ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
พ.ศ. 2551

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
พ.ศ. 2551

ด้วยพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 81 กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด เพื่อให้เป็นไปตามบทบัญญัติของกฎหมายดังกล่าว อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 31 วรรค 2 แห่งพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จึงออกระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 โดยให้มีผลบังคับใช้ระเบียบนี้ตั้งแต่บัดนี้เป็นต้นไป และให้ยกเลิกระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2546 และใช้ระเบียบนี้แทน บรรดาระเบียบ คำสั่งอื่นใด ในส่วนที่กำหนดไว้แล้วในระเบียบนี้ หรือ ขัดแย้งกับระเบียบนี้ ให้ใช้ระเบียบนี้แทน

สารบัญ

หน้าที่

1. นิยามคำศัพท์ 1
2. วัตถุประสงค์และขอบเขต 3
3. ความรับผิดชอบของผู้ขอใช้บริการ 4
4. ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า 4
5. หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค 5
6. ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ 6
7. รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน 7
8. การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า 9
9. ระบบควบคุมระยะไกล 11
10. ระบบการติดต่อสื่อสาร 12
11. การเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้า 13

สิ่งแนบที่ 1 รายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ

สิ่งแนบที่ 2 รายละเอียดและมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า

สิ่งแนบที่ 3 ข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

สิ่งแนบที่ 4 ข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

สิ่งแนบที่ 5 รายละเอียดข้อกำหนดของอุปกรณ์ควบคุมที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบควบคุม
ระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

1. นิยามคำศัพท์

“ระบบโครงข่ายไฟฟ้า”	หมายความว่า	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
“ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า”	หมายความว่า	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ควบคุมระบบไฟฟ้าในพื้นที่ให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแต่ละเขต
“ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้า หรือผู้ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ผลิต จัดให้ได้มา จัดส่ง จำหน่ายไฟฟ้า หรือ ควบคุมระบบไฟฟ้า ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
“ผู้ใช้ไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ที่ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
“ผู้ขอใช้บริการ”	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และหรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
“ผู้เชื่อมต่อ”	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และหรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และผ่านการทดสอบการเชื่อมต่อตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดแล้ว
“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก”	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
“ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก”	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
“ผู้ผลิตไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากหรือผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

“เหตุผิดปกติ”	หมายความว่า	เหตุการณ์ใดๆที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีไฟฟ้าดับ และไม่มีไฟฟ้าดับ
“จุดต่อร่วม”	หมายความว่า	ตำแหน่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่อยู่ใกล้กับผู้เชื่อมต่อที่สุด ซึ่งผู้เชื่อมต่อหรือผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้
“จุดเชื่อมต่อ”	หมายความว่า	จุดที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
“การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ” (Islanding)	หมายความว่า	การจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าบางส่วนในขณะที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าว
“ระบบป้องกันระยะไกล” (Teleprotection)	หมายความว่า	ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สั่งการโดยผ่านระบบสื่อสาร
“ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น”	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 หรือฉบับล่าสุด
“อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU)”	หมายความว่า	อุปกรณ์ควบคุมในระบบควบคุมระยะไกลที่ทำหน้าที่ในการรับส่งข้อมูลเพื่อการควบคุม หรือ การชี้บอกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“ระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA)”	หมายความว่า	ระบบการควบคุมดูแลทางไกลที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมและหรือ การชี้บอกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ห่างไกลออกไป

2. วัตถุประสงค์และขอบเขต

2.1 วัตถุประสงค์

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 เป็นการกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นต่ำด้านเทคนิคการออกแบบ รายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า และมาตรฐานการติดตั้ง สำหรับผู้ขอใช้บริการที่ต้องการจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่จะต้องปฏิบัติตาม โดยมีวัตถุประสงค์ดังนี้

2.1.1 เพื่อให้มีวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดพื้นฐานในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าไว้เพื่อเป็นหลักปฏิบัติโดยเท่าเทียมกัน

2.1.2 เพื่อให้มีการกำหนดระเบียบพื้นฐานอย่างชัดเจน ครอบคลุมด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอใช้บริการ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ

2.1.3 เพื่อให้การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการเชื่อมต่อระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีประสิทธิภาพและความปลอดภัย

2.1.4 เพื่อให้คุณภาพในการจ่ายไฟสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

2.2 ขอบเขต

ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551ฉบับนี้ใช้กับผู้ขอใช้บริการ ดังนี้

2.2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP)

2.2.2 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP)

2.2.3 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2.2.4 ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น

3. ความรับผิดชอบของผู้ขอใช้บริการ

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบ ให้มีรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า ตามรูปแบบการเชื่อมต่อในระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 ฉบับนี้เป็นอย่างน้อย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาอนุญาตหรือไม่อนุญาตให้มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาทั้งด้านความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก ซึ่งผู้ขอใช้บริการจะต้องยอมรับปฏิบัติตาม และจะนำไปเป็นเหตุอ้างเพื่อเรียกร้องค่าเสียหายใดๆต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมิได้

อนึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ที่จะแก้ไข เปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดอื่นๆ เพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และผู้ขอใช้บริการจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม

4. ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

หลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จะจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละระบบ ดังนี้

4.1 ระบบจำหน่าย 22 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 8.0 เมกะวัตต์ / วงจร

4.2 ระบบจำหน่าย 33 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 10.0 เมกะวัตต์ / วงจร

4.3 ระบบจำหน่าย 380/220 โวลต์

4.3.1 ผู้ขอใช้บริการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงต่ำ 1 เฟส สามารถจ่ายไฟหรือรับไฟจากระบบได้ไม่เกิน 10 กิโลวัตต์

4.3.2 ผู้ขอใช้บริการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงต่ำ 3 เฟส สามารถจ่ายไฟหรือรับไฟจากระบบได้ไม่เกิน 56 กิโลวัตต์

4.3.3 ผู้ขอใช้บริการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า มากกว่า 56 กิโลวัตต์ ให้เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ตามความเหมาะสม

4.4 หากปริมาณกำลังไฟฟ้าเกินกว่าที่กำหนดในข้อ 4.1 หรือ 4.2 ให้เชื่อมต่อกับระบบส่ง 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ตามความเหมาะสม ทั้งนี้ไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ / วงจร

ทั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่อนุญาตให้จ่ายไฟหรือรับไฟจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้พิจารณาตามความเหมาะสม โดยคำนึงถึงความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

5. หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค

เพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อแล้ว อีกทั้งไม่ส่งผลกระทบทางด้านความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงกำหนดหลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค ดังนี้

5.1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านต่างๆ ก่อนที่ผู้ขอใช้บริการจะได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ให้พิจารณาถึงแผนงานหรือโครงการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย ดังนี้

5.1.1 **การจ่ายกระแสไฟฟ้า** ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายหรือสายส่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินพิกัดกระแสต่อเนื่อง และไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนไปด้านแรงสูงของหม้อแปลงของสถานีไฟฟ้า หรือไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนไปด้านแรงสูงของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย

5.1.2 **การคุมค่าแรงดัน (Voltage Regulation)** ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5.1.3 **กระแสลัดวงจร** ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (Short Circuit Interrupting Capacity) ของอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ และต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ ทั้งนี้เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์ (Protection Coordination) ของอุปกรณ์ป้องกัน

5.1.4 **ความซับซ้อนในการควบคุมและการปฏิบัติการ** จำนวนของผู้ขอใช้บริการรวมทั้งผู้เชื่อมต่อรายอื่นจะต้องไม่เกินจำนวน 4 ราย/วงจร ยกเว้นที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 380/220 โวลต์

5.2 ผู้ขอใช้บริการรายใดที่ไม่ผ่านหลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค ผู้ขอใช้บริการจะต้องทำการศึกษาการแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นทั้งการจ่ายกระแสไฟฟ้า การคุมค่าแรงดัน กระแสลัดวงจร ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และความซับซ้อนในการควบคุมและการปฏิบัติการ ถ้าหากมีความจำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์การพิจารณาอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นรายๆไป

6. ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบ

6.1 ผู้ขอใช้บริการจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบ ติดตั้งระบบมาตรวัดไฟฟ้า ที่สามารถวัดกำลังไฟฟ้าและหรือพลังงานไฟฟ้า ที่ขายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และสอดคล้องกับประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ สำหรับการติดตั้งระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ ที่ใช้ในการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประทศไทย ให้เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

6.2 หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) ที่ใช้กับระบบมาตรวัดไฟฟ้าจะต้องไม่ต่อร่วมกับมาตรวัด หรือรีเลย์อื่นๆ

6.3 ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบจะต้องมีมาตรฐานตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามเทคโนโลยี ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้กำหนด

6.4 ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่ดำเนินการใดๆ เกี่ยวกับระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ หากพบว่ามีปัญหาให้แจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบ

7. รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน

รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกันสำหรับผู้เชื่อมต่อระบบเครือข่ายไฟฟ้าแยกออกได้เป็น 2 กรณี ดังนี้

7.1 กรณีผู้ขอใช้บริการที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก และผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการต้องติดตั้งอุปกรณ์ไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ดังมีรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อตามสิ่งแนบที่ 1

7.1.1 อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อเป็นไปตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยมีรายละเอียดตามสิ่งแนบที่ 2

7.1.2 อุปกรณ์ป้องกัน และอุปกรณ์ประกอบจะต้องมีมาตรฐานตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

7.1.3 หม้อแปลงไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องมีการเชื่อมต่อขดลวด (Winding Connection) สอดคล้องต่อปริมาณการจ่ายเข้าระบบ และลักษณะการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบตามสิ่งแนบที่ 1 หากไม่เป็นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด จะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน

7.1.4 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีรูปแบบการปิดซ้ำอัตโนมัติ (Automatic Reclosing Scheme) ผู้ขอใช้บริการจะต้องแน่ใจว่าอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อของผู้ขอใช้บริการปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ การปิดซ้ำอัตโนมัติของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำงาน มิฉะนั้นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ขอใช้บริการ

7.1.5 หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการปิดซ้ำ (Reclosing) หรือต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ เช่น ติดตั้งระบบซิงโครไนซ์ (Synchronizing system) ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection) หรือ ระบบกั้นการปิดซ้ำ (Block Reclosing) ทั้งในส่วนของผู้ขอใช้บริการและในส่วนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ขอใช้บริการ ผู้ขอใช้บริการจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ขอใช้บริการ เนื่องจากการปิดซ้ำนี้

7.1.6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่อนุญาตให้ผู้ขอใช้บริการมีรูปแบบการปิดซ้ำอัตโนมัติ สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

7.1.7 การซิงโครไนซ์ (Synchronization) ให้ทำที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator Circuit Breaker) หรือที่เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ (Interconnection Circuit Breaker) ตามความเหมาะสม

7.1.8 ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบป้องกัน เพื่อไม่ให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Anti-Islanding) คือไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อไม่มีไฟฟ้า โดยหากไม่มีไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ปลดการเชื่อมต่อโดยทันที

7.1.9 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้กับผู้ขอใช้บริการเป็นรายๆ ไป

7.1.10 ผู้ขอใช้บริการจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของตนเอง ตามระเบียบนี้ หรือติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมอื่นๆ ตามความเหมาะสม ทั้งนี้การติดตั้งรีเลย์ระบบป้องกันจะต้องทำงานสอดคล้องกับระบบป้องกันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หลังจากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้วหากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่น ๆ ที่ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบ ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าวทั้งหมด

7.1.11 ระบบป้องกันที่กำหนดโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นการออกแบบระบบป้องกันขั้นต่ำสุด ผู้ขอใช้บริการต้องพิจารณาความเหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม เพื่อป้องกันการผิดพลาดของระบบป้องกันกรณีที่มิได้กำหนดไว้ในระเบียบนี้ เช่น กระแสลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง (High Impedance Fault: HIF) การเกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระโดยไม่ได้เจตนา (Inadvertent Islanding) ซึ่งหลังจากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว หากเกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและหรือบุคคลที่ 3 ที่มีสาเหตุมาจากการจ่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้น

7.1.12 ในกรณีที่ไม่มีรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมสำหรับผู้ขอใช้บริการรายใด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์การพิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อที่เหมาะสมเป็นรายๆ ไป

7.1.13 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันตามความเหมาะสม เพื่อความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

7.2 กรณีผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น

ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่นที่ขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ในการพิจารณาเป็นรายๆ ไป โดยคำนึงถึงความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

8. การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบระบบควบคุมการจ่ายไฟจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ดังนี้

8.1 การควบคุมระดับแรงดัน และตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

8.1.1 ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดัน เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
69 กิโลโวลต์	72.4	65.5	75.9	62.1
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 โวลต์	418	342	418	342
220 โวลต์	240	200	240	200

8.1.2 ผู้ขอใช้บริการต้องออกแบบระบบควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ดังนี้

(1) สำหรับระบบที่มีอินเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.9 นำหน้าถึง 0.9 ตามหลัง เมื่อกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกมาเกินกว่าร้อยละ 10 ของขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของอินเวอร์เตอร์

(2) สำหรับระบบที่ไม่มีอินเวอร์เตอร์ ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าอยู่ในช่วง 0.9 นำหน้าถึง 0.9 ตามหลัง

ทั้งนี้ผู้ขอใช้บริการสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามความต้องการของโหลด โดยมีค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.9 ตามหลัง ที่สามารถจ่ายกำลังรีแอกทีฟให้แก่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้

8.2 การควบคุมความถี่ไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะเป็นผู้ควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้อยู่ในเกณฑ์ 50±0.5 รอบต่อวินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ซิงโครไนซ์กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติ ถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง 48.00 - 51.00 รอบต่อวินาที ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องออกแบบให้ปลดเซอร์กิตเบรคเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อด้วยระบบอัตโนมัติที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันที สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องปฏิบัติตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนด

8.3 การควบคุมแรงดันกระเพื่อม

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมอุปกรณ์ ไม่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) ที่จุดต่อร่วมเกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ ตามสิ่งแนบที่ 3 ทั้งนี้ ข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้า อาจมีการปรับปรุงเป็นคราวๆไป

8.4 การควบคุมฮาร์มอนิก

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมอุปกรณ์ ที่ไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมผิดเพี้ยนเกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ ตามสิ่งแนบที่ 4 ทั้งนี้ ข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้า อาจมีการปรับปรุงเป็นคราวๆไป

8.5 การควบคุมการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการที่มีระบบอินเวอร์เตอร์ จะต้องออกแบบป้องกันการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเกินร้อยละ 0.5 ของกระแสพิกัดของอินเวอร์เตอร์

8.6 การติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ผู้ขอใช้บริการประเภทต่อไปนี้จะต้องจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power quality meter) ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ณ ตำแหน่งจุดเชื่อมต่อของผู้ขอใช้บริการ

8.6.1 ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตรวมกันเกินกว่า 1 เมกะวัตต์

8.6.2 ผู้ขอใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอินเวอร์เตอร์และมีขนาดกำลังผลิตรวมกันเกินกว่า 250 กิโลวัตต์

9. ระบบควบคุมระยะไกล

9.1 กรณีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกันมากกว่า 1 เมกะวัตต์ขึ้นไป

9.1.1 ผู้ขอใช้บริการ ต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบ และติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมทั้งระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า ตามรายละเอียดที่กำหนดในสิ่งแนบที่ 5 รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า โดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

9.1.2 อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ รวมทั้งเซอร์กิตเบรคเกอร์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้าสำหรับระบบส่ง 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

9.1.3 อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อในระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

9.2 กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

9.2.1 ผู้ขอใช้บริการที่ขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้ติดตั้งสวิตช์ตัดโหลด ต้องจัดหาและติดตั้งสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมจากระยะไกลได้ (Remote Control Switch: RCS) และเป็นชนิดที่ใช้มอเตอร์สำหรับการปลด-สับ พร้อมทั้งจัดเตรียมเทอร์มินอล (Terminal) สำหรับการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลตามอินพุต-เอาต์พุตที่กำหนดในสิ่งแนบที่ 5

9.2.2 ผู้ขอใช้บริการที่ขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดัน 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ต้องจัดเตรียมเทอร์มินอล (Terminal) สำหรับการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ตามอินพุต-เอาต์พุตที่กำหนดในสิ่งแนบที่ 5

9.2.3 ผู้ขอใช้บริการต้องยินยอมให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเข้าไปติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล พร้อมทั้งระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

9.2.4 อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ รวมทั้งเซอร์กิตเบรคเกอร์อื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้าสำหรับระบบส่ง 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

9.2.5 อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อหรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อในระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

10. ระบบการติดต่อสื่อสาร

ผู้ขอใช้บริการต้องติดตั้งช่องทางการสื่อสารโดยตรงกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอย่างน้อย 2 ช่องทาง ประกอบด้วยวิทยุสื่อสารที่มีคลื่นความถี่ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และโทรศัพท์ ยกเว้นผู้ขอใช้บริการที่เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าปริมาณ ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ให้ใช้ช่องทางการสื่อสารเป็นวิทยุสื่อสารที่มีคลื่นความถี่ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดหรือโทรศัพท์อย่างน้อย 1 ช่องทาง เพื่อใช้ในการติดต่อประสานงานระหว่างศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้ากับเจ้าหน้าที่ของผู้ขอใช้บริการ

11. การเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อที่จะเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ จากส่วนที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว จะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน โดยส่งรายละเอียดแผนการเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาก่อนจะเริ่มดำเนินการ 3 เดือน

ประกาศ ณ วันที่ 25 ธันวาคม 2551

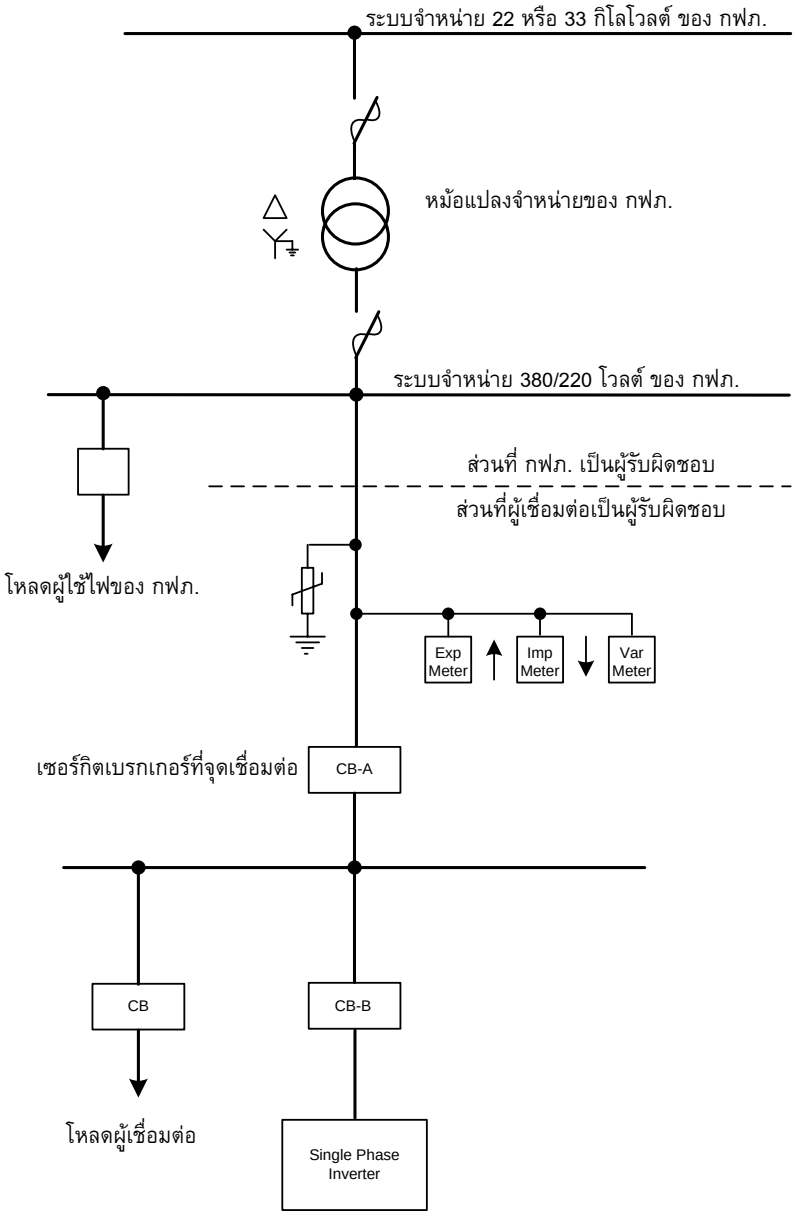
(นายอดิศร เกียรติโชควิวัฒน์)

ผู้ว่าการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สิ่งแนบที่ 1

รายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์แบบหนึ่งเฟส เชื่อมต่อกับระบบ 380/220 โวลต์ ของ กฟภ.

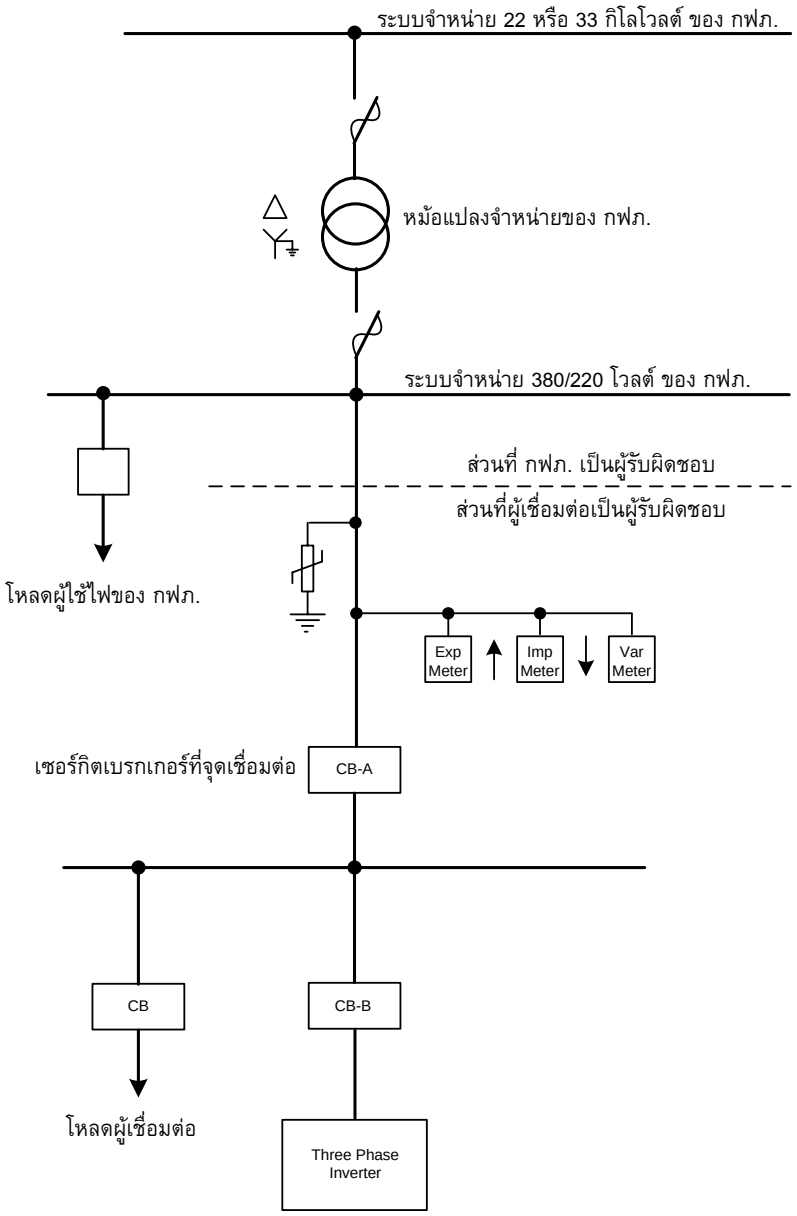


<u>หมายเหตุ</u>

อินเวอร์เตอร์แบบหนึ่งเฟสจะต้องมีหน้าที่การทำงานขั้นต่ำสำหรับ

1. ป้องกันแรงดันต่ำ / ป้องกันแรงดันเกิน (27/59)
2. ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์ (50/51 50N/51N)
3. ป้องกันความถี่ต่ำ / ป้องกันความถี่เกิน (81)
4. ซิงโครไนซ์ (25)
5. ป้องกันการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ (Anti-islanding protection) เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61727 และ IEC 62116 หรือที่ กฟภ. ยอมรับ

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์แบบสามเฟส เชื่อมต่อกับระบบ 380/220 โวลต์ ของ กฟภ.

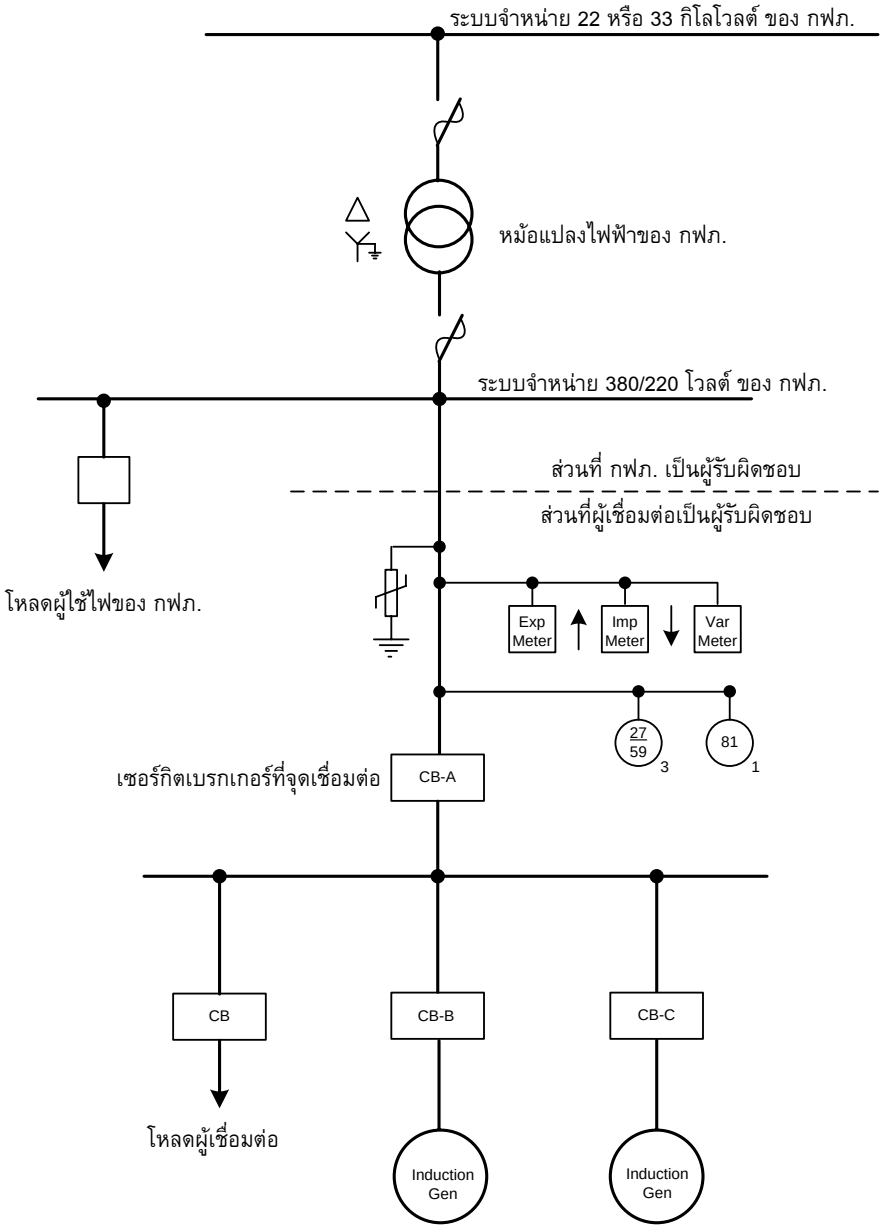


<u>หมายเหตุ</u>

อินเวอร์เตอร์แบบสามเฟสจะต้องมีหน้าที่การทำงานขั้นต่ำสำหรับ

1. ป้องกันแรงดันต่ำ / ป้องกันแรงดันเกิน (27/59)
2. ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์ (50/51 50N/51N)
3. ป้องกันความถี่ต่ำ / ป้องกันความถี่เกิน (81)
4. ซิงโครไนซ์ (25)
5. ป้องกันการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ (Anti-islanding protection) เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61727 และ IEC 62116 หรือที่ กฟภ. ยอมรับ

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ เชื่อมต่อกับระบบ 380/220 โวลต์ ของ กฟภ.

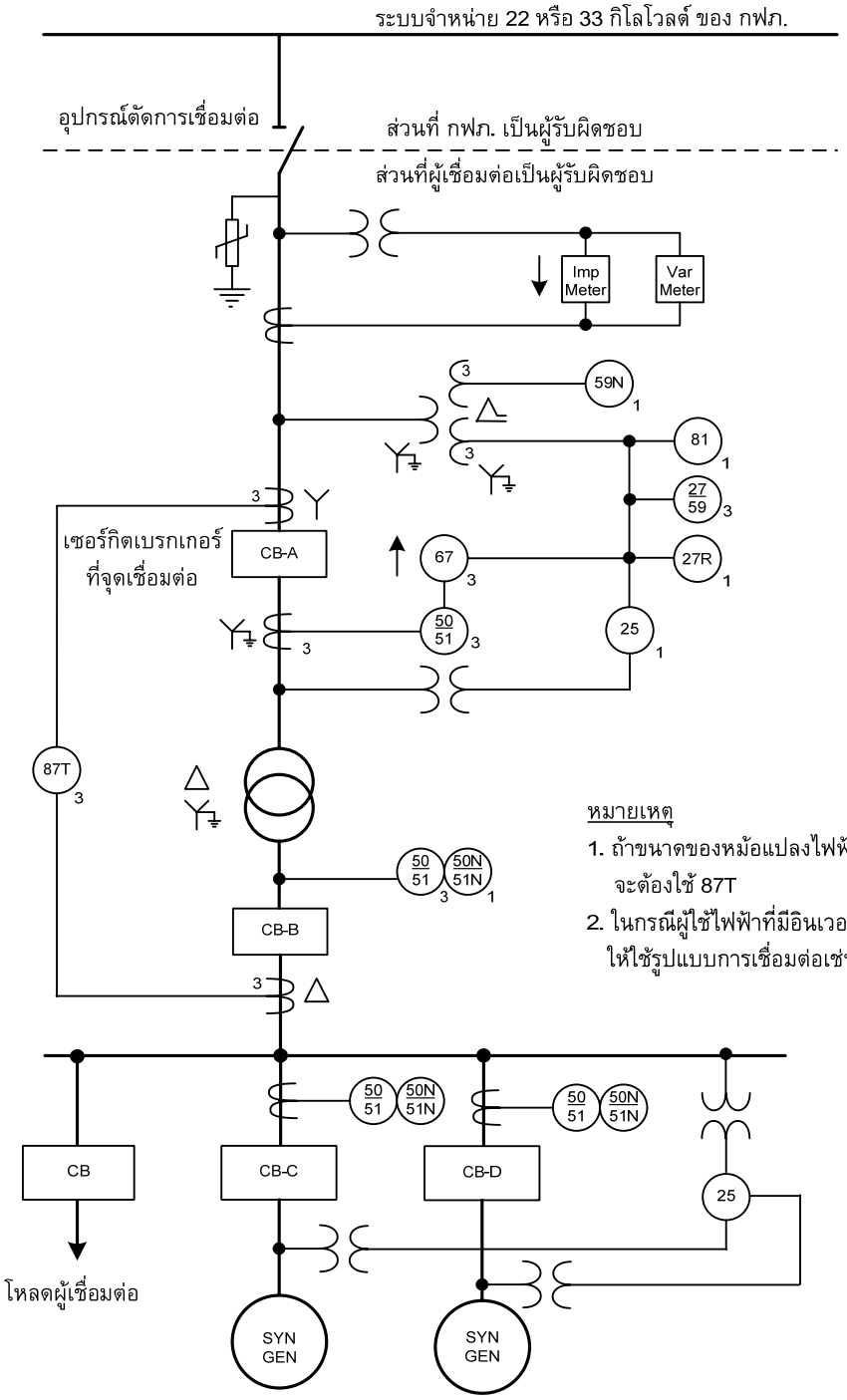


หมายเหตุ

1. ถ้ามีการติดตั้งตัวเก็บประจุให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย
2. ถ้ามีการติดตั้งตัวเก็บประจุและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำซึ่งมีโอกาสทำให้เกิดการกระตุ้นด้วยตนเอง (Self-excited) จะพิจารณาระบบป้องกันเป็นราย ๆ ไป

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.

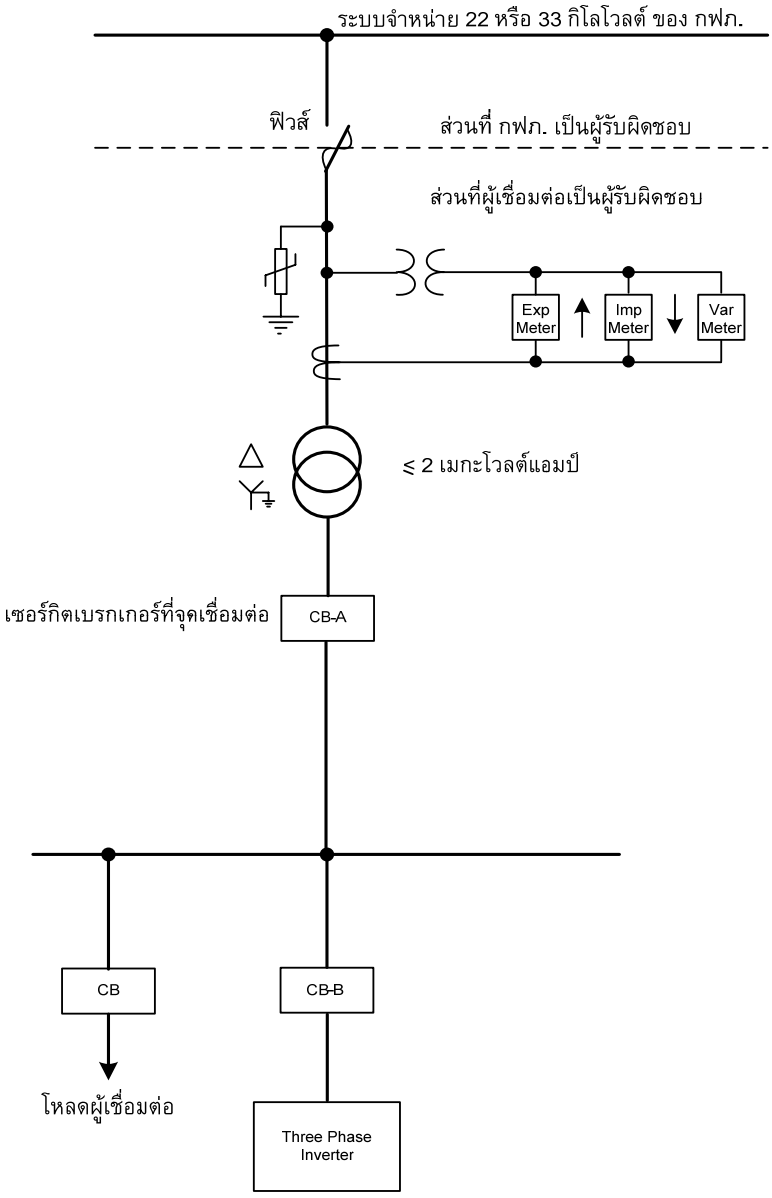


หมายเหตุ

1. ถ้าขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 MVA จะต้องใช้ 87T
2. ในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์หรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ ให้ใช้รูปแบบการเชื่อมต่อเช่นเดียวกับผู้ผลิตไฟฟ้า

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A , CB-C , CB-D
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟส	สั่งทริป CB-A
59N	รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินแบบอิมพิแดนซ์ลำดับศูนย์	สั่งทริป CB-A
67	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A
87T	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง	สั่งทริป CB-A และ CB-B

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์แบบสามเฟส เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.

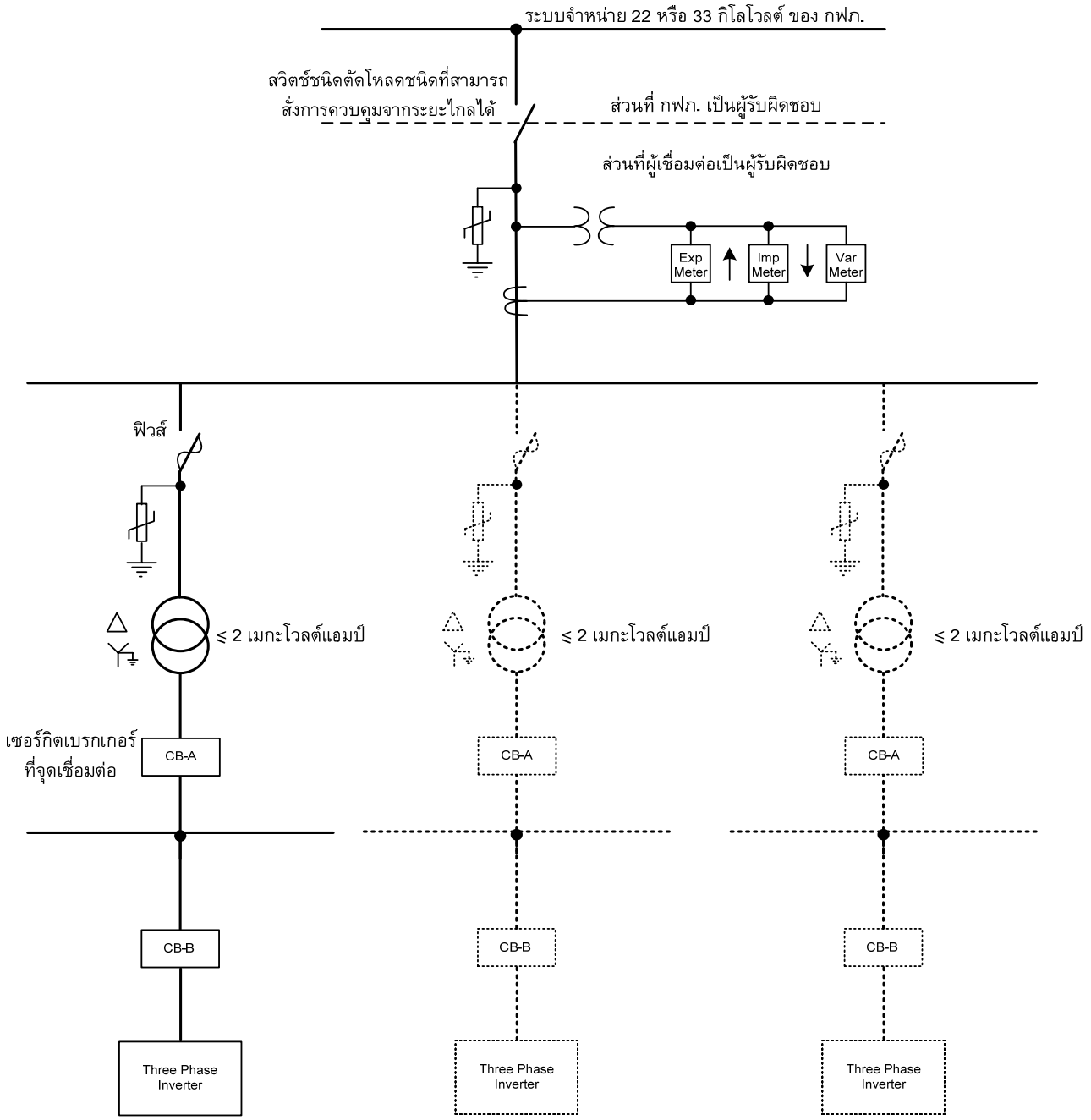


<u>หมายเหตุ</u>

อินเวอร์เตอร์แบบสามเฟสจะต้องมีหน้าที่การทำงานขั้นต่ำสำหรับ

1. ป้องกันแรงดันต่ำ / ป้องกันแรงดันเกิน (27/59)
2. ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์ (50/51 50N/51N)
3. ป้องกันความถี่ต่ำ / ป้องกันความถี่เกิน (81)
4. ซิงโครไนซ์ (25)
5. ป้องกันการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ (Anti-islanding protection) เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61727 และ IEC 62116 หรือที่ กฟภ. ยอมรับ
6. ถ้าขนาดอินเวอร์เตอร์รวมมากกว่า 2 เมกะวัตต์ หรือขนาดหม้อแปลงเครื่องหนึ่งเครื่องใดมากกว่า 2 เมกะโวลต์แอมป์ ต้องติดตั้งระบบป้องกันทางด้านแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ และสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมจากระยะไกลได้

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีอินเวอร์เตอร์แบบสามเฟส และมีหม้อแปลงไฟฟ้าหลายตัวขนานกันเชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.

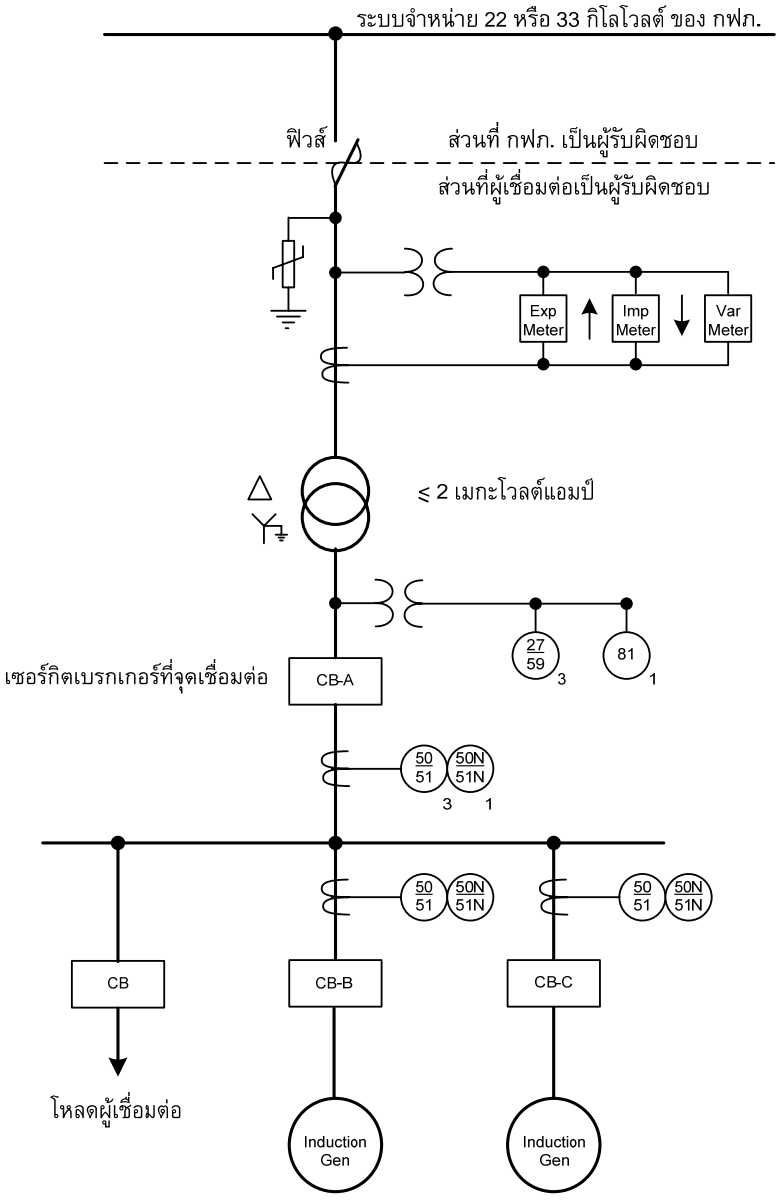


หมายเหตุ

อินเวอร์เตอร์แบบสามเฟสจะต้องมีหน้าที่การทำงานขั้นต่ำสำหรับ

1. ป้องกันแรงดันต่ำ / ป้องกันแรงดันเกิน (27/59)
2. ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์ (50/51 50N/51N)
3. ป้องกันความถี่ต่ำ / ป้องกันความถี่เกิน (81)
4. ซิงโครไนซ์ (25)
5. ป้องกันการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระ (Anti-islanding protection) เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61727 และ IEC 62116 หรือที่ กฟภ. ยอมรับ
6. ถ้าขนาดอินเวอร์เตอร์รวมมากกว่า 2 เมกะวัตต์ หรือขนาดหม้อแปลงเครื่องหนึ่งเครื่องใดมากกว่า 2 เมกะโวลต์แอมป์ ต้องติดตั้งระบบป้องกันทางด้านแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ และสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมจากระยะไกลได้

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ เชื่อมต่อกับระบบ กฟภ. 22 หรือ 33 กิโลโวลต์

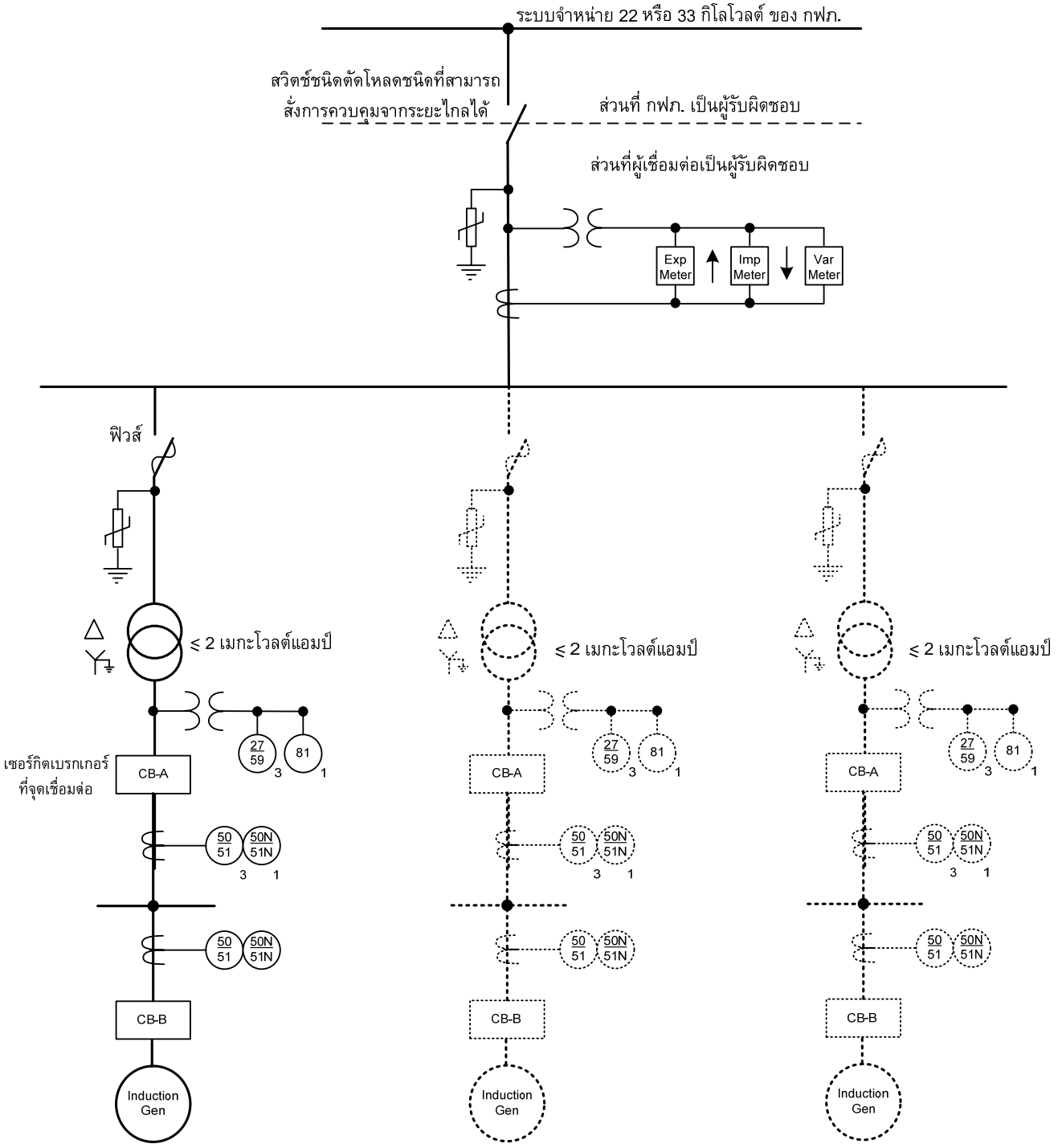


หมายเหตุ

1. ถ้ามีการติดตั้ง ตัวเก็บประจุ ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย
2. ถ้ามีการติดตั้งตัวเก็บประจุและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำซึ่งมีโอกาสทำให้เกิดการกระตุ้นด้วยตนเอง (Self-excited) จะพิจารณาระบบป้องกันเป็นราย ๆ ไป
3. ถ้าขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมมากกว่า 2 เมกะวัตต์ หรือขนาดหม้อแปลงเครื่องหนึ่งเครื่องใดมากกว่า 2 เมกะโวลต์แอมป์ ต้องติดตั้งระบบป้องกันทางด้านแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ และสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมจากระยะไกลได้

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	CB-A CB-B และ CB-C ทริป
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำ และมีหม้อแปลงไฟฟ้าหลายตัวขนานกันเชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.

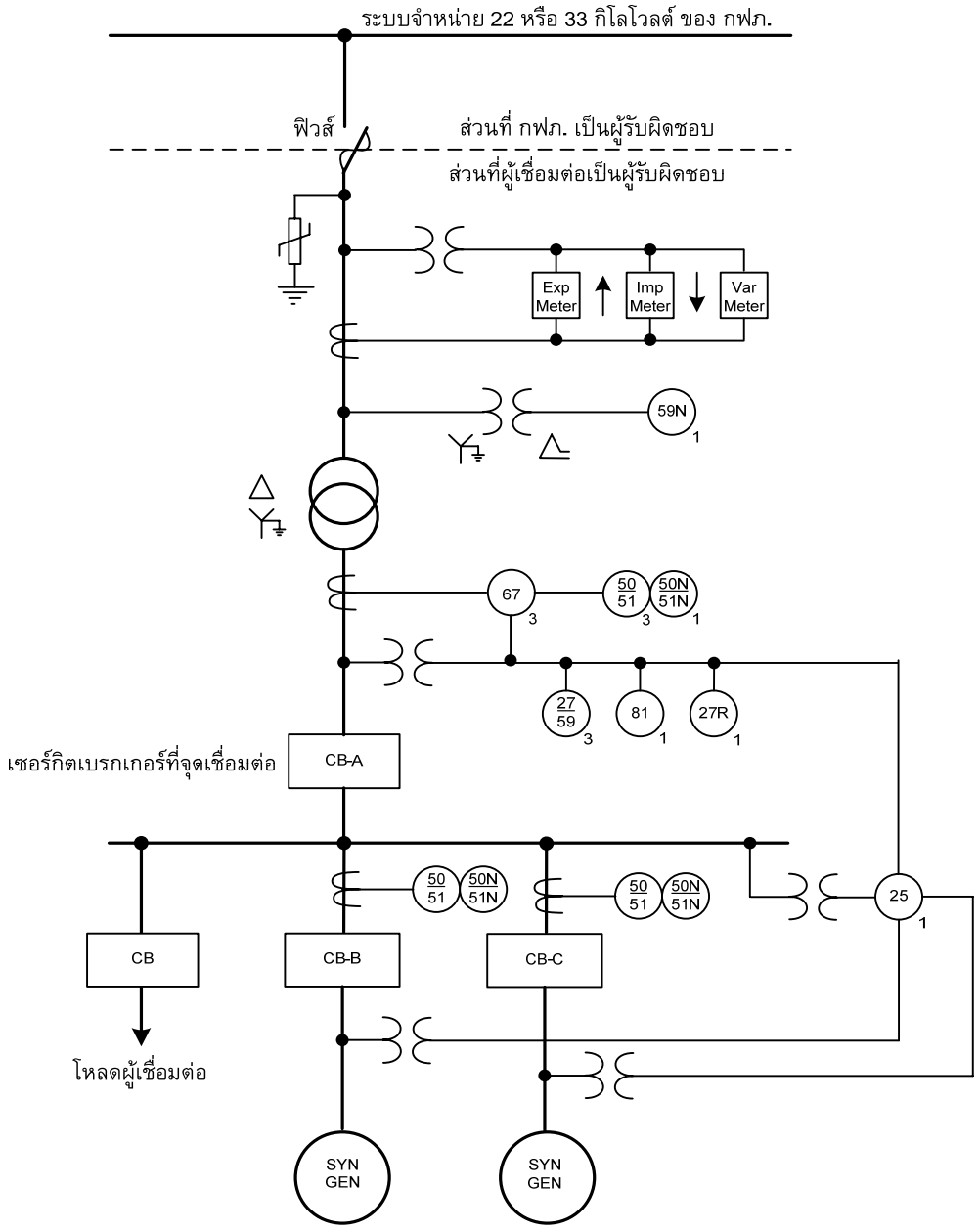


หมายเหตุ

1. ถ้ามีการติดตั้ง ตัวเก็บประจุ ให้ระบุขนาดและตำแหน่งของการติดตั้งในแบบด้วย
2. ถ้ามีการติดตั้งตัวเก็บประจุและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหนี่ยวนำซึ่งมีโอกาสทำให้เกิดการกระตุ้นด้วยตนเอง (Self-excited) จะพิจารณาระบบป้องกันเป็นราย ๆ ไป
3. ถ้าขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมมากกว่า 2 เมกะวัตต์ หรือขนาดหม้อแปลงเครื่องหนึ่งเครื่องใดมากกว่า 2 เมกะโวลต์แอมป์ ต้องติดตั้งระบบป้องกันทางด้านแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ และสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมจากระยะไกลได้

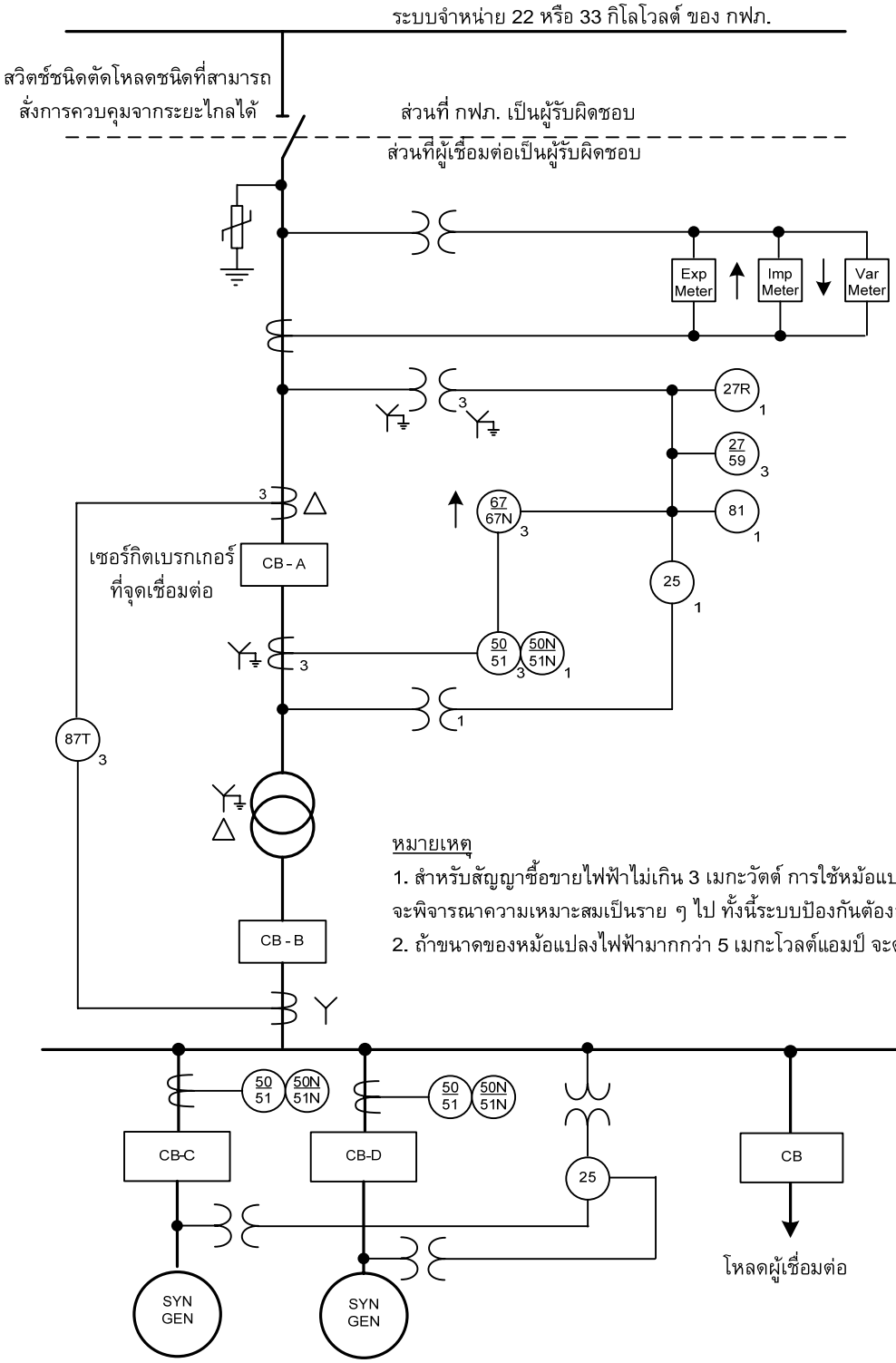
รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	CB-A CB-B และ CB-C ทริป
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสพิกัดไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.



รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A , CB-C , CB-D
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A และ CB-B
59N	รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินแบบอิมพิแดนซ์ลำดับศูนย์	สั่งทริป CB-A
67	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทาง	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสพิกัดมากกว่า 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.

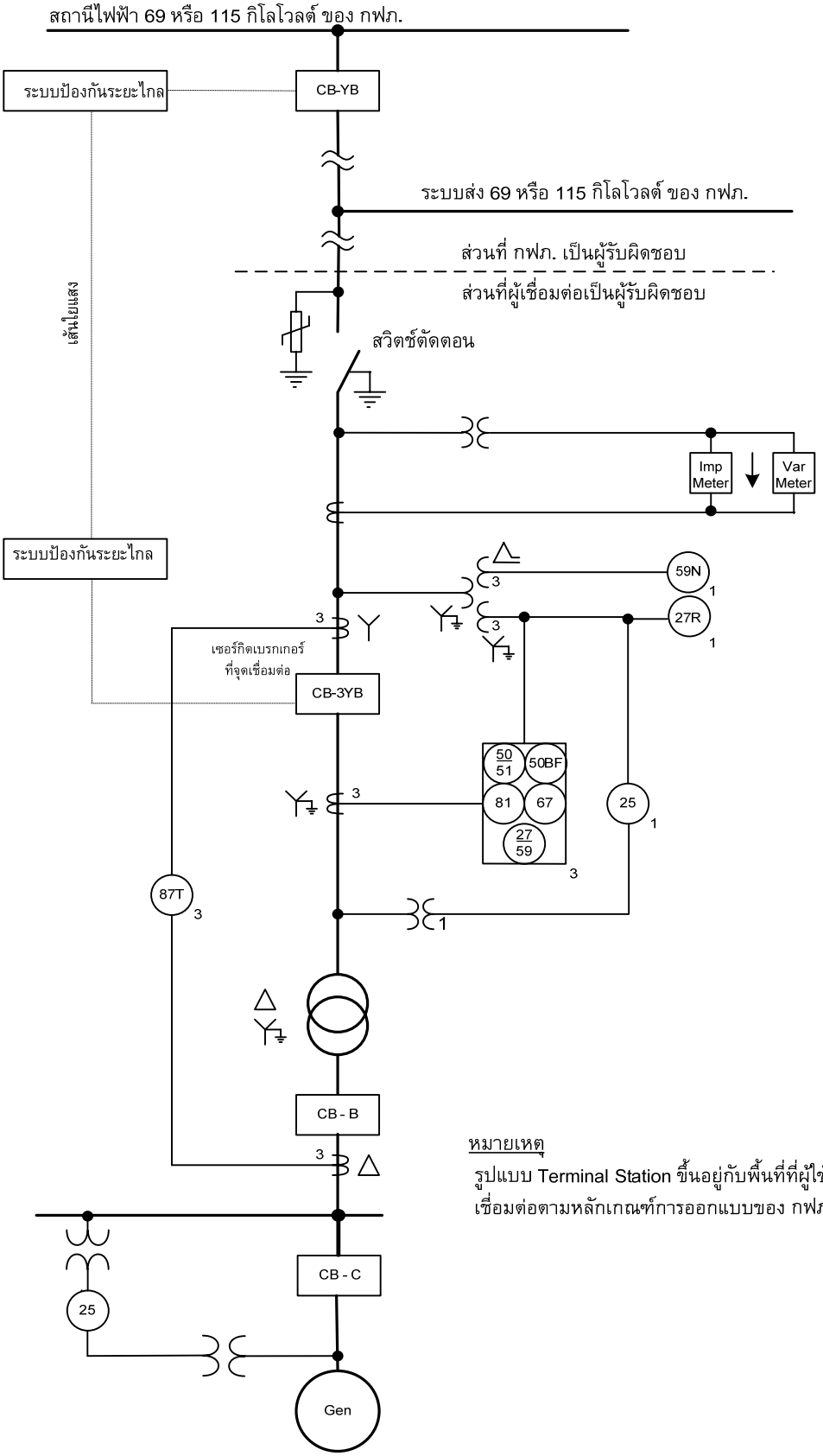


หมายเหตุ

1. สำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไม่เกิน 3 เมกะวัตต์ การใช้หม้อแปลงไฟฟ้าแบบ Dyn กฟภ. จะพิจารณาความเหมาะสมเป็นราย ๆ ไป ทั้งนี้ระบบป้องกันต้องสอดคล้องกับหม้อแปลงไฟฟ้า
2. ถ้าขนาดของหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 เมกะโวลต์แอมป์ จะต้องใช้ 87T

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A , CB-C , CB-D
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A
87T	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง	สั่งทริป CB-A และ CB-B

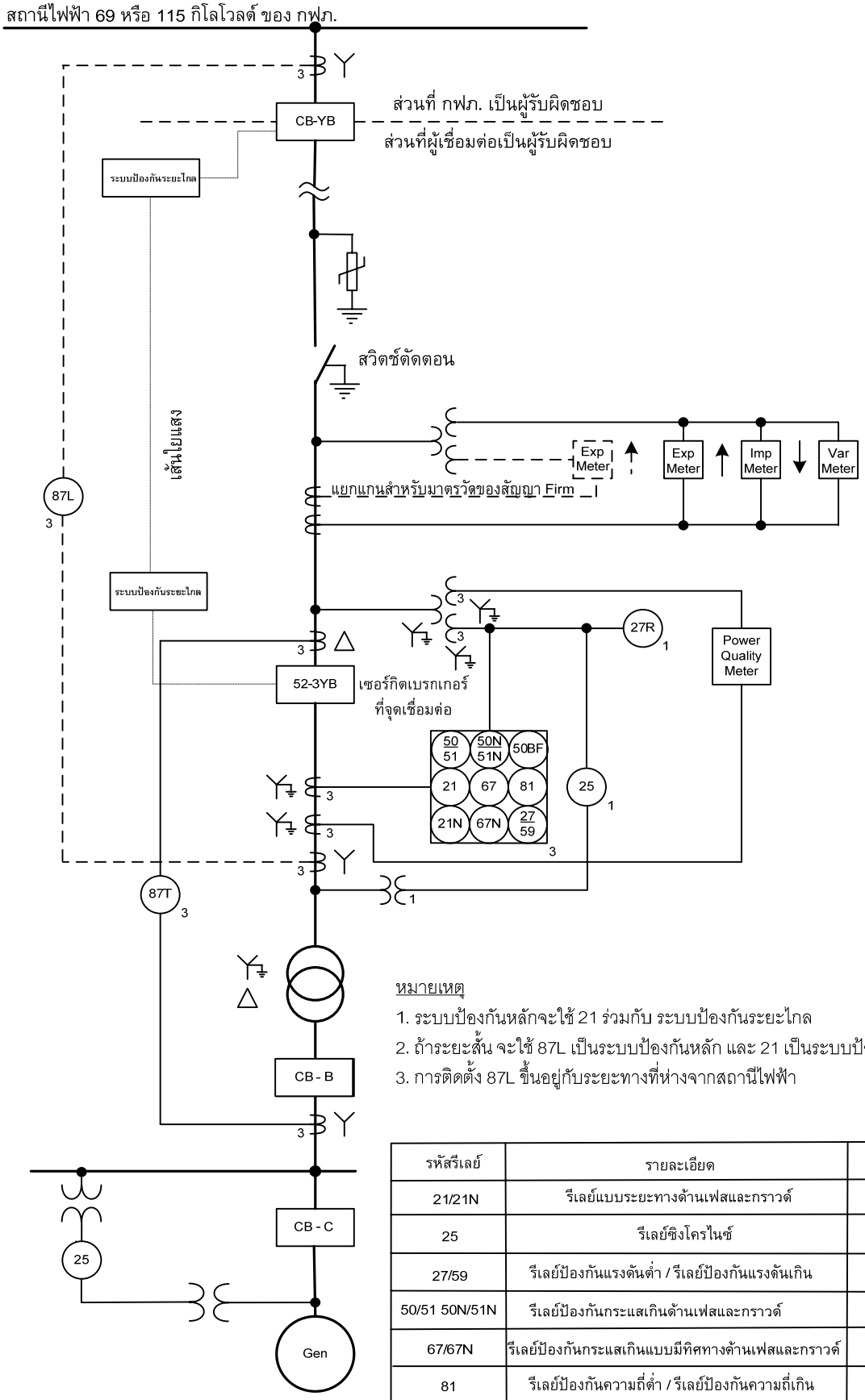
รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เชื่อมต่อกับระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.



หมายเหตุ

รูปแบบ Terminal Station ขึ้นอยู่กับพื้นที่ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเชื่อมต่อตามหลักเกณฑ์การออกแบบของ กฟภ.

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. และจ่ายไฟเข้าสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. โดยตรง

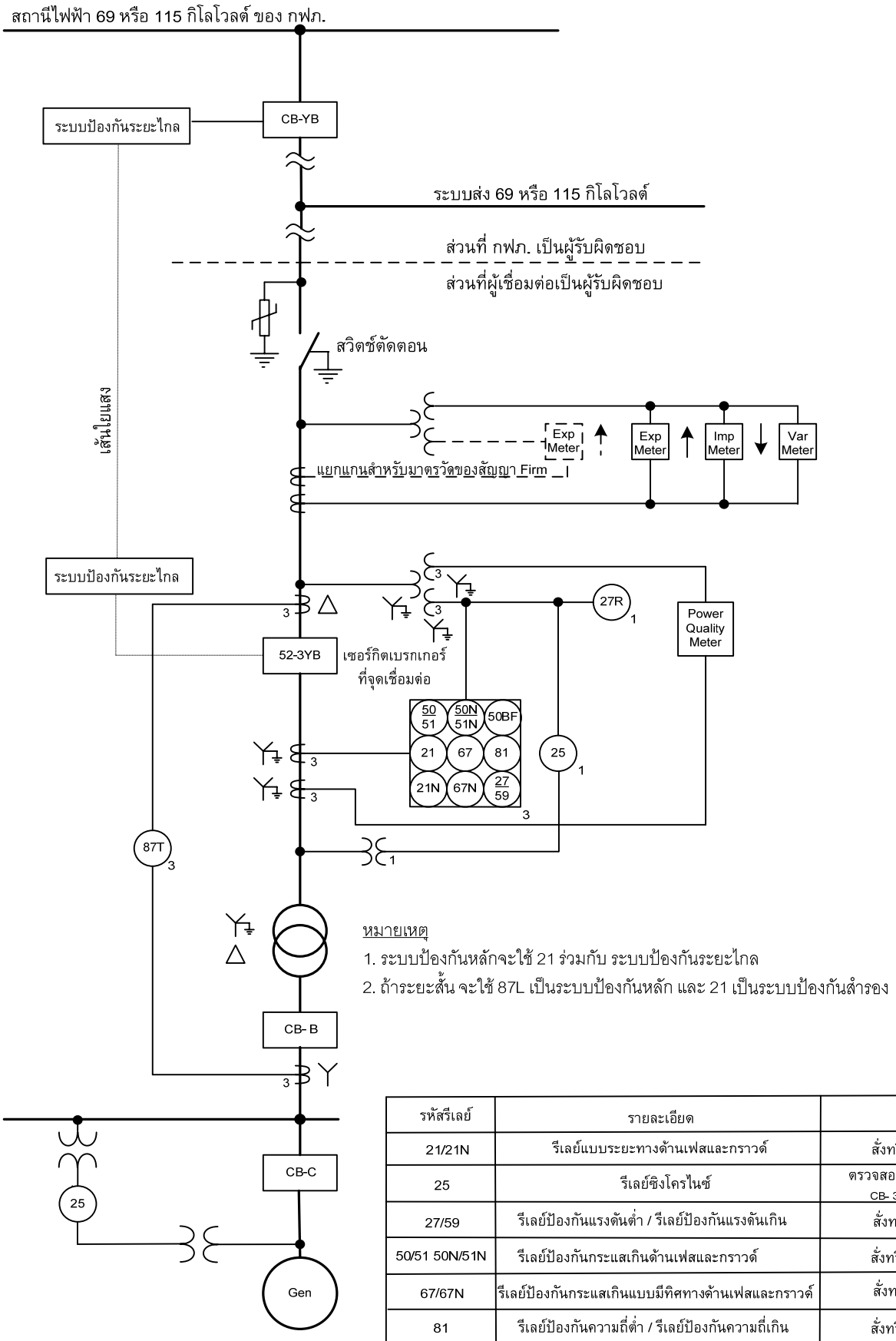


หมายเหตุ

1. ระบบป้องกันหลักจะใช้ 21 ร่วมกับ ระบบป้องกันระยะไกล
2. ถ้าระยะสั้น จะใช้ 87L เป็นระบบป้องกันหลัก และ 21 เป็นระบบป้องกันสำรอง
3. การติดตั้ง 87L ขึ้นอยู่กับระยะทางที่ห่างจากสถานีไฟฟ้า

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
21/21N	รีเลย์แบบระยะทางด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-3YB
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB- 3YB and CB-C
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-3YB
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-3YB
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-3YB
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-3YB
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-3YB
87L	รีเลย์ผลต่างสำหรับสายส่ง	สั่งทริป CB-3YB
87T	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง	สั่งทริป CB-3YB , CB-B
50BF	รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานผิดปกติ	ส่งสัญญาณเตือน CB-3YB

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.

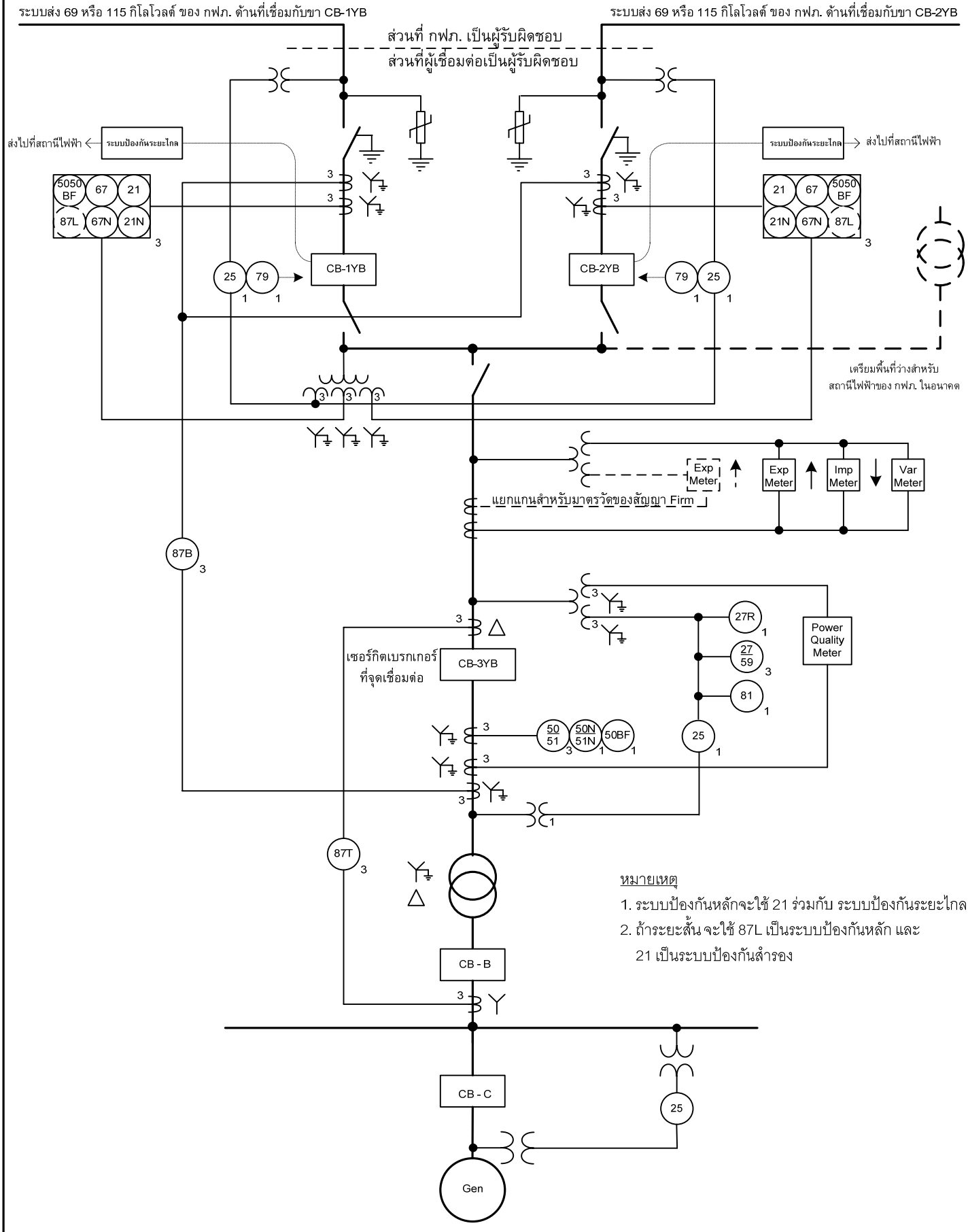


หมายเหตุ

1. ระบบป้องกันหลักจะใช้ 21 ร่วมกับ ระบบป้องกันระยะไกล
2. ถ้าระยะสั้น จะใช้ 87L เป็นระบบป้องกันหลัก และ 21 เป็นระบบป้องกันสำรอง

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
21/21N	รีเลย์แบบระยะทางด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-3YB
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB- 3YB and CB-C
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-3YB
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-3YB
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-3YB
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-3YB
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-3YB
87L	รีเลย์ผลต่างสำหรับสายส่ง	สั่งทริป CB-3YB
87T	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง	สั่งทริป CB-3YB , CB-B
50BF	รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานผิดปกติ	ส่งสัญญาณเตือน CB-3YB

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.



หมายเหตุ

1. ระบบป้องกันหลักจะใช้ 21 ร่วมกับ ระบบป้องกันระยะไกล
2. ถ้าระยะสั้น จะใช้ 87L เป็นระบบป้องกันหลัก และ 21 เป็นระบบป้องกันสำรอง

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ขายไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ.

		รีเลย์ผลต่างสำหรับบัส	ด้านที่เชื่อมโยงกับ CB-1YB			ด้านที่เชื่อมโยงกับ CB-2YB			ด้านที่เชื่อมโยงกับ CB-3YB				
			รีเลย์แบบระยะทางด้านเฟส รีเลย์แบบระยะทางด้านกราวด์	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์	รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานผิดปกติ	รีเลย์แบบระยะทางด้านเฟส รีเลย์แบบระยะทางด้านกราวด์	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์	รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานผิดปกติ	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสกราวด์	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้า	รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานผิดปกติ
รหัสรีเลย์		87B	21/ 21N	67/ 67N	50BF	21/ 21N	67/ 67N	50BF	81	27/59	50/51 50N/51N	87T	50BF
สัญญาณเตือนและแสดงผล		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
หน้าที่ของอุปกรณ์	CB-1YB	●	▲	▲	○	▲	▲	○					○
	CB-2YB	●	▲	▲	○	▲	▲	○					○
	CB-3YB	●			○			○	●	●	●	●	○
	CB-B	●			○			○				●	○

■ สัญญาณเตือนและแสดงผล

● ทริปและเปิดค้าง (Trip and lockout)

▲ ทริป และปิดกลับหรือเปิดค้าง (Breaker trip and reclose / lockout) ขึ้นอยู่กับรูปแบบระบบป้องกันของ กฟภ. ในแต่ละพื้นที่ โดย กฟภ. จะเป็นผู้พิจารณา

○ ทริป เมื่อ 50BF ส่งสัญญาณมาแจ้ง

สิ่งแนบที่ 2

รายละเอียดอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ

รายละเอียดและมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า

1. อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ

อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) ชนิดทำงานด้วยมือ (Manual) และสวิตช์ชนิดตัดโหลด (Load Break Switch) เป็นอุปกรณ์ที่จะใช้ในการแยกระบบ ระหว่างผู้ขอใช้บริการ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าในขณะที่เปิดสวิตช์ ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะเป็นผู้จัดหาสวิตช์ตัดตอนหรือสวิตช์ชนิดตัดโหลดให้แก่ผู้ขอใช้บริการ เพื่อความปลอดภัยในด้านการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงต้องสามารถมองเห็นใบมีดของสวิตช์ตัดตอนได้ในขณะปลด หากเป็นชุดสวิตช์ (Group switch) จะต้องสามารถล็อคคันโยกได้ในตำแหน่งปลดด้วย สำหรับรายละเอียดของเซอร์กิตเบรกเกอร์พิกัดแรงดันกลาง และแรงดันสูงจะต้องเป็นแบบที่มีการบำรุงรักษาน้อย และให้มีคุณสมบัติทางเทคนิคของเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นที่ยอมรับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีรายละเอียดหลัก ดังนี้

1) เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ตัวดับอาร์กชนิดสูญญากาศ หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ตัวดับอาร์กชนิดก๊าซ SF_6
2) พิกัดแรงดันตามมาตรฐานสากล
3) พิกัด short circuit breaking current in 1 second ขนาด 25 กิโลแอมป์ สำหรับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ และขนาด 31.5 กิโลแอมป์ หรือ 40 กิโลแอมป์ สำหรับระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับระดับกระแสลัดวงจร ณ จุดที่เชื่อมต่อ
4) สำหรับคุณสมบัติทางเทคนิคของเซอร์กิตเบรกเกอร์พิกัดแรงดันต่ำ (380/220 โวลต์) ให้สอดคล้องตามมาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยของสมาคมวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย (วสท.)

2. อุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ

1) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มาตรวัดคุณภาพไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพิจารณาให้ติดตั้งเป็นราย ๆ ไป ตามความเหมาะสม
2) ระบบป้องกันสามารถใช้รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง (27R) หรือเทียบเท่าได้
3) หม้อแปลงกระแสไฟฟ้าสำหรับระบบป้องกัน จะต้องใช้ Class 5P20 หรือดีกว่า

3. เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter)

1) เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องสามารถตรวจวัดและบันทึกค่าทางไฟฟ้าแบบ True RMS ทั้ง 3 เฟส โดยแบ่งเป็น 2 ประเภท คือ Profile Recording และ Event Recording
2) Profile Recording เป็นการบันทึกค่า RMS ของค่าเฉลี่ย ค่าต่ำสุด และค่าสูงสุด ต่อเนื่องทุกๆ 10 นาที ตามมาตรฐาน EN 50160 ประกอบด้วยแรงดันไฟฟ้า (Voltage), กระแสไฟฟ้า (Current), กำลังไฟฟ้าจริง (Real Power), กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power), กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power), ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor), ฮาร์มอนิกแรงดัน (Voltage Harmonics) และฮาร์มอนิกกระแส (Current Harmonics) ได้ถึงลำดับที่ 40th, ฮาร์มอนิกกำลัง (Power Harmonics) ได้ถึงลำดับที่ 11th, แรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance) ประกอบด้วย Unbalance Factor, แรงดันไฟฟ้าลำดับบวก (Positive Sequence Voltage), แรงดันไฟฟ้าลำดับลบ (Negative Sequence Voltage), แรงดันไฟฟ้าลำดับศูนย์ (Zero Sequence Voltage) และไฟกะพริบ (Flicker) ประกอบด้วย ดรรชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values , Pst), ดรรชนีไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt)
3) Event Recording เป็นการบันทึกข้อมูลรูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้าของเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า ประกอบด้วยแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage Sag/Dip) แรงดันไฟฟ้าเกินชั่วขณะ (Voltage Swell) และไฟดับช่วงสั้น (Short Interruption) โดยมีอัตราการสุ่มสัญญาณอย่างน้อย 128 samples/cycle และสามารถปรับค่า Trigger เพื่อเริ่มการบันทึกได้
4) เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องสามารถรายงานผลการตรวจวัดได้ตามมาตรฐาน EN 50160
5) เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมีหน่วยความจำภายในที่สามารถบันทึกข้อมูลการตรวจวัดเป็นระยะเวลาอย่างน้อย 30 วัน โดยข้อมูลไม่เกิดการสูญหาย
6) การใช้งานเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมีอุปกรณ์สำรองไฟ (Uninterruptible Power Supply) ซึ่งมีระยะเวลาในการสำรองไฟอย่างน้อย 15 นาที ในกรณีที่เกิดไฟดับ และเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมีฟังก์ชั่นการสตาร์ทอัตโนมัติเมื่อไฟกลับคืนมา

4. มาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า

อุปกรณ์ไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐานอ้างอิงตามรายการ หรือที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับดังนี้

อุปกรณ์ไฟฟ้า	มาตรฐานอ้างอิง
ระบบมาตรวัดไฟฟ้า (Meter)	IEC 61036 และ IEC 60687
หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer)	IEC 60044-1 สำหรับหม้อแปลงกระแสไฟฟ้า และ IEC 60044-2 สำหรับหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า หรือ ANSI C57.13
เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker)	IEC 62271-100 และ IEC 62271-200 หรือ ANSI C37.11 หรือ NEMA SG4
รีเลย์ระบบป้องกัน (Protection Relay)	IEC 60255 โดย ผู้ผลิตใน Supplier list ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคดังนี้ ABB Areva Schweitzer (SEL) และ Siemens
สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch)	IEC 62271-102 หรือ ANSI C37.30 ANSI C37.32 และ ANSI C37.34
ดรอพเอาท์ฟิวส์คัทเอาท์ (Dropout Fuse Cutout)	IEEE C37 และ ANSI C37 หรือ NEMA SG2

สิ่งแนบที่ 3

ข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

PRC - PQG - 02 / 1998

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อม เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

คณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

● การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ● การไฟฟ้านครหลวง ● การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สารบัญ

	หน้า
1. ขอบเขต	1
2. วัตถุประสงค์	1
3. มาตรฐานอ้างอิง	1
4. นิยาม	2
5. ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม	4
6. ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลายๆแหล่งกำเนิด	6
7. การบังคับใช้	12
ภาคผนวก ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม	14
เอกสารอ้างอิง	

1. ขอบเขต

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฉบับนี้จัดทำขึ้นโดยมีขอบเขตดังนี้

1.1 เพื่อเป็นข้อกำหนดกฎเกณฑ์สำหรับขีดจำกัดและวิธีการตรวจสอบแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1.2 เพื่อกำหนดมาตรการให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแก้ไขและปรับปรุงวงจรที่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนด

1.3 ข้อกำหนดนี้จะให้แนวทางเกี่ยวกับขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อมที่ยอมรับได้ที่จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling) ซึ่งเกิดจากการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งในระบบแรงสูงและแรงต่ำ

1.4 ข้อกำหนดนี้ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีพิกัดโหลดมากกว่า 3.5 kVA และก่อให้เกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงขณะใช้งานตั้งแต่ 1 ครั้งต่อวัน ถึง 1,800 ครั้งต่อนาที อุปกรณ์ดังกล่าวตัวอย่างเช่น มอเตอร์คอมเพรสเซอร์ , มอเตอร์ปั๊มต่างๆ , เครื่องเชื่อมโลหะ , เตาหลอมโลหะ , ลิฟต์ , เครื่องปรับอากาศ , มอเตอร์ และอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในขบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรมประเภทต่างๆ

2. วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) มิให้เกิดการรบกวนในระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกัน

3. มาตรฐานอ้างอิง

- A.S 2279.4-1991 Australian Standard
- Engineering Recommendation P.28 , 1989

  "Planning Limits for Voltage Fluctuations Caused by Industrial , Commercial and Domestic Equipment in The United Kingdom"

4. นิยาม

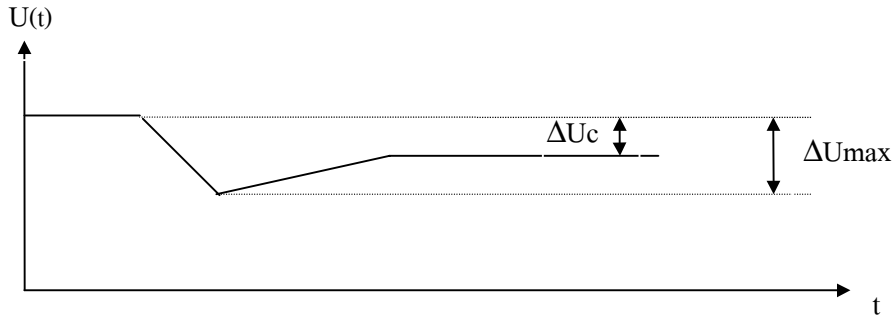
4.1 แรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) - การเปลี่ยนแปลงของค่า RMS (หรือค่า Peak) ของแรงดันระหว่างค่าระดับแรงดัน 2 ระดับใกล้กัน ซึ่งแต่ละระดับมีค่าคงที่ในระยะเวลาที่แน่นอนแต่ไม่กำหนดช่วงระยะเวลา

4.2 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) - ชุดของแรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) หรือการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่าแรงดัน RMS

4.3 แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag or Voltage Dip) - แรงดันลดลงตั้งแต่ร้อยละ 10 ในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ครึ่งไซเกิลจนถึงไม่กี่วินาที โดยเกิดเนื่องจากการเดินเครื่องของมอเตอร์หรือโหลดขนาดใหญ่ หรือเกิดความผิดพร่อง (Fault) ในระบบไฟฟ้า

4.4 แรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด (Maximum Voltage Change , ΔU_{max}) - ความแตกต่างระหว่างค่า RMS สูงสุดและต่ำสุดของลักษณะแรงดันเปลี่ยนแปลง U(t) (พิจารณารูปที่ 4-1)

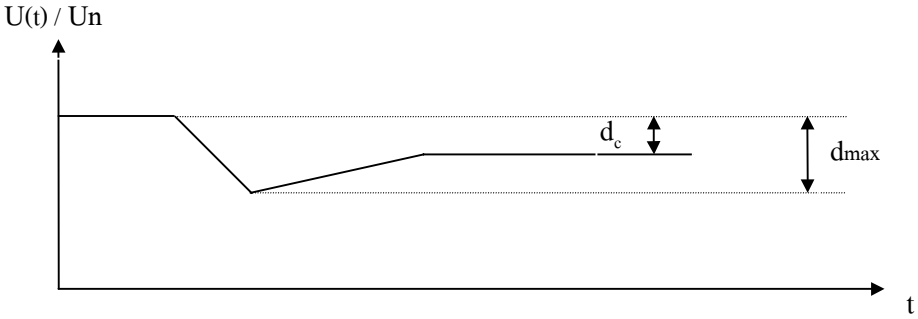
4.5 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ (Steady-State Voltage Change , ΔU_c) - ความแตกต่างระหว่างแรงดันภาวะคงที่ 2 ค่าที่อยู่ใกล้กัน แบ่งแยกโดยแรงดันเปลี่ยนแปลงอย่างน้อย 1 ชุด (พิจารณารูปที่ 4-1)



รูปที่ 4-1 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงแบบต่างๆ

4.6 แรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์สูงสุด (Maximum Relative Voltage Change , d_{max}) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ΔU_{max} กับแรงดัน Nominal ของระบบ , Un (พิจารณารูปที่ 4-2)

4.7 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่สัมพัทธ์ (Relative Steady-State Voltage Change , d_c) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ ΔU_c กับแรงดัน Nominal ของระบบ , Un (พิจารณารูปที่ 4-2)



รูปที่ 4-2 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์แบบต่างๆ

4.8 ไฟกะพริบ (Flicker) - ความรู้สึกในการมองที่ไม่สม่ำเสมอ เนื่องจากการกระตุ้นจากระดับของแสงสว่างที่มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามเวลา โดยเกิดจากการป้อนแรงดันกระเพื่อมให้กับหลอด Coiled-Coil Filament 230 V / 60 W

4.9 เครื่องวัดไฟกะพริบ (Flickermeter) - เครื่องมือที่ออกแบบสำหรับใช้วัดปริมาณที่เกี่ยวข้องกับไฟกะพริบ (โดยปกติใช้วัดค่า Pst และ Plt)

4.10 ดรรชนีไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values , Pst) - ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกะพริบในช่วงเวลาสั้นๆ(10 นาที)

4.11 ดรรชนีไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt) - ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกะพริบในระยะยาว (2-3 ชั่วโมง) โดยหาได้จากค่า Pst ตามสูตร

$$\sqrt[3]{\frac{1}{n}\sum_{j=1}^{j=n}(Pst_j)^3}$$

n = จำนวนของค่า Pst ในช่วงระยะเวลาที่หาค่า Plt

ช่วงระยะเวลาที่แนะนำ คือ 2 ชั่วโมง ดังนั้น n = 12

4.12 จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling ,PCC) - ตำแหน่งในระบบของการไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สุด ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้

4.13 เครื่องมือที่เคลื่อนย้ายได้ (Portable Tool) - อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถยกหรือจับถือได้ในช่วงเวลาการทำงานปกติ และใช้งานในช่วงเวลาสั้นๆเท่านั้น (2-3 นาที)

4.14 อุปกรณ์สามเฟสสมดุล (Balanced Three-Phase Equipment) - อุปกรณ์ที่มีพิกัดกระแสในสายเส้นไฟ (Line) ของแต่ละเฟสต่างกันไม่เกินร้อยละ 20

5. ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม

ในการประเมินแรงดันกระเพื่อม แบ่งเป็น 3 ขั้นตอน ตามขนาดของโหลดในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1

โหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม คิดเป็น เควีเอ. น้อยกว่า 0.002 เท่าของพิกัดเควีเอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้เลย โดยไม่ต้องผ่านการตรวจสอบค่าแรงดันกระเพื่อม

ขั้นตอนที่ 2

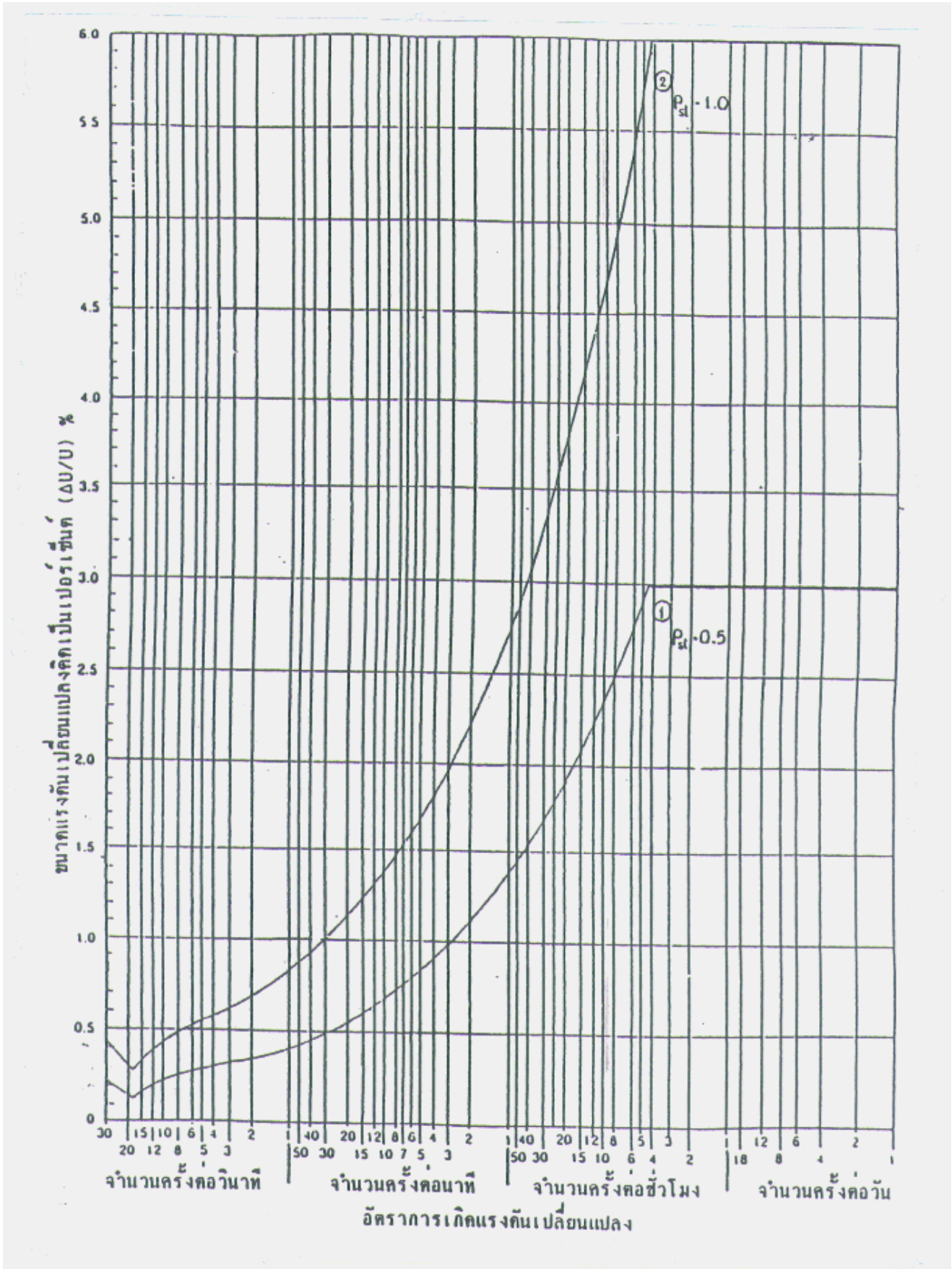
ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม คิดเป็นเควีเอ. อยู่ระหว่าง 0.002-0.03 เท่าของพิกัด เควีเอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้โดยมีข้อจำกัดดังนี้

- ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง (Magnitude and Rate of Occurrence of Voltage Change) ของอุปกรณ์แต่ละตัว (Individual Load) จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 1ในรูปที่ 5-1
- สำหรับอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน ที่มีรูปแบบที่ไม่แน่นอน ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst) ของอุปกรณ์จะต้องไม่เกิน 0.5

ขั้นตอนที่ 3

ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้า ในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมมีค่าเกินขีดจำกัดในขั้นตอนที่ 2 จะต้องมาดำเนินการตรวจสอบในขั้นตอนที่ 3 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ตรวจสอบระบบเดิม (Background) ว่ามีขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงมากน้อยเพียงใด หรือถ้าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม เป็นแบบไม่แน่นอนก็ให้ใช้วิธีตรวจวัดค่า Pst
- นำผลการตรวจสอบขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง หรือผลการตรวจวัดค่า Pst ในระบบเดิมมารวมกับขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงหรือค่า Pst ของอุปกรณ์ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบผลลัพธ์ที่ได้ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนด ในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลาย ๆ แหล่งกำเนิดตามข้อ 6



รูปที่ 5-1 รูปกราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง

6. ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลาย ๆ แหล่งกำเนิด

การรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดจากหลายแหล่ง สามารถนำเอาวิธีการทางสถิติ มาใช้ในการคำนวณหาค่าระดับแรงดันกระเพื่อมได้ดังนี้

6.1 กรณีที่สามารถรู้ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

1) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ มีขนาดเท่ากัน แต่เกิดขึ้นไม่พร้อมกัน หรือมีวงจรอินเตอร์ล็อค ป้องกันมิให้เกิดขึ้นพร้อมกัน ค่าอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงรวม จะเท่ากับผลรวมของอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่
2) ถ้าแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบเกิดขึ้นพร้อมกัน ขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงรวมจะเท่ากับผลรวมของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่
3) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม หรืออุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบอันใดอันหนึ่ง มีขนาดน้อยมากให้ตัดทิ้งได้ไม่ต้องนำมาคิด

   ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง ที่หามาได้ใหม่ตามที่กล่าวมาแล้วทั้ง 3 ข้อ เมื่อนำมาพิจารณากับรูปกราฟ จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 จึงจะยอมให้ต่ออุปกรณ์ตัวใหม่เข้าระบบของการไฟฟ้าได้
4) ถ้าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ ไม่สามารถรวมกันได้ตามหลักเกณฑ์ในทั้ง 3 ข้อดังกล่าวแล้ว ให้ใช้วิธีการประเมินดังนี้

   ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงหลายค่า ที่เกิดจากแหล่งกำเนิดเดียวหรือหลายแหล่งกำเนิด สามารถประยุกต์ใช้ได้กับกราฟในรูปที่ 5-1 ได้ โดยค่า $\sqrt[m]{R_1^{\,m} + R_2^{\,m} + \ldots + R_N^{\,m}}$ ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 จึงจะยอมให้อุปกรณ์ตัวใหม่ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้

   เมื่อ Ri คือ อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงแต่ละค่าที่เกิดจากแหล่งกำเนิด i ต่อขนาดของค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงเดียวกัน และใช้ค่า m เท่ากับ 2

6.2 กรณีที่ไม่สามารถรู้ค่าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

1) ตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ โดยใช้ Flickermeter ตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst)

2) นำค่า Pst มารวมกันตามสูตรดังนี้ โดยค่า Pst ที่คำนวณได้จะต้องมีค่าไม่เกินในตารางที่ 6-1

$$Pst_t = \sqrt[m]{(Pst_1)^m + (Pst_2)^m + ... + (Pst_3)^m}$$

ค่าของ m ขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อม โดยมีข้อแนะนำดังนี้

m = 4 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทเตาหลอม (Arc Furnace) ที่มีการทำงานในช่วงการหลอมละลายไม่พร้อมกัน

m = 3 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกือบทุกประเภท โดยคาดว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีน้อย หากไม่แน่ใจว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีมากน้อยเพียงใดก็ให้ใช้ค่านี้ได้

m = 2 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีโอกาสจะเกิดการทำงานพร้อมกันบ่อยครั้ง

m = 1 ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการทำงานพร้อมกัน

3) นำค่า Pst ที่ได้มาคำนวณหาค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt) ตามสูตรดังนี้

$$Plt = \sqrt[3]{\frac{1}{n}\sum_{j=1}^{j=n}(Pst_j)^3}$$

เมื่อ n คือจำนวนค่า Pst ในช่วงเวลาที่ตรวจวัด ซึ่งช่วงเวลาที่ใช้ ปกติประมาณ 2 ชั่วโมง ดังนั้นค่า n จึงเท่ากับ 12 ค่า Plt ที่คำนวณได้ จะต้องไม่เกินค่าในตารางที่ 6-1

ถ้าผลการตรวจเช็คหรือตรวจวัดเกินข้อกำหนดในขั้นที่ 3 จะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขเพื่อมิให้ค่าแรงดันกระเพื่อมเกินข้อกำหนดดังกล่าวแล้ว โดยอาจจะใช้วิธีการต่าง ๆ ดังนี้

1) ปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยอาจจะก่อสร้างวงจรเฉพาะ

2) ปรับปรุงวิธีการเดินเครื่องจักร โดยไม่ให้เดินเครื่องจักรหลาย ๆ เครื่องพร้อมกัน หรืออาจจะใช้วิธีการควบคุมการเปลี่ยนแปลงของแรงดันให้เป็นแบบลาดเอียง (Ramp Change)

3) ปรับปรุงคุณลักษณะของโหลด

4) ติดตั้งอุปกรณ์จำกัดแรงดันกระเพื่อม

5) จำกัดเวลาเดินเครื่องจักรบางประเภท

6) ปรับปรุงเพื่อเพิ่ม Fault Level ของระบบ

<u>หมายเหตุ</u> ทั้งนี้ข้อกำหนดดังกล่าวแล้วทั้งหมด มิได้รับประกันว่าจะไม่เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟข้างเคียงหาก เป็นแต่เพียงมาตรการเพื่อควบคุมมิให้เกิดผลกระทบที่รุนแรงเท่านั้น ดังนั้นหลังจากการติดตั้งใช้งานจริงแล้ว หากพบว่ายังมีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟข้างเคียงอยู่อีก ก็จะต้องปรับปรุงแก้ไขจนเป็นที่ยอมรับกันได้

ตารางที่ 6-1

ขีดจำกัดสำหรับ

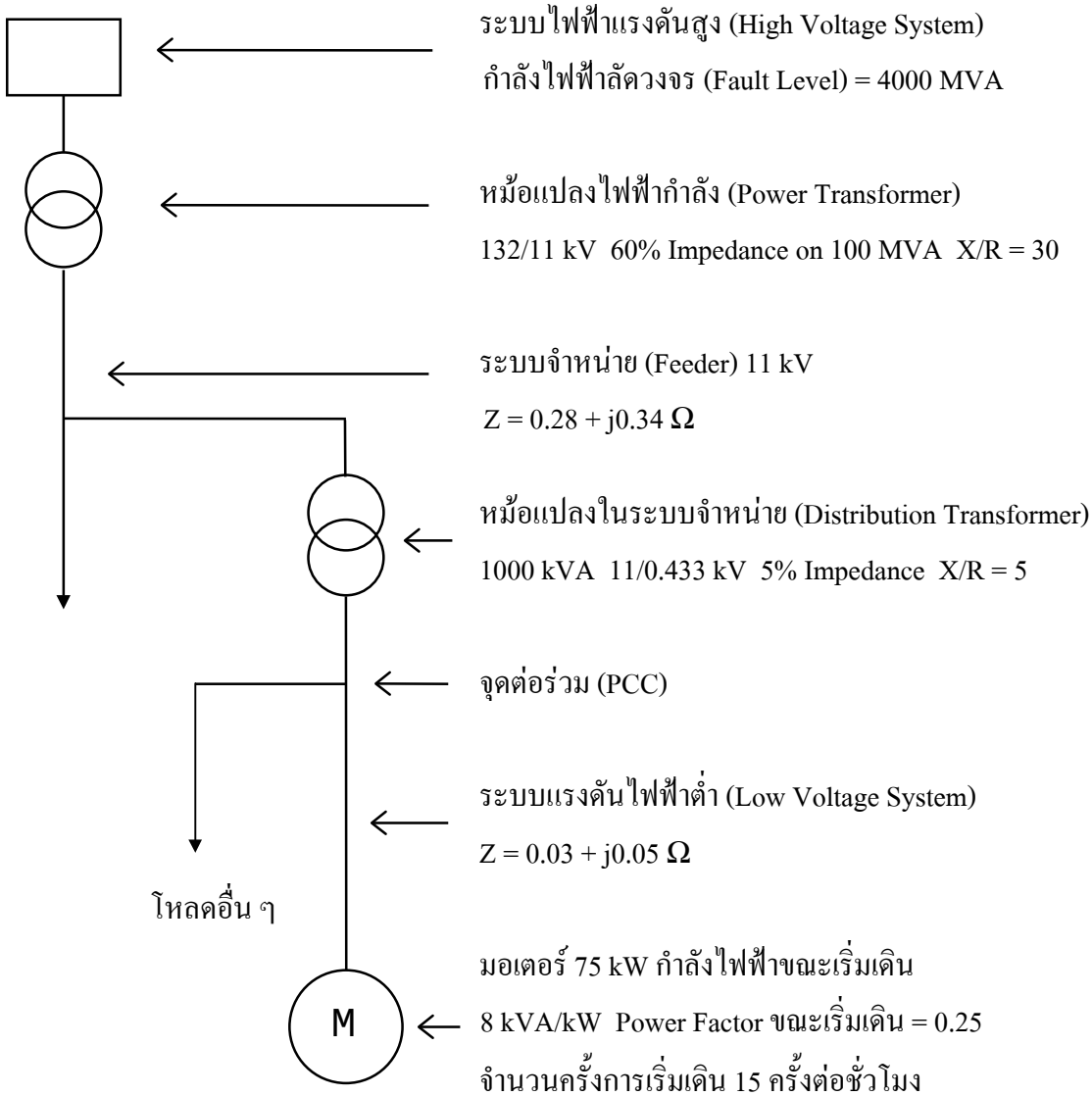
ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt)

เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

ตัวอย่างการคำนวณ

กำหนดค่าตัวแปรและลักษณะของวงจรดังรูปที่ 6-1



รูปที่ 6-1 แสดงแผนผังวงจร

ขั้นตอนที่ 1 การหาค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม ที่ค่า Base 100 MVA

1) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าแรงดันสูง

$$Z_{pu} = \frac{Z_{S/C}}{Z_B} = \frac{\left(kV_{S/C}\right)^2}{MVA_{S/C}} \times \frac{MVA_B}{\left(kV_B\right)^2}$$

$$Z_{pu} = j\frac{MVA_B}{MVA_{S/C}} = j\frac{100}{4000} = j0.025 \quad \text{pu}$$

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

$$\frac{60}{100} \times \frac{1 + j30}{\sqrt{1 + 30^2}} = 0.020 + j0.600 \quad \text{pu}$$

3) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจำหน่าย 11 kV

$$\frac{100}{11^2}\left(0.28 + j0.34\right) = 0.231 + j0.281 \quad \text{pu}$$

4) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย

$$\frac{5}{100} \times \frac{100}{0.1} \times \frac{1 + j5}{\sqrt{1 + 5^2}} = 0.981 + j4.903 \quad \text{pu}$$

5) ค่าอิมพีแดนซ์รวม ณ จุดต่อร่วม

0.000 + j0.025

0.020 + j0.600

0.231 + j0.281

<u>0.981 + j4.903</u>

<u>1.232 + j5.809</u>

$Z_1 = 1.232 + j5.809$ pu

$\left|Z_1\right| = 5.938$ pu

6) กำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

จากสมการในขั้นตอนที่ 1

$$\left|Z_{pu}\right| = \frac{MVA_B}{MVA_{S/C}}$$

$$MVA_{S/C} = \frac{MVA_B}{Z_{pu}} = \frac{100}{5.938} = 16.8 \quad MVA$$

กำลังไฟฟ้าลัดวงจร = 16.8 MVA

ขั้นตอนที่ 2 การหาค่าอัตราส่วนกำลังไฟฟ้า ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ต่อกำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

$$\text{อัตราส่วน} = \frac{8kVA/kW \times 75kW}{16.8\,MVA \times 1000}$$

$$= 0.0357$$

อัตราส่วนนี้มีค่าเกิน 0.03 ดังนั้นการต่อมอเตอร์เข้าในระบบจะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนที่ 3

ขั้นตอนที่ 3 การหาค่าแรงดันเปลี่ยนแปลง ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ ณ จุดต่อร่วม

1) ค่าอิมพีแดนซ์ขณะเริ่มเดินมอเตอร์

$$\frac{100\,MVA \times 1000}{8kVA/kW \times 75kW}(0.25 + j0.9682) = 41.667 + j161.367 \quad \text{pu}$$

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบแรงต่ำ

$$\frac{100}{0.433^2}(0.03 + j0.05) = 16.001 + j26.668 \quad \text{pu}$$

3) ค่าอิมพีแดนซ์รวมทางด้านโหลดของจุดต่อร่วม

$$41.667 + j161.367$$

$$\underline{16.001 + j26.668}$$

$$\underline{57.668 + j188.035}$$

$$Z_2 = 57.668 + j188.035 \quad \text{pu}$$

$$|Z_2| = 196.679 \quad \text{pu}$$

$$Z_1 + Z_2 = 58.900 + j193.844 \quad \text{pu}$$

$$|Z_1 + Z_2| = 202.595 \quad \text{pu}$$

4) ค่าแรงดันขณะเริ่มเดินมอเตอร์ ณ จุดต่อร่วม

$$= \left|\frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}\right| \times 100\%$$

$$= \frac{196.679}{202.595} \times 100\%$$

$$= 97.08\%$$

5) ดังนั้นค่าแรงดันเปลี่ยนแปลง ณ จุดต่อร่วม

$$= 100\% - 97.08\%$$

$$= 2.92\%$$

การพิจารณา

- **กรณีที่ 1** ระบบเดิมไม่มีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม จากกราฟในรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งต่อชั่วโมงเท่ากับร้อยละ 4.2 ดังนั้นจึงยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้
- **กรณีที่ 2** หากระบบเดิมมีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมอยู่แล้ว โดยมีค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดร้อยละ 2 และมีอัตราการเกิด 12 ครั้งต่อชั่วโมง

  จากกราฟรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งและ 12 ครั้งต่อชั่วโมง เท่ากับร้อยละ 4.2 และร้อยละ 4.5 ตามลำดับ

  อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นจริง ต่อขนาดของค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งและ 12 ครั้งต่อชั่วโมง มีค่าเท่ากับ (2.92 / 4.2) = 0.69 และ (2 / 4.5) = 0.44 ตามลำดับ

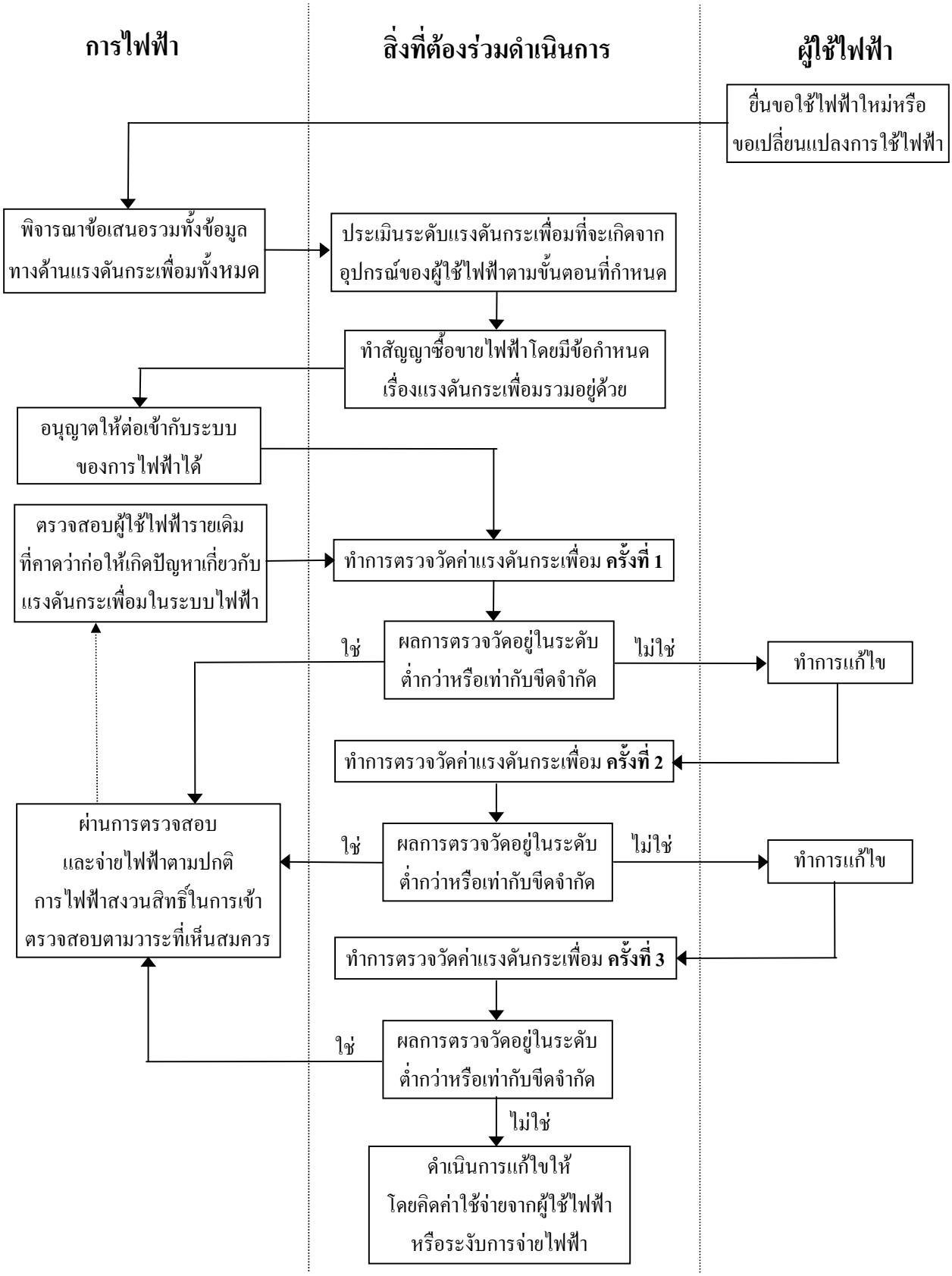
  จากข้อกำหนดค่า $\sqrt[m]{R_1^{\,m} + R_2^{\,m} + \ldots + R_N^{\,m}}$ ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 (โดยที่ m = 2)

  ดังนั้น $\sqrt{R_1^{\,2} + R_2^{\,2} + \ldots + R_N^{\,2}} = \sqrt{0.69^2 + 0.44^2}$

  $= 0.81$

  จากผลการตรวจสอบดังกล่าวจึงสามารถยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้

7. การบังคับใช้



รูปที่ 7-1 Flow Chart แสดงวิธีการบังคับใช้

7.1 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้ว จะไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าฯ ขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้า หากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

7.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 7.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ

7.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าฯ ตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้น ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าว หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าฯ จะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้ไฟฟ้า หรืองดการจ่ายไฟฟ้า

ภาคผนวก

ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม

ผ.1 อุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม

- Flickermeter ตามมาตรฐาน IEC 868
- Disturbance Recorder

ผ.2 วิธีการวัด

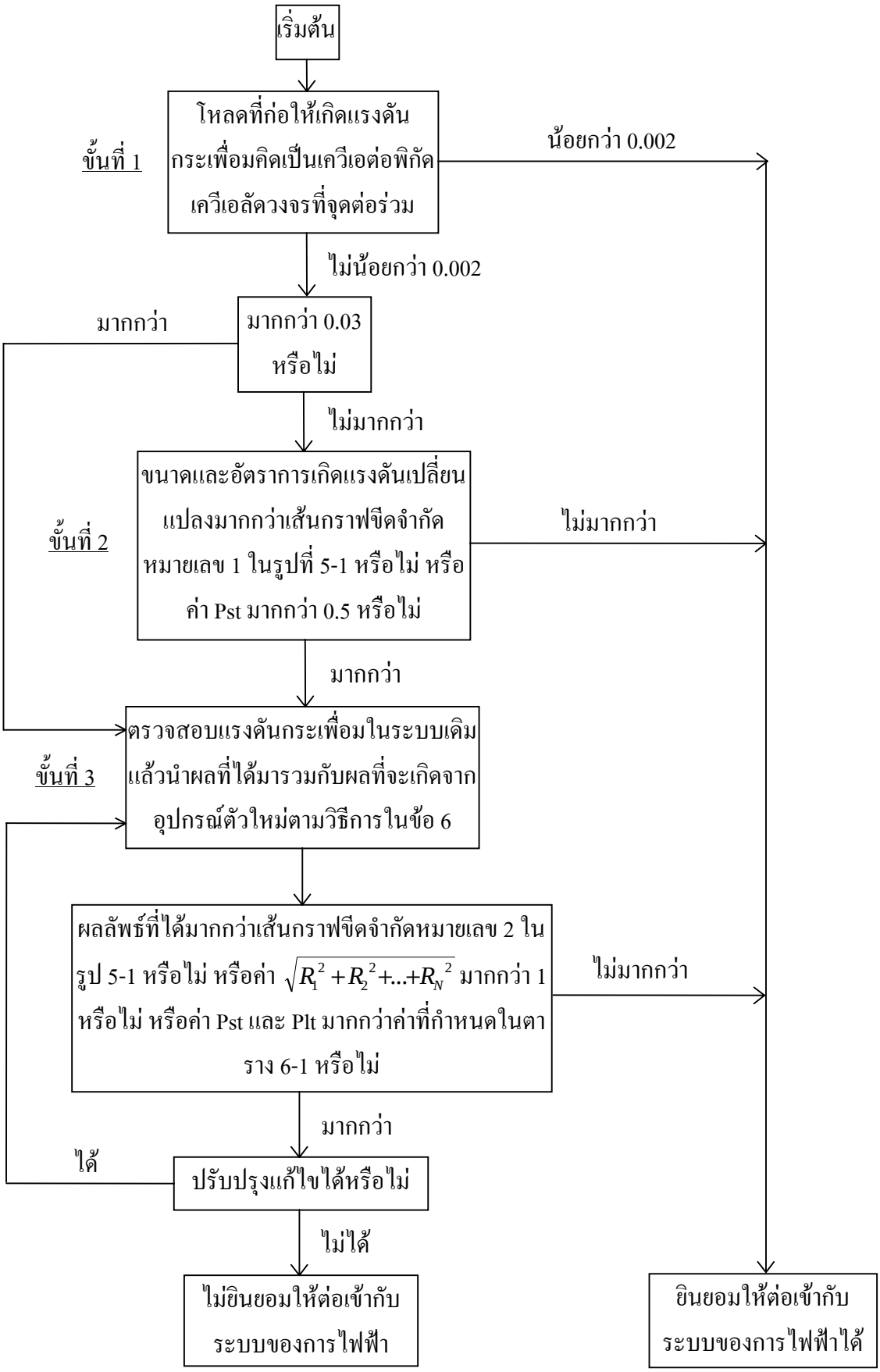
- วัดโดยตรงใช้ Flickermeter ไปตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) ที่จุด PCC (Point of Common Coupling)
- วัดทางอ้อม Disturbance Recorder ไปตรวจวัดค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงที่จุด PCC แล้วนำผลที่ได้ไปตรวจสอบกับรูปกราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง

ผ.3 ข้อกำหนดในการวัด

- อุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งเพิ่มของผู้ใช้ไฟเดิม หรืออุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งของผู้ใช้ไฟรายใหม่ ถ้าผลการพิจารณาในเบื้องต้นก่อนการติดตั้งใช้งานปรากฏว่าเกินข้อจำกัด (Limit) ในขั้นตอนที่ 2 (Stage 2) แต่ยอมรับได้ในชั้นตอนที่ 3 (Stage 3) ควรจะต้องไปตรวจวัดหลังการติดตั้งใช้งานไปแล้ว 3 ถึง 6 เดือน
- การวัดจะไม่รวมเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น กรณีเกิดฟอลต์ในระบบสายส่งหรือสายจำหน่าย หรือระบบการผลิตขัดข้อง
- ระยะเวลาในการวัดต้องนานพอจนครบวงรอบ หรือคาบเวลาการเดินเครื่องจักร ปกติ 1 วัน หรือ 1 อาทิตย์ในกรณีที่เป็นโหลดเตาหลอมไฟฟ้า
- ต้องวัดให้ครบทุกเฟส เพื่อจะได้ทราบว่าเฟสไหนมีความรุนแรงต่างกันอย่างไร
- การวัดในระบบแรงดันสูงผ่านอุปกรณ์แปลงแรงดันให้ตระหนักถึงความสัมพันธ์ของเฟสที่จะวัดว่าสอดคล้องกับเฟสเทียบกับจุดนิวตรอลในระบบแรงดันต่ำหรือไม่ เพราะผลกระทบที่แท้จริงจะเกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทแสงสว่าง ซึ่งจะต่ออยู่ระหว่างสายเฟสกับสายนิวตรอล ดังนั้นในการวัดให้วัดแรงดันระหว่างเฟสกับนิวตรอล

ผ.4 แผนผังลำดับขั้นตอนในการตรวจสอบ

ขั้นตอนการตรวจสอบเบื้องต้นจนกระทั่งการตรวจสอบด้วยวิธีการตรวจวัดแสดงเป็นแผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบ (Flow Diagram) ได้ดังรูปที่ ผ-1



รูปที่ ผ-1 แผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบโหลดที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม

เอกสารอ้างอิง

1. A.S 2279.4-1991 Australian Standard

2. Engineering Recommendation P.28 , 1989 “ Planning Limits for Voltage Fluctuations caused by Industrial , Commercial and Domestic Equipment in The United Kingdom”

สิ่งแนบที่ 4

ข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

PRC - PQG - 01 / 1998

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิก
เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

คณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

● การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ● การไฟฟ้านครหลวง ● การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สารบัญ

หน้า

1. ขอบเขต 1

2. วัตถุประสงค์ 1

3. มาตรฐานอ้างอิง 1

4. นิยาม 2

5. ขีดจำกัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิก 3

6. วิธีการประเมิน 4

7. การบังคับใช้ 6

ภาคผนวก ข้อแนะนำในการวัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิก 8

เอกสารอ้างอิง

1. ขอบเขต

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฉบับนี้จัดทำขึ้นโดยมีขอบเขตดังนี้

1.1 เพื่อเป็นข้อกำหนดกฎเกณฑ์สำหรับขีดจำกัดและวิธีการตรวจสอบฮาร์มอนิก (Harmonics) สำหรับลูกค้าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1.2 เพื่อกำหนดมาตรการให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแก้ไขและปรับปรุงวงจรที่ทำให้เกิดฮาร์มอนิกที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนด

1.3 ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Load) ที่ใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมสำหรับระบบไฟฟ้า ทั้งอุปกรณ์ชนิดเฟสเดียวและสามเฟส

2. วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดขีดจำกัดที่ยอมรับได้ของระดับความเพี้ยนของแรงดันที่เกิดจากฮาร์มอนิก (Harmonic Voltage Distortion) และระดับความเพี้ยนของกระแสที่เกิดจากฮาร์มอนิก (Harmonic Current Distortion) ของอุปกรณ์ที่ใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม

3. มาตรฐานอ้างอิง

- Engineering Recommendation G.5/3

  September 1976 The Electricity Council Chief Engineer' Conference

  "Limits for Harmonics in The United Kingdom Electricity Supply System"

- The State Energy Commission of Western Australia (SECWA)

  Part 2 : Technical Requirement

- IEC 1000 Electromagnetic Compatibility (EMC)

  Part 4 : Testing and Measurement Techniques

  Section 7 : General Guide for Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation for Power Supply Systems and Equipment Connected thereto

4. นิยาม

4.1 ฮาร์มอนิก (Harmonic) - ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์(Sine Wave) ของสัญญาณหรือปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่หลักมูล(Fundamental Frequency) ตัวอย่างเช่น ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 2 เท่าของความถี่หลักมูลจะเรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 2 (Second Harmonic)

4.2 ความเพี้ยนฮาร์มอนิก (Harmonic Distortion) - การเปลี่ยนแปลงของรูปคลื่นทางไฟฟ้า (Power Waveform)ไปจากรูปสัญญาณคลื่นไซน์(Sine Wave) โดยเกิดจากการรวมกันของค่าความถี่หลักมูล (Fundamental) และฮาร์มอนิกอื่นๆเข้าด้วยกัน

4.3 ส่วนประกอบฮาร์มอนิก (Harmonic Component) - ส่วนประกอบของอันดับฮาร์มอนิก ที่มากกว่าหนึ่งของปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งแสดงในรูปของอันดับ (Order) และค่า RMS ของอันดับนั้น

4.4 ปริมาณรวมฮาร์มอนิก (Harmonic Content) - ปริมาณที่ได้จากการหักค่า DC และส่วนประกอบความถี่หลักมูลจากปริมาณเป็นคาบที่ไม่อยู่ในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave)

4.5 ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกเฉพาะ (Individual Harmonic Distortion ,IHD) หรือ **อัตราส่วนฮาร์มอนิก** (Harmonic Ratio) - อัตราส่วนระหว่างค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์มอนิก (Harmonic Component) ต่อค่า RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) เทียบเป็นร้อยละ

4.6 ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวม (Total Harmonic Distortion ,THD) - คืออัตราส่วนระหว่างค่ารากที่สองของผลบวกกำลังสอง (Root-Sum-Square) ของค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์มอนิก (Harmonic Component) กับค่า RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) เทียบเป็นร้อยละ ดังแสดงในสมการ (1) และ (2)

$$\text{THD (Voltage)} = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + ...}}{V_1} \qquad (1)$$

$$\text{THD (Current)} = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + ...}}{I_1} \qquad (2)$$

4.7 แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag or Voltage Dip) - แรงดันลดลงตั้งแต่ร้อยละ 10 ในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ครึ่งไซเกิลจนถึงไม่กี่วินาที โดยเกิดเนื่องจากการเดินเครื่องของมอเตอร์หรือโหลดขนาดใหญ่ หรือเกิดความผิดพร่อง (Fault) ในระบบไฟฟ้า

4.8 จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling , PCC) - ตำแหน่งในระบบของการไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สุด ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้

4.9 เครื่องมือที่เคลื่อนย้ายได้ (Portable Tool) - อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถยกหรือจับถือได้ในช่วงเวลาการทำงานปกติ และใช้งานในช่วงเวลาสั้นๆเท่านั้น (2-3 นาที)

4.10 อุปกรณ์สามเฟสสมดุล (Balanced Three-Phase Equipment) - อุปกรณ์ที่มีพิกัดกระแสในสายเส้นไฟ (Line) ของแต่ละเฟสต่างกันไม่เกินร้อยละ 20

5. ขีดจำกัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิก

ตารางที่ 5-1

ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆที่จุดต่อร่วม *

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	อันดับฮาร์มอนิกและขีดจำกัดของกระแส (A rms)																	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
0.400	48	34	22	56	11	40	9	8	7	19	6	16	5	5	5	6	4	6
11 and 12	13	8	6	10	4	8	3	3	3	7	2	6	2	2	2	2	1	1
22 , 24 and 33	11	7	5	9	4	6	3	2	2	6	2	5	2	1	1	2	1	1
69	8.8	5.9	4.3	7.3	3.3	4.9	2.3	1.6	1.6	4.9	1.6	4.3	1.6	1	1	1.6	1	1
115 and above	5	4	3	4	2	3	1	1	1	3	1	3	1	1	1	1	1	1

* : ยอมให้นำค่าความคลาดเคลื่อนร้อยละ 10 หรือ 0.5 A (ค่าที่มากกว่าค่าใดค่าหนึ่ง) มาใช้กับขีดจำกัดของกระแสแต่ละอันดับได้ไม่เกิน 2 อันดับ

ตารางที่ 5-2

ขีดจำกัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดๆที่จุดต่อร่วม

(รวมทั้งระดับความเพี้ยนที่มีอยู่เดิม)

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวมของแรงดัน (%)	ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันแต่ละอันดับ (%)	
		อันดับคี่	อันดับคู่
0.400	5	4	2
11 , 12 , 22 and 24	4	3	1.75
33	3	2	1
69	2.45	1.63	0.82
115 and above	1.5	1	0.5

6. วิธีการประเมิน

ขีดจำกัดความเพี้ยนของแรงดันที่เกิดจากฮาร์มอนิก แบ่งการพิจารณาออกเป็น 3 ขั้นตอน ดังต่อไปนี้

6.1 ขั้นตอนที่ 1

6.1.1 อุปกรณ์ไฟฟ้า 3 เฟส

อุปกรณ์ประเภท Convertor หรือ A.C Regulator ไม่เกิน 1 ตัวที่จะนำเข้าระบบแรงดัน 0.400 , 11 , 12 kV หากมีขนาดไม่เกินตารางที่ 6-1 สามารถนำเข้าระบบได้โดยไม่ต้องพิจารณาในส่วนฮาร์มอนิก แต่ถ้ามีอุปกรณ์หลายตัวให้พิจารณาใน ขั้นตอนที่ 2

ตารางที่ 6-1

ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ประเภท Convertor และ A.C Regulator แต่ละตัว

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม (kV)	Convertors ชนิด 3 เฟส			A.C. Regulator ชนิด 3 เฟส	
	3-Pulse (kVA)	6-Pulse (kVA)	12-Pulse (kVA)	6-Thyristor (kVA)	3-Thyristor / 3-Diode (kVA)
0.400	8	12	-	14	10
11 และ 12	85	130	250	150	100

6.1.2 อุปกรณ์ไฟฟ้า 1 เฟส

6.1.2.1 เครื่องใช้ไฟฟ้าทั่วไปหรืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ ที่มีค่าตามมาตรฐาน IEC 61000-3-2 สามารถติดตั้งเข้าระบบได้

6.1.2.2 อุปกรณ์ประเภท Convertor หรือ A.C. Regulator ที่ตามทฤษฎีแล้วไม่สร้างกระแสฮาร์มอนิกอันดับคู่ (Even Harmonic Current) สามารถนำเข้าระบบได้โดยอุปกรณ์ต้องมีขนาดตามที่กำหนดคือไม่เกิน 5 kVA ที่ระดับแรงดัน 230 V และไม่เกิน 7.5 kVA ที่ระดับแรงดัน 415 V อุปกรณ์ประเภท Convertor หรือ A.C. Regulator ที่สร้างกระแสฮาร์มอนิกทั้งอันดับคู่และอันดับคี่จะไม่อนุญาตให้นำเข้าระบบ และหากมีการติดตั้งอุปกรณ์ประเภท Convertor หรือ A.C.Regulator สำหรับ Single-Phase อยู่แล้วแต่ต้องการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มขึ้น อนุญาตให้ทำได้หากมีการติดตั้งที่เฟสอื่น ทั้งนี้เพื่อทำให้เกิดการสมดุลของอุปกรณ์ประเภท Non-Linear Load แต่หากต้องการติดตั้งอุปกรณ์มากกว่าหนึ่งตัวต่อเฟสให้พิจารณาในขั้นตอนที่ 2

6.2 <u>ขั้นตอนที่ 2</u>

6.2.1 อุปกรณ์ไฟฟ้า 3 เฟส

อุปกรณ์ที่มีขนาด (Size) เกินขอบเขตจำกัดในขั้นตอนที่ 1 สามารถนำเข้าระบบได้ก็ต่อเมื่อ

(ก) ระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์มอนิก (Harmonic Current) ที่จุด PCC. เกินค่าขีดจำกัดในตารางที่ 5-1

(ข) ค่าแรงดันฮาร์มอนิกที่จุด PCC. ก่อนที่จะต่อเชื่อมโหลดใหม่จะต้องมีค่าไม่เกิน 75% ของค่าขีดจำกัดในตารางที่ 5-2

(ค) ค่า Shot-Circuit Level ต้องมีค่าไม่ต่ำมาก

เพื่อความสะดวกในการพิจารณา ตารางที่ ผ-1 และ ผ-2 ในภาคผนวกได้แสดงขนาดของอุปกรณ์ประเภท Convertor และ A.C. Regulator ที่มีค่ากระแสฮาร์มอนิกไม่เกินค่าตามรางที่ 5-1

6.2.2 อุปกรณ์ไฟฟ้า 1 เฟส

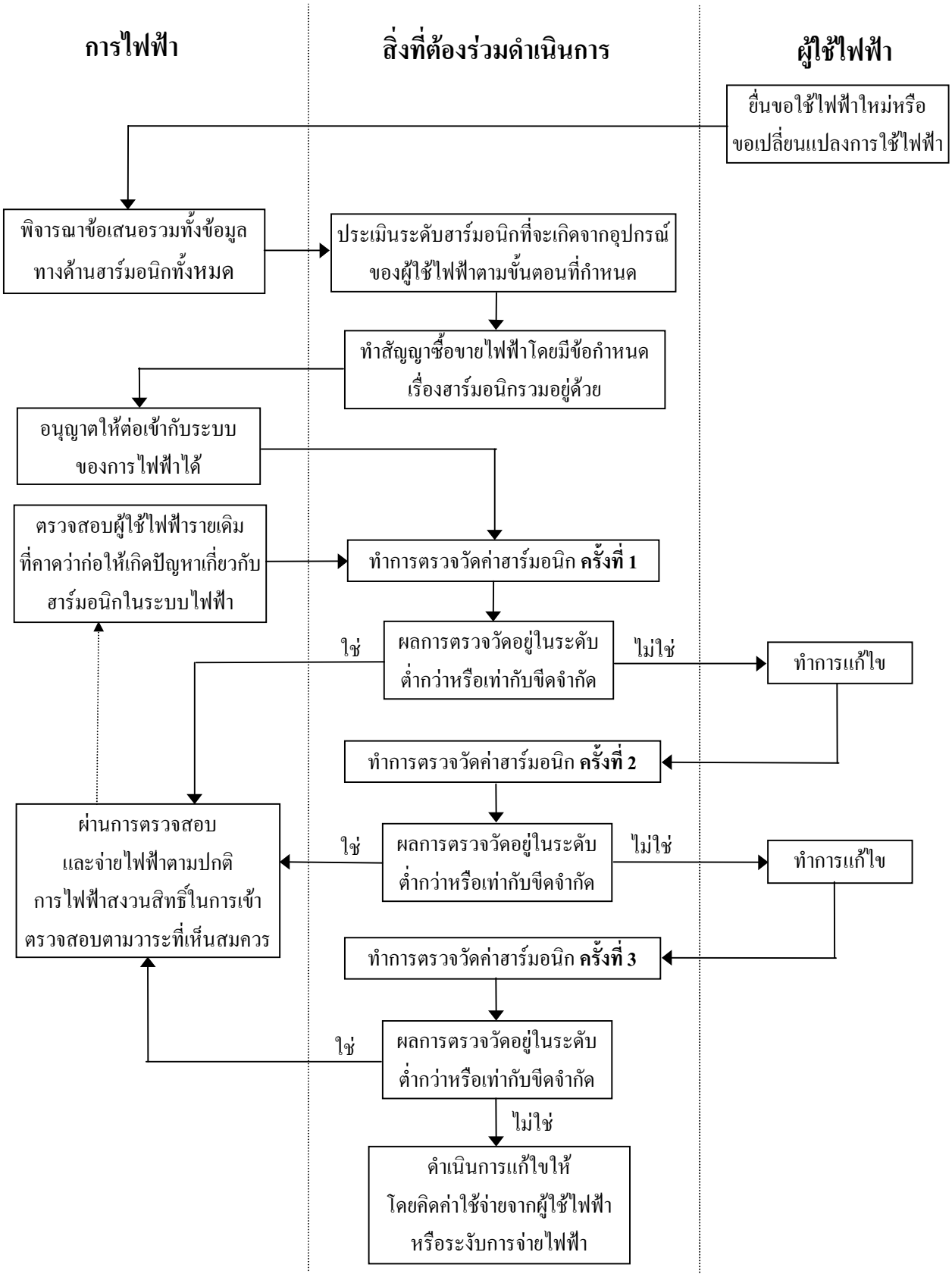
อุปกรณ์ที่เกินขีดจำกัดในขั้นตอนที่ 1 ไม่อนุญาตให้ต่อเข้ากับระบบ

การติดตั้งอุปกรณ์ 1 เฟสจะต้องสอดคล้องกับขีดจำกัดแรงดันไม่สมดุลตาม Engineering Recommendation P.16 จึงจะสามารถนำเข้าระบบได้

6.3 <u>ขั้นตอนที่ 3</u>

อุปกรณ์ประเภท Non-Linear ที่ไม่ผ่านการพิจารณาตาม ขั้นตอนที่ 2 หรือที่จุด PCC.ของระบบมีค่าแรงดันฮาร์มอนิก (Harmonic Voltage) เกิน 75% ของค่าในตารางที่ 5-2 ให้พิจารณาค่าฮาร์มอนิกที่สามารถยอมรับอุปกรณ์เหล่านั้นเข้าระบบได้ตาม ภาคผนวก ผ.3.6

7. การบังคับใช้



รูปที่ 7-1 Flow Chart แสดงวิธีการบังคับใช้

7.1 <u>ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่</u>

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้ว จะไม่ก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าฯ ขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้า หากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

7.2 <u>ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า</u>

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 7.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ

7.3 <u>ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม</u>

ถ้าทางการไฟฟ้าฯ ตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้น ก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าว หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าฯ จะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้ไฟฟ้าหรืองดการจ่ายไฟฟ้า

ภาคผนวก

ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดกระแสและแรงดันฮาร์มอนิก

ผ.1 ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ Convertor - พิจารณาตามขั้นตอนที่ 2

ตารางที่ ผ-1 และ ผ-2 เป็นแนวทางในการพิจารณาขนาดของอุปกรณ์ที่อนุญาตให้ติดตั้งเข้ากับระบบไฟฟ้า ซึ่งเป็นไปตามขอบเขตกำหนดในขั้นตอนที่ 2

ตารางที่ ผ-1

ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ Convertor แต่ละตัว

พิจารณาตามขีดจำกัดของกระแสฮาร์มอนิก ขั้นตอนที่ 2

ระดับแรงดันที่จุดต่อร่วม (kV)	การทำงานของ Convertor	ขนาดอุปกรณ์ (kVA) แบ่งตามจำนวนพัลซ์ของอุปกรณ์ 3 เฟส		
		3 พัลซ์	6 พัลซ์	12 พัลซ์
0.400	ไม่มีการควบคุม	-	150	300
	กึ่งควบคุม	-	65*	-
	ควบคุม	-	100	150
11 , 12 , 22 และ 24	ไม่มีการควบคุม	400	1000	3000
	กึ่งควบคุม	-	500*	-
	ควบคุม	-	800	1500
33	ไม่มีการควบคุม	1200	3000	7600
	กึ่งควบคุม	-	1200*	-
	ควบคุม	-	2400	3800
115	ไม่มีการควบคุม	1800	5200	15000
	กึ่งควบคุม	-	2200*	-
	ควบคุม	-	4700	7500

* หมายเหตุ

1. การติดตั้งอุปกรณ์ Convertor จำนวนมาก

ขนาดโดยรวมของอุปกรณ์Convertor อาจมีค่าสูงกว่าตาราง ผ-1 หากมีการใช้งาน หรือการควบคุมที่ต่างกัน พิจารณาตามหัวข้อ ผ.2.1 “Coincidence Factor” และตารางที่ ผ-3

2. อุปกรณ์ Convertor ชนิด 3 พัลซ์

จะไม่ยอมรับการติดตั้งอุปกรณ์ Convertor ชนิดนี้ที่ระดับแรงดัน 400 V เพราะจะเกิดกระแสตรง (Direct Current) ในระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ

* หมายเหตุ (ต่อ)

3. อุปกรณ์ Convertor ที่มีการทำงานแบบกึ่งควบคุม

จากตาราง ผ-1 ขนาดของอุปกรณ์ Convertor แบบ 6 พัลซ์ ที่มีการทำงานแบบกึ่งควบคุมจะเป็น Convertor แบบ Three-Thyristor / Three-Diode Half Controlled Bridges

4. อุปกรณ์ Convertor ที่มีการทำงานแบบไม่มีการควบคุม Firing Angle

ขนาดของ Convertor ที่มีการทำงานแบบไม่มีการควบคุม Firing Angle ในตาราง ผ-1 เป็นขนาดที่คำนึงถึงผลสืบเนื่องจากอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงที่จะช่วยลดกระแสฮาร์มอนิกให้ต่ำลงกว่าค่าที่ควรจะเป็นจากการคำนวณทางทฤษฎี

5. ความแม่นยำในการควบคุม

ขนาดของอุปกรณ์ดังกล่าว ถือว่าการทำงานของอุปกรณ์ต้องมีความแม่นยำในการควบคุมการทำงาน เช่น Firing Pulse จะต้องสอดคล้องกันทั้ง 3 เฟส

ตารางที่ ผ-2

ขนาดสูงสุดของอุปกรณ์ A.C. Regulator แต่ละตัว

พิจารณาตามขอบเขตของกระแสฮาร์มอนิก ขั้นตอนที่ 2

ระดับแรงดันที่จุดต่อร่วม (kV)	3 เฟส		1 เฟส
	* 6 Thyristor Type (kVA)	3 Diode/ 3 Thyristor Type (kVA)	* 2 Thyristor Full Wave Type (kVA)
0.400	100	85	25 (240 V) 45 (415 V)
11 และ 12	900	600	-

* หมายเหตุ อุปกรณ์กลุ่มนี้อาจรวมถึงอุปกรณ์ไตรแอก (Triac) แบบ 3 เฟส หรือ 1 เฟส โดยไตรแอกจะมีโครงสร้างเป็น Two Thyristors แบบ Common Gate

ผ.2 วิธีการพิจารณาเมื่อมีการใช้งานอุปกรณ์ที่สร้างฮาร์มอนิกมากกว่า 1 ตัว

โดยสถิติเกี่ยวกับกระแสฮาร์มอนิกที่เกิดจากการใช้งานอุปกรณ์ที่ไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Load) หลายตัวที่แหล่งจ่ายพลังงานเดียวกัน ได้ทำการตรวจสอบเปรียบเทียบระหว่างค่าที่วัดได้จริงกับค่าที่คำนวณ พบว่าสามารถใช้ค่าตัวประกอบการคูณจากตาราง ผ-3 เพื่อประมาณค่าฮาร์มอนิกที่เกิดจากการใช้อุปกรณ์ดังกล่าว หลาย ๆ ตัวที่จุดต่อร่วมเดียวกันได้ แต่หากพบว่ามีอุปกรณ์ตัวใดตัวหนึ่งสร้างฮาร์มอนิกมากกว่าร้อยละ 60 ของค่ากระแสฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นทั้งหมด ควรจะใช้ค่าที่เกิดขึ้นจริง สำหรับตัวประกอบการคูณ (Coincidence Factor) การพิจารณาจะเป็นไปตามที่แสดงไว้ในตาราง ผ-3

ตารางที่ ผ-3

ค่าตัวประกอบการคูณสำหรับใช้หาผลรวมของกระแสฮาร์มอนิก *

กลุ่มที่	ชนิดและรูปแบบการใช้งานConvertor	ตัวประกอบการคูณ
1	Convertor ชนิดทำงานแบบไม่มีการควบคุม (มีค่าสูงเพราะโอกาสที่จะเกิดฮาร์มอนิกสูงสุดมีมาก)	0.9
2	Convertor ชนิดทำงานโดยวิธีควบคุม Firing Angle ซึ่งมีการใช้งานเป็นช่วงเวลาที่แน่นอน และทำให้เกิดค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงหลายครั้งในแต่ละวัน (มีโอกาสพอสมควรในการเกิดฮาร์มอนิกสูงสุด จากอุปกรณ์หลาย ๆ ตัว)	0.75
3	Convertor ชนิดทำงานโดยวิธีควบคุม Firing Angle มีการใช้เป็นอิสระใช้งานเป็นพัก ๆ ตลอดวัน หรือเพียงสร้างกระแสฮาร์มอนิกในช่วงเวลาเริ่มเดินเครื่อง (มีค่าที่ต่ำ เหมาะสำหรับใช้พิจารณาค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุด ที่เป็นช่วงเวลาอื่น ๆ)	0.6 เมื่อมีการใช้งาน Convertor ไม่เกิน 3 ตัว 0.5 เมื่อมีการใช้งาน Convertor ตั้งแต่ 4 ตัวขึ้นไป

* <u>หมายเหตุ</u> ตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ ผ.2 คือค่าตัวคูณดังกล่าวจะใช้ก็ต่อเมื่อไม่มี Convertor ตัวใดสร้างกระแสฮาร์มอนิกเกินร้อยละ 60 ของค่ากระแสฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นทั้งหมด แต่หากพบว่า Convertor ตัวใดตัวหนึ่งสร้างกระแสฮาร์มอนิกเกินร้อยละ 60 จะใช้ตัวคูณเท่ากับ 1 ตัวคูณในตาราง ผ-3 สามารถใช้สำหรับพิจารณาผลรวมของกระแสฮาร์มอนิกที่เกิดจากการใช้งานอุปกรณ์จำนวนมาก ๆ ได้ โดยใช้ประกอบการพิจารณากับค่าในตารางที่ 5-1 หรือตาราง ผ-1 และ ผ-2

ผ.3 <u>การปฏิบัติตามข้อกำหนดในขั้นตอนที่ 2 และ 3</u>

ผ.3.1 <u>วิธีการวัด</u>

จำเป็นต้องมีการตรวจวัดฮาร์มอนิกก่อนที่จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ที่ไม่เป็นเชิงเส้นไม่ว่าจะเป็นผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ หรือลูกค้าเดิมที่ต้องการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม ซึ่งควรจะตรวจวัดขณะที่เกิดความเพี้ยนฮาร์มอนิกสูงสุด ส่วนใหญ่จะเป็นช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังงานต่ำสุดจากระบบไฟฟ้าโดยไม่มีการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช่ของระบบ โดยแบ่งขั้นตอนการตรวจวัดดังนี้

การตรวจวัดตามขั้นตอนที่ 2

(1) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ ตรวจวัดความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน เพื่อดูว่าค่าความเพี้ยนของแรงดันที่จุดต่อร่วมไม่เกินร้อยละ 75 ของค่าในตารางที่ 5-2 และพิจารณาผู้ใช้ไฟฟ้าตามขั้นตอนที่ 2

(2) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม ตรวจวัดค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันเหมือนในข้อ (1) และตรวจวัดค่ากระแสฮาร์มอนิก เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับประมาณค่าอุปกรณ์ใหม่ ตามขั้นตอนที่ 2 (วิธีการคำนวณตามหัวข้อ ผ.3.5)

การตรวจวัดตามขั้นตอนที่ 3

(3) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ ตรวจวัดความเพี้ยนของแรงดันฮาร์มอนิกที่จุดต่อร่วม เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับประมาณค่าความเพี้ยนของแรงดันที่จะยอมรับได้สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์ที่ไม่เป็นเชิงเส้นตัวใหม่ และอาจตรวจวัดค่ากระแสฮาร์มอนิก เพื่อดูการเปลี่ยนแปลงในช่วงเวลาต่างๆของค่ากระแสแต่ละเฟสในแต่ละวัน ของ Feeder ที่มีการขอใช้ไฟฟ้า (วิธีการคำนวณตามหัวข้อ ผ.3.6.1)

(4) ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม ตรวจวัดค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันและกระแสของ Feeder ผู้ใช้ไฟฟ้ารายดังกล่าว เพื่อให้ได้ข้อมูลสำหรับประมาณค่าอุปกรณ์ที่จะติดตั้งเพิ่ม (วิธีการคำนวณตามหัวข้อ ผ.3.6.2)

ผ.3.2 ข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อใช้ประกอบการพิจารณาตามขั้นตอนที่ 2 และ 3

การขอใช้ไฟฟ้า ผู้ขอจะต้องให้ข้อมูลเกี่ยวกับโรงงาน และอุปกรณ์ที่มีการใช้งานในโรงงานซึ่งข้อมูลบางอย่างอาจขอได้จากผู้ผลิตอุปกรณ์ ดังรายละเอียดต่อไปนี้

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่

(1) ประเภทและขนาดของโรงงานที่ต้องการใช้ไฟฟ้า

(2) ขนาดและจุดต่อร่วมของคาปาซิเตอร์ที่ใช้ปรับปรุง Power Factor และอุปกรณ์กรองฮาร์มอนิก

(3) จำนวนพัลซ์ของ Convertor , ชนิดของ A.C Regulator และรายละเอียดอื่นๆเกี่ยวกับอุปกรณ์ รวมทั้งวิธีการต่อหม้อแปลง ซึ่งอาจทำให้เกิด Phase Displacement ระหว่างอุปกรณ์ Convertor แต่ละตัว

(4) ค่ากระแสฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้นทั้งหมด โดยจะแสดงค่าสูงสุดแบบ R.M.S ของแต่ละอันดับฮาร์มอนิกที่เวลาใด ๆ และจะวัดค่ากระแสฮาร์มอนิกขณะที่มีค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันสูงสุด ซึ่งจะเป็นขณะที่มีโหลดเต็มพิกัดของโรงงาน

(5) ชนิดและช่วงเวลาทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในโรงงาน โดยเฉพาะช่วงเวลาที่เกิดกระแสฮาร์มอนิกสูงสุด

(6) ข้อมูลขณะเกิดกระแสฮาร์มอนิกสูงผิดปกติ (พิจารณาตามหัวข้อที่ 9 ของ Engineering Recommendation G.5/3 เรื่อง “Short Duration Harmonic”)

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ใช้ข้อมูลเช่นเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ตั้งแต่ (1)-(6) และ

(7) ความสัมพันธ์ของ Phase Displacement ของฮาร์มอนิกที่เกิดจากอุปกรณ์ใหม่และอุปกรณ์เดิมที่มีอยู่ หากไม่สามารถหาข้อมูลนี้ได้ ให้พิจารณาตามหัวข้อ ผ.2 ของภาคผนวก ตามตาราง ผ-3 หรือพิจารณาค่ากระแสฮาร์มอนิกสูงสุด ที่เกิดจากผู้ใช้ไฟ หลังจากการติดตั้งสมบูรณ์แล้ว โดยจะต้องไม่เกินค่าที่กำหนดไว้ในตารางที่ 5-1 ซึ่งสามารถตรวจสอบได้โดยการวัดจริง

ผ.3.3 ข้อมูลสำหรับผู้ขอใช้ไฟฟ้า

(1) ระดับของการลัดวงจรของระบบที่จุดต่อร่วม

(2) รายละเอียดของค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันที่จุดต่อร่วมที่มีอยู่แล้ว

(3) หากพิจารณาตามขั้นตอนที่ 3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่จะต้องการข้อมูลของค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ยอมให้เกิดขึ้นที่จุดต่อร่วม ส่วนผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมจะต้องการข้อมูลค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ยอมให้เกิดขึ้นที่จุดต่อร่วม ซึ่งเป็นผลรวมระหว่างอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพิ่มกับอุปกรณ์เดิมที่มีอยู่

ผ.3.4 ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบ (System Impedance)

ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจ่ายไฟฟ้า เมื่อมองจากจุดต่อร่วม (PCC) จะขึ้นอยู่กับความถี่ของกระแสที่กำลังใช้งาน ค่าความต้านทาน ค่าอินดัคแตนซ์ (Inductance) และค่าคาปาซิแตนซ์ (Capacitance) ของระบบและของโหลดที่ต่ออยู่กับระบบ เมื่อพิจารณาถึงผลของกระแสฮาร์มอนิกที่ผลิตโดยผู้ใช้ไฟฟ้า พบว่าเป็นไปได้ยากที่จะมีข้อมูลอย่างเพียงพอเกี่ยวกับระบบและคุณสมบัติของโหลดเพื่อใช้ในการศึกษาเกี่ยวกับฮาร์มอนิกได้อย่างถูกต้องและชัดเจน จุดประสงค์ของเอกสารเพื่อแนะนำใช้ในกรณีที่ข้อมูลมีไม่เพียงพอ โดยจะสมมุติว่าค่าอิมพีแดนซ์ของระบบเป็นอินดัคทีฟ (Inductive) และแปรผันกับความถี่ และไม่มีผลของรีโซแนนซ์ (Resonance)

ที่ระดับแรงดัน 115 kV ควรจะมีข้อมูลอย่างเพียงพอเพื่อใช้ในการคำนวณโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยเฉพาะฮาร์มอนิกอันดับที่สูงขึ้น และอันดับที่เป็น 3 เท่า (Triplen) ควรจะสนใจเป็นพิเศษ ในกรณีที่กล่าวแล้ว การต่อขดลวดของหม้อแปลงจะเป็นสาเหตุหลักและต้องถูกแทนในการคำนวณอย่างระมัดระวัง

ผ.3.5 การประเมินกระแสฮาร์มอนิกสำหรับขั้นตอนที่ 2

กรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมต้องการที่จะติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Load) เพิ่มภายในขั้นตอนที่ 2 การพิจารณาถึงการประยุกต์ใช้มีความจำเป็นที่จะต้องทำร่วมกับผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อหาค่ากระแสฮาร์มอนิก ซึ่งเกิดจากโหลดตัวใหม่ โดยต้องไม่มีการรวมของค่าที่มีอยู่เดิม

กับค่าของกระแสฮาร์มอนิกใหม่ ซึ่งเกินจากค่าที่อนุญาตในตารางที่ 5-1 จากนั้นก็เป็นไปได้ที่ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าหรือผู้ขายอุปกรณ์จะไปประมาณคุณสมบัติเกี่ยวกับฮาร์มอนิกของอุปกรณ์ให้ได้ตามที่กำหนด

การประมาณค่าถูกทำขึ้นโดยใช้ผลที่ได้จากการวัดยังสถานที่จริงดังที่วางไว้ในส่วนที่ ผ.3.1(2) และอธิบายในส่วน ผ.4 :

สำหรับแต่ละฮาร์มอนิก กำหนดให้

Im = ค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ได้จากการวัด (หัวข้อ (2) ของส่วน ผ.3.1)

Ip = ค่ารวมของกระแสฮาร์มอนิกที่อนุญาตตามตารางที่ 5-1

Ia = ค่าของกระแสฮาร์มอนิกจากโหลดที่ต่อใหม่ ซึ่งยอมรับได้ภายใต้ขั้นตอนที่ 2

k1 = ตัวคูณจากตาราง ผ-3 โดยพิจารณาทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมและโหลดที่ต่อใหม่ ดังนี้

$$Ia = \frac{Ip}{k1} - \mathrm{Im}$$

จากนั้นก็สามารถแนะนำต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้ว่า ถ้าการทำงานร่วมกันของโหลดเดิมกับโหลดที่ต่อเข้าไปใหม่จะเป็นที่ยอมรับ เมื่อโหลดที่ติดตั้งทั้งหมดไม่ทำให้เกิดกระแสฮาร์มอนิกเกินจาก Ip (จากตารางที่ 5-1) ซึ่งได้ประมาณว่า Ia อาจถูกผลิตโดยโหลดที่ต่อเข้ามาใหม่ การวัดควรจะถูกทำในระหว่างการทดสอบนำอุปกรณ์เข้าใช้งาน เพื่อมั่นใจว่าค่าของ Ip ไม่เกินจากที่กำหนด

ในการใช้วิธีการที่กล่าวมาแล้ว คำนวณค่าของ Ia ไม่ให้เกินจากที่กำหนด จะต้องใช้ตัวประกอบการคูณ k1 (Coincidence Factor) ดังนั้นเป็นไปได้ว่าบางครั้งค่าของ Ip จะเกินจากที่กำหนด (ดู Section 10.2 ของ Engineering Recommendation G.5/3 เรื่อง “Automatic Mains Harmonic Analyzer”) เมื่อทำการวัดเพื่อหาค่าจริงของกระแสที่ถูกผลิตขึ้น ก็ควรตระหนักถึงเรื่องนี้ไว้ด้วย ซึ่งก็จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการหาวิธีการวัดแบบใหม่

ผ.3.6 <u>การประมาณค่าแรงดันและกระแสฮาร์มอนิกสำหรับขั้นตอนที่ 3</u>

จะมีปัญหา 2 แบบเกิดขึ้นในขั้นตอนที่ 3 ดังที่แสดงไว้ในส่วนที่ ผ.3.1(3) และ (4) ที่กล่าวถึงการต่อเข้าระบบของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ หรือการพิจารณาถึงการติดตั้งอุปกรณ์ประเภทไม่เป็นเชิงเส้นเพิ่มสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม ความจริงการพิจารณาการเพิ่มโหลดภายใต้ขั้นตอนที่ 3 นี้บอกเป็นนัยว่ากระแสฮาร์มอนิกที่คาดว่าจะถูกผลิตออกมาจะมีค่ามากกว่าค่าที่แนะนำไว้ตามตารางที่ 5-1 หรือค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน (Voltage Distortion) ที่จุดต่อร่วม (PCC) เกินร้อยละ 75 ของค่าในตารางที่ 5-2 การประเมินผลกระทบจากโหลดที่เพิ่มเข้ามาในระบบนั้น ควรทำโดยใช้ข้อมูลที่ดีที่สุดเท่าที่หาได้ และวิเคราะห์โดยพิจารณาคุณลักษณะที่แท้จริงของระบบ เช่น ค่าอิมพีแดนซ์ (Impedance) และความถี่ อย่างไรก็ตามอาจเป็นไปได้ยากที่จะมีข้อมูลอย่างเพียงพอให้คำนวณได้อย่างจริงจัง และวิธีการประมาณต่อไปนี้ เป็นเสมือนข้อแนะนำ (Guide) สำหรับแต่ละฮาร์มอนิกให้

kV = แรงดันของระบบที่จุดต่อร่วม (PCC) หน่วย kV (เฟสต่อเฟส)

n = อันดับของฮาร์มอนิก

Vp = ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันที่ยอมรับได้ ตามตารางที่ 5-2

Vm = ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันที่วัดได้ ตามส่วนที่ ผ.3.1(3), ผ.3.1(4) และ ผ.4

Va = ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันซึ่งควรจะเป็น ที่ยอมภายใต้ขั้นตอนที่ 3 เนื่องจากโหลดที่ต่อเข้าไปใหม่

k2 = ตัวประกอบการคูณจากตาราง ผ-3 โดยพิจารณาทั้งโหลดใหม่ และโหลดที่มีอยู่แล้วที่จุดต่อร่วม PCC

F = ระดับของการลัดวงจรของระบบที่จุดต่อ (System Short-Circuit Level) หน่วย MVA , ดูส่วน ผ.3.3(1)

ดังนั้น $$Va = \frac{Vp}{k2} - Vm \qquad \%$$

ผ.3.6.1 <u>ผู้ขอใช้ไฟฟ้าใหม่</u>

เริ่มแรกในกรณีของการเชื่อมต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ภายใต้ขั้นตอนที่ 3 ต้องประมาณค่าของกระแสฮาร์มอนิกที่ยอมรับได้ก่อน

ในกรณีที่ต้องเปลี่ยนค่าของ Va ไปเป็นกระแสฮาร์มอนิกให้ Ia = ค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ควรจะเป็นที่ยอมรับได้ถ้าถูกสร้างขึ้นโดยโหลดที่ต่อใหม่

ดังนั้น $$Ia = \frac{Va \times 10 \times F}{\sqrt{3} \times kV \times n} \qquad \text{A rms}$$

จากนั้นก็สามารถแนะนำกับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ว่าโหลดที่จะต่อใหม่ยอมรับได้หรือไม่ ซึ่งทำให้กระแสฮาร์มอนิกที่สร้างขึ้นไม่เกินค่าของ Ia ที่คำนวณได้ และจะทำการวัดหลังจาก ต่อโหลดเข้าใช้งาน เพื่อแสดงให้เห็นว่าค่าดังกล่าวไม่เกินจากที่กำหนด

ผ.3.6.2 <u>ผู้ใช้ไฟฟ้าเดิม</u>

ในรายการที่ 2 นี้ การต่อโหลดประเภทไม่เป็นเชิงเส้น (Non-Linear Load) เพิ่มเข้าไปโดยผู้ใช้ไฟฟ้าเดิม จำเป็นที่จะต้องประมาณค่ากระแสฮาร์มอนิกที่สามารถยอมรับโดยพิจารณาทั้งโหลดที่มีอยู่เดิมและโหลดใหม่รวมกัน เริ่มแรกให้กำหนดตามส่วนที่ ผ.3.6 ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน (Va) ซึ่งสามารถยอมรับได้ ภายใต้ขั้นตอนที่ 3 เนื่องจากโหลดที่ต่อเข้าไปใหม่โดยผู้ใช้ไฟฟ้า สำหรับการคำนวณในส่วนนี้ ตัวประกอบการคูณที่จะได้จากตารางที่ ผ-3 จะต้องสัมพันธ์กับความแตกต่างในการติดตั้งอุปกรณ์ของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณาและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นรอบจุดต่อร่วม (PCC) นั้นคือ k2 ของส่วน ผ.3.6

สำหรับแต่ละฮาร์มอนิกกำหนดให้

Ic = กระแสฮาร์มอนิกที่ยอมรับได้จากการรวมกันของโหลดเดิมกับโหลดใหม่

Im = ค่าที่วัดได้ของกระแสฮาร์มอนิกที่มีอยู่เดิมที่จุด PCC (ดูข้อ (2) ของหัวข้อ ผ.3.1)

Ia = ค่ากระแสฮาร์มอนิกที่ยอมรับได้ภายใต้ขั้นตอนที่ 3 จากโหลดที่ต่อใหม่

k1 = ตัวประกอบการคูณร่วมระหว่างโหลดเดิมของผู้ใช้ไฟฟ้ากับโหลดที่ต่อใหม่

ดังนั้น $Ia = \frac{Va \times 10 \times F}{\sqrt{3} \times kV \times n}$ A rms

ซึ่ง Va ได้ถูกกำหนดนิยามไว้แล้วในข้อที่ ผ.3.6 และ

$Ic = k1(\mathrm{Im} + Ia)$ A rms

จากนั้นก็สามารถบอกกับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ว่าการต่อโหลดเข้าใช้งานร่วมกันระหว่างโหลดเดิมกับโหลดใหม่จะเป็นที่ยอมรับได้ เมื่อไม่ทำให้เกิดกระแสฮาร์มอนิกเกินจากค่าของ Ic แล้ว ยังรวมถึงค่ากระแสฮาร์มอนิก Ia ที่มีผลต่อโหลดใหม่ ข้อตกลงนี้จะเป็นการจำกัดค่ากระแสฮาร์มอนิกรวมที่ถูกผลิตออกมาจากโหลดที่ติดตั้งอยู่ทั้งหมดให้เป็นค่า Ic และการวัดควรจะถูกทำหลังจากต่อโหลดเข้าใช้งาน เพื่อให้แน่ใจว่ามีค่าไม่เกินจากที่กำหนด

ในทำนองเดียวกันการวัดค่าของ Ia และ Ip (ดูย่อหน้าสุดท้ายของส่วน ผ.3.5) ก็มีโอกาสเป็นไปได้ที่ว่าบ้างครั้งจะมีค่าสูงกว่าค่าของ Ic ที่ได้จากการคำนวณ

ผ.4 <u>หลักการของการวัด</u> (Measurement Procedure)

โดยทั่วไปการวัดค่ากระแสฮาร์มอนิกและค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน เพื่อประเมินตามขีดจำกัดของข้อกำหนดนี้ จะต้องวัดค่าที่มีอยู่เดิมหรือบริเวณที่จะติดตั้งอุปกรณ์ใหม่ในอนาคต เพื่อให้ได้ข้อมูลที่ถูกต้องจะต้องคำนึงถึง เครื่องวัด วิธีการวัด และจุดตรวจวัด ให้สอดคล้องกับชนิดของฮาร์มอนิกที่จะทำการวัด สิ่งที่ควรจะต้องให้ความสำคัญ มีดังต่อไปนี้

จุดตรวจวัด

จุดที่จะทำการวัดโดยทั่วไปแล้วจะดำเนินการที่จุดต่อร่วม (PCC) ซึ่งเป็นจุดที่ใช้ประเมินผู้ใช้ไฟฟ้า อย่างไรก็ตามอาจมีความจำเป็นที่จะต้องวัดที่จุดอื่นๆเพิ่มเติม เช่น จุดที่ต่อกับอุปกรณ์ที่มีคุณสมบัติไม่เป็นเชิงเส้นโดยตรง เพื่อหาคุณลักษณะของฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้น สำหรับนำมาประกอบในการพิจารณาประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าได้ถูกต้องยิ่งขึ้น ในกรณีที่จุดต่อร่วมเป็นระบบแรงดันต่ำสามารถที่จะต่อวัดแรงดันได้โดยตรง สำหรับระดับแรงดันที่สูงขึ้นจุดต่อเครื่องวัดจะเป็นด้านแรงต่ำของหม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer : VT) ส่วนจุดวัดกระแสจะต้องต่อผ่านหม้อแปลงกระแส (Current Transformer : CT) ดังนั้นคุณสมบัติของทั้งหม้อแปลงแรงดันและหม้อแปลงกระแสจะต้องตอบสนองความถี่ได้ถูกต้องในช่วงกว้าง

ช่วงเวลาของการวัด	ช่วงเวลาที่เหมาะสมสำหรับการวัดขึ้นกับคุณลักษณะของฮาร์มอนิกที่เกิดขึ้น เช่น ถ้าฮาร์มอนิกมีลักษณะที่ค่อนข้างจะคงที่ (Steady State) เวลาที่ใช้วัดเพียง 24 ชั่งโมงก็อาจจะเพียงพอ จุดสำคัญคือช่วงเวลาทำการวัดต้องครบช่วงเวลาการทำงานของอุปกรณ์หรือการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายนั้นๆ **โดยทั่วไปแล้วช่วงเวลาสำหรับการวัดอย่างต่ำ 7 วัน**
เวลาของการวัด [1]	10 วินาที ต่อการวัดฮาร์มอนิก 1 ครั้ง
การทำการวัดซ้ำ [1]	ทำการวัดซ้ำทุก ๆ 15 นาที หรือครบช่วงเวลาทำงาน
ฮาร์มอนิกที่จะวัด	ทำการวัดตั้งแต่อันดับที่ 2 ถึงอันดับที่ 19 ของทั้งกระแสและแรงดันฮาร์มอนิกตามที่ระบุในตารางขีดจำกัด นอกจากนี้ให้ดูหมายเหตุข้อ 4

<u>หมายเหตุ</u>

1) ค่านี้ระบุไว้ใน Engineering Recommendation G.5/3 อย่างไรก็ตามในการกำหนดค่าต่างๆและวิธีการวัดที่เหมาะสม สามารถประยุกต์ใช้ตามข้อแนะนำการวัดฮาร์มอนิกใน IEC 1000-4-7
2) ในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม ข้อมูลที่เกี่ยวกับการใช้ไฟฟ้า อุปกรณ์ที่เป็นแหล่งกำเนิด และระดับความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดันที่มีอยู่เดิม รวมทั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ต่อเข้ากับระบบใหม่ จะเป็นประโยชน์สำหรับการกำหนดช่วงเวลาของการวัดได้เหมาะสมยิ่งขึ้น
3) ผลของความเพี้ยนฮาร์มอนิกของแรงดัน และสภาวะรีโซแนนซ์ ส่วนใหญ่จะแสดงให้เห็นในช่วง Light Load
4) การบันทึกค่าแรงดันและกระแสฮาร์มอนิก อาจเปลี่ยนแปลงได้ เพื่อให้ได้ข้อมูลมีเพียงพอที่แสดงให้เห็นว่าฮาร์มอนิกไหนมีความสำคัญ การสุ่มวัดค่าอาจช่วยในการเลือกฮาร์มอนิกที่จะทำการบันทึก
5) ไม่ควรใช้ Capacitive Voltage Transformer (CVT) ในการตรวจวัดค่าฮาร์มอนิก เพราะว่าจะให้ผลที่อันดับสูงๆผิดเพี้ยนไปเนื่องจากการตอบสนองที่ความถี่สูงๆของ CVT ไม่ดีเพียงพอ
6) สำหรับในกรณีที่มีการต่อคาปาซิเตอร์ทั้งจุดประสงค์เพื่อแก้ปัญหา Power Factor หรือระบบกรองฮาร์มอนิก (Harmonic Filter) อยู่ใกล้กับจุดตรวจวัด จะต้องทำการวัดหลายๆกรณีเพื่อให้สะท้อนและครอบคลุมถึงผลการทำงานของอุปกรณ์เหล่านี้ทุกๆกรณีต่อระดับฮาร์มอนิกที่จุดต่อร่วม

เอกสารอ้างอิง

1. Engineering Recommendation G.5/3 September 1976 The Electricity Council Chief Engineer Conference “Limits for Harmonics in The United Kingdom Electricity Supply System”

2. The State Energy Comission of Western Australia (SECWA)

Part 2 : Technical Requirement

3. IEC 1000 : Electromagnetic Compatibility (EMC)

Part 4 : Testing and Measurement Techniques

Section 7 : General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation for Power Supply Systems and Equipment Connected thereto

สิ่งแนบที่ 5

รายละเอียดข้อกำหนดของอุปกรณ์ควบคุมที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

ข้อกำหนดของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบควบคุมระยะไกล ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

ข้อกำหนดนี้จะระบุชนิดของข้อมูล วิธีการ มาตรฐาน และอุปกรณ์ประกอบต่างๆเพื่อการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

1. ข้อกำหนดสำหรับผู้ขอใช้บริการที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกันมากกว่า 1 เมกะวัตต์ขึ้นไป

1.1 จำนวนและชนิดของข้อมูลที่ผู้ขอใช้บริการจะต้องรับ-ส่งข้อมูลมายังศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการจะต้องรับ-ส่งข้อมูลกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า โดยมีจำนวนอินพุต-เอาต์พุต (Input – Output Point) ตามตารางที่ 1-6

1.2 มาตรฐานการสื่อสารข้อมูล

อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการจะต้องรับ-ส่งข้อมูลกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าด้วยโปรโตคอลดีเอ็นพี 3.0 ระดับ 3 (DNP 3.0 Level 3) โดยมีรายละเอียดโปรไฟล์ของอุปกรณ์ และตารางใช้งาน (Device Profile and Implementation Table) ของโปรโตคอลที่ใช้งานในระบบควบคุมระยะไกลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

1.3 สัญญาณอินพุต-เอาต์พุต (Input/Output Point)

1.3.1 อินพุตที่เป็นค่าอะนาล็อก (Analog Input)

จะต้องจัดหาอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลที่มีค่าความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินกว่า ±0.2% ของค่าเต็มเสกล (Full Scale) หรือค่าทางการวัดที่มีความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกิน ±1% รวมค่าความเที่ยงตรงของซีที (CT) หรือพีที (PT) แล้ว

1.3.2 อินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input)

จะต้องมีความละเอียดในการบันทึกข้อมูลของเหตุการณ์ที่เกิดในลักษณะลำดับของเหตุการณ์ (Sequence of Event) ที่ทุก ๆ 1 มิลลิวินาที โดยชนิดที่ใช้จะแบ่งเป็น 2 แบบ คือ

(1) ชนิดคอนแท็กเดียว สองสถานะ (Single-Contact Two-State Status) สำหรับส่งข้อมูลชนิดแจ้งเหตุ (Alarm)

(2) ชนิดคอนแท็กคู่ (Double Contact) สำหรับส่งข้อมูลสถานะของเซอร์กิตเบรคเกอร์หรือสวิตช์

1.3.3 เอาต์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output) สำหรับสั่งควบคุมปลด/สับ เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ รวมทั้งอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อและเซอร์กิตเบรคเกอร์ที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อจะต้องจัดหาเป็นแบบเลือกและตรวจสอบกลับก่อนปฏิบัติการ (Select-Check-Before-Operate: SCBO)

1.4 วิธีการรับ – ส่งข้อมูล

1.4.1 สำหรับผู้ขอใช้บริการที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ให้ส่งข้อมูลเป็นแบบออนไลน์ (Online) โดยวิธีการส่งผ่านข้อมูลมายังระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าจะส่งผ่านอุปกรณ์ในระบบจีพีอาร์เอส (GPRS) ที่มีระยะเวลาในการอัพเดต (Update) ข้อมูลไม่เกิน 6 วินาที ผ่านโปรโตคอลมาตรฐานดีเอ็นพี 3.0 ระดับ 3 (DNP 3.0 Level 3) และข้อมูลทั้งหมดจะต้องสามารถนำมาแสดงผลบนระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าได้

1.4.2 สำหรับผู้ขอใช้บริการที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ให้ส่งข้อมูลเป็นแบบเรียลไทม์ (Real Time) ผ่านโปรโตคอลมาตรฐาน ดีเอ็นพี 3.0 ระดับ 3 (DNP 3.0 Level 3) โดยใช้ระบบสื่อสารที่เหมาะสมในแต่ละสถานที่ตั้งของผู้ขอใช้บริการ และได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยช่องสัญญาณสื่อสาร (Communication Channel) ต้องมีความเร็ว 9600 บิตต่อวินาที โดยข้อมูลทั้งหมดจะต้องสามารถนำมาแสดงผลบนระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าได้

1.5 แหล่งจ่ายไฟฟ้าของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล

ผู้ขอใช้บริการต้องจัดหาและติดตั้งแหล่งจ่ายไฟฟ้าชนิดกระแสสลับ และกระแสตรงสำหรับจ่ายไฟฟ้าให้อุปกรณ์ที่ใช้ในการรับ-ส่งข้อมูลกับระบบควบคุมระยะไกลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 2 แหล่ง เป็นอย่างน้อย

1.6 การปรับปรุงหรือขยายระบบไฟฟ้า

กรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีการปรับปรุง ขยายระบบไฟฟ้า หรือเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมต่อจะต้องดำเนินการปรับปรุงหรือเปลี่ยนระบบการรับส่งข้อมูลให้เป็นไปตามข้อกำหนดที่ระบุไว้

2. ข้อกำหนดสำหรับผู้ขอใช้บริการที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

2.1 ผู้ขอใช้บริการที่ขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดให้ติดตั้งสวิตช์ตัดโหลด ต้องจัดหาและติดตั้งสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมจากระยะไกลได้ (Remote Control Switch: RCS) และเป็นชนิดที่ใช้มอเตอร์สำหรับการปลด-สับ พร้อมทั้งจัดเตรียมเทอร์มินอล (Terminal) สำหรับการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ตามอินพุต-เอาต์พุตที่กำหนดในตารางที่ 7

2.2 ผู้ขอใช้บริการที่ขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในระดับแรงดัน 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ต้องจัดเตรียมเทอร์มินอล (Terminal) สำหรับการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ตามอินพุต-เอาต์พุตที่กำหนดในตารางที่ 5 และ 6

2.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้ดำเนินการในการออกแบบ ติดตั้งและทดสอบอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล โดยมีรายละเอียดจำนวนอินพุต-เอาต์พุต (Input – Output Point) ตามที่กำหนด

ตารางที่ 1: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบ 22-33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก(Analog Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV DG_	Current Phase A	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
2	22 or 33 kV DG_	Current Phase B	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
3	22 or 33 kV DG_	Current Phase C	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
4	22 or 33 kV DG_	Voltage A-B	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
5	22 or 33 kV DG_	Voltage B-C	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
6	22 or 33 kV DG_	Voltage C-A	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
7	22 or 33 kV DG_	Active Power	MW	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
8	22 or 33 kV DG_	Reactive Power	MVAR	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
9	22 or 33 kV DG_	Power Factor	%	+/- 100	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
10	22 or 33 kV DG_	THDi	%	0..100.00	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
11	22 or 33 kV DG_	THDv	%	0..100.00	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs

สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม(Control Output):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			0	1		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV SPP	_VB-01 Command		Open	SBO	O:12 V:01			

ตารางที่ 1: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบ 22-33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ(Status Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV DG_	O/C Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
2	22 or 33 kV DG_	O/C Time Delay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
3	22 or 33 kV DG_	O/C Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
4	22 or 33 kV DG_	Directional O/C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
5	22 or 33 kV DG_	Under/Over Frequency	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
6	22 or 33 kV DG_	Under/Over Frequency Relay	Undef.	Off	On	Fault	DI	O:02 V:01	1		
7	22 or 33 kV DG_	Under/Over Voltage	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
8	23 or 33 kV DG_	Under/Over Voltage Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
9	22 or 33 kV DG_	Zero Sq. Over Voltage	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
10	23 or 33 kV DG_	Synchronizing Check	Normal	Operated			DI	O:02 V:01	1		
11	22 or 33 kV DG_	_VB-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		
12	22 or 33 kV DG_	_VB-01 Trip Cct. Supervision	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		
13	22 or 33 kV DG_	_VB-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		
14	22 or 33 kV DG_	_VG-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		

ตารางที่ 2: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสพิกัดมากกว่า 1 เมกะวัตต์ เชื่อมต่อกับระบบ 22-33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก(Analog Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV DG_	Current Phase A	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
2	22 or 33 kV DG_	Current Phase B	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
3	22 or 33 kV DG_	Current Phase C	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
4	22 or 33 kV DG_	Voltage A-B	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
5	22 or 33 kV DG_	Voltage B-C	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
6	22 or 33 kV DG_	Voltage C-A	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
7	22 or 33 kV DG_	Active Power	MW	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
8	22 or 33 kV DG_	Reactive Power	MVAR	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
9	22 or 33 kV DG_	Power Factor	%	+/- 100	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
10	22 or 33 kV DG_	THDi	%	0..100.00	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
11	22 or 33 kV DG_	THDv	%	0..100.00	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs

สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม(Control Output):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			0	1		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV SPP	_VB-01 Command		Open	SBO	O:12 V:01			

ตารางที่ 2: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซิงโครนัสพิกัดมากกว่า 1 เมกะวัตต์

เชื่อมต่อกับระบบ 22-33 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV DG_	O/C Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
2	22 or 33 kV DG_	E/F Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
3	22 or 33 kV DG_	O/C Time Delay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
4	22 or 33 kV DG_	O/C Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
5	22 or 33 kV DG_	Directional O/C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
6	22 or 33 kV DG_	Directional E/F Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
7	22 or 33 kV DG_	Under/Over Frequency	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
8	22 or 33 kV DG_	Under/Over Frequency Relay	Undef.	Off	On	Fault	DI	O:02 V:01	1		
9	22 or 33 kV DG_	Under/Over Voltage	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
10	23 or 33 kV DG_	Under/Over Voltage Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
11	22 or 33 kV DG_	Zero Sq. Over Voltage	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		
12	23 or 33 kV DG_	Synchronizing Check	Normal	Operated			DI	O:02 V:01	1		
13	22 or 33 kV DG_	_VB-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		
14	22 or 33 kV DG_	_VB-01 Trip Cct. Supervision	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		
15	22 or 33 kV DG_	_VB-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		
16	22 or 33 kV DG_	_VG-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		

ตารางที่ 3 อินพุต/เอาท์พุต สำหรับ 22-33 กิโลโวลต์ ซิงโครเชค รีเลย์ (Synchrocheck Relay), สถานีไฟฟ้า กฟภ. (เบื้องต้น)

สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม(Control Output):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			0	1		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV DG	_YB-01 Close Bypass Sync. Command		Close	SBO	O:12 V:01			

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ(Status Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV DG	Sync. Switch Selection	Undef.	Sync.	Bypass	Fault	DI	O:02 V:01	1		
2	22 or 33 kV DG	Sync. Relay	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		
3	22 or 33 kV DG	Sync. Relay	Normal	Operated			DI	O:02 V:01	1		
4	22 or 33 kV DG	Sync. Relay MCB	Normal	Trip			DI	O:02 V:01	1		

ตารางที่ 4: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก(Analog Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-Line__	Current Phase A	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
2	115 kV DG__-Line__	Current Phase B	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
3	115 kV DG__-Line__	Current Phase C	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
4	115 kV DG__-Line__	Voltage A-B	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
5	115 kV DG__-Line__	Voltage B-C	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
6	115 kV DG__-Line__	Voltage C-A	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
7	115 kV DG__-Line__	Frequency	Hz	0..60	AI	O:32 V:02	2		if any
8	115 kV DG__-Line__	Active Power	MW	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
9	115 kV DG__-Line__	Reactive Power	MVAR	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
10	115 kV DG__-Line__	Power Factor	%	+/- 100	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs

สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม(Control Output):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			0	1		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
2	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Close Command		Close					
3	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Close Bypass Sync. Command		Close	SBO	O:12 V:01			
4	115 kV DG__-Line__	_YS-01 Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
5	115 kV DG__-Line__	_YS-01 Close Command		Close					
6	115 kV DG__-Line__	_YS-02 Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
7	115 kV S/S__-Line__	_YS-02 Close Command		Close					

ตารางที่ 4: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ(Status Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-Line__	O/C Relay Phase A	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51
2	115 kV DG__-Line__	O/C Relay Phase B	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51
3	115 kV DG__-Line__	O/C Relay Phase C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51
4	115 kV DG__-Line__	O/C Time Delay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51
5	115 kV DG__-Line__	O/C Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51
6	115 kV DG__-Line__	Directional O/C Phase A	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67
7	115 kV DG__-Line__	Directional O/C Phase B	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67
8	115 kV DG__-Line__	Directional O/C Phase C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67
9	115 kV DG__-Line__	Under/Over Frequency Step 1	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		81
10	115 kV DG__-Line__	Under/Over Frequency Step 2	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		81
11	115 kV DG__-Line__	Under/Over Frequency Relay	Undef.	Off	On	Fault	SOE	O:02 V:02	1		81
12	115 kV DG__-Line__	Under/Over Voltage Step 1	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		27/59
13	115 kV DG__-Line__	Under/Over Voltage Step 2	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		27/59
14	115 kV DG__-Line__	Under/Over Voltage Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		27R
15	115 kV DG__-Line__	Zero Sq. Over Voltage	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		59N

ตารางที่ 4: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
16	115 kV DG__-Line__	Transformer Differential Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		87T
17	115 kV DG__-Line__	Teleprotection	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		Teleprotection from ..
18	115 kV DG__-Line__	Time delayed (CB Fail)	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50BF
19	115 kV DG__-Line__	BF Switch Status	Undef.	Off	On	Fault	DI	O:02 V:01	1		50BF
20	115 kV DG__-Line__	Synchronizing Check	Normal	Operated			DI	O:02 V:01	1		25
21	115 kV DG__-Line__	Sync. Switch Selection	Undef.	Manual	Auto	Fault	DI	O:02 V:01	1		25 Selection SW.
22	115 kV DG__-Line__	Sync. Relay MCB Trip	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		VT MCB for 25
23	115 kV DG__-Line__	DC Supply Control Circuit	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
24	115 kV DG__-Line__	AC Supply Control Circuit	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
25	115 kV DG__-Line__	Gas low press warning	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
26	115 kV DG__-Line__	Gas low press lockout	Normal	Lockout			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
27	115 kV DG__-Line__	Air low press warning	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
28	115 kV DG__-Line__	Air low press lockout	Normal	Lockout			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
29	115 kV DG__-Line__	Trip Cct. Supervision 1 (TC1)	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
30	115 kV DG__-Line__	Trip Cct. Supervision 2 (TC2)	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
31	115 kV DG__-Line__	3YB-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
32	115 kV DG__-Line__	3YB-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
33	115 kV DG__-Line__	3YB-01 Spring Charge	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
34	115 kV DG__-Line__	3YS-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
35	115 kV DG__-Line__	3YS-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
36	115 kV DG__-Line__	3YS-02 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
37	115 kV DG__-Line__	3YS-02 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
38	115 kV DG__-Line__	3YS-03 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		Visible Air Break SW.
39	115 kV DG__-Line__	3YG-03 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		Visible Air Break SW.

ตารางที่ 5: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก(Analog Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-Line__	Current Phase A	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
2	115 kV DG__-Line__	Current Phase B	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
3	115 kV DG__-Line__	Current Phase C	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
4	115 kV DG__-Line__	Voltage A-B	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
5	115 kV DG__-Line__	Voltage B-C	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
6	115 kV DG__-Line__	Voltage C-A	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
7	115 kV DG__-Line__	Frequency	Hz	0..60	AI	O:32 V:02	2		if any
8	115 kV DG__-Line__	Active Power	MW	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
9	115 kV DG__-Line__	Reactive Power	MVAR	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
10	115 kV DG__-Line__	Power Factor	%	+/- 100	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
11	115 kV DG__-S/S__	THDi	%	0..100.00	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
12	115 kV DG__-S/S__	THDv	%	0..100.00	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs

สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม(Control Output):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			0	1		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
2	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Close Command		Close					
3	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Close Bypass Sync. Command		Close	SBO	O:12 V:01			
4	115 kV DG__-Line__	_YS-01 Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
5	115 kV DG__-Line__	_YS-01 Close Command		Close					
6	115 kV DG__-Line__	_YS-02 Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
7	114 kV S/S__-Line__	_YS-02 Close Command		Close					

ตารางที่ 5: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-Line__	Distance Phase A	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
2	115 kV DG__-Line__	Distance Phase B	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
3	115 kV DG__-Line__	Distance Phase C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
4	115 kV DG__-Line__	Distance Earth fault	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
5	115 kV DG__-Line__	Distance Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
6	115 kV DG__-Line__	Distance zone 1	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
7	115 kV DG__-Line__	Distance zone 2	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
8	115 kV DG__-Line__	Distance zone 3	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
9	115 kV DG__-S/S__	O/C Relay Phase A	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
10	115 kV DG__-S/S__	O/C Relay Phase B	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
11	115 kV DG__-S/S__	O/C Relay Phase C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
12	115 kV DG__-S/S__	E/F Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
13	115 kV DG__-S/S__	O/C or E/F Time Delay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
14	115 kV DG__-S/S__	O/C or E/F Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
15	115 kV DG__-S/S__	Directional O/C Phase A	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67/67N
16	115 kV DG__-S/S__	Directional O/C Phase B	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67/67N
17	115 kV DG__-S/S__	Directional O/C Phase C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67/67N
18	115 kV DG__-S/S__	Directional E/F Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67/67N
19	115 kV DG__-Line__	Under/Over Frequency Step 1	Normal	Alarm			SOE	O:02 V:02	1		81
20	115 kV DG__-Line__	Under/Over Frequency Step 2	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		81
21	115 kV DG__-Line__	Under/Over Frequency Relay	Undef.	Off	On	Fault	SOE	O:02 V:02	1		81
22	115 kV DG__-Line__	Under/Over Voltage Step 1	Normal	Alarm			SOE	O:02 V:02	1		27/59

ตารางที่ 5: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. (เบื้องต้น)

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
23	115 kV DG__-Line__	Under/Over Voltage Step 2	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		27/59
24	115 kV DG__-Line__	Under/Over Voltage Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		27R
25	115 kV DG__-S/S__	Transformer Differential Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		87T
26	115 kV DG__-Line__	Teleprotection	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		Teleprotection from ..
27	115 kV DG__-S/S__	Time delayed (CB Fail)	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50BF
28	115 kV DG__-S/S__	BF Switch Status	Undef.	Off	On	Fault	DI	O:02 V:01	1		50BF
29	115 kV DG__-S/S__	Synchronizing Check	Normal	Operated			DI	O:02 V:01	1		25
30	115 kV DG__-Line__	Sync. Switch Selection	Undef.	Manual	Auto	Fault	SOE	O:02 V:02	1		25 Selection SW.
31	115 kV DG__-Line__	Sync. Relay MCB Trip	Normal	Alarm			SOE	O:02 V:02	1		VT MCB for 25
32	115 kV DG__-S/S__	DC Supply Control Circuit	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
33	115 kV DG__-S/S__	AC Supply Control Circuit	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
34	115 kV DG__-S/S__	Trip Cct. Supervision 1 (TC1)	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
35	115 kV DG__-S/S__	Trip Cct. Supervision 2 (TC2)	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
36	115 kV DG__-S/S__	3YB-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
37	115 kV DG__-S/S__	3YB-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
38	115 kV DG__-S/S__	3YB-01 Spring Charge	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
39	115 kV DG__-S/S__	3YS-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
40	115 kV DG__-S/S__	3YS-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
41	115 kV DG__-S/S__	3YS-02 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
42	115 kV DG__-S/S__	3YS-02 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
43	115 kV DG__-S/S__	3YS-03 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		Visible Air Break SW.
44	115 kV DG__-S/S__	3YG-03 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		Visible Air Break SW.

ตารางที่ 6: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. แบบเทอร์มินอล(Terminal) (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นอะนาล็อก (Analog Input Points):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-Line__	Current Phase A	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
2	115 kV DG__-Line__	Current Phase B	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
3	115 kV DG__-Line__	Current Phase C	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		
4	115 kV DG__-Line__	Voltage A-B	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
5	115 kV DG__-Line__	Voltage B-C	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
6	115 kV DG__-Line__	Voltage C-A	kV	0..30	AI	O:32 V:02	2		
7	115 kV DG__-Line__	Frequency	Hz	0..60	AI	O:32 V:02	2		if any
8	115 kV DG__-Line__	Active Power	MW	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
9	115 kV DG__-Line__	Reactive Power	MVAR	+/-	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
10	115 kV DG__-Line__	Power Factor	%	+/- 100	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
11	115 kV DG__-Line__	THDi	%	0..100.00	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
12	115 kV DG__-Line__	THDv	%	0..100.00	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs

สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม(Control Output):

	System Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
			0	1		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
2	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Close Command		Close					
3	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Close Bypass Sync. Command		Close	SBO	O:12 V:01			
4	115 kV DG__-Line__	_YS-01 Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
5	115 kV DG__-Line__	_YS-01 Close Command		Close					
6	115 kV DG__-Line__	_YS-02 Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
7	115 kV S/S__-Line__	_YS-02 Close Command		Close					

ตารางที่ 6: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. แบบเทอร์มินอล(Terminal) (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ(Status Input Points): สำหรับเบย์ที่ 1 และ 2

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-Line__	Distance Phase A	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
2	115 kV DG__-Line__	Distance Phase B	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
3	115 kV DG__-Line__	Distance Phase C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
4	115 kV DG__-Line__	Distance Earth fault	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
5	115 kV DG__-Line__	Distance Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
6	115 kV DG__-Line__	Distance zone 1	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
7	115 kV DG__-Line__	Distance zone 2	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
8	115 kV DG__-Line__	Distance zone 3	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
9	115 kV DG__-Line__	Distance switch on fault	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		21/21N
10	115 kV DG__-Line__	Distance relay DC Supply	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		21/21N
11	115 kV DG__-Line__	Distance relay VT	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		21/21N
12	115 kV DG__-Line__	Directional O/C Phase A	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67/67N
13	115 kV DG__-Line__	Directional O/C Phase B	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67/67N
14	115 kV DG__-Line__	Directional O/C Phase C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67/67N
15	115 kV DG__-Line__	Directional E/F Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		67/67N
16	115 kV DG__-Line__	Line Differential Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		87L
17	116 kV DG__-Line__	BUS Differential Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		87B
18	115 kV DG__-Line__	Teleprotection	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		Teleprotection from ..
19	115 kV DG__-Line__	Time delayed (CB Fail)	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50BF
20	115 kV DG__-Line__	BF Switch Status	Undef.	Off	On	Fault	DI	O:02 V:01	1		50BF

ตารางที่ 6: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. แบบเทอร์มินอล(Terminal) (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ(Status Input Points): สำหรับเบย์ที่ 1 และ 2

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
21	115 kV DG__-Line__	Synchronizing Check	Normal	Operated			DI	O:02 V:01	1		25
22	115 kV DG__-Line__	Sync. Switch Selection	Undef.	Manual	Auto	Fault	DI	O:02 V:01	1		25 Selection SW.
23	115 kV DG__-Line__	Sync. Relay MCB Trip	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		VT MCB for 25
24	115 kV DG__-Line__	Auto Reclose Relay	Normal	Operated			DI	O:02 V:01	1		79
25	115 kV DG__-Line__	Auto Reclose Lockout	Normal	Lockout			DI	O:02 V:01	1		79
26	115 kV DG__-Line__	Auto Reclose SW Status	Undef.	Off	On	Fault	DI	O:02 V:01	1		79
27	115 kV DG__-Line__	DC Supply Control Circuit	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-1YB,CB-2YB
28	115 kV DG__-Line__	AC Supply Control Circuit	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-1YB,CB-2YB
29	115 kV DG__-Line__	Gas (Air) low press warning	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		CB-1YB,CB-2YB
30	115 kV DG__-Line__	Gas (Air) low press lockout	Normal	Lockout			DI	O:02 V:01	1		CB-1YB,CB-2YB
31	115 kV DG__-Line__	Trip Cct. Supervision 1 (TC1)	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-1YB,CB-2YB
32	115 kV DG__-Line__	Trip Cct. Supervision 2 (TC2)	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-1YB,CB-2YB
33	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-1YB,CB-2YB
34	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-1YB,CB-2YB
35	115 kV DG__-Line__	_YB-01 Spring Charge	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-1YB,CB-2YB
36	115 kV DG__-Line__	_YS-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-1YB's, CB-2YB's
37	115 kV DG__-Line__	_YS-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-1YB's, CB-2YB's
38	115 kV DG__-Line__	_YS-02 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-1YB's, CB-2YB's
39	115 kV DG__-Line__	_YS-02 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-1YB's, CB-2YB's
40	115 kV DG__-Line__	_YG-02 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-1YB's, CB-2YB's
41	115 kV DG__-Line__	_YS-03 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		Visible Air Break SW.
42	115 kV DG__-Line__	_YG-03 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		Visible Air Break SW.

ตารางที่ 6: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. แบบเทอร์มินอล(Terminal) (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ(Status Input Points): สำหรับเบย์ที่ 3

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	115 kV DG__-S/S__	O/C Relay Phase A	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
2	115 kV DG__-S/S__	O/C Relay Phase B	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
3	115 kV DG__-S/S__	O/C Relay Phase C	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
4	115 kV DG__-S/S__	E/F Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
5	115 kV DG__-S/S__	O/C or E/F Time Delay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
6	115 kV DG__-S/S__	O/C or E/F Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50/51, 50N/51N
7	115 kV DG__-S/S__	Under/Over Frequency Step 1	Normal	Alarm			SOE	O:02 V:02	1		81
8	115 kV DG__-S/S__	Under/Over Frequency Step 2	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		81
9	115 kV DG__-S/S__	Under/Over Frequency Relay	Undef.	Off	On	Fault	DI	O:02 V:01	1		81
10	115 kV DG__-S/S__	Under/Over Voltage Step 1	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		27/59
11	115 kV DG__-S/S__	Under/Over Voltage Step 2	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		27/59
12	115 kV DG__-Line__	Under/Over Voltage Instantaneous	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		27R
13	115 kV DG__-S/S__	Transformer Differential Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		87T
14	116 kV DG__-Line__	BUS Differential Relay	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	2		87B
15	115 kV DG__-S/S__	Time delayed (CB Fail)	Normal	Trip			SOE	O:02 V:02	1		50BF
16	115 kV DG__-S/S__	BF Switch Status	Undef.	Off	On	Fault	DI	O:02 V:01	1		50BF
17	115 kV DG__-S/S__	Synchronizing Check	Normal	Operated			DI	O:02 V:01	1		25

ตารางที่ 6: อินพุต/เอาท์พุต รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และเชื่อมต่อกับระบบ 69-115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. แบบเทอร์มินอล(Terminal) (เบื้องต้น)

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ(Status Input Points): สำหรับเบย์ที่ 3

	System Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
18	115 kV DG__-S/S__	Sync. Switch Selection	Undef.	Manual	Auto	Fault	DI	O:02 V:01	1		25 Selection SW.
19	115 kV DG__-S/S__	Sync. Relay MCB Trip	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		VT MCB for 25
20	115 kV DG__-S/S__	DC Supply Control Circuit	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
21	115 kV DG__-S/S__	AC Supply Control Circuit	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
22	115 kV DG__-S/S__	Gas (Air) low press warning	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
23	115 kV DG__-S/S__	Gas (Air) low press lockout	Normal	Lockout			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
24	115 kV DG__-S/S__	Trip Cct. Supervision 1 (TC1)	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
25	115 kV DG__-S/S__	Trip Cct. Supervision 2 (TC2)	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
26	115 kV DG__-S/S__	_YB-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
27	115 kV DG__-S/S__	_YB-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
28	115 kV DG__-S/S__	_YB-01 Spring Charge	Normal	Fail			DI	O:02 V:01	1		CB-3YB
29	115 kV DG__-S/S__	_YS-01 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
30	115 kV DG__-S/S__	_YS-01 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
31	115 kV DG__-S/S__	_YS-02 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
32	115 kV DG__-S/S__	_YS-02 Control Set on	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		CB-3YB's
33	115 kV DG__-S/S__	_YS-03 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		Visible Air Break SW.
34	115 kV DG__-S/S__	_YG-03 Status	Undef.	Open	Closed	Fault	DI	O:02 V:01	1		Visible Air Break SW.

ตารางที่ 7 อินพุต/เอาท์พุต ของ FRTU-RCS โหลดเบรคสวิตช์ (Load Break Switch)

สัญญาณอินพุตที่เป็นอะนาล็อก(Analog Input Points):

	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
		Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	Current Phase A	amps	0..1200	AI	O:32 V:02	2		
2	Current Phase B	amps	0..1200	AI	O:32 V:02	2		
3	Current Phase C	amps	0..1200	AI	O:32 V:02	2		
4	Voltage A-B	kV	0..30.0	AI	O:32 V:02	2		
5	Voltage B-C	kV	0..30.0	AI	O:32 V:02	2		
6	Voltage C-A	kV	0..30.0	AI	O:32 V:02	2		
7	Active Power	MW	+/-	AI	O:32 V:02	2		
8	Reactive Power	MVAR	+/-	AI	O:32 V:02	2		
9	Power Factor	%	+/- 100	AI	O:32 V:02	2		

ตารางที่ 7 อินพุต/เอาท์พุต ของ FRTU-RCS โหลดเบรคสวิตช์ (Load Break Switch)

สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ(Status Input Points):

	Point Name	Descriptor	Descriptor				Point Type	DNP Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	Switch Status	Open/Closed	Undef.	Open	Closed	Fault	SOE	O:02 V:02	1		
2	Control Mode	Local/Remote	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		
3	Mechanical Device Status	Free / Locked	Undef.	Free	Locked	Fault	DI	O:02 V:01	1		
4	SF6 Gas Low Pressure	Alarm/Normal	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		
5	Low Battery Voltage	Alarm/Normal	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		
6	High Battery Voltage	Alarm/Normal	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		
7	Battery Charger Overvoltage	Alarm/Normal	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		
8	Ground Battery / Charger	Alarm/Normal	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		
9	Enclosure Door Open	Alarm/Normal	Normal	Alarm			DI	O:02 V:01	1		
10	Phase Fault Condition	Alarm/Normal	Normal	Alarm			SOE	O:02 V:02	1		
11	Earth Fault Condition	Alarm/Normal	Normal	Alarm			SOE	O:02 V:02	1		

สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม(Control Output):

	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Points			Remark
		0	1		Object	Class	Addr#	
1	RCS Open Command		Open	SBO	O:12 V:01			
2	RCS Close Command		Close					