

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตกชั่วขณะ

นางสาวเสาวลักษณ์ สุริสุนทร

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2554
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON VOLTAGE SAG

Miss Saowalak Surisunthon

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 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตก
ชั่วขณะ

โดย

นางสาวเสาวลักษณ์ สุริสุนทร

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.สมศักดิ์ ปัญญาแก้ว)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(อาจารย์.ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์)

..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศน์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.จักรเพชร มัทราช)

เสาวลักษณ์ สุริสุนทร : ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตกชั่วขณะ. (IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON VOLTAGE SAG)

อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. ธวัชชัย เตชสุนันต์, 155 หน้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อแรงดันตกชั่วขณะ เพื่อประเมินผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดพลาดชนิดต่างๆในระบบหลังจากเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบ การศึกษาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะวิเคราะห์ แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่มีอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันต่ออยู่ และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ โดยใช้วิธีตำแหน่งการเกิดความผิดพลาดและการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล วิเคราะห์ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ ขนาดพิกัด โหมดการควบคุม และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย ผลการจำลองแบบของระบบ Roy Billinton Test System bus 2 (RBTS bus 2) และระบบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาควิเคราะห์โดยใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจากโปรแกรม MATLAB ผลการศึกษาที่ได้แสดงให้เห็นว่าการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายสามารถช่วยลดแรงดันตกชั่วขณะในระบบเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ยังไม่ได้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายในหลายด้าน

ภาควิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อนิสิต.....
 สาขาวิชา.....วิศวกรรมไฟฟ้า..... ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์.....
 ปีการศึกษา.....2554.....

5270708821 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : DISTRIBUTED GENERATION / METHOD OF FAULT POSITION /
AREA OF VULNERABILITY / VOLTAGE SAG FREQUENCY/ VOLTAGE SAG INDEX

SAOWALAK SURISUNTHON: IMPACTS OF DISTRIBUTED GENERATION ON
VOLTAGE SAG. ADVISOR: ASST.PROF.THAVATCHAI TAYJASANANT,
Ph.D., 155 pp.

This thesis studies impacts of distributed generation (DG) on voltage sag assessment caused by various types of faults in distribution systems. Voltage sag assessment is analyzed by using the method of fault positions and Monte Carlo simulation in order to determine area of vulnerability (AOV), voltage sag frequency for sensitive equipment bus and voltage sag index. Impacts of DG's locations, sizes, operation modes and transformer connections are studied. Simulation results on Roy Billinton Test System (RBTS bus 2) and a modified test system of Provincial Electricity Authority (PEA) are performed using the MATLAB-based developed program. Results show that systems with a DG installed have better voltage sag performance than that without DG installation in various issues.

Department : Electrical Engineering Student's Signature:

Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature:

Academic Year: 2011

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชัสอนันต์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นที่เป็นประโยชน์ต่อการทำวิทยานิพนธ์ด้วยดีมาตลอด รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขวิทยานิพนธ์จนสำเร็จเรียบร้อย

ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ ดร. ชาญณรงค์ บาลมงคล อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ และดร.จักรเพชร มัทราช หัวหน้าแผนกวิจัยคุณภาพไฟฟ้าอุตสาหกรรม, กองวิจัย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่ได้ให้คำแนะนำและข้อมูลที่เป็นประโยชน์ในการทำวิทยานิพนธ์

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ บิดามารดา ที่ให้กำลังใจตลอดมา ตลอดจนเพื่อนพี่น้อง ทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
กิตติกรรมประกาศ.....	ฉ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญภาพ.....	ฐ
บทที่	
1. บทนำ.....	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	2
1.3 ขอบเขตของการวิจัย.....	2
1.4 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย.....	3
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	4
1.6 เนื้อหาในวิทยานิพนธ์.....	4
2. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	5
2.1 ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.....	6
2.2 ผลกระทบด้านต่างๆ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า.....	6
2.3 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์.....	11
3. การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ.....	13
3.1 นิยามของแรงดันตกชั่วขณะ.....	13
3.2 คุณลักษณะของแรงดันตกชั่วขณะ.....	15
3.3 แหล่งกำเนิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	15
3.4 การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ.....	16
3.5 รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย.....	27
3.6 การนับจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	30
3.7 ความคงทนของอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกชั่วขณะ.....	32
4. การประเมินและการทำงานนายการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	35

	หน้า
4.1 การประเมินการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	35
4.1.1 วิธีระยะวิกฤต (Method of Critical Distances).....	35
4.1.2 วิธีตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ (Method of Fault Positions).....	35
4.1.3 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation).....	35
4.1.4 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (The Area of Vulnerability, AOV).....	41
4.2 การทำนายแรงดันตกชั่วขณะ.....	45
4.2.1 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag Frequency).....	45
4.2.2 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag Index).....	48
5. การทดสอบและการวิเคราะห์ผล.....	50
5.1 ระบบทดสอบ.....	50
5.1.1 ระบบทดสอบ RBTS bus 2.....	50
5.1.2 ระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.).....	51
5.2 ขั้นตอนในการทดสอบ.....	51
5.3 รูปแบบการทดสอบ.....	53
5.3.1 ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG.....	53
5.3.2 ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG.....	55
5.3.3 ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG.....	55
5.3.4 ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG.....	56
5.4 ผลการทดสอบระบบทดสอบ RBTS bus 2.....	57
5.4.1 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ.....	58
5.4.2 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	72
5.4.3 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ.....	84
5.5 ผลการทดสอบระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.).....	94
5.4.1 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ.....	94
5.4.2 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	108
5.4.3 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ.....	113
6. สรุปผลการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ.....	126

	หน้า
รายการอ้างอิง.....	129
ภาคผนวก.....	133
ภาคผนวก ก. ข้อมูลของระบบทดสอบ.....	134
ก. 1 ระบบทดสอบ RBTS Bus2.....	134
ก. 2 ระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน.....	139
ภาคผนวก ข. ผลการทดสอบ.....	146
ข.1 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบ RBTS bus 2...	146
ข.2 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน.	148
ภาคผนวก ค. ข้อมูลการตรวจวัดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	151
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	155

สารบัญญัตราจ

ตารางที่		หน้า
3.1	มาตรฐานต่างๆ ของแรงดันตกชั่วขณะ.....	14
3.2	สมการคำนวณกระแสลัดวงจรของวงจรขายลำดับและกระแสเฟสเมื่อเกิด ความผิดพรงที่บัส f	25
3.3	สมการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะของวงจรขายลำดับและแรงดันเฟสที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพรงที่บัส f	26
3.4	ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรเมื่อเชื่อมตอ DG ผ่านหม้อแปลงแบบต่างๆ...	28
3.5	ข้อมูลความคงทนของอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกชั่วขณะ....	34
5.1	มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟภ.....	56
5.2	มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟน.....	56
5.3	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดพรงหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Voltage control	58
5.4	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดพรงหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Power factor control...	59
5.5	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดพรงแบบเฟสถึงเฟส กรณี Voltage control.....	61
5.6	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดพรงแบบเฟสถึงเฟส กรณี Power factor control..	61
5.7	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดพรงแบบเฟสถึงเฟสลงดิน กรณี Voltage control.	63
5.8	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดพรงแบบเฟสถึงเฟสลงดิน กรณี Power factor....	63
5.9	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดพรงสามเฟส กรณี Voltage control.....	65
5.10	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดพรงสามเฟส กรณี Power factor control.....	65
5.11	พื้นที่ AOV พิจารณารูปแบบการเชื่อมตอหม้อแปลงของ DG.....	67
5.12	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดพรงหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Voltage control mode.....	73
5.13	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดพรงหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Power factor control mode.....	73
5.14	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดพรงแบบเฟสถึงเฟส กรณี Voltage control mode.....	75

ตารางที่	หน้า	
5.15	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส กรณี Power factor control mode.....	75
5.16	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลง ดินกรณี Voltage control mode.....	77
5.17	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลง ดินกรณี Power factor control mode.....	78
5.18	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติสามเฟสกรณี Voltage control mode.....	80
5.19	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติสามเฟสกรณี Power factor control mode.....	80
5.20	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาในรูปแบบหม้อแปลง.....	82
5.21	ค่า SARFI ₆₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode.....	86
5.22	ค่า SARFI ₆₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode.....	86
5.23	ค่า SARFI ₇₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode.....	87
5.24	ค่า SARFI ₇₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode.....	88
5.25	ค่า SARFI _x พิจารณารูปแบบหม้อแปลงของ DG.....	89
5.26	สรุปผลการทดสอบระบบ RBTS bus 2.....	92
5.27	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Voltage control.....	95
5.28	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Power factor control...	95
5.29	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส กรณี Voltage control.....	97
5.30	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส กรณี Power factor control..	97
5.31	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน กรณี Voltage control.	99
5.32	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน กรณี Power factor....	99
5.33	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติสามเฟส กรณี Voltage control.....	101
5.34	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติสามเฟส กรณี Power factor control.....	101
5.35	พื้นที่ AOV พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG.....	103
5.36	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะกรณี Voltage control mode.....	109
5.37	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะกรณี Power factor control mode.....	109
5.38	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาในรูปแบบหม้อแปลง.....	111

ตารางที่	หน้า	
5.39	ค่า SARFI _x จากการวัดจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่สถานีไฟฟ้าบ้านเลน....	115
5.40	ค่า SARFI _x จากผลการจำลองสถานีไฟฟ้าบ้านเลน.....	115
5.41	ค่า SARFI ₆₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode.....	117
5.42	ค่า SARFI ₆₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode.....	117
5.43	ค่า SARFI ₇₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode.....	118
5.44	ค่า SARFI ₇₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode.....	119
5.45	ค่า SARFI _x พิจารณารูปแบบหม้อแปลงของ DG.....	120
5.46	ผลการเปรียบเทียบค่า SARFI ₆₀ และ SARFI ₇₀ ที่ได้จากการจำลองกับค่าที่ ตรวจวัด.....	122
5.47	สรุปผลการทดสอบระบบไฟฟ้าบ้านเลน.....	124
ก. 1	ค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบทดสอบ RBTS Bus 2.....	134
ก. 2	ประเภท จำนวน และขนาดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบ RBTS Bus2.....	134
ก. 3	ข้อมูลบัลต์ของระบบทดสอบ RBTS Bus 2.....	135
ก. 4	ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ RBTS Bus 2.....	137
ก. 5	ค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน.....	139
ก. 6	ข้อมูลบัลต์ของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน.....	140
ก. 7	ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน.....	143
ข. 1	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG (RBTS)...	146
ข. 2	ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG (กฟภ.).....	148
ค. 1	ผลการตรวจวัดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในปี 2552.....	151
ค. 2	ผลการตรวจวัดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในปี 2553.....	153

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
2.1	ผลกระทบของการเชื่อมต่อดูต่อระบบป้องกัน.....	7
3.1	นิยามของ Voltage Dips ตามมาตรฐาน IEC.....	13
3.2	นิยามของ Voltage Sags ตามมาตรฐาน IEE.....	14
3.3	การเกิดความผิดปกติที่บัสใด ๆ ในระบบไฟฟ้า.....	16
3.4	การเกิดความผิดปกติบนสายในระบบไฟฟ้า.....	18
3.5	ความผิดปกติที่เกิดบนสายส่งระหว่างบัส k และ j ที่ตำแหน่ง f	18
3.6	ความผิดปกติแบบ 3 เฟส.....	20
3.7	ความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน.....	21
3.8	ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส.....	22
3.9	ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน.....	23
3.10	รูปแบบการเชื่อมต่อดูผ่านหม้อแปลงแบบต่างๆ.....	27
3.11	แรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน.....	30
3.12	ข้อมูลความคงทนต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันของชุดปรับความเร็วรอบ มอเตอร์.....	33
3.13	ข้อมูลความคงทนต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันของโปรแกรมเมเบิลลอจิก คอนโทรลเลอร์.....	33
3.14	ข้อมูลความคงทนต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันของคอมพิวเตอร์.....	34
4.1	ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติบนบัสและบนสายจำหน่ายระหว่างบัส $k - j$...	36
4.2	แรงดันตกชั่วขณะและจำนวนรอบสูงสุดของการจำลองเหตุการณ์.....	38
4.3	ขั้นตอนการจำลองระบบด้วยมอนติคาร์โล.....	40
4.4	แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่อุปกรณ์ไวต่อ การเปลี่ยนแปลงแรงดัน (SE) ต่ออยู่ที่แรงดันวิกฤติ ($V_{threshold}$) ค่าต่าง ๆ.....	41
4.5	ตรวจสอบจุดวิกฤติของสายจำหน่ายที่ i	42
4.6	ขั้นตอนการคำนวณหาจุดวิกฤติด้วยวิธี Secant Method.....	43
4.7	ขั้นตอนการคำนวณหาค่า AOV.....	44
4.8	ขั้นตอนการคำนวณหาค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ.....	47
4.9	ขั้นตอนการคำนวณหาค่า SARFI _x	49

ภาพที่	หน้า
5.1	ระบบ RBTS BUS 2..... 50
5.2	ระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค..... 51
5.3	ขั้นตอนการวิเคราะห์ผลกระทบของ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ..... 52
5.4	รูปแบบการวิเคราะห์ผลของการเชื่อมต่อ DG 53
5.5	SE และDG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE..... 54
5.6	SE และDG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE..... 54
5.7	SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อน..... 54
5.8	DG เชื่อมต่ออยู่ที่ต้นสายป้อน..... 54
5.9	DG เชื่อมต่ออยู่ที่กลางสายป้อน..... 55
5.10	DG เชื่อมต่ออยู่ที่ปลายสายป้อน..... 55
5.11	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของ ตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG..... 60
5.12	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของ โหมดการควบคุมของ DG..... 60
5.13	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง และขนาดพิกัดของ DG..... 62
5.14	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของ โหมดการควบคุมของ DG..... 62
5.15	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของ ตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG..... 64
5.16	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของ โหมดการควบคุมของ DG..... 64
5.17	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติสามเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง และขนาดพิกัดของ DG..... 66
5.18	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติสามเฟส พิจารณาผลกระทบของ โหมดการควบคุมของ DG..... 66
5.19	พื้นที่ AOV พิจารณาผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG..... 67

ภาพที่	หน้า
5.20 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงหนึ่งเฟสลงดิน.....	68
5.21 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟส.....	69
5.22 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟสลงดิน.....	69
5.23 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงสามเฟส.....	70
5.24 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG.....	74
5.25 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG.....	74
5.26 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG.....	76
5.27 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG.....	77
5.28 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG.....	79
5.29 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG.....	79
5.30 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงสามเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG.....	81
5.31 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงสามเฟส พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG.....	81
5.32 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาผลกระทบของ รูปแบบหม้อแปลงของ DG.....	82
5.33 ค่า SARFI ₇₀ เมื่อจำลองการเกิดความผิดปกติพ่วง 10,000 ครั้ง.....	85
5.34 ค่า SARFI ₆₀ พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG.....	87
5.35 ค่า SARFI ₇₀ พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุม ของ DG.....	88
5.36 ค่า SARFI _x พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG.....	90

ภาพที่	หน้า
5.37	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG..... 96
5.38	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG..... 96
5.39	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG..... 98
5.40	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG..... 98
5.41	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG..... 100
5.42	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG..... 100
5.43	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG..... 102
5.44	พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG..... 102
5.45	พื้นที่ AOV พิจารณาผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG..... 103
5.46	AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน..... 104
5.47	AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟส..... 105
5.48	AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟสลงดิน..... 105
5.49	AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส..... 106
5.50	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG..... 110
5.51	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุม 110
5.52	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาผลกระทบของรูปแบบหม้อแปลง 111
5.53	ค่า SARFI ₇₀ เมื่อจำลองการเกิดความผิดปกติ 10,000 ครั้ง..... 114
5.54	ค่า SARFI _x ของผลการตรวจวัดสถานีไฟฟ้าบ้านเลน..... 116
5.55	ค่า SARFI _x ของผลการจำลองเมื่อเกิดความผิดปกติ 80 60 และ 50 ครั้ง/ปี..... 116

ภาพที่		หน้า
5.56	ค่า SARFI ₆₀ พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง ขนาดพิกัดและโหมดการควบคุม ของ DG.....	118
5.57	ค่า SARFI ₇₀ พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุม ของ DG.....	119
5.58	ค่า SARFI _x พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG.....	121

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันมีการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation, DG) กับระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากขึ้นเนื่องจากแหล่งพลังงานที่ใช้น้ำมันมีค่าใช้จ่ายสูงขึ้น อีกทั้งยังมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้นแหล่งพลังงานใหม่ที่มีค่าใช้จ่ายไม่สูงนักและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมจึงเป็นที่ต้องการมากยิ่งขึ้นประกอบกับตำแหน่งของ DG ที่อยู่ใกล้กับจุดโหลดสามารถช่วยลดต้นทุนในการเชื่อมโยงสายส่งไปยังพื้นที่ที่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้า ลดพลังงานสูญเสียในระบบจำหน่าย และช่วยยกระดับแรงดันที่ปลายสายส่งด้วย

แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sags) เป็นปัญหาคุณภาพไฟฟ้า (Power quality) ที่สำคัญที่ต้องพิจารณาเนื่องจากในปัจจุบันผู้ใช้ไฟฟ้ายิ่งใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่มีการใช้อุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดัน (Sensitive equipment, SE) มากขึ้นเช่น คอมพิวเตอร์ อุปกรณ์ควบคุมกระบวนการ (Process control equipment) ชุดปรับความเร็วรอบมอเตอร์ (Adjustable speed drives) เป็นต้น การเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์เหล่านี้และอาจทำให้กระบวนการผลิตหยุดชะงักทำให้สูญเสียค่าใช้จ่ายสร้างความเสียหายแก่ผู้ใช้ไฟ การเชื่อมต่อ DG ในระบบส่งผลกระทบต่อด้านบวกในเรื่องของการรักษาระดับแรงดันในขณะเกิดความผิดปกติในระบบ นั่นคือช่วยให้ระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะลดลง ในขณะที่เกิดความผิดปกติ DG จะช่วยรักษาระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อ ผลกระทบที่เกิดขึ้นอาจแตกต่างกันขึ้นอยู่กับประเภทของความผิดปกติ ประเภทของ DG ตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG ในระบบ ขนาดพิกัดของ DG โหมดการควบคุมและรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ซึ่งต้องมีการศึกษาในประเด็นเหล่านี้โดยละเอียดต่อไป

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อ DG ในระบบไฟฟ้าต่อแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติ และสามารถเป็นแนวทางสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ายิ่งใหญ่หรือ

โรงงานอุตสาหกรรมในการพิจารณาเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเพื่อช่วยลดผลกระทบต่ออุปกรณ์ที่มีความไวต่อแรงดันตกชั่วขณะอีกด้วย

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. ศึกษาวิธีการคำนวณหาจุดวิกฤตบนสายจำหน่ายไฟฟ้าเพื่อสร้างแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (Area of Vulnerability, AOV) ณ ตำแหน่งที่สนใจโดยประยุกต์ใช้วิธีตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ (Method of Fault Positions)
2. ศึกษาการประเมินความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะชั่วขณะ (Voltage Sag Frequency) ณ ตำแหน่งที่สนใจโดยใช้วิธีตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ
3. ศึกษาการทำนายเชิงสโตคาสติก (Stochastic prediction) ของแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation) ต่อค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag Index)
4. ศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตก และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาดำเนินการเชื่อมต่อ ขนาดพิกัด โหมงการควบคุม และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1. พิจารณาระบบไฟฟ้าจำหน่ายแบบเรเดียล โดยแบบจำลองโหลดเป็นแบบค่ากำลังไฟฟ้าคงที่ และจำลองระบบในสภาวะคงตัว (Steady state)
2. พิจารณาผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตกชั่วขณะเท่านั้น
3. พิจารณาแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติในระบบเท่านั้น โดยพิจารณาความผิดปกติ 4 แบบ คือ ความผิดปกติแบบสามเฟส ความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส และความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน โดยมีเงื่อนไขว่าช่วงเวลาที่ใช้ในการแก้ปัญหาการเกิดความผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกันของระบบยาวนานเพียงพอที่จะส่งผลให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ

4. ไม่พิจารณาถึงเหตุการณ์ที่เกิดความผิดปกติพร้อมอย่างซ้ำซ้อนในเวลาเดียวกัน(Simultaneous faults)
5. ไม่พิจารณาอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน (Voltage regulator) และตัวเก็บประจุชนิดต่อเข้าระบบเอง (Switched capacitor bank)
6. พิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายประเภทซิงโครนัสเจนเนอเรเตอร์ โดยจำลองทั้งแบบ Voltage Control Mode และแบบ Power Factor Control Mode

1.4 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

1. ศึกษาบทความทางวิชาการที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์
 - 1.1 รวบรวมข้อมูลและศึกษาเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย
 - 1.2 ศึกษาบทความเกี่ยวกับผลกระทบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน คุณภาพไฟฟ้า และผลกระทบอื่นๆในระบบจำหน่าย
 - 1.3 ศึกษาบทความเกี่ยวกับผลกระทบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อค่าแรงดันตกชั่วขณะในระบบจำหน่าย
 - 1.4 ศึกษาบทความเกี่ยวกับการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะในระบบไฟฟ้า
2. วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะทำการศึกษา
3. กำหนดขอบเขตรวมถึงรายละเอียดของข้อมูลต่างๆที่ใช้อ้างอิงในงานวิจัยสำหรับสร้างระบบจำลองเพื่อวิเคราะห์
4. สร้างระบบจำลองขึ้นมาและทำการพัฒนาโปรแกรมคำนวณ แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะและค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะโดยใช้โปรแกรม MATLAB
5. วิเคราะห์ผลที่ได้จากระบบจำลอง และเปรียบเทียบผลกระทบของ ขนาด ตำแหน่ง โหมด การควบคุม และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะและแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ
6. วิเคราะห์ สรุปผลงานวิจัยพร้อมทั้งข้อเสนอแนะ

7. เรียบเรียงผลงานวิจัยและเขียนวิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. สามารถประเมินผลกระทบต่อแรงดันตกชั่วขณะหลังจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าสู่ระบบ
2. โปรแกรมคำนวณแรงดันตกชั่วขณะเนื่องจากความผิดพ่วงในระบบไฟฟ้า
3. สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางแก่ผู้ใช้ไฟรายใหญ่หรือโรงงานอุตสาหกรรมสำหรับการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเพื่อช่วยลดผลกระทบต่ออุปกรณ์ที่มีความไวต่อแรงดันตกชั่วขณะ

1.6 เนื้อหาในวิทยานิพนธ์

เนื้อหาในวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทประกอบด้วย

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต ขั้นตอนการดำเนินการวิจัยและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าในด้านต่างๆ และกล่าวถึงงานวิจัยในอดีตที่ศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

บทที่ 3 กล่าวถึงนิยามและคุณลักษณะของแรงดันตกชั่วขณะ และการคำนวณหาแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดพ่วงขึ้นในระบบไฟฟ้า

บทที่ 4 กล่าวถึงการประเมินและการทำงานการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ รวมถึงวิธีการที่ใช้ในการวิเคราะห์ แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้

บทที่ 5 แสดงระบบที่ใช้ในการทดสอบ รูปแบบที่ใช้ทดสอบ และผลของการทดสอบรวมถึงการวิเคราะห์ผลการทดสอบ

บทที่ 6 สรุปผลที่ได้จากงานวิจัยและข้อเสนอแนะแนวทางพัฒนางานวิจัยต่อไปในอนาคต

บทที่ 2

ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generation, DG) ถือเป็นระบบการผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงสุดระบบหนึ่ง ยกตัวอย่างเช่นในกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้ามีความต้องการทั้งไฟฟ้าและความร้อน เช่น ในโรงงานอุตสาหกรรมหลายประเภท ต้องใช้ไฟฟ้าในการขับเคลื่อนมอเตอร์และให้แสงสว่าง ในขณะที่เดียวกันก็มีความต้องการไอน้ำเพื่อใช้ในกระบวนการผลิต หากโรงงานนั้นซื้อไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าและนำเชื้อเพลิงมาต้มน้ำเพื่อผลิตไอน้ำ ประสิทธิภาพจะค่อนข้างต่ำ การใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ถือเป็นทางเลือกหนึ่งที่สามารถผลิตพลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ คุ่มค่าแก่การลงทุน ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตลดลง ในปัจจุบันประเทศไทยมีการเชื่อมต่อ DG เข้าระบบเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากสามารถตอบสนองความต้องการพลังงานของภาคเอกชนได้เป็นอย่างดีและในปัจจุบันรัฐบาลอนุญาตให้ DG สามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบได้ ผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก (Small Power Producer, SPP) มีกำลังผลิตระหว่าง 10-90 MW และเอกชนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP) มีกำลังการผลิตไฟไม่เกิน 10 MW การผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันที่ใช้ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง [1] ในทางปฏิบัติการนำ DG มาเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งจ่ายไฟฟ้าหลักจะส่งผลกระทบต่อสมรรถนะของระบบและการทำงานของระบบป้องกันที่ใช้งานอยู่เดิม ดังนั้นการประยุกต์ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายอย่างเหมาะสมและคุ้มค่าจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาอย่างละเอียดรอบคอบในประเด็นสำคัญต่างๆ ก่อนลงทุนดำเนินการติดตั้ง

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายจากพลังงานหมุนเวียนมีหลากหลายประเภท เช่น พลังงานลม (Wind) พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar photovoltaic) ก๊าซธรรมชาติ (Natural gas) น้ำ (Hydro) พลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) ถ่านหิน (Coal) และการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Combined Heat and Power, CHP) เป็นต้น

2.1 ประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายมี 3 ประเภทดังนี้

2.1.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอินดักชัน (Induction Generators, IG)

โดยทั่วไปมีขนาดเล็กกว่า 500 kVA เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้ถูกจำกัดขนาดเนื่องจากต้องใช้พลังงานกระตุ้นจากภายนอก โดยดึงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟ (Reactive power) ออกจากระบบ มีราคาถูกลงกว่าชนิดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส เพราะไม่มีขดลวดสร้างสนามแม่เหล็ก ทำงานโดยจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าระบบแต่ดึงกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟออกจากระบบ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้จ่ายกระแสผิดพลาดเพียงไม่กี่ไซเคิลเมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบโดยทั่วไปใช้กับพลังงานลม

2.1.2 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous Generators, SG)

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้สามารถจ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าแอกทีฟและกำลังไฟฟ้รีแอกทีฟเข้าระบบได้ และต้องใช้อุปกรณ์ synchronizing เพื่อเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า สามารถเพิ่มกระแสความผิดพลาดให้กับระบบได้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้โดยทั่วไปใช้กับ เครื่องยนต์เผาไหม้ (น้ำมันดีเซล) Gas turbines และ Small hydrogenerators

2.1.3 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอซิงโครนัส (Asynchronous Generators)

โดยทั่วไปใช้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภท micro-turbines, fuel cells และ photovoltaic อุปกรณ์เหล่านี้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าผ่านเครื่องแปลงผันกำลังงานแบบสถิตย์ (Static power converters) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดนี้จ่ายกระแสผิดพลาดเพียงไม่กี่ไซเคิล

2.2 ผลกระทบด้านต่างๆ ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า

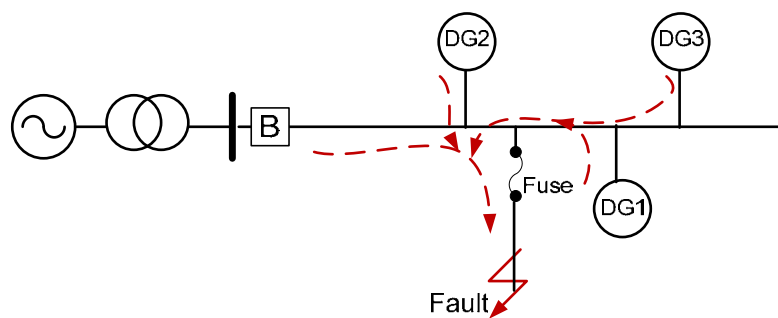
ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าเนื่องจากการเชื่อมต่อ DG จะขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยดังนี้

- 1) เทคโนโลยีและประเภทของของ DG
- 2) ปริมาณการจ่ายไฟของ DG
- 3) ตำแหน่งการติดตั้ง และขนาดพิกัดของ DG
- 4) ความสามารถในการควบคุมความถี่และแรงดันของ DG
- 5) ตำแหน่งและความรุนแรงของความผิดพลาดที่เกิดขึ้น
- 6) ปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่งก่อนเกิดความผิดพลาด

โดย DG ที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้านั้นก่อให้เกิดผลกระทบทั้งด้านบวกและด้านลบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลายประการ ดังนี้

2.2.1 ผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกัน [2, 3, 4, 5, 6, 7]

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยทั่วไปเป็นระบบแบบเรเดียล (Radial system) โดยมีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเพียงแหล่งเดียวที่จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ดังนั้นการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent protection) จึงไม่ซับซ้อน เมื่อมี DG เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจึงเป็นการเพิ่มจำนวนแหล่งกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นโครงสร้างของระบบจากเดิมที่เป็นแบบเรเดียลจึงเปลี่ยนไป เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบไฟฟ้าขณะที่ไม่มี DG เชื่อมต่ออยู่กระแสความผิดปกติจะไหลทิศทางเดียว จึงใช้แค่อุปกรณ์ป้องกันตัวเดียวในการกำจัดความผิดปกติแต่เมื่อมี DG เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าทำให้กระแสความผิดปกติไหลได้หลายทิศทาง อีกทั้งยังมีการจ่ายกระแสความผิดปกติจาก DG มาเพิ่มทำให้กระแสความผิดปกติรวมมีค่าสูงขึ้นและส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน ยกตัวอย่างเช่น



รูปที่ 2.1 ผลกระทบของการเชื่อมต่อ DG ต่อระบบป้องกัน

รีเลย์ป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent relay) ตัวอย่างเช่นเมื่อมี DG เพิ่มเข้ามาที่ปลายสายป้อน DG จะช่วยจ่ายโหลด เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นที่ปลายของสาย รีเลย์ป้องกันกระแสเกินที่ต้นสายป้อนจะมองเห็นกระแสผิดปกติลดลงทำให้รีเลย์ป้องกันกระแสเกินไม่ทำงาน

ฟิวส์ (Fuse) การทำงานประสานกัน (Coordination) ของระบบป้องกันสามารถสูญเสียได้เมื่อมี DG หลายตัวเชื่อมต่อเพิ่มเข้ามาในระบบไฟฟ้าเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของกระแสความผิดปกติจาก DG กระแสความผิดปกติที่เพิ่มขึ้นอาจมีค่ามากพอที่จะทำให้ฟิวส์ที่สายป้อนย่อยและเบรกเกอร์ที่สายป้อนหลัก ทำงานประสานกันผิดพลาดได้ในระหว่างที่เกิดความผิดปกติขึ้นในระบบจำหน่าย

อุปกรณ์รีโคลสแบบทันทีทันใด (Instantaneous reclosing) ความผิดปกติในระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปจะเป็นแบบชั่วคราว (Temporary fault) ดังนั้นจึงมีการใช้ Autorecloser switch ในระบบไฟฟ้า เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้น DG ต้องถูกปลดออกจากระบบไฟฟ้าเพื่อความปลอดภัย ดังนั้น DG จึงต้องมีระบบตรวจจับความผิดปกติและต้องปลดตัวเองออกจากระบบไฟฟ้าเพื่อให้ระบบไฟฟ้ากลับมาเป็นแบบเดิมเหมือนเดิม และ DG ต้องปลดตัวเองออกจากระบบก่อนที่จะมีการทำงานของ Autorecloser switch ซึ่งถ้า DG ถูกปลดออกจากระบบเร็วเกินไปหรือช้าเกินไปก็อาจทำให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้นในสายป้อนที่มี DG ต่ออยู่ไม่ควรใช้อุปกรณ์ชนิด Instantaneous reclosing เพราะ DG อาจปลดออกจากระบบไม่ทัน ซึ่งอาจส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นเวลานานได้

2.2.2 ผลกระทบต่ออุปกรณ์ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า [6, 8, 9]

การเชื่อมต่อ DG กับระบบไฟฟ้าส่งผลต่ออุปกรณ์ควบคุมแรงดัน เพราะเมื่อมี DG ในระบบจำหน่ายจะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าในระบบทั้งขนาดกำลังไฟฟ้าในสายป้อน และทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า อาจทำให้เกิดแรงดันต่ำขึ้นได้เนื่องจากการทำงานของ Line-drop compensation ไม่สามารถวัดโหลดได้อย่างถูกต้องจึงทำให้อุปกรณ์ควบคุมระดับแรงดันปรับตั้งค่าแรงดันต่ำกว่าที่ต้องการ สาเหตุเพราะการทำงานของ Line-drop compensation ขึ้นอยู่กับกระแสที่ไหลในสายส่ง เมื่อมี DG เชื่อมต่อในระบบ DG จะช่วยจ่ายโหลดส่งผลให้ Line-drop compensation มองเห็นโหลดน้อยจึงไม่สั่งยกระดับแรงดันให้สูงขึ้นตามที่ต้องการ

2.2.3 ผลกระทบต่อกำลังงานสูญเสียในระบบ [8, 10]

การเชื่อมต่อ DG ในระบบจำหน่ายทำให้แหล่งผลิตไฟฟ้าอยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้ามากขึ้น เป็นผลให้ระยะทางในการไหลของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้ามายังผู้ใช้ไฟฟ้ามีระยะทางที่สั้นลง ซึ่งช่วยลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายได้หากสามารถกำหนดขนาดกำลังการผลิต และตำแหน่งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม จะทำให้ประสิทธิภาพในการใช้ DG เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าสูง ในทางกลับกันหากขนาดกำลังการผลิต และตำแหน่งของ DG ไม่มีความเหมาะสม จะทำให้ประสิทธิภาพในการใช้ DG เพื่อลดกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าลดลง นอกจากนี้อาจส่งผลกระทบต่อระบบถึงขั้นทำให้กำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายมีค่าสูงขึ้นได้

2.2.4 ผลกระทบต่อความน่าเชื่อถือของระบบ [11]

การเชื่อมต่อ DG ส่งผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันดังที่กล่าวไปแล้วข้างต้น ซึ่งจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อเหตุการณ์ไฟดับ ทำให้ความน่าเชื่อถือได้ของระบบลดลง ในทางทฤษฎีการมี DG อยู่ในระบบจำนวนมาก ควรจะทำให้ความน่าเชื่อถือของระบบสูงขึ้น แต่ในทางปฏิบัติด้วยเหตุผลทางด้านผลกระทบด้านการป้องกัน จึงยังไม่อาจสรุปได้ว่าการนำ DG มาติดตั้งใช้งาน จะส่งผลกระทบในทางบวกหรือลบต่อความน่าเชื่อถือได้ของระบบจำหน่าย ดังนั้นเพื่อให้ระบบมีความน่าเชื่อถือได้สูงขึ้น รวมทั้งสามารถทำงานได้โดยมีความมั่นคงและปลอดภัยสูง จำเป็นจะต้องมีการปรับปรุงระบบป้องกันที่ติดตั้งใช้งานอยู่เดิมให้ทำงานสอดคล้องกับการเชื่อมต่อ DG

2.2.5 ผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า [4, 12, 13]

ปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่สำคัญซึ่งอาจเกิดขึ้นเนื่องจากการเชื่อมต่อ DG เข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 3 ด้านหลักคือ

2.2.5.1 แรงดันกระเพื่อมและไฟกระพริบ (Voltage Fluctuation and Flicker)

การเชื่อมต่อ DG โดยทั่วไปจะทำให้กระแสความผิดพ้องที่จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling , PCC) มีค่าสูงขึ้นซึ่งจะช่วยลดการเกิดไฟกระพริบได้ถ้า DG ถูกเชื่อมต่อด้วย stable non-fluctuating source ในกรณีที่ DG ถูกเชื่อมต่อด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง เราสามารถพิจารณาว่าอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังจะมีพฤติกรรมเหมือน static-var หรือ real power compensator ซึ่งจะช่วยลดแรงดันกระเพื่อมที่จุด PCC ดังนั้นในระบบที่สมดุล DG จะช่วยป้องกันการเกิดไฟกระพริบมากกว่าที่จะเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดไฟกระพริบ แต่ก็มี DG บางชนิดที่เป็นสาเหตุให้เกิดไฟกระพริบเนื่องจากจะจ่ายกำลังไฟฟ้าไม่แน่นอน เช่น DG จาก พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น

2.2.5.2 ฮาร์โมนิก (Harmonics)

การผลิตไฟฟ้าแบบกระจายที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าด้วยอินเวอร์เตอร์ (Inverter-type DG) เพื่อแปลงปริมาณไฟฟ้ากระแสตรงเป็นปริมาณไฟฟ้ากระแสสลับจะทำให้เกิดฮาร์โมนิกขึ้นปริมาณกระแสฮาร์โมนิกจะขึ้นอยู่กับชนิดและขนาดของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ ในอดีตนั้นอินเวอร์เตอร์ใช้ Silicon controlled rectifier (SCR) โดยใช้วิธี Line commutated หรือ Line frequency ในการสร้างรูปคลื่นไซน์ ทำให้มีกระแสฮาร์โมนิกสูง แต่ในปัจจุบันใช้ IGBT ซึ่งใช้วิธี

Pulse-Width Modulation ในการสร้างรูปคลื่นไซน์และมีการทำงานที่ความถี่สูง (High-frequency switching) และมีเทคนิคการกรองฮาร์มอนิกที่ทันสมัยทำให้มีกระแสฮาร์มอนิกปะปนน้อยมากซึ่งปริมาณฮาร์มอนิกมีค่าไม่เกินค่าที่กำหนดในมาตรฐาน และโดยทั่วไปกระแสฮาร์มอนิกที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายมีค่าน้อยกว่าโหลดไม่เป็นเชิงเส้นที่เป็นแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิกอื่น ๆ ในระบบไฟฟ้า เช่น คอมพิวเตอร์ และชุดขับเคลื่อนปรับความเร็วได้ ดังนั้นจึงเกิดปัญหาผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิกกับระบบไฟฟ้าน้อย แต่อย่างไรก็ตามผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการเชื่อมต่อ DG กับระบบไฟฟ้ากำลังคือ

- ค่าอิมพีแดนซ์ของ DG มีค่าเป็นหลายเท่าของอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าหาก DG ได้ถูกปลดออกจากระบบไฟฟ้าและเกิด Islanding ขึ้นค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายที่เพิ่มขึ้นนี้จะส่งผลให้ความผิดเพี้ยนของแรงดันเพิ่มสูงขึ้นได้
- ในกรณีที่ DG ขนาดใหญ่ต่อเข้ากับสายป้อนจำหน่ายโดยตรงที่ไม่ผ่านหม้อแปลงอาจส่งผลให้กระแสฮาร์มอนิกสูงขึ้นในสายป้อนนั้นๆได้ หรืออาจเกิดเรโซแนนซ์ (Resonance) กับสายป้อน หรือตัวเก็บประจุที่สถานีไฟฟ้าย่อยได้
- DG เมื่อต่ออยู่กับสายป้อนจำหน่ายจะทำให้ความถี่สั่นพ้อง (Resonance frequency) เปลี่ยนไปได้ ถ้าความถี่สั่นพ้องเคลื่อนมาใกล้กับความถี่ของกระแสฮาร์มอนิกของโหลดไม่เป็นเชิงเส้นอื่นๆจะส่งผลให้มีความผิดเพี้ยนของแรงดันเพิ่มสูงขึ้น

ส่วนปริมาณกระแสฮาร์มอนิกที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายชนิดเครื่องจักรกลเชิงโครนัส และแบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำจะมีค่าน้อยกว่าชนิดอินเวอร์เตอร์ เนื่องจากปริมาณการเกิดกระแสฮาร์มอนิกขึ้นอยู่กับการออกแบบเครื่องจักรกลทั้งสองประเภท เช่น ระยะห่างของช่องอากาศ (air gap) และขดลวดส่วนมากการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายชนิดเครื่องจักรกลเชิงโครนัสจะถูกออกแบบให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าโดยผ่านหม้อแปลงแบบเดลต้าจึงทำให้กระแสลำดับศูนย์ (Zero-sequence current) ไหลไม่ได้จึงทำให้ความผิดเพี้ยนของแรงดันลดลง

2.2.5.3 แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag)

การเกิดแรงดันตกชั่วขณะเป็นปัญหาคุณภาพไฟฟ้าที่เกิดขึ้นบ่อยครั้งในระบบไฟฟ้า เนื่องจากสาเหตุของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะคือการเกิดความผิดปกติในระบบ (Fault) การเชื่อมต่อ DG ในระบบก็เป็นอีกสาเหตุหนึ่งซึ่งส่งผลกระทบต่อ การเกิดแรงดันตกชั่วขณะทั้งในด้านบวกและด้านลบ การเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอินดักชันก็เหมือนกับการเริ่มเดินมอเตอร์ชนิดอินดักชันขนาดใหญ่ ซึ่งดึงกระแสสูงและมีผลทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวจะไม่เกิดกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสที่มีการควบคุมการซิงโครนัสทำให้ไม่เกิดปัญหาแรงดันตกชั่วขณะ ส่วนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบที่ใช้อินเวอร์เตอร์จะมีการโปรแกรมอินเวอร์เตอร์ให้มีการใช้กระแสเริ่มเดินค่าน้อยๆ จึงไม่เกิดแรงดันตกชั่วขณะเช่นกัน ในขณะที่เกิดความผิดปกติ DG จะช่วยรักษาระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อโดยการป้อนกระแสไปสู่จุดเกิดความผิดปกติ นั่นคือช่วยให้ระดับความรุนแรงของแรงดันตกชั่วขณะลดลง แต่อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติ กฎระเบียบในการเชื่อมต่อ DG ของการไฟฟ้าบังคับให้ DG ปลอดภัยออกจากระบบเมื่อมีสัญญาณของการเกิดความผิดปกติขึ้น เนื่องจากระบบป้องกันของการไฟฟ้าไม่ได้ออกแบบมาให้มีการทำงานร่วมกับ DG และช่วงเวลาที่การเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะขึ้นอยู่กับเวลาในการกำจัดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า ในการตั้งค่ารีเลย์จะเป็นลักษณะที่กระแสความผิดปกติสูงเท่าไร รีเลย์จะยิ่งทำงานเร็วเท่านั้น ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อ DG ที่ปลายสายส่ง ตัว DG เองจะมีส่วนในการแบ่งจ่ายกระแสความผิดปกติจากระบบไฟฟ้าทำให้กระแสที่รีเลย์ที่ติดตั้งที่ต้นสายส่งมองเห็นค่ากระแสความผิดปกติลดลง เป็นผลให้ช่วงเวลาที่กำจัดความผิดปกติเวลานานขึ้นทำให้ช่วงเวลาที่การเกิดแรงดันตกชั่วขณะนานมากขึ้น

2.3 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

งานวิจัยที่ศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบจากการเชื่อมต่อ DG ในระบบส่วนใหญ่จะศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบด้านระบบป้องกัน งานวิจัยที่ศึกษาผลกระทบของ DG ต่อแรงดันตกชั่วขณะมีดังนี้

- งานวิจัย [7, 14] ได้ศึกษาผลกระทบของ DG ประเภทซิงโครนัสเจนเนอเรเตอร์ต่อการทำงานของระบบป้องกันและแนะนำวิธีปรับเปลี่ยนการทำงานของระบบป้องกันเพื่อปรับปรุงค่าขนาดของแรงดันตกชั่วขณะและเพื่อลดจำนวนครั้งการทริป ของอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันในระบบ
- งานวิจัย [15,16,17,18] ศึกษาผลกระทบของ DG ต่อขนาดแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติในระบบ ศึกษาผลกระทบของ DG ประเภทซิงโครนัสเจนเนอเรเตอร์ต่อ

ขนาดแรงดันตกชั่วขณะ และ Voltage unbalance ในระบบ โดยศึกษาผลของขนาดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยติดตั้ง DG หนึ่งตัวที่ปลายสายส่ง และศึกษาในสองกรณีคือ กรณีไม่มีโหลด (No load) และกรณีมีโหลด (Local RL load)ในระบบซึ่งผลการศึกษาที่ได้คือ ขนาดของ DG ที่เพิ่มขึ้นจะช่วยลดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะได้มากขึ้น[15] ศึกษาในกรณีเมื่อตำแหน่งการเกิดความผิดปกติและอิมพีแดนซ์การเกิดความผิดปกติเปลี่ยนที่ไปต่อขนาดแรงดันตกชั่วขณะที่บัสต่างๆ[16] ศึกษาผลกระทบของ DG ประเภทซิงโครนัสเจนเนอเรเตอร์และซิงโครนัสเจนเนอเรเตอร์ ต่อขนาดของแรงดันตกชั่วขณะโดยจำลองระบบด้วยการใช้โปรแกรม PSCAD และพิจารณาผลของตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติต่างๆ ในระบบ และทดสอบกับระบบที่มีการควบคุมแรงดันและระบบที่ไม่มีการควบคุมแรงดัน[18] ศึกษาผลกระทบของ DG ต่อขนาด และคาบเวลาของแรงดันตกชั่วขณะโดยดูผลของ DG ชนิดซิงโครนัสเจนเนอเรเตอร์และอินดักชันเจนเนอเรเตอร์[17]

- งานวิจัย[19]ได้ศึกษาผลกระทบของ DG โดยหา ขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมของ DG ที่จะติดตั้งในระบบเพื่อให้ได้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะในระบบน้อยที่สุดโดยใช้วิธี Genetic Algorithm
- งานวิจัย [21-22] ได้ศึกษาผลกระทบของ DG ต่อค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ และดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ศึกษาผลของการเชื่อมต่อซิงโครนัสเจนเนอเรเตอร์ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่ระบบส่ง(แรงดันสูง) และระบบจำหน่าย(แรงดันปานกลาง)[21] ศึกษาการเชื่อมต่อ DG กับระบบแบบเรเดียล และระบบแบบร่างแห [22]

จากการทบทวนงานวิจัยที่ผ่านมาเกี่ยวกับการศึกษาผลกระทบของ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะยังมีปริมาณน้อย เนื่องจากส่วนมากเป็นการศึกษาผลกระทบของ DG ในด้านระบบป้องกันและผลกระทบของ DG ต่อค่าขนาดของแรงดันที่เปลี่ยนไป ยังไม่ค่อยมีงานวิจัยที่วิเคราะห์ผลของ DG ต่อค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ รวมถึงผลของแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อมี DG เชื่อมต่อเข้ามา และยังไม่มียงานวิจัยที่ศึกษาผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อ DG ต่อแรงดันตกชั่วขณะ เช่น ตำแหน่ง ขนาดพิกัด โหมดการควบคุม และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

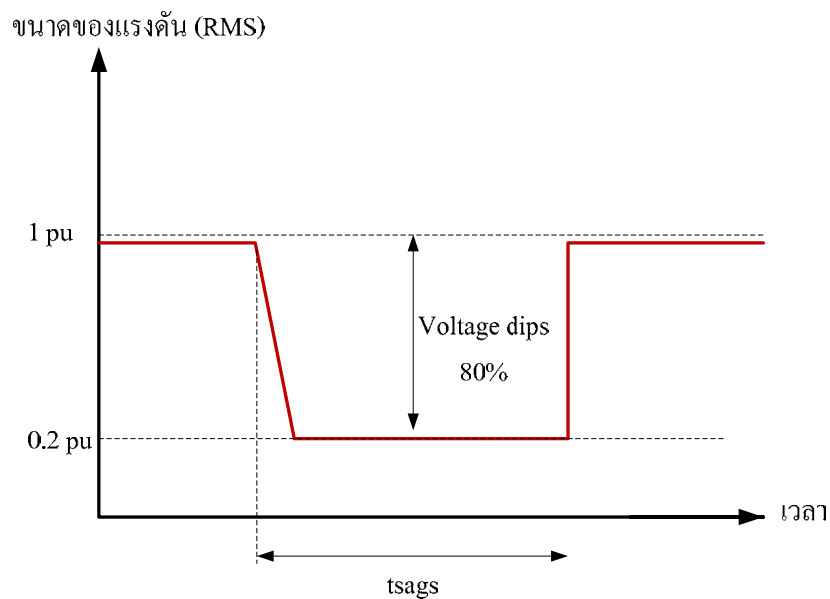
บทที่ 3

การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ

3.1 นิยามของแรงดันตกชั่วขณะ

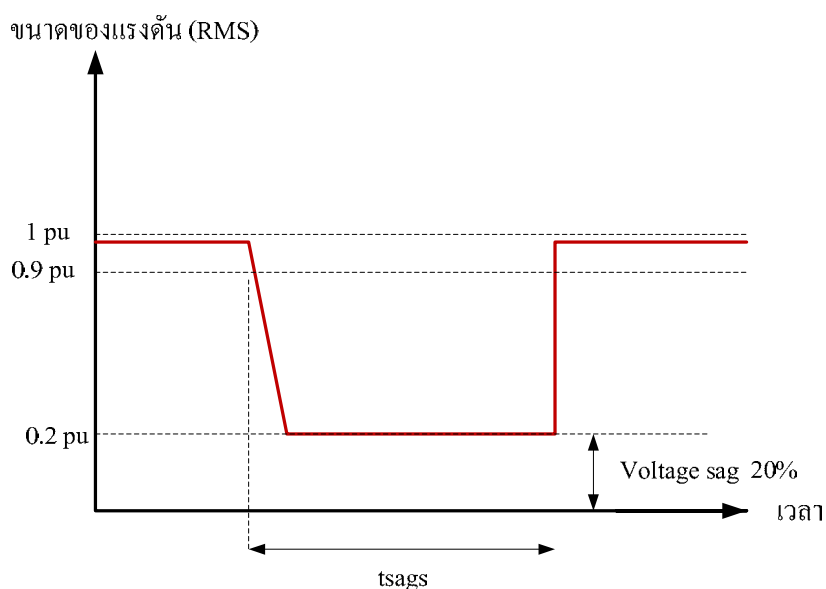
ในการให้คำจำกัดความของแรงดันตกชั่วขณะ ยังคงมีความไม่ชัดเจนในหลายๆ ประเด็น ทั้งในส่วนของขนาดที่ใช้บ่งชี้ความรุนแรงของปัญหาแรงดันตกชั่วขณะและระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์ เนื่องจากหลายมาตรฐานมีการกำหนดค่านิยามค่าขนาดของแรงดันตกชั่วขณะและระยะเวลาที่เกิดแรงดันตกชั่วขณะที่แตกต่างกัน ดังกรณีของมาตรฐาน IEC และ IEEE

มาตรฐาน IEC 61000-4-30 นิยามแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage dip) คือ ปรากฏการณ์ที่แรงดันลดลงจากระดับปกติอย่างทันทีทันใด และกลับสู่สภาวะปกติภายในระยะเวลา 0.5 cycle ถึงประมาณ 2-3 วินาที โดยระดับแรงดันที่ลดลงจะแสดงเป็นเปอร์เซ็นต์เปรียบเทียบกับระดับแรงดันปกติ [23] ตัวอย่างเช่น Voltage dips 80 % หมายถึงค่าขนาดแรงดันลดลงไปจากค่าที่ระบุคิดเป็น 80 % ไปอยู่ที่ระดับ 20 % ของค่าที่ระบุ ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 นิยามของ Voltage Dip ตามมาตรฐาน IEC

มาตรฐาน IEEE 1159-1995 นิยามแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag) คือ ระดับแรงดันที่ลดลงระหว่าง 0.1 ถึง 0.9 เปรอ์ยูนิตจากระดับแรงดัน RMS ปกติภายในระยะเวลา 0.5 cycle ถึง 1 นาที [24] ตัวอย่างเช่น Voltage sag 20 % หมายถึงค่าขนาดแรงดันลดลงไปอยู่ที่ระดับ 20 % ของค่าที่ระบุ ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 นิยามของ Voltage Sag ตามมาตรฐาน IEE

การกำหนดคุณลักษณะของแรงดันตกชั่วขณะตามนิยามของมาตรฐานต่าง ๆ สามารถสรุปรายละเอียดได้ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 มาตรฐานต่างๆ ของแรงดันตกชั่วขณะ

ตัวแปร	มาตรฐาน		
	IEC 61000-4-30-2003	EN 50160-1999	IEEE 1159-1995
ชื่อ	Voltage Dips	Voltage Dips	Voltage Sags
ขนาด(p.u.)	0.0 - 0.9	0.01 - 0.9	0.1 - 0.9
ระยะเวลา	1/2 cycle – 2-3 วินาที	10 มิลลิวินาที - 1 นาที	1/2 cycle - 1 นาที

3.2 คุณลักษณะของแรงดันตกชั่วขณะ [24]

องค์ประกอบที่เป็นลักษณะเฉพาะของแรงดันตกชั่วขณะ ประกอบด้วย ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะและคาบเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

3.2.1 ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ (Amplitude)

ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะคือขนาดของแรงดันที่เหลืออยู่ (Remaining voltage) เมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้า การคำนวณหาขนาดของแรงดันตกชั่วขณะนั้นโดยทั่วไปใช้การคำนวณความผิดปกติของระบบไฟฟ้าแบบต่างๆ โดยขนาดของแรงดันตกชั่วขณะโดยทั่วไปจะขึ้นอยู่กับ ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ ประเภทของความผิดปกติ ค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติ ประเภทของการต่อหม้อแปลง และอิมพีแดนซ์การเกิดความผิดปกติ

3.2.2 ระยะเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (Duration of Voltage sag)

ระยะเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะคือ ช่วงเวลาที่ขนาดแรงดันเริ่มลดลงจนกระทั่งกลับเข้าสู่สภาวะปกติ ช่วงเวลาของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะมีค่านานเท่าไรขึ้นอยู่กับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันและค่ากระแสความผิดปกติ อุปกรณ์ป้องกันแต่ละตัวจะมีช่วงเวลาการทำงานที่แตกต่างกัน

3.3 แหล่งกำเนิดแรงดันตกชั่วขณะ

แรงดันตกชั่วขณะเกิดจากหลายสาเหตุ เช่น

3.3.1 ความผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ความผิดปกติในระบบไฟฟ้าเป็นสาเหตุหลักที่ทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ ส่วนใหญ่จะเป็นความผิดปกติที่เกิดขึ้นจากการลัดวงจรชนิดหนึ่งเฟสลงดิน การเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้าก่อให้เกิดกระแสลัดวงจรที่มีค่าสูงไหลผ่านค่าอิมพีแดนซ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าทำให้เกิดแรงดันตกที่จุดต่างๆเป็นวงกว้างในระบบไฟฟ้า

3.3.2 การเชื่อมต่อโหลดที่มีขนาดใหญ่เข้าสู่ระบบ

การเชื่อมต่อโหลดที่มีขนาดใหญ่ เช่น การเริ่มเดินเครื่องมอเตอร์ขนาดใหญ่ในระบบไฟฟ้า จะก่อให้เกิดแรงดันตกขึ้นที่มอเตอร์บัลและบัลใกล้เคียงได้เนื่องจากกระแสเริ่มเดินเครื่องของมอเตอร์มีค่าสูง

3.3.3 การเริ่มให้พลังงานกับหม้อแปลงไฟฟ้า

การเริ่มให้พลังงานกับหม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer energization) จะทำให้เกิดกระแสอินรัช (Inrush current) ที่มีค่าสูง ส่งผลให้เกิดแรงดันตกที่บัสของหม้อแปลงและบัสใกล้เคียงได้

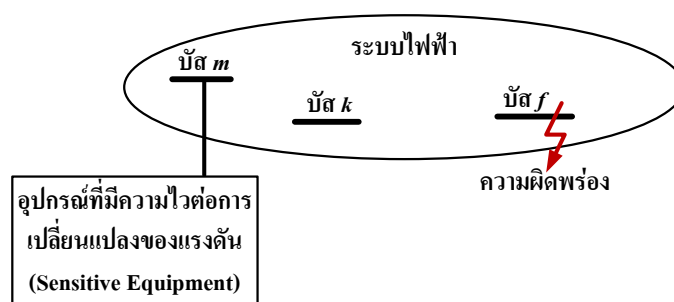
แหล่งกำเนิดแรงดันตกชั่วขณะจากความผิดพลาดได้รับความสนใจมากที่สุด เนื่องจากความผิดพลาดสามารถเกิดขึ้นได้ทุกที่ตลอดเวลาในระบบไฟฟ้าและส่งผลกระทบเป็นวงกว้าง ส่วนแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากการเริ่มต้นเดินเครื่องมอเตอร์ขนาดใหญ่และการเริ่มให้พลังงานไฟฟ้ากับหม้อแปลง มักเกิดขึ้นไม่บ่อยอีกทั้งยังมีวิธีการลดผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะอยู่หลากหลายวิธีอยู่แล้ว ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการเกิดความผิดพลาดเท่านั้น

3.4 การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะ

ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะคือ ขนาดของแรงดันที่เหลืออยู่ (Remaining voltage) เมื่อเกิดความผิดพลาดขึ้นในระบบ ซึ่งการคำนวณจะต้องทราบค่าอิมพีแดนซ์ของระบบ อิมพีแดนซ์ของความผิดพลาด ชนิดของการเชื่อมต่อหม้อแปลงและค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาด [25, 38]

3.4.1 ความผิดพลาดที่บัส (Fault at bus)

รูปที่ 3.3 แสดงการเกิดความผิดพลาดที่บัส f ในระบบไฟฟ้าโดยอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน (Sensitive equipment) ต่ออยู่ที่บัส m



รูปที่ 3.3 การเกิดความผิดพลาดที่บัสใดๆในระบบไฟฟ้า

การคำนวณแรงดันตกชั่วขณะจะพิจารณาโดยสมมุติให้ระบบมีทั้งหมด N บัส และใช้ทฤษฎีของเทวินิน (Thevenin's theory) แรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$V_{mf} = V_{pre,m} + \Delta V_{mf} \quad (3.1)$$

ΔV_{mf} คือการเปลี่ยนแปลงของแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดปกติที่บัส f โดยใช้หลักการว่าเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f จะสมมุติให้มีแหล่งจ่ายแรงดัน $-V_f$ ต่อที่ตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติ และใช้วิธีบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ (Bus impedance matrix method) จากความสัมพันธ์ $[V]=[Z][I]$ ดังนั้นค่า ΔV_{mf} สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$\Delta V_{mf} = -Z_{mf} I_f \quad (3.2)$$

ที่ตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติ f จะได้ $\Delta V_f = -V_{pre,f}$ ดังนั้นจากสมการ (3.2) จะได้

$$I_f = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}} \quad (3.3)$$

ค่าแรงดันในวงจรลำดับที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดปกติที่บัส f สามารถคำนวณได้ตามสมการ

$$V_{mf}^z = 0 + \Delta V_{mf}^z \quad (3.4)$$

$$V_{mf}^p = V_{pre,m}^p + \Delta V_{mf}^p \quad (3.5)$$

$$V_{mf}^n = 0 + \Delta V_{mf}^n \quad (3.6)$$

ค่ากระแส แรงดันและอิมพีแดนซ์ในวงจรลำดับสามารถแปลงให้อยู่ในรูปเฟสได้จากสมการ

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^z \\ I^p \\ I^n \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V^z \\ V^p \\ V^n \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

$$\begin{bmatrix} Z_a \\ Z_b \\ Z_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z^z \\ Z^p \\ Z^n \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

เมื่อ $a = e^{j120}$

I^z, I^p, I^n คือกระแสลำดับศูนย์ กระแสลำดับบวก และกระแสลำดับลบ

V^z, V^p, V^n คือแรงดันลำดับศูนย์ แรงดันลำดับบวก และแรงดันลำดับลบ

$Z_{ff}^z, Z_{ff}^p, Z_{ff}^n$ คือบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์แถว f หลัก f ลำดับศูนย์ บวกและลบของสายส่ง

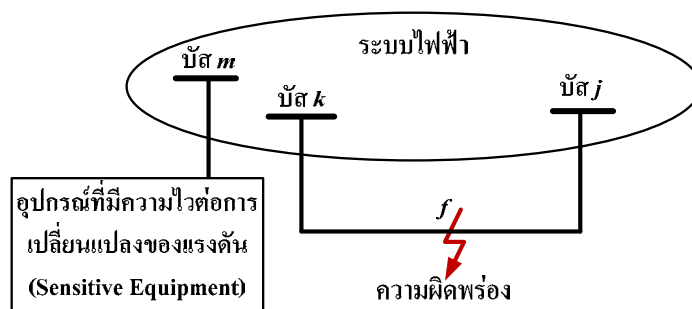
$Z_{mf}^z, Z_{mf}^p, Z_{mf}^n$ คือบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์แถว m หลัก f ลำดับศูนย์ บวกและลบของสายส่ง

$V_{pre,f}, V_{pre,m}$ คือแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติที่บัส f และบัส m
 V_{mf} คือแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดปกติที่บัส f

จากทฤษฎีดังกล่าวข้างต้น จะใช้เป็นหลักการพื้นฐานในการคำนวณหาค่าแรงดันและกระแสผิดปกติ โดยใช้การสร้างบัสอิมพีแดนซ์เมตริกซ์ของระบบทดสอบขึ้นมาเพื่อไปใช้ในการคำนวณความผิดปกติในรูปแบบต่างๆ

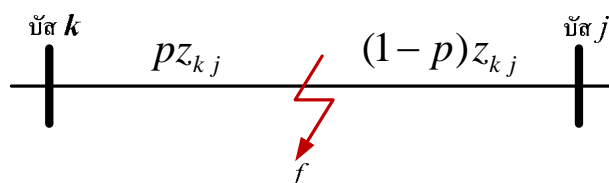
3.4.2 ความผิดปกติบนสาย (Fault along line)

รูปที่ 3.4 แสดงการเกิดความผิดปกติบนสายในระบบไฟฟ้าโดยอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน (Sensitive equipment) ถูกต่อที่บัส m เมื่อเกิดความผิดปกติระหว่างบัส k และบัส j ที่ตำแหน่ง f จะทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m



รูปที่ 3.4 การเกิดความผิดปกติบนสายในระบบไฟฟ้า

เมื่อกำหนดตำแหน่งการเกิดความผิดปกติบนสายส่งตามรูปที่ 3.4 ขนาดของแรงดันตกชั่วขณะสามารถคำนวณได้ดังนี้



รูปที่ 3.5 ความผิดปกติที่เกิดบนสายส่งระหว่างบัส k และ j ที่ตำแหน่ง f

จากรูปที่ 3.5 ในการคำนวณจะเพิ่มบัส f เข้าไปยังตำแหน่งที่เกิดความผิดปกติบนสายส่งเพื่อใช้ในการคำนวณโดยจะนิยามค่า p ซึ่งใช้แทนตำแหน่งความผิดปกติระหว่างบัส $k - j$ ดังนี้

$$p = \frac{z_{kf}}{z_{kj}} \quad (0 \leq p \leq 1) \quad (3.10)$$

เมื่อ z_{kf} คือความยาวของสายส่งระหว่างบัส k ถึงบัส f
 z_{kj} คือความยาวของสายส่งระหว่างบัส k ถึงบัส j

ค่า p สามารถเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง 0 ถึง 1 ตามตำแหน่งของความผิดพลาด f ที่เปลี่ยนไป ทำให้สามารถคำนวณค่าอิมพีแดนซ์ Z_{mf} และ Z_{ff} ลำดับศูนย์ ลำดับบวก ลำดับลบได้ตามสมการ

$$Z_{mf}^z = Z_{mk}^z + (Z_{mj}^z - Z_{mk}^z)p \quad (3.11)$$

$$Z_{mf}^p = Z_{mk}^p + (Z_{mj}^p - Z_{mk}^p)p \quad (3.12)$$

$$Z_{mf}^n = Z_{mk}^n + (Z_{mj}^n - Z_{mk}^n)p \quad (3.13)$$

$$Z_{ff}^z = (Z_{kk}^z + Z_{jj}^z - 2Z_{kj}^z - z_{kj}^z)p^2 + \{z_{kj}^z - 2(Z_{kk}^z + Z_{kj}^z)\}p + Z_{kk}^z \quad (3.14)$$

$$Z_{ff}^p = (Z_{kk}^p + Z_{jj}^p - 2Z_{kj}^p - z_{kj}^p)p^2 + \{z_{kj}^p - 2(Z_{kk}^p + Z_{kj}^p)\}p + Z_{kk}^p \quad (3.15)$$

$$Z_{ff}^n = (Z_{kk}^n + Z_{jj}^n - 2Z_{kj}^n - z_{kj}^n)p^2 + \{z_{kj}^n - 2(Z_{kk}^n + Z_{kj}^n)\}p + Z_{kk}^n \quad (3.16)$$

โดย $Z_{mf}^z, Z_{mf}^p, Z_{mf}^n$ คืออิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ ที่บัส m และ f
 $Z_{mk}^z, Z_{mk}^p, Z_{mk}^n$ คืออิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ ที่บัส m และ k
 $Z_{mj}^z, Z_{mj}^p, Z_{mj}^n$ คืออิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ ที่บัส m และ j
 $Z_{kj}^z, Z_{kj}^p, Z_{kj}^n$ คืออิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ ที่บัส k และ j
 $Z_{kk}^z, Z_{kk}^p, Z_{kk}^n$ คืออิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ ที่บัส k
 $Z_{jj}^z, Z_{jj}^p, Z_{jj}^n$ คืออิมพีแดนซ์เมตริกซ์ลำดับศูนย์ บวกและลบ ที่บัส j

ค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส f คำนวณได้จากสมการ

$$V_{pre,f} = V_{pre,k} + (V_{pre,j} - V_{pre,k})p \quad (3.17)$$

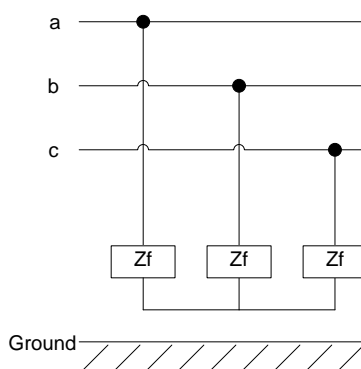
โดย $V_{pre,f}$ คือขนาดของแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส f
 $V_{pre,k}$ คือขนาดของแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส k
 $V_{pre,j}$ คือขนาดของแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาดที่บัส j

3.4.3 ประเภทของความผิดปกติ

ประเภทการเกิดความผิดปกติที่นำมาใช้คำนวณการเกิดแรงดันตกชั่วขณะคือ

3.4.3.1 ความผิดปกติแบบสามเฟส (Three phase fault, 3PF)

ความผิดปกติประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำทั้ง 3 เฟส ของระบบลัดวงจรพร้อมกัน และเนื่องจากระบบไฟฟ้าเป็นแบบ 3 เฟสสมดุลอาจเรียกความผิดปกติประเภทนี้ว่าการผิดปกติแบบสมมาตร (Symmetrical fault) ซึ่งมีแผนภาพการเชื่อมต่อวงจร ดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 ความผิดปกติแบบ 3 เฟส

เมื่อเกิดความผิดปกติแบบสามเฟสค่ากระแสลำดับศูนย์และลำดับลบมีค่าเป็นศูนย์ ค่ากระแสผิดปกติสามารถคำนวณได้ตามสมการ

$$I = I^p = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f} \quad \text{และ} \quad I^n = I^z = 0 \quad (3.18)$$

ค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดปกติที่บัส f แสดงได้ตามสมการ

$$\Delta V_{mf} = -Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f} \quad (3.19)$$

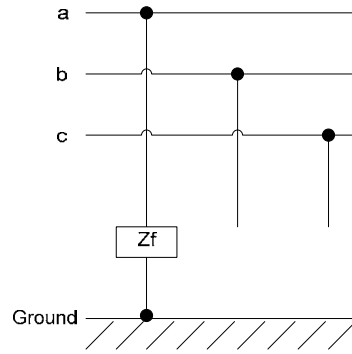
ค่าแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดปกติที่บัส f แสดงได้ตามสมการ

$$V_{mf} = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f} \quad (3.20)$$

เมื่อ z_f คือค่าอิมพีแดนซ์ของการเกิดความผิดปกติ (Fault impedance)

3.4.3.2 ความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single line-to-ground fault, SLGF)

ความผิดปกติประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำใดสายหนึ่งของระบบไฟฟ้าถูกลัดวงจรลงดิน ซึ่งมีแผนภาพการเชื่อมต่อวงจรดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 ความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน

สมมุติให้เกิดความผิดพลาดที่เฟส a ลงดิน

$$I^b = 0 \text{ และ } I^c = 0 \quad (3.21)$$

$$V^a = 0 \quad (3.22)$$

ค่ากระแสผิดพลาดสามารถคำนวณได้ตามสมการ

$$I^z = I^p = I^n = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.23)$$

$$I^a = \frac{3V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.24)$$

ค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดพลาดที่บัส f แสดงได้ตามสมการ

$$\Delta V_{mf}^z = -Z_{mf}^z \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.25)$$

$$\Delta V_{mf}^p = -Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.26)$$

$$\Delta V_{mf}^n = -Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.27)$$

ค่าแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดพลาดที่บัส f แสดงได้ตามสมการ

$$V_{mf}^z = -Z_{mf}^z \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.28)$$

$$V_{mf}^p = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.29)$$

$$V_{mf}^n = -Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.30)$$

ดังนั้นแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f สามารถคำนวณได้จากสมการ

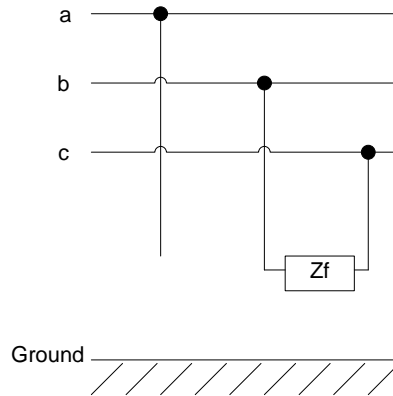
$$V_{mf}^a = V_{pre,m} - (Z_{mf}^p + Z_{mf}^n + Z_{mf}^z) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.31)$$

$$V_{mf}^b = a^2 V_{pre,m} - (Z_{mf}^z + a^2 Z_{mf}^p + a Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.32)$$

$$V_{mf}^c = a V_{pre,m} - (Z_{mf}^z + a Z_{mf}^p + a^2 Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f} \quad (3.33)$$

3.4.3.3 ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส (Line-to-line fault, LLF)

ความผิดปกติประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำคู่ใดคู่หนึ่งของวงจรสามเฟสเกิดลัดวงจรซึ่งสามารถเขียนแผนภาพการเชื่อมต่อวงจร ดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 ความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส

เมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟส ขึ้นที่เฟส b และ c

$$I^a = 0 \quad \text{และ} \quad I^b = -I^c \quad (3.34)$$

$$I^z = 0 \quad (3.35)$$

$$V^b = V^c \quad (3.36)$$

ค่ากระแสผิดปกติคำนวณได้ตามสมการ

$$I^p = -I^n = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (3.37)$$

$$I^b = -I^c = -j\sqrt{3} \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (3.38)$$

ค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดปกติที่บัส f แสดงได้ตามสมการ

$$\Delta V_{mf}^p = -Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (3.39)$$

$$\Delta V_{mf}^n = Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (3.40)$$

ค่าแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดพลาดที่บัส f แสดงได้ตามสมการ

$$V_{mf}^p = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (3.41)$$

$$V_{mf}^n = Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (3.42)$$

ดังนั้นแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f สามารถคำนวณได้จากสมการ

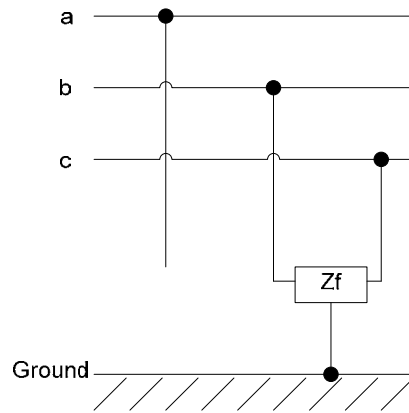
$$V_{mf}^a = V_{pre,m} - (Z_{mf}^p - Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (3.43)$$

$$V_{mf}^b = a^2 V_{pre,m} - (a^2 Z_{mf}^p - a Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (3.44)$$

$$V_{mf}^c = a V_{pre,m} - (a Z_{mf}^p - a^2 Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f} \quad (3.45)$$

3.4.3.4 ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน (Double line-to-ground fault, DLGF)

ความผิดพลาดประเภทนี้เกิดขึ้นเมื่อสายตัวนำคู่ใดคู่หนึ่งของระบบถูกตัดวงจรลงดินพร้อมกัน ซึ่งมีแผนภาพการเชื่อมต่อวงจรดังรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

เมื่อเกิดความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน ขึ้นที่เฟส b และ c

$$I^a = 0 \quad (3.46)$$

$$V^b = V^c = 0 \quad (3.47)$$

ค่ากระแสผิดพลาดคำนวณได้ตามสมการ

$$I^p = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f}} \quad (3.48)$$

$$I^z = -\frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^z + 3z_f} \quad (3.49)$$

$$I^n = -\frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^n} \quad (3.50)$$

ค่าการเปลี่ยนแปลงแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดพลาดที่บัส f แสดงได้ตามสมการ

$$\Delta V_{mf}^z = Z_{mf}^z \frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^z + 3z_f} \quad (3.51)$$

$$\Delta V_{mf}^p = -Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f}} \quad (3.52)$$

$$\Delta V_{mf}^n = Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^n} \quad (3.53)$$

ค่าแรงดันที่บัส m เนื่องจากเกิดความผิดพลาดที่บัส f แสดงได้ตามสมการ

$$V_{mf}^z = Z_{mf}^z \frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^z + 3z_f} \quad (3.54)$$

$$V_{mf}^p = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f}} \quad (3.55)$$

$$V_{mf}^n = Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^n} \quad (3.56)$$

ดังนั้นแรงดันตกชั่วขณะที่บัส m เมื่อเกิดความผิดพลาดที่บัส f สามารถคำนวณได้จากสมการ

$$V_{mf}^a = V_{pre,m} - \frac{\{Z_{mf}^p (Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f) - (Z_{ff}^z + 3z_f) Z_{mf}^n - Z_{mf}^z Z_{mf}^n\}}{Z_{ff}^z Z_{ff}^p + Z_{ff}^p Z_{ff}^n + Z_{ff}^n Z_{ff}^z + 3z_f (Z_{ff}^p + Z_{ff}^n)} V_{pre,f} \quad (3.57)$$

$$V_{mf}^b = a^2 V_{pre,m} - \frac{\{a^2 Z_{mf}^p (Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f) - a (Z_{ff}^z + 3z_f) Z_{mf}^n - Z_{mf}^z Z_{mf}^n\}}{Z_{ff}^z Z_{ff}^p + Z_{ff}^p Z_{ff}^n + Z_{ff}^n Z_{ff}^z + 3z_f (Z_{ff}^p + Z_{ff}^n)} V_{pre,f} \quad (3.58)$$

$$V_{mf}^c = a V_{pre,m} - \frac{\{a Z_{mf}^p (Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f) - a^2 (Z_{ff}^z + 3z_f) Z_{mf}^n - Z_{mf}^z Z_{mf}^n\}}{Z_{ff}^z Z_{ff}^p + Z_{ff}^p Z_{ff}^n + Z_{ff}^n Z_{ff}^z + 3z_f (Z_{ff}^p + Z_{ff}^n)} V_{pre,f} \quad (3.59)$$

สมการคำนวณกระแสลัดวงจร และแรงดันตกชั่วขณะของวงจรข่ายลำดับและเฟสเมื่อเกิดความผิดพลาดทั้ง 4 ประเภท ที่บัส f แสดงได้ตามตารางที่ 3.2 และตารางที่ 3.3 ตามลำดับ

ตารางที่ 3.2 สมการคำนวณกระแสลัดวงจรของวงจรข่ายลำดับและกระแสเฟสเมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f

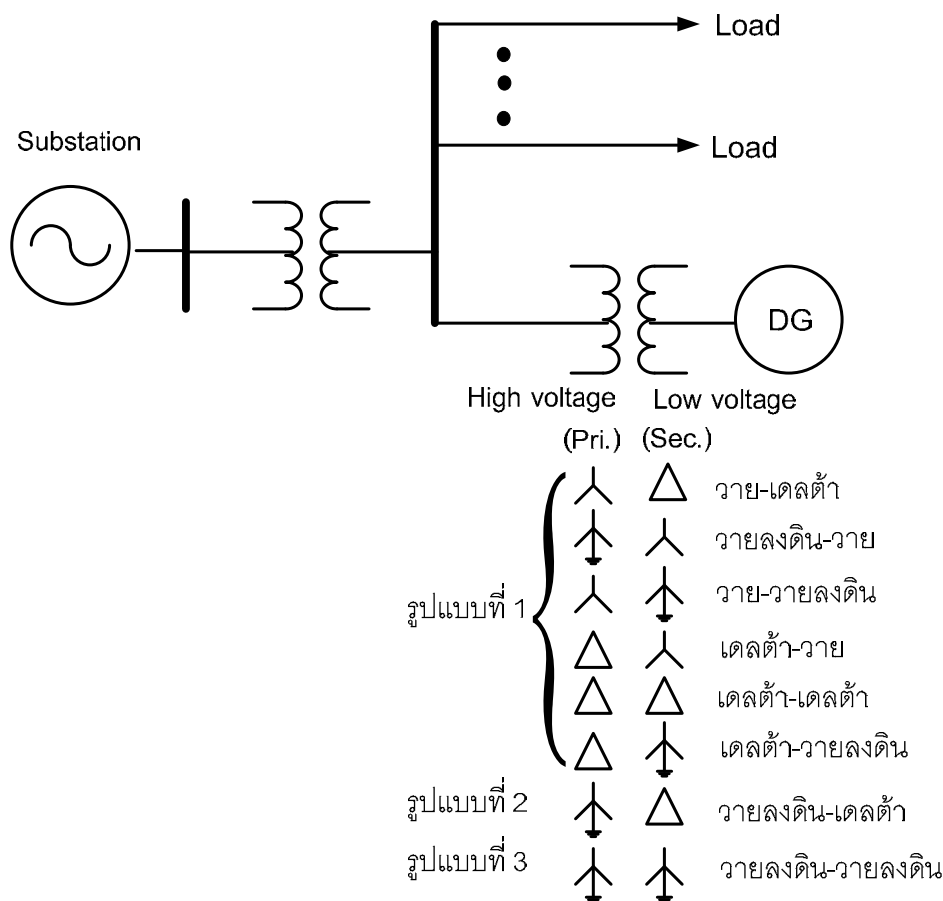
ประเภทความผิดปกติ	กระแสวงจรข่ายลำดับ	กระแสเฟส
3PF	$I^p = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f} \quad I^z, I^n = 0$	$I = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f}$
SLGF (phase a)	$I^z = I^p = I^n = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$	$I^a = \frac{3V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $I^b = 0, I^c = 0$
LLF (phase b c)	$I^p = -I^n = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $I^z = 0$	$I^a = 0$ $I^b = -I^c = -j\sqrt{3} \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$
DLGF (phase b c)	$I^p = \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f}}$ $I^z = -\frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^z + 3z_f}$ $I^n = -\frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^n}$	$I^a = 0$ $I^b = -\frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^z + 3z_f} + a^2 \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f}} - a \frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^n}$ $I^c = -\frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^z + 3z_f} + a \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^n (Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f}} - a^2 \frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^n}$

ตารางที่ 3.3 สมการคำนวณแรงดันตกชั่วขณะของวงจรจ่ายลำดับและแรงดันเฟสที่บัส m เมื่อเกิดความผิดปกติที่บัส f

ประเภทความผิดปกติ	แรงดันตกชั่วขณะ(วงจรจ่ายลำดับ)	แรงดันตกชั่วขณะ(เฟส)
3PF	$V_{mf} = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f}$	$V_{mf} = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + z_f}$
SLGF (phase a)	$V_{mf}^z = -Z_{mf}^z \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $V_{mf}^p = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $V_{mf}^n = -Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$	$V_{mf}^a = V_{pre,m} - (Z_{mf}^z + Z_{mf}^p + Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $V_{mf}^b = a^2 V_{pre,m} - (Z_{mf}^z + a^2 Z_{mf}^p + a Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$ $V_{mf}^c = a V_{pre,m} - (Z_{mf}^z + a Z_{mf}^p + a^2 Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + 3z_f}$
LLF (phase b c)	$V_{mf}^z = 0$ $V_{mf}^p = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $V_{mf}^n = Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$	$V_{mf}^a = V_{pre,m} - (Z_{mf}^p - Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $V_{mf}^b = a^2 V_{pre,m} - (a^2 Z_{mf}^p - a Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$ $V_{mf}^c = a V_{pre,m} - (a Z_{mf}^p - a^2 Z_{mf}^n) \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + Z_{ff}^n + z_f}$
DLGF (phase b c)	$V_{mf}^z = Z_{mf}^z \frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^z + 3z_f}$ $V_{mf}^p = V_{pre,m} - Z_{mf}^p \frac{V_{pre,f}}{Z_{ff}^p + \frac{Z_{ff}^z (Z_{ff}^z + 3z_f)}{Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f}}$ $V_{mf}^n = Z_{mf}^n \frac{V_{pre,f} - Z_{ff}^p I^p}{Z_{ff}^n}$	$V_{mf}^a = V_{pre,m} - \frac{\{Z_{mf}^p (Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f) - (Z_{ff}^z + 3z_f) Z_{mf}^n - Z_{mf}^z Z_{mf}^n\}}{Z_{ff}^z Z_{ff}^p + Z_{ff}^p Z_{ff}^n + Z_{ff}^n Z_{ff}^z + 3z_f (Z_{ff}^p + Z_{ff}^n)} V_{pre,f}$ $V_{mf}^b = a^2 V_{pre,m} - \frac{\{a^2 Z_{mf}^p (Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f) - a (Z_{ff}^z + 3z_f) Z_{mf}^n - Z_{mf}^z Z_{mf}^n\}}{Z_{ff}^z Z_{ff}^p + Z_{ff}^p Z_{ff}^n + Z_{ff}^n Z_{ff}^z + 3z_f (Z_{ff}^p + Z_{ff}^n)} V_{pre,f}$ $V_{mf}^c = a V_{pre,m} - \frac{\{a Z_{mf}^p (Z_{ff}^z + Z_{ff}^n + 3z_f) - a^2 (Z_{ff}^z + 3z_f) Z_{mf}^n - Z_{mf}^z Z_{mf}^n\}}{Z_{ff}^z Z_{ff}^p + Z_{ff}^p Z_{ff}^n + Z_{ff}^n Z_{ff}^z + 3z_f (Z_{ff}^p + Z_{ff}^n)} V_{pre,f}$


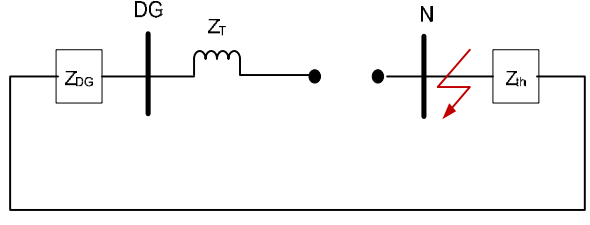
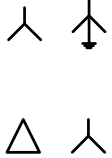
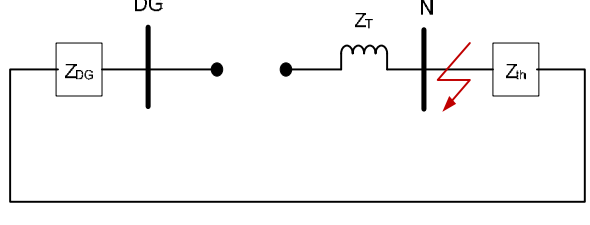

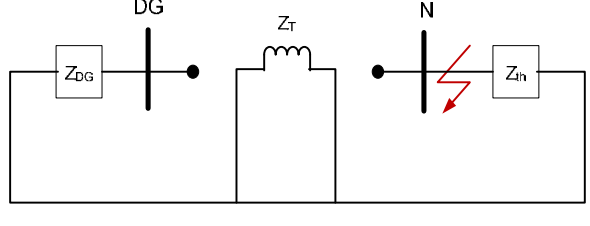

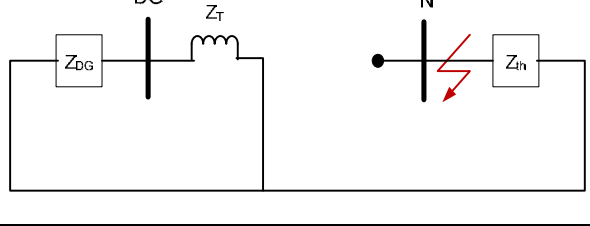

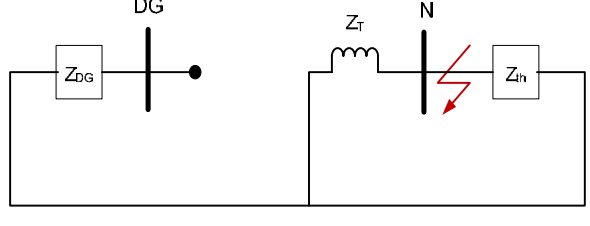
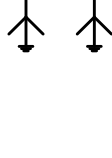
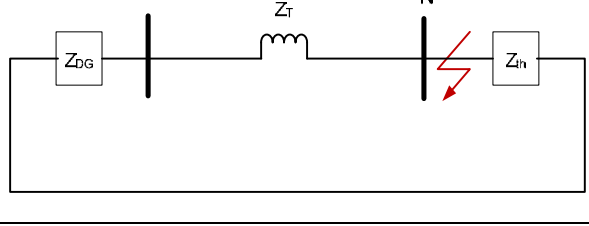
3.5 รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย

เงื่อนไขและข้อบังคับในการที่ผู้ประกอบการจะเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายจะต้องมีการต่อผ่านหม้อแปลง[26] ลักษณะการต่อขดลวดหม้อแปลงที่แตกต่างกันออกไปมีผลทำให้ค่ากระแสความผิดพลาดขณะเกิดความผิดพลาดในส่วนต่างๆมีค่าต่างกัน ซึ่งมีผลต่อค่าขนาดแรงดันตกชั่วขณะ เนื่องมาจากการต่อขดลวดในลักษณะต่างๆทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ในวงจรลำดับศูนย์ (Zero sequence network) เปลี่ยนแปลงไป แต่ในส่วนวงจรลำดับบวก (Positive sequence networks) และวงจรลำดับลบ (Negative sequence network) ยังคงเหมือนเดิม ดังนั้นค่ากระแสที่คิดจากวงจรลำดับศูนย์จะแตกต่างกัน ทำให้กระแสรวมที่ได้มีค่าต่างกันออกไป ซึ่งส่งผลกระทบต่อค่าขนาดของแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดพลาดชนิดลงดินในระบบ ถ้าเชื่อมต่อ DG เข้าระบบผ่านหม้อแปลงเข้าที่บัส N ใดๆ ตามรูปที่ 3.10 ผลของการเชื่อมต่อขดลวดหม้อแปลงในลักษณะต่างๆ สามารถเขียนวงจรสมมูลได้ดังตารางที่ 3.4 ดังนี้ [2, 11, 12]



รูปที่ 3.10 รูปแบบการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบต่างๆ

ตารางที่ 3.4 ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจรเมื่อเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงรูปแบบต่างๆ

รูปแบบ (HV LV)	วงจรสมมูลลำดับศูนย์	Z_{zero}
		$Z_{zero} = Z_{th}$
		$Z_{zero} = Z_{th}$
		$Z_{zero} = Z_{th}$
		$Z_{zero} = Z_{th}$
		$Z_{zero} = \frac{Z_{th} Z_T}{Z_{th} + Z_T}$
		$Z_{zero} = \frac{Z_{th} (Z_T + Z_{DG})}{Z_{th} + (Z_T + Z_{DG})}$

โดยที่

Z_{DG} คืออิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของ DG

Z_{th} คืออิมพีแดนซ์สมมูลของวงจรหลังจุดที่เกิดความผิดปกติ

Z_{zero} คือค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของวงจร

Z_T คืออิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของหม้อแปลง



คือจุดที่เกิดความผิดปกติ

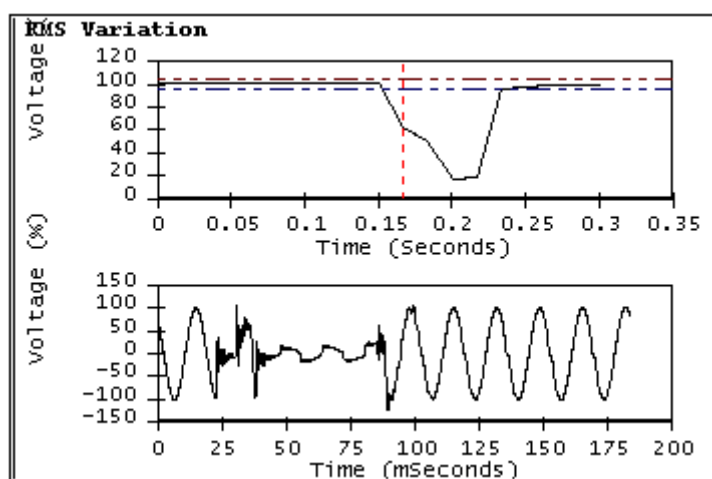
จากวงจรสมมูลลำดับศูนย์ของการต่อขดลวดแบบต่างๆ การต่อหม้อแปลงสามารถแบ่งออกเป็น 3 รูปแบบคือ

- รูปแบบที่ 1 หม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบ วาย-เดลต้า วายลงดิน-วาย วาย-วายลงดิน เดลต้า-วาย เดลต้า-เดลต้า และเดลต้า-วายลงดิน
- รูปแบบที่ 2 หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-เดลต้า
- รูปแบบที่ 3 หม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-วายลงดิน

การต่อ DG ผ่านหม้อแปลงที่ต่อแบบรูปแบบที่ 1 จะไม่ยอมให้กระแสลำดับศูนย์ไหลผ่านหม้อแปลง มีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะเกิดความผิดปกติค่าเดียวกันคือ Z_{th} ส่วนหม้อแปลงที่ต่อขดลวดในรูปแบบที่ 2 กระแสลำดับศูนย์เดิมที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้าจะไหลในขดลวดปฐมภูมิที่มีการต่อแบบวาย โดยที่กระแสเหล่านี้จะหมุนวนอยู่ในขดลวดเดลต้าของหม้อแปลง มีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะเกิดความผิดปกติคือ Z_{th} ชนากับ Z_T และหม้อแปลงที่ต่อขดลวดรูปแบบที่ 3 ลักษณะการต่อแบบนี้จะยอมให้กระแสลำดับศูนย์ไหลได้ มีค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ในขณะเกิดความผิดปกติ คือ Z_{th} ชนากับ Z_T ต่อกันกับ Z_{DG} ผลที่ตามมาก็คือวงจรที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-เดลต้า จะมีค่าอิมพีแดนซ์วงจรลำดับศูนย์ต่ำที่สุด นั่นคือกระแสในวงจรลำดับศูนย์ก็จะมีค่ามากที่สุด ส่วนหม้อแปลงที่ต่อขดลวดแบบ วายลงดิน-วายลงดิน จะมีค่าอิมพีแดนซ์วงจรลำดับศูนย์มากขึ้นมา และหม้อแปลงที่มีการต่อขดลวดแบบที่เหลือจะมีค่าอิมพีแดนซ์วงจรลำดับศูนย์มากที่สุด ทำให้กระแสในวงจรลำดับศูนย์มีค่าน้อยที่สุด แสดงความสัมพันธ์ได้ตามตารางที่ 3.5 ซึ่งความแตกต่างเหล่านี้จะนำมาใช้ประกอบในการวิเคราะห์ผลกระทบการเกิดแรงดันตกชั่วขณะตามกรณีศึกษาต่างๆ

3.6 การนับจำนวนครั้งการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ [23]

ในการบันทึกผลจำนวนครั้งการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ระยะเวลาและความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะคือสิ่งสำคัญที่บ่งบอกลักษณะของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ขนาดที่กล่าวถึงนี้คือค่าแรงดันที่เหลืออยู่ในระหว่างการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ มีค่าเป็นเปอร์เซ็นต์หรือเปอร์เซ็นต์ของระดับแรงดันปกติของระบบ สำหรับระยะเวลาคือช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันเมื่อเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ากำลัง และความถี่คือจำนวนครั้งของการเกิดในแต่ละเหตุการณ์ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ นอกจากนี้วิธีการพิจารณาเพื่อบันทึกผลของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะประกอบไปด้วยรายละเอียดที่ทำให้ผลลัพธ์ทั้งหมดที่ได้มีความแตกต่างกันออกไปดังนี้



รูปที่ 3.11 แรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน

3.6.1 จำนวนเฟส

โดยปกติผลกระทบของแรงดันตกชั่วขณะของแต่ละเฟสในระบบ 3 เฟสมีขนาดแตกต่างกันตามประเภทของการเกิดความผิดปกติ โดยเฉพาะในกรณีการเกิดความผิดปกติแบบไม่สมมาตร ทั้งสามเฟสของอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันอาจจะมองเห็นแรงดันตกเพียงพอที่จะทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะสำหรับการเกิดความผิดปกติแต่ละครั้ง ดังนั้นแนวทางในการพิจารณาเพื่อบันทึกผลสามารถทำได้ 3 วิธีดังนี้

วิธีที่ 1 บันทึกเฉพาะค่าแรงดันที่ต่ำที่สุดในสามเฟสของแต่ละเหตุการณ์ ข้อมูลที่ได้จะเหมาะกับโหลดชนิดสามเฟส โดยจะพิจารณาว่าอุปกรณ์สามเฟสในระบบมีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันของเฟสที่ต่ำที่สุด แต่ในกรณีที่มีการตัดวงจรจากอันใดอันหนึ่งแล้วส่งผลให้กระบวนการผลิตต้องหยุดชะงักจึงนับจำนวนครั้งของการเกิดเฉพาะเฟสที่มีขนาดของแรงดันตก

มากที่สุด ในสามเฟสเป็น 1 ครั้ง สำหรับการเกิดความผิดพลาดในแต่ละครั้ง แต่ในทางปฏิบัติ อุปกรณ์สามเฟสอาจจะสามารถทนต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเฟสเดียวได้ถ้าแรงดันที่เหลือในเฟสอื่นมีค่ามากพอ ในทำนองเดียวกันอุปกรณ์เดียวกันนี้อาจจะไม่สามารถทนต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะได้ถ้าแรงดันที่เหลือในเฟสอื่นมีค่าต่ำใกล้เคียงกัน

วิธีที่ 2 บันทึกเหตุการณ์ในแต่ละเฟสแยกเป็นอิสระจากกัน ข้อมูลที่ได้จะเหมาะสมกับโหลดชนิดเฟสเดียว โดยจะพิจารณาผลของจำนวนครั้งการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่ได้ของแต่ละเฟสมาเฉลี่ยเป็น $1/3$ ครั้ง เช่น ในกรณีเกิดความผิดพลาดหนึ่งเฟสลงดินหรือเกิดความผิดพลาดระหว่างเฟส จะบันทึกค่าความถี่การเกิดของแต่ละเฟสเป็น $1/3$ ครั้งซึ่งในกรณีที่เกิดความผิดพลาดแบบสมมาตรขนาดของแรงดันทั้งสามเฟสจะเท่ากันจึงบันทึกได้เป็นหนึ่งครั้ง

วิธีที่ 3 บันทึกค่าแรงดันจากการเฉลี่ยทั้งสามเฟส จะพิจารณาโดยสมมติให้อุปกรณ์สามเฟสในระบบมีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกที่ได้จากค่าเฉลี่ยทั้งสามเฟส วิธีการนี้จะได้ค่าจำนวนครั้งของการเกิดนับเป็นหนึ่งครั้งสำหรับการเกิดความผิดพลาดในแต่ละครั้ง สำหรับค่าขนาดของแรงดันตกชั่วขณะที่ได้นั้นเป็นค่าเฉลี่ยจากทั้งสามเฟส จึงมีค่าไม่ตรงกับขนาดแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นจริงของเฟสหนึ่งเฟสใดในสามเฟส

3.6.2 จำนวนครั้งของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะสำหรับกรณีการปิดกลับของอุปกรณ์ป้องกัน

การปิดกลับอัตโนมัติ (Automatic reclosing) ของอุปกรณ์ป้องกันเป็นเหตุการณ์ปกติสำหรับระบบแรงดันปานกลางและระบบแรงดันสูง ซึ่งทำให้เกิดปัญหาในการคำนวณค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ โดยทั่วไปวิธีการที่ใช้ในการบันทึกผลสำหรับการปิดกลับอัตโนมัติมี 2 วิธีดังนี้

วิธีที่ 1 นับการเกิดแรงดันตกชั่วขณะหลายครั้งเป็นครั้งเดียว ถ้าเหตุการณ์เกิดขึ้นในคาบเวลาสั้นๆ เช่นภายใน 5 นาที ตัวอย่างเหตุการณ์เช่น แรงดันตกชั่วขณะเกิดขึ้น 2 ครั้ง ซึ่งเกิดจากการปิดกลับของอุปกรณ์ป้องกันที่มีความเร็วสูงแล้วทำการตัดวงจรออก ในกรณีนี้จะนับรวมเป็นการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ 1 ครั้ง วิธีการนี้จะส่งผลให้อุปกรณ์ที่มีความไวต่อแรงดันตกสูงเกิดการล้มเหลวตั้งแต่การเกิดแรงดันตกชั่วขณะครั้งแรก การเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดขึ้นมาก่อนที่อุปกรณ์จะกลับมาทำงานได้ตามปกติ จึงไม่ส่งผลกระทบต่อกระบวนการผลิต ดังนั้นวิธีนี้จึงมีความยากที่จะเลือกคาบเวลาที่เกิดแรงดันตกชั่วขณะซ้ำแล้วให้นับรวมเป็น 1 ครั้ง ซึ่งขึ้นอยู่กับอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต

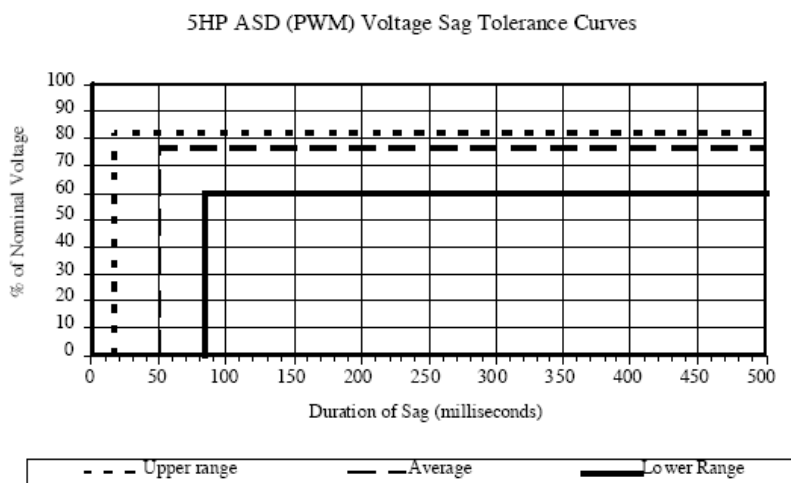
วิธีที่ 2 นับการเกิดแรงดันตกชั่วขณะทุกครั้งที่เกิดขึ้น แม้ว่าการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะเกิดขึ้นห่างกันภายในเวลาไม่กี่วินาที ตัวอย่างเช่น เกิดแรงดันตกชั่วขณะขึ้นสองครั้ง เนื่องจากการทำงานปิดกลับของอุปกรณ์ป้องกันที่มีความเร็วสูงและตัดวงจรออก การนับจำนวนครั้งของการเกิดจะนับเป็น 2 ครั้ง วิธีการนี้จะให้ค่าความถูกต้องที่มากกว่าแต่ก็อาจจะให้ค่าของจำนวนครั้งของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะสูงเกินความเป็นจริงได้

สำหรับวิธีการทั้งสองนี้สามารถใช้ได้ในการตรวจวัดจริง ขึ้นอยู่กับข้อมูลอัตราการล้มเหลวที่ได้บันทึกไว้ซึ่งข้อมูลที่ได้อาจจะนับทุกครั้งที่เกิดหรืออาจจะนับการเกิดหลายครั้งเป็นครั้งเดียวถ้าแรงดันตกชั่วขณะเกิดขึ้นจากการทำงานปิดกลับอัตโนมัติของอุปกรณ์ป้องกันที่ต่อเนื่องกัน ดังนั้นในการประเมินต้องพิจารณาการเปลี่ยนแปลงเหล่านี้ด้วยเพื่อให้ได้ผลลัพธ์ที่ถูกต้อง

3.7 ความคงทนของอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกชั่วขณะ

ข้อมูลความคงทนของอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกชั่วขณะคือ ค่าขนาดและระยะเวลาของแรงดันตกชั่วขณะที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้ปกติ จะนำมาใช้เพื่อวิเคราะห์หาจำนวนของครั้งของแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่อุปกรณ์ติดตั้งอยู่ โดยในหัวข้อนี้จะนำตัวอย่างข้อมูลความคงทนของอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกชั่วขณะซึ่งมีอุปกรณ์ดังนี้คือชุดปรับความเร็วมอเตอร์ (Adjustable Speed Drive) โปรแกรมเมเบิลลอจิกคอนโทรลเลอร์ (Programmable Logic Controller) และคอมพิวเตอร์ (Personal Computer) โดยจะแสดงดังรูปที่ 3.12, 3.13 และ 3.14 ตามลำดับ [24]

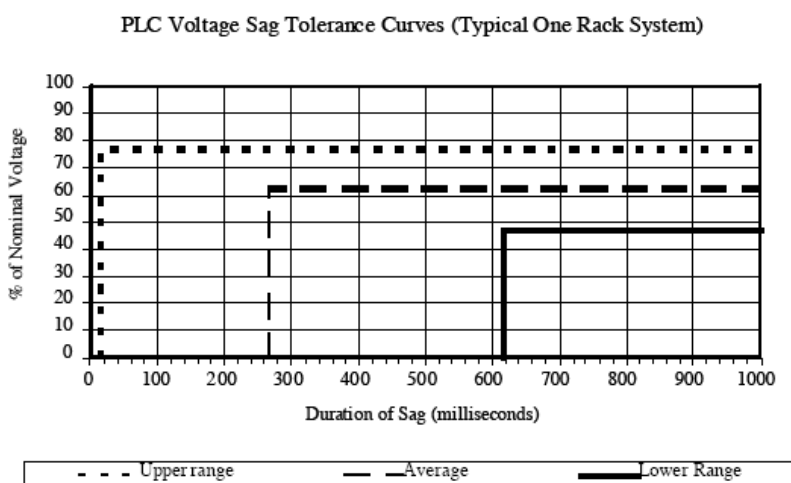
จากรูปที่ 3.12 พบว่าข้อมูลค่าความคงทนของอุปกรณ์ต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันของชุดปรับความเร็วรอบมอเตอร์จะมีลักษณะเป็นสี่เหลี่ยมมุมฉาก โดยค่าเฉลี่ยของค่าความคงทนของชุดปรับความเร็วรอบมอเตอร์จะมีขนาดแรงดันเท่ากับ 78 % ของแรงดันปกติ และระยะเวลาของแรงดันตกเท่ากับ 50 มิลลิวินาที



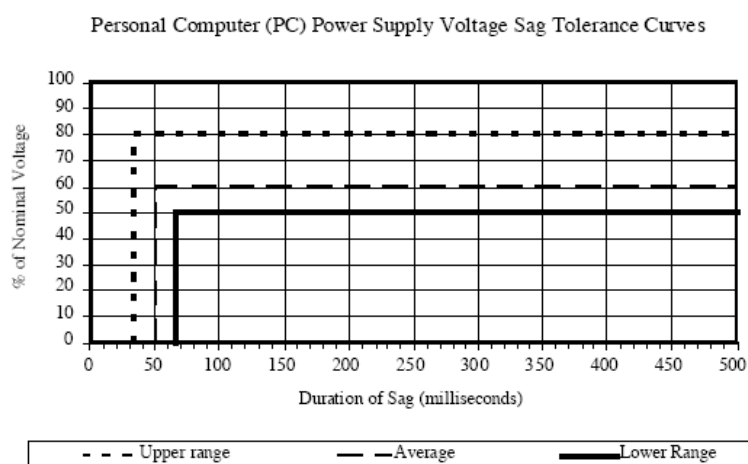
รูปที่ 3.12 ข้อมูลความคงทนต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันของชุดปรับความเร็วรอบมอเตอร์

จากรูปที่ 3.13 พบว่าข้อมูลค่าความคงทนของอุปกรณ์ต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันของโปรแกรมเมเบิลลอจิกคอนโทรลเลอร์จะมีลักษณะเป็นสี่เหลี่ยมมุมฉาก โดยค่าเฉลี่ยของค่าความคงทนของโปรแกรมเมเบิลลอจิกคอนโทรลเลอร์จะมีขนาดแรงดันเท่ากับ 63 % ของแรงดันปกติและระยะเวลาของแรงดันตกเท่ากับ 270 มิลลิวินาที

จากรูปที่ 3.14 พบว่าข้อมูลค่าความคงทนของอุปกรณ์ต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันของคอมพิวเตอรื จะมีลักษณะเป็นสี่เหลี่ยมมุมฉาก โดยค่าเฉลี่ยของค่าความคงทนของคอมพิวเตอรื จะมีขนาดแรงดันเท่ากับ 60 % ของแรงดันปกติและระยะเวลาของแรงดันตกเท่ากับ 50 มิลลิวินาที



รูปที่ 3.13 ข้อมูลความคงทนต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันของโปรแกรมเมเบิลลอจิกคอนโทรลเลอร์



รูปที่ 3.14 ข้อมูลความคงทนต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันของคอมพิวเตอร์

ข้อมูลค่าความคงทนของอุปกรณ์ต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันส่วนใหญ่จะมีลักษณะเป็นสี่เหลี่ยมมุมฉาก โดยมีค่าขนาดของแรงดันและระยะเวลาของแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ตามตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 ข้อมูลความคงทนของอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกชั่วขณะ [25]

อุปกรณ์	$V_{\text{threshold}}$	Time
ASD	0.78 pu	50 ms
PLC	0.63 pu	270 ms
Personal computer	0.60 pu	50 ms
5hp AC Drive	0.75 pu	50 ms
Motor starter	0.50 pu	50 ms
AC control relay	0.65 pu	20 ms

บทที่ 4

การประเมินและการทำนายการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

4.1 การประเมินการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

วิธีที่ใช้ในการประเมินเพื่อหาขนาด และความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเนื่องจากการเกิดความผิดปกติในระบบไฟฟ้ามีดังนี้

4.1.1 วิธีระยะวิกฤต (Method of critical distances)

วิธีการนี้จะเป็นการคำนวณหาตำแหน่งการเกิดความผิดปกติที่ทำให้เกิดระดับแรงดันตกชั่วขณะที่ต้องการโดยอาศัยทฤษฎีการแบ่งแรงดัน และความสัมพันธ์ของค่าอิมพีแดนซ์กับระยะทางของสายส่งวิธีการนี้ไม่เหมาะกับระบบที่มีขนาดใหญ่และระบบที่มีลักษณะเป็นแบบร่างแห (Network) ที่ซับซ้อน [27, 28]

4.1.2 วิธีตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ (Method of fault positions)

เป็นวิธีที่ประเมินระดับแรงดันตกชั่วขณะโดยคำนวณขนาดและระยะเวลาของแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่สนใจ จากการเกิดความผิดปกติหลายๆตำแหน่งที่สามารถเกิดขึ้นได้ในระบบไฟฟ้ากำลังและส่งผลให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่สนใจ หลังจากนั้นนำอัตราการเกิดของความผิดปกติของแต่ละอุปกรณ์มาพิจารณาจะทำให้สามารถคำนวณจำนวนครั้งหรือความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่ค่าต่างๆ ได้ [27, 29, 30]

การคำนวณระดับแรงดันตกชั่วขณะด้วยวิธีตำแหน่งการเกิดความผิดปกตินั้น ในแต่ละจุดที่คำนวณจะมีเมตริกซ์อิมพีแดนซ์ที่ต่างกันไปทุกครั้ง ดังนั้นวิธีการคำนวณแบบนี้ต้องใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์มาช่วยในการคำนวณ วิธีนี้จึงมีความเหมาะสมที่จะใช้กับระบบที่เป็นแบบร่างแห (Network) ที่ซับซ้อน โดยสามารถประยุกต์ใช้กับวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลได้

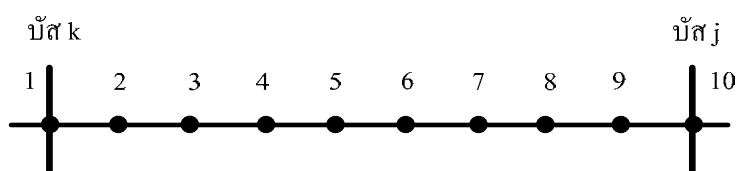
4.1.3 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo simulation)

วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเป็นการใช้เทคนิคสุ่มตัวเลขโดยคำนึงถึงสถิติของความน่าจะเป็นโดยอาศัยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการสุ่มผ่านแบบจำลองที่จำลองพฤติกรรมของระบบจริง โดยการสุ่มนี้จะถูกกระทำซ้ำหลายๆ ครั้งจนกระทั่งคำตอบเข้าสู่เพื่อที่จะได้ค่าความน่าจะเป็นของดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบ โดยทั่วไปวิธีนี้มีความสะดวกและมีประสิทธิภาพสูงสามารถใช้กับระบบที่ซับซ้อนหรือระบบที่มีขนาดใหญ่หลายๆ [29]

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงใช้วิธีมอนติคาร์โลมาประมาณค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะในระบบ โดยจำลองเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นในระบบตามความเป็นจริงสองลักษณะคือ ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติและประเภทของความผิดปกติ

4.1.3.1 การจำลองตำแหน่งการเกิดความผิดปกติ

เลือกตำแหน่งการเกิดความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นจริงในระบบจะใช้หลักการว่าทุกจุดในระบบสามารถเกิดเหตุการณ์ความผิดปกติได้ ในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาความผิดปกติที่บัสและบนสายจำหน่ายเท่านั้น เมื่อเพิ่มตำแหน่งความผิดปกติมากขึ้นคำตอบที่ได้จะมีความถูกต้องมากขึ้น ในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดให้แต่ละสายจำหน่ายมีโอกาสเกิดความผิดปกติได้เท่ากันทุกสาย และแต่ละสายมีจำนวนจุดเกิดความผิดปกติบนบัสและบนสายจำหน่ายระหว่างบัส $k - j$ ทั้งหมด 10 จุดตามรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 ตำแหน่งการเกิดความผิดปกติบนบัสและบนสายจำหน่ายระหว่างบัส $k - j$

ดังนั้นแบบจำลองตำแหน่งการเกิดความผิดปกติสามารถสร้างได้ดังนี้คือ

ขั้นแรก สุ่มตัวเลขสายจำหน่าย i ที่เกิดความผิดปกติโดยมีการกระจายตัวของความน่าจะเป็นในการเกิดความผิดปกติเท่ากันทุกสาย โปรแกรมคอมพิวเตอร์ในปัจจุบันจะมีฟังก์ชันของการสุ่มตัวเลขอยู่ในโปรแกรมอยู่แล้ว เช่นในโปรแกรม MATLAB จะใช้คำสั่ง $i = randi([1 \ 36])$ คือการสุ่มตัวเลขสายจำหน่ายระหว่างสายจำหน่ายที่ 1 ถึงสายจำหน่ายที่ 36

ขั้นที่สอง เมื่อสุ่มว่าความผิดปกติเกิดขึ้นบนสายจำหน่ายใดแล้ว จากนั้นก็หาตำแหน่งที่เกิดขึ้นบนสายจำหน่ายนั้นตามสมการ

$$F_i = \left\{ \begin{array}{l} 1, \quad \text{if } 0 \leq U \leq \frac{1}{10} \\ 2, \quad \text{if } \frac{1}{10} < U \leq \frac{2}{10} \\ 3, \quad \text{if } \frac{2}{10} < U \leq \frac{3}{10} \\ 4, \quad \text{if } \frac{3}{10} < U \leq \frac{4}{10} \\ 5, \quad \text{if } \frac{4}{10} < U \leq \frac{5}{10} \\ 6, \quad \text{if } \frac{5}{10} < U \leq \frac{6}{10} \\ 7, \quad \text{if } \frac{6}{10} < U \leq \frac{7}{10} \\ 8, \quad \text{if } \frac{7}{10} < U \leq \frac{8}{10} \\ 9, \quad \text{if } \frac{8}{10} < U \leq \frac{9}{10} \\ 10, \quad \text{if } \frac{9}{10} < U \leq 1 \end{array} \right. \quad (4.1)$$

เมื่อ F_i คือ ตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาดบนสายจำหน่าย i
 U คือ เลขที่ได้จากการสุ่มที่มีการกระจายแบบสม่ำเสมอระหว่าง 0 ถึง 1

4.1.3.2 การจำลองประเภทความผิดพลาด

ประเภทของความผิดพลาดที่อาจเกิดขึ้นในระบบกำหนดดังนี้คือ[25]

- ความผิดพลาดแบบ 3 เฟส มีความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้น 2%
- ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน มีความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้น 5%
- ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส มีความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้น 8%
- ความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน มีความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้น 85%

แบบจำลองประเภทการเกิดความผิดพลาดสามารถสร้างได้ตามสมการ

$$T = \left\{ \begin{array}{l} 1, \quad \text{if } 0 < U \leq 0.02 \\ 2, \quad \text{if } 0.02 < U \leq 0.07 \\ 3, \quad \text{if } 0.07 < U \leq 0.15 \\ 4, \quad \text{if } 0.15 < U \leq 1 \end{array} \right. \quad (4.2)$$

เมื่อ T คือประเภทของความผิดพลาดโดยที่

$T = 1$ คือความผิดพลาดแบบ 3 เฟส

$T = 2$ คือความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

$T = 3$ คือความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส

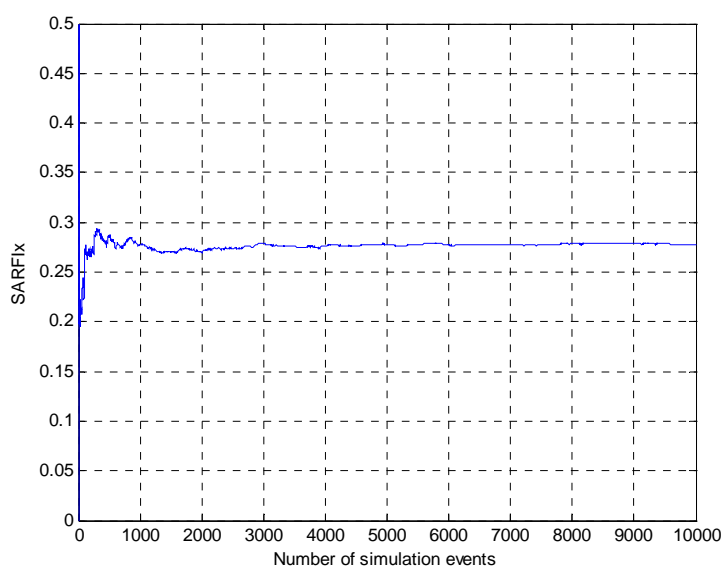
$T = 4$ คือความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน

U คือเลขที่ได้จากการสุ่มที่มีการกระจายแบบสม่ำเสมอระหว่าง 0 ถึง 1

4.1.3.3 เกณฑ์การหยุดคำนวณ

สำหรับเกณฑ์การหยุดคำนวณของการจำลองเหตุการณ์ตามวิธีมอนติคาร์โลนั้นนิยมใช้เกณฑ์สองแบบคือการกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการทำงานและการกำหนดค่าสูงสุดของความคลาดเคลื่อนสัมพัทธ์ (Relative uncertainty) ของดัชนีที่ยอมรับได้ ซึ่งการกำหนดการหยุดการคำนวณของโปรแกรมจะส่งผลต่อเวลาที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์และความถูกต้องของผลการจำลอง

ในวิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดจำนวนรอบสูงสุดของการจำลองเหตุการณ์เป็นเกณฑ์ในการหยุดการคำนวณ เพื่อเป็นการลดเวลาที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ โดยกำหนดรอบสูงสุดในการจำลองเหตุการณ์แล้วทดสอบจำลองการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากนั้นแสดงกราฟแรงดันตกชั่วขณะและจำนวนรอบสูงสุดของการจำลองเหตุการณ์ ดังแสดงในรูปที่ 4.2 โดยสามารถเลือกจำนวนรอบสูงสุดของการจำลองเหตุการณ์จากกราฟได้ ซึ่งวิธีการนี้สามารถกำหนดรอบสูงสุดในการจำลองเหตุการณ์ได้ และได้ผลการจำลองเหตุการณ์ที่มีความถูกต้อง



รูปที่ 4.2 แรงดันตกชั่วขณะและจำนวนรอบสูงสุดของการจำลองเหตุการณ์

4.1.3.4 ขั้นตอนในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเพื่อสุ่มตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาดและประเภทของความผิดพลาด มีขั้นตอนดังนี้คือ

ขั้นตอนที่ 1 : จำลองประเภทการเกิดความผิดพลาด โดยสุ่มตัวเลข U ที่มีการกระจายแบบสม่ำเสมอระหว่าง 0 ถึง 1 มาหนึ่งค่าโดยใช้คำสั่งในโปรแกรม MATLAB ดังนี้

$$U = \text{random}('uniform', 0, 1)$$

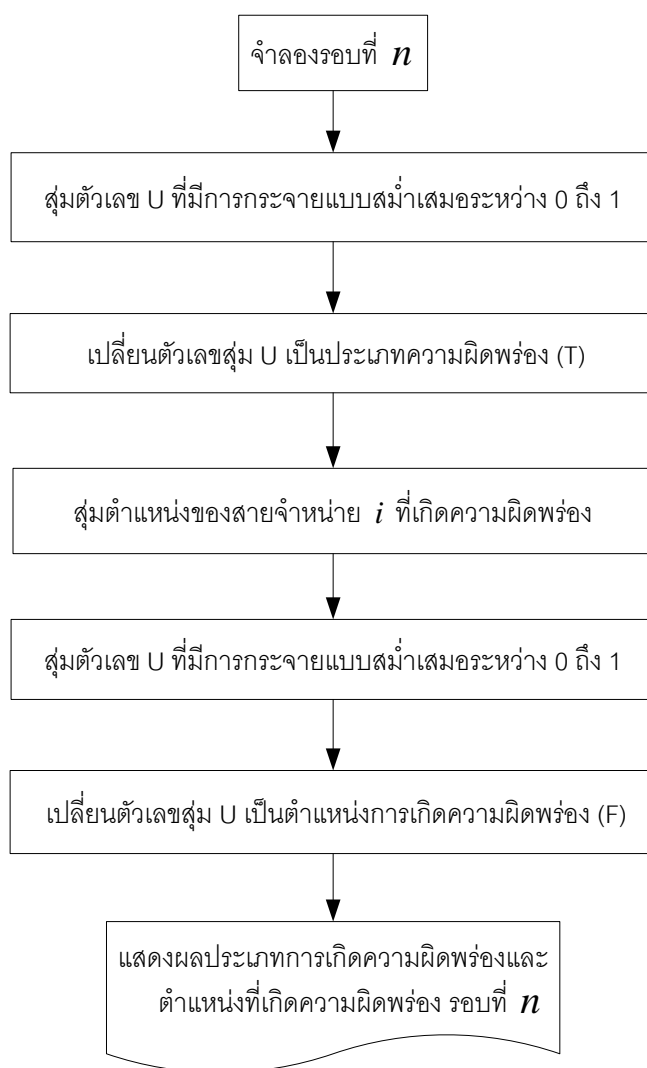
ขั้นตอนที่ 2 : เปลี่ยนตัวเลขสุ่ม U เป็นประเภทการเกิดความผิดพลาดให้สอดคล้องความน่าจะเป็นของการเกิดความผิดพลาดในแต่ละแบบ ตามสมการที่ (4.2)

ขั้นตอนที่ 3 : จำลองตำแหน่งการเกิดความผิดพลาด โดยสุ่มตำแหน่งของสายจำหน่ายที่เกิดความผิดพลาดในระบบเช่น RBTS bus 2 ซึ่งมีทั้งหมด 36 สายจำหน่าย ดังนั้นสุ่มเลขจำนวนนับตั้งแต่เลข 1 ถึงเลข 36 โดยใช้คำสั่งในโปรแกรม MATLAB ดังนี้ $i = \text{randi}([1 \ 36])$

ขั้นตอนที่ 4 : เมื่อทราบความผิดพลาดเกิดบนสายจำหน่าย i แล้วจากนั้นก็สุ่มตำแหน่งที่เกิดโดยสุ่มตัวเลข U ที่มีการกระจายแบบสม่ำเสมอระหว่าง 0 ถึง 1 มาหนึ่งค่า

ขั้นตอนที่ 5 : เปลี่ยนตัวเลขสุ่ม U เป็นตำแหน่งการเกิดความผิดพลาด ตามสมการที่ (4.1)

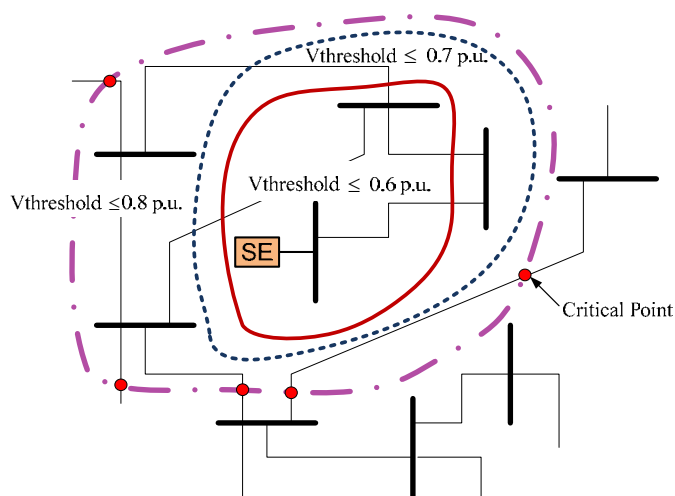
ขั้นตอนในการจำลองระบบด้วยมอนติคาร์โลแสดงได้ตามรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 ขั้นตอนการจำลองระบบด้วยมอนติคาร์โล

4.1.4 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (The area of vulnerability, AOV)

แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ คือเส้นแสดงพื้นที่ของระดับแรงดันตกชั่วขณะบนแผนภาพระบบไฟฟ้ารอบตำแหน่งที่สนใจ เพื่อแสดงให้เห็นถึงระยะเวลาการเกิดความผิดพลาดในระบบที่ทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะขึ้น ณ ตำแหน่งที่สนใจ รูปที่ 4.4 แสดงแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่อุปกรณ์ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดัน (SE) ต่ออยู่



รูปที่ 4.4 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่อุปกรณ์ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดัน (SE) ต่ออยู่ที่แรงดันวิกฤติ ($V_{\text{threshold}}$) ค่าต่าง ๆ

ในการวิเคราะห์หาแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะในรูปที่ 4.4 ทำได้โดยหาจุดวิกฤต (Critical point) บนสายจำหน่าย โดยจุดวิกฤตคือจุดที่เกิดความผิดพลาดแล้วทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะที่สามารถส่งผลกระทบต่อโหลดที่จุด SE โดยการวิเคราะห์ด้วยวิธีระบุตำแหน่งความผิดพลาดนั้น ความถูกต้องของผลการวิเคราะห์จะขึ้นอยู่กับ จำนวนตำแหน่งความผิดพลาดที่พิจารณา และจำนวนครั้งของการจำลองเหตุการณ์ ซึ่งวิธีนี้ถ้าต้องการความถูกต้องแม่นยำของจุดวิกฤตบนสายจำหน่ายจะต้องกำหนดตำแหน่งความผิดพลาดที่พิจารณาให้มีค่าละเอียดที่สุด และต้องใช้จำนวนครั้งการจำลองเหตุการณ์มาก จึงต้องใช้เวลามากในการคำนวณ วิธีการนี้จึงไม่เหมาะกับระบบที่มีขนาดใหญ่

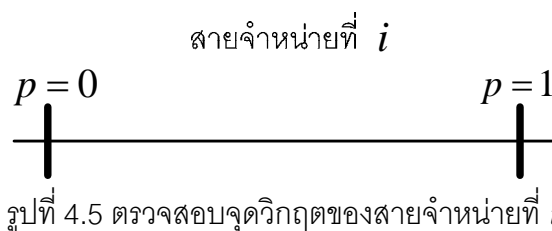
ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จะประยุกต์ใช้วิธีระบุตำแหน่งความผิดพลาดเพื่อหาแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะที่มีความถูกต้องและใช้เวลาการคำนวณน้อย โดยใช้ทฤษฎีการประมาณค่าในช่วง (Interpolation) ด้วยวิธี Secant Method ตามสมการที่ (4.3) [31] ขั้นตอนการคำนวณหาจุดวิกฤตด้วยวิธี Secant Method แสดงได้ดังรูปที่ 4.6

$$\begin{aligned}
 p_{new}(n) &= p_{end}(n-1) - \frac{(|f(p_{end}(n-1))| - V_{threshold})(p_{end}(n-1) - p_{from}(n-1))}{|f(p_{end}(n-1))| - |f(p_{from}(n-1))|} \\
 p_{from}(n) &= p_{end}(n-1) \\
 p_{end}(n) &= p_{new}(n)
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

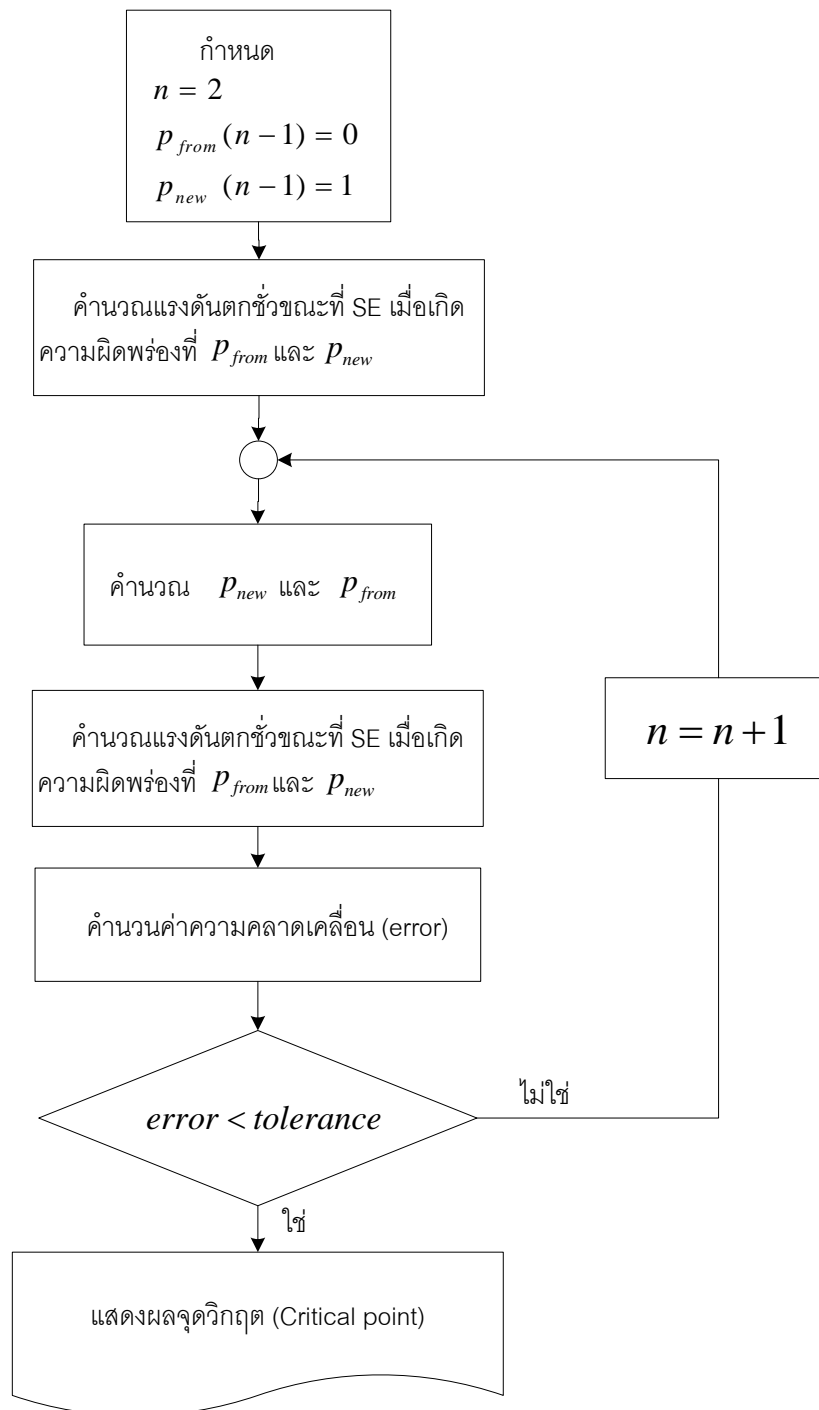
$$error = |f(p_{end}(n))| - V_{threshold}
 \tag{4.4}$$

เมื่อ	$f(p)$	คือค่าแรงดันตกชั่วขณะที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่จุด p
	$p_{from} = p_{new}$	คือตำแหน่งความผิดพลาดบนสายจำหน่าย
	$V_{threshold}$	คือค่าแรงดันวิกฤตที่ SE
	$error$	คือค่าความคลาดเคลื่อน
	$tolerance$	คือค่าความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้ กำหนดให้มีค่า 0.001

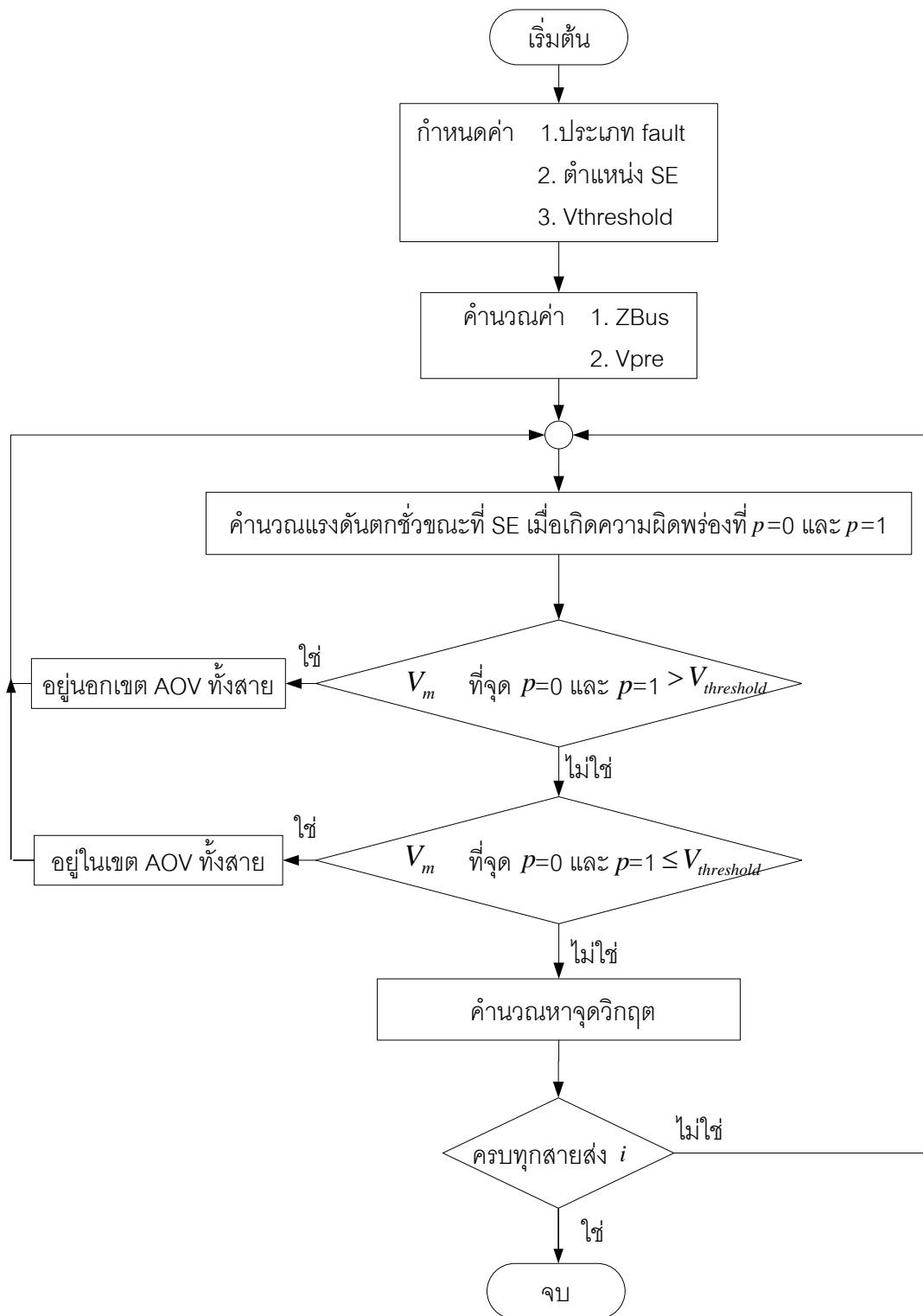
ขั้นตอนในการหาแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะแสดงขั้นตอนได้ดังนี้



- ขั้นตอนที่ 1 :** กำหนดค่าประเภทของความผิดพลาด ตำแหน่งที่สนใจ (SE) และ $V_{threshold}$
- ขั้นตอนที่ 2 :** คำนวณค่า Z_{bus} และค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาด (V_{pre})
- ขั้นตอนที่ 3 :** พิจารณาที่ละสายจำหน่ายโดยคำนวณแรงดันตกชั่วขณะที่ SE เมื่อเกิดความผิดพลาดที่จุด $p = 0$ และ $p = 1$ ของสายจำหน่ายที่ i
- ขั้นตอนที่ 4 :** ตรวจสอบว่าสายจำหน่ายที่ i อยู่นอกพื้นที่ AOV ทั้งสายหรือไม่ ถ้าใช่ก็พิจารณาสายจำหน่ายถัดไป
- ขั้นตอนที่ 5 :** ตรวจสอบว่าสายจำหน่ายที่ i อยู่ในพื้นที่ AOV ทั้งสายหรือไม่ ถ้าใช่ก็พิจารณาสายจำหน่ายถัดไป
- ขั้นตอนที่ 6 :** ถ้าตรวจสอบพบว่าที่สายจำหน่าย i ไม่อยู่ในพื้นที่ AOV ทั้งสาย แสดงว่ามีจุดวิกฤตอยู่ ดังนั้นคำนวณจุดวิกฤตที่สายจำหน่าย i
- ขั้นตอนที่ 7 :** คำนวณให้ครบทุกสายจำหน่าย
- ขั้นตอนการคำนวณหาค่า AOV แสดงได้ดังรูปที่ 4.7



รูปที่ 4.6 ขั้นตอนการคำนวณหาจุดวิกฤตด้วยวิธีSecant Method



รูปที่ 4.7 ขั้นตอนการคำนวณหาค่า AOV

4.2 การทำนายแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag estimation)

การทำนายการเกิดแรงดันตกชั่วขณะสามารถทำนายความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะและดัชนีการเกิดแรงดันตกชั่วขณะได้ดังนี้

4.2.1 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag frequency) [25]

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะสามารถประเมินได้โดยใช้ข้อมูลอัตราการเกิดความผิดพลาดของสาย (Line failure rate) ในการประเมินความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในวิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดให้อัตราการเกิดความผิดพลาดตลอดความยาวสายมีค่ากระจายความน่าจะเป็นในการเกิดเท่ากันทุกจุด โดยทั่วไปอัตราการเกิดความผิดพลาดของสายจะกำหนดเป็นครั้งต่อกิโลเมตรต่อปี แต่เนื่องจากสายจำหน่ายในระบบมีขนาดความยาวสั้นจึงใช้ค่าอัตราการเกิดความผิดพลาดกำหนดเป็นครั้งต่อสายต่อปี ดังนั้นอัตราการเกิดความผิดพลาดในแต่ละสายสามารถคำนวณได้จาก

$$LFR_i = \alpha \times N_{fault} \times \frac{l_i}{\sum_{k=1}^n l_k} \quad (4.5)$$

- เมื่อ LFR_i คือ ค่าอัตราการเกิดความผิดพลาดในแต่ละสาย i
 α คือ การกระจายความน่าจะเป็นของการเกิดความผิดพลาดในแต่ละสาย i
 N_{fault} คือ จำนวนครั้งการเกิดความผิดพลาดในระบบ
 l_i คือ ความยาวสายของสายจำหน่าย i
 $\sum_{k=1}^n l_k$ คือ ความยาวสายของสายจำหน่ายทั้งหมด
 n คือ จำนวนสายจำหน่ายทั้งหมดในระบบ

เมื่อทราบค่าอัตราการเกิดความผิดพลาดในแต่ละสาย i ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่สนใจสามารถคำนวณได้จากสมการ

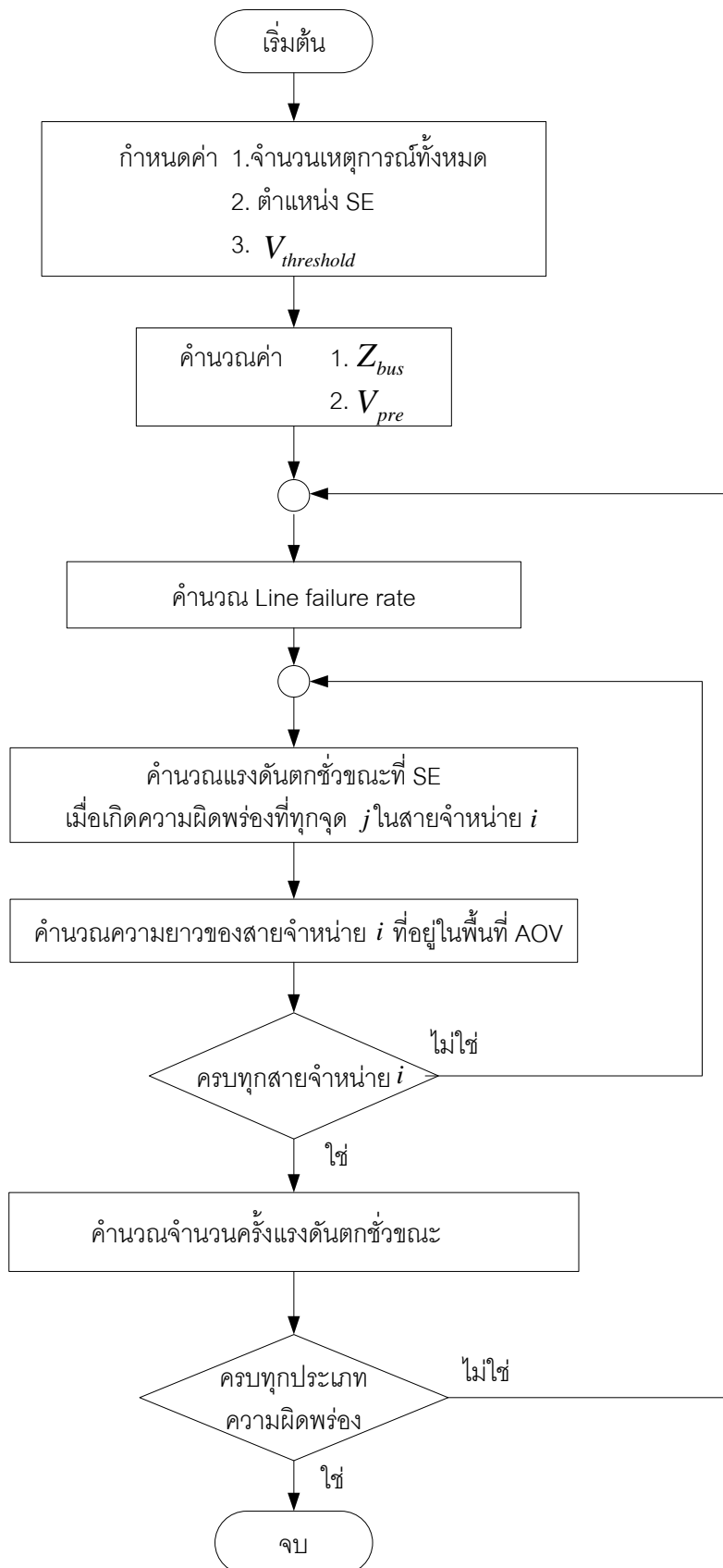
$$NSF = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^L L_{ij} \times LFR_i \quad (4.6)$$

- เมื่อ NSF คือความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่สนใจ (ครั้งต่อปี)
 L_{ij} คือความยาวของ line segment ที่ j ของสายจำหน่าย i ที่อยู่ในพื้นที่ AOV
 L คือจำนวน line segment ของสายจำหน่าย i
 m คือจำนวนสายจำหน่ายทั้งหมดที่อยู่ในพื้นที่ AOV

ขั้นตอนในการหาความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ แสดงขั้นตอนได้ดังนี้

- ขั้นตอนที่ 1 : กำหนดค่าจำนวนเหตุการณ์ทั้งหมด ตำแหน่งที่สนใจ (SE) และ $V_{threshold}$
- ขั้นตอนที่ 2 : คำนวณค่า Z_{bus} และค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดปกติ (V_{pre}) จากโปรแกรม Load Flow
- ขั้นตอนที่ 3 : คำนวณ Line failure rate ของแต่ละสายส่ง
- ขั้นตอนที่ 4 : คำนวณแรงดันตกชั่วขณะที่ SE เมื่อเกิดความผิดปกติที่ทุกจุด j ในสายจำหน่าย i
- ขั้นตอนที่ 5 : คำนวณความยาวของสายจำหน่าย i ที่อยู่ในพื้นที่ AOV
- ขั้นตอนที่ 6 : คำนวณขั้นตอนที่ 4 ถึง 5 ให้ครบทุกสายจำหน่ายในระบบ
- ขั้นตอนที่ 7 : คำนวณความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุด SE ต่อยุ่
- ขั้นตอนที่ 8 : คำนวณให้ครบทุกประเภทความผิดปกติ

ขั้นตอนการคำนวณหาความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ตามรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 ขั้นตอนการคำนวณหาค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

4.2.2 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag index) [25, 32]

ดัชนีเฉลี่ยจำนวนครั้งการแปรเปลี่ยนระดับแรงดันของระบบ (System Average RMS Variation Frequency Index: SARFI_x) คือค่าเฉลี่ยของจำนวนเหตุการณ์ที่ตรวจวัดและมีการแปรเปลี่ยนระดับแรงดันของช่วงเวลาการประเมิน ต่อจำนวนลูกค้าที่พิจารณาทั้งหมด โดยค่าขนาดแรงดันตกชั่วขณะที่มีค่าเท่ากับหรือต่ำกว่าค่า X จะนำมาพิจารณา ค่า SARFI สามารถนำไปประเมินค่าการแปรเปลี่ยนของแรงดันที่กำหนดเอาไว้เช่น ถ้าการไฟฟ้ามีลูกค้าซึ่งมีความไวต่อระดับแรงดันต่ำกว่า 70% ของระดับแรงดันปกติ ก็จะใช้ค่า SARFI₇₀ ในการประเมินลูกค้ากลุ่มนี้ ค่า SARFI_x สามารถคำนวณได้จาก

$$SARFI_x = \frac{\sum N_c}{N_T} \quad (4.7)$$

เมื่อ x คือ ค่าแรงดัน RMS ที่พิจารณามีค่าเป็นเปอร์เซ็นต์ เช่น 80% 70% 60%

N_c คือ จำนวนลูกค้าที่ได้รับผลกระทบเมื่อระดับแรงดันมีค่าน้อยกว่า X%

N_T คือ จำนวนลูกค้าทั้งหมดจากพื้นที่ ที่พิจารณา

การประเมินค่า SARFI_x ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล จำลองตำแหน่งการเกิดความผิดพลาดและประเภทของความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในแต่ละเหตุการณ์ ค่า SARFI_x สามารถคำนวณได้จาก

$$SARFI_x = \frac{\sum_{i=1}^{NS} SARFI_x(i)}{NS} \quad (4.8)$$

เมื่อ $SARFI_x(i)$ คือค่า SARFI_x ของเหตุการณ์ที่ i

NS คือจำนวนเหตุการณ์ทั้งหมด

ขั้นตอนในการประเมินค่า SARFI_x แสดงขั้นตอนได้ดังนี้

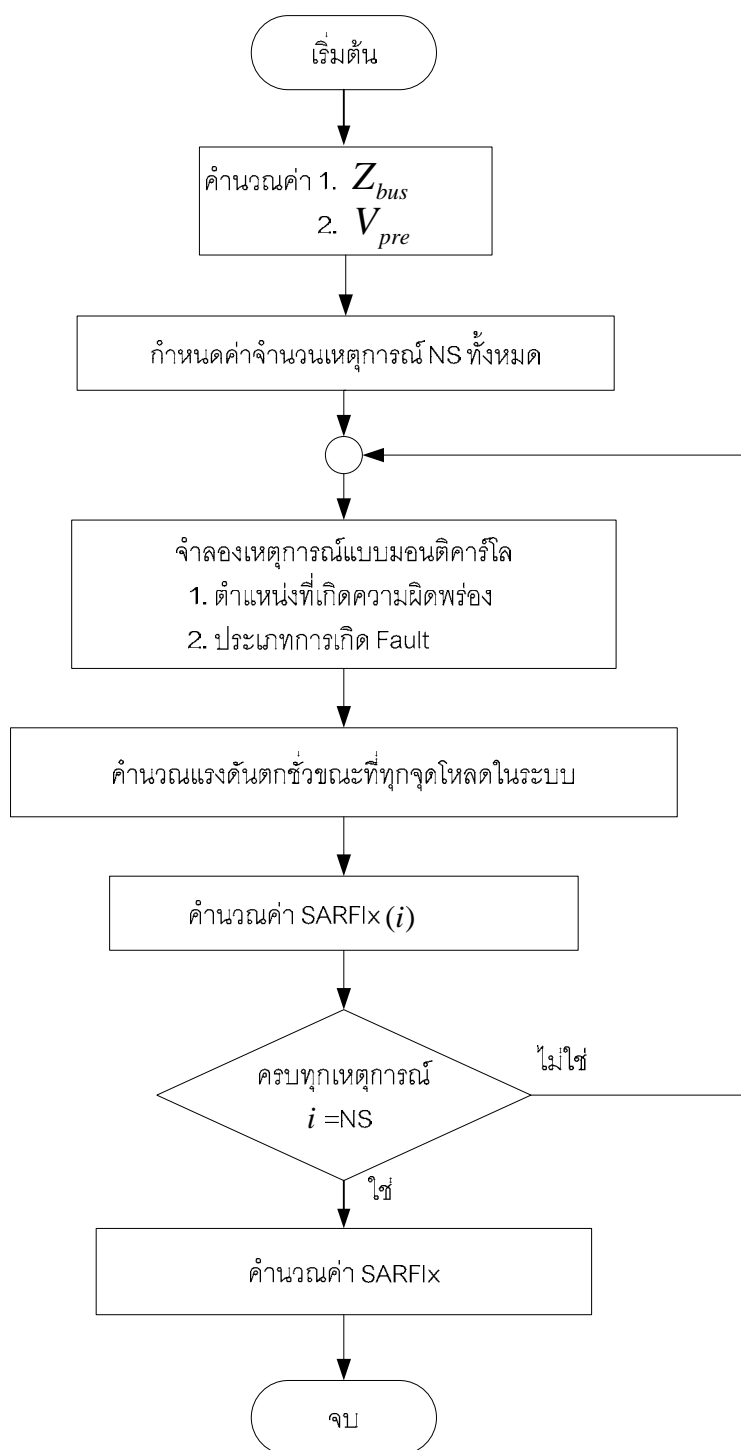
- ขั้นตอนที่ 1 : คำนวณค่า Z_{bus} และค่าแรงดันก่อนเกิดความผิดพลาด (V_{pre}) จากโปรแกรม Load Flow
- ขั้นตอนที่ 2 : กำหนดค่าจำนวนเหตุการณ์ทั้งหมด (NS)
- ขั้นตอนที่ 3 : จำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเพื่อสุ่มตำแหน่งและประเภทของความผิดพลาด

ขั้นตอนที่ 4 : คำนวณแรงดันตกชั่วขณะที่ทุกจุดโหลดในระบบ

ขั้นตอนที่ 5 : คำนวณค่า $SARFI_x(i)$ ในแต่ละเหตุการณ์ i

ขั้นตอนที่ 6 : คำนวณค่า $SARFI_x$

ขั้นตอนการคำนวณหาค่า $SARFI_x$ แสดงได้ตามรูปที่ 4.9



รูปที่ 4.9 ขั้นตอนการคำนวณหาค่า $SARFI_x$

บทที่ 5

การทดสอบและการวิเคราะห์ผล

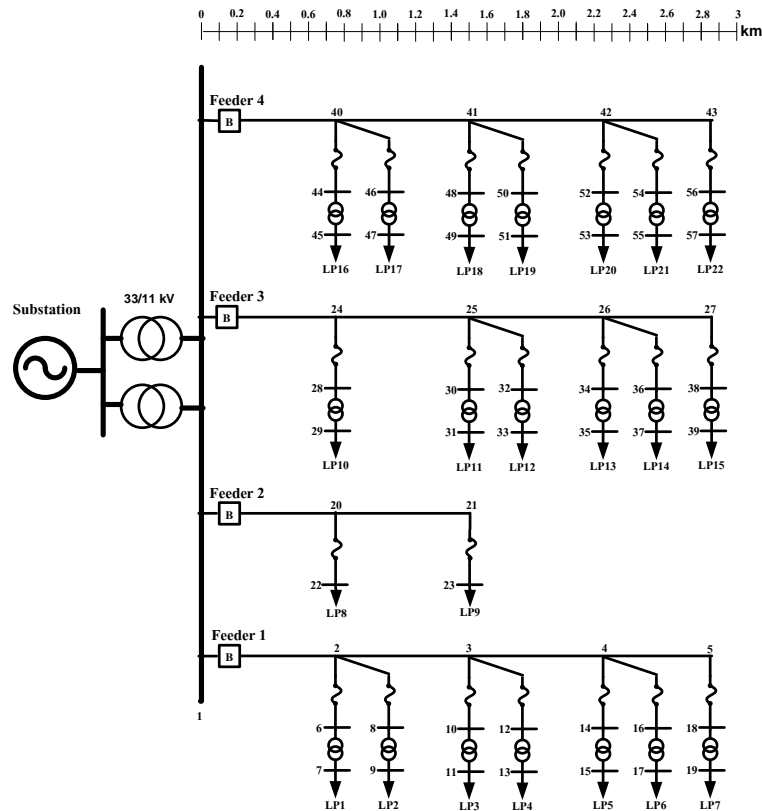
บทนี้นำเสนอผลกระทบของ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ การทดสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นจะอาศัยระบบทดสอบ Roy Billinton Test System bus 2: RBTS bus 2 [33] และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เพื่อนำมาศึกษาผลกระทบจากการเชื่อมต่อกับ DG ในกรณีต่างๆ

5.1 ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่นำมาใช้ศึกษาผลกระทบของ DG ต่อแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.1 และ 5.2 โดยรายละเอียดเพิ่มเติมสามารถดูได้ที่ภาคผนวก ก

5.1.1 ระบบทดสอบ RBTS bus 2

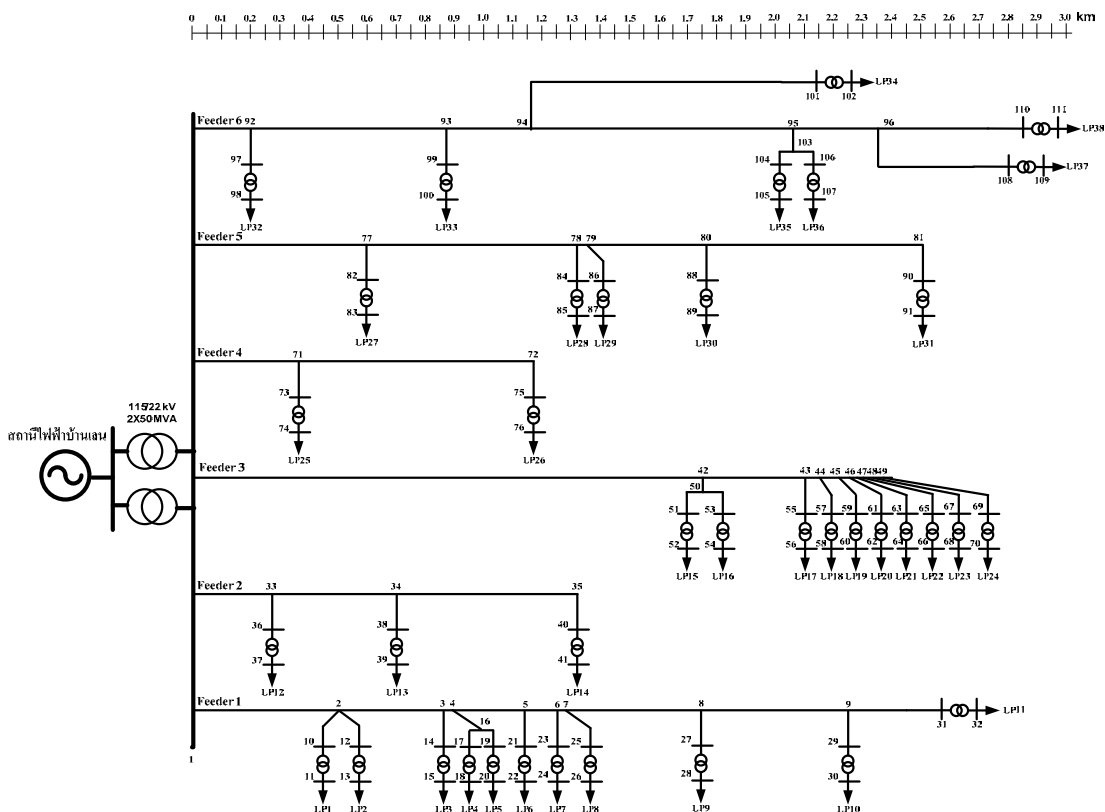
รายละเอียดของระบบทดสอบ RBTS bus 2 แสดงไว้ดังรูปที่ 5.1 ระบบทดสอบเป็นระบบที่แรงดัน 11 kV ประกอบด้วย 4 สายป้อน และมี 22 จุดโหลด



รูปที่ 5.1 ระบบ RBTS bus 2

5.1.2 ระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายละเอียดของระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) แสดงไว้ดังรูปที่ 5.2 เป็นระบบไฟฟ้าบ้านเลนที่ระดับแรงดัน 22 kV ประกอบด้วย 6 สายป้อน และมี 38 จุดโหลด



รูปที่ 5.2 ระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5.2 ขั้นตอนในการทดสอบ

ขั้นตอนในการทดสอบโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นกับระบบจำหน่ายทั้ง 2 ระบบ แบ่งออกเป็น 9 ขั้นตอน ดังต่อไปนี้

ขั้นตอนที่ 1: สร้างระบบจำลองขึ้นมาและพัฒนาโปรแกรมวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะใน

MATLAB

ขั้นตอนที่ 2: คำนวณหา AOV กับความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่มีอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดัน (SE) ต่ออยู่ และคำนวณดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ($SARFI_x$) ของระบบ

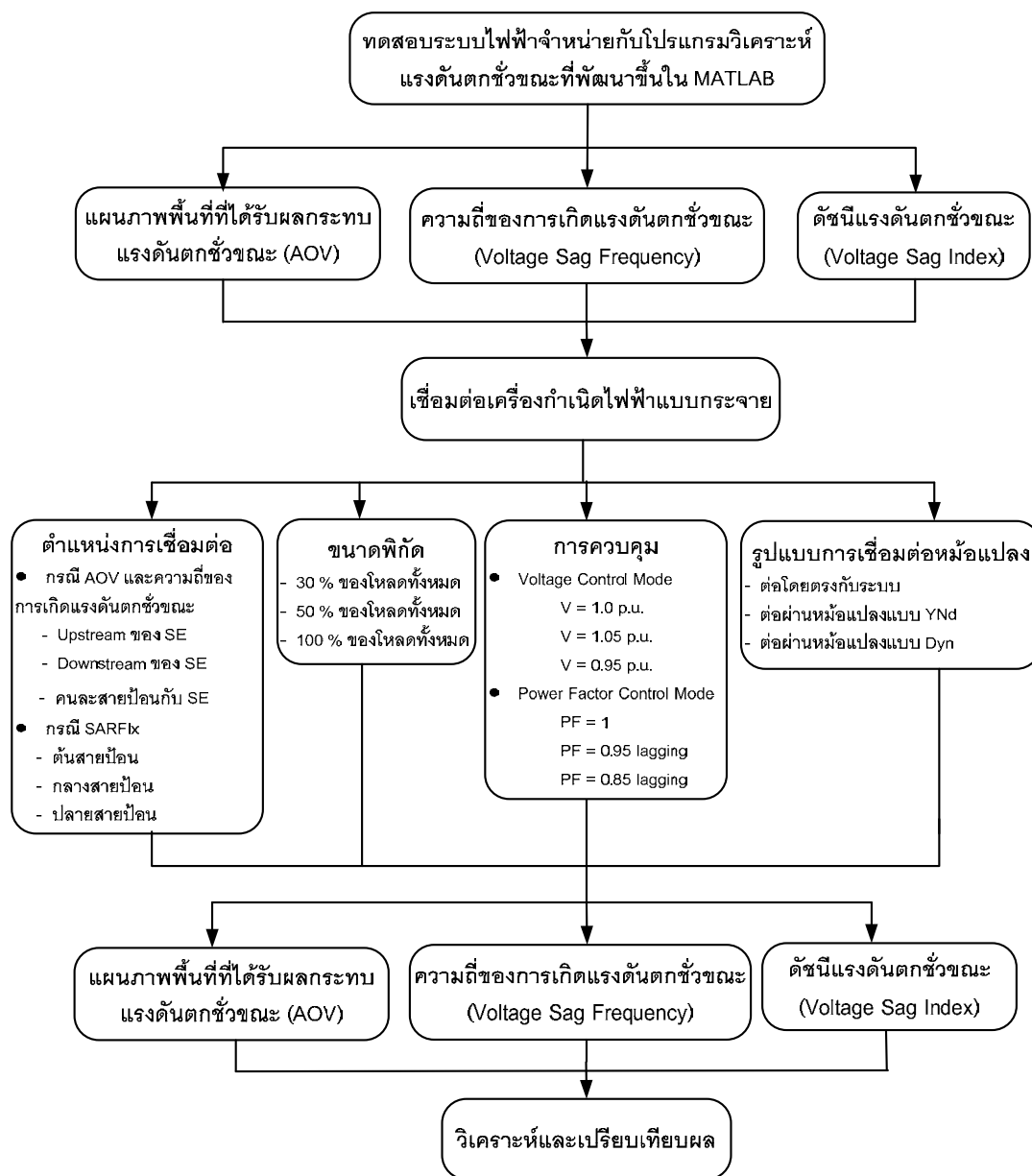
ขั้นตอนที่ 3: ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเข้าไปในระบบจำหน่ายโดยรูปแบบในการทดสอบเพื่อวิเคราะห์ผลกระทบของ DG ดังรายละเอียดในหัวข้อที่ 5.3

ขั้นตอนที่ 4: คำนวณหา AOV กับความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่มีอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันต่ออยู่ และคำนวณดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบหลังจากเชื่อมต่อ DG เข้าไปในระบบแล้ว

ขั้นตอนที่ 5: วิเคราะห์และเปรียบเทียบผลการทดสอบ

ขั้นตอนที่ 6: สรุปผลการทดสอบ

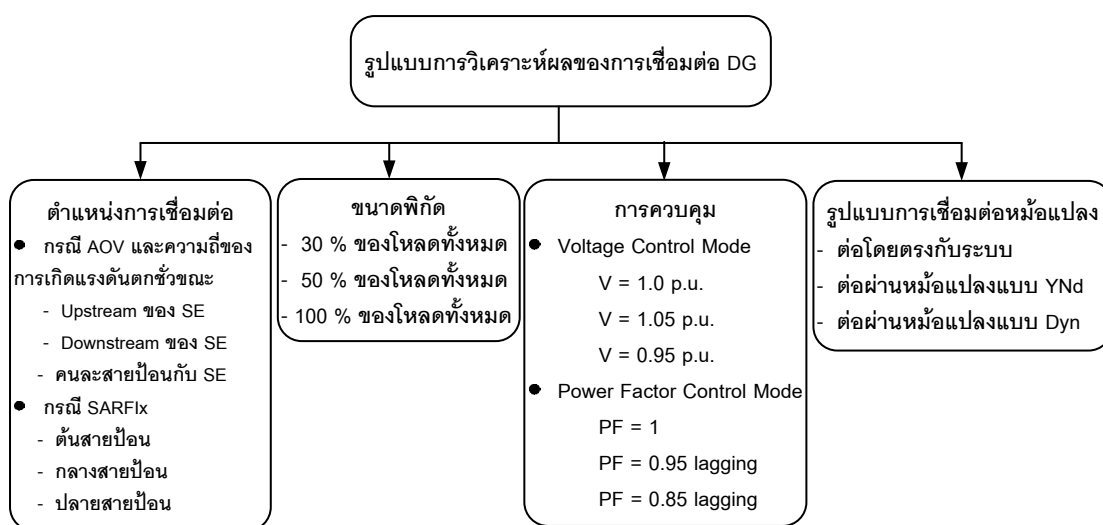
ขั้นตอนการวิเคราะห์ผลกระทบของ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 ขั้นตอนการวิเคราะห์ผลกระทบของ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

5.3 รูปแบบการทดสอบ

ผลกระทบของ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ จะศึกษาในหัวข้อของตำแหน่งการเชื่อมต่อ ขนาดพิกัดของ DG โหมดการควบคุม และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG โดยจะเปรียบเทียบผลในกรณีที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG ในระบบ โดยพิจารณาเฉพาะขนาดของแรงดันตกชั่วขณะ และมีเงื่อนไขว่าช่วงเวลาที่ใช้ในการแก้ปัญหาการเกิดความผิดปกติของอุปกรณ์ป้องกันของระบบยาวนานเพียงพอที่จะส่งผลให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะ รูปแบบการทดสอบแสดงได้ดังรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 รูปแบบการวิเคราะห์ผลของการเชื่อมต่อ DG

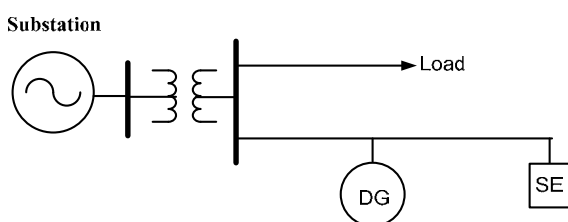
5.3.1 ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG

ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ DG ต่อการวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ จะกำหนดให้มีการเชื่อมต่อ DG ตัวเดียว ในกรณีการวิเคราะห์หา AOV และความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่มีอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดัน (SE) ต่ออยู่ เพื่อดูผลกระทบของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG และตำแหน่งของ SE ที่ติดตั้งในระบบ จะกำหนดให้ DG เชื่อมต่อในแต่ละกรณีดังนี้คือ

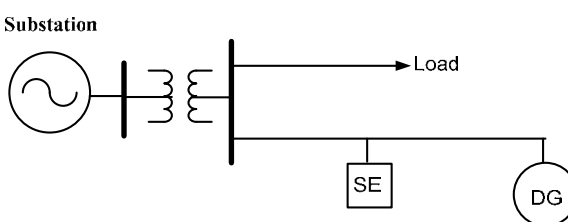
กรณีที่ 1: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE ดังรูปที่ 5.5

กรณีที่ 2: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ดังรูปที่ 5.6

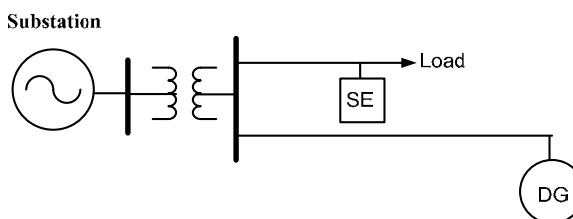
กรณีที่ 3: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนคนละสายป้อน ดังรูปที่ 5.7



รูปที่ 5.5 SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE



รูปที่ 5.6 SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE



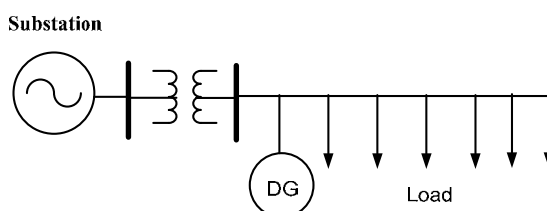
รูปที่ 5.7 SE และ DG ติดตั้งอยู่คนละสายป้อน

ในกรณีการวิเคราะห์หาดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (SARFI_x) DG จะถูกเชื่อมต่อเพียงสายป้อนเดียวเท่านั้นโดยกำหนดให้ DG เชื่อมต่อในแต่ละกรณีดังนี้คือ

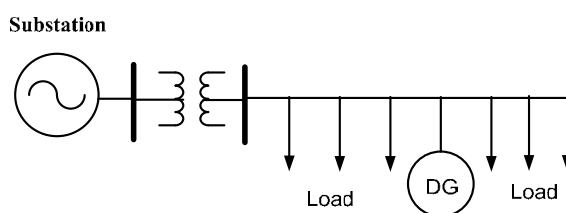
กรณีที่ 1: DG เชื่อมต่ออยู่ที่ต้นสายป้อน

กรณีที่ 2: DG เชื่อมต่ออยู่ที่กลางสายป้อน

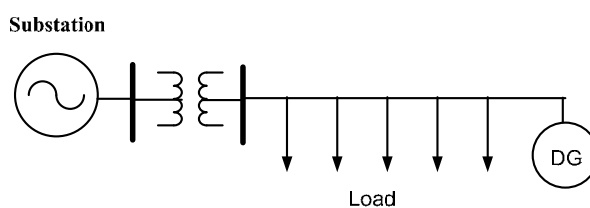
กรณีที่ 3: DG เชื่อมต่ออยู่ที่ปลายสายป้อน



รูปที่ 5.8 DG เชื่อมต่ออยู่ที่ต้นสายป้อน



รูปที่ 5.9 DG เชื่อมต่ออยู่ที่กลางสายป้อน



รูปที่ 5.10 DG เชื่อมต่ออยู่ที่ปลายสายป้อน

5.3.2 ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG

ขนาดพิกัดของ DG ต่อแรงดันตกชั่วขณะ จะกำหนดให้ DG มีขนาดที่ต่างกัันดังนี้คือ

กรณีที่ 1: 30% ของโหลดทั้งหมดในระบบ

กรณีที่ 2: 50% ของโหลดทั้งหมดในระบบ

กรณีที่ 3: 100% ของโหลดทั้งหมดในระบบ

5.3.3 ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดซิงโครนัสสามารถควบคุมได้สองโหมดคือ Voltage control mode และ Power factor control mode โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดซิงโครนัสทำงานโดยสามารถจ่ายทั้งกำลังไฟฟ้าจริง (Real power) และกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) เข้าระบบ จากข้อกำหนดที่ใช้ในการเชื่อมต่อ DG ของการไฟฟ้า การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาตเข้ากับระบบต้องจ่ายไฟฟ้าโดยรักษาค่าตัวประกอบกำลังให้อยู่ในช่วง 0.85 leading ถึง 0.85 lagging และหลักเกณฑ์ในการควบคุมระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ DG กับระบบไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในสภาวะปกติและในสภาวะฉุกเฉินกำหนดตามตารางต่อไปนี้ [33]

ตารางที่ 5.1 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟภ.

ระดับแรงดัน	สภาวะปกติ		สภาวะฉุกเฉิน	
	ต่ำสุด	สูงสุด	ต่ำสุด	สูงสุด
33 kV	31.3 kV	34.7 kV	29.7 kV	36.3 kV
22 kV	20.9 kV	23.1 kV	19.8 kV	24.2 kV
380 V	342 V	418 V	342 V	418 V
220 V	200 V	240 V	200 V	240 V

ตารางที่ 5.2 มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟน.

ระดับแรงดัน	สภาวะปกติ		สภาวะฉุกเฉิน	
	ต่ำสุด	สูงสุด	ต่ำสุด	สูงสุด
24 kV	21.8 kV	23.6 kV	21.6 kV	24.0 kV
12 kV	10.9 kV	11.8 kV	10.8 kV	12.0 kV
400 V	371 V	410 V	362 V	416 V
230 V	214 V	237 V	209 V	240 V

ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG จะทำการทดสอบในแต่ละกรณีสอดคล้องกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อของการไฟฟ้างานนี้คือ

- กรณีที่ 1: Voltage control mode ที่แรงดันบัสเชื่อมต่อ $V = 1.0$ p.u.
- กรณีที่ 2: Voltage control mode ที่แรงดันบัสเชื่อมต่อ $V = 1.05$ p.u.
- กรณีที่ 3: Voltage control mode ที่แรงดันบัสเชื่อมต่อ $V = 0.95$ p.u.
- กรณีที่ 4: Power factor control mode ที่ $PF = 1$
- กรณีที่ 5: Power factor control mode ที่ $PF = 0.95$ lagging
- กรณีที่ 6: Power factor control mode ที่ $PF = 0.85$ lagging

5.3.4 ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG มีผลต่อขนาดของกระแสความผิดพลาดที่เกิดขึ้นในระบบ โดยลักษณะการต่อหม้อแปลงกับผลการเปลี่ยนแปลงของกระแสในแต่ละรูปแบบสามารถพิจารณาได้จากหัวข้อที่ 3.4 ในการทดสอบจะเลือกให้รูปแบบการต่อหม้อแปลงให้สอดคล้องกับข้อกำหนดที่ใช้ในการเชื่อมต่อของการไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อนระบบไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาตเข้ากับระบบของการไฟฟ้า มีรายละเอียดดังนี้ [33]

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1. เชื่อมต่อที่แรงดันต่ำ 220/380 V ไม่ต้องมีหม้อแปลง
2. เชื่อมต่อที่แรงดันปานกลาง 22-33 kV และขนาดของ DG ไม่เกิน 3 MW ต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd
3. เชื่อมต่อที่แรงดันปานกลาง 22-33 kV และขนาด DG เกิน 3 MW ต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn
4. เชื่อมต่อที่แรงดันสูง 115 kV ต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd
5. เชื่อมต่อที่แรงดันสูง 115 kV โดยจ่ายตรงไปที่สถานีไฟฟ้าย่อยต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn

การไฟฟ้าส่วนนครหลวง

1. เชื่อมต่อที่แรงดันต่ำ 230/400 V ไม่ต้องมีหม้อแปลง
2. เชื่อมต่อที่แรงดันปานกลาง 12-24 kV ต่อผ่านหม้อแปลง YNd
3. เชื่อมต่อที่แรงดันสูง 69 kV ต่อผ่านหม้อแปลง Dyn

จากข้อกำหนดการเชื่อมต่อ DG ของการไฟฟ้าภูมิภาคและการไฟฟ้านครหลวงจะเห็นได้ว่ามีรูปแบบการต่อขดลวดสองแบบคือ YNd และ Dyn ดังนั้นในการทดสอบจึงแบ่งการทดสอบเป็นสามกรณีดังนี้คือ

กรณีที่ 1: ต่อโดยตรงกับระบบ

กรณีที่ 2: ต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd

กรณีที่ 3: ต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn

5.4 ผลการทดสอบระบบทดสอบ RBTS bus 2

การวิเคราะห์ผลกระทบของ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะทำการทดสอบกับระบบ RBTS bus 2 โดยให้อุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดัน (SE) ติดตั้งที่บัส 4 ซึ่งมีค่าแรงดันวิกฤต (V_{thresold}) เท่ากับ 0.70 p.u. และ DG เชื่อมต่อเพียงหนึ่งตัวที่ตำแหน่งต่างๆ ตามรูปแบบการทดสอบ ผลการทดสอบของแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ของระบบจำหน่ายสามารถสรุปได้ดังนี้

5.4.1 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV)

ในการวิเคราะห์แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่ SE ต่ออยู่ (บัส 4) จะกำหนดให้ DG เชื่อมต่อที่ตำแหน่งต่างๆ ในแต่ละกรณีดังนี้คือ

กรณีที่ 1: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE ที่บัส 3

กรณีที่ 2: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5

กรณีที่ 3: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อน โดย DG เชื่อมต่อที่บัส 21

ผลการทดสอบของ AOV จะแสดงในสองลักษณะเพื่อเปรียบเทียบผลการทดสอบในรูปแบบการทดสอบต่างๆ อย่างแรกแสดงเป็นตารางค่าพื้นที่มีหน่วยเป็นเมตรเพื่อให้เห็นความแตกต่างของพื้นที่ AOV จากนั้นเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาดพิกัดของ DG และโหมดการควบคุมของ DG ด้วยกราฟแท่ง อย่างที่สองแสดงผลเป็นแผนภาพ AOV เพื่อให้เห็นถึงจุดวิกฤตบนแผนภาพ AOV โดยผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติทั้ง 4 แบบแสดงดังนี้

5.4.1.1 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ผลการทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดินในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.3 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.3 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	4840	6574	9871	4676	5328	9905	5858	7138	9840
50%	4439	5292	9830	4333	4824	9860	4587	6579	9802
100%	4093	4679	9795	3868	3612	9822	4172	5167	9770
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	10136								

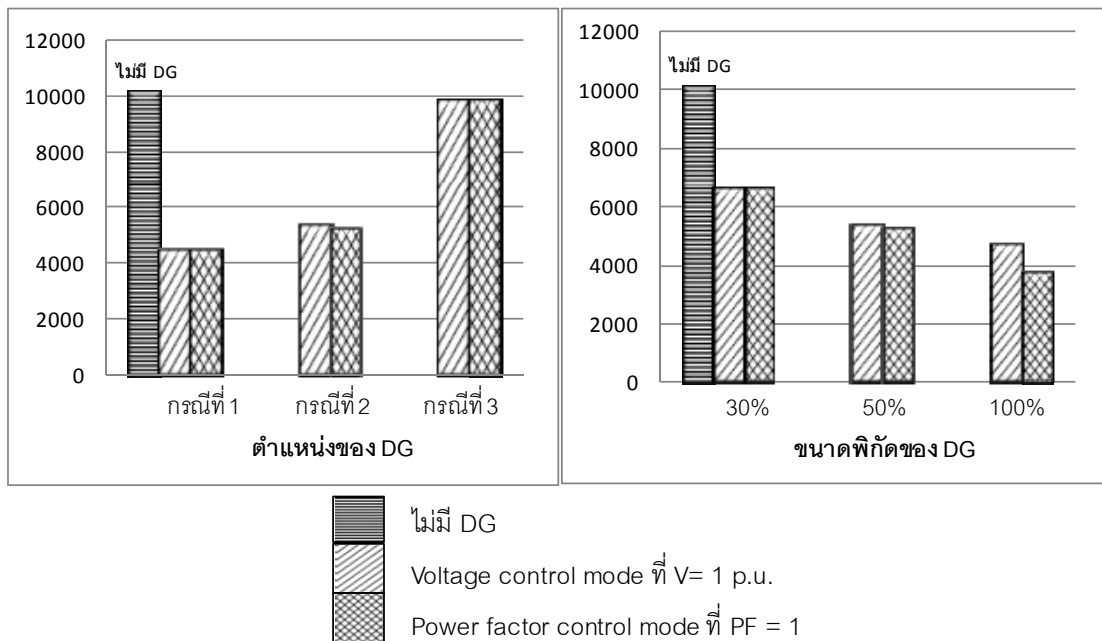
ตารางที่ 5.4 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	4860	6589	9872	4847	6518	9874	4835	6459	9876
50%	4437	5190	9834	4423	5088	9838	4412	5004	9840
100%	3887	3672	9807	3881	3586	9813	3876	3519	9818
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	10136								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.11 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

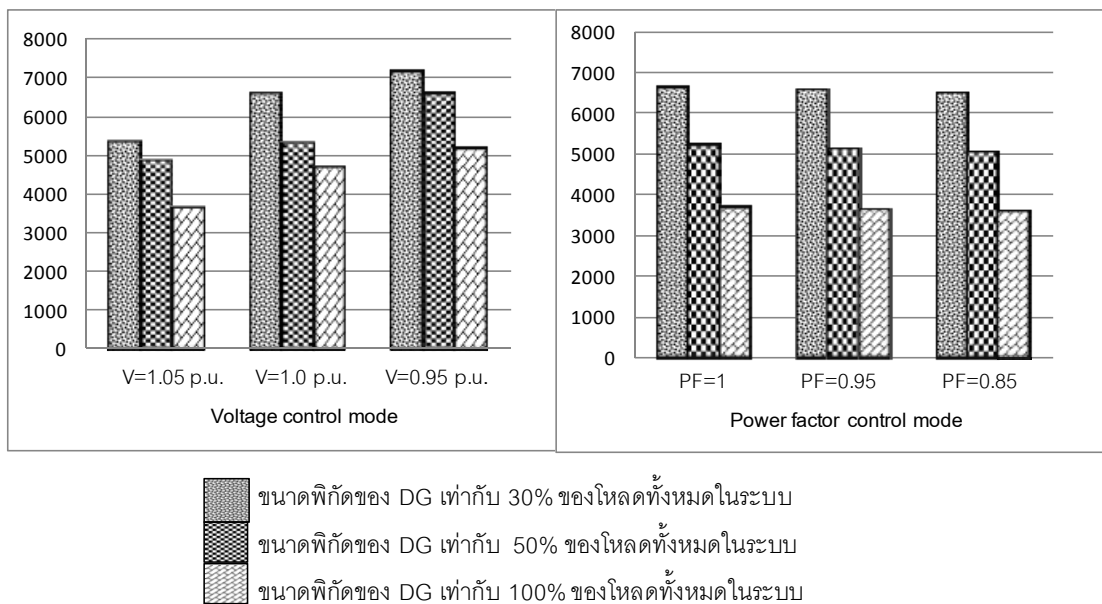
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.12 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.3 และ 5.4

Area of Vulnerability (เมตร)



รูปที่ 5.11 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG

Area of Vulnerability (เมตร)



รูปที่ 5.12 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.4.1.2 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส

ผลการทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.5 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.5 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	7699	7375	14013	6480	6084	14082	8480	8174	13942
50%	6143	5600	13667	5835	4288	13720	6421	6261	13613
100%	4609	3843	13367	4210	3555	13405	4798	4221	13327
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	16728								

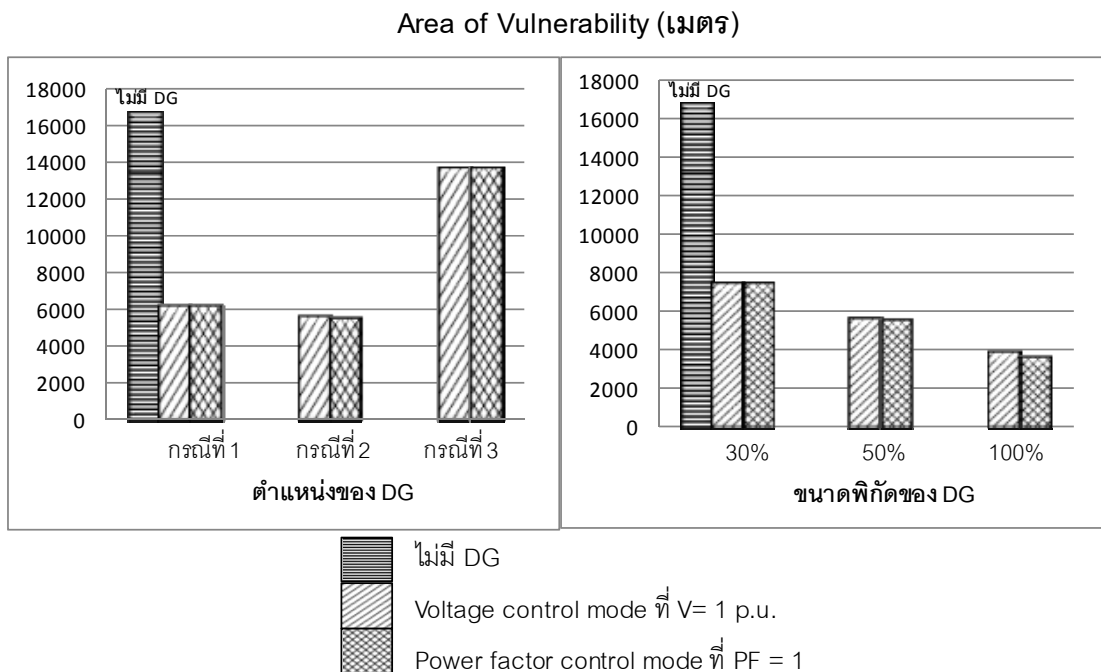
ตารางที่ 5.6 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส กรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	7776	7394	14016	7726	7303	14021	7683	7225	14025
50%	6139	5465	13676	6114	5330	13682	6079	5219	13687
100%	4477	3627	13384	4387	3523	13392	4314	3419	13399
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	16728								

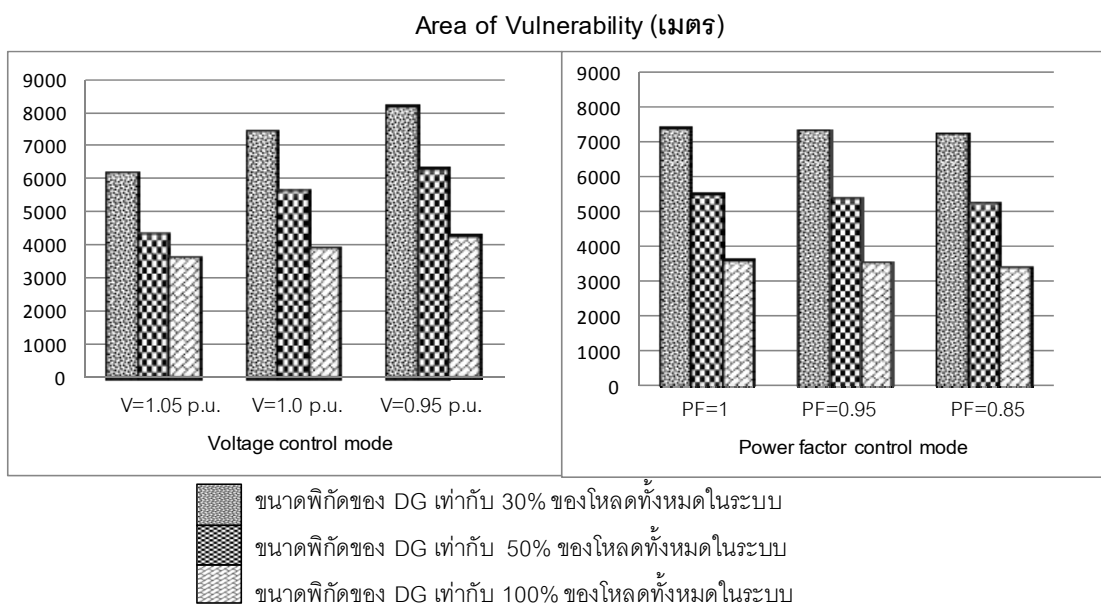
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.13 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.14 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการ

ทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.5 และ 5.6



รูปที่ 5.13 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG



รูปที่ 5.14 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.4.1.3 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ผลการทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดินในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.7 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.7 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดินกรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	7859	8161	14726	6581	7556	14806	8584	8785	14646
50%	6219	7316	14454	5975	6085	14516	6511	8025	14391
100%	4682	5668	14174	4543	5178	14220	4876	6931	14128
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	17629								

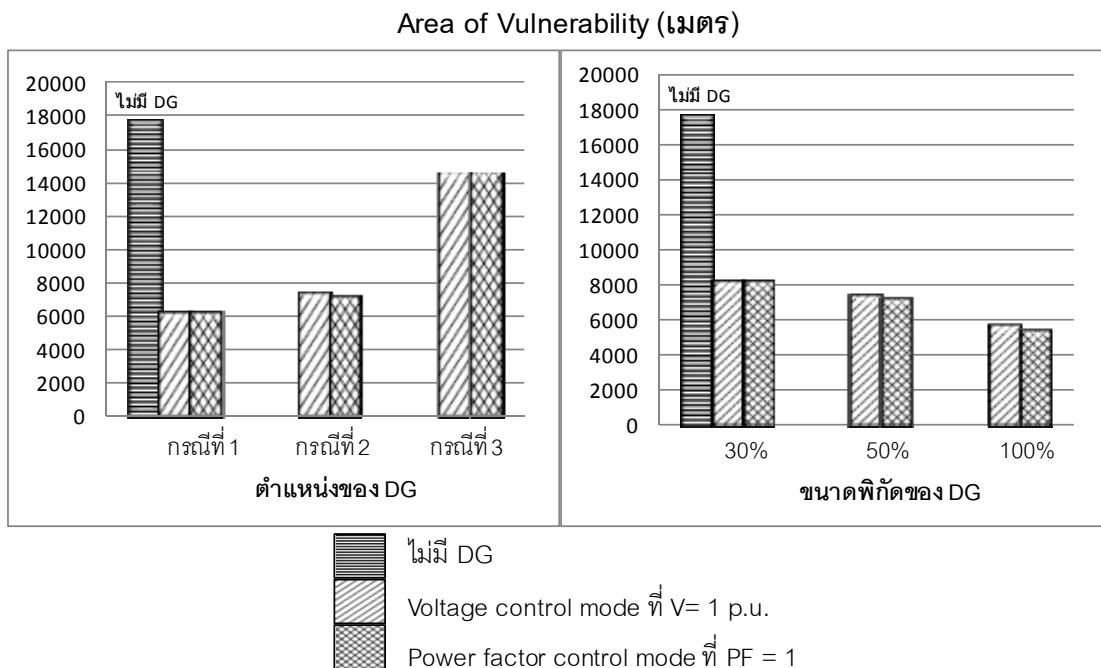
ตารางที่ 5.8 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดินกรณี Power factor control

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	7937	8180	14730	7887	8092	14735	7844	8019	14740
50%	6215	7197	14464	6188	7079	14471	6166	6264	14477
100%	4634	5323	14195	4603	5114	14205	4578	4953	14213
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	17629								

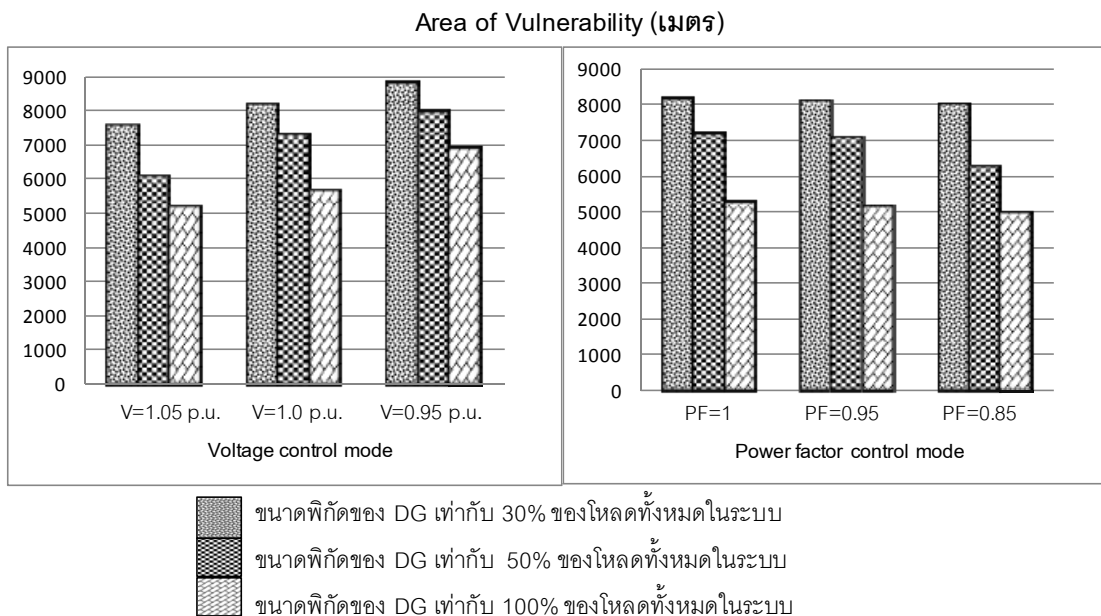
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.15 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.16 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการ

ทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.7 และ 5.8



รูปที่ 5.15 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG



รูปที่ 5.16 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.4.1.4 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟส

ผลการทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟสในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.9 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.10

ตารางที่ 5.9 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	7475	7903	14154	6384	7306	14243	8222	8593	14037
50%	6068	7090	14006	5785	5844	14076	6330	7852	13889
100%	4579	5520	13900	4459	5006	13953	4747	6813	13754
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	16083								

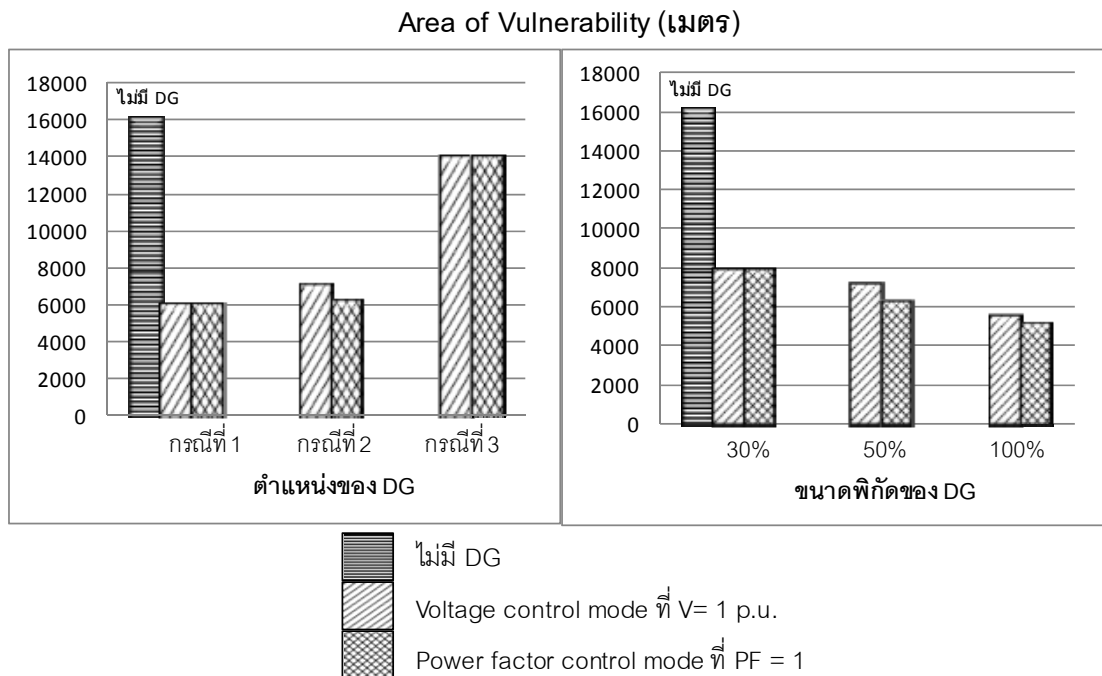
ตารางที่ 5.10 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส กรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	7544	7920	14158	7500	7836	14164	7462	7765	14169
50%	6064	6223	14018	6040	6127	14025	6010	6037	14032
100%	4537	5145	13923	4511	4944	13935	4489	4068	13945
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	16083								

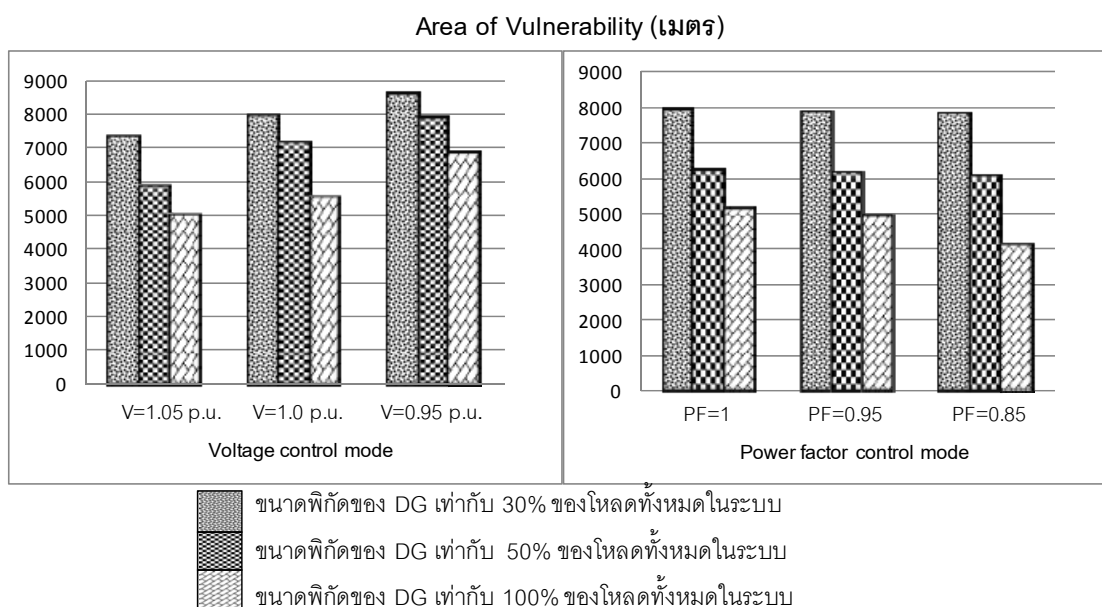
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.17 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.18 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการ

ทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.9 และ 5.10



รูปที่ 5.17 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมสามเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG



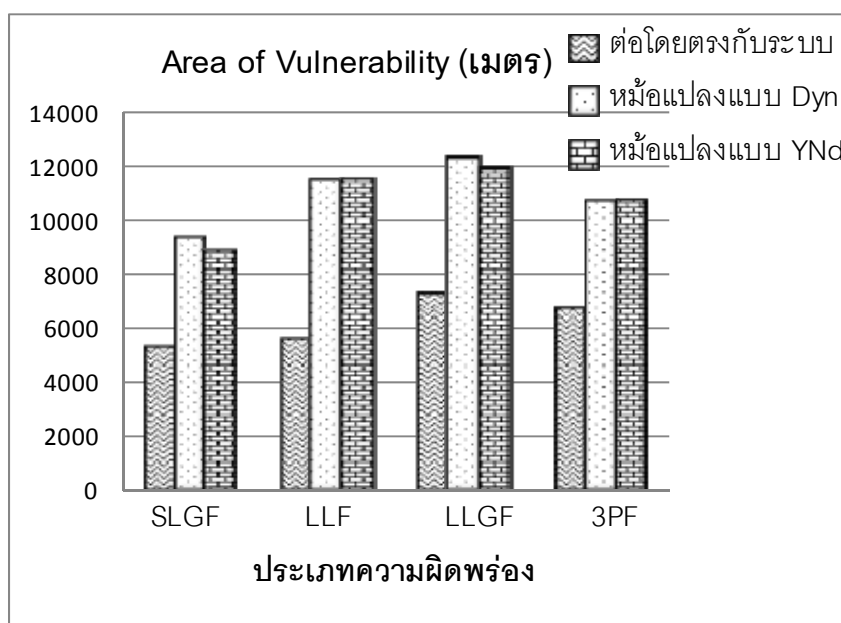
รูปที่ 5.18 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมสามเฟส พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.4.1.5 ผลของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง

การทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติรูปแบบต่างๆ ในกรณีที่ DG มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ Dyn YNd และ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ ผลที่ได้จากการทดสอบในแต่ละรูปแบบการทดสอบ เมื่อปรับเปลี่ยน ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG มีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน ดังนั้นจึงแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน คือ DG มีขนาดพิกัดขนาด 50% ของโหลดทั้งหมด เชื่อมต่อที่บัส 5 (กรณีที่ 2) เมื่อ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode ที่ $V = 1$ p.u. และ Power factor control mode ที่ $PF = 1$ แสดงได้ดังตารางที่ 5.11 และในรูปที่ 5.19 แสดงค่าเฉลี่ย AOV จากการทดสอบ DG ทั้งสองโหมดการควบคุม

ตารางที่ 5.11 พื้นที่ AOV พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

ประเภทความผิดปกติ	พื้นที่ AOV (เมตร)					
	Voltage control mode			Power factor control mode		
	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรง	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรง
	Dyn	YNd	กับระบบ	Dyn	YNd	กับระบบ
หนึ่งเฟสลงดิน	9401	8849	5292	9341	8796	5190
เฟสถึงเฟส	11680	11680	5600	11386	11386	5465
เฟสถึงเฟสลงดิน	12464	12009	7316	12140	11701	7197
สามเฟส	10847	10847	7090	10564	10564	6223



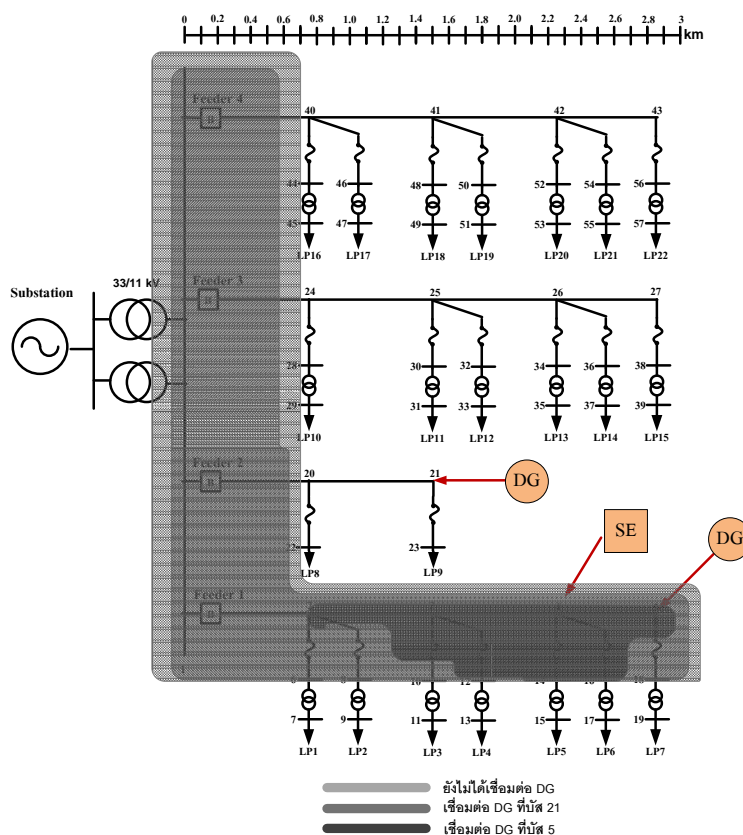
รูปที่ 5.19 พื้นที่ AOV พิจารณาผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

5.4.1.6 ผลการทดสอบแผนภาพ AOV

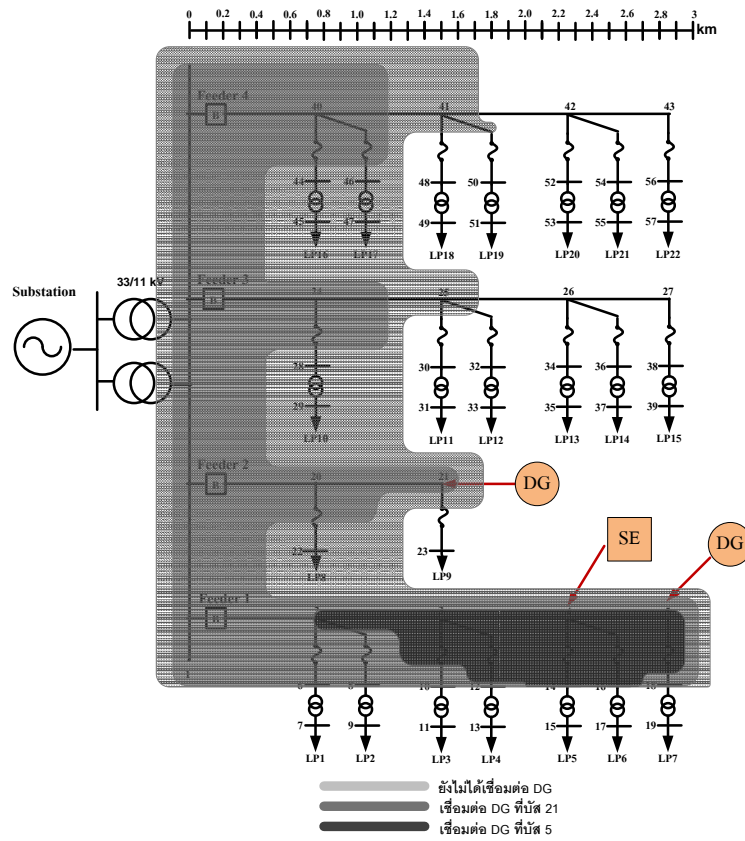
ในหัวข้อนี้จะแสดงแผนภาพ AOV จากผลการทดสอบบางส่วน เพื่อแสดงให้เห็นถึงจุดวิกฤตที่เปลี่ยนแปลงไปบนแผนภาพ AOV เมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ในตำแหน่งต่าง ๆ โดยแสดงตัวอย่างผล AOV จากการเชื่อมต่อ DG ขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด ในโหมดการควบคุมแบบ Voltage control mode ที่ $V = 1$ p.u. โดยที่

- พื้นที่วงปิดสีอ่อนสุดแสดงผลการทดสอบในกรณียังไม่เชื่อมต่อ DG
- พื้นที่วงปิดสีอ่อนแสดงผลการทดสอบในกรณีเชื่อมต่อ DG ที่บัส 21 (SE และ DG อยู่คนละบัส)
- พื้นที่วงปิดสีเข้มสุดแสดงผลการทดสอบในกรณีเชื่อมต่อ DG ที่บัส 5 (DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE)

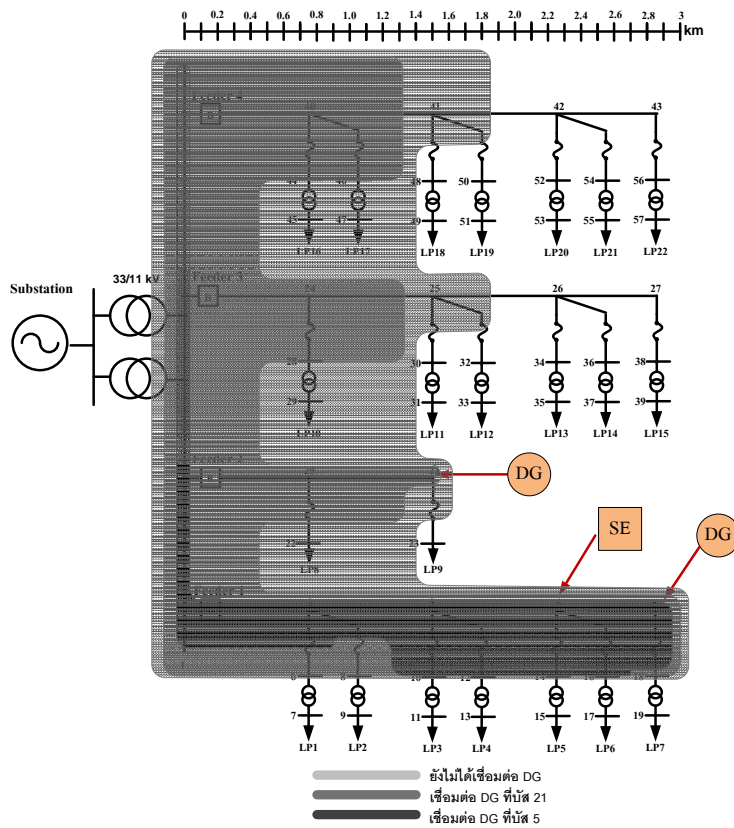
จากรูปที่ 5.20 ถึง 5.23 แสดงแผนภาพ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน ความผิดปกติเฟสถึงเฟส ความผิดปกติเฟสถึงเฟสลงดิน และความผิดปกติสามเฟสตามลำดับ จากผลการทดสอบแผนภาพ AOV ทุกประเภทความผิดปกติ พบว่าจุดวิกฤติรอบตำแหน่ง SE เปลี่ยนไปเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG โดย AOV จะแคบลงเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG



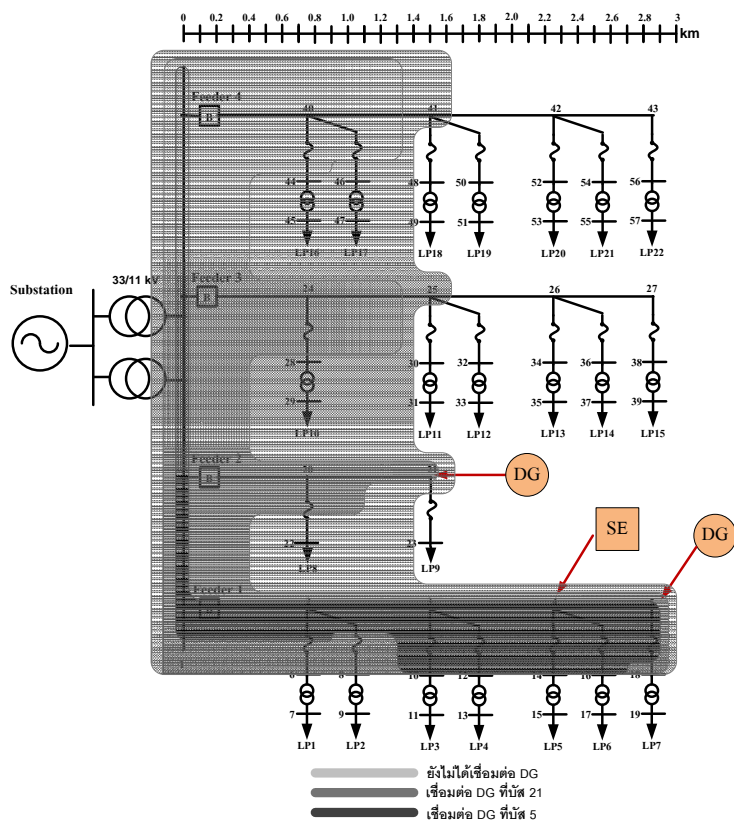
รูปที่ 5.20 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน



รูปที่ 5.21 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟส



รูปที่ 5.22 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟสลงดิน



รูปที่ 5.23 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส

5.4.1.7 การวิเคราะห์ผลการทดสอบแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ

จากผลการทดสอบ AOV พบว่าเมื่อเชื่อมต่อ DG จะทำให้ค่า AOV มีค่าลดลงกว่าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG ในทุกรูปแบบการทดสอบ ผลกระทบของ DG ในแต่ละรูปแบบสามารถแยกวิเคราะห์ได้ดังนี้

1) ผลกระทบของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG

เมื่อพิจารณาตำแหน่งของ DG และตำแหน่งของ SE พบว่าในกรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE มีค่า AOV ลดลงมากที่สุด และในกรณี DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE มีค่า AOV ลดลงมากกว่ากรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อน ซึ่งถ้า DG ถูกเชื่อมต่อใกล้ตำแหน่ง SE มากขึ้นจะทำให้ AOV มีค่าลดลงมากขึ้น เนื่องจากในกรณีเชื่อมต่อ DG ในตำแหน่ง Upstream ของ SE แล้ว DG จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับ SE และโหลดอื่นๆ ที่ต่ออยู่หลัง SE ไปจนถึงปลายสายป้อน ผลจากการทดสอบแผนภาพ AOV พบว่าจุดวิกฤติบนแผนภาพ AOV มีค่าเปลี่ยนไปเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ในระบบโดยแผนภาพ AOV จะมีขนาดแคบลงมากกว่ากรณีที่ไม่ได้เชื่อมต่อ DG

2) ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG

เมื่อพิจารณาขนาดพิกัดของ DG พบว่าทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่า AOV มีค่าลดลงเนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่มากขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดปกติได้มากขึ้น ส่งผลให้ AOV มีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น

3) ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

จากโหมดการควบคุมสองโหมดคือ Voltage control mode และ Power factor control mode พบว่าผลการทดสอบค่า AOV ทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าใกล้เคียงกัน โดยในกรณีการควบคุมแบบ Voltage control mode จะควบคุมแรงดันที่บัสเชื่อมต่อให้มีค่าคงที่ที่แรงดันควบคุมโดยค่าแรงดันควบคุมที่ทดสอบคือ $V=1.105$ และ 0.95 p.u. จากผลการทดสอบพบว่า ค่าแรงดันควบคุมที่มากกว่าจะช่วยลดค่า AOV ลงได้มากกว่าเนื่องจากช่วยรักษาระดับแรงดันขณะเกิดความผิดปกติได้มากกว่า ส่วนในกรณีการควบคุมแบบ Power factor control mode จะควบคุมค่าตัวประกอบกำลังที่บัสเชื่อมต่อให้คงที่ โดยค่าที่ทดสอบคือ $PF=1.095$ และ 0.85 lagging จากผลการทดสอบพบว่าเมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังที่ควบคุมลดลงจะช่วยลดค่า AOV ลงได้มากกว่านั่นคือ การควบคุมที่ $PF=0.85$ lagging เป็นค่าที่ดีที่สุดซึ่งให้ผลพื้นที่ AOV น้อยที่สุดเนื่องจาก DG จะช่วยจ่ายโหลดกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) ได้มากขึ้นเปรียบเสมือนปรับปรุงตัวประกอบกำลังที่บัสเชื่อมต่อ ซึ่งกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไหลมาจากระบบหลักมายังโหลดจะลดลงทำให้แรงดันในระบบสูงขึ้น

4) ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบคือ เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ และเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงที่มีรูปแบบการต่อขดลวดสองแบบคือ YNd และ Dyn จากผลการทดสอบพบว่า ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่า AOV น้อยกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn และเมื่อ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีค่า AOV น้อยที่สุด เมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบเปลี่ยนไป เนื่องจากขนาดของแรงดันตกชั่วขณะคือขนาดของแรงดันที่เหลืออยู่ เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ ซึ่งใช้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบมาคำนวณ ดังนั้นเมื่อเกิดความผิดปกติแบบไม่ลงดิน การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงทั้งสองแบบจึงมีค่า AOV เท่ากัน แต่ในกรณีที่เกิดความผิดปกติแบบลงดิน การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยกว่ากรณีเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn จึงส่งผลให้ค่า AOV น้อยกว่า

5.4.2 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag frequency)

ในการวิเคราะห์ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่ SE ต่ออยู่ในหน่วย ครั้งต่อปี ความผิดพลาดจะถูกสมมุติให้เกิดทั้งหมด 500 ครั้งต่อปี โดยมีอัตราการเกิดความผิดพลาดในแต่ละประเภทดังนี้

- ความผิดพลาดแบบสามเฟส มีความน่าจะเป็น 2% ดังนั้นเกิดขึ้นทั้งหมด 10 ครั้ง
- ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน มีความน่าจะเป็น 5% ดังนั้นเกิดขึ้นทั้งหมด 25 ครั้ง
- ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส มีความน่าจะเป็น 8% ดังนั้นเกิดขึ้นทั้งหมด 40 ครั้ง
- ความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน มีความน่าจะเป็น 85% ดังนั้นเกิดขึ้นทั้งหมด 425 ครั้ง

ในการวิเคราะห์ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่ SE ต่ออยู่ที่บัส 4 จะกำหนดให้ DG เชื่อมต่อในแต่ละกรณีดังนี้คือ

กรณีที่ 1: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE ที่บัส 3

กรณีที่ 2: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5

กรณีที่ 3: SE และ DG ติดตั้งอยู่คนละสายป้อน ที่บัส 21

ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะแสดงค่าเป็นตารางมีหน่วยเป็น ครั้งต่อปี จากนั้นเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาด พิกัดของ DG และโหมดการควบคุมของ DG ด้วยกราฟแท่ง ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดพลาด ทั้ง 4 แบบแสดงดังนี้

5.4.2.1 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน ในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.12 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.13

ตารางที่ 5.12 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน
กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	90.5	104.1	158.7	85.8	91.1	158.7	97.5	111.3	158.7
50%	78.8	89.8	158.7	75.3	78.1	158.7	82.3	104.1	157.4
100%	69.6	76.7	157.4	68.6	69.7	158.7	70.8	92.9	157.4
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	163.6								

ตารางที่ 5.13 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน
กรณี Power factor control mode

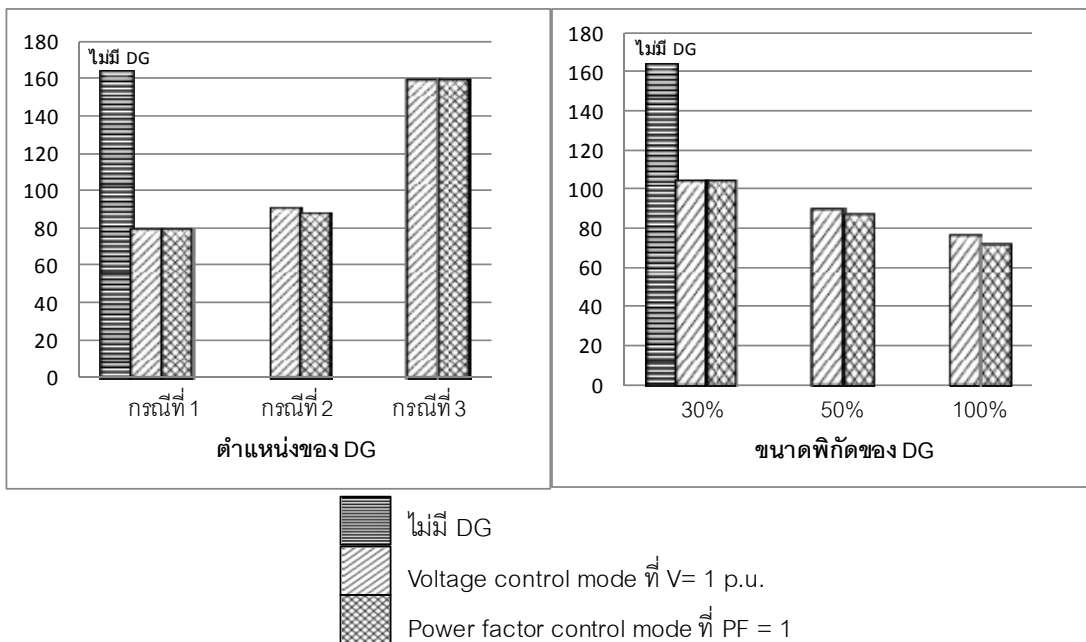
ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	90.5	104.1	158.7	90.5	103.1	158.7	90.5	103.1	158.7
50%	78.8	87.3	158.7	78.8	83.8	158.7	77.8	82.8	158.7
100%	69.6	71.9	158.7	69.6	69.7	158.7	68.6	67.2	158.7
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	163.6								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.24 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.25 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผล

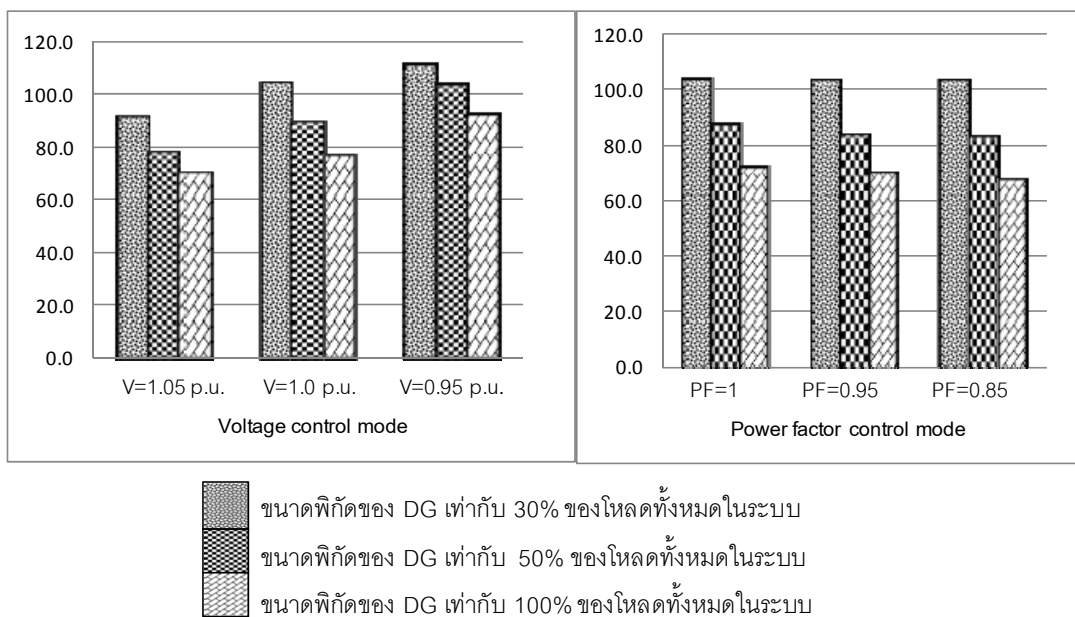
การทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.12 และ 5.13

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



รูปที่ 5.24 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน
พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



รูปที่ 5.25 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน
พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.4.2.2 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส

ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส ในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.14 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.15

ตารางที่ 5.14 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส

กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	11.4	11.1	21.3	10.7	10.1	21.4	12.7	12.3	21.2
50%	9.8	8.7	20.5	9.0	7.6	20.7	10.6	10.4	20.5
100%	7.7	6.5	20.2	6.9	5.7	20.2	8.3	7.5	20.1
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	25.2								

ตารางที่ 5.15 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส

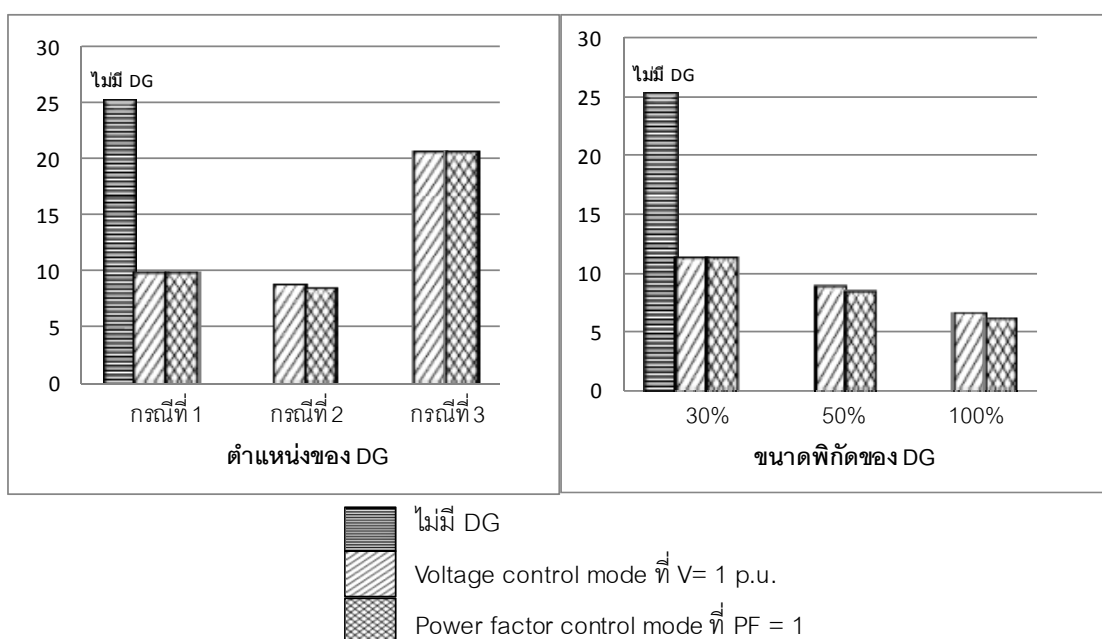
กรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	11.6	11.1	21.3	11.4	11.0	21.3	11.4	10.7	21.3
50%	9.8	8.4	20.5	9.8	8.2	20.6	9.5	7.8	20.6
100%	7.5	6.0	20.2	7.4	5.6	20.2	7.2	5.4	20.2
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	25.2								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.26 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

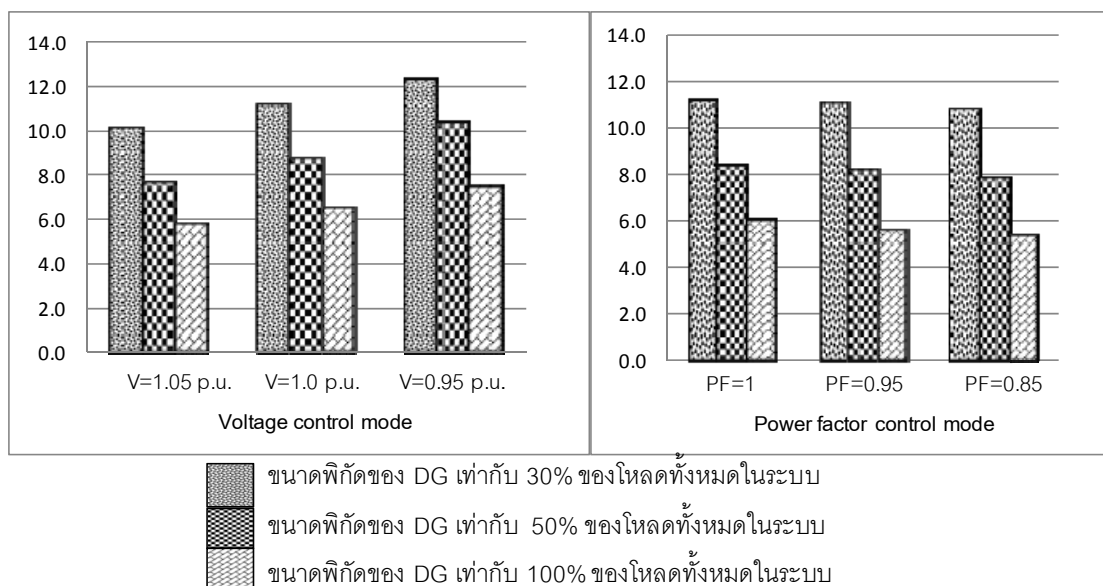
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.27 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.14 และ 5.15

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



รูปที่ 5.26 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟส
พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



รูปที่ 5.27 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟส
พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.4.2.3 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน ในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.16 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.17

ตารางที่ 5.16 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติแบบเฟสถึงเฟสลงดิน
กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	7.3	7.6	14.0	6.9	7.1	14.0	8.0	8.2	13.8
50%	6.3	6.9	13.6	5.7	6.3	13.7	6.9	7.5	13.6
100%	5.0	5.7	13.4	4.8	4.9	13.5	5.3	6.5	13.4
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	16.7								

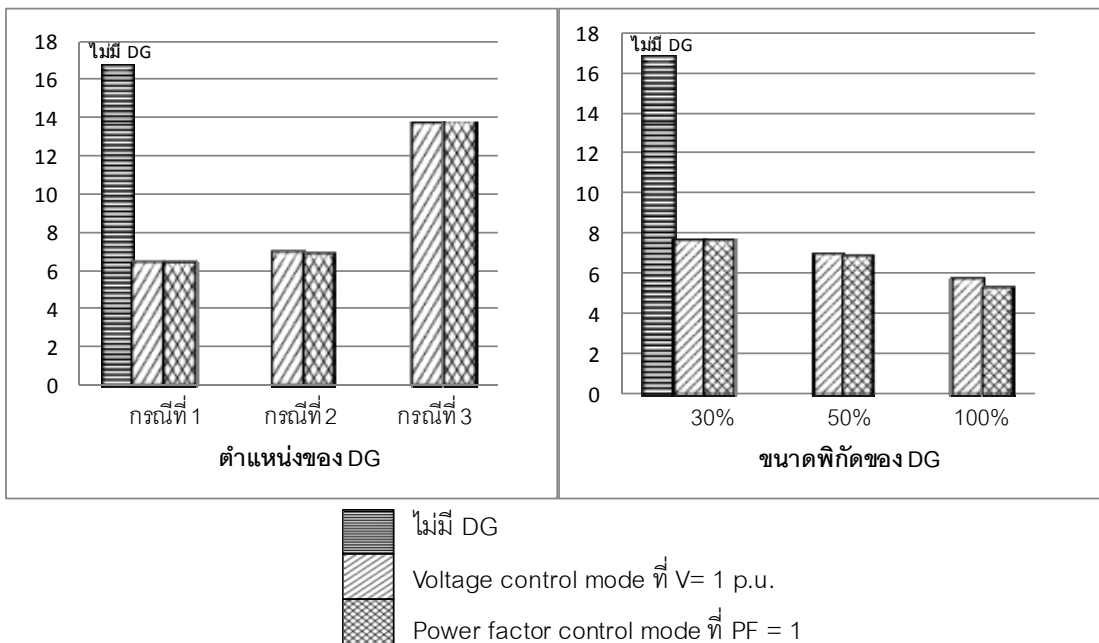
ตารางที่ 5.17 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดิน
กรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	7.5	7.6	14.0	7.5	7.5	14.0	7.3	7.5	14.0
50%	6.3	6.8	13.6	6.2	6.6	13.6	6.1	6.6	13.6
100%	4.8	5.2	13.5	4.8	4.9	13.5	4.8	4.7	13.5
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	16.7								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.28 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

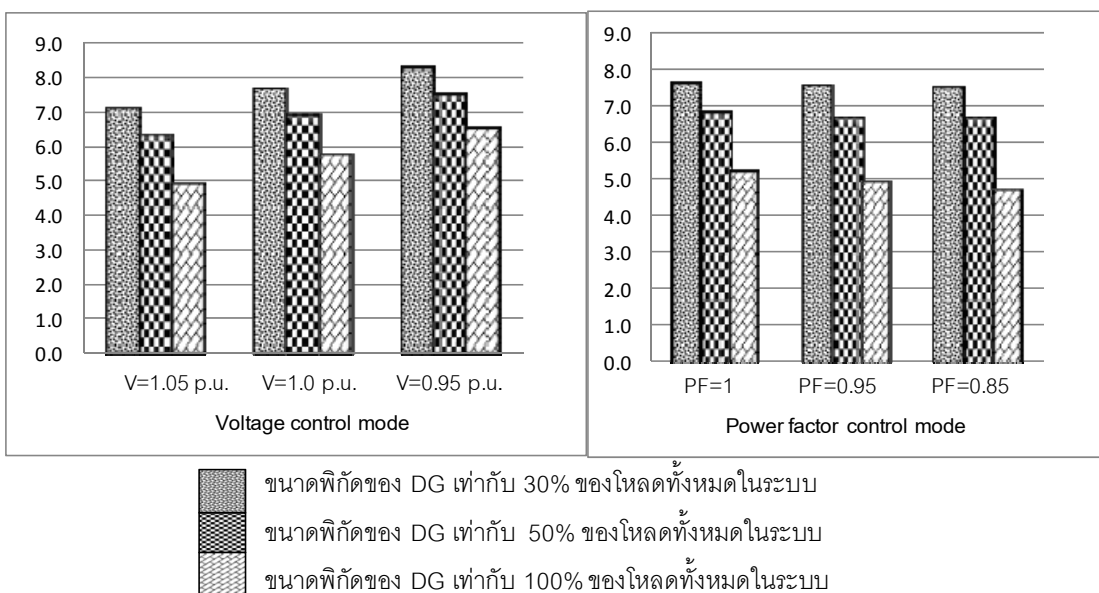
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.29 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.16 และ 5.17

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



รูปที่ 5.28 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟสลงดิน
พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



รูปที่ 5.29 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟสลงดิน
พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.4.2.4 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟส

ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟส ในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.18 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.19

ตารางที่ 5.18 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟส

กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	2.8	2.9	5.3	2.6	2.7	5.4	3.1	3.3	5.3
50%	2.4	2.7	5.3	2.2	2.4	5.3	2.6	2.9	5.2
100%	1.9	2.2	5.2	1.9	1.9	5.3	2.0	2.5	5.2
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	6.1								

ตารางที่ 5.19 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟส

กรณี Power factor control mode

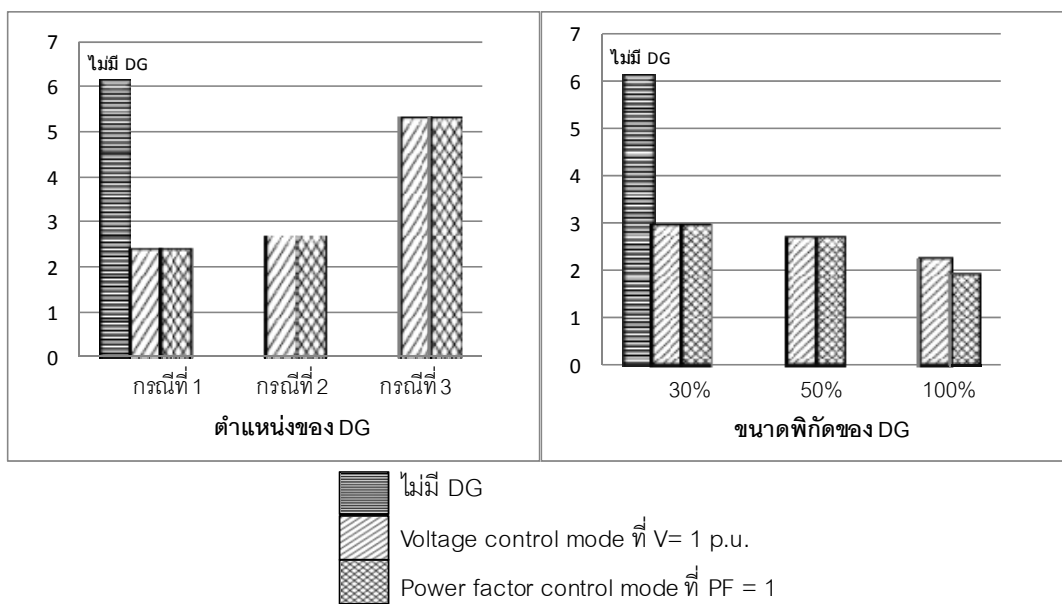
ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	2.8	2.9	5.3	2.8	2.9	5.3	2.8	2.9	5.3
50%	2.4	2.7	5.3	2.4	2.5	5.3	2.4	2.5	5.3
100%	1.9	1.9	5.2	1.9	1.8	5.3	1.9	1.8	5.3
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	6.1								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.30 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.31 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ

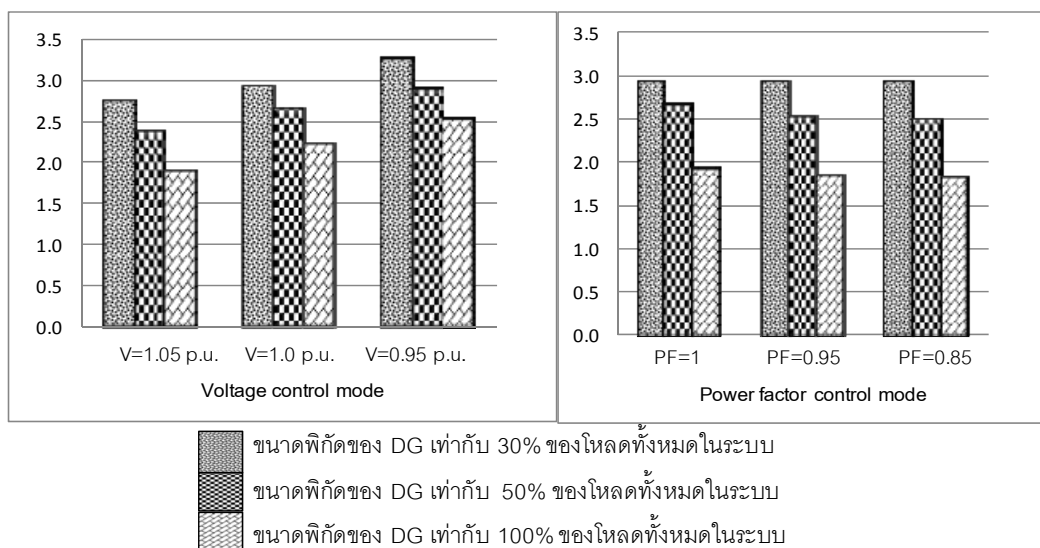
Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 5 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.18 และ 5.19

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



รูปที่ 5.30 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส
พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



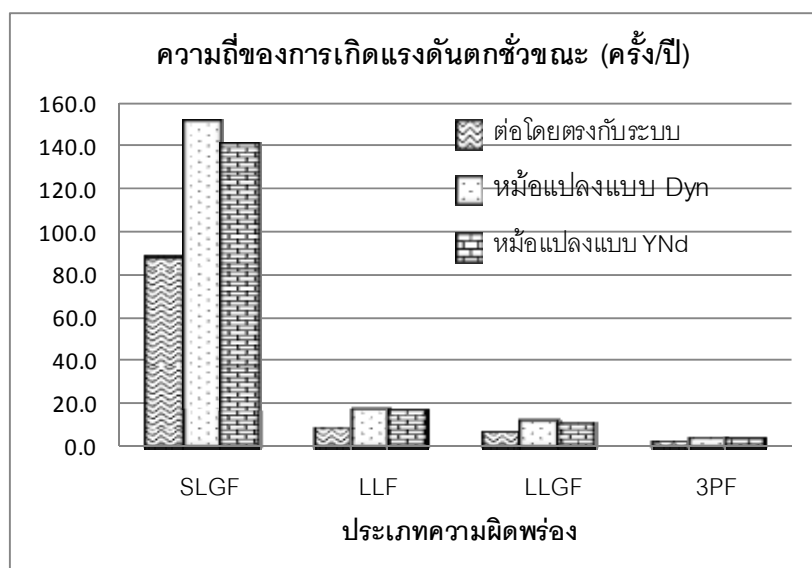
รูปที่ 5.31 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส
พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.4.2.5 ผลของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง

การทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ เมื่อเกิดความผิดปกติของรูปแบบต่างๆ ในกรณีที่มี DG มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ Dyn YNd และ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ ผลที่ได้จากการทดสอบในแต่ละรูปแบบการทดสอบ เมื่อปรับเปลี่ยน ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาด พิกัด และโหมดการควบคุมของ DG มีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน ดังนั้นจึงแสดงผลการทดสอบ เพียงบางส่วน คือ DG มีขนาดพิกัดขนาด 50% ของโหลดทั้งหมด เชื่อมต่อที่บัส 5 (กรณีที่มี 2) เมื่อ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode ที่ $V = 1$ p.u. และ Power factor control mode ที่ $PF = 1$ แสดงได้ดังตารางที่ 5.20 และในรูปที่ 5.32 แสดงค่าเฉลี่ยความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจากการทดสอบ DG ทั้งสองโหมดการควบคุม

ตารางที่ 5.20 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาในรูปแบบหม้อแปลง

ประเภทความผิดปกติ	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)					
	Voltage control mode			Power factor control mode		
	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรงกับระบบ	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรงกับระบบ
	Dyn	YNd		Dyn	YNd	
หนึ่งเฟสลงดิน	152.5	141.5	89.8	148.9	140.2	87.3
เฟสถึงเฟส	17.5	17.5	8.7	17.3	17.3	8.4
เฟสถึงเฟสลงดิน	11.8	11.4	6.9	11.4	10.9	6.8
สามเฟส	4.1	4.1	2.7	3.9	3.9	2.7
รวม	185.9	174.5	108.0	181.5	172.3	105.1



รูปที่ 5.32 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาผลกระทบของ

รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

5.4.2.6 การวิเคราะห์ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

จากผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงให้เห็นว่าเมื่อเชื่อมต่อ DG จะทำให้ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงกว่าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG ในทุกรูปแบบการทดสอบ ผลกระทบของ DG ในแต่ละรูปแบบสามารถแยกวิเคราะห์ได้ดังนี้

1) ผลกระทบของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG

เมื่อพิจารณาตำแหน่งของ DG และตำแหน่งของ SE พบว่าในกรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE มีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะลดลงมากที่สุด และในกรณี DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE มีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะลดลงมากกว่ากรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อน ซึ่งถ้า DG ถูกเชื่อมต่อใกล้ตำแหน่ง SE มากขึ้นจะทำให้ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงมากขึ้น เนื่องจากในกรณีเชื่อมต่อ DG ในตำแหน่ง Upstream ของ SE แล้ว DG จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับ SE และโหลดอื่นๆ ที่ต่ออยู่หลัง SE ไปจนถึงปลายสายป้อน

2) ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG

เมื่อพิจารณาขนาดพิกัดของ DG พบว่าทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และมีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลง เนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่มากขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดปกติได้มากขึ้น ส่งผลให้ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น

3) ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

โหมดการควบคุมสองโหมดคือ Voltage control mode และ Power factor control mode พบว่าผลการทดสอบค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าใกล้เคียงกัน กรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode จะควบคุมแรงดันที่บัสเชื่อมต่อให้คงที่ที่แรงดันควบคุมซึ่งช่วยรักษาระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อซึ่งเมื่อเพิ่มระดับแรงดันควบคุมให้สูงขึ้น ดังในผลการทดสอบที่ $V=1.05$ p.u. ทำให้ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าต่ำสุด ในกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode จะควบคุม PF ที่บัสเชื่อมต่อให้คงที่ การลดค่า PF ควบคุมลงที่ $PF = 0.85$ lagging DG จะช่วยจ่ายโหลดกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power) ได้มากขึ้นเปรียบเสมือนปรับปรุงตัวประกอบกำลังที่บัสเชื่อมต่อ ซึ่งกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ไหลมาจากระบบหลักมายังโหลดจะลดลงทำให้แรงดันในระบบสูงขึ้น

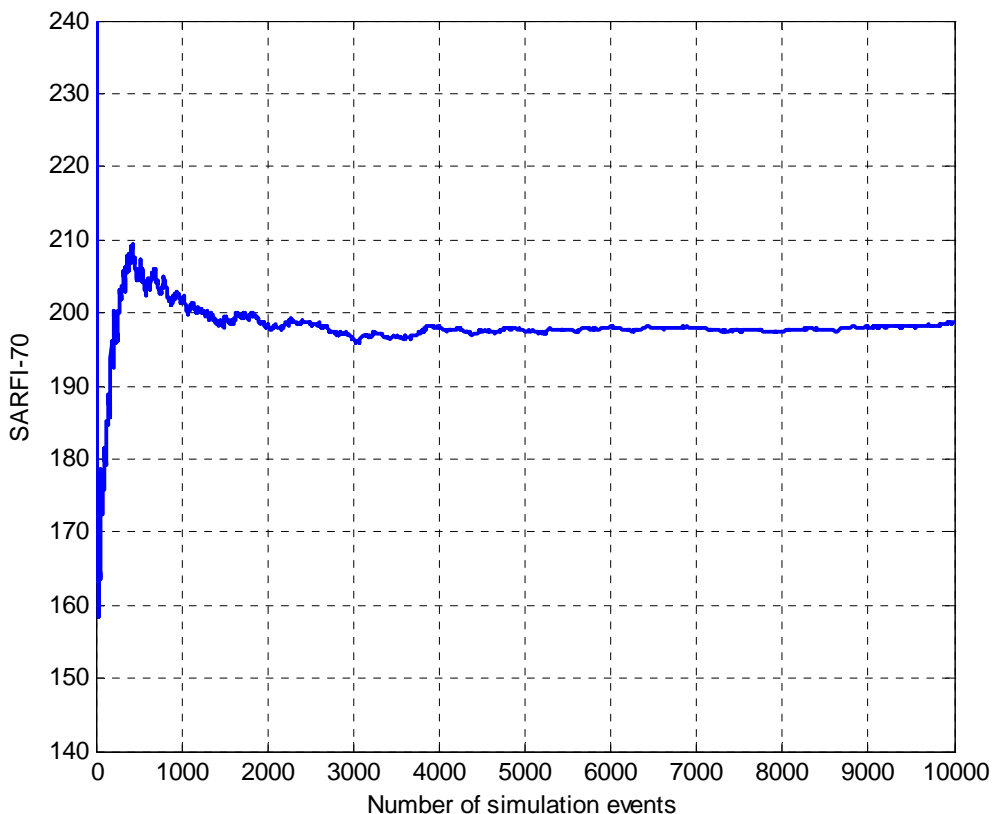
4) ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบคือ เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ และเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงที่มีรูปแบบการต่อขดลวดสองแบบคือ YNd และ Dyn จากผลการทดสอบพบว่าค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าใกล้เคียงกัน และเมื่อ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุดเนื่องจากเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบเปลี่ยนไปส่งผลต่อค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเนื่องจากขนาดของแรงดันตกชั่วขณะคือขนาดของแรงดันที่เหลืออยู่ เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ ซึ่งใช้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบมาคำนวณ ดังนั้นเมื่อเกิดความผิดปกติแบบไม่ลงดิน การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงทั้งสองแบบจึงมีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเท่ากัน แต่ในกรณีที่เกิดความผิดปกติแบบลงดิน การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยกว่ากรณีเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn จึงส่งผลให้ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยกว่า และการเชื่อมต่อ DG โดยตรงกับระบบจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยที่สุดจึงทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด

ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าสอดคล้องกับผลการทดสอบแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) เนื่องจากค่า AOV จะแสดงถึงโอกาสในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งอุปกรณ์ที่ไวต่อแรงดันตกชั่วขณะติดตั้งอยู่เมื่อเกิดความผิดปกติที่ตำแหน่งต่างๆ ในระบบ ซึ่งสามารถนำค่า AOV มาใช้คำนวณเพื่อทำนายความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะได้ ตามสมการที่ 4.5-4.6

5.4.3 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag index)

เนื่องจากข้อมูลของระบบ RBTS bus 2 ไม่มีข้อมูลอุปกรณ์ของโหลดของลูกค้ายในแต่ละรายที่ละเอียดเพียงพอ ดังนั้นในการวิเคราะห์จะสมมุติให้ลูกค้ายแต่ละรายมีค่าแรงดันวิกฤตเท่ากัน จากข้อมูลความคงทนของอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกชั่วขณะดังรายละเอียดในหัวข้อที่ 3.7 มีค่าแรงดันวิกฤตของอุปกรณ์โดยเฉลี่ยอยู่ระหว่าง $V_{\text{threshold}} = 0.6-0.7$ p.u. ดังนั้นในการทดสอบจะแสดงผลการทดสอบที่ $V_{\text{threshold}} = 0.6$ p.u. และ $V_{\text{threshold}} = 0.7$ p.u. และวิเคราะห์โดยใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลจำลองตำแหน่งและประเภทของความผิดปกติ โดยจำลองการเกิดความผิดปกติทั้งหมด 10,000 ครั้ง ซึ่งมีค่ามากเพียงพอที่จะได้ค่า $SARFI_x$ ที่มีความถูกต้องดังแสดงตามรูปที่ 5.33



รูปที่ 5.33 ค่า SARFI₇₀ เมื่อจำลองการเกิดความผิดพลาด 10,000 ครั้ง

เนื่องจากระบบ RBTS bus 2 มีสี่สายป้อนโดยสายป้อนที่ 1 3 และ 5 มีข้อมูลของโหลดและจำนวนลูกค้าใกล้เคียงกัน ดังนั้นจึงเลือกทดสอบโดยเชื่อมต่อ DG ในแต่ละกรณีเปรียบเทียบกับเพียงสายป้อนเดียว โดยกำหนดให้ DG เชื่อมต่อในแต่ละกรณีดังนี้คือ

กรณีที่ 1: DG เชื่อมต่ออยู่ที่ต้นสายป้อน ที่ตำแหน่งบัส 2

กรณีที่ 2: DG เชื่อมต่ออยู่ที่กลางสายป้อน ที่ตำแหน่งบัส 3

กรณีที่ 3: DG เชื่อมต่ออยู่ที่ปลายสายป้อน ที่ตำแหน่งบัส 5

ผลการทดสอบจะแสดงค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะเป็นตารางมีหน่วยเป็นครั้งต่อลูกค้าต่อปี จากนั้นเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาดพิกัดของ DG และโหมดการควบคุมของ DG ด้วยกราฟแท่ง ผลการทดสอบค่า SARFI₆₀ และ SARFI₇₀ แสดงได้ดังนี้

5.4.3.1 ผลการทดสอบ SARFI₆₀

ผลการทดสอบค่า SARFI₆₀ ในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.21 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.22

ตารางที่ 5.21 ค่า SARFI₆₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode

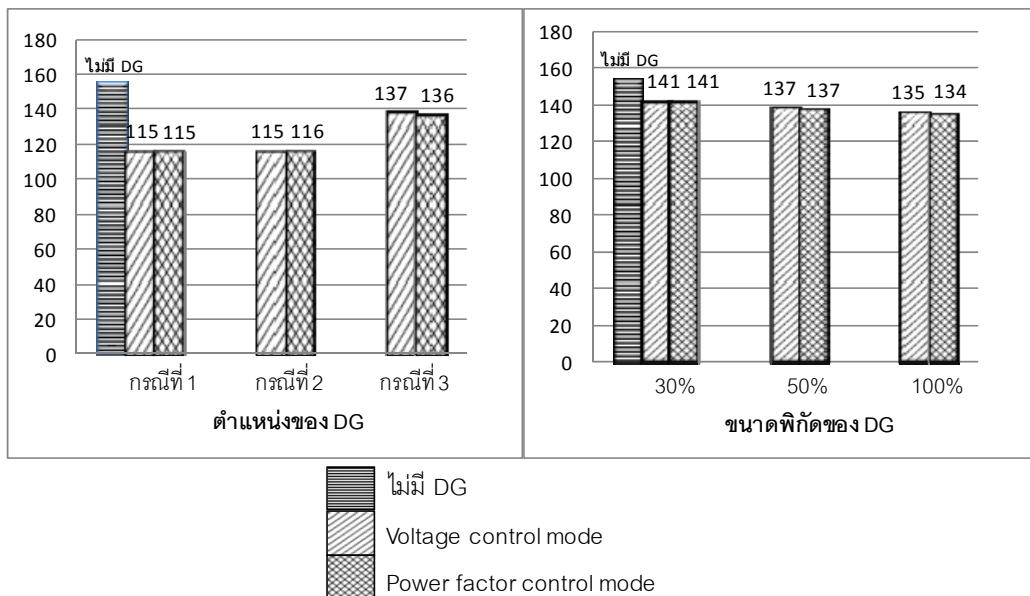
ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	SARFI ₆₀ (ครั้ง/ปี) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	119	119	140	119	117	137	122	120	138
50%	114	114	138	112	113	136	119	116	137
100%	112	113	138	111	112	134	111	114	135
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	154								

ตารางที่ 5.22 ค่า SARFI₆₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	SARFI ₆₀ (ครั้ง/ปี) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	120	118	139	120	119	140	123	118	137
50%	114	115	139	113	117	133	115	115	134
100%	109	112	133	111	113	134	110	113	133
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	154								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัด และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่อค่า SARFI₆₀ แสดงได้ดังรูปที่ 5.34 โดยแสดงเป็นค่าเฉลี่ยของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG

SARFI₆₀ (ครั้ง/ปี)



รูปที่ 5.34 ค่า SARFI₆₀ พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG

5.4.3.2 ผลการทดสอบ SARFI₇₀

ผลการทดสอบค่า SARFI₇₀ ในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.23 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.24

ตารางที่ 5.23 ค่า SARFI₇₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode

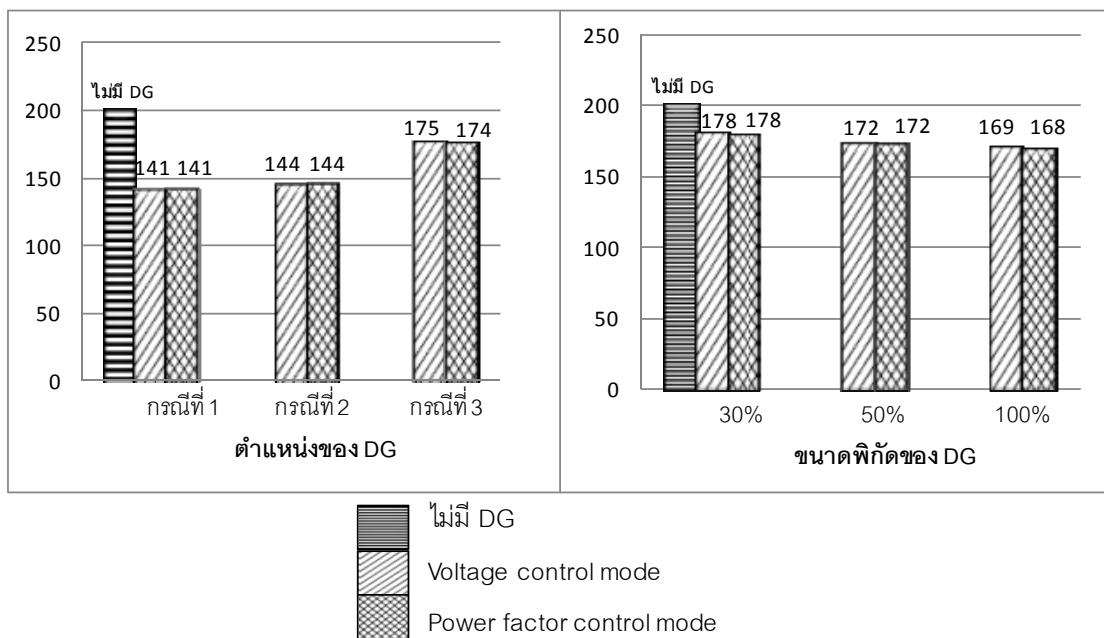
ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	SARFI ₇₀ (ครั้ง/ปี) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	146	152	180	146	148	178	149	150	177
50%	140	141	175	137	139	175	146	144	174
100%	135	139	176	135	140	170	135	141	173
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	199								

ตารางที่ 5.24 ค่า SARFI₇₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	SARFI ₇₀ (ครั้ง/ปี) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	147	149	178	146	152	180	149	149	177
50%	141	143	176	138	142	172	141	142	171
100%	135	138	172	136	140	170	133	142	170
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	199								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัด และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่อค่า SARFI₇₀ แสดงได้ดังรูปที่ 5.35 โดยแสดงเป็นค่าเฉลี่ยของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG

SARFI₇₀ (ครั้ง/ปี)



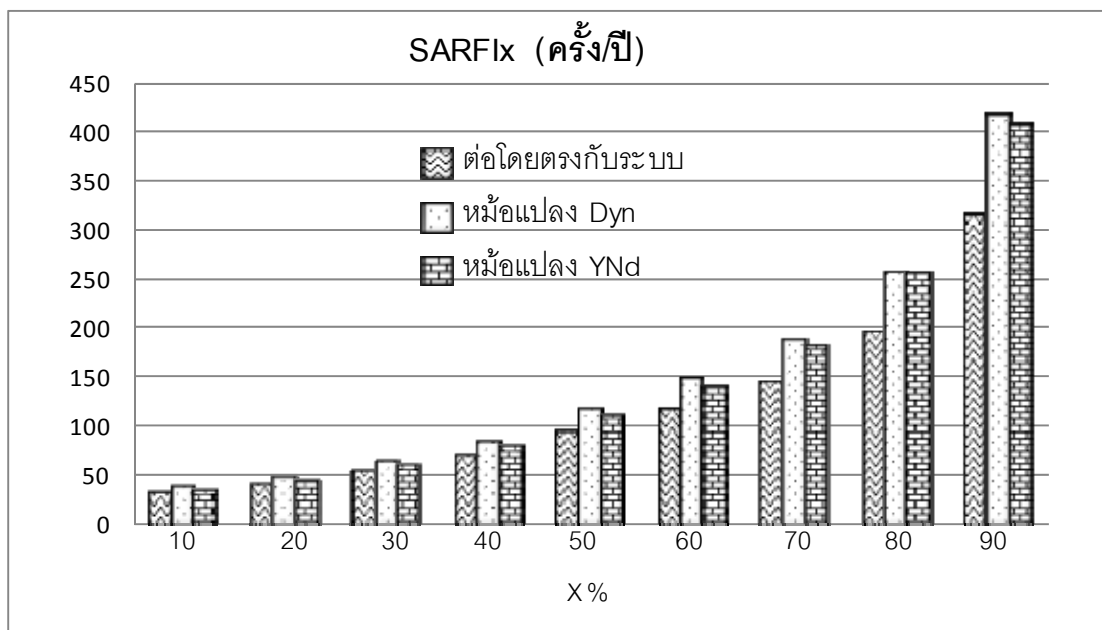
รูปที่ 5.35 ค่า SARFI₇₀ พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG

5.4.3.3 ผลของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง

การทดสอบของผลของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ Dyn YNd และ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ ผลที่ได้จากการทดสอบในแต่ละรูปแบบการทดสอบเมื่อปรับเปลี่ยน ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG มีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน ดังนั้นจึงแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน คือ DG มีขนาดพิกัดขนาด 50% ของโหลดทั้งหมด เชื่อมต่อที่บัส 3 (กรณีที่ 2) เมื่อ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode ที่ $V = 1$ p.u. และ Power factor control mode ที่ $PF = 1$ ผลการทดสอบค่า $SARFI_x$ ที่ระดับแรงดัน % X ค่าต่างๆ แสดงได้ดังตารางที่ 5.25 และในรูปที่ 5.36 แสดงค่าเฉลี่ยของ $SARFI_x$ เมื่อ DG มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบต่างๆ

ตารางที่ 5.25 ค่า $SARFI_x$ พิจารณารูปแบบหม้อแปลงของ DG

SARFI _x	Voltage control mode			Power factor control mode		
	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรง กับระบบ	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรง กับระบบ
	Dyn	YNd		Dyn	YNd	
X=10%	38	34	31	37	33	33
x=20%	48	45	39	46	44	41
x=30%	65	59	52	61	58	54
x=40%	86	80	69	83	80	71
x=50%	117	111	93	115	109	95
x=60%	149	143	116	146	139	117
x=70%	189	182	143	186	179	144
x=80%	258	256	194	251	256	194
x=90%	417	407	315	417	405	314



รูปที่ 5.36 ค่า SARFI_x พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

5.4.3.4 การวิเคราะห์ผลการทดสอบดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

จากผลการทดสอบดัชนีแรงดันตกชั่วขณะแสดงให้เห็นว่าเมื่อเชื่อมต่อ DG จะทำให้ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าน้อยกว่าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG ในทุกรูปแบบการทดสอบ ผลกระทบของ DG ในแต่ละรูปแบบสามารถวิเคราะห์ได้ดังนี้

1) ผลกระทบของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG

เมื่อพิจารณาตำแหน่งของ DG พบว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่ต้นสายป้อนมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะน้อยกว่ากรณีที่ DG เชื่อมต่อที่กลางสายป้อน และในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่ปลายสายป้อนมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมากที่สุด เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ที่ต้นสายป้อน DG จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับโหลดที่ต่ออยู่หลัง DG ไปจนถึงปลายสายป้อน

2) ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG

เมื่อพิจารณาขนาดพิกัดของ DG พบว่าทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลง เนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่มากขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดปกติได้มากขึ้น ส่งผลให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น

3) ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

จากโหมดการควบคุมสองโหมดคือ Voltage control mode และ Power factor control mode พบว่าผลการทดสอบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะใกล้เคียงกัน เมื่อปรับเปลี่ยนทั้งค่าแรงดันควบคุมและค่าตัวประกอบกำลังควบคุมไม่ส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

4) ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบคือ เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ และเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงที่มีรูปแบบการต่อขดลวดสองแบบคือ YNd และ Dyn จากผลการทดสอบพบว่า ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn จะมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมากกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd และเมื่อ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด เนื่องจากเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบเปลี่ยนไปส่งผลต่อค่าแรงดันตกชั่วขณะโดยที่การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยกว่ากรณีเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn และการเชื่อมต่อ DG โดยตรงกับระบบจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบน้อยที่สุดจึงเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด

ตารางที่ 5.26 สรุปผลการทดสอบระบบ RBTS bus 2

ผลกระทบด้าน ต่างๆ ของ DG	การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ		
	AOV	Voltage sag frequency	Voltage sag index (SARFI _x)
<p>ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ</p> <p>- AOV, Voltage sag frequency</p> <p>1.Upstream</p> <p>2.Downstream</p> <p>3.คนละสายป้อน</p> <p>- SARFI_x</p> <p>1. ต้นสาย</p> <p>2. กลางสาย</p> <p>3. ปลายสาย</p>	<p>ในกรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย</p> <p>- DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE มีค่า AOV ลดลงมากที่สุด</p> <p>- DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE มีค่า AOV ลดลงมากกว่ากรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่คนละสายป้อน</p> <p>- สรุปได้ว่า DG ควรเชื่อมต่อใกล้ตำแหน่ง SE ให้มากที่สุดและควรเชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE</p>	<p>ในกรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย</p> <p>- DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE มีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะลดลงมากที่สุด</p> <p>- DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE มีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะลดลงมากกว่ากรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่คนละสายป้อน</p> <p>- สรุปได้ว่า DG ควรเชื่อมต่อใกล้ตำแหน่ง SE ให้มากที่สุด</p>	<p>ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่ต้นสายป้อนค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าน้อยกว่ากรณีเชื่อมต่อที่กลางสายป้อน</p> <p>- ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่ปลายสายมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมากที่สุด</p> <p>- เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ที่ต้นสาย DG จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับโหลดที่ต่ออยู่หลัง DG ไปจนถึงปลายสายป้อน</p>
<p>ขนาดพิกัด</p> <p>(% โหลดทั้งหมด)</p> <p>1. 30%</p> <p>2. 50%</p> <p>3. 100%</p>	<p>- ทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่า AOV ลดลงเนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดพลาดได้มากขึ้น ส่งผลให้ AOV มีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น</p>	<p>- ทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะลดลงเนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดพลาดได้มากขึ้น ส่งผลให้ค่าความถี่ของการแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น</p>	<p>- ทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะลดลงเนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่มากขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดพลาดได้มากขึ้น ส่งผลให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น</p>

ผลกระทบด้าน ต่างๆ ของ DG	การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ		
	AOV	Voltage sag frequency	Voltage sag index (SARFI _x)
โหมดการควบคุม 1. Voltage control mode 2. Power factor control mode	- ผลการทดสอบค่า AOV ทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าใกล้เคียงกัน - ในกรณีการควบคุมแบบ Voltage control mode ค่าแรงดันควบคุมที่มากกว่าจะช่วยลดค่า AOV ลงได้มากกว่า - ในกรณีการควบคุมแบบ Power factor control mode เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังที่ควบคุมลดลงจะช่วยลดค่า AOV ลงได้	- ผลการทดสอบค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าใกล้เคียงกัน - ในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode เมื่อเพิ่มแรงดันควบคุม ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลง - ในกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor mode เมื่อปรับค่าตัวประกอบกำลังที่ควบคุมลดลงค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลง	- ผลการทดสอบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะใกล้เคียงกัน - เมื่อปรับเปลี่ยนทั้งค่าแรงดันควบคุมและค่าตัวประกอบกำลังควบคุมไม่ส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ
รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง 1. ต่อโดยตรง 2. YNd 3. Dyn	- ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีค่า AOV น้อยที่สุด - เมื่อเกิดความผิดปกติประเภทลงดิน ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่า AOV น้อยกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn	- ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบมีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด - ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd และ Dyn ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าใกล้เคียงกัน โดยเมื่อเกิดความผิดปกติประเภทลงดิน การเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ YNd จะมีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยกว่าในกรณีที่หม้อแปลงแบบ Dyn	- ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด - ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd และ Dyn ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าใกล้เคียงกัน - เมื่อเกิดความผิดปกติประเภทลงดิน ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะน้อยกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn

5.5 ผลการทดสอบระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การวิเคราะห์ผลกระทบของ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะทดสอบกับระบบไฟฟ้าบ้านเลนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กำหนดให้อุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดัน (SE) ติดตั้งที่บัส 80 มีค่าแรงดันวิกฤต (V_{thresold}) เท่ากับ 0.70 p.u. และ DG เชื่อมต่อเพียงหนึ่งตัวที่ตำแหน่งต่างๆ ตามรูปแบบการทดสอบ ผลการทดสอบของแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ ของระบบไฟฟ้าบ้านเลนสามารถแสดงได้ดังนี้

5.5.1 แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV)

ในการวิเคราะห์แผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่ SE ต่ออยู่ (บัส 80) จะกำหนดให้ DG เชื่อมต่อที่ตำแหน่งต่างๆ ในแต่ละกรณีดังนี้คือ

กรณีที่ 1: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE ที่บัส 79

กรณีที่ 2: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81

กรณีที่ 3: SE และ DG ติดตั้งอยู่คนละสายป้อน โดย DG เชื่อมต่อที่บัส 72

ผลการทดสอบของ AOV จะแสดงในสองลักษณะเพื่อเปรียบเทียบผลการทดสอบในรูปแบบการทดสอบต่างๆ อย่างแรกแสดงเป็นตารางค่าพื้นที่มีหน่วยเป็นเมตรเพื่อให้เห็นความแตกต่างของพื้นที่ AOV จากนั้นเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาดพิกัดของ DG และโหมดการควบคุมของ DG ด้วยกราฟแท่ง อย่างที่สองแสดงผลเป็นแผนภาพ AOV เพื่อให้เห็นถึงจุดวิกฤตบนแผนภาพ AOV โดยผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติทั้ง 4 แบบแสดงดังนี้

5.5.1.1 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดิน

ผลการทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติแบบหนึ่งเฟสลงดินในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.27 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.28

ตารางที่ 5.27 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	3058	3384	6254	2813	3164	6305	3400	3666	6210
50%	2658	3131	6164	1977	2943	6215	2907	3368	6120
100%	1228	2886	6059	1228	2728	6107	1977	3087	6017
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	6648								

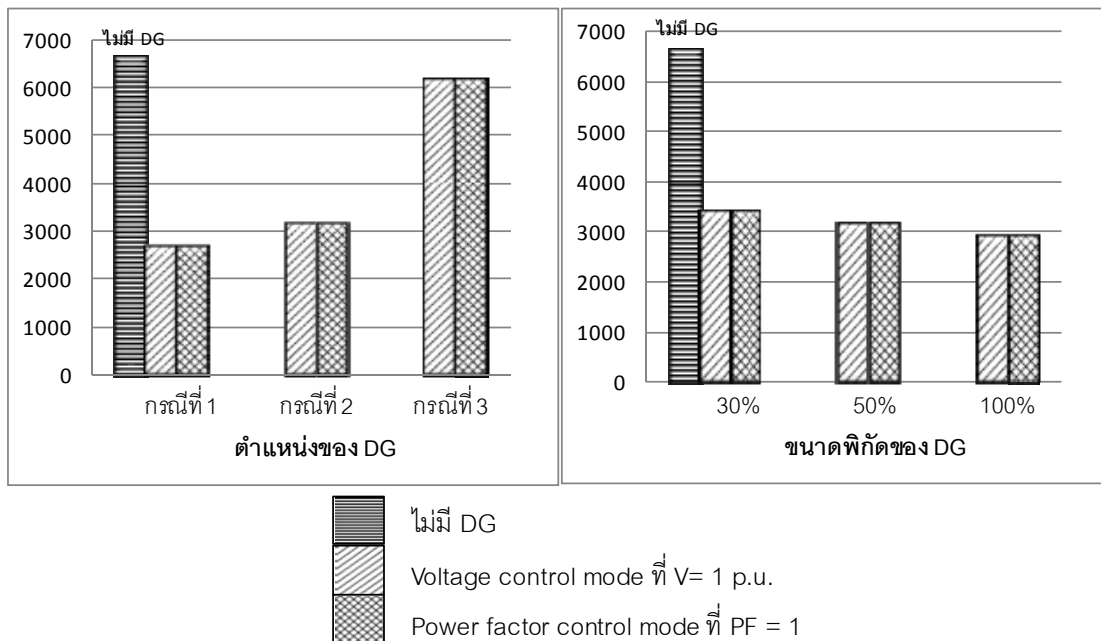
ตารางที่ 5.28 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของหนึ่งเฟสลงดิน กรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	3057	3381	6255	3055	3377	6255	3053	3373	6255
50%	2656	3124	6165	2653	3120	6166	2651	3116	6166
100%	1228	2883	6060	1228	2865	6062	1228	2858	6063
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	6648								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.37 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

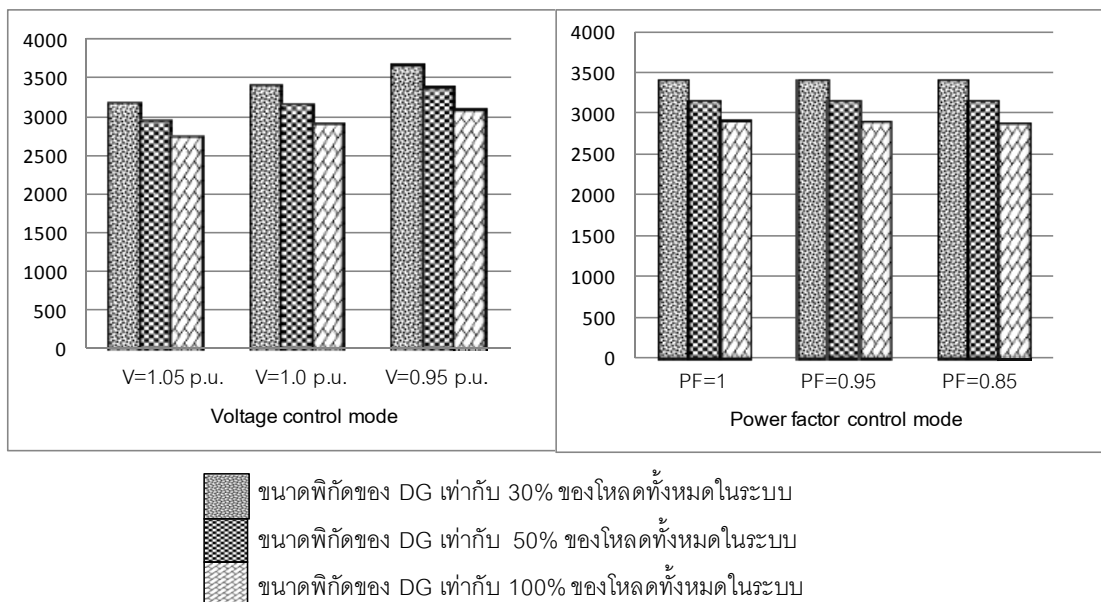
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.38 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.27 และ 5.28

Area of Vulnerability (เมตร)



รูปที่ 5.37 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG

Area of Vulnerability (เมตร)



รูปที่ 5.38 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงหนึ่งเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.5.1.2 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส

ผลการทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.29 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.30

ตารางที่ 5.29 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	4801	4680	6967	4149	4201	7010	5807	5282	6925
50%	3931	3976	6795	3431	3591	6839	4636	4461	6753
100%	2795	3167	6552	1977	2840	6597	3254	3557	6511
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	7404								

ตารางที่ 5.30 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟส

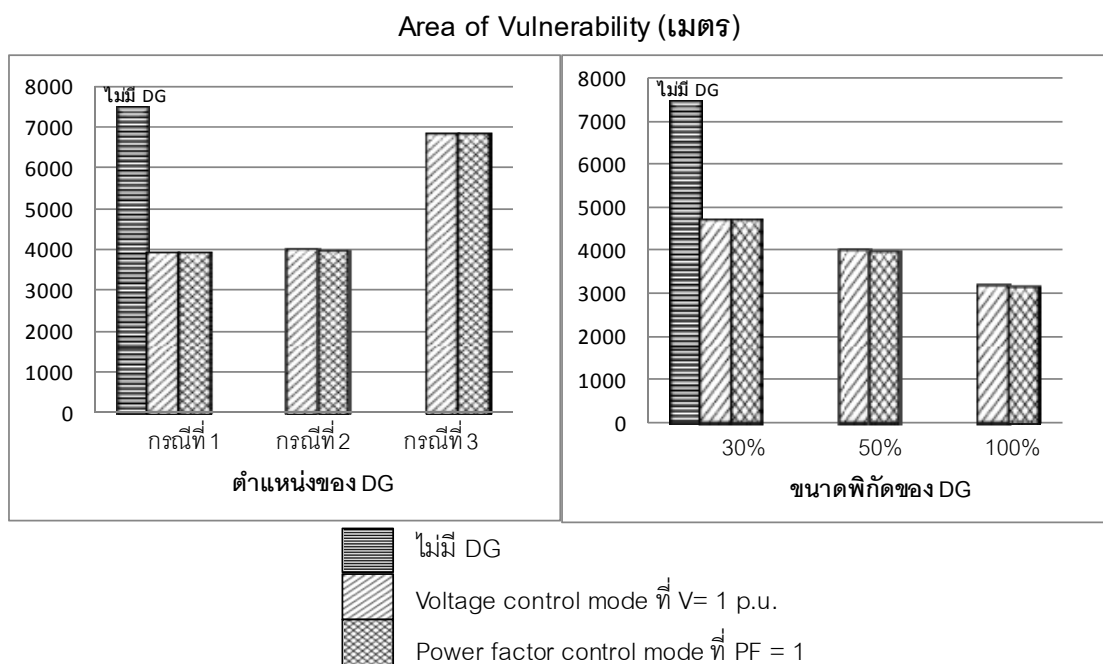
กรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	4800	4674	6967	4795	4667	6967	4790	4660	6968
50%	3924	3963	6796	3917	3954	6796	3911	3946	6797
100%	2779	3133	6555	2769	3118	6556	2761	3104	6557
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	7404								

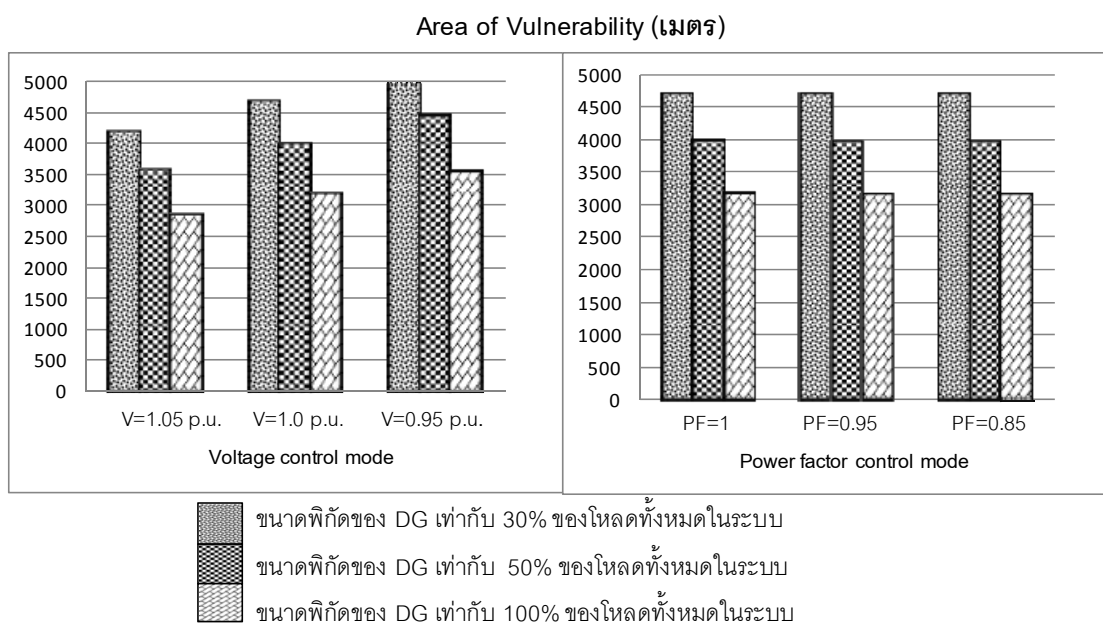
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.39 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.40 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ

SE ที่บัล 81 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.29 และ 5.30



รูปที่ 5.39 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG



รูปที่ 5.40 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟส พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.5.1.3 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

ผลการทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดินในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.31 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.32

ตารางที่ 5.31 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	5000	5095	8090	4305	4583	8167	6130	5917	8011
50%	4060	4388	7874	3536	3967	7956	4811	4962	7797
100%	2890	3651	7623	1977	3307	7707	3358	4086	7548
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	8615								

ตารางที่ 5.32 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบเฟสถึงเฟสลงดิน

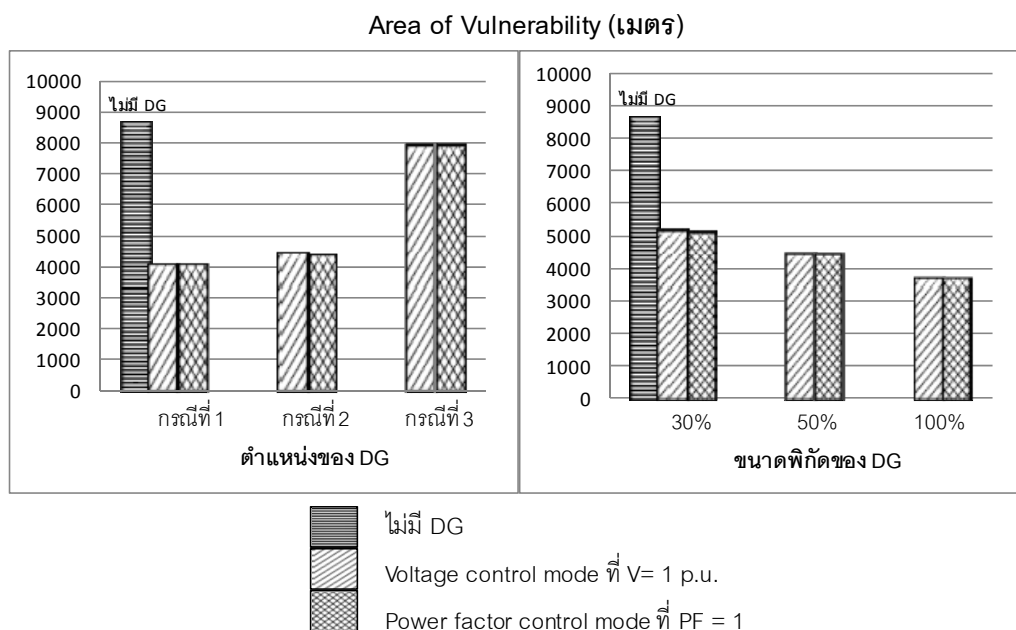
กรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	4999	5089	8091	4993	5082	8091	4989	5075	8092
50%	4053	4374	7876	4046	4364	7877	4040	4354	7878
100%	2874	3621	7627	2865	3605	7628	2857	3589	7630
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	8615								

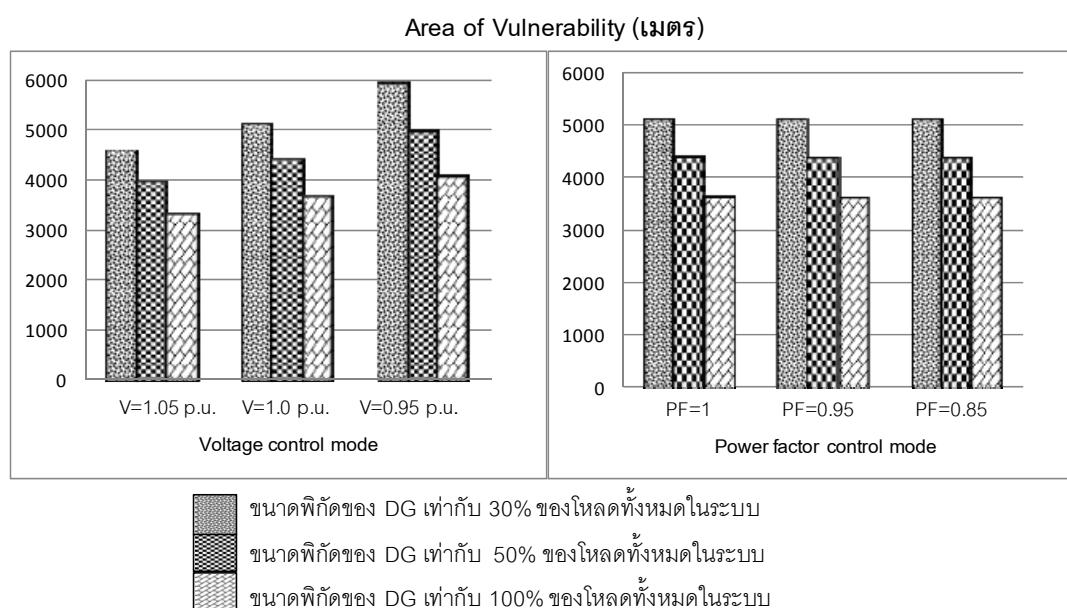
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.41 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.42 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย

DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.31 และ 5.32



รูปที่ 5.41 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG



รูปที่ 5.42 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของเฟสถึงเฟสลงดิน พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.5.1.4 ผลการทดสอบเมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟส

ผลการทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของแบบสามเฟสในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.33 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.34

ตารางที่ 5.33 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส กรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	4675	4726	7436	4025	4230	7521	5663	5359	7365
50%	3549	4102	7295	3173	3715	7380	4444	4615	7224
100%	2776	3305	7149	1977	3055	7234	3064	3884	7078
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	7989								

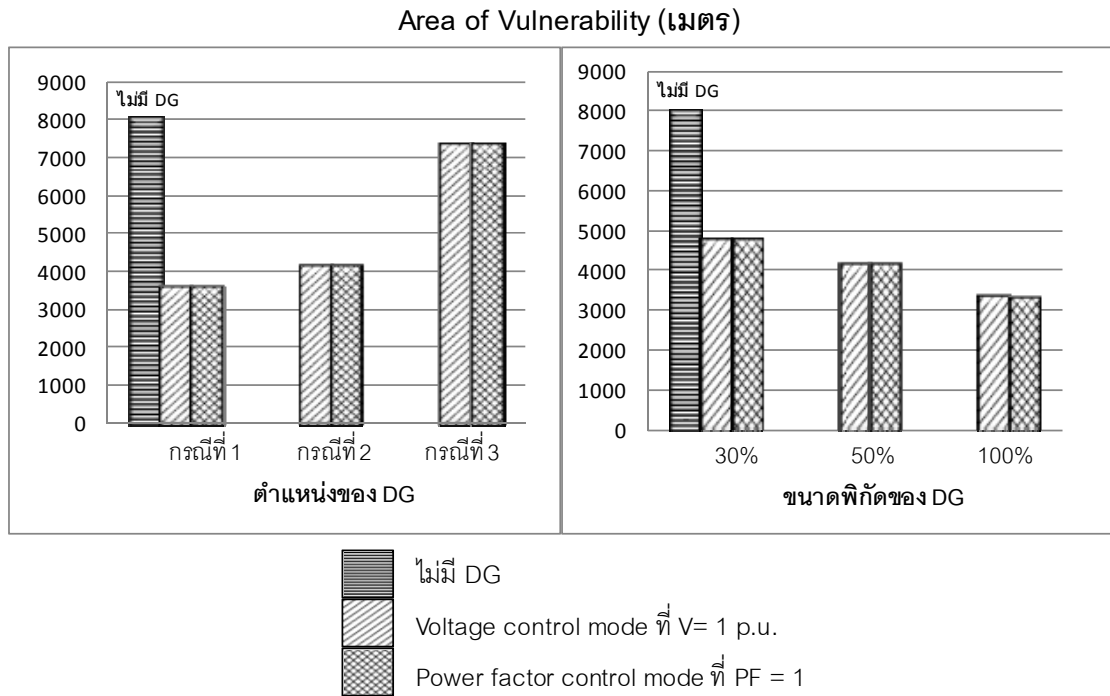
ตารางที่ 5.34 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส กรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	พื้นที่ AOV (เมตร) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	4674	4721	7437	4669	4714	7437	4664	4708	7438
50%	3544	4089	7296	3538	4080	7297	3534	4071	7298
100%	2762	3283	7152	2754	3270	7154	2747	3260	7156
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	7989								

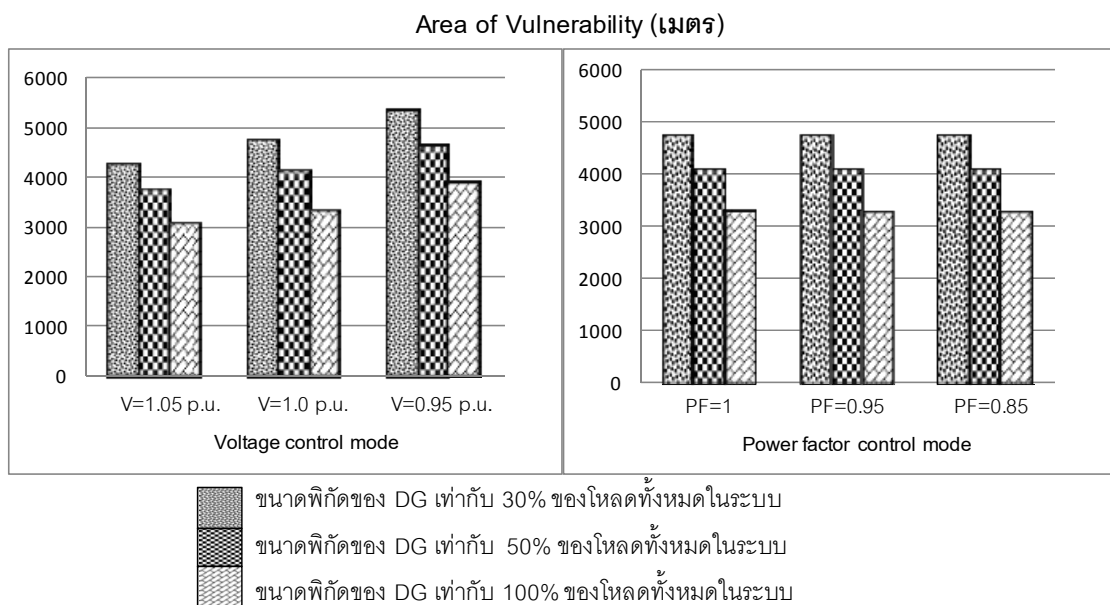
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.43 รูปขวาแสดงถึงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG แสดงได้ดังรูปที่ 5.44 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการ

ทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.33 และ 5.34



รูปที่ 5.43 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมสามเฟส พิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG



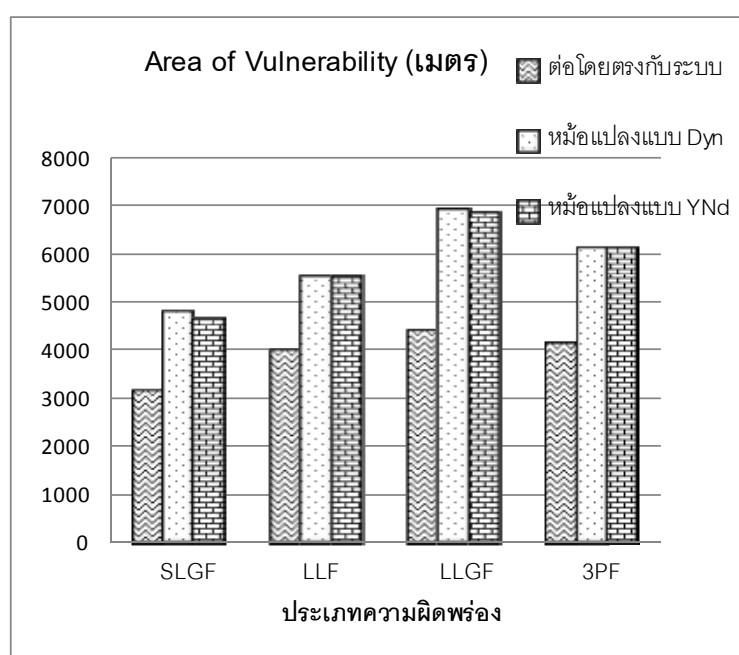
รูปที่ 5.44 พื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพร้อมสามเฟส พิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.5.1.5 ผลของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง

การทดสอบพื้นที่ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติรูปแบบต่างๆ ในกรณีที่ DG มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ Dyn YNd และ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ ผลที่ได้จากการทดสอบในแต่ละรูปแบบการทดสอบ เมื่อปรับเปลี่ยน ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG มีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน ดังนั้นจึงแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน คือ DG มีขนาดพิกัดขนาด 50% ของโหลดทั้งหมด เชื่อมต่อที่บัส 81 (กรณีที่ 2) เมื่อ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode ที่ $V = 1$ p.u. และ Power factor control mode ที่ $PF = 1$ แสดงได้ดังตารางที่ 5.35 และในรูปที่ 5.45 แสดงค่าเฉลี่ย AOV จากการทดสอบ DG ทั้งสองโหมดการควบคุม

ตารางที่ 5.35 พื้นที่ AOV พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

ประเภทความผิดปกติ	พื้นที่ AOV (เมตร)					
	Voltage control mode			Power factor control mode		
	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรง	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรง
	Dyn	YNd	กับระบบ	Dyn	YNd	กับระบบ
หนึ่งเฟสลงดิน	4749	4608	3131	4750	4609	3124
เฟสถึงเฟส	5486	5486	3976	5487	5487	3963
เฟสถึงเฟสลงดิน	6912	6866	4388	6914	6867	4374
สามเฟส	6114	6114	4102	6115	6115	4089



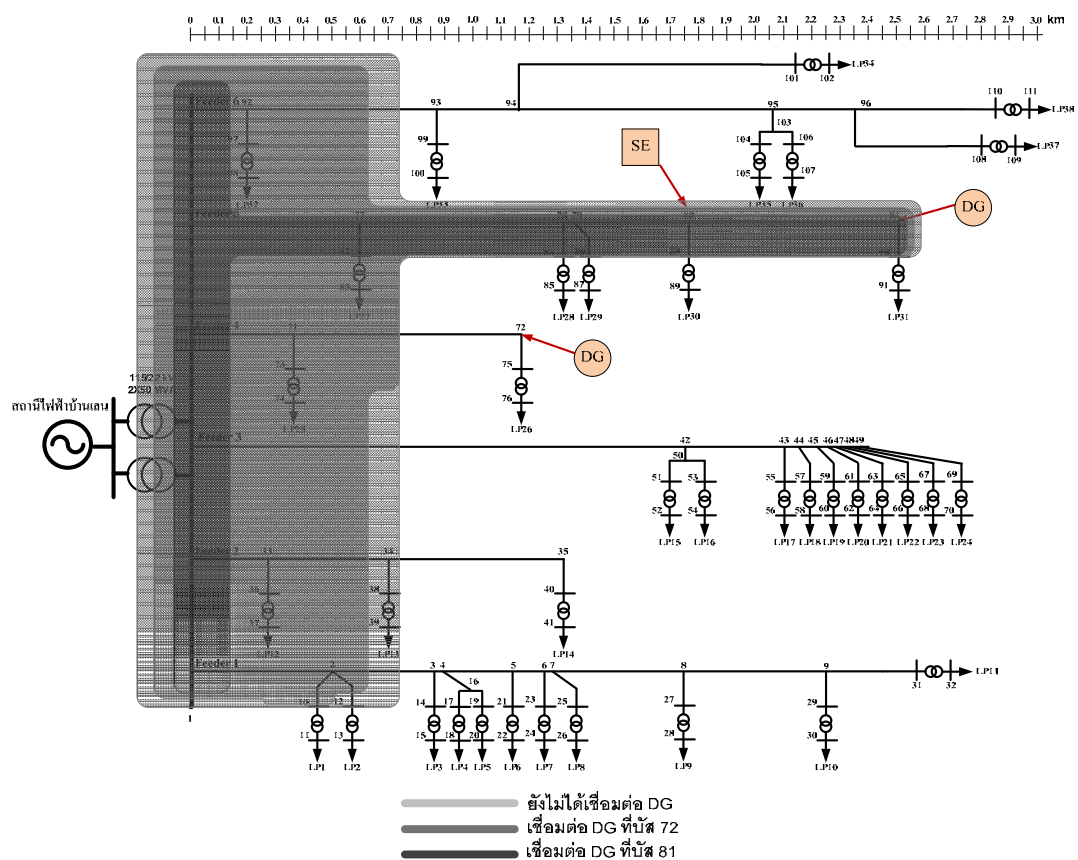
รูปที่ 5.45 พื้นที่ AOV พิจารณาผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

5.5.1.6 ผลการทดสอบแผนภาพ AOV

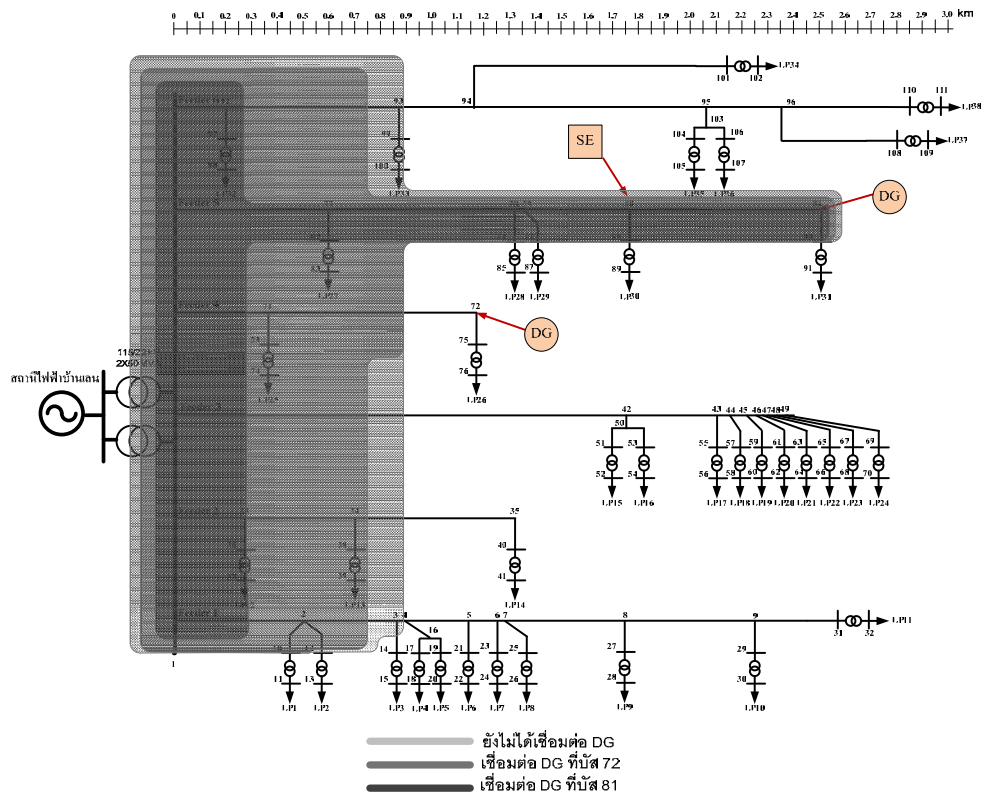
ในหัวข้อนี้จะแสดงแผนภาพ AOV จากผลการทดสอบบางส่วน เพื่อแสดงให้เห็นถึงจุดวิกฤตที่เปลี่ยนแปลงไปบนแผนภาพ AOV เมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ในตำแหน่งต่าง ๆ แสดงตัวอย่างแผนภาพ AOV โดยเชื่อมต่อ DG ขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด ในโหมดการควบคุมแบบ Voltage control mode ที่ $V=1$ p.u. โดยที่

- พื้นที่วงปิดสีอ่อนสุดแสดงผลการทดสอบในกรณียังไม่เชื่อมต่อ DG
- พื้นที่วงปิดสีอ่อนแสดงผลการทดสอบในกรณีเชื่อมต่อ DG ที่บัส 72 (SE และ DG อยู่คนละบัส)
- พื้นที่วงปิดสีเข้มสุดแสดงผลการทดสอบในกรณีเชื่อมต่อ DG ที่บัส 81 (DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE)

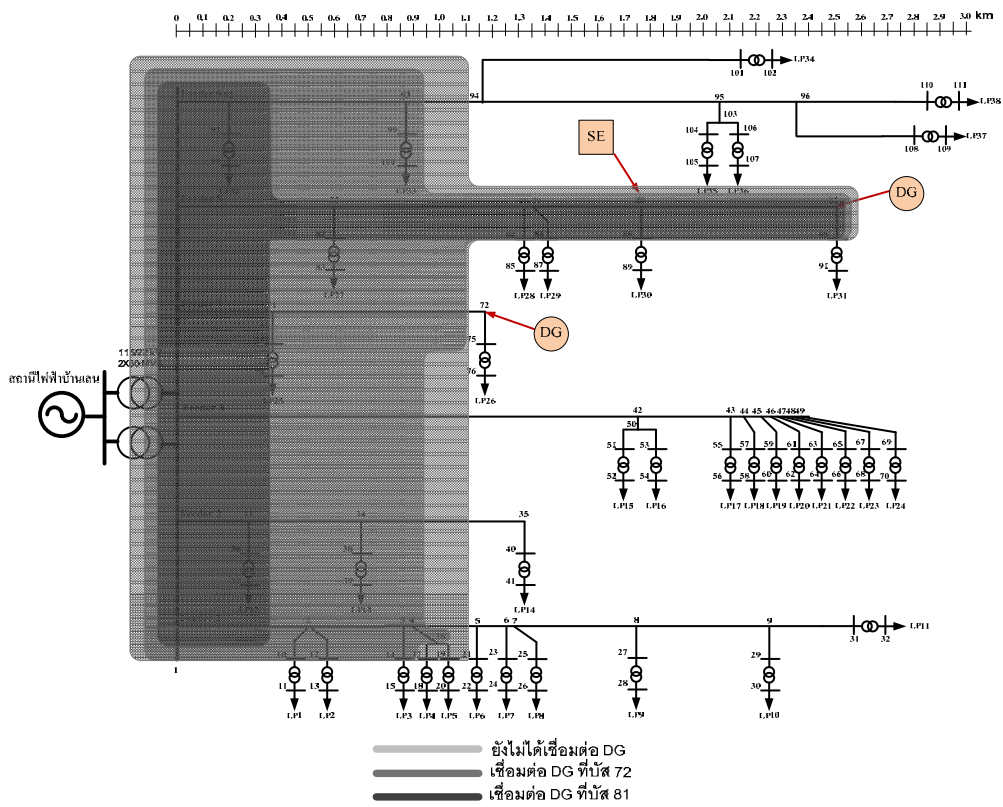
จากรูปที่ 5.46 ถึง 5.49 แสดงแผนภาพ AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน ความผิดปกติเฟสถึงเฟส ความผิดปกติเฟสถึงเฟสลงดิน และความผิดปกติสามเฟสตามลำดับ จากผลการทดสอบแผนภาพ AOV ทุกประเภทความผิดปกติ พบว่าจุดวิกฤติรอบตำแหน่ง SE เปลี่ยนไปเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG โดย AOV จะแคบลงเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG



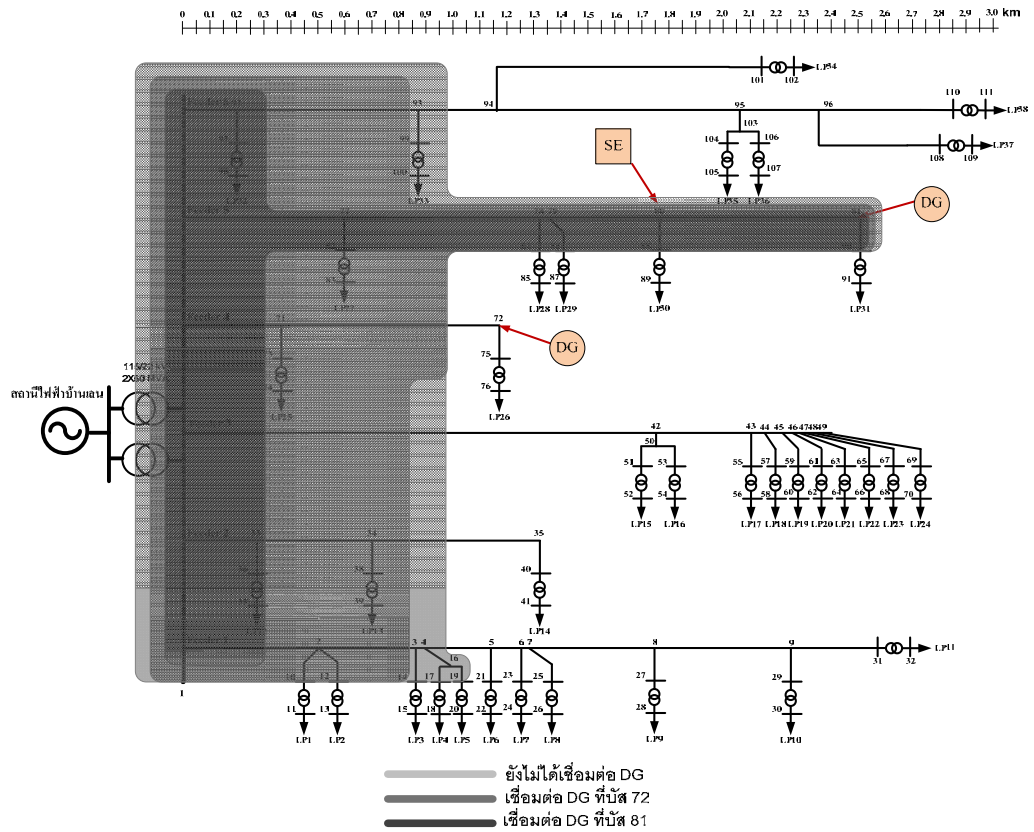
รูปที่ 5.46 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติหนึ่งเฟสลงดิน



รูปที่ 5.47 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟส



รูปที่ 5.48 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงเฟสถึงเฟสลงดิน



รูปที่ 5.49 AOV เมื่อเกิดความผิดปกติของสามเฟส

5.5.1.7 การวิเคราะห์ผลการทดสอบแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบแรงดันตก

ชั่วคราว

จากผลการทดสอบ AOV พบว่าเมื่อเชื่อมต่อ DG จะทำให้ค่า AOV มีค่าลดลงกว่าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG ผลกระทบของ DG ในแต่ละรูปแบบสามารถแยกวิเคราะห์ได้ดังนี้

1) ผลกระทบของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG

เมื่อพิจารณาดำแหน่งของ DG และตำแหน่งของ SE พบว่าในกรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE มีค่า AOV น้อยกว่าในกรณี DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE และในกรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่คนละสายป้อนมีค่า AOV มากที่สุด ซึ่งถ้า DG ถูกเชื่อมต่อใกล้ตำแหน่ง SE มากขึ้นจะทำให้ AOV มีค่าลดลงมากขึ้น เนื่องจากในกรณีเชื่อมต่อ DG ในตำแหน่ง Upstream ของ SE แล้ว DG จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับ SE และโหลดอื่นๆ ที่ต่ออยู่หลัง SE ไปจนถึงปลายสายป้อน ผลจากการทดสอบแผนภาพ AOV พบว่าจุดวิกฤติบนแผนภาพ AOV มีค่าเปลี่ยนไปเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ในระบบโดยแผนภาพ AOV จะมีขนาดแคบลงมากกว่ากรณีที่ไม่ได้เชื่อมต่อ DG

2) ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG

เมื่อพิจารณาขนาดพิกัดของ DG พบว่าทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่า AOV มีค่าลดลงเนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่มากขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดปกติได้มากขึ้น ส่งผลให้ AOV มีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น

3) ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

จากโหมดการควบคุมสองโหมดคือ Voltage control mode และ Power factor control mode พบว่าผลการทดสอบค่า AOV ทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าใกล้เคียงกัน โดยในกรณีการควบคุมแบบ Voltage control mode จะควบคุมแรงดันที่บัสเชื่อมต่อให้มีค่าคงที่ที่แรงดันควบคุมโดยค่าแรงดันควบคุมที่ $V=1.0$ และ 1.05 p.u. จากผลการทดสอบพบว่าค่าแรงดันควบคุมที่มากกว่าจะช่วยลดค่า AOV ลงได้มากกว่าเนื่องจากช่วยรักษาระดับแรงดันขณะเกิดความผิดปกติได้มากกว่า ส่วนในกรณีการควบคุมแบบ Power factor control mode จะควบคุมค่าตัวประกอบกำลังที่บัสเชื่อมต่อให้คงที่ โดยค่าตัวประกอบกำลังที่ทดสอบคือ $PF=1.0$ และ 0.85 lagging จากผลการทดสอบพบว่าเมื่อปรับเปลี่ยนค่าตัวประกอบกำลังควบคุมไม่ส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อค่า AOV ทั้งนี้เนื่องมาจากโหลดในระบบมีค่าน้อย

4) ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบคือ เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ และเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงที่มีรูปแบบการต่อขดลวดสองแบบคือ YNd และ Dyn จากผลการทดสอบพบว่า ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่า AOV น้อยกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn และเมื่อ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีค่า AOV น้อยที่สุด เมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบเปลี่ยนไป เนื่องจากขนาดของแรงดันตกชั่วขณะคือขนาดของแรงดันที่เหลืออยู่ เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ ซึ่งใช้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบมาคำนวณ ดังนั้นเมื่อเกิดความผิดปกติแบบไม่ลงดิน การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงทั้งสองแบบจึงมีค่า AOV เท่ากัน แต่ในกรณีที่เกิดความผิดปกติแบบลงดิน การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยกว่ากรณีเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn จึงส่งผลให้ค่า AOV น้อยกว่า

5.5.2 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag frequency)

ในการวิเคราะห์ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่ SE ต่ออยู่ ในหน่วยครั้งต่อปี ความผิดพลาดจะกำหนดให้เกิดขึ้นทั้งหมด 250 ครั้งต่อปี ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งของการเกิดความผิดพลาดต่อสถานีไฟฟ้าในปี 2553 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีอัตราการเกิดความผิดพลาดในแต่ละประเภทดังนี้

- ความผิดพลาดแบบสามเฟส มีความน่าจะเป็น 2% ดังนั้นเกิดขึ้นทั้งหมด 5 ครั้ง
- ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟสลงดิน มีความน่าจะเป็น 5% ดังนั้นเกิดขึ้นทั้งหมด 12 ครั้ง
- ความผิดพลาดแบบเฟสถึงเฟส มีความน่าจะเป็น 8% ดังนั้นเกิดขึ้นทั้งหมด 20 ครั้ง
- ความผิดพลาดแบบหนึ่งเฟสลงดิน มีความน่าจะเป็น 85% ดังนั้นเกิดขึ้นทั้งหมด 213 ครั้ง

ในการวิเคราะห์ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งที่ SE ต่ออยู่ที่บัส 80 จะกำหนดให้ DG เชื่อมต่อในแต่ละกรณีดังนี้คือ

กรณีที่ 1: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE ที่บัส 79

กรณีที่ 2: SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81

กรณีที่ 3: SE และ DG ติดตั้งอยู่คนละสายป้อน ที่บัส 72

5.5.2.1 ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะจะแสดงค่าเป็นตารางมีหน่วยเป็นครั้งต่อปี จากนั้นเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาดพิกัดของ DG และโหมดการควบคุมของ DG ด้วยกราฟแท่ง ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะรวมทุกประเภทการเกิดความผิดพลาด กรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.36 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.37

ตารางที่ 5.36 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะกรณี Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	52.7	59.6	100.4	47.5	52.5	100.6	62.2	64.9	99.1
50%	44.9	51.4	99.2	40.1	48.1	99.4	50.3	58.3	97.9
100%	33.4	46.9	97.2	31.0	43.7	98.6	37.2	50.2	97.1
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	108.1								

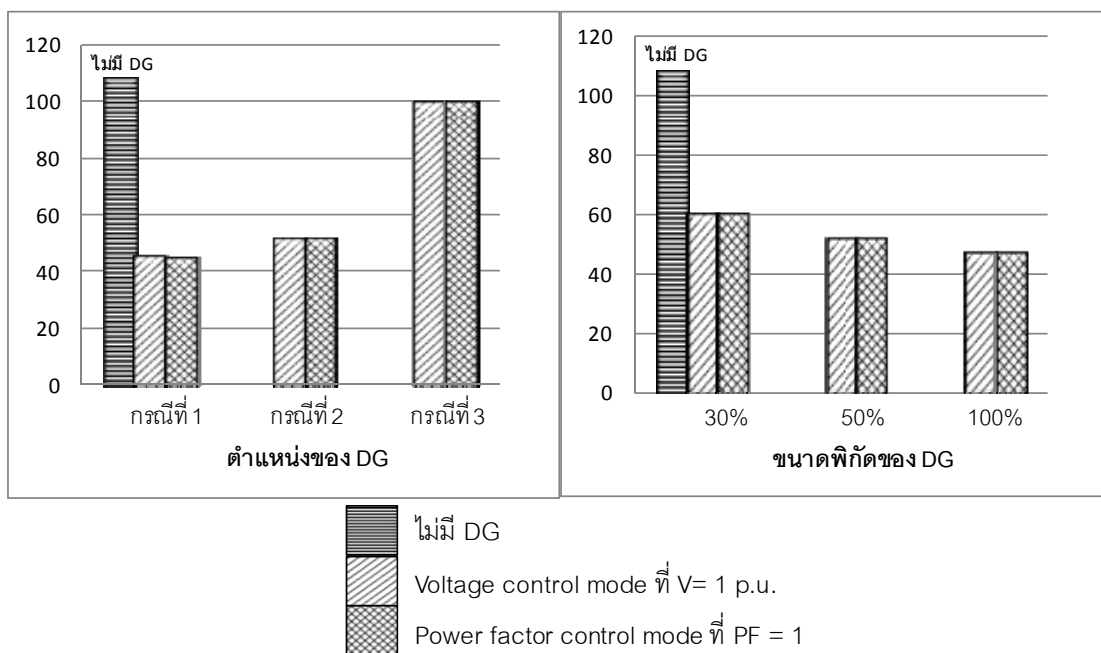
ตารางที่ 5.37 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะกรณี Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	52.7	59.6	100.4	52.7	58.9	100.4	52.6	58.9	100.4
50%	44.7	51.4	99.2	44.7	51.4	99.2	44.6	51.4	99.2
100%	33.4	46.5	97.3	33.3	45.9	97.3	33.3	45.9	97.3
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	108.1								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.50 รูปขวาแสดงผลของขนาดพิกัดของ DG ที่เปลี่ยนไปโดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81 (กรณีที่ 2) รูปซ้ายแสดงถึงผลของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG ที่เปลี่ยนไปโดย DG มีขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด

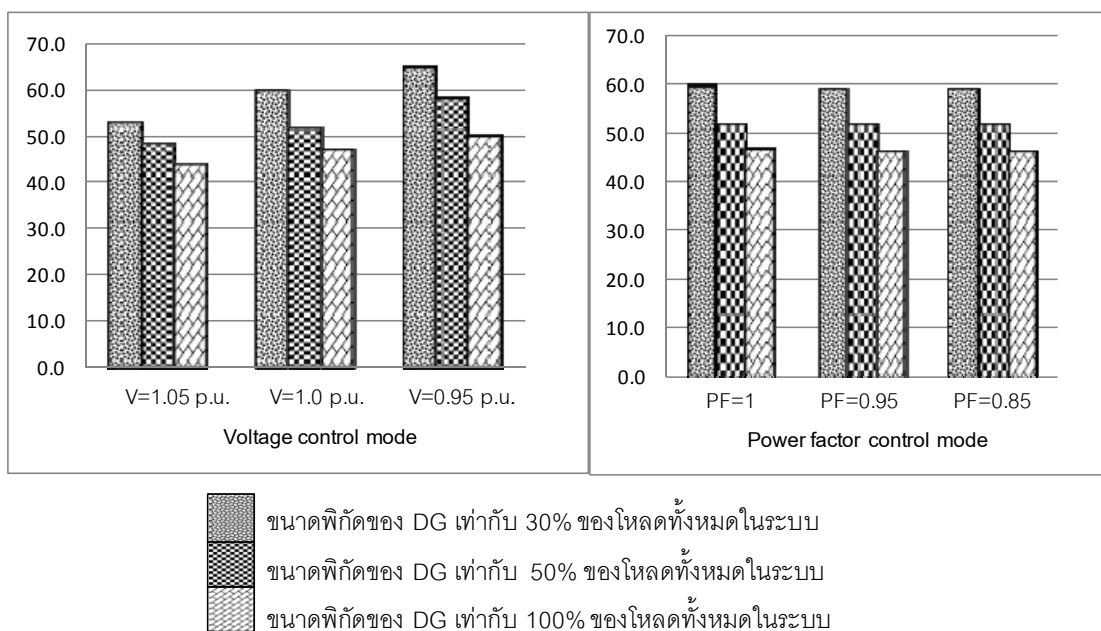
การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG ต่อความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะแสดงได้ดังรูปที่ 5.51 รูปขวา DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode และรูปซ้าย DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode โดยที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE ที่บัส 81 (กรณีที่ 2) การเปรียบเทียบนี้จะเลือกแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน ซึ่งผลการทดสอบที่ไม่ได้นำมาแสดงจะให้ผลการเปรียบเทียบมีแนวโน้มเช่นเดียวกันสามารถดูผลการทดสอบเพิ่มเติมได้จากตารางที่ 5.36 และ 5.37

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



รูปที่ 5.50 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาผลกระทบของตำแหน่งและขนาดพิกัดของ DG

ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)



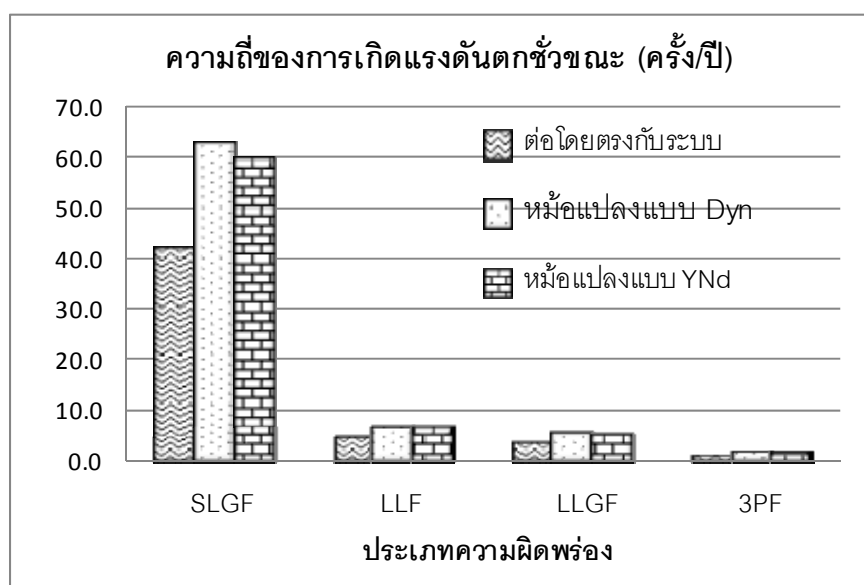
รูปที่ 5.51 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

5.5.2.2 ผลของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง

การทดสอบการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ เมื่อเกิดความผิดปกติรูปแบบต่างๆ ในกรณีที่ DG มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ Dyn YNd และ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ ผลที่ได้จากการทดสอบในแต่ละรูปแบบการทดสอบ เมื่อปรับเปลี่ยน ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG มีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน ดังนั้นจึงแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน คือ DG มีขนาดพิกัดขนาด 50% ของโหลดทั้งหมด เชื่อมต่อที่บัส 81 (กรณีที่ 2) เมื่อ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode ที่ $V = 1$ p.u. และ Power factor control mode ที่ $PF = 1$ แสดงได้ดังตารางที่ 5.38 และในรูปที่ 5.52 แสดงค่าเฉลี่ย AOV ทั้งสองโหมดการควบคุม

ตารางที่ 5.38 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาในรูปแบบหม้อแปลง

ประเภทความผิดปกติ	ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ (ครั้ง/ปี)					
	Voltage control mode			Power factor control mode		
	รูปแบบหม้อแปลง		เชื่อมต่อ	รูปแบบหม้อแปลง		เชื่อมต่อ
	Dyn	YNd	โดยตรง	Dyn	YNd	โดยตรง
หนึ่งเฟสลงดิน	62.5	59.6	41.8	62.5	59.6	41.8
เฟสถึงเฟส	6.6	6.6	4.9	6.6	6.6	4.9
เฟสถึงเฟสลงดิน	5.4	5.3	3.5	5.4	5.3	3.5
สามเฟส	1.9	1.9	1.3	1.9	1.9	1.3
รวม	95.7	73.5	51.4	76.5	73.5	51.4



รูปที่ 5.52 ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพิจารณาผลกระทบของรูปแบบหม้อแปลง

5.5.2.6 การวิเคราะห์ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

จากผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะพบว่าเมื่อเชื่อมต่อ DG ในระบบ จะทำให้ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงกว่าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG ในทุกรูปแบบการทดสอบ ผลกระทบของ DG ในแต่ละรูปแบบสามารถแยกวิเคราะห์ได้ดังนี้

1) ผลกระทบของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG

เมื่อพิจารณาตำแหน่งของ DG และตำแหน่งของ SE พบว่าในกรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE มีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE และมีค่าลดลงมากกว่ากรณีที่ SE และ DG เชื่อมต่ออยู่คนละสายป้อน ซึ่งถ้า DG ถูกเชื่อมต่อใกล้ตำแหน่ง SE มากขึ้นจะทำให้ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงมากขึ้น เนื่องจากในกรณีเชื่อมต่อ DG ในตำแหน่ง Upstream ของ SE แล้ว DG จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับ SE และโหลดอื่นๆ ที่ต่ออยู่หลัง SE ไปจนถึงปลายสายป้อน

2) ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG

เมื่อพิจารณาขนาดพิกัดของ DG พบว่าทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และมีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลง เนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่มากขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดปกติได้มากขึ้น ส่งผลให้ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น

3) ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

โหมดการควบคุมสองโหมดคือ Voltage control mode และ Power factor control mode พบว่าผลการทดสอบค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าใกล้เคียงกัน กรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode จะควบคุมแรงดันที่บัสเชื่อมต่อให้คงที่ที่แรงดันควบคุมซึ่งช่วยรักษาระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อซึ่งเมื่อเพิ่มระดับแรงดันควบคุมให้สูงขึ้น ดังในผลการทดสอบที่ $V=1.05$ p.u. ทำให้ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าต่ำสุด ในกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode จะควบคุม PF ที่บัสเชื่อมต่อให้คงที่ เมื่อปรับเปลี่ยนค่า PF ควบคุมไม่ส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเนื่องมาจากโหลดในระบบมีค่าน้อย

4) ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

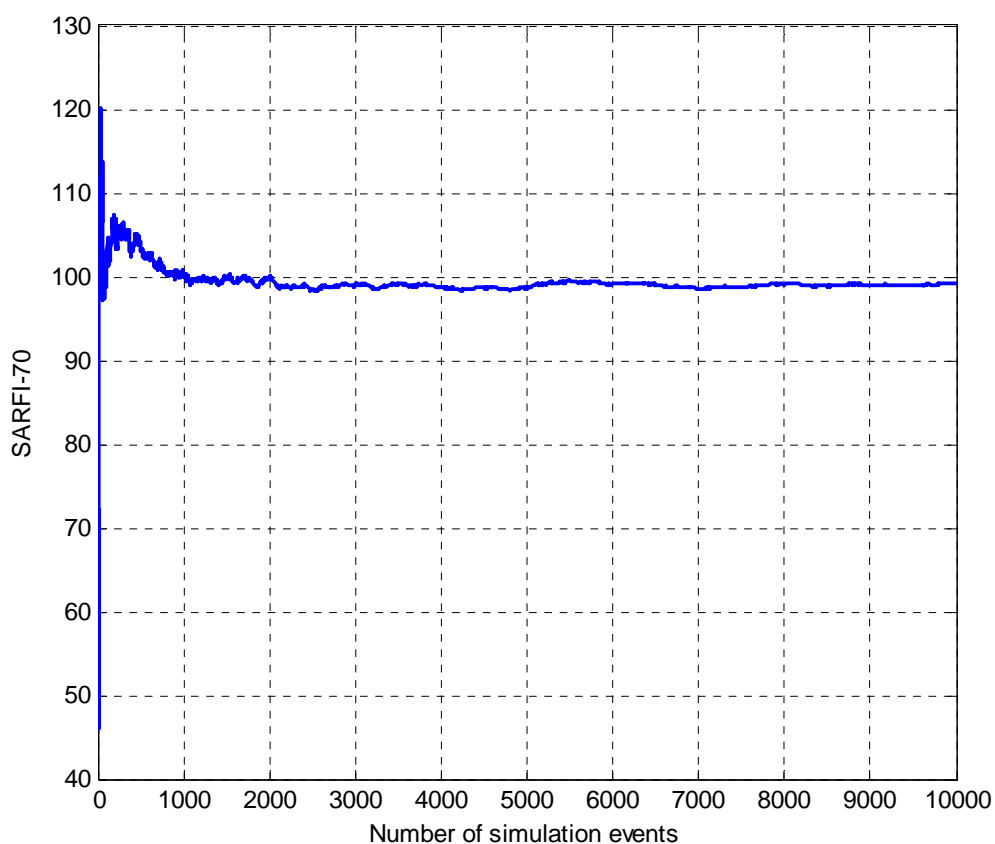
รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบคือ เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ และเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงที่มีรูปแบบการต่อขดลวดสองแบบคือ YNd และ Dyn จากผลการทดสอบพบว่าค่าความถี่ของการเกิด

แรงดันตกชั่วขณะเมื่อ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd มีน้อยกว่ากรณี DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn และเมื่อ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุดเนื่องจากเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบเปลี่ยนไปส่งผลต่อค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเนื่องจากขนาดของแรงดันตกชั่วขณะคือขนาดของแรงดันที่เหลืออยู่ เมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงขึ้นในระบบ ซึ่งใช้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบมาคำนวณ ดังนั้นเมื่อเกิดความผิดปกติพ่วงแบบไม่ลงดิน การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงทั้งสองแบบจึงมีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเท่ากัน แต่ในกรณีที่เกิดความผิดปกติพ่วงแบบลงดิน การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยกว่ากรณีเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn จึงส่งผลให้ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยกว่า และการเชื่อมต่อ DG โดยตรงกับระบบจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยที่สุดจึงทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด

ผลการทดสอบความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าสอดคล้องกับผลการทดสอบแผนภาพพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะ (AOV) เนื่องจากค่า AOV จะแสดงถึงโอกาสในการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ ตำแหน่งอุปกรณ์ที่ไวต่อแรงดันตกชั่วขณะติดตั้งอยู่เมื่อเกิดความผิดปกติที่ตำแหน่งต่างๆ ในระบบ ซึ่งสามารถนำค่า AOV มาใช้คำนวณเพื่อทำนายความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะได้ ตามสมการที่ 4.5-4.6

5.5.3 ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ (Voltage sag index)

ในการวิเคราะห์ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ จะเปรียบเทียบผลการทดสอบกับผลการวัดจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยสถานีไฟฟ้าบ้านเลน ได้มีการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าโดยเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า Unilyzer 902 ติดตั้งจำนวนหนึ่งเครื่องที่บัส 22 kV ซึ่งมีการตรวจวัดในปี 52 และปี 53 ดังนั้นในการจำลองผลจะตรวจวัดที่สถานีไฟฟ้าที่บัส 22 kV เพียงตำแหน่งเดียว และจากข้อมูลความคงทนของอุปกรณ์ที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของแรงดันตกชั่วขณะดังรายละเอียดในหัวข้อที่ 3.7 มีค่าแรงดันวิกฤตของอุปกรณ์โดยเฉลี่ยอยู่ระหว่าง $V_{\text{threshold}} = 0.6-0.7$ p.u. ดังนั้นในการทดสอบจะแสดงผลการทดสอบที่ $V_{\text{threshold}} = 0.6$ p.u. และ $V_{\text{threshold}} = 0.7$ p.u. และวิเคราะห์โดยใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลจำลองตำแหน่งและประเภทของความผิดปกติ โดยจำลองการเกิดความผิดปกติทั้งหมด 10,000 ครั้ง ซึ่งมีค่ามากเพียงพอที่จะได้ค่า SARFI_x ที่มีความถูกต้องดังแสดงตามรูปที่ 5.53



รูปที่ 5.53 ค่า SARFI₇₀ เมื่อจำลองการเกิดความผิดพลาด 10,000 ครั้ง

ระบบไฟฟ้าบ้านเลนมี 6 สายป้อนโดยสายป้อนที่ 1 มีจำนวนโหลดมากที่สุดและมีโหลดกระจายตลอดสายป้อน ดังนั้นจึงเลือกทดสอบโดยเชื่อมต่อ DG ในแต่ละกรณีเปรียบเทียบกับเพียงสายป้อนเดียว โดยกำหนดให้ DG เชื่อมต่อในแต่ละกรณีดังนี้คือ

กรณีที่ 1: DG เชื่อมต่ออยู่ที่ต้นสายป้อน ที่ตำแหน่งบัส 2

กรณีที่ 2: DG เชื่อมต่ออยู่ที่กลางสายป้อน ที่ตำแหน่งบัส 7

กรณีที่ 3: DG เชื่อมต่ออยู่ที่ปลายสายป้อน ที่ตำแหน่งบัส 9

ผลการทดสอบจะแสดงค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะเป็นตารางมีหน่วยเป็นครั้งต่อปี โดยผลการทดสอบจะแบ่งเป็นผลการทดสอบกรณียังไม่เชื่อมต่อ DG เพื่อเปรียบเทียบกับผลการตรวจวัดจริง และผลการทดสอบเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG

5.5.3.1 ผลการทดสอบกรณียังไม่เชื่อมต่อ DG

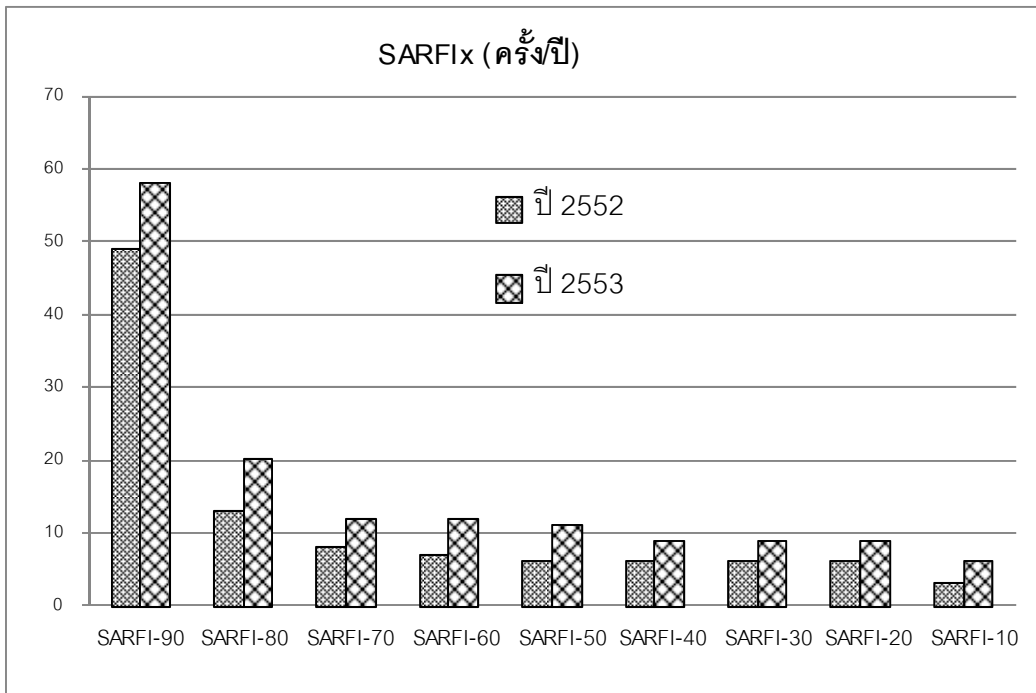
ผลการทดสอบกรณียังไม่เชื่อมต่อ DG จะเปรียบเทียบผลการทดสอบกับค่าที่ได้จากการตรวจวัดจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่สถานีไฟฟ้าบ้านเลน โดยข้อมูลโดยละเอียดของผลการวัดแสดงในภาคผนวก ค เนื่องจากไม่ทราบค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งการเกิดความผิดปกติพร้อมต่อปีของระบบไฟฟ้าบ้านเลนในการจำลองระบบจึงใช้จำนวนครั้งการเกิดความผิดปกติพร้อมต่อปีหลายค่า โดยใช้ข้อมูลจากค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งของการเกิดความผิดปกติพร้อมต่อสถานีไฟฟ้าในปี 2553 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีค่า 250 ครั้งต่อปี และจากข้อมูลการตรวจวัดพบว่าค่า SARFI₉₀ มีค่าน้อยที่สุดที่ 49 ครั้งต่อปีแสดงว่าจำนวนครั้งของการเกิดความผิดปกติพร้อมต้องมากกว่า 49 ครั้งต่อปี ดังนั้น ในการจำลองระบบจึงใช้ค่าจำนวนครั้งการเกิดความผิดปกติพร้อมต่อปีอยู่ระหว่าง 250-500 ครั้ง ค่า SARFI_x จากการตรวจวัดจริงแสดงได้ดังตารางที่ 5.39 และผลจากการจำลองแสดงได้ดังตารางที่ 5.40

ตารางที่ 5.39 ค่า SARFI_x จากการตรวจวัดจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่สถานีไฟฟ้าบ้านเลน

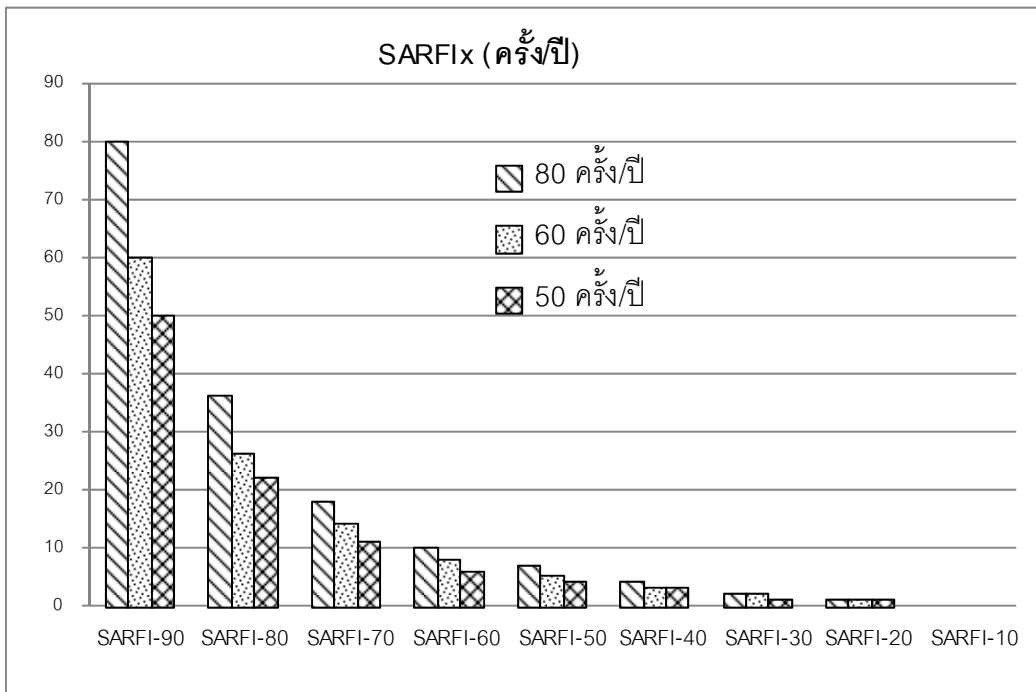
ปี	SARFI _x (ครั้ง/ปี)								
	SARFI ₉₀	SARFI ₈₀	SARFI ₇₀	SARFI ₆₀	SARFI ₅₀	SARFI ₄₀	SARFI ₃₀	SARFI ₂₀	SARFI ₁₀
2552	49	13	8	7	6	6	6	6	3
2553	58	20	12	12	11	9	9	9	6
ค่าเฉลี่ย	54	17	10	10	9	8	8	8	5

ตารางที่ 5.40 ค่า SARFI_x จากผลการจำลองสถานีไฟฟ้าบ้านเลน

จำนวนครั้งการ เกิดความผิดปกติพร้อม	SARFI _x (ครั้ง/ปี)								
	SARFI ₉₀	SARFI ₈₀	SARFI ₇₀	SARFI ₆₀	SARFI ₅₀	SARFI ₄₀	SARFI ₃₀	SARFI ₂₀	SARFI ₁₀
250 ครั้ง/ปี	250	110	57	32	22	13	6	4	1
200 ครั้ง/ปี	200	88	45	26	18	11	5	3	0
150 ครั้ง/ปี	150	65	34	19	13	8	4	2	0
100 ครั้ง/ปี	100	44	23	13	9	6	3	1	0
80 ครั้ง/ปี	80	36	18	10	7	4	2	1	0
60 ครั้ง/ปี	60	26	14	8	5	3	2	1	0
50 ครั้ง/ปี	50	22	11	6	4	3	1	1	0



รูปที่ 5.54 ค่า SARFI_x ของผลการตรวจวัดสถานีไฟฟ้าบ้านเลน



รูปที่ 5.55 ค่า SARFI_x ของผลการจำลองเมื่อเกิดความผิดปกติ 80 60 และ 50 ครั้ง/ปี

5.5.3.2 ผลการทดสอบเมื่อเชื่อมต่อ DG

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาด พิกัดของ DG และโหมดการควบคุมของ DG การเกิดความผิดพลาดจะกำหนดให้เกิดขึ้นทั้งหมด 250 ครั้งต่อปี ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยจำนวนครั้งของการเกิดความผิดพลาดต่อสถานีไฟฟ้าในปี 2553 ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แสดงผลการทดสอบค่า SARFI₆₀ และ SARFI₇₀ ได้ดังนี้

5.5.3.2.1 ผลการทดสอบ SARFI₆₀

ผลการทดสอบค่า SARFI₆₀ ในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดง ได้ดังตารางที่ 5.41 และกรณีควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.42

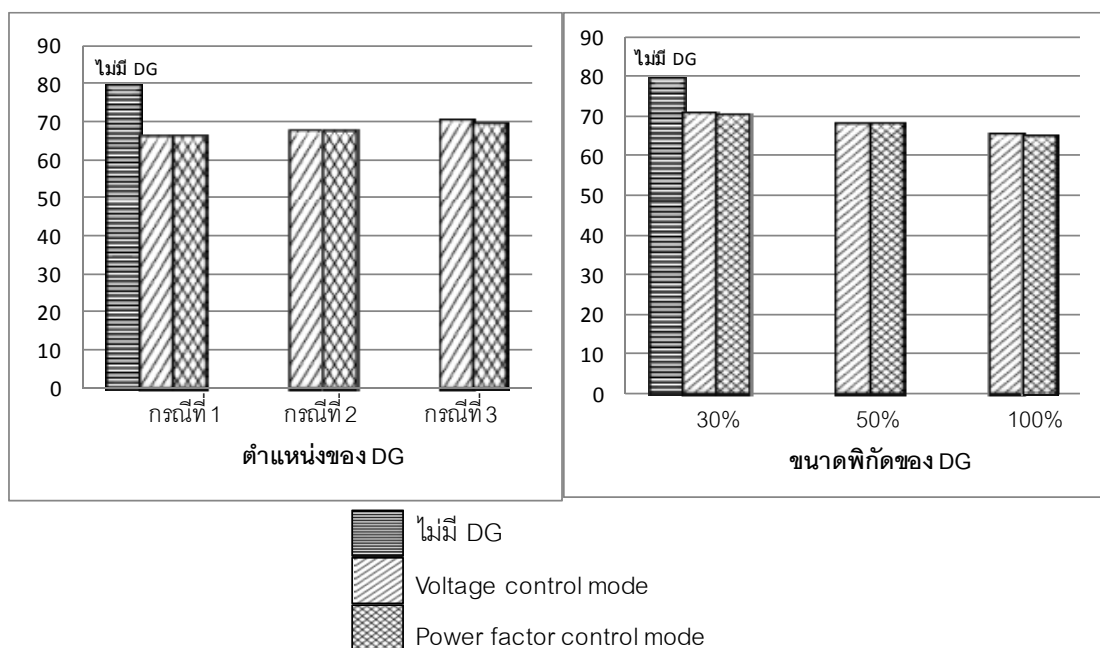
ตารางที่ 5.41 ค่า SARFI₆₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	SARFI ₆₀ (ครั้ง/ปี) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	68	70	73	68	68	70	71	70	75
50%	67	67	68	66	67	68	67	70	69
100%	63	64	69	62	62	66	63	65	69
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	79								

ตารางที่ 5.42 ค่า SARFI₆₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	SARFI ₆₀ (ครั้ง/ปี) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	70	69	70	69	69	71	71	70	71
50%	65	67	69	66	67	69	66	68	69
100%	62	64	67	62	65	68	64	64	66
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	79								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาด พิกัด และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่อค่า SARFI₆₀ แสดงได้ดังรูปที่ 5.56 โดยแสดง เป็นค่าเฉลี่ยของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG

SARFI₆₀ (ครั้ง/ปี)

รูปที่ 5.56 ค่า SARFI₆₀ พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG

5.5.3.2.2 ผลการทดสอบ SARFI₇₀

ผลการทดสอบค่า SARFI₇₀ ในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.43 และในกรณี DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode แสดงได้ดังตารางที่ 5.44

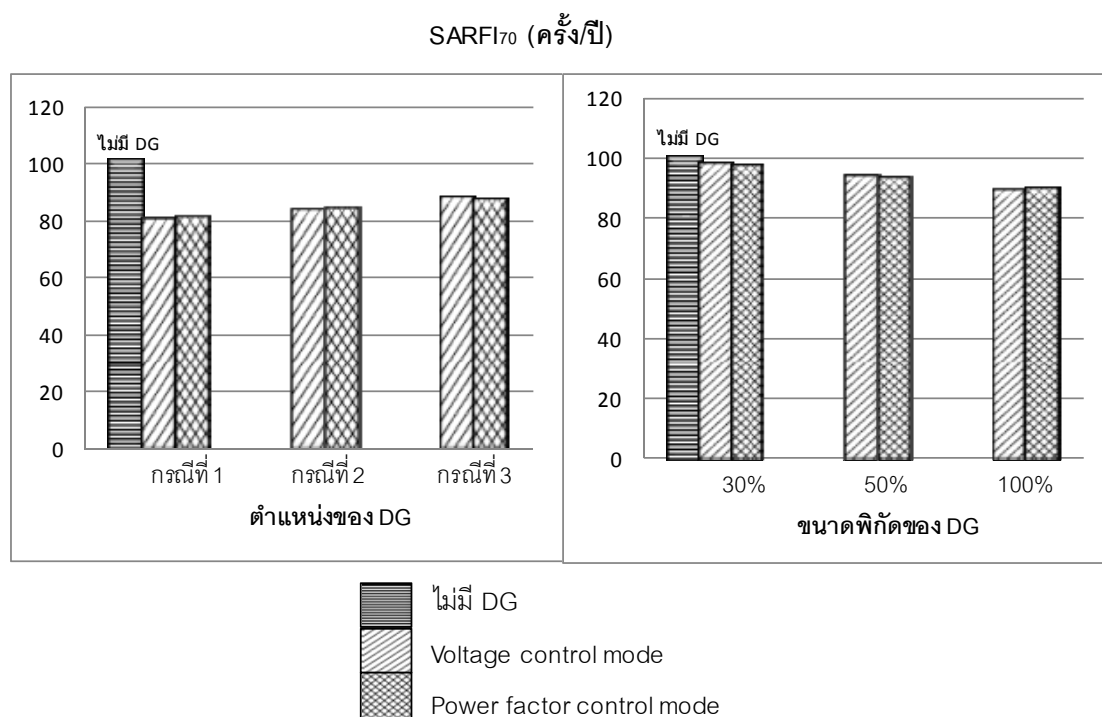
ตารางที่ 5.43 ค่า SARFI₇₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	SARFI ₇₀ (ครั้ง/ปี) กรณี DG ควบคุมแบบ Voltage control mode								
	ที่ V=1 p.u.			ที่ V=1.05 p.u.			ที่ V=0.95 p.u.		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	85	87	92	86	85	89	87	87	92
50%	80	84	87	80	84	86	82	87	88
100%	77	80	85	74	79	84	75	81	86
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	101								

ตารางที่ 5.44 ค่า SARFI₇₀ กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode

ขนาดพิกัด DG (%โหลดทั้งหมด)	SARFI ₇₀ (ครั้ง/ปี) กรณี DG ควบคุมแบบ Power factor control mode								
	ที่ PF=1			ที่ PF=0.95 lagging			ที่ PF=0.85 lagging		
	ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG			ตำแหน่ง DG		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
30%	88	87	88	86	88	90	88	87	90
50%	78	83	88	80	84	88	80	85	86
100%	75	81	85	76	81	84	77	81	83
ยังไม่เชื่อมต่อ DG	101								

การเปรียบเทียบผลการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัด และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG ต่อค่า SARFI₇₀ แสดงได้ดังรูปที่ 5.57 โดยแสดงเป็นค่าเฉลี่ยของ ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ และขนาดพิกัดของ DG



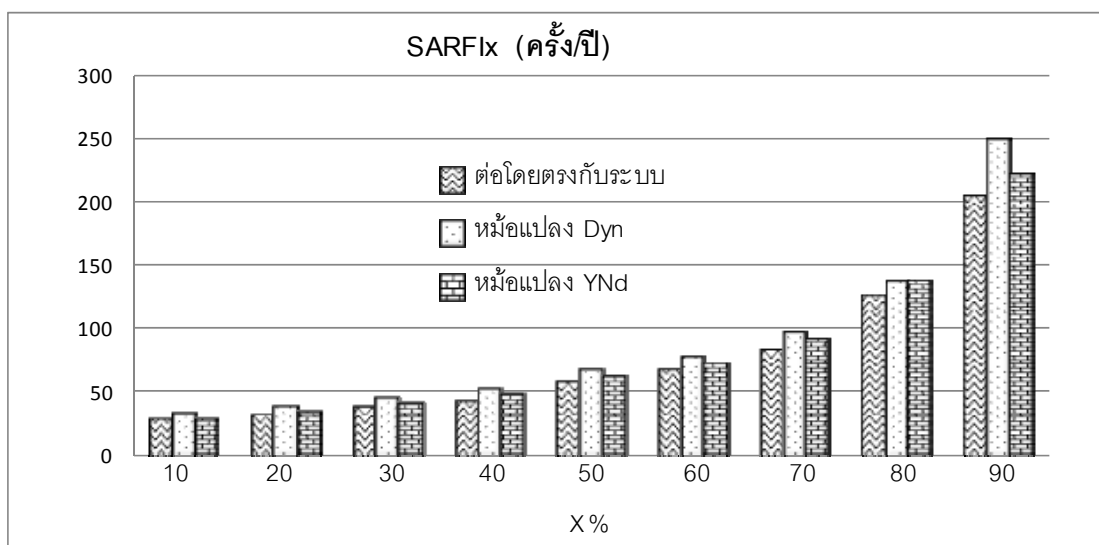
รูปที่ 5.57 ค่า SARFI₇₀ พิจารณาผลกระทบของตำแหน่ง ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG

5.5.3.3 ผลของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง

การทดสอบของผลของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ Dyn YNd และ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ ผลที่ได้จากการทดสอบในแต่ละรูปแบบการทดสอบเมื่อปรับเปลี่ยน ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ ขนาดพิกัด และโหมดการควบคุมของ DG มีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกัน ดังนั้นจึงแสดงผลการทดสอบเพียงบางส่วน คือ DG มีขนาดพิกัดขนาด 50% ของโหลดทั้งหมด เชื่อมต่อที่บัส 7 (กรณีที่ 2) เมื่อ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode ที่ $V = 1$ p.u. และ Power factor control mode ที่ $PF = 1$ ผลการทดสอบค่า $SARFI_x$ ที่ระดับแรงดัน % X ค่าต่างๆ แสดงได้ดังตารางที่ 5.45 และในรูปที่ 5.58 แสดงค่าเฉลี่ยของ $SARFI_x$ เมื่อ DG มีรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบต่างๆ

ตารางที่ 5.45 ค่า $SARFI_x$ พิจารณารูปแบบหม้อแปลงของ DG

SARFI _x	Voltage control mode			Power factor control mode		
	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรง กับระบบ	รูปแบบหม้อแปลง		ต่อโดยตรง กับระบบ
	Dyn	YNd		Dyn	YNd	
X=10%	33	28	27	33	28	27
x=20%	39	34	32	39	34	32
x=30%	45	41	37	44	42	38
x=40%	52	47	43	52	47	43
x=50%	67	62	57	65	60	56
x=60%	78	73	66	77	71	67
x=70%	97	93	83	96	89	84
x=80%	137	137	127	135	135	126
x=90%	249	220	204	249	220	203



รูปที่ 5.58 ค่า SARFI_x พิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

5.5.3.4 การวิเคราะห์ผลการทดสอบดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ

จากผลการทดสอบดัชนีแรงดันตกชั่วขณะกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG ในระบบเพื่อเปรียบเทียบกับผลการตรวจวัดจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพบว่า ข้อมูลจากการตรวจวัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการตรวจวัด 2 ปี คือ ปี 2552 และปี 2553 มีค่า SARFI_x แตกต่างกันในแต่ละปี เนื่องจากมาจากจำนวนครั้ง ประเภทความผิดพลาด และตำแหน่งที่เกิดความผิดพลาด ในแต่ละปี มีค่าแตกต่างกัน และพบว่าค่า SARFI_x มีอัตราการเพิ่มขึ้นมากที่สุดในช่วง SARFI₉₀ แสดงว่าเมื่อเกิดความผิดพลาดในระบบค่าขนาดของแรงดันตกชั่วขณะมีค่ามากที่สุดในช่วงแรงดัน $V=0.8-0.9$ p.u. ซึ่งการวิเคราะห์ SARFI_x ข้อมูลที่สำคัญที่สุดเพื่อให้ได้ผลการวิเคราะห์ที่ถูกต้องคือจำนวนครั้งของการเกิดความผิดพลาดในระบบ ซึ่งไม่ทราบว่ามีค่าเฉลี่ยกี่ครั้งต่อปี

จากผลการทดสอบกับระบบไฟฟ้าบ้านเลนพบว่าพบค่า SARFI_x มีอัตราการเพิ่มขึ้นมากที่สุดในช่วง SARFI₉₀ ซึ่งสอดคล้องกับผลการตรวจวัด และเมื่อเกิดความผิดพลาดที่ทุกตำแหน่งในระบบจะทำให้ค่าขนาดของแรงดันตกชั่วขณะที่ยับยั้งตรวจวัดมีค่าต่ำกว่า $V=0.9$ p.u. ดังนั้นค่า SARFI₉₀ จึงเท่ากับจำนวนครั้งของการเกิดความผิดพลาดในระบบ ตารางที่ 5.46 แสดงผลการเปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ และ SARFI₇₀ ที่ได้จากการจำลองกับค่าที่ตรวจวัด จากผลการเปรียบเทียบค่าจำนวนครั้งของ SARFI_x มีค่าใกล้เคียงกันกับผลการจำลองโดยมีค่าความคลาดเคลื่อนไม่เกิน ± 5 ครั้ง/ปี ค่าเปอร์เซ็นต์ความผิดพลาดแสดงได้ตามตาราง

ตารางที่ 5.46 ผลการเปรียบเทียบค่า SARFI₆₀ และ SARFI₇₀ ที่ได้จากการจำลองกับค่าที่ตรวจวัด

	ผลการวัด (เฉลี่ย)	ผลการจำลอง (80 ครั้ง/ปี)	% Error
SARFI ₆₀	10	8	20.0%
SARFI ₇₀	10	14	40.0%
	ผลการวัด (ปี 2552)	ผลการจำลอง (50 ครั้ง/ปี)	% Error
SARFI ₆₀	7	6	14.3%
SARFI ₇₀	8	11	37.50%
	ผลการวัด (ปี 2553)	ผลการจำลอง (60 ครั้ง/ปี)	% Error
SARFI ₆₀	12	8	33.3%
SARFI ₇₀	12	14	16.7%

จากผลการทดสอบดัชนีแรงดันตกชั่วขณะแสดงให้เห็นว่าเมื่อเชื่อมต่อ DG จะทำให้ดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าน้อยกว่าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG ในทุกรูปแบบการทดสอบ ผลกระทบของ DG ในแต่ละรูปแบบสามารถวิเคราะห์ได้ดังนี้

1) ผลกระทบของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG

เมื่อพิจารณาตำแหน่งของ DG พบว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่ต้นสายป้อนมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะน้อยกว่ากรณีที่ DG เชื่อมต่อที่กลางสายป้อน และในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่ปลายสายป้อนมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมากที่สุด เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ที่ต้นสายป้อน DG จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับโหลดที่ต่ออยู่หลัง DG ไปจนถึงปลายสายป้อน

2) ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG

เมื่อพิจารณาขนาดพิกัดของ DG พบว่าทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลง เนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่มากขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดปกติได้มากขึ้น ส่งผลให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น

3) ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

จากโหมดการควบคุมสองโหมดคือ Voltage control mode และ Power factor control mode พบว่าผลการทดสอบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะใกล้เคียงกันไม่มีความแตกต่างอย่างมีนัยสำคัญ

4) ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

รูปแบบที่ใช้ในการทดสอบคือ เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ และเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงที่มีรูปแบบการต่อขดลวดสองแบบคือ YNd และ Dyn จากผลการทดสอบพบว่า ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn จะมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมากกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd และเมื่อ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด เนื่องจากเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบเปลี่ยนไปส่งผลต่อค่าแรงดันตกชั่วขณะโดยที่ การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยกว่ากรณีเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn และการเชื่อมต่อ DG โดยตรงกับระบบจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบน้อยที่สุดจึงเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด

ตารางที่ 5.47 สรุปผลการทดสอบระบบไฟฟ้าบ้านเลน

ผลกระทบด้าน ต่างๆ ของ DG	การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ		
	AOV	Voltage sag frequency	Voltage sag index (SARFI _x)
<p>ตำแหน่งที่เชื่อมต่อ</p> <p>- AOV, Voltage sag frequency</p> <p>1.Upstream</p> <p>2.Downstream</p> <p>3.คนละสายป้อน</p> <p>- SARFI_x</p> <p>1. ต้นสาย</p> <p>2. กลางสาย</p> <p>3. ปลายสาย</p>	<p>ในกรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย</p> <p>- DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE มีค่า AOV ลดลงมากที่สุด</p> <p>- DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE มีค่า AOV ลดลงมากกว่ากรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่คนละสายป้อน</p> <p>- สรุปได้ว่า DG ควรเชื่อมต่อใกล้ตำแหน่ง SE ให้มากที่สุดและควรเชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ของ SE</p>	<p>ในกรณีที่ SE และ DG ติดตั้งอยู่บนสายป้อนเดียวกันโดย</p> <p>- DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Upstream ค่าความถี่ของการเกิด แรงดันตกชั่วขณะมีค่าต่ำกว่ากรณีที่ DG เชื่อมต่อในตำแหน่ง Downstream ของ SE</p> <p>- กรณีที่ SE และ DG เชื่อมต่ออยู่คนละสายป้อน มีค่าความถี่ของการเกิด แรงดันตกชั่วขณะมากที่สุด</p> <p>- สรุปได้ว่า DG ควรเชื่อมต่อใกล้ตำแหน่ง SE ให้มากที่สุด</p>	<p>- ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่ต้นสายป้อนค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าน้อยกว่ากรณีที่เชื่อมต่อที่กลางสายป้อน</p> <p>- ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่ปลายสายมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมากที่สุด</p> <p>- เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG ที่ต้นสาย DG จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับโหลดที่ต่ออยู่หลัง DG ไปจนถึงปลายสายป้อน</p>
<p>ขนาดพิกัด</p> <p>(% โหลดทั้งหมด)</p> <p>1. 30%</p> <p>2. 50%</p> <p>3. 100%</p>	<p>- ทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่า AOV ลดลงเนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดพลาดได้มากขึ้น ส่งผลให้ AOV มีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น</p>	<p>- ทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะลดลงเนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดพลาดได้มากขึ้น ส่งผลให้ค่าความถี่ของการแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น</p>	<p>- ทั้งกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode และกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะลดลงเนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่มากขึ้นทำให้ DG ช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดพลาดได้มากขึ้น ส่งผลให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น</p>

ผลกระทบด้าน ต่างๆ ของ DG	การวิเคราะห์แรงดันตกชั่วขณะ		
	AOV	Voltage sag frequency	Voltage sag index (SARFI _x)
โหมดการควบคุม 1. Voltage control mode 2. Power factor control mode	- ผลการทดสอบค่า AOV ทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าใกล้เคียงกัน - ในกรณีการควบคุมแบบ Voltage control mode ค่าแรงดันควบคุมที่มากกว่าจะช่วยลดค่า AOV ลงได้มากกว่า - ในกรณีการควบคุมแบบ Power factor control mode เมื่อปรับเปลี่ยนค่าตัวประกอบกำลังควบคุมไม่ส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อค่า AOV	- ผลการทดสอบค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าใกล้เคียงกัน - กรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode เมื่อเพิ่มระดับแรงดันควบคุมให้สูงขึ้นจะทำให้ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะมีค่าต่ำลง - กรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode เมื่อลดค่า PF ควบคุมลง ค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะไม่เปลี่ยนแปลง	- ผลการทดสอบค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะใกล้เคียงกัน - เมื่อปรับเปลี่ยนทั้งค่าแรงดันควบคุมและค่าตัวประกอบกำลังควบคุมไม่ส่งผลอย่างมีนัยสำคัญต่อค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะ
รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง 1. ต่อโดยตรง 2. YNd 3. Dyn	- ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีค่า AOV น้อยที่สุด - เมื่อเกิดความผิดปกติประเภทลงดิน ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่า AOV น้อยกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn	- ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบมีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ น้อยที่สุด - เมื่อเกิดความผิดปกติประเภทลงดิน การเชื่อมต่อหม้อแปลงแบบ YNd จะมีค่าความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยกว่าในกรณีที่หม้อแปลงแบบ Dyn	- ในกรณี DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด - เมื่อเกิดความผิดปกติประเภทลงดิน ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะมีค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะน้อยกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn

บทที่ 6

สรุปผลการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อ DG ในระบบไฟฟ้าต่อแรงดันตกชั่วขณะที่เกิดจากความผิดปกติพ่วง โดยวิเคราะห์ผลกระทบของตำแหน่งการเชื่อมต่อ ขนาดพิกัดใหม่การควบคุม และรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG จากนั้นทำการเปรียบเทียบผลกับในกรณีที่ไม่มีการเชื่อมต่อ DG ในระบบ โดยพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ และทดสอบกับระบบทดสอบ RBTS bus 2 และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบจริงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากการวิเคราะห์ผลการทดสอบของค่า AOV ความถี่ของการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ ณ จุดที่มีอุปกรณ์ที่ไวต่อการเปลี่ยนแปลงแรงดันต่ออยู่ และค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะของระบบผลที่ได้จากการทดสอบในรูปแบบต่างๆ มีค่าสอดคล้องกัน ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตกชั่วขณะสามารถสรุปแยกเป็นกรณีได้ดังนี้คือ

6.1 ผลกระทบของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG

ผลกระทบของตำแหน่งที่เชื่อมต่อ DG มีผลต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะโดยในกรณีที่พิจารณาตำแหน่งของ SE เมื่อ DG เชื่อมต่อที่ตำแหน่ง Upstream ของ SE จะช่วยลดผลกระทบจากแรงดันตกชั่วขณะได้มากกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อที่ตำแหน่ง Downstream ของ SE และมากกว่าในกรณีที่ DG และ SE ติดตั้งคนละสายป้อน เนื่องจากในกรณีที่เชื่อมต่อ DG ในตำแหน่ง Upstream ของ SE แล้ว DG จะช่วยยกระดับแรงดันให้กับ SE และโหลดอื่นๆ ที่ต่ออยู่หลัง SE ไปจนถึงปลายสายป้อน แต่อย่างไรก็ตามระยะห่างระหว่าง SE และ DG ไม่ควรห่างกันเกินไป และ DG ควรจะเชื่อมต่อที่บริเวณกลางสายป้อนจึงจะช่วยลดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะของระบบได้ดี เนื่องจากหากเชื่อมต่อ DG บริเวณต้นสายป้อน ขนาดของแรงดันที่ต้นสายป้อนมีค่าสูงอยู่แล้วการเชื่อมต่อ DG ที่ตำแหน่งนี้จึงไม่ช่วยยกระดับแรงดันให้กับโหลดมากนัก ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่าการเชื่อมต่อ DG ช่วยลดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ โดย DG ควรติดตั้งในตำแหน่งสายป้อนเดียวกันกับ SE ใกล้ตำแหน่งของ SE มากที่สุดและติดตั้งที่ตำแหน่ง Upstream ของ SE ในกรณีที่พิจารณาผลของการเชื่อมต่อ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะที่จุดโหลดของระบบซึ่งส่งผลกระทบต่อลูกค้าในระบบ การเชื่อมต่อ DG ในระบบจะช่วยให้จำนวนครั้งการเกิดแรงดันตกชั่วขณะเฉลี่ยต่อลูกค้ามีค่าลดลง

6.2 ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG

ผลกระทบของขนาดพิกัดของ DG มีผลต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะโดยขนาดพิกัดของ DG ที่เพิ่มขึ้นทำให้การเกิดแรงดันตกชั่วขณะลดลง เนื่องจากขนาดพิกัดของ DG ที่มากขึ้น DG จะช่วยยกระดับแรงดันขณะเกิดความผิดปกติได้มากขึ้น ส่งผลให้ค่าดัชนีแรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลงเมื่อเพิ่มขนาดพิกัดของ DG มากขึ้น ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับขนาดของโหลดและทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบด้วย

6.3 ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายประเภทซิงโครนัสมีโหมดการควบคุมสองโหมดคือ Voltage control mode และ Power factor control mode ผลกระทบของโหมดการควบคุมของ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะทั้งสองโหมดการควบคุมมีค่าใกล้เคียงกัน โดยกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Voltage control mode จะควบคุมแรงดันที่บัสเชื่อมต่อให้คงที่ที่แรงดันควบคุมซึ่งช่วยรักษาระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อและบัสใกล้เคียงเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ ดังนั้นเมื่อแรงดันควบคุมมีค่ามากขึ้นจึงทำให้แรงดันตกชั่วขณะมีค่าลดลง ในกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode จะควบคุมค่าตัวประกอบกำลังที่บัสเชื่อมต่อให้คงที่ ซึ่งถ้าในระบบมีโหลดประเภทกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power) มาก การลดค่าตัวประกอบกำลังควบคุมของ DG จะช่วยจ่ายโหลดประเภทกำลังไฟฟ้าเสมือนได้มากขึ้นทำให้ระดับแรงดันในระบบสูงขึ้นซึ่งช่วยลดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะลงได้ ซึ่งในกรณีที่ DG มีการควบคุมแบบ Power factor control mode ค่าตัวประกอบกำลังควบคุมควรมีค่าใกล้เคียงกับค่าตัวประกอบกำลังของโหลดในระบบ จึงจะช่วยลดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะได้ดี

6.4 ผลกระทบของรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงของ DG

รูปแบบการเชื่อมต่อ DG กับระบบจำหน่ายไฟฟ้าคือ เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบ และเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงที่มีรูปแบบการต่อขดลวดสองแบบคือ YND และ Dyn ในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn จะมีค่าแรงดันตกชั่วขณะมากกว่าในกรณีที่ DG เชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแบบ YNd และเมื่อ DG เชื่อมต่อโดยตรงกับระบบจะมีค่าแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด เนื่องจากเมื่อมีการเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงจะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบเปลี่ยนไปส่งผลต่อค่าแรงดันตกชั่วขณะเนื่องจากขนาดของแรงดันตกชั่วขณะคือขนาดของแรงดันที่เหลืออยู่ เมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบ ซึ่งใช้ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบมาคำนวณ โดยที่การเชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ YNd จะทำให้ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยกว่ากรณีนี้

เชื่อมต่อ DG ผ่านหม้อแปลงแบบ Dyn และการเชื่อมต่อ DG โดยตรงกับระบบจะทำให้ค่าค่าอิมพีแดนซ์ลำดับศูนย์ของระบบน้อยที่สุดจึงทำให้เกิดแรงดันตกชั่วขณะน้อยที่สุด

6.5 ข้อเสนอแนะ

1) ในการวิเคราะห์ผลกระทบของการเชื่อมต่อ DG ต่อการเกิดแรงดันตกชั่วขณะควรที่จะพิจารณาในเรื่องของระยะเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะด้วย เนื่องจากการเชื่อมต่อ DG จะส่งผลโดยตรงต่อค่ากระแสความผิดพลาดในระบบ ซึ่งมีผลต่อช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ ดังนั้นการเชื่อมต่อ DG อาจจะทำให้ช่วงเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะยาวนานขึ้นหรืออาจจะมีช่วงเวลาการเกิดแรงดันตกชั่วขณะลดลงได้ ซึ่งต้องพิจารณาในหลายกรณี เช่น ตำแหน่งที่ติดตั้ง DG กับตำแหน่งของอุปกรณ์ป้องกันในระบบ

2) ควรวิเคราะห์เพิ่มเติมในเรื่องของประเภทของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายเนื่องจากในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาเฉพาะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดซิงโครนัส ควรมีการศึกษาเพิ่มเติมในกรณีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอื่นด้วย เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอินดักชัน เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอินดักชันจะจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบและสามารถดึงกำลังไฟฟ้าเสมือนออกจากระบบได้ ซึ่งอาจให้ผลการทดสอบที่แตกต่างจากกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดซิงโครนัส

3) ในวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงแค่ตัวเดียวเท่านั้น ซึ่งผลกระทบจากการติดตั้ง DG ที่วิเคราะห์ได้อาจไม่ครอบคลุม หากมีการวิเคราะห์ผลของการติดตั้ง DG ในหลายตำแหน่งในระบบ อาจให้ผลการวิเคราะห์ที่แตกต่างจากกรณีนี้ที่เชื่อมต่อ DG เพียงตัวเดียวในระบบ แต่อย่างไรก็ตามวิธีที่นำเสนอสามารถปรับเปลี่ยนเพื่อการวิเคราะห์ผลการติดตั้ง DG ในหลายตำแหน่งได้

รายการอ้างอิง

- [1] กรุงเทพมหานคร. CHP และ DG : ระบบผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพสูงสุด. 18 พฤษภาคม 2552.
- [2] C.J. Mozina. Impact of green power distributed generation. IEE Industry Applications Magazine 16, 4 (July- Aug.2010): 55-62.
- [3] T. E. McDermott and R. C. Dugan. PQ, Reliability and DG. IEEE Industry Applications Magazine 9, 5(Sept.-Oct.2003): 17-23.
- [4] P. P. Barker. Determining the impact of distributed generation on power systems: Part 1- Radial distribution systems. IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting (2000): 1645–1656.
- [5] Stefania Conti. Analysis of distribution network protection issues in presence of dispersed generation. Electric Power Systems Research 79,1(January 2009): 49-56.
- [6] Power System Relay Committee. Impact of distributed resources on distribution relay protection. IEEE Power & Energy Society General Meeting (August 2004).
- [7] Juan A. Martinez and Jacinto Martin–Arnedo. Impact of Distributed Generation on Distribution Protection and Power Quality. IEEE Power & Energy Society General Meeting (July 2009):1-6.
- [8] L. Kojovic, Impact of DG and voltage regulator interaction on distribution system voltage regulation. CIREN Meeting Barcelona Spain: 2003.
- [9] F. Katiraei, C. Abbey, and R. Bahry. Analysis of voltage regulation problem for a 25 kV distribution network with distributed generation. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.
- [10] สิริภา จุลกาญจน์. การหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยคำนึงถึงผลกระทบต่อการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ป้องกันด้วยขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2549.

- [11] ภรต อินทรเทศ. ผลกระทบของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายที่มีต่อการป้องกันและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง. วิทยานิพนธ์ปริญญาโทมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2546.
- [12] EPRI Project Manager. Power Quality Impacts of Distributed Generation. Final Report, Dec.2000.
- [13] โครงการสำรวจระดับคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า
- [14] J.A. Martinez-Velasco and J. Martin-Arnedo. Distributed generation impact on voltage sags in distribution networks. 9th Int. Conf. on Electrical Power Quality and Utilisation October 9-11, 2007.
- [15] Ali Saidian, Mehrdad Heidari and Davar Mirabbasi. Improvement of Voltage Unbalance and Voltage Sag in Radial Distribution Systems Using DG. IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, 2010.
- [16] Alessandro C. L. Ramos, Adalberto J. Batista and Pedro H. M.. Emiliano Distributed Generation Impact on Voltage Sags. Power Electronics Conference, COBEP '09 Brazilian: 2009.
- [17] Ramesh Kumar Sinha, Ritesh Kumar, M.Venmathi and L. Ramesh. Analysis of Voltage Sag with Different DG for Various Faulty Conditions. Proceedings of the International Joint Journal Conference on Engineering and Technology, IJJCET 2010.
- [18] Xuehao Hu and Yan Zhao. Study of Impacts of Two Types Distributed Generation on Distribution Network Voltage Sags. Power System Technology and IEEE Power India Conference Oct.2008.
- [19] Jahromi, M.J. Farjah, E. and Zolghadri, M. Mitigating voltage sag by optimal allocation of Distributed Generation using Genetic Algorithm. Electrical Power Quality and Utilisation, 9th International Conference Oct. 2007.
- [20] R. C. Dugan and T. E. Mcdermont. Distributed generation. IEEE Industrial Applications Magazine (Mar.- Apr.2002): 19–25.
- [21] Math H.J. and BOLLEN Mats HÄGER. Impact of increasing penetration of distributed generation on the number of voltage dips experienced by end-customers. 18th International Conference on Electricity Distribution 2005.

- [22] Cheng-Ting Hsu and Chun-Jen Fu. Dispersed Generation Systems Impact on the Voltage Sags in Distribution Systems. Power System Technology, PowerCon 2006.
- [23] IEC 61000 - 4 - 30. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods. 2003.
- [24] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. IEEE Std.1159-1995.
- [25] Le Viet Tien. Impact of voltage sags and protection coordination on sensitive equipment in distribution system. Doctoral Dissertation, Department of Electrical Engineering Chulalongkorn University. 2009.
- [26] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย.
- [27] M. H. Qader, M. H. J. Bollen, and R. N. Allan. Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system IEEE Transactions on Industry Applications (1999):152–162.
- [28] Saninta, P. and Premrudeepreechacharn, S. Assessment and prediction of voltage sag in transmission system in northern area of Thailand. Harmonics and Quality of Power, ICHQP 2008.
- [29] กุลยศ อุดมวงศ์เสรี. การประเมินความเชื่อถือได้ในระบบไฟฟ้ากำลังขนาดใหญ่โดยใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์มอนติคาร์โลและการแบ่งแยกโครงข่าย. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542.
- [30] ณัฐรุณี จินตวิวัฒน์, การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะ. วิทยานิพนธ์ปริญญาโท สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.
- [31] C.H. Park and G. Jang. Stochastic Estimation of Voltage Sags in a Large Mesh Network. IEEE Transaction on Power Delivery 22, 3 (July 2007)
- [32] J. A. Martinez and J. Martin-Arnedo. Voltage sag studies in distribution networkspart iii: Voltage sag index calculation. IEEE Transactions on Power Delivery 21 (2006)

- [33] การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก. [ออนไลน์]. 2548.แหล่งที่มา : <http://www.eppo.go.th/power/vspp/vspp.html>
- [34] Hadi Saadat Power System Analysis, 2004.
- [35] Khushalani, S. Solanki, J.M. and Schulz, N.N. Development of Three-Phase Unbalanced Power Flow Using PV and PQ Models for Distributed Generation and Study of the Impact of DG Models Power Systems IEEE Transactions (Aug.2007)
- [36] Nuroglu, F.M. and Arsoy, A.B. Voltage profile and short circuit analysis in distribution systems with DG. Electric Power Conference, IEEE Canada, 2008.
- [37] S.M. Moghaddas-Tafreshi and Elahe Mashhour. Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation Electric Power Systems Research 79,4, (April 2009)
- [38] Thasananutariya T. and Chatratana, S. Stochastic prediction of voltage sags in an industrial estate. Industry Applications Conference, Fortieth IAS Annual Meeting 2005.
- [39] Moschakis M.N. and Hatziaargyriou N.C. Analytical calculation and stochastic assessment of voltage sags. IEEE Transaction on Power Delivery 21 (July 2006).
- [40] Nor, K.M. and Abdel-Akher, M. Analysis of Three Phase Distribution Networks with Distributed Generation. Power and Energy Conference, pp.1563–1568.PEcon, 2008.
- [41] R. Billinton, S. Kumar, N. Chowdhury, K. Chu, L. Goel, E. Khan, P. Kos, G. Nourbakhsh and J. Oteng-Adjei. A reliability test system for educational purposes – basic results. IEEE Transactions on Power Systems (1999): 319–325.
- [42] Timothy A. Loehlein, Technical Specialist-Electrical. Calculating generator reactances. [ออนไลน์]. 2006.แหล่งที่มา : www.cumminspower.com

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ข้อมูลของระบบทดสอบ

ภาคผนวก ก แสดงรายละเอียดข้อมูลของระบบทดสอบ RBTS Bus 2 และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งใช้ระบบไฟฟ้าบ้านเลน ประกอบด้วยข้อมูลที่ใช้จำลองผลกระทบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายต่อแรงดันตกชั่วขณะ

ก.1 ระบบทดสอบ RBTS Bus2

ค่า Sub-transient reactance ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย [42] ที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย และในระบบ RBTS bus 2 กำหนดให้หม้อแปลงมีขนาดเท่ากันทุกตัว แสดงค่าอิมพีแดนซ์ ได้ดังตารางที่ ก. 1

ตารางที่ ก. 1 ค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบทดสอบ RBTS Bus 2

ชนิดอุปกรณ์	ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับ บวกและลำดับลบ	ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับ ศูนย์
DG ขนาดพิกัด 30% ของโหลดทั้งหมด	0.2 p.u.	0.2 p.u.
DG ขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด	0.12 p.u.	0.12 p.u.
DG ขนาดพิกัด 100% ของโหลดทั้งหมด	0.06 p.u.	0.06 p.u.
หม้อแปลง DG ขนาด 8 MVA, 11/6.6kV, %Uk=10	$j1.51 \Omega$	$j1.43 \Omega$
หม้อแปลงจำหน่าย 11/0.46kV	$j22.1 \Omega$	$j21.0 \Omega$
สายจำหน่าย/ความยาว 1 กม.	$0.201+j0.221 \Omega/\text{km}$	$0.349+j1.788 \Omega/\text{km}$

ตารางที่ ก. 2 ประเภท จำนวน และขนาดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละจุดโหลด

ตำแหน่งโหลด	ประเภทผู้ใช้ไฟ	โหลดเฉลี่ย(MW)	จำนวนผู้ใช้ไฟ
1-3,10,11	บ้านที่อยู่อาศัย	1	210
12,17-19	บ้านที่อยู่อาศัย	1	200
8	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.2	1
9	อุตสาหกรรมขนาดกลาง	1.2	1
4,5,13,14	หน่วยงานราชการ	1	1
20,21	หน่วยงานราชการ	1	1
6,7,15	ธุรกิจบริหาร	1	10
16,22	ธุรกิจบริหาร	1	10
	รวม		1908

ตารางที่ ก. 3 ข้อมูลเบื้องต้นของระบบทดสอบ RBTS Bus 2

Bus number	Load		Initial Voltage		Base (kV)
	P (MW)	Q (MVar)	Mag. (p.u.)	Ang. (p.u.)	
1	0	0	1.0	0.0	11
2	0	0	1.0	0.0	11
3	0	0	1.0	0.0	11
4	0	0	1.0	0.0	11
5	0	0	1.0	0.0	11
6	0	0	1.0	0.0	11
7	0.535	0.332	1.0	0.0	11
8	0	0	1.0	0.0	11
9	0.535	0.332	1.0	0.0	11
10	0	0	1.0	0.0	11
11	0.535	0.332	1.0	0.0	11
12	0	0	1.0	0.0	11
13	0.566	0.351	1.0	0.0	11
14	0	0	1.0	0.0	11
15	0.566	0.351	1.0	0.0	11
16	0	0	1.0	0.0	11
17	0.454	0.281	1.0	0.0	11
18	0	0	1.0	0.0	11
19	0.454	0.281	1.0	0.0	11
20	0	0	1.0	0.0	11
21	0	0	1.0	0.0	11
22	1.000	0.620	1.0	0.0	11
23	1.150	0.713	1.0	0.0	11
24	0	0	1.0	0.0	11
25	0	0	1.0	0.0	11
26	0	0	1.0	0.0	11
27	0	0	1.0	0.0	11
28	0	0	1.0	0.0	11
29	0.535	0.332	1.0	0.0	11
30	0	0	1.0	0.0	11
31	0.535	0.332	1.0	0.0	11
32	0	0	1.0	0.0	11
33	0.450	0.279	1.0	0.0	11
34	0	0	1.0	0.0	11
35	0.566	0.351	1.0	0.0	11

ตารางที่ ก. 3 ข้อมูลเบื้องต้นของระบบทดสอบ RBTS Bus 2 (ต่อ)

Bus number	Load		Initial Voltage		Base (kV)
	P (MW)	Q (MVar)	Mag. (p.u.)	Ang. (p.u.)	
36	0	0	1.0	0.0	11
37	0.566	0.351	1.0	0.0	11
38	0	0	1.0	0.0	11
39	0.454	0.281	1.0	0.0	11
40	0	0	1.0	0.0	11
41	0	0	1.0	0.0	11
42	0	0	1.0	0.0	11
43	0	0	1.0	0.0	11
44	0	0	1.0	0.0	11
45	0.454	0.281	1.0	0.0	11
46	0	0	1.0	0.0	11
47	0.450	0.279	1.0	0.0	11
48	0	0	1.0	0.0	11
49	0.450	0.279	1.0	0.0	11
50	0	0	1.0	0.0	11
51	0.450	0.279	1.0	0.0	11
52	0	0	1.0	0.0	11
53	0.566	0.351	1.0	0.0	11
54	0	0	1.0	0.0	11
55	0.566	0.351	1.0	0.0	11
56	0	0	1.0	0.0	11
57	0.454	0.281	1.0	0.0	11

ตารางที่ ก. 4 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ RBTS Bus 2

From	To	R1,2	X1,2	R0	X0	Length (km)
		(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	
1	2	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
2	3	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
3	4	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
4	5	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60
2	6	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60
2	8	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
3	10	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
3	12	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60
4	14	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
4	16	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
5	18	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
6	7	0	18.2645	0	17.3512	0
8	9	0	18.2645	0	17.3512	0
10	11	0	18.2645	0	17.3512	0
12	13	0	18.2645	0	17.3512	0
14	15	0	18.2645	0	17.3512	0
16	17	0	18.2645	0	17.3512	0
18	19	0	18.2645	0	17.3512	0
1	20	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
20	21	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
20	22	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
21	23	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60
1	24	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
24	25	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
25	26	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
26	27	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60
24	28	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60
25	30	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
25	32	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
26	34	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60

ตารางที่ ก. 4 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ RBTS Bus 2 (ต่อ)

From	To	R1,2	X1,2	R0	X0	Length (km)
		(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	
26	36	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
27	38	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
28	29	0	18.2645	0	17.3512	0
30	31	0	18.2645	0	17.3512	0
32	33	0	18.2645	0	17.3512	0
34	35	0	18.2645	0	17.3512	0
36	37	0	18.2645	0	17.3512	0
38	39	0	18.2645	0	17.3512	0
1	40	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
40	41	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
41	42	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
42	43	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60
40	44	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60
40	46	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
41	48	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
41	50	0.0997	0.1096	0.1731	0.8866	0.60
42	52	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
43	54	0.1246	0.1370	0.2163	1.1083	0.75
43	56	0.1329	0.1461	0.2307	1.1821	0.80
44	45	0	18.2645	0	17.3512	0
46	47	0	18.2645	0	17.3512	0
48	49	0	18.2645	0	17.3512	0
50	51	0	18.2645	0	17.3512	0
52	53	0	18.2645	0	17.3512	0
54	55	0	18.2645	0	17.3512	0
56	57	0	18.2645	0	17.3512	0

ก. 2 ระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน

ค่า Sub-transient reactance ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย [42] ที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบของการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย แสดงค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบทดสอบ ได้ดังตารางที่ ก. 5

ตารางที่ ก. 5 ค่าอิมพีแดนซ์ของอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน

ชนิดอุปกรณ์	ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับ บวกและลำดับลบ	ค่าอิมพีแดนซ์ลำดับ ศูนย์
DG ขนาดพิกัด 30% ของโหลดทั้งหมด	0.2 p.u.	0.2 p.u.
DG ขนาดพิกัด 50% ของโหลดทั้งหมด	0.12 p.u.	0.12 p.u.
DG ขนาดพิกัด 100% ของโหลดทั้งหมด	0.06 p.u.	0.06 p.u.
หม้อแปลง DG ขนาด 6 MVA, 22/6.6kV, %Uk=10	$j1.61 \Omega$	$j1.53 \Omega$
หม้อแปลงขนาด 50 kVA, 22/0.46kV, %Uk=4, PL=1.05kW	$203.28+j329.55 \Omega$	$203.28+j313.1 \Omega$
หม้อแปลงขนาด 0.1 MVA, 22/0.46kV, %Uk=4, PL=1.75kW	$84.70+j174.10 \Omega$	$84.70+j165.40 \Omega$
หม้อแปลงขนาด 0.16 MVA, 22/0.46kV, %Uk=4, PL=2.35kW	$44.43+j112.55 \Omega$	$44.43+j106.9 \Omega$
หม้อแปลงขนาด 0.25 MVA, 22/0.46kV, %Uk=4, PL=3.25kW	$25.17+j73.24 \Omega$	$25.17+j69.58 \Omega$
หม้อแปลงขนาด 0.4 MVA, 22/0.46kV, %Uk=4, PL=4.6kW	$13.92+j46.36 \Omega$	$13.92+j44.04 \Omega$
หม้อแปลงขนาด 0.5 MVA, 22/0.46kV, %Uk=4, PL=5.5kW	$10.65+j37.23 \Omega$	$10.65+j35.37 \Omega$
สายจำหน่ายหลัก/ความยาว 1 กม.	$0.211+j0.299 \Omega$	$0.435+j1.841 \Omega$
สายจำหน่ายย่อย/ความยาว 1 กม.	$0.176+j0.409 \Omega/\text{km}$	$0.357+j1.624 \Omega/\text{km}$

ตารางที่ ก. 6 ข้อมูลบั๊ตของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน

Bus number	Load		Initial Voltage		Base (kV)
	P (MW)	Q (MVar)	Mag. (p.u.)	Ang. (p.u.)	
1	0	0	1.05	0.0	22
2	0	0	1.0	0.0	22
3	0	0	1.0	0.0	22
4	0	0	1.0	0.0	22
5	0	0	1.0	0.0	22
6	0	0	1.0	0.0	22
7	0	0	1.0	0.0	22
8	0	0	1.0	0.0	22
9	0	0	1.0	0.0	22
10	0	0	1.0	0.0	22
11	0.2125	0.1317	1.0	0.0	22
12	0	0	1.0	0.0	22
13	0.2125	0.1317	1.0	0.0	22
14	0	0	1.0	0.0	22
15	0.0170	0.0105	1.0	0.0	22
16	0	0	1.0	0.0	22
17	0	0	1.0	0.0	22
18	0.0255	0.0158	1.0	0.0	22
19	0	0	1.0	0.0	22
20	0.1360	0.0843	1.0	0.0	22
21	0	0	1.0	0.0	22
22	0.2125	0.1317	1.0	0.0	22
23	0	0	1.0	0.0	22
24	0.0850	0.0527	1.0	0.0	22
25	0	0	1.0	0.0	22
26	0.2125	0.1317	1.0	0.0	22
27	0	0	1.0	0.0	22
28	0.0850	0.0527	1.0	0.0	22
29	0	0	1.0	0.0	22
30	0.2125	0.1317	1.0	0.0	22
31	0	0	1.0	0.0	22
32	0.0850	0.0527	1.0	0.0	22
33	0	0	1.0	0.0	22
34	0	0	1.0	0.0	22
35	0	0	1.0	0.0	22

ตารางที่ ก. 6 ข้อมูลบัสของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน (ต่อ)

Bus number	Load		Initial Voltage		Base (kV)
	P (MW)	Q (MVar)	Mag. (p.u.)	Ang. (p.u.)	
36	0	0	1.0	0.0	22
37	0.0255	0.0158	1.0	0.0	22
38	0	0	1.0	0.0	22
39	0.0170	0.0105	1.0	0.0	22
40	0	0	1.0	0.0	22
41	0.0170	0.0105	1.0	0.0	22
42	0	0	1.0	0.0	22
43	0	0	1.0	0.0	22
44	0	0	1.0	0.0	22
45	0	0	1.0	0.0	22
46	0	0	1.0	0.0	22
47	0	0	1.0	0.0	22
48	0	0	1.0	0.0	22
49	0	0	1.0	0.0	22
50	0	0	1.0	0.0	22
51	0	0	1.0	0.0	22
52	0.0255	0.0158	1.0	0.0	22
53	0	0	1.0	0.0	22
54	0.0255	0.0158	1.0	0.0	22
55	0	0	1.0	0.0	22
56	0.3400	0.211	1.0	0.0	22
57	0	0	1.0	0.0	22
58	0.4250	0.8634	1.0	0.0	22
59	0	0	1.0	0.0	22
60	0.1360	0.0843	1.0	0.0	22
61	0	0	1.0	0.0	22
62	0.1360	0.0843	1.0	0.0	22
63	0	0	1.0	0.0	22
64	0.0850	0.0527	1.0	0.0	22
65	0	0	1.0	0.0	22
66	0.1360	0.0843	1.0	0.0	22
67	0	0	1.0	0.0	22
68	0.1360	0.0843	1.0	0.0	22
69	0	0	1.0	0.0	22
70	0.0850	0.0527	1.0	0.0	22
71	0	0	1.0	0.0	22
72	0	0	1.0	0.0	22
73	0	0	1.0	0.0	22
74	0.2125	0.132	1.0	0.0	22
75	0	0	1.0	0.0	22

ตารางที่ ก. 6 ข้อมูลบั๊ตของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน (ต่อ)

Bus number	Load		Initial Voltage		Base (kV)
	P (MW)	Q (MVar)	Mag. (p.u.)	Ang. (p.u.)	
76	0.0170	0.0105	1.0	0.0	22
77	0	0	1.0	0.0	22
78	0	0	1.0	0.0	22
79	0	0	1.0	0.0	22
80	0	0	1.0	0.0	22
81	0	0	1.0	0.0	22
82	0	0	1.0	0.0	22
83	0.0170	0.0105	1.0	0.0	22
84	0	0	1.0	0.0	22
85	0.2125	0.1320	1.0	0.0	22
86	0	0	1.0	0.0	22
87	0.1360	0.0843	1.0	0.0	22
88	0	0	1.0	0.0	22
89	0.0255	0.0158	1.0	0.0	22
90	0	0	1.0	0.0	22
91	0.2125	0.1320	1.0	0.0	22
92	0	0	1.0	0.0	22
93	0	0	1.0	0.0	22
94	0	0	1.0	0.0	22
95	0	0	1.0	0.0	22
96	0	0	1.0	0.0	22
97	0	0	1.0	0.0	22
98	0.0255	0.0158	1.0	0.0	22
99	0	0	1.0	0.0	22
100	0.0255	0.0158	1.0	0.0	22
101	0	0	1.0	0.0	22
102	0.0850	0.0527	1.0	0.0	22
103	0	0	1.0	0.0	22
104	0	0	1.0	0.0	22
105	0.01700	0.01050	1.0	0.0	22
106	0	0	1.0	0.0	22
107	0.2125	0.1320	1.0	0.0	22
108	0	0	1.0	0.0	22
109	0.0425	0.0263	1.0	0.0	22
110	0	0	1.0	0.0	22
111	0.085	0.0527	1.0	0.0	22

ตารางที่ ก. 7 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน

Branch	From	To	R1,2	X1,2	R0	X0	Length (km)
			(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	
1	1	2	0.0228	0.0309	0.0449	0.1902	0.500
2	2	3	0.0165	0.0224	0.0326	0.1378	0.362
3	3	4	0.0017	0.0023	0.0033	0.0141	0.037
4	4	5	0.0108	0.0146	0.0212	0.0898	0.236
5	5	6	0.0053	0.0072	0.0105	0.0443	0.117
6	6	7	0.0014	0.0019	0.0028	0.0118	0.031
7	7	8	0.0210	0.0285	0.0414	0.1754	0.461
8	8	9	0.0231	0.0312	0.0454	0.1921	0.505
9	2	10	0.0037	0.0086	0.0075	0.0340	0.101
10	2	12	0.0076	0.0176	0.0153	0.0698	0.208
11	3	14	0.0015	0.0034	0.0030	0.0135	0.040
12	4	16	0.0013	0.0030	0.0026	0.0119	0.035
13	16	17	0.0012	0.0027	0.0024	0.0107	0.032
14	16	19	0.0008	0.0019	0.0017	0.0077	0.023
15	5	21	0.0007	0.0016	0.0014	0.0064	0.019
16	6	23	0.0018	0.0041	0.0036	0.0165	0.049
17	7	25	0.0011	0.0025	0.0022	0.0098	0.029
18	8	27	0.0012	0.0028	0.0025	0.0112	0.034
19	9	29	0.0007	0.0016	0.0014	0.0065	0.020
20	9	31	0.0118	0.0274	0.0239	0.1087	0.324
21	10	11	5.2000	15.1322	5.2000	14.3760	0
22	12	13	5.2000	15.1322	5.2000	14.3760	0
23	14	15	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
24	17	18	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
25	19	20	9.1798	23.2541	9.1798	22.0868	0
26	21	22	5.2000	15.1322	5.2000	14.3760	0
27	23	24	17.5000	35.9711	17.5000	34.1736	0
28	25	26	5.2000	15.1322	5.2000	14.3760	0
29	27	28	17.5000	35.9711	17.5000	34.1736	0
30	29	30	5.2000	15.1322	5.2000	14.3760	0
31	31	32	17.5000	35.9711	17.5000	34.1736	0
32	1	33	0.0117	0.0159	0.0231	0.0978	0.257
33	33	34	0.0201	0.0271	0.0395	0.1671	0.439
34	34	35	0.0284	0.0384	0.0558	0.2364	0.621
35	33	36	0.0002	0.0005	0.0004	0.0020	0.006
36	34	38	0.0002	0.0005	0.0004	0.0020	0.006
37	35	40	0.0002	0.0005	0.0004	0.0019	0.006
38	36	37	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
39	38	39	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
40	40	41	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0

ตารางที่ ก. 7 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน (ต่อ)

Branch	From	To	R1,2	X1,2	R0	X0	Length (km)
			(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	
41	1	42	0.0799	0.1081	0.1573	0.6657	1.750
42	42	43	0.0161	0.0218	0.0317	0.1341	0.353
43	43	44	0.0020	0.0027	0.0040	0.0168	0.044
44	44	45	0.0028	0.0038	0.0056	0.0236	0.062
45	45	46	0.0019	0.0025	0.0037	0.0156	0.041
46	46	47	0.0010	0.0013	0.0019	0.0080	0.021
47	47	48	0.0009	0.0012	0.0018	0.0076	0.020
48	48	49	0.0007	0.0010	0.0014	0.0061	0.016
49	42	50	0.0007	0.0016	0.0014	0.0062	0.018
50	50	51	0.0002	0.0004	0.0003	0.0014	0.004
51	50	53	0.0004	0.0010	0.0009	0.0041	0.012
52	43	55	0.0008	0.0019	0.0017	0.0077	0.023
53	44	57	0.0012	0.0027	0.0024	0.0107	0.032
54	45	59	0.0007	0.0017	0.0015	0.0067	0.020
55	46	61	0.0008	0.0018	0.0015	0.0070	0.021
56	47	63	0.0002	0.0004	0.0003	0.0014	0.004
57	48	65	0.0002	0.0004	0.0003	0.0014	0.004
58	49	67	0.0001	0.0003	0.0003	0.0013	0.004
59	49	69	0.0030	0.0069	0.0060	0.0275	0.082
60	51	52	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
61	53	54	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
62	55	56	2.8750	9.5785	2.8750	9.0996	0
63	57	58	2.2004	7.6921	2.2004	7.3079	0
64	59	60	9.1798	23.2541	9.1798	22.0868	0
65	61	62	9.1798	23.2541	9.1798	22.0868	0
66	63	64	17.5000	35.9711	17.5000	34.1736	0
67	65	66	9.1798	23.2541	9.1798	22.0868	0
68	67	68	9.1798	23.2541	9.1798	22.0868	0
69	69	70	17.5000	35.9711	17.5000	34.1736	0
70	1	71	0.0166	0.0224	0.0326	0.1381	0.363
71	71	72	0.0370	0.0500	0.0727	0.3079	0.809
72	71	73	0.0016	0.0036	0.0032	0.0144	0.043
73	72	75	0.0002	0.0004	0.0003	0.0014	0.004
74	73	74	5.2000	15.1322	5.2000	14.3760	0
75	75	76	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
76	1	77	0.0274	0.0371	0.0539	0.2282	0.600
77	77	78	0.0329	0.0445	0.0647	0.2739	0.720
78	78	79	0.0016	0.0021	0.0031	0.0129	0.034
79	79	80	0.0187	0.0253	0.0368	0.1556	0.409
80	80	81	0.0339	0.0459	0.0668	0.2826	0.743

ตารางที่ ก. 7 ข้อมูลสายส่งของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน (ต่อ)

Branch	From	To	R1,2	X1,2	R0	X0	Length (km)
			(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	(p.u.)	
81	77	82	0.0011	0.0025	0.0022	0.0098	0.029
82	78	84	0.0001	0.0003	0.0003	0.0013	0.004
83	79	86	0.0011	0.0025	0.0022	0.0098	0.029
84	80	88	0.0002	0.0004	0.0003	0.0015	0.0044
85	81	90	0.0001	0.0003	0.0003	0.0013	0.004
86	82	83	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
87	84	85	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
88	86	87	9.1798	23.2541	9.1798	22.0868	0
89	88	89	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
90	90	91	5.2000	15.1322	5.2000	14.3760	0
91	1	92	0.0090	0.0122	0.0178	0.0753	0.198
92	92	93	0.0306	0.0415	0.0603	0.2552	0.671
93	93	94	0.0133	0.0180	0.0262	0.1107	0.291
94	94	95	0.0411	0.0557	0.0810	0.3427	0.901
95	95	96	0.0130	0.0176	0.0256	0.1084	0.285
96	92	97	0.0001	0.0003	0.0003	0.0013	0.004
97	93	99	0.0002	0.0004	0.0003	0.0014	0.004
98	94	101	0.0357	0.0829	0.0724	0.3292	0.981
99	95	103	0.0068	0.0158	0.0138	0.0627	0.187
100	103	104	0.0002	0.0005	0.0004	0.0019	0.006
101	103	106	0.0044	0.0103	0.0089	0.0407	0.1213
102	96	108	0.0165	0.0385	0.0336	0.1527	0.4551
103	96	110	0.0181	0.0422	0.0368	0.1674	0.499
104	97	98	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
105	99	100	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
106	101	102	17.5000	35.9711	17.5000	34.1736	0
107	104	105	42.0000	68.0888	42.0000	64.6901	0
108	106	107	5.2	15.1322	5.2	14.376	0
109	108	109	42	68.0888	42	64.6901	0
110	110	111	17.5	35.9711	17.5	34.1736	0

ภาคผนวก ข

ผลการทดสอบ

ภาคผนวก ข แสดงผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า ของระบบทดสอบ RBTS Bus 2 และระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ข.1 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบ RBTS bus 2

ตารางที่ ข.1 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG (RBTS bus 2)

Bus number	Vmag (p.u.)	Vangle (degree)	Load		Generation	
			Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)
1	1	0	0	0	12.442	9.324
2	0.991	-0.084	0	0	0	0
3	0.985	-0.145	0	0	0	0
4	0.982	-0.18	0	0	0	0
5	0.981	-0.19	0	0	0	0
6	0.99	-0.094	0	0	0	0
7	0.919	-6.258	0.535	0.332	0	0
8	0.99	-0.097	0	0	0	0
9	0.918	-6.266	0.535	0.332	0	0
10	0.984	-0.158	0	0	0	0
11	0.912	-6.411	0.535	0.332	0	0
12	0.984	-0.155	0	0	0	0
13	0.907	-6.804	0.566	0.351	0	0
14	0.98	-0.194	0	0	0	0
15	0.903	-6.901	0.566	0.351	0	0
16	0.981	-0.192	0	0	0	0
17	0.921	-5.459	0.454	0.281	0	0
18	0.98	-0.202	0	0	0	0
19	0.92	-5.48	0.454	0.281	0	0
20	0.995	-0.074	0	0	0	0
21	0.993	-0.114	0	0	0	0
22	0.993	-0.109	1	0.62	0	0
23	0.991	-0.146	1.15	0.713	0	0
24	0.993	-0.072	0	0	0	0
25	0.987	-0.132	0	0	0	0

ตารางที่ ข.1 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG (ต่อ)

Bus number	Vmag (p.u.)	Vangle (degree)	Load		Generation	
			Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)
26	0.983	-0.169	0	0	0	0
27	0.982	-0.178	0	0	0	0
28	0.992	-0.082	0	0	0	0
29	0.92	-6.229	0.535	0.332	0	0
30	0.985	-0.145	0	0	0	0
31	0.913	-6.38	0.535	0.332	0	0
32	0.986	-0.144	0	0	0	0
33	0.927	-5.308	0.45	0.279	0	0
34	0.982	-0.179	0	0	0	0
35	0.904	-6.865	0.566	0.351	0	0
36	0.981	-0.183	0	0	0	0
37	0.904	-6.874	0.566	0.351	0	0
38	0.981	-0.19	0	0	0	0
39	0.921	-5.455	0.454	0.281	0	0
40	0.992	-0.081	0	0	0	0
41	0.986	-0.14	0	0	0	0
42	0.982	-0.177	0	0	0	0
43	0.981	-0.197	0	0	0	0
44	0.991	-0.09	0	0	0	0
45	0.932	-5.239	0.454	0.281	0	0
46	0.991	-0.093	0	0	0	0
47	0.932	-5.196	0.45	0.279	0	0
48	0.985	-0.153	0	0	0	0
49	0.926	-5.321	0.45	0.279	0	0
50	0.985	-0.15	0	0	0	0
51	0.926	-5.315	0.45	0.279	0	0
52	0.981	-0.191	0	0	0	0
53	0.903	-6.889	0.566	0.351	0	0
54	0.979	-0.21	0	0	0	0
55	0.901	-6.935	0.566	0.351	0	0
56	0.979	-0.209	0	0	0	0
57	0.919	-5.493	0.454	0.281	0	0
		Total	12.291	7.617	12.442	9.324
		Total loss	P=0.153 MW Q=1.738 MVar			

ข.2 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าของระบบทดสอบ กฟภ. บ้านเลน

ตารางที่ ข.2 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG (กฟภ.)

Bus number	Vmag (p.u.)	Vangle (degree)	Load		Generation	
			Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)
1	1	0	0	0	4.55	3.668
2	0.999	-0.014	0	0	0	0
3	0.999	-0.021	0	0	0	0
4	0.999	-0.022	0	0	0	0
5	0.999	-0.026	0	0	0	0
6	0.999	-0.027	0	0	0	0
7	0.999	-0.028	0	0	0	0
8	0.999	-0.031	0	0	0	0
9	0.998	-0.034	0	0	0	0
10	0.999	-0.015	0	0	0	0
11	0.967	-1.515	0.212	0.132	0	0
12	0.999	-0.015	0	0	0	0
13	0.967	-1.516	0.212	0.132	0	0
14	0.999	-0.021	0	0	0	0
15	0.984	-0.438	0.017	0.011	0	0
16	0.999	-0.022	0	0	0	0
17	0.999	-0.022	0	0	0	0
18	0.977	-0.652	0.025	0.016	0	0
19	0.999	-0.022	0	0	0	0
20	0.965	-1.441	0.136	0.084	0	0
21	0.999	-0.026	0	0	0	0
22	0.966	-1.528	0.212	0.132	0	0
23	0.999	-0.027	0	0	0	0
24	0.963	-1.299	0.085	0.053	0	0
25	0.999	-0.028	0	0	0	0
26	0.966	-1.531	0.212	0.132	0	0
27	0.999	-0.031	0	0	0	0
28	0.963	-1.303	0.085	0.053	0	0
29	0.998	-0.034	0	0	0	0
30	0.966	-1.537	0.212	0.132	0	0
31	0.998	-0.035	0	0	0	0
32	0.963	-1.307	0.085	0.053	0	0
33	1	0	0	0	0	0
34	1	-0.001	0	0	0	0
35	1	-0.001	0	0	0	0

ตารางที่ ข.2 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG (ต่อ)

Bus number	Vmag (p.u.)	Vangle (degree)	Load		Generation	
			Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)
36	1	0	0	0	0	0
37	0.978	-0.629	0.025	0.016	0	0
38	1	-0.001	0	0	0	0
39	0.985	-0.416	0.017	0.011	0	0
40	1	-0.001	0	0	0	0
41	0.985	-0.416	0.017	0.011	0	0
42	0.997	-0.02	0	0	0	0
43	0.996	-0.024	0	0	0	0
44	0.996	-0.024	0	0	0	0
45	0.996	-0.025	0	0	0	0
46	0.996	-0.026	0	0	0	0
47	0.996	-0.026	0	0	0	0
48	0.996	-0.026	0	0	0	0
49	0.996	-0.026	0	0	0	0
50	0.997	-0.02	0	0	0	0
51	0.997	-0.02	0	0	0	0
52	0.975	-0.653	0.025	0.016	0	0
53	0.997	-0.02	0	0	0	0
54	0.975	-0.653	0.025	0.016	0	0
55	0.996	-0.024	0	0	0	0
56	0.965	-1.604	0.34	0.211	0	0
57	0.996	-0.024	0	0	0	0
58	0.913	-0.887	0.425	0.863	0	0
59	0.996	-0.025	0	0	0	0
60	0.963	-1.453	0.136	0.084	0	0
61	0.996	-0.026	0	0	0	0
62	0.963	-1.453	0.136	0.084	0	0
63	0.996	-0.026	0	0	0	0
64	0.961	-1.304	0.085	0.053	0	0
65	0.996	-0.026	0	0	0	0
66	0.963	-1.454	0.136	0.084	0	0
67	0.996	-0.026	0	0	0	0
68	0.963	-1.454	0.136	0.084	0	0
69	0.996	-0.026	0	0	0	0
70	0.961	-1.305	0.085	0.053	0	0
71	1	-0.002	0	0	0	0
72	1	-0.002	0	0	0	0
73	1	-0.002	0	0	0	0
74	0.968	-1.5	0.212	0.132	0	0
75	1	-0.002	0	0	0	0

ตารางที่ ข.2 ผลการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าในกรณีที่ยังไม่เชื่อมต่อ DG (ต่อ)

Bus number	Vmag (p.u.)	Vangle (degree)	Load		Generation	
			Pd (MW)	Qd (MVar)	Pg (MW)	Qg (MVar)
76	0.985	-0.418	0.017	0.011	0	0
77	1	-0.007	0	0	0	0
78	0.999	-0.014	0	0	0	0
79	0.999	-0.015	0	0	0	0
80	0.999	-0.016	0	0	0	0
81	0.999	-0.019	0	0	0	0
82	1	-0.007	0	0	0	0
83	0.985	-0.423	0.017	0.011	0	0
84	0.999	-0.014	0	0	0	0
85	0.755	-6.806	0.212	0.132	0	0
86	0.999	-0.015	0	0	0	0
87	0.966	-1.433	0.136	0.084	0	0
88	0.999	-0.016	0	0	0	0
89	0.977	-0.646	0.025	0.016	0	0
90	0.999	-0.019	0	0	0	0
91	0.967	-1.52	0.212	0.132	0	0
92	1	-0.002	0	0	0	0
93	1	-0.008	0	0	0	0
94	1	-0.01	0	0	0	0
95	0.999	-0.016	0	0	0	0
96	0.999	-0.017	0	0	0	0
97	1	-0.002	0	0	0	0
98	0.978	-0.63	0.025	0.016	0	0
99	1	-0.008	0	0	0	0
100	0.978	-0.637	0.025	0.016	0	0
101	0.999	-0.013	0	0	0	0
102	0.964	-1.283	0.085	0.053	0	0
103	0.999	-0.018	0	0	0	0
104	0.999	-0.018	0	0	0	0
105	0.985	-0.434	0.017	0.011	0	0
106	0.999	-0.019	0	0	0	0
107	0.967	-1.519	0.212	0.132	0	0
108	0.999	-0.017	0	0	0	0
109	0.962	-1.083	0.043	0.026	0	0
110	0.999	-0.018	0	0	0	0
111	0.964	-1.289	0.085	0.053	0	0
		Total	4.412	3.336	4.55	3.668
		Total loss	P=0.144 MW Q=0.341 MVar			

ภาคผนวก ค

ข้อมูลการตรวจวัดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะ

สถานีไฟฟ้าบ้านเลน ได้มีการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าโดยเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า Unilyzer 902 ติดตั้งจำนวนหนึ่งเครื่องที่บัส 22 kV ซึ่งมีการตรวจวัดในปี 52 และปี 53

ตารางที่ ค.1 ผลการตรวจวัดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในปี 2552

เหตุการณ์	วัน	เวลา	เฟส	ช่วงเวลา (วินาที)	แรงดัน (V)	แรงดัน (%)	Uref (V)
1	26/8/52	19:31:33	B	0.0100	11786.3	90	13100
2	6/6/52	18:57:04	A	0.0100	11786.2	90	13100
3	17/5/52	15:39:12	A	0.0100	11783.7	90	13100
4	24/4/52	13:35:31	A	0.1500	11761.8	90	13100
5	23/3/52	13:41:34	A	0.2600	11760.5	90	13100
6	26/11/52	4:18:45	A	0.0200	11745.9	90	13100
7	27/5/52	11:30:05	A	0.0500	11695.7	89	13100
8	13/4/52	11:02:15	C	0.0100	11684.8	89	13100
9	17/6/52	5:43:05	A	0.0300	11673.7	89	13100
10	19/5/52	22:30:22	B	0.0600	11659.3	89	13100
11	25/5/52	10:23:10	A	0.1500	11640.9	89	13100
12	17/4/52	6:39:09	B	0.1100	11634.0	89	13100
13	7/3/52	6:24:13	B	0.0400	11584.5	88	13100
14	27/7/52	4:24:19	B	0.0300	11570.8	88	13100
15	28/4/52	23:09:46	B	0.3300	11551.0	88	13100
16	18/9/52	12:32:00	A	0.0600	11525.9	88	13100
17	17/5/52	16:24:16	B	0.0500	11509.5	88	13100
18	26/5/52	20:50:00	A	0.1600	11489.2	88	13100
19	17/4/52	18:32:11	B	0.1100	11470.7	88	13100
20	10/5/52	14:10:40	B	0.1600	11454.7	87	13100
21	18/3/52	10:14:09	A	0.1500	11436.0	87	13100
22	12/5/52	18:43:17	B	0.1800	11431.9	87	13100
23	4/5/52	22:49:53	A	0.3200	11386.8	87	13100
24	20/2/52	17:14:44	A	0.0200	11375.6	87	13100
25	22/4/52	15:18:11	A	0.3600	11301.9	86	13100
26	20/5/52	12:17:19	A	0.3300	11301.0	86	13100

ตารางที่ ค.1 ผลการตรวจวัดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในปี 2552 (ต่อ)

เหตุการณ์	วัน	เวลา	เฟส	ช่วงเวลา (วินาที)	แรงดัน (V)	แรงดัน (%)	Uref (V)
27	26/3/52	1:17:21	C	0.0700	11272.6	86	13100
28	18/4/52	17:03:35	B	0.3600	11179.0	85	13100
29	31/10/52	8:51:21	A	0.0700	11069.1	84	13100
30	23/6/52	15:58:52	A	0.0200	10972.1	84	13100
31	28/4/52	22:08:38	A	0.3600	10911.6	83	13100
32	18/4/52	17:00:27	B	0.3600	10898.3	83	13100
33	26/8/52	20:04:45	B	0.2400	10873.2	83	13100
34	12/4/52	15:44:24	B	0.6900	10831.0	83	13100
35	4/5/52	0:03:00	A	0.3600	10815.9	83	13100
36	6/5/52	19:06:23	A	0.3600	10686.1	82	13100
37	12/4/52	15:55:39	A	0.4600	10538.4	80	13100
38	5/2/52	11:23:23	A	0.0900	10530.0	80	13100
39	12/5/52	12:28:40	A	0.0600	10446.2	80	13100
40	20/1/52	1:13:18	C	0.0900	10262.1	78	13100
41	26/8/52	6:24:23	A	0.0900	10126.9	77	13100
42	23/1/52	1:45:12	B	0.0700	9038.8	69	13100
43	23/1/52	2:02:12	A	0.0800	6716.9	51	13100
44	5/3/52	15:45:25	A		2138.3	16	13100
45	18/10/52	13:46:21	A	0.2000	1628.9	12	13100
46	21/7/52	13:23:27	B		1610.3	12	13100
47	23/1/52	1:52:18	A	0.0800	467.7	4	13100
48	9/8/52	13:25:26	B	2.4000	144.4	1	13100
49	22/3/52	13:23:19	A	2.4000	136.7	1	13100

ตารางที่ ค.2 ผลการตรวจวัดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในปี 2553

เหตุการณ์	วัน	เวลา	เฟส	ช่วงเวลา (วินาที)	แรงดัน (V)	แรงดัน (%)	Uref (V)
1	21/10/53	9:31:41	C	2.140	14476.0	111	13100
2	21/2/53	18:27:25	A	0.020	11785.8	90	13100
3	10/2/53	7:10:30	B	0.010	11762.7	90	13100
4	1/9/53	20:08:05	A	0.010	11731.8	90	13100
5	24/3/53	0:38:33	B	0.140	11710.9	89	13100
6	26/1/53	10:39:04	B	0.010	11701.3	89	13100
7	9/5/53	8:43:09	A	0.010	11693.3	89	13100
8	3/5/53	11:43:03	A	0.210	11689.8	89	13100
9	24/1/53	11:12:37	A	0.020	11689.8	89	13100
10	24/1/53	11:13:19	C	0.030	11678.6	89	13100
11	29/3/53	22:09:55	A	0.300	11650.5	89	13100
12	21/5/53	21:17:56	A	0.270	11620.9	89	13100
13	3/5/53	11:41:20	A	0.310	11611.3	89	13100
14	19/1/53	11:59:59	B	0.330	11600.8	89	13100
15	12/4/53	16:18:06	A	0.340	11571.6	88	13100
16	1/12/53	15:35:55	A	0.020	11552.7	88	13100
17	24/4/53	11:55:42	A	0.300	11509.8	88	13100
18	17/4/53	12:15:37	A	0.360	11495.9	88	13100
19	31/3/53	4:13:11	A	0.760	11472.9	88	13100
20	23/8/53	12:23:39	A	0.060	11467.2	88	13100
21	24/4/53	11:41:28	B	0.3500	11458.5	87	13100
22	27/4/53	13:26:26	B	0.0100	11433.0	87	13100
23	3/5/53	11:44:28	B	0.3300	11419.1	87	13100
24	30/3/53	18:59:17	A	0.3600	11404.2	87	13100
25	6/6/53	15:23:08	B	0.0700	11385.1	87	13100
26	12/2/53	13:35:30	A	0.3500	11365.4	87	13100
27	14/4/53	4:54:05	A	0.3800	11355.6	87	13100
28	21/11/53	7:03:35	B	0.0700	11316.6	86	13100
29	22/1/53	16:03:41	A	0.1600	11204.1	86	13100
30	17/3/53	6:16:34	A	0.1400	11158.7	85	13100
31	12/1/53	9:41:22	A	0.2800	11078.3	85	13100
32	3/4/53	14:33:48	B	0.0600	11045.7	84	13100
33	14/4/53	4:49:23	C	0.0700	11001.1	84	13100
34	4/6/53	20:52:46	A	0.0700	10986.0	84	13100
35	19/10/53	3:14:39	A	0.3500	10848.8	83	13100
36	12/2/53	15:18:24	B	0.3300	10837.5	83	13100
37	15/1/53	16:37:24	B	0.4000	10773.3	82	13100
38	25/3/53	6:33:44	A	0.3700	10677.8	82	13100
39	5/2/53	17:18:46	A	0.4400	10545.8	81	13100
40	12/9/53	4:37:17	B	0.0600	10524.7	80	13100

ตารางที่ ค.2 ผลการตรวจวัดการเกิดแรงดันตกชั่วขณะในปี 2553 (ต่อ)

เหตุการณ์	วัน	เวลา	เฟส	ช่วงเวลา (วินาที)	แรงดัน (V)	แรงดัน (%)	Uref (V)
41	22/8/53	1:56:16	A	0.0800	10480.1	80	13100
42	17/4/53	5:49:21	A	0.3500	10433.7	80	13100
43	28/4/53	15:08:44	B	0.3100	10390.2	79	13100
44	4/6/53	20:26:44	A	0.7700	10013.0	76	13100
45	24/10/53	23:36:45	A	0.6000	9774.4	75	13100
46	1/11/53	11:57:07	B	0.0900	9325.0	71	13100
47	25/11/53	17:56:32	A	0.0900	9242.1	71	13100
48	24/10/53	23:57:51	B	0.1000	7002.6	53	13100
49	13/5/53	9:15:04	B	0.1900	6584.9	50	13100
50	5/8/53	16:07:48	C	0.8200	6335.7	48	13100
51	9/8/53	6:47:17	A	0.0500	2672.9	20	13100
52	20/2/53	4:54:11	C	0.0900	2331.8	18	13100
53	23/3/53	12:47:55	C	0.1400	1985.7	15	13100
54	21/11/53	6:54:18	A		1003.2	8	13100
55	26/1/53	9:07:26	A	0.5000	940.6	7	13100
56	31/7/53	8:00:03	C	2.4000	165.1	1	13100
57	23/3/53	11:02:13	A	2.4000	142.4	1	13100
58	17/4/53	6:45:17	B	2.4000	135.9	1	13100
59	26/1/53	9:08:03	B	2.4000	125.2	1	13100

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวเสาวลักษณ์ สุริสุนทร เกิดเมื่อวันที่ 24 มิถุนายน 2529 ที่จังหวัดเพชรบูรณ์ สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ เมื่อปี พ.ศ. 2552 จากนั้นได้ศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย