ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

ว่าด้วยมาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิธีการตรวจสอบ
และการรับรองผลการตรวจสอบอุปกรณ์ประเภทอินเวอร์เตอร์
(Grid-connected inverter) ระบบแรงดันต่ำ
พ.ศ. ๒๕๕๙

โดยที่เป็นการสมควรกำหนดมาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิธีการตรวจสอบ และการรับรองผลการตรวจสอบซึ่งเป็นมาตรฐานกลางให้ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าใช้เป็นการทั่วไป

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๗๓ แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ออกระเบียบไว้ ดังต่อไปนี้

ข้อ ๑ ระเบียบนี้เรียกว่า “ระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยมาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิธีการตรวจสอบ และการรับรองผลการตรวจสอบอุปกรณ์ประเภทอินเวอร์เตอร์ (Grid-connected inverter) ระบบแรงดันต่ำ พ.ศ. ๒๕๕๙”

ข้อ ๒ ระเบียบนี้ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป

ข้อ ๓ ในระเบียบนี้

“อินเวอร์เตอร์ (Grid-connected inverter) ระบบแรงดันต่ำ” หมายความว่า อุปกรณ์ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรง (DC) จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรงอื่น ๆ ไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ชนิดที่จะต้องหยุดจ่ายพลังงานเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อแรงดันและ/หรือความถี่ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีค่าไม่อยู่ในช่วงการทำงานปกติตามที่กำหนดไว้ หรือเมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าถูกปลดวงจรโดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

“รุ่น” (Model/Type) หมายความว่า กลุ่มของมาตรฐานอุปกรณ์ที่มีส่วนประกอบหลักเหมือนกัน อันทำให้คุณสมบัติ ด้านค่ามาตรฐานทางไฟฟ้า ด้านคุณลักษณะที่ต้องการทางกล ด้านภาวะทางภูมิอากาศ ด้านคุณลักษณะที่ต้องการทางไฟฟ้า และอายุการใช้งาน ไม่แตกต่างกันในเชิงสถิติ นอกจากนี้ยี่ห้อ ชื่อรุ่น ขนาด รูปร่าง รูปลักษณ์ วัสดุที่ใช้ทำบรรจุภัณฑ์ และวิธีใช้งานต้องไม่แตกต่างกัน

“การทดสอบเฉพาะแบบ” (Design Test or Type Test) หรือ “การทดสอบในห้องทดสอบ” (Laboratory test) หมายความว่า ขั้นตอนการทดสอบต่าง ๆ ที่ต้องปฏิบัติตามโดยชุดการทดสอบทั้งหมดจะทำกับมาตรอุปกรณ์รุ่นเดียวกันจำนวนไม่มากจำนวนหนึ่งโดยการสุ่มเลือกเพื่อตรวจสอบว่าอินเวอร์เตอร์ประเภทเชื่อมต่อโครงข่าย ยี่ห้อ รุ่นดังกล่าวมีคุณลักษณะถูกต้องตามข้อกำหนดของมาตรฐาน

“การทดสอบประจำ” (Routine Test) หมายความว่า ขั้นตอนการทดสอบคุณสมบัติเฉพาะอย่างเพื่อใช้ตัดสินใจว่าอินเวอร์เตอร์ประเภทเชื่อมต่อระบบโครงข่ายมีคุณลักษณะสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยการทดสอบประจำ จะเป็นการทดสอบทุกตัว ณ ห้องปฏิบัติการ

“การทดสอบภาคสนาม” (Field test) หมายความว่า ขั้นตอนการทดสอบคุณสมบัติเฉพาะอย่างเพื่อใช้ตัดสินใจว่าอินเวอร์เตอร์ประเภทเชื่อมต่อระบบโครงข่ายมีคุณลักษณะสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยการทดสอบภาคสนามจะเป็นการทดสอบของผู้ที่เป็นเจ้าของระบบโครงข่ายเพื่อให้เกิดความมั่นใจในอุปกรณ์นั้น

“การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายความว่า การไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

“กกพ.” หมายความว่า คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

ข้อ ๔ อุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ประเภทอินเวอร์เตอร์ (Grid-connected inverter) ระบบแรงดันต่ำ ต้องมีมาตรฐานไม่ต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐานตามเอกสารแนบท้ายระเบียบนี้

ข้อ ๕ ก่อนนำอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ประเภทอินเวอร์เตอร์ (Grid-connected inverter) ระบบแรงดันต่ำ มาใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้รับใบอนุญาตที่มีโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องมีการทดสอบดังต่อไปนี้

(๑) การทดสอบเฉพาะแบบ (Design Test or Type Test) หรือการทดสอบในห้องทดสอบ (Laboratory test) จะต้องมีการทดสอบ

(ก) โดยอ้างอิงมาตรฐาน IEEE ๑๕๔๗.๑ - ๒๐๐๕

๑) ฮาร์มอนิก (Harmonics)

๒) การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง (DC Injection)

๓) การเชื่อมต่อกลับคืนเข้ากับระบบโครงข่าย (Response to Utility Recover)

(ข) โดยอ้างอิงมาตรฐาน IEC ๖๑๐๐

๑) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

(ค) โดยอ้างอิงมาตรฐาน IEC ๖๒๑๑๖

๑) การป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

(ง) โดยอ้างอิงมาตรฐานการทดสอบตามการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

๑) การควบคุมกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive Power Control)

๒) การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)

๓) การทนต่อสภาวะแรงดันต่ำชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through)

๔) การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over Voltage Protection)

๕) การป้องกันความถี่ต่ำและความถี่เกิน (Under und Over Frequency Protection)

(๒) การทดสอบประจำ ที่ไม่เกี่ยวกับรุ่น (Routine Test) จะต้องมีการทดสอบกับอินเวอร์เตอร์ทุกตัวก่อนการติดตั้งใช้งาน คือ

๑) ช่วงแรงดัน (Voltage Range)

๒) ช่วงความถี่ (Frequency Range)

๓) การป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

(๓) การทดสอบภาคสนาม (Field test) เป็นการทดสอบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เพื่อตรวจสอบความเรียบร้อยก่อนเชื่อมต่อเข้าระบบ จะต้องมีการทดสอบ คือ

๑) การป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

๒) การเชื่อมต่อกลับคืนเข้ากับระบบโครงข่าย (Response to Utility Recover)

๓) การทดสอบปลดการเชื่อมต่อ (Load Rejection)

๔) แรงดัน (Voltage Level)

๕) ความถี่ (Frequency)

๖) ฮาร์มอนิก (Harmonics)

๗) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

ข้อ ๖ การทดสอบตามข้อ ๕ จะต้องได้รับการรับรองจากหน่วยตรวจสอบและรับรองมาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ที่ได้รับใบอนุญาตเป็นหน่วยตรวจสอบและรับรองมาตรฐานจาก กกพ.

กรณีอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ประเภทอินเวอร์เตอร์ (Grid-connected inverter) ระบบแรงดันต่ำที่มีขนาดมากกว่า ๑๐ กิโลวัตต์ (kW) ขึ้นไป การทดสอบและตรวจสอบตามที่กำหนดไว้ในข้อ ๕ (๑) สามารถขอใบรับรองผลการตรวจสอบจากหน่วยตรวจสอบและรับรองมาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากต่างประเทศที่ได้รับมาตรฐาน IEC ๑๗๐๒๕ ได้ ทั้งนี้ หน่วยตรวจสอบและรับรองดังกล่าวจะต้องได้รับความเห็นชอบจาก กกพ.

ข้อ ๗ กรณีที่ยังไม่มีผู้รับใบอนุญาตเป็นหน่วยตรวจสอบและรับรองมาตรฐานจาก กกพ. ตามข้อ ๖ วรรคหนึ่ง ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นหน่วยตรวจสอบและรับรองมาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ข้อ ๘ ให้ประธานกรรมการกำกับกิจการพลังงานเป็นผู้รักษาการตามระเบียบนี้ และให้ กกพ. เป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาดปัญหาเกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบนี้

ประกาศ ณ วันที่ ๒๘ มกราคม พ.ศ. ๒๕๕๙
พรเทพ ธัญญพงศ์ชัย
ประธานกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

มาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิธีการตรวจสอบ และการรับรองผลการตรวจสอบอุปกรณ์ ในเขตกรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ

แนบท้ายระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
ว่าด้วยมาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าวิธีการตรวจสอบและการรับรองผลการ
ตรวจสอบอุปกรณ์ประเภทอินเวอร์เตอร์ (Grid – Connected Inverter) ระบบแรงดันต่ำ พ.ศ. ๒๕๕๙

สารบัญ

หน้า

1. วัตถุประสงค์ 3

2. นิยามคำศัพท์ 4

3. มาตรฐานอุปกรณ์สำหรับอินเวอร์เตอร์ 5

3.1 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า 5

3.2 การตอบสนองต่อระบบไฟฟ้า 5

4. วิธีการตรวจสอบและรับรองผลการตรวจสอบอินเวอร์เตอร์ 7

4.1 สถาบันหรือหน่วยงานตรวจสอบ (การทดสอบ) 7

4.2 วิธีการตรวจสอบ (การทดสอบ) 7

4.3 วิธีการรับรองผลการตรวจสอบ (การทดสอบ) 7

1. วัตถุประสงค์

ข้อกำหนดฯ ฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อกำหนดเงื่อนไขทางเทคนิคในการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าและแนวทางในการทดสอบสำหรับอินเวอร์เตอร์ (Grid - Connected Inverter) ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อไม่ว่าจะเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer; SPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer; VSPP) หรือผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อควบคุมผลกระทบจากการทำงานของอินเวอร์เตอร์เหล่านี้ที่อาจมีต่อระบบไฟฟ้าทั้งในด้านคุณภาพไฟฟ้าและความปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สิน

ข้อกำหนดฯ ฉบับนี้ประยุกต์ใช้กับอินเวอร์เตอร์ของผู้เชื่อมต่อทุกประเภท หากว่าอินเวอร์เตอร์นั้นออกแบบให้ในการทำงานเชื่อมต่อกับระบบแรงดัน 230/400 V โดยอินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อจะต้องผ่านการทดสอบและมีคุณสมบัติทางด้านเทคนิคตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดฯ ฉบับนี้ จึงจะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงได้

การจัดทำข้อกำหนดฉบับนี้ได้อ้างอิงเนื้อหาจากมาตรฐานสากลที่เกี่ยวข้องกับ Grid - Connected Inverter ทั้งในส่วนการกำหนดเงื่อนไขการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการกำหนดแนวทางในการทดสอบอินเวอร์เตอร์ โดยการอ้างอิงเนื้อหาจากมาตรฐานสากลข้างต้นยึดหลักดังต่อไปนี้

- ในประเด็นที่มาตรฐานอ้างอิงข้างต้นมีการกำหนดไว้ชัดเจนครบถ้วนแล้วก็จะยกมาใช้อ้างอิงเลย

- กรณีที่ในประเด็นเดียวกันแต่ในแต่ละมาตรฐานมีการกำหนดเนื้อหารายละเอียดไว้แตกต่างกัน จะพิจารณาเลือกใช้เนื้อหาตามมาตรฐานที่มีความเหมาะสมกับการนำมาใช้ในระบบของการไฟฟ้านครหลวงมากกว่า

- หากในประเด็นใดที่เนื้อในมาตรฐานอ้างอิงไม่สอดคล้องกับการทำงานของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง จะพิจารณาปรับแก้เนื้อหาให้สอดคล้องกับการทำงานของระบบไฟฟ้า

มาตรฐานสากลเหล่านี้ ได้แก่ IEC 61727-2004, IEC 62116-2008, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2005 และ AS 4777.3-2005 ดังนั้น มาตรฐานอ้างอิงข้างต้นถือเป็นส่วนหนึ่งของข้อกำหนดฯ ฉบับนี้ ประเด็นใดในข้อกำหนดฯ ที่ไม่ได้ระบุรายละเอียดไว้ให้อ้างอิงเนื้อหาตามมาตรฐานสากลเหล่านี้

2. นิยามคำศัพท์

2.1 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

อุปกรณ์ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current; DC) จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรงอื่นๆ ไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternating Current; AC) ซึ่งมีความเหมาะสมและสามารถนำไปใช้งานต่อโดยการไฟฟ้าได้

2.2 อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย (Grid - Connected Inverter)

อินเวอร์เตอร์ชนิดที่จะต้องหยุดจ่ายพลังงานเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อแรงดันและ/หรือความถี่ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีค่าไม่อยู่ในช่วงการทำงานปกติตามที่กำหนดไว้ หรือเมื่อเกิดสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) ขึ้น

2.3 ฮาร์มอนิก (Harmonic)

ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) ของสัญญาณหรือปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) สำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยความถี่หลักมูลมีค่าเท่ากับ 50 Hz ดังนั้น ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 100 Hz เรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 2 (Second Harmonic) ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 150 Hz เรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 3 (Third Harmonic)

2.4 ความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกรวม (Total Harmonic Current Distortion, THDi)

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

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

2.5 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation or Flicker)

การเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่า RMS ของแรงดันไฟฟ้า ระหว่างค่าระดับแรงดัน 2 ระดับใกล้กัน ซึ่งแต่ละระดับมีค่าคงที่ในระยะเวลาที่แน่นอนแต่ไม่กำหนดช่วงระยะเวลา

2.6 สภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding)

สภาวะซึ่งส่วนหนึ่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยโหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายังคงทำงานต่อเนื่องและแยกตัวออกจากส่วนที่เหลือของระบบโครงข่ายไฟฟ้า โหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอาจเป็นการรวมกันระหว่างทรัพย์สินของการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า

3. มาตรฐานอุปกรณ์สำหรับอินเวอร์เตอร์

3.1 การควบคุมคุณภาพไฟฟ้า

3.1.1 ฮาร์มอนิก

เมื่ออินเวอร์เตอร์จ่ายไฟให้โหลดเชิงเส้นที่สมดุล (Balanced Linear Load) อินเวอร์เตอร์จะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์มอนิกจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินขีดจำกัดดังต่อไปนี้ (แสดงค่าเป็นร้อยละเทียบกับกระแสพิกัดของอินเวอร์เตอร์)

อันดับคี่	ขีดจำกัดกระแส (%)	อันดับคู่	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
$\geq$ 35	0.3	$\geq$ 36	0.075
ความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกรวม (Total Harmonic Current Distortion; THDi) 5.0 %			

3.1.2 แรงดันกระเพื่อม

อินเวอร์เตอร์จะต้องไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ตามมาตรฐาน IEC 61000-3-3 (2008) สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิกัดไม่เกิน 16 A หรือมาตรฐาน IEC 61000-3-5 (2009) สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิกัดเกินกว่า 75 A หรือมาตรฐาน IEC 61000-3-11 (2000) สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิกัดไม่เกิน 75 A

3.1.3 การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง

อินเวอร์เตอร์จะต้องไม่สร้างไฟฟ้ากระแสตรง (DC Injection) จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินกว่า 0.5 % ของกระแสพิกัดของอินเวอร์เตอร์

3.2 การตอบสนองต่อระบบไฟฟ้า

3.2.1 ช่วงแรงดันทำงาน

อินเวอร์เตอร์จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากขนาดของแรงดัน Line to Line หรือ Line to Neutral ในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าออกนอกช่วง 346 – 416 V และ 200 - 240 V ตามลำดับในระยะเวลาดังนี้

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 < 416	200 $\leq$ V < 240	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)

ช่วงแรงดัน (โวลต์)		เวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
Line to Line	Line to Neutral	
416 < V < 539	240 < V < 311	2.0
V ≥ 539	V ≥ 311	0.05

3.2.2 ช่วงความถี่ทำงาน

อินเวอร์เตอร์จะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาไม่เกิน 0.1 วินาที หากความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่อยู่ในช่วง 49 - 51 Hz

3.2.3 การป้องกันสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding)

ในกรณีที่เกิดสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) อินเวอร์เตอร์จะต้องตรวจพบและปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาไม่เกิน 2 วินาที

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการไฟฟ้านครหลวงมีการติดตั้งระบบสับเปลี่ยนแหล่งจ่ายไฟโดยอัตโนมัติ เมื่อระบบจ่ายไฟฟ้าขัดข้อง เพื่อลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับและผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยขณะที่ระบบข้างต้นทำงานผู้ใช้ไฟฟ้าจะประสบเหตุการณ์ไฟฟ้าดับเป็นเวลาประมาณ 0.3 วินาที นั่นคือ อินเวอร์เตอร์จะประสบกับสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) เป็นเวลา 0.3 วินาทีเช่นกัน

หลังจากผ่านไป 0.3 วินาที เมื่อระบบการไฟฟ้าจ่ายแรงดันกลับคืนมา หากอินเวอร์เตอร์ไม่ปลดวงจรออกไปภายในช่วงเวลาดังกล่าว อาจเกิดปัญหา Out of Synchronization คือ แรงดันที่จ่ายจากอินเวอร์เตอร์มีมุมเฟสแตกต่างจากแรงดันที่จ่ายจากระบบการไฟฟ้า ซึ่งอาจส่งผลให้เกิดแรงดันกระชากสร้างความเสียหายกับอินเวอร์เตอร์และอุปกรณ์อื่นๆ ในระบบไฟฟ้าได้

ดังนั้น เมื่อเกิดสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) หากอินเวอร์เตอร์ของผู้เชื่อมต่อไม่ปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลา 0.3 วินาที และก่อให้เกิดความเสียหายกับระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อหรือระบบของการไฟฟ้านครหลวง เนื่องจากปัญหา Out of Synchronization ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้น

3.2.4 การเชื่อมต่อหลังไฟฟ้ากลับคืน

ภายหลังจากที่อินเวอร์เตอร์ปลดวงจร เนื่องจากเกิดไฟฟ้าดับหรือแรงดัน/ความถี่ไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด และเมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากลับเข้าสู่สภาวะปกติแล้วอินเวอร์เตอร์จะต้องหน่วงเวลาการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นเวลาอย่างน้อย 2 นาที

4. วิธีการตรวจสอบและรับรองผลการตรวจสอบอินเวอร์เตอร์

4.1 สถาบันหรือหน่วยงานตรวจสอบ (การทดสอบ)

อินเวอร์เตอร์จะต้องผ่านการทดสอบโดยหน่วยงานหรือสถาบันทดสอบที่เป็นกลาง และได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบจาก ISO/IEC 17025 (สำหรับอินเวอร์เตอร์) หรือได้รับการตรวจสอบและยอมรับจากการไฟฟ้านครหลวง

4.2 วิธีการตรวจสอบ (การทดสอบ)

4.2.1 การทดสอบการออกแบบ (Design Test)

เป็นการทดสอบกับอินเวอร์เตอร์เพียงตัวเดียวที่เป็นตัวแทนของรุ่น เพื่อยืนยันว่าอินเวอร์เตอร์รุ่นที่จะนำมาติดตั้งใช้งานมีการออกแบบที่เหมาะสมสอดคล้องตามข้อกำหนดทั้งในด้านการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าและการตอบสนองต่อระบบไฟฟ้า อินเวอร์เตอร์รุ่นที่เคยผ่านการทดสอบการออกแบบแล้วไม่จำเป็นต้องทำการทดสอบการออกแบบซ้ำอีกการทดสอบการออกแบบต้องดำเนินการในทุกหัวข้อการทดสอบ คือ ฮาร์มอนิก แรงดันกระเพื่อม การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง ช่วงแรงดันทำงาน ช่วงความถี่ทำงาน การป้องกันการเกิดสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) และการเชื่อมต่อหลังไฟฟ้ากลับคืน และต้องผ่านการทดสอบโดยสถาบันที่มีคุณสมบัติตามข้อ 4.1 เท่านั้น

4.2.2 การทดสอบประจำเครื่อง (Routine Test)

เป็นการทดสอบที่ต้องดำเนินการกับอินเวอร์เตอร์ทุกเครื่องที่จะนำไปติดตั้งใช้งาน เพื่อให้เกิดความมั่นใจในความปลอดภัยสูงสุดและป้องกันผลเสียที่อาจมีต่อระบบไฟฟ้า หัวข้อทดสอบที่ต้องทำการทดสอบประจำเครื่อง คือ ช่วงแรงดันทำงาน ช่วงความถี่ทำงาน และการป้องกันการเกิดสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) การทดสอบประจำเครื่องสามารถดำเนินการโดยสถาบันที่มีคุณสมบัติตามข้อ 4.1 หรือห้องทดสอบของผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์ซึ่งได้รับการตรวจสอบและยอมรับจากการไฟฟ้านครหลวง

4.3 วิธีการรับรองผลการตรวจสอบ (การทดสอบ)

4.3.1 การทดสอบฮาร์มอนิก

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

4.3.2 การทดสอบแรงดันกระเพื่อม

เป็นการทดสอบประเภท Design Test โดยให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบและเกณฑ์การประเมินตามมาตรฐาน IEC 61000-3-3 (2008) สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิกัดไม่เกิน 16 A หรือมาตรฐาน IEC 61000-3-5 (2009) สำหรับอินเวอร์เตอร์ที่มีกระแสพิกัดเกินกว่า 75 A หรือมาตรฐาน IEC 61000-3-11 (2000) 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 Over voltage และ Under voltage ดังนี้

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	วิธีการทดสอบ
Overvoltage	5	(1) ติดตั้งชุดอินเวอร์เตอร์ตามคู่มือการติดตั้งและข้อกำหนดจากผู้ผลิต
	X	(2) ตั้งค่าการทำงานของแหล่งจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่เงื่อนไขการทำงานปกติของชุดอินเวอร์เตอร์
	m_1	(3) ตั้งค่า Overvoltage Trip Setting ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าแรงดันทดสอบ (ดูหมายเหตุ, m_1) และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ
	X	(4) ปรับแรงดันทดสอบเพิ่มขึ้นแบบทันทีทันใด โดยให้มีค่าเท่ากับ Overvoltage Trip Setting + 1 V และคงไว้จนกระทั่งอินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
	n	(5) บันทึกค่าระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
		(6) ในกรณีอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส ให้ทำการทดสอบทีละเฟสจนครบ 3 เฟส และทดสอบทั้ง 3 เฟสพร้อมกันอีกครั้ง โดยขณะทำการทดสอบในเฟสใด แรงดันในเฟสที่เหลือให้ตั้งค่าที่ระดับการทำงานปกติ
Undervoltage	5	(1) ติดตั้งชุดอินเวอร์เตอร์ตามคู่มือการติดตั้งและข้อกำหนดจากผู้ผลิต
	X	(2) ตั้งค่าการทำงานของแหล่งจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่เงื่อนไขการทำงานปกติของชุดอินเวอร์เตอร์
	m_2	(3) ตั้งค่า Undervoltage Trip Setting ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าแรงดันทดสอบ (ดูหมายเหตุ, m_2) และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ
	X	(4) ปรับแรงดันทดสอบลดลงแบบทันทีทันใด โดยให้มีค่าเท่ากับ Undervoltage Trip Setting – 1 V และคงไว้จนกระทั่งอินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
	n	(5) บันทึกค่าระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
		(6) ในกรณีอินเวอร์เตอร์ 3 เฟส ให้ทำการทดสอบทีละเฟสจนครบ 3 เฟส และทดสอบทั้ง 3 เฟสพร้อมกันอีกครั้ง โดยขณะทำการทดสอบในเฟสใด แรงดันในเฟสที่เหลือให้ตั้งค่าที่ระดับการทำงานปกติ

หมายเหตุ :

m_1 คือ จำนวนแรงดันสูงเกินที่ต้องทดสอบ 2 ครั้ง คือที่ 241 V และที่ 311 V *

m_2 คือ จำนวนแรงดันต่ำเกินที่ต้องทดสอบ 2 ครั้ง คือที่ 199 V และที่ 114 V *

n คือ จำนวนครั้งที่ต้องทดสอบเพิ่มเติมในกรณีที่อินเวอร์เตอร์เป็นชนิด 3 เฟส โดยทดสอบทีละเฟสและทดสอบทั้ง 3 เฟสพร้อมกัน

* กรณีที่อินเวอร์เตอร์ไม่สามารถปรับ Overvoltage Trip Setting และ/หรือ Undervoltage Trip Setting ได้ถึง 311 V และ/หรือ 114 V ตามลำดับ 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 x n ครั้ง และ Undervoltage ทดสอบ m_2 x n ครั้ง

4.3.5 การทดสอบช่วงความถี่ทำงาน

(1) Design Test

1.1) ขั้นตอนวิธีการทดสอบ

การทดสอบแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ Overfrequency และ Underfrequency ดังนี้

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	วิธีการทดสอบ
Overfrequency	5	(1) ติดตั้งชุดอินเวอร์เตอร์ตามคู่มือการติดตั้งและข้อกำหนดจากผู้ผลิต (2) ตั้งค่าการทำงานของแหล่งจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่เงื่อนไขการทำงานปกติของชุดอินเวอร์เตอร์ (3) ตั้งค่า Overfrequency Trip Setting ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าทดสอบ 51.1 Hz และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ (4) ปรับความถี่ทดสอบเพิ่มขึ้นแบบทันทีทันใด โดยให้มีค่าเท่ากับ Overfrequency Trip Setting + 0.1 Hz และคงไว้จนกระทั่งอินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (5) บันทึกค่าระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
Underfrequency	5	(1) ติดตั้งชุดอินเวอร์เตอร์ตามคู่มือการติดตั้งและข้อกำหนดจากผู้ผลิต (2) ตั้งค่าการทำงานของแหล่งจ่ายไฟฟ้าทั้งหมดที่เงื่อนไขการทำงานปกติของชุดอินเวอร์เตอร์ (3) ตั้งค่า Underfrequency Trip Setting ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าทดสอบ 48.9 Hz และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ (4) ปรับความถี่ทดสอบลดลงแบบทันทีทันใด 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 การทดสอบการป้องกันสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding)

(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 หมายถึง อินเวอร์เตอร์ทำงานที่ Maximum Output Power และแรงดันที่ป้อนให้อินเวอร์เตอร์มีค่ามากกว่า 90% ของช่วงแรงดันพิกัด
- Condition B หมายถึง อินเวอร์เตอร์ทำงานระหว่าง 50% - 66% ของ Maximum Output Power และแรงดันที่ป้อนให้อินเวอร์เตอร์มีค่า 50% ของช่วงแรงดันพิกัด $\pm$ 10%
- Condition C หมายถึง อินเวอร์เตอร์ทำงานระหว่าง 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 ดังนั้น ทั้ง Real Power และ Reactive Power ที่ไหลไปยัง AC Power Source จึงมีค่าเป็นศูนย์

2.2) เกณฑ์การประเมิน

ในการทดสอบแต่ละครั้งอินเวอร์เตอร์จะต้องหยุดจ่ายไฟเข้าระบบภายในเวลาไม่เกิน 2 วินาที

4.3.7 การทดสอบการเชื่อมต่อหลังไฟฟ้ากลับคืน

เป็นการทดสอบประเภท Design Test โดยให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE1547.1-2005 ข้อ 5.10 ส่วนเกณฑ์การประเมินให้อ้างอิงตามข้อ 3.2.4 ในข้อกำหนดฉบับนี้

มาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิธีการตรวจสอบ และการรับรองผลการตรวจสอบอุปกรณ์ในเขตพื้นที่อื่นๆ

แนบท้ายระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
ว่าด้วยมาตรฐานของอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าวิธีการตรวจสอบและการรับรองผลการตรวจสอบอุปกรณ์ประเภทอินเวอร์เตอร์ (Grid – Connected Inverter) ระบบแรงดันต่ำ พ.ศ. ๒๕๕๙

สารบัญ

หน้า

1. นิยามคำศัพท์ 3

2. มาตรฐานอุปกรณ์สำหรับอินเวอร์เตอร์ 4

2.1 มาตรฐานทางเทคนิค 4

2.2 มาตรฐานทั่วไปของอุปกรณ์ 6

3. วิธีการตรวจสอบและรับรองผลการตรวจสอบอินเวอร์เตอร์ 7

3.1 สถาบันหรือหน่วยงานตรวจสอบ (การทดสอบ) 7

3.2 วิธีการตรวจสอบ (การทดสอบ) 7

4. วิธีการรับรองผลการตรวจสอบ (การทดสอบ) 8

4.1 การทดสอบฮาร์มอนิก 8

4.2 การทดสอบแรงดันกระเพื่อม 8

4.3 การทดสอบการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง 8

4.4 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control) 8

4.5 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control) 13

4.6 การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through) 13

4.7 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over Voltage Protection) 14

4.8 การทดสอบการป้องกันความถี่ต่ำและความถี่สูง (Under and Over Frequency Test) 15

4.9 การทดสอบการป้องกันสภาวะการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding) 16

4.10 การทดสอบการเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่าย (Response to Utility Recovery) 16

5. รูปแบบการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 17

1. นิยามคำศัพท์

1.1 อินเวอร์เตอร์ (Inverter)

อุปกรณ์ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current; DC) จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์หรือแหล่งกำเนิดไฟฟ้ากระแสตรงอื่นๆ ไปเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternating Current; AC) ซึ่งมีความเหมาะสมและสามารถนำไปใช้งานต่อโดยการไฟฟ้าได้

1.2 อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทเชื่อมต่อกับโครงข่าย (Grid - Connected Inverter)

อินเวอร์เตอร์ชนิดที่จะต้องหยุดจ่ายพลังงานเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อแรงดันและ/หรือความถี่ไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีค่าไม่อยู่ในช่วงการทำงานปกติตามที่กำหนดไว้ หรือเมื่อเกิดสภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) ขึ้น

1.3 ฮาร์มอนิก (Harmonic)

ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) ของสัญญาณหรือปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) สำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยความถี่หลักมูลมีค่าเท่ากับ 50 Hz ดังนั้น ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 100 Hz เรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 2 (Second Harmonic) ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 150 Hz เรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 3 (Third Harmonic)

1.4 ความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกรวม (Total Harmonic Current Distortion, THDi)

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

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

1.5 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation or Flicker)

การเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่า RMS ของแรงดันไฟฟ้า ระหว่างค่าระดับแรงดัน 2 ระดับใกล้กัน ซึ่งแต่ละระดับมีค่าคงที่ในระยะเวลาที่แน่นอนแต่ไม่กำหนดช่วงระยะเวลา

1.6 สภาวะระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding)

สภาวะซึ่งส่วนหนึ่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยโหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายังคงทำงานต่อเนื่องและแยกตัวออกจากส่วนที่เหลือของระบบโครงข่ายไฟฟ้า โหลดและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอาจเป็นการรวมกันระหว่างทรัพย์สินของการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า

2. มาตรฐานอุปกรณ์สำหรับอินเวอร์เตอร์

2.1 มาตรฐานทางเทคนิค

2.1.1 แรงดันและความถี่

แรงดันและความถี่ของระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเข้ากันได้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและเป็นไปตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

2.1.2 ฮาร์มอนิก (Harmonics)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องไม่สร้างกระแสฮาร์มอนิกจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 สำหรับการตรวจวัดที่ระดับแรงดันอื่นๆ นอกเหนือจากข้อกำหนดข้างต้นให้นำมาตรฐาน IEC ที่เหมาะสมมาใช้

2.1.3 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

2.1.4 การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง (DC Injection)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องไม่จ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

2.1.5 การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องสามารถควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) หรือกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเพื่อรักษาระดับแรงดัน ณ จุดต่อเชื่อม ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานของ กฟภ. โดยระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอใช้บริการจะต้องมีความสามารถดังตารางที่ 1 ดังนี้

ตารางที่ 1. การควบคุมตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าแบ่งตามระดับแรงดัน ณ จุดต่อเชื่อมกับระบบของ กฟภ.

ระดับแรงดัน ณ จุดต่อร่วมระหว่างการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า (Point of Common Coupling; PCC)	* ความสามารถในการปรับค่า Power Factor	วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ
1) ระดับแรงดันต่ำ 2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	0.95 Lagging to 0.95 Leading เป็นอย่างน้อย	ควบคุมได้อย่างน้อย 1 วิธี คือ A fixed displacement factor cos θ
3) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์)	0.90 Lagging to 0.90 Leading เป็นอย่างน้อย	ควบคุมได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) A fixed displacement factor cos θ 2) A variable reactive power depending on the voltage Q (U)

2.1.6 การควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)

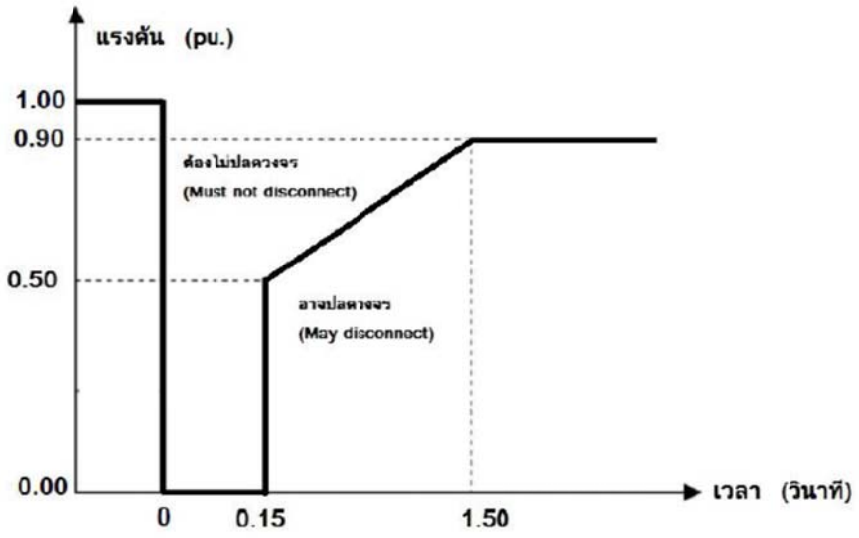
ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจาก 100 เปอร์เซ็นต์ เหลือ 0 เปอร์เซ็นต์ ได้ โดยสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อนาที ทั้งนี้ กรณีที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเหตุการณ์ใดๆ ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณาแล้วเห็นว่ามีผลกระทบต่อความปลอดภัยและเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะแจ้งและ/หรือสั่งการให้ปรับลดกำลังไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสม

2.1.7 ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องไม่ปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในเวลาที่กำหนด ขณะเกิดแรงดันตกชั่วขณะในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยกำหนดตามระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2. ระยะเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะได้

ระดับแรงดัน ณ จุดต่อร่วมระหว่างการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า (Point of Common Coupling; PCC)	Duration time (วินาที)
1) ระดับแรงดันต่ำ	ไม่ต้องการ
2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	
3) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 500 กิโลวัตต์)	ดังรูปที่ 1.



รูปที่ 1. กราฟแสดงความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through)

2.1.8 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over Voltage Protection)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหากขนาดของแรงดัน Line to Neutral ในระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีค่าออกนอกช่วงที่ระบุไว้ตามตารางที่ 3. ดังนี้

ตารางที่ 3. ระยะเวลาปลดวงจรเมื่อแรงดันไม่อยู่ในช่วงแรงดันพิกัด

ระดับแรงดัน ณ จุดต่อร่วมระหว่างการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า (Point of Common Coupling; PCC)	ระยะเวลาตัดวงจร (วินาที)
V < 50%	0.3
50% ≤ V < 90%	2.0
90% ≤ V ≤ 110%	แรงดันทำงานต่อเนื่อง
110% < V < 120%	1.0
V ≥ 120%	0.16

2.1.9 การป้องกันความถี่ต่ำและความถี่เกิน (Under and Over Frequency Protection)

ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายใน 0.1 วินาที เมื่อความถี่ที่จุดเชื่อมต่อมีค่าไม่อยู่ในช่วง 48 – 51 Hz

2.1.10 การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดดในขณะที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้าให้ ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากปลดวงจรออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ภายใน 2 วินาที

2.1.11 การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Response to Utility Recovery)

ภายหลังจากที่ระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากปลดตัวเองออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากเกิดไฟฟ้าดับหรือแรงดัน/ความถี่ไม่อยู่ในช่วงที่กำหนด เมื่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ากลับเข้าสู่สภาวะปกติ แล้วระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องหน่วงเวลาการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบโครงข่าย ไฟฟ้าเป็นเวลาอย่างน้อย 20 วินาทีถึง 5 นาที

2.2 มาตรฐานทั่วไปของอุปกรณ์

2.2.1 การต่อลงดิน (Earthing), การป้องกันการลัดวงจร (Short Circuit Protection) และการตัดตอนและการปลดสับ (Isolation and Switching) ให้เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60364-7-712

2.2.2 การจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Monitoring; PQM) ตามระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551 นั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องจัดหา ออกแบบ และติดตั้งระบบ Monitoring Systems สำหรับคุณภาพไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเรียกดูข้อมูลในรูปแบบเวลาจริง (Real Time) ผ่านระบบอินเตอร์เน็ตซึ่งได้แก่ข้อมูลแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า ความถี่ไฟฟ้า กำลังไฟฟ้า ตัวประกอบกำลัง THDv, THDi, Pst, และ Plt เป็นต้น รวมทั้งจะต้องจัดส่งรายงานผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าจาก Power Quality Monitoring (PQM) ตามแบบฟอร์มหรือรูปแบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดเป็นประจำทุกเดือน

2.2.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้ามากกว่า 56 กิโลวัตต์ จะต้องมีระบบ Monitoring Systems ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสามารถเรียกดูข้อมูลการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบเวลาจริง (Real Time) ผ่านระบบอินเตอร์เน็ตหรือแอพพลิเคชั่นต่างๆ ซึ่งได้แก่ ข้อมูลกำลังไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้า ความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิ เป็นต้น

2.2.4 สำหรับการเชื่อมโยงในระบบจำหน่ายแรงต่ำ 380/220 โวลต์

2.2.4.1 ขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในหม้อแปลงจำหน่ายแรงต่ำจะต้องไม่เกิน 25% ของขนาดพิกัดหม้อแปลง (หน่วยเป็นกิโลโวลต์-แอมแปร์)

2.2.4.2 หากกำลังผลิตติดตั้งรวมของระบบผลิตไฟฟ้าตามข้อ 2.2.4.1 เชื่อมต่อเต็มขีดจำกัด 25% ของขนาดพิกัดหม้อแปลงแล้ว ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องไปเชื่อมต่อในระบบจำหน่ายแรงดัน 22 หรือ 33 กิโลโวลต์ โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้จัดหาหม้อแปลงจำหน่ายและอุปกรณ์ป้องกันตามมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต่อไป

2.2.5 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายใดที่ไม่ผ่านข้อกำหนดทางเทคนิค ผู้ขอใช้บริการจะต้องทำการศึกษา และแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้นถ้าหากมีความจำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น ทั้งนี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์การพิจารณาอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นรายๆ ไป

2.2.6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสงวนสิทธิ์ในการเปลี่ยนแปลงข้อกำหนดทางเทคนิคตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัย ความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและผลประโยชน์ต่อส่วนรวมเป็นหลัก

3. วิธีการตรวจสอบและรับรองผลการตรวจสอบอินเวอร์เตอร์

3.1 สถาบันหรือหน่วยงานตรวจสอบ (การทดสอบ)

(1) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

(2) ห้องทดสอบจะต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคยอมรับ

(3) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศ จะต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบัน ที่เป็นกลางในประเทศหรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก่อน

3.2 วิธีการตรวจสอบ (การทดสอบ)

3.2.1 การทดสอบในห้องทดสอบ (Laboratory Test)

ทดสอบโดยหน่วยงานตามข้อ 3.1 และทดสอบเพียง 1 ตัวต่อ 1 รุ่น เพื่อยืนยันว่า หากนำมาติดตั้งใช้งานจริง จะต้องสามารถควบคุมคุณภาพไฟฟ้าและตอบสนองต่อระบบไฟฟ้าได้ตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด โดยจะต้องดำเนินการทดสอบในหัวข้อดังนี้

(1) ฮาร์มอนิก (Harmonics)

(2) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

(3) การจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง (DC injection)

(4) การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control) และวิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ

(5) การควบคุมกำลังไฟฟ้าจริง (Active Power Control)

(6) ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันต่ำชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through)

(7) การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under/Over Voltage Protection)

(8) การป้องกันความถี่ต่ำและความถี่เกิน (Under/Over Frequency Protection)

(9) การป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

(10) การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่าย (Response to Utility Recovery)

3.2.2 การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและการทดสอบภาคสนาม (Field Test)

การทดสอบภาคสนามและการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าดำเนินการโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังนี้

1) การทดสอบภาคสนามมีหัวข้อที่ต้องทำการทดสอบดังนี้

(1) การป้องกันการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

(2) การเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่าย (Response to Utility Recovery)

(3) การทดสอบปลดการเชื่อมต่อ (Load Rejection)

2) การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้ามีหัวข้อที่ต้องตรวจวัดดังนี้

(1) แรงดัน (Voltage Level)

(2) ความถี่ (Frequency)

(3) ฮาร์มอนิก (Harmonics)

(4) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

4. วิธีการรับรองผลการตรวจสอบ (การทดสอบ)

4.1 การทดสอบฮาร์มอนิก

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.2 การทดสอบแรงดันกระเพื่อม

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.3 การทดสอบการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.4 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control)

การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ เพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟได้สูงสุดที่ปริมาณเท่าไร โดยมีขั้นตอนในการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า

c) เริ่มทดสอบโดยกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 0 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าสู่ระบบจนกระทั่งได้ค่าสูงสุด และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้

d) ทำการทดสอบเหมือนข้อ c) โดยกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้

e) กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มจ่ายไฟที่ 0 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าจากนั้นทำการปรับให้ระบบผลิตไฟฟ้ารับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟเข้าสู่ระบบจนกระทั่งได้ค่าสูงสุด และทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้

f) ทำการทดสอบเหมือนข้อ e) แต่กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าและทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ, ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ได้

g) จากข้อ c) ถึงข้อ f) สามารถบันทึกผลการทดสอบอย่างน้อยดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า (P หน่วย %)	กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าที่วัดได้ (P หน่วย MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดที่วัดได้ (±Q หน่วย MVAR)	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่วัดได้ (Power Factor; PF)
0 %			
10 %			
20 %			
30 %			
40 %			
50 %			
60 %			
70 %			
80 %			
90 %			
100 %			

ทั้งนี้ สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่พิสูจน์ความสามารถในการรับหรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดตามข้อกำหนดนี้

4.4.1) การทดสอบ A fixed displacement factor cos ɵ

เพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมการจ่ายไฟในโหมดควบคุม Power Factor แบบคงที่ได้ โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ
b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า
c) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Power Factor Setpoint เท่ากับ 0.90 Lagging (หรือ 0.95 Lagging) โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ
d) เริ่มทำการทดสอบและทำการบันทึกค่าที่ได้อย่างน้อยดังตารางที่ 5
e) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Power Factor Setpoint เท่ากับ 0.90 Leading (หรือ 0.95 Leading) โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 0, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ
f) เริ่มทำการทดสอบและทำการบันทึกค่าที่ได้อย่างน้อยดังตารางที่ 6

g) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Power Factor Setpoint เท่ากับ 1.0 โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90 และ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าตามลำดับ

h) เริ่มทำการทดสอบและทำการบันทึกค่าที่ได้อย่างน้อยดังตารางที่ 7

ตารางที่ 5. ตัวอย่างตารางการบันทึกผลการทดสอบ

กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า (P หน่วย %)	**Power Factor (ที่กำหนด)**	**กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าที่วัดได้ (P หน่วย MW)**	**กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดที่วัดได้ (±Q หน่วย MVAR)**	**ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่วัดได้ (Power Factor; PF)**
0 %	0.90 lagging			
10 %	0.90 lagging			
20 %	0.90 lagging			
30 %	0.90 lagging			
40 %	0.90 lagging			
50 %	0.90 lagging			
60 %	0.90 lagging			
70 %	0.90 lagging			
80 %	0.90 lagging			
90 %	0.90 lagging			
100 %	0.90 lagging			

ตารางที่ 6. ตัวอย่างตารางการบันทึกผลการทดสอบ

กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า (P หน่วย %)	**Power Factor (ที่กำหนด)**	**กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าที่วัดได้ (P หน่วย MW)**	**กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดที่วัดได้ (±Q หน่วย MVAR)**	**ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่วัดได้ (Power Factor; PF)**
0 %	0.90 leading			
10 %	0.90 leading			
20 %	0.90 leading			
30 %	0.90 leading			
40 %	0.90 leading			
50 %	0.90 leading			
60 %	0.90 leading			
70 %	0.90 leading			
80 %	0.90 leading			
90 %	0.90 leading			
100 %	0.90 leading			

ตารางที่ 7. ตัวอย่างตารางการบันทึกผลการทดสอบ

กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า (P หน่วย %)	Power Factor (ที่กำหนด)	กำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าที่วัดได้ (P หน่วย MW)	กำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟสูงสุดที่วัดได้ (±Q หน่วย MVAR)	ค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่วัดได้ (Power Factor; PF)
0 %	1.0			
10 %	1.0			
20 %	1.0			
30 %	1.0			
40 %	1.0			
50 %	1.0			
60 %	1.0			
70 %	1.0			
80 %	1.0			
90 %	1.0			
100 %	1.0			

ทั้งนี้ สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าในโหมด Power Factor แบบคงที่ ตามข้อกำหนด

4.4.2) การทดสอบ A variable reactive power depending on the voltage Q(U)

เพื่อยืนยันว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมการจ่ายไฟในโหมดควบคุมแรงดันแบบแรงดันคงที่ได้ โดยมีขั้นตอนวิธีการทดสอบอย่างน้อยดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า

c) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Voltage Setpoint ดังตารางที่ 8

d) เริ่มทดสอบและบันทึกค่าที่ได้ดังตารางที่ 8

e) ตั้งค่าให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ Voltage Setpoint ดังตารางที่ 9

f) เริ่มทดสอบและบันทึกค่าที่ได้ดังตารางที่ 9

ตารางที่ 8. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

P, setpoint (%)	V, setpoint (Vac)	P ที่วัดได้ (MW)	V_{L1} (Vac)	V_{L2} (Vac)	V_{L3} (Vac)	Q ที่วัดได้ (VAR)	Expected Q (VAR)	Shifting Q (VAR)
Lower Limits								
<20	0.93Vn							
<20	0.91Vn							
20-30	0.91Vn							
40	0.91Vn							
50	0.91Vn							
60	0.91Vn							
70	0.91Vn							
80	0.91Vn							
90	0.91Vn							
100	0.91Vn							
100	0.90Vn							
100-10	0.90Vn							
10-<5	0.90Vn							

ตารางที่ 9. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

P, setpoint (%)	V, setpoint (Vac)	P ที่วัดได้ (MW)	V_{L1} (Vac)	V_{L2} (Vac)	V_{L3} (Vac)	Q ที่วัดได้ (VAR)	Expected Q (VAR)	Shifting Q (VAR)
Lower Limits								
<20	1.07Vn							
<20	1.09Vn							
20-30	1.09Vn							
40	1.09Vn							
50	1.09Vn							
60	1.09Vn							
70	1.09Vn							
80	1.09Vn							
90	1.09Vn							
100	1.09Vn							
100	1.10Vn							
100-10	1.10Vn							
10-<5	1.10Vn							

ทั้งนี้ สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการควบคุมการจ่ายไฟในโหมดควบคุมแรงดันแบบแรงดันคงที่ได้ ตามข้อกำหนด

4.5 การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)

การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้าเพื่อต้องการตรวจสอบว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมกำลังไฟฟ้าได้ดังนี้

1. สามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าได้อย่างน้อยครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ต่อนาที
2. สามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าทุกๆ 10 เปอร์เซ็นต์ของพิกัด โดยที่ระบบผลิตไฟฟ้าไม่หลุดการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
3. มีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า

c) ตั้งค่าการควบคุมกำลังไฟฟ้าให้ปรับลดลงครั้งละ 10 เปอร์เซ็นต์ จาก 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้าจนกระทั่งถึงเหลือ 0 เปอร์เซ็นต์ และตั้งค่าการทำงานอื่นๆ ของระบบผลิตไฟฟ้าที่ค่าการทำงานในสภาวะปกติ

d) เริ่มทดสอบโดยให้ระบบผลิตไฟฟ้าจ่ายไฟที่ 100 เปอร์เซ็นต์ของพิกัดกำลังไฟฟ้า จากนั้นทำการปรับลดกำลังไฟฟ้าลงตามข้อ c) แล้วทำการบันทึกค่ากำลังไฟฟ้าและเวลาที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำการลดกำลังไฟฟ้าได้ในแต่ละครั้ง

ทั้งนี้ สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการควบคุมกำลังไฟฟ้าตามข้อกำหนด

4.6 การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through)

การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ มีขั้นตอนวิธีการทดสอบดังนี้

a) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ

b) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า

c) ตั้งค่าความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (Low Voltage Fault Ride Through) ของชุดอินเวอร์เตอร์ตามข้อกำหนดและตั้งค่าการทำงานอื่นๆ ของชุดอินเวอร์เตอร์ที่ค่าการทำงานปกติ

d) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง

e) เริ่มทดสอบโดยจำลองการเกิดแรงดันตก (จำลองการลัดวงจรในระบบโครงข่ายไฟฟ้า) ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้คงเหลือแรงดันระหว่าง 70-80 เปอร์เซ็นต์, 30-50 เปอร์เซ็นต์และน้อยกว่า 5 เปอร์เซ็นต์ของแรงดันใช้งานปกติ (Vn)

f) บันทึกค่าระยะเวลาสูงสุดที่ระบบผลิตไฟฟ้ายังคงสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังตารางที่ 10

g) แบ่งการทดสอบเป็นกรณีดังตารางที่ 10

ตารางที่ 10. ตัวอย่างตารางบันทึกผลการทดสอบ

Fault Type	V	Duration time (sec)
Three-Phase Faults	0.7-0.8 Vn	
	0.3-0.5 Vn	
	0-0.049 Vn	
Phase-Phase Faults	0.7-0.8 Vn	
	0.3-0.5 Vn	
	0-0.049 Vn	
Single Line to Ground Faults	0.7-0.8 Vn	
	0.3-0.5 Vn	
	0-0.049 Vn	

ทั้งนี้ สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐานอื่นๆ ที่สามารถพิสูจน์ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะตามข้อกำหนด

4.7 การป้องกันแรงดันต่ำและแรงดันเกิน (Under and Over Voltage Protection)

ขั้นตอนวิธีการทดสอบ Overvoltage Test และ Undervoltage Test ต้องทำการทดสอบ Trip Time Test เป็นอย่างน้อย ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่11. ขบวนการทดสอบการตอบสนองต่อแรงดันสูงเกิน (Over Voltage)

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	ขบวนการทดสอบ
Trip Time Test	(m)	(1) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ (2) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า (3) ตั้งค่า Overvoltage Trip Setting ที่ค่าแรงดันทดสอบ (ดูหมายเหตุ, m) และตั้งค่า setting การทำงานอื่นๆ ที่ค่าการทำงานปกติ (4) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง (5) ปรับแรงดันแหล่งจ่ายไฟฟ้า AC (ที่จำลองระบบ Utility) เพิ่มขึ้นและให้เข้าใกล้ค่าแรงดัน Overvoltage Trip Setting โดยอยู่ภายในช่วง 90% ของขนาด Overvoltage Trip Setting ขึ้นไป แต่ไม่สูงกว่า และคงไว้เป็นเวลา 2 เท่าของ Time Delay ที่ตั้งไว้หรือนานกว่า (6) ปรับแรงดันไฟฟ้าอย่างน้อยให้สูงกว่า 110% ของ Overvoltage Trip Setting และคงไว้จนกระทั่งอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (7) บันทึกระยะเวลาที่อุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
หมายเหตุ : m คือ จำนวนแรงดันสูงเกินที่ต้องทดสอบ 2 ครั้ง		

หมายเหตุ : สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

ตารางที่12. ขบวนการทดสอบการตอบสนองต่อแรงดันต่ำเกิน (Under Voltage)

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	ขบวนการทดสอบ
Trip Time Test	(m)	(1) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ (2) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า (3) ตั้งค่า Under voltage Trip Setting ของชุดอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ค่าแรงดันทดสอบ (ดูหมายเหตุ, m) และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ที่ค่าการทำงานปกติ (4) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง (5) ปรับแรงดันแหล่งจ่ายไฟฟ้า AC (ที่จำลองระบบ Utility) ลดลงและให้เข้าใกล้ค่าแรงดัน Under voltage Trip Setting โดยอยู่ภายในช่วง 110 % ของขนาด Under voltage Trip Setting ลงไปแต่ไม่ต่ำกว่า และคงไว้เป็นเวลา 2 เท่าของ Time Delay ที่ตั้งไว้หรือนานกว่า (6) ปรับแรงดันไฟฟ้าอย่างน้อยให้ต่ำกว่า 90% ของ Under voltage Trip Setting และคงไว้จนกระทั่งอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (7) บันทึกระยะเวลาที่อุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ
หมายเหตุ : m คือ จำนวนแรงดันต่ำเกินที่ต้องทดสอบ 2 ครั้ง		

หมายเหตุ : สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.8 การทดสอบการป้องกันความถี่ต่ำและความถี่สูง (Under and Over Frequency Protection)

ขั้นตอนวิธีการทดสอบ Overfrequency Test และ Underfrequency Test ต้องทำการทดสอบ Trip Time Test เป็นอย่างน้อย ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 13. ขบวนการทดสอบการตอบสนองความถี่สูงเกิน (Overfrequency)

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	ขบวนการทดสอบ
Trip Time Test	1 ครั้ง	(1) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ (2) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า (3) ตั้งค่า Overfrequency Trip Setting ของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า ที่ 51.1 Hz และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ค่าการทำงานปกติ (4) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง (5) ปรับความถี่แหล่งจ่ายไฟฟ้า AC (ที่จำลองระบบ Utility) เพิ่มขึ้นและให้เข้าใกล้ค่าความถี่ Overfrequency Trip Setting โดยให้อยู่ภายในช่วง 90% ของขนาด Overfrequency Trip Setting ขึ้นไปแต่ไม่เกิน และคงไว้เป็นเวลา 2 เท่าของ Time Delay ที่ตั้งไว้หรือนานกว่า (6) ปรับความถี่ไฟฟ้าอย่างน้อยให้สูงกว่า 101% ของ Overfrequency Trip Setting คงไว้จนกระทั่งอินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (7) บันทึกระยะเวลาที่อินเวอร์เตอร์หยุดจ่ายไฟเข้าระบบ

หมายเหตุ : สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

ตารางที่ 14. ขบวนการทดสอบการตอบสนองความถี่ต่ำเกิน (Underfrequency)

หัวข้อทดสอบ	จำนวนครั้งที่ทดสอบ	ขบวนการทดสอบ
Trip Time Test	1 ครั้ง	(1) ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าตามคำแนะนำและข้อกำหนดทางเทคนิคจากผู้ผลิตอุปกรณ์นั้นๆ (2) ตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ทั้งหมดของแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะการทำงานปกติของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า (3) ตั้งค่า Underfrequency Trip Setting ของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ 47.9 Hz และตั้งค่า Setting การทำงานอื่นๆ ของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่ค่าการทำงานปกติ (4) บันทึกค่าที่ทำการปรับตั้ง (5) ปรับความถี่แหล่งจ่ายไฟฟ้า AC (ที่จำลองระบบ Utility) ลดลงและให้เข้าใกล้ค่าความถี่ Underfrequency Trip Setting โดยให้อยู่ภายในช่วง 110% ของขนาด Underfrequency Trip Setting ลงไปแต่ไม่ต่ำกว่า และคงไว้เป็นเวลา 2 เท่าของ Time Delay ที่ตั้งไว้หรือนานกว่า (6) ปรับความถี่ไฟฟ้าอย่างน้อยให้ต่ำกว่า 99% ของ Underfrequency Trip Setting คงไว้จนกระทั่งอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ (7) บันทึกระยะเวลาที่อุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ

หมายเหตุ : สามารถอ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.9 การทดสอบการป้องกันสภาวะการจ่ายไฟแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Anti-Islanding)

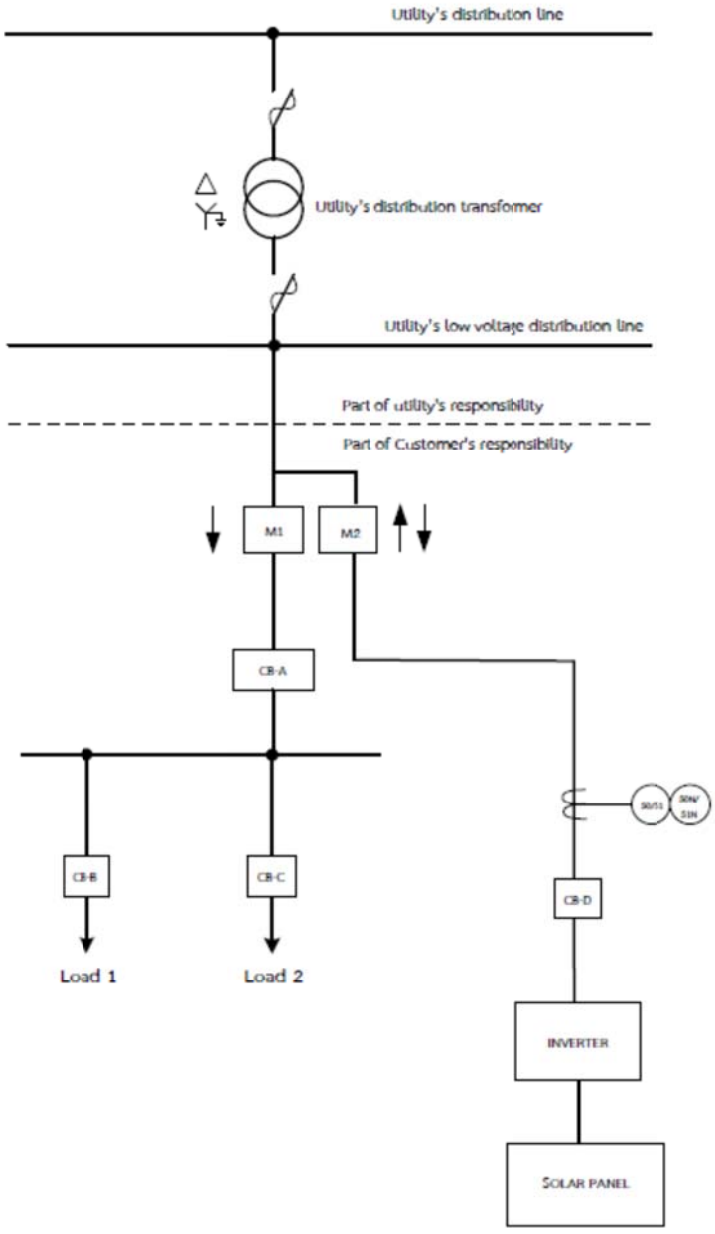
ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

4.10 การทดสอบการเชื่อมต่อกลับคืนเข้าสู่ระบบโครงข่าย (Response to Utility Recovery)

ให้อ้างอิงขั้นตอนวิธีการทดสอบตามมาตรฐาน IEEE หรือ IEC ที่เหมาะสมได้

5. รูปแบบการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

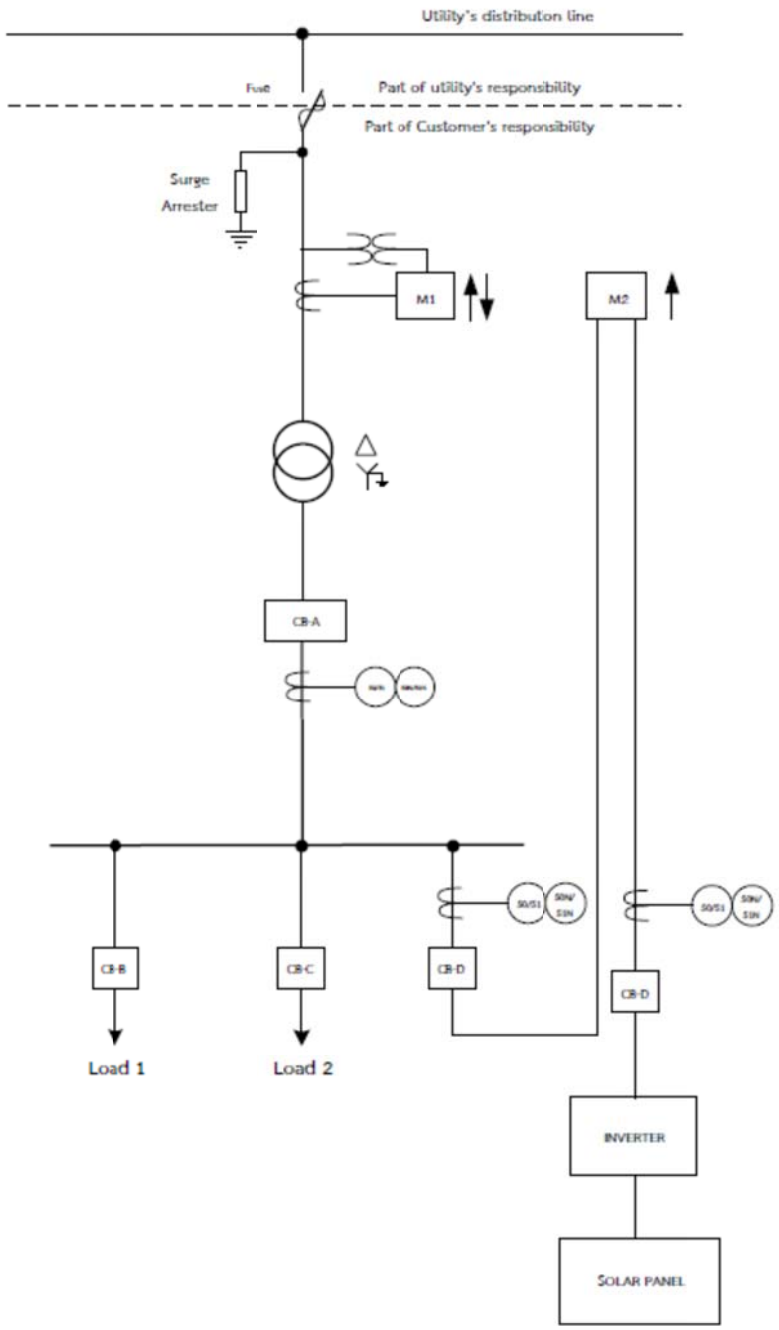
รูปแบบที่1 แบบมาตรฐานการเชื่อมโยงทางไฟฟ้า (มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงต่ำ)



หมายเหตุ

1. M1 หมายถึงมิเตอร์ที่ผู้ใช้ไฟซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ.
2. M2 หมายถึงมิเตอร์สำ รับคิด น่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า Solar Rooftop
3. กรณีที่เป็นหม้อแปลงเฉพาะรายจะแบ่งทรัพย์สินที่อุปกรณ์ตัดตอนด้านแรงดันสูง
4. กรณตดตงระบบผลตไฟฟาจากเซลล์แสงอาทิตย์มากกว่า 250 กิโลวัตต์ จะต้องติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด
5. ระบบผลิตจาก Solar Rooftop ต้องไม่มีการติดตั้งระบบกักเก็บ/สำรองพลังไฟฟ้าเพื่อขายไฟฟ้าไ "กับ กฟภ.

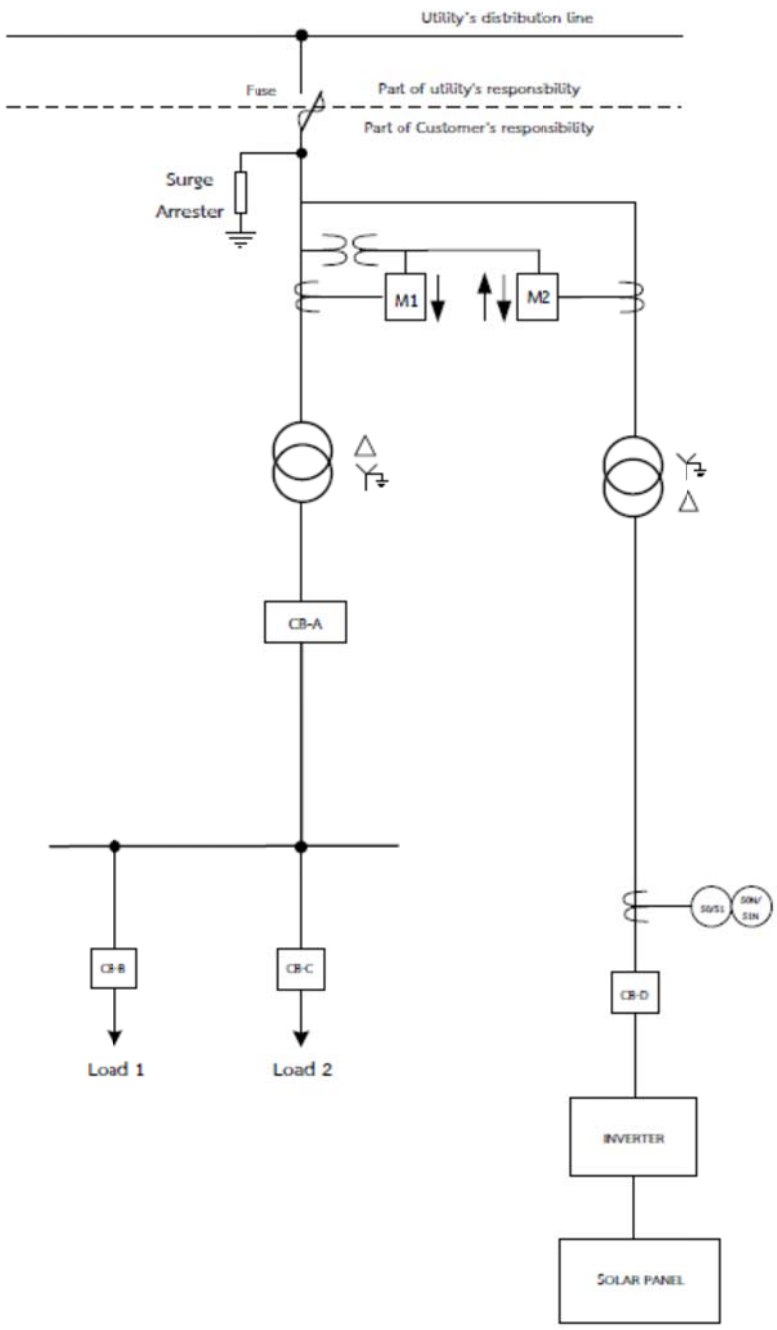
รูปแบบที่2 แบบมาตรฐานการเชื่อมโยงทางไฟฟ้า
(มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงสูงและขายไฟไม่เกินพิกัดหม้อแปลงเดิม)



หมายเหตุ

1. M1 มายถึงมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้าซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ.
2. M2 มายถึงมิเตอร์สำ รับคิด น่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า Solar Rooftop
3. การคิดค่าซื้อไฟฟ้าของผใช้ไฟจะคดจาก น่วยของ M2+M1(รับไฟจาก กฟภ.)-M1(ขายไฟ ้ กฟภ.)
4. กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากกว่า 250 กิโลวัตต์ จะต้องติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด
5. ระบบผลิตจาก Solar Rooftop ต้องไม่มีการติดตั้งระบบกักเก็บ/สำรองพลังไฟฟ้าเพื่อขายไฟฟ้าไ ้กับ กฟภ.

รูปแบบที่3 แบบมาตรฐานการเชื่อมโยงทางไฟฟ้า (มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงสูง)



หมายเหตุ

1. M1 มายถึงมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้าซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ.
2. M2 มายถึงมิเตอร์สำ รับคิด น่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้า Solar Rooftop
3. กรณีติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์มากกว่า 250 กิโลวัตต์ จะต้องติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด
4. ระบบผลิตจาก Solar Rooftop ต้องไม่มีการติดตั้งระบบกักเก็บ/สำรองพลังไฟฟ้าเพื่อขายไฟฟ้าไ "กับ กฟภ.

ในกรณีที่ไม่มีรูปแบบการเชื่อมต่อและอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสมสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคขอสงวนสิทธิ์การพิจารณารูปแบบการเชื่อมต่อที่เหมาะสมเป็นรายๆ ไป