

เอกสารหมายเลข 3

แนบท้ายประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง การจัดหาไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร (ฉบับที่ 3)

พ.ศ. 2560



การไฟฟ้านครหลวง
Metropolitan Electricity Authority

**ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วย
ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
พ.ศ. 2558**

สารบัญ

1. นิยามคำศัพท์.....	1
2. วัตถุประสงค์และขอบเขต.....	4
2.1 วัตถุประสงค์.....	4
2.2 ขอบเขต.....	4
3. ความรับผิดชอบของผู้ขอใช้บริการ.....	4
4. ข้อกำหนดทั่วไป.....	6
4.1 หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค.....	6
4.2 ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบที่ใช้ในการวัดปริมาณการซื้อขายไฟฟ้า ...	7
4.3 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	8
4.4 อุปกรณ์ป้องกัน.....	10
4.5 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า.....	11
4.6 ระบบควบคุมระยะไกล.....	13
4.7 ระบบการติดต่อสื่อสาร.....	15
4.8 การเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้า.....	16
4.9 ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์.....	16
5. ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก.....	17
5.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	17
5.2 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับระบบควบคุมระยะไกล.....	17
6. ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก.....	19
6.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	19
6.2 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับระบบควบคุมระยะไกล.....	20
7. ข้อกำหนดสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	21
7.1 เงื่อนไขการเดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า.....	21
7.2 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับระบบควบคุมระยะไกล.....	21

8. ข้อกำหนดสำหรับผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น	23
8.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า.....	23
8.2 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับระบบควบคุมระยะไกล	24
สิ่งแนบ 1 มาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า.....	26
สิ่งแนบ 2 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าการไฟฟ้านครหลวง	27
สิ่งแนบ 3 ขั้นตอนและเงื่อนไขในการตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้า	38
สิ่งแนบ 4 คุณสมบัติของเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า.....	39
สิ่งแนบ 5 รายละเอียดข้อกำหนดของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ที่ใช้ เชื่อมต่อกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS หรือระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS.....	40
สิ่งแนบ 6 รายละเอียดช่องทางการสื่อสาร (communication channel) กรณีผู้ขอใช้บริการ เชื่อมโยงในระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์	42
สิ่งแนบ 7 รายละเอียดช่องทางการสื่อสาร (communication channel) กรณีผู้ขอใช้บริการ เชื่อมโยงในระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์	46
สิ่งแนบ 8 ข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้า ประเภทเชื่อมต่อกับระบบโครงข่าย ไฟฟ้า.....	49

1. นิยามคำศัพท์

“ระบบโครงข่ายไฟฟ้า”	หมายความว่า	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง
“ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า”	หมายความว่า	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ควบคุมระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง
“ผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าหรือผู้ที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าที่ผลิต จัดให้ได้มา จัดส่ง จำหน่ายไฟฟ้าหรือควบคุมระบบไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
“ผู้ใช้ไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ที่ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้านครหลวง
“ผู้ขอใช้บริการ”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงและ/หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง
“ผู้เชื่อมต่อ”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้านครหลวงให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ประกอบการไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงและ/หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงและผ่านการทดสอบการเชื่อมต่อตามที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดแล้ว
“ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่มีการประกาศและยังมีผลบังคับใช้ทั้งหมด
“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก”	หมายความว่า	ผู้ประกอบการไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้านครหลวงตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีการประกาศและยังมีผลบังคับใช้ทั้งหมด
“ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการติดตั้งใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเดินขนาน (synchronize) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

“ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น”	หมายความว่า	ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
“ผู้ผลิตไฟฟ้า”	หมายความว่า	ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากหรือผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
“เหตุผิดปกติ”	หมายความว่า	เหตุการณ์ใด ๆ ที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“จุดต่อร่วม”	หมายความว่า	ตำแหน่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับผู้เชื่อมต่อที่สุดซึ่งผู้เชื่อมต่อหรือผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้
“จุดเชื่อมต่อ”	หมายความว่า	จุดที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (islanding)”	หมายความว่า	การจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าบางส่วนในขณะที่การไฟฟ้านครหลวงไม่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าว
“ระบบป้องกันระยะไกล (teleprotection)”	หมายความว่า	ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สั่งการโดยผ่านระบบสื่อสาร
“อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU)”	หมายความว่า	อุปกรณ์ควบคุมในระบบควบคุมระยะไกลที่ทำหน้าที่ในการรับส่งข้อมูลเพื่อการควบคุม หรือการขึ้นบกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า
“ระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS”	หมายความว่า	ระบบ Supervisory Control And Data Acquisition/Energy Management System ซึ่งเป็นระบบควบคุมระยะไกล/ระบบการจัดการด้านพลังงานไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้า ของการไฟฟ้านครหลวง สำหรับรับ-ส่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการขึ้นบกสถานะของอุปกรณ์ไฟฟ้าและค่าวัดทางไฟฟ้าด้านระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า
“ระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS”	หมายความว่า	ระบบ Supervisory Control And Data Acquisition/Distribution Management System ซึ่งเป็นระบบควบคุมระยะไกล/ระบบการจัดการด้านพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้านครหลวง สำหรับรับ-ส่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการขึ้นบกสถานะของอุปกรณ์ไฟฟ้า และค่าวัดทางไฟฟ้าด้านระบบจำหน่ายไฟฟ้า
“กำลังผลิตติดตั้ง”	หมายความว่า	ปริมาณกำลังการผลิตตามพิกัดของเครื่องกำเนิด

“กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ”	หมายความว่า	ไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ ที่จะขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์/เมกะวัตต์) ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุดจากผู้ขอใช้บริการที่จะจ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า ตามสัญญาที่ทำไว้กับการไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์/เมกะวัตต์)
“อินเวอร์เตอร์ (inverter)”	หมายความว่า	อุปกรณ์ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรงอื่นๆไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับซึ่งมีความเหมาะสมที่จะนำไปใช้งานต่อโดยการไฟฟ้าได้
“อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย (Grid-connected Inverter)”	หมายความว่า	อินเวอร์เตอร์ชนิดที่จะต้องหยุดจ่ายพลังงานเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อแรงดันและ/หรือความถี่ไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าไม่อยู่ในช่วงการทำงานปกติตามที่กำหนดไว้ หรือเมื่อเกิดสภาวะการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (islanding)

2. วัตถุประสงค์และขอบเขต

2.1 วัตถุประสงค์

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เป็นการกำหนดหลักเกณฑ์ขั้นด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้า และมาตรฐานการติดตั้ง สำหรับผู้ขอใช้บริการ ที่ต้องการจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จะต้องปฏิบัติตามโดยมีวัตถุประสงค์ดังนี้

(1) เพื่อให้มีวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยกำหนดพื้นฐานในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าไว้เพื่อเป็นหลักปฏิบัติโดยเท่าเทียมกัน

(2) เพื่อให้มีการกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจนครอบคลุมด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอใช้บริการ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่เชื่อมต่อ

(3) เพื่อให้การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง และการเชื่อมต่อระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีประสิทธิภาพและความปลอดภัย

(4) เพื่อให้คุณภาพในการจ่ายไฟสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวงภายหลังจากมีผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

2.2 ขอบเขต

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ ใช้กับผู้ขอใช้บริการดังนี้

- (1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP)
- (2) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer, VSPP)
- (3) ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- (4) ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น

3. ความรับผิดชอบของผู้ขอใช้บริการ

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบและติดตั้งให้มีรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าตามรูปแบบการเชื่อมต่อในข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้เป็นอย่างน้อย

การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ที่จะแก้ไข เปลี่ยนแปลงหรือกำหนดเงื่อนไขรายละเอียดอื่น ๆ เพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและผู้ขอใช้บริการจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม และในการพิจารณาอนุญาตหรือไม่อนุญาตให้มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น จะพิจารณาทั้งด้านความปลอดภัยความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก ซึ่งผู้ขอใช้บริการจะต้องยอมรับปฏิบัติตามและจะนำไปเป็นเหตุอ้างเพื่อเรียกร้องค่าเสียหายใด ๆ ต่อการไฟฟ้านครหลวงมิได้



ทั้งนี้ การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์การอนุญาตให้เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า ในกรณีผู้ขอใช้บริการ/ผู้เชื่อมต่อ ก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าของตนเองไปตามแนวโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง หากโครงข่ายของผู้ขอใช้บริการ/ผู้เชื่อมต่อกระทบต่อความมั่นคง เชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และความปลอดภัยในการปฏิบัติงานของการไฟฟ้านครหลวง

4. ข้อกำหนดทั่วไป

เพื่อให้คุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าทั่วไปอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง หลังจากที่มีผู้เชื่อมต่อแล้ว อีกทั้งไม่ส่งผลกระทบทางด้านความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการทุกรายไม่ว่าจะเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้ารายอื่น จะต้องดำเนินการให้เป็นไปตามข้อกำหนดทั่วไปดังต่อไปนี้

4.1 หลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค

4.1.1 การไฟฟ้านครหลวงจะศึกษาผลกระทบของการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านต่างๆ ก่อนที่ผู้ขอใช้บริการจะได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ให้พิจารณาถึงแผนงานหรือโครงการของการไฟฟ้านครหลวงด้วย ดังนี้

(1) การจ่ายกระแสไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะต้องไม่ทำให้กระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายหรือสายส่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินพิกัดกระแสต่อเนื่อง และโดยพลังไฟฟ้าที่ไหลจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปยังระบบส่งไฟฟ้าจะต้องไม่กระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม

(2) คุณภาพแรงดันไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะต้องไม่ทำให้ระดับและคุณภาพแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่นอกเกณฑ์มาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง

(3) กระแสลัดวงจร ผู้ขอใช้บริการที่ขออนุญาตเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (โดยใช้ค่า subtransient reactance ในการคำนวณ) เกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (short circuit interrupting capacity : IC) ของอุปกรณ์ตัดต่อวงจร ดังนี้

ก. ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ให้ใช้ IC 31.5 กิโลแอมแปร์

ข. ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ ให้ใช้ IC 40 กิโลแอมแปร์

ค. ระดับแรงดัน 24 กิโลโวลต์ ให้ใช้ IC 8 กิโลแอมแปร์

ง. ระดับแรงดัน 12 กิโลโวลต์ ให้ใช้ IC 16 กิโลแอมแปร์

และสำหรับผู้เชื่อมต่อกับระบบตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป จะต้องไม่จ่ายกระแสลัดวงจรเกินร้อยละ 25 ของกระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อที่มาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ

ทั้งนี้การเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้เกิดปัญหาการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์ (protection coordination) ของอุปกรณ์ป้องกัน

และในการประเมินกระแสลัดวงจร ต้องคำนึงถึงแผนการขยายระบบไฟฟ้าของทั้งการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยด้วย ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อระดับกระแสลัดวงจร

(4) ความซับซ้อนในการควบคุมและการปฏิบัติการ จำนวนของผู้ขอใช้บริการรวมทั้งผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่นจะต้องไม่เกินจำนวน 4 ราย/วงจร ยกเว้นผู้ขอใช้บริการที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์ หรือที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย 230/400 โวลต์

4.1.2 ผู้ขอใช้บริการรายใดที่ไม่ผ่านหลักเกณฑ์การพิจารณาทางเทคนิค ผู้ขอใช้บริการจะต้องทำการศึกษาการแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นทั้งการจ่ายกระแสไฟฟ้า คุณภาพแรงดันไฟฟ้า กระแสลัดวงจร และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และความซับซ้อนในการควบคุมและการปฏิบัติการ ถ้าหากมีความจำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น ทั้งนี้การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์การพิจารณาอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นราย ๆ ไป

4.1.3 ผู้ขอใช้บริการจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ให้ตรงตามรายละเอียดที่ผ่านการพิจารณาทางเทคนิคจากการไฟฟ้านครหลวงแล้ว และเมื่อการไฟฟ้านครหลวงมีความประสงค์จะขอตรวจสอบอุปกรณ์ ทั้งก่อนและหลังการเชื่อมต่อ ผู้ขอใช้บริการหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องอำนวยความสะดวกให้เจ้าหน้าที่การไฟฟ้านครหลวงเข้าตรวจสอบอุปกรณ์ด้วยทุกครั้ง

4.1.4 หากมีการเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟน. พิจารณาอนุญาตก่อนทุกครั้ง และกรณีที่มีการไฟฟ้านครหลวง ตรวจพบว่าอุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้าไม่เป็นไปตามระเบียบข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ในการระงับการเชื่อมต่อเป็นการชั่วคราว จนกว่าจะมีการปรับปรุงอุปกรณ์ให้เป็นไปตามระเบียบข้อบังคับของการไฟฟ้านครหลวง

4.2 ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และอุปกรณ์ประกอบที่ใช้ในการวัดปริมาณการซื้อขายไฟฟ้า

4.2.1 ผู้ขอใช้บริการจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบมาตรวัดไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่มีผลบังคับใช้ ณ ขณะนั้น โดยมีแนวทางการจัดหาและติดตั้ง ให้สอดคล้องกับระดับแรงดันที่ขอเชื่อมต่อ ดังนี้

(1) แรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 24 กิโลโวลต์

การไฟฟ้านครหลวงจัดหาและติดตั้งมาตรวัด พร้อมอุปกรณ์ประกอบ (หม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดัน)

(2) แรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

การไฟฟ้านครหลวงจัดหาและติดตั้งมาตรวัด โดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ประกอบ (หม้อแปลงกระแส หม้อแปลงแรงดัน ตู้เครื่องวัด พร้อมอุปกรณ์ป้องกัน)

สำหรับการติดตั้งระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบที่ใช้ในการขายไฟฟ้าให้กับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยให้เป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

4.2.2 หม้อแปลงเครื่องมือวัด (instrument transformer) ที่ใช้กับระบบมาตรวัดไฟฟ้า จะต้องไม่ต่อร่วมกับมาตรวัด หรือรีเลย์อื่น ๆ

4.2.3 ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบจะต้องมีมาตรฐานตามที่การไฟฟ้านคร หลวงยอมรับตามที่กำหนดไว้ในสิ่งแนบ (สิ่งแนบ 1) ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามเทคโนโลยี ทั้งนี้การ ไฟฟ้านครหลวงจะเป็นผู้กำหนด

4.2.4 ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่ดำเนินการใด ๆ เกี่ยวกับระบบมาตรวัดไฟฟ้าและอุปกรณ์ ประกอบ หากพบว่ามีปัญหาให้แจ้งให้การไฟฟ้านครหลวงทราบ

4.3 รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ใช้บริการเข้ากับระบบของการไฟฟ้านครหลวง จะต้องมียกเว้นไม่ต่ำกว่ารูปแบบที่กำหนด (สิ่งแนบ 2) โดยการกำหนดรูปแบบการเชื่อมต่อที่แน่นอน นั้นขึ้นอยู่กับขนาดและการจ่ายไฟของผู้ให้สัญญาตำแหน่งที่ตั้งและประเภทการจ่ายไฟซึ่งการไฟฟ้า นครหลวงจะได้พิจารณาและกำหนดเป็นราย ๆ ไป

ทั้งนี้ ผู้ใช้บริการ/ผู้เชื่อมต่อ ก่อสร้างโครงข่ายไฟฟ้าของตนเองไปตามแนวโครงข่ายไฟฟ้า ของ กฟน. โดย กฟน. ขอสงวนสิทธิ์การอนุญาตให้เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า หากโครงข่ายของผู้ขอใช้ บริการ/ผู้เชื่อมต่อกระทบต่อความมั่นคง ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และความปลอดภัยในการ ปฏิบัติงานของ กฟน.

4.3.1 การไฟฟ้านครหลวงจะต้องสามารถมองเห็นสถานะที่ตัวอุปกรณ์สวิตช์ตัดตอนในขณะ ปลอดภัยเพื่อความปลอดภัยในด้านการปฏิบัติงานบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าสวิตช์ตัดตอนนี้จะต้องสามารถ ล็อคทางกลได้ในตำแหน่งปลอดภัย

4.3.2 การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้านคร หลวงที่ระดับแรงดัน 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ จะต้องผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าที่มี connection diagram ด้านที่ต่อกับระบบของการไฟฟ้านครหลวงเป็นแบบ WYE (grounded) ตามที่กำหนดไว้ในสิ่งแนบ 2

4.3.3 ผู้ใช้บริการต้องออกแบบและเลือกใช้อุปกรณ์จ่ายไฟให้สามารถทนกระแส ลัดวงจรสูงสุด (maximum short circuit rating) ดังนี้

(1) ระบบจ่ายไฟในระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 31.5 กิโลแอมแปร์ 1 วินาที

(2) ระบบจ่ายไฟในระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 40 กิโลแอมแปร์ 1 วินาที

(3) ระบบจ่ายไฟในระดับแรงดัน 24 กิโลโวลต์ ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 8 กิโลแอมแปร์ 1 วินาที

(4) ระบบจ่ายไฟในระดับแรงดัน 12 กิโลโวลต์

ก. นอกพื้นที่เขตวงจรถาข่าย ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 16 กิโลแอมแปร์ 1 วินาที

ข. ในพื้นที่เขตวงจรถาข่าย ให้ใช้ไม่ต่ำกว่า 20 กิโลแอมแปร์ 1 วินาที

4.3.4 ผู้ขอใช้บริการจะต้องไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง ในขณะที่ระบบของการไฟฟ้านครหลวงส่วนที่ต่อกับผู้ขอใช้บริการมีการดับไฟเพื่อปฏิบัติงาน ผู้ขอใช้บริการต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้านครหลวง ขณะไม่มีไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้านครหลวง

4.3.5 การ synchronization ให้ทำที่ generator breaker หรือที่ interconnection circuit breaker ตามที่การไฟฟ้านครหลวงเห็นชอบ

4.3.6 อุปกรณ์ที่ผู้ขอใช้บริการจะนำมาเชื่อมต่อ เช่น incoming circuit breaker, disconnecting switch, bus bar, bus coupler เป็นต้น ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดรายละเอียด อุปกรณ์ของการไฟฟ้านครหลวงเพื่อรักษามาตรฐานและคุณภาพในการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

4.3.7 อุปกรณ์จ่ายไฟของผู้ขอใช้บริการส่วนที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้านครหลวง จะต้องได้รับการซ่อมบำรุงดูแลรักษาตามระยะเวลาที่ตกลงกับการไฟฟ้านครหลวง โดยผู้ขอใช้บริการสามารถเลือกการซ่อมบำรุงได้วิธีใดวิธีหนึ่งใน 2 วิธี ดังนี้

(1) ผู้ขอใช้บริการเป็นฝ่ายซ่อมบำรุงเอง โดยมีการไฟฟ้านครหลวงตรวจสอบและผู้ขอใช้บริการยินยอมรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบดังกล่าว

(2) การไฟฟ้านครหลวงเป็นผู้ซ่อมบำรุง ดูแลอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการและผู้ขอใช้บริการรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงของการไฟฟ้านครหลวง

4.3.8 กรณีเกิดความชำรุดบกพร่องในอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้านครหลวง ผู้ขอใช้บริการต้องดำเนินการตรวจสอบและแก้ไขทันที พร้อมทั้งแจ้งระยะเวลาแล้วเสร็จให้การไฟฟ้านครหลวงพิจารณา หากอุปกรณ์ที่ชำรุดส่งผลกระทบกับการจ่ายไฟของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการไฟฟ้านครหลวงสามารถดำเนินการได้เร็วกว่า การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์เข้าดำเนินการแก้ไข โดยผู้ขอใช้บริการจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายและค่าเสียหายที่เกิดขึ้น

4.3.9 ในกรณีอุปกรณ์จ่ายไฟเป็นของผู้ขอใช้บริการ เพื่อคงคุณภาพและความสามารถในการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอใช้บริการตกลงให้พนักงานของการไฟฟ้านครหลวงเข้าไปควบคุมการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ ขณะควบคุมการจ่ายไฟฟ้า พนักงานของการไฟฟ้านครหลวงจะปฏิบัติตามหลักการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าและตามมาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง ฉะนั้นหากมีความเสียหายเกิดขึ้นกับอุปกรณ์ของผู้ขอใช้บริการการไฟฟ้านครหลวงไม่ต้องรับผิดชอบในความเสียหายที่เกิดขึ้นแต่อย่างใด

4.3.10 การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

4.3.11 กรณีผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่น ผู้ประกอบการไฟฟ้ารายอื่นที่ขอเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาเป็นรายๆ ไปโดยคำนึงถึงความปลอดภัยความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

4.4 อุปกรณ์ป้องกัน

ผู้ขอใช้บริการจะต้องจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ป้องกัน ตามกำหนดดังนี้

4.4.1 ผู้ขอใช้บริการจะต้องติดตั้งรีเลย์ที่มีมาตรฐานที่การไฟฟ้านครหลวงยอมรับตามที่กำหนดในสิ่งแนบ 1

4.4.2 ผู้ขอใช้บริการจะต้องติดตั้งรีเลย์ให้เหมาะสมกับการป้องกันระบบไฟฟ้าของตนเอง ขึ้นอยู่กับรูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ตามสิ่งแนบ 2

4.4.3 โดยทั่วไปการไฟฟ้านครหลวงจะมี automatic reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบสายป้อนอากาศ ดังนั้นผู้ขอใช้บริการจะต้อง แนใจว่าสวิตช์ตัดตอนอัตโนมัติของตนเองจะต้องปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่จะ automatic reclosing ของการไฟฟ้านครหลวงจะทำงาน การไฟฟ้านครหลวงจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่ออุปกรณ์ของผู้ขอใช้บริการเนื่องจากการ reclosing นี้

4.4.4 เมื่อเกิดสภาวะการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกอิสระ (islanding) กับระบบของผู้ขอใช้บริการหรือระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงบางส่วน ผู้ขอใช้บริการจะต้องมีระบบป้องกันที่สามารถตรวจจับและปลดวงจร interconnection circuit breaker ภายใน 0.1 วินาที ยกเว้นระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์ให้เป็นไปตามเงื่อนไขในสิ่งแนบ 8

4.4.5 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมโยงในระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ จะต้องจัดให้มีระบบป้องกันโดยใช้การสื่อสารแบบ fiber optic สำหรับระบบ Direct Transfer Trip (DTT) ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ากับการไฟฟ้านครหลวง ตามมาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง

4.4.6 ระบบป้องกันที่กำหนดโดยการไฟฟ้านครหลวงเป็นการออกแบบระบบป้องกันขั้นต่ำสุด ผู้ขอใช้บริการต้องพิจารณาความเหมาะสมในการติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มเติมเพื่อป้องกันการผิดพลาดของระบบป้องกันกรณีที่ได้กำหนดไว้ในข้อกำหนดนี้ เช่น กระแสลัดวงจรผ่านความต้านทานสูง (High Impedance Fault: HIF) การเกิดการจ่ายไฟแบบแยกตัวอิสระโดยไม่ได้เจตนา (inadvertent islanding) ซึ่งหลังจากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้วหากเกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและ/หรือบุคคลที่ 3 ที่มีสาเหตุมาจากการจ่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้น

4.5 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการจะต้องออกแบบและติดตั้งระบบควบคุมการจ่ายไฟจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อรักษาระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ให้เป็นไปตามเงื่อนไขดังนี้

4.5.1 การควบคุมระดับแรงดัน และค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor)

(1) ผู้ขอใช้บริการต้องควบคุมระดับแรงดันที่จ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้สอดคล้องกับมาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง ในแต่ละกรณี ดังนี้

มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง
กรณีผู้ขอใช้บริการไม่จ่ายไฟเข้าระบบ

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	117.6	106.4	123.0	96.0
69 กิโลโวลต์	70.4	63.6	72.5	57.3
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410	371	416	362
230 โวลต์	237	214	240	209

มาตรฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของการไฟฟ้านครหลวง
กรณีผู้ขอใช้บริการจ่ายไฟเข้าระบบ

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	118.0	113.0	123.0	113.0
69 กิโลโวลต์	71.0	67.0	72.5	67.0
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410	371	416	362
230 โวลต์	237	214	240	209

การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ในการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อลกำลังผลิตไฟฟ้าลงหรือปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากผู้เชื่อมต่อส่งผลกระทบต่อเกณฑ์แรงดันไฟฟ้าและความมั่นคงในระบบไฟฟ้า

(2) การควบคุมค่าตัวประกอบกำลัง (Power Factor) การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ให้ผู้เชื่อมต่อปรับค่าตัวประกอบกำลังของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้เป็นไปตามที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนด เพื่อการควบคุมและรักษาคุณภาพแรงดันไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ค่าตัวประกอบกำลังที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามความจำเป็นของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

- กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Rotating Machine ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.85 นำหน้า ถึง 0.85 ตามหลัง

- กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Inverter Base ต้องสามารถปรับค่าตัวประกอบกำลังในช่วงระหว่าง 0.95 นำหน้า ถึง 0.95 ตามหลัง หากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230/400 โวลต์ หรือระหว่าง 0.9 นำหน้า ถึง 0.9 ตามหลัง หากเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 12 กิโลโวลต์ ขึ้นไป

4.5.2 การควบคุมความถี่ไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะเป็นผู้ควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ 50 ± 0.5 รอบต่อวินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องควบคุมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ synchronize กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติ ถ้าความถี่ของระบบไม่อยู่ในช่วง 47.00 - 52.00 รอบต่อวินาที ต่อเนื่องเกิน 0.1 วินาที ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องออกแบบให้ปลด circuit breaker ที่จุดเชื่อมต่อกับระบบอัตโนมัติที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าทันที สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องปฏิบัติตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนด

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ หากความถี่ในระบบมีค่าเกินกว่า 51.00 รอบต่อวินาที โรงไฟฟ้าจะต้องปรับลดการผลิตกำลังไฟฟ้าจริงลงในอัตราร้อยละ 40 ของค่ากำลังผลิต ณ ขณะนั้น ต่อความถี่ที่เพิ่มขึ้น 1 รอบต่อวินาที

4.5.3 การควบคุมแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

ผู้เชื่อมต่อจะต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดต่อรวมเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในประกาศ คำสั่ง ระเบียบ หรือข้อบังคับใด ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดันกระเพื่อมของการไฟฟ้านครหลวง รวมทั้งมาตรฐานสากลอื่น ๆ ที่การไฟฟ้านครหลวงอ้างอิง โดยจะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนและเงื่อนไขในการตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (สิ่งแนบ 3)

4.5.4 การควบคุมฮาร์โมนิก (Harmonics)

ผู้เชื่อมต่อจะต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสฮาร์โมนิกที่จุดต่อรวมเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในประกาศ คำสั่ง ระเบียบ หรือข้อบังคับใด ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมฮาร์โมนิกของการไฟฟ้านครหลวง รวมทั้งมาตรฐานสากลอื่น ๆ ที่การไฟฟ้านครหลวงอ้างอิง โดยจะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนและเงื่อนไขในการตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (สิ่งแนบ 3)

4.5.5 การควบคุมแรงดันไม่สมดุล (Voltage Unbalance)

ผู้เชื่อมต่อจะต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสไม่สมดุลที่จุดต่อรวมเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในประกาศ คำสั่ง ระเบียบ หรือข้อบังคับใด ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมแรงดันไม่สมดุลของการไฟฟ้านครหลวง รวมทั้งมาตรฐานสากลอื่น ๆ ที่การไฟฟ้านครหลวงอ้างอิง โดยจะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนและเงื่อนไขในการตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (สิ่งแนบ 3)

4.5.6 การติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ผู้เชื่อมต่อประเภทต่อไปนี้จะต้องจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Meter) ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง (สิ่งแนบ 4) ณ ตำแหน่งจุดเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อ

- (1) ผู้เชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอินเวอร์เตอร์และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันเกินกว่า 250 กิโลวัตต์
- (2) ผู้เชื่อมต่อที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดอื่น ๆ และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันเกินกว่า 1 เมกะวัตต์

4.6 ระบบควบคุมระยะไกล

4.6.1 ข้อกำหนดชนิดของข้อมูลที่ต้องส่งมายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กรณีเชื่อมต่อระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์

- (1) คำวัด ณ จุดรับซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้านครหลวง ประกอบด้วย
 - ก. active power (เมกะวัตต์)
 - ข. reactive power (เมกะวาร์)
 - ค. line to line voltage (กิโลโวลต์) 3 ค่า
 - ง. ampere (แอมแปร์) 3 Phase
 - จ. power factor (pf)
 - ฉ. frequency (เฮิรตซ์)
- (2) สถานะของอุปกรณ์ตัดต่อวงจร และ protection relay ประกอบด้วย
 - ก. information messages จาก protection relay เช่น overcurrent, earth fault เป็นต้น
 - ข. status ของอุปกรณ์ตัดต่อวงจร (circuit breaker และ disconnecting switch)
 - ค. status ของ ground disconnecting switch
 - ง. status ของ protection relay (on/off)

จ. status ของ alarm ของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ฉ. main protection tripping alarm

ช. control อุปกรณ์ interconnection circuit breaker

ซ. อื่น ๆ ที่การไฟฟ้านครหลวงจำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้า

4.6.2 ข้อกำหนดชนิดของข้อมูลที่ต้องส่งมายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากรณีเชื่อมโยงระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์

(1) ค่าวัด ณ จุดรับซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้านครหลวง ประกอบด้วย

ก. active power (เมกะวัตต์) 3 phase

ข. reactive power (เมกะวัตต์) 3 phase

ค. line to line voltage (กิโลโวลต์) 3 ค่า

ง. ampere (แอมแปร์) 3 Phase

จ. power factor (pf)

ฉ. frequency (เฮิรตซ์)

(2) สถานะของอุปกรณ์ตัดต่อวงจร และ protection relay ประกอบด้วย

ก. status ของอุปกรณ์ตัดต่อวงจร (Interconnection circuit breaker และ disconnecting switch)

ข. status ของ ground disconnecting switch

ค. status ของ protection relay

ง. อื่น ๆ ที่การไฟฟ้านครหลวงจำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้า

4.6.3 ข้อกำหนดชนิดของข้อมูลที่ต้องรับจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ประกอบด้วย

คำสั่งการควบคุมสำหรับ ปลด/สับ circuit breaker และ protection relay ที่จำเป็น และอื่น ๆ ที่การไฟฟ้านครหลวงมีความจำเป็นในการควบคุมระบบไฟฟ้า

การแสดงผลข้อมูลที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าต้องแสดงผลที่ระบบคอมพิวเตอร์ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าเท่านั้น ห้ามมิให้แสดงข้อมูลแยกเป็นเอกเทศจากระบบคอมพิวเตอร์ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

4.6.4 วิธีการส่งข้อมูล

อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ต้องส่งข้อมูลมายังระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS หรือระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ด้วยระบบ real-time โดยอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลต้องส่งข้อมูลทันทีเมื่อมีการเปลี่ยนแปลง (unsolicited data) หรือส่งข้อมูลเมื่อมีการ poll โดยคาบของการ poll ข้อมูลไม่เกิน 2 วินาทีสำหรับข้อมูล status และไม่เกิน 10 วินาทีสำหรับข้อมูลค่าวัด อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลต้องสามารถติดต่อกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS ด้วย protocol DNP3 subset level 2 หรือ 3 (ทั้ง over serial

communication และ over IP communication) หรือระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ด้วย protocol DNP3 subset level 1 หรือสูงกว่า (over IP communication) ข้อมูลทั้งหมดต้องสามารถแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและการรับส่งข้อมูลต้องเป็นไปโดยอัตโนมัติทั้งนี้การเชื่อมต่อเข้ากับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS หรือระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS จะผ่านเครือข่ายสื่อสารของการไฟฟ้านครหลวงโดยจุดเชื่อมต่อเข้าระบบของการไฟฟ้านครหลวงและวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบสื่อสารของการไฟฟ้านครหลวง

อนึ่ง ระบบการรับส่งข้อมูลอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามเทคโนโลยี การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ได้ตามความเหมาะสม

4.6.5 ระบบการส่งข้อมูลอาจเปลี่ยนแปลงได้ตามเทคโนโลยี ซึ่งจะได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้านครหลวง

4.7 ระบบการติดต่อสื่อสาร

4.7.1 กรณีผู้ขอใช้บริการเชื่อมโยงในระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์

ผู้ขอใช้บริการจะต้องมีช่องทางการสื่อสารที่สามารถติดต่อกับการไฟฟ้านครหลวงได้ตลอดเวลาอย่างน้อย 3 ระบบ (รายละเอียดตามสิ่งแนบ 6) ได้แก่

(1) ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสาร

ก. เชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ใช้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS

ข. เชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบป้องกัน (protection relay) เช่น ในกรณีที่ใช้ line current differential relay หรือ กรณีการนำ distance relay ที่มีฟังก์ชัน POTT (Permissive Overreach Transfer Trip) และ PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip) เป็นต้น มาใช้งาน โดย การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาตามความเหมาะสม

(2) โทรศัพท์สายตรง ติดตั้งที่ผู้ขอใช้บริการ จำนวน 1 เลขหมาย เพื่อใช้ติดต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(3) วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) หรือตามที่มีการไฟฟ้านครหลวงเห็นสมควร จำนวน 1 เครื่อง ที่สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้ตลอดเวลา

ทั้งนี้ ผู้ขอใช้บริการต้องดำเนินการขอร่วมข่ายวิทยุสื่อสารกับการไฟฟ้านครหลวง โดยการไฟฟ้านครหลวงจะนำเสนอ คณะกรรมการกิจการกระจายเสียง กิจการโทรทัศน์ และกิจการโทรคมนาคมแห่งชาติ (กสทช.) เพื่อขออนุญาตการร่วมข่ายของผู้ขอใช้บริการ โดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบในการชำระค่าตอบแทนต่อปีในการใช้ความถี่กับ กสทช. โดยตรง

4.7.2 กรณีผู้ขอใช้บริการเชื่อมโยงในระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์ และกำลังการผลิตติดตั้งรวมเกิน 1 เมกะวัตต์ขึ้นไป

ผู้ขอใช้บริการจะต้องมีช่องทางการสื่อสารที่สามารถติดต่อกับการไฟฟ้านครหลวงได้ตลอดเวลาอย่างน้อย 3 ระบบ (รายละเอียดตามสิ่งแนบ 7) ได้แก่

(1) ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสาร เชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ใช้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS

(2) โทรศัพท์สายตรง ติดตั้งที่ผู้ขอใช้บริการ จำนวน 1 เลขหมาย เพื่อใช้ติดต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(3) วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) หรือตามที่การไฟฟ้านครหลวงเห็นสมควร จำนวน 1 เครื่อง ที่สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้ตลอดเวลา

ทั้งนี้ ผู้ขอใช้บริการต้องดำเนินการขอร่วมจ่ายวิทยุสื่อสารกับการไฟฟ้านครหลวง โดยการไฟฟ้านครหลวงจะนำเสนอ คณะกรรมการกิจการกระจายเสียง กิจการโทรทัศน์ และกิจการโทรคมนาคมแห่งชาติ (กสทช.) เพื่อขออนุญาตการร่วมจ่ายของผู้ขอใช้บริการ โดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบในการชำระค่าตอบแทนประจำปีในการใช้ความถี่กับ กสทช. โดยตรง

4.7.3 กรณีผู้ขอใช้บริการเชื่อมโยงในระบบแรงต่ำ หรือ ระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์ ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งจ่ายเข้าระบบ ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์

ผู้ขอใช้บริการจะต้องจัดหาเครื่องมือติดต่อสื่อสารที่สามารถติดต่อกับการไฟฟ้านครหลวงได้ตลอดเวลาอย่างน้อย 1 ระบบ ได้แก่ โทรศัพท์สายตรง ติดตั้งที่ผู้ขอใช้บริการ จำนวน 1 เลขหมาย เพื่อใช้ติดต่อกับการไฟฟ้านครหลวง

4.8 การเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อที่จะเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อจากส่วนที่ได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว จะต้องได้รับความเห็นชอบจากการไฟฟ้านครหลวงก่อน โดยส่งรายละเอียดแผนการเพิ่มกำลังการผลิตหรือขยายระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อให้การไฟฟ้านครหลวงพิจารณาจะเริ่มดำเนินการ 3 เดือน

4.9 ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอินเวอร์เตอร์

กรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการมีการใช้งานอินเวอร์เตอร์ประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย (Grid-connected Inverter) ทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือจากแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงอื่นๆ เป็นแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์เหล่านี้ต้องมีคุณสมบัติและผ่านการทดสอบตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้ใน “ข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย” (รายละเอียดตามสิ่งแนบ 8) จึงจะได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายของการไฟฟ้านครหลวง

5. ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

5.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการจะต้องเชื่อมโยงในระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ โดยมีหลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนี้

5.1.1 กรณีระบบ 69 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ต่อวงจร

5.1.2 กรณีระบบ 115 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ต่อวงจร

ทั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่อนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามที่ระบุข้างต้นเป็นเพียงข้อกำหนดในภาพรวมเท่านั้น ปริมาณกำลังไฟฟ้าแท้จริงที่การไฟฟ้านครหลวงอนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละจุดเชื่อมต่อ/วงจร อาจต่ำกว่าค่าที่ระบุข้างต้น โดยการไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาตามความเหมาะสม โดยคำนึงถึงความปลอดภัย คุณภาพ ประสิทธิภาพ ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

5.2 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับระบบควบคุมระยะไกล

5.2.1 ผู้ขอใช้บริการจะต้องเชื่อมโยงในระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ดำเนินการดังนี้

(1) ผู้ขอใช้บริการต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมทั้งระบบสื่อสารเพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS ตามรายละเอียดที่กำหนดในสิ่งแนบ 5 และสิ่งแนบ 6 รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อการควบคุมอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS โดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(2) circuit breaker ที่จุดเชื่อมต่อ รวมทั้ง circuit breaker และอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS โดยในภาวะปกติ การไฟฟ้านครหลวงจะควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าว โดยการประสานงานไปยังเจ้าหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อได้ตลอด 24 ชั่วโมง และทั้งนี้การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ในการควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าวได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS

5.2.2 VT, CT และ transducer ผู้ขอใช้บริการต้องใช้ VT. และ CT. ของสถานี เพื่อรองรับระบบควบคุมระยะไกล โดย VT. และ CT. ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า ($\pm 0.5\%$) ที่ใช้สำหรับระบบ protection สำหรับข้อมูลตามข้อ 4.6.1 (2) และมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม ($\pm 0.3\%$) ที่ใช้สำหรับระบบ metering สำหรับข้อมูลตามข้อ 4.6.1 (1) และมาตรวัดไฟฟ้าสำหรับข้อมูลตามข้อ 4.2

5.2.3 การดูแล บำรุงรักษาอุปกรณ์ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมใช้งานได้ตลอดเวลา หากตรวจพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ดังกล่าวเกิดขัดข้องผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จ สามารถใช้งานได้เป็นปกติ ภายใน 7 วัน โดยระหว่างที่อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) อยู่ระหว่างการแก้ไข การไฟฟ้านครหลวง ขอสงวนสิทธิ์ในการเข้าควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟ ณ จุดเชื่อมต่อ ได้ตลอด 24 ชั่วโมง และหากผู้เชื่อมต่อยังไม่สามารถดำเนินการแก้ไขให้ใช้งานได้ภายใน 7 วัน หรือเพิกเฉยไม่ดำเนินการ ใด ๆ นับจากวันที่ตรวจพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้เชื่อมต่อชำรุด การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

6. ข้อกำหนดสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

6.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

หลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่สามารถจ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในแต่ละระดับแรงดัน ดังนี้

6.1.1 ระบบ 230/400 โวลต์

(1) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบเฟสเดียวได้ หากมีกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเฟสเดียวหลายชุดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องกระจายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละเฟสให้สม่ำเสมอ โดยยอมให้มีความแตกต่างของกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

(2) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกัน ต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลโวลต์-แอมแปร์) หากผู้ขอใช้บริการยังคงต้องเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในบริเวณดังกล่าว จะต้องไปพิจารณาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ ระดับแรงดัน 12 กิโลโวลต์ขึ้นไป

6.1.2 ระบบ 12 และ 24 กิโลโวลต์

(1) ระบบจำหน่าย 12 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 4 เมกะวัตต์ / วงจร

(2) ระบบจำหน่าย 24 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ / วงจร

(3) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นเมกะวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงกำลังของสถานีไฟฟ้าย่อย ลูกเดียวกัน ต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 20 ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง (หน่วยเป็นเมกะโวลต์แอมแปร์)

(4) หากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขข้อ (1) – (3) ผู้ขอใช้บริการต้องไปพิจารณาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

6.1.3 ระบบ 69 และ 115 กิโลโวลต์

(1) กรณีระบบ 69 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ต่อวงจร

(2) กรณีระบบ 115 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ต่อวงจร

ทั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่อนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามที่ระบุข้างต้นเป็นเพียงข้อกำหนดในภาพรวมเท่านั้น ปริมาณกำลังไฟฟ้าแท้จริงที่การไฟฟ้านครหลวงอนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละจุดเชื่อมต่อ/วงจร อาจต่ำกว่าค่าที่ระบุข้างต้น โดยการไฟฟ้านครหลวงจะ

พิจารณาตามความเหมาะสม โดยคำนึงถึงความปลอดภัย คุณภาพ ประสิทธิภาพ ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

6.2 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับระบบควบคุมระยะไกล

6.2.1 กรณีผู้ใช้บริการเชื่อมโยงในระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์ ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวมเกิน 1 เมกะวัตต์ขึ้นไป หรือ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ดำเนินการดังนี้

(1) ผู้ใช้บริการต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมทั้งระบบสื่อสารเพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ใช้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS (กรณีเชื่อมโยงที่ระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์) ตามรายละเอียดที่กำหนดในสิ่งแนบ 5 และสิ่งแนบ 6 หรือระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS (กรณีเชื่อมโยงที่ระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์)ตามรายละเอียดที่กำหนดในสิ่งแนบ 5 และสิ่งแนบ 7 รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อการควบคุมอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS โดยผู้ใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(2) circuit breaker ที่จุดเชื่อมต่อ รวมทั้ง circuit breaker และอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อที่ติดตั้งในสถานี่ไฟฟ้า จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS โดยในภาวะปกติการไฟฟ้านครหลวงจะควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าว โดยการประสานงานไปยังเจ้าหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อได้ตลอด 24 ชั่วโมง และทั้งนี้การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ในการควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าวได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS

(3) การดูแล บำรุงรักษาอุปกรณ์ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมใช้งานได้ตลอดเวลา หากตรวจพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลดังกล่าวเกิดขัดข้องผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จ สามารถใช้งานได้เป็นปกติ ภายใน 7 วัน โดยระหว่างที่อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) อยู่ระหว่างการแก้ไข การไฟฟ้านครหลวง ขอสงวนสิทธิ์ในการเข้าควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟ ณ จุดเชื่อมต่อ ได้ตลอด 24 ชั่วโมง และหากผู้เชื่อมต่อยังไม่สามารถดำเนินการแก้ไขให้ใช้งานได้ภายใน 7 วัน หรือเพิกเฉยไม่ดำเนินการใด ๆ นับจากวันที่ตรวจพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้เชื่อมต่อชำรุด การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

6.2.2 VT, CT และ transducer ผู้ใช้บริการต้องยินยอมให้ใช้ VT. และ CT. ของสถานีเพื่อรองรับระบบควบคุมระยะไกล โดย VT. และ CT. ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า ($\pm 0.5\%$) ที่ใช้สำหรับระบบ protection สำหรับข้อมูลตามข้อ 4.6.1 (2) และข้อ 4.6.2 (2) และมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม ($\pm 0.3\%$) ที่ใช้สำหรับระบบ metering สำหรับข้อมูลตามข้อ 4.6.1 (1) และข้อ 4.6.2 (1) และมาตรวัดไฟฟ้า สำหรับข้อมูลตามข้อ 4.2

7. ข้อกำหนดสำหรับผู้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

7.1 เงื่อนไขการเดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

7.1.1 กรณีเชื่อมโยงในระบบ 230/400 โวลต์

(1) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกราย ทั้งจากผู้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก หรืออื่นๆ ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกัน ต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลวัตต์-แอมแปร์)

(2) ผู้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จะอนุญาตให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ แม้จะทำให้ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกันเกินร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย หากผู้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมมิให้เกิดการจ่ายไฟไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้อุปกรณ์ดังกล่าวต้องผ่านการตรวจสอบจากการไฟฟ้านครหลวงแล้ว

7.1.2 กรณีเชื่อมโยงในระบบตั้งแต่ 12 กิโลโวลต์ขึ้นไป ผู้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมมิให้เกิดการจ่ายไฟไหลย้อนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้อุปกรณ์ดังกล่าวต้องผ่านการตรวจสอบจากการไฟฟ้านครหลวงแล้ว

7.2 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับระบบควบคุมระยะไกล

7.2.1 กรณีผู้ขอใช้บริการเชื่อมโยงในระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ดำเนินการดังนี้

(1) ผู้ขอใช้บริการต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมทั้งระบบสื่อสารเพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS ตามรายละเอียดที่กำหนดในสิ่งแนบ 5 และสิ่งแนบ 6 รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อการควบคุมอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS โดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(2) circuit breaker ที่จุดเชื่อมต่อ รวมทั้ง circuit breaker และอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS โดยในภาวะปกติการไฟฟ้านครหลวงจะควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าว โดยการประสานงานไปยังเจ้าหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อได้ตลอด 24 ชั่วโมง และทั้งนี้การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ในการควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าวได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS

(3) circuit breaker อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อจะต้องสามารถ monitor ได้ที่ระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS

7.2.2 กรณีผู้ขอใช้บริการเชื่อมโยงในระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์ และกำลังการผลิตติดตั้งรวมเกิน 1 เมกะวัตต์ ขึ้นไป

(1) ผู้ขอใช้บริการต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมทั้งระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ตามรายละเอียดที่กำหนดในสิ่งแนบ 5 และสิ่งแนบ 7 รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS โดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(2) circuit breaker ที่จุดเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS โดยในภาวะปกติ การไฟฟ้านครหลวงจะควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าวโดยการประสานงานไปยังเจ้าหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อได้ตลอด 24 ชั่วโมง และทั้งนี้การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิในการควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าวได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS

(3) interconnection circuit breaker อุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อจะต้องสามารถ monitor ได้ที่ระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS

7.2.3 VT, CT และ transducer ผู้ขอใช้บริการต้องใช้ VT. และ CT. ของสถานี เพื่อรองรับระบบควบคุมระยะไกล โดย VT. และ CT. ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า ($\pm 0.5\%$) ที่ใช้สำหรับระบบ protection สำหรับข้อมูลตามข้อ 4.6.1 (2) และข้อ 4.6.2 (2) และมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม ($\pm 0.3\%$) ที่ใช้สำหรับระบบ metering สำหรับข้อมูลตามข้อ 4.6.1 (1) และข้อ 4.6.2 (1) และมาตรวัดไฟฟ้าสำหรับข้อมูลตามข้อ 4.2

7.2.4 การดูแล บำรุงรักษาอุปกรณ์ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมใช้งานได้ตลอดเวลา หากตรวจพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลดังกล่าวเกิดขัดข้องผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จ สามารถใช้งานได้เป็นปกติ ภายใน 7 วันและหากผู้เชื่อมต่อยังไม่สามารถดำเนินการแก้ไขให้ใช้งานได้ภายใน 7 วัน หรือเพิกเฉยไม่ดำเนินการใด ๆ นับจากวันที่ตรวจพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้เชื่อมต่อชำรุด การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

8. ข้อกำหนดสำหรับผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น

8.1 ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

หลักเกณฑ์ปริมาณกำลังไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการที่สามารถจ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละระดับแรงดัน ดังนี้

8.1.1 ระบบ 230/400 โวลต์

(1) ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบเฟสเดียวได้ หากมีกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 กิโลวัตต์ ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเฟสเดียวหลายชุดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องกระจายกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละเฟสให้สม่ำเสมอ โดยยอมให้มีความแตกต่างของกำลังผลิตติดตั้งในแต่ละเฟสสูงสุดไม่เกิน 5 กิโลวัตต์

(2) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นกิโลวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายลูกเดียวกัน ต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 15 ของพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (หน่วยเป็นกิโลวัตต์-แอมแปร์) หากผู้ขอใช้บริการยังคงต้องเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในบริเวณดังกล่าว จะต้องไปพิจารณาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ ระดับแรงดัน 12 กิโลโวลต์ขึ้นไป

8.1.2 ระบบ 12 และ 24 กิโลโวลต์

(1) ระบบจำหน่าย 12 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 4 เมกะวัตต์ / วงจร

(2) ระบบจำหน่าย 24 กิโลโวลต์ ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์ / วงจร

(3) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (หน่วยเป็นเมกะวัตต์) ของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงกำลังของสถานีไฟฟ้าย่อย ลูกเดียวกัน ต้องไม่เกินขีดจำกัดร้อยละ 20 ของพิกัดหม้อแปลงกำลัง (หน่วยเป็นเมกะโวลต์แอมแปร์)

(4) หากไม่เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ (1) – (3) ผู้ขอใช้บริการต้องไปพิจารณาเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป

8.1.3 ระบบ 69 และ 115 กิโลโวลต์

(1) กรณีระบบ 69 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ต่อวงจร

(2) กรณีระบบ 115 กิโลโวลต์ กำลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทั้งหมดที่ติดตั้งในสายส่งเดียวกันต้องไม่เกิน 180 เมกะวัตต์ต่อวงจร

ทั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่อนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามที่ระบุข้างต้นเป็นเพียงข้อกำหนดในภาพรวมเท่านั้น ปริมาณกำลังไฟฟ้าแท้จริงที่การไฟฟ้านครหลวงอนุญาตให้จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละจุดเชื่อมต่อ/วงจร อาจต่ำกว่าค่าที่ระบุข้างต้น โดยการไฟฟ้านครหลวง

จะพิจารณาตามความเหมาะสม โดยคำนึงถึงความปลอดภัย คุณภาพ ประสิทธิภาพ ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

8.2 การเตรียมอุปกรณ์สำหรับระบบควบคุมระยะไกล

8.2.1 กรณีผู้ใช้บริการเชื่อมโยงในระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์ ดำเนินการดังนี้

(1) ผู้ขอใช้บริการต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมทั้งระบบสื่อสารเพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS ตามรายละเอียดที่กำหนดในสิ่งแนบ 5 และสิ่งแนบ 6 รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อการควบคุมอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS โดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(2) circuit breaker ที่จุดเชื่อมต่อ รวมทั้ง circuit breaker และอุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อที่ติดตั้งในสถานีไฟฟ้า จะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS โดยในภาวะปกติการไฟฟ้านครหลวงจะควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าว โดยการประสานงานไปยังเจ้าหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อได้ตลอด 24 ชั่วโมง และทั้งนี้การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ในการควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าวได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS

8.2.2 กรณีผู้ใช้บริการเชื่อมโยงในระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์ และกำลังการผลิตติดตั้งรวมเกิน 1 เมกะวัตต์ ขึ้นไป ดำเนินการดังนี้

(1) ผู้ขอใช้บริการต้องเป็นผู้จัดหา ออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมทั้งระบบสื่อสารเพื่อใช้ในการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้ขอใช้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ตามรายละเอียดที่กำหนดในสิ่งแนบ 5 และสิ่งแนบ 7 รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS โดยผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(2) circuit breaker ที่จุดเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ตัดการเชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS โดยในภาวะปกติ การไฟฟ้านครหลวงจะควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าวโดยการประสานงานไปยังเจ้าหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อได้ตลอด 24 ชั่วโมง และทั้งนี้การไฟฟ้านครหลวงสงวนสิทธิ์ในการควบคุมอุปกรณ์ดังกล่าวได้โดยระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS

8.2.3 VT, CT และ transducer ผู้ขอใช้บริการต้องใช้ VT. และ CT. ของสถานี เพื่อรองรับระบบควบคุมระยะไกล โดย VT. และ CT. ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า ($\pm 0.5\%$) ที่ใช้สำหรับระบบ protection สำหรับข้อมูลตามข้อ 4.6.1 (2) และข้อ 4.6.2 (2) และมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม ($\pm 0.3\%$) ที่ใช้สำหรับระบบ metering สำหรับข้อมูลตามข้อ 4.6.1 (1) และข้อ 4.6.2 (1) และมาตรวัดไฟฟ้าสำหรับข้อมูลตามข้อ 4.2

8.2.4 การดูแล บำรุงรักษาอุปกรณ์ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) พร้อมใช้งานได้ตลอดเวลา หากตรวจพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล ดังกล่าวเกิดขัดข้องผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จ สามารถใช้งานได้เป็นปกติ ภายใน 7 วันและหากผู้เชื่อมต่อยังไม่สามารถดำเนินการแก้ไขให้ใช้งานได้ภายใน 7 วัน หรือเพิกเฉยไม่ดำเนินการใด ๆ นับจากวันที่ตรวจพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้เชื่อมต่อชำรุด การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิ์ปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

สิ่งแนบ 1

มาตรฐานอุปกรณ์ไฟฟ้า

อุปกรณ์ไฟฟ้าต้องเป็นไปตามมาตรฐานอ้างอิงตามรายการดังนี้หรือที่การไฟฟ้านครหลวงยอมรับ

อุปกรณ์ไฟฟ้า	มาตรฐานอ้างอิง
TOU Meter	ANSI C12.16 และ ANSI C12.20 or IEC 62052-11, 62053-21 และ 62053-22 or มอก. 1030, มอก. 2543 และ มอก. 2544
Instrument Transformer	IEC 60044-1 และ IEC 60044-2 or IEC 61869-2 และ IEC 61869-3 or ANSI C57.13
Circuit Breaker	IEC 60056 or ANSI C37.11 or NEMA SG4
Protection Relay	IEC ผู้ผลิตใน supplier list ของการไฟฟ้านครหลวงดังนี้ ABB, Areva, GE, Merlin Gerin(group Schneider), Reyrolle, Schweitzer(Sel), Siemens และ SEG
Disconnecting Switch	IEC 60129 or ANSI C37.30 , ANSI C37.32 และ ANSI C37.34
Distribution Fuse Cutout	IEEE C37.41 และ ANSI C37.42 or NEMA SG2
Ring Main Unit	IEC 62271-200 Internal Arc test IEC 62271-200
Gas Insulated Switchgear	IEC
Power Quality Meter	IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-7 และ IEC 61000-4-15

สิ่งแนบ 2

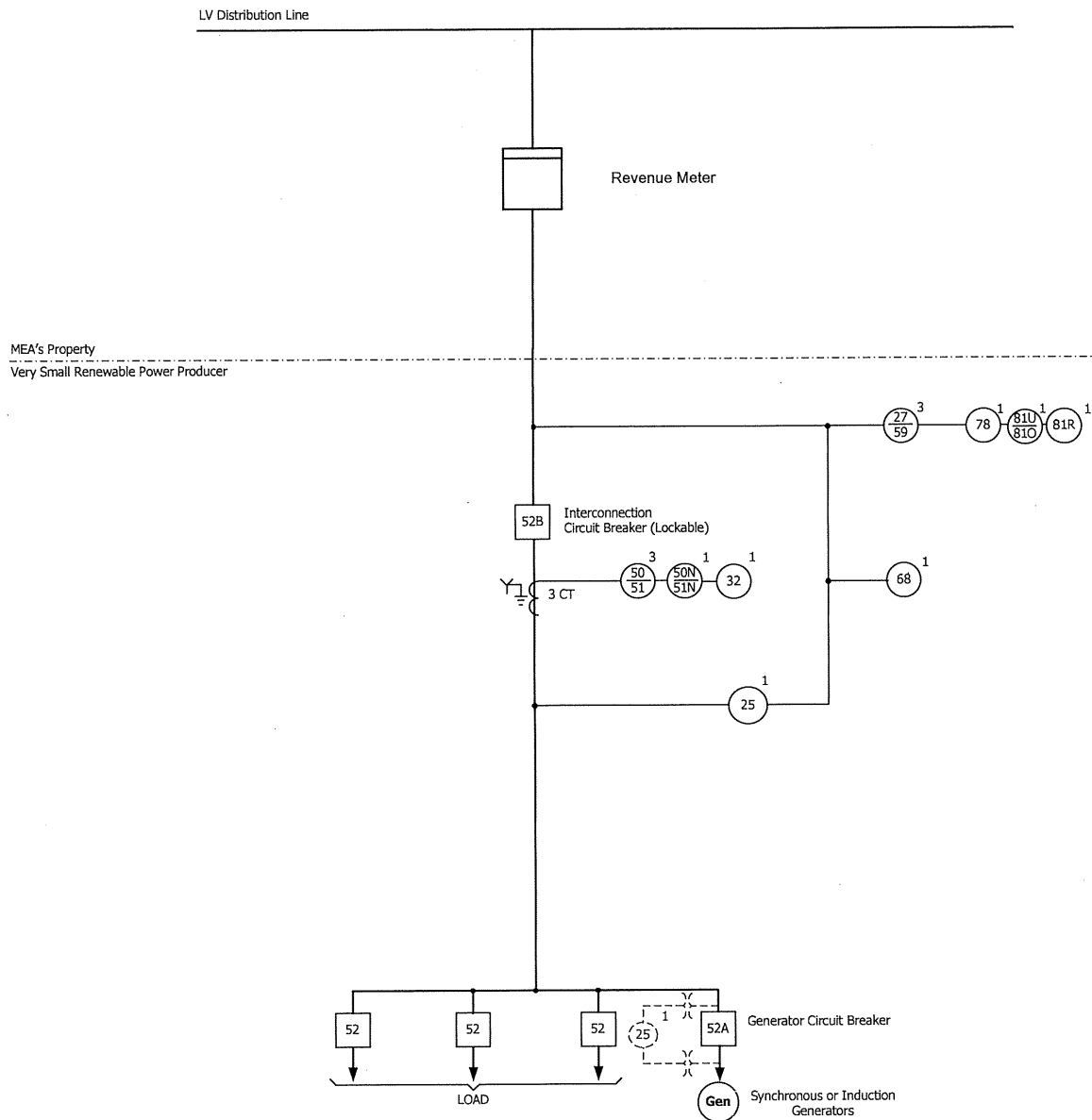
รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าการไฟฟ้านครหลวง

ผู้ขอใช้บริการจะต้องติดตั้งรีเลย์ป้องกันให้เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของตน โดยขึ้นอยู่กับรูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ดังนี้

1. รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 230/400 โวลต์
2. รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 12 และ 24 กิโลโวลต์
 - 2.1 VSPP/ Generator Connection for Overhead System
 - 2.2 VSPP/ Generator Connection for Underground System
3. รูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 69 และ 115 กิโลโวลต์
 - 3.1 VSPP (69 or 115 kV) with In Line Connection
 - 3.2 VSPP (69 or 115 kV) with Bus Extension Connection
 - 3.3 SPP (69 or 115 kV) with In Line Connection
 - 3.4 SPP (69 or 115 kV) with Bus Extension Connection
 - 3.5 Generator Connection (69 or 115 kV) with In Line Connection
 - 3.6 Generator Connection (69 or 115 kV) with Bus Extension Connection
 - 3.7 Generator Connection (69 or 115 kV) with T-Tapped Connection

ยกเว้นระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้อินเวอร์เตอร์ประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย (Grid-connected Inverter) ทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ หรือจากแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงอื่นๆ เป็นแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า การติดตั้งรีเลย์ป้องกันและรูปแบบการเชื่อมต่อให้พิจารณาตามประกาศที่เกี่ยวข้องของการไฟฟ้านครหลวงเป็นคราวไป

1. MEA Distribution System (230/400 V)



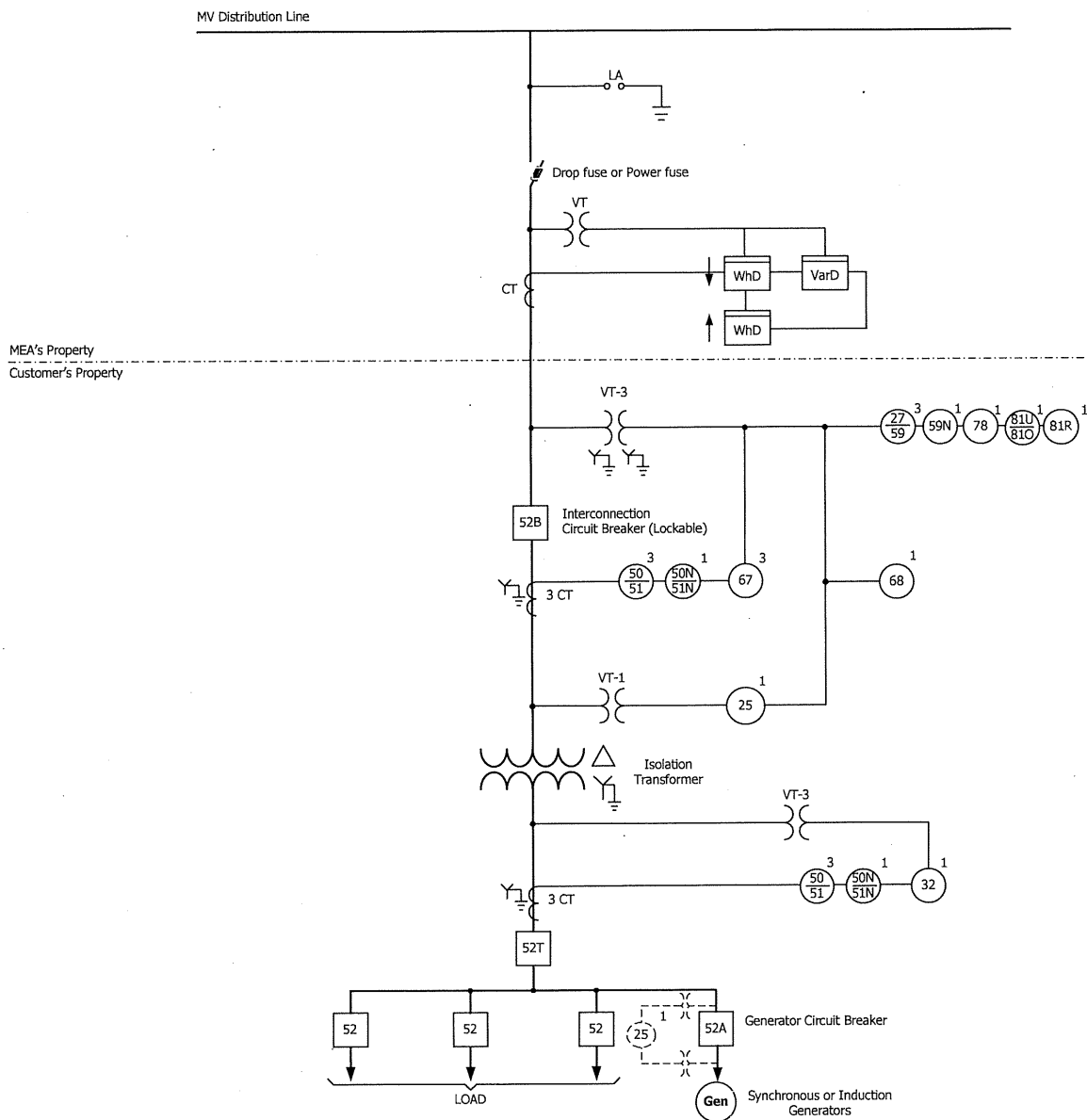
Device no.	Function	Trips	Note
25	Synchronizing check	-	For 52B, 52A
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	
50/51, 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent	52B	
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
81U/81O/81R	Under and Over Frequency and Rate of Change of Frequency	52B	
78	Voltage Vector Shift	52B	
32	Reverse Power	52B	

Remark

*25 not necessary for Induction Generators

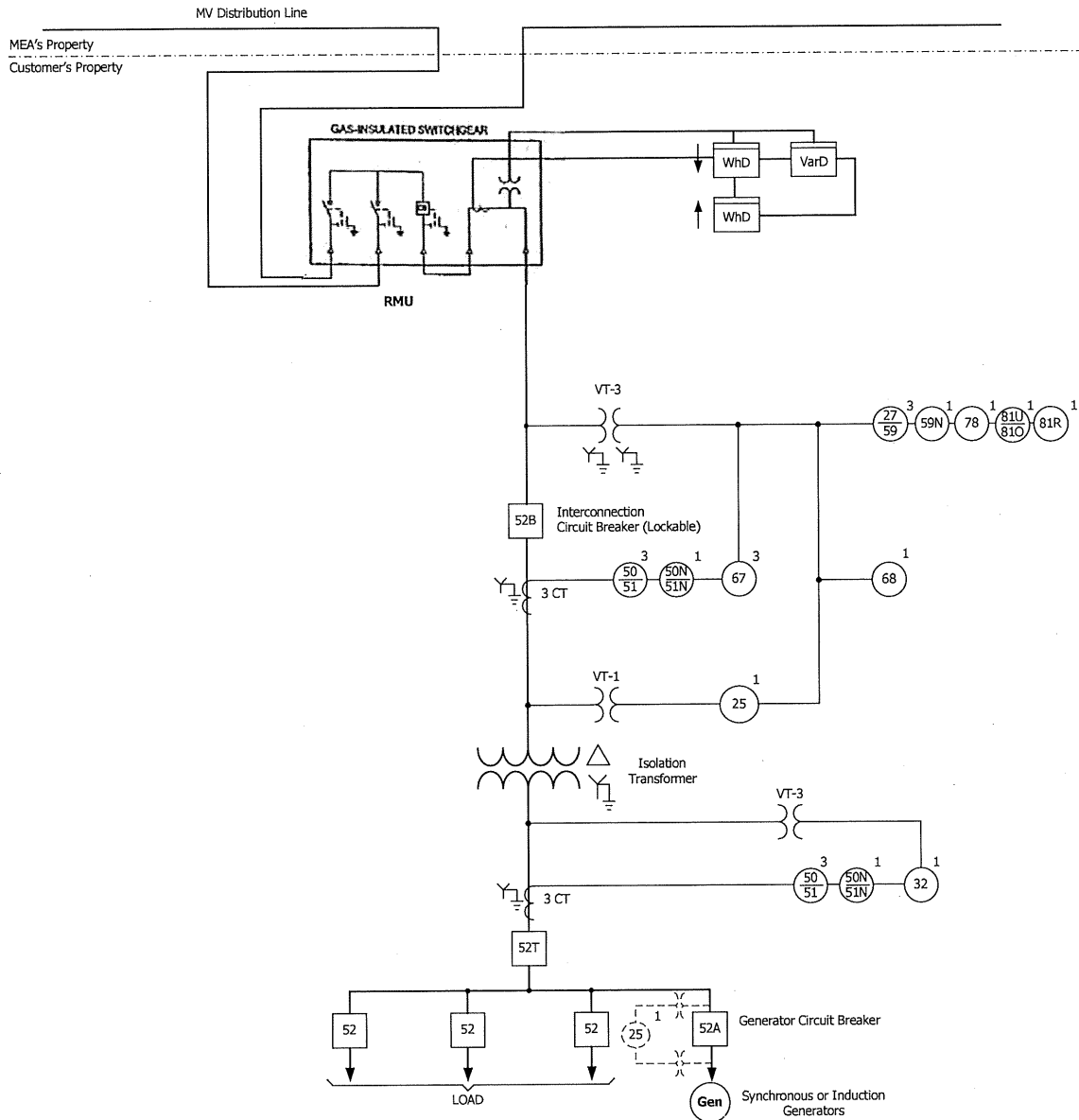
*32 necessary for 3-phase generator connection (no energy sale) that exceeds 15 % of distribution transformer capacity

2.1 MEA Distribution System (12 or 24 kV) for Overhead System



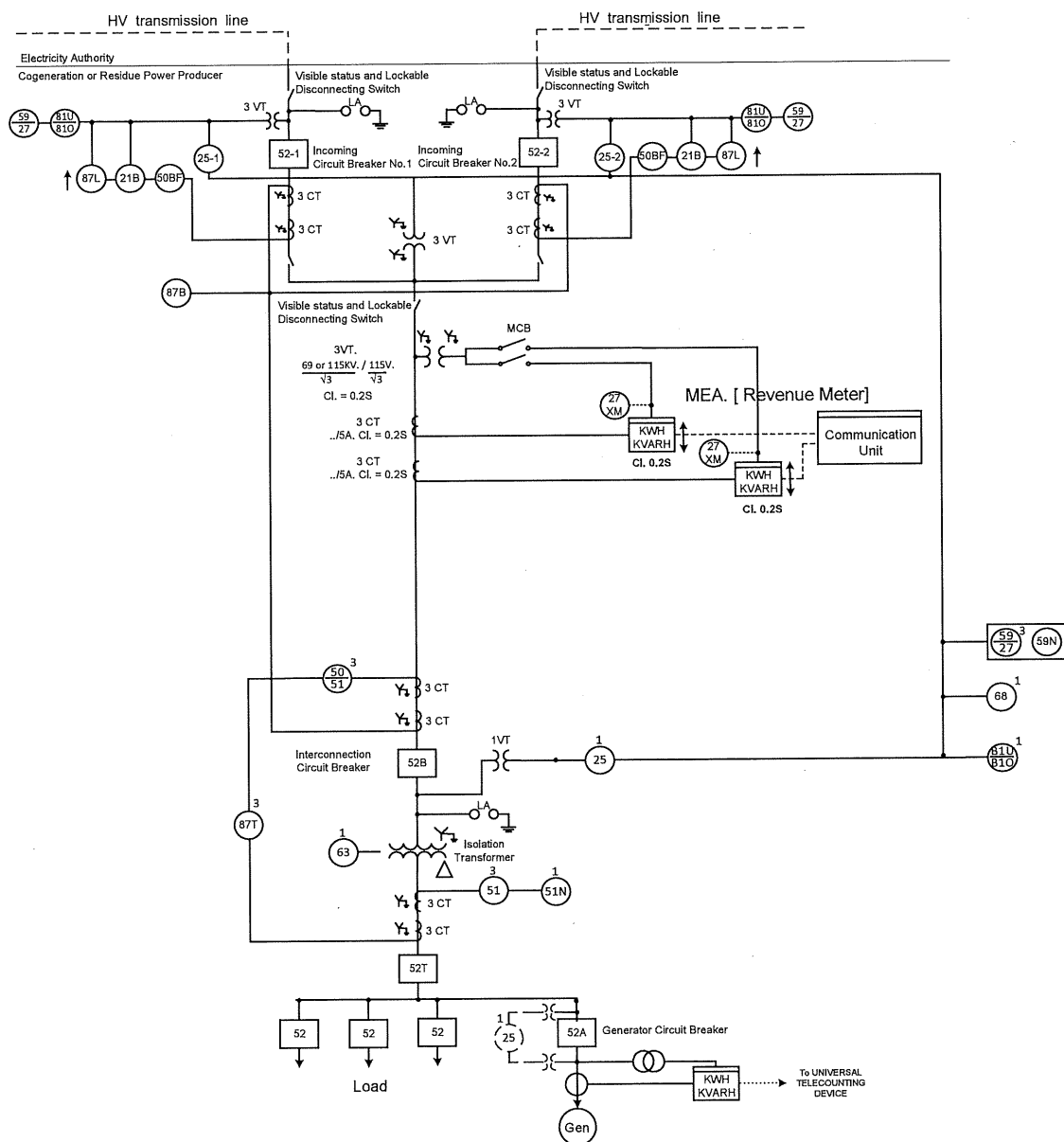
Device no.	Function	Trips	Note
25	Synchronizing check	-	For 52B, 52A
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	
50/51, 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent	52B, 52T	
59N	Zero Sequence Overvoltage	52B	
67	Directional Phase Overcurrent	52B, 52T	
32	Reverse Power	52B, 52T	
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
81U/81O/81R	Under and Over Frequency and Rate of Change of Frequency	52B	
78	Phase/Vector Shift	52B	
Remark			
*25 not necessary for Induction Generators			
*32 not necessary for VSPP			

2.2 MEA Distribution System (12 or 24 kV) for Underground System



Device no.	Function	Trips	Note
25	Synchronizing check	-	For 52B, 52A
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	
50/51, 50N/51N	Phase and Ground Overcurrent	52B, 52T	
59N	Zero Sequence Overvoltage	52B	
67	Directional Phase Overcurrent	52B, 52T	
32	Reverse Power	52B, 52T	
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
81U/81O/81R	Under and Over Frequency and Rate of Change of Frequency	52B	
78	Voltage Vector Shift	52B	
Remark			
*25 not necessary for Induction Generators			
*32 not necessary for VSPP			

3.1 MEA Transmission System (69 or 115 kV) with In Line Connection for VSP

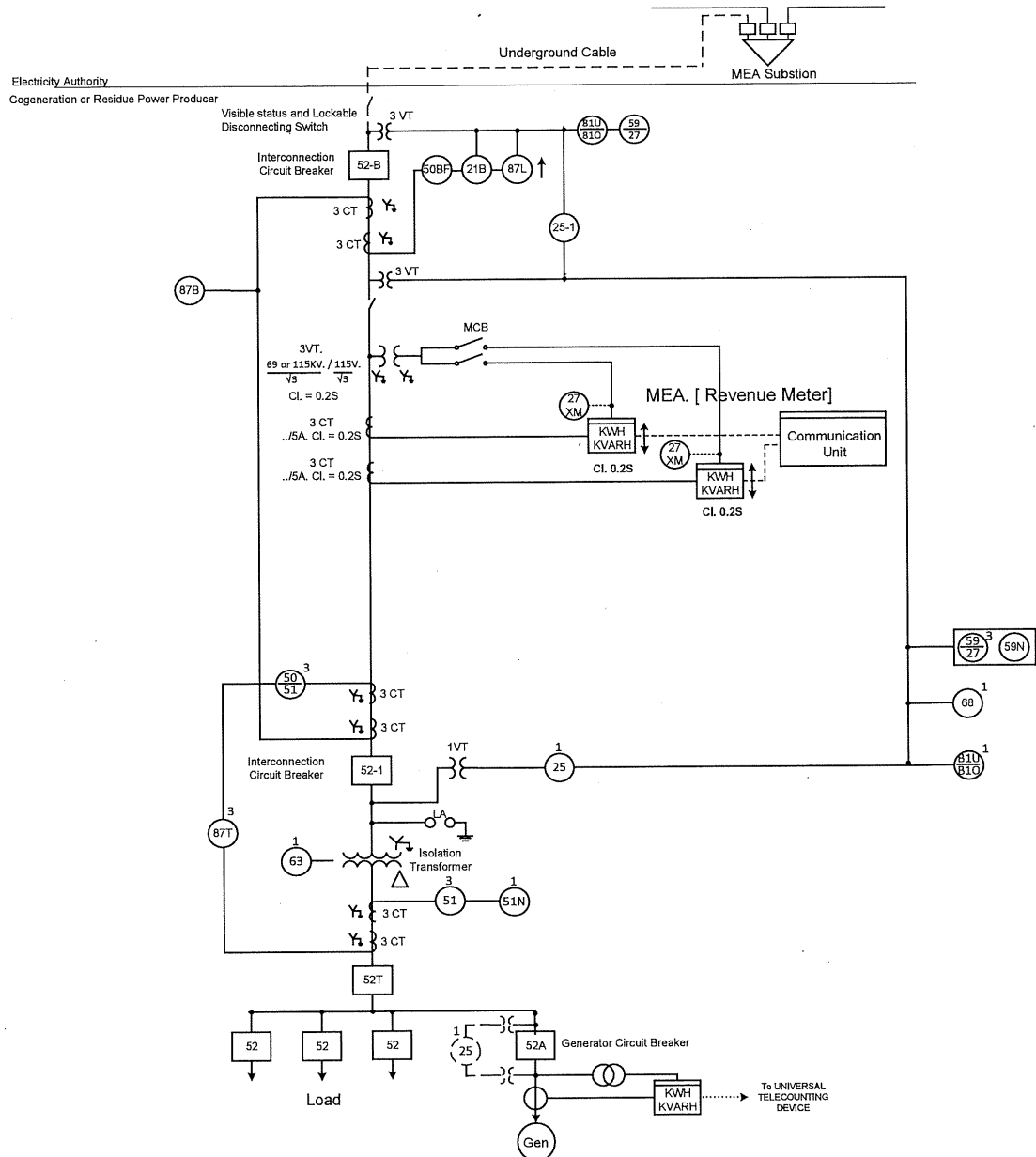


<u>Device no.</u>	<u>Function</u>	<u>Trips</u>	<u>Note</u>
21B	Backup Distance relay	52-1, 52-2	-
25-1	Synchronizing Check	-	For 52-1
25-2	Synchronizing Check	-	For 52-2
25	Synchronizing Check	-	For 52B
50/51	Phase Overcurrent relay	52B, 52T	-
50BF	CB. Fail Relay	52B	-
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	-
59N	Ground Over Voltage relay	52B	-
63	Transformer fault pressure relay	52B, 52T	-
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
81U/81O	Under and Over Frequency	52B	-
87B	Bus Differential relay	52-1, 52-2, 52B	-
87L	Line Current Differential relay	52-1, 52-2	-
87K	Transformer Differential relay	52B, 52T	-
MCB	3 Phase Miniature Circuit Breaker		
27XM	Loss of Potential relay		

หมายเหตุ การติดตั้ง Lightning Arrester (LA) ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อการไฟฟ้าแรงหลวง ด้วยระบบ Underground Cable หรือ GIS ต้องให้การไฟฟ้าแรงหลวงเป็นผู้พิจารณาดำเนินการติดตั้ง



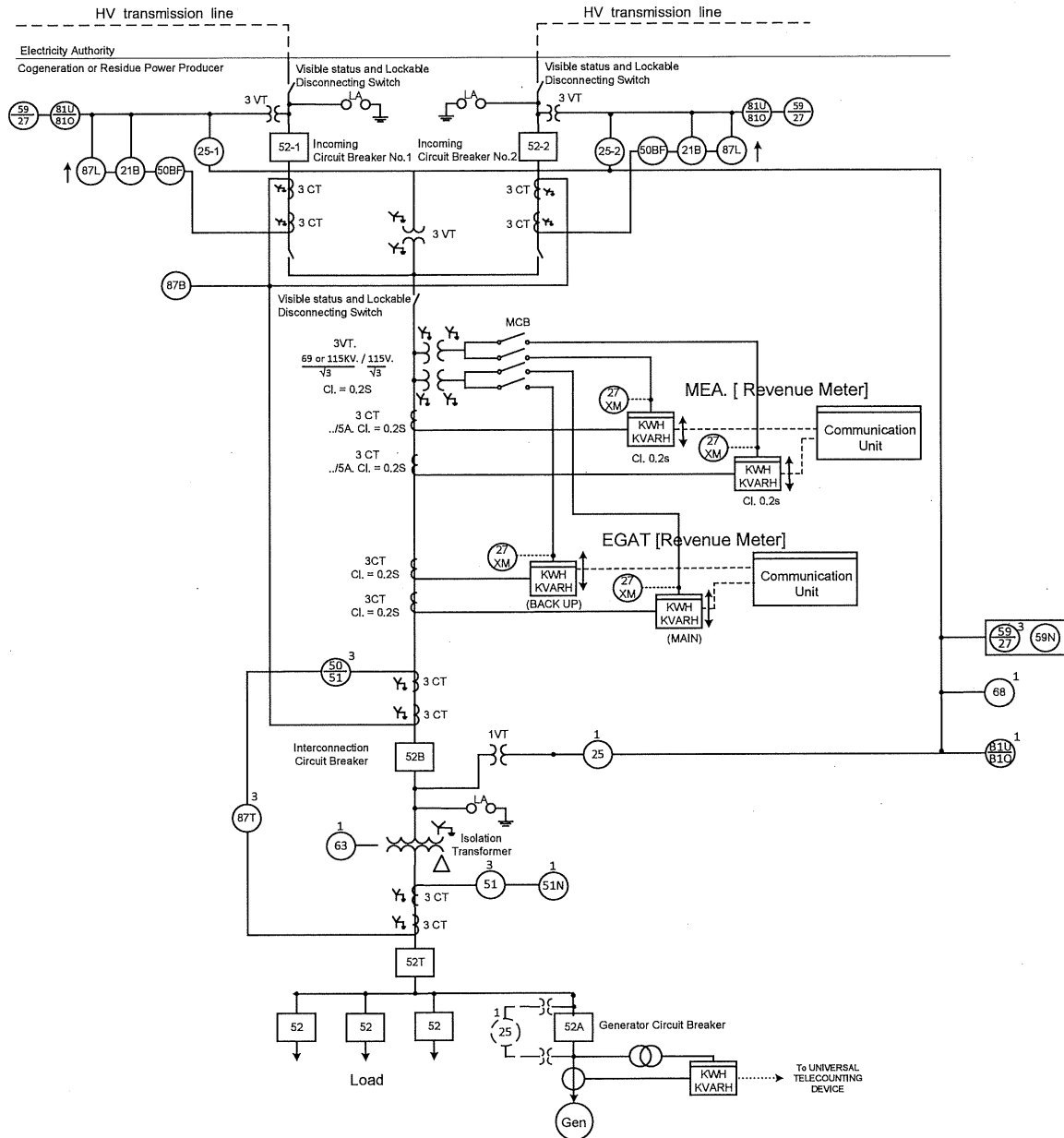
3.2 MEA Transmission System (69 or 115 kV) with Bus Extension Connection for VSPP



Device no.	Function	Trips	Note
21B	Backup Distance relay	52-1, 52-2	-
25-1	Synchronizing Check	-	For 52-1
25	Synchronizing Check	-	For 52B
50/51	Phase Overcurrent relay	52B, 52T	-
50BF	CB. Fail Relay	52B	-
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	-
59N	Ground Over Voltage relay	52B	-
63	Transformer fault pressure relay	52B, 52T	-
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
81U/81O	Under and Over Frequency	52B	-
87B	Bus Differential relay	52-1, 52-2, 52B	-
87L	Line Current Differential relay	52-1, 52-2	-
87K	Transformer Differential relay	52B, 52T	-
MCB	3 Phase Miniature Circuit Breaker	-	-
27XM	Loss of Potential relay	-	-

หมายเหตุ การติดตั้ง Lightning Arrester (LA) ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อการไฟฟ้านครหลวง ด้วยระบบ Underground Cable หรือ GIS ต้องให้การไฟฟ้านครหลวงเป็นผู้พิจารณาตำแหน่งติดตั้ง

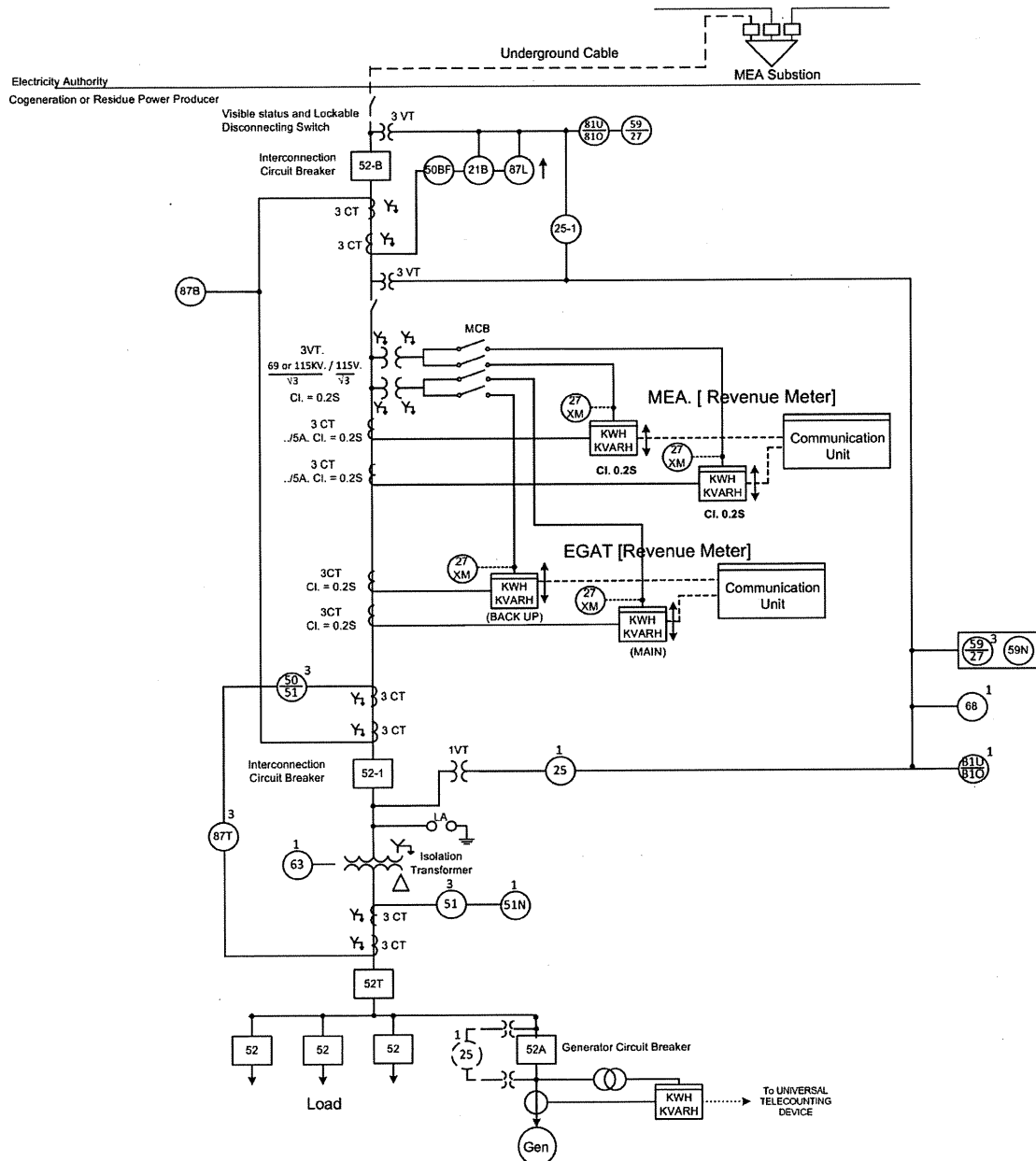
3.3 MEA Transmission System (69 or 115 kV) with In Line Connection for SPP



Device no.	Function	Trips	Note
21B	Backup Distance relay	52-1, 52-2	-
25-1	Synchronizing Check	-	For 52-1
25-2	Synchronizing Check	-	For 52-2
25	Synchronizing Check	-	For 52B
50/51	Phase Overcurrent relay	52B, 52T	-
50BF	CB. Fail Relay	52B	-
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	-
59N	Ground Over Voltage relay	52B	-
63	Transformer fault pressure relay	52B, 52T	-
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
81U/81O	Under and Over Frequency	52B	-
87B	Bus Differential relay	52-1, 52-2, 52B	-
87L	Line Current Differential relay	52-1, 52-2	-
87K	Transformer Differential relay	52B, 52T	-
MCB	3 Phase Miniature Circuit Breaker	-	-
27XM	Loss of Potential relay	-	-

หมายเหตุ การติดตั้ง Lightning Arrester (LA) ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อกับการไฟฟ้านครหลวง ด้วยระบบ Underground Cable หรือ GIS ต้องให้การไฟฟ้านครหลวงเป็นผู้พิจารณาตำแหน่งติดตั้ง

3.4 MEA Transmission System (69 or 115 kV) with Bus Extension Connection for SPP



Device no.	Function	Trips	Note
21B	Backup Distance relay	52-1, 52-2	-
25-1	Synchronizing Check	-	For 52-1
25	Synchronizing Check	-	For 52B
50/51	Phase Overcurrent relay	52B, 52T	-
50BF	CB. Fail Relay	52B	-
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	-
59N	Ground Over Voltage relay	52B	-
63	Transformer fault pressure relay	52B, 52T	-
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
81U/81O	Under and Over Frequency	52B	-
87B	Bus Differential relay	52-1, 52-2, 52B	-
87L	Line Current Differential relay	52-1, 52-2	-
87K	Transformer Differential relay	52B, 52T	-
MCB	3 Phase Miniature Circuit Breaker		
27XM	Loss of Potential relay		

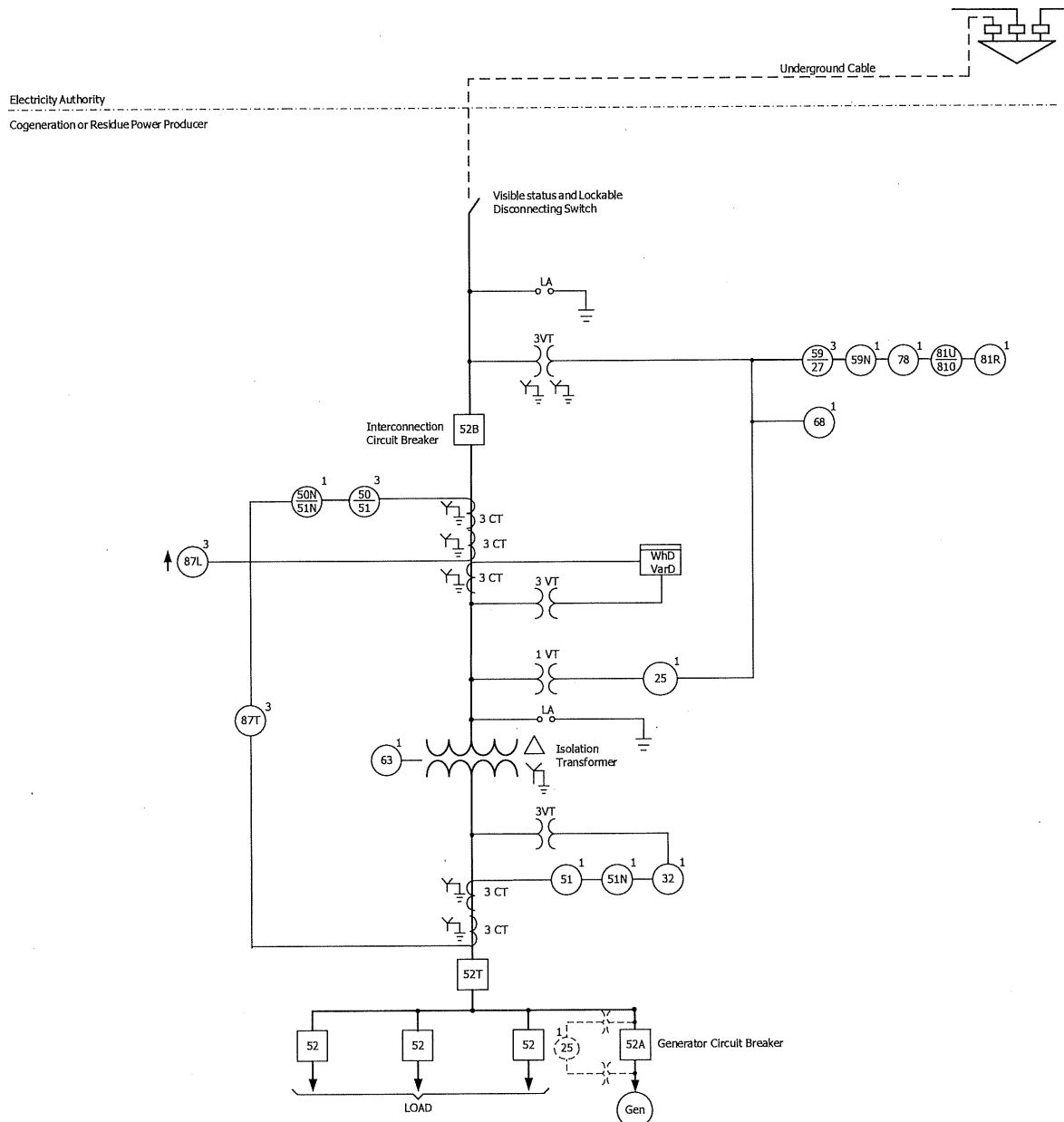
หมายเหตุ การติดตั้ง Lightning Arrester (LA) ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อกับการไฟฟ้านครหลวง ด้วยระบบ Underground Cable หรือ GIS ต้องให้การไฟฟ้านครหลวงเป็นผู้พิจารณาตำแหน่งติดตั้ง

[illegible]

<u>Device no.</u>	<u>Function</u>	<u>Trips</u>	<u>Note</u>
21	Distance relay	52-1, 52-2	-
25	Synchronizing check	-	For 52B
50/51	Phase Overcurrent relay	52B, 52T	-
50N/51N	Ground Overcurrent relay	52B, 52T	-
50BF	CB. Fail relay	52-1, 52-2, 52B	-
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	-
59N	Ground Over Voltage relay	52B	-
63	Transformer fault pressure relay	52B, 52T	-
67/67N OR 32	Directional Phase Overcurrent and Ground Overcurrent	52-1, 52-2 (OR 52T)	-
	OR Reverse Power relay	-	
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
78	Voltage Vector Shift	52B	-
79	Auto reclosing relay	52-1, 52-2	-
81U/81O/81R	Under and Over and Rate of Change of Frequency	52B	-
87B	Bus Differential relay	52-1, 52-2, 52B	-
87L	Line Differential relay	52-1, 52-2	-
87T	Transformer Differential relay	52B, 52T	-
MCB	3 Phase Miniature Circuit Breaker		
27XM	Loss of Potential relay		
A	Ampere meter		

หมายเหตุ การติดตั้ง Lightning Arrester (LA) ในกรณีรูปแบบของการเชื่อมต่อแตกต่างไปจากที่กำหนด ต้องให้การไฟฟ้านครหลวงเป็นผู้พิจารณาตำแหน่งติดตั้ง

3.6 MEA Transmission System (69 or 115 kV) with Bus Extension Connection for Generator Connection only (No Energy Sale)



Device no.	Function	Trips	Note
25	Synchronizing check	-	For 52B
32	Reverse Power relay	52T	-
50/51	Phase Overcurrent relay	52B, 52T	-
50N/51N	Ground Overcurrent relay	52B, 52T	-
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	-
59N	Ground Over Voltage relay	52B	-
63	Transformer fault pressure relay	52B, 52T	-
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
78	Voltage Vector Shift	52B	-
81U/81O/81R	Under and Over and Rate of Change of Frequency	52B	-
87T	Transformer Differential relay	52B, 52T	-
87L	Line Differential relay	52B	-
MCB	3 Phase Miniature Circuit Breaker	-	-
27XM	Loss of Potential relay	-	-

หมายเหตุ การติดตั้ง Lightning Arrester (LA) ในกรณีที่มีรูปแบบของการเชื่อมต่อแตกต่างไปจากที่กำหนด ต้องให้การไฟฟ้าแรงลวเป็นผู้พิจารณาตำแหน่งติดตั้ง

[illegible]

Device no.	Function	Trips	Note
25	Synchronizing check	-	For 52B
32	Reverse Power relay	52T	-
50/51	Phase Overcurrent relay	52B, 52T	-
50N/51N	Ground Overcurrent relay	52B, 52T	-
59/27	Over and Under Voltage relay	52B	-
59N	Ground Over Voltage relay	52B	-
63	Transformer fault pressure relay	52B, 52T	-
68	Voltage relay Block Closing Circuit While De-energize	-	For 52B
78	Voltage Vector Shift	52B	-
81U/81O	Under and Over Frequency	52B	-
87T	Transformer Differential relay	52B, 52T	-
MCB	3 Phase Miniature Circuit Breaker		
27XM	Loss of Potential relay		

สิ่งแนบ 3

ขั้นตอนและเงื่อนไขในการตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้า

1. การไฟฟ้านครหลวงจะทำการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมของผู้ขอใช้บริการ เพื่อประเมินผลกระทบทางด้านคุณภาพไฟฟ้าในช่วงที่ทำการทดสอบเชื่อมโยง
 - 1.1 การไฟฟ้านครหลวงจะติดตั้งเครื่องตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าก่อนการเชื่อมโยงเป็นเวลา 1 สัปดาห์ และติดตั้งเครื่องตรวจวัดฯต่อเนื่องไปอีก 1 สัปดาห์ภายหลังการเชื่อมโยงระหว่างช่วงเวลาที่ตรวจวัดระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการต้องทำงานในสภาวะใช้งานจริงซึ่งสร้างมลภาวะทางไฟฟ้าออกมาเป็นปริมาณสูงสุด
 - 1.2 ปริมาณมลภาวะทางไฟฟ้า (แรงดันกระเพื่อม กระแสฮาร์มอนิก และกระแสไม่สมดุล) ซึ่งเกิดจากระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการ (ประเมินจากผลการตรวจวัดก่อนและหลังการเชื่อมโยง) จะต้องไม่เกินขีดจำกัดที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนด จึงจะอนุญาตให้เชื่อมโยงบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง
2. ภายหลังการเชื่อมโยง ผู้เชื่อมต่อยังคงต้องควบคุมไม่ให้ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อสร้างมลภาวะทางไฟฟ้าที่จุดต่อร่วมเกินกว่าขีดจำกัดที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนด การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิในการเข้าไปตรวจสอบภายในระบบของผู้เชื่อมต่อเพิ่มเติมหลังการเชื่อมโยงโดยไม่คิดค่าใช้จ่าย หากสงสัยว่าผู้เชื่อมต่อมีแนวโน้มที่จะสร้างมลภาวะทางไฟฟ้าเกินขีดจำกัด ซึ่งหากตรวจสอบพบเช่นนั้นผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขให้เป็นไปตามที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนด
3. การไฟฟ้านครหลวงขอสงวนสิทธิในการปลดการเชื่อมโยง หากระบบผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อไม่เป็นไปตามเงื่อนไขข้อกำหนดทางด้านคุณภาพไฟฟ้า เพื่อรักษาระดับคุณภาพไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าโดยรวมให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมไม่ส่งผลเสียต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นๆ

สิ่งแนบ 4

คุณสมบัติของเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า

Power Quality Meter Requirement

1. Power quality meter shall measure and record the 3 phase true RMS electrical value in 2 categories which are Profile Recording and Event Recording.
2. Profile recording is the continuous recording of average, minimum and maximum RMS value over 10 minutes period including Voltage, Ampere, Real Power, Reactive Power, Apparent Power, Power Factor, Harmonics (Voltage, Current and Power up to 50th), Voltage Unbalance (Unbalance Factor, Positive Sequence Voltage, Negative Sequence Voltage and Zero Sequence Voltage) and Flicker (Short Term Flicker Index, Pst, and Long Term Flicker Index, Plt). Note except Plt which calculate over 2 hours period.
3. Event recording is the condition triggered recording of a voltage and current waveform of an abnormal event including Voltage Sag (Dip), Voltage Swell and Short Interruption with the minimum sampling resolution of 128 samples per cycle and allow user to adjust the trigger condition.
4. Power quality meter shall comply with the latest version of international standard IEC 61000-4-30 (power quality measurement method) class A performance, IEC 61000-4-7 (harmonics) and IEC 61000-4-15 (flicker).
5. The internal memory of power quality meter shall be enough to store all measurement data at least 7 days without data loss.
6. Power quality meter shall have an internal battery backup for ride through capability at least 1 hour in case of power supply failure and shall have an automatic restart function in case of back up battery deplete.

สิ่งแนบ 5

รายละเอียดข้อกำหนดของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ที่ใช้ เชื่อมต่อกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS หรือระบบรับ-ส่งข้อมูล ระยะไกล SCADA/DMS

ข้อกำหนดนี้จะระบุชนิดของข้อมูล วิธีการ มาตรฐาน และอุปกรณ์ประกอบต่างๆเพื่อการ
รับ-ส่งข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) กับระบบรับ-ส่งข้อมูล
ระยะไกล SCADA/EMS หรือระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS

1. ข้อกำหนดสำหรับผู้เชื่อมต่อที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีขนาด
เครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกัน เกิน 1 เมกะวัตต์ขึ้นไป ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
และผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น

1.1 จำนวนและชนิดของข้อมูลที่ต้องรับ-ส่งข้อมูลมายังศูนย์ควบคุมระบบ
ไฟฟ้า

ผู้ขอใช้บริการเป็นผู้จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit)
โดยจะต้องรับ-ส่งข้อมูลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS (กรณีเชื่อมโยงที่ระบบ 69 หรือ
115 กิโลโวลต์) และรับ-ส่งข้อมูลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS (กรณีเชื่อมโยงที่
ระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์) โดยมีจำนวน Input – Output Point เป็นไปตามที่การไฟฟ้านคร
หลวงกำหนด

1.2 มาตรฐานการสื่อสารข้อมูล

อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ของผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลมายัง
ระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS หรือระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ด้วย
ระบบ real-time โดยอุปกรณ์ควบคุมระยะไกลต้องส่งข้อมูลทันทีเมื่อมีการเปลี่ยนแปลง
(unsolicited data) หรือส่งข้อมูลเมื่อมีการ poll โดยคาบของการ poll ข้อมูลไม่เกิน 2 วินาที
สำหรับข้อมูล status และไม่เกิน 10 วินาทีสำหรับข้อมูลค่าวัด อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลต้องสามารถ
ติดต่อกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS ด้วย protocol DNP3 subset level 2 หรือ 3
(ทั้ง over serial communication และ over IP communication) หรือระบบรับ-ส่งข้อมูล
ระยะไกล SCADA/DMS ด้วย protocol DNP3 subset level 1 หรือสูงกว่า (over IP
communication) โดยมีรายละเอียดของ Device Profile and Implementation Table ของ
โปรโตคอลที่ใช้ภายในระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS หรือ ระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล
SCADA/DMS ที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนด

1.3 สัญญาณ Input/Output Point

1.3.1 Analog Input

จะต้องจัดหาอุปกรณ์ควบคุมที่มีค่าความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินกว่า $\pm 0.2\%$ ของ Full Scale หรือค่าทางการวัดที่มีความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกิน $\pm 1\%$ รวมค่าความเที่ยงตรงของ CT หรือ PT แล้ว

1.3.2 Status Input

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

- (1) Single Contact, Two-State Status สำหรับส่งข้อมูลชนิด Alarm
- (2) Double Contact สำหรับส่งข้อมูลสถานะของเซอร์กิตเบรกเกอร์หรือสวิตช์

1.3.3 Control Output สำหรับสั่งควบคุมปลด/สับ Interconnection Circuit Breaker จะต้องจัดหาแบบ Select-Check-Before-Operate (SCBO)

1.4 แหล่งจ่ายไฟฟ้าของอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit)

ผู้ขอใช้บริการต้องจัดหาและติดตั้งแหล่งจ่ายไฟฟ้าชนิด AC และ DC สำหรับจ่ายไฟฟ้าให้อุปกรณ์ที่ใช้ในการรับ-ส่งข้อมูลกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS หรือระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS ของการไฟฟ้านครหลวง จำนวน 2 แหล่ง เป็นอย่างน้อย

1.5 การปรับปรุงหรือขยายระบบไฟฟ้า

กรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีการปรับปรุง ขยายระบบไฟฟ้า หรือเปลี่ยนแปลงรูปแบบการเชื่อมต่อ จะต้องดำเนินการปรับปรุงหรือเปลี่ยนระบบการรับส่งข้อมูลให้เป็นไปตามข้อกำหนดที่ระบุไว้

สิ่งแนบ 6

รายละเอียดช่องทางการสื่อสาร (communication channel) กรณีผู้ขอใช้บริการเชื่อมโยงในระบบ 69 หรือ 115 กิโลโวลต์

1. วัตถุประสงค์การเชื่อมโยงระบบสื่อสาร

- 1.1 เพื่อเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ของผู้ให้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition / Energy Management System) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
- 1.2 เพื่อเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบป้องกัน (protection relay)
- 1.3 เพื่อให้การติดต่อสื่อสารระหว่างผู้ขอใช้บริการกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบวิทยุ และโทรศัพท์ ได้ตลอดเวลา

2. รายละเอียดของระบบสื่อสาร

- 2.1 ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสาร โดยแยกตามสถานที่ติดตั้ง ประกอบด้วยอุปกรณ์ดังนี้

2.1.1 สายใยแก้วนำแสงชนิด ADSS SM G652D ขนาด 24 cores จำนวน 2 เส้นทาง พร้อมอุปกรณ์ fiber optic termination ปลายทางทั้งสองแห่ง

2.1.2 สถานที่ติดตั้งของผู้ขอใช้บริการ

- ตู้ enclosure 19-inch rack ขนาดความสูงไม่น้อยกว่า 27U จำนวน 1 ชุด
- อุปกรณ์สื่อสารสำหรับ เชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ของผู้ให้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS จำนวน 1 ระบบ
- อุปกรณ์สื่อสารสำหรับ เชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบป้องกัน (protection relay) (ระบบสื่อสารที่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์ระบบป้องกัน มีหรือไม่มีก็ได้ โดยการไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาความจำเป็นในแต่ละรายว่าต้องมีระบบสื่อสารหรือไม่)

- อุปกรณ์ป้องกันไฟกระชากจำนวน 1 ชุด

- cabling และอุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ

2.1.3 สถานที่ติดตั้งของการไฟฟ้านครหลวง

- ตู้ enclosure 19-inch rack ขนาดความสูงไม่น้อยกว่า 27U จำนวน 1 ชุด
- อุปกรณ์สื่อสารสำหรับ เชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ของผู้ให้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/EMS จำนวน 1 ชุด

- Cabling และอุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ

- 2.2 วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) จำนวน 1 เครื่อง ที่สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้ตลอดเวลา
- 2.3 โทรศัพท์สายตรง ติดตั้งที่ผู้ขอใช้บริการจำนวน 1 เลขหมาย เพื่อการติดต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า และผู้ขอใช้บริการ

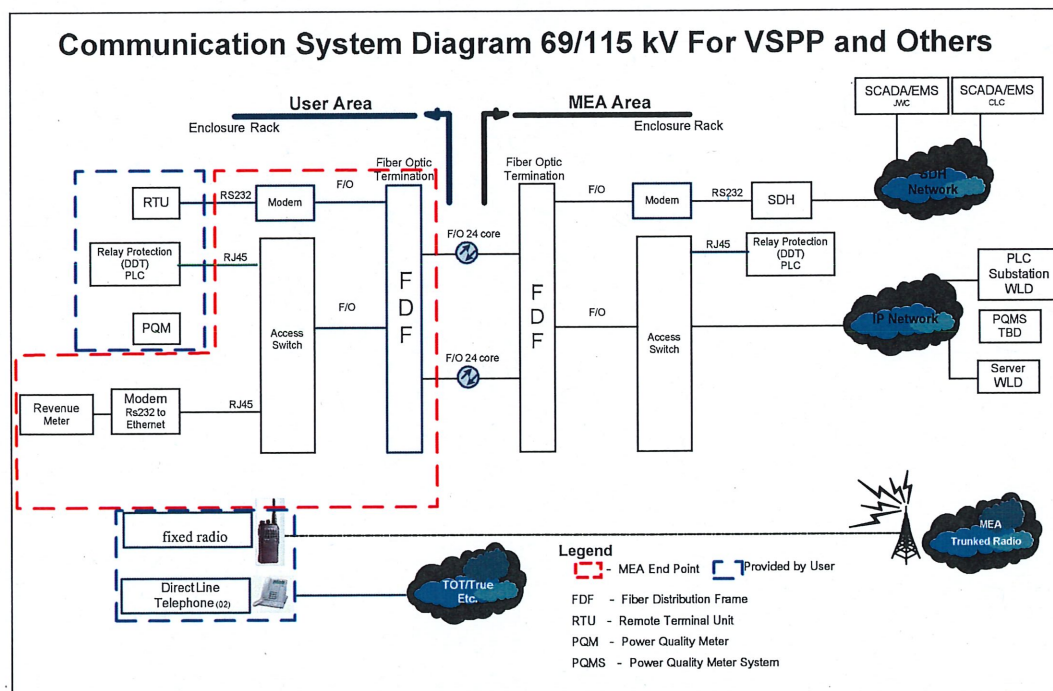
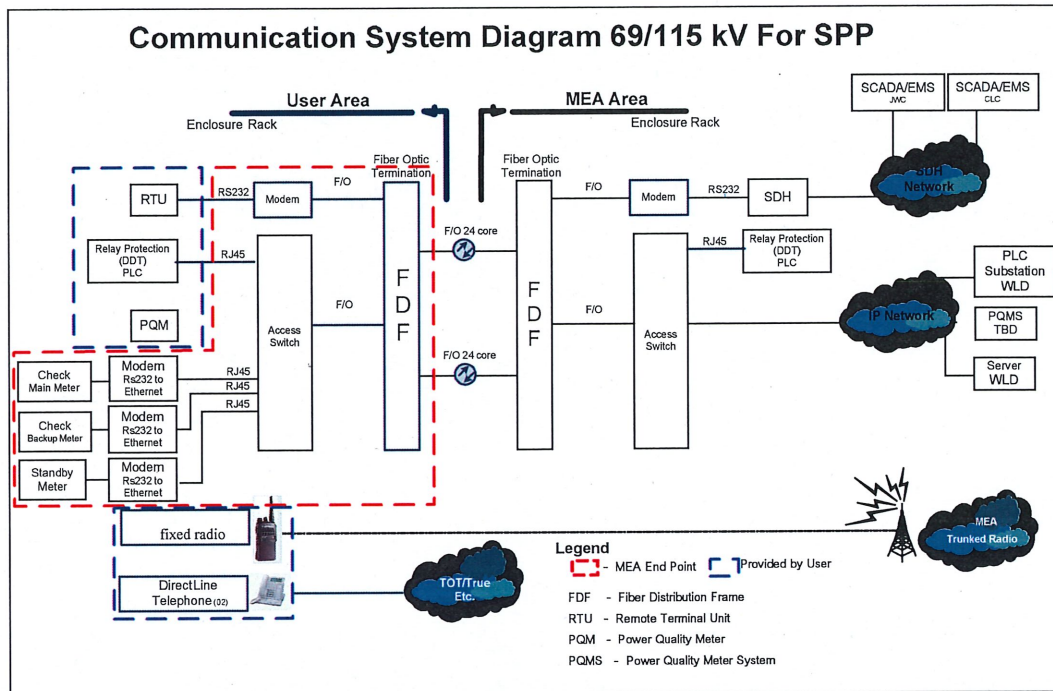
3. ขอบเขตความรับผิดชอบ

- 3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกันเกิน 1 เมกะวัตต์ขึ้นไป ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น
 - 3.1.1 ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสาร การไฟฟ้านครหลวง จะดำเนินการแจ้งค่าใช้จ่ายจริง โดยจะแจ้งให้ทราบภายหลังที่ผู้ขอใช้บริการ ได้ส่งข้อมูลรายละเอียดตำแหน่งสถานที่ติดตั้งให้กับ การไฟฟ้านครหลวงแล้ว โดยผู้ขอใช้บริการ เสียค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดหา การไฟฟ้านครหลวงจัดหา โดยทรัพย์สินเป็นของการไฟฟ้านครหลวง
 - เชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกล SCADA/EMS
 - เชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบป้องกัน (protection relay) (ระบบสื่อสารที่เชื่อมต่อกับอุปกรณ์ระบบป้องกัน มีหรือไม่มีก็ได้ โดยการไฟฟ้านครหลวงจะพิจารณาความจำเป็นในแต่ละรายว่าต้องมีระบบสื่อสารหรือไม่)
 - 3.1.2 วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) จำนวน 1 เครื่อง ผู้ขอใช้บริการดำเนินการจัดหา โดยทรัพย์สินเป็นของ ผู้ขอใช้บริการ
 - 3.1.3 โทรศัพท์สายตรง ติดตั้งที่ผู้ขอใช้บริการจำนวน 1 เลขหมาย ผู้ขอใช้บริการดำเนินการจัดหา โดยทรัพย์สินเป็นของ ผู้ขอใช้บริการ
- 3.2 ขอบเขตความรับผิดชอบและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบสื่อสารของ การไฟฟ้านครหลวงจะสิ้นสุดที่ MEA End Point ซึ่งติดตั้งภายในสถานที่ของผู้ขอใช้บริการ (รายละเอียดตาม communication system diagram)
- 3.3 ผู้ขอใช้บริการต้องจัดหาวิทยุสื่อสารชนิด base radio ประจำคงที่ (fixed radio) ตามระเบียบที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนดและให้สามารถใช้งานติดต่อกับ การไฟฟ้านครหลวง ได้ตลอดเวลา
 - 3.3.1 ผู้ขอใช้บริการ เป็นผู้จัดหาวิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio)
 - 3.3.2 ผู้ขอใช้บริการ เป็นผู้ดำเนินการขอร่วมช่ายกับการไฟฟ้านครหลวง โดยการไฟฟ้านครหลวง จะนำเสนอ คณะกรรมการกิจการกระจายเสียง กิจการโทรทัศน์ และกิจการโทรคมนาคมแห่งชาติ (กสทช.) เพื่อขออนุญาตการร่วมช่ายของผู้ขอใช้บริการ
 - 3.3.3 เมื่อได้รับการอนุญาตร่วมช่าย ผู้ขอใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบในการชำระค่าตอบแทนรายปีในการใช้ความถี่กับ กสทช. โดยตรง

- 3.3.4 การไฟฟ้านครหลวง เป็นผู้ดำเนินการโปรแกรมช่องใช้งานวิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) ให้ใช้งานกับระบบของ การไฟฟ้านครหลวงได้
- 3.4 ผู้ขอใช้บริการต้องจัดหาโทรศัพท์สายตรงจากผู้ให้บริการ (เช่น TOT, True หรือผู้ให้บริการรายอื่น)
- 3.5 ผู้ขอใช้บริการต้องจัดเตรียมระบบไฟฟ้ากระแสสลับขนาดไม่น้อยกว่า 30 แอมแปร์ จำนวน 2 วงจร พร้อมอุปกรณ์สำรองไฟฟ้า เพื่อจ่ายให้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสารที่ติดตั้งทั้งหมดภายในสถานที่ติดตั้งของผู้ขอใช้บริการ
- 3.6 การไฟฟ้านครหลวง สงวนสิทธิ์ที่จะไม่อนุญาตหรือระงับให้มีการเชื่อมโยงระบบสื่อสารของ การไฟฟ้านครหลวง ถ้าปรากฏว่าผู้ขอใช้บริการละเมิดระบบความปลอดภัยของระบบสื่อสารของ การไฟฟ้านครหลวง ตามที่พระราชบัญญัติความปลอดภัยของระบบคอมพิวเตอร์กำหนด
- 3.7 การไฟฟ้านครหลวง สงวนสิทธิ์ที่จะปรับปรุงระบบสื่อสารของ การไฟฟ้านครหลวง ได้ตามความจำเป็นทางเทคนิคที่จะมีขึ้น เมื่อได้แจ้งให้ผู้ขอใช้บริการทราบล่วงหน้าในเวลาอันควร

4. การดำเนินงานเชื่อมโยงระบบสื่อสารของ การไฟฟ้านครหลวง

- 4.1 ผู้ขอใช้บริการต้องชี้แจงแบบ ข้อมูลสถานที่ และตำแหน่งที่ติดตั้งให้ การไฟฟ้านครหลวง พิจารณาก่อนดำเนินการ และเพื่อคิดค่าใช้จ่ายในการก่อสร้าง และ/หรือ การติดตั้งสายสัญญาณใยแก้วนำแสง
- 4.2 ผู้ขอใช้บริการและเจ้าหน้าที่ การไฟฟ้านครหลวง จะต้องร่วมทำการทดสอบระบบเชื่อมโยงก่อนใช้งานจริง
- 4.3 ขั้นตอนการดำเนินงานเข้าร่วมข่ายวิทยุกับ การไฟฟ้านครหลวง
 - 4.3.1 ผู้ขอใช้บริการดำเนินการจัดทำหนังสือส่งถึงผู้ว่าการการไฟฟ้านครหลวงเพื่อขออนุญาตร่วมข่ายสื่อสาร โดยการไฟฟ้านครหลวงจะนำเสนอเพื่อพิจารณาขอความเห็นชอบร่วมกับ คณะกรรมการกิจการกระจายเสียง กิจการโทรทัศน์ และกิจการโทรคมนาคมแห่งชาติ (กสทช.) ในการขยายโครงข่ายระบบสื่อสารโทรคมนาคม ภายหลังการพิจารณา การไฟฟ้านครหลวงจะแจ้งผลการขออนุญาตให้ผู้ขอใช้บริการทราบ พร้อมกับข้อปฏิบัติซึ่งผู้ใช้วิทยุคมนาคมต้องปฏิบัติตามกฎ ระเบียบ ประกาศ หลักเกณฑ์ และเงื่อนไขตามที่ กสทช. กำหนด
 - 4.3.2 เมื่อได้รับอนุญาต ให้ร่วมข่ายสื่อสารกับการไฟฟ้านครหลวงแล้วผู้ขอใช้บริการชำระค่าตอบแทนในการใช้ความถี่ให้กับ กสทช. และขออนุญาตนำเข้าเครื่องวิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) เข้ามาใช้งาน
 - 4.3.3 ผู้ขอใช้บริการต้องนำส่งเครื่องวิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) เพื่อโปรแกรมช่องให้สามารถใช้กับระบบของการไฟฟ้านครหลวงได้



สิ่งแนบ 7

รายละเอียดช่องทางการสื่อสาร (communication channel)

กรณีผู้ขอใช้บริการเชื่อมโยงในระบบ 12 หรือ 24 กิโลโวลต์

1. วัตถุประสงค์การเชื่อมโยงระบบสื่อสาร

1.1 เพื่อเชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit) ของผู้ให้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS (Supervisory Control and Data Acquisition / Distribution Management System) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

1.2 เพื่อให้การติดต่อสื่อสารระหว่างผู้ขอใช้บริการกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบวิทยุ และโทรศัพท์ ได้ตลอดเวลา

2. รายละเอียดของระบบสื่อสาร

2.1 ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสาร โดยแยกตามสถานที่ติดตั้ง ประกอบด้วยอุปกรณ์ดังนี้

2.1.1 สายใยแก้วนำแสงชนิด ADSS SM G652D ขนาด 24 cores จำนวน 2 เส้นทางพร้อมอุปกรณ์ fiber optic termination ปลายทางทั้งสองแห่ง

2.1.2 สถานที่ติดตั้งของผู้ขอใช้บริการ

- อุปกรณ์สื่อสารสำหรับ เชื่อมต่ออุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Feeder Remote Terminal Unit) ของผู้ให้บริการกับระบบรับ-ส่งข้อมูลระยะไกล SCADA/DMS จำนวน 1 ระบบ

- cabling และอุปกรณ์ประกอบอื่น ๆ

2.2 วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) จำนวน 1 เครื่อง ที่สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้ตลอดเวลา

2.3 โทรศัพท์สายตรง ติดตั้งที่ผู้ขอใช้บริการจำนวน 1 เลขหมาย เพื่อการติดต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า และผู้ขอใช้บริการ

3. ขอบเขตความรับผิดชอบ

3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมกัน เกิน 1 เมกะวัตต์ขึ้นไป ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขนาบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือ ผู้ประกอบกิจการไฟฟ้ารายอื่น

3.1.1 ระบบสื่อสารผ่านสายใยแก้วนำแสง พร้อมอุปกรณ์ระบบสื่อสาร การไฟฟ้านครหลวง จะดำเนินการแจ้งค่าใช้จ่ายจริง โดยจะแจ้งให้ทราบภายหลังที่ผู้ขอใช้บริการ ได้ส่งข้อมูลรายละเอียดตำแหน่งสถานที่ติดตั้งให้กับ การไฟฟ้านครหลวงแล้ว โดยผู้ขอใช้บริการ เสียค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดหา การไฟฟ้านครหลวงจัดหา โดยทรัพย์สินเป็นของการไฟฟ้านครหลวง

3.1.2 วิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) จำนวน 1 เครื่อง ผู้ขอใช้บริการ ดำเนินการจัดหา โดยทรัพย์สินเป็นของผู้ขอใช้บริการ

- 3.1.3 โทรศัพท์สายตรง ติดตั้งที่ผู้ใช้บริการจำนวน 1 เลขหมาย ผู้ใช้บริการดำเนินการจัดหา โดยทรัพย์สินเป็นของ ผู้ใช้บริการ
- 3.2 ขอบเขตความรับผิดชอบและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ระบบสื่อสารของ การไฟฟ้านครหลวงจะสิ้นสุดที่ MEA End Point ซึ่งติดตั้งภายในสถานที่ของผู้ใช้บริการ (รายละเอียดตาม communication system diagram)
- 3.3 ผู้ใช้บริการต้องจัดหาวิทยุสื่อสาร ชนิด ประจําที่ (fixed radio) ตามระเบียบที่การไฟฟ้านครหลวง กำหนดและ ให้สามารถใช้งานติดต่อกับ การไฟฟ้านครหลวง ได้ตลอดเวลา
 - 3.3.1 ผู้ใช้บริการ เป็นผู้จัดหาวิทยุสื่อสารชนิดประจําที่ (fixed radio) ตามข้อ 2.2
 - 3.3.2 ผู้ใช้บริการ เป็นผู้ดำเนินการขอร่วมข่ายกับ การไฟฟ้านครหลวง โดย การไฟฟ้านครหลวง จะนำเสนอคณะกรรมการกิจการกระจายเสียง กิจการโทรทัศน์ และกิจการโทรคมนาคมแห่งชาติ (กสทช.) เพื่อขออนุญาตการร่วมข่ายของผู้ใช้บริการ
 - 3.3.3 เมื่อได้รับการอนุญาตร่วมข่าย ผู้ใช้บริการเป็นผู้รับผิดชอบในการชำระค่าตอบแทนรายปีในการใช้ความถี่กับ กสทช โดยตรง
 - 3.3.4 การไฟฟ้านครหลวง เป็นผู้ดำเนินการโปรแกรมช่องใช้งานวิทยุสื่อสารชนิดประจําที่ (fixed radio) ให้ใช้งานกับระบบของการไฟฟ้านครหลวงได้
- 3.4 ผู้ใช้บริการต้องจัดหาโทรศัพท์สายตรงจากผู้ให้บริการ (เช่น TOT, True หรือผู้ให้บริการรายอื่น)
- 3.5 ผู้ใช้บริการต้องจัดเตรียมจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากระแสสลับขนาดไม่น้อยกว่า 20 แอมแปร์ จำนวน 2 วงจร พร้อมอุปกรณ์สำรองไฟฟ้า เพื่อจ่ายให้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสารที่ติดตั้งทั้งหมดภายในสถานที่ติดตั้งของผู้ใช้บริการ
- 3.6 การไฟฟ้านครหลวง สงวนสิทธิ์ที่จะไม่อนุญาตหรือระงับให้มีการเชื่อมโยงระบบสื่อสารของ การไฟฟ้านครหลวง ถ้าปรากฏว่าผู้ใช้บริการละเมิดระบบความปลอดภัยของระบบสื่อสารของ การไฟฟ้านครหลวง ตามที่พระราชบัญญัติความปลอดภัยของระบบคอมพิวเตอร์กำหนด
- 3.7 การไฟฟ้านครหลวง สงวนสิทธิ์ที่จะปรับปรุงระบบสื่อสารของ การไฟฟ้านครหลวง ได้ตามความจำเป็นทางเทคนิคที่จะมีขึ้นเมื่อได้แจ้งให้ผู้ใช้บริการทราบล่วงหน้าในเวลาอันควร

4. การดำเนินงานเชื่อมโยงระบบสื่อสารของการไฟฟ้านครหลวง

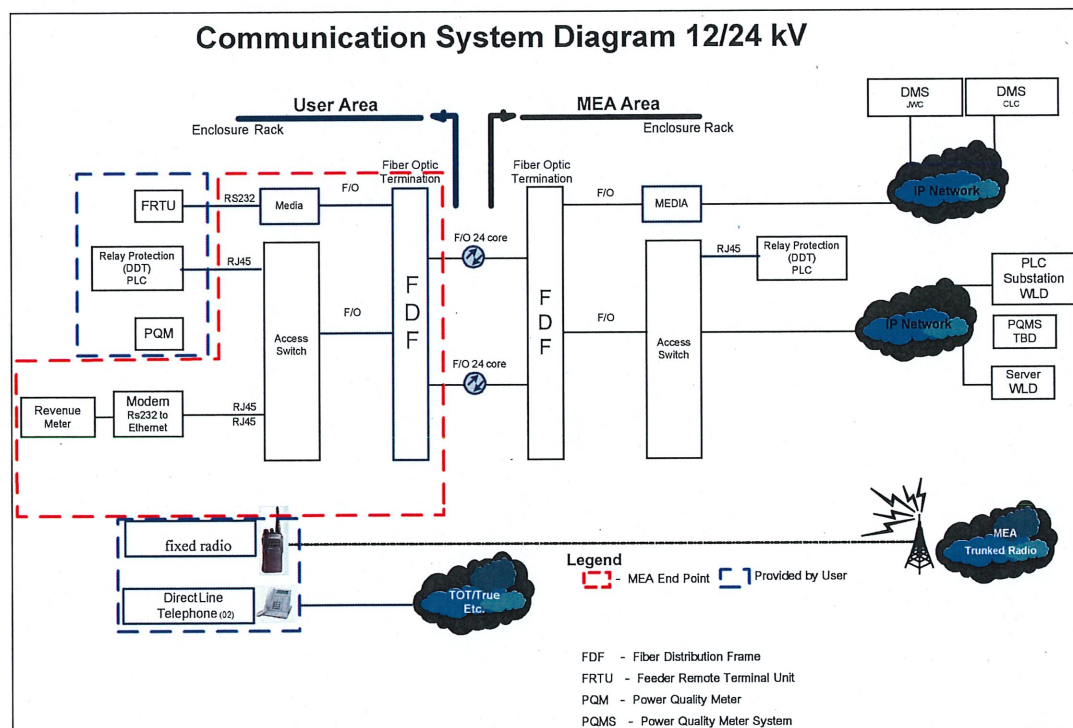
- 4.1 ผู้ใช้บริการต้องชี้แจงแบบ ข้อมูลสถานที่ และตำแหน่งที่ติดตั้งให้ การไฟฟ้านครหลวง พิจารณาก่อนดำเนินการ และเพื่อคิดค่าใช้จ่ายในการก่อสร้าง และ/หรือ การติดตั้งสายสัญญาณใยแก้วนำแสง
- 4.2 ผู้ใช้บริการและเจ้าหน้าที่ การไฟฟ้านครหลวง จะต้องร่วมทำการทดสอบระบบเชื่อมโยงก่อนใช้งานจริง

4.3 ขั้นตอนการดำเนินงานเข้าร่วมข่ายวิทยุสื่อสารกับ การไฟฟ้านครหลวง

4.3.1 ผู้ขอใช้บริการดำเนินการจัดทำหนังสือส่งถึงผู้ว่าการการไฟฟ้านครหลวงเพื่อขออนุญาตร่วมข่ายสื่อสาร โดยการไฟฟ้านครหลวงจะนำเสนอเพื่อพิจารณาขอความเห็นชอบ ร่วมกับ คณะกรรมการกิจการกระจายเสียง กิจการโทรทัศน์ และกิจการโทรคมนาคมแห่งชาติ (กสทช.) ในการขยายโครงข่ายระบบสื่อสารโทรคมนาคม ภายหลังการพิจารณา การไฟฟ้านครหลวงจะแจ้งผลการขออนุญาตให้ผู้ขอใช้บริการทราบ พร้อมกับข้อปฏิบัติซึ่งผู้ใช้วิทยุคมนาคมต้องปฏิบัติตามกฎ ระเบียบ ประกาศ หลักเกณฑ์ และเงื่อนไขตามที่ กสทช. กำหนด

4.3.2 เมื่อได้รับอนุญาตให้ร่วมข่ายสื่อสารกับ การไฟฟ้านครหลวง แล้วผู้ใช้บริการชำระค่าตอบแทนในการใช้ความถี่ให้กับ กสทช. และขออนุญาตนำเข้าเครื่องวิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) เข้ามาใช้งาน

4.3.3 ผู้ขอใช้บริการต้องนำส่งเครื่องวิทยุสื่อสารชนิดประจำที่ (fixed radio) เพื่อโปรแกรมช่องให้สามารถใช้กับระบบของการไฟฟ้านครหลวงได้



สิ่งแนบ 8

ข้อกำหนดสำหรับอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้า ประเภทเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

1. ขอบเขตและวัตถุประสงค์

ข้อกำหนดฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อกำหนดเงื่อนไขทางเทคนิคในการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า และแนวทางในการทดสอบสำหรับอินเวอร์เตอร์ (Grid-connected Inverter) ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อไม่ว่าจะเป็น ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) หรือ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เดินขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อควบคุมผลกระทบจากการทำงานของอินเวอร์เตอร์เหล่านี้ที่อาจมีต่อระบบไฟฟ้าทั้งในด้านคุณภาพไฟฟ้าและความปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สิน

ข้อกำหนดฉบับนี้ประยุกต์ใช้กับอินเวอร์เตอร์ของผู้เชื่อมต่อทุกประเภท โดยอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อจะต้องผ่านการทดสอบและมีคุณสมบัติทางด้านเทคนิคตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดฉบับนี้ จึงจะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงได้

การจัดทำข้อกำหนดฉบับนี้ได้อ้างอิงเนื้อหาจากมาตรฐานสากลที่เกี่ยวข้องกับ Grid-connected Inverter ทั้งในส่วนการกำหนดเงื่อนไขการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการกำหนดแนวทางในการทดสอบอินเวอร์เตอร์ โดยการอ้างอิงเนื้อหาจากมาตรฐานสากลข้างต้นยึดหลักดังต่อไปนี้

- ในประเด็นที่มาตรฐานอ้างอิงข้างต้นมีการกำหนดไว้ชัดเจนครบถ้วนแล้วก็จะยกมาใช้อ้างอิงเลย
- กรณีที่ในประเด็นเดียวกันแต่ในแต่ละมาตรฐานมีการกำหนดเนื้อหารายละเอียดไว้แตกต่างกัน จะพิจารณาเลือกใช้เนื้อหาตามมาตรฐานที่มีความเหมาะสมกับการนำมาใช้ในระบบของการไฟฟ้านครหลวงมากกว่า
- หากในประเด็นใดที่เนื้อหาในมาตรฐานอ้างอิงไม่สอดคล้องกับการทำงานของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง จะพิจารณาปรับแก้เนื้อหาให้สอดคล้องกับการทำงานของระบบไฟฟ้า

มาตรฐานสากลเหล่านี้ได้แก่ IEC 61727-2004, IEC 62116-2008, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2005 และ AS 4777.3-2005 ดังนั้นมาตรฐานอ้างอิงข้างต้นถือเป็นส่วนหนึ่งของข้อกำหนดฉบับนี้ ประเด็นใดในข้อกำหนดที่ไม่ได้ระบุรายละเอียดไว้ให้อ้างอิงเนื้อหาตามมาตรฐานสากลเหล่านี้

2. นิยามคำศัพท์

2.1 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

อุปกรณ์ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรงอื่นๆ ไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ซึ่งมีความเหมาะสมและสามารถนำไปใช้งานต่อโดยการไฟฟ้าได้

2.2 อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย (Grid-connected Inverter)

อินเวอร์เตอร์ชนิดที่จะต้องหยุดจ่ายพลังงานเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อแรงดันและ/หรือความถี่ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีค่าไม่อยู่ในช่วงการทำงานปกติตามที่กำหนดไว้ หรือเมื่อเกิดสภาวะโอเอสแลนด์ขึ้น

2.3 ฮาร์โมนิก (Harmonic)

ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) ของสัญญาณหรือปริมาณเป็นคาบใด ๆ ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่หลักมูล สำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยความถี่หลักมูลมีค่าเท่ากับ 50 Hz ดังนั้น ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 100 Hz เรียกว่า ฮาร์โมนิกที่ 2 (Second Harmonic) ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 150 Hz เรียกว่า ฮาร์โมนิกที่ 3 (Third Harmonic)

2.4 ความเพี้ยนกระแสฮาร์โมนิกรวม (Total Harmonic Current Distortion, THDi)

อัตราส่วนระหว่างค่ารากที่สองของผลบวกกำลังสอง (Root-Sum-Square) ของค่ากระแส RMS ของส่วนประกอบฮาร์โมนิก (Harmonic Component) กับค่ากระแส RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) เทียบเป็นร้อยละ

$$THDi (\%) = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots}}{I_1} \times 100$$

2.5 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation or Flicker)

การเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่า RMS (หรือค่า Peak) ของแรงดันไฟฟ้า ระหว่างค่าระดับแรงดัน 2 ระดับใกล้เคียงกัน ซึ่งแต่ละระดับมีค่าคงที่ในระยะเวลาที่แน่นอนแต่ไม่กำหนดช่วงระยะเวลา

2.6 ไอส์แลนด์ (Islanding)

สภาวะซึ่งส่วนหนึ่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยโหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ยังคงทำงานต่อเนื่องและแยกตัวออกจากส่วนที่เหลือของระบบโครงข่ายไฟฟ้า โหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอาจเป็นการรวมกันระหว่างทรัพย์สินของการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า

3. ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับอินเวอร์เตอร์

3.1 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

3.1.1 ฮาร์มอนิก

เมื่ออินเวอร์เตอร์จ่ายไฟให้โหลดเชิงเส้นที่สมดุล (Balanced Linear Load) อินเวอร์เตอร์จะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์มอนิกจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินขีดจำกัดดังต่อไปนี้ (แสดงค่าเป็นร้อยละเทียบกับกระแสพิคกิ้งของอินเวอร์เตอร์)

อันดับที่	ขีดจำกัดกระแส (%)	อันดับที่	ขีดจำกัดกระแส (%)
3 - 9	4.0	2 - 10	1.0
11 - 15	2.0	12 - 16	0.5
17 - 21	1.5	18 - 22	0.375
23 - 33	0.6	24 - 34	0.15
≥ 35	0.3	≥ 36	0.075
ความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกรวม (THDi) 5.0 %			

3.1.2 แรงดันกระเพื่อม

อินเวอร์เตอร์จะต้องไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ตามมาตรฐาน IEC 61000-3-3 สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิคกิ้งไม่เกิน 16 A หรือมาตรฐาน IEC 61000-3-5 สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิคกิ้งเกินกว่า 75 A หรือมาตรฐาน IEC 61000-3-11 สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิคกิ้งไม่เกิน 75 A

3.1.3 การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง

อินเวอร์เตอร์จะต้องไม่สร้างไฟฟ้ากระแสตรง (DC Injection) จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่า 0.5 % ของกระแสพิคกิ้งของอินเวอร์เตอร์

3.2 การตอบสนองต่อระบบไฟฟ้า

3.2.1 ช่วงแรงดันทำงาน

(1) อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดัน 230/400 V

อินเวอร์เตอร์จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากขนาดของแรงดัน Line to Line หรือ Line to Neutral ในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าออกนอกช่วง 346 - 416 V และ 200 - 240 V ตามลำดับ ในระยะเวลาดังนี้

ช่วงแรงดัน (โวลต์)		เวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
Line to Line	Line to Neutral	
$V < 199$	$V < 115$	0.1
$199 \leq V < 346$	$115 \leq V < 200$	2.0
$346 \leq V \leq 416$	$200 \leq V \leq 240$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$416 < V < 539$	$240 < V < 311$	2.0
$V \geq 539$	$V \geq 311$	0.05

(2) อินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแรงดัน 12 kV ขึ้นไป

อินเวอร์เตอร์จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่กำหนด หากขนาดของแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าออกนอกช่วงแรงดันที่ระบุในตารางต่อไปนี้

ช่วงแรงดัน (% Nominal Voltage ของอินเวอร์เตอร์)	เวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
$V < 50\%$	0.1
$50\% \leq V < 85\%$	2.0
$85\% \leq V \leq 110\%$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$110\% < V < 135\%$	2.0
$V \geq 135\%$	0.05

3.2.2 ช่วงความถี่ทำงาน

อินเวอร์เตอร์จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาไม่เกิน 0.1 วินาที หากความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 47 - 52 Hz

3.2.3 การป้องกันสภาวะไอส์แลนดิง

ในกรณีที่เกิดสภาวะไอส์แลนดิง อินเวอร์เตอร์จะต้องตรวจพบและปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาไม่เกิน 2 วินาที

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการไฟฟ้านครหลวงมีการติดตั้งระบบสับเปลี่ยนแหล่งจ่ายไฟโดยอัตโนมัติเมื่อระบบจ่ายไฟฟ้าขัดข้อง เพื่อลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับและผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยขณะที่ระบบข้างต้นทำงานผู้ใช้ไฟฟ้าจะประสบเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นเวลาประมาณ 0.3 วินาที นั่นคืออินเวอร์เตอร์จะประสบกับสภาวะไอส์แลนดิงเป็นเวลา 0.3 วินาทีเช่นกัน

หลังจากผ่านไป 0.3 วินาที เมื่อระบบการไฟฟ้าจ่ายแรงดันกลับคืนมา หากอินเวอร์เตอร์ไม่ปลดวงจรออกไปภายในช่วงเวลาดังกล่าว อาจเกิดปัญหา Out of Synchronization คือแรงดันที่จ่ายจากอินเวอร์เตอร์มีมุมเฟสแตกต่างจากแรงดันที่

จ่ายจากระบบการไฟฟ้า ซึ่งอาจส่งผลให้เกิดแรงดันกระชากสร้างความเสียหายกับอินเวอร์เตอร์และอุปกรณ์อื่น ๆ ในระบบไฟฟ้าได้

ดังนั้นเมื่อเกิดสภาวะไอส์แลนดิง หากอินเวอร์เตอร์ของผู้เชื่อมต่อไม่ปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลา 0.3 วินาที และก่อให้เกิดความเสียหายกับระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อหรือระบบของการไฟฟ้านครหลวงเนื่องจากปัญหา Out of Synchronization ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้น

3.2.4 การเชื่อมต่อหลังไฟฟ้ากลับคืน

ภายหลังจากที่อินเวอร์เตอร์ปลดวงจร เนื่องจากเกิดไฟฟ้าดับหรือแรงดัน/ความถี่ไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด และเมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้ว อินเวอร์เตอร์จะต้องหน่วงเวลาการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นเวลาอย่างน้อย 2 นาที

4. แนวทางการทดสอบอินเวอร์เตอร์

4.1 สถาบันหรือหน่วยงานที่ทดสอบ

อินเวอร์เตอร์จะต้องผ่านการทดสอบโดยหน่วยงานหรือสถาบันทดสอบที่เป็นกลาง และได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบจาก ISO/IEC 17025 (สำหรับอินเวอร์เตอร์) หรือได้รับการตรวจสอบและยอมรับจากการไฟฟ้านครหลวง

4.2 ประเภทของการทดสอบ

4.2.1 การทดสอบการออกแบบ (Design Test)

เป็นการทดสอบกับอินเวอร์เตอร์เพียงตัวเดียวที่เป็นตัวแทนของรุ่น เพื่อยืนยันว่าอินเวอร์เตอร์รุ่นที่จะนำมาติดตั้งใช้งานมีการออกแบบที่เหมาะสมสอดคล้องตามข้อกำหนดทั้งในด้านการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าและการตอบสนองต่อระบบไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์รุ่นที่เคยผ่านการทดสอบการออกแบบแล้วไม่จำเป็นต้องทำการทดสอบการออกแบบซ้ำอีก

การทดสอบการออกแบบต้องดำเนินการในทุกหัวข้อการทดสอบคือ ฮาร์มอนิก แรงดันกระเพื่อม การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง ช่วงแรงดันทำงาน ช่วงความถี่ทำงาน การป้องกันการเกิดไอส์แลนดิง และการเชื่อมต่อหลังไฟฟ้ากลับคืน และต้องผ่านการทดสอบโดยสถาบันที่มีคุณสมบัติตามข้อ 4.1 เท่านั้น

4.2.2 การทดสอบประจำเครื่อง (Routine Test)

เป็นการทดสอบที่ต้องดำเนินการกับอินเวอร์เตอร์ทุกเครื่องที่จะนำไปติดตั้งใช้งาน เพื่อให้เกิดความมั่นใจในความปลอดภัยสูงสุดและป้องกันผลเสียที่อาจมีต่อระบบไฟฟ้า หัวข้อทดสอบที่ต้องทำการทดสอบประจำเครื่องคือ ช่วงแรงดันทำงาน ช่วงความถี่ทำงาน และการป้องกันการเกิดไอส์แลนดิง

การทดสอบประจำเครื่องสามารถดำเนินการโดยสถาบันที่มีคุณสมบัติตามข้อ 4.1 หรือห้องทดสอบของผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ซึ่งได้รับการตรวจสอบและยอมรับจากการไฟฟ้านครหลวง

4.3 วิธีการทดสอบและเกณฑ์การประเมิน

4.3.1 การทดสอบฮาร์โมนิก

เป็นการทดสอบประเภท Design Test โดยให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบและเกณฑ์การประเมินตามมาตรฐาน IEEE 1547.1-2005 ข้อ 5.11.1 ซึ่งกำหนดให้ทดสอบวัดค่ากระแสฮาร์โมนิกเมื่ออินเวอร์เตอร์ทำงานที่ 33% 66% และ 100% ของพิกัดกระแส

4.3.2 การทดสอบแรงดันกระแสเฟื้อม

เป็นการทดสอบประเภท Design Test โดยให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบและเกณฑ์การประเมินตามมาตรฐาน IEC 61000-3-3 สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิกัดไม่เกิน 16 A หรือมาตรฐาน IEC 61000-3-5 สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิกัดเกินกว่า 16 A หรือมาตรฐาน IEC 61000-3-11 สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิกัดไม่เกิน 75 A

4.3.3 การทดสอบการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง

เป็นการทดสอบประเภท Design Test โดยให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบและเกณฑ์การประเมินตามมาตรฐาน IEEE 1547.1-2005 ข้อ 5.6 ซึ่งกำหนดให้ทดสอบวัดค่ากระแสตรงเมื่ออินเวอร์เตอร์ทำงานที่ 33% 66% และ 100% ของพิกัดกระแส

4.3.4 การทดสอบช่วงแรงดันทำงาน

(1) Design Test

1.1) ขั้นตอนวิธีการทดสอบ

การทดสอบแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ Overvoltage และ Undervoltage ดังนี้

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	วิธีการทดสอบ
Over-voltage	5 x m_1 x n	(1) ติดตั้งชุดอินเวอร์เตอร์ตามคู่มือการติดตั้งและข้อกำหนดจากผู้ผลิต (2) ตั้งค่าการทำงานของแหล่งจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่เงื่อนไขการทำงานปกติของชุดอินเวอร์เตอร์ (3) ตั้งค่า Overvoltage Trip Setting ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าแรงดันทดสอบ (ดูหมายเหตุ, m_1) และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ (4) ปรับแรงดันทดสอบเพิ่มขึ้นแบบขั้นบันได โดยให้มีค่าเท่ากับ Overvoltage Trip Setting + 1 V และคงไว้จนกระทั่งอินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (5) บันทึกค่าระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (6) ในกรณีอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส ให้ทำการทดสอบทีละเฟสจนครบ 3 เฟส และทดสอบทั้ง 3 เฟสพร้อมกันอีกครั้ง โดยขณะทำการทดสอบในเฟสใด แรงดันในเฟสที่เหลือให้ตั้งค่าที่ระดับการทำงานปกติ
Under-voltage	5 x m_2 x n	(1) ติดตั้งชุดอินเวอร์เตอร์ตามคู่มือการติดตั้งและข้อกำหนดจากผู้ผลิต (2) ตั้งค่าการทำงานของแหล่งจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่เงื่อนไขการทำงานปกติของชุดอินเวอร์เตอร์ (3) ตั้งค่า Undervoltage Trip Setting ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าแรงดันทดสอบ (ดูหมายเหตุ, m_2) และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ (4) ปรับแรงดันทดสอบลดลงแบบขั้นบันได โดยให้มีค่าเท่ากับ Undervoltage Trip Setting - 1 V และคงไว้จนกระทั่งอินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (5) บันทึกค่าระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (6) ในกรณีอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส ให้ทำการทดสอบทีละเฟสจนครบ 3 เฟส และทดสอบทั้ง 3 เฟสพร้อมกันอีกครั้ง โดยขณะทำการทดสอบในเฟสใด แรงดันในเฟสที่เหลือให้ตั้งค่าที่ระดับการทำงานปกติ
หมายเหตุ : m_1 คือ จำนวนแรงดันสูงเกินที่ต้องทดสอบ 2 ค่า คือ 241 V และ 311 V สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 230/400 V หรือ 110% U_n และ 135% U_n สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 12 kV ขึ้นไป * m_2 คือ จำนวนแรงดันต่ำเกินที่ต้องทดสอบ 2 ค่า คือ 199 V และ 114 V สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 230/400 V หรือ 85% U_n และ 50% U_n สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับระบบ 12 kV ขึ้นไป * n คือ จำนวนครั้งที่ต้องทดสอบเพิ่มเติมในกรณีที่อินเวอร์เตอร์เป็นชนิด 3 เฟส โดยทดสอบทีละเฟสและทดสอบทั้ง 3 เฟสพร้อมกัน * กรณีที่อินเวอร์เตอร์ไม่สามารถปรับ Overvoltage Trip Setting และ/หรือ Undervoltage Trip Setting ได้ถึงค่าสูงสุดและต่ำสุดตามที่กำหนดได้ ให้ปรับ Overvoltage Trip Setting และ/หรือ Undervoltage Trip Setting ไปที่ค่าแรงดันสูงสุดและ/หรือแรงดันต่ำสุดที่อินเวอร์เตอร์สามารถปรับตั้งค่าได้ตามลำดับ		

1.2) เกณฑ์การประเมิน

ในการทดสอบแต่ละครั้งอินเวอร์เตอร์ต้องหยุดจ่ายไฟเข้าระบบภายในระยะเวลาตามที่กำหนดในข้อ 3.2.1

(2) Routine Test

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบและเกณฑ์การประเมินเช่นเดียวกับ Design Test แต่ปรับลดจำนวนครั้งในการทดสอบลง โดยกรณี Overvoltage ทดสอบ $m_1 \times n$ ครั้ง และ Undervoltage ทดสอบ $m_2 \times n$ ครั้ง

4.3.5 การทดสอบช่วงความถี่ทำงาน

(1) Design Test

1.1) ขั้นตอนวิธีการทดสอบ

การทดสอบแบ่งเป็น 2 ส่วนคือ Overfrequency และ Underfrequency ดังนี้

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	วิธีการทดสอบ
Over-frequency	5	(1) ติดตั้งชุดอินเวอร์เตอร์ตามคู่มือการติดตั้งและข้อกำหนดจากผู้ผลิต (2) ตั้งค่าการทำงานของแหล่งจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่เงื่อนไขการทำงานปกติของชุดอินเวอร์เตอร์ (3) ตั้งค่า Overfrequency Trip Setting ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าทดสอบ 52.1 Hz และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ (4) ปรับความถี่ทดสอบเพิ่มขึ้นแบบขั้นบันไดทีละ 0.1 Hz โดยให้มีค่าเท่ากับ Overfrequency Trip Setting + 0.1 Hz และคงไว้จนกระทั่งอินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (5) บันทึกค่าระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
Under-frequency	5	(1) ติดตั้งชุดอินเวอร์เตอร์ตามคู่มือการติดตั้งและข้อกำหนดจากผู้ผลิต (2) ตั้งค่าการทำงานของแหล่งจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่เงื่อนไขการทำงานปกติของชุดอินเวอร์เตอร์ (3) ตั้งค่า Underfrequency Trip Setting ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าทดสอบ 46.9 Hz และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ (4) ปรับความถี่ทดสอบลดลงแบบขั้นบันไดทีละ 0.1 Hz โดยให้มีค่าเท่ากับ Underfrequency Trip Setting - 0.1 Hz และคงไว้จนกระทั่งอินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (5) บันทึกค่าระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ

1.2) เกณฑ์การประเมิน

ในการทดสอบแต่ละครั้งอินเวอร์เตอร์ต้องหยุดจ่ายไฟเข้าระบบภายในเวลาไม่เกิน 0.1 วินาที

(2) Routine Test

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบและเกณฑ์การประเมินเช่นเดียวกับ Design Test แต่ปรับลดจำนวนครั้งในการทดสอบลง โดยกรณี Overfrequency ทดสอบ 1 ครั้ง และ Underfrequency ทดสอบ 1 ครั้ง

4.3.6 การทดสอบการป้องกันสภาวะไอส์แลนด์

(1) Design Test

1.1) ขั้นตอนวิธีการทดสอบ

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEC 62116-2008

1.2) เกณฑ์การประเมิน

ในการทดสอบแต่ละครั้งอินเวอร์เตอร์จะต้องหยุดจ่ายไฟเข้าระบบภายในเวลาไม่เกิน 2 วินาที

(2) Routine Test

2.1) ขั้นตอนวิธีการทดสอบ

ทดสอบตามวิธีการในข้อ 6.1 ของมาตรฐาน IEC 62116-2008 แต่ให้ทดสอบเฉพาะเงื่อนไขการทดสอบดังต่อไปนี้

Condition	% Change in Real Load, Reactive Load from Nominal	จำนวนครั้งการทดสอบ
A	0 , 0	1
B	0 , 0	1
C	0 , 0	1

หมายเหตุ

- Condition A หมายถึงอินเวอร์เตอร์ทำงานที่ Maximum Output Power และแรงดันที่ป้อนให้อินเวอร์เตอร์มีค่ามากกว่า 90% ของช่วงแรงดันพิกัด
- Condition B หมายถึงอินเวอร์เตอร์ทำงานระหว่าง 50% - 66% ของ Maximum Output Power และแรงดันที่ป้อนให้อินเวอร์เตอร์มีค่า 50% ของช่วงแรงดันพิกัด $\pm 10\%$
- Condition C หมายถึงอินเวอร์เตอร์ทำงานระหว่าง 25% - 33% ของ Maximum Output Power และแรงดันที่ป้อนให้อินเวอร์เตอร์มีค่าน้อยกว่า 10% ของช่วงแรงดันพิกัด
- % Change in Real Load, Reactive Load from Nominal = 0 , 0 หมายความว่าทั้ง Real Power และ Reactive Power ที่จ่ายจากอินเวอร์เตอร์ถูก AC Loads ในวงจรทดสอบดูดกลืนพลังงานไปทั้งหมด ดังนั้นทั้ง Real Power และ Reactive Power ที่ไหลไปยัง AC Power Source จึงมีค่าเป็นศูนย์

2.2) เกณฑ์การประเมิน

ในการทดสอบแต่ละครั้งอินเวอร์เตอร์จะต้องหยุดจ่ายไฟเข้าระบบภายในเวลาไม่เกิน 2 วินาที

4.3.7 การทดสอบการเชื่อมต่อหลังไฟฟ้ากลับคืน

เป็นการทดสอบประเภท Design Test โดยให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE 1547.1-2005 ข้อ 5.10 ส่วนเกณฑ์การประเมินให้อ้างอิงตามข้อ 3.2.4 ในข้อกำหนดฉบับนี้

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท GROUND-MOUNTED PV

สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร

เข้ากับระบบ 12 หรือ 24 kV สายอากาศของ กฟน.

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท GROUND-MOUNTED PV

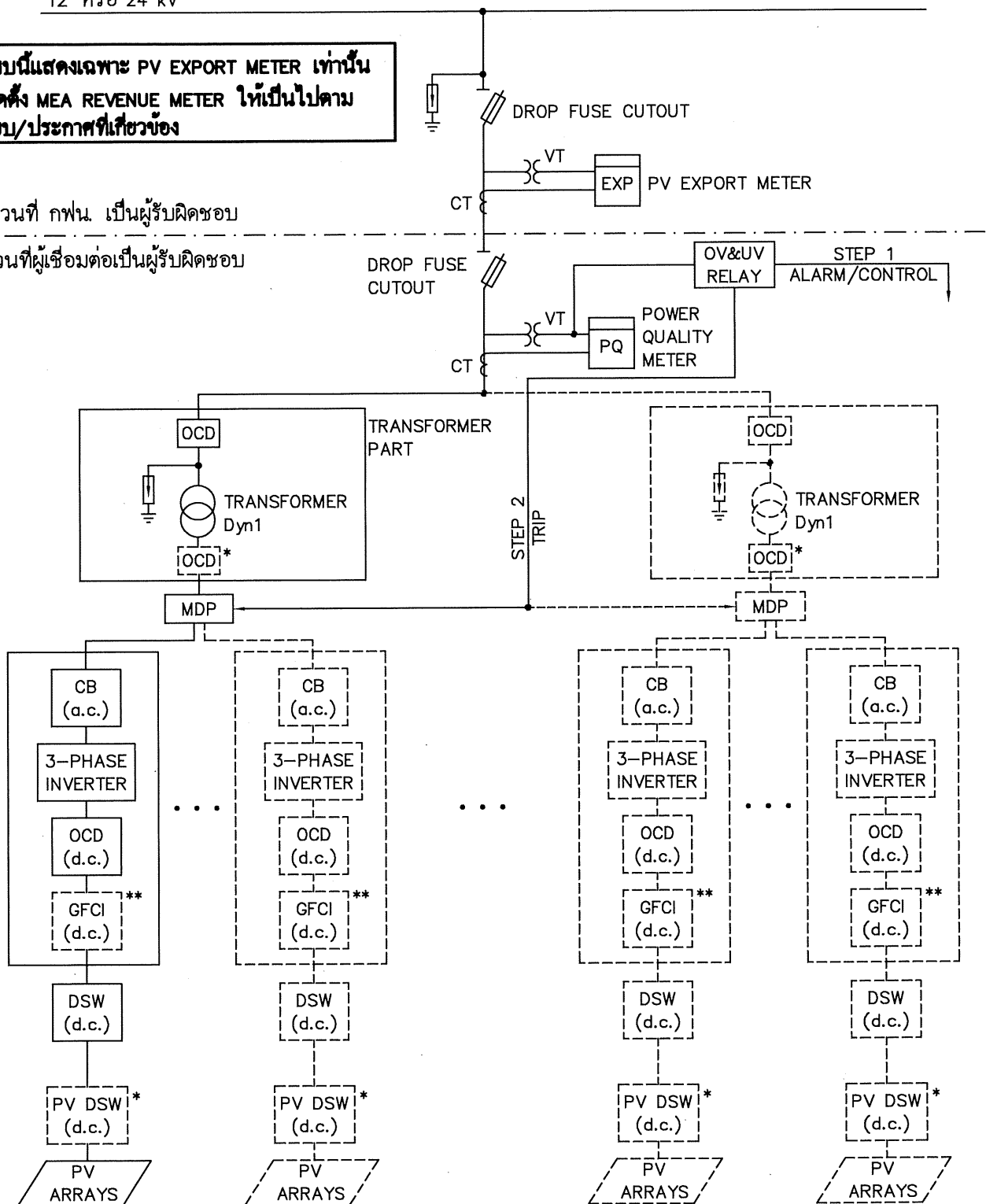
สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร เข้ากับระบบ 12 หรือ 24 kV สาขอากาศของ กฟน.
กรณี 1(ก) : กำลังการผลิตติดตั้งเกิน 250 kWp แต่ไม่เกิน 1 MWp (ไม่มี LBS และ CB ด้านแรงสูง)

12 หรือ 24 kV

รูปแบบนี้แสดงเฉพาะ PV EXPORT METER เท่านั้น
การติดตั้ง MEA REVENUE METER ให้เป็นไปตาม
ระเบียบ/ประกาศที่เกี่ยวข้อง

ส่วนที่ กฟน. เป็นผู้รับผิดชอบ

ส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบ



สัญลักษณ์/คำย่อ OCD = OVERCURRENT DEVICE (FUSE OR CB)

DSW = DISCONNECTING SWITCH

MDP = MAIN DISTRIBUTION PANEL (MAIN CB ภายใน MDP ต้องสามารถรับคำสั่ง TRIP จาก OV&UV RELAY ได้)

OV&UV = OVER AND UNDER VOLTAGE

* ตำแหน่งและความจำเป็นในการติดตั้งขึ้นอยู่กับพิจารณาของ กฟน.

** แนะนำให้ติดตั้ง GROUND FAULT CIRCUIT INTERRUPTER (GFCI) ด้าน d.c. เพื่อเสริมการป้องกันเพลิงไหม้ โดยค่าปรับตั้ง กระแสรั่วลงดินสูงสุด = 300 mA สำหรับกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 30 kWp และสูงสุด = 10 mA ต่อ kWp สำหรับกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 30 kWp

แผ่นที่ 1 ของจำนวน 4 แผ่น

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท GROUND-MOUNTED PV

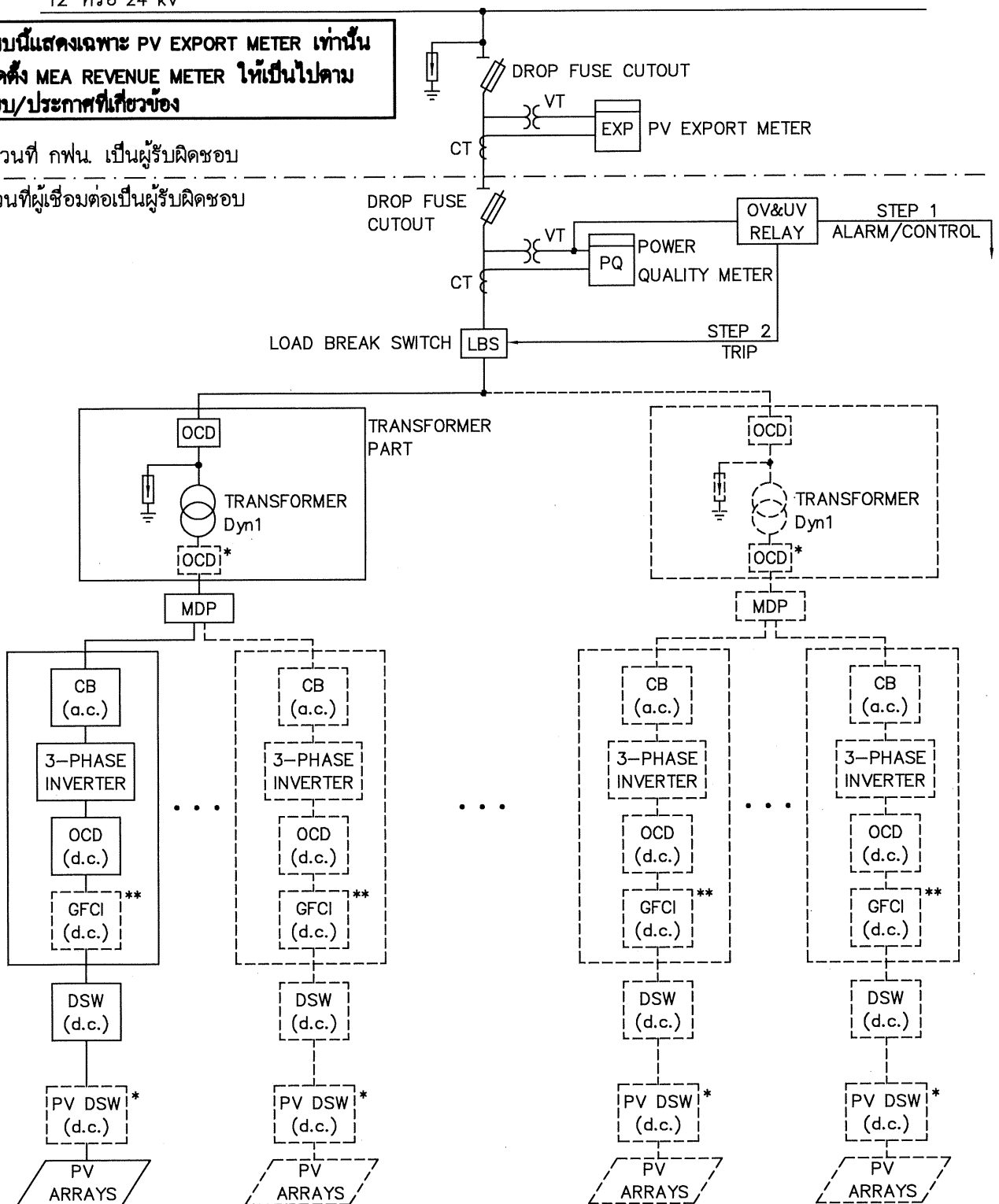
สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร เข้ากับระบบ 12 หรือ 24 kV สายอากาศของ กฟน. กรณีที่ 1(ก) : กำลังการผลิตติดตั้งเกิน 250 kWp แต่ไม่เกิน 1 MWp (มี LBS ด้านแรงสูง)

12 หรือ 24 kV

รูปแบบนี้แสดงเฉพาะ PV EXPORT METER เท่านั้น การติดตั้ง MEA REVENUE METER ให้เป็นไปตามระเบียบ/ประกาศที่เกี่ยวข้อง

ส่วนที่ กฟน. เป็นผู้รับผิดชอบ

ส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบ



สัญลักษณ์/คำย่อ OCD = OVERCURRENT DEVICE (FUSE OR CB)

MDP = MAIN DISTRIBUTION PANEL

DSW = DISCONNECTING SWITCH

OV&UV = OVER AND UNDER VOLTAGE

* ตำแหน่งและความจำเป็นในการติดตั้งขึ้นอยู่กับพิจารณาของ กฟน.

** แนะนำให้ติดตั้ง GROUND FAULT CIRCUIT INTERRUPTER (GFCI) ด้าน d.c. เพื่อเสริมการป้องกันเพลิงไหม้ โดยค่าปรับตั้ง กระแสรั่วลงดินสูงสุด = 300 mA สำหรับกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 30 kWp และสูงสุด = 10 mA ต่อ kWp สำหรับกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 30 kWp

แผ่นที่ 2 ของจำนวน 4 แผ่น

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท GROUND-MOUNTED PV

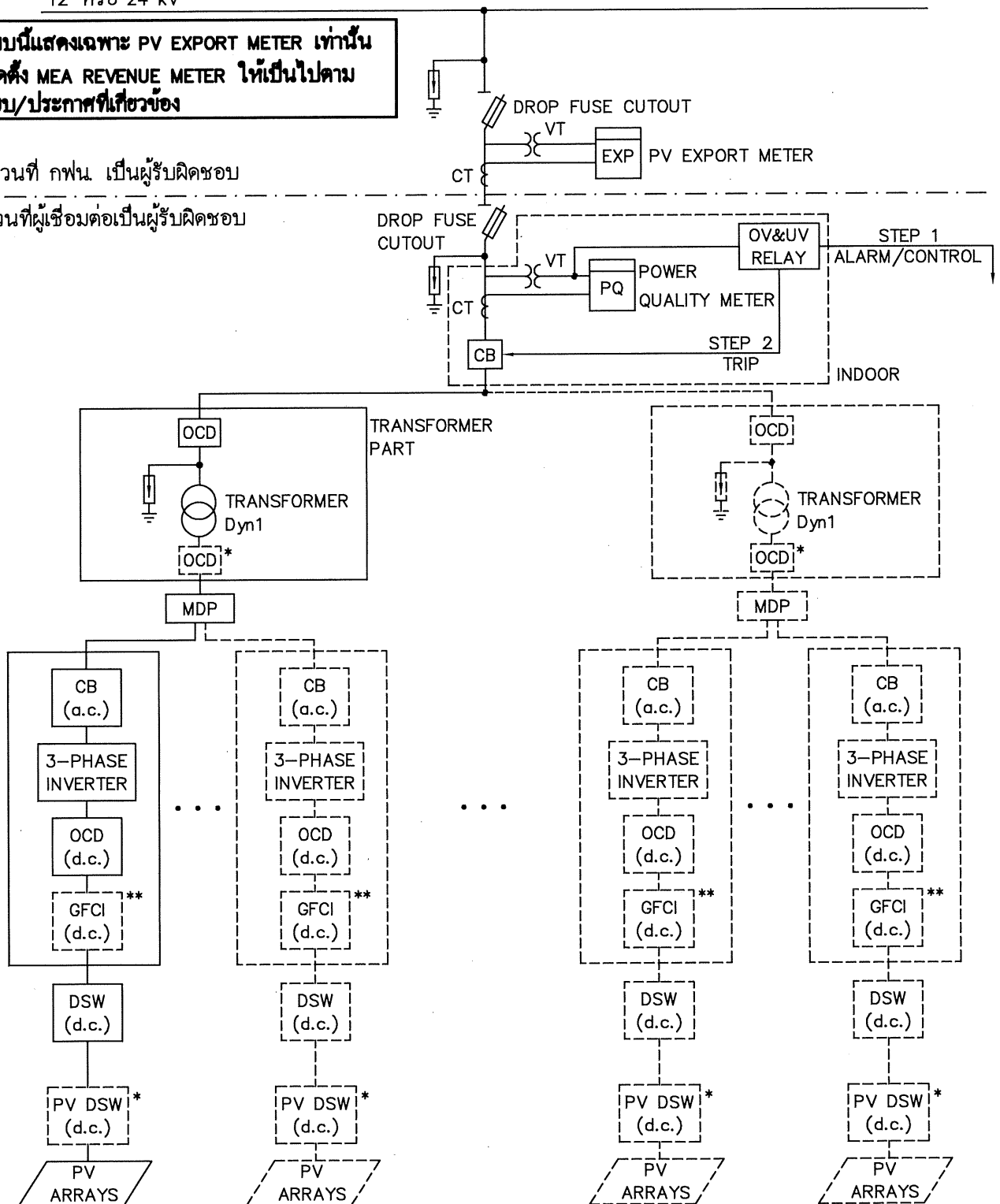
สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร เข้ากับระบบ 12 หรือ 24 kV สาขาอากาศของ กฟน. กรณีที่ 1(ค) : กำลังการผลิตติดตั้งเกิน 250 kWp แต่ไม่เกิน 1 MWp (มี CB ด้านแรงสูง)

12 หรือ 24 kV

รูปแบบนี้แสดงเฉพาะ PV EXPORT METER เท่านั้น
การติดตั้ง MEA REVENUE METER ให้เป็นไปตาม
ระเบียบ/ประกาศที่เกี่ยวข้อง

ส่วนที่ กฟน. เป็นผู้รับผิดชอบ

ส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบ



สัญลักษณ์/คำย่อ OCD = OVERCURRENT DEVICE (FUSE OR CB)

DSW = DISCONNECTING SWITCH

MDP = MAIN DISTRIBUTION PANEL

OV&UV = OVER AND UNDER VOLTAGE

* ตำแหน่งและความจำเป็นในการติดตั้งขึ้นอยู่กับพิจารณาของ กฟน.

** แนะนำให้ติดตั้ง GROUND FAULT CIRCUIT INTERRUPTER (GFCI) ด้าน d.c. เพื่อเสริมการป้องกันเพลิงไหม้ โดยค่าปรับตั้ง กระแสรั่วลงดินสูงสุด = 300 mA สำหรับกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 30 kWp และสูงสุด = 10 mA ต่อ kWp สำหรับกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 30 kWp

แผ่นที่ 3 ของจำนวน 4 แผ่น

รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท GROUND-MOUNTED PV

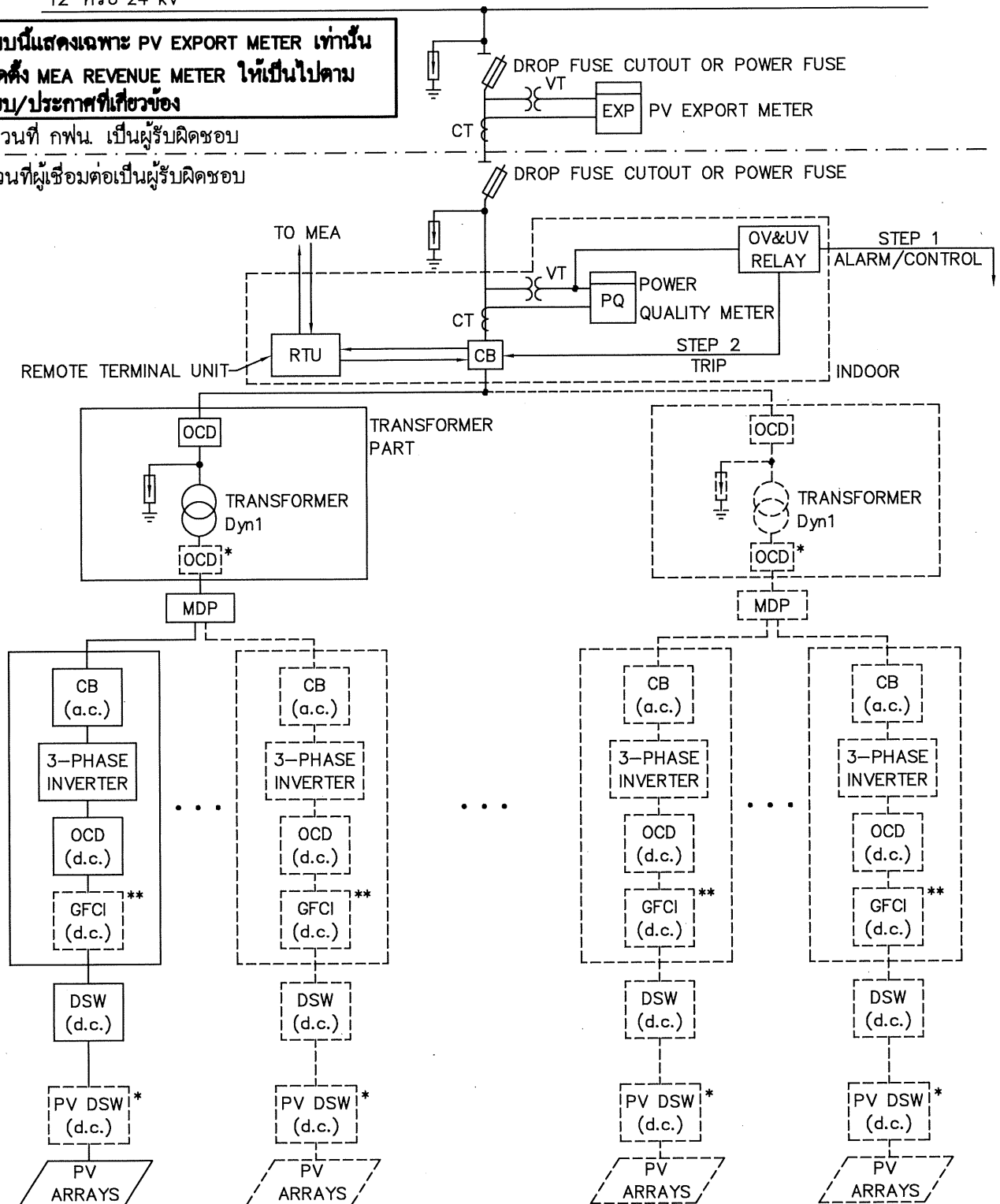
สำหรับหน่วยงานราชการและสหกรณ์ภาคการเกษตร เข้ากับระบบ 12 หรือ 24 kV สาขอากาศของ กฟน.
กรณีที่ 2 : กำลังการผลิตติดตั้งเกิน 1 MWp แต่ไม่เกิน 5 MWp***

12 หรือ 24 kV

รูปแบบนี้แสดงเฉพาะ PV EXPORT METER เท่านั้น
การติดตั้ง MEA REVENUE METER ให้เป็นไปตาม
ระเบียบ/ประกาศที่เกี่ยวข้อง

ส่วนที่ กฟน. เป็นผู้รับผิดชอบ

ส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบ



สัญลักษณ์/คำย่อ OCD = OVERCURRENT DEVICE (FUSE OR CB)

MDP = MAIN DISTRIBUTION PANEL

DSW = DISCONNECTING SWITCH

OV&UV = OVER AND UNDER VOLTAGE

* ตำแหน่งและความจำเป็นในการติดตั้งขึ้นอยู่กับพิจารณาของ กฟน.

** แนะนำให้ติดตั้ง GROUND FAULT CIRCUIT INTERRUPTER (GFCI) ด้าน d.c. เพื่อเสริมการป้องกันเพลิงไหม้ โดยค่าปรับตั้ง กระแสรั่วลงดินสูงสุด = 300 mA สำหรับกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 30 kWp และสูงสุด = 10 mA ต่อ kWp สำหรับกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 30 kWp

*** ไม่เกิน 4 MWp สำหรับระบบ 12 kV

แผ่นที่ 4 ของจำนวน 4 แผ่น