

การประเมินค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่



นาย กันตภณ ชัมพานนท์

## ศูนย์วิทยทรัพยากร

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2551

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

AREA-BASED TRANSMISSION RELIABILITY MARGIN EVALUATION



Mr. Kanthapon Khambhanonda

ศูนย์วิทยุโทรคมนาคม  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

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 2008

Copyright of Chulalongkorn University

511030

หัวข้อวิทยานิพนธ์

การประเมินค่าส่วนเพื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่ง  
ไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

โดย

นาย กันตภณ ชัมพานนท์

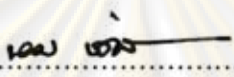
สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

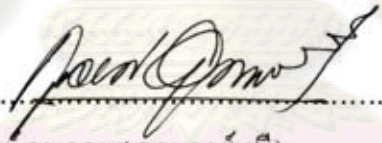
อาจารย์ ดร.กุลยศ อุคมวงศ์เสรี

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้แก่นักวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็น  
ส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาโทบัณฑิต

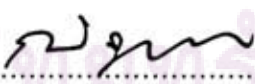
  
..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศธีรวัฒน์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

  
..... ประธานกรรมการ  
(ศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออากรณ์)

  
..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก  
(อาจารย์ ดร.กุลยศ อุคมวงศ์เสรี)

  
..... กรรมการ  
(อาจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ)

  
..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย  
(อาจารย์ ดร. ณัฐภพ นิ่มปิตินันท์)

ศูนย์วิทยบริการ  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กัณฑ์ ขัมพานนท์: การประเมินค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่. (AREA-BASED TRANSMISSION RELIABILITY MARGIN EVALUATION)

อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : อ.ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี, 95 หน้า.

ในปัจจุบันนี้ พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญในการดำรงชีวิตของมนุษย์ หากขาดพลังงานไฟฟ้าแล้ว กิจกรรมต่างๆ ในชีวิตประจำวันของมนุษย์ก็ไม่อาจดำเนินไปอย่างราบรื่นได้ จากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ และสังคมอย่างรวดเร็ว การวางแผนในด้านการผลิต และการจัดส่งพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอตอบรับกับความต้องการที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว จึงเป็นเรื่องสำคัญที่ต้องพิจารณาอย่างรอบคอบ

การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกันเป็นทางเลือกหนึ่งที่สามารถเพิ่มกำลังการผลิตสำรอง และ ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกันสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าเพื่อช่วยเหลือกัน ในการจัดส่งกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อระบบตนเอง และระบบที่เชื่อมต่ออยู่ให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ปัญหาที่ต้องพิจารณาในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกันก็คือ เราจะสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ระหว่างระบบหรือสองพื้นที่ได้มากที่สุดเท่าใดโดยไม่ก่อให้เกิดเหตุขัดข้องในระบบ จากปัญหาดังกล่าว คณะกรรมการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอเมริกาเหนือ (North American Reliability Council; NERC) ได้นำเสนอนิยามของความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าพร้อมมูล (Available Transfer Capability; ATC) โดยได้กำหนดให้ ATC หมายถึง ความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ผ่านระบบสายส่งจากแหล่งกำเนิดไปยังโหลดโดยไม่ก่อให้เกิดปัญหาความมั่นคงใดๆ ในระบบ โดยที่ แหล่งกำเนิด และโหลดที่สนใจอาจเป็นบัลเดียวๆ กลุ่มบัล หรือระบบไฟฟ้ากำลังแต่ละระบบก็ได้ อย่างไรก็ตาม ค่า ATC ยังมีความเกี่ยวข้องกับพารามิเตอร์อื่นอีกหลายค่า ค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ก็เป็นหนึ่งในพารามิเตอร์สำคัญของการประเมินค่า ATC

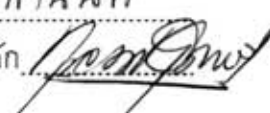
วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอแนวคิดการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ ซึ่ง ค่าส่วนเผื่อนี้จะทำการพิจารณาแยกออกเป็นสองส่วน คือ ค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (Transmission Reliability Margin; TRM) และค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (Capacity Benefit Margin; CBM) โดยวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อทั้งสองได้ใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล การวิเคราะห์ความเสี่ยง การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิต ร่วมกับการคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด เป็นพื้นฐาน วิธีการที่นำเสนอถูกทดสอบกับระบบทดสอบ 118 บัส ผลลัพธ์ที่ได้เป็นที่น่าพอใจ

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า .....

ปีการศึกษา 2551

ลายมือชื่อนิสิต กัณฑ์ ขัมพานนท์

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก 



# # 5070535321 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : AVAILABLE TRANSFER CAPABILITY (ATC)/ TRANSMISSION RELIABILITY MARGIN (TRM)/ CAPACITY BENEFIT MARGIN (CBM)/ TOTAL TRANSFER CAPABILITY (TTC)/ MONTE CARLO'S SIMULATION

KANTHAPON KHAMNHANONDA : AREA-BASED TRANSMISSION RELIABILITY MARGIN EVALUATION. ADVISOR : KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D , 95 pp.

At present, electricity is an essential factor in the living of human life. Without it, the human activities cannot be gone smoothly. From the growth of economics and social, the planning of sufficient generation and transmission of electricity is necessary to be carefully considered.

The interconnected power system is one of the solutions in increasing generation reserve and reliability of power system. They can help support electrical energy reserve to each other. However, there is an important question that how much the electrical power that could be transferred between systems without security problem. From this point, North American Reliability Council, NERC, proposed a definition of Available Transfer Capability or ATC. According to NERC's definition, ATC is defined as the transfer capability remaining in the physical transmission network that can be transferred between sending and receiving areas without any security problems. The sending or receiving area can be a group, pair of buses or between power systems. However, ATC depends on several factors. The reserved margins both for uncertainty and system reliability are of the important factors.

This thesis proposes the method to evaluate these margins. They can be divided into two parts, Transmission Reliability Margin (TRM) and Capacity Benefit Margin (CBM). To evaluate these margins, Monte Carlo's simulation, risk analysis concept, generation reliability evaluation, as well as Total Transfer Capability (TTC) calculation are conducted. The proposed method was tested with 118-bus test system. Satisfactory results were obtained.

Department : .....Electrical Engineering.....

Field of Study : ...Electrical Engineering.....

Academic Year : 2008.....

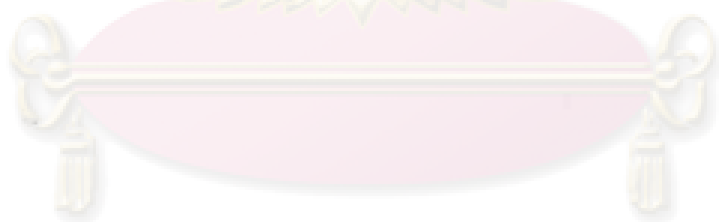
Student's Signature *Kanthapon Khamnhanonda*

Advisor's Signature *Kulyos Audomvongserree*

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ อาจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็น ต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งในวิทยานิพนธ์ด้วยดีตลอดมา รวมไปถึงการตรวจสอบ และแก้ไข ข้อบกพร่องต่างๆในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ขอขอบคุณคณะกรรมการสอบ วิทยานิพนธ์ อันประกอบด้วย ศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ อาจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ และอาจารย์ ดร.ณัฐภาพ นิรมิตวิวัฒน์ ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบ และแก้ไขในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สุดท้ายนี้ ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณ บิดา มารดา อ. สุทัศน์ และ อ. ทักษรา ละมุล ที่ได้สนับสนุน ข้าพเจ้าในทุกๆ ด้านตลอดมา รวมไปถึงเงินสนับสนุนในการทำวิจัย และทุนการศึกษาตลอดระยะเวลา ที่ศึกษาระดับบัณฑิตศึกษา ขอขอบคุณ นางสาวชาลินี จำรูญจาริต นายกานต์ วงษ์ปาน นายศุภศิษฐ์ ศรีสวัสดิ์นุภาพ นายพรเทพ เทียบรัตน์ นายณัฐพล ตาจิคุณ ตลอดจนเพื่อนๆ สมาชิกห้องปฏิบัติการ ไฟฟ้ากำลังทุกคนที่ให้กำลังใจ คำปรึกษา ตลอดจนความช่วยเหลือในด้านต่างๆตลอดระยะเวลาที่ทำ วิจัยนี้



ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

# สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย .....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญภาพ.....	ฎ
บทที่	
1. บทนำ.....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คิดว่าจะได้รับ.....	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	3
2. หลักการพื้นฐานในการประเมินค่าส่วนเพื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่.....	5
2.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) .....	5
2.1.1 แบบจำลององค์ประกอบพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	5
2.1.2 สมการแสดงคุณลักษณะของระบบไฟฟ้ากำลัง.....	7
2.1.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน- رافสัน.....	8
2.2 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ.....	10
2.3 การจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล.....	11
2.3.1 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน.....	12
2.3.2 เกณฑ์การหยุดคำนวณ (Stopping Criteria) .....	14

บทที่	หน้า
2.4 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องข้องในการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่.....	16
2.4.1 ค่าส่วนเผื่อของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า.....	16
2.4.2 หลักการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	17
3. วิธีการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่.....	19
3.1 แบบจำลอง และวิธีการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	19
3.1.1 แบบจำลองการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่.....	19
3.1.2 การหาค่าความไวของขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้า.....	23
3.1.3 การหาค่าความไวของขีดจำกัดทางด้านการส่งกำลังไฟฟ้าของสายส่ง.....	23
3.1.4 การหาค่าความไวของขีดจำกัดทางด้านกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	25
3.1.5 ความไวของการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ.....	25
3.1.6 วิธีการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่.....	26
3.2 ความหมายทางกายภาพของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และกขประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง.....	29
3.3 สรุปหลักการประเมินค่าการส่งกำลังไฟฟาระหว่างสองพื้นที่.....	32
4. การประเมินส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ในระบบส่ง.....	33
4.1 แบบจำลองความไม่แน่นอนในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	34
4.2 การจัดสรรกำลังการผลิตในระบบใหม่เนื่องจากความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลด.....	34
4.3 หลักการวิเคราะห์ความเสี่ยงของดัชนีTRM.....	36
4.4 วิธีการประเมินค่าดัชนีTRM โดยวิธีที่นำเสนอ.....	38
5. การประเมินส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ในระบบผลิต.....	42
5.1 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิต.....	42
5.1.1 แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า.....	44
5.1.2 แบบจำลองของโหลด.....	47
5.1.3 แบบจำลองการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิต.....	48
5.2 วิธีการประเมินค่า CBM โดยวิธีที่นำเสนอ.....	49

บทที่	หน้า
6. ผลการทดสอบ .....	56
6.1 ผลการทดสอบการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรวจ ไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM).....	56
6.2 ผลการทดสอบการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรวจ ไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (CBM) .....	65
6.3 สรุปการทดสอบวิธีการประเมินค่า TRM และค่า CBM โดยวิธีที่นำเสนอ .....	70
7. สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ .....	73
รายการอ้างอิง .....	76
ภาคผนวก .....	78
ภาคผนวก ก .....	79
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	95



# ศูนย์วิทยทรัพยากร จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
5.1 ตารางแสดงการขาดกำลังการผลิต (COPT) ของระบบตัวอย่าง .....	50
5.2 การคำนวณค่าดัชนี EPNS ของระบบตัวอย่าง .....	50
5.3 ตารางแสดงการขาดกำลังการผลิต (COPT) ของระบบตัวอย่างข้างเคียง .....	51
5.4 ตารางการผลิตสำรองของระบบตัวอย่างข้างเคียง .....	51
5.5 ตารางการผลิตสำรองที่สามารถช่วยเหลือได้ของระบบตัวอย่างข้างเคียง .....	52
5.6 ตารางกำลังการผลิตสำรองของระบบตัวอย่างข้างเคียง เมื่อคำนึงถึงระดับการช่วยเหลือน้อยที่สุด .....	52
5.7 ตารางแสดงการขาดกำลังการผลิตของระบบตัวอย่าง เมื่อมีการช่วยเหลือจากระบบข้างเคียง และการคำนวณค่าดัชนี EPNS ภายหลังจากได้รับการช่วยเหลือจากระบบข้างเคียง .....	53
6.1 กลุ่มบัสต้นทาง และกลุ่มบัสปลายทางในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของระบบ 118 บัส .....	57
6.2 ค่า TRM ทั้งสองกรณีจากการวิเคราะห์ความเสี่ยง 5 % .....	57
6.3 ผลการประเมินค่า TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด .....	58
6.4 ผลการประเมินค่า TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง .....	59
6.5 การจัดสรรกำลังผลิตที่กลุ่มบัสต้นทาง และโหลดที่กลุ่มบัสปลายทางที่สภาวะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด.....	63
6.6 เงื่อนไขขีดจำกัดที่เกิดขึ้น ณ สภาวะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด .....	63
6.7 ผลการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังที่มีผลต่อค่า TRM.....	64
6.8 ตารางการขาดกำลังการผลิตของพื้นที่ปลายทาง .....	65
6.9 ตารางการขาดกำลังการผลิต (COPT) ของพื้นที่ต้นทาง .....	66
6.10 ผลการประเมินค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือ.....	68
6.11 ผลสรุปการทดสอบการประเมินค่าส่วนเมื่อ.....	70
6.12 ค่าส่วนเมื่อ TRM และ CBM ที่ระดับการยอมรับความเสี่ยงตั้งแต่ 5% ถึง 20% ค่าส่วนเมื่อ.....	71

## สารบัญภาพ

รูปที่	หน้า
2.1 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	5
2.2 แบบจำลองของหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนแบบ off – nominal.....	6
2.3 วงจรสมมูลแบบ $\pi$ .....	6
2.4 แบบจำลองของสายส่งไฟฟ้า.....	7
2.5 สถานะการทำงานจริงของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	10
2.6 แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อ ประมาณช่วงเวลาในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย.....	11
2.7 แสดงช่วงเวลาในการทำงานของ 2 อุปกรณ์.....	13
2.8 ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยวิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงาน.....	15
3.1 แบบจำลองการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่.....	20
3.2 ขั้นตอนการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่.....	28
3.3 ความหมายทางกายภาพของการวิเคราะห์การส่งผ่านกำลังไฟฟ้า.....	29
3.4 ขั้นตอนการคำนวณการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของแต่ละเงื่อนไขบังคับ.....	31
3.5 ผลสรุปของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่.....	32
4.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่พิจารณาและไม่พิจารณา ความไม่แน่นอนในระบบกับค่าส่วนเผื่อที่ต้องสำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของ ระบบส่ง.....	37
4.2 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่า TRM ที่ได้จากการจำลอง เหตุการณ์.....	38
4.3 การประเมินค่าดัชนี TRM ในกรณีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และรับประกัน ความมั่นคง.....	39
4.4 ขั้นตอนการประเมินค่าดัชนี TRM โดยวิธีที่นำเสนอ.....	41
5.1 ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง.....	43
5.2 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับขั้นที่ 1.....	44
5.3 การสุ่มสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	46
5.4 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นจากการสุ่มโหลด.....	47
5.5 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve).....	48

รูปที่	หน้า
5.6 ขั้นตอนการประเมินค่า CBM โดยวิธีที่นำเสนอ .....	55
6.1 ระบบทดสอบ 118 บัส ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ .....	56
6.2 ค่าเฉลี่ยของ TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการจำลอง เหตุการณ์.....	60
6.3 ค่าเฉลี่ยของ TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงจาก การจำลองเหตุการณ์.....	60
6.4 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของดัชนี TRM ที่พิจารณาค่าส่งผ่าน กำลังไฟฟ้าสูงสุด .....	61
6.5 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของดัชนี TRM ที่พิจารณาค่าส่งผ่าน กำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง .....	61
6.6 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่าระดับโหลดจากการจำลอง เหตุการณ์.....	67
6.7 เส้นรูปช่วงภาระโหลด (Load Duration Curve) จากการจำลองเหตุการณ์.....	67
6.8 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับ การช่วยเหลือ .....	69


  
**ศูนย์วิทยทรัพยากร**  
**จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย**



## บทที่ 1

### บทนำ

#### 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันนี้ พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยสำคัญในการดำรงชีวิตของมนุษย์ หากขาดพลังงานไฟฟ้าแล้วกิจกรรมต่างๆในชีวิตประจำวันของมนุษย์ก็ไม่อาจดำเนินไปอย่างราบรื่นได้ จากผลการเติบโตทางเศรษฐกิจและการเพิ่มขึ้นของประชากร ทำให้การขยายตัวของชุมชนเป็นไปอย่างรวดเร็ว การผลิตและการส่งกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ จึงจำเป็นจะต้องมีการวางแผนอย่างรอบคอบ เพื่อให้สามารถรองรับการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศได้อย่างมีประสิทธิภาพ

โดยทั่วไป การวางแผนการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยมุ่งเน้นที่ระบบผลิตเป็นหลัก อาจจะต้องใช้ระยะเวลาในการศึกษาและการก่อสร้างที่ยาวนาน วิธีการดังกล่าวจึงอาจไม่สามารถรองรับกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วได้ การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเข้าด้วยกันเพื่อประโยชน์ในด้านกำลังผลิตสำรองและความเชื่อถือได้ จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่เหมาะสมในการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลัง

ปัญหาหนึ่งที่จะต้องพิจารณาในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าเพื่อส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างกันก็คือ เราสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบหรือสองพื้นที่ได้มากที่สุดเท่าใดโดยไม่ก่อให้เกิดเหตุขัดข้องในระบบ จากปัญหาดังกล่าว ในปี พ.ศ. 2538 คณะกรรมการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอเมริกาเหนือ (North American Reliability Council ; NERC) ได้นำเสนอนิยามของความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าพร้อมมูล (Available Transfer Capability; ATC) โดยได้กำหนดให้ ATC หมายถึง ความสามารถที่เหลืออยู่ในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งจากแหล่งกำเนิด ไปยังโหลดโดยไม่ก่อให้เกิดปัญหาความมั่นคงใดๆ ในระบบ โดยที่แหล่งกำเนิด และโหลดในที่นี้อาจจะเป็นบัลเดียวๆ กลุ่มบัล หรือระบบไฟฟ้ากำลังแต่ละระบบก็ได้[1,2] อย่างไรก็ตาม ในการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าพร้อมมูลนั้น จะต้องทำการประเมินค่าพารามิเตอร์อีกหลายค่า เช่น ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability; TTC) ค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (Transmission Reliability Margin; TRM) ค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (Capacity Benefit Margin; CBM) เป็นต้น ในงานวิจัยส่วนใหญ่จะให้ความสำคัญกับการประเมินความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าด้วยค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดเพียงอย่างเดียว อย่างไรก็ตาม การพิจารณาเพียงค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น ยังไม่เพียงพอในการวางแผนการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่เนื่องจากระบบไฟฟ้ากำลังนั้นมีค่าความไม่แน่นอน

ของข้อมูลต่างๆในระบบสูง[3] เช่น ความเชื่อถือได้ของแหล่งกำเนิดในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ความไม่แน่นอนของระดับโหลด สถานะการทำงานของสายส่งและอุปกรณ์ป้องกัน ฯลฯ ซึ่งความไม่แน่นอนเหล่านี้จะต้องถูกนำมาพิจารณาประกอบในการวางแผนการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่ด้วย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ (Transfer Capability Margin) ที่พิจารณาถึงความไม่แน่นอนของพารามิเตอร์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลัง และความเชื่อถือได้ของแหล่งกำเนิด โดยในการประเมินค่าส่วนเผื่อดังกล่าว จะทำการประเมินแยกออกเป็นสองส่วนคือ ค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM) และค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (CBM) สำหรับการประเมินค่า TRM จะใช้วิธีจำลองเหตุการณ์ร่วมกับการคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่คำนึงถึงปัจจัยความไม่แน่นอนของการพยากรณ์โหลด ส่วนการประเมินค่า CBM นั้นจะใช้วิธีจำลองเหตุการณ์ร่วมกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตควบคู่กันไป เมื่อการจำลองเหตุการณ์ในการประเมินค่าส่วนเผื่อทั้งสองคู่เข้าแล้ว จะทำการคัดเลือกค่าขอบเขตในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมโดยหลักการวิเคราะห์ความเสี่ยง (Risk Analysis) ที่จะนำเสนอต่อไป วิธีการประเมินค่าขอบเขตโดยวิธีที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ถูกทดสอบกับระบบมาตรฐาน 118 บัส ผลลัพธ์ที่ได้เป็นที่น่าพอใจ

## 1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อศึกษาวิธีการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ที่คำนึงถึงความไม่แน่นอนของพารามิเตอร์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลัง
2. เพื่อศึกษา และพัฒนาวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของระบบส่ง และระบบผลิตของการส่งไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่

## 1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. พิจารณาความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างระบบไฟฟ้ากำลัง
2. พิจารณาเฉพาะชนิดจำกัด เงื่อนไขค่าพิกัดสายส่ง เงื่อนไขพิกัดขนาดแรงดัน และเงื่อนไขพิกัดกำลังการผลิตสูงสุด
3. พิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังเป็นแบบสามเฟสสมดุล และอยู่ในสภาวะคงตัว
4. กำหนดให้แบบจำลองโหลดเป็นแบบค่ากำลังไฟฟ้าคงที่
5. ไม่พิจารณาถึงฮาร์มอนิกส์ในระบบไฟฟ้ากำลัง



#### 1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1. ศึกษานิยาม และแนวทางในการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่
2. ศึกษานิยาม และแนวทางในการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่
3. กำหนดขอบเขตรวมถึงรายละเอียดของข้อมูลต่างๆที่ใช้อ้างอิงในงานวิจัย
4. พัฒนาวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่
5. ทดสอบวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่โดยวิธีที่ได้นำเสนอ
6. วิเคราะห์และสรุปผลงานวิจัย
7. เรียบเรียงผลงานวิจัยเพื่อทำการเสนอต่อคณะกรรมการต่อไป

#### 1.5 ประโยชน์ที่คิดว่าจะได้รับ

1. วิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของทั้งระบบส่ง และระบบผลิต
2. โปรแกรมที่ใช้ในการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าโดยวิธีที่นำเสนอ

#### 1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอได้ถูกจัดเรียงลำดับตามความเหมาะสมในแต่ละบทเป็นดังต่อไปนี้

บทที่ 1 จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 จะกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานในการประเมินค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ซึ่งประกอบไปด้วย ทฤษฎีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า หลักการพื้นฐานในการจำลองสถานะของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล นิยามของค่าส่วนเผื่อของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าและหลักการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

บทที่ 3 จะกล่าวถึงวิธีการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างพื้นที่และความหมายทางกายภาพของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

บทที่ 4 จะนำเสนอการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM) โดยวิธีที่นำเสนอ ซึ่งประกอบไปด้วย แบบจำลองความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลด สมมติฐานอย่างง่ายในการจัดสรรกำลังการผลิต และหลักการวิเคราะห์ความเสี่ยงในการคัดเลือกค่า TRM จากการจำลองเหตุการณ์

บทที่ 5 จะนำเสนอการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (CBM) โดยวิธีที่นำเสนอ ซึ่งประกอบไปด้วย หลักการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง แบบจำลองระบบผลิต แบบจำลองโหลด และแบบจำลองความเสี่ยงที่ใช้ในการประเมินค่า CBM

บทที่ 6 จะนำเสนอผลการทดสอบการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ซึ่งประกอบไปด้วยค่า TRM และค่า CBM ด้วยระบบทดสอบ 118 บัส

บทที่ 7 จะนำเสนอบทสรุป และข้อเสนอแนะของงานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้



ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## บทที่ 2

### หลักการพื้นฐานในการประเมินค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

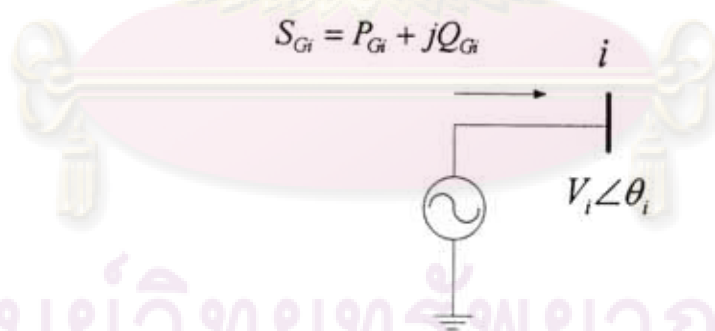
ในบทนี้จะกล่าวถึงหลักการพื้นฐานในการประเมินค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ซึ่งประกอบไปด้วย การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ การจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล และหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องในการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

#### 2.1 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation)

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงทฤษฎีการวิเคราะห์การไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งเป็นพื้นฐานในการประเมินค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ระหว่างพื้นที่ ซึ่งประกอบไปด้วยแบบจำลององค์ประกอบพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง สมการแสดงคุณลักษณะ และวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน – ราฟสัน [4,5]

##### 2.1.1 แบบจำลององค์ประกอบพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง

###### 2.1.1.1 แบบจำลองเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

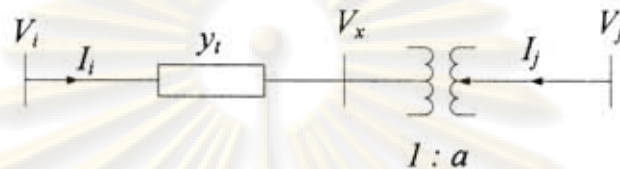


รูปที่ 2.1 แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เราสามารถแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตเท่ากับ  $S_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi}$  ได้ด้วยแหล่งกำเนิดที่จ่ายกำลังไฟฟ้าขนาดคงที่ด้วยขนาดแรงดันคงที่ แบบจำลองของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.1

### 2.1.1.2 แบบจำลองหม้อแปลงไฟฟ้า

เราสามารถแทนหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนจำนวนรอบขดลวดแบบปกติ (nominal turn-ratio) ด้วย แอดมิตแตนซ์แบบอนุกรม (series admittance;  $y_i$ ) และสามารถแทนหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนจำนวนรอบขดลวดแบบไม่ปกติ (Off-nominal turn ratio) ได้โดยการพิจารณาเป็นหม้อแปลงไฟฟ้าเชิงอุดมคติที่มีอัตราส่วนของแท็ปเป็น  $1:a$  ต่ออนุกรมกับแอดมิตแตนซ์  $y_i = g + jb$  ดังแสดงในรูปที่ 2.2

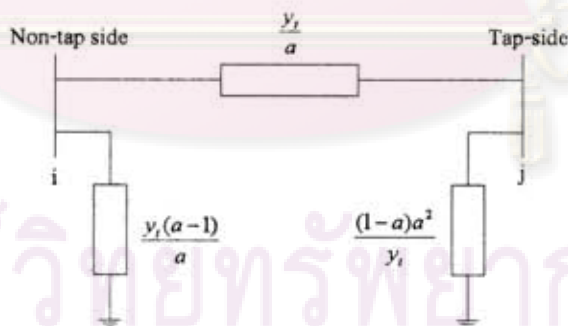


รูปที่ 2.2 แบบจำลองของหม้อแปลงไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนแบบ off - nominal

สมการบัสแอดมิตแตนซ์สำหรับหม้อแปลงไฟฟ้างี้ดังกล่าวแสดงได้ดังสมการ (2.1)

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_i & -\frac{y_i}{a} \\ -\frac{y_i}{a^*} & \frac{y_i}{|a|^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_i \\ V_j \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

ในกรณีที่  $a$  เป็นจำนวนจริง วงจรสมมูลแบบ  $\pi$  ของหม้อแปลงแบบ off-nominal แสดงได้ดังรูปที่ 2.3

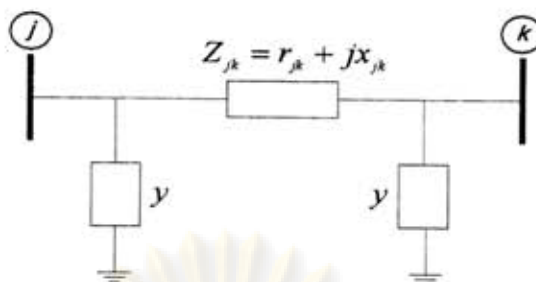


รูปที่ 2.3 วงจรสมมูลแบบ  $\pi$

### 2.1.1.3 แบบจำลองของสายส่งไฟฟ้า

สายส่งไฟฟ้าสามารถแทนได้ด้วยแบบจำลองสมมูลแบบ  $\pi$  ที่มีค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) เท่ากับ  $z_{\pi} = r_{\pi} + jx_{\pi}$  และค่าแอดมิตแตนซ์ขนาน (Shunt Admittance) เท่ากับ  $y = g + jb$  ดังรูปที่ 2.4





รูปที่ 2.4 แบบจำลองของสายส่งไฟฟ้า

### 2.1.2 สมการแสดงความสัมพันธ์ของระบบไฟฟ้ากำลัง

โดยทั่วไป ความสัมพันธ์ของแรงดันที่ตำแหน่งต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังและกระแสที่ฉีดเข้าสู่ที่ตำแหน่งนั้นๆสามารถถูกอธิบายด้วยสมการปม (Node Equation) ผ่านเมตริกซ์บัลแอตทิตแทนซ์ (bus admittance matrix;  $Y_{bus}$ )

การคำนวณหา  $Y_{bus}$  ทำได้โดยอาศัยค่าประจำตัวของอุปกรณ์ หรือส่วนประกอบต่างๆ ซึ่งในทางวงจรไฟฟ้านั้นเราจะพิจารณาเป็นกิ่ง (Branch) ของวงจร ทั้งนี้ค่าประจำตัวเหล่านี้จะประกอบด้วย ค่าอิมพีแดนซ์ประจำตัว (primitive impedance,  $z$ ) หรือแอตมิตแทนซ์ประจำตัว (primitive admittance,  $y$ ) ของสายส่งหรือหม้อแปลงที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ

หลักการเบื้องต้นในการสร้าง  $Y_{bus}$  จากค่าประจำตัวของอุปกรณ์หรือส่วนประกอบแต่ละส่วน จะอาศัยสมมติฐานว่าส่วนประกอบต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังไม่มีความเหนี่ยวนำร่วม (Mutual inductance) ระหว่างกัน ซึ่งทำให้เราสามารถสร้าง  $Y_{bus}$  ได้โดยอาศัยวิธีการตรวจพิจารณา (Inspection) ซึ่งมีขั้นตอนในการพิจารณา 3 ขั้นตอนดังนี้

- ขั้นที่ 1  $Y_{bus}$  เป็นเมตริกซ์สมมาตร
- ขั้นที่ 2  $Y_{ii}$  (self-admittance) คือ ค่าในแนวทแยงมุมของเมตริกซ์ มีค่าเท่ากับผลรวมทั้งหมดของ primitive admittance ของส่วนประกอบที่ต่ออยู่กับบัส  $i$  ทั้งหมด

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij} \quad j \neq i \quad (2.2)$$

$$y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad (2.3)$$

โดย  $z_{ij}$  คือค่าอิมพีแดนซ์ระหว่างโหนด  $i$  และ  $j$

- ขั้นที่ 3  $Y_{ij}$  (mutual admittance) คือ ค่าที่อยู่นอกแนวทแยงมุมของเมตริกซ์มีค่าเท่ากับค่าติดลบของ primitive admittance ของส่วนประกอบทั้งหมดที่ต่ออยู่ระหว่างบัส  $i$  และ



$j$  ถ้ามีส่วนประกอบทางไฟฟ้ามากกว่าหนึ่งส่วนประกอบที่ต่อขนานอยู่ระหว่าง 2 บัสต้องจัดการรวมให้เรียบร้อยก่อนจะนำมาใส่ใน  $Y_{bus}$

$$Y_g = Y_j = -y_{ij} \quad (2.4)$$

จากการพิจารณาแบบ Inspection ของระบบ  $n$  บัส จะได้ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันประจำบัส (Bus-Voltage equations) และกระแสที่ฉีดเข้าสู่บัส (Bus Injected Current) ดังสมการ (2.5)

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

### 2.1.3 การคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าด้วยวิธีนิวตัน – ราฟสัน

เนื่องจาก กำลังไฟฟ้าที่ฉีดเข้าที่แต่ละบัส สามารถคำนวณได้จากผลคูณของแรงดันประจำบัสและสังยุค (Conjugation) ของกระแสที่ฉีดเข้าสู่บัสนั้น ( $P_i + jQ_i = V_i I_i^*$ ) ดังนั้นที่แต่ละบัสเราจะสามารถสร้างสมการแสดงความสัมพันธ์ดังกล่าวซึ่งเรียกว่าสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ เราสามารถหาผลเฉลยของสมการการไหลของกำลังไฟฟ้านี้ด้วยวิธีของนิวตัน-ราฟสัน ซึ่งเป็นวิธีที่นิยมนำมาใช้มากที่สุด เนื่องจากมีคุณสมบัติการลู่เข้าหาคำตอบที่รวดเร็วและจำนวนรอบของการทำซ้ำไม่ขึ้นอยู่กับขนาดของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยการจัดรูปแบบปัญหาดังสมการที่ (2.6)

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \Delta Q_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{1,calc}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{1,calc}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{1,calc}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_{n,calc}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial P_{n,calc}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial P_{n,calc}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_{1,calc}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{1,calc}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{1,calc}^{(k)}}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_{n,calc}^{(k)}}{\partial \delta_1} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}^{(k)}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial Q_{n,calc}^{(k)}}{\partial |V_1|} & \cdots & \frac{\partial Q_{n,calc}^{(k)}}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_1^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \Delta |V_1|^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta |V_n|^{(k)} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

จากเมตริกซ์ข้างบนสามารถเขียนให้อยู่ในรูปย่อ ได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

เราเรียก เมตริกซ์  $J = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}$  ว่า เมตริกซ์จาโคเบียน (Jacobian Matrix) สมาชิกในเมตริกซ์จาโคเบียน คือ อนุพันธ์ย่อยของสมการที่ (2.6) และ (2.7) โดยสามารถแยกพิจารณาได้ดังนี้

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ  $J_1$

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.8)$$

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.9)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ  $J_2$

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial P_{i,calc}}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (2.11)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ  $J_3$

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.12)$$

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (2.13)$$

สมาชิกในแนวทแยงมุมและนอกทแยงมุมของ  $J_4$

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.14)$$

$$\frac{\partial Q_{i,calc}}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (2.15)$$

โดยที่

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_{i,calc}^{(k)} \quad (2.16)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_{i,calc}^{(k)} \quad (2.17)$$

โดยค่าแรงดันบัลต์ที่ประมาณขึ้นใหม่จากวิธีนิวตัน-ราฟสันคือ

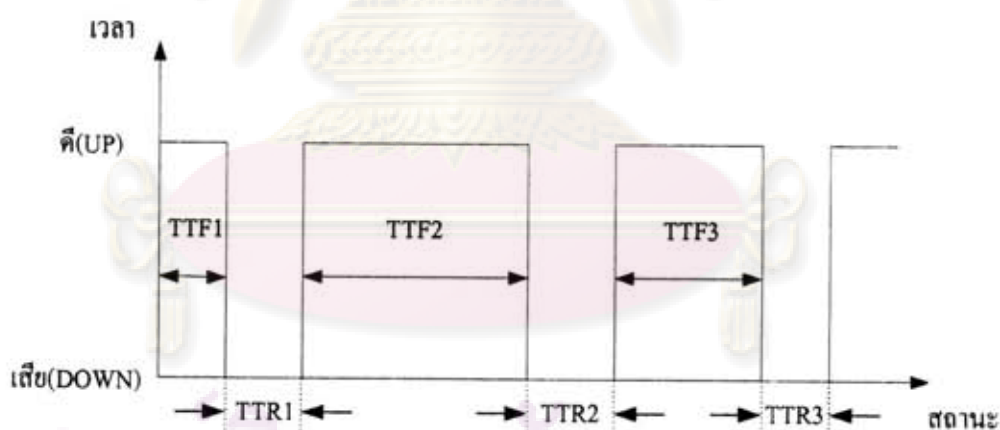
$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta|V_i^{(k)}| \quad (2.25)$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \quad (2.26)$$

กระบวนการจะดำเนินต่อไปเรื่อยๆ จนกระทั่งค่า  $\Delta P_i^{(k)}$  และ  $\Delta Q_i^{(k)}$  (Power mismatch) มีค่าน้อยกว่าค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้  $|\Delta P_i^{(k)}| \leq \varepsilon_1, |\Delta Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon_2$

## 2.2 แบบจำลองรอบการทำงานของอุปกรณ์ในระบบ

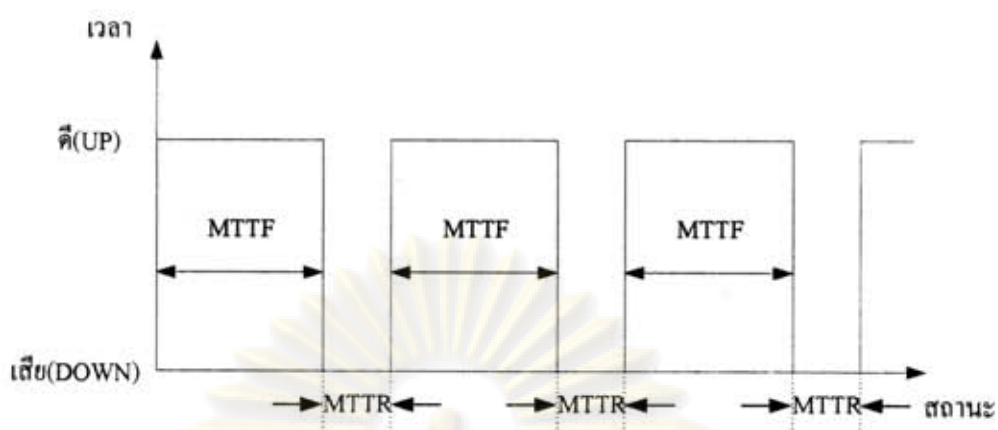
หากพิจารณาพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์แต่ละอุปกรณ์ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง จะพบว่าการทำงานปกติของแต่ละอุปกรณ์จะมีลักษณะเป็นช่วงคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ (Non-periodic) ซึ่งประกอบไปด้วยสถานะการทำงานปกติ "สถานะดี" (Operable state) สลับกับสถานะขัดข้อง "สถานะเสีย" (Failed state) ดังแสดงในรูปที่ 2.5 อย่างไรก็ตาม ในการวิเคราะห์การวางแผนการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวในระยะเวลายาว (Long-term planning) เราสามารถประมาณช่วงระยะเวลาในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ยได้ โดยพฤติกรรมของอุปกรณ์จะมีลักษณะเป็นคาบเวลาที่สม่ำเสมอ (Periodic) ดังแสดงในรูปที่ 2.6 แบบจำลองสถานะของอุปกรณ์ดังกล่าวเรียกว่าแบบจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ (Two-state Markov Model)



รูปที่ 2.5 สถานะการทำงานจริงของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง

โดยที่  $TTF_i$  คือ เวลาที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ก่อนจะเสียในครั้งที่  $i$   
 $TTR_i$  คือ เวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์ หรือระยะเวลาที่อุปกรณ์เสียในครั้งที่  $i$





รูปที่ 2.6 แบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อประมาณช่วงเวลาในแต่ละสถานะเป็นค่าเฉลี่ย

โดยที่	MTTF	คือ	ระยะเวลาโดยเฉลี่ยที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ (ค่าเฉลี่ยของ TTF) และมีค่าเท่ากับ $\frac{1}{\lambda}$
	MTTR	คือ	ระยะเวลาโดยเฉลี่ยในการซ่อมแซมอุปกรณ์ (ค่าเฉลี่ยของ TTR) และมีค่าเท่ากับ $\frac{1}{\mu}$
	$\lambda$	คือ	อัตราการเสีย (Failure Rate) หรืออัตราการออกจากสถานะดี
	$\mu$	คือ	อัตราการซ่อม (Repair Rate) หรืออัตราการเข้าสู่สถานะดี

เราจะใช้การจำลองสถานะของอุปกรณ์แบบการจำลองมาร์คอฟ 2 สถานะ ในการจำลองการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆในระบบไฟฟ้ากำลังต่อไป

### 2.3 การจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังแบบมอนติคาร์โล

โดยทั่วไป การวิเคราะห์ความไม่แน่นอนและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังสามารถจำแนกได้เป็น 2 ประเภทหลักๆ คือ ระเบียบวิธีการวิเคราะห์ (Analytical Method) และวิธีการจำลองเหตุการณ์ (Simulation Method) [6] ในอดีตการวิเคราะห์ความไม่แน่นอนและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น ส่วนใหญ่มักใช้ระเบียบวิธีการวิเคราะห์โดยอาศัยทฤษฎีความน่าจะเป็น (Probability Theory) เป็นหลัก การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังด้วยวิธีการนี้มีจุดด้อยเนื่องจากการคำนวณจะมีความซับซ้อนมาก หากระบบมีขนาดใหญ่ ทำให้ต้องมีการประมาณค่าในการวิเคราะห์ซึ่งจะทำให้ความแม่นยำของผลการคำนวณลดลง

สำหรับการวิเคราะห์ความไม่แน่นอนและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการจำลองเหตุการณ์ จะอาศัยการสุ่มสถานะของอุปกรณ์ต่างๆในระบบ และทำกระบวนการนี้ซ้ำด้วย

คอมพิวเตอร์จนกระทั่งผลตอบสู่เข้า การวิเคราะห์ห้ด้วยวิธีการนี้ใช้เวลาในการคำนวณค่อนข้างสูง แต่ก็สามารถจัดการกับปัญหาที่ซับซ้อนได้ดี ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลซึ่งเป็นวิธีที่ยังคงความแม่นยำสูง แม้ว่าขนาดของระบบจะใหญ่มากขึ้นก็ตาม

การจำแนกประเภทของการสุ่มแบบมอนติคาร์โลนั้น หากจำแนกตามความสัมพันธ์ของแต่ละสถานะที่สุ่มได้จะสามารถแบ่งได้เป็น 2 ชนิด คือ การจำลองเหตุการณ์ที่ไม่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Non-sequential simulation) และการจำลองเหตุการณ์ที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน (Sequential simulation) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยการสุ่มช่วงเวลาการทำงาน (State-Duration Sampling) ซึ่งเป็นรูปแบบหนึ่งของการสุ่มที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน

### 2.3.1 การสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

การสุ่มช่วงเวลาการทำงานเป็นการจำลองการทำงานของอุปกรณ์ตามแบบจำลอง 2 สถานะ โดยจะมีสมมติฐานให้ช่วงเวลาทำงานในแต่ละสถานะ เช่น "สถานะดี" หรือ "สถานะเสีย" มีการกระจายตัวที่อธิบายได้ด้วยฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability Density Function) ที่เฉพาะเจาะจงหนึ่งๆ โดยทั่วไป ระยะเวลาที่อุปกรณ์หนึ่งๆ อยู่ในสถานะดี สามารถอธิบายได้ด้วยฟังก์ชันการกระจายตัวแบบเอกโพเนนเชียล (Exponential Distribution Function) ดังสมการที่ (2.18)

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.18)$$

โดยที่  $\lambda$  คือ อัตราความล้มเหลว  
 $T$  คือ เวลา

ดังนั้น ค่าความไม่พร้อมมูล ( $U$ ) ที่เวลา  $T$  คำนวณได้จากสมการที่ (2.19)

$$U = F_T(T) = \int_0^T \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda T} \quad (2.19)$$

จะได้ว่า

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - U) \quad (2.20)$$



แต่  $1-U$  มีการกระจายเช่นเดียวกับ  $U$  ดังนั้น

$$T = -\frac{1}{\lambda} \ln(U) \quad (2.21)$$

โดยที่  $U$  คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายแบบสม่ำเสมอ (Uniformly Distributed Random Variable)

ในทำนองเดียวกัน หากสมมติให้ช่วงเวลาในการซ่อมแซมอุปกรณ์โดยเริ่มตั้งแต่อุปกรณ์เสียหายจนกลับมาใช้งานได้มีการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) เราจะสามารถคำนวณช่วงเวลาการซ่อมของอุปกรณ์ได้ดังสมการที่ (2.22)

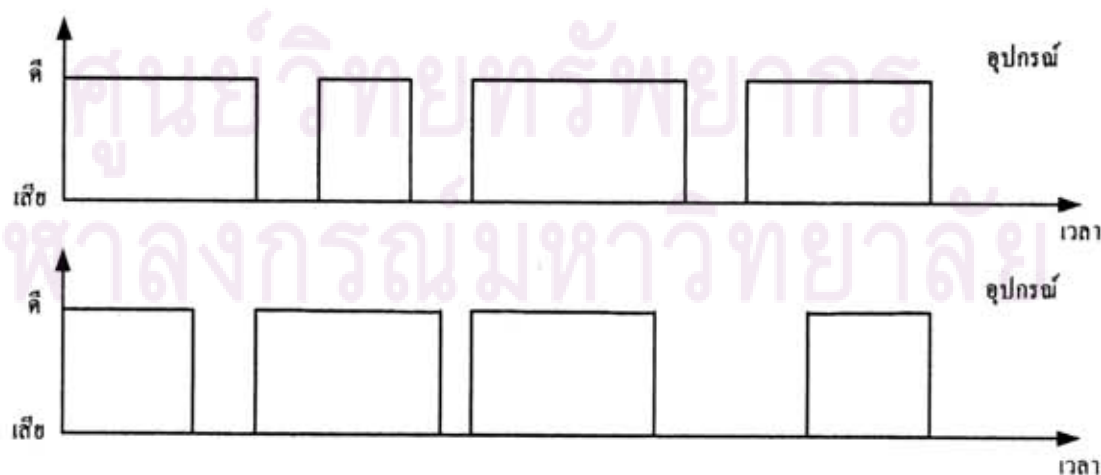
$$T = r + Z \times \sigma_r \quad (2.22)$$

โดยที่  $Z$  คือ ตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายแบบปกติ (Normally Distributed Random Variable)

$r$  คือ ระยะเวลาในการซ่อมเฉลี่ย

$\sigma_r$  คือ ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของระยะเวลาในการซ่อมแซม ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กำหนดให้มีค่าเท่ากับ  $0.1 \times r$

ด้วยวิธีการดังกล่าว เราสามารถจำลองสภาวะการทำงานของแต่ละอุปกรณ์ซึ่งประกอบไปด้วยระยะเวลาที่แต่ละอุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะได้ ตัวอย่างผลการจำลองสภาวะการทำงานของอุปกรณ์ในระบบแสดงได้ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 แสดงช่วงเวลาในการทำงานของ 2 อุปกรณ์

วิธีการสุ่มช่วงเวลาการทำงานในแต่ละสถานะของแต่ละอุปกรณ์มีข้อดีคือ สามารถจำลองลักษณะการกระจายของสถานการณทำงานของอุปกรณ์โดยอาศัยรูปแบบการกระจายแบบใดก็ได้ แต่ก็มีข้อเสียคือ ต้องใช้หน่วยความจำของคอมพิวเตอร์สูงและใช้เวลาในการคำนวณมาก อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบัน สมรรถนะของคอมพิวเตอร์มีการพัฒนาให้สูงขึ้นมาก ดังนั้นข้อเสียดังกล่าวจึงสามารถละเลยได้

### 2.3.2 เกณฑ์การหยุดคำนวณ (Stopping Criteria)

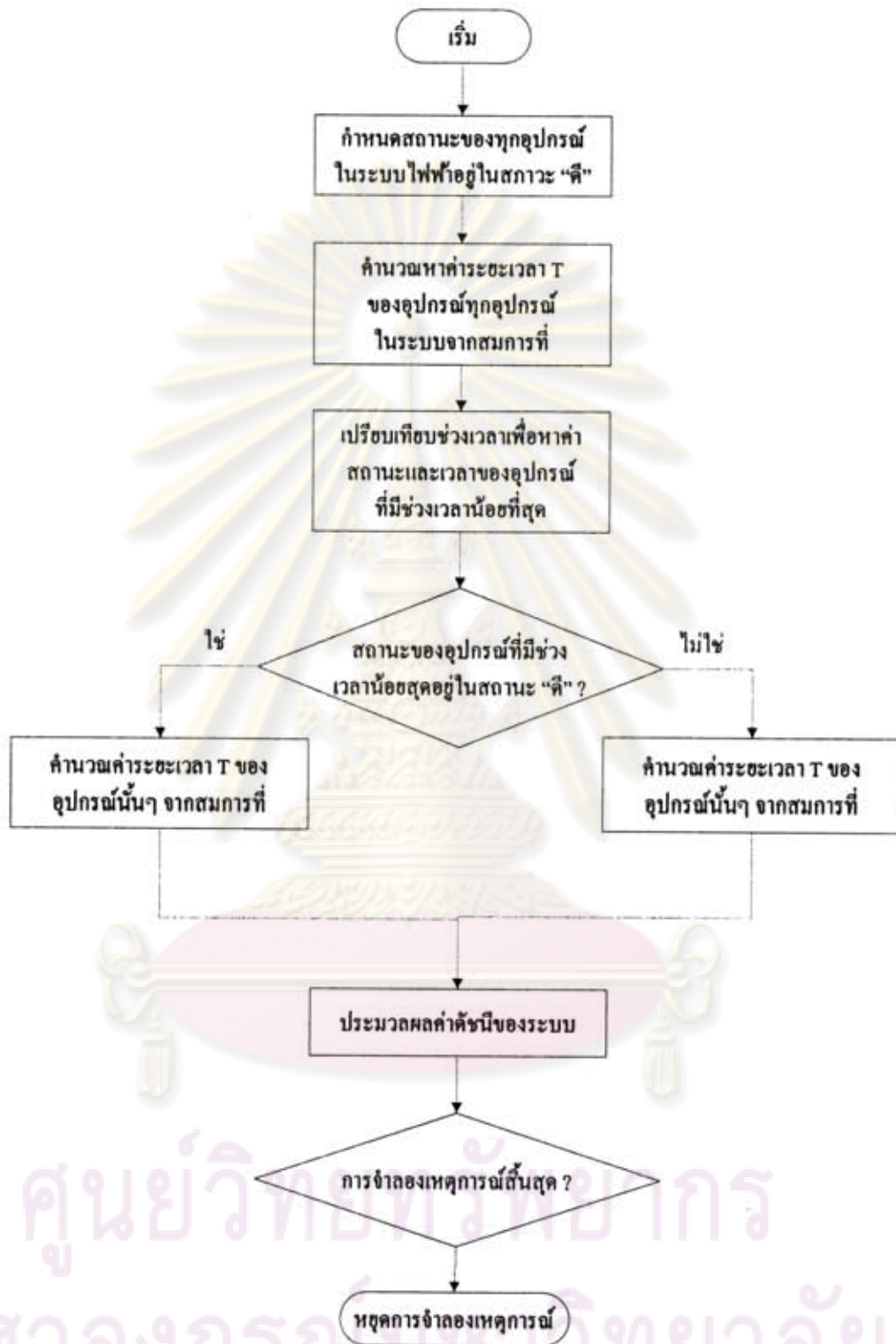
สำหรับเกณฑ์การหยุดคำนวณของการจำลองเหตุการณ์ตามวิธีมอนติคาร์โลนั้น นิยมใช้เกณฑ์สองแบบ คือ การกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการทำงาน หรือการกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (Relative Uncertainty) ของดัชนีที่ยอมรับได้ไว้ค่าหนึ่ง การคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์แสดงไว้ในสมการที่ (2.23)

$$\text{ความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์} = \frac{S}{\bar{x}\sqrt{n}} \quad (2.23)$$

โดยที่	$S$	คือ	ค่าความเบี่ยงเบนมาตรฐาน (S.D.) ของดัชนี
	$\bar{x}$	คือ	ค่าเฉลี่ย (Mean) ของดัชนี
	$n$	คือ	จำนวนครั้งของการสุ่ม

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ที่ยอมรับได้ แต่อย่างไรก็ตาม จะกำหนดให้จำนวนรอบสูงสุดของการจำลองเหตุการณ์เป็นเกณฑ์ในการหยุดการคำนวณควบคู่กันไปด้วย ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยวิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงานที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.8

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2.8 ขั้นตอนการจำลองเหตุการณ์โดยวิธีสุ่มช่วงเวลาการทำงาน

## 2.4 หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องในการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

### 2.4.1 ค่าส่วนเผื่อของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า

ในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการเชื่อมโยงระหว่างกันนั้น การกำหนดค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้า (Transfer Capability Margin) มีจุดประสงค์เพื่อรับประกันการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากกลุ่มบัสต้นทางไปสู่กลุ่มบัสปลายทาง ให้สามารถรองรับความไม่แน่นอนต่างๆที่อาจเกิดขึ้นในระบบ และมีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ อีกทั้งยังเป็นการสำรองไว้เพื่อการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้ากำลังอื่นในอนาคตอีกด้วย โดยทั่วไปแล้ว การประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่นั้น จะต้องคำนึงถึงค่าส่วนเผื่อของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสองชนิดดังต่อไปนี้

- ค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (Transmission Reliability Margin , TRM)
- ค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (Capacity Benefit Margin , CBM)

จากค่าขอบเขตที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น คณะกรรมการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังอเมริกาเหนือ (North American Electric Reliability Council, NERC) ได้ให้นิยามค่าขอบเขตทั้งสองไว้ดังนี้ [1,2]

1. ค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM) คือ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างบัส หรือกลุ่มบัส ที่ต้องสำรองไว้สำหรับสภาวะความไม่แน่นอนต่างๆในระบบ เช่น ความไม่แน่นอนของโหลด และความไม่แน่นอนของพารามิเตอร์ในสายส่ง เป็นต้น
2. ค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (CBM) คือ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างบัส หรือกลุ่มบัส ที่ต้องสำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต โดยระบบผลิตต้องมีความมั่นคงอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ทั้งสองประเภท แต่จะเน้นที่ค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความน่าเชื่อถือของระบบส่ง (TRM) เป็นหลัก จากนิยามดังกล่าวจะเห็นได้ว่าค่าขอบเขตทั้งสองชนิดนั้นมีความเกี่ยวข้องกับค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Total Transfer Capability, TTC) ดังนั้น พื้นฐานในการประเมินค่าขอบเขตดังกล่าวจึงมาจากการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างพื้นที่ด้วย สำหรับแนวทางการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป



#### 2.4.2 หลักการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

ความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด หรือ TTC ถูกนิยามให้หมายถึงกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งจากตำแหน่งหนึ่งในระบบผ่านระบบสายส่งไปยังอีกตำแหน่งหนึ่ง โดยไม่ทำให้ระบบอยู่ในสถานะที่เสี่ยงต่อการเกิดปัญหาเกี่ยวกับความมั่นคง อย่างไรก็ตาม สถานะการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา เนื่องจากความต้องการกำลังไฟฟ้ามีค่าไม่คงที่ นอกจากนี้ โครงสร้างของระบบ และอุปกรณ์ต่างๆ อาจเกิดการชำรุดและเสียหายได้ ด้วยเหตุผลดังกล่าว ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนี้จึงมีค่าไม่คงที่ ขึ้นอยู่กับเวลา และสถานะต่างๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง

เพื่อคำนึงถึงความไม่แน่นอนเหล่านี้ โดยทั่วไปแล้ว การประเมินความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างพื้นที่ จะใช้วิธีการจำลองสถานะการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์ โดยจะต้องทำการจำลองสถานะการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ไม่ว่าจะเป็นความต้องการโหลด การจัดสรรกำลังการผลิต สถานะของโครงสร้างและอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบที่อาจเกิดการชำรุด จากนั้นทำการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งระหว่างพื้นที่ได้โดยไม่ละเมิดขีดจำกัดของระบบ โดยขีดจำกัดของระบบที่พิจารณามีดังต่อไปนี้

1. เงื่อนไขขีดจำกัดของระดับแรงดัน (Voltage level limit) โดยทุกตำแหน่งในระบบจะต้องได้รับไฟฟ้าที่ระดับแรงดันในช่วงที่ยอมรับได้ เช่น 0.95 ถึง 1.05 p.u.
2. เงื่อนไขขีดจำกัดทางอุณหภูมิของสายส่ง (Thermal limit) โดยสายส่งแต่ละเส้นต้องไม่รับกำลังเกินกว่าขีดจำกัดที่จะทำให้สายส่งมีอุณหภูมิเกินที่กำหนด ขีดจำกัดนี้จะถูกระบุเป็นกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่งในหน่วย MVA หรือกระแสที่ไหลผ่านสายส่งในหน่วย kA
3. ขีดจำกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation limit) โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระบบจะต้องไม่จ่ายกำลังเกินความสามารถหรือขีดจำกัดของเครื่อง
4. ขีดจำกัดเสถียรภาพ (Stability limit) โดยระบบไฟฟ้าจะต้องมีความสามารถในการต้านทานการรบกวน (Disturbance) ได้

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาเฉพาะขีดจำกัดที่ 1-3 เท่านั้น จากอดีตจนถึงปัจจุบัน มีงานวิจัยเป็นจำนวนมากที่นำเสนอวิธีการประเมินความสามารถในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม งานวิจัยส่วนใหญ่จะเกี่ยวข้องกับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างบัสต่อบัส ซึ่งเราสามารถแบ่งวิธีการประเมินออกได้เป็น 3 ประเภทหลักๆ ได้ดังนี้

### 1. วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบซ้ำ (Repeated Power Flow Calculation)

งานวิจัยที่อาศัยหลักการนี้จะทำการเพิ่มระดับโหลด และตรวจสอบเงื่อนไขการละเมิดขีดจำกัดของระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยการเพิ่มโหลดจะถูกกระทำซ้ำ จนกระทั่งเกิดการละเมิดขีดจำกัดของระบบขึ้น ข้อดีของวิธีการนี้คือง่ายต่อการวิเคราะห์ แต่มีข้อด้อยคือใช้เวลาในการคำนวณนาน

### 2. วิธีการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าแบบเหมาะสม (Optimization Power Flow, OPF)

งานวิจัยที่อาศัยวิธีการนี้ จะกำหนดฟังก์ชันเป้าหมายเป็นการหาค่าสูงสุดของกำลังไฟฟ้าที่ส่งจากตำแหน่งหนึ่งไปยังอีกตำแหน่งที่พิจารณา และจัดรูปแบบของเงื่อนไขขีดจำกัดของระบบให้อยู่ในรูปอสมการเชิงเส้น (Inequality Constraints) ซึ่งวิธีที่ใช้ในการแก้ปัญหาที่ดีที่สุดจะเป็นวิธี Gradient-search เช่น วิธีการเชิงเลขของนิวตัน หรือ Heuristic-search เช่น Genetic Algorithm ข้อดีของวิธีการนี้ คือ ให้ผลการคำนวณที่แม่นยำ อย่างไรก็ตามวิธีเหล่านี้มีข้อด้อยคือ มีความซับซ้อนของปัญหาสูง และใช้เวลาในการคำนวณนานมาก

### 3. วิธีที่ใช้การประมาณค่าคำตอบ (Linear Estimation)

งานวิจัยที่อาศัยวิธีการนี้จะใช้การประมาณในเชิงเส้นเพื่อหาค่าคำตอบที่ใกล้เคียงที่สุด แต่คำตอบที่ได้อาจมีความคลาดเคลื่อนแตกต่างจากสองวิธีที่กล่าวมาข้างต้นมาก ข้อดีของวิธีการนี้คือ สามารถคำนวณคำตอบได้ด้วยความรวดเร็ว แต่มีข้อด้อยคือ คำตอบอาจคลาดเคลื่อนไปจากความเป็นจริงมากได้

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยอาศัยวิธีการประมาณเชิงเส้นของขีดจำกัดต่างๆ ร่วมกับการแก้ไขปัญหาค่าสุดขีด ดังจะได้กล่าวถึงในบทต่อไป

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



## วิธีการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่

การประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้น มีความสำคัญในการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลังเป็นอย่างมาก เนื่องจากค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดเป็นดัชนีชี้วัดที่บ่งบอกถึงปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สามารถส่งผ่านระบบระหว่างบัสหรือกลุ่มบัสได้ โดยไม่เกิดการละเมิดขีดจำกัดด้านความปลอดภัยของระบบ ในบางโครงสร้างการกำกับดูแลระบบไฟฟ้าเราอาจพิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่หนึ่งไปอีกพื้นที่หนึ่งเป็นการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกัน โดยที่ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดสามารถใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจก่อนที่จะทำการซื้อขายไฟฟ้าจริงได้ หรือในการวางแผนระยะยาวเราก็สามารถนำข้อมูลของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดมาช่วยในการตัดสินใจวางแผนกำลังการผลิต และระบบส่งได้เช่นเดียวกัน

จากนิยามค่าส่วนเผื่อสำหรับความเชื่อถือได้ของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ ดังที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 2 หัวข้อ 2.4.1 จะเห็นได้ว่า ค่าส่วนเผื่อดังกล่าวนั้นมีความสัมพันธ์กับค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด หากเราสามารถคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ เราก็จะสามารถคำนวณค่าส่วนเผื่อได้เช่นกัน โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด โดยอาศัยการประมาณเชิงเส้นของขีดจำกัดด้านความปลอดภัยของระบบร่วมกับวิธีการแก้ปัญหาค่าขีดสุด [7] ซึ่งรายละเอียดของวิธีการประเมินจะกล่าวถึงในหัวข้อต่อไป

### 3.1 แบบจำลอง และวิธีการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

#### 3.1.1 แบบจำลองการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่

จากที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 2 การคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่นั้นสามารถทำได้โดยอาศัยการจำลองสภาวะการทำงานของระบบด้วยคอมพิวเตอร์ จากนั้นทำการเพิ่มปริมาณของโหลดที่กลุ่มบัสปลายทาง แล้วทำการจัดสรรกำลังการผลิตที่กลุ่มบัสต้นทางใหม่ โดยควบคุมให้การเพิ่มกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องสมดุลกับการเพิ่มขึ้นของโหลด ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะเป็นค่ากำลังไฟฟ้าที่สอดคล้องกับสภาวะการทำงานสุดท้ายก่อนที่จะเกิดการละเมิดขีดจำกัดของระบบ

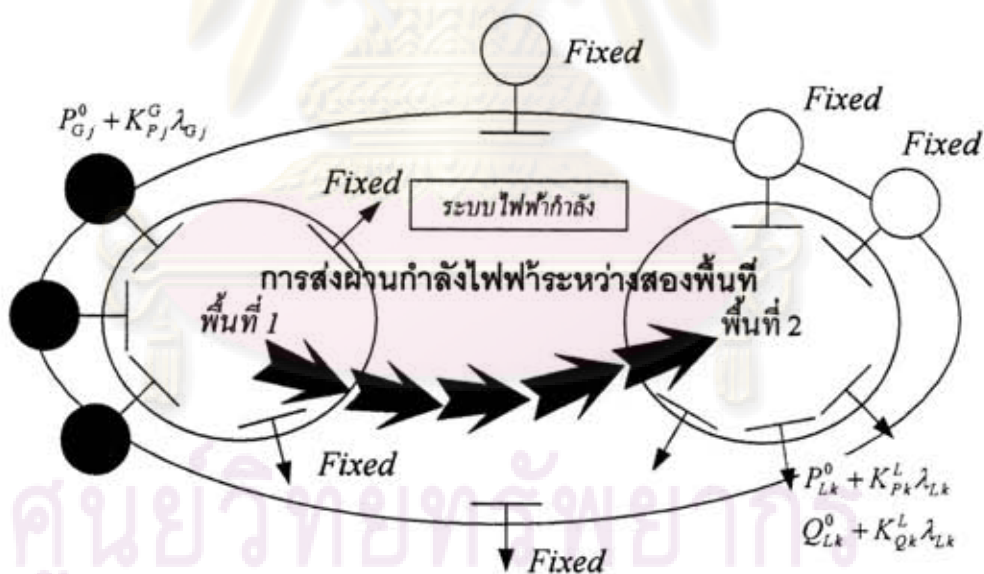
จากหลักการพื้นฐานดังกล่าว เราสามารถสร้างแบบจำลองได้ดังรูปที่ 3.1 โดยที่พิจารณาผลของอัตราการผลิตเพิ่มขึ้นของโหลดที่กลุ่มบัสปลายทางเป็นตัวแปร  $\lambda_L$  และผลของการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตที่กลุ่มบัสต้นทางเป็นตัวแปร  $\lambda_G$  สมการที่แสดงความสัมพันธ์ของการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าที่กลุ่มบัสต้นทางและกลุ่มบัสปลายทางดังกล่าว แสดงดังสมการที่ (3.1) ถึง (3.3)

$$P_{G_k} = P_{G_k}^0 + K_{G_k}^P \lambda_{G_k} \quad (3.1)$$

$$P_{L_j} = P_{L_j}^0 + K_{L_j}^P \lambda_{L_j} \quad (3.2)$$

$$Q_{L_j} = Q_{L_j}^0 + K_{L_j}^Q \lambda_{L_j} \quad (3.3)$$

โดยที่	$\lambda_{G_k}$	คือ	อัตราการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัส $k^m$ ในกลุ่มบัสต้นทาง
	$\lambda_{L_j}$	คือ	อัตราการเพิ่มโหลดที่บัส $j^m$ ในกลุ่มบัสปลายทาง
	$P_{G_k}$	คือ	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่บัส $k^m$ ในกลุ่มบัสต้นทาง
	$P_{L_j}$	คือ	กำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่บัส $j^m$ ในกลุ่มบัสปลายทาง
	$Q_{L_j}$	คือ	กำลังไฟฟ้รีแอกทีฟของโหลดที่บัส $j^m$ ในกลุ่มบัสปลายทาง
	$K_{G_k}^P$ และ $K_{L_j}^P$	คือ	ตัวสัดส่วนการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่กลุ่มบัสต้นทาง และกำลังไฟฟ้าจริงของโหลดที่กลุ่มบัสปลายทาง โดยทั่วไปจะกำหนดให้เป็น 1
	$K_{L_j}^Q$	คือ	ตัวสัดส่วนการเพิ่มขึ้นของกำลังรีแอกทีฟที่กลุ่มบัสปลายทางโดยใช้เงื่อนไขตัวประกอบกำลังคงที่



รูปที่ 3.1 แบบจำลองการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

จากการนิยามพารามิเตอร์อัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้ดังกล่าวข้างต้น เราสามารถเขียนสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยคำนึงถึงผลการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าได้ดังสมการที่ (3.4) และ (3.5)



$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) - K_{G_i}^P \lambda_{G_i} + K_{L_i}^P \lambda_{L_i} = P_{G_i}^0 - P_{L_i}^0 \quad (3.4)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) - K_{G_i}^Q \lambda_{G_i} + K_{L_i}^Q \lambda_{L_i} = Q_{G_i}^0 - Q_{L_i}^0 \quad (3.5)$$

จากสมการข้างต้น บัสที่เกี่ยวข้องกับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจะมีค่า  $K_G^P, K_G^Q, K_L^P$  และ  $K_L^Q$  ตามสัดส่วนของกำลังไฟฟ้าที่สภาวะการทำงานเริ่มต้น สำหรับบัสที่ไม่เกี่ยวข้องกับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจะมีค่าพารามิเตอร์ดังกล่าวเป็นศูนย์ การคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นสามารถคำนวณได้จากค่าผลรวมสูงสุดของการเพิ่มโหลดที่กลุ่มบัสปลายทาง หรือผลรวมสูงสุดของการเพิ่มกำลังการผลิตที่กลุ่มบัสต้นทาง โดยค่าในการเพิ่มโหลดหรือกำลังการผลิตดังกล่าวต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขขีดจำกัดต่างๆ ของระบบ

จากการนิยามพารามิเตอร์ในสมการการไหลของกำลังไฟฟ้านั้น จะเห็นได้ว่าตัวแปรการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิต  $\lambda_G$  มีจำนวนเท่ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กลุ่มบัสต้นทาง  $n_g$  และตัวแปรการเพิ่มขึ้นของโหลด  $\lambda_L$  มีจำนวนเท่ากับจำนวนโหลดที่กลุ่มบัสปลายทาง  $n_l$  ดังนั้นตัวแปรที่เราต้องพิจารณาเพิ่มขึ้นจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยทั่วไปจะเท่ากับ  $n_g + n_l$  ตัวแปรเพื่อทำให้หาคำตอบของระบบสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าได้ เราจะต้องมีสมการแสดงความสัมพันธ์บางประการอีก  $n_g + n_l$  สมการด้วยเช่นกัน

เนื่องจากในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า การเพิ่มขึ้นของโหลดที่กลุ่มบัสปลายทางรวมกับกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เพิ่มขึ้นจะต้องเท่ากับการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตที่กลุ่มบัสต้นทางเสมอ เงื่อนไขสมดุลของกำลังไฟฟ้าข้างต้นสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (3.6)

$$\sum_{k=1}^{n_g} K_{G_k}^P \lambda_{G_k} = \sum_{j=1}^{n_l} K_{L_j}^P \lambda_{L_j} + \Delta P_{loss}(\lambda_G, \lambda_L) \quad (3.6)$$

ดังนั้น เมื่อหักสมการสมดุลของกำลังไฟฟ้าง่ายๆ ออกไป เราจะยังต้องการสมการความสัมพันธ์เพิ่มเติมอีก  $n_g + n_l - 1$  สมการ ซึ่งความสัมพันธ์อีก  $n_g + n_l - 1$  สมการที่จะต้องเกิดขึ้นก็คือ เงื่อนไขขีดจำกัดในระบบที่เกิดขึ้นก่อนการละเมิดนั่นเอง เงื่อนไขดังกล่าวประกอบด้วยขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้า ขีดจำกัดสายส่ง ขีดจำกัดของกำลังการผลิตไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขีดจำกัดทั้งสามประกอบกัน

จากสมการการไหลของกำลังไฟฟ้าเมื่อคำนึงถึงผลการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า หากเราทำการประมาณเชิงเส้นเทียบกับสภาวะการทำงานเริ่มต้นของขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า และตัวแปรการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตและโหลด เราจะเขียนในรูปแบบเมทริกซ์ได้ดังสมการที่ (3.7)

$$\begin{bmatrix} \Delta f_p \\ \Delta f_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta} & \frac{\partial P_i}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_i}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -K_G^p & K_L^p \\ -K_G^q & K_L^q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \lambda_G \\ \Delta \lambda_L \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} f_p^0 \\ f_q^0 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

โดยเมื่อเรากำหนดตัวแปรต่างๆ ดังนี้

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_i}{\partial \delta} & \frac{\partial P_i}{\partial |V|} \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \delta} & \frac{\partial Q_i}{\partial |V|} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$[K_{G,L}^{p,q}] = \begin{bmatrix} -K_G^p & K_L^p \\ -K_G^q & K_L^q \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

$$[\Delta \lambda] = \begin{bmatrix} \Delta \lambda_G \\ \Delta \lambda_L \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

แทนสมการที่ (3.8), (3.9) และ (3.10) ลงในสมการที่ (3.7) จะได้ว่า

$$[\Delta f] = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} + [K_{G,L}^{p,q}] \begin{bmatrix} \Delta \lambda_G \\ \Delta \lambda_L \end{bmatrix} = -[f(\delta_0, |V_0|, \lambda_0)] \quad (3.11)$$

จากสมการที่ (3.11) สภาวะสมดุล ณ จุดทำงานใหม่ ค่าของฟังก์ชัน  $[\Delta f]$  จะเป็นศูนย์ และหากในการคำนวณ เราเริ่มต้นจากจุดทำงาน  $(\delta_0, |V_0|, \lambda_0)$  ที่ทั้งกำลังไฟฟ้าจริง และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสมดุลกันซึ่งจะทำให้ค่าของ  $f(\delta_0, |V_0|, \lambda_0)$  เป็นศูนย์แล้ว เราสามารถเขียนการเปลี่ยนแปลงของขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = -[J]^{-1} [K_{G,L}^{p,q}] [\Delta \lambda] \quad (3.12)$$

สมมติให้ฟังก์ชัน  $g$  เป็นฟังก์ชันชดจำกัดใดๆ ของระบบ การเปลี่ยนแปลงของฟังก์ชัน  $g$  เมื่อเทียบกับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันรอบๆ จุดทำงานเริ่มต้นนั้นจะสามารถเขียนได้ดังนี้

$$\Delta g = \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial \delta} & \frac{\partial g}{\partial |V|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial \delta} & \frac{\partial g}{\partial |V|} \end{bmatrix} [J]^{-1} [K_{G,L}^{p,q}] [\Delta \lambda] \quad (3.13)$$

จากสมการที่ (3.13) เราจะสามารถคำนวณหาค่าความไวของชดจำกัดต่างๆของระบบเมื่อเทียบกับการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตและโหลด ( $\lambda$ ) ได้ดังนี้

$$\frac{\partial g}{\partial \lambda} = - \left[ \begin{array}{cc} \frac{\partial g}{\partial \delta} & \frac{\partial g}{\partial |V|} \end{array} \right] [J]^{-1} [K_{G,L}^{P,Q}] \quad (3.14)$$

รายละเอียดของสมการสำหรับคำนวณหาค่าความไวของขีดจำกัดของระบบทั้ง ขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้า ขีดจำกัดสายส่ง และขีดจำกัดกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งคำนวณได้โดยอาศัยหลักการที่อธิบายดังสมการที่ (3.14) จะกล่าวถึงโดยละเอียดในหัวข้อถัดไป

### 3.1.2 การหาค่าความไวของขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้า

ขีดจำกัดด้านแรงดันไฟฟ้าในรูปของฟังก์ชัน  $g$  สามารถเขียนได้ดังนี้

$$g = |V_k| \quad (3.15)$$

$$\frac{\partial |V_k|}{\partial \lambda} = - \left[ \begin{array}{cc} \frac{\partial |V_k|}{\partial \delta} & \frac{\partial |V_k|}{\partial |V|} \end{array} \right] [J]^{-1} [K_{G,L}^{P,Q}] \quad (3.16)$$

ดังนั้น ความไวของขีดจำกัดเมื่อเทียบกับขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (37) และ (38) ตามลำดับ

$$\frac{\partial |V_k|}{\partial \delta} = 0 \quad (3.17)$$

$$\frac{\partial |V_k|}{\partial |V|} = e_k \quad (3.18)$$

โดยที่  $e_k$  จะมีค่าเป็น 1 ที่ตำแหน่งของโหนดบัสในกลุ่มบัสปลายทางที่รับกำลังไฟฟ้า ส่วนในตำแหน่งอื่นจะมีค่าเป็นศูนย์

### 3.1.3 การหาค่าความไวของขีดจำกัดทางการส่งกำลังไฟฟ้าของสายส่ง

ขีดจำกัดของสายส่งในรูปแบบของฟังก์ชัน  $g$  สามารถเขียนได้ดังนี้

$$g = s_y = \sqrt{p_y^2 + q_y^2} \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial s_y}{\partial \lambda} = - \left[ \begin{array}{cc} \frac{\partial s_y}{\partial \delta} & \frac{\partial s_y}{\partial |V|} \end{array} \right] [J]^{-1} [K_{G,L}^{P,Q}] \quad (3.20)$$



โดยที่

$$p_y = |V_i|^2 |y_y| \cos \theta_y + G_u |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |y_y| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$

$$q_y = -|V_i|^2 |y_y| \sin \theta_y - B_u |V_i|^2 - |V_i| |V_j| |y_y| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$

ดังนั้น ความไวของชิตจำกัดเมื่อเทียบกับขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (3.21), (3.22), (3.23) และ (3.24) ตามลำดับ

$$\frac{\partial s_y}{\partial \delta_i} = \frac{1}{s_y} \left( p_y \frac{\partial p_y}{\partial \delta_i} + q_y \frac{\partial q_y}{\partial \delta_i} \right) \quad (3.21)$$

โดยที่

$$\frac{\partial p_y}{\partial \delta_i} = |V_i| |V_j| |Y_y| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$

$$\frac{\partial q_y}{\partial \delta_i} = -|V_i| |V_j| |Y_y| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$

$$\frac{\partial s_y}{\partial \delta_j} = \frac{1}{s_y} \left( p_y \frac{\partial p_y}{\partial \delta_j} + q_y \frac{\partial q_y}{\partial \delta_j} \right) \quad (3.22)$$

โดยที่

$$\frac{\partial p_y}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_y| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$

$$\frac{\partial q_y}{\partial \delta_j} = |V_i| |V_j| |Y_y| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$

$$\frac{\partial s_y}{\partial |V_i|} = \frac{1}{s_y} \left( p_y \frac{\partial p_y}{\partial |V_i|} + q_y \frac{\partial q_y}{\partial |V_i|} \right) \quad (3.23)$$

โดยที่

$$\frac{\partial p_y}{\partial |V_i|} = 2|V_i| (|Y_y| \cos \theta_y + G_u) - |V_j| |Y_y| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$

$$\frac{\partial q_y}{\partial |V_i|} = -2|V_i| (|Y_y| \sin \theta_y + B_u) - |V_j| |Y_y| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$

$$\frac{\partial s_y}{\partial |V_j|} = \frac{1}{s_y} \left( p_y \frac{\partial p_y}{\partial |V_j|} + q_y \frac{\partial q_y}{\partial |V_j|} \right) \quad (3.24)$$

โดยที่

$$\frac{\partial p_y}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_y| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$

$$\frac{\partial q_y}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_y| \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_y)$$



3.1.4 การหาค่าความไวของขีดจำกัดทางด้านกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขีดจำกัดของกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในรูปแบบของฟังก์ชัน  $g$  สามารถเขียนได้ดังนี้

$$g = P_k^S = \sum_{j=1}^n |V_k| |V_j| |Y_{kj}| \cos(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) \quad (3.25)$$

$$\frac{\partial P_k^S}{\partial \lambda} = - \left[ \frac{\partial P_k^S}{\partial \delta} \quad \frac{\partial P_k^S}{\partial |V|} \right] [J]^{-1} [K_{G,L}^{P,Q}] \quad (3.26)$$

ดังนั้น ความไวของขีดจำกัดเมื่อเทียบกับขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (3.27), (3.28), (3.29) และ (3.30) ตามลำดับ

$$\frac{\partial P_k^S}{\partial \delta_k} = - \sum_{j=1}^n |V_k| |V_j| |Y_{kj}| \sin(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) \quad (3.27)$$

$$\frac{\partial P_k^S}{\partial \delta_j} = |V_k| |V_j| |Y_{kj}| \sin(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial P_k^S}{\partial |V_k|} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n |V_j| |Y_{kj}| \cos(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) - 2 |V_k| |Y_{kk}| \cos(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) \quad (3.29)$$

$$\frac{\partial P_k^S}{\partial |V_j|} = |V_k| |Y_{kj}| \cos(\delta_k - \delta_j - \theta_{kj}) \quad (3.30)$$

### 3.1.5 ความไวของการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ

ความไวของกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ เมื่อมีการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตและโหลดในรูปแบบของฟังก์ชัน  $g$  สามารถเขียนได้ดังนี้

$$g = \Delta P_{loss} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (3.31)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{loss}}{\partial \lambda} = - \left[ \frac{\partial \Delta P_{loss}}{\partial \delta} \quad \frac{\partial \Delta P_{loss}}{\partial |V|} \right] [J]^{-1} [K_{G,L}^{P,Q}] \quad (3.32)$$

ดังนั้น ความไวของการเพิ่มขึ้นของกำลังสูญเสียในระบบเมื่อเทียบกับขนาดและมุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า สามารถเขียนได้ดังสมการที่ (3.33) และ (3.34) ตามลำดับ

$$\frac{\partial \Delta P_{loss}}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n |V_k| |V_j| |Y_{kj}| 2 \cos(\theta_{kj}) \sin(\delta_j - \delta_k) \quad (3.33)$$

$$\frac{\partial \Delta P_{loss}}{\partial |V_k|} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n |V_j| |Y_{kj}| 2 \cos(\theta_{kj}) \sin(\delta_k - \delta_j) + 2 |V_k| |Y_{kk}| \cos(\theta_{kk}) \quad (3.34)$$

### 3.1.6 วิธีการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่

จากผลการหาค่าการเปลี่ยนแปลงของขีดจำกัดต่างๆ ของระบบเทียบกับปริมาณการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่กลุ่มบัสต้นทางและการเพิ่มขึ้นของโหลดที่กลุ่มบัสปลายทาง เราสามารถคำนวณหาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ได้ โดยอาศัยการแก้ปัญหาค่าสุดขีดดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} & \text{Max} \quad [0 \quad 1] [\lambda_0]^T + [0 \quad 1] [\Delta \lambda]^T \\ & \text{s.t.} \quad \left( [K_{G,L}^P] - \left[ \frac{\partial \Delta P_{loss}}{\partial \lambda} \right]_{\lambda_0} \right) [\Delta \lambda]^T = \Delta P_{loss}^0 - [K_{G,L}^P] [\lambda_0]^T \\ & \quad \left. \begin{aligned} & - \left[ \frac{\partial V_k}{\partial \lambda} \right]_{\lambda_0} [\Delta \lambda]^T \leq [V_k^0] - [V_{k-lim it}^{LB}] \\ & \left[ \frac{\partial s_k^y}{\partial \lambda} \right]_{\lambda_0} [\Delta \lambda]^T \leq [s_{k-lim it}^y] - [s_k^{y-0}] \\ & \left[ \frac{\partial P_k^S}{\partial \lambda} \right]_{\lambda_0} [\Delta \lambda]^T \leq [P_{k-lim it}^S] - [P_k^{S-0}] \end{aligned} \right\} \text{System Limits} \\ & [\Delta \lambda] \geq [\lambda_0] \end{aligned} \quad (3.35)$$

โดยที่  $[\lambda]$  คือ  $[\lambda_G \quad \lambda_L]^T$

$[K_{G,L}^P]$  คือ  $[K_G^P \quad -K_L^P]$

$\Delta P_{loss}$  คือ  $P_{loss}(\delta, |V|, \lambda) - P_{loss}(\delta_0, |V_0|, 0)$

$V_k$  คือ ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่ตำแหน่งบัส  $k$  ซึ่งพิจารณาทุกตำแหน่งของโหลดบัสในระบบ

$V_{k-Limits}^{LB}$  คือ ขนาดขีดจำกัดของแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด ซึ่งพิจารณาทุกตำแหน่งของโหลดบัสในระบบ

$s_k^y$  คือ ค่าขนาดกำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านสายส่งทุกเส้นในระบบ

$s_{k-Limits}^y$  คือ ขนาดของขีดจำกัดที่สายส่งเส้นนั้นๆ สามารถรับได้

- $P_k^S$  คือ กำลังที่ผลิตของเครื่องกำเนิดที่  $k^m$  ในกลุ่มบัสต้นทาง
- $P_{k-Limits}^S$  คือ ขนาดของขีดจำกัดของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้มากที่สุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มบัสต้นทาง

เราจะทำการหาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากปัญหาค่าสุดขีดดังกล่าวด้วยโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) ซึ่งจะเห็นได้ว่าเรามีสมมูลกำลังไฟฟ้าเป็นสมการเงื่อนไขบังคับ (Equality Constraint) และขีดจำกัดของระบบ (ขนาดของแรงดันไฟฟ้า ความร้อนบนสายส่ง และกำลังการผลิตสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า) เป็นอสมการเงื่อนไขบังคับ (Inequality Constraint) อย่างไรก็ตามก็ดีจากที่กล่าวมาแล้ว สภาวะที่การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่มีค่าสูงสุดจะต้องมีขีดจำกัดของระบบจำนวน  $n_g + n_l - 1$  เงื่อนไขที่มีค่าอยู่ที่ขอบเขตของมัน นั่นคือ ในอสมการเงื่อนไขบังคับทั้งหมดจะต้องมีอยู่  $n_g + n_l - 1$  เงื่อนไขที่เปลี่ยนเป็นเงื่อนไขบังคับแบบสมการ หรือในหลักการแก้ปัญหาค่าสุดขีด เราเรียกว่าเงื่อนไขบังคับเหล่านี้ว่าเป็น Active Constraints นั่นเอง อย่างไรก็ตาม ในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นอาจมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องในกลุ่มบัสต้นทางไม่มีส่วนร่วมในการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังกลุ่มบัสปลายทางบางบัส (หรือปริมาณการเพิ่มกำลังการผลิตเป็นศูนย์) และอาจจะมีโหลดบางบัสที่กลุ่มบัสปลายทางไม่เกิดการเพิ่มโหลด (หรือปริมาณการเพิ่มของโหลดในกลุ่มบัสปลายทางมีค่าเท่ากับศูนย์) ดังนั้นเพื่อความสมบูรณ์ในการวิเคราะห์ เราอาจสรุปได้ว่า ณ สภาวะที่การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่มีค่าสูงสุด จำนวน Active Constraints หรือขีดจำกัดของระบบที่มีค่าอยู่ที่ขอบเขตจะมีค่าเท่ากับ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และโหลดที่มีส่วนร่วมในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าลบด้วยหนึ่งเสมอ

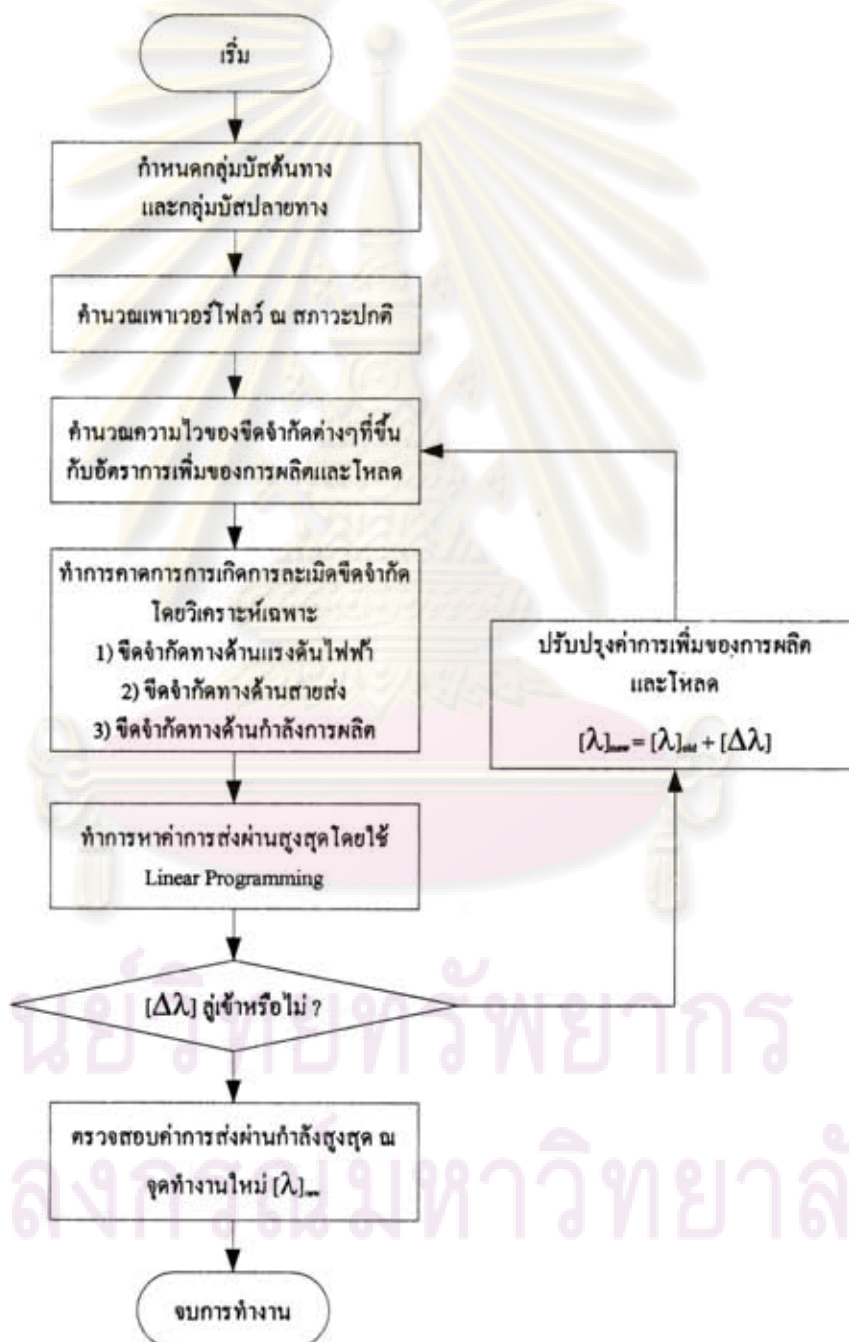
กระบวนการในการคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

1. ทำการกำหนดบัสต้นทางกำลังไฟฟ้า และกำหนดบัสปลายทาง ค่าวนการไหลของกำลังไฟฟ้า ณ สภาวะปกติที่ยังไม่ได้เพิ่มกำลังการผลิตและโหลด
2. คำนวณหาความไวของขีดจำกัดแรงดันไฟฟ้า ขีดจำกัดของสายส่ง และขีดจำกัดของกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3. ทำการคำนวณการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดซึ่งเราจะได้อัตราการเพิ่มของกำลังการผลิตแต่ละตัวของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในกลุ่มบัสต้นทาง และอัตราการเพิ่มโหลดของบัสปลายทาง
4. ตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงอัตราการเพิ่มทั้งสองว่าเกิดการลู่เข้าของคำตอบหรือไม่ หากเกิดการลู่เข้าแล้วให้ไปยังขั้นตอนที่ 5 ถ้ายังทำการปรับค่าอัตราการเพิ่ม ณ จุดทำงานใหม่แล้วย้อนกลับไปยังขั้นตอนที่ 3 เพื่อคำนวณความไวของขีดจำกัด ณ สภาวะจุดทำงานใหม่



5. ทำการตรวจสอบค่าอัตราการผลิตเพิ่มกำลังการผลิตและโหลด ณ จุดทำงานใหม่เพื่อตรวจสอบจำนวนอสมการเงื่อนไขที่เป็น Active Constraints กับสมการสมดุลกำลังไฟฟ้าว่าเท่ากับจำนวนของอัตราการผลิตเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตและโหลดด้วยหนึ่งหรือไม่
6. จบการทำงานของการทำงานค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

กระบวนการดังกล่าวสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 3.2



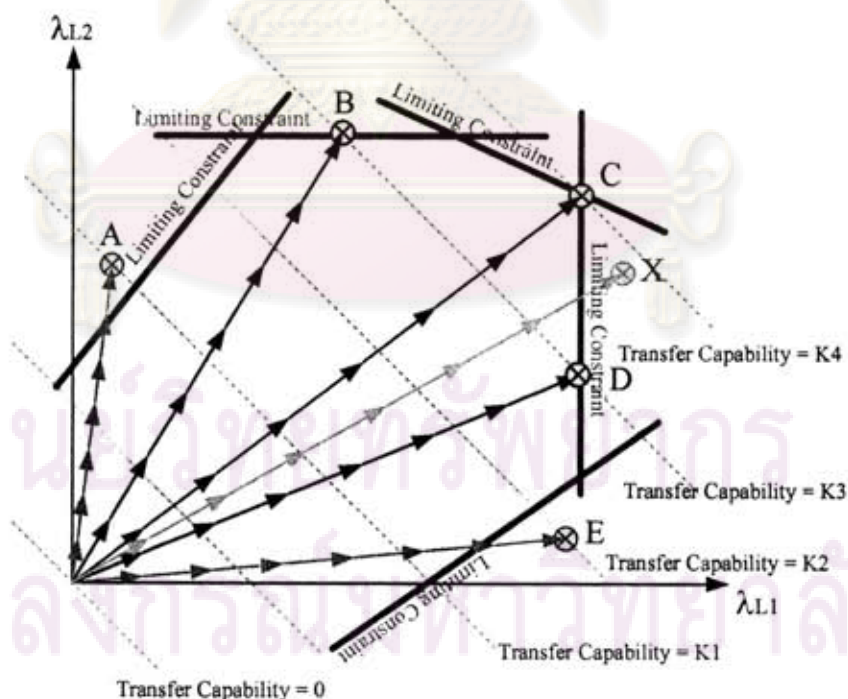
รูปที่ 3.2 ขั้นตอนการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่



### 3.2 ความหมายทางกายภาพของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง

จากนิยามที่ได้กล่าวมาในบทที่ 2 การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นเป็นปริมาณกำลังไฟฟ้าที่มากที่สุดที่สามารถส่งจากพื้นที่หนึ่งไปยังอีกพื้นที่หนึ่ง (หรือบัสหนึ่งไปยังบัสหนึ่ง) ได้โดยไม่ทำให้เกิดการละเมิดขีดจำกัดใดๆในระบบ นั่นหมายความว่า การส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบในปริมาณที่เกินกว่าค่าความสามารถนี้ จะทำให้มีการละเมิดขีดจำกัดความมั่นคงของระบบเกิดขึ้นอย่างแน่นอน อย่างไรก็ตาม ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากกลุ่มบัสไปยังกลุ่มบัสดังกล่าว ไม่ได้เป็นค่าที่รับประกันว่า เมื่อทำการส่งกำลังไฟฟ้าด้วยปริมาณที่น้อยกว่าค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดแล้ว จะไม่เกิดการละเมิดขีดจำกัดขึ้น [8] เราสามารถอธิบายเหตุการณ์ดังกล่าวได้โดยอาศัยกรณีศึกษา ดังแสดงในรูปที่ 3.3

สมมติว่าระบบที่พิจารณามีบัสเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงบัสเดียว และมีโหลดบัสอยู่ 2 บัส เพราะฉะนั้นการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะเกิดจากผลรวมของการเพิ่มโหลดของทั้งสองบัส ไปตามระดับของเส้นจุดไข่วงตามรูปที่ 3.3 เนื่องจากปริมาณการเพิ่มโหลดมีค่าเป็นบวกได้เท่านั้น ดังนั้นทิศทางการเพิ่มของโหลดรวมจากทั้งสองบัสนี้ๆ จึงวิ่งไปตามแนวแกนบวกของทั้งคู่ โดยเส้นที่บั้นนั้นจะเป็นเส้นที่แสดงถึงสมการขีดจำกัดต่างๆของระบบ



รูปที่ 3.3 ความหมายทางกายภาพของการวิเคราะห์การส่งผ่านกำลังไฟฟ้า

ที่ระดับโหลด K4 การส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ณ จุดทำงานที่สอดคล้องกับจุด C นี้จะทำให้เกิดการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดโดยไม่ละเมิดขีดจำกัดใดๆของระบบ อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาระดับการเพิ่มโหลดที่ K1 ณ จุดทำงาน A หรือ ระดับการเพิ่มโหลดที่ K2 ณ จุดทำงาน E จะเห็นได้ว่าค่าการส่งผ่านนั้นน้อยกว่าค่าการส่งผ่านสูงสุด แต่ระบบก็ยังเกิดการละเมิดขีดจำกัดขึ้น

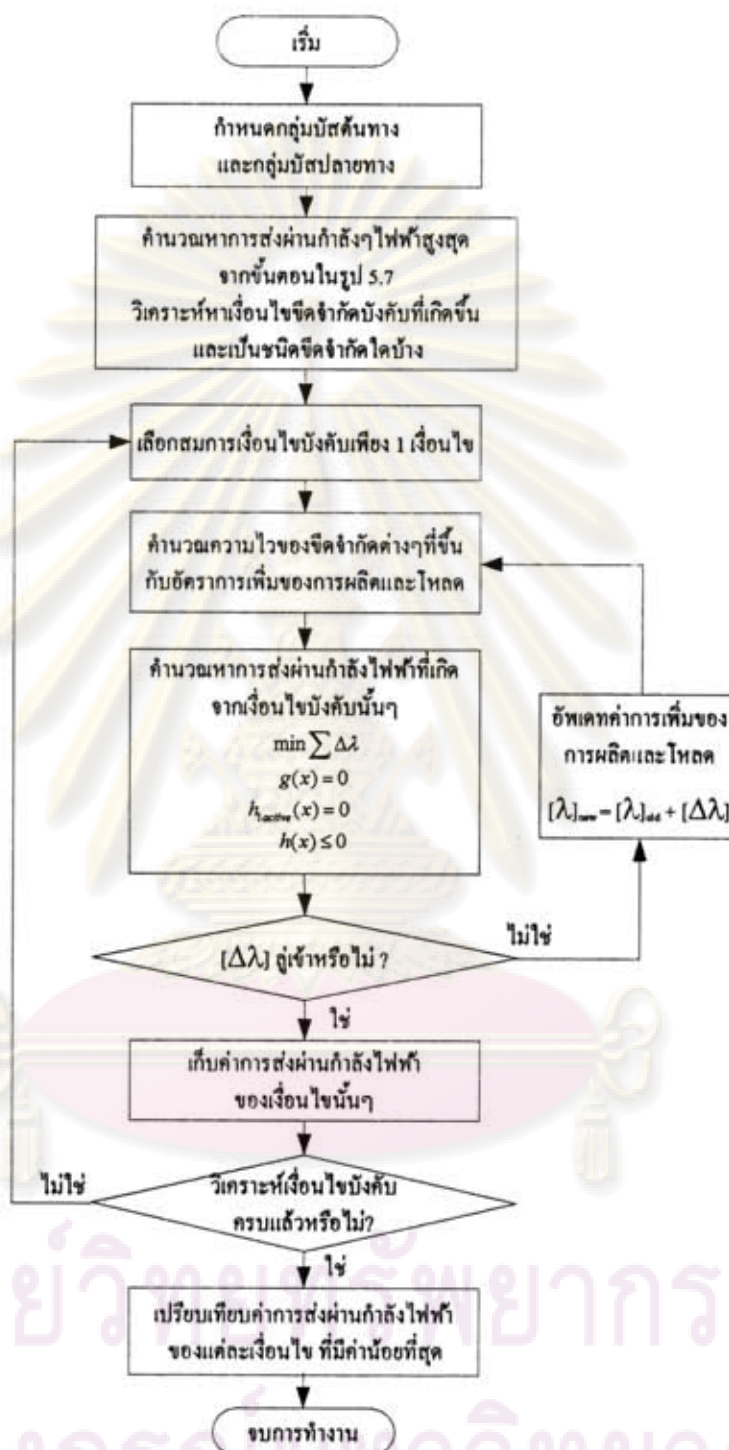
จากกรณีศึกษาดังกล่าว จะเห็นได้ว่าเราไม่สามารถใช้ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างระบบเป็นดัชนีที่รับประกันความมั่นคงของระบบไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตาม ในการวางแผนและควบคุมการดำเนินการในระบบนั้น ผู้ควบคุมดูแลระบบควรต้องแยกแยะให้ได้ว่า หากมีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบเกิดขึ้นจริง การส่งผ่านกำลังไฟฟ้านั้นจะทำให้เกิดอันตรายต่อความมั่นคงของระบบหรือไม่ ดังนั้น หากมีดัชนีหนึ่งซึ่งสามารถช่วยจำแนกได้ว่าปริมาณการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าขนาดเท่าใดเป็นอันตรายหรือไม่อันตรายต่อระบบ ไม่ว่าจะรูปแบบการจัดสรรกำลังการผลิตจะเป็นแบบใดก็ตาม ดัชนีตัวนั้นจะสามารถพิจารณาได้เป็นค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงนั่นเอง

จากวิธีการคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่ในหัวข้อที่ผ่านมา ทำให้เราทราบว่า เงื่อนไขขีดจำกัดใดบ้างจะเป็นเงื่อนไขที่จำกัดการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด ดังนั้น หากเราต้องการคำนวณดัชนีที่บ่งชี้การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างระบบ ที่สามารถรับประกันความมั่นคง เราจะต้องทำการระบุให้ได้ว่าขีดจำกัดใดเกิดขึ้นก่อนโดยอาศัยการแก้ปัญหาดังสมการที่ (3.36)

$$\begin{aligned}
 & \text{Min} \quad T_j \\
 & \text{s.t.} \quad T_j = \text{Max} \sum \Delta \lambda \\
 & \qquad \qquad \qquad \text{s.t.} \quad g(x) = 0 \\
 & \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad h_j(x) = 0 \\
 & \qquad \qquad \qquad \qquad \qquad h(x) \leq 0 \\
 & \qquad \qquad \qquad j \in \text{Active Constraint Set}
 \end{aligned} \tag{3.36}$$

โดยที่	$T_j$	คือ	ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่น้อยที่สุดที่เกิดจากเงื่อนไขของระบบเพียงหนึ่งเงื่อนไข
	$g(x)$	คือ	สมการเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้า
	$h_j(x)$	คือ	สมการเงื่อนไขบังคับเพียงหนึ่งสมการจากเงื่อนไขบังคับทั้งหมด
	$h(x)$	คือ	อสมการเงื่อนไขขีดจำกัดต่างๆ ของระบบ
	Active Constraint Set	คือ	สมการเงื่อนไขบังคับที่เกิดขึ้นทั้งหมด ณ สภาวะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

กระบวนการดังกล่าวสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 ขั้นตอนการคำนวณการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของแต่ละเงื่อนไขบังคับ

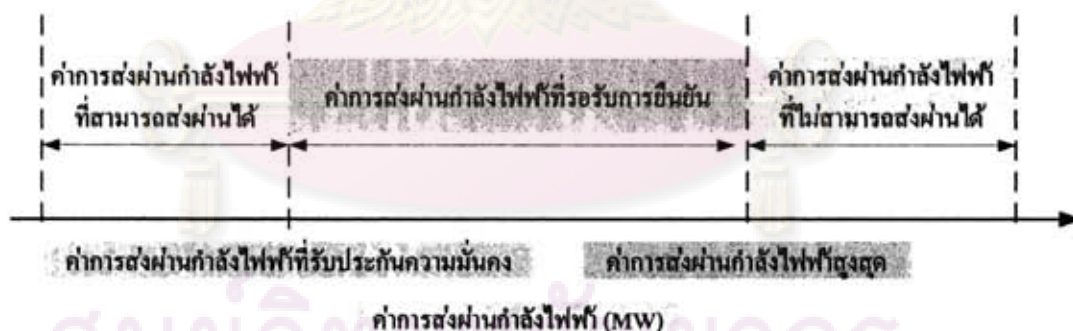


### 3.3 สรุปหลักการประเมินค่าการส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่

จากที่กล่าวมาแล้วข้างต้นจะเห็นได้ว่า หากเราพิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่นั้น เราจะต้องพิจารณาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าอยู่สองค่าด้วยกัน คือ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum-TTC) และค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง (Guarantee-TTC) ซึ่งหลักการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าทั้งสองสามารถสรุปได้ดังนี้

- หากมีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบในปริมาณน้อยกว่าค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงแล้ว สามารถอนุญาตให้การส่งผ่านกำลังไฟฟ้านั้นเกิดขึ้นได้โดยไม่ต้องทำการตรวจสอบ
- หากมีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบในปริมาณมากกว่าค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดแล้ว จะไม่อนุญาตให้การส่งผ่านกำลังไฟฟ้านั้นเกิดขึ้นเป็นอันขาดเพราะจะทำให้เกิดปัญหาความมั่นคงในระบบ
- หากมีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างระบบในปริมาณมากกว่าค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงแต่ไม่เกินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด จะต้องทำการตรวจสอบอย่างละเอียดก่อนว่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้ารูปแบบดังกล่าวก่อให้เกิดปัญหาความมั่นคงในระบบหรือไม่

หลักการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่สามารถสรุปได้ดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ผลสรุปของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่

ศูนย์วิจัยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

## บทที่ 4

### การประเมินส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ในระบบส่ง

จากที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 2 การประเมินค่า TRM เป็นการหาค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อความไม่แน่นอนต่างๆ ภายในระบบที่อาจเกิดขึ้นได้ในอนาคต ความไม่แน่นอนต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นภายในระบบไฟฟ้ากำลังอาจมาจากหลายสาเหตุ เช่น ความไม่แน่นอนของพารามิเตอร์ในสายส่งซึ่งก่อให้เกิดความผิดพลาดของค่าที่วัดความร้อนของสายส่ง ความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลด หรือ ความไม่แน่นอนของค่าพารามิเตอร์อื่นๆ ในข้อมูลฐาน ซึ่งค่าความไม่แน่นอนต่างๆดังกล่าวข้างต้นจะทำให้ข้อมูลในกรณีฐานของระบบไฟฟ้ากำลังเปลี่ยนแปลงไป[3] โดยทั่วไปแล้วเราสามารถประเมินค่า TRM ได้ 3 วิธีดังต่อไปนี้ [9, 10]

1. ประเมินค่า TRM ด้วยวิธีการคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดเพียงครั้งเดียวโดยการกำหนดค่าความไม่แน่นอนในกรณีฐานเป็นร้อยละคงที่ เช่น กำหนดค่าให้โหลดมีค่าเพิ่มขึ้น 20% จากกรณีฐาน
2. ประเมินค่า TRM โดยคิดเป็นเปอร์เซ็นต์จากค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด เช่น กำหนดค่า TRM เป็น 5% ของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด
3. ประเมินค่า TRM โดยอาศัยหลักของความน่าจะเป็น ซึ่งจะใช้วิธีจำลองเหตุการณ์ในระบบ จากนั้น ทำการหาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่พิจารณาถึงความไม่แน่นอนในระบบ และนำค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์มาพิจารณาเพื่อเลือกค่า TRM ที่เหมาะสม

จากวิธีการประเมินค่า TRM ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น วิธีประเมินค่าดัชนี TRM สองวิธีแรกนั้นเป็นการประเมินค่า TRM จากค่าความไม่แน่นอนที่คิดเป็นร้อยละจากค่าพารามิเตอร์ในกรณีฐาน หรือใช้การกำหนดค่า TRM จากการกำหนดเป็นร้อยละของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งไม่ได้แสดงผลกระทบของความไม่แน่นอนในระบบไฟฟ้ากำลัง ที่มีผลต่อการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าอย่างแท้จริง ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการประเมินค่า TRM โดยอาศัยหลักของความน่าจะเป็นด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล จากนั้นทำการหาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดในกรณีปกติและในกรณีที่พิจารณาถึงความไม่แน่นอนในระบบ ค่าความแตกต่างของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดของทั้งสองกรณี จะถูกกำหนดให้เป็นส่วนเผื่อที่ต้องทำการสำรองไว้เพื่อรองรับความไม่แน่นอนในแต่ละกรณี เมื่อทำการจำลองเหตุการณ์จนลู่เข้าแล้ว จะเลือกค่าที่เหมาะสมของค่าดัชนี TRM โดยหลักการวิเคราะห์ความเสี่ยง (Risk Analysis) ซึ่งจะนำเสนอต่อไป



ในหัวข้อต่อไป จะกล่าวถึงหลักการประเมินค่า TRM โดยวิธีที่นำเสนอ ซึ่งประกอบด้วยแบบจำลองของความไม่แน่นอนในระบบ และวิธีการจัดสรรกำลังการผลิตในระบบใหม่เนื่องจากความคลาดเคลื่อนในการพยากรณ์โหลด

#### 4.1 แบบจำลองความไม่แน่นอนในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ความไม่แน่นอนในระบบไฟฟ้ากำลังที่นำมาพิจารณาประกอบในการประเมินค่า TRM นั้นอาจประกอบไปด้วย ค่าความไม่แน่นอนของพารามิเตอร์ในสายส่งซึ่งจะทำให้เกิดความคลาดเคลื่อนของค่าพิกัดในสายส่ง หรือค่าความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลด ซึ่งค่าความไม่แน่นอนต่างๆ เหล่านี้จะทำให้เกิดความคลาดเคลื่อนของข้อมูลในกรณีฐานอย่างไรก็ตาม ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลดในการประเมินค่า TRM เท่านั้นเนื่องจากในทางปฏิบัติแล้วค่าความไม่แน่นอนของพารามิเตอร์ในสายส่งจะมีค่าน้อยมากจนสามารถละเลยได้ โดยความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลดดังกล่าวสามารถถูกจำลองได้ด้วยการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) ซึ่งค่ากำลังจริงของโหลดจะเท่ากับค่าการพยากรณ์โหลดบวกกับค่าความคลาดเคลื่อนดังสมการที่ (4.1)

$$P_j = P_j^{forecast} + Z \times \sigma_{P_j} \quad (4.1)$$

$$\sigma_{P_j} = \beta \times \sqrt{P_j} \quad (4.2)$$

โดยที่	$Z$	คือ	ตัวเลขสุ่มจากการแจกแจงแบบปกติ
	$P_j$	คือ	กำลังจริงของโหลดที่บัส $j$
	$\sigma_{P_j}$	คือ	การกระจายของการพยากรณ์โหลดที่บัส $j$ ซึ่งสามารถประมาณได้จากสมการที่ (4.2)
	$\beta$	คือ	ค่าพารามิเตอร์การกระจายตัวของโหลดในระบบมีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1

สำหรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของโหนดนั้น สามารถคำนวณได้ในลักษณะเดียวกันกับค่ากำลังจริงที่โหลดในสมการที่ (4.1) ภายใต้สมมติฐานตัวประกอบกำลังคงที่

#### 4.2 การจัดสรรกำลังการผลิตในระบบใหม่เนื่องจากความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลด

หากเราพิจารณาความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลดในระบบ ซึ่งมีผลทำให้โหลดในสถานะการทำงานจริงคลาดเคลื่อนไปจากค่าที่พยากรณ์ไว้ เพื่อความสมดุลระหว่างกำลังการผลิตและโหลดในระบบ เราจะต้องพิจารณการจัดสรรกำลังการผลิตใหม่ด้วย โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะ



อาศัยสมมติฐานว่า เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวในระบบจะทำการจัดสรรกำลังการผลิตแบบอัตโนมัติด้วยตัวควบคุม (Governor) ซึ่งตัวควบคุมดังกล่าวจะทำการปรับเปลี่ยนค่ากำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามลักษณะของ droop ซึ่งความหมายของค่า droop ในเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเป็นความสัมพันธ์ของการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัว เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของความถี่ในระบบไฟฟ้า โดยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของความสัมพันธ์ดังกล่าวสามารถเขียนได้ดังสมการที่ (4.3)

$$R_i = \frac{\Delta\omega_i(p.u.)}{\Delta p_i(p.u.)} = \frac{\Delta\omega_i(p.u.)}{\Delta P_i(MW)/S_i(MVA)} \quad (4.3)$$

โดยที่	$R_i$	คือ ค่าคงที่ droop ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ $i$
	$\Delta\omega$	คือ การเปลี่ยนแปลงความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ $i$
	$\Delta P_i$	คือ การเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ $i$
	$\Delta S_i$	คือ พิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ $i$

จากสมมติฐานข้างต้น เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงโหลดในระบบเกิดขึ้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวจะทำการปรับเปลี่ยนค่ากำลังการผลิตใหม่ด้วยตัวควบคุมนั้น หากเราตั้งสมมติฐานเพิ่มเติมว่า ค่า droop ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละตัวในระบบมีค่าเท่ากัน เท่ากับ  $R$  ดังสมการที่ (4.4)

$$R_1 = R_2 = R_3 = \dots = R_n = R \quad (4.4)$$

ดังนั้น

$$S_1 \frac{\Delta\omega_1}{\Delta P_1} = S_2 \frac{\Delta\omega_2}{\Delta P_2} = S_3 \frac{\Delta\omega_3}{\Delta P_3} = \dots = S_n \frac{\Delta\omega_n}{\Delta P_n} \quad (4.5)$$

เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวต่ออยู่ในระบบไฟฟ้าเดียวกัน เมื่อเกิดการรบกวนในระบบจะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวแกว่งไปพร้อมกัน หรือ การเปลี่ยนแปลงความถี่ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวเท่ากัน ดังนั้นสามารถเขียนสมการที่ (4.5) ใหม่ได้ดังนี้

$$\frac{S_1}{\Delta P_1} = \frac{S_2}{\Delta P_2} = \frac{S_3}{\Delta P_3} = \dots = \frac{S_n}{\Delta P_n} \quad (4.6)$$

อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงของโหลดในระบบจะต้องเท่ากับการเปลี่ยนแปลงของกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องรวมกัน

$$\Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_3 + \dots + \Delta P_n = \Delta P_n \quad (4.7)$$

เมื่อทำการแก้สมการที่ (4.6) ร่วมกับ (4.7) จะได้คำตอบดังสมการที่ (4.8)

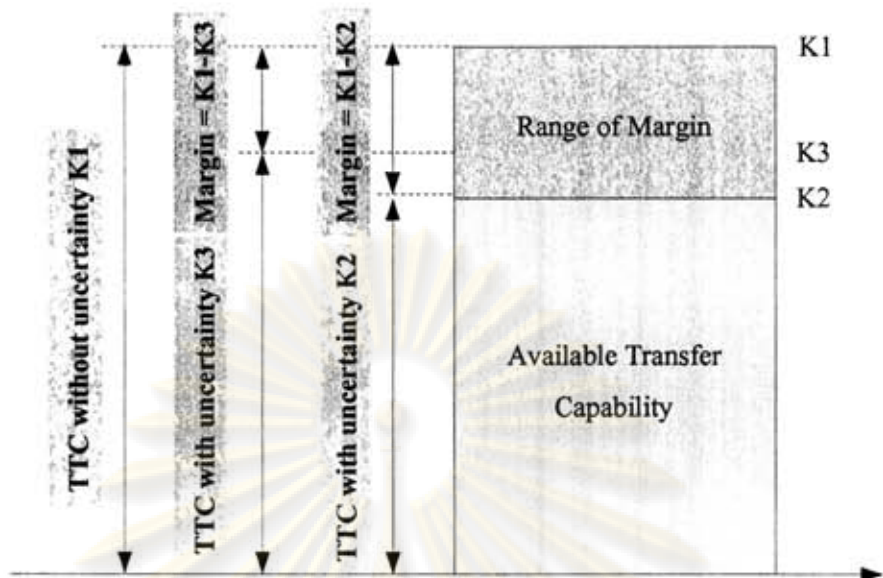
$$\Delta P_i = \left( \frac{S_i}{S_1 + S_2 + S_3 + \dots + S_n} \right) \Delta P_L \quad (4.8)$$

ความหมายของสมการที่ (4.8) คือ เมื่อเกิดการเปลี่ยนแปลงในระบบไฟฟ้ากำลังเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องจะทำการปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตของตัวเองตามสัดส่วนค่าพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องนั่นเอง

### 4.3 หลักการวิเคราะห์ความเสี่ยงของดัชนี TRM

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการประเมินค่าดัชนี TRM โดยอาศัยหลักการของความน่าจะเป็นจากการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล เนื่องจากเราสามารถหาค่าส่วนเผื่อที่ต้องสำรองไว้เพื่อรองรับความไม่แน่นอนในแต่ละสภาวะการทำงานของระบบได้ จากการหาค่าความแตกต่างระหว่างค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดในกรณีที่รวมผลของความไม่แน่นอนและกรณีที่ไม่พิจารณาผลของความไม่แน่นอนในระบบ เมื่อทำการจำลองเหตุการณ์จนกระทั่งผลตอบลู้เข้าแล้ว ค่าส่วนเผื่อเหล่านั้นจะถูกนำมาสร้างเป็นฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (*p.d.f.*)

หลักการพิจารณาความเสี่ยงของค่า TRM จะอาศัยการนิยามความหมายทางกายภาพของค่าขอบเขตที่ต้องสำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่งซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วยรูปที่ 4.1 แผนภาพดังกล่าวแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในกรณีที่พิจารณาและไม่พิจารณาความไม่แน่นอนในระบบกับค่าส่วนเผื่อที่ต้องสำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง ณ ระดับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า โดย K1 เป็นค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ไม่ได้คำนึงถึงผลของความไม่แน่นอนต่างๆ ในระบบ ส่วนค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ณ ระดับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า K2 เป็นค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่คำนึงถึงผลของความไม่แน่นอนในระบบ ค่าขอบเขตที่ต้องสำรองไว้จะมีค่าเท่ากับค่าความแตกต่างของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าทั้งสองกรณีซึ่งมีค่าเท่ากับ (K1 - K2) หากค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า K2 เกิดจากการพิจารณาผลของความไม่แน่นอนสูงสุดที่เป็นไปได้ ค่าส่วนเผื่อที่เกิดขึ้นก็จะเป็นค่าส่วนเผื่อที่ดูเข้มงวดจนเกินไป หากเราอนุโลมให้มีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่คำนึงถึงผลของความไม่แน่นอนในระบบด้วยระดับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่มากกว่าค่า K2 ดังเช่น ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่ระดับ K3 ดังรูปที่ 4.1 ค่าส่วนเผื่อจะมีค่าเท่ากับ K1-K3 ซึ่งน้อยกว่าค่าส่วนเผื่อในตอนแรก แต่เราก็จะต้องยอมรับความเสี่ยงที่อาจส่งผลกระทบต่อระบบการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าเมื่อเกิดความคลาดเคลื่อนของพารามิเตอร์ต่างๆ ในระบบ จะเห็นได้ว่าหากเราเผื่อค่าส่วนเผื่อที่ต้องสำรองไว้ น้อย ความเสี่ยงที่อาจส่งผลกระทบต่อระบบการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าก็จะมีค่ามาก



รูปที่ 4.1 ความสัมพันธ์ระหว่างค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่พิจารณาและไม่พิจารณาความไม่แน่นอนในระบบกับค่าส่วนเผื่อที่ต้องสำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง

พิจารณารูปที่ 4.2 ซึ่งแสดงฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่า TRM ที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์ซึ่งจะมีพื้นที่ใต้กราฟเป็นหนึ่ง ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนิยามความเสี่ยงของการกำหนดค่า TRM ดังสมการที่ (4.9)

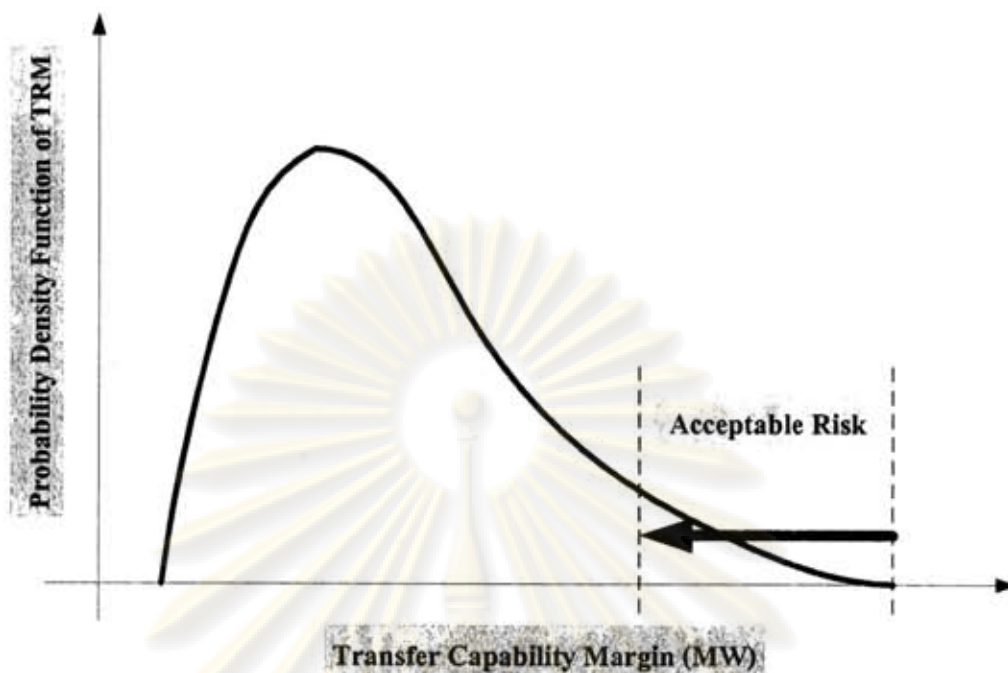
$$Risk (TRM_j) = \sum_{x=TRM_j}^{\infty} f(x)\Delta x \tag{4.9}$$

โดยที่  $f(x)$  คือ ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของดัชนี TRM จากการจำลองเหตุการณ์

$\Delta x$  คือ ค่าของดัชนี TRM ในแต่ละเหตุการณ์

ความหมายของสมการดังกล่าวก็คือ เมื่อเรากำหนดค่าส่วนเผื่อค่าหนึ่งให้เป็น TRM ค่าความเสี่ยงที่สอดคล้องกัน จะเป็นค่าของโอกาสที่ส่วนเผื่อที่กำหนดไว้ไม่เพียงพอที่จะรองรับความกับความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจริง หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือส่วนเผื่อที่ต้องการจริงมากกว่าค่า TRM ที่กำหนดเอาไว้ เหตุการณ์นี้จะนำมาซึ่งการละเมิดขีดจำกัดต่างๆในระบบ และอาจทำให้เกิดความเสียหายได้





รูปที่ 4.2 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่า TRM ที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์

ในการเลือกค่าดัชนี TRM ที่เหมาะสมด้วยการวิเคราะห์ความเสี่ยงโดยวิธีที่นำเสนอ นั้น ขั้นตอนแรกจะกำหนดค่าความเสี่ยงที่ยอมรับได้ เช่น 5% จากนั้นจึงทำการหาค่าดัชนีที่เหมาะสมจากสมการที่ (4.9) ต่อไป

#### 4.4 วิธีการประเมินค่าดัชนี TRM โดยวิธีที่นำเสนอ

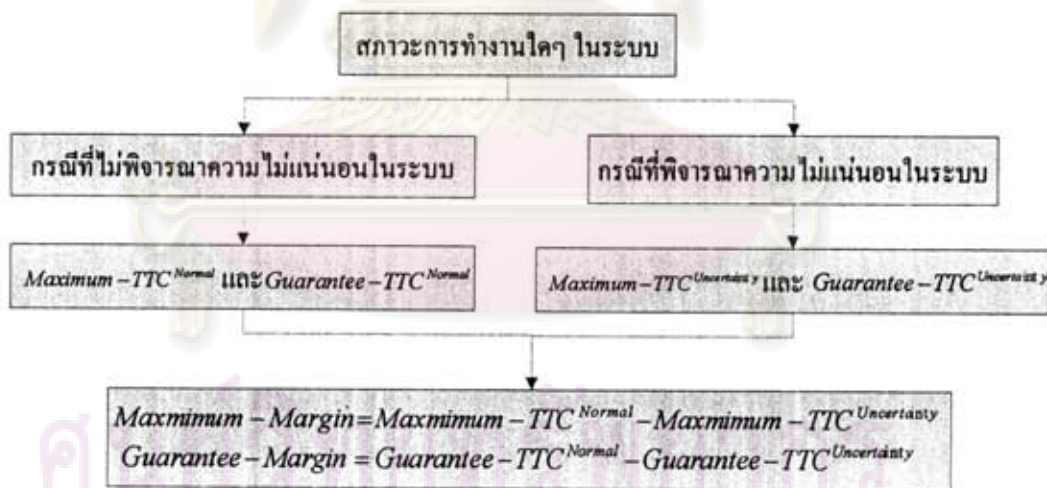
จากที่กล่าวมาแล้วข้างต้นจะเห็นได้ว่า ค่าดัชนี TRM มีความสัมพันธ์เกี่ยวข้องกับการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด หากเราสามารถคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้ เราก็จะสามารถทำการประเมินค่าดัชนี TRM ได้โดยการหาค่าความแตกต่างระหว่างค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในกรณีที่พิจารณาและไม่พิจารณาถึงความไม่แน่นอนในระบบ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ นำเสนอวิธีการประเมินค่าดัชนี TRM โดยอาศัยหลักของความน่าจะเป็นในการคัดเลือกค่าดัชนี TRM ที่เหมาะสม โดยเมื่อพิจารณาสภาวะการทำงานของระบบสภาวะหนึ่งที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล เราจะสามารถหาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ไม่ได้พิจารณาความไม่แน่นอนในระบบ ( $TTC^{Normal}$ ) ได้ จากนั้น เมื่อพิจารณาถึงความไม่แน่นอนในระบบโดยพิจารณาเฉพาะความไม่แน่นอนจากการพยากรณ์โหลด เราก็จะสามารถคำนวณหาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของระบบในกรณีที่พิจารณาถึงความไม่แน่นอน ( $TTC^{Uncertainty}$ ) ได้เช่นกัน ค่าส่วนเผื่อในแต่ละสภาวะการทำงานของระบบ สามารถคำนวณได้จากค่าความแตกต่างของค่าการส่งผ่าน

กำลังไฟฟ้าทั้งสองกรณี[11] เมื่อการจำลองเหตุการณ์ของระบบลู่เข้าแล้ว เราจะทำการคัดเลือกค่าดัชนี TRM ที่เหมาะสมด้วยการหาค่าความเสี่ยงจากความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของดัชนี TRM ที่เกิดขึ้นจากการจำลองเหตุการณ์

อย่างไรก็ตาม จากที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 3 ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่นั้นมีอยู่ด้วยกันสองค่า คือ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum Transfer Capability) และค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง (Security Transfer Capability) ดังนั้นในการประเมินค่าดัชนี TRM ของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่นั้นต้องคำนึงถึงค่าดัชนี TRM อยู่สองค่าเช่นเดียวกับการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างสองพื้นที่ โดยในแต่ละสภาวะการทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังที่ได้จากการสุ่มนั้น เราต้องคำนวณค่าส่วนเผื่อสำหรับ TRM ในกรณีที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum-TRM) และค่าส่วนเผื่อสำหรับ TRM ที่รับประกันความมั่นคงในระบบ (Guarantee-TRM) ดังสมการที่ (4.10) และ (4.11) นั่นเอง

$$Maximum - Margin = Maximum - TTC^{Normal} - Maximum - TTC^{Uncertainty} \quad (4.10)$$

$$Guarantee - Margin = Guarantee - TTC^{Normal} - Guarantee - TTC^{Uncertainty} \quad (4.11)$$



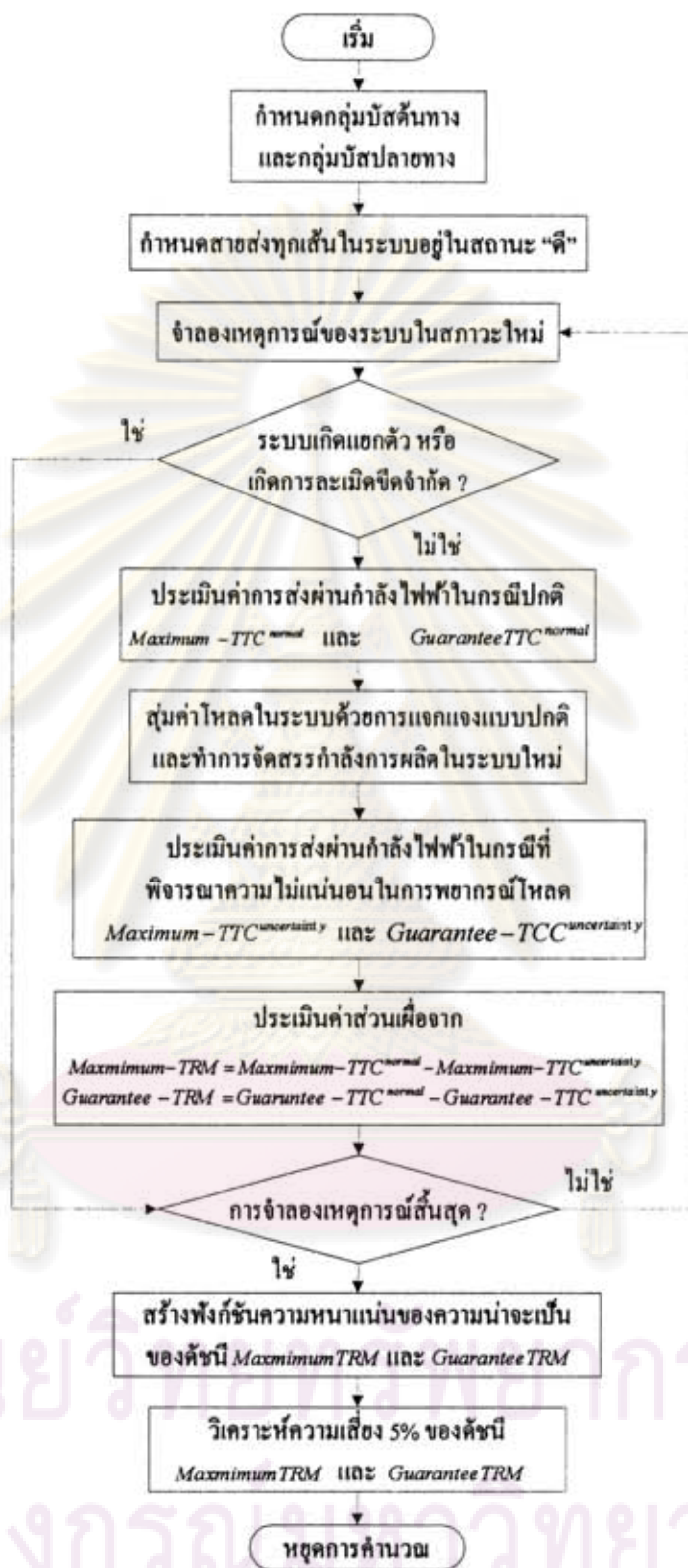
รูปที่ 4.3 การประเมินค่าดัชนี TRM ในกรณีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และรับประกันความมั่นคง

กระบวนการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM) ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. กำหนดกลุ่มบัลด์ตันทาง และกลุ่มบัลปลายทางในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า
2. กำหนดสถานะเริ่มต้นให้สายส่งทุกเส้นในระบบไฟฟ้ากำลังที่เราพิจารณาอยู่ในสถานะ "ดี" ทั้งหมด
3. ทำการจำลองเหตุการณ์ของระบบไฟฟ้ากำลังด้วยการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ชนิดที่มีความเกี่ยวเนื่องกัน โดยพิจารณาเฉพาะสายส่งที่มีอยู่ในระบบเท่านั้น
4. ตรวจสอบว่าระบบเกิดการแยกตัว หรือเกิดการละเมิดขีดจำกัดต่างๆ หากไม่เกิด ให้ไปขั้นตอนที่ 5 หากเกิดให้ไปขั้นตอนที่ 9
5. ทำการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงในระบบในกรณีที่ไม่พิจารณาความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลด
6. ทำการสุ่มค่าโหลดในระบบใหม่ด้วยการกระจายแบบปกติ และจัดสรรกำลังการผลิตให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบใหม่โดยใช้สมมติฐานที่นำเสนอในหัวข้อที่ 4.1 และ 4.2 ตามลำดับ
7. ทำการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงในระบบในกรณีที่พิจารณาความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลด
8. หาค่าส่วนเผื่อที่พิจารณาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และส่วนเผื่อที่พิจารณาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง ด้วยการหาค่าความแตกต่างของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในกรณีที่พิจารณา และไม่พิจารณาความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลด
9. ตรวจสอบการจำลองเหตุการณ์ว่าลู่เข้าหรือไม่ ด้วยค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของการจำลองเหตุการณ์ หากการจำลองเหตุการณ์ลู่เข้าแล้วไปยังขั้นตอนที่ 10 หากยังไม่ลู่เข้าให้กลับไปยังขั้นตอนที่ 3
10. สร้างฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่า TRM จากส่วนเผื่อที่คำนวณได้จากการจำลองเหตุการณ์
11. ทำการวิเคราะห์ความเสี่ยง 5% ของค่าดัชนี TRM ที่พิจารณาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และดัชนี TRM ที่พิจารณาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง
12. จบการทำงานของกระบวนการประเมินค่าดัชนี TRM

กระบวนการดังกล่าวสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 4.4





รูปที่ 4.4 ขั้นตอนการประเมินค่าดัชนี TRM โดยวิธีที่นำเสนอ

## การประเมินส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ในระบบผลิต

จากที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 2 ค่าส่วนเผื่อของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้านั้นประกอบไปด้วยค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM) และค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (CBM) โดยค่าขอบเขตทั้งสองสามารถถูกประเมินแยกกันได้

คณะกรรมการความเชื่อถือได้ของอเมริกาเหนือ (NERC) ได้ให้ความหมายของค่า CBM ไว้ว่า เป็นค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างบัล หรือกลุ่มบัล ที่ต้องสำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต เพื่อให้กำลังไฟฟ้าจากระบบข้างเคียงที่เชื่อมต่อกันอยู่สามารถไหลเข้ามาช่วยได้ในกรณีที่ระบบที่กำลังพิจารณาต้องการกำลังการผลิตเพิ่มเติม จากงานวิจัยที่ผ่านมา ในอดีตได้พิจารณาค่า CBM เป็นค่าการส่งผ่านที่ต้องส่งออก หรือ รับเข้ามาในระบบเพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือของระบบผลิตอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ซึ่งสามารถคำนวณโดยตรง หรือคำนวณได้โดยอาศัยหลักการของความน่าจะเป็น ซึ่งทั้งสองวิธีจะคำนวณร่วมกับการพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบผลิตควบคู่กันไป [12,13,14]

โดยทั่วไปแล้ว การประเมินค่า CBM นั้นจะประเมินแยกในแต่ละพื้นที่ โดยในแต่ละพื้นที่นั้นจะมีการเผื่อค่าส่วนเผื่อเพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไว้ปริมาณหนึ่ง ซึ่งอาจมีค่าที่ไม่เท่ากันขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตสำรองของแต่ละพื้นที่ ดังนั้น การประเมินค่า CBM ควรที่จะทำการประเมินแยกตามพื้นที่ทั้งพื้นที่ต้นทาง และพื้นที่ปลายทางที่ทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างกัน อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติ เมื่อมีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่นั้น พื้นที่ที่ทำการส่งกำลังไฟฟ้าหรือพื้นที่ต้นทาง ควรจะต้องมีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ก่อนที่จะตัดสินใจส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปยังพื้นที่อื่น ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอวิธีการประเมินค่า CBM ที่พิจารณาเฉพาะความเชื่อถือได้ของระบบผลิตในพื้นที่ปลายทางเท่านั้น โดยจะอาศัยวิธีการจำลองเหตุการณ์ควบคู่ไปกับการประเมินความน่าเชื่อถือได้ของระบบผลิต ซึ่งรายละเอียดของวิธีการจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

### 5.1 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิต

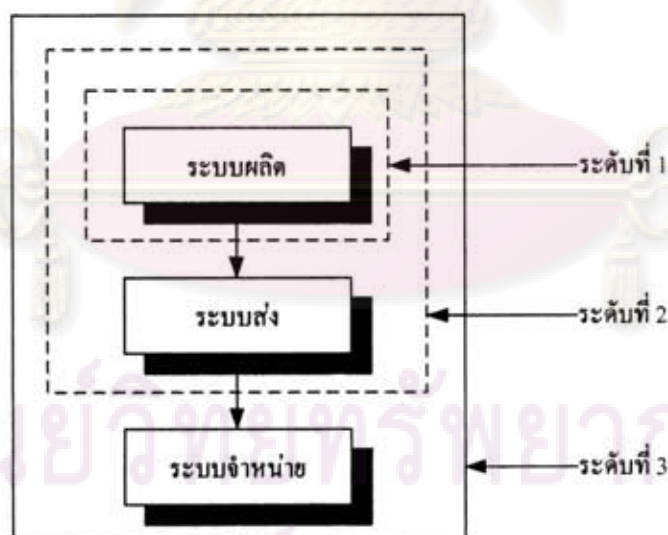
โดยทั่วไป การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือ ความเพียงพอของระบบ (System adequacy) และความมั่นคงของระบบ (System security) โดยความหมายของทั้ง 2 หัวข้อสามารถอธิบายได้ดังนี้ [15]

ความเพียงพอของระบบ (System adequacy) หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าและพลังงานทั้งหมดได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่อุปกรณ์ต่างๆในระบบยังทำงานอยู่ภายใต้พิกัด และมีระดับแรงดันไฟฟ้าอยู่ในช่วงที่กำหนด การศึกษาความเชื่อถือได้ที่เกี่ยวข้องกับความเพียงพอของระบบ จะเป็นการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้ากำลังในสภาวะอยู่ตัว (Steady-State condition) เพื่อทำการตรวจสอบปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้ากำลัง

ความมั่นคงของระบบ (System security) หมายถึงความสามารถของระบบไฟฟ้ากำลังที่จะสามารถทนต่อการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดซึ่งเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลัง เช่น เกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้ากำลัง หรืออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลังเกิดขัดข้องทันทีทันใดโดยไม่ทราบล่วงหน้า เป็นต้น การศึกษาความเชื่อถือได้ในด้านความมั่นคงของระบบจะทำการวิเคราะห์ในสภาวะพลวัต (Dynamic condition)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังเฉพาะในด้านของความเพียงพอของระบบเท่านั้น

อย่างไรก็ตาม เราสามารถจำแนกหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็น 3 ส่วน ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดังนั้นในการศึกษาความเชื่อถือได้จึงสามารถแบ่งระดับชั้นในการศึกษาได้เป็น 3 ระดับเช่นกัน ดังในรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 ขอบเขตการทำงานพื้นฐานในระบบไฟฟ้ากำลัง

จากขอบเขตหน้าที่การทำงานของระบบไฟฟ้ากำลังดังแสดงในรูปที่ 5.1 หากพิจารณาในแง่การประเมินความเชื่อถือได้โดยรวมแล้วจะสามารถแบ่งลำดับชั้น (Hierarchical level: HL) ของการศึกษาได้เป็น 3 ระดับ ตามการแบ่งขอบเขตของการทำงาน ได้ดังนี้



ลำดับชั้นที่ 1 (Hierarchical Level One, HL1) เป็นการพิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้า  
ลำดับชั้นที่ 2 (Hierarchical Level Two, HL2) เป็นการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับ  
ระบบส่งไฟฟ้า

ลำดับชั้นที่ 3 (Hierarchical Level Three, HL3) เป็นการพิจารณารวมทั้ง 3 ระบบ คือ  
ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือในทางปฏิบัติ จะพิจารณา  
เฉพาะระบบจำหน่ายเพียงอย่างเดียวแต่ใช้ผลการคำนวณใน HL2 มาร่วมพิจารณาด้วย

โดยทั่วไป การวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นการศึกษาในระดับชั้นที่ 1 คือ  
พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเพียงระบบเดียว ซึ่งเป็นการศึกษาถึงความสามารถของระบบผลิต  
ในการจ่ายไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยจะมุ่งเน้นที่การคำนวณความน่าจะเป็น  
ของการเกิดเหตุขัดข้องในเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งอาจทำให้กำลังการผลิตรวมของระบบไม่เพียงพอ  
กับความต้องการของโหลดเพียงอย่างเดียว ในการสร้างแบบจำลอง เราจะพิจารณารายละเอียด  
เฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าเท่านั้น ดังนั้น จึงสามารถจำลอง  
ระบบที่ทำการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 ได้ดังรูปที่ 5.2

กำลังการผลิตไฟฟ้ารวมของระบบ



รูปที่ 5.2 แบบจำลองระบบสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาการประเมิน  
ความเชื่อถือได้ในระดับชั้นที่ 1 โดยอาศัยดัชนี LOLE (Loss of load expectation) ในการ  
วิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบผลิต

ดัชนี LOLE คือ ค่าเฉลี่ยของเวลาที่ปริมาณโหลดจะสูงกว่าค่ากำลังการผลิตที่มีอยู่ใน  
ระบบ ซึ่งการประเมินดังกล่าวต้องอาศัยแบบจำลองของทั้งระบบผลิต และโหลดดังกล่าวถึง  
ในหัวข้อถัดไป

### 5.1.1 แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า

การสร้างแบบจำลองของระบบผลิตนั้น จะอาศัยการสร้างตารางการขาดกำลังการผลิต  
ขนาดต่างๆกัน ที่มีโอกาสเกิดขึ้นเนื่องจากเหตุขัดข้องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือที่เรียกว่าตาราง

COPT (Capacity Outage Probability Table) โดยแบบจำลองการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นอาจกำหนดตามแบบจำลองของมาร์คอฟ 2 สถานะ คือ สถานะดี และสถานะเสีย โดยทั่วไปแล้ว การสร้างตารางดังกล่าวนั้นสามารถสร้างได้โดยใช้สูตรการคำนวณซ้ำ (Recursive formula) ซึ่งอาศัยหลักการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบเข้าไปในการคำนวณ เพื่อคำนวณหาความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิตในแต่ละระดับจนครบทุกเครื่อง หากกำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบมีสถานะการทำงานเป็นแบบ 2 สถานะ เราสามารถหาค่าความน่าจะเป็นที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเสีย หรือ FOR (Forced Outage Rate) ได้ตามสมการที่ 5.1

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (5.1)$$

โดยที่  $\lambda$  คือ อัตราการเสีย (Failure Rate) หรืออัตราการออกจากสถานะดี  
 $\mu$  คือ อัตราการซ่อม (Repair Rate) หรืออัตราการเข้าสู่สถานะดี

จากสมการที่ 5.1 เมื่อเราทราบค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละเครื่องแล้ว เราก็สามารถสร้างตาราง COPT ได้จากสูตรการคำนวณซ้ำดังสมการที่ 5.2

$$P(X) = (1 - FOR)P'(X) + (FOR)P'(X - C) \quad (5.2)$$

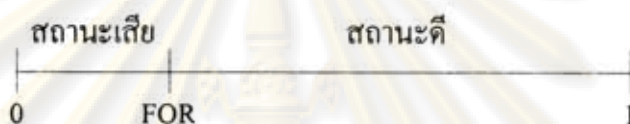
โดยที่  $P'(X)$  คือ ค่าความน่าจะเป็นรวมที่จะเกิดการขาดกำลังการผลิตเป็นปริมาณ X MW ก่อนที่พิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่สนใจเข้าสู่ระบบ  
 $P(X)$  คือ ค่าความน่าจะเป็นรวมที่จะเกิดการขาดกำลังการผลิตเป็นปริมาณ X MW หลังจากพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตัวที่สนใจเข้าสู่ระบบ

จากสมการที่ 5.2 เราจะกำหนดสถานะเริ่มต้นของการสร้างตารางเป็น  $P'(X) = 1.0$  เมื่อ  $X \leq 0$  และ  $P'(X) = 0$  เมื่อเป็นเงื่อนไขอื่น หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีสถานะการทำงานมากกว่า 2 สถานะ สูตรการคำนวณซ้ำก็สามารถใช้ในการสร้างตาราง COPT ได้เช่นกัน เพียงแต่ต้องทำการปรับปรุงสมการที่ 5.2 ใหม่เป็นดังสมการที่ 5.3

$$P(X) = \sum_{i=1}^n p_i P'(X - C_i) \quad (5.3)$$

โดยที่  $p_i$  คือ ความน่าจะเป็นของสถานะการผลิตที่  $i$  ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่กำลังพิจารณา

จากสมการที่ 5.3 เราสามารถพิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีหลายสถานะในการสร้างตาราง COPT หรืออาจนำมาประยุกต์ใช้เป็นตารางการช่วยเหลือกำลังการผลิตสำรองให้กับระบบข้างเคียงก็ได้ อย่างไรก็ตาม ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะอาศัยการจำลองเหตุการณ์เพื่อสร้างตาราง COPT แทน โดยอาศัยการสุ่มสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในพื้นที่ที่พิจารณา ซึ่งสามารถอธิบายวิธีการได้ดังนี้ จากสมการที่ 5.1 เมื่อเราทราบค่า FOR ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่องในระบบแล้ว เราสามารถสุ่มสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านั้นว่าอยู่ในสถานะดี หรือเสีย โดยอาศัยการสุ่มตัวเลขจากการแจกแจงแบบสม่ำเสมอ (Uniform Distribution) หากค่าตัวเลขสุ่มมีค่าน้อยกว่าค่า FOR เครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นก็จะอยู่ในสถานะเสีย แต่ถ้าตัวเลขสุ่มมีค่ามากกว่าค่า FOR เครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นก็จะอยู่ในสถานะดี ดังรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 การสุ่มสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เมื่อทำการสุ่มสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบแล้ว เราก็จะรู้ค่ากำลังการผลิตรวมของระบบในสถานะนั้น จากนั้นทำการเก็บค่ากำลังการผลิต และสุ่มสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใหม่ โดยกระบวนการนี้จะถูกทำซ้ำเรื่อยๆ จนครบจำนวนรอบสูงสุดที่กำหนดไว้ เมื่อทำการจำลองเหตุการณ์สิ้นสุดแล้ว ค่าของโอกาสที่ระบบจะขาดกำลังการผลิตเป็น  $X$  MW สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5.4

$$P(X) = \frac{n_X}{N} \quad (5.4)$$

โดยที่  $P(X)$  คือ ค่าของโอกาสที่ระบบจะขาดกำลังการผลิตเป็น  $X$  MW

$n_X$  คือ จำนวนครั้งของสถานะที่ระบบจะขาดกำลังการผลิตเป็น  $X$  MW จากการสุ่มสถานะ

$N$  คือ จำนวนครั้งของการสุ่มสถานะทั้งหมด

การสร้าง COPT โดยวิธีการจำลองเหตุการณ์สุ่มสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นมีข้อดีคือ รูปแบบปัญหาไม่ซับซ้อนหากระบบที่พิจารณามีขนาดใหญ่ แต่ข้อเสียของวิธีการนี้ก็คือ ความละเอียด และความแม่นยำของผลการคำนวณขึ้นอยู่กับจำนวนรอบสูงสุดของการทำงานที่กำหนดไว้



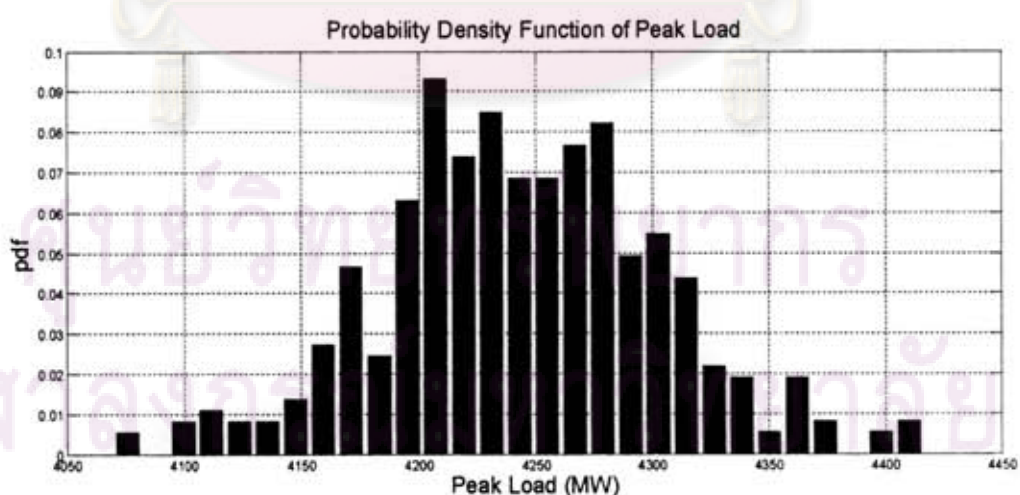
### 5.1.2 แบบจำลองของโหลด

โดยทั่วไปแล้ว การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังนั้น มีการเลือกใช้ลักษณะโหลดประเภทต่างๆ ตามความเหมาะสม เช่น โหลดรายชั่วโมง โหลดรายวัน และโหลดรายเดือน เป็นต้น แบบจำลองของโหลดอาจสร้างมาจากลักษณะของโหลดดังกล่าวข้างต้น หากพิจารณาเลือกใช้ลักษณะโหลดเป็นแบบรายชั่วโมง ก็จะได้ผลตอบที่มีความละเอียดมากกว่าลักษณะโหลดอีกสองประเภท อย่างไรก็ตาม ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสร้างแบบจำลองโหลดจากแบบจำลองความไม่แน่นอนของโหลดที่มีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal Distribution) ดังสมการที่ 5.5

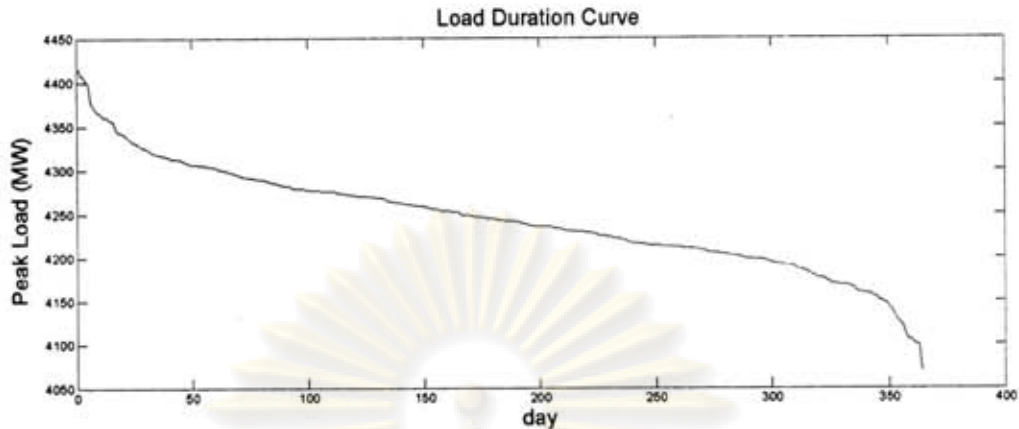
$$P_{L,i} = P_{L,i}^{forecast} + \sigma_i \times Z \quad (5.5)$$

โดยที่  $P_{L,i}$  คือ ค่าโหลดสูงสุดที่บัส  $i$   
 $P_{L,i}^{forecast}$  คือ ค่าพยากรณ์ของโหลดที่บัส  $i$   
 $Z$  คือ ค่าตัวเลขสุ่มที่มีการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution)  
 $\sigma_i$  คือ ค่าการกระจายตัวของการพยากรณ์โหลด โดยทั่วไป จะกำหนดให้เป็นร้อยละของค่าพยากรณ์ เช่น  $0.1 \times P_{L,i}^{forecast}$  เป็นต้น

จากแบบจำลองความไม่แน่นอนของโหลดดังกล่าว เราสามารถสร้างฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของการกระจายตัวได้ดังรูปที่ 5.4 และเมื่อนำค่าโหลดดังกล่าวมาเรียงลำดับกันก็จะได้เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load duration curve) ดังรูปที่ 5.5



รูปที่ 5.4 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นจากการสุ่มโหลด



รูปที่ 5.5 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve)

### 5.1.3 แบบจำลองการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิต

จากแบบจำลองของระบบผลิตและแบบจำลองโหลดที่ได้กล่าวมาแล้ว เราสามารถนำมาสร้างเป็นแบบจำลองความเสี่ยง (Risk Model) เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบได้ จากตาราง COPT เราจะรู้ค่าของโอกาสที่ระบบจะเกิดการสูญเสียกำลังการผลิต หากเรานำมาสร้างแบบจำลองความเสี่ยงร่วมกับแบบจำลองโหลด ในกรณีที่โหลดมีค่ามากกว่ากำลังการผลิต จะทำให้ระบบไม่สามารถจ่ายโหลดในระบบได้ หรือเรียกว่าเกิดการสูญเสียความสามารถในการจ่ายโหลด ข้อมูลโหลดสูงสุดประจำวันสามารถนำมาเชื่อมต่อกับข้อมูลตาราง COPT เพื่อหาค่าเฉลี่ยของจำนวนวันที่โหลดในระบบมีค่ามากกว่ากำลังการผลิตในช่วงเวลาที่สนใจ หรือดัชนี LOLE ได้ ดังสมการที่ 5.6

$$LOLE = \sum_{i=1}^n P_i(C_i - L_i) \quad (5.6)$$

โดยที่ LOLE คือ ค่าเฉลี่ยของจำนวนวันที่เกิดการขาดกำลังการผลิต (วันต่อช่วงเวลาที่สนใจ)

$C_i$  คือ ค่ากำลังการผลิตของวันที่  $i$

$L_i$  คือ ค่าพยากรณ์โหลดของวันที่  $i$

$P_i(C_i - L_i)$  คือ ค่าของโอกาสที่จะเกิดการสูญเสียกำลังการผลิตของวันที่  $i$  ซึ่งสามารถหาได้จากตาราง COPT

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตโดยใช้ดัชนี LOLE ร่วมกับการสุ่มค่าโหลดในระบบดังกล่าวตามกระบวนการที่ได้อธิบายในหัวข้อที่ 5.1.2



## 5.2 วิธีการประเมินค่า CBM โดยวิธีที่นำเสนอ

หัวข้อที่ผ่านมาได้กล่าวถึงวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สำหรับในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงวิธีการประเมินค่า CBM โดยวิธีที่นำเสนอ จากนิยามของค่า CBM ที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้นนั้น การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่จำเป็นที่จะต้องเผื่อค่าส่วนเผื่อไว้ค่าหนึ่งเพื่อความมั่นคงของระบบ ค่า CBM ก็เป็นหนึ่งในค่าส่วนเผื่อที่ต้องสำรองเอาไว้ โดยความหมายของค่า CBM คือ ค่ากำลังการผลิตที่ต้องสำรองเอาไว้เพื่อให้ความน่าเชื่อถือได้ของระบบผลิตอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ซึ่งขึ้นอยู่กับกำกับการกำกับดูแลระบบไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่ โดยจะใช้ค่าดัชนี LOLE เป็นเกณฑ์ เช่น 2.4 ชั่วโมงต่อปี หรือ 1 วันต่อปี เป็นต้น ค่า CBM จะมีค่าเฉพาะตัวที่ไม่เท่ากันในแต่ละพื้นที่ทั้งพื้นที่ที่จะทำการส่ง หรือพื้นที่ที่จะทำการรับกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่อื่น สำหรับพื้นที่ที่จะทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า หรือพื้นที่ต้นทางนั้น ก่อนที่จะทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปสู่พื้นที่อื่นก็ควรที่จะมีกำลังการผลิตสำรอง และความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่ดีก่อนที่จะตัดสินใจส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะให้ความสำคัญกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตเฉพาะพื้นที่ปลายทางเพียงอย่างเดียว โดยจะถือว่าหากพื้นที่ต้นทางมีกำลังการผลิต และความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไม่อยู่ในเกณฑ์ที่ดี ก็ไม่จำเป็นที่จะต้องทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าให้กับพื้นที่ปลายทางอีก

ในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่นั้น หากพื้นที่ปลายทางมีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตต่ำกว่าเกณฑ์ปกติแล้ว พื้นที่อื่น ๆ รวมทั้งพื้นที่ต้นทางก็ควรที่จะให้กำลังการผลิตสำรองของพื้นที่ตนเองแก่พื้นที่ปลายทางเพื่อทำให้ความเชื่อถือได้ของพื้นที่ปลายทางมีแนวโน้มอยู่ในเกณฑ์ที่ดีขึ้น ปัญหาที่ตามมาก็คือ กำลังการผลิตสำรองของพื้นที่ต้นทางที่ควรจะให้แก่พื้นที่ปลายทางนั้นเป็นปริมาณเท่าใดจึงจะทำให้ความเชื่อถือได้ของพื้นที่ปลายทางอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ เพราะถ้าหากพื้นที่ต้นทางให้กำลังการผลิตสำรองในปริมาณที่มากเกินไป ก็จะเป็นการสำรองกำลังการผลิตให้กับพื้นที่ปลายทางเกินความจำเป็น แต่หากพื้นที่ต้นทางให้กำลังการผลิตสำรองน้อยเกินไป ความเชื่อถือได้ของพื้นที่ปลายทางก็จะน้อยกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการประเมินค่า CBM ผ่านดัชนี EPNS (Expected Power not Supplied) ของพื้นที่ปลายทาง ซึ่งดัชนีดังกล่าวจะคิดจากค่าเฉลี่ยของกำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้ ดังตัวอย่างการคำนวณต่อไปนี้

สมมติว่า ระบบไฟฟ้ากำลังระบบหนึ่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 3 เครื่อง ซึ่งมีพิกัดเป็น 25 MW 2 เครื่อง และ 50 MW 1 เครื่อง โดยมีค่า FOR เป็น 0.02 ทุกเครื่อง ดังนั้นจะสามารถสร้างตาราง COPT โดยคิดที่ความละเอียด  $10^{-5}$  ได้ดังตารางที่ 5.1



ตารางที่ 5.1 ตารางแสดงการขาดกำลังการผลิต (COPT) ของระบบตัวอย่าง

กำลังการผลิตที่ขาด (MW)	ความน่าจะเป็นที่จะขาดกำลังการผลิต
0	0.941192
25	0.039200
50	0.019608
75	0.000784
100	0.000008

หากกำหนดให้ค่าไหลในระบบเป็น 75 MW เราจะสามารถคำนวณค่าดัชนี EPNS ได้ดังนี้

ตารางที่ 5.2 การคำนวณค่าดัชนี EPNS ของระบบตัวอย่าง

กำลังการผลิตที่ขาด (MW)	กำลังการผลิตที่มี (MW)	ความน่าจะเป็นที่จะขาดกำลังการผลิต	กำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้ (MW)	ค่าเฉลี่ยของกำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้ (MW)
0	100	0.941192	$\max(0, 75 - 100) = 0$	$0.941192 \times 0 = 0$
25	75	0.039200	$\max(0, 75 - 75) = 0$	$0.039200 \times 0 = 0$
50	50	0.019608	$\max(0, 75 - 50) = 25$	$0.019608 \times 25 = 0.4902$
75	25	0.000784	$\max(0, 75 - 25) = 50$	$0.000784 \times 50 = 0.0392$
100	0	0.000008	$\max(0, 75 - 0) = 75$	$0.000008 \times 75 = 0.0006$

จากตารางที่ 5.2 ค่าดัชนี EPNS สามารถคำนวณได้เป็น  $0.4902 + 0.0392 + 0.0006 = 0.53 \text{ MW}$  ซึ่งแสดงให้เห็นว่าระบบนี้มีค่าเฉลี่ยของกำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้เท่ากับ 0.53 MW หากสมมติว่าระบบไฟฟ้าของพื้นที่ที่กำลังพิจารณาอยู่มีความน่าเชื่อถือต่ำกว่าเกณฑ์ เราจำเป็นต้องทำให้พื้นที่ข้างเคียงซึ่งมีกำลังการผลิตสำรอง และความเชื่อถือได้สูงกว่าเกณฑ์มาช่วยเหลือพื้นที่นี้ในด้านของกำลังการผลิตสำรอง หากพื้นที่ข้างเคียงประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 5 เครื่อง ซึ่งมีพิกัดเป็น 50 MW 3 เครื่อง 75 MW 1 เครื่อง และ 100 MW 1 เครื่อง โดยมีค่า FOR เป็น 0.01 ทุกเครื่อง ตาราง COPT เมื่อคิดที่ความละเอียด  $10^{-5}$  สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 ตารางแสดงการขาดกำลังการผลิต (COPT) ของระบบตัวอย่างข้างเคียง

กำลังการผลิตที่ขาด (MW)	ความน่าจะเป็นที่จะขาดกำลังการผลิต
0	0.950900
50	0.028020
75	0.010050
100	0.010340
125	0.000340
150	0.000270
175	0.000070
225	0.000010

จากตารางที่ 5.3 หากกำหนดให้โหลดในระบบข้างเคียงมีค่า 200 MW เราสามารถสร้างตารางกำลังการผลิตสำรอง ซึ่งสามารถช่วยเหลือระบบตัวอย่างได้ดังนี้

ตารางที่ 5.4 ตารางการผลิตสำรองของระบบตัวอย่างข้างเคียง

กำลังการผลิตที่ขาด (MW)	กำลังการผลิตที่มี (MW)	กำลังการผลิตสำรอง (MW)	ความน่าจะเป็น
0	325	$325 - 200 = 125$	0.950900
50	275	$275 - 200 = 75$	0.028020
75	250	$250 - 200 = 50$	0.010050
100	225	$225 - 200 = 25$	0.010340
125	200	$200 - 200 = 0$	0.000340
150	175	$175 - 200 = -25$	0.000270
175	150	$150 - 200 = -50$	0.000070
225	100	$100 - 200 = -100$	0.000010

จากตารางที่ 5.4 จะเห็นได้ว่ามีบางแถวของตารางที่มีค่ากำลังการผลิตสำรองน้อยกว่าหรือเท่ากับศูนย์ หมายความว่า ณ สถานะนั้นระบบไม่สามารถส่งกำลังการผลิตสำรองไปช่วยระบบอื่นได้ ดังนั้น ตารางการผลิตสำรองของระบบข้างเคียงสามารถเขียนใหม่ได้ดังนี้



ตารางที่ 5.5 ตารางการผลิตสำรองที่สามารถช่วยเหลือได้ของระบบตัวอย่างข้างเคียง

กำลังการผลิตที่ขาด (MW)	กำลังการผลิตสำรอง (MW)	ความน่าจะเป็นของแต่ละระดับ กำลังการผลิตสำรอง
0	125	0.950900
50	75	0.028020
75	50	0.010050
100	25	0.010340
125	0	0.000690

จากตารางการผลิตสำรองที่สามารถช่วยเหลือได้ของระบบข้างเคียงในตารางที่ 5.5 หากระบบนี้จะทำการช่วยเหลือระบบตัวอย่าง ด้วยการส่งกำลังการผลิตสำรองในระบบตนเองก็ควรพิจารณาจากกำลังการผลิตสำรองที่สามารถช่วยเหลือได้จากค่าที่น้อยที่สุดก่อน ในตัวอย่างนี้ก็คือ 25 MW ดังนั้น ตารางกำลังการผลิตสำรองสามารถสร้างได้ใหม่ดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 ตารางกำลังการผลิตสำรองที่สามารถช่วยเหลือได้ของระบบตัวอย่างข้างเคียง เมื่อคำนึงถึงระดับการช่วยเหลือที่น้อยที่สุด

กำลังการผลิตสำรอง (MW)	ค่าของโอกาสที่จะขาดกำลังการผลิต
25	0.999310
0	0.000690

จากตารางที่ 5.6 หากเราคิดว่ากำลังการผลิตสำรองที่ระบบข้างเคียงสามารถช่วยเหลือระบบตัวอย่างได้เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเสมือนเครื่องหนึ่ง เมื่อใช้สูตรการคำนวณซ้ำ (Recursive formula) เราสามารถสร้างตาราง COPT ของระบบตัวอย่างโดยที่มีกำลังการผลิตสำรองจากระบบข้างเคียง 25 MW และสามารถคำนวณดัชนี EPNS ของระบบได้ใหม่ดังตารางที่ 5.7

จากตารางที่ 5.7 จะเห็นได้ว่าค่าดัชนี EPNS มีค่าเป็น  $0.03985 + 0.0004 = 0.04025$  MW ซึ่งมีค่าลดลงกว่าในกรณีที่ยังไม่ได้รับการช่วยเหลือจากระบบข้างเคียง

จากตัวอย่างข้างต้น หากการช่วยเหลือ 25 MW ของระบบข้างเคียงทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบตัวอย่างอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ เราก็ไม่สามารถบอกได้ว่าค่ากำลังการผลิตที่ต้องรับจากพื้นที่ข้างเคียงเพื่อให้ความเชื่อถือได้ของระบบอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ เป็น 25 MW เนื่องจากระบบตัวอย่างอาจไม่ต้องการกำลังการผลิตสำรองมาช่วยเหลือสูงถึง 25 MW ก็เป็นได้ เพียงแต่เราจะรู้ได้ว่ากำลังการผลิตที่ต้องการนั้นอยู่ในช่วง 0 ถึง 25 MW เท่านั้น ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้



จึงนำเสนอวิธีการประเมินกำลังการผลิตสำรองของพื้นที่ข้างเคียงที่นำมาช่วยเหลือ เพื่อให้พื้นที่ที่กำลังพิจารณามีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ จากค่าดัชนี EPNS ที่ลดลง หรือคำนวณได้จากผลต่างของดัชนี EPNS ก่อนที่ระบบตัวอย่างจะได้รับการช่วยเหลือกับดัชนี EPNS หลังได้รับการช่วยเหลือจากระบบข้างเคียง ดังสมการที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 ตารางแสดงการขาดกำลังการผลิตของระบบตัวอย่าง เมื่อมีการช่วยเหลือจากระบบข้างเคียง และการคำนวณค่าดัชนี EPNS ภายหลังจากได้รับการช่วยเหลือจากระบบข้างเคียง

กำลังการผลิตที่ขาด (MW)	กำลังการผลิตที่มี (MW)	ค่าของโอกาสที่จะขาดกำลังการผลิต	กำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้ (MW)	ค่าเฉลี่ยของกำลังไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายได้ (MW)
0	125	0.940542	$\max(0, 75 - 125) = 0$	$0.940542 \times 0 = 0$
25	100	0.039039	$\max(0, 75 - 100) = 0$	$0.039039 \times 0 = 0$
50	75	0.019613	$\max(0, 75 - 75) = 0$	$0.019613 \times 0 = 0$
75	50	0.000797	$\max(0, 75 - 50) = 25$	$0.000797 \times 50 = 0.03985$
100	25	0.000008	$\max(0, 75 - 25) = 50$	$0.000008 \times 50 = 0.0004$

$$\text{ค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือ} = EPNS_{\text{before}} - EPNS_{\text{after}} \quad (5.7)$$

จากสมการข้างต้นนี้ ค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือของระบบตัวอย่าง จะสามารถคำนวณได้เป็น  $0.53 - 0.04025 = 0.4875 \text{ MW}$  นั่นคือ เราควรที่จะสำรองกำลังการผลิตของระบบตัวอย่างไว้เป็นปริมาณ  $0.4875 \text{ MW}$  เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต เนื่องจากการประเมินค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือในตัวอย่างการคำนวณนี้ ได้ประเมินที่ระดับโหลดเพียงค่าเดียว หากเราทำการประเมินจากการสุ่มค่าระดับโหลดของระบบโดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์ เราก็จะได้ค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือที่แตกต่างจากตัวอย่างนี้ เมื่อทำการจำลองเหตุการณ์สุ่มเข้าแล้ว ค่า CBM ที่เหมาะสมจะถูกคัดเลือกด้วยหลักการวิเคราะห์ความเสี่ยงเช่นเดียวกับการคัดเลือกค่า TRM ที่เหมาะสม ดังที่ได้กล่าวในบทที่ 4

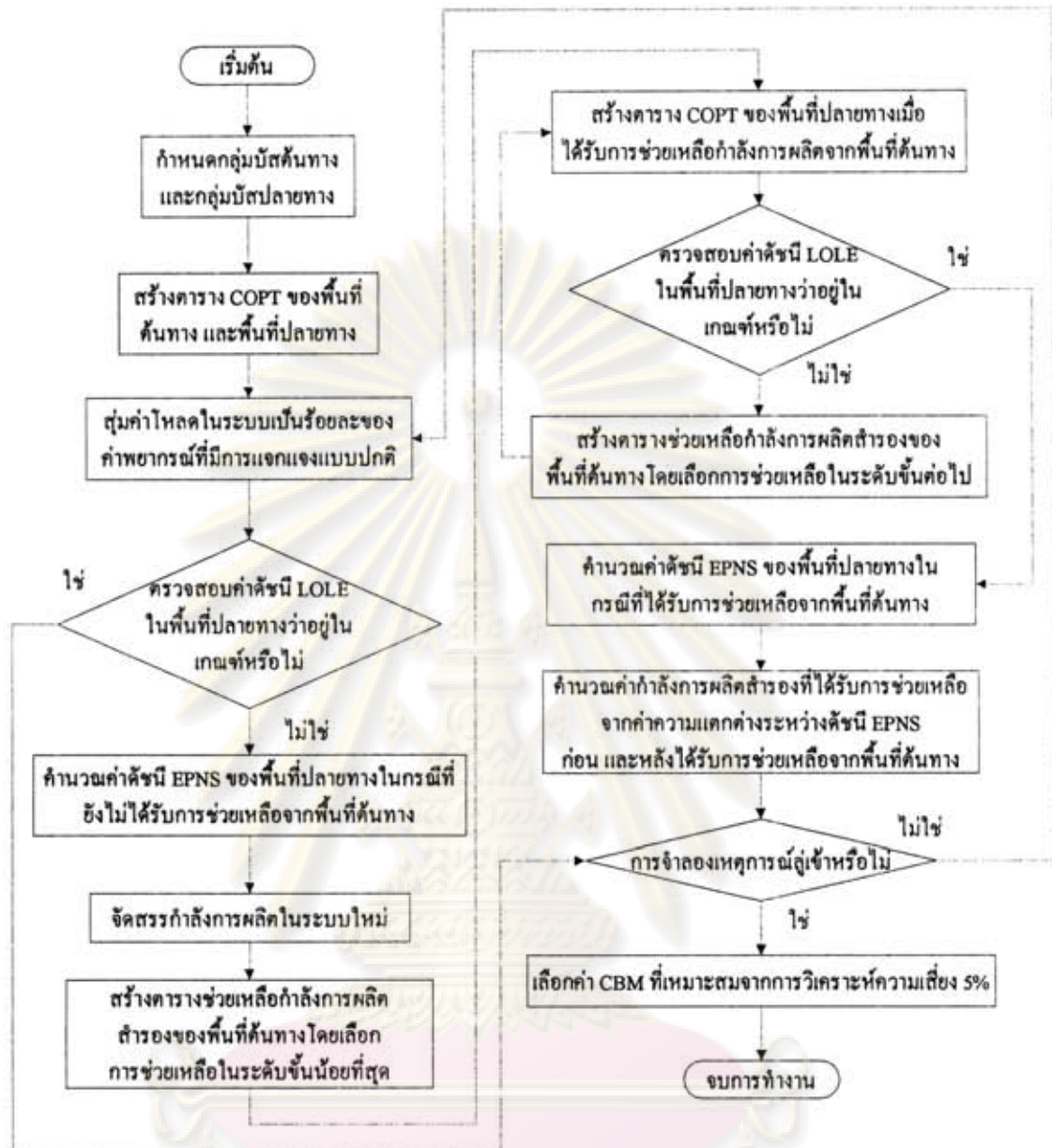
กระบวนการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ ที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (CBM) ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. กำหนดกลุ่มบัลด์ต้นทาง และกลุ่มบัลด์ปลายทางในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า
2. สร้างตาราง COPT ด้วยวิธีการสุ่มสถานการณ์ทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

3. ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตของพื้นที่ปลายทางว่าอยู่ในเกณฑ์หรือไม่ หากอยู่ในเกณฑ์ก็ไม่ต้องทำการประเมินค่า CBM หากไม่อยู่ในเกณฑ์ไปยังขั้นตอนที่ 4
4. ทำการสุ่มค่าโหลดในระบบดังสมการที่ 5.5
5. ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตของพื้นที่ปลายทางด้วยดัชนี LOLE ว่าอยู่ในเกณฑ์หรือไม่ หากอยู่ในเกณฑ์อยู่แล้วก็ไม่ต้องทำการประเมินค่า CBM หากยังไม่อยู่ในเกณฑ์ให้ไปยังขั้นตอนที่ 6
6. คำนวณค่าดัชนี EPNS ของระบบผลิตในพื้นที่ปลายทาง
7. ทำการจัดสรรกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบใหม่ โดยอาศัยสมมติฐานว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกเครื่องปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตอัตโนมัติตามพิกัดของเครื่อง
8. สร้างตารางกำลังการผลิตสำรองที่สามารถช่วยเหลือระบบอื่นได้ของพื้นที่ต้นทาง โดยเลือกกำลังการผลิตสำรองน้อยที่สุดที่สามารถช่วยเหลือได้เป็นลำดับแรก
9. สร้างตาราง COPT ของพื้นที่ปลายทางที่มีการช่วยเหลือจากพื้นที่ต้นทางด้วยสูตรการคำนวณซ้ำ (Recursive formula)
10. ตรวจสอบความเชื่อถือได้ของพื้นที่ปลายทางว่าอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้หรือไม่ หากยังไม่อยู่ในเกณฑ์ให้กลับไปยังขั้นตอนที่ 9 โดยเลือกกำลังการผลิตที่สามารถช่วยเหลือได้ชั้นที่สูงกว่าในตอนแรก หากความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์แล้วไปยังขั้นตอนที่ 11
11. คำนวณค่าดัชนี EPNS ของระบบผลิตในพื้นที่ปลายทางหลังจากได้รับการช่วยเหลือจากพื้นที่ต้นทาง
12. คำนวณค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือ จากค่าความแตกต่างระหว่างดัชนี EPNS ในกรณีก่อน และหลังได้รับการช่วยเหลือกำลังการผลิตสำรองจากพื้นที่ต้นทาง
13. ตรวจสอบการจำลองเหตุการณ์ว่าลู่เข้าหรือไม่ ด้วยค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ของการจำลองเหตุการณ์ หากการจำลองเหตุการณ์ลู่เข้าแล้วไปยังขั้นตอนที่ 14 หากยังไม่ลู่เข้าให้กลับไปยังขั้นตอนที่ 4
14. สร้างฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น จากค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือ ที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์
15. เลือกค่า CBM ที่เหมาะสมจากการวิเคราะห์ความเสี่ยง 5% ของค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์
16. จบการทำงานของกระบวนการประเมินค่าดัชนี CBM

กระบวนการดังกล่าวสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ 5.6





รูปที่ 5.6 ขั้นตอนการประเมินค่า CBM โดยวิธีที่นำเสนอ

ศูนย์วิจัยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

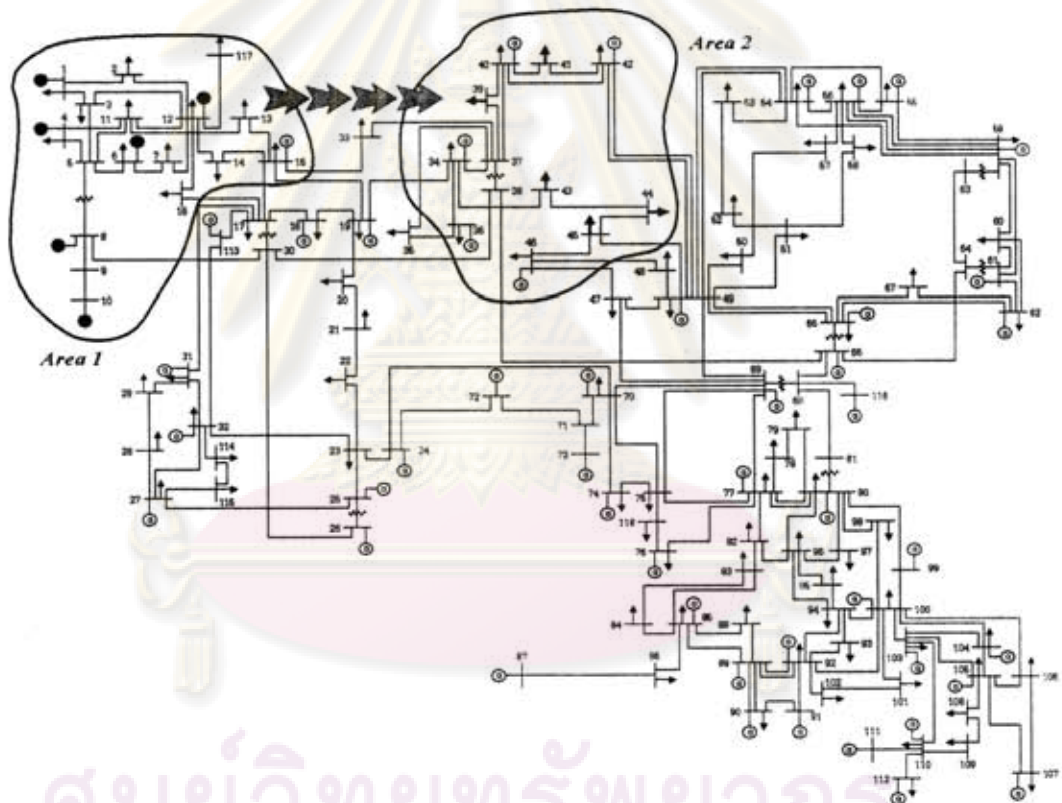


## บทที่ 6

### ผลการทดสอบ

6.1 ผลการทดสอบการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรวจไว้เพื่อ  
ความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM)

วิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ ที่สำรวจไว้เพื่อความ  
เชื่อถือได้ของระบบส่งหรือดัชนี TRM ที่ได้นำเสนอในบทที่ 5 ได้ถูกทดสอบกับระบบทดสอบ 118  
บัส ซึ่งแสดงดังรูปที่ 6.1 สำหรับข้อมูลของระบบทดสอบจะแสดงอยู่ในภาคผนวก ก กำหนดให้กลุ่ม  
บัสต้น และกลุ่มบัสต้นทางในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่เป็นข้อมูลที่แสดงดังตารางที่ 6.1



ศูนย์วิทยทรัพยากร

รูปที่ 6.1 ระบบทดสอบ 118 บัส ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.1 กลุ่มบัสต้นทาง และกลุ่มบัสปลายทางในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าของระบบ 118 บัส

พื้นที่	บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	บัสที่มีโหลด
ต้นทาง	1,4,6,8,10,12,15	2,3,5,7,9,11,13,14,16,117
ปลายทาง	34,36,40,42,46	37*,38*,39,41,43,44,45

\* บัสที่มีหม้อแปลงติดตั้งอยู่ ไม่มีโหลดที่ตำแหน่งนั้น

ในการประเมินค่าดัชนี TRM โดยวิธีที่นำเสนอกับระบบทดสอบ 118 บัสนั้น ได้กำหนดให้ ความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลดมีค่าพารามิเตอร์  $\beta$  เป็น 0.4 และในการทดสอบได้ กำหนดค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ร่วมกับจำนวนรอบสูงสุด เป็นเงื่อนไขในการหยุดการจำลอง เหตุการณ์ ซึ่งใช้เงื่อนไขค่าความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ในการจำลองเหตุการณ์เป็น 1% และเงื่อนไข จำนวนรอบสูงสุดในการจำลองเหตุการณ์เป็น 2000 รอบ ผลการประเมินค่า TRM ในกรณี พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และกรณีพิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความ มั่นคง ที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์เมื่อนำมาสร้างฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นถูก แสดงในตารางที่ 6.3 และ 6.4 ตามลำดับ รูปที่ 6.2 และ 6.3 แสดงพฤติกรรมกรณูเข้าของค่า TRM ทั้งสองกรณี หากเรายอมรับความเสี่ยง 5% ในการประเมินค่า TRM ด้วยหลักการวิเคราะห์ความ เสี่ยงที่นำเสนอ จะสามารถประเมินค่า TRM ในทั้งสองกรณีได้ดังตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.2 ค่า TRM ทั้งสองกรณีจากการวิเคราะห์ความเสี่ยง 5 %

พารามิเตอร์	ค่าขอบเขต
ค่า TRM กรณีพิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Maximum TRM)	12.31 MW
ค่า TRM กรณีพิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง (Guarantee TRM)	3.21 MW

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.3 ผลการประเมินค่า TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

ขอบบน TRM	ขอบล่าง TRM	กึ่งกลาง TRM	ค่าความ น่าจะเป็น	ค่าความน่าจะเป็น สะสม	จำนวนครั้ง
0	1.2314	0.6157	0.3460	1.0000	692
1.2314	2.4629	1.8472	0.0935	0.6540	187
2.4629	3.6943	3.0786	0.0915	0.5605	183
3.6943	4.9258	4.3101	0.0905	0.4690	181
4.9258	6.1572	5.5415	0.0835	0.3785	167
6.1572	7.3887	6.7729	0.0680	0.2950	136
7.3887	8.6201	8.0044	0.0550	0.2270	110
8.6201	9.8516	9.2358	0.0550	0.1720	110
9.8516	11.0830	10.4673	0.0370	0.1170	74
11.0830	12.3144	11.6987	0.0245	0.0800	49
12.3144	13.5459	12.9302	0.0175	0.0555	35
13.5459	14.7773	14.1616	0.0110	0.0380	22
14.7773	16.0088	15.3931	0.0090	0.0270	18
16.0088	17.2402	16.6245	0.0045	0.0180	9
17.2402	18.4717	17.8559	0.0060	0.0135	12
18.4717	19.7031	19.0874	0.0015	0.0075	3
19.7031	20.9346	20.3188	0.0015	0.0060	3
20.9346	22.1660	21.5503	0.0010	0.0045	2
22.1660	23.3974	22.7817	0.0020	0.0035	4
23.3974	24.6289	24.0132	0.0005	0.0015	1
24.6289	25.8603	25.2446	0.0005	0.0010	1
35.7119	36.9433	36.3276	0.0005	0.0005	1

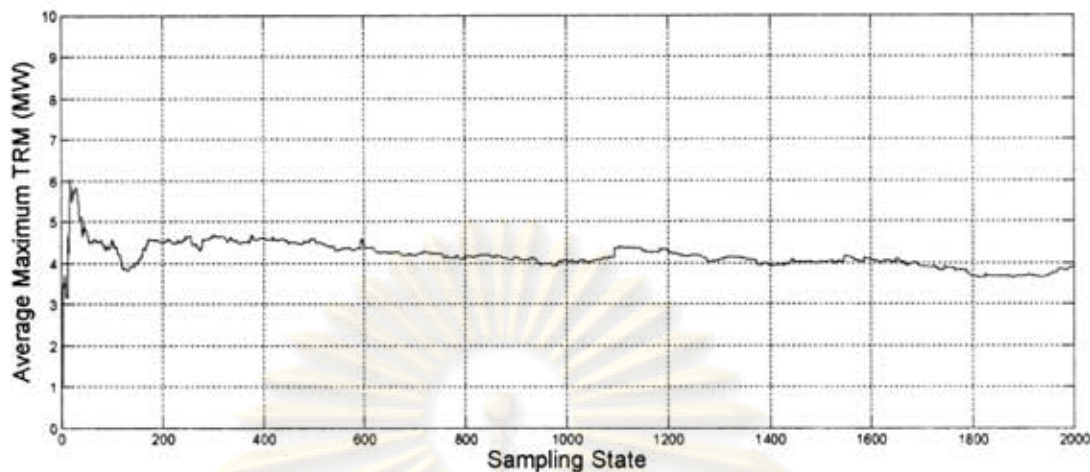
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



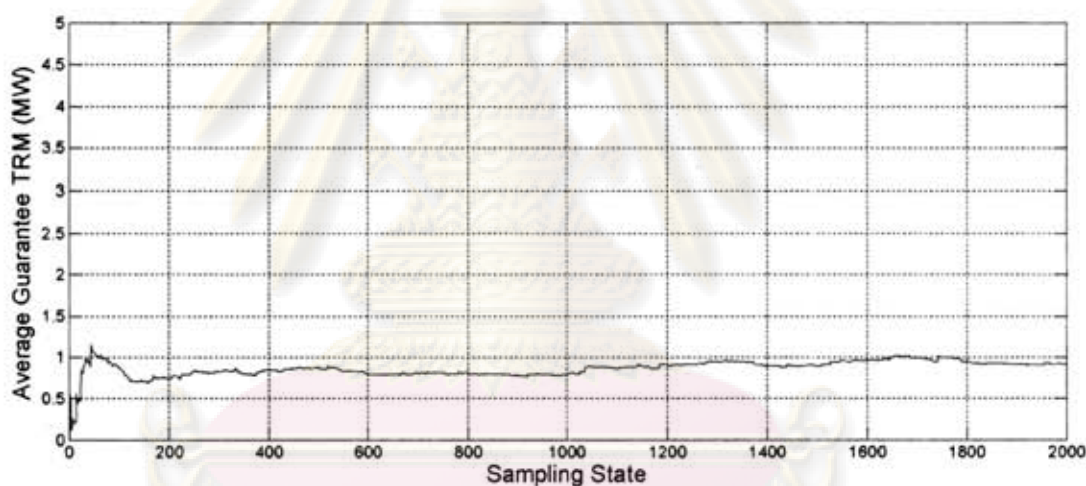
ตารางที่ 6.4 ผลการประเมินค่า TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง

ขอบบน TRM	ขอบล่าง TRM	กึ่งกลาง TRM	ค่าความ น่าจะเป็น	ค่าความน่าจะเป็น สะสม	จำนวนครั้ง
0.0000	0.3566	0.1783	0.5025	1.0000	1005
0.3566	0.7132	0.5349	0.0845	0.4975	169
0.7132	1.0698	0.8915	0.0775	0.4130	155
1.0698	1.4264	1.2481	0.0585	0.3355	117
1.4264	1.7830	1.6047	0.0595	0.2770	119
1.7830	2.1396	1.9613	0.0535	0.2175	107
2.1396	2.4963	2.3180	0.0435	0.1640	87
2.4963	2.8529	2.6746	0.0350	0.1205	70
2.8529	3.2095	3.0312	0.0245	0.0855	49
3.2095	3.5661	3.3878	0.0190	0.0610	38
3.5661	3.9227	3.7444	0.0135	0.0420	27
3.9227	4.2793	4.1010	0.0075	0.0285	15
4.2793	4.6359	4.4576	0.0070	0.0210	14
4.6359	4.9925	4.8142	0.0030	0.0140	6
4.9925	5.3491	5.1708	0.0035	0.0110	7
5.3491	5.7057	5.5274	0.0025	0.0075	5
5.7057	6.0623	5.8840	0.0015	0.0050	3
6.0623	6.4189	6.2406	0.0015	0.0035	3
6.7756	7.1322	6.9539	0.0005	0.0020	1
7.4888	7.8454	7.6671	0.0005	0.0015	1
8.2020	8.5586	8.3803	0.0005	0.0010	1
9.9850	10.3416	10.1633	0.0005	0.0005	1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

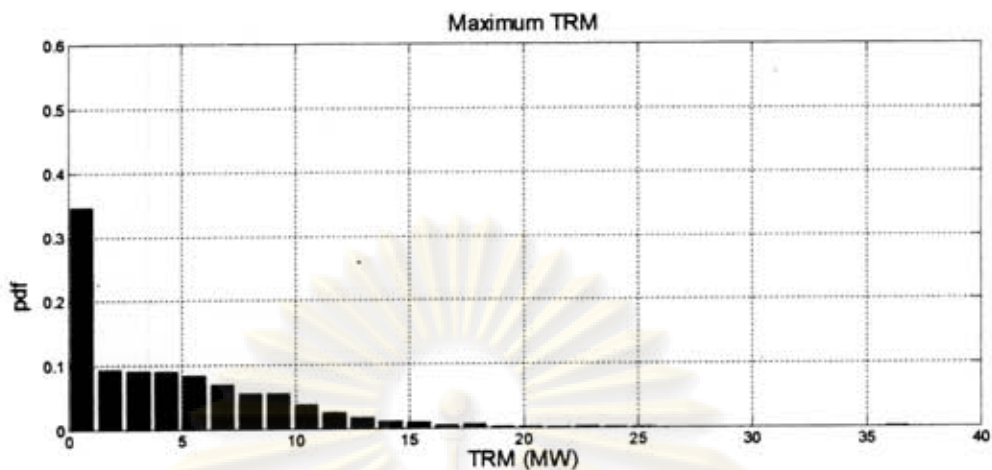


รูปที่ 6.2 ค่าเฉลี่ยของ TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการจำลองเหตุการณ์

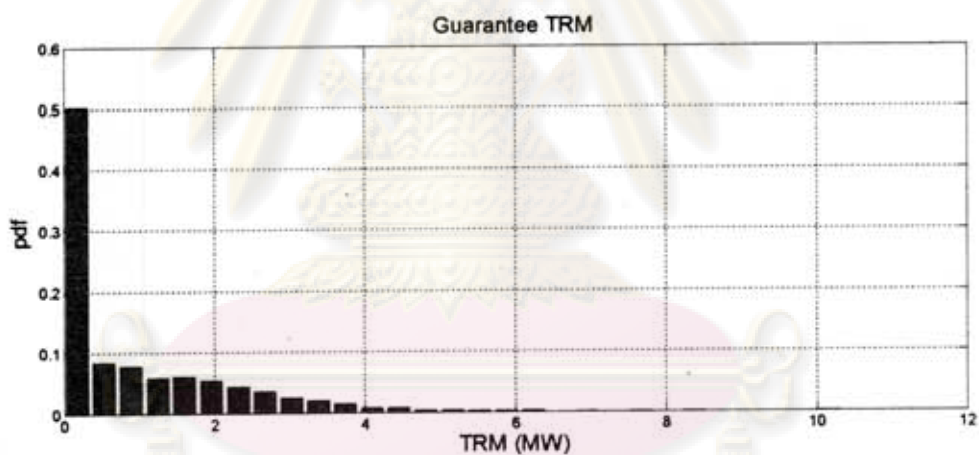


รูปที่ 6.3 ค่าเฉลี่ยของ TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงจากการจำลองเหตุการณ์

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 6.4 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของดัชนี TRM  
ที่พิจารณาค่าส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด



รูปที่ 6.5 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของดัชนี TRM  
ที่พิจารณาค่าส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง

ศูนย์วิจัยพลังงาน  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



จากฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นในรูปที่ 6.4 และ 6.5 นั้น จะเห็นได้ว่า ลักษณะการแจกแจงของค่า TRM ทั้งสองกรณี คือ กรณีที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และพิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง มีลักษณะการแจกแจงที่คล้ายคลึงกัน แต่หลังจากที่ทำการคัดเลือกค่า TRM ที่เหมาะสมจากหลักการวิเคราะห์ความเสี่ยงที่นำเสนอแล้ว จะได้ค่า TRM เป็นดังตารางที่ 6.2 จากตารางจะเห็นได้ว่าค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงนั้น เราจะต้องเผื่อค่าส่วนเผื่อที่ต้องสำรองไว้เพื่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM) น้อยกว่าที่ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งหากพิจารณาค่า TRM ทั้งสองด้วยความหมายทางกายภาพของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่จากบทที่ 4 จะพบว่าหากมีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้ามากกว่าค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด จะทำให้เกิดผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบอย่างแน่นอน สมมติว่าเราทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดพอดี และในขณะนั้นเกิดความคลาดเคลื่อนในการพยากรณ์โหลด หรือความคลาดเคลื่อนของพารามิเตอร์อื่นๆ ผลของความคลาดเคลื่อนดังกล่าวนี้ อาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในระบบได้ แต่หากเราทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่ค่าการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคงซึ่งมีค่าน้อยกว่า และในขณะนั้นเกิดความคลาดเคลื่อนของพารามิเตอร์ในระบบขึ้น ความคลาดเคลื่อนดังกล่าวนี้จะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในระบบน้อยกว่ากรณีที่เรทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ณ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดเสมอ ด้วยเหตุผลนี้จึงสรุปได้ว่า ณ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นมีความเสี่ยงที่จะเกิดปัญหาความมั่นคงมากกว่า ณ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง ดังนั้น เราควรเผื่อค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM) ของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดในปริมาณที่มากกว่าค่าส่วนเผื่อ ณ ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง

หากต้องการปรับปรุงการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น เราก็ควรวิเคราะห์ว่าที่ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดนั้นเกิดเงื่อนไขขีดจำกัดใดบ้าง เพื่อให้สามารถทำการปรับปรุงระบบด้วยเงื่อนไขเหล่านั้นได้ จากการหาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบทดสอบ 118 บัส นั้น โดยกำหนดกลุ่มบัสด้านทาง และปลายทางเป็นดังตารางที่ 1 ซึ่งถ้าหากพิจารณาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดเป็นปริมาณการเพิ่มขึ้นของโหลดที่กลุ่มบัสปลายทาง จะได้ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างสองพื้นที่เป็น 299.13 MW และ ณ สภาวะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะเกิดเงื่อนไขขีดจำกัดของระบบ 6 เงื่อนไขดังตารางที่ 6.6

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.5 การจัดสรรกำลังผลิตที่กลุ่มบัสต้นทาง และโหลดที่กลุ่มบัสปลายทางที่สภาวะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

พื้นที่	บัส	กำลังไฟฟ้าที่ผลิตและรับ ในแต่ละบัส (MW)	กำลังการส่งผ่าน ไฟฟ้าสูงสุด (MW)
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใน กลุ่มบัสต้นทาง	1	100.00	323.11
	4	0.00	
	6	23.11	
	8	0.00	
	10	0.00	
	12	100.00	
	15	100.00	
โหลดบัสในกลุ่มบัส ปลายทาง	37	0.00	299.13
	38	0.00	
	39	87.74	
	41	113.53	
	43	25.44	
	44	0.00	
	45	72.42	

ตารางที่ 6.6 เงื่อนไขขีดจำกัดที่เกิดขึ้น ณ สภาวะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

เงื่อนไขขีดจำกัด	ค่าขอบเขตของขีดจำกัด
ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัส 39	0.94 p.u.
ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัส 43	0.94 p.u.
ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่บัส 45	0.94 p.u.
สายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัสที่ 30 และ 38	175 MVA
กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 1	100 MW
กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 12	185 MW
กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่บัส 15	100 MW

จากเงื่อนไขขีดจำกัดที่เกิดขึ้น ณ สภาวะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด หากต้องการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังให้มีประสิทธิภาพในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้ามมากขึ้น เราควรพิจารณาจาก



เงื่อนไขต่างๆ ข้างต้นก่อน เช่น หากจะปรับปรุงเงื่อนไขขีดจำกัดทางด้านแรงดันก็ควรติดตั้งตัวเก็บประจุที่บัสที่เกิดปัญหา เงื่อนไขขีดจำกัดของพิกัดของสายส่งก็ควรเพิ่มพิกัดของสายส่ง หรือ ติดตั้งสายส่งเพิ่มในตำแหน่งที่มีปัญหา เงื่อนไขขีดจำกัดของพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้มีขนาดพิกัดมากขึ้น เป็นต้น จากเงื่อนไขขีดจำกัดที่เกิดขึ้นในตารางที่ 6.6 หากเราทำการปรับปรุงเงื่อนไขขีดจำกัดแรงดันที่บัส 43 โดยการติดตั้งตัวเก็บประจุขนาด 10 MVAR หรือปรับปรุงเงื่อนไขขีดจำกัดของพิกัดของสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างบัส 30 และ 38 เป็น 200 MVA จะได้ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง รวมไปถึงค่า TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง ดังตารางที่ 6.7

ตารางที่ 6.7 ผลการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังที่มีผลต่อค่า TRM

การปรับปรุง	ค่า TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านสูงสุด (MW)	ค่า TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง (MW)
ระบบไฟฟ้ากำลังก่อนการปรับปรุง	12.31	3.21
ติดตั้งตัวเก็บประจุ 10 MVAR ที่บัส 43	10.38	3.23
เพิ่มขนาดสายส่งระหว่างบัส 30 กับ 38 เป็น 200 MVA	9.58	3.70

จากผลการปรับปรุงในตารางที่ 6.7 จะเห็นค่า TRM ที่พิจารณาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะมีค่าน้อยลง แต่ค่า TRM ที่พิจารณาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคงจะไม่เปลี่ยนแปลงเท่าใดนัก ดังนั้นเมื่อทำการปรับปรุงระบบไฟฟ้ากำลังโดยคำนึงถึงเงื่อนไขขีดจำกัด ณ สถานะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะมีผลทำให้เราต้องเผื่อค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (TRM) น้อยลง จึงทำให้เราสามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าได้มากกว่ากรณีระบบก่อนทำการปรับปรุง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



## 6.2 ผลการทดสอบการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (CBM)

วิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (CBM) ที่นำเสนอในบทที่ 5 ได้ถูกทดสอบกับระบบทดสอบ 118 บัส เช่นเดียวกับการประเมินค่า TRM โดยยังคงกำหนดพื้นที่ต้นทาง และพื้นที่ปลายทางเป็นดังตารางที่ 6.1 เช่นเดิม จากข้อมูลดังกล่าว เราสามารถสร้างตาราง COPT ของทั้งพื้นที่ปลายทาง และพื้นที่ต้นทางได้ดังตารางที่ 6.8 และ 6.9 ตามลำดับ ทั้งนี้ในการสร้างตาราง COPT ได้ใช้วิธีการสุ่มสถานะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยกำหนดรอบสูงสุดในการคำนวณเป็น 100,000 รอบ สำหรับในการประเมินค่า CBM ในการทดสอบครั้งนี้ได้ใช้เงื่อนไขการหยุดการจำลองเหตุการณ์ 2 เงื่อนไข เช่นเดียวกับการประเมินค่า TRM คือ เงื่อนไขความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์เป็น 1% และจำนวนรอบสูงสุดของการคำนวณเป็น 5000 รอบ โดยในการจำลองเหตุการณ์ครั้งนี้ได้ทำการสุ่มค่าระดับโหลดในระบบด้วยการแจกแจงแบบปกติที่ใช้ค่าการกระจายตัวของโหลดเป็น 20 % ของค่าพยากรณ์โหลดในระบบ รูปที่ 6.6 แสดงฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของโหลด และเมื่อนำค่าระดับโหลดที่ทำการสุ่มจากการจำลองเหตุการณ์มาจัดเรียง ก็จะได้เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load duration curve) ดังรูปที่ 6.7

ตารางที่ 6.8 ตารางการขาดกำลังการผลิตของพื้นที่ปลายทาง

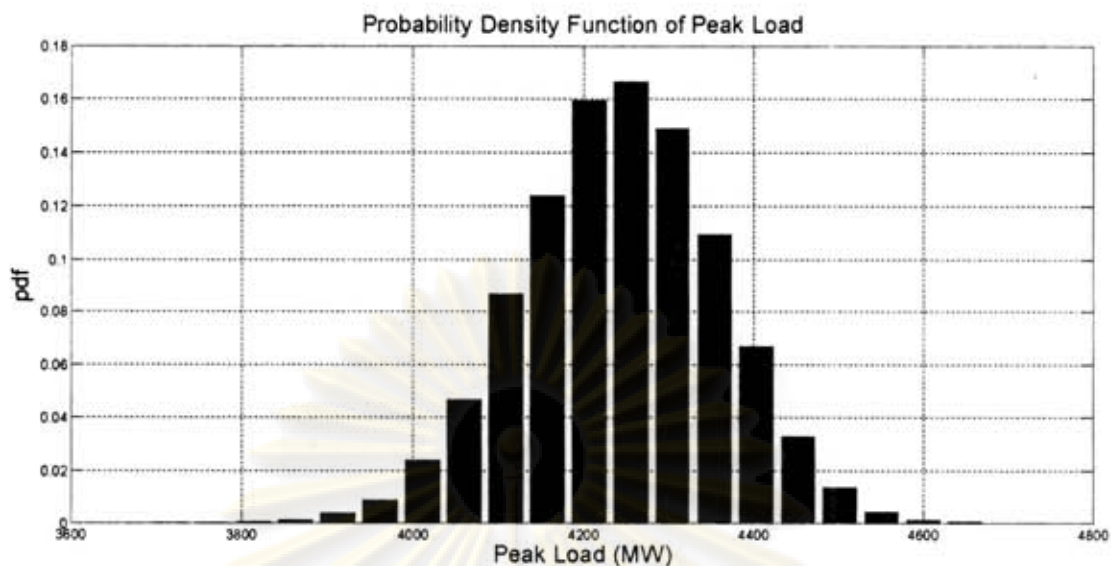
กำลังการผลิตที่ขาด (MW)	ค่าของโอกาสที่จะขาดกำลังการผลิต
0	0.81315
100	0.13798
119	0.03384
200	0.00864
219	0.00584
300	0.00015
319	0.00037
400	0.00002
419	0.00001

ตารางที่ 6.9 ตารางการขาดกำลังการผลิต (COPT) ของพื้นที่ต้นทาง

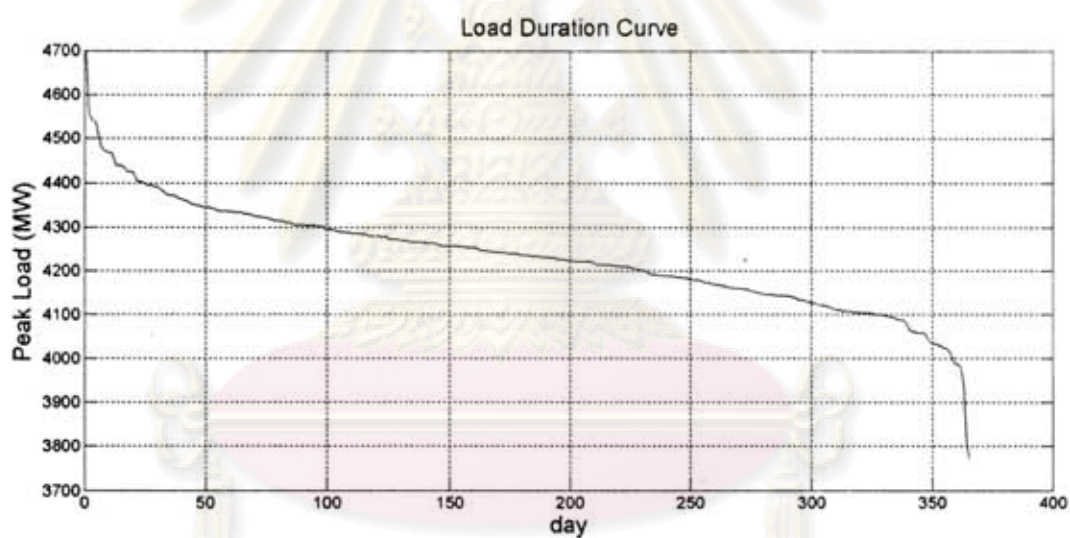
กำลังการผลิตที่ขาด (MW)	ค่าของโอกาสที่จะขาดกำลังการผลิต
0	0.67905
100	0.14186
185	0.03678
200	0.01138
285	0.00761
300	0.00048
385	0.00066
400	0.00001
550	0.09484
650	0.01928
735	0.00528
750	0.00144
835	0.00118
850	0.00008
935	0.00006
1035	0.00001

การประเมินความเชื่อถือได้ของพื้นที่ปลายทางในกรณีฐานนั้น มีค่าระดับโหลดทั้งหมดเป็น 4,242 MW เมื่อประเมินค่าดัชนี LOLE จากกำลังการผลิตสำรองที่มีอยู่ในพื้นที่ปลายทางจะได้ค่า LOLE เป็น 4.82 ชั่วโมงต่อปี อย่างไรก็ตาม เกณฑ์ความน่าเชื่อถือได้ในการประเมินครั้งนี้เป็น 2.4 ชั่วโมงต่อปี ดังนั้น จึงต้องทำการประเมินค่า CBM เพื่อหากำลังการผลิตสำรองที่เหมาะสมของพื้นที่ต้นทางสามารถนำมาช่วยพื้นที่ปลายทางให้มีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์

เมื่อทำการจำลองเหตุการณ์จนลู่เข้าแล้ว เราจะได้ค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือจากพื้นที่ต้นทางซึ่งมีค่าแตกต่างกันตามระดับโหลดที่สูงสุดในแต่ละเหตุการณ์ ผลที่ได้จากการจำลองเหตุการณ์ดังกล่าวจะถูกนำมาสร้างฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น เพื่อใช้ในการประเมินค่า CBM ที่เหมาะสมจากหลักการวิเคราะห์ความเสี่ยงต่อไป ตารางที่ 6.10 แสดงอันตรภาคชั้นของค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือของพื้นที่ปลายทาง และรูปที่ 6.8 แสดงการกระจายตัวของฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็น ของค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือจากพื้นที่ต้นทาง



รูปที่ 6.6 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่าระดับโหลดจากการจำลองเหตุการณ์



รูปที่ 6.7 เส้นรูปช่วงภาระโหลด (Load Duration Curve) จากการจำลองเหตุการณ์

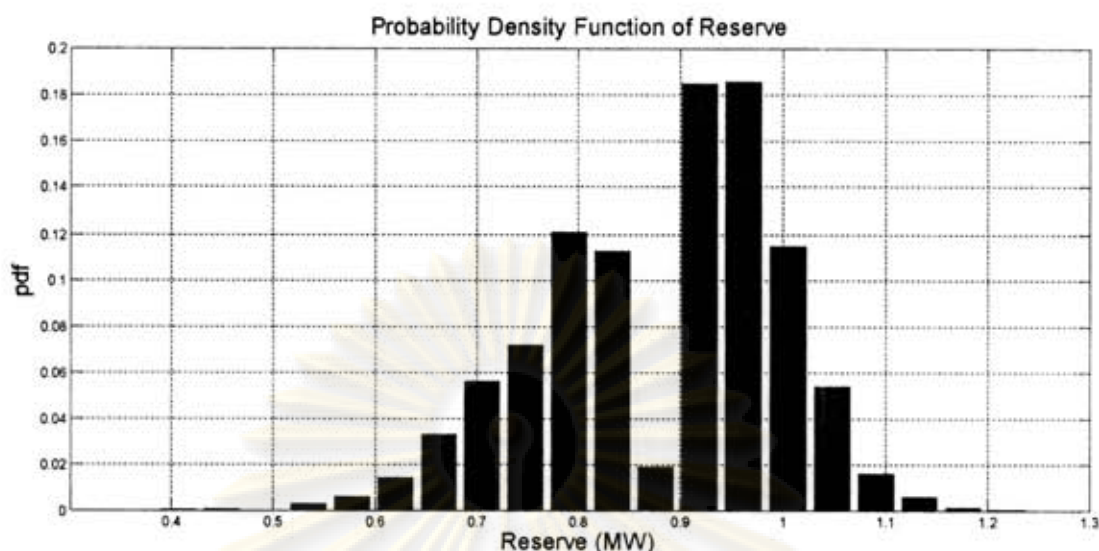
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ตารางที่ 6.10 ผลการประเมินค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือ

ขอบบนค่ากำลังการผลิตสำรอง	ขอบล่างค่ากำลังการผลิตสำรอง	กึ่งกลางค่ากำลังการผลิตสำรอง	ค่าความน่าจะเป็น	ค่าความน่าจะเป็นสะสม	จำนวนครั้ง
0.3849	0.4277	0.4063	0.0002	1.0000	4
0.4277	0.4704	0.4491	0.0004	0.9998	8
0.5132	0.5560	0.5346	0.0030	0.9994	60
0.5560	0.5988	0.5774	0.0058	0.9964	116
0.5988	0.6415	0.6202	0.0140	0.9906	280
0.6415	0.6843	0.6629	0.0332	0.9766	664
0.6843	0.7271	0.7057	0.0562	0.9434	1124
0.7271	0.7699	0.7485	0.0718	0.8872	1436
0.7699	0.8126	0.7912	0.1210	0.8154	2420
0.8126	0.8554	0.8340	0.1126	0.6945	2252
0.8554	0.8982	0.8768	0.0190	0.5819	380
0.8982	0.9410	0.9196	0.1846	0.5629	3691
0.9410	0.9837	0.9623	0.1856	0.3783	3711
0.9837	1.0265	1.0051	0.1150	0.1928	2300
1.0265	1.0693	1.0479	0.0542	0.0778	1084
1.0693	1.1121	1.0907	0.0160	0.0236	320
1.1121	1.1548	1.1334	0.0060	0.0076	120
1.1548	1.1976	1.1762	0.0014	0.0016	28
1.1976	1.2404	1.2190	0.0002	0.0002	4

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 6.8 ฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือ

จากฟังก์ชันความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของค่ากำลังการผลิตสำรองที่ได้รับการช่วยเหลือจากพื้นที่ต้นทางในตารางที่ 6.10 ค่า CBM ที่เหมาะสมจะถูกคัดเลือกจากหลักการวิเคราะห์ความเสี่ยงเช่นเดียวกับการคัดเลือกค่า TRM ที่ได้นำเสนอไปแล้วในบทที่ 4 หากเรายอมรับความเสี่ยง 5% จากผลการทดสอบนี้ก็จะได้ค่า CBM เป็น 1.028 MW จะเห็นได้ว่าค่า CBM ในการทดสอบครั้งนี้มีค่าน้อยกว่าค่า TRM ที่ได้จากการประเมินในหัวข้อที่ 6.1 เนื่องจากในระบบทดสอบ 118 บัส มีกำลังการผลิตสำรองของระบบ และความเชื่อถือได้ของระบบผลิตอยู่ในเกณฑ์ที่ดีอยู่แล้ว จึงทำให้เราต้องเผื่อค่าส่วนเผื่อที่ต้องสำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิตในปริมาณที่น้อย ต่างจากค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่งที่ขึ้นอยู่กับความไม่แน่นอนของระดับโหลด และข้อมูลอัตราการผลิตของสายส่งในระบบ

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



### 6.3 สรุปการทดสอบวิธีการประเมินค่า TRM และค่า CBM โดยวิธีที่นำเสนอ

จากการทดสอบการประเมินค่า TRM และค่า CBM ของระบบทดสอบ 118 บัส ในหัวข้อที่ผ่านมาสามารถนำมาเปรียบเทียบ และสรุปผลร่วมกับค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในกรณีค่าการส่งผ่านสูงสุด และค่าการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคงได้ดังตารางที่ 6.11

ตารางที่ 6.11 ผลสรุปการทดสอบการประเมินค่าส่วนเผื่อ

กรณีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า	ค่าการส่งผ่าน กำลังไฟฟ้า (MW)	ค่า TRM (MW)	ค่า CBM (MW)
การส่งผ่านสูงสุด	299.13	12.31	1.03
การส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง	42.12	3.21	

จากตารางที่ 6.11 จะเห็นได้ว่า สำหรับกรณีค่าส่วนเผื่อ TRM นั้นประเมินมาจากการคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า ซึ่งสำหรับกรณีการส่งผ่านกำลังไฟฟาระหว่างกลุ่มบัสนั้นเราต้องพิจารณาแบ่งออกเป็นสองกรณี คือ กรณีการส่งผ่านสูงสุด กับกรณีการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง ดังนั้น จากการประเมินจึงได้ค่าส่วนเผื่อ TRM อยู่สองค่าเช่นเดียวกับค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า สำหรับการประเมินค่าส่วนเผื่อ CBM นั้นมีพื้นฐานมาจากการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไม่ได้ประเมินมาจากการคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดเหมือนกรณีของค่าส่วนเผื่อ TRM เราจึงคำนวณ CBM ได้เพียงค่าเดียว

อย่างไรก็ตาม ในการดำเนินการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างพื้นที่นั้นสิ่งที่เราควรคำนึงมากที่สุดคือความมั่นคงและความปลอดภัยของระบบ หากมีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในปริมาณที่มากกว่าค่าการส่งผ่านสูงสุดก็จะเกิดปัญหาความมั่นคงอย่างแน่นอน แต่ในขณะเดียวกันหากเราส่งผ่านกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าค่าการส่งผ่านสูงสุด และได้มีการตรวจสอบว่าค่าการส่งผ่านในปริมาณนี้มีความปลอดภัยสามารถทำการจัดส่งได้ เราก็อยากทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในปริมาณนี้ให้ได้มากที่สุด จุดประสงค์ของการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าก็คือ ในระบบไฟฟ้ากำลังหนึ่งๆนั้น มีค่าความไม่แน่นอนต่างๆอยู่ในระบบ รวมไปถึงกำลังการผลิตสำรองของระบบอันเนื่องมาจากระดับโหลดในระบบ เราควรที่จะเผื่อค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้ามาน้อยเพียงใดเพื่อให้ระบบมีความมั่นคงสามารถรองรับกับความไม่แน่นอนต่างๆที่อาจเกิดขึ้นได้ ซึ่งการเลือกใช้ค่าส่วนเผื่อของทางส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ก็เป็นหน้าที่ของผู้ดูแลระบบว่ายอมรับความเสี่ยงในการเผื่อค่าส่วนเผื่อทั้งสองไว้เป็นเท่าใด ในการทดสอบวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กับระบบทดสอบ 118 บัสนั้น ในกรณีการส่งผ่านที่ระดับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด เราสามารถประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้เป็น 299.13 MW หากเรายอมรับความเสี่ยง



5% ในการพิจารณาเมื่อค่าส่วนเผื่อ TRM ที่พิจารณาค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด และเมื่อรวมกับค่าส่วนเผื่อ CBM เราก็จะได้ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าพร้อมมูลเมื่อพิจารณาค่าการส่งผ่านสูงสุดเป็น  $229.13 - (12.31 + 1.03) = 285.79$  MW ในทำนองเดียวกัน สำหรับกรณีการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง เราประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดได้เป็น 42.12 MW เมื่อรวมกับค่าส่วนเผื่อ TRM ในกรณีที่พิจารณาค่าการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง และค่าส่วนเผื่อ CBM เราก็จะได้ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าพร้อมมูลในกรณีที่พิจารณาค่าการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคงเป็น  $42.12 - (3.21 + 1.03) = 37.88$  MW

จากผลการทดสอบในตารางที่ 6.11 ค่าส่วนเผื่อ TRM และ CBM ดังกล่าวถูกคัดเลือกมาจากการยอมรับความเสี่ยง 5% ทั้งหมด ตารางที่ 6.12 แสดงค่าส่วนเผื่อ TRM และ CBM รวมไปถึงเปอร์เซ็นต์ของค่าส่วนเผื่อดังกล่าวเมื่อเทียบกับค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด ที่ระดับการยอมรับความเสี่ยงในช่วง 5% ถึง 20%

ตารางที่ 6.12 ค่าส่วนเผื่อ TRM และ CBM ที่ระดับการยอมรับความเสี่ยงตั้งแต่ 5% ถึง 20%

ระดับการยอมรับความเสี่ยง	Maximum TRM (MW)	Guarantee TRM (MW)	CBM (MW)
5%	12.31 (4.12%*)	3.21 (7.62%**)	1.03 (0.34%*)
10%	9.85 (3.29%*)	3.49 (8.29%**)	1.00 (0.33%*)
15%	8.62 (2.88%*)	2.14 (5.08%**)	0.99 (0.33%*)
20%	7.39 (2.47%*)	1.78 (4.23%**)	0.98 (0.32%*)

\* เปรียบเทียบค่าส่วนเผื่อกับค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

\*\* เปรียบเทียบค่าส่วนเผื่อกับค่าการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง

จากตารางที่ 6.12 จะเห็นได้ว่าในช่วงระดับการยอมรับความเสี่ยงดังกล่าว ค่าส่วนเผื่อ TRM ในกรณีที่พิจารณาค่าการส่งผ่านสูงสุดมีค่าประมาณ 4% ของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด สำหรับค่าส่วนเผื่อ TRM ในกรณีที่พิจารณาค่าการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคงมีค่าประมาณ 7% ของค่าการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง และค่าส่วนเผื่อ CBM มีค่าไม่ถึง 1% ของค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด ทั้งนี้เนื่องมาจากในระบบทดสอบ 118 บัสนั้นมีค่ากำลังการผลิตสำรองอยู่ในระดับที่สูงอยู่แล้ว การที่จะเผื่อค่าส่วนเผื่อ CBM ซึ่งสำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต จึงน้อยกว่าค่าความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นในระบบส่งได้ อย่างไรก็ตาม ในกรณีของค่าส่วนเผื่อ TRM นั้นจะเห็นได้ว่าที่ระดับการยอมรับความเสี่ยงในระดับที่เท่ากัน เมื่อคิดเป็นเปอร์เซ็นต์เทียบกับค่าการส่งผ่านแล้ว เปอร์เซ็นต์ค่าส่วนเผื่อในกรณีการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคงจะมีค่ามากกว่า

เปอร์เซ็นต์ค่าส่วนเผื่อในกรณีค่าการส่งผ่านสูงสุด ซึ่งในกรณีนี้เราอาจเผื่อค่าส่วนเผื่อที่รับประกันความมั่นคงในปริมาณที่มากเกินไปเมื่อเทียบกับค่าการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง ทั้งนี้เราอาจพิจารณาได้ว่า ณ ระดับการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคงนั้น เราอาจยอมรับความเสี่ยงในระดับที่มากขึ้น เพื่อให้สามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าได้มากขึ้น เนื่องจากที่ระดับการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง หากเกิดความไม่แน่นอนอันเนื่องมาจากความคลาดเคลื่อนในการพยากรณ์โหลดเพียงเล็กน้อยอาจไม่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในระบบมากนัก เช่น อาจเลือกยอมรับระดับความเสี่ยง 20% สำหรับค่าส่วนเผื่อ TRM ในกรณีที่พิจารณาค่าการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคง ดังนั้นในกรณีการส่งผ่านที่รับประกันความมั่นคงนั้นจะเกิดการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าพร้อมมูลเป็น  $42.12 - (1.78 + 1.03) = 39.31$  MW อย่างไรก็ตามในการเลือกค่าส่วนเผื่อกำลังไฟฟ้าจากระดับการยอมรับความเสี่ยงดังกล่าวก็ขึ้นอยู่กับประสบการณ์หน่วยงานของผู้ควบคุมระบบ และวิธีการกำกับดูแลระบบไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่ด้วย



ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



## สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ ซึ่งสามารถแยกออกได้เป็นสองส่วนอันประกอบไปด้วย ค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบส่ง (Transmission Reliability Margin, TRM) และค่าส่วนเผื่อที่สำรองไว้เพื่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิต (Capacity Benefit Margin, CBM) สำหรับในการประเมินค่า TRM นั้นได้อาศัยหลักการพื้นฐานในการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างพื้นที่ (Area-based Total Transfer Capability) ซึ่งวิธีการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดดังกล่าวใช้วิธีการประมาณเชิงเส้นของขีดจำกัดต่างๆ ในระบบร่วมกับการแก้ปัญหาค่าสูงสุดของการเพิ่มกำลังการผลิตที่กลุ่มบัสต้นทาง และกำลังโหลดที่กลุ่มบัสปลายทาง ณ สภาวะการทำงานของระบบสภาวะหนึ่งเราสามารถคำนวณค่า TRM ได้จากความแตกต่างระหว่างค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในกรณีที่พิจารณา และไม่พิจารณาความไม่แน่นอนในระบบ อย่างไรก็ตาม ความไม่แน่นอนในระบบอาจมาจากหลายสาเหตุ แต่ในการประเมินค่า TRM ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลดเป็นความไม่แน่นอนในระบบเพียงอย่างเดียว เนื่องจากความไม่แน่นอนอื่นๆ ในระบบ เช่น ความคลาดเคลื่อนของพารามิเตอร์ในสายส่ง มีผลต่อระบบน้อยมากในการประเมินค่า TRM จึงสามารถละเลยได้

สำหรับการประเมินค่า CBM ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้อาศัยการจำลองเหตุการณ์ร่วมกับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิต โดยจำพิจารณาให้โหลดมีการแจกแจงเป็นแบบปกติ หากพื้นที่ที่กำลังพิจารณามีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตต่ำกว่าเกณฑ์ จะต้องรับเอากำลังการผลิตสำรองจากพื้นที่ข้างเคียงเพื่อให้ความเชื่อถือได้ในระบบผลิตของพื้นที่อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ค่ากำลังการผลิตสำรองดังกล่าวจะคำนวณจาก ค่าความแตกต่างระหว่างดัชนี EPNS ในกรณีก่อนและหลังได้รับการช่วยเหลือกำลังการผลิตสำรองจากพื้นที่ข้างเคียง อย่างไรก็ตาม การประเมินค่า CBM โดยทั่วไปแล้วต้องทำการประเมินในทุกพื้นที่ที่ทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าระหว่างกัน โดยค่า CBM จะมีค่าที่ไม่เท่ากันในแต่ละพื้นที่ขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตสำรอง และความเชื่อถือได้ของระบบผลิตในพื้นที่นั้นๆ สำหรับพื้นที่ที่จะทำการตัดลิเนียร์ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าไปสู่พื้นที่อื่นก็ควรจะมีกำลังการผลิตสำรอง และความเชื่อถือได้ของระบบผลิตอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ก่อนเสมอ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ให้ความสำคัญประเมินค่า CBM เฉพาะพื้นที่ที่รับกำลังไฟฟ้าเท่านั้น

จากการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล ในแต่ละสภาวะการทำงานของระบบ ค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ทั้งสองค่า ได้ถูกนำมาสร้างเป็นฟังก์ชันความหนาแน่นของความ



น่าจะเป็น ค่าส่วนเผื่อที่เหมาะสมสามารถประเมินได้จากหลักการวิเคราะห์ความเสี่ยงที่น่าเสนอ โดยหากเราเผื่อค่าส่วนเผื่อที่ต้องสำรองไว้เพื่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบส่ง และระบบผลิตไว้ เยอะ ก็จะมีความเสี่ยงที่จะเกิดปัญหาในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าอันเนื่องมาจากความไม่แน่นอน ต่างๆ และกำลังการผลิตสำรองในระบบน้อย วิธีการประเมินค่า TRM และค่า CBM ที่นำเสนอถูก ทดสอบกับระบบทดสอบ 118 บัส ผลจากการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่า ณ สภาวะการส่งผ่าน กำลังไฟฟ้าสูงสุดควรจะมีการเผื่อค่าส่วนเผื่อ TRM ไว้เป็นปริมาณที่มากกว่าสภาวะการส่งผ่าน กำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง เนื่องจาก ณ สภาวะการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดมีโอกาสที่จะ เกิดปัญหาความมั่นคงอันเนื่องมาจากความไม่แน่นอนต่างๆ ในระบบมากกว่าสภาวะการส่งผ่าน กำลังไฟฟ้าที่รับประกันความมั่นคง สำหรับค่าส่วนเผื่อ CBM นั้นไม่ได้พิจารณาจากค่าการส่งผ่าน กำลังไฟฟ้าสูงสุด ดังนั้น ค่า CBM ที่ประเมินได้จะมีเพียงค่าเดียว และขึ้นอยู่กับกำลังการผลิต สำรองและความเชื่อถือได้ของระบบผลิตในพื้นที่ที่กำลังพิจารณา แนวทางการประเมินค่าส่วนเผื่อ ทั้งสองค่าที่นำเสนอจะช่วยให้ผู้ควบคุมระบบสามารถวางแผน และดำเนินการคัดเลือกค่าส่วนเผื่อ ที่เหมาะสมและสอดคล้องกับการดำเนินงาน และปัญหาที่เกิดขึ้นจริงในระบบไฟฟ้ากำลังต่อไป

#### ข้อเสนอแนะในการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่

จากวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อทั้งสองค่าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ อาจมีความ สมบูรณ์มากขึ้นในการทำงานวิจัยต่อไปในอนาคต ในส่วนนี้จะกล่าวถึงข้อเสนอแนะต่างๆ ในการ พัฒนาวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ซึ่งแบ่งออกเป็นหัวข้อได้ดังต่อไปนี้

#### ข้อเสนอแนะในการประเมินค่าส่วนเผื่อ TRM

วิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อ TRM ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ อาศัยพื้นฐานการคำนวณค่าการ ส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดระหว่างพื้นที่ ซึ่งใช้วิธีการประมาณเชิงเส้นของขีดจำกัดด้านความ ปลอดภัยของระบบร่วมกับการแก้ปัญหาค่าสูงสุด เนื่องจากในการคำนวณค่าส่วนเผื่อ TRM ในแต่ ละสภาวะการทำงานจากการจำลองเหตุการณ์ ต้องคำนวณค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในกรณี ที่พิจารณา และไม่พิจารณาความไม่แน่นอนในการพยากรณ์โหลด หากระบบที่พิจารณามีขนาด ใหญ่จะใช้เวลาในการคำนวณมาก ดังนั้น ในการจำลองเหตุการณ์ของระบบอาจเลือกสุ่มสถานะ ของอุปกรณ์เฉพาะอุปกรณ์ที่มีผลต่อการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า เพื่อที่จะทำให้ประหยัดเวลาในการ จำลองเหตุการณ์ ยกตัวอย่างเช่น สายส่งในระบบบางเส้นอาจมีค่าการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณี ปกติ และกรณีเกิดการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดไม่แตกต่างกันมากนัก ดังนั้นเราอาจจะไม่พิจารณา สุ่มสถานะของสายส่งเส้นดังกล่าวในการจำลองเหตุการณ์ เนื่องจากสายส่งเส้นดังกล่าวมีผลต่อ การส่งผ่านกำลังไฟฟ้าน้อยจนสามารถละเลยในการประเมินค่าส่วนเผื่อ TRM ได้

เนื่องมาจากการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้พิจารณาเฉพาะขีดจำกัดด้านความปลอดภัยของระบบอันประกอบไปด้วย ขีดจำกัดด้านแรงดัน ด้านอุณหภูมิของสายส่ง และพิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่านั้น ในการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดอาจประกอบไปด้วยเงื่อนไขขีดจำกัดอื่นๆ นอกเหนือจากเงื่อนไขที่ได้พิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ยกตัวอย่างเช่น ขีดจำกัดด้านเสถียรภาพในสภาวะชั่วคราว ขีดจำกัดด้านเสถียรภาพของแรงดัน เป็นต้น หากรวมผลขีดจำกัดดังกล่าวอาจทำให้ค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ได้มีความแม่นยำขึ้น อย่างไรก็ตาม ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอเฉพาะแนวทางในการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่เท่านั้น จึงไม่ได้พิจารณาผลกระทบของเงื่อนไขทางด้านเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังดังกล่าว ซึ่งผลกระทบจากเงื่อนไขดังกล่าวอาจมีผลน้อยต่อการประเมินค่าการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าสูงสุด

### ข้อเสนอแนะในการประเมินค่าส่วนเผื่อ CBM

วิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อ CBM ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้อาศัยพื้นฐานการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิต โดยในการจำลองเหตุการณ์สุ่มค่าระดับโหลดในระบบได้พิจารณาสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นสถานะดีทั้งหมด ซึ่งในการพิจารณาระบบไฟฟ้ากำลังในด้านการดำเนินงาน (Operation phase) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบางเครื่องอาจอยู่ในสถานะเสียก็เป็นได้ ซึ่งในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตจะต้องพิจารณาจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่พร้อมจะจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ในขณะนั้น ดังนั้นวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อ CBM ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นการประเมินในด้านการวางแผน (Planning phase) มากกว่าในด้านการดำเนินงานของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งหากจะทำการประเมินค่าส่วนเผื่อ CBM ในด้านการดำเนินงานของระบบไฟฟ้าอาจจำเป็นที่จะต้องพิจารณาพารามิเตอร์ของระบบเพิ่มเติมด้วย เช่น ค่าความไม่แน่นอนของสถานะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมไปถึงค่าระดับโหลดที่มีความละเอียดมากขึ้นกว่าแบบจำลองโหลดที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



## รายการอ้างอิง

- [1] Transmission Transfer Capability Task Force. Transmission Transfer Capability, North American Electric Reliability Council. New Jersey: Princeton, 1995.
- [2] Transmission Transfer Capability Task Force. Available Transfer Capability Definitions and Determination. North American Electric Reliability Council, New Jersey: Princeton, 1996.
- [3] Peter W. Sauer. Sources of Uncertainty and error in Available Transfer Capability computation. Power Engineering Society Summer Meeting 1 (1999): 24-30.
- [4] William D. Stevenson Jr. Element of Power System Analysis. Singapore: McGraw-Hill, 1982.
- [5] Hadi Saadat. Power System Analysis. Singapore: McGraw-Hill, 2004.
- [6] R. Billinton and R.N.Allan. Reliability Evaluation of Engineering Systems Concepts and Techniques. New York: Plenum Press, 1992.
- [7] N. Pimsan and K. Audomvongseeree. Area-based Total Transfer Capability Evaluation. ECTI-CON 2008 1(2008): 897-900.
- [8] N. Pimsan and K. Audomvongseeree. Area-based Maximum and Security Concern Transfer Capability Evaluation. EECON-31 1(2008): 267-270.
- [9] Peter W. Sauer. Alternatives for Calculating Transmission Reliability Margin (TRM) in Available Transfer Capability (ATC). The thirty-first Hawaii International Conference on System Sciences 3(1998): 89-95.
- [10] K. Audomvongseeree and A. Yokoyama. Risk based TRM Evaluation by Probabilistic Approach. 8<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power System Iowa State University 1(2004): 254-260.
- [11] K. Khambanonda and K. Audomvongseeree. Area-based Transmission Reliability Margin Evaluation Method. EECON-31 1(2008): 263-266.
- [12] Yan Ou and Chanan Singh. Assessment of Available Transfer Capability and Margins. IEEE Transaction on Power System 17(2002): 463-468.
- [13] Rong-fu Sun, Lin Chen, Yong-hua Song and Yuan-zhang Sun. Capacity Benefit Margin Assessment Based on Multi-area Reliability Exponential Analytic Model. IEEE Transaction on Power System 2(2008): 610-620



- [14] Muhammad Murtadha Othman, Azah Mohamed and Aini Hussain. Evolutionary Programming (EP) Method in the Capacity Benefit Margin (CBM) Assessment of Deregulated Power System. Micro-NanoMechatronics and Human Science 3(2003): 1112-1115
- [15] R. Billinton and R.N.Allan. Reliability Evaluation of Power Systems. New York: Plenum Press, 1984.
- [16] K. Audomvongseeree. Transmission Reliability Assessment in the Deregulated Environment by mean of Probabilistic Approaches. Ph.D, dissertation in Graduate School of Engineering, the University of Tokyo, September 2004.



ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

**ภาคผนวก ก**  
**ระบบทดสอบ 118 บัส**

เนื้อหาในภาคผนวก ก ประกอบไปด้วยข้อมูลพื้นฐานของระบบทดสอบ 118 บัสที่ใช้ในการทดสอบวิธีการประเมินค่าส่วนเผื่อของการส่งไฟฟ้าระหว่างพื้นที่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยในระบบทดสอบนี้จะประกอบไปด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 54 เครื่องขนาดตั้งแต่ 800 MW ถึง 100 MW และสายส่ง 186 เส้นโดยใช้ค่าฐานเป็น 100 MVA รายละเอียดของข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ข้อมูลสายส่ง และข้อมูลของบัส ได้แสดงดังตารางที่ ก.1 ก.2 และ ก.3 ตามลำดับ

ตารางที่ ก.1 ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ 118 บัส

บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	กำลังจริงที่ผลิต (MW)	กำลังรีแอกทีฟที่ผลิต (MVA <sub>r</sub> )	แรงดันที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (p.u.)	พิกัดกำลังสูงสุด (MW)	พิกัดกำลังต่ำสุด (MW)	ค่า FOR
1	0	0	0.955	100	0	0.04
4	0	0	0.998	100	0	0.04
6	0	0	0.99	100	0	0.04
8	0	0	1.015	100	0	0.04
10	350	0	1.05	550	0	0.12
12	85	0	0.99	185	0	0.05
15	0	0	0.97	100	0	0.04
18	0	0	0.973	100	0	0.04
19	0	0	0.962	100	0	0.04
24	0	0	0.992	100	0	0.04
25	220	0	1.05	320	0	0.08
26	314	0	1.015	414	0	0.12
27	0	0	0.968	100	0	0.04
31	7	0	0.967	107	0	0.04
32	0	0	0.963	100	0	0.04



ตารางที่ ก.1 (ต่อ) ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ 118 บัส

บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	กำลังจริงที่ผลิต (MW)	กำลังรีแอกทีฟที่ผลิต (MVA <sub>r</sub> )	แรงดันที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (p.u.)	พิกัดกำลังสูงสุด (MW)	พิกัดกำลังต่ำสุด (MW)	ค่า FOR
34	50	0	0.984	100	0	0.04
36	50	0	0.98	100	0	0.04
40	50	0	0.97	100	0	0.04
42	50	0	0.985	100	0	0.04
46	69	0	1.005	119	0	0.04
49	204	0	1.025	304	0	0.08
54	48	0	0.955	148	0	0.04
55	0	0	0.952	100	0	0.04
56	0	0	0.954	100	0	0.04
59	155	0	0.985	255	0	0.05
61	160	0	0.995	260	0	0.05
62	0	0	0.998	100	0	0.04
65	391	0	1.005	491	0	0.12
66	392	0	1.05	492	0	0.12
69	513.81	0	1.035	805.2	0	0.12
70	0	0	0.984	100	0	0.04
72	0	0	0.98	100	0	0.04
73	0	0	0.991	100	0	0.04
74	0	0	0.958	100	0	0.04
76	0	0	0.943	100	0	0.04
77	0	0	1.006	100	0	0.04
80	377	0	1.04	577	0	0.12
85	0	0	0.985	100	0	0.04
87	4	0	1.015	104	0	0.04

ตารางที่ ก.1 (ต่อ) ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบทดสอบ 118 บัส

บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	กำลังจริงที่ผลิต (MW)	กำลังรีแอกทีฟที่ผลิต (MVA <sub>r</sub> )	แรงดันที่ขั้วของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (p.u.)	พิกัดกำลังสูงสุด (MW)	พิกัดกำลังต่ำสุด (MW)	ค่า FOR
89	557	0	1.005	707	0	0.12
90	0	0	0.985	100	0	0.04
91	0	0	0.98	100	0	0.04
92	0	0	0.99	100	0	0.04
99	0	0	1.01	100	0	0.04
100	252	0	1.017	352	0	0.08
103	40	0	1.01	140	0	0.04
104	0	0	0.971	100	0	0.04
105	0	0	0.965	100	0	0.04
107	0	0	0.952	100	0	0.04
110	0	0	0.973	100	0	0.04
111	36	0	0.98	136	0	0.04
112	0	0	0.975	100	0	0.04
113	0	0	0.993	100	0	0.04
116	0	0	1.005	100	0	0.04
104	0	0	0.971	100	0	0.04
105	0	0	0.965	100	0	0.04
107	0	0	0.952	100	0	0.04
110	0	0	0.973	100	0	0.04
111	36	0	0.98	136	0	0.04
112	0	0	0.975	100	0	0.04
113	0	0	0.993	100	0	0.04
116	0	0	1.005	100	0	0.04

ตารางที่ ก.2 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์ ของสายส่ง			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	อัตราการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตรา การซ่อม (ครั้งต่อปี)
		r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)				
1	2	0.0303	0.0999	0.0254	175	0	0.485541	250
1	3	0.0129	0.0424	0.0108	175	0	0.206075	11.7
4	5	0.0018	0.008	0.0021	300	0	0.038785	11.7
3	5	0.0241	0.108	0.0284	175	0	0.524909	250
5	6	0.0119	0.054	0.0143	300	0	0.262454	11.7
6	7	0.0046	0.0208	0.0055	175	0	0.101094	11.7
8	9	0.0024	0.0305	1.162	500	0	0.148238	11.7
8	5	0	0.0267	0	500	0.985	0.129769	11.7
9	10	0.0026	0.0322	1.23	500	0	0.156501	11.7
4	11	0.0209	0.0688	0.0175	175	0	0.334386	11.7
5	11	0.0203	0.0682	0.0174	175	0	0.33147	11.7
11	12	0.006	0.0196	0.005	175	0	0.095261	11.7
2	12	0.0187	0.0616	0.0157	175	0	0.299392	11.7
3	12	0.0484	0.16	0.0406	175	0	0.777643	250
7	12	0.0086	0.034	0.0087	175	0	0.165249	11.7
11	13	0.0222	0.0731	0.0188	175	0	0.355286	11.7
12	14	0.0215	0.0707	0.0182	175	0	0.343621	11.7
13	15	0.0744	0.2444	0.0627	175	0	1.187849	547
14	15	0.0595	0.195	0.0502	175	0	0.947752	547
12	16	0.0212	0.0834	0.0214	175	0	0.405346	11.7
15	17	0.0132	0.0437	0.0444	300	0	0.212394	11.7
16	17	0.0454	0.1801	0.0466	175	0	0.875334	547
17	18	0.0123	0.0505	0.013	175	0	0.245443	11.7
18	19	0.0112	0.0493	0.0114	175	0	0.239611	11.7



ตารางที่ ก.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์ ของสายส่ง			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	อัตราการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตรา การซ่อม (ครั้งต่อปี)
		r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)				
19	20	0.0252	0.117	0.0298	175	0	0.568651	250
15	19	0.012	0.0394	0.0101	175	0	0.191495	11.7
20	21	0.0183	0.0849	0.0216	175	0	0.412637	11.7
21	22	0.0209	0.097	0.0246	175	0	0.471446	250
22	23	0.0342	0.159	0.0404	175	0	0.772783	250
23	24	0.0135	0.0492	0.0498	175	0	0.239125	11.7
23	25	0.0156	0.08	0.0864	500	0	0.388821	11.7
26	25	0	0.0382	0	300	0.96	0.185662	11.7
25	27	0.0318	0.163	0.1764	300	0	0.792224	250
27	28	0.0191	0.0855	0.0216	175	0	0.415553	11.7
28	29	0.0237	0.0943	0.0238	175	0	0.458323	250
30	17	0	0.0388	0	500	0.96	0.188578	11.7
8	30	0.0043	0.0504	0.514	175	0	0.244957	11.7
26	30	0.008	0.086	0.908	500	0	0.417983	250
17	31	0.0474	0.1563	0.0399	175	0	0.75966	250
29	31	0.0108	0.0331	0.0083	175	0	0.160875	11.7
23	32	0.0317	0.1153	0.1173	300	0	0.560389	250
31	32	0.0298	0.0985	0.0251	175	0	0.478736	250
27	32	0.0229	0.0755	0.0193	175	0	0.36695	11.7
15	33	0.038	0.1244	0.0319	175	0	0.604617	250
19	34	0.0752	0.247	0.0632	175	0	1.200486	547
35	36	0.0022	0.0102	0.0027	175	0	0.049575	11.7
35	37	0.011	0.0497	0.0132	175	0	0.241555	11.7
33	37	0.0415	0.142	0.0366	175	0	0.690158	250

ตารางที่ ก.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 118 บัส

บัสต้นทาง	บัสปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์ของสายส่ง			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วนหม้อแปลง	อัตราการล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตราค่าซ่อม (ครั้งต่อปี)
		r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)				
34	36	0.0087	0.0268	0.0057	175	0	0.130255	11.7
34	37	0.0026	0.0094	0.0098	300	0	0.045687	11.7
38	37	0	0.0375	0	500	0.935	0.18226	11.7
37	39	0.0321	0.106	0.027	175	0	0.515188	250
37	40	0.0593	0.168	0.042	175	0	0.816525	547
30	38	0.0046	0.054	0.422	175	0	0.262454	11.7
39	40	0.0184	0.0605	0.0155	175	0	0.294046	11.7
40	41	0.0145	0.0487	0.0122	175	0	0.236695	11.7
40	42	0.0555	0.183	0.0466	175	0	0.889429	547
41	42	0.041	0.135	0.0344	175	0	0.656136	250
43	44	0.0608	0.2454	0.0607	175	0	1.19271	547
34	43	0.0413	0.1681	0.0423	175	0	0.817011	547
44	45	0.0224	0.0901	0.0224	175	0	0.43791	250
45	46	0.04	0.1356	0.0332	175	0	0.659052	250
46	47	0.038	0.127	0.0316	175	0	0.617254	250
46	48	0.0601	0.189	0.0472	175	0	0.918591	547
47	49	0.0191	0.0625	0.016	175	0	0.303767	11.7
42	49	0.0715	0.323	0.086	175	0	1.569866	786
42	49	0.0715	0.323	0.086	175	0	1.569866	786
45	49	0.0684	0.186	0.0444	175	0	0.90401	547
48	49	0.0179	0.0505	0.0126	175	0	0.245443	11.7
49	50	0.0267	0.0752	0.0187	175	0	0.365492	11.7
49	51	0.0486	0.137	0.0342	175	0	0.665857	250
51	52	0.0203	0.0588	0.014	175	0	0.285784	11.7



ตารางที่ ก.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์ ของสายส่ง			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	อัตราการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตรา การซ่อม (ครั้งต่อปี)
		r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)				
52	53	0.0405	0.1635	0.0406	175	0	0.794654	250
53	54	0.0263	0.122	0.031	175	0	0.592953	250
49	54	0.073	0.289	0.0738	175	0	1.404617	786
49	54	0.0869	0.291	0.073	175	0	1.414338	786
54	55	0.0169	0.0707	0.0202	175	0	0.343621	11.7
54	56	0.0027	0.0095	0.0073	175	0	0.046416	11.7
55	56	0.0049	0.0151	0.0037	175	0	0.07339	11.7
56	57	0.0343	0.0966	0.0242	175	0	0.469502	250
50	57	0.0474	0.134	0.0332	175	0	0.651276	250
56	58	0.0343	0.0966	0.0242	175	0	0.469502	250
51	58	0.0255	0.0719	0.0179	175	0	0.349453	11.7
54	59	0.0503	0.2293	0.0598	175	0	1.114459	547
56	59	0.0825	0.251	0.0569	175	0	1.219927	786
56	59	0.0803	0.239	0.0536	175	0	1.161604	547
55	59	0.0474	0.2158	0.0565	175	0	1.048846	547
59	60	0.0317	0.145	0.0376	175	0	0.704739	250
59	61	0.0328	0.15	0.0388	175	0	0.72904	250
60	61	0.0026	0.0135	0.0146	300	0	0.065614	11.7
60	62	0.0123	0.0561	0.0147	175	0	0.272661	11.7
61	62	0.0082	0.0376	0.0098	175	0	0.182746	11.7
63	59	0	0.0386	0	500	0.96	0.187606	11.7
63	64	0.0017	0.02	0.216	500	0	0.097205	11.7
64	61	0	0.0268	0	175	0.985	0.130255	11.7
38	65	0.009	0.0986	1.046	500	0	0.479222	250



ตารางที่ ก.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์ ของสายส่ง			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	อัตราการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตรา การซ่อม (ครั้งต่อปี)
		r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)				
64	65	0.0027	0.0302	0.38	500	0	0.14678	11.7
49	66	0.018	0.0919	0.0248	300	0	0.446659	250
49	66	0.018	0.0919	0.0248	300	0	0.446659	250
62	66	0.0482	0.218	0.0578	175	0	1.059538	547
62	67	0.0258	0.117	0.031	175	0	0.568651	250
65	66	0	0.037	0	175	0.935	0.17983	11.7
66	67	0.0224	0.1015	0.0268	175	0	0.493317	250
65	68	0.0014	0.016	0.638	175	0	0.077764	11.7
47	69	0.0844	0.2778	0.0709	175	0	1.350182	786
49	69	0.0985	0.324	0.0828	175	0	1.574727	786
68	69	0	0.037	0	500	0.935	0.17983	11.7
69	70	0.03	0.127	0.122	300	0	0.617254	250
24	70	0.0022	0.4115	0.102	175	0	2	876
70	71	0.0088	0.0355	0.0088	175	0	0.172539	11.7
24	72	0.0488	0.196	0.0488	175	0	0.952612	547
71	72	0.0446	0.18	0.0444	175	0	0.874848	547
71	73	0.0087	0.0454	0.0118	175	0	0.220656	11.7
70	74	0.0401	0.1323	0.0337	175	0	0.643013	250
70	75	0.0428	0.141	0.036	175	0	0.685298	250
69	75	0.0405	0.122	0.124	300	0	0.592953	250
74	75	0.0123	0.0406	0.0103	175	0	0.197327	11.7
76	77	0.0444	0.148	0.0368	175	0	0.71932	250
69	77	0.0309	0.101	0.1038	175	0	0.490887	250
75	77	0.0601	0.1999	0.0498	175	0	0.971567	547

ตารางที่ ก.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์ ของสายส่ง			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	อัตราการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตรา การซ่อม (ครั้งต่อปี)
		r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)				
77	78	0.0038	0.0124	0.0126	175	0	0.060267	11.7
78	79	0.0055	0.0244	0.0065	175	0	0.118591	11.7
77	80	0.017	0.0485	0.0472	300	0	0.235723	11.7
77	80	0.0294	0.105	0.0228	175	0	0.510328	250
79	80	0.0156	0.0704	0.0187	175	0	0.342163	11.7
68	81	0.0018	0.0202	0.808	175	0	0.098177	11.7
81	80	0	0.037	0	300	0.935	0.17983	11.7
77	82	0.0298	0.0853	0.0817	175	0	0.414581	11.7
82	83	0.0112	0.0367	0.038	175	0	0.178129	11.7
83	84	0.0625	0.132	0.0258	175	0	0.641555	250
83	85	0.043	0.148	0.0348	175	0	0.71932	250
84	85	0.0302	0.0641	0.0123	175	0	0.311543	11.7
85	86	0.035	0.123	0.0276	175	0	0.597813	250
86	87	0.0283	0.2074	0.0445	175	0	1.008019	547
85	88	0.02	0.102	0.0276	175	0	0.495747	250
85	89	0.0239	0.173	0.047	175	0	0.840826	547
88	89	0.0139	0.0712	0.0193	300	0	0.346051	11.7
89	90	0.0518	0.188	0.0528	175	0	0.91373	547
89	90	0.0238	0.0997	0.106	300	0	0.484569	250
90	91	0.0254	0.0836	0.0214	175	0	0.406318	11.7
89	92	0.0099	0.0505	0.0548	500	0	0.245443	11.7
89	92	0.0393	0.1581	0.0414	175	0	0.768408	250
91	92	0.0387	0.1272	0.0327	175	0	0.618226	250
92	93	0.0258	0.0848	0.0218	175	0	0.412151	11.7



ตารางที่ ก.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์ ของสายส่ง			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	อัตราการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตรา การซ่อม (ครั้งต่อปี)
		r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)				
92	94	0.0481	0.158	0.0406	175	0	0.767922	250
93	94	0.0223	0.0732	0.0188	175	0	0.355772	11.7
94	95	0.0132	0.0434	0.0111	175	0	0.210936	11.7
80	96	0.0356	0.182	0.0494	175	0	0.884569	547
82	96	0.0162	0.053	0.0544	175	0	0.257594	11.7
94	96	0.0269	0.0869	0.023	175	0	0.422357	250
80	97	0.0183	0.0934	0.0254	175	0	0.453949	250
80	98	0.0238	0.108	0.0286	175	0	0.524909	250
80	99	0.0454	0.206	0.0546	175	0	1.001215	547
92	100	0.0648	0.295	0.0472	175	0	1.433779	786
94	100	0.0178	0.058	0.0604	175	0	0.281896	11.7
95	96	0.0171	0.0547	0.0147	175	0	0.265857	11.7
96	97	0.0173	0.0885	0.024	175	0	0.430134	250
98	100	0.0397	0.179	0.0476	175	0	0.869988	547
99	100	0.018	0.0813	0.0216	175	0	0.39514	11.7
100	101	0.0277	0.1262	0.0328	175	0	0.613366	250
92	102	0.0123	0.0559	0.0146	175	0	0.271689	11.7
101	102	0.0246	0.112	0.0294	175	0	0.54435	250
100	103	0.016	0.0525	0.0536	300	0	0.255164	11.7
100	104	0.0451	0.204	0.0541	175	0	0.991495	547
103	104	0.0466	0.1584	0.0407	175	0	0.769866	250
103	105	0.0535	0.1625	0.0408	175	0	0.789793	250
100	106	0.0605	0.229	0.062	175	0	1.113001	547
104	105	0.0099	0.0378	0.0099	175	0	0.183718	11.7



ตารางที่ ก.2 (ต่อ) ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส ต้นทาง	บัส ปลายทาง	ค่าพารามิเตอร์ ของสายส่ง			พิกัดสายส่ง (MVA)	อัตราส่วน หม้อแปลง	อัตราการ ล้มเหลว (ครั้งต่อปี)	อัตรา การซ่อม (ครั้งต่อปี)
		r (p.u.)	x (p.u.)	b (p.u.)				
105	106	0.014	0.0547	0.0143	175	0	0.265857	11.7
105	107	0.053	0.183	0.0472	175	0	0.889429	547
105	108	0.0261	0.0703	0.0184	175	0	0.341677	11.7
106	107	0.053	0.183	0.0472	175	0	0.889429	547
108	109	0.0105	0.0288	0.0076	175	0	0.139976	11.7
103	110	0.0391	0.1813	0.0461	175	0	0.881166	547
109	110	0.0278	0.0762	0.0202	175	0	0.370352	11.7
110	111	0.022	0.0755	0.02	175	0	0.36695	11.7
110	112	0.0247	0.064	0.062	175	0	0.311057	11.7
17	113	0.0091	0.0301	0.0077	175	0	0.146294	11.7
32	113	0.0615	0.203	0.0518	175	0	0.986634	547
32	114	0.0135	0.0612	0.0163	175	0	0.297448	11.7
27	115	0.0164	0.0741	0.0197	175	0	0.360146	11.7
114	115	0.0023	0.0104	0.0028	175	0	0.050547	11.7
68	116	0.0003	0.004	0.164	500	0	0.019684	11.7
12	117	0.0329	0.14	0.0358	175	0	0.680437	250
75	118	0.0145	0.0481	0.012	175	0	0.233779	11.7
76	118	0.0164	0.0544	0.0136	175	0	0.264399	11.7

ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส	ชนิดของบัส	กำลังจริง (MW)	กำลังรีแอกทีฟ (MVar)	พารามิเตอร์อุปกรณ์ แบบขนาน		แรงดัน สูงสุด (p.u.)	แรงดัน ต่ำสุด (p.u.)
				$G_s$ (MW)	$B_s$ (Mvar)		
1	บัสควบคุมแรงดัน	51	27	0	0	1.06	0.94
2	โหลดบัส	20	9	0	0	1.06	0.94
3	โหลดบัส	39	10	0	0	1.06	0.94
4	บัสควบคุมแรงดัน	39	12	0	0	1.06	0.94
5	โหลดบัส	0	0	0	-40	1.06	0.94
6	บัสควบคุมแรงดัน	52	22	0	0	1.06	0.94
7	โหลดบัส	19	2	0	0	1.06	0.94
8	บัสควบคุมแรงดัน	28	0	0	0	1.06	0.94
9	โหลดบัส	0	0	0	0	1.06	0.94
10	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.06	0.94
11	โหลดบัส	70	23	0	0	1.06	0.94
12	บัสควบคุมแรงดัน	47	10	0	0	1.06	0.94
13	โหลดบัส	34	16	0	0	1.06	0.94
14	โหลดบัส	14	1	0	0	1.06	0.94
15	บัสควบคุมแรงดัน	90	30	0	0	1.06	0.94
16	โหลดบัส	25	10	0	0	1.06	0.94
17	โหลดบัส	11	3	0	0	1.06	0.94
18	บัสควบคุมแรงดัน	60	34	0	0	1.06	0.94
19	บัสควบคุมแรงดัน	45	25	0	0	1.06	0.94
20	โหลดบัส	18	3	0	0	1.06	0.94
21	โหลดบัส	14	8	0	0	1.06	0.94
22	โหลดบัส	10	5	0	0	1.06	0.94
23	โหลดบัส	7	3	0	0	1.06	0.94
24	บัสควบคุมแรงดัน	13	0	0	0	1.06	0.94



ตารางที่ ก.3 (ต่อ) ข้อมูลบัลของระบบทดสอบ 118 บัล

บัล	ชนิดของบัล	กำลังจริง (MW)	กำลังรีแอคทีฟ (MVar)	พารามิเตอร์อุปกรณ์ แบบขนาน		แรงดัน สูงสุด (p.u.)	แรงดัน ต่ำสุด (p.u.)
				$G_o$ (MW)	$B_o$ (Mvar)		
25	บัลควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.06	0.94
26	บัลควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.06	0.94
27	บัลควบคุมแรงดัน	71	13	0	0	1.06	0.94
28	โหลดบัล	17	7	0	0	1.06	0.94
29	โหลดบัล	24	4	0	0	1.06	0.94
30	โหลดบัล	0	0	0	0	1.06	0.94
31	บัลควบคุมแรงดัน	43	27	0	0	1.06	0.94
32	บัลควบคุมแรงดัน	59	23	0	0	1.06	0.94
33	โหลดบัล	23	9	0	0	1.06	0.94
34	บัลควบคุมแรงดัน	59	26	0	14	1.06	0.94
35	โหลดบัล	33	9	0	0	1.06	0.94
36	บัลควบคุมแรงดัน	31	17	0	0	1.06	0.94
37	โหลดบัล	0	0	0	-25	1.06	0.94
38	โหลดบัล	0	0	0	0	1.06	0.94
39	โหลดบัล	27	11	0	0	1.06	0.94
40	บัลควบคุมแรงดัน	66	23	0	0	1.06	0.94
41	โหลดบัล	37	10	0	0	1.06	0.94
42	บัลควบคุมแรงดัน	96	23	0	0	1.06	0.94
43	โหลดบัล	18	7	0	0	1.06	0.94
44	โหลดบัล	16	8	0	10	1.06	0.94
45	โหลดบัล	53	22	0	10	1.06	0.94
46	บัลควบคุมแรงดัน	28	10	0	10	1.06	0.94
47	โหลดบัล	34	0	0	0	1.06	0.94
48	โหลดบัล	20	11	0	15	1.06	0.94



ตารางที่ ก.3 (ต่อ) ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส	ชนิดของบัส	กำลังจริง (MW)	กำลังรีแอกทีฟ (MVar)	พารามิเตอร์อุปกรณ์ แบบขนาน		แรงดัน สูงสุด (p.u.)	แรงดัน ต่ำสุด (p.u.)
				$G_s$ (MW)	$B_s$ (Mvar)		
49	บัสควบคุมแรงดัน	87	30	0	0	1.06	0.94
50	โหลดบัส	17	4	0	0	1.06	0.94
51	โหลดบัส	17	8	0	0	1.06	0.94
52	โหลดบัส	18	5	0	0	1.06	0.94
53	โหลดบัส	23	11	0	0	1.06	0.94
54	บัสควบคุมแรงดัน	113	32	0	0	1.06	0.94
55	บัสควบคุมแรงดัน	63	22	0	0	1.06	0.94
56	บัสควบคุมแรงดัน	84	18	0	0	1.06	0.94
57	โหลดบัส	12	3	0	0	1.06	0.94
58	โหลดบัส	12	3	0	0	1.06	0.94
59	บัสควบคุมแรงดัน	277	113	0	0	1.06	0.94
60	โหลดบัส	78	3	0	0	1.06	0.94
61	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.06	0.94
62	บัสควบคุมแรงดัน	77	14	0	0	1.06	0.94
63	โหลดบัส	0	0	0	0	1.06	0.94
64	โหลดบัส	0	0	0	0	1.06	0.94
65	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.06	0.94
66	บัสควบคุมแรงดัน	39	18	0	0	1.06	0.94
67	โหลดบัส	28	7	0	0	1.06	0.94
68	โหลดบัส	0	0	0	0	1.06	0.94
69	บัสอ้างอิง	0	0	0	0	1.06	0.94
70	บัสควบคุมแรงดัน	66	20	0	0	1.06	0.94
71	โหลดบัส	0	0	0	0	1.06	0.94
72	บัสควบคุมแรงดัน	12	0	0	0	1.06	0.94

ตารางที่ ก.3 (ต่อ) ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ 118 บัส

บัส	ชนิดของบัส	กำลังจริง (MW)	กำลังรีแอคทีฟ (MVar)	พารามิเตอร์อุปกรณ์ แบบขนาน		แรงดัน สูงสุด (p.u.)	แรงดัน ต่ำสุด (p.u.)
				$G_p$ (MW)	$B_p$ (Mvar)		
73	บัสควบคุมแรงดัน	6	0	0	0	1.06	0.94
74	บัสควบคุมแรงดัน	68	27	0	12	1.06	0.94
75	โหลดบัส	47	11	0	0	1.06	0.94
76	บัสควบคุมแรงดัน	68	36	0	0	1.06	0.94
77	บัสควบคุมแรงดัน	61	28	0	0	1.06	0.94
78	โหลดบัส	71	26	0	0	1.06	0.94
79	โหลดบัส	39	32	0	20	1.06	0.94
80	บัสควบคุมแรงดัน	130	26	0	0	1.06	0.94
81	โหลดบัส	0	0	0	0	1.06	0.94
82	โหลดบัส	54	27	0	20	1.06	0.94
83	โหลดบัส	20	10	0	10	1.06	0.94
84	โหลดบัส	11	7	0	0	1.06	0.94
85	บัสควบคุมแรงดัน	24	15	0	0	1.06	0.94
86	โหลดบัส	21	10	0	0	1.06	0.94
87	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.06	0.94
88	โหลดบัส	48	10	0	0	1.06	0.94
89	บัสควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.06	0.94
90	บัสควบคุมแรงดัน	163	42	0	0	1.06	0.94
91	บัสควบคุมแรงดัน	10	0	0	0	1.06	0.94
92	บัสควบคุมแรงดัน	65	10	0	0	1.06	0.94
93	โหลดบัส	12	7	0	0	1.06	0.94
94	โหลดบัส	30	16	0	0	1.06	0.94
95	โหลดบัส	42	31	0	0	1.06	0.94
96	โหลดบัส	38	15	0	0	1.06	0.94



ตารางที่ ก.3 (ต่อ) ข้อมูลบัลของระบบทดสอบ 118 บัล

บัล	ชนิดของบัล	กำลังจริง (MW)	กำลังรีแอคทีฟ (MVar)	พารามิเตอร์อุปกรณ์ แบบขนาน		แรงดัน สูงสุด (p.u.)	แรงดัน ต่ำสุด (p.u.)
				$G_s$ (MW)	$B_s$ (Mvar)		
97	โหลดบัล	15	9	0	0	1.06	0.94
98	โหลดบัล	34	8	0	0	1.06	0.94
99	บัลควบคุมแรงดัน	42	0	0	0	1.06	0.94
100	บัลควบคุมแรงดัน	37	18	0	0	1.06	0.94
101	โหลดบัล	22	15	0	0	1.06	0.94
102	โหลดบัล	5	3	0	0	1.06	0.94
103	บัลควบคุมแรงดัน	23	16	0	0	1.06	0.94
104	บัลควบคุมแรงดัน	38	25	0	0	1.06	0.94
105	บัลควบคุมแรงดัน	31	26	0	20	1.06	0.94
106	โหลดบัล	43	16	0	0	1.06	0.94
107	บัลควบคุมแรงดัน	50	12	0	6	1.06	0.94
108	โหลดบัล	2	1	0	0	1.06	0.94
109	โหลดบัล	8	3	0	0	1.06	0.94
110	บัลควบคุมแรงดัน	39	30	0	6	1.06	0.94
111	บัลควบคุมแรงดัน	0	0	0	0	1.06	0.94
112	บัลควบคุมแรงดัน	68	13	0	0	1.06	0.94
113	บัลควบคุมแรงดัน	6	0	0	0	1.06	0.94
114	โหลดบัล	8	3	0	0	1.06	0.94
115	โหลดบัล	22	7	0	0	1.06	0.94
116	บัลควบคุมแรงดัน	184	0	0	0	1.06	0.94
117	โหลดบัล	20	8	0	0	1.06	0.94
118	โหลดบัล	33	15	0	0	1.06	0.94



## ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นาย กันตภณ ชัมพานนท์ เกิดวันที่ 16 พฤษภาคม พ.ศ. 2529 ที่กรุงเทพมหานคร สำเร็จ การศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2549 และได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตร วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะ วิศวกรรมศาสตร์ ที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี พ.ศ. 2550 มีความสนใจงานวิจัยทางด้าน การ จำลองผลในระบบไฟฟ้ากำลัง (Power system simulation) เทคโนโลยี FACTS ในระบบไฟฟ้า กำลัง และงานวิจัยที่เกี่ยวกับระบบไฟฟ้ากำลังหลังการแปรรูป (Deregulated power system)



ศูนย์วิทยทรัพยากร  
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย