	170	505	31	297	1168
34	12	13	115	115	22	22	0	0	437.44	165	170	505	31	297	1168

ตารางที่ 10.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าที่เหมาะสมแบบ PSO (ต่อ)

Case	Trip		Base kV		Idx Trip		Gen Trip		TTC (MW)	Generation (MW)					SumGenR (MW)
	Frb	Tob	kVfrbus	kVtobus	row1	row2	Genbus			Gbus 15	Gbus 16	Gbus 18	Gbus 27	Gbus 28	
35	12	14	115	115	25	25	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
36	12	16	115	230	27	27	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
37	13	14	115	115	28	28	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
38	16	21	230	115	30	30	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
39	17	21	230	115	32	32	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
40	18	19	230	230	34	34	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
41	19	20	230	230	35	35	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
42	22	24	115	115	40	40	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
43	24	25	115	115	42	42	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
44	25	26	115	115	43	43	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
45	26	27	115	230	45	45	0		437.44	165	170	505	31	297	1168
46	0	0	0	0	0	0	0		437.44	165	170	505	31	297	1168

หัวตาราง และค่าในแต่ละคอลัมน์ของ Error! Reference source not found. มีความหมายดังนี้

คอลัมน์ที่ 1 Case

Case หมายถึง ลำดับของเหตุการณ์ผิดปกติที่พิจารณา

คอลัมน์ที่ 2 และ 3 Trip

คอลัมน์ Trip จะประกอบด้วย 2 คอลัมน์ย่อย คือ คอลัมน์ Frb และคอลัมน์ Tob ซึ่ง Frb และ Tob คือ เลขบัสในระบบทดสอบ

ดังนั้นตัวเลขที่ระบุในคอลัมน์ Trip หมายถึง สายส่ง หรือ หม้อแปลง ที่เชื่อมโยงระหว่างบัส Frb และบัส Tob เกิดเหตุการณ์ผิดปกติทำให้หม้อแปลง หรือ สายส่งนั้นหลุดออกจากระบบ ซึ่งหากกรณีตัวเลขในคอลัมน์ทั้งสองคอลัมน์มีค่าเป็นศูนย์ หมายถึง กรณีนั้นไม่ใช่เหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดจากสายส่ง หรือ หม้อแปลงเชื่อมต่อหลุดออกจากระบบ

คอลัมน์ที่ 4 และ 5 Base kV

คอลัมน์ Base kV จะประกอบด้วย 2 คอลัมน์ย่อย คือ คอลัมน์ kvfrbus และคอลัมน์ kvtobus ซึ่ง Frb และ Tob คือ ระดับแรงดันของบัส Frb และบัส Tob ในคอลัมน์ที่ 2 และ 3

คอลัมน์ที่ 6 และ 7 Idx Trip

คอลัมน์ Idx Trip จะประกอบด้วย 2 คอลัมน์ย่อย คือ คอลัมน์ row1 และคอลัมน์ row2 ซึ่ง row1 และ row2 คือ ลำดับของสายส่งในตารางข้อมูลสายส่งระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2547 ในภาคผนวก ก. ซึ่งความหมายของค่าในคอลัมน์ row1 และคอลัมน์ row2 มีดังนี้

- คอลัมน์ row1 และ row2 จะมีค่าไม่เท่ากับศูนย์ในกรณีที่เหตุการณ์ผิดปกตินั้นไม่ได้เกิดขึ้นจากสายส่ง หรือ หม้อแปลงเชื่อมต่อหลุดออกจากระบบ
- ถ้าในคอลัมน์ row1 และ row2 มีค่าไม่เท่ากับศูนย์ และค่าในคอลัมน์ row1 และ row2 มีค่าเท่ากัน แสดงว่า เหตุการณ์ผิดปกติในกรณีนั้นเป็นเหตุการณ์ผิดปกติที่สายส่ง หรือ หม้อแปลงเชื่อมต่อหลุดออกจากระบบเพียง 1 เส้น หรือ 1 ชุด
- ถ้าค่าในคอลัมน์ row1 และ row2 มีค่าไม่เท่ากับศูนย์ แต่ค่าในคอลัมน์ row1 และ row2 มีค่าเท่ากัน แสดงว่า เหตุการณ์ผิดปกติในกรณีนั้นเป็นเหตุการณ์ผิดปกติที่สายส่ง หรือ หม้อแปลงเชื่อมต่อหลุดออกจากระบบพร้อมกัน 2 เส้น หรือ 2 ชุด

คอลัมน์ที่ 8 Gen Trip

คอลัมน์ Gen Trip หมายถึง เหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดจากโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบเกิดเหตุการณ์ผิดปกติหลุดออกจากระบบ ซึ่งค่าในคอลัมน์ Gen Trip นี้จะเป็นหมายเลขบัสของระบบทดสอบ ซึ่งหากค่าในคอลัมน์ Gen Trip มีค่าเท่ากับศูนย์ หมายถึง เหตุการณ์ผิดปกติในกรณีนี้ไม่ได้เกิดจากการที่โรงไฟฟ้าหลุดออกจากระบบ

คอลัมน์ที่ 9 TTC

คอลัมน์ TTC หมายถึง ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดในหน่วย MW ที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติที่ระบุในคอลัมน์ที่ 2 ถึง 8

ค่า TTC ที่ระบุในคอลัมน์นี้เป็นผลรวมของค่ากำลังไฟฟ้าจริงบนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 6 กับบัส 10 และสายส่งเชื่อมโยงระหว่างบัส 6 กับบัส 8

คอลัมน์ที่ 10 ถึง 14 Generation

คอลัมน์ Generation ประกอบด้วยคอลัมน์ย่อย Gbus 15, Gbus 16, Gbus 18, Gbus 27 และ Gbus 28 ซึ่งหมายถึง ค่า MW ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส Gbus 15, Gbus 16, Gbus 18, Gbus 27 และ Gbus 28 ที่จ่ายให้ระบบ ซึ่งค่า MW เหล่านี้เป็นตัวแปรในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO

คอลัมน์ที่ 15 SumGenR

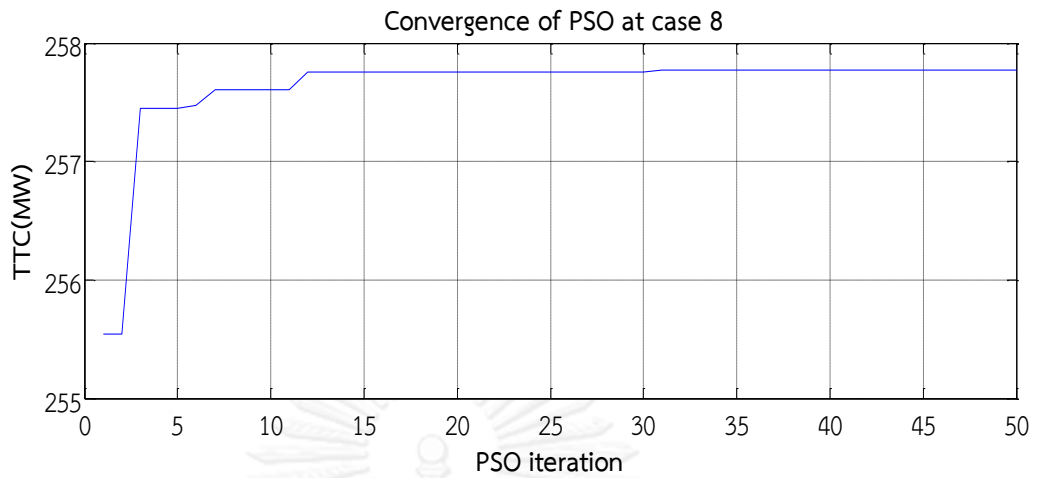
คอลัมน์ SumGenR หมายถึง ค่า MW รวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในคอลัมน์ Generation

10.1.1.4 การตรวจสอบความถูกต้องของผลการคำนวณ

แนวคิดในการตรวจสอบความถูกต้องของผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด คือ การตรวจสอบความถูกต้องของการคำนวณค่าเหมาะสมแบบ PSO ซึ่งคำตอบที่ได้จากการหาค่าเหมาะสมที่ถูกต้องจะต้องมีลักษณะลู่เข้าสู่ค่าเหมาะสมสำหรับทุกรอบของการคำนวณ และคำตอบที่เหมาะสมนั้นจะชนข้อจำกัดใดข้อจำกัดหนึ่งของเงื่อนไขบังคับ ดังนี้

1) การลู่เข้าของการคำนวณค่าเหมาะสมแบบ PSO

เมื่อตรวจสอบการลู่เข้าของ PSO พบว่าผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะลู่เข้าสู่ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดในกรณีอื่นๆ ตัวอย่างเช่น การลู่เข้าของความสามารถในการส่งกำลังสูงสุดในกรณี 8 ที่เป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 10 หลุดออกจากระบบ ดัง



ภาพที่ 10.3 การลู่เข้าของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 10 หลุดออกจากระบบ

2) การตรวจสอบการชนข้อจำกัดของการคำนวณค่าเหมาะสมแบบ PSO

เมื่อตรวจสอบการลู่เข้าของ PSO พบว่าผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO จะลู่เข้าสู่ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดในกรณีนั้นๆ ตัวอย่างเช่น การลู่เข้าของความสามารถในการส่งกำลังสูงสุดในกรณี 8 ที่เป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 10 หลุดออกจากระบบ ดังตารางที่ 10.3

ตารางที่ 10.3 การชนข้อจำกัดของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 10 หลุดออกจากระบบ

Generation (MW)					TTC (MW)	Power Flow at Emergency		
Gbus 15	Gbus 16	Gbus 18	Gbus 27	Gbus 28		S_{68} (MVA)	S_{68}^{rated} (MVA)	Percent (%)
173	280	724	40	129	257.7737	286.7997	239.0000	119.9999
172	280	724	40	129	258.8188	288.1011	239.0000	120.5444
173	279	724	40	129	258.8083	288.0878	239.0000	120.5388
173	280	723	40	129	258.7928	288.0689	239.0000	120.5309
173	280	724	39	129	258.8616	288.1540	239.0000	120.5665
173	280	724	40	128	258.8537	288.1441	239.0000	120.5624

10.1.1.5 การวิเคราะห์ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบที่ดัดแปลง

เมื่อพิจารณาผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบที่ดัดแปลงในตารางที่ 10.2 สามารถสรุปผลการคำนวณได้ว่า

- 1) ระบบทดสอบมีความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ไม่พิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติใดๆ ในระบบที่ 437.44 MW ซึ่งหากระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าที่ค่าๆ นี้ ระบบจะสามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติลำดับที่ 30 ถึง 45 ที่ระบุในตารางที่ 10.2 ได้
- 2) ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบตามมาตรฐานในการกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. สำหรับระบบทดสอบนี้มีค่า 257.77 MW ซึ่งเป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดจากเงื่อนไขความสามารถในการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 10 หลุดออกจากระบบ
- 3) ระบบทดสอบไม่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติในลำดับที่ 1 ถึง 7 ได้ ซึ่งได้แก่
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 22 และบัส 28 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 27 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้าที่บัส 18 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้าที่บัส 28 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 27 และบัส 28 หลุดออกจากระบบ
 - เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 22 และบัส 23 หลุดออกจากระบบ

จากการสรุปผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบข้างต้น สามารถวิเคราะห์ผลได้ว่า

- 1) ระบบทดสอบมีความสามารถในการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติลำดับที่ 30 ถึง 45 ที่ระบุในตารางที่ 10.2 ได้ เนื่องจากเหตุการณ์ผิดปกติของระบบไฟฟ้าในบริเวณนั้นๆ ไม่ทำให้ระบบไฟฟ้าสูญเสียกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ระบบจึงยังคงมีเสถียรภาพแรงดันอยู่ด้านบนของเส้นโค้ง $P-V$ และอยู่ในเกณฑ์ของการควบคุมระบบไฟฟ้าในสถานะฉุกเฉิน

2) ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติ เนื่องจากสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 10 หลุดออกจากระบบมีค่าต่ำสุดจากทุกกรณีของเหตุการณ์ผิดปกติลำดับที่ 8 ถึง 46 ซึ่งเมื่อวิเคราะห์ในรายละเอียดแล้วพบว่าเหตุการณ์ผิดปกติดังกล่าวมีโอกาสที่ทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเสี่ยงในการเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างสูง ดังนี้

- การหลุดออกจากระบบของสายส่งเส้นดังกล่าวจะส่งผลให้ระบบไฟฟ้ามีการเชื่อมโยงระหว่างสองพื้นที่เพียงเส้นเดียว คือ สายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 8
- หากระบบไฟฟ้ามีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่า 257.77 MW แล้วระบบเกิดเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 10 หลุดออกจากระบบ จะทำให้สายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 8 มีการรับภาระ (Loading) เกินค่าพิกัด
- การรับภาระเกินพิกัดของสายส่งอาจทำให้รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay) ทำงานปลดสายส่งเชื่อมโยงเส้นที่เหลือนี้ออกจากระบบ ซึ่งจะทำให้ระบบไฟฟ้าทั้งสองระบบเกิดสถานะ Islanding
- เมื่อพิจารณาความสมดุล (Balance) ของกำลังการผลิต และโหลดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าพบว่าในสถานะที่ระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่า 257.77 MW จะทำให้โรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีการเดินเครื่องที่ต่ำกว่า 1,346 MW แต่ค่าโหลดในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้า ณ ขณะนั้นมีค่า 1,700 MW ดังนั้นหากโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีการตอบสนองต่อระบบไม่ทันจะทำให้ระบบไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีความถี่ที่ต่ำลงจนอาจทำให้โรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าหลุดออกจากระบบด้วยการทำงานของระบบป้องกันของโรงไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลให้ระบบไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้

3) เมื่อพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติลำดับที่ 1 ซึ่งเป็นหนึ่งในเหตุการณ์ผิดปกติที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถรองรับได้พบว่า

- ไม่ว่าระบบไฟฟ้าจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าเท่าใดก็ตามเหตุการณ์ผิดปกติดังกล่าวจะทำให้ระบบไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าบริเวณบัส 12, 13 และ 14 สามารถถึงจุดพังทลายของแรงดัน หรือ ระบบไฟฟ้าจะเกิดแรงดันต่ำมากในบริเวณบัส 12, 13 และ 14
- เมื่อพิจารณาสาเหตุของการพังทลายของแรงดันพบว่าเป็นลักษณะของการที่ระบบบริเวณบัส 12, 13 และ 14 ไม่สามารถรับกำลังไฟฟ้าที่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นั้นได้
- เนื่องจากสภาพระบบในสถานะปกตินั้นโหลดบริเวณบัส 12, 13 และ 14 มากกว่า 90% จะถูกจ่ายผ่านสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 เนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 16 มีค่าอิมพีแดนซ์ของสายส่งมีค่าสูง ซึ่ง

เมื่อพิจารณาจากลักษณะทางกายภาพพบว่าสายส่งระหว่างบัส 12 และ บัส 16 นั้นเป็นสายส่งที่ยาว ดังนั้นลักษณะการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบจึงมีลักษณะการไหลจากบัส 15 มาบัส 12 เพื่อจ่ายโหลดบริเวณบัส 12, 13 และ 14

- และในสถานะที่สายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบนั้น กำลังไฟฟ้าก็ไม่สามารถไหลจากบัส 16 มาจ่ายโหลดที่บัส 12 ได้เพียงพอ เนื่องจากติดปัญหาทางด้านเสถียรภาพของสายส่งนั่นเอง
- ดังนั้นการที่สายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบจึงทำให้ระบบไฟฟ้าบริเวณบัส 12, 13 และ 14 เกิดการฟังกหลายของแรงดันในที่สุด

10.1.2 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

10.1.2.1 ข้อมูลที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล

สำหรับระบบทดสอบนี้กำหนดให้อัตราความล้มเหลว (Failure Rate) และอัตราการซ่อมแซม (Repair Rate) ของสายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้ามีค่าดังตารางที่ 10.4

ตารางที่ 10.4 อัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลของระบบทดสอบ กฟผ. ปี 2547

Region	Voltage (kV)	Failure Rate (Occ./yr)		Repair Rate (Occ./yr)	
		Line	Transformer	Line	Transformer
SAC.	69	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
	115	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
	132	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
	230	4.70400	0.11150	2718.13330	606.10673
	500	5.07400	0.13330	554.87287	1332.31939
	system	4.8216	1179.68676	9361.97499	1606.54400

หมายเหตุ : - หม้อแปลง 230 kV คือ หม้อแปลง 230-115 kV และ 230-69 kV
 - หม้อแปลง 500 kV คือ หม้อแปลง 500-230 kV
 - ค่า Failure Rate และค่า Repair Rate ของสายส่งมีหน่วยเป็น ครั้ง/ปี/วงจรถิโลเมตร

จากข้อมูลอัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้าในตารางที่ 10.4 จะพบว่าในการศึกษาได้มีการกำหนดค่า Failure Rate ของสาย

ส่ง 115 kV เป็นศูนย์ เพื่อให้สามารถตรวจสอบความถูกต้องของการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลได้ ซึ่งการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้นจะต้องไม่มีสายส่ง 115 kV เส้นใดที่หลุดออกจากระบบ

นอกจากนี้ เนื่องจากไม่ทราบระยะทางของสายส่งในระบบทดสอบนี้ จึงกำหนดให้สายส่งทุกเส้นยาว 1 กิโลเมตร ดังนั้นสายส่งที่ระดับแรงดันเดียวกันจึงมีโอกาสในการหลุดออกจากระบบเท่ากัน

สำหรับอัตราความล้มเหลว (Failure Rate) และอัตราการซ่อมแซม (Repair Rate) ของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ใช้สำหรับการจำลองเหตุการณ์ของระบบทดสอบนี้มีค่าดังตารางที่ 10.5

ตารางที่ 10.5 ค่าอัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลของระบบทดสอบ กฟผ. ปี 2547

Generator at bus	Failure Rate (Occ./yr)	Repair Rate (Occ./yr)
15	7.1	175.2
16	7.1	175.2
18	7.1	175.2
27	7.1	175.2
28	7.1	175.2

สำหรับการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลนั้นจะพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าเท่านั้น ดังนั้นอัตราความล้มเหลว (Failure Rate) และอัตราการซ่อมแซม (Repair Rate) ของอุปกรณ์ทุกตัวในพื้นที่ส่งกำลังไฟฟ้าที่ใช้สำหรับการจำลองเหตุการณ์ของระบบทดสอบนี้จึงมีค่าเท่ากับศูนย์

10.1.2.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โลโดยกำหนดค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ที่ยอมรับได้ (ϵ) เท่ากับ 0.0001275 และรอบของการคำนวณมอนติคาร์โลเท่ากับ 2,000 รอบ

ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่อาศัยการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล ตามขั้นตอนที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 7.3.3 โดยใช้ข้อมูลอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์ และข้อมูลอัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์ดังกล่าวข้างต้นพบว่า

- 1) การจำลองเหตุการณ์สั้นสุดลงเนื่องจากค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์มีค่าน้อยกว่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ที่ยอมรับได้ คือ ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์สุดท้ายที่การคำนวณสั้นสุดลงมีค่า 0.00012735869
- 2) ระบบมีการจำลองเหตุการณ์ทั้งสิ้น 80,451.26 ชั่วโมง หรือ 9.18 ปี

ผลการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลของระบบทดสอบแสดงดังตารางที่ 10.6

ตารางที่ 10.6 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการจำลองเหตุการณ์ของระบบทดสอบ

จำนวนชั่วโมง	จำนวนครั้ง	TTC (MW)	ความน่าจะเป็น	ความน่าจะเป็นสะสม
6425.92165	308	0.00	0.07987	0.07987
107.44140	6	100.28	0.00134	0.08121
2.42652	1	214.73	0.00003	0.08124
1.23516	1	251.00	0.00002	0.08125
1.86588	1	252.88	0.00002	0.08128
114.56328	39	257.81	0.00142	0.08270
1.90092	1	258.87	0.00002	0.08273
140.30892	7	281.63	0.00174	0.08447
3.39888	1	319.18	0.00004	0.08451
11.32668	4	319.28	0.00014	0.08465
1.37532	1	321.45	0.00002	0.08467
9.14544	3	321.48	0.00011	0.08478
6.71016	2	321.58	0.00008	0.08487
5.90424	2	324.44	0.00007	0.08494
6.12324	2	325.40	0.00008	0.08502
2985.73212	95	325.57	0.03711	0.12213
3.02220	1	325.65	0.00004	0.12217
2.48784	1	328.04	0.00003	0.12220
0.84096	1	334.56	0.00001	0.12221
3.00468	1	342.50	0.00004	0.12224
72.11232	5	345.07	0.00090	0.12314

	จำนวนชั่วโมง	จำนวนครั้ง	TTC (MW)	ความน่าจะเป็น	ความน่าจะเป็น สะสม
	3.43392	1	382.20	0.00004	0.12318
	3.20003	2	382.46	0.00004	0.12322
	10.55580	3	383.33	0.00013	0.12335
	2437.54008	65	389.21	0.03030	0.15365
	3.46896	1	389.25	0.00004	0.15370
	130.83060	42	434.87	0.00163	0.15532
	5.58012	3	435.10	0.00007	0.15539
	2.77692	1	436.98	0.00003	0.15543
	2.95212	1	437.00	0.00004	0.15546
	16.72284	2	437.17	0.00021	0.15567
	2701.88184	79	437.18	0.03358	0.18925
	112.82880	37	437.19	0.00140	0.19066
	133.94040	33	437.20	0.00166	0.19232
	224.26476	71	437.21	0.00279	0.19511
	123.41964	34	437.22	0.00153	0.19664
	42.92400	3	437.23	0.00053	0.19718
	14.21748	6	437.41	0.00018	0.19735
	64573.87572	853	437.44	0.80265	1.00000
รวม	80451.26184	1720	418.17	1.00000	

หัวตาราง และค่าในแต่ละคอลัมน์ของตารางที่ 10.6 มีความหมายดังนี้

คอลัมน์ที่ 1 จำนวนชั่วโมง

จำนวนชั่วโมง หมายถึง จำนวนชั่วโมงที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบเท่ากับคอลัมน์ที่ 3

คอลัมน์ที่ 2 จำนวนครั้ง

จำนวนครั้ง หมายถึง จำนวนครั้งที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบเท่ากับคอลัมน์ที่ 3

คอลัมน์ที่ 3 TTC

TTC คือ ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติ ซึ่งมีหน่วยเป็น MW

คอลัมน์ที่ 4 ความน่าจะเป็น

ความน่าจะเป็น หมายถึง ความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบมีค่าเท่ากับค่า TTC ในคอลัมน์ที่ 3 ซึ่งความน่าจะเป็นจะมีค่าเท่ากับ จำนวนชั่วโมงในคอลัมน์ที่ 1 หารด้วยจำนวนชั่วโมงที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมด

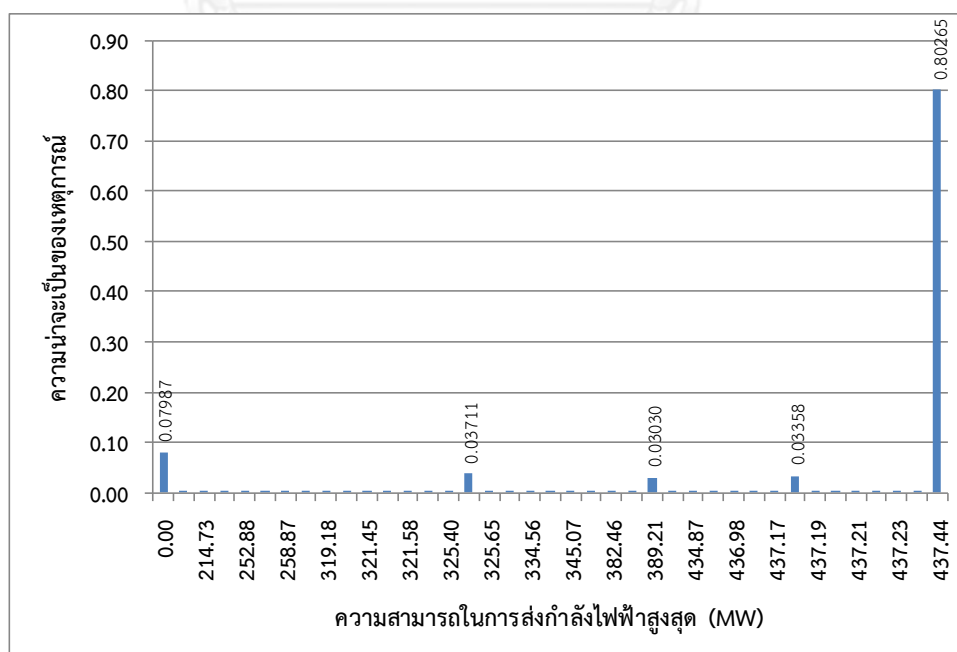
คอลัมน์ที่ 5 ความน่าจะเป็นสะสม

ความน่าจะเป็นสะสม หมายถึง ความน่าจะเป็นสะสมของเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบเท่ากับคอลัมน์ที่ 3

10.1.2.3 การสรุป และวิเคราะห์ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยอาศัยการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล

1) การสรุปผลการจำลองเหตุการณ์

เมื่อนำผลการจำลองเหตุการณ์ข้างต้นมาเปรียบเทียบความน่าจะเป็นของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถเกิดขึ้น ดังภาพที่ 10.4 จะเห็นค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีโอกาสของเกิดขึ้นได้มากอย่างชัดเจน



ภาพที่ 10.4 ความน่าจะเป็นของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ปี 2547

การจำลองเหตุการณ์ข้างต้นสามารถสรุปผลของการจำลองเหตุการณ์ได้ดังนี้

- 1.1 ระบบไฟฟ้ามีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการจำลองเหตุการณ์ทั้งสิ้น 80,451.26 ชั่วโมง
- 1.2 ระบบไฟฟ้าสามารถอยู่ในสภาวะดีประมาณ 64,573.88 ชั่วโมง นั่นหมายถึงระบบไฟฟ้าสามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้สูงถึง 437.44 MW ในช่วง 80.26% ของระยะเวลาการปฏิบัติการของระบบ
- 1.3 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าโดยเฉลี่ยมีค่า 418.17 MW
- 1.4 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีโอกาสเกิดขึ้นได้มาก 5 อันดับแรก เรียงตามลำดับโอกาสในการเกิดมากที่สุด คือ 437.44 MW, 0 MW, 325.57 MW, 437.18 MW และ 389.21 MW

2) การวิเคราะห์ผลการจำลองเหตุการณ์

จากการสรุปผลการจำลองเหตุการณ์พบว่าเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลข้างต้นสามารถวิเคราะห์ผลการจำลองเหตุการณ์ได้ดังนี้

- 2.1 เหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าที่ต่างกัน สามารถมีความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่เท่ากันได้ ดังนี้
 - ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 437.44 MW สามารถเกิดจากระบบไฟฟ้าที่ไม่มีความผิดปกติใดๆ หรือ ระบบไฟฟ้าที่เกิดความผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้า และสายส่ง 1 เส้น หลุดออกจากระบบ
 - ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 0 MW สามารถเกิดจากระบบไฟฟ้าที่เกิดความผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้า และสายส่ง 1 ถึง 2 เส้น หลุดออกจากระบบ
 - ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 325.57 MW เกิดจากระบบที่มีความผิดปกติเนื่องโรงไฟฟ้าที่บัส 16 หลุดออกจากระบบ
 - ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 437.18 MW เกิดจากระบบที่มีความผิดปกติเนื่องโรงไฟฟ้าที่บัส 27 หลุดออกจากระบบ หรือ เกิดจากโรงไฟฟ้าที่บัส 27 และสายส่งระหว่างบัส 18 และ 19 หลุดออกจากระบบ หรือ เกิดจากโรงไฟฟ้าที่บัส 27 และสายส่งระหว่างบัส 10 และ 18 หลุดออกจากระบบ หรือ เกิดจากสายส่งระหว่างบัส 10 และ 17 และระหว่างบัส 16 และ 17 หลุดออกจากระบบ
 - ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 389.21 MW เกิดจากระบบที่มีความผิดปกติเนื่องโรงไฟฟ้าที่บัส 15 หลุดออกจากระบบ หรือ เกิดจากโรงไฟฟ้าที่บัส 15 และสายส่งระหว่างบัส 17 และ 19 หลุดออกจากระบบ หรือ เกิดจากโรงไฟฟ้าที่บัส 15 และสายส่งระหว่างบัส 20 และ 23 หลุดออกจากระบบ

จากการพิจารณาในรายละเอียดของเหตุการณ์ผิดปกติที่มีโอกาสเกิดขึ้นได้บ่อยจะเห็นว่า ในทุกเหตุการณ์ผิดปกติจะมีส่วนของเหตุการณ์ผิดปกติของโรงไฟฟ้ารวมอยู่ด้วยเสมอ ซึ่งสอดคล้องกับอัตราการล้มเหลวของโรงไฟฟ้าที่มีค่าสูงที่สุด

2.2 เมื่อพิจารณาการจำลองเหตุการณ์ทั้งสิ้น 80,451.26 ชั่วโมง พบว่าระบบไฟฟ้ามีเหตุการณ์ผิดปกติแบ่งแยกตามชนิดของอุปกรณ์ ดังตารางที่ 10.7

ตารางที่ 10.7 จำนวนชั่วโมงที่ระบบไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ผิดปกติแบ่งแยกตามชนิดของอุปกรณ์

ชนิดของอุปกรณ์	จำนวนชั่วโมงที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติ	อัตราความล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	อัตราการซ่อมแซม (ครั้ง/ปี)
โรงไฟฟ้า	8,549.93	7.1	175.2
สายส่ง 230 kV	1,406.36	4.70400	2718.13330
หม้อแปลง 230/115 kV	130.31	0.11150	606.10673

เมื่อพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติในระบบดังตารางที่ 10.7 พบว่า จำนวนชั่วโมงของการเกิดเหตุการณ์ผิดปกตินั้นสอดคล้องกับอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์

2.3 เมื่อพิจารณารายละเอียดของเหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์มากกว่า 2 อุปกรณ์ พบว่า เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์มากกว่า 2 อุปกรณ์ จะมีเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งรวมอยู่ด้วย ดังตารางที่ 10.8

ตารางที่ 10.8 เหตุการณ์ผิดปกติของสายส่ง 2 เส้นหลุดออกจากระบบ

Gen	เหตุการณ์ผิดปกติ		จำนวนชั่วโมงที่เกิดเหตุการณ์
	สายส่งเส้นที่ 1	สายส่งเส้นที่ 2	
18	230 kV บัส 6-10	230 kV บัส 10-15	1.90092
297	230 kV บัส 10-15	230 kV บัส 20-23	0.13140
296	230 kV บัส 10-18	230 kV บัส 17-19	2.48784
0	230 kV บัส 10-18	230 kV บัส 18-19	0.08760

เหตุการณ์ผิดปกติ			จำนวนชั่วโมงที่เกิดเหตุการณ์
Gen	สายส่งเส้นที่ 1	สายส่งเส้นที่ 2	
286	230 kV บัส 10-17	230 kV บัส 10-17	1.48920
0	230 kV บัส 10-18	230 kV บัส 18-19	2.66304
126	230 kV บัส 6-10	230 kV บัส 16-17	1.23516
0	230 kV บัส 20-23	230 kV บัส 27-28	0.99864
300	230 kV บัส 6-10	230 kV บัส 19-20	1.86588
297	230 kV บัส 10-15	230 kV บัส 20-23	1.90092
269	230 kV บัส 10-17	230 kV บัส 16-17	0.09636
รวม			14.85696

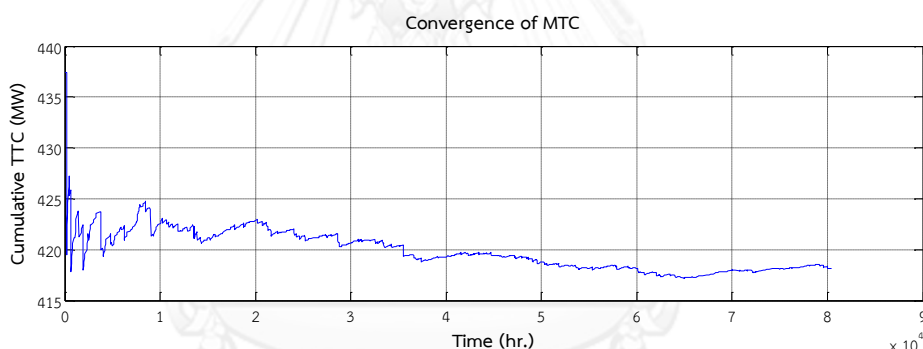
เมื่อพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติที่สามารถเกิดขึ้นพร้อมกันของสายส่งนั้นพบว่าสอดคล้องกับอัตราการซ่อมแซมของสายส่ง เนื่องจากสายส่งนั้นมีระยะเวลาการซ่อมที่นานจึงมีโอกาที่จะเกิดเหตุการณ์ผิดปกติพร้อมๆกับอุปกรณ์อื่นๆได้

- 2.4 การจำลองเหตุการณ์นั้นกำหนดให้อัตราการล้มเหลวของโรงไฟฟ้ามีค่าเท่ากันทุกโรงไฟฟ้า ดังนั้นจำนวนชั่วโมงที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์กรณีโรงไฟฟ้าแต่ละโรงหลุดออกจากระบบต้องมีค่าเท่ากัน การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลจึงสามารถสิ้นสุดลงได้ แต่เมื่อพิจารณาจำนวนชั่วโมงของเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละโรงหลุดออกจากระบบพบว่าจำนวนชั่วโมงยังคงไม่เท่ากันดังตารางที่ 10.9

ตารางที่ 10.9 จำนวนชั่วโมงของเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละโรง หลุดออกจากระบบ

เหตุการณ์ผิดปกติของโรงไฟฟ้าที่บัส	จำนวนชั่วโมง	%ความแตกต่างจากค่าเฉลี่ย
15	2856.90896	11.94774
16	3709.29060	14.32336
18	3242.08869	0.07618
27	3255.30272	0.33108
28	3159.21166	2.63052
เฉลี่ย	3244.56053	

จากการวิเคราะห์ข้างต้นจึงสามารถได้ข้อสรุปว่าการจำลองเหตุการณ์นั้นยังคงไม่ลู่เข้าซึ่งสอดคล้องกับการพิจารณาการลู่เข้าของการจำลองเหตุการณ์ดังกล่าวที่ 10.5



ภาพที่ 10.5 การตรวจสอบการลู่เข้าของการจำลองเหตุการณ์

ดังนั้นในการจำลองเหตุการณ์จึงต้องกำหนดความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์สำหรับการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลให้มีค่าน้อยลง

10.1.3 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง

10.1.3.1 การคำนวณค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งในระบบทดสอบ

ผลการคำนวณดัชนีความมั่นคงของสายส่งแบบต่างๆ ในระบบทดสอบเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางของประเทศไทย 28 บัส กรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน แสดงดังตารางที่ 10.10 โดยเรียงลำดับสายส่งที่อ่อนแอที่สุดไปน้อยที่สุด

ตารางที่ 10.10 ผลการคำนวณดัชนีความมั่นคงของสายส่งในระบบ กฟผ. ปี 2547 กรณีความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน

ลำดับที่	ดัชนีความมั่นคงของสายส่ง							
	PQVSI		FVSI		LQP		Lmn	
	สายส่ง	ค่าดัชนี	สายส่ง	ค่าดัชนี	สายส่ง	ค่าดัชนี	สายส่ง	ค่าดัชนี
1	1-2	0.32499	16-21	0.62538	1-2	0.17972	5-7	0.12189
2	12-14	0.30533	8-10	0.59257	5-7	0.11204	2-4	0.10565
3	16-21	0.30300	20-21	0.49087	16-21	0.10015	11-12	0.09403
4	12-13	0.25658	12-14	0.39887	2-4	0.09506	16-21	0.09158
5	10-11	0.25377	6-10	0.39560	2-5	0.09134	1-2	0.08031
6	6-10	0.24422	17-21	0.28395	12-13	0.08340	2-5	0.06467
7	18-19	0.23954	12-16	0.27622	11-12	0.07410	3-4	0.05831
8	17-21	0.19897	22-24	0.19562	3-4	0.06621	8-10	0.05716
9	12-16	0.19823	13-14	0.19366	6-8	0.05377	8-9	0.05379
10	17-28	0.18604	24-25	0.16059	8-10	0.05122	12-13	0.04971
11	10-18	0.17325	17-19	0.15445	5-6	0.04899	6-8	0.04768
12	26-27	0.17164	20-22	0.15057	8-9	0.04828	5-6	0.04310
13	2-5	0.16435	20-23	0.14951	12-14	0.04686	10-15	0.03316
14	25-26	0.15615	10-18	0.10332	10-15	0.03299	17-19	0.03226
15	22-24	0.15231	12-13	0.10109	17-19	0.03165	20-23	0.03132
16	3-4	0.15215	10-11	0.08244	10-18	0.03130	13-14	0.02183
17	1-3	0.15138	25-26	0.07832	20-23	0.02599	2-7	0.01994
18	24-25	0.15118	3-4	0.07562	10-11	0.02505	10-18	0.00677
19	12-15	0.14774	5-7	0.06865	2-7	0.02275	10-11	0.00159
20	6-8	0.13692	18-19	0.06840	13-14	0.02135	9-10	-0.00292
21	11-12	0.13391	26-27	0.06714	18-19	0.01512	25-27	-0.00488
22	19-20	0.12147	8-9	0.06231	1-3	0.00952	1-3	-0.00738
23	16-17	0.12043	10-17	0.06029	19-20	0.00342	22-23	-0.00756
24	20-23	0.09352	16-17	0.05718	16-17	0.00031	19-20	-0.00780
25	2-7	0.09281	1-3	0.05494	25-26	0.00062	16-17	-0.01030
26	20-21	0.09254	2-7	0.04546	12-15	0.00102	25-26	-0.01322
27	5-6	0.08541	6-8	0.04480	9-10	0.00262	12-15	-0.01638
28	20-22	0.08062	11-12	0.03421	25-27	0.00473	20-22	-0.02104
29	27-28	0.07995	22-28	0.03331	22-23	0.00637	27-28	-0.02149
30	5-7	0.07566	12-15	0.03157	20-22	0.01671	12-14	-0.02250
31	10-17	0.07367	2-4	0.03075	27-28	0.01718	18-19	-0.02745
32	22-28	0.06717	19-20	0.02018	10-17	0.02837	10-17	-0.03149
33	13-14	0.05529	1-2	0.01361	12-16	0.02987	22-28	-0.03424
34	2-4	0.04231	2-5	0.01118	17-21	0.03096	17-21	-0.05498

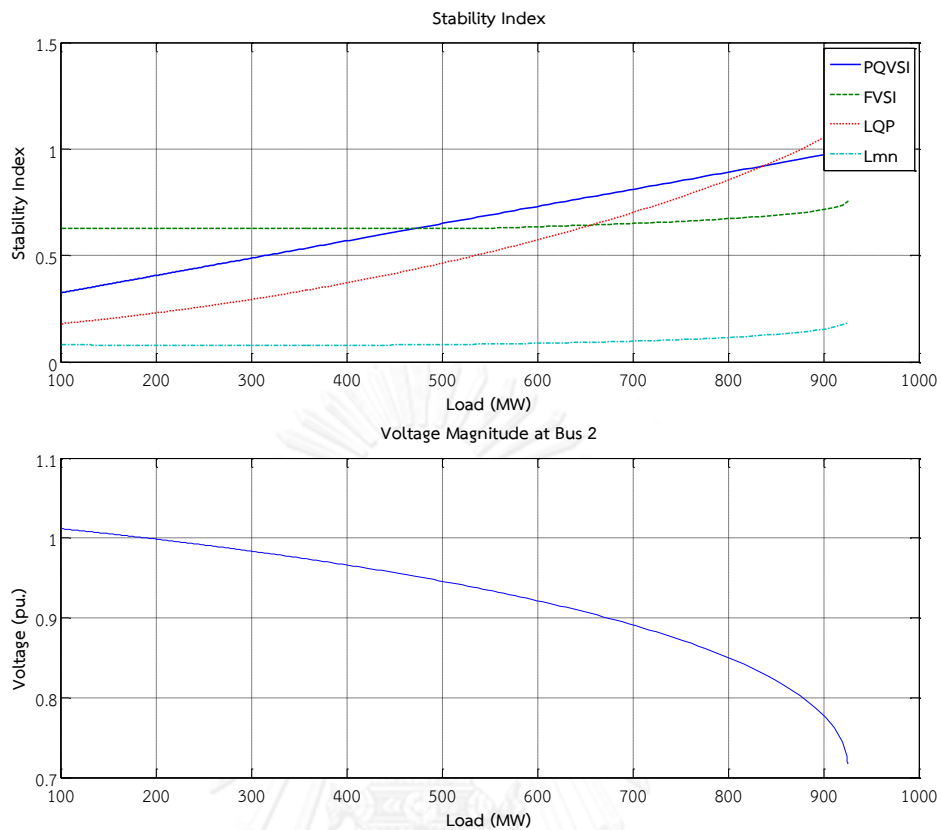
ลำดับที่	ดัชนีความมั่นคงของสายส่ง							
	PQVSI		FVSI		LQP		Lmn	
	สายส่ง	ค่าดัชนี	สายส่ง	ค่าดัชนี	สายส่ง	ค่าดัชนี	สายส่ง	ค่าดัชนี
35	8-9	0.02113	22-23	0.00627	22-28	0.03194	12-16	-0.05802
36	8-10	0.01946	5-6	0.00490	26-27	0.03988	26-27	-0.05833
37	22-23	0.01939	25-27	0.00272	20-21	0.04905	20-21	-0.06831
38	10-15	0.01355	10-15	0.00267	22-24	0.05538	22-24	-0.07168
39	25-27	0.00970	9-10	0.00158	17-28	0.08462	17-28	-0.10137
40	9-10	0.00359	17-28	0.00000	24-25	0.08862	24-25	-0.10522
41	17-19	0.00086	27-28	0.00000	6-10	0.11607	6-10	-0.14503

10.1.3.2 การทดสอบความแม่นยำของดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง

ผลการทดสอบที่ 1

การทดสอบที่ 1 ทำการทดสอบโดยการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบตัวประกอบ กำลังคงที่ที่จุดความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส 2 ทีละ 1% จนระบบถึงจุดพังทลายของแรงดัน ผลการทดสอบแสดงดังภาพที่ 10.6

จากภาพที่ 10.6 จะพบว่าดัชนี *PQVSI* จะมีค่าลู่เข้าสู่ค่า 1 เมื่อการเพิ่มความ ต้องการใช้ไฟฟ้า และมีค่าเท่ากับ 1 ที่จุดพังทลายของแรงดัน ในขณะที่ดัชนี *LQP* มีค่า มากกว่า 1 ส่วนดัชนี *FVSI* และดัชนี *Lmn* มีค่าน้อยกว่า 1 ที่จุดพังทลายของแรงดัน

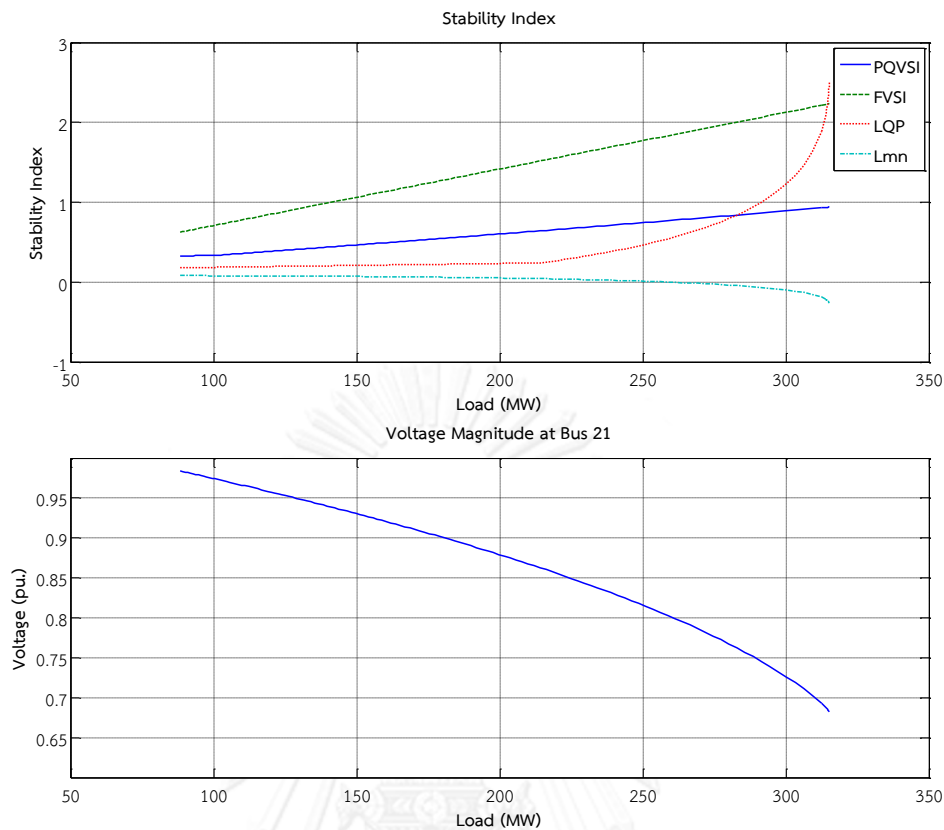


ภาพที่ 10.6 ดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งแบบต่างๆ และขนาดของแรงดันที่บัส 2 เมื่อทำการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบตัวประกอบกำลังคงที่ที่จุดความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส 2

ผลการทดสอบที่ 2

การทดสอบที่ 2 ทำการทดสอบโดยการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบตัวประกอบกำลังคงที่ที่จุดความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส 21 ทีละ 1% จนระบบถึงจุดพังทลายของแรงดัน ผลการทดสอบแสดงดังภาพที่ 10.7

จากภาพที่ 10.7 จะพบว่าดัชนี $PQVSI$ จะมีค่าลู่เข้าสู่ค่า 1 เมื่อการเพิ่มของความต้องการใช้ไฟฟ้าใกล้จุดพังทลายของแรงดัน ในขณะที่ดัชนี LQP และ $FVSI$ มีค่ามากกว่า 1 ส่วนดัชนี Lmn มีค่าน้อยกว่า 1 ที่จุดพังทลายของแรงดัน



ภาพที่ 10.7 ดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งแบบต่างๆ และขนาดของแรงดันที่บัส 21 เมื่อทำการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบตัวประกอบกำลังคงที่ที่จุดความต้องการใช้ไฟฟ้าที่บัส 21

10.1.3.3 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่งกับมาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

1) การวิเคราะห์มาตรฐานในการควบคุมระบบของ กฟผ.

เนื่องจากมาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้กำหนดระดับแรงดันของการควบคุมระบบในสภาวะปกติที่ 0.95-1.05 p.u. และกำหนดระดับแรงดันของการควบคุมระบบในสภาวะฉุกเฉินที่ 0.90-1.10 p.u. ซึ่งจากผลการทดสอบของดัชนีในภาพที่ 10.6 และ 10.7 จะพบว่า มาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. นั้นทำให้ระบบไฟฟ้าอยู่ไกลจากการพังทลายของแรงดันค่อนข้างมาก

2) ค่าช่วงดัชนีเสถียรภาพของสายส่งที่เหมาะสมสำหรับระบบทดสอบ

จากการศึกษาพบว่าระบบทดสอบที่มีเสถียรภาพทางแรงดันมีค่าดัชนีของสายส่งแต่ละชนิดอยู่ในช่วงดังนี้

- ค่าดัชนี *PQVSI* ของระบบไฟฟ้าจะอยู่ระหว่าง 0.00086-0.32499
- ค่าดัชนี *FVSI* ของระบบไฟฟ้าจะอยู่ระหว่าง 0.00000-0.62538
- ค่าดัชนี *LQP* ของระบบไฟฟ้าจะอยู่ระหว่าง 0.00031-0.17972
- ค่าดัชนี *Lmn* ของระบบไฟฟ้าจะอยู่ระหว่าง -0.14503-0.12189

10.1.4 การแก้ไขปัญหาาระบบส่งกำลังไฟฟ้า

จากผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีหาค่าเหมาะสมแบบ PSO ในตารางที่ 10.2 พบว่า การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 10.1.3 นั้นสามารถแก้ไขเหตุการณ์ฉุกเฉินที่มีความรุนแรงต่อระบบไฟฟ้าใน 2 กรณี คือ

- 1) การที่ระบบทดสอบการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจาก
 - สายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ
 - สายส่งระหว่างบัส 22 และบัส 28 หลุดออกจากระบบ
 - สายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 27 หลุดออกจากระบบ
 - โรงไฟฟ้าที่บัส 18 หลุดออกจากระบบ
 - โรงไฟฟ้าที่บัส 28 หลุดออกจากระบบ
 - สายส่งระหว่างบัส 27 และบัส 28 หลุดออกจากระบบ
 - สายส่งระหว่างบัส 22 และบัส 23 หลุดออกจากระบบ

จึงทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน ไม่ว่าจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าเท่าใดก็ตาม

- 2) การที่ระบบทดสอบมีการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ (257.77 MW) แล้วเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน

ดังนั้นหากระบบทดสอบเกิดเหตุการณ์ใน 2 กรณีข้างต้น ระบบไฟฟ้าสามารถแก้ไขปัญหาด้วยการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมที่นำเสนอในหัวข้อ 10.1.3 ซึ่งมีวิธีการแก้ไขใน 3 แนวทาง คือ 1) การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด 2) การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด และปลดสายส่ง 3) การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบป้องกันพิเศษที่ทำงานปลดโหลด และให้ Overvoltage Relay ของตัวเก็บประจุทำงานปรับขนาดของตัวเก็บประจุในระบบ ซึ่งจะกล่าวต่อไปในหัวข้อ 10.1.4.1, 10.1.4.2 และ 10.1.4.3 ตามลำดับ

สำหรับการจำลองระบบทดสอบที่มีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นจะกล่าวในหัวข้อ 10.1.4.4

10.1.4.1 การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด

- 1) ผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสม

ผลการคำนวณการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมที่นำเสนอในหัวข้อ 10.1.3.1 แบ่งแยกตามกรณีมีดังนี้

- 1.1 การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติที่ระบบไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉิน

ผลการคำนวณจุดปลดโหลดในกรณีนี้แสดงดังตารางที่ 10.11

1.2 การคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับการที่ระบบทดสอบมีการส่งกำลังไฟฟ้าเกิน
ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ
ผลการคำนวณจุดปลดโหลดในกรณีที่ระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าที่ 400 MW ซึ่งมากกว่าความสามารถ
ในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่ 257.77 MW แสดงดังตารางที่ 10.12



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 10.11 ผลการคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับการรองรับการกรณีผิดปกติที่ระบบไม่สามารถอยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบในสภาวะฉุกเฉิน

Case	Trip Line		Base kV		Idx Trip		Gen Trip		TTC	Generation				SumGen Receive	MWSum LoadShed (MW)	
	Frb	Tob	kVfrbus	kVtobus	row1	row2	Genbus			Gbus 15	Gbus 16	Gbus 18	Gbus 27			Gbus 28
1	12	15	115	230	26	26	0	0	-10000.00	194	271	697	40	-182	1020	109620.80
2	22	28	115	230	41	41	0	0	-10000.00	184	182	533	34	-233	700	149.35
3	25	27	115	230	44	44	0	0	-10000.00	168	198	509	37	-225	687	10028.30
4	0	0	0	0	0	0	18	18	-9899.72	240	300	0	40	300	880	524.83
5	0	0	0	0	0	0	28	28	-9685.04	165	274	512	32	0	983	28.05
6	22	23	115	230	39	39	0	0	-9562.79	165	170	505	31	297	1168	17.60
7	27	28	230	230	46	46	0	0	-9562.56	165	193	512	31	268	1169	59.30

ตารางที่ 10.12 ผลการคำนวณจุดปลดโอหลดสำหรับการที่ระบบทดสอบมีการส่งกำลังไฟฟ้าที่ 400 MW ซึ่งมากกว่าค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

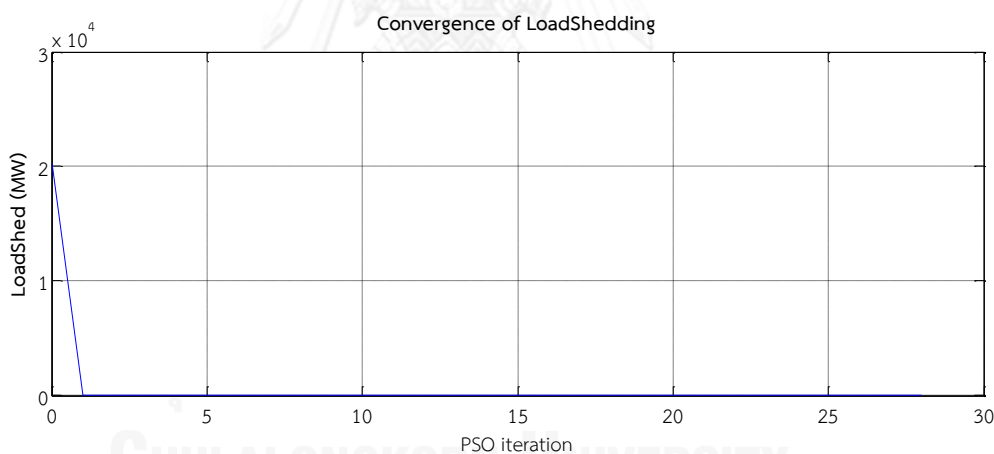
Case	Trip Line		Base kV		Idx Trip		Gen Trip	TTC	Generation				SumGen Receive	MWSum LoadShed (MW)	
	Ftb	Tob	kVfibus	kVtobus	row1	row2			Genbus	Gbus 15	Gbus 16	Gbus 18			Gbus 27
1	12	15	115	230	26	26	0	-10000.00	194	271	697	40	-182	1020	109620.80
2	22	28	115	230	41	41	0	-10000.00	184	182	533	34	-233	700	149.35
3	25	27	115	230	44	44	0	-10000.00	168	198	509	37	-225	687	10028.30
4	0	0	0	0	0	0	18	-9899.72	240	300	0	40	300	880	460.29
5	0	0	0	0	0	0	28	-9685.04	165	274	512	32	0	983	225.73
6	22	23	115	230	39	39	0	-9562.79	165	170	505	31	297	1168	17.60
7	27	28	230	230	46	46	0	-9562.56	165	193	512	31	268	1169	42.20
8	6	10	230	230	12	12	0	257.77	173	280	724	40	129	1346	165.78
9	0	0	0	0	0	0	16	325.26	166	300	555	38	217	1276	220.50
10	0	0	0	0	0	0	15	389.01	240	205	598	35	141	1219	137.11

2) การตรวจสอบความถูกต้องของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสม
แนวคิดในการตรวจสอบความถูกต้องของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมมี 2 แนวทาง คือ

2.1 การใส่ข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ไม่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติใดๆ จนทำให้ระบบต้องมีการปลดโหลด

แนวคิดในการตรวจสอบความถูกต้องของการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมโดยการใส่ข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ไม่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติใดๆ จนทำให้ระบบต้องมีการปลดโหลดเป็นการตรวจสอบผลการคำนวณโดยใส่ข้อมูลที่จะทำให้ผลลัพธ์ที่สามารถรู้คำตอบที่แน่ชัด

ในการตรวจสอบได้ใส่ข้อมูลระบบไฟฟ้าในสถานะปกติแล้วจึงคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมด้วยวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 9.1.3 ซึ่งคำตอบที่ได้พบว่าผลการคำนวณจุดปลดโหลดระบุว่าระบบต้องมีการปลดโหลดรวมจำนวน 0 MW ซึ่งสอดคล้องกับสมมติฐานในการทดสอบ ซึ่งสามารถสรุปได้ว่าผลการคำนวณมีความถูกต้อง สำหรับการเข้าสู่ของ PSO สำหรับคำตอบการปลดโหลดที่ 0 MW แสดงดังภาพที่ 10.8

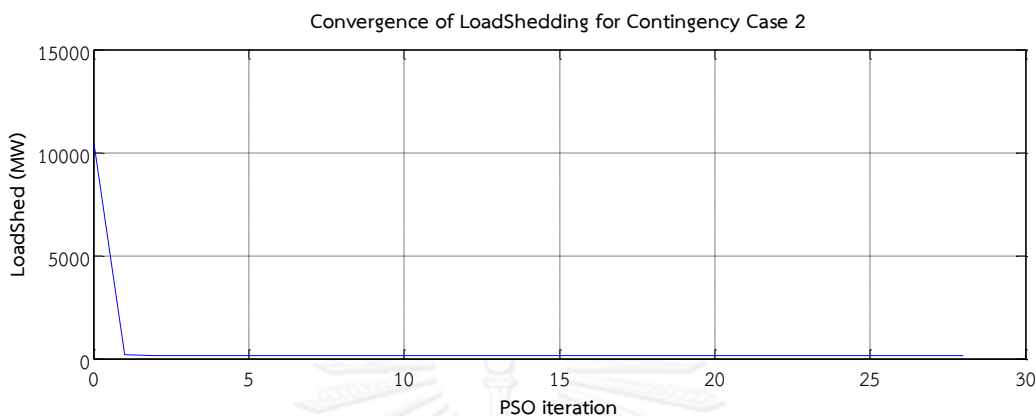


ภาพที่ 10.8 การเข้าสู่ของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมของระบบไฟฟ้า กฟผ. ปี 2547
ที่อยู่ในเกณฑ์การควบคุมระบบไฟฟ้าในสถานะปกติ

2.2 การตรวจสอบการเข้าสู่ของคำตอบที่ได้จากการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสม

เมื่อตรวจสอบการเข้าสู่ของ PSO พบว่าผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมจะเข้าสู่สู่ค่าการปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติในกรณีนั้น ตัวอย่างเช่น การเข้าสู่ของคำตอบการปลดโหลดที่เหมาะสมที่ 149.35

MW สำหรับกรณีเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 22 และบัส 28 หลุดออกจากระบบ ดังภาพที่ 10.9



ภาพที่ 10.9 การลู่เข้าของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมเพื่อรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 22 และบัส 28 หลุดออกจากระบบ

3) การวิเคราะห์ผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสม

เมื่อพิจารณาผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมในตารางที่ 10.7 และ 10.8 สามารถสรุปผลการคำนวณได้ว่า

- การคำนวณจุดปลดโหลดไม่สามารถคำนวณหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับกรณีเหตุการณ์สายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ และสำหรับกรณีเหตุการณ์สายส่งระหว่างบัส 25 และ 27 หลุดออกจากระบบได้
- จากการตรวจสอบผลการคำนวณพบว่า ผลการคำนวณจุดปลดโหลดมีความถูกต้องเนื่องจากสามารถระบุจุดปลดโหลดของระบบที่ต้องไม่มีการปลดโหลดเกิดขึ้นเลยเป็น 0 MW

จากการสรุปผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมข้างต้น สามารถวิเคราะห์ผลการคำนวณได้ว่า

- การคำนวณจุดปลดโหลดด้วยวิธีการที่นำเสนอมีความถูกต้อง และเหมาะสม ตัวอย่างเช่น

สำหรับกรณีเหตุการณ์ผิดปกติลำดับที่ 2 ที่เป็นเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 22 และ บัส 28 หลุดออกจากระบบ ซึ่งคำตอบของการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมระบุว่า ควรมีการปลดโหลดที่จุดโหลดใน Feeder ที่ 2 ของบัสที่ 22 :ซึ่งมีค่า 149.35 MW ซึ่งเมื่อวิเคราะห์เหตุการณ์ผิดปกติพบว่าการปลดโหลดที่ได้จากการคำนวณมีความสมเหตุสมผลในสองประเด็น คือ

3.1 การปลดโหลดจำกัดอยู่เพียงในบริเวณของระบบที่มีความผิดปกติเท่านั้น

3.1 การปลดโหลดที่บัส 22 เป็นการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้าที่ขาดกำลังไฟฟ้าของบัส 22 ที่ถูกต้อง เนื่องจากเหตุการณ์ผิดปกติที่สายส่งระหว่างบัส 28 และ 22 หลุดออกจากระบบทำให้บัส 22 ไม่สามารถรับกำลังไฟฟ้าเดิมที่ระบบเคยจ่ายจากโรงไฟฟ้าที่บัส 28 มายังบัส 22 ได้

- การคำนวณจุดปลดโหลดด้วยวิธีการที่นำเสนอไม่สามารถหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบได้ เนื่องจากการปลดโหลดบริเวณบัส 12, 13 และ 14 จะทำให้ระบบไฟฟ้าบริเวณบัส 12, 13 และ 14 มีระดับแรงดันที่สูงเกินไปจนสามารถถึงจุดพังทลายของแรงดัน
- การคำนวณจุดปลดโหลดด้วยวิธีการที่นำเสนอไม่สามารถหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 25 และ 27 หลุดออกจากระบบได้ เนื่องจากปัญหาทางด้านเสถียรภาพแรงดัน และการรับภาระเกินพิกัดของอุปกรณ์ของระบบ

10.1.4.2 การแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด และปลดสายส่ง

เพื่อให้สามารถตรวจสอบความถูกต้องวิธีการปลดโหลดรวมกับการปลดสายส่งของวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 10.3.2 นั้น จึงทำให้ต้องมีการดัดแปลงระบบทดสอบสำหรับการคำนวณการปลดโหลดรวมกับการปลดสายส่งในการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้า โดย

- เพิ่มสายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 จำนวน 1 วงจร ซึ่งกำหนดให้สายส่งวงจรที่เพิ่มนี้มีค่าพารามิเตอร์ของระบบไฟฟ้าเท่าเดิม แต่กำหนดให้ค่าพิกัดของสายส่งมีค่า 20 MVA
- ลดค่าขนาดพิกัดของสายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 วงจรเดิมให้เหลือ 20 MVA เช่นกัน

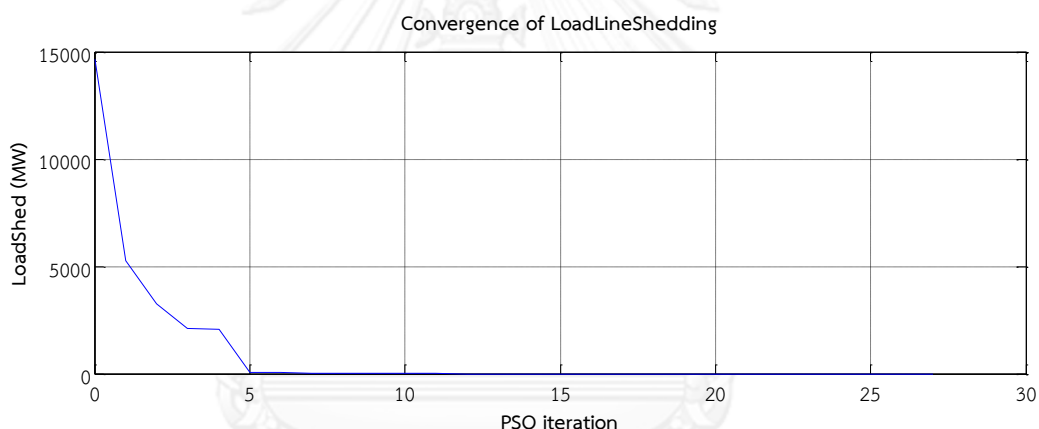
จากตารางที่ 10.2 พบว่าระบบไฟฟ้ามีความสามารถในการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 หลุดออกจากระบบ ดังนั้นในการทดสอบความถูกต้องของวิธีการที่นำเสนอจึงกำหนดสมมติฐาน และกระบวนการในการทดสอบดังนี้

- กำหนดให้สายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 จำนวน 1 วงจร หลุดออกจากระบบทดสอบที่ดัดแปลง
- จากการที่โหลดที่บัส 26 มีค่า 56.1 MW 8.7 MVA_r ดังนั้นการหลุดออกจากระบบของสายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 จำนวน 1 วงจร จะทำให้สายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 วงจรที่เหลือเกิดการรับภาระเกินค่าพิกัด
- ซึ่งแนวทางในการแก้ไขปัญหากการรับภาระเกินพิกัดของสายส่งเส้นดังกล่าวมี 2 วิธี คือ 1) การเลือกปลดโหลดที่บัส 26 หรือ 2) การปลดสายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 วงจรที่เหลือออกจากระบบ เนื่องจากการหลุดของสายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 นั้นจะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบ

- จากการวิธีการที่นำเสนอในการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมร่วมกับการปลดสายส่งในหัวข้อ 10.3.2 นั้น มีฟังก์ชันวัตถุประสงค์ คือ การเลือกปลดโหลดให้น้อยที่สุด และสามารถปลดสายส่งได้ไม่เกิน 2 วงจร ดังนั้น คำตอบที่ได้จากการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับระบบนี้จะต้องมีค่าการปลดโหลดเท่ากับ 0 MW และต้องมีการปลดสายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 วงจรที่เหลือ เพื่อให้ปัญหาการรับภาระเกินค่าพิกัดของระบบหมดไป

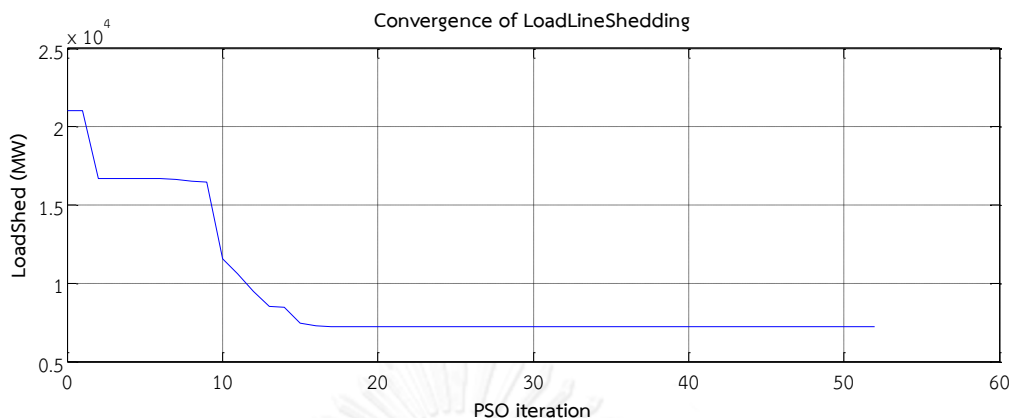
1) ผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสม

ผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมของระบบทดสอบที่ดัดแปลงพบว่า ผลการคำนวณระบุว่าระบบต้องมีการปลดโหลดรวมจำนวน 0 MW และระบบต้องมีการปลดสายส่งระหว่างบัส 25 และบัส 26 วงจรที่เหลือ ซึ่งสอดคล้องกับสมมติฐานในการทดสอบ ซึ่งสามารถสรุปได้ว่าผลการคำนวณมีความถูกต้อง สำหรับการเข้าสู่ของ PSO สำหรับคำตอบการปลดโหลดที่ 0 MW แสดงดังภาพที่ 10.10



ภาพที่ 10.10 การเข้าสู่ของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด และปลดสายส่งของระบบ กฟผ. ปี 2547 ที่ดัดแปลง

จากความถูกต้องของวิธีการแก้ไขปัญหาาระบบโดยการปลดโหลดร่วมกับการปลดสายส่งที่นำเสนอข้างต้น จึงได้นำวิธีการแก้ไขปัญหาาระบบนี้ไปใช้ในแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้ากรณีสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ ซึ่งเป็นกรณีที่ไม่สามารถคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมในข้อ 10.1.4.1 ได้ ซึ่งการแก้ไขปัญหาาระบบในกรณีดังกล่าวด้วยวิธีการปลดโหลดร่วมกับการปลดสายส่งพบว่า แนวทางการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลดร่วมกับการปลดสายส่งไม่สามารถใช้แก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าในกรณีนี้ได้ เนื่องจากคำตอบที่ได้จะเป็นไปในลักษณะของการปลดสายส่งที่เชื่อมโยงกับส่วนที่มีปัญหาของระบบออกไป ซึ่งจะทำให้การปลดสายส่งมีมากกว่า 1 เส้น ซึ่งการเข้าสู่ของ PSO สำหรับคำตอบการปลดโหลดที่เหมาะสม แสดงดังภาพที่ 10.11



ภาพที่ 10.11 การลู่เข้าของผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมร่วมกับการปลดสายส่งกรณีสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ

2) การวิเคราะห์ผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสม

การแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลดร่วมกับการปลดสายส่งอาจเหมาะสมสำหรับการแก้ไขปัญหาในระบบในด้านการรับภาระเกินพิกัดของอุปกรณ์ไฟฟ้า เพื่อให้สามารถบังคับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ แต่ถ้าหากระบบไฟฟ้ามีปัญหาในด้านเสถียรภาพของแรงดัน แล้วมีการปลดสายส่งเพิ่มเติมในระบบอีกแนวทางแก้ไขปัญหาดังกล่าวอาจเป็นการซ้ำเติมระบบให้มีโอกาสเข้าสู่สภาวะการพังทลายของแรงดันได้ง่ายขึ้น

10.1.4.3 การแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด และการปรับขนาดของตัวเก็บประจุ

การแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการปลดโหลดร่วมกับการปรับขนาดตัวเก็บประจุที่นำเสนอในหัวข้อ 10.3.3 นั้นสามารถทดสอบความถูกต้องของวิธีการที่นำเสนอเพื่อแก้ไขปัญหาในระบบทดสอบกรณีสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ ได้ดังนี้

1) ผลการคำนวณจุดปลดโหลด และการปรับขนาดของตัวเก็บประจุที่เหมาะสม

ผลการคำนวณจุดปลดโหลดพบว่า วิธีการที่นำเสนอได้แก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด และปรับขนาดของตัวเก็บประจุดังตารางที่ 10.13 และตารางที่ 10.14

ตารางที่ 10.13 ผลการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสม

	MWF# 1	MWF# 2	MWF# 3	MWF# 4	SumMW
bus 12	10.20	10.20	0.00	10.20	30.60
bus 13	45.10	-	-	-	45.10
bus 14	0.00	69.50	-	-	69.50
				รวม	145.20

ตารางที่ 10.14 ตำแหน่งบัสที่ต้องมีการปรับตัวเก็บประจุ

MVar Cap adjust at Bus Number				
8	11	13	14	21
0.00	8.00	0.00	49.50	0.00

2) การวิเคราะห์ผลการคำนวณ

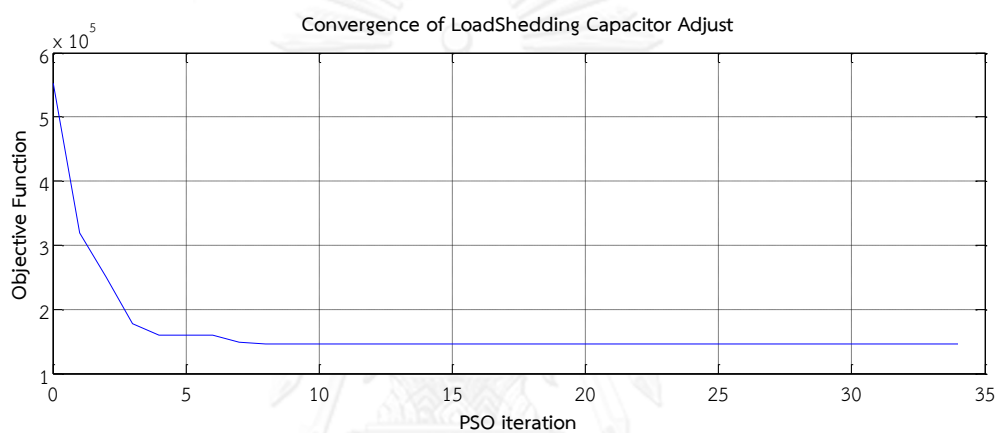
ผลการคำนวณจุดปลดโหลดด้วยวิธีการที่นำเสนอสามารถหาจุดปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบได้ ซึ่งมีความแตกต่างกับวิธีการนำเสนอในสองวิธีข้างต้น คือ

- หากพิจารณาใช้แนวทางแก้ไขการปลดโหลดเพียงอย่างเดียวสำหรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ จะทำให้ระบบไฟฟ้าบริเวณบัส 12, 13 และ 14 มีระดับแรงดันที่สูงเกินไปจนสามารถถึงจุดพังทลายของแรงดัน
- หากพิจารณาใช้แนวทางแก้ไขการปลดโหลดรวมกับการปลดสายส่งสำหรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ จะทำให้โหลดที่บัส 12, 13 และ 14 เกิดไฟฟ้าดับได้ เนื่องจากคำตอบที่ได้จะเป็นไปในลักษณะของการปลดสายส่งที่เชื่อมโยงกับส่วนที่มีปัญหาของระบบออกไป ซึ่งจะทำให้การปลดสายส่งมีมากกว่า 1 เส้น
- หากพิจารณาใช้แนวทางแก้ไขการปลดโหลดรวมกับการปรับขนาดของตัวเก็บประจุจะทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถกลับมาเสถียรภาพได้ เนื่องจากระบบไฟฟ้ามีความสมดุลระหว่างกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟที่ตัวเก็บประจุจ่ายให้แก่ระบบ และความต้องการกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของโหลด

นอกจากนี้เมื่อพิจารณาความเหมาะสมของค่าตอบพบว่า ขนาดของการปลดโหลด และขนาดของการปรับค่าตัวเก็บประจุมีความเหมาะสม เนื่องจากระบบไฟฟ้าจะถูกปลดโหลด และมีการปรับขนาดตัวเก็บประจุในบริเวณใกล้เคียงเท่านั้น

3) การตรวจสอบการลู่เข้าของผลการคำนวณ

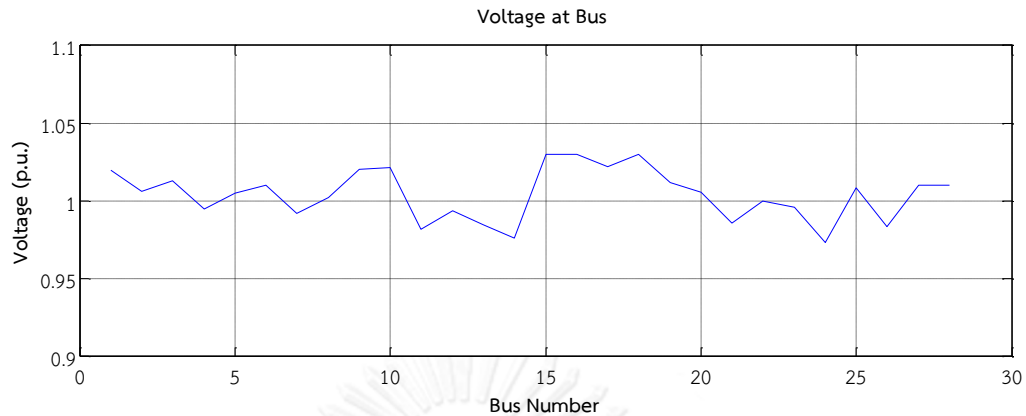
การลู่เข้าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของ PSO สำหรับคำตอบการปลดโหลดที่เหมาะสมร่วมกับการปรับขนาดตัวเก็บประจุกรณีสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ แสดงดังภาพที่ 10.12



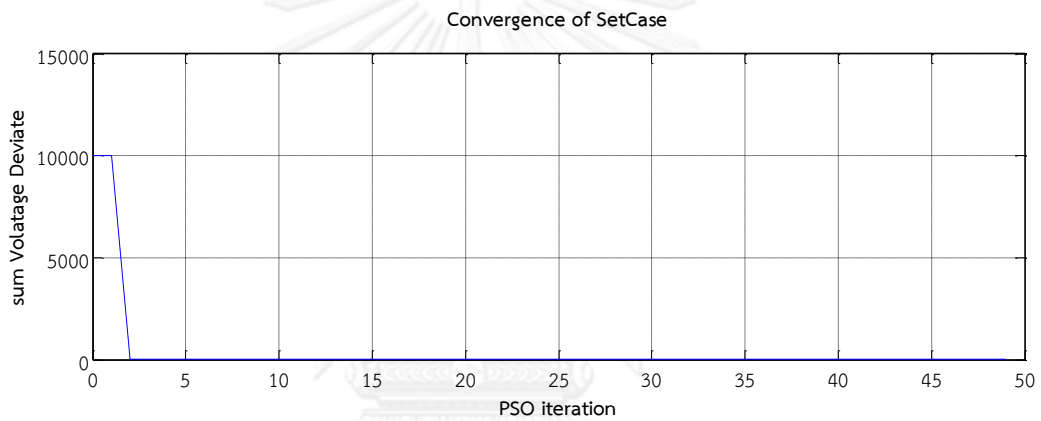
ภาพที่ 10.12 การลู่เข้าของผลการคำนวณจุดปลดโหลดร่วมกับการปรับขนาดตัวเก็บประจุที่เหมาะสมกรณีสายส่งระหว่างบัส 12 และบัส 15 หลุดออกจากระบบ

10.1.4.4 การจำลองระบบทดสอบที่มีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

เมื่อพิจารณาจำลองระบบไฟฟ้าที่มีค่ากำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบด้วยวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 10.1.4.1 พบว่า ระดับแรงดันที่บัสในระบบไฟฟ้าที่จำลองมีค่าเข้าใกล้ 1 p.u. และคำตอบของ PSO มีการลู่เข้าสู่ค่าทำให้แรงดันที่บัสในระบบมีค่าเข้าใกล้ 1 p.u. เช่นกัน ดังภาพที่ 10.13 และภาพที่ 10.14 ซึ่งเป็นตัวอย่างการจำลองระบบทดสอบให้มีการส่งกำลังไฟฟ้าที่ 300 MW



ภาพที่ 10.13 ระดับแรงที่บัสในระบบ กฟผ. ปี 2547 ที่มีการส่งกำลังไฟฟ้า 300 MW



ภาพที่ 10.14 การลู่เข้าของฟังก์ชันวัตถุประสงค์คู่ค่าที่ทำให้ระดับแรงดันที่บัสในระบบทดสอบ มีค่าเข้าใกล้ 1 p.u. สำหรับระบบทดสอบที่มีการส่งกำลังไฟฟ้า 300 MW

10.1.5 การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดให้กับระบบด้วยวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 9.2.2 มีดังนี้

10.1.5.1 การเลือกตำแหน่งติดตั้ง SVC ในระบบ

การเลือกตำแหน่งติดตั้ง SVC ในระบบจะเลือกจากดัชนี *PQVSI* และพิจารณาจากการชนข้อจำกัดของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดดังนี้

1) การพิจารณาดัชนี *PQVSI*

เมื่อกำหนดค่าดัชนี *PQVSI* ของระบบพบว่า ดัชนี *PQVSI* ระบุสายส่งที่มีความอ่อนแอ 5 อันดับแรก ดังตารางที่ 10.15

ตารางที่ 10.15 ค่าดัชนี *PQVSI* ที่ระบุสายส่งที่มีความอ่อนแอ 5 อันดับแรก

สายส่ง		ค่าดัชนี <i>PQVSI</i>
บัสต้นทาง	บัสปลายทาง	
6	10	0.34560
16	21	0.30499
18	19	0.27273
17	28	0.25930
10	11	0.25907

จากตารางข้างต้นจึงพิจารณาตำแหน่งการติดตั้ง SVC ที่บัส 6, 10, 16, 21, 18, 19, 17 และ 28

2) การพิจารณาเงื่อนไขที่จำกัดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

จากการพิจารณาเงื่อนไขที่จำกัดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติในหัวข้อ 10.1.1.4 จะพบว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการดัดแปลงนั้นถูกจำกัดด้วยค่าพิกัดการรับภาระของสายส่งระหว่างบัส 6 และบัส 8 ซึ่งเป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 6 และบัส 10 หลุดออกจากระบบ ดังนั้นในการพิจารณาตำแหน่งติดตั้ง SVC จึงพิจารณาตำแหน่งบัส 6, บัส 8 และ บัส 10

จากการพิจารณาตำแหน่งติดตั้ง SVC โดยใช้ดัชนี *PQVSI* และการขนข้อจำกัดของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจึงทำให้ได้ตำแหน่งติดตั้ง SVC ดังนี้

- การติดตั้ง SVC ที่บัส 6
- การติดตั้ง SVC ที่บัส 10
- การติดตั้ง SVC ที่บัส 16
- การติดตั้ง SVC ที่บัส 21
- การติดตั้ง SVC ที่บัส 18
- การติดตั้ง SVC ที่บัส 19
- การติดตั้ง SVC ที่บัส 17
- การติดตั้ง SVC ที่บัส 28

10.1.5.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการติดตั้ง SVC ในระบบ

ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการติดตั้ง SVC ที่ตำแหน่งต่างๆ แสดงดังตารางที่ 10.16

ตารางที่ 10.16 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการติดตั้ง SVC ที่ตำแหน่งบัสต่างๆ

SVC Installed Bus	Trip Line		Base kV		Gen Trip	TTC (MW)	SVC Size (MVar)	
	Frb	Tob	frbus	tobus			Qmax	Qmin
0	6	10	230	230	0	257.8	-	-
6	6	10	230	230	0	257.8	10.39	10.39
10	6	10	230	230	0	257.8	33.28	-2.52
12	6	10	230	230	0	257.8	49.46	15.27
16	6	10	230	230	0	257.8	24.93	-6.93
17	6	10	230	230	0	257.8	28.03	-2.48
18	6	10	230	230	0	257.7	-6.93	-6.93
19	6	10	230	230	0	257.8	45.66	4.39
21	6	10	230	230	0	257.8	42.91	16.9
28	6	10	230	230	0	257.9	10.39	10.39

10.1.5.3 การวิเคราะห์ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการติดตั้ง SVC ในระบบ

เมื่อพิจารณาผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการติดตั้ง SVC ที่ตำแหน่งต่างๆ ในตารางที่ 10.16 พบว่าการติดตั้ง SVC ในระบบไม่อาจทำให้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบตามหลักการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. เพิ่มขึ้นได้มากนัก

การติดตั้ง SVC เป็นการแก้ไขปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้า จึงไม่อาจทำให้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบตามหลักการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. มีค่าสูงขึ้นได้เนื่องจาก ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบนี้ถูกจำกัดด้วยพิกัดการรับภาระของสายส่งระหว่างบัสที่ 6 และบัสที่ 8 ดังแสดงในตารางที่ 10.3 ข้างต้น ดังนั้นแนวทางการเพิ่มความสามารถในการส่ง

กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่ถูกกำหนดตามหลักการกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของ กฟผ. ด้วยการติดตั้ง SVC สำหรับระบบทดสอบนี้จึงอาจยังไม่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 8 และบัส 9 หลุดออกจากระบบจำนวน 1 วงจร ในระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้ง SVC จะพบว่า การติดตั้ง SVC สามารถเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดให้กับระบบได้ดังตารางที่ 10.17 เนื่องจากข้อจำกัดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดในกรณีดังกล่าวถูกจำกัดด้วยปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดัน

ตารางที่ 10.17 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งระหว่างบัส 8 และบัส 9 หลุดออกจากระบบจำนวน 1 วงจร

SVC Installed Bus	Trip Line		Base kV		Gen Trip	TTC (MW)	SVC Size (MVar)	
	Frb	Tob	frbus	tobus			Qmax	Qmin
0	8	9	115	115	0	437.2	-	-
6	8	9	115	115	0	536.3	10.39	10.39
10	8	9	115	115	0	535.7	33.28	-2.52
12	8	9	115	115	0	536	49.46	15.27
16	8	9	115	115	0	535.6	24.93	-6.93
17	8	9	115	115	0	535.6	28.03	-2.48
18	8	9	115	115	0	535.9	-6.93	-6.93
19	8	9	115	115	0	536.2	45.66	4.39
21	8	9	115	115	0	535.4	42.91	16.9
28	8	9	115	115	0	536.4	10.39	10.39

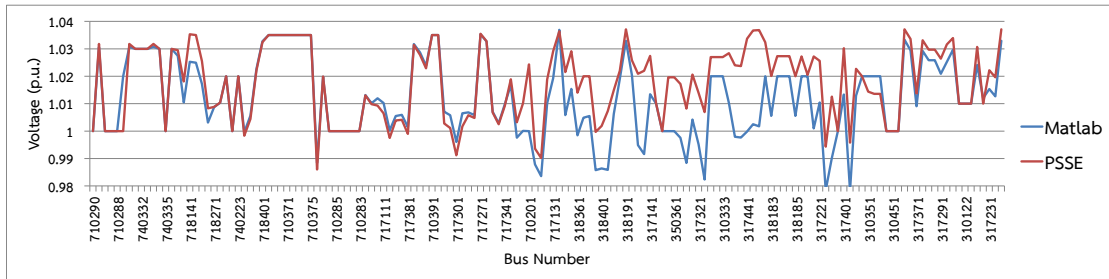
10.2 การทดสอบวิธีการที่นำเสนอกับระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2557

10.2.1 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบ

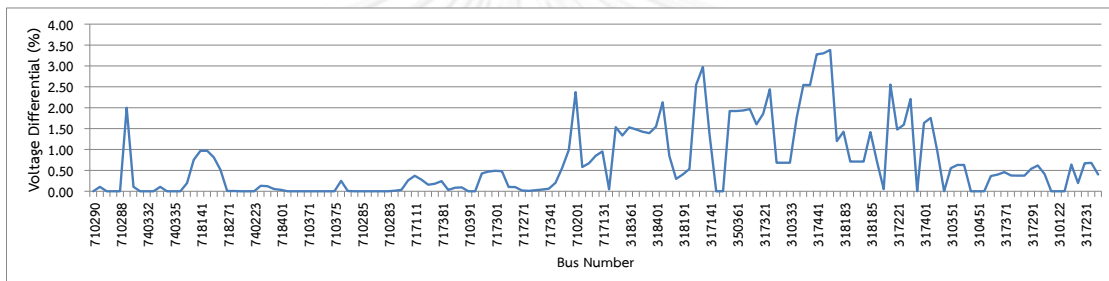
10.2.1.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า

เมื่อเปรียบเทียบผลการศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าจากโปรแกรม PSS/E ซึ่งเป็นซอฟต์แวร์ที่ กฟผ. ใช้ในการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า กับผลการศึกษาการไหลของ

กำลังไฟฟ้าที่ได้จากโปรแกรม MATLAB พบว่า ระดับแรงดันที่บัสของทั้งสองโปรแกรมมีความแตกต่างกันดังภาพที่ 10.15 และภาพที่ 10.16



ภาพที่ 10.15 ระดับแรงดันที่บัสต่างๆ จากการโปรแกรม PSS/E และโปรแกรม MATLAB



ภาพที่ 10.16 เปอร์เซ็นต์ความแตกต่างของระดับแรงดันระหว่างโปรแกรม PSS/E และโปรแกรม MATLAB

จากผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าข้างต้นสามารถวิเคราะห์ผลการคำนวณได้ดังนี้

- ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าจากโปรแกรม PSS/E และโปรแกรม MATLAB มีค่าระดับแรงดันที่ใกล้เคียงกันในกลุ่มบัสตอนต้น แต่ระดับแรงดันของกลุ่มบัสในตอนท้ายมีความแตกต่างกันอย่างเห็นได้ชัด เนื่องจาก
 - กลุ่มบัสตอนต้น คือ กลุ่มบัสที่อยู่ในเขตภาคกลางตะวันตก
 - กลุ่มบัสตอนท้าย คือ กลุ่มบัสที่อยู่ในเขตภาคใต้
 - ระดับแรงดันของกลุ่มบัสตอนท้ายมีค่าแตกต่างกันเนื่องจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB ไม่ได้โมเดลในรายละเอียดของระบบเชื่อมโยงกระแสไฟฟ้าตรงระหว่างประเทศไทยกับประเทศมาเลเซีย (HVDC) ดังเช่นโปรแกรม PSS/E
- ระดับแรงดันบางบัสของระบบไฟฟ้าภาคใต้ที่ได้จากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยโปรแกรม MATLAB มีค่าเท่ากับ โปรแกรม PSS/E ทั้งที่ผลการคำนวณควรมีความแตกต่างของระดับแรงดันไปในทิศทางเดียวกันเช่นเดียวกับบัสอื่นๆ เนื่องจากบัสที่มีค่าระดับแรงดันเท่ากันนั้นเป็นบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ จึงสามารถควบคุมระดับแรงดันของบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้มีค่าตามที่กำหนดไว้

10.2.1.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ

ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละกรณีแสดงโดยละเอียดในภาคผนวก ข.

จากผลการคำนวณพบว่าระบบไฟฟ้ามีความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ 703.66 MW ซึ่งเป็นความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าที่เกิดจากเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งคู่ขนาน 115 kV พังงา – ราชพระภา หลุดออกจากระบบ ซึ่งปัญหาของระบบไฟฟ้าที่พบคือ ปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดันของระบบไฟฟ้าบริเวณจังหวัดภูเก็ต

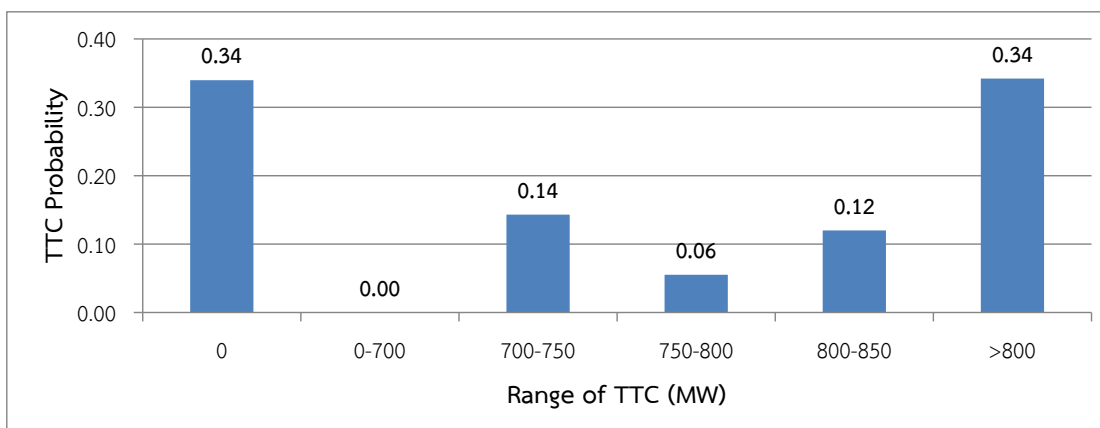
ตารางที่ 10.18 ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ปี 2557

TTC (MW)	Generation (MW)					Event
	SRT-G1	SRT-SPP	RPB-H1	RPB-H2	RPB-H3	
703.66	120	10	71	63	64	N-2, PN-RPB
	70	112	107	102	206	
	103	270	240	240	24	Constraint : Voltage Collapse at PK3, PK2, PK
	24	24	21			

10.2.2 การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบโดยอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณอัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์สำหรับการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเป็นข้อมูลสถิติข้อขัดข้องของสายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงเชื่อมต่อบริเวณในภาคใต้ของ กฟผ. ระหว่างปี 2549-2555 ที่มีรายละเอียดดังภาคผนวก ค. แต่ข้อมูลอัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของโรงไฟฟ้าเป็นข้อมูลจากระบบทดสอบ IEEE 24 บัสเนื่องจาก กฟผ. ไม่ได้มีการเก็บค่าสถิติข้อขัดข้องของโรงไฟฟ้าอย่างแน่ชัด

ผลการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลแสดงดังภาพที่ 10.17



ภาพที่ 10.17 ความน่าจะเป็นของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. ปี 2557

ผลการจำลองเหตุการณ์ข้างต้นระบุว่า ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. มีโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติดังกล่าวได้ ไม่ว่าจะระบบไฟฟ้าจะมีการส่งกำลังไฟฟ้าค่าเท่าใดก็ตามใกล้เคียงกับโอกาสที่ระบบจะอยู่ในสภาวะปกติ

เมื่อพิจารณาผลการคำนวณจะพบว่า ผลการคำนวณดังกล่าวขัดกับความเป็นจริงของระบบไฟฟ้า กล่าวคือ ในความเป็นจริงนั้นระบบไฟฟ้าควรจะมีแนวโน้มจะเป็นที่จะไม่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติใดๆขึ้น มากกว่าความน่าจะเป็นที่ระบบจะเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกตินั้นได้

จากผลการคำนวณที่ขัดกับความเป็นจริงข้างต้น จึงได้วิเคราะห์ในรายละเอียดของการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลจึงพบว่า ข้อมูลอัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้าที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์นั้นยังไม่มีเหมาะสมเพียงพอ เนื่องจากข้อมูลดังกล่าวจะทำให้ระบบไฟฟ้ามีความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากโรงไฟฟ้าหลุดออกจากระบบมาก จึงทำให้ระบบไฟฟ้าภาคใต้ที่มีความอ่อนไหวมากอยู่แล้วไม่มีความสามารถในการรองรับเหตุการณ์ผิดปกตินั้นได้ จึงทำให้ความน่าจะเป็นที่ระบบไฟฟ้าจะไม่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติมีค่าใกล้เคียงกับความน่าจะเป็นที่ระบบไฟฟ้าจะอยู่ในสภาวะปกติ

ดังนั้นหากกำหนดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดสำหรับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จากการจำลองเหตุการณ์จำเป็นต้องใช้ข้อมูลอัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้าที่มีความแม่นยำ จึงจะทำให้ผลการจำลองเหตุการณ์มีความสอดคล้องกับสภาพระบบไฟฟ้าในความเป็นจริง

10.2.3 การวิเคราะห์ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง

10.2.3.1 การคำนวณค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งในระบบทดสอบ

สำหรับการคำนวณค่าดัชนีเสถียรภาพของสายส่งนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้คำนวณดัชนีเสถียรภาพของระบบในสภาวะปกติ โดยใช้ระบบไฟฟ้าที่มีการจำลองกำลังไฟฟ้าที่ 703 MW, 750 MW และ 800 MW ซึ่งผลการคำนวณดัชนีความมั่นคงของสาย

ส่งแบบต่างๆ สำหรับระบบสมมูลเชื่อมโยงระหว่างภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศ ไทยที่ค่ากำลังส่งไฟฟ้า 703 MW และ 800 MW แสดงโดยละเอียดในภาคผนวก ง.

10.2.3.2 ช่วงของค่าดัชนีเสถียรภาพของสายส่งที่สอดคล้องกับมาตรฐานการควบคุม ระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติของ กฟผ.

จากผลการคำนวณค่าดัชนีเสถียรภาพของสายส่งในสภาวะที่ระบบมีการส่ง กำลังไฟฟ้าที่ 703 MW, 750 MW และ 800 MW ทำให้สามารถสรุปช่วงค่าของดัชนีแต่ละ ชนิดที่มีความสอดคล้องกับมาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในสภาวะปกติดัง ตารางที่ 10.19

ตารางที่ 10.19 ช่วงค่าของดัชนีความมั่นคงของสายส่งแต่ละชนิดที่สอดคล้องกับมาตรฐานการควบคุม ระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

ดัชนี	ช่วงค่าของดัชนีที่สอดคล้องกับมาตรฐานการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
PQVSI	0.00 - 0.50
FVSI	-0.30 - 0.90
LQP	-0.50 - 0.80
Lmn	-0.50 - 0.50

10.2.4 การแก้ไขปัญหาหาระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้คำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมสำหรับการแก้ไขระบบไฟฟ้าจาก 2 กรณี ดังนี้

10.2.4.1 การแก้ไขปัญหาหาระบบไฟฟ้ากรณีที่ระบบไม่มีความสามารถในการรองรับ เหตุการณ์ผิดปกติใดๆได้

การแก้ไขปัญหาหาระบบไฟฟ้าในกรณีนี้เป็นการแก้ไขปัญหาหาระบบไฟฟ้าที่เกิด เหตุการณ์ผิดปกติ ในระบบไฟฟ้าดังนี้

- 1) เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากหม้อแปลง 1 ชุด หลุดออกจากระบบ คือ เหตุการณ์ ที่หม้อแปลง 230/115 kV สุราษฎร์ธานี หลุดออกจากระบบ
- 2) เหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากสายส่งคู่ขนานหลุดออกจากระบบ คือ
 - สายส่ง 230 kV ชุมพร – บางสะพาน
 - สายส่ง 230 kV ชุมพร – สุราษฎร์ธานี
 - สายส่ง 230 kV ชุมพร – สุราษฎร์ธานี
 - สายส่ง 230 kV สุราษฎร์ธานี – ทุ่งสง

- สายส่ง 230 kV กระบี่ – ทุ้งสง
- สายส่ง 230 kV กระบี่ – พังงา 2
- สายส่ง 230 kV ภูเก็ต 3 – พังงา 2
- สายส่ง 115 kV หลังสวน – ระนอง
- สายส่ง 230 kV จะนะ – หาดใหญ่ 2
- สายส่ง 115 kV หาดใหญ่ 1 – หาดใหญ่ 2
- สายส่ง 230 kV ชนอม – นครศรีธรรมราช
- สายส่ง 115 kV พังงา – พังงา 2
- สายส่ง 115 kV ลำภูรา – ทุ้งสง
- สายส่ง 230 kV หาดใหญ่ 2 – คลองแกะ
- สายส่ง 230 kV คลองแกะ – ยะลา 2
- สายส่ง 115 kV ยะลา 1 – ยะลา 2
- สายส่ง 230 kV หลังสวน – บางสะพาน
- สายส่ง 115 kV ภูเก็ต 2 – ภูเก็ต 3
- สายส่ง 230 kV หลังสวน – สุราษฎร์ธานี
- สายส่ง 230 kV คลองแกะ – ทุ้งสง
- สายส่ง 115 kV บ้านดอน – สุราษฎร์ธานี

10.2.4.2 การแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้ากรณีที่ระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่า ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้ากรณีที่ระบบมีการส่งกำลังไฟฟ้าสูงกว่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด คือ ระบบไฟฟ้ามีการส่งกำลังมากกว่า 703 MW แล้วระบบเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกตินั้นได้

10.2.4.3 ผลการคำนวณการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการที่นำเสนอ

จากการนำวิธีการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าที่นำเสนอมาใช้ในการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ปี 2557 พบว่า วิธีการแก้ไขปัญหาาระบบไฟฟ้าโดยการปลดโหลด และปลดสายส่งนั้นยังไม่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าในภาคใต้ของ กฟผ. เนื่องจากปัญหาาระบบไฟฟ้าภาคใต้ของ กฟผ. จะเป็นปัญหาทางด้านเสถียรภาพแรงดันมากกว่าปัญหาด้านการรับภาระเกินพิกัดของอุปกรณ์

ผลการศึกษาจุดปลดโหลดที่ต้องมีการติดตั้งระบบป้องกันพิเศษ Under Voltage Relay เพื่อทำงานปลด กรณีที่ระบบไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบไม่สามารถอยู่ภายใต้มาตรฐานการควบคุมระบบในสถานะฉุกเฉินแสดงโดยละเอียดในภาคผนวก จ.

จากผลการศึกษาพบว่าหากมีการติดตั้งระบบป้องกันพิเศษเพื่อทำงานปลดโหลดสำหรับรองรับเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน 230 kV บางสะพาน – ชุมพร จะทำให้สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติอื่นๆได้ ซึ่งมีจุดปลดโหลดที่สำคัญ ได้แก่

- 115 kV ชุมพร กฟภ. วงจรที่ 1,2 , 22 kV ชุมพร กฟภ. วงจรที่ 1,2
- 115 kV สุราษฎร์ธานี กฟภ. วงจรที่ 1,2
- 33 kV พุนพิน กฟภ. วงจรที่ 1,2
- 33 kV บ้านดอน กฟภ. วงจรที่ 1,2
- 33 kV หลังสวน กฟภ. วงจรที่ 1,2
- 33 kV ระโนด กฟภ. วงจรที่ 1,2
- 115 kV ตะกั่วป่า กฟภ. วงจรที่ 1, 33 kV ตะกั่วป่า กฟภ. วงจรที่ 1,2
- 115 kV พังงา กฟภ. วงจรที่ 1, 33 kV พังงา กฟภ. วงจรที่ 2
- 115 kV ภูเก็ต 3 กฟภ. วงจรที่ 1
- 33 kV ภูเก็ต 1 กฟภ. วงจรที่ 2
- 115 kV ภูเก็ต 3 กฟภ. วงจรที่ 1,2
- 115 kV ชนอม กฟภ. วงจรที่ 2
- 115 kV นครศรีธรรมราช กฟภ. วงจรที่ 2
- 33 kV ระโนด กฟภ. วงจรที่ 2
- 115 kV พังงา กฟภ. วงจรที่ 1,2,3, 33 kV พังงา กฟภ. วงจรที่ 1
- 115 kV ลำภูรา กฟภ. วงจรที่ 1
- 33 kV หาดใหญ่ 1 กฟภ. วงจรที่ 1
- 115 kV สตูล กฟภ. วงจรที่ 1, 33 kV สตูล กฟภ. วงจรที่ 1
- 33 kV สงขลา กฟภ. วงจรที่ 3
- 33 kV บางยาง กฟภ. วงจรที่ 2
- 115 kV ยะลา 1 กฟภ. วงจรที่ 1, 33 kV ยะลา 1 กฟภ. วงจรที่ 2
- 33 kV สุโขทัย 1 วงจรที่ 1

10.2.5 การเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

10.2.5.1 การเลือกตำแหน่งติดตั้ง SVC ในระบบ

การเลือกตำแหน่งติดตั้ง SVC ในระบบจะเลือกจากดัชนี *PQVSI* และพิจารณาจากการชนข้อจำกัดของความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดดังนี้

1) การพิจารณาดัชนี *PQVSI*

สายส่ง 5 อันดับแรกที่ดัชนี *PQVSI* ระบุว่าเป็นสายส่งที่อ่อนแอ คือ

- สายส่ง 230 kV บางสะพาน – หลังสวน
- สายส่ง 230 kV ชุมพร – สุราษฎร์ธานี
- สายส่ง 230 kV นครศรีธรรมราช – ชนอม

- สายส่ง 115 kV พังงา – รัชชประภา
- สายส่ง 115 kV พังงา 2 – รัชชประภา

บัสที่พิจารณาติดตั้ง SVC เนื่องจาก ดัชนีเสถียรภาพของสายส่ง *PQVSI* คือ บัส 230 kV บางสะพาน, 230 kV หลังสวน, 230 kV ชุมพร, 230 kV สุราษฎร์ธานี, 230 kV นครศรีธรรมราช, 230 kV ขนอม, 115 kV พังงา, 115 kV พังงา 2, 115 kV รัชชประภา

2) การพิจารณาเงื่อนไขที่จำกัดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

จากการพิจารณาเงื่อนไขที่จำกัดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบในหัวข้อ 10.2.1.2 พบว่าเงื่อนไขที่เป็นตัวจำกัดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดกรณีนี้ที่สายส่ง 115 kV พังงา – รัชชประภา วงจรคู่หลุดออกจากระบบ คือ ปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดันบริเวณจังหวัดภูเก็ต

ดังนั้นจึงพิจารณาการติดตั้ง SVC ที่บัส 230 kV ภูเก็ต 3

10.2.5.2 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการติดตั้ง SVC ในระบบ

ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการติดตั้ง SVC ที่ตำแหน่งต่างๆ แสดงดัง

ตารางที่ 10.20 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการติดตั้ง SVC ที่ตำแหน่งบัสต่างๆ ในระบบไฟฟ้า กฟผ. ปี 2557

SVC Installed Bus	Trip Line		Base kV		Idx Trip		Gen Trip	TTC (MW)	Size SVC (MVar)	
	Frb	Tob	frbus	tobus	row1	row2			Qmax	Qmin
CP	PN	RPB	115	115	189	190	0	700.1	28.7	-12.65
KN	PN	RPB	115	115	189	190	0	704.2	10.13	-4.51
LSN	PN	RPB	115	115	189	190	0	713.6	35.59	-3.97
NT	CP	SRT	230	230	137	137	0	724	33.17	6.77
SRT	PN	RPB	115	115	189	190	0	723	11.48	1.26
BSP	PN	RPB	115	115	189	190	0	692.9	14.47	-19.62
PK3	CP	SRT	230	230	138	139	0	733.2	42	-1.69
KNE	PN	RPB	115	115	189	190	0	688.6	-9.24	-27.82

จากผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบที่มีการติดตั้ง SVC ที่ตำแหน่งต่างๆ ข้างต้น พบว่า การติดตั้ง SVC ที่บัส 230 kV ภูเก็ต 3 สามารถเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบได้มากที่สุด เนื่องจากระบบไฟฟ้าในบริเวณจังหวัดภูเก็ตมีเงื่อนไขปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดันเป็นข้อจำกัดความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด ประกอบกับการติดตั้ง SVC ในระบบเป็นการช่วยแก้ไขปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดัน ดังนั้นการติดตั้ง SVC จึงสามารถช่วยเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด และแก้ไขปัญหาด้านเสถียรภาพแรงดันในบริเวณจังหวัดภูเก็ตได้



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 11

สรุปผลการทดสอบ และข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้นำเสนอวิธีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่ด้วยการประยุกต์ใช้วิธีการหาค่าเหมาะสมด้วยวิธีการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค (Particle Swarm Optimization : PSO) กับมาตรฐานในการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งสามารถให้ผลลัพธ์ในการคำนวณที่เหมาะสม ซึ่งเงื่อนไขข้อจำกัดที่ใช้พิจารณา คือ ขีดจำกัดด้านระดับแรงดัน ขีดจำกัดด้านการรับภาระของอุปกรณ์ ขีดจำกัดด้านความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และขีดจำกัดด้านเสถียรภาพแรงดันในระบบไฟฟ้า ซึ่งสอดคล้องกับมาตรฐานในการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบจะถูกกำหนดจากความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่มีค่าต่ำที่สุดเพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. ซึ่งค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบนั้นจะต้องพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าให้ครอบคลุม ซึ่งเหตุการณ์ผิดปกติที่พิจารณา คือ เหตุการณ์ผิดปกติของอุปกรณ์ 1 อุปกรณ์ (N-1 Contingency) ได้แก่ สายส่งกำลังไฟฟ้า หม้อแปลงเชื่อมต่อบนระบบไฟฟ้า รวมถึงโรงไฟฟ้าในระบบ และพิจารณาเหตุการณ์ผิดปกติของสายส่งคู่ขนาน (N-parallel Line Contingency)

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบสามารถทำให้มองเห็นปัญหาของระบบไฟฟ้าในกรณีที่ระบบเกิดเหตุการณ์ผิดปกติได้ จึงทำให้ต้องมีการจัดเตรียมแนวทางสำหรับการแก้ไข

เมื่อนำการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โลมาใช้ในการวิเคราะห์ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าพบว่า ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ กฟผ. ใช้ในการปฏิบัติการควบคุมระบบเป็นค่าที่ทำให้ระบบมีความปลอดภัยสูง

สำหรับการพิจารณาดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง กับมาตรฐานในการปฏิบัติการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. พบว่า มาตรฐานข้อจำกัดทางด้านระดับแรงในการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. นั้นทำให้ระบบอยู่ห่างจากจุดพังทลายของแรงดันมาก ซึ่งช่วงของค่าดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งแต่ละชนิดที่เหมาะสมสำหรับการปฏิบัติการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะมีค่าที่ต่างกัน เนื่องจากดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งแต่ละชนิดมีแนวคิดให้กำหนดดัชนีที่ต่างกัน

นอกจากนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ประยุกต์ใช้วิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO กับแนวทางในการแก้ไขปัญหาของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อหาจุดปลอดภัยที่เหมาะสมในกรณีที่ระบบไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ผิดปกติที่ทำให้ระบบมีโอกาสสูญเสียเสถียรภาพ ซึ่งวิธีการดังกล่าวสามารถให้ผลลัพธ์ในการคำนวณจุดปลอดภัยของระบบได้อย่างเหมาะสม

ในส่วนสุดท้ายของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กล่าวถึงการเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดให้แก่ระบบโดยการติดตั้งอุปกรณ์ชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ (Static VAR Compensator : SVC) ให้กับระบบ ซึ่งสามารถให้ความสามารถทำให้ระบบไฟฟ้ามีความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้า

สูงสุดที่เพิ่มขึ้นได้ ซึ่งตำแหน่งของการติดตั้ง SVC ที่ต่างกันมีผลให้ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นต่างกัน

การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ และการคำนวณจุดปลดโหลดที่เหมาะสมที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถเป็นแนวทางสำหรับ กฟผ. ในการศึกษาความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ และการออกแบบระบบป้องกันพิเศษสำหรับการแก้ไขปัญหาของระบบไฟฟ้า

ข้อเสนอแนะของการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด

- 1) สำหรับการจำลองเหตุการณ์ระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล เพื่อนำผลการจำลองเหตุการณ์มาเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจเลือกความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นควรนำข้อมูลสถิติจริงที่โรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้องมาร่วมพิจารณาในการคำนวณการจำลองเหตุการณ์ด้วย ซึ่งจะต้องดำเนินการศึกษาการเก็บข้อมูลสถิติการเกิดเหตุขัดข้องของโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม
- 2) หากมีการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยพิจารณาแบบจำลองโหลด (ZIP Model) ที่เหมาะสมสำหรับระบบไฟฟ้าภาคใต้ของประเทศไทย จะสามารถทำให้ผลการวิเคราะห์ความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดมีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น
- 3) การกำหนดค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ กฟผ. จะพิจารณาใช้ค่าที่ทำให้ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. มีความปลอดภัยสูงสุด แต่ค่าความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดดังกล่าวเป็นค่าที่ได้จากเหตุการณ์ผิดปกติที่มีโอกาสเกิดขึ้นได้น้อยมาก หรืออาจแทบไม่เกิดขึ้นเลย จึงอาจทำให้ กฟผ. มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้นโดยสูญเปล่าได้ ดังนั้นหากมีการศึกษาในด้านการวิเคราะห์ความเสี่ยงของระบบ และความเสียหายที่เกิดจากการเกิดไฟฟ้าดับเป็นบางบริเวณ แต่ระบบสามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้สูงขึ้น จะสามารถทำให้ กฟผ. มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำลงได้

รายการอ้างอิง

1. Eua-arrporn, B., *Introduction to Power System Analysis*. 2004, Bangkok, Thailand: Chulalongkorn University Printing House.
2. Electricity Generating Authority of Thailand, E. *EGAT Profile*. 2014 [cited 2014 July 25]; Available from: www.egat.co.th.
3. Power System Control and Operation Division, T.O.P.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *Switching and Transmission Line diagram February*. 2014.
4. Control and Protection System Division, P.S.A.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *EGAT Power System Study for Year 2013*. 2012: Thailand.
5. System Planning Division, T.S.P.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *Transmission System Improvement Project in Western and Southern Regions to enhance System Security*. 2013.
6. Power System Control and Operation Division, G.O.P.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *Monthly operating program February*. 2014.
7. Pimsan, N. and K. Audomvongseeree, *Area-based Maximum and Security Concern Transfer Capability Evaluation*, in *31st Electrical Engineering Conference (EECON-31)*. 2008: Nakhonnayok, Thailand. p. 267-270.
8. Khambhanonda, K. and K. Audomvongseeree. *Area-based Transmission Reliability Margin Evaluation Method*. in *31st Electrical Engineering Conference (EECON-31)*. 2008. Nakhonnayok, Thailand.
9. Anantasirisombutt, N. and P. Damrongkulkamjorn, *Evaluation of Maximum Wheeling Capability in a Deregulated Power System*. Kasetsart Engineering, 2012. **79**: p. 51-64.
10. Sombuttwilailert, G. and B. Eua-arrporn. *A Novel Sensitivity Analysis for Total Transfer Capability Evaluation*. in *Power Industry Computer Applications, 2001. PICA 2001. Innovative Computing for Power - Electric Energy Meets the Market. 22nd IEEE Power Engineering Society International Conference on*. 2001. Sydney, NSW: IEEE.
11. Sombuttwilailert, G. and B. Eua-arrporn. *Iterative Linear Estimation for Total Transfer Capability Evaluation*. in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001*. 2001. Vancouver, BC: IEEE.
12. Ongsakul, W. and P. Jirapong. *Calculation of Total Transfer Capability by Evolutionary Programming*. in *TENCON 2004. 2004 IEEE Region 10 Conference* 2004. IEEE.
13. C.Vyjayanthi

- D.Thukaram. *Evaluation and Improvement of Total Transfer Capability – A Case Study*. in *Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES) & 2010 Power India*. 2010. New Delhi.
14. Abur, L.M.A., *Total Transfer Capability Computation for Multi-Area Power Systems*. IEEE Transactions on Power Systems, August 2006. **21**(3): p. 1141-1147.
 15. Wang, W.L.P. and Z. Guo, *Determination of Optimal Total Transfer Capability Using a Probabilistic Approach*. IEEE Transactions on Power Systems, May 2006. **21**(2): p. 862-868.
 16. Kundur, P., et al., *Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*. Power Systems, IEEE Transactions on, 2004. **19**(3): p. 1387-1401.
 17. Teabrat, P., W. Yokyong, and K. Audomvongseeree, *PQVSI Stability index for voltage stability analyses*, in *32st Electrical Engineering Conference (EECON-32)*. 2009: Prachinburi, Thailand.
 18. Althowibi, F.A. and M.W. Mustafa. *Voltage stability calculations in power transmission lines: Indications and allocations in Power and Energy (PECon) 2010*. Kuala Lumpur: IEEE.
 19. M.V.Suganyadevi and C.K.Babulal. *Estimating of Loadability Margin of a Power System by comparing Voltage Stability Indices*. in *INCACEC 2009*. 2009. Perundurai, Tamilnadu: IEEE.
 20. Control and Protection System Division, P.S.A.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *PSAD Power System Study Standards*. 2013.
 21. Control and Protection System Division, P.S.A.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *Special Protection Schemes in EGAT Power System*. 2011: Nonthaburi, Thailand.
 22. Control and Protection System Division, P.S.A.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *Post-Event Analysis Report for Southern Blackout on May 21, 2013 at 6.52 pm.* . 2013.
 23. Control and Protection System Division, P.S.A.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *Post-Event Analysis Report for Northern Blackout on May 21, 2013 at 7.26 pm*. 2013.
 24. Power System Control and Operation Division, G.O.P.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *Minutes of meeting for weekly operation planning on January 9*. 2014.

25. Power System Control and Operation Division, G.O.P.D., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), *Minutes of meeting for weekly operation planning on July 3*. 2014.
26. Grainger, J.J. and W.D.S. Jr., *POWER SYSTEM ANALYSIS*. International ed. 1994, Singapore: McGraw-Hill.
27. Saadat, H., *POWER SYSTEM ANALYSIS*. 2nd ed. 2004, Singapore: McGraw-hill.
28. Laosapan, K., *Analysis of Bus Security Indices and Line Security Indices*, in *Electrical Engineering*. 2006, Chulalongkorn.
29. Sombuttwilailert, G., *Determination of Available Transfer Capability*, in *Electrical Engineering*. 2000, Chulalongkorn.
30. Limpatthamapanee, S., *Available Transfer Capability Calculation Using an Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System*, in *Electrical Engineering*. 2006, Chulalongkorn.
31. Kundur, P., *POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL*. International ed. 1994: McGraw-hill.
32. Paosateanpun, R., *An Analysis of Power System Voltage Stability Using P-Q Curve*, in *Electrical Engineering*. 2004, Chulalongkorn.
33. Didsayabutra, P., *Steady state voltage stability analysis using continuation power flow*, in *Electrical Engineering*. 1996, Chulalongkorn.
34. Musirin, I. and T.K.A. Rahman. *On-line voltage stability based contingency ranking using fast voltage stability index (FVSI) in Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific IEEE/PES 2002*. IEEE.
35. Althowibi, F.A. and M.W. Mustafa. *Line Voltage Stability Calculations in Power Systems*. in *Power and Energy (PECon)*. 2010. Kuala Lumpur: IEEE.
36. Verayiah, R. and I.Z. Abidin. *A Study on Static Voltage Collapse Proximity Indicators*. in *Power and Energy Conference (PECon)*. 2008. Johor Bahru IEEE.
37. Chen, X. and W. Gao. *Effects of Distributed Generation on Power Loss, Loadability and Stability*. in *Southeastcon, 2008*. 2008. Huntsville, AL IEEE.
38. Chanhom, A., *Voltage Regulation in the Transmission System Considering Uncertainty of Renewable Energy Sources*, in *Electrical Engineering*. 2012, Chulalongkorn.
39. Pukprayura, A., *Optimal Under-Voltage Load Shedding for Thailand Power System*, in *School of Environment Resource and Development*. 2010, Asian Institute of Technology: Thailand.

40. He, F., et al. *Optimal load shedding strategy based on particle swarm optimization*. in *Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2009), 8th International Conference on*. 2009.
41. Jalilzadeh, S., S.H. Hosseini, and M. Derafshian-Maram. *Optimal load shedding to prevent voltage instability based on multi-objective optimization using modal analysis and PSO*. in *Ultra Modern Telecommunications and Control Systems and Workshops (ICUMT), 2010 International Congress on*. 2010.
42. Singh, P., L.S. Titare, and L.D. Arya. *Under voltage load shedding using evolution strategy to enhance voltage stability*. in *Energy, Automation, and Signal (ICEAS), 2011 International Conference on*. 2011.
43. Pimsan, N., *Inter-area power transfer capability evaluation*, in *Electrical Engineering*. 2007, Chulalongkorn.
44. Chatthaworn, R., *Reliability Evaluation of a Power System with HVDC Considering Short Circuit Currents*, in *Electrical Engineering*. 2011, Chulalongkorn.



ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก ก.

ระบบทดสอบ

ภาคผนวก ก. นี้แสดงข้อมูลระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547 และ 2557 ซึ่งข้อมูลของระบบไฟฟ้าในปี 2547 เป็นข้อมูลที่ได้จากงานวิจัย [28] ส่วนข้อมูลของระบบไฟฟ้าในปี 2557 เป็นข้อมูลที่ได้จาก กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

เนื่องจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. มีมากมายหลายแห่ง ที่ตั้งอยู่ตามจังหวัดต่างๆ ทั่วประเทศ ดังนั้น กฟผ. จึงมีชื่อย่อที่ใช้เรียกสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. สำหรับชื่อ และชื่อย่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. ในเขตภาคกลางตะวันตก และภาคใต้แสดงดังตารางที่ ก.1

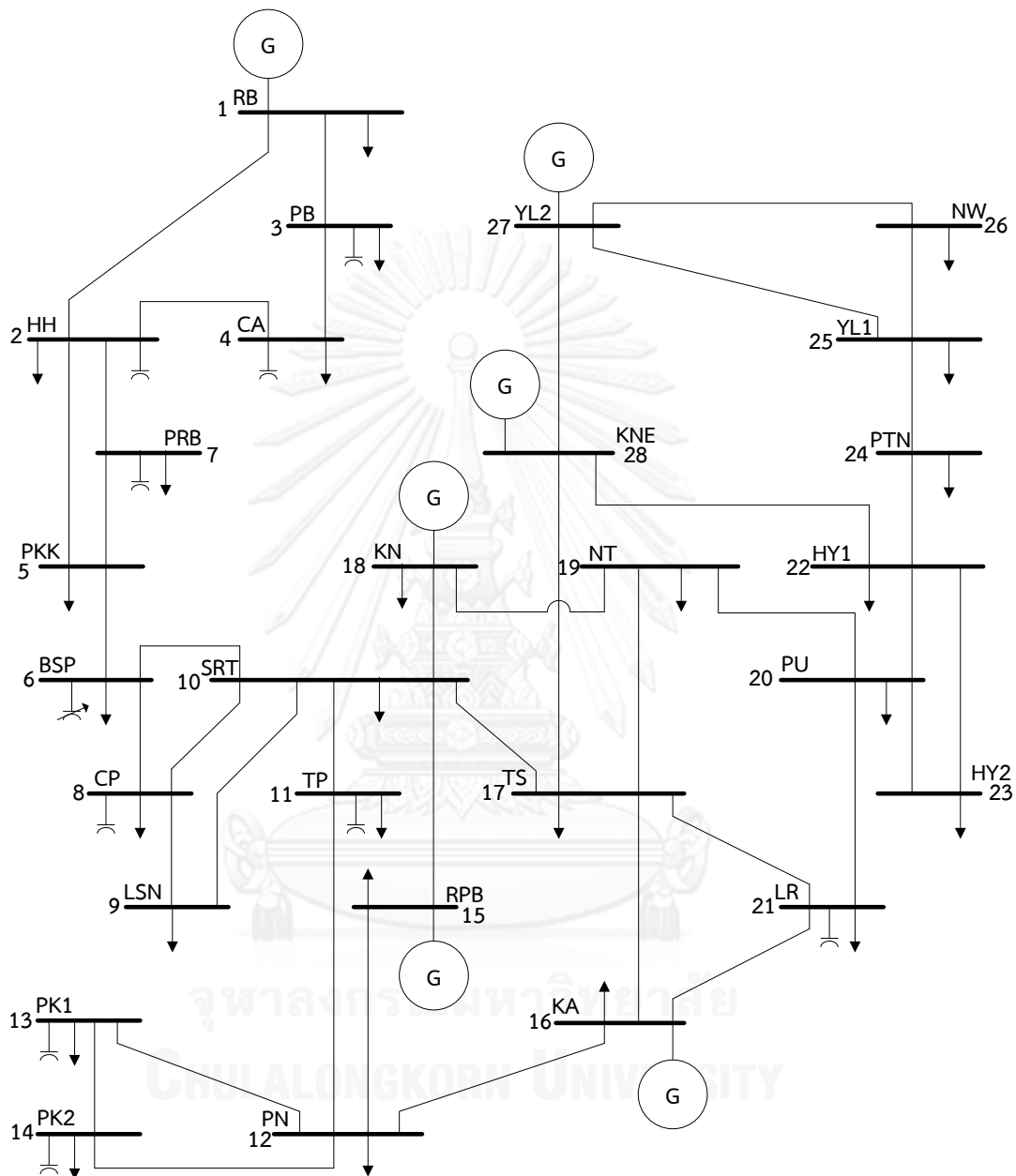
ตารางที่ ก.1 ชื่อ และชื่อย่อของสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.

ลำดับ	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		ชื่อย่อ
1	BAN DON	บ้านดอน	BDN
2	BANGLANG	บางยาง	BLG
3	BAN PONG 1	บ้านโป่ง 1	BP1
4	BAN PONG 2	บ้านโป่ง 2	BP2
5	BANG SAPHAN	บางสะพาน	BSP
6	BANG SAPHAN 2	บางสะพาน 2	BSP2
7	BAN SANTI	บ้านสันติ	BST
8	CHA-AM	ชะอำ	CA
9	CHOM BUENG	จอมบึง	CBG
10	CHANA	จะนะ	CHN
11	CHANA 2	จะนะ	CHN2
12	CHUMPHON	ชุมพร	CP
13	HUA HIN	หัวหิน	HH
14	HAT YAI 1	หาดใหญ่ 1	HY1
15	HAT YAI 2	หาดใหญ่ 2	HY2
16	KRABI	กระบี่	KA
17	KANCHANABURI	กาญจนบุรี	KB

ลำดับ	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		ชื่อย่อ
18	KANCHANABURI 2	กาญจนบุรี 2	KB2
19	KAENG KRACHAN	แก่งกระจาน	KKC
20	KHANOM	ขนอม	KN
21	KHLONG NGAE	คลองแงะ	KNE
22	KAMPHAENG SAEN	กำแพงแสน	KS
23	LAM POO RA	ลำพูน	LR
24	LANG SUAN	หลังสวน	LSN
25	NAKHON CHAISI	นครชัยศรี	NCS
26	NAKHON SI THAMMARAT	นครศรีธรรมราช	NT
27	NARATHIWAT	นราธิวาส	NW
28	PHETCHABURI	เพชรบุรี	PB
29	PHUKET 1	ภูเก็ต 1	PK1
30	PHUKET 2	ภูเก็ต 2	PK2
31	PHUKET 3	ภูเก็ต 3	PK3
32	PRACHUAP KHIRI KHAN	ประจวบคีรีขันธ์	PKK
33	PHANGNGA	พังงา	PN
34	PHANGNGA 2	พังงา 2	PN2
35	PHUNPHIN	พุนพิน	PP
36	PRAN BURI	ปราณบุรี	PRB
37	PATTANI	ปัตตานี	PTN
38	PHATTHALUNG	พัทลุง	PU
39	RANOT	ระนอง	RA
40	RATCHABURI 1	ราชบุรี 1	RB1
41	RATCHABURI 2	ราชบุรี 2	RB2
42	RATCHABURI 3	ราชบุรี 3	RB3
43	RANONG	ระนอง	RN
44	RAJJAPRABHA	รัชชประภา	RPB
45	SAM PHRAN 1	สามพราน 1	SA1
46	SAM PHRAN 2	สามพราน 2	SA2

ลำดับ	สถานีไฟฟ้าแรงสูง		ชื่อย่อ
47	SADAO	สะเดา	SDO
48	SONGKHLA	สงขลา	SKL
49	SAMUT SONGKHRAM	สมุทรสงคราม	SM
50	SAMUT SAKHON 1	สมุทรสาคร 1	SN1
51	SAMUT SAKHON 2	สมุทรสาคร 2	SN2
52	SAMUT SAKHON 3	สมุทรสาคร 3	SN3
53	SAMUT SAKHON 4	สมุทรสาคร 4	SN4
54	SRINAGARIND	เขื่อนศรีนครินทร์	SNR
55	SURAT THANI	สุราษฎร์ธานี	SRT
56	SATUN	สตูล	STU
57	SUNGAI KOLOK	สุโขทัย	SUK
58	THA MUANG	ท่าม่วง	TM
59	THA THUNG NA	ท่าทุ่งนา	TN
60	TAKUA PA	ตะกั่วป่า	TP
61	THUNG SONG	ทุ่งสง	TS
62	VAJIRALONGKORN	เขื่อนวชิราลงกรณ์	VRK
63	YALA 1	ยะลา 1	YL1
64	YALA 2	ยะลา 2	YL2

1) ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2547



ภาพที่ ก.1 ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลบัสของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547

Bus	type	Pd (MW)	Qd (MVA)	Gs (MW)	Bs (MVA)	area	Vm (p.u.)	Va	BaseKV	zone	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
1	3	305.90	72.10	0.00	0.00	7	1.02	7.9	230	1	1.1	0.9
2	1	101.00	8.00	0.00	23.20	7	1	0	230	1	1.1	0.9
3	1	52.00	25.20	0.00	11.80	7	1	0	115	1	1.1	0.9
4	1	36.80	17.90	0.00	4.40	7	1	0	115	1	1.1	0.9
5	1	29.60	8.30	0.00	0.00	7	1	0	230	1	1.1	0.9
6	2	103.00	6.70	0.00	0.00	7	1	0	230	1	1.1	0.9
7	1	26.60	13.70	0.00	4.10	7	1	0	115	1	1.1	0.9
8	1	55.70	13.00	0.00	6.00	3	1	0	115	1	1.1	0.9
9	1	23.80	9.20	0.00	0.00	3	1	0	115	1	1.1	0.9
10	1	169.60	89.80	0.00	0.00	3	1	0	230	1	1.1	0.9
11	1	51.50	4.30	0.00	16.00	3	1	0	115	1	1.1	0.9
12	1	40.80	17.20	0.00	0.00	3	1	0	115	1	1.1	0.9
13	1	45.10	19.50	0.00	21.70	3	1	0	115	1	1.1	0.9
14	1	139.00	75.80	0.00	86.50	3	1	0	115	1	1.1	0.9
15	2	8.70	3.40	0.00	0.00	3	1.03	0	230	1	1.1	0.9
16	2	52.90	26.50	0.00	0.00	3	1.03	0	230	1	1.1	0.9
17	1	119.90	52.90	0.00	0.00	3	1	0	230	1	1.1	0.9
18	2	77.90	18.70	0.00	0.00	3	1.03	0	230	1	1.1	0.9
19	1	123.20	46.60	0.00	0.00	3	1	0	230	1	1.1	0.9
20	1	41.00	14.40	0.00	0.00	3	1	0	230	1	1.1	0.9
21	1	88.30	44.80	0.00	37.20	3	1	0	115	1	1.1	0.9
22	1	298.70	108.10	0.00	0.00	3	1	0	115	1	1.1	0.9
23	1	52.80	10.60	0.00	0.00	3	1	0	230	1	1.1	0.9
24	1	56.60	30.90	0.00	0.00	3	1	0	115	1	1.1	0.9
25	1	59.30	25.70	0.00	0.00	3	1	0	115	1	1.1	0.9
26	1	56.10	8.70	0.00	0.00	3	1	0	115	1	1.1	0.9

Bus	type	Pd (MW)	Qd (MVAr)	Gs (MW)	Bs (MVAr)	area	Vm (p.u.)	Va	BaseKV	zone	Vmax (p.u.)	Vmin (p.u.)
27	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	0	230	1	1.1	0.9
28	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	0	230	1	1.1	0.9

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลสายส่ง และหม้อแปลงของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547

Frombus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Ratio	angle
1	2	0.005510	0.043550	0.326800	860.00	0	0
1	3	0.008320	0.055455	0.057000	646.80	1	0
2	4	0.029130	0.085640	0.011000	250.00	1	0
2	5	0.004310	0.033915	0.255600	858.80	0	0
2	7	0.025880	0.076090	0.009900	119.50	1	0
3	4	0.032450	0.096340	0.012000	117.50	0	0
5	6	0.003098	0.018385	0.219520	858.80	0	0
5	7	0.063430	0.186490	0.024300	119.50	1	0
6	8	0.027365	0.080460	0.042000	239.00	1	0
6	10	0.014355	0.112930	0.851200	858.80	0	0
8	9	0.052830	0.155320	0.020200	119.50	0	0
8	10	0.051470	0.151320	0.019700	119.50	1	0
9	10	0.001360	0.004010	0.000500	119.50	1	0
10	11	0.216050	0.376160	0.039400	82.10	1	0
10	15	0.002560	0.020145	0.151800	858.80	0	0
10	17	0.003040	0.029425	0.570400	1718.00	0	0
10	18	0.003815	0.030030	0.226400	858.80	0	0
11	12	0.085370	0.145510	0.015800	82.10	0	0
12	13	0.038530	0.114485	0.058400	239.00	0	0
12	14	0.018940	0.126540	0.070900	250.00	0	0
12	15	0.015401	0.005493	0.121600	561.20	1	0
12	16	0.184860	0.318720	0.034000	82.10	1	0

Frombus	To bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Ratio	angle
13	14	0.018160	0.053380	0.006900	250.00	0	0
16	17	0.003890	0.028130	0.025600	250.00	0	0
16	21	0.160730	0.276960	0.029500	82.10	1	0
17	19	0.010090	0.073070	0.040600	429.40	0	0
17	21	0.050180	0.147540	0.019200	119.50	1	0
17	28	0.005085	0.052945	0.894200	1717.80	0	0
18	19	0.004870	0.038310	0.288800	858.80	0	0
19	20	0.004470	0.035180	0.265200	858.80	0	0
20	21	0.120650	0.205730	0.022400	82.10	1	0
20	22	0.004395	0.034590	0.260800	858.80	1	0
20	23	0.155260	0.264930	0.028800	82.10	0	0
22	23	0.005117	0.012718	0.006400	215.90	1	0
22	24	0.048210	0.141735	0.073800	239.00	0	0
22	28	0.000750	0.007785	0.131600	1718.00	1	0
24	25	0.039940	0.118660	0.015100	119.50	0	0
25	26	0.087390	0.188280	0.022700	96.40	0	0
25	27	0.000395	0.002645	0.002720	250.00	1	0
26	27	0.055000	0.180000	0.056000	250.00	1	0
27	28	0.003148	0.030467	0.590660	250.00	0	0

ตารางที่ ก.4 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2547

Bus	Pg (MW)	Qg (MVA _r)	Qmax (MVA _r)	Qmin (MVA _r)	Vg (p.u.)	MBase (MVA)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
1	0.00	0.00	5000	0	1.02	100	3000	-3000
15	226.00	0.00	400	0	1.03	100	240	165
16	226.00	0.00	400	1.011	1.03	100	300	170
18	505.00	0.00	850	1.009	1.03	100	820	505
27	30.00	0.00	70	0	1.01	100	40	30

Bus	Pg (MW)	Qg (MVAr)	Qmax (MVAr)	Qmin (MVAr)	Vg (p.u.)	MBase (MVA)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
28	256.00	0.00	300	-300	1.01	100	300	-300
6	0.00	0.00	100	-100	1.01	100	300	-300

2) ระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2557

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลบัสของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2557

BusName	type	Pd (MW)	Qd (MVAr)	Gs (MW)	Bs (MVAr)	area	Vm (p.u.)	Va	BaseKV
RB3-T1	3	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	-0.77	24.00
RB3	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	23.99	500.00
RB3-T2	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	-0.75	24.00
RB3-C30	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	-1.46	18.00
RB3-C31	4	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	0.00	18.00
RB3-C32	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	-1.03	18.00
RPCL-CC1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	24.00	500.00
RPCL-C10	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	-0.85	21.00
RPCL-C11	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	-0.16	21.00
RPCL-C12	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	-0.16	21.00
RPCL-CC2	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	24.77	500.00
RPCL-C20	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	-2.03	21.00
RPCL-C21	4	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	0.00	21.00
RPCL-C22	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	-1.69	21.00
CBG	1	1282.40	71.60	0.00	-220.00	7	1.03	22.46	500.00
BSP2	1	0.00	0.00	0.00	-220.00	7	1.01	17.16	500.00
BSP2	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	10.20	230.00
BSP	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	10.00	230.00
PKK	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	9.86	230.00
HH	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.01	10.72	230.00

BusName	type	Pd (MW)	Qd (MVar)	Gs (MW)	Bs (MVar)	area	Vm (p.u.)	Va	BaseKV
RB2	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.01	15.62	230.00
TECO	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.01	16.10	230.00
TECO-C10	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.02	51.37	15.70
TECO-C11	4	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	0.00	15.70
TECO-C12	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.02	51.37	15.70
BP2	1	484.20	-101.80	0.00	0.00	7	1.00	12.15	230.00
KB2	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.01	1.01	230.00
SNR	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.02	21.64	230.00
VRK	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.03	25.99	230.00
VRK-H1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	0.42	13.80
VRK-H2	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	0.47	13.80
VRK-H3	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	0.45	13.80
SNR-H1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	-2.77	13.80
SNR-H2	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	-2.77	13.80
SNR-H3	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	-2.77	13.80
SNR-H4	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	0.75	13.80
SNR-H5	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	-3.41	13.80
NCS	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	0.99	11.78	230.00
RB3	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.02	17.44	230.00
RB3-C20	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	-6.07	18.00
RB3-C21	4	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	0.00	18.00
RB3-C22	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	-5.63	18.00
RB3-C10	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	-4.58	18.00
RB3-C11	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	-4.15	18.00
RB3-C12	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.00	-4.15	18.00
SN4	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.01	17.36	230.00
SN3	1	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.01	16.51	230.00
BP2	1	251.48	115.64	0.00	77.14	7	1.01	12.01	115.00
BP1	1	40.22	13.95	0.00	22.04	7	1.01	11.00	115.00

BusName	type	Pd (MW)	Qd (MVar)	Gs (MW)	Bs (MVar)	area	Vm (p.u.)	Va	BaseKV
KS	1	44.35	12.83	0.00	10.10	7	1.00	10.39	115.00
KB2	1	45.29	15.06	0.00	0.00	7	1.00	17.20	115.00
KB	1	49.60	12.00	0.00	22.04	7	1.00	16.19	115.00
TM	1	29.47	11.58	0.00	0.00	7	1.00	14.64	115.00
VRK	1	3.77	1.50	0.00	0.00	7	1.03	29.15	115.00
SNR	1	1.67	0.65	0.00	0.00	7	1.03	22.60	115.00
TN	1	3.91	1.36	0.00	0.00	7	1.02	20.80	115.00
TN-H1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	-5.48	13.80
TN-H2	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	-5.59	13.80
NCS	1	336.95	140.44	0.00	132.24	7	1.00	7.77	115.00
SA2	1	50.34	23.22	0.00	110.20	7	1.00	7.36	115.00
SA1	1	382.77	163.43	0.00	0.00	7	0.99	6.99	115.00
SA1	1	-293.30	-77.80	0.00	0.00	7	1.00	9.48	230.00
SN3	1	159.66	76.16	0.00	66.12	7	1.01	15.10	115.00
SN1	1	53.23	5.79	0.00	0.00	7	1.00	14.87	115.00
RB2	1	363.19	143.11	0.00	55.10	7	1.04	13.53	115.00
RB1	1	26.49	10.03	0.00	0.00	7	1.03	13.42	115.00
SM	1	29.20	1.50	0.00	0.00	7	1.01	13.24	115.00
SN4	1	391.73	190.30	0.00	60.58	7	1.00	13.80	115.00
SN2	1	77.41	3.39	0.00	66.12	7	1.01	13.14	115.00
PB	1	51.70	12.90	0.00	0.00	7	1.02	11.31	115.00
CA	1	25.00	2.80	0.00	0.00	7	1.00	10.09	115.00
KKC	1	6.35	2.20	0.00	0.00	7	1.01	10.65	115.00
KKC-H1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.02	-15.94	11.00
HH	1	139.03	55.78	0.00	0.00	7	0.99	9.81	115.00
PRB	1	35.10	9.00	0.00	0.00	7	0.99	8.71	115.00
PKK	1	43.17	13.71	0.00	0.00	7	1.02	9.53	115.00
BSP	1	101.01	8.97	0.00	0.00	7	1.03	9.45	115.00
BSP-S1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	7	1.04	-18.83	16.00

BusName	type	Pd (MW)	Qd (MVar)	Gs (MW)	Bs (MVar)	area	Vm (p.u.)	Va	BaseKV
LSN	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	1.16	230.00
CP	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	4.95	230.00
SRT	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-2.29	230.00
RPB	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	-3.08	230.00
KN	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	0.16	230.00
NT	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.00	-8.05	230.00
TS	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.00	-9.76	230.00
KA	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-14.64	230.00
PU	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-9.48	230.00
HY2	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	-9.00	230.00
KNE	1	0.00	0.00	0.00	210.00	3	1.04	-9.55	230.00
YL2	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-12.51	230.00
PN2	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	-17.36	230.00
PK3	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	-21.52	230.00
CP	1	80.41	27.98	0.00	22.04	3	1.03	3.60	115.00
SRT-G1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-25.23	13.80
SRT-G2	4	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.00	0.00	13.80
SRT	1	99.15	42.90	0.00	0.00	3	1.02	-5.50	115.00
SRT-SPP	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	-5.50	115.00
PP	1	27.50	14.10	0.00	0.00	3	1.02	-5.63	115.00
BDN	1	70.60	33.40	0.00	0.00	3	1.01	-6.16	115.00
LSN	1	34.20	11.40	0.00	0.00	3	1.02	-0.78	115.00
RN	1	50.03	17.14	0.00	15.00	3	1.01	-5.22	115.00
TP	1	40.67	16.36	0.00	20.19	3	1.01	-13.26	115.00
RPB-H1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-27.32	13.80
RPB-H2	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-27.27	13.80
RPB-H3	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-27.27	13.80
RPB	1	18.00	4.60	0.00	0.00	3	1.03	-6.68	115.00
PN	1	62.23	29.76	0.00	96.41	3	1.02	-15.88	115.00

BusName	type	Pd (MW)	Qd (MVar)	Gs (MW)	Bs (MVar)	area	Vm (p.u.)	Va	BaseKV
PN2	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	-15.92	115.00
PK3	1	100.97	38.30	0.00	0.00	3	1.03	-25.36	115.00
PK1	1	87.80	26.80	0.00	106.50	3	1.04	-25.69	115.00
PK2	1	208.30	74.56	0.00	137.72	3	1.04	-26.72	115.00
KN-T2	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-25.53	13.80
KN-A	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	0.19	230.00
KN-C11	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-21.67	11.50
KN-C12	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-21.62	11.50
KN-C14	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-21.63	11.50
KN-B	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	0.19	230.00
KN-C13	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-21.59	11.50
KN-C10	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	-22.96	15.00
KN	1	180.12	12.37	0.00	0.00	3	1.03	-2.50	115.00
NT	1	136.98	63.94	0.00	0.00	3	1.03	-11.20	115.00
RA	1	45.10	19.40	0.00	0.00	3	0.99	-13.87	115.00
KA	1	107.30	42.33	0.00	20.19	3	1.01	-16.54	115.00
KA-T1	4	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.00	0.00	24.00
TS	1	175.78	85.96	0.00	0.00	3	1.03	-12.79	115.00
LR	1	133.71	71.30	0.00	44.08	3	1.00	-16.57	115.00
PU	1	64.60	32.10	0.00	33.06	3	1.02	-12.93	115.00
CHN	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.02	-6.00	230.00
CHN-C10	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-30.14	18.00
CHN-C11	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-29.75	19.00
CHN-C12	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-29.75	19.00
CHN2	4	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.00	0.00	230.00
CHN2-C1	4	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.00	0.00	20.00
CHN2-C2	4	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.00	0.00	20.00
HY2	1	357.37	161.84	0.00	88.16	3	1.04	-13.72	115.00
HY1	1	31.10	-1.00	0.00	0.00	3	1.03	-14.34	115.00

BusName	type	Pd (MW)	Qd (MVar)	Gs (MW)	Bs (MVar)	area	Vm (p.u.)	Va	BaseKV
STU	1	62.25	5.47	0.00	20.19	3	1.01	-22.60	115.00
SKL	1	43.40	-0.60	0.00	0.00	3	1.03	-14.43	115.00
SDO	1	26.70	-2.80	0.00	0.00	3	1.03	-15.69	115.00
SDO	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-15.69	132.00
PTN	1	70.15	13.50	0.00	22.04	3	1.03	-16.87	115.00
YL2	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.03	-14.50	115.00
BLG	1	13.91	1.40	0.00	0.00	3	1.03	-12.47	115.00
BLG-H1	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-38.01	13.80
BLG-H2	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-38.01	13.80
BLG-H3	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-38.01	13.80
YL1	1	87.76	42.01	0.00	22.04	3	1.03	-14.78	115.00
YLG	2	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.01	-40.34	11.00
NW	1	43.50	3.60	0.00	11.02	3	1.02	-19.35	115.00
SUK	1	33.10	-9.40	0.00	0.00	3	1.02	-22.23	115.00
KNE	1	0.00	0.00	0.00	0.00	3	1.04	-9.55	115.00

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลสายส่ง และหม้อแปลงของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2557

Frombus Name	To bus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
500kVRB3	24kVRB3-T1	0.00000	0.01380	0.00000	990	0.00	30
500kVRB3	24kVRB3-T2	0.00000	0.01385	0.00000	990	0.00	30
500kVRB3	18kVRB3-C30	0.00000	0.04869	0.00000	356	0.00	30
500kVRB3	18kVRB3-C31	0.00000	0.05677	0.00000	300	0.00	30
500kVRB3	18kVRB3-C32	0.00000	0.05677	0.00000	300	0.00	30
500kVRB3	500kVRPCL-CC1	0.00000	0.00002	0.00197	2833.6	0.30	0
500kVRPCL-CC1	21kVRPCL-C10	0.00000	0.04332	0.00000	346	0.00	30

Frombus Name	Tobus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
500kVRPCL-CC1	21kVRPCL-C11	0.00000	0.04696	0.00000	309	0.00	30
500kVRPCL-CC1	21kVRPCL-C12	0.00000	0.04696	0.00000	309	0.00	30
500kVRB3	500kVRPCL-CC2	0.00000	0.00002	0.00197	2833.6	0.30	0
500kVRPCL-CC2	21kVRPCL-C20	0.00000	0.04332	0.00000	346	0.00	30
500kVRPCL-CC2	21kVRPCL-C21	0.00000	0.04696	0.00000	309	0.00	30
500kVRPCL-CC2	21kVRPCL-C22	0.00000	0.04696	0.00000	309	0.00	30
500kVRB3	500kVCBG	0.00014	0.00283	0.28852	3734.2	26.20	0
500kVRB3	500kVCBG	0.00014	0.00283	0.28852	3734.2	26.20	0
500kVBSP2	500kVCBG	0.00143	0.02811	2.95113	3734.2	271.80	0
500kVBSP2	500kVCBG	0.00131	0.02573	2.65574	3734.2	271.80	0
500kVBSP2	230kVBSP2	0.00000	0.01666	0.00000	1000	0.00	0
230kVBSP	230kVBSP2	0.00008	0.00099	0.00438	1717.7	2.00	0
230kVBSP	230kVBSP2	0.00005	0.00094	0.00475	1717.7	2.00	0
230kVBSP	230kVPPK	0.00577	0.04416	0.09017	429.4	58.80	0
230kVBSP	230kVPPK	0.00580	0.04414	0.09024	429.4	58.80	0
230kVHH	230kVPPK	0.00964	0.07190	0.14790	429.4	98.99	0
230kVHH	230kVPPK	0.00965	0.07189	0.14790	429.4	98.40	0
230kVHH	230kVRB2	0.01193	0.08892	0.18299	429.4	121.8	0
230kVHH	230kVRB2	0.01194	0.08891	0.18299	429.4	121.8	0
230kVRB2	230kVTECO	0.00067	0.00501	0.01001	858.9	6.8	0
230kVRB2	230kVTECO	0.00067	0.00501	0.01001	858.9	6.8	0
230kVTECO	15.7kVTECO-C10	0.00000	0.05560	0.00000	315	0	-30
230kVTECO	15.7kVTECO-C11	0.00000	0.05560	0.00000	315	0.00	-30
230kVTECO	15.7kVTECO-C12	0.00000	0.05560	0.00000	315	0	0
230kVBP2	230kVRB2	0.00105	0.01888	0.10550	1717.7	41.9	0
230kVBP2	230kVRB2	0.00105	0.01888	0.10550	1717.7	41.9	0
230kVBP2	230kVKB2	0.00503	0.03806	0.08001	429.4	51.4	0
230kVKB2	230kVSNR	0.00554	0.04192	0.08813	429	56.6	0

Frombus Name	To bus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
230kVSNR	230kVVRK	0.00812	0.06041	0.12403	429.4	82.9	0
230kVSNR	230kVVRK	0.00812	0.06041	0.12403	429.4	82.9	0
230kVBP2	230kVSNR	0.01061	0.08195	0.16616	429	108.6	0
230kVBP2	230kVSNR	0.01069	0.07952	0.16325	429.4	109.2	0
230kVBP2	230kVSNR	0.01069	0.07952	0.16325	429.4	109.2	0
230kVVRK	13.8kVVRK-H1	0.00000	0.09159	0.00000	115	0	30
230kVVRK	13.8kVVRK-H2	0.00000	0.09275	0.00000	115	0	30
230kVVRK	13.8kVVRK-H3	0.00000	0.09232	0.00000	115	0	30
230kVSNR	13.8kVSNR-H1	0.00000	0.09356	0.00000	150	0	30
230kVSNR	13.8kVSNR-H2	0.00000	0.09356	0.00000	150	0	30
230kVSNR	13.8kVSNR-H3	0.00000	0.09356	0.00000	150	0	30
230kVSNR	13.8kVSNR-H4	0.00000	0.09846	0.00000	220	0	30
230kVSNR	13.8kVSNR-H5	0.00000	0.05364	0.00000	220	0	30
230kVBP2	230kVNCS	0.00190	0.02090	0.08049	858.9	37.5	0
230kVBP2	230kVNCS	0.00190	0.02090	0.08049	858.9	38.2	0
500kVRB3	230kVRB3	0.00000	0.02883	0.00000	750	0.00	0
500kVRB3	230kVRB3	0.00000	0.02887	0.00000	750	0.00	0
230kVRB3	18kVRB3-C20	0.00000	0.04188	0.00000	356	0.00	30
230kVRB3	18kVRB3-C21	0.00000	0.04969	0.00000	300	0.00	30
230kVRB3	18kVRB3-C22	0.00000	0.04969	0.00000	300	0.00	30
230kVRB3	18kVRB3-C10	0.00000	0.04188	0.00000	356	0.00	30
230kVRB3	18kVRB3-C11	0.00000	0.04969	0.00000	300	0.00	30
230kVRB3	18kVRB3-C12	0.00000	0.04969	0.00000	300	0.00	30
230kVRB2	230kVRB3	0.00049	0.00862	0.04763	1717.7	20	0
230kVRB2	230kVRB3	0.00049	0.00862	0.04763	1717.7	20	0
230kVRB3	230kVSN4	0.00179	0.02011	0.07461	858.9	36.3	0
230kVRB3	230kVSN4	0.00180	0.02009	0.07461	858.9	36.3	0
230kVRB3	230kVSN4	0.00100	0.01801	0.10259	1717.7	40	0

Frombus Name	Tobus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
230kVRB3	230kVSN4	0.00102	0.01800	0.10260	1717.7	40	0
230kVSN4	230kVSN3	0.00156	0.01431	0.05399	1503.4	25.75	0
230kVSN4	230kVSN3	0.00156	0.01431	0.05399	1503.4	25.75	0
230kVBP2	115kVBP2	0.00000	0.06200	0.00000	200	0.00	0
230kVBP2	115kVBP2	0.00000	0.06183	0.00000	200	0	0
230kVBP2	115kVBP2	0.00000	0.06285	0.00000	200	0	0
115kVBP1	115kVBP2	0.01322	0.04258	0.00517	119.5	13.80	0
115kVBP2	115kVKS	0.02205	0.06524	0.00832	119.5	21.81	0
230kVKB2	115kVKB2	0.00000	0.06108	0.00000	200	0	0
230kVKB2	115kVKB2	0.00000	0.06045	0.00000	200	0	0
115kVKB	115kVKB2	0.00430	0.02910	0.00780	323.5	14.00	0
115kVKB	115kVKB2	0.00430	0.02900	0.00780	323.5	14.00	0
115kVKB	115kVTM	0.01272	0.03749	0.00481	119.5	12.60	0
115kVBP2	115kVTM	0.03314	0.09772	0.01256	119.5	32.80	0
230kVVRK	115kVVRK	0.00000	0.16574	0.00000	66.7	0	0
230kVVRK	115kVVRK	0.00000	0.11834	0.00000	66.7	0	0
230kVSNR	115kVSNR	0.00000	0.11967	0.00000	100	0.00	0
115kVSNR	115kVTN	0.03103	0.09236	0.01994	119.5	30.60	0
115kVTN	13.8kVTN-H1	0.00000	0.35085	0.00000	23.6	0.00	30
115kVTN	13.8kVTN-H2	0.00000	0.36158	0.00000	23.6	0.00	30
115kVKB2	115kVTN	0.03214	0.09477	0.01219	119.5	31.80	0
230kVNCS	115kVNCS	0.00000	0.05333	0.00000	300	0	0
230kVNCS	115kVNCS	0.00000	0.05333	0.00000	300	0	0
230kVNCS	115kVNCS	0.00000	0.05333	0.00000	300	0	0
115kVNCS	115kVSA2	0.00096	0.01046	0.00252	429.4	4.8	0
115kVNCS	115kVSA2	0.00095	0.01047	0.00252	429.4	4.8	0
115kVSA1	115kVSA2	0.00266	0.01724	0.00449	323.5	8.6	0
115kVSA1	115kVSA2	0.00266	0.01724	0.00449	323.5	8.6	0

Frombus Name	To bus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
230kVSA1	115kVSA1	0.00000	0.05950	0.00000	200	0	0
230kVSA1	115kVSA1	0.00000	0.05800	0.00000	200	0	0
230kVSA1	115kVSA1	0.00000	0.05950	0.00000	200	0	0
230kVSA1	115kVSA1	0.00000	0.05850	0.00000	200	0	0
230kVSN3	115kVSN3	0.00000	0.05440	0.00000	300	0	0
230kVSN3	115kVSN3	0.00000	0.05470	0.00000	300	0	0
230kVSN3	115kVSN3	0.00000	0.05487	0.00000	300	0	0
115kVSN1	115kVSN3	0.00219	0.01590	0.00371	323.5	7.13	0
115kVSN1	115kVSN3	0.00219	0.01590	0.00371	323.5	7.13	0
230kVRB2	115kVRB2	0.00000	0.05400	0.00000	300	0	0
230kVRB2	115kVRB2	0.00000	0.05400	0.00000	300	0	0
230kVRB2	115kVRB2	0.00000	0.05400	0.00000	300	0	0
115kVRB1	115kVRB2	0.00324	0.01470	0.00205	161.7	5.26	0
115kVRB1	115kVRB2	0.00324	0.01470	0.00205	161.7	5.26	0
115kVRB1	115kVSM	0.03849	0.11884	0.01413	117.5	38.18	0
115kVSM	115kVSN4	0.01248	0.03689	0.00463	119.5	12.24	0
230kVSN4	115kVSN4	0.00000	0.06275	0.00000	200	0	0
230kVSN4	115kVSN4	0.00000	0.06265	0.00000	200	0	0
230kVSN4	115kVSN4	0.00000	0.06225	0.00000	200	0	0
230kVSN4	115kVSN4	0.00000	0.06355	0.00000	200	0	0
115kVSN2	115kVSN4	0.00393	0.02652	0.00735	323.5	12.77	0
115kVSN2	115kVSN4	0.00393	0.02652	0.00735	323.5	12.77	0
115kVPB	115kVRB2	0.01640	0.11018	0.02915	323.5	53.11	0
115kVPB	115kVRB2	0.01640	0.11018	0.02915	323.5	53.11	0
115kVCA	115kVPB	0.03185	0.09641	0.01193	117.5	31.58	0
115kVKKC	11kVKKC-H1	0.00000	0.41038	0.00000	21.2	0.00	30
115kVCA	115kVKKC	0.05775	0.12480	0.01492	96.4	40.41	0
115kVCA	115kVHH	0.02905	0.08556	0.01097	119.5	28.70	0

Frombus Name	To bus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
230kVHH	115kVHH	0.00000	0.06200	0.00000	200	0	0
230kVHH	115kVHH	0.00000	0.06355	0.00000	200	0	0
115kVHH	115kVPRB	0.02578	0.07603	0.00977	119.5	25.50	0
115kVPPK	115kVPRB	0.06309	0.18618	0.02394	119.5	62.48	0
230kVPPK	115kVPPK	0.00000	0.12300	0.00000	100	0	0
230kVPPK	115kVPPK	0.00000	0.12300	0.00000	100	0	0
115kVBSP	115kVPPK	0.05935	0.17230	0.02287	119.5	58.68	0
115kVBSP	115kVPPK	0.05937	0.17227	0.02287	119.5	58.68	0
230kVBSP	115kVBSP	0.00000	0.06200	0.00000	200	0	0
230kVBSP	115kVBSP	0.00000	0.06200	0.00000	200	0	0
230kVBSP	16kVBSP-S1	0.00000	0.11800	0.00000	300	0	30
230kVLSN	230kVBSP	0.01740	0.13393	0.27513	429.4	179.38	0
230kVLSN	230kVBSP	0.01740	0.13393	0.27513	429.4	179.38	0
230kVCP	230kVBSP	0.00576	0.06479	0.24166	858.9	117.29	0
230kVCP	230kVBSP	0.00579	0.06476	0.24167	858.9	117.29	0
230kVLSN	230kVSRT	0.01091	0.08373	0.17115	429.4	111.74	0
230kVLSN	230kVSRT	0.01093	0.08371	0.17121	429.4	115.79	0
230kVCP	230kVSRT	0.00856	0.09698	0.36327	858.9	176	0
230kVCP	230kVSRT	0.00856	0.09698	0.36329	858.9	176	0
230kVRPB	230kVSRT	0.00503	0.03739	0.07677	429.4	51.31	0
230kVRPB	230kVSRT	0.00503	0.03739	0.07677	429.4	51.31	0
230kVKN	230kVSRT	0.00749	0.05595	0.11400	429.4	76.68	0
230kVKN	230kVSRT	0.00749	0.05595	0.11400	429.4	76.68	0
230kVKN	230kVNT	0.00964	0.07173	0.14560	429.4	97.9	0
230kVKN	230kVNT	0.00964	0.07173	0.14560	429.4	97.9	0
230kVNT	230kVTS	0.00501	0.03846	0.07844	429.4	51.21	0
230kVNT	230kVTS	0.00501	0.03846	0.07844	429.4	51.21	0
230kVSRT	230kVTS	0.00595	0.06514	0.23997	858.9	121.59	0

Frombus Name	Tobus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
230kVSRT	230kVTS	0.00595	0.06514	0.23997	858.9	121.59	0
230kVKA	230kVTS	0.00765	0.05850	0.11961	429.4	78	0
230kVKA	230kVTS	0.00769	0.05847	0.11975	429.4	78	0
230kVNT	230kVPU	0.00895	0.06661	0.13519	429.4	91.13	0
230kVNT	230kVPU	0.00895	0.06661	0.13519	429.4	91.13	0
230kVHY2	230kVPU	0.00794	0.05909	0.12133	429.4	88.1	0
230kVHY2	230kVPU	0.00794	0.05909	0.12133	429.4	88.1	0
230kVHY2	230kVKNE	0.00147	0.01632	0.06270	856.9	30	0
230kVHY2	230kVKNE	0.00147	0.01632	0.06270	856.9	30	0
230kVKNE	230kVTS	0.00979	0.10721	0.39653	856.9	200	0
230kVKNE	230kVTS	0.00979	0.10721	0.39659	856.9	200	0
230kVKNE	230kVYL2	0.01203	0.09211	0.18881	429.4	123.03	0
230kVKNE	230kVYL2	0.01209	0.09206	0.18901	429.4	123.03	0
230kVKA	230kVPN2	0.00483	0.05437	0.20413	858.9	98.4	0
230kVKA	230kVPN2	0.00485	0.05435	0.20427	858.9	98	0
230kVPK3	230kVPN2	0.00749	0.05726	0.11802	429.4	76.432	0
230kVPK3	230kVPN2	0.00750	0.05725	0.11803	429.4	76.432	0
230kVCP	115kVCP	0.00000	0.06250	0.00000	200	0.00	0
230kVCP	115kVCP	0.00000	0.06065	0.00000	200	0	0
230kVSRT	13.8kVSRT-G1	0.00000	0.10500	0.00000	172	0.00	30
230kVSRT	13.8kVSRT-G2	0.00000	0.10500	0.00000	172	0.00	30
230kVSRT	115kVSRT	0.00000	0.05403	0.00000	300	0	0
230kVSRT	115kVSRT	0.00000	0.05423	0.00000	300	0	0
115kVSRT	115kVSRT-SPP	0.00001	0.00001	0.00001	100	0	0
115kVPP	115kVSRT	0.00726	0.02110	0.00280	119.5	7.18	0
115kVPP	115kVSRT	0.00726	0.02110	0.00280	119.5	7.18	0
115kVBDN	115kVSRT	0.01376	0.03997	0.00530	119.5	13.6	0
115kVBDN	115kVSRT	0.01376	0.03997	0.00530	119.5	13.6	0

Frombus Name	Tobus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
230kVLSN	115kVLSN	0.00000	0.05925	0.00000	200	0	0
230kVLSN	115kVLSN	0.00000	0.05850	0.00000	200	0	0
115kVLSN	115kVRN	0.03993	0.18347	0.02638	162.9	65	0
115kVLSN	115kVRN	0.03993	0.18347	0.02638	162.9	65	0
115kVRN	115kVTP	0.16789	0.36380	0.04238	96.4	116.8	0
115kVSRT	115kVTP	0.22213	0.36962	0.03998	82.1	114.1	0
230kVRPB	13.8kVRPB-H1	0.00000	0.13146	0.00000	102.5	0.00	30
230kVRPB	13.8kVRPB-H2	0.00000	0.13258	0.00000	102.5	0.00	30
230kVRPB	13.8kVRPB-H3	0.00000	0.13258	0.00000	102.5	0.00	30
230kVRPB	115kVRPB	0.00000	0.06965	0.00000	200	0	0
230kVRPB	115kVRPB	0.00000	0.05965	0.00000	200	0	0
230kVRPB	115kVRPB	0.00000	0.06255	0.00000	200	0	0
115kVPN	115kVRPB	0.07321	0.21238	0.02845	119.5	72.305	0
115kVPN	115kVRPB	0.04879	0.22699	0.03207	161.7	79.35	0
115kVPN	115kVRPB	0.04875	0.22704	0.03207	161.7	79.35	0
115kVPN2	115kVTP	0.08760	0.14652	0.01637	82.1	44.08	0
115kVPN	115kVPN2	0.00026	0.00118	0.00017	161.7	0.416	0
115kVPN	115kVPN2	0.00026	0.00118	0.00017	161.7	0.416	0
115kVPN2	115kVRPB	0.07341	0.21362	0.02862	119.5	72.712	0
230kVPN2	115kVPN2	0.00000	0.06045	0.00000	200	0	0
230kVPN2	115kVPN2	0.00000	0.06080	0.00000	200	0	0
230kVPK3	115kVPK3	0.00000	0.05503	0.00000	300	0	0
230kVPK3	115kVPK3	0.00000	0.05490	0.00000	300	0	0
115kVPK3	115kVPN2	0.07233	0.21004	0.02812	119.5	71.556	0
115kVPK3	115kVPN2	0.07238	0.20998	0.02812	119.5	71.556	0
115kVPK1	115kVPK3	0.00538	0.01582	0.00206	119.5	5.313	0
115kVPK1	115kVPK3	0.00538	0.01582	0.00206	119.5	5.313	0
115kVPK1	115kVPK3	0.00537	0.01583	0.00205	119.5	5.313	0

Frombus Name	Tobus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
115kVPK2	115kVPK3	0.00728	0.03397	0.00480	161.7	11.856	0
115kVPK2	115kVPK3	0.00730	0.03396	0.00480	161.7	11.856	0
115kVPK2	115kVPK3	0.00731	0.03395	0.00478	161.7	11.856	0
230kVKN	13.8kVKN-T2	0.00000	0.11299	0.00000	75	0.00	30
230kVKN	230kVKN-A	0.00002	0.00016	0.00030	429.4	0.2	0
230kVKN-A	11.5kVKN-C11	0.00000	0.12893	0.00000	140	0.00	30
230kVKN-A	11.5kVKN-C12	0.00000	0.12973	0.00000	140	0.00	30
230kVKN-A	11.5kVKN-C14	0.00000	0.12960	0.00000	140	0.00	30
230kVKN	230kVKN-B	0.00002	0.00016	0.00030	429.4	0.2	0
230kVKN-B	15kVKN-C10	0.00000	0.05640	0.00000	327	0.00	30
230kVKN-B	11.5kVKN-C13	0.00000	0.13027	0.00000	140	0.00	30
230kVKN	115kVKN	0.00000	0.05370	0.00000	300	0	0
230kVKN	115kVKN	0.00000	0.05447	0.00000	300	0	0
230kVNT	115kVNT	0.00000	0.06495	0.00000	200	0	0
230kVNT	115kVNT	0.00000	0.06470	0.00000	200	0	0
115kVNT	115kVRA	0.05074	0.22895	0.03203	161.7	82	0
115kVNT	115kVRA	0.05074	0.22895	0.03203	161.7	82	0
230kVKA	115kVKA	0.00000	0.06228	0.00000	200	0	0
230kVKA	115kVKA	0.00000	0.06231	0.00000	200	0	0
230kVKA	24kVKA-T1	0.00000	0.03044	0.00000	460	0.00	30
230kVTS	115kVTS	0.00000	0.06340	0.00000	200	0	0
230kVTS	115kVTS	0.00000	0.05960	0.00000	200	0	0
230kVTS	115kVTS	0.00000	0.06215	0.00000	200	0	0
115kVKA	115kVLR	0.16582	0.27593	0.03075	82.1	84.73	0
115kVLR	115kVTS	0.03043	0.13976	0.02009	161.7	49.65	0
115kVLR	115kVTS	0.03045	0.13974	0.02009	161.7	49.65	0
230kVPU	115kVPU	0.00000	0.06250	0.00000	200	0	0
115kVLR	115kVPU	0.12090	0.20117	0.02242	82.1	63.5	0

Frombus Name	To bus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
230kVCHN	230kVHY2	0.00139	0.01546	0.05969	858.8	28.158	0
230kVCHN	230kVHY2	0.00139	0.01548	0.05963	858.8	28.158	0
230kVCHN	18kVCHN-C10	0.00000	0.04225	0.00000	355	0	30
230kVCHN	19kVCHN-C11	0.00000	0.05000	0.00000	300	0	30
230kVCHN	19kVCHN-C12	0.00000	0.05000	0.00000	300	0	30
230kVCHN	230kVCHN2	0.00000	0.00000	0.00000	858.9	1	0
230kVCHN2	230kVKNE	0.00207	0.02307	0.08812	858.9	41.872	0
230kVCHN2	230kVKNE	0.00207	0.02308	0.08812	858.9	41.872	0
230kVCHN2	20kVCHN2-C1	0.00000	0.03292	0.00000	486	0.00	30
230kVCHN2	20kVCHN2-C2	0.00000	0.03292	0.00000	486	0.00	30
230kVHY2	115kVHY2	0.00000	0.06692	0.00000	200	0	0
230kVHY2	115kVHY2	0.00000	0.06000	0.00000	200	0	0
230kVHY2	115kVHY2	0.00000	0.06658	0.00000	200	0	0
230kVHY2	115kVHY2	0.00000	0.06235	0.00000	200	0	0
115kVHY1	115kVHY2	0.00801	0.02356	0.00308	119.5	7.93	0
115kVHY1	115kVHY2	0.01037	0.02634	0.00333	96.4	8.87	0
115kVHY1	115kVPU	0.15792	0.26278	0.02929	82.1	81.82	0
115kVHY1	115kVSTU	0.07442	0.22223	0.02816	119.5	73.41	0
115kVHY2	115kVSKL	0.02095	0.06059	0.00739	119.5	20.55	0
115kVHY2	115kVSKL	0.02095	0.06059	0.00739	119.5	20.55	0
115kVHY2	115kVSDO	0.04452	0.13218	0.01682	119.5	43.91	0
132kVSDO	115kVSDO	0.00000	0.18650	0.00000	66.7	0	0
132kVSDO	115kVSDO	0.00000	0.19100	0.00000	66.7	0	0
115kVHY2	115kVPTN	0.09684	0.27458	0.03587	119.5	95.24	0
115kVHY2	115kVPTN	0.09684	0.27458	0.03587	119.5	95.24	0
230kVYL2	115kVYL2	0.00000	0.06195	0.00000	200	0	0
230kVYL2	115kVYL2	0.00000	0.06200	0.00000	200	0	0
115kVBLG	13.8kVBLG-H1	0.00000	0.33846	0.00000	32.5	0.00	30

Frombus Name	Tobus Name	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	Rating (MVA)	Length (km.)	Angle
115kVBLG	13.8kVBLG-H2	0.00000	0.33846	0.00000	32.5	0.00	30
115kVBLG	13.8kVBLG-H3	0.00000	0.33846	0.00000	32.5	0.00	30
115kVBLG	115kVYL2	0.05255	0.10998	0.03570	96.4	37.44	0
115kVBLG	115kVYL2	0.05255	0.10998	0.03570	96.4	37.44	0
115kVYL1	11kVYLG	0.00000	0.09980	0.00000	25	0.00	30
115kVYL1	115kVYL2	0.00102	0.00770	0.00100	323.5	2.6	0
115kVYL1	115kVYL2	0.00102	0.00770	0.00100	323.5	2.6	0
115kVPTN	115kVYL1	0.03989	0.11912	0.01510	119.5	39.35	0
115kVNW	115kVYL1	0.08714	0.18912	0.02265	96.4	60.77	0
115kVNW	115kVYL2	0.04758	0.21868	0.03147	161.7	77.5	0
115kVNW	115kVSUK	0.04893	0.14314	0.01870	119.5	48	0
230kVKNE	115kVKNE	0.00000	0.11549	0.00000	66.7	0	0

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยในปี 2557

Plant	Pg (MW)	Qg (MVA _r)	Qmax (MVA _r)	Qmin (MVA _r)	Vg (p.u.)	MBase (MVA)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
RB3-T1	0.00	0.00	520	-220	1.00	990.00	9999	-9999
RB3-T2	650.00	155.11	520	-220	1.00	990.00	720	300
RB3-C30	160.00	41.99	165	-120	1.00	325.00	230	150
RB3-C31	0.00	0.00	165	-120	1.00	325.00	230	140
RB3-C32	150.00	37.07	165	-120	1.02	325.00	230	140
RPCL-C10	220.00	5.65	160	-80	1.03	346.00	270	150
RPCL-C11	230.00	7.81	140	-70	1.03	309.00	240	135
RPCL-C12	230.00	7.81	140	-70	1.03	309.00	240	135
RPCL-C20	170.00	1.66	160	-80	1.03	346.00	270	150
RPCL-C21	0.00	0.00	140	-70	1.00	309.00	240	135
RPCL-C22	170.00	2.48	140	-70	1.03	309.00	240	135

Plant	Pg (MW)	Qg (MVAr)	Qmax (MVAr)	Qmin (MVAr)	Vg (p.u.)	MBase (MVA)	Pmax (MW)	Pmin (MW)
TECO-C10	170.00	25.48	255	-90	1.02	322.00	230	150
TECO-C11	0.00	0.00	225	-90	1.00	322.00	230	140
TECO-C12	170.00	26.75	225	-90	1.02	322.00	230	140
VRK-H1	90.00	6.14	38	-19	1.04	111.11	100	50
VRK-H2	90.00	6.14	38	-19	1.04	111.11	100	50
VRK-H3	90.00	6.14	38	-19	1.04	111.11	100	50
SNR-H1	110.00	19.23	58	-29	1.04	150.00	120	70
SNR-H2	110.00	19.23	58	-29	1.04	150.00	120	70
SNR-H3	110.00	19.23	58	-29	1.04	150.00	120	70
SNR-H4	170.00	26.71	84	-42	1.04	225.00	180	-210
SNR-H5	170.00	31.53	84	-42	1.04	220.00	180	-210
RB3-C20	160.00	73.90	165	-120	1.00	325.00	230	150
RB3-C21	0.00	0.00	165	-120	1.00	325.00	230	140
RB3-C22	150.00	63.40	165	-120	1.00	325.00	230	140
RB3-C10	220.00	78.83	165	-120	1.00	325.00	230	165
RB3-C11	200.00	67.89	165	-120	1.00	325.00	230	165
RB3-C12	200.00	67.89	165	-120	1.00	325.00	230	165
TN-H1	19.00	4.17	6.3	-3	1.04	22.50	9999	-9999
TN-H2	19.00	4.09	6.3	-3	1.04	22.50	9999	-9999
KKC-H1	15.00	4.00	10	-4.5	1.00	21.20	9999	-9999
BSP-S1	0.00	18.81	300	-50	1.04	350.00	0	0
SRT-G1	120.00	3.57	80	-22	1.01	181.82	120	90
SRT-G2	0.00	0.00	80	-22	1.00	181.82	120	90
SRT-SPP	8.80	5.00	30	-4	1.00	9.90	10	0
RPB-H1	80.00	9.50	38	-30	1.02	94.10	80	55
RPB-H2	80.00	9.50	38	-30	1.02	94.10	80	55
RPB-H3	80.00	9.50	38	-30	1.02	94.10	80	55
KN-T2	70.00	13.94	40	-19	1.02	88.30	70	60
KN-C11	115.00	13.94	45	-9	1.02	148.50	115	65

kV	Bus	Feeder#1		Feeder#2		Feeder#3		Feeder#4		Feeder#5	
		Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd
230	NCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	RB3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	SN4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	SN3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	BP2	95.74	50.46	116.56	43.43	14.19	5.48	24.98	16.28	-	-
115	BP1	20.72	8.12	19.50	5.83	-	-	-	-	-	-
115	KS	12.67	1.63	17.98	1.40	13.69	9.80	-	-	-	-
115	KB2	45.29	15.06	-	-	-	-	-	-	-	-
115	KB	26.00	6.50	23.60	5.50	-	-	-	-	-	-
115	TM	16.17	5.45	13.30	6.13	-	-	-	-	-	-
115	VRK	3.77	1.50	-	-	-	-	-	-	-	-
115	SNR	1.67	0.65	-	-	-	-	-	-	-	-
115	TN	3.91	1.36	-	-	-	-	-	-	-	-
14	TN-H1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	TN-H2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	NCS	185.31	101.35	117.47	37.23	7.00	-3.10	27.18	4.97	-	-
115	SA2	32.35	13.94	17.98	9.29	-	-	-	-	-	-
115	SA1	161.28	74.21	175.73	72.40	15.40	1.90	15.47	7.21	14.89	7.71
230	SA1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	SN3	117.08	52.52	23.63	13.03	18.94	10.62	-	-	-	-
115	SN1	13.90	0.00	25.60	2.00	13.73	3.79	-	-	-	-
115	RB2	178.70	70.81	156.43	61.77	21.87	7.85	6.18	2.68	-	-

kV	Bus	Feeder#1		Feeder#2		Feeder#3		Feeder#4		Feeder#5	
		Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd
115	RB1	17.69	8.73	8.80	1.30	-	-	-	-	-	-
115	SM	13.00	0.40	16.20	1.10	-	-	-	-	-	-
115	SN4	257.90	130.54	133.82	59.76	-	-	-	-	-	-
115	SN2	5.96	2.04	26.70	-4.20	26.55	4.96	18.20	0.60	-	-
115	PB	30.10	7.40	21.60	5.50	-	-	-	-	-	-
115	CA	12.80	4.00	12.20	-1.20	-	-	-	-	-	-
115	KKC	6.35	2.20	-	-	-	-	-	-	-	-
11	KKC-H1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	HH	69.47	27.84	69.56	27.94	-	-	-	-	-	-
115	PRB	18.10	6.20	17.00	2.80	-	-	-	-	-	-
115	PKK	21.97	5.21	6.90	2.10	14.30	6.40	-	-	-	-
115	BSP	50.12	4.44	50.88	4.53	-	-	-	-	-	-
16	BSP-S1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	LSN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	CP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	SRT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	RPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	KN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	NT	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	TS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	KA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	PU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	HY2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	KNE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	YL2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	PN2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	PK3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	CP	18.73	5.23	23.18	8.35	17.00	10.30	21.50	4.10	-	-

kV	Bus	Feeder#1		Feeder#2		Feeder#3		Feeder#4		Feeder#5	
		Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd
14	SRT-G1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	SRT-G2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	SRT	69.49	32.01	29.66	10.89	-	-	-	-	-	-
115	SRT-SPP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	PP	8.00	4.00	19.50	10.10	-	-	-	-	-	-
115	BDN	35.00	16.70	35.60	16.70	-	-	-	-	-	-
115	LSN	12.20	5.00	22.00	6.40	-	-	-	-	-	-
115	RN	37.73	15.94	4.50	1.90	7.80	-0.70	-	-	-	-
115	TP	9.27	0.56	16.50	8.20	14.90	7.60	-	-	-	-
14	RPB-H1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	RPB-H2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	RPB-H3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	RPB	10.40	2.70	7.60	1.90	-	-	-	-	-	-
115	PN	43.83	20.06	12.80	6.30	5.60	3.40	-	-	-	-
115	PN2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	PK3	100.97	38.30	-	-	-	-	-	-	-	-
115	PK1	43.00	13.20	44.80	13.60	-	-	-	-	-	-
115	PK2	81.01	33.62	32.79	16.84	43.90	10.70	50.60	13.40	-	-
14	KN-T2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	KN-A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	KN-C11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	KN-C12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	KN-C14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	KN-B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	KN-C13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	KN-C10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	KN	44.68	-24.75	45.38	29.65	66.61	-0.13	23.45	7.60	-	-
115	NT	63.55	28.99	31.73	17.15	18.70	8.10	23.00	9.70	-	-

kV	Bus	Feeder#1		Feeder#2		Feeder#3		Feeder#4		Feeder#5	
		Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd
115	RA	24.10	6.80	21.00	12.60	-	-	-	-	-	-
115	KA	21.24	8.93	75.17	37.10	10.90	-3.70	-	-	-	-
24	KA-T1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	TS	11.72	7.21	41.00	21.06	69.36	33.10	26.50	11.60	27.20	13.00
115	LR	80.31	43.30	25.20	14.10	28.20	13.90	-	-	-	-
115	PU	30.90	17.00	33.70	15.10	-	-	-	-	-	-
230	CHN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	CHN-C10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	CHN-C11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	CHN-C12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
230	CHN2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	CHN2-C1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	CHN2-C2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	HY2	163.15	75.26	162.72	73.48	13.90	6.10	17.60	7.00	-	-
115	HY1	10.80	-1.90	20.30	0.90	-	-	-	-	-	-
115	STU	24.35	7.67	18.80	-3.70	19.10	1.50	-	-	-	-
115	SKL	21.40	-3.50	12.20	0.60	9.80	2.30	-	-	-	-
115	SDO	14.00	-1.90	12.70	-0.90	-	-	-	-	-	-
132	SDO	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	PTN	23.55	5.30	19.30	1.20	27.30	7.00	-	-	-	-
115	YL2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	BLG	11.51	0.00	2.40	1.40	-	-	-	-	-	-
14	BLG-H1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	BLG-H2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	BLG-H3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	YL1	38.96	21.91	31.30	18.30	17.50	1.80	-	-	-	-
11	YLG	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	NW	19.40	2.90	24.10	0.70	-	-	-	-	-	-

kV	Bus	Feeder#1		Feeder#2		Feeder#3		Feeder#4		Feeder#5	
		Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd	Pd	Qd
115	SUK	11.60	-5.80	21.50	-3.60	-	-	-	-	-	-
115	KNE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

หมายเหตุ :Pd มีหน่วยเป็น MW

Qd มีหน่วยเป็น MVar

สัญลักษณ์ “-“ หมายถึง บัสนั้นไม่มีจุดโหลดที่ Feeder ลำดับนั้นๆ

ตารางที่ ก.9 ข้อมูลตัวเก็บประจุ และตัวเหนี่ยวนำ ของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลาง ตะวันตกของประเทศไทยในปี 2557

kV	Bus	C-Bank / Shunt Reactor (MVar)					
		step1	step2	step3	step4	step5	step6
24	RB3-T1	-	-	-	-	-	-
500	RB3	-	-	-	-	-	-
24	RB3-T2	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C30	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C31	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C32	-	-	-	-	-	-
500	RPCL-CC1	-	-	-	-	-	-
21	RPCL-C10	-	-	-	-	-	-
21	RPCL-C11	-	-	-	-	-	-
21	RPCL-C12	-	-	-	-	-	-
500	RPCL-CC2	-	-	-	-	-	-
21	RPCL-C20	-	-	-	-	-	-
21	RPCL-C21	-	-	-	-	-	-
21	RPCL-C22	-	-	-	-	-	-
500	CBG	-	-	-	-	-	-
500	BSP2	-	-	-	-	-	-
230	BSP2	-	-	-	-	-	-
230	BSP	-	-	-	-	-	-

kV	Bus	C-Bank / Shunt Reactor (MVar)					
		step1	step2	step3	step4	step5	step6
230	PKK	-	-	-	-	-	-
230	HH	-	-	-	-	-	-
230	RB2	-	-	-	-	-	-
230	TECO	-	-	-	-	-	-
16	TECO-C10	-	-	-	-	-	-
16	TECO-C11	-	-	-	-	-	-
16	TECO-C12	-	-	-	-	-	-
230	BP2	-	-	-	-	-	-
230	KB2	-	-	-	-	-	-
230	SNR	-	-	-	-	-	-
230	VRK	-	-	-	-	-	-
14	VRK-H1	-	-	-	-	-	-
14	VRK-H2	-	-	-	-	-	-
14	VRK-H3	-	-	-	-	-	-
14	SNR-H1	-	-	-	-	-	-
14	SNR-H2	-	-	-	-	-	-
14	SNR-H3	-	-	-	-	-	-
14	SNR-H4	-	-	-	-	-	-
14	SNR-H5	-	-	-	-	-	-
230	NCS	-	-	-	-	-	-
230	RB3	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C20	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C21	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C22	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C10	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C11	-	-	-	-	-	-
18	RB3-C12	-	-	-	-	-	-
230	SN4	-	-	-	-	-	-

kV	Bus	C-Bank / Shunt Reactor (MVar)					
		step1	step2	step3	step4	step5	step6
230	SN3	-	-	-	-	-	-
115	BP2	22.04	22.04	33.06	-	-	-
115	BP1	22.04	-	-	-	-	-
115	KS	10.1	-	-	-	-	-
115	KB2	-	-	-	-	-	-
115	KB	22.04	22.04	-	-	-	-
115	TM	-	-	-	-	-	-
115	VRK	-	-	-	-	-	-
115	SNR	-	-	-	-	-	-
115	TN	-	-	-	-	-	-
14	TN-H1	-	-	-	-	-	-
14	TN-H2	-	-	-	-	-	-
115	NCS	22.04	22.04	22.04	33.06	33.06	-
115	SA2	22.04	22.04	33.06	33.06	-	-
115	SA1	-	-	-	-	-	-
230	SA1	-	-	-	-	-	-
115	SN3	22.04	22.04	22.04	-	-	-
115	SN1	-	-	-	-	-	-
115	RB2	22.04	33.06	-	-	-	-
115	RB1	-	-	-	-	-	-
115	SM	-	-	-	-	-	-
115	SN4	30.29	30.29	-	-	-	-
115	SN2	22.04	22.04	22.04	-	-	-
115	PB	-	-	-	-	-	-
115	CA	-	-	-	-	-	-
115	KKC	-	-	-	-	-	-
11	KKC-H1	-	-	-	-	-	-
115	HH	22.04	-	-	-	-	-

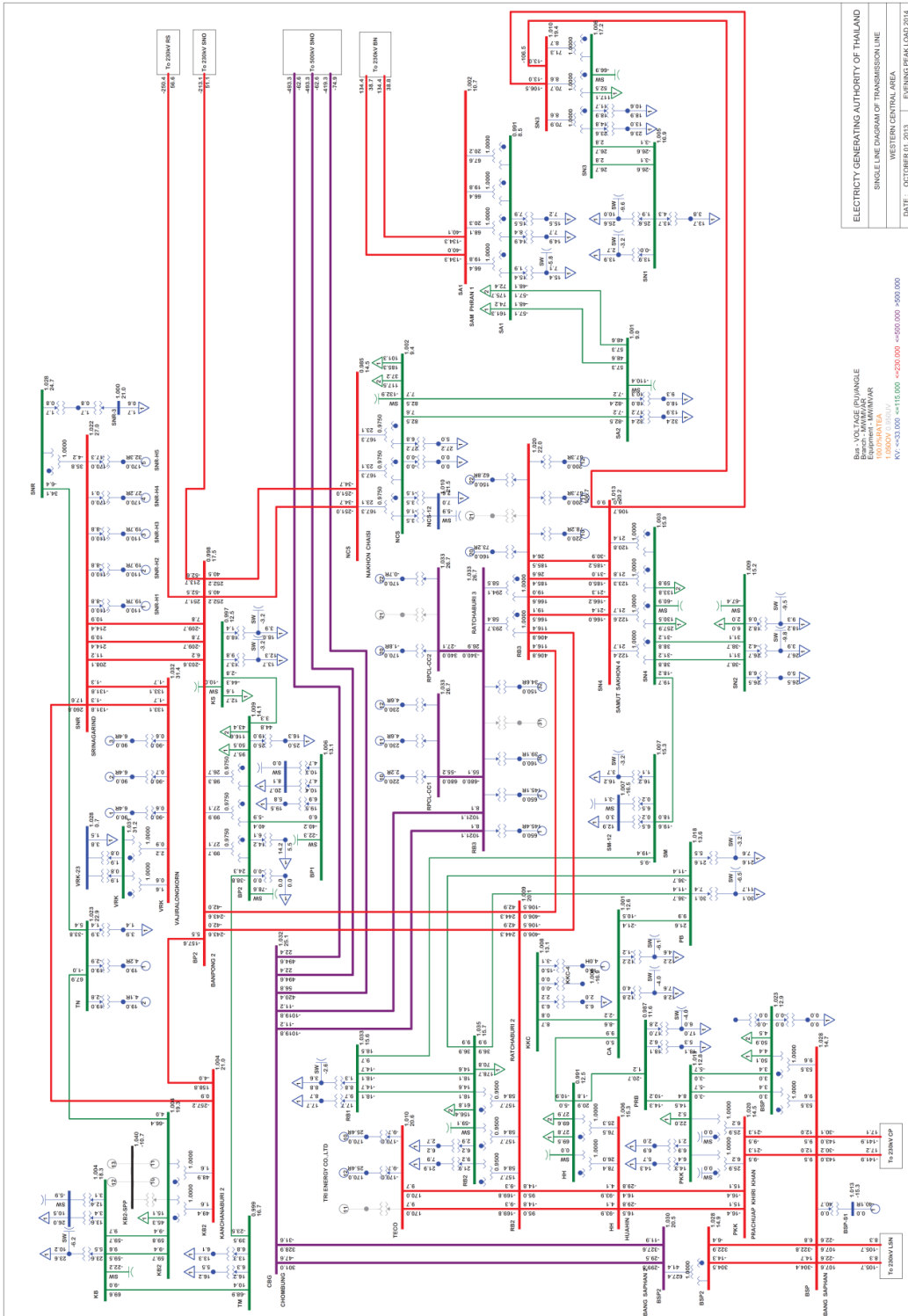
kV	Bus	C-Bank / Shunt Reactor (MVar)					
		step1	step2	step3	step4	step5	step6
115	PRB	-	-	-	-	-	-
115	PKK	-	-	-	-	-	-
115	BSP	-	-	-	-	-	-
16	BSP-S1	-	-	-	-	-	-
230	LSN	-	-	-	-	-	-
230	CP	-	-	-	-	-	-
230	SRT	-	-	-	-	-	-
230	RPB	-	-	-	-	-	-
230	KN	-	-	-	-	-	-
230	NT	-	-	-	-	-	-
230	TS	-	-	-	-	-	-
230	KA	-	-	-	-	-	-
230	PU	-	-	-	-	-	-
230	HY2	-	-	-	-	-	-
230	KNE	42	42	84	84	84	84
230	YL2	-	-	-	-	-	-
230	PN2	-	-	-	-	-	-
230	PK3	-	-	-	-	-	-
115	CP	22.04	-	-	-	-	-
14	SRT-G1	-	-	-	-	-	-
14	SRT-G2	-	-	-	-	-	-
115	SRT	-15	-	-	-	-	-
115	SRT-SPP	-	-	-	-	-	-
115	PP	-	-	-	-	-	-
115	BDN	-	-	-	-	-	-
115	LSN	-	-	-	-	-	-
115	RN	15	-	-	-	-	-
115	TP	20.19	-	-	-	-	-

kV	Bus	C-Bank / Shunt Reactor (MVar)					
		step1	step2	step3	step4	step5	step6
14	RPB-H1	-	-	-	-	-	-
14	RPB-H2	-	-	-	-	-	-
14	RPB-H3	-	-	-	-	-	-
115	RPB	-	-	-	-	-	-
115	PN	22.04	30.29	44.08	-	-	-
115	PN2	-	-	-	-	-	-
115	PK3	-	-	-	-	-	-
115	PK1	20.19	33.06	33.06	40.38	-	-
115	PK2	22.04	22.04	30.29	30.29	33.06	-
14	KN-T2	-	-	-	-	-	-
230	KN-A	-	-	-	-	-	-
12	KN-C11	-	-	-	-	-	-
12	KN-C12	-	-	-	-	-	-
12	KN-C14	-	-	-	-	-	-
230	KN-B	-	-	-	-	-	-
12	KN-C13	-	-	-	-	-	-
15	KN-C10	-	-	-	-	-	-
115	KN	-	-	-	-	-	-
115	NT	22.04	-	-	-	-	-
115	RA	-	-	-	-	-	-
115	KA	20.19	-	-	-	-	-
24	KA-T1	-	-	-	-	-	-
115	TS	-	-	-	-	-	-
115	LR	22.04	22.04	-	-	-	-
115	PU	33.06	-	-	-	-	-
230	CHN	-	-	-	-	-	-
18	CHN-C10	-	-	-	-	-	-
19	CHN-C11	-	-	-	-	-	-

kV	Bus	C-Bank / Shunt Reactor (MVar)					
		step1	step2	step3	step4	step5	step6
19	CHN-C12	-	-	-	-	-	-
230	CHN2	-	-	-	-	-	-
20	CHN2-C1	-	-	-	-	-	-
20	CHN2-C2	-	-	-	-	-	-
115	HY2	22.04	33.06	33.06	-	-	-
115	HY1	-	-	-	-	-	-
115	STU	20.19	-	-	-	-	-
115	SKL	-	-	-	-	-	-
115	SDO	-	-	-	-	-	-
132	SDO	-	-	-	-	-	-
115	PTN	22.04	-	-	-	-	-
115	YL2	-	-	-	-	-	-
115	BLG	-	-	-	-	-	-
14	BLG-H1	-	-	-	-	-	-
14	BLG-H2	-	-	-	-	-	-
14	BLG-H3	-	-	-	-	-	-
115	YL1	22.04	-	-	-	-	-
11	YLG	-	-	-	-	-	-
115	NW	11.02	-	-	-	-	-
115	SUK	-	-	-	-	-	-
115	KNE	-	-	-	-	-	-

หมายเหตุ : สัญลักษณ์ “-“ หมายถึง บัสนั้นไม่มี C-Bank/Shunt Reactor ติดตั้งที่บัส
เพื่อจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ลำดับ Step นั้นๆ

สำหรับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ในเขตภาคใต้ และเขตภาคกลางตะวันตก ปี 2557 แสดงดัง
ภาพที่ ก.2 และ ภาพที่ ก.3 ซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าในสภาวะ Evening Peak Load ในเดือนเมษายน
2557



ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND
 SINGLE LINE DIAGRAM OF TRANSMISSION LINE
 WESTERN CENTRAL AREA
 DATE : OCTOBER 01, 2013 EVENING PEAK LOAD 2014

Bus-VOLTAGE (KV)
 Equipment-1: 220KV
 Equipment-2: 150KV
 Equipment-3: 115KV
 KV: $+33.000$ -115.000 $+230.000$ -500.000 -500.000

ภาพที่ ก.3 ระบบไฟฟ้ากลางตะวันตกเดือนมิถุนายน ปี 2557 สภาวะ Evening Peak

ภาคผนวก ข.**ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบสมมูลเชื่อมโยง
ภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทย ปี 2557**

ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดด้วยวิธีการหาค่าเหมาะสมแบบ PSO
ของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2557 แสดงดังตารางที่ ข.1



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ข.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ในแต่ละกรณี

Case	Trip Line		Base KV		Idx Trip		Gen Trip	TTC	Plant Generation (MW)												Sum Gen						
	Fib	Tob	kV/fibus	kV/bus	row1	row2			SRT-G1	SRT-SFP	RFB-H1	RFB-H2	RFB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C14	KN-C10	KN-C13	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3	YLG	Receive
1	KN	KN-A	230	230	208	208	0	-2147683648	120	6	65	63	70	83	115	92	183	113	270	240	240	19	21	4	15	1784	
2	CP	BSP	230	230	133	134	0	-2147683648	118	1	75	77	73	104	87	104	210	113	239	238	234	21	22	4	6	1796	
3	CP	SRT	230	230	137	138	0	-2147683648	112	3	71	76	74	67	87	108	80	217	103	264	231	228	14	15	10	16	1776
4	SRT	TS	230	230	147	148	0	-2147683648	111	9	56	68	79	67	106	107	93	193	104	264	232	214	15	15	24	18	1775
5	KA	TS	230	230	149	150	0	-2147683648	113	5	62	67	65	65	101	115	115	194	115	239	240	240	8	4	19	19	1786
6	KA	PN2	230	230	161	162	0	-2147683648	120	7	70	80	55	70	115	115	88	167	115	267	240	240	13	19	16	22	1819
7	PK3	PN2	230	230	163	164	0	-2147683648	120	7	64	70	80	70	88	114	115	220	73	242	240	240	16	8	11	1786	
8	LSN	RN	115	115	178	179	0	-2147683648	102	6	78	80	68	62	95	87	108	215	113	256	226	228	23	13	9	11	1780
9	CHN	HY2	230	230	232	233	0	-2147683648	119	7	64	57	73	69	83	84	101	211	106	267	240	232	17	12	12	16	1770
10	HY1	HY2	115	115	246	247	0	-2147683648	117	1	69	80	70	63	88	84	115	220	86	270	237	212	24	5	24	16	1781
11	KN	NT	230	230	143	144	0	-89223	120	10	75	80	80	60	65	65	115	220	66	270	240	240	24	24	24	22	1800
12	PN	PN2	115	115	192	193	0	-59299	119	10	57	55	58	70	107	115	115	220	105	270	240	240	24	24	24	21	1874
13	LR	TS	115	115	228	229	0	-29154	90	10	73	70	70	76	77	82	189	83	270	240	240	24	24	24	21	1736	
14	HY2	KNE	230	230	155	156	0	-29165	97	10	80	77	58	69	82	81	68	189	115	265	226	240	2	4	0	0	1661
15	0	0	0	0	0	0	0	CHN-C10	-19299	105	10	55	56	55	70	115	115	220	115	0	240	240	24	24	24	21	1604
16	KNE	YL2	230	230	159	160	0	-19203	90	10	71	76	65	70	81	98	92	202	83	270	240	240	24	24	24	22	1782
17	YL1	YL2	115	115	265	266	0	-19171	94	10	64	62	74	68	82	95	66	181	112	270	240	240	24	24	24	22	1752
18	NT	NT	230	115	217	218	0	-19154	90	10	76	66	78	68	86	72	77	189	81	270	240	240	24	24	24	21	1736
19	0	0	0	0	0	0	0	CHN-C11	-9280	90	10	62	61	78	70	115	108	104	199	115	270	0	240	24	24	21	1615
20	0	0	0	0	0	0	0	CHN-C12	-9280	90	10	59	72	67	69	112	106	115	219	93	270	240	0	24	24	21	1615
21	LSN	BSP	230	230	131	132	0	-9224	90	10	63	64	80	70	115	73	93	220	80	270	240	240	24	24	24	22	1802
22	TS	TS	230	115	224	225	0	-9223	93	10	79	77	73	69	89	87	81	205	94	270	240	240	24	24	24	22	1801
23	PK2	PK3	115	115	204	205	0	-9197	120	10	70	63	68	68	99	89	66	197	82	270	240	240	24	24	24	22	1776
24	PK2	PK3	115	115	204	206	0	-9197	92	10	71	64	70	70	115	81	90	191	78	270	240	240	24	24	24	22	1776
25	0	0	0	0	0	0	0	KN-C10	-9197	90	8	55	55	55	70	85	113	107	0	75	270	240	240	24	24	22	1557
26	PK2	PK3	115	115	205	206	0	-9196	90	10	73	80	67	70	89	84	88	187	94	270	239	240	24	24	24	22	1775
27	KN	KN-B	230	230	212	212	0	-9192	109	10	55	68	80	70	115	115	115	127	68	270	239	240	24	24	24	19	1772
28	RFB	RFB	230	115	185	186	0	-9190	120	10	67	58	65	65	85	79	111	175	91	270	240	240	24	24	24	22	1770
29	RFB	RFB	230	115	185	187	0	-9187	90	10	60	80	59	70	110	88	90	189	77	270	240	240	24	24	24	22	1767
30	LSN	SRT	230	230	135	136	0	-9156	90	10	56	62	80	69	86	78	90	160	115	270	240	238	24	24	24	22	1738
31	SRT	SRT-G1	230	14	167	167	0	-9155	90	10	66	79	56	65	87	71	177	96	270	239	240	24	24	24	24	22	1737
32	SRT	SRT	230	115	169	169	0	-9155	90	10	68	68	62	69	80	82	81	195	91	270	240	240	24	24	24	21	1737

ตารางที่ ข.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ในแต่ละกรณี (ต่อ)

Case	Trip Line		Base kv		Idx Trip		Gen Trip	TTC	Plant Generation (MW)														Sum Gen				
	Rb	Tob	Kvfbus	Kvobus	row1	row2			SRT-G1	SRT-SFP	RPB-H1	RPB-H2	RPB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C13	KN-C14	KN-C10	KN-C13	KN-C10	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3
33	0	0	0	0	0	0	0	-9155	0	10	58	66	80	82	80	93	172	72	270	240	240	24	24	24	24	24	1617
34	SRT	SRT	220	115	170	170	0	-9154	90	10	68	71	76	70	67	90	86	192	73	269	240	240	24	24	24	22	1736
35	KNE	TS	230	230	157	158	0	-9154	91	10	66	72	67	70	88	83	75	185	85	270	240	240	24	24	24	24	1736
36	BDN	SRT	115	115	174	175	0	-9065	106	2	56	59	58	67	65	102	81	210	104	270	227	204	11	24	7	1659	
37	KN	KN	230	115	215	216	0	-9065	90	5	73	80	79	70	115	80	91	169	65	257	235	210	6	6	11	1659	
38	PN	RPB	115	115	189	190	0	703	120	10	71	63	64	70	112	107	102	206	103	270	240	240	24	24	24	21	1871
39	CP	SRT	230	230	137	137	0	708	92	10	80	71	77	70	86	110	92	220	115	270	240	240	24	24	24	21	1866
40	CP	SRT	230	230	138	138	0	709	100	10	79	80	77	70	84	98	93	220	112	270	240	240	24	24	24	20	1865
41	0	0	0	0	0	0	0	KN-C11	710	92	10	73	71	72	70	0	94	101	211	113	270	240	240	24	24	21	1750
42	0	0	0	0	0	0	0	KN-C12	710	90	10	77	67	71	70	93	0	105	217	107	270	240	240	24	24	21	1750
43	0	0	0	0	0	0	0	KN-C14	710	90	10	78	76	80	70	106	94	0	205	97	270	240	240	24	24	21	1749
44	0	0	0	0	0	0	0	KN-C13	710	90	10	64	75	80	70	100	114	102	204	0	270	240	240	24	24	21	1750
45	PK3	PN2	230	230	164	164	0	723	100	10	75	74	80	69	94	102	83	215	107	270	240	240	24	24	24	21	1852
46	PK3	PN2	230	230	163	163	0	724	106	10	80	78	80	70	95	115	92	197	85	270	240	240	24	24	24	21	1851
47	0	0	0	0	0	0	0	RPB-H1	725	91	10	0	78	80	70	115	90	77	220	96	270	240	240	24	24	21	1770
48	0	0	0	0	0	0	0	RPB-H2	725	90	10	79	0	80	70	115	96	86	220	82	269	240	240	24	24	21	1770
49	0	0	0	0	0	0	0	RPB-H3	726	95	10	80	80	0	69	87	89	108	209	99	270	240	240	24	24	21	1769
50	PN	RPB	115	115	188	190	0	729	100	10	80	61	62	70	101	112	95	214	98	270	240	240	24	24	24	21	1846
51	PN	RPB	115	115	188	189	0	730	105	10	64	67	64	70	100	101	106	220	96	270	240	240	24	24	24	21	1846
52	SRT	TS	220	230	147	147	0	736	90	10	77	72	61	70	114	93	95	220	95	270	240	240	24	24	24	21	1840
53	SRT	TS	230	230	148	148	0	736	90	10	64	79	69	70	95	108	93	206	113	270	240	240	24	24	24	21	1840
54	LSN	BSP	230	230	131	131	0	741	94	10	74	75	75	70	104	115	90	202	83	270	240	240	24	24	24	21	1835
55	LSN	BSP	230	230	132	132	0	741	91	10	75	70	80	70	104	106	94	197	95	270	240	240	24	24	24	21	1835
56	KN	NT	230	230	143	143	0	743	109	10	79	77	79	70	99	85	115	169	98	270	240	240	24	24	24	21	1833
57	KN	NT	230	230	144	144	0	744	111	10	80	80	77	70	113	85	78	204	81	270	240	240	24	24	24	21	1832
58	CP	BSP	230	230	133	133	0	746	94	10	76	75	76	70	86	91	104	213	94	270	240	240	24	24	24	21	1830
59	CP	BSP	230	230	134	134	0	747	103	10	75	80	78	69	83	89	86	208	105	270	240	240	24	24	24	21	1829
60	KA	TS	230	230	149	149	0	748	91	10	75	80	80	69	101	93	93	197	96	270	240	240	24	24	24	21	1828
61	KA	TS	220	230	150	150	0	748	93	10	77	79	79	70	85	96	82	199	115	270	240	240	24	24	24	21	1828
62	0	0	0	0	0	0	0	KN-T2	755	10	63	75	74	0	102	90	96	217	91	270	240	240	24	24	24	21	1752
63	KNE	TS	230	230	157	157	0	756	120	10	69	74	80	66	115	91	87	190	76	270	240	240	24	24	24	20	1820
64	KNE	TS	230	230	158	158	0	757	120	10	73	73	77	70	80	95	106	194	78	270	240	240	24	24	24	21	1819

ตารางที่ ๗.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ในแต่ละกรณี (ต่อ)

Case	Trip Line		Base kv		Idx Trip		Gen Trip	TTC	Plant Generation (MW)												SumGen						
	Fb	Tob	kVfBus	kVtobus	row1	row2			SRT-G1	SRT-5PF	RPB-H1	RPB-H2	RPB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C14	KN-C10	KN-C13	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3	YLG	Receive
65	KN-A	KN-C12	230	12	210	210	0	761	120	10	64	63	64	69	104	65	107	220	86	270	240	240	24	24	24	22	1816
66	PK3	PN2	115	115	199	200	0	761	97	10	75	68	71	70	106	91	82	219	83	240	240	24	24	24	22	1816	
67	NT	PU	230	230	151	152	0	762	99	10	77	68	75	70	84	94	71	220	110	270	240	240	24	24	24	15	1815
68	RPB	SRT	230	230	139	140	0	765	90	10	80	80	80	70	105	91	77	172	115	270	240	240	23	24	24	21	1812
69	KN	SRT	230	230	141	142	0	775	90	10	68	68	67	70	82	114	79	196	115	270	240	240	24	24	24	22	1803
70	0	0	0	0	0	0	YLG	775	99	10	79	74	77	70	92	110	115	196	104	270	240	240	0	7	0	0	1783
71	PK3	PK3	230	115	197	197	0	780	94	10	67	68	80	70	81	92	90	220	82	270	240	240	24	24	24	22	1798
72	PK3	PK3	230	115	198	198	0	780	95	10	76	73	68	70	91	93	94	195	89	270	240	240	24	24	24	22	1798
73	KA	PN2	230	230	161	161	0	782	90	10	77	80	80	69	88	94	178	91	269	240	240	24	24	24	22	1796	
74	KA	PN2	230	230	162	162	0	782	90	10	80	78	72	70	87	100	83	200	82	270	240	240	24	24	24	22	1796
75	H12	PU	230	230	153	154	0	782	92	10	61	77	80	70	81	83	85	198	115	270	240	240	24	24	24	22	1796
76	NT	TS	230	230	145	146	0	783	120	10	79	75	76	63	88	94	93	172	82	270	240	239	24	24	24	22	1795
77	LSN	SRT	230	230	135	135	0	790	91	10	69	72	72	70	76	115	72	213	84	270	240	240	24	24	24	22	1788
78	LSN	SRT	230	230	136	136	0	791	93	10	69	74	76	70	88	95	93	191	84	270	240	240	24	24	24	22	1787
79	PU	PU	230	115	230	230	0	794	91	10	77	74	75	70	95	85	76	207	82	270	240	240	24	24	24	21	1785
80	PN	RPB	115	115	189	189	0	797	91	10	66	71	59	70	102	101	88	186	94	270	240	240	24	24	24	22	1782
81	PN	RPB	115	115	190	190	0	797	93	10	68	62	72	70	85	90	83	202	104	270	240	240	24	24	24	21	1782
82	PK3	PN2	115	115	200	200	0	809	91	10	58	64	74	70	84	85	87	210	94	270	240	240	24	24	24	22	1771
83	PK3	PN2	115	115	199	199	0	810	91	10	71	80	78	70	77	77	78	180	115	270	240	240	24	24	24	21	1770
84	CHN	H12	230	230	232	232	0	810	90	10	67	66	80	70	88	87	87	183	99	269	240	240	24	24	24	22	1770
85	CHN	H12	230	230	233	233	0	810	90	10	80	75	68	70	94	90	89	171	92	267	240	240	24	24	24	22	1770
86	0	0	0	0	0	0	BLG-H1	810	91	10	74	61	67	69	86	88	81	209	90	270	240	240	0	24	24	22	1746
87	0	0	0	0	0	0	BLG-H2	810	93	10	65	70	73	70	93	82	115	168	87	270	240	240	24	0	24	22	1746
88	KN	SRT	230	230	141	141	0	811	90	10	79	65	62	69	99	92	98	172	89	270	240	240	24	24	24	22	1769
89	KN	SRT	230	230	142	142	0	811	91	10	66	78	69	70	74	86	81	186	115	269	240	240	24	24	24	22	1769
90	PN	RPB	115	115	188	188	0	811	93	10	80	72	60	70	71	91	102	194	82	270	240	240	24	24	24	22	1769
91	PN2	RPB	115	115	194	194	0	811	90	10	79	64	71	70	84	84	87	195	91	270	240	240	24	24	24	22	1769
92	0	0	0	0	0	0	BLG-H3	811	91	10	73	80	65	70	83	79	85	194	95	270	240	240	24	0	0	0	1723
93	SRT	TP	115	115	181	181	0	813	90	10	80	73	71	69	70	91	115	176	78	270	240	240	24	24	24	22	1767
94	BLG	YL2	115	115	262	263	0	816	91	10	67	65	73	70	91	106	112	192	104	269	240	240	3	4	7	23	1767
95	NT	PU	230	230	151	151	0	820	90	10	80	80	63	70	80	71	85	187	101	270	240	240	24	24	24	21	1760
96	NT	PU	230	230	152	152	0	820	93	10	62	78	69	70	93	84	95	182	80	270	240	240	24	24	24	22	1760

ตารางที่ ข.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ในแต่ละกรณี (ต่อ)

Case	Trip Line		Base kV		Idx Trip		Gen Trip		TTC	Plant Generation (MW)														SumGen					
	Frb	Tob	kVfbus	kVtobus	row1	row2	row1	row2		SRT-G1	SRT-SFP	RFB-H1	RFB-H2	RFB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C14	KN-C10	KN-C13	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3	YLG	Receive	
97	PN2	PN2	230	115	195	196	0	820	90	10	80	58	56	70	85	94	89	187	97	270	240	240	24	24	24	24	22	1760	
98	LR	TS	115	115	229	229	0	824	90	10	55	80	56	67	73	85	108	174	115	270	240	240	24	24	24	24	22	1757	
99	RPB	SRT	230	230	140	140	0	824	90	10	69	76	80	70	86	93	82	158	97	270	240	240	24	24	24	24	22	1755	
100	RPB	SRT	230	230	139	139	0	826	90	10	80	74	73	67	84	86	81	173	94	269	240	240	24	24	24	24	22	1755	
101	HI2	PU	230	230	154	154	0	826	120	10	63	80	60	70	71	86	91	168	93	270	240	240	24	24	24	24	21	1755	
102	LR	TS	115	115	228	228	0	826	90	10	55	80	80	66	70	76	81	210	94	269	240	240	24	24	24	24	22	1755	
103	HI2	PU	230	230	153	153	0	827	90	10	68	80	68	81	78	87	190	92	270	240	238	24	24	24	24	24	22	1754	
104	NT	TS	230	230	145	145	0	828	90	10	80	71	69	69	85	93	86	171	87	268	240	240	24	24	24	24	22	1753	
105	NT	TS	230	230	146	146	0	828	90	10	65	65	80	70	78	91	80	186	94	270	240	240	24	24	24	24	22	1753	
106	NT	NT	230	115	217	217	0	828	90	10	59	80	79	70	86	109	76	172	80	268	240	240	24	24	24	24	22	1753	
107	NT	NT	230	115	218	218	0	828	91	10	69	67	64	70	92	82	80	191	93	270	240	240	24	24	24	24	22	1753	
108	TS	TS	230	115	224	224	0	828	120	10	66	58	67	67	80	112	115	146	69	270	240	239	24	24	24	24	22	1753	
109	TS	TS	230	115	225	225	0	829	91	10	63	62	78	70	77	99	78	197	83	270	240	240	24	24	24	24	22	1752	
110	LR	PU	115	115	231	231	0	829	93	10	70	66	70	70	93	115	65	184	72	270	240	240	24	24	24	24	22	1752	
111	LSH	RN	115	115	178	178	0	830	91	10	60	62	80	69	77	81	80	202	96	270	240	240	24	24	24	24	21	1751	
112	RN	TP	115	115	180	180	0	830	91	10	69	72	72	69	82	83	115	169	76	270	240	240	24	24	24	24	21	1751	
113	PN2	TP	115	115	191	191	0	830	90	10	72	68	80	70	89	75	72	207	74	270	240	240	24	24	24	24	22	1751	
114	TS	TS	230	115	226	226	0	830	92	10	74	70	58	69	84	96	75	195	84	270	240	240	24	24	24	24	22	1751	
115	LSH	RN	115	115	179	179	0	831	95	10	67	74	72	67	81	84	85	192	80	270	240	240	24	24	24	24	21	1750	
116	KNE	YL2	230	230	159	159	0	834	90	10	72	75	67	70	75	115	89	149	93	270	239	240	24	24	24	24	21	1747	
117	PK3	PK3	115	115	205	205	0	834	120	10	61	58	72	68	77	69	87	187	95	270	240	239	24	24	24	24	22	1747	
118	NT	RA	115	115	220	220	0	834	90	10	74	58	60	70	115	78	115	161	72	270	240	240	24	24	24	24	22	1747	
119	NIV	YL2	115	115	269	269	0	834	120	10	73	68	59	70	83	96	113	145	66	270	240	240	24	24	24	24	22	1747	
120	KNE	YL2	230	230	160	160	0	835	91	10	73	58	71	70	91	87	87	185	79	270	240	240	24	24	24	24	22	1746	
121	PK2	PK3	115	115	204	204	0	835	90	10	64	80	58	70	86	104	89	171	80	270	240	240	24	24	24	24	22	1746	
122	PK2	PK3	115	115	206	206	0	835	120	10	70	71	69	69	75	71	79	187	82	270	240	240	24	24	24	24	21	1746	
123	HI2	HI2	230	115	243	243	0	835	90	10	67	79	70	70	80	79	94	173	90	270	240	240	24	24	24	24	22	1746	
124	HI2	HI2	230	115	244	244	0	835	94	10	74	64	66	67	82	94	88	184	81	270	239	240	24	24	24	24	21	1746	
125	HI2	HI2	230	115	245	245	0	835	90	10	71	71	70	70	78	80	80	198	84	270	238	240	24	24	24	24	22	1746	
126	BLG	BLG-H1	115	14	259	259	0	835	92	10	67	80	67	80	115	84	72	171	98	270	240	240	24	24	24	24	22	1747	
127	BLG	BLG-H2	115	14	260	260	0	835	90	10	73	65	69	70	87	99	84	185	97	270	240	240	24	24	24	24	22	1747	
128	BLG	BLG-H3	115	14	261	261	0	835	90	10	68	80	75	64	84	74	108	195	80	270	240	240	24	24	24	24	0	21	1747

ตารางที่ ข.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ในแต่ละกรณี (ต่อ)

Case	Trip Line		Base kv		Idx Trip		Gen Trip	TTC	Plant Generation (MW)												SumGen Receive						
	Fid	ToB	KvFBus	KvToBus	row1	row2			SRT-G1	SRT-SPP	RFB-H1	RFB-H2	RFB-H3	KN72	KN-C11	KN-C12	KN-C14	KN-C10	KN-C13	CHN-C10		CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3	YLG
129	RFB	RFB	230	115	186	186	0	836	93	10	60	80	60	70	85	87	86	177	93	270	240	240	24	24	24	22	1745
130	RFB	RFB	230	115	187	187	0	836	90	10	59	80	64	70	84	85	85	220	68	270	240	240	24	24	24	21	1745
131	NT	RA	115	115	219	219	0	836	90	10	77	64	63	69	76	88	87	188	89	270	240	240	24	24	24	22	1745
132	HY2	HY2	230	115	242	242	0	836	94	10	67	70	67	69	79	86	85	180	94	270	240	240	24	24	24	22	1745
133	HY2	PTN	115	115	255	256	0	836	92	10	71	67	73	70	88	85	78	189	79	270	240	240	24	24	24	21	1745
134	KA	KA	230	115	222	222	0	837	90	10	62	69	67	69	77	85	71	220	80	270	240	240	24	24	24	22	1744
135	BDN	SRT	115	115	174	174	0	838	90	10	73	61	59	69	82	73	78	220	85	270	240	240	24	24	24	22	1744
136	BDN	SRT	115	115	175	175	0	838	92	10	74	56	65	70	106	82	96	167	82	270	240	240	24	24	24	22	1744
137	RFB	RFB	230	115	185	185	0	838	90	10	65	65	70	70	76	82	87	200	88	289	239	239	24	24	24	22	1744
138	KA	KA	230	115	221	221	0	838	90	10	80	80	61	68	74	97	82	165	92	270	240	240	24	24	24	22	1743
139	KN	KN	230	115	215	215	0	839	92	10	60	72	65	70	84	82	90	183	91	270	240	240	24	24	24	22	1743
140	NT	RA	115	115	219	220	0	839	91	10	79	56	72	70	74	96	101	182	81	269	239	24	24	24	24	11	1743
141	PN2	PN2	230	115	195	195	0	840	109	10	57	64	64	66	86	97	78	193	74	270	240	240	24	24	24	22	1742
142	PN2	PN2	230	115	196	196	0	840	96	10	64	59	68	70	98	87	83	177	87	270	240	240	24	24	24	21	1742
143	KN	KN	230	115	216	216	0	840	90	10	72	69	68	70	81	81	79	188	90	270	240	240	24	24	24	22	1742
144	HY1	PU	115	115	248	248	0	840	91	10	73	67	65	67	93	68	82	198	84	270	240	240	24	24	24	22	1742
145	HY2	KN2	230	115	155	155	0	841	90	10	57	63	74	70	92	69	73	220	86	270	240	240	24	24	24	15	1741
146	HY2	KN2	230	115	156	156	0	841	90	10	73	59	66	69	95	88	85	178	92	270	240	240	24	24	24	14	1741
147	LSN	LSN	230	115	176	176	0	841	91	10	79	60	63	70	80	82	81	193	89	270	240	240	24	24	24	21	1741
148	HY2	PTN	115	115	255	255	0	841	90	10	67	70	58	68	84	75	115	183	78	270	239	240	24	24	24	22	1741
149	BLG	YL2	115	115	263	263	0	841	91	10	65	72	56	70	79	90	90	167	107	270	240	240	24	24	24	22	1741
150	PK1	PK3	115	115	201	203	0	841	93	10	65	71	64	70	96	78	73	214	65	270	239	240	24	24	24	21	1741
151	CP	CP	230	115	165	165	0	842	90	10	59	70	57	70	78	104	78	185	95	270	240	240	24	24	24	22	1740
152	CP	CP	230	115	166	166	0	842	120	10	60	66	68	67	87	80	80	172	87	270	240	240	24	24	24	21	1740
153	LSN	LSN	230	115	177	177	0	842	95	10	69	71	70	70	79	89	89	174	80	270	240	240	24	24	24	22	1740
154	KA	LR	115	115	227	227	0	842	92	10	80	66	63	70	90	115	75	166	69	270	240	240	24	24	24	22	1740
155	HY1	STU	115	115	249	249	0	842	90	10	63	73	67	68	77	114	91	166	83	270	240	240	24	24	24	16	1740
156	HY2	PTN	115	115	256	256	0	842	92	10	62	77	61	67	88	75	83	184	97	270	240	240	24	24	24	22	1740
157	BLG	YL2	115	115	262	262	0	842	91	10	76	70	71	70	79	85	85	173	86	270	240	239	24	24	24	21	1740
158	NW	YL1	115	115	268	268	0	842	91	10	68	72	68	69	78	84	78	198	80	270	240	240	24	24	24	22	1740
159	PK1	PK3	115	115	201	202	0	842	90	10	58	64	80	69	90	75	78	190	92	270	240	240	24	24	24	22	1740
160	PK1	PK3	115	115	201	201	0	843	90	10	66	65	64	68	115	69	67	166	115	270	240	240	24	24	24	22	1739

ตารางที่ ข.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไปไฟฟ้าปี 2557 ในแต่ละกรณี (ต่อ)

Case	Trip Line		Base kV		Idx Trip		Gen Trip		TTC	Plant Generation (MW)														SumGen														
	Frb	Tob	kVfbus	kVtbus	row1	row2	row1	row2		SRT-G1	SRT-SPP	RFB-H1	RFB-H2	RFB-H3	KN-T2	KN-CL1	KN-CL2	KN-CL3	KN-CL4	KN-CL5	KN-CL6	KN-CL7	KN-CL8	KN-CL9	KN-CL10	KN-CL11	KN-CL12	KN-CL13	KN-CL14	KN-CL15	KN-CL16	KN-CL17	KN-CL18	KN-CL19	KN-CL20	SumGen	Receive	
161	PK1	PK3	115	115	202	202	0	845	90	10	66	61	77	66	77	66	77	66	77	66	77	115	70	155	109	270	240	240	24	24	24	24	24	21	1739			
162	HY1	HY2	115	115	246	246	0	845	92	10	64	64	66	70	94	80	84	203	69	270	239	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1739		
163	PTN	YL1	115	115	267	267	0	845	93	10	69	68	73	69	83	77	89	187	77	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1739		
164	PK1	PK3	115	115	202	202	0	845	90	10	77	80	64	69	88	87	80	176	74	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1739		
165	PP	SRT	115	115	172	172	0	844	90	10	77	66	62	67	77	82	115	170	78	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1738		
166	PP	SRT	115	115	173	173	0	844	91	10	61	80	66	69	79	93	71	187	88	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	1738		
167	PN	PN2	115	115	192	192	0	844	120	10	64	55	68	68	88	84	81	167	89	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1738		
168	PK1	PK3	115	115	203	203	0	844	90	10	71	64	61	67	87	73	72	218	81	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1738		
169	HY1	HY2	115	115	247	247	0	844	90	10	59	65	79	70	108	81	89	158	85	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1738		
170	HY2	SKL	115	115	250	250	0	844	94	10	70	64	76	69	70	68	78	220	77	269	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	1738		
171	YL2	YL2	230	230	258	258	0	844	90	10	60	64	63	69	114	93	89	155	87	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1738		
172	HY2	SKL	115	115	250	251	0	844	91	10	66	65	68	68	88	89	84	186	82	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	19	1738		
173	0	0	0	0	0	0	0	844	90	0	67	80	59	67	115	70	115	156	66	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	1728		
174	0	0	0	0	0	0	0	845	90	10	69	55	80	68	65	86	84	171	115	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1737		
175	SRT	SRT-SPP	115	115	171	171	0	845	90	10	72	55	76	70	85	115	87	154	79	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1737			
176	PN	PN2	115	115	193	193	0	845	90	10	65	68	71	70	102	81	79	189	69	270	240	239	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1737			
177	HY2	SKL	115	115	251	251	0	845	90	10	69	77	68	69	82	79	88	176	86	270	239	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1737		
178	HY2	S00	115	115	252	252	0	845	90	10	61	80	59	70	85	94	78	159	107	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1737		
179	S00	S00	132	115	254	254	0	845	120	10	62	80	60	70	80	71	78	164	98	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1737		
180	YL1	YL2	115	115	266	266	0	845	90	10	63	71	61	70	106	85	72	190	75	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1737		
181	CP	CP	230	230	165	166	0	845	90	10	67	68	63	69	79	87	115	170	75	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1737		
182	PP	SRT	115	115	172	173	0	845	90	10	80	58	69	69	93	86	99	163	78	270	238	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1737		
183	S00	S00	132	132	253	254	0	845	90	10	66	65	69	70	93	74	96	175	86	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	21	1737	
184	S00	S00	132	115	253	253	0	846	90	10	75	72	69	70	95	92	75	166	79	270	239	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1736	
185	YL2	YL2	230	115	265	265	0	846	90	10	69	68	68	69	80	88	79	187	84	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1736	
186	YL1	YL2	115	115	265	265	0	846	90	10	80	66	69	69	84	87	75	178	85	270	239	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1736	
187	NW	SAK	115	115	270	270	0	846	91	10	64	80	66	70	99	73	84	180	75	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1736	
188	KNIE	KNIE-OLD	230	115	271	271	0	846	90	10	61	68	80	67	87	83	80	192	74	270	240	240	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	22	1736	

ภาคผนวก ค.

ข้อมูลอัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้า
สำหรับการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

สำหรับข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณอัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของอุปกรณ์จะ
ใช้ข้อมูลสถิติข้อขัดข้องของสายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงเชื่อมต่อบนระบบไฟฟ้าในภาคใต้ของ กพผ.
ระหว่างปี 2549-2555 มีที่มาของข้อมูลจาก กองสารสนเทศ และประมวลผลข้อมูลการผลิตและซื้อ
ขายไฟฟ้า ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ดังตารางที่ ค.1 และ
ตารางที่ ค.2

ตารางที่ ค.1 สถิติข้อมูลสายส่งไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าภาคใต้ของ กพผ. ขัดข้องระหว่างปี 2549-2555

Region	Voltage (kV)	Unplanned Outage		Cct.-km
		Occurrences Occ	Duration Hrs.	
SAC.	69	0.00	0.00	0.00
	115	611.00	564.80	16816.04
	132	0.00	0.00	60.95
	230	196.00	190.35	22797.38
	500	0.00	0.00	0.00
	system	807.00	755.15	39674.3660

ตารางที่ ค.2 สถิติข้อมูลหม้อแปลงเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้าภาคใต้ของ กพผ. ขัดข้องระหว่างปี 2549-2555

Region	Voltage (kV)	Unplanned Outage		Number
		Occurrences Occ.	Duration Hrs.	
SAC.	69	0.00	0.00	0.00
	115	73.00	305.56	427.00
	132	1.00	149.32	14.00
	230	17.00	41.32	189.00
	500	0.00	0.00	0.00
	system	91.00	496.20	630.00

หมายเหตุ : - หม้อแปลง 230 kV คือ หม้อแปลง 230-115 kV และ 230-69 kV

- หม้อแปลง 500 kV คือ หม้อแปลง 500-230 kV

ตัวอย่างการคำนวณอัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 230 kV ดังหัวข้อ 7.3.2 โดยใช้ข้อมูลในตารางที่ ค.1และตารางที่ ค.2 มีดังนี้

$$\lambda_{line,230kV} = \frac{196.0000}{22797.3800} = 0.0086 \quad \text{ครั้ง/ปี}$$

$$\mu_{line,230kV} = 8760 \times \frac{196.0000}{190.3500} = 9020.01576 \quad \text{ครั้ง/ปี}$$

อัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมของสายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้าที่คำนวณจากข้อมูลสถิติขัดข้องของ กฟผ. ระหว่างปี 2549-2555 แสดงดังตารางที่ ค.3

ตารางที่ ค.3 อัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมของสายส่งไฟฟ้า และหม้อแปลงไฟฟ้า

Region	Voltage (kV)	Failure Rate (Occ./yr)		Repair Rate (Occ./yr)	
		Line	Transformer	Line	Transformer
SAC.	69	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
	115	0.03630	0.17100	9476.41714	2092.79000
	132	0.00000	0.07140	0.00000	58.66595
	230	0.00860	0.08990	9020.01576	3604.04800
	500	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
	system	0.02030	0.14440	9361.97499	1606.54400

เนื่องจาก กฟผ. ยังไม่มีสถิติของจำนวนครั้งที่โรงไฟฟ้านั้นๆ เกิดเหตุขัดข้องอย่างชัดเจน ดังนั้นอัตราความล้มเหลว และอัตราการซ่อมแซมของโรงไฟฟ้าจึงใช้ค่าเทียบเคียงจากระบบทดสอบ IEEE 24 Bus ดังตารางที่ ค.4

ตารางที่ ค.4 ค่าอัตราความล้มเหลวของโรงไฟฟ้าในพื้นที่รับกำลังไฟฟ้าที่เทียบเคียงจากระบบทดสอบ IEEE 24 Bus

Generator at bus	Failure Rate (Occ./yr)	Repair Rate (Occ./yr)
15	7.1	175.2
16	7.1	175.2
18	7.1	175.2
27	7.1	175.2
28	7.1	175.2

ภาคผนวก ง.

ผลการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้
กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทย ปี 2557

ผลการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่ง *PQVSI*, *FVSI*, *LQP* และ *Lmn* ของระบบสมมูลเชื่อมโยงระหว่างภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2557 ที่ค่ากำลังส่งไฟฟ้าต่างๆ บนสายส่งเชื่อมโยงระหว่างภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกแสดงดังตารางที่ ง.1 และ ตารางที่ ง.2

ตารางที่ ง.1 ผลการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งของระบบสมมูลเชื่อมโยงระหว่างภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2557 ที่ค่ากำลังส่งไฟฟ้า 703 MW

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
500kVRB3	500kVRPCL-CC1	0.000283	0.000000	0.000000	0.000026
500kVRB3	500kVRPCL-CC2	0.000149	0.000000	0.000000	0.000010
500kVRB3	500kVCBG	0.066253	0.007659	0.010714	-0.008109
500kVRB3	500kVCBG	0.066253	0.007659	0.010714	-0.008109
500kVBSP2	500kVCBG	0.343859	0.000000	0.040874	-0.195210
500kVBSP2	500kVCBG	0.327623	0.000000	0.040874	-0.195210
500kVBSP2	230kVBSP2	0.283964	0.000000	0.066957	-0.014856
230kVBSP	230kVBSP2	0.008979	0.000000	0.000053	-0.000173
230kVBSP	230kVBSP2	0.008980	0.000000	0.000053	-0.000173
230kVBSP	230kVPPK	0.013704	0.000000	0.000084	0.023960
230kVBSP	230kVPPK	0.013702	0.000000	0.000084	0.023960
230kVHH	230kVPPK	0.061948	0.000000	0.002862	0.048893
230kVHH	230kVPPK	0.061945	0.000000	0.002862	0.048893
230kVHH	230kVRB2	0.239957	0.000000	0.040896	0.014904
230kVHH	230kVRB2	0.239954	0.000000	0.040896	0.014904
230kVRB2	230kVTECO	0.021419	0.000000	0.000279	-0.002067
230kVRB2	230kVTECO	0.021419	0.000000	0.000279	-0.002067
230kVBP2	230kVRB2	0.110437	-0.075876	-0.067624	-0.025813
230kVBP2	230kVRB2	0.110437	-0.075876	-0.067624	-0.025813

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
230kVBP2	230kVKB2	0.139439	-0.156036	-0.139029	0.008484
230kVKB2	230kVSNR	0.235578	0.000000	0.043762	0.003349
230kVSNR	230kVVRK	0.173657	0.000000	0.022749	-0.002353
230kVSNR	230kVVRK	0.173657	0.000000	0.022749	-0.002353
230kVBP2	230kVSNR	0.359604	-0.324569	-0.212775	0.022858
230kVBP2	230kVSNR	0.359063	-0.324569	-0.212775	0.022858
230kVBP2	230kVSNR	0.359063	-0.324569	-0.212775	0.022858
230kVBP2	230kVNCS	0.125198	0.000000	0.010072	-0.025016
230kVBP2	230kVNCS	0.125198	0.000000	0.010072	-0.025016
500kVRB3	230kVRB3	0.194774	0.000000	0.029335	-0.026251
500kVRB3	230kVRB3	0.194774	0.000000	0.029335	-0.026251
230kVRB2	230kVRB3	0.100305	0.000000	0.005024	-0.033999
230kVRB2	230kVRB3	0.100305	0.000000	0.005024	-0.033999
230kVRB3	230kVSN4	0.080403	0.000000	0.004168	-0.015867
230kVRB3	230kVSN4	0.080401	0.000000	0.004168	-0.015867
230kVRB3	230kVSN4	0.080836	0.000000	0.004168	-0.015867
230kVRB3	230kVSN4	0.080833	0.000000	0.004168	-0.015867
230kVSN4	230kVSN3	0.036918	0.000000	0.000886	-0.006422
230kVSN4	230kVSN3	0.036918	0.000000	0.000886	-0.006422
230kVBP2	115kVBP2	0.155367	0.287311	0.302645	-0.046647
230kVBP2	115kVBP2	0.155367	0.287311	0.302645	-0.046647
230kVBP2	115kVBP2	0.155367	0.287311	0.302645	-0.046647
115kVBP1	115kVBP2	0.040480	0.025471	0.024365	0.015725
115kVBP2	115kVKS	0.084815	0.036479	0.036001	-0.007943
230kVKB2	115kVKB2	0.053875	0.036422	0.039915	0.001116
230kVKB2	115kVKB2	0.053875	0.036422	0.039915	0.001116
115kVKB	115kVKB2	0.032162	0.014128	0.015005	0.012357
115kVKB	115kVKB2	0.032162	0.014128	0.015005	0.012357
115kVKB	115kVTM	0.071959	0.019157	0.019836	0.020239

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
115kVBP2	115kVTM	0.089513	0.502993	0.457021	0.109470
230kVVRK	115kVVRK	0.007216	0.009354	0.009378	-0.003897
230kVVRK	115kVVRK	0.007216	0.009354	0.009378	-0.003897
230kVSNR	115kVSNR	0.068411	0.002954	0.009654	0.027044
115kVSNR	115kVTN	0.072383	0.005288	0.008294	0.021793
115kVKB2	115kVTN	0.158702	0.060770	0.069551	0.018700
230kVNCS	115kVNCS	0.176007	0.306992	0.337203	-0.013615
230kVNCS	115kVNCS	0.176007	0.306992	0.337203	-0.013615
230kVNCS	115kVNCS	0.176007	0.306992	0.337203	-0.013615
115kVNCS	115kVSA2	0.017632	0.009673	0.009801	-0.002395
115kVNCS	115kVSA2	0.017632	0.009673	0.009801	-0.002395
115kVSA1	115kVSA2	0.043096	0.114205	0.111783	-0.034669
115kVSA1	115kVSA2	0.043096	0.114205	0.111783	-0.034669
230kVSA1	115kVSA1	0.107854	0.384447	0.391727	-0.037543
230kVSA1	115kVSA1	0.107854	0.384447	0.391727	-0.037543
230kVSA1	115kVSA1	0.107854	0.384447	0.391727	-0.037543
230kVSA1	115kVSA1	0.107854	0.384447	0.391727	-0.037543
230kVSA1	115kVSA1	0.107854	0.384447	0.391727	-0.037543
230kVSN3	115kVSN3	0.082512	0.162580	0.168372	-0.010359
230kVSN3	115kVSN3	0.082512	0.162580	0.168372	-0.010359
230kVSN3	115kVSN3	0.082512	0.162580	0.168372	-0.010359
115kVSN1	115kVSN3	0.010653	0.003702	0.003703	-0.001853
115kVSN1	115kVSN3	0.010653	0.003702	0.003703	-0.001853
230kVRB2	115kVRB2	0.224310	0.304149	0.332931	-0.095592
230kVRB2	115kVRB2	0.224310	0.304149	0.332931	-0.095592
230kVRB2	115kVRB2	0.224310	0.304149	0.332931	-0.095592
115kVRB1	115kVRB2	0.010117	0.005775	0.005530	-0.008301
115kVRB1	115kVRB2	0.010117	0.005775	0.005530	-0.008301
115kVRB1	115kVSM	0.075762	0.007397	0.007035	-0.097480
115kVSM	115kVSN4	0.017249	0.002455	0.002445	0.030059

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
230kVSN4	115kVSN4	0.169828	0.465836	0.488397	-0.028888
230kVSN4	115kVSN4	0.169828	0.465836	0.488397	-0.028888
230kVSN4	115kVSN4	0.169828	0.465836	0.488397	-0.028888
230kVSN4	115kVSN4	0.169828	0.465836	0.488397	-0.028888
115kVSN2	115kVSN4	0.013172	0.003663	0.004003	0.034625
115kVSN2	115kVSN4	0.013172	0.003663	0.004003	0.034625
115kVPB	115kVRB2	0.121414	0.054291	0.060066	-0.051017
115kVPB	115kVRB2	0.121414	0.054291	0.060066	-0.051017
115kVCA	115kVPB	0.089997	0.011604	0.013347	-0.047694
115kVCA	115kVKKC	0.034435	0.017005	0.014474	0.006321
115kVCA	115kVHH	0.039579	0.214550	0.192806	-0.032450
230kVHH	115kVHH	0.119525	0.138047	0.147287	-0.055483
230kVHH	115kVHH	0.119525	0.138047	0.147287	-0.055483
115kVHH	115kVPRB	0.063381	0.031406	0.029877	0.009963
115kVPPK	115kVPRB	0.088956	0.073663	0.067164	-0.097341
230kVPPK	115kVPPK	0.078647	0.065578	0.069580	-0.025747
230kVPPK	115kVPPK	0.078647	0.065578	0.069580	-0.025747
115kVBSP	115kVPPK	0.005709	0.068186	0.060956	0.031186
115kVBSP	115kVPPK	0.005709	0.068186	0.060956	0.031186
230kVBSP	115kVBSP	0.069309	0.021319	0.024869	-0.020404
230kVBSP	115kVBSP	0.069309	0.021319	0.024869	-0.020404
230kVLSN	230kVBSP	0.464299	0.000000	0.156942	0.041075
230kVLSN	230kVBSP	0.464299	0.000000	0.156942	0.041075
230kVCP	230kVBSP	0.310108	0.000000	0.061864	0.006026
230kVCP	230kVBSP	0.310096	0.000000	0.061864	0.006026
230kVLSN	230kVSRT	0.187126	0.000000	0.022146	0.001011
230kVLSN	230kVSRT	0.187123	0.000000	0.022146	0.001011
230kVCP	230kVSRT	0.358996	0.000000	0.089572	-0.027260
230kVCP	230kVSRT	0.358997	0.000000	0.089572	-0.027260

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
230kVRPB	230kVSRT	0.030013	0.000000	0.001627	0.033691
230kVRPB	230kVSRT	0.030013	0.000000	0.001627	0.033691
230kVKN	230kVSRT	0.088975	0.000000	0.004945	-0.024049
230kVKN	230kVSRT	0.088975	0.000000	0.004945	-0.024049
230kVKN	230kVNT	0.312259	0.000000	0.077511	0.018243
230kVKN	230kVNT	0.312259	0.000000	0.077511	0.018243
230kVNT	230kVTS	0.062046	0.000000	0.003300	0.011298
230kVNT	230kVTS	0.062046	0.000000	0.003300	0.011298
230kVSRT	230kVTS	0.301279	0.000000	0.071887	0.010502
230kVSRT	230kVTS	0.301279	0.000000	0.071887	0.010502
230kVKA	230kVTS	0.173909	0.000000	0.030454	0.045858
230kVKA	230kVTS	0.173908	0.000000	0.030454	0.045858
230kVNT	230kVPU	0.037744	0.000000	0.001533	0.077184
230kVNT	230kVPU	0.037744	0.000000	0.001533	0.077184
230kVHY2	230kVPU	0.060416	0.000000	0.000623	-0.055423
230kVHY2	230kVPU	0.060416	0.000000	0.000623	-0.055423
230kVHY2	230kVKNE	0.010334	0.000000	0.000481	0.058518
230kVHY2	230kVKNE	0.010334	0.000000	0.000481	0.058518
230kVKNE	230kVTS	0.003832	0.000000	0.000000	0.000000
230kVKNE	230kVTS	0.003832	0.000000	0.000000	0.000000
230kVKNE	230kVYL2	0.195355	0.000000	0.010640	-0.051332
230kVKNE	230kVYL2	0.195354	0.000000	0.010640	-0.051332
230kVKA	230kVPN2	0.088726	0.000000	0.009925	0.038888
230kVKA	230kVPN2	0.088724	0.000000	0.009925	0.038888
230kVPK3	230kVPN2	0.154113	0.000000	0.022599	0.025580
230kVPK3	230kVPN2	0.154110	0.000000	0.022599	0.025580
230kVCP	115kVCP	0.070660	0.068334	0.070673	-0.006627
230kVCP	115kVCP	0.070660	0.068334	0.070673	-0.006627
230kVSRT	115kVSRT	0.147213	0.093145	0.107207	-0.087211

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
230kVSRT	115kVSRT	0.147213	0.093145	0.107207	-0.087211
115kVSRT	115kVSRT-SPP	0.000014	0.000034	0.000017	0.000002
115kVPP	115kVSRT	0.011867	0.013309	0.011934	-0.006666
115kVPP	115kVSRT	0.011867	0.013309	0.011934	-0.006666
115kVBDN	115kVSRT	0.056075	0.059729	0.054206	-0.030117
115kVBDN	115kVSRT	0.056075	0.059729	0.054206	-0.030117
230kVLSN	115kVLSN	0.076133	0.026864	0.031961	-0.003361
230kVLSN	115kVLSN	0.076133	0.026864	0.031961	-0.003361
115kVLSN	115kVRN	0.185417	0.131345	0.151187	0.041471
115kVLSN	115kVRN	0.185417	0.131345	0.151187	0.041471
115kVRN	115kVTP	0.325140	0.293018	0.312983	0.294641
115kVSRT	115kVTP	0.314094	0.329163	0.292218	0.311326
230kVRPB	115kVRPB	0.119965	0.012703	0.029182	0.030785
230kVRPB	115kVRPB	0.119965	0.012703	0.029182	0.030785
230kVRPB	115kVRPB	0.119965	0.012703	0.029182	0.030785
115kVPN	115kVRPB	0.334640	0.277263	0.338759	0.248301
115kVPN	115kVRPB	0.336073	0.277263	0.338759	0.248301
115kVPN	115kVRPB	0.336075	0.277263	0.338759	0.248301
115kVPN2	115kVTP	0.086759	0.000000	0.004131	0.205363
115kVPN	115kVPN2	0.002133	0.000000	0.000003	-0.000377
115kVPN	115kVPN2	0.002133	0.000000	0.000003	-0.000377
115kVPN2	115kVRPB	0.336377	0.000000	0.092003	0.248087
230kVPN2	115kVPN2	0.053653	0.000000	0.002533	-0.011183
230kVPN2	115kVPN2	0.053653	0.000000	0.002533	-0.011183
230kVPK3	115kVPK3	0.119268	0.085663	0.106339	0.044765
230kVPK3	115kVPK3	0.119268	0.085663	0.106339	0.044765
115kVPK3	115kVPN2	0.307124	0.361163	0.422424	0.340688
115kVPK3	115kVPN2	0.307121	0.361163	0.422424	0.340688
115kVPK1	115kVPK3	0.007388	0.018904	0.017027	0.018986

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
115kVPK1	115kVPK3	0.007388	0.018904	0.017027	0.018986
115kVPK1	115kVPK3	0.007388	0.018904	0.017027	0.018986
115kVPK2	115kVPK3	0.046011	0.105865	0.103460	0.030503
115kVPK2	115kVPK3	0.046011	0.105865	0.103460	0.030503
115kVPK2	115kVPK3	0.046011	0.105865	0.103460	0.030503
230kVKN	230kVKN-A	0.001166	0.000000	0.000001	-0.000069
230kVKN	230kVKN-B	0.001160	0.000000	0.000001	-0.000109
230kVKN	115kVKN	0.103608	0.026262	0.035532	-0.013255
230kVKN	115kVKN	0.103608	0.026262	0.035532	-0.013255
230kVNT	115kVNT	0.149462	0.170666	0.185473	-0.106553
230kVNT	115kVNT	0.149462	0.170666	0.185473	-0.106553
115kVNT	115kVRA	0.175599	0.182261	0.184200	-0.093315
115kVNT	115kVRA	0.175599	0.182261	0.184200	-0.093315
230kVKA	115kVKA	0.085892	0.108479	0.113356	-0.031224
230kVKA	115kVKA	0.085892	0.108479	0.113356	-0.031224
230kVTS	115kVTS	0.160850	0.223942	0.237760	-0.098343
230kVTS	115kVTS	0.160850	0.223942	0.237760	-0.098343
230kVTS	115kVTS	0.160850	0.223942	0.237760	-0.098343
115kVKA	115kVLR	0.062891	1.092589	0.802786	-0.072509
115kVLR	115kVTS	0.213871	0.406442	0.407502	-0.077411
115kVLR	115kVTS	0.213870	0.406442	0.407502	-0.077411
230kVPU	115kVPU	0.111775	0.079214	0.094618	0.033837
115kVLR	115kVPU	0.197811	0.760993	0.575312	0.021561
230kVCHN	230kVHY2	0.113697	0.000000	0.012457	0.021253
230kVCHN	230kVHY2	0.113698	0.000000	0.012457	0.021253
230kVCHN	230kVCHN2	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
230kVCHN2	230kVKNE	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
230kVCHN2	230kVKNE	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
230kVHY2	115kVHY2	0.194402	0.417452	0.447428	-0.032100

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
230kVHY2	115kVHY2	0.194402	0.417452	0.447428	-0.032100
230kVHY2	115kVHY2	0.194402	0.417452	0.447428	-0.032100
230kVHY2	115kVHY2	0.194402	0.417452	0.447428	-0.032100
115kVHY1	115kVHY2	0.035081	-0.000985	-0.000401	0.000506
115kVHY1	115kVHY2	0.035096	-0.000985	-0.000401	0.000506
115kVHY1	115kVPU	0.042933	-0.013941	-0.009922	0.099947
115kVHY1	115kVSTU	0.393806	0.051004	0.120837	0.159008
115kVHY2	115kVSKL	0.034778	-0.001525	-0.000750	0.000769
115kVHY2	115kVSKL	0.034778	-0.001525	-0.000750	0.000769
115kVHY2	115kVSDO	0.086771	-0.015442	-0.009395	0.015830
132kVSDO	115kVSDO	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
132kVSDO	115kVSDO	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
115kVHY2	115kVPTN	0.205611	0.156180	0.150365	0.016000
115kVHY2	115kVPTN	0.205611	0.156180	0.150365	0.016000
230kVYL2	115kVYL2	0.114639	0.000000	0.004990	-0.029086
230kVYL2	115kVYL2	0.114639	0.000000	0.004990	-0.029086
115kVBLG	115kVYL2	0.016536	0.000000	0.003632	0.043480
115kVBLG	115kVYL2	0.016536	0.000000	0.003632	0.043480
115kVYL1	115kVYL2	0.013532	0.012527	0.012409	-0.001713
115kVYL1	115kVYL2	0.013532	0.012527	0.012409	-0.001713
115kVPTN	115kVYL1	0.083553	0.068217	0.065884	0.035345
115kVNW	115kVYL1	0.195485	0.031482	0.045829	0.126141
115kVNW	115kVYL2	0.210536	0.031382	0.057970	0.037582
115kVNW	115kVSUK	0.110923	-0.058316	-0.043468	0.060565
230kVKNE	115kVKNE	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

ตารางที่ ง.2 ผลการคำนวณดัชนีเสถียรภาพแรงดันของสายส่งของระบบสมมูลเชื่อมโยงระหว่างภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2557 ที่ค่ากำลังส่งไฟฟ้า 800 MW

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
500kVRB3	500kVRPCL-CC1	0.000292	0.000000	0.000000	0.000011
500kVRB3	500kVRPCL-CC2	0.000149	0.000000	0.000000	-0.000001
500kVRB3	500kVCBG	0.066253	0.007702	0.011022	-0.010871
500kVRB3	500kVCBG	0.066253	0.007702	0.011022	-0.010871
500kVBSP2	500kVCBG	0.343859	0.000000	0.049746	-0.210488
500kVBSP2	500kVCBG	0.327623	0.000000	0.049746	-0.181858
500kVBSP2	230kVBSP2	0.283964	0.000000	0.083384	-0.019957
230kVBSP	230kVBSP2	0.008979	0.000000	0.000067	-0.000277
230kVBSP	230kVBSP2	0.008980	0.000000	0.000067	-0.000723
230kVBSP	230kVPPK	0.013704	0.000000	0.000318	0.017325
230kVBSP	230kVPPK	0.013702	0.000000	0.000318	0.017349
230kVHH	230kVPPK	0.061948	0.000000	0.004715	0.037587
230kVHH	230kVPPK	0.061945	0.000000	0.004714	0.037619
230kVHH	230kVRB2	0.239957	0.000000	0.050252	0.023383
230kVHH	230kVRB2	0.239954	0.000000	0.050250	0.023446
230kVRB2	230kVTECO	0.021419	0.000000	0.000285	-0.004117
230kVRB2	230kVTECO	0.021419	0.000000	0.000285	-0.004117
230kVBP2	230kVRB2	0.110437	-0.076810	-0.068349	-0.028002
230kVBP2	230kVRB2	0.110437	-0.076810	-0.068349	-0.028002
230kVBP2	230kVKB2	0.139439	-0.156811	-0.139835	-0.008888
230kVKB2	230kVSNR	0.235578	0.000000	0.044513	0.002881
230kVSNR	230kVVRK	0.173657	0.000000	0.022847	-0.006552
230kVSNR	230kVVRK	0.173657	0.000000	0.022847	-0.006552
230kVBP2	230kVSNR	0.359604	-0.325961	-0.213720	0.004785
230kVBP2	230kVSNR	0.359063	-0.316682	-0.204206	0.009535
230kVBP2	230kVSNR	0.359063	-0.316682	-0.204206	0.009535
230kVBP2	230kVNCS	0.125198	0.000000	0.010349	-0.027596

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
230kVBP2	230kVNCS	0.125198	0.000000	0.010349	-0.027596
500kVRB3	230kVRB3	0.194774	0.000000	0.031990	-0.030784
500kVRB3	230kVRB3	0.194774	0.000000	0.031990	-0.030784
230kVRB2	230kVRB3	0.100305	0.000000	0.005376	-0.040680
230kVRB2	230kVRB3	0.100305	0.000000	0.005376	-0.040680
230kVRB3	230kVSN4	0.080403	0.000000	0.004271	-0.017587
230kVRB3	230kVSN4	0.080401	0.000000	0.004272	-0.017508
230kVRB3	230kVSN4	0.080836	0.000000	0.004247	-0.022536
230kVRB3	230kVSN4	0.080833	0.000000	0.004247	-0.022444
230kVSN4	230kVSN3	0.036918	0.000000	0.000903	-0.006703
230kVSN4	230kVSN3	0.036918	0.000000	0.000903	-0.006703
230kVBP2	115kVBP2	0.155367	0.291208	0.306714	-0.068815
230kVBP2	115kVBP2	0.155367	0.290423	0.305929	-0.068815
230kVBP2	115kVBP2	0.155367	0.295200	0.310706	-0.068815
115kVBP1	115kVBP2	0.040480	0.026103	0.024999	0.015064
115kVBP2	115kVKS	0.084815	0.037385	0.036981	-0.008900
230kVKB2	115kVKB2	0.053875	0.036603	0.040282	0.014439
230kVKB2	115kVKB2	0.053875	0.036223	0.039903	0.014439
115kVKB	115kVKB2	0.032162	0.014105	0.015026	0.019565
115kVKB	115kVKB2	0.032162	0.014059	0.014978	0.019604
115kVKB	115kVTM	0.071959	0.019062	0.019903	0.003039
115kVBP2	115kVTM	0.089513	0.504594	0.459209	0.063147
230kVVRK	115kVVRK	0.007216	0.009374	0.009398	-0.003905
230kVVRK	115kVVRK	0.007216	0.006694	0.006717	-0.003905
230kVSNR	115kVSNR	0.068411	0.002966	0.009834	0.032025
115kVSNR	115kVTN	0.072383	0.005298	0.008377	0.026180
115kVKB2	115kVTN	0.158702	0.060780	0.069689	0.023258
230kVNCS	115kVNCS	0.176007	0.311625	0.342754	-0.017137
230kVNCS	115kVNCS	0.176007	0.311625	0.342754	-0.017137

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
230kVNCS	115kVNCS	0.176007	0.311625	0.342754	-0.017137
115kVNCS	115kVSA2	0.017632	0.009837	0.009972	-0.002897
115kVNCS	115kVSA2	0.017632	0.009845	0.009981	-0.002928
115kVSA1	115kVSA2	0.043096	0.116182	0.113723	-0.035354
115kVSA1	115kVSA2	0.043096	0.116182	0.113723	-0.035354
230kVSA1	115kVSA1	0.107854	0.391126	0.398662	-0.038060
230kVSA1	115kVSA1	0.107854	0.381266	0.388801	-0.038060
230kVSA1	115kVSA1	0.107854	0.391126	0.398662	-0.038060
230kVSA1	115kVSA1	0.107854	0.384552	0.392088	-0.038060
230kVSN3	115kVSN3	0.082512	0.164167	0.170073	-0.010951
230kVSN3	115kVSN3	0.082512	0.165073	0.170978	-0.010951
230kVSN3	115kVSN3	0.082512	0.165576	0.171482	-0.010951
115kVSN1	115kVSN3	0.010653	0.003739	0.003741	-0.001872
115kVSN1	115kVSN3	0.010653	0.003739	0.003741	-0.001872
230kVRB2	115kVRB2	0.224310	0.307895	0.337325	-0.130971
230kVRB2	115kVRB2	0.224310	0.307895	0.337325	-0.130971
230kVRB2	115kVRB2	0.224310	0.307895	0.337325	-0.130971
115kVRB1	115kVRB2	0.010117	0.005949	0.005695	-0.006977
115kVRB1	115kVRB2	0.010117	0.005949	0.005695	-0.006977
115kVRB1	115kVSM	0.075762	0.007616	0.007071	-0.074365
115kVSM	115kVSN4	0.017249	0.002485	0.002536	0.021912
230kVSN4	115kVSN4	0.169828	0.470302	0.493521	-0.033304
230kVSN4	115kVSN4	0.169828	0.469553	0.492772	-0.033304
230kVSN4	115kVSN4	0.169828	0.466555	0.489774	-0.033304
230kVSN4	115kVSN4	0.169828	0.476298	0.499517	-0.033304
115kVSN2	115kVSN4	0.013172	0.003707	0.004057	0.034603
115kVSN2	115kVSN4	0.013172	0.003707	0.004057	0.034595
115kVPB	115kVRB2	0.121414	0.055933	0.062455	-0.038080
115kVPB	115kVRB2	0.121414	0.055933	0.062455	-0.038080

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
115kVCA	115kVPB	0.089997	0.011888	0.014162	-0.020212
115kVCA	115kVKKC	0.034435	0.017177	0.014626	-0.001057
115kVCA	115kVHH	0.039579	0.217407	0.195530	-0.011514
230kVHH	115kVHH	0.119525	0.139934	0.149607	-0.038692
230kVHH	115kVHH	0.119525	0.143432	0.153105	-0.038692
115kVHH	115kVPRB	0.063381	0.031562	0.030499	0.003215
115kVPPK	115kVPRB	0.088956	0.075229	0.067926	-0.083045
230kVPPK	115kVPPK	0.078647	0.066999	0.071230	-0.024866
230kVPPK	115kVPPK	0.078647	0.066999	0.071230	-0.024866
115kVBSP	115kVPPK	0.005709	0.069636	0.062309	0.026671
115kVBSP	115kVPPK	0.005709	0.069631	0.062299	0.026676
230kVBSP	115kVBSP	0.069309	0.021876	0.025344	-0.019297
230kVBSP	115kVBSP	0.069309	0.021876	0.025344	-0.019297
230kVLSN	230kVBSP	0.464299	0.000000	0.214124	0.093511
230kVLSN	230kVBSP	0.464299	0.000000	0.214124	0.093511
230kVCP	230kVBSP	0.310108	0.000000	0.084245	0.001523
230kVCP	230kVBSP	0.310096	0.000000	0.084246	0.001838
230kVLSN	230kVSRT	0.187126	0.000000	0.034269	0.044516
230kVLSN	230kVSRT	0.187123	0.000000	0.034264	0.044617
230kVCP	230kVSRT	0.358996	0.000000	0.132111	0.057597
230kVCP	230kVSRT	0.358997	0.000000	0.132111	0.057593
230kVRPB	230kVSRT	0.030013	0.000000	0.001513	0.037921
230kVRPB	230kVSRT	0.030013	0.000000	0.001513	0.037921
230kVKN	230kVSRT	0.088975	0.000000	0.003019	-0.045744
230kVKN	230kVSRT	0.088975	0.000000	0.003019	-0.045744
230kVKN	230kVNT	0.312259	0.000000	0.085699	0.032041
230kVKN	230kVNT	0.312259	0.000000	0.085699	0.032041
230kVNT	230kVTS	0.062046	0.000000	0.002999	0.000019
230kVNT	230kVTS	0.062046	0.000000	0.002999	0.000019

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
230kVSRT	230kVTS	0.301279	0.000000	0.087653	0.036087
230kVSRT	230kVTS	0.301279	0.000000	0.087653	0.036087
230kVKA	230kVTS	0.173909	0.000000	0.029365	0.041414
230kVKA	230kVTS	0.173908	0.000000	0.029356	0.041675
230kVNT	230kVPU	0.037744	0.000000	0.003153	0.076846
230kVNT	230kVPU	0.037744	0.000000	0.003153	0.076846
230kVHY2	230kVPU	0.060416	0.000000	0.000125	-0.057846
230kVHY2	230kVPU	0.060416	0.000000	0.000125	-0.057846
230kVHY2	230kVKNE	0.010334	0.000000	0.000593	0.066513
230kVHY2	230kVKNE	0.010334	0.000000	0.000593	0.066513
230kVKNE	230kVTS	0.003832	0.000000	0.000272	0.117859
230kVKNE	230kVTS	0.003832	0.000000	0.000272	0.117845
230kVKNE	230kVYL2	0.195355	0.000000	0.021113	-0.062332
230kVKNE	230kVYL2	0.195354	0.000000	0.021114	-0.062152
230kVKA	230kVPN2	0.088726	0.000000	0.009204	0.033919
230kVKA	230kVPN2	0.088724	0.000000	0.009201	0.033993
230kVPK3	230kVPN2	0.154113	0.000000	0.023219	0.038469
230kVPK3	230kVPN2	0.154110	0.000000	0.023216	0.038568
230kVCP	115kVCP	0.070660	0.070970	0.073493	-0.034974
230kVCP	115kVCP	0.070660	0.068869	0.071392	-0.034974
230kVSRT	115kVSRT	0.147213	0.094373	0.108942	-0.060989
230kVSRT	115kVSRT	0.147213	0.094722	0.109291	-0.060989
115kVSRT	115kVSRT-SPP	0.000014	0.000034	0.000017	-0.000019
115kVPP	115kVSRT	0.011867	0.013309	0.011934	-0.006666
115kVPP	115kVSRT	0.011867	0.013309	0.011934	-0.006666
115kVBDN	115kVSRT	0.056075	0.059729	0.054206	-0.030117
115kVBDN	115kVSRT	0.056075	0.059729	0.054206	-0.030117
230kVLSN	115kVLSN	0.076133	0.027578	0.033144	-0.003026
230kVLSN	115kVLSN	0.076133	0.027229	0.032795	-0.003026

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
115kVLSN	115kVRN	0.185417	0.134828	0.157274	0.047000
115kVLSN	115kVRN	0.185417	0.134828	0.157274	0.047000
115kVRN	115kVTP	0.325140	0.300793	0.332108	0.361193
115kVSRT	115kVTP	0.314094	0.329165	0.295626	0.269003
230kVRPB	115kVRPB	0.119965	0.012841	0.030445	0.026891
230kVRPB	115kVRPB	0.119965	0.010997	0.028601	0.026891
230kVRPB	115kVRPB	0.119965	0.011532	0.029136	0.026891
115kVPN	115kVRPB	0.334640	0.280903	0.349135	0.247887
115kVPN	115kVRPB	0.336073	0.280732	0.375797	0.139675
115kVPN	115kVRPB	0.336075	0.280766	0.375869	0.139481
115kVPN2	115kVTP	0.086759	0.000000	0.005423	0.222714
115kVPN	115kVPN2	0.002133	0.000000	0.000003	0.000161
115kVPN	115kVPN2	0.002133	0.000000	0.000003	0.000164
115kVPN2	115kVRPB	0.336377	0.000000	0.099223	0.248419
230kVPN2	115kVPN2	0.053653	0.000000	0.003220	0.006375
230kVPN2	115kVPN2	0.053653	0.000000	0.003220	0.006375
230kVPK3	115kVPK3	0.119268	0.086078	0.107070	0.057027
230kVPK3	115kVPK3	0.119268	0.085870	0.106862	0.057027
115kVPK3	115kVPN2	0.307124	0.368178	0.432312	0.405462
115kVPK3	115kVPN2	0.307121	0.368155	0.432181	0.405801
115kVPK1	115kVPK3	0.007388	0.018884	0.017010	0.023861
115kVPK1	115kVPK3	0.007388	0.018885	0.017013	0.023855
115kVPK1	115kVPK3	0.007388	0.018887	0.017022	0.023839
115kVPK2	115kVPK3	0.046011	0.105757	0.103352	0.030541
115kVPK2	115kVPK3	0.046011	0.105740	0.103312	0.030599
115kVPK2	115kVPK3	0.046011	0.105723	0.103281	0.030634
230kVKN	230kVKN-A	0.001166	0.000000	0.000001	-0.000107
230kVKN	230kVKN-B	0.001160	0.000000	0.000001	-0.000149
230kVKN	115kVKN	0.103608	0.026387	0.035744	-0.013318

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
230kVKN	115kVKN	0.103608	0.026763	0.036121	-0.013318
230kVNT	115kVNT	0.149462	0.171043	0.185913	-0.076057
230kVNT	115kVNT	0.149462	0.170384	0.185254	-0.076057
115kVNT	115kVRA	0.175599	0.179996	0.181778	-0.092125
115kVNT	115kVRA	0.175599	0.179996	0.181778	-0.092125
230kVKA	115kVKA	0.085892	0.109429	0.114476	-0.030817
230kVKA	115kVKA	0.085892	0.109491	0.114538	-0.030817
230kVTS	115kVTS	0.160850	0.225582	0.239807	-0.098715
230kVTS	115kVTS	0.160850	0.212061	0.226286	-0.098715
230kVTS	115kVTS	0.160850	0.221134	0.235359	-0.098715
115kVKA	115kVLR	0.062891	1.101981	0.809814	-0.062320
115kVLR	115kVTS	0.213871	0.409527	0.411531	-0.075784
115kVLR	115kVTS	0.213870	0.409498	0.411476	-0.075737
230kVPU	115kVPU	0.111775	0.079614	0.095239	0.028125
115kVLR	115kVPU	0.197811	0.767025	0.577014	0.000306
230kVCHN	230kVHY2	0.113697	0.000000	0.012554	0.017505
230kVCHN	230kVHY2	0.113698	0.000000	0.012555	0.017414
230kVCHN	230kVCHN2	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
230kVCHN2	230kVKNE	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
230kVCHN2	230kVKNE	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
230kVHY2	115kVHY2	0.194402	0.419874	0.451263	-0.051384
230kVHY2	115kVHY2	0.194402	0.376473	0.407862	-0.051384
230kVHY2	115kVHY2	0.194402	0.417778	0.449167	-0.051384
230kVHY2	115kVHY2	0.194402	0.391218	0.422607	-0.051384
115kVHY1	115kVHY2	0.035081	-0.001000	-0.000437	-0.010580
115kVHY1	115kVHY2	0.035096	-0.001158	-0.000550	-0.008498
115kVHY1	115kVPU	0.042933	-0.014052	-0.009093	0.094335
115kVHY1	115kVSTU	0.393806	0.052057	0.125333	-0.058485
115kVHY2	115kVSKL	0.034778	-0.001549	-0.000752	0.000782

Frombus Name	Tobus Name	<i>PQVSI</i>	<i>FVSI</i>	<i>LQP</i>	<i>Lmn</i>
115kVHY2	115kVSKL	0.034778	-0.001549	-0.000752	0.000782
115kVHY2	115kVSDO	0.086771	-0.015685	-0.009470	0.016087
132kVSDO	115kVSDO	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
132kVSDO	115kVSDO	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
115kVHY2	115kVPTN	0.205611	0.158641	0.161365	-0.023556
115kVHY2	115kVPTN	0.205611	0.158641	0.161365	-0.023556
230kVYL2	115kVYL2	0.114639	0.000000	0.010122	-0.031538
230kVYL2	115kVYL2	0.114639	0.000000	0.010122	-0.031538
115kVBGL	115kVYL2	0.016536	0.000000	0.000116	0.001112
115kVBGL	115kVYL2	0.016536	0.000000	0.000116	0.001112
115kVYL1	115kVYL2	0.013532	0.012762	0.012646	-0.003555
115kVYL1	115kVYL2	0.013532	0.012762	0.012646	-0.003555
115kVPTN	115kVYL1	0.083553	0.069565	0.064135	-0.050608
115kVNW	115kVYL1	0.195485	0.032105	0.047782	0.071626
115kVNW	115kVYL2	0.210536	0.031972	0.058729	-0.014104
115kVNW	115kVSUK	0.110923	-0.060900	-0.044975	0.063363
230kVKNE	115kVKNE	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000

ภาคผนวก จ.**ผลการคำนวณจุดปลดโหลดสำหรับระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้
กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทย ปี 2557**

ผลการคำนวณจุดปลดโหลดของระบบสมมูลเชื่อมโยงระหว่างภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2557 ทั้งในกรณีที่สามารถรองรับเหตุการณ์ผิดปกติ และสามารถรองรับการส่งกำลังไฟฟ้าเกินความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดแสดงดังตารางที่ จ.1 ตารางที่ จ.2 และ ตารางที่ จ.3



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ จ.3 จุดปลดโหลดสำหรับการรองรับเหตุการณ์ผิดปกติเนื่องจากระบบไฟฟ้า 1 เครื่องหลุดออกจากระบบ

Gen Trip	TTC	MW Shed	Load Shedding at 115 kV Substation at Feeder#																															
			CP #1#2#3#4#	SRT #1#2#3#4#	PP #1#2#3#4#	BDN #1#2#3#4#	LSN #1#2#3#4#	RN #1#2#3#4#	TP #1#2#3#4#	RPB #1#2#3#4#	PN #1#2#3#4#	PK1 #1#2#3#4#	PK2 #1#2#3#4#	KN #1#2#3#4#	NT #1#2#3#4#	RA #1#2#3#4#	KA #1#2#3#4#	TS #1#2#3#4#	LR #1#2#3#4#	PU #1#2#3#4#	HY2 #1#2#3#4#	HY1 #1#2#3#4#	STU #1#2#3#4#	SKL #1#2#3#4#	SDO #1#2#3#4#	PTN #1#2#3#4#	BLG #1#2#3#4#	YL1 #1#2#3#4#	NW #1#2#3#4#	SUK #1#2#3#4#				
CHN-C10	-19299	184.83	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
CHN-C11	-9280	144.20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
CHN-C12	-9280	129.27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
KN-C10	-9197	76.99	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
SRT-G1	-9155	100.10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
KN-C11	710	109.38	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
KN-C12	710	77.70	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
KN-C14	710	120.62	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
KN-C13	710	55.90	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
RPB-H1	725	103.30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
RPB-H2	725	101.35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
RPB-H3	726	65.80	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
KN-T2	755	63.45	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
YLG	775	0.00	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
KN-T2	755	76.06	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
YLG	775	43.70	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

หมายเหตุ : ■ หมายถึง จุดโหลดที่ต้องมีการติดตั้งระบบป้องกันพิเศษเพื่อทำงานปลดโหลด

ภาคผนวก ฉ.**ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทย ปี 2557 กรณีที่ระบบมีการติดตั้ง SVC**

ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบสมมูลเชื่อมโยงภาคใต้กับภาคกลางตะวันตกของประเทศไทยปี 2557 กรณีที่ระบบไฟฟ้ามีการติดตั้ง SVC ที่บัส 230 kV ภูเก็ต 3 แสดงดังตารางที่ ฉ.1



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ๑.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ที่มีการติดตั้ง SVC ที่ บัส 230 kV ภูเก็ต 3

Case	Trip Line		Base kV		Idx Trip		Gen Trip		TTC	Plant Generation (MW)												SumGen					
	From	To	kV	Bus	row1	row2	row1	row2		SRT-G1	SRT-SFP	RFB-H1	RFB-H2	RFB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C14	KN-C10	KN-C13	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3	YLG
1	KN	KN-4	230	230	208	208	0	-1000000	110	5	76	58	69	97	99	113	219	115	264	226	215	6	19	18	4	1776	
2	CP	BSP	230	230	133	134	0	-1000000	95	1	75	74	76	69	109	108	72	205	111	263	230	226	21	23	13	14	1785
3	CP	SRT	230	230	137	138	0	-1000000	120	8	76	78	79	67	113	112	107	209	72	252	185	254	18	23	8	22	1783
4	KA	TS	230	230	149	150	0	-1000000	115	7	68	79	65	64	92	78	111	199	109	270	231	226	14	4	22	12	1766
5	KA	PN2	230	230	161	162	0	-1000000	105	4	78	76	57	61	107	106	94	208	87	245	232	222	23	3	23	17	1748
6	PK3	PN2	230	230	163	164	0	-1000000	117	8	57	75	65	61	104	109	78	199	108	268	229	215	15	18	14	18	1758
7	SRT	SRT	230	230	169	170	0	-1000000	117	2	61	73	62	61	108	90	70	211	83	263	231	230	21	20	19	19	1741
8	LSN	LSN	230	230	176	177	0	-1000000	103	1	80	80	71	70	85	82	97	209	75	270	240	240	21	10	17	6	1737
9	LSN	RN	230	230	178	179	0	-1000000	105	4	80	75	70	69	94	83	111	215	100	244	227	224	22	20	12	18	1773
10	PK3	PK3	230	230	197	198	0	-1000000	110	6	76	74	77	67	112	99	112	218	82	269	225	219	15	12	15	22	1808
11	KA	KA	230	230	211	222	0	-1000000	115	5	72	73	71	70	83	115	73	220	104	246	240	240	5	11	21	5	1769
12	CHN	HY2	230	230	232	233	0	-1000000	119	7	72	73	77	68	110	76	109	209	100	286	175	235	10	12	22	19	1759
13	HY1	HY2	230	230	246	247	0	-1000000	114	8	63	78	73	66	115	93	115	214	115	258	240	213	5	12	2	17	1801
14	HY2	KNE	230	230	155	156	0	-29111.97	100	10	73	79	57	62	108	115	86	170	75	267	234	240	4	20	1	0	1701
15	KNE	YL2	230	230	159	160	0	-19175.64	90	10	77	78	70	70	75	69	111	181	86	268	237	240	24	24	24	22	1756
16	HY2	HY2	230	230	243	245	0	-19161.88	96	10	68	66	79	70	87	70	73	167	106	270	240	239	24	24	24	22	1743
17	HY2	HY2	230	230	243	244	0	-19160.72	93	10	68	66	74	60	77	102	86	147	115	270	240	240	24	24	24	22	1742
18	HY2	HY2	230	230	242	243	0	-19159.69	97	10	76	76	67	65	69	72	89	207	71	269	239	240	24	24	24	22	1741
19	HY2	HY2	230	230	242	245	0	-19158.57	93	10	65	76	64	69	75	97	99	171	77	270	240	240	24	24	24	22	1740
20	HY2	HY2	230	230	244	245	0	-19158.57	92	10	72	66	67	70	98	82	93	172	74	270	240	240	24	24	24	22	1740
21	HY2	HY2	230	230	242	244	0	-19156.55	120	10	72	69	72	67	69	87	71	173	84	270	240	240	24	24	24	22	1738
22	YL2	YL2	230	230	257	258	0	-19151.06	120	10	56	66	78	70	82	104	77	153	74	270	239	240	24	24	24	22	1733
23	YL1	YL2	230	230	265	266	0	-19148.67	91	10	62	59	62	61	74	76	70	218	105	270	239	240	24	24	24	22	1731
24	NT	NT	230	230	217	218	0	-19132.65	90	10	69	70	66	68	71	71	80	184	97	270	239	238	24	24	24	21	1716
25	LR	TS	230	230	228	229	0	-9240.54	115	10	73	73	80	70	110	83	92	140	109	270	240	240	23	24	24	21	1817
26	LSN	BSP	230	230	131	132	0	-9157.04	109	9	80	79	68	67	85	87	82	180	90	269	240	239	24	24	25	21	1776
27	TS	TS	230	230	225	226	0	-9186.43	93	10	72	76	71	70	100	89	115	161	65	270	240	240	24	24	24	22	1766
28	TS	TS	230	230	224	225	0	-9185.37	116	10	74	60	80	64	115	91	82	153	77	270	240	239	24	24	24	22	1765
29	TS	TS	230	230	224	226	0	-9181.07	95	10	76	68	70	69	98	100	77	153	101	270	240	240	24	24	24	22	1761
30	RFB	RFB	230	230	186	187	0	-9168.05	92	10	56	80	56	69	79	80	85	198	100	270	240	240	24	24	24	22	1749
31	RFB	RFB	230	230	185	186	0	-9163.74	90	10	60	70	72	64	85	84	96	173	100	268	240	240	24	24	24	21	1745
32	RFB	RFB	230	230	185	187	0	-9161.56	92	10	55	68	67	68	74	106	69	195	96	270	240	240	24	24	24	21	1743

ตารางที่ ๑.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ที่มีการติดตั้ง SVC ที่ บัส 230 kV ภูเก็ต 3 (ต่อ)

Case	Trip Line		Base kV	Idx Trip		Gen Trip		Plant Generation (MW)														Sum Gen						
	Fib	Tob		kV/Bus	kV/Bus	row1	row2	TTC	SRT-G1	SRT-SFP	RFB-H1	RFB-H2	RFB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C14	KN-C10	KN-C13	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3	YLG	Receive	
33	PK2	PK3	115	115	204	205	0	-9154.28	90	10	56	74	80	70	115	93	81	153	71	270	240	240	24	23	24	22	1756	
34	PK2	PK3	115	115	204	206	0	-9154.24	93	10	71	80	70	70	81	114	76	161	69	269	240	240	24	24	24	20	1756	
35	PK2	PK3	115	115	205	206	0	-9154.18	92	10	67	63	67	69	108	84	84	180	69	270	240	239	24	24	24	22	1756	
36	KN	KN-8	230	230	212	212	0	-9153.69	99	7	79	72	70	65	108	99	115	127	68	265	240	239	24	23	18	1756		
37	SRT	TS	230	230	147	148	0	-9144.16	90	0	55	55	55	60	65	115	65	208	115	270	240	240	24	24	24	22	1727	
38	KNE	TS	230	230	157	158	0	-9138.33	111	10	73	80	71	61	83	78	81	178	69	270	240	240	23	24	23	7	1722	
39	SRT	SRT	230	115	170	170	0	-9132.64	90	10	74	61	61	69	89	74	72	177	97	270	240	239	24	24	24	21	1716	
40	SRT	SRT	230	115	169	169	0	-9131.80	96	10	71	69	80	69	86	87	94	126	84	270	239	240	24	24	24	22	1715	
41	LSN	SRT	230	230	135	136	0	-9131.78	93	10	80	72	60	66	70	73	75	161	111	270	240	240	24	24	24	22	1715	
42	KN	NT	230	230	143	144	0	-9130.77	90	10	74	78	71	69	72	74	84	174	74	270	240	240	24	24	24	22	1714	
43	KN	KN	230	115	215	216	0	-9065.08	120	2	65	72	66	63	115	70	99	187	103	270	209	194	8	14	0	4	1661	
44	BON	SRT	115	115	174	175	0	-9065.00	90	7	75	79	80	64	108	70	84	193	88	245	226	175	9	16	11	9	1659	
45	CP	SRT	230	230	138	138	0	733.23	120	10	77	79	80	70	93	89	115	208	75	270	240	240	24	24	24	20	1842	
46	CP	SRT	230	230	137	137	0	734.20	101	10	77	79	78	69	115	93	72	205	99	270	240	240	24	24	24	21	1841	
47	0	0	0	0	0	0	0	RPB-H3	753.14	90	10	80	80	0	70	113	111	80	180	86	270	240	240	24	24	24	21	1743
48	LSN	BSP	230	230	131	131	0	763.78	108	10	76	79	63	69	112	108	86	166	93	270	240	240	24	24	24	21	1813	
49	LSN	BSP	230	230	132	132	0	764.66	120	10	73	76	80	68	103	106	86	161	86	270	240	240	24	24	24	21	1812	
50	CP	BSP	230	230	133	133	0	768.04	98	10	79	69	79	70	86	82	115	164	115	270	240	240	24	24	24	20	1809	
51	CP	BSP	230	230	134	134	0	768.07	96	10	70	79	79	70	82	115	92	169	106	269	240	240	24	24	24	20	1809	
52	RPB	SRT	230	230	139	140	0	771.06	90	10	80	80	80	70	69	111	97	188	88	270	240	240	24	24	24	21	1806	
53	SRT	TS	230	230	148	148	0	785.25	90	10	66	62	72	70	112	115	75	182	96	270	240	240	24	24	24	21	1793	
54	SRT	TS	230	230	147	147	0	786.18	90	10	70	76	62	69	103	85	87	201	96	270	240	240	24	24	24	21	1792	
55	PN	RPB	115	115	189	190	0	786.22	101	10	73	57	69	66	79	86	100	193	115	270	240	240	24	24	24	21	1792	
56	KN	NT	230	230	143	143	0	786.94	109	10	80	68	80	68	99	78	85	156	115	270	240	240	24	24	24	21	1791	
57	KN	NT	230	230	144	144	0	788.96	120	10	80	80	76	70	80	115	80	153	82	270	240	240	24	24	24	21	1789	
58	NT	PU	230	230	151	152	0	792.24	120	10	60	79	72	62	90	105	113	130	115	270	240	240	24	24	24	8	1766	
59	KN	SRT	230	230	141	142	0	793.66	91	10	59	63	71	70	94	105	88	209	85	270	240	240	24	24	21	21	1785	
60	PN	RPB	115	115	188	190	0	794.96	120	10	55	56	57	70	103	84	68	203	115	270	240	240	24	24	24	21	1784	
61	PN	RPB	115	115	188	189	0	795.88	96	10	56	56	56	79	70	115	85	87	176	110	270	240	240	24	24	24	21	1783
62	PN	PN2	115	115	192	193	0	797.98	117	10	56	59	66	61	114	85	86	196	88	270	240	240	24	24	24	21	1781	
63	KNE	TS	230	230	158	158	0	798.81	91	10	79	65	78	70	93	84	85	179	104	270	240	240	24	24	24	20	1780	
64	KNE	TS	230	230	157	157	0	799.76	93	10	74	71	80	70	95	86	91	181	85	270	240	240	24	24	24	21	1779	

ตารางที่ จ.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ที่มีการติดตั้ง SVC ที่ บัส 230 kV ภูเก็ต 3 (ต่อ)

Case	Trip Line		Base kV	Idx: Trip	Gen Trip		TTC	Plant Generation (MW)														SumGen					
	Frb	Tob			kV/fbus	row1		row2	SRT-G1	SRT-SFP	RFB-H1	RFB-H2	RFB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C10	KN-C13	KN-C14	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	CHN-C13	CHN-C14	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3
65	KA	TS	230	230	149	149	0	812.53	90	10	80	80	71	62	111	70	115	156	80	269	240	240	24	24	24	21	1767
66	KA	TS	230	230	150	150	0	813.51	110	10	71	79	79	69	115	84	79	150	77	270	240	240	24	24	24	21	1766
67	LSN	SRT	230	230	135	135	0	813.69	104	10	80	64	68	68	111	102	79	160	78	269	240	240	24	24	24	21	1766
68	LSN	SRT	230	230	136	136	0	813.76	97	10	68	58	77	70	78	85	85	189	106	270	240	240	24	24	24	21	1766
69	PK3	PN2	230	230	164	164	0	814.69	112	10	75	65	73	68	73	76	91	182	99	270	240	240	24	24	24	21	1765
70	PK3	PN2	230	230	163	163	0	814.72	92	10	64	77	76	70	93	73	86	174	107	270	240	240	24	24	24	21	1765
71	HY2	PJ	230	230	153	154	0	817.86	90	10	74	80	70	68	74	96	74	195	88	270	240	240	24	24	24	21	1762
72	PK3	PN2	115	115	199	200	0	818.94	99	10	75	61	76	64	80	79	114	156	103	270	240	240	24	24	24	21	1761
73	NT	TS	230	230	145	146	0	823.01	120	10	79	79	80	66	71	76	95	154	84	270	240	240	24	24	23	22	1757
74	PJ	PJ	230	115	230	230	0	823.37	110	10	75	61	75	68	84	114	85	139	71	270	240	240	24	24	24	21	1755
75	KA	PN2	230	230	162	162	0	823.46	120	10	80	55	80	66	67	66	115	163	86	270	240	240	24	24	24	22	1752
76	KA	PN2	230	230	161	161	0	826.62	92	10	74	68	78	67	101	97	79	165	80	270	239	240	24	25	24	21	1752
77	SRT	TP	115	115	181	181	0	830.77	92	10	64	72	71	70	79	69	113	104	73	270	239	240	24	24	24	22	1750
78	KN	SRT	230	230	142	142	0	831.87	90	10	62	79	80	70	85	115	98	150	69	270	239	240	24	24	24	20	1749
79	KN	SRT	230	230	141	141	0	831.97	93	10	57	66	70	70	113	79	91	185	72	270	239	240	24	24	24	22	1749
80	PN2	TP	115	115	191	191	0	833.95	90	10	78	80	65	67	107	67	79	179	84	270	240	238	24	24	24	21	1747
81	PK3	PK3	230	115	197	197	0	836.05	95	10	80	70	68	60	103	101	82	166	67	270	240	240	24	24	24	21	1745
82	PK3	PK3	230	115	198	198	0	836.08	95	10	72	70	79	70	75	87	74	171	100	270	240	240	24	24	24	20	1745
83	PN	RFB	115	115	189	189	0	836.24	117	10	62	60	68	69	92	68	87	198	72	270	240	239	24	24	24	21	1745
84	PN	RFB	115	115	190	190	0	837.17	97	10	74	56	80	70	70	86	69	183	106	270	240	240	24	24	24	21	1744
85	CHN	HY2	230	230	233	233	0	838.21	91	10	76	70	79	67	72	76	73	174	115	269	240	238	25	24	24	22	1743
86	CHN	HY2	230	230	232	232	0	838.28	91	10	72	77	80	62	80	73	77	205	78	270	239	236	24	24	24	21	1743
87	RFB	SRT	230	230	139	139	0	841.47	91	10	77	57	77	70	74	115	115	142	70	268	240	240	24	24	24	22	1740
88	BUS	VL2	115	115	262	263	0	842.54	91	10	80	80	80	80	65	107	115	68	176	91	267	235	240	6	5	22	1742
89	PN	RFB	115	115	188	188	0	843.53	91	10	64	80	67	60	105	81	91	177	88	270	240	240	24	24	24	22	1738
90	PN2	RFB	115	115	194	194	0	843.57	90	10	71	60	55	69	87	92	82	180	78	270	240	240	24	24	24	22	1738
91	RFB	SRT	230	230	140	140	0	844.51	91	10	78	78	72	70	79	83	85	165	83	269	240	240	24	24	24	22	1737
92	NT	PJ	230	230	152	152	0	844.73	90	10	61	80	69	64	70	105	103	128	115	270	240	239	24	24	24	21	1737
93	PK3	PN2	115	115	200	200	0	844.76	100	10	65	77	59	68	93	72	89	147	115	269	240	240	24	24	24	21	1737
94	PK3	PN2	115	115	199	199	0	844.79	90	10	67	59	65	66	115	68	67	220	66	270	240	240	24	24	24	22	1737
95	NT	PJ	230	230	151	151	0	846.79	93	10	65	71	77	70	100	76	96	160	74	270	240	240	24	24	24	21	1735
96	HY2	PJ	230	230	153	153	0	851.23	114	10	68	65	65	67	80	79	89	176	78	270	240	239	25	24	23	21	1731

ตารางที่ ข.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าปี 2557 ที่มีการติดตั้ง SVC ที่ บัส 230 kV ภูเก็ต 3 (ต่อ)

Case	Trip Line		Base kV		Idx Trip		Gen Trip		Plant Generation (MW)														Sum/Gen							
	Frb	Tob	MV/Fibus	kVobus	row1	row2	row1	row2	TTC	SRT-G1	SRT-SFP	RPB-H1	RPB-H2	RPB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C13	KN-C14	KN-C10	KN-C11	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3	YLG	Receive	
97	NT	NT	230	115	217	217	0	851.25	101	10	72	58	69	70	115	115	81	125	76	268	240	240	240	240	240	24	24	24	21	1751
98	LR	TS	115	115	228	228	0	852.26	109	10	62	69	55	69	68	105	82	165	92	270	240	240	240	240	24	24	24	22	1750	
99	H/2	PU	230	230	154	154	0	853.16	93	10	64	74	75	70	88	104	69	159	79	270	240	240	240	240	24	24	24	22	1729	
100	LR	TS	115	115	229	229	0	853.18	94	10	80	61	80	70	95	102	84	129	81	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1729	
101	NT	TS	230	230	145	145	0	853.26	91	10	76	74	70	65	82	93	70	144	114	267	239	240	240	240	24	24	24	22	1729	
102	NT	NT	230	115	218	218	0	853.29	93	10	73	71	68	68	77	79	75	179	95	269	240	240	240	240	24	24	23	21	1729	
103	NT	TS	230	230	146	146	0	854.21	99	10	80	71	77	61	92	94	82	127	92	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1728	
104	RN	TP	115	115	180	180	0	854.25	90	10	76	80	65	70	75	115	77	156	71	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1728	
105	LSN	RN	115	115	178	178	0	854.29	90	10	80	64	71	68	76	111	83	151	81	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1728	
106	LSN	RN	115	115	179	179	0	854.32	90	10	77	76	62	69	69	82	71	214	66	270	240	239	240	240	24	24	24	21	1728	
107	PN2	PN2	230	115	195	196	0	854.50	106	10	80	56	55	62	88	77	83	185	85	269	239	240	240	240	24	24	24	21	1728	
108	TS	TS	230	115	225	225	0	855.37	105	10	71	61	77	69	84	71	74	177	86	270	239	239	240	240	24	24	24	22	1727	
109	LR	PU	115	115	231	231	0	855.41	90	10	63	66	71	68	66	73	67	201	108	270	240	240	240	240	24	24	24	22	1727	
110	TS	TS	230	115	226	226	0	855.48	99	10	73	62	62	68	87	81	97	153	92	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1727	
111	TS	TS	230	115	224	224	0	855.66	91	10	80	74	67	70	99	83	74	168	69	269	240	239	240	240	24	24	24	21	1726	
112	H/2	H/2	230	115	243	243	0	857.62	91	10	70	78	67	70	104	115	66	139	74	270	239	240	240	240	24	24	24	20	1725	
113	KNE	Y/L2	230	230	159	159	0	858.57	120	10	61	71	69	68	71	113	80	142	75	270	240	240	240	240	24	24	24	22	1724	
114	NW	Y/L2	115	115	269	269	0	858.62	90	10	60	80	66	63	70	111	90	162	79	270	240	239	240	240	24	24	24	22	1724	
115	H/2	H/2	230	115	245	245	0	858.62	90	10	80	76	55	70	115	83	75	134	93	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1724	
116	KNE	Y/L2	230	230	160	160	0	858.67	94	10	74	65	63	70	82	115	91	145	72	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1724	
117	RPB	RPB	230	115	186	186	0	858.68	90	10	62	80	61	61	70	76	74	191	106	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1724	
118	RPB	RPB	230	115	187	187	0	858.69	113	10	57	67	79	67	95	79	78	159	79	269	239	240	240	240	24	24	24	21	1724	
119	BDN	SRT	115	115	174	174	0	858.78	90	10	56	55	80	70	115	66	84	174	82	268	240	240	240	240	24	24	24	22	1724	
120	BDN	SRT	115	115	175	175	0	858.81	108	10	66	63	65	70	66	84	71	215	67	269	240	240	240	240	24	24	24	20	1723	
121	NT	RA	115	115	220	220	0	859.69	93	10	66	78	67	63	77	108	94	140	84	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1723	
122	NT	RA	115	115	219	219	0	859.69	93	10	67	72	74	69	72	108	94	140	84	270	239	240	240	240	24	24	24	21	1723	
123	H/2	PTN	115	115	255	256	0	859.74	90	10	68	76	64	69	72	76	70	220	66	270	239	240	240	240	24	24	24	21	1723	
124	H/2	H/2	230	115	244	244	0	859.75	90	10	75	65	71	67	65	72	83	218	65	270	240	240	240	240	24	24	24	20	1723	
125	H/2	H/2	230	115	242	242	0	860.63	90	10	80	80	63	70	66	69	68	167	115	270	240	240	240	240	24	24	24	22	1722	
126	NT	RA	115	115	219	220	0	860.69	102	10	79	61	67	63	109	65	67	209	65	269	239	240	240	240	24	24	21	9	1723	
127	RPB	RPB	230	115	185	185	0	860.77	92	10	74	60	75	70	101	66	86	156	90	270	238	240	240	240	24	24	24	22	1722	
128	PK3	PK3	115	115	206	206	0	860.90	92	10	69	58	67	61	88	65	106	148	115	270	240	240	240	240	24	24	24	21	1722	

ตารางที่ ๑.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าที่ 2557 ที่มีการติดตั้ง SVC ที่ บัส 230 kV ภูเก็ต 3 (ต่อ)

Case	Trip Line		kV/bus	kV/bus	Idx Trip	Gen Trip	TTC	Plant Generation (MW)																Sum Gen			
	Fib	ToB						SRT-G1	SRT-SFP	RFB-H1	RFB-H2	RFB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C13	KN-C14	KN-C10	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3	YLG	Receive	
129	KN	KN	230	115	215	215	0	861.78	90	10	67	74	80	66	65	66	115	174	71	270	240	240	24	24	24	21	1721
130	KN	KN	230	115	216	216	0	861.81	97	10	60	79	75	68	91	66	100	144	88	270	240	240	24	24	24	21	1721
131	HY1	PU	115	115	248	248	0	861.86	119	10	68	68	67	69	79	68	115	141	74	270	240	240	24	24	24	21	1721
132	KA	KA	230	115	222	222	0	861.87	90	10	60	64	74	67	77	93	83	149	110	270	240	240	24	24	24	22	1721
133	KA	KA	230	115	221	221	0	861.91	94	10	62	72	70	68	79	75	88	102	102	269	240	240	24	24	24	21	1721
134	HY2	KNE	230	230	156	156	0	862.68	93	10	64	80	67	68	72	93	93	157	94	269	240	240	24	24	24	9	1721
135	HY2	KNE	230	230	155	155	0	862.69	93	10	63	68	70	60	68	94	73	200	91	270	239	240	24	24	24	10	1721
136	PK2	PK3	115	115	205	205	0	862.79	92	10	67	74	80	67	76	86	115	136	73	270	240	240	24	24	24	22	1720
137	PK2	PK3	115	115	204	204	0	862.88	98	10	66	68	74	70	83	83	96	163	66	270	240	239	24	24	24	22	1720
138	KA	LS	115	115	227	227	0	862.96	120	10	71	67	73	60	65	65	67	165	115	270	240	240	24	24	24	20	1720
139	NW	NW	115	115	268	268	0	863.00	117	10	75	67	59	68	77	76	99	151	79	270	240	240	24	24	24	20	1720
140	HY2	PTN	115	115	256	256	0	863.10	101	10	80	63	58	62	79	75	77	167	109	270	236	240	24	24	24	21	1720
141	PK1	PK3	115	115	202	203	0	863.18	120	10	59	64	67	69	72	73	77	203	69	270	233	240	24	24	24	22	1720
142	LSN	LSN	230	115	177	177	0	863.96	92	10	80	69	65	64	88	78	77	175	78	270	240	240	24	24	24	21	1719
143	LSN	LSN	230	115	176	176	0	863.96	90	10	76	77	67	65	76	79	92	165	80	269	240	240	24	24	24	21	1719
144	BLG	NL2	115	115	262	262	0	863.97	90	10	80	62	63	65	100	113	73	156	83	270	240	240	24	24	24	22	1719
145	PN2	PN2	230	115	196	196	0	864.01	90	10	76	73	58	60	77	77	68	173	115	270	240	240	24	22	24	22	1719
146	BLG	NL2	115	115	263	263	0	864.03	97	10	63	80	73	69	83	74	78	152	100	269	240	240	22	24	24	21	1719
147	PTN	NL1	115	115	267	267	0	864.04	90	10	80	60	79	69	72	84	115	140	79	270	240	240	24	24	23	20	1719
148	HY2	PTN	115	115	255	255	0	864.07	93	10	67	56	72	67	111	88	67	155	90	270	240	239	24	24	24	22	1719
149	HY1	HY2	115	115	247	247	0	864.20	91	10	69	56	78	70	84	115	125	66	66	270	240	238	24	24	24	20	1719
150	HY1	STU	115	115	249	249	0	864.54	92	10	60	65	74	70	74	110	72	170	86	270	240	240	24	24	24	14	1719
151	PK1	PK3	115	115	201	203	0	865.01	120	10	70	77	64	70	66	69	106	151	72	270	239	240	24	24	24	22	1718
152	PN2	PN2	230	115	195	195	0	865.03	91	10	77	55	79	69	93	76	70	169	86	270	239	240	24	24	24	22	1718
153	CP	CP	230	115	145	145	0	865.07	90	10	71	80	64	61	82	76	115	160	67	270	240	240	24	23	24	21	1718
154	CP	CP	230	115	146	146	0	865.09	91	10	61	70	76	66	77	87	74	152	111	270	240	240	24	24	24	21	1718
155	PK1	PK3	115	115	201	202	0	865.12	90	10	72	68	64	69	67	109	76	153	98	268	240	240	24	24	24	22	1718
156	PP	SRT	115	115	173	173	0	865.13	114	10	74	60	63	63	115	84	77	145	70	270	240	240	24	24	24	21	1718
157	HY1	HY2	115	115	246	246	0	865.19	90	10	60	77	58	68	74	68	84	171	115	270	240	240	24	24	24	21	1718
158	HY2	SKL	115	115	250	251	0	865.38	92	10	75	59	80	68	87	113	92	155	69	270	240	240	24	24	24	16	1718
159	NW	SLAK	115	115	270	270	0	865.38	91	10	71	67	58	68	69	105	65	160	115	269	240	239	24	24	24	19	1718
160	PP	SRT	115	115	172	172	0	866.11	90	10	61	76	80	69	115	87	69	135	82	270	240	240	24	24	24	21	1717

ตารางที่ ๑.1 ผลการคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้า 2557 ที่มีการติดตั้ง SVC ที่ บัส 230 kV ภูเก็ต 3 (ต่อ)

Case	Trip Line		Base kV	Idx Trip		Gen Trip	TTC	Plant Generation (MW)														SumGen					
	Frb	Tob		kVfrbus	kVtobus			row1	row2	SRT-G1	SRT-SPP	RFB-H1	RFB-H2	RFB-H3	KN-T2	KN-C11	KN-C12	KN-C14	KN-C10	KN-C13	CHN-C10	CHN-C11	CHN-C12	BLG-H1	BLG-H2	BLG-H3	YLG
161	HY2	SKL	115	115	251	251	0	866.19	90	10	80	57	68	68	94	78	115	138	76	270	240	240	24	24	24	21	1717
162	PK1	PK3	115	115	202	202	0	866.23	91	10	68	72	64	67	81	115	73	144	91	268	240	239	24	24	24	22	1717
163	PK1	PK3	115	115	201	201	0	866.24	90	10	80	57	61	70	103	109	73	148	73	270	240	240	24	24	24	21	1717
164	VL1	VL2	115	115	266	266	0	866.27	118	10	64	68	55	67	107	85	79	150	71	270	240	240	24	24	24	21	1717
165	PN	PN2	115	115	192	192	0	866.28	98	10	65	80	62	67	75	111	82	144	83	269	240	240	24	23	24	20	1717
166	VL2	VL2	230	115	257	257	0	866.37	99	10	65	58	72	63	96	83	83	177	72	270	239	237	24	24	24	21	1717
167	KN	KN-C11	230	115	271	271	0	866.37	98	10	76	56	55	70	108	82	70	166	84	270	240	240	24	24	24	20	1717
168	PK1	PK3	115	115	203	203	0	867.15	104	10	80	76	72	70	73	83	87	134	86	267	240	240	24	24	24	22	1716
169	S00	S00	132	115	254	254	0	867.18	120	10	80	61	80	68	85	76	65	162	68	267	240	240	24	24	24	22	1716
170	CP	CP	230	115	165	166	0	867.19	90	10	68	59	80	63	115	84	67	140	96	270	240	240	24	24	24	22	1716
171	HY2	SKL	115	115	250	250	0	867.20	91	10	67	80	76	69	83	80	83	153	83	270	238	240	24	24	24	21	1716
172	S00	S00	132	115	253	253	0	867.22	120	10	78	66	69	68	76	94	68	154	71	270	240	239	24	24	24	21	1716
173	SRT	SRT-SPP	115	115	171	171	0	867.22	101	10	80	68	67	64	76	81	115	138	75	270	239	238	24	24	24	22	1716
174	VL2	VL2	230	115	258	258	0	867.22	112	10	57	75	80	65	83	67	100	151	74	270	239	240	24	24	24	21	1716
175	PN	PN2	115	115	193	193	0	867.23	91	10	65	55	80	60	88	71	114	164	74	270	240	240	24	24	24	22	1716
176	PP	SRT	115	115	172	173	0	867.26	98	10	74	70	80	70	82	71	83	140	98	270	240	239	23	24	24	20	1716
177	VL1	VL2	115	115	265	265	0	867.34	90	10	62	69	60	62	85	67	93	199	76	270	239	240	24	24	24	22	1716
178	HY2	S00	115	115	252	252	0	868.20	93	10	65	80	70	70	111	68	92	144	68	270	240	240	24	24	24	22	1715
179	S00	S00	132	115	254	254	0	868.23	92	10	80	75	55	61	73	66	102	174	83	270	240	240	24	24	24	22	1715

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวสิริกัลยา พชนี เกิดวันที่ 9 สิงหาคม พ.ศ. 2532 ที่จังหวัดกรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยในปีการศึกษา 2553 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2554

ปัจจุบันนางสาวสิริกัลยา พชนี ได้ปฏิบัติงานด้านการศึกษาวิเคราะห์ระบบส่งกำลังไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในตำแหน่งงาน วิศวกรระดับ 4 กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ฝ่ายระบบควบคุมและป้องกัน สายงานระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

งานวิจัยจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้รับการตีพิมพ์ในงานประชุมวิชาการจำนวน 2 แห่ง คือ (1) การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 36 (EECON 36) ชื่อบทความเรื่อง “การคำนวณความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ โดยพิจารณาเสถียรภาพแรงดันในระบบส่งกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีการเคลื่อนที่ของกลุ่มอนุภาค” (2) การประชุมวิชาการของสมาคมวิชาการไฟฟ้า อิเล็กทรอนิกส์ คอมพิวเตอร์ โทรคมนาคม และสารสนเทศ (Electrical Engineering Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology Association of Thailand) (ECTI-CON 2014) ชื่อบทความเรื่อง “Calculation of Maximum Power Transfer Capability Between Two Interconnected Area by using Particle Swarm Optimization”