

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สารบัญ

หน้าที่

1. ส่วนนำ 1

1.1 บทนำ 1

1.2 วัตถุประสงค์และหลักการ 1

1.3 คำจำกัดความ 2

1.4 ขอบเขตของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อ 4

2. ข้อกำหนดทั่วไป 5

2.1 หลักเกณฑ์การพิจารณาด้านเทคนิค 5

2.2 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า 6

2.3 ข้อกำหนดอุปกรณ์และระบบป้องกัน 7

2.4 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า 9

2.5 การควบคุมความถี่ไฟฟ้า 10

2.6 ระบบควบคุมระยะไกล (REMOTE CONTROL) 12

2.7 ระบบการติดต่อสื่อสาร (VOICE COMMUNICATION) 12

2.8 การรับส่งและเชื่อมโยงข้อมูลระยะไกล 13

2.9 ข้อกำหนดสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด อินเวอร์เตอร์ (INVERTER) 13

2.10 ข้อกำหนดสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้ อินเวอร์เตอร์ (NON-INVERTER) 17

2.11 การเพิ่มเติม เปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า 18

3. ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า 19

3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) 19

3.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) 20

3.3 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (IPU และ IPS) 22

3.4 ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทอื่น 23

4. ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับการเชื่อมต่อและใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้า 24

5. แนวปฏิบัติหากเกิดปัญหาการปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อ 24

5.1 การระงับข้อพิพาทโดยเจรจาเพื่อหาข้อยุติร่วมกัน 24

5.2 การยื่นคำร้องเรียนต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน 25
6. บทเฉพาะกาล 25
6.1 การเชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่น 25
6.2 ผู้เชื่อมต่อรายเดิมที่ได้รับอนุญาตเชื่อมต่อก่อนข้อกำหนด.....25
6.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อนุโลมให้ผู้เชื่อมต่อรายเดิมที่ขอเชื่อมต่อใหม่ตามข้อ 6.2 25
6.4 ผู้ขอเชื่อมต่อที่ยื่นคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและเอกสารยังไม่ครบถ้วน 25
6.5 อินเวอร์เตอร์ (INVERTER) ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ขึ้นทะเบียน.....25
7. เอกสารแนบท้าย.....25
7.1 รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน.....26
7.2 รายละเอียดและมาตรฐานอุปกรณ์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อ.....44
7.3 รายละเอียดข้อกำหนดของระบบควบคุมระยะไกล.....49
7.4 รายละเอียดขั้นตอนและวิธีการทดสอบอินเวอร์เตอร์ (INVERTER).....71

1. ส่วนนำ

1.1 บทนำ

ด้วยพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 81 กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด ซึ่งประกอบไปด้วยข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงาน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายพลังงาน และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายพลังงาน

เพื่อให้เป็นไปตามบทบัญญัติของกฎหมายดังกล่าว รองรับนโยบายด้านพลังงานของประเทศ ส่งเสริมการใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เสริมประสิทธิภาพการบริหารจัดการ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้มีความมั่นคง ปลอดภัย ได้มาตรฐาน มีคุณภาพ รวมถึงเพื่อเป็นการกำหนดหน้าที่และความรับผิดชอบของผู้ใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายให้ชัดเจน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในฐานะผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าจึงอาศัยอำนาจตามความในมาตรา 81 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 วางข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าไว้ ดังนี้

1. ข้อกำหนดนี้เรียกว่า “ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569”

2. ข้อกำหนดนี้ให้ใช้บังคับเมื่อพ้น 90 วันนับแต่วันที่ประกาศ เป็นต้นไป

3. ให้ยกเลิก “ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559”

4. บรรดาระเบียบ คำสั่ง หลักเกณฑ์และวิธีปฏิบัติอื่นใดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ขัดหรือแย้งกับข้อกำหนดนี้ ให้ใช้ข้อกำหนดนี้แทน

1.2 วัตถุประสงค์และหลักการ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569 ฉบับนี้เป็นการกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นต่ำด้านเทคนิคการออกแบบ รายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า และมาตรฐานการติดตั้ง สำหรับการใช้หรือเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่จะต้องปฏิบัติตาม โดยมีวัตถุประสงค์ดังนี้

1) เพื่อให้มีวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมหรือผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดพื้นฐานในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าไว้เพื่อเป็นหลักปฏิบัติโดยเท่าเทียมกัน

2) เพื่อให้มีการกำหนดมาตรฐานด้านเทคนิคขั้นต่ำให้ชัดเจน ในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า มาตรฐานการติดตั้ง ณ จุดเชื่อมต่อ และอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3) เพื่อให้การเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการเชื่อมต่อระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีประสิทธิภาพและความปลอดภัย

4) เพื่อให้คุณภาพในการจ่ายไฟสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

5) เพื่อกำหนดหน้าที่และความรับผิดชอบของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อให้ชัดเจน ซึ่งต้องยินยอมปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมถึงระเบียบ ข้อกำหนด หลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีผลบังคับใช้ในขณะนั้น และให้รวมถึงที่มีการแก้ไขเพิ่มเติมภายหน้าด้วย

1.3 คำจำกัดความ

ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	หมายความว่า	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า	หมายความว่า	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ควบคุมระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ระบบผลิตไฟฟ้า	หมายความว่า	ระบบการผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ และให้หมายความรวมถึงอุปกรณ์ไฟฟ้าและระบบจัดส่งเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าด้วย
ระบบไฟฟ้า	หมายความว่า	ระบบผลิตไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้การปฏิบัติการและควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ไปถึงจุดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
การไฟฟ้า	หมายความว่า	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือการไฟฟ้านครหลวง
ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า	หมายความว่า	ผู้ได้รับใบอนุญาต หรือผู้ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอใบอนุญาต หรือผู้ประสงค์จะประกอบกิจการไฟฟ้า ตามกฎหมายว่าด้วยการประกอบกิจการพลังงาน
ผู้ใช้ไฟฟ้า	หมายความว่า	ผู้ที่ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ผู้ขอเชื่อมต่อ	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมถึงผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้ข้อกำหนดการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Code : TPA Code) ด้วย
ผู้เชื่อมต่อ	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้า เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผ่านการทดสอบการเชื่อมต่อตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดแล้ว

		รวมถึงผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้ข้อกำหนดการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Code : TPA Code) ด้วย
ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP)	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ที่ขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่ขอเชื่อมต่อหรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP)	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ที่ขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ขอเชื่อมต่อหรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
Independent/Industrial Power Supply : IPS	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้า ที่ผลิตและจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อหรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
In-Plant Utility : IPU	หมายความว่า	ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นของตนเองเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง ที่ขอเชื่อมต่อหรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	หมายความว่า	ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นของตนเองเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองภายในกิจการ (In-Plant Utility : IPU) หรือกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่ได้เป็นของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งมีผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่ผลิตและจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า (Independent/Industrial Power Supply : IPS) ซึ่งขอเชื่อมต่อหรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
Prosumer	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง หรือมีระบบบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าและอาจจ่ายไฟฟ้าส่วนที่เหลือเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้า
จุดเชื่อมต่อ	หมายความว่า	จุดที่อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding)	หมายความว่า	การจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในขณะที่การไฟฟ้าไม่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า
ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection)	หมายความว่า	ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สั่งการโดยผ่านระบบสื่อสาร
ระบบควบคุมระยะไกล	หมายความว่า	ระบบควบคุมระยะไกลที่ทำหน้าที่ในการรับส่งข้อมูลเพื่อการควบคุม ตรวจวัด หรือการชี้บอกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าและโครงข่ายไฟฟ้า เช่น Feeder Remote Terminal Unit (FRTU), Feeder Device Control Unit (FDCU), Computer base Substation Control System (CSCS), Substation Control and Protection System (SCPS)
อินเวอร์เตอร์ (Inverter)	หมายความว่า	อุปกรณ์แปลงผันไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าหรือแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current, DC) ให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternating Current, AC) เพื่อใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น Grid Connected Inverter, On Grid Inverter, Grid-interactive Inverter ซึ่งรวมไปถึงระบบผลิตไฟฟ้า หรือแหล่งจ่ายไฟฟ้าที่มีวงจรอินเวอร์เตอร์เป็นส่วนประกอบในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วย เช่น Wind turbine system with power converter, Bi-directional AC/DC Converter, Power Conversion System (PCS), Power Conversion Equipment (PCE)
TPA Code	หมายความว่า	ข้อกำหนดการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Code : TPA Code)

1.4 ขอบเขตของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569 ฉบับนี้ใช้สำหรับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ตามประเภท ดังนี้

1.4.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer : VSPP)

1.4.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP)

1.4.3 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

1.4.4 การใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Third Party Access : TPA)

1.4.5 ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทอื่น นอกเหนือจาก 1.4.1 ถึง 1.4.4 เช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

2. ข้อกำหนดทั่วไป

2.1 หลักเกณฑ์การพิจารณาด้านเทคนิค

เพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายหลังจากการเชื่อมต่อแล้ว อีกทั้งไม่ส่งผลกระทบทางด้านความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงกำหนดหลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

2.1.1 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพิจารณาผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านต่างๆ ก่อนที่ผู้ขอเชื่อมต่อจะได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และสงวนสิทธิ์พิจารณาผลกระทบภายหลังเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว เป็นกรณีๆ ไป ทั้งนี้จะพิจารณาถึงแผนงานหรือโครงการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย ดังนี้

1) การจ่ายกระแสไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายหรือสายส่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินพิกัดกระแสต่อเนื่อง และไม่เกินปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อ 2.2 โดยกำลังไฟฟ้าที่ไหลออกจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปยังระบบส่งไฟฟ้าจะต้องไม่กระทบต่อความมั่นคงระบบโครงข่ายไฟฟ้าในภาพรวม

2) การคุมค่าแรงดัน (Voltage Regulation) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะต้องไม่ทำให้แรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยหากผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อทำให้แรงดันอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้ปรับปรุงหรือควบคุมการเดินเครื่องเพื่อให้แรงดันเป็นไปตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3) กระแสลัดวงจร ผู้ขอเชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (Short Circuit Interrupting Capacity) ของอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ป้องกัน และไม่ทำให้เกิดการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์ (Protection Coordination) ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ให้ผู้ขอเชื่อมต่อจัดส่งข้อมูลและหรือศึกษาผลกระทบเพิ่มเติม ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เพื่อใช้พิจารณาความมั่นคง ปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น การวิเคราะห์ด้านเสถียรภาพของระบบผลิตไฟฟ้า (Stability), การวิเคราะห์ด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality)

2.1.2 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ รายใดที่ไม่ผ่านหลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิคตามข้อ 2.1.1 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องทำการศึกษาการแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นทั้งการจ่ายกระแสไฟฟ้า การคุมค่าแรงดัน กระแสลัดวงจร ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาตรวจสอบ

2.1.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์กำหนดรูปแบบ วิธีการบริหารจัดการที่เหมาะสมได้ ถ้าหากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาว่ามีความจำเป็นต้องมีการขยายเขตและหรือปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เพิ่มเติมอุปกรณ์ หรือมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการที่เกี่ยวข้อง ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

2.1.4 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาอนุญาตหรือไม่อนุญาตให้มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยพิจารณาทั้งด้านความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม และจะนำไปเป็นเหตุอ้างเพื่อเรียกร้องค่าเสียหายใดๆ ต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมิได้

2.2 ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

หลักเกณฑ์ใช้พิจารณานี้สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อประเภทที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกประเภท ดังนี้

2.2.1 ระบบแรงดัน 220/380 โวลต์

1) ผู้ขอเชื่อมต่อที่จะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบเฟสเดียว จะต้องมีปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ (kW) ต่อราย

2) ผู้ขอเชื่อมต่อที่จะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้ามากกว่าหนึ่งเฟส จะต้องมีปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าไม่เกิน 10 กิโลวัตต์ (kW) ต่อราย โดยให้มีความแตกต่างของขนาดกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ (kW)

3) ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) รวมของผู้ขอเชื่อมต่อและผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกัน ต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 25 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลโวลต์-แอมแปร์) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

4) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าในกรณีดังต่อไปนี้ ให้ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Export Limiting Device : EXL) เพื่อควบคุมกำลังไฟฟ้าไม่ให้ไหลเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณที่ได้รับอนุญาต

4.1) กรณีเชื่อมต่อเฟสเดียว ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากกว่า 7 กิโลวัตต์ (kW) เพื่อจ่ายหรือขายไฟฟ้าไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ (kW) ต่อราย

4.2) กรณีเชื่อมต่อมากกว่าหนึ่งเฟส ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามากกว่า 10 และ 15 กิโลวัตต์ (kW) เพื่อจ่ายหรือขายไฟฟ้าไม่เกิน 5 และ 10 กิโลวัตต์ (kW) ต่อรายตามลำดับ

2.2.2 ระบบแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์

1) สำหรับระบบ 22 กิโลโวลต์ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อและผู้เชื่อมต่อทุกราย ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ ต่อ วงจร

2) สำหรับระบบ 33 กิโลโวลต์ ปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อและผู้เชื่อมต่อทุกราย ไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ต่อ วงจร

โดยปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมที่จ่ายหรือขายไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ของผู้ขอเชื่อมต่อและผู้เชื่อมต่อทุกราย ในระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ รวมทุกวงจร จะต้องไม่เกิน 75 เปอร์เซ็นต์ (หน่วยเป็นกิโลโวลต์-แอมแปร์) ของพิกัดสูงสุดของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังแต่ละลูกของสถานีไฟฟ้า

2.2.3 ระบบแรงดัน 115 กิโลโวลต์

สำหรับระบบในรูปแบบ Overhead Transmission ให้มีปริมาณกำลังไฟฟ้ารวมที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อและผู้เชื่อมต่อทุกราย ไม่เกิน 120 เมกะวัตต์ ต่อ วงจร สำหรับวงจรแบบ Single Conductor และไม่เกิน 230 เมกะวัตต์ต่อวงจร สำหรับวงจรแบบ Double Conductor ทั้งนี้ หากมีระบบแบบ Underground Cable หรือข้อจำกัดอื่นๆ ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขอสงวนสิทธิ์พิจารณาปรับลดกำลังไฟฟ้ารวมที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าตามความเหมาะสม ต่อไป

2.2.4 ข้อสงวนสิทธิ์

1) หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาแล้วพบว่า ขนาดกำลังผลิตติดตั้งของผู้ขอเชื่อมต่ออาจส่งผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์พิจารณาขนาดกำลังผลิตติดตั้งที่เหมาะสมของผู้ขอเชื่อมต่อ หรือพิจารณาให้ผู้ขอเชื่อมต่อติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Export Limiting Device : EXL) เพิ่มเติม เพื่อควบคุมปริมาณกำลังไฟฟ้าไม่ให้ไหลเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณที่ขออนุญาตแล้วแต่กรณี

2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์พิจารณาเปลี่ยนแปลงปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยคำนึงถึง ข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ประเภทของระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงความมั่นคง ปลอดภัย เชื่อถือได้ และเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.3 ข้อกำหนดอุปกรณ์และระบบป้องกัน

ข้อกำหนดนี้ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อทุกราย ดังนี้

2.3.1 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ ระบบควบคุมและระบบป้องกันไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ดังมีรายละเอียดตามเอกสารแนบท้ายข้อ 7 ตามที่กำหนดแต่ละประเภทการเชื่อมต่อในข้อ 3 และ 4 แล้วแต่กรณี ทั้งนี้ นอกเหนือจากรายละเอียดและมาตรฐานอุปกรณ์ที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดนี้แล้ว ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องออกแบบ ติดตั้ง อุปกรณ์และระบบไฟฟ้าภายในให้เป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดเกี่ยวกับการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วย

2.3.2 อุปกรณ์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อ เป็นไปตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยมีรายละเอียดตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.2 หรือตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับได้

2.3.3 หม้อแปลงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องมีการเชื่อมต่อขดลวด (Winding Connection) สอดคล้องกับกำลังการผลิตติดตั้ง และลักษณะการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.1 หากไม่เป็นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด จะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน โดยให้พิจารณาออกแบบระบบป้องกันให้สอดคล้องกันและไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.3.4 ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีรูปแบบการปิดซ้ำอัตโนมัติ (Automatic Reclosing Scheme) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องแน่ใจว่าอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่การปิดซ้ำอัตโนมัติของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะทำงาน มิฉะนั้นการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ

2.3.5 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่อนุญาตให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ มีรูปแบบการปิดซ้ำอัตโนมัติ (Automatic Reclosing Scheme) สำหรับการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์พิจารณาให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ มีรูปแบบการปิดซ้ำอัตโนมัติ (Automatic Reclosing Scheme) เป็นรายๆ ไป

2.3.6 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบระบบป้องกัน เพื่อไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding) คือไม่ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อไม่มีไฟฟ้า โดยหากไม่มีไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ปลดการเชื่อมต่อโดยทันที

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสมในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้กับผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อเป็นรายๆ ไป

2.3.7 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของตนเองตามข้อกำหนดนี้ หรือติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมอื่นๆ ตามความเหมาะสม ทั้งนี้การติดตั้งรีเลย์ระบบป้องกันจะต้องทำงานสอดคล้องกับระบบป้องกันของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หลังจากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้วหากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่น ๆ ที่ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบ ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าวทั้งหมด

2.3.8 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพื่อไม่ทำให้เกิดการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์ (Protection Coordination) ของอุปกรณ์ป้องกันในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.3.9 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะพิจารณาให้มีการขยายเขตระบบไฟฟ้าและหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมถึงปรับปรุง ติดตั้ง โยกย้าย อุปกรณ์และระบบป้องกันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด ทั้งนี้รวมถึงกรณีมีการเปลี่ยนแปลงสภาพการจ่ายไฟฟ้าภายหลังการเชื่อมต่อ เพื่อให้เกิดความมั่นคง ปลอดภัย เชื่อถือได้ และเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.3.10 หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการปิดซ้ำ (Reclosing) หรือต้องเพิ่มเติมอุปกรณ์ เช่น ติดตั้งระบบซิงโครไนซ์ (Synchronizing system) ระบบป้องกันระยะไกล (Tele protection) ระบบ Inter-trip หรือ ระบบกั้นการปิดซ้ำ (Block Reclosing) ทั้งในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ และในส่วนอุปกรณ์ป้องกันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องยอมรับและปฏิบัติตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ เนื่องจากการปิดซ้ำ (Reclosing) นี้

2.3.11 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าไม่ให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า เกินปริมาณที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าหรือที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมกำลังไฟฟ้าไม่ให้เกินปริมาณที่จ่ายหรือขายไฟฟ้าเพิ่มเติมแล้วแต่กรณี

2.3.12 ในกรณีที่ไม่มีรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อรายใด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์การพิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกันที่เหมาะสมเป็นรายๆ ไป

2.3.13 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันตามความเหมาะสม รวมถึงแก้ไข เปลี่ยนแปลง หรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดอื่นๆ เป็นรายๆ เพื่อให้เกิดความมั่นคง ปลอดภัย เชื่อถือได้ และเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม

2.3.14 ระบบป้องกันตามข้อกำหนดนี้ เป็นการออกแบบระบบป้องกันขั้นต่ำสุด ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ต้องพิจารณาความเหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติม เพื่อป้องกันการผิดพลาดของระบบป้องกันกรณีที่มิได้กำหนดไว้ในข้อกำหนดนี้ เช่น กระแสลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง (High Impedance Fault: HIF) การเกิดการจ่ายไฟแบบแยกโดดโดยไม่ได้เจตนา (Unintentional Islanding) ซึ่งหลังจากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว หากเกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและหรือบุคคลที่สาม ที่มีสาเหตุมาจากการจ่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้น

2.3.15 ภายหลังการเชื่อมต่อ หากผู้เชื่อมต่อ มีแผนปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลง ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้า และหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า รวมถึงอุปกรณ์อื่นใดของผู้เชื่อมต่อ ก่อนการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ผู้เชื่อมต่อ ต้องดำเนินการแจ้งและได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน ทั้งนี้ รายละเอียดและเงื่อนไขเกี่ยวกับการกำหนดการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงของอุปกรณ์เป็นไปตามประกาศ หลักเกณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.4 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบระบบควบคุมการจ่ายไฟจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ดังนี้

2.4.1 การควบคุมระดับแรงดัน และตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบระบบควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องกับเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในภาวะปกติ ตามตารางเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคหรือเป็นไปตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

ตารางเกณฑ์มาตรฐานแรงดันไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
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

2) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ต้องใช้ระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถควบคุมตัวประกอบกำลัง (Power Factor) กำลังไฟฟ้า (Active Power, Watt) และ กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power, Var)

ตามข้อ 2.9 หรือ 2.10 เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดเป็นหลัก

2.4.2 การควบคุมแรงดันกระเพื่อม

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมระบบผลิตไฟฟ้า ไม่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) ณ จุดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.4.3 การควบคุมฮาร์มอนิก

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผิดเพี้ยนเกินค่าที่กำหนดตามข้อกำหนดเกณฑ์ฮาร์มอนิกตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.4.4 การติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าและระบบ Monitoring System

เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter : PQM) ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.2 ณ ตำแหน่งจุดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือตำแหน่งอื่นแล้วแต่กรณีตามรูปแบบการเชื่อมต่อ ซึ่งกำหนดการติดตั้งสำหรับประเภทดังนี้

1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดไม่ใช้ อินเวอร์เตอร์ (Non-Inverter) ขนาดกำลังผลิตรวมกันเกินกว่า 1 เมกะวัตต์

2) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ขนาดกำลังผลิตรวมกันเกินกว่า 250 กิโลวัตต์

โดยผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่มีขนาดกำลังผลิตรวมกันเกินกว่า 1 เมกะวัตต์ จะต้องจัดหา ออกแบบ และระบบ Monitoring System สำหรับเก็บบันทึกข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า เช่น แรงดันไฟฟ้า , กระแสไฟฟ้า, ความถี่ไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้า, ตัวประกอบกำลัง, THDv, THDi, Pst และ Plt หรือข้อมูลอื่นๆ และตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด สำหรับกรณีเป็นระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลม การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์กำหนดให้มีการเก็บบันทึกข้อมูล Weather parameter เช่น ความเข้มแสง อุณหภูมิ หรือความเร็วลม (ตามแต่ละประเภทของแหล่งพลังงาน) เป็นกรณีๆ ไป

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องสามารถเรียกดูข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าในรูปแบบเวลาจริง (Real Time) รวมถึงข้อมูลของความเข้มแสง อุณหภูมิ หรือความเร็วลม แล้วแต่กรณีตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ผ่านระบบสื่อสารได้ โดยผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด รวมทั้งค่าบริการรายเดือน/ปีของระบบสื่อสาร (ถ้ามี)

2.5 การควบคุมความถี่ไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมระบบผลิตไฟฟ้า การทนต่อสภาพความถี่ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through)

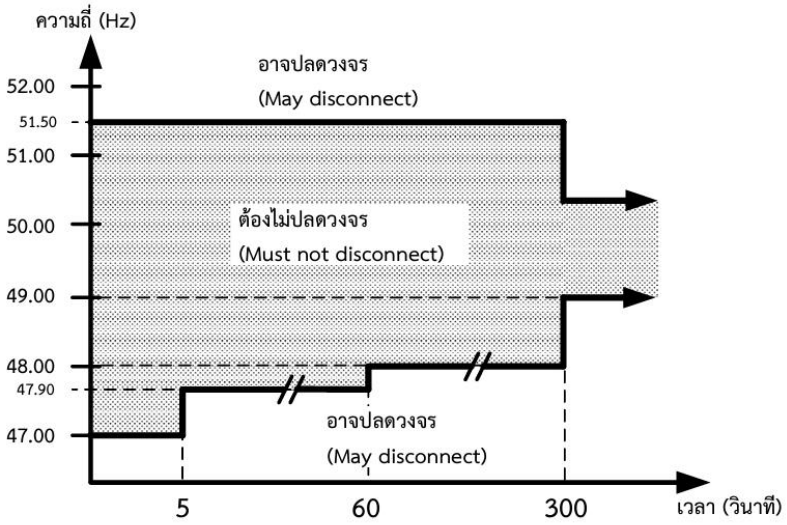
2.5.1 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่ไม่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Non-Inverter) สามารถตัดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ได้ตามกรณี และรูปที่ 1 ดังนี้

1) ในกรณีความถี่ไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 49.00 - 51.00 รอบต่อวินาที (Hz) ต่อเนื่องเป็นระยะเวลาเกิน 5 นาที ให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2) ในกรณีความถี่ไฟฟ้าต่ำกว่า 48.00 รอบต่อวินาที (Hz) ต่อเนื่องเป็นระยะเวลาเกิน 1 นาที ให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

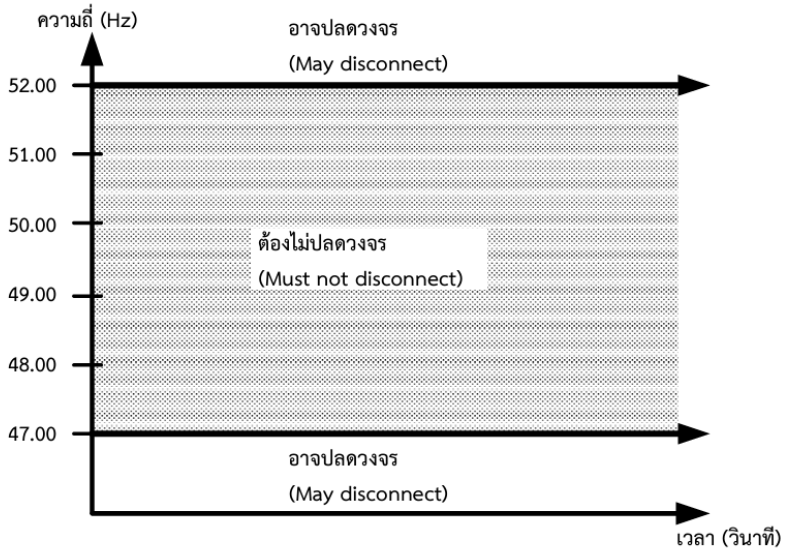
3) ในกรณีความถี่ไฟฟ้าต่ำกว่า 47.90 รอบต่อวินาที (Hz) ต่อเนื่องเป็นระยะเวลาเกิน 5 วินาที ให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

4) ในกรณีความถี่ไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 47.50 - 51.50 รอบต่อวินาที (Hz) ให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 1 Frequency Ride Through (Non-Inverter)

2.5.2 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter) สามารถตัดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในกรณีความถี่ไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 47.00 - 52.00 รอบต่อวินาที (Hz) ตามรูปที่ 2



รูปที่ 2 Frequency Ride Through (Inverter)

2.6 ระบบควบคุมระยะไกล (Remote Control)

2.6.1 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อตามรูปแบบที่ 1.3, 1.6 และ 3 ตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.1 รวมถึงผู้ขอเชื่อมต่อที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเพิ่มเติม ต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบ และติดตั้ง ระบบควบคุมระยะไกล และหรือสวิตช์ตัดโหลดชนิดที่สามารถควบคุมสั่งการจากระยะไกลได้ (Remote Control Switch: RCS) แล้วแต่กรณี พร้อมระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อกับ Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามรายละเอียดที่กำหนดในตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.3 รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อระบบควบคุมระยะไกลกับ SCADA ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด รวมทั้งค่าบริการรายเดือนของระบบสื่อสารและอื่นๆ (ถ้ามี) ทั้งนี้ ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ อาจให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นผู้ดำเนินการดังกล่าวข้างต้น โดยค่าใช้จ่ายของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ตามรูปแบบและวิธีการที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.6.2 สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดพิกัดรวมกันเกินกว่า 1 เมกะวัตต์ (MW) และผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเพิ่มเติม ให้ติดตั้งระบบควบคุมระยะไกล ต้องจัดหาและติดตั้งระบบสำหรับรับค่าทางไฟฟ้าที่กำหนด (Setpoints) จาก SCADA ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า ผ่านระบบควบคุมระยะไกล มายังระบบ Monitoring Systems และหรือระบบควบคุมของโรงไฟฟ้า (Plant Control) ตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.3 ตารางที่ 2 รวมถึงรับผิดชอบในการออกแบบควบคุมระบบไฟฟ้าและระบบผลิตไฟฟ้า ให้เป็นไปตามค่าทางไฟฟ้า (Setpoints) ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคร้องขอ ณ จุดเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือจุดที่กำหนด เช่น Voltage Setpoint, MVar Setpoint, MW Setpoint, PF Setpoint

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) จัดหาและติดตั้งระบบสำหรับรับค่าทางไฟฟ้าที่กำหนด (Setpoints) จาก SCADA ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า ผ่านระบบควบคุมระยะไกล มายังระบบ Monitoring Systems และหรือระบบควบคุมของโรงไฟฟ้า (Plant Control) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.7 ระบบการติดต่อสื่อสาร (Voice Communication)

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อให้ใช้ช่องทางการสื่อสารสำหรับการประสานงานในการสั่งการโดยตรงกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Local Control) อย่างน้อย 2 ช่องทาง ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยกำหนดให้ใช้วิทยุสื่อสาร 1 ช่องทาง และอีก 1 ช่องทาง อาจเป็นโทรศัพท์ หรือ อื่นๆ ตามความเหมาะสม ยกเว้นผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดพิกัดรวมกันไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ให้ใช้ช่องทางการสื่อสารอย่างน้อย 1 ช่องทาง ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด สำหรับช่องทางสื่อสารอื่นๆ ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบด้วย

ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องทั้งหมด รวมถึงค่าบริการรายเดือน/ปี (ถ้ามี)

2.8 การรับส่งและเชื่อมโยงข้อมูลระยะไกล

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบ และติดตั้งระบบ สำหรับการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ต่างๆ ดังต่อไปนี้

1) เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter)
2) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด อินเวอร์เตอร์ (Inverter)
3) มาตรวัดไฟฟ้า ที่ขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
4) มาตรวัดไฟฟ้าชุดตรวจสอบ
5) อุปกรณ์ป้องกัน
6) อุปกรณ์อื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาเพิ่มเติม

ผ่านระบบสื่อสาร เพื่อการรับส่งและเชื่อมโยงข้อมูลระยะไกลระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามวิธีการ รูปแบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ต้องยินยอมเปิดเผยและจัดส่งข้อมูลตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคร้องขอ หรืออนุญาตให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเรียกดูข้อมูล ในรูปแบบเวลาจริง (Real Time) ผ่านระบบสื่อสาร และผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด รวมทั้งค่าบริการรายเดือนของระบบสื่อสาร (ถ้ามี) โดยผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ อาจให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เป็นผู้ดำเนินการดังกล่าวข้างต้น โดยค่าใช้จ่ายของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ตามรูปแบบและวิธีการที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการควบคุมระยะไกลสำหรับอุปกรณ์ดังกล่าวข้างต้นได้ เพื่อให้เกิดความมั่นคง ปลอดภัย เชื่อถือได้ และเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2.9 ข้อกำหนดสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

ผู้ขอเชื่อมหรือผู้เชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอินเวอร์เตอร์ จะต้องออกแบบ จัดหา ติดตั้งอุปกรณ์ ที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะ ข้อ 2.9.1 ถึง 2.9.13 โดยต้องใช้อินเวอร์เตอร์ที่ผ่านการทดสอบตามรายละเอียดขั้นตอนและวิธีการทดสอบอินเวอร์เตอร์ (อินเวอร์เตอร์) ตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.4 หรืออินเวอร์เตอร์ที่ได้รับการขึ้นทะเบียนอุปกรณ์ตามหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และให้ตั้งค่าการทำงานและระบบป้องกัน (Grid Parameter Setting) ตามประเภทการเชื่อมต่อ

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าประเภท Wind turbine system with power converter หรือระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์พิจารณาคุณลักษณะ รายละเอียดขั้นตอนและวิธีการทดสอบสำหรับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นกรณีไป

2.9.1 การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active power control)

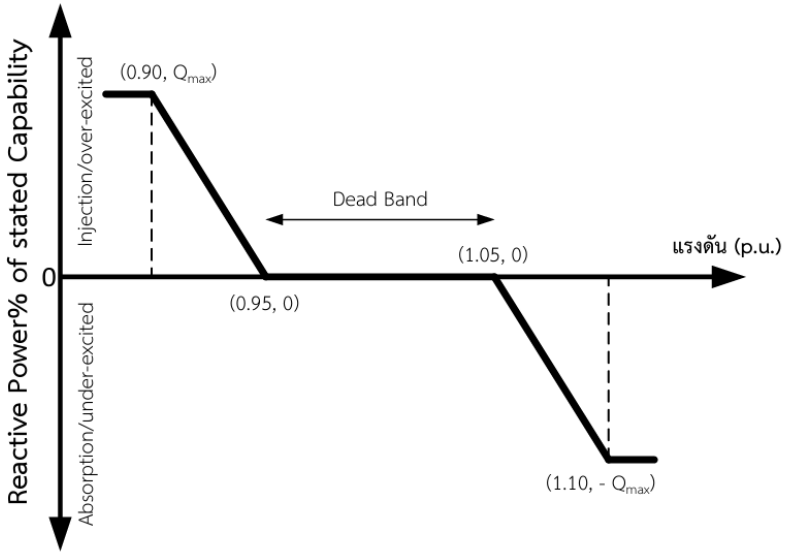
ต้องออกแบบระบบควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active power control) เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด โดยจะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจาก 100 เปอร์เซ็นต์ เหลือ 0 เปอร์เซ็นต์ ได้ โดยสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อนาที

2.9.2 ความสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Control) และควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Control)

1) สามารถปรับค่าและควบคุมตัวประกอบกำลัง (Power factor Control) ได้ 0.90 ตามหลัง ถึง 0.90 นำหน้า หรือดีกว่า ที่พิกัดกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power, Watt) ด้วยวิธีอย่างน้อยคือ Constant power factor mode

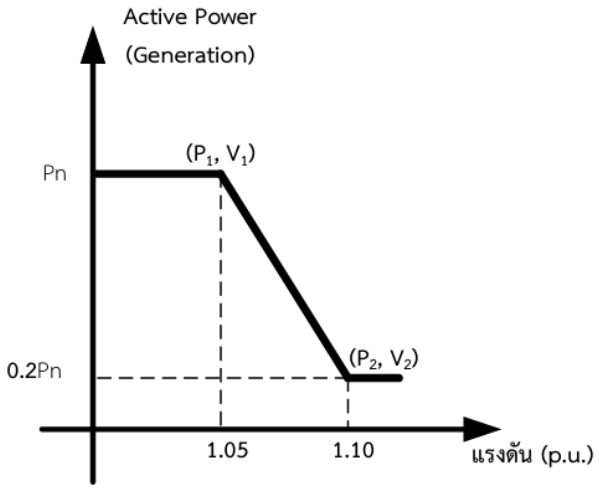
2) สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Control) ได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ

2.1) Voltage-reactive power (Volt-Var) mode (A variable reactive power depending on the voltage) ตาม Characteristic curve Q(V) รูปที่ 3 โดยสามารถเริ่มทำงานตั้งแต่ค่ากำลังไฟฟ้า (Active Power, Watt) เท่ากับร้อยละ 20 ของพิกัดกำลังไฟฟ้า



รูปที่ 3 Standard Q(V) characteristic curve สำหรับ Inverter เชื่อมต่อทุกระดับแรงดัน

2.2) Voltage-active power (Volt-Watt) mode (A variable active power depending on the voltage) ตาม Characteristic curve P(V) รูปที่ 4 โดยสามารถเริ่มทำงานตั้งแต่ค่ากำลังไฟฟ้า (Active Power, Watt) เท่ากับร้อยละ 20 ของพิกัดกำลังไฟฟ้า

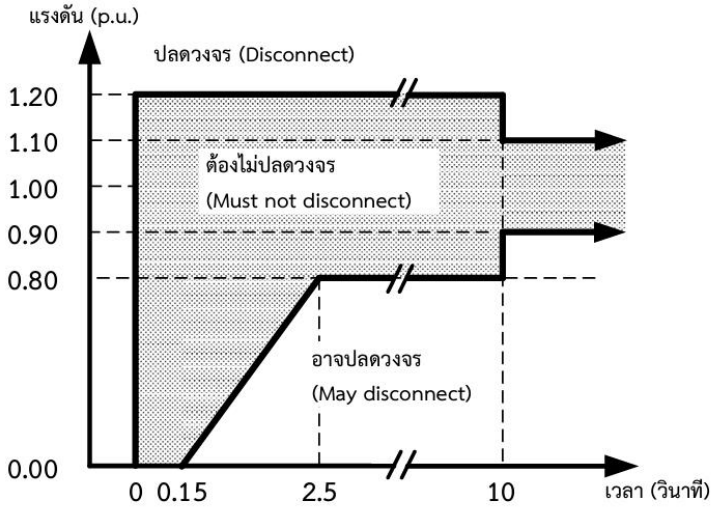


รูปที่ 4 Standard P(V) characteristic curve สำหรับ Inverter เชื่อมต่อทุกระดับแรงดัน

2.9.3 ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Fault Ride Through)

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 50 กิโลวัตต์ และเชื่อมต่อระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ขึ้นไป ดังนี้

1) จะต้องมีความสามารถไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาที่กำหนด ขณะเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงชั่วขณะในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดตามระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ตามรูปที่ 5 ดังนี้



รูปที่ 5 ความสามารถในการทนต่อสภาวะปัญหาแรงดันไฟฟ้าชั่วขณะ
(Voltage Fault Ride Through) สำหรับ Inverter เชื่อมต่อระดับแรงดันตั้งแต่ 22 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

2) ในขณะเกิดปัญหาแรงดันผิดปกติระหว่าง 0% จนถึง 90% ของแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ต้องสามารถจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดตามความสามารถของอุปกรณ์

2.9.4 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over voltage protection)

ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหากขนาดของแรงดัน Line to Neutral ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีค่าออกนอกช่วงที่ระบุในตารางต่อไปนี้

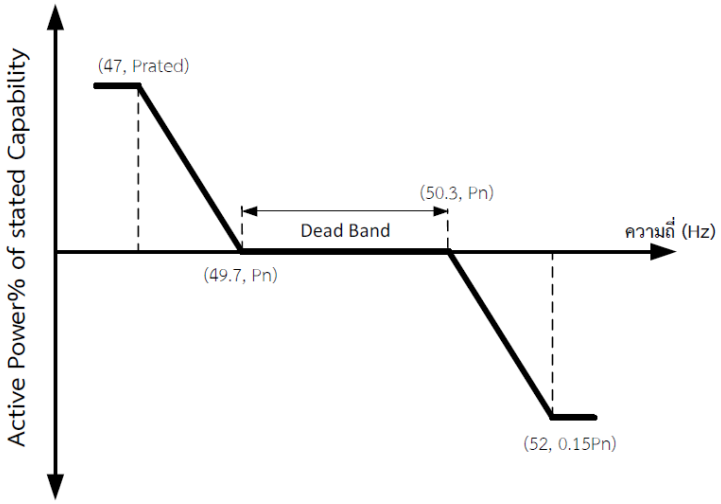
ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ระยะเวลาตัดวงจร (วินาที)
$V < 50\%$	≤ 0.3
$50\% \leq V < 90\%$	≤ 2.0
$90\% \leq V \leq 110\%$	แรงดันทำงานต่อเนื่อง
$110\% < V < 120\%$	≤ 0.5
$V \geq 120\%$	≤ 0.16

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์เปลี่ยนแปลงหรือกำหนดการตั้งค่าการทำงานดังกล่าว เพื่อความมั่นคงหรือไม่กระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อไป โดยทำงานร่วมกับ Voltage Fault Ride Through

2.9.5 การควบคุมและตอบสนองความถี่ไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าต้องทนต่อสภาพความถี่ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through) โดยไม่หลุดการเชื่อมต่อ ในช่วง 47.00 – 52.00 รอบต่อวินาที (Hz) ตามรูปที่ 2 และสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 50 กิโลวัตต์ และเชื่อมต่อระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ขึ้นไป ให้ตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response) ในกรณีไม่อยู่ในช่วง 50 ± 0.3 รอบต่อวินาที (Hz) (Frequency Deadband) โดยเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี เพื่อทำให้ความถี่ไฟฟ้ากลับมาอยู่ในช่วงที่กำหนด

ในการตอบสนองความถี่ข้างต้นให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4 % หรือด้วยสัดส่วน 50 % ต่อ 1 รอบต่อวินาที (Hz) ตามรูปที่ 6



รูปที่ 6 Frequency Response (Inverter)
สำหรับ Inverter ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 50 กิโลวัตต์ และเชื่อมต่อระดับแรงดันตั้งแต่ 22 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

2.9.6 การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้าให้ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ภายใน 1 วินาที

2.9.7 การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Response to Utility Recovery)

ภายหลังจากที่ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากเกิดไฟฟ้าดับหรือแรงดันไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้วระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็ว ภายใน 5 นาที หรือตาม Ramp Rate ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.9.8 การควบคุมฮาร์มอนิก (Harmonic)

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมระบบผลิตไฟฟ้าอุปกรณ์ที่ไม่ทำให้รูปคลื่นแรงดันและกระแสไฟฟ้า ผิดเพี้ยนเกินค่าที่กำหนดตามมาตรฐาน IEEE 1547 ฉบับล่าสุดที่เกี่ยวข้อง หรือมาตรฐานอื่นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

2.9.9 การควบคุมแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuations)

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบ ติดตั้ง และควบคุมระบบผลิตไฟฟ้า ไม่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) เกินข้อกำหนดเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมตามมาตรฐาน IEC 61000-3 ฉบับล่าสุดที่เกี่ยวข้อง หรือมาตรฐานอื่นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

2.9.10 การควบคุมการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบป้องกันการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่เกินร้อยละ 0.5 ของกระแสพิกัดของอินเวอร์เตอร์

2.9.11 มาตรฐานความปลอดภัย (Safety) และความเข้ากันได้ทางแม่เหล็กไฟฟ้า (Electromagnetic compatibility: EMC)

มีคุณลักษณะด้านความปลอดภัย (Safety) และ ความเข้ากันได้ทางแม่เหล็กไฟฟ้า (Electromagnetic compatibility: EMC) ตามมาตรฐาน IEC หรือ IEEE หรือ มอก. ฉบับล่าสุดที่เกี่ยวข้องตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2.9.12 มาตรฐานระบบสื่อสาร (Communication)

มีคุณลักษณะของอินเวอร์เตอร์ (Inverter) เพื่อรองรับการสื่อสารผ่าน Protocol ได้แก่ Modbus RTU (RS 485) และ Modbus TCP (Wi-Fi และ 4G/LTE) เป็นอย่างน้อย

ทั้งนี้ หากคุณลักษณะข้างต้นไม่ได้กำหนดไว้ใน Inverter อาจพิจารณาใช้งานร่วมกับอุปกรณ์แปลงสัญญาณอื่นได้ เช่น Gateway

2.9.13 กรณีการใช้งานอินเวอร์เตอร์ (Inverter) ประเภทอื่น

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิสั่งให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ประเภทอื่นที่มีคุณสมบัติเพิ่มเติมจากที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ให้จ่ายไฟฟ้าหรือตั้งค่าการทำงานต่างๆ ตามความสามารถของระบบและอินเวอร์เตอร์ (Inverter) ประเภทนั้น เพื่อความมั่นคงและรักษาเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นกรณีๆ ไป เช่น ประเภท Grid Forming Inverter

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์เปลี่ยนแปลงคุณลักษณะ รายละเอียดขั้นตอนและวิธีการทดสอบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอินเวอร์เตอร์ (Inverter) และการตั้งค่าการทำงานและระบบป้องกัน ต่อไป

2.10 ข้อกำหนดสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้ อินเวอร์เตอร์ (Non-Inverter)

ผู้ขอเชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้ อินเวอร์เตอร์ (Non-Inverter) เช่น Synchronous Generator จะต้องออกแบบ จัดหา และติดตั้งอุปกรณ์ที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะ ดังนี้

2.10.1 ความสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Control) และควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Control)

1) สามารถปรับค่าและควบคุมตัวประกอบกำลัง (Power factor Control) ได้ 0.85 ตามหลัง ถึง 0.85 นำหน้า หรือดีกว่า ที่พิกัดกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power, Watt) ด้วยวิธีอย่างน้อยคือ Constant power factor mode

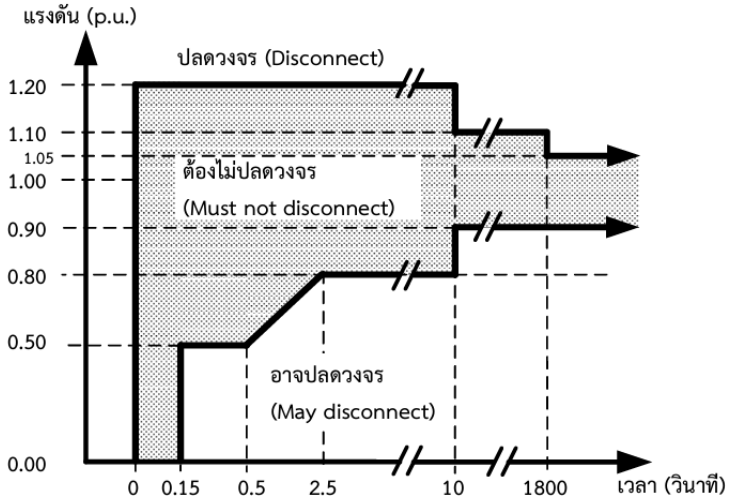
2) สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Control) ได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ

2.1) Voltage-reactive power (Volt-Var) mode (A variable reactive power depending on the voltage) โดยการรับหรือจ่าย Reactive Power

2.2) Voltage-active power (volt-watt) mode (A variable active power depending on the voltage) โดยการเพิ่มหรือลด Active Power

2.10.2 ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Fault Ride Through)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อระดับแรงดันตั้งแต่ 115 กิโลโวลต์ขึ้นไป จะต้องมีความสามารถไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาที่กำหนด ขณะเกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงชั่วขณะในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดตามระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ ตามรูปที่ 7 ดังนี้



รูปที่ 7 กราฟแสดงความสามารถในการทนต่อสภาวะปัญหาแรงดันไฟฟ้าชั่วขณะ
(Voltage Fault Ride Through) สำหรับ Non-Inverter เชื่อมต่อระดับแรงดันตั้งแต่ 115 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการสั่งให้ปรับเปลี่ยนความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้า ให้สอดคล้องการตั้งค่าระบบป้องกันด้านแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over Voltage Protection Setting) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เพื่อความมั่นคงหรือไม่กระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อไป

2.10.3 การควบคุมและตอบสนองความถี่ไฟฟ้า

ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องทนต่อสภาพความถี่ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through) ตามข้อ 2.5 และตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response) ตามประเภทการเชื่อมต่อในข้อ 3

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์เปลี่ยนแปลงคุณลักษณะ รายละเอียดขั้นตอนและวิธีการตรวจสอบหรือทดสอบ และการตั้งค่าการทำงานและระบบป้องกัน ต่อไป

2.11 การเพิ่มเติม เปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อที่จะเพิ่มเติมหรือเปลี่ยนแปลง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าจากส่วนที่ได้รับอนุญาตแล้ว รวมถึงปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องขอเชื่อมต่อและได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมถึงตรวจสอบและหรือทดสอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน แล้วแต่กรณี โดยส่งรายละเอียดที่เกี่ยวข้องและแผนการดำเนินการ ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาก่อนจะเริ่มดำเนินการไม่น้อยกว่า 90 วัน

3. ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อ 2 รวมถึงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) หลักเกณฑ์ ประกาศ และสัญญาที่เกี่ยวข้อง พร้อมทั้งปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

3.1.1 รูปแบบการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน และระบบควบคุมระยะไกล

1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องติดตั้งอุปกรณ์และระบบป้องกันไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ดังมีรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.1 ในรูปแบบที่ 1.1 – 1.6 แล้วแต่กรณี

2) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ดังมีรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.1 ในรูปแบบที่ 1.3 หรือ 1.6 แล้วแต่กรณี โดยค่าสถานะ ค่าวัดทางไฟฟ้า และการควบคุมอุปกรณ์ในการเชื่อมต่อเป็นไปตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.3 ในรูปแบบที่ 1.3 หรือ 1.6 แล้วแต่กรณี

3) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบระบบไม่ให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณที่ได้รับอนุญาต ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องไม่รับกระแสไฟฟ้าจนทำให้ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเกิดความเสียหายหรือกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

3.1.2 ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ

1) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องจัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบที่สามารถวัดค่าทางไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Export Meter) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เว้นแต่มีการกำหนดรูปแบบ ลักษณะเป็นการเฉพาะตามระเบียบ ข้อกำหนด ประกาศ หรือหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นสมควร ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอาจกำหนดให้ใช้ระบบมาตรวัดไฟฟ้าเครื่องเดียวของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่ใช้สำหรับซื้อและขายไฟฟ้า (Import - Export Meter) ได้ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องทั้งหมดพร้อมค่าบริการรายเดือน (ถ้ามี) แล้วแต่กรณี ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

2) ให้จัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ ในตำแหน่งที่ตรวจวัดเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้า (Gen - Meter) เพิ่มเติม ซึ่งอาจติดตั้งมากกว่า 1 ตำแหน่ง ตามรูปแบบ วิธีการ เงื่อนไขที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เพื่อใช้ตรวจสอบข้อมูลการผลิตไฟฟ้า และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ตรวจสอบรวมถึงสอบเทียบระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบดังกล่าว โดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง ยกเว้น กรณีระบบผลิตไฟฟ้าประเภทที่ไม่ใช้อินเวอร์เตอร์ ขนาดพิกัดกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 1 MW และประเภทอินเวอร์เตอร์ทุกขนาด ไม่ต้องจัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าชุดตรวจสอบดังกล่าว ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ให้จัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าอื่นๆ เพิ่มเติมให้สอดคล้องตามลักษณะการเชื่อมต่อเป็นรายกรณีไป

3) ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบ จะต้องมีมาตรฐาน และรูปแบบตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

4) หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) ที่ใช้กับระบบมาตรวัดไฟฟ้าจะต้องไม่ต่อร่วมกับมาตรวัด อุปกรณ์ หรือรีเลย์อื่นๆ

5) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องไม่ดำเนินการใดๆ กับระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ หากพบว่ามีปัญหาให้แจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบ

3.1.3 การตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response)

กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ดำเนินการให้มีการตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response) ดังนี้

1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่ไม่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Non-Inverter) ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 6 เมกะวัตต์ โดยเชื่อมต่อระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

ในกรณีความถี่ไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 50 ± 0.4 รอบต่อวินาที (Hz) (Frequency Deadband) ระบบผลิตไฟฟ้าต้องควบคุมความถี่ไฟฟ้าโดยเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี เพื่อทำให้ความถี่ไฟฟ้ากลับมาอยู่ในช่วงที่กำหนด ทั้งนี้การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถกำลังผลิตไฟฟ้าคงเหลือภายใต้กำลังการผลิตติดตั้งตามที่กำหนดในสัญญา ระเบียบ ข้อกำหนด ประกาศ หรือหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

ในการตอบสนองความถี่ข้างต้นให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3 - 6 %

2) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 50 กิโลวัตต์ โดยเชื่อมต่อระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

ในกรณีความถี่ไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 50 ± 0.3 รอบต่อวินาที (Hz) (Frequency Deadband) ระบบผลิตไฟฟ้าต้องควบคุมความถี่ไฟฟ้าโดยเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี เพื่อทำให้ความถี่ไฟฟ้ากลับมาอยู่ในช่วงที่กำหนด ทั้งนี้การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถกำลังผลิตไฟฟ้าคงเหลือภายใต้กำลังการผลิตติดตั้งตามที่กำหนดในสัญญา ระเบียบ ข้อกำหนด ประกาศ หรือหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

ในการตอบสนองความถี่ข้างต้นให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4 % หรือด้วยสัดส่วน 50 % ต่อ 1 รอบต่อวินาที (Hz)

ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์พิจารณากำหนดและเปลี่ยนแปลง Frequency Deadband และ % Droop Setting ต่อไป

3.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อ 2 รวมถึงระเบียบ หลักเกณฑ์ ประกาศ และสัญญาที่เกี่ยวข้อง พร้อมทั้งปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

3.2.1 รูปแบบการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน และระบบควบคุมระยะไกล

1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องติดตั้งอุปกรณ์และระบบป้องกันไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ดังมีรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.1 ในรูปแบบที่ 3

2) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยค่าสถานะ ค่าวัดทางไฟฟ้า และการควบคุมอุปกรณ์ในการเชื่อมต่อเป็นไปตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.3 ในรูปแบบที่ 3

3) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบระบบไม่ให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณที่ได้รับอนุญาต ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องไม่รับกระแสไฟฟ้าจนทำให้ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเกิดความเสียหายหรือกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

3.2.2 ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ

1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก จะต้องจัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบที่สามารถวัดค่าทางไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Export Meter) ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พร้อมทั้งรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

2) ให้จัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ ในตำแหน่งที่ตรวจวัดเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้า (Gen - Meter) เพิ่มเติม ซึ่งอาจติดตั้งมากกว่า 1 ตำแหน่ง ตามรูปแบบ วิธีการ เงื่อนไขที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เพื่อใช้ตรวจสอบข้อมูลการผลิตไฟฟ้า และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ตรวจสอบรวมถึงสอบเทียบระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบดังกล่าว โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง ยกเว้น กรณีระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ ไม่ต้องจัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าดังกล่าว

3) ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบ จะต้องมีมาตรฐาน และรูปแบบตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

4) หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) ที่ใช้กับระบบมาตรวัดไฟฟ้าจะต้องไม่ต่อร่วมกับมาตรวัด อุปกรณ์ หรือรีเลย์อื่นๆ

5) ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่ดำเนินการใดๆ เกี่ยวกับระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบหากพบว่ามีปัญหาให้แจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทราบ

6) กรณีที่เชื่อมต่อตรงที่สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สถานีไฟฟ้าแรงสูงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือสถานีไฟฟ้าใด ๆ ให้ติดตั้งระบบมาตรวัดไฟฟ้าสำหรับการขายไฟฟ้า (Export Meter) ณ สถานีไฟฟ้าดังกล่าว โดยที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบ 115 กิโลโวลต์ ช่วงสถานีไฟฟ้าข้างต้น กับ สถานีไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และเมื่อระบบ 115 กิโลโวลต์ ช่วงดังกล่าวมีสถานีไฟฟ้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมาเชื่อมต่อแล้ว (ไม่รวมถึงสถานีไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรายอื่น) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องย้ายระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบดังกล่าวไปติดตั้ง ณ สถานีไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในดำเนินการดังกล่าว รวมทั้ง ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องส่งมอบระบบ 115 กิโลโวลต์ข้างต้นให้เป็นทรัพย์สินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต่อไป

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์พิจารณาให้ผู้ขอเชื่อมต่อรายอื่นมาเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเชื่อมต่ออยู่ในวงจรเดียวกัน โดยคำนึงถึงหลักทางวิศวกรรมและความมั่นคงในระบบโครงข่ายไฟฟ้าและในภาพรวม

3.2.3 การตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response)

กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ให้มีการตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response) ดังนี้

1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่ไม่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Non-Inverter) ที่เชื่อมต่อระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

ในกรณีความถี่ไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 50 ± 0.3 รอบต่อวินาที (Hz) (Frequency Deadband) ระบบผลิตไฟฟ้าต้องควบคุมความถี่ไฟฟ้าโดยเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี เพื่อทำให้ความถี่ไฟฟ้ากลับมาอยู่ในช่วงที่กำหนด ทั้งนี้การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถกำลังผลิตไฟฟ้า

คงเหลือ ภายใต้กำลังการผลิตติดตั้งตามที่กำหนดในสัญญา ระเบียบ ข้อกำหนด ประกาศ หรือหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

ในการตอบสนองความถี่ข้างต้นให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3 - 6 %

2) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 50 กิโลวัตต์ โดยเชื่อมต่อระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

ในกรณีความถี่ไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 50 ± 0.3 รอบต่อวินาที (Hz) (Frequency Deadband) ระบบผลิตไฟฟ้าต้องควบคุมความถี่ไฟฟ้าโดยเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี เพื่อทำให้ความถี่ไฟฟ้ากลับมาอยู่ในช่วงที่กำหนด ทั้งนี้การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถกำลังผลิตไฟฟ้าคงเหลือ ภายใต้กำลังการผลิตติดตั้งตามที่กำหนดในสัญญา ระเบียบ ข้อกำหนด ประกาศ หรือหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

ในการตอบสนองความถี่ข้างต้นให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4 % หรือด้วยสัดส่วน 50 % ต่อ 1 รอบต่อวินาที (Hz)

ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์พิจารณากำหนดและเปลี่ยนแปลง Frequency Deadband และ % Droop Setting ต่อไป

3.3 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (IPU และ IPS)

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อ 2 รวมถึงระเบียบ หลักเกณฑ์ ประกาศ และสัญญาที่เกี่ยวข้อง พร้อมทั้งปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

3.3.1 รูปแบบการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน และระบบควบคุมระยะไกล

1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องติดตั้งอุปกรณ์และระบบป้องกันไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ดังมีรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อตามเอกสารแนบท้ายที่ 7.1 ในรูปแบบที่ 2.1 - 2.9 แล้วแต่กรณี

2) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องออกแบบระบบไม่ให้เกิดการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องไม่รับกระแสไฟฟ้าจนทำให้ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเกิดความเสียหายหรือกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

3) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์ให้ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลเพิ่มเติมเป็นรายกรณี หากผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 1 เมกะวัตต์ (MW) และมากกว่าขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเพื่อรับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครวมกัน

3.3.2 ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบ

1) ให้จัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ พร้อมทั้งระบบสื่อสาร ในตำแหน่งที่ตรวจวัดเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้า (Gen - Meter) เพิ่มเติม ซึ่งอาจติดตั้งมากกว่า 1 ตำแหน่ง ตามรูปแบบวิธีการ เงื่อนไขที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เพื่อใช้ตรวจสอบข้อมูลการผลิตไฟฟ้า และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ตรวจสอบรวมถึงสอบเทียบระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบดังกล่าว โดยผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง ยกเว้น กรณีระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ ไม่ต้องจัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าดังกล่าว

2) ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบ จะต้องมีมาตรฐาน และรูปแบบตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

3) หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) ที่ใช้กับระบบมาตรวัดไฟฟ้าจะต้องไม่ต่อร่วมกับมาตรวัด อุปกรณ์ หรือรีเลย์อื่นๆ

4) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องไม่ดำเนินการใดๆ กับระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ หากพบว่ามีปัญหาให้แจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบ

3.1.3 การตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response)

กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ให้มีการตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response) ดังนี้

1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่ไม่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Non-Inverter) ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 20 เมกะวัตต์

ในกรณีความถี่ไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที (Hz) (Frequency Deadband) ระบบผลิตไฟฟ้าต้องควบคุมความถี่ไฟฟ้าโดยเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี เพื่อทำให้ความถี่ไฟฟ้ากลับมาอยู่ในช่วงที่กำหนด ทั้งนี้การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถกำลังผลิตไฟฟ้าคงเหลือภายใต้กำลังการผลิตติดตั้งตามที่กำหนดในสัญญา ระเบียบ ข้อกำหนด ประกาศ หรือหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

ในการตอบสนองความถี่ข้างต้นให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3 - 6 %

2) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่ใช้อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 50 กิโลวัตต์ โดยเชื่อมต่อระดับแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

ในกรณีความถี่ไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 50 ± 0.3 รอบต่อวินาที (Hz) (Frequency Deadband) ระบบผลิตไฟฟ้าต้องควบคุมความถี่ไฟฟ้าโดยเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี เพื่อทำให้ความถี่ไฟฟ้ากลับมาอยู่ในช่วงที่กำหนด ทั้งนี้การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถกำลังผลิตไฟฟ้าคงเหลือภายใต้กำลังการผลิตติดตั้งตามที่กำหนดในสัญญา ระเบียบ ข้อกำหนด ประกาศ หรือหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

ในการตอบสนองความถี่ข้างต้นให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4 % หรือด้วยสัดส่วน 50 % ต่อ 1 รอบต่อวินาที (Hz)

ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สงวนสิทธิ์พิจารณากำหนดและเปลี่ยนแปลง Frequency Deadband และ % Droop Setting ต่อไป

3.4 ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทอื่น

ข้อกำหนดนี้ใช้สำหรับ ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าประเภทอื่น นอกเหนือจากข้อ 3.1 ถึง 3.3 และข้อ 4 โดยผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อ 2 รวมถึงระเบียบ หลักเกณฑ์ ประกาศ และสัญญาที่เกี่ยวข้อง พร้อมทั้งปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

3.4.1 รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน

1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ประเภทการเชื่อมต่ออื่นๆ จะต้องติดตั้งอุปกรณ์และระบบป้องกันไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ตามลักษณะและวัตถุประสงค์การเชื่อมต่อแต่ละราย ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาเป็นรายๆ ไป โดยคำนึงถึงความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อาจพิจารณาให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลไม่น้อยกว่าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ตามลักษณะและวัตถุประสงค์การเชื่อมต่อแต่ละราย แล้วแต่กรณี

3) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องออกแบบระบบไม่ให้เกิดการจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณที่กำหนดไว้ในสัญญาหรือได้รับอนุญาต ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องไม่รับกระแสไฟฟ้าจนทำให้ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเกิดความเสียหายหรือกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

3.4.2 ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ

1) ให้จัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ พร้อมทั้งระบบสื่อสาร ในตำแหน่งที่ตรวจวัดเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้า (Gen - Meter) เพิ่มเติม ซึ่งอาจติดตั้งมากกว่า 1 ตำแหน่ง ตามรูปแบบ วิธีการ เงื่อนไขที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด เพื่อใช้ตรวจสอบข้อมูลการผลิตไฟฟ้า และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ตรวจสอบรวมถึงสอบเทียบระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบดังกล่าว โดยผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง ยกเว้น กรณีระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ ไม่ต้องจัดหาระบบมาตรวัดไฟฟ้าดังกล่าว

2) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ กำหนดรูปแบบ วิธีการ เงื่อนไขการติดตั้งระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบต่างๆ เพิ่มเติม ตามลักษณะและวัตถุประสงค์การเชื่อมต่อแต่ละราย เช่น Export Meter

3) ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบ จะต้องมีมาตรฐาน และรูปแบบตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

4) หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument Transformer) ที่ใช้กับระบบมาตรวัดไฟฟ้าจะต้องไม่ต่อร่วมกับมาตรวัด อุปกรณ์ หรือรีเลย์อื่นๆ

5) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ จะต้องไม่ดำเนินการใดๆ กับระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ หากพบว่ามีปัญหาให้แจ้งให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทราบ

3.4.3 การตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response)

ให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ มีการตอบสนองความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response) โดยเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าแล้วแต่กรณี ตามช่วงความถี่ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ซึ่งการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพิจารณาเป็นรายๆ ไป

4. ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับการเชื่อมต่อและใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

สำหรับการใช้และเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (TPA) ให้ปฏิบัติตามข้อ 2 และเป็นไปตาม TPA Code รวมถึงระเบียบ ประกาศ หลักเกณฑ์ และข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง ที่มีผลบังคับใช้ในขณะนั้น

5. แนวปฏิบัติหากเกิดปัญหาการปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อ

5.1 การระงับข้อพิพาทโดยเจรจาเพื่อหาข้อยุติร่วมกัน

กรณีเกิดข้อพิพาทที่เกิดจากการปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569 หรือที่มีผลบังคับใช้ในขณะนั้น และให้รวมถึงที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม

ภายหน้าด้วย ให้ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ยื่นข้อพิพาทต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายใน 30 วัน นับจากวันที่เกิดข้อพิพาท และให้เจรจาหาข้อยุติร่วมกัน

5.2 การยื่นคำร้องเรียนต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

หากไม่สามารถเจรจาหาข้อยุติร่วมกันได้ ตามข้อ 5.1 ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ สามารถยื่นคำร้องเรียนเกี่ยวกับข้อพิพาทดังกล่าว ต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ตามวิธีการที่ กกพ. กำหนด

6. บทเฉพาะกาล

6.1 การเชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่น หรือที่ได้รับความเห็นชอบหรืออนุญาตไว้ก่อนวันที่ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569 ใช้บังคับให้ดำเนินการได้ต่อไป และให้ถือว่าเป็นการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดนี้ จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะสิ้นสิทธิ ยกเลิกการเชื่อมต่อ มีการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขที่ได้รับอนุญาตในการเชื่อมต่อ ครบกำหนดการอนุญาตเชื่อมต่อตามข้อ 6.2 หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาแล้วว่าอาจกระทบต่อความมั่นคงในระบบโครงข่ายไฟฟ้าและหรือการให้บริการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

6.2 ผู้เชื่อมต่อรายเดิมที่ได้รับอนุญาตเชื่อมต่อก่อนข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569 ใช้บังคับหรือที่อยู่ระหว่างการพิจารณาโดยเอกสารครบถ้วน ให้มีกำหนดระยะเวลาการอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าไปจนถึงวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2572 หากยังมีความประสงค์จะเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อไปจะต้องยื่นคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569 กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อพิจารณาล่วงหน้าภายในเดือน ธันวาคม พ.ศ. 2571 ตามรูปแบบและวิธีการที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ทั้งนี้ หากผู้เชื่อมต่อรายใดไม่ดำเนินการและครบกำหนดวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2572 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิในการปลดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อไป

6.3 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อนุโลมให้ผู้เชื่อมต่อรายเดิมที่ขอเชื่อมต่อใหม่ตามข้อ 6.2 สามารถใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเดิมที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอนุญาตไว้แล้วได้ หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาแล้วไม่ส่งผลกระทบทางเทคนิคต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ การเปลี่ยนแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แตกต่างจากเดิมจะต้องมีความสามารถตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569

6.4 ผู้ขอเชื่อมต่อที่ยื่นคำขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและเอกสารยังไม่ครบถ้วนก่อนวันที่ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569 ใช้บังคับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะพิจารณาการอนุญาตตามข้อกำหนดนี้

6.5 อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ขึ้นทะเบียนตามหลักเกณฑ์และระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559 ก่อนวันที่ประกาศข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569 อนุโลมให้สามารถนำมาขออนุญาตเชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2569 ได้ ตามอายุที่ได้รับการขึ้นทะเบียนไว้ โดยสิ้นสุดไม่เกินวันที่ 31 ธันวาคม 2570

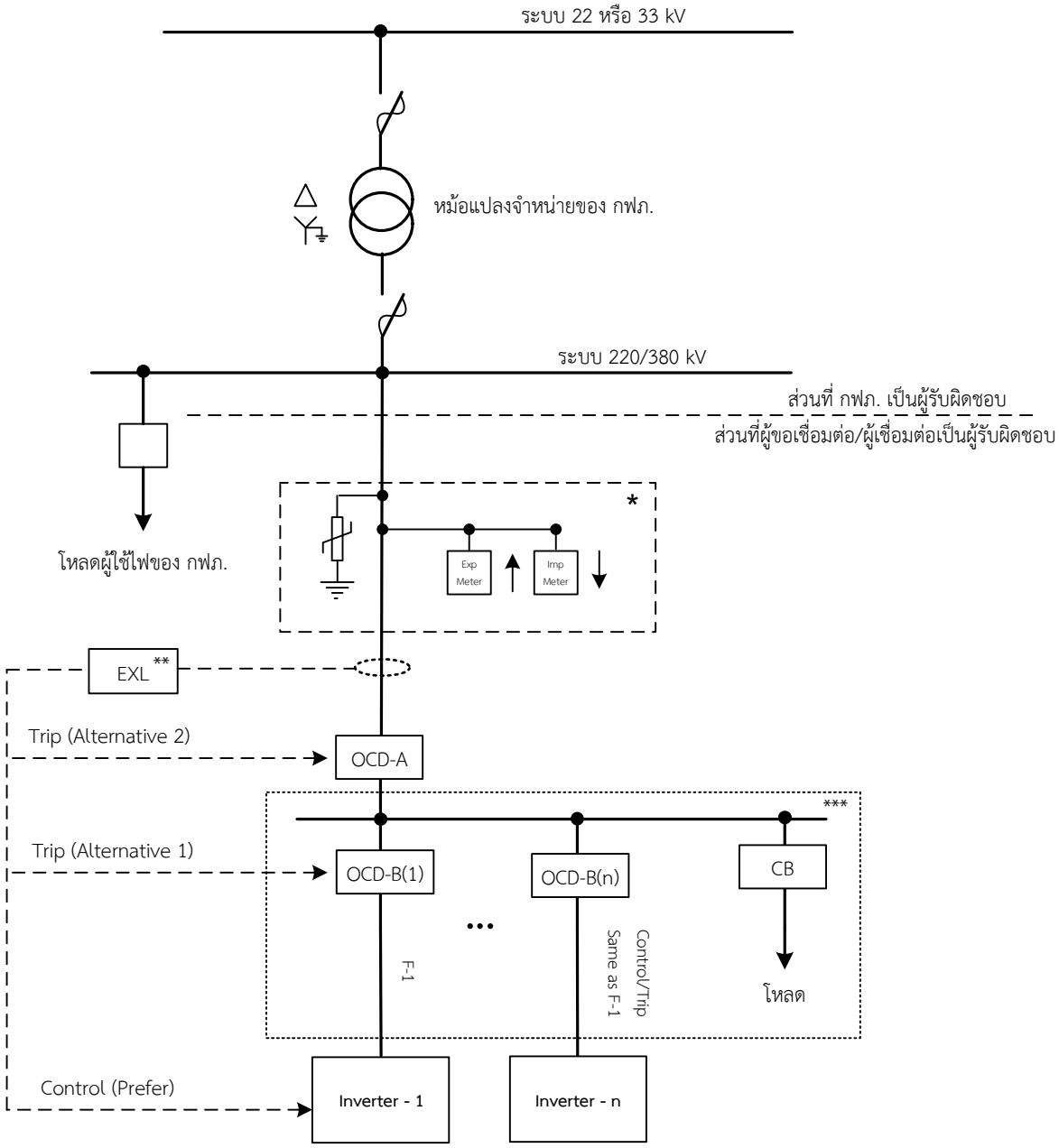
7. เอกสารแนบท้าย

เอกสารแนบท้ายที่ 7.1

รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกัน

รูปแบบ	รายละเอียด
1	ประเภทผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)
1.1	การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter กับระบบแรงดัน 220/380 V
1.2	การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter ขนาดพิกัดรวมไม่เกิน 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV
1.3	การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter ขนาดพิกัดรวมมากกว่า 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV
1.4	การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter กับระบบแรงดัน 220/380 V
1.5	การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมไม่เกิน 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV
1.6	การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมมากกว่า 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV
2	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าทีมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (IPU และ IPS)
2.1	การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter กับระบบแรงดัน 220/380 V
2.2	การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter ขนาดพิกัดรวมไม่เกิน 2 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV
2.3	การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter ขนาดพิกัดรวมมากกว่า 2 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV
2.4	การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter กับระบบ 115 kV
2.5	การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter กับระบบแรงดัน 220/380 V
2.6	การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมไม่เกิน 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV
2.7	การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมมากกว่า 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV
2.8	การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมไม่เกิน 10 MW กับระบบ 115 kV
2.9	การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมมากกว่า 10 MW กับระบบ 115 kV
3	การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบ 115 kV

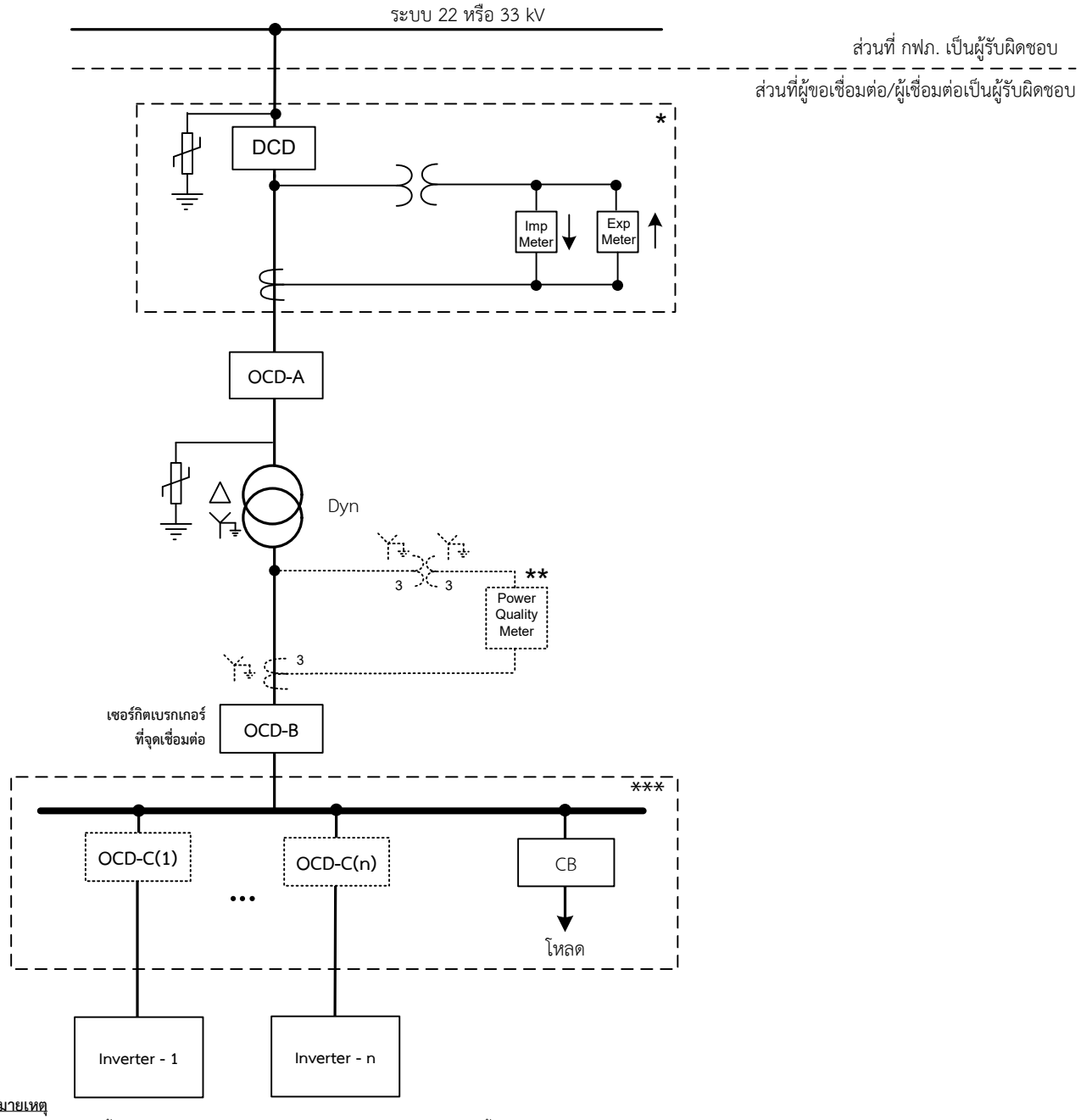
รูปแบบที่ 1.1 รูปแบบการเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter กับระบบแรงดัน 220/380 V



หมายเหตุ

1. Inverter จะต้องขึ้นทะเบียนหรือผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟภ. และตั้งค่าระบบป้องกันตามข้อกำหนดของ กฟภ. ด้วย
2. ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (*) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด ซึ่งอาจกำหนดให้ใช้ระบบมาตรวัดไฟฟ้าเครื่องเดียวของ กฟภ. สำหรับซื้อและขายไฟฟ้า (Import – Export Meter) ได้
3. Overcurrent Device (OCD-A และ OCD-B) เลือกใช้งานได้ดังนี้
   3.1 Circuit Breaker ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent และ Ground Fault Protection เช่น MCCB ที่มีฟังก์ชัน Ground Fault Protection
   3.2 เครื่องตัดไฟรั่ว (Residual Current Device, RCD) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection เช่น RCBO
   3.3 Circuit Breaker ติดตั้งร่วมกับ RCD หรือรีเลย์ 50/51N เช่น MCCB ติดตั้งร่วมกับ RCCB
4. หากไม่ได้ติดตั้ง OCD-A ต้องติดตั้ง OCD-B(1) ถึง OCD-B(n) โดย OCD-B อาจมี Inverter เชื่อมต่อได้มากกว่า 1 เครื่อง
5. Export Limiting Device (EXL) (**) คือ อุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณที่ขายไฟฟ้า พร้อมทั้งอุปกรณ์ประกอบตรวจวัดสัญญาณ ตามจำนวนเฟสที่เชื่อมต่อ กำหนดให้ติดตั้งเพิ่มเติม<u>เฉพาะรายที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม (Inverter) มากกว่า ปริมาณที่ขายไฟฟ้า</u> ตามกรณีดังนี้
   5.1) เชื่อมต่อเฟสเดียว ที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 7 kW
   5.2) เชื่อมต่อมากกว่าหนึ่งเฟส ที่มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมมากกว่า 10 หรือ 15 kW เพื่อขายไฟฟ้าไม่เกิน 5 หรือ 10 kW ตามลำดับ
6. ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกันและโหลด (***) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

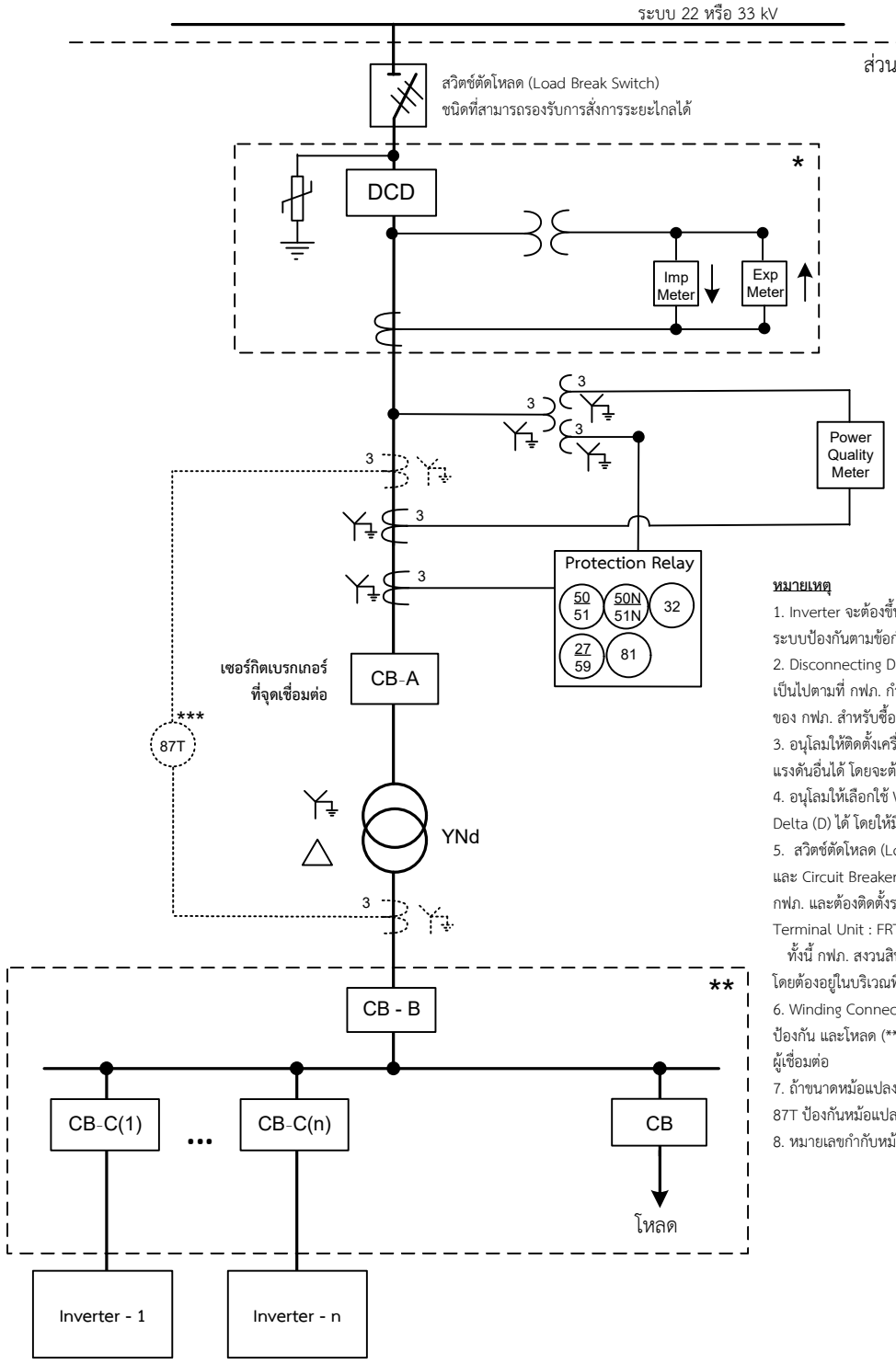
รูปแบบที่ 1.2 การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter ขนาดพิกัดรวมไม่เกิน 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV



หมายเหตุ

1. Inverter จะต้องขึ้นทะเบียนหรือผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟภ. รวมถึงตั้งค่าระบบป้องกันตามข้อกำหนดของ กฟภ.
2. Disconnecting Device (DCD) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (*) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด ทั้งนี้ กฟภ. อาจกำหนดให้ใช้ระบบมาตรวัดไฟฟ้าเครื่องเดียวของ กฟภ. สำหรับซื้อและขายไฟฟ้า (Import – Export Meter) และอาจอยู่ตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้
3. Overcurrent Device (OCD-A) คืออุปกรณ์ ที่เลือกใช้งานได้ดังนี้
   3.1 Dropout Fuse
   3.2 Circuit breaker (เช่น Switchgear, RMU) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection หรือ ติดตั้งร่วมกับรีเลย์ 50/51
4. หากขนาดของ Inverter รวมกันมากกว่า 250 kW ให้ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter) ด้วย (**) โดยอนุโลมให้ติดตั้ง ตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้ โดยจะต้องวัด Inverter ทุกตัวได้
5. Overcurrent Device (OCD-B และ OCD-C) เลือกใช้งานได้ดังนี้
   5.1 Circuit Breaker ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent และ Ground Fault Protection เช่น MCCB ที่มีฟังก์ชัน Ground Fault Protection
   5.2 เครื่องตัดไฟรั่ว (Residual Current Device, RCD) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection เช่น RCBO
   5.3 Circuit Breaker ติดตั้งร่วมกับ RCD หรือรีเลย์ 50/51N เช่น MCCB ติดตั้งร่วมกับ RCCB ทั้งนี้ หากใช้งานรีเลย์สามารถเลือกติดตั้งในตำแหน่งหรือระดับแรงดันอื่นตามความเหมาะสมได้ โดยต้องป้องกันและปลด Inverter ทุกตัวได้ กรณีติดตั้งที่ระดับแรงดันกลางให้ใช้ Relay 59N ทดแทน 50N/51N
6. หากไม่ได้ติดตั้ง OCD–B ต้องติดตั้ง OCD-C(1) ถึง OCD-C(n) โดย OCD-C อาจมี Inverter เชื่อมต่อได้มากกว่า 1 เครื่อง
7. กฟภ. สงวนสิทธิ์พิจารณาให้ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณที่ขายไฟฟ้า (Export Limiting Device : EXL) เป็นรายๆ ไป
8. ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกันและโหลด (***) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
9. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รูปแบบที่ 1.3 การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter ขนาดพิกัดรวมมากกว่า 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV

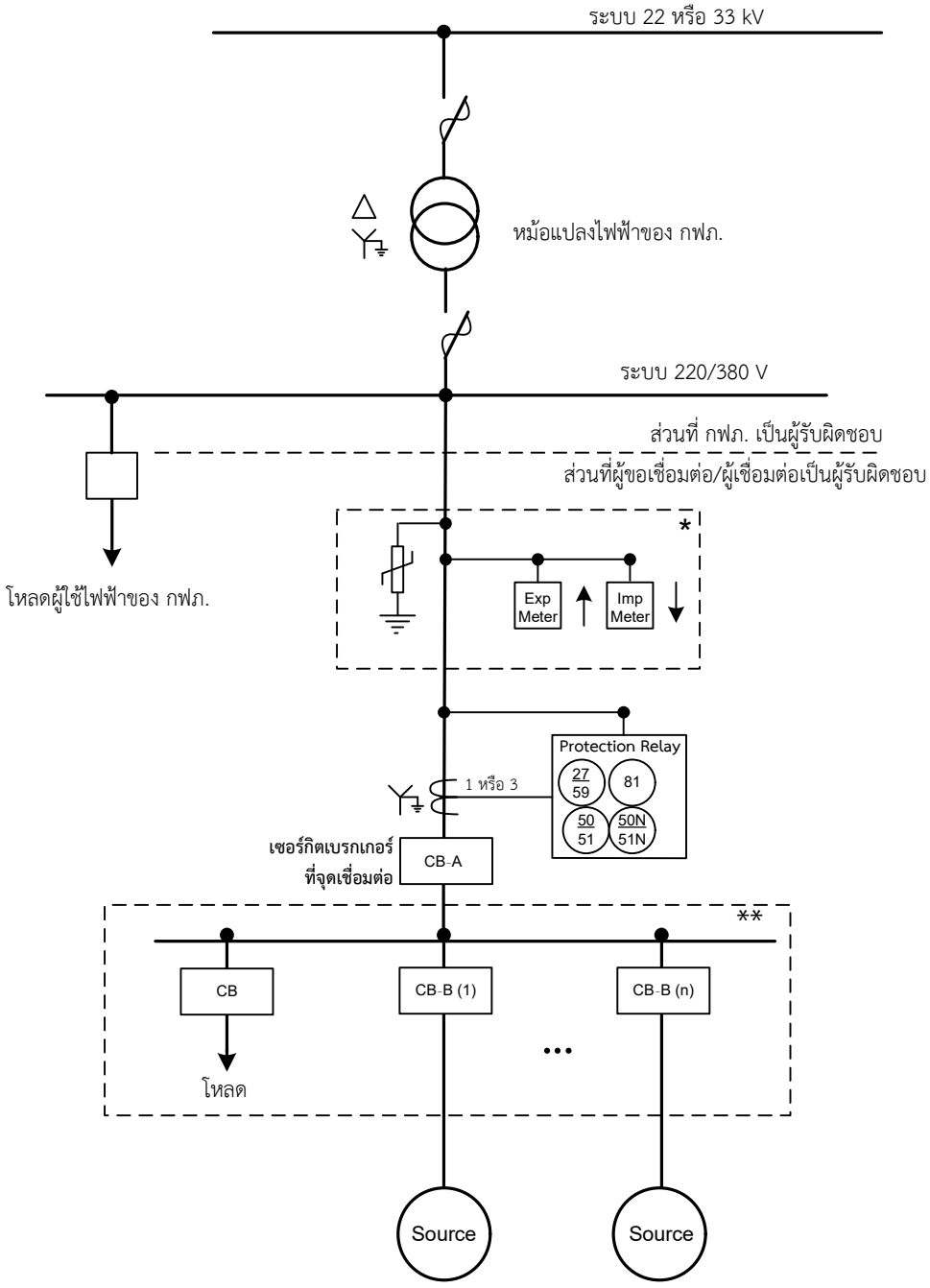


หมายเหตุ

1. Inverter จะต้องขึ้นทะเบียนหรือผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟภ. รวมถึงตั้งค่าระบบป้องกันตามข้อกำหนดของ กฟภ.
2. Disconnecting Device (DCD), ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (*) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด ทั้งนี้ กฟภ. อาจกำหนดให้ใช้ระบบมาตรวัดไฟฟ้า เครื่องเดียวของ กฟภ. สำหรับซื้อและขายไฟฟ้า (Import – Export Meter) ได้
3. อนุโลมให้ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter) ตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้ โดยจะต้องวัด Inverter/Converter ทุกตัวได้
4. อนุโลมให้เลือกใช้ Winding Connection ด้าน Primary ของหม้อแปลงไฟฟ้า เป็น Delta (D) ได้ โดยให้มีรีเลย์รหัส 59N ด้วย
5. สวิตช์ตัดโหลด (Load Break Switch) ชนิดที่สามารถรองรับการสั่งการระยะไกลได้ และ Circuit Breaker ที่จุดเชื่อมต่อ (CB-A) ติดตั้งให้เป็นไปตามมาตรฐาน ข้อกำหนดของ กฟภ. และต้องติดตั้งระบบควบคุมระยะไกล สำหรับสวิตช์ตัดโหลด (Feeder Remote Terminal Unit : FRTU) เชื่อมต่อกับ SCADA ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าด้วย
   ทั้งนี้ กฟภ. สงวนสิทธิ์พิจารณาเปลี่ยนแปลงตำแหน่งติดตั้งสวิตช์ตัดโหลดที่เหมาะสม โดยต้องอยู่ในบริเวณที่ กฟภ. สามารถเข้าดำเนินการเข้า-ออก เพื่อตรวจสอบดูแลได้ตลอด
6. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้า ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกัน และโหลด (**) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
7. ถ้าขนาดหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 MVA จะต้องติดตั้ง Relay Protection ฟังก์ชัน 87T ป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้าด้วย (***)
8. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งทริป CB-A
87T	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A สั่งทริป CB-A และ CB-B

รูปแบบที่ 1.4 การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter กับระบบแรงดัน 220/380 V

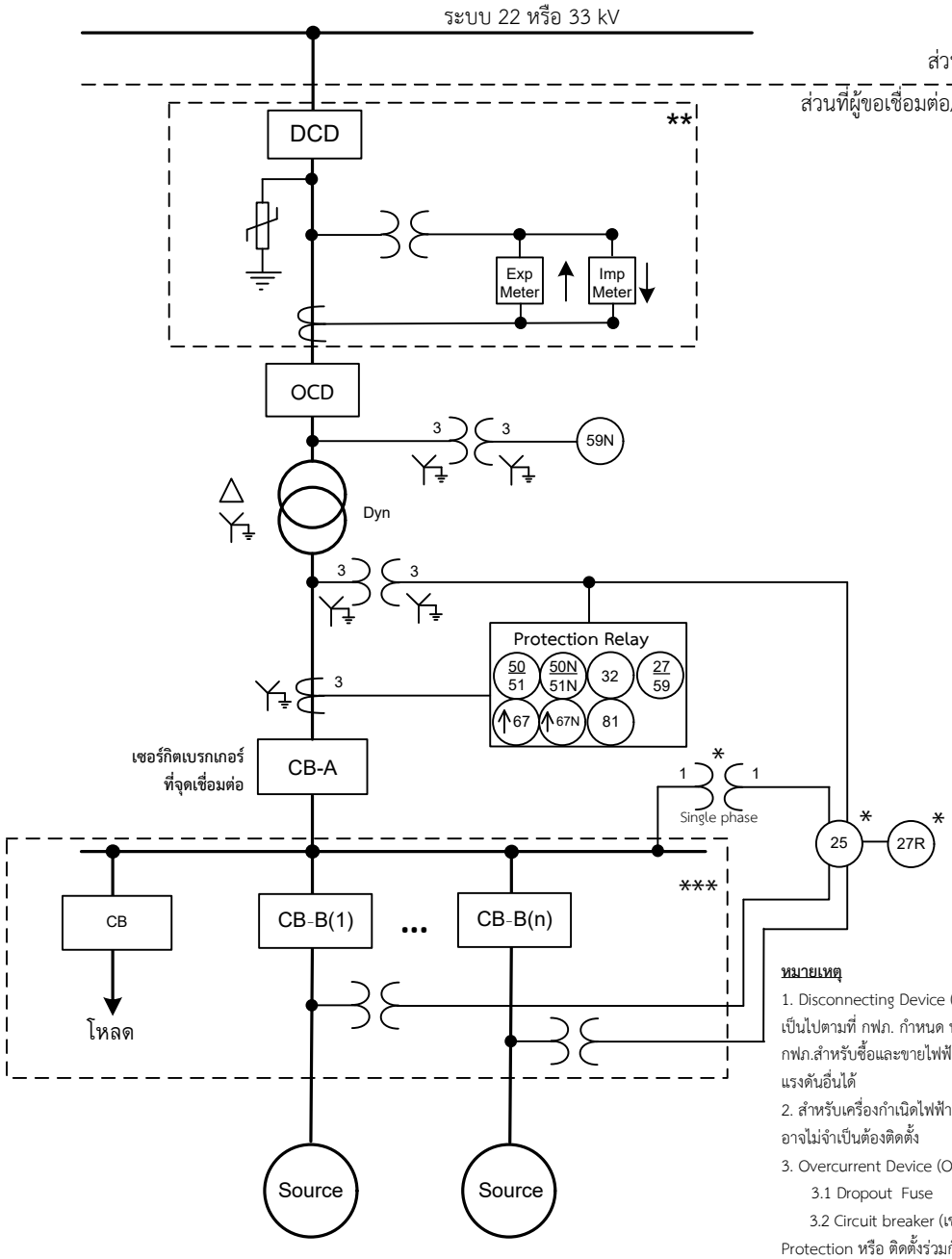


หมายเหตุ

1. ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (*) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด ซึ่งอาจกำหนดให้ใช้ระบบมาตรวัดไฟฟ้าเครื่องเดียวของ กฟภ. สำหรับซื้อและขายไฟฟ้า (Import – Export Meter) ได้
2. ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกันและโหลด (**) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
3. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
50/51, 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A

รูปแบบที่ 1.5 การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมกันไม่เกิน 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV

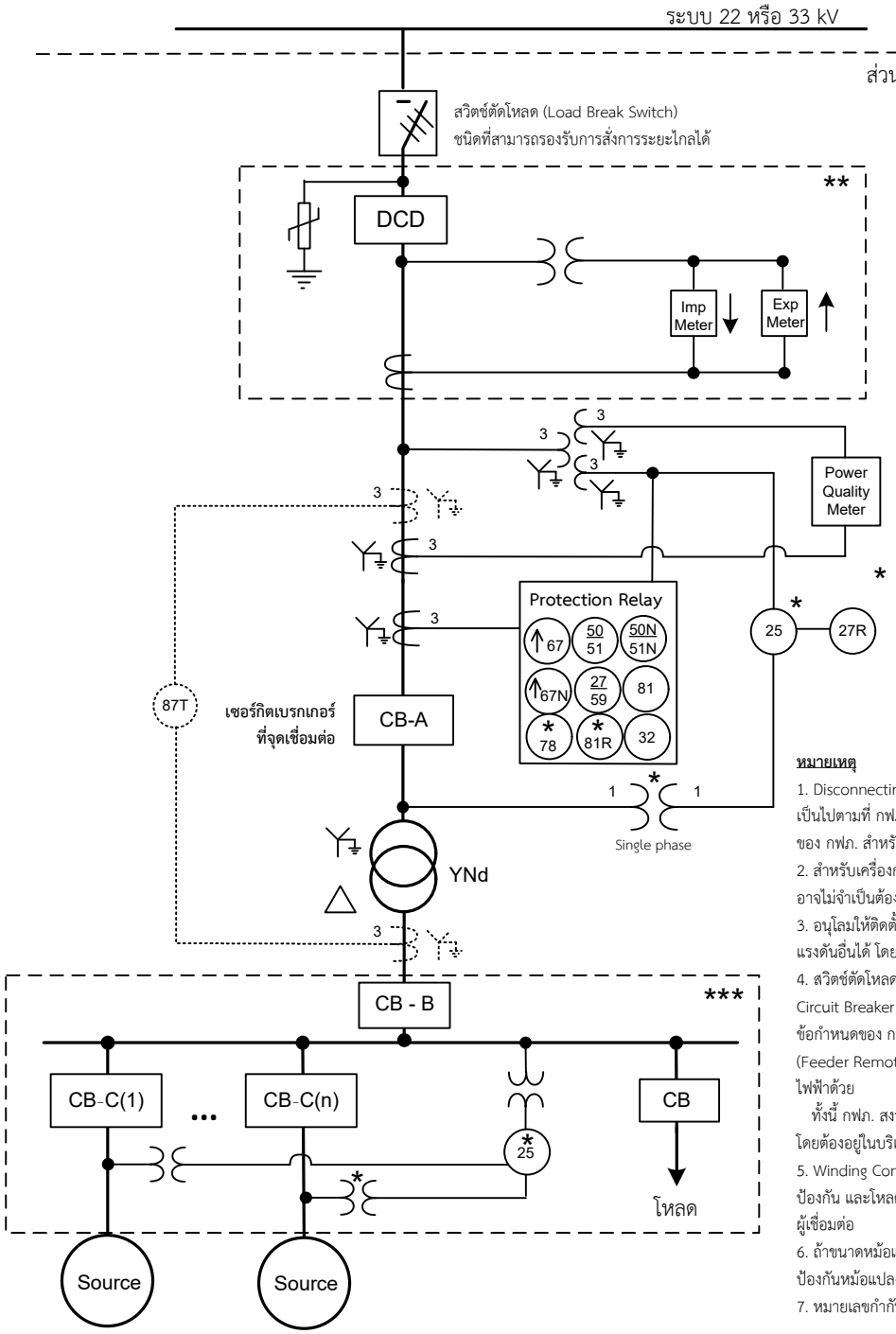


หมายเหตุ

1. Disconnecting Device (DCD) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (**) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด ทั้งนี้ กฟภ. อาจกำหนดให้ใช้ระบบมาตรวัดไฟฟ้าเครื่องเดียวของ กฟภ.สำหรับซื้อและขายไฟฟ้า (Import – Export Meter) และอาจอยู่ตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้
2. สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Induction หรือ Asynchronous รหัสรีเลย์ และ VT (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง
3. Overcurrent Device (OCD) คืออุปกรณ์ ที่เลือกใช้งานได้ดังนี้
   3.1 Dropout Fuse
   3.2 Circuit breaker (เช่น Switchgear, RMU) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection หรือ ติดตั้งร่วมกับรีเลย์ 50/51
4. Relay Protection สามารถเลือกติดตั้งรวมกันที่ระดับแรงดันกลางตามความเหมาะสมได้ โดยต้องป้องกันและปลด Source ทุกตัวได้
5. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้า ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกัน และโหลด (***) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
6. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A , CB-B
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและด้านกราวด์	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งทริป CB-A

รูปแบบที่ 1.6 การเชื่อมต่อของ VSPP ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมกันมากกว่า 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV



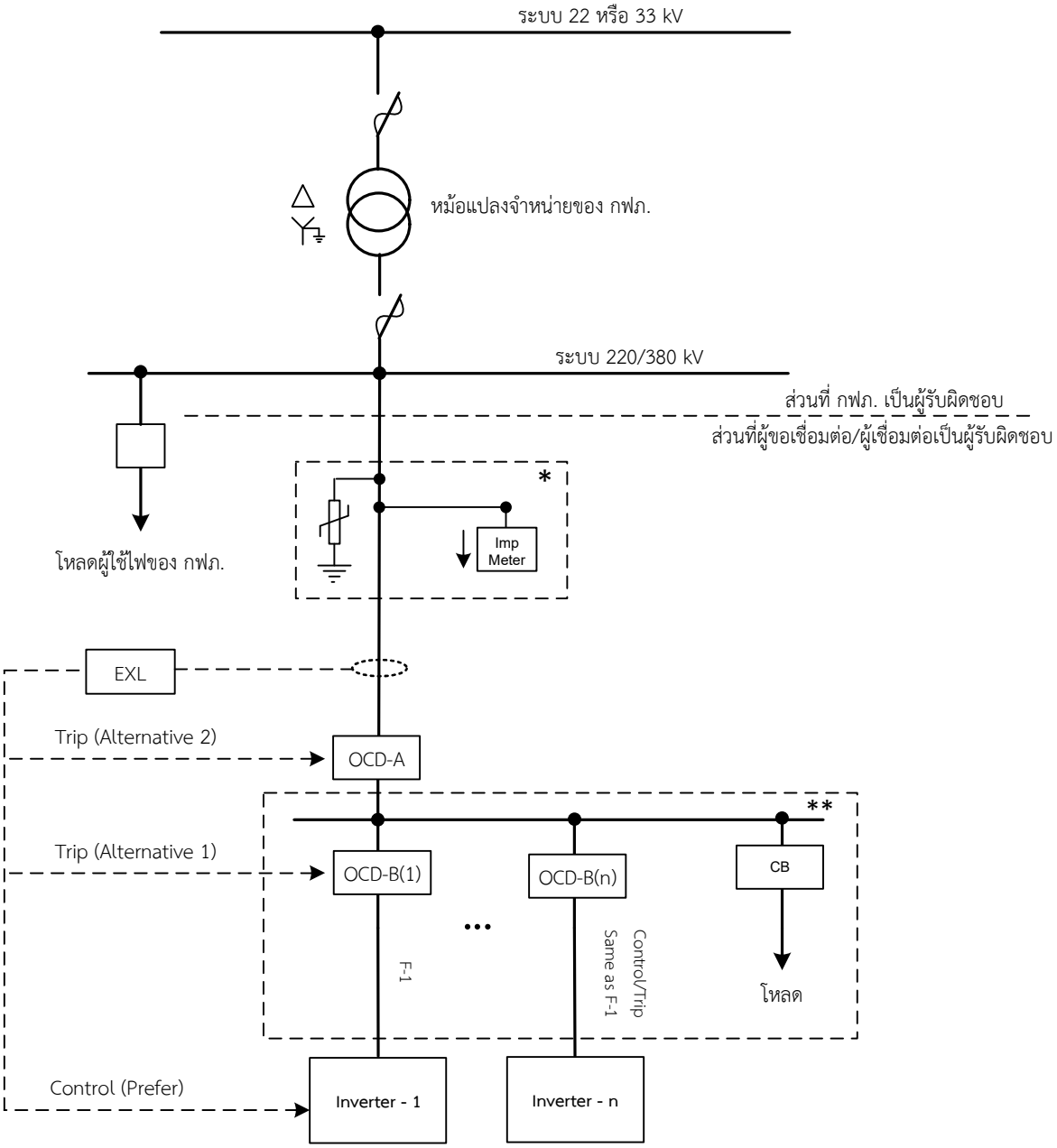
หมายเหตุ

1. Disconnecting Device (DCD) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (**) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด ทั้งนี้ กฟภ. อาจกำหนดให้ใช้ระบบมาตรวัดไฟฟ้าเครื่องเดียวของ กฟภ. สำหรับซื้อและขายไฟฟ้า (Import – Export Meter) ได้
2. สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Induction หรือ Asynchronous รหัสรีเลย์ และ VT (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง
3. อนุโลมให้ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter) ตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้ โดยจะต้องวัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวได้
4. สวิตช์ตัดโหลด (Load Break Switch) ชนิดที่สามารถรองรับการสั่งการระยะไกลได้, Circuit Breaker ที่จุดเชื่อมต่อ (CB-A) และอุปกรณ์ประกอบ ติดตั้งให้เป็นไปตามมาตรฐานข้อกำหนดของ กฟภ. และต้องติดตั้งระบบควบคุมระยะไกล สำหรับสวิตช์ตัดโหลด (Feeder Remote Terminal Unit : FRTU) เชื่อมต่อกับ SCADA ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าด้วย

   ทั้งนี้ กฟภ. สงวนสิทธิ์พิจารณาเปลี่ยนแปลงตำแหน่งติดตั้งสวิตช์ตัดโหลดที่เหมาะสม โดยต้องอยู่ในบริเวณที่ กฟภ. สามารถเข้าดำเนินการเข้า-ออก เพื่อตรวจสอบดูแลได้ตลอด
5. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้า ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกัน และโหลด (***) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
6. ถ้าขนาดหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 MVA จะต้องติดตั้ง Relay Protection ฟังก์ชัน 87T ป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้าด้วย
7. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A
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
78 & 81R	รีเลย์ป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด	สั่งทริป CB-A
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งทริป CB-A

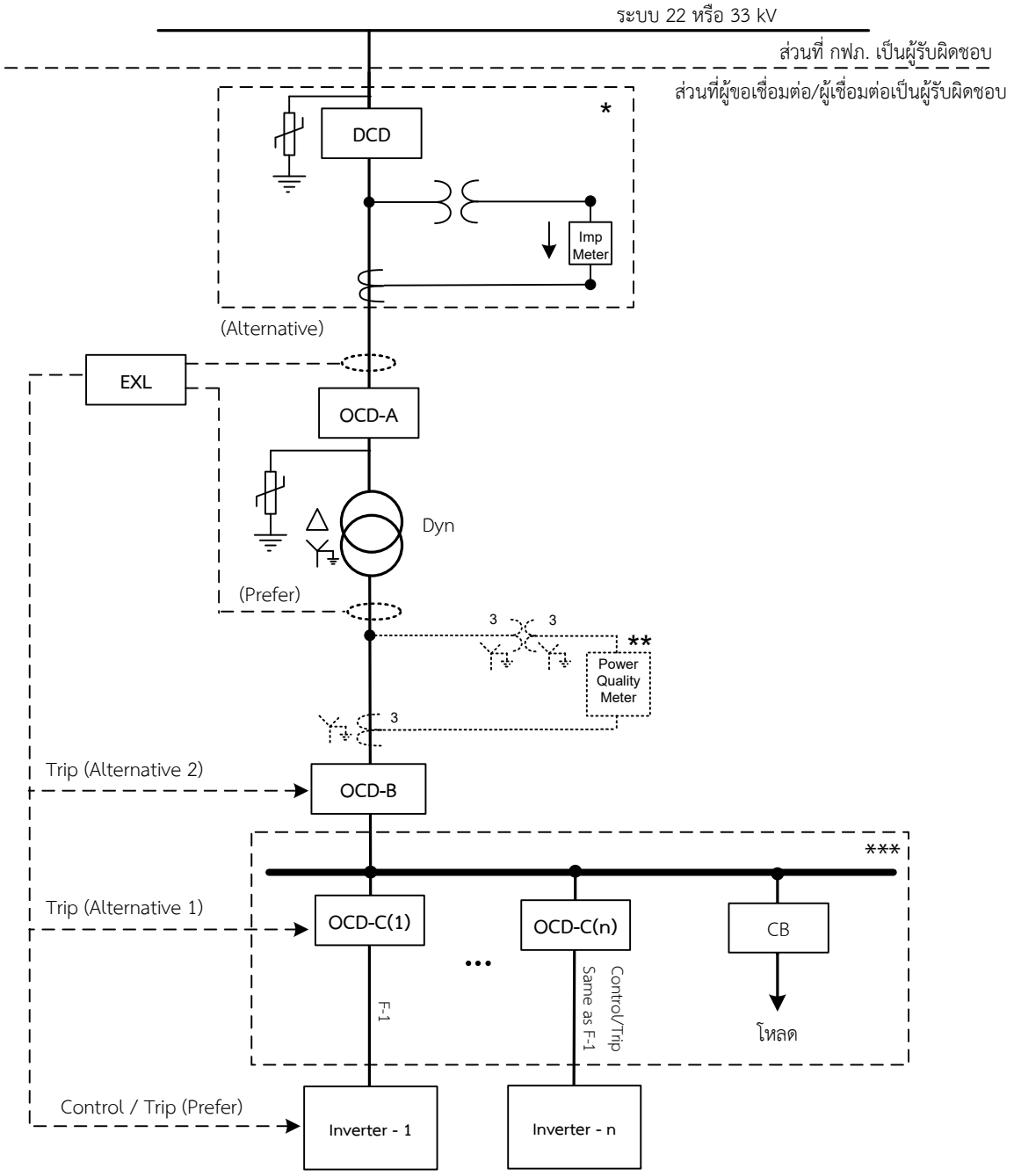
รูปแบบที่ 2.1 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter กับระบบแรงดัน 220/380 V



หมายเหตุ

1. Inverter จะต้องขึ้นทะเบียนหรือผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟภ. และตั้งค่าระบบป้องกันตามข้อกำหนดของ กฟภ. ด้วย
2. ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (*) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด
3. Overcurrent Device (OCD-A และ OCD-B) เลือกใช้งานได้ดังนี้
   3.1 Circuit Breaker ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent และ Ground Fault Protection เช่น MCCB ที่มีฟังก์ชัน Ground Fault Protection
   3.2 เครื่องตัดไฟรั่ว (Residual Current Device, RCD) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection เช่น RCBO
   3.3 Circuit Breaker ติดตั้งร่วมกับ RCD หรือรีเลย์ 50/51N เช่น MCCB ติดตั้งร่วมกับ RCCB
4. หากไม่ได้ติดตั้ง OCD-A ต้องติดตั้ง OCD-B(1) ถึง OCD-B(n) โดย OCD-B อาจมี Inverter เชื่อมต่อได้มากกว่า 1 เครื่อง
5. Export Limiting Device (EXL) คือ อุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถใช้ Reverse Power Relay (รีเลย์ 32) ทดแทนหรือร่วมกันได้
6. ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกันและโหลด (**) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

รูปแบบที่ 2.2 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter ขนาดพิกัดรวมกันไม่เกิน 2 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV

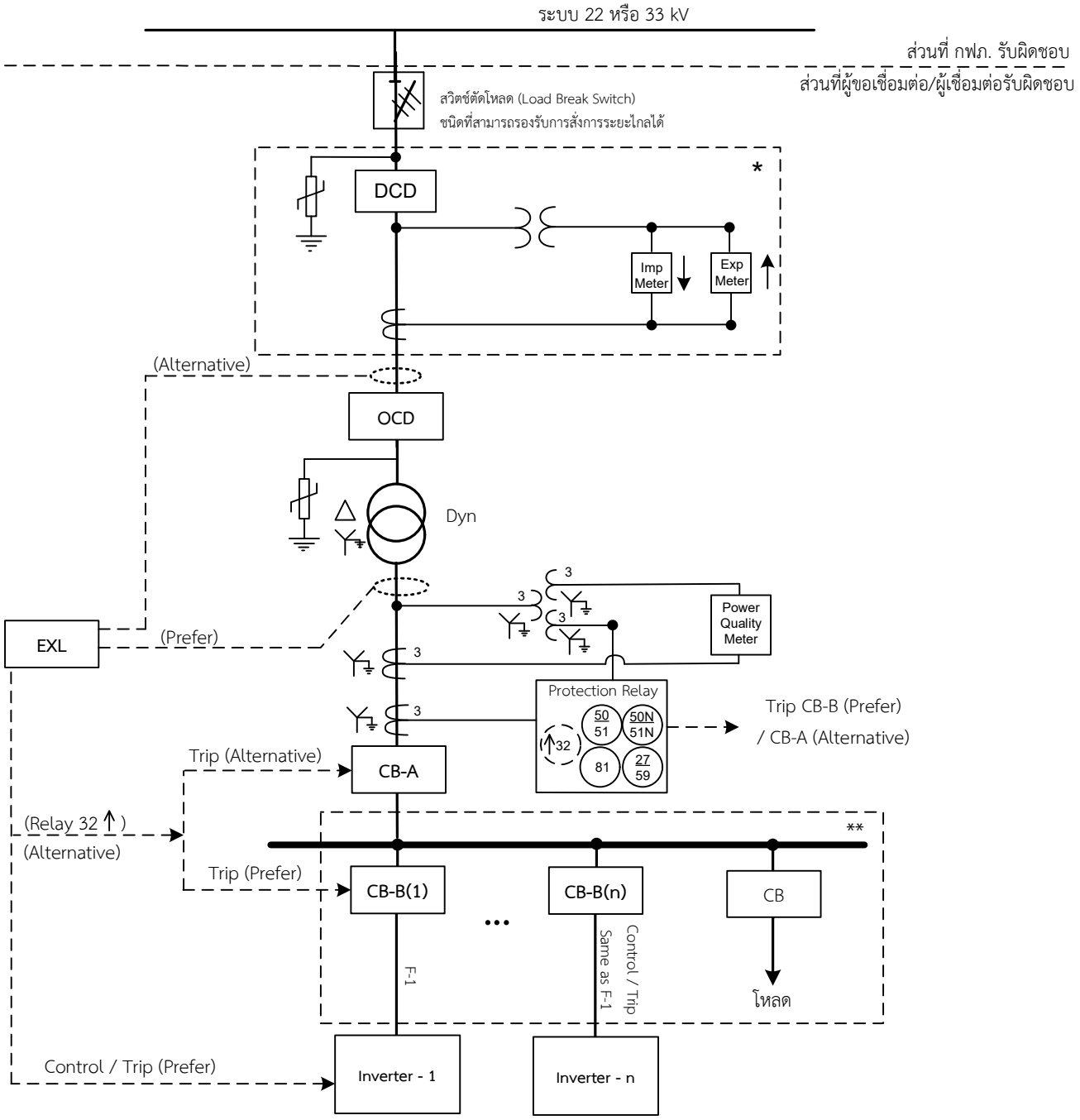


หมายเหตุ

1. Inverter จะต้องขึ้นทะเบียนหรือผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟภ. และตั้งค่าระบบป้องกันตามข้อกำหนดของ กฟภ. ด้วย
2. หาก Inverter รวมมากกว่า 250 kW ให้ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter, PQM) ตามข้อกำหนดของ กฟภ. โดยเลือกติดตั้งตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้ ทั้งนี้จะต้องวัด Inverter ทุกตัวได้ (**)
3. Disconnecting Device (DCD) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (*) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด ซึ่งอาจอยู่ตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้
4. Overcurrent Device (OCD-A) คืออุปกรณ์ที่เลือกใช้งานได้ดังนี้
   4.1 Dropout Fuse
   4.2 Circuit breaker (เช่น Switchgear, RMU) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection หรือ ติดตั้งร่วมกับรีเลย์ 50/51
5. Overcurrent Device (OCD-B และ OCD-C) เลือกใช้งานได้ดังนี้
   5.1 Circuit Breaker ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent และ Ground Fault Protection เช่น MCCB ที่มีฟังก์ชัน Ground Fault Protection
   5.2 เครื่องตัดไฟรั่ว (Residual Current Device, RCD) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection เช่น RCBO
   5.3 Circuit Breaker ติดตั้งร่วมกับ RCD หรือรีเลย์ 50/51N เช่น MCCB ติดตั้งร่วมกับ RCCB

   ทั้งนี้ หากใช้งานรีเลย์สามารถเลือกติดตั้งในตำแหน่งหรือระดับแรงดันอื่นตามความเหมาะสมได้ โดยต้องป้องกันและปลด Inverter ทุกตัวได้ กรณีติดตั้งที่ระดับแรงดันกลางให้ใช้ Relay 59N ทดแทน 50N/51N
6. หากไม่ได้ติดตั้ง OCD–B ต้องติดตั้ง OCD-C(1) ถึง OCD-C(n) โดย OCD-C อาจมี Inverter/ Converter เชื่อมต่อได้มากกว่า 1 เครื่อง
7. Export Limiting Device (EXL) คือ อุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถใช้ Reverse Power Relay (รีเลย์ 32) ทดแทนหรือร่วมกันได้
8. EXL เลือกจับทางด้านแรงต่ำเป็นทางเลือกแรก (Prefer) และด้านแรงสูงเป็นทางเลือกถัดไป (Alternative) ได้ หากเชื่อมต่อเข้าหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง สามารถตรวจจับในตำแหน่งรวม หรือ แยก EXL ตามหม้อแปลงไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้
9. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้า ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกัน และโหลด (**) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
10. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

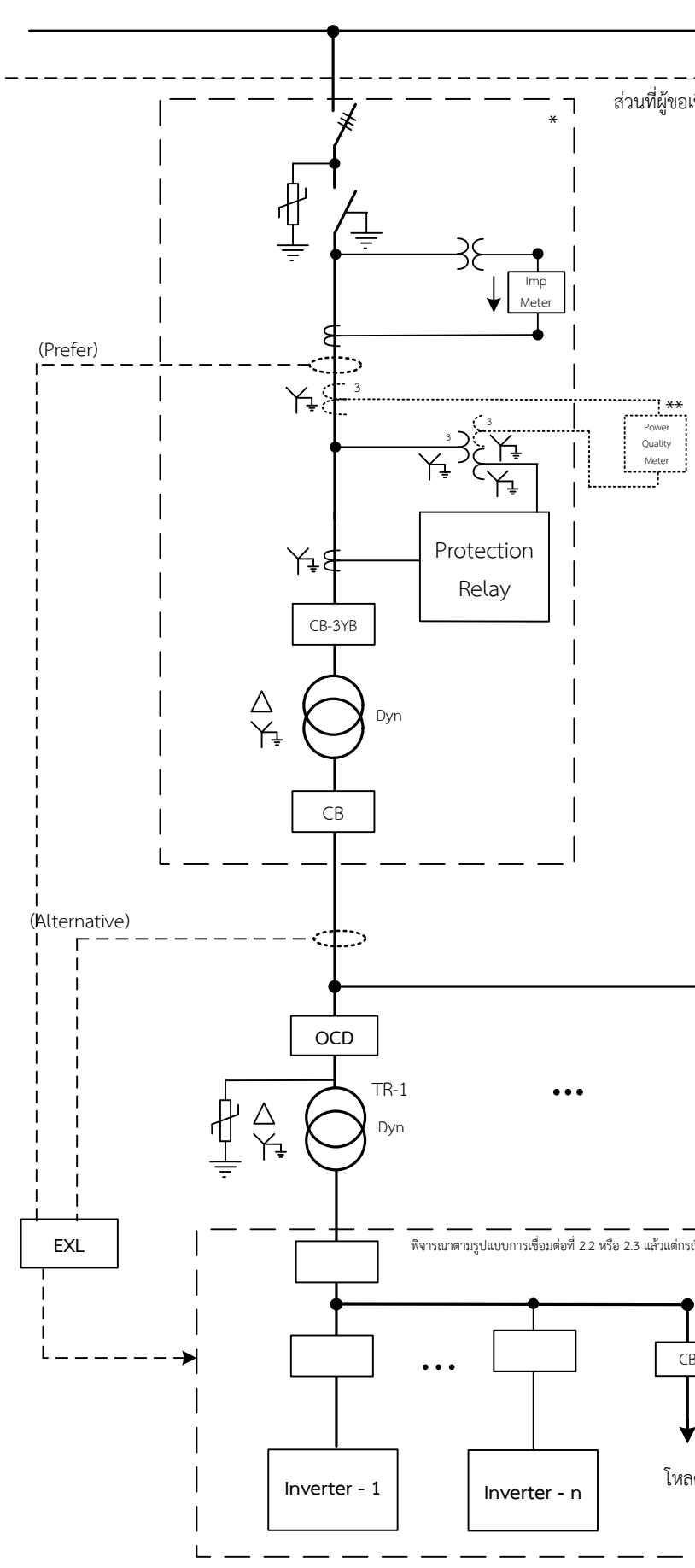
รูปแบบที่ 2.3 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter ขนาดพิกัดรวมกันมากกว่า 2 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV



หมายเหตุ

1. Inverter จะต้องขึ้นทะเบียนหรือผ่านการทดสอบตามข้อกำหนดของ กฟภ. และตั้งค่าระบบป้องกันตามข้อกำหนดของ กฟภ. ด้วย
2. อนุโลมให้ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter) ตำแหน่งหรือระดับแรงดันอื่นได้ โดยจะต้องวัด Inverter ทุกตัวได้
3. Disconnecting Device (DCD) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (*) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด
4. สวิตช์ตัดโหลด (Load Break Switch) ชนิดที่สามารถรองรับการสั่งการระยะไกลได้ , Circuit Breaker ที่จุดเชื่อมต่อ (CB-A) และอุปกรณ์ประกอบ ติดตั้งให้เป็นไปตามมาตรฐาน ข้อกำหนดของ กฟภ. ทั้งนี้ กฟภ. สงวนสิทธิ์พิจารณาเปลี่ยนแปลงตำแหน่งติดตั้ง สวิตช์ตัดโหลดที่เหมาะสม โดยต้องอยู่ในบริเวณที่ กฟภ. สามารถเข้าดำเนินการเข้า-ออก เพื่อตรวจสอบดูแลได้ตลอด
5. Overcurrent Device (OCD) คืออุปกรณ์ที่เลือกใช้งานได้ดังนี้
   5.1 Dropout Fuse
   5.2 Circuit breaker (เช่น Switchgear, RMU) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection หรือ ติดตั้งร่วมกับ Relay 50/51
6. Protection Relay สามารถเลือกติดตั้งในตำแหน่งหรือระดับแรงดันอื่นตามความเหมาะสมได้ โดยต้องป้องกันและปลด Inverter ทุกตัวได้ ทั้งนี้กรณีติดตั้งที่ระดับแรงดันกลางให้ใช้ Relay 59N ทดแทน 50N/51N และกรณีเชื่อมต่อเข้าหม้อแปลงมากกว่า 1 เครื่อง สามารถรวมหรือแยก Relay ตามหม้อแปลงไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้
7. อนุโลมให้ใช้ Circuit Breaker (CB-A หรือ CB-B) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent และ Ground Fault Protection / เครื่องตัดไฟรั่ว (Residual Current Device, RCD) ทดแทน Relay 50/51 และ 50N/51N ได้
8. Export Limiting Device (EXL) คือ อุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถใช้ Reverse Power Relay (รีเลย์ 32) ทดแทนหรือร่วมกันได้
9. EXL เลือกจับทางด้านแรงต่ำเป็นทางเลือกแรก (Prefer) และด้านแรงสูงเป็นทางเลือกรอง (Alternative) ได้หากเชื่อมต่อเข้าหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง สามารถตรวจจับในตำแหน่งรวม หรือ แยก EXL ตามหม้อแปลงไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้
10. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้า ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกัน และโหลด (**) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
11. หากขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกันมากกว่าขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเพื่อรับไฟฟ้าจาก กฟภ. รวมกัน กฟภ. สงวนสิทธิ์ให้ติดตั้งระบบควบคุมระยะไกล (Feeder Remote Terminal Unit : FRTU) สำหรับสวิตช์ตัดโหลด เพื่อเชื่อมต่อกับ SCADA ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าเป็นรายๆ ไป
12. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

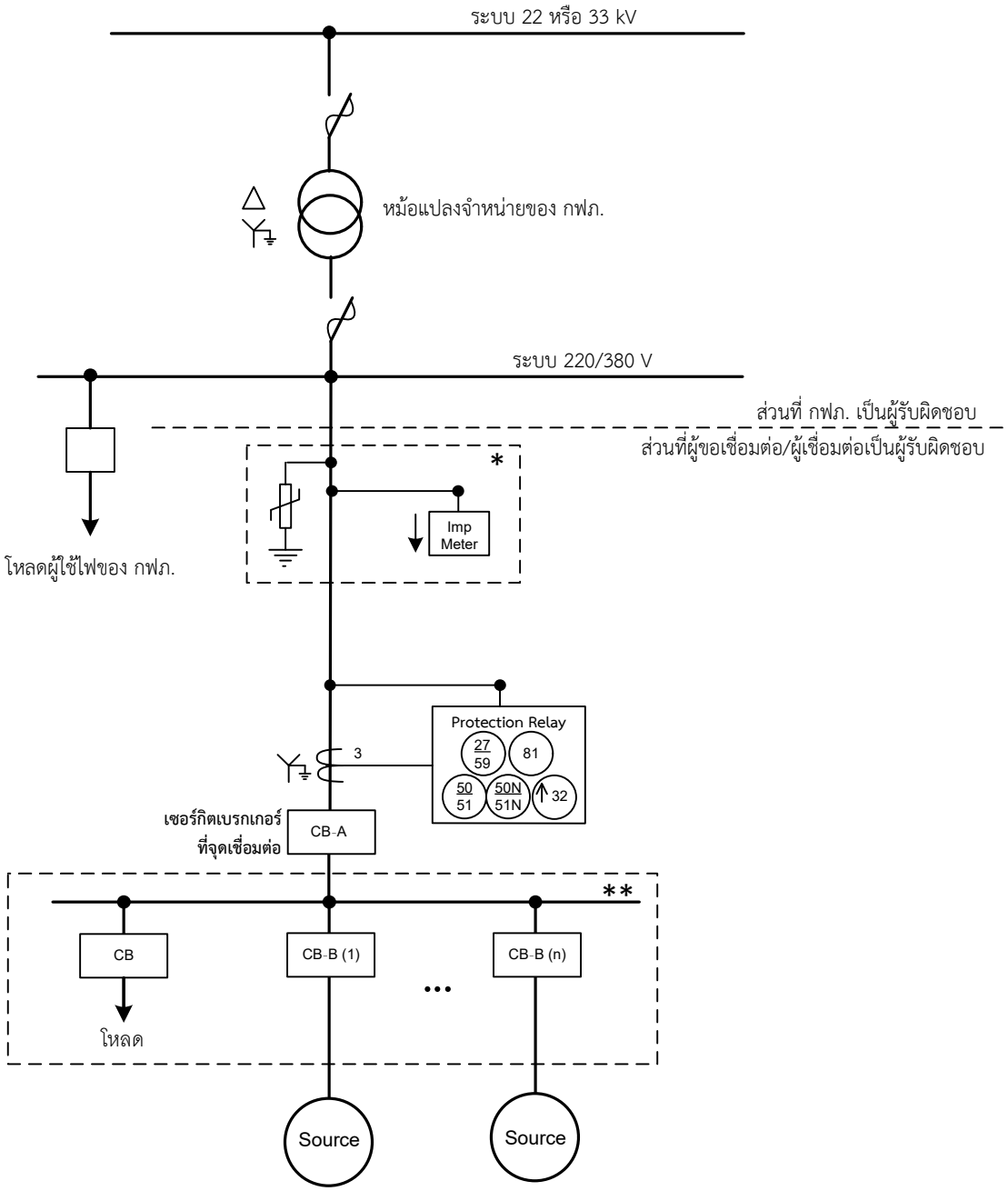
รูปแบบที่ 2.4 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter กับระบบ 115 kV



หมายเหตุ

1. Inverter จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟภ.
2. อุปกรณ์สถานีไฟฟ้า รูปแบบการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (*) อาจเปลี่ยนแปลงได้ ตามหลักเกณฑ์ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.
3. หาก Inverter รวมมากกว่า 250 kW ให้ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter, PQM) ตามข้อกำหนดของ กฟภ. โดยเลือกติดตั้งตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้ ทั้งนี้จะต้องวัด Inverter ทุกตัวได้ (**)
4. อุปกรณ์ ระบบไฟฟ้า และระบบป้องกัน (***) ให้พิจารณาตามรูปแบบการเชื่อมต่อที่ 2.2 หรือ 2.3 แล้วแต่กรณี
5. Overcurrent Device (OCD) คืออุปกรณ์ที่เลือกใช้งานได้ดังนี้
   5.1 Dropout Fuse
   5.2 Circuit breaker (เช่น Switchgear, RMU) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection หรือ ติดตั้งร่วมกับ Relay 50/51
6. Export Limiting Device (EXL) คือ อุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถใช้ Reverse Power Relay (รีเลย์ 32) ทดแทนหรือร่วมกันได้
7. EXL เลือกจับทางด้านแรงดันสูงเป็นทางเลือกแรก (Prefer) และด้านแรงดันกลางหรือแรงดันต่ำเป็นทางเลือกรอง (Alternative) ได้ ทั้งนี้หากเชื่อมต่อเข้าหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 1 เครื่อง สามารถตรวจจับในตำแหน่งรวม หรือ แยก EXL ตามหม้อแปลงไฟฟ้าแต่ละเครื่องได้
8. หากขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกันมากกว่าขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเพื่อรับไฟฟ้าจาก กฟภ. รวมกัน กฟภ. สงวนสิทธิ์ให้ติดตั้งระบบควบคุมระยะไกล สำหรับอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อที่ กฟภ. กำหนด เพื่อเชื่อมต่อกับ SCADA ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าเป็นรายๆ ไป
9. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รูปแบบที่ 2.5 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non – Inverter กับระบบแรงดัน 220/380 V

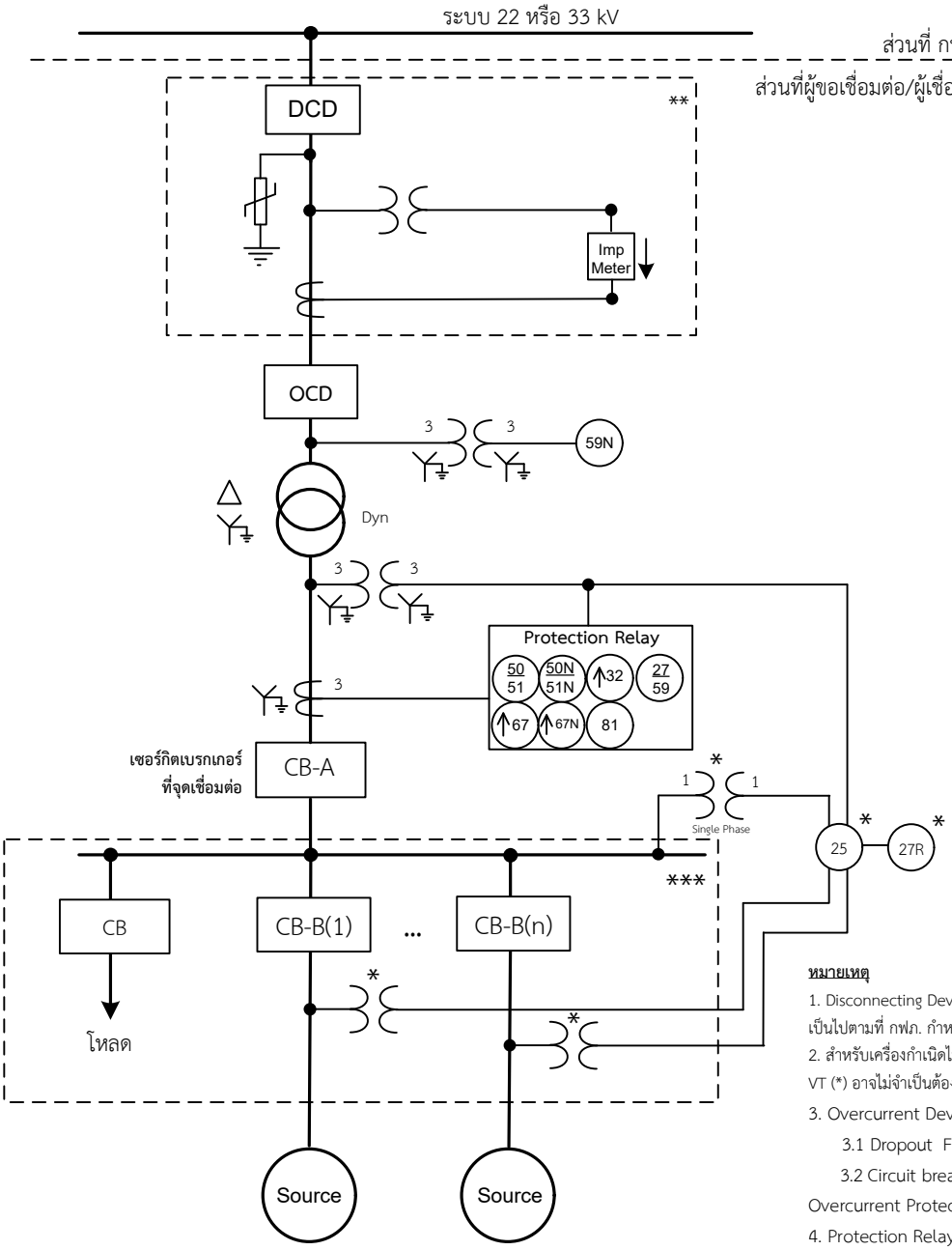


หมายเหตุ

1. ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (*) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด
2. ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกันและโหลด (**) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
3. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง (ป้องกันการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อน)	สั่งทริป CB-A หรือ CB ที่ปลดแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

รูปแบบที่ 2.6 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมกันไม่เกิน 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV

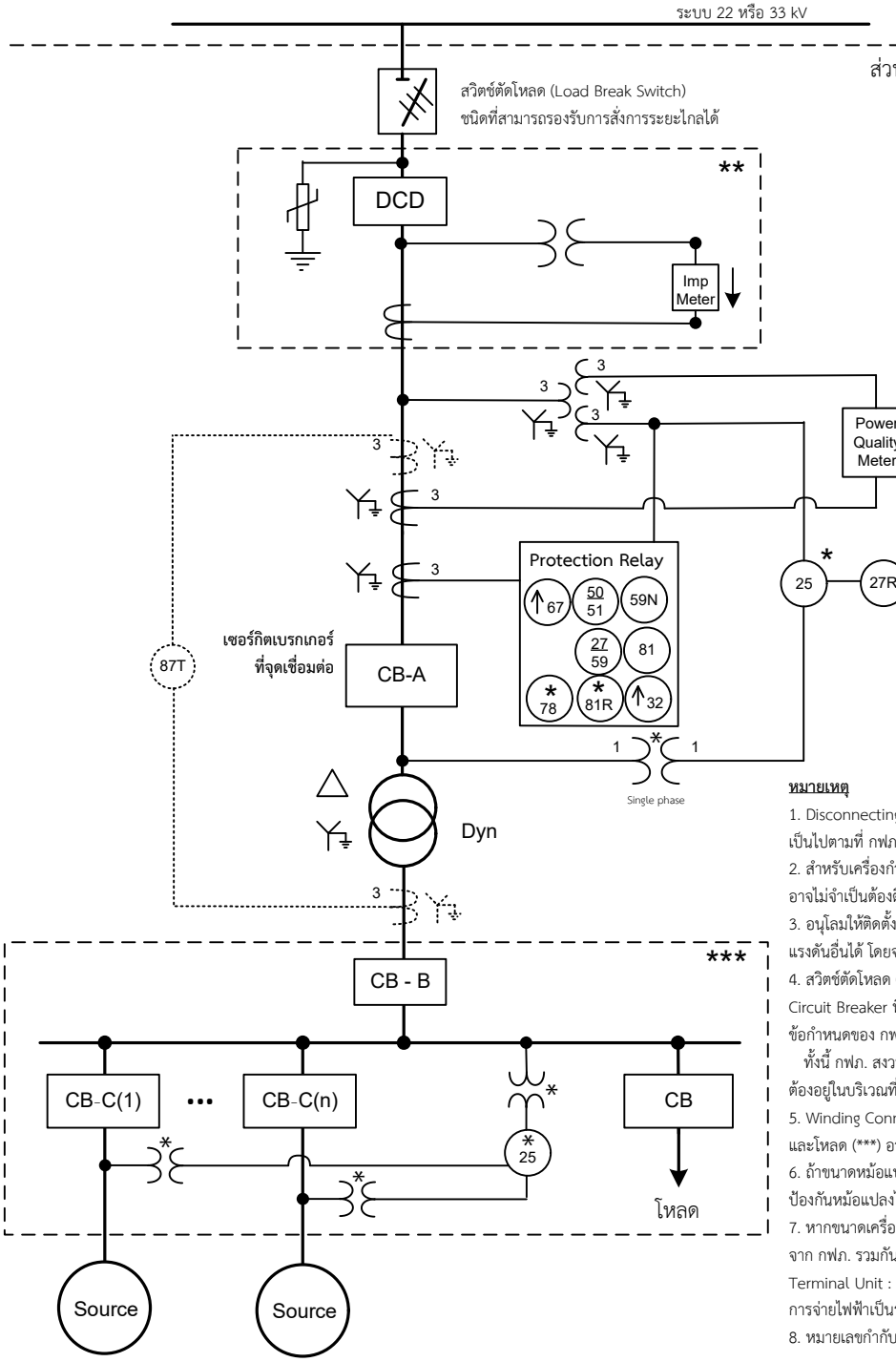


หมายเหตุ

1. Disconnecting Device (DCD) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (**) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด ซึ่งอาจอยู่ตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้
2. สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Induction หรือ Asynchronous รหัสรีเลย์ และ VT (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง
3. Overcurrent Device (OCD) คืออุปกรณ์ ที่เลือกใช้งานได้ดังนี้
   3.1 Dropout Fuse
   3.2 Circuit breaker (เช่น Switchgear, RMU) ประเภทที่มีฟังก์ชัน Overcurrent Protection หรือ ติดตั้งร่วมกับรีเลย์ 50/51
4. Protection Relay สามารถเลือกติดตั้งรวมกันที่ระดับแรงดันกลางตามความเหมาะสมได้ โดยต้องป้องกันและปลด Source ทุกตัวได้
5. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้า ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกัน และโหลด (***) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
6. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A , CB-B
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-A
50/51 50N/51N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-A
67/67N	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและด้านกราวด์	สั่งทริป CB-A
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-A
27R	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำขณะหนึ่ง	ปิดกั้นการปิดวงจรของ CB-A
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง (ป้องกันการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อน)	สั่งทริป CB-A หรือ CB ที่ปลดแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

รูปแบบที่ 2.7 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมกันมากกว่า 1 MW กับระบบ 22 หรือ 33 kV



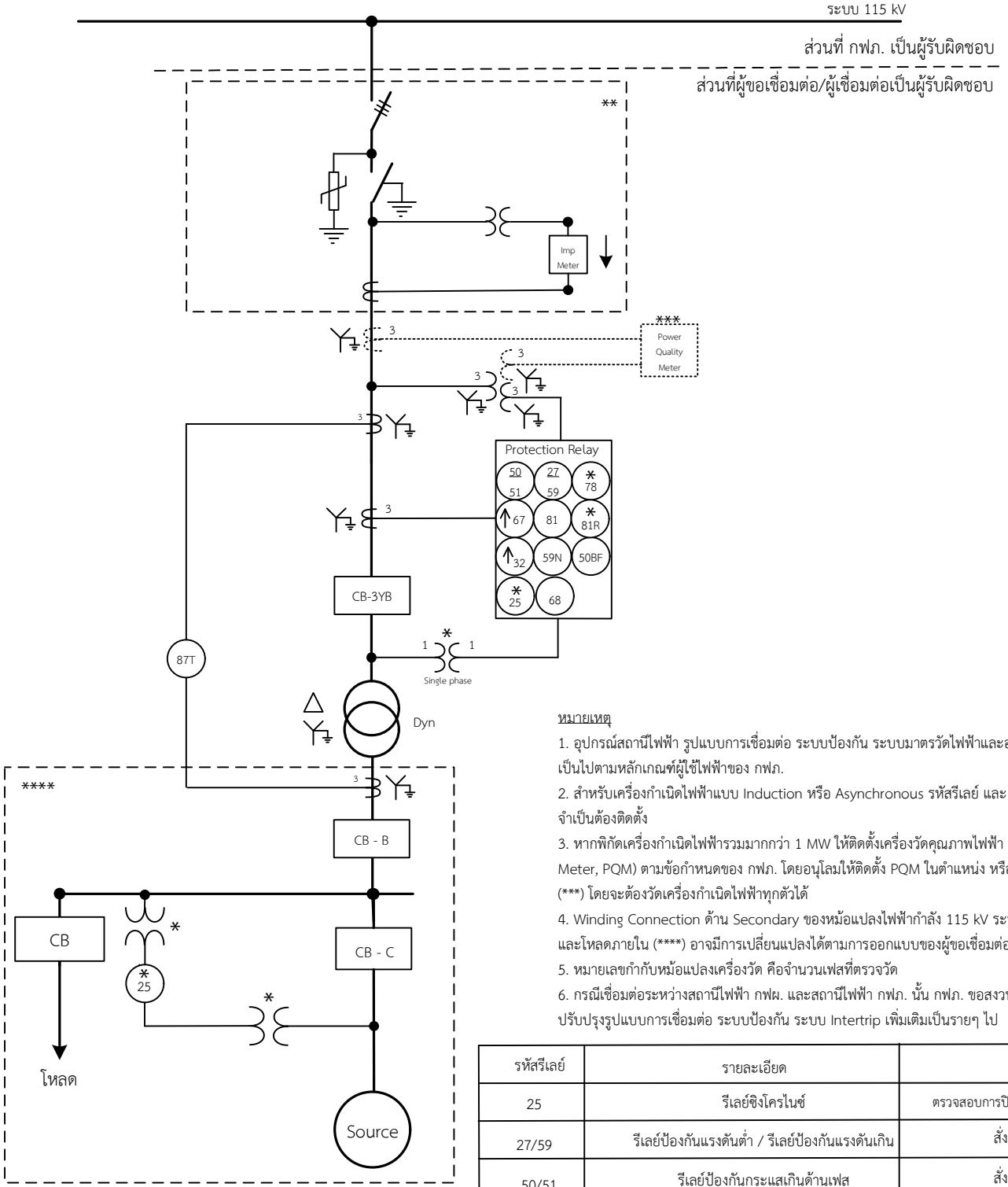
หมายเหตุ

1. Disconnecting Device (DCD) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (**) ให้เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนด
2. สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Induction หรือ Asynchronous รหัสรีเลย์ และ VT (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง
3. อนุโลมให้ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter) ตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้ โดยจะต้องวัด Inverter ทุกตัวได้
4. สวิตช์ตัดโหลด (Load Break Switch) ชนิดที่สามารถรองรับการสั่งการระยะไกลได้ , Circuit Breaker ที่จุดเชื่อมต่อ (CB-A) และอุปกรณ์ประกอบ ติดตั้งให้เป็นไปตามมาตรฐานข้อกำหนดของ กฟภ.

   ทั้งนี้ กฟภ. สงวนสิทธิ์พิจารณาเปลี่ยนแปลงตำแหน่งติดตั้งสวิตช์ตัดโหลด ที่เหมาะสม โดยต้องอยู่ในบริเวณที่ กฟภ. สามารถเข้าดำเนินการเข้า-ออก เพื่อตรวจสอบดูแลได้ตลอด
5. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้า ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกันและโหลด (***) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
6. ถ้าขนาดหม้อแปลงไฟฟ้ามากกว่า 5 MVA จะต้องติดตั้ง Protection Relay ฟังก์ชัน 87T ป้องกันหม้อแปลงไฟฟ้าด้วย
7. หากขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกันมากกว่าขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเพื่อรับไฟฟ้าจาก กฟภ. รวมกัน กฟภ. สงวนสิทธิ์ให้ติดตั้งระบบควบคุมระยะไกล (Feeder Remote Terminal Unit : FRTU) สำหรับสวิตช์ตัดโหลด เพื่อเชื่อมต่อกับ SCADA ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าเป็นรายๆ ไป
8. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจรของ CB-A , CB-C
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
78 & 81R	รีเลย์ป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด	สั่งทริป CB-A
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง (ป้องกันการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อน)	สั่งทริป CB-A หรือ CB ที่ปลดแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

รูปแบบที่ 2.8 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมกันไม่เกิน 10 MW กับระบบ 115 kV

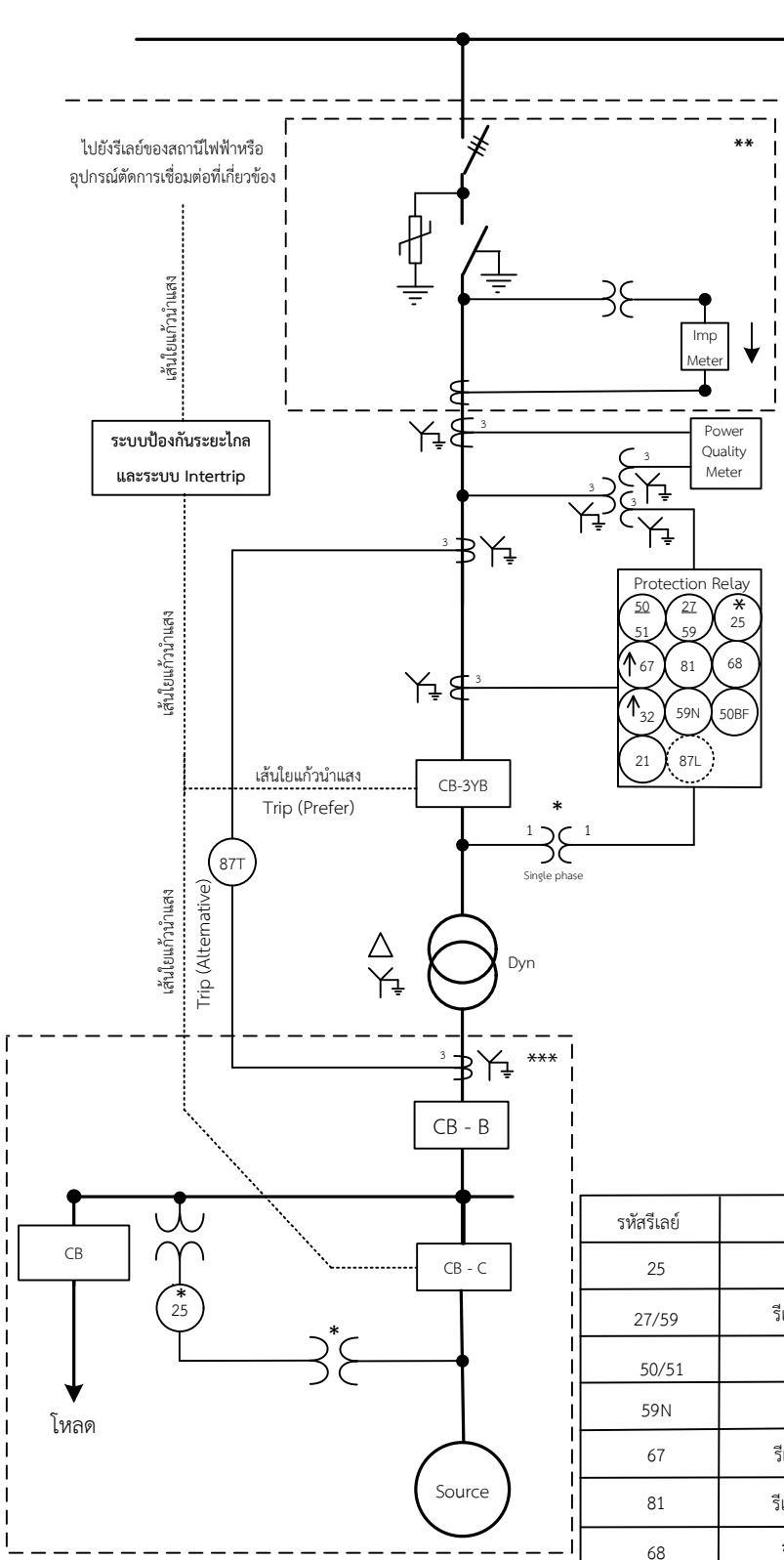


หมายเหตุ

1. อุปกรณ์สถานีไฟฟ้า รูปแบบการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (**) เป็นไปตามหลักเกณฑ์ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.
2. สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Induction หรือ Asynchronous รหัสรีเลย์ และ VT (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง
3. หากพิกัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมมากกว่า 1 MW ให้ติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter, PQM) ตามข้อกำหนดของ กฟภ. โดยอนุโลมให้ติดตั้ง PQM ในตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้ (***) โดยจะต้องวัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวได้
4. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 115 kV ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกัน และโหลดภายใน (****) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
5. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด
6. กรณีเชื่อมต่อระหว่างสถานีไฟฟ้า กฟผ. และสถานีไฟฟ้า กฟภ. นั้น กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์พิจารณาปรับปรุงรูปแบบการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน ระบบ Intertrip เพิ่มเติมเป็นรายๆ ไป

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจร CB- 3YB , CB-C
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-3YB
50/51	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟส	สั่งทริป CB-3YB
59N	รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินแบบแรงดันลำดับศูนย์	สั่งทริป CB-3YB
67	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟส	สั่งทริป CB-3YB
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-3YB
68	รีเลย์ตรวจสอบเงื่อนไขการปิดกลับวงจร	ปิดกั้นหรืออนุญาตให้ปิดกลับวงจรของ CB-3YB
87T	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง	สั่งทริป CB-3YB , CB-B
50BF	รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานผิดปกติ	ส่งสัญญาณเตือน CB-3YB
78 & 81R	รีเลย์ป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด	สั่งทริป CB-3YB
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งทริป CB-3YB หรือ CB ที่ปลดแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

รูปแบบที่ 2.9 การเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Non - Inverter ขนาดพิกัดรวมกันมากกว่า 10 MW กับระบบ 115 kV

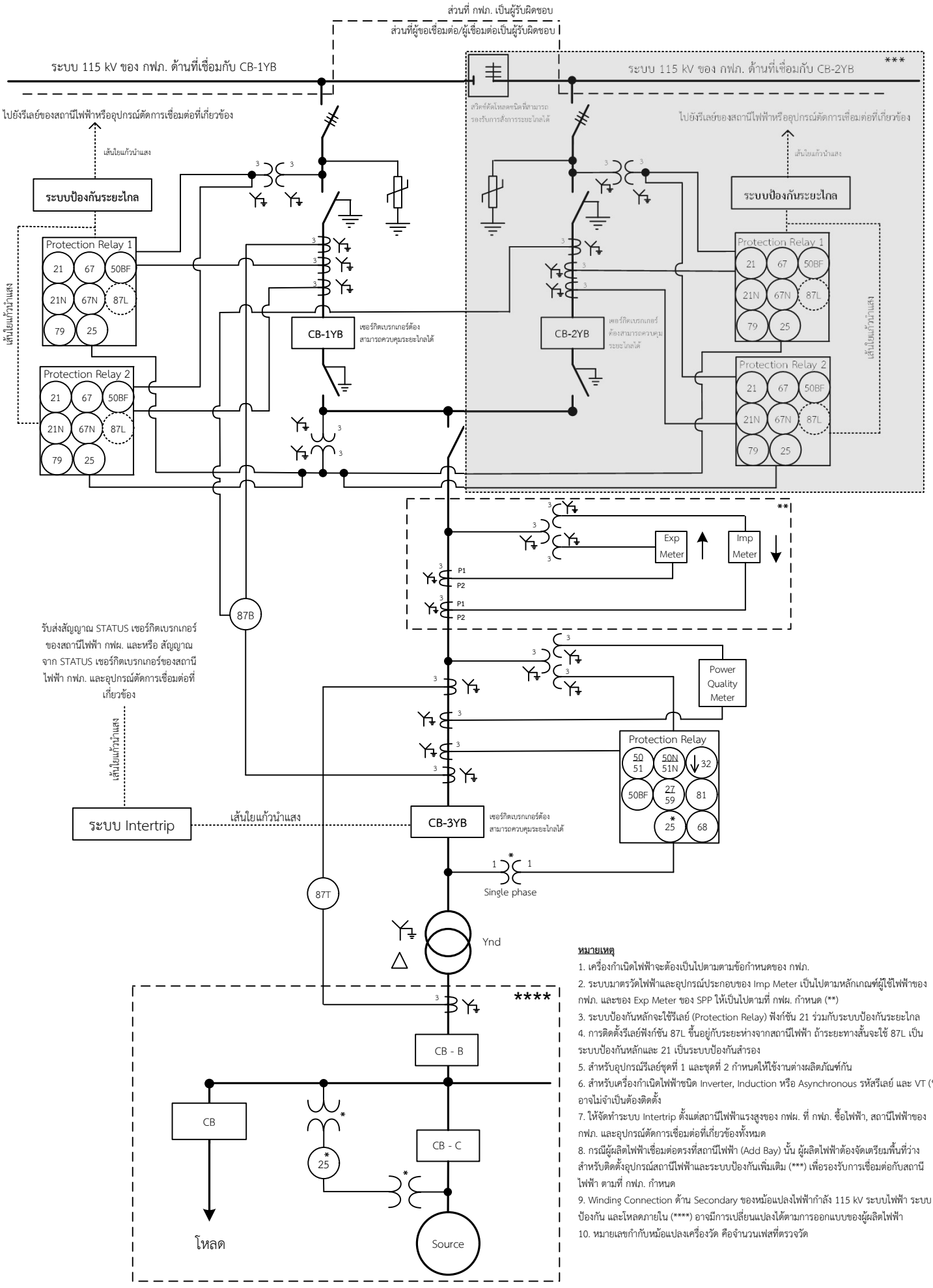


หมายเหตุ

1. อุปกรณ์สถานีไฟฟ้า รูปแบบการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ (**) เป็นไปตามหลักเกณฑ์ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.
2. ระบบป้องกันหลักจะใช้รีเลย์ฟังก์ชั่น 21 ร่วมกับระบบป้องกันระยะไกล
3. การติดตั้งรีเลย์ฟังก์ชั่น 87L ขึ้นอยู่กับระยะห่างจากสถานีไฟฟ้า ถ้าระยะทางสั้นจะใช้ 87L เป็นระบบป้องกันหลักและ 21 เป็นระบบป้องกันสำรอง
4. ระบบ Intertrip จะต้องจัดทำที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ที่เกี่ยวข้อง และอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้องทั้งหมด โดยสามารถเลือกสั่ง Trip ที่ CB-3YB เป็นทางเลือกแรก หรือเลือกสั่ง Trip ที่ CB-C (แหล่งกำเนิดไฟฟ้า) เป็นทางเลือกรองได้
5. สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Induction หรือ Asynchronous รหัสรีเลย์ และ VT (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง
6. อนุโลมให้ติดตั้ง Power Quality Meter (PQM) ในตำแหน่ง หรือระดับแรงดันอื่นได้ โดยจะต้องวัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกตัวได้
7. กรณีสถานีไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นแบบ Terminal Substation กำหนดให้รูปแบบการเชื่อมต่อและระบบป้องกันเป็นไปตามรูปแบบที่ 3 ทั้งนี้ระบบป้องกันจะต้องสอดคล้องกับ Winding Connection ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 115 kV
8. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 115 kV ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกัน และโหลดภายใน (***) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
9. หากขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกันมากกว่าขนาดหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเพื่อรับไฟฟ้าจาก กฟภ. รวมกัน กฟภ. สงวนสิทธิ์ให้ติดตั้งระบบควบคุมระยะไกล สำหรับอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อที่ กฟภ. กำหนดเพื่อเชื่อมต่อกับศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าเป็นรายๆ ไป
10. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด
11. กรณีเชื่อมต่อระหว่างสถานีไฟฟ้า กฟผ. และสถานีไฟฟ้า กฟภ. นั้น กฟภ. ขอสงวนสิทธิ์พิจารณาปรับปรุงรูปแบบการเชื่อมต่อ ระบบป้องกัน ระบบ Intertrip เพิ่มเติม เป็นรายๆ ไป

รหัสรีเลย์	รายละเอียด	คำสั่ง
25	รีเลย์ซิงโครไนซ์	ตรวจสอบการปิดวงจร CB- 3YB and CB-C
27/59	รีเลย์ป้องกันแรงดันต่ำ / รีเลย์ป้องกันแรงดันเกิน	สั่งทริป CB-3YB
50/51	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินด้านเฟส	สั่งทริป CB-3YB
59N	รีเลย์ป้องกันแรงดันเกินแบบแรงดันลำดับศูนย์	สั่งทริป CB-3YB
67	รีเลย์ป้องกันกระแสเกินแบบมีทิศทางด้านเฟส	สั่งทริป CB-3YB
81	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำ / รีเลย์ป้องกันความถี่เกิน	สั่งทริป CB-3YB
68	รีเลย์ตรวจสอบเงื่อนไขการปิดกลับวงจร	ปิดกั้นหรืออนุญาตให้ปิดกลับวงจรของ CB-3YB
87T	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลง	สั่งทริป CB-3YB , CB-B
50BF	รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานผิดปกติ	ส่งสัญญาณเตือน CB-3YB
78 & 81R	รีเลย์ป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด	สั่งทริป CB-3YB
21/21N	รีเลย์แบบระยะทางด้านเฟสและกราวด์	สั่งทริป CB-3YB
87L	รีเลย์ผลต่างสำหรับสายส่ง	สั่งทริป CB-3YB , CB-สถานี
32	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	สั่งทริป CB-3YB หรือ CB ที่ปลดแหล่งกำเนิดไฟฟ้า

รูปแบบที่ 3 การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบ 115 kV



หมายเหตุ

1. เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องเป็นไปตามตามข้อกำหนดของ กฟภ.
2. ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบของ Imp Meter เป็นไปตามหลักเกณฑ์ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. และของ Exp Meter ของ SPP ให้เป็นไปตามที่ กฟผ. กำหนด (**)
3. ระบบป้องกันหลักจะใช้รีเลย์ (Protection Relay) ฟังก์ชัน 21 ร่วมกับระบบป้องกันระยะไกล
4. การติดตั้งรีเลย์ฟังก์ชัน 87L ขึ้นอยู่กับระยะห่างจากสถานีไฟฟ้า ถ้าระยะทางสั้นจะใช้ 87L เป็นระบบป้องกันหลักและ 21 เป็นระบบป้องกันสำรอง
5. สำหรับอุปกรณ์รีเลย์ชุดที่ 1 และชุดที่ 2 กำหนดให้ใช้งานต่างผลิตภัณฑ์กัน
6. สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter, Induction หรือ Asynchronous รหัสรีเลย์ และ VT (*) อาจไม่จำเป็นต้องติดตั้ง
7. ให้จัดทำระบบ Intertrip ตั้งแต่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ที่ กฟภ. ซื้อไฟฟ้า, สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. และอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้องทั้งหมด
8. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าเชื่อมต่อตรงที่สถานีไฟฟ้า (Add Bay) นั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องจัดเตรียมพื้นที่ว่างสำหรับติดตั้งอุปกรณ์สถานีไฟฟ้าและระบบป้องกันเพิ่มเติม (***) เพื่อรองรับการเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้า ตามที่ กฟภ. กำหนด
9. Winding Connection ด้าน Secondary ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง 115 kV ระบบไฟฟ้า ระบบป้องกัน และโหลดภายใน (****) อาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ตามการออกแบบของผู้ผลิตไฟฟ้า
10. หมายเลขกำกับหม้อแปลงเครื่องวัด คือจำนวนเฟสที่ตรวจวัด

รูปแบบที่ 3 การเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบ 115 kV (ต่อ)

		อุปกรณ์ป้องกันและการกำหนดหน้าที่																
ตำแหน่งอุปกรณ์		ด้านบัส (BZP)	ด้านที่เชื่อมต่อกับสายส่งไฟฟ้า (LCPP 1 : CB – 1YB และ LCPP 2 : CB – 2YB)								ด้านที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง (TCPP 1 : CB – 3YB)							
จำนวนชุดอุปกรณ์		1 ชุด	2 ชุด ในแต่ละ LCPP *								1 ชุด							
ชื่อรีเลย์		รีเลย์ผลต่างสำหรับบัส	รีเลย์ผลต่างสำหรับสายส่งไฟฟ้า	รีเลย์ระยะทางด้านเฟสและกราวด์ (โซน 1)	รีเลย์ระยะทางด้านเฟสและกราวด์ (โซน 2, 3, 4)	รีเลย์ระยะทางด้านเฟสและกราวด์ พร้อมระบบป้องกันระยะไกล	รีเลย์ป้องกันกระแสไฟฟ้าเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์	รีเลย์ป้องกันกระแสไฟฟ้าเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์ พร้อมระบบป้องกันระยะไกล	รีเลย์ป้องกันแรงดันไฟฟ้าต่ำ/ รีเลย์ป้องกันแรงดันไฟฟ้าเกิน	รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานผิดปกติ	รีเลย์ป้องกันความถี่ต่ำและความถี่เกิน	รีเลย์ป้องกันแรงดันไฟฟ้าต่ำ/ รีเลย์ป้องกันแรงดันไฟฟ้าเกิน	รีเลย์กำลังไฟฟ้าแบบมีทิศทาง	รีเลย์ป้องกันกระแสไฟฟ้าเกินด้านเฟส	รีเลย์ป้องกันกระแสไฟฟ้าเกินด้านกราวด์	รีเลย์ป้องกันกระแสไฟฟ้าเกินแบบมีทิศทางด้านเฟสและกราวด์	รีเลย์ผลต่างสำหรับหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง	รีเลย์ป้องกันเซอร์กิตเบรกเกอร์ทำงานผิดปกติ
รหัสรีเลย์		87B	87L	21/21N – 1	21/21N – 2, 3, 4	21/21N 85 (TELE)	67/67N	67/67N 85 (TELE)	27/59	50BF	81	27/59	32↓	50/51	50/51N	67/67N	87T	50BF
สัญญาณเตือน		Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y	Y
การแสดงผล		A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A
หน้าที่ของอุปกรณ์	CB – 1YB	T_L	T_R	T_R	T	T_R	T	T_R		T_L								
	CB – 2YB	T_L	T_R	T_R	T	T_R	T	T_R		T_L								
	CB – 3YB	T_L								T_L	T	T	T	T	T	T	T_L	T_L
	CB – B																T_L	

สัญลักษณ์	คำอธิบายสัญลักษณ์
Y	มีสัญญาณเตือน (Yes)
A	มีการแสดงผลไปยังระบบควบคุม (Annunciator)
↓	ทิศทางจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไปยังผู้ผลิตไฟฟ้า
TELE	ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection) โดย กฟภ. จะเป็นผู้กำหนดรูปแบบ (Scheme) เช่น POTT, PUTT, DUTT หรือ Blocking Scheme
T	ทริปทั้งสามเฟส (Three – pole Trip)
T_R	ทริปทั้งสามเฟสและปิดกลับ (Three – pole Trip and Reclose)
T_L	ทริปทั้งสามเฟสและเปิดค้าง (Three – pole Trip and Lockout)

หมายเหตุ : * อุปกรณ์รีเลย์ชุดที่ 1 และชุดที่ 2 กำหนดให้ใช้งานต่างผลิตภัณฑ์กัน

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลง หน้าที่ของอุปกรณ์ ตามความเหมาะสมเพื่อให้สอดคล้องกับสภาพการจ่ายกระแสไฟฟ้า

เอกสารแนบท้ายที่ 7.2

รายละเอียดและมาตรฐานอุปกรณ์ที่ใช้ในการเชื่อมต่อ

รายละเอียดและมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า

1. อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อ

อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อได้แก่ เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit Breaker) สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting Switch) ชนิดทำงานด้วยมือ (Manual) และสวิตช์ชนิดตัดโหลด (Load Break Switch) เป็นอุปกรณ์ที่จะใช้ในการแยกระบบ ระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าในขณะที่เปิดสวิตช์ ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้จัดหาสวิตช์ตัดตอนหรือสวิตช์ชนิดตัดโหลดเอง เพื่อความปลอดภัยในด้านการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงต้องสามารถมองเห็นใบมีดของสวิตช์ตัดตอนได้ในขณะปลด หากเป็นชุดสวิตช์ (Group switch) จะต้องสามารถล็อคคันโยกได้ในตำแหน่งปลดด้วย สำหรับรายละเอียดของเซอร์กิตเบรกเกอร์พิกัดแรงดัน 22 กิโลโวลต์ขึ้นไป จะต้องเป็นแบบที่มีการบำรุงรักษาน้อย โดยคุณสมบัติทางเทคนิคของเซอร์กิตเบรกเกอร์เป็นที่ยอมรับของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีรายละเอียดหลัก ดังนี้

1.1 เซอร์กิตเบรกเกอร์ ระบบ 22, 33 และ 115 กิโลโวลต์

1) เซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ตัวดับอาร์กชนิดสูญญากาศ หรือเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่ใช้ตัวดับอาร์กชนิดก๊าซ SF_6

2) พิกัดแรงดันตามมาตรฐานสากล

3) พิกัด Short Circuit Breaking Current in 1 second ระยะเวลาไม่น้อยกว่า 1 วินาที ที่ขนาด 25 กิโลแอมป์ สำหรับระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ และขนาด 31.5 กิโลแอมป์ หรือ 40 กิโลแอมป์ สำหรับระบบ 115 กิโลโวลต์ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับระดับกระแสลัดวงจร ณ จุดที่เชื่อมต่อ ยกเว้น กรณีผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถใช้เซอร์กิตเบรกเกอร์ ตามพิกัด Short Circuit Breaking Current เดิมที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอนุญาตให้รับไฟฟ้าได้แต่ต้องไม่น้อยกว่า 16 กิโลแอมป์ ระยะเวลาไม่น้อยกว่า 1 วินาที และต้องไม่ต่ำกว่าผลรวมของพิกัดกระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อ ทั้งนี้ หากระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปส่งผลกระทบต่อค่ากระแสลัดวงจร ณ จุดเชื่อมต่อ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ขอสงวนสิทธิ์การเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ดังกล่าวต่อไป

1.2 เซอร์กิตเบรกเกอร์ ระบบ 220/380 โวลต์

1) คุณสมบัติทางเทคนิคของ Miniature Circuit Breakers (MCB), Molded Case Circuit Breaker (MCCB), Air Circuit Breaker (ACB) ให้สอดคล้องตามมาตรฐานของวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ (วสท.)

2) คุณสมบัติทางเทคนิคของเครื่องตัดไฟรั่ว (Residual Current Device, RCD) ให้สอดคล้องตามมาตรฐานของวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ (วสท.) ยกเว้นการเลือกใช้แบบ (Type) ประเภท และพิกัดกระแสไฟฟ้ารั่ว ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อสามารถกำหนดเลือกใช้ได้ โดยคำนึงถึงพิกัดอินเวอร์เตอร์และความปลอดภัย

ทั้งนี้ อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่ออื่นๆ ให้เป็นไปตามมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้าตามข้อ 5

2. อุปกรณ์ประกอบรีเลย์ระบบป้องกัน

1) หม้อแปลงกระแสไฟฟ้าสำหรับระบบป้องกัน จะต้องใช้ Class 5P20 หรือดีกว่า

2) หม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าสำหรับระบบป้องกัน จะต้องใช้ Class 3P หรือดีกว่า

3) การใช้งานรีเลย์ระบบป้องกัน ต้องมีอุปกรณ์สำรองไฟ (Uninterruptible Power Supply) ในกรณีที่เกิดไฟดับ

3. อุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ

1) หม้อแปลงเครื่องมือวัด สำหรับเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า จะต้องใช้ Class 0.5 หรือดีกว่า

2) หม้อแปลงเครื่องมือวัด สำหรับระบบมาตรวัดไฟฟ้า ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

3) อุปกรณ์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า(Export Limiting Device : EXL) และอุปกรณ์ประกอบ ให้เป็นไปตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

4. 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 ประกอบด้วยแรงดันไฟฟ้า (Voltage), กระแสไฟฟ้า (Current), กำลังไฟฟ้าจริง (Real Power), กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power), กำลังไฟฟ้าปรากฏ (Apparent Power), ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor), ฮาร์มอนิกแรงดัน (Voltage Harmonics) และฮาร์มอนิกกระแส (Current Harmonics), ฮาร์มอนิกกำลัง (Power Harmonics) ได้ถึงลำดับที่ 50th 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), ดรรชนีไฟกะพริบ ระยะยาว (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) เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐานดังนี้

4.1) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตรวมกันเกินกว่า 1 เมกะวัตต์ ต้องติดตั้ง Power Quality Meter เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61000-4-30 (Power Quality Measurement Method) Class A, IEC 61000-4-7 (Harmonics) และ IEC 61000-4-15 (Flicker)

4.2) ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อ ที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ขนาดกำลังผลิตรวมกันเกินกว่า 250 กิโลวัตต์ แต่ไม่เกินกว่า 1 เมกะวัตต์ ให้ติดตั้ง Power Quality Meter

ตามข้อ 4.1) หรือตามมาตรฐาน IEC 61000-4-30 (Power Quality Measurement Method) Class S

5) เครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมีหน่วยความจำภายในที่สามารถบันทึกข้อมูลการตรวจวัดเป็นระยะเวลาอย่างน้อย 30 วัน โดยข้อมูลไม่เกิดการสูญหาย
6) การใช้งานเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมีอุปกรณ์สำรองไฟ (Uninterruptible Power Supply) ซึ่งมีระยะเวลาในการสำรองไฟอย่างน้อย 15 นาที ในกรณีที่เกิดไฟดับ และเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าต้องมีฟังก์ชันการสตาร์ทอัตโนมัติเมื่อไฟกลับคืนมา

5. มาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า

5.1 ระดับแรงดัน 22, 33 และ 115 กิโลโวลต์

อุปกรณ์ไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐานอ้างอิงตามรายการ หรือที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับดังนี้

อุปกรณ์ไฟฟ้า	มาตรฐานอ้างอิง
มาตรวัดไฟฟ้า (Meter)	ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด
หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument transformer)	IEC 61869-1, IEC 61869-2 (สำหรับหม้อแปลงกระแส) และ IEC 61869-3 (สำหรับหม้อแปลงแรงดัน)
รีเลย์ระบบป้องกัน (Protection relay)	- IEC 60255-series ตามที่ กฟภ. กำหนด - มาตรฐานโปรโตคอล IEC 61850-series หรือ IEC 60870-5-103 หรือ DNP 3.0
เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker)	IEC 62271-100 หรือ IEC 62271-200
สวิตช์ตัดโหลด/โหลดเบรกสวิตช์ (Load break switch) ชนิดที่สามารถสั่งการควบคุมระยะไกลได้ - โหลดเบรกสวิตช์ ระบบ 115 กิโลโวลต์ - โหลดเบรกสวิตช์ ระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์	 - IEC 62271-104 หรือ IEEE C37.09 และ IEEE C37.016 - IEC 62271-103
สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) และสวิตช์ต่อลงดิน (Earthing switch)	IEC 62271-102, ANSI C37.32
ดรอพเอาท์ฟิวส์คัทเอาท์ (Dropout fuse cutout)	IEEE C37.42
กับดักเสิร์จ (Surge arrester)	มอก.2366 หรือ IEC 60099-4
Switchgear หรือ Ring Main Unit (RMU)	IEC 62271-series
หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformer)	มอก.384 หรือ IEC 60076

5.2 ระดับแรงดัน 220/380 โวลต์

อุปกรณ์ไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐานอ้างอิงตามรายการ หรือที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับดังนี้

อุปกรณ์ไฟฟ้า	มาตรฐานอ้างอิง
มาตรวัดไฟฟ้า (Meter)	ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด
หม้อแปลงเครื่องมือวัด (Instrument transformer)	IEC 61869 – 2 (สำหรับหม้อแปลงกระแส)
รีเลย์ระบบป้องกัน (Protection relay)	IEC 60255 - series
เซอร์กิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker) เช่น MCCB , ACB	IEC 60898 - series หรือ IEC 60947 - series หรือ มอก. 60898
เครื่องตัดไฟรั่ว (Residual Current Device, RCD) เช่น RCCB , RCBO , MRCB	IEC หรือ มอก. ที่เกี่ยวข้อง

6. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ปรับปรุงรายละเอียดและมาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า รวมถึงกำหนดวิธีการรูปแบบในการตรวจสอบและหรือทดสอบการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า ทั้งนี้หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการขึ้นทะเบียนอุปกรณ์ไฟฟ้าตามข้อ 1 ถึง 5 ที่ใช้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ผู้ขอเชื่อมต่อเลือกใช้อุปกรณ์ตามทะเบียนอุปกรณ์ดังกล่าวต่อไป

7. นอกเหนือจากรายละเอียดและมาตรฐานอุปกรณ์ที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดนี้แล้ว ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องออกแบบ ติดตั้ง อุปกรณ์และระบบไฟฟ้าภายในให้เป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดเกี่ยวกับการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เอกสารแนบท้ายที่ 7.3

รายละเอียดข้อกำหนดของระบบควบคุมระยะไกล

ข้อกำหนดของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบควบคุมระยะไกล ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า

ข้อกำหนดนี้จะระบุชนิดของข้อมูล วิธีการ มาตรฐาน และอุปกรณ์ประกอบต่างๆ เพื่อการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อกับระบบควบคุมระยะไกลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งติดตั้งอยู่ที่ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าเพื่อให้สามารถนำข้อมูลทั้งหมดมาแสดงผลบนระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าได้

1.1 จำนวนและชนิดของข้อมูลที่ผู้ขอใช้บริการจะต้องรับ-ส่งข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อกับระบบควบคุมระยะไกลของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า แต่ละรูปแบบเป็นไปตามตารางที่ 1-5

1.2 รูปแบบและมาตรฐานการสื่อสารข้อมูล

อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการจะต้องมีความสามารถรับ-ส่งข้อมูลกับ Front-End Processors (FEPs) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าที่เป็น Specific IP Address อย่างน้อย 6 FEPs หรือตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด แบบเรียลไทม์ (Real Time) ด้วยโปรโตคอล DNP 3.0 over IP with Secure Authentication Version ล่าสุด หรือ กฟภ. ยอมรับ โดยมีรายละเอียดโปรไฟล์ของอุปกรณ์ และตารางใช้งาน (Device Profile and Implementation Table) ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด ทั้งนี้ระบบสื่อสารที่เหมาะสมในแต่ละสถานที่ตั้งของผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.3 สัญญาณอินพุต (Input Point)

1.3.1 อินพุตที่เป็นค่าอนาล็อก (Analog Input)

จะต้องจัดหาอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลที่มีค่าความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินกว่า ±0.2% ของค่าเต็มสเกล (Full Scale) และเมื่อรวมค่าความเที่ยงตรงของซีที (CT) หรือพีที (PT) แล้วต้องมีค่าความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินกว่า ±1%

1.3.2 อินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input)

อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลต้องสามารถรับค่าสถานะได้ทั้ง ชนิดคอนแท็กเดียว (Single-Contact) และ ชนิดคอนแท็กคู่ (Double Contact) สำหรับค่าสถานะที่เกิดในลักษณะลำดับของเหตุการณ์ (Sequence of Event; SOE) จะต้องมีความละเอียดในการบันทึกข้อมูลไม่เกินกว่า 1 มิลลิวินาที

1.4 สัญญาณเอาต์พุต (Output Point)

1.4.1 สำหรับรูปแบบที่ 1.3 และ 1.6 เอาต์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output) สำหรับสั่งควบคุมปลด/สับ สวิตช์ตัดโหลดต้องเป็นแบบเลือกและตรวจสอบกลับก่อนปฏิบัติการ (Select-Check-Before-Operate: SCBO)

1.4.2 สำหรับรูปแบบที่ 3 เอาต์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output) สำหรับสั่งควบคุมปลด/สับ สวิตช์อุปกรณ์ตัดโหลดเซอร์กิตเบรกเกอร์ที่จุดเชื่อมต่อ และเซอร์กิตเบรคเกอร์ที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อจะต้องเป็นแบบเลือกและตรวจสอบกลับก่อนปฏิบัติการ (Select-Check-Before-Operate: SCBO)

1.4.3 เอาต์พุตที่เป็นค่าอนาล็อก (Analog Output) อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลจะต้องสามารถรับค่าอนาล็อกเอาท์พุตประกอบด้วย Voltage Setpoint, Active Power Setpoint, Reactive Power Setpoint, Power Factor Setpoint

1.5 แหล่งจ่ายไฟฟ้าของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล

ผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งแหล่งจ่ายไฟฟ้าทั้งชนิดกระแสสลับ และกระแสตรงสำหรับจ่ายไฟฟ้าให้อุปกรณ์ที่ใช้ในการรับ-ส่งข้อมูลกับระบบควบคุมระยะไกลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 2 แหล่งเป็นอย่างน้อย ตามรูปแบบการเชื่อมต่อที่ 3

1.6 การปรับปรุง เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้า

กรณีมีการปรับปรุง เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้า ระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือรูปแบบการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการปรับปรุงหรือเปลี่ยนระบบการรับส่งข้อมูลให้เป็นไปตามข้อกำหนดที่ระบุไว้

1.7 ระบบสื่อสารของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล

จะต้องติดตั้งอุปกรณ์ Cellular Router , Media Converter และอุปกรณ์ประกอบ เพื่อรองรับการสื่อสารของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

ตารางที่ 1 : อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) ของ FRTU-RCS โหลดเบรกสวิตช์ระบบ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ (Load Break Switch) ของรูปแบบการเชื่อมต่อที่ 1.3 และ 1.6

1.1 สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก (Analog Input Points):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV RCS	Current Phase A	A	0-600 (For 22 kV) , 0-400 (For 33 kV)	AI	O:32 V:02	2		Depend on "CT Ratio"
2	22 or 33 kV RCS	Current Phase B	A	0-600 (For 22 kV) , 0-400 (For 33 kV)	AI	O:32 V:02	2		Depend on "CT Ratio"
3	22 or 33 kV RCS	Current Phase C	A	0-600 (For 22 kV) , 0-400 (For 33 kV)	AI	O:32 V:02	2		Depend on "CT Ratio"
4	22 or 33 kV RCS	Voltage A-B	kV	0-30.00 (For 22 kV) , 0-45.00 (For 33 kV)	AI	O:32 V:05	2		Depend on "Rated of Voltage"
5	22 or 33 kV RCS	Voltage B-C	kV	0-30.00 (For 22 kV) , 0-45.00 (For 33 kV)	AI	O:32 V:05	2		Depend on "Rated of Voltage"
6	22 or 33 kV RCS	Voltage C-A	kV	0-30.00 (For 22 kV) , 0-45.00 (For 33 kV)	AI	O:32 V:05	2		Depend on "Rated of Voltage"
7	22 or 33 kV RCS	Frequency	Hz	0..60	AI	O:32 V:05	2		
8	22 or 33 kV RCS	Active Power	MW	-31.18 - +31.18	AI	O:32 V:05	2		Calculated point for direct ac inputs
9	22 or 33 kV RCS	Reactive Power	MVAR	-31.18 - +31.18	AI	O:32 V:05	2		Calculated point for direct ac inputs
10	22 or 33 kV RCS	Power Factor		-100.00 - +100.00	AI	O:32 V:05	2		Calculated point for direct ac inputs

1.2 สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Pulse On Close	Pulse On Trip		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV RCS	RCS Command	Close	Open	SBO	O:12 V:01	-		
2	22 or 33 kV RCS	Test Command	Test	-	SBO	O:12 V:01	-		

1.3 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV RCS	Switch Status	Undefined	Closed	Open	Fault	SOE	O:4 V:02	1		
2	22 or 33 kV RCS	Local/Remote Status	Undefined	Local	Remote	Fault	DI	O:4 V:01	1		
3	22 or 33 kV RCS	Mechanical Device Status	Undefined	Free	Lock	Fault	DI	O:4 V:01	1		
4	22 or 33 kV RCS	Gas Low Pressure Alarm	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
5	22 or 33 kV RCS	Gas Low Pressure Lockout	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
6	22 or 33 kV RCS	Battery Common Alarm	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	3		
7	22 or 33 kV RCS	Enclosure Door Open	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
8	22 or 33 kV RCS	Control Inhibit Status	Normal	Inhibit	-	-	DI	O:02 V:01	1		
9	22 or 33 kV RCS	Phase Fault Detected	Normal	Fault	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
10	22 or 33 kV RCS	Earth Fault Detected	Normal	Fault	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
11	22 or 33 kV RCS	Directional Phase Fault (Pos)	Normal	Fault	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
12	22 or 33 kV RCS	Directional Phase Fault (Neg)	Normal	Fault	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
13	22 or 33 kV RCS	FRTU Testing	Normal	Test	-	-	DI	O:02 V:01	1		
14	22 or 33 kV RCS	Spare 1	-	-	-	-	DI	O:02 V:01	-	-	
15	22 or 33 kV RCS	Spare 2	-	-	-	-	DI	O:02 V:01	-	-	

หมายเหตุ : อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) ข้างต้นเป็นการกำหนดขั้นต่ำ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงสัญญาน Input/Output เพื่อความเหมาะสมในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 2 : อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) ของอุปกรณ์ระบบควบคุมของโรงไฟฟ้า (Plant Control) ของรูปแบบการเชื่อมต่อที่ 1.3 และ 1.6

2.1 สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก (Analog Input Points):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	Plant Control	Voltage A-B Plant	kV	0-30.00 (For 22 kV) , 0-45.00 (For 33 kV)	AI	O:32 V:05	2		Depend on "Rated of Voltage"
2	Plant Control	Voltage B-C Plant	kV	0-30.00 (For 22 kV) , 0-45.00 (For 33 kV)	AI	O:32 V:05	2		Depend on "Rated of Voltage"
3	Plant Control	Voltage C-A Plant	kV	0-30.00 (For 22 kV) , 0-45.00 (For 33 kV)	AI	O:32 V:05	2		Depend on "Rated of Voltage"
4	Plant Control	Active Power Plant	MW	-31.18 - +31.18	AI	O:32 V:05	2		Calculated point for direct ac inputs
5	Plant Control	Reactive Power Plant	MVAR	-31.18 - +31.18	AI	O:32 V:05	2		Calculated point for direct ac inputs
6	Plant Control	Power Factor Plant	%	-100.00 - +100.00	AI	O:32 V:05	2		Calculated point for direct ac inputs

2.2 สัญญาณเอาท์พุตที่เป็นอนาล็อก (Analog Output Points):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	Plant Control	Voltage Setpoint Command	kV	0-30.00 (For 22 kV) , 0-45.00 (For 33 kV)	AO	O:41 V:03	-		Depend on "Rated of Voltage"
2	Plant Control	Active Power Setpoint Command	MW	0..31.18	AO	O:41 V:03	-		Depend on "Rated of Active Power"
3	Plant Control	Reactive Power Setpoint Command	MVAR	-31.18 - +31.18	AO	O:41 V:03	-		Depend on "Rated of Reactive Power"
4	Plant Control	Power Factor Setpoint Command	%	-100.00 - +100.00	AO	O:41 V:03	-		

2.3 สัญญาณเอาต์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			1(Close)	2(Trip)		Object	Class	Addr#	
1	Plant Control	Setpoint ON/OFF Command	ON	OFF	SBO	O:12 V:01	-		

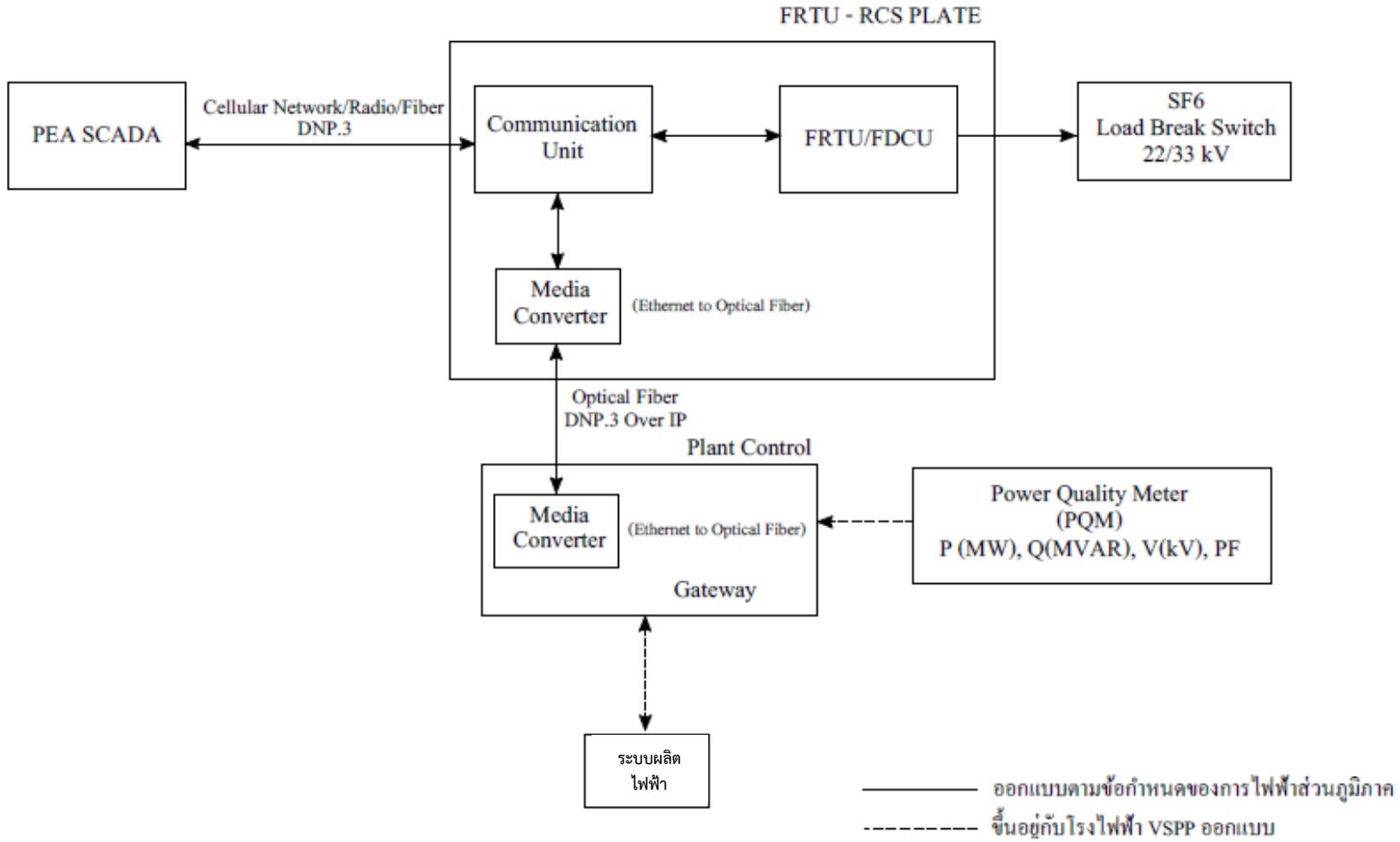
2.4 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	Plant Control	Setpoint Status	OFF	ON	-	-	DI	O:02 V:01	1		
2	Plant Control	Voltage Control Mode	OFF	ON	-	-	DI	O:02 V:01	1		
3	Plant Control	Active Power Control Mode	OFF	ON	-	-	DI	O:02 V:01	1		
4	Plant Control	Reactive Power Control Mode	OFF	ON	-	-	DI	O:02 V:01	1		
5	Plant Control	Power Factor Control Mode	OFF	ON	-	-	DI	O:02 V:01	1		
6	Plant Control	Response Confirm	OFF	ON	-	-	DI	O:02 V:01	1		

หมายเหตุ : 1) อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) ข้างต้นเป็นการกำหนดขั้นต่ำ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงสัญญาน Input/Output เพื่อความเหมาะสมในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2) รูปแบบการออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์เพื่อรองรับระบบควบคุมระยะไกลและการรับ-ส่ง Setpoint Control เป็นไปตาม Diagram ด้านล่าง

Diagram การออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์เพื่อรองรับระบบควบคุมระยะไกลและการรับ-ส่ง Setpoint Control ตามรูปแบบที่ 1.3 และ 1.6



การสื่อสารระหว่าง Plant Control กับ PEA SCADA สื่อสารด้วย Protocol DNP.3 Over IP ส่วนการสื่อสารระหว่าง Plant Control กับระบบควบคุมระบบผลิตไฟฟ้า ตามที่ VSPP ออกแบบ

ตารางที่ 3 : อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) รูปแบบการเชื่อมต่อกับระบบ 115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. ตามรูปแบบการเชื่อมต่อที่ 3

3.1 สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก (Analog Input Points):

3.1.1 สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก (Analog Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 1 และเบย์ที่ 2)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	115kV DG_ -Line_	Current Phase A	A	0..1800	AI	O:32 V:02	2		Depend on **"CT Ratio"**
2	115kV DG_ -Line_	Current Phase B	A	0..1800	AI	O:32 V:02	2		Depend on **"CT Ratio"**
3	115kV DG_ -Line_	Current Phase C	A	0..1800	AI	O:32 V:02	2		Depend on **"CT Ratio"**
4	115kV DG_ -Line_	Voltage A-B	kV	0..150	AI	O:32 V:02	2		
5	115kV DG_ -Line_	Voltage B-C	kV	0..150	AI	O:32 V:02	2		
6	115kV DG_ -Line_	Voltage C-A	kV	0..150	AI	O:32 V:02	2		
7	115kV DG_ -Line_	Frequency	Hz	0..60	AI	O:32 V:02	2		
8	115kV DG_ -Line_	Active Power	MW	+/-.....	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
9	115kV DG_ -Line_	Reactive Power	MVAR	+/-.....	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
10	115kV DG_ -Line_	Power Factor	%	+/- 100	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
11	115kV DG_ -Line_	Fault Current Phase A (Main No.1)	A	0..36000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **"CT Ratio"**
12	115kV DG_ -Line_	Fault Current Phase B (Main No.1)	A	0..36000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **"CT Ratio"**
13	115kV DG_ -Line_	Fault Current Phase C (Main No.1)	A	0..36000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **"CT Ratio"**
14	115kV DG_ -Line_	Fault Current Phase N (Main No.1)	A	0..36000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **"CT Ratio"**
15	115kV DG_ -Line_	Fault Locator (Main No.1)	km	0..100	AI	O:32 V:04	2		
16	115kV DG_ -Line_	Fault Current Phase A (Main No.2)	A	0..36000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **"CT Ratio"**
17	115kV DG_ -Line_	Fault Current Phase B (Main No.2)	A	0..36000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **"CT Ratio"**
18	115kV DG_ -Line_	Fault Current Phase C (Main No.2)	A	0..36000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **"CT Ratio"**
19	115kV DG_ -Line_	Fault Current Phase N (Main No.2)	A	0..36000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **"CT Ratio"**
20	115kV DG_ -Line_	Fault Locator (Main No.2)	km	0..100	AI	O:32 V:04	2		

3.1.2 สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก (Analog Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 3)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	115kV DG_ -LineTP_	Current Phase A	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		Depend on **“CT Ratio”**
2	115kV DG_ -LineTP_	Current Phase B	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		Depend on **“CT Ratio”**
3	115kV DG_ -LineTP_	Current Phase C	A	0..600	AI	O:32 V:02	2		Depend on **“CT Ratio”**
4	115kV DG_ -LineTP_	Voltage A-B	kV	0..150	AI	O:32 V:02	2		
5	115kV DG_ -LineTP_	Voltage B-C	kV	0..150	AI	O:32 V:02	2		
6	115kV DG_ -LineTP_	Voltage C-A	kV	0..150	AI	O:32 V:02	2		
7	115kV DG_ -LineTP_	Frequency	Hz	0..60	AI	O:32 V:02	2		
8	115kV DG_ -LineTP_	Active Power	MW	+/-.....	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
9	115kV DG_ -LineTP_	Reactive Power	MVAR	+/-.....	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
10	115kV DG_ -LineTP_	Power Factor	%	+/- 100	AI	O:32 V:02	2		Calculated point for direct ac inputs
11	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase A HV (Main Prot)	A	0..12000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
12	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase B HV (Main Prot)	A	0..12000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
13	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase C HV (Main Prot)	A	0..12000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
14	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase N HV (Main Prot)	A	0..12000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
15	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase A LV (Main Prot)	A	0..50000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
16	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase B LV (Main Prot)	A	0..50000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
17	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase C LV (Main Prot)	A	0..50000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
18	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase N LV (Main Prot)	A	0..50000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
19	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase A (Backup Prot)	A	0..12000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
20	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase B (Backup Prot)	A	0..12000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
21	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase C (Backup Prot)	A	0..12000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**
22	115kV DG_ -LineTP_	Fault Current Phase N (Backup Prot)	A	0..12000	AI	O:32 V:04	2		Depend on **“CT Ratio”**

3.1.3 สัญญาณอินพุตที่เป็นอนาล็อก (Analog Input Points): (สำหรับ 115 kV บัส)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Unit	Scale		Object	Class	Addr#	
1	115kV DG_ -Bus_	Bus Voltage A-B	kV	0..150	AI	O:32 V:02	2		
2	115kV DG_ -Bus_	Bus Voltage B-C	kV	0..150	AI	O:32 V:02	2		
3	115kV DG_ -Bus_	Bus Voltage C-A	kV	0..150	AI	O:32 V:02	2		
4	115kV DG_ -Bus_	Bus Frequency	Hz	0..60	AI	O:32 V:02	2		

3.2 สัญญาณเอาต์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output):

3.2.1 สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output): (สำหรับเบย์ที่ 1 และเบย์ที่ 2)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Pulse On Close	Pulse On Trip		Object	Class	Addr#	
1	115kV DG_ -Line_	_YB-01 Close/Open Command	Close	Open	SBO	O:12 V:01	-		
2	115kV DG_ -Line_	_YB-01 Close Bypass Sync. Command	Close	-	SBO	O:12 V:01	-		
3	115kV DG_ -Line_	_YS-01 Close/Open Command	Close	Open	SBO	O:12 V:01	-		
4	115kV DG_ -Line_	_YS-02 Close/Open Command	Close	Open	SBO	O:12 V:01	-		
5	115kV DG_ -Line_	Auto Reclose On/Off Command	On	Off	SBO	O:12 V:01	-		
6	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 1 Command	On	-	SBO	O:12 V:01	-		
7	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 2 Command	On	-	SBO	O:12 V:01	-		
8	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 3 Command	On	-	SBO	O:12 V:01	-		
9	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 4 Command	On	-	SBO	O:12 V:01	-		

3.2.2 สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output): (สำหรับเบย์ที่ 3)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Pulse On Close	Pulse On Trip		Object	Class	Addr#	
1	115kV DG_ -Line_	_YB-01 Close/Open Command	Close	Open	SBO	O:12 V:01	-		
2	115kV DG_ -Line_	_YB-01 Close Bypass Sync. Command	Close	-	SBO	O:12 V:01	-		
3	115kV DG_ -Line_	_YS-01 Close/Open Command	Close	Open	SBO	O:12 V:01	-		
4	115kV DG_ -Line_	_YS-02 Close/Open Command	Close	Open	SBO	O:12 V:01	-		

3.3.1 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 1 และ เบย์ที่ 2)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	115kV DG_ -Line_	_YB-01 Status	Undef.	Close	Open	Fault	SOE	O:02 V:02	1		
2	115kV DG_ -Line_	_YB-01 Local/Remote Status	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		
3	115kV DG_ -Line_	_YS-01 Status	Undef.	Close	Open	Fault	DI	O:02 V:01	1		
4	115kV DG_ -Line_	_YS-01 Local/Remote Status	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		
5	115kV DG_ -Line_	_YS-02 Status	Undef.	Close	Open	Fault	DI	O:02 V:01	1		
6	115kV DG_ -Line_	_YS-02 Local/Remote Status	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		
7	115kV DG_ -Line_	_YG-01 Status	Undef.	Close	Open	Fault	DI	O:02 V:01	1		
8	115kV DG_ -Line_	_YG-02 Status	Undef.	Close	Open	Fault	DI	O:02 V:01	1		
9	115kV DG_ -Line_	Panel/SCPS Status	Undef.	Panel	SCPS	Fault	DI	O:02 V:01	1		
10	115kV DG_ -Line_	Auto Reclose Relay Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
11	115kV DG_ -Line_	CB Fail Relay (50BF) Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
12	115kV DG_ -Line_	21 Tele-Protection Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
13	115kV DG_ -Line_	67 Tele-Protection Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
14	115kV DG_ -Line_	Direct Transfer Trip Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
15	115kV DG_ -Line_	Sync. Selector Switch Status	Normal	Off	-	-	DI	O:02 V:01	1		
16	115kV DG_ -Line_	Sync. Selector Switch Status	Normal	Manual	-	-	DI	O:02 V:01	1		
17	115kV DG_ -Line_	Sync. Selector Switch Status	Normal	Auto	-	-	DI	O:02 V:01	1		

3.3.1 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 1 และ เบย์ที่ 2) (ต่อ)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
18	115kV DG_ -Line_	Line Differential Relay Status (Main No.1)	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
19	115kV DG_ -Line_	Line Differential Relay Status (Main No.2)	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
20	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 1 (Main No.1)	Off	On	-	-	DI	O:02 V:01	1		
21	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 2 (Main No.1)	Off	On	-	-	DI	O:02 V:01	1		
22	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 3 (Main No.1)	Off	On	-	-	DI	O:02 V:01	1		
23	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 4 (Main No.1)	Off	On	-	-	DI	O:02 V:01	1		
24	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 1 (Main No.2)	Off	On	-	-	DI	O:02 V:01	1		
25	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 2 (Main No.2)	Off	On	-	-	DI	O:02 V:01	1		
26	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 3 (Main No.2)	Off	On	-	-	DI	O:02 V:01	1		
27	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Group 4 (Main No.2)	Off	On	-	-	DI	O:02 V:01	1		
28	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Zone 1 (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
29	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Zone 2 (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
30	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Zone 3 (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
31	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Zone 4 (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
32	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Phase A Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
33	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Phase B Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
34	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Phase C Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
35	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Earth Fault Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
36	115kV DG_ -Line_	Distance Switch on to Fault (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
37	115kV DG_ -Line_	Line Aid (21Tele) Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
38	115kV DG_ -Line_	Line Aid (67Tele) Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
39	115kV DG_ -Line_	Dir O/C Relay Phase A Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
40	115kV DG_ -Line_	Dir O/C Relay Phase B Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
41	115kV DG_ -Line_	Dir O/C Relay Phase C Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
42	115kV DG_ -Line_	Dir OC Relay Earth Fault Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		

3.3.1 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 1 และ เบย์ที่ 2) (ต่อ)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
43	115kV DG_ -Line_	CB Fail Relay Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
44	115kV DG_ -Line_	Sync. Check Relay Operated (Main No.1)	Normal	Operated	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
45	115kV DG_ -Line_	Sync. Check Relay Not Ready (Main No.1)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
46	115kV DG_ -Line_	Under Voltage Relay (Main No.1)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
47	115kV DG_ -Line_	Over Voltage Relay (Main No.1)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
48	115kV DG_ -Line_	VT Supervision (Main No.1)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
49	115kV DG_ -Line_	Auto Reclose Relay Operate (Main No.1)	Normal	Operated	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
50	115kV DG_ -Line_	Auto Reclose Relay Lockout (Main No.1)	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
51	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Phase A Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
52	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Phase B Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
53	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Phase C Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
54	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Earth Fault Trip (Main No.1)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
55	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Signal Fail (Main No.1)	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
56	115kV DG_ -Line_	PEA 86DTT Lockout (Main No.1)	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
57	115kV DG_ -Line_	SPP 86DTT Lockout (Main No.1)	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
58	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Zone 1 (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
59	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Zone 2 (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
60	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Zone 3 (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
61	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Zone 4 (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
62	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Phase A Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
63	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Phase B Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
64	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Phase C Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
65	115kV DG_ -Line_	Distance Relay Earth Fault Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
66	115kV DG_ -Line_	Distance Switch on to Fault (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
67	115kV DG_ -Line_	Line Aid (21Tele) Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		

3.3.1 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 1 และ เบย์ที่ 2) (ต่อ)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
68	115kV DG_ -Line_	Line Aid (67Tele) Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
69	115kV DG_ -Line_	Dir O/C Relay Phase A Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
70	115kV DG_ -Line_	Dir O/C Relay Phase B Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
71	115kV DG_ -Line_	Dir O/C Relay Phase C Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
72	115kV DG_ -Line_	Dir OC Relay Earth Fault Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
73	115kV DG_ -Line_	CB Fail Relay Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
74	115kV DG_ -Line_	Sync. Check Relay Operated (Main No.2)	Normal	Operated	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
75	115kV DG_ -Line_	Sync. Check Relay Not Ready (Main No.2)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
76	115kV DG_ -Line_	Under Voltage Relay (Main No.2)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
77	115kV DG_ -Line_	Over Voltage Relay (Main No.2)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
78	115kV DG_ -Line_	VT Supervision (Main No.2)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
79	115kV DG_ -Line_	Auto Reclose Relay Operate (Main No.2)	Normal	Operated	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
80	115kV DG_ -Line_	Auto Reclose Relay Lockout (Main No.2)	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
81	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Phase A Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
82	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Phase B Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
83	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Phase C Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
84	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Earth Fault Trip (Main No.2)	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
85	115kV DG_ -Line_	Line Diff Relay Signal Fail (Main No.2)	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
86	115kV DG_ -Line_	PEA 86DTT Lockout (Main No.2)	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
87	115kV DG_ -Line_	SPP 86DTT Lockout (Main No.2)	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
88	115kV DG_ -Line_	Trip Circuit Supervision 1 (TC1) Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
89	115kV DG_ -Line_	Trip Circuit Supervision 2 (TC1) Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
90	115kV DG_ -Line_	CB Gas Low/High Pressure Warning	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
91	115kV DG_ -Line_	CB Gas Low Pressure Lockout	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
92	115kV DG_ -Line_	CB Spring Charge Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		

3.3.1 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 1 และ เบย์ที่ 2) (ต่อ)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
93	115kV DG_ -Line_	CB DC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
94	115kV DG_ -Line_	CB AC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
95	115kV DG_ -Line_	DS or ES DC/AC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
96	115kV DG_ -Line_	Panel VT Line Prot MCB Trip (OR OFF) (Main No.1)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
97	115kV DG_ -Line_	Panel VT Bus Prot MCB Trip (OR OFF) (Main No.1)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
98	115kV DG_ -Line_	Panel VT Line Prot MCB Trip (OR OFF) (Main No.2)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
99	115kV DG_ -Line_	Panel VT Bus Prot MCB Trip (OR OFF) (Main No.2)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
100	115kV DG_ -Line_	Panel DC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
101	115kV DG_ -Line_	Panel AC MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
102	115kV DG_ -Line_	VT MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
103	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Fail (Main No.1)	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
104	115kV DG_ -Line_	Protection Relay DC Supply Fail (Main No.1)	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
105	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Communication Fail (Main No.1)	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
106	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Time Sync. Fail (Main No.1)	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
107	115kV DG_ -Line_	Protection Relay Fail (Main No.2)	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
108	115kV DG_ -Line_	Protection Relay DC Supply Fail (Main No.2)	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		

3.3.2 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 3)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	115kV DG_ -LineTP_	_YB-01 Status	Undef.	Close	Open	Fault	SOE	O:02 V:02	1		
2	115kV DG_ -LineTP_	_YB-01 Local/Remote Status	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		
3	115kV DG_ -LineTP_	_YS-01 Status	Undef.	Close	Open	Fault	DI	O:02 V:01	1		
4	115kV DG_ -LineTP_	_YS-01 Local/Remote Status	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		
5	115kV DG_ -LineTP_	_YG-01 Status	Undef.	Close	Open	Fault	DI	O:02 V:01	1		

3.3.2 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 3) (ต่อ)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
6	115kV DG_ -LineTP_	Panel/SCPS Status	Undef.	Panel	SCPS	Fault	DI	O:02 V:01	1		
7	115kV DG_ -LineTP_	Inter Trip PEA Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
8	115kV DG_ -LineTP_	Inter Trip EGAT Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
9	115kV DG_ -LineTP_	Transformer Differential Relay (87T) Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
10	115kV DG_ -LineTP_	Restricted Earth Fault Relay (87REF) Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
11	115kV DG_ -LineTP_	CB Fail Relay (50BF) Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
12	115kV DG_ -LineTP_	Sync. Selector Switch Status	Normal	Off	-	-	DI	O:02 V:01	1		
13	115kV DG_ -LineTP_	Sync. Selector Switch Status	Normal	Manual	-	-	DI	O:02 V:01	1		
14	115kV DG_ -LineTP_	Sync. Selector Switch Status	Normal	Auto	-	-	DI	O:02 V:01	1		
15	115kV DG_ -LineTP_	Transformer Differential Relay Phase A Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
16	115kV DG_ -LineTP_	Transformer Differential Relay Phase B Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
17	115kV DG_ -LineTP_	Transformer Differential Relay Phase C Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
18	115kV DG_ -LineTP_	Restrict Earth Fault Relay Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
19	115kV DG_ -LineTP_	Earth Fault Relay (Ground Backup) Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
20	115kV DG_ -LineTP_	O/C Relay (Time) Phase A Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
21	115kV DG_ -LineTP_	O/C Relay (Time) Phase B Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
22	115kV DG_ -LineTP_	O/C Relay (Time) Phase C Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
23	115kV DG_ -LineTP_	Earth Fault Relay (Time) Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
24	115kV DG_ -LineTP_	O/C Relay (Inst.) Phase A Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
25	115kV DG_ -LineTP_	O/C Relay (Inst.) Phase B Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
26	115kV DG_ -LineTP_	O/C Relay (Inst.) Phase C Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
27	115kV DG_ -LineTP_	Earth Fault Relay (Inst.) Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
28	115kV DG_ -LineTP_	CB Fail Relay Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
29	115kV DG_ -LineTP_	Sync. Check Relay Operated	Normal	Operated	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
30	115kV DG_ -LineTP_	Sync. Check Relay Not Ready	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		

3.3.2 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 3) (ต่อ)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
31	115kV DG_ -LineTP_	Under Frequency Relay Step 1 Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
32	115kV DG_ -LineTP_	Under Frequency Relay Step 2 Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
33	115kV DG_ -LineTP_	Over Frequency Relay Step 1 Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
34	115kV DG_ -LineTP_	Over Frequency Relay Step 2 Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
35	115kV DG_ -LineTP_	Under Voltage Relay Step 1	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
36	115kV DG_ -LineTP_	Under Voltage Relay Step 2 Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
37	115kV DG_ -LineTP_	Over Voltage Relay Step 1	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
38	115kV DG_ -LineTP_	Over Voltage Relay Step 2 Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
39	115kV DG_ -LineTP_	Reverse Power Relay Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
40	115kV DG_ -LineTP_	Trip Circuit Supervision 1 (TC1) Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
41	115kV DG_ -LineTP_	Trip Circuit Supervision 2 (TC1) Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
42	115kV DG_ -LineTP_	86T1 Lockout	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
43	115kV DG_ -LineTP_	86T2 Lockout	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
44	115kV DG_ -LineTP_	PEA 86ITT Lockout	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
45	115kV DG_ -LineTP_	EGAT 86ITT Lockout	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
46	115kV DG_ -LineTP_	Trip Circuit Supervision 1 (TC1) Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
47	115kV DG_ -LineTP_	Trip Circuit Supervision 2 (TC1) Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
48	115kV DG_ -LineTP_	CB Gas Low/High Pressure Warning	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
49	115kV DG_ -LineTP_	CB Gas Low Pressure Lockout	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
50	115kV DG_ -LineTP_	CB Spring Charge Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
51	115kV DG_ -LineTP_	CB DC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
52	115kV DG_ -LineTP_	CB AC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
53	115kV DG_ -LineTP_	DS or ES DC/AC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
54	115kV DG_ -LineTP_	Panel VT Prot MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
55	115kV DG_ -LineTP_	Panel DC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		

3.3.2 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับเบย์ที่ 3) (ต่อ)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
56	115kV DG_ -LineTP_	Panel AC MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
57	115kV DG_ -LineTP_	VT MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
58	115kV DG_ -LineTP_	Main Protection Relay Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
59	115kV DG_ -LineTP_	Main Protection Relay DC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
60	115kV DG_ -LineTP_	Main Protection Relay Communication Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
61	115kV DG_ -LineTP_	Main Protection Relay Time Sync. Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
62	115kV DG_ -LineTP_	Backup Protection Relay Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
63	115kV DG_ -LineTP_	Backup Protection Relay DC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
64	115kV DG_ -LineTP_	Backup Protection Relay Communication Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
65	115kV DG_ -LineTP_	Backup Protection Relay Time Sync. Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		

3.3.3 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points): (สำหรับ 115 kV บัส)

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	115kV DG_ -Bus_	Bus Differential Relay (87B) Status	Undef.	On	Off	Fault	DI	O:02 V:01	1		
2	115kV DG_ -Bus_	Bus Differential Relay Phase A Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
3	115kV DG_ -Bus_	Bus Differential Relay Phase B Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
4	115kV DG_ -Bus_	Bus Differential Relay Phase C Trip	Normal	Trip	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
5	115kV DG_ -Bus_	Bus CT Supervision Phase A	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
6	115kV DG_ -Bus_	Bus CT Supervision Phase B	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
7	115kV DG_ -Bus_	Bus CT Supervision Phase C	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
8	115kV DG_ -Bus_	86B OR 86BF Lockout No.1	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
9	115kV DG_ -Bus_	86B OR 86BF Lockout No.2	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
10	115kV DG_ -Bus_	86B OR 86BF Lockout No.3	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
11	115kV DG_ -Bus_	VT Bus Protection MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
12	115kV DG_ -Bus_	VT Bus Metering MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
13	115kV DG_ -Bus_	Panel VT Prot MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
14	115kV DG_ -Bus_	Panel DC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
15	115kV DG_ -Bus_	Panel AC MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
16	115kV DG_ -Bus_	Bus Differential Relay Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
17	115kV DG_ -Bus_	Bus Differential Relay DC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
18	115kV DG_ -Bus_	Bus Differential Relay Communication Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
19	115kV DG_ -Bus_	Bus Differential Relay Time Sync. Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		

3.3.4 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points) : Common

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	115kV DG_ -Bus_	Substation/Center Status	Undef.	Substation	Center	Fault	DI	O:02 V:01	1		
2	115kV DG_ -Bus_	Multiplexer Panel Status	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		

หมายเหตุ : อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) ข้างต้นเป็นการกำหนดขั้นต่ำ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงสัญญาน Input/Output เพื่อความเหมาะสมในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 4 : อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) ของ FRTU-LBS โหลดเบรกสวิตช์ระบบ 115 กิโลโวลต์ (Load Break Switch for Bypass) ตามรูปแบบการเชื่อมต่อที่ 3

4.1 สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Pulse On Close	Pulse On Trip		Object	Class	Addr#	
1	115 kV LBS	LBS Command	Close	Open	SBO	O:12 V:01	-		
2	115 kV LBS	Test Command	Test	-	SBO	O:12 V:01	-		

4.2 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	115 kV LBS	LBS Status	Undef.	Close	Open	Fault	SOE	O:02 V:02	1		
2	115 kV LBS	LBS Control Mode	Undef.	Local	Remote	Fault	DI	O:02 V:01	1		
3	115 kV LBS	Gas Low Pressure Alarm	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
4	115 kV LBS	Gas Low Pressure Lockout	Normal	Lockout	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
5	115 kV LBS	Battery Common Alarm	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
6	115 kV LBS	Enclosure Door Open	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
7	115 kV LBS	RTU Testing Status	Normal	Test	-	-	DI	O:02 V:01	1		
8	115 kV LBS	RTU Data Quality	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
9	115 kV LBS	Spare1	-	-	-	-	DI	O:02 V:01			
10	115 kV LBS	Spare2	-	-	-	-	DI	O:02 V:01			

หมายเหตุ : อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) ข้างต้นเป็นการกำหนดขั้นต่ำ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงสัญญาน Input/Output เพื่อความเหมาะสมในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 5 : อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) สำหรับ 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ ซิงโครเชครีเลย์ (Synchro - check Relay) สถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เบื้องต้น)

5.1 สัญญาณเอาท์พุตสำหรับการควบคุม (Control Output):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor		Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			Pulse On Close	Pulse On Trip		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV DG_	_VB-01 Close Bypass Sync. Command	Close	-	SBO	O:12 V:01	-		

5.2 สัญญาณอินพุตที่เป็นค่าสถานะ (Status Input Points):

Item	Bay Name	Point Name	Descriptor				Point Type	DNP Mapping Points			Remark
			0	1	2	3		Object	Class	Addr#	
1	22 or 33 kV DG_	Sync. Selector Switch Status	Normal	Off	-	-	DI	O:02 V:01	1		
2	22 or 33 kV DG_	Sync. Selector Switch Status	Normal	Manual	-	-	DI	O:02 V:01	1		
3	22 or 33 kV DG_	Sync. Selector Switch Status	Normal	Auto	-	-	DI	O:02 V:01	1		
4	22 or 33 kV DG_	Sync. Check Relay Operated	Normal	Operated	-	-	SOE	O:02 V:02	1		
5	22 or 33 kV DG_	Sync. Check Relay Not Ready	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
6	22 or 33 kV DG_	Sync. Check Relay MCB Trip (OR OFF)	Normal	Alarm	-	-	DI	O:02 V:01	1		
7	22 or 33 kV DG_	Sync. Check Relay Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		
8	22 or 33 kV DG_	Sync. Check Relay DC Supply Fail	Normal	Fail	-	-	DI	O:02 V:01	1		

หมายเหตุ : อินพุต/เอาท์พุต (Input/Output) ข้างต้นเป็นการกำหนดขั้นต่ำ โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงสัญญาน Input/Output เพื่อความเหมาะสมในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เอกสารแนบท้ายที่ 7.4

รายละเอียดขั้นตอนและวิธีการทดสอบอินเวอร์เตอร์ (INVERTER)

รายละเอียดขั้นตอนและวิธีการทดสอบอินเวอร์เตอร์

1. สถาบันหรือหน่วยงานทดสอบ หรือ ห้องปฏิบัติการทดสอบ (Testing Laboratory)

1.1 ห้องปฏิบัติการทดสอบ (Testing Laboratory) จะต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025 หรือมาตรฐาน มอก.17025 ฉบับล่าสุด หรือ ผ่านการตรวจสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศ (Verification Laboratory) ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

1.2 ห้องปฏิบัติการทดสอบในต่างประเทศ (Foreign Testing Laboratory) จะต้องผ่านการตรวจสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศ (Verification Laboratory) ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

2. ประเภทของการทดสอบ

2.1 การทดสอบในห้องทดสอบ (Laboratory Test)

ทดสอบโดยหน่วยงานตามข้อ 1 และทดสอบเพียง 1 ตัวต่อ 1 รุ่น เพื่อยืนยันว่าหากนำมาติดตั้งใช้งานจริง จะต้องสามารถควบคุมคุณภาพไฟฟ้าและตอบสนองต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยจะต้องดำเนินการทดสอบ ดังต่อไปนี้

ตารางแสดงหัวข้อทดสอบ

ที่	หัวข้อทดสอบ	ขั้นตอน วิธีการและประเมินผล	มาตรฐานทดสอบ
1	การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)	ข้อ 3.1	PEA : 2026
2	การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control)	ข้อ 3.2	PEA : 2026
3	การควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) และควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Control)	ข้อ 3.3	PEA : 2026
4	แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)	ข้อ 3.4	IEC 61000-3
5	ฮาร์มอนิก (Harmonics)	ข้อ 3.5	IEEE 1547
6	การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง (DC injection)	ข้อ 3.6	PEA : 2026
7	การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under/Over Voltage Protection)	ข้อ 3.7	PEA : 2026
8	การป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)	ข้อ 3.8	IEC 62116
9	การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่าย (Response to Utility Recovery)	ข้อ 3.9	PEA : 2026
10	การควบคุมความถี่ (Frequency Control) 10.1 ความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Frequency Ride Through) 10.2* การตอบสนองต่อความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response)	 ข้อ 3.10.1 ข้อ 3.10.2	PEA : 2026
11*	ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Fault Ride Through)	ข้อ 3.11	PEA : 2026

* หมายเหตุ : หัวข้อทดสอบที่ 10.2 และ 11 สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่นำไปใช้งานขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมเกินกว่า 50 กิโลวัตต์ (kW) และเชื่อมต่อแรงดัน 22 kV ขึ้นไป

2.2 การตั้งค่าการทำงานและระบบป้องกัน (Setting Parameter and Function)

เพื่อเป็นการยืนยันว่าหากนำมาติดตั้งใช้งานจริง อินเวอร์เตอร์จะสามารถตั้งค่าการทำงานและระบบป้องกันตามหัวข้อทดสอบข้อ 2.1 พร้อมทั้งสามารถปรับตั้ง/แก้ไข (Adjustment) ในแต่ละหัวข้อตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาได้ตามความเหมาะสม จึงขอให้แสดงผลวิธีการตั้งค่าและปรับตั้ง/แก้ไขการทำงานและระบบป้องกันของอินเวอร์เตอร์ให้ชัดเจน (Manual) ซึ่งอาจดำเนินการผ่านวิธีการใดๆ ที่เหมาะสมของแต่ละผลิตภัณฑ์ โดยต้องให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตรวจสอบเมื่อติดตั้งใช้งานแล้วได้ทุกตัว ดังนี้

2.2.1 แสดงชื่อหรือรหัส (Code) วิธีการ กำหนดการตั้งค่าการทำงานและระบบป้องกันให้เป็นตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Grid Parameter) เช่น THAI – PEA Code และการตั้งค่าการทำงานของแต่ละหัวข้อตามข้อ 2.1 และค่าแรงดันไฟฟ้าที่ใช้งานเชื่อมต่อ (Nominal Voltage) พร้อมคำอธิบายให้ชัดเจน

2.2.2 แสดงวิธีการปรับตั้ง/แก้ไข (Adjustment) ค่าการทำงานและระบบป้องกัน พร้อมคำอธิบายให้ชัดเจน ตามหัวข้อการทดสอบข้อ 2.1

3. ขั้นตอนและวิธีการทดสอบในห้องทดสอบ และการประเมินผล

3.1 การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)

เป็นการทดสอบความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้า โดยจะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการได้ โดยมีขั้นตอนในการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)

c) ปรับตั้งค่าอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 1.0 Vn

d) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า เป็นเวลา 60 วินาที จากนั้นกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, ระยะเวลาในการตอบสนองที่อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) เริ่มเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตจาก 100 เปอร์เซ็นต์เป็น 90 เปอร์เซ็นต์

e) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d) โดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าจาก 90 เปอร์เซ็นต์เป็น 80, 70, 60, 50, 40, 30, 20, 10 และ 0 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับเป็นขั้น ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, ระยะเวลาในการตอบสนองที่อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) เปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตในทุกขั้น

f) จากข้อ c) ถึงข้อ e) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P,setpoint (%)	V,setpoint (Vac)	P,expected (W)	P (W)	Shifting P (%)	Response Time
100 %	1.0 Vn				-
90 %	1.0 Vn				
80 %	1.0 Vn				
70 %	1.0 Vn				
60 %	1.0 Vn				
50 %	1.0 Vn				
40 %	1.0 Vn				
30 %	1.0 Vn				
20 %	1.0 Vn				
10 %	1.0 Vn				
0 %	1.0 Vn				
Verdict: 1. Shifting P (%) : [(P - P,expected)/ (P,expected)] x 100% ≤ ± 5% 2. Response time ≤ 60 sec					

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในควบคุมกำลังไฟฟ้าตามข้อกำหนดนี้ได้

3.2 การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power control)

เป็นการทดสอบความสามารถในการควบคุมการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้สูงสุดของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ตามพิกัดกำลังไฟฟ้า (Active power, Watt) โดยมีขั้นตอนในการทดสอบอย่างน้อย ดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)

c) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 10 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Injection) เข้าสู่ระบบจนกระทั่งได้ค่าสูงสุด และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

d) ทำการทดสอบเหมือนข้อ c) โดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ในแต่ละขั้น

e) กำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 10 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) รับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Absorption)

เข้าสู่ระบบจนกระทั่งได้ค่าสูงสุด และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

f) ทำการทดสอบเหมือนข้อ e) แต่กำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า ในทุกขั้น

g) จากข้อ c) ถึงข้อ f) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P,setpoint (%)	P (W)	Shifting P (%)	Q,expected (Var)	Q (Var)	Shifting Q (%)	PF.
10 %						
20 %						
30 %						
40 %						
50 %						
60 %						
70 %						
80 %						
90 %						
100 %						

Remark:

Expected Q ≥ 43.589 % of $P_{,rated}$

Verdict:

1. Shifting Q (%) : [(Q - Q,expected)/ (Q,expected)] x 100% ≤ ± 5%
2. Shifting P (%) : [((P/P,rated) x 100%) – P,setpoint] ≤ ± 5%
3. PF. ≤ ± 0.9

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดตามข้อกำหนดนี้ได้

3.3 วิธีการควบคุมค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) และควบคุมแรงดันไฟฟ้า (Voltage Control)

3.3.1 การทดสอบ Constant power factor mode

เป็นการทดสอบความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟในโหมดตัวประกอบกำลังแบบคงที่ได้ (Constant power factor mode) โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)

c) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 10 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ที่ 0.9 lagging เมื่อได้ค่าตามที่ตั้งไว้ ให้ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า

d) ทำการทดสอบเหมือนข้อ c) โดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าในทุกขั้น

e) กำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 10 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับตั้งค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ที่ 0.9 leading เมื่อได้ค่าตามที่ตั้งไว้ ให้ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้

f) ทำการทดสอบเหมือนข้อ e) โดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้

g) จากข้อ c) ถึงข้อ f) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P,setpoint (%)	PF.,setpoint	P (W)	Shifting P (%)	Q,expected (Var)	PF.	Shifting PF. (%)
10 %	0.9 lagging					
20 %	0.9 lagging					
30 %	0.9 lagging					
40 %	0.9 lagging					
50 %	0.9 lagging					
60 %	0.9 lagging					
70 %	0.9 lagging					
80 %	0.9 lagging					
90 %	0.9 lagging					
100 %	0.9 lagging					
Verdict: 1. Shifting PF (%) : [(PF. - PF.,setpoint)/ (PF.,setpoint)] x 100% ≤ ± 5% 2. Shifting P (%) : [((P/P,rated) x 100%) – P,setpoint] ≤ ± 5%						

P,setpoint (%)	PF.,setpoint	P (W)	Shifting P (%)	Q,expected (Var)	PF.	Shifting PF. (%)
10 %	0.9 leading					
20 %	0.9 leading					
30 %	0.9 leading					

P,setpoint (%)	PF.,setpoint	P (W)	Shifting P (%)	Q,expected (Var)	PF.	Shifting PF. (%)
40 %	0.9 leading					
50 %	0.9 leading					
60 %	0.9 leading					
70 %	0.9 leading					
80 %	0.9 leading					
90 %	0.9 leading					
100 %	0.9 leading					
Verdict: 1. Shifting PF (%) : [(PF. - PF.,setpoint)/ (PF.,setpoint)] x 100% ≤ ± 5% 2. Shifting P (%) : [((P/P,rated) x 100%) – P,setpoint] ≤ ± 5%						

ทั้งนี้ สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในการควบคุมการจ่ายไฟในโหมด Power factor แบบคงที่ ตามข้อกำหนดนี้ได้

3.3.2 การทดสอบ Voltage-reactive power (volt-var) mode ตาม Characteristic curve Q(V)

เป็นการทดสอบความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟในโหมดรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่โดยควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟอัตโนมัติตามการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า Voltage-reactive power (volt-var) mode โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบอย่างน้อย ดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ
b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)
c) ปรับตั้งค่าอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) โดยปิดการทำงานของการป้องกันแรงดันต่ำ (Under Voltage Protection) และป้องกันแรงดันเกิน (Over Voltage Protection) และปิดการทำงานของฟังก์ชันที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าอื่นๆ
d) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ทำงานที่ Voltage-reactive power (volt-var) mode และปรับตั้งค่าแรงดันอ้างอิง (V.ref) ของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ที่ 1.0Vn กำลังไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า ปรับตั้งค่าอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 1.0Vn ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, แรงดัน, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ
e) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d) โดยกำหนดให้อุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดันตามค่า setpoint ตามตารางทดสอบ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, แรงดัน, กระแสไฟฟ้ารีแอคทีฟ และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟในทุกขั้น

f) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d)-e) โดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 20 เปอร์เซ็นต์ และ 66 เปอร์เซ็นต์ตามลำดับ

g) จากข้อ d) ถึงข้อ f) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P, setpoint (%)	V, setpoint (Vac)	P (W)	Shifting P (%)	V_{L1} (Vac)	V_{L2} (Vac)	V_{L3} (Vac)	Q, expected (Var)	Q (Var)	Shifting Q (%)
100	1.0Vn						0% P_{rated}		
100	1.04Vn						0% P_{rated}		
100	1.06Vn						-8.7% P_{rated}		
100	1.075Vn						-21.8% P_{rated}		
100	1.09Vn						-34.9% P_{rated}		
100	1.10Vn						-43.6% P_{rated}		
100	1.0Vn						0% P_{rated}		
100	0.96Vn						0% P_{rated}		
100	0.94Vn						8.7% P_{rated}		
100	0.925Vn						21.8% P_{rated}		
100	0.91Vn						34.9% P_{rated}		
100	0.90Vn						43.6% P_{rated}		

Remark:

1. Expected Q (Var) follow the volt-var curve in the main section
2. ให้ทดสอบที่ P,setpoint(%) Pn=100%, Pn=20%, Pn=66% ตามลำดับ รวมทั้งหมด 3 ตารางผลทดสอบ

Verdict:

1. Shifting Q (%) : [(Q - Q,expected)/ (Q,expected)] x 100% **≤** ± 5%
2. Shifting P (%) : [((P/P,rated) x 100%) – P,setpoint] ≤ ± 5%

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในโหมดควบคุมแรงดันแบบแรงดันคงที่ได้ โดยการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟตามข้อกำหนดนี้ได้

3.3.3 การทดสอบ Voltage-active power (volt-watt) mode ตาม Characteristic curve P(V)

เป็นการทดสอบความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้าในโหมดรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่โดยควบคุมกำลังไฟฟ้าอัตโนมัติตามการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า Voltage-active power (volt-watt) โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)

c) ปรับตั้งค่าอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) โดยปิดการทำงานของการป้องกันแรงดันต่ำ (Under Voltage Protection) และป้องกันแรงดันเกิน (Over Voltage Protection) และปิดการทำงานของฟังก์ชันที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าอื่นๆ

d) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ทำงานที่ Voltage-active power (volt-watt) mode และปรับตั้งค่าแรงดันอ้างอิง (V.ref) ของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ที่ 1.0Vn กำลังไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า ปรับตั้งค่าอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 1.0Vn ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, แรงดัน, กระแสไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ

e) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d) โดยกำหนดให้อุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดันตามค่า setpoint ตามตารางทดสอบ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, แรงดัน, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ,ระยะเวลาในการตอบสนอง ในทุกขั้น

f) จากข้อ d) ถึงข้อ e) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P, setpoint (%)	V, setpoint (Vac)	V_{L1} (Vac)	V_{L2} (Vac)	V_{L3} (Vac)	P, expected (W)	P (W)	Shifting P (%)
100	1.0Vn				100% Pn		
100	1.04Vn				100% Pn		
100	1.06Vn				84% Pn		
100	1.075Vn				60% Pn		
100	1.09Vn				36% Pn		
100	1.1Vn				20% Pn		
Remark: Expected P (W) follow the volt-watt curve in the main section **Verdict:** Shifting P (%) : [(P - P,expected)/ (P,expected)] x 100% ≤ ± 5%							

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในโหมดควบคุมแรงดันแบบแรงดันคงที่ได้ โดยการปรับเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าตามข้อกำหนดนี้ได้

3.3.4 การทดสอบการทำงานร่วมกันของ Voltage-reactive power (volt-var) mode และ Voltage-active power (volt-watt) mode ตาม Characteristic curve P(V) เป็นการทดสอบความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟร่วมกับกำลังไฟฟ้าในโหมดรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้คงที่โดยควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟร่วมกับกำลังไฟฟ้าอัตโนมัติตามการเปลี่ยนแปลงแรงดันไฟฟ้า โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)

c) ปรับตั้งค่าอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) โดยปิดการทำงานของการป้องกันแรงดันต่ำ (Under Voltage Protection) และป้องกันแรงดันเกิน (Over Voltage Protection) และปิดการทำงานของฟังก์ชันที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าอื่นๆ ที่ไม่เกี่ยวข้อง

d) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ทำงานที่ Voltage-reactive power (volt-var) ร่วมกับ Voltage-active power (volt-watt) และปรับตั้งค่าแรงดันอ้างอิง (V.ref) ของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ที่ 1.0Vn กำลังไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า ปรับตั้งค่าอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 1.0Vn ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, แรงดัน, กระแสไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ

e) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d) โดยกำหนดให้อุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดันตามค่า setpoint ตามตารางทดสอบ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า, แรงดัน, กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ,ระยะเวลาในการตอบสนอง ในทุกขั้น

f) จากข้อ d) ถึงข้อ e) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

P, setpoint (%)	V, setpoint (Vac)	V_{L1} (Vac)	V_{L2} (Vac)	V_{L3} (Vac)	Q, expected (Var)	Q (Var)	Shifting Q (%)	P, expected (W)	P (W)	Shifting P (%)
100	1.0Vn				0% P_{rated}			100% Pn		
100	1.04Vn				0% P_{rated}			100% Pn		
100	1.1Vn				-43.6% P_{rated}			20% Pn		

Remark:

1. Expected Q (Var) follow the volt-var curve in the main section
2. Expected P (W) follow the volt-watt curve in the main section

Verdict:

1. Shifting Q (%) : [(Q - Q,expected)/ (Q,expected)] x 100% ≤ ± 5%
2. Shifting P (%) : [((P/P,rated) x 100%) – P,setpoint] ≤ ± 5%

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในโหมดควบคุมแรงดันแบบแรงดันคงที่ได้ โดยการปรับเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟตามข้อกำหนดนี้ได้

3.4 การทดสอบแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation Test)

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ เช่น IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11 เป็นต้น โดยมีเกณฑ์การประเมินดังนี้

ตารางเกณฑ์การประเมินแรงดันกระเพื่อม

ประเภท	ขีดจำกัด
Pst	≤ 1.0
Plt	≤ 0.65

ดรรชนีไฟกระพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values , Pst) - ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบในช่วงเวลาสั้นๆ (10 นาที)

ดรรชนีไฟกระพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt) - ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบในระยะยาว (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

3.5 การทดสอบฮาร์มอนิก (Harmonics Test)

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ เช่น IEEE 1547 โดยมีเกณฑ์การประเมินฮาร์มอนิก และแรงดันฮาร์มอนิก ดังนี้

ตารางเกณฑ์การประเมินกระแสฮาร์มอนิก

อันดับคี่	ขีดจำกัดกระแส (%)	อันดับคู่	ขีดจำกัดกระแส (%)
<11	4.0	2	1.0
11 – 15	2.0	4	2.0
17 – 21	1.5	6	3.0
23 – 33	0.6	8 - 22	1.5
35 - 39	0.3	24 – 34	0.6
		36 - 40	0.3
Verdict: -ค่าความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกในอันดับที่ 1 – 40 ไม่เกินค่าที่กำหนด -ความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกรวม (THDi) ไม่เกิน 5.0 %			

ตารางเกณฑ์การประเมินแรงดันฮาร์มอนิก

อันดับคี่	ขีดจำกัดแรงดัน (%)	อันดับคู่	ขีดจำกัดแรงดัน (%)
<11	2.0	2	0.5
11 – 15	1.0	4	1.0
17 – 21	0.75	6	1.5
23 – 33	0.3	8 - 22	0.75
35 - 39	0.15	24 – 34	0.3
		36 - 40	0.15

Verdict: -ค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกในอันดับที่ 1 – 40 ไม่เกินค่าที่กำหนด -ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THDv) ไม่เกิน 5.0 %

3.6 การทดสอบการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง (DC Injection)

เป็นการทดสอบความสามารถในการตรวจจับ และป้องกันการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง (DC) ในด้านไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ของอินเวอร์เตอร์ มีขั้นตอนดังต่อไปนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)

c) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า ทำการบันทึกค่ากระแสไฟฟ้ากระแสตรงสูงสุด และแบบเฉลี่ย ของทั้ง 3 เฟส

d) ทำการทดสอบเหมือนข้อ c) โดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 100, 66, และ 33 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ

e) จากข้อ c) ถึงข้อ d) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

DC injection (I_{dc}) ไม่เกิน 0.5 % ของพิกัดกระแสอุปกรณ์ ($I_{ac,rated}$)			
P,setpoint (%)	**100%**	**66%**	**33%**
Abs. Max Test Value: L1 (mA)			
Abs. Avg Test Value: L1 (mA)			
Abs. Max Test Value: L2 (mA)			
Abs. Avg Test Value: L2 (mA)			
Abs. Max Test Value: L3 (mA)			
Abs. Avg Test Value: L3 (mA)			
Remark: บันทึกข้อมูลอย่างต่อเนื่อง 5 นาที โดยให้เลือกช่วงข้อมูล (average window) ค่าเฉลี่ยจาก 60 รอบ (cycles) **Verdict:** $I_{dc} \leq \pm 0.5\ \%\ I_{ac,rated}$			

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในการทดสอบการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงได้ ตามข้อกำหนดนี้ได้

3.7 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over voltage protection)

เป็นการทดสอบความสามารถในการป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกินที่มีสาเหตุมาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)

c) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 1.0 Vn ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้า

d) ปรับค่าแรงดันเป็น 0.8Vn พร้อมกันทั้ง 3 เฟส (Three-phase faults) เพื่อจำลองสภาวะแรงดันตก ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าแต่ละเฟส ในช่วงสภาวะแรงดันตก และค่าระยะเวลาหลุดการเชื่อมต่อ

e) ทำการทดสอบเหมือนข้อ c)-d) โดยกำหนดให้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) ให้จ่ายแรงดันต่ำ และเกินกว่าค่ามาตรฐานที่ 0.5Vn 0.4Vn 1.2Vn 1.3Vn ตามลำดับ ทำการบันทึกค่าระยะเวลาหลุดการเชื่อมต่อ

f) ทำการทดสอบเหมือนข้อ c)-e) โดยกำหนดให้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จำลองสภาวะแรงดันตก และเกิน แบบเฟสเดียว (Single phase to ground faults)

g) จากข้อ d) ถึงข้อ f) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

Fault Type	Three-phase faults และ Single phase to ground faults						
P,setpoint (%)	100%Pn						
Voltage Condition (Vn)	**V step (Vac)**	**Measure at V fault**				**Trip Condition (s)**	**Trip Time (s)**
		P (W)	**V_{L1} (Vac)**	**V_{L2} (Vac)**	**V_{L3} (Vac)**		
0.9Vn ≤ V ≤ 1.1Vn	1.0Vn					continuous	Not trip
0.5Vn ≤ V < 0.9Vn	1.0Vn to 0.8Vn					≤ 2	
0.5Vn ≤ V < 0.9Vn	1.0Vn to 0.5Vn					≤ 2	
V < 0.5Vn	1.0Vn to 0.4Vn					≤ 0.3	
1.1Vn < V ≤ 1.2Vn	1.0Vn to 1.2Vn					≤ 0.5	
V > 1.2Vn	1.0Vn to 1.3Vn					≤ 0.16	

Remark:

1. ในกรณีที่ อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) สามารถเชื่อมต่อกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) ได้เพียงแค่ 1 เฟส อนุโลมให้ทดสอบเฉพาะ Single phase to ground faults
2. Single phase to ground faults ให้ทดสอบทั้ง 3 เฟส (L1-G, L2-G, L3-G)
3. ให้ทดสอบที่ P,setpoint(%) Pn=100% รวมทั้งหมดอย่างต่ำ 4 ตารางผลทดสอบ กรณีอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) แบบ 3 เฟส และอย่างต่ำ 1 ตารางทดสอบกรณีอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) แบบ 1 เฟส

Verdict:
Trip Time ≤ Trip Condition

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในการป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกินได้ ตามข้อกำหนดนี้ได้

3.8 การทดสอบการป้องกันสภาวะการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ เช่น IEC 62116, IEEE 1547 เป็นต้น โดยให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ปลดวงจรออกจากระบบเมื่อไม่มีไฟฟ้า ภายใน 1 วินาที

3.9 การทดสอบการเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายอัตโนมัติ (Automatic reconnection after tripping)

เป็นการทดสอบความสามารถในการเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายอัตโนมัติ หลังจากที่อุปกรณ์ปลดการเชื่อมต่ออันเนื่องมาจากสภาวะบกพร่อง (Faults) มีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ
b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)
c) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 1.0 Vn
d) ปรับค่าแรงดันเป็น 0.8Vn เพื่อจำลองสภาวะแรงดันตกจนอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) หลุดการเชื่อมต่อ
e) ปรับค่าแรงดันเป็น 0.95Vn เพื่อจำลองสภาวะแรงดันปกติจนอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) กลับมาเชื่อมต่อทำงานตามปกติ ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า และระยะเวลาที่ใช้ในการกลับมาเชื่อมต่อ
f) ทำการทดสอบเหมือนข้อ c)-d) โดยปรับค่าแรงดันเป็น 1.2Vn เพื่อจำลองสภาวะแรงดันเกินจนอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) หลุดการเชื่อมต่อ
g) ปรับค่าแรงดันเป็น 1.05Vn เพื่อจำลองสภาวะแรงดันปกติจนอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) กลับมาเชื่อมต่อทำงานตามปกติ ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า และระยะเวลาที่ใช้ในการกลับมาเชื่อมต่อ
h) ทำการทดสอบเหมือนข้อ c) จากนั้น ตัดการเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) เพื่อจำลองสภาวะแยกโดด (Islanding) จนอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) หลุดการเชื่อมต่อ

i) ทำการเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) โดยทำงานตามปกติ จนอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) กลับมาเชื่อมต่อทำงานตามปกติ ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าและระยะเวลาที่ใช้ในการกลับมาเชื่อมต่อ

j) จากข้อ c) ถึงข้อ i) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

Condition Test	Reconnection Time (s)
1. Under Voltage Trip	
2. Over Voltage Trip	
3. Islanding Trip	
Verdict: Reconnection Time $\leq$ 300 seconds	

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในการเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายอัตโนมัติได้ ตามข้อกำหนดนี้ได้

3.10 การควบคุมความถี่ (Frequency Control)

3.10.1 การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Frequency Ride Through)

เป็นการทดสอบความสามารถอุปกรณ์ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเพื่อตอบสนองต่อความถี่ที่ไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานโดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังต่อไปนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ปรับตั้งค่าอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ในการป้องกันความถี่ต่ำ (Under Frequency Trip Setting) ให้มีค่าต่ำที่สุด และค่าการป้องกันความถี่เกิน (Over Frequency Trip Setting) ให้มีค่าสูงที่สุดตามความสามารถของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) หรือปิด Frequency Protection Trip และปิดการทำงานของฟังก์ชันการควบคุมความถี่อื่นๆ เช่น Frequency Response

c) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)

d) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่ความถี่ 50 Hz. ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า

e) ปรับค่าความถี่เป็น 52 Hz. โดยอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จะต้องจ่ายไฟฟ้าตามปกติเป็นระยะเวลาอย่างต่ำข้อกำหนด ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า และระยะเวลาการเชื่อมต่อ

f) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d)-e) โดยให้ปรับค่าความถี่เป็น 47 Hz.

g) จากข้อ d) ถึงข้อ f) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

Fault Type	Over frequency และ Under frequency							
F,setpoint step (Hz)	Before events		During events				Time condition (s)	Time duration (s)
	P (%)	P (W)	P,expected (%)	P,expected (W)	P (W)	Shifting P (%)		
50 to 52	100%		100%				> 10 sec	
50 to 47	100%		100%				> 10 sec	
Verdict: 1. Shifting P (%) : [(P- P,expected)/ (P,expected)] x 100% ≤ ± 5% 2. Time duration > the time conditions								

ทั้งนี้ สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในการทนต่อสภาวะความถี่ไม่ปกติได้ตามข้อกำหนดนี้ได้

3.10.2 การควบคุมกำลังไฟฟ้าเพื่อตอบสนองต่อความถี่ไฟฟ้า (Frequency Response) เป็นการทดสอบความสามารถอุปกรณ์ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเพื่อตอบสนองต่อความถี่ที่ไม่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานโดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังต่อไปนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ปรับตั้งค่าอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ในการป้องกันความถี่ต่ำ (Under Frequency Trip Setting) ให้มีค่าต่ำที่สุด และค่าการป้องกันความถี่เกิน (Over Frequency Trip Setting) ให้มีค่าสูงที่สุดตามความสามารถของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) หรือปิด Frequency Protection Trip และปิดการทำงานของฟังก์ชันการควบคุมความถี่อื่นๆ เช่น Frequency Ride Through

c) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) โดยตั้งค่า Droop 4% (สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้า 50% ต่อ Hz) ที่อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) และให้ตอบสนองกรณีความถี่ไม่อยู่ใน 50.3 - 49.7 Hz (± 0.3 Hz)

d) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่ความถี่ 50 Hz. ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า

e) ปรับค่าความถี่เป็น 50.3 Hz. ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าที่อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ตอบสนอง

f) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d)-e) โดยให้ปรับค่าความถี่เป็น 49.7, 50.9, 51.3 และ 52 Hz ตามลำดับ ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าที่อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ตอบสนอง

g) กำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 10 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่ความถี่ 50 Hz. ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า

h) ปรับค่าความถี่เป็น 49.1 Hz. ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าที่อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ตอบสนอง

i) ทำการทดสอบเหมือนข้อ g)-h) โดยให้ปรับค่าความถี่เป็น 48.7, 47.7 และ 47 Hz ตามลำดับ ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าที่อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ตอบสนอง

j) จากข้อ d) ถึงข้อ i) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

Fault Type	Over frequency และ Under frequency at Droop 4% (50 % / Hz)							
F,setpoint step (Hz)	Before events		At time condition events				Time conditions (s)	Time duration (s)
	P (%)	P (W)	P,expected (%)	P,expected (W)	P (W)	Shifting P (%)		
50 to 50.3	100%		100%				> 120 sec	
50 to 49.7	100%		100%				> 120 sec	
50 to 50.9	100%		70%				> 120 sec	
50 to 51.3	100%		50%				> 120 sec	
50 to 52.0	100%		15%				> 10 sec	
50 to 49.1	10%		40%				> 120 sec	
50 to 48.7	10%		60%				> 120 sec	
50 to 47.9	10%		100%				> 120 sec	
50 to 47.0	10%		100%				> 10 sec	
Verdict: 1. Shifting P (%) : [(P- P,expected)/ (P,expected)] x 100% ≤ ± 5% 2. Time duration > the time conditions								

ทั้งนี้ สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในการทนต่อสภาวะความถี่ไม่ปกติได้ตามข้อกำหนดนี้ได้

3.11 การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Fault Ride Through)

เป็นการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะอันเนื่องมาจากสภาวะบกพร่อง (Faults) ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) นั้นๆ

b) ปรับตั้งค่าอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) ในการป้องกันแรงดันต่ำ (Under Voltage Trip Setting) ให้มีค่าต่ำที่สุด และค่าการป้องกันแรงดันเกิน (Over Voltage Trip

Setting) ให้มีค่าสูงที่สุดตามความสามารถของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) และปิดการทำงานของฟังก์ชันการควบคุมแรงดันอื่นๆ

c) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) และแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรง (DC test source) ให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ทดสอบ (EUT)

d) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) จ่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 1.0 Vn การบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า

e) ปรับค่าแรงดันเป็น 0.90Vn พร้อมกันทั้ง 3 เฟส (Three-phase faults) โดยอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จะต้องจ่ายไฟฟ้าตามปกติเป็นระยะเวลาอย่างต่ำตามข้อกำหนด ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า และแรงดันไฟฟ้าในช่วงสภาวะบกพร่อง และระยะเวลาการเชื่อมต่อ

f) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d)-e) โดยกำหนดให้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) ให้จ่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 0.85Vn 0.8Vn 0.75Vn 0.5Vn 0.25Vn 0Vn 1.15Vn 1.2Vn ตามลำดับ ทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า และกระแสไฟฟ้ารีแอคทีฟในช่วงสภาวะบกพร่อง และระยะเวลาการเชื่อมต่อ

g) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d)-f) โดยเปลี่ยนเป็นการจำลองสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะแบบไม่สมดุล (Two-phase faults) และสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะแบบเฟสเดียว (Single-phase to ground faults) ตามลำดับ

h) ทำการทดสอบเหมือนข้อ d)-g) โดยกำหนดให้อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) จ่ายไฟฟ้าที่ 30, 10 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ

i) จากข้อ d) ถึงข้อ h) สามารถบันทึกผลการทดสอบตามตารางต่อไปนี้

ตารางตัวอย่างการบันทึกผลการทดสอบ

Fault Type	Three-phase faults, Two-phase faults, และ Single-phase to ground faults ตามลำดับ											
V,setpoint step (Vac)	Before fault	During faults (record at 100 ms)							$I_{q,rms}$ (A)	Total time $I_{q,rms}$ (s)	Time condition (s)	Time duration (s)
	P (W)	P (W)	V_{L1} (Vac)	V_{L2} (Vac)	V_{L3} (Vac)	I_{L1} (A)	I_{L2} (A)	I_{L3} (A)				
1.0Vn to 0.90Vn											>120 sec	
1.0Vn to 0.85Vn											>10 sec	
1.0Vn to 0.8Vn											>10 sec	
1.0Vn to 0.75Vn											>2.4 sec	
1.0Vn to 0.5Vn											>1.6 sec	

1.0Vn to 0.25Vn											>0.9 sec	
1.0Vn to 0Vn											>0.15 sec	
1.0Vn to 1.15Vn											>10 sec	
1.0Vn to 1.2Vn											>10 sec	

Remark:

1. ในกรณีที่ อุปกรณ์ทดสอบ (EUT) สามารถเชื่อมต่อกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสลับ (AC test source) ได้เพียงแค่ 1 เฟส อนุโลมให้ทดสอบเฉพาะ Single phase to ground faults
2. Two-phase faults ให้ทดสอบทั้ง 3 คู่เฟส (L1-L2, L2-L3, L3-L1)
3. Single phase to ground faults ให้ทดสอบทั้ง 3 เฟส (L1-G, L2-G, L3-G)
4. ให้ทดสอบที่ P,setpoint(%) Pn=100%, Pn=30%, Pn=10% ตามลำดับ รวมทั้งหมดอย่างต่ำ 21 ตารางผลทดสอบ กรณีอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) แบบ 3 เฟส และอย่างต่ำ 3 ตารางทดสอบกรณีอุปกรณ์ทดสอบ (EUT) แบบ 1 เฟส

Verdict:

1. Time duration > the time conditions
2. $I_{q,rms} > 0$ A

ทั้งนี้สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ ได้ ตามข้อกำหนดนี้ได้