



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

สำหรับ

ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า



ศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า

ฝ่ายควบคุมระบบไฟฟ้า

พฤษภาคม 2559

คำนำ

เป็นที่ทราบกันดีว่า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(PEA) เป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่จำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ให้แก่ประชาชนในภาคครัวเรือน ภาคการท่องเที่ยวและภาคอุตสาหกรรม ในประเทศไทย ครอบคลุมพื้นที่ทั้งหมด 73 จังหวัด แต่นอกเหนือจากการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าแล้ว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยังมีหน้าที่ควบคุมค่าแรงดันไฟฟ้า, SAIFI, SAIDI ตัวประกอบกำลัง ฯลฯ ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ซึ่งตัวแปรดังกล่าวจะสะท้อนถึงความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยจะส่งผลต่อความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง โดยเฉพาะอย่างยิ่งภาคอุตสาหกรรม และภาคการท่องเที่ยว ที่มีอัตราการเติบโตอย่างมาก และมีความต้องการระบบไฟฟ้าที่มีความมั่นคงและความเชื่อถือได้ในระดับสูงขึ้นเรื่อยๆ ดังนั้นการปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความมั่นคง มีความพร้อมรองรับการพัฒนาเศรษฐกิจด้านต่างๆ จึงมีความสำคัญเป็นอย่างมาก

การปรับปรุงความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบกำลังไฟฟ้า นอกจากการปรับปรุง/พัฒนาอุปกรณ์ในระบบกำลังไฟฟ้าให้ทันสมัยแล้ว กระบวนการควบคุมการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ให้มีประสิทธิภาพ ก็เป็นสิ่งที่สำคัญมากอย่างหนึ่ง หน่วยงานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ทำหน้าที่กำกับดูแลการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ควบคุมตัวแปรต่างๆ ข้างต้น ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน คือศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า และศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟทั้ง 12 เขต โดยที่ผ่านมาใน ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟทั้ง 12 เขต มีมาตรฐานด้านการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าในบางส่วน ที่ยังไม่เป็นไปในแนวทางเดียวกัน และขั้นตอนการสั่งการฯ บางขั้นตอนกับบางอุปกรณ์ ยังไม่เป็นไปตามหลักการที่ถูกต้องด้านวิศวกรรมไฟฟ้าและด้านการสั่งการฯ ซึ่งมาตรฐานการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า เป็นสิ่งที่สำคัญมากในการพัฒนาความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบกำลังไฟฟ้า เพราะจะทำให้การสั่งการควบคุมการจ่ายไฟเป็นไปอย่างมีแบบแผน ประสิทธิภาพสูง เป็นไปในแนวทางเดียวกัน รวมถึงส่งต่อเป็นองค์ความรู้ได้ง่าย ส่งผลต่อการพัฒนาระบบไฟฟ้าในภาพรวม และสามารถช่วยการยกระดับงานด้านการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟ ของ PEA ให้เป็นที่ยอมรับในระดับสากล

เนื้อหาของคู่มือเล่มนี้ จะประกอบไปด้วยวิธีปฏิบัติการสั่งการพื้นฐานกับอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ 115 kV, 22 และ 33 kV และหลักปฏิบัติต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับการสั่งการฯ รวมไปถึงความรู้เสริมอื่นๆ ที่จำเป็นสำหรับการสั่งการฯ เพื่อให้การสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและมีความปลอดภัย

สารบัญ

หัวข้อ	หน้า
1. นิยาม	1
2. ระบบไฟฟ้ากำลัง	12
3. ความรู้ทั่วไป	
3.1 ระบบป้องกันที่ใช้ในระบบกำลังไฟฟ้าของ PEA	21
3.2 ความรู้พื้นฐานเรื่องลักษณะการจัดบัสแบบต่างๆ	48
3.3 การปฏิบัติงานด้านการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า	62
4. วิธีปฏิบัติการสั่งการพื้นฐานสำหรับอุปกรณ์ในระบบ 115 kV (Basic Operation)	
4.1 วิธีปฏิบัติการสั่งการกับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า	
- Main and transfer Scheme	72
- Breaker and a half Scheme	85
- Double buses single breaker Scheme	99
- H Scheme	115
- Double buses double breakers Scheme	127
- Double mains and transfer Scheme	136
4.2 วิธีปฏิบัติการสั่งการกับอุปกรณ์ภายนอกสถานีไฟฟ้า	
- Air Break Switch ระบบ 115 kV	152
- Load Break Switch ระบบ 115 kV	155
- Circuit Switcher	160
5. วิธีปฏิบัติการสั่งการพื้นฐานสำหรับอุปกรณ์ในระบบ 22 และ 33 kV (Basic Operation)	
5.1 วิธีปฏิบัติการสั่งการกับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า	
- เบรกเกอร์ Outgoing # 1	165
- เบรกเกอร์ Incoming # 1	166
- เบรกเกอร์ Tie	167
- Main Bus # 1	168
- Underground Cable ของไลน์ Incoming	170
- Underground Cable ของไลน์ Outgoing#1	172
- Capacitor ในสถานีไฟฟ้า	173
- หม้อแปลง Service (TS1)	174
- ระบบจำหน่าย Outgoing # 1	175

สารบัญ

หัวข้อ	หน้า
5.2 วิธีปฏิบัติการสั่งการกับอุปกรณ์ภายนอกสถานีไฟฟ้า	
- Line Recloser	177
- Load Break Switch และ Remote Control Switch	180
- Disconnecting Switch	183
- Switching Capacitor	188
- Fix Capacitor	190
- Automatic Voltage Regulator (AVR)	192
- Single Phase Voltage Regulator (SVR)	195
6. หลักปฏิบัติสำหรับการสั่งการฯ	
6.1 หลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา อุปกรณ์ใดๆ ในระบบไฟฟ้า	199
6.2 หลักการสั่งการเพื่อขานและถ่ายเทโหลด	208
- หลักการสั่งการเพื่อขานและถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV	209
- หลักการสั่งการเพื่อขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง	211
- หลักการสั่งการเพื่อขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์ระบบ 22/33 kV	213
6.3 หลักการสั่งการเพื่อแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง	215
6.4 หลักการสั่งการเพื่อกู้คืนโหลด หลังจากเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบไฟฟ้า	220
6.5 หลักการต่องดินเพื่อปฏิบัติงานในระบบไฟฟ้า	225
6.6 หลักการ By Pass อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า	230
ภาคผนวก	
1. รายชื่อผู้ร่วมจัดทำ	234
2. ตัวอย่างข้อมูลด้านเทคนิคของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ 115 kV	235
3. ตัวอย่างข้อมูลด้านเทคนิคของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ 22-33 kV	244
4. สัญลักษณ์และความหมาย	268

1. นิยาม

คำศัพท์เฉพาะด้านการสั่งการ

Energize	จ่ายไฟ
De-energize	ดับไฟ
Switching	การปลด/สับ อุปกรณ์ป้องกันและอุปกรณ์ตัดตอนในระบบไฟฟ้า เพื่อเปลี่ยนแปลงจุดเชื่อมต่อทางไฟฟ้า/สภาพการจ่ายไฟ
การขาน	การสวิตซิ่ง ซึ่งทำให้จุด (node) สองจุด หรืออุปกรณ์ไฟฟ้า สองอุปกรณ์ หรือวงจรไฟฟ้าสองวงจร (ซึ่งอาจมีศักย์ไฟฟ้าแตกต่างกัน) รวมเป็นจุดเดียวกันทางไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลทำให้ห้องสองจุด/อุปกรณ์/วงจร มีศักย์ไฟฟ้าเท่ากัน ในทางอุดมคติ เช่น การขานระหว่างบัส/สายส่ง/ฟีดเดอร์/หม้อแปลง เป็นต้น
Bay	ใช้บอกตำแหน่งของวงจรที่รับไฟ/วงจรจ่ายไฟ ในสถานีไฟฟ้า
Incoming	วงจรที่รับไฟเข้าบัส/สถานีไฟฟ้า
Outgoing	วงจรที่จ่ายไฟออกจากบัส/สถานีไฟฟ้า
Solid Bus	การจ่ายไฟผ่านบัส โดยที่ไม่มีระบบป้องกัน เช่นการจ่ายไฟเข้า-ออก เฉพาะ Transfer Bus โดยไม่ผ่าน Breaker ดังนั้นระบบป้องกัน จะใช้ของสถานีฯ ต้นทาง ซึ่งวิธี Solid Bus จะถูกใช้ในกรณีที่มีความจำเป็นเท่านั้น
Cold Standby	การปลดอุปกรณ์ออกจากระบบไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นอุปกรณ์สำรอง ในกรณีฉุกเฉิน โดยไม่ได้จ่ายกระแสไฟเลี้ยงอุปกรณ์นั้นไว้
Fault	สิ่งผิดปกติ/สิ่งรบกวน ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ซึ่งทำให้การจ่ายไฟไม่เป็นไปตามสภาพปกติ เช่น การเกิดลัดวงจร/การเปิดวงจรที่ผิดปกติ โดยปราบภัยการณ์ ดังกล่าว จะส่งผลให้อุปกรณ์ป้องกันทำงาน เปิดวงจรแยกส่วนที่เกิด Fault ออกจากระบบ
Hot Standby	การจ่ายกระแสไฟเลี้ยงอุปกรณ์ไฟฟ้าไว้ แต่อุปกรณ์ไฟฟ้านั้นมิได้จ่ายโหลด เพื่อใช้เป็นอุปกรณ์สำรอง ในกรณีฉุกเฉิน

Clear Line	การตรวจสอบหาสิ่งผิดปกติในวงจรสายส่ง/ฟีดเดอร์ ใช้ในกรณีเกิด Fault ในวงจรสายส่ง/ฟีดเดอร์
Lock คาน	การล็อกคลักลไกทางกลของอุปกรณ์ตัดตอน เพื่อมิให้สามารถดำเนินการปลด/สับ อุปกรณ์ตัดตอนดังกล่าวได้
Loop Current	กระแสไฟฟ้าที่ไหลวนอยู่ในวงจรปิด ในกรณีที่มีการข่านสายส่ง, การข่านหม้อแปลง หรือการ Closed Loop ฯลฯ
By Pass	การทำให้เกิดลักษณะจะรับอุปกรณ์ใดๆ โดยทั้งใจ โดยการเชื่อมต่อข้ามวงแหวน ของอุปกรณ์เข้าหากัน เพื่อให้กระแสไฟฟ้าไหลผ่านอุปกรณ์นั้นอย่าง เพื่อที่จะปลดอุปกรณ์นั้นออกจากระบบ
Trip	การเปิดวงจรของอุปกรณ์ป้องกัน เพื่อตัดกระแสลัดวงจร โดยส่วนใหญ่ใช้กับ Breaker หรือ Recloser โดยการ Trip ของอุปกรณ์ป้องกัน แบ่งเป็น Trip Lockout (เปิดวงจรถาวร) และ Trip Reclose (เปิดวงจรชั่วคราวและปิดกลับ)
Ground Trip Block	การตั้งค่าอุปกรณ์/รีเลย์ ตรวจจับกระแส Fault ลงดิน ไม่ให้ทำงาน

อุปกรณ์ตัดตอน

อุปกรณ์ตัดตอน	อุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่ในระบบไฟฟ้า เพื่อทำหน้าที่เปิด/ปิดวงจรไฟฟ้า
Circuit Breaker	อุปกรณ์ตัดตอนที่มีกลไกการดับอาร์คในตัว ซึ่งทำให้สามารถปลด/สับ ได้ขณะจ่ายไฟลดอยู่ และยังสามารถรับคำสั่งจากรีเลย์ป้องกัน เพื่อเปิดวงจร ตัดกระแสลัดวงจร หรือทำงานตามฟังก์ชันของรีเลย์ได้ โดย Breaker ที่ใช้ในระบบไฟฟ้าของ PEA จะเป็นแบบ 3-Poles Operation คือ สามารถทำงานปลด/สับพร้อมกันได้ทั้ง 3 เฟส
Disconnecting Switch	อุปกรณ์ตัดตอนที่ไม่มีกลไกการดับอาร์คในตัว ซึ่งทำให้สามารถปลด/สับ ได้ขณะไม่มีโหลดเท่านั้น โดยสวิตซ์ใบมีดที่ใช้ในระบบไฟฟ้าของ PEA จะมีทั้งแบบ 1-pole และ 3-Poles Operation ซึ่งในปัจจุบัน สวิตซ์ใบมีดที่ติดตั้งอยู่ในสถานีฯ ระบบ 115/22/33 KV (ลานໄກ) จะเป็นแบบ 3-Poles Operation ส่วนสวิตซ์ใบมีดในระบบจำหน่าย 22/33 KV จะเป็นแบบ 1 Pole Operation

Load Break Switch อุปกรณ์ตัดตอนที่มีกลไกการดับอาร์คในตัว ซึ่งทำให้สามารถปลด/สับ ได้ขณะจ่ายไฟลดอยู่ โดยโหลดเบรกสวิตช์ที่ใช้ในระบบไฟฟ้าของ PEA จะเป็นแบบ 3-Poles Operation คือ สามารถทำงานปลด/สับ พร้อมกันได้ทั้ง 3 เฟส

Remote Control Switch, RCS

คือโหลดเบรกสวิตช์ที่ติดตั้ง Feeder Remote Terminal Unit (FRTU) เพื่อให้สามารถตรวจสอบ/สั่งการควบคุม สถานะของอุปกรณ์ได้จากระยะไกล จากศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ ผ่านระบบ SCADA/DMS

Air Break Switch อุปกรณ์ตัดตอนที่ไม่มีกลไกการดับอาร์คในตัว สามารถปลด/สับ พร้อมกันทั้ง 3 เฟส (3-Pole Operating) ในขณะไม่มีโหลดเท่านั้น โดยติดตั้งอยู่ในสายส่งระบบ 115 kV

Ground Switch คือสวิตซ์ใบมีด ที่ถูกติดตั้งอยู่ระหว่างระบบไฟฟ้ากับจุดที่มีศักย์เป็นศูนย์หรือดิน (Ground) เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าลงดินทำให้ศักย์ไฟฟ้าที่อุปกรณ์ เป็นศูนย์ กรณีที่มีการบำรุงรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้านั้น

อุปกรณ์ป้องกัน

Directional Relay รีเลย์ป้องกันแบบรู้ทิศทาง คือรีเลย์ที่นำทิศทางการไฟของกระแสลัดวงจร มาเป็นเงื่อนไขหนึ่งในการสั่งตัดกระแส Fault

Non-direction Relay รีเลย์ป้องกันแบบไม่รู้ทิศทาง คือรีเลย์ที่ไม่นำทิศทางการไฟของกระแสลัดวงจร มาเป็นเงื่อนไขในการสั่งตัดกระแส Fault

Auto Reclosing Relay รีเลย์ที่ทำหน้าที่สั่งให้ Breaker ปิดกลับ หลังจาก Breaker เปิดวงจรเพื่อตัดกระแส Fault โดยสามารถโปรแกรมการทำงานได้ เช่น การกำหนดจำนวนครั้งที่ปิดกลับ และ Reclaim Time เป็นต้น

Overcurrent Relay รีเลย์กระแสเกิน ใช้หลักการนำค่ากระแสไฟฟ้าที่จ่ายให้แก่โซนป้องกัน มาเปรียบเทียบกับค่าปรับตั้ง เพื่อเป็นเงื่อนไขในการทำงาน โดยแบ่งเป็น Directional Overcurrent Relay (รีเลย์กระแสเกินแบบรู้ทิศทาง) และ Non-directional Overcurrent Relay รีเลย์กระแสเกินแบบไม่รู้ทิศทาง โดยในระบบไฟฟ้าของ PEA ส่วนใหญ่จะใช้รีเลย์กระแสเกินแบบรู้ทิศทาง เป็นระบบป้องกันสำรอง ในระบบ 115 kV และจะใช้รีเลย์กระแสเกินแบบไม่รู้

ทิศทางเป็นระบบป้องกันหลักในระบบจำหน่าย 22/33 kV เพื่อป้องกันไลน์ Incoming และ Outgoing ระบบ 22/33 kV

- Distance Relay** รีเลย์ระยะทาง ใช้หลักการนำค่ากระแสที่จ่ายให้แก่โซนป้องกันและแรงดันที่วัดได้ มาคำนวณหาระยะทาง และเปรียบเทียบกับค่าที่ปรับตั้ง เพื่อเป็นเงื่อนไขในการทำงาน โดยรีเลย์ระยะทาง เป็นรีเลย์แบบรู้ทิศทาง สำหรับในระบบไฟฟ้าของ PEA จะใช้เป็น Distance Relay เป็นระบบป้องกันหลักของสายส่งระบบ 115 kV
- Differential Relay** รีเลย์ผลต่าง ใช้หลักการเปรียบเทียบกระแสที่ไหลเข้าและไหลออกจากโซนป้องกัน เป็นเงื่อนไขในการทำงาน โดยรีเลย์ผลต่าง เป็นรีเลย์แบบไม่รู้ทิศทาง ซึ่งในระบบของ PEA จะถูกนำมาใช้ในป้องกันใน 3 ลักษณะ คือ การป้องกันบัส (Bus Differential Relay), การป้องกันหม้อแปลง (Transformer Differential Relay) และการป้องกันสายส่งที่มีระยะทางสั้นๆ (Line Differential Relay)
- Lockout Relay** เป็นรีเลย์ช่วย (Auxiliary Relay) ที่ทำหน้าที่รับคำสั่งจาก Bus/Transformer Differential Relay เพื่อสั่ง Breaker ในโซนป้องกัน Trip Lockout โดยหลังจาก Trip Lockout ไปแล้ว จะไม่สามารถสั่งควบคุม Breaker ในโซนป้องกันได้ จนกว่าจะดำเนินการ Reset สถานะของ Lockout Relay ให้กลับมาอยู่ที่ Normal
- Circulating Current Relay** เป็นรีเลย์ที่ทำหน้าที่ตรวจสอบสภาพการขานหม้อแปลง โดยใช้หลักการตรวจสอบกระแสที่ไหลในวงจรปิดระหว่างหม้อแปลงสองเครื่อง ขณะทำการขานโหลดหม้อแปลง โดยหากค่ากระแสสูงเกินกว่าค่าปรับตั้ง จะส่งให้ Breaker Tie Trip Lockout เพื่อ Open Loop เพื่อเป็นการลดความสูญเสียกำลังไฟฟ้า (Power Loss) และป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นต่อหม้อแปลง
- Tap Differential Control Circuit** เป็นวงจรควบคุมที่ทำหน้าที่ตรวจสอบสภาพการขานหม้อแปลง ใช้หลักการตรวจสอบตำแหน่ง Tap หม้อแปลงสองเครื่องที่จะทำการขานกัน หากตำแหน่ง Tap หม้อแปลงทั้งสองเครื่อง แตกต่างกันจะไม่สามารถสับ Breaker เพื่อขานหม้อแปลงได้

CB Fail Relay	เป็นรีเลย์ที่ตรวจสอบสภาพการทำงานที่ล้มเหลวของ Breaker ในกรณีที่เกิดการลัดวงจร และ Breaker ไม่สามารถปิดวงจรเพื่อตัดกระแสลัดวงจรตามพึงชั้นได้ ซึ่งอาจเกิดจากปัญหาภายใน Breaker เอง CB Fail Relay จะสั่งให้ Breaker ตัวถัดไป ซึ่งอยู่ใกล้ที่สุด และครอบคลุมโซนป้องกัน Trip Lockout แทน
Sync Check Relay	รีเลย์ที่ทำหน้าที่ควบคุมจังหวะการสับของ Breaker ให้สับเข้าในช่วงเวลาที่เหมาะสม คือ ค่าแรงดันไฟฟ้า, มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้า, ความถี่ไฟฟ้า ของทั้งสองด้านของ Breaker มีค่าใกล้เคียงกันตามเกณฑ์ที่ปรับตั้งไว้ เพื่อป้องกันปัญหาด้านเสถียรภาพของระบบซึ่งอาจทำให้เกิดการ Trip ต่อเนื่อง (Cascade Trip) โดย Sync Check Relay ส่วนใหญ่จะถูกติดตั้งกับ Breaker ระบบ 115 kV ที่มีการสับข่านโหลดระหว่างสองแหล่งจ่ายหรือระหว่างสายส่งสองวงจรบ่อยครั้ง หรือ Breaker ในสายส่งที่จ่ายไฟแบบวงจรปิด (Closed Loop)
Ground Relay	รีเลย์ป้องกันกระแส Fault ลงดิน ทำหน้าที่ตรวจสอบจับกระแส Fault ลงดิน
Recloser	อุปกรณ์ป้องกันที่มีกลไกการตัด/arcs ในตัว และมีรีเลย์ป้องกันในตัว (Built in Protection Relay) ซึ่งสามารถโปรแกรมลักษณะการทำงานของรีเลย์ป้องกันได้ในระดับหนึ่ง ส่งผลให้ Recloser สามารถทำงานตัดกระแสลัดวงจร ได้คล้ายคลึงกับ Breaker แต่ไม่เป็นต้องรับคำสั่งจากรีเลย์ป้องกันเหมือนกับ Breaker โดย Recloser ที่ใช้งานในระบบของ PEA เป็นแบบ 3-Pole Operation โดยส่วนใหญ่ถูกติดตั้งในระบบจำหน่าย (Line Recloser, LRR) มีบางส่วนที่ถูกติดตั้งในสถานีฯ ชั่วคราว เพื่อใช้ป้องกันไฟเดือรระบบทามหน่วยแทน Breaker
Drop Out Fuse	Fuseชนิดตอกขาด ใช้ในระบบจำหน่าย 22/33 kV โดยนิยมติดตั้งบริเวณก่อนเข้าหม้อแปลงจำหน่าย รวมถึงติดตั้งบริเวณไลน์แยกระบบ 22/33 kV เพื่อใช้เป็นระบบป้องกันกระแสเกินของหม้อแปลงจำหน่าย และไลน์แยก โดย Drop Out Fuse จะติดตั้งแยกเฟส ทำให้ทำงานแยกจากกันโดยสิ้นเชิง โดยระบบออก Fuse หรือชุด Fuse จะตกลงสู่ตำแหน่งเปิดวงจรโดยอัตโนมัติหลังจากที่ระบบ Fuse ได้ตัดวงจรแล้ว (Fuseขาด)
Circuit Switcher	ชุดของอุปกรณ์ซึ่งถูกติดตั้งในสายส่งระบบ 115 kV เพื่อทำหน้าที่ป้องกันสายส่งที่รับไฟจาก Circuit Switcher ดังกล่าว โดยที่ว่าไปติดตั้งในสายส่งที่มีระยะทางยาว และโหลดที่รับไฟจากสายส่งมีปริมาณมาก เพื่อแยก Section สายส่งฯ ลดผลกระทบการเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง โดยชุดของ Circuit Switcher

จะประกอบไปด้วย Load Break Switch ซึ่งทำหน้าที่ตัดกระแส, Disconnecting Switch ซึ่งถูกออกแบบให้ทำงานสัมพันธ์กับการเปิด-ปิด Load Break Switch และชุดของอุปกรณ์ป้องกัน ได้แก่ Surge Arrestor, CT, VT, Distance Relay, Directional Overcurrent Relay

Circuit Breaker	อุปกรณ์ตัดตอนที่มีกลไกการดับอาร์คในตัว ซึ่งทำให้สามารถปลด/สับ ได้ขณะจ่ายโหลดอยู่ และยังสามารถรับคำสั่งจากเรียลย์ป้องกัน เพื่อเปิดวงจร ตัดกระแส ลัดวงจร หรือทำงานตามฟังก์ชันของเรียลย์ได้ โดย Breaker ที่ใช้ในระบบไฟฟ้าของ PEA จะเป็นแบบ 3-Poles Operation คือ สามารถทำงานปลด/สับพร้อมกันได้ทั้ง 3 เฟส
-----------------	---

หน่วยงานต่างๆ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย(กฟผ.)

เป็นรัฐวิสาหกิจด้านกิจกรรมพลังงานภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงพลังงาน กระทรวงการคลัง ดำเนินธุรกิจหลักในการผลิต จัดให้ได้มา และจำหน่าย พลังงานไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) และผู้ใช้ไฟฟ้าตามกฎหมายกำหนดและประเทศใกล้เคียง โดยแหล่งที่มาของ พลังงานไฟฟ้าได้มาจากโรงไฟฟ้าของ กฟผ. เอง โรงไฟฟ้าเอกชน (IPP., SPP.) และรวมถึงแหล่งพลังงานไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน โดย กฟผ. มีชื่อว่า ภาษาอังกฤษว่า Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT)

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

เป็นรัฐวิสาหกิจ ด้านกิจกรรมพลังงาน ภายใต้การกำกับดูแลของ กระทรวงมหาดไทย ดำเนินธุรกิจหลักในการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับประชาชน ในพื้นที่ จังหวัดกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และ จังหวัดสมุทรปราการ โดยแหล่งของพลังงานไฟฟ้าหลัก ได้จากการรับซื้อจาก กฟผ. และรวมถึงผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน(SPP., VSPP.) โดย กฟน. มีชื่อเรียกว่าอังกฤษว่า Metropolitan Electricity Authority (MEA)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA)

เป็นรัฐวิสาหกิจ ด้านกิจกรรมพลังงาน ภายใต้การกำกับดูแลของ กระทรวงมหาดไทย ดำเนินธุรกิจหลักในการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับประชาชน ในพื้นที่ 73 จังหวัดของประเทศไทย ยกเว้นจังหวัดกรุงเทพมหานคร จังหวัดนนทบุรี และ จังหวัดสมุทรปราการ โดยแหล่งของพลังงานไฟฟ้าได้มาการรับซื้อจาก กฟผ. และรวมถึงผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน(SPP., VSPP.) โดย PEA มีชื่อเต็ม ภาษาอังกฤษว่า Provincial Electrical Authority

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดใหญ่ (IPP.)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ที่มีกำลังผลิตมากกว่า 90 MW เช่นโรงไฟฟาราชบุรี โรงไฟฟาระยอง จำนวนพลังงานไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มีชื่อเรียกภาษาอังกฤษว่า Independent Power Producer (IPP.)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก (SPP.)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ที่มีกำลังผลิตระหว่าง 10 ถึง 90 MW จำนวนพลังงานไฟฟ้าให้ กฟผ. และรวมถึงผู้ใช้ไฟทั่วไป มีชื่อเรียกภาษาอังกฤษว่า Small Power Producer (SPP.)

SPP. (Non-Firm) SPP. ที่ขنانจ่ายไฟเข้าระบบของ PEA หรือ EGAT โดยที่ไม่มีตารางเวลาในการขنانจ่ายไฟเข้าระบบที่แน่นอน รวมถึงมีไดรรบุปรมามโหลดขั้นต่ำที่จ่ายเข้าระบบ โดยสามารถปลด/สับขนานจ่ายไฟเข้าระบบเมื่อใดก็ได้ แต่ต้องประสานแจ้งทาง ศูนย์ฯ แห่งชาติ ก่อนดำเนินการ

SPP. (Firm) SPP. ที่ขنانจ่ายไฟเข้าระบบของ PEA หรือ กฟผ. โดยมีตารางเวลาในการขنانจ่ายไฟเข้าระบบที่แน่นอน รวมถึงมีการระบุปริมาณโหลดขั้นต่ำที่จ่ายเข้าระบบ (สัญญา กฟผ.) หากจ่ายโหลดต่ำกว่าสัญญา จะมีการคิดเบี้ยปรับด้วยเหตุนี้ โดยทั่วไปค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยจะสูงกว่า SPP (Non-Firm)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมาก (VSPP.)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ที่มีกำลังผลิตไม่เกิน 10 MW จำนวนพลังงานไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. และ PEA มีชื่อเรียกภาษาอังกฤษว่า Very Small Power Producer (VSPP.)

ศูนย์ฯ แห่งชาติ

ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทำหน้าที่ควบคุมและสั่งการระบบผลิตกำลังไฟฟ้า ของ กฟผ. และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน (ยกเว้นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก, VSPP)

ศูนย์ฯ ภาค

ศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้าภาคต่างๆ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้แก่ ภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคใต้ และ เขตนครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ทำหน้าที่ควบคุมและสั่งการระบบกำลังไฟฟ้า ของ กฟผ.(ยกเว้นระบบผลิต) ในภูมิภาคที่รับผิดชอบ

ศูนย์ฯ ระบบ

ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า 3 การไฟฟ้านครหลวง ทำหน้าที่ควบคุมและสั่งการระบบส่งกำลังไฟฟ้า 115 และ 69 KV ของ กพน.

คำศัพท์อื่นๆ

Voltage Detector อุปกรณ์ที่ใช้ตรวจสอบขนาดแรงดันไฟฟ้า

Current Transformer (CT)

หม้อแปลงกระแสไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่ทำหน้าที่แปลงกระแสไฟฟ้าให้ต่ำลง และส่งต่อไปยังเครื่องมือวัด หรือ รีเลย์ป้องกัน โดยที่ใช้ในระบบของ PEA เป็นแบบ Single Phase

Potential Transformer (PT) หรือ Voltage Transformer (VT)

คือหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่ทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลง และส่งต่อไปยังเครื่องมือวัด หรือ รีเลย์ป้องกัน โดยที่ใช้ในระบบของ PEA เป็นแบบ Single Phase

TP ชื่อเรียกหม้อแปลงกำลังขนาดใหญ่ ที่ใช้ในระบบไฟฟ้า ของ PEA ซึ่งทำหน้าที่แปลงแรงดันจาก 115 KV ลงมาเป็น 22/33 KV หรือแปลงแรงดันจาก 69 KV ลงมาเป็น 22/33 KV เพื่อจ่ายโหลดให้แก่ผู้ใช้ไฟระบบจำหน่าย

Truck อุปกรณ์ที่ห่อหุ้ม Breaker ระบบ 22/33 KV ในสถานี 22/33 KV แบบ Vacuum Indoor Type โดยสามารถเลื่อนตำแหน่ง Truck ออกจากตู้ Switchgear ได้เพื่อแยก Breaker ออกจากบัส กรณีที่ต้องการซ่อมแซม/บำรุงรักษา/เปลี่ยน Breaker ดังกล่าว หรือเพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงานบำรุงรักษาบริเวณใกล้กับ Breaker

Switchgear พื้นที่/อาณาบริเวณ/ตู้ ที่มีการรวมกันและเชื่อมต่อทางไฟฟ้าของอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์ตัดตอน อุปกรณ์ป้องกัน อุปกรณ์เครื่องวัด เป็นต้น เพื่อจุดประสงค์ในการตัด/จ่ายกระแสไฟฟ้า

Riser Pole เสาต้นที่เป็นจุดเชื่อมต่อระหว่างสายเคเบิลใต้ดิน กับสายไฟฟ้าเหนือดิน (Overhead System) ที่เป็นสายเปลือย หรือสายหุ้มฉนวน

Substation Capacitor อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ชดเชย VAR ให้กับระบบไฟฟ้า เพื่อปรับปรุงค่า Power Factor ให้ดีขึ้น เพิ่มแรงดันให้ระบบไฟฟ้า โดยติดตั้งอยู่ในสถานีไฟฟ้า สำหรับ Substation Capacitor ที่ใช้งานในสถานีไฟฟ้าของ PEA จะทำงานได้ 3 STEP, STEP ละ 2.4 MVAR รวมเป็นทั้งสิ้น 7.2 MVAR และสามารถตั้งให้ทำงานปลด-สับ แบบอัตโนมัติได้

Switching Capacitor อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ชดเชย VAR ให้กับระบบไฟฟ้า เพื่อปรับปรุงค่า Power Factor ให้ดีขึ้น เพิ่มแรงดันให้ระบบไฟฟ้า โดยติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่าย 22/33 kV ของ PEA ทำงานได้เพียง 1 STEP มีพิกัด 1.2 MVAR และ 1.5 MVAR สามารถตั้งการทำงานให้ปลด-สับ แบบอัตโนมัติได้

Fix Capacitor อุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ชดเชย VAR ให้กับระบบไฟฟ้า เพื่อปรับปรุงค่า Power Factor ให้ดีขึ้น เพิ่มแรงดันให้ระบบไฟฟ้า โดยติดตั้งอยู่ในระบบจำหน่าย 22/33 kV ของ PEA มีขนาด 0.3 MVAR และ 0.6 MVAR โดยปกติจะสับเข้าใช้งานในระบบตลอดเวลา ยกเว้นกรณีที่มีการซ่อมแซม/บำรุงรักษา

Feeder สายป้อนที่ทำหน้าที่จ่ายไฟออกจากบัส/สถานีไฟฟ้า ส่งไปยังจุดโหลด โดยในระบบของ PEA หมายถึงวงจรจ่ายไฟระบบจำหน่าย 22/33 kV

Tap หม้อแปลง จุดต่อที่ต้องออกแบบจากจุดระหว่างปลายหัวส่องของชุดขาดลวดชุดหนึ่งภายในหม้อแปลงไฟฟ้า เพื่อให้สามารถเปลี่ยนแปลงจำนวนรอบของขาดลวดด้านปฐมภูมิ/ทุติยภูมิ ซึ่งส่งผลถึงการเปลี่ยนแปลงระดับแรงดันด้านปฐมภูมิ/ทุติยภูมิ

On Load Tap Changer (OLTC)

อุปกรณ์ซึ่งทำหน้าที่ปรับ Tap ของหม้อแปลง เพื่อให้ได้แรงดันด้านทุติยภูมิ เป็นไปตามค่าต้องการ โดยออกแบบให้ทำงานได้ขณะหม้อแปลงจ่ายโหลดอยู่โดย OLTC สามารถตั้งค่าให้ทำงานแบบ Manual หรือ Auto ก็ได้ การทำงานแบบ Auto จะต้องทำงานควบคู่กับ Relay ปรับแรงดันไฟฟ้า (Voltage Regulator Relay)

Grounding คือ การต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าเข้ากับจุดที่มีศักย์ไฟฟ้าเป็นศูนย์ หรือดิน (Ground) โดยการต่อสายลีดระหว่างอุปกรณ์ไฟฟ้าและแท่น Ground rod/Ground Grid



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

หรือการสับ Ground Switch ที่มีอยู่แล้ว เพื่อทำให้ศักย์ไฟฟ้าของอุปกรณ์ไฟฟ้านั้นๆ เท่ากับศักย์ไฟฟ้าของดิน หรือใกล้เคียงกับศูนย์

Underground Cable สายเคเบิลใต้ดิน เป็นสายตัวนำหุ้มฉนวนแบบ Fully Insulated Conductor ชนิดหนึ่ง ปัจจุบัน PEA ใช้งานเป็นชนิดฉนวน XLPE ทั้งระดับแรงดัน 22/33 kV และ 115 kV

Automatic Transfer Scheme (ATS)

การสวิตชิ่งอัตโนมัติเพื่อไปรับไฟจาก แหล่งจ่ายไฟสำรองภายในเวลาไม่เกิน 1 นาที เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับจากแหล่งจ่ายไฟหลัก โดยใช้หลักการตรวจจับแรงดันไฟฟ้า โดยใช้กับสถานีไฟฟ้า/โหลด ที่รับไฟจาก 2 แหล่งจ่ายแบบ Opened Loop

Service Transformer (TS)

หม้อแปลงลดระดับแรงดันไฟฟ้า เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์ต่างๆ ภายในสถานีไฟฟ้า

Unbalance Load ภาวะที่ระบบไฟฟ้า 3 เฟส มีแรงดันไฟฟ้า หรือโหลดไม่เท่ากัน

ชุดปฏิบัติงาน Hotline ชุดปฏิบัติงานที่สามารถทำงานซ่อมแซม/แก้ไขระบบไฟฟ้า 22/33 kV ขึ้นไปได้ ได้โดยไม่ต้องดับไฟฟ้า

หม้อแปลงจำหน่าย หม้อแปลงลดระดับแรงดันไฟฟ้า จากระดับแรงดัน 22/33 kV ลงมาเป็น 400/230 โวลต์ เพื่อจ่ายโหลดให้แก่ผู้ใช้ไฟแรงดันต่ำ

Load Buster อุปกรณ์ที่ใช้ปลด Drop Out Fuse และ Disconnecting Switch ในระบบจำหน่าย 22/33 kV ขณะที่มีกระแสไฟโหลด ทำหน้าที่เป็น Interrupter ในการตัดอาร์คของกระแสไฟโหลด ช่วยป้องกันการเกิดลักษณะซึ่งจะเป็นอันตรายกับผู้ปฏิบัติงานปลด Drop Out Fuse หรือ Disconnecting Switch

Automatic Voltage Regulation (AVR)

หม้อแปลงรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า ซึ่งทำงานปรับแรงดันด้านทุติยภูมิโดยอัตโนมัติ ทั้ง 3 เฟส เพื่อให้ระดับแรงดันทั้ง 3 เฟส อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

ตามที่มีการตั้งค่าไว้ (Voltage Set Point) AVR ใช้ในการแก้ไขปัญหาแรงดัน
ตกปลายสาย โดยส่วนใหญ่ติดตั้งในระบบจำหน่าย 22/33 KV ที่มีระยะทางยาว

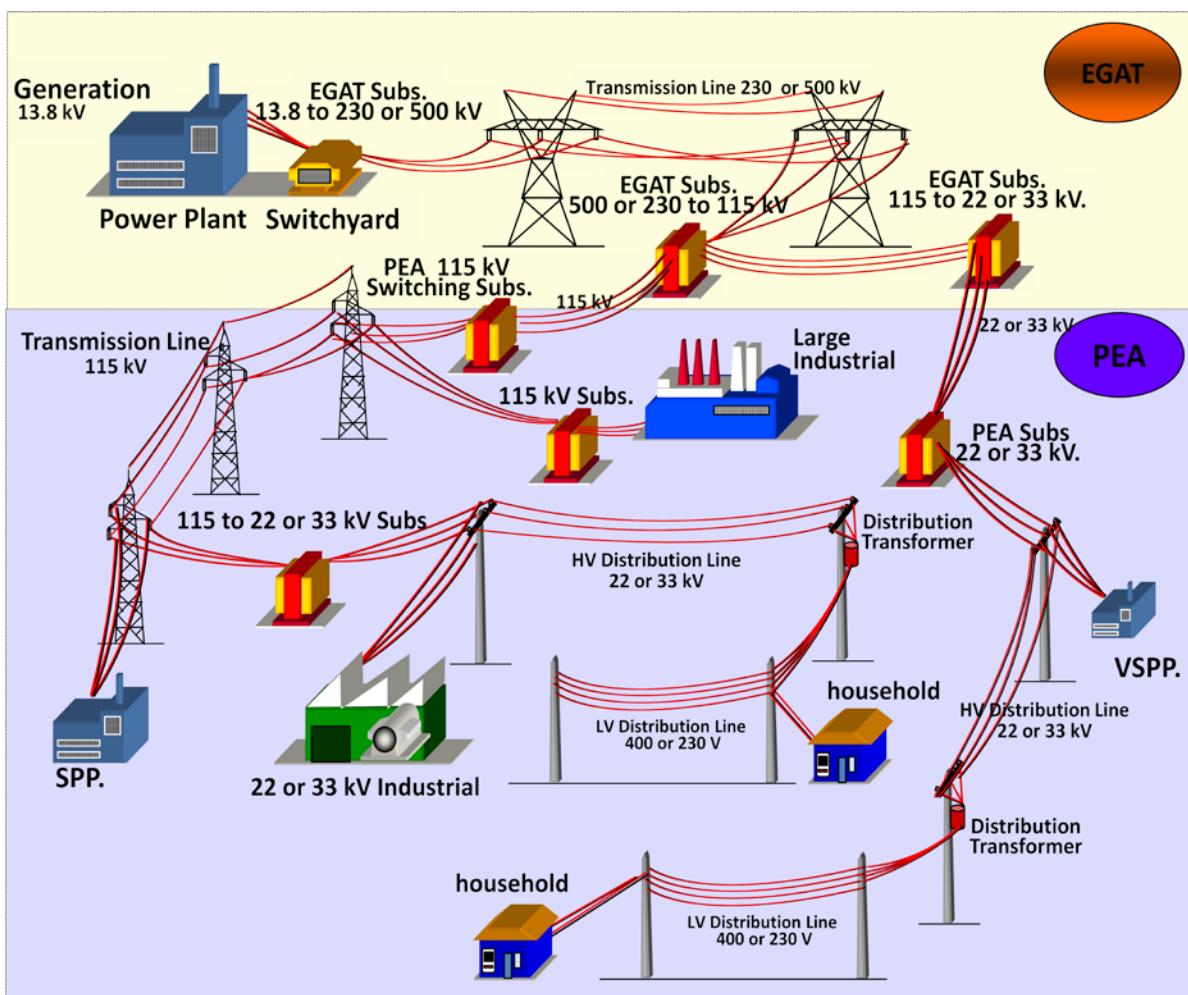
Single-Phase Step Voltage Regulator (SVR)

อุปกรณ์รักษาแรงดันไฟฟ้าอัตโนมัติ เพื่อให้แรงดันไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์
ที่มาตรฐานกำหนด ใช้ในการแก้ไขปัญหาแรงดันตก โดยสามารถปรับ
แรงดันไฟฟ้าแบบแยกแต่ละเฟสได้

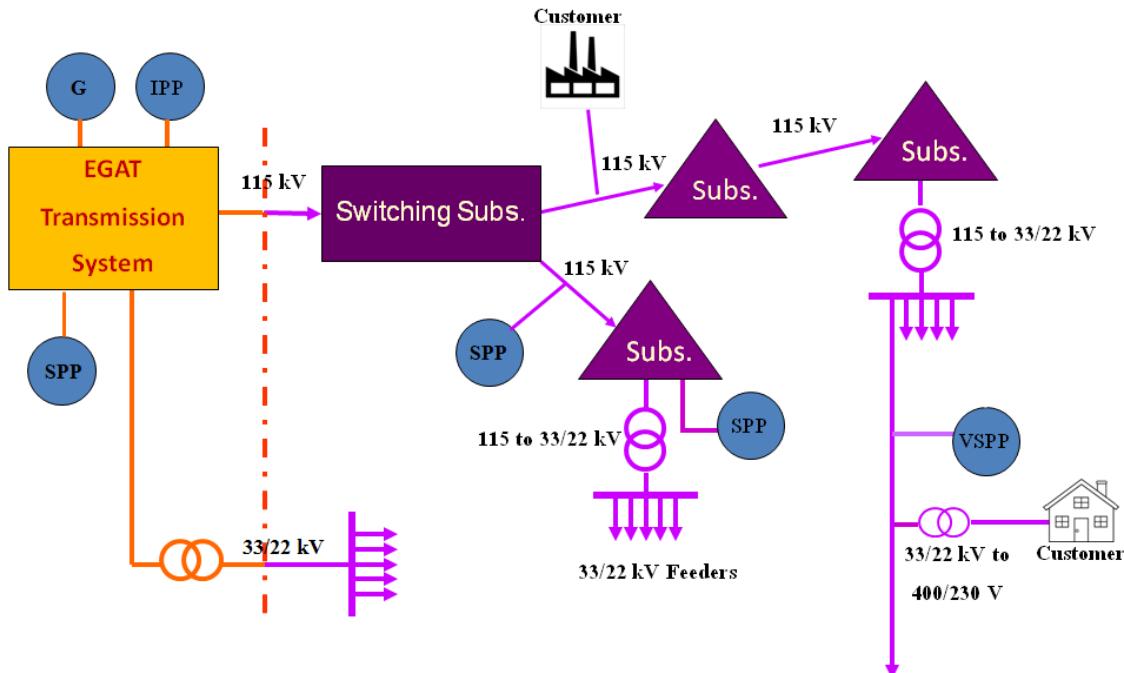
2. ระบบไฟฟ้ากำลัง

1. โครงสร้างของระบบกำลังไฟฟ้า

เป็นที่ทราบกันดีว่า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) ทำหน้าที่จำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งก็คือประชาชนทุกภาคส่วน ในเขต 74 จังหวัด ของประเทศไทย โดยเริ่มต้น กฟผ. จะทำหน้าที่ผลิต/จัดหาพลังงานไฟฟ้า หลังจากนั้น จะส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าผ่านระบบส่ง ของ กฟผ. ในระดับแรงดัน 500, 230, 115 และ 69 kV มายังจุดรับซื้อไฟ ซึ่งมีกระจายอยู่ทั่วประเทศ และทาง PEA จะสร้างระบบกำลังไฟฟ้าของ PEA มารองรับอีกด้วย สำหรับชื่อพลังงานไฟฟ้า และส่งต่อผ่านระบบของ PEA ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า



รูปที่ 1 การส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า



รูปที่ 2 แผนภาพแสดงการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจาก EGAT ไปสู่ผู้ใช้ไฟของ PEA

หน่วยงาน	ระบบส่ง	ระบบจำหน่าย
EGAT	500kV, 230kV, 115kV, 69kV, 300kV HVDC	
MEA	230kV, 115kV, 69 kV	24kV, 12kV, 400/230V
PEA	115kV, 69kV	33kV, 22kV, 400/230V

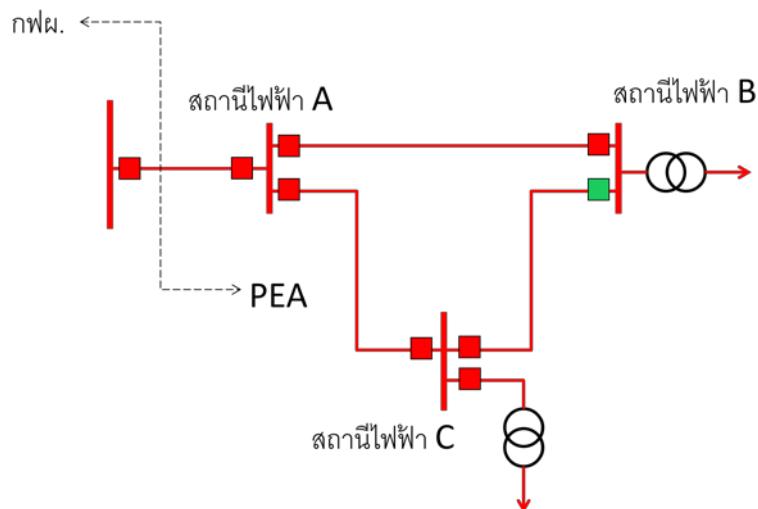
ตารางที่ 1 แสดงระดับแรงดันไฟฟ้าที่ใช้งานในระบบของ EGAT, MEA และ PEA

จากรูปที่ 1 และ 2 แสดงโครงสร้างของระบบกำลังไฟฟ้าโดยภาพรวม ตั้งแต่การผลิตจนกระทั่ง ไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า หากพิจารณาเฉพาะในส่วนของ PEA ส่วนของระบบแรงดัน 115 kV

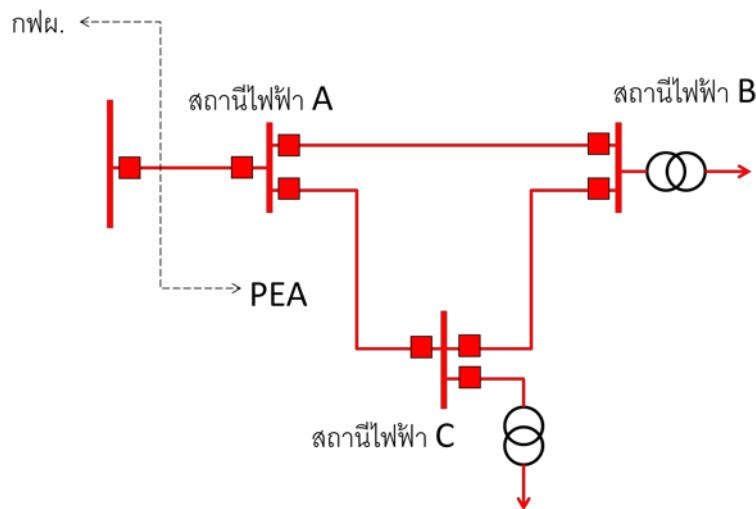
รวมถึงสถานีไฟฟ้า จะถูกเรียกโดยรวมว่า ระบบส่ง และสายจำหน่ายที่ออกจากสถานีไฟฟ้า 22/33 kV ไปจนถึงผู้ใช้ไฟระบบแรกต่อ จะถูกเรียกโดยรวมว่า ระบบจำหน่าย

1.1 ระบบส่ง

ระบบส่ง คือส่วนที่ทำหน้าที่รับพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายระบบ 115 kV และส่งต่อไปยังจุดโหลด (สถานีไฟฟ้า) ต่างๆ ผ่านสายส่งระบบ 115 kV โดยระบบส่งของ PEA ส่วนใหญ่จะมีลักษณะวงจรการจ่ายไฟแบบ Open Loop ในสภาวะปกติ กล่าวคือสถานีไฟฟ้าจะรับไฟจากสายส่งวงจรเดียว ซึ่งหากเกิดเหตุขัดข้อง ทำให้สายส่งวงจรดังกล่าวไม่สามารถจ่ายไฟได้ จะทำให้สถานีไฟฟ้าเกิดไฟฟ้าดับ แต่จะสามารถติดสวิตชิ่งย้ายโหลดสถานีไฟฟ้ามารับไฟจากอีกสายส่งอีกวงจรหนึ่งได้ แต่ในส่วนของบางพื้นที่ที่ผู้ใช้ไฟมีความต้องการความมั่นคงในการรับไฟค่อนข้างสูง เช่น นิคมอุตสาหกรรม ซึ่งไม่ต้องการให้เกิดเหตุการณ์ไฟดับบ่อยครั้ง PEA จะพิจารณาจ่ายไฟแบบ Closed Loop ซึ่งจะมีความมั่นคงสูงกว่า โดยในภาวะปกติ สถานีไฟฟ้าจะเชื่อมต่อทางไฟฟ้ากับสายส่งอย่างน้อยสองวงจร ทำให้มีสายส่งวงจรใดวงจรหนึ่งเกิดเหตุขัดข้อง สายส่งอีกวงจรหนึ่งยังสามารถรับภาระโหลดและจ่ายไฟต่อไปได้ ทำให้มีส่งผลให้สถานีไฟฟ้าเกิดไฟฟ้าดับ



รูปที่ 3 ตัวอย่างการจ่ายไฟแบบ Opened Loop



รูปที่ 4 ตัวอย่างการจ่ายไฟแบบ Closed Loop

องค์ประกอบของระบบส่ง มีดังนี้

1.1.1 แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า

แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลักของระบบของ PEA ได้จากโครงข่ายระบบกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งกระจายอยู่ทุกแห่งทั่วประเทศ โดย PEA จะเชื่อมต่อกับ กฟผ. ณ จุดรับซื้อไฟ ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ในระดับแรงดันไฟฟ้า 115 kV โดยหลังจากจุดรับซื้อไฟจะเป็นระบบกำลังไฟฟ้าของ PEA ซึ่งโดยปกติ PEA จะสร้างสถานีไฟฟ้าเพื่อใช้ในการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้า และส่งต่อไปยังจุดโหลดต่างๆ

นอกจากนั้น ยังมีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า จากโรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer, SPP.) และโรงไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP.) ซึ่งสามารถเชื่อมต่อกับสายส่งระบบ 115 kV ของ PEA ทั้งนี้ ในส่วนของ SPP. หาก PEA ต้องรับซื้อไฟจาก SPP. ผ่าน กฟผ. อีกต่อหนึ่ง ตามข้อกำหนดการรับซื้อไฟ



รูปที่ 5 ตัวอย่างสถานีไฟฟาระบบ 115 kV แบบกลางแจ้ง (Outdoor Substation)

1.1.2 สถานีไฟฟ้า

สถานีไฟฟ้า คือองค์ประกอบที่ทำหน้าที่รับพลังงานไฟฟ้า เพื่อจัดสรรปริมาณโหลด และส่งต่อไปยังจุดโหลดต่างๆ ผ่านระบบสายส่ง และระบบสายจำหน่าย โดยภายในสถานีไฟฟ้าจะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ตัดตอน ระบบป้องกัน หม้อแปลง เมนบัส ฯลฯ ประกอบกันเป็นสถานีไฟฟ้า เพื่อจุดประสงค์ในการเพิ่มความมั่นคงเชื่อถือได้ และพิสดารการจ่ายไฟ ทั้งนี้ หากแบ่งสถานีไฟฟ้าที่ใช้งานระบบของ PEA ตามระดับแรงดันไฟฟ้า จะสามารถออกได้เป็น 2 แบบ คือ

- a) สถานีไฟฟาระบบ 115 kV สถานีไฟฟ้าจะรับไฟในระบบแรงดัน 115 kV เข้ามาที่บส เพื่อจัดสรร และจ่ายออกไป โดยหากเป็นสถานีไฟฟ้าต้นทาง ที่รับไฟจากจุดซื้อไฟ ของ กฟผ. และจ่ายผ่านสายส่งต่อไปยังสถานีไฟฟ้าอื่นๆ หรือสถานีไฟฟ้าปลายทาง จะเรียก สถานีลักษณะนี้ว่า Switching Substation โดยสถานีลักษณะนี้ จะรับภาระโหลด ปริมาณมาก โดยทั่วไปจึงต้องถูกออกแบบให้มีความมั่นคงสูง

หากสถานีไฟฟาระบบ 115 kV ตั้งอยู่ใกล้กับจุดโหลด จะมีหม้อแปลง กำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่ (TP) ติดตั้งอยู่ เพื่อทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าจาก 115 kV ลง เป็น 22, 33 kV เพื่อส่งต่อไปยังผู้ใช้ไฟในพื้นที่ใกล้เคียง

- b) สถานีไฟฟาระบบ 22 และ 33 kV

หน้าที่รับพลังงานไฟฟ้าจากสถานีไฟฟาระบบ 115 KV ของ PEA (ผ่านหม้อแปลง TP) หรืออาจรับจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. (ผ่านหม้อแปลง KT) และกระจายไฟลดลงไปยังระบบจำหน่าย ผ่านวงจรฟีดเดอร์ต่างๆ โดยทั่วไปสถานีไฟฟ้าระบบ 22 หรือ 33 KV จะมีวงจรฟีดเดอร์ทั้งสิ้น 10 ฟีดเดอร์ จะมีบางสถานีที่รับภาระโดยมาก อาจมีถึง 15 วงจรฟีดเดอร์ โดยอาจรับไฟจากหม้อแปลง (TP, KT) เพียงหนึ่งเครื่อง หรือหากรับภาระโดยเดียว อาจรับไฟมากถึง 3 เครื่อง

สถานีไฟฟาระบบ 22 และ 33 KV จะมีทั้งแบบกลางแจ้ง (Outdoor Type) และในร่ม (Indoor Type) โดยสถานีที่ถูกออกแบบก่อสร้างในระบบของ PEA ในระยะหลังจะเป็น Indoor Type ทั้งหมด ซึ่งอุปกรณ์ตัดตอนทั้งหมด บัสบาร์ จะถูกบรรจุในตู้ระบบปิด ซึ่งอัดฉนวนไว้ภายในเพื่อป้องกันการลัดวงจร โดย PEA ติดตั้งใช้งานสถานี Indoor Type 2 แบบ คือแบบ Vacuum Insulated Switchgear (VIS) ใช้สูญญากาศเป็นฉนวนคั่นระหว่างอุปกรณ์ไฟฟ้าและตัวนำไฟฟ้า และแบบ Gas Insulated Switchgear (GIS) ซึ่งใช้ก๊าซ SF₆ เป็นฉนวนคั่นระหว่างอุปกรณ์ไฟฟ้าและตัวนำไฟฟ้า โดยในระบบ 22 KV จะใช้งานแบบ VIS แต่ในระบบ 33 KV จะใช้งานแบบ GIS เนื่องจากมีระดับแรงดันที่สูงกว่า จึงต้องการความเป็นฉนวนมากกว่า ซึ่งก๊าซ SF₆ มีความเป็นฉนวนมากกว่า สูญญากาศ ที่สภาวะเดียวกัน (ปริมาตร ความดัน อุณหภูมิ เดียวกัน)



รูปที่ 6 ตัวอย่างสถานีไฟฟ้าระบบ 22 kV แบบ VIS Indoor Substation

1.1.3 ระบบสายส่ง

ระบบสายส่ง เป็นองค์ประกอบที่สำคัญ ในการส่งพลังงานไปจุด负荷ต่างๆ ทั่วประเทศ เปรียบเสมือนหัวใจของระบบ ที่ลำเลียงน้ำจากแหล่งน้ำไปสู่ผู้บริโภค สายส่งจะทำหน้าที่ส่งพลังงานจากแหล่งจ่าย หรือจากสถานีไฟฟ้าหนึ่ง ไปยังสถานีไฟฟ้าปลายทางต่างๆ โดยสายส่งส่วนใหญ่ ของ PEA จะอยู่เหนืออิน ใช้สายเปลือย โดยมีลูกถ่วง คอน เสา เป็นตัวรับน้ำหนัก ให้สายส่งพอดีกัน



รูปที่ 7 ตัวอย่างสายส่งระบบ 115 kV

1.1.4 ผู้ใช้ไฟฟาระบบ 115 kV

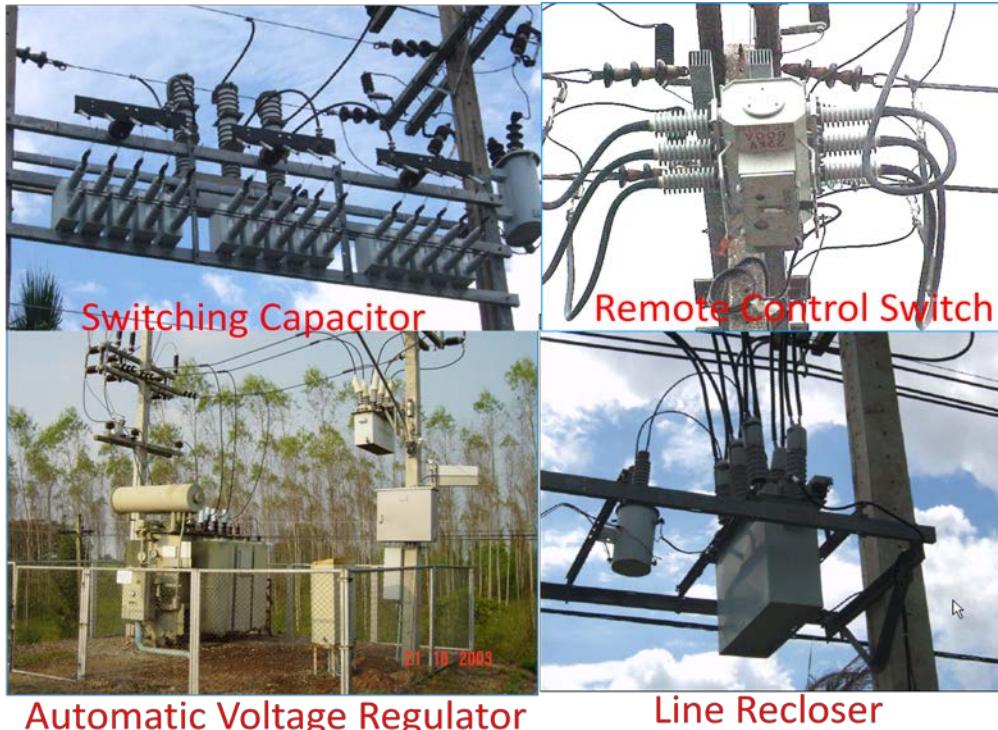
คือผู้ใช้ไฟรับพลังงานไฟฟ้า โดยตรงจากสายส่งระบบ 115 kV ของ PEA ใช้พลังงานไฟฟ้าในปริมาณมาก อาจมากถึงหลายสิบ MW.hr ทำให้ต้องรับซื้อไฟระดับแรงดัน 115 kV เนื่องจากมีอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่สูงกว่าแบบแรงดันต่ำกว่า โดยในส่วนพื้นที่ของผู้ใช้ไฟจะมีสถานีไฟฟ้าเป็นของตนเอง เพื่อแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าให้ชั้นเอง ผู้ใช้ไฟประเภทนี้ ส่วนใหญ่จะเป็นผู้ประกอบการรายใหญ่ ในภาคธุรกิจต่างๆ เช่น โรงงานอุตสาหกรรม โรงเรມขนาดใหญ่ เป็นต้น

1.2 ระบบจำหน่าย

คือส่วนที่รับพลังงานไฟฟ้าจากสถานีไฟฟาระบบ 22 หรือ 33 kV และแจกจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าต่างๆ ผ่านฟีดเดอร์ระบบจำหน่าย โดยระบบจำหน่ายของ PEA จะมีลักษณะวงจรการจ่ายไฟแบบ Radial คือวงจรฟีดเดอร์รับไฟทางเดียว และในกรณีเกิดเหตุขัดข้องในฟีดเดอร์ดังกล่าว จะสามารถถ่ายโหลดบางส่วนไปรับไฟจากฟีดเดอร์ข้างเคียงได้ ผ่าน Tie Switch โดยองค์ประกอบของระบบจำหน่าย มีดังนี้

1.2.1 ระบบจำหน่ายแรงสูง

จะถูกพิจารณาตั้งแต่ส่วนที่ออกจากสถานีไฟฟ้า มีระดับแรงดัน 22 หรือ 33 kV ประกอบด้วยสายฟีดเดอร์ที่ส่วนใหญ่พ่อท่านหนึ่งต่อหนึ่ง โดยมีลักษณะ คอนและเสารองรับสาย บางช่วงของฟีดเดอร์อาจฝังอยู่ใต้ดิน แล้วแต่ตามสภาพพื้นที่ โดยอุปกรณ์รองรับสายต่างๆ จะมีขนาดที่เล็กกว่าระบบ 115 kV และในฟีดเดอร์จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ตัดตอนอยู่เป็นระยะ เช่น โหลดเบรก สวิตซ์ใบมีด เป็นต้น เพื่อใช้ในการแบ่ง Section ของฟีดเดอร์ เพื่อใช้ในกรณีเมื่อเกิดเหตุขัดข้องใน Section ใด Section หนึ่ง จะทำให้สามารถแยก Section นั้นออกจากระบบได้ นอกจากนี้ยังมีการติดตั้งหม้อแปลงจำหน่าย เพื่อแปลงแรงดันไฟฟ้าลงเป็น 400/230 V สำหรับผู้ใช้ไฟ ผ่านระบบจำหน่ายแรงต่ำ และอาจมีการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มแรงดันไฟฟ้า(AVR) และอุปกรณ์ชดเชยค่า VAR (Switching Capacitor) ติดตั้งเพิ่มในระบบตามความจำเป็น



รูปที่ 8 ตัวอย่างอุปกรณ์ที่ถูกติดตั้งในระบบจำหน่ายแรงสูง

1.2.2 ระบบจำหน่ายแรงต่า 400/230 โวลต์

รับไฟจากหม้อแปลงจำหน่าย ส่งต่อไปยังบ้านเรือน หมู่บ้าน ผู้ใช้ไฟรายเด็กต่างๆ โดยลักษณะการส่งพลังงานจะเป็นแบบ 3 เฟส 4 สาย กรณีโหลดเยอะ และอาจใช้แบบ 1 เฟส 2 สาย กรณีโหลดน้อย โดยสายระบบจำหน่ายแรงต่า ส่วนใหญ่จะติดตั้งอยู่ต่ำระบบจำหน่ายแรงสูง

1.2.3 ผู้ใช้ไฟฟ้า

ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย แบ่งออกตามระดับแรงดันไฟฟ้า ได้ดังนี้

a) ผู้ใช้ไฟฟาระบบ 22 หรือ 33 kV คือผู้ใช้ไฟภาคธุรกิจต่างๆ ที่มีขนาดของลงมา จากผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV รับไฟโดยตรงจากสายระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 kV โดยผู้ใช้ไฟจะมีหม้อแปลงระบบจำหน่ายเป็นของตนเอง เพื่อใช้แปลงระดับไฟฟ้า ใช้งานภายในพื้นที่ของตนเอง

b) ผู้ใช้ไฟฟาระบบแรงต่า 400/230 V คือ บ้านพักอาศัย ประชาชนทั่วไป ธุรกิจขนาดเล็ก ที่ใช้ไฟฟ้าปริมาณน้อย ในหน่วย kW.hr จะรับไฟจากระบบจำหน่ายแรงต่า

3. ความรู้ทั่วไป

3.1 ระบบป้องกันที่ใช้ในระบบกำลังไฟฟ้าของ PEA

1. ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับระบบป้องกัน

1.1 ที่มาของการมีระบบป้องกันในระบบกำลังไฟฟ้า

ความผิดพร่องในระบบกำลังไฟฟ้า (Fault) คือ ปรากฏการณ์ต่างๆ ที่เกิดต่อระบบกำลังไฟฟ้าทั้งโดยทางตรง หรือทางอ้อม ซึ่งทำให้ค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า เช่น กระแสไฟฟ้าหรือแรงดันไฟฟ้า ในวงจรไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปจากค่าปกติ โดยความเปลี่ยนแปลงอาจส่งผลให้อุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ ในระบบ ได้รับความเสียหาย เช่น การเกิดการลัดวงจร การเกิดปรากฏการณ์ฟ้าผ่า การปลด-สับอุปกรณ์บางชนิด ซึ่งทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดันหรือกระแสไฟฟ้าอย่างกระทันหัน เป็นต้น

จากความผิดพร่องในระบบกำลังไฟฟ้า (Fault) ที่อาจเกิดขึ้นได้ตลอดเวลาในระบบกำลังไฟฟ้า ตั้งนั้นจึงมีการออกแบบระบบป้องกันขึ้น เพื่อใช้ในการป้องกันความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ในกรณีที่เกิด Fault รวมถึงการป้องกันระบบกำลังไฟฟ้าหลักให้คงอยู่ โดยทำการตัดระบบไฟฟ้าส่วนน้อยที่เกิด Fault ออกไปก่อน

1.2 องค์ประกอบของระบบป้องกัน

ระบบป้องกัน ประกอบด้วยรีเลย์ป้องกัน อุปกรณ์ตัดตอน และระบบสื่อสาร โดยรีเลย์ป้องกันทำหน้าที่ตรวจจับ Fault แบบต่างๆ ตามหน้าที่ของตัวเองที่ได้รับการออกแบบมา โดยเมื่อตรวจจับ Fault ได้จะส่งคำสั่งไปยังอุปกรณ์ตัดตอน (โดยทั่วไปใช้ Breaker) เพื่อตัดวงจรส่วนที่เกิด Fault ออกจากระบบ รวมทั้งการส่งการ警แจ้งเตือนในรูปของสัญญาณไฟ หรือเสียง ให้ผู้ดูแลระบบกำลังไฟฟ้าได้รับทราบ ซึ่งการตรวจจับ Fault บางชนิด อาจต้องใช้รีเลย์มากกว่าหนึ่งตัว การสื่อสารระหว่างรีเลย์กับรีเลย์ หรือรีเลย์กับอุปกรณ์ตัดตอน จะต้องมีระบบสื่อสารเป็นตัวกลางในการรับส่งข้อมูลดังกล่าว

1.3 หลักการเบื้องต้นของรีเลย์ป้องกัน

รีเลย์ป้องกัน แบ่งตามลำดับการทำงานได้ 2 ประเภท คือ

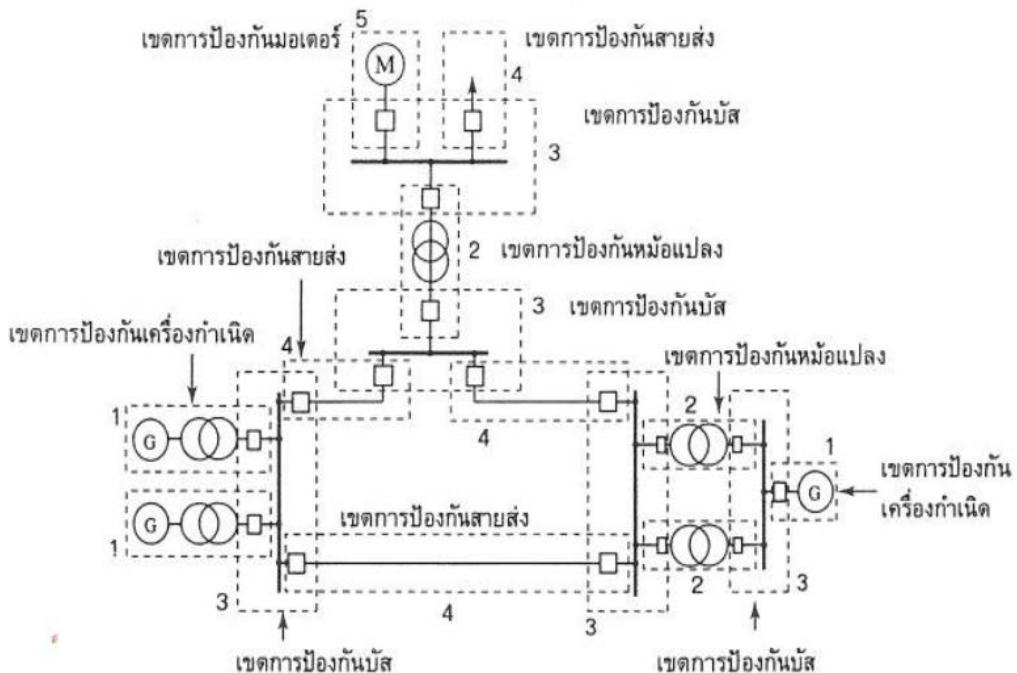
- 1) รีเลย์หลัก (Primary Relay) เป็นรีเลย์ที่ใช้ป้องกัน โดยปกติการป้องกันจะแบ่งเขตป้องกันไว้เฉพาะ โดยเมื่อเกิด Fault ขึ้นภายในเขตป้องกัน รีเลย์หลักจะสั่งให้Breakerทุกตัวในเขตป้องกันนั้นเปิดวงจร (Trip) โดยเขตป้องกันของรีเลย์หลักจะจัดแบ่งให้ครบเกี่ยวกัน (Overlap) เพื่อป้องกันไม่ให้มีจุดบอดขึ้นในระบบป้องกัน รีเลย์หลักที่ทำงานถูกต้องจะสั่งให้ Breaker ทำงานน้อยที่สุด โดยจะเปิดวงจรเฉพาะส่วนที่เกิด Fault ขึ้นเท่านั้น
- 2) รีเลย์ทำงานสำรอง (Back-up Relay) จะใช้ป้องกันแทนรีเลย์หลัก กรณีที่รีเลย์หลักไม่ทำงาน ซึ่งอาจเกิดขึ้นเนื่องจากวงจรทริป (Trip Circuit) ของรีเลย์หลักเกิดขัดข้อง โดยเวลาการทำงานของรีเลย์ทำงานสำรองจะช้ากว่ารีเลย์หลัก โดยการป้องกันของรีเลย์สำรองอาจเป็น

โฉนเดียวกันกับรีเลย์หลัก หรืออาจมีโฉนการป้องกันที่มากกว่า จึงอาจทำให้พื้นที่ส่วนที่ไม่มีได้มี Fault เกิดขึ้น เกิดไฟดับไปด้วย เมื่อรีเลย์สำรองทำงานแทนรีเลย์หลัก

1.4 โฉนการป้องกันของรีเลย์ป้องกัน

ระบบการป้องกันการผลิตไฟฟ้า ระบบส่งและการจ่ายไฟฟ้านั้นจะมีเขต_rับผิดชอบในการป้องกัน เมื่อมีFaultเกิดขึ้นในส่วนต่างๆ โดยแต่ละส่วนนั้นจะทำหน้าที่ป้องกันอย่างเหมาะสม ในการป้องกันระบบไฟฟ้าจะแบ่งเขตป้องกันตามชนิดของอุปกรณ์ ได้แก่

- เขตการป้องกันเครื่องกำเนิด
- เขตการป้องกันหม้อแปลง
- เขตการป้องกันบัส
- เขตการป้องกันสายส่งหรือสายจำหน่าย
- เขตการป้องกันมอเตอร์



รูปที่ 1 การแบ่งเขตการป้องกันระบบไฟฟ้า

จากรูปที่ 1 แสดงเขตป้องกันระบบไฟฟ้า ซึ่งโฉนป้องกันจะออกแบบมาให้เกิดจุดบอดในการป้องกันอย่างเข้ม เขตการป้องกันที่ 1 จะควบคุมกับเขตการป้องกันที่ 3 และเขตการป้องกันที่ 3 จะควบคุมกับเขตการป้องกันที่ 4 เป็นต้น

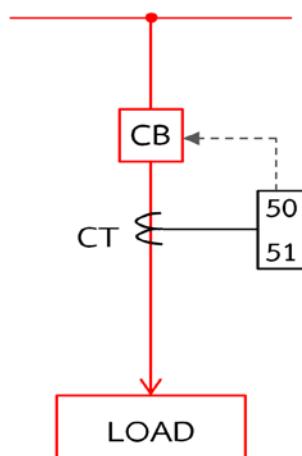
ที่มา : รันบูรณ์ ศศิภานุเดช (2538 : 315)

1.5 ลักษณะเฉพาะที่สำคัญของรีเลย์ป้องกัน

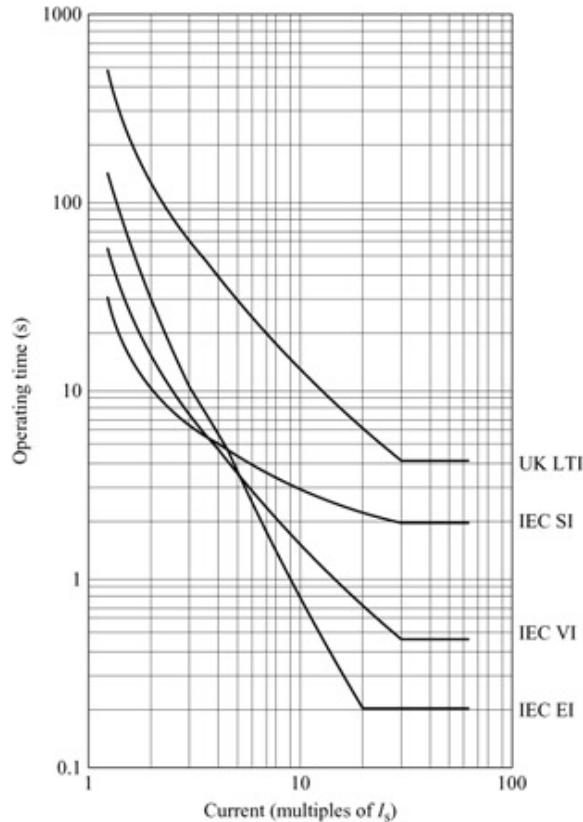
- 1) ความไว (Sensitivity) รีเลย์จะต้องมีความไวพอที่จะรู้สึกความผิดปกติซึ่งอาจจะเกิดขึ้นในระบบไม่ว่าจะอยู่ในสภาพใดก็ตาม เพื่อให้สามารถทำงานได้แน่นอนเมื่อถึงเวลาจะเป็นที่ต้องทำงาน
- 2) ความเชื่อถือ (Reliability) รีเลย์ต้องทำงานได้ถูกต้องตามคุณสมบัติและขอบเขตที่กำหนดให้ทำงานและหลีกเลี่ยงการทำงานที่ไม่จำเป็น
- 3) ความง่าย (Simplicity) รีเลย์ต้องมีโครงสร้างง่ายในการติดตั้ง และการต่อเข้าออกเพื่อการบำรุงรักษาและง่ายต่อการตรวจสอบความถูกต้อง
- 4) ความสามารถแยกแยะ (Selectivity) รีเลย์จะต้องแยกแยะได้ว่า ในสภาวะใดที่ต้องทำงานทันทีหรือในสภาวะใดที่ไม่ต้องทำงาน หรือต้องทำงานตามเวลาที่หน่วงไว้
- 5) ความเร็ว (Speed) รีเลย์ต้องทำงานโดยเร็ว เพื่อให้มีการตัดตอนส่วนที่เกิด Fault ออกจากระบบให้เร็วที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ ทั้งนี้เพื่อช่วยลดความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้น
- 6) ความประหยัด (Economy) ควรเลือกรีเลย์ป้องกันให้ถูกสุด แต่สามารถให้การป้องกันที่สมบูรณ์

1.6 ชนิดของรีเลย์ป้องกัน

- ตัวอย่างของรีเลย์ป้องกัน ที่ใช้กันอย่างแพร่หลาย ในระบบกำลังไฟฟ้า มีดังนี้
- 1) รีเลย์กระแสเกิน (Overcurrent Relay) [50,51,50/51] มีหน้าที่ตัดวงจร เมื่อค่ากระแสของระบบเกินค่าที่ตั้งไว้ โดยในเวลาการทำงานอาจจะทำงานทันทีในเวลา 10 – 40 ms เรียกว่าแบบ Instantaneous Overcurrent Relay (50) หรือทำงานโดยมีการหน่วงเวลา เรียกว่า Time Delay Overcurrent Relay (51) มีอินพุต เป็นค่ากระแส



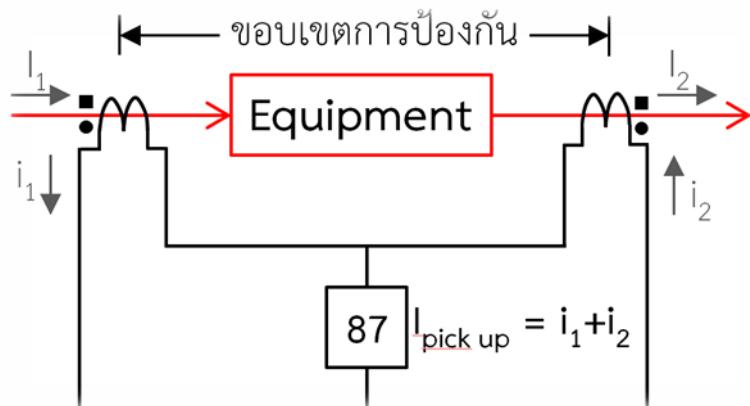
รูปที่ 2 แสดง Wiring Diagram ของรีเลย์กระแสเกิน



รูปที่ 3 แสดงลักษณะสมบัติเวลา กระแสของ Overcurrent Relay

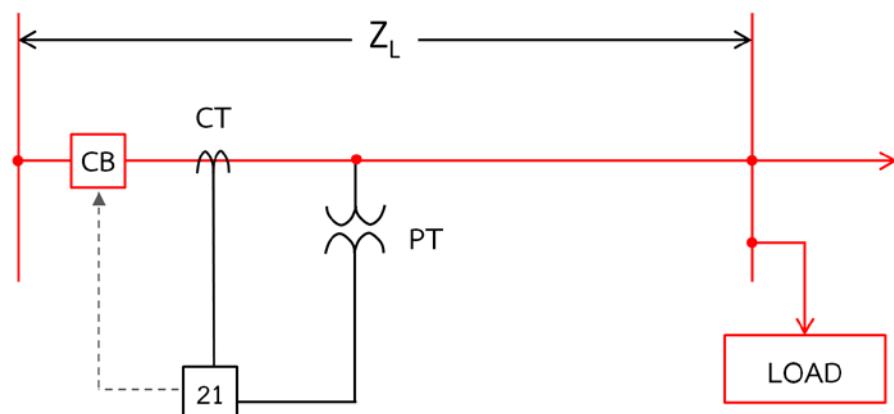
- 2) รีเลียร์กระแสเกินแบบรัฐิคทาง [67] หลักการทำงานเหมือนกับรีเลียร์กระแสเกิน [50,51] แต่สามารถกำหนดทิศทางของกระแส Fault ที่จะให้รีเลียตัดกระแสได้ ว่าเป็นกระแส Fault ทิศทางที่ให้มาจากด้านแหล่งจ่าย หรือให้มาจากด้านโหลด โดยรีเลียร์กระแสเกินแบบรัฐิคทาง [67] จะมีอินพุตเป็นค่ากระแส และแรงดันไฟฟ้า โดยแรงดันไฟฟ้า จะถูกนำมาคำนวณเพื่อวิเคราะห์ทิศทางการไหลของกระแส Fault
- 3) รีเลียร์ผลต่าง (Differential Relay) [87] รีเลียร์ดักค่าผลต่าง จะทำงานโดยอาศัยหลักการวัดผลรวมของเวคเตอร์ปริมาณไฟฟ้าที่ให้เข้าขอบเขตการป้องกัน และให้ลอกออกจากขอบเขตป้องกัน รีเลียร์ประเภทนี้ใช้ในการป้องกันการผิดพร่องภายในอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ เช่น มอเตอร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหม้อแปลงไฟฟ้า หรือเมนบัส เป็นต้น การทำงานของรีเลียร์ประเภทนี้จะใช้ CT ต่อทั่วจรด้านหน้าและด้านหลังของอุปกรณ์ไฟฟ้า การต่อขั้วของ CT จะต้องถูกต้องเพื่อให้กระแสผลต่างที่ป้อนให้รีเลียเป็นศูนย์ ในสภาวะปกติหรือเกิดการผิดพร่องนอกเขต

ป้องกัน และกระแสผลต่างที่ป้อนให้รีเลย์จะไม่เป็นศูนย์กรณีที่เกิดการผิดพร่องในเขตป้องกัน ซึ่งจะทำให้รีเลย์สามารถตรวจสอบความผิดปกติดังกล่าวได้

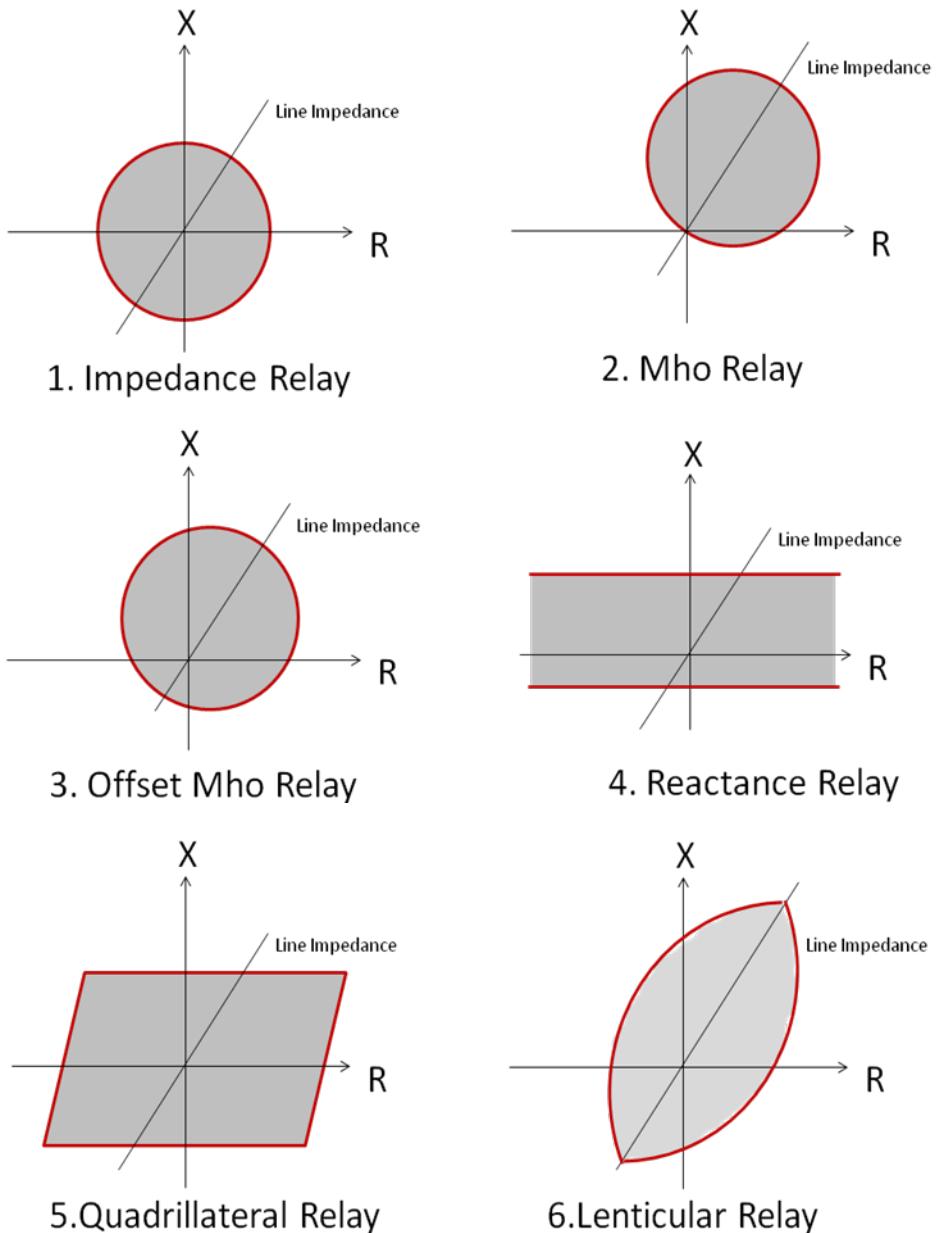


รูปที่ 4 แสดง Wiring Diagram อย่างง่ายของ Differential Relay

- 4) รีเลย์ระยะทาง (Distance Relay) [21] อาศัยหลักการวัดค่าความต้านทาน (Impedance) ของจุดที่เกิดการผิดพร่องจนถึงจุดที่ติดตั้ง CT และ VT โดยใช้การวัดค่ากระแสและแรงดัน แล้วนำมาคำนวณค่าอิมพีเดนซ์ และนำค่าอิมพีเดนซ์ที่คำนวณได้ไป Plot บน R-X Diagram ของรีเลย์ เพื่อดูว่าอยู่ในขอบเขตการป้องกันหรือไม่ หากจุดที่ Plot อยู่ในขอบเขต การป้องกันแสดงว่า Fault เกิดในโซนการป้องกัน รีเลย์ระยะทางจะส่ง Breaker Trip เปิดวงจรเพื่อตัดกระแส Fault ทั้งนี้รีเลย์ระยะทางจะแบ่งเป็นหลายประเภท ตามลักษณะการกำหนดขอบเขตการป้องกันใน R-X Diagram เช่น Reactance relay, Impedance relay, Mho relay, Off set mho relay, Quadrilateral Relay เป็นต้น

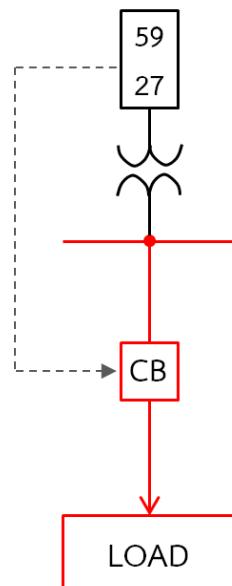


รูปที่ 5 แสดง Wiring Diagram อย่างง่าย ของรีเลย์ระยะทาง



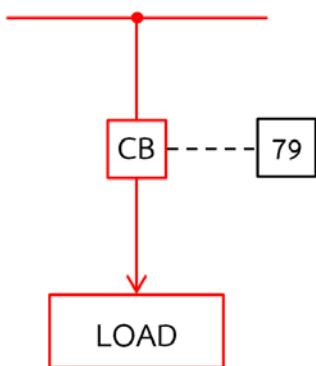
รูปที่ 6 แสดงขอบเขตการป้องกันของ Distance Relay แบบต่างๆ บน R-X Diagram

- 5) รีเลย์แรงดัน (Voltage Relay) , Overvoltage Relay [59] , Undervoltage Relay [27] เป็นรีเลย์ที่มีหน้าที่ตรวจจับความผิดปกติของแรงดันมากเกินไปหรือน้อยเกินไป อาจจะทำงานแบบทันทีทันใดหรือมีการหน่วงเวลา ก็ได้



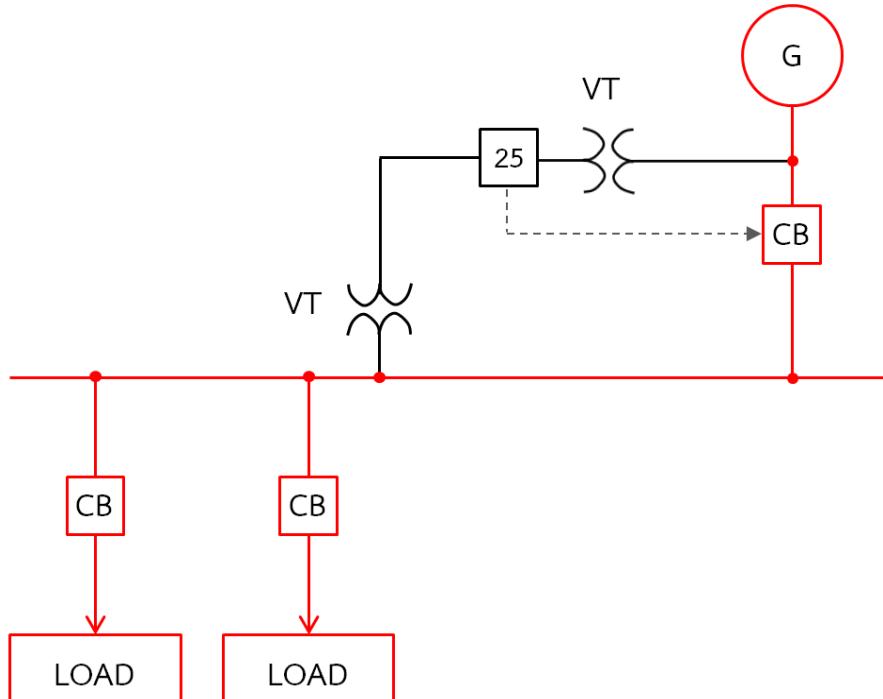
รูปที่ 7 แสดง Wiring Diagram อาย่างง่าย ของรีเลย์แรงดัน (Voltage Relay)

- 6) รีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติ (Auto-Reclosing Relay) [79] ทำหน้าที่ตรวจสอบความพร้อมของระบบไฟฟ้าก่อนให้สัญญาณปิดวงจร (Close Signal) ไปยัง Circuit Breaker โดยได้รับสัญญาณกระตุ้น (Initiate) จากรีเลย์ป้องกันวงจรสายส่งไฟฟ้า (Line Protection Relay) ซึ่งสามารถตรวจพบ Fault และสั่งให้ Trip Circuit Breaker



รูปที่ 8 แสดง Wiring Diagram อาย่างง่าย ของรีเลย์ปิดซ้ำอัตโนมัติ (Auto-Reclosing Relay)

- 7) รีเลย์ซิงโครไนซ์ (Synchronizing Relay) [25] ใช้เพื่อตรวจสอบว่าจะมีความถี่และมุ่งไฟสของแรงดันตามที่กำหนดให้หรือไม่ เพื่อที่จะนำส่องว่าจะมาต่อขานกัน



รูปที่ 9 แสดง Wiring Diagram อย่างง่าย ของรีเลย์ซิงโครไนซ์ (Synchronizing Relay)

- 8) Lockout Relay [86] ใช้ร่วมกับ Differential Relay, CB Fail Relay หรือรีเลย์ป้องกันใดๆ ก็ตาม ที่เมื่อทำงานสั่ง Breaker Trip แล้ว ต้องการให้มีการตรวจสอบอุปกรณ์ก่อนการนำอุปกรณ์ลับเข้าใช้งาน เนื่องจากอุปกรณ์อาจมีราคาแพง หรือเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญ เช่น หม้อแปลง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือแม้กระทั่ง Breaker เป็นต้น โดย Lockout Relay จะมีระบบ Interlock to Close Circuit Breaker คือ เมื่อรีเลย์หลักทำงานสั่งทริป Breaker ผ่าน Lockout Relay หลังจาก Breaker เปิดวงจรไปแล้ว จะไม่สามารถสั่งปิดกลับ Breaker ได้ โดยต้องให้ผู้ปฏิบัติงานมาทำการ Reset Lockout Relay ให้กลับมาอยู่ที่สถานะปกติที่ ตู้ควบคุมใกล้กับตัวอุปกรณ์เสียก่อน จึงจะสามารถปิดกลับ Breaker ได้ เพื่อเป็นการบังคับให้มีการตรวจสอบที่ตัวอุปกรณ์ก่อนทุกครั้ง ก่อนปิดกลับ Breaker เพื่อความปลอดภัยต่อ อุปกรณ์ และผู้ปฏิบัติงาน

9) รีเลย์ความถี่ (Frequency Relay) [81] รีเลย์ความถี่จะใช้ตรวจสอบการเกิดความถี่สูงหรือต่ำเกินไป รีเลย์ความถี่ส่วนมากจะมีการปรับความถี่และแรงดันของการทำงานของรีเลย์ได้ ความเร็วของการทำงานของรีเลย์จะขึ้นอยู่กับความแตกต่างของความถี่จริงกับความถี่ที่ตั้งไว้ รีเลย์ความถี่บางชนิดจะทำงานเมื่อความถี่แตกต่างจากค่าที่ตั้งไว้ บางชนิดจะทำงานโดยอาศัย อัตราความเปลี่ยนแปลงของความถี่ การใช้งานปกติของรีเลย์ประเภทนี้คือ จะใช้ในการลดโหลด เมื่อความถี่ตก (Load Shedding) เพื่อทำให้ระบบกลับสู่เสถียรภาพอีกครั้ง

STEP	Frequency(Hz)	RELAY TIME(msec)	BREAKER TIME(msec)	LOAD TO SHED (%)
1	49.0	150	100	10
2	48.8	150	100	10
3	48.6	150	100	10
4	48.3	150	100	10
5	47.9	150	100	10

CUT Off Under Voltage Setting = 0.8 pu.

ตารางที่ 1 แสดงค่าปรับตั้งและเงื่อนไขการทำงาน Underfrequency Relay ของ กฟผ. และ PEA

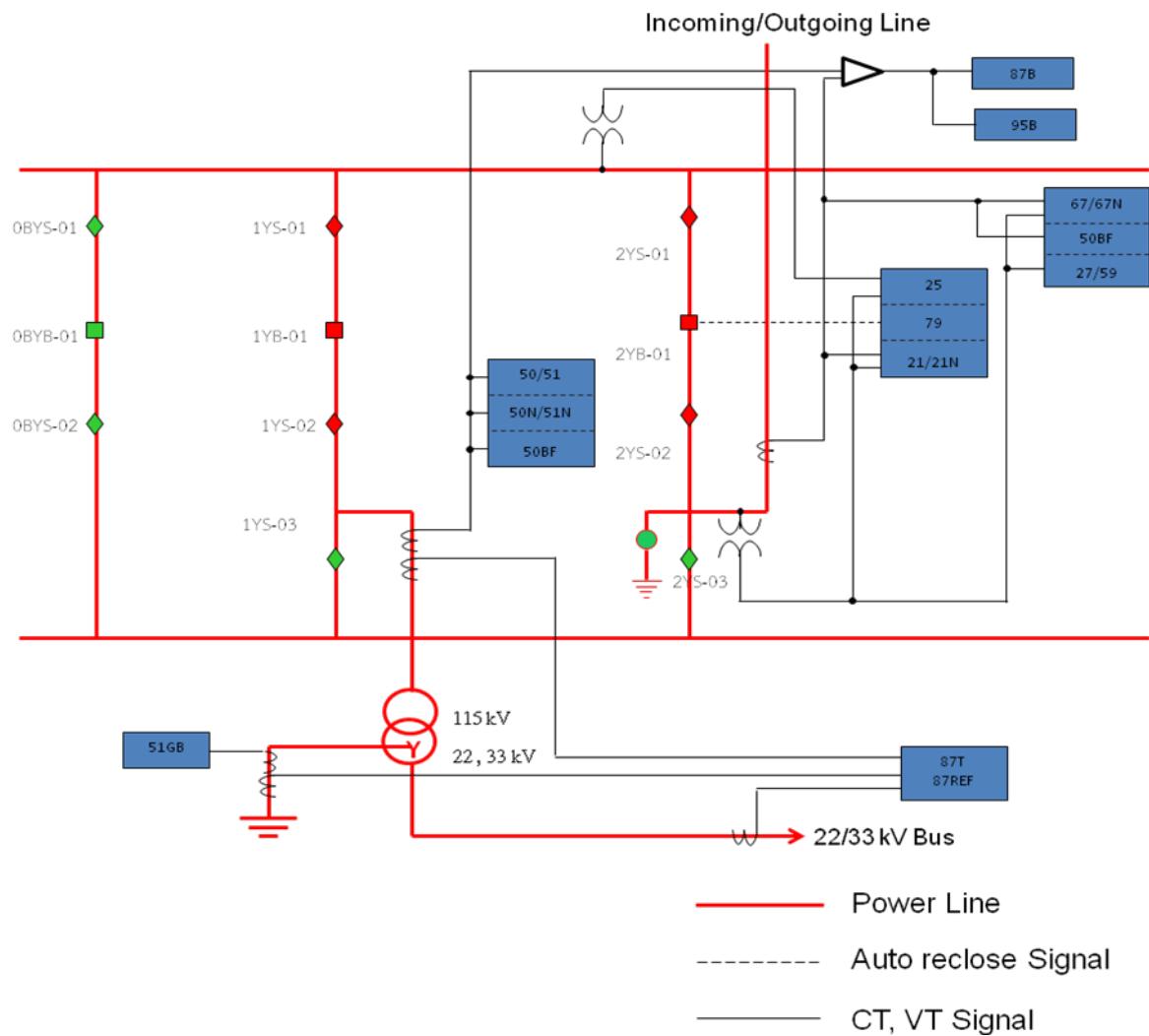
สถานีไฟฟ้า ของ กฟผ.	สายส่ง/ หน่วยแปลง KT	รหัสเบรคเกอร์	สถานีไฟฟ้า ของ กฟผ.	พื้นที่เดือร์/ หน่วยแปลง	รหัสเบรคเกอร์	Load Shedding (MW)					หมายเหตุ	
						PEA		EGAT				
						STEP 1 (49.0 Hz)	STEP 2 (48.8 Hz)	STEP 3 (48.6 Hz)	STEP 4 (48.3 Hz)	STEP 5 (47.9 Hz)		
อ่างทอง 1	115 KV	AT1-70322	อ่างทอง 1 (ATA)	ATA01	ATA01VB-01	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
				ATA03	ATA03VB-01	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
				ATA04	ATA04VB-01	3.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
			ต่อเนื่อง (DOP)	DOP01	DOP01VB-01	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
				DOP02	DOP02VB-01	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
				DOP09	DOP09VB-01	7.9	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
			บางปะอิน (BPI)	BPI04	BPI04VB-01	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
				BPI05	BPI05VB-01	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
				BPI06	BPI06VB-01	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
				BPI08	BPI08VB-01	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
				BPI10	BPI10VB-01	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	-	
อุบลฯ 1	KT1A	AY1-2212	อุบลฯ 1 (AYA)	-	-	0.0	11.6	0.0	0.0	0.0	-	
				KT2A	AY1-2222	อุบลฯ 1 (AYA)	-	0.0	24.0	0.0	0.0	
อุบลฯ 2	KT1A	AY2-2212	อุบลฯ 2 (AYB)	-	-	0.0	20.6	0.0	0.0	0.0	-	
				KT2A	AY2-2222	อุบลฯ 2 (AYB)	-	0.0	14.4	0.0	0.0	
บางปะอิน 1	KT1A	BI1-2212	บางปะอิน 1 (BIA)	-	-	0.0	7.8	0.0	0.0	0.0	-	
				KT2A	BI1-2222	บางปะอิน 1 (BIA)	-	0.0	14.0	0.0	0.0	
นครนายก	KT1A	NY-2212	นครนายก 1 (NYA)	-	-	0.0	11.6	0.0	0.0	0.0	-	
				KT2A	NY-2222	นครนายก 1 (NYA)	-	0.0	0.0	11.4	0.0	
สระบุรี 1	KT1A	SR1-2212	สระบุรี 1 (SRA)	-	-	0.0	0.0	7.4	0.0	0.0	-	
				115 KV	SR2-700212, SR2-700322	ตาลเตี้ย (TDA)	-	0.0	0.0	0.0	87.2	

ตารางที่ 2 ตัวอย่างการปรับตั้ง Underfrequency Relay ของเขต กฟก.1 ปี 2557

2. รีเลย์ป้องกันที่ใช้งานในระบบกำลังไฟฟ้าของ PEA

รีเลย์ป้องกันที่ใช้งานในระบบกำลังไฟฟ้าของ PEA โดยส่วนใหญ่จะถูกติดตั้งในสถานีไฟฟ้า มีดังนี้

- สถานีไฟฟาระบบ 115 kV จัดบัสแบบ Main and transfer

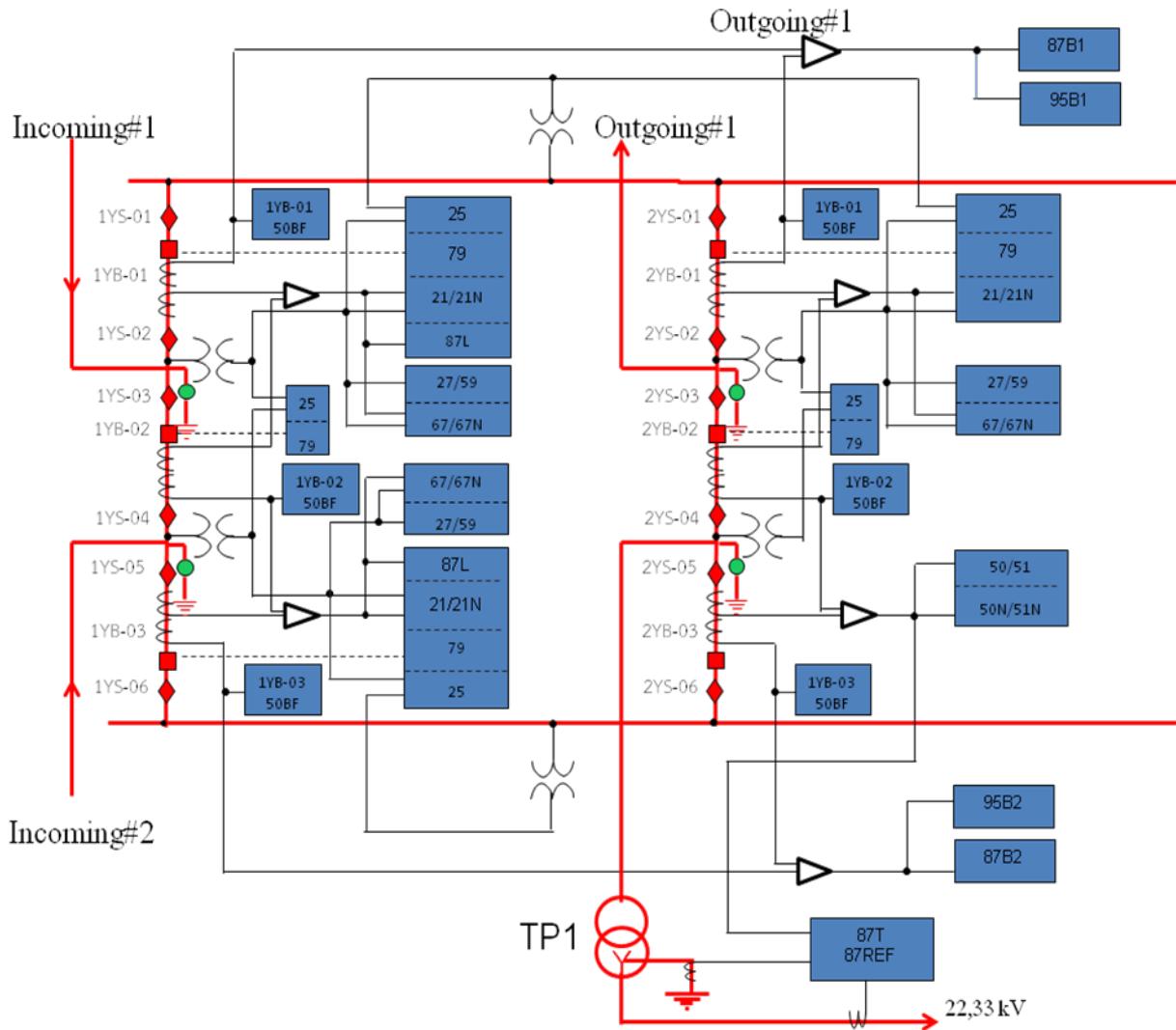


รูปที่ 10 Wiring Diagram ระบบป้องกันของสถานีฯ ระบบ 115 kV จัดบัสแบบ Main and transfer

Protection Device And Their Designation

Location of device		115 kV Main bus		Transformer-TP1					Incoming/Outgoing Line						
									Primary Protection		Backup Protection				
Device No.		87B	95B	TP1 Devices	87T	50,50N	51GB	50BF	21-1	21-2	21-3	67	67N	50BF	27
					87REF	51,51N			21N-1	21N-2	21N-3				59
Auxiliary Tripping Relay		86B		86T1	86T1	86T2	86T2	86B							86B
Tripping Relay Characteristic		HS		HS	HS	HS	HS	HS							HS
		ER		ER	ER	ER	ER	ER							ER
Operation Target		Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Audible Alarm															
Function of Device	01YB-01	TL		TL	TL	TL	TL	TL							TL
	02YB-01	TL							TL	TR	T	T	T	T	TL
	0BYB-01	TL		TL	TL	TL	TL	TL	TR	T	T	T	T	T	TL
	1BVB-01			TL	TL	TL	TL	TL							

2) สถานีไฟฟาระบบ 115 kV จัดบัสแบบ Breaker and a half

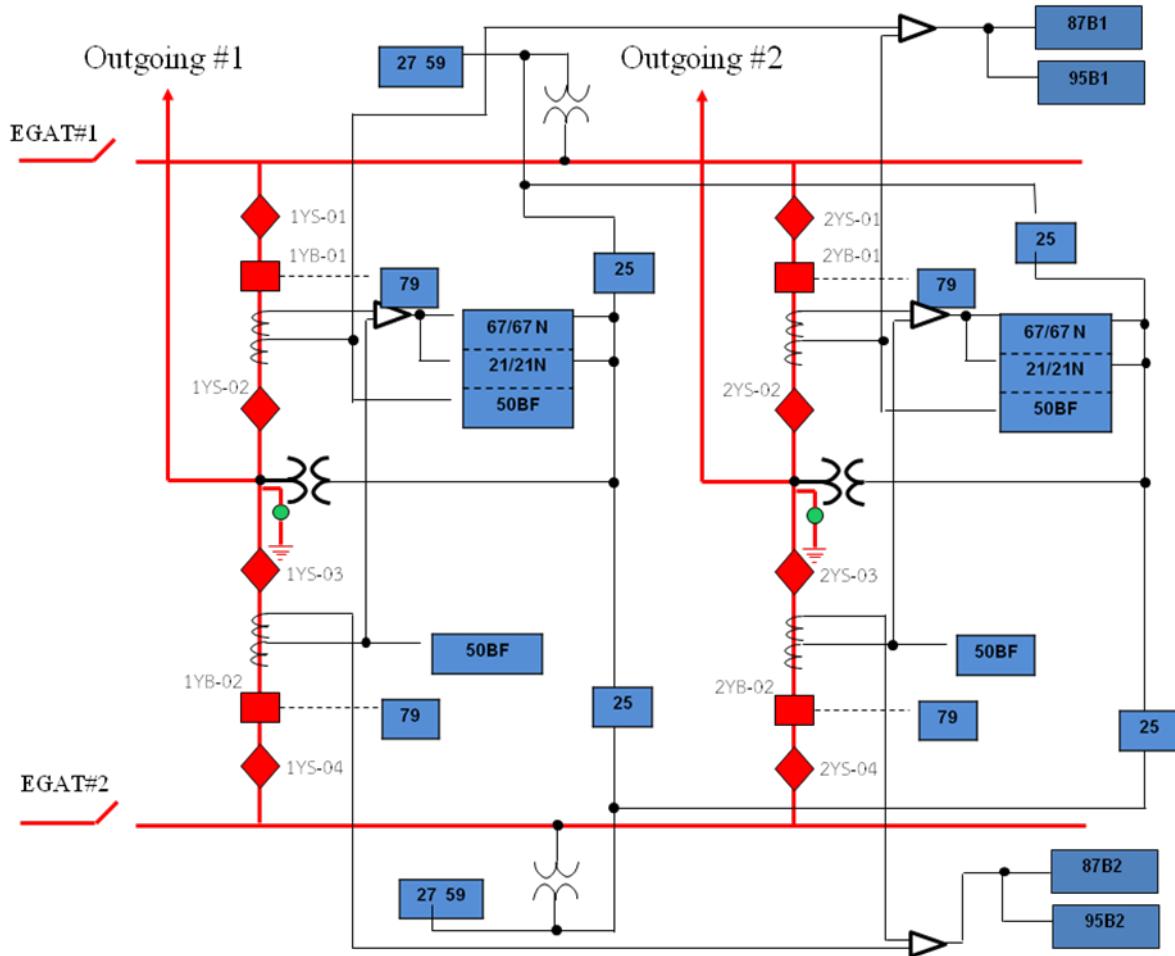


รูปที่ 11 Wiring Diagram ระบบป้องกันของสถานีฯ ระบบ 115 kV จัดบัสแบบ Breaker & A Half

Protection Device And Their Designation

Location of device		Bus1		Bus2		Incoming#1												Incoming#2							
Device No.		87B1	95B1	87B2	95B2	87L	21-1	21-2	21-2	67	50BF	50BF	50BF	27	87L	21-1	21-2	21-2	67	50BF	50BF	27			
Auxiliary Tripping Relay		86		86							86B1		86BF	86L						86B2		86L			
		B1		B1							86BF										86BF				
Tripping Relay Characteristic		HS		HS							HS	HS	HS							HS	HS				
		ER		ER							ER	ER	ER							ER	ER				
Operation Target		Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	
Audible Alarm																									
Function of Device	1YB-01	TL				TR	TR	T	T	T	TL	TL	TL												
	1YB-02					TR	TR	T	T	T	TL	TL	TL		TR	TR	T	T	T	TL	TL				
	1YB-03		TL									TL			TR	TR	T	T	T	TL	TL				
	2YB-01	TL										TL													
	2YB-02																								
	2YB-03			TL																TL					
	EGAT Upstream CB No.1												T(L)												
	EGAT Upstream CB No.2																				T(L)				

3) สถานีไฟฟาระบบ 115 kV จัดบัสแบบ Double bus Double Breaker (DBDB)



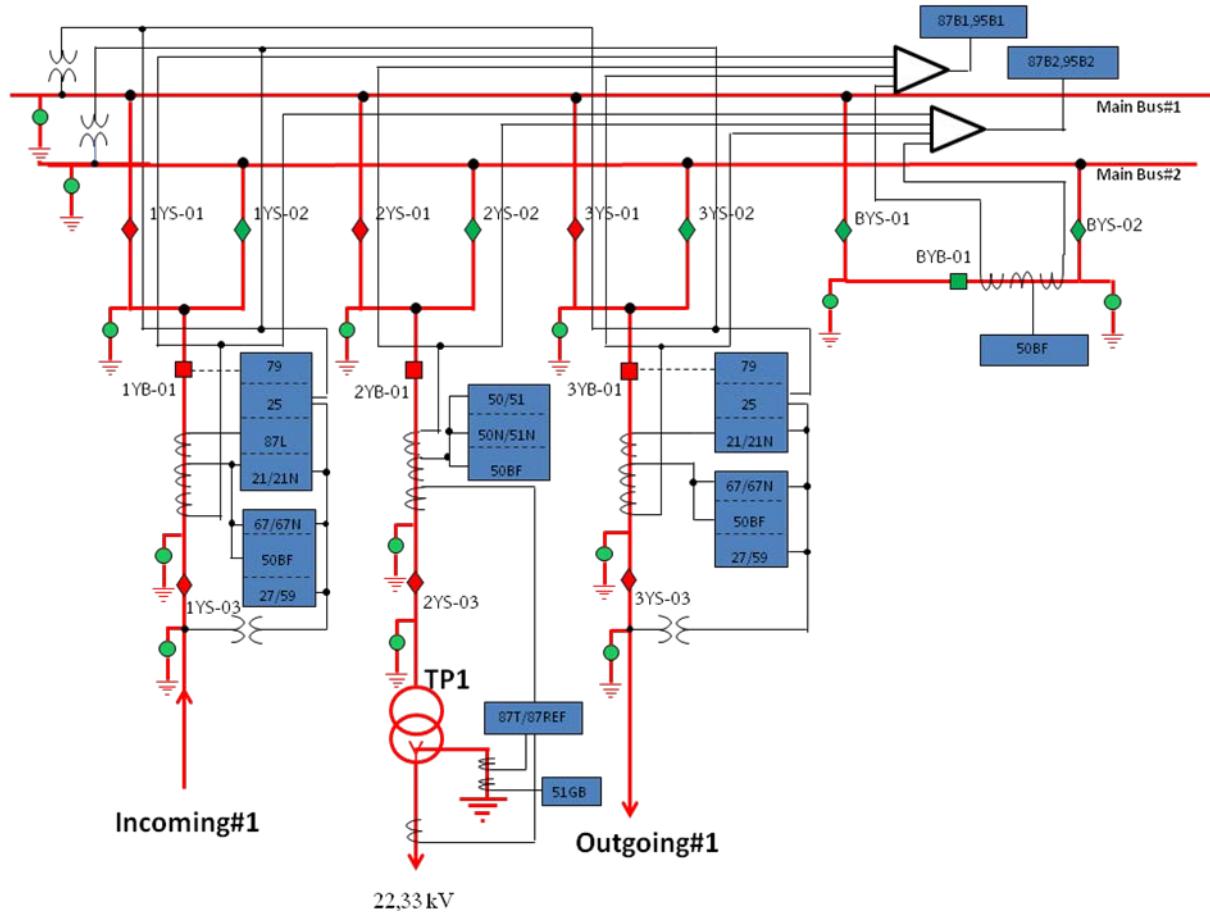
รูปที่ 12 Wiring Diagram ระบบป้องกันของสถานีฯ ระบบ 115 kV จัดบัสแบบ Double bus Double Breaker

วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

Protection Device And Their Designation

Location of device		Bus1 (EGAT)					Bus2 (EGAT)					Outgoing #1						Outgoing #2						
Device No.		87B1	95B1	50BF EGAT	27	59	87B2	95B2	50BF EGAT	27	59	21-1 21N-1	21-2 21N-2	21-2 21N-3	67 67N	50BF 2YB-01	50BF 2YB-02	21-1 21N-1	21-2 21N-2	21-2 21N-3	67 67N	50BF 3YB-01	50BF 3YB-02	
Auxiliary Timing Relay																62	62					62	62	
Auxiliary Tripping Relay		86	86				86	86									BF	BF					BF	BF
Tripping Relay Characteristic		HS	HS				HS	HS									HS	HS					HS	HS
		ER	ER				ER	ER									ER	ER					ER	ER
Operation Target		Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	
Audible Alarm																								
Function of Device	2YB-01	TL		TL								TR	T	T	T	TL	TL						TL	
	2YB-02						TL	TL				T	T	T	T	TL	TL						TL	
	3YB-01	TL		TL												TL		TR	T	T	T	TL	TL	
	3YB-02						TL	TL								TL		T	T	T	T	TL	TL	
	EGAT Upstream CB No.1	TL		TL												TL							TL	
	EGAT Upstream CB No.2						TL	TL								TL							TL	

4) สถานีไฟฟาระบบ 115 kV จัดบัสแบบ Double bus single Breaker (DBDS)



รูปที่ 13 Wiring Diagram ระบบป้องกันของสถานีฯ ระบบ 115 kV จัดบัสแบบ

Double bus Single Breaker

Protection Device And Their Designation												
Location of device		Bus1		Bus2		Incoming#1 (1YB-01)						Bus Coupler
Device No.		87B1	95B1	87B2	95B2	87L	21-1 21N-1	21-2 21N-2	21-2 21N-3	67	50BF	27
Auxiliary Tripping Relay	86 B1			86 B1						86BF		86BF, 86B1 86B2
Tripping Relay Characteristic	HS ER			HS ER						HS ER		HS ER
Operation Target/ Audible Alarm	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Function of Device	1YB-01					TR	TR	T	T	TL		
	2YB-01											
	3YB-01											
	0BYB-01	TL		TL						TL		TL
	Trip All Bus No.1	TL								TL		TL
	Trip All Bus No.2			TL						TL	See Note 1	TL
	1BVB-01											
	2BVB-01											

Protection Device And Their Designation (Cont.)

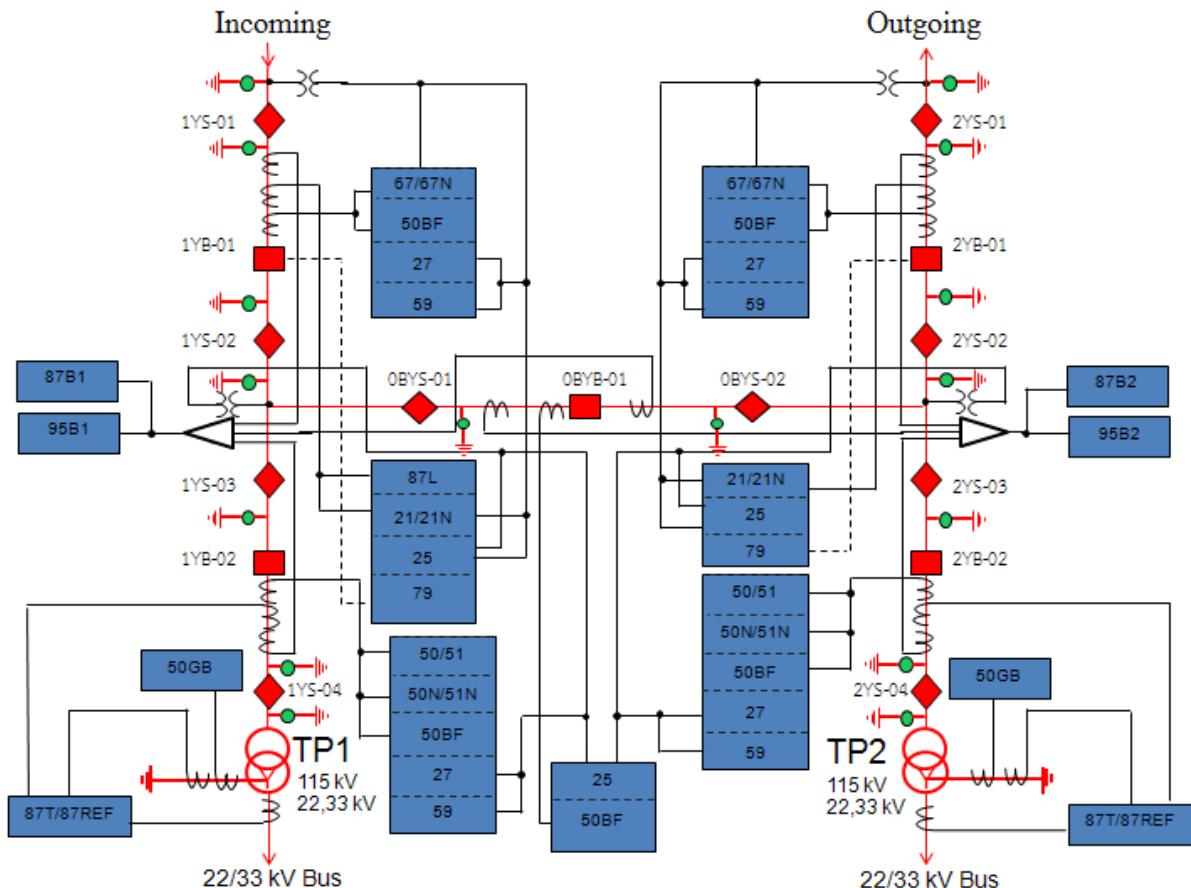
Location of device		Outgoing#1 (3YB-01)						TP1 (2YB-01)				
Device No.		21-1	21-2	21-2	67	50BF	27	87T	Internal	50,50N	51GB	50BF
Auxiliary Tripping Relay		21N-1	21N-2	21N-3	67N		59	87REF	Protection	51,51N		
Tripping Relay Characteristic						HS		HS	HS	HS	HS	
Operation Target						ER		ER	ER	ER	ER	
Audible Alarm		Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	
Function of Device	1YB-01											
	2YB-01							TL	TL	TL	TL	TL
	3YB-01	TR	T	T	T	TL						
	0BYB-01					TL						TL
	Trip All Bus No.1					TL						TL
	Trip All Bus No.2					TL						TL
	1BVB-01						TL	TL	TL	TL		
	2BVB-01											

See Note 1

See Note 1

Note							
1.	The breaker failure auxiliary tripping and lockout Relay (86BF) shall be initiated by line or transformer protection , and it shall trip all bus No.1 And the relevant bus couple breaker when the failure breaker is connect with the bus No.1, or trip all bus No.2 breaker and the relevant bus couple breaker when the failure breaker is connect with the bus No.2						<input type="checkbox"/>
2.	Transformer internal protection device refer to the following devices as follow:						
2.1	Buchholz Relay State 2 Trip						
2.2	Transformer pressure relief devices						
2.3	Transformer sudden pressure relay						
2.4	OLTC Diverter switch pressure relief device						
2.5	OLTC Diverter switch sudden oil flow						
2.6	Transformer winding Temp trip						

5) สถานีไฟฟาระบบ 115 kV จัดบัสแบบ H Scheme



รูปที่ 14 Wiring Diagram ระบบป้องกันของสถานีฯ ระบบ 115 kV จัดบัสแบบ H Scheme

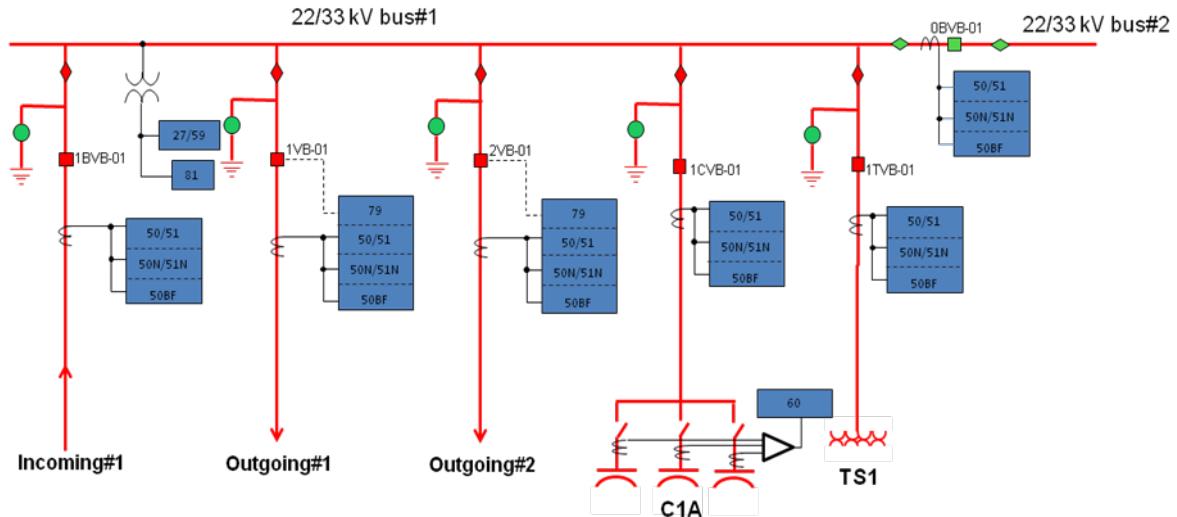
Protection Device And Their Designation

Location of device		Bus1		Bus2		Incoming								Outgoing							
Device No.		87B1	95B1	87B2	95B2	87L	21-1	21-2	21-2	67	50BF	50BF	27	21-1	21-2	21-2	67	50BF	27		
Auxiliary Tripping Relay		86		86		86L	21N-1	21N-2	21N-3	67N	1YB-01	EGAT	59	21N-1	21N-2	21N-3	67N	2YB-01	59		
Tripping Relay Characteristic		HS		HS		HS					HS	HS						HS			
Operation Target		ER		ER		ER					ER	ER						ER			
Audible Alarm		Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y		
Function of Device	BYB-01	TL		TL							TL							TL			
	1YB-01	TL				TL	TR	T	T	T	TL	TL									
	1YB-02	TL									TL										
	2YB-01			TL										TR	T	T	T	TL			
	2YB-02			TL														TL			
	1BVB-01																				
	2BVB-01																				
	EGAT/Upstream CB					T(L)					T(L)										

Protection Device And Their Designation (Cont.)

Location of device		TP1						TP2					
Device No.	TP	87T	50,51	51GB	50BF	27	TP	87T	50,50N	51GB	50BF	27	
	DEVICES	87REF	50N,51N	1YB-02	1YB-02	59	DEVICES	87REF	51,51N	2YB-02	2YB-02	59	
Auxiliary Tripping Relay	86T1		86T2		86BF		86T1		86T2		86BF		
Tripping Relay Characteristic		HS		HS		HS	HS		HS		HS		
Operation Target		ER		ER		ER	ER		ER		ER		
Audible Alarm		Y		Y		Y	Y		Y		Y	Y	
Function of Device	BYB-01				TL						TL		
	1YB-01				TL								
	1YB-02	TL		TL	TL								
	2YB-01										TL		
	2YB-02						TL		TL		TL		
	1BVB-01	TL		TL									
	2BVB-01						TL		TL				
	EGAT/Upstream CB												

6) สถานีไฟฟาระบบ 22/33 kV จัดบัสแบบ Single bus single breaker (GIS)

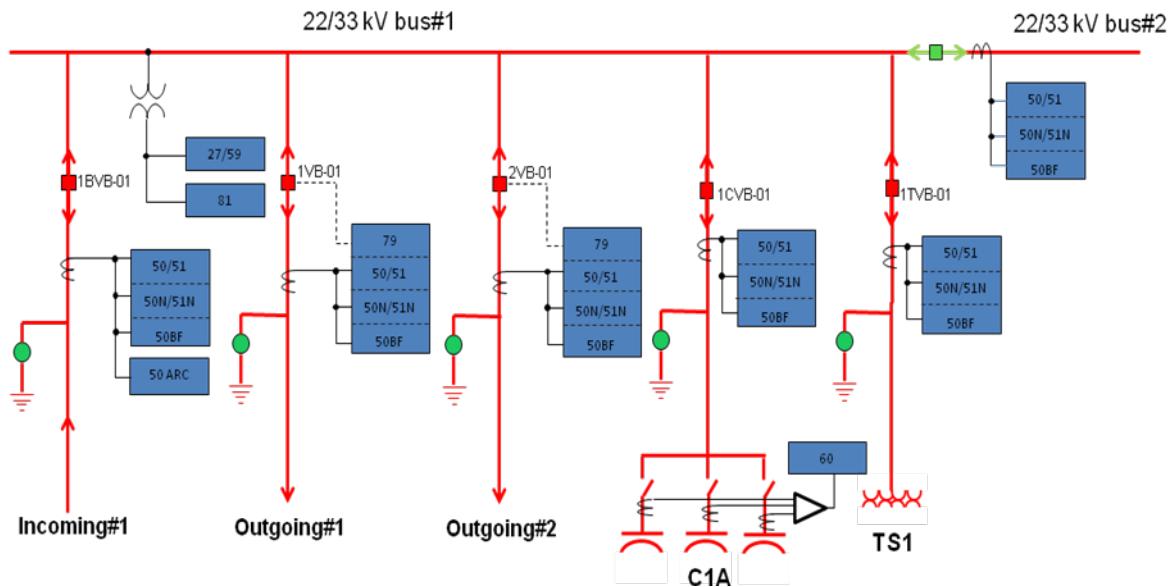


รูปที่ 15 Wiring Diagram ระบบป้องกันของสถานีฯ ระบบ 22/33 kV (GIS)

Protection Device And Their Designation

Location of device		BUS#1		Incoming#1		Outgoing#1		Outgoing#2		Tie Bus		C1A		TS1		
Device No.		81	27 59	50,50N 51,51N	50BF	60	50,50N 51,51N	50BF								
Auxiliary Tripping Relay		81X			86BF			86BF								
Tripping Relay Characteristic		SS			HS			HS								
		SR			ER			ER								
Operation Target		Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Audible Alarm																
Function of Device	1BVB-01			T	TL		TL		TL		TL		TL			TL
	1VB-01	T			TL	TR	TL		TL				TL			TL
	2VB-01	T			TL		TL	TR	TL				TL			TL
	1CVB-01				TL		TL		TL			T	TL			TL
	1TVB-01				TL		TL		TL				TL		T	TL
	0BVB-01				TL		TL		TL	T	TL		TL			TL
	2BVB-01										TL					
	C-Bank Vacuum Switch SWGR#1		TL										TL			

7) สถานีไฟฟ้าระบบ 22/33 kV จัดบัสแบบ Single bus single breaker (VIS)



รูปที่ 16 Wiring Diagram ระบบป้องกันของสถานีฯ ระบบ 22/33 kV (VIS)

Protection Device And Their Designation

Location of device		BUS#1		Incoming#1			Outgoing#1		Outgoing#2		Tie Bus		C1A			TS1	
Device No.	81	27	50,50N	50BF	50ARC	50,50N	50BF	50,50N	50BF	50,50N	50BF	50,50N	50BF	60	50,50N	50BF	
		59	51,51N			51,51N		51,51N		51,51N		51,51N			51,51N		
Auxiliary Tripping Relay	81X			86BF	86ARC		86BF		86BF		86BF		86BF				86BF
Tripping Relay Characteristic	SS			HS	HS		HS		HS		HS		HS				HS
	SR			ER	ER		ER		ER		ER		ER				ER
Operation Target	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
Audible Alarm																	
Function of Device	1BVB-01		T	TL	TL		TL		TL		TL		TL				TL
	1VB-01	T		TL	TL	TR	TL		TL				TL				TL
	2VB-01	T		TL	TL		TL	TR	TL				TL				TL
	1CVB-01			TL	TL		TL		TL				T	TL			TL
	1TVB-01			TL	TL		TL		TL				TL		T	TL	
	0BVB-01			TL	TL		TL		TL	T	TL		TL				TL
	2BVB-01										TL						
	C-Bank Vacuum Switch SWGR#1		TL											TL			

ตารางแสดงความหมายของตัวย่อที่ใช้ในตาราง Protection Device And Their Designation

Legend	Explanation
Y	Yes
HS	High Speed
SS	Standard Speed
ER	Electrical Reset
SR	Self Reset
TL	3 Pole Trip & Lockout (ER)
T	3 Pole Trip & No Reclose (SR)
TR	3 Pole Trip & Reclose

3.2 ความรู้พื้นฐานเรื่องลักษณะการจัดบัสแบบต่างๆ

1. ประเภทของสถานีไฟฟ้า

ประเภทของสถานีไฟฟ้า จำแนกตามสถานที่ในการติดตั้งสถานีไฟฟ้า สภาพแวดล้อมบริเวณที่ตั้งสถานีไฟฟ้า และความต้องการในเรื่องของความมั่นคงปลอดภัยในการจ่ายไฟ ตลอดจนความต้องการในเรื่องค่าใช้จ่าย ซึ่งมีอยู่ 3 ประเภท ดังนี้

1.1 สถานีไฟฟ้าแบบนอกอาคาร (Outdoor Substation) หมายถึงสถานีไฟฟ้าที่มีสวิตช์ตัดตอน Breaker หม้อแปลง รวมถึงอุปกรณ์อื่นๆ อยู่บนลานภายนอกอาคาร เหมาะสำหรับกรณีที่สถานีไฟฟ้าอยู่ห่างจากชุมชน และไม่มีโอกาสที่ชุมชนจะขยายตัวไปถึง โดยสถานีไฟฟ้าประเภทนี้ มีข้อดีคือ มีราคาถูก บำรุงรักษาได้ง่าย แต่มีข้อเสียเมื่อเทียบกับแบบในอาคาร คือเรื่องความมั่นคงในการจ่ายไฟต่ำกว่า เนื่องจากมีปัจจัยจากสภาพแวดล้อมภายนอกที่ไม่สามารถควบคุมได้ เช่น สภาพอากาศ รวมถึงความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงาน บำรุงรักษา ต่ำกว่าแบบในอาคาร อีกทั้งการใช้อาคารเป็นจนวนระหว่างตัวนำ ทำให้ต้องการพื้นที่ในการก่อสร้างมาก

1.2 สถานีไฟฟ้าแบบในอาคาร (Indoor Substation) หมายถึงสถานีไฟฟ้าที่มีสวิตช์ตัดตอน Breaker หม้อแปลง รวมถึงอุปกรณ์อื่นๆ อยู่ภายในอาคาร โดยอยู่ในระบบปิด ซึ่งใช้ก้าช หรือสัญญาการ เป็นจนวนระหว่างตัวนำ ทำให้ใช้พื้นที่น้อยกว่าแบบนอกอาคาร ซึ่งใช้อาคารเป็นจนวน เหมาะสำหรับกรณีที่สถานีไฟฟ้าตั้งอยู่ในบริเวณชุมชน ซึ่งมีพื้นที่จำกัด และมีการรบกวนจากปัจจัยภายนอกค่อนข้างมาก โดยข้อดีของสถานีไฟฟ้าแบบภายในอาคารคือมีความมั่นคงสูง และความปลอดภัยต่อปฏิบัติงานบำรุงรักษามากกว่าแบบนอกอาคาร แต่มีข้อเสียคือมีราคาแพง

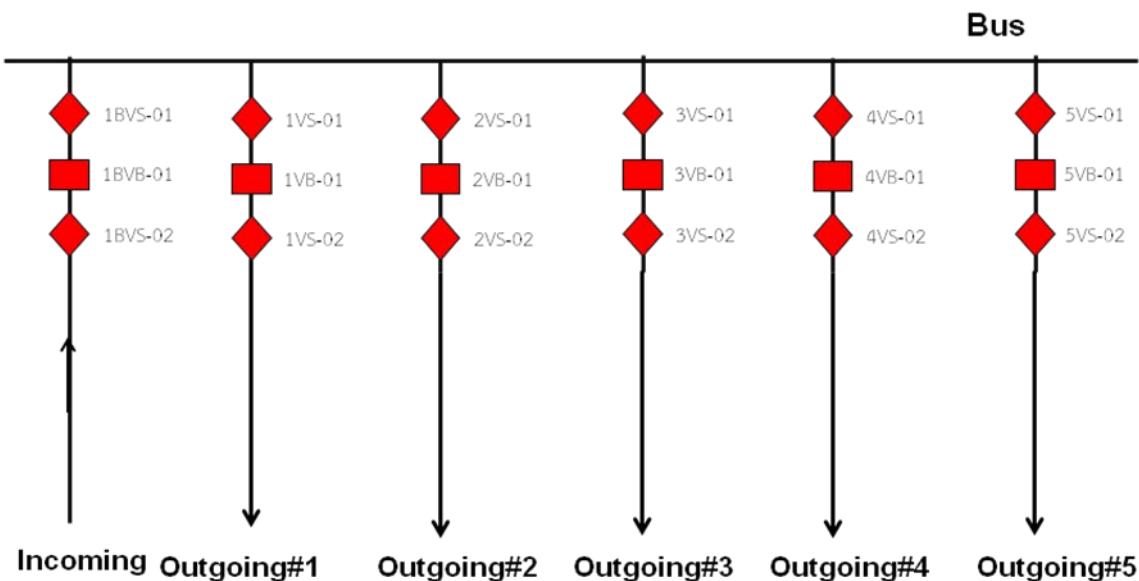
1.3 สถานีไฟฟ้าแบบชั่วคราว (Temporary Substation) หมายถึง สถานีไฟฟ้าที่มีจุดประสงค์ในการใช้งานเพียงชั่วคราวในกรณีที่ต้องการเพิ่มจุดจ่ายกระแสไฟฟ้าโดยเร่งด่วน และไม่สามารถจัดหาหรือก่อสร้าง สถานีไฟฟ้าใหม่แบบถาวรได้ทัน ข้อดีคือสามารถติดตั้งได้เร็วตามความต้องการเร่งด่วน และใช้พื้นที่น้อย แต่มีข้อเสียคือ ความสามารถในการจ่ายไฟลดลงเมื่อจำกัด เนื่องจากมีขนาดเล็ก ตัวอย่างของสถานีฯ ชั่วคราว เช่น Compact Substation, Mobile Substation, Modular Substation เป็นต้น

2. การจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้า (Bus Scheme)

การจัดเรียงบัสของสถานีไฟฟ้า มีวิธีการจัดเรียงหลายรูปแบบ โดยแต่ละรูปแบบมีความมั่นคงและเชื่อถือได้ รวมความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน ที่แตกต่างกัน ซึ่งปัจจัยดังกล่าว ส่งผลต่อค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ,ค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า รวมถึงค่าสูญเสียโอกาสทางเศรษฐกิจกรณีไฟฟ้าขัดข้อง ดังนั้นการเลือกรูปแบบบัสของสถานีไฟฟ้าจึงต้องพิจารณาจากผลกระทบต่างๆ ดังกล่าวข้างต้น ซึ่งมีหลายรูปแบบ ดังนี้

2.1 การจัดเรียงบัสแบบ Single Bus Single Breaker

เป็นการจัดเรียงบัสเป็นการจัดเรียงบัสแบบที่ง่ายที่สุด เหมาะสมสำหรับการจ่ายไฟให้กับพื้นที่บริการที่มีความต้องการใช้ไฟลดน้อย และต้องการความมั่นคงและเชื่อถือได้ของระบบไม่สูงมาก โดยจะใช้ Breaker หนึ่งตัวในการป้องกันไลน์ Incoming หรือ Outgoing หนึ่งวงจร รูปแบบการจัดเรียงบัสแสดงดังรูปที่ 1

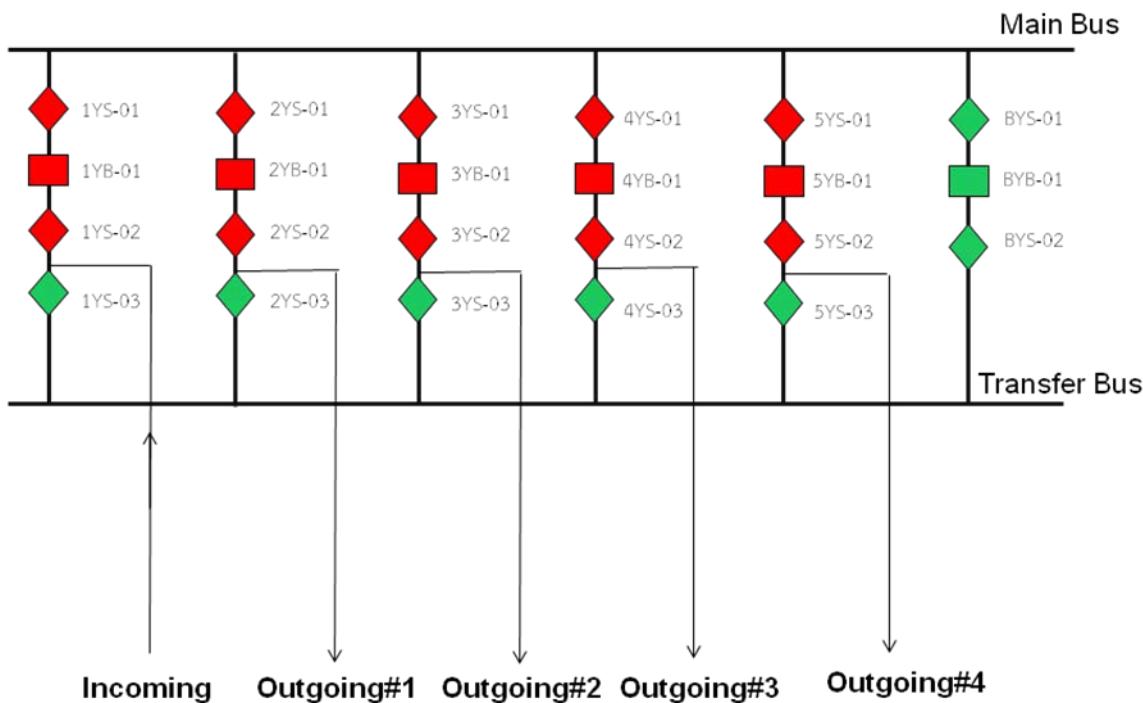


รูปที่ 17 การจัดเรียงบัสแบบ Single Bus Single Breaker

การจัดบัสลักษณะนี้มีข้อดีคือ และมีราคาถูกที่สุด แต่ก็มีข้อเสียคือ หากต้องการตรวจสอบแขนหรือบำรุงรักษาบริเวณบัส จะต้องดำเนินการย้ายโหลดออกและดับไฟทั้งสถานีฯ และหากต้องการบำรุงรักษาที่ Breaker หรือสวิตช์ตัดตอน จะต้องดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจากBreakerหรือสวิตช์ตัดตอนตัวนั้นออก ก่อน

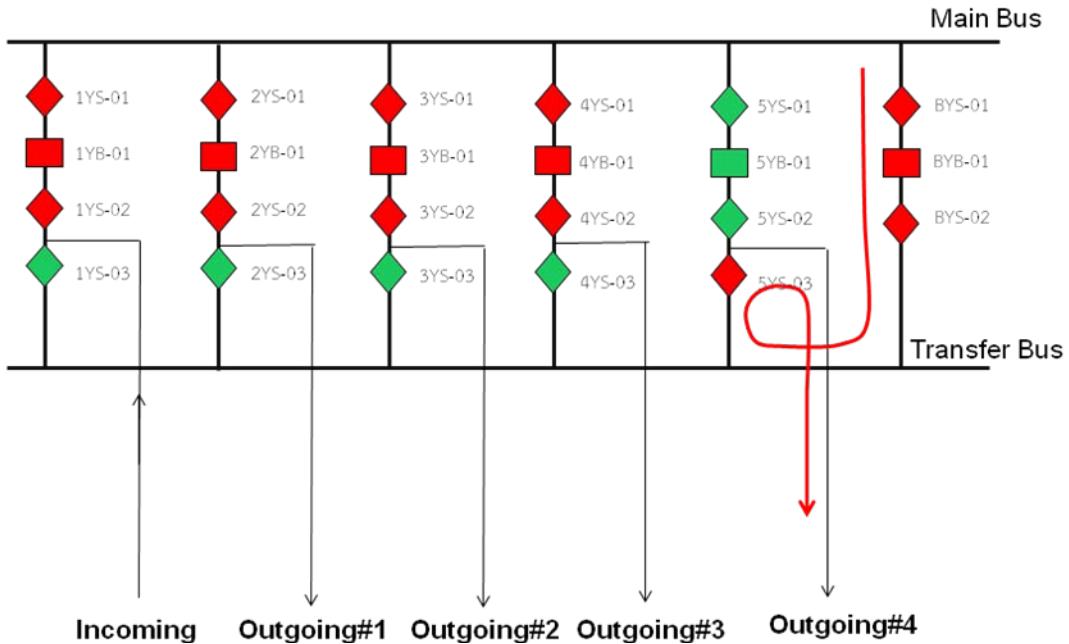
2.2 การจัดเรียงบัสแบบ Main and Transfer

เป็นการจัดเรียงบัสที่ได้รับความนิยมมากที่สุด เนื่องจากมีความมั่นคงและเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ และราคาการก่อสร้างและบำรุงรักษาไม่แพง โดยลักษณะการจัดบัสจะเหมือนกับแบบ Single Bus Single Breaker คือใช้ Breaker หนึ่งตัวในการป้องกันไลน์ Incoming หรือ Outgoing หนึ่งวงจร แต่จะมีการเพิ่ม Transfer Bus และสวิตช์ใบมีดรัฟท์ส _YS-03 ในแต่ละ Bay รวมถึง Bay ของ Breaker สำรอง (BYB-01) ขึ้นมา เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการบำรุงรักษา Breaker หรือสวิตซ์ตัดตอน หมายเหตุสำหรับพื้นที่บริการที่มีความต้องการใช้โหลดปานกลางถึงมาก แบบการจัดเรียงบัสแสดงดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 18 การจัดเรียงบัสแบบ Main and Transfer

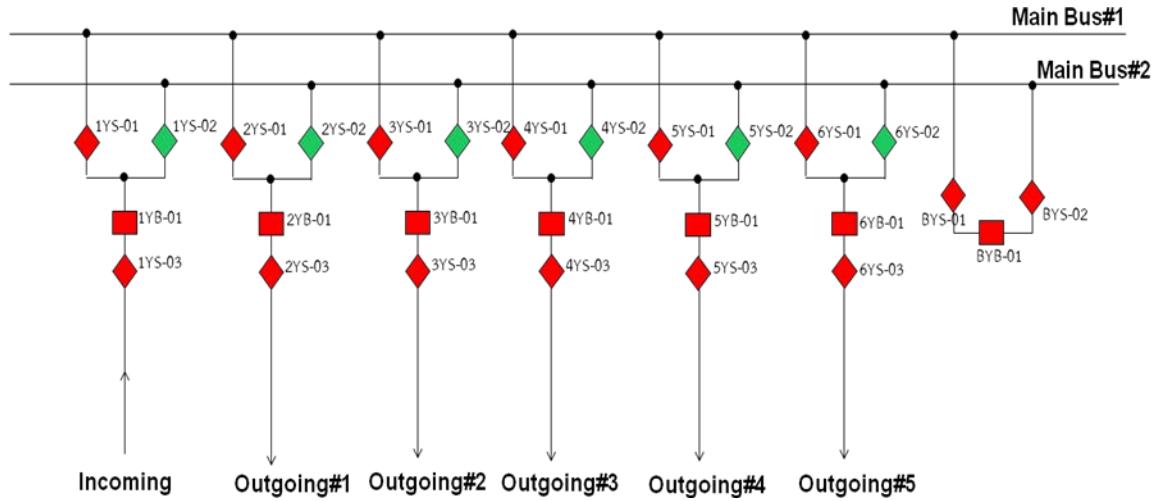
การจัดเรียงบัสลักษณะนี้ มีข้อดีคือ กรณีที่มีการบำรุงรักษา Breaker หรือสวิตซ์ตัดตอน สามารถทำได้โดยไม่ต้องถอดไฟแนนซ์ ข้างเดียว เนื่องจากสามารถใช้ Breaker สำรอง (Spare Breaker) รหัส BYB-01 จ่ายไฟแทนได้ ตามรูปที่ 2.2 แต่ถ้าหากต้องการซ่อมแซมหรือบำรุงรักษาที่เมนบัส ยังคงต้องย้ายโหลดออกทั้งสถานีฯ ไปรับไฟจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียง จึงจะสามารถบำรุงรักษาได้



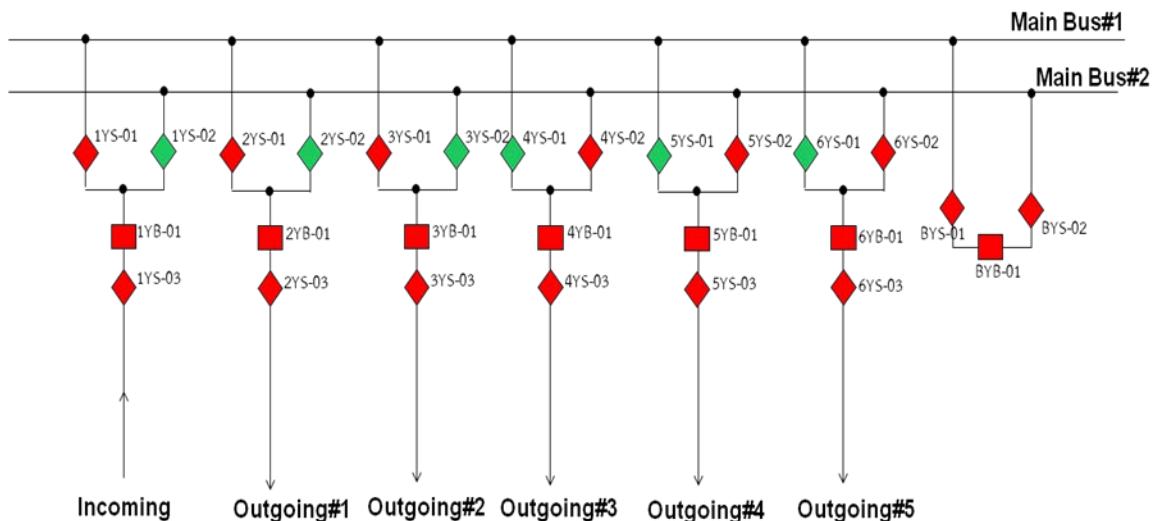
รูปที่ 19 การจัดเรียงบัสแบบ Main and Transfer กรณีที่มีการบำรุงรักษา Breaker รหัส 5YB-01

2.3 การจัดเรียงบัสแบบ Double Bus Single Breaker

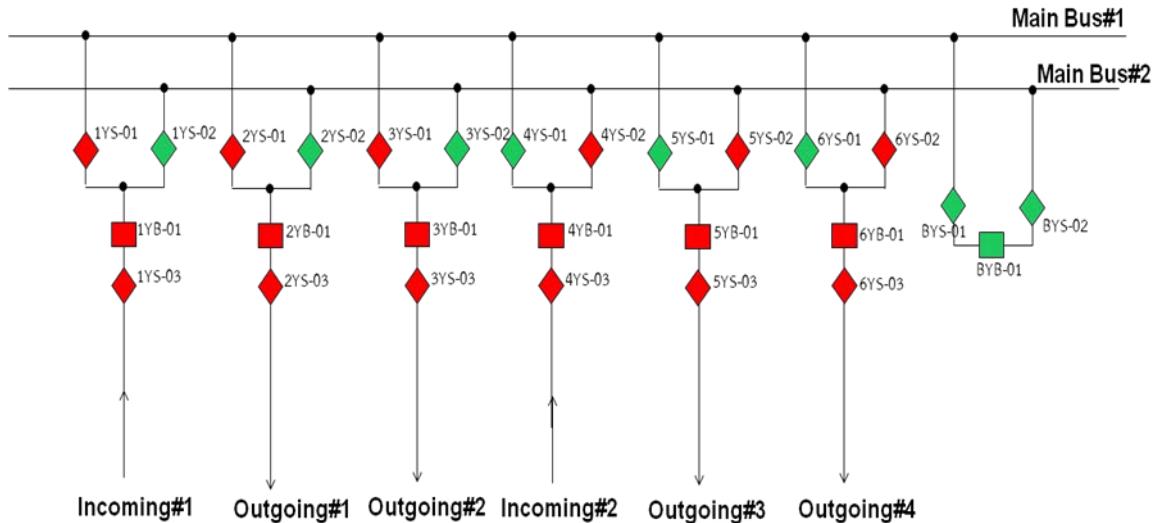
ลักษณะการจัดเรียงบัส จะคล้ายกับ Single Bus Single Breaker แต่จะมีเมนบัสทั้งสิ้น 2 เมนบัส โดย Breaker ป้องกันไลน์สามารถเลือกรับไฟจากบัสใดก็ได้ และสามารถถ่ายเทโหลดระหว่างบัสได้ผ่าน Bus Coupler Breaker (BYB-01) การจัดบัสลักษณะนี้ เหมาะสมกับพื้นที่ที่มีความต้องการโหลดสูง และมีการปรับเปลี่ยนการรับ-จ่ายไฟ และถ่ายเทโหลดผ่านสถานีดังกล่าวอยู่บ่อยครั้ง มีความยืดหยุ่นในการจ่ายโหลดสูง เนื่องจากสามารถเลือกจ่ายโหลดโดยใช้เพียงบัสเดียว หรือใช้หัวสองบัสร่วมกันก็ได้ การรับ-จ่ายโหลดสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามแต่สถานการณ์ ซึ่งในระบบไฟฟ้าของ PEA สถานีไฟฟ้าที่มีการจัดบัสลักษณะนี้จะเป็นสถานีไฟฟ้าแบบติดตั้งในอาคาร (Indoor Substation) โดยสามารถแยกย่อยวิธีการรับ-จ่ายโหลด ออกได้เป็น 3 แบบ แสดงดังรูปที่ 3 ถึง รูปที่ 5



รูปที่ 20 แบบรับไฟ 1 incoming จ่ายไฟ 1 เมนบัส อิกเมนบัสที่เหลือ Hot Standby



รูปที่ 21 แบบรับไฟ 1 incoming จ่ายไฟออกทั้ง 2 เมนบัส

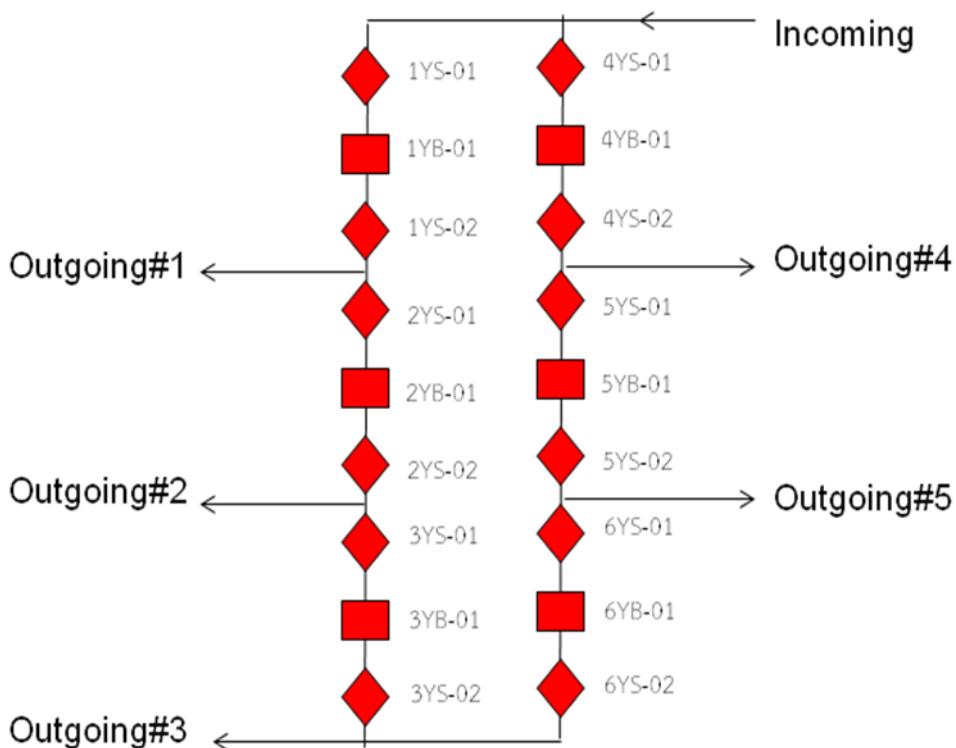


รูปที่ 22 แบบรับไฟ 2 incoming จ่ายไฟแยก 2 เมนบัส

จากรูปที่ 3 ถึงรูปที่ 5 แสดงการจัดเรียงบัสของ Double Bus Single Breaker แบบย่อต่างๆ ซึ่งจะเห็นว่าทำให้การวางแผนจ่ายไฟมีความยืดหยุ่นมากขึ้น อีกทั้งกรณีที่ต้องการบำรุงรักษาเมนบัส ไม่จำเป็นต้องย้ายโหลดและตัดไฟทั้งสถานีฯ แต่สามารถโอนโหลดเมนบัสที่ต้องการบำรุงรักษาไปรับไฟจากอีกเมนบัสหนึ่งได้เลย ทำให้การปฏิบัติงานบำรุงรักษาบริเวณเมนบัสมีความรวดเร็วมากขึ้น แต่ถึงอย่างไรก็ตาม กรณีที่ต้องการบำรุงรักษา Breaker ป้องกันไลน์ Outgoing ยังคงต้องดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจากBreakerดังกล่าว ไปรับไฟจากสถานีไฟฟ้าข้างเคียง เนื่องจากยังคงใช้ Breaker 1 ตัว ในการป้องกันไลน์ Outgoing 1 วงจร

2.4 การจัดเรียงบัสแบบ Ring

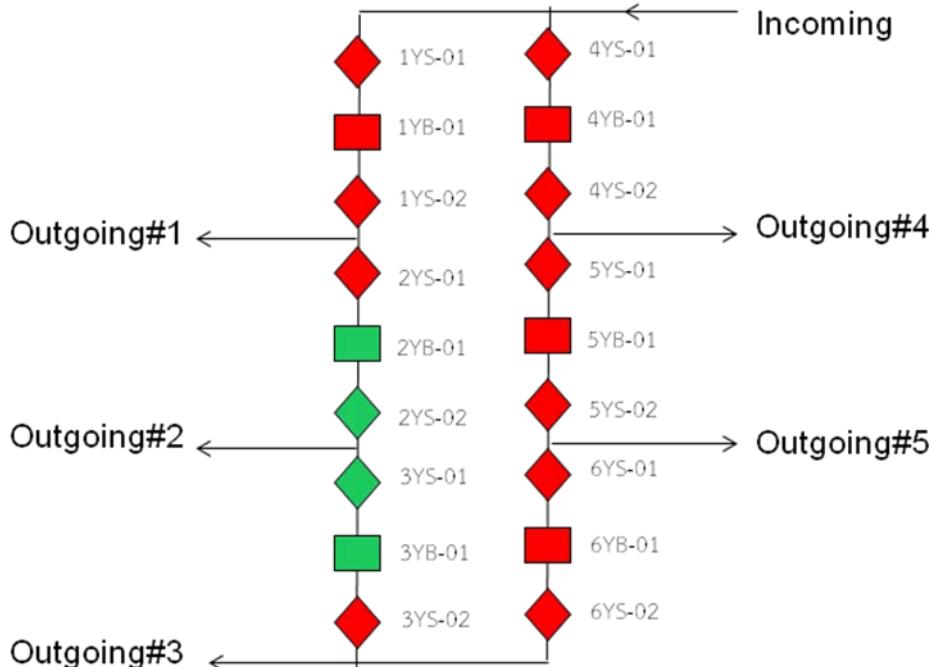
เป็นแบบที่เหมาะสมสำหรับการใช้งานในพื้นที่ต้องการความมั่นคงและความเชื่อถือได้สูง แต่ยังไม่ต้องการการลงทุนสูงมากในระยะแรก แต่ในระยะยาว หากมีโหลดมากขึ้น และต้องการวงจรการจ่ายไฟมากขึ้น อาจถูกปรับปรุงให้เป็นแบบ Breaker and A Half ได้ โดยลักษณะการจัดเรียงบัสแบบ Ring แสดงดังรูปที่ 6.1



รูปที่ 23 การจัดเรียงบัสแบบ Ring

ลักษณะการจัดเรียงบัสแบบ Ring Breakerทุกตัว จะเชื่อมต่อกันเป็นวงรอบเปิด โดยระหว่างBreaker แต่ละตัว คือไลน์ Incoming หรือ Outgoing ใดๆ ข้อดีของการจัดบัสลักษณะนี้ คือมีความมั่นคงค่อนข้างสูง เนื่องจากในสภาวะปกติ ที่การจ่ายไฟเป็นแบบวงรอบเปิด แต่ระหว่างจะมี Breaker จ่ายไฟให้สองตัว ทำให้การทำงานของระบบป้องกันมีความถูกต้องและแม่นยำมากกว่าใช้Breakerป้องกันเพียง 1 ตัว และส่งผลให้กรณีที่ต้องการบำรุงรักษา Breaker ตัวใดตัวหนึ่ง สามารถดับไฟ Breaker เพื่อบำรุงรักษาได้โดยไม่จำเป็นต้องถ่ายเทโหลด เนื่องจากยังมี Breaker อีกตัวหนึ่งจ่ายไฟแทนอยู่ โดยการจัดเรียงบัสดังกล่าว มีการรับไฟมากกว่า 1 Incoming จะส่งผลให้ความมั่นคงของระบบสูงขึ้นไปอีก แต่การจัดเรียงบัสแบบดังกล่าว ก็มีข้อเสีย

ในกรณีที่มีการรับไฟเพียง 1 Incoming โดยหาก Breaker ตัวใดตัวหนึ่งเกิดการ Trip Lockout จะทำให้จ่ายไฟอยู่ในลักษณะ Radial ซึ่งทำให้ความมั่นคงในการจ่ายไฟต่ำลงกว่าเดิมมาก ดังแสดงในรูปที่ 6.2

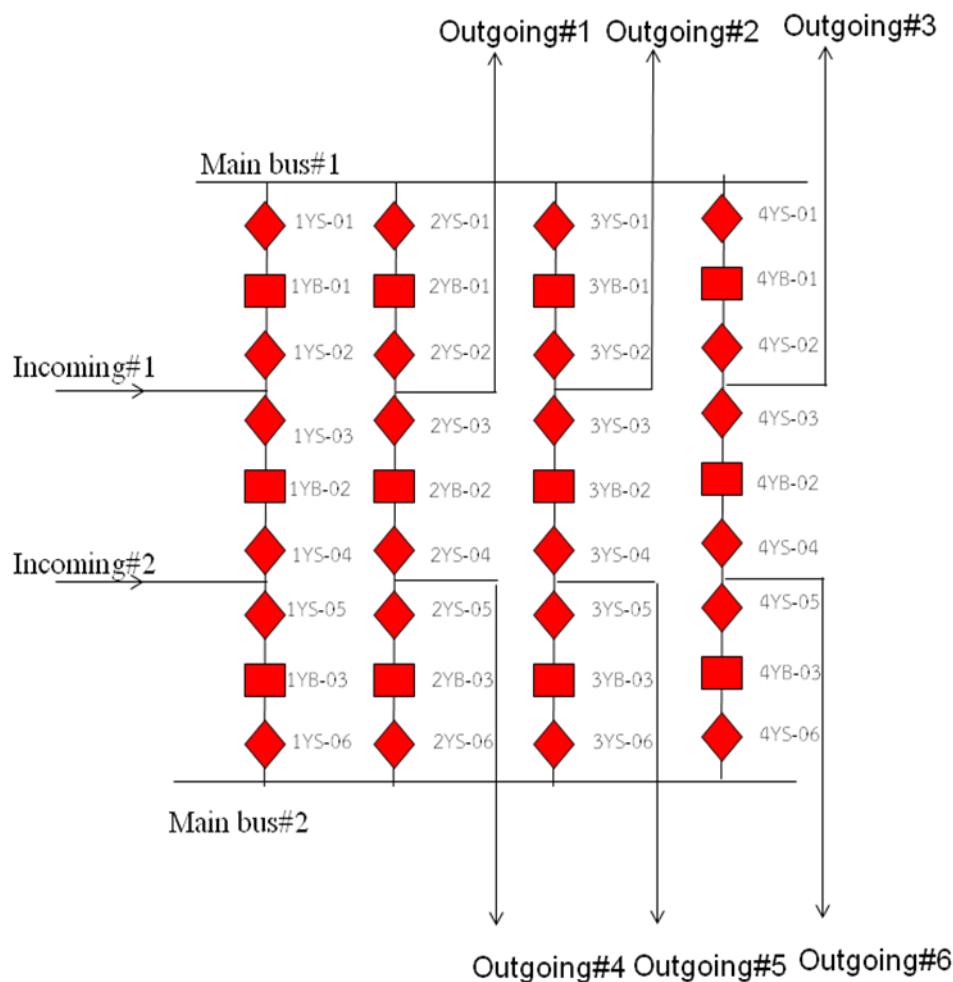


รูปที่ 24 การจัดเรียงบัสแบบ Ring กรณีที่ Breaker รหัส 2YB-01 และ 3YB-01 เปิดวงจรจากรูปที่ 6.2 แสดงการจัดเรียงแบบ Ring กรณีที่เกิด Fault ในไลน์ Outgoing#3 ซึ่งส่งผลให้ Breaker รหัส 2YB-01 และ 3YB-01 เปิดวงจร ตัดกระแส Fault ทำให้การจ่ายไฟจะอยู่ในลักษณะ Radial ซึ่งหากเกิดการสั้นกราวก็จะส่งผลให้ไลน์ Outgoing#4 จะทำให้ Breaker รหัส 4YB-01 และ 5YB-01 เปิดวงจรออกและจะส่งผลให้ไลน์ Outgoing#5 เกิดไฟฟ้าดับตามไปด้วย

การจัดเรียงบัสแบบ Ring ไม่ได้จำกัดจำนวน Breaker ว่าจะต้องเป็น 6 ตัว เสมอไป แต่ขึ้นอยู่กับปริมาณโหลด จำนวนวงจร สามารถปรับเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสม

2.5 แบบ Breaker and a Half

ลักษณะการจัดเรียงบัสจะใช้ Main Bus ทั้งสิ้น 2 เมนบัส และใช้ Breaker ในแต่ละ Bay จำนวน 3 ตัว แต่ละ Bay จ่ายไฟออก 2 ส่องวงจร ดังนั้น ในการป้องกัน 1 วงจร จะใช้ Breaker ป้องกัน 1.5 ตัว เป็นการจัดบัสแบบที่มีความมั่นคงและพิกัดการจ่ายไฟลดลง แต่ใช้เงินลงทุนต่อวงจรสูง เช่นกัน เนื่องจากอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างมีมากกว่าการจัดบัสแบบก่อนหน้า ที่กล่าวมา โดยทั่วไปในระบบของ PEA การจัดบัสแบบดังกล่าวจะใช้สำหรับสถานีไฟฟ้าต้นทาง



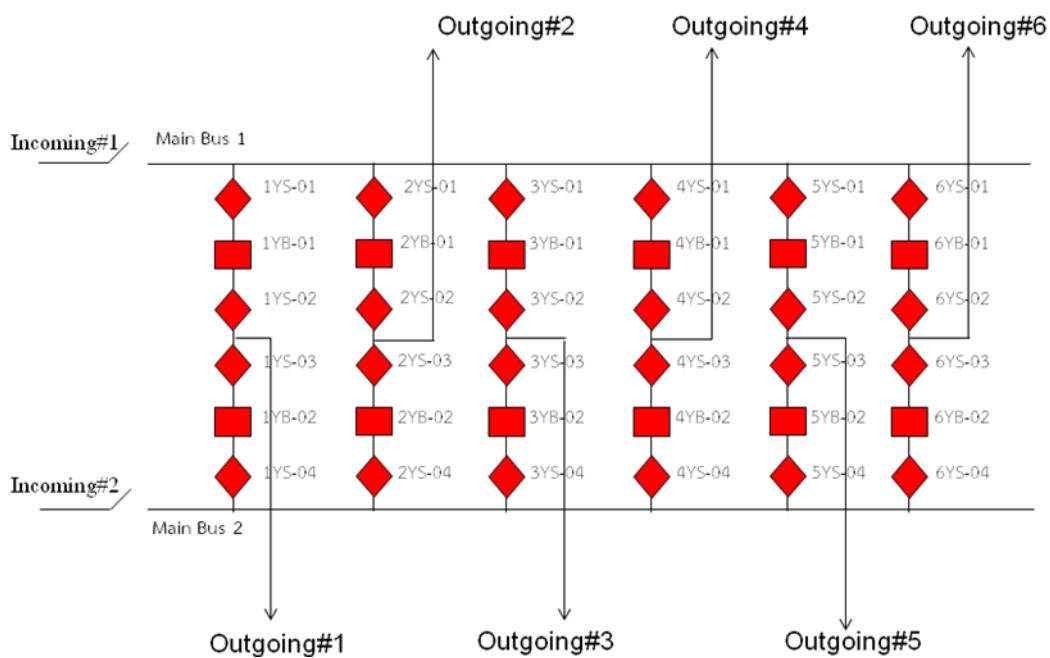
รูปที่ 25 การจัดเรียงบัสแบบ Breaker and a Half

จากที่กล่าวมาแล้ว การจัดเรียงบัสแบบ Breaker and a half จะมีความมั่นคงสูง เนื่องจากใช้ Breaker 1.5 ตัว ต่อการป้องกัน 1 วงจร นอกจากนั้น การใช้เมนบัสสองเมนบัสในการร่วมกันจ่ายไฟ ทำให้เมื่อ

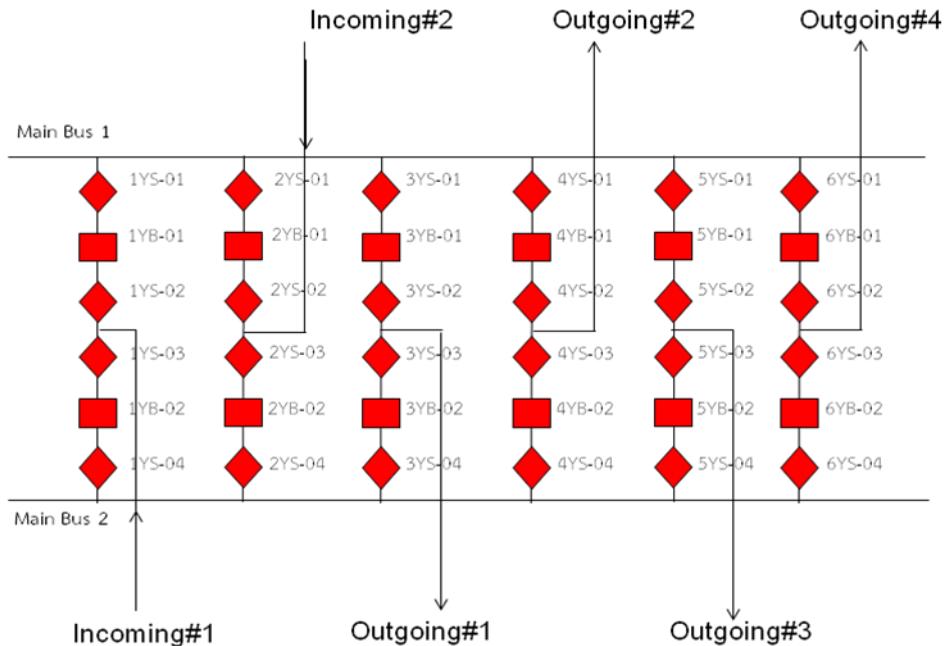
เกิดเหตุขัดข้องที่เมนบัสไดเมนบัสหนึ่ง ซึ่งส่งผลให้เมนบัสนั้นไม่สามารถจ่ายไฟได้ อีกเมนบัสหนึ่งยังสามารถรับภาระและจ่ายโหลดได้ตามปกติ และการปฏิบัติงานบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าที่มีการจัดเรียงบัสแบบดังกล่าว จะมีความสะดวกและยืดหยุ่นในการปฏิบัติงานอย่างมาก อย่างเช่น กรณีที่ต้องการบำรุงรักษา Breaker หรือสวิตซ์ใบมีดตัวใดตัวหนึ่ง หรือเมนบัสไดเมนบัสหนึ่ง สามารถกระทำได้โดยไม่จำเป็นต้องถ่ายเทโหลด เนื่องจากไม่ส่งผลให้วงจรที่รับไฟจากสถานีฯ หรือจ่ายไฟให้แก่สถานีฯ เกิดไฟดับ

2.6 การจัดเรียงบัสแบบ Double Bus Double Breaker

ลักษณะการจัดเรียงบัสจะใช้ Main Bus ทั้งสิ้น 2 เมนบัส และใช้ Breaker ในแต่ละ Bay จำนวน 2 ตัว แต่ละ Bay จ่ายไฟออก 1 วงจร ดังนั้น ในการป้องกัน 1 วงจร จะใช้ Breaker ป้องกันทั้งสิ้น 2 ตัว เป็นการจัดบัสแบบที่มีความมั่นคงสูงที่สุด แต่ใช้เงินลงทุนต่อวงจรสูงมาก เนื่องจากอุปกรณ์ที่ใช้ในการก่อสร้างมากกว่าการจัดบัสแบบก่อนหน้า ที่กล่าวมา โดยที่ไปแล้ว การจัดบัสแบบดังกล่าวจะใช้สำหรับสถานีไฟฟ้าต้นทางที่มีการจ่ายโหลดปริมาณมาก และเป็นโหลดที่มีความสำคัญ



รูปที่ 26 Double Bus Double Breaker แบบ Incoming จ่ายเข้า Main Bus โดยตรง

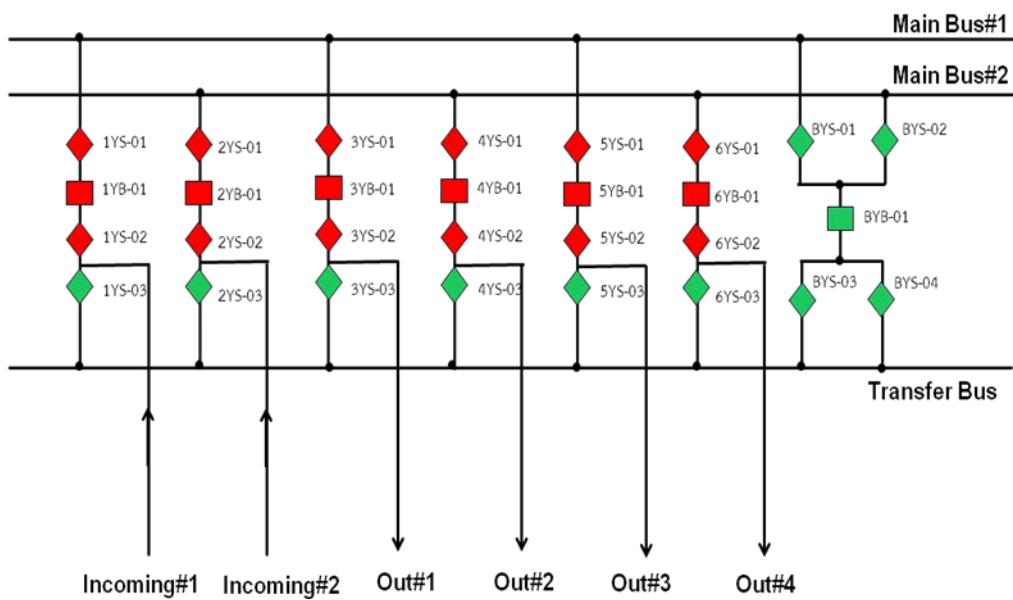


รูปที่ 27 Double Bus Double Breaker แบบ Incoming จ่ายเข้า Bay

จากรูปที่ 26 และ 27 แสดงรูปแบบการจัดเรียงบัสแบบ Double Bus Double Breaker แบบย่ออย่างแตกต่างกันที่วิธีการรับไฟ ซึ่งขึ้นอยู่กับสภาพหน้างาน และความเหมาะสม จากที่กล่าวมาแล้ว การจัดเรียงบัสแบบ Double Bus Double Breaker มีความมั่นคงสูงที่สุด เมื่อจากใช้ Breaker ถึง 2 ตัว ต่อการป้องกันไลน์ 1 วงจร นอกจากนี้ ยังใช้เมนบัสสองเมนบัสในการร่วมกันจ่ายไฟ เมื่อมีกับการจัดเรียงบัสแบบ Breaker and a half ทำให้มีอเกิดเหตุขัดข้องที่เมนบัสไดเมนบัสหนึ่ง หรือกรณีที่มีการบำรุงรักษาเมนบัสได เมนบัสหนึ่ง ที่จำเป็นต้องดับไฟเมนบัสดังกล่าว เมนบัสที่เหลือยังสามารถจ่ายไฟได้ปกติ จึงไม่ส่งผลกระทบต่อการจ่ายไฟในภาพรวม และการบำรุงรักษาอุปกรณ์ต่างๆ เช่น Breaker หรือสวิตซ์เบินด์ ในสถานีไฟฟ้า สามารถกระทำได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการจ่ายไฟ เช่นเดียวกัน

2.7 การจัดเรียงบัสแบบ Double Main and Transfer

เป็นการจัดเรียงบัสที่ใช้หลักการเดียวกับการจัดบัสแบบ Main and Transfer คือการจ่ายไฟในภาวะปกติ จะจ่ายไฟผ่านเมนบัส แต่กรณีที่ Breaker หรือสวิตซ์เบ้มีด ป้องกันไลน์ชำรุด สามารถใช้ Transfer Bus และ Breaker สำรอง (Spare Breaker) ในการจ่ายไฟแทนอุปกรณ์ที่ชำรุดดังกล่าว ทั้งนี้ การจัดเรียงบัสแบบ Double Main and Transfer จะใช้เมนบัสทั้งสิ้น 2 เมนบัสด้วยกัน เพื่อร่วมกันจ่ายไฟ ทำให้สามารถตระบากะ荷ลดได้มากขึ้น โดยทั้งสองเมนบัส จะใช้ Transfer Bus และ Spare Breaker ร่วมกัน

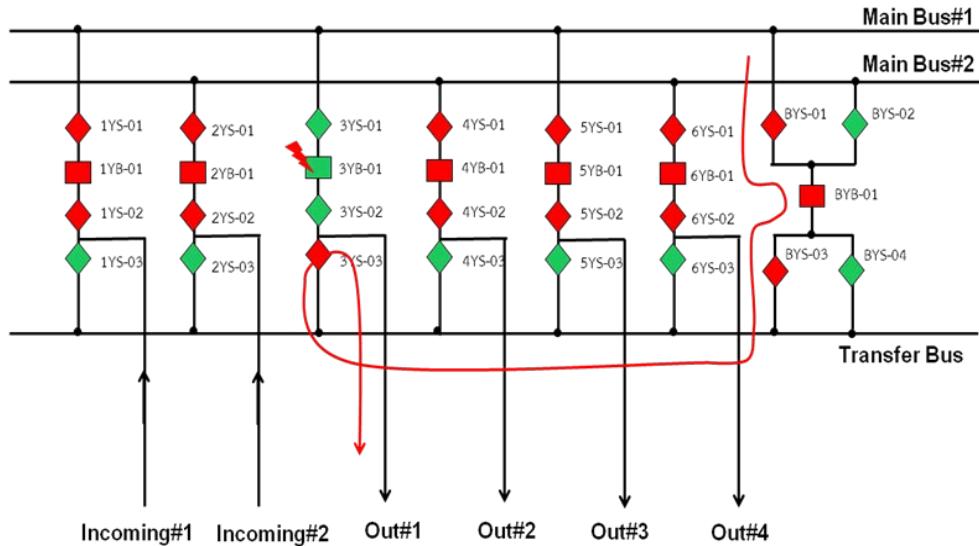


รูปที่ 28 การจัดเรียงบัสแบบ Double Main and Transfer

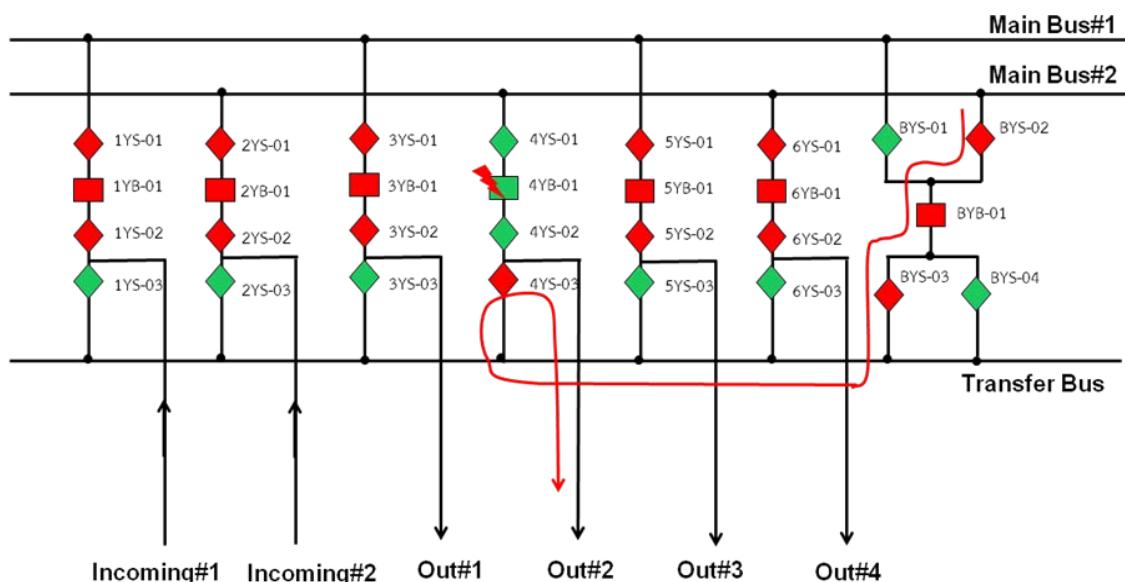
ในภาวะปกติ กรณีที่จ่ายไฟแบบ Radial แต่ละเมนบัสจะรับไฟและจ่ายไฟแยกจากกันโดยสิ้นเชิง แต่ในสภาวะที่ Breaker ตัวใด ตัวหนึ่งชำรุด สามารถใช้ Breaker สำรองและ Transfer Bus ในการจ่ายไฟแทนได้ โดยใน Bay ของ Breaker สำรอง จะติดตั้งสวิตซ์เบ้มีดทั้งสิ้น 4 ตัว (มากกว่าแบบ Main and transfer ซึ่งมีเพียง 2 ตัว) ซึ่งแต่ละตำแหน่งมีหน้าที่แตกต่างกัน โดยมีรายละเอียดดังนี้

- สวิตซ์เบ้มีด BYS-01 และ BYS-02 ใช้กำหนดว่า Spare Breaker จะรับไฟจากเมนบัสใด กรณีที่จะรับไฟจากเมนบัส 1 ต้องสับ BYS-01 ส่วนกรณีที่รับไฟจากเมนบัส 2 ต้องสับ BYS-02

- สวิตช์ใบเม็ดรหัส BYS-03 และ BYS-04 ใช้กำหนดว่า ไลน์ที่ Breaker ชำรุดและจะใช้ Spare Breaker จ่ายไฟแทนนั้น จะเลือกรับไฟจากแหล่งจ่ายเดิม (เมนบัสเดิม) หรือรับไฟจากอีกแหล่งจ่าย(อีกเมนบัส)

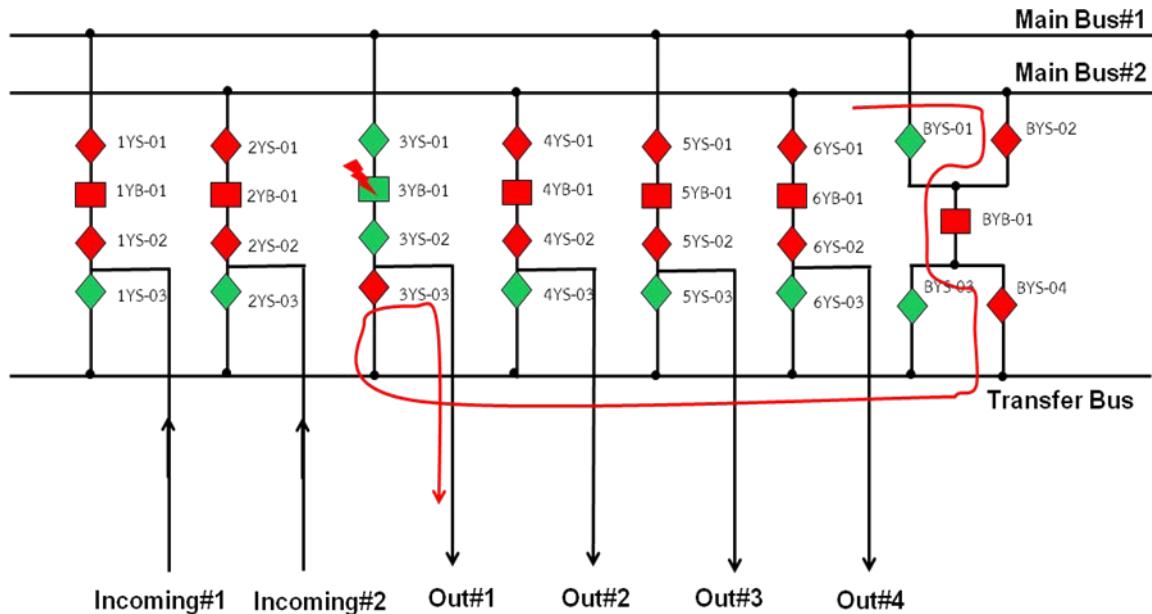


รูปที่ 29 Double Main and Transfer กรณี Breaker ป้องกันไลน์ Outgoing#1 ชำรุด^{จากรูปที่ 29 แสดงกรณี Breaker ป้องกันไลน์ Outgoing#1 ชำรุด และใช้ Spare Breaker จ่ายไฟแทน โดยเลือกรับไฟจากเมนบัส 1 เช่นเดิม (สับ BYS-01 และ BYS-03 ตามลำดับ)}



รูปที่ 30 Double Main and Transfer กรณี Breaker ป้องกันไลน์ Outgoing#2 ชำรุด

จากรูปที่ 30 แสดงกรณี Breaker ป้องกันไลน์ Outgoing#2 ชำรุด และใช้ Spare Breaker จ่ายไฟ แทน โดยเลือกรับไฟจากเมนบัส 2 เช่นเดิม (สับ BYS-02 และ BYS-03 ตามลำดับ)



รูปที่ 31 Double Main and Transfer กรณี Breaker ป้องกันไลน์ Outgoing#1 ชำรุด และจ่ายไฟจากเมนบัส 2 แทน
จากรูปที่ 31 แสดงกรณี Breaker ป้องกันไลน์ Outgoing#1 ชำรุด และใช้ Spare Breaker จ่ายไฟ โดยเลือกรับไฟจากเมนบัส 2 แทน (ในสภาวะปกติ Outgoing#1 รับไฟจากเมนบัส 1 ทำให้กรณีดังกล่าว ต้องสับ BYS-02 และ BYS-04 ตามลำดับ)

3.3 การปฏิบัติงานด้านการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า เป็นหน่วยงานที่ทำหน้าที่ควบคุมการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไฟฟ้า ไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า ให้เป็นไปอย่างต่อเนื่อง มีความเชื่อถือได้ รวมถึงควบคุมคุณภาพกำลังไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน โดยลักษณะงาน ต้องมีพนักงานศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ ปฏิบัติงานอยู่เวรตลอด 24 ชม. ซึ่งสามารถจำแนกงานด้านการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟ ออกเป็น 3 ส่วน ดังนี้

1. การตรวจสอบและเฝ้าระวังระบบไฟฟ้าในสภาวะปกติ

ในสภาวะปกติ พนักงานศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ ต้องทำหน้าที่เฝ้าระวังสิ่งผิดปกติที่อาจจะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยต้องคอยตรวจสอบสถานะโหลดและพารามิเตอร์ต่างๆ อยู่ตลอดเวลา รวมถึงสั่งการควบคุมอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้าตามความจำเป็น เพื่อควบคุมค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ได้แก่

1.1 แรงดันไฟฟ้า ณ บัส สถานีไฟฟ้า และจุดโหลดต่างๆ ในระบบไฟฟ้าต้องอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน $\pm 5\%$

1.2 กระแสโหลดต่อเนื่อง ไม่เกินพิกัดจ่ายไฟ ของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า

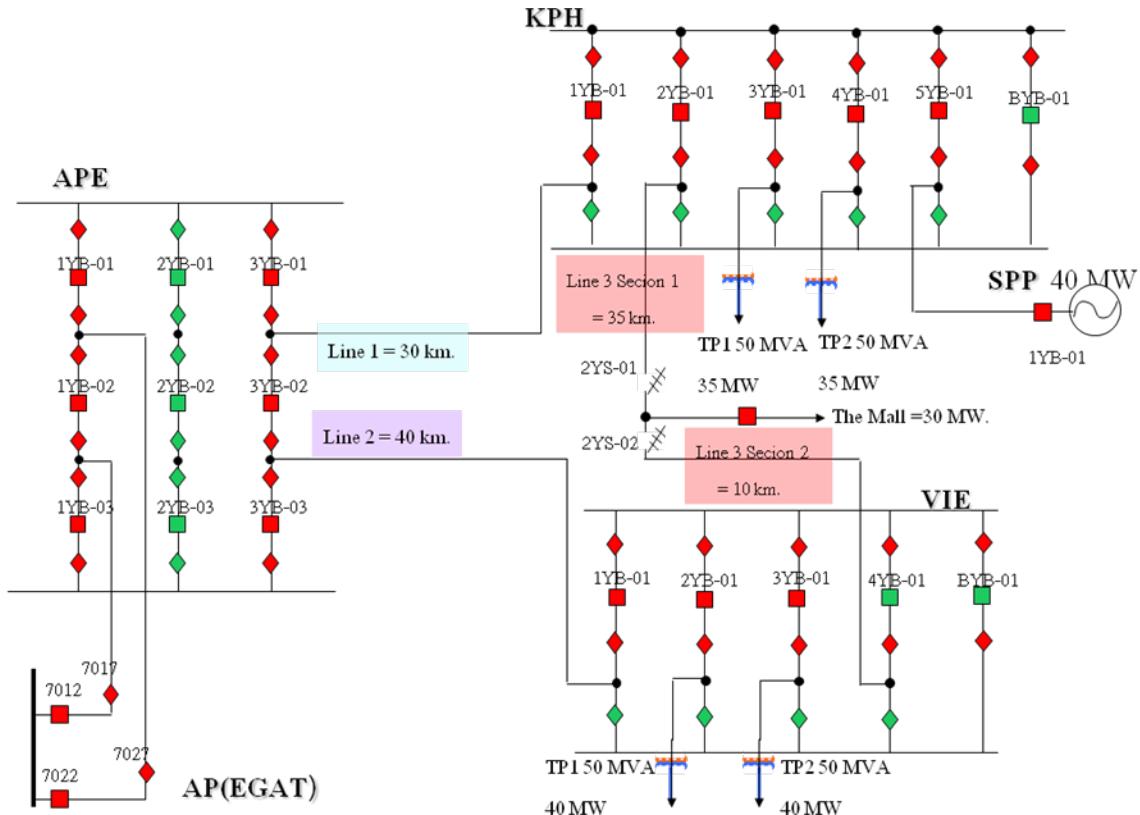
1.3 ค่า PF ณ จุดรับชื้อไฟ จาก กพ. ต้องไม่ต่ำกว่า 0.875 เพื่อลดการสูญเสียเนื่องจาก VAR

2. การสั่งการเพื่อบรุณรักษา/ซ่อมแซมอุปกรณ์ไฟฟ้า

อุปกรณ์ไฟฟ้า ที่ถูกใช้งานในระบบ เช่น หม้อแปลง อุปกรณ์ป้องกัน และ สวิตช์ตัดตอนต่างๆ เป็นต้น ล้วนมีอายุการใช้งาน และบางครั้งอาจเกิดเหตุการณ์ ซึ่งสาเหตุอาจมาจากปัจจัยภายนอก หรือปัจจัยภายใน ส่งผลทำให้อายุการใช้งานของอุปกรณ์สั้นลง หรือเลวร้ายที่สุด คือไม่สามารถใช้งานได้ (เสีย) ดังนั้น การปฏิบัติงานซ่อมแซม/บำรุงรักษา/เปลี่ยนอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า จึงมีอยู่ตลอดเวลา ซึ่งหน่วยงานที่เข้าปฏิบัติงานซ่อมแซม/บำรุงรักษา/เปลี่ยนอุปกรณ์ ต้องการความปลอดภัย ในบางครั้งจะเป็นต้องมีการดับไฟบริเวณอุปกรณ์ เพื่อให้หน่วยงานดังกล่าวปฏิบัติงาน เช่น การดับไฟเพื่อซ่อมแซม Breaker ระบบ 22 kV ที่สถานีไฟฟ้า ซึ่งจะต้องมีการปลดสวิตช์ตัดตอน หัวท้าย Breaker รวมทั้งการต่อลงดิน ที่ตัว Breaker เสียก่อน เพื่อให้แน่ใจว่าจุดปฏิบัติงานไม่มีไฟ ก่อนที่หน่วยงานบำรุงรักษาจะเข้าปฏิบัติงาน เป็นต้น แต่ในบางครั้งการปฏิบัติงานไม่จำเป็นต้องมีการดับไฟ เนื่องจากสามารถให้หน่วยงาน Hotline ปฏิบัติงานแทนได้ เช่น การเปลี่ยนลูกถ่วงที่ชำรุดโดยใช้ชุดปฏิบัติงาน Hotline แบบ Hot Stick ปฏิบัติงานแทน เป็นต้น

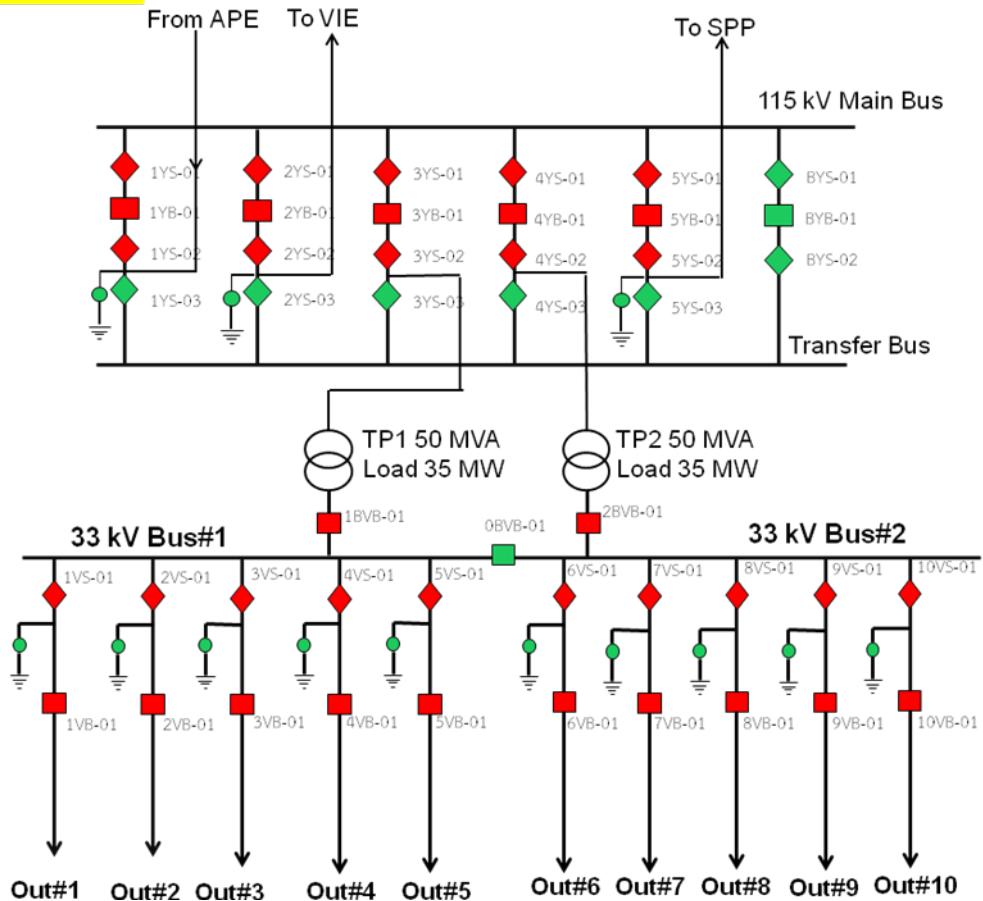
จากที่กล่าวมา ไม่ว่าจะเป็นการปฏิบัติงานซ่อมแซมอุปกรณ์แบบดับไฟ หรือแบบไม่ดับไฟ ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ จะต้องทำหน้าที่กำกับควบคุม/ดูแล ให้การจ่ายไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นไปอย่าง

ต่อเนื่อง อยุคควบคุมค่าพารามิเตอร์ตามข้อ 1.1 ถึง 1.3 ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ในระหว่างที่มีการปฏิบัติงานดังกล่าว นอกเหนือจากนั้น ต้องควบคุมการทำงานให้เกิดการความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงานด้วย



รูปที่ 32 ตัวอย่างระบบกำลังไฟฟ้า ระดับแรงดัน 115 kV ของ PEA

KPH Substation



รูปที่ 33 ตัวอย่างภายในสถานีไฟฟ้า KPH

2.1 ตัวอย่างงานบำรุงรักษาแบบไม่ดับไฟปฏิบัติงาน การเปลี่ยนลูกถ้วยแขวนระบบ 115 kV ที่ชำรุด ในสายส่งช่วงสถานีฯ APE-VIE

จากรูปที่ 32 สมมติให้มีการปฏิบัติงานเปลี่ยนลูกถ้วยแขวนระบบ 115 kV ที่ชำรุดในสายส่งช่วงสถานีฯ APE-VIE โดยใช้ชุดปฏิบัติงาน Hotline ปฏิบัติงานแบบไม่ดับไฟ โดยทั้งนี้ ก่อนปฏิบัติงาน ทางศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ ต้องประสานงานกับทางชุดปฏิบัติงานในการเตรียมความพร้อมต่างๆ และต้องดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของ Breaker ป้องกันสายส่งช่วง APE-VIE เพื่อป้องกันการปิดกลับของ Breaker ในกรณีที่เกิดลัดวงจร ณ จุดปฏิบัติงานเนื่องจากอุบัติเหตุหรือเหตุที่คาดไม่ถึง ซึ่งการ Off Auto Reclosing Relay นั้น เพื่อให้อุปกรณ์ป้องกันมีการทำงานเพียงครั้งเดียว และ Lockout ลดอันตรายที่จะเกิดต่อผู้ปฏิบัติงานให้น้อยที่สุด

ทั้งนี้ ในระหว่างที่ชุดปฏิบัติงานกำลังปฏิบัติงานอยู่ ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟต้องประสานกับทางชุดปฏิบัติงานอยู่ เป็นระยะเพื่อตรวจสอบสถานะการทำงาน และช่วยอำนวยความสะดวกต่างๆ ตามการร้องขอ เพื่อให้การปฏิบัติงานสำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

2.2 ตัวอย่างงานบำรุงรักษาแบบดับไฟปฏิบัติงาน

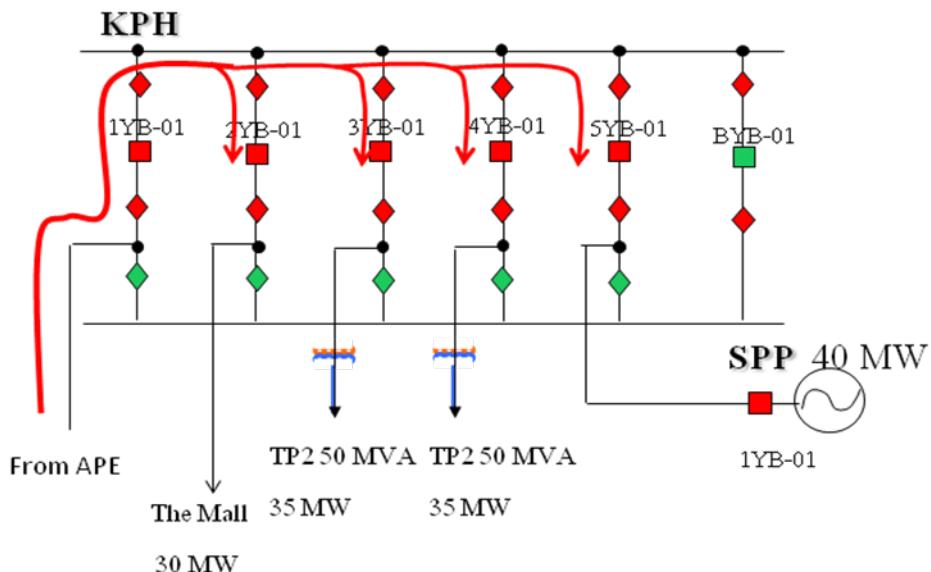
1) การซ่อมแซม/เปลี่ยนอุปกรณ์ประกอบสาระบบ 115 KV ช่วงสถานี APE – KPH

จากรูปที่ 32 จะเห็นว่าสถานี APE ทำหน้าที่เป็นสถานีฯ ต้นทาง จ่ายไฟให้แก่ KPH และสถานี VIE โดยสายส่งช่วงสถานีฯ APE – KPH จ่ายโหลดสถานี KPH Transformer TP1 และ TP2 รวมทั้งสิ้น 70 MW และโหลดผู้ใช้ไฟระบบ 115 KV บริษัท เดอะมอลล์ ประมาณ 30 MW รวมโหลดที่จ่ายทั้งสิ้น 100 MW ดังนั้นหากมีการดับไฟปฏิบัติงานในสายส่งช่วง APE-KPH โดยไม่มีการย้ายโหลด จะมีผู้ใช้ไฟได้รับผลกระทบ โหลดประมาณ 100 MW หน้าที่ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟคือ สั่งการควบคุมปกรณ์ต่างๆ ไม่ว่าจะเป็น Breaker , Disconnecting Switch, Air Break Switch ฯลฯ โดยสั่งการผ่านระบบ SCADA/ผ่านชุดปฏิบัติงานที่อยู่หน้างาน เพื่อแยกสายส่งส่วนที่จะปฏิบัติงานบำรุงรักษา (ช่วงสถานีฯ APE – KPH) ออกจากระบบหลักที่มีไฟ เพื่อให้หน่วยงานบำรุงรักษาเข้าปฏิบัติงานอย่างปลอดภัย แต่ต้องไม่ให้ผู้ใช้ไฟที่รับไฟจากสายส่งช่วงดังกล่าวได้รับผลกระทบ หรือหากสุดวิสัย ต้องได้รับผลกระทบน้อยที่สุด ดังนั้นจึงจะต้องทำสวิตซ์ชิงย้ายโหลดผู้ใช้ไฟที่รับไฟจากสายส่งช่วง APE-KPH มา_rับไฟจากสายส่งช่วงสถานีฯ VIE-KPH แทนก่อน โดยวิธีการขานโหลดชั่วคราว (สับขานที่ Breaker VIE04YB-01 และปลดขานที่ Breaker KPH01YB-01) และหลังจากนั้นจึงปลดสายส่งช่วง APE-KPH ออก (ปลด Breaker รหัส APE03YB-01, APE3YB-02) เป็นการแยกสายส่งช่วง APE-KPH ออกจากระบบอย่างสมบูรณ์ โดยไม่มีผู้ใช้ไฟเกิดไฟฟ้าดับ ต่อจากนั้นดำเนินการปลด Disconnecting Switch คร่อมสายส่งช่วง ดังกล่าวออกด้วย เพื่อความปลอดภัยอีกชั้นหนึ่ง (Disconnecting Switch รหัส APE03YS-02, APE03YS-03 KPH01YS-02)

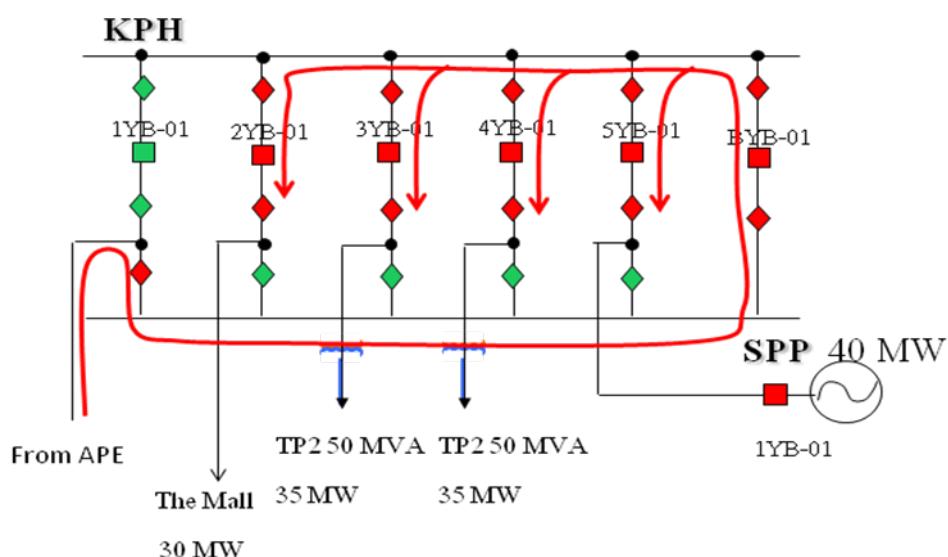
2) การซ่อมแซม/เปลี่ยน Breaker รหัส KPH01YB-01

จากรูปที่ 32 จะเห็นว่าBreakerรหัส KPH01YB-01 ทำหน้าที่รับไฟจากสายส่งช่วง APE-KPH ดังนั้น หากดับไฟ Breaker โดยไม่มีการย้ายโหลดผู้ใช้ไฟ จะส่งผลให้ผู้ใช้ไฟได้รับผลกระทบเกิดไฟฟ้าดับ เมื่อกันกรณี ก. (โหลดประมาณ 100 MW) ดังนั้นจึงต้องมีการทำสวิตซ์ชิง ย้ายโหลด ก่อนเพื่อมิให้ผู้ใช้ไฟได้รับผลกระทบเกิดไฟดับ เนื่องจากสถานีฯ KPH มีลักษณะการจัดบัสแบบ Main & Transfer ซึ่งจะมี Breaker สำรอง (KPH0BYB-01) และ Transfer Bus ติดตั้งอยู่ โดยประโยชน์ของ Breaker สำรองและ Transfer Bus คือสามารถใช้ในการ รับ/จ่ายไฟ แทน Breaker ตัวข้างเคียง (KPH01YB-01 ถึง KPH05YB-01) ในกรณีต้องการดับไฟบำรุงรักษา Breaker ตัวข้างเคียงได้ ในกรณีที่ต้องการบำรุงรักษา Breaker รหัส KPH01YB-01 วิธีการคือการสับ Disconnecting Switch รหัส KPH01YS-03 เพื่อ Energize Transfer Bus หลังจากนั้นสับ

ขานะระหว่าง Main Bus และ Transfer Bus ผ่าน Breaker รหัส KPH0BYB-01 และปลดধনান
ผ่าน Breaker รหัส KPH01YB-01 โดยหลังจากปลดধনানแล้ว Breaker KPH0BYB-01 จะทำ
หน้าที่รับไฟแทน Breaker รหัส KPH01YB-01 ตามรูปที่ 4 หลังจากนั้นจึงทำการแยก Breaker
รหัส KPH01YB-01 ออกจากระบบส่วนที่มีไฟ โดยการปลด Disconnecting Switch คร่อมหัว-หัว
Breaker ดังกล่าว (Disconnecting Switch รหัส KPH01YS-01, KPH01YS-02)



รูปที่ 34 สภาพการจ่ายไฟก่อนทำสวิตชิ่ง



รูปที่ 35 สภาพการจ่ายไฟหลังจากทำสวิตชิ่ง



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

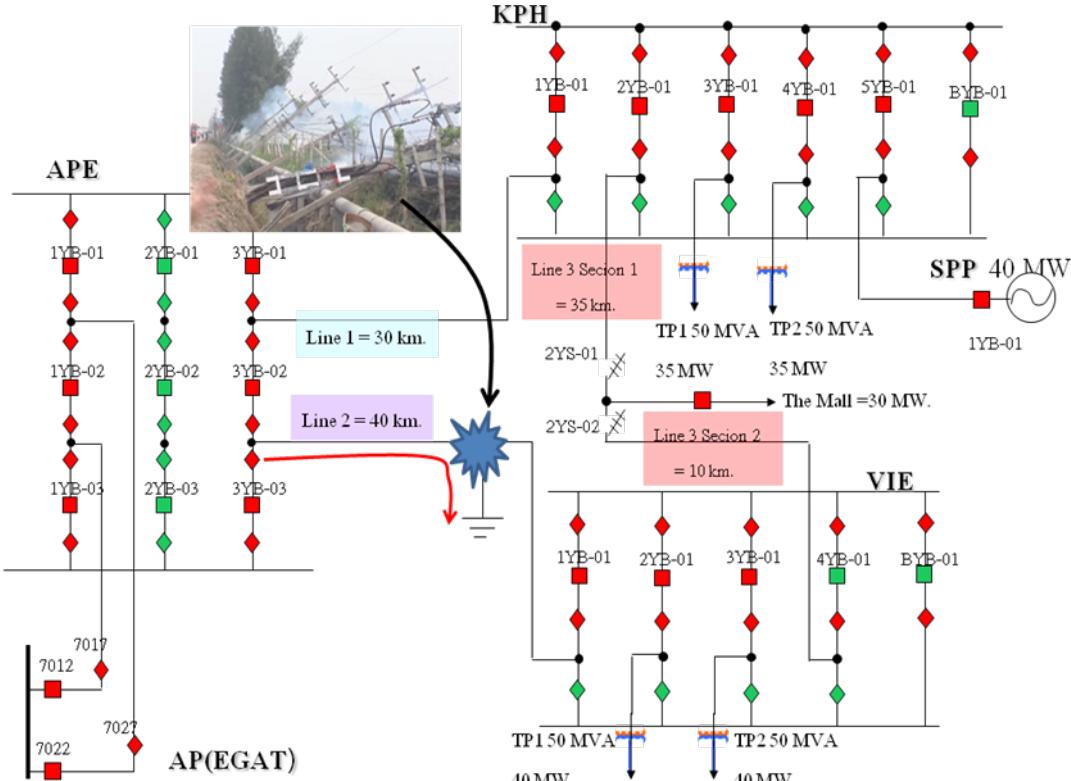
ทั้งนี้จะเห็นว่าระบบตัวอย่างดังกล่าว มี SPP ขานจ่ายไฟเข้าระบบผ่านสถานีฯ VIE ดังนั้น จาก ตัวอย่าง ก. และ ข. ในหัวข้อ 2.2 ก่อนการปลด/สับ Breaker เพื่อขานโหลด ต้องตรวจสอบ ด้วยว่าทาง SPP มี Inter Trip กับระบบของ PEA หรือไม่ หากมี ต้องตรวจสอบต่อไป ว่าขั้นตอนการปลด/สับBreaker ส่งผลให้ระบบ Inter Trip ทำงานปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบ หรือไม่ หากขั้นตอนฯ ส่งผลให้ระบบ Inter Trip ทำงาน ศูนย์ฯ ต้องประสานงานส่วนเกี่ยวข้อง (กฟผ.และ SPP) เพื่อ Off ระบบ Inter Trip ดังกล่าว ในช่วงที่มีการปลด/สับ Breaker เพื่อขานโหลด เพื่อป้องกัน SPP Trip หลุดจากระบบโดยไม่จำเป็น ซึ่งจะส่งผลให้กำลังผลิตส่วนหนึ่งหายไป) การบำรุงรักษา Transformer TP1 ที่สถานีฯ KPH

จากรูปที่ 33 หากจะดำเนินการบำรุงรักษาหม้อแปลง TP1 ที่สถานีฯ KPH ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ ต้องดำเนินการดับไฟ หม้อแปลง TP1 และแยก (Isolation) หม้อแปลง TP1 ออกส่วนที่มีไฟ เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานเกิดความปลอดภัย แต่ก่อนที่จะดำเนินการดับไฟฯ ต้องย้ายโหลดที่รับไฟจาก Transformer TP1 ไปรับไฟแหล่งจ่ายอื่นๆ เพื่อมิให้ผู้ใช้ไฟที่รับไฟจากหม้อแปลง TP1 ได้รับผลกระทบ เป็นต้นพิจารณาทางเลือกที่ง่ายที่สุด โดยย้ายรับไฟจาก TP2 โดยอาศัยวิธีการขานโหลดหม้อแปลงชั่วคราว ทั้งนี้ ก่อนการขานโหลดฯ พนักงานศูนย์ฯ ต้องตรวจสอบปริมาณโหลดและพิกัดของหม้อแปลง TP2 ว่ายังสามารถรับโหลดหม้อแปลง TP1 ได้กี่ MW ซึ่งจากตัวอย่างจะเห็นว่า หม้อแปลง TP2 สามารถรับโหลดเพิ่มได้อีกประมาณ 10 MW เท่านั้น (พิกัดหม้อแปลง TP2 เท่ากับ 50 MVA หรือ 45 MW ที่ P.F 0.9*) ดังนั้น พนักงานศูนย์จำเป็นต้องย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 บางส่วนประมาณ 25 MW ไปรับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง ผ่านทางระบบจำหน่าย 33 kV และหลังจากนั้น จึงทำการขานโหลดหม้อแปลง ชั่วคราว โดยสับขานที่ Breaker รหัส KPH0BVB-01 และปลดขานที่ Breaker รหัส KPH1BVB-01 เพื่อย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ที่เหลืออีกประมาณ 10 MW ไปรับไฟจากหม้อแปลง TP2 (ดูรายละเอียดเพิ่มเติมได้ในหลักปฏิบัติการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลงชั่วคราว)

หลังจากดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ทั้งหมดแล้ว ต่อมาจึงดำเนินการดับไฟหม้อแปลง TP1 โดยปลด Breaker รหัส KPH2YB-01 รวมทั้งปลด Disconnecting Switch ด้านที่ใกล้กับ Transformer เพื่อความปลอดภัยด้วยอีกชั้นหนึ่ง (Disconnecting Switch รหัส KPH2YS-02, KPH1BVS-01) หลังจากนั้นจึงแจ้งหน่วยงานบำรุงรักษาเข้าปฏิบัติงานที่หม้อแปลง TP1 ได้ ทั้งนี้ ก่อนการปฏิบัติงานต้องแจ้งหน่วยงานบำรุงรักษา ทำการต่อลงดินหัว-ท้ายจุดปฏิบัติงานทุกครั้ง เพื่อความปลอดภัย กรณีเกิดไฟย้อน (ดูรายละเอียดเพิ่มเติมที่หลักปฏิบัติการต่อลงดิน)

จากตัวอย่างในหัวข้อ 2.2 ที่กล่าวมา การถ่ายเทโหลดทุกครั้ง ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟต้องประเมิน ว่าหลังจากถ่ายเทโหลดไปแล้ว ต้องไม่ทำให้เกิดการ Overload กับอุปกรณ์ต่างๆ ที่รับภาระโหลด เพิ่มขึ้น เช่น Breaker ตันทาง, หม้อแปลง, สายส่ง และ CT ฯลฯ รวมถึงต้องรักษาระดับ แรงดันไฟฟ้าโดยรวมในระบบ โดยเฉพาะจุดที่มีผู้ใช้ไฟรับไฟ ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน ทั้งนี้วิธีการ ประเมินอาจต้องใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ช่วยในการประเมิน เช่นโปรแกรมวิเคราะห์การไฟของ กำลังไฟฟ้า (Load Flow Study) เป็นต้น

3. งานแก้ไขเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เหตุการณ์ฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า แบ่งออกได้เป็นสอง ส่วนย่อย คือ
 - 3.1 เหตุการณ์ฉุกเฉินที่ทำส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าทันที เช่น เหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้อง(ไฟฟ้าดับ), เหตุการณ์แรงดันไฟฟ้าตก(Voltage Sag, Voltage Dip) เป็นต้น
 - 3.2 เหตุการณ์ฉุกเฉินที่อาจส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในอนาคต เช่น เหตุการณ์โรงไฟฟ้าหรือสายส่ง Trip ซึ่งก่อให้เกิด Overload ในสายส่งบาง wang โดยหากปล่อยไว้ ไม่มีการแก้ไข อาจก่อให้เกิดการ Trip ต่อเนื่อง และเกิดเหตุการณ์ Blackout/Partial Blackout ในอนาคตอันใกล้ เป็นต้น ศูนย์สั่งการระบบไฟฟ้า และศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ จะทำหน้าที่เฝ้ามองระบบอย่างใกล้ชิดตลอด 24 ชม. เมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน ตามข้างต้น จะต้องดำเนินการแก้ไขปัญหาเพื่อให้สามารถจ่ายไฟได้อย่างต่อเนื่อง ให้เร็วที่สุด รวมถึง การควบคุมพารามิเตอร์ต่างๆ ตามข้อ 1.1 ถึง 1.3 ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน



รูปที่ 36 แสดงการเกิดลัดวงจรที่สายส่งช่วง APE – VIE

ตัวอย่างเหตุการณ์ฉุกเฉิน

1) เหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องบริเวณสายส่งช่วง APE – VIE

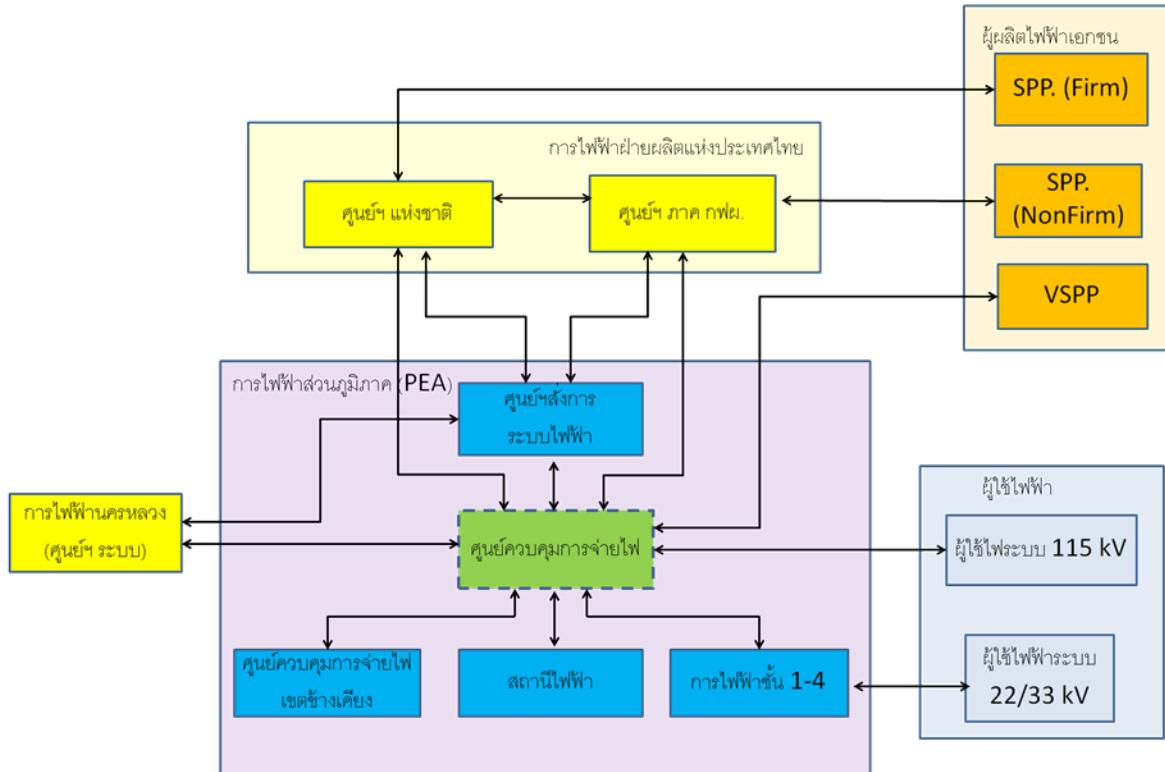
จากรูปที่ 36 สมมติให้ ณ เวลา 11.30 น. เกิดกระแสไฟฟ้าลัดวงจรในสายส่งช่วง APE – VIE เนื่องจากพายุฤดูร้อนพัดเสาล้ม โดยเมื่อเกิดเหตุการณ์ รีเลย์ตันทาง ที่สถานี APE จะสั่ง Breaker ตันทางรหัส APE03YB-02 และ APE03YB-03 Trip Lockout เพื่อตัดกระแส Fault โดยจะส่งสัญญาณมาแจ้งเตือนที่ SCADA Alarm รวมถึงแจ้งเตือนที่สถานีไฟฟ้าด้วย พนักงานศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ/พนักงานสถานี APE จะทราบว่าเกิดการ Trip ขึ้น และจะประสานงานร่วมกัน โดยพนักงานศูนย์ฯ ต้องจัดการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้น ขั้นตอนแรกต้องวิเคราะห์ให้ได้ว่าการลัดวงจรเกิดที่ใดในระบบ โดยอาศัยแหล่งข้อมูลต่างๆ เช่น จาก Sequence of Event ใน SCADA Alarm หรือจากรายละเอียดรีเลย์ (ชนิดรีเลย์, เพส, ระยะทาง ฯลฯ) เป็นต้น หลังจากวิเคราะห์ได้แล้วว่า การลัดวงจรเกิดในช่วง APE – VIE จึงทำการแยกส่วนที่เกิดลัดวงจรออกจากระบบ โดยการปลดอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ท้ายสายส่ง (ปลด Breaker รหัส VIE01YB-01 และ Disconnecting Switch รหัส VIE01YS-02 APE03YS-04 APE03YS-05) หลังจากนั้นจึงย้ายโหลดผู้ใช้ไฟที่เกิด

ไฟดับไปรับไฟจากแหล่งจ่ายไฟข้างเคียงให้เร็วที่สุด ในตัวอย่างนี้ คือสามารถย้ายโหลดสถานีฯ VIE รับไฟจากสถานีฯ KPH ได้ทั้งหมด โดยการสับ Breaker VIE04YB-01 ผู้ใช้ไฟที่ได้รับผลกระทบก็จะกลับเข้าสู่ภาวะที่มีไฟฟ้าใช้อีกรัง นอกจากการดำเนินการถ่ายเทโหลด เพื่อจ่ายไฟให้แก่ผู้ใช้ไฟให้เร็วที่สุดแล้ว ศูนย์ฯ ต้องประสานงานแจ้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เข้าตรวจสอบ และซ่อมแซมแก้ไข บริเวณสายส่ง APE – VIE ที่เกิดปัญหา โดยต้องประสานงานกับหน่วยงานดังกล่าว และอำนวยความสะดวกที่มีการร้องขอ จนกว่าจะซ่อมแซมแก้ไขจุดเกิดเหตุแล้วเสร็จ หลังจากที่ได้รับคำยืนยันว่าซ่อมแซมแก้ไขแล้วเสร็จ ก็ดำเนินการถ่ายเทโหลดให้กลับมา_rับไฟตามสภาพปกติ

2) เหตุการณ์ไฟฟ้า SPP Trip ออกจากระบบ

ต่อเนื่องจากเหตุการณ์ฉุกเฉิน ก. หลังจากที่ศูนย์ฯ ดำเนินการย้ายโหลดสถานีฯ VIE มา_rับไฟจาก KPH แล้ว และอยู่ระหว่างการแก้ไขจุดเกิดเหตุบริเวณสายส่งช่วง APE – VIE ต่อมาเวลาประมาณ 16.30 น. เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้า SPP (40 MW) Trip ออกจากระบบ ขึ้นอีก สาเหตุเนื่องจากปัญหาภายในโรงไฟฟ้าเอง จากเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นนั้น ส่งผลให้แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหายไป 40 MW ซึ่งทำให้สายส่งช่วง APE – KPH รับภาระโหลดเพิ่มขึ้นอีก 40 MW รวมเป็นทั้งสิ้น 180 MW (สมมติให้พิกัดสายส่งช่วง APE – KPH เท่ากับ 200 MW) เหตุการณ์ไฟฟ้า SPP Trip นี้ยังไม่ก่อให้เกิดไฟฟ้าดับในทันที เนื่องจากสายส่ง APE – KPH ยังสามารถรับภาระโหลดได้ทั้งหมด แต่หากในช่วง Peak Load (18.00-22.00 น.) ปริมาณโหลดจะเพิ่มสูงขึ้น และมีแนวโน้มการเกิด Overload สายส่งฯ ทำให้สายส่งฯ ดังกล่าว Trip Lockout ในที่สุด ซึ่งจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง

ดังนั้น เมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินขึ้น ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ ต้องประเมินระบบไฟฟ้า ว่ามีความมั่นคงมากน้อยเพียงใด หากประเมินแล้วว่ามีความเสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง ต้องดำเนินการถ่ายเทโหลด เพื่อลดความเสี่ยงที่ผู้ใช้ไฟจะเกิดไฟฟ้าดับ จากเหตุการณ์นี้ อาจพิจารณา_y้ายโหลดสถานี KPH, VIE บางส่วน รับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง ผ่านระบบจำหน่าย 22/33 KV เพื่อลดปริมาณโหลดในสายส่งช่วง APE- KPH ในช่วง Peak Load รวมถึงอาจมีการประชาสัมพันธ์แจ้งผู้ใช้ไฟทั่วไป และผู้ใช้ไฟระบบ 115 KV บริษัท เดอะมอลล์ ให้เตรียมแผนรองรับกรณีเกิดไฟฟ้าดับ



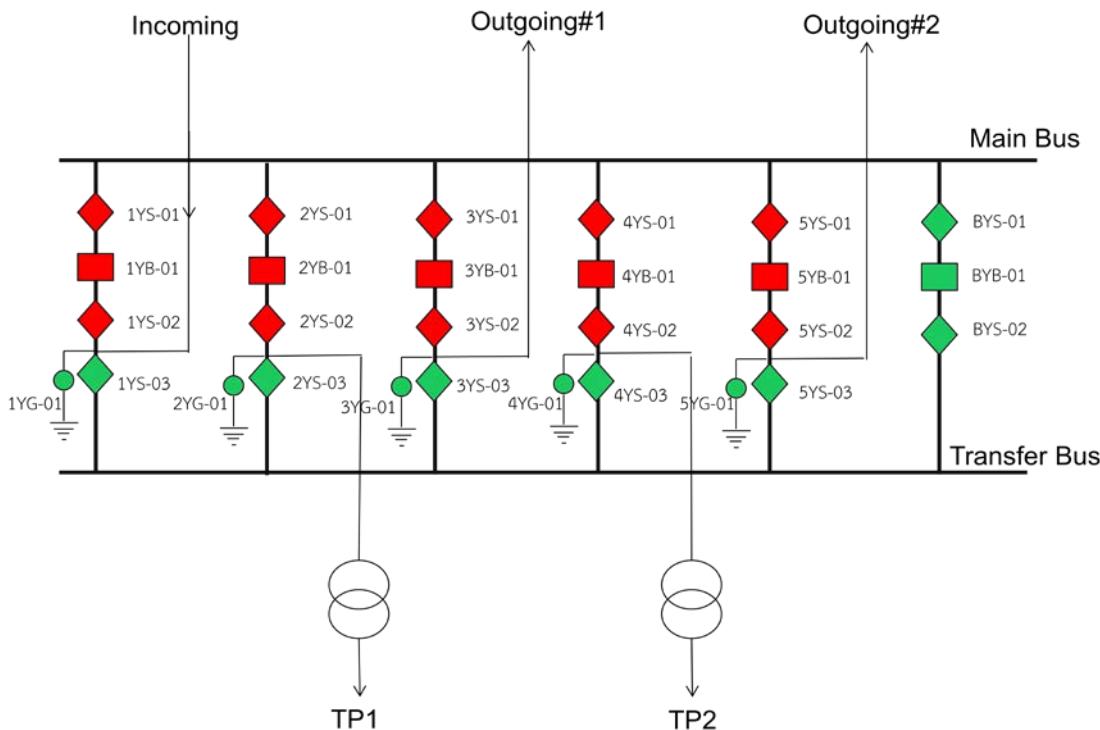
รูปที่ 37 แผนผังโครงการสร้างการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

จากรูปที่ 37 แสดงแผนผังโครงการสร้างการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า ซึ่งจะแสดงหน่วยงานต่างๆ (ทั้งภายในและภายนอก PEA) ที่เกี่ยวข้องในการสั่งการฯ ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า รวมถึงแสดงลำดับขั้นของการประสานงานและการสั่งการฯ

4. วิธีปฏิบัติการสั่งการพื้นฐานสำหรับอุปกรณ์ในระบบ 115 kV (Basic Operation)

4.1 วิธีปฏิบัติการสั่งการกับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า แบ่งตามโครงสร้างการจัดเรียง Bus ดังนี้

1. สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ Main and Transfer Bus



รูปที่ 1 Single Line Diagram สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ Main and Transfer Bus
หมายเหตุ กำหนดให้ใช้สถานะของอุปกรณ์ตามรูปที่ 1 เป็นสถานะเริ่มต้นในการจัดทำขั้นตอนวิธีปฏิบัติฯ

1. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ระบบ 115 kV (Incoming) รหัส AAA01YB-01 (กรณีย้ายโหลดรับไฟจาก AAA0BYB-01)

หมายเหตุ กรณีสถานีไฟฟ้า ไม่มีระบบการโอนระบบป้องกันไปยัง AAA0BYB-01 แบบอัตโนมัติ ตรวจสอบคู่มือวิธีการโอนระบบป้องกันของสถานีไฟฟ้าแต่ละผลิตภัณฑ์ ก่อนปฏิบัติงาน

1.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ Spare รหัส AAA0BYB-01 และสวิตช์เบ้มีดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตช์เบ้มีดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02, AAA01YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
- 4) ดำเนินการทดสอบ Transfer Bus

- a. แจ้งพนักงานสถานีไฟฟ้า AAA ตรวจสอบ Transfer Bus ด้วยสายตา
 - b. สับสวิตช์ biomec ให้มีดรหัส AAA0BYS-01,AAA0BYS-02 และตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - c. สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus และตรวจสอบสถานะการจ่ายไฟปกติ
 - d. ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 และตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 5) สับสวิตช์ biomec ให้มีดรหัส AAA01YS-03 เพื่อ Energize Transfer Bus และตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส รวมทั้งสถานะการจ่ายไฟปกติ
 - 6) สับเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อขานาระหว่าง Main Bus และ Transfer Bus
 - 7) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อปลดধনান Bus
 - 8) ปลดสวิตช์ biomec คร่อมหัว – ห้ายเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (สวิตช์ biomec รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02) พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
 - 9) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตช์ biomec รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02
 - 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง
 - 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)
 - 12) ก่อนปฎิบัติงาน แจ้งชุดปฎิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฎิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ห้าย จุดปฎิบัติงาน
- 1.2 ขั้นตอนหลังปฎิบัติงาน(ย้ายโหลดกลับคืนสภาพปกติ)
- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฎิบัติงานแล้ว
 - 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และของสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
 - 3) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตช์ biomec รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 4) นำ Tag ที่แขวนที่สวิตช์ biomec รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 ออก
 - 5) สับสวิตช์ biomec รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตช์ biomec อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - 6) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ออก
 - 7) สับเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อขานาระหว่าง Main Bus และ Transfer Bus พร้อมทั้งตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ” และสถานะการจ่ายไฟปกติ
 - 8) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อปลดধনান Bus และตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”

- 9) ปลดสวิตช์ใบมีดรหัส AAA01YS-03 เพื่อ De-energize Transfer Bus และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตช์ใบมีดอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

2. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ระบบ 115 kV(Outgoing#1)รหัส AAA03YB-01 (กรณีย้ายโหลดรับไฟจาก AAA0BYB-01)

หมายเหตุ กรณีสถานีไฟฟ้า ไม่มีระบบการโอนระบบป้องกันไปยัง AAA0BYB-01 แบบอัตโนมัติ ตรวจสอบคู่มือวิธีการโอนระบบป้องกันของสถานีไฟฟ้าแต่ละผลิตภัณฑ์ ก่อนปฏิบัติงาน

 - 2.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน
 - 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ Spare รหัส AAA0BYB-01 และสวิตช์ใบมีดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 และสวิตช์ใบมีดรหัส AAA03YS-01, AAA03YS-02, AAA03YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - 3) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 และของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
 - 4) ทดสอบ Transfer Bus
 - a. แจ้งพนักงานสถานีไฟฟ้า AAA ตรวจสอบ Transfer Bus ด้วยสายตา
 - b. สับสวิตช์ใบมีดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 (หัว – หัวเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตช์ใบมีดอยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - c. สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus และตรวจสอบสถานะการจ่ายไฟปกติ
 - d. ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 และตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 5) สับสวิตช์ใบมีดรหัส AAA03YS-03 เพื่อ Energize Transfer Bus และตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส รวมทั้งสถานะการจ่ายไฟปกติ
 - 6) สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อขานระหว่าง Main Bus และ Transfer Bus
 - 7) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 เพื่อปลดขาน Bus
 - 8) ปลดสวิตช์ใบมีดคร่อมหัว – หัวเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 (สวิตช์ใบมีดรหัส AAA03YS-01, AAA03YS-02) พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
 - 9) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 และสวิตช์ใบมีดรหัส AAA03YS-01, AAA03YS-02
 - 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
 - 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01
 - 12) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้

- a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
- b. ดำเนินการต่อลงติน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน(ย้ายโหลดกลับคืนสภาพปกติ)

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงติน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01 และสวิตซ์ biomeisterหัส AAA03YS-01, AAA03YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01 และของสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
- 4) นำ Tag ที่แขวนที่สวิตซ์ biomeisterหัส AAA03YS-01, AAA03YS-02 ออก
- 5) สับสวิตซ์ biomeisterหัส AAA03YS-01, AAA03YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomeisterอยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 6) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์หัส AAA03YB-01 ออก
- 7) สับเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01 เพื่อขนาดระหว่าง Main Bus และ Transfer Bus พร้อมทั้งตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ” และสถานะการจ่ายไฟปกติ
- 8) ปลดเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 เพื่อปลดধาน Bus และตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 9) ปลดสวิตซ์ biomeisterหัส AAA03YS-03 เพื่อ De-energize Transfer Bus และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomeisterอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01

3. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา ในสายส่ง Outgoing#1

3.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01 และสวิตซ์ biomeisterหัส AAA03YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดออกจากสายส่ง Outgoing#1 โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่อย 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ ไดๆ โดยหลังจากย้ายโหลดแล้วเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบดังนี้
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกตัว ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” และมีการแขวน Tag ห้ามควบคุม ที่อุปกรณ์ฯ ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ a) (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”

- 4) ปลดเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01 เพื่อ De-energize สายส่งฯ พร้อมทั้งตรวจสอบ ปริมาณโหลดสายส่งฯ (MW, MVAR, Current) เป็นศูนย์
- 5) ปลด สวิตซ์เปิมีเดรหัส AAA03YS-02 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA03YB-01
- 7) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

3.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ สวิตซ์เปิมีเดรหัส AAA03YS-01 อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 4) ตรวจสอบ สวิตซ์เปิมีเดรหัส AAA03YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 5) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ตรวจสอบสถานะ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟ จากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) ตรวจสอบ Ground Switch คร่อมหัว-ท้าย สายส่ง (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - c. Ground Switch ต้นทาง รหัส AAA03YG-01
- 8) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 9) ดำเนินการ Energize สายส่งฯ
 - a. สับ สวิตซ์เปิมีเดรหัส AAA03YS-02 พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA03YB-01 ออก และสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เพื่อ Energize สายส่งฯ
- 10) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อ บำรุงรักษา ข้อย่อย 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ ไดๆ
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA03YB-01

4. การดับ/จ่ายไฟหม้อแปลง TP1

4.1 การดับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา ที่/บริเวณ หม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA02YB-01) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบสถานะ Disconnecting Switch/Truck ตำแหน่งหัว-ท้ายหม้อแปลง TP1 (ด้าน High Side รหัส AAA02YS-02) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1

- 4) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดผ่านหม้อแปลง TP2 ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- 5) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรนี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, kV)
- 6) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-01 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- 7) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- 8) hexan Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side
- 9) ดำเนินการปลด สวิตซ์เบิดด้าน High Side รหัส AAA02YS-02 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 10) ดำเนินการปลด Disconnecting Switch/Truck Out Service ของเบรกเกอร์ด้าน Low Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” หรือ Out Service ตามลำดับ
- 11) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 (ถ้ามี) หรือดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

4.2 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากซ่อมแซม/บำรุงรักษา/บริเวณหม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. สวิตซ์เบิดมีดรหัส AAA02YS-01 อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - c. สวิตซ์เบิดมีดรหัส AAA02YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด” หรือ Truck Out Service
- 4) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”(ถ้ามี)
- 5) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”

- 6) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 7) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. สับ สวิตซ์ใบมีดของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YS-02 พร้อมทั้งแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
 - b. นำ Tag ที่แขวนไว้ที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-01 ออก
 - c. สับเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 เพื่อ Energize หม้อแปลง และรอเวลาประมาณ 15 นาที
- 8) สับ Disconnecting Switch/Truck In Service ของเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับ” หรือ In Service ตามลำดับ
- 9) นำ Tag ที่แขวนไว้ที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 10) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
 - a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีนานาโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีนานาโหลดพีดเดอร์
 - i. สับ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Bus ระบบ 22/33 kV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 kV
 - ii. ย้ายโหลดพีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดพีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

4.3 การตัดไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA02YB-01) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดผ่านหม้อแปลง TP2 ในสถานีฯ เดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดพีดเดอร์
- 4) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, kV)

- 5) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-01 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- 6) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side

4.4 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. สวิตซ์เบมีเดรท์ส์ AAA02YS-01 และ AAA02YS-02 อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “สับ” หรือ Truck In Service
- 3) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”(ถ้ามี)
- 4) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 5) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 6) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. นำ Tag ที่แขวนไว้ที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-01 ออก
 - b. สับเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 เพื่อ Energize หม้อแปลง และรอเวลาประมาณ 15 นาที
- 7) นำ Tag ที่แขวนไว้ที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 8) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
 - a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด หม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดฟีดเดอร์
 - i. สับเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Bus ระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ii. ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

5. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาที่ Main Bus

5.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ระบบ 115 kV สถานีฯ AAA ทุกตัว และเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ระบบ 115 kV สถานีฯ AAA ไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด” และแขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ดังกล่าว
- 4) ดำเนินการย้ายโหลดสถานีฯ AAA ฝากยังสถานีฯ ข้างเคียง ทีละ Bay
 - a. Bay หม้อแปลง TP1, TP2 ปฏิบัติตามข้อ 4.3 การดับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby
 - b. Bay สายส่ง Outgoing#1, Outgoing#2 ตรวจสอบการเชื่อมต่อสายส่งฯ ดังกล่าว กับแหล่งจ่ายข้างเคียง และเนื่องไขของหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดต่างๆ
 - i. กรณีตรวจสอบแล้ว สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้ทั้งหมด ปฏิบัติตามหลักการขนาดและเท壕ลดสายส่งระบบ 115 kV (ปลดขนาดที่เบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1, Outgoing#2)
 - ii. กรณีตรวจสอบแล้ว สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้บางส่วน ดำเนินการย้ายโหลด ส่วนที่เหลือ(ที่ไม่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้) ผ่านระบบจำหน่าย 22/33 kV โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายโหลด Feeder
 - iii. กรณีมีโหลดบางส่วน เช่น ผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV หรือ SPP ซึ่งตรวจสอบและพิจารณาแล้วไม่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV และ 22/33 kV ดำเนินการแจ้งผู้ใช้ไฟครับไฟฯ หรือแจ้ง SPP งดการขนาดฯ ในช่วงเวลาที่ปฏิบัติตามดังกล่าว
 - iv. หลังจากดำเนินการย้ายโหลดตามข้อ i ถึง iii และเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1, Outgoing#2 อยู่ในสถานะ “ปลด” และแขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ดังกล่าว
- 5) ดำเนินการปลด Bay Incoming
 - a. ปลดเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 เพื่อ De-energize Main Bus และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. ตรวจสอบแรงดันที่ Main Bus ต้องเป็นศูนย์ ทั้ง 3 เพส หากไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบ
 - c. แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01
- 6) ปลดสวิตซ์ใบมีดติด Main Bus ทุกตัว (AAA01YS-01, AAA02YS-01, AAA03YS-01, AAA04YS-01, AAA05YS-01 และ AAA0BYS-01)
- 7) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้

- a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
- b. ดำเนินการต่องติด ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

5.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่องติด ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ติด Main Bus ทุกตัว (รหัส AAA01YB-01, AAA02YB-01, AAA03YB-01, AAA04YB-01, AAA05YB-01, AAA0BYB-01) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ biomec ติด Main Bus ทุกตัว (รหัส AAA01YS-01, AAA02YS-01, AAA03YS-01, AAA04YS-01, AAA05YS-01, AAA0BYS-01) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) Off Auto Reclosing Relay สถานีฯ ต้นทาง และตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของ เบรกเกอร์ระบบ 115 kV ที่สถานีฯ AAA ทุกตัว อยู่ในสถานะ “Off”
- 5) สับสวิตซ์ biomec ติด Main Bus ทุกตัว และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomec อยู่ใน สถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
- 6) ดำเนินการ Energize Main Bus
 - a. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ออก
 - b. สับ เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อ Energize Main Bus และตรวจสอบระดับ แรงดันที่ Main Bus ทั้ง 3 เพส ต้องใกล้เคียงกับค่ามาตรฐาน 115 kV
- 7) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟตามสภาพปกติ ทีละ Bay
 - a. Bay หม้อแปลง TP1, TP2 ปฏิบัติตามข้อ 4.4 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby
 - b. Bay สายส่ง Outgoing#1, Outgoing#2
 - i. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1, Outgoing#2 ออก
 - ii. ดำเนินการสับเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1, Outgoing#2
 - i. กรณีการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เป็นการสับขนาดใหญ่สายส่งฯ ให้ปฏิบัติตาม หลักการขนาดและเทโหนดสายส่งระบบ 115 kV
 - ii. กรณีการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เป็นการ Energize สายส่งฯ ตรวจสอบสถานะ Ground Switch คร่อมหัว-ท้าย สายส่งฯ และอุปกรณ์ตัดตอนที่เชื่อมต่อ กับ สายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” หลังจากนั้นจึงดำเนินการสับเบรกเกอร์ฯ เพื่อ Energize สายส่งฯ ดังกล่าว
 - iii. กรณีที่มีการย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย 22/33 kV หลังจากดำเนินการตามข้อ i และ ii แล้ว ดำเนินการย้ายโหลดระบบ 22/33 kV กลับคืน โดยปฏิบัติตามหลักการ ขนาดและเทโหนด Feeder

- iv. กรณีมีการปลดโหลดออกบางส่วน เช่น ผู้ใช้ไฟระบบ 115 KV หรือ SPP หลังจาก ดำเนินการตามข้อ i และ ii แล้ว ดำเนินการแจ้ง ผู้ใช้ไฟรับไฟจาก PEA หรือ แจ้ง SPP ขนาดเข้าระบบ ตามสภาพปกติ
- 8) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่งที่สถานีฯ AAA (ได้แก่เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้), AAA03YB-01, AAA05YB-01)
- 9) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
6. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาที่ Main Bus (กรณีจ่ายไฟแบบ Solid Bus)
- 6.1 ขั้นตอนก่อนบำรุงรักษา
- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ระบบ 115 KV สถานีฯ AAA ทุกตัว ไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ระบบ 115 KV สถานีฯ AAA ทุกตัว และเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
- 4) ดำเนินการถ่ายเทโหลดสถานีฯ AAA ไปรับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง ให้ได้มากที่สุด
- a. กรณีย้ายโหลดผ่านระบบ 115 KV ดำเนินการตามหลักการขานและเทโหลดสายส่งระบบ 115 KV
- b. กรณีย้ายโหลดผ่านระบบ 22/33 KV ดำเนินการย้ายโหลด ตามหลักการขานและเทโหลดฟีดเดอร์
- c. หลังจากย้ายโหลดตามข้อ a และ b แล้ว ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์ที่สามารถย้ายโหลดได้ทั้งหมด อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ทดสอบ Transfer Bus
- a. แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบ Transfer Bus ที่สถานีไฟฟ้า AAA ด้วยสายตา
- b. สับสวิตช์ biomech หัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 (หัว – หัวเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตช์ biomech อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- c. สับเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมทั้งแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ” และสถานะการจ่ายไฟปกติ
- d. ปลดเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) สับสวิตช์ biomech หัส AAA01YS-03 เพื่อ Energize Transfer Bus และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตช์ biomech อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 7) สับเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 เพื่อขาน Bus และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
- 8) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องปิดการทำงานเบรกเกอร์ระบบ 115 KV ที่สถานีฯ AAA เช่น Bay ที่สับเบรกเกอร์จ่ายไฟลดอยู่ (ไม่สามารถย้ายโหลดรับสถานีฯ ข้างเคียงได้ทั้งหมด)

- 9) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องปลด Inter Lock ให้สามารถสับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA_YS-03 ได้มากกว่า 1 ตัว
- 10) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องสับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA_YS-03 เนพะ Bay ที่จ่ายโหลดอยู่ ตามข้อ 8)
- 11) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเปิดการทำงานเบรกเกอร์ระบบ 115 kV ที่ถูกปิดไว้ ตามข้อ 8)
- 12) ปลดเบรกเกอร์ติด Main Bus ที่เหลือทั้งหมด และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 13) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ติด Main Bus ทั้งหมด
- 14) ปลดสวิตซ์ใบมีดรรอมหัว-ท้าย เบรกเกอร์ติด Main Bus ทั้งหมด และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 15) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

หมายเหตุ

การจ่ายไฟผ่าน Transfer Bus แทนการจ่ายไฟผ่าน Main Bus แบบข้างต้น (Solid Bus) จะใช้ในกรณีที่มีความจำเป็น ต้องซ่อมแซม/บำรุงรักษา Main Bus แต่ไม่สามารถย้ายโหลดของสถานีฯ AAA ไปรับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียงได้ทั้งหมด ทำให้โหลดที่เหลือจำเป็นต้องย้ายมารับไฟจาก Transfer Bus แทนเป็นการชั่วคราว ซึ่งข้อด้อยของการจ่ายไฟลักษณะนี้ คือ สถานีฯ AAA จะไม่มีระบบป้องกันใดๆ เลย ระบบป้องกันของสถานีฯ AAA จะใช้ระบบป้องกันสายส่งฯ ของสถานีฯ ต้นทาง แทน

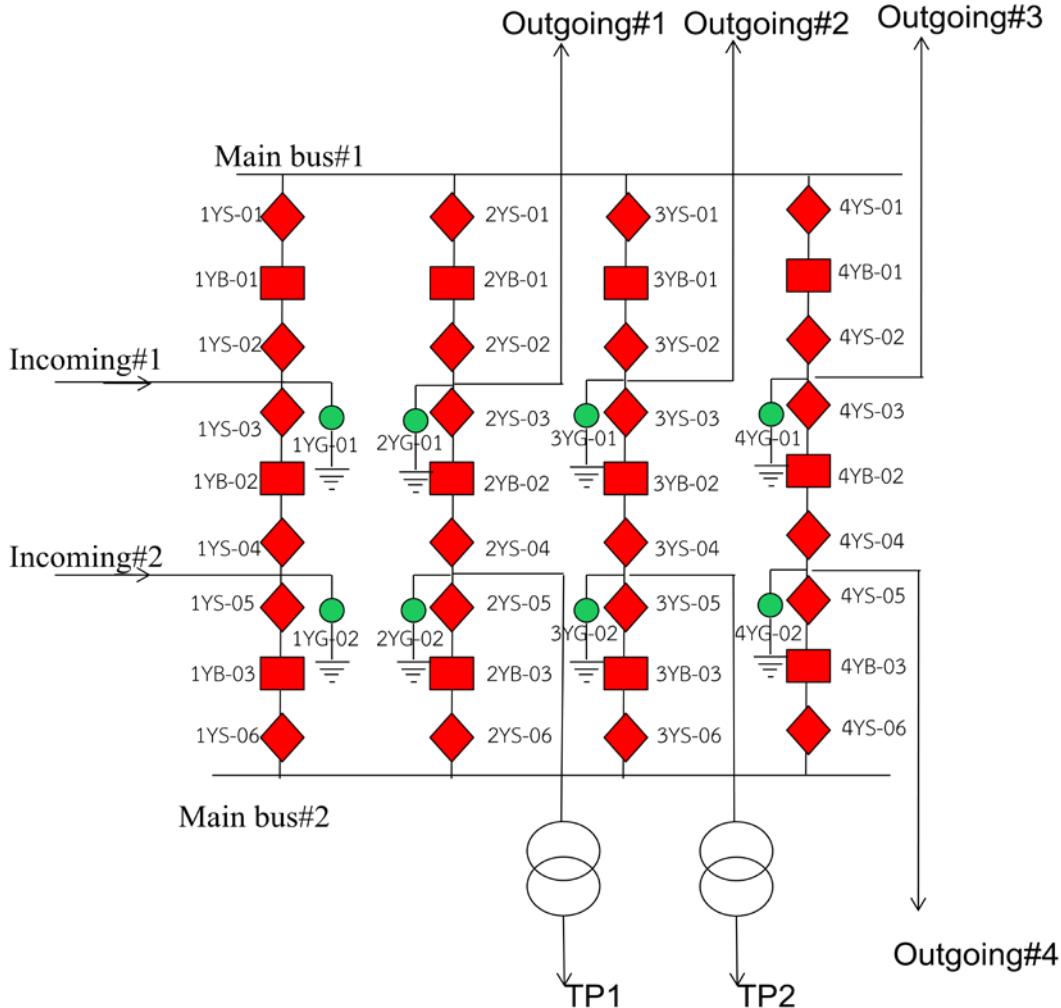
ดังนั้น ก่อนดำเนินการทำ Solid Bus ต้องแจ้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ตรวจสอบ/ปรับตั้งการทำงานของรีเลย์ป้องกันสายส่งที่สถานีฯ ต้นทาง ให้ทำงานครอบคลุมและสัมพันธ์กันกับอุปกรณ์ที่สถานีฯ AAA รวมไปถึงสถานีฯ ปลายทางที่รับไฟจากสถานีฯ AAA

6.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ระบบ 115 kV สถานีฯ AAA ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดรรอมหัว-ท้าย เบรกเกอร์ระบบ 115 kV สถานีฯ AAA ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) Off Auto Reclosing Relay สถานีฯ ต้นทาง และตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ระบบ 115 kV สถานีฯ AAA ทุกตัว อยู่ในสถานะ “Off”
- 5) ดำเนินการ Energize Main Bus
 - a. สับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 (คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดอยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 ออก

- c. สับเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Main Bus และตรวจสอบระดับแรงดันไฟฟ้าที่ Main Bus ทั้ง 3 เฟส ต้องใกล้เคียงกับค่ามาตรฐาน 115 kV
- 6) สับสวิตซ์ biomeđicr'อ่มหัว-ห้ายเบรกเกอร์ระบบ 115 kV ทั้งหมด และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomeđicoy ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 7) สับเบรกเกอร์ระบบ 115 kV (เฉพาะ Bay Incoming และ Bay ที่รับไฟจาก Transfer Bus) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
- 8) แจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องปิดการทำงานเบรกเกอร์ระบบ 115 kV เฉพาะตัวที่สับอยู่
- 9) ปลดสวิตซ์ biomeđicr' อ่มหัส AAA_YS-03 (ตัวที่ถูกสับไว้ทุกตัว ยกเว้น AAA01YS-03) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomeđicoy ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 10) แจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องเปิดการทำงานเบรกเกอร์ระบบ 115 kV ในข้อ 7
- 11) ปลดধনান Bus ที่เบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 12) ปลดสวิตซ์ biomeđicr' อ่มหัว-ห้ายเบรกเกอร์หัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomeđicoy ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 13) ปลดสวิตซ์ biomeđicr' อ่มหัส AAA01YS-03 เพื่อ De-energize Transfer Bus และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomeđicoy ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 14) ดำเนินการย้ายโหลดสถานีฯ AAA Bay ที่ย้ายไปรับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง กลับมารับไฟตามสภาพปกติ
- กรณีย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ดำเนินการตามหลักการขนาดและเทให้โหลดสายส่งระบบ 115 kV
 - กรณีย้ายโหลดผ่านระบบ 22/33 kV ดำเนินการย้ายโหลด ตามหลักการขนาดและเทให้โหลดฟีดเดอร์
- 15) แจ้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ตรวจสอบ/ปรับตั้งการทำงานของรีเลย์ป้องกันสายส่งที่สถานีฯ ต้นทาง ให้ทำงานสัมพันธ์กับรีเลย์ป้องกันของสถานีฯ AAA
- 16) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง และเบรกเกอร์ป้องกันสายส่งที่สถานีฯ AAA

2. สถานีฯ จัด Bus แบบ Breaker & a Half



รูปที่ 2 Single Line Diagram สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ Breaker & a Half

หมายเหตุ กำหนดให้ใช้สถานะของอุปกรณ์ตามรูปที่ 2 เป็นสถานะเริ่มต้นในการจัดทำขั้นตอนวิธีปฏิบัติฯ

1. การซ้อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ติด Main Bus # 1 รหัส AAA01YB-01 (ป้องกันสายส่ง Incoming # 1)
 - 1.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน
 - 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตซ์ใบเมดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - 2) ตรวจสอบปริมาณโหลดของ Incoming#1 และ Incoming#2 ต้องไม่เกินค่าพิกัดของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-03
 - 3) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)
 - 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-02 อยู่ในสถานะ Off

- 5) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1
- 6) ปลดเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์ AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01
- 8) ปลดสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตซ์ใบเม็ดอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 9) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02
- 10) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1
- 11) กรณีเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 ถูกตั้งค่าให้ On Auto Reclosing Relay ไว้ ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-02 แทน (ถ้ามี)
- 12) ก่อนเข้าบัญชีปฏิบัติงาน แจ้งชุดบัญชีปฏิบัติงาน ดำเนินการดังนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดบัญชีปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดบัญชีปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลังบัญชีปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดบัญชีปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01,AAA01YS-02 (หัว-ท้าย เบรกเกอร์) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 5) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-02 (ถ้ามี และถูกตั้งค่าให้ On แทน Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01)
- 6) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1
- 7) นำ Tag ที่แขวนไว้ ที่สวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 ออก
- 8) สับสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องเข้าตรวจสอบ สวิตซ์ใบเม็ดอยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
- 9) นำ Tag ที่แขวนไว้ ที่เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 ออก
- 10) สับเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะของเบรกเกอร์อยู่ ในสถานะ “สับ”
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)
- 12) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1

2. การบำรุงรักษาเบรกเกอร์ติด Main Bus#2 รหัส AAA2YB-03 (ป้องกัน TP1)

2.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ รหัส AAA02YB-03 และสวิตซ์ biomec รหัส AAA02YS-05,AAA02YS-06 (หัว-ท้าย เบรกเกอร์) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบปริมาณโหลดของหม้อแปลง TP1 และสายส่ง Outgoing#1 ต้องไม่เกินค่าพิกัดของเบรกเกอร์ รหัส AAA02YB-01
- 3) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของ เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-02 อยู่ในสถานะ Off (ถ้ามี)
- 4) ปลดเบรกเกอร์ รหัส AAA02YB-03 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-03
- 6) ปลดสวิตซ์ biomec รหัส AAA02YS-05, AAA02YS-06 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomec อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biomec รหัส AAA02YS-05, AAA02YS-06
- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงานยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งปลดการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA2YB-03 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomec รหัส AAA2YS-05, AAA2YS-06 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA2YB-02 อยู่ในสถานะ Off (ถ้ามี)
- 5) นำ Tag ที่แขวนที่สวิตซ์ biomec รหัส AAA2YS-05, AAA2YS-06 ออก
- 6) สับสวิตซ์ biomec รหัส AAA2YS-05, AAA2YS-06 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสวิตซ์ biomec อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 7) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA2YB-03 ออก
- 8) สับเบรกเกอร์รหัส AAA2YB-03 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”

3. การบำรุงรักษาเบรกเกอร์ติด Main Bus # 1 รหัส AAA4YB-01 (ป้องกันสายส่ง Outgoing#3)

3.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ รหัส AAA04YB-01 และสวิตซ์ biomec รหัส AAA04YS-01,AAA04YS-02 (หัว-ท้าย เบรกเกอร์) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ

- 2) ตรวจสอบปริมาณโหลดของสายส่ง Outgoing#3 และ Outgoing#4 ต้องไม่เกินค่าพิกัดของเบรกเกอร์ รหัส AAA04YB-03
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของ เบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02 อยู่ในสถานะ Off (ถ้ามี)
- 5) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01
- 7) ปลดสวิตซ์เบ้มีเดรท์รหัส AAA04YS-01, AAA04YS-02 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์เบ้มีเดรท์อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 8) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์เบ้มีเดรท์รหัส AAA04YS-01, AAA04YS-02
- 9) On Auto Reclosing Relay ของ เบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02 (ถ้ามี)
- 10) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

3.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์เบ้มีเดรท์รหัส AAA04YS-01, AAA04YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 5) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02 (ถ้ามี)
- 6) นำ Tag ที่แขวนที่สวิตซ์เบ้มีเดรท์รหัส AAA04YS-01, AAA04YS-02 ออกรอก
- 7) สับสวิตซ์เบ้มีเดรท์รหัส AAA04YS-01, AAA04YS-02 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องเข้าตรวจสอบสวิตซ์เบ้มีเดรท์อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
- 8) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01 ออกรอก
- 9) สับเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
- 10) On Auto Reclosing Relay ของ เบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01

4. การบำรุงรักษาเบรกเกอร์ตัวกลาง รหัส AAA1YB-02 (ป้องกันสายส่ง Incoming)

4.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-02 และสวิตซ์เบ้มีเดรท์รหัส AAA01YS-03, AAA01YS-04 (หัว - ท้ายเบรกเกอร์) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2

- 3) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02 (ถ้ามี), AAA01YB-03
- 4) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-02 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-02
- 6) ปลดสวิตซ์ใบมีเดรรหัส AAA01YS-03, AAA01YS-04 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ใบมีเดรอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีเดรรหัส AAA01YS-03, AAA01YS-04
- 8) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
- 9) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-03 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)
- 10) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงต้นเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

4.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีเดรรหัส AAA01YS-03, AAA01YS-04 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 4) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
- 5) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-03
- 6) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของ AAA01YB-02 อยู่ในสถานะ Off (ถ้ามี)
- 7) นำ Tag ที่แขวนที่สวิตซ์ใบมีเดรรหัส AAA01YS-03, AAA01YS-04 ออก
- 8) สับสวิตซ์ใบมีเดรรหัส AAA01YS-03, AAA01YS-04 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ใบมีเดรอยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
- 9) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-02 ออก
- 10) สับเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-02 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
- 11) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
- 12) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-03 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

5. การบำรุงรักษาเบรกเกอร์ตัวกลาง รหัส AAA4YB-02 (ป้องกันสายส่ง Outgoing)

5.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02 และสวิตซ์ biomec รหัส AAA04YS-03, AAA04YS-04 (หัว-ท้าย เเบรกเกอร์) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01, AAA04YB-02 (ถ้ามี), AAA04YB-03
- 3) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02
- 5) ปลดสวิตซ์ biomec รหัส AAA04YS-03, AAA04YS-04(หัว – ห้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomec อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biomec รหัส AAA04YS-03, AAA04YS-04
- 7) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01, AAA04YB-03
- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงติน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

5.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงติน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ biomec รหัส AAA04YS-03, AAA04YS-04(หัว – ห้ายเบรกเกอร์) อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 4) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01, AAA04YB-03
- 5) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02 (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ Off
- 6) นำ Tag ที่แขวนที่สวิตซ์ biomec รหัส AAA04YS-03, AAA04YS-04 ออก
- 7) สับสวิตซ์ biomec รหัส AAA04YS-03, AAA04YS-04 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomec อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
- 8) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02 ออก
- 9) สับเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-02 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01, AAA04YB-03

6. การบำรุงรักษาในสายส่ง Incoming#1

6.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบพิกัดสายส่ง Incoming#2 รวมทั้งอุปกรณ์ที่สถานีฯ AAA หลังจากปลดสายส่ง Incoming#1 ไปแล้ว ต้องสามารถรับภาระโหลดทั้งหมดได้
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01, AAA01YB-02 และสวิตซ์ biomec หัส AAA01YS-02, AAA01YS-03 ไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1
- 4) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01, AAA01YB-02(ถ้ามี)
- 5) ปลดเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01, AAA01YB-02 และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ตรวจสอบปริมาณโหลด Incoming#1 (MW,MVAR, Current) เป็นศูนย์ หากไม่เป็นศูนย์ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเข้าตรวจสอบ
- 7) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ ดำเนินการปลดเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Incoming#1 พร้อมปลดสวิตซ์ biomec ออกไลน์ด้วย
- 8) ตรวจสอบยืนยันศูนย์ กฟผ. ที่รับผิดชอบ ดำเนินการปลดอุปกรณ์ตามข้อ 8) เรียบร้อยแล้ว
- 9) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01, AAA01YB-02
- 10) ปลดสวิตซ์ biomec หัส AAA01YS-02, AAA01YS-03 (ติดกับสายส่ง Incoming#1) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomec อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

6.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งให้ปลดการต่องดินออกด้วย
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01, AAA01YB-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ biomec หัส AAA01YS-02, AAA01YS-03 (ติดกับสายส่ง Incoming#1) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Ground Switch ของสายส่ง Incoming#1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01, AAA01YB-02 (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “Off”
- 6) สับสวิตซ์ biomec หัส AAA01YS-02, AAA01YS-03 (ติดกับสายส่ง Incoming#1) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ biomec อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 7) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ดำเนินการสับเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Incoming#1 เพื่อ Energize สายส่ง Incoming#1

- 8) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01, AAA01YB-02 ออก
- 9) สับเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01, AAA01YB-02 และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
- 10) ตรวจสอบปริมาณโหลด Incoming#1 (MW, MVAR, Current) ต้องไม่เป็นศูนย์ ทั้ง 3 เฟส หากเป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเข้าตรวจสอบ
- 11) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1
- 12) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

7. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา ในสายส่ง Outgoing#3

7.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA04YB-01, AAA04YB-02 และสวิตช์ไบเมดิรหัส AAA04YS-02, AAA04YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA04YB-01, AAA04YB-02 (ถ้ามี)
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดออกจากสายส่ง Outgoing#3 โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่อย 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ ไดๆ โดยหลังจากย้ายโหลดแล้วเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบดังนี้
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกตัว ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” และมีการแขวน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ฯ ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ a) (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ปลดเบรกเกอร์หัส AAA04YB-01,AAA04YB-02 เพื่อ De-energize สายส่งฯ พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดสายส่งฯ (MW, MVAR, Current) เป็นศูนย์
- 5) ปลด สวิตช์ไบเมดิรหัส AAA04YS-02,AAA04YS-03 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA04YB-01,AAA04YB-02
- 7) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

7.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA04YB-01,AAA04YB-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ สวิตช์ไบเมดิรหัส AAA04YS-01,AAA04YS-04 อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส

- 4) ตรวจสอบ สวิตซ์เบมีเดรหัส AAA04YS-02,AAA04YS-03 อยู่ในสถานะ “ปิด” ทั้ง 3 เฟส
- 5) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปิด”
- 6) ตรวจสอบสถานะ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปิด”
- 7) ตรวจสอบ Ground Switch ครื่องหัว-ท้าย สายส่ง (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปิด”
- 8) Ground Switch ต้นทาง รหัส AAA04YG-01
- 9) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01,AAA04YB-02(ถ้ามี) อยู่ในสถานะ Off
- 10) ดำเนินการ Energize สายส่งฯ
 - a. สับ สวิตซ์เบมีเดรหัส AAA04YS-02, AAA04YS-03 พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01,AAA04YB-02 ออก และสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เพื่อ Energize สายส่งฯ
- 11) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมา_rับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่อย 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมา_rับไฟจากสายส่งฯ ไดๆ
- 12) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01

8. การดับ/จ่ายไฟหม้อแปลง TP1

8.1 การดับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา ที่/บริเวณ หม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA02YB-02, AAA02YB-03) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ตำแหน่งหัว - ห้ายหม้อแปลง TP1 (ด้าน High Side รหัส AAA02YS-04, AAA02YS-05) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 4) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดฝาหน้าหม้อแปลง TP2 ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขนานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขนานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- 5) ปลด เบรกเกอร์ป้องกันหน้าหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, kV)

- 6) ปลด เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-02,AAA02YB-03 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
 - 7) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
 - 8) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side
 - 9) ดำเนินการปลด สวิตช์ biomeid ด้าน High Side รหัส AAA02YS-04,AAA02YS-05 พร้อมทั้ง ตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
 - 10) ดำเนินการปลด Disconnecting Switch/Truck Out Service ของ เบรกเกอร์ด้าน Low Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” หรือ Out Service ตามลำดับ
 - 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 (ถ้า มี) หรือดำเนินการต่องดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน
- 8.2 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากซ่อมแซม/บำรุงรักษาที่/บริเวณ หม้อแปลง TP1
- 1) ตรวจสอบหน่วยงานบำรุงรักษาภายนอกพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งปลดการต่องดินที่หัว – ห้ายจุดปฏิบัติงานด้วย
 - 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-02,AAA02YB-03 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. สวิตช์ biomeid รหัส AAA02YS-03,AAA02YS-06 อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - c. สวิตช์ biomeid รหัส AAA02YS-04,AAA02YS-05 อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
 - 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด” หรือ Truck Out Service
 - 4) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”(ถ้ามี)
 - 5) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
 - 6) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
 - 7) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. สับ สวิตช์ biomeid ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YS-04,AAA02YS-05 พร้อมทั้งแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - b. นำ Tag ที่แขวนไว้ที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-02,AAA02YB-03 ออก

- c. สับ เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-02,AAA02YB-03 เพื่อ Energize หม้อแปลง และรอเวลาประมาณ 15 นาที
- 8) สับ Disconnecting Switch/Truck In Service ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับ” หรือ In Service ตามลำดับ
- 9) นำ Tag ที่แขวนไว้ ที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 10) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
- กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดฟีดเดอร์
 - สับเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Bus ระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

8.3 การดับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby

- ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA02YB-02, AAA02YB-03) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - กรณีย้ายโหลดผากหม้อแปลง TP2 ในสถานีเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณีเบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, KV)
- ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-02, AAA02YB-03 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side

8.4 การจ่ายไฟมือแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-02,AAA02YB-03 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. สวิตซ์เบรกเกอร์รหัส AAA02YS-03, AAA02YS-04, AAA02YS-05, AAA02YS-06 อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “สับ” หรือ Truck In Service
- 3) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”(ถ้ามี)
- 4) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 5) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 6) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. นำ Tag ที่แขวนไว้ที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-02, AAA02YB-03 ออก
 - b. สับเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-02,AAA02YB-03 เพื่อ Energize หม้อแปลง และรอเวลาประมาณ 15 นาที
- 7) นำ Tag ที่แขวนไว้ ที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 8) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
 - a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดฟีดเดอร์
 - i. สับ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Bus ระบบ 22/33 kV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 kV
 - ii. ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

9. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา Main Bus#1

9.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ระบบ 115 kV สถานีฯ AAA ที่ติด Main Bus # 1 ทุกตัว (รหัส AAA01YB-01, AAA02YB-01, AAA03YB-01, AAA04YB-01) ไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบสวิตซ์เบรกเกอร์ระบบ 115 kV สถานีฯ AAA ที่ติด Main Bus # 1 ทุกตัว (รหัส AAA01YS-01, AAA02YS-01, AAA03YS-01, AAA04YS-01) ไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ

- 3) ตรวจสอบพิกัดโหลดของอุปกรณ์ที่ยังจ่ายไฟอยู่หลังจากปลด Main Bus # 1 ไปแล้ว ต้องสามารถรับโหลดได้
- 4) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ติด Main Bus # 1 ทั้งหมด
- 5) ปลดเบรกเกอร์ติด Main Bus# 1 ทั้งหมด (ปลดทีละตัว) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ตรวจสอบแรงดันที่ Main Bus# 1 เป็นศูนย์ ทั้ง 3 เฟส
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ติด Main Bus # 1 ทั้งหมด
- 8) ปลดสวิตซ์ใบมีดติด Main Bus#1 ทั้งหมด (ปลดทีละตัว) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 9) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง (ตัวกลาง) รหัส AAA02YB-02 (ถ้ามี), AAA03YB-02 (ถ้ามี), AAA04YB-02 (ถ้ามี)
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Incoming (ตัวกลาง) รหัส AAA01YB-02 (ถ้ามี) และเบรกเกอร์ป้องกัน Incoming#1 ถูกตั้งค่าให้ On Auto Reclosing Relay ไว้
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

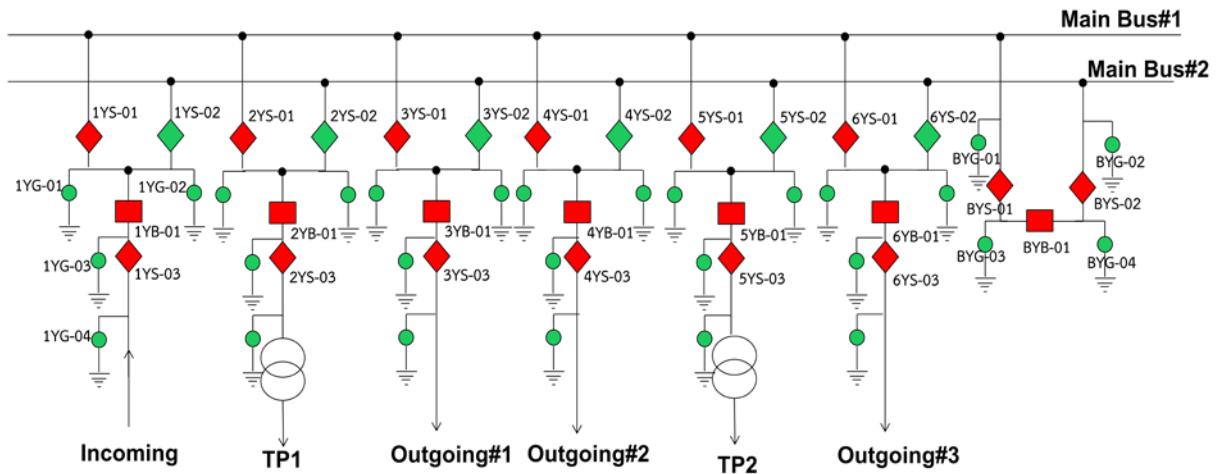
9.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบหน่วยงานบำรุงรักษาพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งปลดการต่องดินที่ Main Bus#1
- 2) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ทั้งหมด อยู่ในสถานะ Off
- 3) ตรวจสอบเบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ทุกตัว (AAA01YB-01,AAA02YB-01,AAA03YB-01, AAA04YB-01) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดติด Main Bus#1 ทุกตัว(AAA01YS-01, AAA02YS-01,AAA03YS-01, AAA04YS-01) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ดำเนินการสับสวิตซ์ใบมีด ติด Main Bus# 1 ทุกตัว (สับทีละตัว) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดอยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 6) นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ทุกตัว ออก
- 7) ดำเนินการสับเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อ Energize Main Bus#1
- 8) ตรวจสอบแรงดันที่ Main Bus#1 ต้องใกล้เคียงกับแรงดันมาตรฐาน 115 KV ทั้ง 3 เฟส
- 9) ดำเนินการสับเบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ที่เหลือ ทุกตัว (สับทีละตัว) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
- 10) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-02 (ถ้ามี), AAA02YB-02 (ถ้ามี), AAA03YB-02 (ถ้ามี), AAA04YB-02 (ถ้ามี)

-
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01(กรณีถูกตั้งให้ On ไว้),
AAA02YB-01, AAA03YB-01, AAA04YB-01

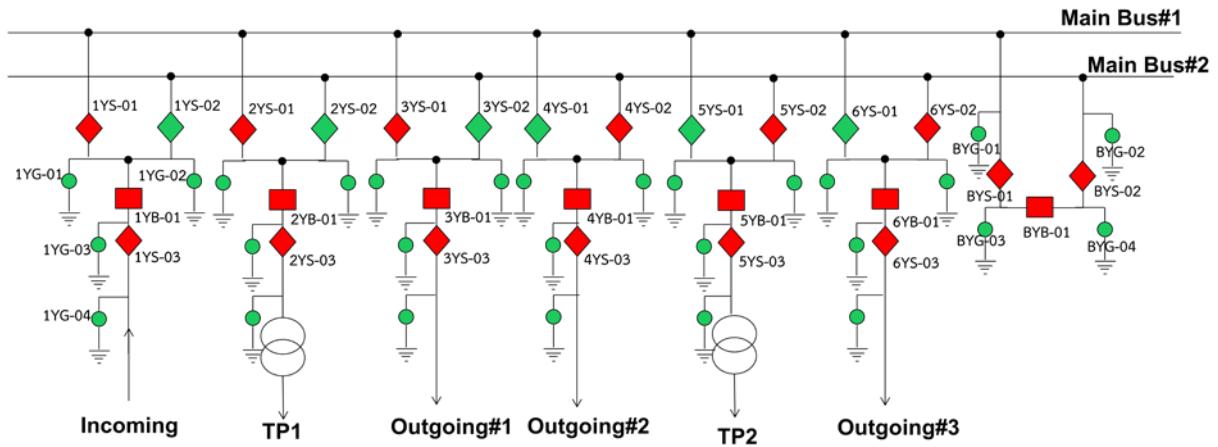
3. สถานีฯ จัด Bus แบบ Double Bus Single Breaker (GIS Substation)

แบบที่ 1 : รับไฟ 1 Incoming จ่ายโหลด 1 Main Bus และอีก 1 Main Bus จ่ายไฟเลี้ยงไว้



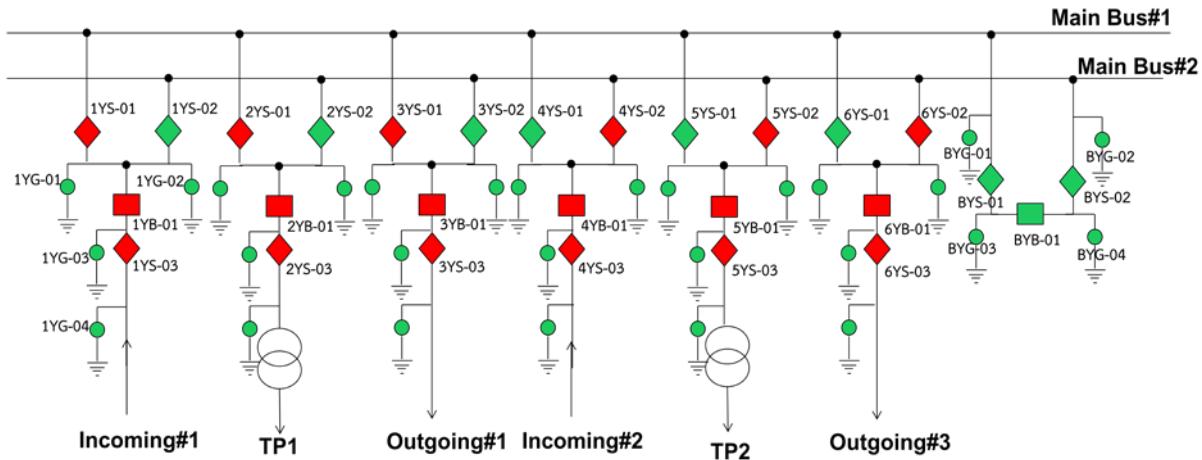
รูปที่ 3.1 Single Line Diagram สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ DBSB (แบบที่ 1)

แบบที่ 2 : รับไฟ 1 Incoming จ่ายโหลด 2 Main Bus



รูปที่ 3.2 Single Line Diagram สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ DBSB (แบบที่ 2)

แบบที่ 3 : รับไฟ 2 Incoming จ่ายโหลด 2 Main Bus แยกจากกัน



รูปที่ 3.3 Single Line Diagram สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ DBSB (แบบที่ 3)
หมายเหตุ กำหนดให้ใช้สถานะของอุปกรณ์ตามรูปที่ 3.1, 3.2 และ 3.3 เป็นสถานะเริ่มต้น
ในการจัดทำขั้นตอนวิธีปฏิบัติฯ

1. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา ในสายส่ง Outgoing#1 (สำหรับการจัดบัสห้อง 3 แบบ)

1.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัวส์ AAA03YB-01 และสวิตช์ใบเมียร์หัวส์ AAA03YS-03 ไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัวส์ AAA03YB-01
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดออกจากสายส่ง Outgoing#1 โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้ออย่าง 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ ไดๆ โดยหลังจากย้ายโหลดแล้วเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบดังนี้
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกตัว ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” และมีการแขวน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ฯ ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ a) (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ปลดเบรกเกอร์หัวส์ AAA03YB-01 เพื่อ De-energize สายส่งฯ พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดสายส่งฯ (MW, MVAR, Current) เป็นศูนย์
- 5) ปลด Disconnecting Switch หัวส์ AAA03YS-03 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด”
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัวส์ AAA03YB-01
- 7) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน

b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบกับทางชุดปฏิบัติงานเพื่อยืนยันความพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งผลการต่อลงดินที่ ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัวส์ AAA03YB-01 อยู่ในสถานะ “ปิด”
- 3) ตรวจสอบ สวิตซ์เบมีเดรหัส AAA03YS-02, AAA03YS-03 อยู่ในสถานะ “ปิด”
- 4) ตรวจสอบ Disconnecting Switch รหัส AAA03YS-01 อยู่ในสถานะ “สับ”
- 5) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปิด”
- 6) ตรวจสอบสถานะ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปิด”
- 7) ตรวจสอบ Ground Switch คร่อมหัว-ท้าย สายส่ง (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปิด”
- 8) Ground Switch ต้นทาง รหัส AAA03YG-03, AAA03YG-04
- 9) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัวส์ AAA03YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 10) ดำเนินการ Energize สายส่งฯ
 - a. สับ สวิตซ์เบมีเดรหัส AAA03YS-03 พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับ”
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัวส์ AAA03YB-01 ออก และสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เพื่อ Energize สายส่งฯ พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับ”
- 11) ดำเนินการย้ายโหลดลับมารับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่อย 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดลับมารับไฟจากสายส่งฯ ไดๆ
- 12) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัวส์ AAA03YB-01

2. การตับ/จ่ายไฟหม้อแปลง TP1 (สำหรับการจัดบัสทั้ง 3 แบบ)

2.1 การตับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา ที่/บริเวณ หม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA02YB-01) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA02YS-03) และด้าน Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 4) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดผ่านหม้อแปลง TP2 ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์

- 5) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจาก ย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, kV)
- 6) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-01 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- 7) จากข้อ 4 และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- 8) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side
- 9) ดำเนินการปลด Disconnecting Switch ด้าน High Side รหัส AAA02YS-03 พร้อมทั้ง ตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 10) ดำเนินการปลด Disconnecting Switch/Truck Out Service ของ เบรกเกอร์ด้าน Low Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” หรือ Out Service ตามลำดับ
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 (ถ้า มี) หรือดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากซ่อมแซม/บำรุงรักษาที่/บริเวณ หม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบหน่วยงานบำรุงรักษาอีนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งปลดการต่องดินที่หัว – ห้ายจุดปฏิบัติงานด้วย
- 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-02, AAA02YS-03 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - c. สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-01 อยู่ในสถานะ “สับ”
- 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด” หรือ Truck Out Service
- 4) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) Ground Switch ด้าน High Side รหัส AAA02YG-03,AAA02YG-04
- 6) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 7) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 8) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1

- a. สับ สวิตซ์ใบมีดของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YS-03 พร้อมตั้งแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับ”
 - b. นำ Tag ที่แขวนไว้ที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-01 ออก
 - c. สับเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 เพื่อ Energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับ”
 - d. รอเวลาประมาณ 15 นาที
- 9) สับ Disconnecting Switch/Truck In Service ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับ” หรือ In Service ตามลำดับ
- 10) นำ Tag ที่แขวนไว้ ที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 11) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
- a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด หม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดฟีดเดอร์
 - i. สับเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Bus ระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ii. ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

2.3 การตับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA02YB-01) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดผากรณ์หม้อแปลง TP2 ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- 4) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจาก ย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, kV)
- 5) ปลด เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-01 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)

- 6) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side

2.4 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. สวิตซ์เบิร์มีเดรท์ส รหัส AAA02YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - c. สวิตซ์เบิร์มีเดรท์ส AAA02YS-01,AAA02YS-03 อยู่ในสถานะ “สับ”
- 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “สับ” หรือ Truck In Service
- 3) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - a. Ground Switch ด้าน High Side รหัส AAA02YG-03,AAA02YG-04
- 4) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 5) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 6) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. นำ Tag ที่แขวนไว้ที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA02YB-01 ออก
 - b. สับ เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 เพื่อ Energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบ สถานะ “สับ”
 - c. รอเวลาประมาณ 15 นาที
- 7) นำ Tag ที่แขวนไว้ ที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 8) ทำการย้ายโหลดกลับมา_rับไฟจาก TP1
 - a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด หม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโหลดฟีดเดอร์
 - i. สับเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Bus ระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ii. ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมา_rับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเท โหลดฟีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

3. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Incoming รหัส AAA01YB-01 (สำหรับการจัด Bus แบบที่ 1 และ 2) กรณีสามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้ทั้งหมด

3.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตช์เบมีเดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดสถานีฯ AAA รับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการข่าน และถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV (ปลดধনানโหนดที่เบรกเกอร์รหัส AAA1YB-01)
- 4) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01
- 5) ปลดสวิตช์เบมีเดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-03 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตช์เบมีเดอญในสถานะ “ปลด”
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตช์เบมีเดรหัส AAA01YS-01,AAA01YS-02,AAA01YS-03
- 7) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ ณ จุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน โดยการสับ Ground Switch คร่อมหัว-ห้ายเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01

3.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ ยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ
- 2) ดำเนินการปลด Ground Switch คร่อมหัว-ห้ายเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01
- 3) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 4) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ตรวจสอบสถานะสวิตช์เบมีเดรหัส AAA01YS-01,AAA01YS-02,AAA01YS-03 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) นำ Tag ห้ามควบคุมที่สวิตช์เบมีเดรหัส AAA01YS-01,AAA01YS-02, AAA01YS-03 ออก
- 7) สับสวิตช์เบมีเดรหัส AAA01YS-01,AAA01YS-03
- 8) นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ออก
- 9) ดำเนินการย้ายโหลดสถานีฯ AAA กลับมารับไฟตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามหลักการข่านและถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV (สับধনানที่เบรกเกอร์ AAA01YB-01)
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

4. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Incoming#1 รหัส AAA01YB-01 (สำหรับการจัด Bus แบบที่ 3) กรณีย้ายโหลดรับไฟจาก Incoming#2

4.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตช์ biomeister รหัส AAA01YS-01,AAA01YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 และ สวิตช์ biomeister รหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตรวจสอบปริมาณโหลดรวมของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (Incoming#1) และเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01 (Incoming#2) ต้องไม่เกินค่าพิกัดของเบรกเกอร์รหัส AAA04YB-01 (Incoming#2) และสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Incoming#2 ดังกล่าว
- 4) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (Incoming#1)
- 5) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
- 6) สับสวิตช์ biomeister รหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 (คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์ AAA0BYB-01) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตช์ biomeister ในสถานะ “สับ”
- 7) สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อขานโนโหลดขั่วครัวระหว่าง Incoming#1 และ Incoming#2
- 8) ตรวจสอบปริมาณโหลด (MW, MVAR, Current) ของเบรกเกอร์ รหัส AAA01YB-01, AAA04YB-01 และ AAA0BYB-01 มีการเปลี่ยนแปลง
- 9) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อปลดขานโนโหลด
- 10) ตรวจสอบปริมาณโหลดของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (MW, MVAR, Current) เป็นศูนย์
- 11) แขวน Tag ห้ามควบคุม ที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01
- 12) ปลดสวิตช์ biomeister รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-03 (คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์ AAA01YB-01) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตช์ biomeister ในสถานะ “ปลด”
- 13) แขวน Tag ห้ามควบคุม ที่สวิตช์ biomeister รหัส AAA01YS-01,AAA01YS-02,AAA01YS-03
- 14) ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
- 15) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน โดยการสับ Ground Switch คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 หรือดำเนินการต่องดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

4.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ ยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตซ์เบ้มีเดรท์ส AAA01YS-01, AAA01YS-02, AAA01YS-03 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ดำเนินการปลด Ground Switch คร่อมหัว-ท้าย เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “Off”
- 5) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
- 6) นำ Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์เบ้มีเดรท์ส AAA01YS-01, AAA01YS-02, AAA01YS-03 ออก
- 7) สับสวิตซ์เบ้มีเดรท์ส AAA01YS-01, AAA01YS-03 (คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์ AAA01YB-01) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตซ์เบ้มีเดย์อยู่ในสถานะ “สับ”
- 8) นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ออก
- 9) สับเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อขานโนหลดชั่วคราวระหว่าง Incoming#1 และ Incoming#2
- 10) ตรวจสอบปริมาณโนหลด (MW, MVAR, Current) ของเบรกเกอร์ รหัส AAA01YB-01, AAA04YB-01 และ AAA0BYB-01 มีการเปลี่ยนแปลง
- 11) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อปลดขนาดโนหลด
- 12) ตรวจสอบปริมาณโนหลด (MW, MVAR, Current) ของเบรกเกอร์ รหัส AAA01YB-01, AAA04YB-01 มีการเปลี่ยนแปลง และปริมาณโนหลดของเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เป็นศูนย์
- 13) ปลดสวิตซ์เบэмีเดรท์ส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 (คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์ AAA0BYB-01) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตซ์เบэмีเดย์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 14) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
- 15) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Incoming#1 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

5. การบำรุงรักษาเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1 (AAA03YB-01) (สำหรับการจัด Bus ทั้ง 3 แบบ)

5.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 และสวิตซ์เบэмีเดรท์ส AAA03YS-01, AAA03YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01
- 3) ดำเนินการย้ายโนหลดที่รับไฟจากเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 ไปรับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง

- a. กรณีตรวจสอบแล้ว สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้ทั้งหมด ปฏิบัติตาม หลักการขنانและเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV (ปลดধনানที่เบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01)
 - b. กรณีตรวจสอบแล้ว สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้บางส่วน ดำเนินการย้าย โหลดส่วนที่ไม่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้ ผ่านระบบจำหน่าย 22/33 kV โดยปฏิบัติตามหลักการขنانและถ่ายโหลด Feeder
 - c. กรณีมีโหลดบางส่วน เช่น ผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV หรือ SPP ซึ่งตรวจสอบและพิจารณา แล้วไม่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV และ 22/33 kV ดำเนินการแจ้งผู้ใช้ไฟด รับไฟฯ หรือแจ้ง SPP งดการขนานฯ ในช่วงเวลาที่ปฏิบัติงานดังกล่าว
 - d. หลังจากดำเนินการย้ายโหลดตามข้อ a ถึง c แล้วเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบเบรกเกอร์ ป้องกันสายส่ง Outgoing#1 รหัส AAA03YB-01 อญในสถานะ “ปลด” และแขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ดังกล่าว
- 4) ปลดสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA03YS-01, AAA03YS-03 (คร่อมหัว-ห้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วน เกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตซ์ใบเม็ดอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
 - 5) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA03YS-01,AAA03YS-02,AAA03YS-03
 - 6) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน โดยการสับ Ground Switch คร่อมหัว-ห้ายเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 หรือดำเนินการต่องดิน ณ หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

5.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 และสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA03YS-01,AAA03YS-02,AAA03YS-03 อญในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 อญในสถานะ Off
- 4) ปลด Ground Switch คร่อมหัว-ห้ายเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01
- 5) นำ Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA03YS-01,AAA03YS-02,AAA03YS-03 ออก
- 6) สับสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA03YS-01, AAA03YS-03 พร้อมตรวจสอบสวิตซ์ใบเม็ดสถานะ “สับ”
- 7) นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 ออก
- 8) ดำเนินการย้ายโหลดสายส่ง Outgoing#1 กลับมารับไฟตามสภาพปกติ
 - a. ดำเนินการสับเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1
 - i. กรณีการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เป็นการสับขนาดโหลดสายส่งฯ ให้ปฏิบัติตาม หลักการขنانและเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV

- ii. กรณีการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เป็นการ Energize สายส่งฯ ตรวจสอบสถานะ Ground Switch ที่สถานีฯปลายทาง และอุปกรณ์ตัดตอนที่เขื่อมต่อกับสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” หลังจากนั้นจึงดำเนินการสับเบรกเกอร์ฯ เพื่อ Energize สายส่งฯ ดังกล่าว
 - b. กรณีที่มีการย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย 22/33 KV หลังจากดำเนินการตามข้อ a แล้ว ดำเนินการย้ายโหลดระบบ 22/33 KV กลับคืน โดยปฏิบัติตามหลักการขานและเท/load Feeder
 - c. กรณีมีการปลดโหลดออกบางส่วน เช่น ผู้ใช้ไฟระบบ 115 KV หรือ SPP หลังจากดำเนินการตามข้อ a แล้ว ดำเนินการแจ้ง ผู้ใช้ไฟรับไฟจาก PEA หรือ แจ้ง SPP ขานเข้าระบบ ตามสภาพปกติ
- 9) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01
6. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา Main Bus#1 (สำหรับการจัด Bus แบบที่ 1) กรณีที่สามารถย้ายโหลดรับไฟจาก Main Bus#2 ได้ทั้งหมด
- 6.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน
- 1) ตรวจสอบสวิตช์เบ่มีดติด Main Bus#1 ทุกตัว รหัส AAA01YS-01,AAA02YS-01,AAA03YS-01, AAA04YS-01,AAA05YS-01,AAA06YS-01 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - 2) ตรวจสอบสวิตช์เบ่มีดติด Main Bus#2 ทุกตัว รหัส AAA01YS-02,AAA02YS-02,AAA03YS-02, AAA04YS-02,AAA05YS-02,AAA06YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - 3) ทำการย้ายโหลดของ Main Bus#1 ไปรับไฟจาก Main Bus#2
 - a. ตรวจสอบแรงดันที่ Main Bus#2 ต้องใกล้เคียงกับค่ามาตรฐาน 115 KV ทั้ง 3 เพส
 - b. Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีด้านทางที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA และของ Bay สายส่งทั้งหมด (AAA01YB-01, AAA03YB-01, AAA04YB-01, AAA06YB-01)
 - c. ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1, TP2
 - d. สับสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA01YS-02 และปลดสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA01YS-01 ตามลำดับ
 - e. สับสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA02YS-02 และปลดสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA02YS-01 ตามลำดับ
 - f. สับสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA03YS-02 และปลดสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA03YS-01 ตามลำดับ
 - g. สับสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA04YS-02 และปลดสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA04YS-01 ตามลำดับ
 - h. สับสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA05YS-02 และปลดสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA05YS-01 ตามลำดับ
 - i. สับสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA06YS-02 และปลดสวิตช์เบ่มีดรหัส AAA06YS-01 ตามลำดับ หมายเหตุ จากข้อ d ถึง i ตรวจสอบสถานะสวิตช์เบ่มีดทุกรัง หลังจากปลด-สับ
 - j. แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตช์เบ่มีดรหัส AAA01YS-01, AAA02YS-01, AAA03YS-01, AAA04YS-01, AAA06YS-01
 - 4) ทำการ De-energize Main Bus#1

- a. ปลดเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 เพื่อ De-energize Main Bus#1 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- b. ตรวจสอบค่าแรงดันที่ Main Bus#1 ต้องเป็นศูนย์ทั้ง 3 เฟส
- c. เขียน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ AAA0BYB-01
- d. ปลดสวิตซ์เบ้มีเดรหัส AAA0BYS-01 (ติดกับ Main Bus#1) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตซ์เบ้มีเดรอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) On Auto Reclosing Relay ของ Bay สายส่งฯ ที่สถานีฯ AAA ได้แก่ AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้), AAA03YB-01, AAA04YB-01, AAA06YB-01
- 6) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีต้นทางที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA
- 7) ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1, TP2
- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector ตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. สับ Ground Switch ของ Main Bus#1 ก่อนเข้าปฏิบัติงานบำรุงรักษาบริเวณ Main Bus#1 หรือดำเนินการต่อลงติน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

6.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงานดำเนินการแล้วเสร็จ พร้อมให้จ่ายไฟ
- 2) ปลด Ground Switch ของ Main Bus#1 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์เบ้มีดติด Main Bus#1 ทุกตัว รหัส AAA01YS-01,AAA02YS-01,AAA03YS-01,AAA04YS-01,AAA05YS-01,AAA06YS-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบสวิตซ์เบ้มีดติด Main Bus#2 ทุกตัว รหัส AAA01YS-02,AAA02YS-02,AAA03YS-02,AAA04YS-02,AAA05YS-02,AAA06YS-02 อยู่ในสถานะ “สับ”
- 5) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 และสวิตซ์เบ้มีเดรหัส AAA0BYS-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีต้นทางที่จ่ายไฟให้สถานีฯ AAA และของ Bay สายส่งทั้งหมด (AAA01YB-01, AAA03YB-01, AAA04YB-01, AAA06YB-01)
- 7) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1, TP2
- 8) ทำการ Energize Main Bus#1
 - a. สับสวิตซ์เบ้มีเดรหัส AAA0BYS-01 (ด้าน Main Bus#1) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตซ์เบэмีเดรอยู่ในสถานะ “สับ”
 - b. นำ Tag ที่เขียนที่เบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 ออก
 - c. สับเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Main Bus#1 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
 - d. ตรวจสอบค่าแรงดันที่ Main Bus#1 ต้องอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน 115 kV

- 9) ทำการย้ายโหลดมารับไฟจาก Main Bus#1
 - a. นำ Tag ที่แขนที่สวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA01YS-01, AAA02YS-01, AAA03YS-01, AAA04YS-01, AAA05YS-01, AAA06YS-01 ออก
 - b. สับสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA01YS-01 และปลดสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA01YS-02 ตามลำดับ
 - c. สับสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA02YS-01 และปลดสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA02YS-02 ตามลำดับ
 - d. สับสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA03YS-01 และปลดสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA03YS-02 ตามลำดับ
 - e. สับสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA04YS-01 และปลดสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA04YS-02 ตามลำดับ
 - f. สับสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA05YS-01 และปลดสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA05YS-02 ตามลำดับ
 - g. สับสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA06YS-01 และปลดสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA06YS-02 ตามลำดับ

หมายเหตุ จากข้อ a. ถึง g. ตรวจสอบสถานะสวิตซ์เบ้มีดรอหัส หลังจากปลด-สับ
- 10) On Auto Reclosing Relay ของ Bay สายส่งฯ ที่สถานีฯ AAA ได้แก่ AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้), AAA03YB-01, AAA04YB-01, AAA06YB-01
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟสถานีฯ AAA
- 12) ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1 และ TP2

7. การบำรุงรักษา Main Bus#1 (สำหรับการจัด Bus แบบที่ 3) กรณีที่สามารถย้ายโหลดรับไฟจากเบรกเกอร์ AAA04YB-01 (Incoming#2) ได้ทั้งหมด

7.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบปริมาณโหลดรวมของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 (Incoming#1) และเบรกเกอร์หัส AAA04YB-01 (Incoming#2) ต้องไม่เกินค่าพิกัดของเบรกเกอร์หัส AAA04YB-01 (Incoming#2) และสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Incoming#2
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 และสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA0BYS-01,AAA0BYS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 และสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA01YS-01,AAA01YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 4) ตรวจสอบสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AAA02YS-01,AAA03YS-01 (ติด Main Bus#1) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 5) ตรวจสอบสวิตซ์เบ้มีดรอหัส AA02YS-02,AAA03YS-02 (ติด Main Bus#2) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 6) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ดังนี้
 - a. เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 (incoming#1)
 - b. เบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
- 7) ย้ายโหลดเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 (Incoming#1) รับไฟจากเบรกเกอร์หัส AAA04YB-01 (Incoming#2)

- a. สับสวิตซ์ biomeđรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 (คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์ AAABYB-01) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตซ์ biomeđอยู่ในสถานะ “สับ”
 - b. สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อขานโนโหลดชั้นราหว่าง Incoming#1 และ Incoming#2 และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
 - c. ตรวจสอบปริมาณโหลด (MW, MVAR, Current) ของเบรกเกอร์ รหัส AAA01YB-01, AAA04YB-01 และ AAA0BYB-01 มีการเปลี่ยนแปลง
 - d. ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อปลดขนาดโหลด และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - e. ตรวจสอบปริมาณโหลดของเบรกเกอร์ รหัส AAA01YB-01 เป็นศูนย์ และโหลดของ AAA04YB-01 และ AAA0BYB-01 มีการเปลี่ยนแปลง (MW, MVAR, Current)
 - f. แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01
 - g. ปลดสวิตซ์ biomeđรหัส AAA01YS-01 (ติด Main Bus#1) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตซ์ biomeđอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 8) ย้ายโหลด Main Bus#1 รับไฟจาก Main Bus #2
- a. ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
 - b. Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01
 - c. สับสวิตซ์ biomeđรหัส AAA02YS-02 และปลดสวิตซ์ biomeđรหัส AAA02YS-01 ตามลำดับ
 - d. สับสวิตซ์ biomeđรหัส AAA03YS-02 และปลดสวิตซ์ biomeđรหัส AAA03YS-01 ตามลำดับ หมายเหตุ จากข้อ c. ถึง d. หลังจากปลด-สับสวิตซ์ biomeđ ต้องตรวจสอบสถานะทุกครั้ง
 - e. แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biomeđรหัส AAA02YS-01, AAA03YS-01
- 9) ทำการ De-energize Main Bus#1
- a. ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ De-energize Main Bus#1 และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. ตรวจสอบค่าแรงดันที่ Main Bus#1 ต้องเป็นศูนย์ทั้ง 3 เฟส
 - c. แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ AAABYB-01
 - d. ปลดสวิตซ์ biomeđรหัส AAA0BYS-01 (ติดกับ Main Bus#1) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะสวิตซ์ biomeđอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่สายส่ง Incoming#1, Incoming#2
- 12) ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 13) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังนี้
- a. ใช้ Voltage Detector ตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. สับ Ground Switch ของ Main Bus#1 ก่อนเข้าปฏิบัติงานบำรุงรักษาบริเวณ Main Bus#1 หรือดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

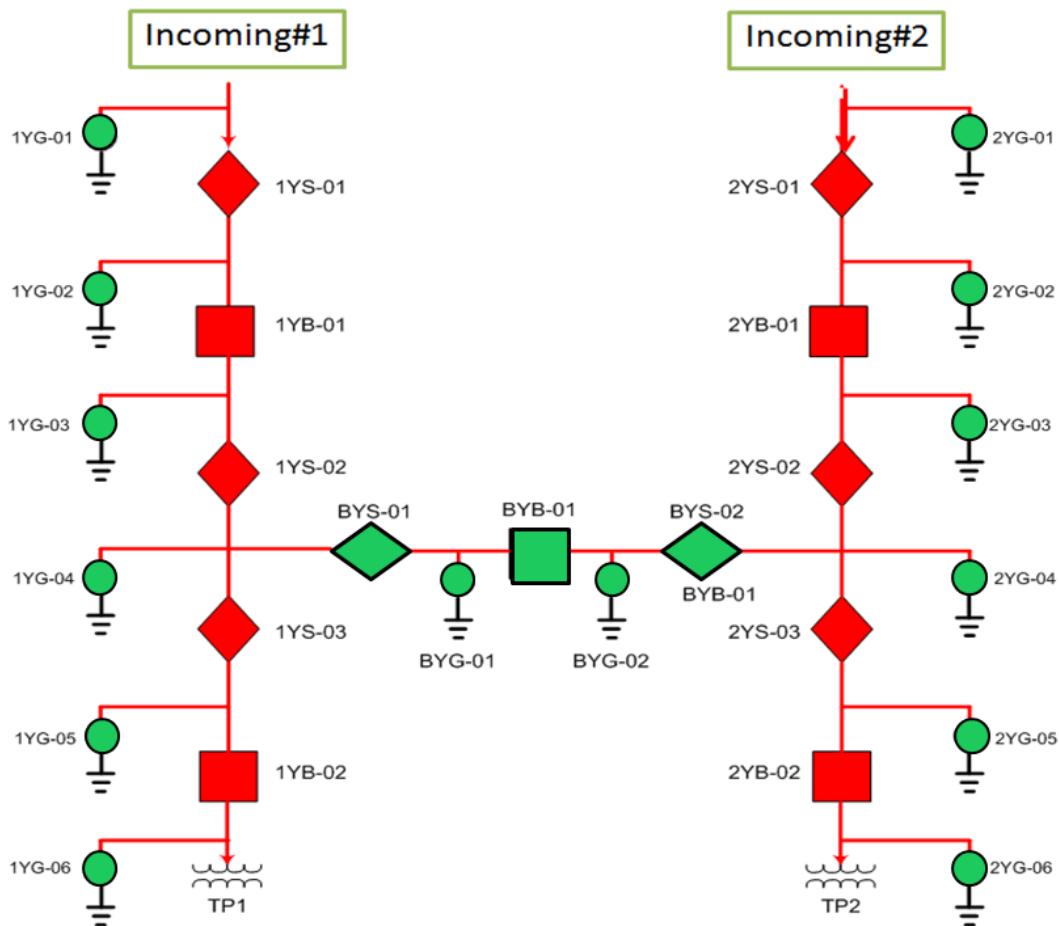
7.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ และยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ
- 2) ตรวจสอบ Ground Switch ของ Main Bus#1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 และสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BYS-01, อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01YS-01,AAA01YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-02,AAA03YS-02 อยู่ในสถานะ “สับ”
- 6) ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-01,AAA03YS-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันดังนี้
 - a. เบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1, Incoming#2
 - b. เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (Incoming#1)
- 8) ทำการ Energize Main Bus#1
 - a. สับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BYS-01 (ติดMain Bus#1) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้อง ตรวจสอบสถานะสวิตซ์ใบมีดรหัสอยู่ในสถานะ “สับ”
 - b. นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 ออก
 - c. สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Main Bus#1 และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้อง ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
 - d. ตรวจสอบค่าแรงดันไฟฟ้าที่ Main Bus#1 ต้องใกล้เคียงกับค่ามาตรฐาน 115 kV ทั้ง 3 เฟส
- 9) ย้ายโหลดของหม้อแปลง TP1 และสายส่ง Outgoing#1 กลับมารับไฟจาก Main Bus#1 ตามสภาพปกติ
 - a. ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
 - b. Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01
 - c. นำ Tag ที่สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-01, AAA03YS-01 ออก
 - d. สับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-01 และปลดสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-02 ตามลำดับ
 - e. สับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA03YS-01 และปลดสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA03YS-02 ตามลำดับ หมายเหตุ จากข้อ d. ถึง e. หลังจากปลด-สับสวิตซ์ใบมีดรหัสแล้ว ต้องตรวจสอบสถานะ ทุกครั้ง
 - f. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1
 - g. On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01
- 10) ย้ายโหลดกลับมารับไฟจากเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (Incoming#1) ตามสภาพปกติ โดยขนาดโหลดซึ่งควรจะกว่าง Incoming#1 และ Incoming#2
 - a. สับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01YS-01 (ติด Main Bus#1) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้อง ตรวจสอบสถานะสวิตซ์ใบมีดรหัสอยู่ในสถานะ “สับ” ทั้ง 3 เฟส

- b. นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ออก
 - c. ตรวจสอบปริมาณโหลด (MW, MVAR, Current) ของ AAA0BYB-01, AAA04YB-01
 - d. สับเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ขนาดโคลดชั่วคราวระหว่าง Incoming#1 และ Incoming#2 และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “สับ”
 - e. ตรวจสอบปริมาณโหลด (MW, MVAR, Current) ของ AAA01YB-01, AAA04YB-01 และ AAA0BYB-01 มีการเปลี่ยนแปลง
 - f. ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อปลดขนาดโคลด และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบเบรกเกอร์อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - g. ตรวจสอบปริมาณโหลด (MW, MVAR, Current) ของ AAA01YB-01, AAA04YB-01 มีการเปลี่ยนแปลง และปริมาณโหลดของ AAA0BYB-01 เป็นศูนย์
- 11) On Auto Reclosing Relay
- a. เบรกเกอร์ตันทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1, Incoming#2
 - b. เบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Incoming#1 รหัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

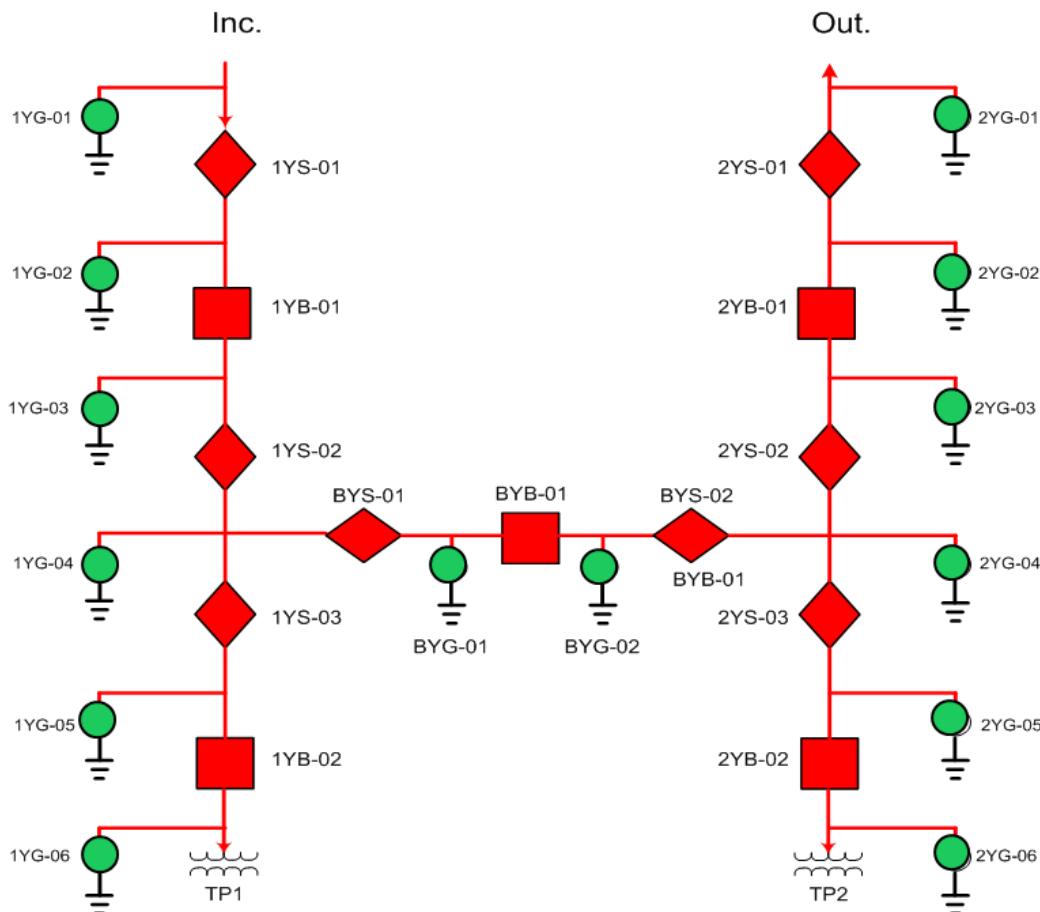
4. สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ H-Scheme (GIS Substation)

แบบที่ 1 รับไฟ 2 Incoming แยกจากกัน, จ่ายไฟ 2 TP



รูปที่ 4.1 Single Line Diagram สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ H-Scheme (แบบที่ 1)

แบบที่ 2 รับไฟ 1 Incoming, จ่ายไฟ 2 TP และ 1 Outgoing



รูปที่ 4.2 Single Line Diagram สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ H-Scheme (แบบที่ 2)

หมายเหตุ กำหนดให้ใช้สถานะของอุปกรณ์ตามรูปที่ 4.1 และ 4.2 เป็นสถานะเริ่มต้นในการจัดทำขั้นตอนวิธีปฏิบัติฯ

- การตัด/จ่ายไฟหม้อแปลง TP1 (สำหรับการจัด Bus ทั้ง 2 แบบ)
 - การตัดไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา บริเวณ/ที่หม้อแปลง TP1
 - ตรวจสอบสถานะ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA01YB-02) และด้าน Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA01YS-03) และด้าน Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
 - ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก

- a. กรณีย้ายโหลดฝากรหัสแม่ข่าย TP2 ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
- b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- 5) ปลด เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, kV)
- 6) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YB-02 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- 7) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- 8) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side
- 9) ดำเนินการปลด สวิตซ์ใบเม็ดด้าน High Side รหัส AAA01YS-03 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 10) ดำเนินการปลด Disconnecting Switch/Truck Out Service ของเบรกเกอร์ด้าน Low Side
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 (Ground Switch ด้าน High Side รหัส AAA1YG-06)

1.2 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากซ่อมแซม/บำรุงรักษา บริเวณ/ที่หม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ พร้อมให้จ่ายไฟ
- 2) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด” (Ground Switch ด้าน High Side รหัส AAA01YG-05, AAA01YG-06)
- 3) ตรวจสอบ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ทั้งด้าน High Side (รหัส AAA01YB-02) และ Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1
 - a. สวิตซ์ใบเม็ดด้าน High Side รหัส AAA01YS-03 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด” หรือ Truck Out Service
- 5) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 6) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 7) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1

- a. สับ สวิตซ์ใบมีดของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YS-03 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับ”
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side ออก
 - c. สับ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YB-02 เพื่อ Energize หม้อแปลง
 - d. รอเวลาประมาณ 15 นาที
- 8) ดำเนินการสับ สวิตซ์ใบมีดหรือ Truck In service ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side
- 9) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
- a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนลด์หม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด หม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนลด์ฟีดเดอร์
 - i. สับเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Busระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ii. ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเท โหลดฟีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

1.3 การตัดไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบสถานะ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA01YB-02) และด้าน Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดผ่านหม้อแปลง TP2 ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานและ ถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเท โหลดฟีดเดอร์
- 4) ปลด เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจาก ย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, KV)
- 5) ปลด เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YB-02 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- 6) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ

7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side

1.4 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ พร้อมให้จ่ายไฟ
- 2) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด” (Ground Switch ด้าน High Side รหัส AAA01YG-05, AAA01YG-06)
- 3) ตรวจสอบ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ทั้งด้าน High Side (รหัส AAA01YB-02) และ Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1
 - a. สวิตซ์เปิดด้าน High Side รหัส AAA01YS-03 อยู่ในสถานะ “สับ”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “สับ” หรือ Truck In Service
- 5) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 6) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 7) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. นำ Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side ออก
 - b. สับเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YB-02 เพื่อ Energize หม้อแปลง
 - c. รอเวลาประมาณ 15 นาที
- 8) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
 - a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนลด์หม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด หม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนลด์ฟีดเดอร์
 - i. สับเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Busระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ii. ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

-
2. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ Incoming#1 (การจัด Bus แบบที่ 1) กรณีสามารถย้ายโหลดรับไฟจาก Incoming#2 ได้ทั้งหมด
- 2.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน
- 1) ตรวจสอบปริมาณโหลดรวมเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 (Incoming#1) และเบรกเกอร์หัวส AAA02YB-01 (Incoming#2) ต้องไม่เกินค่าพิกัดของเบรกเกอร์หัวส AAA02YB-01 (Incoming#2) และสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#2
 - 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 และสวิตช์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01,AAA01YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - 3) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัวส AAA0BYB-01 และสวิตช์ใบเม็ดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - 4) ตรวจสอบ Ground Switch รหัส AAA0BYG-01, AAA0BYG-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 5) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01
 - 6) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1 และสายส่ง Incoming#2
 - 7) ดำเนินการย้ายโหลดเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 (Incoming#1) รับไฟจากเบรกเกอร์หัวส AAA02YB-01 (Incoming#2) โดยการขานโหลดชั่วคราวระหว่างสายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
 - a. ตรวจสอบปริมาณโหลดเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 และ AAA02YB-01
 - b. สับเบรกเกอร์หัวส AAA0BYB-01 เพื่อขานโหลด
 - c. ตรวจสอบปริมาณโหลดที่ AAA01YB-01, AAA02YB-01 และ AAA0BYB-01 มีการเปลี่ยนแปลง
 - d. ปลดเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 เพื่อปลดขานโหลด พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์
 - e. ตรวจสอบปริมาณโหลดที่ AAA02YB-01 และ AAA0BYB-01 มีการเปลี่ยนแปลง
 - 8) ปลดสวิตช์ใบเม็ดคร่อมหัวท้ายเบรกเกอร์ AAA01YB-01 (รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02) และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตช์ใบเม็ดอยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 9) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 และสวิตช์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02
 - 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
 - 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Volage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน โดยดำเนินการสับ Ground Switch คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 (รหัส AAA01YG-02, AAA01YG-03) หรือดำเนินการต่องดิน หัว-ท้ายจุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน(ย้ายโหลดกลับคืนสภาพปกติ)

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ พร้อมให้จ่ายไฟ
- 2) ปลด Ground Switch รหัส AAA01YG-02, AAA01YG-03 พร้อมตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 และสวิตซ์เบมีเดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัวส AAA0BYB-01 และสวิตซ์เบมีเดรหัส AAA0BYS-01,AAA0BYS-02 อยู่ ในสถานะ “สับ”
- 5) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “Off”
- 6) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Incoming#1 และ Incoming#2
- 7) นำ Tag ที่เขียนที่เบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 และสวิตซ์เบมีเดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 ออก
- 8) สับสวิตซ์เบมีเดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (คร่อมหัว – ท้ายเบรกเกอร์) และแจ้งส่วน เกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับ”
- 9) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01(Incoming#1) ตามสภาพ ปกติ โดยการขานโนโหลดข่าวาวระห่วงสายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2
 - a. ตรวจสอบปริมาณโหลดเบรกเกอร์หัวส AAA0BYB-01 และ AAA02YB-01
 - b. สับเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 เพื่อขานโนโหลด
 - c. ตรวจสอบปริมาณโหลดที่ AAA01YB-01, AAA02YB-01 และ AAA0BYB-01 มีการ เปลี่ยนแปลง
 - d. ปลดเบรกเกอร์หัวส AAA0BYB-01 เพื่อปลดขานโนโหลด พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณ โหลดเป็นศูนย์
 - e. ตรวจสอบปริมาณโหลดที่ AAA01YB-01 และ AAA02YB-01 มีการเปลี่ยนแปลง
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1 และ Incoming#2

3. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ Incoming#1 (การจัด Bus แบบที่ 2) กรณีสามารถย้ายโหลดผ่าน ระบบ 115 kV ได้ทั้งหมด

3.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 และสวิตซ์เบมีเดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01

- 3) ดำเนินการย้ายโหลดทั้งสถานีฯ AAA รับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง ผ่านสายส่งระบบ 115 KV โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 KV (ปลดধনালোডที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01)
- 4) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด” และแขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ดังกล่าว
- 5) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทาง ที่จ่ายไฟให้เบรกเกอร์ AAA01YB-01 ทั้งสองด้านอยู่ในสถานะ “Off”
- 6) ปลดสวิตช์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตช์ใบเม็ดอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตช์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02
- 8) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ทั้งสองด้าน
- 9) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน โดยการสับ Ground Switch คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (รหัส AAA01YG-02, AAA01YG-03) หรือดำเนินการต่องดิน หัว-ท้ายจุดปฏิบัติงาน

3.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่องดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องปลด Ground Switch รหัส AAA01YG-02, AAA01YG-03 และตรวจสอบ Ground Switch อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตช์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “Off”
- 5) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ทั้งสองด้าน
- 6) นำ Tag ที่แขวนที่สวิตช์ใบเม็ด รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (คร่อมหัว – ท้ายเบรกเกอร์) ออก
- 7) สับสวิตช์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (คร่อมหัว – ท้ายเบรกเกอร์) พร้อมทั้งแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับ”
- 8) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ออก
- 9) ดำเนินการย้ายโหลดสถานีฯ AAA กลับมารับไฟจากเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ตามสภาพปกติ โดยวิธีการขานและถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 KV (โดยสับধনালোডที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01)

- 10) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “สับ”
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทาง ในข้อ 5)
- 12) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01(กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

4. การซ้อมแซม/บำรุงรักษาในสายส่ง Outgoing#1 (การจัด Bus แบบที่ 2)

4.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA02YB-01 และสวิตช์ biomeeter หัส AAA02YS-01,AAA02YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA02YB-01
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดออกจากสายส่ง Outgoing#1 โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษาข้อย่อย 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ ไดๆ โดยหลังจากย้ายโหลดแล้ว เสร็จ ดำเนินการตรวจสอบดังนี้
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกตัว ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” และมีการแขวน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ฯ ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ a) (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ปลดเบรกเกอร์หัส AAA02YB-01 เพื่อ De-energize สายส่งฯ พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดสายส่งฯ (MW, MVAR, Current) เป็นศูนย์
- 5) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA02YB-01
- 6) ปลด สวิตช์ biomeeter หัส AAA02YS-01 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด”
- 7) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-หัว จุดปฏิบัติงาน

4.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตช์ biomeeter หัส AAA02YS-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบสวิตช์ biomeeter หัส AAA02YS-02 อยู่ในสถานะ “สับ”
- 5) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ตรวจสอบสถานะ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) ตรวจสอบ Ground Switch คร่อมหัว-หัว สายส่ง (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - a. Ground Switch ต้นทาง รหัส AAA02YG-01, AAA02YG-02

- 8) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 9) ดำเนินการ Energize สายส่งฯ
 - a. สับ สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-01 พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับ”
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 ออก และสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เพื่อ Energize สายส่งฯ
- 10) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบาزرุรักษชา ข้อย่อ 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ ไดๆ
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01

5. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา Main Bus#1 (การจัด Bus แบบที่ 2)

5.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02, AAA0BYB-01 (ติด Main Bus#1) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01YS-02,AAA01YS-03,AAA0BYS-01 (ติด Main Bus#1) ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 4) ดำเนินการย้ายโหลด Bay หม้อแปลง TP1 รับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง โดยปฏิบัติข้อ 1.3 การดับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby
- 5) ดำเนินการย้ายโหลด Main Bus#2 (Bay สายส่ง Outgoing#1 และ Bay หม้อแปลง TP2) รับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง
 - a. กรณีที่สามารถย้ายโหลด Main Bus#2 ผ่านระบบ 115 kV ได้ทั้งหมด ดำเนินการย้ายโหลด โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV (ปลดขนาดที่เบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01)
 - b. กรณีที่ย้ายโหลด Main Bus#2 ออกทีละ Bay ดำเนินการดังนี้
 - i. Bay หม้อแปลง TP2 ปฏิบัติตามข้อ 1.3 การดับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby
 - ii. Bay สายส่ง Outgoing#1 ตรวจสอบการเชื่อมต่อสายส่งฯ ดังกล่าว กับแหล่งจ่าย ข้างเคียง และเงื่อนไขของหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดต่างๆ
 1. กรณีตรวจสอบแล้ว สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้ทั้งหมด ปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV (ปลดขนาดที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01)
 2. กรณีตรวจสอบแล้ว สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้บางส่วน ดำเนินการย้ายโหลด ส่วนที่เหลือ(ที่ไม่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้) ผ่านระบบจำหน่าย 22/33 kV โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายโหลด Feeder

3. กรณีเมื่อโหลดบางส่วน เช่น ผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV หรือ SPP ซึ่งตรวจสอบและพิจารณาแล้วไม่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV และ 22/33 kV ดำเนินการแจ้งผู้ใช้ไฟครับไฟฯ หรือแจ้ง SPP งดการขานฯ ในช่วงเวลาที่ปฏิบัติงานดังกล่าว
4. หลังจากดำเนินการย้ายโหลดตามข้อ 1 ถึง 3 แล้วเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1 รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด” และเขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ดังกล่าว
- 6) หลังจากย้ายโหลดสถานีฯ AAA ทั้งหมดแล้ว ดำเนินการปลดเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อ De-energize Main Bus#1
- 7) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 (กรณีที่ยังไม่ถูกปลด ในขั้นตอนการย้ายโหลด) พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” และเขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ดังกล่าว
- 8) ตรวจสอบแรงดันที่ Main Bus#1 เป็นศูนย์ทั้ง 3 เฟส
- 9) ปลดสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01YS-02, AAA01YS-03, AAA0BYS-01 (ติด Main Bus#1) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 10) เขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02, AAA0BYB-01
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงานที่ Main Bus#1 แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องวดนิยม โดยดำเนินสับ Ground Switch Main Bus 1 (รหัส AAA01YG-04) หรือดำเนินการต่องวดนิยม หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

5.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

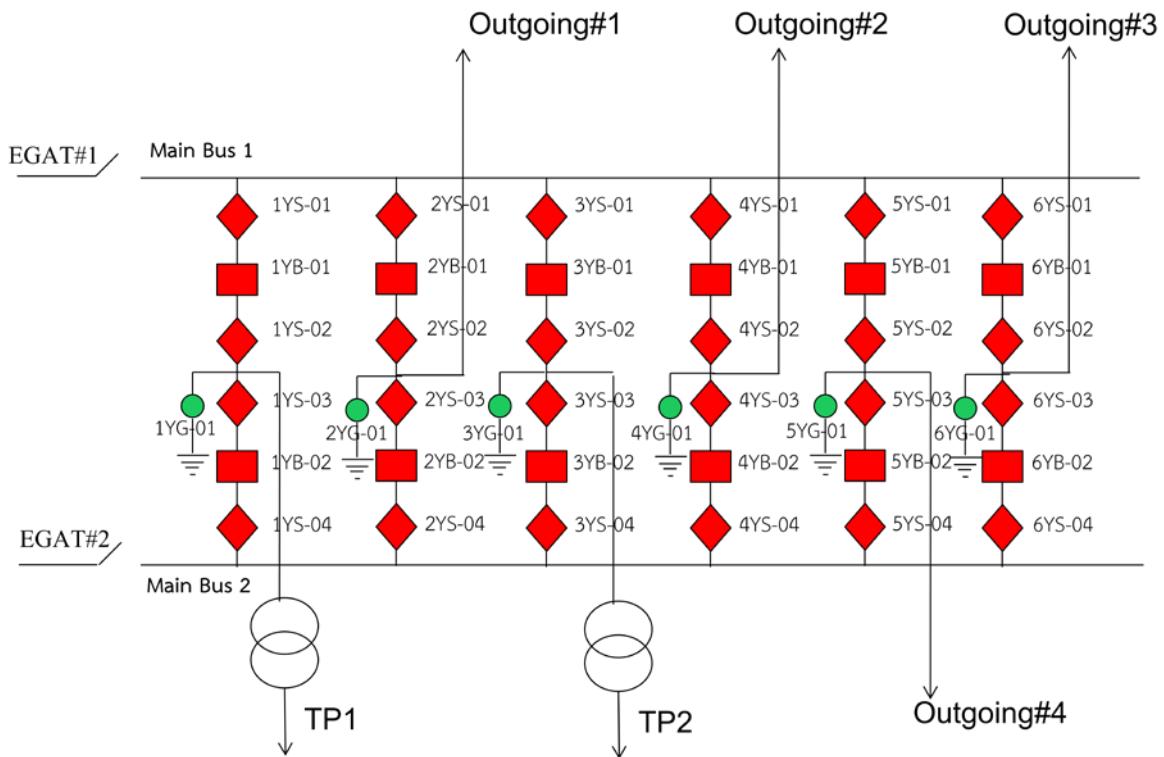
- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่องวดนิยม จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องปลด Ground Switch รหัส AAA01YG-04 พร้อมทั้งตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02, AAA0BYB-01 (ติด Main Bus#1) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01YS-02, AAA01YS-03, AAA0BYS-01 (ติด Main Bus#1) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “Off”
- 6) สับสวิตซ์ใบมีด รหัส AAA01YS-02, AAA01YS-03, AAA0BYS-01 (คร่อมหัว – ห้าย Main Bus#1) และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดอยู่ในสถานะ “สับ”
- 7) ดำเนินการ Energize Main Bus#1
 - a. Off Auto Reclosing Relay ของสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (Incoming#1)
 - b. นำ Tag ที่เขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ออก

- c. สับเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อ Energize Main Bus#1
- d. ตรวจสอบแรงดันที่ Main Bus#1 ต้องใกล้เคียงกับค่ามาตรฐาน 115 KV ทั้ง 3 เฟส
- 8) ดำเนินการย้ายโหลด Bay หม้อแปลง TP1 กลับมารับไฟจาก Main Bus#1 ตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามข้อ 1.4 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby
- 9) ดำเนินการย้ายโหลด Main Bus#2 (Bay หม้อแปลง TP2 และ Bay สายส่ง Outgoing#1) กลับมารับไฟจาก Main Bus#1 ตามสภาพปกติ
 - a. กรณีที่ย้ายโหลด Main Bus#2 รับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง ผ่านสายส่งระบบ 115 KV ทั้งหมด ดำเนินการย้ายโหลดกลับ โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดสายส่ง (สับขนาดที่เบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01)
 - b. กรณีย้ายโหลด Main Bus#2 รับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง ทีละ Bay ดำเนินการดังนี้
 - i. สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Main Bus#2 ตรวจสอบพร้อมทั้งแรงดันที่ Main Bus#2 ต้องใกล้เคียงกับค่ามาตรฐาน 115 KV ทั้ง 3 เฟส
 - ii. ย้ายโหลด Bay หม้อแปลง TP2 กลับมารับไฟจาก Main Bus#2 โดยปฏิบัติตามข้อ 1.4 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby
 - iii. ย้ายโหลด Bay สายส่ง Outgoing#1 กลับมารับไฟจาก Main Bus#2
 - 1. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1 ออก
 - 2. ดำเนินการสับเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1
 - กรณีการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เป็นการสับขนาดโหลดสายส่งฯ ให้ปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 KV
 - กรณีการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เป็นการ Energize สายส่งฯ ตรวจสอบสถานะ Ground Switch คร่อมหัว-ท้าย สายส่งฯ และอุปกรณ์ตัดตอนที่เชื่อมต่อ กับสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” หลังจากนั้นจึงดำเนินการสับเบรกเกอร์ฯ เพื่อ Energize สายส่งฯ ดังกล่าว
 - 3. กรณีที่มีการย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย 22/33 KV หลังจากดำเนินการตามข้อ 1 และ 2 แล้ว ดำเนินการย้ายโหลดระบบ 22/33 KV กลับคืน โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลด Feeder
 - 4. กรณีมีการปลดโหลดออกบางส่วน เช่น ผู้ใช้ไฟระบบ 115 KV หรือ SPP หลังจากดำเนินการตามข้อ 1 และ 2 แล้ว ดำเนินการแจ้ง ผู้ใช้ไฟรับไฟจาก PEA หรือแจ้ง SPP ขนาดเข้าระบบ ตามสภาพปกติ

10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01

5. สถานีจัด Bus แบบ Double Bus Double Breaker (DBDB)



รูปที่ 5 Single Line Diagram สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ DBDB

หมายเหตุ กำหนดให้ใช้สถานะของอุปกรณ์ตามรูปที่ 5 เป็นสถานะเริ่มต้น ในการจัดทำขั้นตอนวิธีปฏิบัติฯ

1. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ป้องกัน TP1 (รหัส AAA01YB-01)

1.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตช์ biomeister รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์ AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ปลดสวิตช์ biomeister รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 4) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตช์ biomeister รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์)
- 5) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน

b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ ยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งปลดการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ biomeister รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) นำ Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biomeister รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) ออก
- 5) สับสวิตซ์ biomeister รหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 6) นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ออก
- 7) สับเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ “สับ”

2. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ป้องกันสายส่ง Outgoing#1 (รหัส AAA02YB-01)

2.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 และสวิตซ์ biomeister รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ AAA02YB-01 และ AAA02YB-02
- 3) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 และแจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์ AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ปลดสวิตซ์ biomeister รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 5) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 และสวิตซ์ biomeister รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์)
- 6) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ AAA02YB-02
- 7) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการตั้งต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสถานะสวิตซ์ biomeister รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”

- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 5) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ AAA02YB-02
- 6) นำ Tag ห้ามควบคุมที่สวิตช์ biomec รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) ออก
- 7) สับสวิตช์ biomec รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
- 8) นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 ออก
- 9) สับ เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ “สับ”
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ AAA02YB-01 หรือ AAA02YB-02

3. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา ในสายส่ง Outgoing#1

3.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01, AAA02YB-02 และสวิตช์ biomec รหัส AAA02YS-02, AAA02YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 และ AAA02YB-02
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดออกจากสายส่ง Outgoing#1 โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่อย 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ ไดๆ หลังจากย้ายโหลดแล้ว เสร็จ ดำเนินการตรวจสอบดังนี้
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกตัว ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” และมีการแขวน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ฯ ตั้งกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ a. (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01,AAA02YB-02 เพื่อ De-energize สายส่งฯ พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดสายส่งฯ (MW, MVAR, Current) เป็นศูนย์
- 5) ปลดสวิตช์ biomec รหัส AAA02YS-02,AAA02YS-03 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01, AAA02YB-02
- 7) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

3.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ ยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งปลดการต่อลงดินหัว-ท้าย จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01,AAA02YB-02 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ สวิตซ์เปิบเมดิรหัส AAA02YS-02,AAA02YS-03 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ สวิตซ์เปิบเมดิรหัส AAA02YS-01,AAA02YS-04 อยู่ในสถานะ “สับ”
- 5) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ตรวจสอบสถานะ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) ตรวจสอบ Ground Switch คร่อมหัว-ท้าย สายส่ง (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - a. Ground Switch ต้นทาง รหัส AAA02YG-01
- 8) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 และ AAA02YB-02 อยู่ในสถานะ Off
- 9) ดำเนินการ Energize สายส่งฯ
 - a. สับสวิตซ์เปิบเมดิรหัส AAA02YS-02, AAA02YS-03 พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01, AAA02YB-02 ออก และสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เพื่อ Energize สายส่งฯ
- 10) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามข้อ 1.3 หลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่อย 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมา_rับไฟจากสายส่งฯ ไดๆ
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 หรือ AAA02YB-02

4. การตัด/จ่ายไฟหม้อแปลง TP1

4.1 การตัดไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา บริเวณ/ที่ หม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบสถานะ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA01YS-02,AAA01YS-03) และด้าน Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 4) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดฝาหม้อแปลง TP2 ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์

- 5) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากยังคงต่อในระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, KV)
- 6) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- 7) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- 8) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side
- 9) ดำเนินการปลดสวิตช์ biome ด้าน High Side รหัส AAA01YS-02, AAA01YS-03 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 10) ดำเนินการปลด Disconnecting Switch/Truck Out Service ของ เบรกเกอร์ด้าน Low Side
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ ณ จุดปฏิบัติงาน
 - b. แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 (ถ้ามี) หรือดำเนินการต่องวด หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

4.2 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากซ่อมแซม/บำรุงรักษา บริเวณ/ที่หม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ ยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งปลดการต่องวด หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ทั้งด้าน High Side (รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02) และ Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1
 - a. ตรวจสอบ สวิตช์ biome ด้าน High Side รหัส AAA01YS-02,AAA01YS-03 อยู่ในสถานะ “ปลด” และรหัส AAA01YS-01,AAA01YS-04 อยู่ในสถานะ “สับ”
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด” หรือ Truck Out Service
- 4) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”(ถ้ามี)
- 5) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 6) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 7) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. ดำเนินการสับ สวิตช์ biome ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YS-02,AAA01YS-03 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side ออก

- c. สับ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YB-01,AAA01YB-02 เพื่อ Energize หม้อแปลง
- d. รอเวลาประมาณ 15 นาที
- 8) ดำเนินการสับ สวิตซ์เบิร์มีดหรือ Truck In service ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side
- 9) นำ Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 10) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
 - a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดฟีดเดอร์
 - i. สับ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Busระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ii. ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

4.3 การดับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบสถานะ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดผ่านหม้อแปลง TP2 ในสถานีเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- 4) ปลด เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, KV)
- 5) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- 6) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side

4.4 การจ่ายไฟมื้อแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบชุดปฎิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ ยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งปลดการต่อลงดิน หัว-หัว จุดปฎิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ทั้งด้าน High Side (รหัส AAA01YB-01, AAA01YB-02) และ Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1
 - a. ตรวจสอบ สวิตซ์เบเมดด้าน High Side รหัส AAA01YS-01,AAA01YS-02, AAA01YS-03,AAA01YS-04 อยู่ในสถานะ “สับ”
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “สับ” หรือ Truck In Service
- 4) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”(ถ้ามี)
- 5) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 6) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 7) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side ออก
 - b. สับ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA01YB-01,AAA01YB-02 เพื่อ Energize หม้อแปลง
 - c. รอเวลาประมาณ 15 นาที
- 8) นำ Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 9) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
 - a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานนและถ่ายเทโหลด หม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดพีดเดอร์
 - i. สับ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Busระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ii. ย้ายโหลดพีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานนและถ่ายเท โหลดพีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

5. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา Main Bus#1

5.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบปริมาณโหลดของสถานีฯ AAA ต้องไม่เกินพิกัดของอุปกรณ์ที่ยังจ่ายไฟอยู่ หลังจาก ปลด Main Bus#1 ไปแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ทุกตัว (รหัส AAA01YB-01, AAA02YB-01, AAA03YB-01, AAA04YB-01, AAA05YB-01, AAA06YB-01) ไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ

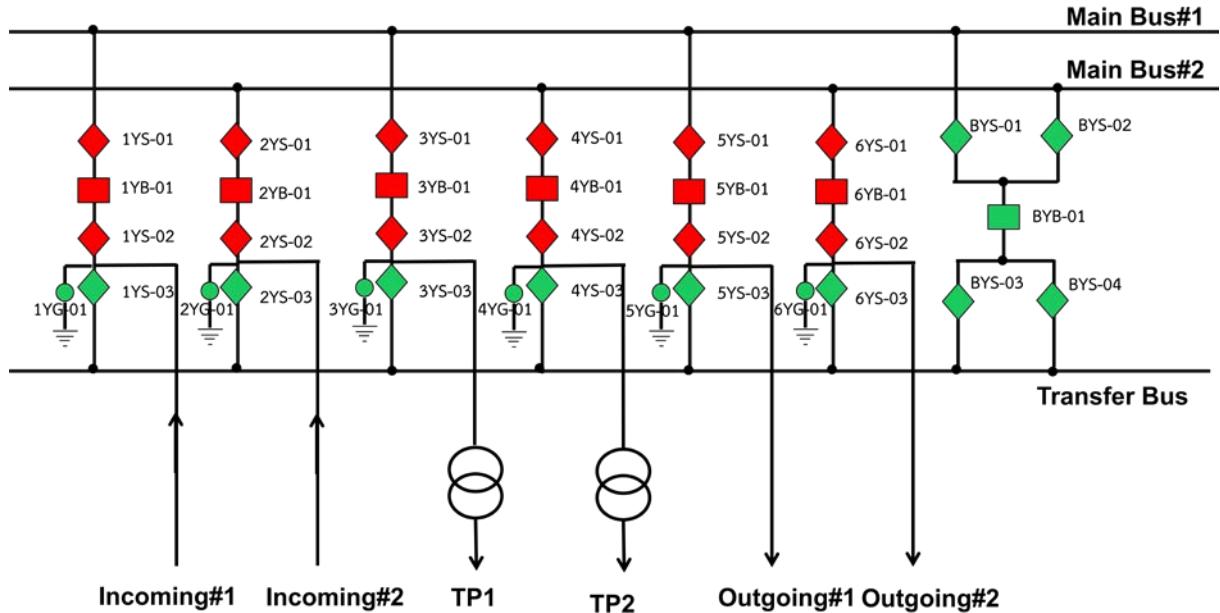
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์เบมีดติด Main Bus#1 ทุกตัว (รหัส AAA01YS-01, AAA02YS-01, AAA03YS-01, AAA04YS-01, AAA05YS-01, AAA06YS-01) ไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 4) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่งฯ สถานีฯ AAA ทั้งหมด
- 5) แจ้ง ศูนย์ฯ กฟผ. ที่เกี่ยวข้อง Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Main Bus#1 (ถ้ามี)
- 6) ปลด เบรกเกอร์ที่ติด Main Bus#1 ทุกตัว (ปลดทีละตัว) และแขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ตั้งกล่าว
- 7) ปลดสวิตซ์เบมีดติด Main Bus#1 ทุกตัว (ปลดทีละตัว)
- 8) แจ้ง ศูนย์ฯ กฟผ. ที่เกี่ยวข้อง เพื่อขอปลดเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Main Bus#1 พร้อมทั้ง ปลดสวิตซ์เบมีดออกไลน์ด้วย
- 9) ตรวจสอบแรงดันที่ Main Bus#1 ต้องเป็นศูนย์ทั้ง 3 เฟส
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่งฯ ติด Main Bus#2 (AAA02YB-01, AAA04YB-01, AAA05YB-01, AAA06YB-01)
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องวดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

5.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่องวดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ทุกตัว (รหัส AAA01YB-01, AAA02YB-01, AAA03YB-01, AAA04YB-01, AAA05YB-01, AAA06YB-01) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์เบมีดติด Main Bus#1 ทุกตัว (รหัส AAA01YS-01, AAA02YS-01, AAA03YS-01, AAA04YS-01, AAA05YS-01, AAA06YS-01) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของ เบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ทุกตัว อยู่ในสถานะ Off
- 5) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่งฯ รหัส AAA02YB-01, AAA04YB-01, AAA05YB-01, AAA06YB-01
- 6) สับสวิตซ์เบมีดติด Main Bus#1 ทุกตัว (สับทีละตัว) พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 7) แจ้ง ศูนย์ฯ กฟผ. ที่เกี่ยวข้อง เพื่อสับเบรกเกอร์ต้นทางและสวิตซ์เบมีดออกไลน์ เพื่อ Energize Main Bus#1
- 8) ตรวจสอบแรงดันที่ Main Bus#1 ต้องใกล้เคียงกับค่ามาตรฐาน 115 KV ทั้ง 3 เฟส
- 9) นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ทุกตัว ออก
- 10) สับเบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ทุกตัว (สับทีละตัว) พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับ”
- 11) แจ้ง ศูนย์ฯ กฟผ. ที่เกี่ยวข้อง On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ที่จ่ายไฟให้ Main Bus#1 (ถ้ามี)

-
- 12) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ระบบ 115 kV รหัส AAA02YB-01/AAA02YB-02,
AAA04YB-01/AAA04YB-02,AAA05YB-01/AAA05YB-02,AAA06YB-01/AAA06YB-02
(เฉพาะ Bay สายส่ง, เลือก CB เพียงตัวเดียวใน Bay นั้นๆ)

6. สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ Doubles Main and Transfer Bus



รูปที่ 6 Single Line Diagram สถานีไฟฟ้าจัด Bus แบบ Double Main Transfer Bus

หมายเหตุ กำหนดให้ใช้สถานะของอุปกรณ์ตามรูปที่ 6 เป็นสถานะเริ่มต้นในการจัดทำขั้นตอนวิธีปฏิบัติฯ

1. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา ในสายส่ง Outgoing#1

1.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA05YB-01 และสวิตซ์เบ่มีดรหัส AAA05YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA05YB-01
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดออกจากสายส่ง Outgoing#1 โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่อย 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ ไดๆ โดยหลังจากย้ายโหลดแล้วเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบดังนี้
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกตัว ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” และมีการเขียน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ฯ ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ a) (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ปลดเบรกเกอร์หัส AAA05YB-01 เพื่อ De-energize สายส่งฯ พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดสายส่งฯ (MW, MVAR, Current) เป็นศูนย์
- 5) ปลด สวิตซ์เบ่มีดรหัส AAA05YS-02 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส

- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01
- 7) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ สวิตซ์ชibeมีเดรหัส AAA05YS-01 อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 4) ตรวจสอบ สวิตซ์ชibeมีเดรหัส AAA05YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 5) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ตรวจสอบสถานะ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) ตรวจสอบ Ground Switch คร่อมหัว-ท้าย สายส่ง (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - a. Ground Switch ต้นทาง รหัส AAA05YG-01
- 8) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 9) ดำเนินการ Energize สายส่งฯ
 - a. สับ สวิตซ์ชibeมีเดรหัส AAA05YS-02 พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01 ออก และสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เพื่อ Energize สายส่งฯ
- 10) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษากำช ข้อย่อย 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ ไดๆ
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01

2. การตัด/จ่ายไฟหม้อแปลง TP1

2.1 การตัดไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา ที่/บริเวณ หม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบสถานะ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA03YB-01) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA03YS-02) และด้าน Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 4) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดฝากรหม้อแปลง TP2 ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง

- b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- 5) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, kV)
- 6) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA03YB-01 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- 7) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- 8) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side
- 9) ดำเนินการปลด สวิตซ์เบมีด้าน High Side รหัส AAA03YS-02 พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 10) ดำเนินการปลด Disconnecting Switch/Truck Out Service ของ เบรกเกอร์ด้าน Low Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” หรือ Out Service ตามลำดับ
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 (ถ้ามี) หรือดำเนินการต่องดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากซ่อมแซม/บำรุงรักษาระบบที่/บริเวณ หม้อแปลง TP1

- 1) ตรวจสอบหน่วยงานบำรุงรักษาภายนอกพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งปลดการต่องดินที่หัว – ห้ายจุดปฏิบัติงานด้วย
- 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. สวิตซ์เบมีดรหัส AAA03YS-01 อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - c. สวิตซ์เบมีดรหัส AAA03YS-02 อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด” หรือ Truck Out Service
- 4) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”(ถ้ามี)
- 5) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 6) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 7) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1

- a. สับ สวิตซ์ใบมีดของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA03YS-02 พร้อมตั้งแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
- b. นำ Tag ที่แขวนไว้ที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA03YB-01 ออก
- c. สับเบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 เพื่อ Energize หม้อแปลง และรอเวลาประมาณ 15 นาที
- 8) สับ Disconnecting Switch/Truck In Service ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับ” หรือ In Service ตามลำดับ
- 9) นำ Tag ที่แขวนไว้ ที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 10) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
 - a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโหลดฟีดเดอร์
 - i. สับ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Bus ระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ii. ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

2.3 การตัดไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบสถานะ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side (รหัส AAA03YB-01) และ Low Side ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดฝากหม้อแปลง TP2 ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- 4) ปลด เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side (กรณี เบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, KV)
- 5) ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA03YB-01 เพื่อ De-energize หม้อแปลง พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)
- 6) จากข้อ 4) และ 5) หากปริมาณโหลดไม่เป็นศูนย์ ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบ
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side

2.4 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby

- 1) ตรวจสอบหน่วยงานบำรุงรักษาอีนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งปลดการต่อลงดินที่หัว – ห้ายจุดปฏิบัติงานด้วย
- 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. สวิตซ์เบิมีเดรหัส AAA03YS-01,AAA03YS-02 อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส
- 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - b. Disconnecting Switch/Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side อยู่ในสถานะ “สับ” หรือ Truck In Service
- 4) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด”(ถ้ามี)
- 5) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ “Manual”
- 6) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP1 ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 7) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. นำ Tag ที่แขวนไว้ที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side รหัส AAA03YB-01 ออก
 - b. สับ เบรกเกอร์รหัส AAA03YB-01 เพื่อ Energize หม้อแปลง และรอเวลาประมาณ 15 นาที
- 8) นำ Tag ที่แขวนไว้ ที่ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน Low Side ออก
- 9) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
 - a. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานนและถ่ายเทโหลด หม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดพีดเดอร์
 - i. สับ เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลงด้าน Low Side เพื่อ Energize Main Bus ระบบ 22/33 KV และตรวจสอบแรงดัน Main Bus ต้องอยู่ในค่ามาตรฐานแรงดัน 22/33 KV
 - ii. ย้ายโหลดพีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานนและถ่ายเทโหลดพีดเดอร์
 - iii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

3. การซ่อนแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ (Incoming#1) รหัส AAA01YB-01 (กรณีย้ายโหลดรับไฟจาก เบรกเกอร์ AAA0BYB-01)

3.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ Spare รหัส AAA0BYB-01 และสวิตซ์เบิมีเดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02, AAA0BYS-03, AAA0BYS-04 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ

- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 และสวิตซ์ biomeister หัส AAA01YS-01, AAA01YS-02, AAA01YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)
- 4) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
- 5) ทดสอบ Transfer Bus
 - a. แจ้งพนักงานสถานีไฟฟ้า AAA ตรวจสอบ Transfer Bus ด้วยสายตา
 - b. สับสวิตซ์ biomeister หัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-03 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) พร้อมแจ้ง ส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท 3 เฟส”
 - c. สับเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
 - d. ปลดเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบ สถานะ
 - e. ปลดสวิตซ์ biomeister หัส AAA0BYS-03
- 6) สับสวิตซ์ biomeister หัส AAA01YS-03 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
- 7) สับสวิตซ์ biomeister หัส AAA0BYS-03
- 8) สับเบรกเกอร์หัส AAA0BYB-01 เพื่อขาน Bus
- 9) ปลดเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 เพื่อปลดขาน Bus
- 10) ปลดสวิตซ์ biomeister หัว – ห้ายเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 (สวิตซ์ biomeister AAA01YS-01, AAA01YS-02)
- 11) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 และที่สวิตซ์ biomeister AAA01YS-01, AAA01YS-02
- 12) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
- 13) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. แจ้งชุดปฏิบัติงานดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ห้าย เบรกเกอร์ ก่อนปฏิบัติงาน หรือ ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

3.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน(ย้ายโหลดกลับคืนสภาพปกติ)

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้วเสร็จ ยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งปลดการต่อลง ดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 และที่สวิตซ์ biomeister AAA01YS-01, AAA01YS-02 ออก
- 3) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ Off

- 4) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
 - 5) สับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01YS-01, AAA01YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) พร้อมตรวจสอบสภาพ “สับสนิท 3 เพส”
 - 6) สับเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อขาน Bus
 - 7) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อปลดขาน Bus
 - 8) ปลดสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01YS-03 เพื่อ De-energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
 - 9) ปลดสวิตซ์ใบมีดคร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 (สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-03)
 - 10) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
 - 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งให้ On ไว้)
4. การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ (Incoming#2) รหัส AAA02YB-01 (กรณีข้อ 4 ไม่สามารถดำเนินการได้)
- #### 4.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน
- 1) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์ Spare รหัส AAA0BYB-01 และสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02, AAA0BYS-03, AAA0BYS-04 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 และสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02, AAA02YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
 - 3) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ Off
 - 4) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#2
 - 5) ทดสอบ Transfer Bus
 - a. แจ้งพนักงานสถานีไฟฟ้า AAA ตรวจสอบ Transfer Bus ด้วยสายตา
 - b. สับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BYS-02, AAA0BYS-03 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท 3 เพส”
 - c. สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
 - d. ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
 - e. ปลดสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BYS-03
 - 6) สับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA02YS-03 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
 - 7) สับใบมีดรหัส AAA0BYS-03

- 8) สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อขาน Bus
- 9) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 เพื่อปลดขาน Bus
- 10) ปลดสวิตซ์ biomec ร้อมหัว – ห้ายเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 (สวิตซ์ biomec รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02)
- 11) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 และที่สวิตซ์ biomec รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02
- 12) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#2
- 13) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

4.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน(ย้ายโหลดกลับคืนสภาพปกติ)

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 และที่สวิตซ์ biomec รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02 ออก
- 3) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#2
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 5) สับสวิตซ์ biomec รหัส AAA02YS-01, AAA02YS-02 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) พร้อมตรวจสอบ สภาพ “สับสนิท 3 เฟส”
- 6) สับเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 เพื่อขาน Bus
- 7) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อปลดขาน Bus
- 8) ปลดสวิตซ์ biomec รหัส AAA02YS-03 เพื่อ De-energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบ สถานะ
- 9) ปลดสวิตซ์ biomec ร้อมหัว-ห้ายเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 (สวิตซ์ biomec รหัส AAA0BYS-02, AAA0BYS-03)
- 10) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#2
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งให้ On ไว้)

5. การซ้อมแซม/บำรุงรักษาเบรกเกอร์ (Outgoing#1) รหัส AAA05YB-01 (กรณีย้ายโหลดฝากรเบรกเกอร์ AAA0BYB-01)

5.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์ Spare รหัส AAA0BYB-01 และสวิตช์ biomeister รหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02, AAA0BYS-03, AAA0BYS-04 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01 และสวิตช์ biomeister รหัส AAA05YS-01, AAA05YS-02, AAA05YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01
- 4) แจ้งศูนย์ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
- 5) ทดสอบ Transfer Bus
 - a. แจ้งพนักงานสถานีไฟฟ้า AAA ตรวจสอบ Transfer Bus ด้วยสายตา
 - b. สับสวิตช์ biomeister รหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-03 (หัว – หัวเบรกเกอร์) พร้อมแจ้ง ส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท 3 เฟส”
 - c. สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบ สถานะการจ่ายไฟปกติ
 - d. ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01
 - e. ปลดสวิตช์ biomeister รหัส AAA0BYS-03
- 6) สับสวิตช์ biomeister รหัส AAA05YS-03 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
- 7) สับสวิตช์ biomeister รหัส AAA0BYS-03
- 8) สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อขาน Bus
- 9) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01 เพื่อปลดขาน Bus
- 10) ปลดสวิตช์ biomeister ร่วมหัว – หัวเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01 (สวิตช์ biomeister รหัส AAA05YS-01, AAA05YS-02)
- 11) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01 และที่สวิตช์ biomeister รหัส AAA05YS-01, AAA05YS-02
- 12) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01
- 13) แจ้งศูนย์ กฟผ. ที่รับผิดชอบ On Auto Reclosing Relay ของสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
- 14) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. แจ้งดำเนินการต่อลงดิน หัว-หัว จุดปฏิบัติงาน

5.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน(ย้ายโหลดกลับคืนสภาพปกติ)

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01 และสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA05YS-01, AAA05YS-02 ออก
- 3) สับสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA05YS-01, AAA05YS-02 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) พร้อมตรวจสอบสภาพ “สับสนิท 3 เพส”
- 4) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01
- 5) แจ้งศูนย์ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
- 6) สับเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01 เพื่อขาน Bus
- 7) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อปลดধনান Bus
- 8) ปลดสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA05YS-03 เพื่อ De-energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
- 9) ปลดสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BYB-01 (สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-03)
- 10) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA05YB-01
- 11) แจ้งศูนย์ กฟผ. ที่รับผิดชอบ On Auto Reclosing Relay ของสถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1

6. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา Main Bus#1

6.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01,AAA03YB-01,AAA05YB-01 ต้องไม่มีป้ามห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01YS-01,AAA03YS-01,AAA05YS-01 ต้องไม่มีป้ามห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01, AAA05YB-01 (เบรกเกอร์ป้องกันสายส่งฯ ติด Main Bus#1)
- 4) แจ้งศูนย์ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
- 5) ดำเนินการย้ายโหลด Main Bus#1 รับไฟจากแหล่งจ่ายข้างเคียง
 - a. Bay หม้อแปลง TP1 ปฏิบัติตามข้อ 2.3 การดับไฟหม้อแปลง TP1 เพื่อปลด Cold Standby
 - b. Bay สายส่ง Outgoing#1 ตรวจสอบการเชื่อมต่อสายส่งฯ ดังกล่าว กับแหล่งจ่ายข้างเคียง และเงื่อนไขของหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดต่างๆ

- i. กรณีตรวจสอบแล้ว สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้ทั้งหมด ปฏิบัติตามหลักการขานและเท负荷สายส่งระบบ 115 kV (ปลดধন্তের পোক কান সায়ে সংগ্ৰহণ#1)
 - ii. กรณีตรวจสอบแล้ว สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้บางส่วน ดำเนินการย้ายโหลด ส่วนที่เหลือ(ที่ไม่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้) ผ่านระบบ จำหน่าย 22/33 kV โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายโหลด Feeder
 - iii. กรณีมีโหลดบางส่วน เช่น ผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV หรือ SPP ซึ่งตรวจสอบและพิจารณาแล้วไม่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV และ 22/33 kV ดำเนินการแจ้งผู้ใช้ไฟครับไฟฯ หรือแจ้ง SPP งดการขานฯ ในช่วงเวลาที่ปฏิบัติงานดังกล่าว
 - iv. หลังจากดำเนินการย้ายโหลดตามข้อ i ถึง iii แล้วเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบ เบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1 อยู่ในสถานะ “ปลด” และแขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ดังกล่าว
- 6) ดำเนินการปลด Bay Incoming#1
- a. ปลดเบรกเกอร์หัส AAA01YB-01 เพื่อ De-energize Main Bus
 - b. ตรวจสอบแรงดันที่ Main Bus#1 ต้องเป็นศูนย์ทั้ง 3 เฟส หากไม่เป็นศูนย์ แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบ
 - c. แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA01YB-01
- 7) ปลดสวิตซ์ใบมีดติด Main Bus#1 ทั้งหมด (สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01YS-01, AAA03YS-01, AAA05YS-01, AAA0BY-01) พร้อมทั้งแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีดดังกล่าว
- 8) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
- a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

6.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ติด Main Bus#1 ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดติด Main Bus#1 ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่งติด Main Bus#1 ทุกตัว (AAA01YB-01, AAA05YB-01) อยู่ในสถานะ Off
- 5) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
- 6) นำ Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีดติด Main Bus#1 ออก (รหัส AAA01YS-01, AAA03YS-01, AAA05YS-01)

- 7) สับสวิตซ์ biomec ติด Main Bus#1 (รหัส AAA01YS-01, AAA03YS-01, AAA05YS-01) พร้อมทั้ง แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 8) ดำเนินการ Energize Main Bus
 - a. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 ออก
 - b. สับ เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อ Energize Main Bus และตรวจสอบระดับ แรงดันไฟฟ้าที่ Main Bus#1 ทั้ง 3 เฟส ต้องใกล้เคียงกับค่ามาตรฐาน 115 kV
- 9) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟตามสภาพปกติ ทีละ Bay
 - a. Bay หม้อแปลง TP1 ปฏิบัติตามข้อ 2.4 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP1 หลังจากปลด Cold Standby
 - b. Bay สายส่ง Outgoing#1
 - i. นำ Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1 ออก
 - ii. ดำเนินการสับเบรกเกอร์ป้องกันสายส่ง Outgoing#1
 1. กรณีการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เป็นการสับขานาโหลดสายส่งฯ ให้ปฏิบัติตาม หลักการขานาและเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV
 2. กรณีการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เป็นการ Energize สายส่งฯ ตรวจสอบสถานะ Ground Switch คร่อมหัว-ห้วย สายส่งฯ และอุปกรณ์ตัดตอนที่เชื่อมต่อ กับสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” หลังจากนั้นจึงดำเนินการสับเบรกเกอร์ฯ เพื่อ Energize สายส่งฯ ดังกล่าว
 - iii. กรณีที่มีการย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย 22/33 kV หลังจากดำเนินการตามข้อ i และ ii แล้ว ดำเนินการย้ายโหลดระบบ 22/33 kV กลับคืน โดยปฏิบัติตามหลักการ ขานาและเทโหลด Feeder
 - iv. กรณีมีการปลดโหลดออกบางส่วน เช่น ผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV หรือ SPP หลังจาก ดำเนินการตามข้อ i และ ii แล้ว ดำเนินการแจ้ง ผู้ใช้ไฟรับไฟจาก PEA หรือ แจ้ง SPP ขานาเข้าระบบ ตามสภาพปกติ
- 10) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่ จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
- 11) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่งติด Main Bus#1 ทุกตัว รหัส AAA01YB-01 (กรณีถูกตั้งค่าให้ On ไว้) และ AAA05YB-01

7. การบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสายส่ง Incoming#1 (กรณีย้ายโหลด Main Bus#1 ฝั่ง Main Bus#2)

7.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ Spare รหัส AAA0BYB-01 และสวิตซ์ใบเมดิรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02, AAA0BYS-03, AAA0BYS-04 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 และสวิตซ์ใบเมดิรหัส AAA01YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ใบเมดิรหัส AAA02YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 4) ตรวจสอบพิกัดอุปกรณ์ที่ยังจ่ายไฟอยู่หลังจากย้ายโหลดแล้วเสร็จ ต้องสามารถรับโหลดได้
- 5) ทดสอบ Transfer Bus
 - a. แจ้งพนักงานสถานีไฟฟ้า AAA ตรวจสอบ Transfer Bus ด้วยสายตา
 - b. แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางทั้งสองวงจร
 - c. Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01
 - d. สับสวิตซ์ใบเมดิรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-03 (หัว – ห้ายเบรกเกอร์) พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท 3 เฟส”
 - e. สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
 - f. ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01
 - g. ปลดสวิตซ์ใบเมดิรหัส AAA0BYS-03
- 6) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ Off Line Differential Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง (กฟผ.-PEA)
- 7) Off Line Differential Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 (PEA-กฟผ.)
- 8) สับสวิตซ์ใบเมดิรหัส AAA02YS-03 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
- 9) สับสวิตซ์ใบเมดิรหัส AAA0BYS-04
- 10) สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อขาน Bus
- 11) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01 เพื่อปลดขาน Bus
- 12) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ ปลดเบรกเกอร์ สถานีฯ ต้นทาง เพื่อ De-energize สายส่ง Incoming#1 พร้อมปลดสวิตซ์ใบเมดิค้านออกไลน์ด้วย
- 13) ปลดสวิตซ์ใบเมดิรหัส AAA01YS-02 (ติดสายส่ง Incoming#1)
- 14) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA01YB-01
- 15) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#2
- 16) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

7.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน(ย้ายโหลดกลับคืนสภาพปกติ)

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบ Ground Switch คร่อมหัว-ท้าย สายส่ง Incoming#1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 4) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#2
- 5) สับสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-02 (ติดสายส่ง Incoming#1) พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพลส
- 6) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบสับเบรกเกอร์ สถานีฯ ต้นทาง เพื่อ Energize สายส่ง Incoming#1
- 7) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 ออก
- 8) สับเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 เพื่อขาน Bus
- 9) ปลดเบรกเกอร์หัวส AAA0BYB-01 เพื่อปลดขาน Bus
- 10) ปลดสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA02YS-03 เพื่อ De-energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
- 11) ปลดสวิตซ์ใบเม็ดคร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์หัวส AAA0BYB-01 (สวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-04)
- 12) On Line Differential Relay ของเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 (PEA-กฟผ.)
- 13) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ On Line Differential Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง (กฟผ.-PEA)
- 14) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง ทั้งสองวงจร
- 15) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัวส AAA01YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

8. การบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสายส่ง Incoming#2 (กรณีย้ายโหลด Main Bus#2 ฝั่ง Main Bus#1)

8.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์ Spare รหัส AAA0BYB-01 และสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA0BYS-01, AAA0BYS-02, AAA0BYS-03, AAA0BYS-04 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัวส AAA02YB-01 และสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA02YS-02 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA01YS-03 ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 4) ตรวจสอบพิกัดอุปกรณ์ที่ยังจ่ายไฟอยู่หลังจากย้ายโหลดแล้วเสร็จ ต้องสามารถรับโหลดได้
- 5) ทดสอบ Transfer Bus
 - a. แจ้งพนักงานสถานีไฟฟ้า AAA ตรวจสอบ Transfer Bus ด้วยสายตา
 - b. แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางทั้งสองวงจร

- c. สับสวิตช์ biomeđรหัส AAA0BYS-02, AAA0BYS-03 (หัว – ท้ายเบรกเกอร์) พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท 3 เฟส”
- d. สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
- e. ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01
- f. ปลดสวิตช์ biomeđรหัส AAA0BYS-03
- 6) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ Off Line Differential Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง (กฟผ.-PEA)
- 7) Off Line Differential Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 (PEA-กฟผ.)
- 8) สับสวิตช์ biomeđรหัส AAA01YS-03 เพื่อ Energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
- 9) สับสวิตช์ biomeđรหัส AAA0BYS-04
- 10) สับเบรกเกอร์รหัส AAA0BYB-01 เพื่อขาน Bus
- 11) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 เพื่อปลดขาน Bus
- 12) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ ปลดเบรกเกอร์ สถานีฯ ต้นทาง เพื่อ De-energize สายส่ง Incoming#2 พร้อมปลดสวิตช์ biomeđด้านออกไลน์ด้วย
- 13) ปลดสวิตช์ biomeđรหัส AAA02YS-02 (ติดสายส่ง Incoming#2)
- 14) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01
- 15) แจ้ง กฟผ. (ศูนย์นนทบุรี) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่ง Incoming#1
- 16) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงติน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

8.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน(ย้ายโหลดกลับคืนสภาพปกติ)

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงติน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบ Ground Switch คร่อมหัว-ท้าย สายส่ง Incoming#2 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 อยู่ในสถานะ Off
- 4) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Bay Incoming#1
- 5) สับสวิตช์ biomeđรหัส AAA02YS-02 (ติดสายส่ง Incoming#2) พร้อมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 6) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบสับเบรกเกอร์ สถานีฯ ต้นทาง เพื่อ Energize สายส่ง Incoming#2
- 7) นำ Tag ที่แขวนที่เบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 ออก
- 8) สับเบรกเกอร์รหัส AAA02YB-01 เพื่อขาน Bus

-
- 9) ปลดเบรกเกอร์หัว AAA0BYB-01 เพื่อปลดধาน Bus
 - 10) ปลดสวิตช์ใบมีดครึ่งหัว AAA01YS-03 เพื่อ De-energize Transfer Bus พร้อมตรวจสอบสถานะ
 - 11) ปลดสวิตช์ใบมีดครึ่งหัว-หัวเบรกเกอร์หัว AAA0BYB-01 (สวิตช์ใบมีดหัว AAA0BYS-02, AAA0BYS-04)
 - 12) On Line Differential Relay ของเบรกเกอร์หัว AAA02YB-01 (PEA-กฟผ.)
 - 13) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบดำเนินการ On Line Differential Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทาง (กฟผ.-PEA)
 - 14) แจ้งศูนย์ฯ กฟผ. ที่รับผิดชอบ On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์สถานีฯ ต้นทางทั้งสองวงจร
 - 15) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัว AAA02YB-01 (กรณีที่ถูกตั้งค่าให้ On ไว้)

4.2 วิธีปฏิบัติการสั่งการกับอุปกรณ์ภายนอกสถานีไฟฟ้า แบ่งตามชนิดของอุปกรณ์ ดังนี้

1. วิธีปฏิบัติการสั่งการกับ Air Break Switch ระบบ 115 kV



รูปที่ 7 Air Break Switch 115 kV

1. การปลด/สับ Air Break Switch เพื่อดำபါဖြူပိတ်งาน/บำรุงรักษาในสายส่งฯ

1.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะของ Air Break Switch อยู่ในสถานะ “สับ”
- 2) ตรวจสอบ Air Break Switch ต้องไม่มี Tag/Note ห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 3) ตรวจสอบคุณสมบัติของ Air Break Switch (ผลิตภัณฑ์, Charging Current, ระยะทางสายส่งฯ) (หมายเหตุ ข้อที่ 1)
- 4) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสภาพอากาศบริเวณ Air Break Switch (หมายเหตุ ข้อที่ 2)
- 5) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Air Break Switch
- 6) ดำเนินการย้ายโหลด ที่รับไฟจาก Air Break Switch ไปรับไฟจากแหล่งจ่ายข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบาրุงรักษา ข้อย่อย 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ โดยหลังจากดำเนินการแล้วเสร็จ ตรวจสอบสถานะดังนี้
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Air Break Switch ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด” และ มีการแขวน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ตัดตอนฯ ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนในข้อ a) (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ปลด Air Break Switch และตรวจสอบ Air Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส

- 8) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่ Air Break Switch
- 9) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ Lock กลไกทางกลของ Air Break Switch
- 10) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Air Break Switch
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสถานะของ Air Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Air Break Switch ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ตรวจสอบกราวด์สวิตซ์ที่สถานีฯ ปลายทาง (ถ้ามี) ที่รับไฟจาก Air Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสภาพอากาศบริเวณ Air Break Switch (หมายเหตุ ข้อที่ 2)
- 7) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Air Break Switch
- 8) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 9) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการสับ Air Break Switch พร้อมทั้งตรวจสอบ Air Break Switch อยู่ ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 10) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อ บำรุงรักษา ข้อย่อย 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ
- 11) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Air Break Switch

2. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา Air Break Switch (กรณีปฏิบัติงานร่วมกับชุด Hotline)

2.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะของ Air Break Switch อยู่ในสถานะ “สับ”
- 2) ตรวจสอบ Air Break Switch ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 3) ตรวจสอบคุณสมบัติของ Air Break Switch (ผลิตภัณฑ์, Charging Current, ระยะทางสายส่งฯ) (หมายเหตุ ข้อที่ 1)
- 4) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสภาพอากาศบริเวณ Air Break Switch (หมายเหตุ ข้อที่ 2)
- 5) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Air Break Switch
- 6) ดำเนินการย้ายโหลด ที่รับไฟจาก Air Break Switch ไปรับไฟจากแหล่งจ่ายข้างเคียง โดย ปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่อย 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ
- 7) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Air Break Switch ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด”

- 8) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ปลด Air Break Switch และตรวจสอบ Air Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 9) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ Lock กลไกทางกล ของ Air Break Switch
- 10) แขวน Tag เพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานที่ Air Break Switch
- 11) แจ้งชุดปฏิบัติงาน Hotline ปลดจุดเชื่อมต่อสายเข้า-ออก Air Break Switch ทั้งสองด้าน
- 12) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Air Break Switch
- 13) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะของ Air Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Air Break Switch
- 4) กรณีด้าน Load ของ Air Break Switch มีการจ่ายไฟมาสิ้นสุด ณ จุดที่ปลดสายไว้ ดำเนินการดังนี้
 - a. กรณีไม่ดับไฟ เชื่อมสายด้าน Load ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันด้าน Load
 - b. กรณีดับไฟ เชื่อมสายด้าน Load ดำเนินการดับไฟสายส่งฯ ด้าน Load ดังกล่าว
- 5) แจ้งชุดปฏิบัติงาน Hotline เชื่อมต่อสายเข้า-ออก Air Break Switch ทั้งสองด้าน
- 6) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟ Air Break Switch ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด” (แรงดันด้าน Load เป็นศูนย์)
- 7) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบสภาพอากาศ** บริเวณ Air Break Switch
- 8) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 9) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องสับ Air Break Switch เพื่อดำเนินการ Energize สายส่งฯ และตรวจสอบ Air Break Switch อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 10) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก Air Break Switch โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษាដูรย์อย่างต่อเนื่อง 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ
- 11) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Air Break Switch

หมายเหตุ

- 1.) กรณีตรวจสอบแล้วพบว่าค่า Charging Current ของสายส่งฯ ที่ต้องการดับไฟ มีค่ามากกว่า Interrupting Capacity ของ Air Break Switch พิจารณาดำเนินการวิธีใดวิธีหนึ่ง ดังนี้
 - a. พิจารณาปลด Air Break Switch แบบไม่มีไฟ ดำเนินการปลดอุปกรณ์ต้นทาง เพื่อดับไฟ Air Break Switch รวมทั้งสายส่งฯ และดำเนินการปลด Air Break Switch แบบมีไฟ

- b. พิจารณาปลด Air Break Switch แบบมีไฟ ดำเนินการลดค่า Charging Current ของสายส่งฯ ให้ไม่เกิน Interrupting Capacity ของ Air Break Switch โดยการปลดอุปกรณ์ตัดตอน ปลายสายส่งฯ เพื่อลดความยาวสายส่งฯ (ค่า Charging Current ของสายส่งฯ แปรผันตรงกับความยาวสายส่งฯ)
- 2.) กรณีตรวจสอบสภาพอากาศบริเวณ Air Break Switch ก่อนปลด-สับ พบว่ามีความชื้นสูง พิจารณางด เว้นการปลด-สับ อุปกรณ์ดังกล่าว เพื่อความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานและอุปกรณ์ฯ

2. วิธีปฏิบัติการสั่งการกับ Load break Switch ระบบ 115 kV

Basic Information

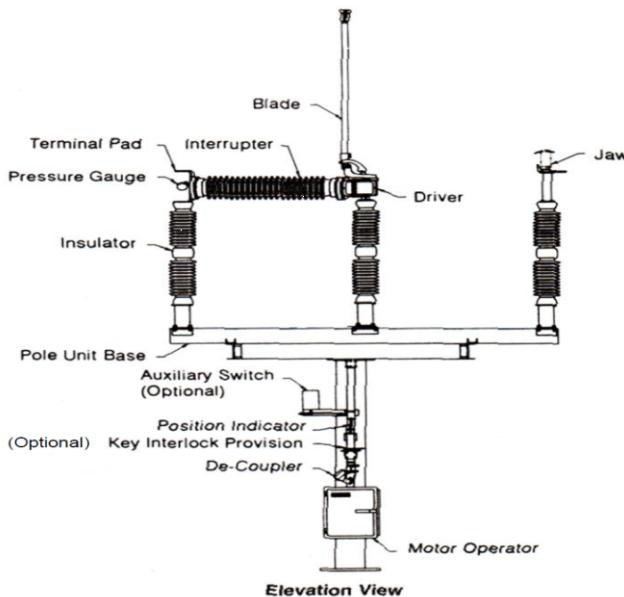


Figure 3: LSH-VB - (Typical Construction)
(Note: Please refer to customer drawings for specific construction details.)

รูปที่ 8 Load Break Switch ระบบ 115 kV

1. การปลด/สับ Load Break Switch เพื่อดับไฟปฏิบัติงาน/บำรุงรักษาในสายส่งฯ
 - 1.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน
 - 1) ตรวจสอบ Tag, Note ของ Load break Switch ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
 - 2) ตรวจสอบสถานะของ Load break Switch อยู่ในสถานะ “สับ”
 - 3) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch

- 4) ดำเนินการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่ออย 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ โดยหลังจากดำเนินการแล้วเสร็จ ตรวจสอบสถานะดังนี้
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Load Break Switch ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด” และมีการแขวน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ตัดตอนฯ ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนในข้อ a) (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ดำเนินการปลด Load Break Switch
- 6) ตรวจสอบสถานะ Load Break Switch และ Disconnecting Switch ติด Load Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่ Load Break Switch
- 8) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตั้งค่า Local/Remote Control ของ Load Break Switch ให้อยู่ในสถานะ “Local”
- 9) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch
- 10) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบกับทางชุดปฏิบัติงานเพื่อยืนยันความพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งปลดการต่องดินที่ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน
- 2) ตรวจสอบ Load Break Switch และ Disconnecting Switch ของ Load Break Switch ดังกล่าว อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบสถานะ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ตรวจสอบกราวด์สวิตซ์สถานีฯ ปลายทาง (ถ้ามี) ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทาง ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch ดังกล่าว
- 7) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 8) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตั้งค่า Local/Remote Control ของ Load Break Switch ให้อยู่ในสถานะ “Remote”
- 9) สับ Load Break Switch เพื่อดำเนินการ Energize สายส่งฯ

- 10) ตรวจสอบ Load Break Switch และ Disconnecting Switch ของ Load Break Switch ดังกล่าว อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - 11) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อ ย่อ 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ
 - 12) ดำเนินการ ON Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทาง ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch ดังกล่าว
2. การสั่งการเพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา Load Break Switch (กรณีตับไฟสายส่งฯ ที่รับไฟจาก Load Break Switch)

2.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบ Tag, Note ของ Load break Switch ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะของ Load break Switch อยู่ในสถานะ “สับ”
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch
- 4) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Load Break Switch ไปรับไฟจากแหล่งจ่ายข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อ 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ
- 5) ปลด Load Break Switch พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ Load Break Switch และ Disconnecting Switch ติด Load Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 6) แขวน Tag เพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานที่ Load Break Switch
- 7) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ตั้งค่า Local/Remote Control ที่ Load Break Switch ให้อยู่ในสถานะ “Local”
- 8) แยก Load Break Switch ออกจากระบบส่วนที่มีไฟ
 - a. กรณีด้านที่ไม่มี Disconnecting Switch อยู่ด้าน Source (มีไฟ) แจ้งชุดปฏิบัติงาน HOTLINE ปลดจุดเชื่อมต่อสายเข้า Load Break Switch ด้าน Source ดังกล่าว
 - b. กรณีด้านที่ไม่มี Disconnecting Switch อยู่ด้าน Load (ไม่มีไฟ)
 - i. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกตัว ที่รับไฟจาก Load Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด” และแขวนป้ายห้ามสับ/ห้ามควบคุม ที่อุปกรณ์ตัดตอนดังกล่าว
 - ii. ปลด Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอน ที่รับไฟจาก Load Break Switch เพื่อเพิ่มความปลอดภัย อีกชั้นหนึ่ง
- 9) ON Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch
- 10) ก่อนเข้าปฏิบัติงานที่ Load Break Switch ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน

b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch
- 3) ตรวจสอบสถานะ Load Break Switch และ Disconnecting Switch ติด Load Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 4) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกด้าน ที่รับไฟจาก Load Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) กรณีปลดสายเข้า/ออก Load Break Switch ดำเนินการเชื่อมต่อสายเข้า/ออก Load Break Switch ตามสภาพปกติ โดยชุดปฏิบัติงาน HOTLINE
- 6) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 7) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ตั้งค่า Local/Remote Control ของ Load Break Switch ให้อยู่ในสถานะ “Remote”
- 8) สับ Load Break Switch เพื่อ Energize สายส่งฯ พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับ”
- 9) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก Load Break Switch ตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตาม หลักการสั่งการเพื่อบากรุงรักษา ข้อย่ออย 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ
- 10) ON Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch

3. การสั่งการเพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา Load Break Switch (กรณีย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV และปลด ขานโหลดที่ Load Break Switch)

3.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบ Tag, Note ของ Load break Switch ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบสถานะของ Load break Switch อยู่ในสถานะ “สับ”
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Load Break Switch ไปรับไฟจากแหล่งจ่ายข้างเคียง โดย ปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อขานและถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV (ปลดขานที่ Load Break Switch)
- 4) ตรวจสอบสถานะ Load Break Switch และ Disconnecting Switch ติด Load Break Switch อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 5) แขวน Tag เพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานที่ Load Break Switch
- 6) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ตั้งค่า Local/Remote Control ที่ Load Break Switch ให้อยู่ในสถานะ “Local”
- 7) ตรวจสอบสถานะ Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทาง ทั้งสองด้านของ Load Break Switch อยู่ในสถานะ “Off”

- 8) แยก Load Break Switch ออกจากระบบส่วนที่มีไฟ โดยแจ้งชุดปฏิบัติงาน HOTLINE ปลดจุดเชื่อมต่อสายเข้า Load Break Switch ด้านที่ไม่มี Disconnecting Switch หมายเหตุ สามารถให้ชุดปฏิบัติงาน HOTLINE ปลดสายเข้า-ออก Load Break Switch ออกทั้งสองด้าน เพื่อเพิ่มความปลอดภัย
- 9) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch ทั้งสองด้าน
- 10) ก่อนเข้าปฏิบัติงานที่ Load Break Switch ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องวด หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

3.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่องวดใน จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) แจ้งชุดปฏิบัติงานตรวจสอบสถานะของ Load break Switch และ Disconnecting ของ Load Break Switch ตั้งกล่าว อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch ทั้งสองด้าน
- 4) ตรวจสอบสถานะ Local/Remote Control ของ Load Break Switch อยู่ในสถานะ “Local”
- 5) เชื่อมต่อ Load Break Switch เข้ากับระบบส่วนที่มีไฟ โดยแจ้งชุดปฏิบัติงาน HOTLINE เชื่อมต่อสายเข้า Load Break Switch ด้านที่ถูกปลดออก
- 6) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 7) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ตั้งค่า Local/Remote Control ของ Load Break Switch อยู่ในสถานะ “Remote”
- 8) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก Load Break Switch ตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการขนาดและถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 kV

3. วิธีปฏิบัติการสั่งการกับ Circuit Switcher ระบบ 115 kV



รูปที่ 9 Circuit Switcher ระบบ 115 kV

1. การปลด/สับ Circuit Switcher เพื่อดับไฟปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ในสายส่งฯ

1.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบ Tag, Note ของ Circuit Switcher ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของ Circuit Switcher
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Circuit Switcher ไปรับไฟจากแหล่งจ่ายข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อ 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ โดยหลังจากย้ายโหลดแล้วเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบดังนี้
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Circuit Switcher ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด” และมีการแขวน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ตัดตอนฯ ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Disconnecting/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนในข้อ a) (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ปลด Circuit Switcher พร้อมตรวจสอบสถานะ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ตรวจสอบ Disconnecting Switch ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่ Circuit Switcher
- 7) แจ้งชุดปฏิบัติงานตั้งค่า Local/Remote Control ของ Circuit Switcher ให้อยู่ในสถานะ “Local”
- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
 - 2) ตรวจสอบ Circuit Switcher และ Disconnecting Switch ของ Circuit Switcher ดังกล่าวอยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกด้วย ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 4) ตรวจสอบสถานะ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 5) ตรวจสอบกราวด์สวิตซ์สถานีฯปลายทาง(ถ้ามี) ที่รับไฟจากสายส่ง อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 6) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “Off”
 - 7) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
 - 8) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการตั้งค่า Local/Remote Control ของ Circuit Switcher ให้อยู่ในสถานะ “Remote”
 - 9) สับ Circuit Switcher เพื่อ Energize สายส่งฯ
 - 10) ตรวจสอบ Circuit Switcher และ Disconnecting Switch ของ Circuit Switcher ดังกล่าวอยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - 11) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามหลักการบำรุงรักษา ข้อย่ออย 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ
 - 12) On Auto Reclosing Relay ของ Circuit Switcher
2. การสั่งการเพื่อช่องแม่/บำรุงรักษา Circuit Switcher (กรณีดับไฟสายส่งฯ ที่รับไฟจาก Circuit Switcher)

2.1 ก่อนการปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบ Tag, Note ของ Circuit Switcher ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของ Circuit Switcher
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Circuit Switcher ไปรับไฟจากแหล่งจ่ายข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อ 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ
- 4) ปลด Circuit Switcher พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ Circuit Switcher และ Disconnecting Switch ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 5) แขวน Tag เพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานที่ Circuit Switcher
- 6) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ตั้งค่า Local/Remote Control ที่ Circuit Switcher ให้อยู่ในสถานะ “Local”
- 7) ตรวจสอบ Circuit Switcher ต้องถูกแยกออกจากระบบส่วนที่มีไฟ
 - a. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกด้วย ที่รับไฟจาก Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “ปลด” และแขวนป้ายห้ามสับ/ห้ามควบคุม ที่อุปกรณ์ตัดตอนดังกล่าว

- b. ปลด Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ a. เพื่อเพิ่มความปลอดภัย อีกชั้นหนึ่ง

หมายเหตุ สามารถให้ชุดปฏิบัติงาน HOTLINE ปลดสายเข้า-ออก Circuit Switcher ออกทั้งสองด้าน เพื่อเพิ่มความปลอดภัย

- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงานที่ Circuit Switcher ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 หลังการปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงานดำเนินการแล้วเสร็จ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบสถานะ Circuit Switcher และ Disconnecting Switch ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 3) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “Off”
- 4) ตรวจสอบสถานะ Local/Remote Control ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “Local”
- 5) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกด้าน ที่รับไฟจาก Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) กรณีมีการปลดสายเข้า/ออก Load Break Switch
 - a. Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Circuit Switcher
 - b. ดำเนินการเชื่อมต่อสายเข้า/ออก Load Break Switch ตามสภาพปกติ โดยชุดปฏิบัติงาน Hotline
 - c. On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Circuit Switcher
- 7) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 8) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ตั้งค่า Local/Remote Control ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “Remote”
- 9) สับ Circuit Switcher เพื่อ Energize สายส่งฯ
- 10) ตรวจสอบ Circuit Switcher และ Disconnecting Switch ของ Circuit Switcher อยู่สถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 11) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก Circuit Switcher ตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามหลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา ข้อย่อย 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ
- 12) On Auto Reclosing Relay ของ Circuit Switcher

3. การสั่งการเพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา Circuit Switcher (กรณีจ่ายไฟผ่าน Air Break Switch (By Pass))

3.1 ก่อนการปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบ Tag, Note ของ Circuit Switcher ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 2) ตรวจสอบ Tag, Note ของ Air Break Switch (By Pass) ไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามสับ

- 3) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Circuit Switcher
- 4) แจ้งชุดปฏิบัติงาน สับ Air Break Switch (By Pass) พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 5) ปลด Circuit Switcher พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ Circuit Switcher และ Disconnecting Switch ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 6) แขวน Tag เพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานที่ Circuit Switcher
- 7) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ตั้งค่า Local/Remote Control ที่ Circuit Switcher ให้อยู่ในสถานะ “Local”
- 8) ดำเนินการแยก Circuit Switcher ออกจากระบบส่วนที่มีไฟ โดยแจ้งชุดปฏิบัติงาน HOTLINE ปลดสายส่งที่ออกจาก Circuit Switcher ด้าน Load (สามารถปลดได้ทั้งสองด้าน เพื่อเพิ่มความปลอดภัยอีกชั้นหนึ่ง)
- 9) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Circuit Switcher
- 10) ก่อนเข้าปฏิบัติงานที่ Circuit Switcher ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็น ศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

3.2 หลักการปฏิบัติงาน

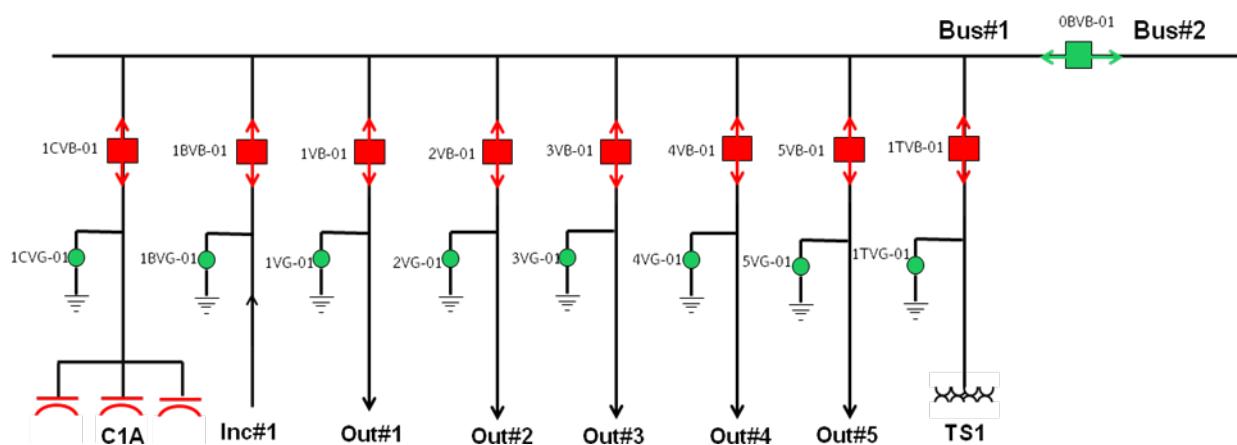
- 1) ตรวจสอบชุดปฏิบัติงานดำเนินการแล้วเสร็จ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบสถานะ Circuit Switcher และ Disconnecting Switch ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Circuit Switcher
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “Off”
- 5) ตรวจสอบสถานะ Local/Remote Control ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “Local”
- 6) เชื่อมต่อ Circuit Switcher เข้ากับระบบส่วนที่มีไฟ โดยดำเนินการเชื่อมสายส่งเข้า/ออก Circuit Switcher ตามสภาพปกติ โดยชุดปฏิบัติงาน Hotline
- 7) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 8) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ตั้งค่า Local/Remote Control ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “Remote”
- 9) สับ Circuit Switcher พร้อมทั้งตรวจสอบ Circuit Switcher และ Disconnecting Switch ของ Circuit Switcher อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 10) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการปลด Air Break Switch (By Pass) พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 11) ตรวจสอบสภาพการจ่ายไฟสายส่งระบบ 115 kV ช่วงตั้งกล่าว อยู่ในสภาพปกติ
- 12) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Circuit Switcher และของ Circuit Switcher

5. วิธีปฏิบัติการสั่งการพื้นฐานกับอุปกรณ์ในระบบ 22/33 kV (Basic Operation)

5.1 วิธีปฏิบัติการสั่งการกับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้า แบ่งตามชนิดของอุปกรณ์ ดังนี้

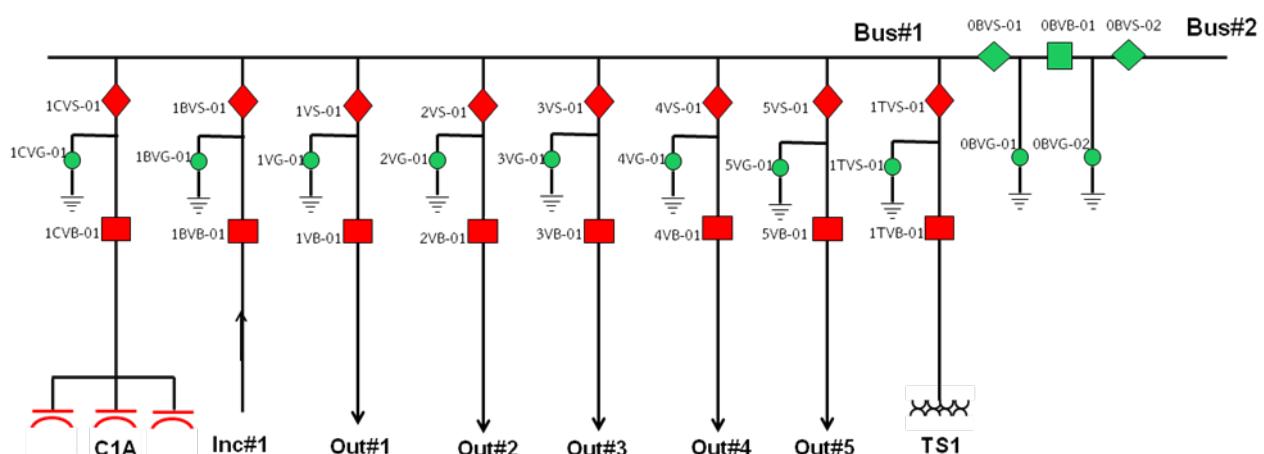
สถานีไฟฟ้าจัดบัสแบบ Single Bus Single Breaker

A. สถานีแบบ Vacuum Insulated Switchgear (VIS)



รูปที่ 1 Wiring Diagram ของสถานีฯ ระบบ 22/33 kV แบบ VIS

B. สถานีแบบ Gas Insulated Switchgear (GIS)



รูปที่ 2 Wiring Diagram ของสถานีฯ ระบบ 22/33 kV แบบ GIS

หมายเหตุ กำหนดให้ใช้สถานะอุปกรณ์ตามรูปที่ 1 และ 2 เป็นสถานะเริ่มต้นในการจัดทำขั้นตอนวิธีปฏิบัติฯ

1. เบรกเกอร์ Outgoing # 1 กรณีการซ่อมแซม/บำรุงรักษา

1.1 ขั้นตอนก่อนปฎิบัติงาน

- 1) Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกัน Outgoing # 1 (AAA01VB-01) และเบรกเกอร์ป้องกันระบบจำหน่ายฟีดเดอร์ข้างเคียงที่จะดำเนินการย้ายโหลดไปรับไฟ
- 2) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจากระบบจำหน่าย Outgoing # 1 ไปรับไฟจากฟีดเดอร์ข้างเคียงโดยปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขนาดและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- 3) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกัน Outgoing # 1 (AAA01VB-01) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA01VB-01
- 5) ตรวจสอบปริมาณโหลด Outgoing # 1 (MW, MVAR, Current) เป็น “0” ถ้าโหลดไม่เป็น “0” ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบ
- 6) ดำเนินการแยกเบรกเกอร์ป้องกัน Outgoing # 1 (AAA01VB-01) ออกจากส่วนที่มีไฟ
 - a. แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการปลดสวิตช์ใบเม็ดตัน Riser Pole ของไลน์ Outgoing # 1 และตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส พร้อมทั้งแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตช์ใบเม็ดตัน Riser Pole ตั้งกล่าว
 - b. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง เลื่อน Truck ของเบรกเกอร์ AAA01VB-01 ให้อยู่ในตำแหน่ง Out Service
 - c. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลดสวิตช์ใบเม็ดหัส AAA01VS-01 พร้อมทั้งแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตช์ใบเม็ดหัส AAA01VS-01
- 7) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการสับกราวด์สวิตช์รหัส AAA1VG-01
- 8) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ให้ดำเนินการขั้นตอนดังนี้ ก่อนเข้าปฏิบัติงานที่เบรกเกอร์
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบ กราวด์สวิตช์รหัส AAA1VG-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกัน Outgoing # 1 (AAA01VB-01) และเบรกเกอร์ป้องกันระบบจำหน่ายฟีดเดอร์ข้างเคียงที่ย้ายโหลดไปรับไฟ อยู่ในสถานะ “Off”
- 4) ดำเนินการสับอุปกรณ์ตัดตอนตำแหน่งคร่อมหัว-ท้าย เบรกเกอร์ เพื่อนำเบรกเกอร์เข้าใช้งานในระบบ
 - a. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS เลื่อน Truck อยู่ในตำแหน่ง In Service
 - b. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตช์ใบเม็ดหัส AAA01VS-01 พร้อมกับสับสวิตช์ใบเม็ดหัส AAA01VS-01
 - c. ปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตช์ใบเม็ดตัน Riser Pole ของไลน์ Outgoing#1พร้อมทั้งสับสวิตช์ใบเม็ดตัน Riser Pole และตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส

- 5) ดำเนินการย้ายโหลด Outgoing # 1 (AAA01VB-01) กลับมารับไฟตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขานานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - 6) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกัน Outgoing # 1 (AAA01VB-01) และเบรกเกอร์ป้องกันระบบจำหน่ายฟีดเดอร์ข้างเคียงที่จะดำเนินการย้ายโหลดไปรับไฟ
2. เบรกเกอร์ Incoming # 1 กรณีการซ่อมแซม/บำรุงรักษา
- 2.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน
- 1) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ออก
 - a. กรณีย้ายโหลด TP1 ฝาก TP2 ปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขานานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลด TP1 ฝากสถานีฯ ข้างเคียง ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขานานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - c. ปลดเบรกเกอร์หัส AAA1BVB-01 พร้อมทั้งแขวน Tag ห้ามควบคุมที่ เบรกเกอร์หัส AAA1BVB-01 (กรณีเบรกเกอร์ยังไม่ถูกปลดเนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย)
 - 2) ดำเนินการ De-energize หม้อแปลง TP1
 - a. ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side เพื่อ De-energize TP1
 - b. แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side
 - c. ตรวจสอบปริมาณโหลดหม้อแปลง TP1 (MW, MVAR, Current) เป็น “0” ถ้าโหลดไม่เป็น “0” ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบ
 - d. ปลดสวิตซ์ใบมีดติดด้าน High Side ของหม้อแปลง พร้อมทั้งแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีดดังกล่าว
 - 3) ดำเนินการแยกเบรกเกอร์ป้องกัน Incoming # 1 (AAA1BVB-01) ออกจากส่วนที่มีไฟ
 - a. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง เลื่อน Truck ของเบรกเกอร์ AAA1BVB-01 ให้อยู่ในตำแหน่ง Out Service
 - b. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลดสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA1BVS-01 พร้อมทั้งแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA01VS-01
 - 4) แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการสับกราวด์สวิตซ์หัส AAA1BVG-01
 - 5) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบ กราวด์สวิตซ์หัส AAA1BVG-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) สับสวิตซ์ใบมีดด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1
 - a. ปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีดด้าน High Side ของหม้อแปลง TP1

- b. ดำเนินการสับสวิตซ์ใบมีดตั้งกล่าว และแจ้งส่วนที่เกี่ยวข้องตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดอยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 4) สับสวิตซ์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP1
- กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS ดำเนินการเลื่อน Truck ของเบรกเกอร์รหัส AAA1BVB-01 อยู่ในตำแหน่ง In Service
 - กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ดำเนินการปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA1BVS-01 พร้อมทั้งสับสวิตซ์ใบมีดตั้งกล่าว
- 5) ดำเนินการ Energize ของหม้อแปลง TP1
- ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP1 อยู่ในสถานะ Off
 - ปลด Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side
 - ดำเนินการสับเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side เพื่อ Energize หม้อแปลง TP1
- 6) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP1
- กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโหลดหม้อแปลง TP1 และ TP2 ปฏิบัติตามหลักการขานนанและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโหลดฟีดเดอร์
 - สับเบรกเกอร์รหัส AAA1BVB-01 เพื่อ Energize เมนบสระบบ 22/33 kV และตรวจสอบแรงดันไฟฟ้าที่เมนบสระบบ 22/33 kV อยู่ในเกณฑ์ปกติ
 - ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP1 โดยปฏิบัติตามหลักการขานนанและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1

3. เบรกเกอร์ Tie รหัส AAA0BVB-01 กรณีการซ่อนแซม/บำรุงรักษา

3.1 ก่อนปิดผู้ดูแล

- ตรวจสอบเบรกเกอร์ Tie รหัส AAA0BVB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA0BVB-01
- ดำเนินการแยกเบรกเกอร์ Tie รหัส AAA0BVB-01 ออกจากส่วนที่ไม่ไฟ

 - กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนที่เกี่ยวข้อง เลื่อน Truck ของเบรกเกอร์ AAA0BVB-01 ให้อยู่ในตำแหน่ง Out Service
 - กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลดสวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BVS-01 และ AAA0BVS-02 (คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์) พร้อมทั้งแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีดตั้งกล่าว

- ก่อนปิดผู้ดูแล แจ้งชุดปฎิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฎิบัติงาน
 - ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฎิบัติงาน

หมายเหตุ* กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ซึ่งมีการติดตั้งกราวด์สวิตซ์คร่อมเบรกเกอร์ Tie ไว้อยู่แล้ว แจ้งชุดปฏิบัติงานดำเนินการสับกราวด์สวิตซ์คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์ Tie

3.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบ กราวด์สวิตซ์คร่อมหัว-ท้ายเบรกเกอร์ Tie อยู่ในสถานะ “ปลด” (กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS)
- 3) ดำเนินการอุปกรณ์ตัดตอนตำแหน่งคร่อมหัว-ท้าย เบรกเกอร์ Tie เพื่อนำเบรกเกอร์เข้าใช้งานในระบบ
 - a. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS เลื่อน Truck อยู่ในตำแหน่ง In Service
 - b. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีดรหัส AAA0BVS-01 และ AAA0BVS-02 (คร่อมเบรกเกอร์ Tie) พร้อมกับสับสวิตซ์ใบมีดดังกล่าว

4. Main Bus # 1 กรณีการซ่อมแซม/บำรุงรักษา

4.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบหม้อแปลง Service รับไฟจาก BUS#2
- 2) ปลดเบรกเกอร์ที่รับไฟจาก BUS#1 ออกทั้งหมด
 - a. ส่วนของไลน์ Outgoing ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP1 ฝากฟีดเดอร์ข้างเคียง ปฏิบัติตาม หลักปฏิบัติการขนาดและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - b. ส่วนของ Cap. Bank ดำเนินการปลด Cap. Bank โดยปฏิบัติตามวิธีปฏิบัติการซ่อมแซม/บำรุงรักษา Cap. Bank ข้อ 7
 - c. ส่วนของหม้อแปลง Service ดำเนินการปลดหม้อแปลง Service โดยปฏิบัติตามวิธีปฏิบัติการซ่อมแซม/บำรุงรักษาหม้อแปลง Service ข้อ 8
 - d. ดำเนินการแขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันอุปกรณ์ในข้อ a, b และ c ดังกล่าว
- 3) ดำเนินการ De-energize BUS#1
 - a. ปลดเบรกเกอร์ป้องกัน Incoming # 1 รหัส AAA1BVB-01
 - b. แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA1BVB-01
 - c. ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้า BUS#1 เป็น “0” ทั้ง 3 เฟส หากไม่เป็น “0” ทั้ง 3 เฟส แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบ
- 4) ปลดสวิตซ์ใบมีด/Truck ติด BUS # 1 ดังนี้
 - a. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ เลื่อน Truck ของเบรกเกอร์ติด BUS#1 ทุกตัว อยู่ในตำแหน่ง Out Service
 - b. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลดสวิตซ์ใบมีดติด BUS#1 ทุกตัว (รหัส AAA1BVS-01, AAA01VS-01, AAA02VS-01, AAA03VS-01, AAA04VS-01, AAA05VS-01, AAA1CVS-01 และ AAA1TVS-01) พร้อมทั้งแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบมีดดังกล่าว

- 5) ดำเนินการ De-energize หม้อแปลง TP1
 - a. ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side พร้อมทั้ง解除 Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบสถานะปริมาณโหลด TP1 (MW, MVAR, Current) เป็น “0” ถ้าโหลดไม่เป็น “0” ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบ
 - c. ปลดสวิตซ์ biomeid หม้อแปลง TP1 ด้าน High Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส พร้อมทั้ง解除 Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biomeid ดังกล่าว
- 6) กรณีสถานีแบบ GIS ดำเนินการต่อลงดินที่ BUS#1 โดยมีขั้นตอนดังนี้
 - a. ดำเนินการสับสวิตซ์ biomeid รหัส OBVS-01
 - b. ดำเนินการสับกราวด์สวิตซ์รหัส OBVG-02
 - c. ดำเนินการสับเบรกเกอร์ Tie รหัส OVB-01
- 7) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

4.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) กรณีสถานีแบบ GIS ดำเนินการปลดการต่อลงดินที่ BUS#1 โดยมีขั้นตอนดังนี้
 - a. ดำเนินการปลดเบรกเกอร์ Tie รหัส AAA0BVB-01
 - b. ดำเนินการปลดกราวด์สวิตซ์รหัส AAA0BVG-02
 - c. ดำเนินการปลดสวิตซ์ biomeid รหัส AAA0BVS-01
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ biomeid/Truck ติด BUS#1
 - a. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ตรวจสอบ Truck ของเบรกเกอร์ติด BUS#1 ทุกตัว อยู่ในตำแหน่ง Out Service
 - b. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ตรวจสอบสวิตซ์ biomeid ติด BUS#1 ทุกตัว(รหัส AAA1BVS-01, AAA01VS-01, AAA02VS-01, AAA03VS-01, AAA04VS-01, AAA05VS-01, AAA1CVS-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”)
- 4) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันติด BUS#1 ทุกตัว อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ตรวจสอบกราวด์สวิตซ์ของทุกตัวที่รับไฟจาก BUS#1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1
 - a. ปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biomeid ติดหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side และดำเนินการสับสวิตซ์ biomeid ดังกล่าว พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - b. ปลด Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันแปลง TP1 ด้าน High Side และดำเนินการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เพื่อ Energize หม้อแปลง TP1

- 7) ดำเนินการทดลอง Energize BUS#1
 - a. ดำเนินการสับสวิตซ์เบมีด/Truck ของไลน์ Incoming#1
 - i. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ เลื่อน Truck ของ ไลน์ Incoming#1 อยู่ในตำแหน่ง In Service
 - ii. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์เบมีดติด BUS#1ของไลน์ Incoming#1 (รหัส AAA1BVS-01) และดำเนินการสับสวิตซ์เบมีดดังกล่าว
 - b. ปลด Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA1BVB-01 และสับเบรกเกอร์ป้องกัน Incoming#1 รหัส AAA1BVB-01 เพื่อ Energize BUS#1
 - c. ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้า BUS#1 ต้องใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐาน 22/33 KV ทั้ง 3 เฟส
 - d. ปลดเบรกเกอร์ป้องกัน Incoming#1 รหัส AAA1BVB-01 เพื่อ De-energize BUS#1
- 8) สับสวิตซ์เบมีด/Truck ติด BUS#1 ทั้งหมด ดังนี้
 - a. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ เลื่อน Truck ของ เบรกเกอร์ติด BUS#1 ทุกตัว อยู่ในตำแหน่ง In Service
 - b. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์เบมีดติด BUS#1 ทุกตัว (รหัส AAAA01VS-01, AAA02VS-01, AAA03VS-01, AAA04VS-01, AAA05VS-01, AAA1CVS-01 และ AAA1TVS-01) และดำเนินการสับสวิตซ์เบมีดดังกล่าว
- 9) ดำเนินการ Energize BUS#1
 - a. สับเบรกเกอร์ป้องกัน Incoming#1 รหัส AAA1BVB-01 เพื่อ Energize BUS#1
 - b. ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้า BUS#1 ต้องใกล้เคียงกับแรงดันไฟฟ้ามาตรฐาน 22/33 KV ทั้ง 3 เฟส
- 10) ดำเนินการย้ายโหลดของ BUS#1 กลับมารับไฟตามสภาพปกติ
 - a. ส่วนของ Cap. Bank ดำเนินการจ่ายไฟ Cap. Bank โดยปฏิบัติตามวิธีปฏิบัติการซ่อมแซม/บำรุงรักษา Cap. Bank ข้อ 1.7 (ข.)
 - b. ส่วนของหม้อแปลง Service ดำเนินการจ่ายไฟหม้อแปลง Service โดยปฏิบัติตามวิธีปฏิบัติการซ่อมแซม/บำรุงรักษาหม้อแปลง Service ข้อ 1.8 (ข.)
 - c. ส่วนของไลน์ Outgoing ดำเนินการย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก BUS#1 โดยปฏิบัติตาม หลักปฏิบัติการขนาดและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์

5. Underground Cable ของไลน์ Incoming กรณีการซ่อมแซม/บำรุงรักษา

5.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ดำเนินการย้ายโหลด Incoming#1 (TP1) รับไฟจากแหล่งจ่ายข้างเคียง
 - a. กรณีหม้อแปลง TP2 สามารถรับกระแสโหลดของหม้อแปลง TP1 ได้ทั้งหมด ดำเนินการย้าย โหลดรับไฟจาก TP2 โดยปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขนาดและถ่ายเทโหลด หม้อแปลง

- b. กรณีหม้อแปลง TP2 ไม่สามารถรับภาระโหลดของหม้อแปลง TP1 ได้ ดำเนินการย้ายโหลดรับไฟจากฟีดเดอร์ข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขนาดและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- 2) ปลดเบรกเกอร์ป้องกัน Incoming#1 รหัส AAA1BVB-01
- 3) hexan Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์หัส AAA1BVB-01
- 4) กรณีย้ายโหลด Incoming#1 รับไฟจากฟีดเดอร์ข้างผ่านระบบจำหน่ายทั้งหมด ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้า BUS#1 เป็น “0” ทั้ง 3 เฟส หากไม่เป็น “0” ทั้ง 3 เฟส แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบ
- 5) ปลดสวิตซ์ biome/Truck ของ Incoming#1 ดังนี้
 - a. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ เลื่อน Truck ของเบรกเกอร์ป้องกัน Incoming#1 อยู่ในตำแหน่ง Out Service
 - b. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลดสวิตซ์ biome ของ Incoming#1 (รหัส AAA1BVS-01) พร้อมทั้ง hexan Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biome ดังกล่าว
- 6) ดำเนินการ De-energize หม้อแปลง TP1
 - a. ปลดเบรกเกอร์ป้องกันหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side พร้อมทั้ง hexan Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบสถานะปริมาณโหลด TP1 (MW, MVAR, Current) เป็น “0” ถ้าโหลดไม่เป็น “0” ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบ
 - c. ปลดสวิตซ์ biome ติดหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส พร้อมทั้ง hexan Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biome ดังกล่าว
- 7) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับกราวด์สวิตซ์ของไลน์ Incoming#1 (กรณีสถานีฯ แบบ VIS)
- 8) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการตั้งต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

5.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกัน Incoming#1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบกราวด์สวิตซ์ของไลน์ Incoming#1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP1 และ Underground Cable ของไลน์ Incoming#1
 - a. ปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biome ติดหม้อแปลง TP1 ด้าน High Side และดำเนินการสับสวิตซ์ biome ดังกล่าว พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - b. ปลด Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันแปลง TP1 ด้าน High Side และดำเนินการสับเบรกเกอร์ดังกล่าว เพื่อ Energize หม้อแปลง TP1

- 5) ดำเนินการสับสวิตซ์ biome/Truck ของไลน์ Incoming#1
 - a. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเลื่อน Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันไลน์ Incoming#1 อยู่ในตำแหน่ง In Service
 - b. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS สับสวิตซ์ biome ของไลน์ Incoming#1 (รหัส AAA1BVS-01)
 - 6) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากไลน์ Incoming#1 (TP1) ตามสภาพปกติ
 - a. กรณีก่อนปฏิบัติงาน ย้ายโหลดรับไฟจากหม้อแปลง TP2 ดำเนินการย้ายโหลดกลับคืน โดยปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขานานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีก่อนปฏิบัติงาน ย้ายโหลดรับไฟจากฟีดเดอร์ข้างเคียง
 - i. ดำเนินการ Energize BUS#1 โดยปลด Tag “DO NOT CLOSE ” ที่เบรกเกอร์ป้องกันไลน์ Incoming#1 ดังกล่าว
 - ii. ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้าที่ BUS#1 ต้องใกล้เคียงกับแรงดันมาตรฐานระบบ 22/33 kV
 - iii. ดำเนินการย้ายโหลดมารับไฟจาก BUS#1 โดยปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขานานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
6. Underground Cable ของไลน์ Outgoing#1 กรณีการซ่อมแซม/บำรุงรักษา
- 6.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน
 - 1) ดำเนินการย้ายโหลด Outgoing#1 รับไฟจากฟีดเดอร์ข้างเคียง โดยปฏิบัติหลักปฏิบัติการขานานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - 2) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันไลน์ Outgoing#1 รหัส AAA1VB-01
 - 3) ปลดสวิตซ์ biome/Truck ของไลน์ Outgoing#1 ดังนี้
 - a. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ เลื่อน Truck ของเบรกเกอร์ป้องกัน Outgoing#1 อยู่ในตำแหน่ง Out Service
 - b. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลดสวิตซ์ biome ของไลน์ Outgoing#1 (รหัส AAA1VS-01) พร้อมทั้งแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biome ดังกล่าว
 - 4) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการปลดสวิตซ์ biome ต้น Riser Pole ของไลน์ Outgoing#1 และตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส และแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biome ดังกล่าว
 - 5) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับกราว์ดสวิตซ์ของไลน์ Outgoing#1 (กรณีสถานีฯ แบบ VIS)
 - 6) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

6.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบเบรกเกอร์ป้องกันไลน์ Outgoing#1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ biomeตตัน Riser Pole ของไลน์ Outgoing#1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบกราวด์สวิตซ์ของไลน์ Outgoing#1 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) สับสวิตซ์ biome/Truck ของไลน์ Outgoing#1
 - a. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเลื่อน Truck ของ เบรกเกอร์ป้องกันไลน์ Outgoing#1 อยู่ในตำแหน่ง In Service
 - b. กรณีสถานีไฟฟ้าแบบ GIS สับสวิตซ์ biome ของไลน์ Outgoing#1 (รหัส AAA1VS-01)
- 6) ดำเนินการทดลอง Energize Underground Cable ของไลน์ Outgoing#1
 - a. ปลด Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์ป้องกันไลน์ Outgoing#1 รหัส AAA1VB-01
 - b. ดำเนินการสับเบรกเกอร์ป้องกันไลน์ Outgoing#1 เพื่อ Energize Underground Cable
 - c. ปลดเบรกเกอร์ป้องกันไลน์ Outgoing#1 เพื่อ De-energize Underground Cable
- 7) Off Auto Reclosing Relay ของฟีดเดอร์ที่ย้ายโหลด Outgoing#1 ไปรับไฟ
- 8) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการปลด Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biomeตตัน Riser Pole และสับสวิตซ์ ใน biomeตตันกล่าว เพื่อ Energize Underground Cable ของไลน์ Outgoing#1 พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 9) ดำเนินการย้ายโหลดของไลน์ Outgoing#1 กลับมารับไฟจากเบรกเกอร์รหัส AAA1VB-01 ตามปกติ โดยปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขนาดและเท่าโหลดฟีดเดอร์

7. Capacitor ในสถานีไฟฟ้า (C1A) กรณีการซ่อมแซม/บำรุงรักษา

7.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบแรงดันที่สถานีไฟฟ้า และ ตรวจสอบค่า PF อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน
- 2) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA1CVB-01 อยู่ในตำแหน่ง “Close” และตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์ Step Capacitor อยู่ในตำแหน่ง “Close”
- 3) ตั้งค่า Capacitor ให้อยู่ในตำแหน่ง Manual
- 4) ปลดเบรกเกอร์ Step Capacitor ออกทั้ง 3 Step พร้อมตรวจสอบสถานะอยู่ในตำแหน่ง “ปลด” ทั้ง 3 Step
- 5) ปลดเบรกเกอร์รหัส AAA1CVB-01 พร้อมตรวจสอบสถานะ อยู่ในตำแหน่ง “ปลด”
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์รหัส AAA1CVB-01
- 7) ดำเนินการแยก Capacitor ในสถานีไฟฟ้า ออกจากส่วนที่ไม่ไฟ
 - a. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเลื่อน Truck ของเบรกเกอร์รหัส AAA1CVB-01 อยู่ในตำแหน่ง Out Service
 - b. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ดำเนินการปลดสวิตซ์ biome รหัส AAA1CVS-01 พร้อมทั้ง แขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ biome รหัส AAA1CVS-01

- 8) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับกราวด์สวิตซ์รหัส AAA1CVG-01 (กรณีสถานีฯ แบบ VIS)
- 9) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

7.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนที่เกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจงปลดการต่อลงดิน
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบกราวด์สวิตซ์รหัส AAA1CVG-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ดำเนินการนำ Capacitor ในสถานีไฟฟ้า กลับมารับไฟตามสภาพปกติ
 - a. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเลื่อน Truck ของเบรกเกอร์รหัส AAA1CVB-01 อยู่ในตำแหน่ง In Service
 - b. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลด Tag ห้ามควบคุม ที่สวิตซ์เบรเมดรหัส AAA1CVS-01 พร้อมกับสับสวิตซ์เบรเมดรหัส AAA1CVS-01
- 4) ปลด Tag ห้ามควบคุม ที่เบรกเกอร์รหัส AAA1CVB-01
- 5) ตรวจสอบสถานะเบรกเกอร์รหัส AAA1CVB-01 อยู่ในตำแหน่ง “ปลด”
- 6) สับเบรกเกอร์รหัส AAA1CVB-01 พร้อมตรวจสอบสถานะ อยู่ในตำแหน่ง “สับ”
- 7) ตั้งค่า Capacitor ให้อยู่ในตำแหน่ง Auto

8. หม้อแปลง Service (TS1) กรณีการซ่อมแซม/บำรุงรักษา

8.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจากหม้อแปลง Service ฝากหม้อแปลง Service อีกลูก[ดูเพิ่มเติม](#)
 - a. กรณีสถานีไฟฟ้าที่มี ATS ระบบแรงต่ำ จะทำการย้าย Source ไปรับไฟจาก เบรกเกอร์ Transfer ด้านแรงต่ำ โดยอัตโนมัติ (ย้ายโหลดไปรับไฟจากหม้อแปลง Service อีกเครื่อง)
 - b. กรณีที่ ATS ชำรุด ให้ทำการ Manual ATS และ Off เบรกเกอร์ Main ด้านแรงต่ำ ก่อน On เบรกเกอร์ Transfer ด้านแรงต่ำ (ย้ายโหลดไปรับไฟจากหม้อแปลง Service อีกเครื่อง)
 - c. กรณีสถานีไฟฟ้าที่ไม่มี ATS ให้ทำการ Off เบรกเกอร์ Main ด้านแรงต่ำของหม้อแปลง Service ที่จะทำการบำรุงรักษา ก่อน On เบรกเกอร์ Transfer ด้านแรงต่ำ (ย้ายโหลดไปรับไฟจากหม้อแปลง Service อีกเครื่อง)
- 2) ปลดเบรกเกอร์แรงสูงหรือพิวส์ด้านแรงสูง (Load Break Switch With Fuse)
- 3) ถอน Tag ห้ามควบคุมที่เบรกเกอร์แรงสูงหรือพิวส์ด้านแรงสูง
- 4) ดำเนินการแยกหม้อแปลง Service ออกจากส่วนที่มีไฟ[ดูเพิ่มเติม](#)
 - a. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง เลื่อน Truck ของเบรกเกอร์ด้าน แรงสูง อยู่ในตำแหน่ง Out Service

- b. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลดสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA1TVS-01 พร้อมหัวแขวน Tag ห้ามควบคุมที่สวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA1TVS-01
- 5) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับกราวด์สวิตซ์รหัส AAA1TVG-01 (กรณีสถานีฯ แบบ VIS)
- 6) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

8.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบกราวด์สวิตซ์รหัส AAA1TVG-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ดำเนินการสับอุปกรณ์ตัดตอนด้านแรงสูงของหม้อแปลง Service เพื่อนำหม้อแปลง Service เข้าใช้งานตามสภาพปกติ
 - a. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ VIS แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง เลื่อน Truck ของเบรกเกอร์ด้านแรงสูง อยู่ในตำแหน่ง In Service
 - b. กรณีที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบ GIS ปลด Tag ห้ามควบคุม ที่สวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA1TVS-01 พร้อมกับสับสวิตซ์ใบเม็ดรหัส AAA1TVS-01
- 4) ปลด Tag ห้ามควบคุม ที่เบรกเกอร์แรงสูงหรือพิวส์ด้านแรงสูง
- 5) สับเบรกเกอร์ด้านแรงสูงหรือพิวส์ด้านแรงสูง (Load Break Switch With Fuse)
- 6) ดำเนินการย้ายโหลดของหม้อแปลง Service กลับมารับไฟตามสภาพปกติ
 - a. กรณีสถานีไฟฟ้าที่มี ATS ระบบแรงต่ำ จะทำการย้าย Source มา_rับไฟจาก เบรกเกอร์ Main ด้านแรงต่ำ โดยอัตโนมัติ (ย้ายโหลดกลับมารับไฟจากหม้อแปลง Service ที่บำรุงรักษาแล้วเสร็จ)
 - b. กรณีที่ ATS ชำรุด ให้ทำการ Manual ATS และ Off เบรกเกอร์ Transfer ด้านแรงต่ำ แล้ว On เบรกเกอร์ Main ด้านแรงต่ำ (ย้ายโหลดกลับมารับไฟจากหม้อแปลง Service ที่บำรุงรักษาแล้วเสร็จ)
 - c. กรณีสถานีไฟฟ้าที่ไม่มี ATS ให้ทำการ Off เบรกเกอร์ Transfer ด้านแรงต่ำ ก่อน On เบรกเกอร์ Main ด้านแรงต่ำจากหม้อแปลง Service ที่บำรุงรักษาแล้วเสร็จ

9. ระบบจำหน่าย Outgoing # 1กรณีการดับไฟเพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา

9.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์รหัส AAA01VB-01 อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์รหัส AAA01VB-01
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Feeder Section ที่ไม่เกี่ยวข้องไปรับไฟจาก Feeder ข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลด Feeder (ปลดขนาดที่อุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟ

จาก Feeder Section ที่ปฏิบัติงาน พร้อมทั้ง Lock คานปลด-สับ โดยในกรณีที่อุปกรณ์ตัดตอนที่ปลดขณะ คือ Recloser ดำเนินการปลด Disconnecting Switch ของ Recloser)

- 4) ปลดเบรกเกอร์หัส AAA01VB-01 เพื่อดับไฟ Feeder Section ที่ปฏิบัติงาน
- 5) ดำเนินการ Truck Out service ของเบรกเกอร์หัส AAA01VB-01 (กรณีสถานีฯ แบบ VIS)
หรือปลดสวิตซ์เบมีเดรหัส AAA01VS-01 (กรณีสถานีฯ แบบ GIS)
- 6) ปลด Disconnecting Switch ต้น Riser Pole Feeder AAA01
- 7) แขวน Tag ห้ามสับ/ห้ามควบคุม ที่อุปกรณ์คร่อมหัว-ท้าย Feeder Section ที่ปฏิบัติงาน ดังกล่าว
- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

9.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบ Circuit Breaker หัส AAA01VB-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Feeder Section ที่ปฏิบัติงาน อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบของ Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker หัส AAA01VB-01 อยู่ในสถานะ “Off”
- 5) ตรวจสอบ Truck ของเบรกเกอร์หัส AAA01VB-01 อยู่ในสถานะ Out Service (สถานีไฟฟ้า แบบ VIS) หรือตรวจสอบสวิตซ์เบมีเดรหัส AAA1VS-01 (สถานีไฟฟ้าแบบ GIS) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ตรวจสอบกราวด์สวิตซ์หัส AAA01VG-01 อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) ตรวจสอบ Disconnecting Switch ต้น Riser Pole Feeder AAA01 อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 8) ดำเนินการสับ Disconnecting Switch ต้น Riser Pole และตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 9) ดำเนินการ Truck In service ของเบรกเกอร์หัส AAA01VB-01 (สถานีไฟฟ้าแบบ VIS) หรือ สับสวิตซ์เบมีเดรหัส AAA1VS-01 (สถานีไฟฟ้าแบบ GIS)
- 10) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 11) สับเบรกเกอร์หัส AAA01VB-01 Energize Feeder Section
- 12) ดำเนินการย้ายโหลด กลับมารับไฟตามสภาพปกติ ตามหลักปฏิบัติการขนาดและถ่ายเทโหลด Feeder
- 13) On Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์หัส AAA01VB-01

5.2 วิธีปฏิบัติการสั่งการกับอุปกรณ์ในระบบจำหน่าย แบ่งตามชนิดของอุปกรณ์ ดังนี้

1. วิธีปฏิบัติการสั่งการกับ Recloser ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 3 Recloser

1. การสั่งการปลด-สับ Recloser

1.1 ขั้นตอนการปลด Recloser เพื่อดับไฟปฏิบัติงานในระบบจำหน่าย 22/33 kV

- 1) ตรวจสอบ Recloser อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off ฟังก์ชัน Auto Reclose ของ Recloser
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Recloser ไปรับไฟจาก Feeder ข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลด Feeder
- 4) ปลด Recloser พร้อมทั้งตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ดำเนินการปลด Disconnecting Switch ของ Recloser พร้อมทั้งตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 6) ดำเนินการตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Feeder Section อยู่ในสถานะ “ปลด” พร้อมทั้ง Lock คานปลด-สับ (ถ้ามี)
- 7) แขวน Tag เพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานใน Feeder Section

- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - c. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - d. ดำเนินการต่องวดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน
- 1.2 ขั้นตอนการสับ Recloser เพื่อจ่ายไฟหลังจากปฏิบัติงานระบบจำหน่าย 22/33 kV
 - 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่องวดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
 - 2) ตรวจสอบ Recloser และอุปกรณ์ตัดตอนที่อยู่หัว-ท้าย Feeder Section ที่ปฏิบัติงานอยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 3) ตรวจสอบ Disconnecting Switch ของ Recloser อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - 4) Off ฟังก์ชั่น Auto Reclose ของ Recloser
 - 5) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
 - 6) สับ Disconnecting Switch ของ Recloser พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - 7) สับ Recloser เพื่อจ่ายไฟ Feeder Section และตรวจสอบ Recloser อยู่ในสถานะ “สับ”
 - 8) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก Recloser ตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามหลักการขาน และถ่ายเทโหนด Feeder
 - 9) On ฟังก์ชั่น Auto Reclose ของ Recloser
2. การสั่งการ Bypass เพื่อปฏิบัติงานซ่อมแซม/บำรุงรักษา Recloser หรือเพื่อจ่ายไฟกลับทิศทางปกติ ของ Recloser
- 2.1 ขั้นตอนก่อนดำเนินการ
 - 1) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Recloser
 - 2)แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการ By Pass Recloser ตามหลักการ By Pass อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ข้อ 2.1 ขั้นตอนการ By Pass Recloser
 - 3) กรณีซ่อมแซม/บำรุงรักษา Recloser ปลดสวิตซ์ใบมีดด้าน Load และด้าน Source ของ Recloser พร้อมทั้งตรวจสอบอยู่ในตำแหน่ง “ปลด” ทั้ง 3 เฟส และแขวน Tag เพื่อให้ทราบว่า มีการปฏิบัติงานที่ Recloser
 - 4) กรณีการจ่ายไฟกลับทิศทางปกติ แขวน Tag เพื่อให้ทราบสถานะการจ่ายไฟ
 - 5) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทาง ตามข้อ 1)
 - 6) กรณีซ่อมแซม/บำรุงรักษา Recloser ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงานดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้าเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องวดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนการนำ Recloser เข้าระบบ เพื่อจ่ายไฟตามสภาพปกติ

- 1) กรณีหลังจากซ่อมแซม/บำรุงรักษา Recloser ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Recloser
- 3) ตรวจสอบสถานะ Recloser อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Auto Reclose ของ Recloser อยู่ในสถานะ Off
- 5) ตรวจสอบสถานะสวิตช์เบ้มีด ของ Recloser
 - a. กรณีซ่อมแซม/บำรุงรักษา Recloser ตรวจสอบสถานะสวิตช์เบ้มีดด้าน Load และด้าน Source ของ AVR อยู่ในตำแหน่ง “ปลด” ทั้ง 3 เฟส และนำ Tag ที่แขวนไว้ออก
 - b. กรณีจ่ายไฟกลับทิศทางของ Recloser ตรวจสอบสถานะสวิตช์เบ้มีดด้าน Load และด้าน Source ของ AVR อยู่ในตำแหน่ง “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส และนำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 6) กรณีซ่อมแซม/บำรุงรักษา Recloser แจ้งชุดปฏิบัติงานดำเนินการสับสวิตช์เบ้มีดด้าน Load และด้าน Source ของ AVR อยู่ในตำแหน่ง “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 7) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องนำ Recloser เข้าใช้งาน ตามหลักการ By Pass อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ข้อ 2.2 ขั้นตอนการนำ Recloser เข้าใช้งาน
- 8) On พังก์ชั่น Auto Reclose ของ Recloser
- 9) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทางตามข้อ 2)

3. การซ่อมแซม/บำรุงรักษา อุปกรณ์หลัง Recloser (ปฏิบัติงานโดยชุด Hotline)

- 3.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงานอุปกรณ์หลัง Recloser
 - 1) Off พังก์ชั่น Auto Reclose ของ Recloser
 - 2) แจ้งชุดปฏิบัติงานให้ปฏิบัติงานได้
- 3.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงานอุปกรณ์หลัง Recloser
 - 1) ชุดปฏิบัติงานแจ้งปฏิบัติงานแล้วเสร็จ
 - 2) On พังก์ชั่น Auto Reclose ของ Recloser

2. วิธีปฏิบัติการสั่งการกับ Load Break Switch / Remote Control Switch ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 4 Load Break Switch

1. การสั่งการปลด-สับ Load Break Switch (LBS)/Remote Control Switch (RCS) เพื่อดับไฟ/จ่ายไฟ ระบบจำหน่าย 22/33 kV

1.1 ขั้นตอนการปลด LBS/RCS เพื่อดับไฟปฏิบัติงานระบบจำหน่าย 22/33 kV

- 1) ตรวจสอบ LBS/RCS อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 2) Off ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ LBS/RCS
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก LBS/RCS ไปรับไฟจาก Feeder ข้างเคียง โดยปฏิบัติตาม หลักการขานและถ่ายเทโหลด Feeder (ปลดধনানที่อุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Feeder Section ที่ต้องการดับไฟ และดำเนินการ Lock คาน ปลด-สับ ที่อุปกรณ์ตัดตอนที่ปลดধনান ตั้งกล่าว โดยกรณีอุปกรณ์ตัดตอนตั้งกล่าวคือ Recloser ดำเนินการปลดสวิตซ์เบ้มิดของ Recloser)
- 4) ปลด LBS/RCS และตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด” เพื่อดับไฟ Feeder Section
- 5) หลังจากปลด LBS/RCS ต้องดำเนินการ Lock คาน ปลด-สับ
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมเพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานใน Feeder Section
- 7) On ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ LBS/RCS
- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องวดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

- 1.2 ขั้นตอนการสับ LBS/RCS เพื่อจ่ายไฟหลังจากปฎิบัติงานในระบบจำหน่าย 22/33 kV
 - 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฎิบัติงานแล้ว
 - 2) ตรวจสอบ LBS/RCS และอุปกรณ์ตัดตอน ที่เชื่อมต่อกับ Feeder Section ที่ปฎิบัติงานงานอยู่ ในสถานะ “ปลด”
 - 3) Off ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ LBS/RCS
 - 4) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
 - 5) สับ LBS/RCS เพื่อจ่ายไฟ Feeder Section ตั้งกล่าว และตรวจสอบ LBS/RCS อยู่ในสถานะ “สับ”
 - 6) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก LBS/RCS ตามสภาพปกติ โดยปฎิบัติตามหลักการขานน และถ่ายเทโหลด Feeder
 - 7) On ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ LBS/RCS
2. การดับไฟซ่อมแซม/บำรุงรักษา Load Break Switch (LBS)/Remote Control Switch(RCS) กรณีย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย และปลดধานโหลดที่ LBS/RCS
 - 2.1 ขั้นตอนก่อนการปฎิบัติงาน
 - 1) ตรวจสอบ LBS/RCS อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
 - 2) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก LBS/RCS ฝาก Feeder ข้างเคียง โดยปฎิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด Feeder (ปลดধานโหลดที่ LBS/RCS)
 - 3) ตรวจสอบ LBS/RCS อยู่ในสถานะ “ปลด” และดำเนินการ Lock canonปลด-สับ
 - 4) แขวน Tag ห้ามควบคุมเพื่อให้ทราบว่ามีการปฎิบัติงานที่ LBS/RCS
 - 5) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่ใกล้ LBS/RCS ที่สุด ทั้งสองด้านอยู่ในสถานะ “Off”
 - 6) ดำเนินการแยก LBS/RCS ออกจากระบบส่วนที่มีไฟ โดยดำเนินการปลดอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ห้าย LBS/RCS (กรณีปฎิบัติงานโดยชุด HOT LINE แจ้งชุดปฎิบัติงานฯ ปลดสายจำหน่ายที่เชื่อมต่อกับ LBS/RCS ทั้งสองด้าน)
 - 7) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ตามข้อ 5)
 - 8) แจ้งชุดปฎิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้ ก่อนเข้าปฎิบัติงานที่อุปกรณ์
 - a. ใช้ Voltage Detector ตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฎิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฎิบัติงาน
 - 2.2 ขั้นตอนหลังการปฎิบัติงานบำรุงรักษา
 - 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฎิบัติงานแล้ว
 - 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่ใกล้กับ LBS/RCS ที่สุด ทั้งสองด้าน
 - 3) ตรวจสอบสถานะของ LBS/RCS อยู่ในตำแหน่ง “ปลด” พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะ “ Lock canonปลด-สับ”



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

-
- 4) ดำเนินการเชื่อมต่อ LBS/RCS เข้ากับระบบส่วนที่มีไฟ โดยการสับอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ห้วย LBS/RCS (กรณีปฏิบัติงานโดยชุด HOT LINE แจ้งชุดปฏิบัติงานฯ เชื่อมสายจำหน่ายที่เขื่อมต่อ กับ LBS/RCS ทั้งสองด้าน)
 - 5) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก และปลด Lock คานปลด-สับ ของ LBS/RCS
 - 6) ดำเนินการย้ายโหลด กลับมารับไฟจาก LBS/RCS ตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามหลักการ ขนานและถ่ายเทโหลด Feeder
 - 7) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ตามข้อ 2)

3. วิธีปฏิบัติการสั่งการกับ Disconnecting Switch ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 5 Disconnecting Switch

ลำดับการปลด-สับ สวิตช์เบ้มีด

- ลำดับการสับสวิตช์เบ้มีด ให้ดำเนินการสับเฟสกลางก่อน(เฟส B) และจึงค่อยสับเฟสที่เหลือ (เฟส A, C) โดยสับทีละเฟส และหลังจากสับสวิตช์เบ้มีดแต่ละเฟส ตรวจสอบสภาพ “สับสนิท” ทุกรั้ง
- ลำดับการปลดสวิตช์เบ้มีด ให้ดำเนินการปลดเฟสริมก่อน (เฟส A, C) โดยปลดทีละเฟส และจึงค่อยปลดเฟสกลาง (เฟส B)

1. การสั่งการปลด-สับ Disconnecting Switch เพื่อดับไฟ/จ่ายไฟระบบจำหน่าย 22/33 kV

1.1 ขั้นตอนการปลด Disconnecting Switch เพื่อดับไฟระบบจำหน่าย 22/33 kV

- 1) ตรวจสอบ Disconnecting Switch อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Disconnecting Switch
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Disconnecting Switch ไปรับไฟจาก Feeder ข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด Feeder
- 4) ตรวจสอบอุปกรณ์ที่ใช้ในการปลด Disconnecting Switch
 - a. กรณีไม่ได้ใช้ Load Buster ตรวจสอบปริมาณโหลดที่รับไฟจาก Disconnecting Switch ต้องเป็นศูนย์ โดยหากไม่เป็นศูนย์ ดำเนินการลดโหลดที่ยังคงรับไฟจากสวิตช์เบэмีดดังกล่าว
 - b. กรณีใช้ Load Buster ตรวจสอบปริมาณโหลดที่รับไฟจาก Disconnecting Switch ต้องไม่เกินค่าพิกัดกระแสของ Load Buster

- 5) แจ้งชุดปฏิบัติงานปลด Disconnecting Switch และตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 6) ดำเนินการตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Feeder Section ดังกล่าว อยู่ในสถานะ “ปลด” รวมทั้ง Lock คาน ปลด-สับ (กรณีอุปกรณ์ดังกล่าวคือ Recloser ดำเนินการปลดสวิตซ์ ไม่มีดึงของ Recloser ดังกล่าว)
- 7) แขวน Tag เพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานใน Feeder Section
- 8) On ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Disconnecting Switch
- 9) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนการสับ Disconnecting Switch เพื่อจ่ายไฟระบบจำหน่าย 22/33 kV

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบ Disconnecting Switch และอุปกรณ์ตัดตอน ที่อยู่หัว-ท้าย Feeder Section ที่ปฏิบัติงาน อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบปริมาณโหลดขณะสับ Disconnecting Switch ต้องเป็นศูนย์ โดยหากประเมินแล้วว่า เกิน ดำเนินการลดโหลดขณะสับฯ ดังกล่าว
- 4) Off ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Disconnecting Switch
- 5) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 6) สับ Disconnecting Switch เพื่อจ่ายไฟ Feeder Section ดังกล่าว
- 7) ตรวจสอบ Disconnecting Switch อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 8) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก Disconnecting Switch ตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตาม หลักการขนานและถ่ายเทโหลด Feeder
- 9) On ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Disconnecting Switch

2. การดับไฟซ่อมแซม/บำรุงรักษา Disconnecting Switch (ปลด Disconnecting Switch แบบมีไฟ)

2.1 ขั้นตอนก่อนการปฏิบัติงานบำรุงรักษา

- 1) ตรวจสอบ Disconnecting Switch อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Disconnecting Switch
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Disconnecting Switch ไปรับไฟจาก Feeder ข้างเคียง โดย ปฏิบัติตามหลักการขนานและถ่ายเทโหลด Feeder (ปลดขนานที่อุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟ/จ่ายไฟ ให้ Disconnecting Switch พร้อมทั้ง Lock คานห้ามปลด-สับ โดยกรณีอุปกรณ์ที่ปลดขนานคือ Recloser ดำเนินการปลด Disconnecting Switch ของ Recloser)
- 4) ตรวจสอบอุปกรณ์ที่ใช้ในการปลด Disconnecting Switch
 - a. กรณีไม่ได้ใช้ Load Buster ตรวจปริมาณโหลดที่รับไฟจาก Disconnecting Switch ต้อง เป็นศูนย์ โดยหากไม่เป็นศูนย์ ดำเนินการลดโหลดที่ยังคงรับไฟจากสวิตซ์ใบมีดดังกล่าว

- b. กรณีใช้ Load Buster ตรวจสอบปริมาณโหลดที่รับไฟจาก Disconnecting Switch ต้องไม่เกินค่าพิกัดกระแสของ Load Buster
- 5) แจ้งชุดปฏิบัติงานปลด Disconnecting Switch และตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
 - 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมเพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานที่ Disconnecting Switch
 - 7) ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่ใกล้ Disconnecting Switch ทั้งสองด้านอยู่ในสถานะ “Off”
 - 8) ดำเนินการสับอุปกรณ์ตัดตอนที่ถูกปลดขนาดเป็นข้อ 3)
 - 9) แจ้งชุดปฏิบัติงาน Hotline เพื่อปลดระบบจำหน่ายที่เชื่อมต่อกับ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน
 - 10) On ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่ใกล้ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน
 - 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-หัว จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังการปฏิบัติงานบำรุงรักษา

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบ Disconnecting Switch อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) Off ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่ใกล้กับ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน
- 4) แจ้งชุดปฏิบัติงานดำเนินการเชื่อมสายระบบจำหน่ายเพื่อเชื่อมต่อ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน
- 5) ปลดอุปกรณ์ตัดตอนที่จ่ายไฟ/รับไฟจาก Disconnecting Switch (ปลดด้านใดด้านหนึ่ง) พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด”
- 6) ตรวจสอบปริมาณโหลดขณะสับ Disconnecting Switch ต้องเป็นศูนย์ โดยหากประเมินแล้วว่า ไม่เป็นศูนย์ ดำเนินการลดโหลดขณะสับฯ ดังกล่าว
- 7) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 8) แจ้งชุดปฏิบัติงานสับ Disconnecting Switch เพื่อจ่ายไฟ Feeder Section และตรวจสอบ Disconnecting Switch อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 9) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก Disconnecting Switch ตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด Feeder
- 10) On ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันในข้อ 3)

3. การดับไฟซ่อมแซม/บำรุงรักษา Disconnecting Switch (ปลด Disconnecting Switch แบบไม่มีไฟ)

3.1 ขั้นตอนก่อนการปฏิบัติงานบำรุงรักษา

- 1) ตรวจสอบ Disconnecting Switch อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่ใกล้กับ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Disconnecting Switch ไปรับไฟจาก Feeder ข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลด Feeder (ปลดขนาดที่อุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟ/จ่ายไฟให้ Disconnecting Switch พร้อมทั้ง Lock คานห้ามปลด-สับ โดยกรณีอุปกรณ์ที่ปลดขนาดคือ Recloser ดำเนินการปลด Disconnecting Switch ของ Recloser)
- 4) ปลดอุปกรณ์ตัดตอนที่ใกล้กับ Disconnecting Switch อีกด้านหนึ่ง พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด”
- 5) แจ้งชุดปฏิบัติงานใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ ทั้งสองด้านของ Disconnecting Switch
- 6) แจ้งชุดปฏิบัติงานปลด Disconnecting Switch และตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 7) แขวน Tag ห้ามควบคุมเพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานที่ Disconnecting Switch
- 8) ดำเนินการแยก Disconnecting Switch ออกจากระบบจำหน่าย (กรณีปฏิบัติงานร่วมกับชุดปฏิบัติงาน Hotline)
 - a. ดำเนินการสับอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ท้าย Feeder Section ที่ Disconnecting Switch ติดตั้งอยู่ (ซึ่งถูกปลดไปในข้อ 3) และ 4)) เพื่อจ่ายไฟมาสิ้นสุด ณ ทั้งสองด้านของ Disconnecting Switch
 - b. แจ้งชุดปฏิบัติงาน Hotline เพื่อปลดสายระบบจำหน่ายที่เชื่อมต่อกับ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน
- 9) ดำเนินการแยก Disconnecting Switch ออกจากระบบจำหน่าย (กรณีมีได้ปฏิบัติงานร่วมกับชุดปฏิบัติงาน Hotline)
 - a. แจ้งชุดปฏิบัติงาน เพื่อปลดสายระบบจำหน่ายที่เชื่อมต่อกับ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน
 - b. ดำเนินการสับอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ท้าย Feeder Section ที่ Disconnecting Switch ติดตั้งอยู่ (ซึ่งถูกปลดไปในข้อ 3) และ 4)) เพื่อจ่ายไฟมาสิ้นสุด ณ จุดที่ปลดสายระบบจำหน่ายไว ทั้งสองด้านของ Disconnecting Switch
- 10) On ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันใกล้กับ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน
- 11) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่องดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

3.2 ขั้นตอนหลังการปฏิบัติงานบำรุงรักษา

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) แจ้งชุดปฏิบัติงานตรวจสอบ Disconnecting Switch อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) Off ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่ใกล้กับ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน
- 4) เชื่อมต่อ Disconnecting Switch เข้ากับระบบจำหน่าย (กรณีปฏิบัติงานร่วมกับชุดปฏิบัติงาน Hotline)
 - a. แจ้งชุดปฏิบัติงาน Hotline ดำเนินการเชื่อมสายระบบจำหน่ายเพื่อเชื่อมต่อ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน เข้ากับระบบ
 - b. ปลดอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ท้าย Feeder Section ที่ Disconnecting Switch ติดตั้งอยู่พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด”
 - c. นำ Tag ที่แขนไว้ออก
 - d. แจ้งชุดปฏิบัติงานสับ Disconnecting Switch และตรวจสอบ Disconnecting Switch อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 5) เชื่อมต่อ Disconnecting Switch เข้ากับระบบจำหน่าย (กรณีมีได้ปฏิบัติงานร่วมกับชุดปฏิบัติงาน Hotline)
 - a. ปลดอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ท้าย Feeder Section ที่ Disconnecting Switch ติดตั้งอยู่พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด”
 - b. แจ้งชุดปฏิบัติงานใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ ทั้งสองด้านของ Disconnecting Switch
 - c. แจ้งชุดปฏิบัติงานดำเนินการเชื่อมสายระบบจำหน่ายเพื่อเชื่อมต่อ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน เข้ากับระบบ
 - d. นำ Tag ที่แขนไว้ออก
 - e. แจ้งชุดปฏิบัติงานสับ Disconnecting Switch และตรวจสอบ Disconnecting Switch อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 6) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลด Feeder
- 7) On ฟังก์ชัน Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่ใกล้กับ Disconnecting Switch ทั้งสองด้าน

4. วิธีปฏิบัติการสั่งการกับ Switching Capacitor ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 6 Switching Capacitor

1. ขั้นตอนการปลด Switching Capacitor ออกจากระบบ (กรณีสถานะ Capacitor “สับ”)

- 1) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่อยู่ใกล้กับ Switching Capacitor
- 2) ตรวจสอบสถานะ Load Break Switch ของ Switching Capacitor อยู่ในสถานะ “สับ”
- 3) ตั้ง Manual ชุด Control ของ Switching Capacitor
- 4) ปลด Load Break Switch ของ Switching Capacitor พิริ่งตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) กรณีปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ที่ Switching Capacitor ดำเนินการปลด Drop Out Fuse ป้องกัน Switching Capacitor ออกทั้ง 3 เฟส
- 6) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ตามข้อ 1)
- 7) กรณีปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ที่ Switching Capacitor แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้ ก่อนเข้าปฏิบัติงานที่อุปกรณ์
 - a. รอ Switching Capacitor Discharge ประมาณ 15 นาที
 - b. ใช้ Voltage Detector ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้าเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - c. ดำเนินการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงาน

2. ขั้นตอนการปลด Switching Capacitor ออกจากระบบ (กรณีสถานะ Capacitor “ปลด”)
 - 1) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่อยู่ใกล้กับ Switching Capacitor
 - 2) ตรวจสอบสถานะ Load Break Switch ของ Switching Capacitor อยู่ในตำแหน่ง “ปลด”
 - 3) ตั้ง Manual ชุด Control ของ Switching Capacitor
 - 4) แจ้งชุดปฏิบัติงานดำเนินการปลด Drop Out Fuse ป้องกัน Switching Capacitor ออกทั้ง 3 เฟส
 - 5) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ตามข้อ 1)
 - 6) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน
3. ขั้นตอนนำ Switching Capacitor เข้าใช้งานในระบบ
 - 1) กรณีหลังจากปฏิบัติงาน/บำรุงรักษาที่ Switching Capacitor ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
 - 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่อยู่ใกล้กับ Switching Capacitor
 - 3) ตรวจสอบชุด Control ของ Switching Capacitor อยู่ในสถานะ Manual
 - 4) ตรวจสอบสถานะ Load Break Switch ของ Switching Capacitor อยู่ในตำแหน่ง “ปลด”
 - 5) กรณีหลังจากปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ตรวจสอบ Dropout Fuse ป้องกัน Switching Capacitor อยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส (กรณีมีได้ปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ตรวจสอบ Dropout Fuse ป้องกัน Switching Capacitor อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส)
 - 6) กรณีหลังจากปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา แจ้งชุดปฏิบัติงานดำเนินการสับ Dropout Fuse ป้องกัน Switching Capacitor
 - 7) ตั้งค่า Auto ชุด Control ของ Switching Capacitor
 - 8) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ตามข้อ 2)

ข้อควรทราบ

Switching Capacitor ที่ใช้งานในระบบ 22/33 kV ของ PEA จะมีอยู่ 2 แบบ ดังนี้

- VAR Control การปลด-สับ กระทำโดยอัตโนมัติ โดยชุด VAR Control
- Time Control การปลด-สับ กระทำโดยอัตโนมัติ โดยชุด Time Control

5. วิธีปฏิบัติการสั่งการกับ Fix Capacitor ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 7 Fixed Capacitor

1. การสั่งการกับอุปกรณ์ Fix Capacitor ขนาด 300 และ 600 KVAR

1.1 ขั้นตอนปลด Fix Capacitor ออกจากใช้งานในระบบ

- 1) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทางที่อยู่ใกล้กับ Fix Capacitor
- 2) แจ้งชุดปฏิบัติงานใช้ Load Buster ปลด Dropout Fuse ป้องกัน Fix Capacitor ออกทั้ง 3 เฟส
- 3) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันตามข้อ 1)
- 4) กรณีปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ที่ Fix Capacitor ก่อนเข้าปฏิบัติงานที่อุปกรณ์ แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. รอ Fix Capacitor Discharge ประมาณ 15 นาที
 - b. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - c. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้วย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนนำ Fix Capacitor เข้าใช้งานในระบบ

- 1) กรณีหลังจากปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ที่ Fix Capacitor ตรวจสอบยืนยันจุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้ว และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทางที่อยู่ใกล้กับ Fix Capacitor
- 3) แจ้งชุดปฏิบัติงาน สับ Dropout Fuse ป้องกัน Fix Capacitor พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส (ให้สับเรียงลำดับเฟสตามวิธีปฏิบัติการปลด-สับ Dropout Fuse)

- 4) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันตามข้อ 1)
2. การสั่งการกับอุปกรณ์ Fix Capacitor ขนาด 300 และ 600 KVAR กรณีดับไฟปฏิบัติงาน
 - 2.1 ขั้นตอนปลด Fix Capacitor ออกจากใช้งานในระบบ
 - 1) พิจารณาอย่างโหลดหลัง Fix Capacitor รับไฟจากฟีดเดอร์ข้างเคียง ให้มากที่สุด
 - 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้ Fix Capacitor
 - 3) ปลดอุปกรณ์ตัดตอน ตำแหน่งหัว-ท้าย Fix Capacitor
 - 4) ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้า ที่ Fix Capacitor เป็นศูนย์ทั้ง 3 เฟส
 - 5) แจ้งชุดปฏิบัติงาน ปลด Dropout Fuse ป้องกัน Fix Capacitor ออกทั้ง 3 เฟส
 - 6) ดำเนินการย้ายโหลด กลับมารับไฟตามสภาพปกติ
 - 7) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันตามข้อ 2)
 - 8) กรณีปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ที่ Fix Capacitor ก่อนเข้าปฏิบัติงานที่อุปกรณ์ แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. รอ Fix Capacitor Discharge ประมาณ 15 นาที
 - b. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - c. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน
 - 2.2 ขั้นตอนนำ Fix Capacitor เข้าใช้งานในระบบ
 - 1) กรณีหลังจากปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ที่ Fix Capacitor ตรวจสอบยืนยันชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการแล้ว และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
 - 2) พิจารณาอย่างโหลดหลัง Fix Capacitor รับไฟจากฟีดเดอร์ข้างเคียง ให้มากที่สุด
 - 3) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทางที่อยู่ใกล้กับ Fix Capacitor
 - 4) ปลดอุปกรณ์ตัดตอน ตำแหน่งหัว-ท้าย Fix Capacitor
 - 5) ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้าที่ Fix Capacitor เป็นศูนย์ทั้ง 3 เฟส
 - 6) แจ้งชุดปฏิบัติงาน สับ Dropout Fuse ป้องกัน Fix Capacitor พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - 7) ดำเนินการย้ายโหลด กลับมารับไฟตามสภาพปกติ
 - 8) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันตามข้อ 1)
 - 9)

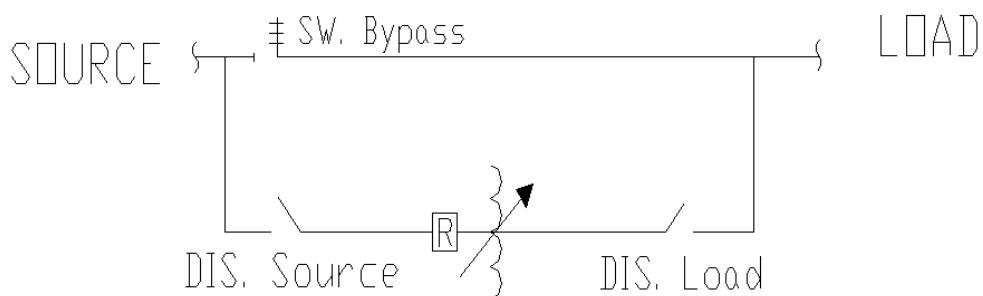
ข้อควรปฏิบัติเพิ่มเติม

- กรณีตรวจพบ Dropout Fuse ป้องกัน Fix Capacitor ขนาด 300 และ 600 kVAR ขาดตกเป็นบาง เฟสให้แจ้งส่วนที่เกี่ยวข้อง ดำเนินการปลดเฟสที่เหลือออก เพื่อดำเนินการแก้ไขต่อไป

6. วิธีปฏิบัติการส่งการกับ Automatic Voltage Regulator (AVR) ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 8 Automatic Voltage Regulator (AVR)



รูปที่ 9 Single Line Diagram ของ AVR แบบมาตรฐาน (จ่ายไฟได้ทิศทางเดียว)

1. การส่งการ By Pass AVR เพื่อบำรุงรักษา หรือ เพื่อจ่ายไฟกลับทิศทาง

1.1 ขั้นตอนก่อนดำเนินการ

- 1) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Recloser และ AVR
- 2) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการ By Pass AVR ตามหลักการ By Pass อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ข้อ 1.1 ขั้นตอนการ By Pass AVR

- 3) ตรวจสอบสถานะสวิตช์เปิดปิด ของ AVR
 - a. กรณีซ้อมแซม/บำรุงรักษา AVR ตรวจสอบสถานะสวิตช์เปิดด้าน Load และด้าน Source ของ AVR อยู่ในตำแหน่ง “ปิด” ทั้ง 3 เฟส และเขียน Tag เพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานที่ AVR
 - b. กรณีจ่ายไฟกลับทิศทางของ AVR ตรวจสอบสถานะสวิตช์เปิดด้าน Load ของ AVR อยู่ในตำแหน่ง “ปิด” ทั้ง 3 เฟส และเขียน Tag เพื่อให้ทราบสถานะการจ่ายไฟ
- 4) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทาง ตามข้อ 1)
- 5) กรณีบำรุงรักษา AVR ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการตั้งต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลังดำเนินการ เพื่อจ่ายไฟ AVR ตามสภาพปกติ

- 1) กรณีหลังจากซ้อมแซม/บำรุงรักษา AVR ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ Recloser และ AVR
- 3) ตรวจสอบสถานะ Recloser อยู่ในสถานะ “ปิด”
- 4) ตรวจสอบสถานะสวิตช์เปิดปิด ของ AVR
 - a. กรณีซ้อมแซม/บำรุงรักษา AVR ตรวจสอบสถานะสวิตช์เปิดด้าน Load และด้าน Source ของ AVR อยู่ในตำแหน่ง “ปิด” ทั้ง 3 เฟส และนำ Tag ที่เขียนไว้ออก
 - b. กรณีจ่ายไฟกลับทิศทางของ AVR ตรวจสอบสถานะสวิตช์เปิดด้าน Load ของ AVR อยู่ในตำแหน่ง “ปิด” ทั้ง 3 เฟส และนำ Tag ที่เขียนไว้ออก
- 5) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องนำ AVR เข้าใช้งาน ตามหลักการ By Pass อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า ข้อ 1.2 ขั้นตอนการนำ AVR เข้าใช้งานในระบบ
- 6) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทางตามข้อ 1)

2. การสั่งการดับไฟ/จ่ายไฟ ระบบจำหน่าย 22/33 KV ที่รับไฟจาก AVR

2.1 ขั้นตอนการดับไฟปฏิบัติงานในระบบจำหน่าย 22/33 KV ที่รับไฟจาก AVR

- 1) ตรวจสอบ Recloser ป้องกัน AVR อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุมต่างๆ
- 2) Off ฟังก์ชัน Auto Reclose ของ Recloser
- 3) ปรับสวิตช์ที่ตู้ควบคุม AVR (Relay ปรับแรงดัน) จากตำแหน่ง Auto มาอยู่ในตำแหน่ง “Manual”
- 4) ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก AVR ไปรับไฟจาก Feeder ข้างเคียง โดยปฏิบัติตามหลักการ ขนานและถ่ายเทโหลด Feeder

- 5) ปลด Recloser ป้องกัน AVR พร้อมทั้งตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ดำเนินการปลด Disconnecting Switch (ด้าน Load) ของ AVR พร้อมทั้งตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 7) ดำเนินการตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจาก Feeder Section อุปกรณ์ในสถานะ “ปลด” พร้อมทั้ง Lock canon ปลด-สับ (ถ้ามี)
- 8) แขวน Tag เพื่อให้ทราบว่ามีการปฏิบัติงานใน Feeder Section
- 9) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนการจ่ายไฟระบบจำหน่าย 22/33 KV ที่รับไฟจาก AVR

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบ Recloser ป้องกัน AVR และอุปกรณ์ตัดตอน ที่อยู่หัว-ท้าย Feeder Section ที่ปฏิบัติงาน อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ Disconnecting Switch ของ AVR (ด้าน Load) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบฟังก์ชั่น Auto Reclose ของ Recloser อยู่ในสถานะ Off
- 5) นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
- 6) สับ Disconnecting Switch (ด้าน Load) ของ AVR พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 7) ตรวจสอบตำแหน่งสวิตซ์ที่ตู้ควบคุม AVR (Relay ปรับแรงดัน) อยู่ในตำแหน่ง “Manual”
- 8) ตรวจสอบ Tap ของ AVR อยู่ในตำแหน่ง “Tap 1”
- 9) สับ Recloser ป้องกัน AVR เพื่อจ่ายไฟ AVR และ Feeder Section รวมทั้งตรวจสอบ Recloser อยู่ในสถานะ “สับ”
- 10) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก AVR ตามสภาพปกติ โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด Feeder
- 11) ปรับสวิตซ์ที่ตู้ควบคุม AVR (Relay ปรับแรงดัน) จากตำแหน่ง Manual มาอยู่ในตำแหน่ง “Auto”
- 12) On ฟังก์ชั่น Auto Reclose ของ Recloser

7. วิธีปฏิบัติการสั่งการกับ SINGLE-PHASE STEP VOLTAGE REGULATOR (SVR) ในกรณีต่างๆ



รูปที่ 10 Single phase Voltage Regulator (SVR)

1. การสั่งการซ้อมแซม/บำรุงรักษาอุปกรณ์ SINGLE-PHASE STEP VOLTAGE REGULATOR (SVR) แบบที่ติดตั้ง Disconnecting Switch ด้าน Source และด้าน Load เพิ่มเติม

1.1 ขั้นตอนก่อนการปฏิบัติงานบำรุงรักษา

- 1) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ SVR
- 2) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับสวิตช์ของชุดควบคุม SVR โดยปรับสวิตช์ Power (Internal /External/Off) ไปตามตำแหน่ง “Internal” และปรับสวิตช์เลือกวิธีควบคุม Tap (Auto/Off/Manual) จากตำแหน่ง Auto มาอยู่ในตำแหน่ง “Manual”
- 3) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับ Tap ของ SVR ให้อยู่ในตำแหน่ง “Neutral”
- 4) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับสวิตช์ของชุดควบคุม SVR โดยปรับสวิตช์ Power (Internal /External/Off) จากตำแหน่ง Internal มาอยู่ในตำแหน่ง “Off” และปรับสวิตช์เลือกวิธีควบคุม Tap (Auto/Off/Manual) จากตำแหน่ง Manual มาอยู่ในตำแหน่ง “Off”
- 5) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับสวิตช์ของชุดควบคุมการปรับ Tap โดยปรับสวิตช์ของชุดสวิตช์แรงดัน (On/Off) ไปตามตำแหน่ง “Off” และปรับสวิตช์ของชุดสวิตช์แรงดัน (On/Off) ไปตามตำแหน่ง “On”
- 6) แจ้งชุดปฏิบัติงานสับสวิตช์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตช์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส

- 7) แจ้งชุดปฎิบัติงานปลด Disconnecting Switch ด้าน Source และ Load พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส พร้อมแขวน Tag ห้ามควบคุม
- 8) แจ้งชุดปฎิบัติงานปลด Disconnecting Switch ตำแหน่ง Source - Load พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส พร้อมแขวน Tag ห้ามควบคุม (กรณี SVR ต่อแบบ Delta)
- 9) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทาง ตามข้อ 1)
- 10) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฎิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฎิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฎิบัติงาน

1.2 ขั้นตอนหลักการปฏิบัติงานบำรุงรักษา

- 1) ยืนยันชุดปฎิบัติงานดำเนินการแล้วเสร็จ พร้อมทั้งปลดการต่อลงดินที่ SVR
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ SVR
- 3) แจ้งชุดปฎิบัติงานตรวจสอบสถานะของ SVR ดังต่อไปนี้
 - a. ตรวจสอบ Tap ของ SVR อยู่ในตำแหน่ง “Neutral”
 - b. ตรวจสอบสวิตซ์ Power (Internal /External/Off) อยู่ในตำแหน่ง “Off”
 - c. ตรวจสอบสวิตซ์เลือกวิธีควบคุม Tap (Auto/Off/Manual) อยู่ในตำแหน่ง “Off”
 - d. ตรวจสอบสวิตซ์ของชุดควบคุมการปรับ Tap โดยสวิตซ์ของชุดวัดแรงดัน (On/Off) อยู่ในตำแหน่ง “Off” และสวิตซ์ของชุดวัดกระแส (On/Off) อยู่ในตำแหน่ง “On”
- 4) ปลด Tag ห้ามควบคุม ที่ Disconnecting Switch ตำแหน่ง Source - Load พร้อมสับ Disconnecting Switch ตำแหน่ง Source - Load และตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส (กรณี SVR ต่อแบบ Delta)
- 5) ปลด Tag ห้ามควบคุม ที่ Disconnecting Switch ด้าน Source พร้อมสับ Disconnecting Switch ด้าน Source และตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 6) ปลด Tag ห้ามควบคุม ที่ Disconnecting Switch ด้าน Load พร้อมสับ Disconnecting Switch ด้าน Load และตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 7) แจ้งชุดปฎิบัติงานปลดสวิตซ์ BY-PASS พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
- 8) แจ้งชุดปฎิบัติงานปรับตั้งค่า SVR ดังนี้
 - a. ปรับสวิตซ์ของชุดควบคุมการปรับ Tap โดยปรับสวิตซ์ของชุดวัดแรงดัน (On/Off) ไปตำแหน่ง “On” และปรับสวิตซ์ของชุดวัดกระแส (On/Off) ไปตำแหน่ง “Off”
 - b. ปรับสวิตซ์ของชุดควบคุม SVR โดยปรับสวิตซ์ Power (Internal /External/Off) จากตำแหน่ง Off มาอยู่ในตำแหน่ง “Internal” และปรับสวิตซ์เลือกวิธีควบคุม Tap

(Auto/Off/Manual) จากตำแหน่ง Off มาอยู่ในตำแหน่ง “Auto” ตามปกติ และรอเวลาให้ Tap เลื่อนไปอยู่ในตำแหน่งปกติ

- 9) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทางตามข้อ 2)

2. การสั่งการซ่อมแซม/บำรุงรักษา SINGLE-PHASE STEP VOLTAGE REGULATOR (SVR)

2.1 ขั้นตอนก่อนการปฏิบัติงานบำรุงรักษา

- 1) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่ใกล้กับ SVR ทั้งสองด้าน
- 2) พิจารณาอย่าปลดหลัง SVR ไปรับไฟจากฟีเดเดอร์ข้างเคียง ให้มากที่สุด
- 3) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับสวิตช์ของชุดควบคุม SVR โดยปรับสวิตช์ Power (Internal /External/Off) ไปตำแหน่ง “Internal” และปรับสวิตช์เลือกวิธีควบคุม Tap (Auto/Off/Manual) จากตำแหน่ง Auto มาอยู่ในตำแหน่ง “Manual”
- 4) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับ Tap ของ SVR ให้อยู่ในตำแหน่ง “Neutral”
- 5) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับสวิตช์ของชุดควบคุม SVR โดยปรับสวิตช์ Power (Internal /External/Off) จากตำแหน่ง Internal มาอยู่ในตำแหน่ง “Off” และปรับสวิตช์เลือกวิธีควบคุม Tap (Auto/Off/Manual) จากตำแหน่ง Manual มาอยู่ในตำแหน่ง “Off”
- 6) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับสวิตช์ของชุดควบคุมการปรับ Tap โดยปรับสวิตช์ของชุดวัดแรงดัน (On/Off) ไปตำแหน่ง “Off” และปรับสวิตช์ของชุดวัดกระแส (On/Off) ไปตำแหน่ง “On”
- 7) ปลดอุปกรณ์ตัดตอนที่มีกีลไกการดับอาร์ค ตำแหน่งใกล้กับ SVR ด้าน Source
- 8) ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้า ด้าน Source และ Load ของ SVR เป็นศูนย์ทั้ง 3 เฟส
- 9) แจ้งชุดปฏิบัติงานสับสวิตช์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตช์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 10) แจ้งชุดปฏิบัติงานปลด Disconnecting Switch ตำแหน่ง Source - Load พร้อมตรวจสอบสถานะ “ปลด” ทั้ง 3 เฟส พร้อมเขียน Tag ห้ามควบคุม ที่ Disconnecting Switch ดังกล่าว (กรณี SVR ต่อแบบ Delta)
- 11) แจ้งชุดปฏิบัติงานปลดสายแรงสูงเข้าด้าน Source และ Load ของ SVR ทั้ง 3 เฟส
- 12) แจ้งชุดปฏิบัติงานสับอุปกรณ์ตัดตอน ตามข้อ 7) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลด (MW, MVAR, kV, Current) มีการเปลี่ยนแปลง
- 13) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทาง ตามข้อ 1)
- 14) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - a. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - b. ดำเนินการต่อลงดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังการปฏิบัติงานบำรุงรักษา

- 1) ยืนยันชุดปฏิบัติงานดำเนินการแล้วเสร็จ พร้อมทั้งปลดการต่อลงดินที่ SVR
- 2) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่ใกล้กับ SVR ทั้งสองด้าน
- 3) แจ้งชุดปฏิบัติงานตรวจสอบสถานะของ SVR ดังต่อไปนี้
 - a. ตรวจสอบ Tap ของ SVR อยู่ในตำแหน่ง “Neutral”
 - b. ตรวจสอบสวิตซ์ Power (Internal /External/Off) อยู่ในตำแหน่ง “Off”
 - c. ตรวจสอบสวิตซ์เลือกวิธีควบคุม Tap (Auto/Off/Manual) อยู่ในตำแหน่ง “Off”
 - d. ตรวจสอบสวิตซ์ของชุดควบคุมการปรับ Tap โดยสวิตซ์ของชุดวัดแรงดัน (On/Off) อยู่ในตำแหน่ง “Off” และสวิตซ์ของชุดวัดกระแส (On/Off) อยู่ในตำแหน่ง “On”
- 4) ปลดอุปกรณ์ตัดตอนที่มีกลไกการดับอาร์ค ตำแหน่งใกล้กับ SVR ด้าน Source
- 5) ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้า ด้าน Source และ Load ของ SVR เป็นศูนย์ทั้ง 3 เพส
- 6) แจ้งชุดปฏิบัติงานปลดสวิตซ์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “ปลด” ทั้ง 3 เพส
- 7) แจ้งชุดปฏิบัติงานเชื่อมสายด้าน Source และ Load ของ SVR ทั้ง 3 เพส
- 8) แจ้งชุดปฏิบัติงานสับ Disconnecting Switch ตำแหน่ง Source - Load พร้อมตรวจสอบสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เพส (กรณี SVR ต่อแบบ Delta)
- 9) แจ้งชุดปฏิบัติงานสับอุปกรณ์ตัดตอน ตามข้อ 4) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลด (MW,MVAR, kV, Current) มีการเปลี่ยนแปลง
- 10) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับสวิตซ์ของชุดควบคุมการปรับ Tap โดยปรับสวิตซ์ของชุดวัดแรงดัน (On/Off) ไปตำแหน่ง “On” และปรับสวิตซ์ของชุดวัดกระแส (On/Off) ไปตำแหน่ง “Off”
- 11) แจ้งชุดปฏิบัติงานปรับสวิตซ์ของชุดควบคุม SVR โดยปรับสวิตซ์ Power (Internal /External/Off) จากตำแหน่ง Off มาอยู่ในตำแหน่ง “Internal” และปรับสวิตซ์เลือกวิธีควบคุม Tap (Auto/Off/Manual) จากตำแหน่ง Off มาอยู่ในตำแหน่ง “Auto” ตามปกติ และรอเวลาให้ Tap เลื่อนไปอยู่ในตำแหน่งปกติ
- 12) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ต้นทางตามข้อ 2)

6. หลักปฏิบัติต่างๆ สำหรับงานสั่งการ

6.1 หลักการสั่งการเพื่อบำรุงรักษา อุปกรณ์ใดๆ ในระบบไฟฟ้า

1. หลักการสั่งการเพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา อุปกรณ์ใดๆ

1) ตรวจสอบชนิดอุปกรณ์ ที่ต้องการซ่อมแซม/บำรุงรักษา

2) ตรวจสอบลักษณะการปฏิบัติงาน ว่าเป็นการปฏิบัติงานแบบดับไฟ หรือ ไม่ดับไฟ ปฏิบัติงาน

3) กรณีปฏิบัติงานแบบไม่ดับไฟ (ดำเนินการโดยชุดปฏิบัติงาน Hotline) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่จ่ายไฟให้ อุปกรณ์/Section ที่ปฏิบัติงาน เพื่อให้ระบบป้องกันทำงานครั้งเดียวแล้ว Lockout

4) กรณีปฏิบัติงานแบบดับไฟ ดำเนินการตามข้อ 5) – 8)

5) ตรวจสอบการดับไฟอุปกรณ์/section ที่จะปฏิบัติงาน ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าได้รับผลกระทบหรือไม่

a. ทำให้เกิดไฟฟ้าดับ

b. แรงดันไฟฟ้าตกต่ำกว่ามาตรฐาน

c. กระแสไฟฟ้าเกินพิกัดอุปกรณ์ที่จ่ายไฟอยู่

d. ค่า PF ต่ำกว่ามาตรฐาน

6) จากข้อ 5) หากการดับไฟอุปกรณ์/Section ที่จะปฏิบัติงาน ทำให้ระบบไฟฟ้าได้รับผลกระทบ

a. ทำสวิตซ์ ปลดสับอุปกรณ์ต่างๆ เพื่อไม่ให้เกิดปัญหาดังกล่าว เช่น ดำเนินการถ่ายเทหอดรับไฟจากแหล่งจ่ายข้างเคียง ดำเนินการปรับปรุงคุณภาพกำลังไฟฟ้า เช่น เพิ่ม/ลด Tap หม้อแปลง TP, สับ Capacitor Bank ฯลฯ ตามความเหมาะสม

b. ปลดอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ท้าย Section/อุปกรณ์ที่จะดับไฟปฏิบัติงาน รวมทั้งแขน Tag ห้ามควบคุม ที่อุปกรณ์ดังกล่าว

c. ปลด Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนในข้อ b (ถ้ามี) เพื่อเป็นการป้องกัน อีกชั้นหนึ่ง

7) จากข้อ 5) หากการดับไฟอุปกรณ์/Section ที่จะปฏิบัติงาน ไม่ทำให้ระบบไฟฟ้าได้รับผลกระทบ

a. ปลดอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ท้าย Section/อุปกรณ์ที่จะดับไฟปฏิบัติงาน รวมทั้งแขน Tag ห้ามควบคุม ที่อุปกรณ์ดังกล่าว

b. ปลด Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนในข้อ a (ถ้ามี) เพื่อเป็นการป้องกัน อีกชั้นหนึ่ง



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

-
- 8) ก่อนปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
- ใช้ Voltage Detector ตรวจสอบแรงดัน เป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - ดำเนินการต่องดิน ณ หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน
2. หลักการสั่งการเพื่อดับไฟปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ในสายส่งฯ
- 2.1 ขั้นตอนก่อนปฏิบัติงาน
- ตรวจสอบอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ อยู่ในสถานะ “สับ”
 - ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay
 - กรณีอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ คือ Circuit Breaker/Circuit Switcher ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/Circuit Switcher ดังกล่าว
 - กรณีอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ คือ Load Break Switch/Air Break Switch ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/Circuit Switcher ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch ดังกล่าว
 - ดำเนินการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตาม ข้อ 3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ โดยหลังจากย้ายโหลดแล้วเสร็จ ดำเนินการตรวจสอบดังนี้
 - ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกตัว ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปิด” และมีการแขวน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ฯ ดังกล่าว
 - ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ a) (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปิด”
 - ปลดอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ ตามข้อ 1) เพื่อ De-energize สายส่งฯ พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดสายส่งฯ (MW, MVAR, Current) เป็นศูนย์
 - แขวน Tag ห้ามควบคุมที่อุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ
 - ปลด Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ (ถ้ามี)
 - กรณีอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ ตามข้อ 1) คือ Load Break Switch/ Air Break Switch ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker / Circuit Switcher ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch/Air Break Switch ดังกล่าว
 - ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
 - ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - ดำเนินการต่องดิน หัว-ท้าย จุดปฏิบัติงาน

2.2 ขั้นตอนหลังปฏิบัติงาน

- 1) ตรวจสอบส่วนเกี่ยวข้องยืนยันพร้อมให้จ่ายไฟ และปลดการต่อลงดิน ณ จุดปฏิบัติงานแล้ว
- 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 3) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” (ถ้ามี)
- 4) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนทุกตัว ที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 5) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ตัดตอนที่รับไฟจากสายส่งฯ อยู่ในสถานะ “ปลด” (ถ้ามี)
- 6) ตรวจสอบกราวด์สวิตซ์คร้อมหัว-หัว สายส่ง (ถ้ามี) อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 7) ดำเนินการ Off/ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay
 - a. กรณีอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ คือ Circuit Breaker/Circuit Switcher ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay อยู่ในสถานะ Off
 - b. กรณีอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ คือ Load Break Switch/Air Break Switch ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/Circuit Switcher ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch ดังกล่าว
- 8) ดำเนินการ Energize สายส่งฯ
 - a. สับ Disconnecting Switch/Air Break Switch ของอุปกรณ์ต้นทาง ที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ (ถ้ามี)
 - b. นำ Tag ที่แขวนไว้ออก
 - c. สับอุปกรณ์ต้นทาง เพื่อ Energize สายส่งฯ
- 9) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ โดยปฏิบัติตามข้อ 3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ
- 10) ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ดังนี้
 - a. กรณีอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ คือ Circuit Breaker/Circuit Switcher ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ดังกล่าว
 - b. กรณีอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้สายส่งฯ คือ Load Break Switch/Air Break Switch ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/Circuit Switcher ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch/Air Break Switch ดังกล่าว

3. หลักการถ่ายเทหอด ที่รับไฟจากสายส่งระบบ 115 kV

3.1 ขั้นตอนการย้ายโหลดออกจากสายส่งฯ ไดๆ

- 1) กรณีมีผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV รับไฟจากสายส่งฯ
 - a. แจ้งผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV ดำเนินการปลด Circuit Breaker ตัวแรกที่รับไฟจาก PEA
 - b. กรณีปฎิบัติงาน/บำรุงรักษา ในสายส่งฯ แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ปลด Air Break Switch ที่จ่ายไฟให้ผู้ใช้ไฟดังกล่าว อีกชั้นหนึ่ง
- 2) กรณีมี SPP ขนาดเข้าระบบ PEA ผ่านสายส่งฯ
 - a. กรณี SPP เชื่อมต่อแบบ Tap Line ประสานงาน SPP ให้ด้วยการขานจากระบบ PEA
 - b. กรณี SPP เชื่อมต่อแบบ In-Out ประสานงานเพื่อย้ายการขาน SPP ไปยังแหล่งจ่าย ข้างเดียวโดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทหอดสายส่งฯ
 - c. กรณีปฎิบัติงาน/บำรุงรักษา ในสายส่งฯ หลังจากดำเนินการตามขั้นตอน a หรือ b แล้ว แจ้ง SPP ปลด Disconnecting Switch ตัวแรกที่รับไฟจาก PEA อีกชั้นหนึ่ง
- 3) ดำเนินการย้ายโหลดสถานีฯปลายทาง ไปรับไฟจากแหล่งจ่าย ข้างเดียว
 - a. กรณีที่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้ ดำเนินการย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV โดยปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขานและถ่ายเทหอดสายส่งฯ
 - b. กรณีที่ไม่สามารถย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ได้ ดำเนินการย้ายโหลดผ่านจำหน่าย 22/33 kV โดยปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขานและถ่ายเทหอดฟิดเดอร์
 - c. หลังจากดำเนินการตามข้อ a หรือ b ตรวจสอบ Circuit Breaker ป้องกัน Incoming สถานีฯ ปลายทาง อยู่ในสถานะ “ปลด”
 - d. กรณีปฎิบัติงาน/บำรุงรักษาในสายส่งฯ หลังจากดำเนินการตามข้อ a ถึง c แล้ว ดำเนินการแหวน Tag ห้ามควบคุมที่ Circuit Breaker ป้องกัน Incoming สถานีฯ ปลายทาง รวมทั้งปลด Disconnecting Switch ของ Circuit Breaker ดังกล่าวอีกชั้นหนึ่ง

หมายเหตุ กรณีมี SPP แบบ In-out ขนาดเข้าระบบผ่านสายส่งฯ พิจารณา SPP แทนสถานีฯ ปลายทาง ดังนี้ ให้ยกเว้นขั้นตอนในข้อ 3)

3.2 ขั้นตอนการย้ายโหลดกลับมารับไฟจากสายส่งฯ ไดๆ

- 1) กรณีมีผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV รับไฟจากสายส่งฯ
 - a. กรณีหลังจากปฎิบัติงาน/บำรุงรักษาในสายส่งฯ แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง สับ Air Break Switch ที่จ่ายไฟให้แก่ผู้ใช้ไฟดังกล่าว
 - b. แจ้งผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV ดำเนินการสับ Circuit Breaker ตัวแรกเพื่อรับไฟจาก PEA

-
- 2) กรณีมี SPP ขนาดเข้าระบบผ่านสายส่งฯ
 - a. กรณี SPP เชื่อมต่อแบบ Tap Line ประสานงาน SPP ให้ดำเนินการขนาดเข้าระบบ PEA ตามปกติ
 - b. กรณี SPP เชื่อมต่อแบบ In-Out ประสานงานเพื่อย้ายการขนาด SPP กลับมาขนาดระบบผ่านสายส่งฯ ตามปกติ โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดสายส่งฯ
 - 3) ดำเนินการย้ายโหลดสถานีปลายทาง กลับมารับไฟตามสภาพปกติ
 - a. กรณีหลังจากปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ในสายส่งฯ ดำเนินการสับ Disconnecting Switch ของ Circuit Breaker ป้องกัน Incoming สถานีฯ ปลายทาง และนำ Tag ที่เขียนไว้ออก
 - b. กรณีที่ย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV ดำเนินการย้ายโหลดกลับ โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดสายส่งฯ
 - c. กรณีที่ย้ายโหลดผ่านจำหน่าย 22/33 kV ดำเนินการย้ายโหลดกลับ โดยปฏิบัติตามหลักการขนาดและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
- หมายเหตุ กรณีมี SPP แบบ In-out ขนาดเข้าระบบผ่านสายส่งฯ พิจารณา SPP แทนสถานีฯ ปลายทาง ดังนั้น ให้ยกเว้นขั้นตอนในข้อ 3)
-
4. การสั่งการเพื่อดับไฟ/จ่ายไฟ หม้อแปลง TP
- 4.1 การดับไฟหม้อแปลง TP เพื่อปลด Cold Standby หรือ เพื่อซ่อมแซม/บำรุงรักษา
 - 1) ตรวจสอบสถานะ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลงด้าน High Side และ Low Side อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุม
 - 2) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP
 - 3) ดำเนินการย้ายโหลดหม้อแปลง TP ออก
 - a. กรณีย้ายโหลดผากหม้อแปลง TP อิกเครื่องหนึ่ง ในสถานีฯเดียวกัน ปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขนาดและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - b. กรณีย้ายโหลดหม้อแปลง TP ผ่านระบบจำหน่าย ปฏิบัติตามหลักปฏิบัติการขนาดและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - 4) ปลด Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ด้าน Low Side (กรณี Circuit Breaker ยังไม่ถูกปลด เนื่องจากย้ายโหลดผ่านระบบจำหน่าย) พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current, kV)
 - 5) ปลด Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ด้าน High Side เพื่อ De-energize หม้อแปลง TP พร้อมทั้งตรวจสอบปริมาณโหลดเป็นศูนย์ (MW, MVAR, Current)



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุมที่ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลงทั้งด้าน High Side และ Low Side
- 7) กรณีมีการปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา บริเวณ/ที่หม้อแปลง
 - a. ดำเนินการปลด Disconnecting Switch หรือ Truck Out Service ของ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ทั้งด้าน High Side และ Low Side อีกชั้นหนึ่ง
 - b. ก่อนเข้าปฏิบัติงาน ต้องแจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการต่อไปนี้
 - i. ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - ii. แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการสับกราวด์สวิตซ์ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP1 (ถ้ามี) หรือดำเนินการต่อลงดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

4.2 การจ่ายไฟหม้อแปลง TP ไดๆ หลังจากปลด Cold Standby หรือ หลังจากซ่อมแซม/บำรุงรักษา

- 1) กรณีหลังจากการปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา บริเวณ/ที่หม้อแปลง ต้องตรวจสอบหน่วยงาน บำรุงรักษาอื่นยังพร้อมให้จ่ายไฟ พร้อมทั้งแจ้งปลดการต่อลงดินที่หัว – ห้ายจุดปฏิบัติงานด้วย
- 2) ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck ของ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ทั้งด้าน High Side และ Low Side
 - a. กรณีปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ที่หม้อแปลง TP ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck อยู่ในสถานะ “ปลด” หรือ Truck Out Service
 - b. กรณีได้ปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ที่หม้อแปลง TP ตรวจสอบ Disconnecting Switch/Truck อยู่ในสถานะ “สับ” หรือ Truck In Service
- 3) ตรวจสอบ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ทั้งด้าน High Side และ Low Side อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 4) ตรวจสอบ Ground Switch ทั้งสองด้านของหม้อแปลง TP อยู่ในสถานะ “ปลด”(ถ้ามี)
- 5) ตรวจสอบ OLTC ของหม้อแปลง TP อยู่ในสถานะ “Manual”
- 6) ปรับตำแหน่ง Tap ของ TP ให้อยู่ในตำแหน่ง Center Tap
- 7) ดำเนินการ Energize หม้อแปลง TP
 - a. กรณีหลังจากการปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ดำเนินการสับ Disconnecting Switch ของ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ด้าน High Side
 - b. นำ Tag ห้ามควบคุมที่ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ด้าน High Side ออก
 - c. สับ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ด้าน High Side เพื่อ Energize หม้อแปลง
- 8) กรณีหลังจากการปฏิบัติงาน/บำรุงรักษา ดำเนินการสับ Disconnecting Switch/Truck ของ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ด้าน Low Side
- 9) นำ Tag ห้ามควบคุมที่ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ด้าน Low Side ออก

- 10) ทำการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก TP
- กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดหม้อแปลง ปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง
 - กรณีย้ายโหลดโดยวิธีขานโนโหลดฟีดเดอร์
 - สับ Circuit Breaker ป้องกันหม้อแปลง TP ด้าน Low Side เพื่อ Energize เมนบัสระบบ 22/33 เควี และตรวจสอบแรงดันเมนบัส ต้องอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน
 - ย้ายโหลดฟีดเดอร์กลับมารับไฟจาก TP โดยปฏิบัติตามหลักการขานและถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์
 - ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP

5. การสั่งการเพื่อดับไฟปฏิบัติงานในระบบชำหน่าย 22/33 kV ไดๆ

5.1 ก่อนการปฏิบัติงาน

- ตรวจสอบอุปกรณ์ที่จ่ายไฟให้ Feeder Section ที่ต้องการดับไฟ อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุม
- ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay
 - กรณีอุปกรณ์ที่จ่ายไฟให้ Feeder Section คือ Circuit Breaker/Line Recloser ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/Line Recloser ดังกล่าว
 - กรณีอุปกรณ์ที่จ่ายไฟให้ Feeder Section คือ Load Break Switch/Disconnecting Switch ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/ Line Recloser ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch/Disconnecting Switch ดังกล่าว
- ดำเนินการย้ายโหลดที่รับไฟจาก Feeder Section ที่ต้องการดับไฟ ไปรับไฟจาก Feeder ข้างเคียง ตามหลักการขานและถ่ายเทโหลด Feeder
- ปลดอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว ท้าย Feeder Section ที่ต้องการดับไฟ เพื่อแยก Feeder Section ดังกล่าว ออกจากส่วนที่มีไฟ
หมายเหตุ กรณีอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ท้าย Feeder Section คือ Disconnecting Switch ก่อนปลดอุปกรณ์ ต้องดำเนินการลดโหลดที่โหลดผ่าน Disconnecting Switch ให้เป็นศูนย์ก่อน
- ปลด Disconnecting Switch/Truck (ถ้ามี) ของอุปกรณ์ตัดตอนในข้อ 4) อีกชั้นหนึ่ง
 - กรณีอุปกรณ์ตัดตอนที่จ่ายไฟให้ Feeder Section คือ Circuit Breaker
 - ดำเนินการ Truck Out Service (กรณีสถานีฯ แบบ VIS) หรือปลด Disconnecting Switch ของ Circuit Breaker ดังกล่าว (กรณีสถานีฯ แบบ GIS)

- ii. ดำเนินการปิด Disconnecting Switch ต้น Riser Pole
- b. กรณีอุปกรณ์ตัดตอนที่จ่ายไฟ/รับไฟ Feeder Section คือ Recloser ดำเนินการปิด Disconnecting Switch ของ Recloser
- 6) แขวน Tag ห้ามควบคุม ที่อุปกรณ์ตัดตอนในข้อ 4) รวมทั้ง Lock คาน ปลด-สับ (ถ้ามี)
- 7) กรณีอุปกรณ์ตัดตอนที่จ่ายไฟให้ Feeder Section คือ Load Break Switch/ Disconnecting Switch ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker / Line Recloser ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch/ Disconnecting Switch ดังกล่าว
- 8) ก่อนเข้าปฏิบัติงาน แจ้งชุดปฏิบัติงาน ดำเนินการดังต่อไปนี้
- ใช้ Voltage Detector เพื่อตรวจสอบแรงดันเป็นศูนย์ บริเวณจุดปฏิบัติงาน
 - ดำเนินการต่องดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน

5.2 หลักการปฏิบัติงาน

- ตรวจสอบชุดปฏิบัติงาน ดำเนินแล้วเสร็จและพร้อมจ่ายไฟ รวมทั้งแจ้งให้ปลดการต่องดิน หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน
- ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ห้าย Feeder Section ที่ดับไฟ อยู่ในสถานะ “ปลด”
- ดำเนินการตรวจสอบ/Off Auto Reclosing Relay
 - กรณีอุปกรณ์ที่จ่ายไฟให้ Feeder Section คือ Circuit Breaker/Line Recloser ตรวจสอบ Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/Line Recloser อยู่ในสถานะ “Off”
 - กรณีอุปกรณ์ที่จ่ายไฟให้ Feeder Section คือ Load Break Switch/Disconnecting Switch ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/ Line Recloser ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch/Disconnecting Switch ดังกล่าว
- สับ Disconnecting Switch/Truck (ถ้ามี) ของอุปกรณ์ตัดตอนที่จ่ายไฟให้ Feeder Section
 - กรณีอุปกรณ์ตัดตอนที่จ่ายให้ Feeder Section คือ Circuit Breaker
 - ดำเนินการสับ Disconnecting Switch ต้น Riser Pole
 - ดำเนินการ Truck In Service (กรณีสถานีฯ แบบ VIS) หรือสับ Disconnecting Switch ของ Circuit Breaker ดังกล่าว (กรณีสถานีฯ แบบ GIS)
 - กรณีอุปกรณ์ตัดตอนที่จ่ายให้ Feeder Section ที่ดับไฟ คือ Recloser ดำเนินการสับ Disconnecting Switch ของ Recloser
- นำ Tag ห้ามควบคุม ที่อุปกรณ์ตัดตอนที่จ่ายไฟให้ Feeder Section ออก และสับอุปกรณ์ ดังกล่าว เพื่อจ่ายไฟ Feeder Section



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

หมายเหตุ กรณีอุปกรณ์ตัดตอนที่จ่ายไฟ Feeder Section คือ Disconnecting Switch ต้องดำเนินการลดโหลดขณะสับ Disconnecting Switch ดังกล่าว ให้เป็นศูนย์ก่อน

- 6) ดำเนินการย้ายโหลดกลับมารับไฟจาก Feeder Section ตามสภาพปกติ ตามหลักการ ขานานและถ่ายเทโหลด Feeder
- 7) ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay
 - a. กรณีอุปกรณ์ที่จ่ายไฟให้ Feeder Section คือ Circuit Breaker/Line Recloser ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/Line Recloser ดังกล่าว
 - b. กรณีอุปกรณ์ที่จ่ายไฟให้ Feeder Section คือ Load Break Switch/Disconnecting Switch ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay ของ Circuit Breaker/Line Recloser ที่จ่ายไฟให้ Load Break Switch/Disconnecting Switch ดังกล่าว



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

6.2 หลักการสั่งการเพื่อขานและถ่ายเทโหลด

1. นิยามของการขานโหลด

การขานโหลด หมายถึง ขั้นตอนการสวิตซ์เพื่อทำให้จุด (node) ส่องจุด หรืออุปกรณ์ไฟฟ้า ส่องอุปกรณ์ หรือวงจรไฟฟ้าสองวงจร (ซึ่งอาจมีศักย์ไฟฟ้าแตกต่างกัน) รวมเป็นจุดเดียวกันทางไฟฟ้า โดยจะส่งผลทำให้ศักย์ไฟฟ้าทั้งสองจุด/อุปกรณ์/วงจร เท่ากันในทางอุดมคติ เช่น การขานระหว่างบส/สายส่ง/ฟีดเดอร์/หม้อแปลง เป็นต้น

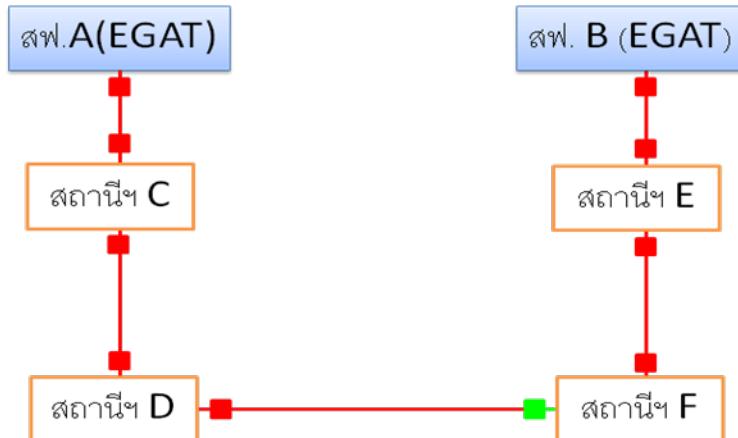
2. ประเภทของการขานโหลด แบ่งตามระยะเวลาในการขานโหลด ได้เป็น 2 แบบ ดังนี้

2.1 การขานโหลดแบบชั่วคราว ช่วงระยะเวลาการขานโหลด ใช้ระยะเวลาสั้น จุดประสงค์ของการขานโหลดลักษณะนี้ เพื่อใช้ในการถ่ายเทโหลด โดยมิให้เกิดไฟฟ้าดับ เช่น การขานโหลดชั่วคราวระหว่างหม้อแปลงสองเครื่อง เพื่อถ่ายเทโหลดของเครื่องหนึ่งไปรับไฟจากอีกเครื่องหนึ่ง

2.2 การขานโหลดแบบถาวร ช่วงระยะเวลาการขานโหลด ใช้ระยะเวลานาน หรืออาจจะคงสถานะตลอดไป ซึ่งเรียกได้ว่าเป็นการจ่ายไฟแบบวงรอบปิด (Loop) จุดประสงค์ของการจ่ายไฟลักษณะนี้ เพื่อใช้สำหรับการเพิ่มความมั่นคงและความเชื่อถือได้ให้กับระบบไฟฟ้า

3. หลักการสั่งการเพื่อขานโหลดแบบชั่วคราว

ในงานด้านการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟของ PEA การขานโหลดแบบชั่วคราว สามารถแบ่งตามโหลดของอุปกรณ์ ออกได้เป็น 3 ประเภท คือการขานโหลดฯ สายส่งระบบ 115 KV ชั่วคราว, การขานโหลดฯ หม้อแปลง ชั่วคราว และการขานโหลดฯ ฟีดเดอร์ชั่วคราว โดยจุดประสงค์เพื่อใช้ในการถ่ายเทโหลดสายส่งระบบ 115 KV โดยโหลดหม้อแปลง และโหลดฟีดเดอร์ระบบจำหน่าย ตามลำดับ โดยมิให้เกิดไฟฟ้าดับแก่ผู้ใช้ไฟ ซึ่งเป็นที่มาของการจัดทำหลักการขานโหลดชั่วคราวและถ่ายเทโหลด ดังต่อไปนี้



รูปที่ 1 ระบบสายส่งฯ เพื่อใช้ประกอบหลักการสั่งการเพื่อขานและถ่ายเทโหลดสายส่งฯ

สมมติให้มีการย้ายโหลดที่รับไฟจาก สพ. A ของ กฟผ. ไปรับไฟจาก สพ. B ของ กฟผ. โดย วิธีการขานโหลดสายส่งชั่วคราว

3.1 หลักการขานโหลดสายส่งระบบ 115 KV ชั่วคราว เพื่อถ่ายเทโหลดผ่านระบบ 115 KV

- 1) ตรวจสอบปริมาณโหลดรวมที่ สพ. B หลังจากย้ายโหลดของ สพ. A ไปแล้ว ต้องไม่เกิน พิกัดอุปกรณ์ของ สพ. B
- 2) ตรวจสอบปริมาณกระแสที่โหลดระหว่าง สพ. A และ สพ. B ขณะขานโหลดชั่วคราว (Loop Current) ต้องไม่เกินพิกัดกระแสต่อเนื่อง (Rated Current Capacity) ของอุปกรณ์ที่ Loop Current ให้ผลผ่าน
- 3) ตรวจสอบ SPP ที่ขานอยู่ในระบบ ว่ากรณีที่ย้ายโหลด สพ. A ไปรับไฟจาก สพ. B ส่งผลให้ SPP ย้ายการขานไปด้วยหรือไม่ หากส่งผลให้ SPP ย้ายการขานไปด้วย ต้องตรวจสอบ ข้อมูลในส่วนเกี่ยวข้อง ว่าระบบกำลังไฟฟ้าของ สพ. B และของ SPP รองรับการย้ายการ ขานระบบดังกล่าวหรือไม่
 - a. หากไม่รองรับ แจ้ง SPP ด่วนการขานออกจากระบบ ในช่วงเวลาที่มีการย้ายโหลดไปรับไฟ จาก สพ. B
 - b. หากรองรับ ดำเนินการตรวจสอบระบบ Inter-trip ของ SPP โดยหากตรวจสอบแล้ว พบว่าขั้นตอนการขานโหลดฯ ส่งผลให้ระบบ Inter-trip ทำงาน Trip SPP ออกจาก ระบบ ดำเนินการแจ้ง SPP เพื่อปรับตั้งค่าการทำงานของระบบ Inter-trip เพื่อป้องกัน ไม่ให้ SPP Trip ออกจากระบบ
- 4) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่จะดำเนินการสับขาน
 - a. อุปกรณ์ตัดตอนที่จะทำการสับขานโหลด ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามสับ



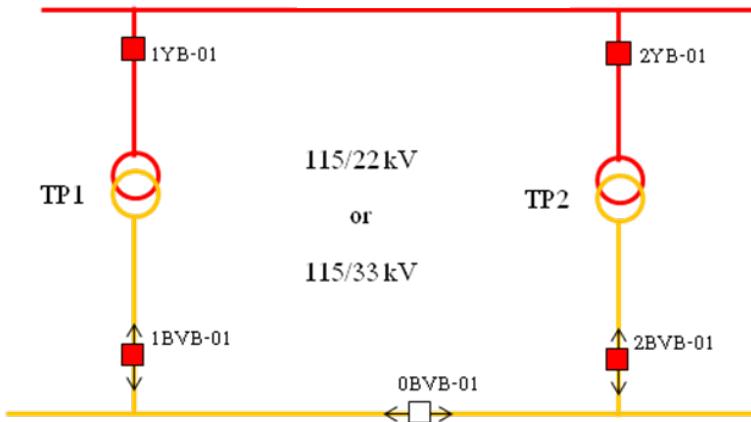
วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

- b. กรณีอุปกรณ์ที่สับข่านคือเบรกเกอร์ ตรวจสอบ Sync Check Relay ของเบรกเกอร์ ดังกล่าว ต้องอยู่ในสถานะ Auto
- c. กรณีอุปกรณ์ที่สับข่านคือ Load Break Switch ตรวจสอบขนาดแรงดันไฟฟ้า มุ่งมอง แรงดันไฟฟ้า และความถี่ของแรงดันไฟฟ้า ทั้งสองด้านของ Load Break Switch ต้อง เป็นไปตามเงื่อนไข Theory of Synchronizing
- 5) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่จะทำการปลดข่านโหลด ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 6) แจ้ง ศูนย์ กฟผ. ที่รับผิดชอบ เพื่อขอข่านโหลดชั่วคราวระหว่าง สพ. A และ สพ. B
- 7) ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay
- a. กรณีอุปกรณ์ที่สับข่านคือเบรกเกอร์ ให้ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของ เบรกเกอร์ที่สับข่านดังกล่าว รวมทั้งเบรกเกอร์ต้นทางที่จ่ายไฟให้เบรกเกอร์ที่สับข่าน
- b. กรณีอุปกรณ์ที่ปลดข่านคือเบรกเกอร์ ให้ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของ เบรกเกอร์ที่ปลดข่านดังกล่าว
- c. กรณีอุปกรณ์ที่ปลด/สับข่าน คือ Load Break Switch ให้ดำเนินการ Off Auto Reclosing Relay ของเบรกเกอร์ป้องกันสายส่งฯ ทั้งสองด้าน ของ Load Break Switch
- 8) สับอุปกรณ์ตัดตอนตามข้อ 4) เพื่อข่านโหลด พร้อมทั้งตรวจสอบอุปกรณ์อยู่ในสถานะ “สับ”
- 9) ตรวจสอบโหลดของอุปกรณ์ที่มี Loop Current ให้ผ่าน มีการเปลี่ยนแปลง
- 10) ปลดอุปกรณ์ตัดตอน ตามข้อ 5) เพื่อปลดข่านโหลด พร้อมทั้งตรวจสอบอุปกรณ์อยู่ในสถานะ “ปลด”
- 11) ตรวจสอบโหลดของอุปกรณ์ที่มี Loop Current ให้ผ่าน มีการเปลี่ยนแปลง และ ตรวจสอบปริมาณโหลดที่ สพ. A และ สพ. B มีการเปลี่ยนแปลง โดยปริมาณโหลดรวมของ สพ.A และ สพ. B หลังการข่านโหลด ต้องเท่ากับปริมาณโหลดรวมของ สพ.A และ สพ. B ก่อนการข่านโหลด
- 12) ดำเนินการ On Auto Reclosing Relay อุปกรณ์ป้องกัน ตามข้อ 7) (ยกเว้นมีการปลด ข่านที่อุปกรณ์ป้องกันดังกล่าว)

หมายเหตุ กรณีเบรกเกอร์ที่สับข่าน ไม่สามารถสับข่าน โดยผ่านฟังก์ชัน Sync Check Relay (Auto Mode) ได้ หากมีความจำเป็น ต้องดำเนินการ Close By Pass ให้แจ้งส่วนเกี่ยวข้องตรวจสอบ เพื่อพิจารณาดำเนินการต่อไป

3.2 หลักการขนาดโหลดหม้อแปลงชั่วคราว (เพื่อถ่ายเทโหลดหม้อแปลงในสถานี)

115 kV Bus



22/33 kV Bus

รูปที่ 2 Single Line Diagram เพื่อใช้ประกอบหลักการสั่งการเพื่อขนาดและถ่ายเทโหลดหม้อแปลง

3.2.1 กรณีถ่ายโหลดหม้อแปลง TP1 รับไฟจาก TP2

- 1) ตรวจสอบปริมาณโหลดรวมของ TP1 และ TP2 ไม่ควรเกิน 80% ของพิกัด MVA ของหม้อแปลง TP2
- 2) ตรวจสอบพิกัด MVA ของหม้อแปลงทั้งสองเครื่อง ต้องเท่ากันหรือใกล้เคียงกัน
- 3) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส OBVB-01 ต้องไม่มีป้ายห้ามสับ/ห้ามควบคุม
- 4) ตรวจสอบตำแหน่ง Truck ของ OBVB-01 (กรณีเป็นสถานีแบบ Vacuum Indoor Type) อยู่ในตำแหน่ง In service หรือ ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดคร่อมหัวท้ายเบรกเกอร์ OBVB-01 อยู่ในสถานะ “สับ” (กรณีที่เป็นสถานีแบบ GIS Indoor Type)
- 5) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1 และ TP2
- 6) ดำเนินการปรับตั้งฟังก์ชันการขนาดหม้อแปลง (ถ้ามี)
 - a. กรณีหม้อแปลงมีฟังก์ชัน Circulating Current Relay (Individual/Parallel)
 - i. ปรับแรงดันไฟฟ้าด้าน 22/33 kV ของหม้อแปลงทั้งสองเครื่อง ให้ใกล้เคียงกัน
 - ii. ตั้งค่าการทำงานของหม้อแปลง TP1, TP2 ให้อยู่ใน Parallel Mode
 - b. กรณีหม้อแปลงมีชุด Tap Differential Relay (Individual/Parallel/Master/Follower)



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

- i. ปรับ Tap ของหม้อแปลง TP1 และ TP2 ให้ระดับ Tap เท่ากัน
 - ii. ตั้งค่าการทำงานของหม้อแปลง TP1, TP2 ให้อยู่ใน Parallel Mode
 - iii. ตั้งค่าให้ TP1 และ TP2 เป็น Master และ Follower (สามารถสลับกันได้)
 - 7) สับเบรกเกอร์หัส OBVB-01 เพื่อขานนม้อแปลง
 - 8) ตรวจสอบปริมาณโหลดที่หม้อแปลง TP1 และ TP2 และเบรกเกอร์หัส OBVB-01 มีการเปลี่ยนแปลง
 - 9) ปลดเบรกเกอร์หัส 1BVB-01 เพื่อปลดধননমহোঁয়েল
 - 10) ตรวจสอบโหลดหม้อแปลง TP1 เป็นศูนย์ และหม้อแปลง TP2 มีการเปลี่ยนแปลง
 - 11) ตั้งการทำงานของหม้อแปลง TP1 และ TP2 ให้อยู่ใน Individual Mode
 - 12) ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP2
- 3.2.2 ดำเนินรายการโหลดหม้อแปลง TP1 กลับมารับไฟตามปกติ
- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์หัส 1BVB-01 ต้องไม่มีป้ายห้ามสับ/ห้ามควบคุม
 - 2) ตรวจสอบตำแหน่ง Truck ของ 1BVB-01 (กรณีเป็นสถานีแบบ Vacuum Indoor Type) อยู่ในตำแหน่ง Inservice หรือ ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดของเบรกเกอร์หัส 1BVB-01 อยู่ในสถานะ “สับ” (กรณีที่เป็นสถานีแบบ GIS Indoor Type)
 - 3) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP1 และ TP2
 - 4) ดำเนินการปรับตั้งฟังก์ชั่นการขานนม้อแปลง (ถ้ามี)
 - a. กรณีหม้อแปลงมีฟังก์ชั่น Circulating Current Relay (Individual/Parallel)
 - i. ปรับแรงดันหม้อแปลง TP1 และ TP2 ให้ใกล้เคียงกัน
 - ii. ตั้งการทำงานของหม้อแปลง TP1, TP2 ให้อยู่ใน Parallel Mode
 - b. กรณีหม้อแปลงมีชุด Tap Differential Control Circuit (Individual/Parallel/Master/Follower)
 - i. ปรับ Tap ของหม้อแปลง TP1 และ TP2 ให้ระดับ Tap เท่ากัน
 - ii. ตั้งการทำงานของหม้อแปลง TP1, TP2 ให้อยู่ใน Parallel Mode
 - iii. ตั้งค่าให้ TP1 และ TP2 เป็น Master และ Follower (สามารถสลับกันได้)
 - 5) สับเบรกเกอร์หัส 1BVB-01 เพื่อขานนม้อแปลง
 - 6) ตรวจสอบปริมาณโหลดที่หม้อแปลง TP1 และ TP2 และเบรกเกอร์หัส OBVB-01 มีการเปลี่ยนแปลง
 - 7) ปลดเบรกเกอร์ OBVB-01 เพื่อปลดধননমহোঁয়েল

- 8) ตรวจสอบปริมาณโหลดเบรกเกอร์หัส OBVB-01 เป็นศูนย์, ปริมาณโหลดรวมของหม้อแปลง TP1 และ TP2 ใกล้เคียงกับโหลดของหม้อแปลง TP2 ก่อนย้ายโหลด
- 9) ตั้งการทำงานของหม้อแปลง TP1 และ TP2 ให้อยู่ใน Individual Mode
- 10) ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP1 และ TP2

3.3 หลักการขนาดโหลดฟีดเดอร์ช่วงครัว (เพื่อถ่ายเทโหลดผ่านระบบจำหน่าย)

3.3.1 กรณีย้ายโหลดไปรับไฟจากฟีดเดอร์สถานีฯ ข้างเคียง

- 1) ตรวจสอบกระแสขณะน้ำหนาโหลดฟีดเดอร์ (Loop Current) ต้องไม่เกินค่าพิกัดของอุปกรณ์ที่ Loop Current ให้ผลผ่าน
- 2) ตรวจสอบโหลดของฟีดเดอร์ส่วนที่จะย้ายไปรับไฟจากฟีดเดอร์ต้นทาง หลังจากย้ายไปแล้ว ต้องไม่เกินพิกัดโหลดของฟีดเดอร์ต้นทาง และพิกัดโหลดหม้อแปลงที่จ่ายไฟให้ฟีดเดอร์ต้นทาง
- 3) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่จะทำการสับและปลดขนาดโหลด
- 4) ต้องมีกลไกการดับอาร์ค และสามารถปลด-สับได้พร้อมกันทั้ง 3 เฟส
- 5) อุปกรณ์ตัดตอนที่จะทำการสับขนาด ต้องไม่อยู่ในสถานะห้ามควบคุม
- 6) อุปกรณ์ตัดตอนที่จะทำการปลดขนาด ต้องไม่อยู่ในสถานะห้ามควบคุม
- 7) ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลงต้นทางที่จ่ายไฟให้แก่ฟีดเดอร์ที่จะขนาดโหลดกัน (กรณีฟีดเดอร์ที่จะขนาดกันรับไฟจากต่างหม้อแปลง)
- 8) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันที่อยู่ใกล้อุปกรณ์ตัดตอนที่จะสับขนาดโหลด มากที่สุด ทั้งสองฝั่งของอุปกรณ์ตัดตอน (ไม่พิจารณาไรโคลสเซอร์ที่ถูก By Pass ไปแล้ว ตามข้อ 4)
- 9) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ตัดตอนที่จะสับขนาดโหลด (กรณีเบรกเกอร์/ไรโคลสเซอร์)
- 10) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ตัดตอนที่จะปลดขนาดโหลด (กรณีเบรกเกอร์/ไรโคลสเซอร์)
- 11) สับอุปกรณ์ตัดตอน เพื่อขนาดโหลดฟีดเดอร์
- 12) ตรวจสอบปริมาณโหลด
- 13) โหลดอุปกรณ์ตัดตอนที่สับขนาด มีการเปลี่ยนแปลง (กรณีที่สามารถตรวจสอบได้)
- 14) โหลดอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ฟีดเดอร์ที่สับขนาด มีการเปลี่ยนแปลง
- 15) ปลดอุปกรณ์ตัดตอน เพื่อปลดขนาดโหลดฟีดเดอร์
- 16) ตรวจสอบปริมาณโหลด
- 17) โหลดอุปกรณ์ตัดตอนที่ปลดขนาด ลดลงเป็นศูนย์ (กรณีที่สามารถตรวจสอบได้)

- 18) โหลดอุปกรณ์ตัดตอนที่สับขนาน มีการเปลี่ยนแปลง (กรณีที่สามารถตรวจสอบได้)
- 19) โหลดอุปกรณ์ตันทางที่จ่ายไฟให้ฟีดเดอร์ที่สับขนาน มีการเปลี่ยนแปลง
- 20) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันตามข้อ 5 (ยกเว้นมีการปลดขนาน ที่อุปกรณ์ดังกล่าว)
- 21) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ตัดตอนที่ใช้สับขนานโหลด (กรณีเบรกเกอร์ /รีโคลสเซอร์)
- 22) ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลงตันทางที่จ่ายไฟให้ฟีดเดอร์ที่ขานกัน (กรณีฟีดเดอร์รับไฟจากต่างหม้อแปลง

3.4 Neutral Grounding Resistor (NGR) กับการถ่ายเทโหลดระบบจำหน่าย

ในระบบกราวด์ของหม้อแปลงกำลัง (หม้อแปลง TP หรือ KT) บางสถานีฯ โดยเฉพาะในเขตพื้นที่อุตสาหกรรม จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ Neutral Grounding Resistor (NGR) ที่ระบบกราวด์หม้อแปลง เพื่อจุดประสงค์ในการลด Voltage Dip เพื่อมิให้เกิดอันตราย ส่งผลเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม โดย NGR ถูกนำมาใช้งานเพื่อทำหน้าที่ยกระดับแรงดันไฟฟ้า แก้ไขปัญหา Voltage Dip กรณีเกิดการลัดวงจรแบบลงกราวด์ ในระบบ แต่ทว่าการติดตั้ง NGR ที่ส่งผลกระทบในอีกทางหนึ่ง คือทำให้ระดับแรงดันขณะเกิดลัดวงจร บริเวณฟีดเดอร์ข้างเคียงสูงกว่าปกติ สถานีฯ ใดๆ ที่หม้อแปลงมีการติดตั้ง NGR จะมีการเปลี่ยนขนาดพิกัดของอุปกรณ์ล่อฟ้าในระบบจำหน่ายที่รับไฟจากสถานีฯ ดังกล่าว เพื่อให้สามารถทนต่อขนาดแรงดันเกิน ที่เข้มได้

ในบางกรณีที่มีการถ่ายเทโหลดฟีดเดอร์ของสถานีฯ ที่ไม่ได้ติดตั้ง NGR marrowไฟจากฟีดเดอร์ของสถานีฯ ที่มีการติดตั้ง NGR เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบลงกราวด์ ในระบบดังกล่าว อาจจะส่งผลให้ อุปกรณ์ล่อฟ้าในฟีดเดอร์ของสถานีฯ ที่ไม่มีการติดตั้ง NGR ระเบิดชำรุด เนื่องจากพิกัดของล่อฟ้า ไม่สามารถระดับแรงดันที่สูงขึ้นขณะเกิดลัดวงจร เนื่องจากผลของการติดตั้ง NGR ที่สถานีฯ ตันทางได้ โดยล่อฟ้าที่ติดตั้งในระบบ 22 kV ทั่วไป พิกัดอยู่ที่ประมาณ 20-21 kV แต่หากระบบที่มี NGR พิกัดล่อฟ้าจะอยู่ที่ประมาณ 24-26 kV

ดังนั้น สิ่งที่พนักงานศูนย์ฯ พึงกระทำ ในการถ่ายเทโหลด คือพิจารณาหลีกเลี่ยงกรณีย้ายโหลด สถานีฯ ที่ไม่มีการติดตั้ง NGR ไปรับไฟจากสถานีฯ ที่มีการติดตั้ง NGR เพื่อลดความเสี่ยงที่จะเกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ล่อฟ้าของสถานีฯ ที่ไม่มีการติดตั้ง NGR กรณีที่เกิดการลัดวงจรแบบลงกราวด์ โดยหากตรวจสอบแล้วพบว่าในการถ่ายเทโหลดในระบบจำหน่าย มีโอกาสที่จะถ่ายเทโหลดระหว่างสถานีฯ ที่มีการติดตั้ง NGR กับสถานีฯ ที่ไม่มีการติดตั้ง NGR ให้ดำเนินการแจ้งส่วนเกี่ยวข้อง เพื่อพิจารณาวางแผนสภาพการจ่ายไฟ หรือเปลี่ยนพิกัดอุปกรณ์ล่อฟ้า เพื่อกำกับปัญหาดังกล่าวต่อไป

6.3 หลักการสั่งการเพื่อแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง

หลักการสั่งการเพื่อแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง คือ หลักการทำงาน ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า เมื่อเกิดเหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบไฟฟ้าของ PEA โดยหลักการนี้จะกล่าวถึงขั้นตอนสำคัญ ต่างๆ ที่ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า พึงกระทำ ตั้งแต่เหตุการณ์กระแสไฟฟ้าขัดข้องได้เริ่มขึ้น จนกระทั่ง สามารถกู้คืนระบบ จ่ายไฟได้ตามปกติ โดยมีรายละเอียดขั้นตอนสำคัญดังนี้

1) เมื่อ Fault ในระบบได้เริ่มขึ้น พนักงานศูนย์ฯ ได้รับการแจ้งเตือนว่ามีอุปกรณ์ป้องกันทำงานเปิด วงจร โดยตรวจสอบ/ได้รับข้อมูลจาก

a. จาก SCADA ALARM

b. จาก พนักงานสถานีฯ

c. จาก หน่วยงานอื่นๆที่เกี่ยวข้อง

2) ตรวจสอบรายละเอียดรีเลย์ และอุปกรณ์ตัดตอนที่ทำงาน และวิเคราะห์หาบริเวณที่เกิด Fault โดย บริเวณที่เกิด Fault ที่เป็นไปได้ทั้งหมด มีดังนี้

a. กรณี Fault ในส่วนของ PEA

i. Fault ในสายส่ง 115 kV รีเลย์ป้องกันหลัก คือ Distance Relay (21/21N) หรือ Line Differential Relay (87L) (กรณีสายส่งระยะทางสั้น) และรีเลย์ป้องกันสำรองคือ Directional Overcurrent Relay (67/67N)

ii. Fault ในโชนเม่นบัส 115 kV รีเลย์ป้องกันหลักคือ Bus Differential Relay (87B) ในส่วน รีเลย์ป้องกันสำรอง โดยทั่วไป คือ Distance Relay และ Directional Overcurrent Relay ของสถานีฯ ต้นทาง

iii. Fault ในโชนหม้อแปลง TP รีเลย์ป้องกันหลักคือ Transformer Differential Relay (87T) และ Transformer Internal Protection ต่างๆ เช่น Pressure Relief Relay, Oil Temperature Relay, Buchholz Relay เป็นต้น ในส่วนของรีเลย์ป้องกันสำรอง โดยทั่วไป คือ Overcurrent Relay (50/51N)

iv. Fault ในโชนเม่นบัส 22/33 kV รีเลย์ป้องกันหลัก คือ Overcurrent Relay (50/50N, 51/51N) ของเบรกเกอร์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP/KT และ Arc Detection Relay ในส่วนรีเลย์ป้องกันสำรอง โดยทั่วไป คือ Overcurrent Relay (51/51N) ของเบรกเกอร์ด้าน High Side ของหม้อแปลง TP/KT

v. Fault ในระบบจำหน่าย 22/33 KV รีเลย์ป้องกันหลัก คือ Overcurrent Relay (50/50N, 51/51N) และระบบป้องกันสำรองคือ Overcurrent Relay ของเบรกเกอร์ด้าน Low Side ของหม้อแปลง TP/KT

b. กรณี Fault ในส่วนของ กฟผ.

- i. Fault ที่แหล่งจ่ายไฟระบบ 115 KV ได้รับการแจ้งเตือนจากแหล่งข้อมูล ตามข้อ 1 ว่า กระแส และแรงดันไฟฟ้า ที่สถานีฯ ต้นทาง ซึ่งรับไฟระบบ 115 KV จาก กฟผ. มีค่าเป็นศูนย์ หรือ ได้รับการแจ้งเตือนจาก กฟผ. ว่ามีอุปกรณ์ป้องกันทำงาน Trip Lockout
- ii. Fault ที่แหล่งจ่ายไฟระบบ 22/33 KV ได้รับการแจ้งเตือนจากแหล่งข้อมูล ตามข้อ 1) ว่า กระแส และแรงดันไฟฟ้า ที่สถานีฯ ซึ่งรับไฟระบบ 22/33 KV จาก กฟผ. เป็นศูนย์ หรือ ได้รับการแจ้งเตือนจาก กฟผ. ว่ามีอุปกรณ์ป้องกันทำงาน Trip Lockout
(กรณีเกิด Fault ในส่วนของ กฟผ. ดำเนินการประสานงานกับศูนย์ กฟผ. ที่รับผิดชอบ เพื่อ ตรวจสอบและยืนยันการทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน)

3) ดำเนินการแยก Section ที่เกิด Fault ออกจากระบบ

a. กรณี Fault ในส่วนของ PEA ดำเนินการลดอุปกรณ์ตัดตอน หัว-ท้าย Section ที่เกิด Fault ออก

- i. กรณี Section/อุปกรณ์ ที่เกิด Fault ไม่สามารถใช้การตรวจสอบสาเหตุการเกิด Fault เป็นต้น ด้วยสายตาได้ เช่น Fault ในตัวอุปกรณ์หม้อแปลง Fault ในสถานีไฟฟ้าแบบ Indoor Type หรือ Fault ใน Underground Cable เป็นต้น การตรวจสอบสาเหตุนี้ มีความจำเป็นต้องเข้าถึง Section/ตัวอุปกรณ์ ดังนั้น นอกจากการลดเบรกเกอร์คร่อมหัว-ท้าย Section/อุปกรณ์ที่ Fault แล้ว ต้องดำเนินการลดสวิตช์ใบมีด/Truck คร่อมหัว-ท้าย Section/อุปกรณ์ที่เกิด Fault ด้วย เพิ่มอีกชั้นหนึ่ง (ถ้ามี) เพื่อความปลอดภัยของหน่วยงานที่เข้าตรวจสอบ
- ii. กรณี Section/อุปกรณ์ ที่เกิด Fault สามารถใช้การตรวจสอบสาเหตุการเกิด Fault เป็นต้น ด้วยสายตาได้ เช่น Fault ในสายส่งและ Feeder 22/33 KV หรือ Fault ในสถานีแบบ Outdoor เป็นต้น เป็นต้นอนุญาตให้ลดอุปกรณ์ตัดตอนคร่อม Section ที่เกิด Fault เพียงหนึ่งชั้นได้ เพื่อในกรณีที่ตรวจสอบแล้วไม่พบสาเหตุ จะสามารถจ่ายไฟคืนได้อย่างรวดเร็ว โดยทั้งนี้ หากมีการตรวจสอบแล้วพบสาเหตุภายในหลัง ซึ่งจำเป็นต้องมีการเข้า

- ซ่อมแซม/แก้ไขที่ Section/อุปกรณ์ที่เกิด Fault ให้ดำเนินการปลดสวิตช์ใบมีด/Truck คร่อมหัว-ท้าย จุดเกิดเหตุ เพิ่มอีกชั้นหนึ่ง เพื่อความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานซ่อมแซมแก้ไข
- b. กรณี Fault ในส่วนของ กฟผ. ดำเนินการปลดอุปกรณ์ตัดตอนตัวแรกที่รับไฟจาก กฟผ. ออก
- 4) แขวนป้ายห้ามสับ/ห้ามควบคุม ที่อุปกรณ์ตัดตอนคร่อมหัว-ท้าย ส่วนที่เกิด Fault
- 5) ดำเนินการย้ายโหลดบริเวณที่เกิดไฟดับที่ไม่เกี่ยวข้องกับบริเวณที่เกิด Fault รับไฟสถานีฯ/แหล่งจ่าย ข้างเคียง โดยดำเนินการตาม “หลักการกู้คืนโหลด หลังจากเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบไฟฟ้า”
- ข้อ 6) ถึง 10) สำหรับกรณี Fault ในส่วนของ PEA
- 6) แจ้งส่วนเกี่ยวข้องเข้าตรวจสอบบริเวณที่เกิด Fault ดังนี้
- Fault ในสายส่ง 115 kV แจ้งส่วนที่เกี่ยวข้อง ใน พท. รับผิดชอบ เพื่อตรวจสอบหาสาเหตุ ในสาย ส่ง 115 kV ช่วงดังกล่าว
 - Fault ในโซนหม้อแปลง TP แจ้งพนักงานสถานีฯ/ส่วนเกี่ยวข้อง
 - Fault ในโซนเมนบัส 115 kV หรือ 22/33 kV แจ้งพนักงานสถานีฯ/ส่วนเกี่ยวข้อง
 - Fault ใน Feeder 22/33 kV แจ้งส่วนที่เกี่ยวข้อง ใน พท. รับผิดชอบ เพื่อตรวจสอบหาสาเหตุ ใน ระบบจำหน่ายช่วงดังกล่าว
- 7) จากข้อ 6) กรณีได้รับแจ้งว่าตรวจพบสาเหตุ และจำเป็นต้องดำเนินการซ่อมแซม/แก้ไข ระบบไฟฟ้า
- ปลดสวิตช์ใบมีด/Truck คร่อมหัว-ท้าย Section/อุปกรณ์ ที่เกิด Fault เพิ่มอีกชั้นหนึ่ง กรณีอุปกรณ์ดังกล่าวยังไม่ถูกปลด (ดูข้อ 3) ข้อย่อย a)
 - แจ้งส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการดังนี้
 - ตรวจสอบแรงดัน ณ จุดเกิด Fault เป็นศูนย์ทั้ง 3 เฟส
 - ทำการต่อลงดินคร่อมหัว-ท้าย จุดเกิด Fault
 - เข้าปฏิบัติงานซ่อมแซม/แก้ไข จุดเกิด Fault ดังกล่าว
 - กรณี Fault ในสายส่ง / Feeder 22/33 kV หากหน่วยงานซ่อมแซม/บำรุงรักษา ประเมินแล้ว ต้องใช้เวลาในการซ่อมแซม/แก้ไขค่อนข้างนาน ดำเนินการประสานงานส่วนเกี่ยวข้อง เพื่อตัด จ่ายไฟให้แก่ผู้ใช้ไฟ โดยให้เหลือ Section ที่เกิด Fault น้อยที่สุด (เท่าที่สามารถทำได้โดยอยู่บน พื้นฐานความปลอดภัย)
 - กรณีได้รับแจ้งจากหน่วยงานซ่อมแซม/บำรุงรักษา ว่าดำเนินการแล้วเสร็จ ดำเนินการจ่ายไฟ โดย ปฏิบัติตามข้อ 10)

-
- 8) จากข้อ 6) กรณีได้รับแจ้งว่าตรวจพบสาเหตุ แต่สาเหตุนั้นได้ปรากฏว่าถูกแยกส่วนจากระบบไฟฟ้าไปแล้ว (เคลียร์ Fault แล้ว) โดยไม่มีการเชื่อมต่อทางไฟฟ้ากับระบบ ดำเนินการตรวจสอบอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ บริเวณข้างเคียง ว่าอยู่ในสภาพปกติ พร้อมจ่ายไฟหรือไม่ หากได้รับคำยืนยันว่าสภาพปกติ ไม่มีการชำรุด ให้ดำเนินการจ่ายไฟได้ โดยปฏิบัติตามข้อ 10
- 9) จากข้อ 6) กรณีได้รับแจ้งว่าไม่พบสาเหตุ ให้ดำเนินการจ่ายไฟได้ โดยปฏิบัติตามข้อ 10
- 10) ดำเนินการจ่ายไฟให้แก่ระบบส่วนที่เกิด Fault หลังจากแก้ไขสาเหตุเรียบร้อยแล้ว ดังต่อไปนี้
- Fault ในสายส่ง 115 kV ดำเนินการจ่ายไฟ ตามวิธีปฏิบัติการสั่งการฯ การซ่อมแซม/บำรุงรักษาในสายส่ง (ขั้นตอนการจ่ายไฟหลังการบำรุงรักษา) ตามแต่ลักษณะการจัดบัญชี 115 kV (กรณีอุปกรณ์ต้นทางคือเบรกเกอร์สถานี) หรือ ตามแต่ชนิดของอุปกรณ์ต้นทาง
 - Fault ในโซนหม้อแปลง TP
 - ตรวจสอบ Lockout Relay ของหม้อแปลง TP อยู่ในสถานะ “Normal” (หากยังอยู่ในสถานะ Lockout แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ Reset Lockout Relay ของหม้อแปลง TP)
 - ดำเนินการจ่ายไฟ ตามวิธีปฏิบัติการสั่งการฯ การซ่อมแซม/บำรุงรักษาหม้อแปลง TP (ขั้นตอนการจ่ายไฟหลังการบำรุงรักษา) ตามแต่ลักษณะการจัดบัญชี 115 kV
 - Fault ในโซนเมนบัส 115 kV
 - ตรวจสอบ Lockout Relay ของเมนบัส 115 kV อยู่ในสถานะ “Normal” (หากยังอยู่ในสถานะ Lockout แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ Reset Lockout Relay ของเมนบัส)
 - ดำเนินการจ่ายไฟ ตามวิธีปฏิบัติการสั่งการฯ การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเมนบัส 115 kV (ขั้นตอนการจ่ายไฟหลังการบำรุงรักษา) ตามแต่ลักษณะการจัดบัญชี 115 kV
 - Fault ในโซนเมนบัส 22/33 kV
 - กรณีระบบป้องกัน Arc Detection ทำงาน ตรวจสอบ Lockout Relay ของเมนบัส 22/33 kV อยู่ในสถานะ “Normal” (หากยังอยู่ในสถานะ Lockout แจ้งส่วนเกี่ยวข้อง ดำเนินการ Reset Lockout Relay ของเมนบัส)
 - ดำเนินการจ่ายไฟ ตามวิธีปฏิบัติการสั่งการฯ การซ่อมแซม/บำรุงรักษาเมนบัส 22/33 kV (ขั้นตอนการจ่ายไฟหลังการบำรุงรักษา)
 - Fault ใน Feeder 22/33 kV ดำเนินการจ่ายไฟ ตามวิธีปฏิบัติการสั่งการฯ การซ่อมแซม/บำรุงรักษาใน Feeder 22/33 kV (ขั้นตอนการจ่ายไฟหลังการบำรุงรักษา) ตามแต่ชนิดของอุปกรณ์ต้นทางที่จ่ายไฟให้ Feeder 22/33 kV

11) จากข้อ 5) กรณี Fault ในส่วนของ กฟผ.

- a. ตรวจสอบสาเหตุและระยะเวลาการแก้ไขจาก ศูนย์ กฟผ. ที่เกี่ยวข้อง
- b. กรณีที่ กฟผ. ตรวจพบสาเหตุและคาดว่าต้องใช้ระยะเวลาแก้ไขเป็นเวลานาน ดำเนินการวางแผน
สภาพการจ่ายไฟ และดำเนินการถ่ายเทหอด เพื่อให้เกิดความมั่นคงแก่ระบบของ PEA บริเวณ
ดังกล่าว
- c. กรณีที่ กฟผ. พร้อมทดลองจ่ายไฟ ประสานงานกับ กฟผ. เพื่อดำเนินการทดลองจ่ายไฟ และ
ดำเนินย้ายโหลดกลับมารับไฟตามสภาพปกติ

6.4 หลักการสั่งการเพื่อกู้คืนโหลด หลังจากเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบไฟฟ้า นิยาม (ไข้เฉพะบทนี)

- โหลดที่เกิดไฟดับ หมายถึง สถานีไฟฟ้า(โหลดหน้อแปลง TP/KT) ผู้ใช้ไฟฟาระบบ 115/22/33 KV ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก/รายเล็กมาก (SPP/VSP) ที่ได้รับผลกระทบเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากเกิด Fault ในระบบ และอุปกรณ์ป้องกัน Trip Lockout
 - สถานีฯ ต้นทาง คือ สถานีไฟฟ้า ที่จะดำเนินการย้ายโหลดที่เกิดไฟดับ ไปรับไฟ
 - อุปกรณ์ฯ ต้นทาง คือ อุปกรณ์ไฟฟ้า ที่จะย้ายโหลดที่เกิดไฟดับ ไปรับไฟ เช่น หน้อแปลง CT สายส่ง สายจำหน่าย อุปกรณ์ตัดตอน เป็นต้น
- จากหลักการแก้ไขกระแสไฟฟ้าขัดข้อง ข้อ 5) หลังจากการตรวจสอบ Section/อุปกรณ์ที่เกิด Fault แล้ว ต้องดำเนินการจ่ายโหลด หรือ ย้ายโหลดที่ไม่เกี่ยวข้องไปรับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง โดยมีขั้นตอนดังต่อไปนี้
- 1) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอนที่เชื่อมต่อกับ Section/อุปกรณ์ที่เกิด Fault อยู่ในสถานะ “ปิด” พร้อมทั้งมีการแขวน Tag ห้ามควบคุม
 - 2) ประเมินวิธีการย้ายโหลด ที่มีขั้นตอนน้อยที่สุดและอยู่ในมาตรฐานความปลอดภัย โดยเมื่อย้ายโหลดไปแล้ว ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ต้องอยู่บนเงื่อนไข ดังนี้
 - a. ระดับแรงดันไฟฟ้า ต้องอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน
 - b. ปริมาณโหลด ปริมาณกระแสไฟฟ้า ต้องไม่เกินพิกัดอุปกรณ์ ในระบบ
 - 3) วิธีการย้ายโหลดที่เป็นไปได้ทั้งหมด
 - a. ย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV
 - b. ย้ายโหลดผ่านระบบ 22/33 kV (ฟีดเดอร์ระบบจำหน่าย)
 - c. ย้ายโหลดโดยรับไฟจากหน้อแปลงอึครี่องหนึ่ง ในสถานีฯ เดียวกัน (กรณี Fault บริเวณหน้อแปลง)
ทั้งนี้ ในเหตุการณ์ Fault 1 เหตุการณ์ สามารถพิจารณา y้ายโหลดได้มากกว่า 1 วิธี โดยพิจารณาตามความเหมาะสม และเป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ 2) โดยสามารถจำแนกวิธีการในการย้ายโหลด ตาม Section/อุปกรณ์ ที่เกิด Fault ได้ดังนี้

3.1 การย้ายโหลด เมื่อเกิด Fault ในระบบ 115 kV เช่น Fault ในสายส่ง, Fault บริเวณบัส 115 kV หรือ Fault ที่แหล่งจ่าย 115 kV ของ กพพ.

3.1.1 กรณีย้ายโหลดผ่านระบบ 115 kV

- 1) ตรวจสอบพิกัดอุปกรณ์ฯ ต้นทาง ต้องสามารถรับภาระโหลด หลังจากการย้ายโหลด ระบบ 115 kV ไปรับได้ (หากอุปกรณ์ฯ ต้นทาง ไม่สามารถรับภาระโหลดด้าน 115 kV ได้ ทั้งหมด พิจารณาลดโหลด โดยการย้ายโหลดบางส่วน ผ่านระบบชำหน่าย 22/33 kV)
- 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอน ต้นทาง (Tie Switch) ที่สามารถสับจ่ายไฟให้โหลดที่เกิดไฟดับ ต้องไม่อยู่ในสถานะห้ามควบคุม/ห้ามสับ
 - a. กรณีอุปกรณ์ตัดตอน คือ Air break Switch ต้องควบคุมมิให้กระแส Charging Current ขณะสับ เกินพิกัด Air Break Switch ดังกล่าว โดยดำเนินการดังนี้
 - i. ตรวจสอบชนิด คุณสมบัติ Air break Switch และความยาวสายส่งที่สามารถสับจ่ายไฟได้
 - ii. ปลดเบรกเกอร์ Incoming ของโหลดที่เกิดไฟดับออก เช่น เบรกเกอร์ Incoming ของสถานีไฟฟ้า, เบรกเกอร์ตัวแรกของผู้ใช้ไฟระบบ 115 kV เป็นต้น เพื่อเป็นการลดโหลดขณะสับ Air Break Switch ให้ใกล้เคียงศูนย์
- 3) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทางที่ใกล้กับโหลดที่เกิดไฟดับมากที่สุด
- 4) *ดำเนินการลดโหลดขณะสับจ่ายไฟ ของหม้อแปลง TP (ที่เกิดไฟดับ) ให้เป็นศูนย์ เพื่อลดความเสี่ยง ที่จะทำให้หม้อแปลง TP Trip Lockout ขณะสับจ่ายโหลด เนื่องจากผลของ Inrush Current โดยดำเนินการดังนี้
 - i. ปลดอุปกรณ์ป้องกัน Incoming/Outgoing 22/33 kV
 - ii. ตั้ง Manual OLTC ของหม้อแปลง TP ดังกล่าว
- 5) สับอุปกรณ์ตัดตอน ต้นทาง ในข้อ 2 เพื่อจ่ายไฟให้แก่โหลดที่เกิดไฟดับ
- 6) กรณีอุปกรณ์ตัดตอน คือ Air break Switch หลังจากสับ Air Break Switch Charge Line แล้ว ดำเนินการสับเบรกเกอร์ Incoming ของสถานีไฟฟ้า, แจ้งผู้ใช้ไฟ 115 kV เพื่อรับไฟตามปกติ
- 7) ดำเนินการสับจ่ายโหลดหม้อแปลง TP ในข้อ 4) ตามสภาพปกติ โดยดำเนินการดังนี้

-
- i. สับอุปกรณ์ป้องกัน Incoming/Outgoing 22/33 KV เพื่อจ่ายโหลด (**ควรควบคุมปริมาณกระแสขณะสับจ่ายโหลด ให้ไม่เกิน 80% ของกระแสพิกัดหม้อแปลง TP เพื่อเป็นการรักษาอายุการใช้งานของหม้อแปลง)
 - ii. ตั้ง Auto OLTC ของหม้อแปลง TP ดังกล่าว
- 8) ตรวจสอบปริมาณโหลดสถานีฯ ต้นทาง มีการเปลี่ยนแปลง
- 9) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกันต้นทาง ในข้อ 3)

หมายเหตุ *,** ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า พิจารณาดำเนินการตามความเหมาะสม สภาพการจ่ายไฟฯ

3.1.2 กรณีย้ายโหลดสถานีไฟฟ้า ผ่านระบบจำหน่าย 22/33 KV

- 1) ลดเบรกเกอร์ Incoming ระบบ 22/33 KV และเขวนป้ายห้ามควบคุม/ห้ามสับ
- 2) ลด Capacitor Bank ระบบ 22/33 KV ที่สถานีไฟฟ้า และดำเนินการตั้ง Manual Capacitor Bank ดังกล่าว
- 3) ตรวจสอบพิกัดอุปกรณ์ของฟีดเดอร์ ต้นทาง และหม้อแปลงสถานีฯ ต้นทาง ต้องสามารถรับภาระโหลดฟีดเดอร์ที่เกิดไฟดับ หลังจากย้ายโหลดไปแล้วได้
- 4) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอน หรือ Tie Switch ที่ใช้สับจ่ายไฟให้ฟีดเดอร์ที่เกิดไฟดับ ต้องไม่อยู่ในสถานะห้ามควบคุม/ห้ามสับ
- 5) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ฟีดเดอร์ต้นทาง ที่ตำแหน่งอยู่ใกล้ที่สุด
- 6) สับอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ 3) เพื่อจ่ายโหลดให้ฟีดเดอร์ที่เกิดไฟดับ และตรวจสอบปริมาณโหลดฟีดเดอร์ ต้นทางมีการเปลี่ยนแปลง
- 7) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ในข้อ 3)

3.2 การย้ายโหลด เมื่อเกิด Fault บริเวณหม้อแปลงกำลัง

3.2.1 Fault บริเวณหม้อแปลง TP (กรณีเกิด Fault ที่หม้อแปลง TP1 และย้ายโหลดรับไฟจาก TP2)

- 1) ตรวจสอบปริมาณโหลดรวมของ TP1 และ TP2 ไม่ควรเกิน 80% ของพิกัด MVA ของหม้อแปลง TP2 (หากเกิน 80% ของพิกัด MVA หม้อแปลง TP2 พิจารณาลดโหลดโดยการย้ายโหลดบาง Feeder ผ่านระบบจำหน่าย 22/33 KV)

- 2) ตรวจสอบ Capacitor Bank ระบบ 22/33 kV ที่รับไฟจาก TP1 อยู่ในสถานะ “ปลด” และดำเนินการตั้ง Manual Capacitor Bank ดังกล่าว
- 3) ตรวจสอบ Circuit Breaker Tie Bus ต้องไม่มีป้ายห้ามสับ/ห้ามควบคุม
- 4) ตรวจสอบตำแหน่ง Truck ของ Circuit Breaker Tie Bus (กรณีเป็นสถานีแบบ Vacuum Indoor Type) อยู่ในตำแหน่ง In service หรือ ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดคร่อมหัวท้าย Circuit Breaker Tie Bus อยู่ในสถานะ “สับ” (กรณีที่เป็นสถานีแบบ GIS Indoor Type / Outdoor Type)
- 5) สับ Circuit Breaker Tie Bus จ่ายไฟให้โหลด TP1 ที่เกิดไฟดับ
- 6) ตรวจสอบปริมาณโหลดที่หม้อแปลง TP2 และ ที่เบรกเกอร์หัส OBVB-01 มีการเปลี่ยนแปลง

3.2.2 Fault ที่หม้อแปลง KT ของ กฟผ.

- 1) ประสานงาน กฟผ. เพื่อขยายโหลดรับไฟจากหม้อแปลง KT อีกเครื่องหนึ่ง
- 2) กรณี กฟผ. พิจารณาแล้วสามารถย้ายโหลดรับไฟจากหม้อแปลง KT อีกเครื่องหนึ่งได้ *
 - a. ตรวจสอบ Capacitor Bank ระบบ 22/33 kV ที่รับไฟจาก KT เครื่องที่เกิดไฟดับอยู่ในสถานะ “ปลด” และดำเนินการตั้ง Manual Capacitor Bank ดังกล่าว
 - b. ตรวจสอบ Circuit Breaker Tie Bus ต้องไม่มีป้ายห้ามควบคุม
 - c. ตรวจสอบตำแหน่ง Truck ของ Circuit Breaker Tie Bus (กรณีเป็นสถานีแบบ Vacuum Indoor Type) อยู่ในตำแหน่ง In service หรือ ตรวจสอบสวิตซ์ใบมีดคร่อมหัวท้าย ของ Circuit Breaker Tie Bus (กรณีที่เป็นสถานีแบบ GIS Indoor Type / Outdoor Type) อยู่ในสถานะ “สับ”
 - d. สับ Circuit Breaker Tie Bus เพื่อจ่ายไฟให้โหลดที่เกิดไฟดับ
 - e. ตรวจสอบปริมาณโหลดมีการเปลี่ยนแปลง

*หมายเหตุ กรณีที่ กฟผ. แจ้งว่าหม้อแปลง KT ที่จะย้ายโหลดไปรับไฟ สามารถรับโหลดได้บางส่วน ต้องดำเนินการลดโหลด โดยการย้ายโหลดบาง Feeder ไปรับไฟจากสถานีฯ ข้างเคียง ผ่านระบบจำหน่าย 22/33 kV

3.3 การย้ายโหลดเมื่อเกิด Fault บริเวณ บสระบบ 22/33 kV

- 1) ตรวจสอบเบรกเกอร์ที่ติดบสระบบ 22/33 kV ดังกล่าวอยู่ในสถานะ “ปิด” และเขวนป้ายห้ามควบคุม
- 2) ดำเนินการย้ายโหลดแต่ละฟีดเดอร์ที่เกิดไฟดับ รับไฟจากฟีดเดอร์ข้างเคียงผ่านระบบจำหน่าย
 - a. ตรวจสอบพิกัดอุปกรณ์ของฟีดเดอร์ ต้นทาง และหม้อแปลงสถานีฯ ต้นทาง ต้องสามารถรับภาระโหลด หลังจากย้ายโหลดไปแล้วได้
 - b. ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอน หรือ Tie Switch ที่ใช้สับจ่ายไฟให้ฟีดเดอร์ที่เกิดไฟดับ ต้องไม่อยู่ในสถานะห้ามควบคุม/ห้ามสับ
 - c. Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ฟีดเดอร์ต้นทาง ที่ตำแหน่งอยู่ใกล้ที่สุด
 - d. สับอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ b. เพื่อย้ายโหลดให้ฟีดเดอร์ และตรวจสอบปริมาณโหลดฟีดเดอร์ ต้นทางมีการเปลี่ยนแปลง
 - e. On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ในข้อ c.

3.4 การย้ายโหลดเมื่อเกิด Fault ภายในระบบจำหน่าย 22/33 kV

- 3.4.1 กรณี Feeder Section ที่เกิดไฟดับ อยู่ด้าน Load ของ Section/อุปกรณ์ที่เกิด Fault
 - 1) ตรวจสอบพิกัดอุปกรณ์ของฟีดเดอร์ ต้นทาง และหม้อแปลงสถานีฯ ต้นทาง ต้องสามารถรับภาระโหลด หลังจากย้ายโหลดไปแล้วได้
 - 2) ตรวจสอบอุปกรณ์ตัดตอน หรือ Tie Switch ที่ใช้สับจ่ายไฟให้ Feeder Section ที่เกิดไฟดับ ต้องไม่อยู่ในสถานะห้ามควบคุม
 - 3) Off Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ฟีดเดอร์ต้นทาง ที่ตำแหน่งอยู่ใกล้ที่สุด
 - 4) สับอุปกรณ์ตัดตอน ในข้อ 3 เพื่อย้ายโหลดให้ Feeder Section และตรวจสอบปริมาณโหลดฟีดเดอร์ ต้นทางมีการเปลี่ยนแปลง
 - 5) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ในข้อ 3)
- 3.4.2 กรณี Feeder Section ที่เกิดไฟดับ อยู่ด้าน Source ของ Section/อุปกรณ์ที่เกิด Fault
 - 1) Off Auto Reclosing Relay อุปกรณ์ป้องกันต้นทางของ Feeder Section ที่เกิดไฟดับ
 - 2) สับเบรกเกอร์ Outgoing จ่ายไฟให้แก่ Feeder Section ที่เกิดไฟดับ
 - 3) On Auto Reclosing Relay ของอุปกรณ์ป้องกัน ตามข้อ 1)

6.5 หลักการต่อลงดินเพื่อป้องกันภัยในระบบไฟฟ้า

การต่อลงดิน (Grounding) คือ การต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าเข้ากับจุดที่มีศักย์ไฟฟ้าเป็นศูนย์ หรือดิน (Ground) เพื่อทำให้ศักย์ไฟฟ้าของอุปกรณ์ไฟฟ้านั้นๆ เท่ากับดิน หรือศักย์ไฟฟ้าเป็นศูนย์ โดยการต่อลงดินถูกนำมาใช้ในการป้องกันภัยช่องแมม/บำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า หรือการป้องกันไฟฟ้าสถิต ที่มีการตัดไฟฟ้า ที่ตัวอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น เบรกเกอร์, เมนบัส, หม้อแปลง, ในสายส่งหรือฟีดเดอร์ ฯลฯ เพื่อความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงาน ป้องกันอันตรายจากการเกิดแรงดันไฟฟ้าเหนี่ยวนำจากวงจรหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าข้างเคียง การเกิดลักษณะจะในระบบไฟฟ้าข้างเคียง ปรากฏการณ์ฟ้าผ่า เป็นต้น

ลักษณะของการต่อลงดิน แบ่งเป็น 3 ลักษณะ คือ

ก. การต่อลงดินในสถานีไฟฟ้า

- การสับกราวด์สวิตซ์ที่ติดตั้งไว้อยู่แล้ว
- การต่อ Ground Clamp (หรือสายลีดทองแดง) ระหว่างอุปกรณ์กับ Ground Grid ของสถานีไฟฟ้า

ข. การต่อลงดินนอกสถานีไฟฟ้า(ในสายส่ง/ระบบจำหน่าย)

- การตอกแท่ง Ground Rod

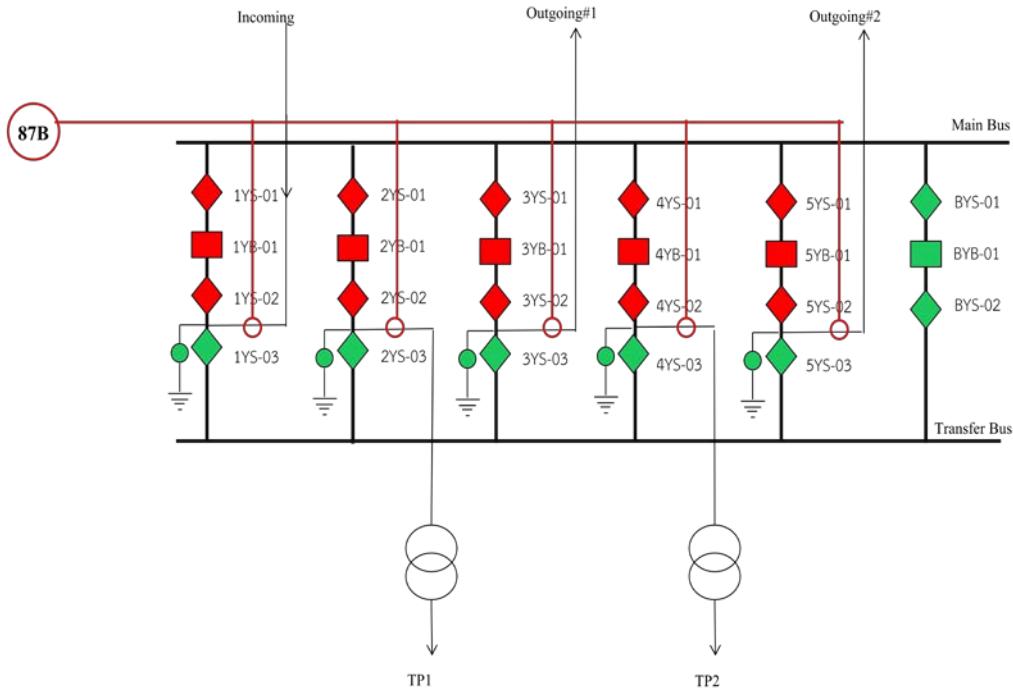
การป้องกันภัยในระบบกำลังไฟฟ้าของ PEA มีหลักการต่อลงดิน ดังต่อไปนี้

1. ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า ดำเนินการสั่งการเพื่อดับไฟอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะมีการป้องกันช่องแมม/บำรุงรักษา
2. หน่วยงานแก้ไข/ช่องแมม/บำรุงรักษา ประสานงานกับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟ ว่าดำเนินการดับไฟแล้ว เสร์จ และใช้ Voltage Detector ตรวจสอบแรงดันไฟฟ้าที่จุดป้องกันเป็นต้องศูนย์ทั้ง 3 เฟส
3. หน่วยงานแก้ไข/ช่องแมม/บำรุงรักษา ทำการต่อลงดิน ที่หัว-หัว ใกล้กับจุดป้องกัน ไม่ว่าจุดป้องกันอยู่ภายนอกสถานีไฟฟ้า (เช่น สายส่ง, ฟีดเดอร์) หรือภายในสถานีไฟฟ้า(เช่น เบรกเกอร์, หม้อแปลง, เมนบัส ฯลฯ) โดยจุดที่ทำการต่อลงดินนั้นต้องตรวจสอบแล้วไม่มีไฟ และลักษณะการต่อลงดิน จะใช้วิธีตามข้อ ก. หรือ ข. ตามความเหมาะสม และสภาพหน้างาน โดยมีรายละเอียดเพิ่มเติมดังนี้

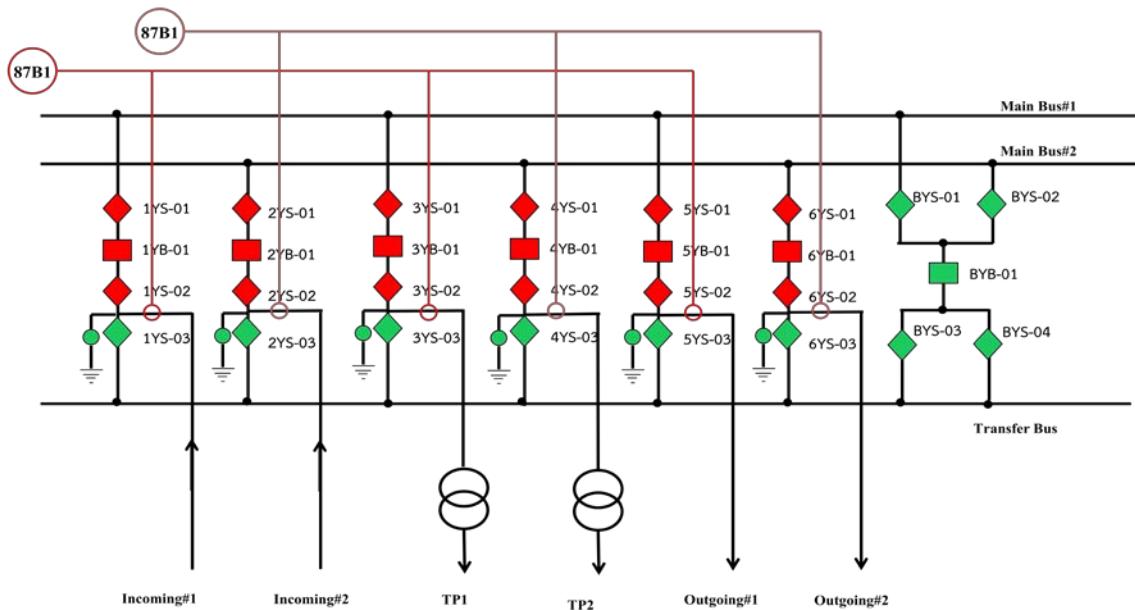
- 3.1 กรณีที่มีการป้องกันภัยในสถานีไฟฟ้าระบบ 115 kV แบบ GIS Indoor Type เช่น H Scheme, Double Bus Single Breaker การต่อลงดินใช้วิธีการสับกราวด์สวิตซ์ซึ่งถูกติดตั้งไว้ห่างจากตำแหน่งในสถานีไฟฟ้า

-
- 3.2 กรณีที่มีการปฏิบัติงานกับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าระบบ 115/22/33 KV แบบ Outdoor Type (ลานໄກ) เช่น Main & Transfer การต่อลงดินใช้วิธีการต่อ Ground Clamp (หรือสายล็ิด ทองแดง) ระหว่างอุปกรณ์ที่จะปฏิบัติงานกับ Ground Grid ของสถานี หรือใช้ร่วมกับวิธีสับ กราวด์สวิตซ์ที่ติดตั้งไว้อยู่แล้ว ตามความเหมาะสม
- 3.3 กรณีที่มีการปฏิบัติงานกับอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าระบบ 22/33 KV แบบ Indoor Type การต่อลงดินใช้วิธีการสับกราวด์สวิตซ์ของไลน์ Incoming และ Outgoing ซึ่งติดตั้งไว้ที่สถานีฯ ทั้งนี้ ก่อนสับกราวด์สวิตซ์ดังกล่าว ต้องตรวจสอบยืนยันว่าไม่มีไฟ ณ บริเวณที่สับกราวด์สวิตซ์ เช่น การสับกราวด์สวิตซ์ไลน์ Outgoing 22/33 KV ก่อนการสับกราวด์สวิตซ์ฯ ต้องปลดเบรกเกอร์ที่จ่ายไฟให้ไลน์ Outgoing ดังกล่าว และปลดสวิตซ์ใบมีดต้น Riser Pole ด้วย
- 3.4 กรณีที่มีการปฏิบัติงานภายในฟีดเดอร์ระบบชำหน่าย 22/33 KV ใน Section ที่ใกล้สถานีไฟฟ้า นอกเหนือจากการต่อลงดินโดยตอกแท่ง Ground Rod ที่หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงานแล้ว ต้องดำเนินการปลดสวิตซ์ใบมีดต้น Riser Pole ของระบบชำหน่ายฟีดเดอร์นั้นๆ ออกด้วย
- 3.5 กรณีที่มีการปฏิบัติงานภายในสายส่งระบบ 115 KV นอกเหนือจากการต่อลงดินโดยตอกแท่ง Ground Rod ที่หัว-ห้าย จุดปฏิบัติงาน หากหน่วยงานแก๊กไฮ/ซ่อมแซม/บำรุงรักษา ร้องขอให้มีการสับกราวด์สวิตซ์ของสายส่งระบบ 115 KV ที่สถานีไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานอีกชั้นหนึ่ง พนักงานศูนย์ฯ สามารถแจ้งส่วนเกี่ยวข้องเพื่อสับกราวด์สวิตซ์ของสายส่ง ที่สถานีฯ ให้ได้ แต่เมื่อข้อควรระวัง คือสถานีฯ ระบบ 115 KV ที่ตำแหน่งของกราวด์สวิตซ์อยู่ คร่อม CT ของ Bus Differential Relay อย่างเช่น สถานีฯ ที่จัดบัสแบบ Main and Transfer (บางสถานีฯ) หรือ Double main & Transfer (บางสถานีฯ) ซึ่งแสดงดังรูปที่ 1 และรูปที่ 2 ก่อนดำเนินการสับกราวด์สวิตซ์ที่ต้องดำเนินการ Block วงจร CT ของ Bus Differential Relay ใน Bay สายส่งที่มีการปฏิบัติงานก่อน เพื่อป้องกันการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน Bus Differential Relay ตามรายละเอียดข้อ 3.5.1 และ 3.5.2

วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า
สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า



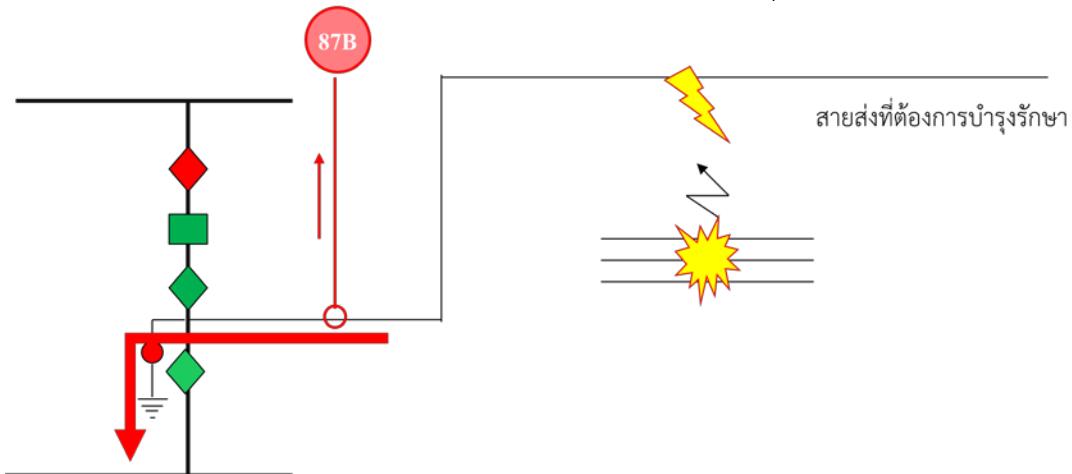
รูปที่ 1 แสดง Wiring Diagram ของ Bus Differential Relay สถานีฯ จัดบัสแบบ Main and Transfer Bus (บางสถานี)



รูปที่ 2 แสดง Wiring Diagram ของ Bus Differential Relay สถานีฯ จัดบัสแบบ Double Mains and Transfer Bus (บางสถานี)

การสักกราวด์สวิตซ์ที่สถานีไฟฟ้าที่มี Wiring วงจร CT แบบดังกล่าว เพื่อดับไฟปฏิบัติงานในไลน์สายส่ง โดยที่ไม่ได้ Block วงจร CT อาจก่อให้เกิดการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกัน Bus Differential Relay ในกรณีดังต่อไปนี้

3.5.1 กรณีสักกราวด์สวิตซ์ด้านเดียวของสายส่งที่ต้องการบำรุงรักษา

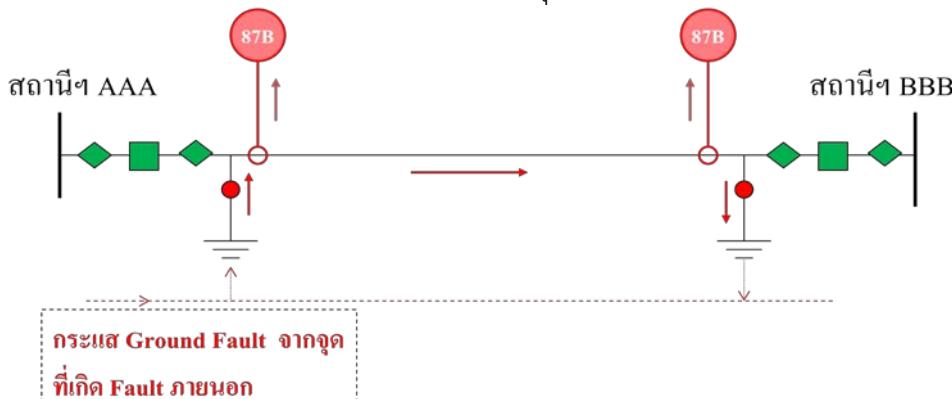


รูปที่ 3 ผลของกระแสเหนี่ยวนำหรือแรงดันฟ้าผ่ากรณีสักกราวด์สวิตซ์ด้านเดียว

จากรูปที่ 3 หากเกิดกระแสแเปลกปломในไลน์สายส่ง เช่น เกิดการลัดวงจรในระบบ 22/33 KV ให้ไลน์สายส่งหรือเกิดการลัดวงจรในไลน์สายส่ง 115 KV ที่วงจรซ้อนกับสายส่งที่ต้องการบำรุงรักษา หรือเกิดฟ้าผ่าลงสายส่งที่ต้องการบำรุงรักษาโดยตรง กระแสที่เกิดขึ้นดังกล่าวอาจทำให้ CT ของ Bus Differential Relay ตรวจจับได้ และเบรกเกอร์ที่สถานีฯ Trip Lockout ด้วย Bus Differential Relay

3.5.2 กรณีสักกราวด์สวิตซ์สองด้านของสายส่งที่ต้องการบำรุงรักษา

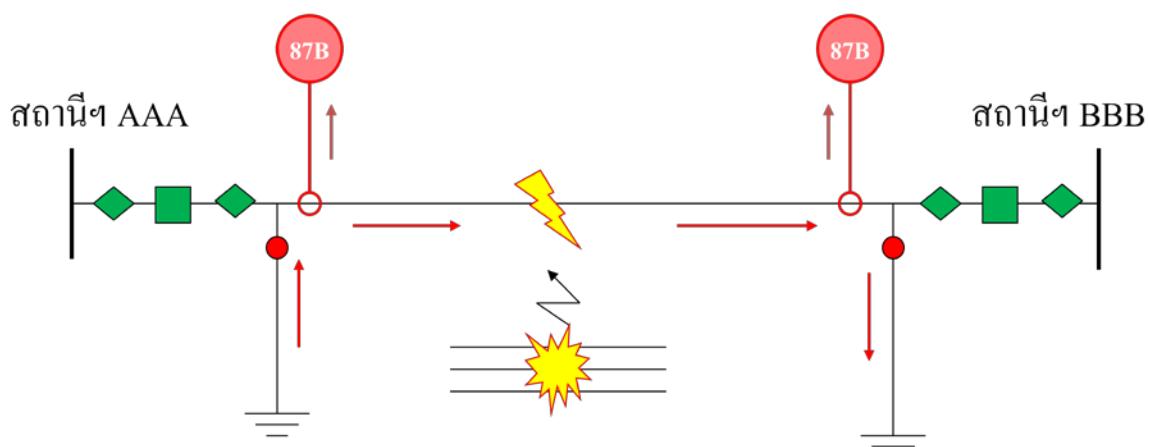
a. ผลของกระแสกราวด์ฟอลท์จากจุดที่เกิดฟอลท์ภายนอกสายส่ง



รูปที่ 4 ผลของกระแสกราวด์ฟอลท์จากจุดที่เกิดฟอลท์ภายนอกกรณีสักกราวด์สวิตซ์สองด้าน

จากรูปที่ 4 กระแสกราวด์ฟอลท์จากจุดที่เกิดฟอลท์ภายนอกสายส่ง อาจทำให้ CT ของ Bus Differential Relay ตรวจจับได้ และเบรกเกอร์ที่สถานีฯ AAA และสถานีฯ BBB Trip Lockout ด้วย Bus Differential Relay

b. ผลของกระแสหนึ่งนำหรือแรงดันฟ้าผ่า



รูปที่ 5 ผลของกระแสหนึ่งนำหรือแรงดันฟ้าผ่ากรณีสักกราวด์สวิตซ์สองด้าน

จากรูปที่ 5 หากเกิดการลัดวงจรในระบบ 22/33 kV ใต้ไลน์สายส่ง หรือเกิดลัดวงจรในไลน์สายส่ง 115 kV ที่วงจรซ้อนกับสายส่งที่ต้องการบำรุงรักษา ซึ่งทำให้เกิดกระแสหนึ่งนำในสายส่ง หรือการเกิดฟ้าผ่าลงสายส่งที่ต้องการบำรุงรักษาโดยตรง กระแสที่เกิดขึ้นดังกล่าวอาจทำให้ CT ของ Bus Differential Relay ตรวจจับได้ และเบรกเกอร์ที่สถานีฯ AAA และสถานีฯ BBB Trip Lockout ด้วย Bus Differential Relay

6.6 หลักการ By Pass อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า

1. การ By Pass AVR

1.1 ขั้นตอนการ By Pass AVR

- 1) ตรวจสอบ Recloser ป้องกัน AVR อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
- 2) ปรับสวิตซ์ที่ตู้ควบคุม AVR (Relay ปรับแรงดัน) จากตำแหน่ง Auto มาอยู่ในตำแหน่ง “Manual”
- 3) ปรับ Tap ของ AVR ลงมาอยู่ในตำแหน่ง “Tap 1”
- 4) สับสวิตซ์ BY-PASS
 - a. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็น Load Break Switch แจ้งชุดปฏิบัติงานสับสวิตซ์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “สับ”
 - b. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็น Air Break Switch แจ้งชุดปฏิบัติงานสับสวิตซ์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - c. กรณี สวิตซ์ BY-PASS เป็นสวิตซ์ biomeid
 - i. Off Ground Relay ของ Recloser (Ground Trip Block)
 - ii. สับสวิตซ์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - iii. On Ground Relay ของ Recloser (Ground Trip Block)
- 5) ปลด Recloser ป้องกัน AVR พร้อมตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด”
- 6) ปลดสวิตซ์ biomeid ด้าน Load ของ AVR พร้อมทั้งตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด” 3 เฟส

1.2 ขั้นตอนการนำ AVR เข้าใช้งานในระบบ

- 1) ตรวจสอบ Tap ของ AVR อยู่ในตำแหน่ง “Tap 1”
- 2) ตรวจสอบสวิตซ์ของชุดรีเลย์ปรับแรงดันที่ตู้ควบคุม AVR อยู่ในตำแหน่ง Manual
- 3) ตรวจสอบสถานะของ Recloser อยู่ในตำแหน่ง “ปลด”
- 4) ตรวจสอบฟังก์ชัน Auto Reclose ของ Recloser อยู่ในสถานะ Off
- 5) สับสวิตซ์ biomeid ด้าน Source และ Load ของ AVR พร้อมตรวจสอบสถานะสวิตซ์ biomeid อยู่ในตำแหน่ง “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 6) สับ Recloser ป้องกัน AVR พร้อมตรวจสอบสถานะ Recloser อยู่ในสถานะ “สับ”
- 7) ปลดสวิตซ์ BY-PASS

- a. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็น Load Break Switch แจ้งชุดปฏิบัติงานปลดสวิตซ์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “ปลด”
 - b. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็น Air Break Switch ปลดสวิตซ์ BY-PASS พร้อมตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
 - c. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็นสวิตซ์ biomeid
 - i. ตรวจสอบ Ground Relay ของ Recloser อยู่ในสถานะ Off (Ground Trip Block)
 - ii. ปลดสวิตซ์ BY-PASS พร้อมตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “ปลด” ทั้ง 3 เฟส
 - iii. On Ground Relay ของ Recloser
- 8) ปรับสวิตซ์ของชุดรีเลียปรับแรงดันที่ตู้ควบคุม AVR จากตำแหน่ง Manual มาอยู่ในตำแหน่ง “Auto” ตามปกติ และรอเวลาให้ Tap เลื่อนไปอยู่ในตำแหน่งปกติ
2. การ By Pass Recloser
- 2.1 ขั้นตอนการ By Pass Recloser
 - 1) ตรวจสอบ Recloser อยู่ในสถานะ “สับ” และไม่มีป้ายห้ามควบคุม/ห้ามปลด
 - 2) สับสวิตซ์ BY-PASS
 - a. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็น Load Break Switch แจ้งชุดปฏิบัติงานสับสวิตซ์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “สับ”
 - b. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็น Air Break Switch แจ้งชุดปฏิบัติงานสับสวิตซ์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - c. กรณี สวิตซ์ BY-PASS เป็นสวิตซ์ biomeid
 - i. Off Ground Relay ของ Recloser (Ground Trip Block)
 - ii. สับสวิตซ์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
 - iii. On Ground Relay ของ Recloser (Ground Trip Block)
 - 3) ปลด Recloser ป้องกัน AVR พร้อมตรวจสอบอยู่ในสถานะ “ปลด”

2.2 ขั้นตอนการนำ Recloser เข้าใช้งานในระบบ

- 1) ตรวจสอบสถานะของ Recloser อยู่ในตำแหน่ง “ปิด”
- 2) ตรวจสอบฟังก์ชัน Auto Reclose ของ Recloser อยู่ในสถานะ Off
- 3) ตรวจสอบสวิตซ์ biomeid ด้าน Source และ Load ของ Recloser อยู่ในสถานะ “สับสนิท” ทั้ง 3 เฟส
- 4) สับ Recloser พร้อมตรวจสอบสถานะ Recloser อยู่ในสถานะ “สับ”
- 5) ปลดสวิตซ์ BY-PASS
 - a. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็น Load Break Switch แจ้งชุดปฏิบัติงานปลดสวิตซ์ BY-PASS พร้อมทั้งตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “ปิด”
 - b. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็น Air Break Switch ปลดสวิตซ์ BY-PASS พร้อมตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “ปิด” ทั้ง 3 เฟส
 - c. กรณีสวิตซ์ BY-PASS เป็นสวิตซ์ biomeid
 - i. ตรวจสอบ Ground Relay ของ Recloser อยู่ในสถานะ Off (Ground Trip Block)
 - ii. ปลดสวิตซ์ BY-PASS พร้อมตรวจสอบสถานะสวิตซ์ BY-PASS อยู่ในตำแหน่ง “ปิด” ทั้ง 3 เฟส
 - iii. On Ground Relay ของ Recloser



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

ภาคผนวก

1. รายชื่อผู้จัดทำวิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟ

สำหรับอุปกรณ์ระบบ 115 เครื่อง และหลักปฏิบัติต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง

ลำดับ	ชื่อ	สกุล	ตำแหน่งและสังกัด
1	นายชัยวุฒิ	ศรีชาญญา	ชพ.คพ. กคร.(ต1)
2	นายรุ่งโรจน์	ช่วยอรุณชน	ชพ.วภ. กวบ.(ต1)
3	นายน้ำเงือง	จันทร์มณี	ชพ.จพ. กคร.(ต1)
4	นายบุญรัตน์	ไม้แก้ว	หพ.ปร. กคร.(ต1)
5	นายพิชิต	บุญหล่อ	วศก.7 ผคพ. กคร.(ก1)
6	นายนวพันธ์	คงคำ	วศก.6 ผคพ. กคร.(ก1)
7	นายมาโนช	ประวารี	วศก.7 ผจพ. กคร.(ก1)
8	นายธนกร	ปรมรัตน์หริรัญ	พชง.7 ผปร. กคร.(ก1)
9	นางดวงใจ	สรณสุขสวัสดิ์	วศก.7 ผคก.3(ก) กคก.
10	นายสุกิจ	ทองใบ	วศก.5 ผคพ. กคร.(ก2)
11	นายฤทธิชัย	คงวัฒน์	วศก.7 ผปร. กคร.(ก2)
12	นายเลอพงศ์	แก่นจันทร์	ชพ.คพ. กคร.(ก.3)
13	นายวิรุจน์	โสดีวิภา	พชง.7 ผคพ. กคร.(ก3)
14	นายกฤษณะศักดิ์	รักเนตรสาคร	วศก.4 ผคพ. กคร.(ก3)
15	นายณัฐกฤษณ์	ร่มโพธิ์ทอง	พชง.4 ผคพ. กคร.(ก3)
16	นายธีรธร	แสนศักดิ์	วศก.7 ผคพ. กคร.(น3)
17	นายสิทธิชัย	นุชสวาย	พชง.5 ผคพ. กคร.(น3)
18	นายอนุวัฒน์	เรียมเจริญ	พชง.5 ผปร. กคร.(น3)
19	นายชนินทร์	จันโภคama	พชง.5 ผปร. กคร.(น3)
20	นายอาমิน	สะนู	วศก.7 ผปพ. ศสพ.
21	นายนุวัติ	แซลลิง	วศก.6 ผปพ. ศสพ.
22	นายวัฒน์ธิช	อ่อนหยับ	หพ.ปพ. ศสพ.

2. ตัวอย่างข้อมูลด้านเทคนิคของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ 115 kV

1. Circuit Breaker Data



รูปที่ 1 Circuit Breaker

Data	
1. Nominal voltage (kV)	115
2. Maximum voltage rating (kV)	123
3. Power frequency (Hz)	50
4. Number of phases	3
5. Rated normal current (A)	
- Line bays	2000
- Coupler bays	2000
- Transformer bays	2000
6. Rated short circuit breaking current in 1second at 115 kV: (kA r.m.s.)	
- Switching station	Not less than 40
- Substation	Not less than 31.5
7. Rated total time (closing or breaking)	Not more than 60 ms
8. Operating mechanism for closing and opening	Spring
9. Type of tripping	Three-pole

2. Disconnecting Switch Data



รูปที่ 2 Disconnecting Switch

Data	
1. Nominal voltage (kV)	115
2. Maximum voltage rating (kV)	123
3. Power frequency (Hz)	50
4. Number of phases	3
5. Rated current (A)	
- Line	2000
- Coupler and transfer bays	2000
- Transformer bays	2000
6. Rated short time withstand current in 1 second (kA r.m.s.)	
- Switching station	40
- Substation	31.5
7. Operating mechanism	
- Main blade	Three-pole/motor
- Earthing blades	Three-pole/manual

3. 115 kV Transmission Line Data



(ก) Single Circuit Single Conductor (SS)



(ข) Single Circuit Double Conductor (SD)

รูปที่ 3 แสดงสายส่งระบบ 115 kV ของ PEA



วิธีปฏิบัติการสั่งการควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

สำหรับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

SS Data	
1. Nominal voltage (kV)	115
2. Maximum voltage rating (kV)	123
3. Power frequency (Hz)	50
4. Number of phases	3
5. Rated current (kA)	0.855
6. Positive and Negative Sequence Impedance (Ohm/km) - R1 and R2 - X1 and X2	0.085811 0.36204
7. Zero Sequence Impedance (Ohm/km) - R0 - X0	0.25485 1.4223
8. Positive and Negative Sequence Susceptance (uS/km) - B1 and B2	3.216
9. Zero Sequence Susceptance (uS/km) - B0	1.549

SD Data	
1. Nominal voltage (kV)	115
2. Maximum voltage rating (kV)	123
3. Power frequency (Hz)	50
4. Number of phases	3
5. Rated current (kA)	1.71
6. Positive and Negative Sequence Impedance (Ohm/km) - R1 and R2 - X1 and X2	0.042936 0.2677
7. Zero Sequence Impedance (Ohm/km) - R0 - X0	0.21347 1.3294
8. Positive and Negative Sequence Susceptance (uS/km) - B1 and B2	4.316
9. Zero Sequence Susceptance (uS/km) - B0	1.765

4. Current Transformer Data



รูปที่ 4 หม้อแปลงกระแส

CT Data	
1. Nominal voltage (kV)	115
2. Maximum voltage rating (kV)	123
3. Power frequency (Hz)	50
4. Number of phases	3
5. Primary short circuit current IPSC (kA r.m.s.) - Switching station	40
5. Primary short circuit current IPSC (kA r.m.s.) - Substation	31.5
6. Rated primary current (A)	400-200/1 A 1200-800/1 A 1800-1200/1 A 2000-1600/1 A

5. Voltage Transformer Data



รูปที่ 5 หม้อแปลงแรงดัน

VT Data	
1. Nominal voltage (kV)	115
2. Maximum voltage rating (kV)	123
3. Power frequency (Hz)	50
4. Number of phases	3
5. Primary short circuit current IPSC (kA r.m.s.)	
- Switching station	40
- Substation	31.5
6. Rated Secondary Voltage (V)	115/115/ $\sqrt{3}$ // 115/115/ $\sqrt{3}$
7. Number of VT's	
- Bus	1
- Feeder	3

6. Power Transformer Data



รูปที่ 6 หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

Transformer Data	
1. Nominal voltage (kV)	115
2. Maximum voltage rating (kV)	123
3. Rated Voltage (kV)	
- HV	115
- LV	22 or 33
3. Power frequency (Hz)	50
4. Number of phases	3
5. Rated capacity (MVA)	15/20/25/30/40/50
6. Class	ONAN/ONAF1/ONAF2
7. Vector group	Dyn1 for 115-22 kV or YNyn0(d1) for 115-33 kV
8. Load tap changer (rated voltage base)	+10% to -10% on HV side 1.25% in each step

7. Air Break Switch Data



รูปที่ 7 Air Break Switch 115 kV

Air Break Switch Data	
1. Nominal voltage (kV)	115
2. Maximum voltage rating (kV)	123
3. Rated continuous current (A)	1,200
4. Rated line-charging breaking current (A)	5
5. Rated no-load transformer breaking current (A)	5
6. Operating mechanism	Three-pole operate Horizontal-opening Group operated

8. Surge Arrester Data



รูปที่ 8 Surge Arrester

Surge Arrester Data	
1. Voltage Rating (Ur) (kVrms/Phase)	96
2. Maximum continuous operating voltage (Uc) MCOV/COV (kVrms/Phase)	76
3. Maximum residual voltage with current wave 8/20 us, (kVpeak)	231
4. Classifying current (kApeak)	10
5. Discharge current withstand strength, High current 4/10 us (kApeak)	100

3. ตัวอย่างข้อมูลทางด้านเทคนิคของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ 22-33 kV

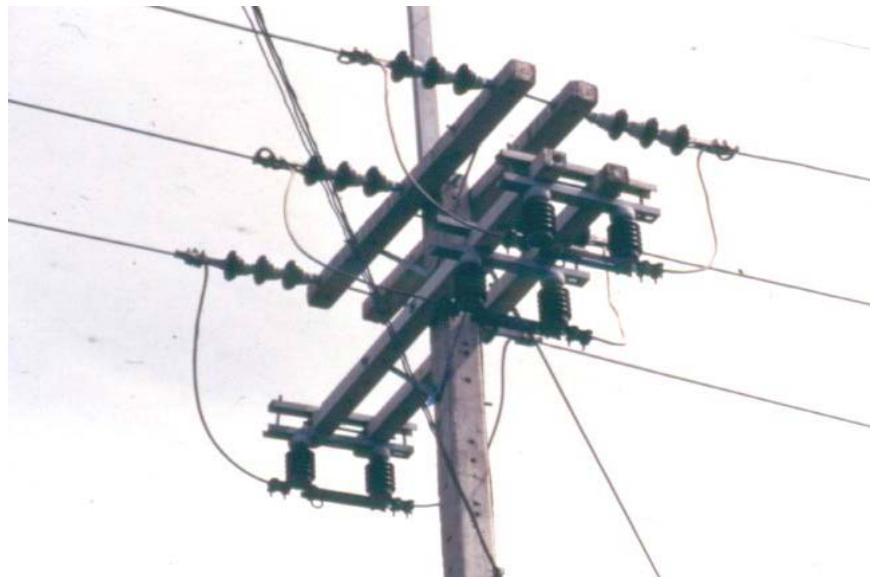
1. Circuit Breaker



รูปที่ 1 Circuit Breaker

Description	22 kV	33 kV
Rated voltage	24 kV	36 kV
Rated short time breaking current	25 kA rms	25 kA rms
Rated short circuit making current	63 kA peak	63 kA peak
Rated duration of short circuit	1 sec	1 sec
Rated total time break	Not more than 70 ms	

2. Disconnecting Switch



รูปที่ 2 Disconnecting Switch

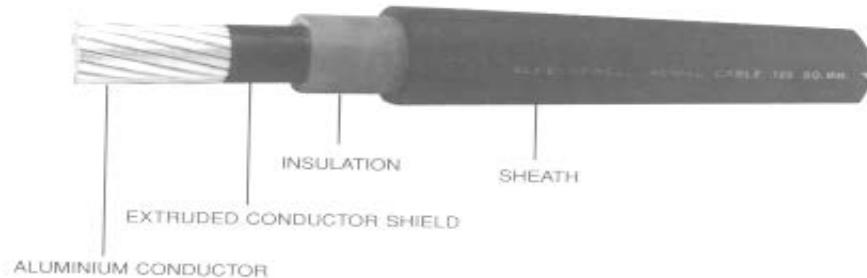
Description	22 kV	33 kV
Rated maximum (design) voltage	25.8 kV	38 kV
Rated continuous current	600/630/1,200/ 1,250/2,000 A	600/630/1,200/ 1,250/2,000 A
Rated short-time withstand current 1 second	25 kA rms	25 kA rms
Basic impulse insulation level (BIL)	150 kV peak	200 kV peak
Rated 1 - min power-frequency withstand voltage, dry	70 kV rms	95 kV rms
Rated 10-sec power-frequency withstand voltage, wet	60 kV rms	80 kV rms

3. Aluminum stranded conductor (AL)



รูปที่ 3 Aluminum stranded conductor (AL)

4. Spaced Aerial Cable (SAC)



รูปที่ 4 Spaced Aerial Cable (SAC)

Description		Unit	Data				
System voltage		kV	22				
Conductor	Type of conductor	-	Aluminum				
	Nominal cross-sectional area	mm ²	50	95	120	185	
	Current Rating	A	180	270	315	410	
	Stranding	-	Compact stranded				
	Outside diameter ± 1%	mm	8.33	11.45	12.95	15.98	
	Calculated breaking strength Min.	N	7,890	14,380	19,110	29,600	
	Volume resistivity of aluminium ° wire at 20 C Max.	Ω-mm /m	0.028264				
	° DC resistance at 20 C Max.	Ω/km	0.592	0.313	0.245	0.161	
Conductor shield	Thickness, not less than Min. Average	mm	0.0635				
		mm	0.3				
Insulation		° DC volume resistivity at 90 C Max.	Ω-cm	50,000			
Jacket	Thickness	mm	3.175				
Cable	Overall outside diameter, approx.	mm	22.0	25.2	26.7	29.7	
Electrical test voltage	AC test voltage for 5 minutes	kV	38				
	DC test voltage for 5 minutes	kV	100				

Description		Unit	Data			
System voltage		kV	33			
Conductor	Type of conductor	-	Aluminium			
	Nominal cross-sectional area	mm ²	50	95	120	185
	Current Rating	A	180	270	315	410
	Stranding	-	Compact stranded			
	Outside diameter ± 1%	mm	8.33	11.45	12.95	15.98
	Calculated breaking strength Min.	N	7,890	14,380	19,110	29,600
	Volume resistivity of aluminium wire at 20 °C Max.	Ω-mm /m	0.028264			
	DC resistance at 20 °C Max.	Ω /km	0.592	0.313	0.245	0.161
Conductor shield	Thickness, not less than Min. Average	mm	0.0635 0.3			
	DC volume resistivity at 90 °C Max.	Ω-cm	50,000			
Insulation	Thickness	mm	4.445			
Jacket	Thickness	mm	3.175			
Cable	Overall outside diameter, approx.	mm	24.6	27.7	29.2	32.2
Electrical test voltage	AC test voltage for 5 minutes	kV	49			
	DC test voltage for 5 minutes	kV	125			

5. UnderGround Cable (UG)



รูปที่ 5 UnderGround Cable (UG)

Description		Unit	Required data					
System voltage		kV	22				33	
Conductor	Type of conductor	-	Annealed copper					
	Nominal cross-sectional area	mm ²	50	240	400	50	240	400
	Min. number of wires	-	6	34	53	6	34	53
	Stranding	-	Compact round stranded					
	Outside diameter +1%	mm	8.33	18.47	23.39	8.33	18.47	23.39
	DC resistance at 20°C Max.	Ω/km	0.387	0.0754	0.0470	0.387	0.0754	0.0470
Conductor screen	Material	-	Semi-conductive XLPE					
	Thickness, approx.	mm	0.5					
Overall diameter, approx.		mm	30	42	48	35	47	55

จำนวน วงจร ทั้งหมด	กระแสที่กำหนดต่อวงจร (แอมป์)									
	ความถี่จากการดับดินถึงเคเบิล (เมตร)									
	ขนาดสาย 240 ต.มม.					ขนาดสาย 400 ต.มม.				
1	402	384	374	367	362	510	485	470	462	456
2	342	320	310	302	296	430	402	387	378	370
3	302	280	270	262	257	378	350	336	327	320
4	281	258	246	240	234	350	320	307	297	290
5	260	237	226	220	214	323	295	280	272	265
6	245	223	212	205	200	305	277	263	254	248
7	233	210	200	193	188	290	262	248	240	233
8	221	200	190	183	178	275	248	235	227	220
9	212	190	180	175	170	263	237	224	216	210
10	204	184	174	168	163	253	228	215	207	201

6. Current Transformer



รูปที่ 6 หม้อแปลงกระแส

Description	22 kV	33 kV
Rated voltage	24 kV	36 kV
Rated primary current (I_n) and secondary current	5/5, 10/5, 20/5, 30/5, 50/5, 75/5, 100/5, 150/5, 50-100/5, 75-150/5, 200/5, 300/5, 400/5, 500/5, 600/5 A	5/5, 10/5, 20/5, 30/5, 50/5, 75/5, 100/5, 150/5, 200/5, 300/5, 400/5 A
Polarity	Subtractive	Subtractive
Rated output, not less than	20 VA or 30 VA	15 VA or 30 VA
Accuracy class	0.5 - 1 or better	0.5 - 1 or better
Instrument security factor (FS)	< 5	< 5
Impulse withstand voltage, not less than	125 kV peak	170 kV peak
Rated short time thermal current (I_{th}), 1 sec, not less than	0.1 x I_n kA or 2.5 kA or 25 kA	0.1 x I_n kA or 2.5 kA or 25 kA
Rated dynamic current (I_{dyn}), not less than	2.5 x I_{th} kA or 6.25 kA	2.5 x I_{th} kA or 6.25 kA
Insulation class of winding	Class A	Class A

7. Voltage Transformer



รูปที่ 7 หม้อแปลงแรงดัน

Description	22 kV	33 kV
Rated voltage	24 kV	36 kV
Rated primary and secondary voltage	22,000/110 V	33,000/110 V
Rated frequency	50 Hz	50 Hz
Polarity	Subtractive	Subtractive
Rated output, not less than	30 VA	50 VA
Accuracy class	0.5 or better	0.5 or better
Voltage factor	1.2 continuous, 1.5 at 30 sec	1.2 continuous, 1.5 at 30 sec
Impulse withstand voltage, not less than	125 kV peak	170 kV peak
Insulation class of winding	Class A	Class A

8. Transformer



รูปที่ 8 หม้อแปลงไฟฟ้า

Description	22 kV	33 kV
Primary voltage	22 kV	33 kV
Secondary voltage	400/230 V	
Winding connection	Dyn11	
Basic impulse insulation level (BIL), full wave	125 kV peak	170 kV peak
Power frequency withstand voltage	50 kV rms	70 kV rms
Tapping	+/- 2 x 2.5%	
Rated capacity	1 Phase 3 Wire	10/20/30/50/100 kVA
	3 Phase 4 Wire	30/50/100/160/250/315/400/500/1000/1250/1500/2500 kVA

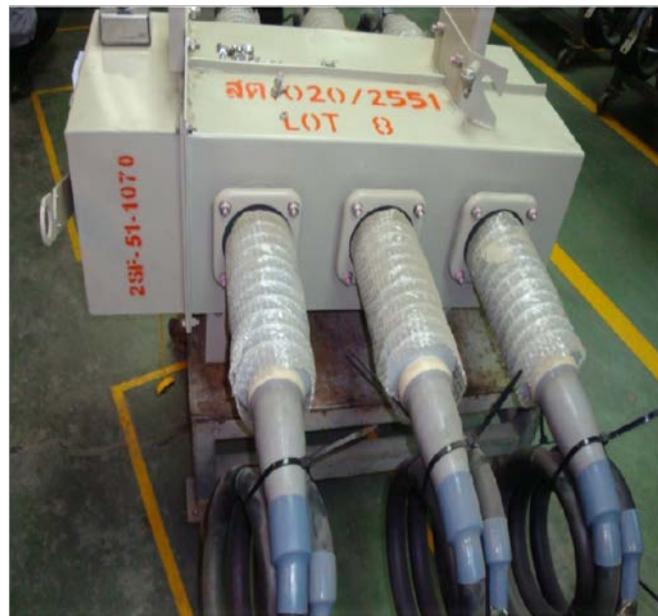
9. Air Break Switch



รูปที่ 9 Air Break Switch

Description	22 kV	33 kV
Rated continuous current	600 A	600 A
Rated line-charging breaking current	10 A	10 A

10. Load Break Switch SF₆



รูปที่ 10 Load Break Switch SF₆

Description	22 kV	33 kV
Rated maximum (design) voltage	24 kV	36 kV
Continuous current, not less than	600 A	400 A
Rated impulse withstand voltage, not less than	150 kV	170 kV
Rated short time withstand current (1 sec) , not less than	12.5 kA rms	10 kA rms
Rated short circuit making current, not less than	31.25 kV peak	25 kV peak

11. Drop Cutout Fuse



รูปที่ 11 Drop Cutout Fuse

Description	22 kV	33 kV
Rated maximum (design) voltage	27 kV	27/34.5/38 kV
Rated continuous current	100 or 200 A	100 or 200 A
Rated asymmetrical interrupting current, not less than	10 kA rms	8 kA rms
Basic impulse insulation level (BIL), not less than	125 kV peak	150 kV peak
Min. normal-frequency dry test voltage, terminal to ground	42 kV rms	70 kV rms
Min. creepage distance of porcelain insulator, From live part to ground	610 mm	940 mm
Preferred sizes	6/10/15/25/40/65/100/140/200 A	
Non-Preferred sizes	8/12/20/30/50/80 A	

12. Recloser



รูปที่ 12 Recloser

Description	22 kV	33 kV
Rated voltage	24 kV	36 kV
Rated continuous current, not less than	560 A	560 A
Rated symmetrical interrupting current	12 kA rms	10 kA rms
Rated impulse withstand voltage (BIL), not less than	125 kV peak	150 kV peak
1-minute low frequency withstand voltage, dry	60 kV rms	70 kV rms
10-seconds low frequency withstand voltage, wet	50 kV rms	60 kV rms
Creepage distance live part to ground, not less than	600 mm	900 mm

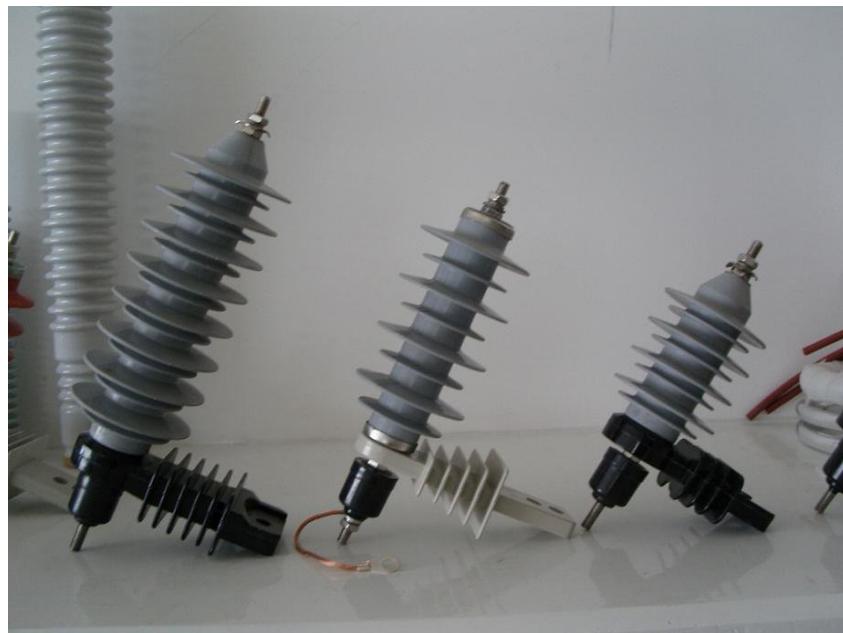
13. Ring Main Unit (RMU)



รูปที่ 13 Ring Main Unit (RMU)

Description	22 kV	33 kV
Rated voltage	24 kV	36 kV
Rated lightning impulse withstand voltage	125 kV peak	170 kV peak
Rated one-minute power frequency withstand voltage	50 kV rms	70 kV rms
Rated normal current		
- cable feeder	600 A	400 A
- transformer feeder	200 A	200 A
Rated short-time current (1 sec), at rated voltage	16 kA	16 kA
Rated short-circuit making current, at rated voltage	40 kA peak	40 kA peak

14. Surge Arrester



รูปที่ 14 Surge Arrester

Description	22 kV		33 kV
System grounding	Solidly	NGR	Solidly
Rated voltage, (U_r)	21 kV rms/Phase	24 kV rms/Phase	30 kV rms/Phase
Nominal discharge current (I_n)	5 or 10 kA peak	5 or 10 kA peak	5 or 10 kA peak
Rated short-circuit current (I_s)	10 or 20 kV rms	10 or 20 kV rms	10 or 20 kV rms
Max. residual voltage, at nominal discharge current (U_{res})	60 or 70 kV peak	68.5 or 80 kV peak	85.5 or 100 kV peak
High-current impulse withstand	65 or 100 kA peak	65 or 100 kA peak	65 or 100 kA peak
Line discharge	Class 2 or Class 3		
Virtual duration of peak	1,000/2,000/2,400		
Creepage distance	600 mm		900 mm

15. Gas Insulated Switchgear



รูปที่ 15 Gas Insulated Switchgear

Description	22 kV	33 kV
Rated voltage	24 kV	36 kV
Rated short time withstand current in 1 second	25 kA rms	
Rated peak withstand current	63 kA rms	
Rated duration of short circuit	1 sec	
Power frequency withstand voltage		
- Phase to earth and between phases	50 kV	70 kV
- Across isolate distance	60 kV	80 kV
Lightning impulse withstand voltage		
- Phase to earth and between phases	125 kV	170 kV
- Across open switching devices and isolated distance	145 kV	195 kV

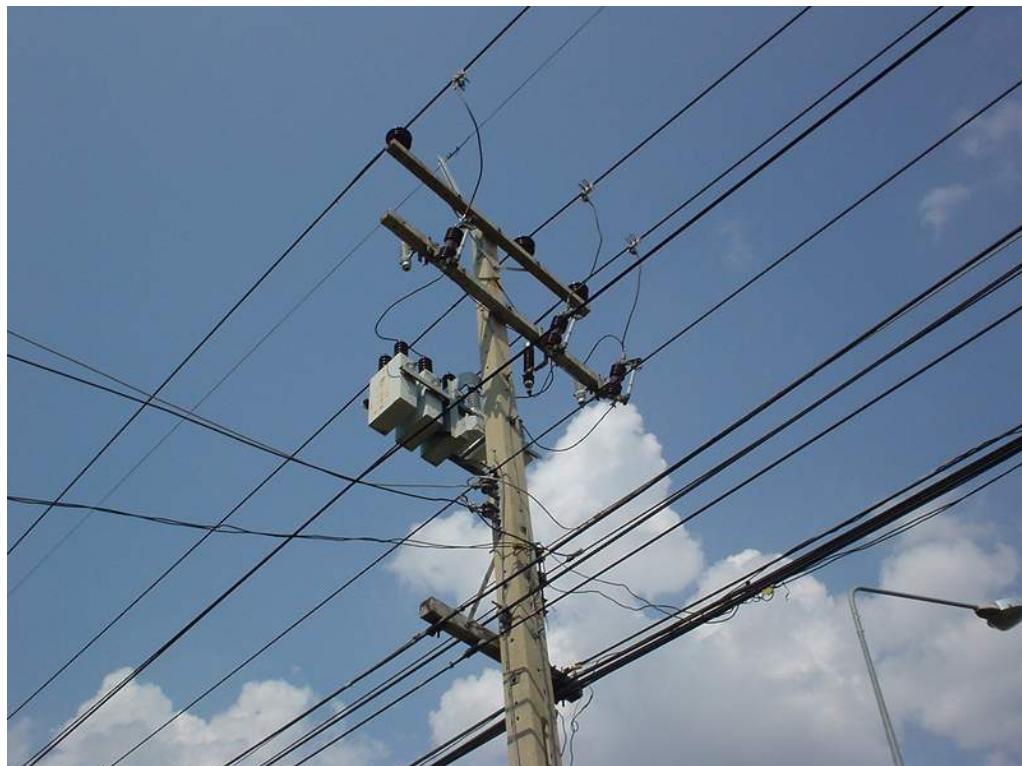
16. Switching Capacitor



รูปที่ 16 Switching Capacitor

Description	22 kV	33 kV
Rated capacity	900 - 1,500 kVAR	900 - 1,500 kVAR
Rated capacitive continuous and switching current, not less than	200 A	135 A
BIL, not less than	150 kV	200 kV

17. Fixed Capacitor



รูปที่ 17 Fixed Capacitor

Description	22 kV	33 kV
Rated capacity		100 kVAR
Type		Single-phase
Number of bushing	2	1
Rated voltage	12.7 kV	19 kV
Connection	Star connection with floating neutral	
Basic impulse insulation level (BIL), full wave	95 kV peak	125 kV peak
Creepage distance, live part to ground	450 mm	660 mm

18. Automatic Voltage Regulator (AVR)



รูปที่ 18 Automatic Voltage Regulator (AVR)

Description	22 kV	33 kV
Rated power/Rated current	5.7/150, 8/200, 12/300, 16/400 A	12/200, 18/300 A
Rated tertiary voltage		6.6 kV
Vector group		YNa0dl1
Full wave impulse withstand voltage of HV terminal bushings	125 kV peak	170 kV peak
Rated primary voltage	Variation between + 4 x 1.25% and - 16 x 1.25% of the nominal system voltage	

19. Single phase Voltage Regulator (SVR)



รูปที่ 19 Single phase Voltage Regulator (SVR)

Description	22 kV
Rated power	220 kVA
Rated Current	100 A
BIL	150 kV
Range of regulation	Variation between + 16 x 5/8 % to - 16 x 5/8 %

20. Capacitor Bank



รูปที่ 20 Capacitor Bank

Description	22 kV	33 kV
Highest system voltage	24 kV	36 kV
Rated capacity	7.2 MVAR (3 steps x 2.4 MVAR)	
Rated capacitive continuous and switching current, not less than	200 A	135 A
BIL, not less than	125 kV peak	150 kV peak
Bank connection	Double star underground	
Rated control circuit voltage	125 VDC	
Rated auxiliary voltage	400/230 VAC	

21. Voltage Detector

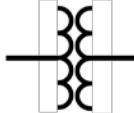
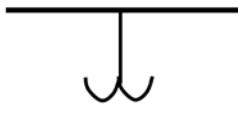


รูปที่ 21 Voltage Detector

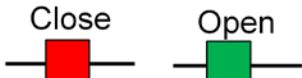
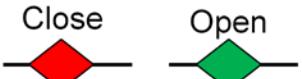
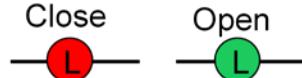
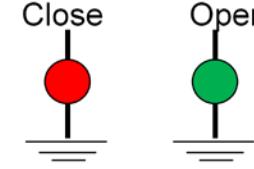
Description	22 kV	33 kV
Application		Outdoor
For conductor type	Bare conductor and insulate conductor (PIC and SAC)	
Measuring range	Not less than 4 ranges (not more than 1 kV, 15 kV, 25 kV, 35 kV)	
Operating voltage		
Rang not more than 1 kV	480 V to 900 V, or better	
Rang 15 kV	12 kV to 17 kV, or better	
Rang 25 kV	21 kV to 29 kV, or better	
Rang 35 kV	35 kV to 50 kV, or better	
Indication signal	Visible (flashing LED's) and audible	
Operating temperature	Up to 40° C, or more	
Power supply	Battery operated	

4. สัญลักษณ์และความหมาย

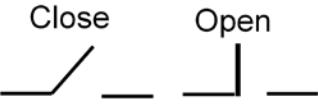
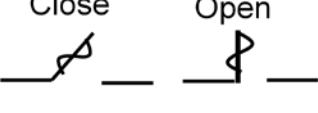
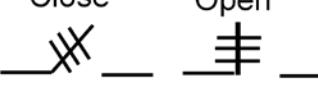
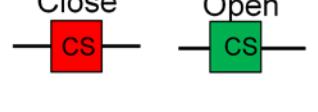
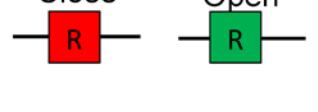
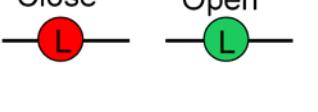
General Device

สัญลักษณ์	ความหมาย
	Generator
	Transformer
	Transformer
	Current Transformer (CT)
	Voltage Transformer (VT)
	Capacitor Bank
	Ground

Substation Device

สัญลักษณ์	ความหมาย
	Circuit Breaker (SCADA)
	Disconnecting Switch(Gang Switch, SCADA)
	Truck
	Disconnecting Switch (Gang Switch)
	Load Break Switch
	Ground Switch (Gang Switch)
	HRC Fuse

Transmission/Distribution Device

สัญลักษณ์(ต่อ)	ความหมาย
	Disconnecting Switch
	Drop out Fuse Cutout
	Air Break Switch
	Circuit Switcher
	Recloser
	Load Break Switch
	Automatic Voltage Regulator (AVR)