

การจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



นางสาวศุภมาส ศิริกุล

สถาบันวิทยบริการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2548

ISBN 974-53-2950-9

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

FAULT DEVELOPMENT CLASSIFICATION IN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS



Miss Supamas Sirikul

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A Dissertation 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 2005

ISBN 974-53-2950-9

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
โดย นางสาวศุภมาส ศิริกุล
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา อาจารย์ไชยะ แซ่มซ้อย

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

.....
(ศาสตราจารย์ ดร. ดิเรก ลาวัณย์ศิริ) คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....
(รองศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์) ประธานกรรมการ

.....
(อาจารย์ไชยะ แซ่มซ้อย) อาจารย์ที่ปรึกษา

.....
(อาจารย์ ดร. โสตถิพงศ์ ทิชัยสวัสดิ์) กรรมการ

.....
(คุณชาญณรงค์ สอนศิษฐ์) กรรมการ

ศุภมาส ศิริกุล : การจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. (FAULT DEVELOPMENT CLASSIFICATION IN POWER DISTRIBUTION SYSTEMS)

อ. ที่ปรึกษา : อ.ไชยะ แซ่มซ้อย, 205 หน้า. ISBN 974-53-2950-9

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มุ่งเน้นการจำแนกข้อมูลเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นแบบอัตโนมัติที่ได้จากเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับ 22 kV ค่าแรงดันประสิทธิผลได้จากการคำนวณและปรับปรุงค่าโดย UNIPOWER PQSecure ทุก ๆ ครั้งรอบเงื่อนไขที่ใช้ในการจำแนกเหตุการณ์เหล่านี้ คือ การแปรเปลี่ยนของขนาดแรงดันและขนาดกระแส ช่วงเวลาที่เกิด การกลับคืนของขนาดแรงดันและขนาดกระแสหลังจากที่เกิดแรงดันตก ช่วงสั้น สาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ และหน้าตาเวลา 1 นาที

ในวิทยานิพนธ์นี้มี 3 ขั้นตอนในการหาผลการจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ ขั้นตอนแรกเป็นการจำแนกสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ของแต่ละเหตุการณ์ โดยแบ่งเหตุการณ์เป็น 6 กลุ่ม ได้แก่ “Fault & Downstream” “Fault & Upstream” “Interruption & Downstream” “Interruption & Upstream” “Not Fault & NA.” และ “Not Group” ในแต่ละเหตุการณ์สามารถประเมินได้ทั้งขนาด ระยะเวลา ระยะเวลาระหว่าง Shot สาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสามารถจำแนกเหตุการณ์ได้ถูกต้องสูงกว่า 80 % ของข้อมูลที่บ้านทักใน 1 ปี ขั้นตอนที่ 2 นำเฉพาะเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่เป็น “Fault & Downstream” มาวิเคราะห์หารูปแบบพัฒนาการของแรงดันและฟอลต์ในแต่ละเหตุการณ์ ผลการวิเคราะห์นำเสนอเป็นผลการจำแนกเชิงสถิติ ได้แก่ ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดันและฟอลต์ ขั้นตอนสุดท้ายเป็นการคำนวณหาสถิติค่ากระแสฟอลต์จากข้อมูลที่ได้ในขั้นตอนที่ 2 ได้แก่ กระแสกราวด์ฟอลต์ กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L และ 3L กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG และ 2LG ผลการวิเคราะห์นี้สามารถใช้ในการป้องกันความรุนแรงจากการเกิดการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีสาเหตุจากพัฒนาการของฟอลต์ประกอบการวิเคราะห์หาสาเหตุและแนวทางปรับปรุงคุณภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบจำหน่าย โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นนี้สามารถจัดการกับฐานข้อมูลขนาดใหญ่ ช่วยลดเวลาในการคำนวณและทรัพยากรบุคคล โดยการใช้โปรแกรมฐานข้อมูล SQL และ Delphi 7

ภาควิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่อนิสิต _____
 สาขาวิชา _____ วิศวกรรมไฟฟ้า _____ ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____
 ปีการศึกษา _____ 2548 _____

4770477021 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEY WORD : SHORT DURATION VOLTAGE VARIATIONS / VOLTAGE DIPS /
VOLTAGE SAGS / POWER QUALITY / STANDARD CBEMA /STANDARD ITIC /
STANDARD SEMI

SUPAMAS SIRIKUL : FAULT DEVELOPMENT CLASSIFICATION IN POWER
DISTRIBUTION SYSTEMS. THESIS ADVISOR : CHAIYA CHAMCHOY, 205 pp.
ISBN 974-53-2950-9.

This thesis emphasizes on the automatic classification of short duration voltage variation event data which are recorded by power quality monitors in the 22 kV distribution system. The rms voltage is computed and updated by the UNIPOWER PQSecure for each half cycle. The considered conditions used in the classification of these events are the changes of the voltage and current magnitude, duration, the recovery of voltage and current magnitude after a dip occurred, cause and direction of fault, and 1 minute window size.

This thesis uses 3 steps to analyse and classify the events. In the first step, the events are classified by cause and direction of fault which separated in 6 types, such as "Fault & Downstream", "Fault & Upstream", "Interruption & Downstream", "Interruption & Upstream", "Not Fault &NA.", and "Not Group". In each event, the magnitude, duration, time interval between shot, and cause and direction of fault are evaluated. This program is able to classify the events with more than 80% satisfaction of all events in 1 year. In the second step, the "Fault & Downstream" events are analyzed in order to find out the pattern of the voltage and fault development in each event. These results are presented in statistic classification such as the summary table of voltage and fault development. Finally, it is to calculate the statistic of fault current from the results in step 2, such as ground fault, phase fault type 2L and 3L, phase fault develop start from 1LG and 2LG. The results are used for preventing the severity occurred from the short duration voltage variations event which caused by the fault development. This developed program can handle huge database by using SQL-DB and Delphi7.

Department Electrical engineering Student's signature Supamas Sirikul.
Field of study Electrical engineering Advisor's signature Ch. Chamchoy
Academic year 2005

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความกรุณาและความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ อาจารย์ไชยะ แซ่มซ้อย ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา ที่ได้ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ ตลอดจนชี้ให้เห็นข้อบกพร่องและแนวทางแก้ไขต่าง ๆ นับตั้งแต่เริ่มต้นทำวิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย

ผู้วิจัยขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ (ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์) คุณชาญณรงค์ สอนศิษฐ์ (กรรมการ) และอาจารย์ ดร. โสทธิพงษ์ พิชัยสวัสดิ์ (กรรมการ) ที่ได้กรุณาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และขอบคุณพี่สาวที่ได้ให้กำลังใจเสมอมา ตลอดจนนักวิจัย เพื่อน ๆ พี่น้องทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังในความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	จ
กิตติกรรมประกาศ	ฉ
สารบัญ	ช
สารบัญตาราง	ฉ
สารบัญภาพ	ฐ
บทที่	
1. บทนำ	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของวิทยานิพนธ์	1
1.2 วัตถุประสงค์	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน	3
1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์	4
2. ทฤษฎีและนิยามที่เกี่ยวข้อง	5
2.1 นิยามการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นของแรงดัน	6
2.2 นิยามพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้อง	9
2.3 ความสามารถทนต่อการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นของอุปกรณ์	11
2.3.1 CBEMA Curve Scatter Plot	11
2.3.2 ITIC Curve Scatter Plot	12
2.3.3 SEMI Curve Scatter Plot	13
2.3.4 ขอบเขตการตอบสนองต่อแรงดันตกช่วงสั้น	14
2.4 สถานที่ติดตั้งเครื่องมือวัดและจุดตรวจวัดข้อมูล	15
2.5 สาเหตุที่ทำให้เกิดการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น	17
2.5.1 การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีสาเหตุจากฟอลต์	17
2.5.1.1 ชนิดการเกิดฟอลต์	17
2.5.1.2 ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์	17
2.5.1.3 ชนิดแรงดันตกช่วงสั้นและองค์ประกอบของระบบ	20

บทที่	ช หน้า
2.5.2 หม้อแปลงอิมิตัวจากการสับจ่ายโหลดอีกครั้งภายหลังจากที่ อุปกรณ์ป้องกันแยกฟอลต์	45
2.5.3 การสตาร์ทมอเตอร์แบบเหนี่ยวนำขนาดใหญ่	47
2.5.4 การเปลี่ยนระดับของแรงดันที่ส่งจ่าย การปรับแก้ของหม้อแปลง การสับเข้า หรือปลดออกของชุดตัวเก็บประจุในระบบ	49
2.6 หลักการที่เครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าใช้ตรวจจับเหตุการณ์	50
3. กระบวนการจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่าย	52
3.1 กระบวนการจำแนกประเภทรูปแบบแรงดัน	52
3.1.1 การปรับค่าแรงดันเฟส	52
3.1.2 ดัชนีแรงดันตกช่วงสั้น	53
3.1.3 รหัสแรงดันตกช่วงสั้น	55
3.2 กระบวนการจำแนกประเภทรูปแบบของฟอลต์	56
3.3 กระบวนการจำแนกสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์	59
3.3.1 ตัวบ่งชี้ลักษณะของแรงดันตกช่วงสั้น	59
3.3.2 ลักษณะเฉพาะของแรงดัน	61
4. การพัฒนาโปรแกรมเพื่อจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่าย	62
4.1 ข้อมูลที่ใช้ในการจำแนก	64
4.2 สร้างอนุกรมของแรงดันตกช่วงสั้นตามเวลา	64
4.3 การปรับค่าแรงดันประสิทธิผล	65
4.4 Voltage Normalization	66
4.5 ดัชนีแรงดันตกช่วงสั้น	66
4.6 รหัสแรงดันตกช่วงสั้น	66
4.7 Current Normalization	66
4.8 รหัสฟอลต์	67
4.9 Time Aggregation	69
4.10 Voltage Dip Descriptor	69
4.11 สาเหตุและตำแหน่งของแต่ละเหตุการณ์	70
4.12 การแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์	71
4.13 สร้างตารางผลลัพธ์	75

บทที่	ฉ หน้า
5. การวิเคราะห์ผลการจำแนกประเภทพัฒนาการของฟอลต์	77
5.1 การวิเคราะห์ผลการจำแนกของแต่ละเหตุการณ์	78
5.1.1 ตารางสรุปเหตุการณ์สาเหตุและตำแหน่ง	79
5.1.2 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเหตุการณ์	79
5.1.3 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส	80
5.1.4 ตัวอย่างผลการจำแนกแต่ละเหตุการณ์	81
5.1.4.1 ตารางผลการจำแนกเหตุการณ์ตามกลุ่มของ Cause และ Direction	81
5.1.4.2 กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และ ภาพ Shade กระแสของแต่ละเหตุการณ์	94
5.2 การวิเคราะห์ข้อมูลผลการจำแนกเชิงสถิติ	95
5.2.1 ตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน	95
5.2.2 ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน	96
5.2.3 ตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์	99
5.2.4 ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์	100
5.3 การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสฟอลต์	104
5.3.1 กระแสกราวด์ฟอลต์	104
5.3.2 กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L	111
5.3.3 กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L	114
5.3.4 กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG	117
5.3.5 กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG	131
5.4 สรุปความสัมพันธ์ของการวิเคราะห์ข้อมูล	140
6. สรุปและข้อเสนอแนะ	144
6.1 สรุปผลการวิจัย	144
6.2 ข้อเสนอแนะ	144
รายการอ้างอิง	146
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก. กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips	148
ภาคผนวก ข. กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Faults & Downstream” แบบ Multistage dips	172

บทที่	หน้า
ภาคผนวก ก. กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Faults & Upstream”	183
ภาคผนวก ง. กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruptions & Downstream”	194
ภาคผนวก จ. กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruptions & Upstream”	195
ภาคผนวก ฉ. กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Faults & NA.”	202
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์	205



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญตาราง

ตาราง	หน้า
2.1 ประเภทและคุณลักษณะการรบกวนของคุณภาพไฟฟ้า	6
2.2 การเปรียบเทียบมาตรฐานของปรากฏการณ์ Voltage Dips	8
2.3 การเปรียบเทียบมาตรฐานของปรากฏการณ์ Voltage Swells	8
2.4 การเปรียบเทียบมาตรฐานของปรากฏการณ์ Short Interruptions.....	8
2.5 ซีมิเตอร์หรือจุดตรวจวัดของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	16
2.6 ชนิดของแรงดันตกช่วงสั้น	21
2.7 Dip Type ของเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดเป็น Upstream	23
2.8 Dip Type ของเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดเป็น Downstream	24
2.9 วันที่นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานและสถานภาพ ณ ปัจจุบันที่สถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี	28
3.1 เงื่อนไขที่ใช้พิจารณา Dip Indexes	54
3.2 เงื่อนไขที่ใช้สร้าง Dip Code	55
3.3 แนวคิดในการสร้าง Dip Indexes และ Dip Code ($V_{ref} = 220V$ ระดับขีดเริ่มเปลี่ยน 90%) ..	55
3.4 เงื่อนไขที่ใช้พิจารณา Fault Code จากพฤติกรรมของแรงดัน	57
3.5 เงื่อนไขที่ใช้พิจารณา Fault Code จากพฤติกรรมของกระแสโดยเงื่อนไขที่ผู้ใช้งานกำหนด	58
3.6 เงื่อนไขที่ใช้พิจารณา Fault Code จากพฤติกรรมของกระแสโดยใช้ความสมดุล ของค่ากระแสเฟสและค่ากระแสนิวทรัลที่เปลี่ยนแปลงไปจากระดับอ้างอิง	58
4.1 การทำ Voltage Level Adjustment ตามเฟสที่เป็น PhaseRef	65
5.1 ข้อมูลที่ใช้ในการจำแนกในแต่ละมิเตอร์	77
5.2 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1-19	
ก1 เหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Downstream”	82
ก2 เหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream”	83
ก3 เหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Fault & NA.”	84
ก4 สรุปสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ของมิเตอร์ BNL1-19.....	84
5.2 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL2-20	
ข1 เหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Downstream”	86
ข2 เหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream”	87
ข3 เหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruption & Upstream”	89
ข4 เหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Fault & NA.”	89
ข5 สรุปสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ของมิเตอร์ BNL1-19.....	89

ตาราง	หน้า
5.3 สรุปผลการจำแนกกลุ่มเหตุการณ์ตาม Cause & Direction ของแต่ละมิเตอร์ ที่ได้จากการทดสอบโปรแกรม	90
5.4 สรุปความสามารถในการจำแนกกลุ่มเหตุการณ์ตาม Cause & Direction ของแต่ละมิเตอร์ ..	91
5.5 สรุปผลการจำแนก Fault Types ของเหตุการณ์ในกลุ่ม Fault & Downstream	93
5.6 ผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน	
ก มิเตอร์ BNL1-19	95
ข มิเตอร์ BNL2-20	95
5.7 สรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดันของมิเตอร์	
ก มิเตอร์ BNL1-19	96
ข มิเตอร์ BNL2-20	96
5.8 ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดันของแต่ละมิเตอร์	97
5.9 ผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์	
ก มิเตอร์ BNL1-19	99
ข มิเตอร์ BNL2-20	99
5.10 สรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ของมิเตอร์	
ก มิเตอร์ BNL1-19	100
ข มิเตอร์ BNL2-20	100
5.11 สรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ของแต่ละมิเตอร์	101
5.12 ตารางสรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสฟอลต์	140

สารบัญภาพ

ภาพประกอบ	หน้า
2.1 ความหมายของ Voltage Sags	7
2.2 ความหมายของ Voltage Dips	7
2.3 พารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้อง	
ก ค่าต่าง ๆ ที่ใช้ในเรื่อง Voltage Dips	10
ข ค่าต่าง ๆ ที่ใช้ในเรื่อง Voltage Swells	10
ค Shot และระยะเวลาระหว่าง Shot	10
ง Single stage dips และ Multistage dips	10
2.4 CBEMA Curve Scatter Plot	11
2.5 ITIC Curve Scatter Plot	12
2.6 การเปรียบเทียบ ITIC Curve กับ CBEMA Curve	12
2.7 SEMI Curve Scatter Plot	13
2.8 การเปรียบเทียบของ SEMI Curve กับ ITIC Curve	13
2.9 ขอบเขตการตอบสนองต่อ Voltage Dips	14
2.10 แผนที่แสดงตำแหน่งที่ตั้งของนิคมอุตสาหกรรมทั้ง 5 แห่ง	15
2.11 จุดตรวจวัดข้อมูลของสถานีไฟฟ้า	16
2.12 ตัวอย่างการพิจารณาค่าแห่งที่เกิดฟอลต์	18
2.13 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งการเกิดฟอลต์แบบ Upstream	19
2.14 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งการเกิดฟอลต์แบบ Downstream	19
2.15 ระบบจำหน่ายอย่างง่ายและวงจรสมมูล	20
2.16 การต่อ NGR	26
2.17 การวิเคราะห์อย่างง่ายของ Voltage Dips	27
2.18 เปรียบเทียบแรงดันเฟสและแรงดันสายในระดับ 22 kV ในจังหวัดที่เกิด Voltage Dips	27
2.19 การหา Voltage Swells จาก Voltage Dips ในระบบที่ติดตั้ง NGR	28
2.20 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 1 เฟส	30
2.21 ผลจากเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 1 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1) เห็นเป็นเกิด Voltage Dips จำนวน 2 เฟส	30
2.22 ผลจากเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 1 เฟส ส่งผลให้ มิเตอร์ BNL 2 – 20 (เบย์ 2) เห็นเช่นเดียวกันกับมิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1)	31
2.23 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 2 เฟส	31

ภาพประกอบ	หน้า
2.24 ผลจากเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 2 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1) เห็นเป็นเกิด Voltage Dips ทั้ง 3 เฟส	32
2.25 ผลจากเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 2 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 2 – 20 (เบย์ 2) เห็นเช่นเดียวกับมิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1)	32
2.26 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) ทั้ง 3 เฟส	33
2.27 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) ทั้ง 3 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1) เห็นเช่นเดียวกับมิเตอร์ BNLY – 18	33
2.28 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) ทั้ง 3 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 2 – 20 (เบย์ 2) เห็นเช่นเดียวกับมิเตอร์ BNLY – 18	34
2.29 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 1 เฟส สาเหตุจาก Single line to ground fault (1LG) ของระบบ None NGR (Downstream)	35
2.30 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 1 เฟส สาเหตุจาก Single line to ground fault (1LG) ของระบบที่มี NGR (Downstream)	35
2.31 เหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 1 เฟส ที่มีสาเหตุเช่นเดียวกับรูปที่ 2.30 แต่แรงดันมีรูปร่างไม่เป็นสี่เหลี่ยมมุมฉาก	36
2.32 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 2 เฟส สาเหตุจาก Double line to ground fault (2LG) ของระบบ None NGR (Downstream)	36
2.33 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 2 เฟส สาเหตุจาก Double line to ground fault (2LG) ของระบบที่มี NGR (Downstream)	37
2.34 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 2 เฟส สาเหตุจาก Double line fault (2L) ของระบบ None NGR (Downstream)	37
2.35 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A และเฟส B สาเหตุจาก Double line fault (2L) ของระบบที่มี NGR (Downstream)	38
2.36 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips ทั้ง 3 เฟส สาเหตุจาก Three line fault (3L) ของระบบ None NGR (Downstream)	38
2.37 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips ทั้ง 3 เฟส สาเหตุจาก Three line fault (3L) ของระบบที่มี NGR (Downstream)	39
2.38 ตัวอย่างเหตุการณ์ Short Interruptions แบบ Upstream	41
2.39 ตัวอย่างเหตุการณ์ Short Interruptions แบบ Upstream	41
2.40 ตัวอย่างเหตุการณ์ Short Interruptions แบบ Downstream	42

ภาพประกอบ	หน้า
2.41 ตัวอย่างเหตุการณ์ Multistage dips ที่เกิดพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG พัฒนาเป็นแบบ 2L	43
2.42 ตัวอย่างเหตุการณ์ Multistage dips ที่เกิดพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG พัฒนาเป็นแบบ 2LG	43
2.43 ตัวอย่างเหตุการณ์ Multistage dips ที่เกิดพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG ที่เฟส B เป็นแบบ 3L	44
2.44 ตัวอย่างเหตุการณ์ Multistage dips ที่เกิดพัฒนาการของฟอลต์ 3 ระดับ พัฒนาจากแบบ 1LG เป็นแบบ 2LG และแบบ 3L ตามลำดับ	44
2.45 ตัวอย่างเหตุการณ์จาก Transformer Saturation ของมิเตอร์ LCA2-32	46
2.46 ตัวอย่างเหตุการณ์จาก Transformer Saturation ของมิเตอร์ RCN1-41	46
2.47 ตัวอย่างเหตุการณ์ Large Induction Motor Starting ของผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 220 V	48
2.48 ตัวอย่างเหตุการณ์จากการเปลี่ยนระดับของแรงดันที่ส่งจ่าย	49
2.49 แนวคิดในการสร้าง Time Series Event และ Time Aggregation	51
3.1 ตัวอย่างข้อมูลที่เครื่องวัดทำการบันทึกเนื่องจากความผิดพลาดของระบบวัด	53
3.2 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips ที่อยู่ในเกณฑ์ระบบสามารถทำงานได้ ต่อเนื่องอย่างปกติ	54
3.3 ค่าต่าง ๆ ที่ใช้ในการสร้าง Voltage Dip Descriptor	59
4.1 แผนผังขั้นตอนการจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	63
4.2 แผนผังขั้นตอนการจำแนก Fault Code ของแต่ละ Dip Code	68
4.3 แผนผังขั้นตอนการจำแนกสาเหตุและตำแหน่งของแต่ละ Dip Code	70
4.4 ตำแหน่งที่เกิดค่า I_{pf_2L} กับ I_{pf_3L} จากเฟสที่เป็นตัวแทนข้อมูลเหตุการณ์	72
4.5 ตำแหน่งที่เกิดค่า I_{pf_D1LG} กับ I_{pf_D2LG} จากเฟสที่เป็นตัวแทนข้อมูลเหตุการณ์	73
5.1 แถบสีที่ใช้แบ่งระดับแรงดันและระดับกระแส	80
5.2 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างจำนวนเหตุการณ์กับรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน	98
5.3 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างจำนวนเหตุการณ์กับรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์	103
5.4 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์	104
5.5 สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์	
ก กรณีที่ระบบ Non-NGR	109
ข กรณีที่ระบบติดตั้ง NGR	110
5.6 การแปรเปลี่ยนของกระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L	111

ภาพประกอบ	หน้า
5.7 สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อ เฉพาะฟอลต์แบบ 2L	113
5.8 การแปรเปลี่ยนของกระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L	114
5.9 สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อ เฉพาะฟอลต์แบบ 3L	116
5.10 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG	118
5.11 สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG	
1ก ค่ากระแสเฟสฟอลต์ในกรณีในระบบ Non-NGR	127
1ข ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีในระบบ Non-NGR	128
2ก ค่ากระแสเฟสฟอลต์ในกรณีในระบบติดตั้ง NGR	129
2ข ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีในระบบติดตั้ง NGR	130
5.12 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG	132
5.13 สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG	
1ก ค่ากระแสเฟสฟอลต์ในกรณีในระบบ Non-NGR	136
1ข ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีในระบบ Non-NGR	137
2ก ค่ากระแสเฟสฟอลต์ในกรณีในระบบติดตั้ง NGR	138
2ข ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีในระบบติดตั้ง NGR	139
5.14 สรุปความสัมพันธ์การวิเคราะห์ข้อมูล	
ก แผนภูมิแสดงการจำแนกกลุ่มของแต่ละเหตุการณ์	141
ข แผนภูมิแสดงการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดันตกช่วงสั้น	141
ค แผนภูมิแสดงการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์	142
ง แผนภูมิแสดงการหาข้อมูลเชิงสถิติของกระแสฟอลต์	143

บทที่ 1

บทนำ

ในบทนี้กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของวิทยานิพนธ์ วัตถุประสงค์ ขอบเขต และขั้นตอนของการศึกษาวิจัย ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์ รวมทั้งลำดับเนื้อหาในบทถัด ๆ ไป เพื่อให้สามารถมองเห็นภาพรวมของการศึกษาภายในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของวิทยานิพนธ์

คุณภาพของแรงดันเป็นมุมมองของการเบี่ยงเบนของแรงดันจากค่าปกติหรือค่าที่ระบุที่มีผลต่อความล้มเหลวหรือการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้า สามารถจำแนกปัญหาทางด้านคุณภาพของแรงดันได้ 7 กลุ่ม [1-4] ดังนี้

- 1) ภาวะชั่วคราว (Transients)
- 2) การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น (Shot Duration Variations)
- 3) การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลายาว (Long Duration Variations)
- 4) แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance)
- 5) ความผิดเพี้ยนของรูปคลื่น (Waveform Distortions)
- 6) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)
- 7) การแปรเปลี่ยนความถี่กำลังไฟฟ้า (Power Frequency Variation)

ปัจจุบันคุณภาพของแรงดันมีบทบาทอย่างมากต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยเฉพาะแรงดันตกช่วงสั้น (Voltage Dips) มักส่งผลให้อุปกรณ์ทำงานผิดพลาด อุปกรณ์ปลดตัวเองออกจากระบบ ทำให้สายการผลิตหยุดชะงักหรือคุณภาพของสินค้าที่ผลิตไม่เป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนด การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลายาวมีสาเหตุมาจากการเกิดฟอลต์ในระบบไฟฟ้า ข้อมูลของเหตุการณ์ที่เครื่องมือวัดอัตโนมัติบันทึกได้จากการติดตามพฤติกรรมนี้มีจำนวนมาก

วิทยานิพนธ์นี้จึงพัฒนาเครื่องมือที่เป็นโปรแกรมที่สามารถช่วยกรองข้อมูลเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลายาวที่มีในฐานข้อมูลมาวิเคราะห์หาสถิติการเกิดและพัฒนาการของฟอลต์ตามประเภทฟอลต์ที่ส่งผลถึงคุณภาพของแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าในมุมมองของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยการจัดและแบ่งกลุ่มข้อมูลให้เป็นหมวดหมู่ อันส่งผลให้ช่วยลดทรัพยากรเวลาและบุคลากร ทำให้สะดวกในการวิเคราะห์หาปัญหาและสาเหตุที่ส่งผล

กระทบถึงคุณภาพของแรงดันเพื่อเป็นแนวทางในการแก้ปัญหาและป้องกันไม่ให้เกิดผลกระทบต่อไปในอนาคต

1.2 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของการศึกษามีดังต่อไปนี้

- 1) เพื่อวิเคราะห์คุณลักษณะของเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นจากข้อมูลที่บันทึกได้จากเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นต่อเนื่องในช่วงเวลา 1 นาที เป็นกรอบในการพิจารณาว่าเป็นเหตุการณ์เดียวกัน
- 2) เพื่อถักนกรองและจัดหมวดหมู่เหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นแต่ละเหตุการณ์ตามสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ซึ่งสามารถประเมินได้ทั้งขนาดระยะเวลา และจำนวนช่วงที่เกิดได้
- 3) เพื่อวิเคราะห์แยกเฉพาะเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีสาเหตุจากฟอลต์และเป็นกรณีตำแหน่งของเหตุการณ์เป็นเหตุการณ์ที่เกิดอยู่ได้จุดตรวจวัดลงไปทางโหลดมาจัดหมวดหมู่แต่ละเหตุการณ์ตามประเภทรูปแบบแรงดัน ประเภทรูปแบบของฟอลต์ รูปแบบพัฒนาการของแรงดัน รูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ ซึ่งสามารถนำข้อมูลมาใช้ประกอบการป้องกันความรุนแรงจากการเกิดการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีสาเหตุจากพัฒนาการของฟอลต์
- 4) เพื่อช่วยลดทรัพยากรเวลาและบุคลากรในการจัดการข้อมูลเหตุการณ์ซึ่งมีพื้นฐานข้อมูลจำนวนมหาศาล

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

วิเคราะห์ข้อมูลของเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นจากข้อมูลที่บันทึกได้จากเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 22 kV ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้ค่าประสิทธิภาพของแรงดันและกระแสทุก ๆ ครั้งรอบของรูปคลื่นไซน์ ช่วงเวลาที่เกิด และพิจารณาเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นต่อเนื่องในช่วงเวลา 1 นาที เป็นกรอบในการพิจารณาว่าเป็นเหตุการณ์เดียวกัน ซึ่งมีการวิเคราะห์ดังนี้

- 1) ทำการก่อกองและจัดหมวดหมู่เหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นแต่ละเหตุการณ์ตามประเภทรูปแบบแรงดัน ประเภทรูปแบบของฟอลต์ รูปแบบพัฒนาการของแรงดัน รูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ สาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ที่สามารถประเมินได้ทั้งขนาด ระยะเวลา และจำนวนช่วงที่เกิดได้น้อย 80 % ของข้อมูลที่บันทึกได้ใน 1 ปี
- 2) ทำการวิเคราะห์แยกเฉพาะเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีสาเหตุจากฟอลต์และเป็นกรณีที่สำคัญของเหตุการณ์ที่เกิดอยู่ได้จุดตรวจวัดลงไปทางโหลด ซึ่งสามารถนำข้อมูลมาใช้ประกอบการป้องกันความรุนแรงจากเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีสาเหตุจากพัฒนาการของฟอลต์
- 3) แสดงผลการจำแนกเป็นข้อมูลเชิงสถิติ โดยนำเสนอในรูปแบบตารางข้อมูล

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน

การศึกษาวิจัยได้ดำเนินไปตามขั้นตอนหลักต่อไปนี้

- 1) ศึกษามาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับคุณภาพไฟฟ้าในส่วนของกาแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น
- 2) กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของการศึกษาวิจัย
- 3) ศึกษาวิธีการวิเคราะห์คุณลักษณะของเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นและพัฒนาการของฟอลต์
- 4) ศึกษาเอกสารงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการจำแนกเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น
- 5) วิเคราะห์ข้อมูลจริงที่ได้จากเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า เปรียบเทียบเหตุการณ์เพื่อหาคุณลักษณะเฉพาะของเหตุการณ์ตามประเภทรูปแบบแรงดัน ประเภทรูปแบบของฟอลต์ รูปแบบพัฒนาการของแรงดัน รูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ สาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์
- 6) สรุปและเขียนวิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

สิ่งที่ได้รับจากการศึกษาตามกระบวนการที่นำเสนอข้างต้นสรุปได้ดังนี้

- 1) ทำให้ทราบสาเหตุ ปัญหา และความรุนแรงของเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่เกิดขึ้นจริงในระบบจำหน่ายตลอดจนคุณลักษณะของระบบจำหน่ายที่ส่งผลกระทบต่อให้เกิดการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น
- 2) ทำให้ทราบแนวทางในการปรับปรุงสมรรถนะของระบบจำหน่ายให้มีคุณภาพสูงขึ้นจากปัญหาของเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีสาเหตุจากพัฒนาการของฟอลต์ โดยช่วยหาระดับการทำงานที่เข้ากันได้ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าและปรับตั้งการทำงานของอุปกรณ์ในระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 3) ทำให้ทราบความสัมพันธ์ของจำนวนเหตุการณ์กับประเภทรูปแบบแรงดันและรูปแบบพัฒนาการของแรงดันที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายในรูปแบบข้อมูลเชิงสถิติ
- 4) ทำให้ทราบความสัมพันธ์ของจำนวนเหตุการณ์กับประเภทรูปแบบของฟอลต์และรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายในรูปแบบข้อมูลเชิงสถิติ
- 5) ทำให้ทราบความสัมพันธ์ของจำนวนเหตุการณ์กับสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายในรูปแบบข้อมูลเชิงสถิติ

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่จะนำเสนอในแต่ละบทเรียงลำดับดังนี้

บทที่ 2 กล่าวถึงทฤษฎี นิยาม และพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้อง โดยรวมถึงมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง นิยามตามที่มาตรฐานกำหนด ความสามารถทนได้ของอุปกรณ์ สาเหตุที่ทำให้เกิดการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น สถานที่ติดตั้งเครื่องมือวัด จุดที่ทำการตรวจวัดข้อมูล และหลักการที่เครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าใช้ตรวจจับเหตุการณ์

บทที่ 3 กล่าวถึงกระบวนการจำแนกประเภทพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่าย โดยรวมถึงหลักเกณฑ์ที่นำมาใช้ในกระบวนการจำแนกประเภทรูปแบบแรงดัน ประเภทรูปแบบฟอลต์ สาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์

บทที่ 4 กล่าวถึงการพัฒนาโปรแกรมเพื่อจำแนกประเภทพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่าย โดยรวมถึงข้อมูล ลำดับขั้นตอน และเงื่อนไขที่ใช้ในกระบวนการจำแนกสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ประเภทรูปแบบแรงดัน ประเภทรูปแบบฟอลต์ และการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสฟอลต์

บทที่ 5 กล่าวถึงการวิเคราะห์ผลการจำแนกของแต่ละเหตุการณ์และผลการจำแนกเชิงสถิติ โดยรวมถึงผลการทดสอบโปรแกรมนำเสนอเป็น 3 ส่วน ได้แก่ ผลการจำแนกของแต่ละเหตุการณ์ ผลการจำแนกเชิงสถิติ และการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสฟอลต์

บทที่ 6 เป็นบทสรุปและข้อเสนอแนะ






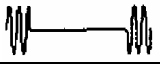
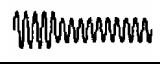



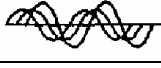
บทที่ 2

ทฤษฎีและนิยามที่เกี่ยวข้อง

คุณภาพของแรงดัน (Voltage Quality) เป็นส่วนหนึ่งของคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) ซึ่งเป็นมุมมองในส่วนของความเบี่ยงเบนไปของแรงดัน กระแส หรือความถี่ ที่มีผลต่อความล้มเหลวหรือการทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งอาจเกิดจากแหล่งจ่ายไฟมีแรงดันต่ำกว่าความเป็นจริงหรือแรงดันมีรูปคลื่นไซน์ที่ไม่สมบูรณ์เนื่องมาจากสาเหตุใดก็ตาม ปัจจุบันปัญหาคุณภาพของแรงดันมีการจำแนกปัญหาทางด้านคุณภาพของแรงดันได้ 7 กลุ่ม [1-5] คือ ภาวะชั่วคราว (Transients) การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น (Short Duration Variations) การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลายาว (Long Duration Variations) แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) ความผิดเพี้ยนของรูปคลื่น (Waveform Distortions) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) และการแปรเปลี่ยนความถี่กำลังไฟฟ้า (Power Frequency Variation) รายละเอียดคุณลักษณะแสดงดังตารางที่ 2.1 [5] โดยเฉพาะการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นเป็นปัญหากับอุปกรณ์ที่สามารถปรับความเร็วรอบได้ คอมพิวเตอร์ ระบบควบคุมในอุตสาหกรรม ส่วนใหญ่มีสาเหตุเนื่องจากฟอลต์และสาเหตุอื่น ๆ เช่น การสตาร์ทมอเตอร์แบบเหนี่ยวนำ หม้อแปลงอิมตัว การเปลี่ยนระดับของแรงดัน [4 - 8] ซึ่งมีทั้งเหตุการณ์ปกติที่ระบบทำงานได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าและเหตุการณ์ที่เป็นปัญหากับการทำงานของระบบ จึงต้องจัดกลุ่มเหตุการณ์ตามสาเหตุที่เกิดโดยใช้คุณลักษณะและรูปแบบแรงดันประสิทธิผล (V_{rms}) และกระแสประสิทธิผล (I_{rms}) มาช่วยจำแนกเหตุการณ์ที่มีอยู่ในฐานข้อมูลจำนวนมาก เพื่อความสะดวกในการวิเคราะห์หาสาเหตุ ปัญหา และแนวทางลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ที่ต่ออยู่ในระบบจำหน่าย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 2.1 ประเภทและคุณลักษณะการรบกวนของคุณภาพไฟฟ้า

Category	Rise Time Frequency	Duration	Magnitude	Disturbance Waveform
Transients Overvoltage				
● Impulse	ns to ms rise time	<50 ns, >1 ms	0-10 pu	
● Oscillatory	1 kHz to 10 MHz	<1 us, >50 ms	0-6 pu	
Short Duration Variations				
● Interruptions	Collapse	10 ms to 3 sec	100% Voltage collapse	
● Dips	Power Frequency	0.5 to 50 cycles	0.1 to 0.9 pu	
● Swells	Power Frequency	0.5 to 50 cycles	1.1 to 1.8 pu	
Long Duration Variations				
● Interruptions	Collapse	3 sec to 1 min	100% Voltage collapse	
● Undervoltage	Power Frequency	> 1 min	0.8 to 0.9 pu	
● Overvoltage	Power Frequency	> 1 min	1.1 to 1.2 pu	
Waveform Distortion				
● Harmonics	0-10 th harmonic	Continuous	0-25 %	
● Notching	Broad-band	Continuous	0-10 %	
Voltage Imbalance	Power Frequency	Continuous	< 3 %	

2.1 นียามการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นของแรงดัน

การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น (Short duration voltage variations) [1-5] คือปรากฏการณ์ที่เกิดการแปรเปลี่ยนของแรงดันหรือกระแสเพียงช่วงสั้น ๆ ที่มีช่วงเวลาเกิดนานไม่เกิน 1 นาที ส่วนใหญ่เกิดจากการลัดวงจรหรือฟอลต์ในระบบไฟฟ้า การใช้งานโหลดขนาดใหญ่ที่มีกระแสเริ่มเดินเครื่องสูง หรือเกิดจากข้อต่อในระบบไฟฟ้าหลุดหลวม ตลอดจนการปลดโหลดขนาดใหญ่ออกจากระบบไฟฟ้าอย่างกะทันหัน สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ช่วง ได้แก่ ช่วงขณะ (Instantaneous) ช่วงครู่ (Momentary) และชั่วคราว (Temporary)

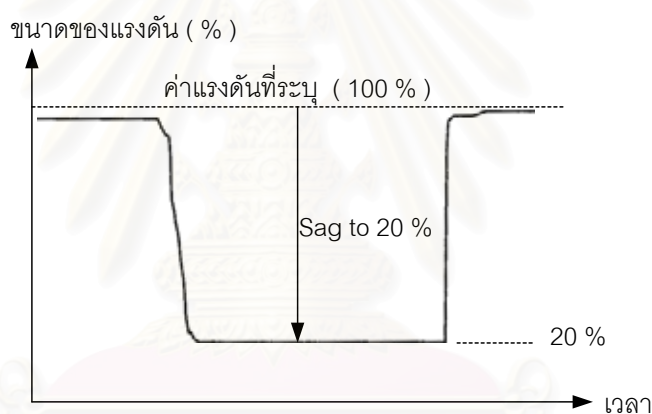
- 1) ช่วงขณะ (Instantaneous) 0.010 วินาที – 0.5 วินาที
- 2) ช่วงครู่ (Momentary) 0.5 วินาที – 3 วินาที
- 3) ชั่วคราว (Temporary) 3 วินาที – 1 นาที

ปรากฏการณ์ที่อยู่ในกลุ่มนี้แบ่งออกเป็น 3 ชนิด [1-5] ได้แก่ แรงดันตกช่วงสั้น (Voltage Dips) แรงดันเกินช่วงสั้น (Voltage Swells) และ ไฟฟ้าดับช่วงสั้น (Short Interruptions)

- 1) **Voltage Dips** คือ การที่แรงดันมีขนาดลดลงต่ำกว่าค่าแรงดันปกติเกินเกณฑ์ที่กำหนด เช่น 90 % ในช่วงเวลาสั้น ๆ แล้วกลับสู่ค่าปกติ
- 2) **Voltage Swells** คือ การที่แรงดันมีขนาดสูงกว่าค่าแรงดันปกติเกินเกณฑ์ที่กำหนด เช่น 110 % ในช่วงเวลาสั้น ๆ แล้วกลับสู่ค่าปกติ
- 3) **Short Interruptions** คือ การที่แรงดันมีค่าต่ำกว่าแรงดันปกติมากเกือบเป็นศูนย์หรือเป็นศูนย์ โดยเกิดในช่วงเวลาสั้น ๆ

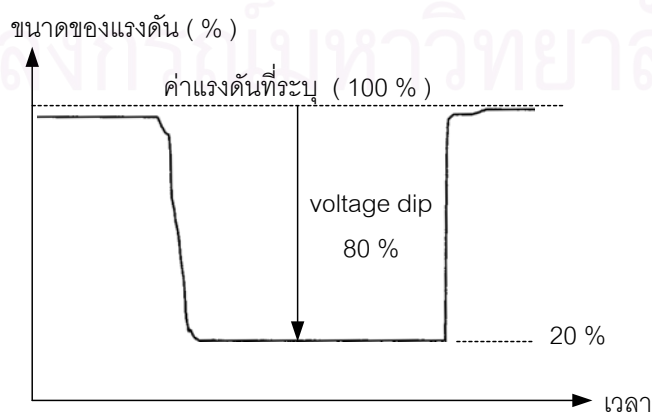
การเรียก Voltage Sag (IEEE 1159) และ Voltage Dips (EN 50160 และ IEC 61000 Series) มีความหมายต่างกัน [2] ดังนี้

“a sag to 20 %” หมายถึง แรงดันลดค่าลงไปอยู่ที่ระดับ 20 % ของค่าที่ระบุ ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ความหมายของ Voltage Sags

“voltage dips 80 %” หมายถึงแรงดันลดค่าลงไปจากค่าที่ระบุ คิดเป็น 80 % ไปอยู่ที่ระดับ 20 % ของค่าที่ระบุ ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ความหมายของ Voltage Dips

การกำหนดคุณลักษณะของการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นตามนิยามของมาตรฐานต่าง ๆ สรุปรายละเอียดแสดงในตารางที่ 2.2 - 2.4 [2-3]

ตารางที่ 2.2 การเปรียบเทียบมาตรฐานของปรากฏการณ์ Voltage Dips

มาตรฐาน ตัวแปร	IEC 61000 –2 – 1 – 2002	EN 50160 – 1999	IEEE 1159 – 1995
ชื่อ	Voltage Dips	Voltage Dips	Voltage Sags
ขนาด (pu.)	0.0 – 0.9	0.01 – 0.9	0.1 – 0.9
ระยะเวลา	½ Cycle – few sec	10 ms – 1 min	½ Cycle – 1 min

ตารางที่ 2.3 การเปรียบเทียบมาตรฐานของปรากฏการณ์ Voltage Swells

มาตรฐาน ตัวแปร	IEC 61000 –2 – 1 – 2002	EN 50160 – 1999	IEEE 1159 – 1995
ชื่อ	NA.	Temporary Overvoltage	Voltage Swells
ขนาด (pu.)	NA.	< 1.7 *, < 2.0 **	> 1.1
ระยะเวลา	NA.	NA.	0.5 Cycle – 1 min

หมายเหตุ * In systems with a solidly or impedance earthed neutral

** In isolated or resonant earthed systems

เป็นค่าที่กำหนดในระดับแรงดัน 1 kV ถึง 35kV

Not Available (NA.) หมายถึง ไม่สามารถจัดกลุ่มเนื่องจากมาตรฐานไม่ได้กำหนดไว้

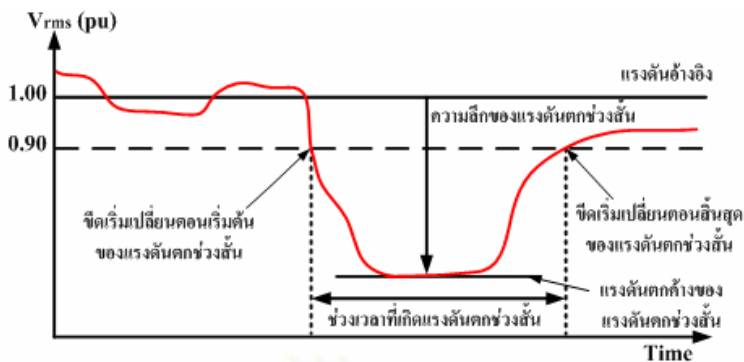
ตารางที่ 2.4 การเปรียบเทียบมาตรฐานของปรากฏการณ์ Short Interruptions

มาตรฐาน ตัวแปร	IEC 61000 –2 – 1 – 2002	EN 50160 – 1999	IEEE 1159 – 1995
ชื่อ	Short Supply Interruptions	Short Interruptions	Interruptions
ขนาด (pu.)	0.0	< 0.01	< 0.1
ระยะเวลา	< 1 min	≤ 3 min	≤ 1 min

2.2 นิยามพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้อง

เพื่อให้เข้าใจความหมายของพารามิเตอร์ตรงกัน จึงขอนิยามพารามิเตอร์ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง [1-2] โดยข้อที่ (2) – (6) เป็นพารามิเตอร์เกี่ยวกับเรื่อง Voltage Dips นำมาแสดงได้ ดังรูปที่ 2.3 ก ส่วนข้อที่ (7) – (10) เป็นพารามิเตอร์เกี่ยวกับเรื่อง Voltage Swells นำมาแสดงได้ ดังรูปที่ 2.3 ข ดังนี้

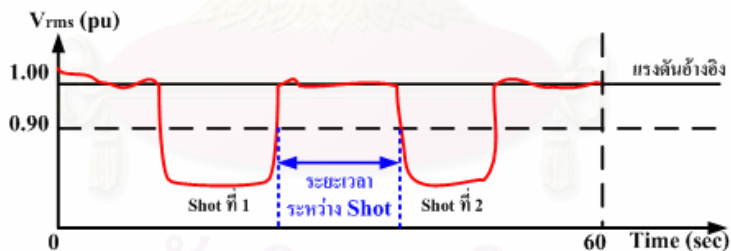
- 1) **แรงดันอ้างอิง (Reference Voltage: V_{ref})** เป็นแรงดันที่ระบุเพื่อใช้อ้างอิงในการกำหนดค่าขีดเริ่มเปลี่ยนต่าง ๆ ความลึกของแรงดันตกช่วงสั้นหรือค่าอื่น ๆ โดยคิดเป็นเปอร์เซ็นต์ (%) หรือ per unit (pu.)
- 2) **ขีดเริ่มเปลี่ยนตอนเริ่มต้นของแรงดันตกช่วงสั้น** เป็นค่าแรงดันที่กำหนดขึ้นโดยเทียบกับ Reference Voltage เช่น 0.90 pu. เพื่อกำหนดจุดเริ่มเกิดของ Voltage Dips
- 3) **ขีดเริ่มเปลี่ยนตอนสิ้นสุดของแรงดันตกช่วงสั้น** เป็นค่าแรงดันที่กำหนดขึ้นโดยเทียบกับ Reference Voltage เพื่อกำหนดจุดสิ้นสุดของการเกิด Voltage Dips
- 4) **แรงดันตกค้างของแรงดันตกช่วงสั้น (Residual Voltage of Dips)** เป็นค่าแรงดันต่ำสุดที่บันทึกได้ในขณะที่เกิด Voltage Dips อาจแสดงเป็นค่า pu. เทียบกับ Reference Voltage
- 5) **ความลึกของแรงดันตกช่วงสั้น (Depth of Dip)** คือ ผลต่างของ Reference Voltage กับ Residual Voltage
- 6) **ช่วงเวลาที่เกิดแรงดันตกช่วงสั้น (Duration)** เป็นระยะเวลาระหว่างจังหวะที่แรงดันลดต่ำกว่าค่าขีดเริ่มเปลี่ยนตอนเริ่มต้น และจังหวะที่แรงดันคืนตัวมีค่าสูงกว่าค่าขีดเริ่มเปลี่ยนตอนสิ้นสุด
- 7) **ขีดเริ่มเปลี่ยนตอนเริ่มต้นของแรงดันเกินช่วงสั้น** เป็นค่าแรงดันที่กำหนดขึ้นโดยเทียบกับ Reference Voltage เช่น 1.10 pu. เพื่อกำหนดจุดเริ่มเกิดของ Voltage Swell
- 8) **ขีดเริ่มเปลี่ยนตอนสิ้นสุดของแรงดันเกินช่วงสั้น (Residual Voltage of Swell)** เป็นค่าแรงดันที่กำหนดขึ้นโดยเทียบกับ Reference Voltage เพื่อกำหนดจุดสิ้นสุดของการเกิด Voltage Swells
- 9) **แรงดันตกค้างของแรงดันเกินช่วงสั้น** เป็นค่าแรงดันสูงสุดที่บันทึกได้ในขณะที่เกิด Voltage Swells แสดงเป็นค่า pu. เทียบกับ Reference Voltage
- 10) **ช่วงเวลาที่เกิดแรงดันเกินช่วงสั้น (Duration)** เป็นระยะเวลาระหว่างจังหวะที่แรงดันเพิ่มค่าสูงกว่าค่าขีดเริ่มเปลี่ยนตอนเริ่มต้นและจังหวะที่แรงดันคืนตัวมีค่าต่ำกว่าค่าขีดเริ่มเปลี่ยนตอนสิ้นสุด



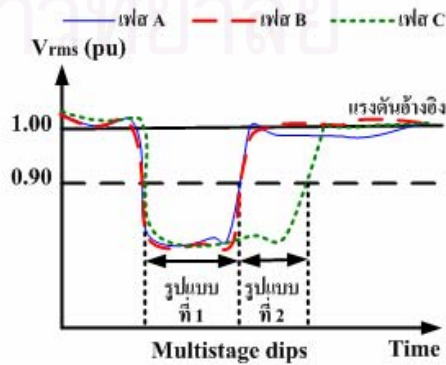
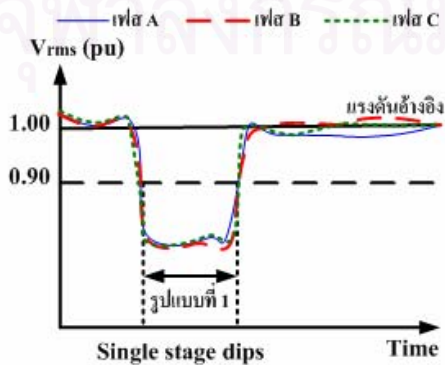
รูปที่ 2.3 ก ค่าต่าง ๆ ที่ใช้ในเรื่อง Voltage Dips



รูปที่ 2.3 ข ค่าต่าง ๆ ที่ใช้ในเรื่อง Voltage Swells



รูปที่ 2.3 ค Shot และระยะเวลา ระหว่าง Shot

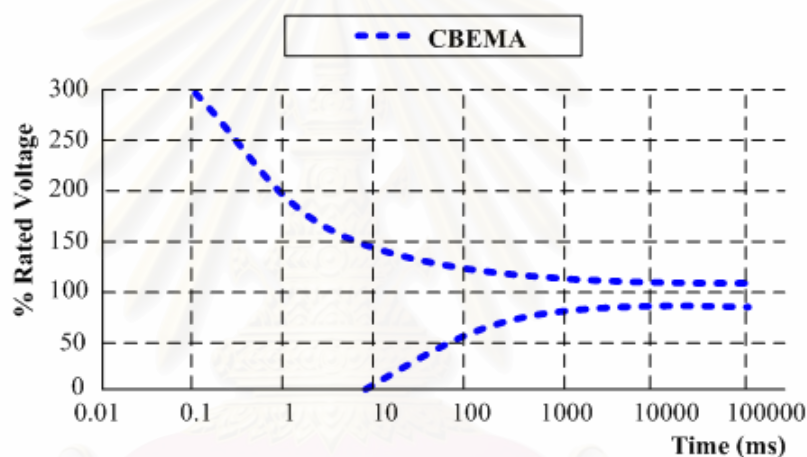


รูปที่ 2.3 ง Single stage dips และ Multistage dips

2.3 ความสามารถทนต่อการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นของอุปกรณ์

Short duration voltage variations เป็นปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นเป็นครั้ง ๆ ส่วนใหญ่ได้รับผลกระทบจาก Voltage Dips ในปัจจุบันมีมาตรฐานที่ยอมรับในการกำหนดความสามารถทนต่อ Voltage Dips Voltage Swells และ Short Interruptions ของอุปกรณ์ รูปแบบที่นิยมใช้มี 3 รูปแบบ คือ CBEMA Curve Scatter Plot ITIC Curve Scatter Plot และ SEMI Curve Scatter Plot [2, 6]

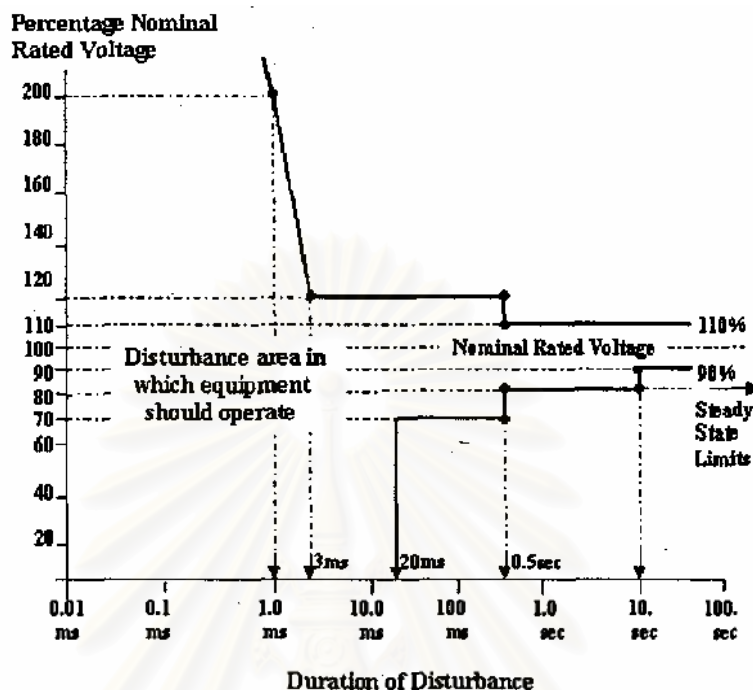
2.3.1 CBEMA Curve Scatter Plot



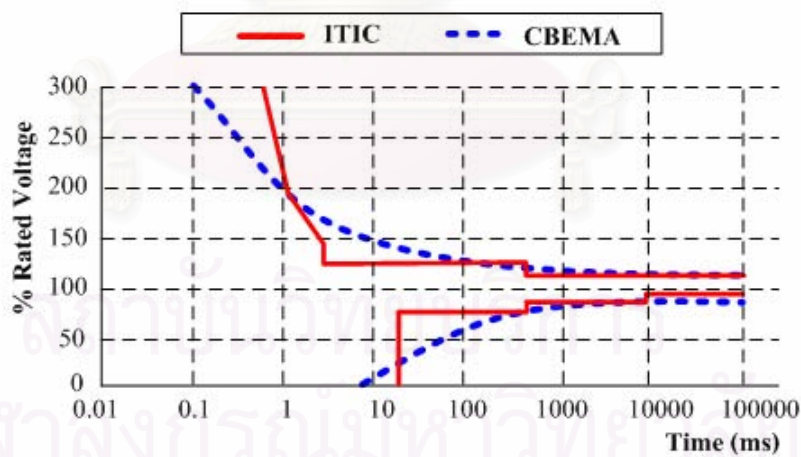
รูปที่ 2.4 CBEMA Curve Scatter Plot

CBEMA Curve ดังรูปที่ 2.4 ถูกพัฒนาขึ้นมาโดย Computer Business Equipment Manufactures Association เพื่อใช้แสดงความสามารถในการทนต่อ Voltage Dips และ Voltage Swells ของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ใช้ในสำนักงานในสมัยก่อน เนื่องจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์สมัยใหม่มีพัฒนาการต่างไปจากเดิมมาก ความสามารถในการทนต่อ Voltage Dips และ Voltage Swells จึงต่างไปจากเดิมมาก จึงได้มีการทบทวนและปรับปรุงใหม่

2.3.2 ITIC Curve Scatter Plot



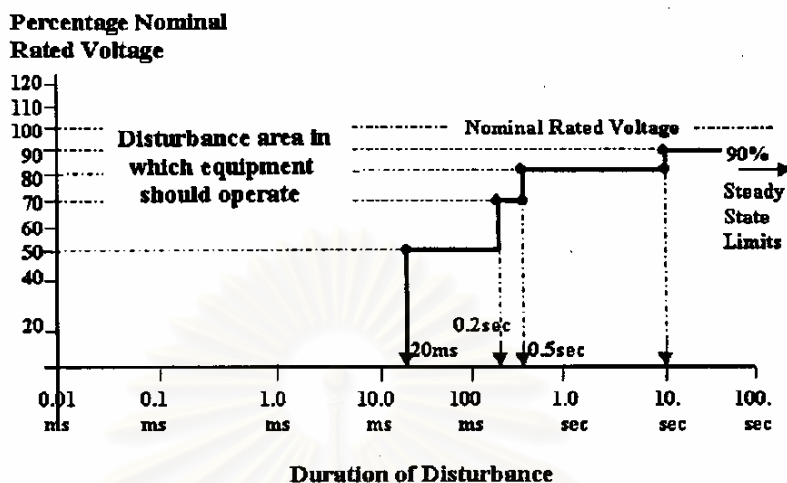
รูปที่ 2.5 ITIC Curve Scatter Plot



รูปที่ 2.6 การเปรียบเทียบ ITIC Curve กับ CBEMA Curve

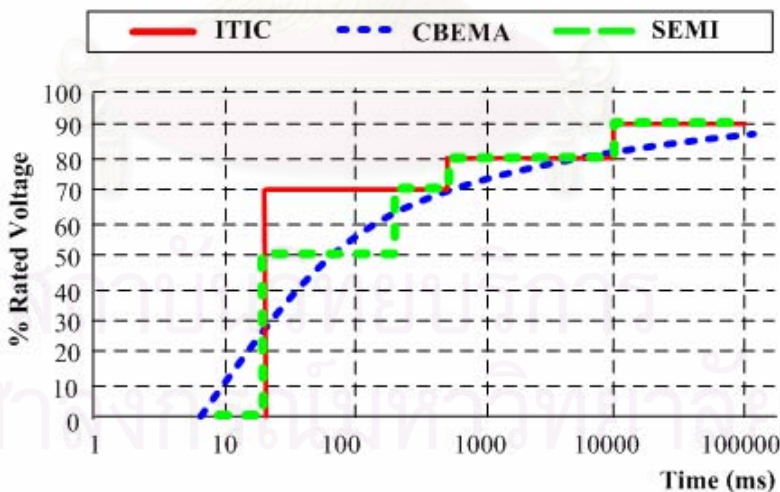
ITIC Curve ดังรูปที่ 2.5 เป็น CBEMA Curve ที่ได้รับการปรับปรุงใหม่ในปี 1996 โดยใช้ข้อมูลจาก Information Technology Industry Council (ITIC) ส่วนรูปที่ 2.6 แสดงการเปรียบเทียบ ITIC Curve กับ CBEMA Curve พบว่าอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์สมัยใหม่จะมีความสามารถในการทนต่อแรงดันตกช่วงสั้นที่อยู่ในช่วง 20 ms – 500 ms ได้น้อยกว่าเดิม

2.3.3 SEMI Curve Scatter Plot



รูปที่ 2.7 SEMI Curve Scatter Plot

SEMI Curve ดังรูปที่ 2.7 ถูกพัฒนาขึ้นมาจากความร่วมมือกันของผู้ประกอบการด้านสารกึ่งตัวนำประกอบด้วย ผู้ผลิต ผู้จำหน่ายอุปกรณ์และผู้ขายไฟฟ้า เพื่อใช้แสดงถึงความสามารถในการทนต่อ Voltage Dips ของอุปกรณ์สารกึ่งตัวนำ

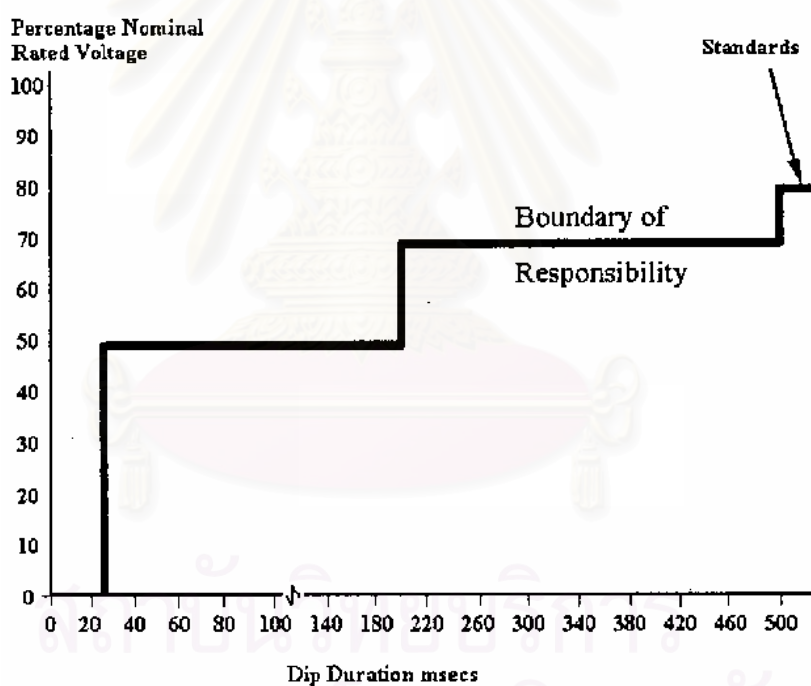


รูปที่ 2.8 การเปรียบเทียบของ SEMI Curve กับ ITIC Curve

รูปที่ 2.8 แสดงการเปรียบเทียบของ SEMI Curve กับ ITIC Curve จะพบว่าอุปกรณ์ที่ผลิตตาม SEMI Curve จะมีความทนต่อ Voltage Dips ที่อยู่ในช่วง 20 ms – 200 ms ได้ดีกว่า ITIC

2.3.4 ขอบเขตการตอบสนองต่อแรงดันตกช่วงสั้น

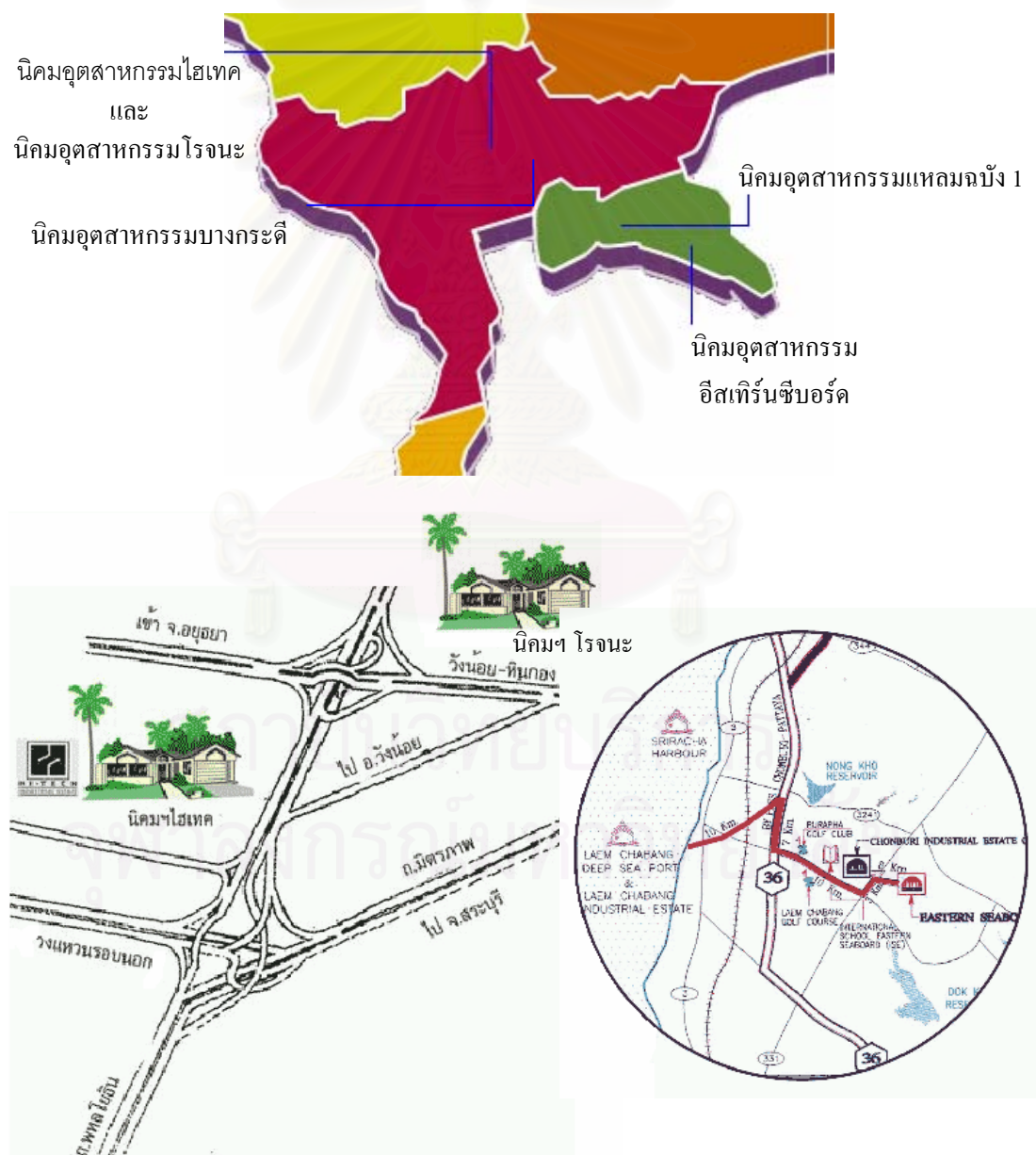
ITIC Curve และ SEMI Curve ต่างพิจารณาถึงขอบเขตการตอบสนองของ Voltage Dips ของผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า ดังรูปที่ 2.9 จากรูปมีเส้นขอบเขตแบ่งพื้นที่เป็น 2 พื้นที่ คือ พื้นที่ฝั่งซ้าย และพื้นที่ฝั่งขวา โดยพื้นที่ฝั่งซ้ายเป็นพื้นที่ที่อุปกรณ์ควรจะสามารถทำงานได้อย่างปกติ ตามเกณฑ์ที่กำหนดหรือ Voltage Dips ไม่ควรกระจายตัวออกนอกพื้นที่นี้ นั่นคือ ระบบมีเสถียรภาพและมีความไวในการแยกฟอลต์หรือ Voltage Dips ที่เกิดขึ้นในพื้นที่ส่วนนี้มีความลึกน้อยและมีช่วงเวลาที่เกิดสั้น ส่วนพื้นที่ฝั่งขวาเป็นพื้นที่บอกรายละเอียดต่อ Voltage Dips ของอุปกรณ์ หรืออุปกรณ์ใดที่สามารถทน Voltage Dips ได้ดีกว่า ณ ระดับ Depth of Dip เดียวกัน ถือได้ว่า อุปกรณ์นั้นมีความสามารถทน Voltage Dips ได้สูงกว่า เพื่อให้อุปกรณ์และระบบไม่ตอบสนองต่อ Voltage Dips ที่เกิดขึ้นในฝั่งนี้ ทั้งผู้ผลิตและผู้ที่เกี่ยวข้องต้องผลิตหรือเลือกใช้อุปกรณ์ที่ได้มาตรฐานเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนด



รูปที่ 2.9 ขอบเขตการตอบสนองต่อ Voltage Dips

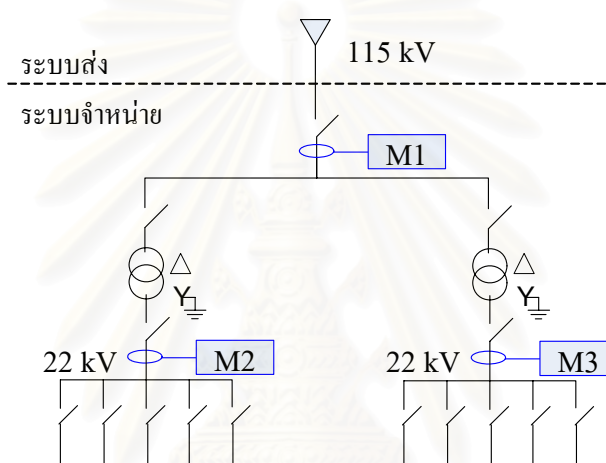
2.4 สถานที่ติดตั้งเครื่องมือวัดและจุดตรวจวัดข้อมูล

สถานที่ติดตั้งเครื่องมือวัด คือ สถานีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (115kV / 22kV) จำนวน 4 สถานี ได้แก่ สถานีไฟฟ้าบ้านเลน สถานีไฟฟ้าโรจนะ สถานีไฟฟ้าแหลมฉบัง 1 และ สถานีไฟฟ้าปลวกแดง 2 ซึ่งจ่ายไฟฟ้าให้กับนิคมอุตสาหกรรมไฮเทค (จังหวัดพระนครศรีอยุธยา) นิคมอุตสาหกรรมโรจนะ (จังหวัดพระนครศรีอยุธยา) นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง 1 (จังหวัดชลบุรี) และนิคมอุตสาหกรรมอีสเทิร์นซีบอร์ด (จังหวัดระยอง) ตามลำดับ ตำแหน่งที่ตั้งนิคมอุตสาหกรรมแสดงดังรูปที่ 2.10 [2]



รูปที่ 2.10 แผนที่แสดงตำแหน่งที่ตั้งของนิคมอุตสาหกรรมทั้ง 5 แห่ง

ในแต่ละสถานีไฟฟ้ามีหม้อแปลงที่ต่อแบบเดลตา – วายกราวด์ผ่านตัวต้านทานจำนวน 2 ตัว เพื่อแปลงแรงดันจากระดับ 115 kV ของระบบส่งเป็นแรงดันระดับ 22 kV ของระบบจำหน่ายจำนวน 2 เบย์ ซึ่งมีจุดตรวจวัดข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 3 จุด โดยเป็นจุดตรวจวัดข้อมูลของระบบส่ง (115 kV) จำนวน 1 จุด และระบบจำหน่าย (22 kV) จำนวน 2 จุด แสดงดังรูปที่ 2.11 ในวิทยานิพนธ์นี้ใช้จุดตรวจวัดข้อมูลของระบบจำหน่ายไฟฟ้าจาก 4 สถานี มีจุดตรวจวัดข้อมูลจำนวน 8 จุด หรือได้ข้อมูลจากการตรวจวัดจำนวน 8 มิเตอร์ ดังตารางที่ 2.5 [2] โดยแต่ละจุดตรวจวัดมีช่วงเวลาตรวจวัดอย่างน้อย 1 ปี



M = จุดตรวจวัดข้อมูลหรือตำแหน่งที่ติดตั้งมิเตอร์

รูปที่ 2.11 จุดตรวจวัดข้อมูลของสถานีไฟฟ้า

ตารางที่ 2.5 ชื่อมิเตอร์หรือจุดตรวจวัดของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

สถานีไฟฟ้า	นิคมอุตสาหกรรม	จังหวัด	ชื่อมิเตอร์ของระบบจำหน่าย	
			เบย์ 1	เบย์ 2
บ้านเลน	ไฮเทค	พระนครศรีอยุธยา	BNL1-19	BNL2-20
โรจนะ	โรจนะ	พระนครศรีอยุธยา	RCN1-41	RCN2-24
แหลมฉบัง 1	แหลมฉบัง 1	ชลบุรี	LCA1-31	LCA2-32
ปลวกแดง 2	อีสเทิร์นซีบอร์ด	ระยอง	PLV1-36	PLV2-37

2.5 สาเหตุที่ทำให้เกิดการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น

สาเหตุหลักที่ทำให้เกิด Short duration voltage variations สามารถจัดกลุ่มเป็น 4 กลุ่ม [7-8] ได้แก่ Short duration voltage variations ที่มีสาเหตุจากฟอลต์ (Faults) หม้อแปลงอิ่มตัวจากการสับจ่ายโหลดอีกครั้งภายหลังจากที่อุปกรณ์ป้องกันแยกฟอลต์ (Transformer Saturation) การสตาร์ทมอเตอร์แบบเหนี่ยวนำขนาดใหญ่ (Large Induction Motor Starting) และการเปลี่ยนระดับของแรงดันที่ส่งจ่าย การปรับแท๊ปของหม้อแปลง การสับเข้าหรือปลดออกของชุดตัวเก็บประจุในระบบ (Step Changes)

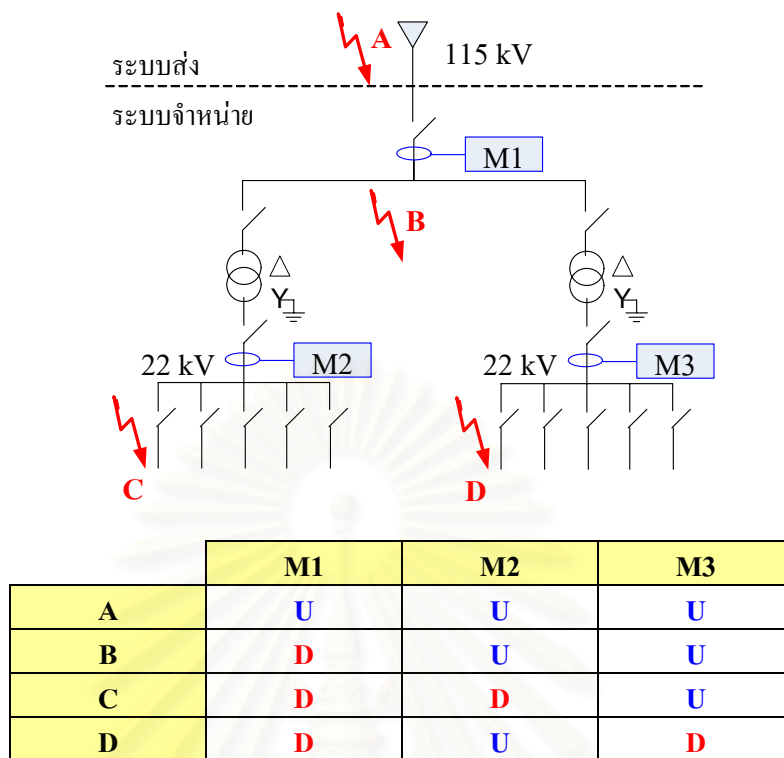
2.5.1 การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีสาเหตุจากฟอลต์

ขนาดแรงดันที่เปลี่ยนแปลงขึ้นกับชนิดการเกิดฟอลต์ (Type of Faults) ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ (Position of Faults) ชนิดแรงดันตกช่วงสั้น (Dip Types) และองค์ประกอบของระบบ (Constituent of System) ส่วนช่วงระยะเวลาที่เกิดจะขึ้นกับชนิดของอุปกรณ์ป้องกันที่ใช้ ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงระหว่างครึ่งรอบ (สำหรับฟิวส์) ถึง 2-3 วินาที

2.5.1.1 ชนิดการเกิดฟอลต์ เมื่อใช้ความสมดุลการเปลี่ยนแปลงค่ากระแสประสิทธิผลของทั้งสามเฟสเป็นเกณฑ์ในการแบ่งกลุ่ม สามารถแบ่งได้ 2 กรณี คือ กรณีฟอลต์แบบสมดุล (Symmetrical Faults) และกรณีฟอลต์แบบไม่สมดุล (Unsymmetrical Faults)

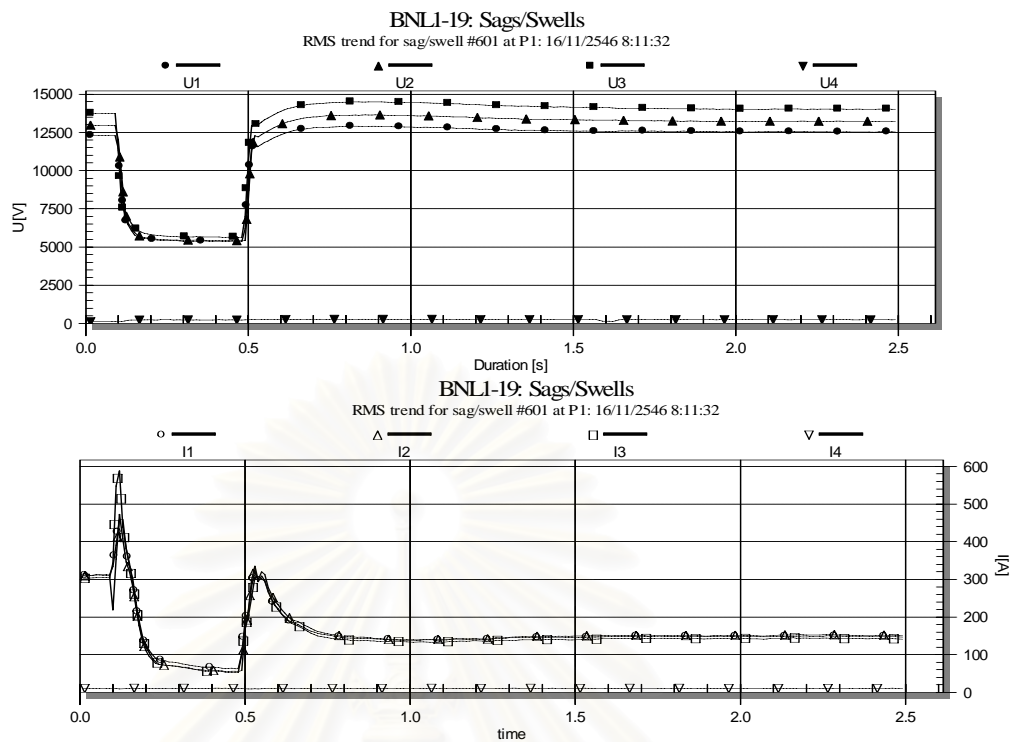
- 1) **กรณีฟอลต์แบบสมดุล** เป็นกรณีที่ขนาดแรงดันในแต่ละเฟสที่ลดลงมีขนาดใกล้เคียงกันทั้งสามเฟส ได้แก่ ฟอลต์แบบสามเฟส (Three phase Fault: 3L)
- 2) **กรณีฟอลต์แบบไม่สมดุล** เป็นกรณีที่ขนาดแรงดันในแต่ละเฟสที่ลดลงมีขนาดไม่เท่ากันทั้งสามเฟส ได้แก่ ฟอลต์แบบเฟสเดียวลงกราวด์ (Single Line to Ground Fault: 1LG) ฟอลต์แบบสองเฟสลงกราวด์ (Double Line to Ground Fault: 2LG) ฟอลต์แบบสองเฟส (Double Line Fault: 2L) หรือ ฟอลต์แบบสามเฟสลงกราวด์ (Three Phase to Ground Fault: 3LG)

2.5.1.2 ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ได้จากการใช้พื้นที่ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสนใจเป็นเกณฑ์ในการแบ่งตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ (Direction of Faults) แบ่งได้ 2 กรณี คือ กรณีที่ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์อยู่เหนือจุดตรวจวัดขึ้นไปทางแหล่งจ่าย (Upstream) กับกรณีที่ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์อยู่ใต้จุดตรวจวัดลงไปทางโหลด (Downstream) ตัวอย่างการพิจารณาดำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ดังรูปที่ 2.12

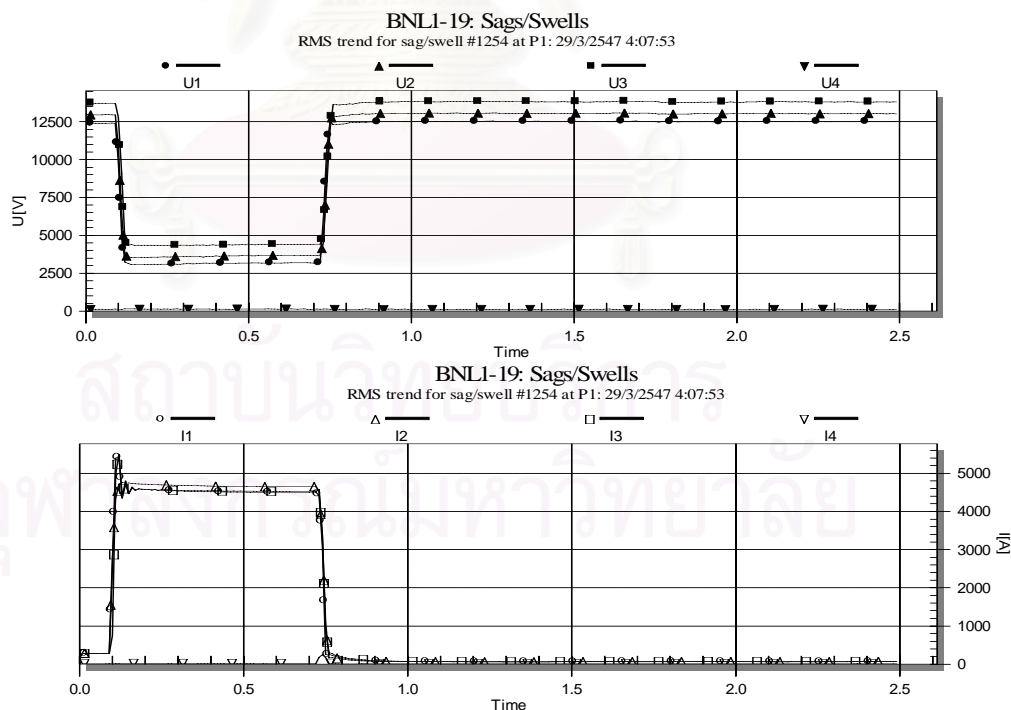


รูปที่ 2.12 ตัวอย่างการพิจารณาดำเนินการที่เกิดฟอลต์

- 1) Upstream (U)** โดยปกติเมื่ออิมพีแดนซ์ของระบบตั้งแต่จุดตรวจวัดลงไปไม่เปลี่ยน ค่าของกระแสที่ตรวจวัดได้จะแปรผันตรงกับค่าของแรงดัน (ตามกฎของโอห์ม) ดังนั้นเมื่อเกิดฟอลต์เหนือจุดตรวจวัด แสดงว่าอิมพีแดนซ์ได้จุดวัดมีค่าคงที่ กระแสจะลดลงตามแรงดันที่ลดลง ทำให้ค่ากระแสนิวทรัล (I_N) มีค่าไม่เปลี่ยนแปลง ตัวอย่างเหตุการณ์ ดังรูปที่ 2.13
- 2) Downstream (D)** เมื่อเกิดฟอลต์ใต้จุดตรวจวัดจะทำให้อิมพีแดนซ์ของระบบตั้งแต่จุดตรวจวัดลงไปมีค่าลดลงอย่างมากเหลือเพียงอิมพีแดนซ์ของฟอลต์ (Z_F) ทำให้กระแสเฟสที่ตรวจวัด (I_F) มีค่าสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ในขณะที่แรงดันระบบ (V_{System}) จากเดิมมีค่าเท่ากับแรงดันก่อนเกิดฟอลต์ ($V_{Prefault} = V_{System}$) จะลดลงเหลือเท่ากับแรงดันที่ตกคร่อม Z_F ถ้ามีการลงดินค่ากระแส I_N จะมีค่าเพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัดเจน ตัวอย่างเหตุการณ์ดังรูปที่ 2.14

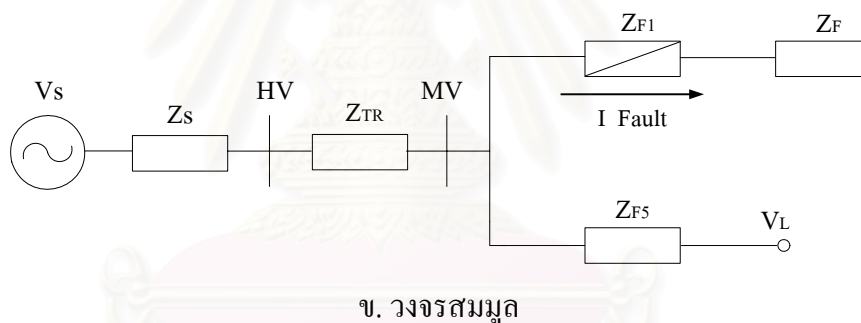
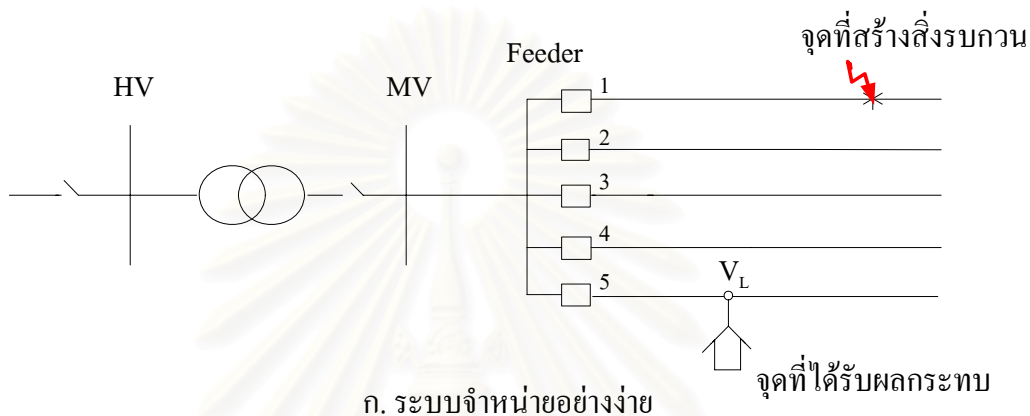


รูปที่ 2.13 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งการเกิดฟอลต์แบบ Upstream



รูปที่ 2.14 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งการเกิดฟอลต์แบบ Downstream

2.5.1.3 ชนิดแรงดันตกช่วงสั้นและองค์ประกอบของระบบ ชนิดแรงดันตกช่วงสั้นขึ้นกับชนิดการเกิดฟอลต์ ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์หรือระยะห่างจากจุดที่เกิดฟอลต์ และองค์ประกอบของระบบ โดยที่องค์ประกอบของระบบ ได้แก่ ชนิดของสายป้อน ลักษณะการต่อชุดขดลวดของหม้อแปลง อุปกรณ์ป้องกัน และโหลดที่ต่ออยู่ในระบบ ตลอดจนอุปกรณ์แก้ปัญหา Voltage Dips เช่น Neutral Ground Resistor (NGR) ซึ่งมีผลต่อค่าความต้านทานรวมของระบบ



รูปที่ 2.15 ระบบจำหน่ายอย่างง่ายและวงจรสมมูล

รูปที่ 2.15 ก แสดงระบบจำหน่ายอย่างง่ายที่มีการเกิดฟอลต์บน Feeder 1 ทำให้เกิด Voltage Dips ส่งผลกระทบไปถึงผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต่ออยู่กับ Feeder 5 โดยสามารถใช้วงจรสมมูลในรูปที่ 2.15 ข วิเคราะห์หาขนาดของ Voltage Dips ได้ดังนี้

$$I_{\text{Fault}} = \frac{V_S}{Z_S + Z_{\text{TR}} + Z_{\text{F1}} + Z_{\text{F}}} \quad (2.1)$$

$$V_L = V_{\text{MV}} = I_{\text{Fault}} \times (Z_{\text{F1}} + Z_{\text{F}}) \quad (2.2)$$

$$V_L = \left[\frac{Z_{\text{F1}} + Z_{\text{F}}}{Z_S + Z_{\text{TR}} + Z_{\text{F1}} + Z_{\text{F}}} \right] \times V_S \quad (2.3)$$

V_L จะสัมพันธ์กับตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ (Z_{F1}) และความต้านทาน ณ จุดเกิดฟอลต์ (Z_{F})

เมื่อมีจำนวนบัสเพิ่มขึ้น Depth of Dip ที่จุดรับไฟของผู้ใช้ไฟฟ้าจะขึ้นกับปัจจัยหลัก 2 ปัจจัย คือ ระยะห่างระหว่างจุดรับไฟของผู้ใช้ไฟฟ้ากับตำแหน่งของฟอลต์ที่เกิด Voltage Dips และระยะห่างระหว่างจุดรับไฟของผู้ใช้ไฟฟ้ากับแหล่งผลิตกระแสไฟฟ้า ทำให้ Depth of Dip ที่ลดลงไปจาก V_{ref} โดยที่ตำแหน่งใกล้จุดเกิดฟอลต์จะมีค่า Depth of Dip ต่ำและเมื่อห่างออกไปจากจุดเกิดฟอลต์จะมีค่าเพิ่มมากขึ้น

ลักษณะการต่อชุดขดลวดของหม้อแปลงมีผลต่อขนาดและมุมเฟสของแรงดันมีผลต่อ Voltage Dips ทางด้านทฤษฎีโดยขึ้นอยู่กับลักษณะการต่อชุดขดลวดทั้งด้านปฐมภูมิและด้านทุติยภูมิ Dip Types มีทั้งหมด 7 ชนิด คือ ชนิด A B C D E F และ G แสดงดังตารางที่ 2.6 [4]

ตารางที่ 2.6 ชนิดของแรงดันตกช่วงต้น

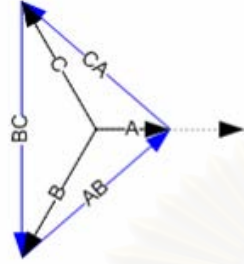
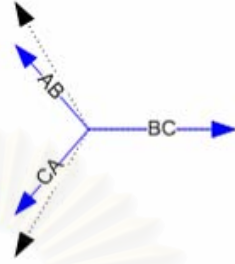
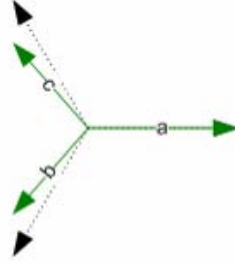
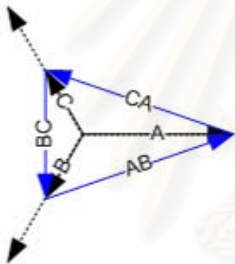
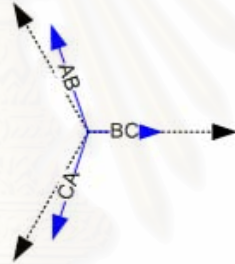
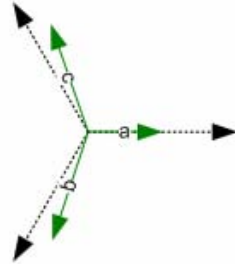
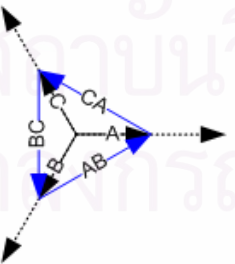
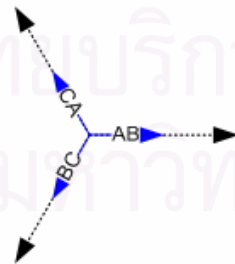
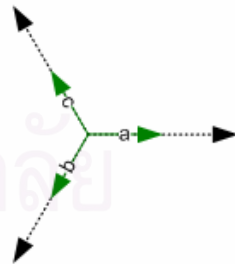
Dip Type	Voltage Equation	Phasor Diagram
A	$V_A = V$ $V_B = -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}V}{2}$ $V_C = -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}V}{2}$	
B	$V_A = V$ $V_B = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ $V_C = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$	
C	$V_A = 1$ $V_B = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ $V_C = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$	
D	$V_A = V$ $V_B = -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ $V_C = -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}}{2}$	

ตารางที่ 2.6 ชนิดของแรงดันตกช่วงสั้น (ต่อ)

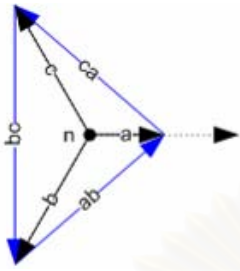
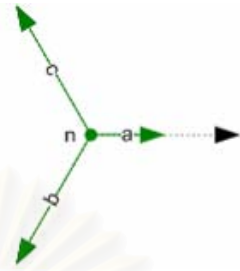
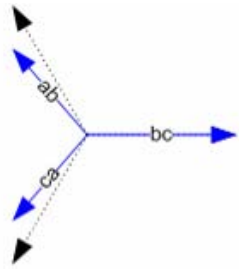
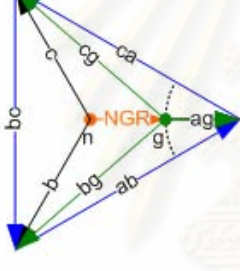
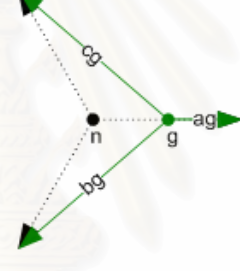
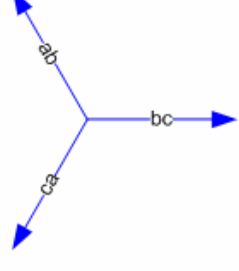
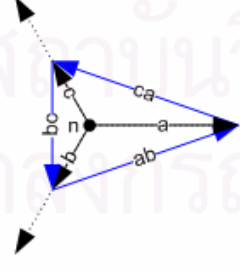
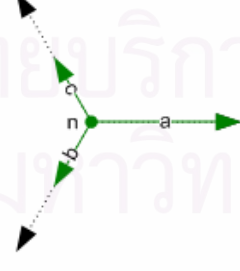
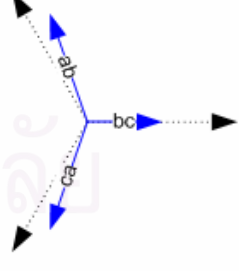
Dip Type	Voltage Equation	Phasor Diagram
E	$V_A = 1$ $V_B = -\frac{1}{2}V - j\frac{\sqrt{3}V}{2}$ $V_C = -\frac{1}{2}V + j\frac{\sqrt{3}V}{2}$	
F	$V_A = V$ $V_B = -\frac{1}{2}V - j\left(\frac{\sqrt{3}}{3} + \frac{\sqrt{3}V}{6}\right)$ $V_C = -\frac{1}{2}V + j\left(\frac{\sqrt{3}}{3} + \frac{\sqrt{3}V}{6}\right)$	
G	$V_A = \frac{2}{3} + \frac{V}{3}$ $V_B = -\left(\frac{1}{3} + \frac{V}{6}\right) - j\frac{\sqrt{3}V}{2}$ $V_C = -\left(\frac{1}{3} + \frac{V}{6}\right) + j\frac{\sqrt{3}V}{2}$	

หม้อแปลงที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคใช้เป็นหม้อแปลงที่ต่อแบบเดลตา - วายกราวด์ ผ่านตัวต้านทาน เพื่อแปลงแรงดันระดับ 115 kV ให้มีขนาดลดลงเป็นแรงดันระดับ 22 kV ดังรูปที่ 2.12 เมื่อพิจารณาการต่อชุดขดลวดของหม้อแปลงกับตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ พบว่า Voltage Dips ของเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดอยู่เหนือหม้อแปลงฝั่งเดลตา (ด้านปฐมภูมิ) หรือ Upstream มีโอกาสเกิด Dip Types เป็นไปได้ 3 กรณี คือ Dips 1 เฟส (1P) Dips 2 เฟส (2P) และ Dips 3 เฟส (3P) ดังตารางที่ 2.7 ส่วนเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดอยู่ใต้ตำแหน่งหม้อแปลงฝั่งวาย (ด้านทุติยภูมิ) หรือ Downstream มีโอกาสเกิด Dip Types เป็นไปได้ 8 กรณี ตามชนิดของฟอลต์ คือ Single line to ground fault (1LG) Double line to ground fault (2LG) Double line fault (2L) และ Three line fault (3L) ของระบบที่มี NGR และ None NGR อย่างละหนึ่งกรณี โดยเทียบขนาด V_{line} เป็นค่า pu. ดังตารางที่ 2.8

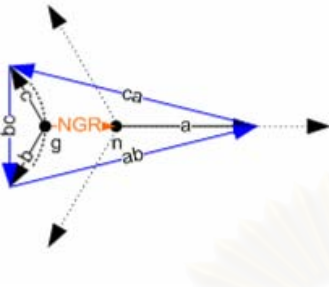
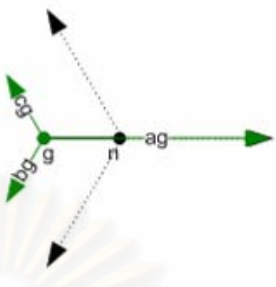
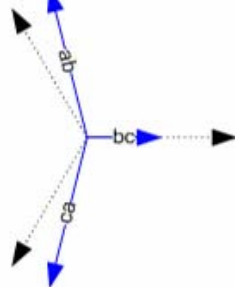
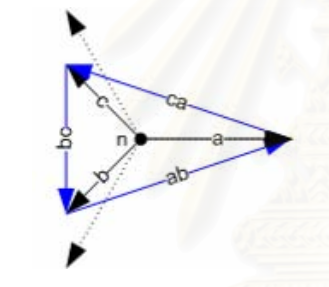
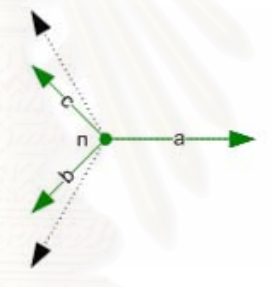
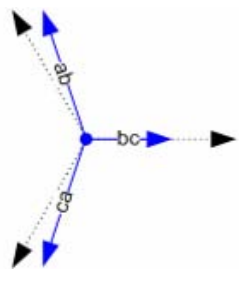
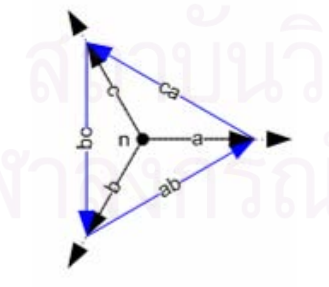
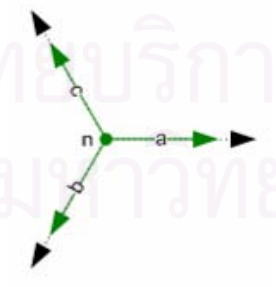
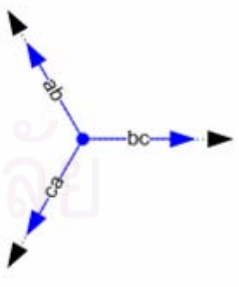
ตารางที่ 2.7 Dip Type ของเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดเป็น Upstream

จำนวนเฟส ที่ Dips	115 kV (Vphase) แรงดันที่มิเตอร์เห็น	115 kV (Vline) Primary Delta	22 kV (Vphase) Secondary Wye แรงดันที่มิเตอร์เห็น
1 phase	 <p>Dip Type B</p> $V_A = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_B = 0.50 \angle -120^\circ$ $V_C = 0.50 \angle +120^\circ$	 <p>Dip Type C</p> $V_{BC} = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_{CA} = 0.76 \angle -131^\circ$ $V_{AB} = 0.76 \angle +131^\circ$	 <p>Dip Type C</p> $V_a = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_b = 0.76 \angle -131^\circ$ $V_c = 0.76 \angle +131^\circ$
2 phase	 <p>Dip Type E</p> $V_A = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_B = 0.50 \angle -120^\circ$ $V_C = 0.50 \angle +120^\circ$	 <p>Dip Type F</p> $V_{BC} = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_{CA} = 0.76 \angle -109^\circ$ $V_{AB} = 0.76 \angle +109^\circ$	 <p>Dip Type F</p> $V_a = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_b = 0.76 \angle -109^\circ$ $V_c = 0.76 \angle +109^\circ$
3 phase	 <p>Dip Type A</p> $V_A = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_B = 0.50 \angle -120^\circ$ $V_C = 0.50 \angle +120^\circ$	 <p>Dip Type A</p> $V_{BC} = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_{CA} = 0.50 \angle -120^\circ$ $V_{AB} = 0.50 \angle +120^\circ$	 <p>Dip Type A</p> $V_a = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_b = 0.50 \angle -120^\circ$ $V_c = 0.50 \angle +120^\circ$

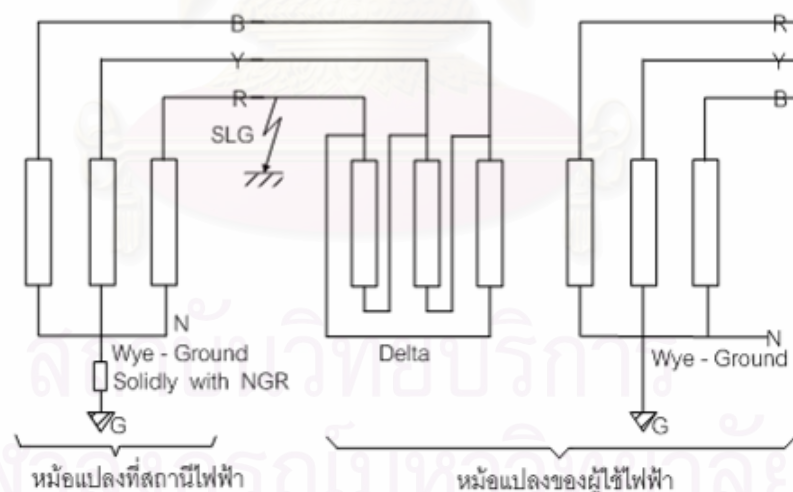
ตารางที่ 2.8 Dip Type ของเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดเป็น Downstream

สาเหตุที่เกิด	22 kV (Vphase)	22 kV (Vphase) แรงดันที่มิเตอร์เห็น	22 kV (Vline)
Single line to ground fault (1LG) ของระบบ None NGR	 <p style="text-align: center;">Dip Type B</p> $V_a = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_b = 1.00 \angle -120^\circ$ $V_c = 1.00 \angle +120^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type B</p> $V_a = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_b = 1.00 \angle -120^\circ$ $V_c = 1.00 \angle +120^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type C</p> $V_{bc} = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_{ca} = 0.77 \angle -131^\circ$ $V_{ab} = 0.77 \angle +131^\circ$
Single line to ground fault (1LG) ของระบบ ที่มี NGR	 <p style="text-align: center;">Dip Type -</p> $V_{ag} = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_{bg} = 1.32 \angle -139^\circ$ $V_{cg} = 1.32 \angle +139^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type -</p> $V_{ag} = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_{bg} = 1.32 \angle -139^\circ$ $V_{cg} = 1.32 \angle +139^\circ$	 <p style="text-align: center;">Not Dip</p> $V_{bc} = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_{ca} = 1.00 \angle -120^\circ$ $V_{ab} = 1.00 \angle +120^\circ$
Double line fault (2LG) ของระบบ None NGR	 <p style="text-align: center;">Dip Type E</p> $V_a = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_b = 0.50 \angle -120^\circ$ $V_c = 0.50 \angle +120^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type E</p> $V_a = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_b = 0.50 \angle -120^\circ$ $V_c = 0.50 \angle +120^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type F</p> $V_{bc} = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_{ca} = 0.76 \angle -109^\circ$ $V_{ab} = 0.76 \angle +109^\circ$

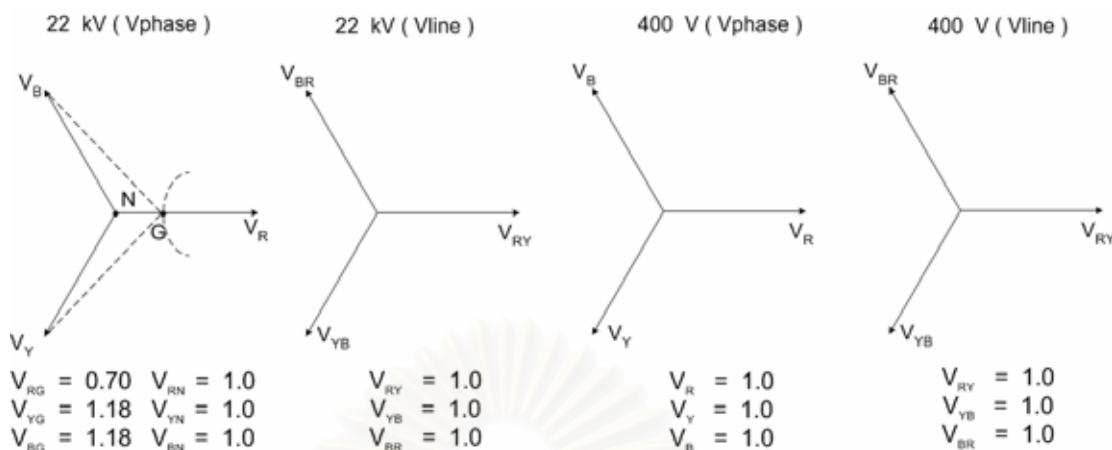
ตารางที่ 2.8 Dip Type ของเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดเป็น Downstream (ต่อ)

สาเหตุที่เกิด	22 kV (Vphase)	22 kV (Vphase) แรงดันที่มิเตอร์เห็น	22 kV (Vline)
Double line fault (2LG) ของระบบ ที่มี NGR	 <p style="text-align: center;">Dip Type -</p> $V_{ag} = 1.50 \angle 0^\circ$ $V_{bg} = 0.50 \angle -120^\circ$ $V_{cg} = 0.50 \angle +120^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type -</p> $V_{ag} = 1.50 \angle 0^\circ$ $V_{bg} = 0.50 \angle -120^\circ$ $V_{cg} = 0.50 \angle +120^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type -</p> $V_{bc} = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_{ca} = 1.04 \angle -104^\circ$ $V_{ab} = 1.04 \angle +104^\circ$
Double line fault (2L) ของระบบ ที่มี NGR หรือ None NGR	 <p style="text-align: center;">Dip Type C</p> $V_a = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_b = 0.71 \angle -135^\circ$ $V_c = 0.71 \angle +135^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type C</p> $V_a = 1.00 \angle 0^\circ$ $V_b = 0.71 \angle -135^\circ$ $V_c = 0.71 \angle +135^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type D</p> $V_{bc} = 0.50 \angle 0^\circ$ $V_{ca} = 0.91 \angle -109^\circ$ $V_{ab} = 0.91 \angle +109^\circ$
Three line fault (3L) ของระบบ ที่มี NGR หรือ None NGR	 <p style="text-align: center;">Dip Type A</p> $V_a = 0.75 \angle 0^\circ$ $V_b = 0.75 \angle -120^\circ$ $V_c = 0.75 \angle +120^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type A</p> $V_a = 0.75 \angle 0^\circ$ $V_b = 0.75 \angle -120^\circ$ $V_c = 0.75 \angle +120^\circ$	 <p style="text-align: center;">Dip Type A</p> $V_{bc} = 0.75 \angle 0^\circ$ $V_{ca} = 0.75 \angle -120^\circ$ $V_{ab} = 0.75 \angle +120^\circ$

ในระบบ 22kV ของระบบจำหน่ายบางแห่งมีการใช้ Neutral Ground Resistor (NGR) [2] เพื่อลดความรุนแรงของ Voltage Dips โดยการลดค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน (Single Phase to Ground Fault Current) ทางกรไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้จำกัดค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจรลงดินไว้ที่ประมาณ 1000 แอมแปร์ ค่ากระแสดังกล่าวจะทำให้ค่า Voltage Dips ของระบบมีค่าเหลือประมาณร้อยละ 70 - 90 ของพิกัดแรงดันไฟฟ้า ซึ่งอาจเพียงพอที่จะสามารถช่วยทำให้อุปกรณ์ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทำงานได้ต่อเนื่อง (Ride Through) แต่อย่างไรก็ดีในขณะที่เกิดปรากฏการณ์ดังกล่าวก็จะเกิดปัญหา Voltage Swells ในเฟสอื่น ๆ ที่ไม่ได้เกิดไฟฟาลัดวงจรขึ้นพร้อมกันด้วยเช่นกัน ค่าแรงดันไฟฟ้างดังกล่าวอาจมีค่าสูงถึงประมาณร้อยละ 173 ของพิกัดแรงดันไฟฟ้าปกติได้ จะเห็นว่า Voltage Swells นี้จะมีผลทำให้อุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกิน (Over Voltage Relay) ซึ่งตรวจวัดแบบ Phase to Neutral ที่ติดตั้งอยู่บนระบบ 22 kV ลังปลดวงจรได้ รวมทั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าซึ่งออกแบบการคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าแบบ Phase to Neutral เช่น หลอดถ้วยไฟฟ้า หรือ Instrument Potential Transformer ชนิด Single Bushing อาจชำรุดเสียหายได้ ดังนั้นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการคำนวณแบบ Phase to Neutral จำเป็นต้องปรับปรุงค่าพิกัดให้สูงขึ้นด้วย อย่างไรก็ตามวิธีป้องกันแรงดันไฟฟ้าเกินทางด้าน Low Voltage จะไม่ได้รับผลกระทบแต่อย่างไร เนื่องจากผลของการต่อชุดขดลวดของหม้อแปลงแบบ เดลตา - วายกราวด์ผ่านตัวต้านทาน

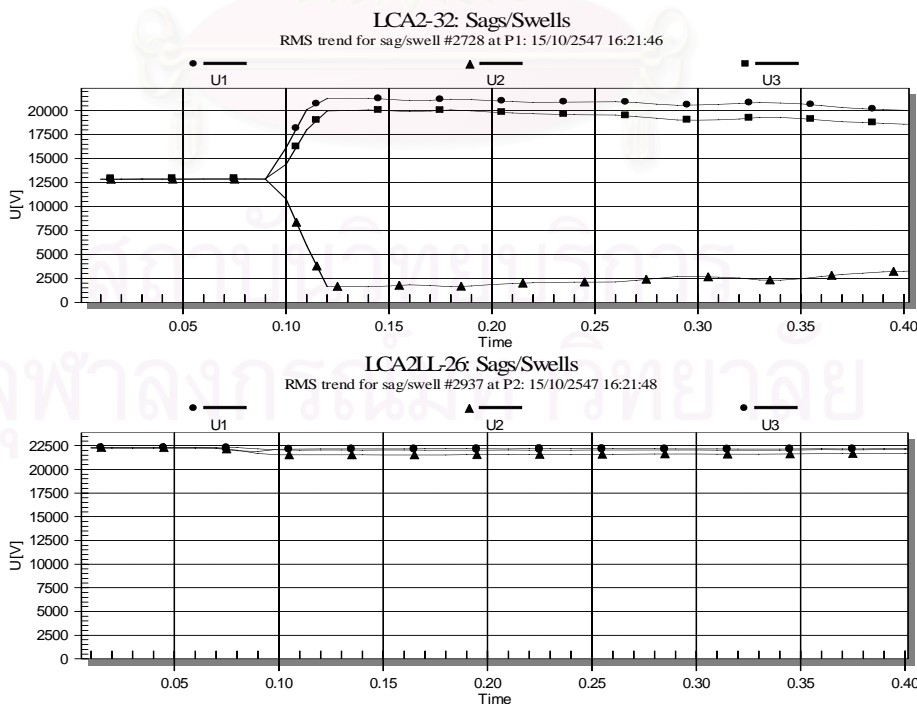


รูปที่ 2.16 การต่อ NGR

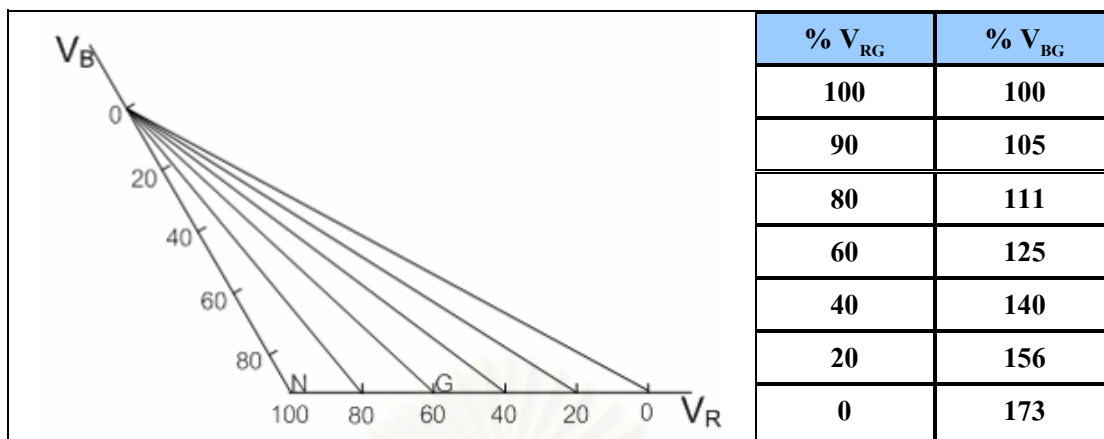


รูปที่ 2.17 การวิเคราะห์อย่างง่ายของ Voltage Dips

จากรูปที่ 2.16 [2] เป็นการต่อ NGR ที่จุด Neutral ของ Power Transformer ที่สถานีจ่ายไฟฟ้า รูปที่ 2.17 [2] แสดงการวิเคราะห์อย่างง่ายของ Voltage Dips ที่เกิดจากฟอลต์แบบ 1LG พบว่าแรงดันที่ระดับ 400 V ของผู้ใช้ไฟฟ้ามีสภาพปกติทั้งแรงดันเฟสและแรงดันสาย ซึ่งพิสูจน์ให้เห็นจริงได้จากการวัดจริงในภาคสนามตามรูปที่ 2.18 [2] ส่วนการหาแรงดันเกินช่วงสั้นจาก Voltage Dips ในระบบที่ติดตั้ง NGR ดังรูปที่ 2.19 [2] วันทีนำระบบ NGR เข้ามาใช้งานและสถานภาพ ณ ปัจจุบันที่สถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี ดังตารางที่ 2.9 [2]



รูปที่ 2.18 เปรียบเทียบแรงดันเฟสและแรงดันสายในระดับ 22 kV ในจังหวะที่เกิด Voltage Dips



รูปที่ 2.19 การหา Voltage Swells จาก Voltage Dips ในระบบที่ติดตั้ง NGR

ตารางที่ 2.9 วันที่นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานและสถานภาพ ณ ปัจจุบันที่สถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี

สถานีไฟฟ้า	ชื่อมิเตอร์	สถานภาพ
บ้านเลน	BNL1-19	● นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานเมื่อ 7 ธันวาคม 2546 ใช้ถึงปัจจุบัน
	BNL2-20	● นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานเมื่อ 14 ธันวาคม 2546 ใช้ถึงปัจจุบัน
โรจนะ	RCN1-41	● นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานเมื่อ 4 มกราคม 2547 ใช้ถึงปัจจุบัน
	RCN2-24	● นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานเมื่อ 18 มกราคม 2547 ใช้ถึงปัจจุบัน
แหลมฉบัง 1	LCA1-31	● นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานเมื่อ 20 มกราคม 2547 ใช้ถึงปัจจุบัน
	LCA2-32	● นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานเมื่อ 20 มกราคม 2547 ใช้ถึงปัจจุบัน
ปลวกแดง 2	PLV1-36	● นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานเมื่อ 29 ธันวาคม 2546 ● ปลด NGR ออกจากระบบตั้งแต่ 12 พฤษภาคม 2547 จนถึงปัจจุบัน
	PLV2-37	● นำระบบ NGR เข้ามาใช้งานเมื่อ 29 ธันวาคม 2546 ● ปลด NGR ออกจากระบบตั้งแต่ 12 พฤษภาคม 2547 จนถึงปัจจุบัน

เมื่อใช้ระดับขนาดแรงดันที่ลดลงของทั้งสามเฟสเป็นเกณฑ์ในการแบ่งกลุ่ม สามารถแบ่งได้ 2 กลุ่ม คือ แรงดันตกช่วงสั้นระดับเดียว (Single stage dips) และแรงดันตกช่วงสั้นหลายระดับ (Multistage dips)

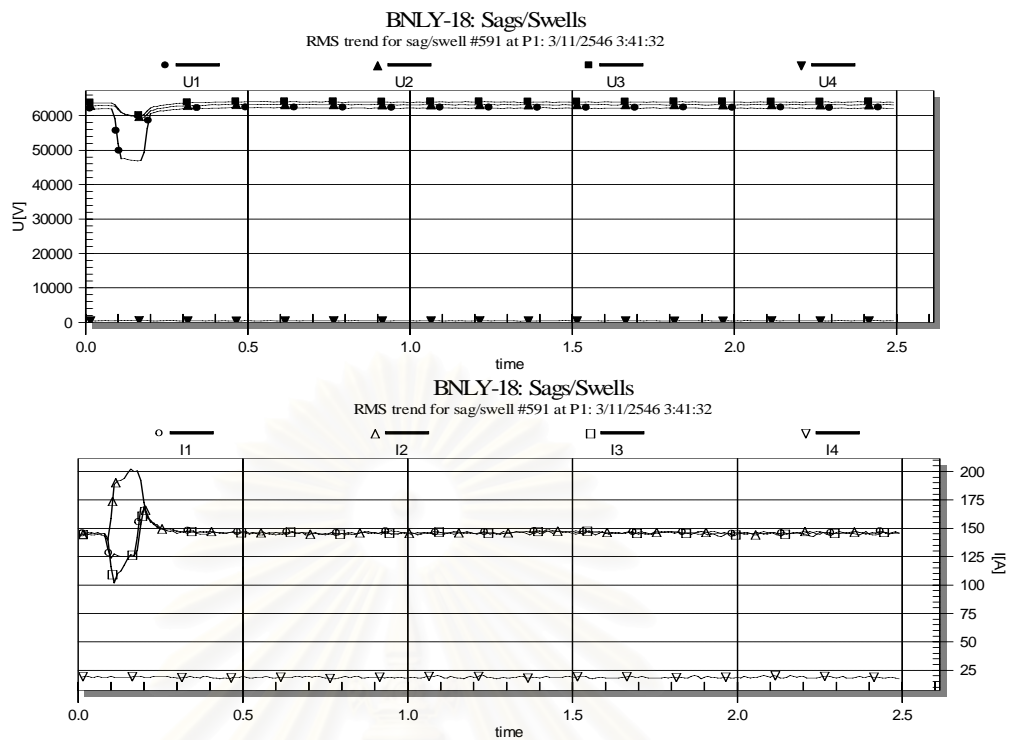
1) **Single stage dips** เป็นกรณีที่ขนาดของแรงดันมีขนาดลดลงหนึ่งระดับมี 3 ปรางค์การณั้ ได้แก่ Voltage Dips Voltage Swells และ Short Interruptions

- **Voltage Dips** เป็นเหตุการณ์ที่แรงดันมีขนาดลดลงต่ำกว่า 0.9 pu. และมี Duration ไม่เกิน 1 นาที แล้วกลับสู่ค่าปกติ
- **Voltage Swells** เป็นเหตุการณ์ที่แรงดันมีขนาดสูงเกินกว่า 1.10 pu. และมี Duration ไม่เกิน 1 นาที แล้วกลับสู่ค่าปกติ มักเกิดพร้อม ๆ กับ Voltage Dips ในระบบที่มีการติดตั้ง Neutral Grounding Resistor (NGR) เพื่อใช้ยกระดับ Residual Voltage ขณะที่เกิดฟอลต์ลงดินแบบ ILG
- **Short Interruptions** เป็นเหตุการณ์ที่แรงดันมีค่าต่ำกว่าแรงดันปกติน้อยกว่า 0.10 pu. กำหนด Duration มีค่าไม่เกิน 1 นาที สำหรับมาตรฐาน IEC 61000-2-1-2002 และ IEEE 1159-1995 และกำหนด Duration มีค่าไม่เกิน 3 นาที สำหรับมาตรฐาน EN 50160-1999

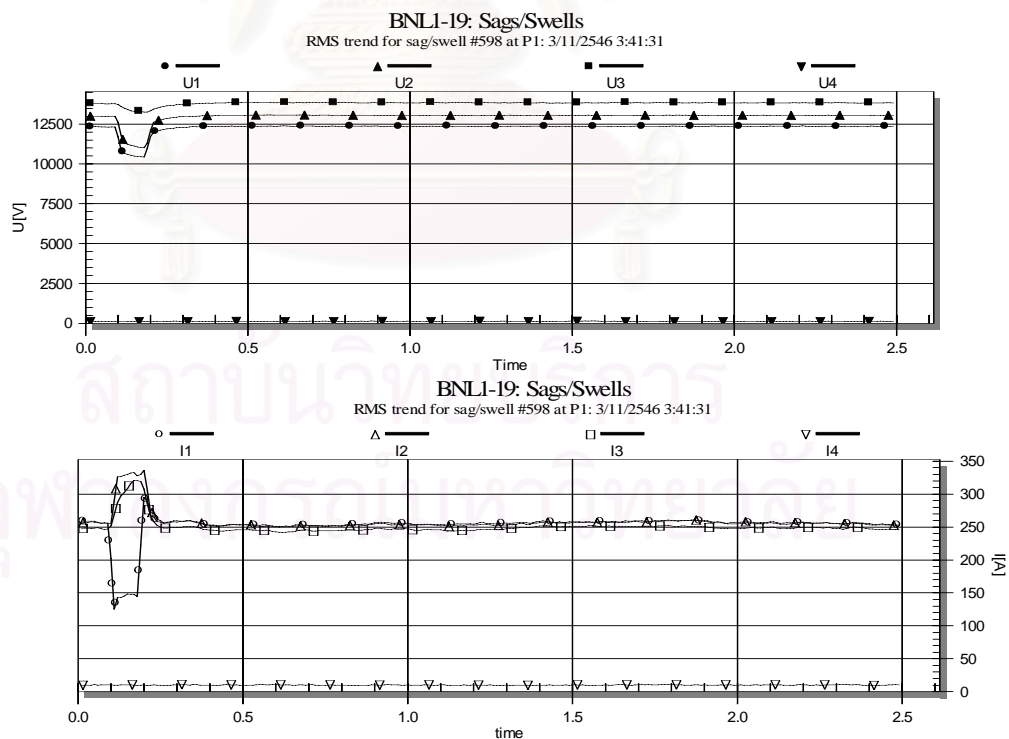
2) **Multistage dips** เป็นเหตุการณ์ที่เกิดจากฟอลต์เช่นเดียวกันกับ Single stage dips แต่ขนาดแรงดันมีการเปลี่ยนแปลงหลายระดับอย่างต่อเนื่องก่อนที่จะกลับเข้าสู่สมดุลใหม่ โดยระดับของ Residual Voltage เป็นผลจากการเปลี่ยนองค์ประกอบของระบบชั่วคราวจากการที่ระบบป้องกันพยายามแยกฟอลต์หรือจากการเปลี่ยนตามธรรมชาติของฟอลต์เอง

เหตุการณ์ที่มีสาเหตุจากฟอลต์ลักษณะของแรงดันในแต่ละเฟสที่เกิด Dips ซึ่งมีตำแหน่งที่เกิดเป็น Upstream และ Downstream มีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วทำให้รูปร่างเกือบเป็นสี่เหลี่ยมมุมฉาก (Rectangular Shape) ช่วงเวลาที่เกิดขึ้นกับระยะเวลาของ Circuit-breaker (CB) เปิดวงจรแยกฟอลต์ หลังจากรับสัญญาณสั่งทริปจากระบบควบคุมของรีเลย์ ซึ่งมีตัวอย่างในแต่ละรูปแบบเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดเป็น Upstream ของมิเตอร์ 22 kV ดังรูปที่ 2.20 – 2.28 และ Downstream ของมิเตอร์ 22 kV ดังรูปที่ 2.29 – 2.37 ในกรณีที่ขนาดแรงดันมีค่าน้อยกว่า 0.10 pu. ถือเป็นไฟฟ้าดับช่วงสั้นหรือ Short Interruptions ตัวอย่างเหตุการณ์ดังรูปที่ 2.38 – 2.40

เมื่อพิจารณาเหตุการณ์ตามระดับขนาดแรงดันที่ลดลง ได้แก่ เหตุการณ์ Single stage dips และ Multistage dips ตัวอย่างเหตุการณ์ Single stage dips คือ เหตุการณ์ในรูปข้างต้น ตั้งแต่รูปที่ 2.20 – 2.40 ส่วนตัวอย่างเหตุการณ์ Multistage dips ดังรูปที่ 2.41 – 2.44 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

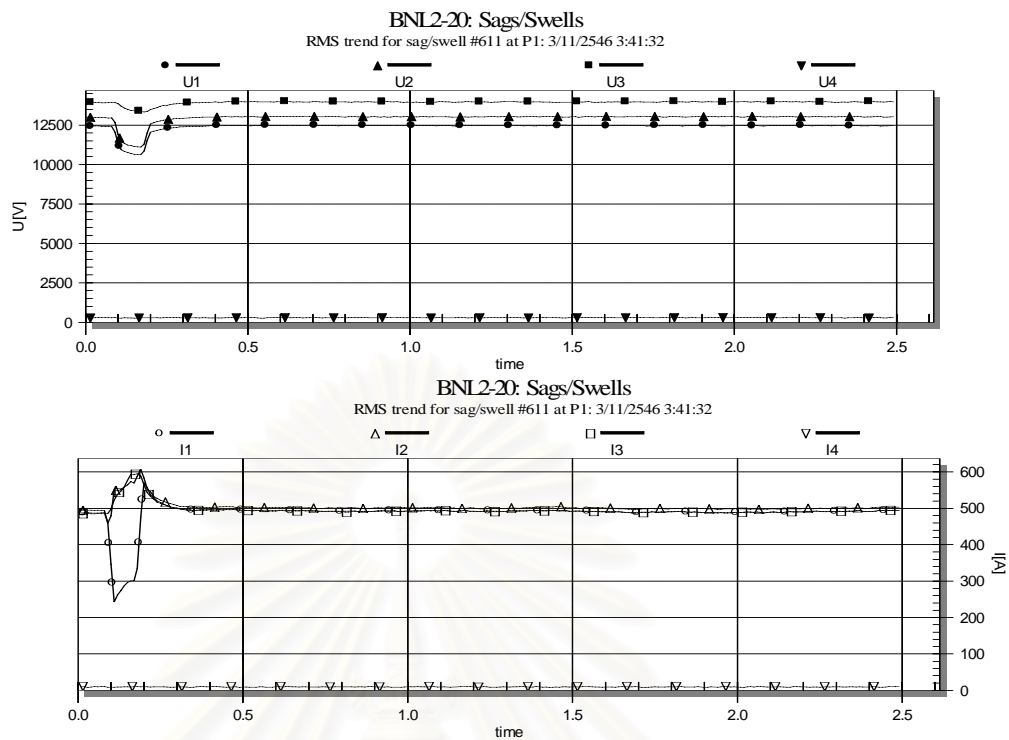


รูปที่ 2.20 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 1 เฟส

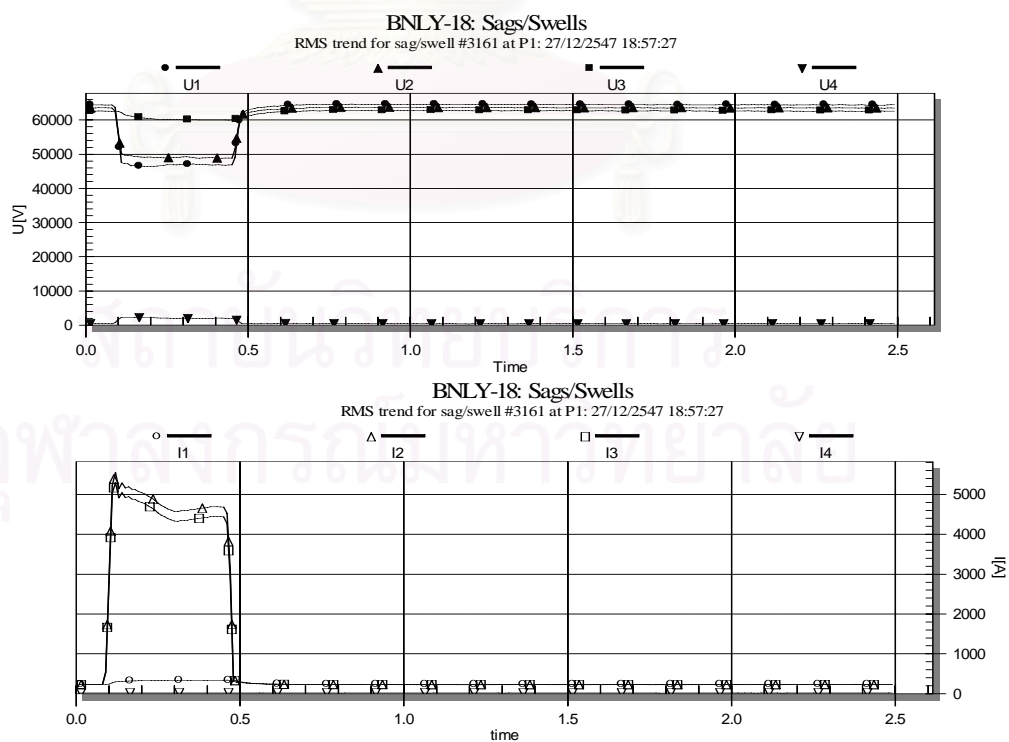


รูปที่ 2.21 ผลจากเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 1 เฟส

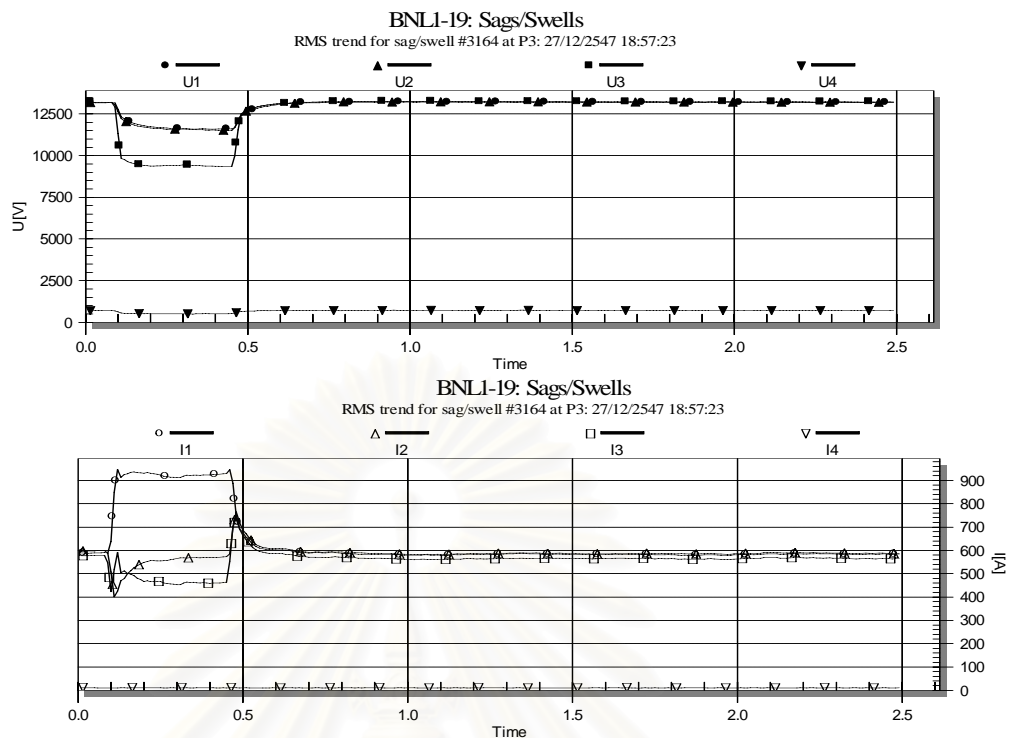
ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1) เห็นเป็นเกิด Voltage Dips จำนวน 2 เฟส



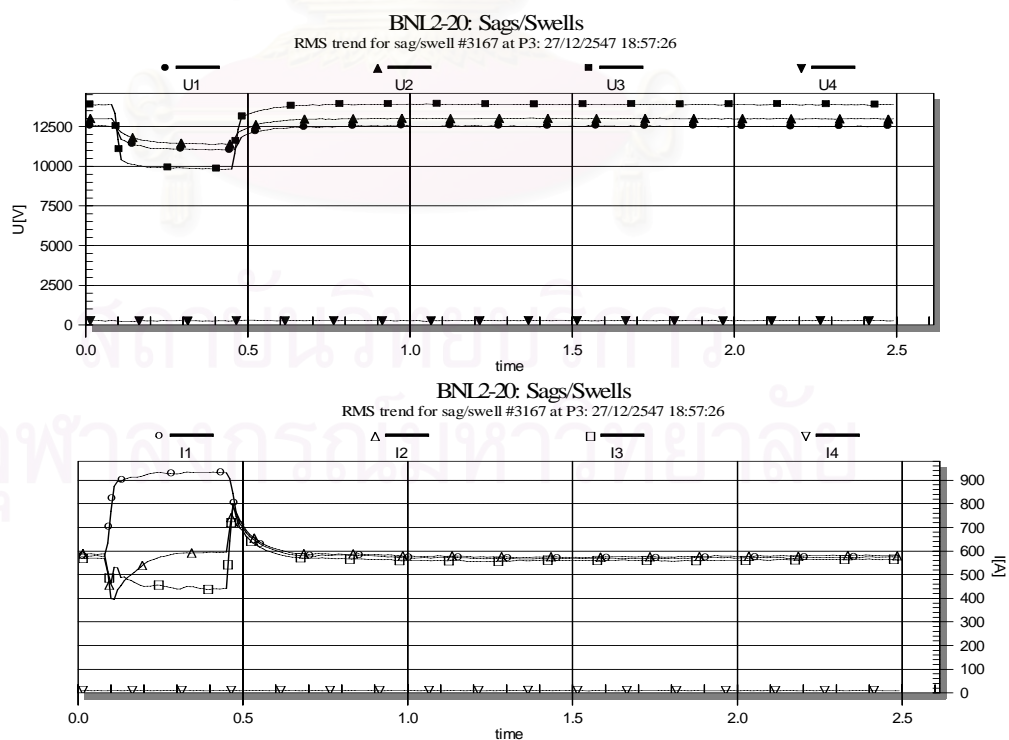
รูปที่ 2.22 ผลจากเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 1 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 2 – 20 (เบย์ 2) เห็นเช่นเดียวกับกับมิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1)



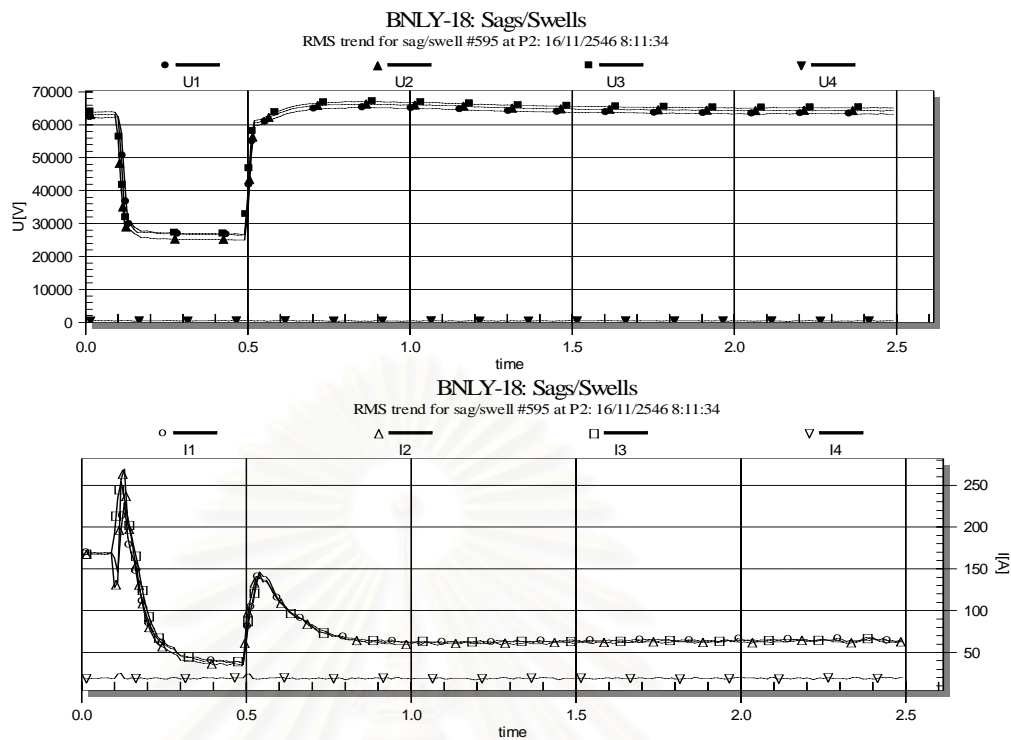
รูปที่ 2.23 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 2 เฟส



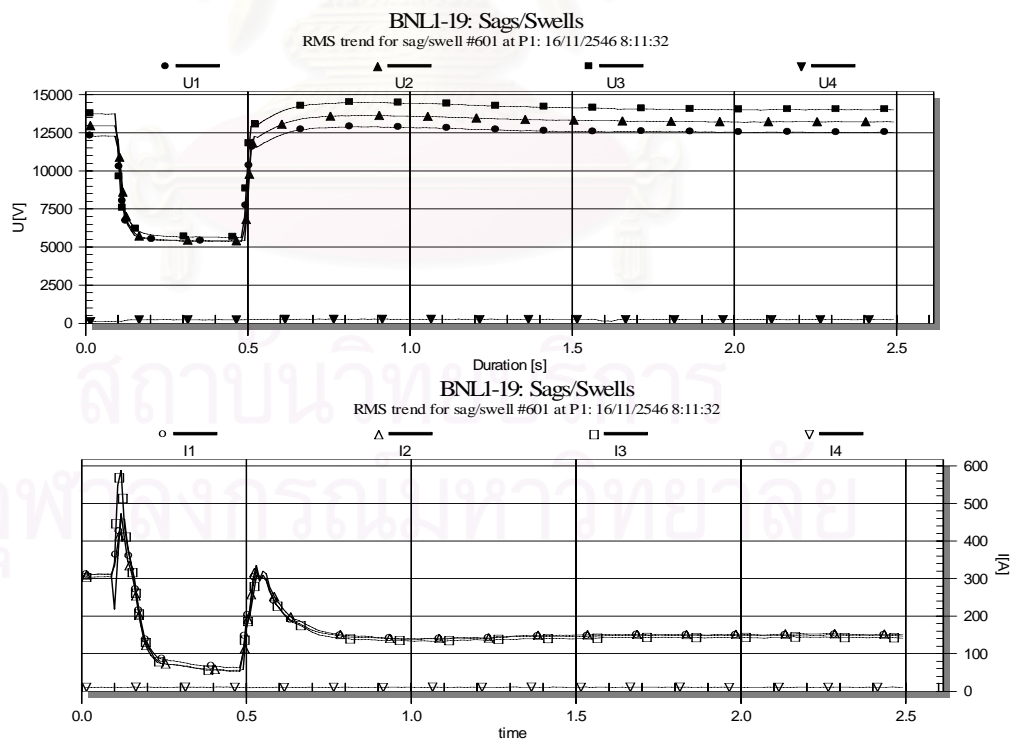
รูปที่ 2.24 ผลจากเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 2 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1) เห็นเป็นเกิด Voltage Dips ทั้ง 3 เฟส



รูปที่ 2.25 ผลจากเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จำนวน 2 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 2 – 20 (เบย์ 2) เห็นเช่นเดียวกันกับมิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1)

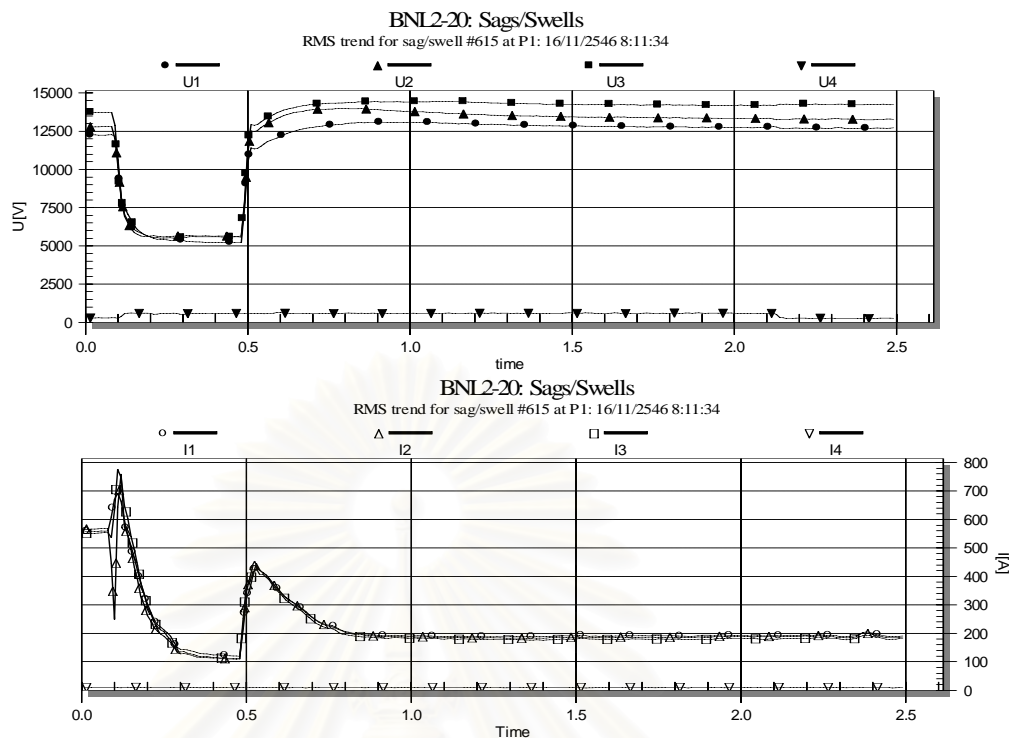


รูปที่ 2.26 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) ทั้ง 3 เฟส



รูปที่ 2.27 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) ทั้ง 3 เฟส

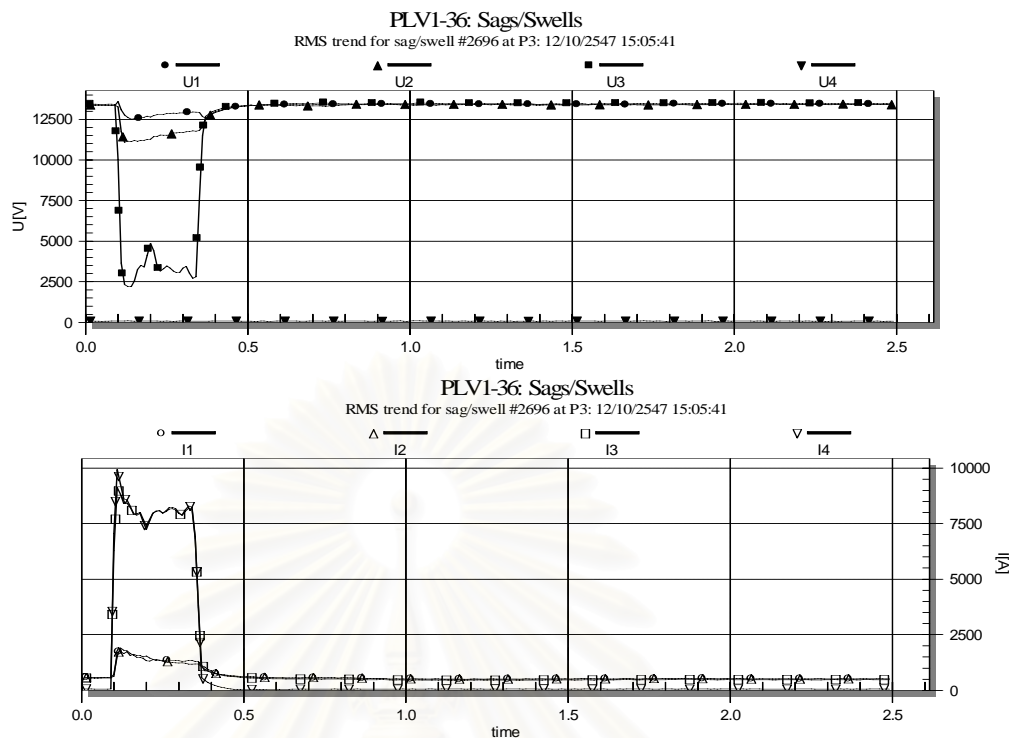
ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1) เห็นเช่นเดียวกับมิเตอร์ BNLY – 18



รูปที่ 2.28 ตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) ทั้ง 3 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 2 – 20 (เบย์ 2) เห็นเช่นเดียวกับกับมิเตอร์ BNLY – 18

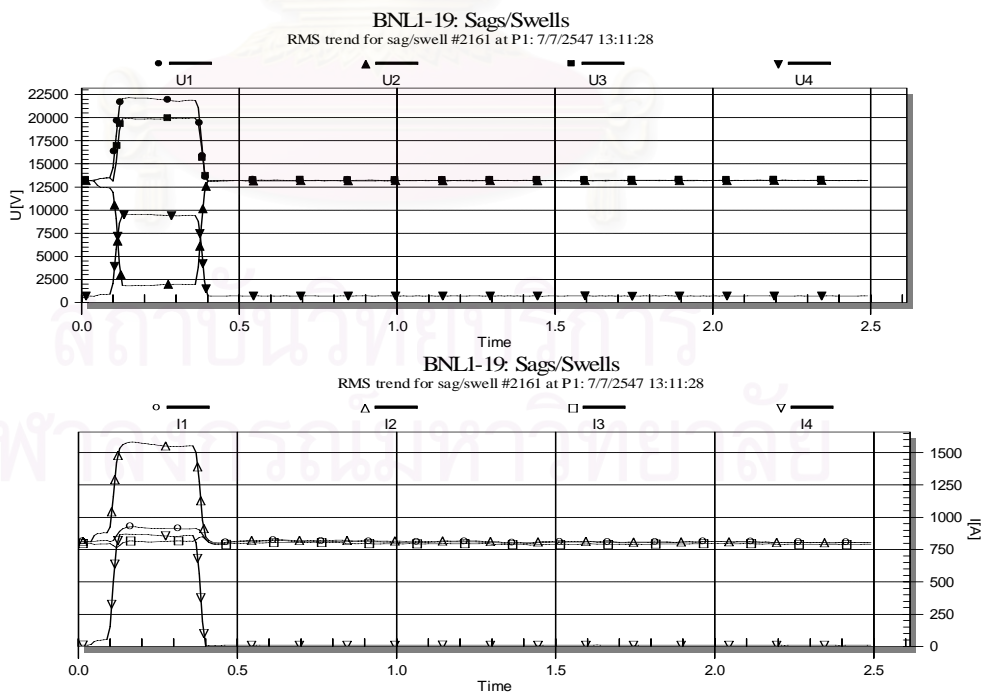
รูปที่ 2.20 2.23 และ 2.26 เป็นตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) หรือ Upstream จำนวน 1 เฟส 2 เฟส และ 3 เฟส ตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับ Dip Type ของเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดเป็น Upstream ขนาดแรงดันสอดคล้องกับขนาดเวกเตอร์ที่แสดงในตารางที่ 2.7 ดังนี้

- รูปที่ 2.20 มิเตอร์ BNL Y – 18 (115 kV) เกิด Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส A ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1) และมิเตอร์ BNL 2 – 20 (เบย์ 2) เห็นเป็นเกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A และเฟส B โดยมีขนาดที่ Dips ใกล้เคียงกัน ดังรูปที่ 2.21 และรูปที่ 2.22 ตามลำดับ
- รูปที่ 2.23 มิเตอร์ BNL Y – 18 (115 kV) เกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A กับเฟส B โดยมีขนาดที่ Dips ใกล้เคียงกัน ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1) และมิเตอร์ BNL 2 – 20 (เบย์ 2) เห็นเป็นเกิด Dips ทั้ง 3 เฟส โดยที่เฟส A กับเฟส B มีขนาดที่ Dips ใกล้เคียงกันแต่ขนาดที่ Dips มีค่าน้อยกว่าเฟส C ดังรูปที่ 2.24 และรูปที่ 2.25 ตามลำดับ
- รูปที่ 2.26 มิเตอร์ BNL Y – 18 (115 kV) เกิด Dips ทั้ง 3 เฟส โดยมีขนาดที่ Dips ใกล้เคียงกันทั้ง 3 เฟส ส่งผลให้มิเตอร์ BNL 1 – 19 (เบย์ 1) และมิเตอร์ BNL 2 – 20 (เบย์ 2) เห็นเช่นเดียวกับกับมิเตอร์ BNL Y – 18 ดังรูปที่ 2.27 และรูปที่ 2.28 ตามลำดับ



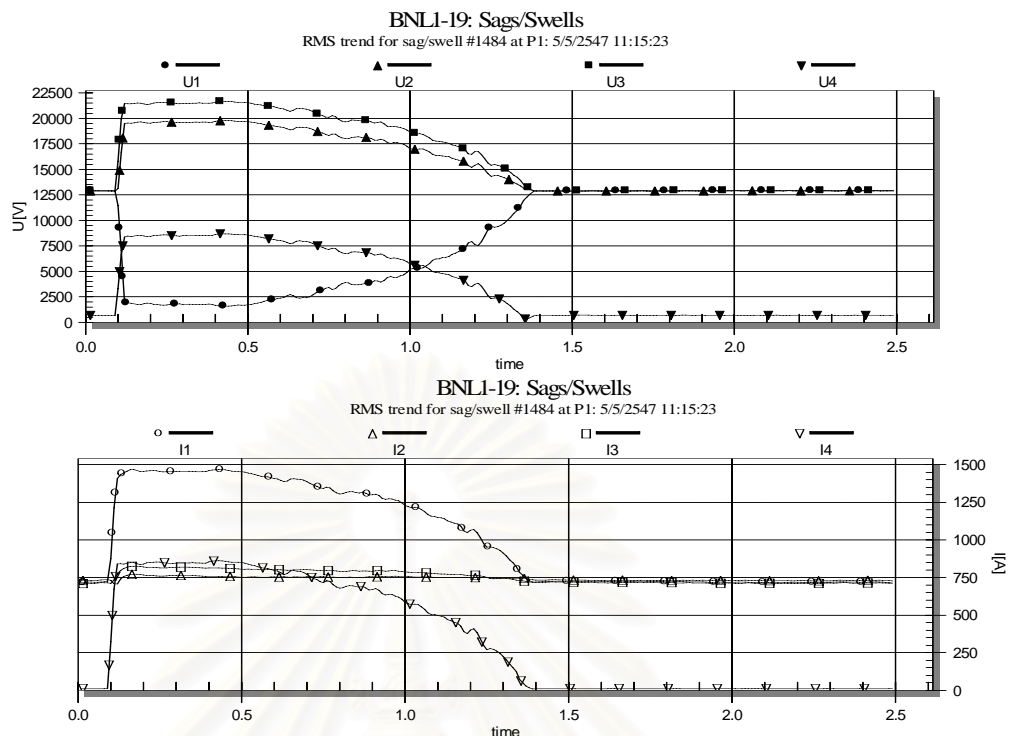
รูปที่ 2.29 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 1 เฟส

สาเหตุจาก Single line to ground fault (ILG) ของระบบ None NGR (Downstream)

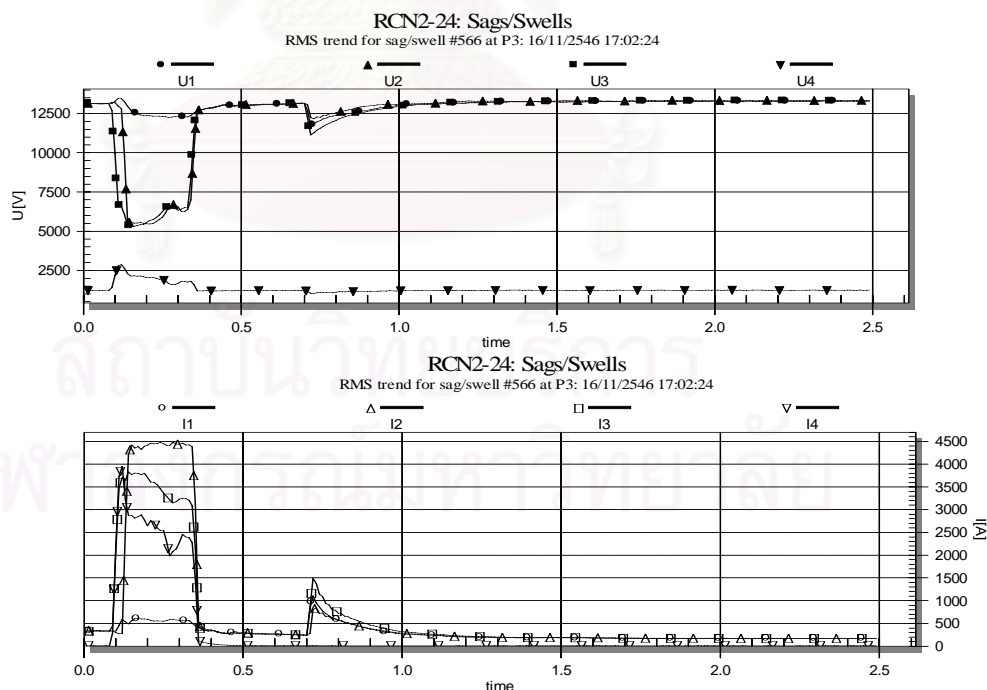


รูปที่ 2.30 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 1 เฟส

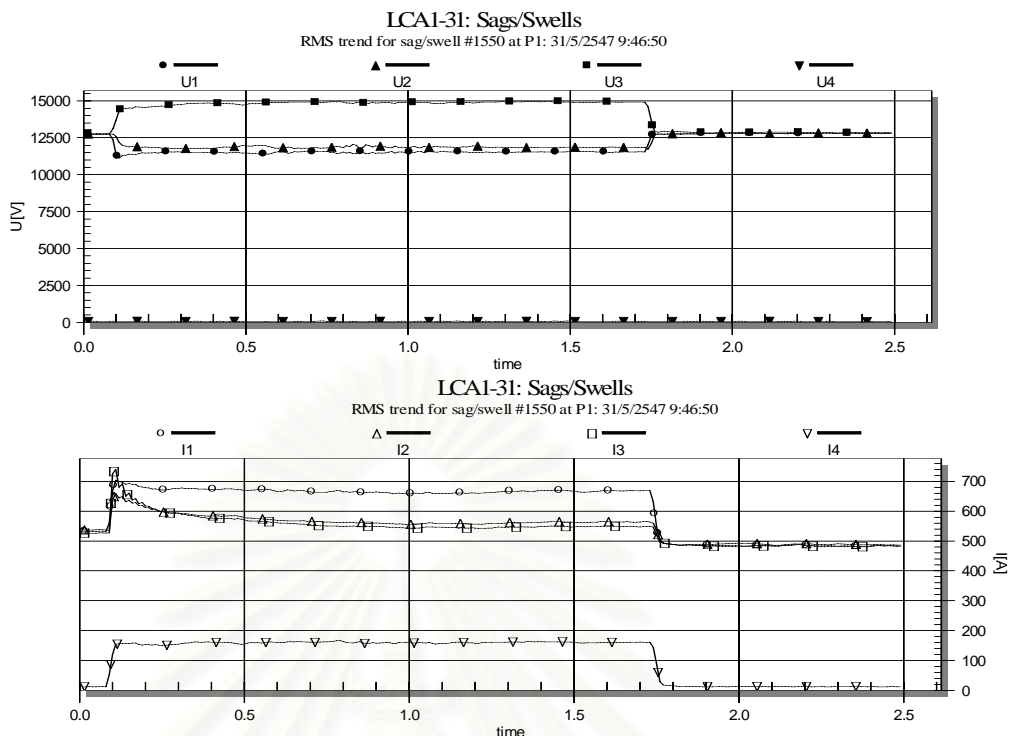
สาเหตุจาก Single line to ground fault (ILG) ของระบบที่มี NGR (Downstream)



รูปที่ 2.31 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 1 เฟส ที่มีสาเหตุเช่นเดียวกันกับรูปที่ 2.30 แต่แรงดันมีรูปร่างไม่เป็นสี่เหลี่ยมมุมฉาก

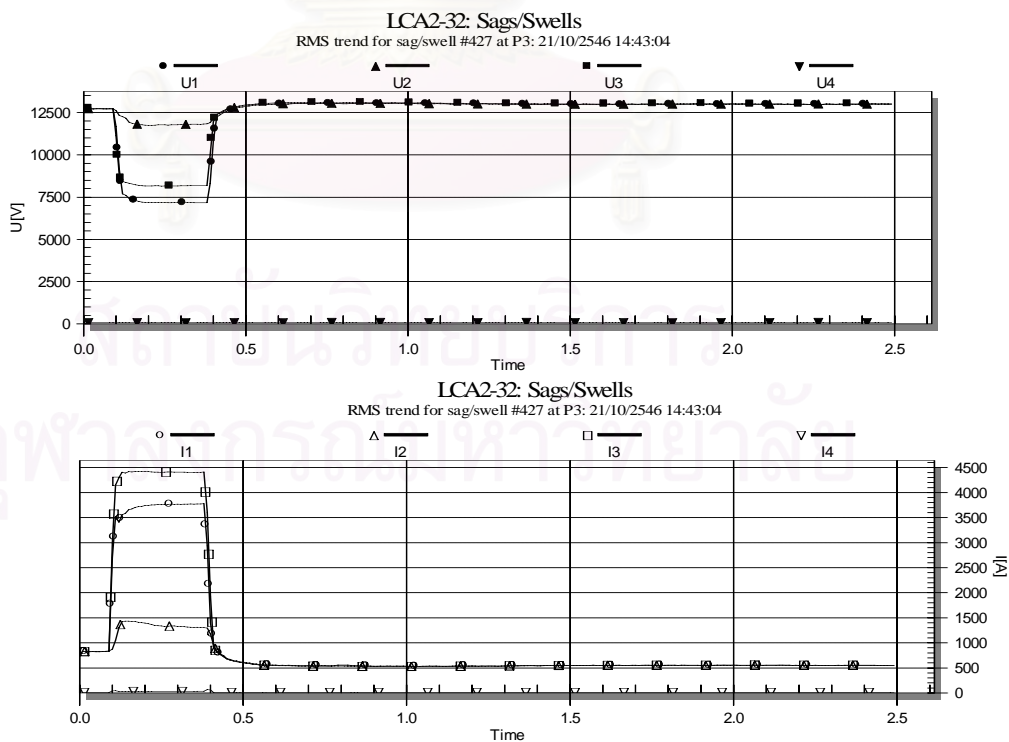


รูปที่ 2.32 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 2 เฟส สาเหตุจาก Double line to ground fault (2LG) ของระบบ None NGR (Downstream)



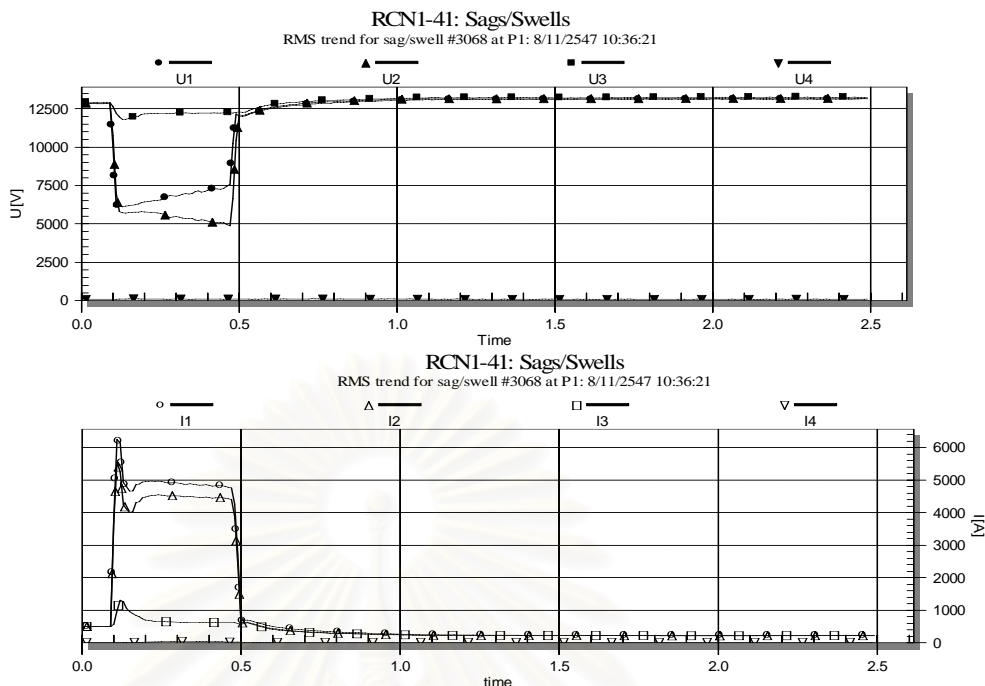
รูปที่ 2.33 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 2 เฟส

สาเหตุจาก Double line to ground fault (2LG) ของระบบที่มี NGR (Downstream)

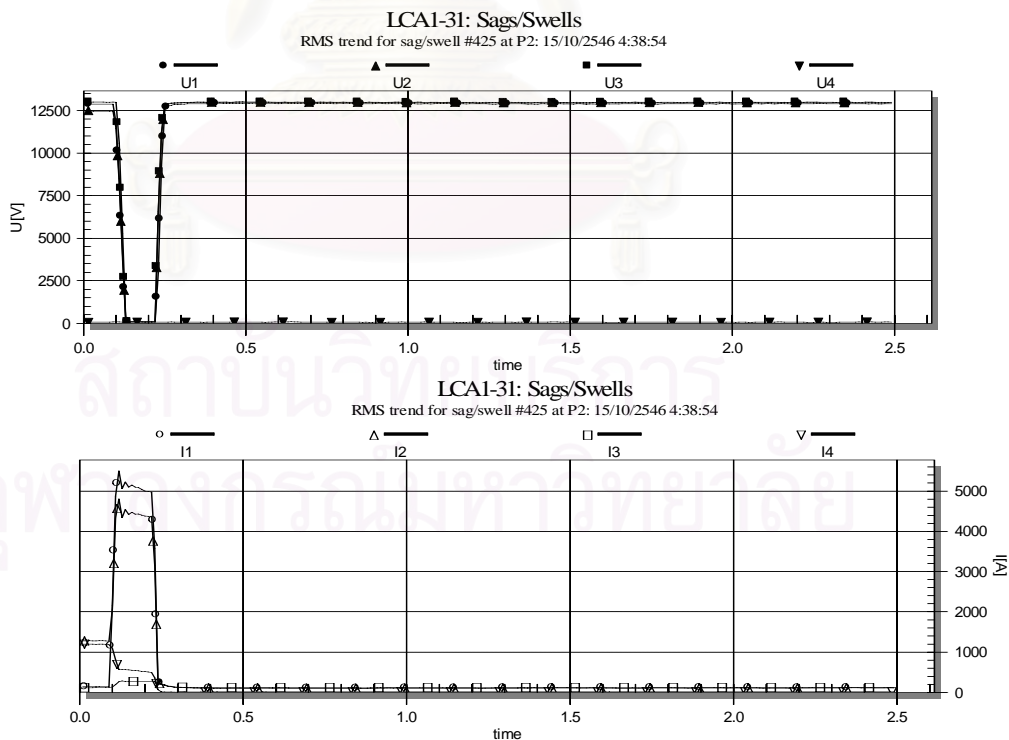


รูปที่ 2.34 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 2 เฟส

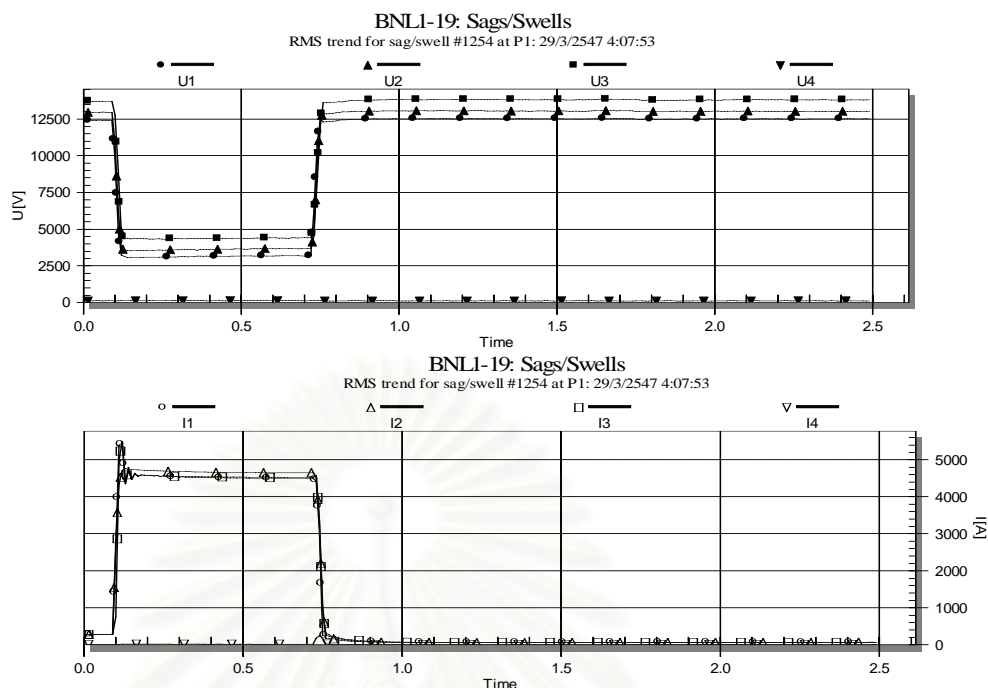
สาเหตุจาก Double line fault (2L) ของระบบ None NGR (Downstream)



รูปที่ 2.35 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A และเฟส B
สาเหตุจาก Double line fault (2L) ของระบบที่มี NGR (Downstream)



รูปที่ 2.36 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips ทั้ง 3 เฟส สาเหตุจาก Three line fault (3L)
ของระบบ None NGR (Downstream)

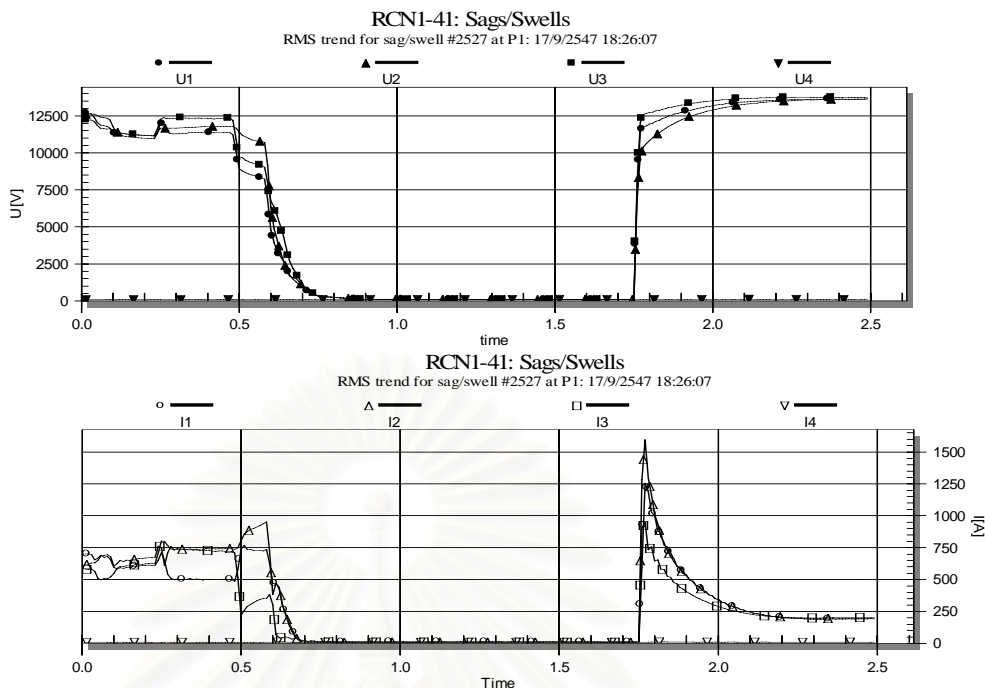


รูปที่ 2.37 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips ทั้ง 3 เฟส สาเหตุจาก Three line fault (3L) ของระบบที่มี NGR (Downstream)

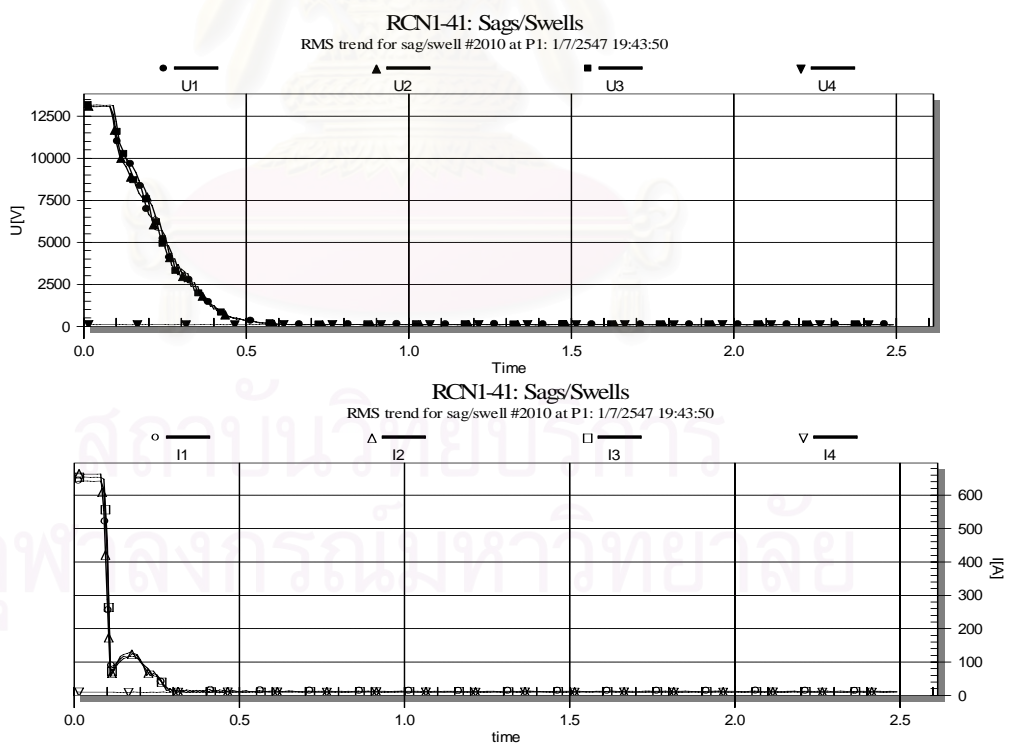
รูปที่ 2.29 ถึง รูปที่ 2.37 เป็นตัวอย่างเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่ฝั่ง 22 kV (Secondary Wye) หรือ Downstream มิเตอร์ที่ฝั่ง 115 kV (Primary Delta) จะไม่เห็นเหตุการณ์เหล่านี้ โดยเหตุการณ์เหล่านี้สอดคล้องกับ Dip Type ของเหตุการณ์ที่มีตำแหน่งที่เกิดเป็น Downstream ขนาดแรงดันสอดคล้องกับขนาดแอมเพอร์ที่แสดงในตารางที่ 2.8 ดังนี้

- รูปที่ 2.29 มิเตอร์ PLV 1 – 36 (22 kV) เกิด Voltage Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส C ในขณะที่ค่าแรงดันอีก 2 เฟสที่เหลือมีค่าใกล้เคียงกับระดับแรงดันอ้างอิง ส่วนค่ากระแสที่เฟส C และกระแสรวมในช่วงเวลาที่ Dips นั้นมีค่าสูงกว่าค่ากระแสก่อนที่จะเกิด Voltage Dips เพราะมีสาเหตุจาก Single line to ground fault (1LG) ของระบบ None NGR

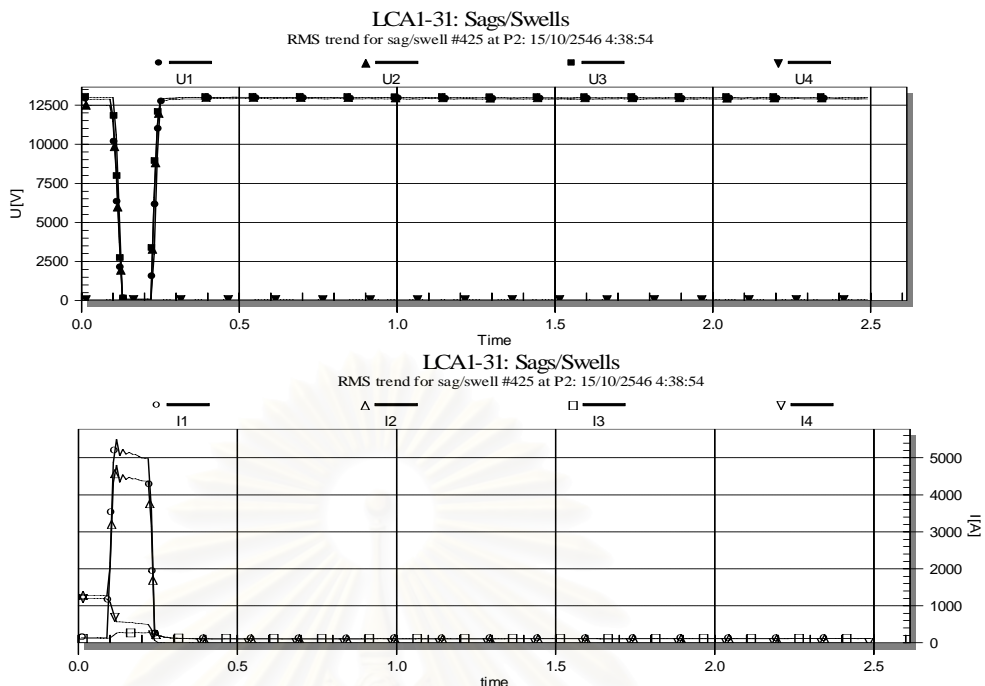
- รูปที่ 2.30 และรูปที่ 2.31 มิเตอร์ BNL 1 – 19 (22 kV) เกิด Voltage Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส B และที่เฟส A ตามลำดับ ในขณะที่ค่าแรงดันอีก 2 เฟสที่เหลือเกิดการ Swells ส่วนค่ากระแสที่เฟสเดียวกันกับเฟสที่แรงดันเกิด Voltage Dips และกระแสกราวด์ในช่วงเวลาที่ Dips นั้นมีค่าสูงกว่าค่ากระแสก่อนที่จะเกิด Voltage Dips เพราะมีสาเหตุจาก Single line to ground fault (1LG) ของระบบที่มี NGR มีความแตกต่างกันโดยปกติรูปร่างของแรงดันจะเป็นสี่เหลี่ยมมุมฉากดังตัวอย่างในรูปที่ 2.30 แต่มีบางเหตุการณ์ที่รูปร่างของแรงดันไม่เป็นสี่เหลี่ยมมุมฉากรูปที่ 2.31 ไม่สามารถระบุสาเหตุที่ชัดเจนได้ อาจเป็นผลจากการเปลี่ยนองค์ประกอบของระบบชั่วคราวขณะจากการที่ระบบป้องกันพยายามแยกฟอลต์หรือจากการเปลี่ยนตามธรรมชาติของฟอลต์เอง
- รูปที่ 2.32 มิเตอร์ RCN 2 – 24 (22 kV) เกิด Voltage Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส B กับเฟส C ในขณะที่ค่าแรงดันเฟส A มีค่าใกล้เคียงกับระดับแรงดันอ้างอิง ส่วนค่ากระแสที่เฟส B เฟส C และกระแสกราวด์ในช่วงเวลาที่ Dips นั้นมีค่าสูงกว่าค่ากระแสก่อนที่จะเกิด Voltage Dips เพราะมีสาเหตุจาก Double line to ground fault (2LG) ของระบบ None NGR
- รูปที่ 2.33 มิเตอร์ LCA 1 – 31 (22 kV) เกิด Voltage Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A กับเฟส B ในขณะที่ค่าแรงดันเฟส C เกิดการ Swells ส่วนค่ากระแสที่เฟส A เฟส B และกระแสกราวด์ในช่วงเวลาที่ Dips นั้นมีค่าสูงกว่าค่ากระแสก่อนที่จะเกิด Voltage Dips เพราะมีสาเหตุจาก Double line to ground fault (2LG) ของระบบที่มี NGR
- รูปที่ 2.34 มิเตอร์ LCA 2 – 32 (22 kV) และรูปที่ 2.35 มิเตอร์ RCN 1 – 41 (22 kV) เกิด Voltage Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A กับเฟส C และที่เฟส A กับเฟส B ตามลำดับ ในขณะที่ค่าแรงดันเฟสที่เหลือมีค่าใกล้เคียงกับระดับแรงดันอ้างอิง ส่วนค่ากระแสที่เฟสเดียวกันกับเฟสที่แรงดันเกิด Voltage Dips ทั้ง 2 เฟส ในช่วงเวลาที่ Dips นั้นมีค่าสูงกว่าค่ากระแสก่อนที่จะเกิด Voltage Dips เพราะมีสาเหตุจาก Double line fault (2L) ของระบบ None NGR และระบบที่มี NGR ตามลำดับ
- รูปที่ 2.36 มิเตอร์ LCA 1 – 31 (22 kV) และ รูปที่ 2.37 มิเตอร์ BNL 1 – 19 (22 kV) ทั้ง 2 รูปนี้เกิด Voltage Dips ทั้ง 3 เฟส ส่วนค่ากระแสทั้ง 3 เฟส ในช่วงเวลาที่ Dips นั้นมีค่าสูงกว่าค่ากระแสก่อนที่จะเกิด Voltage Dips เพราะมีสาเหตุจาก Three line fault (3L) ของระบบ None NGR และระบบที่มี NGR ตามลำดับ



รูปที่ 2.38 ตัวอย่างเหตุการณ์ Short Interruptions แบบ Upstream

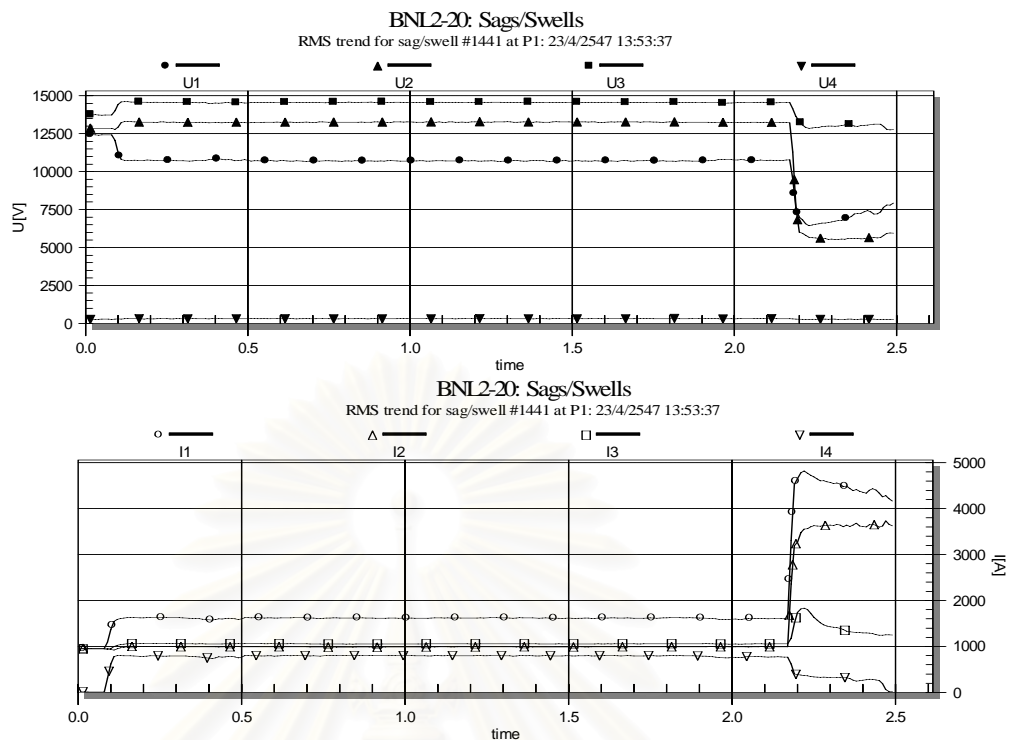


รูปที่ 2.39 ตัวอย่างเหตุการณ์ Short Interruptions แบบ Upstream

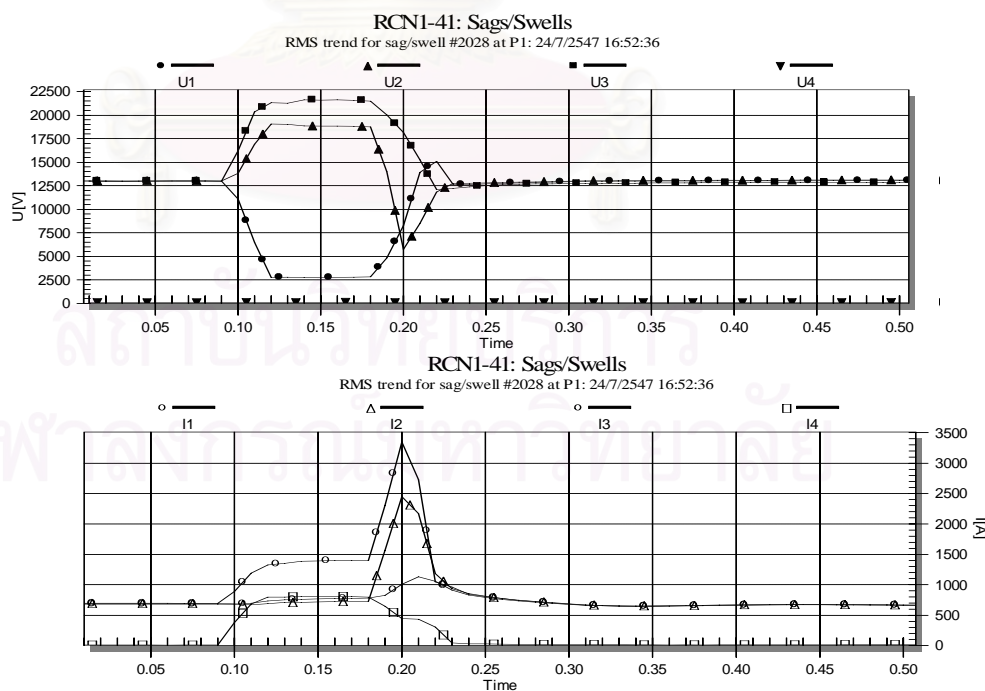


รูปที่ 2.40 ตัวอย่างเหตุการณ์ Short Interruptions แบบ Downstream

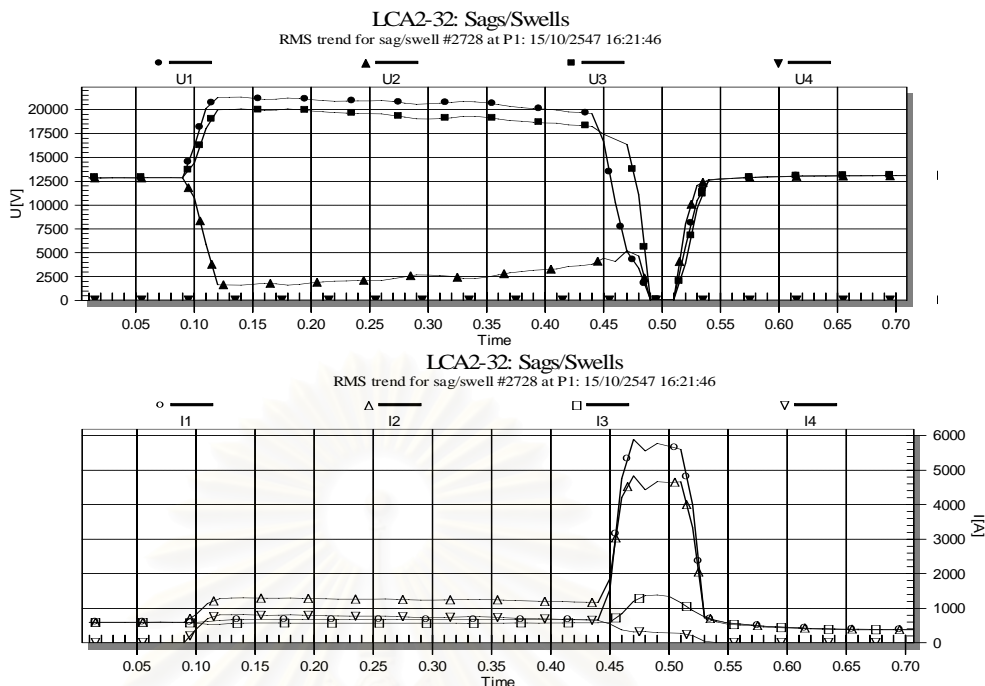
รูปที่ 2.38 – 2.40 เป็นตัวอย่างเหตุการณ์ Short Interruptions ทั้ง 3 รูป แต่แตกต่างกันที่รูปที่ 2.38 และรูปที่ 2.40 เป็นเหตุการณ์ที่แรงดันหลังจากที่เกิดการ Voltage Dips สามารถกลับเข้าสู่ที่ระดับอ้างอิงอีกครั้ง โดยมีตำแหน่งที่เกิดเป็น Upstream และ Downstream ตามลำดับ แต่ค่ากระแสหลังจากที่ระดับแรงดันกลับเข้าสู่ระดับอ้างอิงนั้นมีค่าลดลงเนื่องจากโหลดบางส่วนในระบบถูกปลดออก ส่วนรูปที่ 2.39 เป็นเหตุการณ์ที่ค่าแรงดันและค่ากระแสหลังจากที่เกิด Voltage Dips มีค่าเข้าสู่ศูนย์ เนื่องจากระบบป้องกันปลดระบบไฟฟ้าส่วนนี้ออกจากระบบและมีตำแหน่งที่เกิดเป็น Upstream



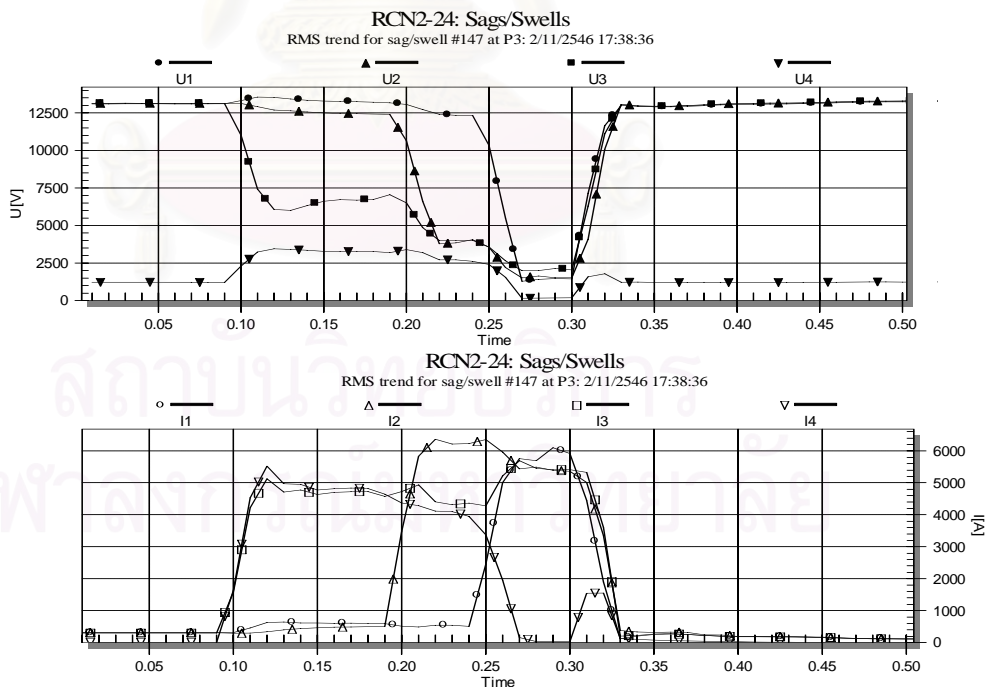
รูปที่ 2.41 ตัวอย่างเหตุการณ์ Multi-stage dips ที่เกิดพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG พัฒนาเป็นแบบ 2L



รูปที่ 2.42 ตัวอย่างเหตุการณ์ Multi-stage dips ที่เกิดพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG พัฒนาเป็นแบบ 2LG



รูปที่ 2.43 ตัวอย่างเหตุการณ์ Multi-stage dips ที่เกิดพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG ที่เฟส B เป็นแบบ 3L



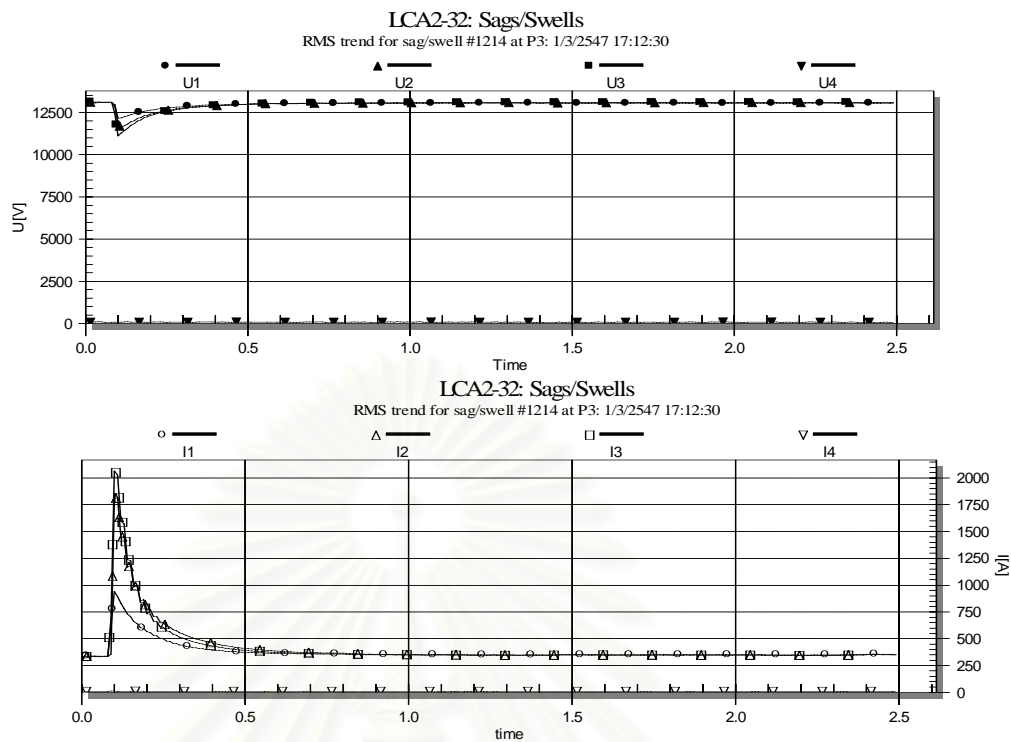
รูปที่ 2.44 ตัวอย่างเหตุการณ์ Multi-stage dips ที่เกิดพัฒนาการของฟอลต์ 3 ระดับ พัฒนาจากแบบ 1LG เป็นแบบ 2LG และแบบ 3L ตามลำดับ

รูปที่ 2.41 – 2.44 เป็นเหตุการณ์ Multistage dips เกิดจากฟอลต์ในระบบส่งจ่ายที่ไม่สามารถจำกัดฟอลต์ได้จากการทำงานของระบบป้องกันแบบระยะทางในโซนที่เกิดฟอลต์ ทำให้ระบบป้องกันโซนที่ 2 ทำงานแทนและมีการเปลี่ยนระดับแรงดันที่แตกต่างกันหลายระดับ ก่อนที่ฟอลต์จะถูกแยกหรือกลับเข้าสู่สภาวะสมดุลใหม่ ซึ่งเปลี่ยนแปลงตามชนิดการเกิดฟอลต์หรือการเปลี่ยนแปลงของระบบจากการพยายามแยกฟอลต์ โดยรูปที่ 2.41 เป็นพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG ที่เฟส A เป็นแบบ 2L ที่เฟส A และ B กรณิรูปที่ 2.42 เป็นพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG ที่เฟส A เป็นแบบ 2LG ที่เฟส A และ B กรณิรูปที่ 2.43 เป็นพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ แต่เกิดจากแบบ 1LG ที่เฟส B เป็นแบบ 3L ส่วนกรณิรูปที่ 2.44 เป็นพัฒนาการของฟอลต์ 3 ระดับ โดยพัฒนาจากแบบ 1LG ที่เฟส C เป็นแบบ 2LG ที่เฟส C และเฟส B และแบบ 3L ตามลำดับ

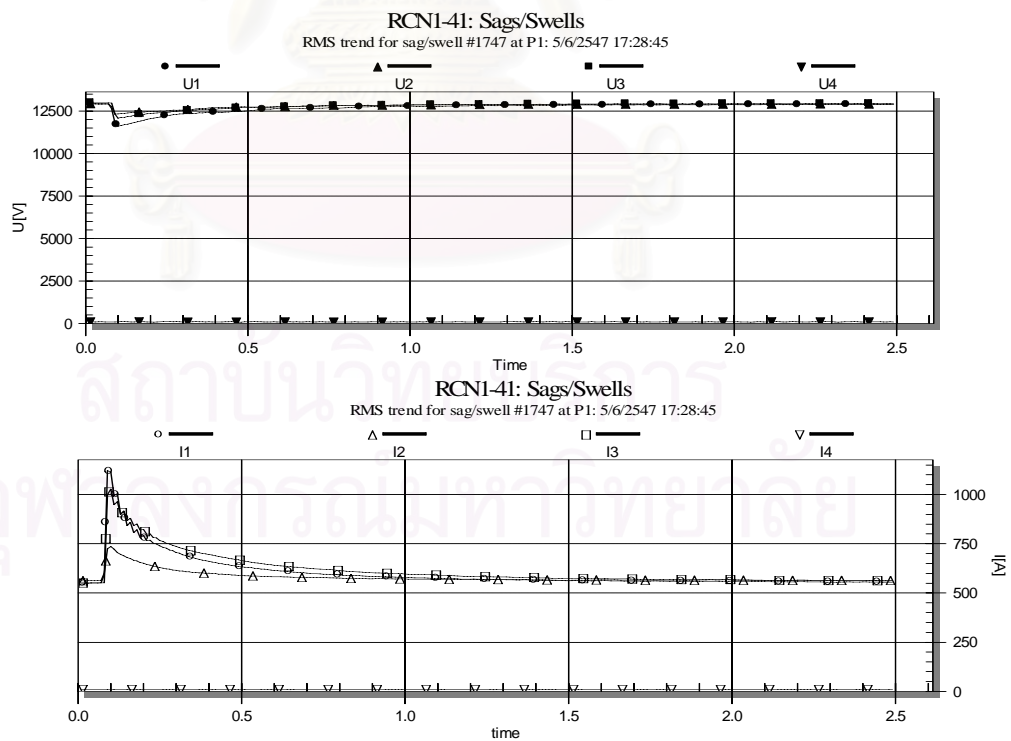
เหตุการณ์การเกิดการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่ทางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสนใจ คือ เหตุการณ์ที่มีสาเหตุจากฟอลต์ (Faults) และมีตำแหน่งที่เกิดฟอลต์แบบ Down Stream ของระบบจำหน่ายแรงดันระดับ 22 kV

2.5.2 หม้อแปลงอิมตัวจากการสับจ่ายโหลดอีกครั้งภายหลังจากที่อุปกรณ์ป้องกันแยกฟอลต์

เมื่อสับจ่ายแรงดันกลับคืนหลังจากที่อุปกรณ์ป้องกันแยกฟอลต์สำเร็จแล้ว ขณะที่จ่ายแรงดันกลับคืนนี้จะเกิดการเปลี่ยนแปลงของฟลักซ์ในแกนเหล็กก่อนที่จะเข้าสู่สภาวะสมดุลทำให้เกิดกระแสดรอนเซียนต์ขึ้น โดยทั่วไปฟลักซ์จะอยู่เหนือค่าอิมตัวค่าหนึ่งในแต่ละรอบและค่อย ๆ มีค่าลดลงจนกระทั่งค่าฟลักซ์เฉลี่ยในแต่ละรอบลดลงใกล้ค่าศูนย์ ทำให้ลักษณะของกระแสมีค่าสูงขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงเวลาสั้น ๆ จากผลของทรานเซียนต์จากนั้นค่อย ๆ มีค่าลดต่ำลงอย่างช้า ๆ ขึ้นกับการอิมตัวของแกนเหล็ก โดยกระแสในแต่ละเฟสอาจมีค่าไม่เท่ากันขึ้นกับค่าฟลักซ์เหนี่ยวนำในแต่ละเฟส [7-8] ซึ่งส่งผลให้เกิด Voltage Dips ดังรูปที่ 2.45 – 2.46 เป็นการวัดในระบบ 22 kV พบว่า ค่าแรงดันเฉลี่ยหายไปในช่วงเวลาสั้น ๆ ในแต่ละเฟสมีค่าไม่เท่ากันและสามารถคืนสู่สภาวะเดิม



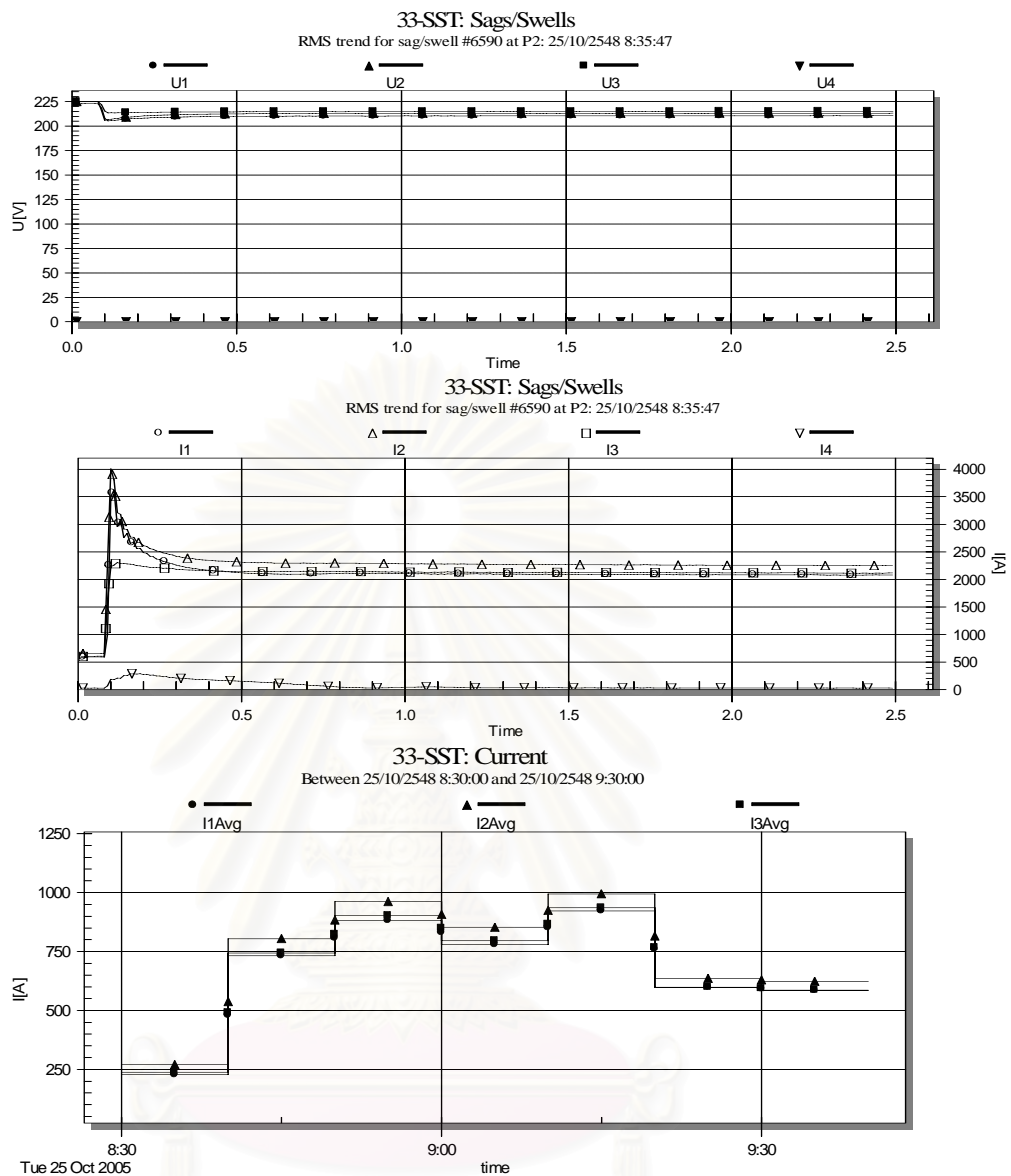
รูปที่ 2.45 ตัวอย่างเหตุการณ์จาก Transformer Saturation ของมิเตอร์ LCA2-32



รูปที่ 2.46 ตัวอย่างเหตุการณ์จาก Transformer Saturation ของมิเตอร์ RCN1-41

2.5.3 การสตาร์ทมอเตอร์แบบเหนี่ยวนำขนาดใหญ่

ในช่วงที่สตาร์ทมอเตอร์แบบเหนี่ยวนำจะเกิดกระแสประมาณ 5 เท่าของค่าพิกัด และมีค่าเพาเวอร์แฟกเตอร์ต่ำ กระแสสตาร์ทนี้เป็นสาเหตุให้เกิด Voltage Dips โดยขนาดแรงดันขึ้นกับคุณลักษณะของมอเตอร์แบบเหนี่ยวนำและความแข็งแรงของระบบที่จุดต่อร่วมที่มอเตอร์ต่ออยู่ จะเห็นได้ว่ามีลักษณะแรงดันคล้ายกับ Transformer Saturation แต่แตกต่างกันที่แรงดันตกช่วงสั้นที่เกิดจาก Large Induction Motor Starting อาจสมมูลกันทั้งสามเฟสขึ้นกับโหลดที่มาเกาะอยู่ในสายป้อนเดียวกัน ในกรณีโหลดสมมูลจะเกิดกระแสกระชากแต่ละเฟสเท่ากันส่งผลให้เกิด Voltage Dips มีขนาดเท่ากันทุกเฟส ส่วนในกรณีโหลดไม่สมมูล จะเกิดกระแสกระชากไม่เท่ากันส่งผลให้เกิด Voltage Dips ในแต่ละเฟสมีขนาดไม่เท่ากัน รูปที่ 2.47 เป็น Large Induction Motor Starting ของผู้ใช้ไฟที่ระดับแรงดัน 220 V แต่ขนาดแรงดันที่ลดลงแต่ละเฟสไม่เท่ากัน เนื่องจากโหลดของแต่ละเฟสไม่สมมูล ส่วนในระบบ 22 kV จากข้อมูลทั้ง 8 มิเตอร์ ไม่พบเหตุการณ์ในกลุ่มนี้

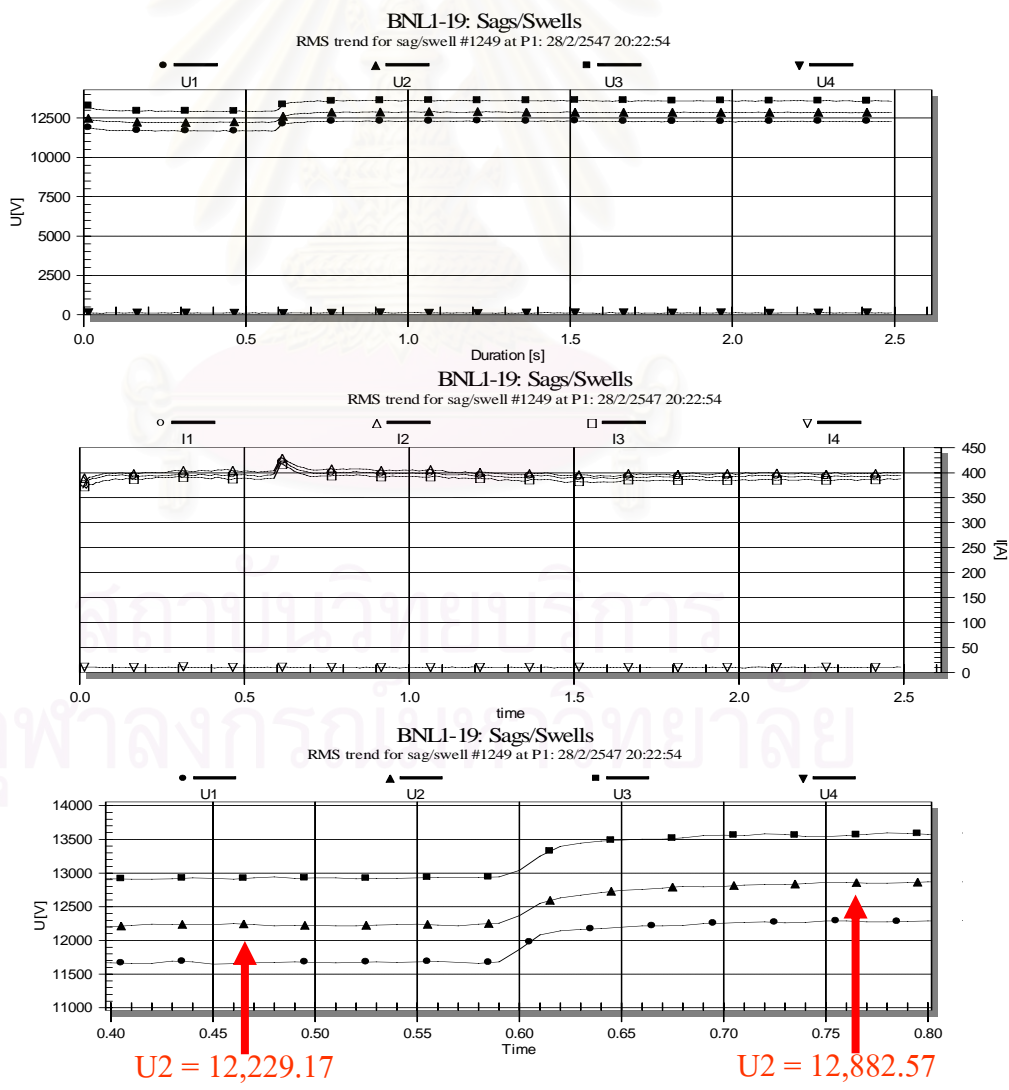


รูปที่ 2.47 ตัวอย่างเหตุการณ์ Large Induction Motor Starting ของผู้ใช้ไฟฟ้าระดับแรงดัน 220 V

สถาบันวิทยบริการ
 จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

2.5.4 การเปลี่ยนระดับของแรงดันที่ส่งจ่าย การปรับแก้ของหม้อแปลง การสับเข้าหรือปลดออกของชุดตัวเก็บประจุในระบบ

เป็นเหตุการณ์ที่มีระดับแรงดัน 2 ระดับ สาเหตุที่ทำให้ระดับแรงดันมีการเปลี่ยนแปลงไปจากระดับแรงดันเริ่มเกิดเหตุการณ์ในแต่ละเฟสนั้นไม่ใช่มีสาเหตุจาก Voltage Dips โดยระดับแรงดันหลังการเปลี่ยนแปลงนี้อาจมีขนาดแรงดันเพิ่มขึ้นหรือลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับระดับแรงดันช่วงแรกและมีการเปลี่ยนแปลงที่เท่ากันทั้ง 3 เฟส หม้อแปลง 115/22 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดให้มี Step Changes ทั้งหมด 17 Steps คือ ตั้งแต่ - 10 % ถึง + 10 % ดังนั้นแต่ละ Step จะมีขนาดเท่ากับ 1.25 % (20 % / 16 = 1.25 %) หรือประมาณ 160 V_{Phase} ดังรูปที่ 2.48 [2] เป็นการปรับระดับแรงดันในระบบจำหน่าย 22 kV โดยปรับระดับแรงดันขึ้นจาก 12229.17 V เป็น 12882.57 V มีการปรับระดับขึ้นคิดเป็น 12,882.57 / 12,229.17 = 1.05 เท่า หรือเพิ่มแรงดันขึ้น 5 เปอร์เซ็นต์



รูปที่ 2.48 ตัวอย่างเหตุการณ์จากการเปลี่ยนระดับของแรงดันที่ส่งจ่าย

2.6 หลักการที่เครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าใช้ตรวจจับเหตุการณ์

เครื่องมือวัดคุณภาพไฟฟ้าอัตโนมัติที่ใช้ติดตามพฤติกรรมคุณภาพไฟฟ้าของระบบสามารถบันทึกเหตุการณ์การรบกวนเป็นรูปคลื่นการตอบสนองแบบต่อเนื่องและแบบไม่ต่อเนื่องในรูปค่าประสิทธิผล เนื่องจากเป็นวิธีที่ง่ายในการอธิบายพฤติกรรมของระบบ ในทางปฏิบัติมีข้อจำกัดด้านหน่วยความจำที่ใช้บันทึกข้อมูล จึงนิยมใช้ค่าประสิทธิผลเพื่อให้ข้อมูลมีความละเอียดเพียงพอ ประหยัดหน่วยความจำและบันทึกเหตุการณ์ได้หลาย ๆ เหตุการณ์ก่อนที่หน่วยความจำจะหมดลง นิยมปรับปรุงค่าทุก ๆ ½ รอบ หรือ 1 รอบ แทนการปรับปรุงค่าทุก ๆ สัญญาณสุ่ม [4-5]

ในการตรวจจับเหตุการณ์ Short duration voltage variations ของเครื่องมือวัด UNIPOWER (PQSecure Version 2B) ได้ทำการวัดค่า V_{rms} จำนวน 4 ช่องสัญญาณและ I_{rms} จำนวน 4 ช่องสัญญาณ รวมทั้งหมดจำนวน 8 ช่องสัญญาณ ของเฟส A เฟส B เฟส C และ N จากอัตราการสุ่มสัญญาณ (Sampling Rate) 6.4 kHz สำหรับความถี่ระบบ 50 Hz ดังนั้นจำนวนสัญญาณสุ่มต่อรอบ (K) สำหรับการสุ่มสัญญาณของค่าแรงดันและค่ากระแสของแต่ละเฟสทุก ๆ ครั้งรอบ จะได้ $K = 128$ ซึ่งสามารถคำนวณค่า V_{rms} และ I_{rms} [1 - 2] ได้ดังสมการที่ 2.4 และ 2.5 ตามลำดับ

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{k=1}^K v_k^2} \quad (2.4)$$

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{k=1}^K i_k^2} \quad (2.5)$$

เครื่องมือวัดจะทำการบันทึกเหตุการณ์เมื่อแรงดันมีค่าเกินกว่า $\pm 10\%$ ของระดับแรงดันอ้างอิงที่ระบุ ข้อมูลที่ได้จากการวัดในการแต่ละครั้งได้ตั้งช่วงเวลาให้เครื่องมือวัดนี้บันทึกข้อมูลลงหน่วยความจำของเครื่องวัดครั้งละ 125 รอบ รวมเป็นเวลา = 125 รอบ \times $1/50\text{Hz}$ = 2.5 วินาที จากการคำนวณทุก ๆ ครั้งรอบ โดยที่ค่า RMS 1 ค่า ได้จากการวัดเป็นเวลา = $1/(2 \times 50\text{Hz}) = 0.01$ วินาที ดังนั้นจะได้ข้อมูลค่า V_{rms} และ I_{rms} ในแต่ละช่องสัญญาณของแต่ละครั้งที่เครื่องมือวัดบันทึกเป็นจำนวน 250 ค่า ($i = 1, 2, 3, \dots, 250$) หรือมีข้อมูลทั้งหมดจำนวน 250 แถว โดยข้อมูลที่บันทึกได้ในแต่ละครั้งของแต่ละช่องสัญญาณ แบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ข้อมูลก่อนเกิดเหตุการณ์ (Pre-dip Values) และข้อมูลหลังเกิดเหตุการณ์ (Post-dip Values)

- 1) **Pre-dip Values** คือ ข้อมูลที่บันทึกได้จาก 5 รอบแรก (ข้อมูลตัวแรกถึงตัวที่ 10 ที่เครื่องมือวัดบันทึกค่าในแต่ละครั้ง) เป็นค่าก่อนที่ขนาดแรงดันจะมีค่าต่ำกว่า 0.90 pu. หรือสูงกว่า 1.10 pu. ที่ได้ตั้งเป็นเกณฑ์ให้เครื่องทำการบันทึก

- 2) **Post-dip Values** คือ ข้อมูลที่บันทึกได้จาก 120 รอบถัดมา (ข้อมูลตัวถัดมาตั้งแต่ตัวที่ 11 ถึง 250 ที่เครื่องวัดบันทึกค่าในแต่ละครั้ง) เป็นค่าหลังจากที่เครื่องมือตรวจจับได้ว่าเกินเกณฑ์ที่กำหนดไว้

ในการเก็บข้อมูลเครื่องวัดสามารถเก็บข้อมูลได้มากถึง 64 เหตุการณ์ก่อนที่หน่วยความจำจะเต็ม (หน่วยความจำสำหรับเฉพาะบันทึกค่า Voltage Dips/Voltage Swells ของเครื่องมือวัดนี้คือ 4 MB) ซึ่งผู้ทำการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าจะต้องดึงข้อมูลเหล่านี้ออกจากหน่วยความจำของเครื่องวัดทุกเดือนเพื่อนำไปบันทึกลงในฐานข้อมูล

กระบวนการในการจัดกลุ่มเหตุการณ์ Voltage Dips เกี่ยวเนื่องกับดัชนีและสถิติ การเกิดเหตุการณ์หรือปัจจัยที่มีอิทธิพลต่ออุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟ ซึ่งเป็นความสัมพันธ์ทางการค้ากับความเข้ากันได้ระหว่างสมรรถภาพของระบบและความไวของอุปกรณ์หรือระดับภูมิคุ้มกัน วิธีการที่ใช้แยกข้อมูลในแต่ละกลุ่มเหตุการณ์ คือ ช่วงระยะเวลาที่เกิด เช่น 0.1 วินาที หรือ 15 นาที จนกระทั่งถึง 30 นาที เมื่อพิจารณาหลักการทำงานของอุปกรณ์เปิดปิดซ้ำอัตโนมัติพื้นฐานที่ใช้ในแรงดันระดับปานกลาง (สถานีไฟฟ้าย่อยหรือสายป้อน) และระบบส่งจ่ายไฟฟ้าย่อย รวมถึงมาตรฐาน IEC 61000 – 2 – 1 – 2002 EN 50160 – 1999 และ IEEE 1159 – 1995 จึงใช้กรอบช่วงเวลา 1 นาที [2, 6] เป็นเกณฑ์ในการพิจารณาจึงรวมข้อมูลที่ได้จากการวัดในการแต่ละครั้งที่เกิดขึ้นต่อเนื่องในเวลา 1 นาที เพื่อให้ตรงตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้ข้างต้น จึงต้องมีขั้นตอนนำข้อมูลที่ได้จากการวัดในการแต่ละครั้งมาต่อกัน คือ การสร้างอนุกรมของแรงดันตกช่วงสั้นตามเวลา (Time Series Event) หลังจากนั้นจึงทำการรวมข้อมูลที่ได้จากการวัดในแต่ละครั้งที่เกิดขึ้นต่อเนื่องในเวลา 1 นาที เป็นเหตุการณ์แต่ละครั้ง โดยใช้หน้าต่างของเวลา 1 นาที เลื่อนผ่านชุดอนุกรมของแรงดันตกช่วงสั้นตามเวลา คือ กระบวนการ Time Aggregation ดังนั้นในหนึ่งเหตุการณ์จะมีจำนวนข้อมูลอย่างน้อย 250 ค่าและมีค่าไม่เกิน 6,000 ค่า ($= 250 \text{ค่า} \times \frac{60 \text{sec}}{2.5 \text{sec}}$) แนวคิดในการสร้าง

Time Series Event และ Time Aggregation แสดงดังรูป 2.49



รูป 2.49 แนวคิดในการสร้าง Time Series Event และ Time Aggregation

บทที่ 3

กระบวนการจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่าย

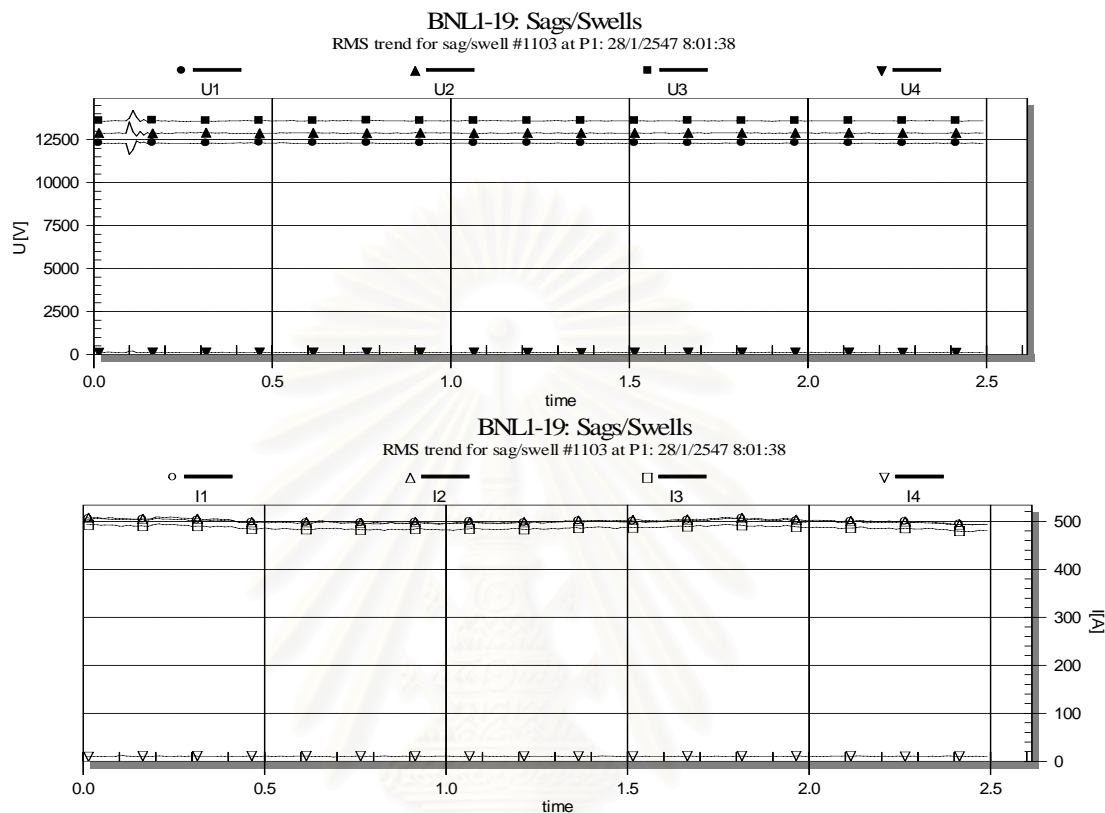
ข้อมูลที่ได้จากเครื่องมือวัด คือ แรงดันประสิทธิผล (V_{rms}) และกระแสประสิทธิผล (I_{rms}) ทั้งเฟส A เฟส B เฟส C และ N จากการวัดข้อมูล 8 ช่องสัญญาณ ดังที่กล่าวไว้ในข้อ 2.6 ข้อมูลแรงดันประสิทธิผลนำมาใช้ในกระบวนการจำแนกประเภทรูปแบบแรงดัน ส่วนข้อมูลกระแสประสิทธิผลนำมาใช้ในกระบวนการจำแนกประเภทรูปแบบของฟอลต์ หลังจากนั้นหาสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดจากกระบวนการจำแนกสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ดังนี้

3.1 กระบวนการจำแนกประเภทรูปแบบแรงดัน

การจำแนกประเภทรูปแบบแรงดันสามารถจำแนกได้จากคุณลักษณะของค่า V_{rms} ของเฟส A เฟส B และเฟส C โดยใช้ขนาดแรงดันและช่วงเวลาที่เกิดเป็นเครื่องมือในการจำแนก ซึ่งสามารถจำแนกรูปแบบของแรงดัน โดยใช้ “ดัชนีแรงดันตกช่วงสั้น (Dip Indexes)” เป็นการมองทีละเฟสเพื่อบ่งชี้ว่าที่เฟสใดบ้างเกิด Voltage Dips และนำเสนอเป็น “รหัสแรงดันตกช่วงสั้น (Dip Code)” เพื่อบ่งบอกสถานะภาพรวมของ V_{rms} ทั้ง 3 เฟส ในการมองสถานะภาพรวมของข้อมูลแรงดันทั้งสามเฟส ข้อมูลที่เปรียบเทียบต้องอยู่ที่ระดับอ้างอิงเดียวกัน ดังนั้น Pre-dip values ของแต่ละเฟสต้องอยู่ที่ระดับเดียวกัน โดยการปรับค่าแรงดันเฟส (Voltage Level Adjustment) มีหลักในการพิจารณาเรียงตามลำดับ ดังนี้

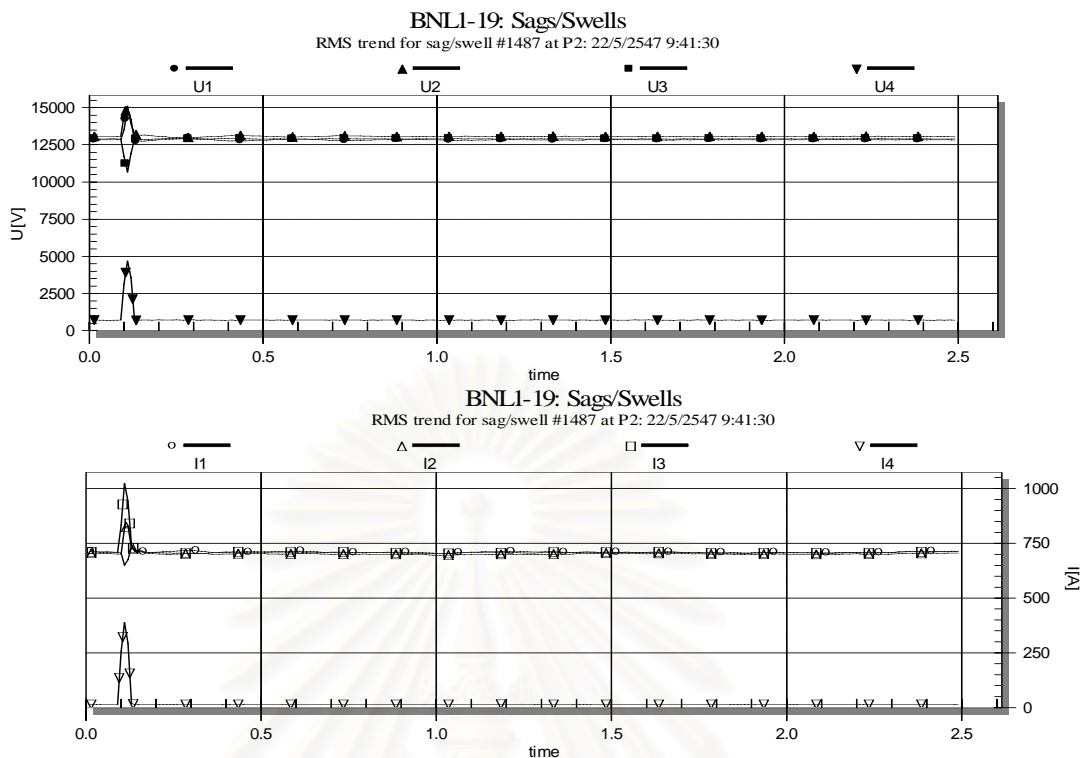
3.1.1 การปรับค่าแรงดันเฟส (Voltage Level Adjustment) ข้อมูลที่บันทึกได้ในแต่ละครั้งใช้หลักการเหนี่ยวนำของขดลวดผ่านหลักการทำงานของหม้อแปลงกระแส (CT) และหม้อแปลงแรงดัน (VT) ของตู้ Main Distribution Breaker (MDB) ทำให้ข้อมูลที่บันทึกได้บางจุดวัดเกิดความผิดพลาดของระบบวัด เช่น หม้อแปลงกระแส หม้อแปลงแรงดัน หรือมิเตอร์ของตู้ MDB ส่งผลให้ข้อมูลก่อนเกิดเหตุการณ์ของ เฟส A เฟส B และเฟส C มีขนาดแรงดันแตกต่างกันมากจนทำให้เครื่องมือวัดบันทึกค่าเนื่องจากขนาดแรงดันเกินเกณฑ์ที่กำหนดไว้ทั้ง ๆ ที่อุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟที่เชื่อมต่อกับระบบและระบบสามารถทำงานได้ต่อเนื่องปกติ ตัวอย่างดังรูปที่ 3.1 ดังนั้นเหตุการณ์ที่บันทึกได้เนื่องจากความผิดพลาดของระบบการวัดนี้โดยที่เครื่องมือวัดไม่สามารถละเอียดได้แต่ไม่ถือว่าเป็นเหตุการณ์ Short duration voltage variations เนื่องจากขนาดแรงดันไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนด จึงต้องทำการปรับค่าแรงดันเฟส (Voltage Level Adjustment) ของข้อมูล Pre-dip

Values ชุดที่มีขนาดแรงดันของเฟส A เฟส B และเฟส C มีขนาดแรงดันแตกต่างกันมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ (Percent Voltage Level Adjustment) เช่น เกิน $\pm 5\%$



รูปที่ 3.1 ตัวอย่างข้อมูลที่เครื่องวัดทำการบันทึกเนื่องจากความผิดปกติของระบบวัด

3.1.2 ดัชนีแรงดันตกช่วงสั้น (Dip Indexes) เป็น Dip Index ของแต่ละเฟสใช้บ่งชี้ว่าเกิดแรงดันตกที่เฟสใดบ้างจากข้อมูลขนาดแรงดันที่เครื่องวัดบันทึกค่าแต่ละครั้ง ผู้ทำการวัดได้ตั้งให้เครื่องวัดทำการบันทึกข้อมูลในแต่ละครั้งนาน 2.50 วินาที หรือจำนวน 250 ค่า นั้น มีทั้งเหตุการณ์ที่สร้างความเสียหายและเหตุการณ์ที่อุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟที่เชื่อมต่อกับระบบ ซึ่งระบบยังคงสามารถทำงานได้อย่างปกติ เมื่อพิจารณาจากมาตรฐานสากลที่เป็นที่ยอมรับ คือ Standard ITIC 1996 และ Standard SEMI F47-0200 ซึ่งกำหนดขอบเขตจากความสัมพันธ์ระหว่างขนาดแรงดันและช่วงเวลาที่เกิดที่อุปกรณ์สามารถทำงานได้อย่างปกติไว้ ดังรูปที่ 2.9 “ขนาดของ Voltage Dips อยู่ในช่วง 0.70 - 0.90 pu. และมี Duration น้อยกว่า 1 รอบ (20ms)” เป็นช่วงที่อยู่ในขอบเขตที่ไม่ส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟที่เชื่อมต่อกับระบบ ตัวอย่างดัง รูปที่ 3.2 จึงพิจารณาเป็นเหตุการณ์ที่ไม่สร้างความเสียหายกับอุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟที่เชื่อมต่อกับระบบและระบบสามารถทำงานได้ต่อเนื่องอย่างปกติ ซึ่งสามารถคำนวณ Dip Index ของแต่ละเฟส คือ $IndexV_A$ $IndexV_B$ และ $IndexV_C$ ได้ 3 กรณี ดังตารางที่ 3.1



รูปที่ 3.2 ตัวอย่างเหตุการณ์ Voltage Dips ที่อยู่ในเกณฑ์ระบบสามารถทำงานได้ต่อเนื่องอย่างปกติ

ตารางที่ 3.1 เงื่อนไขที่ใช้พิจารณา Dip Indexes

กรณี	Residual Voltage	Duration	Dip Index
1	0.70 – 0.90 pu.	> 20 ms	1
2	< 0.70 pu.	≥ 10 ms	1
3	Others	Others	0

3.1.3 รหัสแรงดันตกช่วงสั้น (Dip Code) เป็นรหัสที่บ่งบอกสถานะภาพรวมของ V_{rms} ทั้ง 3 เฟสที่ทุกค่าตามจำนวนข้อมูลในแต่ละเหตุการณ์ สามารถสร้าง Dip Code ได้จาก Dip Indexes ซึ่งมีกรณีทั้งหมด 7 กรณี ดังตารางที่ 3.2 ตัวอย่างแนวคิดในการวิเคราะห์ Dip Indexes และ Dip Code แสดงในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.2 เงื่อนไขที่ใช้สร้าง Dip Code

กรณีที่	Dip Indexes			Dip Code
	Index V_A	Index V_B	Index V_C	
1	1	0	0	A XX
2	0	1	0	X B X
3	0	0	1	XX C
4	1	1	0	A X B
5	0	1	1	X B C
6	1	0	1	A X C
7	1	1	1	A B C

ตารางที่ 3.3 แนวคิดในการสร้าง Dip Indexes และ Dip Code ($V_{ref}=220V$ ระดับขีดเริ่มเปลี่ยน 90%)

No.	Voltage (V)			Voltage (pu)			Dip Indexes			Dip Code
	V_a	V_b	V_c	V_A	V_B	V_C	Index V_A	Index V_B	Index V_C	
1	219	220	220	0.995	1.000	1.000	0	0	0	XXX
2	218	219	219	0.991	0.995	0.995	0	0	0	XXX
3	210	219	218	0.955	0.995	0.991	0	0	0	XXX
4	201	218	219	0.914	0.991	0.995	0	0	0	XXX
5	195	218	218	0.886	0.991	0.991	1	0	0	A XX
6	180	219	218	0.818	0.995	0.991	1	0	0	A XX
7	165	180	218	0.750	0.818	0.991	1	1	0	A X B
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
248	218	219	219	0.991	0.995	0.995	0	0	0	XXX
249	219	218	219	0.995	0.991	0.995	0	0	0	XXX
250	219	219	219	0.995	0.995	0.995	0	0	0	XXX

3.2 กระบวนการจำแนกประเภทรูปแบบของฟอลต์

การติดตามพฤติกรรมของกระแสตามแต่ละกลุ่มของ Dip Code จากการตั้งเงื่อนไข 3 กรณี คือ Voltage Dips Voltage Swells Short Interruptions และจากเงื่อนไขที่ผู้ใช้กำหนด มี 2 เงื่อนไข คือ เงื่อนไขสำหรับการเกิดฟอลต์ของเฟส (Condition of Phase Fault: $CondI_p$) เป็นจำนวนเท่าของค่ากระแสเฟส ($I_{ref,p}$) โดยเป็นเงื่อนไขหลักของการเกิดฟอลต์ของเฟส A ($CondI_A$) เฟส B ($CondI_B$) และเฟส C ($CondI_C$) เช่น 1.5 pu เทียบกับ $I_{ref,p}$ ส่วนอีกเงื่อนไขคือ การเกิดฟอลต์ลงกราวด์ (Condition of Ground Fault: $CondI_n$) เป็นจำนวนเท่าของค่ากระแสอ้างอิงของนิวทรัล ($I_{ref,n}$) เช่น 1.2 pu เทียบกับ $I_{ref,n}$ โดยสามารถจำแนกประเภทรูปแบบของฟอลต์นำเสนอเป็น “รหัสฟอลต์ (Fault Code)” เพื่อใช้บ่งชี้ว่าเกิดฟอลต์จากที่เฟสใดและบอกสถานะภาพรวมของ I_{rms} ทั้ง 4 สาย จากเฟส A เฟส B เฟส C และ N

Fault Code มี 4 หลัก “xxxx” โดยให้แต่ละหลักแทนการเกิดฟอลต์ของเฟส A เฟส B เฟส C และ N ตามลำดับ เพื่อให้ง่ายในการจำแนกจึงแบ่งเหตุการณ์ออกเป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มที่เกิดฟอลต์แบบลงกราวด์กับกลุ่มที่เกิดฟอลต์แบบไม่ลงกราวด์ ซึ่งสามารถกำหนดรหัสฟอลต์จัดเป็น 7 กลุ่ม โดยมีรูปแบบทั้งหมดจำนวน 16 รูปแบบ ดังนี้

- กลุ่มที่ 1 คือ 1LG ได้แก่ axxg xbxg และ xxcg
- กลุ่มที่ 2 คือ 2LG ได้แก่ abxg xbcg และ axcg
- กลุ่มที่ 3 คือ 2L ได้แก่ abxx xbcx และ axcx
- กลุ่มที่ 4 คือ 3LG ได้แก่ abcg
- กลุ่มที่ 5 คือ 3L ได้แก่ abcx
- กลุ่มที่ 6 คือ ไม่ใช่ฟอลต์ (Non-Fault) ได้แก่ xxxx
- กลุ่มที่ 7 คือ ไม่สามารถจำแนกได้ (???) ได้แก่ axxx bxxx xxcx และ xxxg

เมื่อพิจารณาจากพฤติกรรมของแรงดันและกระแส สามารถสร้าง Fault Code ตามรูปแบบของ Dip Code ได้ 2 กรณี โดยมีเงื่อนไขในการพิจารณาและให้นำหนักตามลำดับดังนี้

- กรณีที่ 1** พิจารณาจากพฤติกรรมของแรงดัน การเกิด Voltage Swells สาเหตุจากฟอลต์ในระบบที่ต่อ NGR อาจเกิดการ Swell 1 เฟส หรือ 2 เฟส โดยมี Residual Voltage of Swell > 1.05 pu. อย่างน้อย 1 เฟส หรือ 2 เฟส ส่วนเฟสที่เหลือที่ไม่เกิดการ Swell ต้องมี Residual Voltage of Dip < 0.95 pu. และ Duration > 20 ms สามารถสร้าง Fault Code ได้ดังตารางที่ 3.4

กรณีที่ 2 พิจารณาจากพฤติกรรมของกระแส แบ่งได้อีก 3 กรณีย่อย ดังนี้

- 1) พิจารณาจากเงื่อนไขที่ผู้กำหนด คือ Condition of Phase Fault ($CondI_p$) และ Condition of Ground Fault ($CondI_n$) ดังตารางที่ 3.5
- 2) พิจารณาจากความสมดุลของค่ากระแสเฟสและค่ากระแสนิวทรัลที่เปลี่ยนแปลงไปจากระดับอ้างอิง เป็นกรณีผ่านการพิจารณาจากกรณีที่ 1 และกรณีที่ 2 – (1) แล้วแต่ไม่สามารถแยกเหตุการณ์ที่มีสาเหตุจาก Fault – 1LG ได้ ซึ่งสามารถแยกเหตุการณ์นี้โดยพิจารณาค่ากระแสเฟสในส่วนที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจาก $I_{ref,p}$ ที่เฟส A หรือเฟส B หรือเฟส C ของเฟสนั้นแล้วมีค่าอยู่ในช่วง 0.8 - 1.2 pu. ของค่ากระแสนิวทรัลในส่วนที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจาก $I_{ref,n}$ ดังตารางที่ 3.6
- 3) พิจารณาจากช่วงเวลาที่เกิดการเปลี่ยนแปลงรูปแบบของฟอลต์ เนื่องจากเหตุการณ์ที่มีสาเหตุจากฟอลต์มากกว่าหนึ่งเฟส ได้แก่ แบบ 2L แบบ 2LG แบบ 3L และแบบ 3LG ค่ากระแสเฟสในแต่ละเฟสที่เกิดฟอลต์ดังกล่าวนี้ ในทางปฏิบัติไม่ได้เกิดขึ้นพร้อม ๆ กัน โดยในแต่ละเฟสมีระยะเวลาห่างกัน ช่วงเวลาหนึ่ง ทำให้โปรแกรมพิจารณาสาเหตุของเหตุการณ์ดังกล่าวนี้เป็น Fault Develop (ที่พัฒนาต่อ) โดยเริ่มต้นจาก 1LG และไม่เห็นเหตุการณ์ที่มีสาเหตุจาก Fault Develop ที่เริ่มต้นจาก 2L หรือ 2LG หรือ 3L หรือ 3LG ซึ่งสามารถพิจารณาเหตุการณ์กลุ่มนี้หลังจากที่ผ่านการพิจารณาจากกรณีที่ 1 ถึงกรณีที่ 2 – (2) แล้วโดยการพิจารณาจากเหตุการณ์ที่มี Fault Code มากกว่า 1 รูปแบบที่เกิดขึ้นต่อเนื่องกัน หากช่วงเวลาที่เกิดของ Fault Code นั้นมีค่าน้อยกว่า 10% ของ Duration และช่วงเวลาที่เกิดน้อยกว่า 0.05 ms ให้เปลี่ยน Fault Code นั้นเป็น Fault Code ที่เกิดขึ้นรูปแบบลำดับถัดมา

ตารางที่ 3.4 เงื่อนไขที่ใช้พิจารณา Fault Code จากพฤติกรรมของแรงดัน

ลำดับที่	Swells			Dips			Fault Code
	$V_{pu,Ai} \geq 1.05 pu.$	$V_{pu,Bi} \geq 1.05 pu.$	$V_{pu,Ci} \geq 1.05 pu.$	$V_{pu,Ai} \leq 0.95 pu.$	$V_{pu,Bi} \leq 0.95 pu.$	$V_{pu,Ci} \leq 0.95 pu.$	
1	✗	✗	✓	✓	✓	✗	abxg
2	✓	✗	✗	✗	✓	✓	xbcg
3	✗	✓	✗	✓	✗	✓	axcg
4	✗	✓	✓	✓	✗	✗	axxg
5	✓	✗	✓	✗	✓	✗	xbxg
6	✓	✓	✗	✗	✗	✓	xxcg

ตารางที่ 3.5 เงื่อนไขที่ใช้พิจารณา Fault Code จากพฤติกรรมของกระแสโดยเงื่อนไขที่ผู้ใช้กำหนด

ลำดับที่	เงื่อนไขของกระแส				Fault Code
	เฟส A	เฟส B	เฟส C	N	
1	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_N$	axxg
2	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_N$	xbxg
3	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_N$	xxcg
4	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_N$	abxg
5	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_N$	xbcg
6	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_N$	axcg
7	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_N$	abxx
8	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_N$	xbcx
9	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_N$	axcx
10	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_N$	abcg
11	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_N$	abcx
12	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_N$	axxx
13	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_N$	xbxx
14	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_N$	xxcx
15	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$\geq \text{CondI}_N$	xxxg
16	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_p$	$< \text{CondI}_N$	xxxx

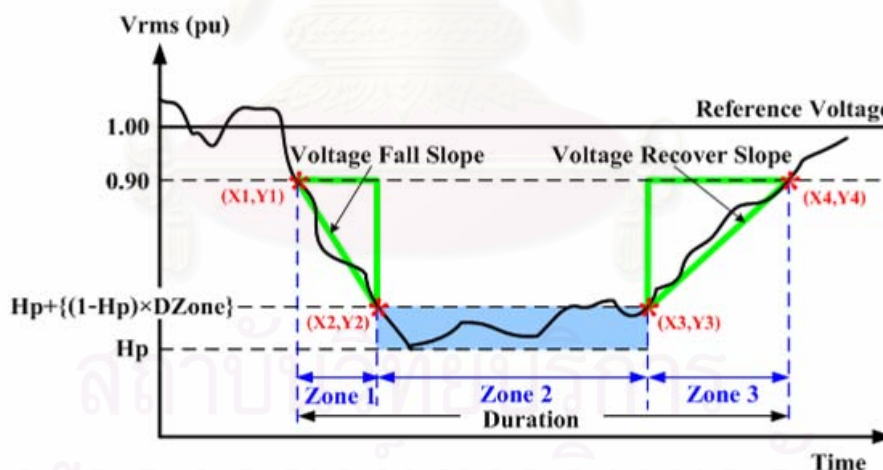
ตารางที่ 3.6 เงื่อนไขที่ใช้พิจารณา Fault Code จากพฤติกรรมของกระแสโดยใช้ความสัมพันธ์ของค่ากระแสเฟสและค่ากระแสนิวทรัลที่เปลี่ยนแปลงไปจากระดับอ้างอิง

เฟส	เงื่อนไขของกระแส	Fault Code
A	$0.8 \times (I_{pu,Ni} - I_{ref,N}) < I_{pu,Ai} - I_{ref,A} < 1.2 \times (I_{pu,Ni} - I_{ref,N})$	axxg
B	$0.8 \times (I_{pu,Ni} - I_{ref,N}) < I_{pu,Bi} - I_{ref,B} < 1.2 \times (I_{pu,Ni} - I_{ref,N})$	xbxg
C	$0.8 \times (I_{pu,Ni} - I_{ref,N}) < I_{pu,Ci} - I_{ref,C} < 1.2 \times (I_{pu,Ni} - I_{ref,N})$	xxcg

3.3 กระบวนการจำแนกสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์

การทราบประเภทรูปแบบแรงดันและประเภทรูปแบบของฟอลต์ไม่เพียงพอที่จะระบุได้ว่าเหตุการณ์นั้นเกิดขึ้นจากสาเหตุใด จึงต้องใช้ตัวบ่งชี้ลักษณะของแรงดันตกช่วงสั้น (Voltage Dip Descriptor) เพื่อบอกรายละเอียดพฤติกรรมของแรงดันว่ามีลักษณะการเปลี่ยนแปลงเป็นอย่างไร และลักษณะเฉพาะของแรงดันตามข้อ 2.5 ซึ่งสามารถแยกเหตุการณ์ได้ 6 กลุ่ม คือ Voltage Dips ที่มีสาเหตุจากฟอลต์แบบ Downstream (Fault & Downstream) Voltage Dips ที่มีสาเหตุจากฟอลต์แบบ Upstream (Fault & Upstream) ไฟฟ้าดับชั่วคราวที่มีสาเหตุจากฟอลต์แบบ Downstream (Interruption & Downstream) ไฟฟ้าดับชั่วคราวที่มีสาเหตุจากฟอลต์แบบ Upstream (Interruption & Upstream) Voltage Dips ที่ไม่ได้มีสาเหตุจากฟอลต์และไม่สามารถระบุตำแหน่งได้ (Not Fault & NA.) และไม่สามารถจำแนกได้ (Not Group หรือ ??? & ???) ดังนี้

3.3.1 ตัวบ่งชี้ลักษณะของแรงดันตกช่วงสั้น (Voltage Dip Descriptor) ใช้บ่งชี้ว่าการเกิด Voltage Dips มีแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันไปอย่างไร โดยเทียบกับ Duration ที่เกิดการเปลี่ยนแปลงนั้น ซึ่งมีพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องดังนี้ [6-7] โดยที่ค่าต่างๆ ที่ใช้ในการสร้าง Voltage Dip Descriptor แสดงดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ค่าต่าง ๆ ที่ใช้ในการสร้าง Voltage Dip Descriptor

- 1) ขนาดแรงดันตกค้างต่ำสุดในแต่ละเฟส (H_p : H_a , H_b , H_c) เป็นค่า Residual Voltage ที่เกิดขึ้นต่ำสุดของแต่ละเฟสในแต่ละ Dip Code ดังสมการที่ 3.1

$$H_p = \sum_{i=1}^{Dur_p} \min(H_{p_i}, V_{p_i}) \quad (3.1)$$

โดยที่ Dur_p = จำนวนข้อมูลที่เกิด Voltage Dips ของแต่ละ Dip Code

- 2) ช่วงเวลาที่เกิดแรงดันตกค้างต่ำสุด (Zone2) เป็นช่วงเวลาที่ขนาดของ V_{rms} มีค่าอยู่ในช่วงค่า H_p ถึงค่า $H_p + (H_p \times \Delta V_{zone})$ ของแต่ละ Dip Code โดยที่ ΔV_{zone} เป็นเปอร์เซ็นต์ของแถบค่า Residual Voltage ที่ต่ำสุดที่ยอมให้มีการเปลี่ยนแปลงค่าในช่วงนี้ได้ (มีค่า ≤ 1) เพื่อความสะดวกในการพัฒนาโปรแกรม จึงให้ Duration เป็นจำนวนตัวที่บันทึกค่า ซึ่งค่าที่บันทึก 1 ตัว คือ เวลา 10 ms โดยแบ่ง Duration (Dur_p) หรือช่วงเวลาที่เกิด Voltage Dips ในแต่ละ DipCode ออกเป็น 3 ช่วง คือ ช่วงที่ 1 (Zone1) ช่วงที่ 2 (Zone2) และช่วงที่ 3 (Zone3) ดังนี้

$$Dur_p = Zone1_p + Zone2_p + Zone3_p \quad (3.2)$$

- **Zone1** เป็นช่วงเวลาที่ V_{rms} มีแนวโน้มลดลงจากค่า 0.90 pu ไปสู่ค่า $H_p + (H_p \times \Delta V_{zone})$ กำหนดค่า pu. จากสมการที่ 3.3 และหาค่าความชันของแรงดันตกช่วงสั้นขณะที่แรงดันมีค่าลดลง (Voltage Fall Slope: dz1) ดังสมการที่ 3.4

$$Zone1_{pu,p} = \frac{Zone1_p}{Dur_p} \quad (3.3)$$

$$dz1_p = \frac{(y2 - y1)}{(x2 - x1)} \quad (3.4)$$

- **Zone2** เป็นช่วงเวลาที่เกิดแรงดันตกค้างต่ำสุด สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.5 และหาค่า pu. จากสมการที่ 3.6

$$Zone2 = Duration - (Zone1 + Zone3) \quad (3.5)$$

$$Zone2_{pu,p} = \frac{Zone2_p}{Dur_p} \quad (3.6)$$

- **Zone3** เป็นช่วงเวลาที่ V_{rms} มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากค่า $H_p + (H_p \times \Delta V_{zone})$ สู่ค่า 0.90 pu กำหนดค่า pu. จากสมการที่ 3.7 และหาค่าความชันของแรงดันตกช่วงสั้นขณะที่แรงดันมีค่าเพิ่มขึ้น (Voltage Recover Slope: dz3) ดังสมการที่ 3.8

$$Zone3_{pu,p} = \frac{Zone3_p}{Dur_p} \quad (3.7)$$

$$dz3_p = \frac{(y4 - y3)}{(x4 - x3)} \quad (3.8)$$

3.3.2 ลักษณะเฉพาะของแรงดัน จากข้อมูลในข้อ 2.5 สามารถนำมาใช้ในการพิจารณา โดยเรียงลำดับดังนี้

- 1) ความชันของแรงดันตกช่วงสั้นและช่วงเวลาของแรงดันตกช่วงสั้น เนื่องจาก Voltage Dips จาก Transformer Saturation และ Large Induction Motor Starting ทำให้อุปกรณ์ป้องกันปฏิบัติงานผิดพลาดได้ ซึ่งมีลักษณะเฉพาะดังนี้ Voltage Fall Slope มีค่าสูงกว่า Voltage Recover Slope โดยมีค่าดังนี้ $dz1 < -0.4$ ในขณะที่ Voltage Recover Slope มีค่าเป็น $0 < dz3 \leq 0.3$ และ $Zone3 > (Zone1 + Zone2)$ ซึ่งมีค่า $Zone3 > 0.50$ โดยที่ $I_p < 10pu.$ และค่า $I_N < 20pu.$ ทำให้แยกเหตุการณ์ที่มีเงื่อนไขดังกล่าวออกจากเหตุการณ์ทั้งหมด โดยจัดเป็นเหตุการณ์ในกลุ่ม “Not Fault & NA.”
- 2) Residual Voltage ของทั้งสามเฟส กรณีที่เกิด Short Interruptions ทำให้ Residual Voltage มีค่าน้อยกว่า 0.10 pu. ทั้งสามเฟส และมีรูปแบบของฟอลต์อยู่ในกลุ่มที่ 1 - 5 จัดเหตุการณ์นี้อยู่ในกลุ่ม “Interruption & Downstream” ส่วนมีรูปแบบของฟอลต์อยู่ในกลุ่มที่ 6 - 7 จัดเหตุการณ์นี้อยู่ในกลุ่ม “Interruption & Upstream”
- 3) Voltage Swells หากมีเฟสใดเฟสหนึ่งเกิดการ Swell คือ มีขนาดแรงดันเกิน 1.05 pu. แสดงว่ามีการเกิดฟอลต์ลงกราวด์ของระบบที่ต่อ NGR จัดเหตุการณ์นี้ อยู่ในกลุ่ม “Fault & Downstream”
- 4) เงื่อนไขของกระแสที่ผู้ใช้กำหนด หากค่าของกระแสเฟสมีค่าเกินเกณฑ์ที่กำหนด จะมีรูปแบบของฟอลต์อยู่ใน กลุ่มที่ 1 - 5 จัดเหตุการณ์นี้อยู่ในกลุ่ม “Fault & Downstream”

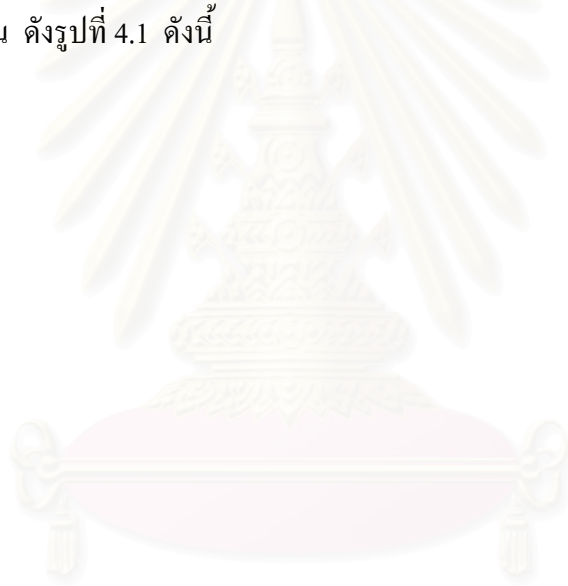
ส่วนเหตุการณ์ที่มีรูปแบบของฟอลต์อยู่ในกลุ่มที่ 6 เนื่องจากค่ากระแสมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด โดยจัดเหตุการณ์นี้อยู่ในกลุ่ม “Fault & Upstream” ในกรณีที่ มีรูปแบบของฟอลต์อยู่ในกลุ่มที่ 7 ซึ่งเป็นเหตุการณ์ที่ไม่สามารถจำแนกได้ จึงจัด เหตุการณ์นี้อยู่ในกลุ่ม “??? & ???”

จากเงื่อนไขที่กล่าวมาไม่มีผลกับเหตุการณ์การเปลี่ยนระดับของแรงดันที่ส่งจ่าย การปรับแก้ของหม้อแปลง การสับเข้าหรือปลดออกของชุดตัวเก็บประจุในระบบ (Step Change) เนื่องจากเมื่อผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment แล้วเหตุการณ์นี้ไม่เข้าเกณฑ์ของ Voltage Dips ซึ่งโดยปกติเครื่องมือวัดจะไม่บันทึกเหตุการณ์กรณีนี้ เพราะการเปลี่ยนระดับแรงดัน ส่วนใหญ่มีค่าไม่เกิน $\pm 10\%$

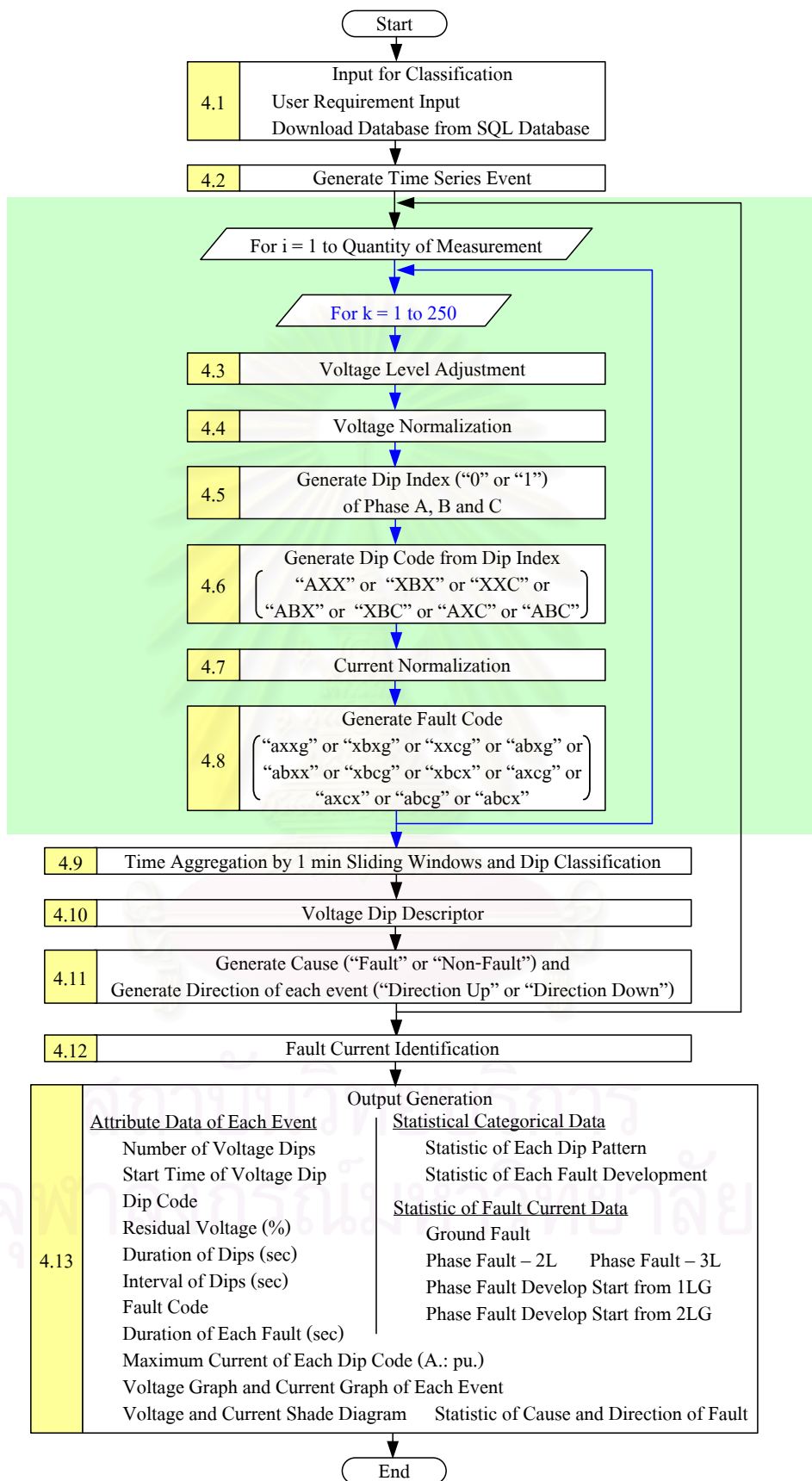
บทที่ 4

การพัฒนาโปรแกรมเพื่อจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่าย

หลักการที่ใช้ในกระบวนการจำแนกประเภทรูปแบบแรงดัน ประเภทรูปแบบฟอลต์ และสาเหตุของการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น สามารถนำมาพัฒนาโปรแกรมช่วยในการจำแนกเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีในฐานข้อมูล เพื่อวิเคราะห์หาสถิติของสาเหตุของการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้น ประเภทรูปแบบแรงดัน ประเภทรูปแบบฟอลต์ และการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสฟอลต์ แสดงให้เห็นพัฒนาการของฟอลต์ตามประเภทฟอลต์ที่ส่งผลถึงคุณภาพของแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดในการพิจารณาจำนวน 13 ขั้นตอน ดังรูปที่ 4.1 ดังนี้



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4.1 แผนผังขั้นตอนการจำแนกพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4.1 ข้อมูลที่ใช้ในการจำแนก

ข้อมูลที่ใช้ในการจำแนกหรืออินพุต มี 2 ส่วน คือ ข้อมูลจากเครื่องมือวัด และ ข้อมูลที่ช่วยในการจำแนกเหตุการณ์

1) ข้อมูลจากเครื่องมือวัด ได้แก่ หมายเลขมิเตอร์ และช่วงวันเวลาที่ต้องการดึงข้อมูลจากฐานข้อมูล SQL Database ผ่าน โปรแกรม PQSecure Version 2B ดังนี้

- ค่าแรงดันประสิทธิผล (V_{rms} : V_a , V_b , V_c , V_n) จากการตรวจวัดจำนวน 4 ช่องสัญญาณ ของข้อมูลที่ได้จากการวัดในการแต่ละครั้ง คือ เฟส A เฟส B เฟส C และนิวทรัล (N) ซึ่งในแต่ละช่องสัญญาณจะมีข้อมูลจำนวน 250 ค่า
- ค่ากระแสประสิทธิผล (I_{rms} : I_a , I_b , I_c , I_n) ลักษณะข้อมูลเช่นเดียวกับข้อมูลค่าแรงดันประสิทธิผล
- วันเวลาที่บันทึกเหตุการณ์และจำนวนข้อมูลที่ได้จากการวัดในช่วงเวลาที่ผู้ใช้ต้องการ (Quantity of Measurement)

2) ข้อมูลที่ช่วยในการจำแนกเหตุการณ์ เป็นข้อมูลผู้ใช้ (User) ป้อนข้อมูลเพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการจำแนก ได้แก่

- **Reference Voltage (kV)** เป็นระดับแรงดันอ้างอิงเดียวกับที่ตั้งไว้ที่เครื่องมือวัด
- **Percent Voltage Level Adjustment** ค่าที่เหมาะสมที่ป้อนควรอยู่ในช่วง 0% - 15% (ค่าเริ่มต้น คือ 5%)
- ΔV_{zone} ค่าที่เหมาะสมที่ป้อนควรอยู่ในช่วง 0% - 15% ของค่า H_p (ค่าเริ่มต้น คือ 4%)
- **Condition of Phase Fault** ค่าที่เหมาะสมที่ป้อนขึ้นกับการติดตั้งระบบกราวด์ของระบบจำหน่ายแต่ละแห่ง (ค่าเริ่มต้น คือ 1.5 pu เทียบกับค่า $I_{ref,p}$)
- **Condition of Ground Fault** ค่าที่เหมาะสมที่ป้อนขึ้นกับการติดตั้งระบบกราวด์ของระบบจำหน่ายแต่ละแห่ง (ค่าเริ่มต้น คือ 1.2 pu เทียบกับค่า $I_{ref,n}$)

4.2 สร้างอนุกรมของแรงดันตกช่วงสั้นตามเวลา (Time Series Event)

โดยนำข้อมูลที่ได้จากการวัดในการแต่ละครั้งๆ 2.5 sec หรือ 250 ค่า ($i = 1, 2, 3, \dots, 250$) หรือข้อมูลจำนวน 250 แถว มาเรียงต่อกันตามลำดับเวลาที่เกิดขึ้นตาม Quantity of Measurement

4.3 การปรับค่าแรงดันประสิทธิผล (Voltage Level Adjustment)

เมื่อข้อมูล V_{rms} ของแต่ละเฟส คือ เฟส A เฟส B และเฟส C มีค่าแตกต่างกันเกินค่าที่ระบุ (Percent Voltage Level Adjustment) เช่น เกิน $\pm 5\%$ ต้องทำการปรับค่าใหม่ โดยเริ่มจากหาตัวแทนของข้อมูลแต่ละเฟส ($V_{avg,a}$, $V_{avg,b}$, $V_{avg,c}$) จากข้อมูลค่าเฉลี่ยของ Pre-dip Values จำนวน 5 ค่าแรก ตามสมการที่ 4.1 นำมาหาเฟสที่เป็นค่ากลาง (PhaseRef) แล้วให้อีก 2 เฟสที่เหลือปรับค่าเข้าหาตามสมการที่ 4.2 ส่วนเงื่อนไขที่ใช้ตรวจสอบว่าต้องทำการปรับค่าหรือไม่ตามสมการที่ 4.3 จากนั้นจึงเข้าสู่การทำ Voltage Level Adjustment มี 3 กรณี ตามเฟสที่เป็น PhaseRef ดังตารางที่ 4.1 ค่าแรงดันประสิทธิผลหลังจากที่ผ่านการทำ Voltage Level Adjustment ของเฟส A เฟส B และเฟส C คือ $V_{AfterAdj,ai}$, $V_{AfterAdj,bi}$ และ $V_{AfterAdj,ci}$ ตามลำดับ

$$\begin{aligned} V_{avg,a} &= (V_{a1} + V_{a2} + V_{a3} + V_{a4} + V_{a5})/5 \\ V_{avg,b} &= (V_{b1} + V_{b2} + V_{b3} + V_{b4} + V_{b5})/5 \\ V_{avg,c} &= (V_{c1} + V_{c2} + V_{c3} + V_{c4} + V_{c5})/5 \end{aligned} \quad (4.1)$$

$$\text{PhaseRef} = \text{Median} (V_{avg,a}, V_{avg,b}, V_{avg,c}) \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} |V_{avg,a} - V_{avg,b}| &> (\text{Voltage Adjust Level} \times V_{ref} / 100) \\ |V_{avg,b} - V_{avg,c}| &> (\text{Voltage Adjust Level} \times V_{ref} / 100) \\ |V_{avg,a} - V_{avg,c}| &> (\text{Voltage Adjust Level} \times V_{ref} / 100) \end{aligned} \quad (4.3)$$

ตารางที่ 4.1 การทำ Voltage Level Adjustment ตามเฟสที่เป็น PhaseRef โดยที่ $i = 1, 2, 3, \dots, 250$

เฟสที่เป็นค่ากลาง	เงื่อนไข	Voltage Level Adjustment
A	$V_{avg,a} = \text{PhaseRef}$	$V_{AfterAdj,ai} = V_{ai}$ $V_{AfterAdj,bi} = V_{bi} + (V_{avg,a} - V_{avg,b})$ $V_{AfterAdj,ci} = V_{ci} + (V_{avg,a} - V_{avg,c})$
B	$V_{avg,b} = \text{PhaseRef}$	$V_{AfterAdj,ai} = V_{ai} + (V_{avg,b} - V_{avg,a})$ $V_{AfterAdj,bi} = V_{bi}$ $V_{AfterAdj,ci} = V_{ci} + (V_{avg,b} - V_{avg,c})$
C	$V_{avg,c} = \text{PhaseRef}$	$V_{AfterAdj,ai} = V_{ai} + (V_{avg,c} - V_{avg,a})$ $V_{AfterAdj,bi} = V_{bi} + (V_{avg,c} - V_{avg,b})$ $V_{AfterAdj,ci} = V_{ci}$

4.4 Voltage Normalization (V_{pu} : $V_{pu,Ai}$, $V_{pu,Bi}$, $V_{pu,Ci}$)

เป็นการปรับค่า V_{rms} ของแต่ละเฟสให้เป็นค่า pu โดยการทำให้ Normalization เทียบกับ V_{ref} ดังสมการที่ 4.4

$$V_{pu,Ai} = \frac{V_{ai}}{V_{ref}}, \quad V_{pu,Bi} = \frac{V_{bi}}{V_{ref}}, \quad V_{pu,Ci} = \frac{V_{ci}}{V_{ref}} \quad (4.4)$$

โดยที่ $i = 1, 2, 3, \dots, 250$

4.5 ดัชนีแรงดันตกช่วงสั้น (Dip Indexes: $IndexV_{Ai}$, $IndexV_{Bi}$ และ $IndexV_{Ci}$)

ใช้บ่งชี้ว่าเกิด Voltage Dips ที่เฟสใดบ้าง สามารถคำนวณ Dip Index ของแต่ละเฟส คือ $IndexV_{Ai}$, $IndexV_{Bi}$ และ $IndexV_{Ci}$ ซึ่งมีเงื่อนไขดังตารางที่ 3.1 โดยที่ $i = 1, 2, 3, \dots, 250$

4.6 รหัสแรงดันตกช่วงสั้น (Dip Code)

เป็นรหัสที่บ่งบอกสถานะภาพรวมของ V_{rms} ทั้งสามเฟส สามารถสร้างรหัส Dip Code, ซึ่งมีเงื่อนไขดังตารางที่ 3.2 โดยที่ $i = 1, 2, 3, \dots, 250$

4.7 Current Normalization (I_{pu} : $I_{pu,Ai}$, $I_{pu,Bi}$, $I_{pu,Ci}$, $I_{pu,Ni}$)

เป็นการปรับค่ากระแสประสิทธิผล (I_{rms}) ของแต่ละช่องสัญญาณ คือ เฟส A เฟส B เฟส C และ N ให้เป็นค่า pu โดยเทียบกับกระแสอ้างอิง (I_{ref}) ดังสมการที่ 4.5 – 4.6

$$I_{ref} = \frac{\sum_{k=1}^5 I_k}{5} \quad (4.5)$$

$$I_{pu,Ai} = \frac{I_{ai}}{I_{ref,A}}, \quad I_{pu,Bi} = \frac{I_{bi}}{I_{ref,B}}, \quad I_{pu,Ci} = \frac{I_{ci}}{I_{ref,C}}, \quad I_{pu,Ni} = \frac{I_{ni}}{I_{ref,N}} \quad (4.6)$$

โดยที่ $i = 1, 2, 3, \dots, 250$

4.8 รหัสฟอลต์ (Fault Code)

ใช้บ่งชี้ว่าเกิดฟอลต์ที่เฟสใดบ้างโดยใช้ค่ากระแสของทั้งเฟส A เฟส B เฟส C และ N พิจารณาประกอบกับ Condition of Phase Fault และ Condition of Ground Fault สามารถสร้าง Fault Code โดยมีเงื่อนไขที่ใช้พิจารณาตามหัวข้อ 3.2 ดังตารางที่ 3.4 – 3.6 ซึ่งมีรูปแบบทั้งหมด 16 รูปแบบ มีแผนผังขั้นตอนการจำแนก Fault Code ดังรูปที่ 4.2

จากนั้นจึงพิจารณาช่วงเวลาที่เกิดการเปลี่ยนแปลงรูปแบบของฟอลต์เฉพาะเหตุการณ์ที่มี Fault Code มากกว่า 1 รูปแบบที่เกิดขึ้นต่อเนื่องกัน หากช่วงเวลาที่เกิดของ Fault Code นี้มีค่าน้อยกว่า 10% ของช่วงเวลาที่เกิด Voltage Dips ในแต่ละ Dip Code และช่วงเวลาที่เกิดของ Fault Code นี้มีค่าน้อยกว่า 0.04 ms ให้เปลี่ยน Fault Code นี้เป็น Fault Code ที่เกิดขึ้นรูปแบบลำดับถัดมา

4.9 Time Aggregation

ใช้หน้าตาของเวลา 1 นาที เลื่อนผ่านชุดอนุกรมของ Voltage Dips เพื่อรวมเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นภายในกรอบเวลา 1 นาทีให้เป็นเหตุการณ์เดียวกัน นั่นคือ ในหนึ่งเหตุการณ์จะมีจำนวนข้อมูลอย่างน้อย 250 แถว และไม่เกิน 6,000 แถว $(= 250 \text{ ค่า} \times \frac{60 \text{ sec}}{2.5 \text{ sec}})$

4.10 Voltage Dip Descriptor

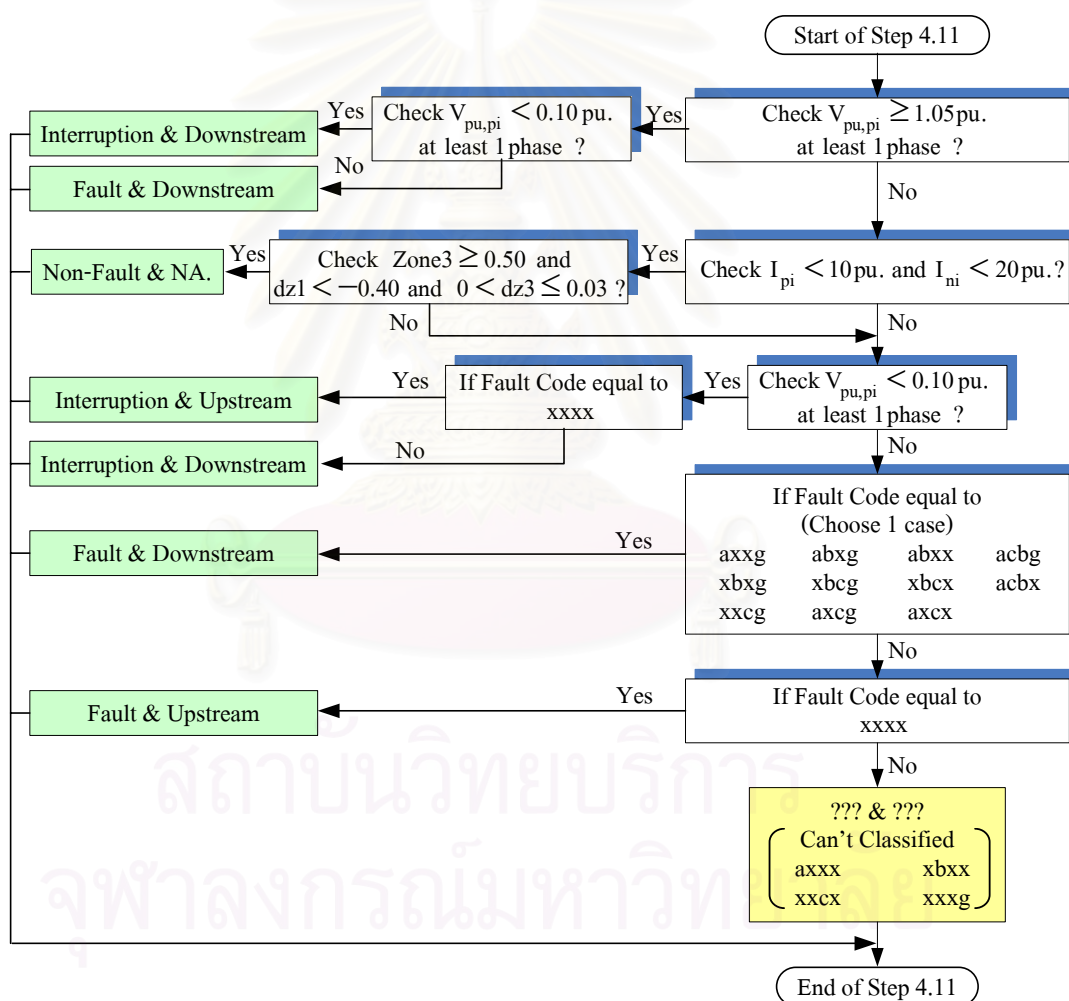
เป็นการหาลักษณะของแรงดันว่าแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของขนาดแรงดันไปอย่างไร โดยเทียบกับช่วงเวลาที่เกิดการเปลี่ยนแปลงนั้น โดยมีพารามิเตอร์ช่วยในการบ่งชี้ลักษณะของแต่ละเฟส ดังนี้

- 1) Residual Voltage ของแต่ละเฟส ($H_p; H_a, H_b, H_c$) มีเงื่อนไขดังสมการที่ 3.1
- 2) Duration ของแต่ละเฟส ($Dur_p; Dur_a, Dur_b, Dur_c$) มีเงื่อนไขดังสมการที่ 3.2
- 3) Zone1 of Duration ของแต่ละเฟส ($Zone1_p; Zone1_a, Zone1_b, Zone1_c$) มีเงื่อนไขดังสมการที่ 3.3
- 4) Voltage Fall Slope ($dz1_p; dz1_a, dz1_b, dz1_c$) มีเงื่อนไขดังสมการที่ 3.4
- 5) Zone2 of Duration ของแต่ละเฟส ($Zone2_p; Zone2_a, Zone2_b, Zone2_c$) มีเงื่อนไขดังสมการที่ 3.5 – 3.6
- 6) Zone3 of Duration ของแต่ละเฟส ($Zone3_p; Zone3_a, Zone3_b, Zone3_c$) มีเงื่อนไขดังสมการที่ 3.7
- 7) Voltage Recover Slope ($dz3_p; dz3_a, dz3_b, dz3_c$) มีเงื่อนไขดังสมการที่ 3.8

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

4.11 สาเหตุและตำแหน่งของแต่ละเหตุการณ์ (Cause and Direction of each event)

จากข้อมูล Dip Code Voltage Dip Descriptor และ Fault Code รายละเอียดเงื่อนไขและวิธีการวิเคราะห์ตามข้อ 3.3 สามารถระบุสาเหตุและตำแหน่งการเกิดฟอลต์ของแต่ละ Dip Code ได้ ซึ่งมี 6 กลุ่ม คือ “Fault & Downstream” “Fault & Upstream” “Interruption & Downstream” “Interruption & Upstream” “Not Fault & NA.” และ “Not Group หรือ ??? & ???” แผนผังขั้นตอนการจำแนกสาเหตุและตำแหน่งของแต่ละเหตุการณ์แสดงดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 แผนผังขั้นตอนการจำแนกสาเหตุและตำแหน่งของแต่ละ Dip Code

4.12 การแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์

กระแสฟอลต์แบ่งเป็น 2 กลุ่ม คือ กระแสกราวด์ฟอลต์ และกระแสเฟสฟอลต์ ทางกรไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสนใจการแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์แบ่งเป็น 3 กลุ่ม (5 กรณี) ได้แก่ กระแสกราวด์ฟอลต์ กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L กับแบบ 3L และ กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG กับ 2LG ซึ่งมีหลักเกณฑ์ในการพิจารณาดังนี้

1) กระแสกราวด์ฟอลต์ ($I_{nf,max}$)

พิจารณาค่ากระแสกราวด์ฟอลต์สูงสุดต้องพิจารณาค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ของทุกเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips เพื่อหาสถิติของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการกระจายตัวมากที่สุดเพียงไร และตรวจสอบสมรรถนะของ NGR ว่าสามารถจำกัดค่ากระแสกราวด์ให้มีค่าน้อยกว่า 1,000 A ตามคุณลักษณะเฉพาะของ NGR ได้หรือไม่ ซึ่งในหนึ่งเหตุการณ์ที่เกิด Voltage dips สามารถคำนวณหาค่ากระแสกราวด์ฟอลต์สูงสุดมาเป็นตัวแทนกระแสกราวด์ของข้อมูลในเหตุการณ์นั้นได้จากสมการที่ 4.7

$$I_{nf,max} = \max(I_{nf,1}, I_{nf,2}, I_{nf,3}, \dots, I_{nf,j}) \quad (4.7)$$

- โดยที่
- nf คือ ลำดับของเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่กำลังพิจารณาค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ (หลังผ่านกระบวนการ Time Aggregation)
 - j คือ จำนวนข้อมูลของเหตุการณ์หนึ่งเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่กำลังพิจารณา
 - 1, 2, 3, ... , j คือ ตำแหน่งข้อมูลค่ากระแสกราวด์ในเหตุการณ์หนึ่งเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่กำลังพิจารณา ตั้งแต่ตัวที่ 1 ถึงตัวสุดท้าย

2) กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L กับแบบ 3L ($I_{pf,2L}$ กับ $I_{pf,3L}$)

พิจารณาเฉพาะค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อ และมีรูปแบบฟอลต์เป็นแบบ 2L กับแบบ 3L (ให้พิจารณาว่า ฟอลต์แบบ 3LG เป็นฟอลต์รูปแบบเดียวกันกับฟอลต์แบบ 3L) เนื่องจากฟอลต์ดังกล่าวมีความรุนแรงกว่าฟอลต์ที่ลงกราวด์แบบ 1LG และแบบ 2LG จึงต้องหาตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ว่า ตำแหน่งที่เกิดฟอลต์นี้อยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าเท่าไรเพื่อจะได้ไปที่สถานที่เกิดเหตุแล้วหาสาเหตุและแนวทางป้องกันตลอดจนลดการเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวนี้ ซึ่งค่ากระแสเฟสฟอลต์นี้จะนำมาใช้ประกอบกับข้อมูลพารามิเตอร์ของระบบและคำนวณหาตำแหน่งที่เกิดฟอลต์นี้ได้ ในวิทยานิพนธ์นี้หาเฉพาะค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์

แบบ 2L กับแบบ 3L โดยฟอลต์ทั้งสองแบบดังกล่าวนี้มีวิธีการคำนวณหาเฟสที่เป็นตัวแทนข้อมูลในหนึ่งเหตุการณ์จากเฟสที่เกิดค่ากระแสเฟสสูงสุดในสามเฟสเหมือนกัน ดังสมการที่ 4.8 – 4.11

$$I_{pf_a,max} = \max(I_{a1}, I_{a2}, I_{a3}, \dots, I_{aj}) \quad (4.8)$$

$$I_{pf_b,max} = \max(I_{b1}, I_{b2}, I_{b3}, \dots, I_{bj}) \quad (4.9)$$

$$I_{pf_c,max} = \max(I_{c1}, I_{c2}, I_{c3}, \dots, I_{cj}) \quad (4.10)$$

$$I_{pf,max} = \max(I_{af,max}, I_{bf,max}, I_{cf,max}) \quad (4.11)$$

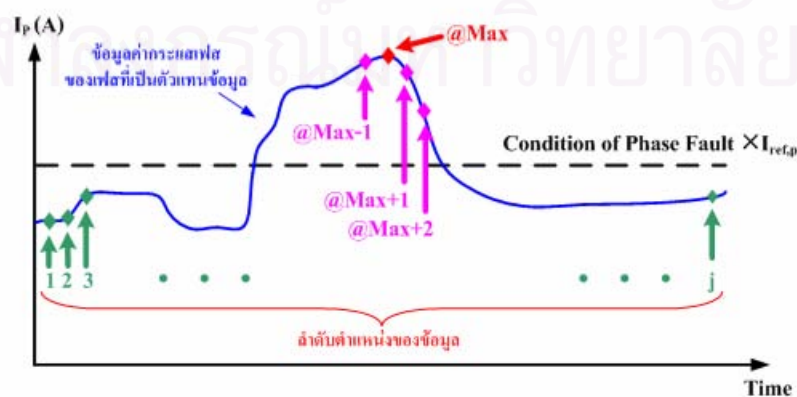
โดยที่ pf_a, pf_b, pf_c คือ ลำดับของเหตุการณ์ที่เกิด Voltage Dips ที่กำลังพิจารณา ค่ากระแสเฟสฟอลต์ไม่มีการพัฒนาต่อเป็นฟอลต์แบบ 2L หรือแบบ 3L ของเฟส A เฟส B และ เฟส C ตามลำดับ (หลังผ่านกระบวนการ Time Aggregation)

j คือ จำนวนข้อมูลของรูปแบบฟอลต์ (Fault Code) ที่กำลังพิจารณาในเหตุการณ์นั้น

1, 2, 3, ... , j คือ ตำแหน่งข้อมูลค่ากระแสเฟสของรูปแบบฟอลต์ (Fault Code) ที่กำลังพิจารณาในแต่ละเฟส ตั้งแต่ตัวที่ 1 ถึงตัวสุดท้าย

เฟสที่เป็นตัวแทนข้อมูล คือ เฟสที่มีค่ากระแสเท่ากับค่า $I_{pf,max}$ และให้ตำแหน่งที่เกิดค่า $I_{pf,max}$ มีสัญลักษณ์เป็น @Max จากนั้นสามารถคำนวณค่ากระแสที่เป็นตัวแทนข้อมูลค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อ (I_{pf_2L} กับ I_{pf_3L}) ได้จากข้อมูล 4 ค่า ดังสมการที่ 4.12

$$I_{pf_2L} \text{ หรือ } I_{pf_3L} = \frac{I(@Max - 1) + I(@Max) + I(@Max + 1) + I(@Max + 2)}{4} \quad (4.12)$$

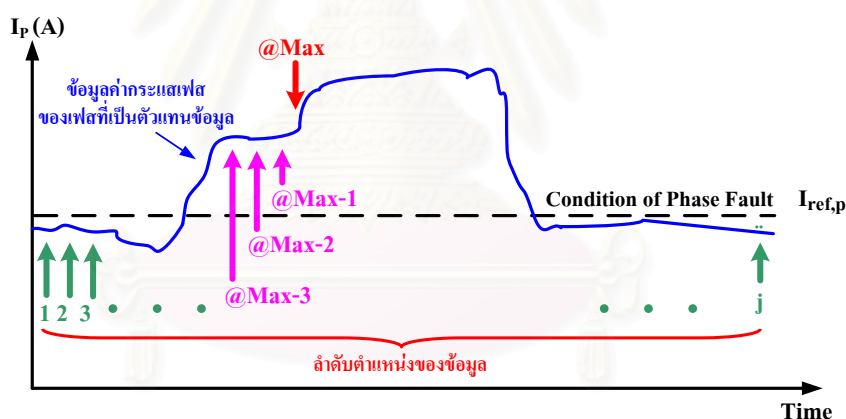


รูปที่ 4.4 ตำแหน่งที่เกิดค่า I_{pf_2L} กับ I_{pf_3L} จากเฟสที่เป็นตัวแทนข้อมูลเหตุการณ์

3) กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG กับ 2LG (I_{pf_D1LG} กับ I_{pf_D2LG})

พิจารณาเฉพาะค่ากระแสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG กับ 2LG เนื่องจากฟอลต์ดังกล่าวจะมีการพัฒนาต่อไปเป็นฟอลต์ที่มีความรุนแรงเพิ่มขึ้นเป็นแบบ 2LG แบบ 2L แบบ 3LG หรือแบบ 3L จึงต้องหาแนวทางในการปรับตั้งรีเลย์จากค่ากระแสฟอลต์เพื่อหาสาเหตุและแนวทางป้องกันหรือลดการเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวนี้ โดยทั้งสองแบบมีวิธีการคำนวณหาเฟสที่เป็นตัวแทนข้อมูลในหนึ่งเหตุการณ์จากเฟสที่เกิดค่ากระแสสูงสุดในสามเฟส $I_{pf,max}$ และให้ตำแหน่งที่เกิดค่า $I_{pf,max}$ มีสัญลักษณ์เป็น @Max เหมือนกันกับกลุ่มที่ 2 แต่พิจารณาค่ากระแสเฉพาะในช่วงเวลาที่เกิดรูปแบบฟอลต์ที่เริ่มต้น ดังสมการที่ 4.8 – 4.11 ซึ่งธรรมชาติของฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อค่ากระแสค่าตัวสุดท้ายของรูปแบบฟอลต์ที่เริ่มต้นนี้จะมีค่าสูงสุด จึงสามารถคำนวณค่ากระแสที่เป็นตัวแทนข้อมูลค่ากระแสฟอลต์ก่อนเริ่มมีการพัฒนาต่อ (I_{pf_D1LG} กับ I_{pf_D2LG}) ได้จากข้อมูล 4 ค่าเช่นกัน ดังสมการที่ 4.13

$$I_{pf_D1LG} \text{ หรือ } I_{pf_D2LG} = \frac{I(@Max - 3) + I(@Max - 2) + I(@Max - 1) + I(@Max)}{4} \quad (4.13)$$



รูปที่ 4.5 ตำแหน่งที่เกิดค่า I_{pf_D1LG} กับ I_{pf_D2LG} จากเฟสที่เป็นตัวแทนข้อมูลเหตุการณ์

การนำเสนอการแปรเปลี่ยนของกระแสทั้งสามกลุ่มนำเสนอเป็นค่าเชิงสถิติ ดังนี้ ค่าสูงสุด (Maximum: Max) ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 95 (CP95) ค่าเฉลี่ย (Average: Avg) ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 5 (CP05) ค่าต่ำสุด (Minimum: Min) และจำนวนเหตุการณ์ (Amount of Event) โดยมีรายละเอียดการคำนวณดังนี้

เริ่มจากนำข้อมูลค่ากระแสในแต่ละกลุ่มเหตุการณ์ที่พิจารณามาจัดเรียงข้อมูลใหม่ โดยเรียงลำดับจากค่าน้อยที่สุดไปหาค่ามากที่สุด จากนั้นคำนวณค่ากระแสกราวด์ฟอลต์สูงสุด ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์เฉลี่ย และค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ต่ำสุด ในแต่ละกลุ่มเหตุการณ์สามารถคำนวณได้จากสมการที่ 4.14 – 4.16 ตามลำดับ ส่วนการคำนวณค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 95 (CP95)

และค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 5 (CP05) ต้องหาคำแหน่งของข้อมูลเพื่อเป็นตัวชี้ตำแหน่งของค่าดังกล่าว ดังสมการที่ 4.17 – 4.18 และสมการที่ 4.19 – 4.20 ตามลำดับ

$$I_{f,\min} = I_{f1} \quad (4.14)$$

$$I_{f,\text{avg}} = \frac{\text{sum}(I_{f1}, I_{f2}, I_{f3}, \dots, I_{fk})}{k} \quad (4.15)$$

$$I_{f,\max} = I_{fk} \quad (4.16)$$

$$\text{Position}_{\text{CP95}} = k \times \frac{95}{100} \quad (4.17)$$

$$I_{f,\text{CP95}} = I_{f,\text{Position}_{\text{CP95}}} \quad (4.18)$$

$$\text{Position}_{\text{CP05}} = k \times \frac{5}{100} \quad (4.19)$$

$$I_{f,\text{CP05}} = I_{f,\text{Position}_{\text{CP05}}} \quad (4.20)$$

- โดยที่ k คือ จำนวนข้อมูลของกลุ่มเหตุการณ์ที่กำลังพิจารณา
- $1, 2, 3, \dots, k$ คือ ตำแหน่งข้อมูลค่ากระแสฟอลต์ในกลุ่มเหตุการณ์ที่พิจารณาซึ่งผ่านการเรียงลำดับจากค่าน้อยที่สุดไปหาค่ามากที่สุด ตั้งแต่ตัวที่ 1 ถึงตัวสุดท้าย
- f คือ ชนิดการแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่พิจารณา ได้แก่
- กระแสกราวด์ฟอลต์
 - กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L
 - กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L
 - กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
 - กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG

4.13 สร้างตารางผลลัพธ์

จากดัชนีที่ได้ คือ Dip Code Voltage Dip Descriptor Fault Code Cause และ Direction of each event สามารถใช้ดัชนีเหล่านี้จำแนกพัฒนาการของ Voltage Dips ของแต่ละเหตุการณ์หลังจากการทำ Time Aggregation สามารถนำเสนอข้อมูลแบ่งเป็น 3 ส่วน คือ ผลการจำแนกแต่ละเหตุการณ์ (Attribute Data of Each Event) ผลการจำแนกเชิงสถิติ (Statistical Categorical Data) และข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสฟอลต์ (Statistical of Fault Current Data) โดยมีรายละเอียดการนำเสนอ ดังนี้

1) ผลการจำแนกแต่ละเหตุการณ์ (Attribute Data of Each Event)

- ลำดับของเหตุการณ์: Number of Voltage Dips (No.)
- เวลาที่เริ่มเกิดเหตุการณ์แรงดันตกช่วงสั้น: Start Time of Voltage Dips (dd/mm/yy)
- รหัสแรงดันตกช่วงสั้น: Dip Code
- แรงดันตกค้างของแรงดันตกช่วงสั้น: Residual Voltage(%) ของเฟส A, เฟส B และ เฟส C
- ช่วงเวลาที่เกิดแรงดันตกช่วงสั้น: Duration of Dips (sec)
- ระยะเวลาระหว่าง Shot: Interval of Shot (sec)
- รหัสฟอลต์: Fault Code
- ค่ากระแสสูงสุดของแต่ละรหัสแรงดันตกช่วงสั้น: Maximum Current of Each Dip Code (A.: pu.) ของเฟส A, เฟส B, เฟส C และ N
- ช่วงเวลาระหว่างฟอลต์แต่ละชนิด: Duration of Each Fault (sec)
- กราฟแรงดันและกระแสแต่ละเหตุการณ์: Graph Voltage and Current of Each Event
- ภาพ Shade แรงดันและกระแสแต่ละเหตุการณ์: Voltage and Current Shade Diagram
- ตารางสรุปสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์: Statistic of Cause and Direction of Fault

2) ผลการจำแนกเชิงสถิติ (Statistical Categorical Data)

- ตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน: Dip Pattern
- ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน: Statistic of Each Dip Pattern
- ตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์: Fault Pattern
- ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์: Statistic of Each Fault Development

3) ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสฟอลต์ (Statistical of Fault Current Data)

- กระแสกราวด์ฟอลต์: Ground Fault
- กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L :Phase Fault – 2L
- กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L :Phase Fault – 3L
- กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG :Phase Fault Develop Start from 1LG
- กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG : Phase Fault Develop Start from 2LG



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 5

การวิเคราะห์ผลการจำแนกประเภทพัฒนาการของฟอลต์

ในการจำแนกประเภทพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่ายของเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่เกิดขึ้นที่สถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี ซึ่งมีมิเตอร์จำนวน 8 มิเตอร์ ดังข้อที่ 2.4 ข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบของทุกมิเตอร์มีช่วงเวลาตรวจวัดตั้งแต่เดือนตุลาคม 2546 ถึงเดือนพฤศจิกายน 2547 (จำนวน 13 เดือน) โดยแต่ละมิเตอร์จะบันทึกเหตุการณ์ที่ต่อเมื่อแรงดันมีค่าเกินกว่า $\pm 10\%$ ของระดับแรงดันอ้างอิงที่ระบุและมีข้อมูลที่ใช้ในการจำแนกในแต่ละมิเตอร์ ดังตารางที่ 5.1

ตาราง 5.1 ข้อมูลที่ใช้ในการจำแนกในแต่ละมิเตอร์

Label Meter :	BNL 1-19	BNL 2-20	RCN 1-41	RCN 2-24	LCA 1-31	LCA 2-32	PLV 1-36	PLV 2-37
Reference Voltage (kV)	13.0	13.0	12.9	13.1	12.8	12.8	13.1	13.1
% Voltage Adjustment (0-15)	5	5	5	5	5	5	5	5
Fault Condition-Iphase (pu)	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Fault Condition-In (pu)	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
% DeltaVzone (0-15)	4	4	4	4	4	4	4	4

เมื่อนำข้อมูลผ่าน โปรแกรมจำแนกประเภทพัฒนาการของฟอลต์ในระบบจำหน่ายที่ละมิเตอร์ ได้ผลการจำแนกข้อมูลแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ ผลการจำแนกแต่ละเหตุการณ์ (Attribute Data of Each Event) ผลการจำแนกเชิงสถิติ (Statistical Categorical Data) และข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสฟอลต์ (Statistical of Fault Current Data) โดยมีรายละเอียดการนำเสนอ ดังนี้

- ผลการจำแนกแต่ละเหตุการณ์ (Attribute Data of Each Event)

- 1) ลำดับของเหตุการณ์: Number of Voltage Dips (No.)
- 2) เวลาที่เริ่มเกิดเหตุการณ์แรงดันตกช่วงสั้น: Start Time of Voltage Dips (dd/mm/yy)
- 3) รหัสแรงดันตกช่วงสั้น: Dip Code
- 4) แรงดันตกค้างของแรงดันตกช่วงสั้น: Residual Voltage (%) ของเฟส A, เฟส B และเฟส C

- 5) ช่วงเวลาที่เกิดแรงดันตกช่วงสั้น: Duration of Dips (sec)
 - 6) ระยะเวลาระหว่าง Shot: Interval of Shot (sec)
 - 7) รหัสฟอลต์: Fault Code
 - 8) ค่ากระแสสูงสุดของแต่ละรหัสแรงดันตกช่วงสั้น: Maximum Current of Each Dip Code (A.: pu.) ของเฟส A, เฟส B, เฟส C และ N
 - 9) ช่วงเวลาระหว่างฟอลต์แต่ละชนิด: Duration of Each Fault (sec)
 - 10) กราฟแรงดันและกระแสแต่ละเหตุการณ์: Graph Voltage and Current of Each Event
 - 11) ภาพ Shade แรงดันและกระแสแต่ละเหตุการณ์: Voltage and Current Shade Diagram
 - 12) ตารางสรุปสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์: Statistic of Cause and Direction of Fault
- ผลการจำแนกเชิงสถิติ (Statistical Categorical Data)
 - 1) ตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน: Dip Pattern
 - 2) ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน: Statistic of Each Dip Pattern
 - 3) ตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์: Fault Pattern
 - 4) ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์: Statistic of Each Fault Development
 - ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสฟอลต์ (Statistical of Fault Current Data)
 - 1) กระแสกราวด์ฟอลต์: Ground Fault
 - 2) กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L :Phase Fault – 2L
 - 3) กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L :Phase Fault – 3L
 - 4) กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG :Phase Fault Develop Start from 1LG
 - 5) กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG : Phase Fault Develop Start from 2LG

5.1 การวิเคราะห์ผลการจำแนกของแต่ละเหตุการณ์

เมื่อทำการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นมาได้ผลการจำแนกของแต่ละเหตุการณ์เป็น 3 รูปแบบ คือ ตารางสรุปเหตุการณ์ตามกลุ่มของ Cause และ Direction กราฟแรงดันและกระแสแต่ละเหตุการณ์ และภาพ Shade แรงดันและกระแสแต่ละเหตุการณ์ โดยเป็นรายละเอียดการนำเสนอของข้อ (1) – (9) และ (12) ในรูปของตารางข้อมูล ส่วนข้อ (10) และ (11) นำเสนอในรูปของกราฟและภาพ Shade ตามลำดับ

5.1.1 ตารางสรุปเหตุการณ์สาเหตุและตำแหน่ง

ในส่วนของการจำแนกแต่ละเหตุการณ์สามารถนำมาจัดกลุ่มเหตุการณ์ตาม Cause และ Direction เพื่อนำเสนอผลการจำแนกของแต่ละเหตุการณ์ในรูปแบบตารางได้ 6 กลุ่ม ดังนี้

- 1) “Faults & Downstream”
- 2) “Faults & Upstream”
- 3) “Interruptions & Downstream”
- 4) “Interruptions & Upstream”
- 5) “Non-Faults & NA.”
- 6) “Not Group” หรือ “???”

เมื่อเหตุการณ์ผ่านกระบวนการทำ Time Series Event เพื่อรวมเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาไม่เกิน 1 นาที ให้เป็นเหตุการณ์เดียวกันและเข้าสู่กระบวนการ Voltage Level Adjustment เพื่อปรับแรงดันอ้างอิงของแต่ละเฟสให้อยู่ที่ระดับอ้างอิงเดียวกัน จากนั้นจึงทำการปรับขนาดแรงดันเป็นค่า per unit จากกระบวนการ Voltage Normalization ผลจากการผ่านกระบวนการเหล่านี้แนะนำเสนอเป็นกราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเหตุการณ์ และภาพ Shade ของแรงดันและกระแส มีรายละเอียดการนำเสนอ ดังนี้

5.1.2 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเหตุการณ์

เป็นการนำเสนอกราฟแรงดันและกราฟกระแสของเฟส A เฟส B และเฟส C อย่างละหนึ่งรูป รวมจำนวน 6 รูป ดังนี้

- 1) **กราฟแรงดันแต่ละรูป** เป็นการแสดงกราฟเปรียบเทียบระหว่างค่าแรงดันเฟสในหน่วย pu. กับระดับแรงดัน 0.90 pu.
- 2) **กราฟกระแสแต่ละรูป** เป็นการแสดงกราฟเปรียบเทียบระหว่างค่ากระแสแต่ละเฟสในหน่วยแอมแปร์กับค่ากระแสเฟสที่ใช้เป็นเงื่อนไขในการจำแนก (Condition of Phase Fault) ในกรณีที่ค่ากระแสเฟสใดมีค่ามากกว่า Condition of Phase Fault จะมีแสดงค่ากระแสกราวด์และ Condition of Ground Fault ด้วย

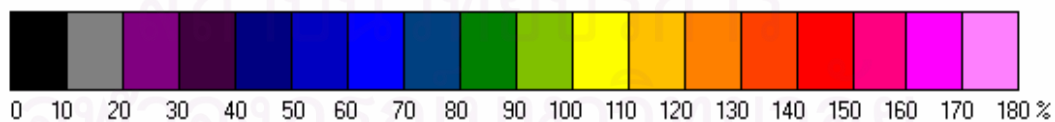
ในการนำเสนอกราฟแรงดันและกราฟกระแสของเฟส A เฟส B และเฟส C ทั้ง 6 รูปนั้น มี 3 รูปแบบ ดังนี้

- 1) กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment (ตัวอย่างรูปที่ ก.1-29)
- 2) กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal (ตัวอย่างรูปที่ ก.2-29)
- 3) กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical (ตัวอย่างรูปที่ ก.3-29)

5.1.3 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

เป็นการนำเสนอระดับของแรงดันและระดับกระแส ดังนี้

- 1) **ระดับแรงดัน** เนื่องจากการที่แรงดันมีโอกาสเกิดการ Swell สูงสุดได้ 173% สามารถแบ่งค่าแรงดันในหน่วย pu. ออกเป็น 18 ระดับ โดยแบ่งช่วงละ 10% ตั้งแต่ 0% ถึง 180% จะได้แถบสีทั้งหมด 18 แถบ แถบสีแสดง ดังรูป 5.1
- 2) **ระดับกระแส** มี 2 รูปแบบ คือ ค่ากระแสที่ได้จากเครื่องมือวัดกับค่ากระแสที่ได้จากเครื่องมือวัดหักค่ากระแสอ้างอิง ซึ่งในแต่ละรูปแบบค่ากระแสจะมี 2 ประเภท คือ กระแสเฟส (เฟส A เฟส B และเฟส C) และกระแสกราวด์ (N) ซึ่งแต่ละรูปแบบนำเสนอ ดังนี้
 - ค่ากระแสที่ได้จากเครื่องมือวัด ในส่วนของกระแสเฟสต้องหาค่ากระแสเฟสสูงสุดของทั้ง 3 เฟส เพื่อหาค่ากระแสเฟสแต่ละเฟสเป็นเปอร์เซ็นต์เทียบกับค่ากระแสสูงสุด สามารถแบ่งค่ากระแสเฟสในหน่วยเปอร์เซ็นต์ออกเป็น 10 ระดับ โดยแบ่งช่วงละ 10% ตั้งแต่ 0% ถึง 100% จะได้แถบสีทั้งหมด 10 แถบ ส่วนค่ากระแสกราวด์ทำเช่นเดียวกันกับกระแสเฟสแต่ใช้ค่ากระแสสูงสุดของกราวด์ ($I_{ref,n}$) แทนค่ากระแสเฟสสูงสุดในการหาเปอร์เซ็นต์แถบสีแสดงดังรูป 5.1
 - ค่ากระแสที่ได้จากเครื่องมือวัดหักค่ากระแสอ้างอิง โดยนำค่ากระแสที่ได้จากเครื่องมือวัดทั้ง 4 ช่องสัญญาณ มาหักค่ากระแสอ้างอิงของเฟสนั้นก่อน (ได้แก่ $I_{ref,a}$ $I_{ref,b}$ $I_{ref,c}$ และ $I_{ref,n}$ ของเฟส A เฟส B เฟส C และเฟส N ตามลำดับ) จากนั้นจึงทำเช่นเดียวกันกับกรณีที่ใช้ค่ากระแสที่ได้จากเครื่องมือวัด



รูปที่ 5.1 แถบสีที่ใช้แบ่งระดับแรงดันและระดับกระแส

5.1.4 ตัวอย่างผลการจำแนกแต่ละเหตุการณ์

5.1.4.1 ตารางผลการจำแนกเหตุการณ์ตามกลุ่มของ Cause และ Direction

ผลการจำแนกเหตุการณ์ที่สถานีบ้านเลนจำนวน 2 มิเตอร์ คือ มิเตอร์ BNL1-19 (เบย์ 1) และ BNL2 – 20 (เบย์ 2) แสดงดังข้อที่ 5.1.4.1 ก และ 5.1.4.1 ข ตามลำดับ

ก. ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1-19

ตารางผลการจำแนกแต่ละเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1 – 19 มีดังนี้

- ผลการจำแนกจำนวนเหตุการณ์หลังจากที่ผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment ดังนี้
 - เหตุการณ์จากอินพุทจำนวน 49 เหตุการณ์
 - เหตุการณ์หลังผ่านกระบวนการ Time Aggregation จำนวน 48 เหตุการณ์
 - จัดเป็นเหตุการณ์ที่ Dips จำนวน 30 เหตุการณ์
 - จัดเป็นเหตุการณ์ที่ Not Dips จำนวน 18 เหตุการณ์
- ตารางที่ 5.2-ก1 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault&Downstream”
- ตารางที่ 5.2-ก2 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream”
- ตารางที่ 5.2-ก3 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Fault & NA.”
- ตารางที่ 5.2-ก4 สรุปสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์

ตารางที่ 5.2-ก1 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Downstream” ของมิเตอร์ BNL1-19

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip *	Fault Code	Dur Fault *	Interval *	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
1	2	Wed,15/10/2003,01:36:55	11	Fault	Down	XXC	1	xxcg	1	0	-----	-----	0.79	633.57	342.58	3767.46	4108.23
2	2	Wed,15/10/2003,01:36:55	12	Fault	Down	AXC	8	xxcg	8	0	0.88	-----	0.61	873.42	573.83	4491.54	4946.81
3	2	Wed,15/10/2003,01:36:55	20	Fault	Down	ABC	97	abcg abcx	29 68	0	0.25	0.28	0.32	5197.97 5120.13	5005.64 4898.83	4841.36 4627.31	3615.41 11.77
4	2	Wed,15/10/2003,01:36:55	117	Fault	Down	XBX	1	xbxx	1	63	-----	0.28	-----	2647.41	2640.62	314.97	11.31
5	2	Wed,15/10/2003,01:36:55	181	Fault	Down	ABX	31	abxx	31	0	0.54	0.41	-----	4759.45	4672.11	291.89	175.59
6	2	Wed,15/10/2003,01:36:55	212	Fault	Down	XBX	1	xbxx	1	0	-----	0.41	-----	2653.29	2654.2	104.09	64.71
17	17	Tue,23/12/2003,15:49:29	11	Fault	Down	AXX	187	axxg	187	0	0.86	-----	-----	1254.92	565.68	628.14	798.75
21	20	Sat,17/01/2004,07:19:23	11	Fault	Down	XBX	12	xbxg	12	0	-----	0.86	-----	472.46	1113.27	444.4	778.38
25	27	Tue,23/03/2004,10:34:39	11	Fault	Down	AXX	167	axxg	167	66	0.86	-----	-----	1361.72	824.99	828.16	710.95
28	28	Mon,29/03/2004,04:07:53	11	Fault	Down	ABX	1	abxx	1	0	0.8	0.84	-----	2557.8	2808.51	752.59	13.12
29	28	Mon,29/03/2004,04:07:53	12	Fault	Down	ABC	64	abcg	64	0	0.28	0.27	0.27	5439.18	4759	5498.01	247.09
30	28	Mon,29/03/2004,04:07:53	76	Fault	Down	XXC	1	xxcg	1	0	-----	-----	0.27	251.16	1085.66	857.58	171.52
34	32	Wed,05/05/2004,11:15:23	11	Fault	Down	AXX	125	axxg	125	0	0.12	-----	-----	1468.07	772.5	824.99	861.2
40	38	Wed,07/07/2004,12:46:26	11	Fault	Down	AXX	102	axxg	102	0	0.15	-----	-----	1175.72	771.59	763.9	582.43
41	39	Wed,07/07/2004,13:11:28	12	Fault	Down	XBX	28	xbxg	28	0	-----	0.14	-----	927.72	1582.56	844.46	870.25
46	42	Fri,03/09/2004,06:53:16	11	Fault	Down	AXX	5	axxg	5	0	0.14	-----	-----	1406.97	734.94	744.89	902.38
49	44	Tue,28/09/2004,06:30:40	11	Fault	Down	XXC	3	xxxx xxcg	1 2	0	-----	-----	0.53	648.05 664.79	659.36 707.33	813.23 1125.94	339.41 666.15
50	46	Sat,09/10/2004,05:54:57	11	Fault	Down	XXC	4	xxxx xxcg	1 3	5	-----	-----	0.28	639.90 706.88	656.65 721.36	889.26 1279.35	421.32 790.60
51	46	Sat,09/10/2004,05:54:57	20	Fault	Down	XBX	3	xbxg	3	0	-----	0.31	-----	715.03	931.34	654.39	455.26

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.2-ก2 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream” ของมิเตอร์ BNL1-19

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
8	6	Mon,27/10/2003,18:03:45	10	Fault	Up	XXC	3	xxxx	3	0	-----	-----	0.88	572.02	304.11	534.91	10.41
9	7	Mon,03/11/2003,03:41:31	12	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.89	-----	-----	125.36	289.63	268.81	9.96
10	7	Mon,03/11/2003,03:41:31	13	Fault	Up	ABX	8	xxxx	8	0	0.85	0.85	-----	222.65	332.62	320.86	10.41
11	10	Sun,16/11/2003,08:11:32	11	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.81	333.98	218.58	343.03	10.86
12	10	Sun,16/11/2003,08:11:32	12	Fault	Up	ABC	40	xbcx xxxx	2 38	0	0.46	0.42	0.37	459.34 458.43	472.91 407.75	588.31 439.42	10.41 11.31
13	10	Sun,16/11/2003,08:11:32	52	Fault	Up	XBX	1	xxxx	1	0	-----	0.42	-----	213.15	216.32	200.93	9.05
14	12	Sat,22/11/2003,06:00:54	11	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.87	426.75	425.39	195.95	9.96
15	12	Sat,22/11/2003,06:00:54	12	Fault	Up	AXC	7	xxxx	7	0	0.87	-----	0.85	486.94	502.33	362.49	10.86
16	16	Mon,15/12/2003,12:38:03	11	Fault	Up	XBX	7	xxxx	7	0	-----	0.88	-----	451.19	438.97	541.7	11.31
18	18	Sat,27/12/2003,08:54:08	12	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.89	-----	-----	258.86	310.45	151.15	10.41
19	18	Sat,27/12/2003,08:54:08	13	Fault	Up	AXC	7	xxxx	7	0	0.86	-----	0.87	309.54	366.11	188.71	10.86
20	18	Sat,27/12/2003,08:54:08	20	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.86	-----	-----	338.05	364.3	229.44	10.41
22	24	Wed,03/03/2004,04:50:48	11	Fault	Up	XBC	12	xxxx	12	0	-----	0.86	0.85	544.87	383.76	501.42	10.41
23	24	Wed,03/03/2004,04:50:48	23	Fault	Up	XXC	6	xxxx	6	0	-----	-----	0.85	518.17	368.83	475.63	10.86
24	25	Sun,07/03/2004,15:19:02	12	Fault	Up	AXC	8	xxxx	8	0	0.87	-----	0.84	476.53	512.28	219.49	10.41
31	30	Mon,03/05/2004,08:42:27	11	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.89	649.41	716.84	347.1	9.96
32	30	Mon,03/05/2004,08:42:27	12	Fault	Up	AXC	10	xxxx	10	0	0.85	-----	0.84	820.47	833.59	645.33	10.86
33	31	Tue,04/05/2004,16:43:15	11	Fault	Up	AXX	4	xxxx	4	0	0.84	-----	-----	753.49	920.03	745.8	10.41
35	33	Fri,14/05/2004,16:49:00	11	Fault	Up	XXC	4	xxxx	4	0	-----	-----	0.87	920.03	811.42	783.36	10.41
36	35	Sun,06/06/2004,09:59:12	11	Fault	Up	XXC	5	xxxx	5	0	-----	-----	0.88	641.26	514.55	539.89	10.86
37	36	Sun,13/06/2004,18:18:16	11	Fault	Up	AXX	6	xxxx	6	122	0.84	-----	-----	525.41	611.84	464.31	11.31
38	36	Sun,13/06/2004,18:18:16	139	Fault	Up	XBX	9	xxxx	9	0	-----	0.82	-----	493.28	527.22	631.76	10.41
39	37	Fri,18/06/2004,14:48:47	11	Fault	Up	XXC	4	xxxx	4	0	-----	-----	0.88	915.51	734.94	754.4	10.41
42	40	Sun,11/07/2004,10:02:58	11	Fault	Up	AXX	4	xxxx	4	0	0.88	-----	-----	11.77	10.86	13.12	10.41
43	40	Sun,11/07/2004,10:02:58	15	Fault	Up	AXC	1	xxxx	1	0	0.88	-----	0.9	10.86	10.41	13.12	9.96
44	40	Sun,11/07/2004,10:02:58	16	Fault	Up	ABC	75	xxxx	75	0	0.73	0.67	0.52	12.22	11.77	13.58	11.31

ตารางที่ 5.2-ก2 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream” ของมิเตอร์ BNL1-19 (ต่อ)

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
45	40	Sun,11/07/2004,10:02:58	91	Fault	Up	XBX	4	xxxx	4	0	-----	0.67	-----	11.31	11.31	13.12	11.31
47	43	Fri,17/09/2004,18:26:06	11	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.9	-----	-----	826.81	891.97	660.27	10.41
48	43	Fri,17/09/2004,18:26:06	12	Fault	Up	AXC	6	xxxx	6	0	0.89	-----	0.89	865.27	934.97	698.28	10.86
52	47	Sat,09/10/2004,11:50:45	11	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.9	-----	-----	840.84	856.67	410.91	10.41
53	47	Sat,09/10/2004,11:50:45	12	Fault	Up	AXC	7	xxxx	7	0	0.87	-----	0.87	883.37	961.21	594.2	11.31
54	48	Fri,22/10/2004,10:06:59	11	Fault	Up	XBX	1	xxxx	1	0	-----	0.9	-----	719.1	809.16	811.87	10.41
55	48	Fri,22/10/2004,10:06:59	12	Fault	Up	ABX	11	xxxx	11	0	0.89	0.88	-----	817.76	907.81	891.07	10.41

ตารางที่ 5.2-ก3 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Fault & NA.” ของมิเตอร์ BNL1-19

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
7	3	Wed,15/10/2003,01:48:22	12	Non-Fault	NA.	XBX	7	xbxx	7	0	-----	0.85	-----	680.63	1292.93	926.82	8.6
26	27	Tue,23/03/2004,10:34:39	244	Non-Fault	NA.	AXC	4	axcx	4	0	0.86	-----	0.85	1598.4	970.26	1850.02	10.86
27	27	Tue,23/03/2004,10:34:39	248	Non-Fault	NA.	XXC	> 2	xxcx	2	0	-----	-----	0.85	1050.82	906.91	1298.81	10.41

ตารางที่ 5.2-ก4 สรุปสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ของมิเตอร์ BNL1-19

Cause & Direction	Amount of event	%	At event Number
Fault & Downstream	11	22.92	2 17 20 27 28 32 38 39 42 44 46
Fault & Upstream	18	37.5	6 7 10 12 16 18 24 25 30 31 33 35 36 37 40 43 47 48
Interruption & Downstream	0	0	
Interruption & Upstream	0	0	
Non-Fault & NA.	2	4.17	3 27
Not Group (???)	0	0	

ข. ข้อมูลผลการจำแนกของแต่ละเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL2 – 20

ตารางผลการจำแนกแต่ละเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL2 – 20 มีดังนี้

- ผลการจำแนกจำนวนเหตุการณ์หลังจากที่ผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment ดังนี้
 - เหตุการณ์จากอินพุทจำนวน 57 เหตุการณ์
 - เหตุการณ์หลังผ่านกระบวนการ Time Aggregation จำนวน 52 เหตุการณ์
 - จัดเป็นเหตุการณ์ที่ Dips จำนวน 31 เหตุการณ์
 - จัดเป็นเหตุการณ์ที่ Not Dips จำนวน 21 เหตุการณ์
- ตารางที่ 5.2-ข1 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Downstream”
- ตารางที่ 5.2-ข2 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream”
- ตารางที่ 5.2-ข3 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruption & Upstream”
- ตารางที่ 5.2-ข4 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Fault & NA.”
- ตารางที่ 5.2-ข5 สรุปสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์

ตารางที่ 5.2-ข1 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Downstream” ของมิเตอร์ BNL2-20

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
3	8	Sat,08/11/2003,05:16:52	11	Fault	Down	XBX	4	xbxg	4	0	-----	0.67	-----	577.9	3740.76	1108.29	4142.17
4	8	Sat,08/11/2003,05:16:52	15	Fault	Down	XBC	2	xbcg	2	0	-----	0.67	0.88	639.9	3705.92	1076.61	3916.8
5	8	Sat,08/11/2003,05:16:52	17	Fault	Down	ABC	38	abcg xbcg	12 26	0	0.52	0.38	0.36	1223.24 943.56	4524.13 4506.93	5096.15 4038.54	4923.73 2603.96
6	8	Sat,08/11/2003,05:16:52	55	Fault	Down	XXC	1	xxxx	1	64	-----	-----	0.36	810.51	1860.88	929.53	931.34
7	8	Sat,08/11/2003,05:16:52	120	Fault	Down	AXC	5	axcx xxcx	4 1	0	0.84	-----	0.81	1888.94 946.73	841.29 658.01	2021.08 1068.47	22.17 13.12
8	8	Sat,08/11/2003,05:16:52	125	Fault	Down	XXC	1	xxcx	1	0	-----	-----	0.81	969.81	622.25	1078.42	12.22
17	17	Sun,18/01/2004,14:10:33	10	Fault	Down	XXC	3	xxcx xxcg	1 2	0	-----	-----	0.61	657.55 1266.68	1170.74 4065.69	1320.54 3442.99	8.60 262.02
24	24	Sun,07/03/2004,18:33:58	11	Fault	Down	XBX	5	xbxg	5	0	-----	0.85	-----	611.84	1325.51	548.49	901.02
28	29	Fri,23/04/2004,13:53:37	11	Fault	Down	AXX	208	axxg	208	0	0.85	-----	-----	1628.27	997.42	1063.49	805.08
29	29	Fri,23/04/2004,13:53:37	219	Fault	Down	ABX	> 32	abxg	32	94	0.53	0.43	-----	4558.52	3731.71	1411.05	323.12
54	41	Sat,31/07/2004,09:45:49	11	Fault	Down	XBX	4	xbxg	4	0	-----	0.85	-----	234.42	990.18	210.43	842.19
68	48	Wed,03/11/2004,21:17:10	11	Fault	Down	AXX	3	axxg	3	0	0.84	-----	-----	1649.99	1560.39	2218.39	651.22
69	49	Wed,10/11/2004,03:30:21	11	Fault	Down	ABX	3	abxg	3	0	0.63	0.57	-----	4205.98	3966.58	2812.14	421.32
70	51	Sat,13/11/2004,02:38:14	11	Fault	Down	XBX	1	xbxg	1	0	-----	0.82	-----	694.21	2579.52	2177.66	291.89
71	51	Sat,13/11/2004,02:38:14	12	Fault	Down	ABC	3	abcg	3	0	0.67	0.54	0.66	3770.18	4090.58	3763.84	297.78

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.2-ข2 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream” ของมิเตอร์ BNL2-20

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
1	4	Mon,27/10/2003,18:03:47	10	Fault	Up	XXC	3	xxxx	3	0	-----	-----	0.89	862.1	618.18	837.21	9.96
2	5	Mon,03/11/2003,03:41:32	12	Fault	Up	ABX	8	xxxx	8	0	0.86	0.85	-----	334.89	587.86	594.65	9.96
9	9	Sun,16/11/2003,08:11:34	11	Fault	Up	ABC	41	xxxx	41	0	0.44	0.43	0.35	691.95	759.38	775.67	10.86
11	12	Sat,22/11/2003,06:00:57	11	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.89	606.87	656.2	460.69	8.6
12	12	Sat,22/11/2003,06:00:57	12	Fault	Up	AXC	7	xxxx	7	0	0.88	-----	0.84	747.61	774.76	479.25	9.5
13	14	Sat,27/12/2003,08:54:12	13	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.89	-----	-----	455.72	547.13	280.13	9.05
14	14	Sat,27/12/2003,08:54:12	14	Fault	Up	AXC	6	xxxx	6	0	0.87	-----	0.88	505.95	604.6	332.62	9.5
15	14	Sat,27/12/2003,08:54:12	20	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.87	-----	-----	559.35	607.32	396.89	9.5
16	15	Wed,31/12/2003,10:17:03	13	Fault	Up	XXC	11	xxxx	11	0	-----	-----	0.9	292.8	268.36	285.56	9.5
18	22	Wed,03/03/2004,04:50:49	10	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.89	725.89	429.47	693.3	9.5
19	22	Wed,03/03/2004,04:50:49	11	Fault	Up	XBC	10	xxxx	10	0	-----	0.87	0.85	820.47	618.63	762.09	9.5
20	22	Wed,03/03/2004,04:50:49	21	Fault	Up	XXC	9	xxxx	9	2	-----	-----	0.85	807.35	618.63	755.76	9.5
21	22	Wed,03/03/2004,04:50:49	32	Fault	Up	XXC	3	xxxx	3	0	-----	-----	0.9	795.13	605.06	738.11	9.05
22	23	Sun,07/03/2004,15:19:04	11	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.89	557.99	608.68	362.94	9.05
23	23	Sun,07/03/2004,15:19:04	12	Fault	Up	AXC	8	xxxx	8	0	0.87	-----	0.83	758.02	760.73	469.29	9.5
25	28	Tue,20/04/2004,18:24:41	11	Fault	Up	XXC	5	xxxx	5	0	-----	-----	0.88	924.56	985.2	730.41	9.96
26	28	Tue,20/04/2004,18:24:41	16	Fault	Up	AXC	3	xxxx	3	0	0.89	-----	0.88	935.87	1019.14	725.89	9.5
27	28	Tue,20/04/2004,18:24:41	19	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.88	988.36	1023.66	835.86	8.15
30	29	Fri,23/04/2004,13:53:41	345	Interruption	Up	ABC	> 156	xxxx	156	0	0.05	0.03	-0.03	128.98	175.14	115.85	10.86
31	30	Mon,03/05/2004,08:42:27	12	Fault	Up	AXC	11	xxxx	11	0	0.85	-----	0.83	847.62	909.17	719.1	9.96
32	31	Tue,04/05/2004,16:43:16	11	Fault	Up	AXX	5	xxxx	5	0	0.85	-----	-----	691.95	890.16	712.31	9.96
33	32	Fri,14/05/2004,16:49:02	10	Fault	Up	XXC	5	xxxx	5	0	-----	-----	0.84	802.37	775.22	714.12	9.96
34	34	Thu,03/06/2004,19:08:01	11	Fault	Up	XXC	2	xxxx	2	0	-----	-----	0.9	682.44	757.11	486.04	9.05
35	34	Thu,03/06/2004,19:08:01	13	Fault	Up	AXC	6	xxxx	6	0	0.89	-----	0.88	713.22	795.13	559.35	9.96
36	34	Thu,03/06/2004,19:08:01	19	Fault	Up	XXC	15	xxxx	15	0	-----	-----	0.88	730.41	816.4	612.3	10.41
37	35	Sun,06/06/2004,09:59:13	9	Fault	Up	XXC	4	xxxx	4	0	-----	-----	0.86	602.79	479.25	500.07	9.96
38	35	Sun,06/06/2004,09:59:13	13	Fault	Up	XBC	3	xxxx	3	0	-----	0.89	0.85	606.87	531.74	530.39	9.05
39	35	Sun,06/06/2004,09:59:13	16	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.85	586.96	586.05	583.79	9.05

ตารางที่ 5.2-ข2 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream” ของมิเตอร์ BNL2-20 (ต่อ)

#	No.	StartTime	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
40	36	Sun,13/06/2004,18:18:17	12	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.89	-----	-----	409.56	573.83	448.93	8.6
41	36	Sun,13/06/2004,18:18:17	13	Fault	Up	AXC	5	xxxx	5	0	0.84	-----	0.88	464.31	640.36	445.76	9.5
42	36	Sun,13/06/2004,18:18:17	18	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	121	0.84	-----	-----	530.84	634.02	527.22	9.05
43	36	Sun,13/06/2004,18:18:17	140	Fault	Up	XBX	4	xxxx	4	0	-----	0.82	-----	416.34	447.57	632.21	9.5
44	36	Sun,13/06/2004,18:18:17	144	Fault	Up	ABX	2	xxxx	2	0	0.89	0.81	-----	435.35	451.64	647.14	9.96
45	36	Sun,13/06/2004,18:18:17	146	Fault	Up	ABC	2	xxxx	2	0	0.89	0.81	0.9	444.86	454.81	654.39	9.5
46	36	Sun,13/06/2004,18:18:17	148	Fault	Up	XBC	1	xxxx	1	0	-----	0.81	0.9	484.23	550.75	671.58	9.5
47	37	Fri,18/06/2004,14:48:49	8	Fault	Up	XXC	4	xxxx	4	0	-----	-----	0.89	795.13	672.49	655.74	9.05
48	38	Sun,11/07/2004,10:02:59	13	Fault	Up	XXC	5	xxxx	5	1	-----	-----	0.89	836.31	896.5	658.01	9.5
49	38	Sun,11/07/2004,10:02:59	19	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.9	-----	-----	786.53	912.79	647.6	9.05
50	38	Sun,11/07/2004,10:02:59	20	Fault	Up	AXC	35	xxxx	35	0	0.87	-----	0.87	845.36	966.64	681.09	9.96
51	38	Sun,11/07/2004,10:02:59	55	Fault	Up	ABC	45	axxx xxxx	44 1	0	0.74	0.72	0.48	1346.33 1095.17	1160.79 1149.02	1184.77 1089.74	9.50 9.05
52	38	Sun,11/07/2004,10:02:59	100	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.48	1061.23	1088.83	1050.36	8.6
53	40	Fri,23/07/2004,17:20:56	12	Fault	Up	XXC	3	xxxx	3	0	-----	-----	0.88	694.66	727.7	478.34	9.5
58	44	Fri,17/09/2004,18:26:08	12	Fault	Up	XXC	4	xxxx	4	0	-----	-----	0.87	704.62	769.33	553.92	9.05
59	44	Fri,17/09/2004,18:26:08	16	Fault	Up	AXC	5	xxxx	5	0	0.89	-----	0.86	729.96	801.46	583.34	9.5
60	44	Fri,17/09/2004,18:26:08	21	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.86	777.03	847.17	611.84	8.15
61	46	Sat,09/10/2004,11:50:46	11	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.88	716.38	762.54	409.56	8.15
62	46	Sat,09/10/2004,11:50:46	12	Fault	Up	AXC	8	xxxx	8	155	0.87	-----	0.84	828.62	894.23	564.33	10.41
63	46	Sat,09/10/2004,11:50:46	175	Fault	Up	XXC	6	xxxx	6	0	-----	-----	0.88	801.46	843.55	556.63	9.5
64	47	Fri,22/10/2004,10:07:02	11	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.89	-----	-----	692.85	685.61	751.68	9.96
65	47	Fri,22/10/2004,10:07:02	12	Fault	Up	ABX	2	xxxx	2	0	0.86	0.89	-----	673.39	735.39	753.49	9.5
66	47	Fri,22/10/2004,10:07:02	14	Fault	Up	ABC	10	xxxx	10	0	0.85	0.88	0.89	729.51	781.55	808.7	9.05
67	47	Fri,22/10/2004,10:07:02	24	Fault	Up	AXX	2	xxxx	2	0	0.85	-----	-----	906.91	952.61	925.91	8.6

สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.2-ข3 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruption & Upstream” ของมิเตอร์ BNL2-20

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
30	29	Fri,23/04/2004,13:53:41	345	Interruption	Up	ABC	> 156	xxxx	156	0	0.05	0.03	-0.03	128.98	175.14	115.85	10.86

ตารางที่ 5.2-ข4 ผลการจำแนกข้อมูลแต่ละเหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Fault & NA.” ของมิเตอร์ BNL2-20

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
10	10	Sun,16/11/2003,08:20:55	11	Non-Fault	NA.	XXC	8	xxxx	8	0	-----	-----	0.88	418.61	392.36	335.79	10.41
55	42	Sat,31/07/2004,12:49:51	12	Non-Fault	NA.	XBX	6	xbxx	6	244	-----	0.86	-----	893.78	1045.39	536.72	9.05
56	42	Sat,31/07/2004,12:49:57	262	Non-Fault	NA.	ABX	4	abxx	4	0	0.88	0.86	-----	1058.06	1068.92	497.35	10.41
57	42	Sat,31/07/2004,12:49:57	266	Non-Fault	NA.	XBX	1	xbxx	1	0	-----	0.86	-----	719.1	674.75	422.23	9.05

ตารางที่ 5.2-ข5 สรุปสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ของมิเตอร์ BNL2-20

Cause & Direction	Amount of event	%	At event Number
Fault & Downstream	8	15.38	8 17 24 29 41 48 49 51
Fault & Upstream	22	42.31	4 5 9 12 14 15 22 23 28 29 30 31 32 34 35 36 37 38 40 44 46 47
Interruption & Downstream	0	0	
Interruption & Upstream	1	1.92	29
Non-Fault & NA.	2	3.85	10 42
Not Group (???)	0	0	

ผลการจำแนกเหตุการณ์จากข้อมูลของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี จำนวน 8 มิเตอร์ สามารถสรุปผลการจำแนกกลุ่มเหตุการณ์ตาม Cause & Direction ของแต่ละมิเตอร์ดังตารางที่ 5.3 และสรุปความสามารถในการจำแนกกลุ่มเหตุการณ์ตาม Cause & Direction ของแต่ละมิเตอร์ดังตารางที่ 5.4 เมื่อพิจารณาเฉพาะเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Downstream” สรุปผลการจำแนก Fault Types ได้ดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.3 สรุปผลการจำแนกกลุ่มเหตุการณ์ตาม Cause & Direction ของแต่ละมิเตอร์ที่ได้จากการทดสอบโปรแกรม

Meter Code	No. of Total Input Events	No. of Passed Time Aggregation	No. of Dip Events	No. of Not Dip Events	จำนวนเหตุการณ์ที่ผ่านการวิเคราะห์ (นำเฉพาะเหตุการณ์ในกลุ่ม Dip มาวิเคราะห์)					
					1*	2*	3*	4*	5*	6*
BNL 1-19	49	48	30	18	11	18	-	-	2	-
BNL 2-20	57	52	31	21	8	22	-	1	2	-
RCN 1-41	71	59	44	15	24	19	1	4	4	2
RCN 2-24	31	28	27	1	16	9	-	4	6	1
LCA 1-31	66	60	56	4	22	34	4	11	2	1
LCA 2-32	70	66	61	5	30	32	4	9	1	0
PLV 1-36	76	72	56	16	25	32	0	8	2	0
PLV 2-37	61	57	51	6	23	26	0	6	4	0

หมายเหตุ การจำแนกเหตุการณ์แต่ละเหตุการณ์อาจจัดกลุ่มได้มากกว่า 1 กลุ่ม ตามเงื่อนไขของการวิเคราะห์ทำให้มีจำนวนรวมมากกว่าจำนวนเหตุการณ์ที่นำมาวิเคราะห์

1* เหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Downstream”

2* เหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream”

3* เหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruption & Downstream”

ซึ่งเป็นเหตุการณ์บางส่วนของกลุ่ม “Fault & Downstream”

4* เหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruption & Upstream”

ซึ่งเป็นเหตุการณ์บางส่วนของกลุ่ม “Fault & Upstream”

5* เหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Fault & NA.”

6* เหตุการณ์ในกลุ่ม “Not Group”

ตาราง 5.4 สรุปความสามารถในการจำแนกกลุ่มเหตุการณ์ตาม Cause & Direction ของแต่ละมิเตอร์

Cause & Direction	Faults & Downstream			Faults & Upstream			Interruptions & Downstream			Interruptions & Upstream			Non-Faults & NA.			Total			% Specified (Ref.=2*)
	1*	2*	3*	1*	2*	3*	1*	2*	3*	1*	2*	3*	1*	2*	3*	1*	2*	3*	
BNL 1-19	11	11	11	18	18	18	-	-	-	-	-	-	2	2	2	31	31	31	100.00%
BNL 2-20	8	8	8	22	22	22	-	-	-	1	1	1	2	2	2	33	33	33	100.00%
RCN 1-41	24	25	24	19	19	19	1	1	1	4	4	4	4	4	4	52	53	52	98.11%
RCN 2-24	16	15	15	9	10	9	-	-	-	4	4	4	6	7	6	35	36	34	94.44%
LCA 1-31	22	21	21	34	35	34	4	4	4	11	11	11	2	3	2	73	74	72	97.30%
LCA 2-32	30	29	29	32	33	32	4	4	4	9	9	9	1	1	1	76	76	75	98.68%
PLV 1-36	25	24	22	32	33	32	-	-	-	8	8	8	2	1	1	67	66	63	95.45%
PLV 2-37	23	22	22	26	27	26	-	-	-	6	6	6	4	4	4	59	59	58	98.31%
Total	159	155	152	192	197	192	9	9	9	43	43	43	23	24	22	425	428	418	97.66%
%Specified	98.06%			97.46%			100.0%			100.0%			91.67%						

- หมายเหตุ
- 1* จำนวนเหตุการณ์ที่โปรแกรมวิเคราะห์ให้
 - 2* จำนวนเหตุการณ์ที่ควรจะเป็น (วิเคราะห์ด้วยตา)
 - 3* จำนวนเหตุการณ์ที่โปรแกรมสามารถจำแนกได้ถูกต้อง (Specified)

สรุปความสามารถในการจำแนกกลุ่มเหตุการณ์ตาม Cause & Direction ของแต่ละมิเตอร์ตามตารางที่ 5.4 พบว่า ในแต่ละมิเตอร์โปรแกรมสามารถจำแนกเหตุการณ์ตาม Cause & Direction ค่าเฉลี่ยความสามารถในการจำแนกกลุ่มเหตุการณ์ได้ **97.66%**

เมื่อพิจารณาผลการจำแนกในแต่ละกลุ่มเหตุการณ์ Cause และ Direction ของทั้ง 8 มิเตอร์ คือ เหตุการณ์ “Fault & Downstream” “Fault & Upstream” “Interruption & Downstream” “Interruption & Upstream” และ “Non-Faults & NA.” ความสามารถในการจำแนกตามกลุ่มเหตุการณ์ได้ **98.06%** **97.46%** **100.00%** **100.00%** และ **91.67%** ตามลำดับ จากการตรวจสอบพบว่า

- เหตุการณ์ “**Fault & Downstream**” ที่ไม่สามารถจำแนกมีจำนวน **3 เหตุการณ์** เนื่องจากเหตุการณ์นี้เป็นฟอลต์ที่ไม่สมบูรณ์ และค่ากระแสมีค่าน้อยกว่าเกณฑ์ที่กำหนด คือ มีค่าน้อยกว่า Condition of Phase Fault และ Condition of Ground Fault ทำให้โปรแกรมพิจารณาเป็นเหตุการณ์ “**Fault & Upstream**”
- เหตุการณ์ “**Fault & Upstream**” ที่ไม่สามารถจำแนกมีจำนวน **5 เหตุการณ์** โดยมี 3 เหตุการณ์ที่โปรแกรมพิจารณาเป็นเหตุการณ์ “**Fault & Downstream**” เนื่องจากค่ากระแสเกิดการแปรปรวนและมีการกระชาก ทำให้เกิดความไม่สมดุลของค่ากระแส (Unbalance Current) โปรแกรมจึงเห็นค่ากระแสมีค่ามากกว่าเกณฑ์ที่กำหนด ส่วน 2 เหตุการณ์ที่เหลือเป็นเหตุการณ์ “**Not Group**” เนื่องจากรหัสฟอลต์มีรูปแบบอยู่ในกลุ่มที่ 7 คือ ไม่สามารถจำแนกได้ ตามข้อที่ 3.2
- เหตุการณ์ “**Interruption & Downstream**” สามารถจำแนกได้ถูกต้อง เนื่องจากการที่แรงดันมีค่าน้อยกว่า 0.10 pu. จะทำให้กระแสมีค่ามากกว่าเกณฑ์ที่กำหนดมาก
- เหตุการณ์ “**Interruption & Upstream**” สามารถจำแนกได้ถูกต้อง เนื่องจากการที่แรงดันมีค่าน้อยกว่า 0.10 pu. และกระแสมีค่าน้อยกว่าเกณฑ์ที่กำหนดมาก
- เหตุการณ์ “**Non-Faults & NA.**” ที่ไม่สามารถจำแนกมีจำนวน **2 เหตุการณ์** เนื่องจากทั้ง **2 เหตุการณ์** มีลักษณะช่วงเวลาที่เกิดและความชันไม่ตรงตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในข้อที่ 4.11 และค่ากระแสมีค่าน้อยกว่าเกณฑ์ที่กำหนด แต่โปรแกรมพิจารณาเป็นเหตุการณ์แตกต่างกัน โดยพิจารณาเป็นเหตุการณ์ “**Not Group**” จำนวน **1 เหตุการณ์** เนื่องจากรหัสฟอลต์มีรูปแบบอยู่ในกลุ่มที่ 7 คือ ไม่สามารถจำแนกได้ ตามข้อที่ 3.2 ส่วนอีกจำนวน **1 เหตุการณ์** พิจารณาเป็น “**Fault & Upstream**” เนื่องจากรหัสฟอลต์มีรูปแบบอยู่ในกลุ่มที่ 6

ตาราง 5.5 สรุปผลการจำแนก Fault Types ของเหตุการณ์ในกลุ่ม Fault & Downstream

Dip Types Meter	Single stage dips		Multistage dips		Total of Fault & Downstream	
	Total	Specified	Total	Specified		
BNL1-19	10	9	1	-	11	
BNL2-20	6	4	2	-	8	
RCN1-41	17	17	7	5	24	
RCN2-24	5	4	11	9	16	
LCA1-31	17	15	5	4	22	
LCA2-32	23	20	7	6	30	
PLV1-36	17	16	8	4	25	
PLV2-37	10	7	13	10	23	
Total of Dip Types	105	92	54	38	159	
		87.62%		70.37%		
% Total of Meters	66.04%	57.86%	33.96%	23.90%	100.00%	81.76%

เมื่อพิจารณาเฉพาะเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Downstream” เพื่อหาชนิดของฟอลต์ โดยแบ่งการพิจารณาจากการเปลี่ยนแปลงของแรงดันแบ่งเป็นกลุ่มย่อยได้ 2 กลุ่ม คือ แรงดันตกช่วงสั้นระดับเดียว (Single stage dips) และ แรงดันตกช่วงสั้นหลายระดับ (Multistage dips) จากตารางที่ 5.5 พบว่ามีสัดส่วนของเหตุการณ์ Single stage dips และ Multistage dips คิดเป็น 66.04% และ 33.96% ตามลำดับ พบว่าเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นส่วนใหญ่เป็น Single stage dips ซึ่งโปรแกรมมีความสามารถในการจำแนกชนิดของฟอลต์ได้ต่างกัน เมื่อเปรียบเทียบกับจำนวนเหตุการณ์ในแต่ละกลุ่มย่อยของ Single stage dips และ Multistage dips คิดเป็น 87.62% และ 70.37% ตามลำดับ และเมื่อคิดรวมทั้งกลุ่มจะมีความสามารถในการจำแนกได้ 81.76%

- เหตุการณ์ Single stage dips ที่ไม่สามารถจำแนกมีจำนวน 13 เหตุการณ์ เนื่องจากค่ากระแสเกินเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ทำให้โปรแกรมจัดเป็นเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Downstream” ทั้งที่ความเป็นจริงเป็นเหตุการณ์ในกลุ่ม “Fault & Upstream” มีจำนวน 6 เหตุการณ์ ส่วนเหตุการณ์ที่เหลือเป็นผลจากการละเลยแรงดันในเฟสที่มีขนาดแรงดันอยู่ในช่วง 0.70 – 0.90 pu. และมีช่วงเวลาที่เกิดน้อยกว่า 20 ms จำนวน 4 เหตุการณ์ และสาเหตุจากค่ากระแสเกิดแปรปรวนและมีการกระชากเนื่องจากความไม่สมดุลของค่ากระแส (Unbalance Current) ทำให้เห็นเป็นฟอลต์ของเฟสนั้นจำนวน 1 เหตุการณ์ และเห็นเป็นฟอลต์ที่ลงกราวด์จำนวน 2 เหตุการณ์

- เหตุการณ์ **Multistage dips** ที่ไม่สามารถจำแนกมีจำนวน **16 เหตุการณ์** เนื่องจากผลการละลายแรงดันในเฟสที่มีขนาดแรงดันอยู่ในช่วง 0.70 – 0.90 pu. และมีช่วงเวลาที่เกิดน้อยกว่า 20 ms จำนวน **4 เหตุการณ์** และสาเหตุจากค่ากระแสเกิดแปรปรวนและมีการกระชากเนื่องจากความไม่สมดุลของค่ากระแส (Unbalance Current) ทำให้เห็นเป็นฟอลต์ของเฟสนั้นจำนวน **3 เหตุการณ์** และเห็นเป็นฟอลต์ที่ลงกราวด์จำนวน **9 เหตุการณ์**

5.1.4.2 กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแสของแต่ละเหตุการณ์

ตัวอย่างรูปเหตุการณ์ในข้อที่ 2.5 ที่ผ่านการจำแนกตาม Cause และ Direction แบ่งได้เป็นกลุ่มต่าง ๆ ดังนี้

- “Faults & Downstream” รูปที่ 2.29 – 2.37 (รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ก)
แบบ Single stage dips
- “Faults & Downstream” รูปที่ 2.41 – 2.44 (รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ข)
แบบ Multistage dips
- “Faults & Upstream” รูปที่ 2.21 – 2.22, รูปที่ 2.24 – 2.25, และ
รูปที่ 2.27 – 2.28 (รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ค)
- “Interruptions & Downstream” รูปที่ 2.39 (รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ง)
- “Interruptions & Upstream” รูปที่ 2.38 และรูปที่ 2.40
(รายละเอียดแสดงในภาคผนวก จ)
- “Non-Faults & NA.” รูปที่ 2.45 – 2.46 (รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ฉ)

5.2 การวิเคราะห์ข้อมูลผลการจำแนกเชิงสถิติ

ข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์ในข้อที่ 5.1 เมื่อนำเฉพาะข้อมูลในกลุ่ม Faults & Downstream สามารถหารูปแบบพัฒนาการของแรงดันและรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ เพื่อสรุปเป็นรูปแบบพัฒนาการของแรงดันและรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ ตามลำดับ โดยนำเสนอเป็นตารางดังนี้

5.2.1 ตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน

รูปแบบแรงดันมี 7 รูปแบบ คือ AXX XBX XXC ABX XBC AXC และ ABC จากตัวอย่างในข้อที่ 5.1.4 สถานีบ้านเลนจำนวน 2 มิเตอร์ คือ มิเตอร์ BNL1 – 19 (เบย์ 1) และ BNL2 – 20 (เบย์ 2) แสดงดังข้อที่ 5.2.1 ก และ 5.2.1 ข ตามลำดับ

ก. ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1-19 แสดงดังตารางที่ 5.6-ก

ตารางที่ 5.6-ก ผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดันของมิเตอร์ BNL1-19

#	NO.	Amount of Shot	Dip Code	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th
1	2	2	1P 2P 3P 1P / 2P 1P /	XXC	AXC	ABC	XBX /	ABX	XBX /
2	17	1	1P /	AXX /					
3	20	1	1P /	XBX /					
4	27	1	1P /	AXX /					
5	28	1	2P 3P 1P /	ABX	ABC	XXC /			
6	32	1	1P /	AXX /					
7	38	1	1P /	AXX /					
8	39	1	1P /	XBX /					
9	42	1	1P /	AXX /					
10	44	1	1P /	XXC /					
11	46	2	1P / 1P /	XXC /	XBX /				

ข. ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL2-20 แสดงดังตารางที่ 5.6-ข

ตารางที่ 5.6-ข ผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดันของมิเตอร์ BNL2-20

#	NO.	Amount of Shot	Dip Code	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th
1	8	2	1P 2P 3P 1P / 2P 1P /	XBX	XBC	ABC	XXC /	AXC	XXC /
2	17	1	1P /	XXC /					
3	24	1	1P /	XBX /					
4	29	1	1P 2P /	AXX	ABX /				
5	41	1	1P /	XBX /					
6	48	1	1P /	AXX /					
7	49	1	2P /	ABX /					
8	51	1	1P 3P /	XBX	ABC /				

5.2.2 ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน

จากตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดันในข้อที่ 5.2.1 นำมาทำ ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน แสดงดังข้อที่ 5.2.2 ก และ 5.2.2 ข ตามลำดับ

ก. ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1-19 แสดงดังตารางที่ 5.7-ก

ตารางที่ 5.7-ก สรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดันของมิเตอร์ BNL1-19

#	Amount of Shots	Amount of Event	Percent (%)	Type of Dips Development
1	1	8	72.73	1P /
2	1	1	9.09	2P 3P 1P /
3	2	1	9.09	1P 2P 3P 1P / 2P 1P /
4	2	1	9.09	1P / 1P /

ข. ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL2-20 แสดงดังตารางที่ 5.7-ข

ตารางที่ 5.7-ข สรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดันของมิเตอร์ BNL2-20

#	Amount of Shots	Amount of Event	Percent (%)	Type of Dips Development
1	1	4	50	1P /
2	1	1	12.5	1P 2P /
3	1	1	12.5	2P /
4	1	1	12.5	1P 3P /
5	2	1	12.5	1P 2P 3P 1P / 2P 1P /

จากการทดสอบโปรแกรมสามารถสรุปผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดันของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี จำนวน 8 มิเตอร์ โดยสรุปผลการจำแนกกลุ่มเหตุการณ์ตามกลุ่มของการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน (Multistage dips / Single stage dips) และจำนวนครั้งที่เกิดในแต่ละเหตุการณ์ (Shot) ของแต่ละมิเตอร์ ดังตารางที่ 5.8

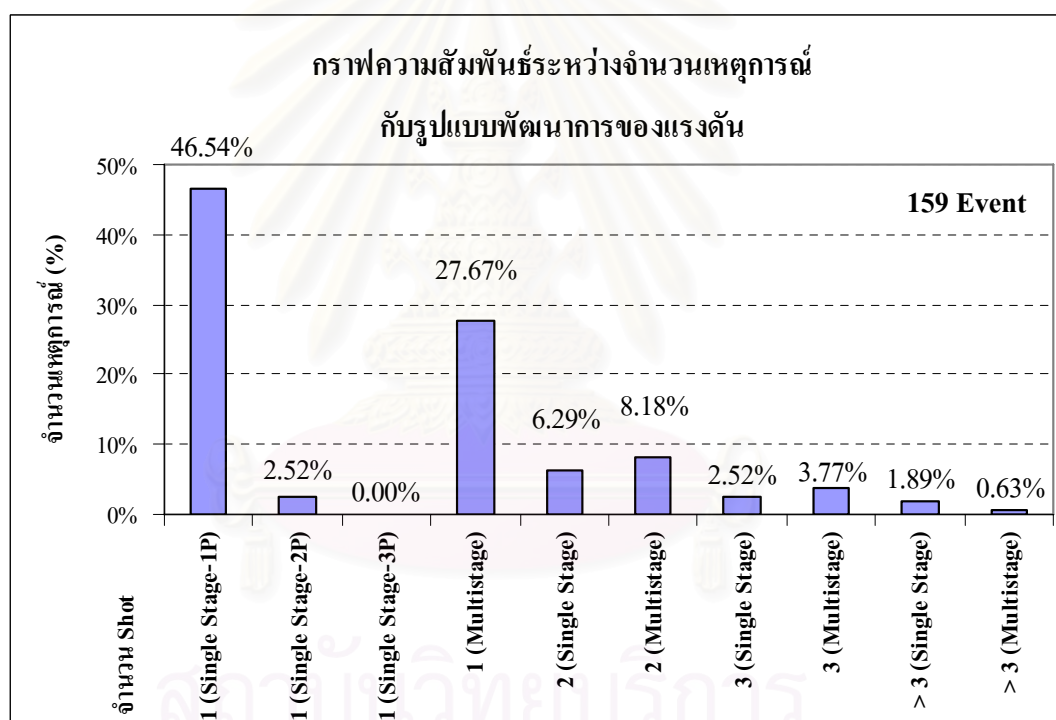
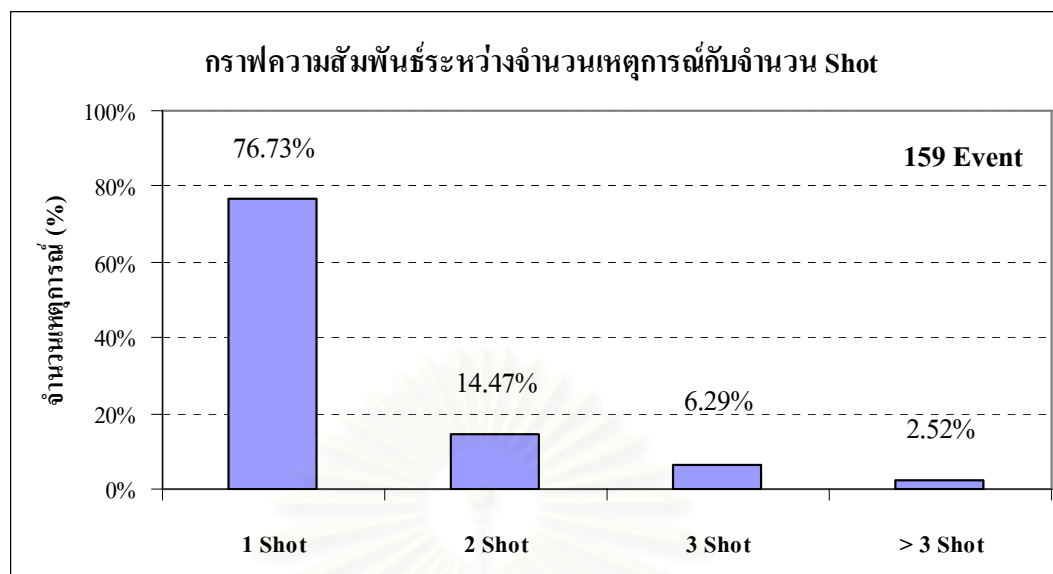
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.8 ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดันของแต่ละมิเตอร์

Amount of Shots	BNL	BNL	RCN	RCN	LCA	LCA	PLV	PLV	Total	% Total	
	1-19	2-20	1-41	2-24	1-31	2-32	1-36	2-37			
1 (Single Stage-1P)	8	4	8	3	13	17	14	7	74	46.54%	76.73%
1 (Single Stage-2P)	-	1	-	-	-	1	-	2	4	2.52%	
1 (Single Stage-3P)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
1 (Multistage)	1	2	4	11	3	6	6	11	44	27.67%	
2 (Single Stage)	1	-	4	1	1	1	1	1	10	6.29%	14.47%
2 (Multistage)	1	1	4		2	4	-	1	13	8.18%	
3 (Single Stage)	-	-	2	1	-	-	1	-	4	2.52%	6.29%
3 (Multistage)	-	-	1	-	1	1	2	1	6	3.77%	
> 3 (Single Stage)	-	-	1	-	1	-	1	-	3	1.89%	2.52%
> 3 (Multistage)	-	-	-	-	1	-	-	-	1	0.63%	
Total	11	8	24	16	22	30	25	23	159	100.00%	100.00%

จากตารางที่ 5.8 มีเหตุการณ์ “Fault & Downstream” จำนวน 159 เหตุการณ์ สามารถสรุปผลการจำแนกได้ดังต่อไปนี้

- 1) **1 Shot** คิดเป็นจำนวน 76.73% แบ่งเป็น Single Stage Dips และ Multistage Dips
 - **Single Stage Dips** แบ่งย่อยเป็น 1P (46.54%) 2P (2.52%) และ 3P (0.00%)
 - **Multistage Dips** คิดเป็นจำนวน 27.67%
- 2) **2 Shot** คิดเป็นจำนวน 14.47% แบ่งเป็น Single Stage Dips และ Multistage Dips
 - **Single Stage Dips** คิดเป็นจำนวน 6.29%
 - **Multistage Dips** คิดเป็นจำนวน 8.18%
- 3) **3 Shot** คิดเป็นจำนวน 6.29% แบ่งเป็น Single Stage Dips และ Multistage Dips
 - **Single Stage Dips** คิดเป็นจำนวน 2.52%
 - **Multistage Dips** คิดเป็นจำนวน 3.77%
- 4) **มากกว่า 3 Shot** คิดเป็นจำนวน 2.52% แบ่งเป็น Single Stage Dips และ Multistage Dips
 - **Single Stage Dips** คิดเป็นจำนวน 1.89%
 - **Multistage Dips** คิดเป็นจำนวน 0.63%



รูปที่ 5.2 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างจำนวนเหตุการณ์กับรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน

จากรูปที่ 5.2 พบว่า เหตุการณ์ส่วนใหญ่ประมาณ 76.73% เป็นแบบ 1 Shot โดยเฉพาะเหตุการณ์จาก Single Stage Dips - 1P (46.54%) และเป็นเหตุการณ์จาก Single Stage Dips - 2P ค่อนข้างน้อย (2.52%) แต่ไม่มีเหตุการณ์จาก Single Stage Dips - 3P เนื่องจากแรงดันที่ dip ในแต่ละเฟสไม่ได้ dip พร้อม ๆ กันทั้ง 3 เฟส โดยแต่ละเฟสมีระยะเวลาห่างกันช่วงเวลาหนึ่ง ทำให้โปรแกรมเห็นเป็นเหตุการณ์ในส่วนนี้เป็น Multistage Dips แทน ทำให้ปริมาณเหตุการณ์ Multistage Dips มากถึง 27.67%

ส่วนเหตุการณ์ลำดับถัดมาคือ แบบ 2 Shot (14.47%) แบบ 3 Shot (6.29%) และแบบมากกว่า 3 Shot (2.52%) ตามลำดับ โอกาสที่จะเกิดจำนวน Shot มากกว่า 3 Shot มีโอกาสเกิดน้อยมาก

5.2.3 ตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์

รูปแบบฟอลต์มี 11 รูปแบบ คือ axxg xbxg xxcg abxg xbcg axcg abxx xbcx axcx abcg และ abcx จากตัวอย่างในข้อที่ 5.1.4 สถานีบ้านเลนจำนวน 2 มิเตอร์ คือ มิเตอร์ BNL1 – 9 (เบย์ 1) และ BNL2 – 20 (เบย์ 2) แสดงดังข้อที่ 5.2.3 ก และ 5.2.3 ข ตามลำดับ

ก. ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1-19 แสดงดังตารางที่ 5.9-ก

ตารางที่ 5.9-ก ผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ของมิเตอร์ BNL1-19

#	NO.	Amount of Shots	Fault Code	1st	2nd	3rd	4th
1	2	2	1LG 3LG 3L / 2L /	xxcg	abcg	abcx /	abxx /
2	17	1	1LG /	axxg /			
3	20	1	1LG /	xbxg /			
4	27	1	1LG /	axxg /			
5	28	1	3LG /	abcg /			
6	32	1	1LG /	axxg /			
7	38	1	1LG /	axxg /			
8	39	1	1LG /	xbxg /			
9	42	1	1LG /	axxg /			
10	44	1	1LG /	xxcg /			
11	46	2	1LG / 1LG /	xxcg /	xbxg /		

ข. ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL2-20 แสดงดังตารางที่ 5.9-ข

ตารางที่ 5.9-ข ผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ของมิเตอร์ BNL2-20

#	NO.	Amount of Shots	Fault Code	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th
1	8	2	3LG 2LG / 2L /	abcg	xbcg /	axcx /			
2	17	1	1LG /	xxcg /					
3	24	1	1LG /	xbxg /					
4	29	1	1LG 2LG /	axxg	abxg /				
5	41	1	1LG /	xbxg /					
6	48	1	1LG /	axxg /					
7	49	1	2LG /	abxg /					
8	51	1	1LG 3LG /	xbxg	abcg /				

5.2.4 ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์

จากตารางผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ในข้อที่ 5.2.3 นำมาทำ ตารางสรุปรูปแบบพัฒนาการของแรงดัน แสดงดังข้อที่ 5.2.4 ก และ 5.2.4 ข ตามลำดับ

ก. ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1-19 แสดงดังตารางที่ 5.10-ก

ตารางที่ 5.10-ก สรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ของมิเตอร์ BNL1-19

#	Amount of Shots	Amount of Events	Percent (%)	Type of Faults Development
1	1	8	72.73	1LG /
2	1	1	9.09	3LG /
3	2	1	9.09	1LG 3LG 3L / 2L /
4	2	1	9.09	1LG / 1LG /

ข. ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL2-20 แสดงดังตารางที่ 5.10-ข

ตารางที่ 5.10-ข สรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ของมิเตอร์ BNL2-20

#	Amount of Shots	Amount of Events	Percent (%)	Type of Faults Development
1	1	4	50.0	1LG /
2	1	1	12.50	1LG 2LG /
3	1	1	12.50	2LG /
4	1	1	12.50	1LG 3LG /
5	2	1	12.50	3LG 2LG / 2L /

จากการทดสอบโปรแกรมสามารถสรุปผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของ ฟอลต์ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี จำนวน 8 มิเตอร์ โดยสรุปผลตามรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ (Fault / Fault Develop) ชนิดของฟอลต์ (Fault Type) ตามที่โปรแกรมพิจารณา ได้แก่ 1LG 2LG 2L 3LG 3L และจำนวนครั้งที่เกิดในแต่ละเหตุการณ์ (Shot) ของแต่ละมิเตอร์ ดังตารางที่ 5.11-ก และ 5.11-ข

ตารางที่ 5.11-ก สรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ของแต่ละมิเตอร์

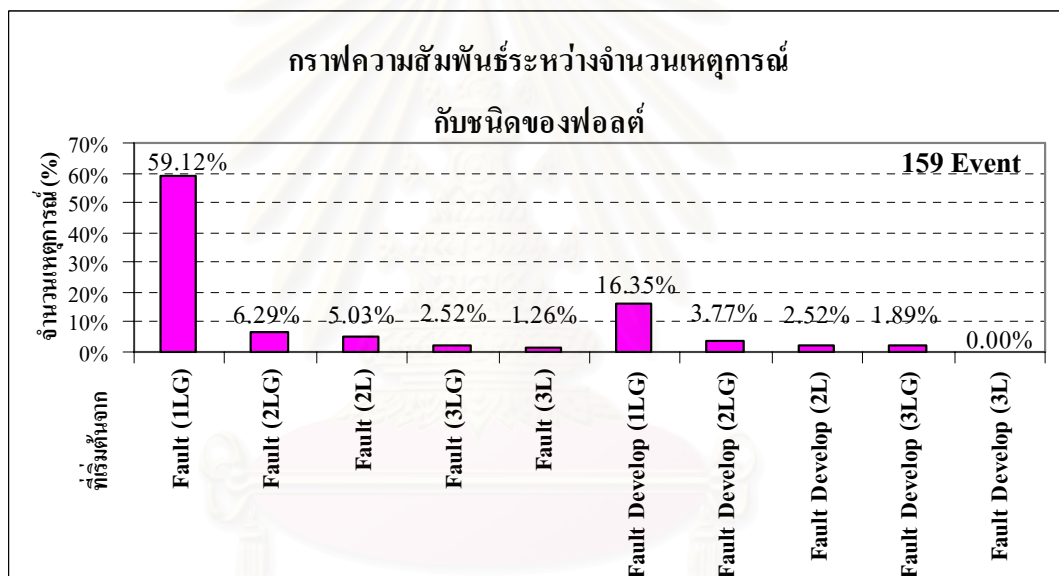
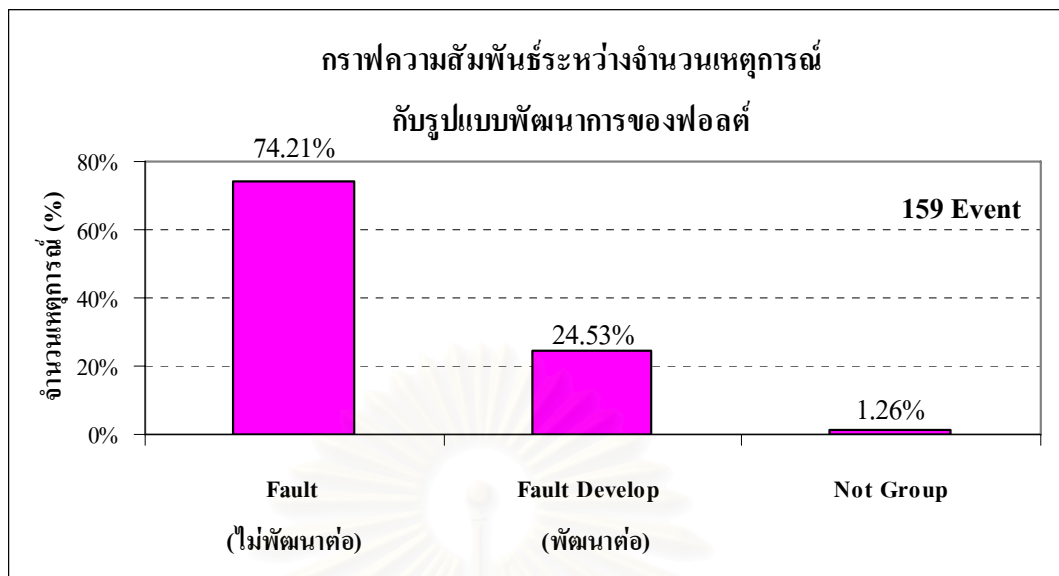
Fault Type	BNL1-19				BNL2-20				RCN1-41				RCN2-24				LCA1-31				LCA2-32				PLV1-36				PLV2-37				Total of FaultType				Total			
	1 Shot	2 Shot	3 Shot	>3 Shot	1 Shot	2 Shot	3 Shot	>3 Shot	1 Shot	2 Shot	3 Shot	>3 Shot	1 Shot	2 Shot	3 Shot	>3 Shot	1 Shot	2 Shot	3 Shot	>3 Shot	1 Shot	2 Shot	3 Shot	>3 Shot	1 Shot	2 Shot	3 Shot	>3 Shot	1 Shot	2 Shot	3 Shot	>3 Shot	1 Shot	2 Shot	3 Shot	>3 Shot	Event	% Event		
Fault (ที่ไม่พัฒนาต่อ) (ที่พัฒนาต่อ)	1LG	8	1	-	-	4	-	-	-	9	4	2	1	3	1	1	-	12	1	-	1	17	1	-	-	14	1	3	1	8	1	-	-	75	10	6	3	94	59.12%	74.21%
	2LG	-	-	-	-	1	-	-	-	-	2	-	-	3	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	7	3	0	0	10	6.29%				
	2L	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	2	-	-	-	2	-	-	-	1	-	-	-	8	0	0	0	8	5.03%					
	3LG	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	2	-	-	-	4	0	0	0	4	2.52%		
	3L	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	0	1	0	2	1.26%		
Fault Develop (ที่พัฒนาต่อ) เริ่มต้นจาก (ที่พัฒนาต่อ)	1LG	-	1	-	-	2	-	-	-	-	2	-	-	7	-	-	-	-	1	-	-	3	3	1	-	2	-	-	-	3	-	1	-	17	7	2	0	26	16.35%	24.53%
	2LG	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	2	-	-	-	4	0	1	1	6	3.77%		
	2L	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	2	1	-	-	2	2	0	0	4	2.52%				
	3LG	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	2	1	0	0	3	1.89%				
	3L	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0.00%			
Sum	9	2	0	0	7	1	0	0	12	8	3	1	14	1	1	0	15	3	1	2	23	5	1	0	20	1	3	1	20	2	1	0	120	23	10	4	157	98.74%		
Not Group	0				0				0				0				1				1				0				0				2				2	1.26%		
Total of Fault Downstream	11				8				24				16				22				30				25				23				159				159	100.00%		

ตารางที่ 5.11-ข สรุปรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ของแต่ละมิเตอร์

Fault Type		BNL	BNL	RCN	RCN	LCA	LCA	PLV	PLV	Total		
		1-19	2-20	1-41	2-24	1-31	2-32	1-36	2-37	Event	%	
Fault (ที่ไม่พัฒนาต่อ)	1LG	9	4	16	5	14	18	19	9	94	59.12%	74.21%
	2LG	0	1	2	3	1	1	1	1	10	6.29%	
	2L	0	0	1	1	2	2	1	1	8	5.03%	
	3LG	1	0	0	0	0	0	1	2	4	2.52%	
	3L	0	0	0	0	2	0	0	0	2	1.26%	
Fault Develop (ที่พัฒนาต่อ) เริ่มต้นจาก	1LG	1	2	2	7	1	7	2	4	26	16.35%	24.53%
	2LG	0	0	2	0	1	0	1	2	6	3.77%	
	2L	0	0	0	0	0	1	0	3	4	2.52%	
	3LG	0	1	1	0	0	0	0	1	3	1.89%	
	3L	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00%	
Sum		11	8	24	16	21	29	25	23	157	98.74%	
Not Group		0	0	0	0	1	1	0	0	2	1.26%	
Total of Fault Downstream		11	8	24	16	22	30	25	23	159	100.00%	

จากตารางที่ 5.11-ก และ 5.11-ข พบว่า เหตุการณ์ในกลุ่ม Fault & Downstream จำนวน 159 เหตุการณ์ โปรแกรมไม่สามารถแบ่งกลุ่มย่อยของเหตุการณ์จำนวน 2 เหตุการณ์ (1.26%) ส่วนที่โปรแกรมสามารถจัดกลุ่มได้มีจำนวน 157 เหตุการณ์ (98.74%) โดยพิจารณาแบ่งตามรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ออกเป็น 2 กลุ่ม ดังนี้

- 1) **Fault (ที่ไม่พัฒนาต่อ)** คิดเป็นจำนวน 118 เหตุการณ์ (74.21%) โดยแบ่งย่อยตามชนิดของฟอลต์เป็น 1LG (59.12%) 2LG (6.29%) 2L (5.03%) 3LG (2.52%) และ 3L (1.26%)
- 2) **Fault Develop (ที่พัฒนาต่อ)** คิดเป็นจำนวน 39 เหตุการณ์ (24.53%) โดยแบ่งย่อยตามชนิดของฟอลต์เป็น เริ่มต้นจาก 1LG (16.35%) เริ่มต้นจาก 2LG (3.77%) เริ่มต้นจาก 2L (2.52%) เริ่มต้นจาก 3LG (1.89%) และเริ่มต้นจาก 3L (0.00%)



รูปที่ 5.3 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างจำนวนเหตุการณ์กับรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์

จากรูปที่ 5.3 พบว่า โปรแกรมสามารถจัดกลุ่มเหตุการณ์ได้ 98.74 % แบ่งเป็น 2 กลุ่ม ซึ่งเหตุการณ์ส่วนใหญ่มีสาเหตุจาก Fault (ที่ไม่พัฒนาต่อ) คิดเป็น 74.21% และเหตุการณ์อีกส่วนหนึ่งมีสาเหตุจาก Fault Develop (ที่พัฒนาต่อ) คิดเป็น 24.53%

จำนวนเหตุการณ์ที่มีสาเหตุจาก Fault (ที่ไม่พัฒนาต่อ) เป็นแบบ Fault – 1LG มากที่สุด คิดเป็น 59.12% ส่วนที่เหลือเป็นแบบ Fault – 2LG (6.29%) Fault – 2L (5.03%) Fault – 3LG (2.52%) และ Fault – 3L (1.26%) ตามลำดับ ส่วนจำนวนเหตุการณ์ที่มีสาเหตุจาก Fault Develop (ที่พัฒนาต่อ) เป็น Fault Develop ที่เริ่มต้นจาก 1LG มากที่สุด คิดเป็น 16.35% ส่วนที่เหลือเป็น Fault Develop ที่เริ่มต้นจาก 2LG (3.77%) 2L (2.52%) 3LG (1.89%) และ 3L (0.00%) ตามลำดับ

5.3 การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสฟอลต์

ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสฟอลต์ที่พิจารณามีทั้งหมด 5 กลุ่ม ดังนี้ กระแสกราวด์ฟอลต์ กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG และ กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG ซึ่งในแต่ละกลุ่มดังกล่าวนี้นำเสนอเป็นค่าเชิงสถิติจำนวน 5 ค่า คือ ค่าสูงสุด (Maximum: Max) ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 95 (CP95) ค่าเฉลี่ย (Average: Avg) ค่าเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 5 (CP05) ค่าต่ำสุด (Minimum: Min) จำนวนเหตุการณ์ (Amount of Event) และกราฟความสัมพันธ์ระหว่างจำนวนครั้งที่เกิดเหตุการณ์ (Frequency: Times) กับช่วงค่ากระแสฟอลต์สูงสุด (Maximum Fault Current: A) ดังนี้

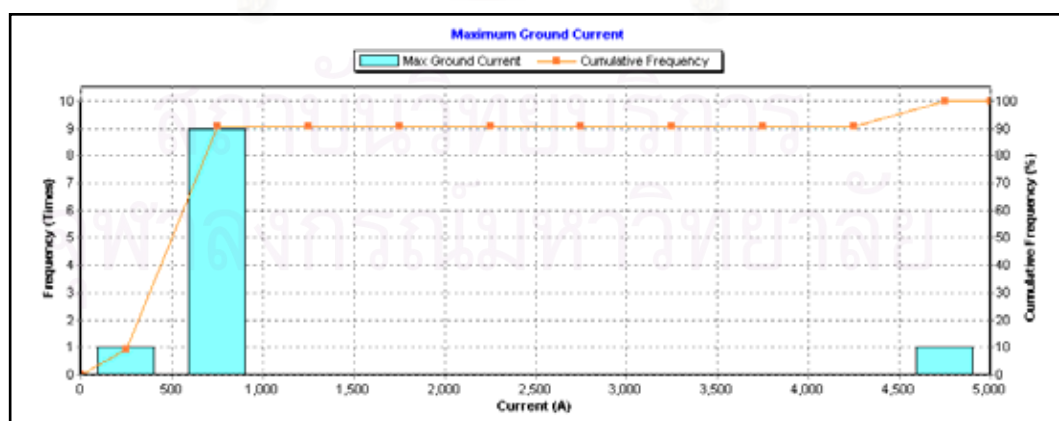
5.3.1 กระแสกราวด์ฟอลต์

จากผลการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ซึ่งสรุปผลของทั้ง 8 มิเตอร์ ในตารางที่ 5.11-ก โดยการพิจารณาค่ากระแสกราวด์ฟอลต์จะพิจารณาเฉพาะรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ที่เกี่ยวข้องกับกราวด์แบ่งเป็น 2 กลุ่ม ดังนี้

- Fault (ที่ไม่พัฒนาต่อ) ที่มีรูปแบบฟอลต์เป็นแบบ 1LG 2LG และ 3LG
- Fault Develop (ที่พัฒนาต่อ) 1LG 2LG 2L 3LG และ 3L ซึ่งมีรูปแบบฟอลต์ใน Shot ใด Shot หนึ่งเกี่ยวข้องกับกราวด์ (รูปแบบฟอลต์มีอักษร 'G')

ผลการทดสอบโปรแกรมของสถานีไฟฟ้าจำนวน 8 มิเตอร์ ได้ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์แสดงดังรูปที่ 5.4-1 ถึง 5.4-8

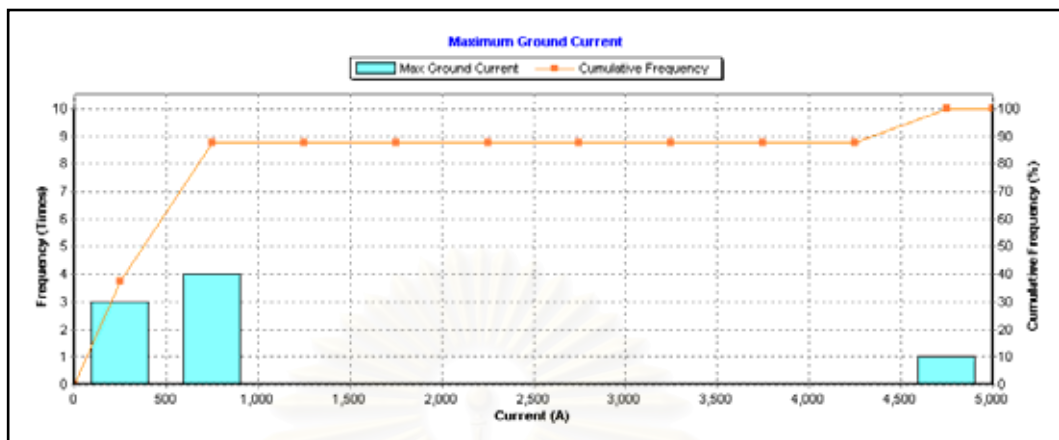
1) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1-19



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	4946.81	4946.81	4946.81	4946.81	4946.81	1
NGR	247.09	247.09	744.62	902.38	902.38	10
Total	247.09	247.09	1126.64	4946.81	4946.81	11

รูปที่ 5.4-1 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ของมิเตอร์ BNL1 - 19

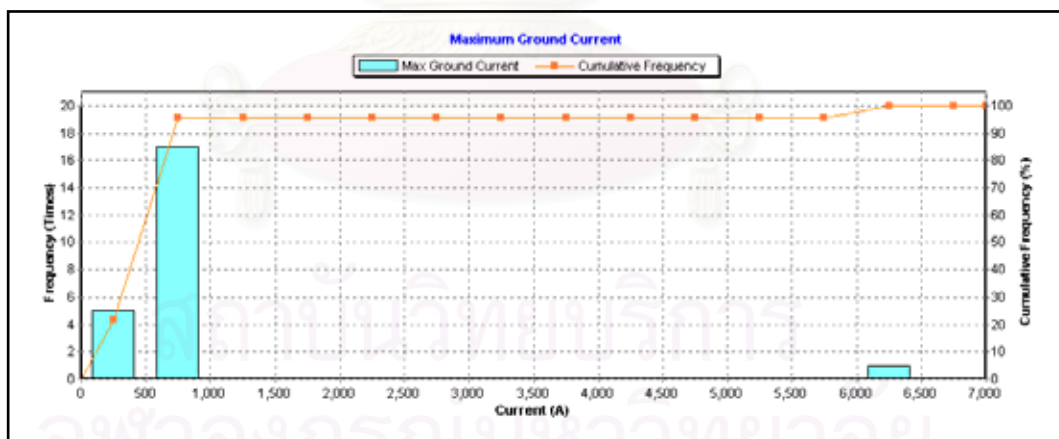
2) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL2-20



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	4923.73	4923.73	4923.73	4923.73	4923.73	1
NGR	262.02	262.02	619.02	901.02	901.02	7
Total	262.02	262.02	1157.11	4923.73	4923.73	8

รูปที่ 5.4-2 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ของมิเตอร์ BNL2 – 20

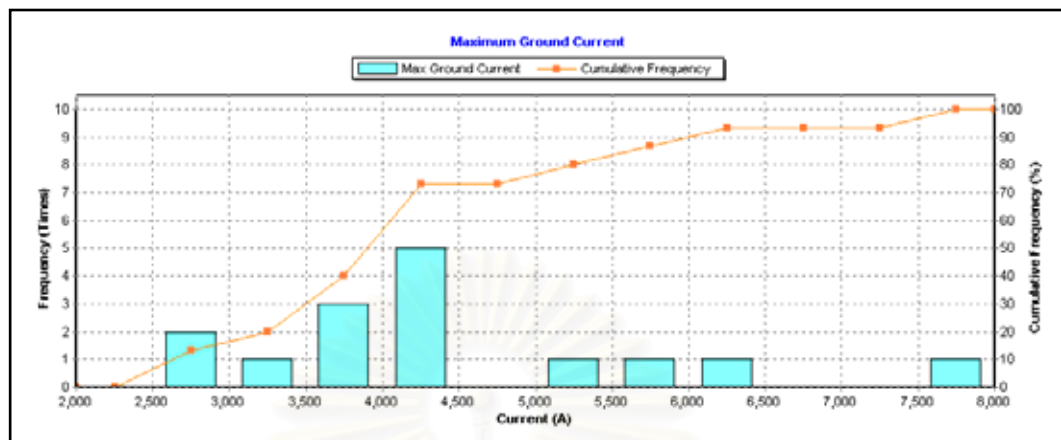
3) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ RCN 1-41



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	6378.21	6378.21	6378.21	6378.21	6378.21	1
NGR	152.51	152.51	632.17	910.08	925.46	22
Total	152.51	152.51	882	925.46	6378.21	23

รูปที่ 5.4-3 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ของมิเตอร์ RCN 1-41

4) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ RCN 2-24

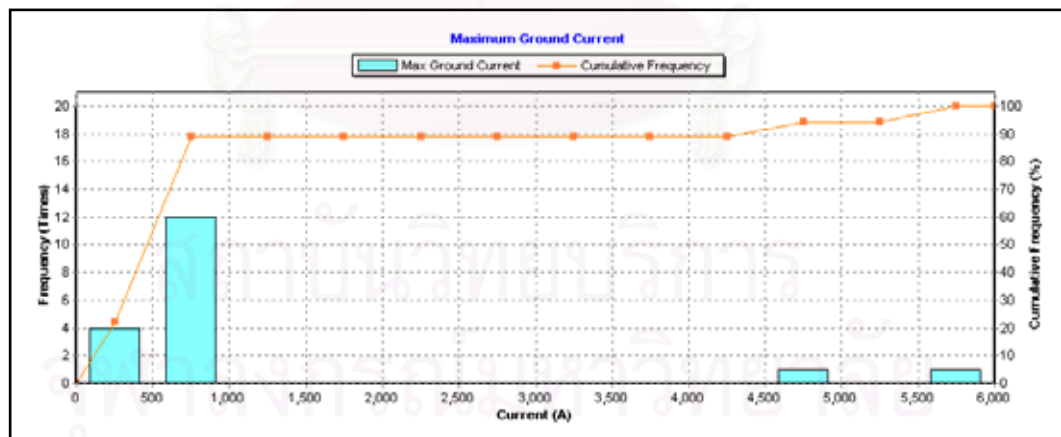


	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2577.72	2577.72	4372.4	7578.83	7578.83	15
NGR	-	-	-	-	-	*
Total	2577.72	2577.72	4372.4	7578.83	7578.83	15

หมายเหตุ * มีข้อขัดข้องทางเทคนิค เครื่องวัดไม่สามารถบันทึกเหตุการณ์ได้

รูปที่ 5.4-4 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ของมิเตอร์ RCN 2-24

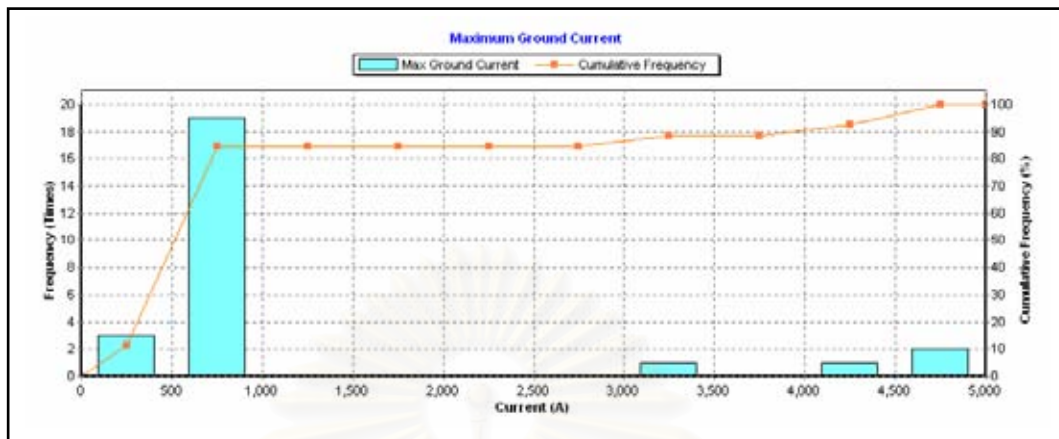
5) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ LCA 1-31



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	4898.83	4898.83	5349.69	5800.54	5800.54	2
NGR	166.31	166.31	658.60	846.83	846.83	16
Total	166.31	166.31	1179.83	5800.54	5800.54	18

รูปที่ 5.4-5 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ของมิเตอร์ LCA 1-31

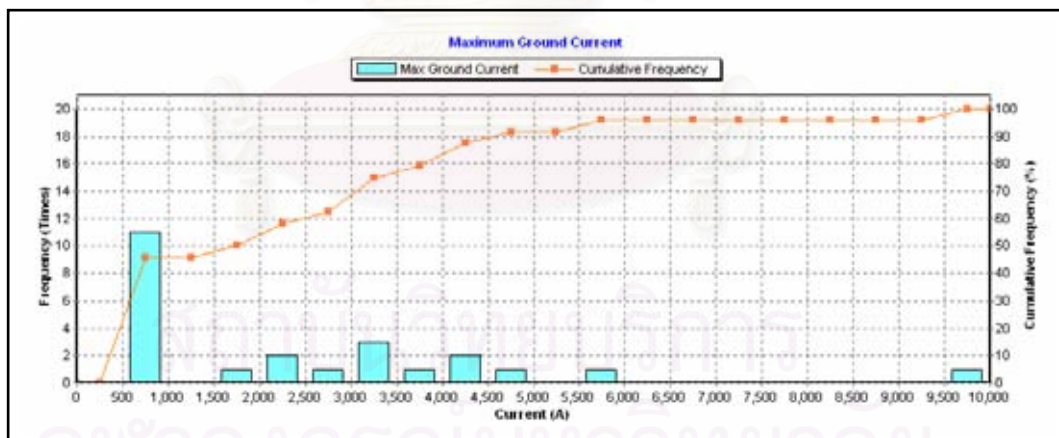
6) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ LCA 2-32



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	3400.9	3400.9	4370.91	4871.12	4871.12	4
NGR	404.46	404.46	690.55	852.49	852.49	22
Total	404.46	404.46	1256.76	4855.28	4871.12	26

รูปที่ 5.4-6 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสแฉกราวด์ฟอลต์ของมิเตอร์ LCA 2-32

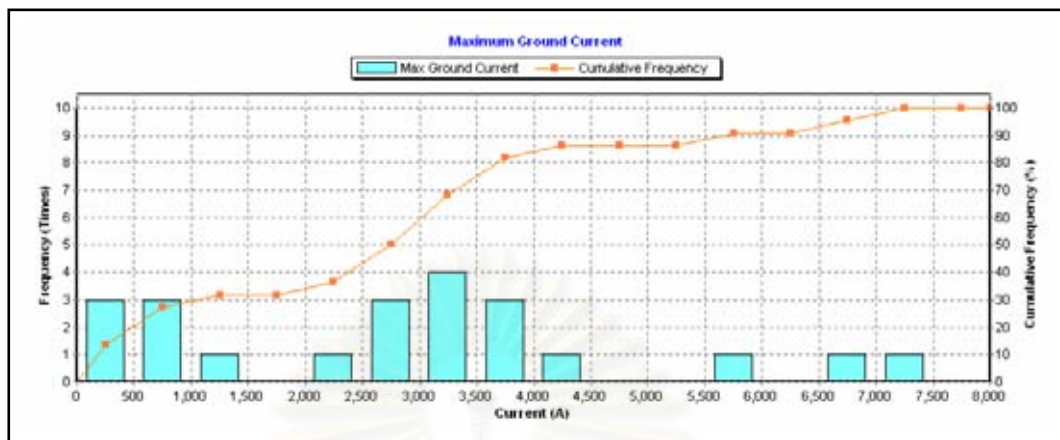
7) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ PLV 1-36



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	1928.99	1928.99	4008.97	9930.61	9930.61	13
NGR	582.66	582.66	727.68	947.52	947.52	11
Total	582.66	582.66	2505.04	5806.76	9930.61	24

รูปที่ 5.4-7 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสแฉกราวด์ฟอลต์ของมิเตอร์ PLV 1-36

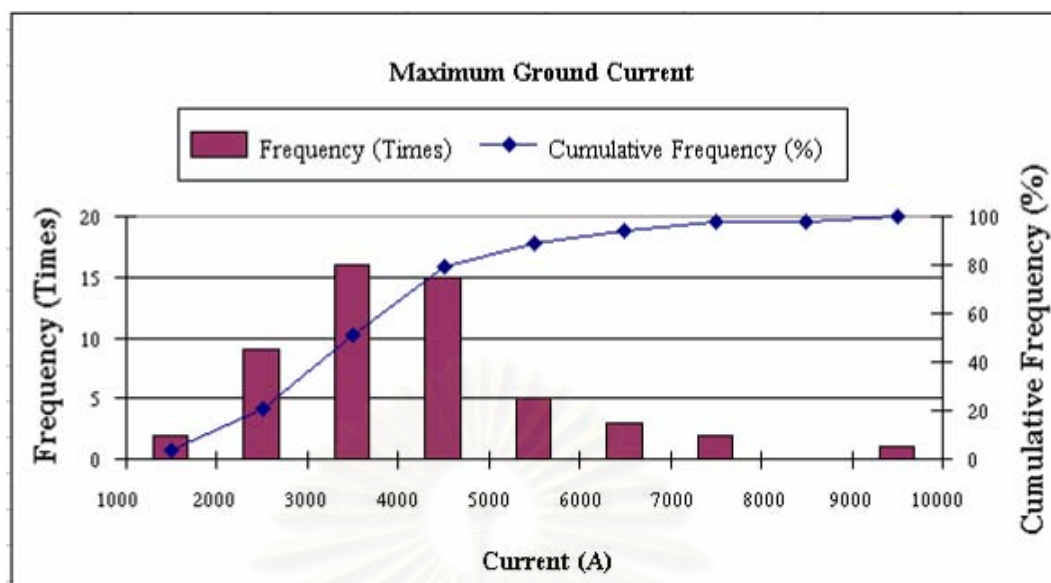
8) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ PLV 2-37



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	1049.35	1049.35	3739.71	7297.34	7297.34	16
NGR	175.36	175.36	534.10	777.82	777.82	6
Total	175.36	175.36	2865.45	6607.21	7297.34	22

รูปที่ 5.4-8 การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ของมิเตอร์ PLV 2-37

จากการทดสอบโปรแกรมสามารถสรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี จำนวน 8 มิเตอร์ โดยโปรแกรมจะพิจารณาเฉพาะเหตุการณ์ฟอลต์ที่ลงกราวด์ในแต่ละมิเตอร์ แบ่งการสรุปผลเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ระบบ Non-NGR และกรณีที่ระบบติดตั้ง NGR ตามสถานภาพการติดตั้ง NGR ที่ระบุไว้ในตารางที่ 2.9 สรุปผลดังรูปที่ 5.5-ก และ 5.5-ข ตามลำดับ

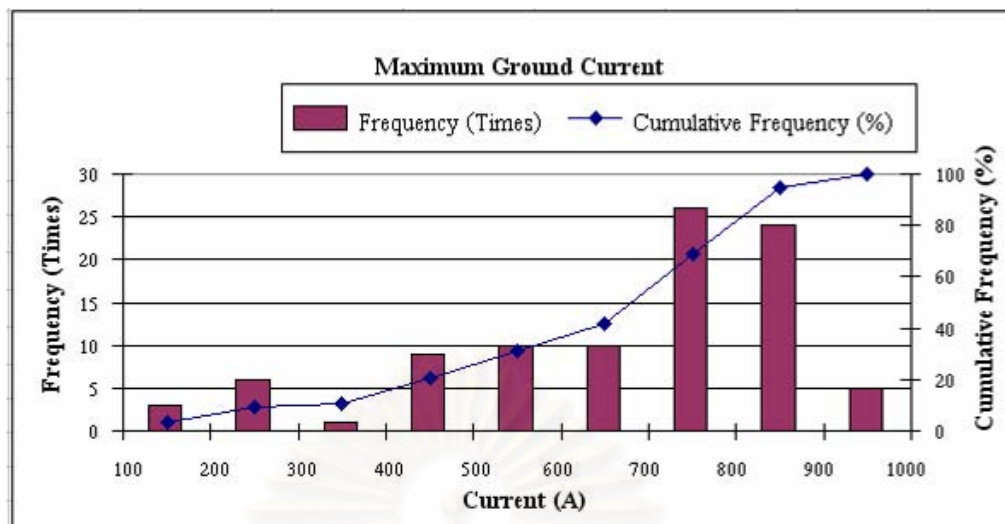


Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	4946.81	4946.81	4946.81	4946.81	4946.81	1
BNL 2-20	4923.73	4923.73	4923.73	4923.73	4923.73	1
RCN 1-41	6378.21	6378.21	6378.21	6378.21	6378.21	1
RCN 2-24	2577.72	2577.72	4372.4	7578.83	7578.83	15
LCA 1-31	4898.83	4898.83	5349.69	5800.54	5800.54	2
LCA 2-32	3400.9	3400.9	4370.91	4871.12	4871.12	4
PLV 1-36	1928.99	1928.99	4008.97	9930.61	9930.61	13
PLV 2-37	1049.35	1049.35	3739.71	7297.34	7297.34	16
Total	1049.35	1928.99	4188.11	7297.34	9930.61	53

รูปที่ 5.5-ก สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีในระบบ Non-NGR

รูปที่ 5.5-ก พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีในระบบ Non-NGR ของทั้ง 8 มิเตอร์ จำนวน 53 เหตุการณ์ กระแสกราวด์ฟอลต์สูงสุดในแต่ละเหตุการณ์มีค่าสูงกว่า 1,000 A และการกระจายตัวกว้างอยู่ในช่วง 1,000 – 10,000 A โดยมีค่าเชิงสถิติ MIN CP05 AVG CP95 และ MAX เป็น 1,049.35 1,928.99 4,188.11 7,297.34 และ 9,930.61 A ตามลำดับ ส่วนแนวโน้มที่ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์กระจายตัวมีดังนี้

- ลำดับที่ 1 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 3,000 – 4,000 A จำนวน 16 เหตุการณ์ (30.19%)
- ลำดับที่ 2 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 4,000 – 5,000 A จำนวน 15 เหตุการณ์ (28.30%)
- ลำดับที่ 3 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 2,000 – 3,000 A จำนวน 9 เหตุการณ์ (16.98%)
- ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในช่วงที่เหลือมีจำนวน 13 เหตุการณ์ (24.53%)



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	247.09	247.09	744.62	902.38	902.38	10
BNL 2-20	262.02	262.02	619.02	901.02	901.02	7
RCN 1-41	152.51	152.51	632.17	910.08	925.46	22
RCN 2-24	-	-	-	-	-	-
LCA 1-31	166.31	166.31	658.60	846.83	846.83	16
LCA 2-32	404.46	404.46	690.55	852.49	852.49	22
PLV 1-36	582.66	582.66	727.68	947.52	947.52	11
PLV 2-37	175.36	175.36	534.10	777.82	777.82	6
Total	152.51	240.76	666.23	901.02	947.52	94

รูปที่ 5.5-ข สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีจากระบบติดตั้ง NGR

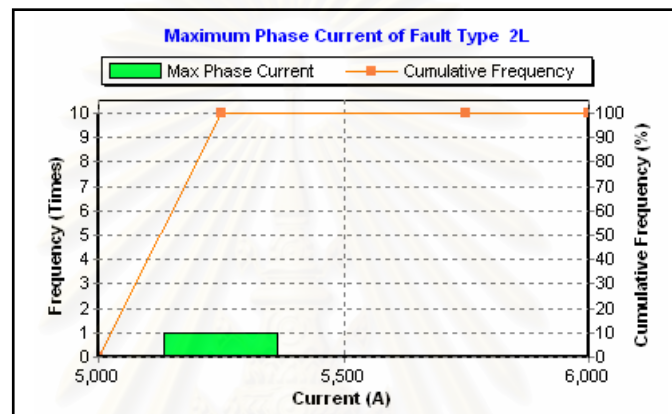
รูปที่ 5.5-ข พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีจากระบบติดตั้ง NGR ของทั้ง 8 มิเตอร์ จำนวน 94 เหตุการณ์ กระแสกราวด์ฟอลต์สูงสุดในแต่ละเหตุการณ์มีค่าต่ำกว่า 1,000 A เนื่องจาก NGR สามารถจำกัดค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ไม่ให้มีค่าสูงกว่า 1,000 A ได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีค่าค่าเชิงสถิติ MIN CP05 AVG CP95 และ MAX เป็น 152.51 240.76 666.23 901.02 และ 947.52 A ตามลำดับ ส่วนแนวโน้มที่ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์กระจายตัวมีดังนี้

- ลำดับที่ 1 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 700 – 800 A จำนวน 26 เหตุการณ์ (27.66%)
- ลำดับที่ 2 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 800 – 900 A จำนวน 24 เหตุการณ์ (25.53%)
- ลำดับที่ 3 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 500 – 600 A และช่วง 600 – 700 A มีจำนวนเท่ากัน จำนวน 10 เหตุการณ์ (10.64%)
- ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในช่วงที่เหลือมีจำนวน 24 เหตุการณ์ (25.53%)

5.3.2 กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L

ผลการทดสอบโปรแกรมของสถานีไฟฟ้าจำนวน 8 มิเตอร์ ได้ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L จำนวน 8 เหตุการณ์ แต่เป็นเหตุการณ์ที่เป็นฟอลต์แบบ 2L จริง ๆ เพียง 3 เหตุการณ์ ส่วนอีก 5 เหตุการณ์เป็นเหตุการณ์จาก “Fault & Upstream” โดยมีเตอร์ BNL1-19 BNL2-20 RCN2-24 PLV1-36 และ PLV2-37 (รวม 6 มิเตอร์) ไม่มีเหตุการณ์ใดเป็นฟอลต์แบบ 2L ดังรูปที่ 5.6-1 ถึง 5.6-3

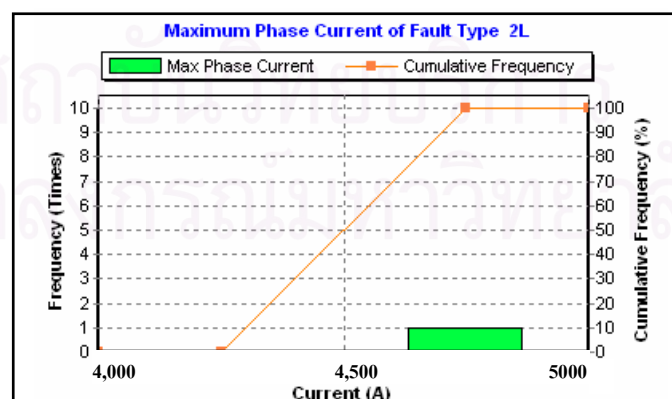
1) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ RCN 1-41



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
RCN 1-41	5284.97	5284.97	5284.97	5284.97	5284.97	1

รูปที่ 5.6-1 การแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L ของมิเตอร์ RCN 1-41

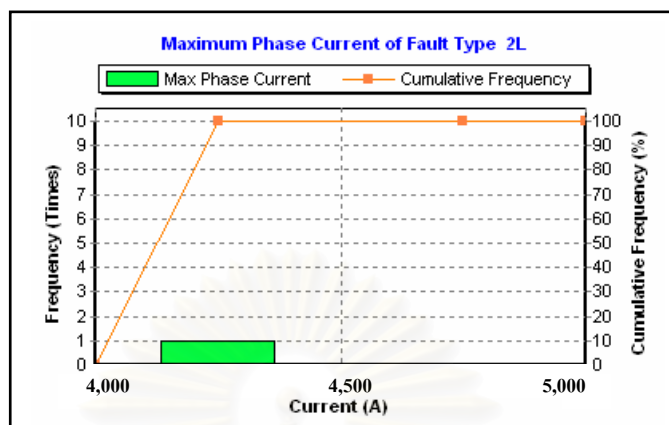
2) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ LCA 1-31



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
LCA 1-31	4647.53	4647.53	4647.53	4647.53	4647.53	1

รูปที่ 5.6-2 การแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L ของมิเตอร์ LCA 1-31

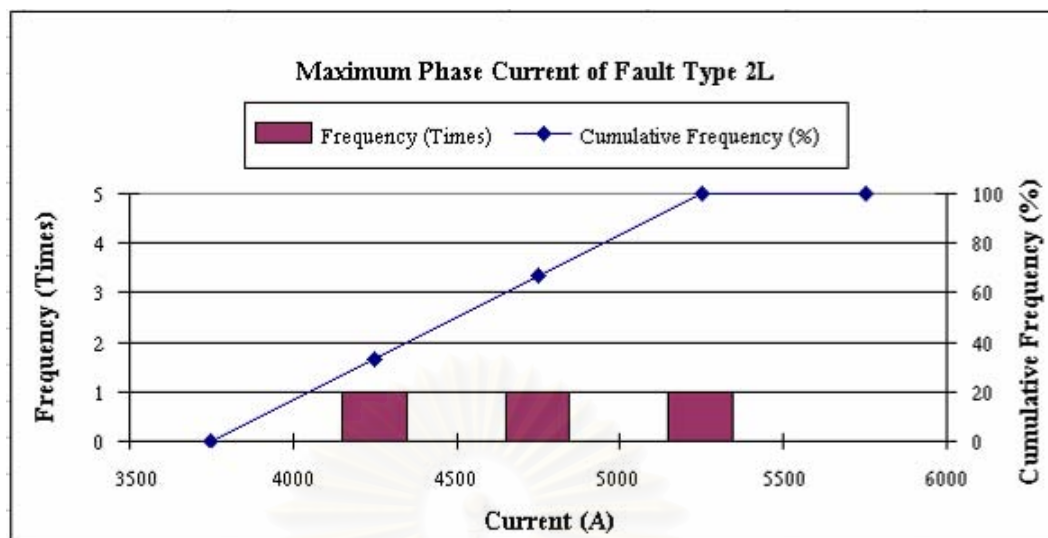
3) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ LCA 2-32



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
LCA 2-32	4420.97	4420.97	4420.97	4420.97	4420.97	1

รูปที่ 5.6-3 การแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L ของมิเตอร์ LCA 2-32

จากการทดสอบโปรแกรมสามารถสรุปผลการแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี จำนวน 8 มิเตอร์ โดยโปรแกรมจะพิจารณาเฉพาะเหตุการณ์ที่ Dip ในแต่ละมิเตอร์ สรุปผลดังรูปที่ 5.7



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	-	-	-	-	-	-
BNL 2-20	-	-	-	-	-	-
RCN 1-41	5284.97	5284.97	5284.97	5284.97	5284.97	1
RCN 2-24	-	-	-	-	-	-
LCA 1-31	4647.53	4647.53	4647.53	4647.53	4647.53	1
LCA 2-32	4420.97	4420.97	4420.97	4420.97	4420.97	1
PLV 1-36	-	-	-	-	-	-
PLV 2-37	-	-	-	-	-	-
Total	4420.97	4420.97	4784.49	5284.97	5284.97	3

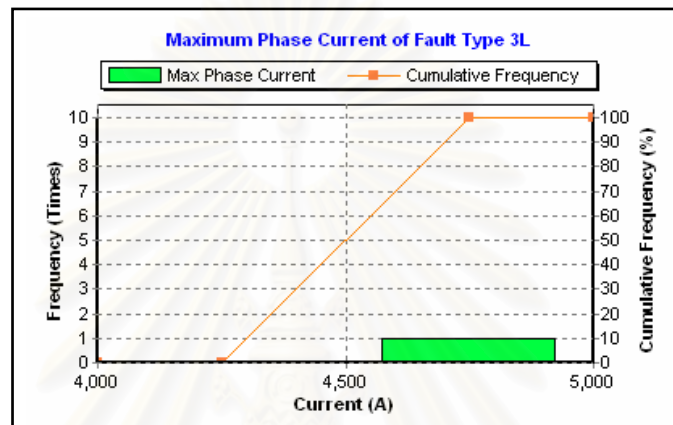
รูปที่ 5.7 สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L

รูปที่ 5.7 พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L ของทั้ง 8 มิเตอร์ จำนวน 3 เหตุการณ์ คือ 4,420.97 4,647.53 และ 5,284.97 A กระแสเฟสฟอลต์สูงสุดในแต่ละเหตุการณ์มีการกระจายตัวในช่วง 4,000 – 5,500 A โดยมีค่าเชิงสถิติ MIN CP05 AVG CP95 และ MAX เป็น 4,420.97 4,420.97 4,784.49 5,284.97 และ 5,284.97 A ตามลำดับ ค่าเชิงสถิติเหล่านี้สามารถนำไปใช้ประกอบกับข้อมูลพารามิเตอร์ของระบบ เช่น แรงดัน อิมพีแดนซ์ เพื่อใช้คำนวณหาตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ว่าอยู่ใกล้หรือห่างจากสถานีไฟฟ้าเท่าไร

5.3.3 กระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L

ผลการทดสอบโปรแกรมของสถานีไฟฟ้าจำนวน 8 มิเตอร์ ได้ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L และแบบ 3LG จำนวน 4 มิเตอร์ เนื่องจากมิเตอร์ BNL2-20 RCN 1-41 RCN 2-24 และ LCA 2-32 ไม่มีเหตุการณ์ใดเป็นฟอลต์แบบ 3L โดยผลแสดงดังรูปที่ 5.8-1 ถึง 5.8-4

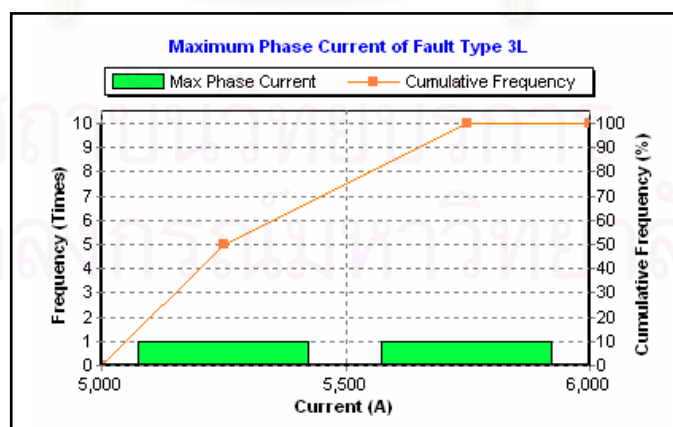
1) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1-19



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	4971.81	4971.81	4971.81	4971.81	4971.81	1

รูปที่ 5.8-1 การแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L ของมิเตอร์ BNL 1-19

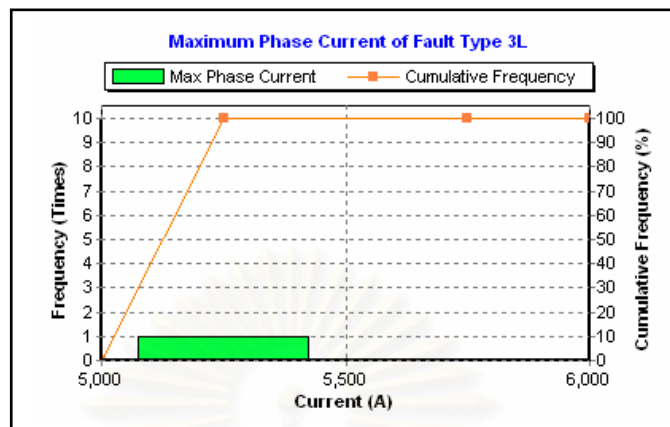
2) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ LCA 1-31



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
LCA 1-31	5162.30	5162.30	5401.80	5641.30	5641.30	2

รูปที่ 5.8-2 การแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L ของมิเตอร์ LCA 1-31

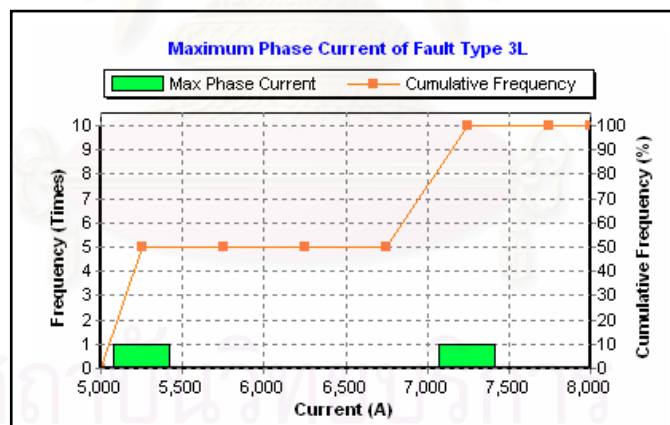
3) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ PLV 1-36



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
PLV 1-36	5290.57	5290.57	5290.57	5290.57	5290.57	1

รูปที่ 5.8-3 การแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L ของมิเตอร์ PLV 1-36

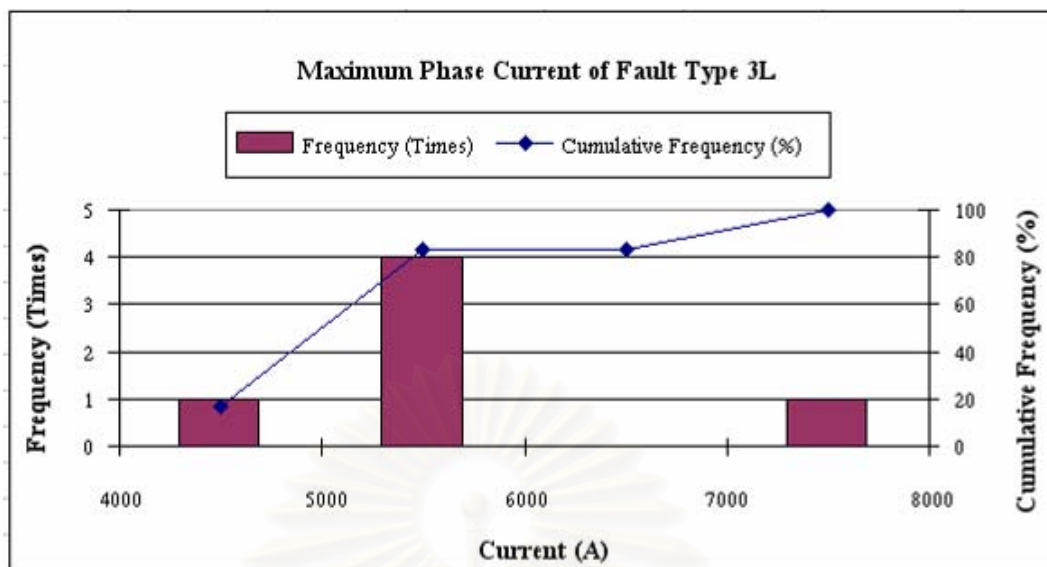
4) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ LCA 2-32



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
PLV 2-37	5058.64	5058.64	6178.7	7298.75	7298.75	2

รูปที่ 5.8-4 การแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L ของมิเตอร์ PLV 1-36

จากการทดสอบโปรแกรมสามารถสรุปผลการแปรเปลี่ยนของกระแสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี จำนวน 8 มิเตอร์ โดยโปรแกรมจะพิจารณาเฉพาะเหตุการณ์ที่ Dips ในแต่ละมิเตอร์ สรุปผลดังรูปที่ 5.9



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	4971.81	4971.81	4971.81	4971.81	4971.81	1
BNL 2-20	-	-	-	-	-	-
RCN 1-41	-	-	-	-	-	-
RCN 2-24	-	-	-	-	-	-
LCA 1-31	5162.30	5162.30	5401.80	5641.30	5641.30	2
LCA 2-32	-	-	-	-	-	-
PLV 1-36	5290.57	5290.57	5290.57	5290.57	5290.57	1
PLV 2-37	5058.64	5058.64	6178.7	7298.75	7298.75	2
Total	4971.81	4971.81	5570.56	7298.75	7298.75	6

รูปที่ 5.9 สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L

รูปที่ 5.9 พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 3L ของทั้ง 8 มิเตอร์ จำนวน 6 เหตุการณ์ กระแสเฟสฟอลต์สูงสุดในแต่ละเหตุการณ์มีค่าสูงมากประมาณ 5,000 A ขึ้นไป โดยมีค่าเชิงสถิติ MIN CP05 AVG CP95 และ MAX เป็น 4,971.81 4,971.81 5,570.56 7,298.75 และ 7,298.75 A ตามลำดับ ส่วนแนวโน้มที่ค่ากระแสเฟสฟอลต์กระจายตัวมีดังนี้

- ลำดับที่ 1 ค่ากระแสเฟสฟอลต์อยู่ในช่วง 5,000 – 6,000 A จำนวน 4 เหตุการณ์ (66.67%)
- ลำดับที่ 2 ค่ากระแสเฟสฟอลต์อยู่ในช่วง 4,000 – 5,000 A และช่วง 7,000 – 8,000 A มีจำนวนเท่ากัน จำนวน 1 เหตุการณ์ (16.67%)

เมื่อเปรียบเทียบกับเกิดการเกิดฟอลต์ที่ไม่มีการพัฒนาต่อเฉพาะฟอลต์แบบ 2L พบว่าฟอลต์แบบ 3L มีจำนวนเหตุการณ์น้อยกว่าและมีค่ากระแสสูงสุดมากกว่าฟอลต์แบบ 2L ซึ่งค่าเชิง

สถิติเหล่านี้สามารถนำไปใช้ประกอบการคำนวณหาตำแหน่งที่เกิดฟอลต์เช่นเดียวกันกับการคำนวณหาตำแหน่งที่เกิดฟอลต์แบบ 2L

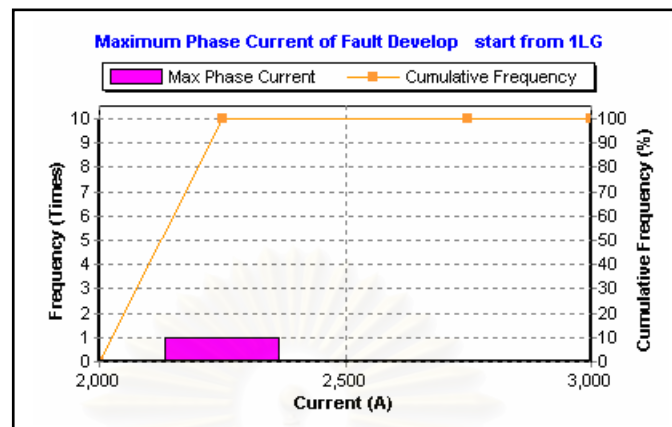
5.3.4 กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG

ผลการทดสอบโปรแกรมของสถานีไฟฟ้าจำนวน 8 มิเตอร์ ได้ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG และมีช่วงเวลาที่เกิดรูปแบบเริ่มต้นนี้มากกว่าหรือเท่ากับ 0.04 ms เนื่องจากเลือกเฉพาะเหตุการณ์ที่มีช่วงเวลาที่เกิดรูปแบบเริ่มต้นนี้มากกว่าหรือเท่ากับ 0.04 ms ทำให้จำนวนเหตุการณ์ที่นำมาพิจารณาน้อยกว่าจำนวนเหตุการณ์ในตารางที่ 5.11-ก และ 5.11-ข โดยผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์แสดงดังรูปที่ 5.10-1 ก ถึง 5.10-8ก ส่วนการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ดังรูปที่ 5.10-1ข ถึง 5.10-8ข



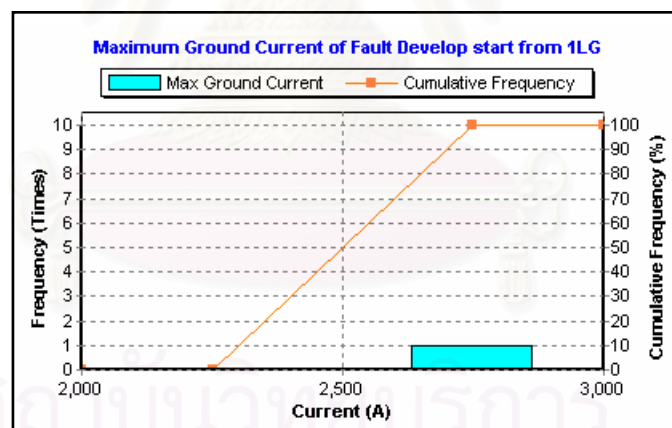
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

1) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL1-19



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2450.66	2450.66	2450.66	2450.66	2450.66	1
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	2450.66	2450.66	2450.66	2450.66	2450.66	1

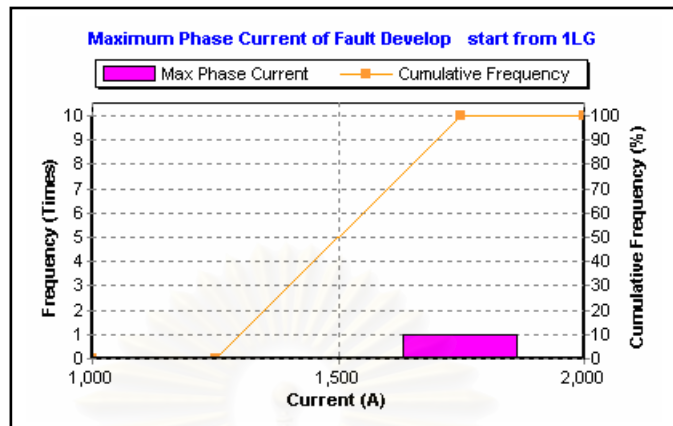
รูปที่ 5.10-1ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ BNL 1-19



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2537.33	2537.33	2537.33	2537.33	2537.33	1
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	2537.33	2537.33	2537.33	2537.33	2537.33	1

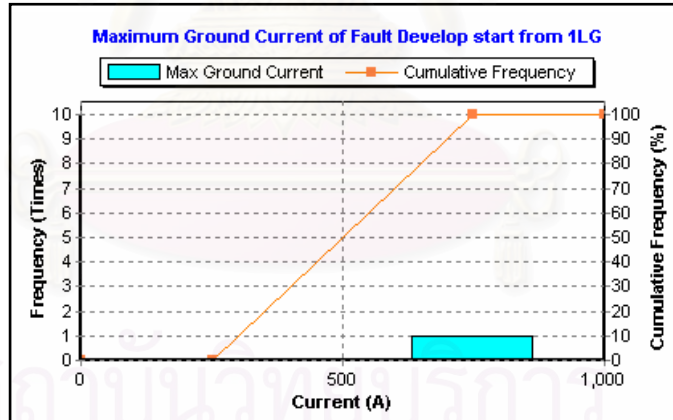
รูปที่ 5.10-1ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ BNL 1-19

2) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ BNL2-20



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	1626.57	1626.57	1626.57	1626.57	1626.57	1
Total	1626.57	1626.57	1626.57	1626.57	1626.57	1

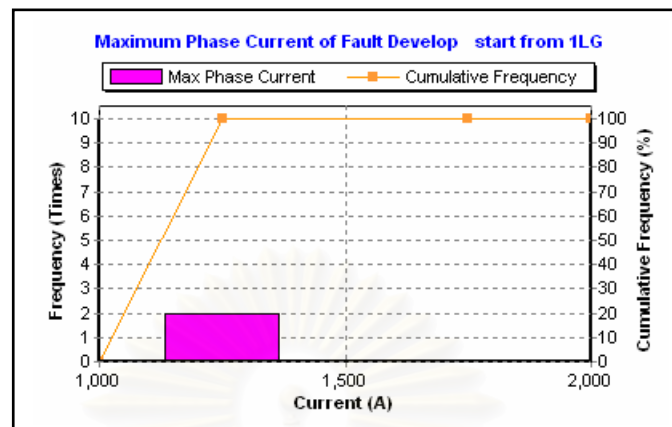
รูปที่ 5.10-2ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ BNL 2-20



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	793.43	793.43	793.43	793.43	793.43	1
Total	793.43	793.43	793.43	793.43	793.43	1

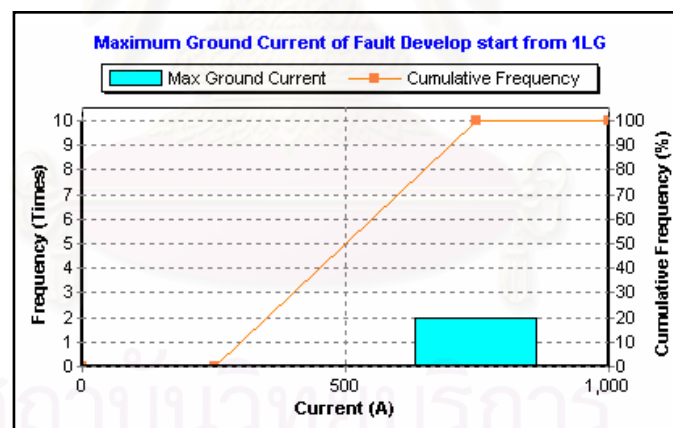
รูปที่ 5.10-2ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ BNL 2-20

3) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ RCN 1-41



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	1245.41	1245.41	1307.98	1370.54	1370.54	2
Total	1245.41	1245.41	1307.98	1370.54	1370.54	2

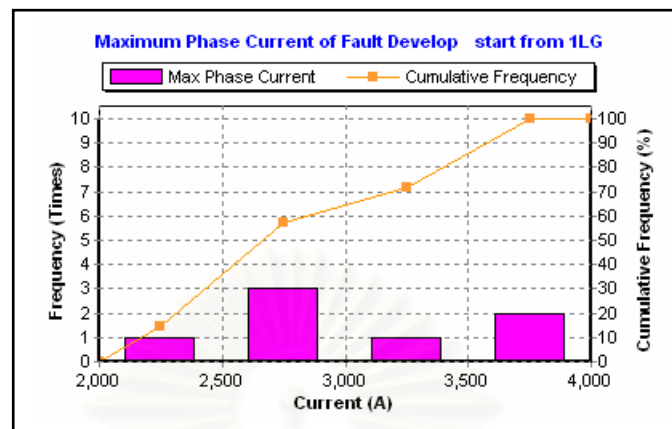
รูปที่ 5.10-3ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ RCN 1-41



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	545.55	545.55	675.15	804.74	804.74	2
Total	545.55	545.55	675.15	804.74	804.74	2

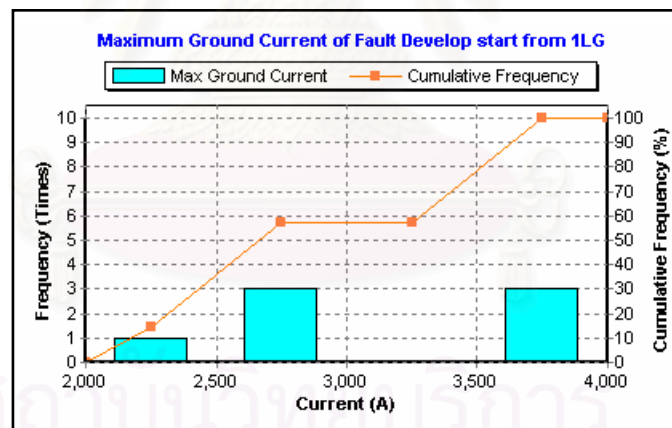
รูปที่ 5.10-3ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ RCN 1-41

4) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ RCN 2-24



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2337.98	2337.98	2970.33	3605.00	3605.00	7
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	2337.98	2337.98	2970.33	3605.00	3605.00	7

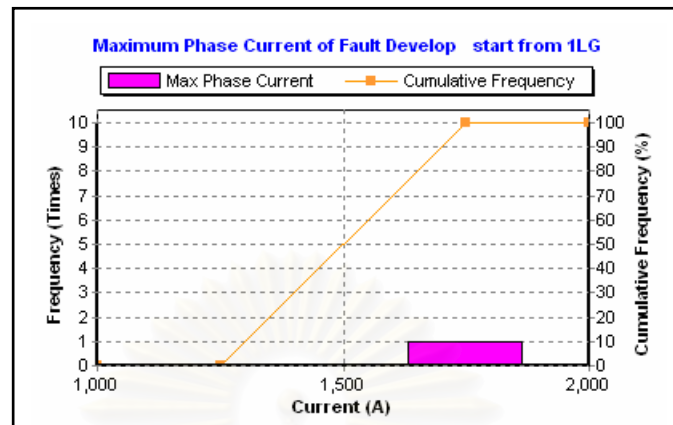
รูปที่ 5.10-4ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ RCN 2-24



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2464.13	2464.13	3103.32	3755.13	3755.13	7
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	2464.13	2464.13	3103.32	3755.13	3755.13	7

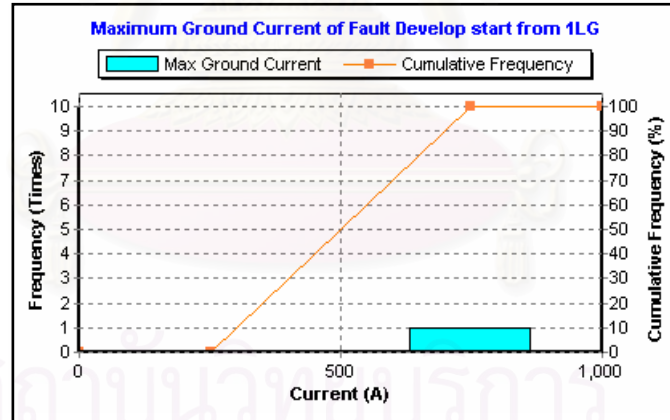
รูปที่ 5.10-4ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ RCN 2-24

5) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ LCA 1-31



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	1544.60	1544.60	1544.60	1544.60	1544.60	1
Total	1544.60	1544.60	1544.60	1544.60	1544.60	1

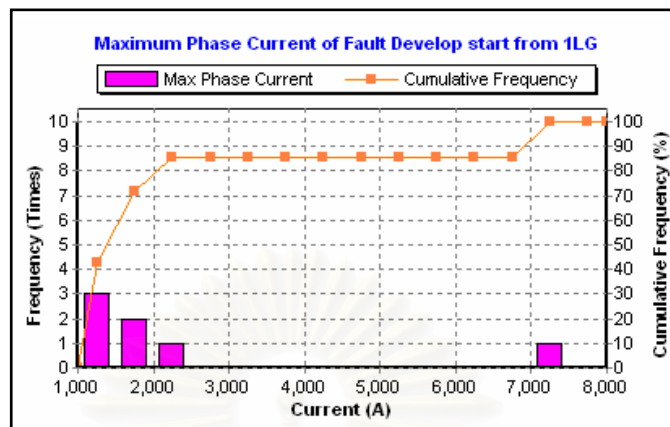
รูปที่ 5.10-5ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ LCA 1-31



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	658.17	658.17	658.17	658.17	658.17	1
Total	658.17	658.17	658.17	658.17	658.17	1

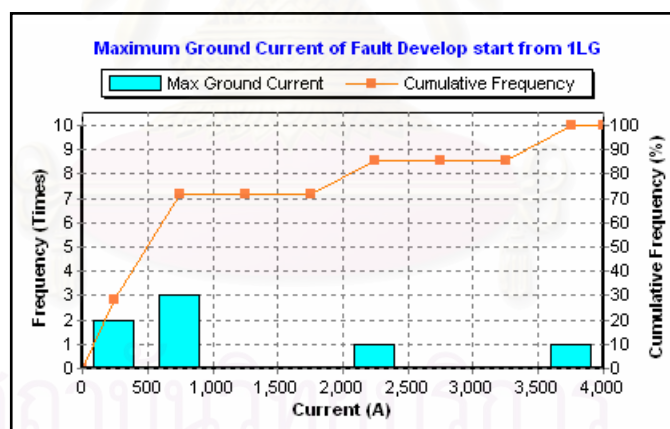
รูปที่ 5.10-5ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG
ของมิเตอร์ LCA 1-31

6) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ LCA 2-32



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2344.06	2344.06	4800.13	7256.19	7256.19	2
NGR	1287.36	1287.36	1561.12	1967.17	1967.17	5
Total	1287.36	1287.36	2486.55	7256.19	7256.19	7

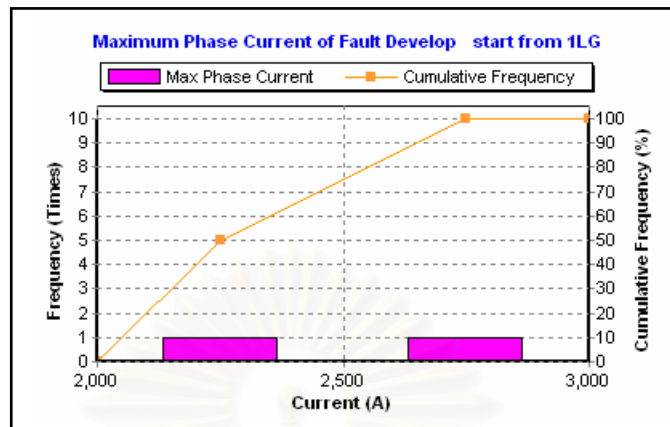
รูปที่ 5.10-6ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ของมิเตอร์ LCA 2-32



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2174.21	2174.21	2945.88	3717.54	3717.54	2
NGR	390.89	390.89	540.00	680.80	680.80	5
Total	390.89	390.89	1227.4	3717.54	3717.54	7

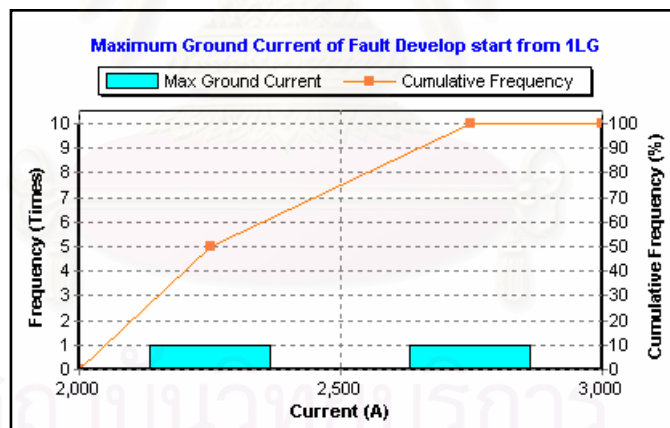
รูปที่ 5.10-6ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ของมิเตอร์ LCA 2-32

7) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ PLV 1-36



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2295.98	2295.98	2553.36	2810.75	2810.75	2
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	2295.98	2295.98	2553.36	2810.75	2810.75	2

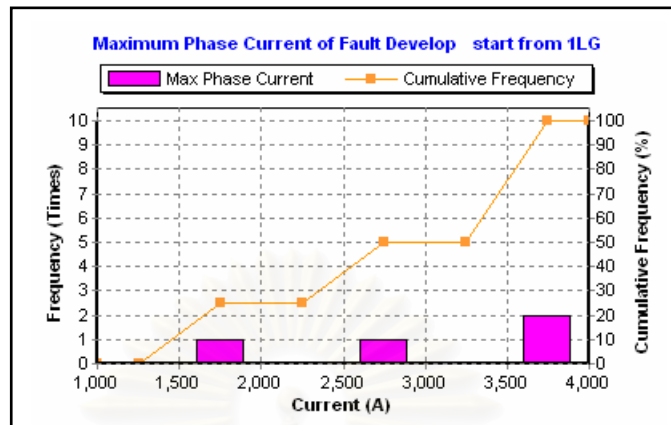
รูปที่ 5.10-7ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ของมิเตอร์ PLV 1-36



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2275.46	2275.46	2458.61	2641.75	2641.75	2
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	2275.46	2275.46	2458.61	2641.75	2641.75	2

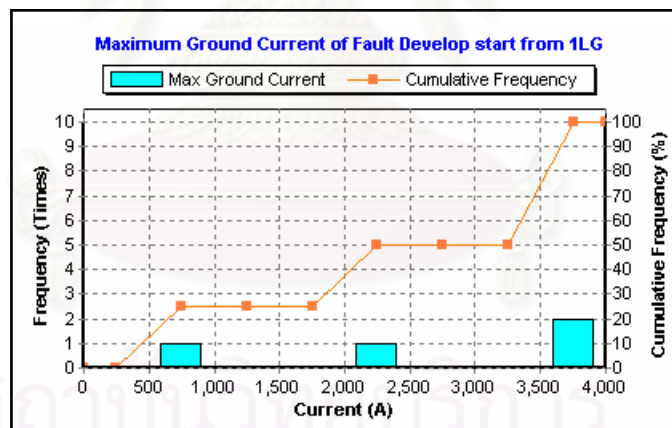
รูปที่ 5.10-7ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ของมิเตอร์ PLV 1-36

8) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ PLV 2-37



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2512.35	2512.35	3294.18	3754.74	3754.74	3
NGR	1762.82	1762.82	1762.82	1762.82	1762.82	1
Total	1762.82	1762.82	2911.34	3754.74	3754.74	4

รูปที่ 5.10-8ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ของมิเตอร์ PLV 2-37



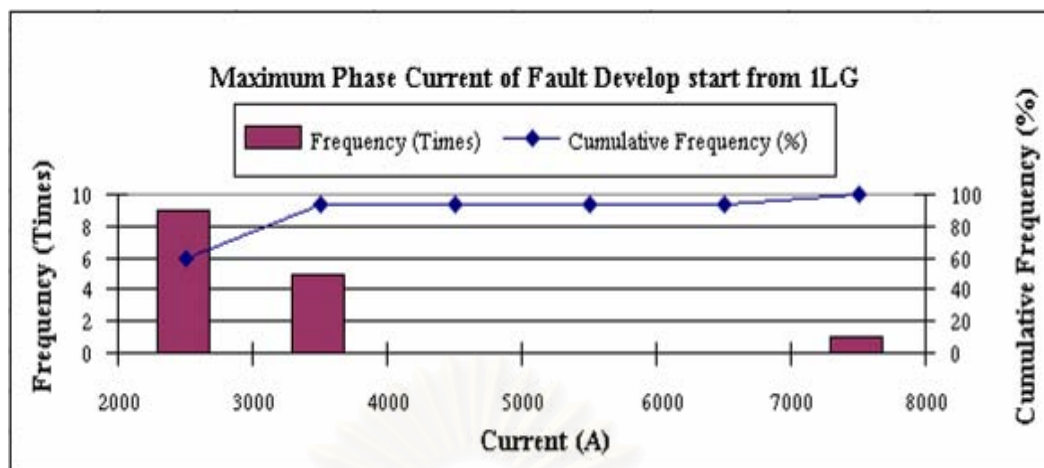
	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2421.84	2421.84	3237.13	3653.62	3653.62	3
NGR	676.00	676.00	676.00	676.00	676.00	1
Total	676.00	676.00	2596.85	3653.62	3653.62	4

รูปที่ 5.10-8ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ของมิเตอร์ PLV 2-37

จากการทดสอบโปรแกรมสามารถสรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์และค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี จำนวน 8 มิเตอร์ โดยโปรแกรมจะพิจารณาเฉพาะเหตุการณ์ค่ากระแสเฟสฟอลต์และค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG และมีช่วงเวลาที่เกิดรูปแบบเริ่มต้นนี้มากกว่าหรือเท่ากับ 0.04 ms แบ่งการสรุปผลค่ากระแสเฟสฟอลต์และค่ากระแสกราวด์ฟอลต์เป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ระบบ Non-NGR และกรณีที่ระบบติดตั้ง NGR ตามสถานภาพการติดตั้ง NGR ที่ระบุไว้ในตารางที่ 2.9 โดยสรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์แสดงดังรูปที่ 5.11-1ก และ 5.11-1ข และสรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ดังรูปที่ 5.11-2ก และ 5.11-2ข ตามลำดับ



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

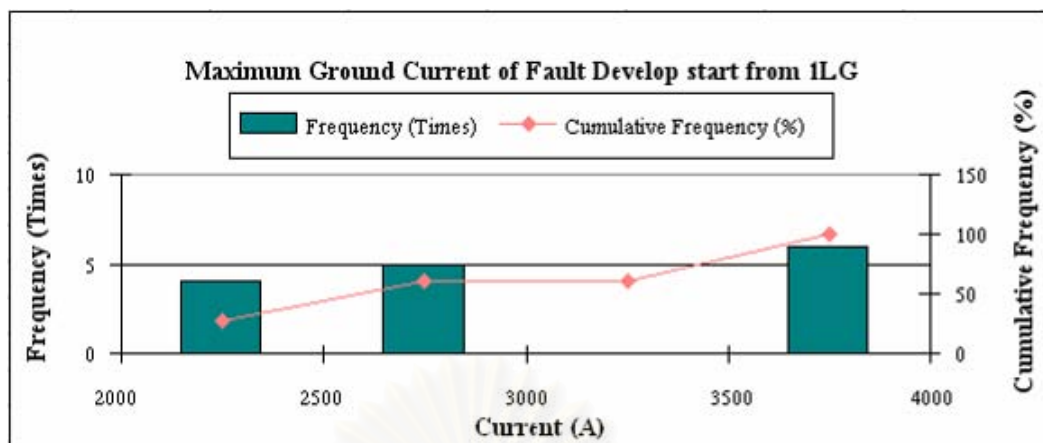


Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	2450.66	2450.66	2450.66	2450.66	2450.66	1
BNL 2-20	-	-	-	-	-	-
RCN 1-41	-	-	-	-	-	-
RCN 2-24	2337.98	2337.98	2970.33	3605.00	3605.00	7
LCA 1-31	-	-	-	-	-	-
LCA 2-32	2344.06	2344.06	4800.13	7256.19	7256.19	2
PLV 1-36	2295.98	2295.98	2553.36	2810.75	2810.75	2
PLV 2-37	2512.35	2512.35	3294.18	3754.74	3754.74	3
Total	2295.98	2295.98	3188.83	7256.19	7256.19	15

รูปที่ 5.11-1ก สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ในกรณีทีระบบ Non-NGR

รูปที่ 5.11-1ก พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ในกรณีทีระบบ Non-NGR ของทั้ง 8 มิเตอร์ จำนวน 15 เหตุการณ์ กระแสเฟสฟอลต์สูงสุดของฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ในแต่ละเหตุการณ์มีค่าสูงกว่า 2,000 A และมีการกระจายตัวกว้างอยู่ในช่วง 2,000 – 7,000 A โดยมีค่าเชิงสถิติ MIN CP05 AVG CP95 และ MAX เป็น 2,295.98 2,295.98 3,188.83 7,256.19 และ 7,256.19 A ตามลำดับ ส่วนแนวโน้มที่ค่ากระแสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG กระจายตัวมีดังนี้

- ลำดับที่ 1 ค่ากระแสฟอลต์อยู่ในช่วง 2,000 – 3,000 A จำนวน 9 เหตุการณ์ (60.00%)
- ลำดับที่ 2 ค่ากระแสฟอลต์อยู่ในช่วง 3,000 – 4,000 A จำนวน 5 เหตุการณ์ (33.33%)
- ลำดับที่ 3 ค่ากระแสฟอลต์อยู่ในช่วง 7,000 – 8,000 A จำนวน 1 เหตุการณ์ (6.67%)

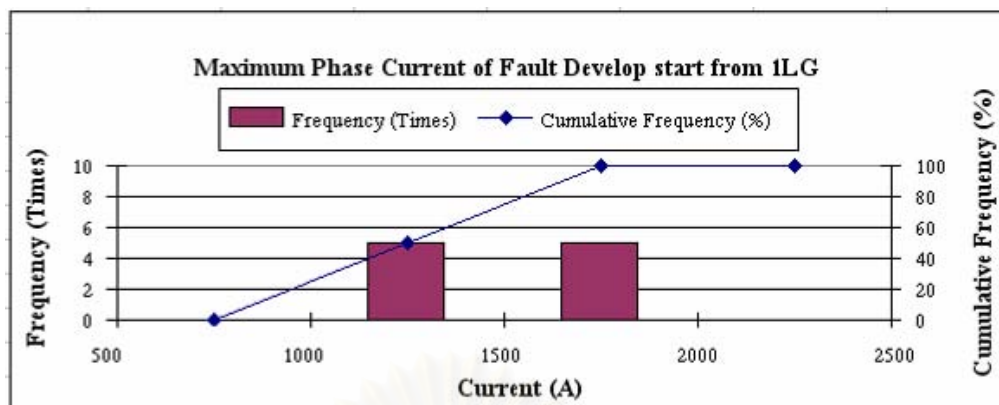


Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	2537.33	2537.33	2537.33	2537.33	2537.33	1
BNL 2-20	-	-	-	-	-	-
RCN 1-41	-	-	-	-	-	-
RCN 2-24	2464.13	2464.13	3103.32	3755.13	3755.13	7
LCA 1-31	-	-	-	-	-	-
LCA 2-32	2174.21	2174.21	2945.88	3717.54	3717.54	2
PLV 1-36	2275.46	2275.46	2458.61	2641.75	2641.75	2
PLV 2-37	2421.84	2421.84	3237.13	3653.62	3653.62	3
Total	2174.21	2174.21	2985.39	3755.13	3755.13	15

รูปที่ 5.11-1ข สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อ
ที่เริ่มต้นจาก 1LG ในกรณีทีระบบ Non-NGR

รูปที่ 5.11-1ข พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีทีระบบ Non-NGR ของเหตุการณ์เดียวกันกับรูปที่ 5.11-1ก ที่ได้จาก 8 มิเตอร์ จำนวน 15 เหตุการณ์ กระแสกราวด์ฟอลต์สูงสุดของฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ในแต่ละเหตุการณ์มีค่าสูงกว่า 2,000 A และมีการกระจายตัวในช่วง 2,000 – 4,000 A โดยมีค่าเชิงสถิติ MIN CP05 AVG CP95 และ MAX เป็น 2,174.21 2,174.21 2,985.39 3,755.13 และ 3,755.13 A ตามลำดับ ส่วนแนวโน้มที่ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG กระจายตัวมีดังนี้

- ลำดับที่ 1 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 3,500 – 4,000 A จำนวน 6 เหตุการณ์ (40.00%)
- ลำดับที่ 2 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 2,500 – 3,000 A จำนวน 5 เหตุการณ์ (33.33%)
- ลำดับที่ 3 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 2,000 – 2,500 A จำนวน 4 เหตุการณ์ (26.67%)

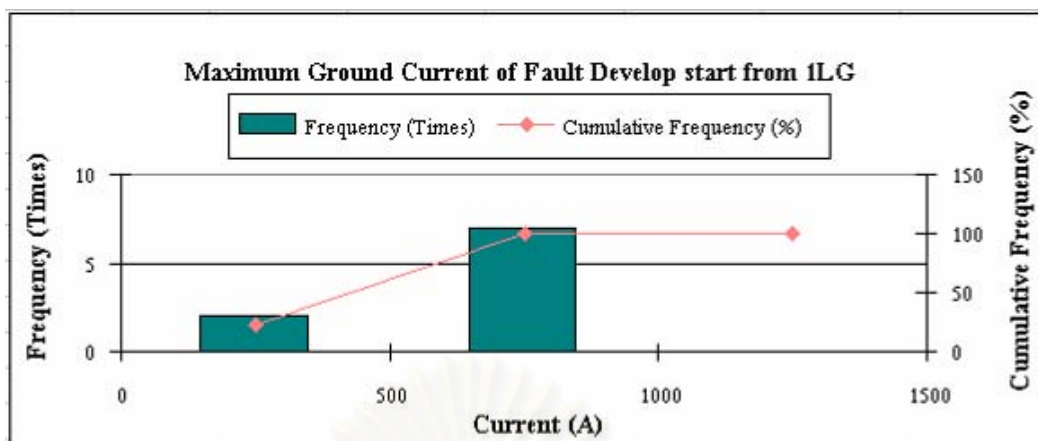


Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	-	-	-	-	-	-
BNL 2-20	1626.57	1626.57	1626.57	1626.57	1626.57	1
RCN 1-41	1245.41	1245.41	1307.98	1370.54	1370.54	2
RCN 2-24	-	-	-	-	-	-
LCA 1-31	1544.60	1544.60	1544.60	1544.60	1544.60	1
LCA 2-32	1287.36	1287.36	1561.12	1967.17	1967.17	5
PLV 1-36	-	-	-	-	-	-
PLV 2-37	1762.82	1762.82	1762.82	1762.82	1762.82	1
Total	1245.41	1245.41	1535.55	1967.17	1967.17	10

รูปที่ 5.11-2ก สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ในกรณีที่ระบบติดตั้ง NGR

รูปที่ 5.11-2ก พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ในกรณีที่ระบบติดตั้ง NGR ของทั้ง 8 มิเตอร์ จำนวน 10 เหตุการณ์ กระแสเฟสฟอลต์สูงสุดของฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ในแต่ละเหตุการณ์มีการกระจายตัวอยู่ในช่วง 1,000 – 2,000 A โดยมีค่าเชิงสถิติ MIN CP05 AVG CP95 และ MAX เป็น 1,245.41 1,245.41 1,535.55 1,967.17 และ 1,967.17 A ตามลำดับ ส่วนแนวโน้มที่ค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG กระจายตัวมีดังนี้

- ลำดับที่ 1 ค่ากระแสเฟสฟอลต์อยู่ในช่วง 1,000 – 1,500 A จำนวน 5 เหตุการณ์ (50.00%)
- ลำดับที่ 2 ค่ากระแสเฟสฟอลต์อยู่ในช่วง 1,500 – 2,000 A จำนวน 5 เหตุการณ์ (50.00%)



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	-	-	-	-	-	-
BNL 2-20	793.43	793.43	793.43	793.43	793.43	1
RCN 1-41	545.55	545.55	675.15	804.74	804.74	2
RCN 2-24	-	-	-	-	-	-
LCA 1-31	658.17	658.17	658.17	658.17	658.17	1
LCA 2-32	390.89	390.89	540.00	680.80	680.80	5
PLV 1-36	-	-	-	-	-	-
PLV 2-37	676.00	676.00	676.00	676.00	676.00	1
Total	390.89	390.89	617.79	804.74	804.74	10

รูปที่ 5.11-2ข สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ในกรณีที่ระบบติดตั้ง NGR

รูปที่ 5.11-2ข พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีที่ระบบติดตั้ง NGR ของเหตุการณ์เดียวกันกับรูปที่ 5.11-2ก ที่ได้จาก 8 เมตร จำนวน 10 เหตุการณ์ กระแสกราวด์ฟอลต์สูงสุดของฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG ในแต่ละเหตุการณ์มีค่าต่ำกว่า 1,000 A โดยมีค่าเชิงสถิติ MIN CP05 AVG CP95 และ MAX เป็น 390.89 390.89 617.79 804.74 และ 804.74 A ตามลำดับ ส่วนแนวโน้มที่ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG กระจายตัวมีดังนี้

- ลำดับที่ 1 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 500 – 1,000 A จำนวน 8 เหตุการณ์ (80.00%)
- ลำดับที่ 2 ค่ากระแสกราวด์ฟอลต์อยู่ในช่วง 0 – 500 A จำนวน 2 เหตุการณ์ (20.00%)

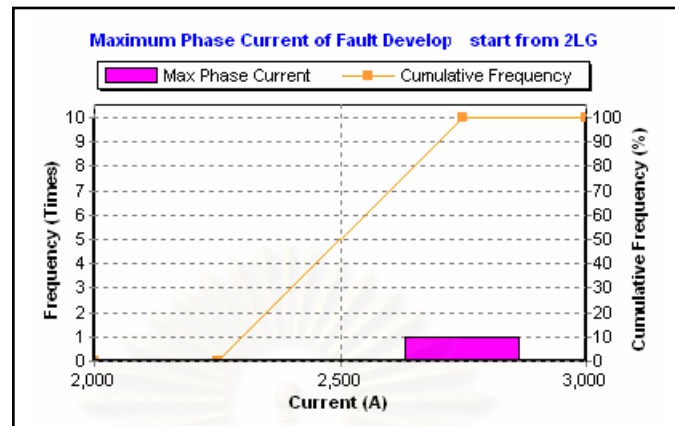
เมื่อเปรียบเทียบค่ากระแสแอฟฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 1LG (รวม 25 เหตุการณ์ : 100%) ระหว่างกรณีที่ระบบ Non-NGR (15 เหตุการณ์ : 60.00%) กับกรณีที่ระบบติดตั้ง NGR (10 เหตุการณ์ : 40.00%) พบว่า จำนวนเหตุการณ์ของกรณีที่ระบบ Non-NGR

มีจำนวนมากกว่ากรณีที่ระบบติดตั้ง NGR 5 เหตุการณ์ (20.00%) ซึ่งค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ได้จาก 2 กรณีนี้แตกต่างกัน โดยค่ากระแสเฟสที่เกิดขึ้นในกรณีที่ระบบ Non-NGR มีค่าสูงกว่าและมีช่วงการกระจายตัวกว้างกว่ามาก ส่วนค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่ได้แตกต่างกัน โดยกรณีที่ระบบ Non-NGR มีค่ากระแสที่เกิดขึ้นสูงกว่า 1,000 A และมีช่วงการกระจายตัวกว้างมาก แต่ในกรณีที่ระบบติดตั้ง NGR สามารถควบคุมค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ให้มีค่าต่ำกว่า 1,000 A ได้ เนื่องจากระยะเวลาที่ระบบติดตั้ง NGR มากกว่าระยะเวลาที่ระบบ Non-NGR มาก ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่าการใส่ NGR ช่วยลดการเกิดพัฒนาการของฟอลต์ที่มีพัฒนาการเริ่มต้นจากฟอลต์แบบ ILG ได้ประมาณ 20% (จากข้อมูลที่มีอยู่) ซึ่งค่าเชิงสถิติเหล่านี้สามารถนำไปใช้ประกอบเป็นข้อมูลในการปรับตั้งรีเลย์ในแต่ละระบบให้เหมาะสมเพื่อลดการเกิดพัฒนาการของฟอลต์ที่มีสาเหตุเริ่มต้นจาก ILG

5.3.5 กระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG

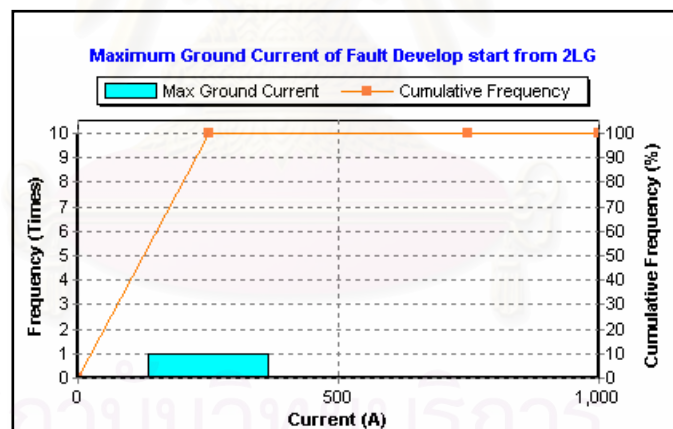
ผลการทดสอบโปรแกรมของสถานีไฟฟ้าจำนวน 8 มิเตอร์ ได้ข้อมูลเชิงสถิติของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG และมีช่วงเวลาที่เกิดรูปแบบเริ่มต้นนี้มากกว่าหรือเท่ากับ 0.04 ms จำนวน 4 มิเตอร์ เนื่องจากมิเตอร์ BNL 1-19 BNL2-20 RCN 2-24 และ LCA 2-32 ไม่มีเหตุการณ์ใดเป็นฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG โดยผลแสดงดังรูปที่ 5.12-1 ถึง 5.12-4

1) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ RCN 1-41



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	2651.48	2651.48	2651.48	2651.48	2651.48	1
Total	2651.48	2651.48	2651.48	2651.48	2651.48	1

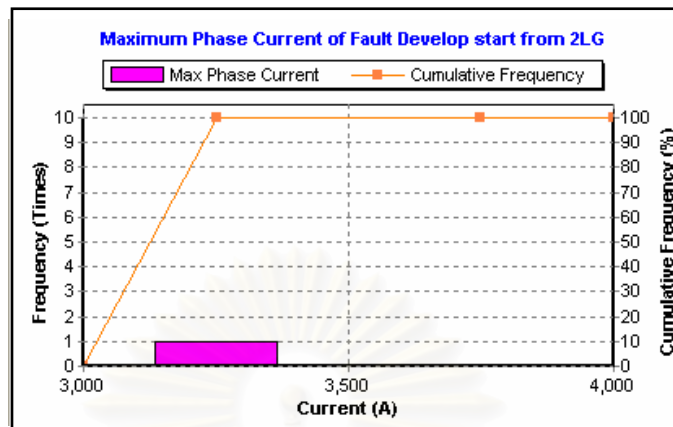
รูปที่ 5.12-1ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG
ของมิเตอร์ RCN 1-41



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	285.90	285.90	285.90	285.90	285.90	1
Total	285.90	285.90	285.90	285.90	285.90	1

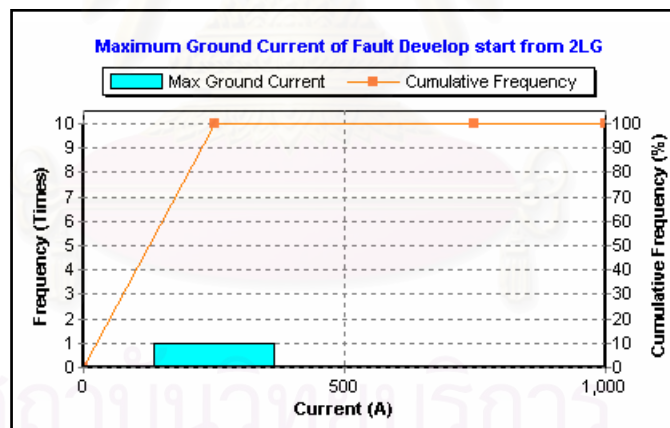
รูปที่ 5.12-1ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG
ของมิเตอร์ RCN 1-41

2) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ LCA 1-31



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	3118.76	3118.76	3118.76	3118.76	3118.76	1
Total	3118.76	3118.76	3118.76	3118.76	3118.76	1

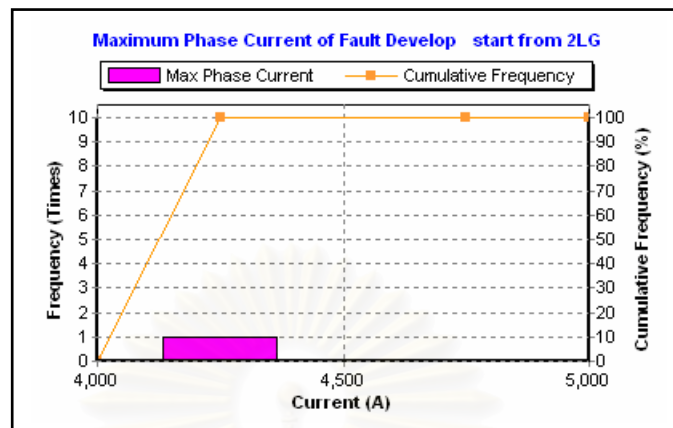
รูปที่ 5.12-2ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG
ของมิเตอร์ LCA 1-31



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	-	-	-	-	-	-
NGR	345.35	345.35	345.35	345.35	345.35	1
Total	345.35	345.35	345.35	345.35	345.35	1

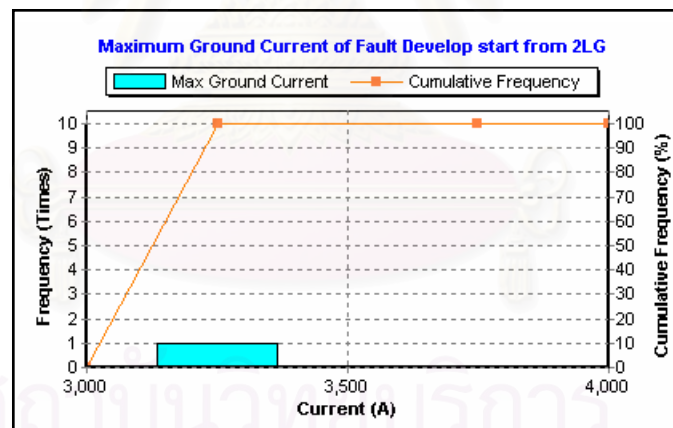
รูปที่ 5.12-2ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG
ของมิเตอร์ LCA 1-31

3) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ PLV 1-36



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	4291.43	4291.43	4291.43	4291.43	4291.43	1
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	4291.43	4291.43	4291.43	4291.43	4291.43	1

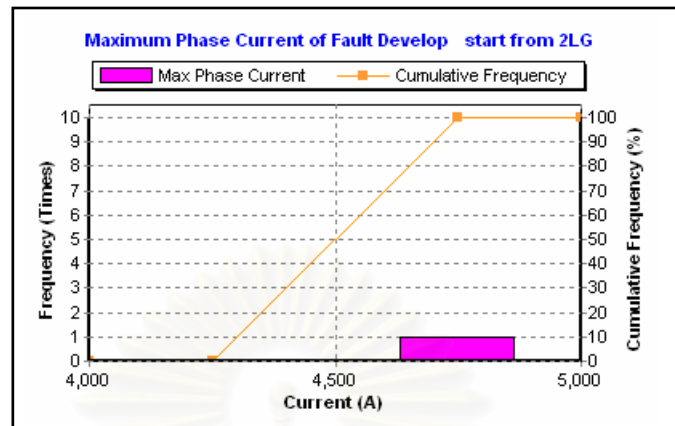
รูปที่ 5.12-3ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG
ของมิเตอร์ PLV 1-36



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	3265.42	3265.42	3265.42	3265.42	3265.42	1
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	3265.42	3265.42	3265.42	3265.42	3265.42	1

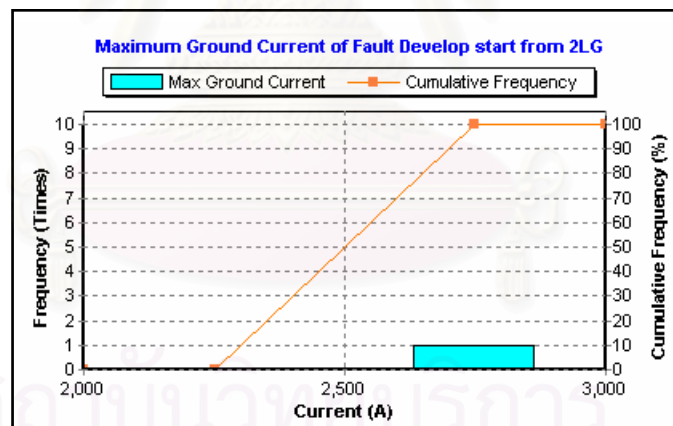
รูปที่ 5.12-3ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG
ของมิเตอร์ PLV 1-36

4) ผลการจำแนกเหตุการณ์ของมิเตอร์ PLV 2-37



	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	4912.27	4912.27	4912.27	4912.27	4912.27	1
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	4912.27	4912.27	4912.27	4912.27	4912.27	1

รูปที่ 5.12-4ก การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG
ของมิเตอร์ PLV 2-37

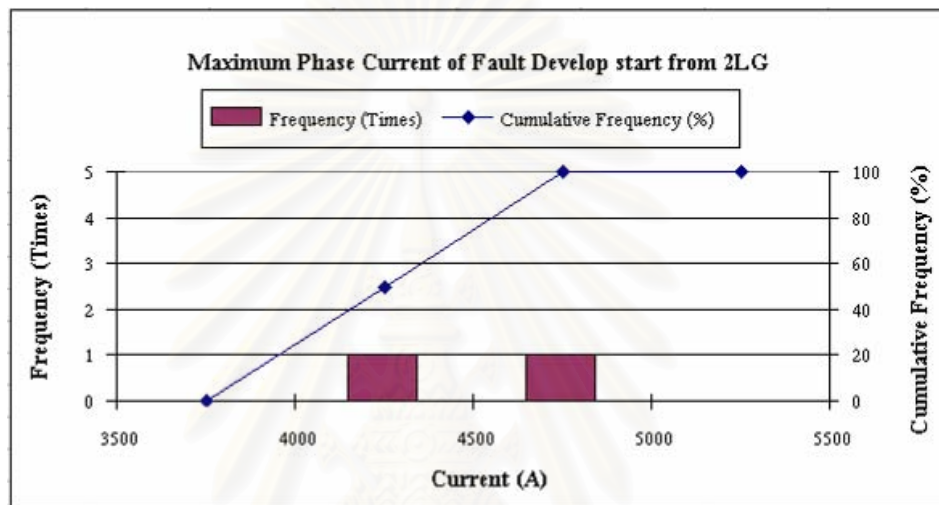


	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
Non-NGR	2889.95	2889.95	2889.95	2889.95	2889.95	1
NGR	-	-	-	-	-	-
Total	2889.95	2889.95	2889.95	2889.95	2889.95	1

รูปที่ 5.12-4ข การแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG
ของมิเตอร์ PLV 2-37

จากการทดสอบ โปรแกรมสามารถสรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG ของสถานีไฟฟ้าทั้ง 4 สถานี จำนวน 8 มิเตอร์

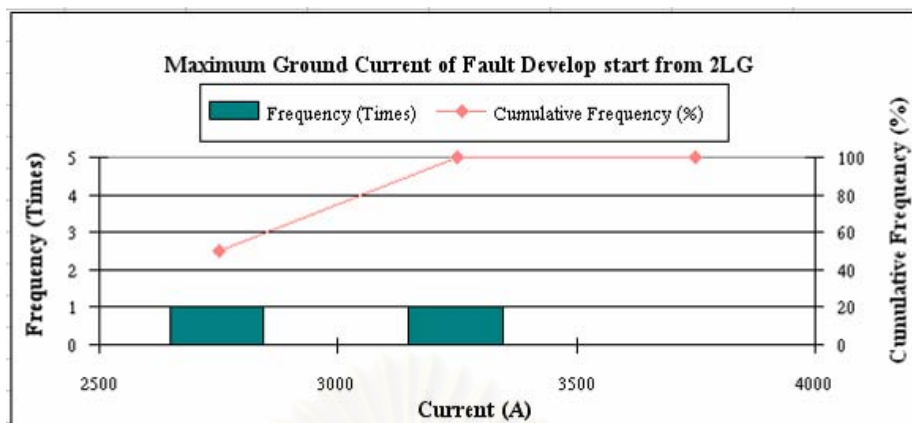
โดยโปรแกรมจะพิจารณาเฉพาะเหตุการณ์ค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG และมีช่วงเวลาที่เกิดรูปแบบเริ่มต้นนี้มากกว่าหรือเท่ากับ 0.04 ms แบ่งการสรุปผลค่ากระแสเฟสฟอลต์และค่ากระแสกราวด์ฟอลต์เป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ระบบ Non-NGR และกรณีที่ระบบติดตั้ง NGR ตามสถานภาพการติดตั้ง NGR ที่ระบุไว้ในตารางที่ 2.9 โดยสรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์แสดงดังรูปที่ 5.13-1ก และ 5.13-1ข และสรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ดังรูปที่ 5.13-2ก และ 5.13-2ข ตามลำดับ



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	-	-	-	-	-	-
BNL 2-20	-	-	-	-	-	-
RCN 1-41	-	-	-	-	-	-
RCN 2-24	-	-	-	-	-	-
LCA 1-31	-	-	-	-	-	-
LCA 2-32	-	-	-	-	-	-
PLV 1-36	4291.43	4291.43	4291.43	4291.43	4291.43	1
PLV 2-37	4912.27	4912.27	4912.27	4912.27	4912.27	1
Total	4291.43	4291.43	4601.85	4912.27	4912.27	2

รูปที่ 5.13-1ก สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG ในกรณีที่ระบบ Non-NGR

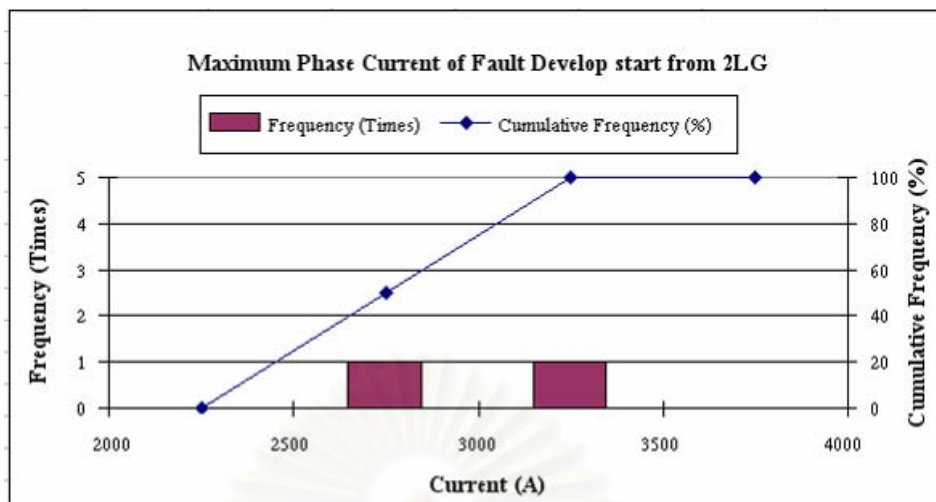
รูปที่ 5.13-1ก พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG ในกรณีที่ระบบ Non-NGR ของทั้ง 8 มิเตอร์ มีเพียงจำนวน 2 เหตุการณ์ กระแสเฟสฟอลต์สูงสุดของฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG มีค่าสูงกว่า 4,000 A และกระจายตัวในช่วง 4,000–5,000 A ซึ่งมีค่าเป็น 4,291.43 และ 4,912.27 A คิดเป็นค่าเฉลี่ยเท่ากับ 4,601.85 A



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	-	-	-	-	-	-
BNL 2-20	-	-	-	-	-	-
RCN 1-41	-	-	-	-	-	-
RCN 2-24	-	-	-	-	-	-
LCA 1-31	-	-	-	-	-	-
LCA 2-32	-	-	-	-	-	-
PLV 1-36	3265.42	3265.42	3265.42	3265.42	3265.42	1
PLV 2-37	2889.95	2889.95	2889.95	2889.95	2889.95	1
Total	2889.95	2889.95	3077.69	3265.42	3265.42	2

รูปที่ 5.13-1ข สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อ
ที่เริ่มต้นจาก 2LG ในกรณีทีระบบ Non-NGR

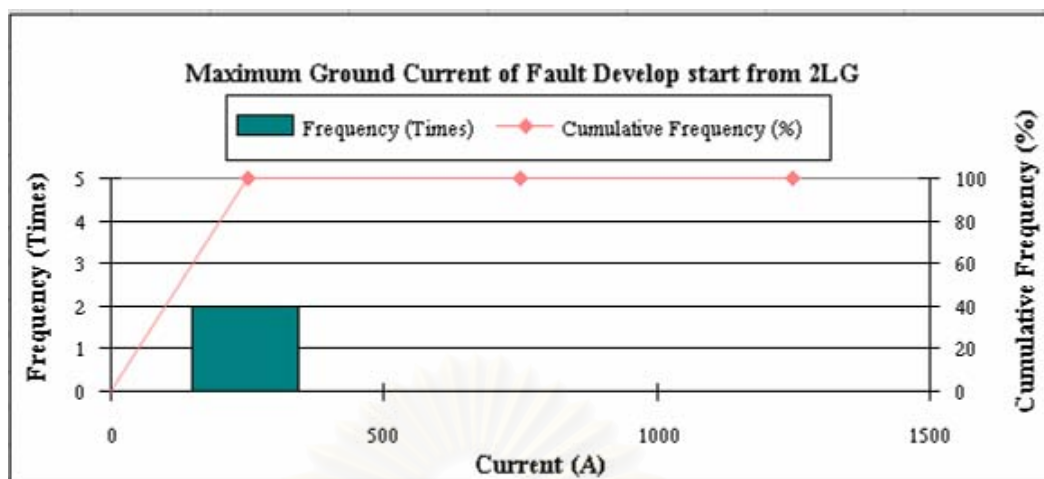
รูปที่ 5.13-1ข พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีทีระบบ Non-NGR ของเหตุการณ์เดียวกันกับรูปที่ 5.13-1ก ที่ได้จาก 8 มิเตอร์ มีเพียงจำนวน 2 เหตุการณ์ กระแสกราวด์ฟอลต์สูงสุดของฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG ในแต่ละเหตุการณ์มีค่าสูงกว่า 2,500 A และการกระจายตัวในช่วง 2,500 – 3,500 A ซึ่งมีค่าเป็น 2,889.95 และ 3,265.42 A คิดเป็นค่าเฉลี่ยเท่ากับ 3,077.69 A



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	-	-	-	-	-	-
BNL 2-20	-	-	-	-	-	-
RCN 1-41	2651.48	2651.48	2651.48	2651.48	2651.48	1
RCN 2-24	-	-	-	-	-	-
LCA 1-31	3118.76	3118.76	3118.76	3118.76	3118.76	1
LCA 2-32	-	-	-	-	-	-
PLV 1-36	-	-	-	-	-	-
PLV 2-37	-	-	-	-	-	-
Total	2651.48	2651.48	2885.12	3118.76	3118.76	2

รูปที่ 5.13-2ก สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อ
ที่เริ่มต้นจาก 2LG ในกรณีทีระบบติดตั้ง NGR

รูปที่ 5.13-2ก พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่
เริ่มต้นจาก 2LG ในกรณีทีระบบติดตั้ง NGR ของทั้ง 8 มิเตอร์ มีเพียงจำนวน 2 เหตุการณ์ กระแส
เฟสฟอลต์สูงสุดของฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG มีค่าต่ำกว่า 3,500 A และกระจายตัว
ในช่วง 2,500 – 3,500 A ซึ่งมีค่าเป็น 2,651.48 และ 3,118.76 A คิดเป็นค่าเฉลี่ยเท่ากับ
2,885.12 A



Meter Code	Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event
BNL 1-19	-	-	-	-	-	-
BNL 2-20	-	-	-	-	-	-
RCN 1-41	285.90	285.90	285.90	285.90	285.90	1
RCN 2-24	-	-	-	-	-	-
LCA 1-31	345.35	345.35	345.35	345.35	345.35	1
LCA 2-32	-	-	-	-	-	-
PLV 1-36	-	-	-	-	-	-
PLV 2-37	-	-	-	-	-	-
Total	285.90	285.90	315.63	345.35	345.35	2

รูปที่ 5.13-2ข สรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อ
ที่เริ่มต้นจาก 2LG ในกรณีทีระบบติดตั้ง NGR

รูปที่ 5.13-2ข พบว่าการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ในกรณีทีระบบติดตั้ง NGR ของเหตุการณ์เดียวกันกับรูปที่ 5.13-2ก ที่ได้จาก 8 มิเตอร์ มีเพียงจำนวน 2 เหตุการณ์ กระแสกราวด์ฟอลต์สูงสุดของฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG ในแต่ละเหตุการณ์มีค่าต่ำกว่า 1,000 A และการกระจายตัวในช่วง 0 – 500 A ซึ่งมีค่าเป็น 285.90 A และ 345.35 A คิดเป็นค่าเฉลี่ยเท่ากับ 315.63 A

เมื่อเปรียบเทียบค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่มีการพัฒนาต่อที่เริ่มต้นจาก 2LG (รวม 4 เหตุการณ์) ระหว่างกรณีทีระบบ Non-NGR (2 เหตุการณ์) กับกรณีทีระบบติดตั้ง NGR (2 เหตุการณ์) พบว่า ค่ากระแสเฟสฟอลต์ที่ได้จาก 2 กรณีนี้แตกต่างกัน โดยค่ากระแสเฟสที่เกิดขึ้นในกรณีทีระบบ Non-NGR มีค่าสูงกว่ามาก ส่วนค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ที่ได้แตกต่างเช่นกัน โดยกรณีทีระบบ Non-NGR มีค่ากระแสที่เกิดขึ้นสูงกว่า 1,000 A แต่ในกรณีทีระบบติดตั้ง NGR สามารถควบคุมค่ากระแสกราวด์ฟอลต์ให้มีค่าต่ำกว่า 1,000 A ได้ แต่เนื่องจากจำนวนเหตุการณ์ที่

เกิดขึ้นทั้ง 2 กรณี มีจำนวนเท่ากันและมีจำนวนน้อยมาก จึงไม่สามารถใช้ค่าเชิงสถิติเหล่านี้มาสรุปสมรรถนะของ NGR ว่าสามารถช่วยลดการเกิดฟอลต์ที่มีพัฒนาการเริ่มต้นจากฟอลต์แบบ 2LG ได้ (จากข้อมูลที่มีอยู่) หากมีจำนวนเหตุการณ์มากเพียงพอจะสามารถนำไปใช้ประกอบเป็นข้อมูลในการปรับตั้งรีเลย์ในแต่ละระบบเพื่อลดการเกิดพัฒนาการของฟอลต์ที่มีสาเหตุเริ่มต้นจาก 2LG ได้

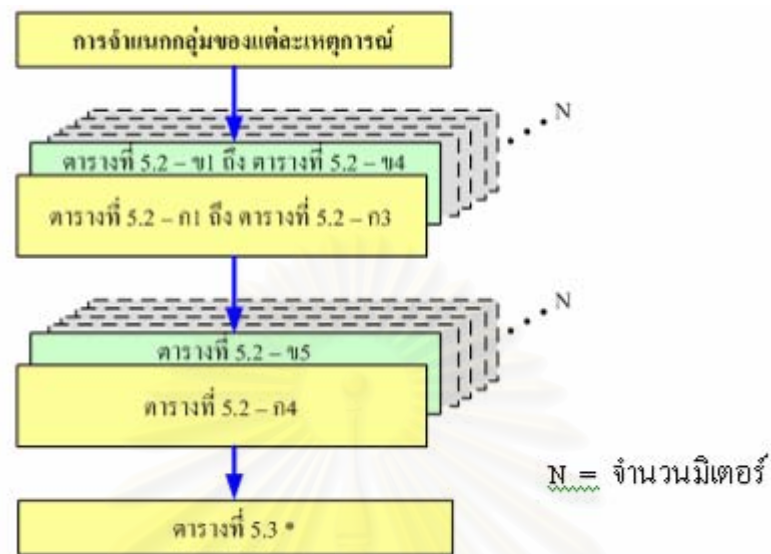
ตารางที่ 5.12 ตารางสรุปผลการแปรเปลี่ยนของค่ากระแสฟอลต์
(ใช้ผลรวมจากมิเตอร์ทุกตัวที่เกี่ยวข้อง)

		Minimum	CP05	Average	CP95	Maximum	Amount of Event	Remarks
5.3.1 (Ground)	Non-NGR	1049.35	1928.99	4188.11	7297.34	9930.61	53	I _N
	NGR	152.51	240.76	665.58	901.02	947.52	94	I _N
5.3.2	(Fault-2L)	4420.97	4420.97	4784.49	5284.97	5284.97	3	I _p
5.3.3	(Fault-3L)	4971.81	4971.81	5570.56	7298.75	7298.75	6	I _p
5.3.4 (Fault Develop - 1LG)	Non-NGR	2295.98	2295.98	3188.83	7256.19	7256.19	15	I _p
		2174.21	2174.21	2985.39	3755.13	3755.13	15	I _N
	NGR	1245.41	1245.41	1535.55	1967.17	1967.17	10	I _p
		390.89	390.89	617.79	804.74	804.74	10	I _N
5.3.5 (Fault Develop - 2LG)	Non-NGR	4291.43	4291.43	4601.85	4912.27	4912.27	2	I _p
		2889.95	2889.95	3077.69	3265.42	3265.42	2	I _N
	NGR	2651.48	2651.48	2885.12	3118.76	3118.76	2	I _p
		285.90	285.90	315.63	345.35	345.35	2	I _N

5.4 สรุปความสัมพันธ์ของการวิเคราะห์ข้อมูล

จากข้อมูลแรงดันประสิทธิผลและกระแสประสิทธิผลสามารถสรุปความสัมพันธ์ของแรงดันประสิทธิผลและกระแสประสิทธิผล ซึ่งมีขั้นตอนการวิเคราะห์แบ่งเป็น 4 ขั้นตอน โดยนำเสนอเป็นแผนภูมิดังรูปที่ 5.14 – ก ถึงรูปที่ 5.14 – ง ตามลำดับ

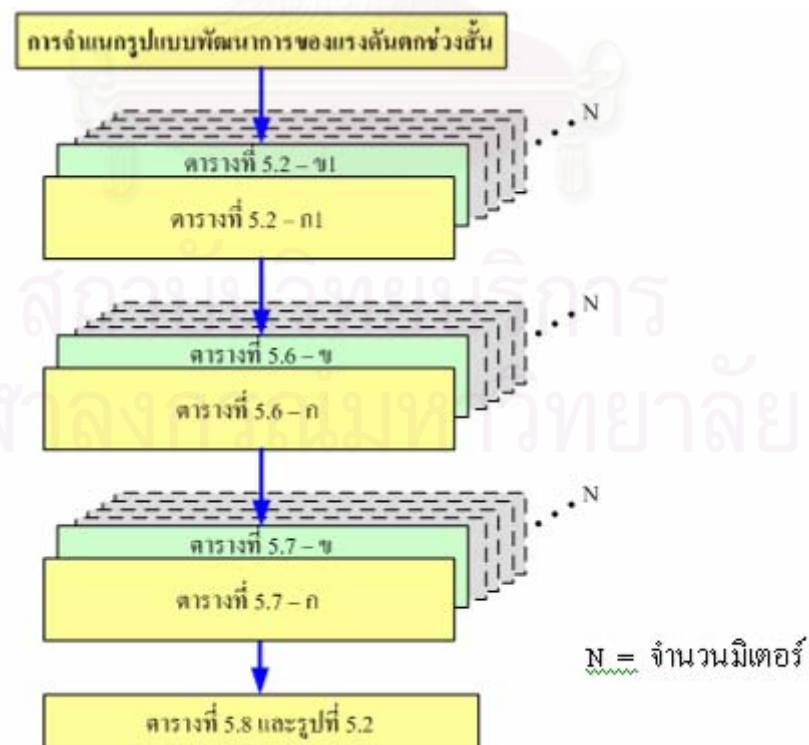
ก) การจำแนกกลุ่มของแต่ละเหตุการณ์



* เอาเฉพาะเหตุการณ์ในกลุ่มที่ 1 (Fault & Downstream) ไปวิเคราะห์ต่อ

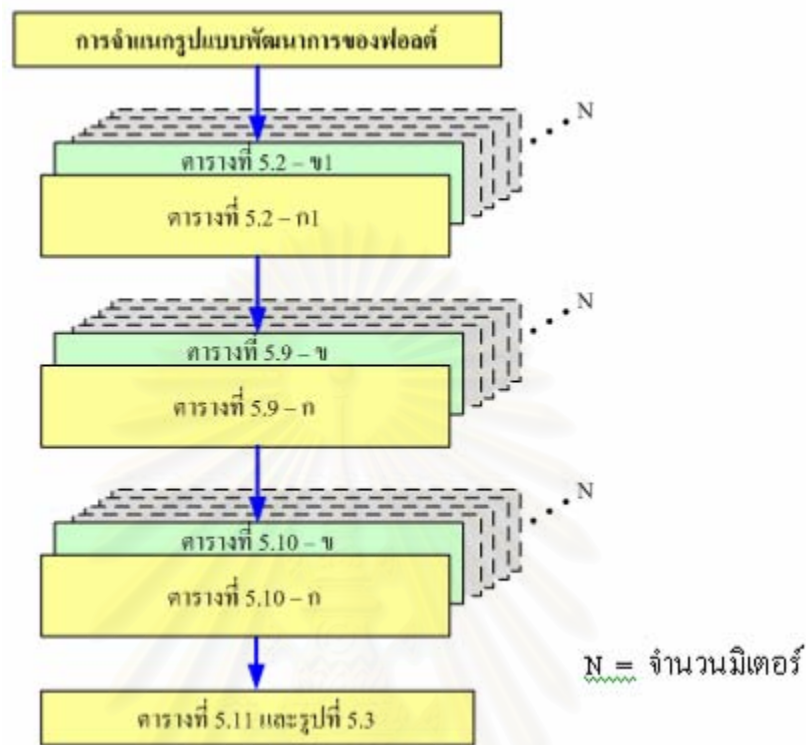
รูปที่ 5.14 - ก แผนภูมิแสดงการจำแนกกลุ่มของแต่ละเหตุการณ์

ข) การจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดันตกช่วงสั้น



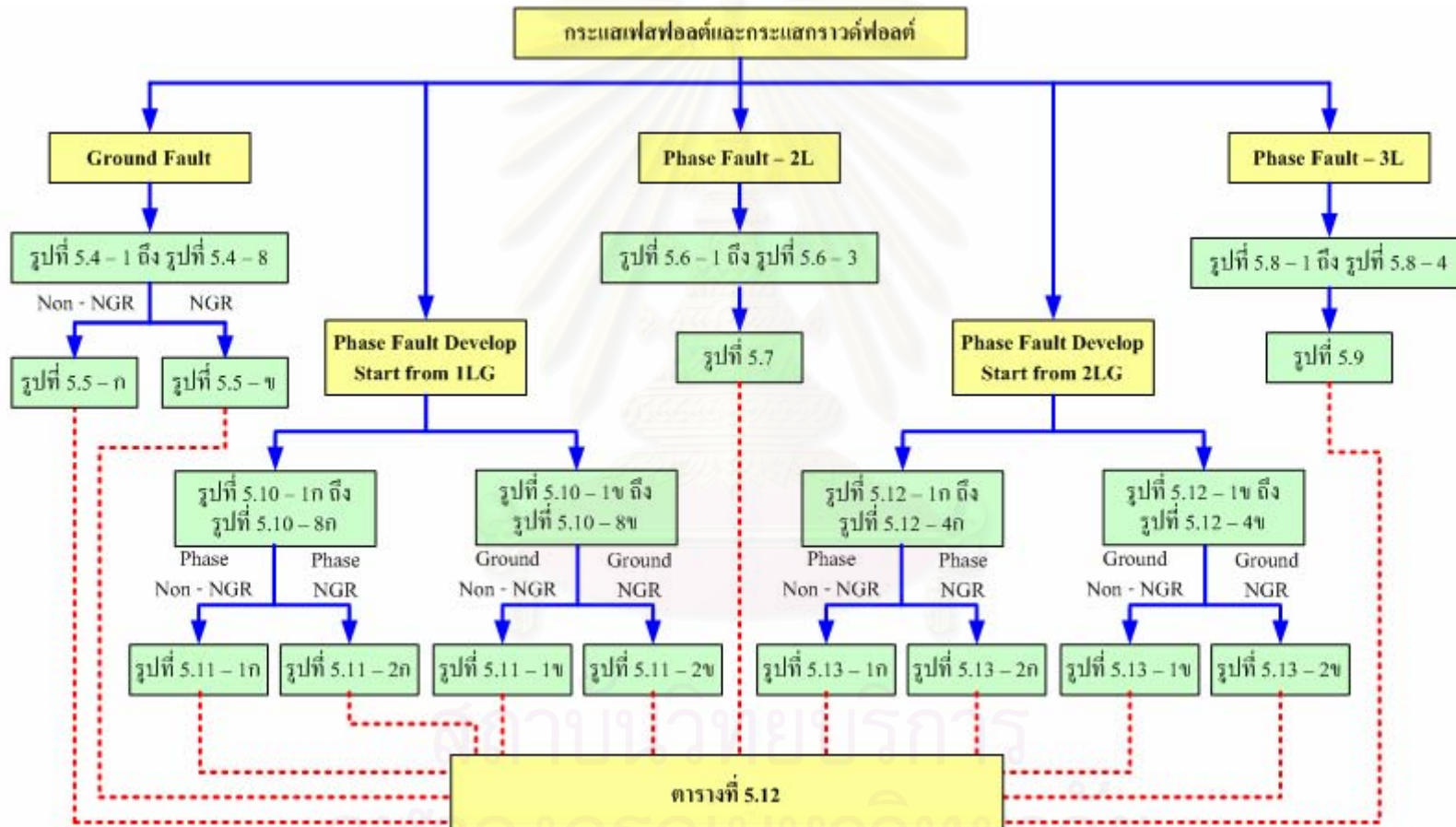
รูปที่ 5.14 - ข แผนภูมิแสดงการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของแรงดันตกช่วงสั้น

ค) การจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์



รูปที่ 5.14 - ค แผนภูมิแสดงการจำแนกรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์

ง) ข้อมูลเชิงสถิติของกระแสฟอลต์



รูปที่ 5.14 - ง แผนภูมิแสดงการหาข้อมูลเชิงสถิติของกระแสฟอลต์

บทที่ 6

สรุปและข้อเสนอแนะ

6.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์นี้ได้ศึกษาพฤติกรรมของแรงดันประสิทธิผลและกระแสประสิทธิผลเพื่อจำแนกเหตุการณ์การแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีในฐานข้อมูลจำนวนมาก โดยแบ่งกลุ่มเหตุการณ์ตามสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ออกเป็น 6 กลุ่ม คือ “Faults & Downstream” “Faults & Upstream” “Interruptions & Downstream” “Interruptions & Upstream” “Non-Faults & NA.” และ “Not Group” เพื่อนำเฉพาะเหตุการณ์ที่อยู่ในกลุ่มของ “Fault & Downstream” มาวิเคราะห์หาสถิติการเกิด รูปแบบพัฒนาการของแรงดัน และรูปแบบพัฒนาการของฟอลต์ที่ส่งผลถึงคุณภาพของแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้าระดับ 22 kV ในมุมมองของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งงานวิจัยนี้พิจารณาข้อมูลที่เกิดต่อเนื่องในช่วงเวลาไม่เกิน 1 นาที เป็นเหตุการณ์เดียวกัน

การจัดกลุ่มเหตุการณ์ด้วยโปรแกรมนี้ช่วยลดทรัพยากรเวลาและบุคลากร ทำให้สะดวกในการวิเคราะห์หาปัญหาและสาเหตุที่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพของแรงดันในเบื้องต้นว่า เหตุการณ์ส่วนใหญ่เกิดขึ้นภายนอกหรือภายในส่วนที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดูแล และมีสาเหตุจากฟอลต์ชนิดใดมากที่สุด ซึ่งสามารถนำข้อมูลมาใช้ประกอบการป้องกันความรุนแรงจากการเกิดการแปรเปลี่ยนในช่วงระยะเวลาสั้นที่มีสาเหตุจากพัฒนาการของฟอลต์ โดยพัฒนาโปรแกรมนี้ด้วยโปรแกรมเดสก์ทอป 7 เนื่องจากเป็นโปรแกรมที่ง่ายต่อการพัฒนา สามารถออกแบบให้เชื่อมต่อกับข้อมูลและโต้ตอบกับผู้ใช้งานได้อย่างสะดวก อีกทั้งยังมีการแสดงผลเป็นกราฟฟิคที่สวยงาม

โปรแกรมนี้ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากเครื่องมือวัดเพิ่มเติมจากโปรแกรมของเครื่องมือวัดที่มีอยู่ เพื่อสะดวกต่อการวิเคราะห์หาแนวทางการแก้ปัญหาในเบื้องต้น

6.2 ข้อเสนอแนะ

โปรแกรมที่ได้มานี้ยังสามารถพัฒนาให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นได้ จึงได้เสนอแนวทางในการพัฒนาต่อไป

- ในส่วนของข้อมูลที่ช่วยในการจำแนกเหตุการณ์ที่ผู้ใช้ป้อนข้อมูลเพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการจำแนกจำนวนซึ่งมีผลต่อการจำแนกจำนวน 4 ค่า ได้แก่ Reference Voltage Percent Voltage Level Adjustment ΔV_{zone} Condition of Phase Condition of Ground Fault ถ้าสามารถพัฒนาให้โปรแกรมพิจารณาเลือกใช้ค่าที่เหมาะสมจะทำให้โปรแกรมนี้มีประสิทธิภาพมากขึ้น
- ในการพิจารณาสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ ถ้ามีการนำเวลาที่อุปกรณ์ป้องกันอัตโนมัติที่ใช้ในระบบทำงาน มาประกอบการพิจารณาว่าตำแหน่งที่เกิดว่าเป็น Upstream หรือ Downstream โปรแกรมนี้จะจำแนกกลุ่มของเหตุการณ์มีประสิทธิภาพมากขึ้น
- การพิจารณาความแตกต่างของสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ในกลุ่ม “Fault & Downstream” กับกลุ่ม “Fault & Upstream” การพิจารณาลักษณะการเปลี่ยนแปลงของแรงดันอย่างเดียวไม่เพียงพอ หากมีการพิจารณาลักษณะการเปลี่ยนแปลงของกระแสร่วมด้วย จะสามารถช่วยลดความผิดพลาดลงได้
- เนื่องด้วยข้อจำกัดของข้อมูลที่ได้จากเครื่องมือวัดคุณภาพทางไฟฟ้า คือ มีแต่ขนาดแรงดันในรูปค่า RMS และช่วงเวลาที่เกิด ซึ่งไม่ทราบขนาดมูมเฟส หากทราบมูมเฟสจะสามารถวิเคราะห์ได้ชัดเจนว่าฟอลต์ที่เกิดขึ้นนั้นเกิดจากเฟสใด
- ในการพิจารณาสาเหตุและตำแหน่งที่เกิดฟอลต์ของเหตุการณ์ Voltage Dips ที่ไม่ได้มีสาเหตุจากฟอลต์และไม่สามารถระบุตำแหน่งได้ (Not Fault & NA.) และเหตุการณ์ที่ไม่สามารถจำแนกได้ (Not Group) การใช้ข้อมูลแรงดันประสิทธิผลกระแสประสิทธิผล และตัวบ่งชี้ลักษณะของแรงดันตกช่วงสั้น อาจไม่เพียงพอในการจำแนกในกรณีที่เกิดฟอลต์ที่ลักษณะของแรงดันมีรูปร่างไม่เป็นสี่เหลี่ยมมุมฉากของระบบ Non - NGR
- ในการพิจารณาระดับแรงดันว่าเป็นแบบ Single stage dips หรือ Multistage dips นั้นในโปรแกรมนี้พิจารณาตามหลักเกณฑ์ที่ใช้พิจารณา Dip Code
- ในการทำงานครั้งนี้เนื่องจากข้อจำกัดด้านเวลาไม่สามารถพัฒนาโปรแกรมให้ทำงานได้ 100% การที่โปรแกรมพิจารณาเหตุการณ์เป็น Fault & Downstream ที่พัฒนาจาก 1LG 2LG 2L 3LG หรือ 3L จริง ๆ แล้วอาจเป็นการเกิดฟอลต์ที่ไม่พัฒนาต่อแบบ 3LG หรือ 3L โดยธรรมชาติการเกิดฟอลต์ของแต่ละเฟสนั้นจะเกิดไม่พร้อมกัน

รายการอ้างอิง

1. IEC 61000-2-8. Voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results, 2002.
2. ศูนย์บริการวิชาการแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการศึกษาคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ช่วยให้ผู้ใช้ไฟอุตสาหกรรมที่ต้องการคุณภาพไฟฟ้าสูง. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2548.
3. วัฒนะ ลิมปนนท์ทวี. การศึกษาค้นคว้ากำลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย. วิทยานิพนธ์ปริญญา มหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมศาสตร์ คณะวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2541.
4. Bollen, M.H.J. Understanding power quality problems (Voltage sags and interruptions). IEEE Press, New York, 2000.
5. Cornick, K.J. and Li, H.Q. Advances in power system control, operation and management. APSCOM-00. 2000 International Conference, Volume 1, 30 October – 1 November 2000: 149 – 156.
6. Kagan, N.; Ferrari, E.L.; Matsuo, N.M.; Duarte, S.X.; Cavaretti, J.L.; Tenorio, A. and Souza, L.R. A methodology for the assessment of short duration voltage variations in electric power distribution systems. Harmonics and Quality of Power, Volume 2, 6 – 9 October 2002: 577 – 581.
7. Bollen, M.H.J.; Styvaktakis, E. and Gu, I.Y.H. Analysis of voltage dips for event identification Power Quality: Monitoring and Solutions. IEE Seminar, 30 November 2000: 1/4 – 4/4 Summary.
8. Styvaktakis, E.; Bollen, M.H.J. and Gu, I.Y.H. Automatic classification of power system events using RMS voltage measurements. Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, Volume 2, 21 – 25 July 2002: 824 – 829.
9. Llanos, D. Fault diagnosis of dynamic systems reusing cases. Department of Electronics, Computer Science and Automatic Control, University of Girona, Spin 2003.
10. Mora, J.; Meléndez, J.; Llanos, D.; Colomer, J.; Sánchez, J. and Corbella, X. Classification of sags measured in a distribution substation using a fuzzy tool: ICREPQ'2003. International Conference on Renewable Energy and Power Quality, Vigo, 9 – 11 April 2003.

11. Mora, J.; Llanos, D.; Meléndez, J.; Colomer, J.; Corbella, J. and Sánchez, J. Classification of sags measured in a distribution substation based on qualitative and temporal descriptors. Proceedings CIRED, 2003.
12. Styvaktakis, E.; Bollen, M.H.J. and Gu, I.Y.H. Expert system for voltage dip classification and analysis. Proceedings IEEE Power Engineering Soc. Summer Meeting, 2001.
13. Llanos, D.; Mora, J.; Meléndez, J.; Ruiz, M.; Colomer, J.; Sánchez, J. and Corbella, J. Classification of short duration faults (Voltage sags) in transmissions and distribution power systems. Proceedings CIRED, 2002.
14. Llanos, D.; Meléndez, J.; Colomer, J.; Mora, J.; Sánchez, J. and Corbella, J. Abstraction of significant temporal features of voltage sags recorded in a 25 kV substation. Proceedings CIRED, 2003.
15. ไชยะ แซ่มซ้อย, เอกสารประกอบการอบรมทางวิชาการเรื่อง Industrial power quality (Voltage sags and harmonics). ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลังร่วมกับภาควิชาวิศวกรรมศาสตร์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, เมษายน 2547.



ภาคผนวก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก

กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips

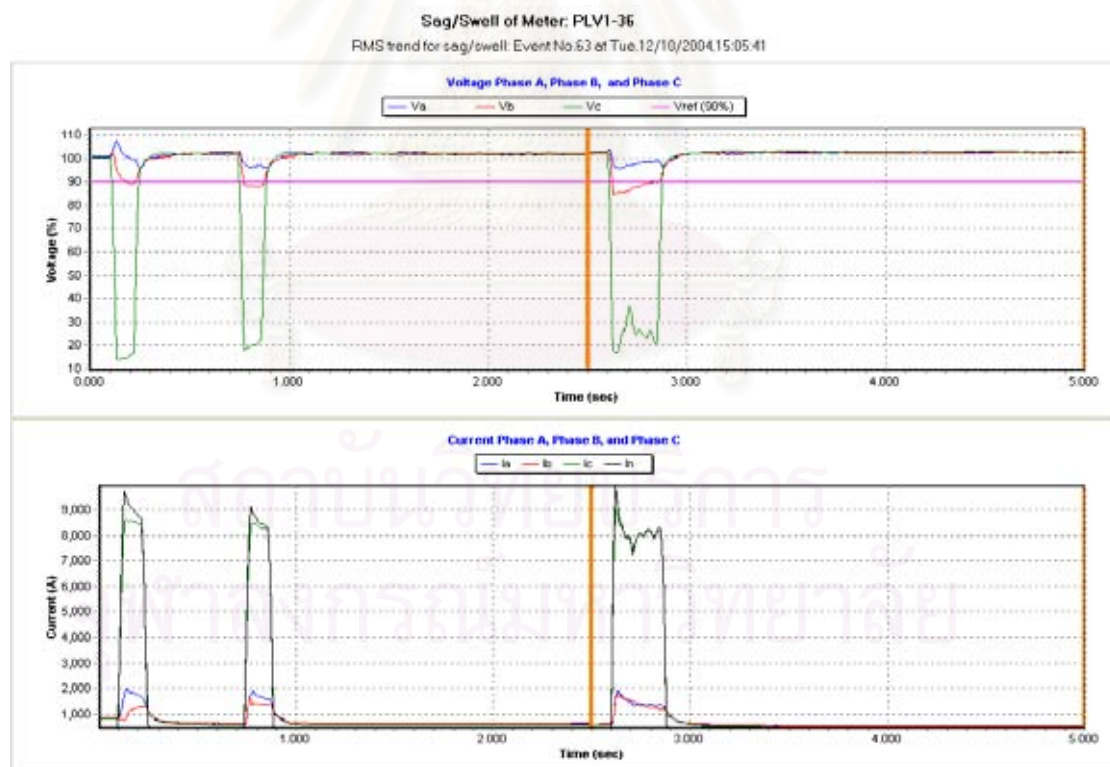
จากข้อที่ 2.5 มีรูปตัวอย่างเหตุการณ์ในกลุ่ม “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips คือ รูปที่ 2.29 – 2.37 ได้ผลการทดสอบโปรแกรมดังนี้

ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.29 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ก-29 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips ที่เกิดต่อเนื่องในเหตุการณ์ลำดับที่ 63 ของมิเตอร์ PLV1-36 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา (Start Time) Tue,12/10/2004,15:05:25 และ Tue, 12/10/2004, 15:05:41 ตามลำดับ ซึ่งมีทั้งหมด 3 ช่วง โดยทั้ง 3 ช่วง มีสาเหตุจาก 1LG ของระบบ Non - NGR ดังนี้

- ช่วงที่ 1 เกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส B (Residual Voltage = 0.89 pu., Duration = 0.05 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.14 pu., Duration = 0.14 sec)
- ช่วงที่ 2 เกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส B (Residual Voltage = 0.88 pu., Duration = 0.11 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.18 pu., Duration = 0.14 sec)
- ช่วงที่ 3 เกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส B (Residual Voltage = 0.85 pu., Duration = 0.22 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.17 pu., Duration = 0.27 sec)

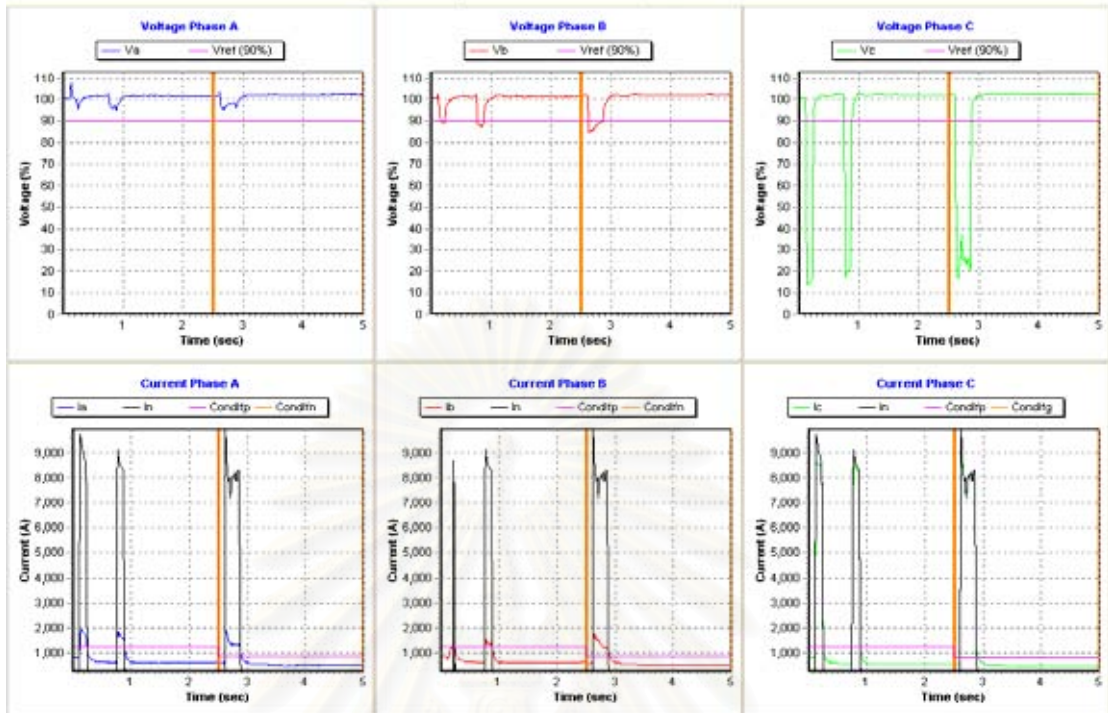
ตารางที่ ก-29 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.29

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
129	63	Tue,12/10/2004, 15:05:25	11	Fault	Down	XXC	7	xxcg	7	0	-----	-----	0.14	1948.79	1156.83	8623.87	9726.96
130	63	Tue,12/10/2004, 15:05:25	18	Fault	Down	XBC	5	xxcg	5	0	-----	0.89	0.14	1804.54	1264.31	8558.82	8983.08
131	63	Tue,12/10/2004, 15:05:25	23	Fault	Down	XXC	2	xxcg	2	50	-----	-----	0.14	1419.87	1258.65	3569.48	3501.59
132	63	Tue,12/10/2004, 15:05:25	75	Fault	Down	XXC	2	xxxx xxcg	1 1	0	-----	-----	0.48	678.82 1476.44	602.46 1524.52	3821.21 7022.98	4220.01 7707.46
133	63	Tue,12/10/2004, 15:05:25	77	Fault	Down	XBC	11	xxcg	11	0	-----	0.88	0.18	1855.45	1555.64	8496.59	9132.99
134	63	Tue,12/10/2004, 15:05:25	88	Fault	Down	XXC	1	xxcx	1	172	-----	-----	0.18	1391.59	1269.96	3136.73	2975.5
135	63	Tue, 12/10/2004, 15:05:41	261	Fault	Down	XXC	1	xxcg	1	0	-----	-----	0.77	715.59	627.91	6276.28	7039.96
136	63	Tue,12/10/2004, 15:05:41	262	Fault	Down	XBC	22	xxcg	22	0	-----	0.85	0.17	1903.53	1745.14	9116.02	9930.61
137	63	Tue,12/10/2004, 15:05:41	284	Fault	Down	XXC	4	xxcg	4	0	-----	-----	0.17	1343.5	1187.94	8185.47	8290.12



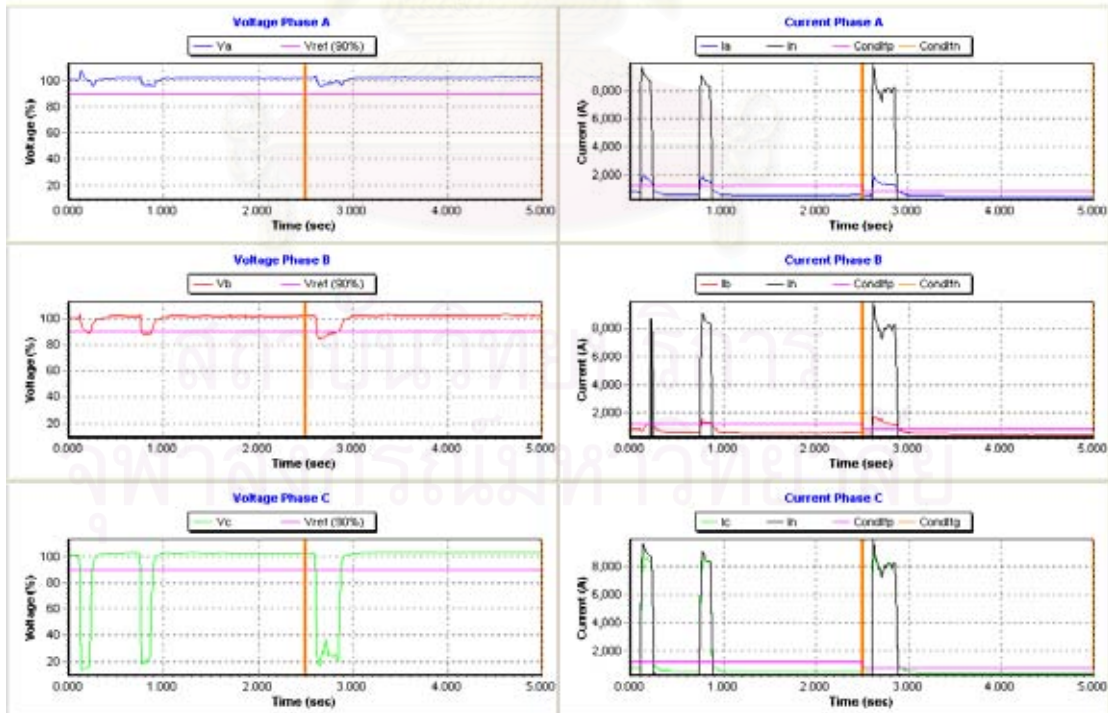
รูปที่ ก.1-29 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment

Sag/Swell of Meter: PLV1-36
 RMS trend for sag/swell: Event No.63 at Tue,12/10/2004,15:05:41

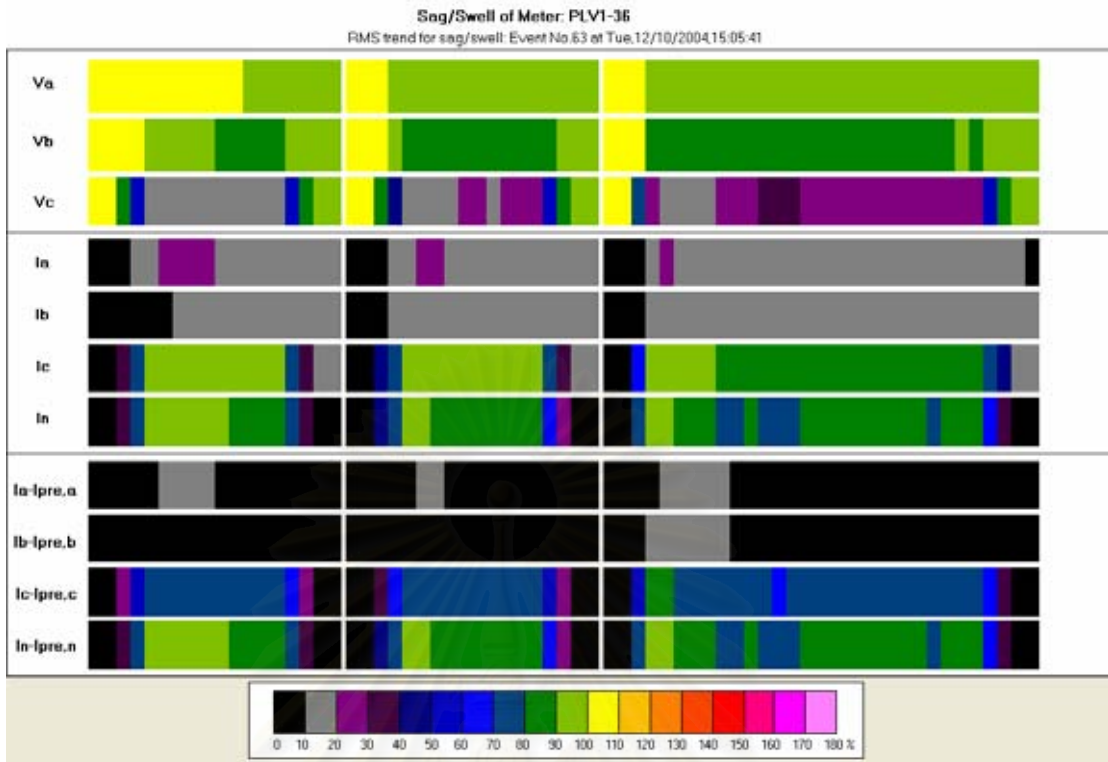


รูปที่ ก.2-29 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal

Sag/Swell of Meter: PLV1-36
 RMS trend for sag/swell: Event No.63 at Tue,12/10/2004,15:05:41



รูปที่ ก.3-29 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

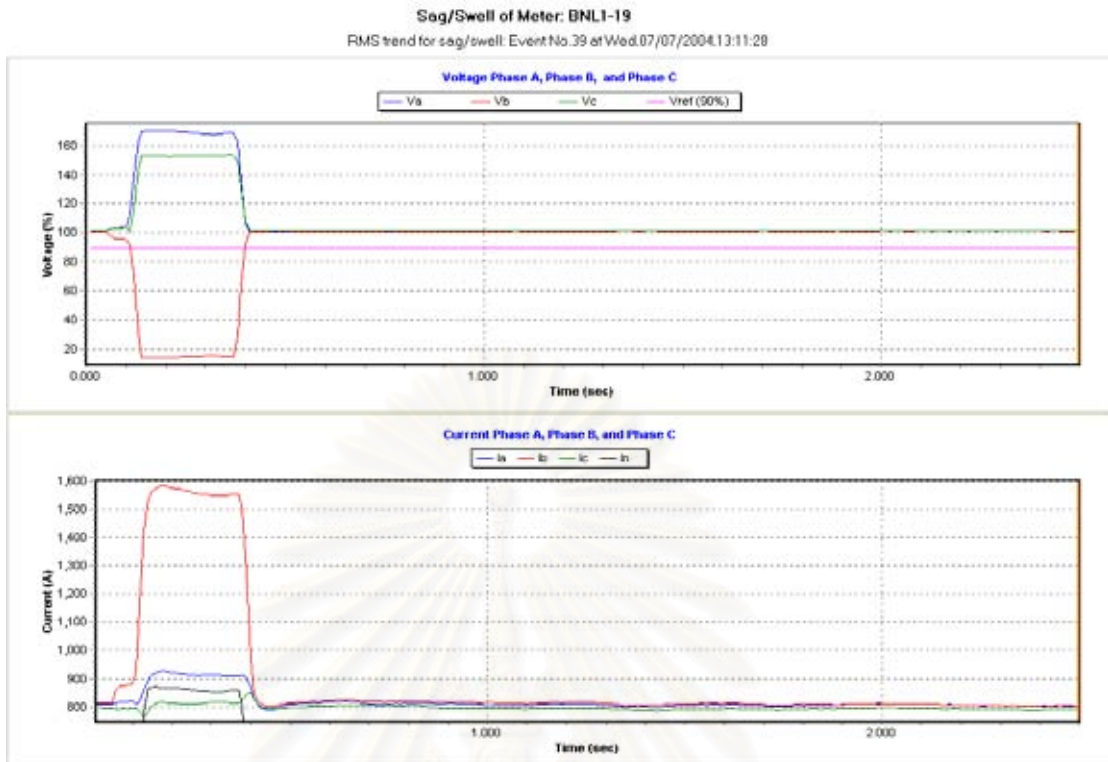


รูปที่ ก.4-29 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

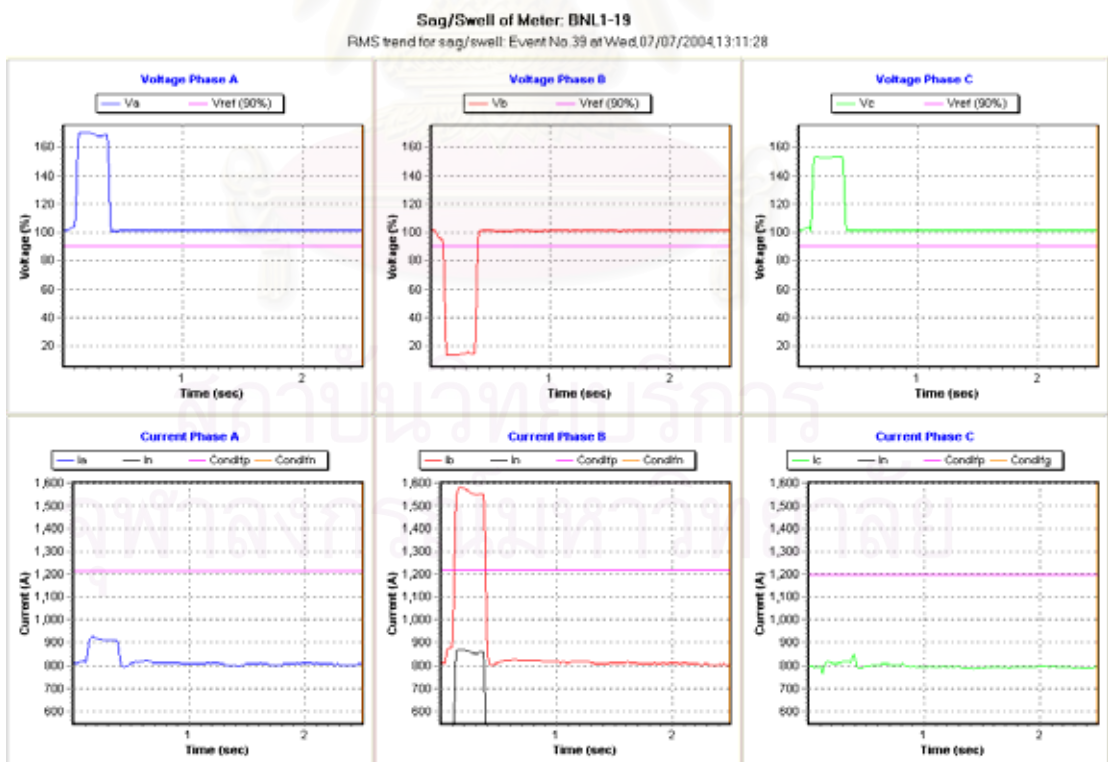
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.30 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ก-30 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips ในเหตุการณ์ลำดับที่ 39 ของมิเตอร์ BNL1-19 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Wed, 07/07/2004, 13:11:28 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง โดยเกิด Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส B (Residual Voltage = 0.14 pu., Duration = 0.28 sec) ซึ่งมีสาเหตุจาก ILG ที่เฟส B ของระบบที่มี NGR

ตารางที่ ก-30 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.30

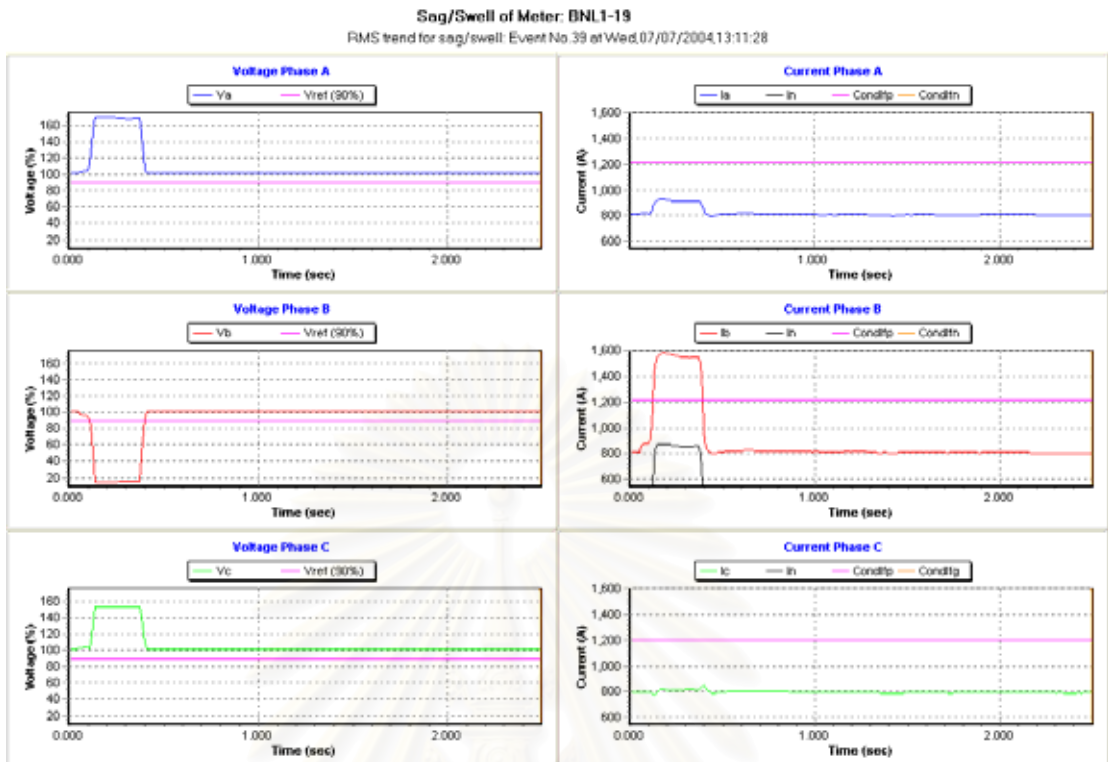
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
41	39	Wed,07/07/2004, 13:11:28	12	Fault	Down	XBX	28	xbxg	28	0	-----	0.14	-----	927.72	1582.56	844.46	870.25



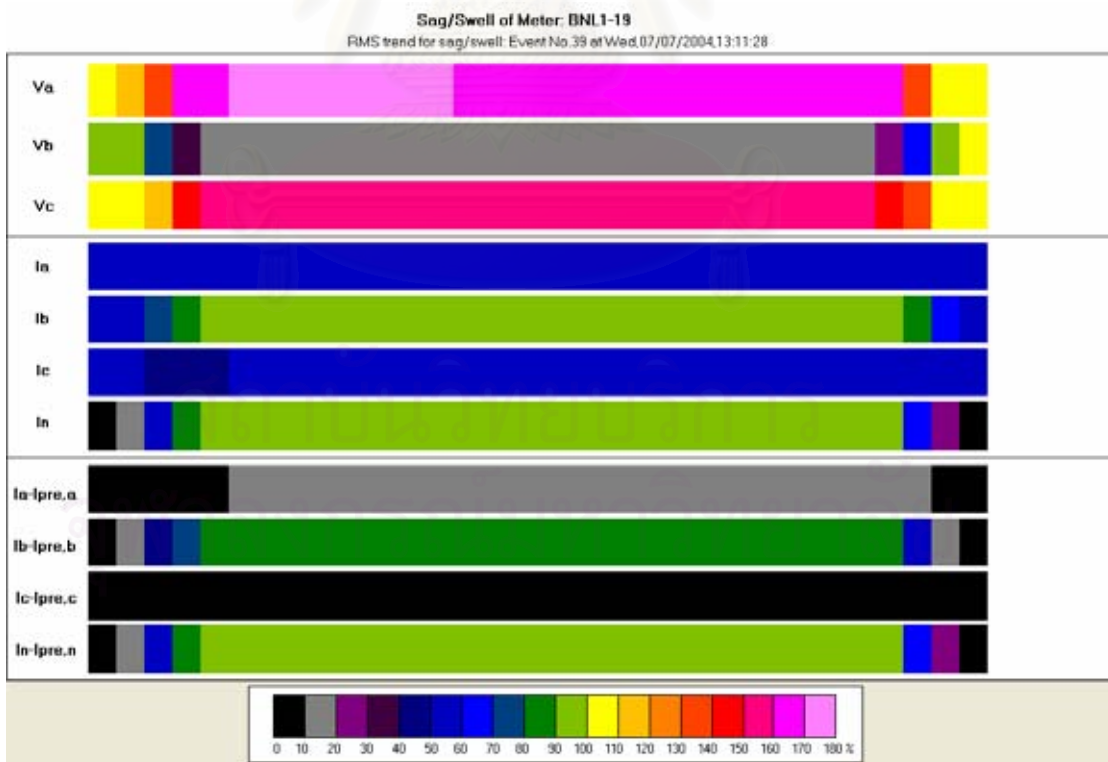
รูปที่ ก.1-30 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ก.2-30 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ก.3-30 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

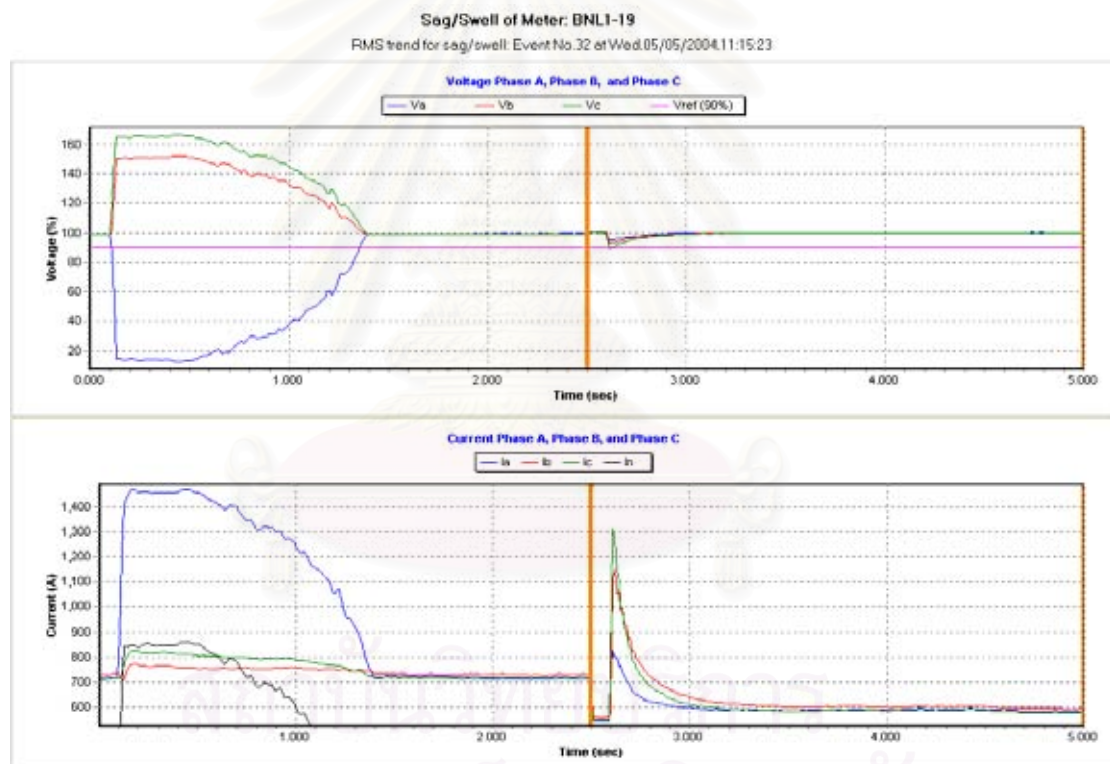


รูปที่ ก.4-30 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

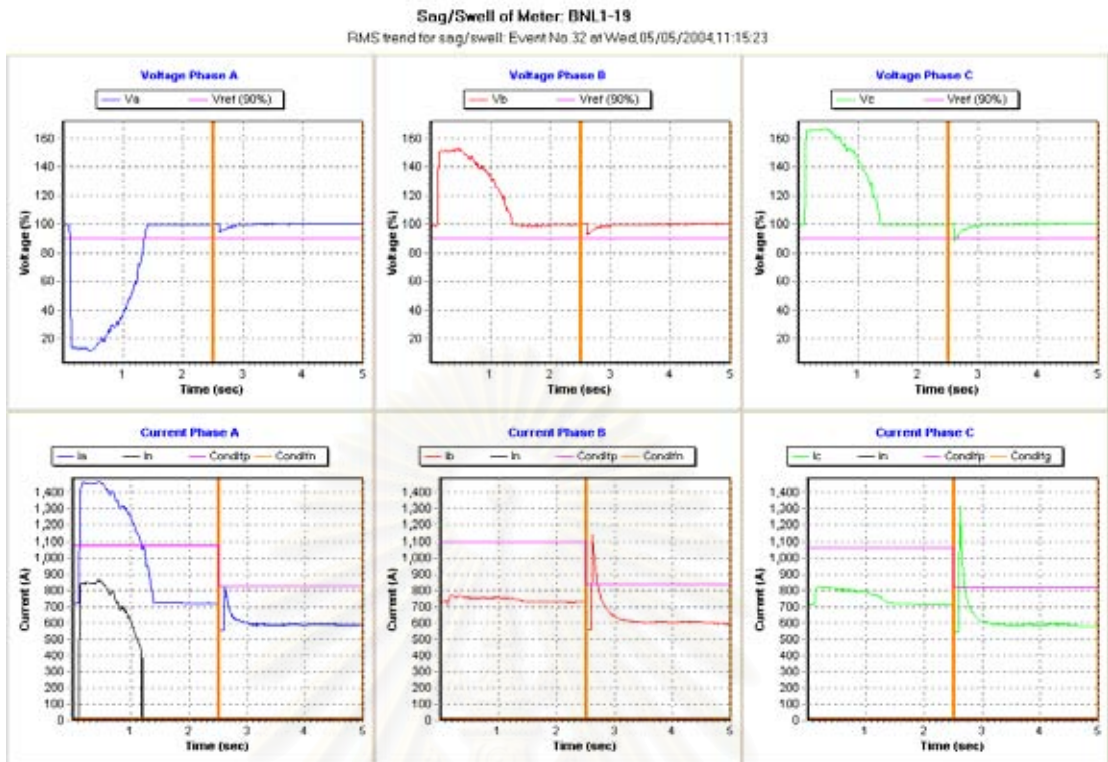
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.31 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ก-31 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips ในเหตุการณ์ลำดับที่ 32 ของมิเตอร์ BNL1-19 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Wed, 05/05/2004, 11:15:23 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง โดยเกิด Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.12 pu., Duration = 1.25 sec) แต่แรงดันมีรูปร่างไม่เป็นเป็นสี่เหลี่ยมมุมฉาก ซึ่งมีสาเหตุจาก 1LG ที่เฟส A ของระบบที่มี NGR

ตารางที่ ก-31 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.31

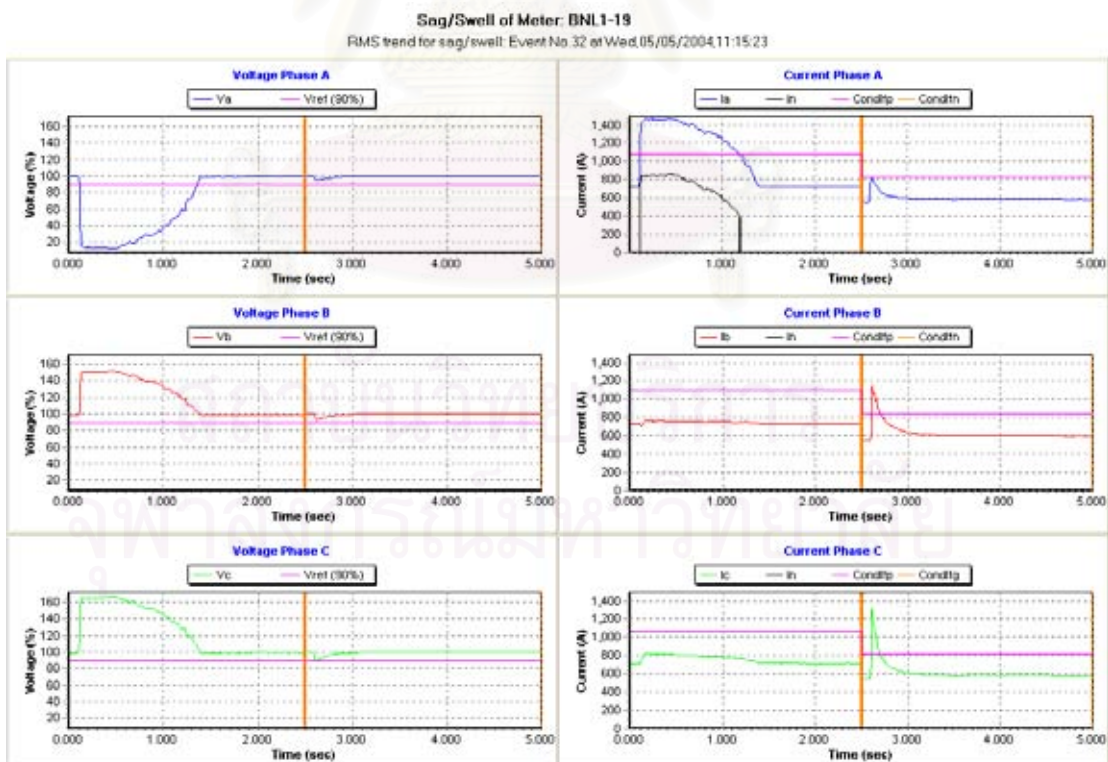
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
34	32	Wed,05/05/2004, 11:15:23	11	Fault	Down	AXX	125	axxg	125	0	0.12	-----	-----	1468.07	772.5	824.99	861.2



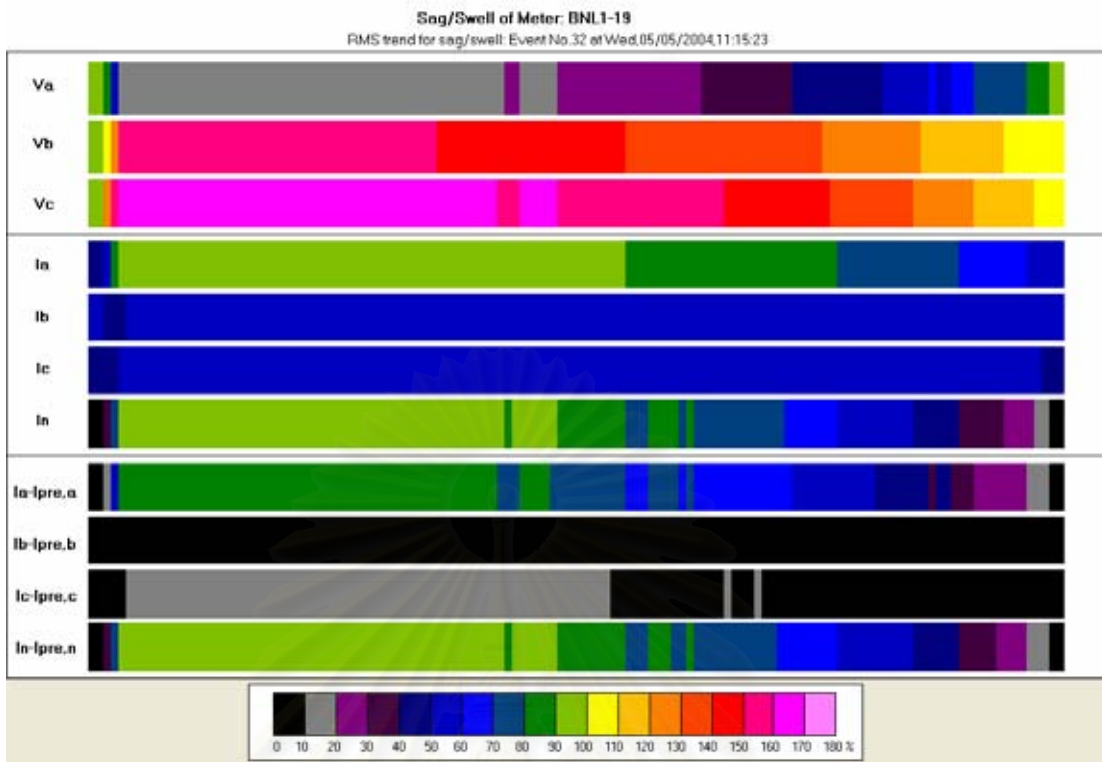
รูปที่ ก.1-31 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ก.2-31 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ก.3-31 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

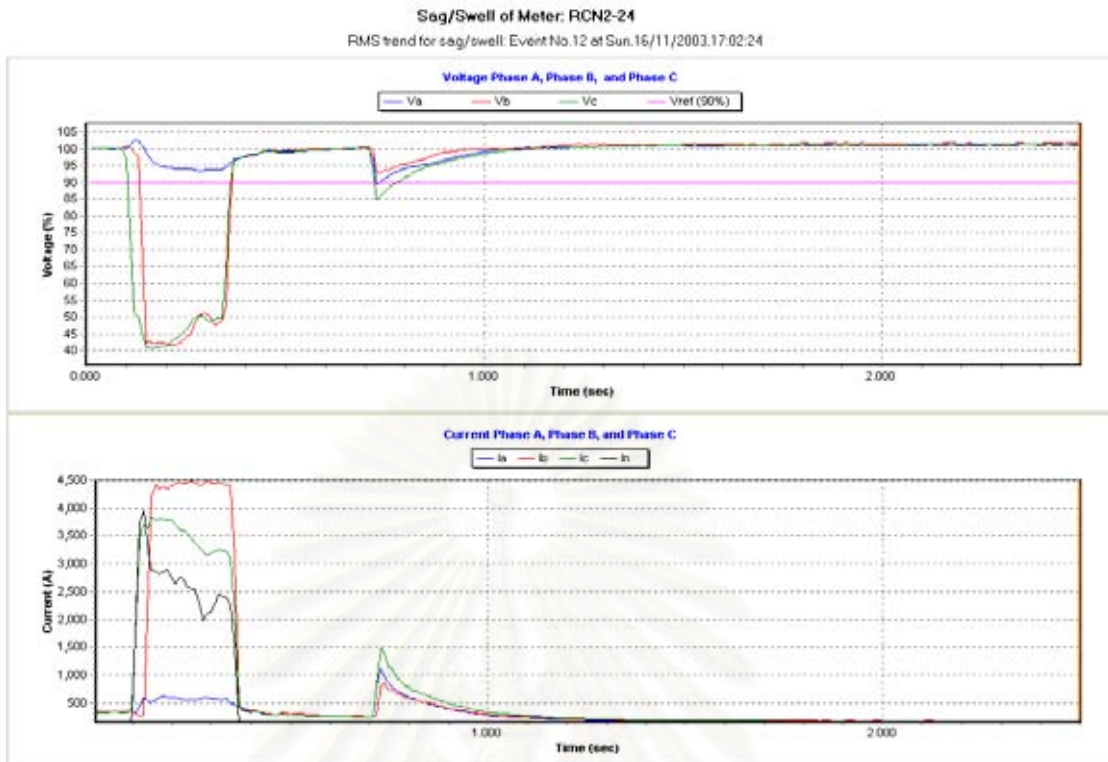


รูปที่ ก.4-31 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

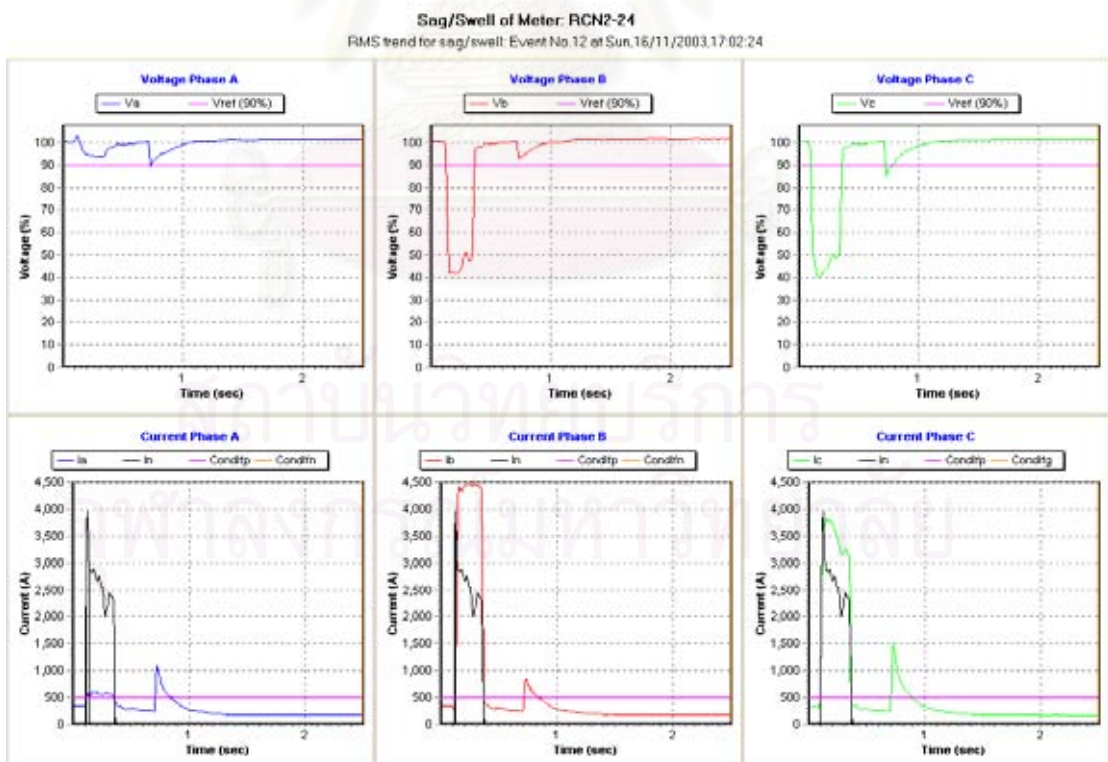
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.32 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ก-32 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips ในเหตุการณ์ลำดับที่ 12 ของมิเตอร์ RCN2-24 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Sun, 16/11/2003, 17:02:24 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง โดยเกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส B (Residual Voltage = 0.14 pu., Duration = 0.28 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.14 pu., Duration = 0.28 sec) ซึ่งมีสาเหตุจาก 2LG ที่เฟส B และเฟส C ของระบบที่ Non - NGR หลังจากเวลาผ่านไปอีก 0.36 sec เกิดเหตุการณ์ “Non-Fault & NA.” เป็นระยะเวลา 0.06 sec

ตารางที่ ก-32 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.32

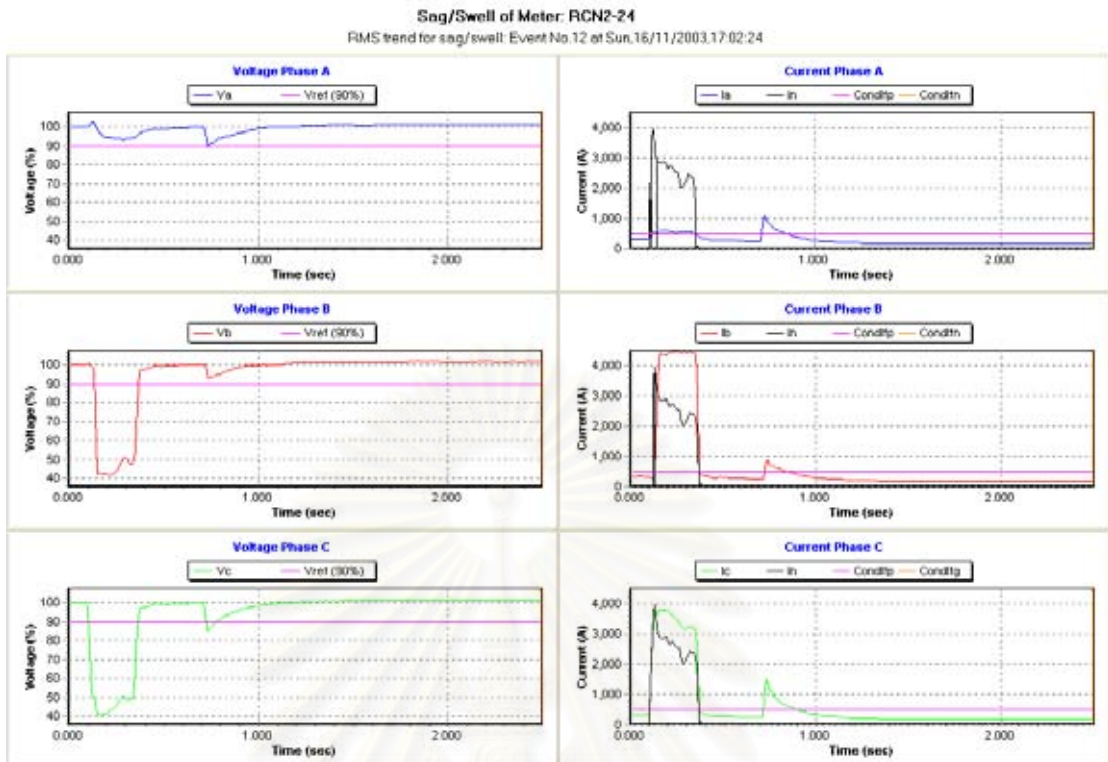
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip *	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
26	12	Sun,16/11/2003, 17:02:24	11	Fault	Down	XXC	3	xxcg	3	0	-----	-----	0.5	589.22	281.48	3701.84	3951.65
27	12	Sun,16/11/2003, 17:02:24	14	Fault	Down	XBC	23	xbcg	23	36	-----	0.42	0.41	448.93	3111.72	2147.79	1461.73
28	12	Sun,16/11/2003, 17:02:24	73	Non-Fault	NA.	XXC	6	xxcx	6	0	-----	-----	0.85	951.26	845.36	1380.72	10.41



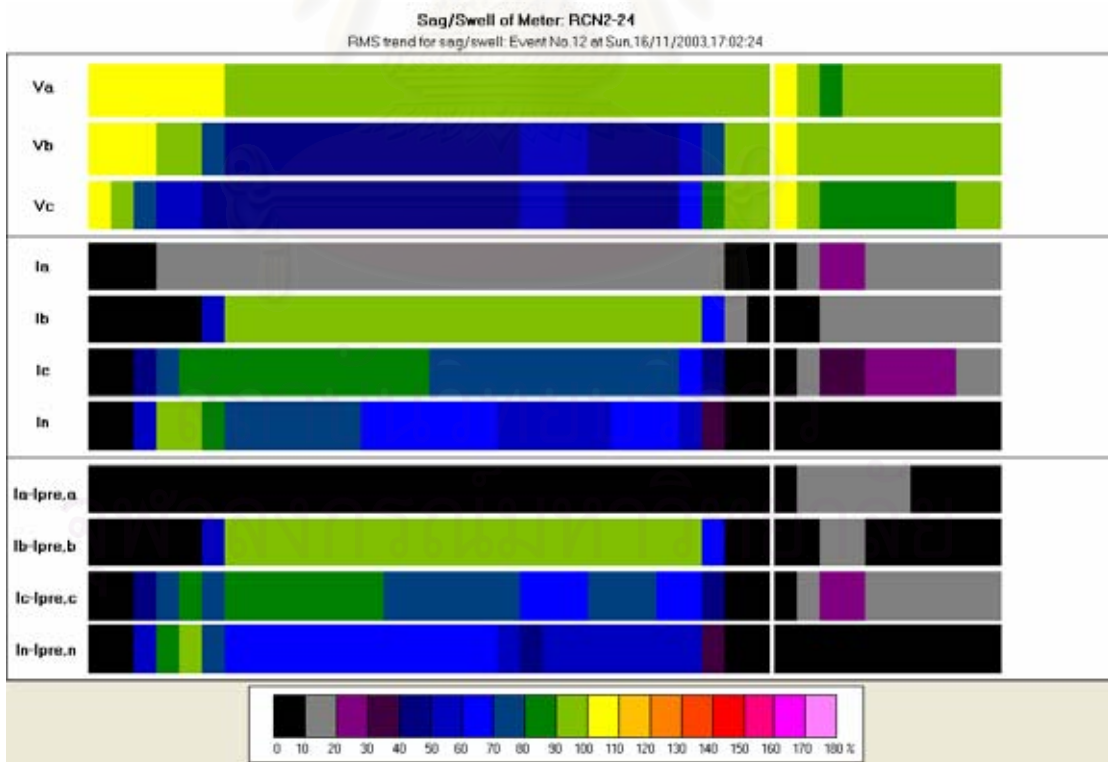
รูปที่ ก.1-32 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ก.2-32 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ก.3-32 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

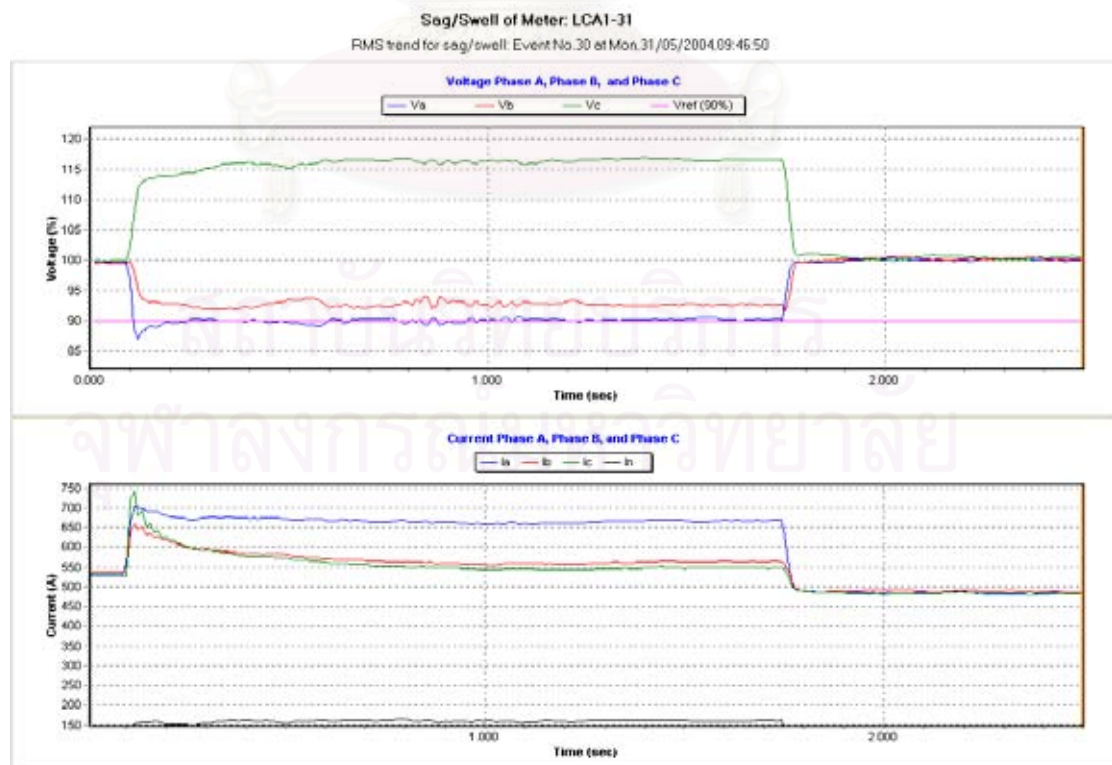


รูปที่ ก.4-32 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

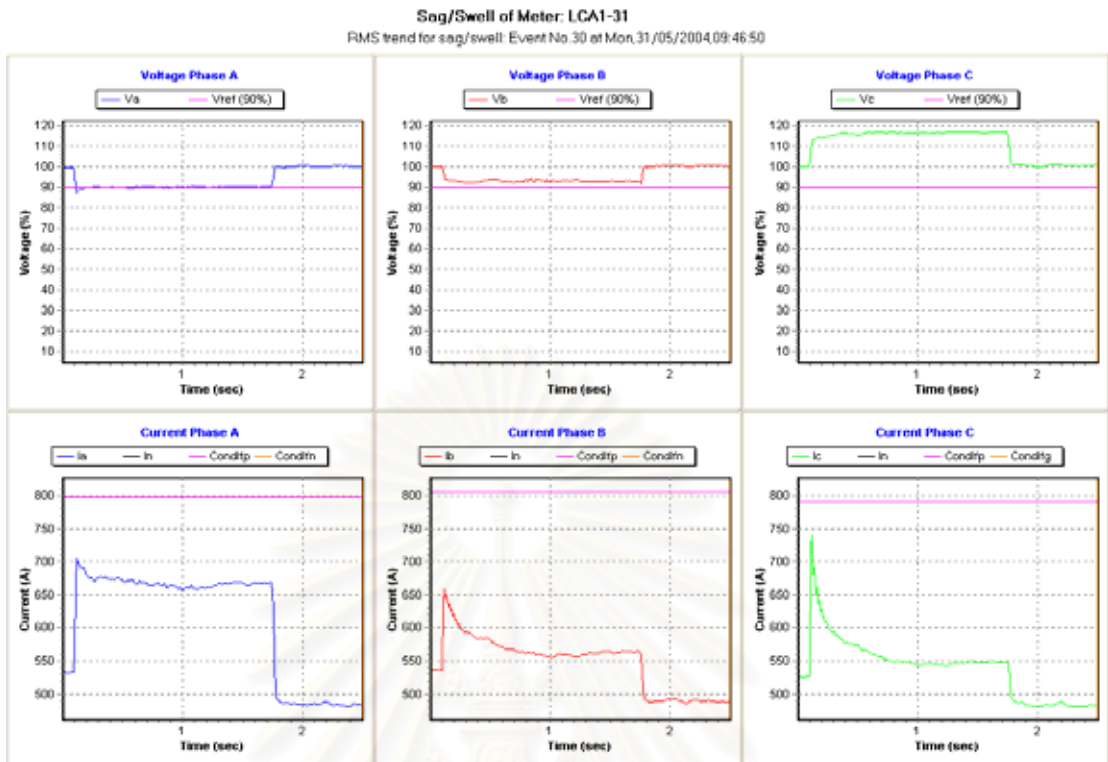
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.33 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ก-33 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips ในเหตุการณ์ลำดับที่ 33 ของมิเตอร์ LCA1-31 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Mon, 31/05/2004, 09:46:50 พัดติกรมแรงดันมีการกระเพื่อมมากกว่า ΔV_{zone} ที่ตั้งเงื่อนไขไว้ คือ 4% ทำให้โปรแกรมเห็นเป็นเกิด Dips ทั้งหมด 5 ช่วง แต่เหตุการณ์จริงเกิด Dips เพียง 1 ช่วง ซึ่งมีสาเหตุจาก 2LG ที่เฟส A และ เฟส B ของระบบที่มี NGR ทำให้แรงดันลดต่ำลงจากระดับอ้างอิงจำนวน 2 เฟส คือ ที่เฟส A และเฟส B แต่จัดเป็นเกิด Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.89 pu., Duration = 0.84 sec)

ตารางที่ ก-33 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.33

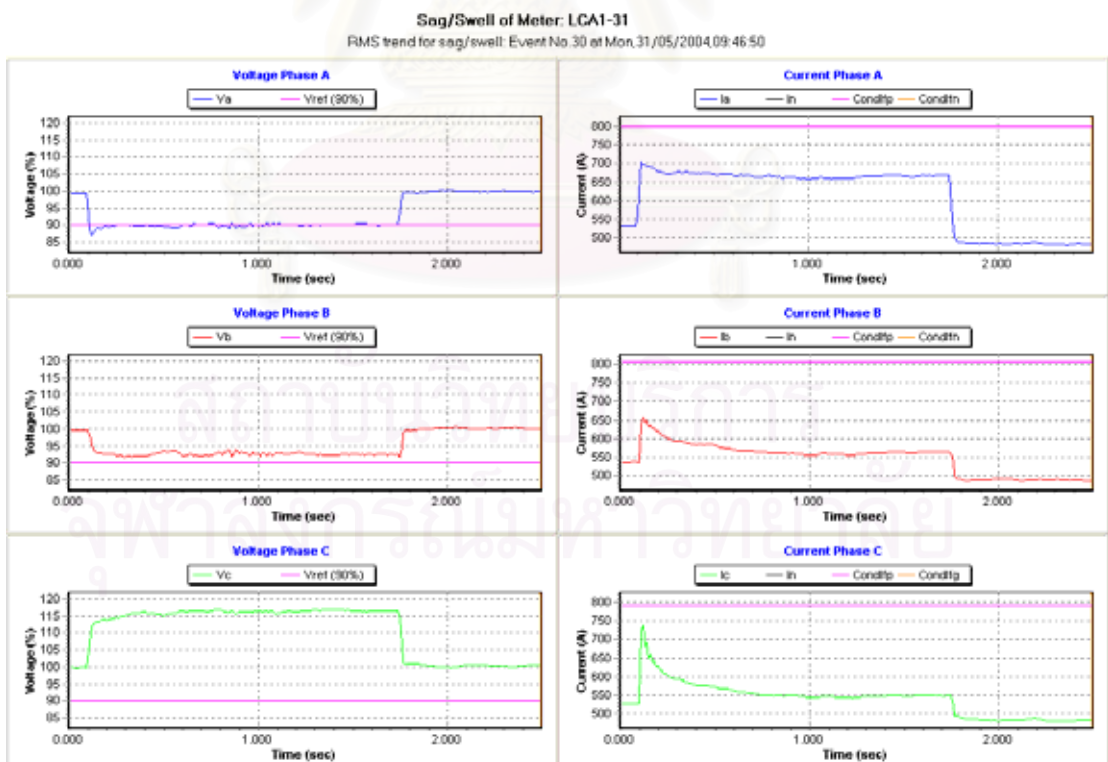
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
60	30	Mon,31/05/2004, 09:46:50	11	Fault	Down	AXX	14	xxxg axxg	6 8	9	0.87	----	----	699.19 690.14	649.41 629.04	691.83 642.05	156.70 158.39
61	30	Mon,31/05/2004, 09:46:50	34	Fault	Down	AXX	7	axxg	7	1	0.9	----	----	676.56	590.58	586.05	162.35
62	30	Mon,31/05/2004, 09:46:50	42	Fault	Down	AXX	18	axxg	18	18	0.89	----	----	674.86	584.92	576.43	162.35
63	30	Mon,31/05/2004, 09:46:50	78	Fault	Down	AXX	3	axxg	3	7	0.89	----	----	668.64	562.29	550.41	166.31
64	30	Mon,31/05/2004, 09:46:50	88	Fault	Down	AXX	7	axxg	7	26	0.89	----	----	664.68	560.59	549.85	160.09



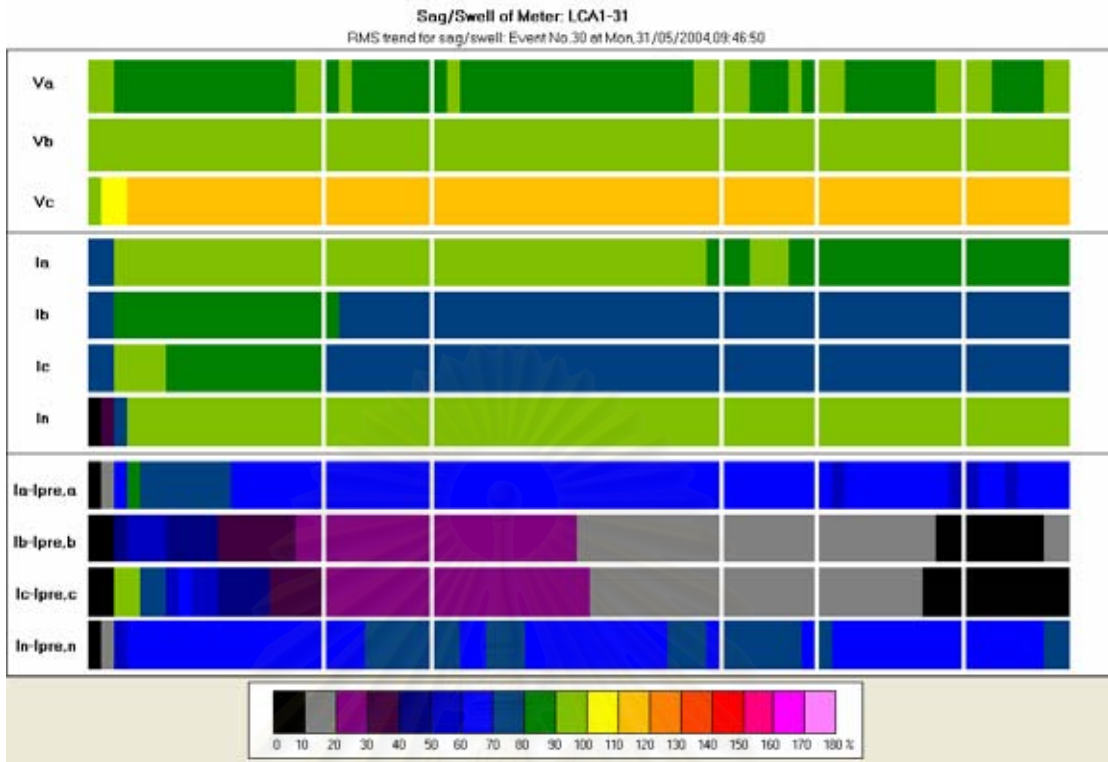
รูปที่ ก.1-33 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ก.2-33 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ก.3-33 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

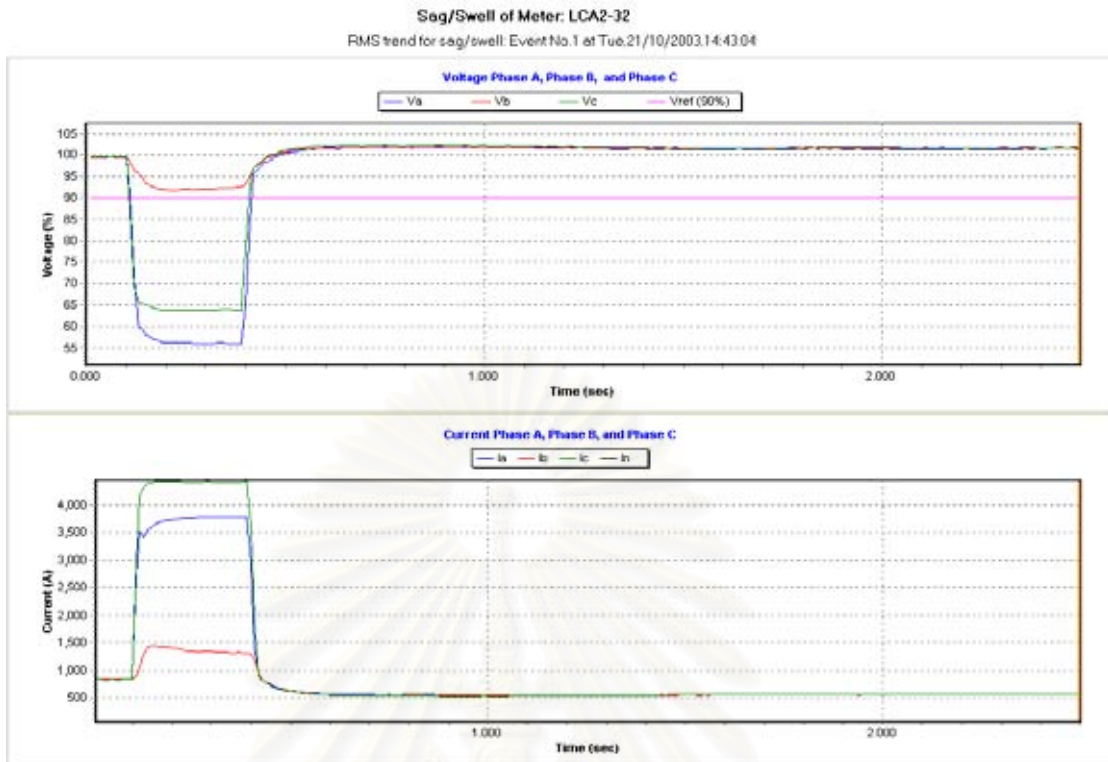


รูปที่ ก.4-33 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

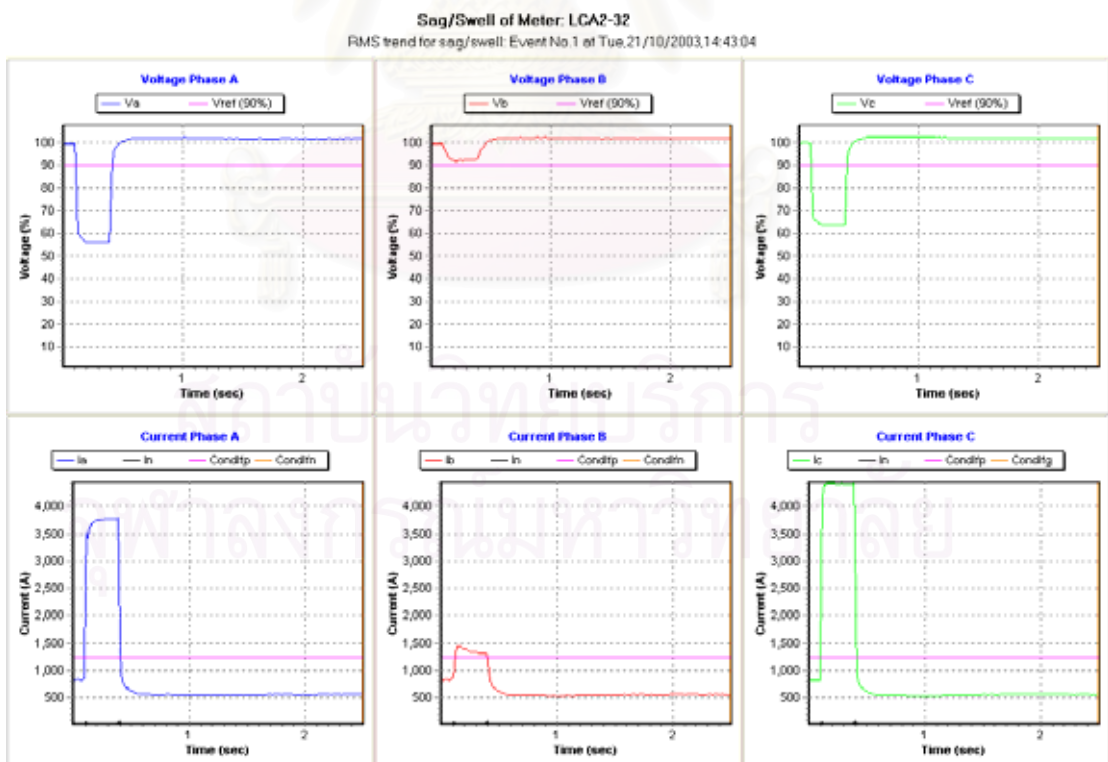
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.34 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ก-34 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips ในเหตุการณ์ลำดับที่ 1 ของมิเตอร์ LCA2-32 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Tue,21/10/2003, 14:43:04 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง โดยเกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.56 pu., Duration = 0.30 sec) และ เฟส C (Residual Voltage = 0.64 pu., Duration = 0.30 sec) โดยมีสาเหตุจาก 2L ที่เฟส A และ เฟส C ของระบบที่ Non - NGR

ตารางที่ ก-34 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.34

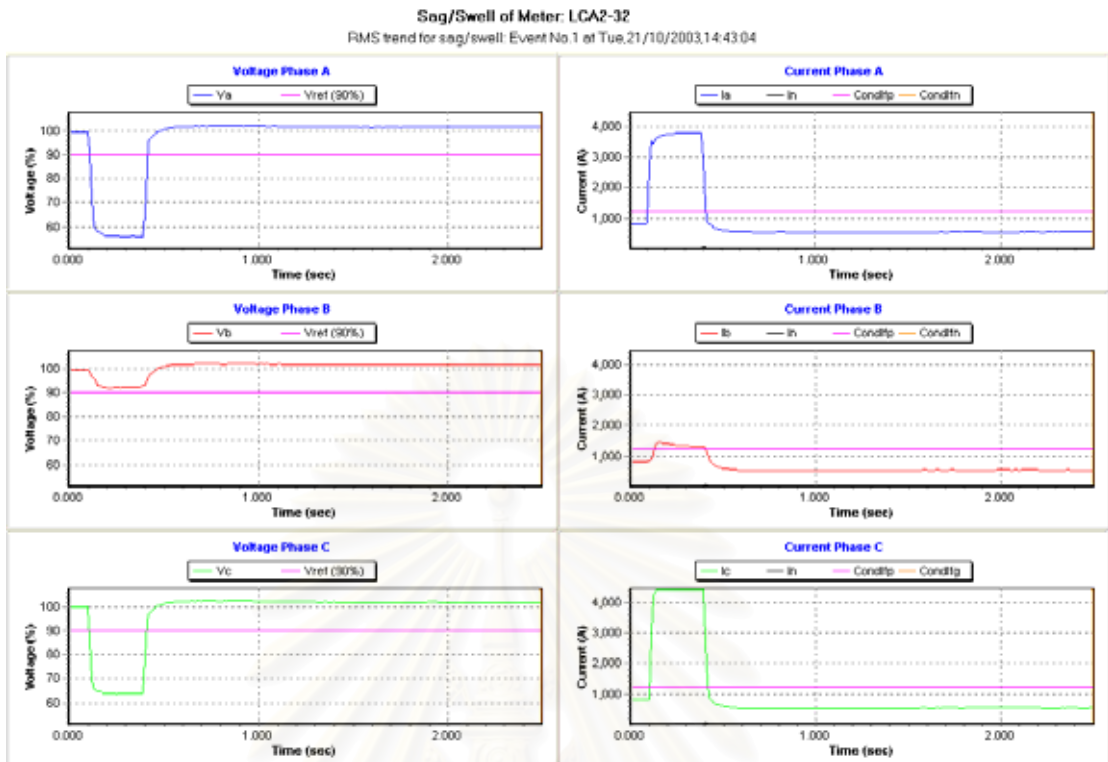
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
1	1	Tue,21/10/2003, 14:43:04	11	Fault	Down	XXC	1	xxcx	1	0	-----	-----	0.87	2709.07	875.11	2993.61	41.86
2	1	Tue,21/10/2003, 14:43:04	12	Fault	Down	AXC	29	axcx	29	0	0.56	-----	0.64	3782.74	1437.41	4424.23	68.45
3	1	Tue,21/10/2003, 14:43:04	41	Fault	Down	AXX	1	axxx	1	0	0.56	-----	-----	1405.73	1178.89	1935.78	62.79



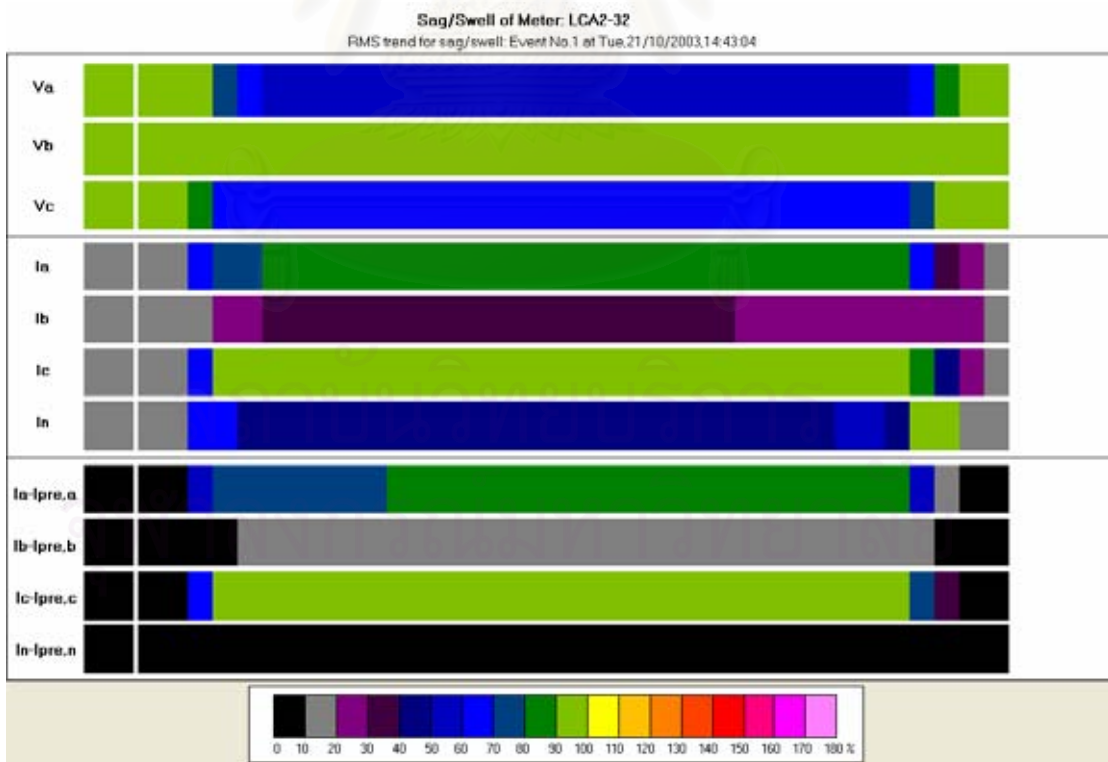
รูปที่ ก.1-34 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ก.2-34 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ก.3-34 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

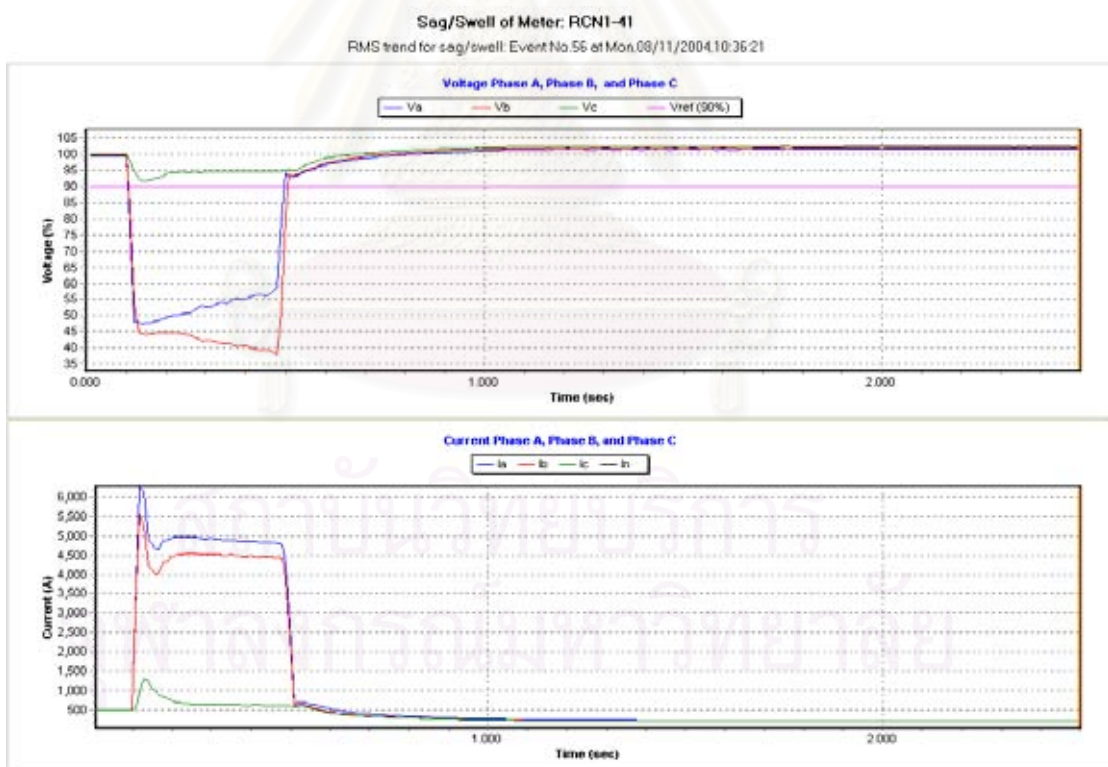


รูปที่ ก.4-34 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.35 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ก-35 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips ในเหตุการณ์ลำดับที่ 56 ของมิเตอร์ RCN1-41 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Mon,08/11/2004,10:36:21 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง โดยเกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.47 pu., Duration = 0.39 sec) และเฟส B (Residual Voltage = 0.38 pu., Duration = 0.40 sec) ซึ่งมีสาเหตุจาก 2L ที่เฟส A และเฟส B ของระบบที่มี NGR

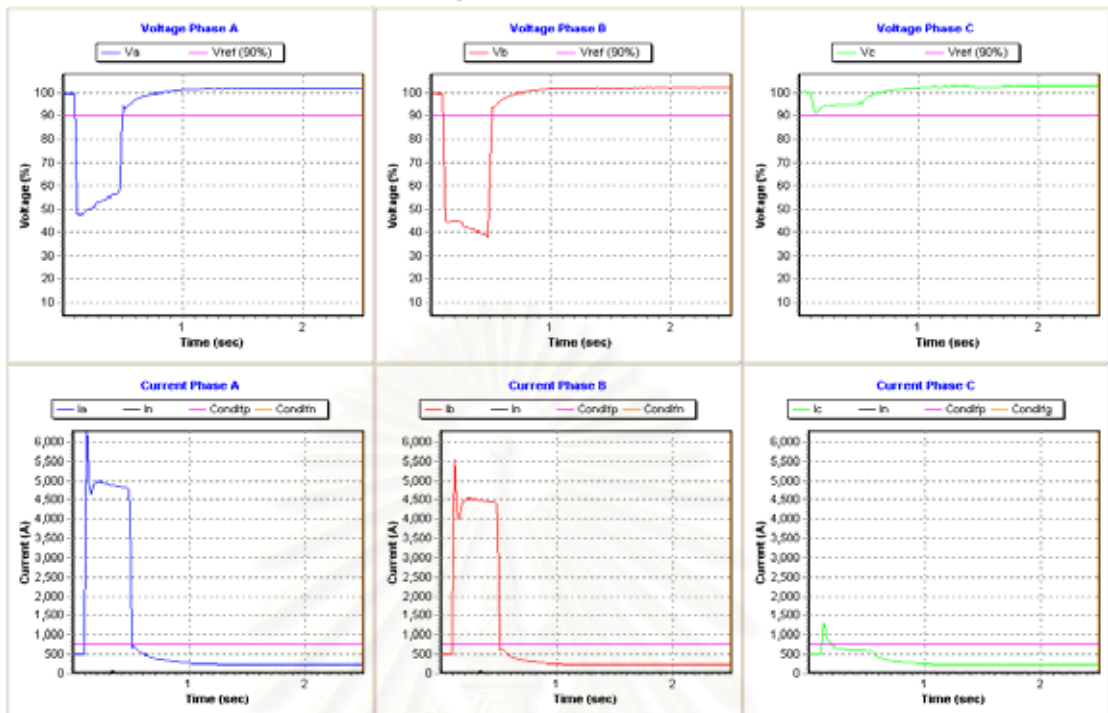
ตารางที่ ก-35 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.35

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
125	56	Mon,08/11/2004, 10:36:21	11	Fault	Down	ABX	39	abxx	39	0	0.47	0.38	-----	4976.67	4549.47	738.56	43.9
126	56	Mon,08/11/2004, 10:36:21	50	Fault	Down	XBX	1	xbxx	1	0	-----	0.38	-----	2699	2385.38	596.46	22.17



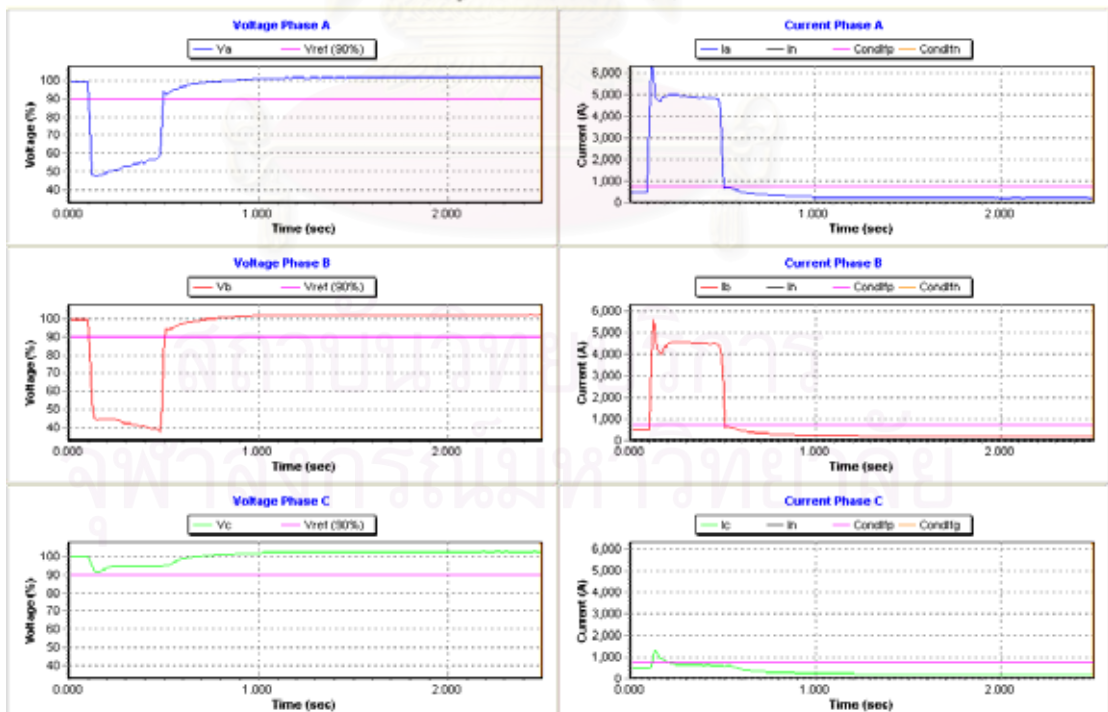
รูปที่ ก.1-35 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment

Sag/Swell of Meter: RCN1-41
 RMS trend for sag/swell: Event No.56 at Mon,08/11/2004 10:36:21

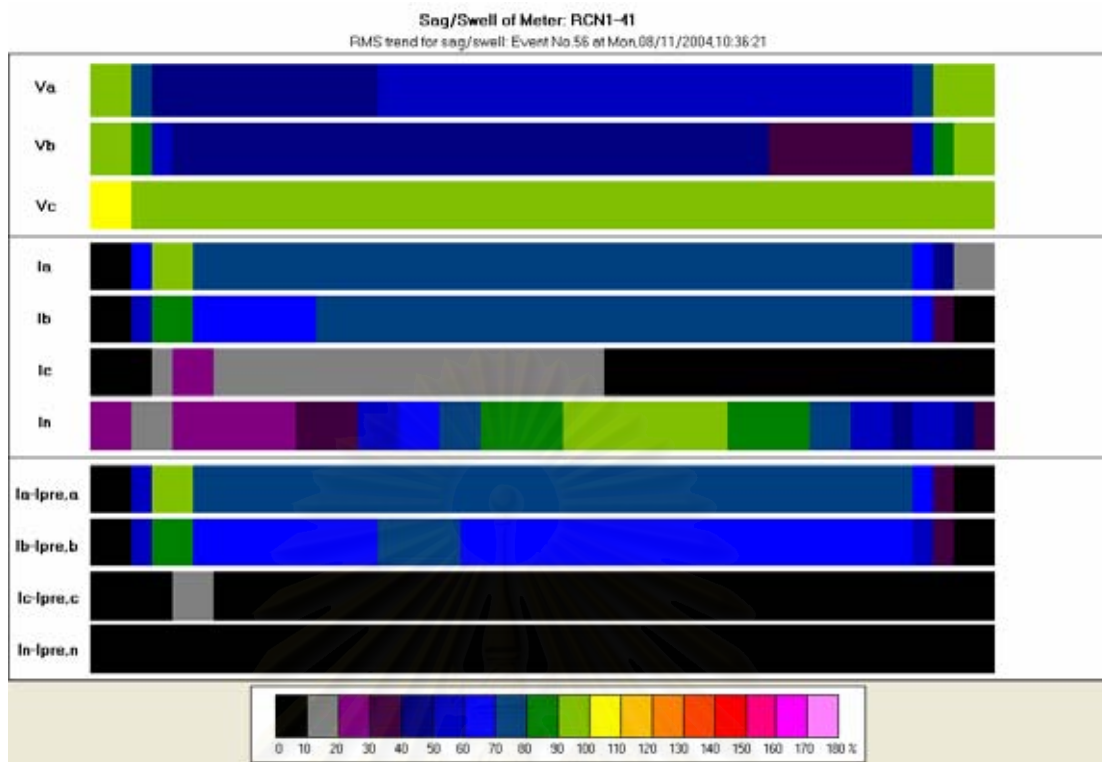


รูปที่ ก.2-35 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal

Sag/Swell of Meter: RCN1-41
 RMS trend for sag/swell: Event No.56 at Mon,08/11/2004 10:36:21



รูปที่ ก.3-35 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical



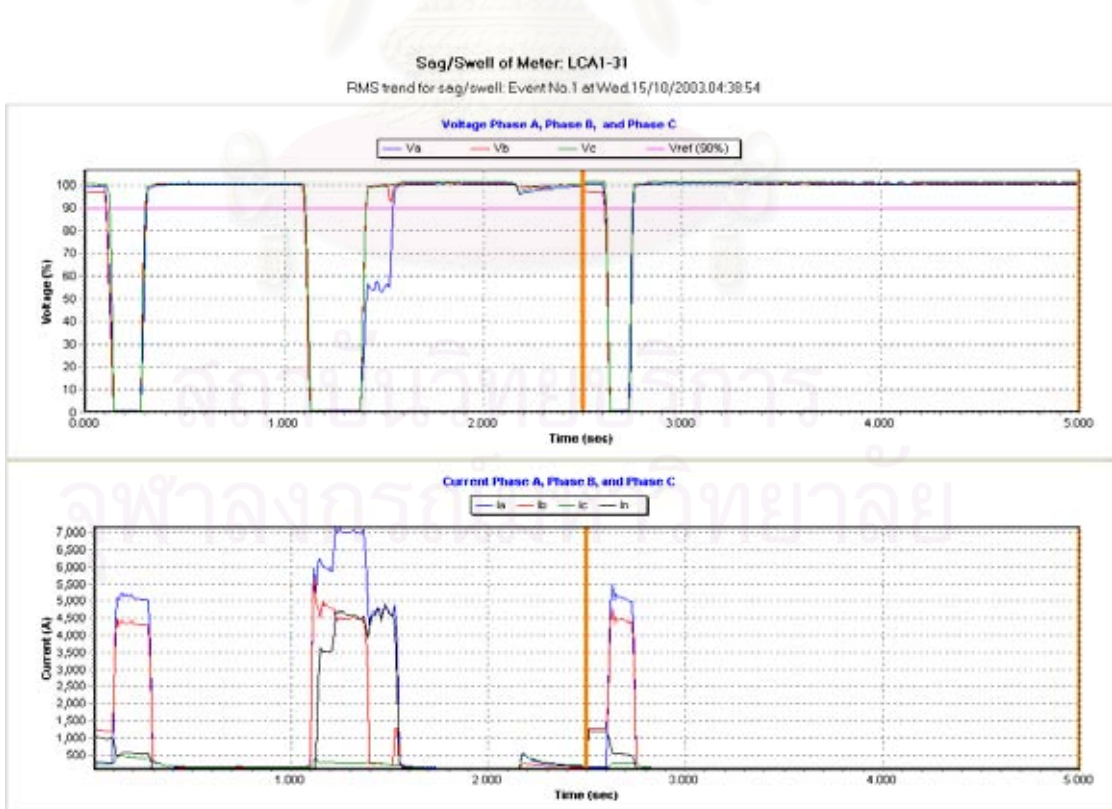
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.36 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ก-36 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips ที่เกิดต่อเนื่องในเหตุการณ์ลำดับที่ 1 ของมิเตอร์ LCA1-31 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Wed, 15/10/2003, 04:38:28 และ Wed, 15/10/2003, 04:38:54 ตามลำดับ ซึ่งมีทั้งหมด 3 ช่วง โดยทั้ง 3 ช่วง มีสาเหตุจาก 3L ของระบบ Non - NGR ดังนี้

- ช่วงที่ 1 เกิด Dips จำนวน 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.20 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.19 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.18 sec)
- ช่วงที่ 2 เกิด Dips แบบ Multistage Dips จากพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จาก 3L เป็น 1L ทำให้เกิด Dips ทั้ง 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.44 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.30 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.31 sec) เมื่อฟอลต์บางส่วนถูกแยกไปจึงกลายเป็น Dips แบบ 1 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.13 sec) ตามลำดับ

- ช่วงที่ 3 เกิด Dips จำนวน 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.14 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.15 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.14 sec)

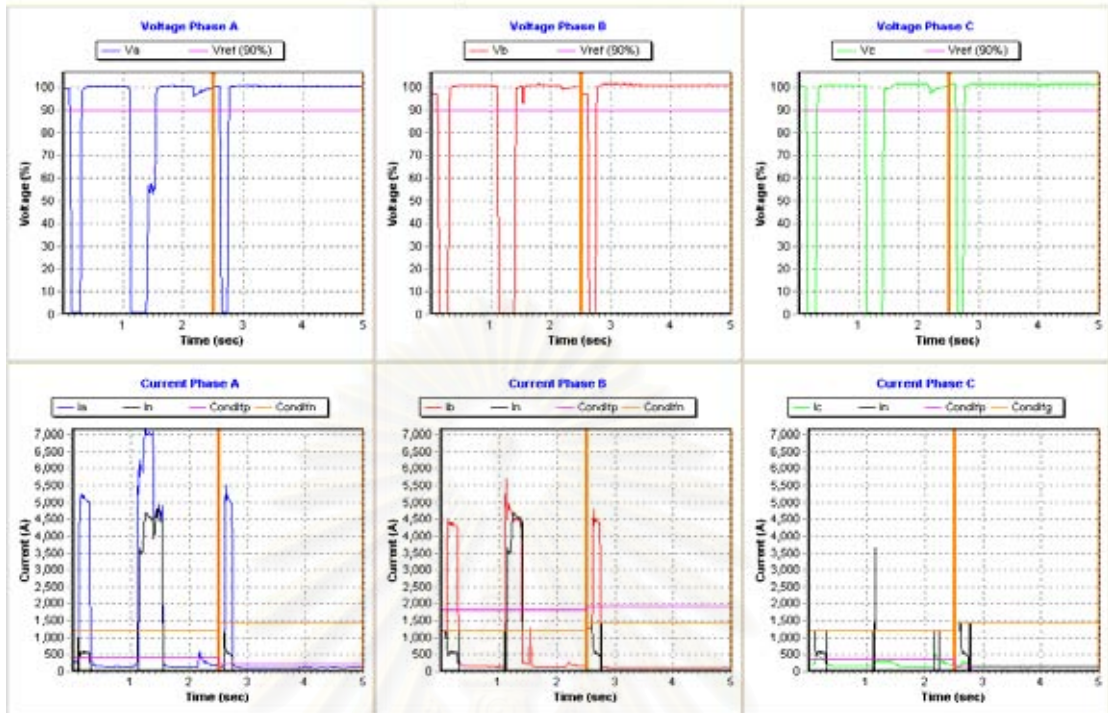
ตารางที่ ก-36 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.36

#	No	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
1	1	Wed,15/10/2003, 04:38:28	11	Fault	Down	ABX	2	abxx	2	0	0.59	0.49	-----	5098.52	4471.18	438.97	440.67
2	1	Wed,15/10/2003, 04:38:28	13	Inter-ruption	Down	ABC	17	abxc	17	0	0.01	0.01	0.01	5241.08	4416.31	516.47	592.27
3	1	Wed,15/10/2003, 04:38:28	30	Fault	Down	AXC	1	xxxx	1	80	0.01	-----	0.01	331.49	312.26	313.39	49.22
4	1	Wed,15/10/2003, 04:38:28	111	Inter-ruption	Down	ABC	30	abxx abxc abxcg axxcg	1 2 26 1	0	0.01	0.01	0.01	4974.64 5955.54 7141.21 4319.01	4841.70 5694.19 4992.17 274.92	225.14 400.51 336.58 315.09	18.67 302.08 4707.63 4188.90
5	1	Wed,15/10/2003, 04:38:28	141	Inter-ruption	Down	AXC	1	axxcg	1	0	0.01	-----	0.01	4565.08	244.94	285.11	4474.57
6	1	Wed,15/10/2003, 04:38:28	142	Inter-ruption	Down	AXX	13	axxcg	13	106	0.01	-----	-----	4915.24	1276.19	270.96	4898.83
7	1	Wed,15/10/2003, 04:38:54	261	Fault	Down	XBX	1	xxxx	1	0	-----	0.9	-----	2158.66	2070.97	132.94	1099.13
8	1	Wed,15/10/2003, 04:38:54	262	Inter-ruption	Down	ABC	14	abxc axxc	13 1	0	0.01	0.01	0.01	5500.16 281.15	4804.93 234.19	281.71 235.32	813.46 65.05



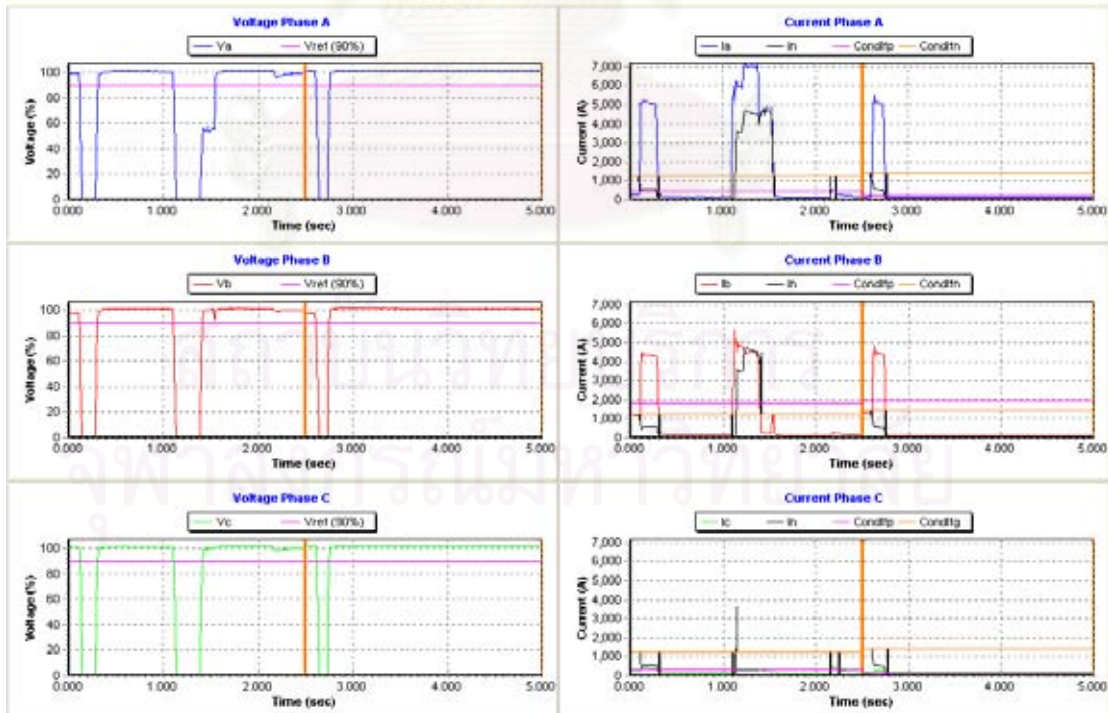
รูปที่ ก.1-36 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment

Sag/Swell of Meter: LCA1-31
 RMS trend for sag/swell: Event No.1 at Wed,15/10/2003,04:38:54

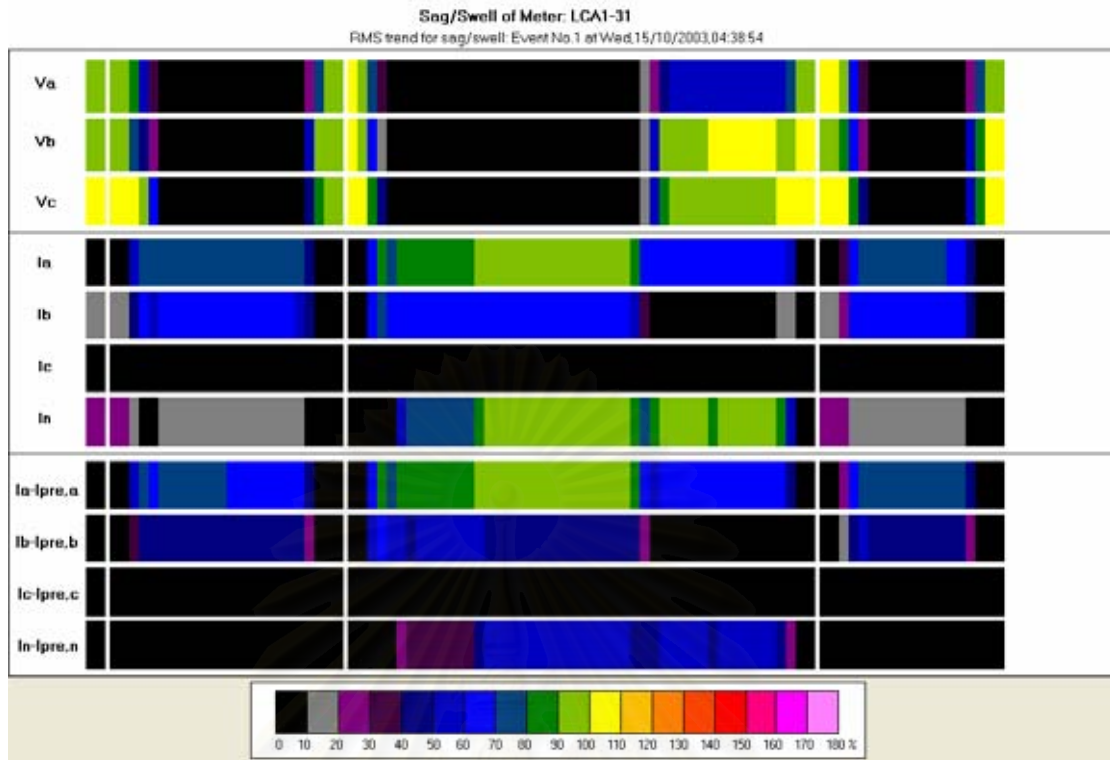


รูปที่ ก.2-36 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal

Sag/Swell of Meter: LCA1-31
 RMS trend for sag/swell: Event No.1 at Wed,15/10/2003,04:38:54



รูปที่ ก.3-36 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

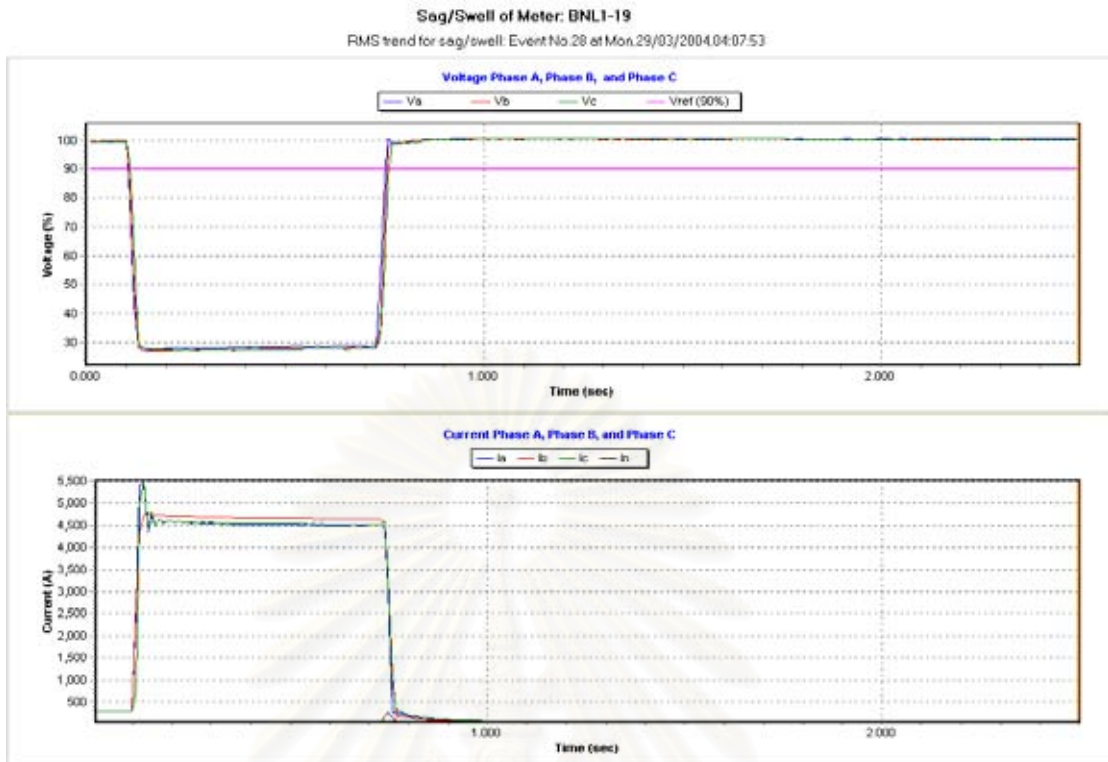


รูปที่ ก.4-36 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

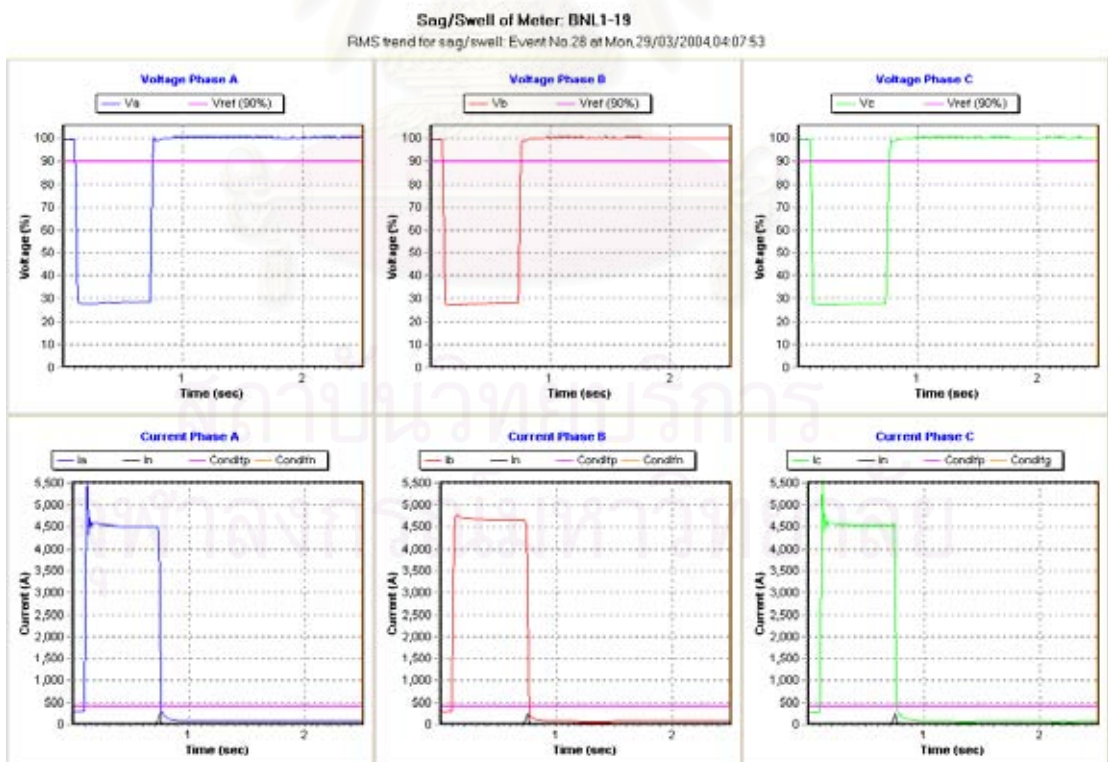
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.37 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ก-37 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” แบบ Single stage dips ในเหตุการณ์ลำดับที่ 28 ของมิเตอร์ BNL1-19 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Mon, 29/03/2004, 04:07:53 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง โดยเกิด Dips จำนวน 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.28 pu., Duration = 0.65 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.27 pu., Duration = 0.65 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.27 pu., Duration = 0.65 sec) ซึ่งมีสาเหตุจาก 3L ของระบบที่มี NGR

ตารางที่ ก-37 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.37

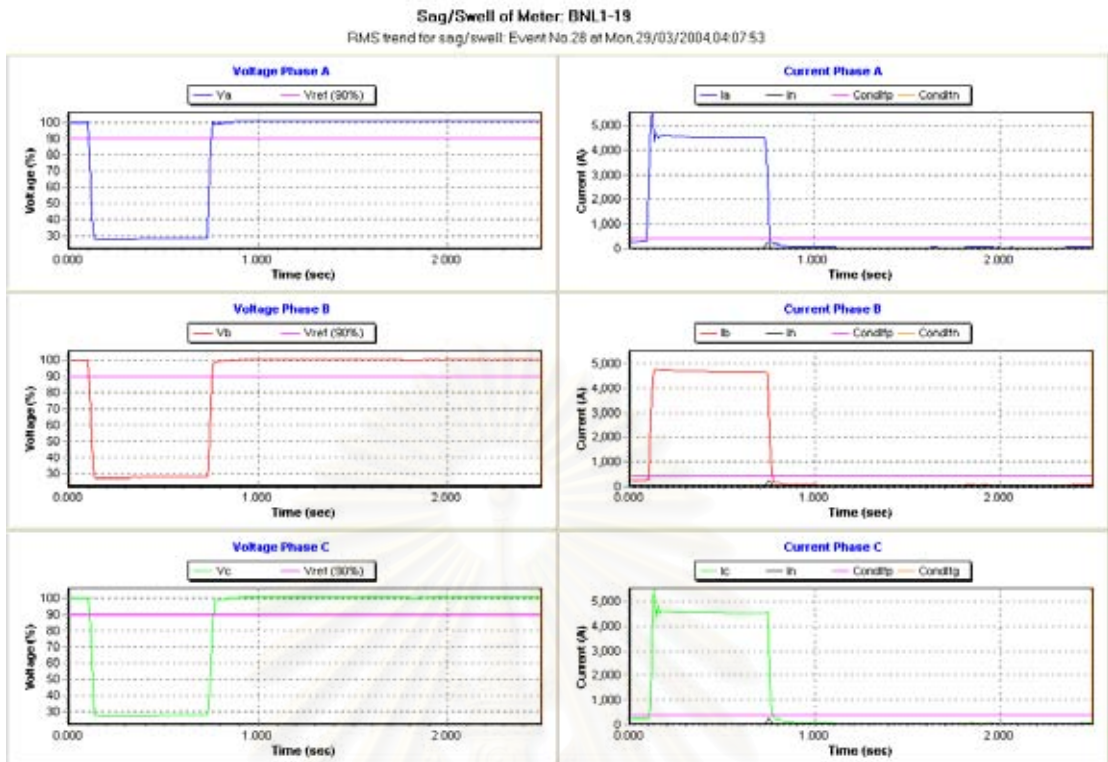
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
28	28	Mon,29/03/2004, 04:07:53	11	Fault	Down	ABX	1	abxx	1	0	0.8	0.84	-----	2557.8	2808.51	752.59	13.12
29	28	Mon,29/03/2004, 04:07:53	12	Fault	Down	ABC	64	abcg	64	0	0.28	0.27	0.27	5439.18	4759	5498.0	247.09
30	28	Mon,29/03/2004, 04:07:53	76	Fault	Down	XXC	1	xxcg	1	0	-----	-----	0.27	251.16	1085.66	857.58	171.52



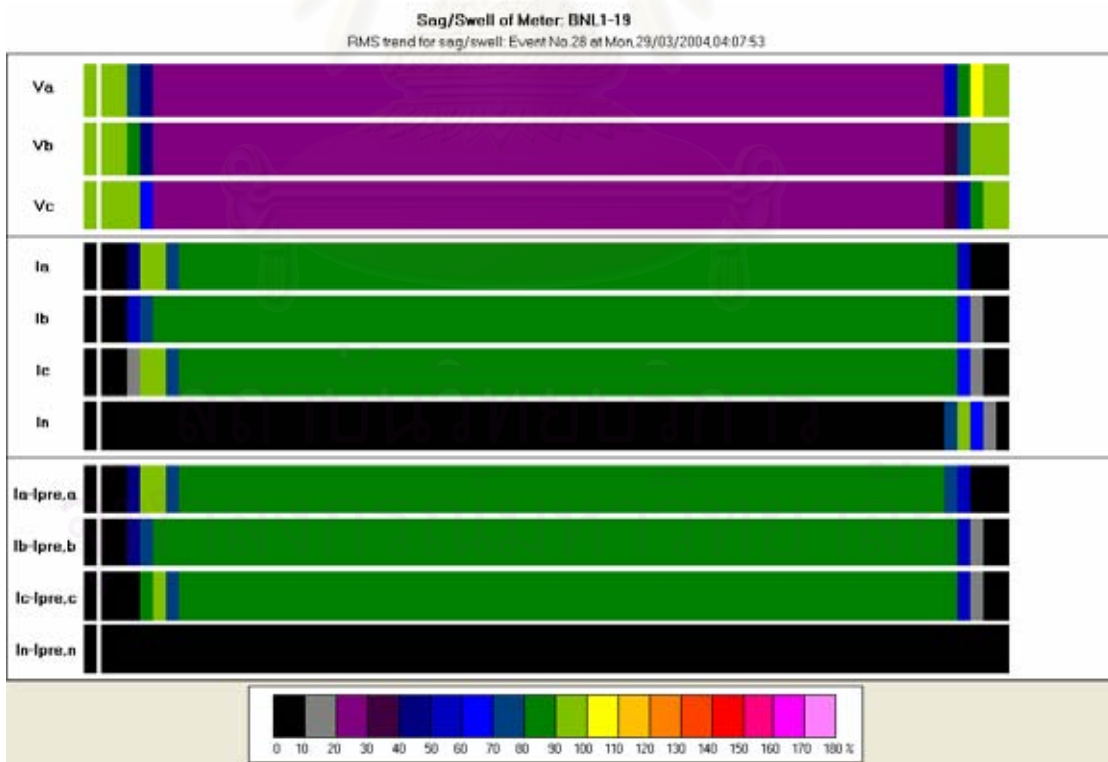
รูปที่ ก.1-37 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ก.2-37 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ก.3-37 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical



รูปที่ ก.4-37 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

ภาคผนวก ข

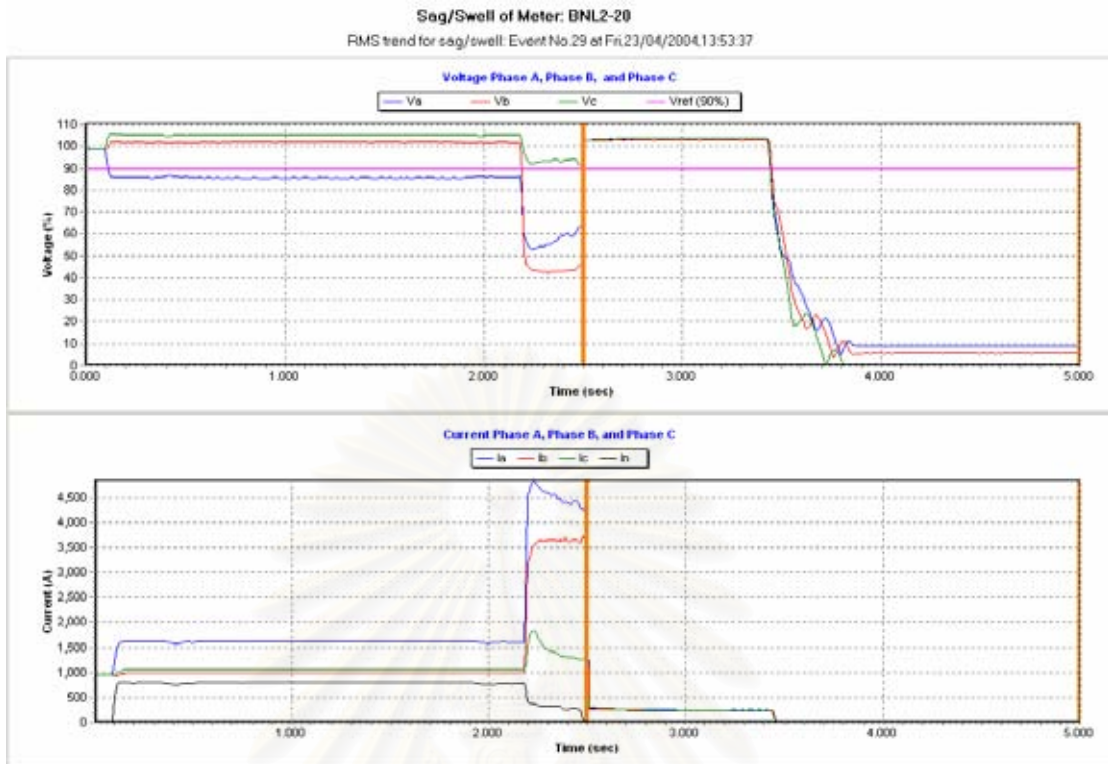
กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส
ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Faults & Downstream” แบบ Multistage dips

จากข้อที่ 2.5 มีรูปตัวอย่างเหตุการณ์ในกลุ่ม “Faults & Downstream” แบบ Multistage dips คือ รูปที่ 2.41 – 2.44 ได้ผลการทดสอบโปรแกรมดังนี้

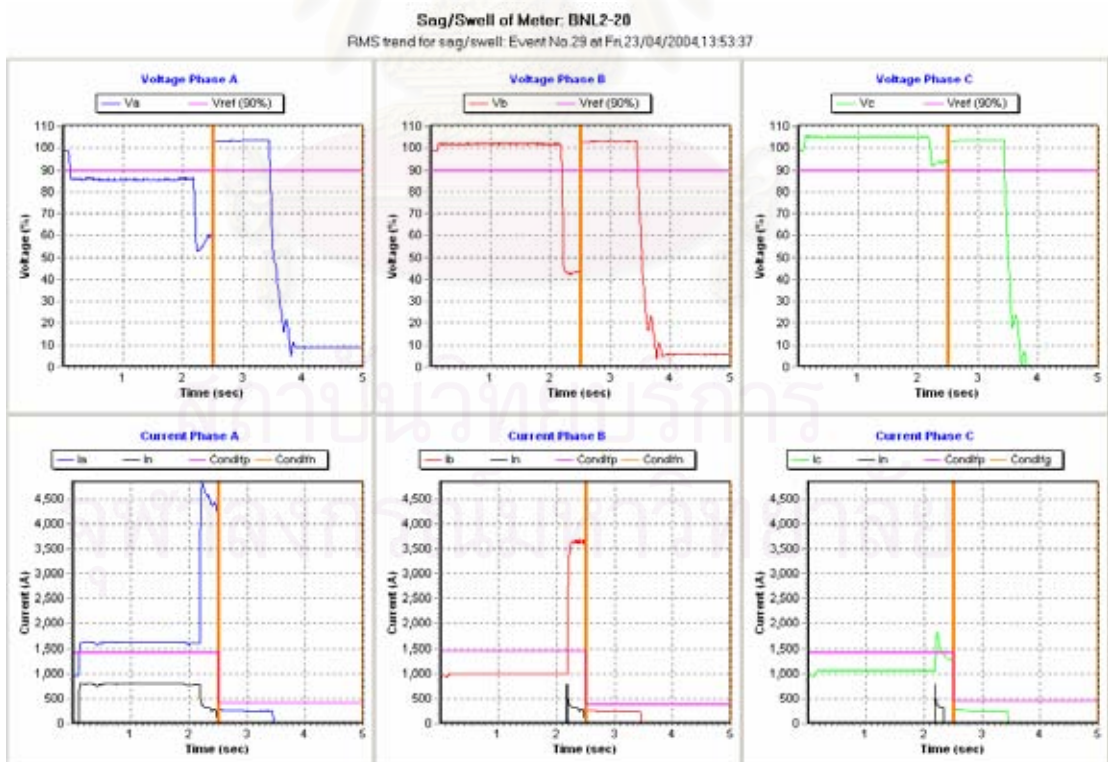
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.41 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ข-41 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” ในเหตุการณ์ลำดับที่ 29 ของมิเตอร์ BNL 2-20 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Fri,23/04/2004, 13:53:37 ซึ่งมีทั้งหมด 2 ช่วง ช่วงแรกเป็นแบบ Multistage Dips มีพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG ที่เฟส A เป็นแบบ 2L ที่เฟส A และ B ของระบบที่มี NGR แต่โปรแกรมเห็นเป็นฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG เป็นแบบ 2LG เนื่องจากค่ากระแสกราวด์ลิ่งเข้าและมีค่ามากกว่าเงื่อนไขที่กำหนดไว้ ทำให้เกิด Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.85 pu., Duration = 2.08 sec) เมื่อฟอลต์ถูกพัฒนาเกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.53 pu., Duration = 0.32 sec) และเฟส B (Residual Voltage = 0.43 pu., Duration = 0.32 sec) ส่วนช่วงที่ 2 เป็นไฟฟ้าดับที่เกิดต่อเนื่องเมื่อเวลา Fri,23/04/2004, 13:53:41 โดยเกิดเหนือจุดที่ทำการวัด Residual Voltage ของเฟส A เฟส B และเฟส C เป็น 0.05 pu. 0.03 pu. และ 0.03 pu. ตามลำดับ และมี Duration มากกว่า 1.56 sec

ตารางที่ ข-41 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.41

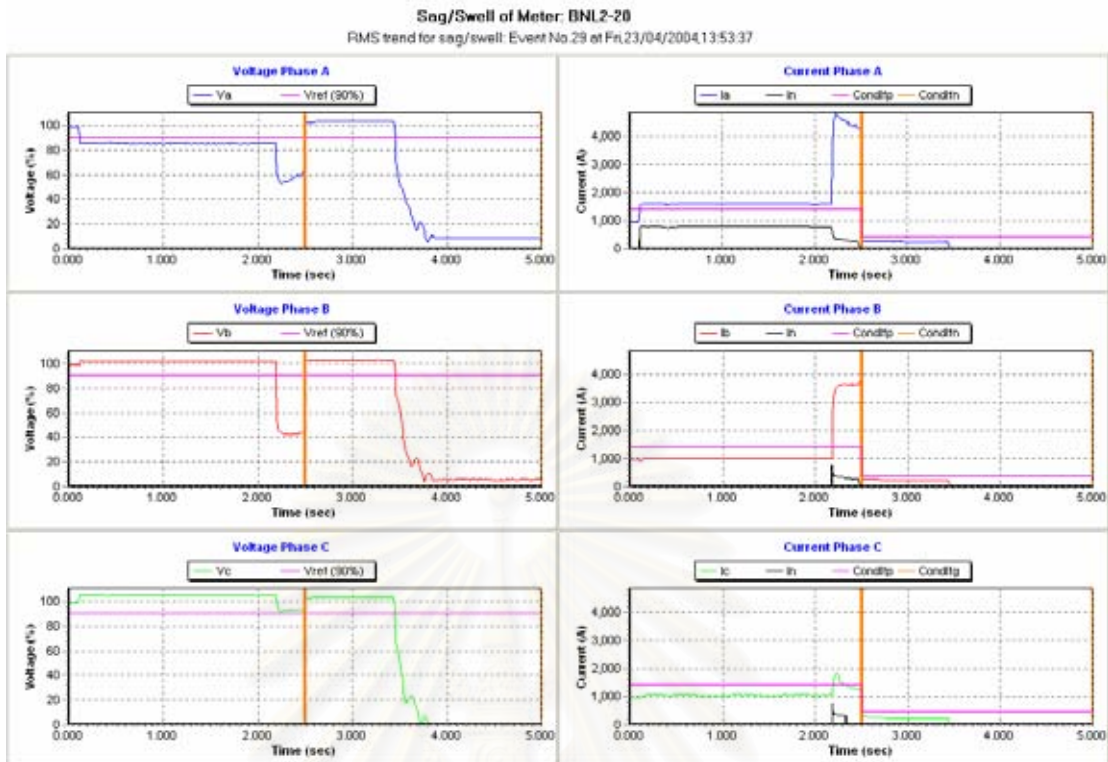
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
28	29	Fri,23/04/2004, 13:53:37	11	Fault	Down	AXX	208	axxg	208	0	0.85	-----	-----	1628.27	997.42	1063.49	805.08
29	29	Fri,23/04/2004, 13:53:37	219	Fault	Down	ABX >	32	abxg	32	94	0.53	0.43	-----	4558.52	3731.71	1411.05	323.12
30	29	Fri,23/04/2004, 13:53:41	345	Interruption	Up	ABC >	156	xxxx	156	0	0.05	0.03	0.03	128.98	175.14	115.85	10.86



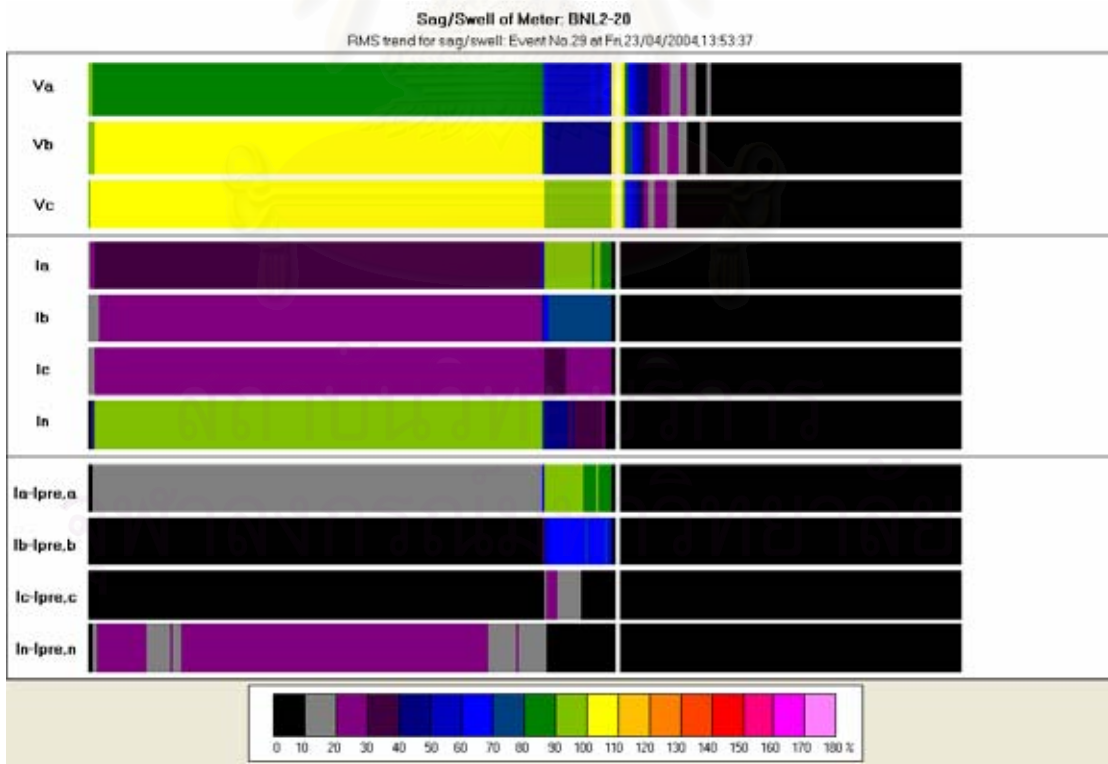
รูปที่ ข.1-41 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ข.2-41 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ข.3-41 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

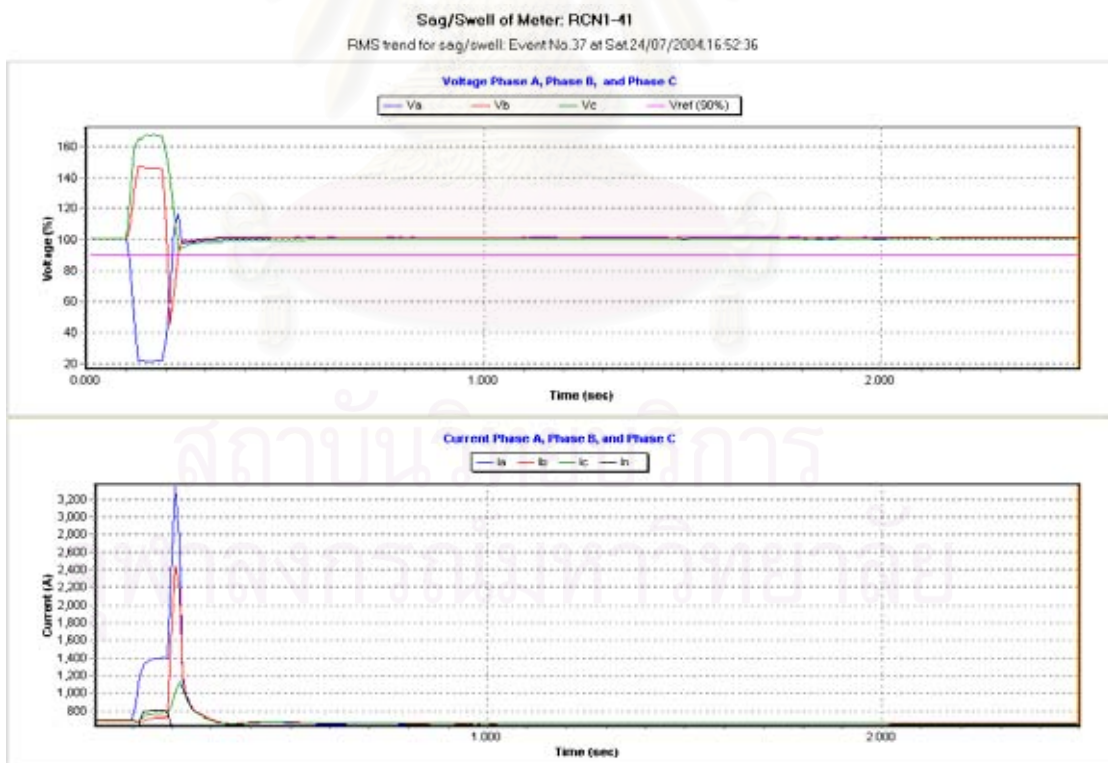


รูปที่ ข.4-41 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.42 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ข-42 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” ในเหตุการณ์ลำดับที่ 37 ของมิเตอร์ RCN1-41 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Sat,24/07/2004,16:52:36 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง เป็นแบบ Multistage Dips มีพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG ที่เฟส A เป็นแบบ 2LG ที่เฟส A และ B ของระบบที่มี NGR ทำให้เกิด Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.21 pu., Duration = 0.10 sec) เมื่อฟอลต์ถูกพัฒนาเกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.21 pu., Duration = 0.01 sec) และเฟส B (Residual Voltage = 0.45 pu., Duration = 0.01 sec)

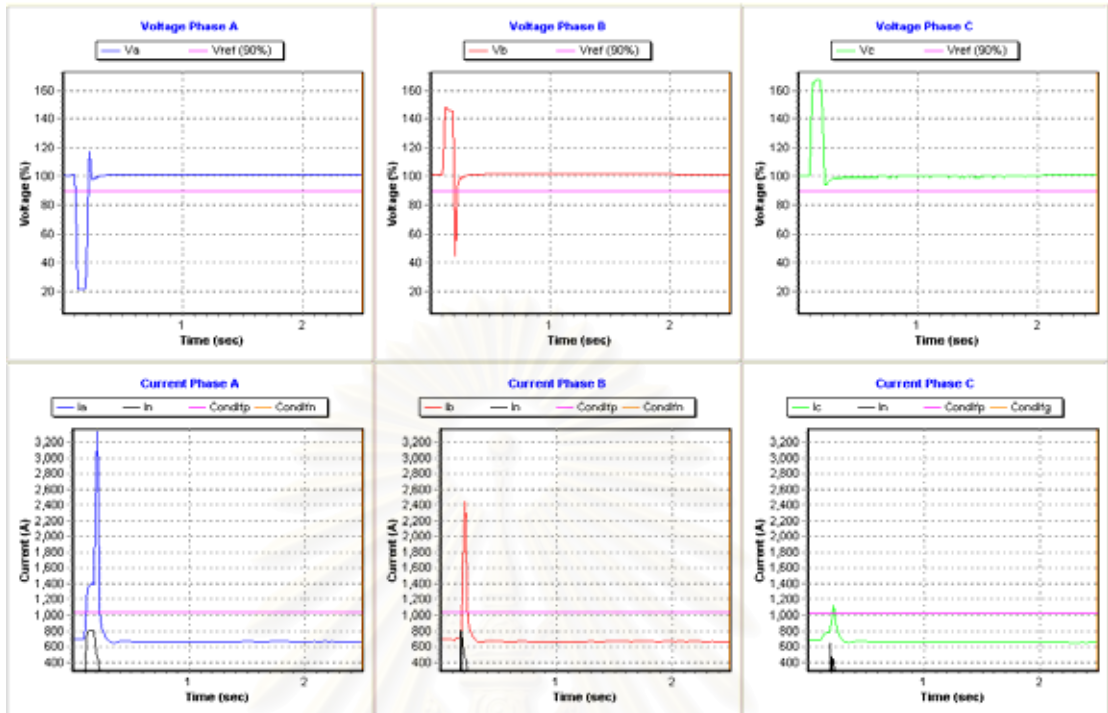
ตารางที่ ข-42 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.42

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
68	37	Sat,24/07/2004, 16:52:36	11	Fault	Down	AXX	10	axxg	10	0	0.21	-----	-----	2307.54	1568.53	826.35	648.05
69	37	Sat,24/07/2004, 16:52:36	21	Fault	Down	ABX	1	abxg	1	0	0.21	0.45	-----	3346.14	2450.55	1006.92	443.5
70	37	Sat,24/07/2004, 16:52:36	22	Fault	Down	XBX	1	xbxg	1	0	-----	0.45	-----	2728.87	2171.78	1130.92	435.35



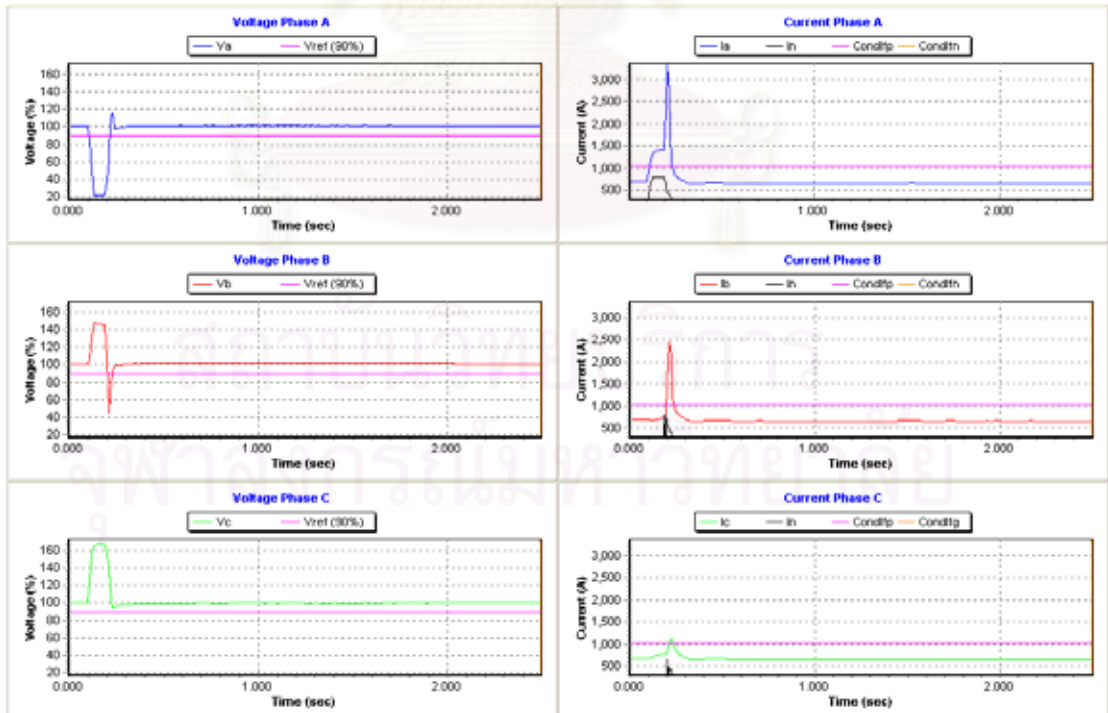
รูปที่ ข.1-42 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment

Sag/Swell of Meter: RCN1-41
 RMS trend for sag/swell: Event No.37 at Sat,24/07/2004,16:52:36

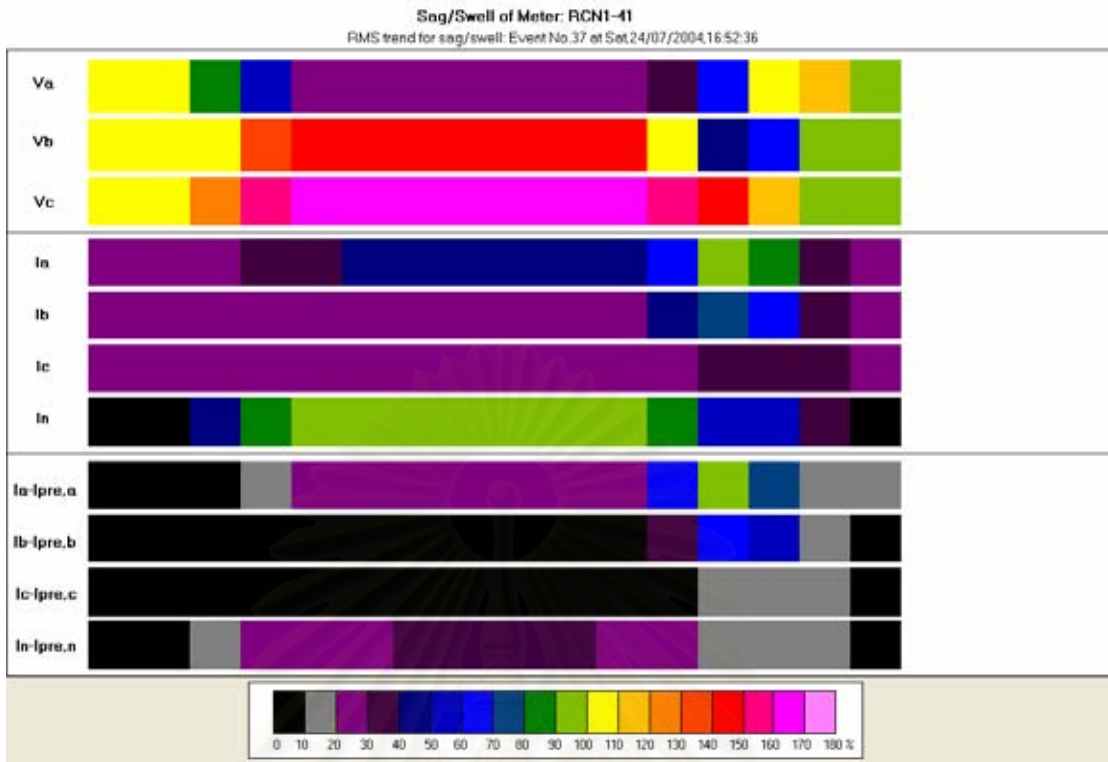


รูปที่ ข.2-42 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal

Sag/Swell of Meter: RCN1-41
 RMS trend for sag/swell: Event No.37 at Sat,24/07/2004,16:52:36



รูปที่ ข.3-42 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

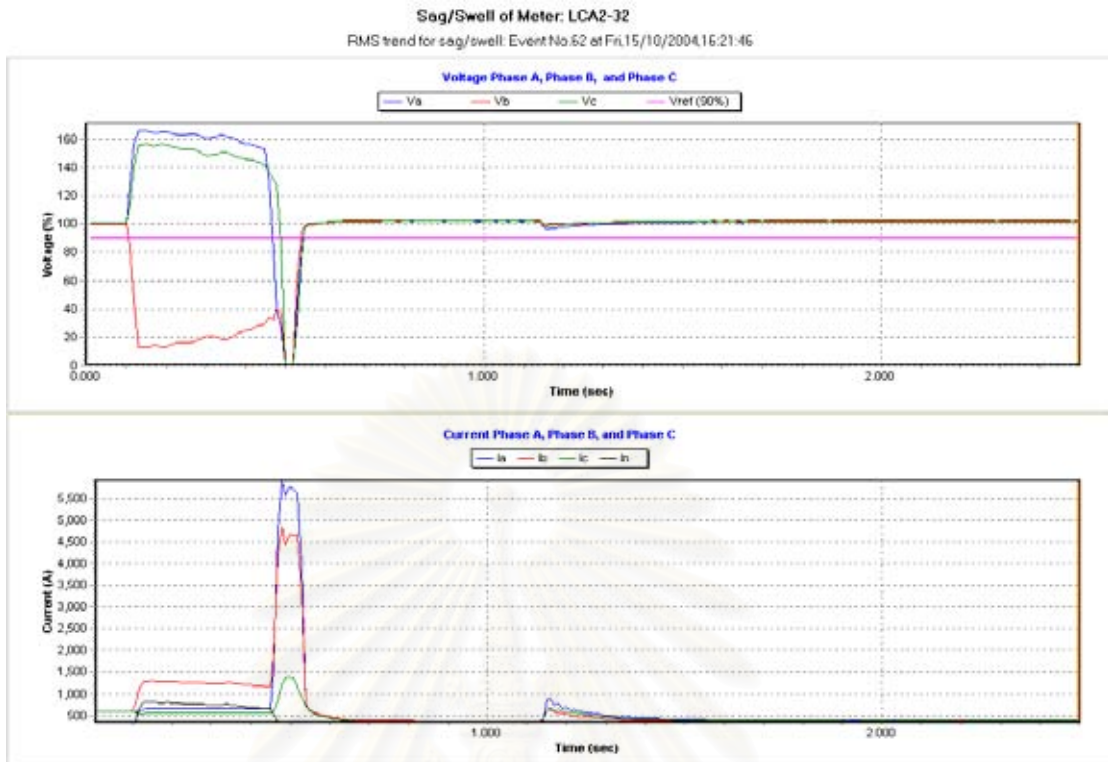


รูปที่ ข.4-42 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

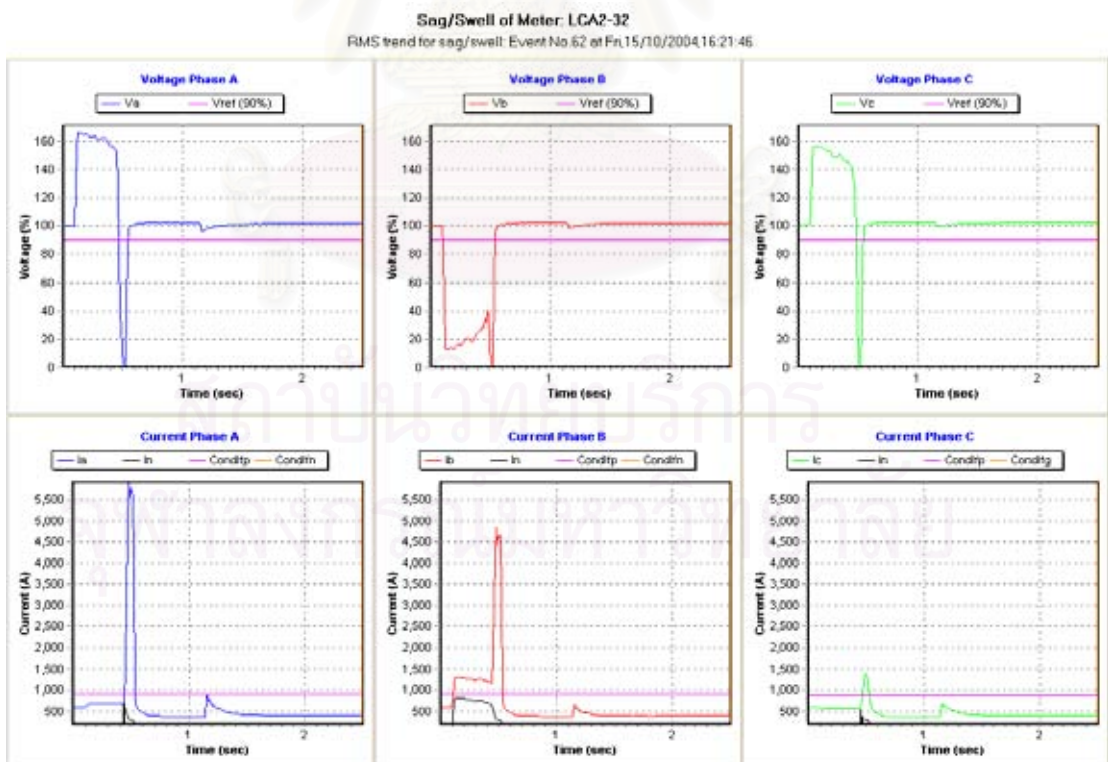
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.43 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ข-43 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” ในเหตุการณ์ลำดับที่ 62 ของมิเตอร์ LCA2-32 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Fri,15/10/2004,16:21:46 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง เป็นแบบ Multistage Dips มีพัฒนาการของฟอลต์ 2 ระดับ จากแบบ 1LG ที่เฟส A เป็นแบบ 3L ของระบบที่มี NGR ทำให้เกิด Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.13 pu., Duration = 0.36 sec) เมื่อฟอลต์ถูกพัฒนาเกิด Dips ทั้ง 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.08 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.08 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 0.08 sec)

ตารางที่ ข-43 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.43

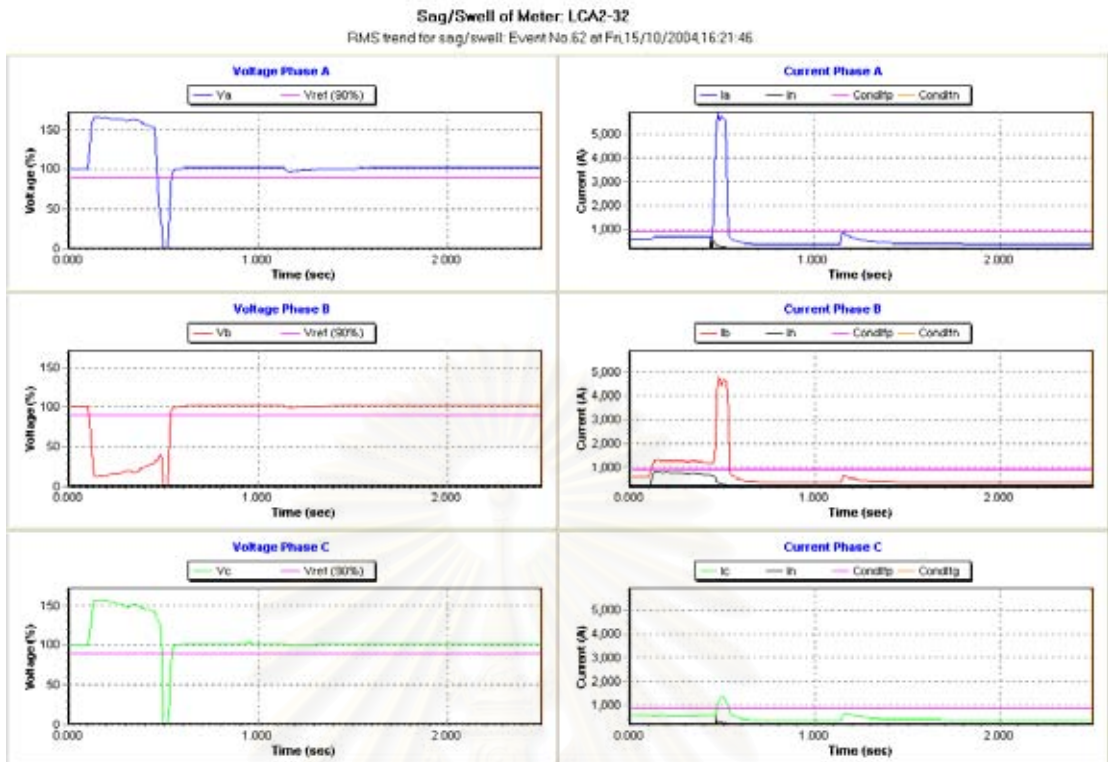
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
142	62	Fri,15/10/2004, 16:21:46	11	Fault	Down	XBX	36	xbxg	36	0	-----	0.13	-----	1543.19	1857.71	599.06	545.32
143	62	Fri,15/10/2004, 16:21:46	47	Fault	Down	ABX	2	abxg	2	0	0.4	0.13	-----	5891.05	4832.65	1203.78	314.52
144	62	Fri,15/10/2004, 16:21:46	49	Interruption	Down	ABC	5	abcg	5	0	0.01	0.01	0.01	5773.95	4666.9	1383.67	322.44
145	62	Fri,15/10/2004, 16:21:46	54	Fault	Down	AXC	1	xxxx	1	0	0.01	-----	0.01	717.85	764.24	748.4	44.69



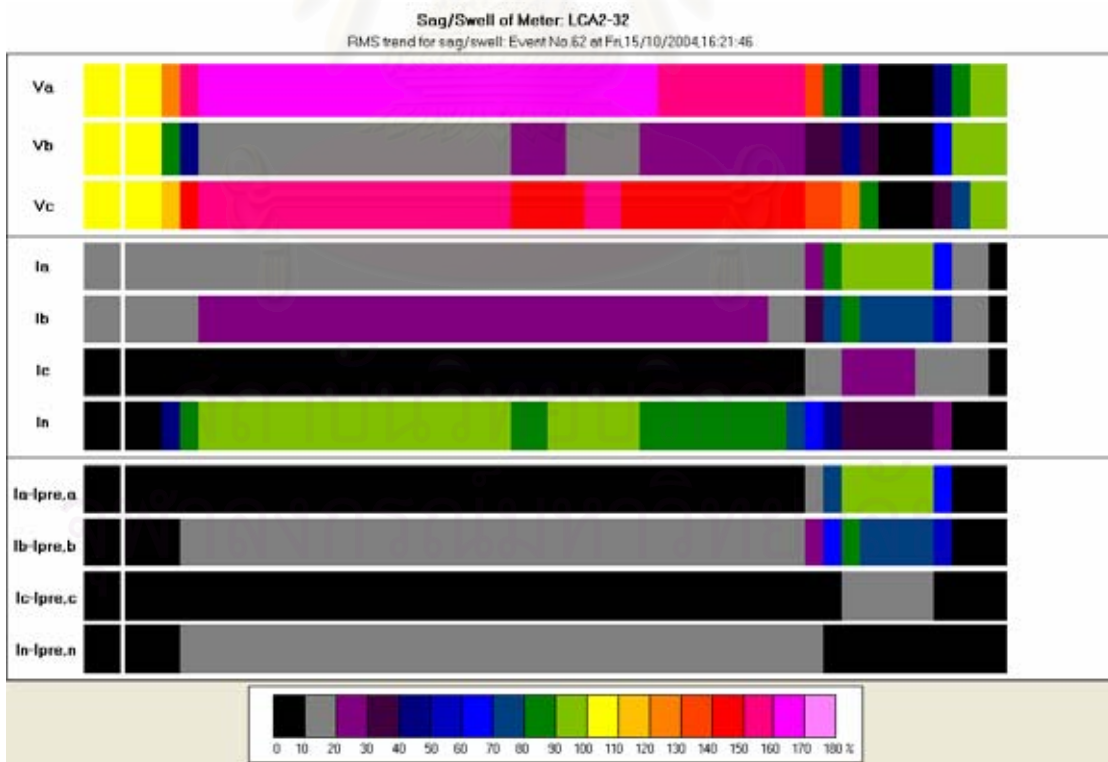
รูปที่ ข.1-43 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ข.2-43 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ข.3-43 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

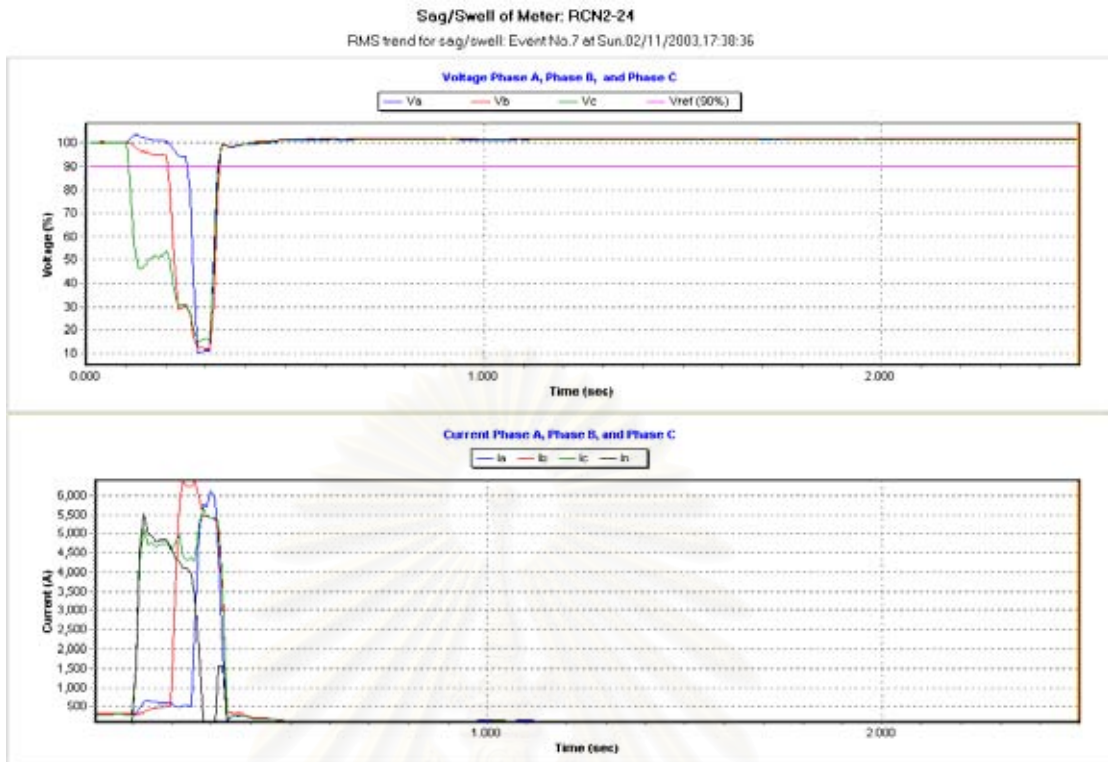


รูปที่ ข.4-43 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

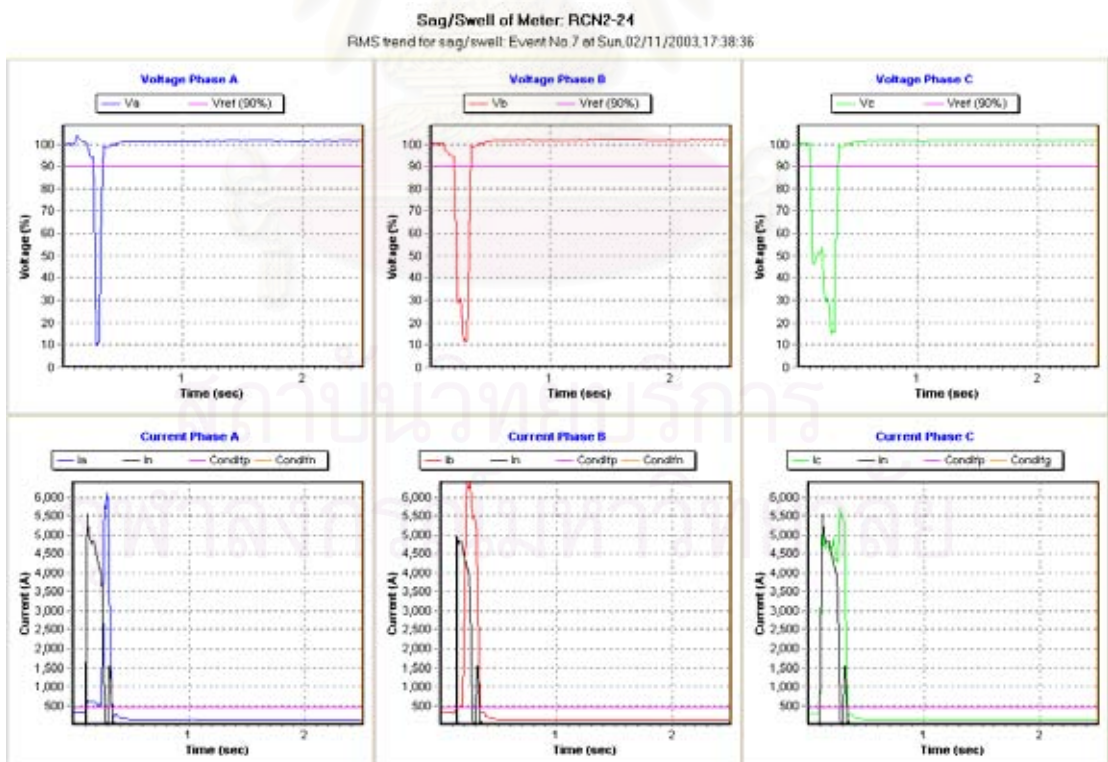
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.44 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ข-44 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Downstream” ในเหตุการณ์ลำดับที่ 7 ของมิเตอร์ RCN2-24 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Sun,02/11/2003,17:38:36 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง เป็นแบบ Multistage Dips มีพัฒนาการของฟอลต์ 3 ระดับ จากแบบ 1LG ที่เฟส C เป็นแบบ 2L ที่เฟส B และเฟส C และแบบ 3L ตามลำดับ ของระบบที่ None NGR ทำให้เกิด Dips จำนวน 1 เฟส ที่เฟส C (Residual Voltage = 0.46 pu., Duration = 0.10 sec) เมื่อฟอลต์ถูกพัฒนาเกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส B (Residual Voltage = 0.29 pu., Duration = 0.05 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.30 pu., Duration = 0.05 sec) และเพิ่มความรุนแรงขึ้นเป็น Dips จำนวน 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.10 pu., Duration = 0.08 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.12 pu., Duration = 0.08 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.15 pu., Duration = 0.08 sec) ตามลำดับ

ตารางที่ ข-44 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.44

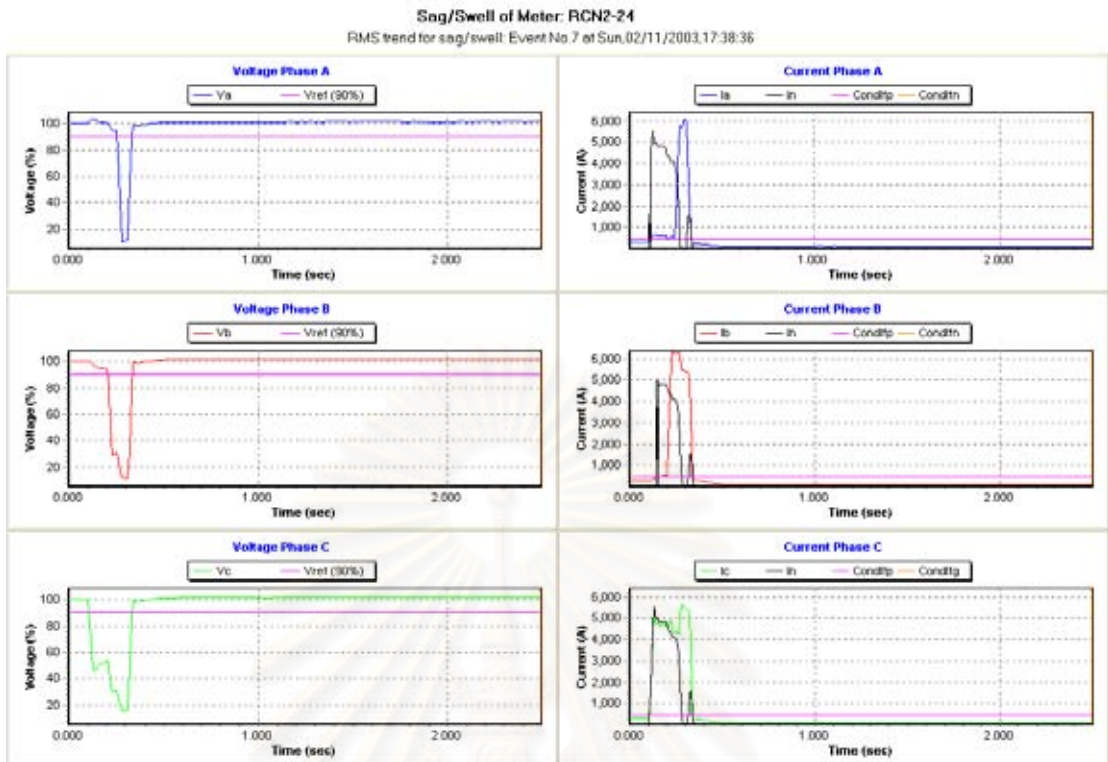
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
15	7	Sun,02/11/2003, 17:38:36	11	Fault	Down	XXC	10	xxcg	10	0	-----	-----	0.46	510.02	4726.41	4839.1	613.2
16	7	Sun,02/11/2003, 17:38:36	21	Fault	Down	XBC	5	xbcg	5	0	-----	0.29	0.30	6366.45	4939.11	4371.16	545.77
17	7	Sun,02/11/2003, 17:38:36	26	Fault	Down	ABC	8	abcg	8	0	0.10	0.12	0.15	6354.23	5691.7	3374.2	6102.61



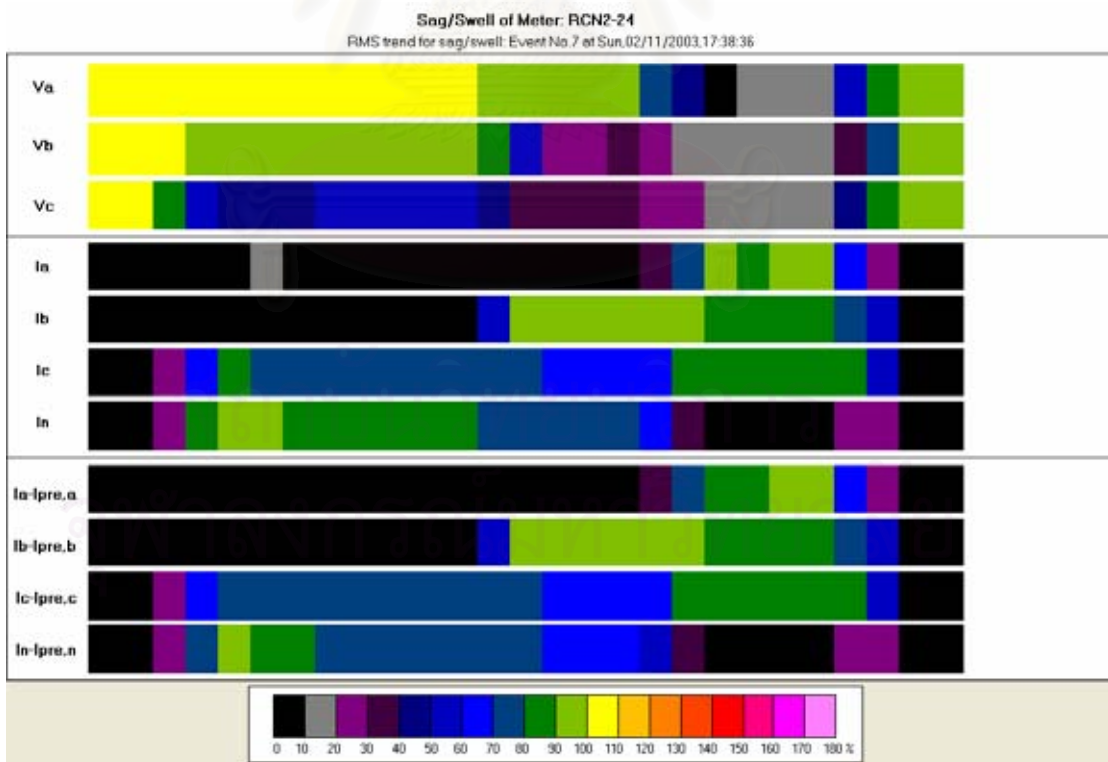
รูปที่ ข.1-44 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ข.2-44 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ข.3-44 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical



รูปที่ ข.4-44 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

ภาคผนวก ก

กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Faults & Upstream”

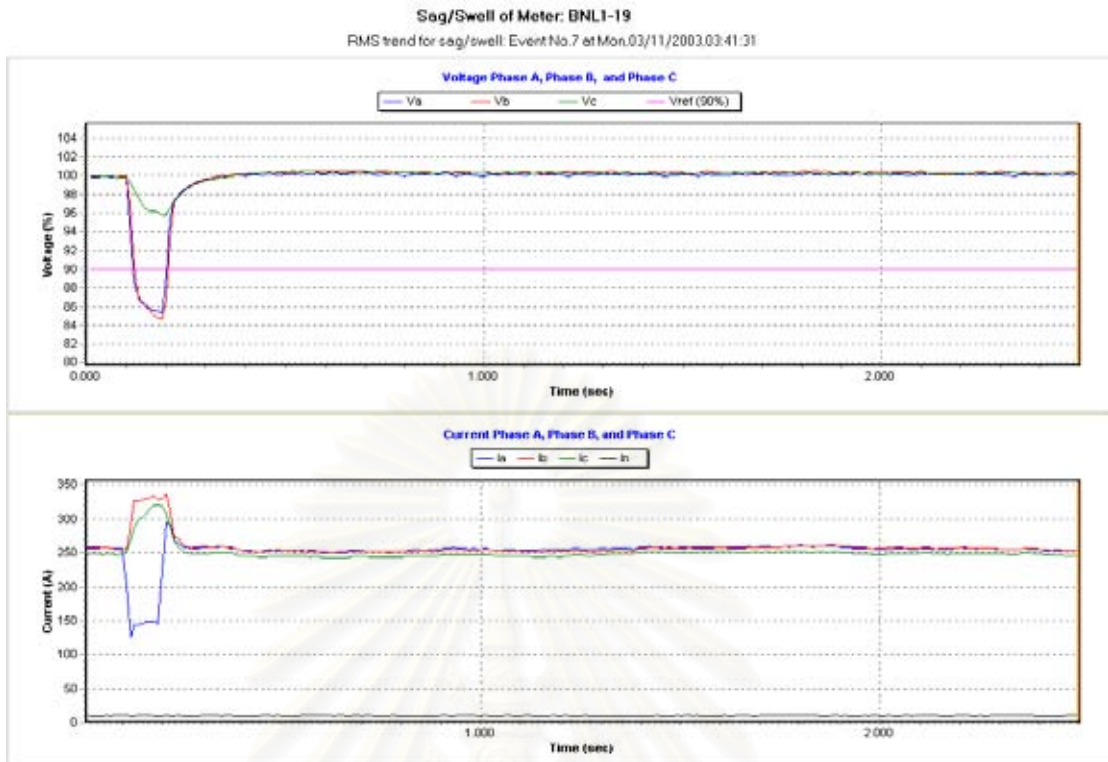
จากข้อที่ 2.5 มีรูปตัวอย่างเหตุการณ์ในกลุ่ม “Faults & Upstream” คือ รูปที่ 2.21 – 2.22, รูปที่ 2.24 และรูปที่ 2.27 ได้ผลการทดสอบโปรแกรมดังนี้

ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.21 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ค-21 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Upstream” ในเหตุการณ์ลำดับที่ 7 ของมิเตอร์ BNL1-19 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Mon,03/11/2003,03:41:31 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง ทำให้เกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่ เฟส A (Residual Voltage = 0.89 pu., Duration = 0.09 sec) และเฟส B (Residual Voltage = 0.85 pu., Duration = 0.09 sec)

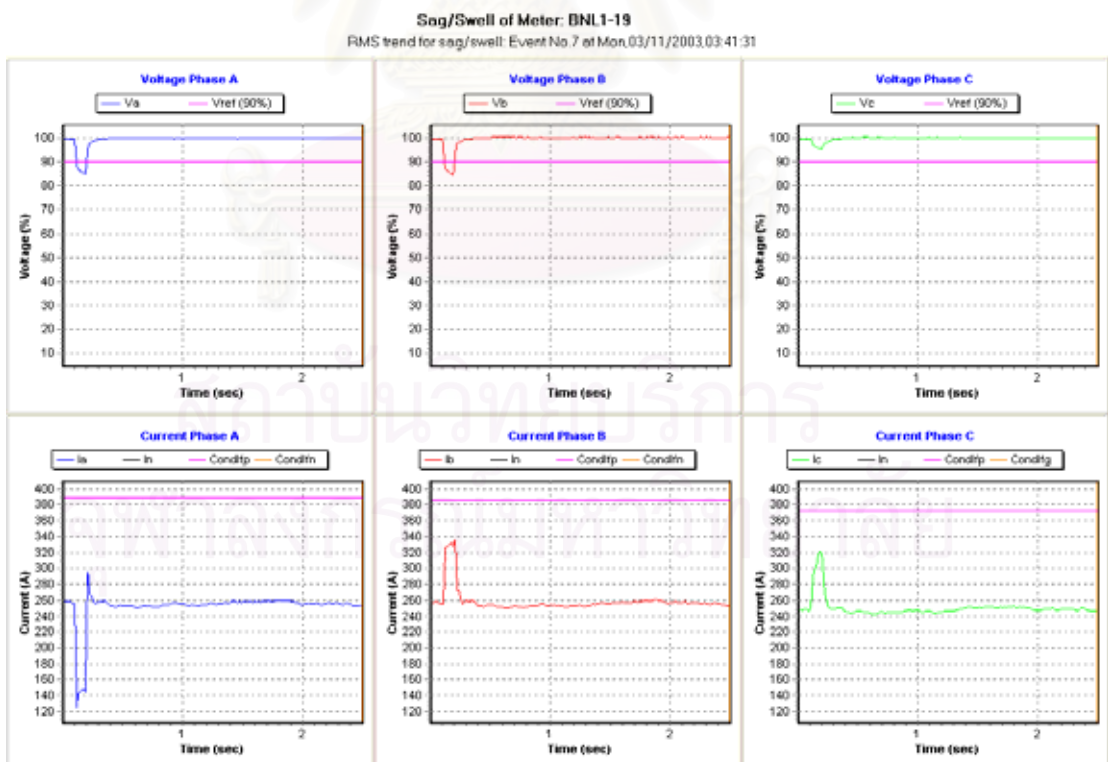
ตารางที่ ค-21 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.21

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
9	7	Mon,03/11/2003,03:41:31	12	Fault	Up	AXX	1	xxxx	1	0	0.89	-----	-----	125.36	289.63	268.81	9.96
10	7	Mon,03/11/2003,03:41:31	13	Fault	Up	ABX	8	xxxx	8	0	0.85	0.85	-----	222.65	332.62	320.86	10.41

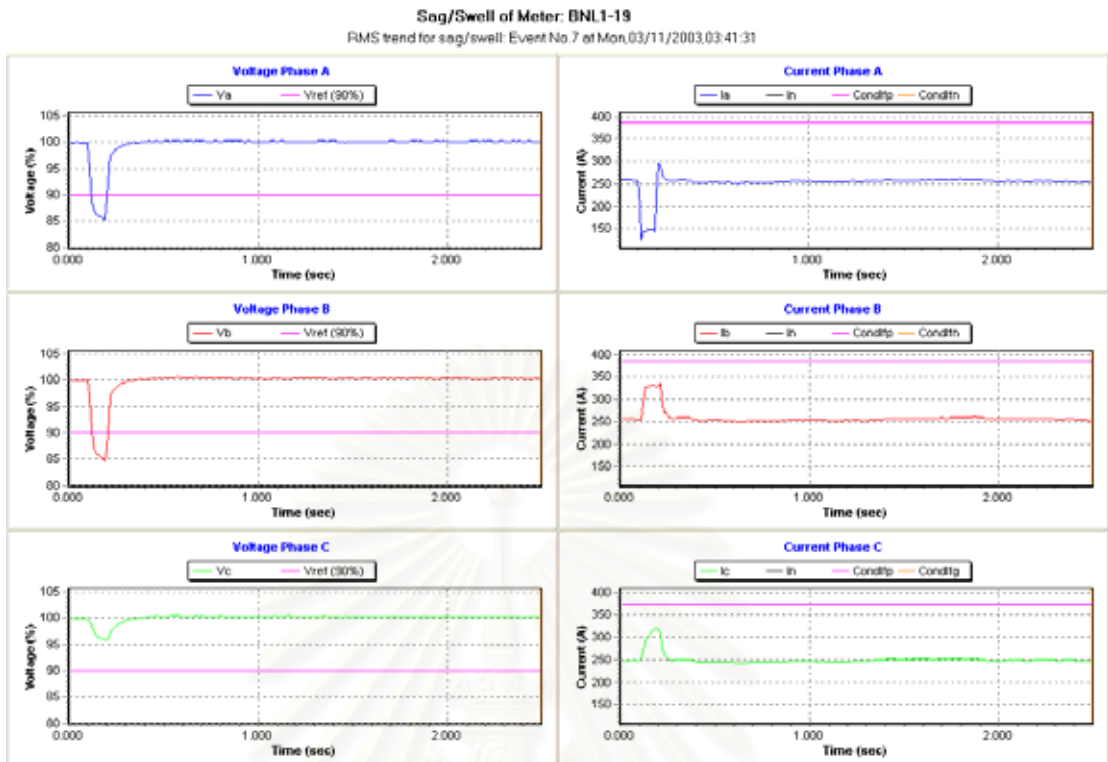
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



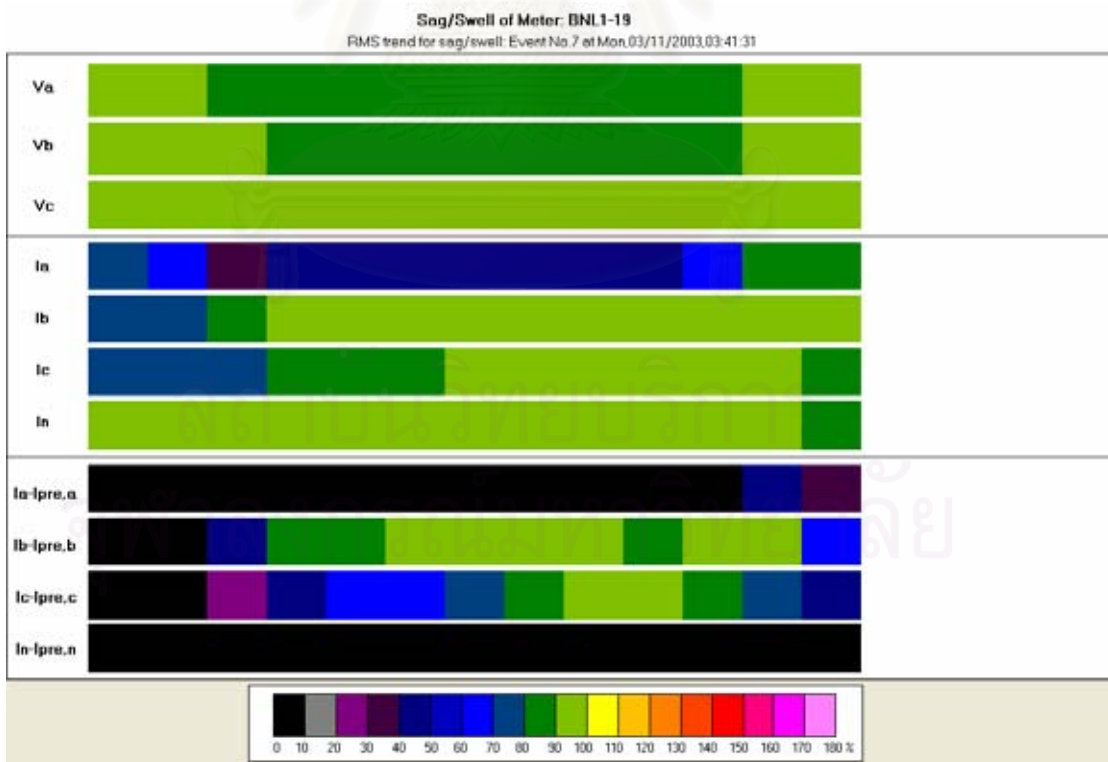
รูปที่ ค.1-21 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ค.2-21 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ค.3-21 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

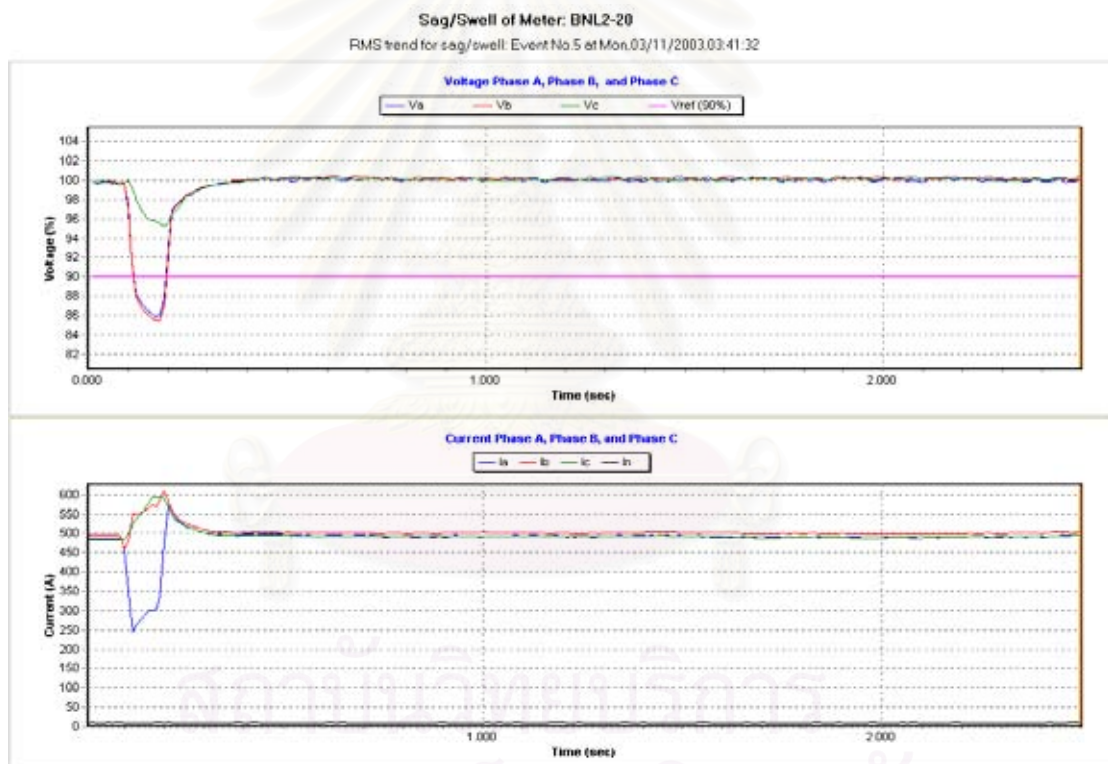


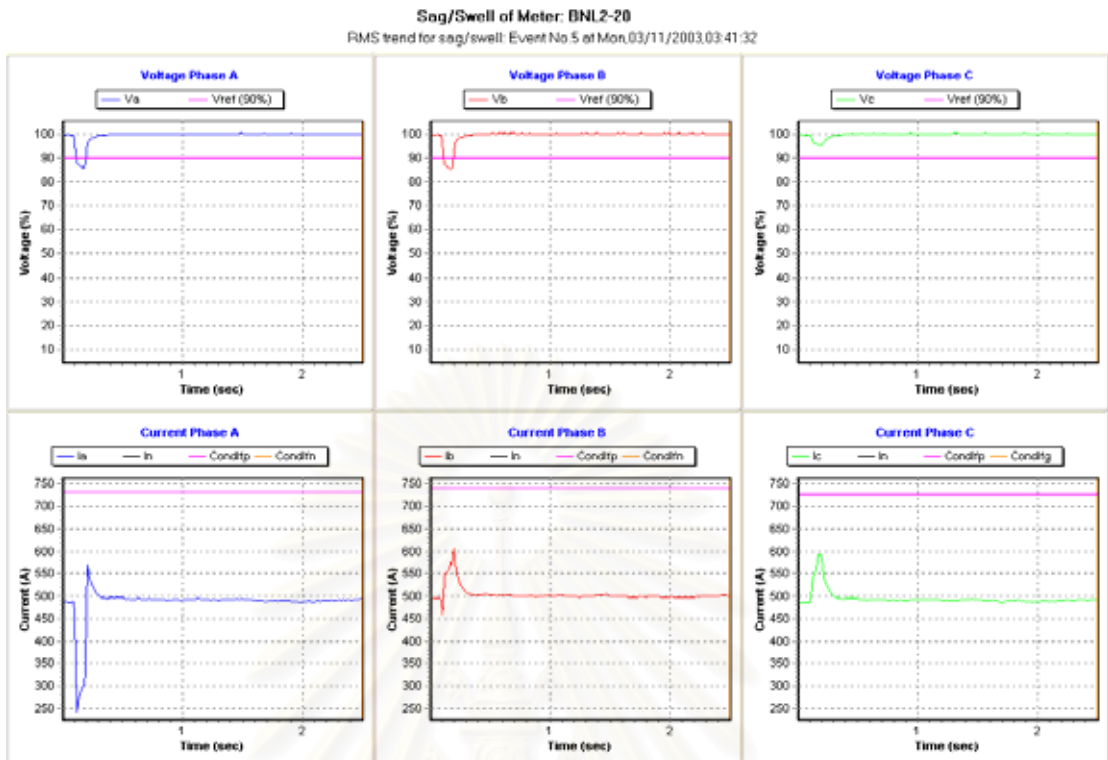
รูปที่ ค.4-21 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.22 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ค-22 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Up” ในเหตุการณ์ลำดับที่ 5 ของมิเตอร์ BNL2-20 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Mon,03/11/2003,03:41:32 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง ทำให้เกิด Dips จำนวน 2 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.86 pu., Duration = 0.08 sec) และเฟส B (Residual Voltage = 0.85 pu., Duration = 0.08 sec)

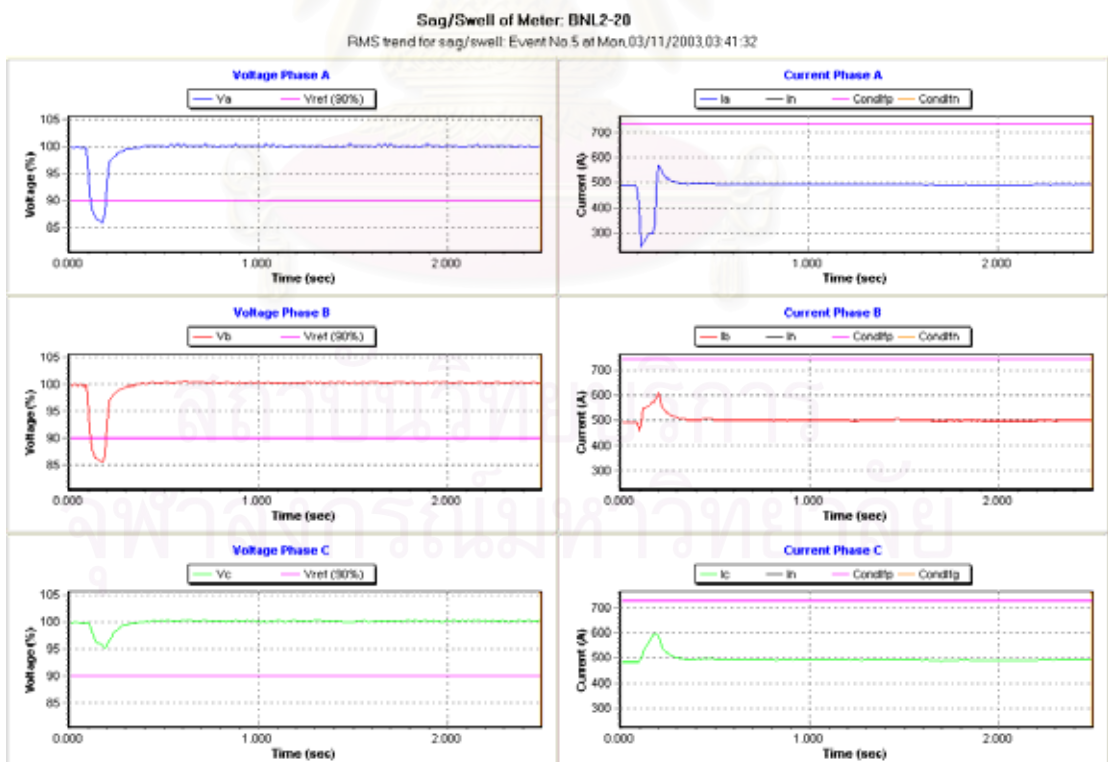
ตารางที่ ค-22 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.22

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
2	5	Mon,03/11/2003,03:41:32	12	Fault	Up	ABX	8	xxxx	8	0	0.86	0.85	-----	334.89	587.86	594.65	9.96

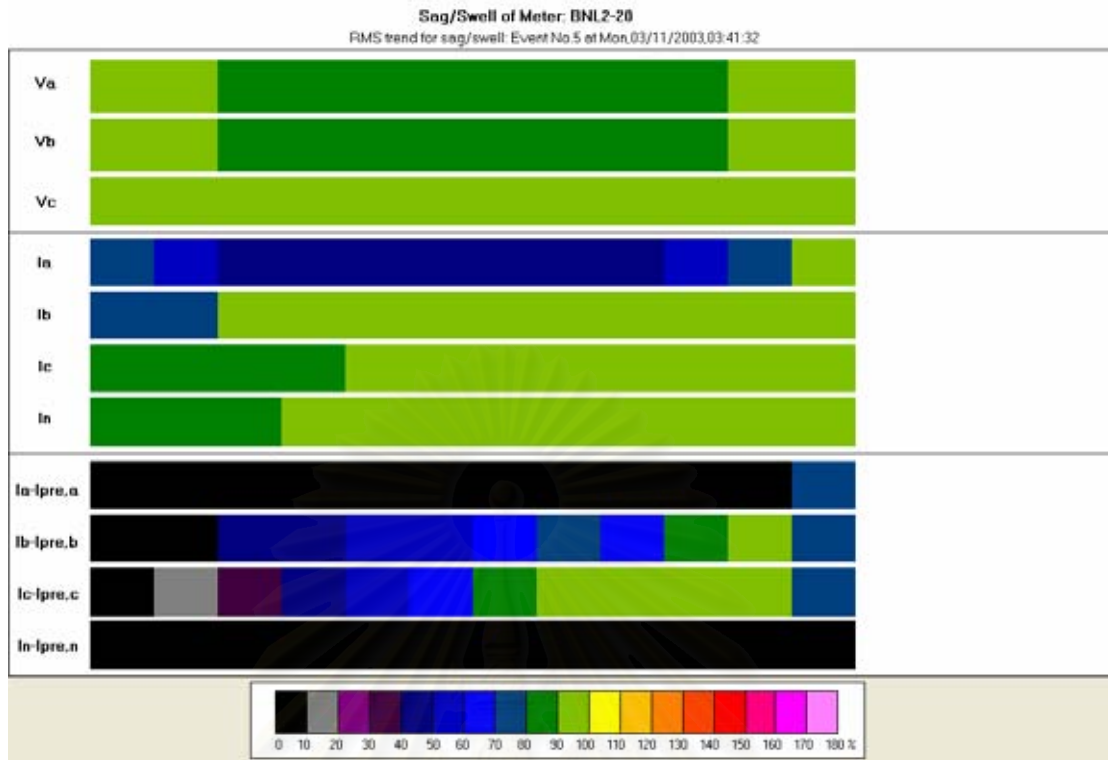




รูปที่ ค.2-22 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ค.3-22 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

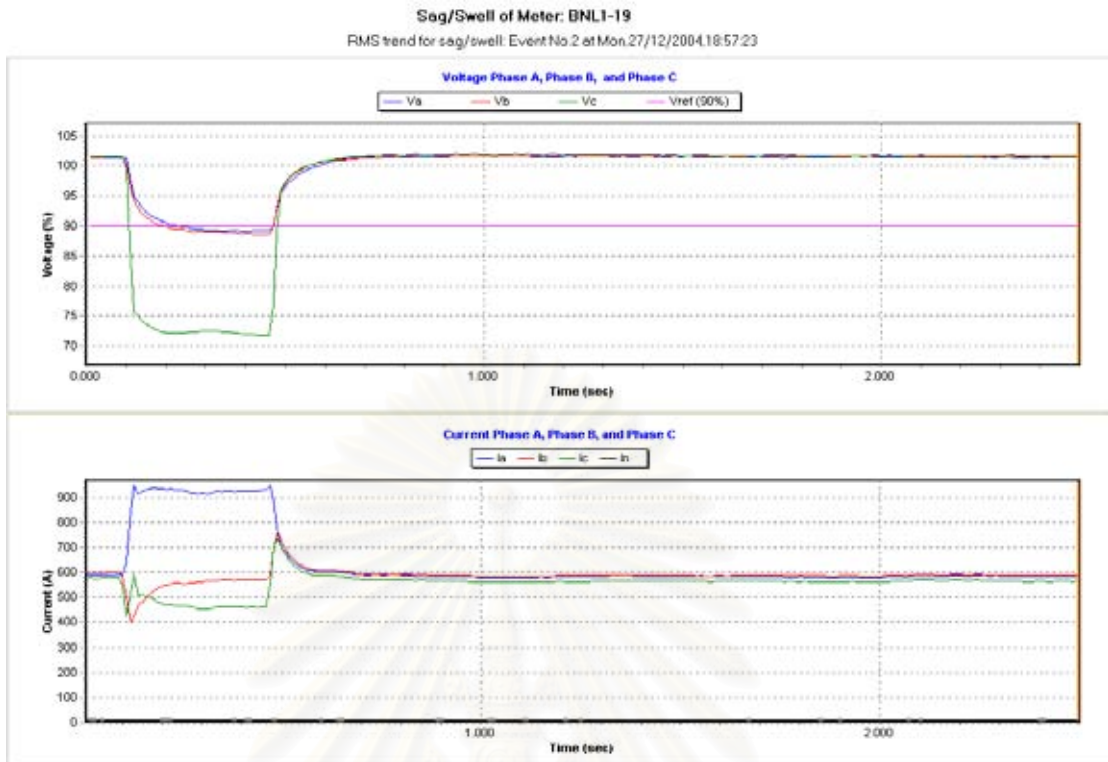


รูปที่ ค.4-22 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

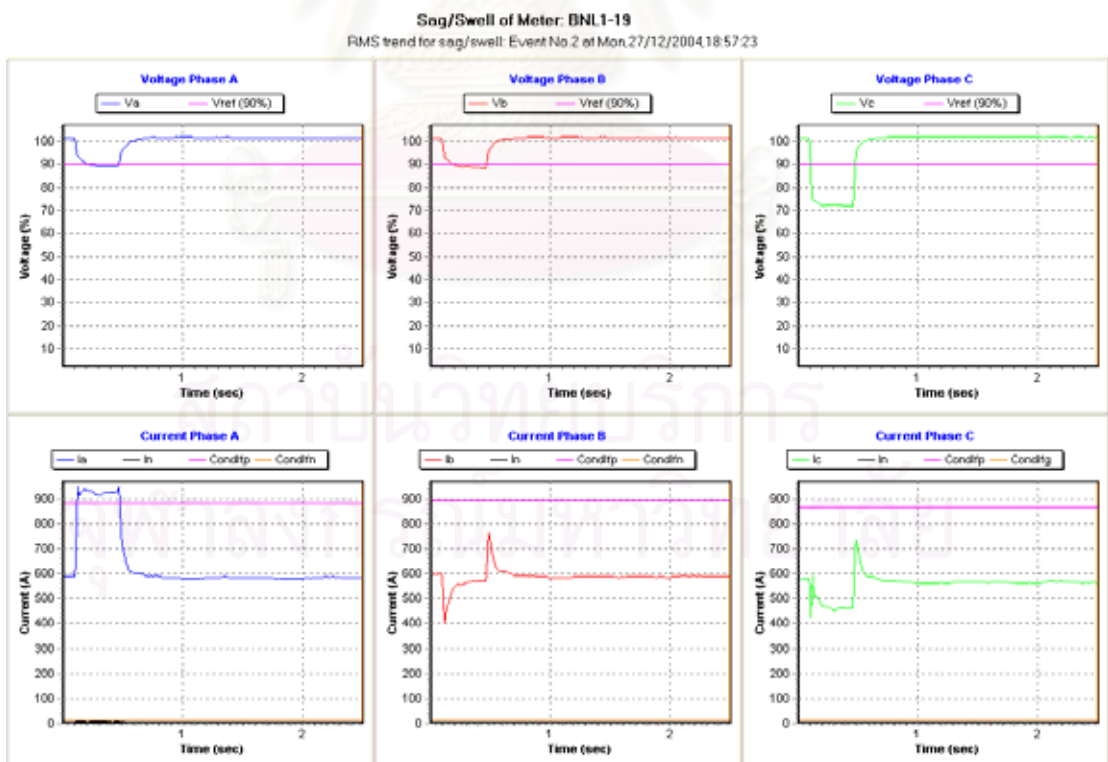
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.24 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ ค-24 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Up” ในเหตุการณ์ลำดับที่ 5 ของมิเตอร์ BNL2-20 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Mon, 27/12/2004, 18:57:23 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง ทำให้เกิด Dips จำนวน 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.89 pu., Duration = 0.25 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.88 pu., Duration = 0.28 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.72 pu., Duration = 0.29 sec)

ตารางที่ ค-24 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.24

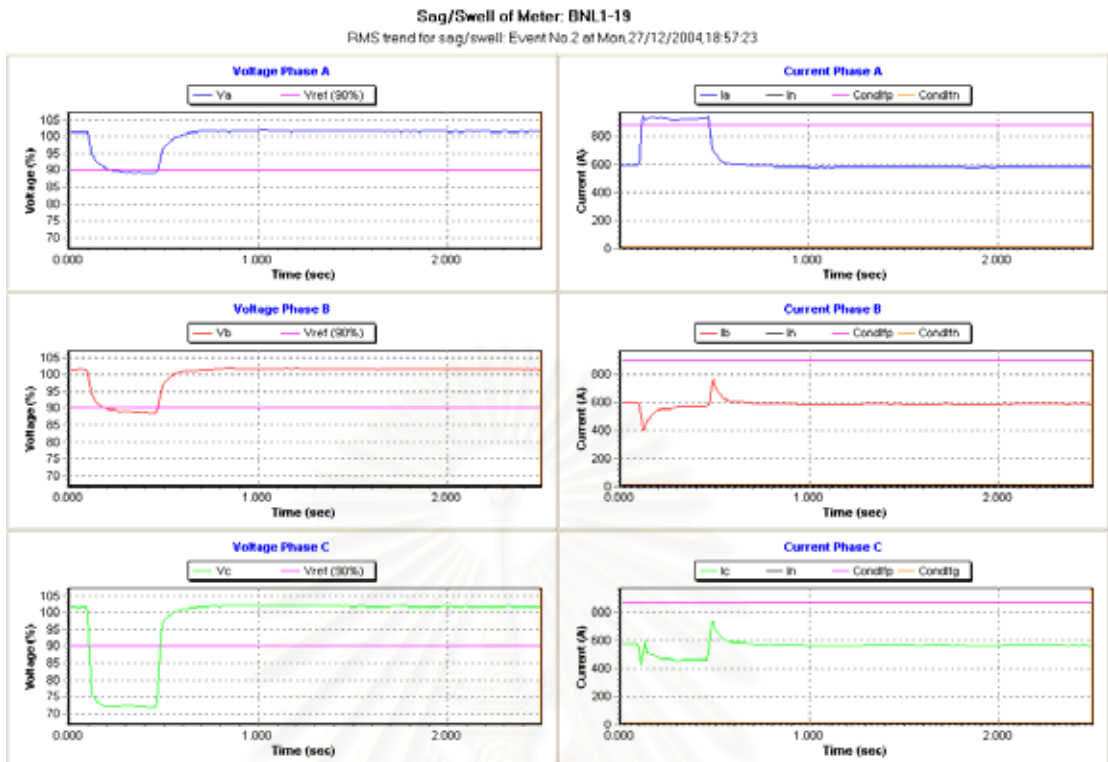
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
4	2	Mon,27/12/2004, 18:57:23	20	Fault	Up	XBC	3	xxxx	3	0	-----	0.9	0.72	934.06	552.56	474.72	10.86
5	2	Mon,27/12/2004, 18:57:23	23	Fault	Up	ABC	25	axxx	25	0	0.89	0.88	0.72	946.28	585.6	553.47	10.86
6	2	Mon,27/12/2004, 18:57:23	48	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.72	887.9	696.92	704.16	11.31



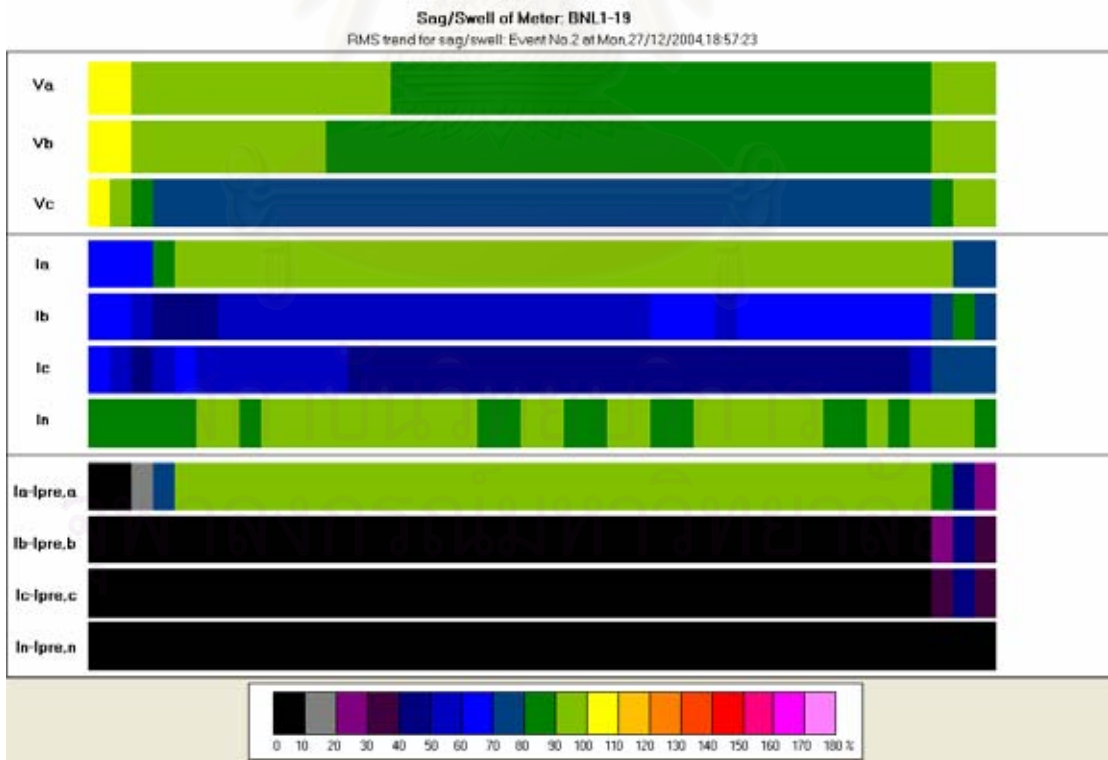
รูปที่ ค.1-24 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ ค.2-24 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ ค.3-24 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

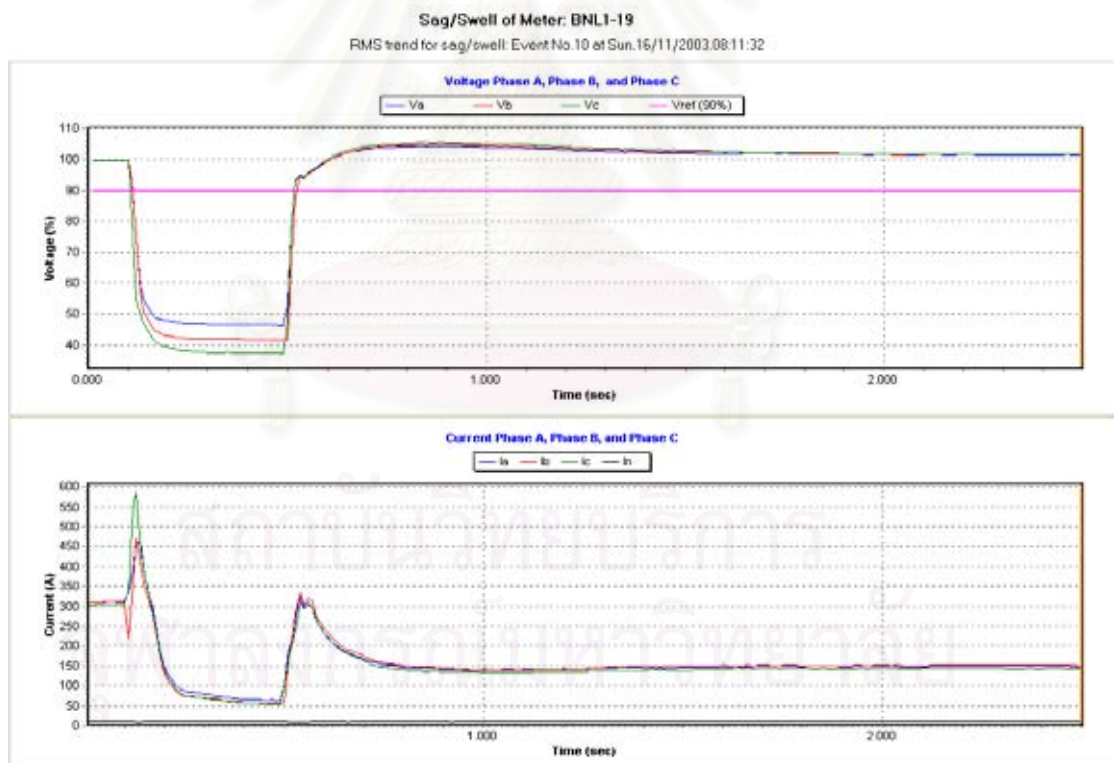


รูปที่ ค.4-24 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.27 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ 5.6 ค-27 เป็นเหตุการณ์ "Faults & Up" ในเหตุการณ์ลำดับที่ 12 ของมิเตอร์ BNL1-19 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Sun,16/11/2003,08:11:32 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง ทำให้เกิด Dips ทั้ง 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.46 pu., Duration = 0.40 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.42 pu., Duration = 0.41 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.37 pu., Duration = 0.41 sec)

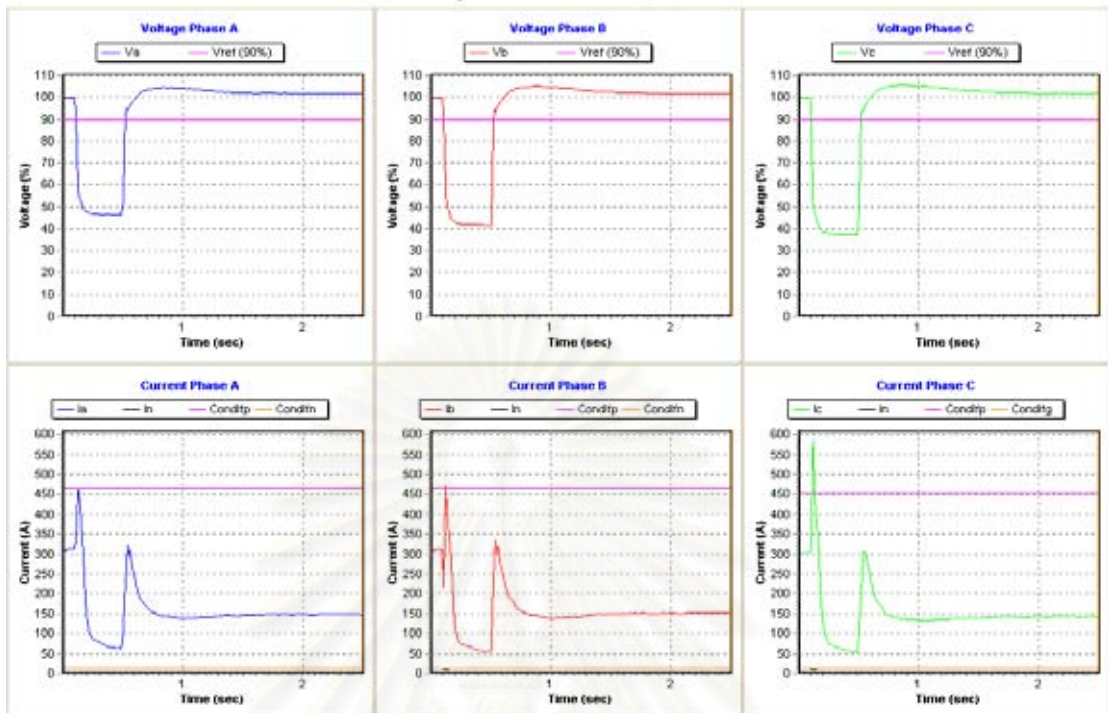
ตารางที่ 5.6 ค-27 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.27

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
11	10	Sun,16/11/2003,08:11:32	11	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.81	333.98	218.58	343.03	10.86
12	10	Sun,16/11/2003,08:11:32	12	Fault	Up	ABC	40	xxcx xbcx xxxx	1 1 38	0	0.46	0.42	0.37	391.00 459.34 458.43	353.89 472.91 407.75	548.04 588.31 439.42	10.41 9.05 11.31
13	10	Sun,16/11/2003,08:11:32	52	Fault	Up	XBX	1	xxxx	1	0	-----	0.42	-----	213.15	216.32	200.93	9.05



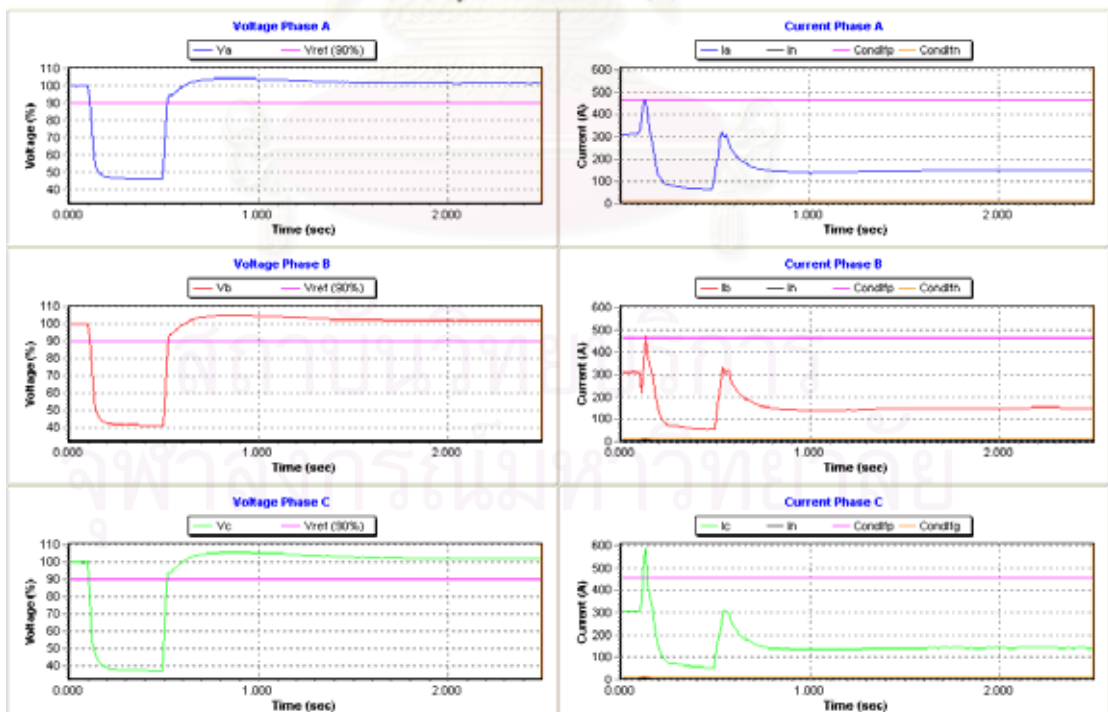
รูปที่ ค.1-27 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment

Sag/Swell of Meter: BNL1-19
RMS trend for sag/swell: Event No.10 at Sun,16/11/2003,08:11:32

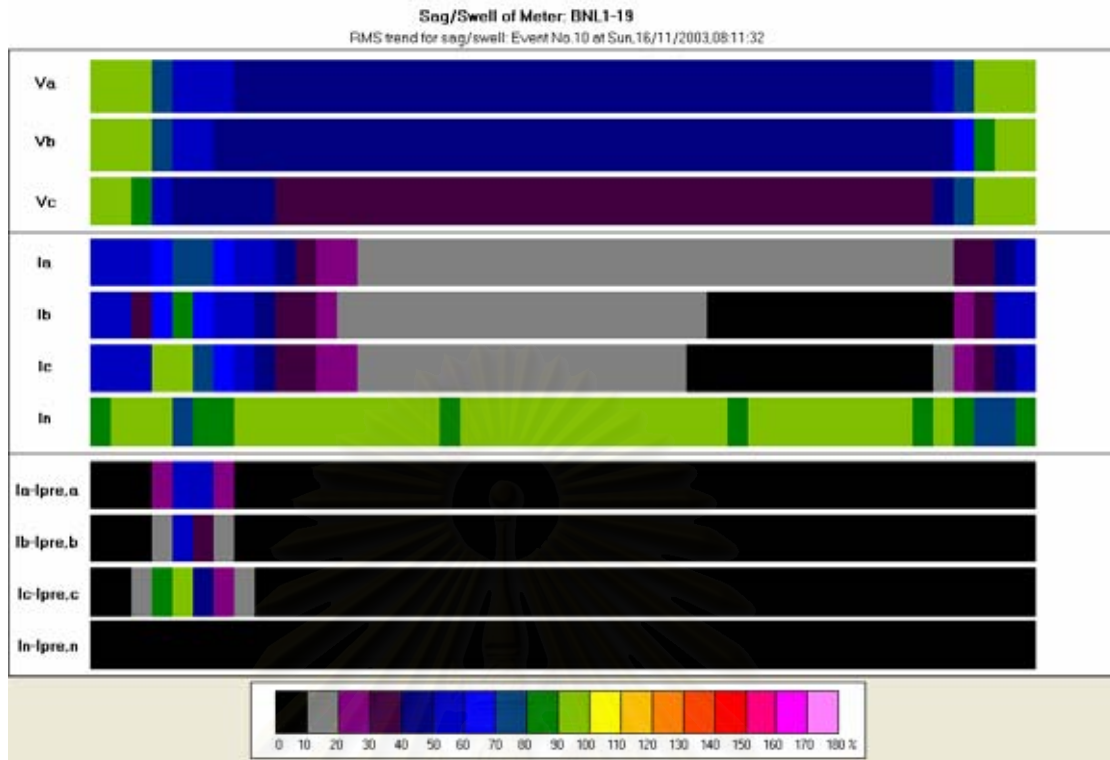


รูปที่ ค.2-27 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal

Sag/Swell of Meter: BNL1-19
RMS trend for sag/swell: Event No.10 at Sun,16/11/2003,08:11:32



รูปที่ ค.3-27 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical



รูปที่ ค.4-27 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

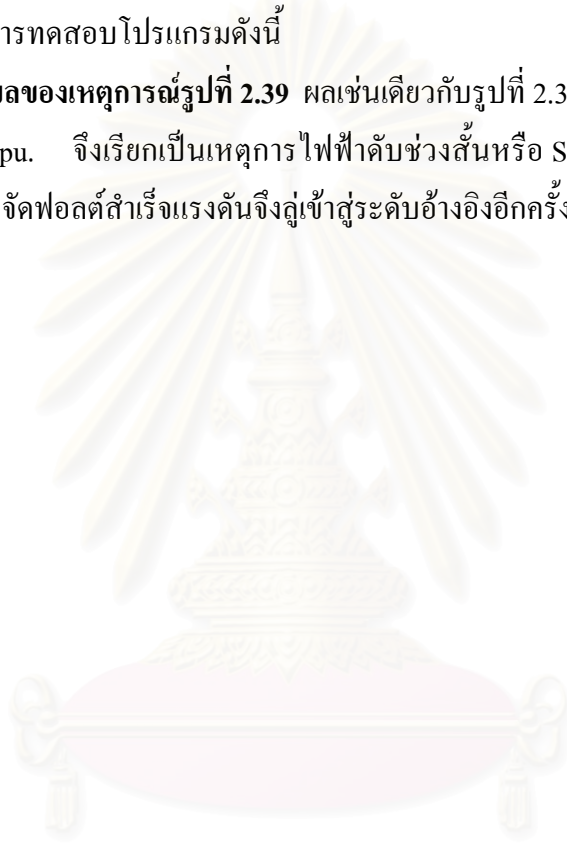
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ง

กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruptions & Downstream”

จากข้อที่ 2.5 มีรูปตัวอย่างเหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruptions & Downstream” ก็คือรูปที่ 2.39 ได้ผลการทดสอบโปรแกรมดังนี้

ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.39 ผลเช่นเดียวกับรูปที่ 2.35 เนื่องจาก Residual Voltage อยู่ในช่วง 0-0.10 pu. จึงเรียกเป็นเหตุการณ์ไฟฟ้าดับช่วงสั้นหรือ Short Interruptions แต่ระบบป้องกันสามารถกำจัดฟอลต์สำเร็จแรงดันจึงเข้าสู่ระดับอ้างอิงอีกครั้ง



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก จ

กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruptions & Upstream”

จากข้อที่ 2.5 มีรูปตัวอย่างเหตุการณ์ในกลุ่ม “Interruption & Upstream” คือ รูปที่ 2.38 และรูปที่ 2.40 ได้ผลการทดสอบโปรแกรมดังนี้

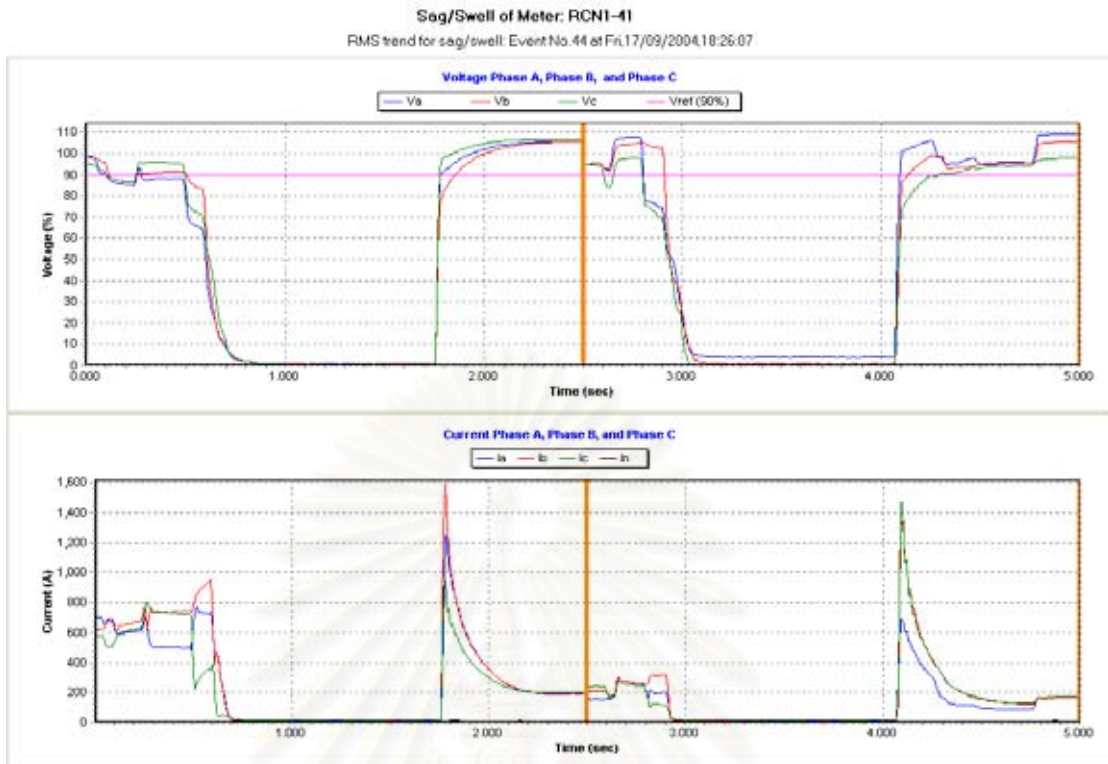
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.38 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ จ-38 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Up” เนื่องจาก Residual Voltage อยู่ในช่วง 0-0.10 pu. จึงเรียกเป็น เหตุการณ์ไฟฟ้าดับช่วงสั้นหรือ Interruption แต่ระบบป้องกันสามารถกำจัดฟอลต์สำเร็จแรงดันจึงดู เข้าสู่ระดับอ้างอิงอีกครั้ง ซึ่งเป็นเหตุการณ์ต่อเนื่องในเหตุการณ์ลำดับที่ 44 ของมิเตอร์ RCN1-41 โดยเริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Fri, 17/09/2004, 18:26:07 และ Fri, 17/09/2004, 18:27:01 ตามลำดับ มีทั้งหมด 2 ช่วง ดังนี้

- **ช่วงที่ 1** เกิด Dips ทั้ง 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 1.66 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 1.72 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 1.65 sec)
- **ช่วงที่ 2** เกิด Dips ทั้ง 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.04 pu., Duration = 1.29 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 1.23 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.00 pu., Duration = 1.54 sec)

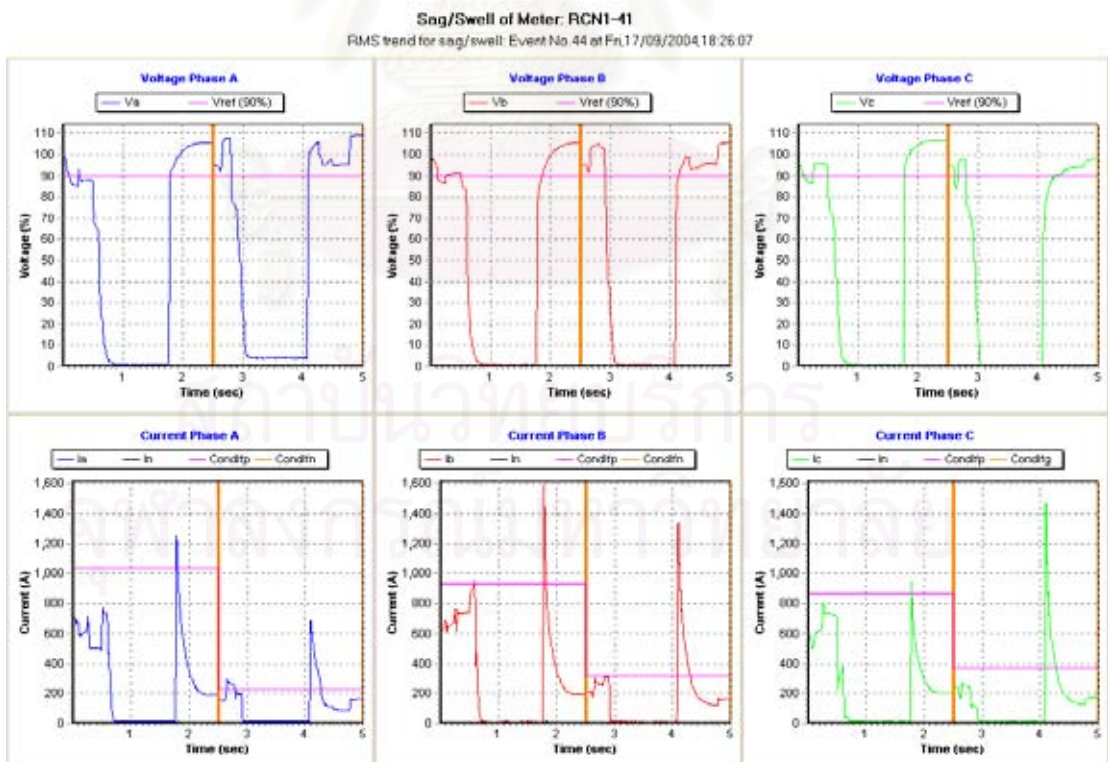
ตารางที่ จ-38 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.38

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
86	44	Fri,17/09/2004, 18:26:07	11	Fault	Up	AXC	1	xxxx	1	0	0.88	-----	0.89	597.82	605.96	547.13	8.6
87	44	Fri,17/09/2004, 18:26:07	12	Fault	Up	ABC	14	xxxx	14	2	0.85	0.86	0.86	653.48	763	710.95	9.5
88	44	Fri,17/09/2004, 18:26:07	28	Fault	Up	AXX	22	xxxx	22	0	0.87	-----	-----	539.89	761.64	765.26	9.96
89	44	Fri,17/09/2004, 18:26:07	50	Fault	Up	AXC	1	xxxx	1	0	0.78	-----	0.85	578.81	748.97	514.09	9.05
90	44	Fri,17/09/2004, 18:26:07	51	Interruption	Up	ABC	127	xxxx xbxx xxxx xbcx	7 2 117 1	0	0.01	0.01	0.01	768.88 736.30 629.04 597.36	924.10 952.16 724.08 1282.52	343.94 352.99 383.31 902.38	9.50 9.05 10.41 9.50
91	44	Fri,17/09/2004, 18:26:07	178	Fault	Up	ABX	1	abxx	1	0	0.01	0.01	-----	1253.56	1596.14	946.28	9.96
92	44	Fri,17/09/2004, 18:26:07	179	Fault	Up	XBX	7	xbxx xxxx	3 4	75	-----	0.01	-----	1000.58 755.30	1010.09 724.98	645.33 526.77	10.86 10.86
93	44	Fri,17/09/2004, 18:27:01	261	Fault	Up	XXC	5	xxxx	5	14	-----	-----	0.84	237.59	269.72	229.44	9.05
94	44	Fri,17/09/2004, 18:27:01	280	Fault	Up	XXC	1	xxxx	1	0	-----	-----	0.86	183.28	252.52	199.12	9.05
95	44	Fri,17/09/2004, 18:27:01	281	Fault	Up	AXC	10	xxxx	10	0	0.74	-----	0.7	204.55	316.78	117.66	9.05
96	44	Fri,17/09/2004, 18:27:01	291	Interruption	Up	ABC	119	xxxx axxx abcx	117 1	0	0.04	0.01	0.07	13.12 290.99 692.85	10.86 131.24 1317.82	11.31 222.65 1467.16	9.96 8.60 9.50
97	44	Fri,17/09/2004, 18:27:01	410	Fault	Up	XBC	4	xbcx	4	0	-----	0.01	0.07	682.9	1340.45	1463.99	9.96
98	44	Fri,17/09/2004, 18:27:01	414	Fault	Up	XXC	15	xxcx xxxx	14 1	0	-----	-----	0.07	534.46 201.38	889.26 361.13	872.06 360.23	9.96 9.96

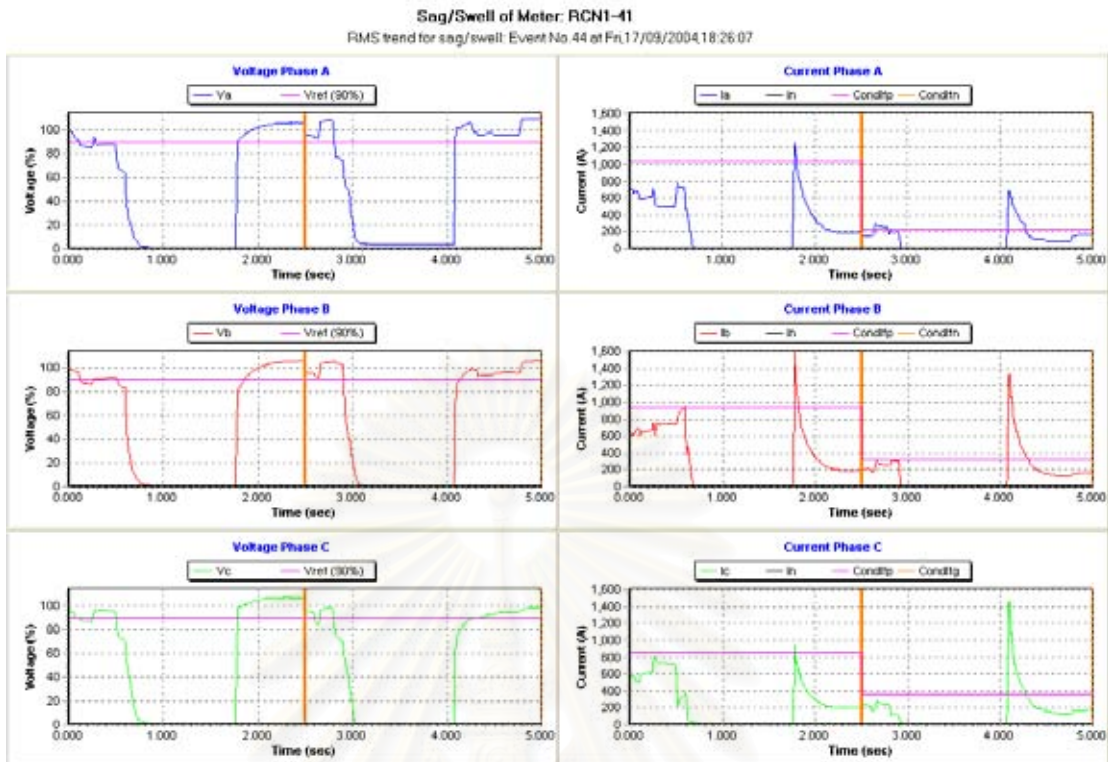
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



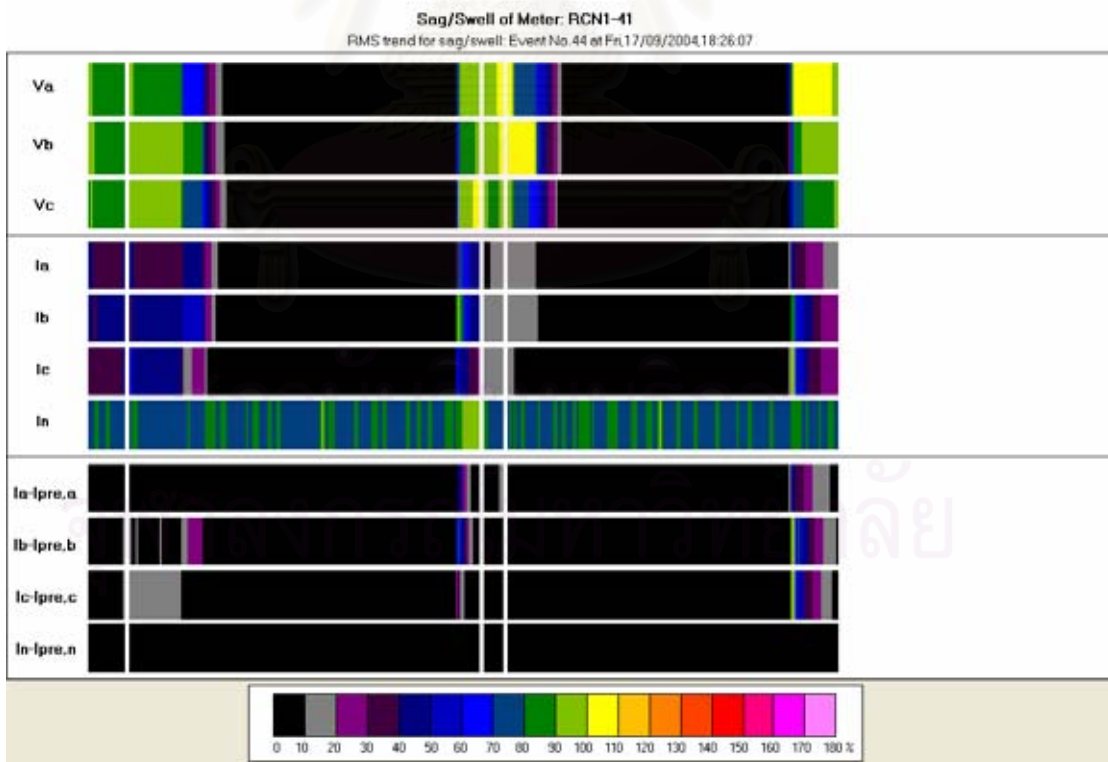
รูปที่ จ.1-38 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ จ.2-38 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ จ.3-38 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical

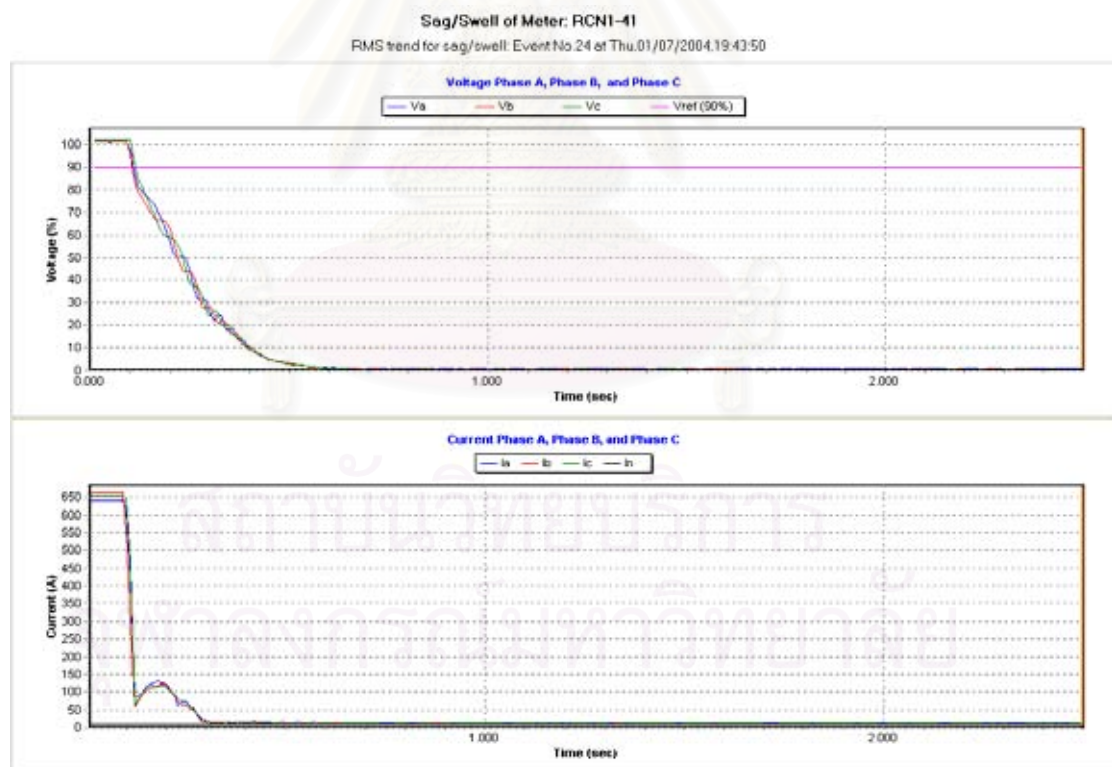


รูปที่ จ.4-38 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

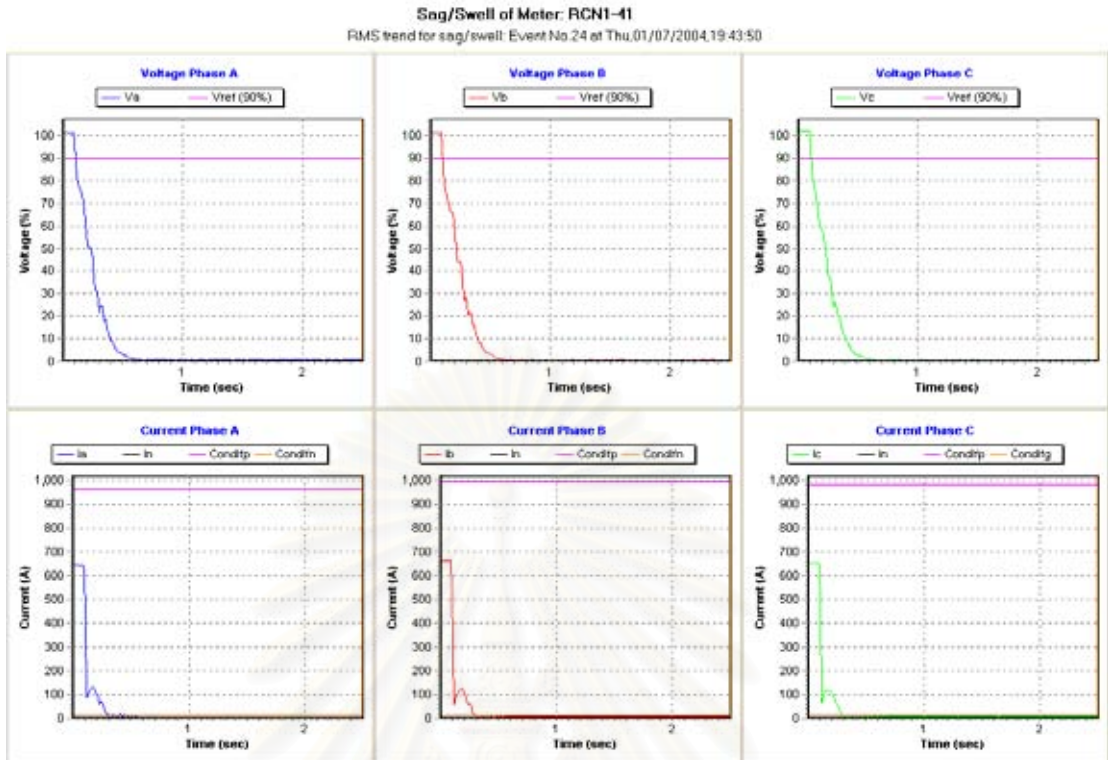
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.40 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ จ-40 เป็นเหตุการณ์ “Faults & Up” เนื่องจาก Residual Voltage อยู่ในช่วง 0-0.10 pu. จึงเรียกเป็นเหตุการณ์ไฟฟ้าดับช่วงสั้นหรือ Interruption ระบบป้องกันไม่สามารถกำจัดฟอลต์ได้แรงดันจึงถูเข้าสู่ค่าศูนย์ โดยเป็นในเหตุการณ์ลำดับที่ 44 ของมิเตอร์ RCN1-41 เริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Thu, 01/07/2004, 19:43:50 ซึ่งมีทั้งหมด 1 ช่วง ทั้ง 3 เฟส ที่เฟส A (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 1.66 sec) เฟส B (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 1.72 sec) และเฟส C (Residual Voltage = 0.01 pu., Duration = 1.65 sec)

ตารางที่ จ-40 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.40

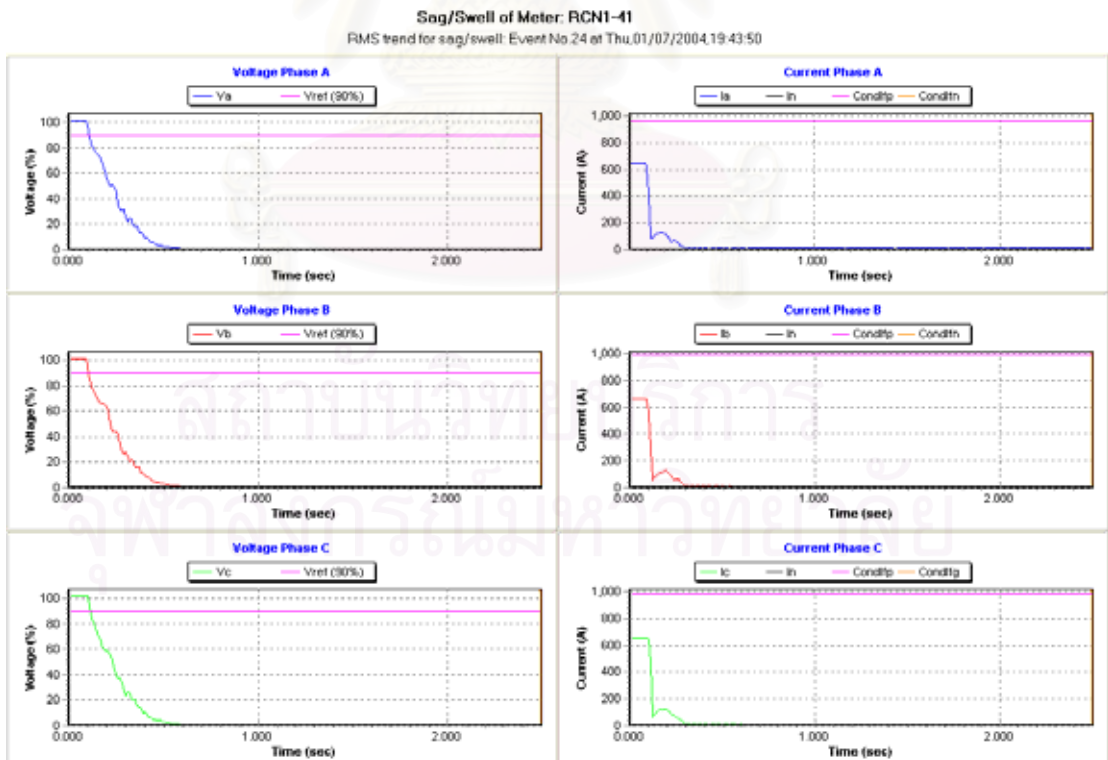
#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
32	24	Thu,01/07/2004, 19:43:50	11	Fault	Up	ABX	1	xxxx	1	0	0.89	0.85	----	422.23	288.27	464.31	9.5
33	24	Thu,01/07/2004, 19:43:50	12	Interruption	Up	ABC	> 239	xxxx	239	0	0.01	0.01	0.01	129.88	126.26	117.66	9.96



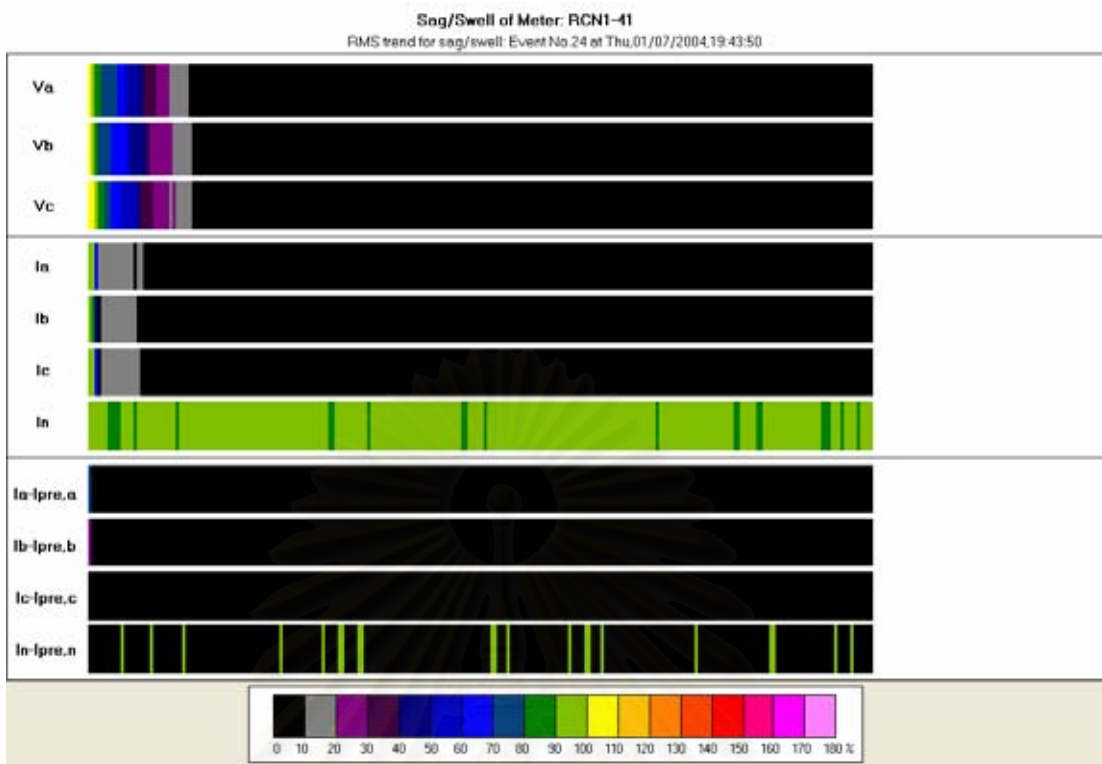
รูปที่ จ.1-40 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ จ.2-40 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ จ.3-40 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical



รูปที่ จ.4-40 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก จ

กราฟแรงดัน กราฟกระแส ภาพ Shade แรงดัน และภาพ Shade กระแส ของเหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Faults & NA.”

จากข้อที่ 2.5 มีรูปตัวอย่างเหตุการณ์ในกลุ่ม “Non-Faults & NA.” คือ รูปที่ 2.45 ได้ผลการทดสอบโปรแกรมดังนี้

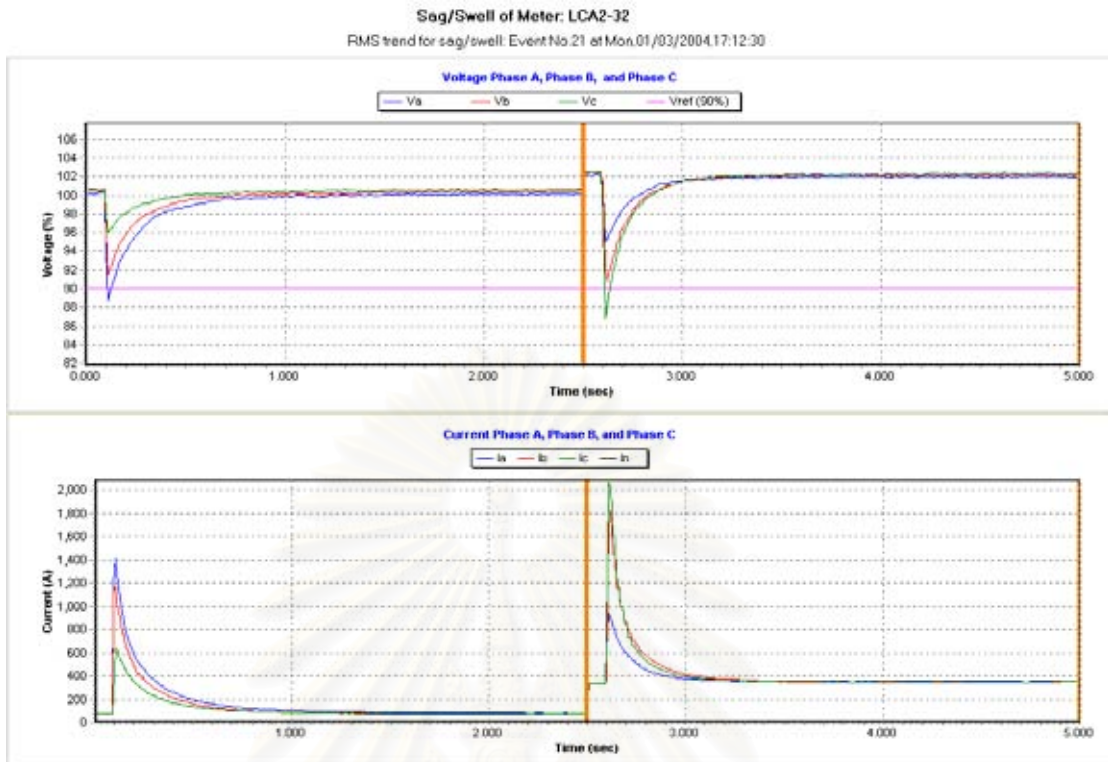
ผลของเหตุการณ์รูปที่ 2.45 ได้จากการทดสอบโปรแกรมแสดงดังตารางที่ จ-45 เป็นเหตุการณ์ “Non-Faults & NA.” เนื่องจาก Residual Voltage มีค่าน้อยกว่า 0.90 pu. เครื่องมือวัดจึงทำการบันทึกค่า โดยเป็นต่อเนื่องในเหตุการณ์ลำดับที่ 21 ของมิเตอร์ RCN1-41 เริ่มเกิด Dips เมื่อเวลา Mon,01/03/2004,17:12:30 แรงดันทั้ง 3 เฟสมีค่าลดลงทั้งหมด 2 ช่วง ดังนี้

- ช่วงที่ 1 แรงดันมีค่าอยู่ในช่วง 0.70-0.90 pu. และมีเวลาที่เกิดน้อยกว่า 0.02 sec โปรแกรมจึงไม่ถือว่าเป็น Dips
- ช่วงที่ 2 แรงดันมีค่าอยู่ในช่วง 0.70-0.90 pu. และมีเวลาที่เกิดมากกว่า 0.02 sec จำนวน 1 เฟส ที่เฟส C (Residual Voltage = 0.87 pu., Duration = 0.03 sec)

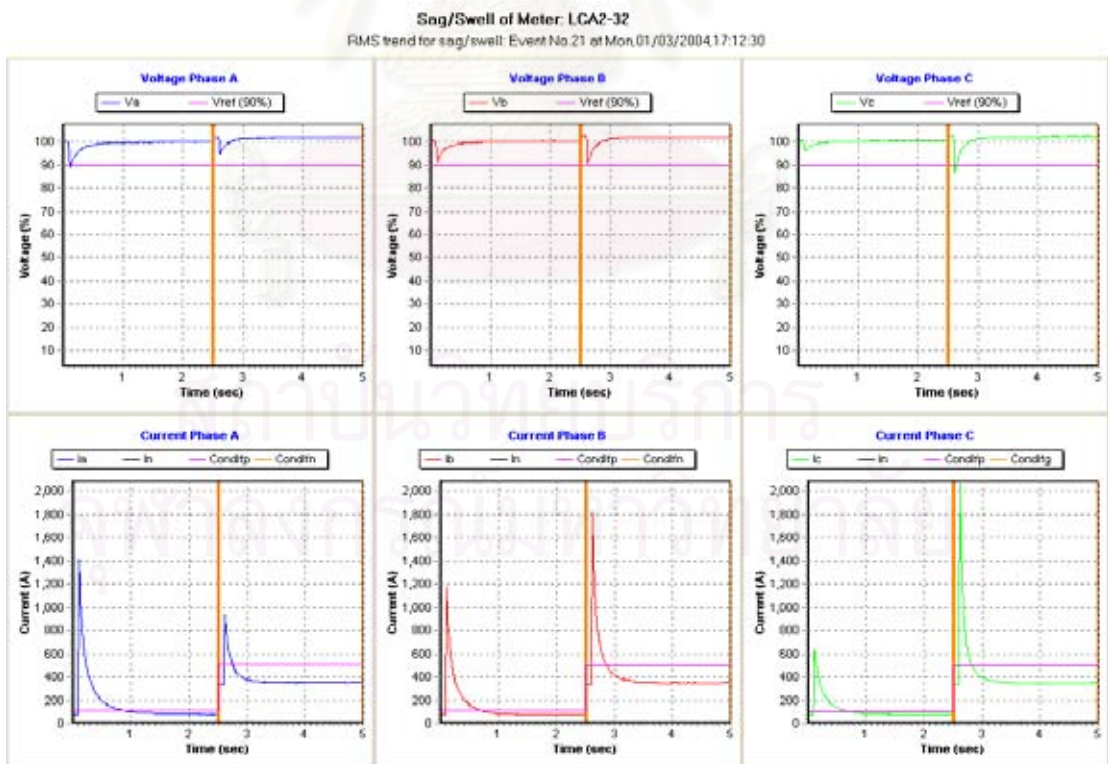
ตารางที่ จ-45 ผลการจำแนกข้อมูลของรูปที่ 2.45

#	No.	Start Time	Start In*	Cause	Stream	Dip Code	Dur Dip*	Fault Code	Dur Fault*	Interval*	Va-pu.	Vb-pu.	Vc-pu.	Ia-A	Ib-A	Ic-A	Ig-A
52	21	Mon,01/03/2004, 17:12:30	261	Non-Fault	NA.	XXC	3	xxcx	3	0	----	----	0.87	893.78	1815.85	2028.55	10.18

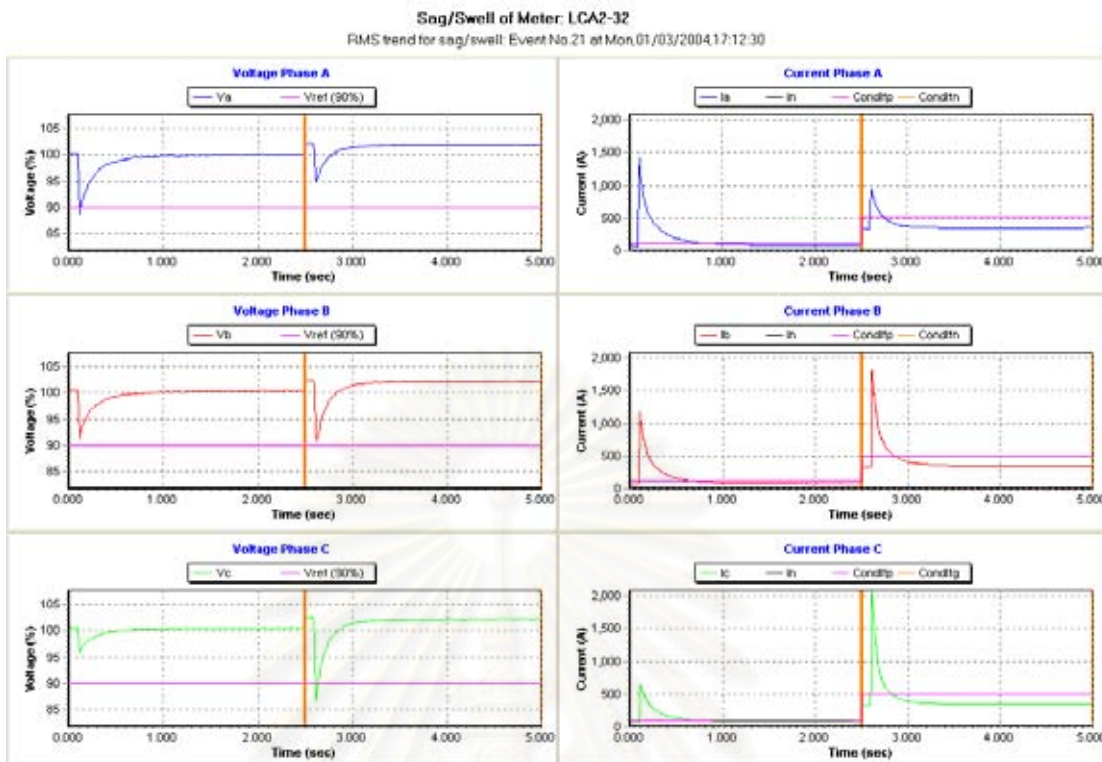
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



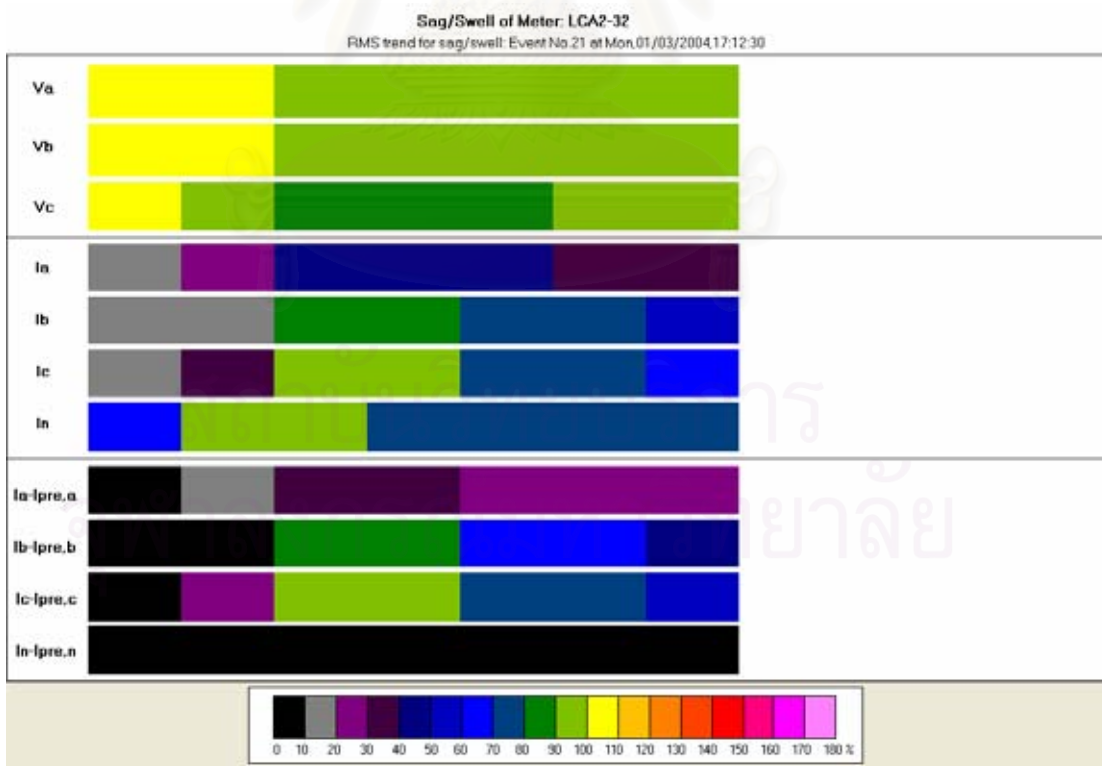
รูปที่ จ.1-45 กราฟแรงดันและกระแสหลังผ่านกระบวนการ Voltage Level Adjustment



รูปที่ จ.2-45 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Horizontal



รูปที่ จ.3-45 กราฟแรงดันและกระแสของแต่ละเฟสในแนว Vertical



รูปที่ จ.4-45 ภาพ Shade ของแรงดันและกระแส

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวศุภมาส ศิริกุล เกิดวันที่ 13 ตุลาคม พ.ศ. 2521 ที่เขตจตุจักร จังหวัด กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ในปีการศึกษา 2544 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2547



สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย