ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ธันวาคม 2568

ประกาศการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
ที่ ๔๖/๒๕๖๘
เรื่อง บังคับใช้ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ด้วยพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ มาตรา ๘๑ กำหนดให้ "ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ทั้งนี้ ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายกำหนด" (พระราชบัญญัติฯ) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งเป็นผู้ได้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงาน ได้ประกาศใช้ข้อกำหนดเกี่ยวกับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ฉบับเดือนธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๒ (ฉบับใช้งานปัจจุบัน) มาตั้งแต่วันที่ ๑๒ มีนาคม พ.ศ. ๒๕๕๗ ที่ผ่านมา

บัดนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ดำเนินการปรับปรุงและแก้ไขข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จากฉบับเดือนธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๒ (ฉบับใช้งานปัจจุบัน) เป็นฉบับเดือนธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๘ (ฉบับปรับปรุงใหม่) เพื่อให้สอดคล้องกับรูปแบบอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทยที่มีการเปลี่ยนแปลงไปในปัจจุบัน

ดังนั้น เพื่อเป็นการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติฯ ดังกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในฐานะผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงเห็นสมควรให้มีการประกาศบังคับใช้ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ฉบับเดือนธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๘ ซึ่งประกอบด้วย ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Code) ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Service Code) และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Operation Code)

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ ๑๙ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๘ เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ ๑๙ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๘

(นายนรินทร์ เผ่าวณิช)
ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

รับรองสำเนาถูกต้อง
รับวันที่ ๑๙ ธ.ค. ๖๘ / ๑๐.๐๐ น.
แผนกจัดการงานสารบรรณ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นองค์การหลักของประเทศที่มีหน้าที่รักษาความมั่นคงของระบบพลังงานไฟฟ้า มีการดำเนินการด้านอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่หลากหลาย ไม่ว่าจะเป็นการผลิตไฟฟ้า การซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน การจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้ใช้ไฟฟ้าตามพระราชกฤษฎีกา และประเทศเพื่อนบ้านใกล้เคียง ในยุคที่มีการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีอย่างรวดเร็ว ภารกิจของ กฟผ. ยังต้องมีการปรับตัวเพื่อให้ทันต่อการเปลี่ยนแปลงของรูปแบบอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่มีแนวโน้มกระจายตัว มีการผลิตไฟฟ้าด้วยแหล่งพลังงานที่หลากหลายมากขึ้น ตลอดจนมีการขยายขอบเขตการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าทั้งในระดับประเทศและระดับภูมิภาค

อุตสาหกรรมไฟฟ้าที่หลากหลาย ได้ดำเนินการบนระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่กระจายอยู่ทั่วประเทศ กฟผ. ในฐานะผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงต้องเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและส่งเสริมให้มีการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สามารถสนองต่อความก้าวหน้าทางอุตสาหกรรมไฟฟ้าได้อย่างราบรื่น พร้อมกับการสร้างระบบโครงข่ายให้มีความมั่นคง ปลอดภัย ได้มาตรฐาน และระบบไฟฟ้าที่มีคุณภาพ และเพื่อเป็นการเสริมประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าว กฟผ. ได้จัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ของ กฟผ. เพื่อเป็นมาตรฐานในการจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วย ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และ ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา 81 แห่งพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ที่กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาต ที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาต หรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้ หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด กฟผ. จึงดำเนินการปรับปรุงข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) ในส่วนของข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้การดำเนินการระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีมาตรฐาน มั่นคง ปลอดภัย และมีคุณภาพ

การบังคับใช้

1. ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันที่มีการประกาศข้อกำหนดนี้เป็นต้นไป

2. บรรดาข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่นที่มีเงื่อนไขระบุไว้เช่นเดียวกับที่ระบุไว้ในข้อกำหนดนี้ หรือซึ่งขัดหรือแย้งกับข้อกำหนดนี้ ให้ใช้ข้อกำหนดนี้แทน
3. การปฏิบัติการตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่น หรือที่ กฟผ. และ/หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ให้ความเห็นชอบหรืออนุญาตไว้ก่อนวันที่ข้อกำหนดนี้ใช้บังคับให้ดำเนินการได้ต่อไป และถือว่าเป็นการปฏิบัติการตามข้อกำหนดฉบับนี้ จนกว่าจะสิ้นสิทธิยกเลิกหรือมีการเปลี่ยนแปลง

สารบัญ

		หน้า
GD	**นิยามคำศัพท์**	
GD	นิยามคำศัพท์	OC-1
GC	**ข้อกำหนดทั่วไป**	
GC1	วัตถุประสงค์	OC-10
GC2	ขอบเขต	OC-10
GC3	ความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ	OC-11
GC4	มาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า	OC-12
GC5	การปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	OC-20
OC-P	**ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์**	
OC1-P	บทนำ	OCP-1
OC2-P	การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ	OCP-1
OC3-P	การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า	OCP-8
OC4-P	การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า	OCP-45
OC5-P	การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด	OCP-47
OC6-P	การติดตามตรวจสอบ และ การทดสอบ	OCP-58
OC7-P	การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ	OCP-66
OC8-P	การการประสานงานด้านความปลอดภัย	OCP-75
OC9-P	แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉิน	OCP-78
OC-S	**ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์**	
OC1-S	บทนำ	OCS-1
OC2-S	การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ	OCS-1
OC3-S	การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า	OCS-51
OC4-S	การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า	OCS-69
OC5-S	การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด	OCS-70
OC6-S	การติดตามตรวจสอบ และ การทดสอบระบบไฟฟ้า	OCS-81
OC7-S	การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ	OCS-81
OC8-S	การประสานงานด้านความปลอดภัย	OCS-83

OC-D	**การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย**	
OC1-D	การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ	OCD-1
OC2-D	การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า	OCD-1
OC3-D	การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า	OCD-2
OC4-D	การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด	OCD-3
OC5-D	การประสานงานด้านความปลอดภัย	OCD-3
OC6-D	การปฏิบัติการเมื่อเกิดภาวะฉุกเฉิน	OCD-4
OC-O	**ผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น**	
OC1-O	บทนำ	OCO-1
OC2-O	ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	OCO-3
OC3-O	ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน	OCO-19
OC4-O	ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid	OCO-40
OC5-O	ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก	OCO-56
OC-N	**ผู้ให้บริการด้านเทคโนโลยีระบบกำลังไฟฟ้ารูปแบบใหม่**	
OC1-N	บทนำ	OCN-1
OC2-N	ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว	OCN-1
OC-I	**การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ**	
OC1-I	บทนำ	OCI-1
OC2-I	การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ	OCI-1
OC3-I	การประสานงานด้านปฏิบัติการแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้า	OCI-1
OC4-I	การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า	OCI-3
OC5-I	การรักษาคุณภาพไฟฟ้าตามที่ กฟผ. กำหนด	OCI-3
OC6-I	การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ	OCI-4
OC7-I	การการประสานงานด้านความปลอดภัย	OCI-5
OC-T	**การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA)**	
OC1-T	บทนำ	OCT-1
OC-C	**การติดต่อสื่อสาร**	
OC1-C	การติดต่อสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด	OCC-1

OC-R	**ข้อบังคับต่าง ๆ**	
OC-R	ข้อบังคับต่างๆ	OCR-1
OC-M	**การประเมิน ตรวจสอบ และเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
OC1-M	บทนำ	OCM-1
OC2-M	วัตถุประสงค์	OCM-1
OC3-M	ขอบเขต	OCM-1
OC4-M	ข้อกำหนด	OCM-1
OC-E	**การกำหนดชื่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
OC1-E	บทนำ	OCE-1
OC2-E	วัตถุประสงค์	OCE-1
OC3-E	ขอบเขต	OCE-1
OC4-E	ข้อกำหนด	OCE-1
OCA	**ภาคผนวกทั่วไป**	
OCA1	รายการส่งข้อมูลด้านปฏิบัติการของผู้เชื่อมต่อที่มี BESS	OCA1-1

GD นิยามคำศัพท์

ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้

กระแสไฟฟ้าไหลย้อน	เหตุการณ์ที่มีปริมาณกระแสไฟฟ้าไหลออกจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
การเชื่อมต่อ	การเชื่อมต่ออุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ
การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run	การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm ตามแผนทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา
การปลดการเชื่อมต่อ	การปลดอุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อ ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า
การไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
คุณภาพไฟฟ้า	คุณลักษณะกระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้า และความถี่ไฟฟ้า ตามมาตรฐานที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ ทั้งในกรณีเหตุปกติและกรณีเหตุผิดปกติ
จุดเชื่อมต่อ	ตำแหน่งที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
จุดต่อร่วม	ตำแหน่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณเดียวกับผู้เชื่อมต่อรายอื่น
จุดติดตั้งมาตรวัด	ตำแหน่งติดตั้งมาตรวัดค่าทางไฟฟ้า เช่น ค่าแรงดันไฟฟ้า ความถี่ และอื่น ๆ ตามที่ กฟผ. กำหนด

ใบอนุญาต	ใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
ผู้ขอเชื่อมต่อ	ผู้ที่ขออนุญาตจากการไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า หรือผู้ให้บริการด้านเทคโนโลยีระบบกำลังไฟฟ้ารูปแบบใหม่
ผู้เชื่อมต่อ	ผู้ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ (1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ (2) โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (3) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ (4) ผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก, ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน, ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid (5) ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (6) ผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (7) การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (8) การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ (9) ผู้เชื่อมต่อและผู้ใช้บริการภายใต้การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) (10) ระบบไฟฟ้าอื่น ๆ
ผู้ใช้ไฟฟ้า	ผู้ที่ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์
ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ หรือประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง และผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองหรือขายให้ลูกค้าโดยตรง โดยไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า โดยได้รับอนุญาตให้

(Independent / Industrial Power Supplier: IPS)	เชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ทั้งประเภทสัญญา Firm ประเภทสัญญา Partial-Firm และประเภทสัญญา Non-Firm
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Firm (SPP Firm)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ขายไฟฟ้าตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงประเภทสัญญา Partial-Firm
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Non-Firm (SPP Non-Firm)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ขายพลังงานไฟฟ้าตามสภาพความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 90 เมกะวัตต์
ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator)	หน่วยงานที่ทำหน้าที่จัดหาและรวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวเพื่อเสนอบริการทางไฟฟ้าให้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและดำเนินมาตรการตามการสั่งการของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด ซึ่งรวมถึงผู้รวบรวมโหลด
ผู้รวบรวมโหลด (Load Aggregator)	หน่วยงานที่ทำหน้าที่จัดหาและรวบรวมแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด เพื่อเสนอบริการการตอบสนองด้านโหลดให้กับศูนย์ควบคุม

	การตอบสนองด้านโหลดและดำเนินมาตรการตามการสั่งการของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด
ผู้รับใบอนุญาต	ผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
ภาวะฉุกเฉิน (Emergency)	เหตุการณ์ที่เป็นไปโดยปัจจุบันทันด่วน โดยไม่อาจคาดคิดหรือคาดการณ์ล่วงหน้าได้ เช่น เหตุขัดข้องจากระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นเหตุให้การไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมระบบให้อยู่ในภาวะปกติได้ หรือเหตุการณ์ที่อาจจะทำให้เกิดอันตรายต่อชีวิตและทรัพย์สิน ทั้งนี้ให้รวมถึงกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติ โดยต้องดำเนินการแก้ไขสถานการณ์อย่างเร่งด่วน หรือ เหตุผิดปกติที่ทาง กฟผ. ให้ความคิดเห็นอย่างสมเหตุสมผลแล้วว่าเกิด หรือก่อให้เกิดการสูญเสียเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเป็นวงกว้าง หรือทำให้เกิดความเสียหายอย่างรุนแรง
มาตรการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response Program)	กระบวนการที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดส่งคำสั่งการลดการใช้ไฟฟ้าไปที่ผู้รวบรวมโหลด
มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (DER Program)	กระบวนการที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดส่งคำสั่งควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าไปที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
มาตรฐานความมั่นคง N-1	ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง ในกรณีอุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าหลุดออกจากระบบไฟฟ้า 1 อุปกรณ์
ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)	ระบบหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งเพื่อให้สามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้เป็นพลังงานรูปแบบอื่นที่สามารถกักเก็บไว้ได้ และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Battery Energy Storage System: BESS)	ระบบหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งเพื่อให้สามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ให้เป็นพลังงานรูปแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่ เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control And Data Acquisition : SCADA)	ระบบการควบคุมดูแลทางไกลที่เกี่ยวข้องกับการควบคุม และ/หรือ การชี้บอกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือ ระบบที่รวบรวม ประมวลผลและแสดงข้อมูลในศูนย์ควบคุมของ กฟผ. ข้อมูลสำหรับการ Operate ระบบ เช่น ความถี่ของระบบ, แรงดัน, Load Flow, สถานะของ Breaker, Disconnecting Switch หรืออื่น ๆ ที่ กฟผ. กำหนด
ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายของ กฟผ. หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน.
ระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator Management System: DERAMS)	ระบบฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ที่ทำหน้าที่บริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
ระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response Management System: DRMS)	ระบบฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ที่ทำหน้าที่บริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดและการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด
ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection System)	ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สั่งการโดยผ่านระบบสื่อสาร

ระบบผลิตไฟฟ้า	โรงไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ ที่ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 รวมถึงระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้า ที่จ่ายพลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ระบบไฟฟ้า	ระบบผลิตไฟฟ้า และระบบโครงข่ายไฟฟ้า ที่อยู่ภายใต้การปฏิบัติการและควบคุมของผู้รับใบอนุญาต
โรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy)	โรงไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ (ก) พลังงานนอกรูปแบบ เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก ซึ่งต้องไม่ใช่การใช้น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังนิวเคลียร์ (ข) กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร (ค) ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์ หรือการเกษตร (ง) ขยะมูลฝอย (จ) ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง โดยโรงไฟฟ้าประเภท (ข) (ค) (ง) และ (จ) สามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีต้องไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีนั้น ๆ
โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration	โรงไฟฟ้าที่มีการผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ (Useful Heat Energy) ด้วยกระบวนการผลิตเดียวกันของโรงไฟฟ้าหนึ่ง
ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้า	ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟน. หรือศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งทำหน้าที่ควบคุมระบบไฟฟ้า

ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response Control Center: DRCC)	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนดตามคำสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ โดยสั่งการไปที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว เพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (National Control Center: NCC)	ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ของ กฟผ. ที่ทำหน้าที่ในการควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ทั้งนี้ให้หมายรวมถึง ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติสำรอง (Backup National Control Center: BNCC) ด้วย
ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ.
เหตุผิดปกติ	เหตุการณ์ใด ๆ ที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือคุณภาพไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีไฟฟ้าดับ และไม่มีไฟฟ้าดับ
แหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด Demand Response Resources)	ผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด หรือมาตรการอื่นที่กำหนด
แหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources: DER)	ผู้ผลิตไฟฟ้า เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เชื้อเพลิงไฮโดรเจน พลังงานน้ำ เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ หรือเชื้อเพลิงอื่น ๆ ตลอดจนระบบกักเก็บพลังงาน และยานยนต์ไฟฟ้า (EV) รวมถึงแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด
Application Programming Interface (API)	ชุดของกฎและโปรโตคอลที่ใช้ในการเชื่อมโยงและแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบหรือแอปพลิเคชัน ผ่านคำขอ (Request) และการตอบกลับ (Response) เพื่อเข้าถึงข้อมูลหรือฟังก์ชันของระบบต้นทางอย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ

Base Voltage	แรงดันไฟฟ้าฐาน ที่กำหนดใช้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (หน่วยเป็น กิโลโวลต์) โดยมีค่าแรงดันไฟฟ้าฐาน ดังนี้ (1) ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ (2) ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ (3) ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ (4) ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย แรงดันไฟฟ้าฐานให้มีค่าตามระดับแรงดันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้กำหนด
EGAT Renewable Energy Forecast Center (EGAT REFC)	ศูนย์พยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ของ กฟผ.
EPC Contract	สัญญาเกี่ยวกับงานด้านวิศวกรรม การออกแบบ การก่อสร้าง การสร้าง (Engineering Procurement Construction) และทดสอบโรงไฟฟ้า ซึ่งอาจมีการปรับปรุง หรือมีเงื่อนไขเพิ่มเติมได้
First Energization	การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
First Synchronization	การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
Generator’s Apparatus	อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบ กฟผ. และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ
Independent Engineer (IE)	วิศวกรที่ปรึกษาอิสระ ให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้ลงทุน รวมถึงสถาบันการเงิน ในการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการทั้งทางด้านเทคนิค และด้านการเงิน ให้ความเห็นต่อโครงการด้านความเหมาะสมของเทคโนโลยี สมรรถนะของโรงไฟฟ้าตรวจสอบติดตามความก้าวหน้าพร้อมกับให้คำแนะนำในการดำเนินโครงการ เพื่อลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นให้โครงการ

Inverter	อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังทุกประเภทที่ทำหน้าที่แปลงหรือจัดการกระแสไฟฟ้าตรงเป็นกระแสไฟฟ้าสลับ ซึ่งหมายรวมถึง Inverter, Power Conversion System (PCS) หรืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังอื่นใดที่ทำหน้าที่เชื่อมต่อและถ่ายเทพลังงานรูปแบบต่าง ๆ กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
Microgrid	ระบบไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่มีการรวมระบบผลิตไฟฟ้า ส่งจ่ายไฟฟ้าและควบคุมสั่งการเข้าไว้ด้วยกัน สามารถทำงานประสานเชื่อมกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก หรือโครงข่ายอื่น ๆ และยังทำงานแยกตัวเป็นอิสระได้ ซึ่งแหล่งผลิตไฟฟ้าภายในสามารถเป็นได้ทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน หรือพลังงานอื่น ๆ ที่ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียน
Operating Characteristics	ค่าที่กำหนดความสามารถของหน่วยผลิตไฟฟ้าในการตอบสนองต่อคำสั่งการ
Site Responsibility Schedule	รายการที่ กฟผ. จัดทำขึ้น เพื่อใช้แสดงขอบเขตในความเป็นเจ้าของ การดำเนินงาน และความรับผิดชอบด้านความปลอดภัย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

GC ข้อกำหนดทั่วไป

GC1 วัตถุประสงค์

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดให้ผู้ที่เชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกรายรับทราบหน้าที่ที่จะต้องปฏิบัติให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ และตามข้อกำหนดทางเทคนิคด้านการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าที่ได้มาตรฐาน มีความมั่นคงปลอดภัย โดยไม่ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าและส่วนรวมเสียประโยชน์ รวมถึงแนวทางปฏิบัติอย่างเสมอภาคต่อผู้เชื่อมต่อทุกราย หรือเพื่อไม่ให้เกิดการกีดกันผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่น ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

GC2 ขอบเขต

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ ให้บังคับใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ยื่นขออนุญาตจากการไฟฟ้า รวมถึงผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอใช้บริการ/ผู้ใช้บริการ และผู้ขอรับบริการ/ผู้รับบริการภายใต้การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) ดังนี้

(1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์
(2) โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
(3) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
(4) ผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก, ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน, ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid
(5) ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
(6) ผู้ใช้พลังงานไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
(7) การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
(8) การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ
(9) ผู้เชื่อมต่อและผู้ใช้บริการภายใต้การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA)
(10) ระบบไฟฟ้าอื่น ๆ

ทั้งนี้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามระเบียบหรือข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้และของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้น ๆ ด้วย

GC3 ความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ ได้กำหนดหลักเกณฑ์ และวิธีการดำเนินการต่าง ๆ ในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ร่วมกับผู้เชื่อมต่อทุกรายที่อยู่ในขอบเขตของข้อกำหนดฉบับนี้ โดยผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ในการปฏิบัติตาม จัดหา หรือแลกเปลี่ยนข้อมูล รวมทั้งทรัพยากรต่าง ๆ ที่จำเป็นในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟฟ้ายังคงอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด และมีความมั่นคงปลอดภัย โดย กฟผ. จะมีการดำเนินการในกรณีเกิดเหตุ ดังนี้

(1) กฟผ. จะปลดการเชื่อมต่อเป็นการชั่วคราว หาก กฟผ. เห็นว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดข้อใดข้อหนึ่งที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดด้านปฏิบัติการนี้

(2) กฟผ. จะปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าในทันที โดยไม่ต้องแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้า ในกรณีที่เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน ที่อาจเกิดความไม่ปลอดภัยต่อการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ต่อบุคคล หรือ อาจเกิดความเสียหายแก่ทรัพย์สินของ กฟผ. และผู้เชื่อมต่อรายอื่น

(3) กฟผ. จะปลดการเชื่อมต่อ หากตรวจพบว่าการเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อทำให้คุณภาพไฟฟ้าด้อยลงหรือเบี่ยงเบนนอกเกณฑ์ที่กำหนด หรือเสียเสถียรภาพความมั่นคงปลอดภัยของระบบไฟฟ้า

(4) กฟผ. สงวนสิทธิปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบไฟฟ้า โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control สำหรับผู้เชื่อมต่อทุกประเภท ยกเว้นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เพื่อความมั่นคงในระบบไฟฟ้า เช่น กรณีการเกิด Overload ที่สายส่งหรือหม้อแปลง กรณีมีความเสี่ยงต่อการเกิดการสูญเสียเสถียรภาพด้านความถี่หรือด้านแรงดัน เป็นต้น โดยในกรณีนี้จะต้องไม่มีการขนานเครื่องกลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(5) หาก กฟผ. มีความเห็นหรือพบว่าอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่มีความปลอดภัย หรือส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อกำหนด GC4 ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขและแจ้งผลให้ กฟผ. พิจารณา หรือเข้าร่วมการตรวจสอบดังกล่าวด้วย

(6) กฟผ. สงวนสิทธิในการปรับปรุง แก้ไข เปลี่ยนแปลง เพิ่มเติมรายละเอียดอื่น ๆ ของข้อกำหนดนี้ เพื่อความปลอดภัย และความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม

(7) ผู้เชื่อมต่อที่ต้องการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิต หรือระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อจากส่วนที่ได้รับอนุญาตเดิมที่เคยยื่นไว้ตอนขออนุญาตเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว จะต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. ก่อน โดยส่งรายละเอียดแผนการเปลี่ยนแปลงให้ กฟผ. พิจารณาก่อนจะเริ่มดำเนินการไม่น้อยกว่า 180 วัน

(8) กฟผ. จะไม่รับผิดชอบความเสียหายใด ๆ ของผู้เชื่อมต่อที่เกิดขึ้นเนื่องจากการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(9) หากเกิดความเสียหายต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ/หรือ บุคคลอื่น ๆ ที่ กฟผ. ตรวจสอบสาเหตุแล้วพบว่าเกิดจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้น

(10) กรณีสิ้นสุดการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

GC4 มาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply)

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลงกว่าระดับที่กำหนด

GC4.1 มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่ กฟผ. ควบคุม

GC4.1.1 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดติดตั้งมาตรวัด

(1) ในภาวะปกติ แรงดันไฟฟ้าจะถูกควบคุมไว้ไม่เกิน ±5% ของ Base Voltage

<u>หมายเหตุ</u> : ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage

(2) ในกรณีที่เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน ค่าแรงดันไฟฟ้าอาจมีค่าเบี่ยงเบนไปถึงหรือมากกว่า ±10% ของ Base Voltage ได้

GC4.1.2 ความถี่ของระบบไฟฟ้า

ในภาวะปกติความถี่ของระบบไฟฟ้าจะถูกควบคุมไว้ไม่เกิน 50 ± 0.5 Hz ยกเว้นกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินอาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ± 0.5 Hz

GC4.2 มาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าที่ กฟผ. กำหนดสำหรับผู้เชื่อมต่อ

GC4.2.1 แรงดันและกระแสผิดเพี้ยน (Voltage and Current Distortion)

กฟผ. กำหนดให้ผู้เชื่อมต่อแต่ละรายที่ใช้อุปกรณ์ที่เป็นชนิด Non-linear Load ต้องควบคุม Harmonic Distortion ไม่เกินระดับที่กำหนดเพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบกับผู้เชื่อมต่อรายอื่น ๆ

ค่าความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวม (Total Harmonic Distortion, THD) คำนวณจากสมการ

$$\mathrm{THD_V} = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \cdots}}{V_1} \times 100\%$$

THD_V = ค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (%)

V_1 = แรงดัน RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูลหรือ Fundamental Frequency (ความถี่ 50 Hz)

V_n = แรงดันฮาร์มอนิกอันดับที่ n มีค่าตั้งแต่ 2 ขึ้นไป

ขีดจำกัดของแรงดันฮาร์มอนิก เป็นค่าขีดจำกัดของทั้งแรงดันฮาร์มอนิก (%) แต่ละอันดับ (V_n) และค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) ที่ผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้แรงดันฮาร์มอนิกที่จุดติดตั้งมาตรวัด เกินกำหนด โดยจะกำหนดเป็นระดับวางแผน (Planning Level) แสดงดังตารางที่ G-1 ถึงตารางที่ G-3

ระดับวางแผน (Planning Level) ระดับของแรงดันฮาร์มอนิกหรือตัวแปรอื่น ๆ ที่การไฟฟ้าใช้กำหนดเป็นเป้าหมายเพื่อวางแผนควบคุมมิให้แรงดันฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมหรือตัวแปรอื่น ๆ มีค่าเกินกว่าระดับดังกล่าว เพื่อป้องกันมิให้ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม

ตารางที่ G-1 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 230/400 V

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		**ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3**		**ฮาร์มอนิกอันดับคู่**	
อันดับ	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**
5	4.0	3	4.0	2	1.6
7	4.0	9	1.2	4	1.0
11	3.0	15	0.3	6	0.5
13	2.5	21	0.2	8	0.4
17	1.6	> 21	0.2	10	0.4
19	1.2			12	0.2
23	1.2			>12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) = 5%					

ตารางที่ G-2 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิก
สำหรับระบบไฟฟ้า 12 kV, 22 kV, 24 kV และ 33 kV

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		**ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3**		**ฮาร์มอนิกอันดับคู่**	
อันดับ	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**
5	3.0	3	3.0	2	1.5
7	3.0	9	1.2	4	1.0
11	2.0	15	0.3	6	0.5
13	2.0	21	0.2	8	0.4
17	1.6	> 21	0.2	10	0.4
19	1.2			12	0.2
23	1.2			> 12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) = 4%					

ตารางที่ G-3 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิก
สำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV หรือสูงกว่า

ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		**ฮาร์มอนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3**		**ฮาร์มอนิกอันดับคู่**	
อันดับ	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**	**อันดับ**	**แรงดันฮาร์มอนิก (%)**
5	2.0	3	2.0	2	1.0
7	2.0	9	1.0	4	0.8
11	1.5	15	0.3	6	0.5
13	1.5	21	0.2	8	0.4
17	1.0	> 21	0.2	10	0.4
19	1.0			12	0.2
23	0.7			> 12	0.2
25	0.7				
> 25	0.2 + 0.5 (25 / h)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) = 3%					

เนื่องจากแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงส่งผลกระทบที่เป็นอันตรายต่อระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าจึงไม่อนุญาตให้มีการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในทุกกรณี

ขีดจำกัดของกระแสฮาร์มอนิก เป็นค่าขีดจำกัดของกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับที่จุดติดตั้งมาตรวัด มีหน่วยเป็นแอมแปร์ ต้องไม่ทำให้กระแสฮาร์มอนิกที่จุดติดตั้งมาตรวัดไหลเข้าระบบของการไฟฟ้าเกินกำหนด โดยต้องทราบตัวแปรดังต่อไปนี้

(1) System Voltage คือระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เช่น 69 kV หรือ 115 kV

(2) Total Available Power คือกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อ มีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของ Line Rated ของสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างผู้เชื่อมต่อ กับ สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. หรือ ขนาดพิกัดของ Power Transformer ในสถานีย่อย Bay ที่จ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

(3) Agreed Power คือปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายที่ผู้เชื่อมต่อทำสัญญากับการไฟฟ้า

(4) Minimum Short Circuit Power คือ พลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้เชื่อมต่อ

(5) Coincidence Factor คือตัวประกอบสำหรับชดเชยผลจากการทำงานที่ไม่พร้อมกันของโหลดที่หลากหลาย ทั่วไปมีค่าระหว่าง 0.4 - 1.0 หากไม่ทราบให้กำหนดค่าเป็น 1.0

(6) Transfer Factor คือตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไป (Upstream System) ลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อ โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

ค่าตัวแปรเหล่านี้จะใช้คำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก โดยโปรแกรมของการไฟฟ้า (อ้างอิงมาตรฐาน IEC 61000-3-6 (1996)) โดยแสดงตัวอย่างขีดจำกัดของการเชื่อมต่อที่ 115 kV ดังนี้

(1) ค่าระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อ : 115 kV

(2) ค่ากำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อ สำหรับกรณีนี้คือขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังภายในสถานีต้นทาง : 600 MVA

(3) ค่าขนาดการขอใช้ไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้า : 80 MVA

(4) ค่าพลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้เชื่อมต่อ : 2,000 MVA

(5) ค่าตัวประกอบสำหรับชดเชยผลจากการทำงานที่ไม่พร้อมกันของโหลดที่หลากหลาย โดยทั่วไปมีค่าระหว่าง 0.4 - 1.0 หากไม่ทราบให้กำหนดค่าเป็น 1.0

(6) ค่าตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Transfer Factor โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

ตารางที่ G-4 ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้เชื่อมต่อ

Order	Limit (A)	Order	Limit (A)	Order	Limit (A)	Order	Limit (A)
2	6.7	15	0.7	28	0.4	41	0.5
3	8.9	16	0.6	29	0.8	42	0.2
4	2.7	17	2.2	30	0.3	43	0.4
5	9.5	18	0.6	31	0.7	44	0.2
6	2.0	19	1.9	32	0.3	45	0.2
7	6.8	20	0.5	33	0.3	46	0.2
8	1.3	21	0.5	34	0.3	47	0.4
9	2.6	22	0.5	35	0.6	48	0.2
10	1.0	23	1.1	36	0.3	49	0.3
11	5.0	24	0.4	37	0.5	50	0.2
12	0.8	25	1.0	38	0.3		
13	4.2	26	0.4	39	0.3		
14	0.7	27	0.4	40	0.3		

GC4.2.2 ความรุนแรงของไฟกระพริบ (Flicker)

ผู้เชื่อมต่อรายที่มีการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่มีผลทำให้เกิดไฟกระพริบ ต้องควบคุมความรุนแรงของไฟกระพริบไม่ให้เกินกำหนดดังนี้

ตารางที่ G-5 ขีดจำกัดค่าความรุนแรงของไฟกระพริบ
(รวมทั้งระดับความค่าความรุนแรงของไฟกระพริบที่มีอยู่เดิม)

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	**ค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะสั้น (P_{st})**	**ค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะยาว (P_{lt})**
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

P_{st} = ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบในช่วงเวลาสั้น ๆ (10 นาที) ซึ่งได้จากการตรวจวัดค่าแรงดันกระเพื่อมของระบบเดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ โดยใช้ Flickermeter (ตามมาตรฐาน IEC 61000-4-15) ตรวจวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, P_{st})

P_{lt} = ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบในระยะยาว (2-3 ชั่วโมง)

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N}\left[P_{stj}\right]^3}$$

N = จำนวน P_{st} ในช่วงเวลาตรวจวัด ปกติจะประมาณ 2 ชั่วโมง ดังนั้น N = 12

GC4.2.3 แรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance)

คือ ภาวะที่ขนาดของแรงดันไฟฟ้าในแต่ละเฟสหรือมุมของแรงดันไฟฟ้าระหว่างเฟสที่ต่อเนื่องกันในระบบไฟฟ้าสามเฟสมีค่าไม่เท่ากัน (พิจารณาเฉพาะองค์ประกอบความถี่หลักมูล, Fundamental Component)

ตัวประกอบแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance Factor, u) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างขนาดขององค์ประกอบลำดับลบต่อขนาดขององค์ประกอบลำดับบวกของแรงดันไฟฟ้าที่ความถี่หลักมูล โดยแสดงเป็นค่าร้อยละดังนี้

$$u\,(\%) = \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \times 100 \quad \text{เมื่อ} \quad \beta = \frac{U_a^4 + U_b^4 + U_c^4}{(U_a^2 + U_b^2 + U_c^2)^2}$$

การไฟฟ้าได้กำหนดระดับวางแผนของแรงดันไม่ได้ดุลสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยดังแสดงไว้ในตารางที่ G-6 เพื่อใช้เป็นเป้าหมายในการควบคุมแรงดันไม่ได้ดุลในระบบไฟฟ้าโดยรวมให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมโดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า

ตารางที่ G-6 ระดับวางแผนของแรงดันไม่ได้ดุลสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ตัวประกอบแรงดันไม่ได้ดุล (%)
230 kV หรือสูงกว่า	0.8
69 และ 115 kV	1.4

GC4.2.4 ข้อกำหนดอื่น ๆ

(1) ผู้เชื่อมต่อจะต้องขอข้อมูลระดับแรงดันและระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่การไฟฟ้าต้องการให้ผู้เชื่อมต่อควบคุม เพื่อใช้ในการออกแบบของผู้เชื่อมต่อในกรณีที่การไฟฟ้าตรวจพบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถรักษาหรือควบคุมคุณภาพไฟฟ้าได้ตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.1 กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการทบทวนการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลเสียกับระบบไฟฟ้า และผู้เชื่อมต่อจะต้องรีบดำเนินการแก้ไขปรับปรุง และเสนอแผนการปรับปรุงให้ กฟผ. เพื่อพิจารณา

(2) สำหรับผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าจะต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้ 4 Mode ซึ่งขึ้นอยู่กับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังนี้

(2.1) Remote High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(2.2) Remote High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(2.3) Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจาก ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(2.4) Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจาก ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรือ อื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องทำการทดสอบการควบคุมแรงดันแต่ละโหมดตามที่ระบุใน “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าจะต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้ 4 Mode ซึ่งขึ้นอยู่กับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท

ในกรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่มหรือลด MVAR ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVAR ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าขอบเขตการทำงานที่ระบุใน Capability Curve

(3) สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมกำลังผลิตไฟฟ้า (MW Control) แก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการควบคุมกำลังผลิตโดยการงดหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการ (Curtailment) กรณีผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการตามแผนสั่งงดหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้า กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับสัญญาณในการปรับค่า Setpoint การผลิตไฟฟ้า ตามมาตรฐาน IEEE 2030.5 หรือมาตรฐานอื่น ๆ ที่ กฟผ. เห็นชอบ

GC5 การปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ยื่นขออนุญาตจากการไฟฟ้า รวมถึงผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอใช้บริการ/ผู้ใช้บริการ และผู้ขอรับบริการ/ผู้รับบริการภายใต้การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) ทุกรายมีหน้าที่ในการปฏิบัติตามรายละเอียดทางด้านการปฏิบัติการเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ ดังนี้

1. **ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์** ซึ่งหมายรวมถึง
   - ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)
   - โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

   1.1 โรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้

- GC
- OC1-P
- OC2.1-P, OC2.2-P, OC2.5-P, OC2.6-P
- OC3.1-P ถึง OC3.3-P, OC3.4.1-P ถึง OC3.4.7-P, OC3.5-P
- OC4-P
- OC5.1-P
- OC6-P – OC9-P

1.2 โรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้

- GC
- GC
- OC1-P
- OC2.1-P ถึง OC2.6-P
- OC3-P ถึง OC4-P
- OC5.2-P
- OC6-P ถึง OC9-P

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ซึ่งหมายรวมถึง

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP)
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

2.1 โรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้

- GC
- OC1-S
- OC2-S, OC2.1-S, OC-2.2-S, OC2.4.1-S, OC2.5.1-S
- OC3.1-S ยกเว้น OC3.1.2.6-S, OC3.2-S ยกเว้น OC3.2.3.5-S
- OC4.1-S ถึง OC4.2-S
- OC5.1-S
- OC6-S ถึง OC-8-S

2.2 โรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้

- GC

- OC1-S
- OC2-S, OC2.1-S ถึง OC-2.3-S, OC2.4.2-S, OC2.5.2-S
- OC3-S
- OC4-S
- OC5.2-S
- OC6-S ถึง OC-8-S

2.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้

- OC5.3-S
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อ 2.1
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อ 2.2

3. **การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย** ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้

- GC
- OC-D

4. **ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Independent/Industrial Power Supplier: IPS)**

4.1 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้

- GC
- OC2.1.1-O, OC2.1.2-O
- OC2.2-O ถึง OC2.3-O
- OC2.4.1-O
- OC2.5-O ถึง OC2.6-O

4.2 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้

- GC
- OC1-O
- OC2.1.1-O, OC2.1.3-O

- OC2.2-O ถึง OC2.3-O
- OC2.4.2-O
- OC2.5-O ถึง OC2.6-O

4.3 ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้

- OC2.4.3-O
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อ 4.1
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อ 4.2

5. **ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) รวมถึงส่วนประกอบของ Battery ที่เชื่อมโยงกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า** ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้
   - GC
   - OC1-O
   - OC3-O

6. **ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid** ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้
   - GC
   - OC1-O
   - OC4-O

7. **ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)** ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้
   - GC
   - OC1-O
   - OC5-O

8. **ผู้เชื่อมต่อที่เป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator)** ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้
   - GC

- OC-N

9. **การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ** ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้
   - GC
   - OC-I

10. **การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA)** ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าในหัวข้อ ดังนี้
   - GC
   - OC-T

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
ขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

OC-P ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

OC1-P บทนำ

OC1.1-P ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ นี้ ใช้กับผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

OC1.2-P กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/โรงไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อหรือเชื่อมต่อเพิ่มเติมนอกเหนือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/โรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า/โรงไฟฟ้านั้น ปฏิบัติตามข้อกำหนด OC2-O

OC2-P การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการติดตั้งและการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่าเมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องปฏิบัติตามระเบียบข้อกำหนด ดังนี้

OC2.1-P การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization)

1. ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. รับทราบ เมื่ออุปกรณ์ใน Switchyard พร้อมที่จะเชื่อมต่อกับระบบ หลังจากนั้นจะต้องมีการตรวจสอบและทดสอบอุปกรณ์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อและผู้เกี่ยวข้องจะเป็นผู้กำหนดวันที่จะทดสอบแต่จะต้องไม่เกิน 10 วันหลังจากที่แจ้ง กฟผ.
2. ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการตรวจสอบและทดสอบการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ใน Switchyard ตามที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ในวันที่ได้ตกลงกันไว้ตามข้อ 1. ในหัวข้อ OC2.1-P และ กฟผ. สามารถเข้าร่วมกระบวนการตรวจสอบและทดสอบอุปกรณ์ได้ ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่าย
3. กฟผ. จะตรวจสอบผลของการตรวจสอบและทดสอบการเชื่อมต่อของอุปกรณ์ใน Switchyard ให้เป็นไปตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หลังจากนั้น กฟผ. จะออกใบรับรองให้แก่ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีที่ผลการตรวจสอบไม่ผ่าน กฟผ. จะต้องรายงานข้อสรุปของผลการตรวจสอบและทดสอบดังกล่าวภายใน 10 วัน นับ

จากวันที่ได้รับผลการตรวจสอบและทดสอบ โดยจะต้องชี้แจงถึงสิ่งต่าง ๆ ที่ยังไม่พร้อมให้เชื่อมต่อลงในรายงาน

4. หาก กฟผ. รายงานว่าอุปกรณ์ใน Switchyard ของผู้เชื่อมต่อไม่พร้อมสำหรับการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการแก้ไขโดยผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายเองตามที่ กฟผ. แจ้งไว้ และผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งกลับมาที่ กฟผ. เมื่อต้องการจะตรวจสอบอุปกรณ์โดยที่ กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะกำหนดวันที่ตรวจสอบร่วมกัน

   หลังจากการตรวจสอบดังกล่าว หาก กฟผ. มีรายงานว่าอุปกรณ์ใน Switchyard ไม่พร้อมสำหรับการเชื่อมต่อ กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะต้องร่วมกันตรวจสอบและแก้ไขสาเหตุของความไม่พร้อมดังกล่าว ซึ่งถ้าหากมีข้อพิพาทเกิดขึ้นระหว่างผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. จะต้องเชิญ Independent Engineer (IE) ทำหน้าที่เป็นผู้เชี่ยวชาญตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยค่าใช้จ่ายของ IE จะต้องรับผิดชอบโดย กฟผ. หากมีรายงานสรุปว่าอุปกรณ์ใน Switchyard สมบูรณ์ แต่ถ้าหากมีรายงานว่าอุปกรณ์ใน Switchyard ไม่พร้อมเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายของ IE

   ส่วนค่าใช้จ่ายของการทำงานเพิ่มเติมที่จำเป็น จะเป็นภาระของผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องที่เป็นผู้รับผิดชอบในส่วนของความไม่พร้อมดังกล่าว

5. ก่อนที่จะมีการแจ้งขอขนานกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจะต้องมีใบรับรองจาก IE ว่าผู้เชื่อมต่อได้เสร็จสิ้นการทดสอบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดย กฟผ. จะถือว่าใบรับรองจาก IE เป็นหลักฐานแจ้งความพร้อมของผู้เชื่อมต่อในการเชื่อมต่อกับระบบของ กฟผ. (ยกเว้นโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ให้พิจารณาโดยคณะกรรมการตรวจรับสมรรถนะโรงไฟฟ้าแทน IE)

OC2.2-P การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization)

1. ก่อนทำการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through) ตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอุปกรณ์ Inverter และ BESS” ที่ กฟผ. กำหนด ตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter และระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ต้องแยกดำเนินการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลงระหว่าง Inverter และ BESS โดยใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter
2. ผู้เชื่อมต่อต้องส่ง Test Protocol สำหรับ Commercial Operation Test ให้ กฟผ. ล่วงหน้าก่อนการ Test ไม่ต่ำกว่า 6 เดือน ซึ่ง Test Protocol จะประกอบด้วย

กระบวนการทดสอบ, การวัด, อุปกรณ์การวัด, วิธีการคำนวณผลลัพธ์ และกฎเกณฑ์ในการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงผลลัพธ์

3. หลังจาก กฟผ. ได้รับกระบวนการทดสอบแล้ว ถ้าหากไม่มีข้อทักท้วงใด ๆ ภายใน 45 วัน ให้ถือว่ากระบวนการนั้นได้รับการยืนยันจากทาง กฟผ. แล้ว
4. ผู้เชื่อมต่อต้องส่งรายงาน Certificate จาก IE เพื่อเป็นการยืนยันว่า Generating Unit นั้นผ่านการทดสอบ Final Synchronization Test แล้ว โดยใบ Certificate นี้ให้ถือเป็นหลักฐานการยืนยันความพร้อมของ Generating Unit
5. ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้ง กฟผ. ล่วงหน้า 30 วันก่อนทำการทดสอบ
6. ทั้งผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. ต้องเห็นชอบร่วมกันกับการทดสอบนี้
7. ผู้เชื่อมต่อต้องส่ง Test Schedule ให้กับ กฟผ. ล่วงหน้าไม่ต่ำกว่า 7 วัน
8. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าต้องตรวจสอบความพร้อมด้านสื่อสาร ระบบควบคุมและป้องกัน และออกเอกสารยืนยันให้ผู้เชื่อมต่อเริ่ม First Synchronization ได้
9. ผู้เชื่อมต่อดำเนินการทดสอบทุกรายการตามที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งทาง กฟผ. มีสิทธิส่งผู้แทนตรวจสอบ หรือร่วมเป็นสักขีพยานการทดสอบนั้น ๆ

OC2.3-P การทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามหัวข้อ OC2.2-P

ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องดำเนินการทดสอบทุกรายการตามที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า รวมถึงดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยดำเนินการทดสอบในหัวข้อ ดังนี้

(ก) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)

(ข) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่มีการติดตั้ง Voltage Protection Equipment ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ ให้ดำเนินการทดสอบเพิ่มเติม ดังนี้

(ค) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)

OC2.4-P การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

1. ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนดที่ OC2.2-P

2. กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อทุกราย หลังได้รับเอกสารการขอตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน
3. หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนำส่งไม่ครบถ้วน หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าใดๆ เกิดเหตุขัดข้อง หรือไม่มีความพร้อมใช้งาน กฟผ. จะไม่เริ่มกระบวนการพิจารณาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องครบถ้วนแล้ว
4. การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าโดยผ่านระบบ Monitoring System ผลลัพธ์ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดที่ GC4 โดยมีหัวข้อที่ต้องตรวจวัด ดังนี้
   (1) แรงดัน (Voltage Level)
   (2) ความถี่ (Frequency)
   (3) ฮาร์มอนิก (Harmonics)
   (4) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)
5. กฟผ. จะทำการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่ขอตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า และจะแจ้งผลการตรวจวัดให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 10 วัน

OC2.5-P การทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนดที่ OC2.2-P

ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องดำเนินการทดสอบทุกรายการตามที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า รวมถึงดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยดำเนินการทดสอบในหัวข้อ ดังนี้

(ก) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)
(ข) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)
(ค) การทดสอบการควบคุมกระแสรีแอคทีฟ (Reactive Current Test)
(ง) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control)
(จ) การทดสอบ A Fixed Displacement Factor Cos θ
(ฉ) การทดสอบ A Variable Reactive Power Depending On The Voltage Q(U)
(ช) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)
(ซ) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter และระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ต้องแยกดำเนินการทดสอบระหว่าง Inverter และ BESS ตามข้อ 1. (ก) – (ซ) กรณี

การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test) ตามข้อ 1. (ก) โดยใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.6-P การดำเนินการก่อนการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

1. หลังจากจบการทดสอบ ให้ผู้เชื่อมต่อส่งรายงานและผลการทดสอบฉบับเบื้องต้น (Preliminary Report) ให้ กฟผ. ภายใน 7 วัน
2. หลังจากได้รับรายงานและผลการทดสอบฉบับเบื้องต้น (Preliminary Report) ให้ กฟผ. ส่งผลการตรวจสอบผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อภายใน 14 วัน
3. ภายใน 30 วันให้ผู้เชื่อมต่อส่งรายงานฉบับสมบูรณ์ (Final Report) ให้ กฟผ.
4. ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เรื่องการเริ่มประกอบกิจการ และต้องส่งหนังสือรับทราบการแจ้งซึ่งออกโดย กกพ. ให้ กฟผ. ไม่น้อยกว่า 15 วันก่อนวันซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD)
5. ผู้เชื่อมต่อต้องส่งเอกสารเหล่านี้ให้ กฟผ. ก่อน COD ไม่น้อยกว่า 5 วัน
    (1) เอกสารยืนยันจาก IE ว่าโรงไฟฟ้าได้ถูกสร้างขึ้นตามหลักปฏิบัติที่ถูกต้อง, คุณภาพวัสดุถูกต้องตามสัญญา EPC Contract
    (2) เอกสารยืนยันจาก IE ว่าได้ทำการทดสอบ Commercial Operation Test อย่างถูกต้องตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารวมถึงการทดสอบ คุณลักษณะของหน่วยผลิตไฟฟ้า (Operating Characteristics) ด้วยเชื้อเพลิงต่าง ๆ

OC2.7-P การจัดส่งข้อมูลเพื่อเชื่อมต่อระบบ

OC2.7.1-P หน้าที่ความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขและดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จก่อนวันที่ผู้เชื่อมต่อจะทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อเป็นครั้งแรก ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ

(ก) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุโดยเฉพาะการจัดส่งข้อมูลตาม Connected Data and Information ที่ระบุใน Connection Code

(ข) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในหัวข้อ OC8-P การประสานงานด้านความปลอดภัย

(ค) แจ้งขอจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อกับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด พร้อมระบุวันที่คาดว่าจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้า

(ง) แจ้งข้อมูลที่จำเป็นเพื่อให้ กฟผ. เตรียม Site Responsibility Schedule
    (1) รายการอุปกรณ์และรายการเครื่องจักรทั้งหมด
    (2) รายชื่อผู้ปฏิบัติงานของผู้เชื่อมต่อซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูลตามรายการที่ระบุไว้ โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและสถานที่ปฏิบัติงานประจำ

(จ) แจ้งยืนยัน กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ว่าผู้เชื่อมต่อที่จะขอเชื่อมต่อเข้าระบบได้ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขข้อกำหนด Generator's Apparatus ตามที่ระบุไว้ใน Connection Code

ก่อนวันที่ผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งเอกสารหลักฐานการได้รับอนุญาตในการก่อสร้างและเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

<u>หมายเหตุ</u>

(1) ผู้เชื่อมต่อสามารถจัดส่งในวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าได้ แต่ต้องส่งก่อนเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ

(2) กฟผ. จะกำหนดรูปแบบข้อมูลที่ต้องการก่อนวันที่ผู้เชื่อมต่อคาดว่าจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 60 วันทำการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งข้อมูลรายละเอียดของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ ตามรูปแบบที่กำหนดใน Connection Code

OC2.7.2-P หน้าที่ความรับผิดชอบของ กฟผ.

กฟผ. จะต้องดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จโดยเร็วก่อนวันที่คาดว่าผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ

(ก) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในหัวข้อ OC8-P การประสานงานด้านความปลอดภัย

(ข) จัดเตรียม เห็นชอบ และจัดส่ง Site Responsibility Schedule ให้กับผู้เชื่อมต่อ ซึ่งจะแสดงข้อมูลตามรายการด้านล่างพร้อมกำหนดขอบเขตส่วนที่ กฟผ. เป็นเจ้าของและรับผิดชอบในการควบคุมการทำงาน และส่วนของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อ นั้น

(1) ตารางรายการอุปกรณ์ทั้งหมด

(2) รายการงานส่วนที่ กฟผ. จะดำเนินการ

(3) ตารางอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบโทรคมนาคม เครื่องมือวัด ระบบโทรมาตร และในระบบควบคุม

(4) รายชื่อผู้ปิดบังติงาน กฟผ. ซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูลตามรายการที่ระบุไว้ โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและสถานที่ปฏิบัติงานประจำ

(ค) รายละเอียดของวิธีปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่ กฟผ. จัดทำ (Local Safety Procedures) ตามหัวข้อ OC4-P ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว พร้อมรายชื่อผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยตามเงื่อนไขที่ระบุ

OC2.7.3-P การตรวจสอบจุดเชื่อมต่อ

กฟผ. และ ผู้เชื่อมต่อ จะกำหนดวันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อร่วมกัน ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการตาม OC2.6.1-P แล้ว และ กฟผ. จะไม่ทำการผัดผ่อนการตรวจสอบหากไม่มีเหตุผลอันสมควร

กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะร่วมกันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง (รวมถึงการทดสอบที่จำเป็น) เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ จะไม่ก่อให้เกิดความเสี่ยงหรืออันตรายต่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบ กฟผ.

เมื่อ กฟผ. พิจารณาแล้วว่า จุดเชื่อมต่อพร้อมสำหรับทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. จะดำเนินการออกหนังสือรับรองที่ กฟผ. ออกให้กับโรงไฟฟ้า เพื่อยืนยันว่าโรงไฟฟ้าสามารถเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้า Connection Point ได้ (Certificate of Readiness) และแจ้งรายงานผลการตรวจสอบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้กับผู้เชื่อมต่อ

ในกรณีที่ผลการตรวจสอบไม่ผ่าน กฟผ. จะต้องระบุสาเหตุว่าเป็นที่จุดเชื่อมต่อ หรืออุปกรณ์ตัวใด พร้อมด้วยเหตุผลการพิจารณา

ในกรณีที่ กฟผ. รายงานผลการตรวจสอบว่า จุดเชื่อมต่อไม่พร้อมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ให้ผู้เชื่อมต่อทำการปรับปรุงอุปกรณ์และ/หรือจุดเชื่อมต่อ แล้วจึงแจ้ง กฟผ. เพื่อนัดวันตรวจสอบใหม่อีกครั้ง

OC2.7.4-P การเชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

การจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบผ่านจุดเชื่อมต่อ จะกระทำได้ภายหลังจากที่ กฟผ. ได้ออก Certificate Of Readiness ให้กับทางผู้เชื่อมต่อแล้ว โดย กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะกำหนดวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าร่วมกัน

OC2.7.5-P ค่าคุณลักษณะของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ลงทะเบียนไว้กับ กฟผ. (Registered Operating Characteristics)

ข้อมูล Planned Operating Characteristics ที่ระบุใน Connection Code ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของข้อมูล Detailed Planned Operating Characteristics ที่ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไข จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ตามความจำเป็น ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบและทำ Commissioning

ค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สอดคล้องตาม Prudent Practice

OC3-P การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

เพื่อให้การจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้ามีเพียงพอต่อความต้องการใช้ของประเทศ ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้ คุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐาน กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีเพียงพอ กฟผ. จึงได้กำหนดขั้นตอนการประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

OC3.1-P การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Forecasting)

OC3.1.1-P ความนำ

ขั้นตอนการปฏิบัติงานในหัวข้อ OC3.1-P นี้เกี่ยวกับการเตรียมการสำหรับทำคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อนำไปใช้ในการเตรียมแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ดังนี้

(ก) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 5 ปี

(ข) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 2 ปี

(ค) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน

(ง) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

(จ) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

OC3.1.2-P วัตถุประสงค์

(ก) กำหนดแหล่งที่มาของข้อมูลซึ่ง กฟผ. จะใช้เตรียมการสำหรับคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

(ข) อธิบายถึงองค์ประกอบต่าง ๆ ที่ กฟผ. จะนำมาพิจารณาในการเตรียมการสำหรับทำคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

(ค) วางขั้นตอนซึ่งจะทำให้แน่ใจว่าการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ถูกทำขึ้นโดยสอดคล้องกับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ดังกล่าว

OC3.1.3-P การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 5 ปี

กฟผ. จะคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบของ กฟผ., ค่าพลังงานไฟฟ้าในระบบ ของ กฟผ. รวมไปถึง กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองแต่ละเดือนในแต่ละปีของแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 5 ปี โดยพิจารณาจาก

(ก) คาดการณ์สภาพเศรษฐกิจ

(ข) สถิติของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนในแต่ละปี

(ค) สถิติความสัมพันธ์ระหว่างสภาพเศรษฐกิจ และความต้องการใช้ไฟฟ้า

(ง) สถิติการผลิตไฟฟ้านอกระบบ กฟผ.

(จ) ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

OC3.1.4-P การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 2 ปี

1. ในทุก 2 เดือนที่จัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 2 ปี กฟผ. จะคาดการณ์ค่าต่าง ๆ ดังต่อไปนี้
   (ก) ค่าพลังงานความต้องการพลังงานไฟฟ้ารายเดือน
   (ข) ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือน
2. ในการทำการคาดการณ์ดังกล่าวข้างต้น กฟผ. จะนำสิ่งต่อไปนี้มาพิจารณา
   (ก) คาดการณ์สภาพเศรษฐกิจ
   (ข) สถิติของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนในแต่ละปี
   (ค) สถิติความสัมพันธ์ระหว่างสภาพเศรษฐกิจ และความต้องการใช้ไฟฟ้า
   (ง) สถิติการผลิตไฟฟ้านอกระบบ กฟผ.
   (จ) ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง
3. การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามที่ระบุในข้อ 1. ในหัวข้อ OC3.1.4-P จะต้องเสร็จสมบูรณ์ในช่วงสัปดาห์ที่หนึ่งของเดือนที่จัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 2 ปี

OC3.1.5-P การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน

1. ในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน กฟผ. จะคาดการณ์ค่าต่าง ๆ ดังต่อไปนี้
   (ก) ปริมาณพลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้า ในแต่ละวันโดยใช้ข้อมูลจากสถิติ และการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปี
2. ในการทำการคาดการณ์ดังกล่าวข้างต้น กฟผ. จะนำสิ่งต่อไปนี้มาพิจารณา
   (ก) คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งใช้ในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปี
   (ข) สถิติปริมาณของกระแสไฟฟ้าที่ขายให้ กฟน. กฟภ. และลูกค้าตรง
   (ค) สถิติค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวันในแต่ละเดือน
   (ง) นโยบายด้านกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอรองรับมาตรฐานความมั่นคง N-1
   (จ) ข้อมูลอื่น ๆ ซึ่ง กฟผ. เชื่อว่าเกี่ยวข้อง
3. การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามที่ระบุในข้อ 1. ในหัวข้อ OC3.1.5-P จะต้องเสร็จสมบูรณ์ก่อนสิ้นสัปดาห์ที่สามของเดือนซึ่งอยู่ก่อนเดือนของแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือนดังกล่าว

OC3.1.6-P การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

1. ในแต่ละวันของแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ กฟผ. จะคาดการณ์ค่าต่าง ๆ ดังนี้
   (ก) ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวัน
   (ข) ความต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง
2. ในการทำการคาดการณ์ดังกล่าวข้างต้น กฟผ. จะนำสิ่งต่อไปนี้มาพิจารณา
   (ก) คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งใช้ในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน
   (ข) สถิติความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงโดยเฉพาะของสัปดาห์ล่าสุด
   (ค) นโยบายด้านกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอรองรับมาตรฐานความมั่นคง N-1
   (ง) ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง
3. การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ระบุในข้อ 1. ในหัวข้อ OC3.1.6-P จะต้องเสร็จสมบูรณ์ภายในวันพุธของสัปดาห์ก่อนหน้าสัปดาห์ที่มีการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

OC3.1.7-P การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

1. ในแต่ละครึ่งชั่วโมงของแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน กฟผ. จะคาดการณ์ค่าต่าง ๆ ดังต่อไปนี้
   (ก) ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายครึ่งชั่วโมง
   (ข) ความต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง
2. ในการทำการคาดการณ์ดังกล่าวข้างต้น กฟผ. จะนำสิ่งต่อไปนี้มาพิจารณา
   (ก) คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งอยู่ในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์
   (ข) สถิติค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวันในแต่ละเดือนโดยเฉพาะของวันล่าสุด
   (ค) พยากรณ์อากาศสำหรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันดังกล่าว
   (ง) นโยบายด้านกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอรองรับมาตรฐานความมั่นคง N-1
   (จ) ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง
3. การคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่ระบุในข้อ 1. ในหัวข้อ OC3.1.7-P จะต้องเสร็จสมบูรณ์ก่อนเวลา 12.00 น. ของวันซึ่งอยู่ก่อนวันที่ทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันดังกล่าว

OC3.2-P กำหนดการซ่อมบำรุง (Maintenance Scheduling)

OC3.2.1-P ความนำ

1. หัวข้อ OC3.2-P นี้เกี่ยวกับการประสานงานในการซ่อมบำรุงหน่วยผลิตไฟฟ้า จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และระบบส่ง และเกี่ยวกับการให้ความเห็นชอบแก่หน่วยผลิตไฟฟ้าในการทำการก่อสร้าง การซ่อมแซม และการซ่อมบำรุง
2. กำหนดการซ่อมบำรุงซึ่ง กฟผ. ได้ทำขึ้นมา จะต้องถูกเตรียมขึ้นโดยอ้างอิงกับ เนื้อหาในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจว่า จะมีความเข้ากันได้ ระหว่างด้านการผลิต และความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ไว้ (ซึ่งจะต้องรวมกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง) ตามหัวข้อ OC3.1-P
3. ในหัวข้อ OC3.2-P นี้ ปี 0 หมายถึงปีปฏิทินปัจจุบัน ปี 1 หมายถึงปีปฏิทินถัดไป ปี 2 หมายถึงปีปฏิทินซึ่งถัดจากปี 1 และต่อ ๆ ไป
4. ในหัวข้อ OC3.2-P นี้ เดือนคี่ หมายถึงเดือนมกราคม มีนาคม พฤษภาคม กรกฎาคม กันยายน และพฤศจิกายน
5. หัวข้อ OC3.2-P นี้ กรณีที่ข้อมูลต้องถูกเสนอในวันที่ กำหนดไว้เฉพาะ และวันดังกล่าวไม่ใช่วันทำการ ข้อมูลดังกล่าว จะต้องถูกเสนอในวันทำการสุดท้ายก่อนจะถึงกำหนดดังกล่าว
6. กฟผ. จะใช้ความพยายามในการจัดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ได้ ตามวันที่ซึ่งผู้เชื่อมต่อต้องการ แต่เมื่อมีการพิจารณาด้าน Economic และ Stability อาจเป็นผลให้ไม่สามารถดำเนินการตามนั้นได้ ซึ่งผู้เชื่อมต่อต้องยอมรับว่า หาก กฟผ. ไม่สามารถจัดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ได้ตามคำขอหลังจากได้มีการปรึกษาหารือตามที่กำหนดในหัวข้อ OC3.2-P นี้แล้ว จะต้องใช้กำหนดวันที่ ซึ่ง กฟผ. กำหนดเท่านั้น

OC3.2.2-P วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของหัวข้อ OC3.2-P นี้ คือ เพื่อทำให้ กฟผ. จัดการหน่วยผลิตไฟฟ้า จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และระบบส่ง ได้อย่างเหมาะสม และในขณะเดียวกัน จะต้อง

(ก) มีความพร้อมของหน่วยผลิต จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ระบบส่ง เพียงพอที่จะรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ ซึ่งรวมถึง กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

(ข) ให้ความสำคัญต่อการลดความสูญเสียต่อระบบ ซึ่งเกิดจากการให้การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออก

OC3.2.3-P กำหนดการซ่อมบำรุง ปีที่ 1-7

1. ในวันแรกของแต่ละปีปฏิทิน แต่ละโรงไฟฟ้าจะต้องส่งแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด สำหรับปีปฏิทินที่ 1 ถึง 7 โดยจะมีข้อมูล ของแต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อดังนี้

(ก) แสดงหน่วยผลิตไฟฟ้าที่จะซ่อมบำรุง

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) กรณีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผลมาจากพระราชบัญญัติหรือการตรวจสอบตามสัญญาประกัน จะต้องระบุสาเหตุการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระยะเวลา ที่จะดำเนินการแล้วเสร็จ

(ง) ระยะเวลาที่จะใช้ในการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็นชั่วโมง

(จ) กำหนดวันเริ่มและเวลาทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ฉ) กรณีที่วันที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวันที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้สำหรับวันสิ้นสุดงาน

(ช) สิทธิของจำนวนชั่วโมงซ่อมตามสัญญาฯ

2. ในวันแรกของแต่ละปีปฏิทินแต่ละผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องส่งแผนการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดสำหรับปีปฏิทินที่ 1 ถึง 7 โดยจะมีข้อมูลของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ดังนี้

(ก) แสดงจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะซ่อมบำรุง

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) ระยะเวลาที่จะใช้ในการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ เป็นชั่วโมง

(ง) กำหนดวันเริ่มและเวลาทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(จ) กรณีที่วันที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ วันที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้สำหรับวันสิ้นสุดงาน

(ฉ) จำนวนชั่วโมงซ่อมที่ระบุตามสัญญาฯ

3. ระหว่างวันแรกของปีปฏิทินจนถึงวันสุดท้ายของเดือนมีนาคม กฟผ. จะดำเนินการ

(ก) เตรียมกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับปีปฏิทินที่ 1-7 โดยจะพิจารณาจาก

(1) ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามคาดการณ์ใน Load Forecast สำหรับระบบ กฟผ.

(2) กำหนดการหยุดหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ทำไว้ในปีปฏิทินก่อนหน้านั้นของปีที่ 2-7

(3) กำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อได้เสนอตามข้อ 1. ในหัวข้อ OC3.2.3-P และจากผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ตามข้อ 2. ในหัวข้อ OC3.2.3-P

(4) กำหนดการทำงานของระบบส่ง

(5) การบำรุงรักษาส่งผลกระทบต่อต้นทุนรวมของระบบน้อยที่สุดเท่าที่สามารถดำเนินการได้

(6) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

(ข) จัดทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดสำหรับแต่ละโรงไฟฟ้า โดยแยกเป็นแต่ละหน่วยผลิตที่ได้ทำการขอมาตามข้อ 1. ในหัวข้อ OC3.2.3-P ระบุถึงวันและเวลาเริ่มต้นและสิ้นสุดของกำหนดหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ค) จัดทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดสำหรับแต่ละผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ โดยแยกเป็นแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ที่ได้ทำการขอมาตามข้อ 2. ในหัวข้อ OC3.2.3-P ระบุถึงวันและเวลาเริ่มต้นและสิ้นสุดของกำหนดหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

4. กรณีที่ผู้เชื่อมต่อ และผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่เห็นด้วยกับแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ถึง กฟผ. ไม่เกินวันสุดท้ายของเดือนเมษายน โดย กฟผ. จะร่วมปรึกษาหารือในการแก้ปัญหา ถ้า กฟผ. มีความเห็นว่าการขอให้มีการแก้ไขแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่ทำให้ความปลอดภัยของระบบถูกกระทบกระเทือนหรือความสูญเสียที่ไม่สมควรเพิ่มขึ้นกับระบบแล้ว กฟผ. จะทำการเปลี่ยนแปลงแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศดังกล่าวให้ตามต้องการ และถ้าในการจะเปลี่ยนแปลงแผนการดังกล่าวจะต้องเกี่ยวข้องกับผู้อื่น กฟผ. อาจจะเชิญผู้เกี่ยวข้องดังกล่าวเข้าร่วมประชุม

5. ก่อนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน

(ก) ผู้เชื่อมต่อจะส่งแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งได้ปรับปรุงแล้ว ตามวิธีการในข้อ 1. ในหัวข้อ OC3.2.3-P โดยในแผนที่เสนอใหม่นี้จะแสดงให้เห็นถึง การทบทวนความต้องการในการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ และแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามข้อ 4. ในหัวข้อ OC3.2.3-P

(ข) ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะส่งแผนการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศซึ่งได้ปรับปรุงแล้วตามวิธีการในข้อ 2. ในหัวข้อ OC3.2.3-P โดยในแผนที่เสนอใหม่นี้จะแสดงให้เห็นถึงการทบทวนความต้องการ ในการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศของผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศตามข้อ 4. ในหัวข้อ OC3.2.3-P

6. ก่อนสิ้นสุดเดือนสิงหาคม

(ก) ทบทวนกำหนดการหยุดหน่วยผลิตไฟฟ้าของปีปฏิทินที่ 1-7 โดยพิจารณาจาก

(1) กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งทำขึ้นตามข้อ 3. ในหัวข้อ OC3.2.3-P

(2) การเปลี่ยนแปลงแผนการหยุดหน่วยผลิตไฟฟ้าซึ่งได้มี การตกลงภายใต้ข้อกำหนดของข้อ 4. ในหัวข้อ OC3.2.3-P

(3) แผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ หรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้มีการส่งให้ภายใต้ข้อกำหนดของข้อ 5. ในหัวข้อ OC3.2.3-P

(4) กำหนดการทำงานของระบบส่ง

(5) การบำรุงรักษาส่งผลกระทบต่อต้นทุนรวมของระบบน้อยที่สุดเท่าที่สามารถดำเนินการได้

(6) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

(ข) จัดทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยแยกเป็นแต่ละหน่วยผลิตที่ได้ ทำการขอมาตามข้อ 5. ในหัวข้อ OC3.2.3-P ระบุถึงวันที่เริ่มต้นและ สิ้นสุดของกำหนดหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ค) จัดทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดสำหรับแต่ละผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ โดยแยกเป็นแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ที่ได้ทำการขอมาตามข้อ 5. ในหัวข้อ OC3.2.3-P ระบุถึงวันที่เริ่มต้นและสิ้นสุดของกำหนดหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

7. กรณีที่ผู้เชื่อมต่อและผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่เห็นด้วยกับแผนการ ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ถึง กฟผ. ไม่เกินสิ้นเดือนกันยายน โดย กฟผ. จะร่วมปรึกษาหารือในการแก้ปัญหา ถ้า กฟผ. มีความเห็นว่าการขอให้มีการแก้ไข แผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่ทำให้ความปลอดภัยของระบบ ถูกกระทบกระเทือน หรือความสูญเสียที่ไม่สมควรเพิ่มขึ้นกับระบบแล้ว กฟผ. จะทำการเปลี่ยนแปลงแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศดังกล่าวให้ตามต้องการ และถ้าในการจะเปลี่ยนแปลงแผนการดังกล่าวจะต้องเกี่ยวข้องกับผู้อื่น กฟผ. อาจจะเชิญ ผู้เกี่ยวข้องดังกล่าวเข้าร่วมประชุม
8. ก่อนสิ้นเดือนตุลาคม กฟผ. จะ

(ก) ทำกำหนดการหยุดหน่วยผลิตฉบับเสร็จสมบูรณ์ สำหรับปีปฏิทินที่ 1-7 กำหนดการหยุดหน่วยผลิตดังกล่าวอยู่บนพื้นฐาน กำหนดการหยุดหน่วยผลิตซึ่งได้จากข้อ 5. ในหัวข้อ OC3.2.3-P และการแก้ไขเปลี่ยนแปลง ซึ่งได้มีการตกลงกัน ภายใต้ข้อ 7. ในหัวข้อ OC3.2.3-P

(ข) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มต้นและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละหน่วยผลิตซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 5. ในหัวข้อ OC3.2.3-P โดยจะจัดทำเป็น ลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดให้แก่ผู้เชื่อมต่อ

(ค) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มต้นและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 5. ในหัวข้อ OC3.2.3-P โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

OC3.2.4-P กำหนดการซ่อมบำรุงสำหรับปีปฏิทินที่ 0

1. กำหนดการหยุดหน่วยผลิตสำหรับปีปฏิทินที่ 0 จะอยู่บนพื้นฐานของปีปฏิทินที่ 1 ของกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ ซึ่งทำขึ้นและได้ออกแผนเมื่อสิ้นเดือน ตุลาคม ของปีปฏิทินที่แล้ว และสอดคล้องกับข้อ 8 ในหัวข้อ OC3.2.3-P
2. ในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งไม่ได้รวมอยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ หรือ สำหรับกรณีที่มีการร้องขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงหรือมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลบางตัว ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วันก่อนเริ่มงาน โดยมีรายละเอียดของข้อมูลสำหรับแต่ละหน่วยผลิตดังนี้

   (ก) แสดงหน่วยผลิตไฟฟ้าที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

   (ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

   (ค) กรณีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผลมาจากพระราชบัญญัติ หรือการตรวจสอบตามสัญญาประกัน จะต้องระบุสาเหตุการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระยะเวลาที่จะดำเนินการแล้วเสร็จ

   (ง) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่อยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ด้วย) เป็นชั่วโมง

   (จ) ประเภทของงานและชั่วโมงตามสิทธิ

(ฉ) กำหนดวันและเวลาเริ่มทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงวันเริ่มต้นหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แสดงในการกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ด้วย)

(ช) กรณีที่วันและเวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้ สำหรับวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

3. ในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งไม่ได้รวมอยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์หรือสำหรับกรณีที่ มีการร้องขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงหรือมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลบางตัว ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วันก่อนเริ่มงาน โดยมีรายละเอียดของข้อมูลสำหรับแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ดังนี้

(ก) แสดงจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศหรือหน่วยผลิตไฟฟ้าที่จะทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่อยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ด้วย) เป็นชั่วโมง

(ง) ประเภทของงานและชั่วโมงตามสิทธิ

(จ) กำหนดวันและเวลาเริ่มทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงวันเริ่มต้นหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่แสดงในการกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ด้วย)

(ฉ) กรณีที่วันและเวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

4. ในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับปีปฏิทินที่ 0 ภายใต้ข้อ 2 และ 3 กฟผ. จะตอบกลับแผนซ่อมบำรุงให้หน่วยผลิตภายในระยะเวลา 1 เดือน นับจากวันที่หน่วยผลิตแจ้งให้ กฟผ. รับทราบ

5. กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 3 เดือน

5.1 ผู้เชื่อมต่อจะต้องส่งแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 3 เดือนเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ก่อนสิ้นสุดสัปดาห์ที่ 1 ของแต่ละเดือน ซึ่งรวมถึงในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปีปฏิทินที่ 0 ที่ไม่ได้รวมอยู่ในกำหนดการหยุดหน่วยผลิตฉบับสมบูรณ์ภายใต้ข้อ 2 ในหัวข้อ

OC3.2.4-P โดยแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวต้องแสดงรายละเอียดข้อมูลสำหรับ 1-3 เดือนถัดไปของแต่ละหน่วยผลิตที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนี้

(ก) แสดงหน่วยผลิตที่จะทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) กรณีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผลมาจากพระราชบัญญัติ หรือการตรวจสอบตาม สัญญาประกัน จะต้องระบุสาเหตุการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระยะเวลา ที่จะดำเนินการแล้วเสร็จ

(ง) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(จ) ประเภทของงานและชั่วโมงตามสิทธิ

(ฉ) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(ช) กรณีที่วันและเวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

5.2 ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศจะต้องส่งแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายา 3 เดือนเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ก่อนสิ้นสุดสัปดาห์ที่ 1 ของแต่ละเดือน ซึ่งรวมถึงในกรณีของการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศในปีปฏิทินที่ 0 ที่ไม่ได้รวมอยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับสมบูรณ์ ภายใต้ข้อ 3 ในหัวข้อ OC3.2.4-P โดยแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวต้องแสดงรายละเอียดข้อมูลสำหรับ 1-3 เดือนถัดไปของแต่ละหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนี้

(ก) แสดงจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศหรือหน่วยผลิตไฟฟ้าที่จะทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(ง) ประเภทของงานและชั่วโมงตามสิทธิ

(จ) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(ฉ) กรณีที่วันและเวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวันและเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

5.3 ในสัปดาห์ที่ 4 ของแต่ละเดือน ของปีปฏิทินที่ 0 กฟผ. จะตรวจ กำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศของเดือนต่อไป และจะทำการทบทวนกำหนดการดังกล่าว เท่าที่จำเป็นโดยพิจารณาจาก

(ก) กำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศฉบับสมบูรณ์ สำหรับเดือนดังกล่าว ของปีปฏิทินที่ 0

(ข) การทบทวนคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า สำหรับเดือนดังกล่าว ตาม OC3.1.5-P

(ค) ทั้งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่เพิ่งขอมาใหม่ และการทบทวนเกี่ยวกับแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งกระทำโดยทั้งผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. ตามข้อ 2, 3, 5.1, 5.2 ในหัวข้อ OC3.2.4-P

(ง) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

5.4 ก่อนสิ้นสุดสัปดาห์ที่ 4 ของแต่ละเดือน กฟผ. จะ

(ก) ทำกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฉบับเสร็จสมบูรณ์ (รายเดือน) สำหรับเดือนถัดไป กำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศดังกล่าวอยู่บนพื้นฐานกำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้จาก ข้อ 5.3 ในหัวข้อ OC3.2.4-P

(ข) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละหน่วยผลิตซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 5.1 ในหัวข้อ OC3.2.4-P โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อ

(ค) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มต้นและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 5.2 ในหัวข้อ OC3.2.4-P โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

6. กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประจำสัปดาห์

6.1 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งมีอยู่ในกำหนดการหยุดหน่วยผลิต รายเดือน และได้ตกลงกำหนดวันตามข้อ 5.4 ในหัวข้อ OC3.2.4-P แล้วหรือซึ่งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ทำตามข้อ 2 ในหัวข้อ OC3.2.4-P ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดทำกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้ กฟผ. ก่อน 10.00 น. ทุกวันพุธโดยแสดงถึงรายละเอียดสำหรับสัปดาห์ถัดไป ของแต่ละหน่วยผลิตที่จะต้องมีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย

(ก) แสดงหน่วยผลิตที่จะทำการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) กรณีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นผลมาจากพระราชบัญญัติ หรือการตรวจสอบตาม สัญญาประกัน จะต้องระบุสาเหตุการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระยะเวลา ที่จะดำเนินการแล้วเสร็จ

(ง) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(จ) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(ฉ) กรณีที่วันที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับ วันปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวันที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

6.2 การปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งมีอยู่ในกำหนดการหยุดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศรายเดือนและได้ตกลง กำหนดวันตามข้อ 5.4 ในหัวข้อ OC3.2.4-P แล้ว หรือ ซึ่งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ทำตามข้อ 3 ในหัวข้อ OC3.2.4-P ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ แต่ละแห่งจะต้องจัดทำกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น ลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้ กฟผ. ก่อน 10.00 น. ทุกวันพุธโดยแสดงถึงรายละเอียดสำหรับสัปดาห์ถัดไปของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งประกอบด้วย

(ก) ระบุจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(ง) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(จ) กรณีที่วันที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุวันที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับวันปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และวันที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับวันสิ้นสุดงาน

6.3 ระหว่าง 10.00 น. ของวันพุธถึง 16.00 น. ของวันศุกร์ ของสัปดาห์ดังกล่าว กฟผ. จะตรวจสอบกำหนดการหยุดหน่วยผลิตและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศสำหรับสัปดาห์ต่อไป และทำการทบทวนใหม่เท่าที่จำเป็น โดยพิจารณาจาก

(ก) กำหนดการหยุดหน่วยผลิตรายเดือน สำหรับสัปดาห์ดังกล่าว ของปีปฏิทินที่ 0

(ข) การทบทวนคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า สำหรับสัปดาห์ดังกล่าวตาม OC3.1.6-P

(ค) คาดคะเนกำลังผลิตไฟฟ้าที่จะได้จาก หน่วยผลิต, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และระบบส่ง และประเมินความไม่แน่นอนของกำลังผลิตไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้น

(ง) การขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่งขอมาใหม่ และการทบทวนเกี่ยวกับแผนการ ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งกระทำโดยผู้เชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ หรือ กฟผ. ตามข้อ 2, 3, 6.1, 6.2 ในหัวข้อ OC3.2.4-P

(จ) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

6.4 ก่อน 16.00 น. ของวันศุกร์ หรือวันทำการสุดท้ายของสัปดาห์ กฟผ. จะ

(ก) ทำกำหนดการหยุดหน่วยผลิตฉบับเสร็จสมบูรณ์ สำหรับสัปดาห์ถัดไป กำหนดการหยุดหน่วยผลิตดังกล่าวอยู่บนพื้นฐานกำหนดการหยุดหน่วยผลิตซึ่งได้จากข้อ 5.4 ในหัวข้อ OC3.2.4-P

(ข) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละหน่วยผลิตซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 6.1 ในหัวข้อ OC3.2.4-P โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อ

(ค) จัดทำกำหนดวันที่จะเริ่มต้นและสิ้นสุดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งได้ทำการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อ 6.2 ในหัวข้อ OC3.2.4-P โดยจะจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แก่ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

7 กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประจำวัน

7.1 การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งมีอยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ และได้ตกลงกำหนดวันตามข้อ 6.4 ในหัวข้อ OC3.2.4-P แล้วหรือซึ่งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ทำตามข้อ 2 ผู้เชื่อมต่อจะต้อง จัดทำกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนดให้ กฟผ. ก่อนเวลา 12.00 น. ของทุกวันโดยแสดง ถึงรายละเอียดสำหรับวันถัดไปของแต่ละ หน่วยผลิตที่จะต้องมีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย

(ก) แสดงหน่วยผลิตที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องเกี่ยวข้อง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(ง) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(จ) กรณีที่เวลาดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ให้ระบุเวลา ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเวลาซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับเวลาสิ้นสุดงาน

7.2 การปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศในปีปฏิทินที่ 0 ซึ่งมีอยู่ในกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ และได้ตกลงกำหนดวันตามข้อ 5.4 ในหัวข้อ OC3.2.4-P แล้ว หรือ ซึ่งการขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ทำตามข้อ 3 ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศแต่ละแห่งจะต้องจัดทำกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้ กฟผ. ก่อนเวลา 12.00 น.ของทุกวันโดยแสดง ถึงรายละเอียดสำหรับวันถัดไปของ แต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะต้องมีการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ซึ่งประกอบด้วย

(ก) แสดงจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่จะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) ค่าพลังไฟฟ้า (MW) ที่จะต้องลดลง

(ค) ระยะเวลาที่จะทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ให้ลงระยะเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย) เป็นสัปดาห์ วันและชั่วโมง

(ง) กำหนดวันและเวลาปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการ (ให้ลงวันและเวลาที่ กฟผ. เห็นชอบด้วย)

(จ) กรณีที่เวลาที่ดังกล่าวอาจเปลี่ยนแปลงได้ ให้ระบุเวลาที่ซึ่งจะเลื่อนเข้ามาได้สำหรับเวลา ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเวลาที่ซึ่งจะเลื่อนออกไปได้ สำหรับเวลาสิ้นสุดงาน

7.3 ระหว่างช่วงเวลา 12.00 - 16.00 น. ของทุกวัน กฟผ. จะตรวจสอบกำหนดการหยุดหน่วยผลิตสำหรับวันต่อไป และทำการทบทวนใหม่เท่าที่จำเป็น โดยพิจารณาจาก

(ก) กำหนดการหยุดหน่วยผลิตรายสัปดาห์สำหรับวันดังกล่าว

(ข) การทบทวนคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า สำหรับวันดังกล่าว ตาม OC2.1.7-P

(ค) คาดคะเนกำลังผลิตไฟฟ้าที่จะได้จาก หน่วยผลิต, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และระบบส่งและประเมินความไม่แน่นอน ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้น

(ง) การขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เพิ่งขอมาใหม่ และการทบทวนเกี่ยวกับแผนการ ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งกระทำโดยผู้เชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ ตามข้อ 2, 3, 7.1, 7.2 ในหัวข้อ OC3.2.4-P

(จ) ปัจจัยอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

7.4 ก่อน 16.00 น. ของทุกวัน กฟผ. จะ

(ก) ทำกำหนดการหยุดหน่วยผลิตฉบับเสร็จสมบูรณ์สำหรับวันถัดไป กำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวอยู่บนพื้นฐานกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ซึ่งได้จากข้อ 6.4 ในหัวข้อ OC3.2.4-P

(ข) แจ้งผู้เชื่อมต่อถึงทราบกำหนดการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ได้ตกลงสำหรับวันถัดไปเพื่อจะให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณา

(ค) แจ้งผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศทราบถึงกำหนดการปลดจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศที่ได้ตกลงสำหรับวันถัดไปเพื่อจะให้ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศพิจารณา

OC3.3-P การวางแผนการผลิต (Operation Planning)

OC3.3.1-P ความนำ

1. ในหัวข้อ OC3.3-P นี้เกี่ยวข้องกับการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Operating Programs) รายปีและรายเดือน ในการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นกำลังผลิตไฟฟ้าที่คาดการณ์จะต้องพอดีกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์ (Forecast

Demand) รวมทั้งให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Operating Reserve) ที่เหมาะสมโดยแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในหัวข้อ OC3.3-P นี้กับแผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Outage Schedules) ในหัวข้อ OC3.2-P ต้องเป็นไปอย่างสอดคล้องกัน

2. ข้อกำหนดในหัวข้อ OC3.3-P นี้จะรวมถึงเรื่องความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทานและระดับน้ำในเขื่อนต่าง ๆ โดยทั้ง 2 ประเด็นนี้ใช้ได้เฉพาะประเทศไทยเท่านั้น

OC3.3.2-P วัตถุประสงค์

การทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในหัวข้อ OC3.3-P นี้ มีวัตถุประสงค์ดังต่อไปนี้

(ก) เพื่อแสดงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่คาดการณ์และกำลังผลิตไฟฟ้าที่คาดการณ์ (รวมไปถึงพลังงานไฟฟ้าที่ Imports และ Exports จากผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศด้วย)

(ข) เพื่อให้สามารถพิจารณาการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, การหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศและการทำงานของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งต้องคำนึงถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดบนพื้นฐานความมั่นคงของระบบ

(ค) เพื่อให้สามารถหาจุดที่เหมาะสมที่สุด (Optimization) ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน บนข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิง, ข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อม, ข้อจำกัดทางสัญญาซื้อขายไฟฟ้ารวมไปถึงปริมาณความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทาน

(ง) เพื่อช่วยในการพิจารณาแก้ไขปัญหาในการควบคุมระบบเป็นไปตามขั้นตอนอย่างมีประสิทธิภาพ

OC3.3.3-P แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 5 ปี (ปีที่ 1 – 5)

1. แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 5 ปีสำหรับปีที่ 1–5 นับตามปีปฏิทิน จะให้ข้อมูลต่อไปนี้
    (ก) ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในรายเดือนในแต่ละปี
    (ข) แผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้า ตามหัวข้อ OC3.2-P
    (ค) แผนการผลิตไฟฟ้ารายโรงไฟฟ้า รายเดือน
2. ในช่วงสัปดาห์แรกของเดือนพฤศจิกายนของปีปัจจุบัน กฟผ. จะดำเนินการต่อไปนี้
    (ก) เก็บข้อมูลค่าคาดการณ์ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่ระบุในหัวข้อ OC3.1-P

(ข) พิจารณาแผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้าเบื้องต้น สำหรับปีนั้น ๆ ตามหัวข้อ OC3.2-P

(ค) คาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่ Import และ Export รวมไปถึงต้นทุนราคาของพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายแลกเปลี่ยน

(ง) คาดการณ์ปริมาณความต้องการน้ำในแต่ละเดือนโดยอาศัยข้อมูลสถิติการระบายน้ำร่วมกับกรมชลประทาน

(จ) พิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของแต่ละโรงไฟฟ้าตามหัวข้อ OC3.4.6-P โดยคำนึงถึงปริมาณเชื้อเพลิงและราคาของเชื้อเพลิงประกอบ

3. ในช่วงปลายสัปดาห์ที่สามของเดือนพฤศจิกายนในปีปัจจุบัน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) พิจารณาค่าการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ในหัวข้อ OC3.1-P และแผนบำรุงรักษา ในหัวข้อ OC3.2-P ที่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิม

(ข) พิจารณาความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยคำนึงถึงปริมาณความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทาน, ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากต่างประเทศ รวมไปถึงข้อจำกัดต่าง ๆ เช่น ข้อจำกัดการระบายน้ำ, ข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อม และข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิง

(ค) จัดทำร่างแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแผนปีที่ 1 – 5 เพื่อทราบเป็นการภายใน

4. ในช่วงสัปดาห์สุดท้ายของเดือนพฤศจิกายนของปีปัจจุบัน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) สรุปแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของปีที่ 1 – 5 โดยคำนึงถึงปัจจัยต่าง ๆ ซึ่งคิดว่ามีผลต่อแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าว

(ข) ออกแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปีของปีที่ 1 – 5

OC3.3.4-P แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 2 ปี (ปีที่ 0 – 1 หรือ ปีที่ 1 – 2)

1. แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 2 ปีสำหรับปีที่ 0 – 1 และปีที่ 1 - 2 นับตามปีปฏิทิน จะให้ข้อมูลต่อไปนี้

(ก) ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในรายเดือนในแต่ละปี

(ข) แผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไ

ฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้า ตามหัวข้อ OC3.2-P

(ค) แผนการผลิตไฟฟ้ารายโรงไฟฟ้า รายเดือน

2. ในช่วงสัปดาห์แรกของเดือนคี่ของปีปัจจุบันไม่รวมเดือนพฤศจิกายน กฟผ. จะดำเนินการต่อไปนี้
    (ก) เก็บข้อมูลค่าคาดการณ์ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่ระบุในหัวข้อ OC3.1-P
    (ข) พิจารณาแผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้าเบื้องต้น สำหรับปีนั้น ๆ ตามหัวข้อ OC3.2-P
    (ค) คาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่ Import และ Export รวมไปถึงต้นทุนราคาของพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายแลกเปลี่ยน
    (ง) คาดการณ์ปริมาณความต้องการน้ำในแต่ละเดือนโดยอาศัยข้อมูลสถิติการระบายน้ำร่วมกับกรมชลประทาน
    (จ) พิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของแต่ละโรงไฟฟ้าตามหัวข้อ OC3.4.6-P โดยคำนึงถึงปริมาณเชื้อเพลิงและราคาของเชื้อเพลิงประกอบ
3. ในช่วงปลายสัปดาห์ที่สามของเดือนคี่ของปีปัจจุบันไม่รวมเดือนพฤศจิกายน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้
    (ก) พิจารณาค่าการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ในหัวข้อ OC3.1-P และแผนบำรุงรักษา ในหัวข้อ OC3.2-P ที่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิม
    (ข) พิจารณาความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยคำนึงถึงปริมาณความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทาน, ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากต่างประเทศ รวมไปถึงข้อจำกัดต่าง ๆ เช่น ข้อจำกัดการระบายน้ำ, ข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อม และข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิง
    (ค) จัดทำร่างแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแผนปีที่ 0 – 1 เพื่อทราบเป็นการภายใน ยกเว้นเดือนกันยายนจะจัดทำร่างแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของแผนปีที่ 1 – 2
4. ในช่วงสัปดาห์สุดท้ายของเดือนคี่ของปีปัจจุบันไม่รวมเดือนพฤศจิกายน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้
    (ก) สรุปแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของปีที่ 0 – 1 หรือปีที่ 1 - 2 โดยคำนึงถึงปัจจัยต่าง ๆ ซึ่งคิดว่ามีผลต่อแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าว
    (ข) ออกแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าราย 2 ปีของปีที่ 0 – 1 หรือปีที่ 1 - 2

OC3.3.5-P แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน (Monthly Operating Program)

1. แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือนจะทำภายในรอบปีปฏิทินโดยอิงตามแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายปีซึ่งจะแสดงข้อมูลต่อไปนี้
   (ก) กำลังผลิตไฟฟ้า, พลังงานไฟฟ้าที่ Import และความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวัน
   (ข) แผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้า ตามหัวข้อ OC3.2-P
   (ค) การจัดการน้ำในเขื่อนต่าง ๆ และความต้องการระบายน้ำของกรมชลประทาน ในแต่ละวัน
2. ระหว่างสัปดาห์ที่ 3 จนถึงปลายเดือนของเดือนก่อนหน้า กฟผ. จะดำเนินการดังนี้
   (ก) เก็บข้อมูลค่าคาดการณ์ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่ระบุในหัวข้อ OC3.1-P
   (ข) พิจารณาแผนการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, แผนการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ และแผนการทำงานของระบบส่งไฟฟ้าเบื้องต้น สำหรับเดือนนั้น ๆ ตามหัวข้อ OC3.2-P
   (ค) คาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่ Import และ Export
   (ง) คาดการณ์ปริมาณความต้องการน้ำในแต่ละสัปดาห์ของเดือนนั้นโดยอาศัยข้อมูลสถิติการระบายน้ำร่วมกับกรมชลประทาน
   (จ) คาดการณ์ระดับน้ำของแต่ละสัปดาห์ในเขื่อนต่าง ๆ โดยพิจารณาจากสถิติและข้อมูลสภาพอากาศและความต้องการระบายน้ำของกรมชลประทาน
   (ฉ) พิจารณาความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติที่เหมาะสมที่สุดในการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำและโรงไฟฟ้าพลังความร้อน โดยคำนึงถึงปริมาณความต้องการการระบายน้ำของกรมชลประทาน, ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากต่างประเทศ รวมไปถึงข้อจำกัดต่าง ๆ เช่น ข้อจำกัดการระบายน้ำ, ข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อม และข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิง
   (ช) พิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของแต่ละโรงไฟฟ้าตามหัวข้อ OC3.4.6-P โดยคำนึงถึงปริมาณเชื้อเพลิงและราคาของเชื้อเพลิงประกอบ
   (ฌ) หาต้นทุนรวมของระบบ ซึ่งประกอบด้วย ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า, ต้นทุนพลังงานที่ซื้อขายระหว่างประเทศ, ต้นทุนของน้ำที่ระบายจากแผนการผลิตไฟฟ้า, ต้นทุนที่เกิดจาก Outage ของผู้เชื่อมต่อ, ต้นทุนที่เกิดจากการหยุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างประเทศ, ต้นทุนที่เกิดจากการทำงานของระบบส่ง รวม

ไปถึง ต้นทุนที่เกิดจากการที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนไม่สามารถเดินเครื่องได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ

(ญ) ข้อจำกัดด้านระบบส่ง หรือเงื่อนไขขอหยุดทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวเนื่องกับการวางแผนเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ฎ) การขอทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าต่าง ๆ

(ฏ) ออกแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน

OC3.4-P การวางแผนการการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Scheduling)

OC3.4.1-P ความนำ

1. หัวข้อ OC3.4-P นี้แสดงขั้นตอนการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์และรายวัน ซึ่งประกอบด้วย
   (ก) ผู้เชื่อมต่อแจ้งสภาพความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ณ ปัจจุบัน ให้ กฟผ. รับทราบ
   (ข) ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศแจ้งสภาพความสามารถจ่ายไฟฟ้าและคุณลักษณะของจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ให้ กฟผ. รับทราบ
   (ค) ข้อตกลงเกี่ยวกับการรับ-จ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศระหว่าง กฟผ. กับ ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ
   (ง) กฟผ. ดำเนินการจัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์และแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน
2. นอกจากที่ระบุในหัวข้อ OC3.4.7-P “ค่าคุณลักษณะการเดินหน่วยผลิต (Operating Characteristics)” ในหัวข้อ การวางแผนการการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Scheduling) จะหมายรวมถึง Operating Characteristics ทั้งหมดที่นอกเหนือจากค่ากำลังผลิตไฟฟ้า
3. ในการพิจารณาเกี่ยวกับความต้องการด้านชลประทานและระดับน้ำของอ่างเก็บน้ำของหัวข้อ การวางแผนการการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generation Scheduling) ให้ใช้เฉพาะที่เป็นเรื่องภายในประเทศไทย

OC3.4.2-P วัตถุประสงค์

จุดมุ่งหมายของหัวข้อ OC3.4-P นี้ คือ กำหนดขั้นตอนที่จะให้ กฟผ. ได้รับข้อมูลที่จำเป็นอย่างเพียงพอ และในเวลาที่แน่นอน เพื่อใช้ในการทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับ 1 สัปดาห์ และ 1 วันล่วงหน้าได้ อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะต้องพิจารณาสิ่งต่าง ๆ ดังนี้

(ก) ความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) การรับกระแสไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ

(ค) การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

(ง) ต้นทุนการผลิตของระบบ

(จ) การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

(ฉ) ความต้องการด้านชลประทาน ข้อจำกัดเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมและการใช้เชื้อเพลิง

(ช) ข้อจำกัดของระบบส่งไฟฟ้า

OC3.4.3-P แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

1. แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ถูกเตรียมขึ้นบนพื้นฐานของข้อมูลจากแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน ซึ่งแผนดังกล่าวจะประกอบด้วย
   (ก) การคาดการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ, การรับไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า
   (ข) แผนบำรุงรักษาของผู้เชื่อมต่อ, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนบำรุงรักษาระบบส่ง ตามที่เตรียมขึ้นในหัวข้อ OC3.2-P
   (ค) แผนการระบายน้ำ รวมถึงแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ และ ความต้องการด้านชลประทานในแต่ละวัน
2. กฟผ. จัดเตรียมแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ภายใต้กฎเกณฑ์ดังต่อไปนี้
3. ก่อนเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ โรงไฟฟ้าต่าง ๆ จะต้องส่งข้อมูลของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับวันอาทิตย์ถึงวันเสาร์ของสัปดาห์ถัดไปให้ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย
   (ก) การแจ้งค่าความพร้อม โดยระบุถึงกำลังผลิตไฟฟ้าของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในช่วงเวลาใด ๆ
   (ข) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งค่าของความพร้อมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแตกต่างไปจากค่า Registered Operating Characteristics หรือมีค่าต่างไปจากค่าที่ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งไว้ก่อนหน้าภายใต้ข้อ 3 ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลต่อไปนี้
      (1) ระบุคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ตามที่ระบุในหัวข้อ OC3.4.7-P)
      (2) ค่าคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าค่าใหม่
      (3) เวลาที่จะเริ่มใช้ค่าที่เปลี่ยนแปลงใหม่
      (4) ระยะเวลาที่จะใช้ค่าที่เปลี่ยนแปลงใหม่
      (ค) ข้อจำกัดในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยคำนึงถึงภาวะแวดล้อม

   ในกรณีที่วันพุธเป็นวันหยุดทำการ ให้ดำเนินการส่งข้อมูลในวันทำการก่อนหน้าวันดังกล่าว
4. ก่อนเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศต่าง ๆ จะต้องส่งข้อมูลของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศสำหรับวันอาทิตย์ถึงวันเสาร์ของสัปดาห์ถัดไปให้

กฟผ. โดยผ่านระบบโทรสาร (หรือโดยวิธีอื่น ๆ ที่ กฟผ. ยอมรับ) โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย

(ก) ความต้องการ, การคาดการณ์ หรือ ข้อตกลงในการรับ - จ่าย ไฟฟ้า

(ข) ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(ค) ข้อจำกัดในการรับ-จ่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงภาวะแวดล้อม หรือ เงื่อนไขอื่น ๆ

5. ก่อนเวลา 16.00 น. ของวันพฤหัสบดี หรือ 1 วันก่อนวันทำการสุดท้ายของสัปดาห์ก่อนสัปดาห์ที่แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์จะมีผล กฟผ. จะดำเนินการดังนี้

(ก) ระบุค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่กำหนดในหัวข้อ OC3.1-P

(ข) จัดทำร่างกำหนดการณ์ของแผนบำรุงรักษาหน่วยผลิตของผู้เชื่อมต่อ, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนบำรุงรักษาระบบส่งในสัปดาห์ ตามที่กำหนดในหัวข้อ OC3.2-P

(ค) กำหนดการระบายน้ำเพื่อการชลประทานเชื่อนต่าง ๆ ในแต่ละวันของสัปดาห์ โดยอาศัยข้อมูลในอดีต, สภาพอากาศ และข้อมูลที่มีการพิจารณาร่วมกับกรมชลประทาน

(ง) จัดการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ, โรงไฟฟ้าพลังความร้อน, การรับไฟฟ้าจากต่างประเทศ และ โรงไฟฟ้าแบบสูบกลับ อย่างประสิทธิภาพ โดยพิจารณาจาก

(1) ความต้องการด้านชลประทาน

(2) ค่าความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(3) ข้อกำหนดด้านพลังไฟฟ้าสำรอง

(4) ข้อจำกัดเกี่ยวกับเชื้อเพลิงและภาวะแวดล้อม

(5) ข้อมูลที่ได้รับจากผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

(จ) ลำดับการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ตามลำดับต้นทุนการผลิต (Merit Order) ตามที่กำหนดในหัวข้อ OC3.4.6-P

(ฉ) คำนวณค่าต้นทุนการผลิตของระบบ ซึ่งรวมถึงค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า, การรับไฟฟ้าจากต่างประเทศ, ต้นทุนจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าภายใต้ข้อจำกัดในระบบต่าง ๆ, ต้นทุนซึ่งเกิดจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้านอก Merit Order และต้นทุนจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

(ช) จัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ และแจ้งแผนดังกล่าวให้กับหน่วยงานภายใน กฟผ., โรงไฟฟ้าต่าง ๆ และผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

6. กรณีที่ กฟผ. พิจารณาว่าไม่สามารถจัดให้มีพลังไฟฟ้าสำรองในระบบได้อย่างเพียงพอ (ตามข้อมูลที่โรงไฟฟ้าต่าง ๆ ได้แจ้งค่าความพร้อมมาให้) กฟผ. อาจจะดำเนินการประสานผู้เชื่อมต่อที่แจ้งค่าความพร้อมต่ำกว่าค่าทางสัญญาให้ปรับความพร้อมเพิ่มขึ้นตามความเหมาะสม และ/หรือ ประสานงานเลื่อนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าที่สามารถดำเนินการได้ตามความเหมาะสม เพื่อให้มีผลต่อการจัดทำแผนเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์

OC3.4.4-P แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

1. แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันถูกเตรียมขึ้นบนพื้นฐานของข้อมูลจากแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายสัปดาห์ ซึ่งแผนดังกล่าวจะประกอบด้วย
    (ก) การคาดการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าและค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายครึ่งชั่วโมง
    (ข) แผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนการบำรุงรักษาระบบส่ง ตามที่กำหนดในหัวข้อ OC3.2-P
    (ค) แผนการระบายน้ำ รวมถึงแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ และ ความต้องการด้านชลประทานในแต่ละวัน
2. กฟผ. จัดเตรียมแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันภายใต้กฎเกณฑ์ดังต่อไปนี้
3. ก่อนเวลา 12.00 น. ของทุกวันทำการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับวันถัดไปให้ กฟผ. พิจารณา เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย
    (ก) ค่าความพร้อมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา
    (ข) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งค่าของความพร้อมเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแตกต่างไปจากค่า Registered Operating Characteristics หรือมีค่าต่างไปจากค่าที่ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งไว้ก่อนหน้าภายใต้ข้อ 3. ในหัวข้อ OC3.4.3-P ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลต่อไปนี้
        (1) ระบุคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (ตามที่ระบุในหัวข้อ OC3.4.7-P)
        (2) ค่าคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าค่าใหม่
        (3) เวลาที่จะเริ่มใช้ค่าที่เปลี่ยนแปลงใหม่
        (4) ระยะเวลาที่จะใช้ค่าที่เปลี่ยนแปลงใหม่
        (5) สาเหตุของการแจ้งเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อม
    (ค) กรณีที่ไม่มีการแจ้งค่า Operating Characteristic กฟผ. จะถือว่าค่า Operating Characteristic ซึ่งแจ้งไว้ครั้งหลังสุดเป็นค่าที่จะนำมาใช้งาน
    (ง) ข้อจำกัดในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยคำนึงถึงภาวะแวดล้อม

ทั้งนี้ในการแจ้งข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เป็นวันหยุดทำการจะต้องส่งข้อมูลในวันทำการก่อนหน้าวันดังกล่าว โดยจัดส่งข้อมูลจนถึงวันทำการแรกหลังจากวันหยุดทำการ

4. ก่อนเวลา 12.00 น. ของทุกวัน ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศต่าง ๆ จะต้องส่งข้อมูลของแต่ละจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ สำหรับสัปดาห์ถัดไปให้ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย
    (ก) ความต้องการ, การคาดการณ์ หรือ ข้อตกลงในการรับ - จ่าย ไฟฟ้า
    (ข) ความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา
    (ค) กรณีที่จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ไม่มีการแจ้งค่าดังกล่าว กฟผ. จะทำการประมาณค่าดังกล่าวและข้อจำกัดที่จะนำมาใช้งาน
    (ง) ข้อจำกัดในการรับ-จ่ายไฟฟ้า โดยคำนึงถึงภาวะแวดล้อม หรือ เงื่อนไขอื่น ๆ
5. ก่อนเวลา 17.00 น. ของทุกวัน ก่อนวันที่แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันจะถูกใช้งาน กฟผ. จะดำเนินการดังนี้
    (ก) ระบุค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามที่กำหนดในหัวข้อ OC3.1-P
    (ข) จัดทำร่างกำหนดการณ์ของแผนบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า, จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ และแผนบำรุงรักษาระบบส่งรายวัน ตามที่กำหนดในหัวข้อ OC3.2-P
    (ค) กำหนดการระบายน้ำเพื่อการชลประทานเขื่อนต่าง ๆ รายครึ่งชั่วโมง โดยอาศัยข้อมูลในอดีต, สภาพอากาศ และข้อมูลที่มีการพิจารณาร่วมกับกระทรวงเกษตรฯและกรมชลประทาน
    (ง) จัดการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ, โรงไฟฟ้าพลังความร้อน, การรับไฟฟ้าจากต่างประเทศ และ โรงไฟฟ้าแบบสูบกลับ อย่างมีประสิทธิภาพ โดยพิจารณาจาก
        (1) ความต้องการด้านชลประทาน
        (2) ค่าความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
        (3) ข้อกำหนดด้านพลังไฟฟ้าสำรอง
        (4) ข้อจำกัดเกี่ยวกับเชื้อเพลิงและภาวะแวดล้อม
        (5) ข้อมูลที่ได้รับจากผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ
        (จ) ลำดับการเดินเครื่องของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่าง ๆ ตามลำดับต้นทุนการผลิต (Merit Order) ตามที่กำหนดในหัวข้อ OC3.4.6-P
    (ฉ) จัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน และแจ้งแผนดังกล่าวให้กับหน่วยงานภายใน กฟผ., โรงไฟฟ้าต่าง ๆ และผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

6. กรณีที่ กฟผ. พิจารณาว่าไม่สามารถจัดให้มีพลังไฟฟ้าสำรองในระบบได้อย่างเพียงพอ (ตามข้อมูลที่โรงไฟฟ้าต่าง ๆ ได้แจ้งค่าความพร้อมมาให้) กฟผ. อาจจะดำเนินการประสานงานผู้เชื่อมต่อที่แจ้งค่าความพร้อมต่ำกว่าค่าทางสัญญาให้ปรับความพร้อมเพิ่มขึ้นตามความเหมาะสม และ/หรือ ประสานเลื่อนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าที่สามารถดำเนินการได้ตามความเหมาะสม เพื่อให้มีผลต่อการจัดทำแผนเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

OC3.4.5-P การขอเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อม และ Operating Characteristics

เมื่อใดที่ผู้เชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ พบว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ มีค่าใดค่าหนึ่งซึ่งได้ทำการแจ้งไปแล้วตามข้อ 3 หรือ ข้อ 4 ในหัวข้อ OC3.4.4-P ได้มีการเปลี่ยนแปลงไป จะต้องแจ้งศูนย์ควบคุมของ กฟผ. ทราบล่วงหน้า พร้อมทั้งระบุถึงค่าคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต้องการปรับลดลง (ระบุเวลาที่ต้องการเปลี่ยนแปลงค่าดังกล่าวโดยทันทีผ่านทางโทรศัพท์หรือวิธีอื่นแล้วแต่ที่ได้ตกลงกัน และจะต้องทำการยืนยันเป็นเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายใน 2 ชั่วโมง (โดยการขอเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อมดังกล่าวไม่รวมไปถึงค่าคุณลักษณะทางด้านต้นทุนการผลิต, Economic Operating Characteristics)

OC3.4.6-P Merit Order

OC3.4.6.1-P Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

1. กฟผ. จะจัดลำดับ Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งลำดับดังกล่าวจะขึ้นกับต้นทุนการผลิตที่เปลี่ยนแปลงต่อหน่วย ตามที่ได้กำหนดในหัวข้อ 3 และ 4 โดยคิดผลของค่าความสูญเสียในระบบส่งจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าวด้วย
2. ค่า Merit Order นี้จะต้องมีการปรับปรุงอยู่เสมอตามการเปลี่ยนแปลงของค่า Economic Operating Characteristics โดยแต่ละโรงไฟฟ้าต้องแจ้งตามหัวข้อ OC3.4-P ซึ่ง กฟผ. จะทำการปรับปรุง Merit Order ตามความจำเป็นอย่างสม่ำเสมอ และเป็นส่วนหนึ่งของขั้นตอนในการจัดทำแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายเดือน
3. ค่า Economic Operating Characteristics ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ส่งให้ จะแยกเป็นชนิดเชื้อเพลิง และ ความต้องการใช้พลังงาน (ตามที่ระบุในข้อ 3 ในหัวข้อ OC3.4.7.2.2-P) โดยค่าต้นทุนการผลิตต่อหน่วยของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกคำนวณดังนี้

    (ก) F : ค่าเชื้อเพลิง (บาท/หน่วยปริมาตร)

    (ข) C : ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (BTU/หน่วยปริมาตร)

(ค) H : Heat Rate Curve ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ค่าโหลดต่าง ๆ (BTU/ชม.)

(ง) M : ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า (MW)

ซึ่งค่า Operating Cost (บาท/MWh) = ((F/C) x H) / M ที่ค่าโหลดใด ๆ

4. ค่า Economic Operating Characteristics ของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ส่งให้ จะแยกเป็นชนิดเชื้อเพลิง และ ความต้องการใช้พลังงาน (ตามที่ระบุในข้อ 4 ในหัวข้อ OC3.4.7.2.2-P) โดยค่าต้นทุนการผลิตต่อหน่วยของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกคำนวณดังนี้

(ก) N : ค่าเชื้อเพลิงที่ No-load (บาท/ชม.)

(ข) P : Incremental Price (บาท/MWh)

(ค) C : ค่ากำลังผลิตไฟฟ้า (MW)

ซึ่งค่า Operating Cost (บาท/MWh) = (N/C) + P

OC3.4.6.2-P Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ประสิทธิภาพของกังหันพลังน้ำมีผลสัมพันธ์กับปัจจัยต่าง ๆ เช่น Turbine Head และค่า Active, Reactive Power ที่ผลิต การกำหนด Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ กฟผ. จะจัดเตรียม Loading Chart, Reservoir Characteristics Curve และ Discharge Curve ซึ่งแตกต่างกันไปตามลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างประสิทธิภาพกับกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ภายในช่วงของค่า Turbine Head ตามสภาพระดับน้ำในอ่างเก็บน้ำและระดับท้ายน้ำ นอกจากนี้ยังมีอีกปัจจัยซึ่งนำมาพิจารณาในการกำหนด Merit Order ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ ความต้องการทางด้านชลประทาน

OC3.4.7-P ข้อมูลคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

OC3.4.7.1-P ความนำ

1. แต่ละโรงไฟฟ้าต้องแจ้งค่า คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตามที่ระบุในหัวข้อ OC3.4.7.2-P ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตน (ซึ่งค่านี้จะสะท้อนถึงสมรรถนะจริง ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกกำหนดตาม มาตรฐานการดำเนินงาน, Prudent Practice)
2. ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำ ให้แจ้งค่าคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ภาวะ “Cold” เท่านั้น เนื่องจากไม่มีค่าที่ภาวะ “Warmth- Varying”
3. ในส่วนของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ ความสามารถในการสูบน้ำจะถูกจัดอยู่ในคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำดังกล่าวต้องสามารถใช้เป็นเครื่องสูบน้ำกลับ

4. ในส่วนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าต้องแจ้งค่า และ อธิบายเกี่ยวกับ Warmth Condition ซึ่งจะใช้แสดง คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ภาวะ “Warmth - Varying” ให้แก่ กฟผ. ทราบ การแจ้งค่าต้องทำตามที่ระบุในหัวข้อ OC3.4.7.2.1-P และ กฟผ. อาจขอให้มีการเปลี่ยนแปลงค่าดังกล่าวได้
5. แต่ละผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องแจ้งความสามารถในการรับไฟฟ้าเข้า (Import) หรือการจ่ายไฟฟ้าออก (Export) หรือการให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (ซึ่งค่านี้จะสะท้อนถึง สมรรถนะจริงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ถูกกำหนดตามมาตรฐานการดำเนินงาน , Prudent Practice) ปริมาณการรับไฟฟ้าเข้า และจ่ายไฟฟ้าออก รวมทั้งราคาในการรับไฟเข้าได้ระบุไว้ใน OC3.4.7.3-P

OC3.4.7.2-P การแจ้งค่าของโรงไฟฟ้า (Generator Declarations)

OC3.4.7.2.1-P Warmth Conditions

1. ภาวะ “Cold” และ “Hot”

   ภาวะ นับจากเวลาที่ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นต้นไป

   Cold มากกว่า [ ] ชั่วโมง

   Hot น้อยกว่า [ ] ชั่วโมง
2. “Warm” Condition คือภาวะที่ไม่ใช่ทั้ง Hot และ Cold

OC3.4.7.2.2-P คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

1. คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในชุดแรกจะเกี่ยวข้องกับความสามารถในการเปลี่ยนระดับ Active หรือ Reactive Power ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และในกรณีของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับจะเกี่ยวกับความสามารถ ในการสูบน้ำกลับจาก อ่างเก็บน้ำด้านล่าง ไปเก็บไว้ที่อ่างเก็บน้ำด้านบน รายละเอียดมีดังนี้
   (ก) Capacity คือกำลังผลิตไฟฟ้ามีหน่วยเป็น MW ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตได้หลังจากจ่ายให้กับอุปกรณ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแล้ว และจะหมายถึงกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้
   (ข) Minimum Generation คือระดับต่ำสุดของกำลังผลิตไฟฟ้ามีหน่วยเป็น MW ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายังสามารถเดินได้ตลอด
   (ค) Maximum Generation คือระดับกำลังผลิตไฟฟ้าที่มากกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่แจ้งมา มีหน่วยเป็น MW ซึ่งสามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้เพียงในระยะเวลาสั้น ๆ
   (ง) Reactive Power Capability คือระดับพลังไฟฟ้ารีแอคตีฟทั้ง Leading และ Lagging ที่ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าใด ๆ

(จ) Spinning Reserve Capability คือ ความสามารถ ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ขณะที่ยังไม่ได้เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเต็ม ตาม Contracted Capacity ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง ๆ

(ฉ) Notice To Synchronize คือ ช่วงเวลา มีหน่วยเป็นชั่วโมง ตั้งแต่เมื่อโรงไฟฟ้าได้รับการแจ้งให้ขนานเครื่อง กำเนิดไฟฟ้าถึงเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถขนานเข้าระบบ ในภาวะ Warmth Conditions ต่อไปนี้ Cold (With Boiler Cold), Cold (With Boiler On Hot Standby), Warm And Hot

(ช) Block Load On Synchronization คือ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าทันทีทันใด มีหน่วยเป็น MW ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องใช้ในการขนานเข้าระบบ อาจต้องระบุภาวะ Hot, Warm และ Cold ด้วย

(ซ) Loading Rate คือ อัตราสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ภายใต้การควบคุมในภาวะปกติ หลังจากขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบ มีหน่วยเป็น MW / นาที สำหรับ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้า และ Warmth Condition ต่าง ๆ

(ฌ) De-loading Rate คือ อัตราสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการลดกำลังผลิตไฟฟ้า ภายใต้การควบคุมในภาวะปกติ มีหน่วยเป็น MW / นาที สำหรับระดับกำลังผลิตไฟฟ้าและ Warmth Condition ต่าง ๆ

(ญ) Minimum Up-Time คือ ระยะเวลาสั้นที่สุด มีหน่วยเป็นชั่วโมง ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานเข้าระบบแล้วต้องจ่ายพลังงานอย่างต่อเนื่องก่อนปลดออกจากระบบ

(ฎ) Minimum Down-Time คือ ระยะเวลาสั้นที่สุด มีหน่วยเป็นชั่วโมง ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องใช้เมื่อมีการปลดออกจากระบบแล้วสามารถขนานเข้าระบบเพื่อจ่ายพลังงานอีกครั้ง

(ฏ) Maximum Fuel Switching Times คือ จำนวนครั้งสูงสุดของการเปลี่ยนเชื้อเพลิง ซึ่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะถูกขอให้ทำได้ภายใน ช่วงเวลา 24 ชั่วโมง

(ฐ) Operating Water Head (Net Water Head) คือ ระยะห่างระหว่างระดับน้ำเหนือน้ำกับท้ายน้ำ (สำหรับ โรงไฟฟ้าพลังน้ำทั้งหมด)

(ฑ) River Flow Rate คือ อัตราการไหลคาดคะเน ของแม่น้ำ (มีหน่วยเป็นลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง) ซึ่งเหมาะสมกับสภาพของโรงไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำประเภท Run - Of - River เท่านั้น)

(ฒ) Reservoir Capacity คือ ปริมาณน้ำที่กักเก็บอยู่ในอ่างเก็บน้ำ (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีอ่างเก็บน้ำ เท่านั้น รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับด้วย)

(ณ) Pumping Capability คือ ปริมาณน้ำ ที่สามารถสูบได้ (มีหน่วยเป็นลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง) ซึ่งเหมาะสมกับสภาพของโรงไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับเท่านั้น)

(ด) Pumping Availability คือ ระยะเวลาที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้ในการสูบน้ำ และ พลังไฟฟ้าที่ต้องการใช้ในการขับเคลื่อนเครื่องสูบน้ำ ซึ่งเหมาะสมกับสภาพของโรงไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับเท่านั้น)

2. คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในชุดที่ 2 จะเกี่ยวข้องกับการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยคำนึงถึงการประหยัดต้นทุน ตามที่ได้ตกลงกับ กฟผ. ทางโรงไฟฟ้าอาจส่งข้อมูลเกี่ยวกับการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดังกล่าว ตามที่ระบุ ในข้อ 3 หรือข้อ 4 ข้อใดข้อหนึ่งคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหล่านี้ เรียกว่า คุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Operating Characteristics)

3. สำหรับทางเลือกที่ 1 โรงไฟฟ้าต้องแจ้งข้อมูลดังต่อไปนี้

(ก) Fuel ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) Specific Energy Content Of Fuel คือปริมาณของพลังงานเป็น BTU ต่อปริมาณ หรือ น้ำหนัก มาตรฐาน ของเชื้อเพลิง

(ค) Start - Up Heat คือปริมาณของพลังงาน มีหน่วยเป็น BTU / Start - Up ซึ่งต้องการใช้ในการเริ่มขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ในภาวะ Cold (With Boiler Cold), Cold (With Boiler On Hot Standby), Warm And Hot Conditions

(ง) No-load Heat คือปริมาณของพลังงาน มีหน่วยเป็น BTU / ชั่วโมง ซึ่งต้องการใช้ในการรักษาสภาพการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไว้ โดยที่ยังไม่ได้ให้กำลังผลิตไฟฟ้า (MW Output = 0)

(จ) Incremental Heat คือ ปริมาณของพลังงาน ที่ใช้ผลิตไฟฟ้าต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิ (Net Output) มีหน่วยเป็น BTU/ MWh

(ฉ) Standby Start Up Heat คือปริมาณของพลังงาน เป็น BTU ซึ่งต้องใช้ในการทำให้ Boiler ซึ่งอยู่ในภาวะ Cold หรือ Warm ไปอยู่ที่ภาวะ Hot Standby

(ช) Hot Standby Heat คือปริมาณของพลังงาน เป็น BTU/ชั่วโมง ซึ่งต้องการใช้ในการรักษาให้ Boiler คงอยู่ในภาวะ Hot Standby

(ซ) Start O And M Costs คือ ต้นทุน ที่ใช้ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการ Start - Up เท่านั้น มีหน่วยเป็น บาท / Start - Up โดยไม่เกี่ยวกับ ต้นทุน ค่าเชื้อเพลิง

(ฌ) Output O And M Costs คือ ต้นทุนที่ใช้ในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังไฟฟ้าเท่านั้น มีหน่วยเป็น บาท / MWh โดยไม่เกี่ยวกับ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง

(ญ) Standby Start Up O And M Costs คือ ต้นทุนที่ใช้ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการทำให้ Boiler ไปอยู่ในภาวะ Hot Standby เท่านั้น มีหน่วยเป็น บาท/ Start โดยไม่เกี่ยวกับต้นทุนค่าเชื้อเพลิง

(ฎ) Hot Standby O And M Costs คือ ต้นทุนที่ใช้ในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการรักษาภาวะ Hot Standby ของ Boiler เอาไว้เท่านั้น มีหน่วยเป็น บาท / ชั่วโมง โดยไม่เกี่ยวกับต้นทุนค่าเชื้อเพลิง

4. สำหรับทางเลือกที่ 2 โรงไฟฟ้าต้องแจ้งข้อมูลดังต่อไปนี้

(ก) Start - Up Price คือ ราคาสำหรับการ Start - Up เครื่องกำเนิดไฟฟ้า มีหน่วยเป็น บาท / ชั่วโมง ที่ภาวะ Cold (with Boiler Cold), Cold (with Boiler On Hot Standby), Warm And Hot Conditions

(ข) No-load Price คือ ราคา สำหรับการรักษาสภาพการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไว้ แต่ยังไม่ได้ให้กำลังผลิตไฟฟ้า มีหน่วยเป็น บาท / ชั่วโมง

(ค) Incremental Price คือ ราคาของพลังงานไฟฟ้า แต่ละ MWh มีหน่วยเป็น บาท / MWh และเป็นส่วนที่เพิ่มขึ้นจาก No-load Price

(ง) Standby Start Price คือ ราคาของการทำให้ Boiler ซึ่งอยู่ในภาวะ Warm หรือ Cold ไปสู่ภาวะ Hot Standby มีหน่วยเป็น บาท / Start

(จ) Hot Standby Price คือ ราคาของการรักษา Boiler ให้คงภาวะ Hot Standby ไว้

OC3.4.7.3-P อื่น ๆ

ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ การแจ้งค่าข้อมูลของจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะระบุถึงความสามารถในการรับไฟฟ้า หรือการจ่ายไฟฟ้าออก หรือการให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง หรือการให้บริการอื่น ๆ ต้นทุน (หรือ ราคา) ในการรับไฟฟ้าเข้า รวมถึงปริมาณที่คาดคะเน และ

ระยะเวลาของการรับไฟฟ้าเข้า และจ่ายไฟฟ้าออก กฟผ. จะทำการตกลงกับ ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ เกี่ยวกับคุณลักษณะในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าว่ามีอะไรบ้างที่ควรจะระบุให้แจ้งค่า ตามหัวข้อ OC3.4.7-P นี้

OC3.4.8-P ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC3.4.8.1-P แผนการผลิตไฟฟ้ารายา 10 วัน

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายา 10 วัน ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในเวลา 12:00 น. ของทุกวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ตั้งแต่เวลา 00:15 น. ของวันถัดไป ถึงเวลา 24:00 น. ของ 10 วันถัดไป นับจากค่าพยากรณ์แรก

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ในวันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 11:55 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 8 กันยายน 2567 เวลา 00:15 น. ถึงวันที่ 17 กันยายน 2567 เวลา 24:00 น.

OC3.4.8.2-P แผนการผลิตไฟฟ้ารายา 6 ชั่วโมง

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายา 6 ชั่วโมง ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในนาทีที่ 5 ของทุกชั่วโมง โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ตั้งแต่นาทีที่ 15 ของชั่วโมงนั้น ถึงนาทีที่ 0 ของ 6 ชั่วโมงถัดไป นับจากค่าพยากรณ์แรก

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ในวันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 12:01 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 12:15 น. ถึงเวลา 18:00 น.

OC3.4.8.3-P แผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ (Planned Remaining Installed Capacity)

แผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ หมายถึง ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งหักลบด้วยปริมาณกำลังผลิตที่ไม่สามารถผลิตได้ ณ ขณะนั้น เช่น ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงตามแผนซ่อมหรือแผนบำรุงรักษา ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากความขัดข้องหรือขีดจำกัดของโรงไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เป็นต้น มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องส่งค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในเวลา 12:00 น. ของทุกวัน

โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือของโรงไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ตั้งแต่เวลา 00:15 น. ของวันถัดไป ถึงเวลา 24:00 น. ของ 10 วันถัดไปนับจากค่าแรก

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ ในวันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 11:55 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 8 กันยายน 2567 เวลา 00:15 น. ถึงวันที่ 17 กันยายน 2567 เวลา 24:00 น.

OC3.4.8.4-P กำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง (Actual Remaining Installed Capacity)

กำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง หมายถึง ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งหักลบด้วยปริมาณกำลังผลิตที่ไม่สามารถผลิตได้จริง ณ ขณะนั้น เช่น ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจริงจากการซ่อมหรือการบำรุงรักษา ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจริงจากความขัดข้องหรือขีดจำกัดของโรงไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจริงจากการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เป็นต้น มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องส่งค่ากำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในนาทีที่ 5 ของทุกชั่วโมง รวมเป็น 24 ครั้งต่อวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลออกเป็นราย 15 นาทีย้อนหลัง 24 ชั่วโมงนับจากชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล ตั้งแต่นาทีที่ 15 ของ 24 ชั่วโมง ย้อนหลัง ถึงนาทีที่ 0 ของชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล รวมเป็น 96 จุดเวลาต่อครั้ง

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง ในวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:00 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริงย้อนหลังออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 6 ธันวาคม 2567 เวลา 12:15 น. ถึงวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:00 น.

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องเก็บข้อมูลดังกล่าวย้อนหลังอย่างน้อย 1 ปี โดย กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเรียกขอข้อมูลย้อนหลังจากผู้เชื่อมต่อ

OC3.4.8.5-P ข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง (Actual Weather)

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องส่งข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในนาทีที่ 5 ของทุกชั่วโมง รวมเป็น 24 ครั้งต่อวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลออกเป็นราย 15 นาทีย้อนหลัง 24 ชั่วโมงนับจากชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล ตั้งแต่นาทีที่ 15 ของ 24 ชั่วโมง ย้อนหลัง ถึงนาทีที่ 0 ของชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล รวมเป็น 96 จุดเวลาต่อครั้ง

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง ในวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:05 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าสภาพอากาศจริงย้อนหลังออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 6 ธันวาคม 2567 เวลา 12:15 น. ถึงวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:00 น.

โดยกำหนดให้ส่งข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง ดังนี้

1. ผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
   ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ยจากอุปกรณ์วัดในพื้นที่ 5 x 5 ตารางกิโลเมตร ดังนี้
   (1) Global Horizontal Irradiation (GHI) (W/m2)
   (2) Global Tilted Irradiation (GTI) (W/m2) โดยองศาตามมุมติดตั้งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
   ตัวอย่าง หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกติดตั้งด้วยมุมให้มีความลาดเอียง 10 องศา ไปทางทิศใต้ ค่าวัด GTI จะวัดมาจากอุปกรณ์ที่ติดตั้งมีความลาดเอียง 10 องศา ไปทางทิศใต้เช่นเดียวกัน
   (3) Ambient Temperature (ºC)
2. ผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานลม
   ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ยจากอุปกรณ์วัดในพื้นที่ 7 x 7 ตารางกิโลเมตร ดังนี้
   (1) Wind Speed (at Hub Height) (m/s)
   (2) Average Wind Direction (Degree) คือ ค่าเฉลี่ยทิศทางลม จากการคำนวณด้วยวิธี Circular Mean
   (3) Ambient Temperature (ºC)

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องสอบเทียบอุปกรณ์วัดตามความเหมาะสม และต้องเก็บข้อมูลค่าสภาพอากาศจริงย้อนหลังอย่างน้อย 1 ปี โดย กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเรียกขอข้อมูลย้อนหลังจากผู้เชื่อมต่อ

OC3.5-P การสั่งการระบบผลิตไฟฟ้า (Generation Dispatching)

OC3.5.1-P บทนำ

1. หัวข้อ OC3.5-P นี้แสดงขั้นตอนการสั่งการและแผนการจัดการระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะเป็นส่วนที่เพิ่มเติมจากหัวข้อ OC3.4-P และ OC3.6-P ประกอบด้วย
   (ก) การแจ้งคำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อ
   (ข) การให้ความเห็นชอบแก่ผู้เชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศเพื่อปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือ อุปกรณ์ออกจากระบบตามแผนงาน

(ค) ปรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันใหม่ให้มีประสิทธิภาพตามสภาพระบบที่มีการเปลี่ยนแปลง

2. การสั่งการเกี่ยวกับการรับ – จ่ายไฟฟ้า หรือ การดำเนินการใด ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการจ่ายไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ จะต้องได้รับความเห็นชอบจากร่วมกันระหว่าง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศ

OC3.5.2-P วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของหัวข้อ OC3.5-P คือ ต้องการให้ กฟผ. สามารถจัดบริหารจัดการการผลิตไฟฟ้า, การรับซื้อไฟฟ้า และ ความต้องการใช้ไฟฟ้า ให้มีเป็นไปอย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพพร้อมทั้งมี กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เพียงพอ ดังนี้

(ก) การระบุแผนการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ตามแผนงานในแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

(ข) Merit Order ตามที่กล่าวในหัวข้อ OC3.4-P

(ค) การรักษาสภาพระบบให้มีความมั่นคงและเสถียรภาพ

(ง) มาตรฐานการควบคุมความถี่และแรงดันไฟฟ้าของระบบ

OC3.5.3-P ข้อมูลในการสั่งการ

พิจารณาสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า, การรับ – จ่ายไฟฟ้า หรือ การอนุญาตให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ ตามแผนงาน กฟผ. จะใช้ข้อมูลในการตัดสินใจดังต่อไปนี้

(ก) แผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันของวันดังกล่าว ตามหัวข้อ OC3.4-P

(ข) ค่าความพร้อมและคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งแจ้งไว้ล่าสุด ตามข้อ 3 ในหัวข้อ OC3.4.4-P หรือหัวข้อ OC3.4.5-P

(ค) ความสามารถในการรับ – จ่ายไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศตามที่ผู้เชื่อมต่อระหว่างประเทศได้แจ้งกับ กฟผ. ตามข้อ 4 ในหัวข้อ OC3.4.4-P หรือหัวข้อ OC3.4.5-P

(ง) ข้อมูลค่าความถี่ และแรงดันไฟฟ้า ผ่านระบบ SCADA

(จ) ข้อมูลอื่น ๆ ซึ่ง กฟผ. พิจารณาว่ามีความเกี่ยวข้อง

OC3.5.4-P การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแผนงาน

การพิจารณาการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแผนงาน เพื่อให้มีประสิทธิภาพสูงสุดบนพื้นฐานดังนี้

(ก) การรักษาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

(ข) การควบคุมต้นทุนการผลิต

OC3.5.5-P การสั่งการ

OC3.5.5.1-P ลักษณะของการสั่งการ

1. การสั่งการในวันที่พิจารณานั้น สามารถแจ้งคำสั่งการได้ที่เวลาใด ๆ ในวันดังกล่าว หรือสามารถแจ้งล่วงหน้าวันดังกล่าวได้
2. กฟผ. จะสั่งการไปยังผู้เชื่อมต่อโดยตรง และจะต้องมีการแจ้งชื่อของผู้ประสานงานทั้ง 2 ฝ่าย ผ่านทางโทรศัพท์ หรือโดยวิธีอื่น ๆ ที่ได้มีการตกลงระหว่าง กฟผ. กับ ผู้เชื่อมต่อ โดยรูปแบบของคำสั่งการจะเป็นตามข้อ OC3.5.7-P
3. เมื่อได้รับคำสั่งการแล้วผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งการรับทราบคำสั่งการดังกล่าวทันทีว่าสามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งการดังกล่าวหรือไม่ ซึ่งผู้เชื่อมต่ออาจปฏิเสธการปฏิบัติตามคำสั่งการของ กฟผ. ได้ต่อเมื่อ
    (ก) กรณีที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัยของบุคคลากรหรืออุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ
    (ข) กรณีที่คำสั่งการนั้นอยู่นอกเหนือความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามที่ได้แจ้งไว้ในข้อ 3 ในหัวข้อ OC3.4.4-P หรือ หัวข้อ OC3.4.5-P
        (1) กฟผ. ไม่ได้แจ้งว่า คำสั่งการดังกล่าวนั้นเป็นคำสั่งการในกรณีที่เกิดภาวะฉุกเฉิน
        (2) คำสั่งการดังกล่าวแจ้งให้ดำเนินการนอกเหนือความสามารถและกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้แจ้งไว้
4. กรณีที่ผู้เชื่อมต่อพบปัญหาที่ทำให้ไม่สามารถดำเนินการตามคำสั่งการได้ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบทันที
5. นอกจากคำสั่งการที่เกี่ยวข้องกับค่า Active Power แล้ว อาจหมายรวมไปถึงคำสั่งการดังนี้
    (ก) คำสั่งการให้ใช้งานหรือไม่ใช้งานระบบควบคุมการผลิตอัตโนมัติ (Automatic Generation Control : AGC) ของ กฟผ.
    (ข) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อช่วยปรับความถี่ของระบบตามกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มี
    (ค) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อช่วยปรับแรงดันของระบบ โดยการปรับค่า Reactive Power ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
    (ง) คำสั่งการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในเวลาที่กำหนด
    (จ) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อขนานหรือปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
    (ฉ) คำสั่งการที่เกี่ยวข้องกับการ Energize หรือการปรับ Tap หม้อแปลงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ช) คำสั่งการที่เกี่ยวข้องกับระบบป้องกันในส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเชื่อมโยงกับระบบส่งของ กฟผ.

(ฌ) คำสั่งการที่เกี่ยวกับอุปกรณ์ควบคุมใด ๆ ซึ่งเกี่ยวข้องในส่วนที่ผู้เชื่อมต่อเชื่อมโยงกับระบบส่งของ กฟผ.

(ญ) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อเปลี่ยนชนิดของการใช้เชื้อเพลิง (โดยสิทธิดังกล่าวเป็นการตกลงร่วมกันระหว่าง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อแล้ว)

(ฎ) คำสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อพลังน้ำระบายน้ำเพื่อการชลประทาน

(ฏ) คำสั่งการผู้เชื่อมต่อพลังน้ำแบบสูบกลับให้ดำเนินการสูบน้ำกลับ

OC3.5.5.2-P การปฏิบัติตามคำสั่งการจากผู้เชื่อมต่อ

1. ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามคำสั่งการของ กฟผ. โดยทันที ยกเว้น กรณีที่เป็นไปตามข้อ 3 ในหัวข้อ OC3.5.5.1-P หรือ กรณีได้มีการบันทึกเกี่ยวกับข้อขัดข้องในการปฏิบัติตามคำสั่งการตามข้อ 4 ในหัวข้อ OC3.5.5.1-P
2. ภายใต้ข้อกำหนดในข้อ 1 ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามที่ได้รับคำสั่งการให้สำเร็จลุล่วงและมีความถูกต้องในการปฏิบัติ ดังนี้
   (ก) การปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตรงตามเวลาในคำสั่งการ
   (ข) การผลิตไฟฟ้าตามค่าสั่งการ (รวมถึงการปรับความถี่ในระบบ กรณีที่ความถี่เบี่ยงเบนไปจากค่าเป้าหมาย) ผู้เชื่อมต่อจะต้องจ่ายไฟฟ้าให้ได้โดยมีค่าความแม่นยำอยู่ในเกณฑ์ ±5% ของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าตามค่าคุณลักษณะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ได้แจ้งไว้ (Registered Operating Characteristics)

OC3.5.6-P การปรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวัน

กฟผ. จะทำการปรับแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันใหม่ตามความจำเป็น โดยการปรับแผนดังกล่าวจะนำปัจจัยต่าง ๆ ตามหัวข้อ OC3.4.4-P และ OC3.4.5-P มาประกอบการพิจารณาตามความจำเป็น

OC3.5.7-P รูปแบบของการสั่งการ (Instruction)

OC3.5.7.1-P คำสั่งการควบคุมระบบ

1. ตามปกติคำสั่งการควบคุมระบบจะทำในลักษณะดังนี้
   (ก) แจ้งชื่อบุคคลากรที่ประสานงานของทั้งสองฝ่าย
   (ข) แจ้งชื่อหน่วยผลิตไฟฟ้าที่จะทำการสั่งการควบคุม สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับให้แจ้งชื่อของ Pump ที่จะทำสั่งการควบคุม ถ้าชื่อของ Pump ไม่เหมือนกับชื่อของหน่วยผลิตไฟฟ้าซึ่งสัมพันธ์กัน
   (ค) ภาระที่จะให้หน่วยผลิตทำหรือ ค่าโหลดที่ต้องการสั่งการ

(ง) กำหนดเวลาที่จะให้หน่วยผลิตเริ่มปฏิบัติตามการสั่งการดังกล่าว (ถ้าเวลาที่จะให้ปฏิบัติไม่ใช่เวลาเดียวกับเวลาที่สั่งการ)

(จ) เป้าหมายของเวลาที่จะต้องทำให้โหลดได้ตามคำสั่งการ หรือเป้าหมายของเวลาที่จะปฏิบัติตามคำสั่งการให้เสร็จสิ้น

(ฉ) เวลาที่แจ้งคำสั่งการ

2. ตัวอย่างของคำสั่งการหลัก ๆ เป็นตามตัวอย่างข้างล่าง ในแต่ละตัวอย่างสมมติว่าได้มีการแจ้งชื่อของพนักงานกะผู้ซึ่งทำการติดต่อแล้ว

OC3.5.7.2-P คำสั่งการให้เปลี่ยนแปลงพลังไฟฟ้า

ในแต่ละตัวอย่างหน่วยผลิตที่ 3 ได้รับคำสั่งการให้เปลี่ยนค่าพลังไฟฟ้าไปที่ 200 MW โดยแจ้งคำสั่งการที่เวลา 13.00 น.

(ก) ตัวอย่างแรก ให้กระทำตามคำสั่งการทันที “หน่วยผลิตที่ 3 ขอจ่ายโหลดที่ 200 MW สั่งการเวลา 13.00 น.”

(ข) ตัวอย่างที่สอง ให้กระทำตามคำสั่งการในอีก 1 ชม. “หน่วยผลิตที่ 3 ขอให้เริ่มเปลี่ยนการจ่ายโหลดไป ที่ 200 MW ตั้งแต่เวลา 14.00 น. สั่งการเวลา 13.00 น.”

(ค) ตัวอย่างสุดท้าย ให้กระทำตามคำสั่งการให้เสร็จสิ้นก่อนเวลา 13.30 น. “หน่วยผลิตที่ 3 ขอให้เปลี่ยนการจ่ายโหลดไปที่ 200 MW ก่อนเวลา 13.30 น.”

OC3.5.7.3-P คำสั่งการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

1. โดยทั่วไป ในคำสั่งการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบ จะมีคำสั่งการกำหนดค่าโหลดที่จะต้องจ่ายร่วมด้วย แต่ถ้าไม่ได้มีคำสั่งการกำหนดค่าโหลดรวมอยู่โรงไฟฟ้าจะต้องขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบ แล้วทำการเพิ่มโหลดด้วย Loading Rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปจนถึงค่า Minimum Generation (เมื่อทำการเพิ่มโหลดเสร็จ โรงไฟฟ้าจะแจ้งให้ กฟผ. ทราบว่าได้เพิ่มโหลดเสร็จเรียบร้อย) ในการออกคำสั่งการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กฟผ. จะใช้ช่วงเวลาในการ Start - Up ที่โรงไฟฟ้าแจ้ง (Notice To Synchronize) ในการพิจารณาสั่งการ และโดยทั่วไปจะกำหนดเวลาที่ต้องการจะให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบ (Target Time)
2. ในตัวอย่างต่อไปนี้ หน่วยผลิตที่ 2 ถูกสั่งให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยสั่งการที่เวลา 08.00 น. สำหรับช่วงเวลาที่ใช้ในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าใช้เวลา 4 ชม.

(ก) ในตัวอย่างแรก เวลาที่ต้องการให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับช่วงเวลาในการ Start - Up (Notice to Synchronize) “หน่วยผลิตที่ 2 ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เวลา 12.00 น. สั่งการเวลา 08.00 น.”

(ข) ถ้าเวลาที่จะให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายาวกว่าช่วงเวลาที่ใช้ในการ Start - Up (Notice to Synchronize) ลักษณะคำสั่งการจะเป็นดังนี้ “หน่วยผลิตที่ 2 ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เวลา 14.00 น. สั่งการ เวลา 08.00 น.”

OC3.5.7.4-P คำสั่งการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

1. ในการออกคำสั่งการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นถือว่าจะต้องมีคำสั่งการให้ลดพลังไฟฟ้าร่วมด้วยและในกรณีที่ไม่ได้ต้องการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในทันทีจะต้องแจ้งเวลาที่จะให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้วย (Target Time)
2. ในตัวอย่างต่อไปนี้ หน่วยผลิตที่ 1 กำลังจ่ายไฟฟ้าอยู่ที่ 60 MW และมีค่า De-loading Rate ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับ 6 MW/นาที ได้ทำการออกคำสั่งการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกที่เวลา 11.00 น. โรงไฟฟ้าจะสามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ภายในเวลา 11.10 น.
   (ก) ถ้าต้องการให้หน่วยผลิตที่ 1 ทำการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยเร็ว คำสั่งการจะเป็นดังนี้ “หน่วยผลิตที่ 1 ขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออก สั่งการเวลา 11.00 น.”
   (ข) ถ้าต้องการให้หน่วยผลิตที่ 1 ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เวลา 12.00 น. คำสั่งการจะเป็นดังนี้ “หน่วยผลิตที่ 1 ขอปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกที่เวลา 12.00 น. สั่งการเวลา 11.00 น.”

OC3.5.7.5-P คำสั่งการเพื่อการควบคุมความถี่

1. คำสั่งการเพื่อใช้ในการเปลี่ยนแปลงความถี่ของระบบโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าส่วนกลางของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทำการนำ AGC เข้าใช้งาน การควบคุมความถี่ดังกล่าวกระทำโดยระบบ SCADA ภายใต้การดูแลของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
2. ตัวอย่างคำสั่งการเพื่อนำระบบ AGC เข้าหรือออกจากการใช้งาน “โรงไฟฟ้าพระนครใต้หน่วยที่ 1 “ON” ระบบ AGC เวลา 12.00 น. สั่งการเวลา 08.00 น.”, “โรงไฟฟ้าพระนครใต้หน่วยที่ 1 “OFF” ระบบ AGC เวลา 12.00 น. สั่งการเวลา 08.00 น.”

OC4-P การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC4.1-P หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานกับ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตามหลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า ระหว่าง กฟผ. กับผู้เชื่อมต่อ ที่ได้ตกลงกันไว้อย่างเคร่งครัด และ

ต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

OC4.2-P การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

OC4.2.1-P เหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าอันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อผู้เชื่อมต่อ รวมถึงเหตุขัดข้องอันเป็นผลกระทบมาจากผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายราย ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์นั้นทราบโดยเร็วที่สุด

OC4.2.2-P เหตุขัดข้องในระบบของผู้เชื่อมต่อ

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าและ/หรือโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่ออันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งเหตุและข้อมูลเบื้องต้นให้การไฟฟ้าทราบโดยเร็วที่สุดด้วยระบบสื่อสารทางเสียง แล้วจึงส่งรายงานรายละเอียดของเหตุการณ์เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งเอกสารและหลักฐานต่าง ๆ ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า อาจพิจารณาว่าเกี่ยวข้องและจำเป็นมายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทันทีที่สถานการณ์คลี่คลายลง

OC4.3-P การรายงานข้อมูลการผลิตไฟฟ้า

ในแต่ละวัน ผู้เชื่อมต่อจะต้องรายงานข้อมูลการผลิตประจำวันแก่การไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

(1) พลังไฟฟ้ารายครึ่งชั่วโมง
(2) Energy รวมทั้งวัน
(3) การใช้เชื้อเพลิง [ปริมาณที่ใช้, รับ, เหลือ]
(4) หรืออื่น ๆ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากทั้งสองฝ่าย

OC4.4-P เอกสารที่ใช้ในการติดต่อประสานงาน

กำหนดให้เอกสารที่ใช้ในการติดต่อประสานงานด้านการวางแผนการผลิตไฟฟ้า และด้านปฏิบัติการควบคุมและจ่ายไฟฟ้า มีดังต่อไปนี้

(1) Availability Notice
(2) หรืออื่น ๆ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากทั้งสองฝ่าย

OC4.5-P ข้อกำหนดเพิ่มเติมการประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า กฟผ. สงวนสิทธิสั่งงดหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ซึ่งมีแหล่งพลังงานที่มีความผันผวน (Intermittent) ในเหตุการณ์ต่อไปนี้

1. มีการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภทที่มี Low Inertia เป็นจำนวนมาจนทำให้มีความเสี่ยงจากเหตุการณ์ไฟดับ (Lost of Large Load) หรือการสูญเสียกำลังการผลิต (Lost of Large Generation)
2. เกิดสถานการณ์ผิดปกติในระบบ เช่น เหตุการณ์ขัดข้องในระบบ ปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้า ปัญหาด้านความถี่
3. ความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้าไม่เพียงพอในการรองรับความผันผวนของโรงไฟฟ้าประเภทที่มีความผันผวน
4. เหตุการณ์อื่น ๆ ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่ามีความเสี่ยงสูงต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

โดย กฟผ. จะพิจารณาการสั่งงดหรือลดการผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามลำดับหลักเกณฑ์ดังนี้

1. พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบหรือมีความเสี่ยงต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า
2. ผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า
3. เกณฑ์อื่นตามการพิจารณาของการไฟฟ้าที่จะประกาศต่อไป

ทั้งนี้ กฟผ. สงวนสิทธิเปลี่ยนแปลงลำดับเกณฑ์การพิจารณาการสั่งงดหรือลดการผลิตไฟฟ้าตามการพิจารณาของการไฟฟ้า และการไฟฟ้าจะแจ้งแผนสั่งงดหรือลดการผลิตไฟฟ้าให้กับผู้เชื่อมต่อทราบตามช่องทางที่ กฟผ. กำหนด เพื่อให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการต่อไป กรณีผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการตามแผนสั่งงดหรือลดการผลิตไฟฟ้า กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

OC5-P การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

OC5.1-P ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.1.1-P การควบคุมความถี่และแรงดัน (Frequency and Voltage Control)

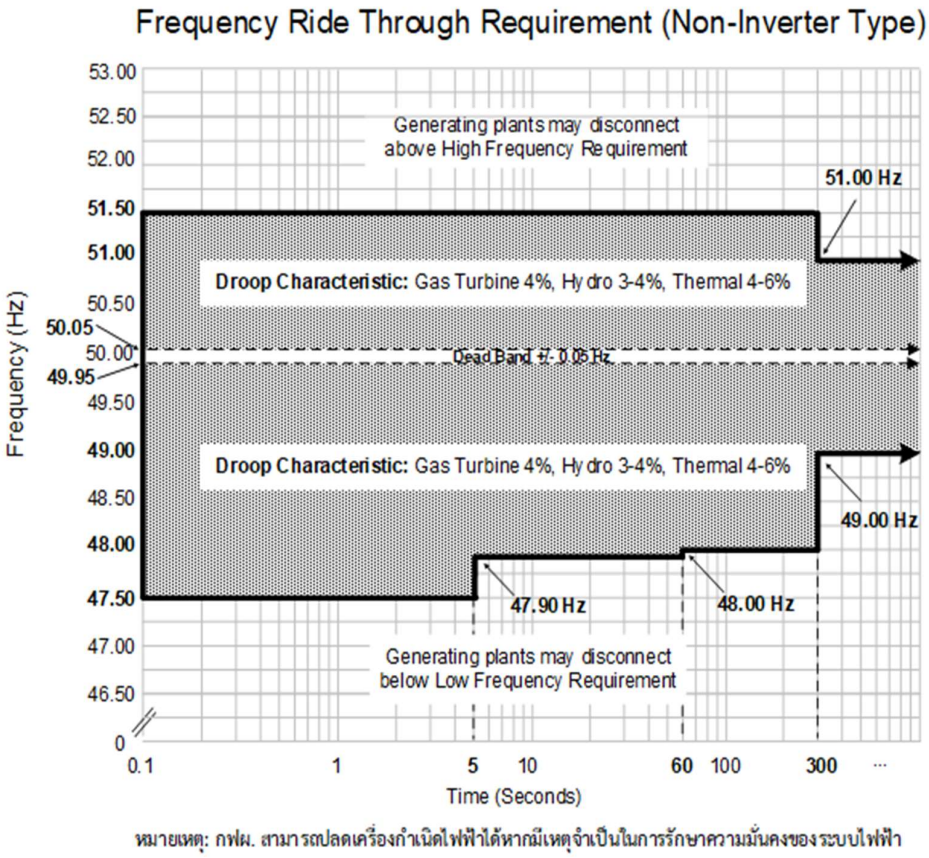
1. หัวข้อ OC5.1.1-P กำหนดขั้นตอนสำหรับให้ กฟผ. ใช้ในการควบคุมค่าความถี่และแรงดันของระบบ และกำหนดหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อในส่วนที่เกี่ยวข้อง
2. การรักษาค่าความถี่และแรงดันของระบบเป็นประเด็นสำคัญที่ใช้ในการพิจารณาวางแผนและสั่งการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น ขั้นตอนที่กำหนดใน OC5.1.1-P จะสัมพันธ์กันกับขั้นตอนที่กำหนดไว้ใน OC3.4-P และ OC3.5-P
3. ภายใต้เหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน, Partial Blackout และ Total Blackout รวมถึงช่วงระหว่างการกู้ระบบกลับสู่สภาพการจ่ายไฟฟ้าปกติ (Restoration Period) ระบบพลังไฟฟ้าอาจมีค่าความถี่และแรงดันที่อยู่นอกช่วงการทำงานในภาวะปกติ (49.50 - 50.50 Hz และ ±5% ของแรงดันของระบบ) และในการวางแผนและสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโรงไฟฟ้าอาจไม่ได้เป็นไปตาม Merit Order

OC5.1.1.1-P การควบคุมความถี่

1. กฟผ. จะรักษาความถี่ของระบบที่ 50.00 Hz โดยการควบคุมผ่าน Automatic Generation Control (AGC)
2. ผู้เชื่อมต่อต้องยอมให้หน่วยผลิตไฟฟ้าของตน ทำการผลิตไฟฟ้าภายใต้การควบคุมของระบบ AGC (จาก กฟผ.) หรือ Governor Droop (ของโรงไฟฟ้า) ตลอดช่วงเวลาที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ยกเว้นว่าจะติดข้อขัดข้องทางเทคนิค (ซึ่งผู้เชื่อมต่อต้องรายงานเหตุการณ์ต่อ กฟผ. โดยเร็วที่สุด หรือได้รับการบรรเทาภาระผูกพันในการปฏิบัติตาม OC5.1.1.1-P จาก กฟผ.)
3. โรงไฟฟ้าต้องสามารถตอบสนองเมื่อค่าความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลง นอกช่วง 50.00 ± 0.05 Hz ตลอดช่วงเวลาที่ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ ตามประเภทของโรงไฟฟ้า ดังนี้
    - สำหรับโรงไฟฟ้าที่มี Gas Turbine ต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4%
    - สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3-4%
    - สำหรับโรงไฟฟ้า Thermal ต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4-6%

    ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน

4. ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ P-1 ดังนี้
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz
5. โรงไฟฟ้าต้องทำการเพิ่มหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าตามข้อ 3 โดยไม่ต้องรอคำสั่งการจาก กฟผ. และให้ดำเนินการจนกว่าความถี่ของระบบจะกลับสู่ Target Frequency หรือจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะได้รับ Instruction จาก กฟผ. (ตามเงื่อนไข OC3.5-P) และผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบถึงสิ่งที่ผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการเพื่อช่วย กฟผ. ควบคุมความถี่ของระบบ โดยเร็วที่สุด ทั้งนี้ ต้องแจ้งภายใน 5 นาทีหลังจากที่ความถี่ระบบกลับสู่ภาวะปกติ
6. ระหว่างเกิดเหตุการณ์ High Frequency Emergency (ระบบมีความถี่สูงกว่า 51.00 หรือ 51.50 Hz แล้วแต่กรณี) โรงไฟฟ้าอาจถูกสั่งการให้ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบแม้ว่าจะขัดกับ Minimum Uptime แต่หากผู้เชื่อมต่อพิจารณาแล้วว่าการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้านั้นอาจส่งผลต่อความปลอดภัยของบุคคลหรือโรงไฟฟ้า ก็สามารถทำการปฏิเสธ Instruction นั้นได้
7. ในการจัดเตรียมแผนการผลิตรายสัปดาห์หรือแผนการผลิตรายวัน หรือระหว่างการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า หาก กฟผ. ได้พิจารณาแล้วเห็นว่าไม่สามารถที่จะจัดแผนให้ระบบมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพียงพอ (Operating Reserve) ตามค่าความพร้อมที่โรงไฟฟ้าได้ทำการแจ้งมานั้น กฟผ. จะติดต่อผู้เชื่อมต่อที่มีการแจ้งค่าความพร้อมมาต่ำกว่า Registered Operating Characteristics (และมีผลกระทบต่อการจัดแผนของ กฟผ.) และจะขอให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณาเสนอค่าความพร้อมมาใหม่ในระดับที่จะทำให้ กฟผ. สามารถจัดแผนและสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ตามที่กำหนด



รูปที่ P-1 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.1.1.2-P การควบคุมแรงดัน

1. ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control ไว้ 4 Mode ที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.4 ซึ่งจะต้องดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

   ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

   ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉยหรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band เท่ากับ $\pm$ 0.5 kV หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC) และในกรณีมีเหตุจำเป็นผู้เชื่อมต่อสามารถร้องขอให้ควบคุมแบบ Local High Side Voltage Control และ Local High Side MVAR Control เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาเห็นชอบ

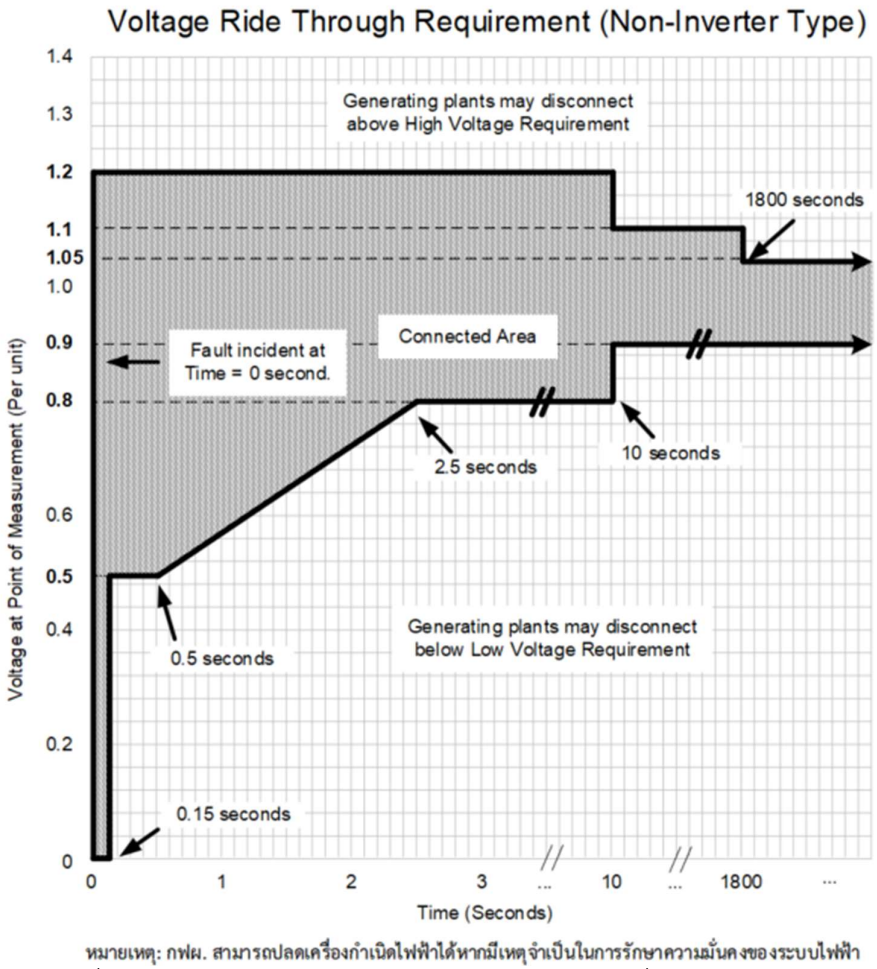
   ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อตามรูปที่ P-2 ดังนี้

   - กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
   - กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
   - กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ P-2
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

3. ในระบบไฟฟ้า นอกจากจะต้องทำการควบคุมค่า Active Power แล้ว ยังต้องทำการควบคุมค่า Reactive Power ให้ power factor อยู่ในช่วง 0.9 lagging – 0.9 leading เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการในระบบด้วยเช่นกัน
4. หน้าที่ความรับผิดชอบ
   4.1 กฟผ. จะพิจารณาสั่งจ่าย Reactive Power ทั้งในการวางแผนและสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ให้สอดคล้องตามความต้องการของระบบ
   4.2 ผู้เชื่อมต่อจะต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อรักษาระดับแรงดันของระบบ และจะทำการจ่าย Reactive Power ตามที่ กฟผ. สั่งการ ตลอดช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ในระบบ ยกเว้นว่าจะติดข้อขัดข้องทาง

เทคนิค (ซึ่งโรงไฟฟ้าต้องรายงานเหตุการณ์ให้ กฟผ. ทราบโดยเร็วที่สุด หรือ ได้รับการบรรเทาภาระผูกพันในการปฏิบัติ

5. กรณีที่แรงดัน ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเพิ่มขึ้นหรือลดลงอย่างทันทีทันใดแล้วโรงไฟฟ้ามีการจ่าย Reactive Power เปลี่ยนแปลงไปจากสภาวะก่อนเกิดเหตุการณ์ด้วยการทำงานของระบบควบคุมอัตโนมัติ โรงไฟฟ้าจะต้องไม่ทำการปรับค่า Reactive Power เองแบบ manual จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะได้รับ Instruction จาก กฟผ.
6. กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ P-2 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.1.2-P อื่น ๆ

1. ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ 0.9 Leading และ 0.9 Lagging ณ จุดติดตั้งมาตรวัด ได้อย่างต่อเนื่องตามคุณสมบัติ Capability Curve ของ

โรงไฟฟ้านั้น ๆ เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.1
3. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของ ผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.2
4. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.3

OC5.2-P ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

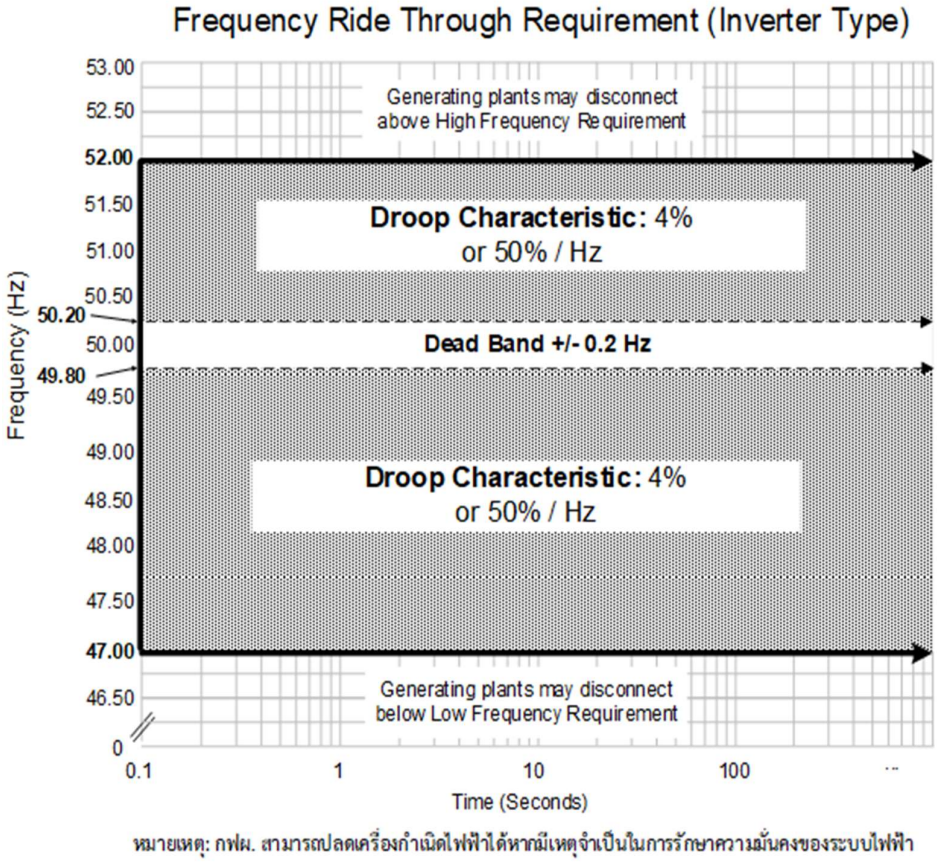
OC5.2.1-P การควบคุมความถี่และแรงดัน (Frequency and Voltage Control)

1. หัวข้อ OC5.2.1-P กำหนดขั้นตอนสำหรับให้ กฟผ. ใช้ในการควบคุมค่าความถี่และแรงดันของระบบ และกำหนดหน้าที่ของผู้เชื่อมต่อในส่วนที่เกี่ยวข้อง
2. การรักษาค่าความถี่และแรงดันของระบบเป็นประเด็นสำคัญที่ใช้ในการพิจารณาวางแผนและสั่งการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น ขั้นตอนที่กำหนดใน OC5.2.1-P จะสัมพันธ์กันกับขั้นตอนที่กำหนดไว้ใน OC3.4-P และ OC3.5-P
3. ภายใต้ภาวะฉุกเฉิน Under Frequency Emergency, Partial Blackout, Total Blackout และ High Frequency Emergency รวมถึงช่วงระหว่างการกู้ระบบกลับสู่สภาพการจ่ายไฟฟ้าปกติ (Restoration Period) ระบบพลังไฟฟ้าอาจมีค่าความถี่และแรงดันที่อยู่นอกช่วงการทำงานในภาวะปกติ (49.50 - 50.50 Hz และ ±5% ของแรงดันของระบบ) และในการวางแผนและสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโรงไฟฟ้าอาจไม่ได้เป็นไปตาม Merit Order

OC5.2.1.1-P การควบคุมความถี่

1. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.80 - 50.20 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.20 Hz
2. กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.20 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)

3. กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.80 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)
4. กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ P-3



รูปที่ P-3 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.2.1.2-P การควบคุมแรงดัน

1. ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control ไว้ 4 Mode ที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.4 ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัย หรือคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

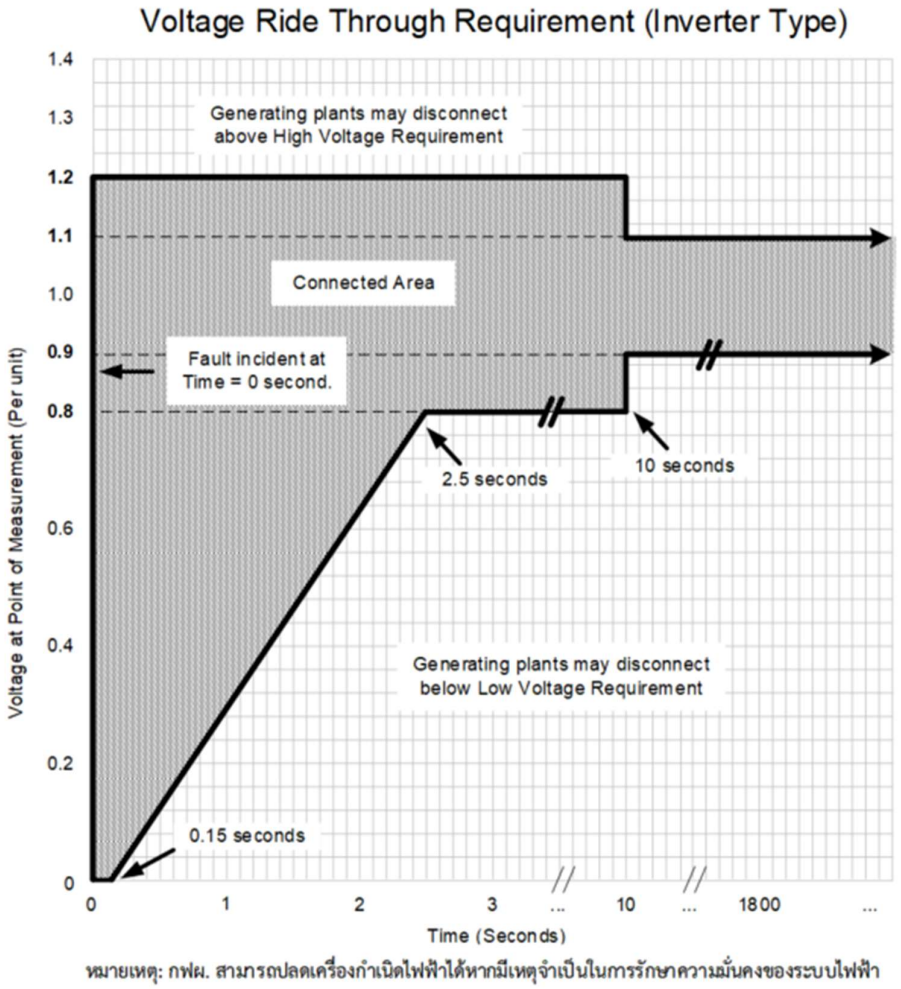
2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band เท่ากับ $\pm$ 0.5 kV หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC) และในกรณีมีเหตุจำเป็นผู้เชื่อมต่อสามารถร้องขอให้ควบคุมแบบ Local High Side Voltage Control และ Local High Side MVAR Control เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาเห็นชอบ
    2.1 ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ P-4 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ตามรูปที่ P-5 ดังนี้
        - ในสภาวะปกติแรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current (I_R) หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
        - ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
        - ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% จนถึง 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive current เท่ากับ ค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

2.2 ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาทีจนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ P-4

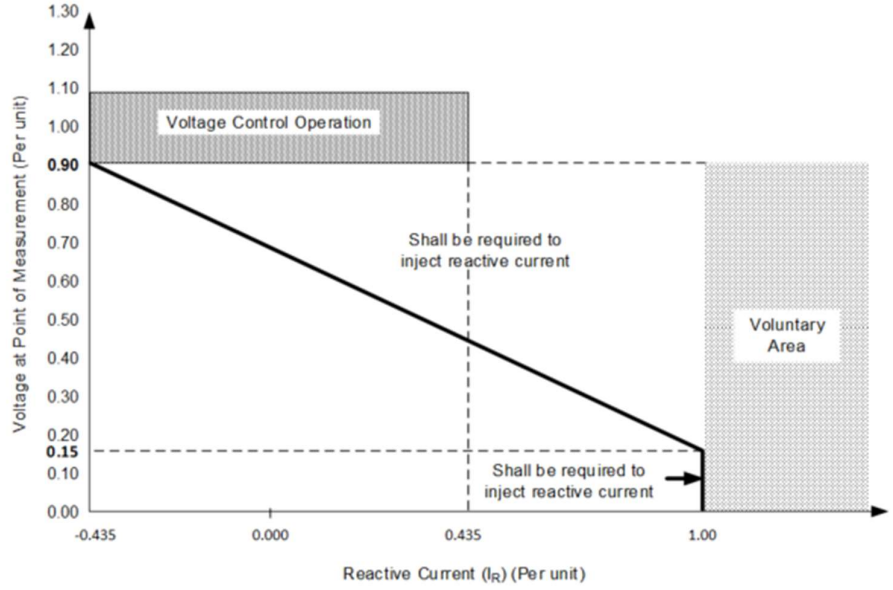
2.3 กรณีผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด

3. กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ P-4 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ P-5 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.2.2-P ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

BESS ต้องสามารถให้บริการระบบตามที่ กฟผ. กำหนด หรือตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เช่น Black Start, Spinning Reserve, Frequency Regulation, Voltage Regulation, Synthetic Inertia หาก กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่า BESS มีศักยภาพเพียงพอในการสนับสนุนระบบไฟฟ้า

OC5.2.3-P อื่น ๆ

1. ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ 0.9 Leading และ 0.9 Lagging ณ จุดติดตั้งมาตรวัด ได้อย่างต่อเนื่องตามคุณสมบัติ Capability Curve ของโรงไฟฟ้านั้น ๆ เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด
2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.1
3. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของ ผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.2
4. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.3

OC6-P การติดตามตรวจสอบ และ การทดสอบ (Monitoring and Testing)

OC6.1-P บทนำ

1. หัวข้อ OC6-P นี้เป็นเรื่องการติดตามตรวจสอบค่า Performance ของโรงไฟฟ้าและการเรียกให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบเฉพาะอย่าง รวมถึงการทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test)
2. กฟผ. จะติดตาม Performance โรงไฟฟ้า โดยตรวจสอบ หาข้อมูล เพื่อหาเหตุผลที่แน่ชัดเพียงพอที่จะเชื่อได้ว่าโรงไฟฟ้าไม่สามารถปฏิบัติได้ตาม Operating Characteristics
3. กฟผ. จะติดตามตรวจสอบความสามารถในการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉินของโรงไฟฟ้า เพื่อตรวจสอบผลกระทบที่มีต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าและเพื่อให้เชื่อได้ว่า

โรงไฟฟ้ามีความสามารถตามที่ กฟผ. กำหนดเพื่อความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

4. การทดสอบ Performance ของโรงไฟฟ้า อาจถูกให้ดำเนินการเมื่อ
   (ก) เวลาใด ๆ ก็ตาม กฟผ. อาจสั่งให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบ เพื่อยืนยันค่า Operating Characteristics
   (ข) ภายหลังจากที่ กฟผ. ติดตาม Performance ของโรงไฟฟ้า แล้วมีเหตุผลเพียงพอ ที่จะเชื่อได้ว่าโรงไฟฟ้าไม่สามารถปฏิบัติได้ตาม Operating Characteristics
   (ค) ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะทำการทดสอบภายหลังจากที่ได้แก้ไขปัญหาแล้ว หรือภายหลังการติดตามของ กฟผ. หรือจากการทดสอบครั้งก่อน ที่มีผลทำให้ค่า Operating Characteristics ของโรงไฟฟ้าเปลี่ยนแปลง (มีความพร้อมลดลง)
5. การทดสอบ Load Rejection ของโรงไฟฟ้า ให้ดำเนินการเมื่อ
   (ก) เข้าสู่ช่วงปีซ่อมใหญ่ (Major Overhaul) ตามที่ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งแผนซ่อมใหญ่ไว้ หรือตามช่วงเวลาที่ กฟผ. กำหนด หรือ
   (ข) ภายหลังจากที่ กฟผ. ติดตามตรวจสอบหรือทดสอบแล้วพบว่า ผลการทดสอบ Load Rejection ของโรงไฟฟ้าไม่ผ่านตามเกณฑ์ที่ กฟผ. กำหนดตามข้อ 2.(1) ในหัวข้อ OC6.4.1-P หรือ
   (ค) ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะทำการทดสอบภายหลังจากที่ได้แก้ไขปัญหาแล้ว หรือภายหลังการติดตามของ กฟผ. หรือจากการทดสอบครั้งก่อน ที่มีผลการทดสอบ Load Rejection ไม่ผ่านตามเกณฑ์ที่ กฟผ. กำหนด ตามข้อ 2.(2) ในหัวข้อ OC6.4.1-P
6. ในหัวข้อ OC6-P นี้, คำว่า “Operating Characteristics” จะไม่ได้หมายความรวมถึง Economic Operating Characteristics
7. ในหัวข้อ OC6-P นี้ ความสามารถในการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน หมายรวมถึงความเสถียรของการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าภายหลังการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection) และความสามารถในการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบภายหลังการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉินของโรงไฟฟ้า

OC6.2-P วัตถุประสงค์

(ก) ทำให้เกิดความมั่นใจต่อวิธีปฏิบัติของ กฟผ. ในการใช้ยืนยันค่าความสามารถ Operating Characteristics จริงของโรงไฟฟ้า

(ข) ทำให้เกิดความมั่นใจต่อวิธีปฏิบัติของ กฟผ. ในการติดตามตรวจสอบความสามารถในการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉินของโรงไฟฟ้า เพื่อความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(ค) กำหนดวิธีการที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องแก้ไขค่า Operating Characteristics เมื่อมีการติดตามหรือทดสอบแล้วพบว่าค่า Operating Characteristics ที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งมาไม่ตรงกับความสามารถจริงปัจจุบัน

(ง) กำหนดวิธีการที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องแก้ไขความสามารถในการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉินเมื่อมีการติดตามตรวจสอบแล้วพบว่า ผลการทดสอบ Load Rejection ไม่ผ่านตามเกณฑ์ที่ กฟผ. กำหนด

(จ) กำหนดวิธีการเพื่อให้ผู้เชื่อมต่อสามารถขอทำการทดสอบ ภายหลังจากที่ได้แก้ไขปัญหาที่ทำให้โรงไฟฟ้าถูกลดค่าความสามารถ Operating Characteristics ลง

(ฉ) กำหนดวิธีการเพื่อให้ผู้เชื่อมต่อสามารถขอทำการทดสอบในช่วงปีซ่อมใหญ่ (Major Overhaul) หรือการทดสอบภายหลังจากที่ได้แก้ไขปัญหาเพื่อให้โรงไฟฟ้ามีความสามารถในการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน ตามที่ กฟผ. กำหนด

OC6.3-P การติดตามตรวจสอบ (Monitoring)

1. การติดตามตรวจสอบ Performance ของโรงไฟฟ้า รวมถึงการทดสอบเฉพาะอย่างของโรงไฟฟ้า

   (1) กฟผ. อาจติดตาม Performance ของโรงไฟฟ้า ณ เวลาใด ๆ ก็ตาม โดยการนำค่าความสามารถ (Output/Response) ที่ทำได้จริง เปรียบเทียบกับค่าที่โรงไฟฟ้าควรจะทำได้ตามที่แจ้งความพร้อมมา และตามที่ กฟผ. สั่งการ

   (2) ในการติดตาม Performance ของโรงไฟฟ้า หาก กฟผ. พิจารณาแล้วว่า

      (ก) โรงไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ตาม Operating Characteristics ค่าใดค่าหนึ่งตามที่แจ้งมา ในช่วงระยะเวลาต่อเนื่องติดต่อกัน

      (ข) โรงไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ตาม Operating Characteristics ตามลักษณะของเหตุการณ์ที่ระบุในข้อ (5)

   กฟผ. จะต้องแจ้งรายละเอียดและผลลัพธ์การติดตาม ให้ผู้เชื่อมต่อทราบ

   (3) เมื่อผู้เชื่อมต่อได้รับการแจ้งจาก กฟผ. ตามข้อ (2) ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งข้อมูลดังต่อไปนี้ให้กับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยเร็วที่สุด

      (ก) อธิบาย Failure ที่เกิดขึ้น

      (ข) รายการและค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไข

      (ค) เสนอแนวทางแก้ไขปัญหาดังกล่าว

(4) กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะร่วมหารือตามข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อจัดส่งให้ในข้อ (3) และจะพยายามหาข้อสรุปร่วมกันทั้งเรื่องแนวทางแก้ไขปัญหาและค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไขใหม่ โดยเมื่อได้ข้อสรุปแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะแจ้งค่าความพร้อมใหม่ที่ลดลงนั้นไปจนกว่าจะแก้ไขปัญหาแล้วเสร็จ ซึ่ง กฟผ. สามารถขอข้อมูลหลักฐานการแก้ไขปัญหาจากผู้เชื่อมต่อได้ รวมถึงอาจขอให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบ ทั้งนี้ในกรณีที่ไม่สามารถหาข้อสรุปร่วมกันได้ภายใน 3 วันทำการ กฟผ. จะสงวนสิทธิ ในการเรียกทดสอบโรงไฟฟ้า

(5) เหตุการณ์ Failure ที่ไม่ได้เกิดขึ้นต่อเนื่องแต่ถูกพิจารณาว่าส่งผลกระทบรุนแรงต่อระบบ จะต้องมีการดำเนินการตามข้อ (2) ข้อ (3) และข้อ (4) ประกอบด้วยเหตุการณ์

(ก) โรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบได้ตามที่ กฟผ. สั่งการ

(ข) โรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบเอง โดยที่ กฟผ. ไม่ได้สั่งการ

2. การติดตามตรวจสอบการทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test)

(1) กฟผ. ติดตามตรวจสอบความสามารถในการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉินของโรงไฟฟ้าโดยพิจารณาผลการทดสอบ Load Rejection ของโรงไฟฟ้า ซึ่งกำหนดให้ผู้เชื่อมต่อส่งข้อมูลให้ กฟผ. พิจารณาตามวิธีที่ กฟผ. กำหนด หรือติดตามตรวจสอบความสามารถในการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉินที่เกิดขึ้นจริงของโรงไฟฟ้า เมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า

(2) เมื่อ กฟผ. ติดตามตรวจสอบหรือพิจารณาแล้วว่า ความสามารถในการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉินหรือผลการทดสอบ Load Rejection ของโรงไฟฟ้าไม่ผ่านตามเกณฑ์ที่ กฟผ. กำหนด กฟผ. จะต้องแจ้งรายละเอียดและผลลัพธ์การติดตาม ให้ผู้เชื่อมต่อทราบ ตามวิธีที่ กฟผ. กำหนด

(3) เมื่อผู้เชื่อมต่อได้รับการแจ้งจาก กฟผ. ตามข้อ (2) ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งข้อมูลดังต่อไปนี้ให้กับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยเร็วที่สุด

(ก) อธิบาย Failure ที่เกิดขึ้น

(ข) เสนอแนวทางแก้ไขปัญหาดังกล่าว

(4) กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะร่วมหารือตามข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อจัดส่งให้ในข้อ (3) และจะพยายามหาข้อสรุปร่วมกันทั้งเรื่องแนวทางแก้ไขปัญหา ซึ่ง กฟผ. สามารถขอข้อมูลหลักฐานการแก้ไขปัญหาจากผู้เชื่อมต่อได้ รวมถึงขอให้ผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบ ทั้งนี้ในกรณีที่ไม่สามารถหาข้อสรุปร่วมกันได้ภายใน 3 วันทำการ กฟผ. จะสงวนสิทธิ ในการเรียกทดสอบโรงไฟฟ้า

OC6.4-P การทดสอบ (Testing)

OC6.4.1-P Testing Procedures

1. การทดสอบ Performance ของโรงไฟฟ้า รวมถึงการทดสอบเฉพาะอย่างของโรงไฟฟ้า

(1) การทดสอบ Operating Characteristics ทุกรายการ (ยกเว้น การทดสอบที่เกี่ยวกับ AGC ซึ่งจะระบุในข้อ 2 หัวข้อ OC6.4.1-P) กฟผ. จะต้องทำการสั่งการโดยออก Instruction ตาม OC3.5-P โดยในการทดสอบครั้งแรก กฟผ. จะต้องแจ้งใน Instruction ด้วยว่าเป็นการสั่งการเพื่อทดสอบ และในการทดสอบครั้งสุดท้าย (หรืออาจเป็นการสั่งการทดสอบครั้งแรกกรณีที่มีการทดสอบเพียงครั้งเดียว) กฟผ. จะต้องแจ้งใน Instruction ว่าเป็นการสั่งการทดสอบครั้งสุดท้าย พร้อมแจ้งเวลาสิ้นสุดการติดตามการทดสอบ Performance

(2) การทดสอบการตอบสนองอัตโนมัติของโรงไฟฟ้าต่อความถี่ของระบบที่เปลี่ยนแปลง จะดำเนินการระหว่างที่ระบบทำงานปกติ โดยไม่ต้องมีการออก Instruction

(3) การทดสอบทุกรายการ (รวมถึง AGC) จะสมบูรณ์ต่อเมื่อได้ทดสอบโรงไฟฟ้าภายในช่วงค่าความสามารถ Operating Characteristics ของผู้เชื่อมต่อที่แจ้งมาครั้งหลังสุด (ก่อนที่ กฟผ. จะออกใบ Instruction ครั้งแรก)
ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อได้รับ Instruction สั่งการทดสอบครั้งแรกแล้ว (หรือกรณีทดสอบ AGC ผู้เชื่อมต่อได้รับแจ้งแล้วว่าจะให้ทำการทดสอบ) แต่ผู้เชื่อมต่อได้มีการแจ้งค่าความสามารถ Operating Characteristics รายการที่กำลังจะทำการทดสอบใหม่ ซึ่งลดลงจากเดิม กฟผ. อาจพิจารณาสรุปได้ว่าการทดสอบที่กำลังจะดำเนินการนั้นมีผลทดสอบไม่ผ่าน

(4) ในการทดสอบใด ๆ อาจใช้ระยะเวลาถึง 120 นาที โดยในระหว่างเฝ้าดูการทดสอบ กฟผ. จะเก็บบันทึกค่า Performance ของโรงไฟฟ้าเพื่อให้ กฟผ. สามารถตรวจสอบความถูกต้องของผลทดสอบได้เอง รวมถึงอาจเก็บบันทึกค่าความถี่และแรงดันของระบบในขณะทำการทดสอบ หากจำเป็นต้องใช้ในการตรวจสอบด้วย

(5) ระหว่างช่วงทำการทดสอบ หาก กฟผ. ได้พิจารณาตามเหตุผลอันสมควรแล้วว่า โรงไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ตาม Operating Characteristics กฟผ. จะต้องแจ้งรายละเอียดและผลทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ

(6) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อได้รับแจ้งจาก กฟผ. ตามข้อ (5) ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการแจ้งข้อมูลดังต่อไปนี้ ให้กับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยเร็วที่สุด

(ก) อธิบาย Failure ที่เกิดขึ้น

(ข) รายการและค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไข

(ค) เสนอแนวทางแก้ไขปัญหาดังกล่าว

(7) กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะร่วมหารือตามข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อจัดส่งให้ในข้อ 6 และจะพยายามหาข้อสรุปร่วมกันทั้งเรื่องแนวทางแก้ไขปัญหาและค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไขใหม่ โดยเมื่อได้ข้อสรุปแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะแจ้งค่าความพร้อมใหม่ที่ลดลงนั้นไปจนกว่าจะแก้ไขปัญหาแล้วเสร็จซึ่ง กฟผ. สามารถขอข้อมูลหลักฐานการแก้ไขปัญหาจากผู้เชื่อมต่อได้ รวมถึงอาจขอให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบใหม่อีกครั้ง

ทั้งนี้ในกรณีที่ไม่สามารถหาข้อสรุปร่วมกันได้ภายใน 3 วันทำการ กฟผ. จะให้โรงไฟฟ้าทำการทดสอบใหม่ (Re-test) และทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับตามผลทดสอบดังกล่าว

(8) กรณีที่ กฟผ. เป็นฝ่ายเริ่มขอให้มีการทดสอบ และผลทดสอบพบว่าโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำได้ตาม Operating Characteristics ที่แจ้งไว้ ทำให้ต้องมีการแก้ไข Operating Characteristics ใหม่ตามข้อ (7) กฟผ. มีสิทธิที่จะดำเนินการดังนี้

(ก) กรณีที่การเรียกทดสอบ ไม่ได้เกิดขึ้นจากการติดตามและพบเห็นค่าผิดปกติ หรือไม่ได้เกิดขึ้นจากการทดสอบไม่ผ่านในครั้งแรก กฟผ. สามารถพิจารณาสรุปให้ค่า Operating Characteristics ที่จะแก้ไขใหม่ตามข้อสรุปข้อ (7) นั้น เป็นค่าความพร้อมใหม่ของโรงไฟฟ้านับย้อนหลังตั้งแต่เวลาที่ กฟผ. ได้ออก Instruction สั่งการทดสอบในครั้งแรก

(ข) กรณีที่การเรียกทดสอบเป็นผลจากการที่ กฟผ. ติดตาม Performance ของโรงไฟฟ้าตาม OC6.3-P กฟผ. สามารถพิจารณาสรุปให้โรงไฟฟ้าทำการแก้ไขค่า Operating

Characteristics ใหม่ย้อนหลังตั้งแต่เวลาที่โรงไฟฟ้าได้รับแจ้งในข้อ 1. (2) ในหัวข้อ OC5.3-P

(ค) กรณีที่เป็นการทดสอบใหม่ (Re-test) ที่เกิดขึ้นเนื่องจากผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. ไม่สามารถหาข้อสรุปร่วมกันได้ตามที่ระบุในข้อ 7 กฟผ. จะพิจารณาว่า ผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. ได้ยอมรับการทดสอบที่เกิดขึ้นครั้งแรก และจะพิจารณาเวลาเริ่มค่าความพร้อมใหม่ (ตามข้อสรุปในข้อ (7)) จากเงื่อนไขการเรียกทดสอบในครั้งแรกว่าเป็นไปตามเงื่อนไขข้อ (ก) หรือ (ข)

(9) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อเป็นฝ่ายเริ่มขอให้มีการทดสอบ การแก้ไขค่า Operating Characteristics ใหม่ตามข้อสรุปในข้อ (7) นั้น จะเริ่มพิจารณานับย้อนหลังตั้งแต่เวลาที่ผู้เชื่อมต่อได้แจ้ง กฟผ. ตาม OC6.4.3-P ว่าพร้อมที่จะทำการทดสอบ

2. การทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test)

(1) ผู้เชื่อมต่อจะต้องทำการทดสอบ Load Rejection ขณะมีการเดินเครื่องที่ 100% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา หรือตามที่ กฟผ. กำหนด โดยหลังจากทำการทดสอบ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องสามารถเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดเพื่อเลี้ยงตัวเองได้ (House Load Operation) และพร้อมสำหรับการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบอีกครั้ง โดยไม่เกิดการ Trip จากสัญญาณ Overspeed หรือ Flame Loss หรือสัญญาณอื่น ๆ ทั้งนี้ กฟผ. จะพิจารณาผลการทดสอบ และผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อและผู้เกี่ยวข้องทราบตามวิธีที่ กฟผ. กำหนด

(2) หาก กฟผ. ได้พิจารณาตามเหตุผลอันสมควรแล้วว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถทำได้ตามเกณฑ์ที่ กฟผ. กำหนด กฟผ. จะต้องแจ้งรายละเอียดและผลทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ กรณีที่ผู้เชื่อมต่อได้รับแจ้งจาก กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการแจ้งข้อมูลดังต่อไปนี้ ให้กับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยเร็วที่สุด

(ก) อธิบาย Failure ที่เกิดขึ้น

(ข) เสนอแนวทางแก้ไขปัญหาดังกล่าว

(3) กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะร่วมหารือตามข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อจัดส่งให้ในข้อ (2) และจะพยายามหาข้อสรุปร่วมกันทั้งเรื่องแนวทางแก้ไขปัญหา ซึ่ง กฟผ.

สามารถขอข้อมูลหลักฐานการแก้ไขปัญหาจากผู้เชื่อมต่อได้ รวมถึงอาจขอให้ผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบใหม่อีกครั้ง

OC6.4.2-P สิทธิของ กฟผ. ในการขอทดสอบโรงไฟฟ้า

1. การทดสอบ Performance ของโรงไฟฟ้า รวมถึงการทดสอบเฉพาะอย่างของโรงไฟฟ้า

   กฟผ. สามารถทำการทดสอบ Operating Characteristics ของโรงไฟฟ้า (อาจมากกว่า 1 รายการ) ณ เวลาใด ๆ บนเงื่อนไขว่า กฟผ. จะต้องไม่สั่งการทดสอบโรงไฟฟ้า (พิจารณาเป็นราย Generating Unit) มากเกินกว่า 3 ครั้งต่อปี ยกเว้นกรณีเกิดสภาพการณ์ดังต่อไปนี้

   (ก) ผลทดสอบแสดงว่ามีค่า Operating Characteristics (อาจมากกว่า 1 รายการ) ไม่เป็นไปตามที่ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งไว้ ; หรือ

   (ข) เกิดสภาพเงื่อนไขบางอย่างขึ้นในระบบซึ่งทำให้ต้องยกเลิกการทดสอบ โดยมีเหตุผลอันสมควรเชื่อได้ว่า กฟผ. ไม่สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้ว่าจะมีเหตุการณ์เช่นว่านั้นเกิดขึ้น การทดสอบในครั้งนั้นจะถือเป็นโมฆะ ; หรือ

   (ค) เป็นการเรียกทดสอบซึ่งเป็นผลจากการที่ กฟผ. ได้ติดตาม Performance ของโรงไฟฟ้า โดย กฟผ. ได้ทำการแจ้งผู้เชื่อมต่อ ข้อ 1. (2) ใน OC6.3-P) ให้ทำการแก้ไขค่า Operating Characteristics ใหม่ (อาจมากกว่า 1 รายการ) แต่ กฟผ. และ ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถตกลงสรุปค่าที่จะแก้ไขใหม่ร่วมกันได้ (ข้อ 1. (4) ใน OC6.3-P)

   (ง) เป็นการเรียกทดสอบตามที่ผู้เชื่อมต่อขอภายใต้เงื่อนไข OC6.4.3-P

2. การทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test)

   กฟผ. สามารถร้องขอให้ผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบ Load Rejection ของโรงไฟฟ้า ณ เวลาใด ๆ ที่ กฟผ. กำหนด นอกเหนือจากช่วง Major Overhaul

OC6.4.3-P สิทธิของผู้เชื่อมต่อ ในการขอทำการทดสอบโรงไฟฟ้า

1. ผู้เชื่อมต่อสามารถขอทำการทดสอบได้ตามเงื่อนไขสภาพการณ์ดังต่อไปนี้

   (ก) เป็นเจ้าของโรงไฟฟ้าที่จะขอทำการทดสอบ ; และ

   (ข) (1) ผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการแก้ไขปัญหาที่ทำให้ความพร้อมลดลงและต้องการจะแจ้งยืนยันค่า Operating Characteristics ที่เพิ่มขึ้นใหม่ ; หรือ

   (2) เป็นงาน Commissioning Test ภายหลังการก่อสร้างหรืองานบำรุงรักษาใหญ่ งานบำรุงรักษาตามวาระ หรือ งานปรับปรุง/แก้ไข/ดัดแปลง/ซ่อมแซมให้คืนสภาพ หรือเมื่อผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการแก้ไข

เพื่อให้โรงไฟฟ้ามีความสามารถในการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน และความสามารถในการเชื่อมต่อกลับเข้าสู่ระบบหลังการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน ตามที่ กฟผ. กำหนด

2. ผู้เชื่อมต่อที่จะขอทำการทดสอบ ต้องทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด แจ้ง กฟผ. พร้อมด้วยข้อมูลดังนี้
   (ก) วันที่จัดส่งหนังสือ
   (ข) วันที่ที่สามารถเริ่มทำการทดสอบได้เร็วที่สุด (ต้องห่างจากวันที่จัดส่งเรื่องขอทดสอบไม่น้อยกว่า 2 วันทำการ)
   (ค) ระบุโรงไฟฟ้าที่จะทำการทดสอบ
   (ง) แผนการทดสอบ
   กรณีทำการทดสอบตามข้อ 1. (ข) (1) ให้ส่งค่าเพิ่มเติม ดังนี้
   (จ) รายการ Operating Characteristics ที่จะขอทดสอบ
   (ฉ) ค่า Operating Characteristics ที่คาดว่าจะทำได้
3. กฟผ. จะพยายามจัดแผนให้โรงไฟฟ้าได้ทำการทดสอบภายใน 5 วันทำการนับจากวันที่ที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งตามข้อ 2. (ข) ในกรณีที่ กฟผ. ไม่สามารถจัดแผนภายในช่วงเวลาดังกล่าวได้ ทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อจะพิจารณาหาวันทดสอบที่เหมาะสมร่วมกัน

OC7-P การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ (Operational Liaison)

OC7.1-P บทนำ

1. ข้อกำหนดนี้กล่าวถึง
   - การแลกเปลี่ยนข้อมูลข่าวสารด้านปฏิบัติการและเหตุการณ์ที่อาจจะเกิดหรือเกิดขึ้นแล้วในระบบไฟฟ้าของฝ่ายหนึ่ง อันจะทำให้เกิด หรืออาจเกิด หรือได้เกิดผลกระทบขึ้นแล้วต่อระบบส่งไฟฟ้าของอีกฝ่ายหนึ่ง
   - ประเภทต่าง ๆ ของการแจ้งเตือนที่ดำเนินการโดย กฟผ.
2. ทั้งนี้มีเป้าหมายเพื่อการแจ้งสิ่งที่อาจจะเกิดหรือได้เกิดขึ้นแล้วเท่านั้น มิได้รวมถึงสาเหตุของเหตุการณ์นั้น ๆ ด้วย
3. เมื่อเกิดเหตุการณ์อย่างหนึ่งอย่างใดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งมีเหตุหรือผลกระทบมาจากเหตุการณ์หรือการปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งแล้ว กฟผ. จะต้องแจ้งเหตุการณ์หรือผลกระทบนั้นแก่ผู้เชื่อมต่อรายอื่นรายใดรายหนึ่งตามข้อตกลงการเชื่อมต่อโดย กฟผ. สามารถแจ้งข้อมูลรายละเอียดที่ได้รับมาจากผู้เชื่อมต่อรายแรกถึงการปฏิบัติการหรือสิ่งที่เกิดขึ้นในระบบของผู้เชื่อมต่อรายนั้นได้

4. ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาข้อมูลต่าง ๆ ที่ได้รับตามข้อกำหนดนี้ไว้เป็นความลับ โดยจะเปิดเผยแก่บุคคลที่สามได้เฉพาะในกรณีต่อไปนี้
   (ก) เป็นไปตามข้อกำหนดที่ กฟผ. ออกตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 81
   (ข) โดยที่
      (1) มีข้อตกลงระหว่างผู้เชื่อมต่อรายนั้นกับบุคคลที่สามให้ต้องเปิดเผยข้อมูลดังกล่าว
      (2) บุคคลที่สามนั้นเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผ่านอุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อรายนั้นที่เชื่อมต่ออยู่กับหรือเป็นส่วนหนึ่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้า
      (3) ถ้าบุคคลที่สามนั้นเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยตรง ก็ย่อมมีสิทธิได้รับข้อมูลโดยตรงจาก กฟผ.อยู่แล้ว
   (ค) เป็นการให้ข้อมูลตามที่กฎหมายกำหนด
   (ง) เป็นข้อมูลที่ได้ถูกเปิดเผยต่อสาธารณะแล้ว มิใช่โดยการที่ผู้เชื่อมต่อรายนั้นละเมิดเงื่อนไขตามข้อกำหนดนี้
5. ข้อกำหนดนี้รวมถึงการทดสอบอุปกรณ์ต่าง ๆ ด้วย

OC7.2-P วัตถุประสงค์

1. กำหนดให้มีการแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างกันเพื่อให้สามารถพิจารณาการปฏิบัติการและ/หรือเหตุการณ์หนึ่ง ๆ ได้ สามารถประเมินความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการนั้นได้ รวมทั้งระยะเวลาที่คาดว่าสถานการณ์จะกลับคืนสู่ภาวะปกติ และผู้มีส่วนเกี่ยวข้องจะได้สามารถดำเนินการที่เหมาะสมต่อสถานการณ์นั้น ๆ ได้เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยรวม ดังนั้นข้อมูลดังกล่าวจึงต้องมีรายละเอียดมากพอที่ผู้รับจะสามารถประเมินสถานการณ์ได้ตามวัตถุประสงค์นี้ และผู้รับก็สามารถสอบถามข้อมูลเพิ่มตามจากผู้แจ้งได้เท่าที่จำเป็น โดยผู้แจ้งไม่จำเป็นต้องแจ้งข้อมูลอื่นใดนอกเหนือจากที่ได้รับทราบมา อนึ่ง ข้อกำหนดนี้มุ่งเน้นที่การแลกเปลี่ยนข้อมูลเท่านั้น มิได้เกี่ยวข้องกับการดำเนินการที่สืบเนื่องจากการแลกเปลี่ยนข้อมูลนั้นแต่อย่างใด
2. กำหนดประเภทต่าง ๆ ของการแจ้งเตือนในระบบไฟฟ้าโดย กฟผ.
3. กำหนดกรอบการดำเนินงานด้านการแจ้งข้อมูลและการหารือระหว่าง กฟผ. กับผู้เชื่อมต่อในเรื่องการทดสอบอุปกรณ์ต่าง ๆ

OC7.3-P ข้อกำหนดการแจ้งการปฏิบัติการ

OC7.3.1-P การปฏิบัติการในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Operation on the Transmission System)

เมื่อจะมีการปฏิบัติการอย่างใดอย่างหนึ่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จะส่งผลกระทบหรืออาจส่งผลกระทบให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าก็ดี หรือระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายรายก็ดี เปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะต้องแจ้งข้อมูลปฏิบัติการดังกล่าวแก่ผู้เชื่อมต่อนั้น ๆ ที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจะได้รับหรืออาจได้รับผลกระทบดังกล่าว

OC7.3.2-P การปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ (Operation on a User's System)

เมื่อจะมีการปฏิบัติการอย่างใดอย่างหนึ่งในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายใดรายหนึ่ง ที่จะส่งผลกระทบหรืออาจส่งผลกระทบให้สภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าก็ดี หรือระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายรายก็ดีเปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อรายนั้นจะต้องแจ้งข้อมูลปฏิบัติการดังกล่าวแก่ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ซึ่งเมื่อได้รับแจ้งแล้ว ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะต้องแจ้งข้อมูลตามที่เห็นสมควรแก่ผู้เชื่อมต่อรายอื่น (ถ้ามีข้อตกลงการเชื่อมต่อไว้ให้แจ้งข้อมูล) ที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจะได้รับหรืออาจได้รับผลกระทบดังกล่าว

OC7.4-P รูปแบบการแจ้งข้อมูล (Form)

1. โดยที่การแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างกันเพื่อให้สามารถพิจารณาการปฏิบัติการ และ/หรือเหตุการณ์หนึ่ง ๆ ที่เกิดขึ้น และสามารถประเมินความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการนั้นได้ ข้อมูลดังกล่าวจึงต้องมีรายละเอียดมากพอที่ผู้รับจะสามารถประเมินสถานการณ์ได้ รวมทั้งระยะเวลาที่คาดว่าสถานการณ์จะกลับคืนสู่ภาวะปกติ เพื่อให้ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องจะได้สามารถดำเนินการที่เหมาะสมต่อสถานการณ์นั้น ๆ ได้เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าโดยรวม ตามวัตถุประสงค์นี้
2. ผู้รับข้อมูลสามารถสอบถามข้อมูลเพิ่มตามจากผู้แจ้งได้เท่าที่จำเป็น โดยผู้แจ้งต้องให้ข้อมูลแก่ผู้รับเท่าที่ทราบ
3. กรณีที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งการปฏิบัติการหรือเหตุการณ์หนึ่ง ที่เป็นผลมาจากการปฏิบัติงานตามแผนที่ตกลงกันไว้แล้วกระทบต่อระบบไฟฟ้าของตนเอง (มิใช่เหตุการณ์หรือปฏิบัติการที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าของตนเอง) การแจ้งเหตุดังกล่าวจะต้องมีข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนั้นได้รับมาจากบุคคลที่ดำเนินการในปฏิบัติการหรือแผนงานนั้น ๆ ในระบบไฟฟ้าของตน (โดยผู้เชื่อมต่ออาจจำเป็นต้องมีข้อตกลงหรืออื่นใดก็ตามกับผู้ปฏิบัติงานนั้นเพื่อให้แจ้งข้อมูลดังกล่าวแก่ตน) และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าก็สามารถแจ้งข้อมูลนั้นต่อไปยังผู้เชื่อมต่อรายอื่นได้

4. เจ้าหน้าที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่นำข้อมูลที่ได้รับตามข้อกำหนดนี้ไปแจ้งต่อแก่บุคคลอื่น แต่สามารถแจ้งแก่ผู้ที่เชื่อมต่อกับระบบของตนได้ เช่น โรงไฟฟ้าหนึ่งมีการจ่ายไฟฟ้าให้แก่บริษัทอื่นที่เป็นลูกค้าของตนด้วย ก็สามารถแจ้งแก่ลูกค้าที่ได้รับผลกระทบจากปฏิบัติการหรือเหตุการณ์นั้น ๆ ถึงการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ลักษณะความผิดปกติที่เกิดขึ้น (มิใช่สาเหตุของเหตุการณ์) และระยะเวลาที่คาดว่าสถานการณ์จะกลับสู่ภาวะปกติ (ถ้าทราบ) ได้
5. การแจ้งข้อมูลกันนี้ ต้องมีการบันทึกชื่อผู้ส่งและผู้รับ และเมื่อแจ้งข้อมูลครบถ้วนแล้วให้กล่าวทวนซ้ำทั้งหมดอีกครั้งหนึ่งเพื่อให้ผู้ส่งยืนยันความถูกต้องครบถ้วนของข้อมูลตลอดจนต้องเก็บเป็นหลักฐานสามารถตรวจสอบยืนยันได้ ถ้ามีฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งร้องขอ

OC7.5-P ระยะเวลาของการแจ้งข้อมูล (Timing)

การแจ้งข้อมูลตามข้อกำหนดนี้ ให้ดำเนินการล่วงหน้าโดยเร็วที่สุดเท่าที่จะทำได้ และในเหตุการณ์ใด ๆ ก็ตาม จะต้องให้เวลามากพอสมควรที่ผู้รับจะพิจารณาและประเมินสถานการณ์และความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นได้

OC7.6-P ข้อกำหนดในการแจ้งเหตุการณ์ (Requirements to Notify Events)

OC7.6.1-P เหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Events on the Transmission System)

เหตุการณ์ใดที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่จะส่งผลกระทบหรืออาจส่งผลกระทบให้สภาพระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายรายก็ดีเปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะต้องแจ้งข้อมูลตามข้อกำหนดนี้แก่ผู้เชื่อมต่อรายที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจะได้รับหรืออาจได้รับผลกระทบดังกล่าว

OC7.6.2-P เหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ (Events on a User's System)

เหตุการณ์ใดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่จะส่งผลกระทบหรืออาจส่งผลกระทบให้สภาพระบบโครงข่ายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลตามข้อกำหนดนี้ให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าทราบ

OC7.6.3-P เหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เป็นผลมาจากเหตุการณ์หรือปฏิบัติการอื่น (Events Caused by another Event or by an Operation)

1. เหตุการณ์หนึ่งอาจเป็นผลมาจากเหตุการณ์อื่นหรือปฏิบัติการอื่นในอีกระบบไฟฟ้าหนึ่ง ในกรณีนั้นข้อมูลที่จะต้องมีการแลกเปลี่ยนกันก็จะต่างออกไปจากที่เกิดขึ้นโดยมิได้เป็นผลกระทบจากระบบอื่น

2. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือผู้เชื่อมต่อก็ดี สามารถสอบถามอีกฝ่ายหนึ่งได้ว่าได้เกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นในระบบนั้นหรือไม่ ซึ่งถ้ามีเหตุการณ์เกิดขึ้น และฝ่ายที่เกิดเหตุเห็นว่าอาจเกิดผลกระทบให้สภาพระบบไฟฟ้าของฝ่ายผู้สอบถามเปลี่ยนแปลงออกนอกภาวะปกติขึ้นแล้ว ฝ่ายที่เกิดเหตุนั้นจะต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดนี้แก่ฝ่ายผู้สอบถาม

OC7.6.4-P ระยะเวลาของการแจ้งข้อมูล (Timing)

การแจ้งข้อมูลเหตุการณ์ตามข้อ OC7.6.1-P ถึง OC7.6.3-P ให้ดำเนินการทันทีหลังเกิดเหตุการณ์ หรือทันทีที่ทราบหรือพบเหตุดังกล่าว และไม่ควรเกิน 15 นาทีจากเวลานั้น

OC7.7-P เหตุการณ์สำคัญ (Significant Incidents)

เมื่อผู้เชื่อมต่อหรือศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าแจ้งอีกฝ่ายหนึ่งว่า เกิดเหตุการณ์ในระบบไฟฟ้าของทั้ง 2 ฝ่าย ซึ่งผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าเป็นเหตุการณ์สำคัญต่อระบบไฟฟ้าของตน สามารถร้องขอข้อมูลจากอีกฝ่ายหนึ่งโดยให้ส่งรายงานเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ได้

- Incident หมายถึง เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดว่าจะเกิดขึ้น และเหตุการณ์นี้ส่งผลให้ กฟผ. ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานต่าง ๆ ที่ กฟผ. ใช้ในการวางแผนและการดำเนินงานด้านระบบไฟฟ้า หรือเป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ
- Significant Incident หมายถึง Incident ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่า จะสามารถส่งผลให้ระบบไฟฟ้าทั้งหมดหรือบางส่วน เกิดภาวะไม่ปกติ ไม่ปลอดภัย หรือไม่มีเสถียรภาพ หรือส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บร้ายแรง

OC7.8-P การแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Transmission System Warnings)

OC7.8.1-P วัตถุประสงค์ของการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Role of Transmission System Warnings)

การแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้กล่าวถึงสถานการณ์ในเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่าย และมีวัตถุประสงค์เพื่อ

(ก) ให้ผู้เชื่อมต่อตระหนักรู้ถึงสภาพการขาดกำลังผลิตไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นหรือที่เกิดขึ้นจริง ปัญหาในระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ/หรือการลดโหลดในระบบ

(ข) แจ้งช่วงเวลาของเหตุการณ์

(ค) ระบุลำดับขั้นตอนปฏิบัติต่าง ๆ ที่สืบเนื่องจากเหตุการณ์นั้นสำหรับผู้เชื่อมต่อทั้งหลาย

(ง) แจ้งให้ผู้เชื่อมต่อที่กำหนดไว้อยู่ในสภาพเตรียมพร้อมปฏิบัติตามคำสั่งจากศูนย์ควบคุมระบบ

OC7.8.2-P ผู้รับการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Recipients of Transmission System Warnings)

1. เมื่อมีการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าถึงสภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งมีผลแผ่กระจายออกไป ศูนย์ควบคุมระบบจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทั้งหลายรับทราบ
2. กรณีที่ศูนย์ควบคุมระบบมั่นใจว่าสภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้นมีผลในวงจำกัด ศูนย์ควบคุมระบบจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อเฉพาะรายที่ได้รับหรืออาจได้รับผลกระทบรับทราบเท่านั้น
3. กรณีที่ต้องมีการแจ้งเตือนถึงภาวะคับขันในการควบคุมโหลด จะทำการแจ้งไปยังผู้เชื่อมต่อรายที่ศูนย์ควบคุมระบบต้องการให้ดำเนินการด้านการควบคุมโหลดเท่านั้น

OC7.8.3-P การเตรียมพร้อม (Preparatory Action)

1. ถ้าเป็นไปได้ ให้ผู้รับการแจ้งเตือนทำการเตรียมพร้อมตามที่เห็นว่าจำเป็นตามข้อมูลที่ได้รับการแจ้งเตือนนั้น ทั้งนี้การแจ้งเตือนจะเป็นไปตามรูปแบบที่ศูนย์ควบคุมระบบกำหนด และมีผลบังคับใช้นับตั้งแต่เวลาที่เริ่มต้นจนกว่าจะยกเลิกหรือสิ้นสุด ทั้งมีการแก้ไขเปลี่ยนแปลง หรือสั่งการซ้ำได้ตามสถานการณ์
2. กรณีมีการแจ้งเตือนไปยังเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้า (System Operator) รายหนึ่ง และการแจ้งเตือนนั้นยังดำเนินอยู่ จะต้องไม่มีการปรับโหลดในระหว่างนั้น นอกจากจะได้รับคำสั่งจากศูนย์ควบคุมระบบ แต่ถ้าจำเป็นต้องปรับเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของตน เจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้ารายนั้นจะต้องคำนึงถึงผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสำคัญ และถ้าสามารถกระทำได้ให้ทำการหารือกับผู้ควบคุมระบบก่อนดำเนินการ
3. การแจ้งเตือนสามารถกระทำได้ทั้งโดยการส่งโทรสารโดยผ่านระบบสื่อสารข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์ หรืออื่น ๆ รวมถึงตำแหน่งหรือสถานที่ของผู้รับและผู้ส่ง ตามที่ตกลงกันระหว่างผู้ควบคุมระบบและผู้เชื่อมต่อทั้งหลาย
4. กรณีมีการแจ้งเตือนผ่านโทรศัพท์หรือข่ายสื่อสารใด ๆ ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า สามารถให้ทำการส่งคำยืนยันติดตามไปภายหลัง รวมทั้งเอกสารเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ได้ ถ้ามีการร้องขอ

OC7.8.4-P ประเภทต่าง ๆ ของการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Types of Transmission System Warnings)

(ก) กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอ

(ข) มีความเสี่ยงสูงที่จะต้องลดโหลด

(ค) การควบคุมโหลดในภาวะคับขัน

(ง) มีความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

1. กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอ (Transmission System Warning - Inadequate System Margin)

   เมื่อเกิดภาวะกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอให้ทำการแจ้งเตือนไปยังผู้เชื่อมต่อตามกำหนดไว้ใน OC7.8.2-P ทันทีที่เกิดเหตุ โดยมีข้อมูลดังต่อไปนี้

   (ก) ระยะเวลาที่ให้มีผลบังคับใช้

   (ข) ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ยังขาดอยู่ (หน่วยเป็น MW)

   (ค) ขั้นตอนปฏิบัติต่าง ๆ ที่สืบเนื่องจากเหตุการณ์นั้นสำหรับผู้เชื่อมต่อรายนั้น ๆ

2. มีความเสี่ยงสูงที่จะต้องลดโหลด (Transmission System Warning - High Risk of Demand Reduction)

   2.1 เมื่อเกิดภาวะกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอให้ทำการแจ้งเตือนถึงความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลดไปยังผู้เชื่อมต่อตามกำหนดไว้ในข้อ OC7.8.2-P ทันทีที่เกิดเหตุ โดยมีข้อมูลเพิ่มเติมจากข้อ 1 ดังนี้

   (ก) เปอร์เซ็นต์ความเป็นไปได้ที่จะต้องลดโหลด

   (ข) ระบุตัวเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าและลูกค้าที่อาจได้รับคำสั่งให้ทำการปลดโหลด

   2.2 การแจ้งเตือนถึงความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลดนี้ ผู้ควบคุมระบบสามารถสั่งแจ้งไปยังเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าและลูกค้ารายใดก็ได้ที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจำเป็นต้องสั่งให้ดำเนินการเกี่ยวกับการลดโหลดในสถานการณ์ที่ไม่ใช่กรณีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำ (เช่นในการลดโหลดเพื่อควบคุมการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเกินพิกัด) โดยจะระบุถึงระยะเวลาที่จำให้ดำเนินการลดโหลด และให้ดำเนินการในพื้นที่ใดของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และอื่น ๆ ตามที่จำเป็น

3. การขาดกำลังผลิตไฟฟ้าเป็นเวลานาน (Protracted Periods of Generation Shortage)

   3.1 เมื่อผู้ควบคุมระบบพบว่าสภาพขาดกำลังผลิตไฟฟ้าจะยังคงดำเนินอยู่ต่อไป ให้ทำการแจ้งเตือนถึงกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอหรือความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลด เพื่อให้เจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าและลูกค้าที่พิจารณาแล้วเห็นว่าจำเป็นต้องสั่งให้

ดำเนินการอย่างหนึ่งอย่างใดได้ทราบสถานการณ์มากที่สุดเท่าที่จะทำได้

3.2 การแจ้งเตือนถึงความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลดในภาวะการณ์เช่นนี้จะระบุถึงเปอร์เซ็นต์การลดโหลดโดยประมาณ ระยะเวลาที่จะให้ดำเนินการ และอาจรวมถึงประมาณการเปอร์เซ็นต์การลดโหลดที่จะให้ดำเนินการเพิ่มขึ้นอีก

3.3 การแจ้งเตือนถึงกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอ หรือความเสี่ยงที่จะต้องลดโหลดนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ผู้รับได้วางแผนล่วงหน้าสำหรับการดำเนินการต่าง ๆ ในการลดโหลด

4. การควบคุมโหลดในภาวะคับขัน (Transmission System Warning - Demand Control Imminent)

4.1 ในการแจ้งเตือนเรื่องการควบคุมโหลดในภาวะคับขันนี้ ผู้ควบคุมระบบจะส่งไปยังผู้เชื่อมต่อต่าง ๆ ตามข้อ OC7.8.2-P โดยจะระบุตัวเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติการในระบบไฟฟ้าที่อาจได้รับคำสั่งให้ดำเนินการอย่างหนึ่งอย่างใดต่อไป

4.2 การแจ้งเตือนเรื่องการควบคุมโหลดในภาวะคับขันนี้ไม่จำเป็นต้องมีการแจ้งเตือนประเภทใดมาก่อน และจะแจ้งเมื่อต้องการให้มีการลดโหลดภายใน 30 นาทีต่อจากนั้น แต่หลังจาก 30 นาทีนั้นไปแล้ว การมีผลบังคับใช้ก็จะยังไม่สิ้นสุด อย่างไรก็ตาม ผู้ควบคุมระบบอาจแจ้งซ้ำหรือยกเลิกการแจ้งเตือนนี้ได้ในเวลาไม่เกิน 2 ชั่วโมงนับจากการแจ้งเตือนครั้งแรก หรือนับจากการแจ้งซ้ำ แล้วแต่กรณี

5. ความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Transmission System Warning - Risk of System Disturbance)

5.1 เมื่อผู้ควบคุมระบบทราบว่ามีความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติร้ายแรงลุกลามขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดหรือบางส่วนก็ตาม จะทำการการแจ้งเตือนเรื่องความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

5.2 การแจ้งเตือนเรื่องความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้จะระบุถึงข้อมูลต่าง ๆ ตามที่ผู้ควบคุมระบบเห็นว่าเหมาะสม

5.3 เมื่อผู้เชื่อมต่อแต่ละรายได้รับการแจ้งเตือนเรื่องความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องดำเนินการตามที่

จำเป็นที่จะย้ำเตือนให้พนักงานด้านปฏิบัติการของตนทราบ และระวังรักษาโรงไฟฟ้า และ/อุปกรณ์ต่าง ๆ อย่างดีที่สุดที่จะรับสภาพเหตุการณ์ที่จะเกิดขึ้น ตลอดระยะเวลาของการแจ้งเตือนนั้น

5.4 ตลอดระยะเวลาของการแจ้งเตือนเรื่องความเสี่ยงที่จะเกิดความผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ ตารางการทำงานและการสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำเป็นต้องถือสภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสำคัญ ซึ่งนั่นหมายความว่าอาจจำเป็นต้องมีการปรับเปลี่ยนแผนงานที่ได้มีการอนุมัติมาก่อนหน้าแล้วก็ได้

OC7.8.5-P การยกเลิกการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Cancellation of Transmission System Warning)

1. เมื่อผู้ควบคุมระบบมั่นใจว่าสถานการณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้กลับคืนสู่ภาวะปกติแล้ว จะแจ้งยกเลิกการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ผู้เชื่อมต่อทุกราย
2. การแจ้งยกเลิกนี้จะระบุประเภทของการแจ้งที่จะยกเลิกนั้น เวลาที่แจ้ง และระบุว่ายังมีการเตือนใดบ้างที่ยังคงบังคับใช้อยู่

OC7.8.6-P การปฏิบัติการการแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (General Management of Transmission System Warnings)

1. การแจ้งเตือนต่าง ๆ ตามข้อกำหนดนี้ยังคงมีผลบังคับใช้ตามระยะเวลาที่กำหนดไว้ในการแจ้งเตือนนั้น ๆ นอกจากจะมีการสั่งการอื่นมาแทนที่หรือยกเลิกโดยผู้ควบคุมระบบ
2. การแจ้งเตือนหนึ่ง ๆ ที่มีการระบุระยะเวลาไว้อาจถูกการแจ้งเตือนอื่นที่เกี่ยวข้องมาแทนที่ได้ ทั้งนี้รวมถึงการที่การแจ้งเตือนกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่เพียงพอถูกแทนที่ด้วยการแจ้งเตือนความเสี่ยงสูงที่จะต้องลดโหลด หรือการแทนที่ในทางกลับกัน
3. ในกรณีที่จำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงระยะเวลาที่ระบุในการแจ้งเตือนหนึ่ง
    (ก) ระยะเวลาที่ให้ใช้บังคับอาจขยายออกไปได้ด้วยการส่งการแจ้งเตือนอีกครั้งหนึ่งที่ระบุให้ขยายเวลาต่อไปจากเดิมอีกก็ได้
    (ข) ถ้าปรากฏว่าช่วงเวลาที่ระบุในการแจ้งเตือนฉบับที่ประกาศใช้งานอยู่มีการคาบเกี่ยวทับซ้อนกัน ให้มีการปรับปรุงแก้ไขการแจ้งเตือนใหม่ได้ แต่ช่วงเวลาที่ระบุในฉบับใหม่นั้นจะต้องครอบคลุมช่วงเวลาทั้งหมดที่ระบุในฉบับที่ประกาศใช้งานอยู่ ส่วนในประเด็นอื่นให้ยกเลิกฉบับเก่าและประกาศใช้ฉบับใหม่แทน

4. การแจ้งเตือนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าใด ๆ จะสิ้นสุดผลบังคับใช้ทันทีที่ครบกำหนดเวลาที่ระบุไว้ และให้ผู้ควบคุมระบบประกาศยกเลิกการแจ้งเตือนฉบับนั้นเพื่อเป็นการยืนยันด้วย

OC7.9-P ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

ผู้เชื่อมต่อที่มี BESS ต้องให้ข้อมูลตามที่ระบุในหัวข้อ OCA1 ผ่าน SCADA ให้แก่ กฟผ.

OC8-P การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)

OC8.1-P บทนำ

1. หัวข้อ OC8-P นี้เป็นการกำหนดขั้นตอนที่ กฟผ. โรงไฟฟ้า และ ผู้เชื่อมต่อใช้ในการขอทำ Switching เพื่อติดตั้งและบำรุงรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงต่าง ๆ รวมถึงขั้นตอนการอนุมัติให้ปฏิบัติงานดังกล่าวเมื่อปลอดภัย เพื่อให้มั่นใจว่าการปฏิบัติงานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงในระบบของ กฟผ., โรงไฟฟ้า หรือ ผู้เชื่อมต่อสามารถกระทำได้อย่างปลอดภัย ทั้งนี้ จะใช้เฉพาะกรณีงาน และ/หรือ การทดสอบ ที่จำเป็นต้องทำและต้องอาศัยการประสานงานร่วมกันระหว่าง กฟผ. กับ โรงไฟฟ้า และ/หรือ ผู้เชื่อมต่อ เพื่อให้เกิดความปลอดภัยทั้งต่อบุคคลและทรัพย์สินเท่านั้น (ไม่รวมถึงการทดสอบตามแผนงานที่ระบุไว้ใน OC6-P)
2. หัวข้อ OC8-P นี้ไม่ใช่การกำหนดกฎระเบียบความปลอดภัยในการทำงาน แต่เป็นการเตรียมขั้นตอนสำหรับติดต่อประสานงานกัน และวางกฎเกณฑ์ในการที่หน่วยงาน(ฝ่าย)หนึ่งจะเห็นชอบกับขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยของอีกหน่วยงาน(ฝ่าย)หนึ่ง
3. ในการที่ระบุให้หน่วยงานหนึ่ง ๆ ต้องให้ความเห็นชอบกับขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัย ของอีกหน่วยงานหนึ่งนั้น มิได้หมายความว่าหน่วยงานที่ให้ความเห็นชอบจะต้องรับผิดชอบต่อความไม่สมบูรณ์หรืออื่นใดก็ตามในขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่ได้ให้ความเห็นชอบไปนั้น การให้ความเห็นชอบดังกล่าวนี้เป็นเพียงการตรวจสอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยของอีกหน่วยงานหนึ่งเพื่อให้แน่ใจว่าขั้นตอนเหล่านั้นไม่ขัดแย้งหรือทำให้ขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยในส่วนของตน ณ จุดเชื่อมต่อนั้น ๆ บกพร่องไป

OC8.2-P วัตถุประสงค์

หัวข้อ OC8-P มีวัตถุประสงค์เพื่อให้มั่นใจว่า ขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยของแต่ละหน่วยงานสำหรับการทำงาน และ/หรือ การทดสอบที่จุดเชื่อมต่อหรือใกล้เคียงกับจุดเชื่อมต่อ

นั้น ๆ มีแนวทางปฏิบัติที่สอดคล้องกันในการทำให้เกิดความปลอดภัยทั้งต่อบุคคลและทรัพย์สินตลอดช่วงเวลาของการปฏิบัติงาน

OC8.3-P การประสานงานเพื่อกำหนดขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัย

OC8.3.1-P การให้ความเห็นชอบต่อขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัย

1. ก่อนเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อใด ๆ เป็นครั้งแรก กฟผ. และ โรงไฟฟ้า (หรือผู้เชื่อมต่อ) จะจัดทำสำเนาขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่จะใช้ปฏิบัติ ส่งให้แก่อีกหน่วยงานหนึ่งเพื่อความเห็นชอบ

   สำหรับจุดเชื่อมต่อที่ได้มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบก่อนที่จะมีการกำหนดขั้นตอนตาม OC8-P นี้ ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการตาม OC8.3.1-P โดยเร็วที่สุด
2. เมื่อหน่วยงานได้รับขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยจากอีกหน่วยงานหนึ่ง ให้ทำการพิจารณาและตอบกลับเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายใน 10 วัน ดังนี้

   (ก) ให้ความเห็นชอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยนั้น ; หรือ

   (ข) กรณีไม่ให้ความเห็นชอบ ต้องอธิบายเหตุผล พร้อมเสนอข้อแก้ไขที่ต้องการ
3. หากหน่วยงานที่เป็นผู้ให้ความเห็นชอบ ต้องการเพิ่มข้อกำหนดด้านการดับไฟอุปกรณ์หรือแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์และ/หรือการต่อลงดิน หน่วยงานที่จัดส่งขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยต้องทำการปรับปรุงตามความเห็นนั้นโดยเร็วที่สุดเท่าที่จะสามารถกระทำได้ ทั้งนี้ ข้อปรับปรุงจะต้องสมเหตุสมผล
4. เมื่อมีการให้ความเห็นชอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยแล้ว แต่หน่วยงานเจ้าของขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยนั้นต้องการที่จะแก้ไขเปลี่ยนแปลงบางขั้นตอนใหม่ หน่วยงานนั้นต้องจัดเตรียมขั้นตอนปฏิบัตินั้นใหม่โดยแสดงข้อความเดิมก่อนแก้ไขและระบุข้อความใหม่ที่ต้องการแก้ไขให้ชัดเจน และเสนอเพื่อขอความเห็นชอบจากอีกหน่วยงานหนึ่งใหม่ จึงจะสามารถนำมาใช้ปฏิบัติได้ ทั้งนี้ ให้พิจารณาประกอบกับข้อ 5
5. กรณีที่พบภายหลังว่า ขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่ได้รับความเห็นชอบแล้วมีบางขั้นตอนที่ไม่เหมาะสมซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยของบุคคลหรือทรัพย์สิน ให้ทำการแก้ไขขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยฉบับนั้นตามที่จำเป็นเพื่อให้แน่ใจว่ามีความปลอดภัยเพียงพอและสามารถใช้งานได้ทันทีโดยไม่ต้องรอความเห็นชอบจากอีกหน่วยงานหนึ่ง แต่ต้องแจ้งผู้ประสานงานด้านความปลอดภัย ของหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทราบถึงเนื้อหาส่วนที่แก้ไขนั้นและได้รับการยืนยันว่ามีความเข้าใจเป็นอย่างดีแล้วและการแก้ไขดังกล่าวนั้นไม่ทำให้มีความเสี่ยงเพิ่มมากขึ้นแต่อย่างใดต่อบุคคลหรือทรัพย์สินในส่วน ของตน

OC8.4-P ผู้ประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Co-ordinators)

1. ก่อนเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อใด ๆ เป็นครั้งแรก กฟผ. และ โรงไฟฟ้า (หรือผู้เชื่อมต่อ) จะแต่งตั้งผู้ประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Co-ordinators) ของแต่ละหน่วยงาน จำนวน 1 คน และแต่งตั้งผู้ทำหน้าที่แทนอีก 1 คนกรณีที่ผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยหลักติดภารกิจ
   สำหรับจุดเชื่อมต่อที่ได้มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบก่อนที่จะมีการกำหนดขั้นตอนตาม OC8-P นี้ ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการตามข้อ 1 โดยเร็วที่สุด
2. ให้แต่ละหน่วยงาน (กฟผ. โรงไฟฟ้า และ ผู้เชื่อมต่อ) แจ้งชื่อบุคคลที่ทำหน้าที่เป็นผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยและผู้ทำการแทน ให้หน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องทราบ เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด โดยเร็วที่สุด ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงบุคคลทำหน้าที่ดังกล่าวก็ให้แจ้งให้หน่วยงานอื่นทราบโดยเร็วที่สุดด้วยเช่นกัน
3. ผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยมีหน้าที่รับผิดชอบในการประสานงานเรื่องต่าง ๆ ที่เกี่ยวกับความปลอดภัยในการปฏิบัติงานเกี่ยวกับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ ระหว่างจุดเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้อง ทั้งขณะก่อน ขณะทำงาน และหลังเสร็จงาน รวมถึงการให้ความเห็นชอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยต่าง ๆ ด้วย ทั้งนี้ ผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยอาจจะรับผิดชอบจุดเชื่อมต่อได้มากกว่า 1 สถานีไฟฟ้า

OC8.5-P การแยกระบบการจ่ายไฟฟ้า และการต่อลงดิน (Isolation and Earthing)

1. แต่ละหน่วยงานถูกคาดหวังให้มีการนำข้อกำหนดที่ไม่ต่ำกว่าที่ระบุไว้ในข้อ 2 มาใช้ในการแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าและการต่อลงดิน ทั้งนี้ ข้อกำหนดใน OC8.5-P นี้ จะไม่มีผลต่อการเตรียมและการให้ความเห็นชอบขั้นตอนปฏิบัติด้านความปลอดภัยของ Connection Point นั้น ๆ
2. ข้อกำหนดการแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าและการต่อลงดิน
   2.1 (ก) ตำแหน่งใดซึ่งมีการแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้าจะต้องรักษาสถานะการทำงานของอุปกรณ์เช่นนั้นไว้เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดความเสี่ยงในการปฏิบัติงานทั้งจากความประมาทเลินเล่อ เหตุการณ์ไม่คาดคิด หรือการกระทำโดยไม่ได้รับอนุญาต และต้องมีการติดป้ายแสดงสถานะของอุปกรณ์ดังกล่าวด้วย
   (ข) การอนุญาตให้มีการทำงานที่อุปกรณ์ใด ๆ ซึ่งจำเป็นต้องมีการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและทำการแยกระบบการจ่ายไฟฟ้าส่วนนั้นออก จะสามารถกระทำได้ต่อเมื่อผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยได้ดำเนินการตาม 2.1 (ก) เสร็จสมบูรณ์

2.2 (ก) ตำแหน่งซึ่งมีการต่อลงดินด้วยอุปกรณ์ไฟฟ้าสำหรับต่อลงดินนั้น จะต้องรักษาสถานะการทำงานของอุปกรณ์เช่นนั้นไว้เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดความเสี่ยงในการปฏิบัติงานทั้งจากความประมาทเลินเล่อ เหตุการณ์ไม่คาดคิด หรือการกระทำโดยไม่ได้รับอนุญาต และต้องมีการติดป้ายแสดงสถานะของอุปกรณ์ดังกล่าวด้วย

(ข) การอนุญาตให้มีการทำงานที่อุปกรณ์ใด ๆ ซึ่งจำเป็นต้องมีการต่อลงดินจะสามารถกระทำได้ต่อเมื่อผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยได้ดำเนินการตาม 2.2 (ก) เสร็จสมบูรณ์

OC9-P แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉิน (Contingency Planning)

OC9.1-P บทนำ

1. หัวข้อ OC9-P นี้เป็นการกำหนดขั้นตอนที่จะต้องปฏิบัติเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติรุนแรงต่อระบบ อันได้แก่

(ก) Load Shedding คือการดับไฟฟ้าบางส่วนเนื่องจากกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบไม่เพียงพอ หรือปรากฏว่ามีการจ่ายไฟฟ้าเกินพิกัดหรือเกรงว่าจะเกินพิกัดที่อุปกรณ์ไฟฟ้าส่วนใดส่วนหนึ่งหรือหลายส่วนในระบบ ซึ่งเมื่อแก้ไขปัญหาแล้วจึงจะคืนสภาพการจ่ายไฟฟ้า (Load Restoration) ในบริเวณนั้นตามปกติ

(ข) Generator Shedding การปลดโรงไฟฟ้าบางส่วนออกจากระบบทันทีทันใดเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบหลังเกิดเหตุการณ์ผิดปกติรุนแรงบางอย่างในระบบ

(ค) Black Start การที่โรงไฟฟ้าสามารถ Start-Up โดยใช้แหล่งพลังงานของตนเอง ไม่ต้องใช้แหล่งพลังงานจากภายนอก ซึ่ง Black Start เป็นขั้นตอนเริ่มต้นในการกู้ระบบไฟฟ้าสู่ภาวะปกติภายหลังการเกิด Black Out โดยเมื่อโรงไฟฟ้าทำการ Black Start และขนานจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วก็จะสามารถส่งพลังงานไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้าอื่นที่ไม่สามารถ Black Start ได้ การดำเนินการดังกล่าวจะทำให้ระบบสามารถทยอยจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบหลักของระบบจำหน่ายเพื่อส่งต่อไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในที่สุด

ขั้นตอนสำหรับโรงไฟฟ้าในการติดตามเหตุการณ์เพื่อช่วยรักษาความถี่ของระบบมีระบุไว้ในหัวข้อ OC5.1-P และ OC5.2-P

2. System Emergency Action Sheets[1]

2.1 นอกจากหัวข้อ OC8-P จะกำหนดหลักเกณฑ์พื้นฐานสำหรับ Load Shedding, Generator Shedding และ Black Start แล้ว ยังมีการกำหนดรายละเอียดข้อมูลที่ควรจะแสดงไว้ใน System Emergency Action Sheet ไว้ด้วย ทั้งนี้ กฟผ. จะออก System Emergency Action Sheet ให้กับบุคคลที่ได้รับมอบหมายเป็นครั้งคราวไป

2.2 System Emergency Action Sheet ควรแสดงข้อมูล

(ก) รายละเอียดของ Load Shedding Blocks[2] ทั้งหมด

(ข) หมายเลขโทรศัพท์และข่ายสื่อสารต่าง ๆ ระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (พิจารณาประกอบกับ OC7-P)

(ค) ข้อปฏิบัติเมื่อการสื่อสารขัดข้อง (พิจารณาประกอบกับ OC7-P)

(ง) ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ขัดข้องในระดับต่าง ๆ และขั้นตอนปฏิบัติพิเศษสำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าระดับนั้น ๆ

OC9.2-P วัตถุประสงค์

(ก) เพื่อวางกฎเกณฑ์ที่จะอนุญาตให้บุคคลที่ได้รับมอบหมายสามารถดำเนินการได้โดยอิสระเพื่อรักษาระบบไม่ให้เกิด System Blackout ; และ

(ข) เพื่ออธิบายขั้นตอนปฏิบัติในการนำระบบกลับสู่ภาวะปกติ ภายใต้เหตุการณ์ Under Frequency Emergency, Partial Blackout หรือ Total Blackout

(ค) เพื่อให้มั่นใจว่ามีการติดตั้งระบบป้องกันไม่ให้เกิดการตัดการเชื่อมต่อแบบต่อเนื่อง

OC9.3-P System Emergencies

1. Under Frequency Emergency เป็นเหตุการณ์ที่ความถี่ของระบบลดลงน้อยกว่า 49.25 Hz โดยไม่ได้เป็นเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาสั้น ๆ
2. Partial Blackout เกิดขึ้นเมื่อมีส่วนหนึ่งของระบบได้แยกออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก ทำให้เกิดสภาพเป็น Power Island
3. Total Blackout เกิดขึ้นเมื่อไม่มีการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบทั้งจากโรงไฟฟ้าและการเชื่อมต่อระหว่างประเทศ

---

[1] System Emergency Action Sheet เป็นขั้นตอนที่ กฟผ. จัดทำขึ้นเพื่อกำหนดสิ่งที่ต้องดำเนินการเมื่อเกิดสภาวการณ์ที่จะส่งผลให้ระบบทั้งหมดหรือบางส่วนเกิดภาวะที่ไม่ปกติ ไม่ปลอดภัย หรือไม่มีเสถียรภาพ โดยผู้ที่จะสามารถดำเนินการได้ตามขั้นตอนนี้จะต้องเป็นผู้ที่ได้รับมอบอำนาจเท่านั้น ทั้งนี้ ตัวรายละเอียดขั้นตอนดังกล่าวไม่ได้เป็นส่วนหนึ่งของ Grid Code

[2] Load Shedding Block คือ จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่จัดไว้เป็นกลุ่มๆ ที่จะต้องถูกปลดโหลดออกไปเป็นลำดับเมื่อเกิดภาวะฉุกเฉินในระบบ

4. เมื่อเกิดเหตุการณ์ Under Frequency Emergency, Partial Blackout หรือ Total Blackout ในช่วงระหว่างการกู้ระบบให้กลับสู่ภาวะปกตินั้น ระบบอาจจะมีความถี่และแรงดันที่อยู่นอกช่วงการทำงานในภาวะปกติ (49.50-50.50 Hz และ ±5% ของแรงดันระบบ) รวมถึงการวางแผนและสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าอาจไม่ได้เป็นไปตาม Merit Order

OC9.4-P Load Shedding

OC9.4.1-P Load Shedding Block

1. ต้องมีการจัดกลุ่มผู้เชื่อมต่อไว้เป็นกลุ่ม ๆ เพื่อให้สามารถปลดโหลดออกในภาวะ System Emergency ได้เป็นลำดับ การปลดโหลดดังกล่าวนี้อาจทำงานด้วย Under Frequency Automatic Load Shedding (ปลดโดย Under Frequency Relay) และ/หรือ Manual Load Shedding (โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าแห่งชาติ สั่งปลด circuit breaker) ก็ได้ตามความเหมาะสมของแต่ละพื้นที่
2. Under Frequency Automatic Load Shedding เป็นการปลดโหลดด้วย Under Frequency Relay ซึ่งมีการติดตั้งที่ตำแหน่งต่าง ๆ ที่เหมาะสมในระบบ ทั้งนี้ ใน System Emergency Action Sheet ต้องให้ข้อมูลรายละเอียดค่า setting และตำแหน่งติดตั้งของ Under Frequency Relay
3. การตั้งค่าการทำงานของ Under Frequency Relay เพื่อปลดโหลดเป็นลำดับนั้นจะต้องตั้งตามค่าความถี่ที่ กฟผ. กำหนด ดังต่อไปนี้ (ซึ่งจะสอดคล้องกับที่ กฟผ. สั่งการ)

Step 1	49.0	Hz
Step 2	48.8	Hz
Step 3	48.6	Hz
Step 4	48.4	Hz
Step 5	48.1	Hz

4. ข้อปฏิบัติสำหรับ Manual Load Shedding จะต้องระบุไว้ใน System Emergency Action Sheets
5. กรณีที่ลำดับของการปลดโหลดตามที่กำหนดนั้น อาจยังไม่สามารถทำให้สภาพระบบกลับคืนสู่ภาวะปกติได้ กฟผ. อาจสั่งการปลดโหลดที่ความถี่อื่นเพื่อแก้ไขสถานการณ์ดังกล่าว

OC9.4.2-P การคืนสภาพการจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลด (Load Restoration)

ทันทีที่ความถี่ของระบบเพิ่มขึ้นถึงค่าที่กำหนดไว้ใน System Emergency Action Sheet กฟผ. จะเริ่มคืนสภาพการจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลด

OC9.5-P การปลดโรงไฟฟ้าด้วยระบบอัตโนมัติ (Automatic Generation Shedding)

โดยปกติ กฟผ. จะใช้ N-1 Design Criteria ในการวางแผนและควบคุมระบบ แต่หากคาดว่ามีความเป็นไปได้ที่จะเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้มีการตัดการเชื่อมต่อแบบต่อเนื่องขึ้นกับโรงไฟฟ้า, สายส่งบางวงจร หรือมีระบบส่วนหนึ่งถูกแยกออกไปนั้น กฟผ. มีสิทธิที่จะติดตั้งระบบป้องกัน เช่น Automatic Generation Shedding ได้เมื่อจำเป็น เพื่อป้องกันปัญหาร้ายแรงในระบบเมื่อเกิดเหตุการณ์ N-2

OC9.6-P Black Start

1. โรงไฟฟ้าที่สามารถ Start-Up ขึ้นมาได้เองโดยไม่ต้องใช้แหล่งพลังงานไฟฟ้าจากภายนอก จะถูกบันทึกข้อมูลความสามารถนี้ไว้ใน Connection Conditions (CC) (“Black Start Capability”)
2. ในเหตุการณ์ Total Blackout หรือ Partial Blackout กฟผ. จะสั่งการให้โรงไฟฟ้าที่มีความสามารถ Black Start Capability (ตามข้อ 1) ทำการ Black Start และ กฟผ. อาจจะสั่งการด้วยคำสั่งอื่น ๆ ที่จำเป็นเพื่อทำให้ระบบกลับคืนสู่ภาวะปกติ ซึ่งโรงไฟฟ้าต้องปฏิบัติตามคำสั่งนั้นแม้ว่าจะไม่เป็นไปตาม Operating Characteristics ก็ตาม ยกเว้นว่าการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะนั้นจะส่งผลต่อความปลอดภัยของบุคคลหรือโรงไฟฟ้า
3. เมื่อได้รับคำสั่งให้ทำการ Black Start, โรงไฟฟ้าต้องเริ่มทำการ Start-Up ทันทีโดยเร็วที่สุดและต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบเมื่อทำการ Start-Up สำเร็จ กฟผ. จะพยายามรักษาเสถียรภาพการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าโดยการจัดโหลด ที่เหมาะสมและเริ่ม Start-Up และขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโรงไฟฟ้าแห่งอื่น ๆ เข้าระบบ หากในช่วงระหว่าง restoration โรงไฟฟ้าพบว่าไม่สามารถรักษาสภาพการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้อยู่ใน Operating limits ที่ปลอดภัยได้ โรงไฟฟ้าจะต้องแจ้ง กฟผ. ทันที และ กฟผ. จะต้องดำเนินการใด ๆ ก็ตามที่จำเป็นเพื่อลดระดับความรุนแรงของปัญหาดังกล่าว

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
ขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

OC-S ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

OC1-S บทนำ

OC1.1-S ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ นี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

OC1.2-S กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนด OC-S นี้ และให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเพิ่มเติมของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี และข้อกำหนดครอบคลุมทุกประเภทเทคโนโลยีที่เชื่อมต่อ ดังนี้

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter รวมถึงระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC1.3-S กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/โรงไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อหรือเชื่อมต่อเพิ่มเติมนอกเหนือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/โรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้า/โรงไฟฟ้านั้น ปฏิบัติตามข้อกำหนด OC2-O

OC1.4-S กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนด OC5-O

OC2-S การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องตรวจวัดคุณภาพและ/หรือทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่า

เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

OC2.1-S การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization)

(1) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก ไม่น้อยกว่า 60 วัน

(2) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลคุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน และหากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหลังจากที่นำส่งแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องส่งข้อมูลล่าสุดให้ กฟผ. ทราบทันที ทั้งนี้รวมถึงการเปลี่ยนแปลงหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา รายละเอียดตามตารางที่ S-1

(3) กฟผ. จะพิจารณาแจ้งผลให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 45 วันหลังจากได้รับข้อมูลของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อทำการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะนำส่งข้อมูลข้างต้นครบถ้วน และ กฟผ. ได้พิจารณาตามกำหนดระยะเวลาข้างต้นแล้ว

ตารางที่ S-1 คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อที่อาจมีผลทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ*			
ก)	พลังไฟฟ้ารวมของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ	ขนาด _____	MW
		ขนาด _____	MVAr
ข)	กระแสไฟฟ้าลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ	ขนาด _____	kA
ค)	กรณีผู้เชื่อมต่อหรือลูกค้าของผู้เชื่อมต่อมี หรือจะมีอุปกรณ์ หรือโหลดที่สร้างกระแสฮาร์มอนิกเหล่านี้ ต้องนำส่งข้อมูล ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อน เพื่อประเมินคุณภาพไฟฟ้าในขั้นต้น		
	☐ Single Phase Power Supply	ขนาด _____	MVA
	☐ Semi-converter	ขนาด _____	MVA
	☐ 6-Pulse Converter No Series Inductance	ขนาด _____	MVA
	☐ 6-Pulse Converter With Series Inductance > 3%, DC Drive	ขนาด _____	MVA
	☐ 6-Pulse Converter With Large Inductor	ขนาด _____	MVA
	☐ 12-Pulse Converter	ขนาด _____	MVA
	☐ AC Voltage Regulator	ขนาด _____	MVA
	☐ อื่น ๆ	ขนาด _____	MVA
* อ้างอิงตามข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม โดยให้ปรับเปลี่ยนเกณฑ์ตามการแก้ไขปรับปรุงข้อกำหนดดังกล่าวฉบับล่าสุด			

OC2.2-S การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization)

1. การดำเนินการก่อนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก

(1) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องนำส่งกำหนดการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) และขั้นตอนการทดสอบอุปกรณ์ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน

(2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องจัดเตรียม ตรวจสอบความเรียบร้อย พร้อมรักษาไว้ซึ่งความพร้อมใช้งานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ระบบป้องกันไฟฟ้า ระบบสื่อสาร (ทุกชนิด) ระบบควบคุมระยะไกล (SCADA) อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) และอื่น ๆ ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ผ่านการพิจารณาเห็นชอบของ กฟผ. แล้ว

(3) ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. อย่างครบถ้วน และนำส่งข้อมูลตามตารางตรวจสอบความพร้อม

ก่อนการเชื่อมต่อที่ กฟผ. กำหนด ตามตารางที่ S-2 ไม่น้อยกว่า 10 วันทำการก่อนกำหนดวันขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก ทั้งนี้หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลไม่ถูกต้องหรือไม่ครบถ้วนตามที่ กฟผ. กำหนดไว้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการแก้ไข และนำส่งข้อมูลที่ได้ปรับปรุงแล้วให้ กฟผ. พิจารณาใหม่อีกครั้ง

(4) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through) ตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ที่ กฟผ. กำหนดตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

สำหรับผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ทำการทดสอบโดยใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter และระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ต้องแยกดำเนินการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลงระหว่าง Inverter และ BESS โดยใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(5) กฟผ. จะเชิญผู้เกี่ยวข้องในการเชื่อมต่อเข้าร่วมประชุมเพื่อเตรียมความพร้อมและกำหนดวันในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกภายใน 5 วันทำการ หลังจากผู้เชื่อมต่อ ได้นำส่งเอกสารตามตารางที่ S-2 ครบถ้วน

ตารางที่ S-2 รายการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อ ก่อนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

รายการตรวจสอบ	รายละเอียดข้อมูลและสถานะการนำส่ง
(ก) ข้อมูลทั่วไป	- ชื่อผู้เชื่อมต่อ ภาษาไทย - ชื่อผู้เชื่อมต่อ ภาษาอังกฤษ - ชื่อย่อภาษาอังกฤษ (กฟผ. เป็นผู้กำหนด) - นามเรียกขาน (กฟผ. เป็นผู้กำหนด) - สัญญาเลขที่ / ลงวันที่ - สถานที่ตั้งสำนักงาน - สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า
(ข) ข้อมูลทางเทคนิค	- กำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง ตามใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า (MW) - ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (MW)

รายการตรวจสอบ	รายละเอียดข้อมูลและสถานะการนำส่ง
	- ปริมาณ Maximum Reactive Power (MVAr) ทั้ง Leading และ Lagging ที่สามารถถ่ายเทกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า - ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าแต่ละเครื่อง (MVA, MW, PF) - ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ ชุด Inverter - ประเภทของโรงไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม - ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า เช่น ประเภทพลังงานหมุนเวียน ประเภท Cogeneration - เชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงสำรองที่ใช้ผลิตไฟฟ้า - เชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ผลิตไฟฟ้า - จุดเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. - จุดติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า - ปริมาณการซื้อพลังไฟฟ้าสำรอง (MW) - การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าหรือระบบไอน้ำ - ข้อมูล Start – Up - การจัดเตรียมการควบคุมแรงดัน 4 Mode (Remote High Side Voltage Control, Remote High Side MVAR Control, Local High Side Voltage Control, Local High Side MVAR Control) - ข้อมูล BESS ผ่านระบบ SCADA
(ค) ข้อมูลศึกษาผลกระทบ (ตามมาตรฐานของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.)	- กำหนดวันขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก และขั้นตอนการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า - ข้อมูลทางเทคนิคตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
(ง) ระบบป้องกัน	- ระบบป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้า - ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection System) - ระบบป้องกัน Direct Transfer Trip และ Logic Diagram And Configurations - Single Line Diagram - ข้อมูลการตั้งค่า Frequency Relay และ Voltage Relay
(จ) ระบบสื่อสาร	- อุปกรณ์ระบบสื่อสาร - SCADA - RTU - ระบบ Party Line - หมายเลขโทรศัพท์ในเครือข่าย กฟผ. - หมายเลขโทรศัพท์เคลื่อนที่ - หมายเลขโทรศัพท์ผู้ให้บริการสาธารณะ

รายการตรวจสอบ	รายละเอียดข้อมูลและสถานะการนำส่ง
	- หมายเลขโทรศัพท์สำนักงาน - ระบบส่งข้อมูลผ่าน API สำหรับ EGAT REFC
(ฉ) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า	- อุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า - การติดตั้ง Unit Monitoring Meter (UMM) - ระบบ Automatic Meter Reading (AMR) - ระบบสื่อสารหลักและระบบสื่อสารสำรอง สำหรับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า - ระบบเทียบเวลา (Local Time Synchronization System)
(ช) ข้อมูลก่อนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	- ใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า - ใบอนุญาตผลิตพลังงานควบคุม - หนังสืออนุญาตขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย - แผนบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้าและแผนบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปี
(ฌ) กำหนดการ First Synchronization	- กำหนดวัน First Synchronization - ขั้นตอนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
(ญ) กำหนดการทดสอบ Trial Run	- กำหนดวันทดสอบ - กำหนดจำนวนวันที่จะทำการทดสอบ

(6) ก่อนถึงกำหนดเริ่มต้นการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจะต้องมีการตรวจสอบข้อมูล และทดสอบความพร้อมใช้งานของระบบต่าง ๆ ระหว่างผู้เชื่อมต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ดังนี้

(ก) การแสดงข้อมูลทางไฟฟ้าผ่านระบบ SCADA แบบ Real Time

(ข) ความถูกต้องของการอ่านและส่งค่าทางไฟฟ้าของระบบ RTU

(ค) ขั้นตอนการทำงานของระบบป้องกันต่าง ๆ

(ง) การใช้งานของระบบโทรศัพท์ ระบบโทรสาร และระบบ Party Line

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา หรือในกรณีที่อุปกรณ์ไฟฟ้าหรือคุณลักษณะของอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่ตรงกับที่แจ้งหรือส่งให้ กฟผ. ศึกษาหรือไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดใดข้อกำหนดหนึ่งตามที่ระบุไว้ได้ กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อ ทำการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องนั้นครบถ้วนแล้ว

ข้อกำหนดเพิ่มเติม

2. สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อม

ของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแล้ว

OC2.3-S การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

1. ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อที่ 1 และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อที่ 2
2. กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อทุกรายหลังได้รับเอกสารการขอตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน
3. หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนำส่งไม่ครบถ้วน หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าใดๆ เกิดเหตุขัดข้อง หรือไม่มีความพร้อมใช้งาน กฟผ. จะไม่เริ่มกระบวนการพิจารณาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องครบถ้วนแล้ว
4. การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าโดยผ่านระบบ Monitoring System ผลลัพธ์ต้องเป็นไปตามข้อกำหนด GC4 โดยมีหัวข้อที่ต้องตรวจวัดดังนี้
    (1) แรงดัน (Voltage Level)
    (2) ความถี่ (Frequency)
    (3) ฮาร์มอนิก (Harmonics)
    (4) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)
5. กฟผ. จะทำการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่ขอตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า และจะแจ้งผลการตรวจวัดให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 10 วัน

OC2.4-S การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

OC2.4.1-S การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.4.1.1-S การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm และโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.4.1.1.1-S ก่อนการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run

(1) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อ 1. และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่าย

จำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามข้อกำหนดข้อ 2 ในหัวข้อ OC2.2-S

(2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยดำเนินการทดสอบในหัวข้อ ดังนี้

(ก) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)

(ข) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)

(ค) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through) กรณีผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ทำการทดสอบโดยใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(3) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบความเสถียรของการเดินเครื่องโดยต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อเนื่องด้วยปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาตลอด 24 ชั่วโมง โดยในระหว่างการทดสอบ ต้องไม่มีการหยุดหรือลดการเดินเครื่องมากกว่าร้อยละ 10 (10%) ต่อเนื่องนานกว่า 30 นาที โดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(4) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test) ขณะมีการเดินเครื่องที่ 50%, 75% และ 100% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา โดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(5) กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อทุกรายตามตารางที่ S-2 และจะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 7 วัน หลังได้รับเอกสารการขอทดสอบของผู้เชื่อมต่อ ทั้งนี้หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนำส่งไม่ครบถ้วน หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าใดๆ เกิดเหตุขัดข้อง หรือไม่มีความพร้อมใช้งาน กฟผ. จะไม่เริ่มกระบวนการพิจารณาและจะไม่อนุญาตให้มีการทดสอบ จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องครบถ้วนแล้ว

(6) เฉพาะผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งขอทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เป็นระยะเวลาต่อเนื่องไม่น้อยกว่า และไม่มากกว่า ตามที่ระบุไว้ในสัญญาให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนถึงกำหนดวันเริ่มต้นทดสอบ อย่างน้อย 5 วันทำการ พร้อมนำส่งกำหนดการทดสอบตามตารางที่ S-2 (ญ)

(กำหนดการทดสอบ Trial run) และข้อมูลความพร้อมของผู้เชื่อมต่อตามตารางที่ S-2 เพื่อให้ กฟผ. เห็นชอบกำหนดการดังกล่าวก่อนการทดสอบ ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อแจ้งล่วงหน้าน้อยกว่า 5 วันทำการ กฟผ. สงวนสิทธิที่จะพิจารณาเลื่อนกำหนดการขอเริ่มต้นการทดสอบนั้นออกไปจนเท่ากับ หรือมากกว่า 5 วันทำการตามความจำเป็น

OC2.4.1.1.2-S แผนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งขอทำการทดสอบตามเงื่อนไขข้อกำหนดแล้ว กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบให้กับผู้เชื่อมต่อ โดยแผนการทดสอบมีวัตถุประสงค์ เพื่อทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายพลังไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง และความเชื่อถือได้ของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตามสภาพระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาต่าง ๆ ของวัน ก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ ทั้งนี้ในการพิจารณาออกแผนการทดสอบนั้น กฟผ. จะคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และคุณภาพไฟฟ้าเป็นสำคัญ

OC2.4.1.1.3-S ข้อกำหนดการผ่านการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

(1) ผู้เชื่อมต่อต้องขอทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เป็นระยะเวลาต่อเนื่องไม่น้อยกว่า และไม่มากกว่า ตามที่ระบุไว้ในสัญญา

(2) กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบให้กับผู้เชื่อมต่อ ตามข้อ OC2.4.1.1.2-S ซึ่งเมื่อ กฟผ. กำหนดแผนการทดสอบแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายพลังไฟฟ้าให้ได้ตามแผนการทดสอบนั้น

(3) การเริ่มต้นทดสอบ กำหนดให้เริ่ม ณ เวลาที่ตกลงร่วมกันไว้ทั้ง 2 ฝ่าย โดยการนับจำนวนวันทดสอบครบรอบ 1 วัน คือ นับจากเวลา เริ่มต้น ถึงเวลาเดียวกัน ของวันถัดไป หรือครบ 24 ชั่วโมงแล้วแต่กรณี

(4) หลังสิ้นสุดระยะเวลาการทดสอบตามแผนการทดสอบ ผู้เชื่อมต่อต้องสรุปผลการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตลอดระยะเวลาการทดสอบ ส่งให้ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. ดำเนินการพิจารณาผลการทดสอบ

(5) ผู้เชื่อมต่อที่ได้รับการรับรองจาก กฟผ. ว่าผลการทดสอบผ่านตามข้อกำหนดฉบับนี้แล้ว แผนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ดังกล่าวนั้นจะนับระยะเวลาในแผนการทดสอบเดิมรวมกับระยะเวลาในแผนการทดสอบที่ขอขยายเพิ่ม แต่หากไม่ผ่านการทดสอบจะถือว่าการทดสอบในครั้งนั้นไม่ใช่การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

OC2.4.1.1.4-S เงื่อนไขและข้อยกเว้น

(1) ช่วงของการยอมรับได้ของการเบี่ยงเบนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า

(ก) ให้โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง ±2% ของแผนการทดสอบได้ไม่เกิน 4 คาบต่อวัน โดยไม่นับรวมช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นหรือลดลง ตามแผนการทดสอบ ซึ่ง กฟผ. อนุโลมให้มีการเบี่ยงเบนนอกช่วง ±2% ได้ 2 คาบต่อการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นและลดลงในครั้งนั้น

(ข) ให้โรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง ±5% ของแผนการทดสอบ ได้ไม่เกิน 12 คาบต่อวัน โดยไม่นับรวมช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นหรือลดลง ตามแผนการทดสอบซึ่ง กฟผ. อนุโลมให้มีการเบี่ยงเบนนอกช่วง ±5% ได้ 2 คาบต่อการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น หรือลดลงในครั้งนั้น

(ค) หากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วงที่ยอมรับได้ตามข้อกำหนด OC2.4.1.1.4-S ข้อ (1)(ก) หรือ ข้อ (1)(ข) มากกว่า 4 คาบต่อวัน หรือ 12 คาบต่อวัน แล้วแต่กรณี กฟผ. จะไม่นับว่าวันดังกล่าวผ่านการทดสอบ โดยไม่มีผลกับวันก่อนหน้าที่ กฟผ. พิจารณาว่าผ่านการทดสอบแล้ว และยังสามารถนับจำนวนวันทดสอบต่อเนื่องได้ หากผู้เชื่อมต่อมีความประสงค์ขอทำการทดสอบต่อ โดยการแจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่องจากกำหนดเวลาสิ้นสุดตามแผนการทดสอบเดิม

(ง) ผู้เชื่อมต่อต้องติดตาม และตรวจสอบผลการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Real Time ซึ่งหากผู้เชื่อมต่อพบว่า ไม่สามารถควบคุมการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงเบี่ยงเบนตามที่กำหนดได้ ให้ประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง) เพื่อขอขยายระยะเวลาการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่อง จากกำหนดเวลาสิ้นสุดตามแผนการทดสอบเดิมอย่างน้อย 1 วัน (24 ชั่วโมง) หรือเท่ากับจำนวนวันที่ไม่สามารถทำได้ พร้อมชี้แจงเหตุผล

(จ) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบของผู้เชื่อมต่อ ตามข้อกำหนด OC2.4.1.1.4-S ข้อ (1)(ง) แล้วจะพิจารณาออกแผนการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่องให้ผู้เชื่อมต่อ ตามระยะเวลาที่ผู้เชื่อมต่อขอขยายการทดสอบ ภายใน 24 ชั่วโมงหลังจากที่ได้รับแจ้ง โดยคำนึงถึง ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

(ฉ) หากผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบ ตามข้อกำหนด OC2.4.1.1.4-S ข้อ (1)(ง) และ กฟผ. ได้ตรวจสอบพบภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อสิ้นสุดระยะเวลาตามแผนการทดสอบแล้ว กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ ซึ่งผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งขอเริ่มต้นการทดสอบใหม่ทั้งหมด

(2) การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า

(ก) กรณีโรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดด้วยสาเหตุจากระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า (ลดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าเหลือ 0 เมกะวัตต์) กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบตลอดช่วงเวลาตั้งแต่เริ่มต้นการทดสอบ จนถึงเวลาที่ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าว แต่หากโรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าแต่เพียงบางส่วน หรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าลง (ยังมีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น กรณีปลดเครื่องกังหันก๊าซเพียง 1 เครื่องจากทั้งหมด) กฟผ. จะพิจารณาตามเงื่อนไขและข้อยกเว้นการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วงที่ยอมรับได้ตามข้อกำหนด OC2.4.1.1.4-S ข้อ (1) โดยภายในระยะเวลา 24 ชั่วโมง นับจากเกิดเหตุการณ์ ต้องทำการแก้ไขเพื่อกลับมาจ่ายไฟฟ้าให้ได้ตามแผนทดสอบ แต่หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถแก้ไขได้ภายในระยะเวลาดังกล่าว กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(ข) หลังเกิดเหตุการณ์ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ทราบทันที พร้อมรายงานสาเหตุ

(ค) เมื่อโรงไฟฟ้าสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องได้แล้ว และมีความประสงค์ขอเริ่มต้นทดสอบใหม่ หรือขอขยายระยะเวลาการทดสอบแล้วแต่กรณี ให้ประสานงานแจ้ง ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง)

(ง) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอเริ่มต้นทดสอบใหม่ หรือขอขยายระยะเวลาการทดสอบแล้ว จะพิจารณาออกแผนการทดสอบใหม่ให้ผู้เชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ความปลอดภัยและคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

(3) การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า

(ก) กรณีโรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดหรือการไฟฟ้าแจ้งให้โรงไฟฟ้าลดกำลังผลิตไฟฟ้าเพียงบางส่วนด้วยสาเหตุจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า กฟผ. จะหยุดระยะเวลาการทดสอบในช่วงเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้านั้นไว้ชั่วคราว โดยยังให้สิทธิในการนับระยะเวลาการทดสอบต่อเนื่องจากเดิมภายหลังระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความพร้อมในการให้โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าได้ตามแผนทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) หลังเกิดเหตุการณ์ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ทราบทันทีพร้อมรายงานสาเหตุ ทั้งนี้เมื่อการไฟฟ้าสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าให้มีความพร้อมในการให้เชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้แล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. เพื่อขออนุญาตเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าและทำการทดสอบต่อ (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง)

(ค) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอทำการทดสอบต่อเนื่องแล้ว จะพิจารณาออกแผนการทดสอบต่อเนื่องให้ผู้เชื่อมต่อตามระยะเวลาสิ้นสุดการทดสอบที่ถูกเลื่อนออกไป โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

(ง) การนับระยะเวลาการทดสอบ ให้นับต่อเนื่องเมื่อผู้เชื่อมต่อสามารถขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า และจ่ายไฟฟ้าได้ตามแผนการทดสอบภายในระยะเวลาที่กำหนด แต่หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าได้ตามแผนทดสอบดังกล่าวภายในระยะเวลาที่กำหนด กฟผ. จะถือว่าการทดสอบในครั้งนั้นได้สิ้นสุดลง และโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(จ) ให้การนับจำนวนวันทดสอบครบรอบ 1 วัน ที่เกิดเหตุการณ์นี้ สิ้นสุดเมื่อระยะเวลาการทดสอบนับต่อเนื่องตามข้อกำหนด OC2.4.1.1.4-S ข้อ (3)(ง) ครบ 24 ชั่วโมง และกำหนดให้ใช้เวลาสิ้นสุดใหม่ดังกล่าวนี้ เป็นเวลาเริ่มต้นการทดสอบในวันถัดไป (ถ้ามี)

(4) ระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าขัดข้องระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า

(ก) กรณีศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตรวจพบว่าระบบ SCADA หรือ RTU หรือระบบสื่อสาร ของโรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้องหรืออ่านค่าไม่ถูกต้อง ระหว่างที่ทำการทดสอบด้วยสาเหตุจากโรงไฟฟ้า กฟผ. จะหยุดระยะเวลาการทดสอบในช่วงที่ระบบ SCADA หรือ RTU หรือระบบสื่อสาร เกิดเหตุขัดข้องหรืออ่านค่าไม่ถูกต้องไว้ โดยยังให้สิทธิในการนับระยะเวลาการทดสอบต่อเนื่องจากเดิมถ้าผู้เชื่อมต่อสามารถดำเนินการแก้ไขให้ระบบ SCADA หรือ RTU หรือระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการใช้งานได้ตามปกติภายในระยะเวลา 48 ชั่วโมง นับจากวันและเวลาที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. แจ้ง แต่หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถดำเนินการแก้ไขได้ภายในระยะเวลาที่กำหนดดังกล่าว กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(ข) กรณีศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตรวจพบว่าระบบ Protection ของโรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้อง ด้วยสาเหตุจากโรงไฟฟ้า กฟผ. จะให้ระยะเวลาแก้ไขภายใน 3 ชั่วโมง หากโรงไฟฟ้าสามารถแก้ไขได้ภายใน 3 ชั่วโมง จะตรวจสอบการเดินเครื่องตามข้อกำหนด OC2.4.1.1.3-S ข้อ (1)-(3) กรณีใช้ระยะเวลาแก้ไข 3-48 ชั่วโมง โรงไฟฟ้าต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดย กฟผ. จะหยุดระยะเวลาการทดสอบในช่วงเกิดเหตุการณ์ โดยยังให้สิทธิในการนับระยะเวลาการทดสอบต่อเนื่องจากเดิมภายหลังระบบ Protection กลับมาปกติ แต่ในกรณีที่ไม่สามารถแก้ไขได้ภายในระยะเวลา 48 ชั่วโมง นับจากวันและเวลาที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. แจ้ง กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(ค) ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อได้รับแจ้งจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. กรณีตรวจพบระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าขัดข้องหรืออ่านค่าไม่ถูกต้องแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. เพื่อรายงานสาเหตุขัดข้องและแผนการดำเนินการแก้ไข

(ง) เมื่อผู้เชื่อมต่อสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องให้ระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการใช้งานได้แล้ว ให้ประสานงานแจ้ง ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง) เพื่อขอขยายระยะเวลาการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่อง จากกำหนดเวลาสิ้นสุดตามแผนการทดสอบเดิมด้วยระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องนั้น

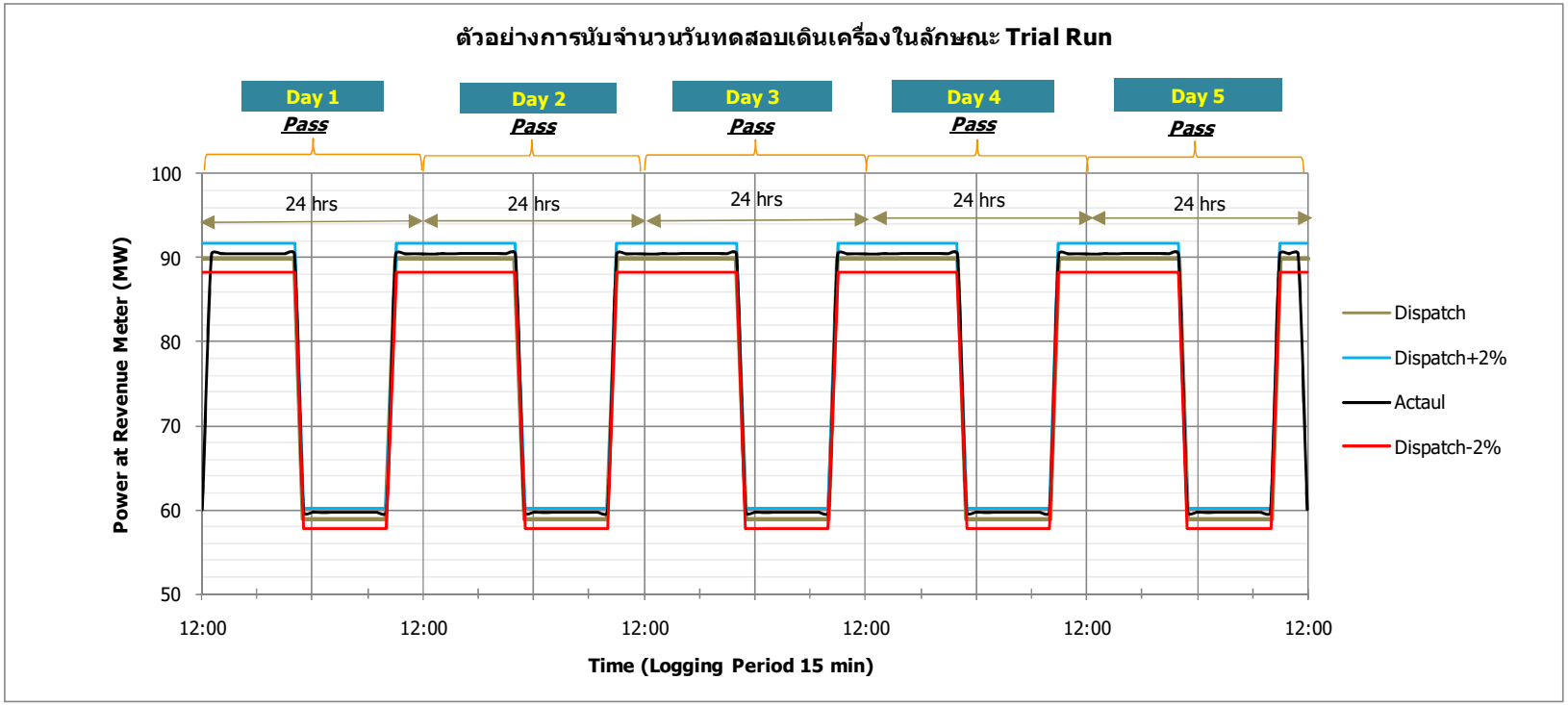
(จ) ภายหลังจากที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบของผู้เชื่อมต่อตามข้อกำหนด OC2.4.1.1.4-S ข้อ

(4)(ค) แล้ว ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่องให้ผู้เชื่อมต่อตามระยะเวลาที่ผู้เชื่อมต่อขอขยายการทดสอบภายใน 24 ชั่วโมงหลังจากเวลาที่ได้รับแจ้ง โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

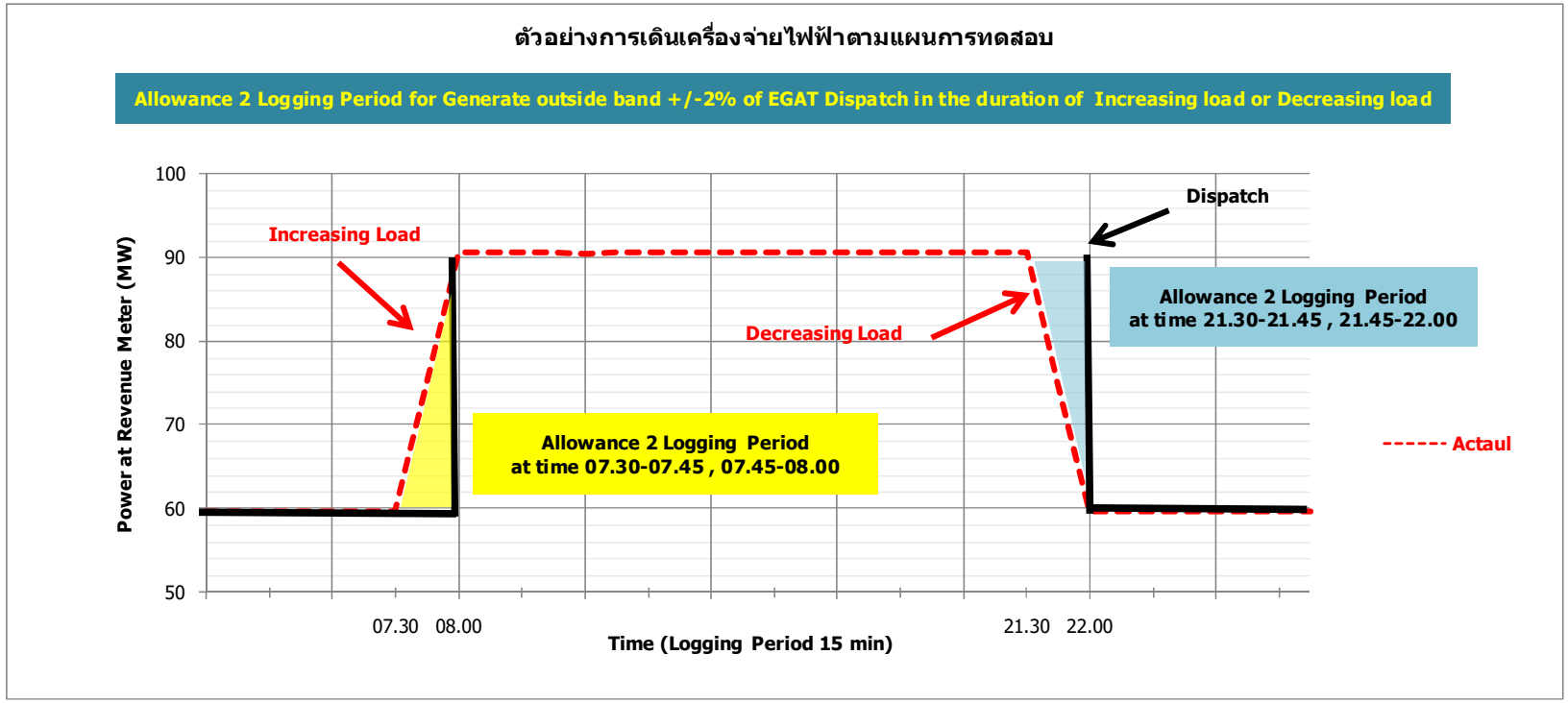
OC2.4.1.1.5-S ข้อปฏิบัติในการทดสอบ

(1) ก่อนถึงเวลาเริ่มต้นทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อให้ได้รับการอนุญาตให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อบันทึกเวลาเริ่มต้นการทดสอบ

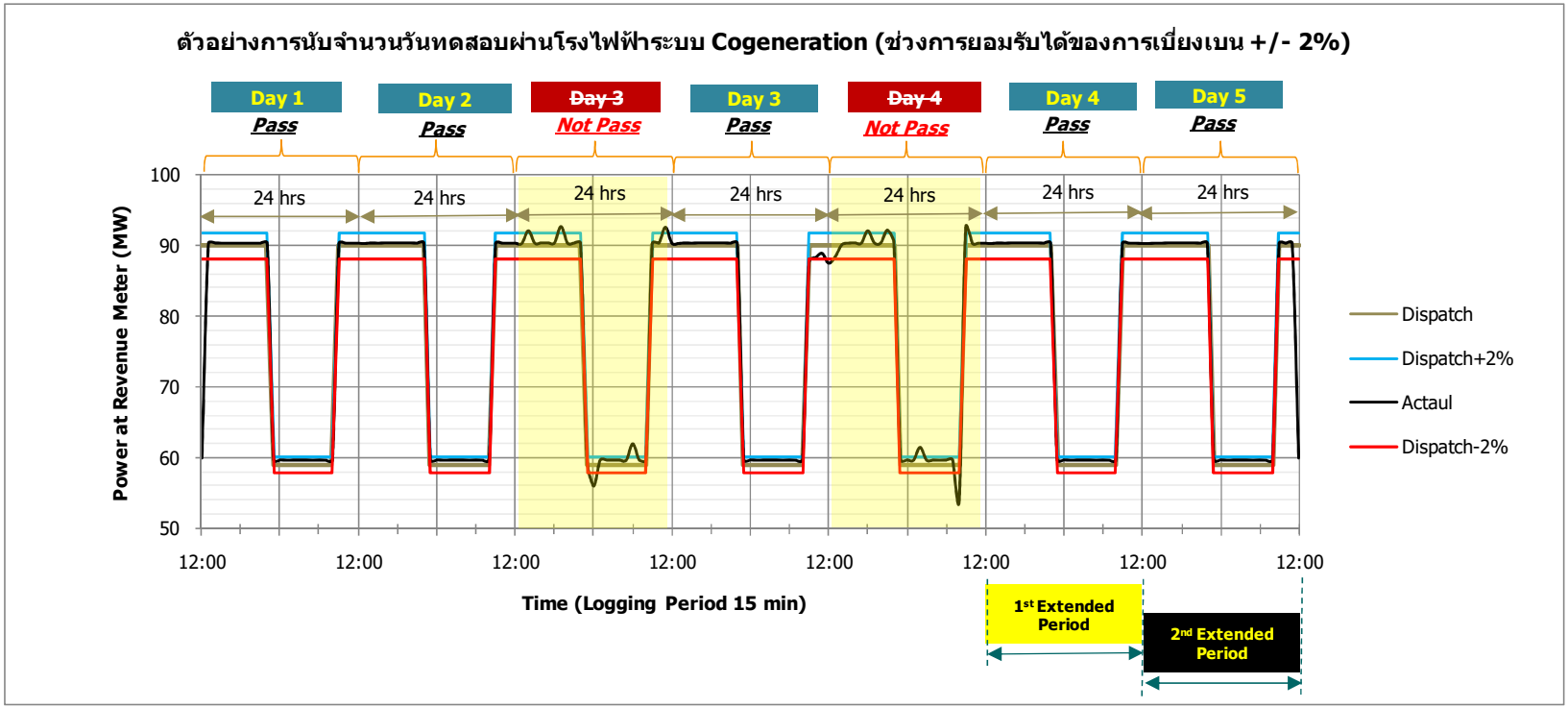
(2) หน่วยงานที่เกี่ยวข้องบันทึกค่าต่างๆ วันที่ เวลา และปริมาณพลังไฟฟ้า



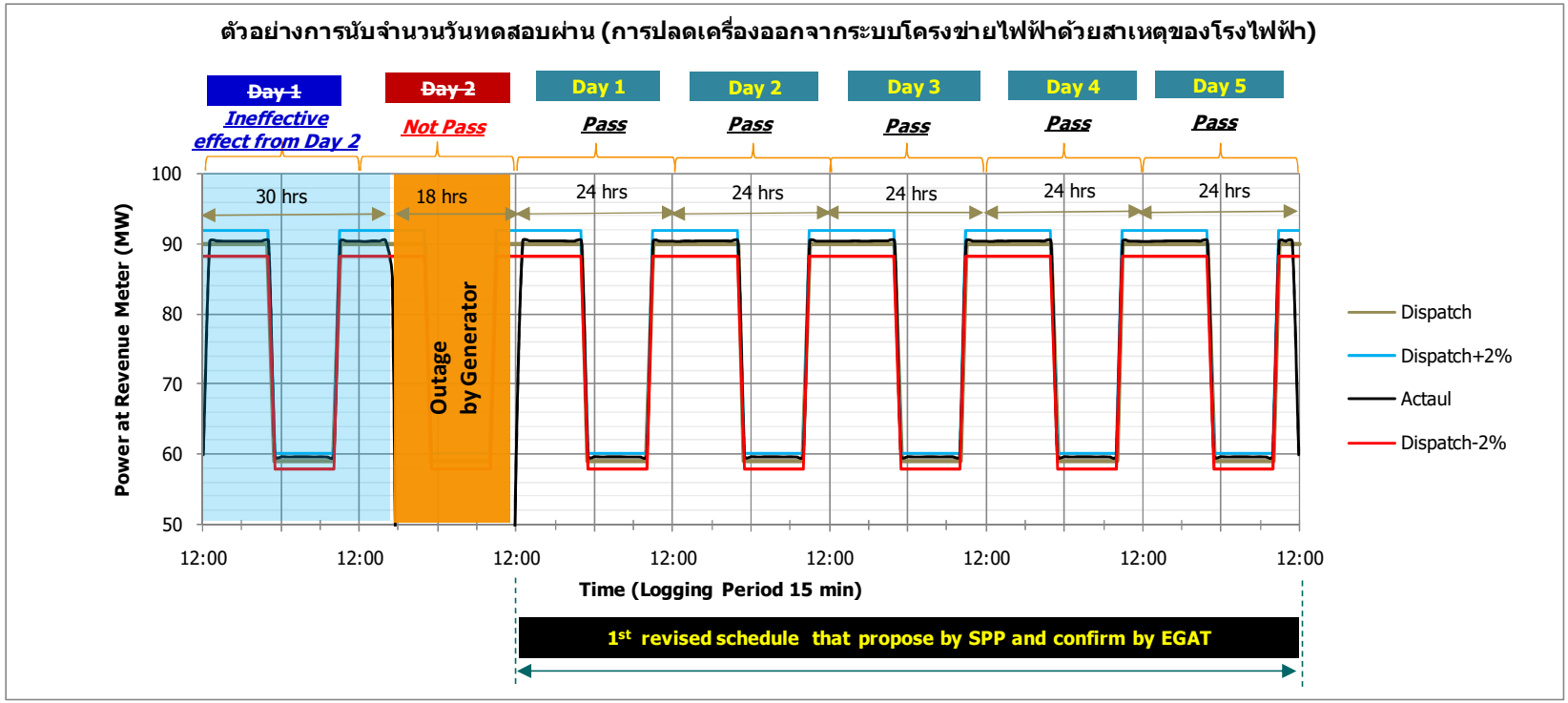
รูปที่ S-1 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบของโรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration
(สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน สามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง ± 5%)



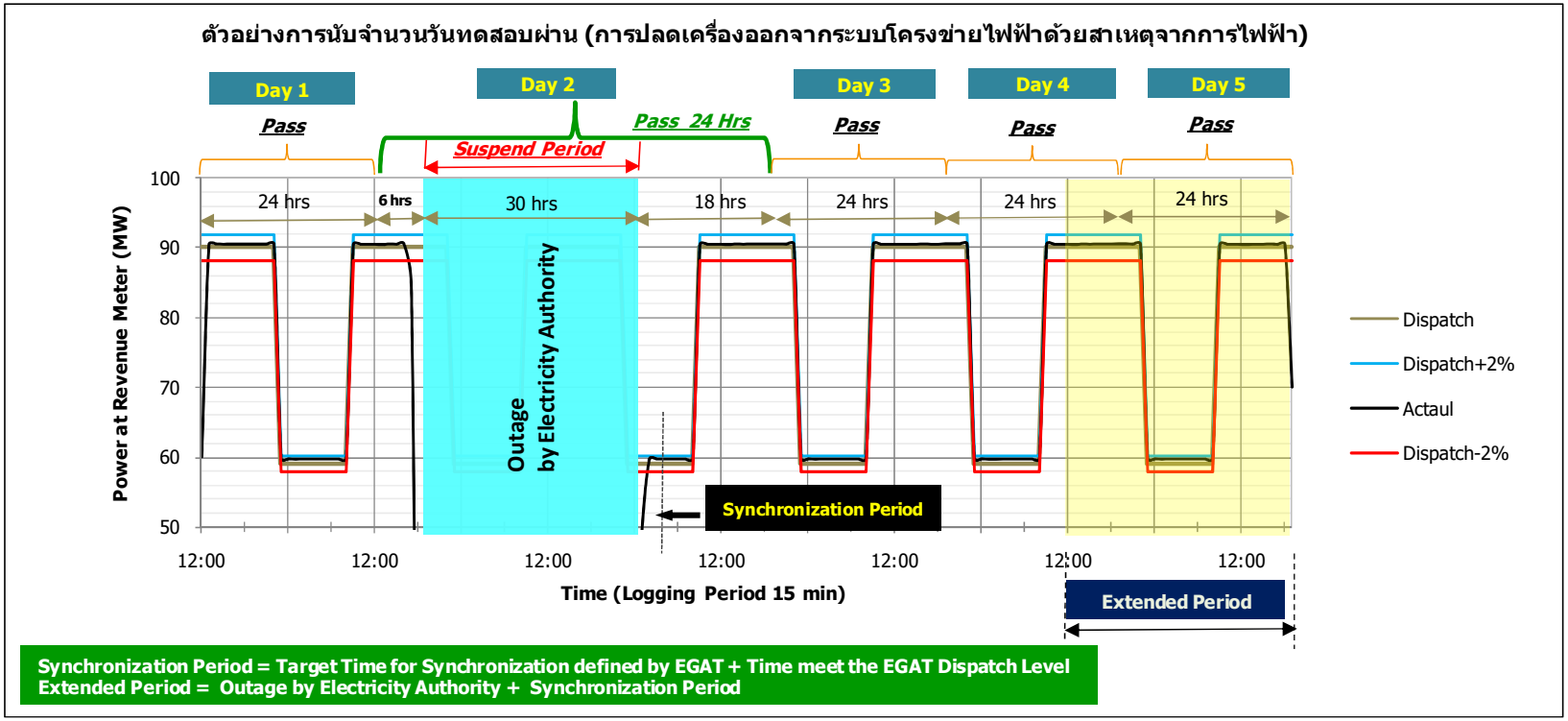
รูปที่ S-2 ตัวอย่างการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าตามแผนการทดสอบ



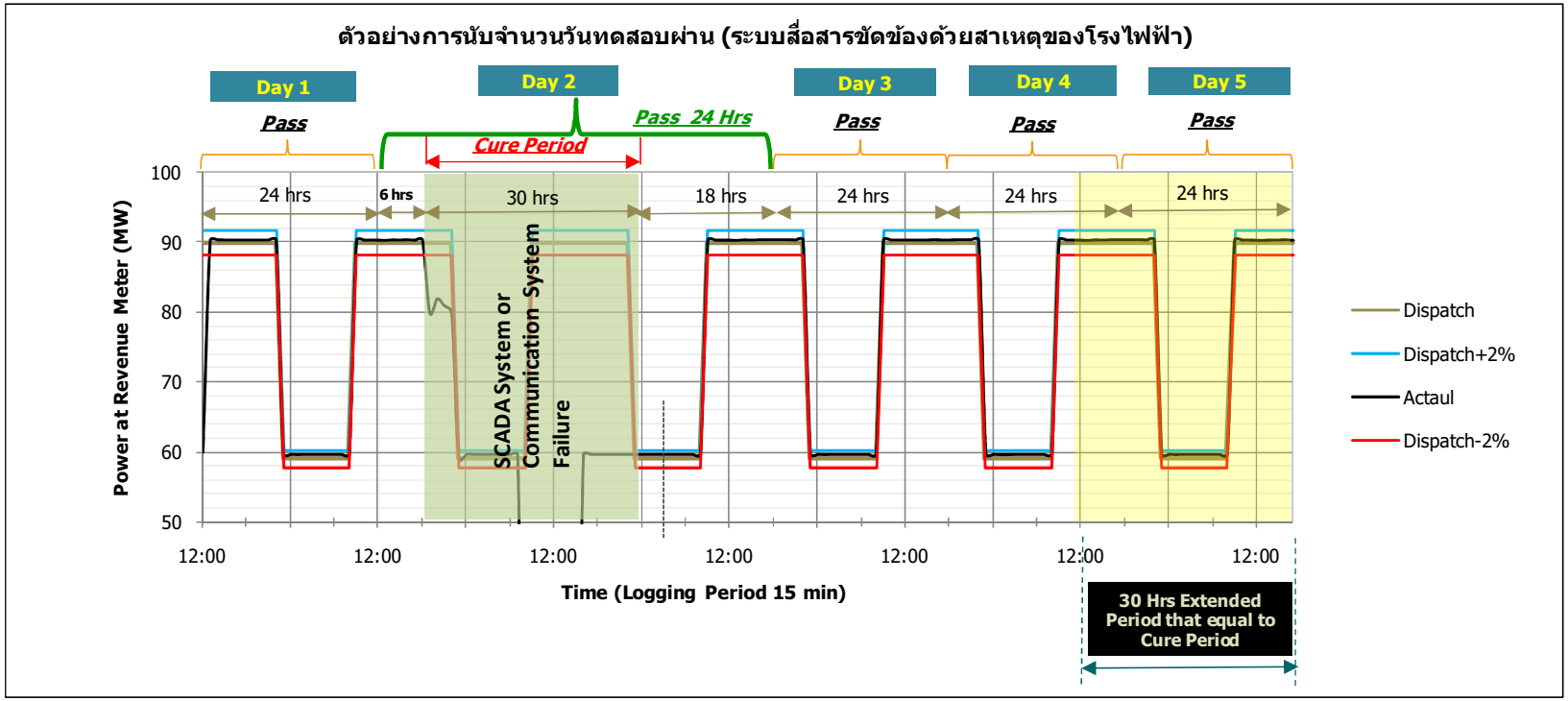
รูปที่ S-3 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่านของโรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration
ช่วงการยอมรับได้ของการเบี่ยงเบน ± 2% ของแผนทดสอบ ไม่เกิน 4 คาบต่อวัน
(สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน ช่วงการยอมรับได้ของการเบี่ยงเบน ± 5% ของแผนทดสอบ ไม่เกิน 12 คาบต่อวัน)



รูปที่ S-4 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า)



รูปที่ S-5 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า)



รูปที่ S-6 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ระบบสื่อสารขัดข้องด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า)

แบบแจ้งขอเปลี่ยนแปลงเวลาการทดสอบการเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ของ SPP Firm

บริษัท : .....

Document ID .....

ตามที่บริษัทฯ ได้รับอนุญาตให้ทดสอบการเดินเครื่อง ในลักษณะ Trial Run ตามแผนการสั่งการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เลขที่ .....ลงวันที่.....

ระหว่างวันที่ ..... เวลา ..... น. ถึงวันที่ ..... เวลา..... น. นั้น

เนื่องจากเกิดเหตุการณ์

☐ โรงไฟฟ้าเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง +/- 2% ของแผนสั่งการเดินเครื่องทดสอบในลักษณะ Trial Run เกิน 4 ครั้ง/วัน ในรอบ 24 ชั่วโมง

เมื่อวันที่..... เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำ หนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า **บริษัทฯ จึงขอ ขยายระยะเวลาการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เพิ่ม** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้

จากวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ โรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้อง ทำให้ต้องปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้า

เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้ อขายไฟฟ้าบริษัทฯ **จึงขอ แจ้งกำหนดการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ใหม่** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้

เริ่มวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ เกิดเหตุการณ์ตัดการเชื่อมโยง ด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า

เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

เวลาในการ Start-up ตาม Warmth Condition (Hot, Warm, Cold Start-up Time)

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า **บริษัทฯ จึงขอขยายระยะเวลาการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เพิ่ม** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้

จากวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ อื่นๆ .....

.....

เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าบริษัทฯ .....

..... จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้

.....วันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจาณา

บริษัทฯ	**ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า**
ผู้แจ้ง ..... (.....) ตำแหน่ง ..... วันที่ ..... เวลา ..... น.	ผู้รับแจ้ง ..... (.....) ตำแหน่ง ..... วันที่ .....เวลา ..... น.

รูปที่ S-7 แบบฟอร์มการแจ้งขอเปลี่ยนแปลงเวลาการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

OC2.4.1.2-S การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Non-Firm ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(1) ผู้เชื่อมต่อจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อ 1 และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อ 2

(2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยดำเนินการทดสอบในหัวข้อดังนี้

(ก) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)

(ข) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)

(ค) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through) กรณีผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ทำการทดสอบโดยใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(3) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบความเสถียรของการเดินเครื่อง โดยต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อเนื่องด้วยปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาตลอด 24 ชั่วโมง โดยในระหว่างการทดสอบ ต้องไม่มีการหยุดหรือลดการเดินเครื่องมากกว่าร้อยละ 10 (10%) ต่อเนื่องนานกว่า 30 นาที โดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(4) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test) ขณะมีการเดินเครื่องที่ 50%, 75% และ 100% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา โดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(5) กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อตามตารางที่ S-2 และจะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 7 วัน หลังได้รับเอกสารการขอทดสอบของผู้เชื่อมต่อ

OC2.4.2-S การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(1) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อที่ 1

และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อที่ 2

(2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยดำเนินการทดสอบในหัวข้อ ดังนี้

(ก) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)

(ข) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)

(ค) การทดสอบการควบคุมกระแสรีแอคทีฟ (Reactive Current Test)

(ง) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control)

(จ) การทดสอบ A Fixed Displacement Factor Cos θ

(ฉ) การทดสอบ A Variable Reactive Power Depending On The Voltage Q(U)

(ช) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)

(ซ) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter และระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ต้องแยกดำเนินการทดสอบระหว่าง Inverter และ BESS ตามข้อ 1. (ก) – (ซ) กรณีการทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test) ตามข้อ 1. (ก) ให้ใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(3) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องดำเนินการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามข้อกำหนด OC2.4.2.1-S หรือ OC2.4.2.2-S ตามประเภทของผู้เชื่อมต่อ สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter และระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ต้องทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ตามข้อกำหนด OC2.4.2.1-S โดยการทดสอบจะประกอบด้วยการทดสอบแบบแยกระหว่าง Inverter และ BESS รวมถึงการทดสอบการทำงานร่วมกันระหว่าง Inverter และ BESS

OC2.4.2.1-S การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm และโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

กรณีผู้ขอเชื่อมต่อหรือผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้ Inverter ทำงานร่วมกับ BESS ให้ทำการทดสอบ Inverter แยกตามประเภทแหล่งพลังงาน และทำการทดสอบแยกสำหรับ BESS

รวมถึงทำการทดสอบการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ Inverter และ BESS โดยปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

OC2.4.2.1.1-S ก่อนการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run

(1) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อ 1 และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อ 2

(2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบความเสถียรของการเดินเครื่องโดยต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อเนื่องด้วยปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาตลอด 24 ชั่วโมง โดยในระหว่างการทดสอบ ต้องไม่มีการหยุดหรือลดการเดินเครื่องมากกว่าร้อยละ 10 (10%) ต่อเนื่องนานกว่า 30 นาที หรือตามที่ กฟผ. กำหนด โดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(3) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test) ขณะมีการเดินเครื่องที่ 50%, 75% และ 100% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา โดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(4) กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อทุกรายตามตารางที่ S-2 และจะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 7 วัน หลังได้รับเอกสารการขอทดสอบของผู้เชื่อมต่อ ทั้งนี้ หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนำส่งไม่ครบถ้วน หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าใด ๆ เกิดเหตุขัดข้อง หรือไม่มีความพร้อมใช้งาน กฟผ. จะไม่เริ่มกระบวนการพิจารณาและจะไม่อนุญาตให้มีการทดสอบ จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องครบถ้วนแล้ว

(5) ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งขอทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เป็นระยะเวลาต่อเนื่องไม่น้อยกว่า และไม่มากกว่า ตามที่ระบุไว้ในสัญญาให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนถึงกำหนดวันเริ่มทดสอบ อย่างน้อย 5 วันทำการ พร้อมนำส่งการทดสอบตามตารางที่ S-2 (ญ) (กำหนดการทดสอบ Trial run) และข้อมูลความพร้อมของผู้เชื่อมต่อตามตารางที่ S-2 เพื่อให้กฟผ. เห็นชอบกำหนดการดังกล่าวก่อนการทดสอบ ทั้งนี้ หากผู้เชื่อมต่อแจ้งล่วงหน้าน้อยกว่า 5 วันทำการ กฟผ. สงวนสิทธิที่จะพิจารณาเลื่อนกำหนดการขอเริ่มต้นการทดสอบนั้นออกไปจนเท่ากับ หรือมากกว่า 5 วันทำการตามความจำเป็น

OC2.4.2.1.2-S แผนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งขอทำการทดสอบตามเงื่อนไขข้อกำหนดแล้ว กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบให้กับผู้เชื่อมต่อ โดยแผนการทดสอบมีวัตถุประสงค์ เพื่อทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายพลังไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง และความเชื่อถือได้ของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตามสภาพระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาต่าง ๆ ของวัน ก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ ทั้งนี้ในการพิจารณาออกแผนการทดสอบนั้น กฟผ. จะคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และคุณภาพไฟฟ้าเป็นสำคัญ

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter และระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) กฟผ. จะออกแผนการทดสอบสำหรับการทดสอบแต่ละครั้ง โดยครอบคลุมการทดสอบแบบแยกระหว่าง Inverter และ BESS รวมถึงการทดสอบการทำงานร่วมกัน

OC2.4.2.1.3-S ข้อกำหนดการผ่านการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

(1) ผู้เชื่อมต่อต้องขอทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เป็นระยะเวลาต่อเนื่องไม่น้อยกว่า และไม่มากกว่า ตามที่ระบุไว้ในสัญญา

(2) กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบให้กับผู้เชื่อมต่อ ตามข้อกำหนด OC2.4.2.1.2-S ซึ่งเมื่อ กฟผ. กำหนดแผนการทดสอบแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายพลังไฟฟ้าให้ได้ตามแผนการทดสอบนั้น

(3) การเริ่มต้นทดสอบ กำหนดให้เริ่ม ณ เวลาที่ตกลงร่วมกันไว้ทั้ง 2 ฝ่าย โดยการนับจำนวนวันทดสอบครบรอบ 1 วัน คือ นับจากเวลา เริ่มต้น ถึงเวลาเดียวกัน ของวันถัดไป หรือครบ 24 ชั่วโมงแล้วแต่กรณี

(4) หลังสิ้นสุดระยะเวลาการทดสอบตามแผนการทดสอบ ผู้เชื่อมต่อต้องสรุปผลการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตลอดระยะเวลาการทดสอบ ส่งให้ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. ดำเนินการพิจารณาผลการทดสอบ

(5) ผู้เชื่อมต่อที่ได้รับการรับรองจาก กฟผ. ว่าผลการทดสอบผ่านตามข้อกำหนดฉบับนี้แล้ว แผนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ดังกล่าวนั้นจะนับระยะเวลาในแผนการทดสอบเดิมรวมกับระยะเวลาในแผนการทดสอบที่ขอขยายเพิ่ม แต่หากไม่ผ่านการทดสอบจะถือว่าการทดสอบในครั้งนั้นไม่ใช่การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

OC2.4.2.1.4-S เงื่อนไขและข้อยกเว้น

(1) ช่วงของการยอมรับได้ของการเบี่ยงเบนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า

(ก) ให้โรงไฟฟ้าเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง ±5% ของแผนการทดสอบ ได้ไม่เกิน 12 คาบต่อวัน โดยแบ่งเป็น 9 คาบในช่วงเวลาที่ 1 และ 3 คาบ สำหรับช่วงเวลาที่ 2 โดยไม่นับรวมช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นหรือลดลง ตามแผนการทดสอบซึ่ง กฟผ. อนุโลมให้มีการเบี่ยงเบนนอกช่วง ±5% ได้ 2 คาบต่อการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น หรือลดลงในครั้งนั้น

(ข) หากโรงไฟฟ้าเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วงที่ยอมรับได้ตามข้อกำหนด OC2.4.2.1.4-S ข้อ (1)(ก) โดยมากกว่า 9 คาบต่อวันในช่วงที่ 1 หรือมากกว่า 3 คาบต่อวันในช่วงเวลาที่ 2 กฟผ. จะไม่นับว่าวันดังกล่าวผ่านการทดสอบ โดยไม่มีผลกับวันก่อนหน้าที่ กฟผ. พิจารณาว่าผ่านการทดสอบแล้ว และยังสามารถนับจำนวนวันทดสอบต่อเนื่องได้ หากผู้เชื่อมต่อมีความประสงค์ขอทำการทดสอบต่อ โดยการแจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบ เพิ่มเติมและต่อเนื่องจากกำหนดเวลาสิ้นสุดตามแผนการทดสอบเดิม

(ค) ผู้เชื่อมต่อต้องติดตาม และตรวจสอบผลการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Real Time ซึ่งหากผู้เชื่อมต่อพบว่า ไม่สามารถควบคุมการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในช่วงเบี่ยงเบนตามที่กำหนดได้ ให้ประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง) เพื่อขอขยายระยะเวลาการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่อง จากกำหนดเวลาสิ้นสุดตามแผนการทดสอบเดิมอย่างน้อย 1 วัน (24 ชั่วโมง) หรือเท่ากับจำนวนวันที่ไม่สามารถทำได้ พร้อมชี้แจงเหตุผล

(ง) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบของผู้เชื่อมต่อ ตามข้อกำหนด OC2.4.2.1.4-S ข้อ (1)(ค) แล้วจะพิจารณาออกแผนการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่องให้ผู้เชื่อมต่อ ตามระยะเวลาที่ผู้เชื่อมต่อขอขยายการทดสอบ ภายใน 24 ชั่วโมงหลังจากที่ได้รับแจ้ง โดยคำนึงถึง ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ความปลอดภัยและคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

(จ) หากผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบ ตามข้อกำหนด OC2.4.2.1.4-S ข้อ (1)(ค) และ กฟผ. ได้ตรวจสอบพบภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อสิ้นสุดระยะเวลาตามแผนการทดสอบแล้ว กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ ซึ่งผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งขอเริ่มต้นการทดสอบใหม่ทั้งหมด

(2) การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า

(ก) กรณีโรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดด้วยสาเหตุจากระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า (ลดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าเหลือ 0 เมกะวัตต์) กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบตลอดช่วงเวลาตั้งแต่เริ่มต้นการทดสอบ จนถึงเวลาที่ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังกล่าว แต่หากโรงไฟฟ้าลดกำลังผลิตไฟฟ้าลง (ยังมีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่าย) กฟผ. จะพิจารณาตามเงื่อนไขและข้อยกเว้นการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วงที่ยอมรับได้ตามข้อกำหนด OC2.4.2.1.4-S ข้อ (1)

(ข) หลังเกิดเหตุการณ์ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ทราบทันที พร้อมรายงานสาเหตุ

(ค) เมื่อโรงไฟฟ้าสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องได้แล้ว และมีความประสงค์ขอเริ่มต้นทดสอบใหม่ หรือขอขยายระยะเวลาการทดสอบแล้วแต่กรณี ให้ประสานงานแจ้ง ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง)

(ง) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอเริ่มต้นทดสอบใหม่ หรือขอขยายระยะเวลาการทดสอบแล้ว จะพิจารณาออกแผนการทดสอบใหม่ให้ผู้เชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

(3) การปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า

(ก) กรณีโรงไฟฟ้าปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดหรือการไฟฟ้าแจ้งให้โรงไฟฟ้าลดกำลังผลิตไฟฟ้าเพียงบางส่วนด้วยสาเหตุจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า กฟผ. จะหยุดระยะเวลาการทดสอบในช่วงเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ทำให้โรงไฟฟ้าต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้านั้นไว้ชั่วคราว โดยยังให้สิทธิในการนับระยะเวลาการทดสอบต่อเนื่องจากเดิมภายหลังระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีความพร้อมในการให้โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าได้ตามแผนทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(ข) หลังเกิดเหตุการณ์ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ทราบทันทีพร้อมรายงานสาเหตุ ทั้งนี้เมื่อการไฟฟ้าสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าให้มีความพร้อมในการให้เชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้แล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. เพื่อขออนุญาตเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าและทำการทดสอบต่อ (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง)

(ค) เมื่อศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอทำการทดสอบต่อเนื่องแล้ว จะพิจารณาออกแผนการทดสอบต่อเนื่องให้ผู้เชื่อมต่อตามระยะเวลาสิ้นสุดการทดสอบที่ถูกเลื่อนออกไป โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

(ง) การนับระยะเวลาการทดสอบ ให้นับต่อเนื่องเมื่อผู้เชื่อมต่อสามารถขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า และจ่ายไฟฟ้าได้ตามแผนการทดสอบภายในระยะเวลาที่กำหนด แต่หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายไฟฟ้าได้ตามแผนทดสอบดังกล่าวภายในระยะเวลาที่กำหนด กฟผ. จะถือว่าการทดสอบในครั้งนั้นได้สิ้นสุดลง และโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(จ) ให้การนับจำนวนวันทดสอบครบรอบ 1 วัน ที่เกิดเหตุการณ์นี้ สิ้นสุดเมื่อระยะเวลาการทดสอบนับต่อเนื่องตามข้อกำหนด OC2.4.2.1.4-S ข้อ (3)(ง) ครบตามชั่วโมงแล้วแต่ช่วงเวลา ตัวอย่างเช่น หากมีการเดินเครื่องมาในช่วงเวลาที่ 1 จำนวน 6 ชั่วโมง แล้วเกิดเหตุการณ์ ทำให้เหลือช่วงเวลาที่ต้องเดินเครื่องเพื่อให้ครบวัน คือ 1 ชั่วโมงของช่วงเวลาที่ 1 และอย่างน้อย 2 ชั่วโมงในช่วงเวลาที่ 2 โรงไฟฟ้าจะต้องเดินเครื่องเพิ่มเติมในแต่ละช่วงเวลาในครบจำนวนชั่วโมงตามที่ กฟผ. สั่งการ และกำหนดให้ใช้เวลาสิ้นสุดใหม่ดังกล่าวนี้ เป็นเวลาเริ่มต้นการทดสอบในวันถัดไป (ถ้ามี)

(4) ระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าขัดข้องระหว่างการทดสอบด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า

(ก) กรณีศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตรวจพบว่าระบบ SCADA หรือ RTU หรือระบบสื่อสาร ของโรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้องหรืออ่านค่าไม่ถูกต้องระหว่างที่ทำการทดสอบด้วยสาเหตุจากโรงไฟฟ้า กฟผ. จะหยุดระยะเวลาการทดสอบในช่วงที่ระบบ SCADA หรือ RTU หรือระบบสื่อสาร เกิดเหตุขัดข้องหรืออ่านค่าไม่ถูกต้องไว้ โดยยังให้สิทธิในการนับระยะเวลาการทดสอบต่อเนื่องจากเดิมถ้าผู้เชื่อมต่อสามารถดำเนินการแก้ไขให้ระบบ SCADA หรือ RTU หรือระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการใช้

งานได้ตามปกติภายในระยะเวลา 48 ชั่วโมง นับจากวันและเวลาที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. แจ้ง แต่หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถดำเนินการแก้ไขได้ภายในระยะเวลาที่กำหนดดังกล่าว กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(ข) กรณีศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตรวจพบว่าระบบ Protection ของโรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้อง ด้วยสาเหตุจากโรงไฟฟ้า กฟผ. จะให้ระยะเวลาแก้ไขภายใน 3 ชั่วโมง หากโรงไฟฟ้าสามารถแก้ไขได้ภายใน 3 ชั่วโมง จะตรวจสอบการเดินเครื่องตามข้อกำหนด OC2.4.2.1.3-S ข้อ (1) - (3) กรณีใช้ระยะเวลาแก้ไข 3 - 48 ชั่วโมง โรงไฟฟ้าต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดย กฟผ. หยุดจะหยุดระยะเวลาการทดสอบในช่วงเกิดเหตุการณ์ โดยยังให้สิทธิในการนับระยะเวลาการทดสอบต่อเนื่องจากเดิมภายหลังระบบ Protection กลับมาปกติ แต่ในกรณีที่ไม่สามารถแก้ไขได้ภายในระยะเวลา 48 ชั่วโมง นับจากวันและเวลาที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. แจ้ง กฟผ. จะถือว่าโรงไฟฟ้าไม่ผ่านการทดสอบ

(ค) ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อได้รับแจ้งจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. กรณีตรวจพบระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าขัดข้องหรืออ่านค่าไม่ถูกต้องแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. เพื่อรายงานสาเหตุขัดข้องและแผนการดำเนินการแก้ไข

(ง) เมื่อผู้เชื่อมต่อสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องให้ระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้ามีความพร้อมในการใช้งานได้แล้ว ให้ประสานงานแจ้ง ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. (เอกสารให้ส่งตามมาภายใน 3 ชั่วโมง) เพื่อขอขยายระยะเวลาการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่อง จากกำหนดเวลาสิ้นสุดตามแผนการทดสอบเดิมด้วยระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องนั้น

(จ) ภายหลังจากที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ได้รับแจ้งขอขยายระยะเวลาการทดสอบของผู้เชื่อมต่อตามข้อกำหนด OC2.4.2.1.4-S ข้อ (4)(ค) แล้ว ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบเพิ่มเติมและต่อเนื่องให้ผู้เชื่อมต่อตามระยะเวลาที่ผู้เชื่อมต่อขอขยายการทดสอบภายใน 24 ชั่วโมงหลังจากเวลาที่ได้รับแจ้ง โดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และคุณภาพไฟฟ้าเป็นหลัก

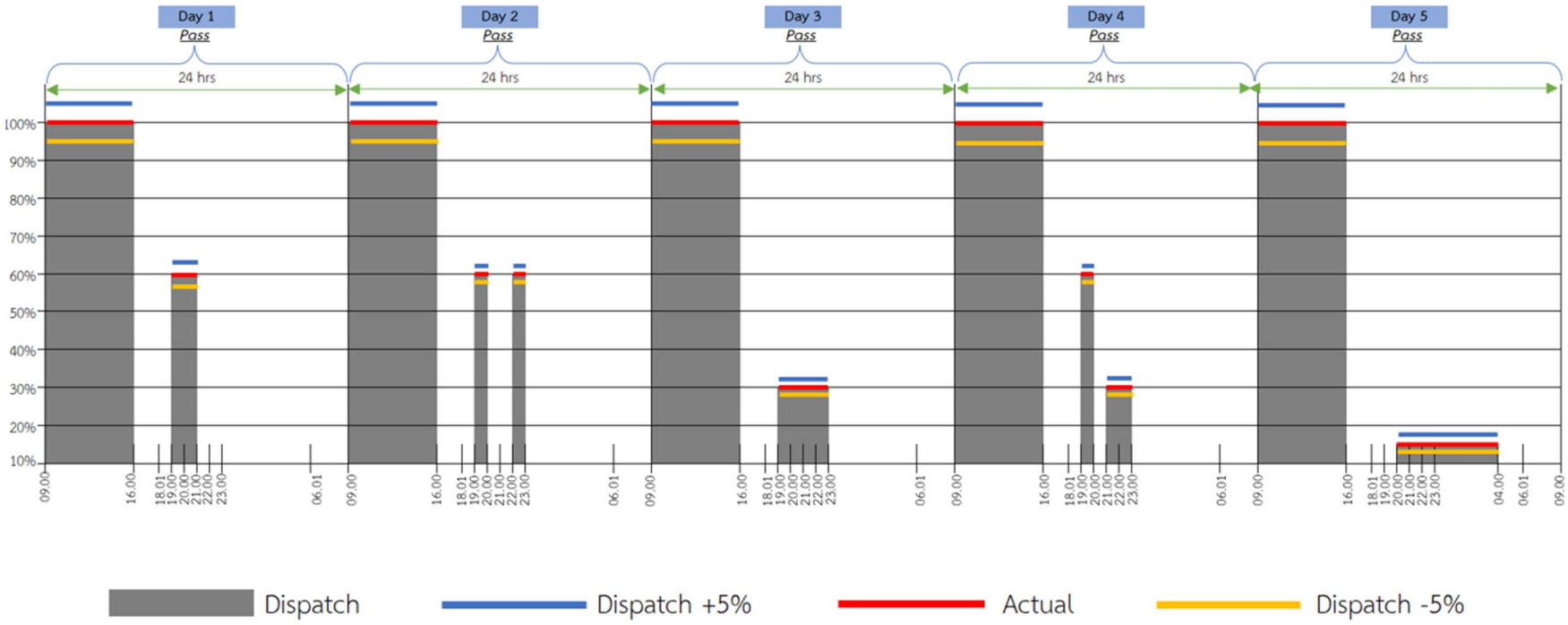
(ฉ) ให้การนับจำนวนวันทดสอบครบรอบ 1 วัน ที่เกิดเหตุการณ์นี้ สิ้นสุดเมื่อระยะเวลาการทดสอบนับต่อเนื่องตามข้อกำหนด OC2.4.2.1.4-S ข้อ (3)(ง) ครบ ตามชั่วโมงแล้วแต่ช่วงเวลา ตัวอย่างเช่น หากมีการเดินเครื่องมาใน

ช่วงเวลาที่ 1 จำนวน 6 ชั่วโมง แล้วเกิดเหตุการณ์ ทำให้เหลือช่วงเวลาที่ต้องเดินเครื่องเพื่อให้ครบวัน คือ 1 ชั่วโมงของช่วงเวลาที่ 1 และอย่างน้อย 2 ชั่วโมงในช่วงเวลาที่ 2 โรงไฟฟ้าจะต้องเดินเครื่องเพิ่มเติมในแต่ละช่วงเวลาในครบจำนวนชั่วโมงตามที่ กฟผ. สั่งการ และกำหนดให้ใช้เวลาสิ้นสุดใหม่ดังกล่าวนี้ เป็นเวลาเริ่มต้นการทดสอบในวันถัดไป (ถ้ามี)

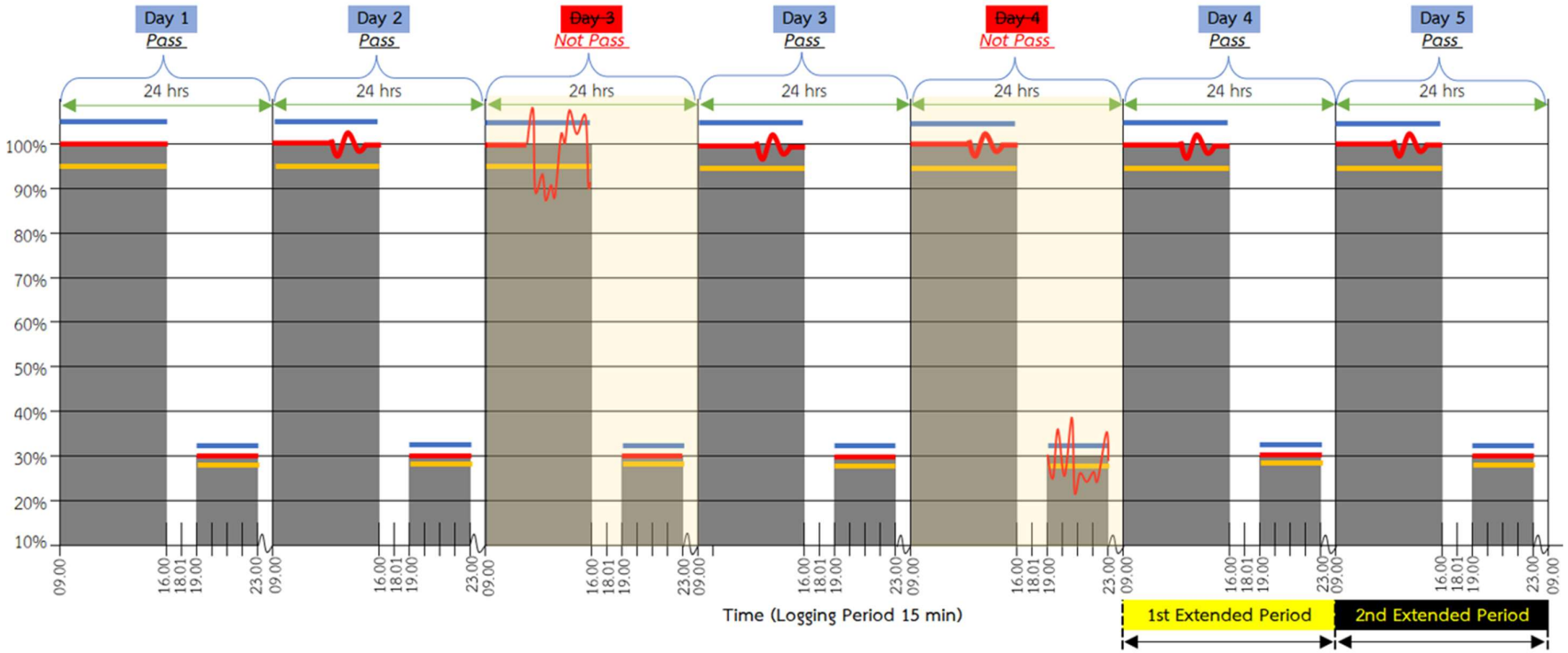
OC2.4.2.1.5-S ข้อปฏิบัติในการทดสอบ

(1) ก่อนถึงเวลาเริ่มต้นทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อให้ได้รับการอนุญาตให้ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อบันทึกเวลาเริ่มต้นการทดสอบ

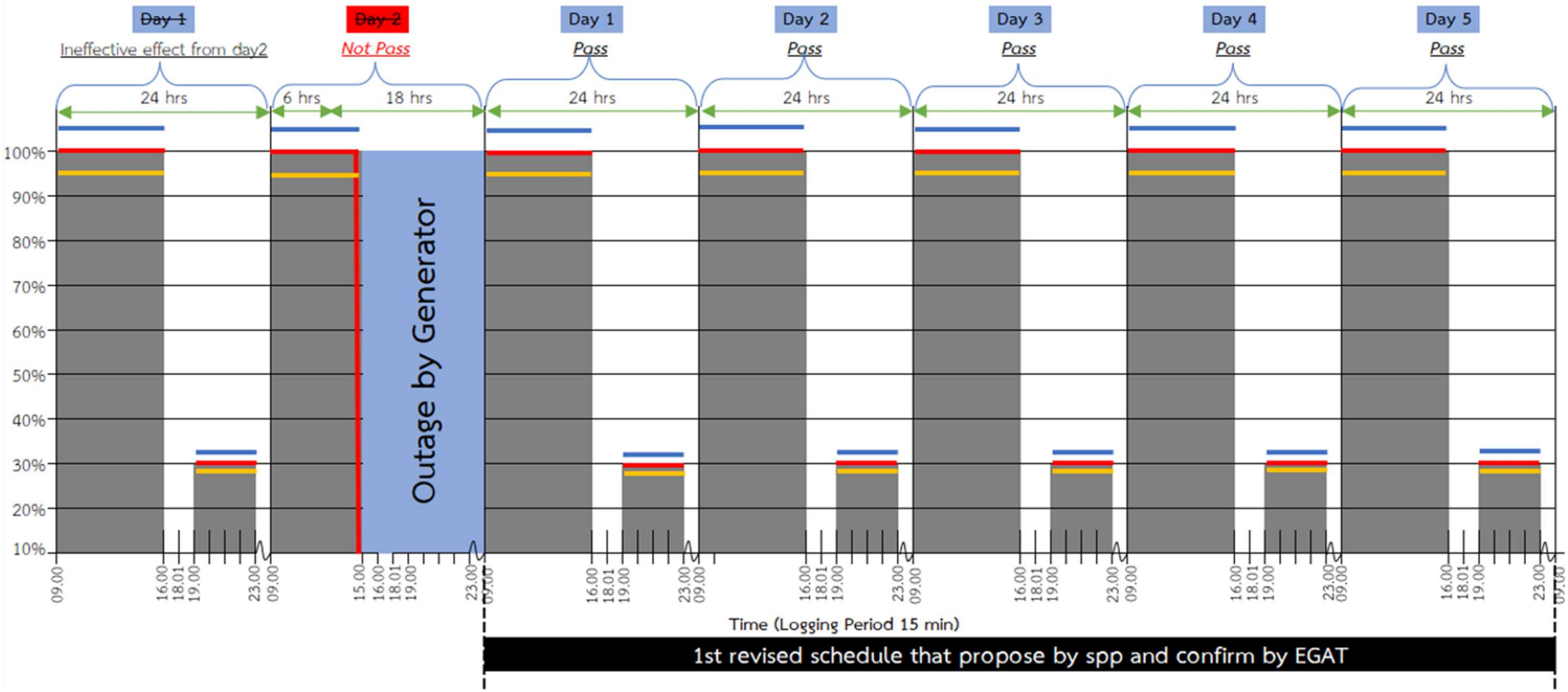
(2) หน่วยงานที่เกี่ยวข้องบันทึกค่าต่างๆ วันที่ เวลา และปริมาณพลังไฟฟ้า



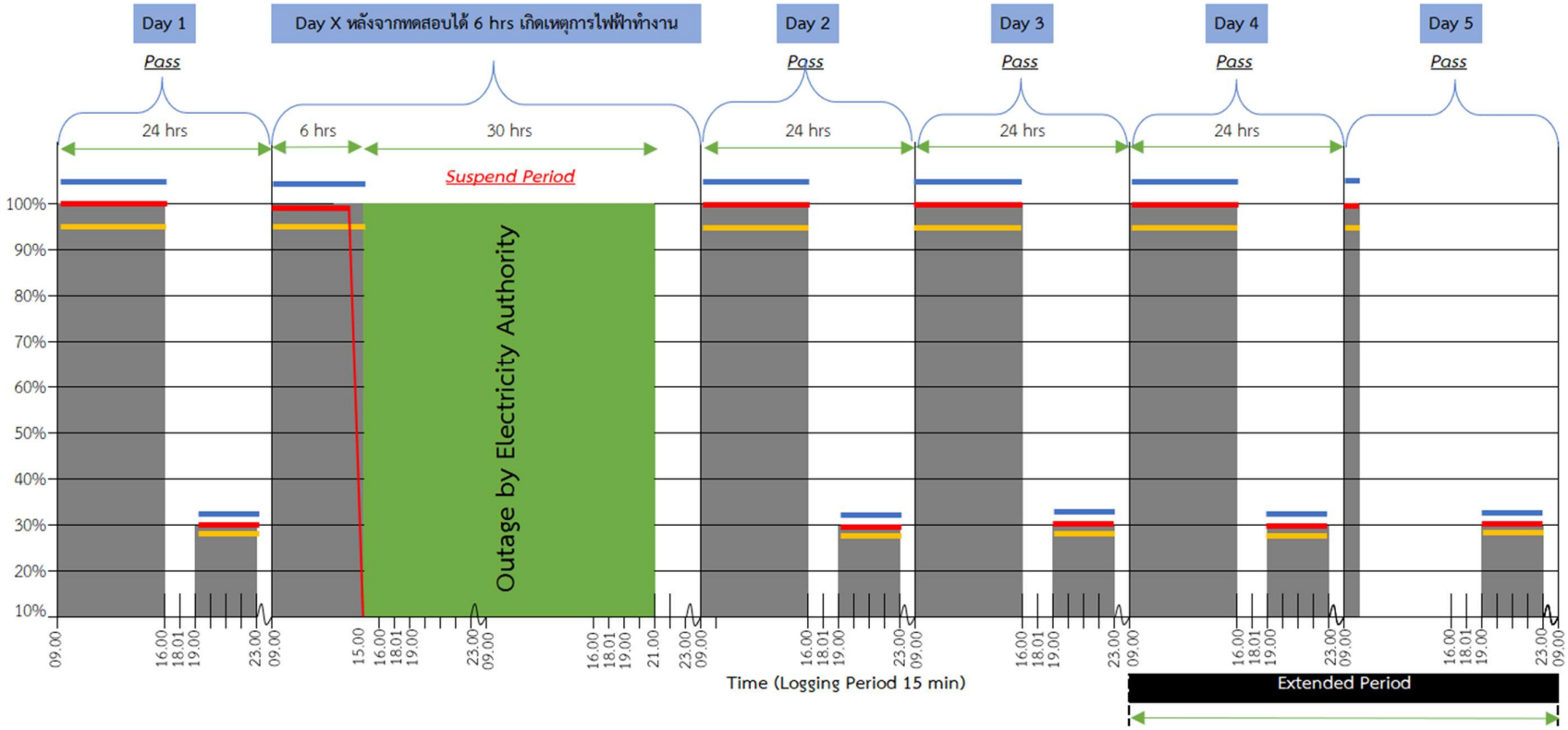
รูปที่ S-8 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบของโรงไฟฟ้า



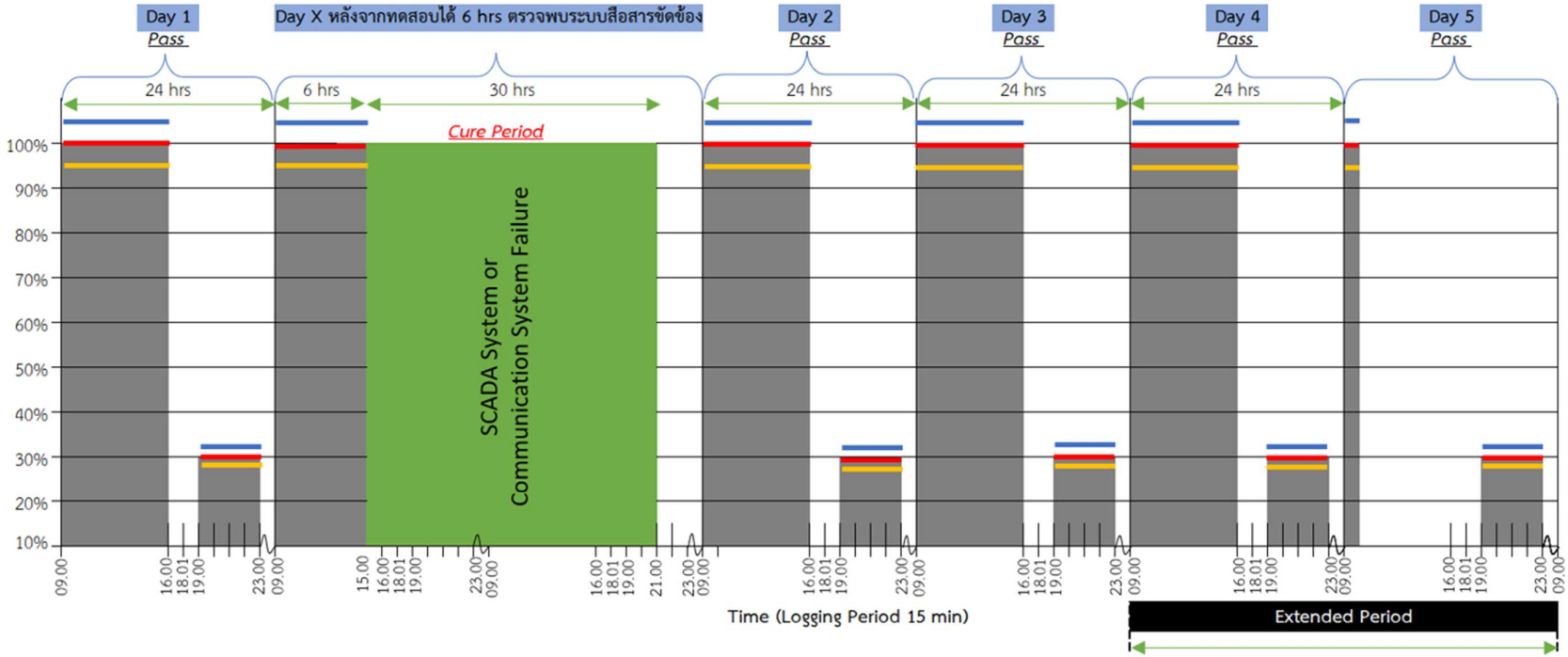
รูปที่ S-9 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่านของโรงไฟฟ้า
ช่วงการยอมรับได้ของการเบี่ยงเบน ± 5% ของแผนทดสอบ ไม่เกิน 12 คาบต่อวัน



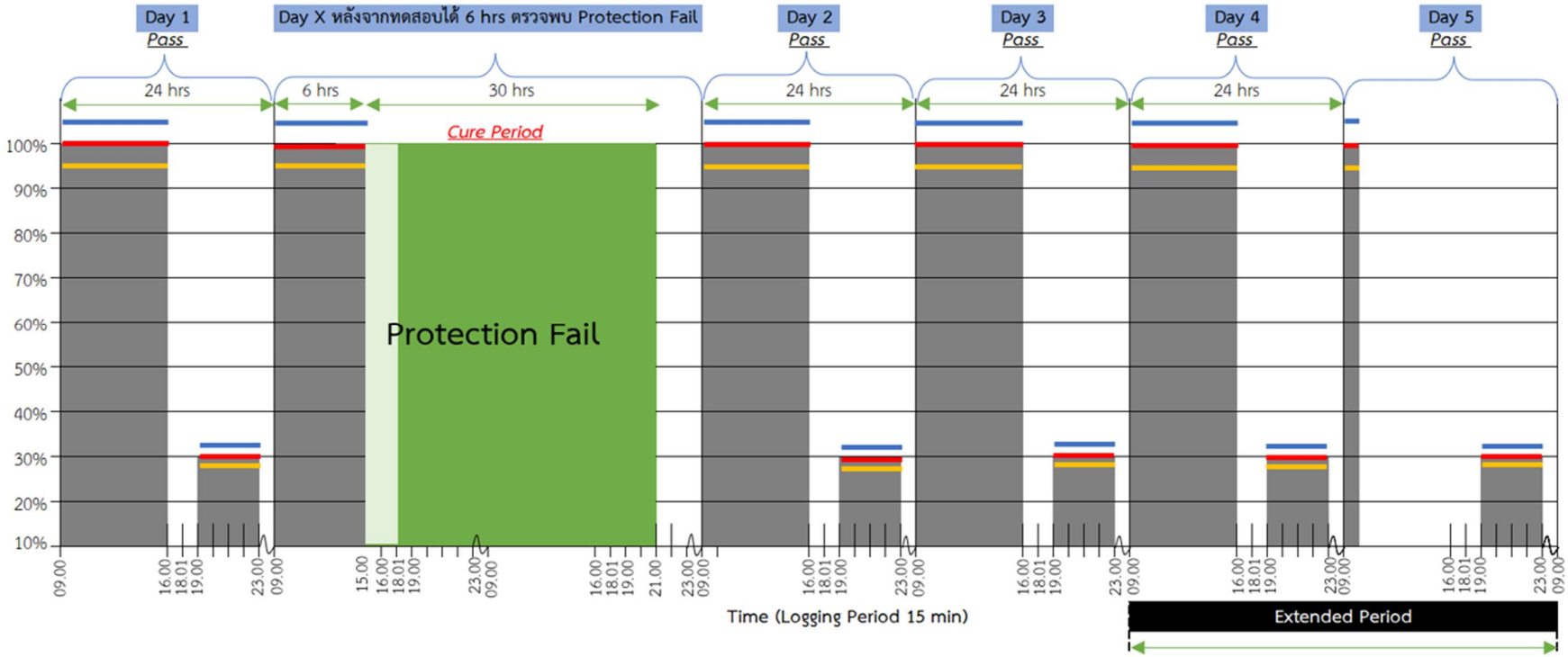
รูปที่ S-10 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า)



รูปที่ S-11 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า)



รูปที่ S-12 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ระบบสื่อสารขัดข้องด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า)



รูปที่ S-13 ตัวอย่างการนับจำนวนวันทดสอบผ่าน (ระบบ Protection ขัดข้องด้วยสาเหตุของโรงไฟฟ้า)

แบบแจ้งขอเปลี่ยนแปลงเวลาการทดสอบการเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ของ SPP Firm
บริษัท : .....

Document ID .....

ตามที่บริษัทฯ ได้รับอนุญาตให้ทดสอบการเดินเครื่อง ในลักษณะ Trial Run ตามแผนการสั่งการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เลขที่ .....ลงวันที่.....

ระหว่างวันที่ ..... เวลา ..... น. ถึงวันที่ ..... เวลา..... น. นั้น

เนื่องจากเกิดเหตุการณ์

☐ โรงไฟฟ้าเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง +/- 5% ของแผนสั่งการเดินเครื่องทดสอบในลักษณะ Trial Run เกิน 12 ครั้ง/วัน ในรอบ 24 ชั่วโมง
เมื่อวันที่..... เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.
ดังนั้น เพื่อให้ครบกำ หนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า **บริษัทฯ จึงขอ ขยายระยะเวลาการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เพิ่ม** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้
จากวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ โรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้อง ทำให้ต้องปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้า
เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.
ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้ อขายไฟฟ้าบริษัทฯ **จึงขอ แจ้งกำหนดการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run ใหม่** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้
เริ่มวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ เกิดเหตุการณ์ตัดการเชื่อมโยง ด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า
เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.
เวลาในการ Start-up ตาม Warmth Condition (Hot, Warm, Cold Start-up Time)
ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า **บริษัทฯ จึงขอขยายระยะเวลาการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เพิ่ม** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้
จากวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ อื่นๆ .....
.....
เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.
ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าบริษัทฯ .....
..... จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้
.....วันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจาณา

บริษัทฯ	**ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า**
ผู้แจ้ง ..... (.....) ตำแหน่ง ..... วันที่ ..... เวลา ..... น.	ผู้รับแจ้ง ..... (.....) ตำแหน่ง ..... วันที่ .....เวลา ..... น.

รูปที่ S-14 แบบฟอร์มการแจ้งขอเปลี่ยนแปลงเวลาการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

OC2.4.2.2-S ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Non-Firm

(1) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อ 1 และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามข้อกำหนด OC2.2-S ข้อ 2

(2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบความเสถียรของการเดินเครื่องโดยต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่อเนื่องด้วยปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาตลอด 24 ชั่วโมง โดยในระหว่างการทดสอบ ต้องไม่มีการหยุดหรือลดการเดินเครื่องมากกว่าร้อยละ 10 (10%) ต่อเนื่องนานกว่า 30 นาที หรือตามที่ กฟผ. กำหนด โดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(3) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test) ขณะมีการเดินเครื่องที่ 50%, 75% และ 100% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา โดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(4) กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อทุกรายตามตารางที่ S-2 และจะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 7 วัน หลังได้รับเอกสารการขอทดสอบของผู้เชื่อมต่อ ทั้งนี้ หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนำส่งไม่ครบถ้วน หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าใด ๆ เกิดเหตุขัดข้อง หรือไม่มีความพร้อมใช้งาน กฟผ. จะไม่เริ่มกระบวนการพิจารณาและจะไม่อนุญาตให้มีการทดสอบ จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องครบถ้วนแล้ว

OC2.5-S การดำเนินการก่อนการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์

OC2.5.1-S การดำเนินการก่อนการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.5.1.1-S ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm และโรงไฟฟ้าของ กฟผ.

(1) หลังสิ้นสุดการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งสรุปผลการทดสอบ ตามข้อ OC2.4.1.1-S เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบ ไม่น้อยกว่า 3 วันทำการก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) พร้อมแจ้งวันที่ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)

(2) กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ หลังจากวันที่ได้รับผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อ

(3) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. พิจารณาแล้วได้ให้ความเห็นชอบว่า ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนด OC2.4-S แล้ว กฟผ. จะแจ้งกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามวันที่

ผู้เชื่อมต่อเสนอมาและออกแผนรับซื้อไฟฟ้าหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าให้กับผู้เชื่อมต่อ

OC2.5.1.2-S ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Non-Firm

(1) หลังสิ้นสุดการทดสอบตามข้อ OC2.4.1.2 (1) – (3) ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งผลการทดสอบดังกล่าว ให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบ พร้อมแจ้งวันที่ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)

(2) กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ หลังจากวันที่ได้รับผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อ

(3) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. พิจารณาแล้วได้ให้ความเห็นชอบว่า ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนด OC2.4.1.2 (1) – (3) แล้ว กฟผ. จะแจ้งกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามวันที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมา

OC2.5.1.3-S ข้อกำหนดเพิ่มเติม

(1) หากผู้เชื่อมต่อดำเนินการไม่ครบถ้วนตามขั้นตอนในข้อกำหนด OC2.5.1.1-S หรือ OC2.5.1.2-S กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อ ทำการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วนต่อไป
สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องได้รับการรับรองผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและผลการทดสอบการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย พร้อมส่งผลดังกล่าวให้ กฟผ. เพื่อพิจารณา

(2) เมื่อผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. ได้ผ่านขั้นตอนการกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าร่วมกันแล้ว ทั้งสองฝ่ายจะไม่สามารถอ้างเหตุใด ๆ เพื่อขอเลื่อน หรือยกเลิกวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้ ยกเว้นฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดได้รับผลกระทบที่เกิดเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัย

OC2.5.2-S การดำเนินการก่อนการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.5.2.1-S ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(1) หลังสิ้นสุดการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าตามข้อ OC2.3-S และผลการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ตามข้อ OC2.4.2.1-S เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบ ไม่น้อยกว่า 3 วันทำการก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) พร้อมแจ้งวันที่ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)

(2) กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ หลังจากวันที่ได้รับผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อ

(3) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. พิจารณาแล้วได้ให้ความเห็นชอบว่า ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนด OC2.4.2-S แล้ว กฟผ. จะแจ้งกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามวันที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมา

OC2.5.2.2-S ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Non-Firm ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(1) หลังสิ้นสุดการทดสอบ ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าตามข้อ OC2.3-S ให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบ พร้อมแจ้งวันที่ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)

(2) กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ หลังจากวันที่ได้รับผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อ

(3) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. พิจารณาแล้วได้ให้ความเห็นชอบว่า ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนด OC2.4-S แล้ว กฟผ. จะแจ้งกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามวันที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมา

OC2.5.2.3-S ข้อกำหนดเพิ่มเติม

(1) หากผู้เชื่อมต่อดำเนินการไม่ครบถ้วนตามขั้นตอนในข้อกำหนด OC2.5.2.1-S หรือ OC2.5.2.2-S กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อ ทำการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วนต่อไป

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องได้รับการรับรองผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและผลการทดสอบการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย พร้อมส่งผลดังกล่าวให้ กฟผ. เพื่อพิจารณา

(2) เมื่อผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. ได้ผ่านขั้นตอนการกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าร่วมกันแล้ว ทั้งสองฝ่ายจะไม่สามารถอ้างเหตุใด ๆ เพื่อขอเลื่อน หรือยกเลิกวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าได้ ยกเว้นฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดได้รับผลกระทบที่เกิดเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัย

OC3-S การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

เพื่อให้การจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้ามีเพียงพอต่อความต้องการใช้ของประเทศ ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้ คุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐาน กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีเพียงพอ กฟผ. จึงได้กำหนดขั้นตอนการประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

OC3.1-S ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Firm และโรงไฟฟ้าของ กฟผ.

OC3.1.1-S การประสานงานด้านจัดทำแผนการบำรุงรักษาของผู้เชื่อมต่อ

OC3.1.1.1-S การจัดแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรืออุปกรณ์และระบบส่งซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ จะพิจารณาโดยคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของประเทศ ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก โดย กฟผ. จะพยายามจัดทำแผนการบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้เชื่อมต่อ หากการบำรุงรักษาดังกล่าวไม่กระทบกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เพียงพอ

ในกรณีที่แผนการบำรุงรักษาที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมีผลกระทบดังกล่าว กฟผ. จะเสนอช่วงเวลาอื่นที่เหมาะสมให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณา ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อยังยืนยันที่จะบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้านั้น ให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ โดยนับชั่วโมงดังกล่าวเป็นชั่วโมงจำหน่ายไฟฟ้าปกติ

ทั้งนี้ในกรณีที่ กฟผ. ได้มีการตอบรับแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าไปแล้ว ภายหลังพบว่าระบบไฟฟ้า มีผลกระทบจากเหตุอื่นเพิ่มเติม กฟผ. จะแจ้งผู้เชื่อมต่อเพื่อขอปรับเลื่อนการบำรุงรักษาให้พ้นช่วงที่มีผลกระทบนั้นตามความจำเป็นของระบบไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมีสิทธิพิจารณาที่จะปรับเลื่อนการบำรุงรักษาตามที่ กฟผ. ร้องขอหรือไม่ตามความจำเป็นของผู้เชื่อมต่อ

OC3.1.1.2-S แผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า (Maintenance Cycle) ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ไม่น้อยกว่า 30 วัน โดยผู้เชื่อมต่อต้องระบุรายละเอียดของการบำรุงรักษา วัน เวลา และระยะเวลาที่จะทำการบำรุงรักษาให้ชัดเจน ทั้งนี้จำนวนปีที่มีการแจ้งซ่อมใหญ่ (Major Overhaul) ต้องมีความถี่ไม่เกิน 2 ปีในรอบ 4 ปี และกรณีที่มีการซ่อมใหญ่ 2 ปีในรอบ 4 ปี จำนวนวันที่ทำการบำรุงรักษาใน 2 ปีดังกล่าวรวมกันต้องไม่เกิน 80 วัน โดยแต่ละปีที่มีการซ่อมใหญ่จะใช้จำนวนวันที่ทำการ

บำรุงรักษาในปีนั้นไม่เกิน 45 วัน โดย กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อ ทราบภายใน 15 วัน หลังจากวันที่ได้รับแจ้ง

แต่หากผู้เชื่อมต่อดำเนินการไม่ครบถ้วนตามที่กำหนด กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อทำการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วนแล้ว

ภายหลังการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ หากผู้เชื่อมต่อต้องการเปลี่ยนแปลงแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งล่วงหน้าให้ กฟผ. พิจารณา และได้รับการตอบรับภายในปีก่อนหน้าของแผนที่ต้องการเปลี่ยนแปลงนั้น ทั้งนี้ หากผู้เชื่อมต่อดำเนินการแจ้งให้ กฟผ. ทราบ หลังวันที่กำหนด กฟผ. จะยึดแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้าตามเดิม

OC3.1.1.3-S แผนการบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปี

แผนการบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปี ที่ได้กำหนดไว้แล้วในแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้า โดยมีการแจ้งล่วงหน้าให้ กฟผ. ทราบและผ่านขั้นตอนการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ตามข้อกำหนด OC3.1.1.2-S แล้ว

ก่อนวันที่ 1 ตุลาคม ของทุกปี ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งแผนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้ารายปีล่วงหน้า 5 ปี ตามที่ได้กำหนดไว้แล้วในข้อกำหนด OC3.1.1.2-S หรือเสนอแผนการบำรุงรักษารายปีที่ปรับปรุงใหม่ให้ กฟผ. ทราบโดยให้ระบุรายละเอียดดังต่อไปนี้ให้ครบถ้วน

(1) กำหนดการบำรุงรักษา วัน เวลา และระยะเวลาที่ต้องการหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
(2) ชื่องานและรายละเอียดการทำงานบำรุงรักษา
(3) ค่าความพร้อม (MW) ในช่วงที่ทำการบำรุงรักษา
(4) ช่วงเวลาอื่นถ้า กฟผ. ไม่สามารถจัดแผนให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ตามที่ผู้เชื่อมต่อเสนอ

ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อไม่ประสงค์จะเปลี่ยนแปลงแผนการบำรุงรักษา ขอให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งยืนยันแผนการบำรุงรักษาเดิมมายัง กฟผ. และหากวันที่กำหนดแจ้งแผนการบำรุงรักษาตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อนำส่งแผนการบำรุงรักษาดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.1.1.4-S การพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษารายปีของ กฟผ.

ก่อนวันที่ 1 พฤศจิกายน กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาแผนการบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปี ให้ผู้เชื่อมต่อทราบ โดยพิจารณาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ และข้อจำกัดอื่นที่มีผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยจะพยายามให้ทุกโรงไฟฟ้าสามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าตามแผนที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมา แต่หาก กฟผ. ไม่สามารถให้ผู้เชื่อมต่อหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามเวลาที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งมาได้ กฟผ. จะเสนอช่วงเวลาอื่นที่เหมาะสมให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณา

หากผู้เชื่อมต่อพิจารณาว่าช่วงเวลาที่ กฟผ. เสนอนั้นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ผู้เชื่อมต่อต้องประสานงานแจ้ง กฟผ. เพื่อพิจารณาร่วมกันก่อนวันที่ 15 พฤศจิกายน ทั้งนี้เพื่อให้เกิดการประสานงานด้านการวางแผนการผลิตไฟฟ้าที่ดี ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาให้ทั้งสองฝ่ายคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้าของระบบ และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นหลักตามข้อ OC3.1.1.1-S

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดประสานงานแจ้ง กฟผ. ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อประสานงานแจ้งในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.1.1.5-S แผนการบำรุงรักษารายปี

แผนการบำรุงรักษารายปี (Planned Outage) คือ แผนการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาล่วงหน้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในปีแรกของแผนการบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปีตามข้อกำหนด OC3.1.1.3-S ที่ได้ผ่านความเห็นชอบจาก กฟผ. ตามขั้นตอนการพิจารณาในข้อกำหนด OC3.1.1.4-S แล้ว ซึ่งแผนการบำรุงรักษารายปีดังกล่าวนี้ จะมีผลใช้สำหรับการพิจารณาแผนการบำรุงรักษารายเดือน แผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์ และแผนการบำรุงรักษารายวัน ในปีดังกล่าวนั้นตามมา โดยหากผู้เชื่อมต่อต้องการแก้ไขสามารถทำได้โดยการแจ้งล่วงหน้าในแผนการบำรุงรักษารายเดือนตามข้อกำหนด OC3.1.1.6-S

OC3.1.1.6-S แผนการบำรุงรักษารายเดือน

ภายหลังจากที่ กฟผ. ได้กำหนดเวลาให้ผู้เชื่อมต่อหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้ารายปีตามข้อกำหนด OC3.1.1.5-S แล้ว หากในเดือนใดผู้เชื่อมต่อมีเหตุจำเป็นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามวัน เวลา หรือระยะเวลาที่ตกลงไว้ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งรายละเอียดของแผนการบำรุงรักษาใหม่ที่ปรับปรุงและเหตุผลในการขอเลื่อนหรือยกเลิกการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาตามข้อกำหนด OC3.1.1.5-S ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วันไม่นับรวมวันที่แจ้ง เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาใหม่ตามข้อกำหนด OC3.1.1.1-S ดังนี้

(1) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 วันไม่นับรวมวันที่แจ้งก่อนวันที่กำหนดไว้เดิมในข้อกำหนด OC3.1.1.5-S ผู้เชื่อมต่อสามารถขอเลื่อน ลดจำนวนชั่วโมง หรือยกเลิกแผนการบำรุงรักษารายปีที่ได้ตกลงไว้ตามข้อกำหนด OC3.1.1.5-S ได้

(2) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าน้อยกว่า 30 วันไม่นับรวมวันที่แจ้ง ก่อนวันที่กำหนดไว้เดิมในข้อกำหนด OC3.1.1.5-S ให้นับชั่วโมงตามแผนการบำรุงรักษารายปีที่แจ้งไว้ในข้อกำหนด OC3.1.1.5-S ดังกล่าว เป็นแผนการบำรุงรักษารายปีตามเดิม

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการบำรุงรักษาตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.1.1.7-S แผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์

(1) ในกรณีที่โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ เกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าได้ด้วยสาเหตุจากผู้เชื่อมต่อเอง ซึ่งมีความพร้อมเท่ากับ 0 เมกะวัตต์ ก่อนเวลาในเอกสารที่แจ้งขอหยุดบำรุงรักษา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อได้รับแผนการบำรุงรักษา ยกเว้นการแจ้งต่อเนื่องจากแผนเดิมในขณะที่มีแผนบำรุงรักษา

(2) ในกรณีที่โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อมีความพร้อมเท่ากับ 0 เมกะวัตต์ และมีความประสงค์จะซ่อม ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งผ่านเอกสาร Repair Notice โดยช่วงเวลาดังกล่าวจะต้องแจ้งความพร้อมเท่ากับ 0 เมกะวัตต์เท่านั้น

(3) ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีเหตุจำเป็นต้องหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าต่อเนื่องเกิน 24 ชั่วโมง นอกเหนือจากแผนบำรุงรักษารายปี ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนเวลา 12.00 น. และไม่น้อยกว่า 7 วัน ไม่นับรวมวันที่แจ้ง เพื่อให้ กฟผ. ได้มีเวลาพิจารณาจัดแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวางแผนการผลิตไฟฟ้าใหม่ให้สอดคล้องตามข้อกำหนด OC3.1.1.1-S ผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า แผนการบำรุงรักษาระบบส่ง ข้อจำกัดอื่นที่อาจมี และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าน้อยที่สุด แต่หากผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบน้อยกว่าที่กำหนดจะถือว่าเป็นการแจ้งกระชั้นชิดและจะยอมรับการแจ้งกระชั้นชิดนี้ได้ไม่เกิน 3 ครั้งต่อปี โดย กฟผ. ยังคงอนุญาตให้บำรุงรักษาได้ซึ่งจะนับเป็นชั่วโมงหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาปกติ และถ้าผู้เชื่อมต่อแจ้งกระชั้นชิดเกิน 3 ครั้งต่อปี การแจ้งกระชั้นชิดตั้งแต่ ครั้งที่ 4 เป็นต้นไป จะนับจำนวนชั่วโมงการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเท่ากับ 1.5 เท่าของชั่วโมงหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบำรุงรักษา เพื่อชดเชยความเสียหายในส่วนของ กฟผ.

ทั้งนี้ หากผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม ดังนี้

(3.1) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ต่อเนื่องให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าน้อยกว่า 7 วัน ไม่นับรวมวันที่แจ้ง เพื่อขอขยายแผนบำรุงรักษารายสัปดาห์ต่อเนื่องเพิ่มเติม กฟผ. จะพิจารณานับวันที่ขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาต่อเนื่องนั้นถือว่าเป็นการแจ้งกระชั้นชิด หรือ

(3.2) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันต่อเนื่องเพิ่มเติมเพื่อขอขยายแผนบำรุงรักษาอีกในวันถัดมา หรือ

(3.3) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันเพิ่มเติมเพื่อขอขยายแผนบำรุงรักษาในช่วง Peak หรือ Partial Peak อีกในวันถัดมา

(3.4) ผู้เชื่อมต่อที่มีการแจ้ง Repair Notice หากต้องการขยายเวลาในการซ่อมต้องแจ้งเป็นเอกสาร Repair Notice เท่านั้น

การแจ้งต่อเนื่องตามข้อ (3.1) – (3.4) นี้ ผู้เชื่อมต่อสามารถแจ้งแผนบำรุงรักษาได้ตามสิทธิชั่วโมงที่คงเหลือในแต่ละปี แต่หากผู้เชื่อมต่อมีความจำเป็นต้องขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม กฟผ. จะพิจารณาตามสภาพระบบไฟฟ้า ณ ขณะนั้น

(4) ในกรณีที่หากผู้เชื่อมต่อมีเหตุจำเป็นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่ตกลงไว้ได้ ให้ปฏิบัติดังนี้

(4.1) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนเวลา 12.00 น. และไม่น้อยกว่า 7 วัน ไม่นับรวมวันที่แจ้ง ก่อนวันที่กำหนดไว้เดิม ผู้เชื่อมต่อสามารถขอเลื่อน ลดจำนวนชั่วโมง หรือยกเลิกแผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์ที่ได้ตกลงไว้ตามข้อกำหนด OC3.1.1.7-S ได้

(4.2) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายสัปดาห์ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าน้อยกว่า 7 วัน ไม่นับรวมวันที่แจ้ง ก่อนวันที่กำหนดไว้เดิม ให้นับชั่วโมงตามแผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์ที่แจ้งไว้ในข้อกำหนด OC3.1.1.7-S ดังกล่าว เป็นแผนการบำรุงรักษารายสัปดาห์ตามเดิม

OC3.1.1.8-S แผนการบำรุงรักษารายวัน

(1) ในกรณีที่โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ เกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าได้ด้วยสาเหตุจากผู้เชื่อมต่อเอง ซึ่งมีความพร้อมเท่ากับ 0 เมกะวัตต์ ก่อนเวลาใน

เอกสารที่แจ้งขอหยุดบำรุงรักษา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อได้รับแผนการบำรุงรักษา ยกเว้นการแจ้งต่อเนื่องจากแผนเดิมในขณะที่มีแผนบำรุงรักษา

(2) ในกรณีที่โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อมีความพร้อมเท่ากับ 0 เมกะวัตต์ และมีความประสงค์จะซ่อม ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งผ่านเอกสาร Repair Notice โดยช่วงเวลาดังกล่าวจะต้องแจ้งความพร้อมเท่ากับ 0 เมกะวัตต์เท่านั้น

(3) ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีความจำเป็นต้องหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าไม่เกิน 24 ชั่วโมง นอกเหนือจากแผนการบำรุงรักษารายปี ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนเวลา 12.00 น. ของวันก่อนที่ผู้เชื่อมต่อจะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาจริง เพื่อให้ กฟผ. ได้มีเวลาพิจารณาจัดแผนการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและวางแผนการผลิตไฟฟ้าใหม่ให้สอดคล้องตามข้อกำหนด OC3.1.1.1-S ผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า แผนการบำรุงรักษาระบบส่ง ข้อจำกัดอื่นที่อาจมี และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าน้อยที่สุด

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อมการแจ้งขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม ดังนี้

(3.1) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวัน 24 ชั่วโมง แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันเพื่อขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติมอีก 24 ชั่วโมงในวันถัดมา หรือ

(3.2) ผู้เชื่อมต่อมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันในช่วง Peak หรือ Partial Peak แล้วมีการแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันเพิ่มเติมในช่วง Peak หรือ Partial Peak ในวันถัดมา

(3.3) ผู้เชื่อมต่อที่มีการแจ้ง Repair Notice หากต้องการขยายเวลาในการซ่อมต้องแจ้งเป็นเอกสาร Repair Notice เท่านั้น

การแจ้งต่อเนื่องเพิ่มเติมนี้ผู้เชื่อมต่อสามารถแจ้งแผนบำรุงรักษาได้ตามสิทธิชั่วโมงที่คงเหลือในแต่ละปี แต่หากผู้เชื่อมต่อมีความจำเป็นต้องขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม กฟผ. จะพิจารณาตามสภาพระบบไฟฟ้า ณ ขณะนั้น และ กฟผ. จะนับชั่วโมงการหยุดบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายวันที่มีการแจ้งบำรุงรักษาครั้งก่อนหน้าและแจ้งขอขยายแผนบำรุงรักษาต่อเนื่องเพิ่มเติม หรือแจ้งขอหยุดบำรุงรักษารายวันเพิ่มเติมในช่วงเวลาดังกล่าวนั้น เป็นการนับวันหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษารายสัปดาห์ต่อเนื่องเกิน 24 ชั่วโมง โดยช่วงเวลาที่ผู้เชื่อมต่อไม่ได้ขอหยุดบำรุงรักษาซึ่งถูกนับเพิ่มนั้นให้ใช้ค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าเท่ากับแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน และถือว่าเป็นการแจ้งกระชั้นชิด

(4) ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีเหตุจำเป็นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษารายวันตามช่วงเวลาที่ตกลงไว้ได้ ให้ปฏิบัติดังนี้

(4.1) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนเวลา 12.00 น. ก่อนวันที่กำหนดไว้เดิม ผู้เชื่อมต่อสามารถขอเลื่อน ลดจำนวนชั่วโมง หรือยกเลิกแผนการบำรุงรักษารายวันที่ได้ตกลงไว้ตามข้อกำหนด OC3.1.1.8-S ได้

(4.2) กรณีผู้เชื่อมต่อแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าหลังเวลา 12.00 น. ก่อนวันที่กำหนดไว้เดิม ให้นับชั่วโมงตามแผนการบำรุงรักษารายวันที่แจ้งไว้ในข้อกำหนด OC3.1.1.8-S ดังกล่าว เป็นแผนการบำรุงรักษารายวันตามเดิม

OC3.1.1.9-S ค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีแผนการบำรุงรักษา

(1) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อไม่ได้แจ้งค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีแผนการบำรุงรักษา จะถือว่าค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าในช่วงดังกล่าวมีค่าเป็น 0 เมกะวัตต์

(2) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อต้องการเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีแผนการบำรุงรักษาตามข้อกำหนด OC3.1.1.6-S ถึง OC3.1.1.8-S ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด OC3.1.2.3-S ข้อ (2)

OC3.1.1.10-S การมีผลบังคับใช้ของแผนการบำรุงรักษา

การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าตามข้อกำหนด OC3.1.1.3-S – OC3.1.1.9-S จะมีผลบังคับใช้เมื่อผู้เชื่อมต่อได้มีการนำส่งและรับเอกสารตามขั้นตอนการประสานงานการวางแผนการผลิตไฟฟ้าอย่างครบถ้วน และมีการประสานงานด้านปฏิบัติการควบคุมและจ่ายไฟฟ้า ดังนี้

(1) ผู้เชื่อมต่อนำส่งเอกสารพร้อมทั้งประสานงานเพื่อยืนยันแผนการบำรุงรักษา และได้รับเอกสารแจ้งตอบรับแผนบำรุงรักษา หรือเอกสารแจ้งเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ก่อนถึงกำหนดการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามแผนการบำรุงรักษา หากผู้เชื่อมต่อมีการเปลี่ยนแปลงแผนการบำรุงรักษาใด ๆ ที่ต่างจากเอกสารแจ้งตอบรับแผนบำรุงรักษาฉบับล่าสุด ให้ผู้เชื่อมต่อติดตามประสานงานเพื่อยืนยันแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. มิฉะนั้นจะไม่ได้รับสิทธิในการเปลี่ยนแปลง

(2) แผนการบำรุงรักษาที่ กฟผ. ตอบรับไปแล้ว หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เป็นเวลาไม่เกิน 15 วัน ก่อนเข้าแผนบำรุงรักษา ให้ถือว่าแผนบำรุง รักษาที่ กฟผ. ตอบรับไปแล้วนั้น ผู้เชื่อมต่อยังคงได้รับสิทธิในการบำรุงรักษา

(3) แผนการบำรุงรักษาที่ กฟผ. ตอบรับไปแล้ว หากผู้เชื่อมต่อไม่สามารถขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เป็นเวลามากกว่า 15 วัน ก่อนเข้าแผนบำรุงรักษา ให้ถือว่าแผนบำรุงรักษาที่ กฟผ. ตอบรับไปแล้วนั้น ถูกยกเลิกและผู้เชื่อมต่อจะไม่ได้รับสิทธิในการบำรุงรักษา

(4) ผู้เชื่อมต่อได้มีการประสานงานแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 30 นาที ก่อนถึงกำหนดเวลาการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจริงตามแผนการบำรุงรักษาใด ๆ เพื่อให้ได้รับอนุญาตให้ดำเนินการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ.

(5) เมื่อผู้เชื่อมต่อได้รับเอกสารแจ้งตอบรับการหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษา หรือเอกสารแจ้งเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. เพื่อให้การจ่ายไฟฟ้าเป็นไปตามแผนการรับซื้อตลอดช่วงเวลาที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนบำรุงรักษา ผู้เชื่อมต่อจะต้องจ่ายปริมาณพลังไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาทีใดๆ ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 95 ของแผนที่ กฟผ. ตอบรับซื้อ หากในช่วงเวลา 15 นาทีใดที่ผู้เชื่อมต่อจ่ายพลังไฟฟ้าต่ำกว่าร้อยละ 95 ของแผนที่ กฟผ. ตอบรับซื้อ ให้ถือว่า กฟผ. ปรับแผนรับซื้อในช่วงเวลา 15 นาทีนั้นเป็น 0 เมกะวัตต์ โดยอัตโนมัติ โดย กฟผ.ไม่ต้องแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบ

(6) กรณี กฟผ. ตรวจพบว่า แผนการบำรุงรักษามีจำนวนชั่วโมงหยุดบำรุงรักษารวมเกินสิทธิที่กำหนดในปีนั้น ๆ กฟผ. จะยกเลิกแผนบำรุงรักษาส่วนที่เกินสิทธิ

(7) กรณีแผนการบำรุงรักษามีช่วงเวลาซ้อนทับกันระหว่างแผนการบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าและแผนงานของการไฟฟ้า จะพิจารณาตามลำดับเวลาการส่งแผนการบำรุงรักษามาให้ กฟผ. ทั้งนี้ ให้ถือว่าช่วงเวลาที่ซ้อนทับกันเป็นแผนของหน่วยงานที่แจ้งมาก่อน โดยการไฟฟ้าขอสงวนสิทธิในการปรับความพร้อมในช่วงบำรุงรักษา หากผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการบำรุงรักษาแบบมีความพร้อมขายไฟฟ้า

OC3.1.2-S การประสานงานด้านแผนการผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

OC3.1.2.1-S แผนการผลิตไฟฟ้ารายปี

ก่อนวันที่ 15 พฤศจิกายน ของทุกปี ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะพร้อมจำหน่ายให้ กฟผ. ในแต่ละเดือน ตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคมของปีถัดไปให้ กฟผ. ทราบ โดยแผนการผลิตไฟฟ้าดังกล่าวจะต้องสอดคล้องกับแผนการบำรุงรักษารายปีที่ได้ตกลงไว้แล้วตามข้อกำหนด OC3.1.1.5-S

ทั้งนี้ หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายปีตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนการผลิตไฟฟ้ารายปีดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.1.2.2-S แผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

ก่อนวันที่ 15 ของทุกเดือน ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าและแผนการจำหน่ายปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตในเดือนถัดไปที่อาจมีการเปลี่ยนแปลงจากแผนการผลิตไฟฟ้ารายปีที่ได้แจ้งไว้แล้ว ให้ กฟผ. ทราบ โดยแผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือนดังกล่าวนี้จะต้องสอดคล้องกับแผนการบำรุงรักษาที่ได้ตกลงไว้แล้วตามข้อกำหนด OC3.1.1.6-S

ทั้งนี้ หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือนตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือนดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.1.2.3-S แผนการผลิตไฟฟ้ารายวัน

ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถผลิตไฟฟ้ารายวันให้ได้ตามแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือนตามข้อกำหนด OC3.1.3.1.1-S หากค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้ารายวันที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากแผนการรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน ผู้เชื่อมต่อสามารถแจ้งค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าดังนี้

(1) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามแผนรับซื้อไฟฟ้าสาเหตุจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบทันที และหลังจากเหตุการณ์เสร็จสิ้น ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งเอกสาร Incident Notice หรือ Load Variation Notice ให้ กฟผ. ทราบภายใน 3 ชั่วโมง

(2) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีความประสงค์ที่จะแจ้งเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ตามที่ได้ตกลงกันไว้ตามข้อกำหนด OC3.1.1.6-S ถึง OC3.1.1.8-S ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งค่าความพร้อมก่อนเวลา 12.00 น. ของวันก่อนที่ผู้เชื่อมต่อจะหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาจริง

(3) กรณีที่ผู้เชื่อมต่อมีความประสงค์ที่จะแจ้งเปลี่ยนแปลงค่าความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าตามที่ได้ตกลงกันไว้ตามบทเฉพาะกาล ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งค่าความพร้อมก่อนเวลา 12.00 น. ของวันก่อนวันหยุดหรือวันก่อนวันหยุดพิเศษของ กฟผ.

(4) ผู้เชื่อมต่อที่ได้รับหนังสือแจ้งจาก กฟผ. กรณีเหตุผิดสัญญา ที่ไม่สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เกินกว่า 15 วัน หากผู้เชื่อมต่อที่พร้อมขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าตามแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน จะต้องแจ้ง กฟผ. ทราบเพื่อพิสูจน์ความพร้อมของผู้เชื่อมต่อ โดยพิจารณาจากข้อมูลมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า เทียบกับแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน ครบ 24 ชั่วโมง ตามเงื่อนไขในข้อกำหนด ใน OC2.4.2.1.4-S ข้อ (1) (ก) หรือ OC2.4.2.1.4-S ข้อ (1) (ข) แล้วแต่กรณี จึงจะเป็นอันสิ้นสุดเหตุผิดสัญญา

OC3.1.2.4-S รายงานการผลิตไฟฟ้าในเดือนที่ผ่านมา

ภายในสัปดาห์แรกของทุกเดือน ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งรายงานการผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้าเป็นรายเดือนของผู้เชื่อมต่อในเดือนที่ผ่านมารวมทั้งหมดทุกเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ กฟผ. ทราบ เพื่อเก็บเป็นสถิติและใช้ในการคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศ ดังนี้

(1) พลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ (Gross Energy)

(2) พลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ลูกค้าทั้งหมดที่ไม่ใช่ กฟผ.

(3) พลังงานไฟฟ้าที่ใช้เอง

(4) พลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายให้ กฟผ.

OC3.1.2.5-S การแจ้งเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

กรณีผู้เชื่อมต่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า จนเป็นเหตุให้ไม่สามารถเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าได้ตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งสาเหตุขัดข้องให้ กฟผ. ทราบทันที และให้ส่งเอกสารรายงานเหตุการณ์ตามมาภายในระยะเวลา 3 ชั่วโมง หลังเกิดเหตุขัดข้อง

OC3.1.2.6-S ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC3.1.2.6.1-S แผนการผลิตไฟฟ้าราย 10 วัน

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 10 วัน ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในเวลา 12:00 น. ของทุกวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ตั้งแต่เวลา 00:15 น. ของวันถัดไป ถึงเวลา 24:00 น. ของ 10 วันถัดไป นับจากค่าพยากรณ์แรก

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ในวันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 11:55 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 8 กันยายน 2567 เวลา 00:15 น. ถึงวันที่ 17 กันยายน 2567 เวลา 24:00 น.

OC3.1.2.6.2-S แผนการผลิตไฟฟ้าราย 6 ชั่วโมง

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 6 ชั่วโมง ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในนาทีที่ 5 ของทุกชั่วโมง โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ตั้งแต่นาทีที่ 15 ของชั่วโมงนั้น ถึงนาทีที่ 0 ของ 6 ชั่วโมงถัดไป นับจากค่าพยากรณ์แรก

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ในวันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 12:01 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 12:15 น. ถึงเวลา 18:00 น.

OC3.1.2.6.3-S แผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ (Planned Remaining Installed Capacity)

แผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ หมายถึง ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งหักลบด้วยปริมาณกำลังผลิตที่ไม่สามารถผลิตได้ ณ ขณะนั้น เช่น ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงตามแผนซ่อมหรือแผนบำรุงรักษา ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากความขัดข้องหรือขีดจำกัดของโรงไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เป็นต้น มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องส่งค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในเวลา 12:00 น. ของทุกวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือของโรงไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ตั้งแต่เวลา 00:15 น. ของวันถัดไป ถึงเวลา 24:00 น. ของ 10 วันถัดไปนับจากค่าแรก

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ ในวันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 11:55 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 8 กันยายน 2567 เวลา 00:15 น. ถึงวันที่ 17 กันยายน 2567 เวลา 24:00 น.

OC3.1.2.6.4-S กำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง (Actual Remaining Installed Capacity)

กำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง หมายถึง ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งหักลบด้วยปริมาณกำลังผลิตที่ไม่สามารถผลิตได้จริง ณ ขณะนั้น เช่น ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจริงจากการซ่อมหรือการบำรุงรักษา ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจริงจากความขัดข้องหรือขีดจำกัดของโรงไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจริงจากการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เป็นต้น มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องส่งค่ากำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในนาทีที่ 5 ของทุกชั่วโมง รวมเป็น 24 ครั้งต่อวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลออกเป็นราย 15 นาทีย้อนหลัง 24 ชั่วโมงนับจากชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล ตั้งแต่นาทีที่ 15 ของ 24 ชั่วโมง ย้อนหลัง ถึงนาทีที่ 0 ของชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล รวมเป็น 96 จุดเวลาต่อครั้ง

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง ในวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:00 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริงย้อนหลังออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 6 ธันวาคม 2567 เวลา 12:15 น. ถึงวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:00 น.

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องเก็บข้อมูลดังกล่าวย้อนหลังอย่างน้อย 1 ปี โดย กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเรียกขอข้อมูลย้อนหลังจากผู้เชื่อมต่อ

OC3.1.2.6.5-S ข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง (Actual Weather)

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องส่งข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในนาทีที่ 5 ของทุกชั่วโมง รวมเป็น 24 ครั้งต่อวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลออกเป็นราย 15 นาทีย้อนหลัง 24 ชั่วโมงนับจากชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล ตั้งแต่นาทีที่ 15 ของ 24 ชั่วโมง ย้อนหลัง ถึงนาทีที่ 0 ของชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล รวมเป็น 96 จุดเวลาต่อครั้ง

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง ในวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:05 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าสภาพอากาศจริงย้อนหลังออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 6 ธันวาคม 2567 เวลา 12:15 น. ถึงวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:00 น. โดยกำหนดให้ส่งข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง ดังนี้

1. ผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
   ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ยจากอุปกรณ์วัดในพื้นที่ 5 x 5 ตารางกิโลเมตร ดังนี้
   (1) Global Horizontal Irradiation (GHI) (W/m^2)
   (2) Global Tilted Irradiation (GTI) (W/m2) โดยองศาตามมุมติดตั้งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
   ตัวอย่าง หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกติดตั้งด้วยมุมให้มีความลาดเอียง 10 องศา ไปทางทิศใต้ ค่าวัด GTI จะวัดมาจากอุปกรณ์ที่ติดตั้งมีความลาดเอียง 10 องศา ไปทางทิศใต้เช่นเดียวกัน
   (3) Ambient Temperature (°C)
2. ผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานลม
   ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ยจากอุปกรณ์วัดในพื้นที่ 7 x 7 ตารางกิโลเมตร ดังนี้
   (1) Wind Speed (at Hub Height) (m/s)
   (2) Average Wind Direction (Degree) คือ ค่าเฉลี่ยทิศทางลม จากการคำนวณด้วยวิธี Circular Mean
   (3) Ambient Temperature (°C)

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องสอบเทียบอุปกรณ์วัดตามความเหมาะสม และต้องเก็บข้อมูลค่าสภาพอากาศจริงย้อนหลังอย่างน้อย 1 ปี โดย กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเรียกขอข้อมูลย้อนหลังจากผู้เชื่อมต่อ

OC3.1.3-S การประสานงานด้านแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.

แผนการรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง ปริมาณไฟฟ้าและช่วงระยะเวลาที่ กฟผ. วางแผนและสั่งการให้ผู้เชื่อมต่อเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัด โดยมีการแจ้งล่วงหน้าให้ผู้เชื่อมต่อทราบดังนี้

OC3.1.3.1.1-S แผนการรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน

ภายในสัปดาห์ที่ 4 ของทุกเดือน กฟผ. จะส่งแผนการรับซื้อไฟฟ้ารายเดือนล่วงหน้า 1 เดือน ให้ผู้เชื่อมต่อทราบ โดยจะระบุปริมาณพลังไฟฟ้า วัน เวลา และระยะเวลาที่ กฟผ. จะรับซื้อตามช่วงเวลาของวัน ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อจะต้องผลิตไฟฟ้าให้ได้ตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าที่ กฟผ. สั่งการ และควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าให้ได้ตามที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัย และหลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าตามข้อกำหนด OC4.1-S

กฟผ. อาจพิจารณาออกแผนรับซื้อไฟฟ้ารายเดือน ได้มากกว่า 1 เดือนในรอบปีปฏิทิน รวมในแผนการรับซื้อไฟฟ้าฉบับเดียวกัน โดยระบุพลังไฟฟ้า วัน เวลา และระยะเวลาที่ กฟผ. จะรับซื้อตามช่วงเวลาของวัน ตามความเหมาะสมของประเภทผู้เชื่อมต่อ

OC3.1.3.1.2-S การเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้า

ในกรณีที่ กฟผ. มีความจำเป็นในการเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้ารายเดือนตามที่ได้แจ้งไว้แล้วตามข้อกำหนด OC3.1.3.1.1-S กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบทันที โดยการขอเปลี่ยนแปลงแผนการรับซื้อไฟฟ้าดังกล่าว จะคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้าของระบบ และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นหลักตามข้อกำหนด GC4

OC3.2-S ผู้เชื่อมต่อประเภท SPP Non-Firm

OC3.2.1-S ความนำ

1. ในหัวข้อ OC3.2-S นี้ ปี 0 หมายถึงปีปฏิทินปัจจุบัน ปี 1 หมายถึงปีปฏิทินถัดไป ปี 2 หมายถึงปีปฏิทินซึ่งถัดจากปี 1 และต่อ ๆ ไป
2. ในหัวข้อ OC3.2-S นี้ เดือนคี่ หมายถึงเดือนมกราคม มีนาคม พฤษภาคม กรกฎาคม กันยายน และพฤศจิกายน

OC3.2.2-S การประสานงานด้านจัดทำแผนการบำรุงรักษาของผู้เชื่อมต่อ

OC3.2.2.1-S การจัดแผนบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

การหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเพื่อตรวจสอบบำรุงรักษาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรืออุปกรณ์และระบบส่งซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งข้อมูลให้ กฟผ.พิจารณาตามรายละเอียดดังต่อไปนี้ให้ครบถ้วน

(1) กำหนดการบำรุงรักษา วัน เวลา และระยะเวลาที่ต้องการหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
(2) ชื่องาน และรายละเอียดการทำงานบำรุงรักษา
(3) ช่วงเวลาอื่นถ้า กฟผ. ไม่สามารถจัดแผนให้โรงไฟฟ้าหยุดเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามที่ผู้เชื่อมต่อเสนอ

การพิจารณาจะคำนึงถึงความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก โดย กฟผ. จะพยายามจัดทำแผนการบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับความต้องการของผู้เชื่อมต่อ หากการบำรุงรักษาดังกล่าวไม่กระทบกับความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เพียงพอ

ในกรณีที่แผนการบำรุงรักษาที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมีผลกระทบดังกล่าว กฟผ. จะเสนอช่วงเวลาอื่นที่เหมาะสมให้ผู้เชื่อมต่อพิจารณา หากผู้เชื่อมต่อพิจารณาว่าช่วงเวลาที่ กฟผ. เสนอนั้นไม่สามารถหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ผู้เชื่อมต่อต้องประสานงานแจ้ง กฟผ. เพื่อพิจารณาช่วงเวลาที่เหมาะสมร่วมกัน

ทั้งนี้ในกรณีที่ กฟผ. ได้มีการตอบรับแผนการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าไปแล้ว ภายหลังพบว่าระบบไฟฟ้า มีผลกระทบจากเหตุอื่นเพิ่มเติม กฟผ. จะแจ้งผู้เชื่อมต่อเพื่อขอปรับเลื่อนการบำรุงรักษาให้พ้นช่วงที่มีผลกระทบนั้นตามความจำเป็นของระบบไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมีสิทธิพิจารณาที่จะปรับเลื่อนการบำรุงรักษาตามที่ กฟผ. ร้องขอหรือไม่ตามความจำเป็นของผู้เชื่อมต่อ

OC3.2.2.2-S แผนบำรุงรักษาราย 5 ปี

ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนบำรุงรักษาราย 5 ปีให้ กฟผ. ทราบก่อนวันที่ 1 พฤศจิกายนของทุกปี โดยแจ้งแผนบำรุงรักษาสำหรับ 5 ปีถัดไป และหากวันที่กำหนดแจ้งแผนบำรุงรักษาตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนบำรุงรักษาดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น โดยให้ระบุรายละเอียดให้ครบถ้วน เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาตามข้อกำหนด OC3.2.2.1-S

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดประสานงานแจ้ง กฟผ. ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อประสานงานแจ้งในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.2.2.3-S แผนบำรุงรักษาราย 2 ปี (ปีที่ 0 - 1 หรือ ปีที่ 0 - 2)

ภายในวันที่ 10 ของทุกเดือน ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนบำรุงรักษาสำหรับ 2 ปีถัดไป เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาใหม่ตามข้อกำหนด OC3.2.2.1-S ดังนี้

1. สำหรับเดือน มกราคม – มิถุนายน ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนบำรุงรักษาราย 2 ปี ของปีที่ 0 – 1 ภายในวันที่ 10 ของทุกเดือน

2. สำหรับเดือน กรกฎาคม – ธันวาคม ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนบำรุงรักษาราย 2 ปี ของปีที่ 0 – 2 ภายในวันที่ 10 ของทุกเดือน

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการบำรุงรักษารายเดือนตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.2.2.4-S แผนบำรุงรักษารายสัปดาห์

ภายในเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนบำรุงรักษารายสัปดาห์สำหรับสัปดาห์ (วันอาทิตย์-เสาร์) ถัดไป โดยอ้างอิงตามข้อกำหนด OC3.2.2.2-S ถึง OC3.2.2.3-S รวมทั้งการขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาที่ต้องการเพิ่มเติมหรือเปลี่ยนแปลงสำหรับสัปดาห์ดังกล่าว เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาใหม่ตามข้อกำหนด OC3.2.2.1-S

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งบำรุงรักษารายสัปดาห์ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ในวันทำการก่อนวันหยุดนั้นภายในเวลาไม่เกิน 10.00 น.

OC3.2.2.5-S แผนบำรุงรักษารายวัน

ภายในเวลา 12.00 น. ของทุกวัน ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนบำรุงรักษารายวันสำหรับวันถัดไป โดยอ้างอิงตามข้อกำหนด OC3.2.2.2-S ถึง OC3.2.2.4-S รวมทั้งการขอหยุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อบำรุงรักษาที่ต้องการเพิ่มเติมสำหรับวันดังกล่าว เพื่อใช้ในการพิจารณากำหนดแผนการบำรุงรักษาใหม่ตามข้อกำหนด OC3.2.2.1-S

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนบำรุงรักษารายวันตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนการผลิตไฟฟ้ารายวันล่วงหน้าถึงวันทำการแรกหลังวันหยุดก่อนเวลา 12.00 น. ในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.2.3-S การประสานงานด้านแผนการผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

OC3.2.3.1-S แผนการผลิตไฟฟ้าราย 5 ปี

ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 5 ปี โดยจำแนกรายละเอียดพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าสามารถผลิตได้ออกเป็นรายชั่วโมงสำหรับ 5 ปีถัดไปให้ กฟผ. ทราบก่อนวันที่ 1 พฤศจิกายนของทุกปีและหากวันที่กำหนดแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนการผลิตไฟฟ้าดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.2.3.2-S แผนการผลิตไฟฟ้าราย 2 ปี (ปีที่ 0 – 1 หรือ ปีที่ 0 - 2)

ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 2 ปี โดยจำแนกรายละเอียดพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าสามารถผลิตได้ออกเป็นรายชั่วโมงให้ กฟผ. ทราบก่อนวันที่ 10 ของทุกเดือน ดังนี้

1. สำหรับเดือน มกราคม – มิถุนายน ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 2 ปี ของปีที่ 0 – 1 ภายในวันที่ 10 ของทุกเดือน
2. สำหรับเดือน กรกฎาคม – ธันวาคม ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 2 ปี ของปีที่ 0 – 2 ภายในวันที่ 10 ของทุกเดือน

ทั้งนี้ หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 2 ปีตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนแผนการผลิตไฟฟ้าดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.2.3.3-S แผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์

ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ (วันอาทิตย์-เสาร์) โดยจำแนกรายละเอียดพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าสามารถผลิตได้ออกเป็นรายครึ่งชั่วโมงสำหรับสัปดาห์ถัดไปให้ กฟผ. ทราบภายในเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ

ทั้งนี้ หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการไฟฟ้ารายสัปดาห์ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ในวันทำการก่อนวันหยุดนั้นภายในเวลาไม่เกิน 10.00 น.

OC3.2.3.4-S แผนการผลิตไฟฟ้ารายวัน

ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายวัน โดยจำแนกรายละเอียดพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าสามารถผลิตได้ออกเป็นรายครึ่งชั่วโมงสำหรับวันถัดไปให้ กฟผ. ทราบภายในเวลา 12.00 น. ของทุกวัน

ทั้งนี้ หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายวันตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อส่งแผนการผลิตไฟฟ้ารายวันล่วงหน้าถึงวันทำการแรกหลังวันหยุดก่อนเวลา 12.00 น. ในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.2.3.5-S ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC3.2.3.5.1-S แผนการผลิตไฟฟ้าราย 10 วัน

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 10 วัน ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในเวลา 12:00 น. ของทุกวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ตั้งแต่เวลา 00:15 น. ของวันถัดไป ถึงเวลา 24:00 น. ของ 10 วันถัดไป นับจากค่าพยากรณ์แรก

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ในวันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 11:55 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 8 กันยายน 2567 เวลา 00:15 น. ถึงวันที่ 17 กันยายน 2567 เวลา 24:00 น.

OC3.2.3.5.2-S แผนการผลิตไฟฟ้าราย 6 ชั่วโมง

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้าราย 6 ชั่วโมง ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในนาทีที่ 5 ของทุกชั่วโมง โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ตั้งแต่นาทีที่ 15 ของชั่วโมงนั้น ถึงนาทีที่ 0 ของ 6 ชั่วโมงถัดไป นับจากค่าพยากรณ์แรก

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ในวันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 12:01 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 12:15 น. ถึงเวลา 18:00 น.

OC3.2.3.5.3-S แผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ (Planned Remaining Installed Capacity)

แผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ หมายถึง ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งหักลบด้วยปริมาณกำลังผลิตที่ไม่สามารถผลิตได้ ณ ขณะนั้น เช่น ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงตามแผนซ่อมหรือแผนบำรุงรักษา ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากความขัดข้องหรือขีดจำกัดของโรงไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เป็นต้น มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องส่งค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในเวลา 12:00 น. ของทุกวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือของโรงไฟฟ้าออกเป็นราย 15 นาที ตั้งแต่เวลา 00:15 น. ของวันถัดไป ถึงเวลา 24:00 น. ของ 10 วันถัดไปนับจากค่าแรก

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือ ในวันที่ 7 กันยายน 2567 เวลา 11:55 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 8 กันยายน 2567 เวลา 00:15 น. ถึงวันที่ 17 กันยายน 2567 เวลา 24:00 น.

OC3.2.3.5.4-S กำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง (Actual Remaining Installed Capacity)

กำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง หมายถึง ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งหักลบด้วยปริมาณกำลังผลิตที่ไม่สามารถผลิตได้จริง ณ ขณะนั้น เช่น ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจริงจากการซ่อมหรือการบำรุงรักษา ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจริงจากความขัดข้องหรือขีดจำกัดของโรงไฟฟ้า ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจริงจากการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เป็นต้น มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องส่งค่ากำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในนาทีที่ 5 ของทุกชั่วโมง รวมเป็น 24 ครั้งต่อวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลออกเป็นราย 15 นาทีย้อนหลัง 24

ชั่วโมงนับจากชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล ตั้งแต่นาทีที่ 15 ของ 24 ชั่วโมง ย้อนหลัง ถึงนาทีที่ 0 ของชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล รวมเป็น 96 จุดเวลาต่อครั้ง

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริง ในวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:00 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าแผนกำลังผลิตติดตั้งคงเหลือจริงย้อนหลังออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 6 ธันวาคม 2567 เวลา 12:15 น. ถึงวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:00 น.

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องเก็บข้อมูลดังกล่าวย้อนหลังอย่างน้อย 1 ปี โดย กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเรียกขอข้อมูลย้อนหลังจากผู้เชื่อมต่อ

OC3.2.3.5.5-S ข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง (Actual Weather)

ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องส่งข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง ผ่าน API โดยใช้ Token ของ EGAT REFC หรือช่องทางอื่นที่ กฟผ. กำหนด ภายในนาทีที่ 5 ของทุกชั่วโมง รวมเป็น 24 ครั้งต่อวัน โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลออกเป็นราย 15 นาทีย้อนหลัง 24 ชั่วโมงนับจากชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล ตั้งแต่นาทีที่ 15 ของ 24 ชั่วโมง ย้อนหลัง ถึงนาทีที่ 0 ของชั่วโมงที่ทำการส่งข้อมูล รวมเป็น 96 จุดเวลาต่อครั้ง

ตัวอย่าง ผู้เชื่อมต่อทำการส่งข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง ในวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:05 น. โดยจำแนกรายละเอียดข้อมูลค่าสภาพอากาศจริงย้อนหลังออกเป็นราย 15 นาที ของตั้งแต่วันที่ 6 ธันวาคม 2567 เวลา 12:15 น. ถึงวันที่ 7 ธันวาคม 2567 เวลา 12:00 น. โดยกำหนดให้ส่งข้อมูลค่าสภาพอากาศจริง ดังนี้

1. ผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
   ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ยจากอุปกรณ์วัดในพื้นที่ 5 x 5 ตารางกิโลเมตร ดังนี้
   (1) Global Horizontal Irradiation (GHI) (W/m^2)
   (2) Global Tilted Irradiation (GTI) (W/m2) โดยองศาตามมุมติดตั้งของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
   ตัวอย่าง หากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ถูกติดตั้งด้วยมุมให้มีความลาดเอียง 10 องศา ไปทางทิศใต้ ค่าวัด GTI จะวัดมาจากอุปกรณ์ที่ติดตั้งมีความลาดเอียง 10 องศา ไปทางทิศใต้เช่นเดียวกัน
   (3) Ambient Temperature (°C)
2. ผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานลม
   ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ยจากอุปกรณ์วัดในพื้นที่ 7 x 7 ตารางกิโลเมตร ดังนี้

(1) Wind Speed (at Hub Height) (m/s)

(2) Average Wind Direction (Degree) คือ ค่าเฉลี่ยทิศทางลม จากการคำนวณด้วยวิธี Circular Mean

(3) Ambient Temperature (ºC)

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องสอบเทียบอุปกรณ์วัดตามความเหมาะสม และต้องเก็บข้อมูลค่าสภาพอากาศจริงย้อนหลังอย่างน้อย 1 ปี โดย กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเรียกขอข้อมูลย้อนหลังจากผู้เชื่อมต่อ

OC3.2.4-S การประสานงานด้านแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.

กฟผ. มิต้องแจ้งแผนรับซื้อไฟฟ้าให้ผู้เชื่อมต่อ เนื่องจากตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากำหนดให้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้เชื่อมต่อเมื่อมีความพร้อมในการขายไฟฟ้า
กรณีระบบไฟฟ้าเกิดความไม่พร้อมรับซื้อไฟฟ้า กฟผ. อาจพิจารณางดหรือลดการรับซื้อไฟฟ้าโดยการแจ้งงดหรือลดรับซื้อไฟฟ้าให้ทราบ

OC4-S การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC4.1-S หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานกับ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตามหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไขที่ กฟผ. ประกาศกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เรื่อง “หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)” อย่างเคร่งครัด และต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

OC4.2-S การควบคุมการผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถเพิ่มหรือลดการผลิตไฟฟ้า เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า หรือต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ ในช่วงเวลาใด ๆ ตามการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการตามการสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าหรือศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าดังกล่าว ในกรณีที่เกิดความเสียหายขึ้นในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าหรือผู้เชื่อมต่อ

รายอื่น ซึ่งพิสูจน์ได้ว่าเป็นสาเหตุมาจากการไม่ดำเนินการของผู้เชื่อมต่อนั้น ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

OC4.3-S ข้อกำหนดเพิ่มเติมการประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า กฟผ. ขอสงวนสิทธิสั่งงดหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ซึ่งมีแหล่งพลังงานที่มีความผันผวน (Intermittent) ในเหตุการณ์ต่อไปนี้

1. มีการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภทที่มี Low Inertia เป็นจำนวนมาก จนทำให้มีความเสี่ยงจากเหตุการณ์ไฟดับ (Lost of Large Load) หรือการสูญเสียกำลังการผลิต (Lost of Large Generation)
2. เกิดสถานการณ์ผิดปกติในระบบ เช่น เหตุการณ์ขัดข้องในระบบ ปัญหาด้านแรงดันไฟฟ้า ปัญหาด้านความถี่
3. ความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้าไม่เพียงพอในการรองรับความผันผวนของโรงไฟฟ้าประเภทที่มีความผันผวน
4. เหตุการณ์อื่น ๆ ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่ามีความเสี่ยงสูงต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

โดย กฟผ. จะพิจารณาการสั่งงดหรือลดการผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามลำดับหลักเกณฑ์ดังนี้

1. พื้นที่ที่ได้รับผลกระทบหรือมีความเสี่ยงต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า
2. ผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า
3. เกณฑ์อื่นตามการพิจารณาของการไฟฟ้าที่จะประกาศต่อไป

ทั้งนี้ กฟผ. ขอสงวนสิทธิเปลี่ยนแปลงลำดับเกณฑ์การพิจารณาการสั่งงดหรือลดการผลิตไฟฟ้าตามการพิจารณาของการไฟฟ้า และการไฟฟ้าจะแจ้งแผนสั่งงดหรือลดการผลิตไฟฟ้าให้กับผู้เชื่อมต่อทราบตามช่องทางที่ กฟผ. กำหนด เพื่อให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการต่อไป กรณีผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการตามแผนสั่งงดหรือลดการผลิตไฟฟ้า กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

OC5-S การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าได้

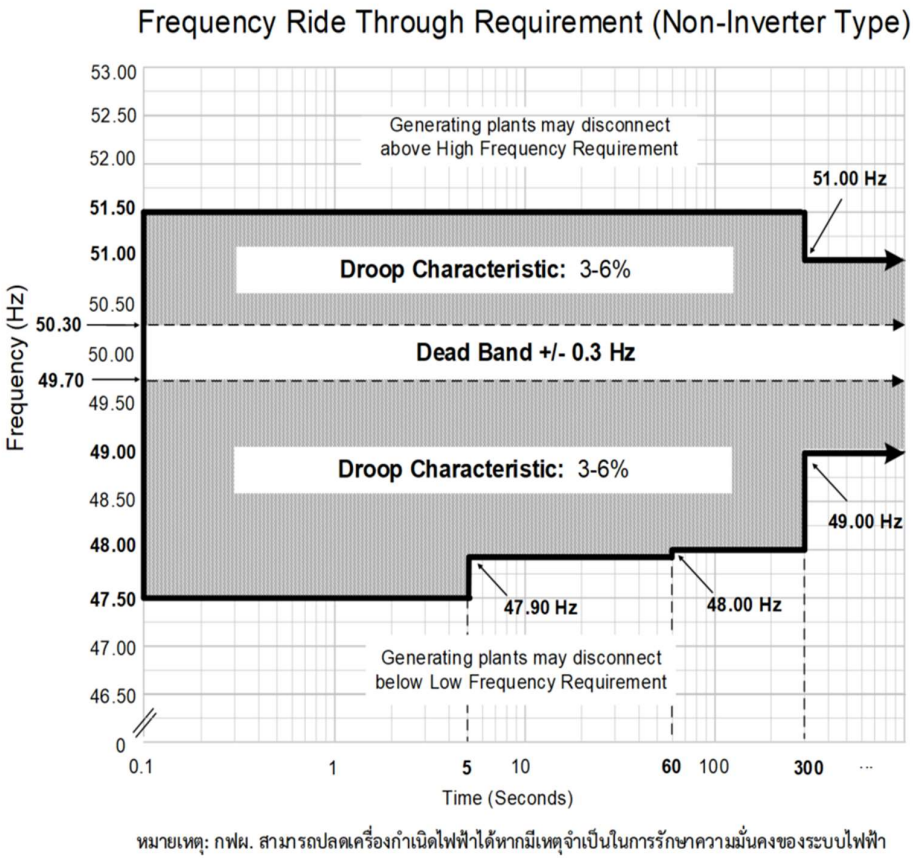
ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

OC5.1-S ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.1.1-S การควบคุมความถี่และแรงดัน

OC5.1.1.1-S การควบคุมความถี่

1. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.70 - 50.30 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่ต่ำกว่า 49.70 Hz หรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่สูงกว่า 50.30 Hz เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.30 Hz โดยในช่วงเวลาดังกล่าวผู้เชื่อมต่อจะได้รับการยกเว้นจากเงื่อนไขที่เกี่ยวข้องหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3% – 6% ตามที่ กฟผ. พิจารณา โดย กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน
2. ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ S-15 ดังนี้
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz



รูปที่ S-15 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Frequency Relay ตามตารางที่ S-2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

OC5.1.1.2-S การควบคุมแรงดัน

1. ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control ไว้ 4 Mode ที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.4 ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

   ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference หรือกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป หรือผลการทดสอบภายหลังการปรับปรุงและแก้ไข ไม่เป็นไปตามเกณฑ์และขั้นตอนการทดสอบ

ที่ กฟผ. กำหนด กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด

2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนด ดังนี้

   ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = $\pm$ 0.3 kV

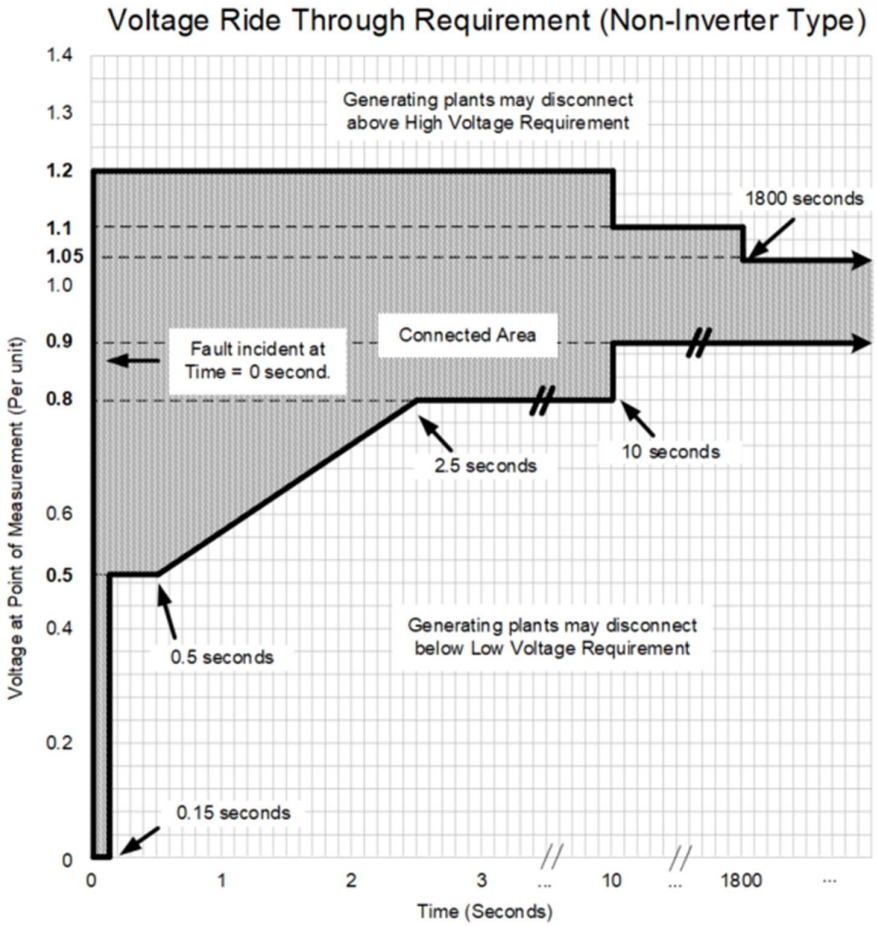
   ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = $\pm$ 0.5 kV

   หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC) และในกรณีมีเหตุจำเป็นผู้เชื่อมต่อสามารถร้องขอให้ควบคุมแบบ Local High Side Voltage Control และ Local High Side MVAR Control เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาเห็นชอบ

3. ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ S-16 ดังนี้

   - กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
   - กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
   - กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ S-16
   - กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

4. กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม



หมายเหตุ: กฟผ. สามารถปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้หากมีเหตุจำเป็นในการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

รูปที่ S-16 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Voltage Relay ตามตารางที่ S-2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

OC5.1.2-S อื่น ๆ

1. ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power อย่างทันทีทันใด ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด
2. ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อรับหรือจ่าย Reactive Power จนทำให้ค่า Power Factor ที่จุดติดตั้งมาตรวัดออกนอกเกณฑ์ตามข้อกำหนด OC5.1.2-S ข้อ 1 จนกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าหรือมาตรฐานการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉยหรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

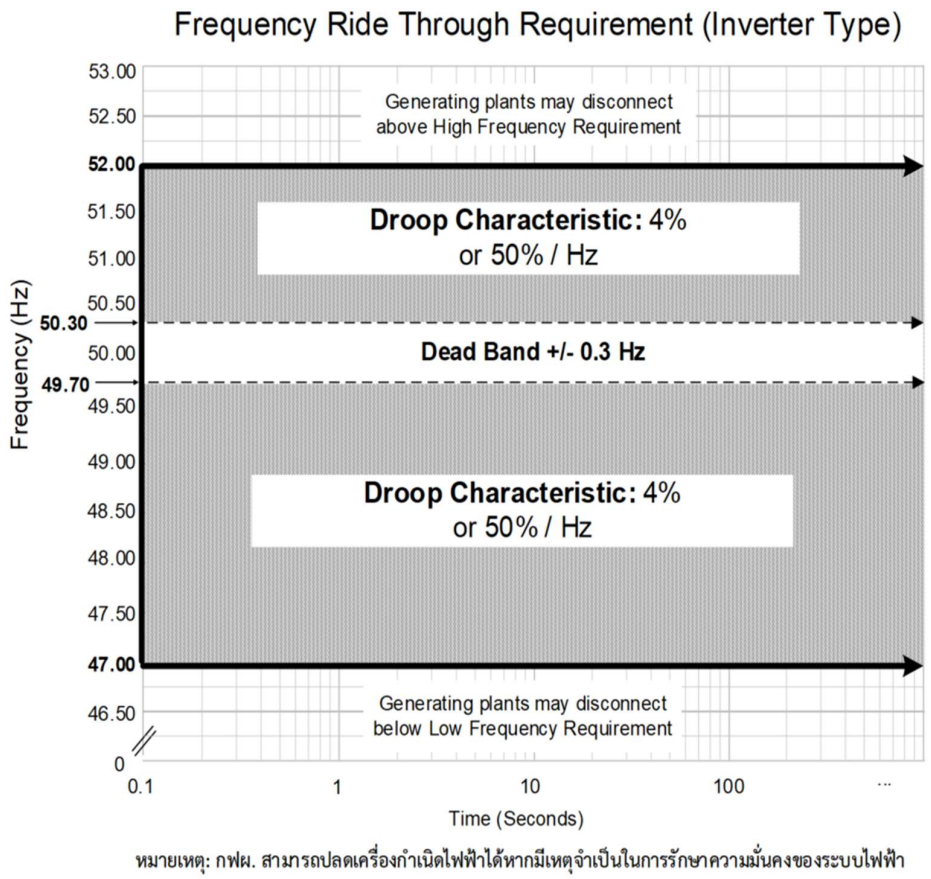
3. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.1
4. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.2
5. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.3
6. กฟผ. มีสิทธิให้ผู้เชื่อมต่อเพิ่มเติมอุปกรณ์ระบบป้องกันไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมโยงจากจุดเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ เพื่อให้สอดคล้องทางด้านเทคนิคของ กฟผ. โดยผู้เชื่อมต่อจะรับภาระค่าใช้จ่ายทั้งหมด

OC5.2-S ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.2.1-S การควบคุมความถี่และแรงดัน

OC5.2.1.1-S การควบคุมความถี่

1. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.70 - 50.30 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.30 Hz
2. กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.30 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
3. กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.70 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)
4. กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ S-17



รูปที่ S-17 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Frequency Relay ตามตารางที่ S-2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบ ภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

OC5.2.1.2-S การควบคุมแรงดัน

1. ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control ไว้ 4 Mode ที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.4 ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

   ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference หรือกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป หรือผลการทดสอบภายหลังการปรับปรุงและแก้ไขไม่เป็นไปตามเกณฑ์และขั้นตอนการทดสอบที่

กฟผ. กำหนด กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายทั้งหมด

2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนด ดังนี้

ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = $\pm$ 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = $\pm$ 0.5 kV

หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC) และในกรณีมีเหตุจำเป็นผู้เชื่อมต่อสามารถร้องขอให้ควบคุมแบบ Local High Side Voltage Control และ Local High Side MVAR Control เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาเห็นชอบ

2.1 ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ S-18 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ตามรูปที่ S-19 ดังนี้

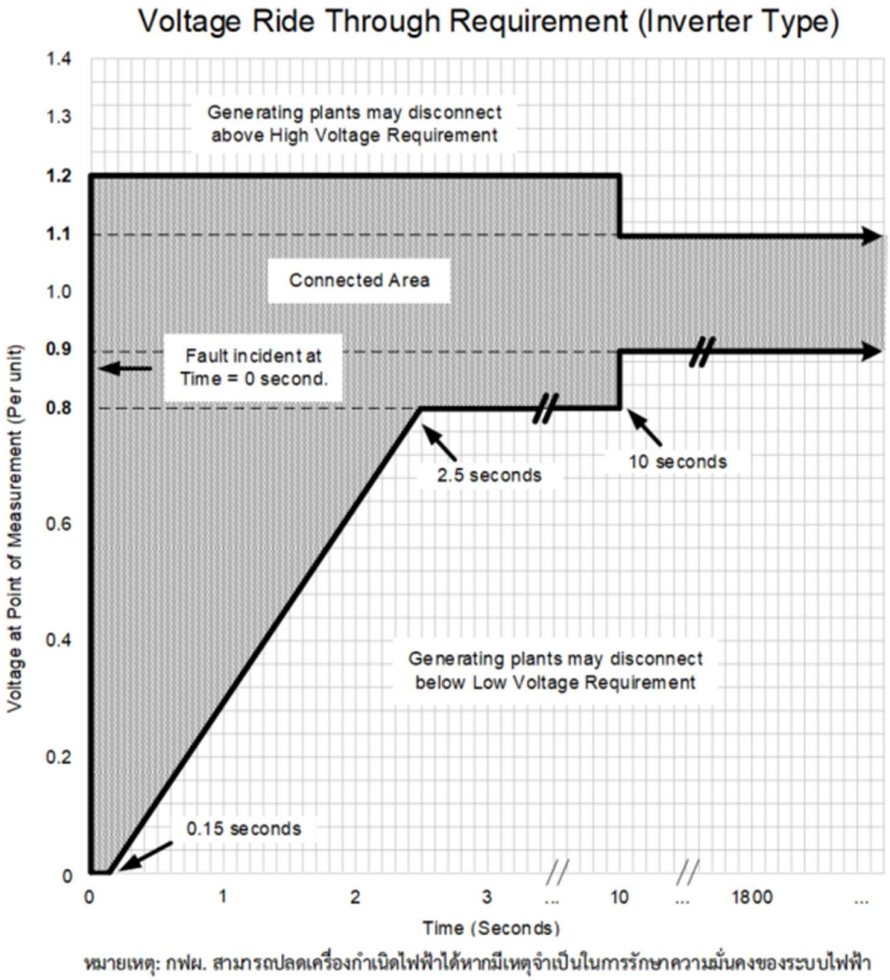
- ในสภาวะปกติแรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current (I_R) หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% จนถึง 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

2.2 ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

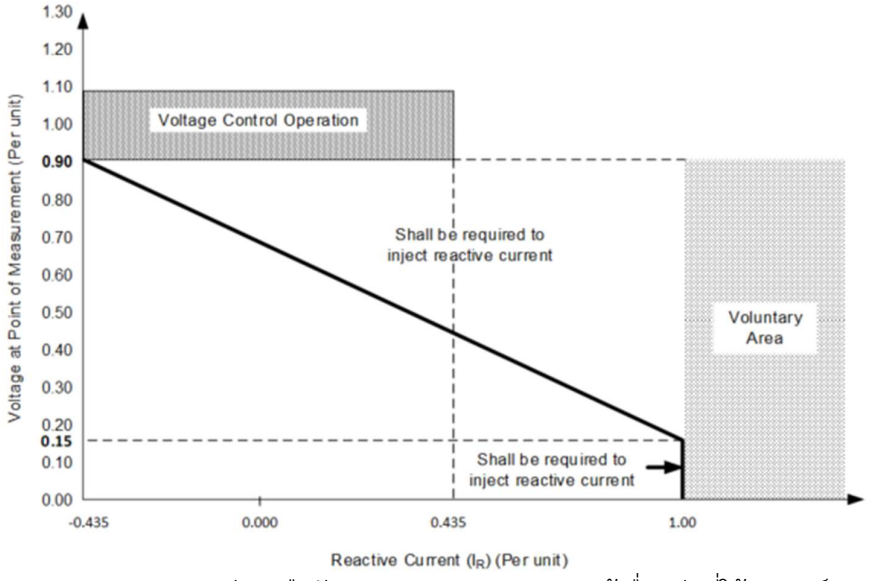
- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาทีจนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ S-18

2.3 กรณีผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด

3. กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม



รูปที่ S-18 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ S-19 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Voltage Relay ตามตารางที่ S-2 (ง) ให้ กฟผ. ทราบภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

OC5.2.2-S ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

BESS ต้องสามารถให้บริการระบบตามที่ กฟผ. กำหนด หรือตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เช่น Black Start, Spinning Reserve, Frequency Regulation, Voltage Regulation, Synthetic Inertia หาก กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่า BESS มีศักยภาพเพียงพอในการสนับสนุนระบบไฟฟ้า

OC5.2.3-S อื่น ๆ

1. ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power อย่างทันทีทันใด ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด
2. ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อรับหรือจ่าย Reactive Power จนทำให้ค่า Power Factor ที่จุดติดตั้งมาตรวัดออกนอกเกณฑ์ตามข้อกำหนด OC5.2.2-S ข้อ 1 จนกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า หรือมาตรฐานการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

   ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ
3. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.1
4. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.2
5. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.3

6. กฟผ. มีสิทธิให้ผู้เชื่อมต่อเพิ่มเติมอุปกรณ์ระบบป้องกันไฟฟ้าสำหรับการเชื่อมโยงจากจุดเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ เพื่อให้สอดคล้องทางด้านเทคนิคของ กฟผ. โดยผู้เชื่อมต่อจะรับภาระค่าใช้จ่ายทั้งหมด

OC5.3-S ข้อกำหนดเพิ่มเติมของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

การตอบสนองและการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ OC5.2-S ทั้งนี้ เพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากข้อกำหนดดังกล่าวมีขอบเขตการตอบสนองต่อการควบคุมความถี่และแรงดันที่ครอบคลุมข้อกำหนดของผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC6-S การติดตามตรวจสอบ และ การทดสอบระบบไฟฟ้า

หลังจากผู้เชื่อมต่อได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว หาก กฟผ. ตรวจพบหรือมีหลักฐานที่ทำให้เชื่อได้ว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่ออาจส่งผลกระทบทำให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้รับความเสียหายได้ กฟผ. สงวนสิทธิในการร้องขอให้ผู้เชื่อมต่อทำการทดสอบระบบไฟฟ้าเกี่ยวกับมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้าให้ได้ตามข้อกำหนด GC4

ทั้งนี้ในการทดสอบระบบไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อสามารถร้องขอให้ กฟผ. เป็นผู้ดำเนินการทดสอบระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ หรือให้หน่วยงานอื่นที่ กฟผ. ยอมรับ เป็นผู้ดำเนินการทดสอบและส่งผลการทดสอบให้ กฟผ. พิจารณา ภายใน 30 วัน นับจากวันที่ กฟผ. ร้องขอ โดยค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในการทดสอบทั้งหมด ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบ

หากครบกำหนด 30 วัน ปรากฏว่าผลการทดสอบระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ไม่เป็นไปตามมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้า หรือเพิกเฉย หรือไม่ดำเนินการทดสอบระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่กำหนดไว้ในข้อกำหนด GC4 กฟผ. ขอสงวนสิทธิตัดการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ตั้งแต่ครบกำหนดแล้วเป็นต้นไป จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแก้ไขแล้วเสร็จและแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. รับทราบและอนุญาตให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ ซึ่งมีผลทำให้ระบบไฟฟ้าที่ไม่เป็นไปตามมาตรฐานของผู้เชื่อมต่อสิ้นสุดลง

OC7-S การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ

OC7.1-S เหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าอันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อผู้เชื่อมต่อ รวมถึงเหตุขัดข้องอันเป็นผลกระทบมาจาก

ผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายราย ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์นั้นทราบโดยเร็วที่สุด

OC7.2-S เหตุขัดข้องในระบบของผู้เชื่อมต่อ

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าและ/หรือโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่ออันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งเหตุและข้อมูลเบื้องต้นให้การไฟฟ้าทราบโดยเร็วที่สุดด้วยระบบสื่อสารทางเสียง แล้วจึงส่งรายงานรายละเอียดของเหตุการณ์เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งเอกสารและหลักฐานต่าง ๆ ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า อาจพิจารณาว่าเกี่ยวข้องและจำเป็นมายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ภายใน 3 ชั่วโมง หลังจากที่สถานการณ์คลี่คลายลง

OC7.3-S การรายงานข้อมูลการผลิตไฟฟ้า

ในแต่ละวัน ผู้เชื่อมต่อจะต้องรายงานข้อมูลการผลิตประจำวันแก่การไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

(1) MW รายชั่วโมง
(2) Energy รวมทั้งวัน
(3) การใช้เชื้อเพลิง [ปริมาณที่ใช้, รับ, เหลือ]
(4) การใช้น้ำในอ่างเก็บน้ำ [ปริมาณที่ใช้, รับ, เหลือ, ระดับน้ำ]
(5) หรืออื่น ๆ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากทั้งสองฝ่าย

OC7.4-S เอกสารที่ใช้ในการติดต่อประสานงาน

กำหนดให้เอกสารที่ใช้ในการติดต่อประสานงานด้านการวางแผนการผลิตไฟฟ้า และด้านปฏิบัติการควบคุมและจ่ายไฟฟ้า มีดังต่อไปนี้

(1) Availability Notice
(2) Schedule Maintenance Notice
(3) Repair Notice
(4) Incident Notice
(5) Load Variation Notice
(6) บันทึกการหยุดรับซื้อไฟฟ้าเนื่องจากการไฟฟ้าตัดการเชื่อมโยง
(7) แผนการรับซื้อไฟฟ้า
(8) หรืออื่น ๆ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากทั้งสองฝ่าย

OC7.5-S ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

ผู้เชื่อมต่อที่มี BESS ต้องให้ข้อมูลตามที่ระบุในหัวข้อ OCA1 ผ่าน SCADA ให้แก่ กฟผ.

OC8-S การประสานงานด้านความปลอดภัย

(1) ห้ามผู้เชื่อมต่อดำเนินการใด ๆ กับอุปกรณ์เชื่อมโยงโดยไม่แจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้า ยกเว้นกรณีอาจจะทำให้เกิดความเสียหายต่อชีวิตหรือทรัพย์สินของฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด ให้สามารถดำเนินการได้ทันทีแล้วแจ้งให้การไฟฟ้าทราบโดยด่วน

(2) กรณี กฟผ. และ/หรือผู้เชื่อมต่อมีความจำเป็นต้องก่อสร้าง ติดตั้ง บำรุงรักษา ซ่อมแซม สับเปลี่ยน เคลื่อนย้าย ตรวจสอบ หรือทดสอบส่วนใด ๆ ของโรงไฟฟ้า หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าหรือส่วนอื่น ๆ ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าหรือความปลอดภัยของบุคคลหรือทรัพย์สินใด ๆ ของอีกฝ่าย ผู้ที่เป็นฝ่ายดำเนินการดังกล่าวจะต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 3 วัน เพื่อจะได้เตรียมระวังป้องกันในกรณีเกิดเหตุผิดปกติที่กระทบต่อการจ่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าและลูกค้า โดยจะต้องแจ้งรายละเอียดให้ กฟผ. ทราบเพื่อเป็นข้อมูลในการจัดประชุมร่วมกันเพื่อป้องกันความเสียหายอันเกิดจากระบบไฟฟ้า อุปกรณ์หรือชีวิตและทรัพย์สิน

(3) กรณีเกิดภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและ/หรือความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงของผู้เชื่อมต่อ ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ได้ โดยแจ้งให้อีกฝ่ายทราบเร็วที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ ทั้งนี้หากเหตุการณ์ดังกล่าวเข้าสู่ภาวะปกติแล้ว ทั้งสองฝ่าย จะต้องพยายามอย่างเต็มที่ที่จะดำเนินการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

OC-D การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

OC1-D การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

OC1.1-D ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ และต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

OC2-D การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ต้องการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ต้องแจ้งข้อมูลของ VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับผิดชอบ เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการวางแผนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวม และลดผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่ไม่เป็นปัจจุบัน โดย กฟผ. จะแจ้งความประสงค์ในการขอข้อมูลภายในวันที่ 25 ของแต่ละเดือน หรือวันทำการวันแรกภายหลังจากวันที่ 25 ของแต่ละเดือน หลังจากนั้นการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องส่งข้อมูล VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ทั้งหมด เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ให้แล้วเสร็จภายในวันสุดท้ายของแต่ละเดือน โดยมีรายละเอียดของข้อมูลสำหรับแต่ละการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ดังต่อไปนี้

(ก) ค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (Distribution Losses) เฉลี่ยรายเดือน

(ข) สถิติการผลิตไฟฟ้ารายเดือนของ VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับผิดชอบ

(ค) คาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือนล่วงหน้า 5 ปี ของ VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับผิดชอบ

(ง) รูปแบบการผลิตไฟฟ้ารายวันเฉลี่ยแต่ละเดือนของ VSPP และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ตั้งอยู่ในบริเวณที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับผิดชอบ

OC3-D การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC3.1-D หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องประสานงานกับ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ตามหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่ กฟผ. ประกาศกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า 3 ฉบับ ได้แก่

1. หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
2. หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) กับ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
3. หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้าระหว่าง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

โดยผู้เชื่อมต่อต้องถือปฏิบัติตามข้อกำหนดในคู่มือหลักปฏิบัติฯ ที่เกี่ยวข้อง อย่างเคร่งครัด และจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

OC3.2-D หลักปฏิบัติในการควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

1. ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดการและควบคุมไม่ให้กระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จนส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า หรือมาตรฐานการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
2. ในกรณีที่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า หรือมาตรฐานการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว
3. ในกรณีที่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉยหรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

OC3.3-D การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

OC3.4-D การแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า คุณภาพไฟฟ้า รวมถึงประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้าในภาพรวม การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องส่งข้อมูลด้านการปฏิบัติการให้กับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แก่ ข้อมูลการผลิตแบบ Real Time ของผู้เชื่อมต่อ (VSPP IPS BESS และผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid) ข้อมูลทางไฟฟ้าแบบ Real Time และข้อมูลอื่น ๆ โดยเป็นไปตามที่ได้ตกลงร่วมกัน

OC4-D การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

1. ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องควบคุมค่าตัวประกอบพลังไฟฟ้า (Power Factor) ในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ต่ำกว่า 0.875 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด
2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.1
3. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของ ผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของ ผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.2
4. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนดที่ GC4.2.3

OC5-D การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. สามารถตัดการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ได้ และแจ้งให้อีกฝ่ายทราบโดยเร็วที่สุดเท่าที่จะ

กระทำได้ ทั้งนี้หากเหตุการณ์ดังกล่าวเข้าสู่ภาวะปกติแล้ว กฟผ. จะต้องพยายามอย่างเต็มที่ที่จะดำเนินการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด

OC6-D การปฏิบัติการเมื่อเกิดภาวะฉุกเฉิน

ในภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ให้ผู้เชื่อมต่อปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่ กฟผ. ประกาศกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เรื่อง “หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงาน เพื่อขอดับไฟฟ้า ระหว่าง กฟผ. กับ กฟภ. / กฟน.” อย่างเคร่งครัด

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น

OC-O ผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น

OC1-O บทนำ

OC1.1-O ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ใช้สำหรับผู้เชื่อมต่อประเภทอื่น ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Independent / Industrial Power Supplier : IPS)
- ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)
- ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid
- ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)
- ผู้เชื่อมต่อที่ไม่เข้าข่ายประเภทใด ๆ ที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้

OC1.2-O ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการติดตั้งและการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าก่อนการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อสามารถอ้างอิงหลักปฏิบัติตามข้อกำหนด ตามประเภทของผู้เชื่อมต่อจนกว่าจะได้มีข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้เชื่อมต่ออื่นเพิ่มเติม

OC1.3-O สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนด OC-O นี้สำหรับผู้เชื่อมต่อแต่ละประเภท และให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดเพิ่มเติมของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี และปฏิบัติตามข้อกำหนดครอบคลุมทุกประเภทเทคโนโลยี ดังนี้

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter รวมถึงระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดสำหรับผู้เชื่อมต่อ ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC1.4-O สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ไม่เข้าข่ายประเภทใด ๆ ที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ กฟผ. จะพิจารณาดำเนินการเป็นกรณีไป

OC2-O ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Independent /Industrial Power Supplier: IPS)

ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) หมายรวมถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/โรงไฟฟ้าที่ขอเชื่อมต่อหรือเชื่อมต่อเพิ่มเติมนอกเหนือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/โรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. โดยกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 เมกะวัตต์ ปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

OC2.1-O การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ และต้องทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแล้ว

รวมทั้งต้องให้ข้อมูลตามที่ กฟผ. ร้องขอ เช่น กำลังผลิตไฟฟ้า (MW), Status ของ Circuit Breaker แบบ Real Time, Status ของ Generator Circuit Breaker แบบ Real Time, ที่อยู่ของโรงไฟฟ้า, การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน

OC2.1.1-O ข้อกำหนดการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

1. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อผ่านผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด และส่งผลการทดสอบความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิตให้การไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ และ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. ทราบ โดยทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัดและดำเนินการทดสอบในหัวข้อดังนี้
    (ก) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through)
    (ข) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)
    (ค) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)

(ง) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)

2. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด ตามข้อ 1. พร้อมส่งผลการทดสอบหรือเอกสารรับรองผลการทดสอบจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งต้องทำการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าและทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัด ยกเว้นกรณี ดังนี้

(ก) การทดสอบ kV Control ตามข้อ 1. (ค) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไปให้แสดงผลที่บ่งบอกถึงความสามารถในการควบคุมแรงดัน (kV Control) ที่เป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. ให้ กฟผ. ทราบ และกรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

(ข) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through) ตามข้อ 1. (ง) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

3. ผู้เชื่อมต่อทุกรายที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ทำการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through) และการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through) โดยใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.1.2-O ข้อกำหนดการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

1. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. รวมถึงผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อผ่านผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. จะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด และส่งผลการทดสอบความสามารถของเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้าจากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิตให้การไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ และ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. ทราบ โดยทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัดและดำเนินการทดสอบในหัวข้อดังนี้

(ก) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through)

(ข) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)

(ค) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)

(ง) การทดสอบการควบคุมกระแสรีแอคทีฟ (Reactive Current Test)

(จ) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control)

(ฉ) การทดสอบ A Fixed Displacement Factor Cos θ

(ช) การทดสอบ A Variable Reactive Power Depending On The Voltage Q(U)

(ซ) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)

(ฌ) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)

2. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด ตามข้อ 1. พร้อมส่งผลการทดสอบหรือเอกสารรับรองผลการทดสอบจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ กฟผ. ทราบ ซึ่งต้องทำการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าและทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัด ยกเว้นกรณี ดังนี้

(ก) การทดสอบ kV Control ตามข้อ 1. (ค) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไปให้แสดงผลที่บ่งบอกถึงความสามารถในการควบคุมแรงดัน (kV Control) ที่เป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. ให้ กฟผ. ทราบ และกรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

(ข) การทดสอบตามข้อ 1. (ง) – (ฌ) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

3. สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter และระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ต้องแยกดำเนินการทดสอบระหว่าง Inverter และ BESS ตามข้อ 1. (ก) – (ฌ) กรณีการทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test) ตามข้อ 1. (ข) ให้ใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.2-O การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อที่ต้องการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ต้องแจ้งข้อมูลเพื่อการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

(ก) ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า (MW)

(ข) สถานที่ตั้ง

(ค) สถิติการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

OC2.3-O การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC2.3.1-O หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ก่อนการปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ได้เตรียมไว้ เช่น ระบบโทรศัพท์สาธารณะ ระบบโทรศัพท์มือถือ หรือวิธีสื่อสารอื่นที่ กฟผ. กำหนด

OC2.3.1.1-O การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

OC2.4-O การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยง

ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

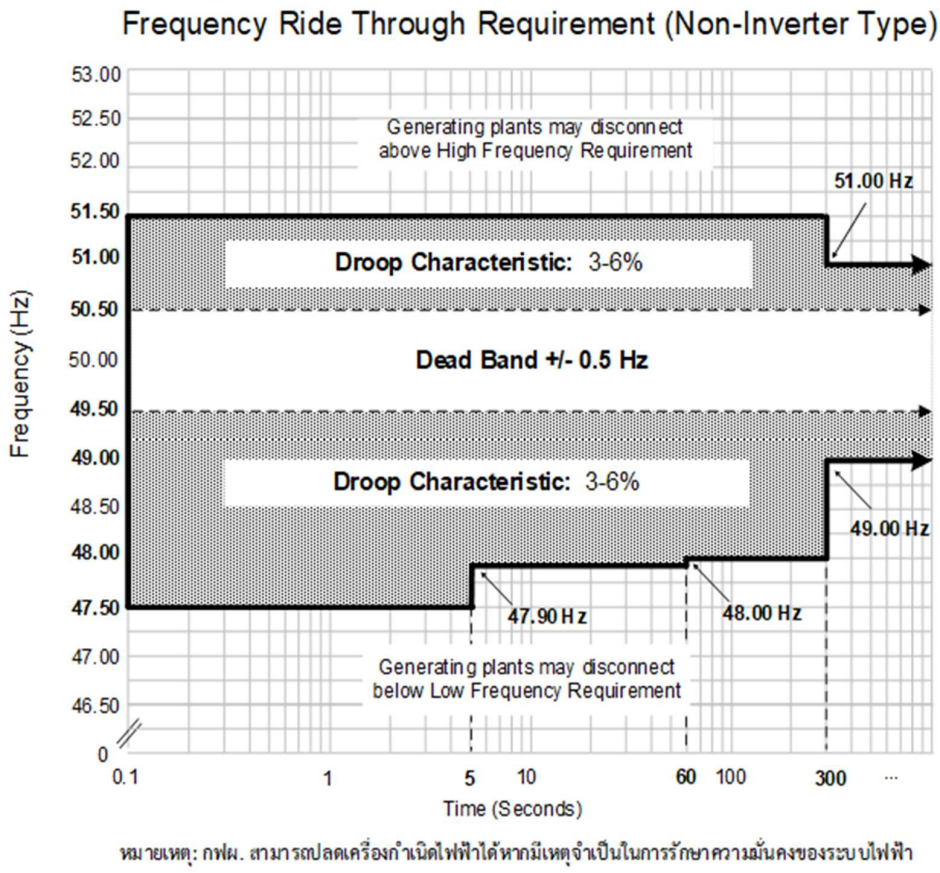
OC2.4.1-O ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.4.1.1-O การควบคุมความถี่และแรงดัน

OC2.4.1.1.1-O การควบคุมความถี่

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมความถี่ ดังนี้

1. ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-1 ดังนี้
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz
2. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อผ่านผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สามารถตัดการเชื่อมโยงออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ตามการตัดการเชื่อมโยงออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ ซึ่งปฏิบัติตามเกณฑ์เงื่อนไขความถี่ในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามข้อกำหนด OC5.1-P หรือ OC5.1-S โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้เชื่อมต่อ
3. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่ต่ำกว่า 49.50 Hz หรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่สูงกว่า 50.50 Hz เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.50 Hz โดยต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3% – 6% ตามที่ กฟผ. พิจารณา ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน
4. กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. สงวนสิทธิในการขอข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบความสามารถในการควบคุมความถี่ของผู้เชื่อมต่อ



รูปที่ O-1 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.4.1.1.2-O การควบคุมแรงดัน

1. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดัน ดังนี้

    1.1 ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-2 ดังนี้

    - กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
    - กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
    - กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที

- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-2
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

1.2 ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อผ่านผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สามารถตัดการเชื่อมโยงออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ตามการตัดการเชื่อมโยงออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ ซึ่งปฏิบัติตามเกณฑ์เงื่อนไขแรงดันในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามข้อกำหนด OC5.1-P และ/หรือ OC5.1-S โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้เชื่อมต่อ

1.3 ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control อย่างน้อย 2 Mode ได้แก่

1.3.1 Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

1.3.2 Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

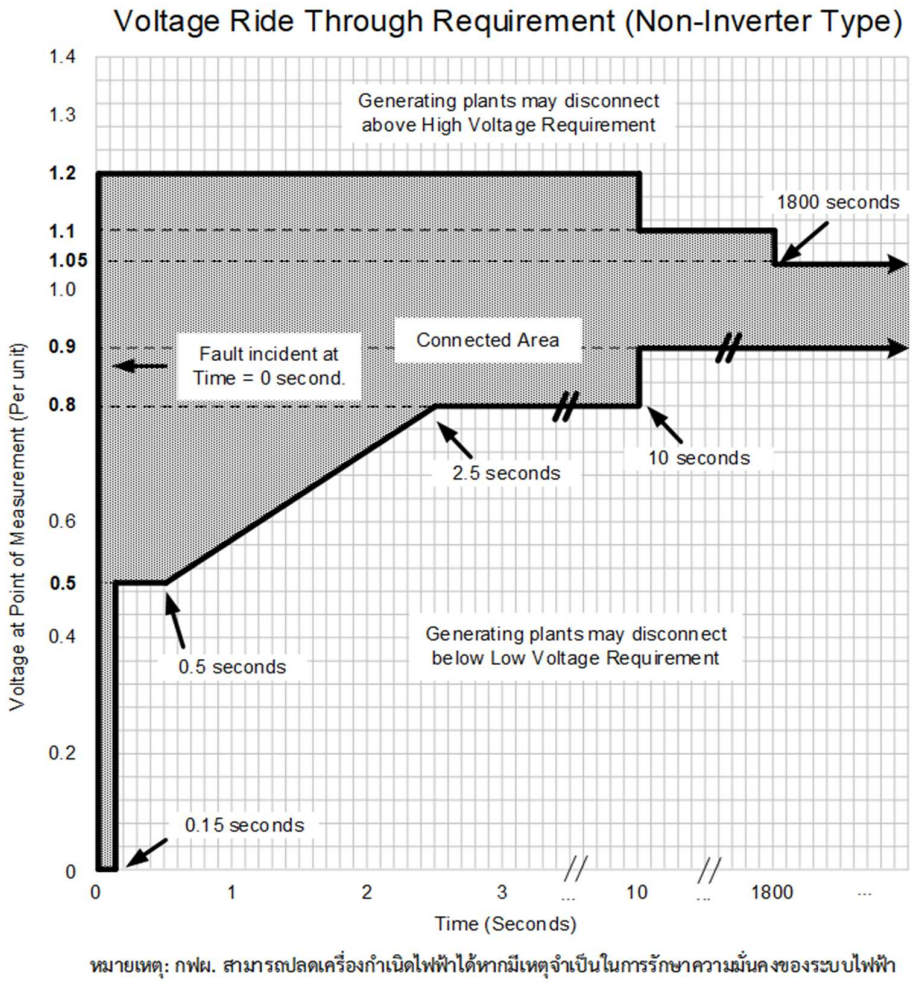
1.4 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนดดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = ± 3.0 kV
หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

1.5 กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. สงวนสิทธิในการขอข้อมูลที่เกี่ยวข้อง เพื่อตรวจสอบความสามารถในการควบคุมแรงดันของผู้เชื่อมต่อ

1.6 กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

2. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ปฏิบัติตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



รูปที่ O-2 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.4.1.2-O อื่น ๆ

1. ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power อย่างทันทีทันใดที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา
2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.1
3. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.2

4. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.3

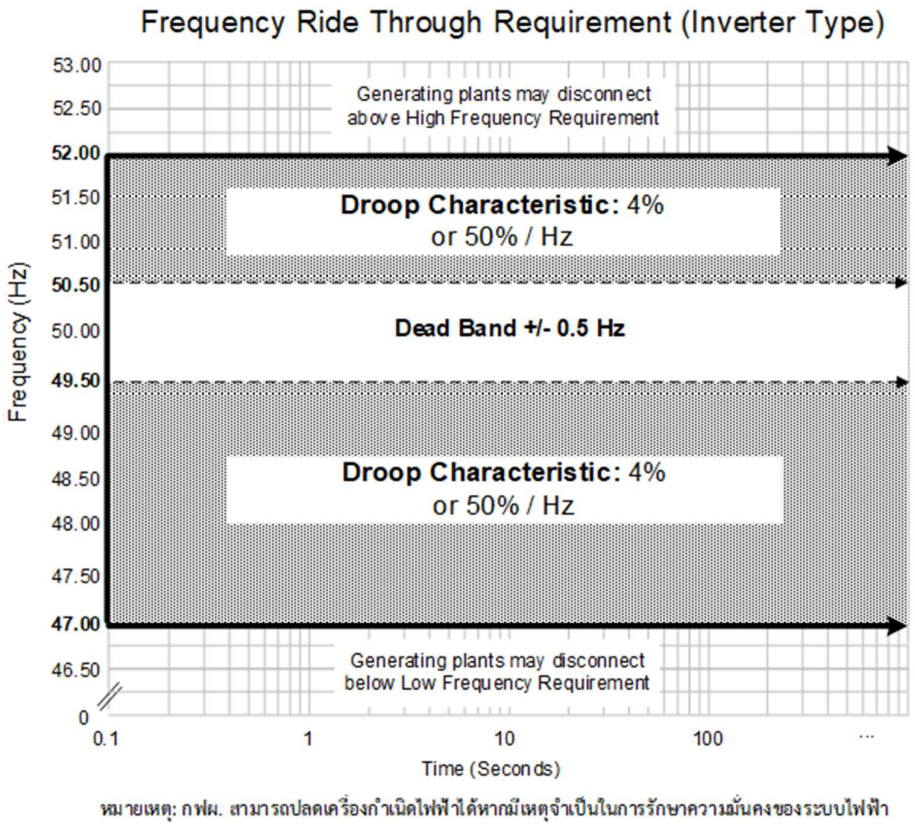
OC2.4.2-O ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.4.2.1-O การควบคุมความถี่และแรงดัน

OC2.4.2.1.1-O การควบคุมความถี่

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมความถี่ ดังนี้

1. กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ O-3
2. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อผ่านผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สามารถตัดการเชื่อมโยงออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ตามการตัดการเชื่อมโยงออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ ซึ่งปฏิบัติตามเกณฑ์เงื่อนไขความถี่ในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามข้อกำหนด OC5.2-P และ/หรือ OC5.2-S โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้เชื่อมต่อ
3. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.50 Hz
4. กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.50 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
5. กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.50 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)
6. กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. สงวนสิทธิในการขอข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบความสามารถในการควบคุมความถี่ของผู้เชื่อมต่อ



รูปที่ O-3 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.4.2.1.2-O การควบคุมแรงดัน

1. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 20 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดัน ดังนี้

    1.1 ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control อย่างน้อย 2 Mode ได้แก่

        1.1.1 Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

1.1.2 Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรือ อื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

1.2 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนด ดังนี้
ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = $\pm$ 3.0 kV
หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

1.2.1 ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ O-4 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ตามรูปที่ O-5 ดังนี้

- ในสภาวะปกติแรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัดต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current (I_R) หรือจ่าย

Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง

- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัดต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% จนถึง 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัดต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

1.2.2 ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาทีจนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-4

1.2.3 ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อผ่านผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสามารถตัดการเชื่อมโยงออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ตามการตัดการเชื่อมโยงออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่เชื่อมต่อ ซึ่งปฏิบัติตามเกณฑ์เงื่อนไขแรงดันในระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามข้อกำหนด OC5.2-P และ/หรือ OC5.2-S โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้เชื่อมต่อ

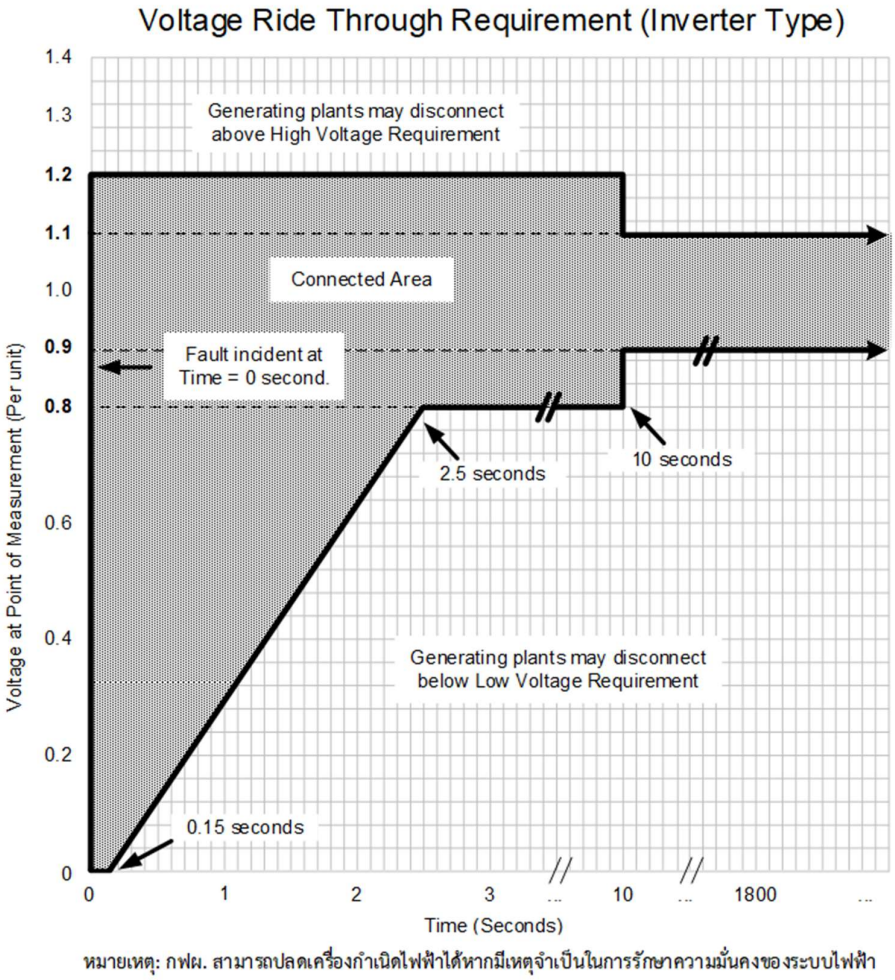
1.2.4 กรณีผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base

Voltage ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด

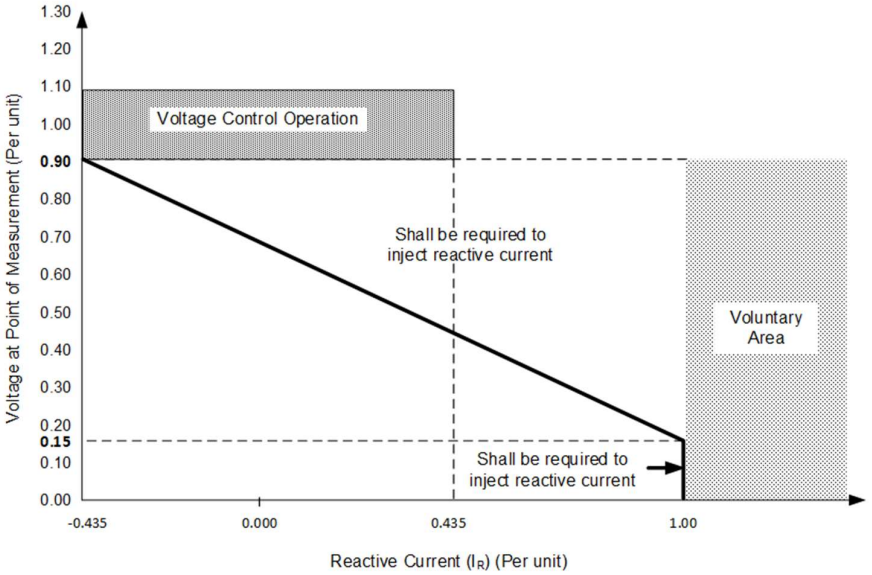
1.3 กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. สงวนสิทธิในการขอข้อมูลที่เกี่ยวข้อง เพื่อตรวจสอบความสามารถในการควบคุมแรงดันของผู้เชื่อมต่อ

1.4 กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

2. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (IPS) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับ แรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ปฏิบัติตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



รูปที่ O-4 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ O-5 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.4.2.2-O อื่น ๆ

1. ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power อย่างทันทีทันใดที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา
2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.1
3. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.2
4. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.3

OC2.4.3-O ข้อกำหนดเพิ่มเติมของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

การตอบสนองและการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อกำหนด OC2.4.2-O ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากข้อกำหนดดังกล่าวมีขอบเขตการตอบสนอง

ต่อการควบคุมความถี่และแรงดันที่ครอบคลุมข้อกำหนดของผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC2.5-O การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบทันที

OC2.6-O การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ

1. เพื่อให้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ไม่ส่งผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้าและไม่มีผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเข้าตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อในเวลาที่เหมาะสม โดยจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน และหากพบว่า สถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อไม่เป็นไปตามสัญญาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมิได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบ กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดตามสัญญาเป็นระยะเวลาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแจ้งให้ กฟผ. ทราบ และ กฟผ. ได้พิจารณาแล้วว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อจะไม่ส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับภาระค่าใช้จ่ายของการศึกษาระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอัตราที่ กฟผ. กำหนด
2. กรณีที่ผู้เชื่อมต่อหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. มีสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

OC3-O ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System : ESS)

ข้อกำหนด OC3-O นี้ จะพิจารณาผู้เชื่อมต่อที่มี BESS เท่านั้น โดยต้องไม่ทำงานประสานกับระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น ๆ

สำหรับ ESS ประเภทอื่น กฟผ. จะพิจารณาข้อกำหนดพิเศษของ ESS แต่ละประเภทเป็นกรณีไป

OC3.1-O การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องตรวจวัดคุณภาพและทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่าเมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

OC3.1.1-O การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization)

(1) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก ไม่น้อยกว่า 60 วัน

(2) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลคุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน และหากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหลังจากที่นำส่งแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องส่งข้อมูลล่าสุดให้ กฟผ. ทราบทันที ทั้งนี้รวมถึงการเปลี่ยนแปลงหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา รายละเอียดตามตารางที่ O-1

(3) กฟผ. จะพิจารณาแจ้งผลให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 45 วันหลังจากได้รับข้อมูลของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อทำการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะนำส่งข้อมูลข้างต้นครบถ้วน และ กฟผ. ได้พิจารณาตามกำหนดระยะเวลาข้างต้นแล้ว

ตารางที่ O-1 คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อที่อาจมีผลทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ*			
ก)	พลังไฟฟ้ารวมของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ	ขนาด _____	MW
		ขนาด _____	MVAr
ข)	กระแสไฟฟ้าลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ	ขนาด _____	kA
ค)	กรณีผู้เชื่อมต่อหรือลูกค้าของผู้เชื่อมต่อมี หรือจะมีอุปกรณ์ หรือโหลดที่สร้างกระแสฮาร์มอนิกเหล่านี้ ต้องนำส่งข้อมูล ให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อน เพื่อประเมินคุณภาพไฟฟ้าในขั้นต้น		
	☐ Single Phase Power Supply	ขนาด _____	MVA
	☐ Semi-converter	ขนาด _____	MVA
	☐ 6-Pulse Converter No Series Inductance	ขนาด _____	MVA
	☐ 6-Pulse Converter With Series Inductance > 3%, DC Drive	ขนาด _____	MVA
	☐ 6-Pulse Converter With Large Inductor	ขนาด _____	MVA
	☐ 12-Pulse Converter	ขนาด _____	MVA
	☐ AC Voltage Regulator	ขนาด _____	MVA
	☐ อื่น ๆ	ขนาด _____	MVA
* อ้างอิงตามข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม โดยให้ปรับเปลี่ยนเกณฑ์ตามการแก้ไขปรับปรุงข้อกำหนดดังกล่าวฉบับล่าสุด			

OC3.1.2-O การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization)

1. การดำเนินการก่อนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
   (1) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องนำส่งกำหนดการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) และขั้นตอนการทดสอบอุปกรณ์ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน
   (2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องจัดเตรียม ตรวจสอบความเรียบร้อย พร้อมรักษาไว้ซึ่งความพร้อมใช้งานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ระบบป้องกันไฟฟ้า ระบบสื่อสาร (ทุกชนิด) ระบบควบคุมระยะไกล

(SCADA) อุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) และอื่น ๆ ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ผ่านการพิจารณาเห็นชอบของ กฟผ. แล้ว

(3) ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. อย่างครบถ้วน และนำส่งข้อมูลตามตารางตรวจสอบความพร้อมก่อนการเชื่อมต่อที่ กฟผ. กำหนด (ตารางที่ O-2) ไม่น้อยกว่า 10 วันทำการก่อนกำหนดวันขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก ทั้งนี้หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลไม่ถูกต้องหรือไม่ครบถ้วนตามที่ กฟผ. กำหนดไว้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการแก้ไข และนำส่งข้อมูลที่ได้ปรับปรุงแล้วให้ กฟผ. พิจารณาใหม่อีกครั้ง

(4) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through) ตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ที่ กฟผ. กำหนด ตามประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

(5) กฟผ. จะเชิญผู้เกี่ยวข้องในการเชื่อมต่อเข้าร่วมประชุมเพื่อเตรียมความพร้อมและกำหนดวันในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกภายใน 5 วันทำการ หลังจากผู้เชื่อมต่อ ได้นำส่งเอกสารตามตารางที่ O-2 ครบถ้วน

ตารางที่ O-2 รายการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อ ก่อนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

รายการตรวจสอบ	**รายละเอียดข้อมูลและสถานะการนำส่ง**
(ก) ข้อมูลทั่วไป	- ชื่อผู้เชื่อมต่อ ภาษาไทย - ชื่อผู้เชื่อมต่อ ภาษาอังกฤษ - ชื่อย่อภาษาอังกฤษ (กฟผ. เป็นผู้กำหนด) - นามเรียกขาน (กฟผ. เป็นผู้กำหนด) - สัญญาเลขที่ / ลงวันที่ - สถานที่ตั้งสำนักงาน - สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า
(ข) ข้อมูลทางเทคนิค	- กำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง ตามใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า (MW) - ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (MW)

รายการตรวจสอบ	รายละเอียดข้อมูลและสถานะการนำส่ง
	- ปริมาณ Maximum Reactive Power (MVAr) ทั้ง Leading และ Lagging ที่สามารถถ่ายเทกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า - ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ กำลังผลิตไฟฟ้าแต่ละเครื่อง (MVA, MW, PF) - ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ ชุด Inverter - ประเภทของโรงไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม - ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า เช่น ประเภทพลังงานหมุนเวียน ประเภท Cogeneration - เชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงสำรองที่ใช้ผลิตไฟฟ้า - เชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ผลิตไฟฟ้า - จุดเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. - จุดติดตั้งมาตรวัดซื้อขายพลังงานไฟฟ้า - ปริมาณการซื้อพลังไฟฟ้าสำรอง (MW) - การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าหรือระบบไอน้ำ - ข้อมูล Start – Up - การจัดเตรียมการควบคุมแรงดัน 4 Mode (Remote High Side Voltage Control, Remote High Side MVAR Control, Local High Side Voltage Control, Local High Side MVAR Control) - ข้อมูล BESS ผ่านระบบ SCADA
(ค) ข้อมูลศึกษาผลกระทบ (ตามมาตรฐานของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.)	- กำหนดวันขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก และขั้นตอนการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า - ข้อมูลทางเทคนิคตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
(ง) ระบบป้องกัน	- ระบบป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้า - ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection System) - ระบบป้องกัน Direct Transfer Trip และ Logic Diagram And Configurations

รายการตรวจสอบ	รายละเอียดข้อมูลและสถานะการนำส่ง
	- Single Line Diagram - ข้อมูลการตั้งค่า Frequency Relay และ Voltage Relay
(จ) ระบบสื่อสาร	- อุปกรณ์ระบบสื่อสาร - SCADA - RTU - ระบบ Party Line - หมายเลขโทรศัพท์ในเครือข่าย กฟผ. - หมายเลขโทรศัพท์เคลื่อนที่ - หมายเลขโทรศัพท์ผู้ให้บริการสาธารณะ - หมายเลขโทรศัพท์สำนักงาน - ระบบส่งข้อมูลผ่าน API สำหรับ EGAT REFC
(ฉ) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า	- อุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า - การติดตั้ง Unit Monitoring Meter (UMM) - ระบบ Automatic Meter Reading (AMR) - ระบบสื่อสารหลักและระบบสื่อสารสำรอง สำหรับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า - ระบบเทียบเวลา (Local Time Synchronization System)
(ช) ข้อมูลก่อนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	- ใบอนุญาตประกอบกิจการผลิตไฟฟ้า - ใบอนุญาตผลิตพลังงานควบคุม - หนังสืออนุญาตขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย - แผนบำรุงรักษาตลอดอายุโรงไฟฟ้าและแผนบำรุงรักษารายปีล่วงหน้า 5 ปี
(ฌ) กำหนดการ First Synchronization	- กำหนดวัน First Synchronization - ขั้นตอนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
(ญ) กำหนดการทดสอบ Trial Run	- กำหนดวันทดสอบ - กำหนดจำนวนวันที่จะทำการทดสอบ

(6) ก่อนถึงกำหนดเริ่มต้นการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรกเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจะต้องมีการตรวจสอบข้อมูล และ

ทดสอบความพร้อมใช้งานของระบบต่าง ๆ ระหว่างผู้เชื่อมต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ดังนี้

(ก) การแสดงข้อมูลทางไฟฟ้าผ่านระบบ SCADA แบบ Real Time

(ข) ความถูกต้องของการอ่านและส่งค่าทางไฟฟ้าของระบบ RTU

(ค) ขั้นตอนการทำงานของระบบป้องกันต่าง ๆ

(ง) การใช้งานของระบบโทรศัพท์ ระบบโทรสาร และระบบ Party Line

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อ นำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา หรือในกรณีที่อุปกรณ์ไฟฟ้าหรือคุณลักษณะของอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่ตรงกับที่แจ้งหรือส่งให้ กฟผ. ศึกษาหรือไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดใดข้อกำหนดหนึ่งตามที่ระบุไว้ได้ กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อ ทำการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องนั้นครบถ้วนแล้ว

2. ข้อกำหนดเพิ่มเติม

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแล้ว

OC3.1.3-O การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนด OC3.1.2-O ข้อที่ 1 และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามข้อกำหนด OC3.1.2-O ข้อที่ 2

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ BESS กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อทุกราย หลังได้รับเอกสารการขอตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน ทั้งนี้หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนำส่งไม่ครบถ้วน หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าใด ๆ เกิดเหตุขัดข้อง หรือไม่มีความพร้อมใช้งาน กฟผ. จะไม่เริ่มกระบวนการพิจารณาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องครบถ้วนแล้ว

OC3.1.3.1-O ข้อกำหนดการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า

การตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าโดยผ่านระบบ Monitoring System ผลลัพธ์ต้องเป็นไปตามข้อกำหนด GC4 โดยมีหัวข้อที่ต้องตรวจวัดดังนี้

(1) แรงดัน (Voltage Level)

(2) ความถี่ (Frequency)

(3) ฮาร์มอนิก (Harmonics)

(4) แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation)

กฟผ. จะทำการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อทุกราย ที่ขอตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้า และจะแจ้งผลการตรวจวัดให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 10 วัน

OC3.1.4-O การทดสอบความสามารถและการทดสอบเดินเครื่องของ BESS

OC3.1.4.1-O การทดสอบความสามารถของ BESS

1. ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องผ่านขั้นตอนการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) ตามข้อกำหนด OC3.1.2-O ข้อที่ 1 และสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามข้อกำหนด OC3.1.2-O ข้อที่ 2
2. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” และหัวข้อ OC3.1.4.2-O ตามที่ กฟผ. กำหนด และส่งผลการทดสอบความสามารถของ BESS ให้ กฟผ. ทราบ โดยทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัดและดำเนินการทดสอบในหัวข้อ ดังนี้
   (ก) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)
   (ข) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)
   (ค) การทดสอบการควบคุมกระแสรีแอคทีฟ (Reactive Current Test)
   (ง) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control)
   (จ) การทดสอบ A Fixed Displacement Factor Cos θ
   (ฉ) การทดสอบ A Variable Reactive Power Depending On The Voltage Q(U)
   (ช) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)
   (ซ) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)

   กรณีผู้เชื่อมต่อเป็น BESS ที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมไม่เกิน 10 MW จะต้องส่งผลการทดสอบความสามารถของ BESS จากผู้เชื่อมต่อหรือจากบริษัทผู้ผลิต (FAT Test) สำหรับแต่ละหน่วยของ BESS ยกเว้นการทดสอบ kV Control ตามข้อ 2. (ข)

3. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะต้องทำการทดสอบตามข้อ 1. (ก) – (ซ) พร้อมส่งผลการทดสอบหรือเอกสารรับรองผลการทดสอบจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ กฟผ. ทราบ

OC3.1.4.2-O การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

OC3.1.4.2.1-O ก่อนการทดสอบเดินเครื่อง

(1) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบความเสถียรของการจ่ายพลังไฟฟ้าโดยต้องจ่ายพลังไฟฟ้าต่อเนื่องด้วยปริมาณพลังไฟฟ้าและระยะเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด โดยในระหว่างการทดสอบ ต้องไม่มีการหยุดหรือลดการจ่ายพลังไฟฟ้ามากกว่าร้อยละ 10 (10%) ต่อเนื่องนานกว่า 30 นาที หรือตามที่ กฟผ. กำหนด โดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(2) ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องทำการทดสอบการปลดการเดินเครื่องแบบฉุกเฉิน (Load Rejection Test) ขณะมีการจ่ายพลังไฟฟ้าที่ 50%, 75% และ 100% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และแจ้งผลการทดสอบให้ผู้เกี่ยวข้องทราบโดยดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมส่งผลให้ กฟผ. ทราบ

(3) กฟผ. จะทำการตรวจสอบข้อมูลและความพร้อมของผู้เชื่อมต่อทุกรายตามตารางที่ O-2 และจะแจ้งผลการพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 7 วัน หลังได้รับเอกสารการขอทดสอบของผู้เชื่อมต่อ ทั้งนี้ หาก กฟผ. พบว่าข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อนำส่งไม่ครบถ้วน หรืออุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าใด ๆ เกิดเหตุขัดข้อง หรือไม่มีความพร้อมใช้งาน กฟผ. จะไม่เริ่มกระบวนการพิจารณาและจะไม่อนุญาตให้มีการทดสอบจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะมีการดำเนินการตรวจสอบแก้ไขส่วนที่เกี่ยวข้องครบถ้วนแล้ว

(4) ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งขอทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เป็นระยะเวลาต่อเนื่องไม่น้อยกว่า และไม่มากกว่า ตามที่ระบุไว้ในสัญญาให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าก่อนถึงกำหนดวันเริ่มทดสอบ อย่างน้อย 5 วันทำการ พร้อมนำส่งการทดสอบตามตารางที่ O-2 (ญ) (กำหนดการทดสอบ Trial Run) และข้อมูลความพร้อมของผู้เชื่อมต่อตามตารางที่ O-2 เพื่อให้ กฟผ. เห็นชอบกำหนดการดังกล่าวก่อนการทดสอบ ทั้งนี้ หากผู้เชื่อมต่อแจ้งล่วงหน้าน้อยกว่า 5 วันทำการ กฟผ. สงวนสิทธิที่จะพิจารณาเลื่อนกำหนดการขอเริ่มต้นการทดสอบนั้นออกไปจนเท่ากับ หรือมากกว่า 5 วันทำการตามความจำเป็น

OC3.1.4.2.2-O แผนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

ภายหลังจากที่ผู้เชื่อมต่อแจ้งขอทำการทดสอบตามเงื่อนไขข้อกำหนดแล้ว กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบให้กับผู้เชื่อมต่อ โดยแผนการทดสอบมีวัตถุประสงค์ เพื่อทำการทดสอบการจ่ายพลังไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง และความเชื่อถือได้ของการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตามสภาพระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาต่าง ๆ ของวัน ก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ ทั้งนี้ในการพิจารณาออกแผนการทดสอบนั้น กฟผ. จะคำนึงถึงความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า และคุณภาพไฟฟ้าเป็นสำคัญ

OC3.1.4.2.3-O ข้อกำหนดการผ่านการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

(1) ผู้เชื่อมต่อต้องขอทำการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เป็นระยะเวลาต่อเนื่องไม่น้อยกว่า และไม่มากกว่า ตามที่ระบุไว้ในสัญญา

(2) กฟผ. จะพิจารณาออกแผนการทดสอบให้กับผู้เชื่อมต่อ ตามข้อกำหนด OC3.1.4.2.2-O ซึ่งเมื่อ กฟผ. กำหนดแผนการทดสอบแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องจ่ายพลังไฟฟ้าให้ได้ตามแผนการทดสอบนั้น

(3) การเริ่มต้นทดสอบ กำหนดให้เริ่ม ณ เวลาที่ตกลงร่วมกันไว้ทั้ง 2 ฝ่าย โดยการนับจำนวนวันทดสอบครบรอบ 1 วัน คือ นับจากเวลา เริ่มต้น ถึงเวลาเดียวกัน ของวันถัดไป หรือครบ 24 ชั่วโมงแล้วแต่กรณี หรือตามระยะเวลาและเงื่อนไขที่ กฟผ. กำหนด

(4) หลังสิ้นสุดระยะเวลาการทดสอบตามแผนการทดสอบ ผู้เชื่อมต่อต้องสรุปผลการจ่ายพลังไฟฟ้าตลอดระยะเวลาการทดสอบ ส่งให้ กฟผ. เพื่อให้ กฟผ. ดำเนินการพิจารณาผลการทดสอบ

(5) ผู้เชื่อมต่อที่ได้รับการรับรองจาก กฟผ. ว่าผลการทดสอบผ่านตามที่ กฟผ. กำหนดแล้ว แผนการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ดังกล่าวนั้นจะนับระยะเวลาในแผนการทดสอบเดิมรวมกับระยะเวลาในแผนการทดสอบที่ขอขยายเพิ่ม แต่หากไม่ผ่านการทดสอบจะถือว่าการทดสอบในครั้งนั้นไม่ใช่การทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

OC3.1.4.2.4-O เงื่อนไขและข้อยกเว้น

ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการทดสอบ โดยมีเงื่อนไขและข้อยกเว้นตามที่ กฟผ. กำหนด

OC3.1.4.2.5-O ข้อปฏิบัติในการทดสอบ

(1) ก่อนถึงเวลาเริ่มต้นทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อประสานงานแจ้งศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อให้ได้รับการอนุญาตให้ขนาน BESS เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อบันทึกเวลาเริ่มต้นการทดสอบ

(2) หน่วยงานที่เกี่ยวข้องบันทึกค่าต่างๆ วันที่ เวลา และปริมาณพลังไฟฟ้า

แบบแจ้งขอเปลี่ยนแปลงเวลาการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ของ BESS

บริษัท : .....

Document ID .....

ตามที่บริษัทฯ ได้รับอนุญาตให้ทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ตามแผนการสั่งการทดสอบเดินเครื่องในลักษณะ Trial Run เลขที่ .....ลงวันที่.....

ระหว่างวันที่ ..... เวลา ..... น. ถึงวันที่ ..... เวลา..... น. นั้น

เนื่องจากเกิดเหตุการณ์

☐ โรงไฟฟ้าเดินเครื่องจ่ายไฟฟ้าเบี่ยงเบนนอกช่วง +/ 2% ของแผนสั่งการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เกิน 4 ครั้ง/วัน ในรอบ 24 ชั่วโมง

เมื่อวันที่..... เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า **บริษัทฯ จึงขอขยายระยะเวลาการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เพิ่ม** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้งดังนี้

จากวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ โรงไฟฟ้าเกิดเหตุขัดข้อง ทำให้ต้องปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าออกจากระบบไฟฟ้า

เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าบริษัทฯ **จึงขอแจ้งกำหนดการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ใหม่** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้งดังนี้

เริ่มวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ เกิดเหตุการณ์ตัดการเชื่อมโยง ด้วยสาเหตุจากการไฟฟ้า

เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

เวลาในการ Start up ตาม Warmth Condition (Hot, Warm, Cold Start up Time)

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า **บริษัทฯ จึงขอขยายระยะเวลาการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run เพิ่ม** จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้งดังนี้

จากวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

☐ อื่นๆ .....

.....

เมื่อวันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

ดังนั้น เพื่อให้ครบกำหนดระยะเวลาการทดสอบตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าบริษัทฯ .....

..... จากกำหนดเวลาเดิมที่เคยแจ้ง ดังนี้

.....วันที่.....เวลา.....น. ถึงวันที่.....ถึงเวลา.....น.

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณา

บริษัทฯ	**ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า**
ผู้แจ้ง ..... (.....) ตำแหน่ง ..... วันที่ ..... เวลา ..... น.	ผู้รับแจ้ง ..... (.....) ตำแหน่ง ..... วันที่ .....เวลา ..... น.

รูปที่ O-6 แบบฟอร์มการแจ้งขอเปลี่ยนแปลงเวลาการทดสอบเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run

OC3.1.5-O การดำเนินการก่อนการซื้อขายเชิงพาณิชย์

(1) หลังสิ้นสุดการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าและการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ผู้เชื่อมต่อต้องนำส่งผลการตรวจวัดคุณภาพไฟฟ้าตามข้อ OC3.1.3-O และผลการทดสอบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในลักษณะ Trial Run ตามข้อ OC3.1.4.2-O เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบ ไม่น้อยกว่า 3 วันทำการก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD) พร้อมแจ้งวันที่ผู้เชื่อมต่อประสงค์จะเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (COD)

(2) กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาผลการทดสอบให้ผู้เชื่อมต่อทราบ หลังจากวันที่ได้รับผลการทดสอบจากผู้เชื่อมต่อ

(3) สำหรับโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. พิจารณาแล้วได้ให้ความเห็นชอบว่า ผ่านการทดสอบตามข้อกำหนด OC3.1.4-O แล้ว กฟผ. จะแจ้งกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามวันที่ผู้เชื่อมต่อเสนอมา

OC3.2-O การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

เพื่อให้การจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้ คุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐาน กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีเพียงพอ กฟผ. จึงได้กำหนดขั้นตอนการประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

OC3.2.1-O แผนการผลิตไฟฟ้ารายปี

ก่อนวันที่ 1 กรกฎาคมของทุกปี ผู้เชื่อมต่อ จะต้องส่งแผนการผลิตไฟฟ้าของปีถัดไปเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด

OC3.2.2-O แผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

ก่อนวันที่ 15 ของทุกเดือน ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าและแผนการจำหน่ายปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตในเดือนถัดไปที่อาจมีการเปลี่ยนแปลงจากแผนการผลิตไฟฟ้ารายปีที่ได้แจ้งไว้แล้ว ให้ กฟผ. ทราบ โดยผ่านช่องทางสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด

OC3.2.3-O แผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์

ก่อนเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าและแผนการจำหน่ายปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตในสัปดาห์ถัดไปให้ กฟผ. รับทราบโดยผ่านช่องทางสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการไฟฟ้ารายสัปดาห์ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการผลิตไฟฟ้ารายสัปดาห์ในวันทำการก่อนวันหยุดนั้นภายในเวลาไม่เกิน 10.00 น.

OC3.2.4-O แผนการผลิตไฟฟ้ารายวัน

ก่อนเวลา 10.00 น. ของทุกวันทำการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งแผนการผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับวันถัดไปให้ กฟผ. รับทราบ โดยผ่านช่องทางสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด ทั้งนี้ หากวันถัดไปมิใช่วันทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายวันให้ครอบคลุมถึงวันทำการถัดไป

OC3.3-O การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC3.3.1-O หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ก่อนการปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ได้เตรียมไว้ เช่น ระบบโทรศัพท์สาธารณะ ระบบโทรศัพท์มือถือ หรือวิธีสื่อสารอื่นที่ กฟผ. กำหนด

OC3.3.2-O การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

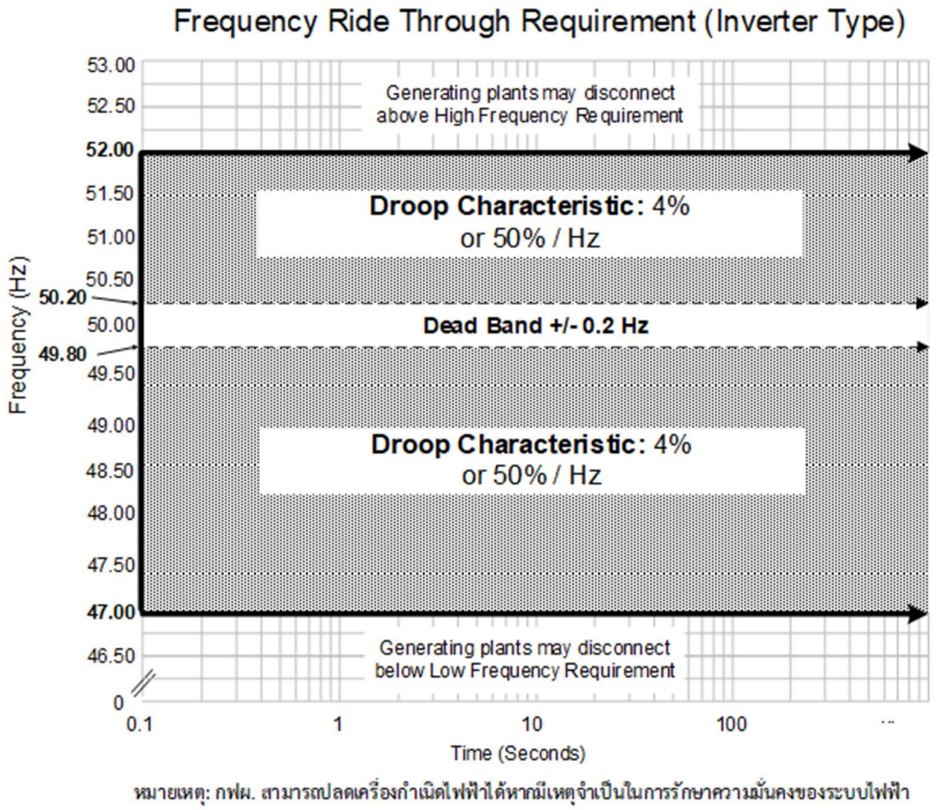
OC3.4-O การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

OC3.4.1-O การควบคุมความถี่และแรงดัน

OC3.4.1.1-O การควบคุมความถี่

1. กฟผ. จะรักษาความถี่ของระบบที่ 50.00 Hz โดยการควบคุมผ่าน Automatic Generation Control (AGC)
2. ผู้เชื่อมต่อต้องยอมให้หน่วยผลิตไฟฟ้าของตน ทำการผลิตไฟฟ้าภายใต้การควบคุมของระบบ AGC (จาก กฟผ.) หรือ Droop (ของโรงไฟฟ้า) ตลอดช่วงเวลาที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ยกเว้นว่าจะติดข้อขัดข้องทางเทคนิค (ซึ่งผู้เชื่อมต่อต้องรายงานเหตุการณ์ต่อ กฟผ. โดยเร็วที่สุด)
3. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.80 - 50.20 Hz ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.20 Hz ทั้งนี้ความสามารถของผู้เชื่อมต่อต้องพยายามช่วยระบบไฟฟ้าตามสถานะการชาร์จ (State of Charge)
4. กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.20 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการรับพลังไฟฟ้า (Charge) ด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังไฟฟ้าที่สามารถกักเก็บได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
5. กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.80 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการจ่ายพลังไฟฟ้าจากระบบกักเก็บพลังงาน (Discharge) ด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)
6. กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ O-8



รูปที่ O-8 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของ BESS

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Frequency Relay ตามตารางที่ O-2 ให้ กฟผ. ทราบ ภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

OC3.4.1.2-O การควบคุมแรงดัน

1. ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control ไว้ 4 Mode ที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.4 ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

   ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

   ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย

หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนด ดังนี้

ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = $\pm$ 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = $\pm$ 0.5 kV

หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด โดยการควบคุมแบบ Remote High Side Voltage Control และ Remote High Side MVAR Control ผ่าน Automatic Generation Voltage Control (AGVC) และในกรณีมีเหตุจำเป็นผู้เชื่อมต่อสามารถร้องขอให้ควบคุมแบบ Local High Side Voltage Control และ Local High Side MVAR Control เพื่อให้ กฟผ. พิจารณาเห็นชอบ

2.1 ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ O-9 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ตามรูปที่ O-10 ดังนี้

- ในสภาวะปกติแรงดันระหว่าง 90% – 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัดต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current (I_R) หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% – 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% – 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

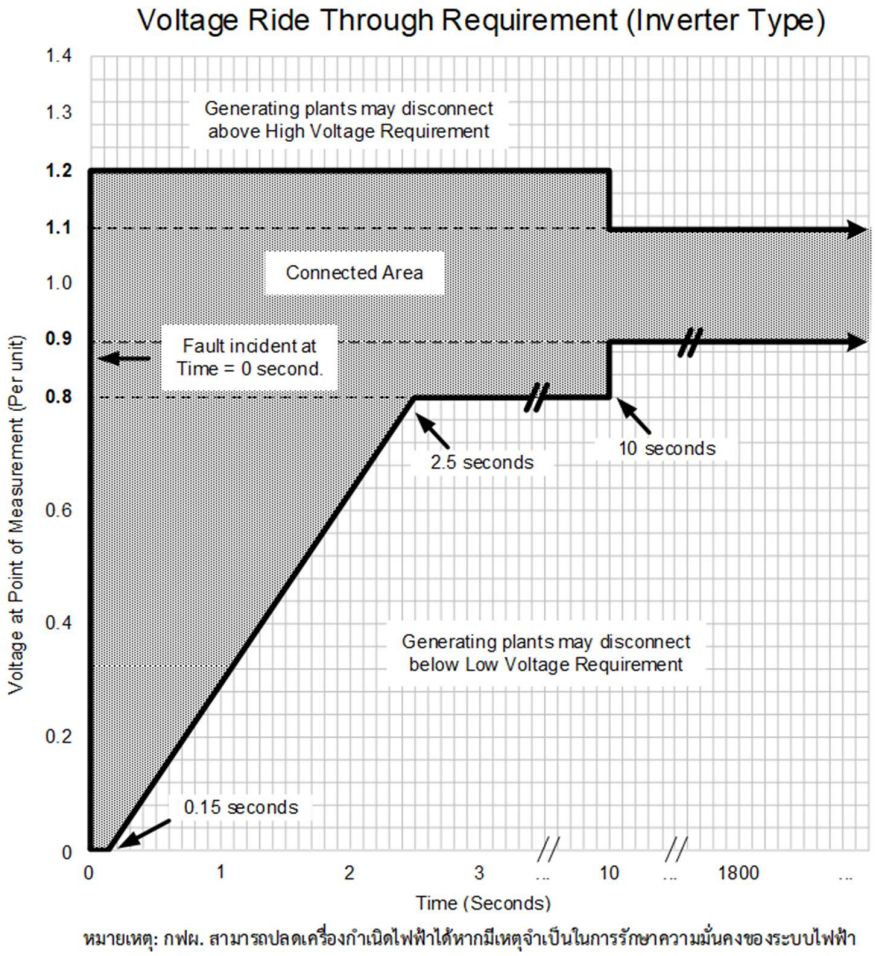
2.2 ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage

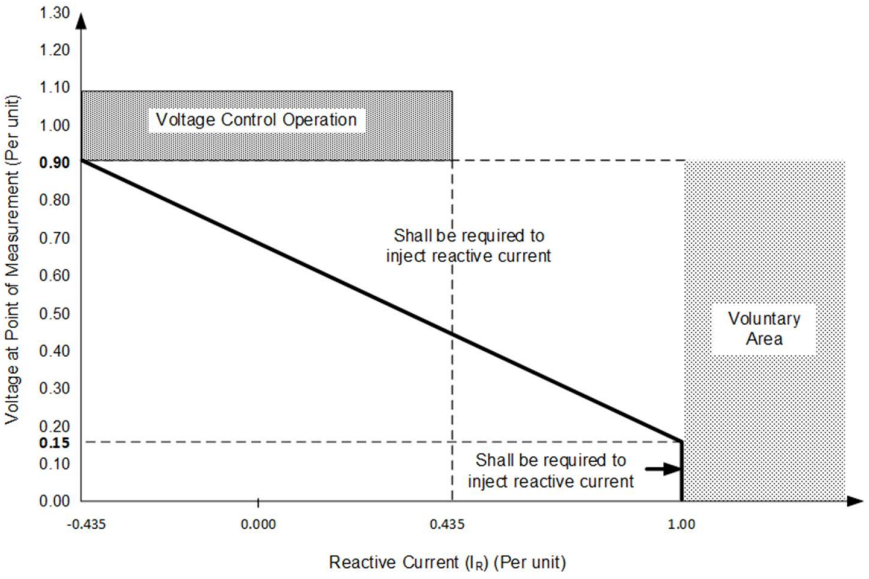
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาทีจนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-9

2.3 กรณีผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด

3. กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม



รูปที่ O-9 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของ BESS



รูปที่ O-10 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ทั้งนี้ ผู้เชื่อมต่อต้องส่งข้อมูลการตั้งค่า Voltage Relay ตามตารางที่ O-2 ให้ กฟผ. ทราบภายในวันที่ 1-30 กันยายน ของทุกปี

OC3.4.2-O ระยะเวลาการตอบสนอง (Step response time)

ระยะเวลาการตอบสนอง (T_{sr}) หมายถึง ช่วงเวลาระหว่าง T_0 ซึ่งเป็นโหมด Stand-by หรือมีการเปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ (Parameter) จนถึงเวลา T_3 ที่ค่ากำลังไฟฟ้าตอบสนองอยู่ในช่วง ± 2% ของค่าที่กำหนด (Set Point) ตามรูปที่ O-11

โดยระยะเวลาการตอบสนอง (Step Response Time; T_{sr}) ของ BESS ต้องไม่เกิน 200 ms

$$T_{sr} = T_3 - T_0 \leq 200 \text{ ms}$$

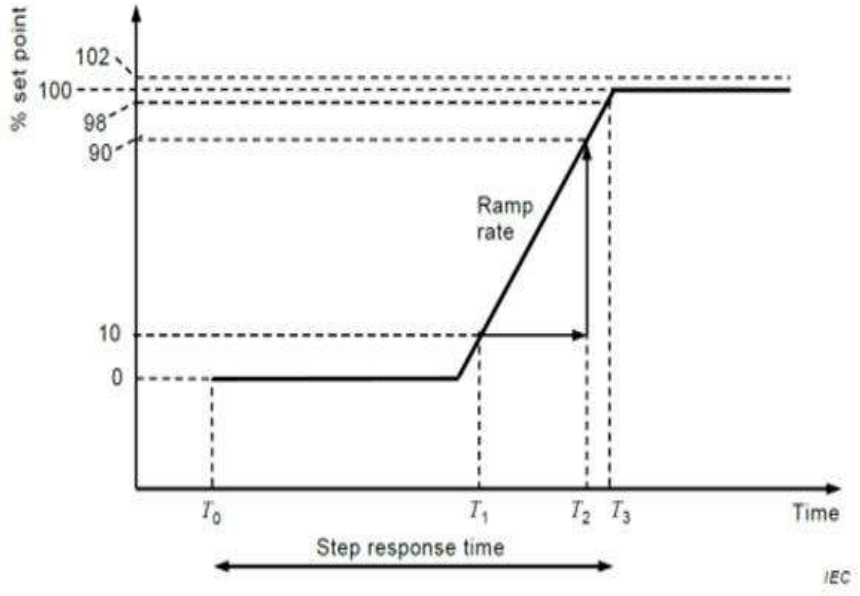
OC3.4.3-O Ramp rate

Ramp rate คือ อัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าจากช่วง 10% ถึง 90% ของค่าที่กำหนด (Set Point) ตามรูปที่ O-11

$$RR = \frac{P(T_2) - P(T_1)}{T_2 - T_1}(W/s)$$

T_1 คือ เวลาที่กำลังไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมีค่ามากกว่า 10% ของ set point

T_2 คือ เวลาที่กำลังไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมีค่ามากกว่า 90% ของ set point



รูปที่ O-11 เวลาการตอบสนอง และ Ramp Rate ของระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)

OC3.4.4-O อื่น ๆ

1. ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power อย่างทันทีทันใดที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา
2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.1
3. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.2
4. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.3
5. ผู้เชื่อมต่อต้องให้ข้อมูลตามที่ระบุในหัวข้อ OCA1 ผ่าน SCADA ให้แก่การไฟฟ้าที่เชื่อมต่อและรักษาระดับ SoC ขั้นต่ำตามที่การไฟฟ้ากำหนด (ขึ้นกับฟังก์ชันการทำงานของการไฟฟ้า) เพื่อให้มั่นใจว่าพร้อมสำหรับการให้บริการระบบเมื่อจำเป็น
6. ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถให้บริการระบบตามที่ กฟผ. กำหนด เช่น Black Start, Spinning Reserve, Frequency Regulation, Voltage Regulation, Synthetic Inertia หาก กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่า BESS มีศักยภาพเพียงพอในการสนับสนุนระบบไฟฟ้า

OC3.5-O การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบทันที

OC3.6-O การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ

1. เพื่อให้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ไม่ส่งผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้าและไม่มีผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเข้าตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อในเวลาที่เหมาะสม โดยจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน และหากพบว่า สถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อไม่เป็นไปตามสัญญาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมิได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบ กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดตามสัญญาเป็นระยะเวลาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแจ้งให้

กฟผ. ทราบ และ กฟผ. ได้พิจารณาแล้วว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อจะไม่ส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับภาระค่าใช้จ่ายของการศึกษาระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอัตราที่ กฟผ. กำหนด

2. กรณีที่ผู้เชื่อมต่อหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. มีสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

OC4-O ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid

ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ซึ่งเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 10 MW ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

OC4.1-O การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ และต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแล้ว

รวมทั้งต้องให้ข้อมูลตามที่ กฟผ. ร้องขอ เช่น กำลังผลิตไฟฟ้า (MW), ที่อยู่ของโรงไฟฟ้า, การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน ล่วงหน้า 5 ปี และการคาดการณ์ Profile การผลิตไฟฟ้า

OC4.1.1-O ข้อกำหนดการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

1. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด และส่งผลการทดสอบความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ กฟผ. ทราบ โดยทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัดและดำเนินการทดสอบในหัวข้อ ดังนี้
    (ก) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through)
    (ข) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)
    (ค) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)
    (ง) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)
2. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด ตามข้อ 1. พร้อม

ส่งผลการทดสอบหรือเอกสารรับรองผลการทดสอบจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ กฟผ. ทราบ ซึ่งต้องทำการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าและทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัด ยกเว้นกรณี ดังนี้

(ก) การทดสอบ kV Control ตามข้อ 1. (ค) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไปให้แสดงผลที่บ่งบอกถึงความสามารถในการควบคุมแรงดัน (kV Control) ที่เป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. ให้ กฟผ. ทราบ และกรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

(ข) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through) ตามข้อ 1. (ง) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

3. ผู้เชื่อมต่อทุกรายที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ทำการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through) และการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through) โดยใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC4.1.2-O ข้อกำหนดการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

1. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด และส่งผลการทดสอบความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ กฟผ. ทราบ โดยทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัดและดำเนินการทดสอบในหัวข้อ ดังนี้

(ก) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through)

(ข) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)

(ค) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)

(ง) การทดสอบการควบคุมกระแสรีแอคทีฟ (Reactive Current Test)

(จ) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control)

(ฉ) การทดสอบ A Fixed Displacement Factor Cos θ

(ช) การทดสอบ A Variable Reactive Power Depending On The Voltage Q(U)

(ซ) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)

(ฌ) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)

2. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด ตามข้อ 1. พร้อมส่งผลการทดสอบหรือเอกสารรับรองผลการทดสอบจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ กฟผ. ทราบ ซึ่งต้องทำการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าและทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัด ยกเว้นกรณี ดังนี้

   (ก) การทดสอบ kV Control ตามข้อ 1. (ค) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไปให้แสดงผลที่บ่งบอกถึงความสามารถในการควบคุมแรงดัน (kV Control) ที่เป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. ให้ กฟผ. ทราบ และกรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

   (ข) การทดสอบตามข้อ 1. (ง) – (ฌ) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

3. สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter และระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ต้องแยกดำเนินการทดสอบระหว่าง Inverter และ BESS ตามข้อ 1. (ก) – (ฌ) กรณีการทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test) ตามข้อ 1. (ข) ให้ใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC4.2-O การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

เพื่อให้การจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้ คุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐาน กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีเพียงพอ กฟผ. จึงได้กำหนดขั้นตอนการ

ประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทั้ง กฟผ. และผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

OC4.2.1-O แผนการผลิตไฟฟ้ารายปี

1. ให้ OC4.2.1-O นี้มีผลบังคับใช้เฉพาะผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. มากกว่า 10 เมกะวัตต์
2. ก่อนวันที่ 1 กรกฎาคมของทุกปี ผู้เชื่อมต่อ จะต้องส่งแผนการผลิตไฟฟ้าของปีถัดไป เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด

OC4.2.2-O แผนการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

ก่อนวันที่ 15 ของทุกเดือน ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งความพร้อมในการผลิตไฟฟ้าและแผนการจำหน่ายปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะผลิตในเดือนถัดไปที่อาจมีการเปลี่ยนแปลงจากแผนการผลิตไฟฟ้ารายปีที่ได้แจ้งไว้แล้ว ให้ กฟผ. ทราบ

OC4.2.3-O แผนการผลิตไฟฟ้ารายวัน

ก่อนเวลา 10.00 น. ของทุกวันทำการ ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งแผนการผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับวันถัดไปให้ กฟผ. รับทราบ โดยผ่านช่องทางสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด ทั้งนี้ หากวันถัดไปมิใช่วันทำการของ กฟผ. ให้ผู้เชื่อมต่อแจ้งแผนการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้ารายวันให้ครอบคลุมถึงวันทำการถัดไป

OC4.3-O การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC4.3.1-O หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้าก่อนการปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ได้เตรียมไว้ เช่น ระบบโทรศัพท์สาธารณะ ระบบโทรศัพท์มือถือ หรือวิธีสื่อสารอื่นที่ กฟผ. กำหนด

OC4.3.2-O การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

OC4.4-O การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

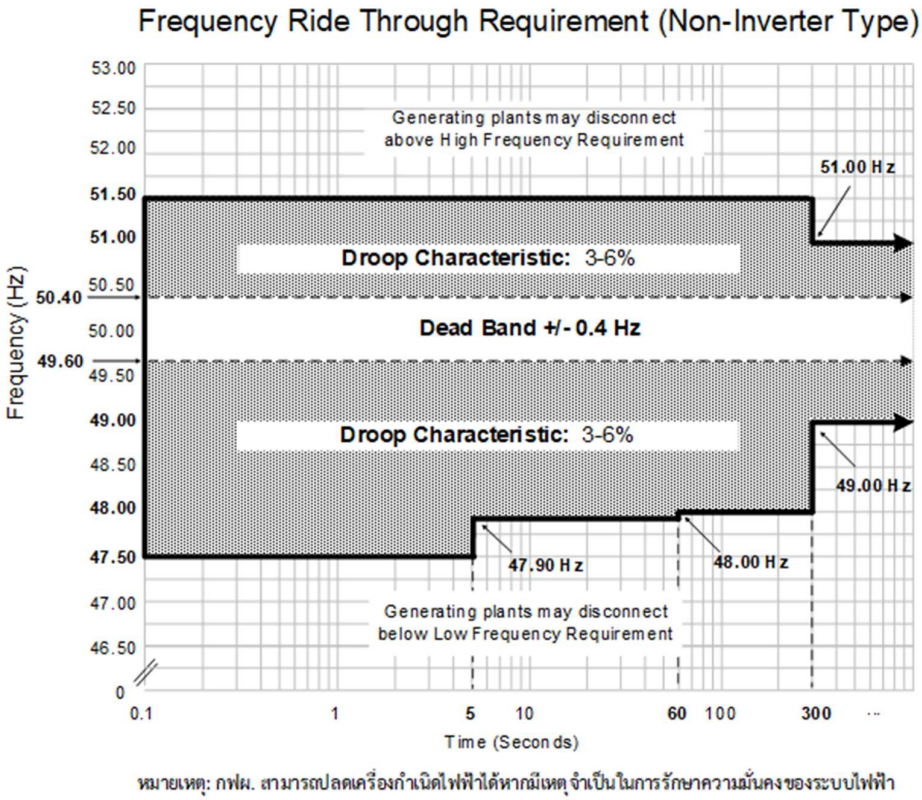
OC4.4.1-O ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC4.4.1.1-O การควบคุมความถี่และแรงดัน

OC4.4.1.1.1-O การควบคุมความถี่

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีระบบ Microgrid เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 10 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมความถี่ดังนี้

1. ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-12 ดังนี้
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz
2. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.60 - 50.40 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่ต่ำกว่า 49.60 Hz หรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่สูงกว่า 50.40 Hz เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.40 Hz โดยต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3% – 6% ตามที่ กฟผ. พิจารณา ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน



รูปที่ O-12 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC4.4.1.1.2-O การควบคุมแรงดัน

1. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีระบบ Microgrid เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 10 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดัน ดังนี้
    1.1 ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-13 ดังนี้
        - กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
        - กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
        - กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
        - กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที

- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-13
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

1.2 ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control อย่างน้อย 2 Mode ได้แก่

1.2.1 Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

1.2.2 Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจาก ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรือ อื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

ทั้งนี้ กฟผ. อาจพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control เป็น 4 Mode ตาม GC4.2.4 (2) แล้วแต่กรณี

ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

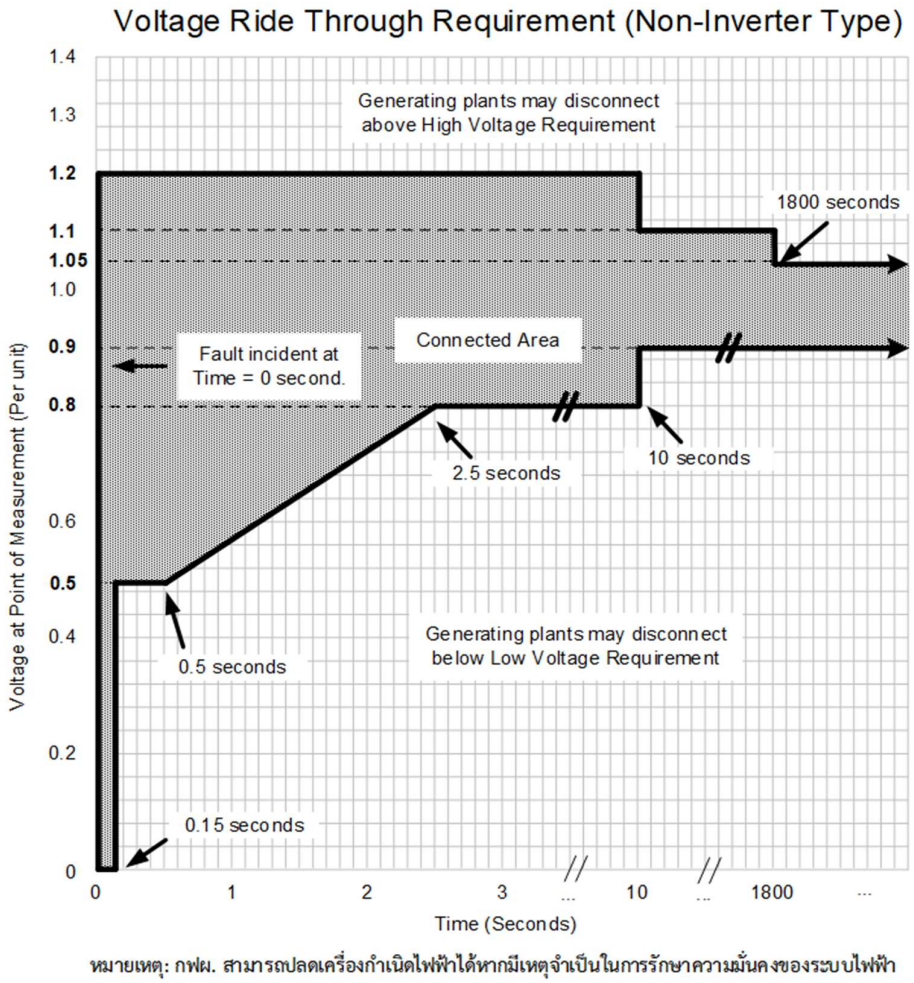
1.3 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนดดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = $\pm$ 1.5 kV

หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

1.4 กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

2. กรณีผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ปฏิบัติตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



รูปที่ O-13 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC4.4.1.2-O อื่น ๆ

(1) ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power อย่างทันทีทันใดที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(2) ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.1

(3) ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของ ผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของ ผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.2

(4) ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.3

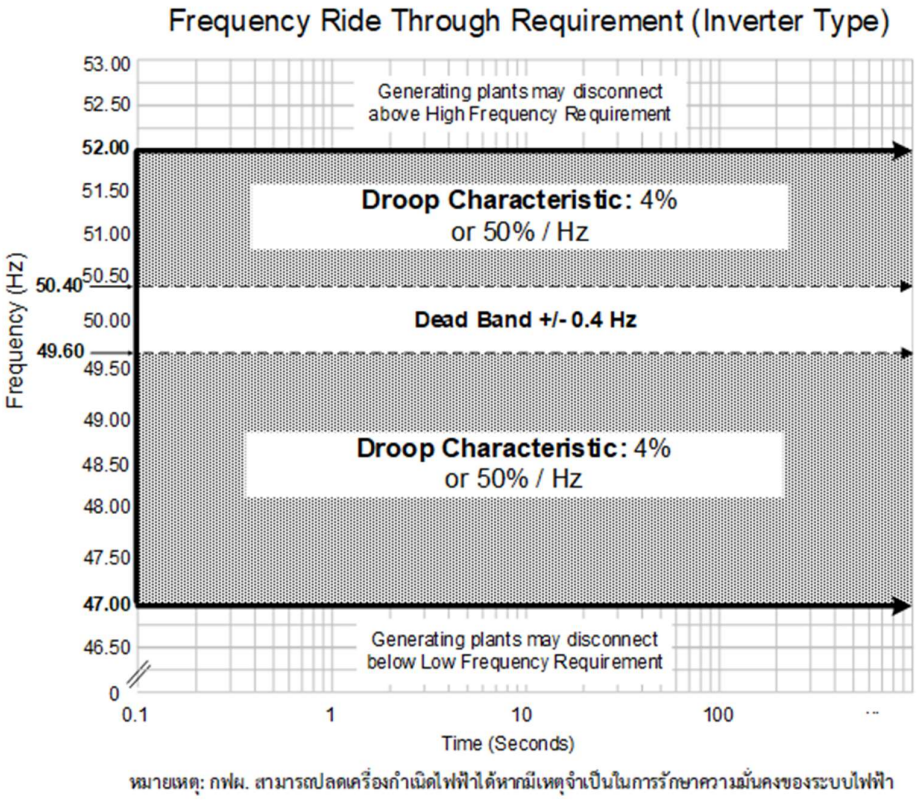
OC4.4.2-O ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC4.4.2.1-O การควบคุมความถี่และแรงดัน

OC4.4.2.1.1-O การควบคุมความถี่

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีระบบ Microgrid เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 10 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมความถี่ดังนี้

1. กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ O-14
2. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.60 - 50.40 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.40 Hz
3. กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.40 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
4. กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.60 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)



รูปที่ O-14 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC4.4.2.1.2-O การควบคุมแรงดัน

1. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีระบบ Microgrid เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 10 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดัน ดังนี้

    1.1 ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control อย่างน้อย 2 Mode ได้แก่

        1.1.1 Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

1.1.2 Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

ทั้งนี้ กฟผ. อาจพิจารณาให้ผู้เชื่อมต่อจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control เป็น 4 Mode ตาม GC4.2.4 (2) แล้วแต่กรณี

ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

1.2 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่า ค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนดดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = $\pm$ 1.5 kV

หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

1.2.1 ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ O-15 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ตามรูปที่ O-16 ดังนี้

- ในสภาวะปกติแรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current (I_R) หรือจ่าย Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% – 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

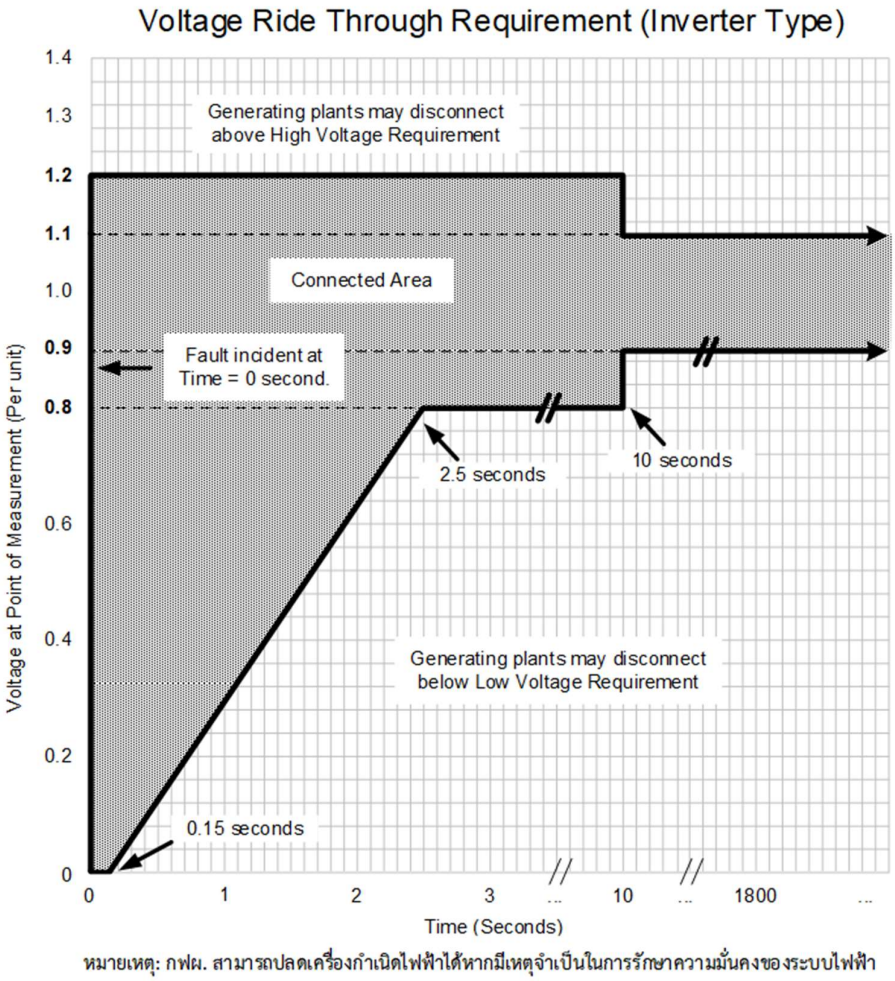
1.2.2 ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltageต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาทีจนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-15

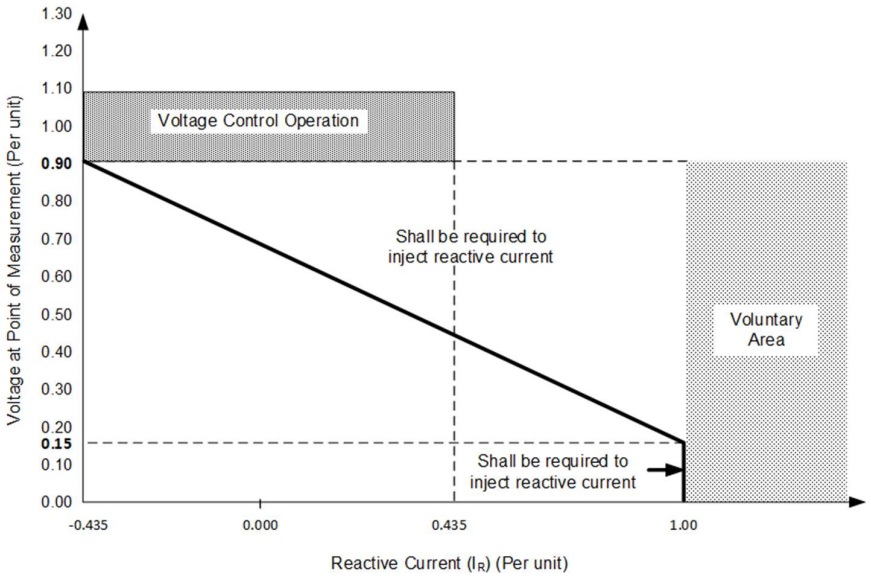
1.2.3 กรณีผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด

1.3 กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

2. กรณีผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ปฏิบัติตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



รูปที่ O-15 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ O-16 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC4.4.2.2-O อื่น ๆ

(1) ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power อย่างทันทีทันใด ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

(2) ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.1

(3) ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของ ผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของ ผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.2

(4) ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.3

OC4.4.3-O ข้อกำหนดเพิ่มเติมของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

การตอบสนองและการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ OC4.4.2-O ทั้งนี้ เพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากข้อกำหนดดังกล่าวมีขอบเขตการตอบสนองต่อการควบคุมความถี่และแรงดันที่ครอบคลุมข้อกำหนดของผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC4.5-O การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. สามารถตัดการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ได้ และแจ้งให้อีกฝ่ายทราบโดยเร็วที่สุดเท่าที่จะกระทำได้ ทั้งนี้หากเหตุการณ์ดังกล่าวเข้าสู่ภาวะปกติแล้ว กฟผ. จะต้องพยายามอย่างเต็มที่ที่จะดำเนินการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด

OC4.5.1-O การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ

1. เพื่อให้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อไม่ส่งผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้าและไม่มีผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเข้าตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อในเวลาที่เหมาะสม โดยจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน และหากพบว่าสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อไม่เป็นไปตามสัญญาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมิได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบ กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อทั้งหมดตามสัญญาเป็นระยะเวลาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแก้ไขให้สถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อเป็นไปตามสัญญา และแจ้งให้ กฟผ. ทราบ ซึ่ง กฟผ. ได้พิจารณาแล้วว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อจะไม่ส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับภาระค่าใช้จ่ายของการศึกษาระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอัตราที่ กฟผ. กำหนด
2. กรณีที่ผู้เชื่อมต่อหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

OC4.5.2-O หลักปฏิบัติในการควบคุมกระแสไฟฟ้าไหลย้อน

(ก) ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดการและควบคุมไม่ให้กระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จนส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย คุณภาพไฟฟ้า หรือมาตรฐานการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(ข) ในกรณีที่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า หรือมาตรฐานการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

(ค) ในกรณีที่มีกระแสไฟฟ้าไหลย้อนกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคง หรือความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า ของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วม

พิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

OC5-O ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ซึ่งเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนด ดังนี้

OC5.1-O การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ และต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแล้ว

รวมทั้งต้องให้ข้อมูลตามที่ กฟผ. ร้องขอ เช่น กำลังผลิตไฟฟ้า (MW), ที่อยู่ของโรงไฟฟ้า, การคาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน ล่วงหน้า 5 ปี และการคาดการณ์ Profile การผลิตไฟฟ้า

OC5.1.1-O ข้อกำหนดการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

1. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด และส่งผลการทดสอบความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ กฟผ. ทราบ โดยทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัดและดำเนินการทดสอบในหัวข้อ ดังนี้
    (ก) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through)
    (ข) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)
    (ค) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)
    (ง) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)

2. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด ตามข้อ 1. พร้อมส่งผลการทดสอบหรือเอกสารรับรองผลการทดสอบจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ กฟผ. ทราบ ซึ่งต้องทำการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าและทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัด ยกเว้นกรณี ดังนี้
   (ก) การทดสอบ kV Control ตามข้อ 1. (ค) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไปให้แสดงผลที่บ่งบอกถึงความสามารถในการควบคุมแรงดัน (kV Control) ที่เป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. ให้ กฟผ. ทราบ และกรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด
   (ข) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through) ตามข้อ 1. (ง) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด
3. ผู้เชื่อมต่อทุกรายที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี หรือมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประสานการทำงานมากกว่า 1 เทคโนโลยี ให้ทำการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through) และการทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through) โดยใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.1.2-O ข้อกำหนดการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

1. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด และส่งผลการทดสอบความสามารถของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ กฟผ. ทราบ โดยทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัดและดำเนินการทดสอบในหัวข้อ ดังนี้
   (ก) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะความถี่เปลี่ยนแปลง (Frequency Ride Through)

(ข) การทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency Response Test)

(ค) การทดสอบ kV Control (AGVC Test)

(ง) การทดสอบการควบคุมกระแสรีแอคทีฟ (Reactive Current Test)

(จ) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power Control)

(ฉ) การทดสอบ A Fixed Displacement Factor Cos θ

(ช) การทดสอบ A Variable Reactive Power Depending On The Voltage Q(U)

(ซ) การทดสอบการควบคุมกำลังไฟฟ้า (Active Power Control)

(ฌ) การทดสอบความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันเปลี่ยนแปลงชั่วขณะ (Voltage Ride Through)

2. ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้ดำเนินการทดสอบกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ผู้เชื่อมต่อทำการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจะต้องดำเนินการทดสอบและปฏิบัติตาม “ขั้นตอนและวิธีการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ Inverter และ BESS” ตามที่ กฟผ. กำหนด ตามข้อ 1. พร้อมส่งผลการทดสอบหรือเอกสารรับรองผลการทดสอบจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ กฟผ. ทราบ ซึ่งต้องทำการทดสอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าและทำการทดสอบที่จุดติดตั้งมาตรวัด ยกเว้นกรณี ดังนี้

   (ก) การทดสอบ kV Control ตามข้อ 1. (ค) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไปให้แสดงผลที่บ่งบอกถึงความสามารถในการควบคุมแรงดัน (kV Control) ที่เป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. ให้ กฟผ. ทราบ และกรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

   (ข) การทดสอบตามข้อ 1. (ง) – (ฌ) กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ทำการทดสอบตามขั้นตอนและรายละเอียดการทดสอบที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด

3. สำหรับผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter และระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ต้องแยกดำเนินการทดสอบระหว่าง Inverter และ BESS ตามข้อ 1. (ก) – (ฌ) กรณีการทดสอบความสามารถในการตอบสนองต่อความถี่ (Frequency

Response Test) ตามข้อ 1. (ข) ให้ใช้เกณฑ์การทดสอบตามผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.2-O การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า

ผู้เชื่อมต่อที่ต้องการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ต้องแจ้งข้อมูลเพื่อการวางแผนการผลิตไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

(ก) ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า (MW)

(ข) สถานที่ตั้ง

(ค) สถิติการผลิตไฟฟ้ารายเดือน

(ง) คาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน ล่วงหน้า 5 ปี

(จ) รูปแบบการผลิตไฟฟ้ารายวัน (Daily Load Profile)

OC5.3-O การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC5.3.1-O หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ก่อนการปลดหรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ได้เตรียมไว้ เช่น ระบบโทรศัพท์สาธารณะ ระบบโทรศัพท์มือถือ หรือวิธีสื่อสารอื่นที่ กฟผ. กำหนด

OC5.3.2-O การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

OC5.4-O การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงผู้เชื่อมต่อต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

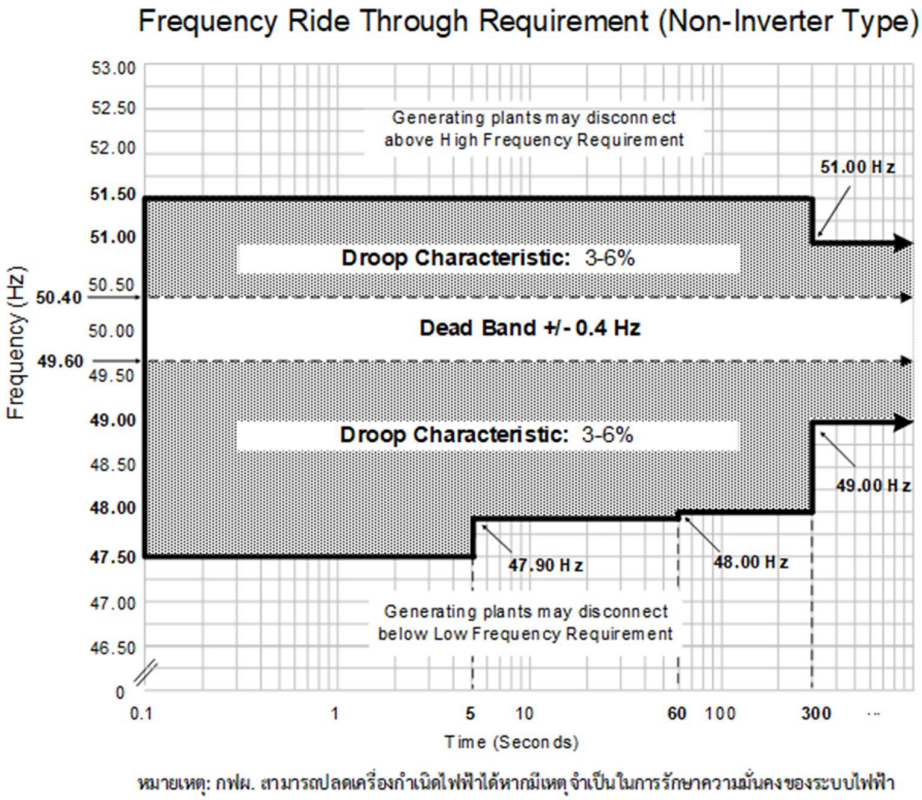
OC5.4.1-O ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.4.1.1-O การควบคุมความถี่และแรงดัน

OC5.4.1.1.1-O การควบคุมความถี่

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมความถี่ดังนี้

1. ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจาก ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-17 ดังนี้
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 49.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz ต่อเนื่องเกิน 5 วินาที
    - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.50 Hz หรือสูงกว่า 51.50 Hz
2. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.60 - 50.40 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่ต่ำกว่า 49.60 Hz หรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้าในกรณีความถี่สูงกว่า 50.40 Hz เพื่อทำให้ความถี่กลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.40 Hz โดยต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 3% – 6% ตามที่ กฟผ. พิจารณา ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน
3. กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. สงวนสิทธิในการขอข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบความสามารถในการควบคุมความถี่ของผู้เชื่อมต่อ



รูปที่ O-17 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.4.1.1.2-O การควบคุมแรงดัน

1. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดัน ดังนี้

    1.1 ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ตามรูปที่ O-18 ดังนี้

    - กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
    - กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
    - กรณีแรงดันสูงกว่า 105% จนถึง 110% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1,800 วินาที หรือ 30 นาที
    - กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที

- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 50% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 จนถึง 0.5 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-18
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 50% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 0.15 วินาที

1.2 ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control อย่างน้อย 2 Mode ได้แก่

1.2.1 Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

1.2.2 Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้

ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

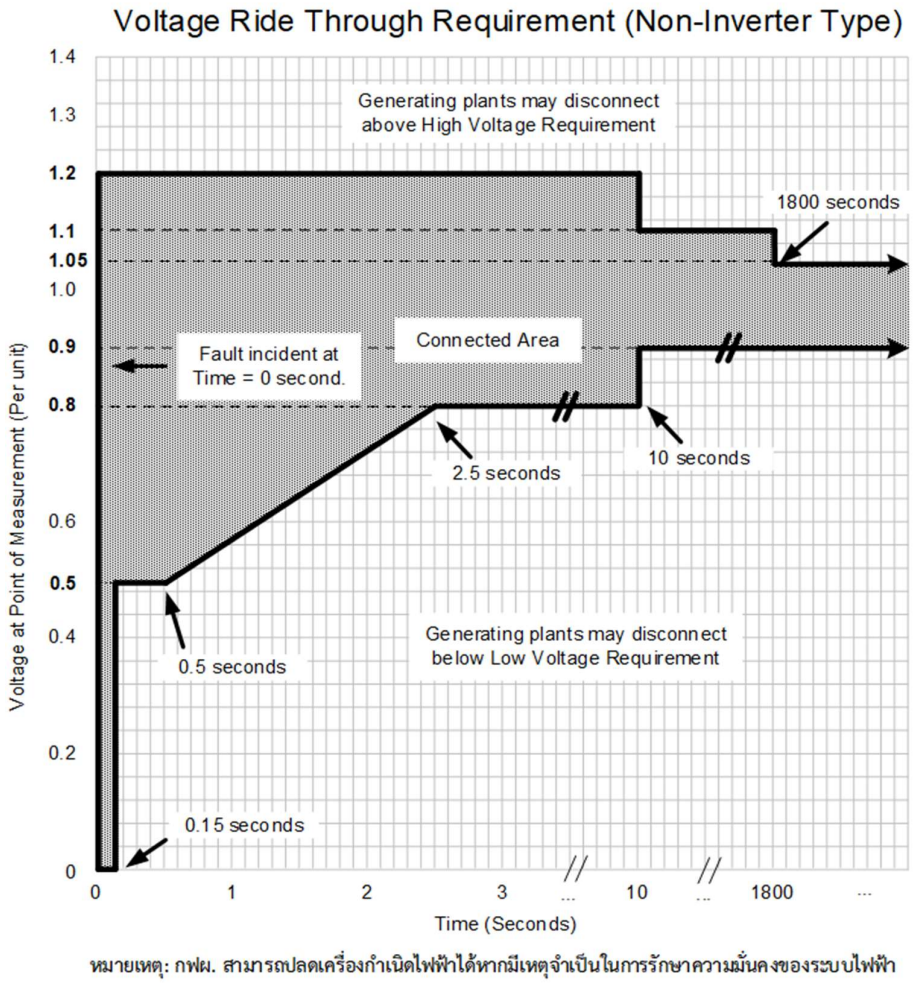
1.3 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่า ค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนดดังนี้

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = ± 1.5 kV
หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

1.4 กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. สงวนสิทธิในการขอข้อมูลที่เกี่ยวข้อง เพื่อตรวจสอบความสามารถในการควบคุมแรงดันของผู้เชื่อมต่อ

1.5 กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

2. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ปฏิบัติตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



รูปที่ O-18 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.4.1.2-O อื่น ๆ

1. ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power อย่างทันทีทันใด ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา
2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.1
3. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.2

4. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.3

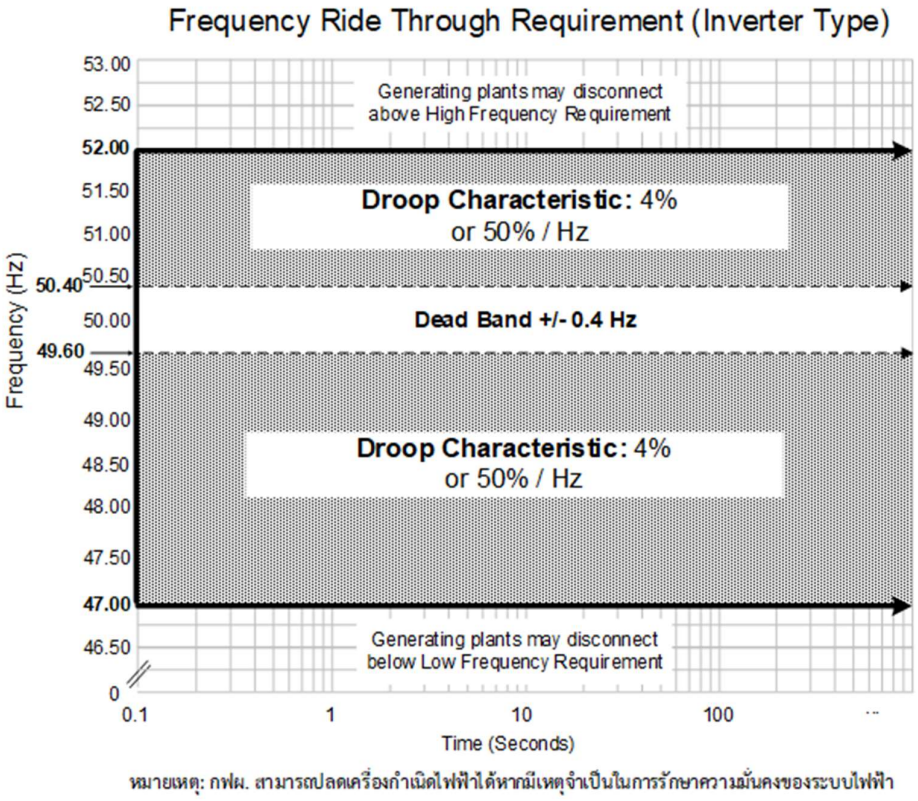
OC5.4.2-O ข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.4.2.1-O การควบคุมความถี่และแรงดัน

OC5.4.2.1.1-O การควบคุมความถี่

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมความถี่ดังนี้

1. กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ ตามรูปที่ O-19
2. กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.60 - 50.40 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.40 Hz
3. กรณีที่ความถี่สูงกว่า 50.40 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Instantaneous Available Power)
4. กรณีที่ความถี่ต่ำกว่า 49.60 Hz ผู้เชื่อมต่อต้องตอบสนองต่อความถี่โดยการปรับเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าด้วย Droop Characteristic 4% หรือด้วยสัดส่วน 50% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดที่ทำได้ ณ ขณะนั้น (Maximum Instantaneous Available Power)
5. กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. สงวนสิทธิในการขอข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อตรวจสอบความสามารถในการควบคุมความถี่ของผู้เชื่อมต่อ



รูปที่ O-19 เกณฑ์ Frequency Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.4.2.1.2-O การควบคุมแรงดัน

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป และมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวมกันมากกว่า 6 MW ต้องมีความสามารถในการควบคุมแรงดัน ดังนี้

    1.1 ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันแบบ kV Control อย่างน้อย 2 Mode ได้แก่

        1.1.1 Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

1.1.2 Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ซึ่งจะต้องเปิดการใช้งานและดำเนินการปรับค่าตาม Voltage Reference ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าในรูปแบบ Real Time หรือ Scheduling

ในกรณีที่ กฟผ. พบว่า ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถควบคุมแรงดันไฟฟ้าได้ตาม Voltage Reference กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว

ในกรณีที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่าจะส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบเพื่อดำเนินการพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขร่วมกันโดยเร็ว หากผู้เชื่อมต่อเพิกเฉย หรือไม่เข้าร่วมพิจารณาหาทางปรับปรุงและแก้ไขตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ได้แจ้งไป กฟผ. สงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

1.2 ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดไม่ให้ด้อยกว่า หรือพยายามทำให้ดีกว่าค่า Voltage Reference โดย Voltage dead band กำหนด ดังนี้
ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = $\pm$ 1.5 kV
หรือค่าอื่นที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากำหนด

1.2.1 ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลงภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area ตามรูปที่ O-20 โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ตามรูปที่ O-21 ดังนี้

- ในสภาวะปกติแรงดันระหว่าง 90% จนถึง 110% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องมี Voltage Control Operation รับ Reactive Current (I_R) หรือจ่าย

Reactive Current เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลง

- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 15% จนถึง 90% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องลดการรับ Reactive Current หรือจ่าย Reactive Current เป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงอย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- ในสภาวะเกิดเหตุผิดปกติ แรงดันระหว่าง 0% – 15% ของ Base Voltage ที่จุดติดตั้งมาตรวัด ต้องจ่าย Reactive Current อย่างทันทีทันใดเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ที่กระแส Reactive current เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter

1.2.2 ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter สามารถตัดการเชื่อมโยง (May Disconnect) โรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้ โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

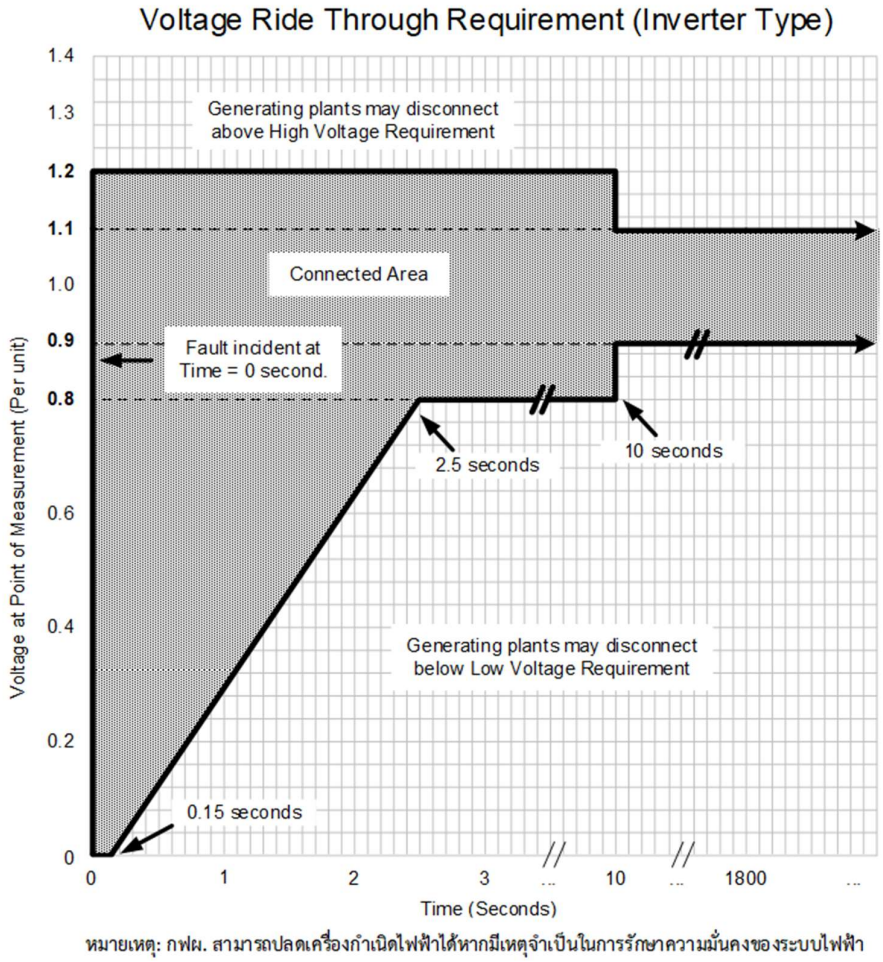
- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 80% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 80% จนถึง 0% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 2.5 วินาทีจนถึง 0.15 วินาที ตามกำหนดสำหรับแต่ละกรณีแรงดันในช่วง ตามรูปที่ O-20

1.2.3 กรณีผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 90% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าตามการสั่งการและการพิจารณาของการไฟฟ้าด้วย Ramp Rate ตามที่การไฟฟ้ากำหนด

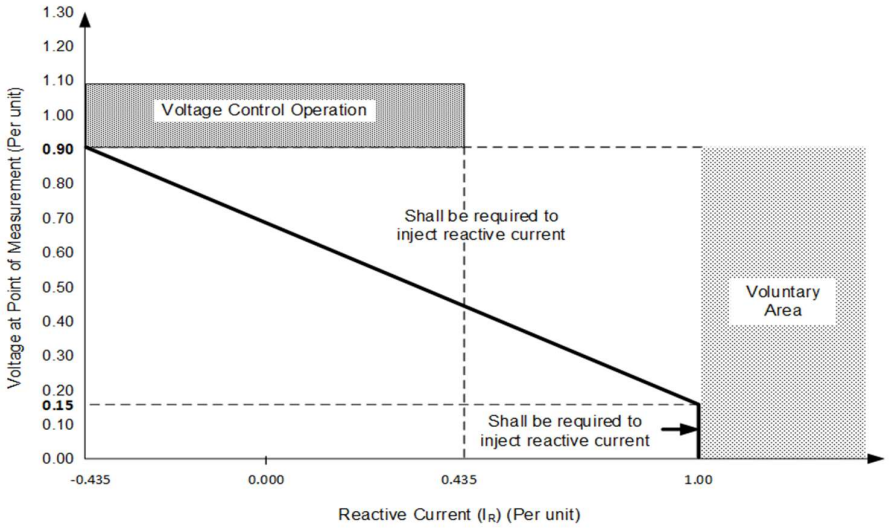
1.3 กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. สงวนสิทธิในการขอข้อมูลที่เกี่ยวข้อง เพื่อตรวจสอบความสามารถในการควบคุมแรงดันของผู้เชื่อมต่อ

1.4 กฟผ. สามารถปรับลักษณะของกราฟให้เหมาะสมตามพื้นที่สำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ภายหลังตามความเหมาะสม

2. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับแรงดันต่ำกว่า 69 kV ให้ปฏิบัติตามเกณฑ์ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนด



รูปที่ O-20 เกณฑ์ Voltage Ride Through ของโรงไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter



รูปที่ O-21 การควบคุมการจ่ายหรือรับ Reactive Current ของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.4.2.2-O อื่น ๆ

1. ในภาวะปกติ ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power อย่างทันทีทันใด ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา
2. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันและกระแสผิดเพี้ยนที่จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.1
3. ผู้เชื่อมต่อต้องพยายามลดระดับความรุนแรงของไฟกระพริบที่อาจเกิดจากการใช้อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตของผู้เชื่อมต่อหรือจากลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.2
4. ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาภาวะแรงดันไม่ได้ดุล (Voltage Unbalance) ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่ให้เกินค่าที่ระบุไว้ในข้อกำหนด GC4.2.3

OC5.4.3-O ข้อกำหนดเพิ่มเติมของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1 เทคโนโลยี

การตอบสนองและการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter ในข้อ OC5.4.2-O ทั้งนี้ เพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากข้อกำหนดดังกล่าวมีขอบเขตการตอบสนองต่อการควบคุมความถี่และแรงดันที่ครอบคลุมข้อกำหนดของผู้เชื่อมต่อที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

OC5.5-O การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือ ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบทันที

OC5.6-O การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ

1. เพื่อให้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ไม่ส่งผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้าและไม่มีผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการเข้าตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อในเวลาที่เหมาะสม โดยจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน และหากพบว่า สถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อไม่เป็นไปตามสัญญาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมิได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบ กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการตัดการเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งหมดตามสัญญาเป็นระยะเวลาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแจ้งให้ กฟผ. ทราบ และ กฟผ. ได้พิจารณาแล้วว่า การเชื่อมต่อของผู้เชื่อมต่อจะไม่ส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับภาระค่าใช้จ่ายของการศึกษาระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอัตราที่ กฟผ. กำหนด
2. กรณีที่ผู้เชื่อมต่อหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน กฟผ. มีสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ให้บริการด้านเทคโนโลยี
ระบบกำลังไฟฟ้ารูปแบบใหม่

OC-N ผู้ให้บริการด้านเทคโนโลยีระบบกำลังไฟฟ้ารูปแบบใหม่

OC1-N บทนำ

OC1.1-N ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ใช้กับผู้ให้บริการด้านเทคโนโลยีระบบกำลังไฟฟ้ารูปแบบใหม่ ดังนี้

- ผู้เชื่อมต่อที่เป็นผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resource Aggregator)

OC1.2-N แหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการติดตั้งและข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ก่อนการเชื่อมต่อ แหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อต้องตรวจวัดคุณภาพ และ/หรือทดสอบเดินเครื่องแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวหรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อตามเกณฑ์ที่กำหนด

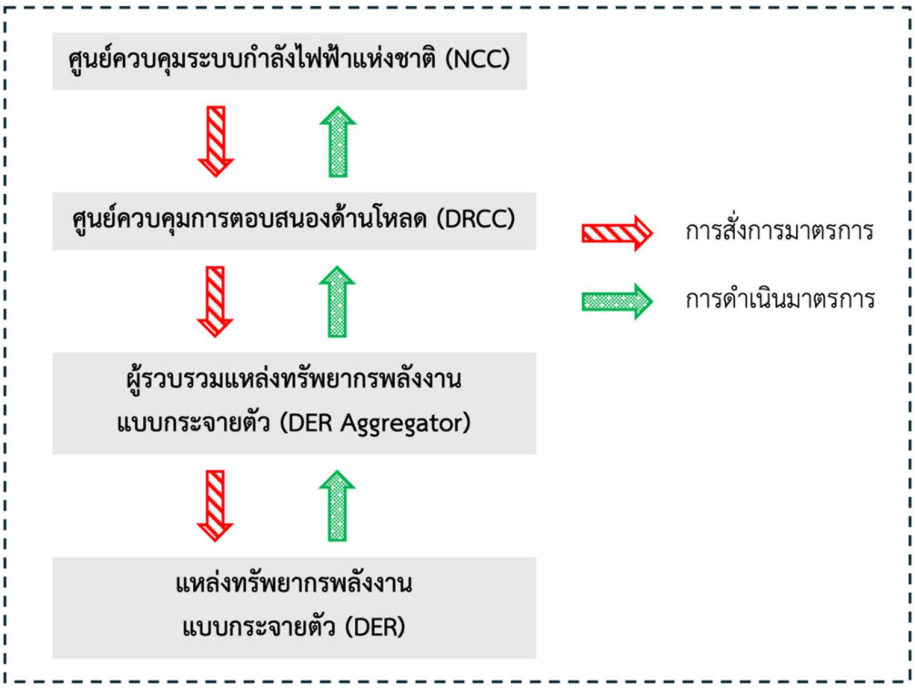
ทั้งนี้ ข้อกำหนดส่วนนี้ กฟผ. สงวนสิทธิที่จะเพิ่มเติมข้อปฏิบัติ หลักเกณฑ์ หรือวิธีการต่าง ๆ ได้ ตามความเหมาะสม โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้า ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

OC1.3-N สำหรับแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

OC2-N ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Aggregator)

OC2.1-N **ข้อกำหนดทั่วไป**

1. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด คือหน่วยงานที่ทำหน้าที่ดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด โดย กฟผ. และ/หรือหน่วยงานภาคนโยบายและกำกับดูแล ตามคำสั่งการของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ โดยสั่งการไปที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว เพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวตามรูปที่ N-1



รูปที่ N-1 โครงสร้างการดำเนินมาตรการของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด

2. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ต้องสามารถรวบรวมและบริหารจัดการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวได้ตามข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง
3. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ทำสัญญา และ/หรือข้อตกลงกับ กฟผ. จำเป็นต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดฉบับนี้ สำหรับทุก ๆ แหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
4. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องลงทะเบียนระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว กับระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลด ภายหลังจากผ่านการทดสอบการเชื่อมต่อและสั่งการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดทราบก่อนดำเนินการในขั้นตอนการลงทะเบียน เพื่อกำหนดวันเวลาและพารามิเตอร์ต่าง ๆ ให้เป็นไปตามข้อมูลตามที่ตกลงร่วมกัน
5. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวแต่ละรายจะต้องยืนยันกับ กฟผ. ว่ามีความสามารถในการปฏิบัติตามข้อกำหนดนี้และตามที่ระบุในสัญญาที่ทำร่วมกับ กฟผ.

6. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวแต่ละรายต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบถึงการเปลี่ยนแปลงใด ๆ เช่น การบำรุงรักษาระบบ การปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบของระบบหรือการตั้งค่าระบบใหม่ ซึ่งเป็นเหตุทำให้ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดนี้และตามที่ระบุในสัญญาที่ทำร่วมกับ กฟผ. โดยผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องแจ้งให้ทราบล่วงหน้าอย่างน้อย 7 วัน ก่อนดำเนินการ เพื่อให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดเตรียมการรองรับผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้น
7. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องจัดส่งข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและ/หรือการใช้ไฟฟ้าทั้งในรูปแบบ Real Time และย้อนหลัง รายแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่จำเป็นต่อการดำเนินมาตรการ การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการดำเนินมาตรการ ตลอดจนการคำนวณค่าตอบแทน ในกรณีที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดร้องขอ
8. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดสั่งการควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าไปยังผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว โดยระบุ รูปแบบตลาด (Market Context) กลุ่มเป้าหมาย (Target) ช่วงเวลาที่ดำเนินมาตรการ และปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สั่งการในแต่ละช่วงเวลา
9. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะพิจารณาแหล่งทรัพยากรของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวออกเป็นกลุ่มย่อย เรียกว่า กลุ่มเป้าหมาย (Target) เพื่อความยืดหยุ่นและเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด
10. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวสามารถกำหนดกลุ่มเป้าหมายตามรูปแบบของการบริหารจัดการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวตามความเหมาะสม เช่น พื้นที่การจ่ายไฟ จุดเชื่อมต่อทางไฟฟ้าของ กฟผ. พื้นที่ทางภูมิศาสตร์ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทของมาตรการดำเนินการ ช่วงเวลาในรอบวันที่ดำเนินมาตรการ ทั้งนี้ หลักการกำหนดกลุ่มเป้าหมายตามรูปแบบดังกล่าว ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดทราบ
11. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องกำหนดรหัสอ้างอิงของกลุ่มเป้าหมาย ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด เพื่อใช้ระบุกลุ่มเป้าหมายในข้อมูลรายงานและข้อมูลการควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือ

การใช้ไฟฟ้าที่รับ-ส่งกับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด และต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดทราบถึงรายการรหัสดังกล่าวทั้งหมด

12. แหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวจัดหามาทั้งหมดสำหรับดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนดตามสัญญาและ/หรือข้อตกลงจัดเป็นกลุ่มเป้าหมายหนึ่งของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว โดยผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องกำหนดรหัสอ้างอิงสำหรับกลุ่มเป้าหมายนี้ด้วย
13. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดมีหน้าที่กำหนดรูปแบบตลาด (Market Context) สำหรับดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด และต้องแจ้งให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ
14. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดอาจกำหนดรูปแบบตลาดมากกว่าหนึ่งรูปแบบ โดยพิจารณาตามความเหมาะสม เช่น รูปแบบธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด รูปแบบธุรกิจการตอบสนองด้านโหลดของยานยนต์ไฟฟ้า รูปแบบธุรกิจด้านโรงไฟฟ้าเสมือน เป็นต้น
15. ในกรณีที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดต้องการเพิ่มหรือยกเลิกหรือเปลี่ยนแปลงรูปแบบตลาดที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดต้องแจ้งผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ

OC2.2-N การรับส่งรายงานตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด

1. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องจัดส่งข้อมูลการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนดของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวให้ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดด้วยระบบบริหารจัดการผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ซึ่งข้อมูลที่จัดส่งประกอบด้วยชุดข้อมูลที่เรียกว่า รายงานตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b (OpenADR Report) หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด ซึ่งในข้อกำหนดนี้จะเรียกว่า รายงาน
2. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องปฏิบัติตามขั้นตอนการรับ-ส่งรายงาน ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด

3. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะกำหนดประเภทรายงาน รวมทั้งรายละเอียดของข้อมูลในรายงาน แต่ละมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด ที่ต้องการรับจากผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวและแจ้งให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ
4. ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องนำส่งรายงานทั้งหมดกับระบบบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลด ตามข้อกำหนด OC2.2-N ข้อ 3 และเป็นไปตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด
5. ในกรณีที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องการนำส่งรายงานใหม่ ให้แจ้งศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดเพื่ออนุญาต โดยรายงานเดิมที่ได้นำส่งไว้ทั้งหมดจะถูกลบออกจากระบบและแทนที่ด้วยรายงานใหม่ที่ได้นำส่งล่าสุด
6. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนดประเภทของรายงานไว้เบื้องต้นดังนี้
    (1) รายงานกำลังไฟฟ้าจริงของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
        - ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวส่งมอบไว้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด เป็นข้อมูลวัด Real Time ตามรูปแบบมาตรการที่กำหนด
        - รายงานต้องสามารถแยกข้อมูลตามกลุ่มเป้าหมายได้
        - หน่วย: กิโลวัตต์ (kW)
        - ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล: 15 นาที หรือเป็นไปตามที่กำหนด
    (2) รายงานกำลังไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลด
        - ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดที่ผู้รวบรวมโหลดส่งมอบไว้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด (Load Aggregator Baseline Load) เพื่อใช้เป็นค่าอ้างอิงในการลดการใช้ไฟฟ้า โดยที่ผู้รวบรวมโหลดเป็นผู้คำนวณ ตามรูปแบบมาตรการที่กำหนด
        - รายงานต้องสามารถแยกข้อมูลตามกลุ่มเป้าหมายได้
        - หน่วย: กิโลวัตต์ (kW)
        - ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล: 15 นาที หรือเป็นไปตามที่กำหนด

(3) รายงานกำลังไฟฟ้าที่ลดได้ของผู้รวบรวมโหลด
- ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงเมื่อเทียบกับการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดที่ผู้รวบรวมโหลดส่งมอบไว้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด โดยที่ผู้รวบรวมโหลดเป็นผู้คำนวณ ตามรูปแบบมาตรการที่กำหนด
- รายงานต้องสามารถแยกข้อมูลตามกลุ่มเป้าหมายได้
- หน่วย: กิโลวัตต์ (kW)
- ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล: 15 นาที หรือเป็นไปตามที่กำหนด

(4) รายงานพลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ของผู้รวบรวมโหลด
- ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงเมื่อเทียบกับการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดที่ผู้รวบรวมโหลดส่งมอบไว้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด โดยที่ผู้รวบรวมโหลดเป็นผู้คำนวณ ตามรูปแบบมาตรการที่กำหนด
- รายงานต้องสามารถแยกข้อมูลตามกลุ่มเป้าหมายได้
- หน่วย: กิโลวัตต์ – ชั่วโมง (kWh)
- ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล: 15 นาที หรือเป็นไปตามที่กำหนด

(5) รายงานกำลังไฟฟ้าการคายประจุของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
- ข้อมูลการคายประจุไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวส่งมอบไว้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด เป็นข้อมูลวัด Real Time ตามรูปแบบมาตรการที่กำหนด
- หน่วย: กิโลวัตต์ (kW)
- ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล: 15 นาที หรือเป็นไปตามที่กำหนด

(6) รายงานกำลังไฟฟ้าการอัดประจุของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว
- ข้อมูลการอัดประจุไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวส่งมอบไว้

กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด เป็นข้อมูลวัด Real Time ตามรูปแบบมาตรการที่กำหนด

- หน่วย: กิโลวัตต์ (kW)
- ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล: 15 นาที หรือเป็นไปตามที่กำหนด

(7) รายงานการแจ้งความพร้อมของกำลังไฟฟ้าของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

- ข้อมูลคาดการณ์กำลังไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวส่งมอบไว้กับศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด ตามรูปแบบมาตรการที่กำหนด
- หน่วย: กิโลวัตต์ (kW)
- ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล: 15 นาที หรือเป็นไปตามที่กำหนด

(8) รายงานสถานะของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

- ข้อมูลสถานะการเชื่อมต่อของผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ตามรูปแบบมาตรการที่กำหนด
- หน่วย: -
- ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล: 15 นาที หรือเป็นไปตามที่กำหนด

(9) รายงานอื่น ๆ เพิ่มเติม สำหรับประกอบการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่น ๆ ที่ได้มีการตกลงร่วมกันระหว่างศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว

7. รายงานประเภทข้อมูล Real Time ในรูปแบบอนุกรมเวลาที่มีแหล่งข้อมูลมาจากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ต้องส่งได้แบบ Real Time อาจมีความล่าช้าของข้อมูลได้บ้าง เนื่องจากกระบวนการส่งและประมวลผลข้อมูลของระบบจำเป็นต้องใช้ระยะเวลา ทั้งนี้ ความล่าช้าดังกล่าวต้องไม่มากกว่าความละเอียดทางเวลาของข้อมูล 1 จุดเวลา (Timestep)
8. ข้อมูลประเภทอนุกรมเวลาที่มีแหล่งข้อมูลมาจากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า และมีธรรมชาติของข้อมูลเป็นค่าต่อเนื่อง (Continuous Data) เช่น ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ข้อมูลการผลิตไฟฟ้า หากการจัดส่งข้อมูลในรายงานมีลักษณะเป็นช่วงตามจุดเวลา

ให้ถือว่าข้อมูลที่เวลา t คือ ตัวแทนของข้อมูลในระหว่างช่วงเวลา t ถึง $t + \Delta t$ ในลักษณะต่อเนื่อง และหากไม่ได้กำหนดเป็นอย่างอื่น ให้คำนวณข้อมูลที่เวลา t จากค่าเฉลี่ยของข้อมูลจริงที่ได้รับจากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ในช่วงเวลา t ถึง $t + \Delta t$ โดย Δt คือ ความละเอียดทางเวลาของข้อมูล 1 จุดเวลา (Timestep)

9. ในกรณีที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดมีความจำเป็นต้องเพิ่มหรือลดหรือเปลี่ยนแปลงประเภทของรายงานที่ถูกกำหนดไว้แล้ว ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ
10. ข้อมูลที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดได้รับจากรายงานที่ส่งโดยผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวจัดเป็นข้อมูลที่ผ่านการตรวจสอบและรับรองความถูกต้องจากผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวแล้ว
11. ในกรณีที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวตรวจพบว่าข้อมูลที่กำลังถูกจัดส่งในรายงานมีความไม่สมบูรณ์ ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องระบุสถานะความสมบูรณ์ของข้อมูล ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด
12. หากศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดพบว่าข้อมูลในรายงานที่ได้รับจากผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวมีความไม่สมบูรณ์ และ/หรือไม่ได้รับข้อมูลภายในเวลาอันควร ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งให้ผู้รวบรวบแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ พร้อมทั้งสามารถร้องขอให้ตรวจสอบข้อมูลรายแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว และดำเนินการจัดส่งข้อมูลดังกล่าวมาอีกครั้งผ่านช่องทางและรูปแบบตามที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนด

OC2.3-N การสั่งการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้า

1. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวต้องปฏิบัติตามขั้นตอนการสั่งการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้า ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด
2. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด มีหน้าที่กำหนดโครงสร้างและประเภทของข้อมูลที่ใช้ในการสั่งการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าและแจ้งให้ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ
3. ช่วงเวลาที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดส่งคำสั่งการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าไปที่ผู้รวบรวมแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว รวมถึงช่วงเวลาที่ดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด ให้เป็นไปตาม

รายละเอียดและเงื่อนไขของมาตรการที่ถูกประกาศโดย กฟผ. หรือ หน่วยงานภาคนโยบายและกำกับดูแล

4. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนดโครงสร้างและประเภทของข้อมูลในชุดข้อมูลที่ใช้ในการสั่งการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้า และ/หรือการใช้ไฟฟ้าไว้ตามมาตรการตอบสนองด้านโหลด มาตรการสั่งการแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว หรือมาตรการอื่นที่กำหนด
5. ในกรณีที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดมีความจำเป็นต้องเพิ่มหรือลดหรือเปลี่ยนแปลงโครงสร้างและประเภทของข้อมูลในชุดข้อมูล ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b หรือมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด ที่ใช้ในการสั่งการเพื่อควบคุมการผลิตไฟฟ้าและ/หรือการใช้ไฟฟ้าที่ถูกกำหนดไว้แล้ว ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งผู้รวบรวมโหลดแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทราบ

OC2.4-N ข้อกำหนดการวัดผลและการคำนวณการใช้ไฟฟ้าพื้นฐาน

1. การดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดระหว่างศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและผู้รวบรวมโหลดเป็นธุรกรรมในระดับขายส่ง (Wholesale Transaction) โดยศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะพิจารณาผลการดำเนินงานของผู้รวบรวมโหลดในลักษณะภาพรวมที่ไม่ขึ้นกับกระบวนการภายในของผู้รวบรวมโหลดและผู้ใช้ไฟฟ้าภายในแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของผู้รวบรวมโหลด
2. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะคำนวณผลลัพธ์ของการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด โดยวัดผลเป็นปริมาณเชิงตัวเลขที่สัมพันธ์กับการลดการใช้ไฟฟ้าโดยรวมของแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของผู้รวบรวมโหลด ได้แก่ กำลังไฟฟ้าที่ลดได้ พลังงานไฟฟ้าที่ลดได้ หรือปริมาณอื่น ๆ เพื่อนำไปคำนวณค่าตอบแทนและค่าปรับสำหรับผู้รวบรวมโหลด
3. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดคำนวณผลลัพธ์ของการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด โดยใช้ข้อมูลเชิงประจักษ์ในระดับขายส่งที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและผู้รวบรวมโหลดรับรู้ร่วมกัน
4. หากฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งไม่สามารถเข้าถึงแหล่งข้อมูลของอีกฝ่ายหนึ่งเพื่อตรวจสอบความแม่นยำหรือความถูกต้องของข้อมูล และข้อมูลดังกล่าวจำเป็นต่อการคำนวณผลลัพธ์ของการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด ฝ่ายที่เป็นเจ้าของข้อมูลต้องรับรองความถูกต้องของข้อมูลดังกล่าว และรับผิดชอบต่อผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการใช้ข้อมูลนั้นไม่ว่าโดยทางตรงหรือทางอ้อม
5. รายละเอียดและวิธีการคำนวณของค่าตอบแทนและค่าปรับของมาตรการตอบสนองด้านโหลด ให้เป็นไปตามประกาศของ กฟผ. และ/หรือประกาศของหน่วยงานภาค

นโยบายและกำกับดูแล และ/หรือสัญญาระหว่างศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกับผู้รวบรวมโหลด

6. กำลังไฟฟ้าที่ผู้รวบรวมโหลดลดได้ในช่วงเวลา t ถึง $t + \Delta t$ ของวัน d ($DR_{kW,d,t}$) มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ คำนวณจากผลต่างระหว่าง 1) กำลังไฟฟ้าตามการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดที่คำนวณตามวิธีการที่กำหนดในช่วงเวลา t ถึง $t + \Delta t$ ของวัน d ($CBL_{d,t}$) กับ 2) กำลังไฟฟ้าจริงของผู้รวบรวมโหลดในช่วงเวลา t ถึง $t + \Delta t$ ของวัน d ($P_{d,t}$) ที่ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดได้รับจากรายงานของผู้รวบรวมโหลด ดังสมการ (OC1.4-1) โดย t คือเวลาที่ปรากฏในรายงาน และ Δt คือความละเอียดทางเวลาของข้อมูลในรายงาน ซึ่งกำหนดเบื้องต้นไว้ที่ 15 นาที

$$DR_{kW,d,t} = CBL_{d,t} - P_{d,t} \quad \text{(OC1.4-1)}$$

7. พลังงานไฟฟ้าที่ผู้รวบรวมโหลดลดได้ในช่วงเวลา t ถึง $t + \Delta t$ ของวัน d ($DR_{kWh,d,t}$) มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง คำนวณจากกำลังไฟฟ้าที่ผู้รวบรวมโหลดลดได้ในช่วงเวลา t ถึง $t + \Delta t$ ของวัน d ($DR_{kW,d,t}$) ดังสมการ (OC1.4-2) โดย t คือเวลาที่ปรากฏในรายงาน และ Δt คือความละเอียดทางเวลาของข้อมูลในรายงาน ซึ่งกำหนดเบื้องต้นไว้ที่ 15 นาที

$$DR_{kWh,d,t} = DR_{kW,d,t}\,\Delta t \quad \text{(OC1.4-2)}$$

8. พลังงานไฟฟ้ารวมที่ผู้รวบรวมโหลดลดได้ (DR_{kWh}) ในการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดคำนวณจากผลรวมของพลังงานไฟฟ้าที่ผู้รวบรวมโหลดลดได้ในช่วงเวลาย่อยที่อยู่ในช่วงเวลาดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด ดังสมการ (OC1.4-3) โดย D คือเซตของวันที่อยู่ในช่วงเวลาดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดที่พิจารณา และ T_d คือ เซตของเวลาที่ปรากฏในรายงานที่อยู่ในช่วงเวลาดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดของวัน d

$$DR_{kWh} = \sum_{d \in D} \sum_{d \in T_d} DR_{kWh,d,t} \quad \text{(OC1.4-3)}$$

9. การใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลด คือ ค่าการใช้ไฟฟ้าอ้างอิงที่เสมือนเป็นการใช้ไฟฟ้ารวมของแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของผู้รวบรวมโหลดในกรณีที่ไม่ได้ดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลด ซึ่งเป็นค่าที่ไม่เกิดขึ้นจริง จึงต้องคำนวณขึ้นมาภายใต้สมมติฐานในลักษณะเดียวกันกับการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า โดยส่วนใหญ่อาศัยข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้รวบรวมโหลดในอดีตเป็นพื้นฐานในการคำนวณ
10. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะกำหนดวิธีการคำนวณการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดสำหรับใช้อ้างอิงในการคำนวณผลลัพธ์ของการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดและแจ้งวิธีการคำนวณดังกล่าวให้ผู้รวบรวมโหลดทราบ

11. วิธีการคำนวณการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดตามข้อกำหนด OC2.4-N ข้อ 10 อาจถูกกำหนดไว้หลายวิธีการ ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งให้ผู้รวบรวมโหลดทราบวิธีการที่ถูกเลือกใช้สำหรับการคำนวณผลลัพธ์ในการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดในแต่ละครั้ง พร้อมทั้งแจ้งหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการเลือกวิธีการดังกล่าวด้วย
12. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนดวิธีการคำนวณการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานสำหรับวิธีการ k ในช่วงเวลา t ถึง $t + \Delta t$ ของวัน d ($CBL^{k}_{d,t}$) ไว้เบื้องต้น โดยคำนวณจากกำลังไฟฟ้าจริงของผู้รวบรวมโหลดในช่วงเวลา t ของวันก่อนหน้าวัน d ตามข้อมูลที่ได้รับจากรายงานของผู้รวบรวมโหลด ดังสมการ (OC1.4-4) โดย S^{k}_{d} เป็นเซตของวันก่อนหน้าวัน d ที่เลือกตามหลักเกณฑ์ของวิธีการ k ซึ่งต้องเป็นวันที่ต่อเนื่องกัน แต่ไม่รวมวันที่มีช่วง Off-Peak ทั้งวันและไม่มีการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดในวันดังกล่าว N_k คือจำนวนสมาชิกใน S^{k}_{d}

$$CBL^{k}_{d,t} = \frac{\sum_{h \in S^{k}_{d}} P_{h,t}}{N_k} \quad \text{(OC1.4-4)}$$

วิธีการ k สามารถเป็นไปได้หลายแนวทาง ในเบื้องต้น ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนดไว้ดังนี้

- **AVERAGE 10/10** การเลือกวันใน S^{k}_{d} ใช้หลักการเลือกวันก่อนหน้าวัน d มาจำนวน 10 วัน โดยต้องเป็นวันที่ต่อเนื่องกัน แต่ไม่รวมวันที่มีช่วง Off-Peak ทั้งวันและไม่มีการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดในวันดังกล่าว
- **MID 6/10** การเลือกวันใน S^{k}_{d} ใช้หลักการเลือกวันก่อนหน้าวัน d มาจำนวน 10 วัน โดยต้องเป็นวันที่ต่อเนื่องกัน แต่ไม่รวมวันที่มีช่วง Off-Peak ทั้งวันและไม่มีการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดในวันดังกล่าว จากนั้นนำวันที่มีค่ากำลังไฟฟ้าจริงของผู้รวบรวมโหลด ($P_{d,t}$) มากที่สุดสองอันดับแรกและน้อยที่สุดสองอันดับแรกออก
- **MAX 4/5** การเลือกวันใน S^{k}_{d} ใช้หลักการเลือกวันก่อนหน้าวัน d มาจำนวน 5 วัน โดยต้องเป็นวันที่ต่อเนื่องกัน แต่ไม่รวมวันที่มีช่วง Off-Peak ทั้งวันและไม่มีการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดในวันดังกล่าว จากนั้นนำวันที่มีค่า $P_{d,t}$ น้อยที่สุดออก

ทั้งนี้ วิธีการ k สำหรับคำนวณการใช้ไฟฟ้าพื้นฐาน ให้เป็นไปตามประกาศของ กฟผ. และ/หรือประกาศของหน่วยงานภาคนโยบายและกำกับดูแล และ/หรือสัญญาระหว่างศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกับผู้รวบรวมโหลด
13. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งให้ผู้รวบรวมโหลดทราบถึงวิธีการคำนวณการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดที่ถูกเลือกใช้สำหรับการดำเนินมาตรการ

ตอบสนองด้านโหลดในแต่ละครั้ง รวมถึงหลักเกณฑ์การเลือกวิธีการคำนวณการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานดังกล่าวด้วย

14. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดกำหนดหลักการเลือกวิธีการคำนวณการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดสำหรับการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดไว้เบื้องต้น โดยพิจารณาเลือกวิธีการที่คำนวณค่าการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดได้แม่นยำมากที่สุด โดยสังเกตจากข้อมูลในอดีตที่นำมาคำนวณในขั้นตอนการส่งมอบแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลดของผู้รวบรวมโหลด
15. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะประเมินความแม่นยำของการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลด เพื่อนำไปใช้ในการพิจารณาคัดเลือกวิธีการคำนวณการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลด รวมถึงการประเมินความสามารถในการเข้าร่วมมาตรการตอบสนองด้านโหลดของผู้รวบรวมโหลด
16. ความแม่นยำของการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดเป็นปริมาณที่แปรผกผันกับค่าความคลาดเคลื่อนของการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดเมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าจริงของผู้รวบรวมโหลด กล่าวคือ การใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดที่มีความแม่นยำสูงที่สุดจะมีค่าความคลาดเคลื่อนของการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดเมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าจริงของผู้รวบรวมโหลดต่ำที่สุด
17. ในการประเมินความแม่นยำของการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดวิธีการ $\mathbf{k}$ ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะคำนวณความคลาดเคลื่อนของการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดที่คำนวณด้วยวิธีการ $\mathbf{k}$ เมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าจริงของผู้รวบรวมโหลด จากรากที่สองของค่าเฉลี่ยของผลต่างระหว่างการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมโหลดกับกำลังไฟฟ้าจริงของผู้รวบรวมโหลดยกกำลังสองเทียบกับกำลังไฟฟ้าจริงเฉลี่ยของผู้รวบรวม (Relative Root Mean Squared Error: $\mathrm{RRMSE_k}$) ดังสมการ (OC1.4-5) โดย $\mathbf{D}$ คือเซตของวันที่อยู่ในช่วงเวลาที่สังเกตกำหนดไว้เบื้องต้นเป็นจำนวน 90 วัน โดยต้องเป็นวันที่ต่อเนื่องกัน แต่ไม่รวมวันที่มีช่วง Off-Peak ทั้งวันและต้องไม่มีการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดในวันดังกล่าว $\mathbf{T}$ คือ เซตของเวลาตามข้อมูลที่ได้รับจากผู้รวบรวมโหลดในกระบวนการส่งมอบแหล่งทรัพยากรการตอบสนองด้านโหลด ซึ่งต้องอยู่ในช่วงเวลาดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดตามประกาศมาตรการ, $\mathrm{N_D}$ คือจำนวนสมาชิกใน $\mathbf{D}$ และ $\mathrm{N_T}$ คือจำนวนสมาชิกใน $\mathbf{T}$

$$\mathrm{RRMSE_k} = \sqrt{\frac{\sum_{d\in D,t\in T}\left(\mathrm{CBL}^{k}_{d,t} - \mathrm{P}_{d,t}\right)^2}{\mathrm{N_D N_T}}} \Bigg/ \frac{\sum_{d\in D,t\in T}\mathrm{P}_{d,t}}{\mathrm{N_D N_T}} \quad \text{(OC1.4-5)}$$

18. ศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดจะแจ้งวิธีการคำนวณความคลาดเคลื่อนของการใช้ไฟฟ้าพื้นฐานของผู้รวบรวมตามข้อกำหนดที่ OC2.4-N ข้อ 17 หรือวิธีการอื่นตามประกาศของ กฟผ. และ/หรือประกาศของหน่วยงานภาคนโยบายและกำกับดูแล ให้ผู้รวบรวมโหลดทราบในสัญญา และ/หรือข้อตกลงของการดำเนินมาตรการตอบสนองด้านโหลดระหว่างศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดและผู้รวบรวมโหลด

OC2.5-N การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC2.5.1-N หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ก่อนการปลดหรือขนานแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ได้เตรียมไว้ เช่น ระบบโทรศัพท์สาธารณะ ระบบโทรศัพท์มือถือ หรือวิธีสื่อสารอื่นที่ กฟผ. กำหนด

OC2.5.2-N การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจากผู้เชื่อมต่อและ/หรือแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อ ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์และนำส่งข้อมูล เอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด

OC2.6-N การรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด

เนื่องจาก กฟผ. กำหนดมาตรฐานการจ่ายไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Quality Of Supply) ให้กับผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อจึงต้องออกแบบอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้สามารถทนต่อสภาพและควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้กำหนดไว้ รวมถึงแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัว ของผู้เชื่อมต่อ ต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลง หรือเกินกว่าระดับที่กำหนด

OC2.7-N การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน กฟผ. หรือผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบทันที

OC2.8-N การตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อ

เพื่อให้การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อ ไม่ส่งผลกระทบกับคุณภาพไฟฟ้าและไม่มีผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเข้าตรวจสอบสถานภาพและคุณสมบัติของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อในเวลาที่เหมาะสม โดยจะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 15 วัน และหากพบว่า สถานภาพและคุณสมบัติของผู้เชื่อมต่อและ/หรือแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อ ไม่เป็นไปตามสัญญาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อมิได้แจ้งให้ กฟผ. ทราบ กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวทั้งหมดตามสัญญาเป็นระยะเวลาจนกว่าผู้เชื่อมต่อจะดำเนินการแจ้งให้ กฟผ. ทราบ และ กฟผ. ได้พิจารณาแล้วว่าการเชื่อมต่อของแหล่งทรัพยากรพลังงานแบบกระจายตัวของผู้เชื่อมต่อจะไม่ส่งผลกระทบกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ทั้งนี้ผู้เชื่อมต่อต้องรับภาระค่าใช้จ่ายของการศึกษาระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นตามอัตราที่ กฟผ. กำหนด

OC2.9-N การสงวนสิทธิในการเปลี่ยนแปลง

กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการเปลี่ยนแปลงชื่อหน่วยงานศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด ทั้งนี้ หากในอนาคตมีหน่วยงานที่มีหน้าที่ครอบคลุมการดำเนินงานของศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดตามแผนการดำเนินงานของ กฟผ. ให้ถือว่าหน่วยงานดังกล่าวดำเนินการแทนศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลดตามที่ระบุในข้อกำหนดฉบับนี้

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ

OC-I การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ

OC1-I บทนำ

OC1.1-I ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับการเชื่อมต่อแบบระบบต่อระบบ ซึ่งเป็นการเชื่อมต่อระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักของประเทศอื่น ๆ โดยตรง (หรือผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ได้รับอนุญาตรายอื่น) ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อรับหรือส่งพลังงานระหว่างกัน หรือเพื่อการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ภายใต้สัญญา/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกัน

ทั้งนี้ การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ จะต้องดำเนินการตามมติของคณะกรรมการหรือมติ ของคณะอนุกรรมการที่เกี่ยวข้องภายใต้กรอบนโยบายของภาครัฐ

OC1.2-I TSO (Transmission System Operator) ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศนี้ หมายถึงผู้ปฏิบัติการระบบไฟฟ้าของประเทศที่เชื่อมต่อ

OC2-I การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

TSO ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และ/หรือข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ. จนกว่าจะมีการเห็นชอบ และใช้งานข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าระดับภูมิภาค (Regional Grid Code) อย่างเป็นทางการ

ก่อนการเชื่อมต่อ TSO ต้องทดสอบรับหรือส่งพลังงานระหว่างกัน หรือทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

OC3-I การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้า

TSO ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดการประสานงานด้านปฏิบัติการรับและส่งพลังงานระหว่างกันนี้ และ/หรือข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ.

OC3.1-I ความนำ

ในหัวข้อ OC3-I นี้ ปี 0 หมายถึงปีปฏิทินปัจจุบัน ปี 1 หมายถึงปีปฏิทินถัดไป ปี 2 หมายถึงปีปฏิทินซึ่งถัดจากปี 1 และต่อ ๆ ไป

OC3.2-I แผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าราย 5 ปี

ก่อนวันที่ 1 พฤศจิกายนของทุกปี TSO จะต้องส่งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าระหว่างกัน โดยจำแนกรายละเอียดเป็นรายเดือนของ 5 ปีถัดไปให้ กฟผ. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าราย 5 ปีตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.3-I แผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าราย 2 ปี

ก่อนวันที่ 10 ของทุกเดือน TSO จะต้องแจ้งแผนการรับและส่งพลังงานระหว่างกันราย 2 ปี โดยจำแนกรายละเอียดเป็นรายเดือนให้ กฟผ. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด ดังนี้

1. สำหรับเดือน มกราคม – มิถุนายน TSO ต้องแจ้งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าราย 2 ปี ของปีที่ 0 – 1 ภายในวันที่ 10 ของทุกเดือน
2. สำหรับเดือน กรกฎาคม – ธันวาคม TSO ต้องแจ้งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าราย 2 ปี ของปีที่ 0 – 2 ภายในวันที่ 10 ของทุกเดือน

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าราย 2 ปีตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC3.4-I แผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้ารายสัปดาห์

ภายในเวลา 10.00 น. ของทุกวันพุธ TSO จะต้องส่งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าระหว่างกัน โดยจำแนกรายละเอียดเป็นรายชั่วโมงของสัปดาห์ถัดไป (วันอาทิตย์-เสาร์) ให้ กฟผ. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้ารายสัปดาห์ตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดนั้นภายในเวลาไม่เกิน 10.00 น.

OC3.5-I แผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้ารายวัน

ก่อนเวลา 12.00 น. ของทุกวันทำการ TSO จะต้องแจ้งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้าระหว่างกัน โดยจำแนกรายละเอียดเป็นรายครึ่งชั่วโมงของวันถัดไป ให้ กฟผ. ทราบเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด

ทั้งนี้หากวันที่กำหนดแจ้งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้ารายวันตรงกับวันหยุดทำการของ กฟผ. ให้นำส่งแผนการรับและส่งพลังงานไฟฟ้ารายวันล่วงหน้าถึงวันทำการแรกหลังวันหยุดก่อนเวลา 12.00 น. ในวันทำการสุดท้ายก่อนวันหยุดทำการนั้น

OC4-I การประสานงานในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC4.1-I หลักปฏิบัติในการติดต่อประสานงานการจ่ายไฟฟ้า

เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า TSO จะต้องไม่กระทำการใด ๆ อันเป็นเหตุให้การใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ไม่สามารถใช้งานได้ตามปกติ หรือเป็นเหตุให้เกิดเหตุผิดปกติในระบบไฟฟ้า

ก่อนปลดหรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ TSO ต้องแจ้งให้ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. ทราบผ่านระบบสื่อสารที่ได้เตรียมไว้ เช่น ระบบโทรศัพท์สาธารณะ ระบบโทรศัพท์มือถือ หรือวิธีสื่อสารอื่นที่ กฟผ. กำหนด และ/หรือข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ.

OC4.2-I การแจ้งและรายงานเหตุขัดข้อง

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องหรือสิ่งผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และมีเหตุอันพึงสงสัยว่าเป็นผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการมาจาก TSO TSO มีหน้าที่ต้องให้ความร่วมมือในการแจ้งเหตุการณ์ และนำส่งข้อมูลเอกสาร หรืออื่น ๆ ให้แก่ กฟผ. เพื่อการวิเคราะห์และประมวลผล ตามที่ กฟผ. ร้องขอโดยเร็วที่สุด และ/หรือข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ.

OC5-I การรักษาคุณภาพไฟฟ้าตามที่ กฟผ. กำหนด

OC5.1-I การควบคุมความถี่

TSO ต้องรับและจ่ายไฟฟ้าเป็นไปตามข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ. โดยไม่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าและระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

OC5.2-I การควบคุมแรงดัน

TSO ต้องควบคุมคุณภาพการจ่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างประเทศ (Point of Interconnection) ไม่เกิน ± 5% ของ Base Voltage ในภาวะปกติ และไม่เกิน ± 10% ของ Base Voltage ในกรณีที่เกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน

OC5.3-I อื่นๆ

1. TSO ต้องควบคุมคุณภาพไฟฟ้าที่ส่งจ่ายให้ได้ตามมาตรฐานของระบบไฟฟ้า/ข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ. รวมถึงต้องไม่ทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้าด้อยลงกว่าระดับที่กำหนด
2. กรณีที่การเชื่อมต่อ การส่งจ่ายไฟฟ้า หรือเกิดเหตุซึ่งส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า กฟผ. สงวนสิทธิตัดการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างประเทศ

OC6-I การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ

TSO และ กฟผ. จะแลกเปลี่ยนข้อมูลที่เกี่ยวข้องรวมทั้งจะประสานงานให้สามารถควบคุมการรับและจ่ายไฟฟ้าได้โดยเร็วที่สุดโดยทั้งสองฝ่ายต้องให้ความร่วมมือกัน

กรณีระบบไฟฟ้าในจุดเชื่อมต่อมีปัญหาในการรับ-ส่งพลังไฟฟ้า ทั้งสองฝ่ายจะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขในส่วนที่รับผิดชอบโดยเร็ว เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพ โดยมีแผนงานและระยะเวลาแก้ไข แจ้งให้อีกฝ่ายทราบตามกรอบเวลาที่ตกลงกัน

OC6.1-I เหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าอันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อ TSO รวมถึงเหตุขัดข้องอันเป็นผลกระทบมาจากผู้เชื่อมต่อรายหนึ่งรายใดหรือหลายราย ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อ และ TSO ที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์นั้นทราบโดยเร็วที่สุด หรือตามข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ.

OC6.2-I เหตุขัดข้องในระบบของผู้เชื่อมต่อ

เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า และ/หรือ โรงไฟฟ้าของ TSO อันทำให้เกิดผลกระทบหรืออาจทำให้เกิดผลกระทบด้านปฏิบัติการต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า TSO จะต้องแจ้งเหตุและข้อมูลเบื้องต้นให้การไฟฟ้าทราบโดยเร็วที่สุดด้วยระบบสื่อสารทางเสียง แล้วจึงส่งรายงานรายละเอียดของเหตุการณ์เป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งเอกสารและหลักฐานต่าง ๆ ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า อาจพิจารณาว่าเกี่ยวข้องและจำเป็น มายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ภายใน 3 ชั่วโมง หลังจากที่สถานการณ์คลี่คลายลง หรือตามข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ.

OC7-I การประสานงานด้านความปลอดภัย

กรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือภาวะฉุกเฉิน เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า และ/หรือความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน TSO และ กฟผ. สามารถตัดการเชื่อมต่อจุดเชื่อมต่อออกจากโครงข่ายไฟฟ้าได้โดยต้องแจ้งให้อีกฝ่ายทราบทันทีหรือภายในระยะเวลาที่กำหนดตามข้อตกลง/หลักปฏิบัติ/เงื่อนไขที่ตกลงร่วมกันระหว่าง TSO และ กฟผ. ทั้งนี้หากเหตุการณ์เข้าสู่ภาวะปกติทั้งสองฝ่ายต้องใช้ความพยายามอย่างเต็มที่ในการดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม
(Third Party Access: TPA)

OC-T การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA)

OC1-T บทนำ

OC1.1-T ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอใช้บริการ/ผู้ใช้บริการ และผู้ขอรับบริการ/ผู้รับบริการภายใต้การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สามทุกรายต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดการเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access Code: TPA Code) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Operation Code) เรื่อง การเปิดใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้แก่บุคคลที่สาม (Third Party Access: TPA) รวมถึงระเบียบ หลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องที่มีผลบังคับใช้ตามนโยบายภาครัฐ หน่วยงานที่ทำหน้าที่กำกับดูแล และตาม กฟผ. กำหนด

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การติดต่อสื่อสาร

OC-C การติดต่อสื่อสาร

OC1-C การติดต่อสื่อสารที่ กฟผ. กำหนด

OC1.1-C การสื่อสารสั่งงานปกติให้ใช้ระบบ Party Line หรือ โทรศัพท์ หรือ วิทยุสื่อสาร ส่วนการประสานงานทางด้านปฏิบัติการที่จะมีผลต่อการคิดค่าไฟฟ้าจะต้องส่งทางสื่ออินเตอร์เน็ตโทรสาร หรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด

ในกรณีส่งทางโทรสาร ผู้ส่งจะลงลายมือชื่อในด้านของผู้ส่งและผู้รับจะต้องลงลายมือชื่อในด้านของผู้รับ และส่งโทรสารกลับมาให้ผู้ส่งเก็บสำเนาไว้ 1 ชุด ในกรณีที่มีปัญหาในการส่งโทรสาร คู่สัญญาทั้งสองฝ่าย จะใช้เครื่องบันทึกข้อความสนทนา เพื่อบันทึกข้อความสนทนาโดยระบุชื่อทั้งสองฝ่าย เวลา และเหตุการณ์ต่าง ๆ ไว้เป็นหลักฐาน หรือจะใช้ระบบอื่นที่ทั้งสองฝ่ายเห็นชอบร่วมกัน ส่วนพลังไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจะใช้บันทึกจากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Energy Meter) ซึ่งทั้งสองฝ่ายสามารถเรียกข้อมูลมาดูได้โดยทางระบบ Telemetering หรือระบบ Automatic Meter Reading (AMR)

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ข้อบังคับต่าง ๆ

OC-R ข้อบังคับต่าง ๆ

(1) ผู้เชื่อมต่อจะต้องไม่เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้า โดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม หรือกระทำการใด ๆ ที่กระทบกับคุณภาพไฟฟ้า โดยไม่ได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. หากผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าว และ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการตัดการเชื่อมต่อ

(2) กฟผ. สงวนสิทธิในการอนุญาตให้มีการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า หรือระงับการอนุญาตให้มีการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ถ้าปรากฏว่า

   (ก) ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานคุณภาพไฟฟ้าในข้อกำหนดการรักษาคุณภาพไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ. กำหนด หลังจาก กฟผ. แจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายในระยะเวลาที่เหมาะสมทางเทคนิค

   (ข) ผู้เชื่อมต่อฝ่าฝืนระเบียบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ ขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า

(3) ผู้เชื่อมต่อ เป็นผู้รับผิดชอบในการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า และจะต้องขออนุญาตจากการไฟฟ้าทุกครั้ง ก่อนที่จะมีการขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า เพื่อให้การไฟฟ้าสามารถรักษากำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายทันที (Spinning Reserve) ของระบบในระดับที่เหมาะสม

(4) ในกรณีที่ผู้เชื่อมต่อปฏิบัติผิดสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือข้อตกลงอื่น ๆ ที่ไม่มีผลต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า กฟผ. ขอสงวนสิทธิที่จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบ เพื่อทำการแก้ไขและดำเนินการตามขั้นตอนของสัญญาต่อไป

(5) ผู้เชื่อมต่อจะต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า Unit Monitoring Meter และอุปกรณ์ประกอบ เพื่อเก็บข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้า (Net MW) และปริมาณพลังงานไฟฟ้า (Net Energy) ที่ผู้เชื่อมต่อผลิตได้ทุกๆ คาบ 1 นาที และทุกๆคาบ 15 นาที สำหรับผู้เชื่อมต่อประเภท IPP ทั้งนี้มาตรฐานอุปกรณ์ติดตั้งให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ผ่านการพิจารณาเห็นชอบของ กฟผ. แล้ว และทุก ๆ คาบ 15 นาที สำหรับผู้เชื่อมต่อ ประเภท SPP ทั้งนี้มาตรฐานอุปกรณ์ ติดตั้งให้เป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. โดยให้มีผลบังคับใช้กับผู้เชื่อมต่อประเภท SPP ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ฉบับ พ.ศ. 2550 เป็นต้นไป

(6) ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้มีความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสาร ระบบโทรมาตรเพื่อการควบคุม ระบบโทรศัพท์ ระบบโทรสาร ระบบ Party Line ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับ

การเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หากระบบสื่อสารใด ๆ ของ ผู้เชื่อมต่อเกิดเหตุขัดข้อง และไม่ได้รับการแก้ไขหลังจากได้รับการแจ้งเตือนจาก กฟผ. ภายในระยะเวลา 30 วัน หรือพ้นกำหนดตามแผนการแก้ไขที่ กฟผ. เห็นชอบแล้ว กฟผ. ขอสงวนสิทธิในการแจ้งงดรับซื้อไฟฟ้าโดยให้เป็นสาเหตุของผู้เชื่อมต่อทั้งนี้แผนการดำเนินการแก้ไขของผู้เชื่อมต่อต้องมีความเหมาะสมทางด้านเทคนิค โดยผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การประเมิน ตรวจสอบ และเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC-M การประเมิน ตรวจสอบ และเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC1-M บทนำ

OC1.1-M ในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. มีหน้าที่ในการประเมิน ตรวจสอบ และเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อรักษาคุณภาพระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน รวมทั้งควบคุมการจ่ายไฟฟ้าให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ข้อกำหนดนี้จึงได้กำหนดหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ให้การประเมิน การตรวจสอบ และการเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อรักษาความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC2-M วัตถุประสงค์

1. เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์ในการประเมิน การตรวจสอบ และการเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ
2. เพื่อช่วยรักษาความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้ดีขึ้น

OC3-M ขอบเขต

ระเบียบการประเมิน การตรวจสอบ และการเฝ้าระวังระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ใช้กับผู้เชื่อมต่อทุกราย

OC4-M ข้อกำหนด

1. กฟผ. สงวนสิทธิในการประเมินคุณภาพระบบไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดทุก 1 ปี หรือตามที่ กฟผ. เห็นสมควร โดยผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งเจ้าหน้าที่มาร่วมในการประเมินด้วยทุกครั้ง
2. กฟผ. จะจัดส่งผลการประเมินคุณภาพระบบไฟฟ้าให้กับผู้เชื่อมต่อรับทราบทุกครั้ง
3. หากมีการร้องขอจากผู้เชื่อมต่อให้มีการประเมินคุณภาพระบบไฟฟ้าซ้ำ กฟผ. จะคิดค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการดำเนินการในครั้งนั้นจากผู้เชื่อมต่อที่ร้องขอ
4. หากผลการตรวจสอบพบว่าผู้เชื่อมต่อดำเนินการใด ๆ ที่ส่งผลให้ค่าคุณภาพระบบไฟฟ้าไม่เป็นไปตามข้อกำหนดนี้ กฟผ. จะทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด แจ้งให้ผู้เชื่อมต่อแก้ไขเพื่อให้คุณภาพระบบไฟฟ้าเป็นไปตามข้อกำหนด หากไม่สามารถดำเนินการแก้ไขได้ กฟผ. สามารถดำเนินการปลดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้

5. ผู้เชื่อมต่อต้องดูแลและบำรุงรักษาอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล และระบบสื่อสารที่เชื่อมต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าให้พร้อมใช้งานอยู่ตลอดเวลา
6. กรณีที่พบว่า อุปกรณ์ควบคุมระยะไกลของผู้เชื่อมต่อไม่สามารถติดต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าได้ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้เชื่อมต่อทราบ และผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งเจ้าหน้าที่เข้าร่วมตรวจสอบพร้อมกับเจ้าหน้าที่ของ กฟผ.
7. หากผลการตรวจสอบพบว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล หรือระบบสื่อสารของผู้เชื่อมต่อมีข้อขัดข้องหรือชำรุด ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จจนสามารถใช้งานได้เป็นปกติ ภายใน 30 วัน และในกรณีเกิดเหตุสุดวิสัยที่ทำให้ไม่สามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในช่วงเวลาดังกล่าวได้ ผู้เชื่อมต่อจะต้องทำเป็นลายลักษณ์อักษรหรือวิธีอื่นที่ กฟผ. กำหนด แจ้งให้ กฟผ. ทราบในทันที หากผู้เชื่อมต่อยังไม่สามารถดำเนินการแก้ไขได้ภายใน 90 วัน นับจากวันที่ตรวจพบครั้งแรกว่าอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล หรือระบบสื่อสารของผู้เชื่อมต่อมีข้อขัดข้องหรือชำรุด กฟผ. สงวนสิทธิในการเข้าดำเนินการแก้ไข ปรับปรุง หรือจัดหาระบบใหม่เข้าติดตั้งใช้งาน โดยคิดค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมดจากผู้เชื่อมต่อ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การกำหนดชื่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อ
กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC-E การกำหนดชื่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

OC1-E บทนำ

OC1.1-E ในการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า จำเป็นต้องมีการกำหนดหลักเกณฑ์การเรียกชื่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ให้ถูกต้องตรงกัน เพื่อให้ผู้เกี่ยวข้องทางด้านปฏิบัติการ มีความแน่นอนชัดเจนในการสั่งการควบคุมอุปกรณ์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และมีความปลอดภัย ข้อกำหนดนี้จึงได้กำหนดหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ในการกำหนดชื่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อใช้ในการสั่งการควบคุมต่อไป

OC2-E วัตถุประสงค์

1. เพื่อกำหนดหลักเกณฑ์ในการกำหนดรหัสของอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้มีชื่อเรียกที่ถูกต้องตรงกัน
2. เพื่อให้เกิดความปลอดภัยในการปฏิบัติงานสั่งการควบคุมอุปกรณ์ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรืออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า

OC3-E ขอบเขต

การกำหนดชื่ออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ใช้กับผู้เชื่อมต่อทุกราย

OC4-E ข้อกำหนด

1. กฟผ. จะเป็นผู้กำหนดรหัสอุปกรณ์ให้กับอุปกรณ์ทางไฟฟ้าทุกชนิดที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งรหัสอุปกรณ์ดังกล่าวจะเป็นรหัสเฉพาะตัวอุปกรณ์และไม่ซ้ำกัน
2. กฟผ. จะเป็นผู้จัดทำผังระบบโครงข่ายไฟฟ้าในส่วนที่มีความเกี่ยวข้องกับผู้เชื่อมต่อรายนั้น ๆ โดยผู้เชื่อมต่อต้องส่งมอบรายละเอียดที่เกี่ยวข้องทั้งหมดให้กับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
3. เมื่อจะมีการติดตั้งอุปกรณ์เชื่อมต่อเพิ่มเติม หรือมีการจัดเรียงอุปกรณ์ในการเชื่อมต่อใหม่ เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบ เพื่อ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนดรหัสอุปกรณ์
4. ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบในการจัดทำแผ่นรหัสอุปกรณ์ และป้ายเตือนระวังเพื่อความปลอดภัย ตามแบบที่ กฟผ. กำหนดและติดตั้งไว้ในที่ที่สามารถสังเกตเห็นได้ชัดเจน

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ภาคผนวกทั่วไป

OCA1 รายการการส่งข้อมูลด้านปฏิบัติการของผู้เชื่อมต่อที่มี BESS

ตารางที่ OCA1-1 รายการการส่งข้อมูลด้านปฏิบัติการของผู้เชื่อมต่อที่มี BESS

รายการข้อมูล	คำอธิบาย	สำหรับ OC-P, OC-S	สำหรับ OC3-O
State of Charge (SoC)	อัตราส่วนปริมาณพลังงานไฟฟ้าต่อปริมาณพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่กักเก็บได้ มีหน่วยเป็นเปอร์เซนต์ (%)	✓	✓
Maximum State of Charge (SoC_{max})	ค่า State of Charge สูงสุดของ BESS ขณะทำการรับพลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีหน่วยเป็นเปอร์เซนต์ (%)		✓
Minimum State of Charge (SoC_{min})	ค่า State of Charge ต่ำสุดของ BESS ขณะทำการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีหน่วยเป็นเปอร์เซนต์ (%)		✓
Maximum Charge Limit	ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ BESS สามารถรับได้ขณะทำการรับพลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)	✓	✓
Minimum Charge Limit	ค่าพลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ BESS สามารถรับได้ขณะทำการรับพลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)	✓	✓
Maximum Discharge Limit	ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ BESS สามารถจ่ายได้ขณะทำการจ่ายพลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)	✓	✓
Minimum Discharge Limit	ค่าพลังไฟฟ้าต่ำสุดที่ BESS สามารถจ่ายได้ขณะทำการจ่ายพลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)	✓	✓
Maximum Charge Time	ระยะเวลาสูงสุดที่ BESS สามารถรับพลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ มีหน่วยเป็นชั่วโมง (Hr)		✓
Minimum Charge Time	ระยะเวลาต่ำสุดที่ BESS สามารถรับพลังไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ มีหน่วยเป็นชั่วโมง (Hr)		✓

Maximum Run Time	ระยะเวลาสูงสุดที่ BESS สามารถจ่ายพลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ มีหน่วยเป็นชั่วโมง (Hr)		✓
Minimum Run Time	ระยะเวลาต่ำสุดที่ BESS สามารถจ่ายพลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ มีหน่วยเป็นชั่วโมง (Hr)		✓
Charge Ramp Rate	อัตราการเปลี่ยนแปลงค่าการรับพลังไฟฟ้าจาก 0 ถึงค่า Maximum Charge Limit มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ต่อวินาที (MW/s)		✓
Discharge Ramp Rate	อัตราการเปลี่ยนแปลงค่าการจ่ายพลังไฟฟ้าจาก 0 ถึงค่า Maximum Discharge Limit มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ต่อวินาที (MW/s)		✓
Operating Status	สถานะของ BESS ณ ขณะนั้น เช่น Charging, Discharging, Idle, Standby เป็นต้น	✓	✓
Power Input	ค่าพลังไฟฟ้าที่ BESS รับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ ขณะนั้น มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)	✓	✓
Power Output	ค่าพลังไฟฟ้าที่ BESS จ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ ขณะนั้น มีหน่วยเป็นเมกะวัตต์ (MW)	✓	✓

หมายเหตุ : ✓ คือ ข้อมูลที่ผู้เชื่อมต่อที่มี BESS ต้องส่งให้ กฟผ. ผ่าน SCADA