ประกาศการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ที่ ๒๕/๒๕๖๒

เรื่อง ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

โดยที่ พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ.๒๕๕๐ มาตรา ๘๑ กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ทั้งนี้ ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด

ดังนั้น เพื่อปฏิบัติตามพระราชบัญญัติดังกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงเห็นสมควรให้มีการประกาศใช้ข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งประกอบด้วย ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดเกี่ยวการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ทั้งนี้ ตั้งแต่วันที่ ๓๑ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๒ เป็นต้นไป

ประกาศ ณ วันที่ ๒๐ ธันวาคม พ.ศ. ๒๕๖๒

(นายวิบูลย์ ฤกษ์ศิระทัย)
ผู้ว่าการการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประทศไทย

ฝ่ายควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า
โทร. ๖๒๑๑๑

รับรองสำเนาถูกต้อง
รับวันที่ ๒๓ ธ.ค. ๖๒/๑๐.๐๐น.
แผนกจัดการงานสารบรรณ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ธันวาคม 2562

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

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

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่กระจายอยู่ทั่วประเทศ เป็นปัจจัยสำคัญในการรองรับอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่หลากหลาย กฟผ. ในฐานะผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงต้องเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและส่งเสริมให้มีการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สามารถสนองต่อความก้าวหน้าทางอุตสาหกรรมไฟฟ้าได้อย่างราบรื่น พร้อมกับการสร้างระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้มีความมั่นคง 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) ในส่วนของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้การดำเนินการระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีมาตรฐาน มั่นคง ปลอดภัย และมีคุณภาพ

การบังคับใช้

1.ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ ให้ใช้บังคับตั้งแต่วันที่มีการประกาศข้อกำหนดนี้เป็นต้นไป

2. บรรดาข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่นที่มีเงื่อนไขระบุไว้เช่นเดียวกับที่ระบุไว้ในข้อกำหนดนี้ หรือซึ่งขัดหรือแย้งกับข้อกำหนดนี้ ให้ใช้ข้อกำหนดนี้แทน

3. การเชื่อมต่อตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับอื่น หรือที่ กฟผ. และ/หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ให้ความเห็นชอบหรืออนุญาตไว้ก่อนวันที่ข้อกำหนดนี้ใช้บังคับให้ดำเนินการได้ต่อไป และให้ถือว่าเป็นการเชื่อมต่อตามข้อกำหนดฉบับนี้ จนกว่าจะสิ้นสิทธิ ยกเลิกหรือมีการเปลี่ยนแปลง

สารบัญ

		หน้า
GD	นิยามคำศัพท์	
GD	นิยามคำศัพท์	CC-1
PF	บทนำ	
PF1	บทนำ	CC-6
PF2	ขอบเขตงาน	CC-6
PF3	หน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CC-6
PP	ขั้นตอนการวางแผน	
PP1	บทนำ	CC-8
PP2	วัตถุประสงค์	CC-8
PP3	การแจ้งข้อมูล	CC-8
GC	ข้อกำหนด	
GC1	ข้อกำหนดทั่วไป	CC-10
ส่วนที่ 1 : ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์		
CC-P	**ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
CC1-P	บทนำ	CCP-1
CC2-P	วัตถุประสงค์	CCP-1
CC3-P	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCP-1
CC4-P	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CCP-3
CC5-P	ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCP-5
CC6-P	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCP-10
CC7-P	ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCP-10
CC8-P	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกลและระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCP-13
CC9-P	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกลและระบบโทรมาตรและควบคุมที่จุดเชื่อมต่อ	CCP-14
CCA-P	**Appendix**	CCPA-1
CCA1-P	ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)	CCPA-2
CCA2-P	ระบบโทรมาตรเพื่อการควบคุม	CCPA-6

ส่วนที่ 2 : ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

CC-S	**ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
CC1-S	บทนำ	CCS-1
CC2-S	วัตถุประสงค์	CCS-1
CC3-S	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCS-2
CC4-S	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CCS-3
CC5-S	ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCS-7
CC6-S	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCS-15
CC7-S	ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCS-15
CC8-S	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCS-17
CCA-S	**Appendix**	CCSA-1
CCA1-S	ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)	CCSA-2
CCA2-S	ระบบโทรมาตรเพื่อการควบคุม	CCSA-6

ส่วนที่ 3 : ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar

CC-F	**ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
CC1-F	บทนำ	CCF-1

ส่วนที่ 4 : ผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA)

CC-T	**ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
CC1-T	บทนำ	CCT-1
CC2-T	วัตถุประสงค์และหน้าที่	CCT-1
CC3-T	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCT-2
CC4-T	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CCT-3
CC5-T	ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ใช้บริการรับส่งพลังงานไฟฟ้า	CCT-7
CC6-T	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCT-10
CC7-T	ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCT-10
CC8-T	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCT-12

CCA-T	**Appendix**	CCTA-1
CCA1-T	ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)	CCTA-2

ส่วนที่ 5 : หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC-D	**หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย**	
CC1-D	บทนำ	CCD-1
CC2-D	วัตถุประสงค์	CCD-1
CC3-D	การติดต่อประสานงานระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เมื่อมีผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CCD-1

ส่วนที่ 6 : ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น

CC-O	**ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า**	
CC1-O	บทนำ	CCO-1
CC2-O	วัตถุประสงค์	CCO-2
CC3-O	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCO-2
CC4-O	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ	CCO-4
CC5-O	ข้อกำหนดอุปกรณ์โรงไฟฟ้า	CCO-8
CC6-O	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCO-18
CC7-O	ข้อกำหนดของจุดเชื่อมต่อระหว่าง กฟผ. กับ โรงไฟฟ้า	CCO-19
CC8-O	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกลและระบบโทรมาตร	CCO-20
CCA-O	**Appendix**	CCOA-1
CCA1-O	ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)	CCOA-2

ส่วนที่ 7 : General Appendix

CCA1	ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCA-1
CCA2	ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	CCA-8
CCA3	ข้อมูลหม้อแปลงและสายส่งสำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท)	CCA-31
CCA4	แบบฟอร์มแจ้งการตั้งค่า Frequency Relay และ Voltage Relay	CCA-33
CCA5	รายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ	CCA-35
CCA6	รายละเอียดระบบควบคุมและป้องกัน	CCA-37
CCA7	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม	CCA-76
CCA8	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม	CCA-91

GD นิยามคำศัพท์

ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า นี้

กระแสไฟฟ้าไหลย้อน	เหตุการณ์ที่มีปริมาณกระแสไฟฟ้าไหลออกจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
การจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding)	สภาวะที่การผลิตไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าให้ระบบไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อโดยไม่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
การเชื่อมต่อ	การเชื่อมต่ออุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ
การปลดการเชื่อมต่อ	การปลดอุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า
การไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
คุณภาพไฟฟ้า	คุณลักษณะกระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้าตามมาตรฐานที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ ทั้งในกรณีเหตุปกติและกรณีเหตุผิดปกติ
จุดเชื่อมต่อ	ตำแหน่งที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
จุดต่อร่วม	ตำแหน่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณเดียวกับผู้เชื่อมต่อรายอื่น
จุดติดตั้งมาตรวัด	ตำแหน่งติดตั้งมาตรวัดค่าทางไฟฟ้า เช่น ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้สำหรับการซื้อขายไฟฟ้า ค่าแรงดันไฟฟ้าและอื่น ๆ ตามสัญญาระหว่างผู้เชื่อมต่อกับ กฟผ.
จุดรับไฟฟ้า	ตำแหน่งที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จ่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อนำส่งให้กับคู่สัญญาของผู้ใช้บริการ
จุดส่งไฟฟ้า	ตำแหน่งที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ส่งเข้าระบบไฟฟ้าของคู่สัญญาของผู้ใช้บริการ
ใบอนุญาต	ใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงานตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
ผู้ขอเชื่อมต่อ	ผู้ที่ขออนุญาตจากการไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ผู้เชื่อมต่อ	ผู้ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ 1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์ 2) โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 3) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ 4) ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar 5) ผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA)

	6) ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา, ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี, Microgrid 7) ลูกค้าตรงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 8) การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 9) ระบบไฟฟ้าอื่น ๆ
ผู้ใช้ไฟฟ้า	ผู้ที่ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจและประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์
ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent/ Industrial Power Supplier : IPS)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจหรือประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองและผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองหรือขายให้ประชาชน โดยไม่ขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า แต่ขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าและได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อแล้วตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาลหรือรัฐวิสาหกิจที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ทั้งประเภทสัญญา Firm และประเภทสัญญา Non-Firm
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Firm (SPP Firm)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาลหรือรัฐวิสาหกิจที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ขายไฟฟ้าตามแผนการรับซื้อไฟฟ้าของ กฟผ.
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภท Non-Firm (SPP Non-Firm)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าที่จำหน่ายไฟฟ้าให้ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ขายพลังงานไฟฟ้าตามสภาพความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 90 เมกะวัตต์
ผู้รับใบอนุญาต	ผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550

ภาวะฉุกเฉิน (Emergency)	เหตุการณ์ที่เป็นไปโดยปัจจุบันทันด่วน โดยไม่อาจคาดคิดหรือคาดการณ์ล่วงหน้าได้ เช่น เหตุขัดข้องจากระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นเหตุให้การไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมระบบให้อยู่ในภาวะปกติได้ หรือเหตุการณ์ที่อาจจะทำให้เกิดอันตรายต่อชีวิตและทรัพย์สิน ทั้งนี้ให้รวมถึงกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดวิสัย ภัยธรรมชาติ โดยต้องดำเนินการแก้ไขสถานการณ์อย่างเร่งด่วนหรือเหตุผิดปกติที่ทาง กฟผ. ให้ความคิดเห็นอย่างสมเหตุสมผลแล้วว่าเกิด หรือก่อให้เกิดการสูญเสียเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเป็นวงกว้างหรือทำให้เกิดความเสียหายอย่างรุนแรง
มาตรฐานความมั่นคง N-1	ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง ในกรณีอุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าหลุดออกจากระบบไฟฟ้า 1 อุปกรณ์
ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System : ESS)	ระบบหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งเพื่อให้สามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้เป็นพลังงานรูปแบบอื่นที่สามารถกักเก็บไว้ได้ และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Battery Energy Storage System : BESS)	ระบบหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ติดตั้งเพื่อให้สามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ให้เป็นพลังงานรูปแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่ เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control And Data Acquisition: SCADA)	ระบบการควบคุมดูแลทางไกลที่เกี่ยวข้องกับการควบคุม และ/หรือการชี้บอกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือระบบที่รวบรวมประมวลผลและแสดงข้อมูลในศูนย์ควบคุมของ กฟผ. ข้อมูลสำหรับการ Operate ระบบ เช่น ความถี่ของระบบ, แรงดัน, Load Flow, สถานะของ Breaker
ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection System)	ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สั่งการโดยผ่านระบบสื่อสาร
ระบบผลิตไฟฟ้า	โรงไฟฟ้าชนิดต่าง ๆ ที่ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 รวมถึงระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายพลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ระบบไฟฟ้า	ระบบผลิตไฟฟ้าและระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้การปฏิบัติการและควบคุมของผู้รับใบอนุญาต
ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	ระบบส่งไฟฟ้าหรือระบบจำหน่ายของ กฟผ. หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟน.

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
วันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Scheduled Commercial Operation Date: SCOD)	กำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA)	สัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและ กฟผ. หรือสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่และ กฟผ.
เหตุผิดปกติ	เหตุการณ์ใด ๆ ที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือคุณภาพไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีไฟฟ้าดับและไม่มีไฟฟ้าดับ
Base Voltage	แรงดันไฟฟ้าฐานที่กำหนดใช้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (หน่วยเป็นกิโลโวลต์) โดยมีค่าแรงดันไฟฟ้าฐาน ดังนี้ (1) ระดับแรงดัน 500 กิโลโวลต์ (2) ระดับแรงดัน 230 กิโลโวลต์ (3) ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ (4) ระดับแรงดัน 69 กิโลโวลต์ กรณีผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย แรงดันไฟฟ้าฐานให้มีค่าตามระดับแรงดันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้กำหนด
First Energization	การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก

First Synchronization	การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
Generator's Apparatus	อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบ กฟผ. และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุมหรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ
Incident	เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดว่าจะเกิดขึ้นและเหตุการณ์นี้ส่งผลให้ กฟผ.ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานต่าง ๆ ที่ กฟผ. ใช้ในการวางแผนและการดำเนินงานด้านระบบไฟฟ้าหรือเป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ
Microgrid	ระบบไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีการรวมระบบผลิตไฟฟ้าส่งจ่ายไฟฟ้าและควบคุมสั่งการเข้าไว้ด้วยกันสามารถทำงานประสานเชื่อมกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักหรือโครงข่ายอื่น ๆ และยังทำงานแยกตัวเป็นอิสระได้ ซึ่งแหล่งผลิตไฟฟ้าภายในสามารถเป็นได้ทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานอื่น ๆ ที่ไม่ใช่พลังงานหมุนเวียน
Operating Characteristics	ค่าที่กำหนดความสามารถของหน่วยผลิตไฟฟ้าในการตอบสนองต่อคำสั่งการ
Power park module (PPM)	หน่วยผลิตไฟฟ้าหรือกลุ่มของหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยตรง แต่เชื่อมต่อผ่านอินเวอร์เตอร์หรืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง ซึ่งมีจุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าหลักกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพียงจุดเดียว
Significant Incident	Incident ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่า จะสามารถส่งผลให้ระบบไฟฟ้าทั้งหมดหรือบางส่วนเกิดสภาวะไม่ปกติ ไม่ปลอดภัย หรือไม่มีเสถียรภาพ หรือส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บร้ายแรง
Site Responsibility Schedule	รายการที่ กฟผ. จัดทำขึ้น เพื่อใช้แสดงขอบเขตในความเป็นเจ้าของการดำเนินงาน และความรับผิดชอบด้านความปลอดภัย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

PF บทนำ

PF1 บทนำ

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ารับทราบหน้าที่ที่จะต้องปฏิบัติให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และตามข้อกำหนดทางเทคนิคด้านการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าที่ได้มาตรฐาน มั่นคง และปลอดภัย โดยไม่ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าและส่วนรวมเสียประโยชน์ รวมถึงกำหนดแนวทางปฏิบัติอย่างเสมอภาคต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกราย ไม่ให้เกิดการกีดกันผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่น

PF2 ขอบเขตงาน

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ ให้บังคับใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ยื่นขออนุญาตจากการไฟฟ้า ดังนี้

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์
2. โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
4. ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar
5. ผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Acess : TPA)
6. หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
7. ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา, ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี, Microgrid

ทั้งนี้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามระเบียบหรือข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อนี้และของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้น ๆ ด้วย

PF3 หน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกรายมีหน้าที่ในการปฏิบัติตามและออกแบบการเชื่อมต่อให้มีรายละเอียดทางเทคนิคด้านการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟฟ้าอยู่ภายในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนดและมีความมั่นคงปลอดภัย รวมถึงมีหน้าที่ต้องปฏิบัติตามเงื่อนไข ดังนี้

1. หาก กฟผ. เห็นว่า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดข้อใดข้อหนึ่งที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อนี้ กฟผ. จะไม่อนุญาตให้มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

2. หาก กฟผ. มีการปรับปรุง แก้ไข เปลี่ยนแปลง เพิ่มเติมรายละเอียดอื่น ๆ ของข้อกำหนดนี้ เพื่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม และจะนำไปเป็นเหตุอ้างเพื่อเรียกร้องค่าเสียหายใด ๆ ต่อ กฟผ. มิได้
3. หาก กฟผ. จำเป็นต้องปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากการขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบในค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกิดขึ้นเนื่องจากการปรับปรุงระบบทั้งหมด
4. หากเกิดความเสียหายต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ/หรือบุคคลอื่น ๆ ที่เกิดจากการกระทำหรือความประมาทของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้น
5. กฟผ. อาจมีการทบทวนการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลเสียกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

PP ขั้นตอนการวางแผน

PP1 บทนำ

PP1.1 ขั้นตอนการวางแผนนี้ กำหนดไว้เพื่อความมั่นใจว่า กฟผ. จะได้รับข้อมูลที่ต้องการจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อการวางแผนพัฒนาระบบในอนาคต

PP1.2 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบโดยเร็ว หากมีการเปลี่ยนแปลงของข้อมูลตามจริงหรือที่คาดว่าจะเปลี่ยนแปลงไปตามที่ระบุใน PP3

PP1.3 ภายใต้รายละเอียดของขั้นตอนการวางแผนนี้ ข้อมูลการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายของ กฟผ. แม้จะไม่ใช่โดยตรงจะต้องถูกส่งให้กับ กฟผ. ภายใต้ข้อกำหนดที่เกี่ยวข้อง

PP2 วัตถุประสงค์

P2.1 ขั้นตอนการวางแผนนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อให้มั่นใจว่า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะให้ข้อมูลแก่ กฟผ. อย่างถูกต้องและตรงเวลา เพื่อให้ กฟผ. สามารถวางแผนพัฒนาระบบในอนาคต

PP3 การแจ้งข้อมูล

PP3.1 ข้อมูลเบื้องต้น

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งข้อมูลพื้นฐานในการวางแผน (Planned Operating Characteristics) ให้แก่ กฟผ. โดยให้แจ้งข้อมูลรายละเอียดตามสิ่งแนบ CCA1 CCA2 และ CCA3 ในรูปแบบ ไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) หรือลายลักษณ์อักษรตามที่ กฟผ. กำหนด ดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่จะเริ่มโครงการตาม PPA ต้องแจ้งข้อมูลไม่น้อยกว่า 30 วันทำการก่อนที่จะมีการลงนามใน PPA หรือ

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่ออื่นที่การเชื่อมต่อไปไม่ได้อยู่ภายใต้ PPA จะต้องแจ้งข้อมูลไม่น้อยกว่า 30 วันทำการ ก่อนผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต่อเชื่อมเข้ากับระบบของ กฟผ. หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

PP3.2 ข้อมูลตามข้อตกลง

หลังจากมีการแจ้งตามข้อ PP3.1 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งข้อมูลพื้นฐานและข้อมูลรายละเอียดในการวางแผน (Detailed Planned Operating Characteristics) ให้แก่ กฟผ. ทราบ โดยให้แจ้งข้อมูลรายละเอียดตามสิ่งแนบ CCA1 CCA2 และ CCA3 ในรูปแบบ ไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) หรือลายลักษณ์อักษรตามที่ กฟผ. กำหนด ดังนี้

(a) เมื่อได้มีการลงนามใน PPA ระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อแล้ว ต้องแจ้งก่อนที่จะเริ่มการ Commissioning หรือ

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่ออื่นที่การเชื่อมต่อไปไม่ได้อยู่ภายใต้ PPA จะต้องแจ้งข้อมูล

(i) เมื่อ กฟผ. ยินยอมให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต่อเชื่อมกับระบบของ กฟผ. โดยต้องแจ้งก่อนที่จะเริ่มการ Commissioning หรือ

(ii) เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายยินยอมให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต่อเชื่อมกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยต้องแจ้งก่อนที่จะเริ่มการ Commissioning

PP3.3 ข้อมูลเพิ่มเติมหลังการต่อเชื่อมกับระบบ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งข้อมูลพื้นฐานและข้อมูลรายละเอียดเพิ่มเติมในการวางแผน (Registered Operating Characteristics) เป็นลายลักษณ์อักษรให้แก่ กฟผ. โดยให้แจ้งข้อมูลรายละเอียดตามสิ่งแนบ CCA1 CCA2 และ CCA3 ในรูปแบบ ไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ (Electronic File) หรือลายลักษณ์อักษรตามที่ กฟผ. กำหนด สำหรับข้อมูลซึ่งไม่ได้ส่งมาตามที่ระบุใน PP3.1 และ PP3.2 จะต้องส่งมาก่อนที่จะมีการเริ่มต้นจ่ายไฟฟ้า (วันที่ Energize Connection Point) เป็นเวลาไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ

GC ข้อกำหนด

GC1 ข้อกำหนดทั่วไป

GC1.1 เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิด

กรณีมีเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดเกิดขึ้นและไม่มีข้อกำหนดใดในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ารองรับ กฟผ. จะขอความเห็นจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าวโดยทันทีเท่าที่ กฟผ. จะสามารถกระทำได้ในสถานการณ์นั้นและ กฟผ. จะกำหนดแนวทางการแก้ไข โดยคำนึงถึงข้อคิดเห็นที่ได้รับจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อประโยชน์ต่อส่วนรวม และความเหมาะสมกับสถานการณ์ ทั้งนี้ เมื่อ กฟผ. ได้กำหนดแนวทางแล้ว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามที่ กฟผ. สั่งการ เว้นแต่กรณีที่การสั่งการนั้นจะขัดกับ Technical Parameter ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่ได้ลงทะเบียนไว้ตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

GC1.2 การติดต่อสื่อสารระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

GC1.2.1 การแจ้งข้อมูลทั้งหมดและการติดต่อสื่อสารระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ยกเว้นการจัดส่งข้อมูลและการแจ้งข้อมูล) ต้องดำเนินการดังนี้

ในส่วนของ กฟผ. จะมอบหมายให้ EGAT Control Engineer ทำหน้าที่ติดต่อกับทางผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โดย EGAT Control Engineer จะเป็นผู้ปฏิบัติงานที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติที่ได้รับมอบอำนาจให้มีสิทธิในการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและสั่งการ Switching ในระบบส่ง ซึ่ง กฟผ. จะแจ้งชื่อ EGAT Control Engineer ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทราบเป็นครั้งคราวไป

GC1.2.2 การแจ้งข้อมูลทั้งหมดและการติดต่อสื่อสารระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ยกเว้นการจัดส่งข้อมูลและการแจ้งข้อมูล) จะต้องดำเนินการผ่านทางระบบโทรศัพท์

GC1.2.3 หากมีการย้ายสถานที่ตั้งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติอาจด้วยเหตุฉุกเฉินหรือเหตุผลใดก็ตาม กฟผ. จะต้องแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทราบสถานที่ตั้งใหม่และหมายเลขโทรศัพท์ที่เปลี่ยนแปลงโดยทันที

GC1.2.4 หากมีการย้ายสถานที่ตั้งศูนย์ควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่ออาจด้วยเหตุฉุกเฉินหรือเหตุผลใดก็ตาม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบสถานที่ตั้งใหม่และหมายเลขโทรศัพท์ที่เปลี่ยนแปลงโดยทันที

GC1.2.5 ข้อมูลและการติดต่อสื่อสารทางโทรศัพท์ระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะถูกบันทึกเป็นหลักฐาน

GC1.3 ข้อมูลและการแจ้งล่วงหน้า

GC1.3.1 การจัดส่งและแจ้งข้อมูลใด ๆ ต่อ กฟผ. ภายใต้ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (ยกเว้นว่าจะมีการระบุไว้เป็นอย่างอื่น) จะต้องจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษร โดยอาจส่งถึงผู้รับด้วยตนเอง ไปรษณีย์ลงทะเบียน หรือโทรสาร

GC1.3.2 ข้อมูลที่จัดส่งให้ กฟผ. ตามวิธีการใน GC1.3.1 จะต้องระบุถึงศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ กฟผ. (หรืออาจเป็นหน่วยงานอื่นใดภายใน กฟผ.) และระบุที่อยู่ตามที่ กฟผ. ได้แจ้งไว้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

เมื่อ กฟผ. แจ้งข้อมูลใด ๆ ต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะต้องเรียนประธานกรรมการ (หรือบุคคลอื่นใด) และระบุที่อยู่ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งไว้กับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษร

GC1.3.3 รายการข้อมูลทั้งหมดจะต้องอ้างอิงที่ระดับแรงดันและความถี่ปกติ (เว้นแต่จะระบุไว้เป็นอย่างอื่น)

GC1.4 ความเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้า และ/หรือ อุปกรณ์

ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อมีการอ้างถึง “อุปกรณ์” ย่อมหมายความรวมถึงอุปกรณ์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการทำข้อตกลงใด ๆ กับบุคคลที่สาม เพื่อที่ใช้งานอุปกรณ์ดังกล่าวหรืออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบหรืออุปกรณ์ที่เป็นส่วนหนึ่งของระบบซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ

GC1.5 การควบคุมระบบ

เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อตกลงให้ กฟผ. ทำการควบคุมระบบ (หรือส่วนหนึ่งของระบบ) ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สำหรับใช้เพื่อการสื่อสารและการประสานงานในช่วงระยะเวลาหนึ่ง กฟผ. จะทำการควบคุมระบบดังกล่าวเสมือนเป็นส่วนหนึ่งของระบบส่ง กฟผ.

GC1.6 สถานการณ์ฉุกเฉิน

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า อาจถูกระงับการใช้ชั่วคราวตามคำสั่งจากมติคณะรัฐมนตรี และ/หรือ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ และ/หรือ คณะรักษาความสงบแห่งชาติ

GC1.7 การเก็บรักษาข้อมูลเป็นความลับ

กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเก็บรักษาข้อมูลต่าง ๆ ที่ได้รับตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าไว้เป็นความลับ โดยสามารถให้ข้อมูลแก่บุคคลที่สามได้ต่อเมื่อ

(a) เป็นการให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใด ๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
(b) เป็นการให้ข้อมูลตามที่กฎหมายกำหนด
(c) เป็นข้อมูลที่ได้ถูกเปิดเผยต่อสาธารณะแล้ว

GC1.8 การได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

ซึ่งเกี่ยวกับ :

(a) การตรวจสอบเอกสาร, Designs, Drawings, แผนงาน, ข้อมูลที่ใช้ในการออกแบบ หรือข้อมูลใดๆ ก็ตาม ที่เกี่ยวกับตัวโรงไฟฟ้า อุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่ Connection Point ในฝั่งของโรงไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาตรวจสอบตามเงื่อนไขในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ
(b) การตรวจสอบและทดสอบโรงไฟฟ้า อุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่ Connection Point ในฝั่งของโรงไฟฟ้า ซึ่ง กฟผ. ได้ดำเนินการตามเงื่อนไขในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น

การที่ กฟผ. ได้ให้ความเห็นชอบใด ๆ ในข้อ (a) และ (b) นั้น ไม่ได้หมายความว่า กฟผ. รับประกันความปลอดภัย ความทนทาน หรือ ความน่าเชื่อถือของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ดังกล่าว

GC1.9 ลำดับความสำคัญ

GC1.9.1 ในกรณีที่ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ไม่สอดคล้องกับคำสั่งของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ให้ถือพิจารณาคำสั่งของ กกพ. เป็นหลัก

GC1.9.2 เมื่อ กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการตกลงเฉพาะเรื่องใด ๆ ที่เกี่ยวกับ External Interconnector (เป็นลายลักษณ์อักษร) ซึ่งเป็นเรื่องที่ดำเนินการเพื่อให้ครอบคลุมตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น ก็ให้นำข้อตกลงดังกล่าวมาปรับใช้ในการปฏิบัติงานด้วย

GC1.10 การผิดกฎหมายและการไม่สามารถใช้บังคับได้บางส่วน

GC1.10.1 หากมีข้อกำหนดใด ๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่ชอบด้วยกฎหมายหรือไม่สามารถใช้บังคับได้ด้วยเหตุผลใดก็ตาม การละเว้นดังกล่าวจะมีผลเฉพาะต่อข้อกำหนดนั้น ๆ สำหรับข้อกำหนดอื่น ๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ายังคงมีผลบังคับใช้ตามปกติ

GC1.10.2 หากในข้อกำหนดข้อหนึ่ง ๆ มีเนื้อหาส่วนหนึ่งที่ไม่ชอบด้วยกฎหมายหรือไม่สามารถใช้บังคับได้ แต่เนื้อหาส่วนที่เหลือในข้อกำหนดเดียวกันนั้นยังคงสามารถใช้บังคับได้ตามปกติ การปรับปรุงเนื้อหาข้อกำหนดใหม่จะดำเนินการได้เท่าที่จำเป็นเพื่อให้ได้เนื้อหาที่สมบูรณ์ แต่ทั้งนี้จะต้องไม่กระทบต่อเจตนาหรือความสมบูรณ์ของข้อกำหนดอื่น ๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

CC-P ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-P บทนำ

CC1.1-P ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำด้านเทคนิคที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องสามารถปฏิบัติได้ในการที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า รวมถึงกำหนดขั้นตอนเพื่อให้เกิดการปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ได้กำหนดไว้ โดยข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์
- ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar เฉพาะกำลังผลิตที่ได้จากพลังงานน้ำ

CC2-P วัตถุประสงค์

CC2.1-P **วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.** ส่วนนี้มีดังนี้

(a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ.

(b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจนและครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ใช้บริการรายอื่นๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(c) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ

(d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกันและมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ภายในโรงไฟฟ้าให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-P คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3.1-P กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สภาวะของระบบ กฟผ. ณ จุดติดตั้งมาตรวัด เป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการ ดังต่อไปนี้ (ขึ้นอยู่กับข้อกำหนด CC3.2-P)

(a) ความถี่ระบบไฟฟ้าเท่ากับ 50 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.5 ถึง 50.5 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ หรือภาวะฉุกเฉินค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ±0.5 Hz)

(b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้าเท่ากับ 100% ของ Base Voltage และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง ±5% ของ Base Voltage (ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage)

(c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติ หรือสภาวะที่มีงาน planned หรือ unplanned outage ตามตารางที่ 1.1 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้นๆ)

<u>ตารางที่ 1.</u>1 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 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%					

(d) ภายใต้สภาวะปกติและ planned outage ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะรักษาค่า Voltage Unbalance ไว้ตามตารางที่ 1.2 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้นๆ จะมีค่านี้ได้ไม่เกิน 2%)

<u>ตารางที่ 1.2</u> ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

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

(e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ. จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. กับบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้า ซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้นจะต้องมีค่าความรุนแรงไม่เกินกว่าตารางที่ 1.3

<u>ตารางที่ 1.3</u> ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใด ๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

CC3.2-P สภาพการณ์ต่าง ๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-P อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา active power และ/หรือ reactive power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใด ๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่าง ๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาวะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ CC3.1-P
กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อระบบ จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขในข้อ CC3.2-P นี้

CC4-P ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.1-P การจัดส่งข้อมูล

CC4.1.1-P หน้าที่ความรับผิดชอบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC4.1.1.1-P ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขและดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จก่อนวันที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อเป็นครั้งแรก ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ

(a) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุใน PP โดยเฉพาะการจัดส่งข้อมูลตามข้อ PP3.3

(b) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)

(c) แจ้งขอจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อกับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษร พร้อมระบุวันที่คาดว่าจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้า

(d) แจ้งข้อมูลที่จำเป็นเพื่อให้ กฟผ. เตรียม Site Responsibility Schedule

  (i) รายการอุปกรณ์ทั้งหมด

  (ii) รายชื่อผู้ปฏิบัติงานของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูลตามรายการที่ระบุไว้ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า หัวข้อย่อย กำหนดการซ่อมบำรุง (Maintenance Scheduling) การวางแผนการผลิต (Operation Planning), การวางแผนการการเดินเครื่อง (Generation Scheduling), หัวข้อ การติดตามตรวจสอบและการทดสอบ (Monitoring and Testing), หัวข้อ การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ (Operational Liaison), หัวข้อ แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉิน (Contingency Planning) โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและสถานที่ปฏิบัติงานประจำ

(e) แจ้งยืนยัน กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษรว่า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่จะขอเชื่อมต่อเข้าระบบได้ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขข้อ CC4-P แล้ว (ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ)

CC4.1.1.2-P ก่อนวันที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟเข้าจุดเชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งเอกสารหลักฐานการได้รับอนุญาตในการก่อสร้างและเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องทั้งหมด โดย

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถจัดส่งในวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าได้ แต่ต้องส่งก่อนเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ

(b) กฟผ. จะกำหนดรูปแบบข้อมูลที่ต้องการก่อนวันที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อคาดว่าจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ ล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 60 วันทำการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งข้อมูลทั่วไปในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ข้อมูลรายละเอียดของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ รวมถึงข้อมูลหม้อแปลงและสายส่ง รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA1 CCA2 และ CCA3

CC4.1.2-P **หน้าที่ความรับผิดชอบของ กฟผ.**

CC4.1.2.1-P กฟผ. จะต้องดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จโดยเร็วก่อนวันที่คาดว่าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อ

(a) ปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)

(b) จัดเตรียม เห็นชอบและจัดส่ง Site Responsibility Schedule ให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ซึ่งจะแสดงข้อมูลตามรายการด้านล่างพร้อมกำหนดขอบเขตส่วนที่ กฟผ. เป็นเจ้าของและรับผิดชอบในการควบคุมการทำงาน และส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อ นั้น

(i) ตารางรายการอุปกรณ์ทั้งหมด

(ii) รายการงานส่วนที่ กฟผ. จะดำเนินการ

(iii) ตารางอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบโทรคมนาคม เครื่องมือวัด ระบบโทรมาตร และระบบควบคุม

(iv) รายชื่อผู้ปฏิบัติงาน กฟผ. ซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูลตามรายการที่ระบุไว้ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า หัวข้อย่อย กำหนดการซ่อมบำรุง (Maintenance Scheduling) การวางแผนการผลิต (Operation Planning), การวางแผนการการเดินเครื่อง (Generation Scheduling), หัวข้อ การติดตามตรวจสอบและการทดสอบ (Monitoring and Testing), หัวข้อ การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ (Operational Liaison), หัวข้อ แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉิน (Contingency Planning) โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและสถานที่ปฏิบัติงานประจำ

(c) รายละเอียดของวิธีปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่ กฟผ. จัดทำ (Local Safety) พร้อมรายชื่อผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)

CC4.2-P **การตรวจสอบจุดเชื่อมต่อ**

CC4.2.1-P กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะกำหนดวันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อร่วมกันภายหลังจากที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการตามข้อ CC4.1.1.1-P แล้ว และ กฟผ. จะไม่ทำการผัดผ่อนการตรวจสอบหากไม่มีเหตุผลอันสมควร

กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะร่วมกันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง (รวมถึงการทดสอบที่จำเป็น) เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าจุดเชื่อมต่อจะไม่ก่อให้เกิดความเสี่ยงหรืออันตรายต่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบ กฟผ.

CC4.2.2-P เมื่อ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจุดเชื่อมต่อพร้อมสำหรับทำการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. จะดำเนินการออกหนังสือรับรอง (Certificate of Readiness) และแจ้งรายงานผลการตรวจสอบเป็นลายลักษณ์อักษรให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ในกรณีที่ผลการตรวจสอบไม่ผ่าน กฟผ. จะต้องระบุสาเหตุว่า เป็นที่จุดเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ตัวใด พร้อมด้วยเหตุผลที่ใช้ในการพิจารณา

CC4.2.3-P ในกรณีที่ กฟผ. รายงานผลการตรวจสอบว่า จุดเชื่อมต่อไม่พร้อมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทำการปรับปรุงอุปกรณ์และ/หรือ จุดเชื่อมต่อ แล้วจึงแจ้ง กฟผ. เพื่อนัดวันตรวจสอบใหม่อีกครั้ง

CC4.3-P **การเชื่อมต่อเพื่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า**

การจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบผ่านจุดเชื่อมต่อ จะกระทำได้ภายหลังจากที่ กฟผ. ได้ออกหนังสือรับรอง (Certificate of Readiness) ให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อแล้ว โดย กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะกำหนดวันเริ่มจ่ายไฟฟ้าร่วมกัน

CC5-P ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.1-P **อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (Generator's Apparatus)** หมายถึง อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าและเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุมหรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ

อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC5-P ดังนี้

CC5.2-P **ข้อกำหนดทั่วไป**

CC5.2.1-P อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-P

CC5.2.2-P นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC4.2.1-P อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/หรือมาตรฐานตามที่ระบุไว้ใน CC7-P

CC5.2.3-P แต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้า จะต้อง

(a) สามารถรับสัญญาณ 4-20 mA ซึ่งส่งจากระบบ AGC ของ กฟผ. ในการปรับค่า setpoint การจ่ายความต้องการไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อประโยชน์ในการควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้า รวมถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของระบบให้ต่ำที่สุด

(b) ติดตั้ง Fast Acting Proportional Turbine Governor เพื่อใช้ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการจ่ายไฟฟ้าแยกออกจากระบบหลักโดยชั่วคราว (isolate) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะยังคงสามารถจ่ายไฟได้ตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และควบคุมความถี่ระบบไฟฟ้าได้ที่ 52 Hz หรือน้อยกว่า

(c) ติดตั้งอุปกรณ์ระบบ Automatic Voltage Regulation เพื่อควบคุม terminal voltage ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อให้มีเสถียรภาพตลอดช่วงการเดินเครื่อง

(d) ติดตั้ง Power System Stabilizer

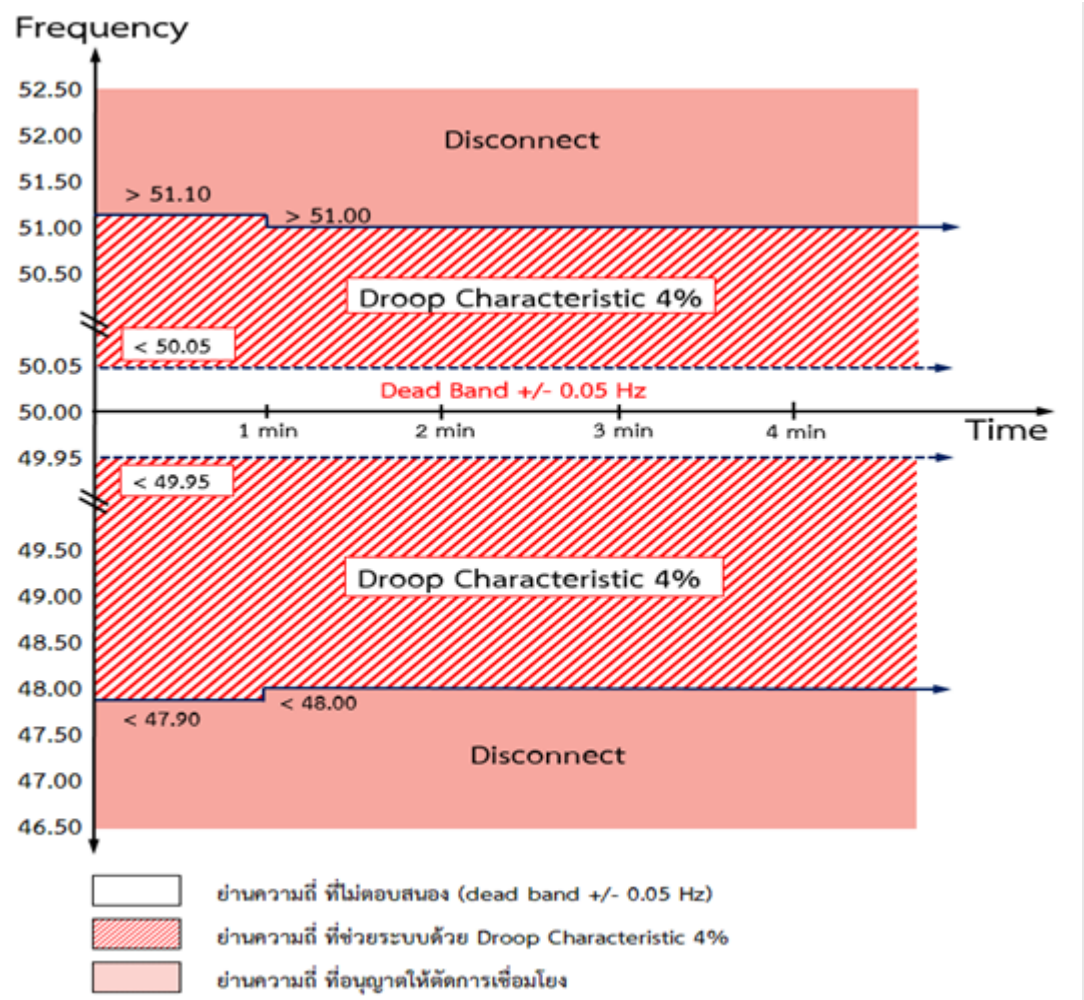
(e) ติดตั้งระบบป้องกันไม่ให้มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าไปยังผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระหว่างหยุดเครื่องหรือ on turning gear

(f) สามารถรับสัญญาณ 4-20 mA ที่ส่งผ่านระบบ SCADA ของ กฟผ. ในการปรับค่า setpoint MVAr หรือ Line Voltage เพื่อควบคุมค่าแรงดันของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.2.4-P การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้ (รูปที่ P-1)

- ต้องสามารถตอบสนองเมื่อค่าความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงนอกช่วง 50 ± 0.05 Hz ตลอดช่วงเวลาที่ขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบ สำหรับโรงไฟฟ้าที่มี Gas Turbine ต้องตั้งให้ Governor สามารถทำงานได้ที่ Droop Characteristic 4% ทั้งนี้ กฟผ. จะเป็นผู้กำหนด %Droop Setting และโรงไฟฟ้าไม่สามารถทำการแก้ไขโดยที่ไม่ได้รับอนุญาตจาก กฟผ. ก่อน
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นเหตุจากผู้เชื่อมต่อ
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz หรือสูงกว่า 51.10 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นเหตุจากผู้เชื่อมต่อ



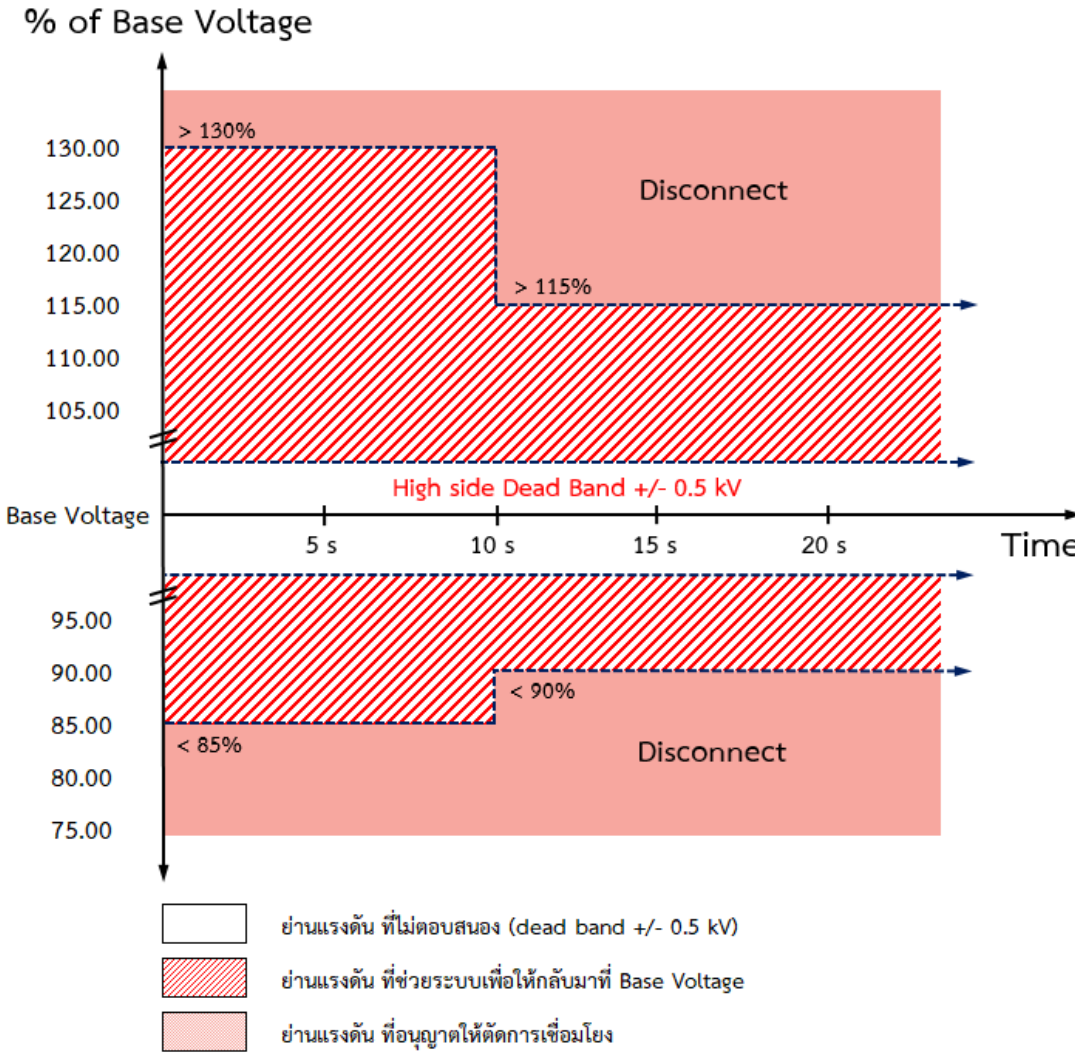
รูปที่ P-1 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.2.5-P การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage dead band = ± 0.5 kV และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดังนี้ (รูปที่ P-2)

- กรณีแรงดันสูงกว่า 130% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 115% จนถึง 130% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 85 % ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 85% ของ Base Voltage

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด



รูปที่ P-2 แสดงช่วงแรงดันและหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.3-P สำหรับผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าจะต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดัน (kV Control) แก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 4 Mode ดังนี้

(a) **Remote High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(b) **Remote High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

(c) **Local High Side Voltage Control** คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัยทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(d) **Local High Side MVAR Control** คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัยทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ในกรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control โรงไฟฟ้าต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่ม-ลด MVar ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVar ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

CC5.4-P **อุปกรณ์สื่อสารของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ**

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสารจำนวน 2 โครงข่าย และวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบสื่อสาร เพื่อการส่งสัญญาณข้อมูลของโรงไฟฟ้ามายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าตามแบบเลขที่ DW-COM-D01-306-IPP-01 revision 0001 ตามที่ระบุใน CCA2-P ซึ่งโครงข่ายเหล่านี้จะถูกนำไปใช้ในการให้บริการดังต่อไปนี้

CC5.4.1-P ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีช่องทางการสื่อสารข้อมูลจำนวน 2 ช่องทาง จาก multiservice switch จำนวน 2 ชุด เพื่อเชื่อมต่อเข้ากับ multiservice switch ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดย multiservice switch แต่ละชุด ต้องประกอบด้วย Router และ LAN Switch จำนวนอย่างละ 1 ชุด การเชื่อมต่อจะเป็นไปตามมาตรฐานการเชื่อมต่อแบบ Ethernet interface สำหรับใช้งานดังต่อไปนี้

(a) Automatic Meter Reading (AMR) ของ Metering System ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อตามที่ระบุใน CCA1-P

(b) Gateway หรือ IP-Remote Terminal Unit (IP-RTU) ของระบบ SCADA ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อตามที่ระบุใน CC8-P

(c) Digital Fault Recorder (DFR) ของ Fault Recording System ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อตามที่ระบุไว้ใน CC7-P

CC5.4.2-P ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มี teleprotection signaling channels และ teleprotection signaling equipment สำหรับระบบป้องกัน (ตามที่ระบุไว้ใน CC7-P) ของแต่ละวงจรสายส่ง

CC5.4.3-P การสื่อสารด้วยเสียงสนทนา (voice communication) ระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. ประกอบด้วย

(a) ระบบ Party line จะติดตั้งที่ห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อใช้ติดต่อกับ operator ของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติในการประสานงานด้านเดินเครื่อง

(b) ระบบโทรศัพท์ เพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบโทรศัพท์ของ กฟผ. ด้วย E1 Qsig หรือ E1 CAS ในการส่งสัญญาณผ่าน Digital Trunk Interface หรืออาจเป็นเทคโนโลยีใหม่อื่น ๆ ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยระบบชุมสายโทรศัพท์ของ กฟผ. จะเป็นตัวส่งค่าปรับเทียบเวลาให้กับระบบชุมสายโทรศัพท์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (time synchronization) เพื่อให้มีเวลาตรงกัน

นอกจากนี้ ระบบชุมสายโทรศัพท์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถเชื่อมต่อด้วยมาตรฐาน SIP (SIP Trunk) และสามารถขยายการให้บริการเพื่อใช้เป็นเครื่องโทรสารหรือสำหรับผู้ปฏิบัติงานของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อในการติดต่อสื่อสารกับผู้ปฏิบัติงานของ กฟผ. ที่ศูนย์ควบคุมฯ โดยเป็นระบบชุมสายโทรศัพท์แบบตู้ IP-PBX หรือ เป็นเทคโนโลยีชุมสายโทรศัพท์ใหม่อื่น ๆ

(c) ระบบสำรอง (Back-up) โดยติดตั้งบริการระบบโทรศัพท์สาธารณะที่ห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC6-P REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูลการวางแผนด้านปฏิบัติการ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของรายละเอียดข้อมูลการวางแผนที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ตามความจำเป็น ภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบและทำ commissioning โดยค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องสอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-P ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC7.1-P (a) circuit breaker, switch disconnectors, disconnectors, earthing devices, power transformers, voltage transformers, reactors, current transformers, surge arrestors, bushings, neutral equipment, capacitors, line traps, coupling devices, external heavy polluted condition insulation และ insulation coordination จะต้องสอดคล้องตามมาตรฐาน ANSI/IEEE หรือ NEC/ NEMA ยกเว้น

บางอุปกรณ์ซึ่งมีการระบุไว้ชัดเจนให้ใช้มาตรฐานอื่น

(b) อุปกรณ์ต่าง ๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิต และทดสอบจากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนดเทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

CC7.2-P ข้อกำหนดของจุดเชื่อมต่อระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC7.2.1-P ในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะใช้ circuit breaker ที่มีพิกัดการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อ นั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจรและค่าพิกัด circuit breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อจะต้องไม่เกินกว่า

(a) 63 kA หรือ 50 kA และไม่เกิน 85% ของพิกัดอุปกรณ์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 500 kV และ 230 kV

(b) 40 kA และไม่เกิน 85% ของพิกัดอุปกรณ์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 115 kV และ 69 kV

CC7.2.2-P Generating Unit and Power Station Protection Arrangements

CC7.2.2.1-P ระบบป้องกันของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและการเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดขั้นต่ำที่ระบุไว้ใน CC7.2.2-P นี้ เพื่อลดผลกระทบต่อระบบส่งของ กฟผ. ให้น้อยที่สุดเมื่อเกิดเหตุผิดปกติจากระบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC7.2.2.2-P Fault Clearing Time

(a) ค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. หรือเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบส่งของ กฟผ. ซึ่งต่อตรงเข้ากับอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โดยช่วงเวลาดังกล่าวจะเริ่มนับตั้งแต่เริ่มเกิดเหตุผิดปกติ จนถึง circuit breaker สามารถดับอาร์กได้สนิท ซึ่งต้องมีช่วงเวลาไม่เกินกว่าข้อกำหนดดังนี้

(i) 80 ms ที่ 500 kV

(ii) 100 ms ที่ 230 kV

(iii) 140 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (backup) เผื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันสำรองทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (discrimination) โดยระบบป้องกันสำรองของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องทนต่อกระแสลัดวงจร (ไม่ trip ออกจากระบบก่อน) ในระหว่างที่ระบบ backup protection ของ กฟผ. หรือ breaker failure protection กำลังทำการ clear fault ที่เกิดขึ้นในระบบส่ง

นอกจากนี้ เพื่อป้องกันความเสี่ยงไม่ให้เกิดการปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบโดยไม่เจตนา จึงควรที่จะกำหนด time delay ของระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าไว้ที่ 1.5 วินาที ซึ่งจะทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรองของ กฟผ.

(c) circuit breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบส่ง กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใด ๆ นั้น จะต้องมีการติดตั้ง

circuit breaker failure protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ circuit breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาที่กำหนด circuit breaker failure protection จะทำการสั่ง trip circuit breaker ตัวถัดไปซึ่งอยู่ติดกับ circuit breaker ตัวที่ทำงานผิดพลาดดังกล่าว เพื่อตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาดังนี้

(i) 200 ms ที่ 500 kV
(ii) 200 ms ที่ 230 kV
(iii) 300 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(d) Target Dependability Index ของระบบป้องกันต้องไม่ต่ำกว่า 99.5% ค่านี้เป็นการวัดความสามารถของระบบป้องกันในการสั่ง circuit breaker ตัดวงจรในส่วนที่เกิดความผิดปกติได้สำเร็จ

CC7.2.3-P การจัดเตรียมอุปกรณ์

CC7.2.3.1-P ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ.

รายละเอียดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบควบคุมและป้องกันดังกล่าวมีรายละเอียดตามสิ่งแนบ CCA6

ใน power generation system จะต้องมีการติดตั้งระบบรีเลย์ป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าในระบบ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของรีเลย์ใน “EGAT Accepted Relay List” เพื่อให้มั่นใจว่า รีเลย์ที่ กฟผ. และโรงไฟฟ้าเลือกใช้งานในระบบป้องกันดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.2.3.2-P Circuit-breaker failure Protection

เป็นระบบที่มีการติดตั้งรีเลย์เพื่อตรวจจับการทำงานของ circuit breaker ซึ่งไม่ทำการ trip ภายในเวลาที่กำหนดเมื่อเกิด fault ซึ่งในระบบนี้จะมีวงจรการทำงานที่ไปสั่ง trip circuit breaker ตัวอื่น ๆ ทุกตัวที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่ทำการแยกสายส่งที่เกิด fault ออกจากระบบและต้องมี lockout relay ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้ circuit breaker reclose (automatic หรือ manual) จนกว่าจะมีการ reset lockout relay ใหม่ ในการตรวจจับ breaker failure จะใช้ instantaneous overcurrent relays ทำงานร่วมกันกับ timing relays เพื่อให้สามารถสั่งตัด circuit breaker ตัวอื่น ๆ ที่อยู่ระยะไกลได้ทันที (เฉพาะตัวที่เกี่ยวข้องเท่านั้น) ทั้งนี้ รีเลย์ที่ใช้ในงาน breaker failure protection นี้จะต้องแยกจากรีเลย์ในระบบป้องกันอื่น ๆ

CC7.2.3.3-P Pole-slipping and Loss of Excitation Protection

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำหรับ pole slipping และ loss of excitation

CC7.2.3.4-P Metering System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไขที่ระบุใน CCA1-P เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายเข้าระบบ

CC7.2.3.5-P ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องติดตั้ง Fault Recording System (FRS) และมีการเชื่อมต่อระบบสื่อสารกับ กฟผ. เพื่อเรียกข้อมูลใช้ในการวิเคราะห์หาเหตุผิดปกติ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของ FRS ใน “EGAT Accepted FRS List” เพื่อให้มั่นใจว่า อุปกรณ์ที่ กฟผ. และ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้งานในระบบดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.2.3.6-P ค่าเวลาที่ใช้ในระบบ FRS ต้องถูกควบคุมให้ใกล้เคียงกับ Standard Time ให้มากที่สุด โดยมีการส่งสัญญาณปรับเทียบเวลา (time synchronization signal) จากชุดรับสัญญาณเวลาระบบ global positioning system (GPS)

CC8-P ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมหน่วยวัดคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit, RTU) ที่ใช้กับ Protocol ที่ได้รับการยอมรับจาก กฟผ. ซึ่งมี input/output communication port จำนวนไม่น้อยกว่า 2 port (ไม่น้อยกว่า 2 IP address) ซึ่งสามารถทำงานร่วมกับระบบ redundant master system ของแต่ละ Control Center (แต่ละ Master System จะประกอบด้วย 4 redundant connection ทำงานแบบ 1 active connection และ 3 standby connection) โดย RTU จะทำหน้าที่รับส่งสัญญาณเพื่อให้ EGAT Control Center (NCC,BNCC และ RCCX) สามารถติดตามและควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้า โดยมีข้อกำหนดดังนี้

CC8.1-P Monitoring System to EGAT Control Center

CC8.1.1-P Binary Signals

- Generating Unit circuit breaker status (“a” contact)
- Generator “Remote/local control” (MW control) switch (“a” contact)
- Generator “Remote/local control” (MVAr control) switch (“a” contact)
- Generator “Remote/local control” (kV control) switch (“a” contact)
- Generating Unit “Fixed/free” Governor Operation Status (“a” contact)
- Generating Unit fuel status (“a” contact)
- Generating Unit excitation status (“a” contact)

CC8.1.2-P Analog signal (4-20 mA)

- Generating Unit Real power (MW)
- Generating Unit Reactive power (MVAr)
- Generating Unit Frequency (Hz)
- Generating Unit voltage (kV)
- Generating Unit fuel flow rate (T/h, MSCF/h)

CC8.2-P Control system from EGAT Control Center

CC8.2.1-P Analog signal to Power Plant (4-20 mA)

- Net Real power output target set-point
- Net Reactive power output target set-point
- kV output target set-point

CC8.2.2-P Binary signal to Power Plant

- MVAr Remote control
  Enable / Disable

- kV Remote control
  Enable / Disable

CC8.3-P **Analog input สำหรับ Fault Recording System (FRS)** ต้องแสดงค่าข้อมูลดังต่อไปนี้

- ค่า phase voltage ของ generator
- ค่า phase current และ phase voltage ของวงจรสายส่งจากโรงไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.
- ค่า phase current ของ Line Shunt Reactor
- ค่า phase current ของทุกๆ Power Transformer ด้านแรงดันสูงและ tertiary winding

CC8.4-P **Digital input สำหรับ Fault Recording System (FRS)** ต้องแสดงค่าข้อมูลดังต่อไปนี้

- contact ทั้งหมดที่ถูกสั่ง trip จากการทำงานของระบบป้องกันในส่วนสายส่งหรือจากระบบป้องกันของ Line Shunt Reactor , bus , Power Transformer และ breaker failure protection
- contact ของ reclosing relay ที่ทำงานในส่วนของสายส่งจากโรงไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.
- contact ทั้งหมดที่ทำการรับและส่งสัญญาณ teleprotection
- Status ของ breaker ทุกตัวในโรงไฟฟ้า
- Protection Signal ของ Bay Generator และ Bay Reserve Transformer ที่โรงไฟฟ้า
- contact ทั้งหมดของ generator, generator transformer และ reserve transformer (86K , 86X) ที่ถูกสั่ง trip
- status ของ breaker ของ generator transformer และ reserve transformer

CC9-P ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกลและระบบโทรมาตรและควบคุมที่จุดเชื่อมต่อ

CC9.1-P **Monitoring signal**

CC9.1.1-P **Binary Signals**

- Circuit breaker status (“a” contact)
- Ground switch status (“a” contact)
- Disconnecting switch status (“a” contact)

CC9.1.2-P **Analog signal (4-20 mA)**

- Net Real power (MW)
- Net Reactive power (MVAr)
- Line voltage (kV)
- Bus voltage (kV)
- Bus frequency (Hz)
- Real power Set-point feed-back (MW)
- Upper Net MW regulation limit (MW)

- Lower Net MW regulation limit (MW)
- Reactive power Set-point feed-back (MVAr)
- Upper Net MVAr regulation limit (MVAr)
- Lower Net MVAr regulation limit (MVAr)
- Line kV Set-point feed-back (kV)
- Upper line kV regulation limit (kV)
- Lower line kV regulation limit (kV)
- Loading rate (MW/min)
- De-loading rate (MW/min)

APPENDIX
ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

CCA1-P ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ รวมทั้งบำรุงรักษาให้ระบบทำงานอย่างถูกต้องตามข้อกำหนดตลอดเวลาที่มีการซื้อขายและ/หรือแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อ ทั้งนี้ ตำแหน่งที่ติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าจะต้องสามารถเข้าไปตรวจสอบและอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าได้สะดวก ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องประกอบอุปกรณ์และเงื่อนไขต่างๆที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้

CCA1.1-P ความต้องการทั่วไป (General Requirement)

(a) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขาย ใช้สำหรับวัดพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายหรือไหลผ่าน ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าของ กฟผ. กับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

(b) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายของแต่ละวงจร ต้องประกอบด้วย 2 ระบบ เพื่อเป็นการสำรอง ได้แก่ ระบบมาตรวัดฯ หลัก (Main Metering Equipment) และระบบมาตรวัดฯ รอง (Backup Metering Equipment)

(c) ระบบมาตรวัดฯ หลักและระบบมาตรวัดฯ รองต้องเป็นอิสระต่อกัน

(d) ต้องไม่มีอุปกรณ์อื่นนอกเหนือจากอุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าติดตั้งอยู่ภายในวงจรของระบบมาตรวัดฯ หลัก

(e) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบทุกหน่วยที่ติดตั้งอยู่ในระบบมาตรวัดฯ หลักและระบบมาตรวัดฯ รอง จะต้องรองรับการสื่อสารข้อมูลจากระบบ Software และ Hardware ของระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) ทั้งนี้มาตรวัดฯ และอุปกรณ์ประกอบจะต้องได้รับการตรวจสอบและยอมรับ (Approved) จาก กฟผ. ก่อน

(f) ในกรณีที่พบหรือเห็นว่า การเชื่อมต่อที่ไม่ได้ระบุไว้ในข้อกำหนดนี้ ซึ่งมีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เช่น กรณีที่จำเป็นต้องมีระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม เพื่อวัดพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละหน่วย (UMM, Unit Monitoring Meter) กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมเกี่ยวกับระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ซึ่ง กฟผ. จะแจ้งเงื่อนไขเพิ่มเติมให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบไฟฟ้าต่อไป นอกจากนี้ ในกรณีที่เกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. และหรือบุคคลที่ 3 อันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อดังกล่าว ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CCA1.2-P Instrument Transformers เพื่อแปลงค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมกับมาตรวัดหลัก (main energy meter) และมาตรวัดรอง (backup energy meter) ทั้งนี้ต้องติดตั้งครบทั้งสามเฟสพร้อม Junction Box มีรายละเอียดดังนี้

(a) หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT)

- CT แต่ละหน่วย ต้องประกอบ 2 แกน (2 Cores) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดหลักและมาตรวัดรองตามลำดับ

- ความแม่นยำของ CT ทั้ง 2 แกน ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2S ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C57.13 หรือมาตรฐาน IEC , ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- กระแสพิกัดทางด้านแรงต่ำของ CT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับกระแสพิกัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้งาน (Load Impedance (Include Equipment) < Burden)

(b) หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)

- ต้องเป็นชนิด Inductive Voltage Transformer แต่ละหน่วย ต้องประกอบด้วยชุดขดลวด 2 ชุด (2 windings) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดหลักและมาตรวัดรองตามลำดับ
- ความแม่นยำของชุดขดลวด VT ทั้ง 2 ชุด ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2 ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C57.13 หรือมาตรฐาน IEC, ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- แรงดันพิกัดทางด้านแรงต่ำของ VT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับแรงดันพิกัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้งาน (Load Impedance (Include Equipment) < Burden)

CCA1.3-P มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

(a) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วยต้องเป็นชนิดอิเล็กทรอนิกส์รองรับการวัดวงจร ไฟฟ้าประเภท 3 เฟส 4 สาย (3 Phase 4 Wires) โดยสามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง 4 Quadrants (Export/import Active/reactive energy)

(b) ความแม่นยำในการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าสำหรับ Active Energy ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2s ของมาตรฐาน IEC 62053-22 หรือมาตรฐาน IEC ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น ส่วน Reactive Energy ต้องมีความแม่นยำไม่น้อยกว่า Class 0.5

(c) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องสามารถวัดค่าประมวลผลและบันทึกข้อมูลพลังงานไฟฟ้าแยกตามอัตราค่าไฟฟ้า (Time of Use, TOU) ได้ไม่ต่ำกว่า 4 อัตรา สามารถบันทึกข้อมูลการวัดประเภท Load Profile รายคาบ 1 นาที และ 15 นาที (Energy/demand) รวมทั้งค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly/billing Energy) และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing (Maximum Demand) แยกตาม TOU Rate อย่างไรก็ตามการบันทึกข้อมูลการวัดอาจเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับความจำเป็นของการใช้งาน

(d) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วยต้องติดตั้งมาพร้อมกับช่องทางการติดต่อสื่อสาร (communication ports) เพื่อใช้สำหรับการสื่อสารข้อมูลไม่น้อยกว่า 2 port ที่ทำงานเป็นอิสระต่อกัน โดยเป็น Ethernet ไม่น้อยกว่า 1 port รองรับการสื่อสารแบบ TCP/IP (IP-based) ใช้เป็นช่องทางการสื่อสารหลัก สำหรับช่องทางการสื่อสารที่ 2 จะเป็น Ethernet หรือ Serial port หรือที่ดีกว่า

(e) ต้องมีช่องการสื่อสารปรับเทียบเวลา (time synchronization port) แยกต่างหากจากช่องทางการติดต่อสื่อสารในข้อ (d) สำหรับเชื่อมต่อกับชุดรับสัญญาณเวลามาตรฐาน

CCA1.4-P Time synchronization

การปรับเทียบเวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานทุกหน่วยจะถูกควบคุม (Synchronize) ให้มีความแม่นยำใกล้เคียงกับเวลามาตรฐานมากที่สุดผ่านช่องทางการสื่อสารปรับเทียบเวลาในข้อ CCA1.3-P (e) ทั้งนี้ต้องติดตั้งระบบปรับเทียบเวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า โดยใช้แหล่งเวลามาตรฐานอ้างอิง (Standard Time Source) จากเครื่องรับสัญญาณนาฬิกาหรือเวลาระบบ GPS (Global Positioning System (GPS) Clock Receiver) ที่ติดตั้งไว้บริเวณใกล้เคียงกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้านั้น หรือจากแหล่งเวลามาตรฐานอื่นที่เชื่อถือได้และเป็นที่ยอมรับของ กฟผ. ในกรณีที่มาตรวัดมีเวลาเบี่ยงเบนไปจากเวลามาตรฐานจะต้องทำการตั้งเวลาของมาตรวัดใหม่ ทั้งนี้ต้องได้รับการยินยอมจาก กฟผ.ก่อน

CCA1.5-P การบันทึกข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วย ต้องมีการบันทึกข้อมูลในหน่วยความจำดังนี้

(a) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบทุก 15 นาที ประกอบด้วยข้อมูล Active/reactive Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export และ Import) ค่าแรงดันของวงจรระบบมาตรวัดทางด้านแรงสูงหรือแรงต่ำ (L-N) ทั้ง 3 เฟส (Van, Vbn, Vcn) และค่ากระแสของวงจรระบบมาตรวัด ซึ่งสามารถเลือกบันทึกได้ทั้งด้านแรงสูงหรือแรงต่ำ (Ia, Ib, Ic) ทั้งนี้จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 3 เดือน

(b) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบทุก 1 นาที (ถ้าจำเป็นต้องใช้งาน) ประกอบด้วยข้อมูล Active/reactive Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export และ Import) ทั้งนี้จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 45 วัน

(c) ข้อมูลประเภทค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly/billing Energy) และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing (Maximum Demand) แยกตาม TOU Rate จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 1 ปี (12 เดือน)

การบันทึกข้อมูลข้างต้นจะต้องได้รับการตรวจสอบยอมรับจาก กฟผ. ก่อน ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจว่ามีข้อมูลเหมาะสมและเพียงพอต่อการใช้งานสำหรับบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CCA1.6-P การสื่อสารข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

ระบบโทรมาตร (AMR) คือ ระบบเรียกข้อมูล ค่ามาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Automatic Meter Reading (AMR) System) จากจุดซื้อขายไฟฟ้าผ่านระบบสื่อสารมาเก็บรวบรวมไว้เป็นฐานข้อมูล ที่ส่วนกลาง กฟผ.

(a) ระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) จะต้องสามารถสื่อสารกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทุกหน่วย เพื่อวัตถุประสงค์การรวบรวมข้อมูลที่บันทึกไว้ในมาตรวัดฯ และ/หรือ การตรวจสอบการทำงานของมาตรวัดฯ ผ่านเครือข่ายสื่อสารจากระยะไกล

(b) อุปกรณ์สื่อสารที่เกี่ยวข้องทั้งหมดขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของระบบสื่อสารที่ใช้งานและต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

CCA1.7-P Loss-of Potential Alarm

แต่ละวงจรการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องมี loss of potential alarm ไว้สำหรับติดตามความพร้อมและศักยภาพในการทำงานของตัววงจร

CCA1.8-P Test switch

แต่ละมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและแต่ละ Watt/VAR transducer ต้องมี test switch สำหรับแยกวงจรให้มีอิสระต่อกันในกรณีที่ทำการบำรุงรักษาหรือการสอบเทียบมาตรวัด

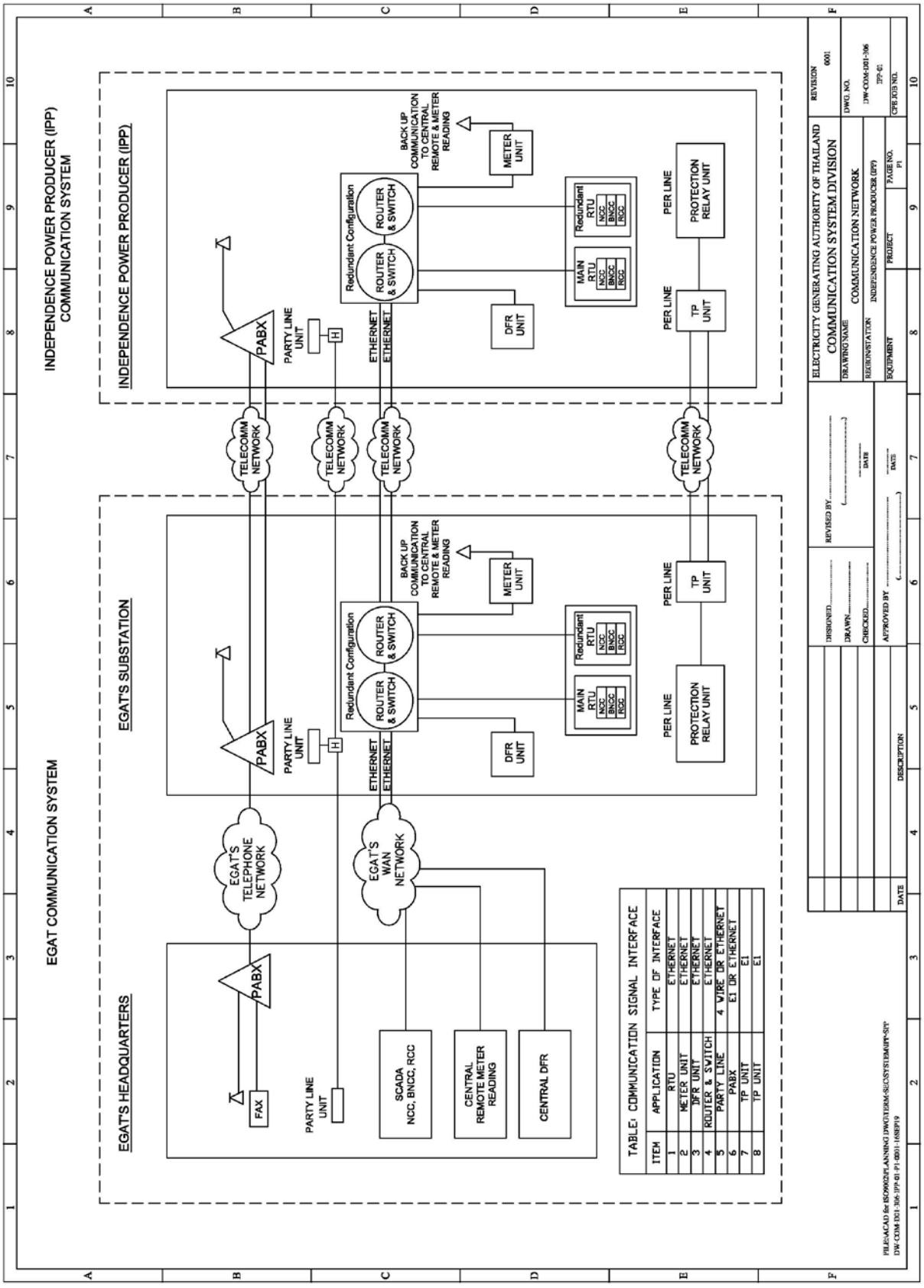
CCA1.9-P Power Supply for Metering Equipment

โรงไฟฟ้าต้องจัดเตรียมแหล่งจ่ายไฟฟ้าเสริม (auxiliary power supply) ที่มั่นคงน่าเชื่อถือและเพียงพอสำหรับอุปกรณ์ในระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่ามาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวจะทำงานได้อย่างถูกต้องในทุกช่วงเวลา

CCA1.10-P อุปกรณ์ป้องกันวงจรแรงดัน

โรงไฟฟ้าต้องติดตั้ง Circuit Breaker สำหรับป้องกันการลัดวงจรของวงจรแรงดันไฟฟ้าที่ Junction box ด้านแรงต่ำของหม้อแปลงแรงดัน

CCA2-P ระบบโทรมาตรเพื่อการควบคุม



ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

CC-S ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-S บทนำ

CC1.1-S ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ.
- โรงไฟฟ้าของ กฟผ.
- ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar เฉพาะกำลังผลิตที่ได้จากพลังงานแสงอาทิตย์

ซึ่งมีความประสงค์จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกหรือผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ขยายหรือปรับปรุงกำลังผลิตโรงไฟฟ้า และ/หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ

โดย กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาการเชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของการไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะมีการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าโรงไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

CC2-S วัตถุประสงค์

CC2.1-S **วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.** ส่วนนี้มีดังนี้

(a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ.

(b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจนและครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ใช้บริการรายอื่น ๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(c) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ

(d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกันและมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-S คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3.1-S กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สภาวะของระบบ กฟผ. ณ จุดติดตั้งมาตรวัด เป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการ ดังต่อไปนี้

(a) ความถี่ระบบไฟฟ้าเท่ากับ 50 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.5 ถึง 50.5 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ หรือภาวะฉุกเฉินค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ±0.5 Hz)

(b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้าเท่ากับ 100% ของ Base Voltage และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง ±5% ของ Base Voltage (ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage)

(c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติ หรือสภาวะที่มีงาน planned หรือ unplanned outage ตามตารางที่ 1.1 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ)

<u>ตารางที่ 1.1</u> ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 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%					

(d) ภายใต้สภาวะปกติและ planned outage ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะรักษาค่า Voltage Unbalance ไว้ตามตารางที่ 1.2 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ จะมีค่านี้ได้ไม่เกิน 2%)

<u>ตารางที่ 1.2</u> ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

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

(e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ. จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัด ระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. และบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้นจะต้องมีค่าความรุนแรงไม่เกินกว่าตารางที่ 1.3

<u>ตารางที่ 1.3</u> ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใด ๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

CC3.2-S สภาพการณ์ต่าง ๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-S อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา active power และ/หรือ reactive power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใด ๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่าง ๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาวะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ CC3.1-S
กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อระบบ จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขในข้อ CC3.2-S นี้

CC4-S ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.1-S การยื่นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ภายหลังประกาศรับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ในการยื่นรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA1 CCA2 และ CCA3)
ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ส่งเอกสารหลักฐาน/หนังสือรับรองการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลจุดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.2-S รายละเอียดข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค

(a) ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA1 และ CCA3

(b) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือเชื้อเพลิงชีวภาพผลิตไฟฟ้า เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิง ชีวมวล และขยะ กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.2

(c) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3 a)

(d) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานลมผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3 b)

(e) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) หรือเป็นผู้สร้างหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ใช้ BESS กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3 c)

ทั้งนี้ เนื่องจากรายละเอียดข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต ดังนั้น กฟผ. อาจต้องการข้อมูลสำคัญเพิ่มเติมที่นอกเหนือจากที่ระบุในสิ่งแนบ โดย กฟผ. จะแจ้งขอให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมมาให้

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และกรณีที่พิจารณาแล้วส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. จะดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.3-S การศึกษาระบบไฟฟ้า โดย กฟผ.

เพื่อให้การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าไม่กระทบต่อความมั่นคง ความปลอดภัยและคุณภาพของระบบไฟฟ้า รวมถึงนโยบายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง กฟผ. จึงต้องทำการศึกษาระบบไฟฟ้าภายใต้หลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่ กฟผ. กำหนด เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. แล้ว

CC4.4-S หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้า

พิจารณาตามศักยภาพระบบส่งไฟฟ้า (Grid Capacity) ซึ่งครอบคลุมการศึกษาหลัก 3 เรื่อง ดังนี้

(a) การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในภาวะคงตัว (Steady - State Power Flow Study)

(b) การศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Study)

(c) การศึกษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้าแบบชั่วครู่ (Transient Stability Study)

กฟผ. จะทำการศึกษารูปแบบการปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเชื่อมต่ออย่างมั่นคงและมีประสิทธิภาพบนพื้นฐานให้มีการลงทุนต่ำสุด โดยหลังจากการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องรองรับเกณฑ์ต่าง ๆ ดังนี้

CC4.4.1-S เกณฑ์ทั่วไป (General Criteria)

กำหนดให้อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทุกตัวต้องทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติและทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่มีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งที่ถูก

ใช้งานอยู่ในระบบแล้วเกิดหลุดออกจากระบบ (มาตรฐานความมั่นคง N-1) เช่น สายส่ง 1 วงจร เกิดลัดวงจรแล้วถูกปลดออกจากระบบ โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในสภาวะผิดปกติ ได้แก่ สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ในการวางแผนระบบไฟฟ้า กฟผ. ได้กำหนดค่าขีดจำกัดที่สภาวะปกติ และสภาวะผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าแล้ว ดังนี้

- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติอยู่ในช่วง 98 ถึง 105 % ของ Base Voltage
- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติอยู่ในช่วง 92 ถึง 108% ของ Base Voltage

CC4.4.2-S เกณฑ์ในภาวะคงตัว (Steady – State Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติเมื่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ทำงานที่ภาวะปกติและรูปแบบของการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าที่สภาวะปกติควรมีกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำรองสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหลือประมาณ 40 เปอร์เซ็นต์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรจะทำงานอยู่ภายในขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้การควบคุมแรงดันสามารถกำหนดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท็ปหม้อแปลงไฟฟ้าและการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อให้มีค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

โดยเมื่อมีอุปกรณ์ไฟฟ้าตัวใดตัวหนึ่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติได้ โดยไม่ต้องมีการแก้ไขระบบ แต่สามารถใช้อุปกรณ์ควบคุมอัตโนมัติแบบทำงานเร็ว รวมทั้งการตัดต่ออุปกรณ์ไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ใช้ควบคุมระดับแรงดัน เพื่อรักษาระบบไฟฟ้าไว้ได้

กรณีที่เกิดเหตุการณ์ลัดวงจรในระบบไฟฟ้าภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องทำให้ค่ากระแสลัดวงจรที่แต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงไม่เกิน 85 % ของค่าพิกัดของอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุดในแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้น ๆ

CC4.4.3-S เกณฑ์ด้านเสถียรภาพระบบไฟฟ้า (Stability Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้า กฟผ. (Transient Stability) เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสบนสายส่งวงจรใดวงจรหนึ่งหรือหม้อแปลงชุดใดชุดหนึ่ง และมีการปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรนั้นภายในระยะเวลาที่กำหนดหลังเกิดการลัดวงจร ดังนี้

4 ไซเคิล (80 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 500 กิโลโวลต์ ขึ้นไป
5 ไซเคิล (100 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 230 กิโลโวลต์
7 ไซเคิล (140 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 115 และ 69 กิโลโวลต์

CC4.5-S ขอบเขตงานความรับผิดชอบในการดำเนินการก่อสร้าง

กฟผ. จะดำเนินการสรุปขอบเขตงานในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมถึงการปรับปรุงหรือติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม เช่น Capacitor, SVC, CT/PT หรือ PSS ทั้งในอุปกรณ์โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและการขยายระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดย กฟผ. จะดำเนินการก่อสร้างระบบไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเฉพาะจุดเชื่อมต่อในบริเวณพื้นที่ กฟผ. และ/หรือ เขตเดินสายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนระบบการเชื่อมต่อส่วนอื่นผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการก่อสร้างเองตามมาตรฐานของ กฟผ. และ/หรือ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

CC4.6-S การแจ้งค่าใช้จ่าย

กฟผ. จะแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (เช่น ค่าใช้จ่ายในการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า/ปรับปรุงระบบควบคุมและป้องกัน ค่าออกแบบและวิศวกรรม รวมทั้งค่าศึกษาระบบไฟฟ้า) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อพิจารณาก่อนทำสัญญา ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด

CC4.7-S การดำเนินการในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.7.1-S ภายหลัง กฟผ. แจ้งอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่เป็นเงื่อนไขในการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้ครบถ้วนตามประกาศและระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าในคราวนั้น ๆ ก่อนดำเนินการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CC4.7.2-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถดำเนินโครงการให้สำเร็จตามกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CC4.7.3-S กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดวันเริ่มต้น First Energization โดยพิจารณาจากความเหมาะสมของแผนงานก่อสร้างระบบ ซึ่งหากไม่แล้วเสร็จตามแผนการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าระบบจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.8-S การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติครบตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) ดังนี้

(a) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน

(b) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลคุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน และหากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหลังจากที่นำส่งแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องส่งข้อมูลล่าสุดให้ กฟผ. ทราบทันที ทั้งนี้รวมถึงการเปลี่ยนแปลงหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา

(c) กฟผ. จะพิจารณาแจ้งผลให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 45 วันหลังจากได้รับข้อมูลของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อทำการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะนำส่งข้อมูลข้างต้นครบถ้วน และ กฟผ. ได้พิจารณาตามกำหนดระยะเวลาข้างต้นแล้ว

CC5-S ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.1-S อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ หมายถึง อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าและเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ
อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC5-S ดังนี้

CC5.2-S **ข้อกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์**

CC5.2.1-S อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงมีการบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Utility Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-S

CC5.2.2-S นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC5.2.1-S อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/หรือมาตรฐานตามที่ระบุไว้ ดังต่อไปนี้

(a) circuit breaker, switch disconnectors, disconnectors, earthing devices, power transformers, voltage transformers, reactors, current transformers, surge arrestors, bushings, neutral equipment, capacitors, line traps, coupling devices, external heavy polluted condition insulation และ insulation coordination จะต้องสอดคล้องตามมาตรฐาน ANSI/IEEE หรือ NEC/ NEMA ยกเว้นบางอุปกรณ์ซึ่งมีการระบุไว้ชัดเจนให้ใช้มาตรฐานอื่น

(b) อุปกรณ์ต่าง ๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิตและทดสอบจากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนดเทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

CC5.3-S **ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท**

CC5.3.1-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) และระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อ RTU ของผู้ขอใช้บริการกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าตาม Input-Output ที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อ RTU กับ SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าในขณะที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้า โดยต้องสามารถควบคุมการทำงานตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(c) กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป

(d) ติดตั้งอุปกรณ์เพื่อให้สามารถ Synchronization กับ Generator Breaker หรือจุดเชื่อมต่อระบบที่กำหนด

(e) ตั้งค่า Setting ของ Frequency Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA4 เพื่อให้ระบบ Under-frequency Load Shedding ของการไฟฟ้าทำงานก่อนการปลดโรงไฟฟ้า ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขาดกำลังผลิตในระบบของการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้การควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีผลกระทบมากขึ้น

(f) ตั้งค่า Setting ของ Voltage Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA4

(g) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมระบบควบคุมตัวประกอบกำลัง เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด หรือตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. สั่งการ

(h) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(i) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(j) ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อประสงค์ติดตั้งอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้า ทั้งชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และ ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือ BESS ให้ดำเนินการตามที่กำหนดไว้ใน CC5.4-S และ CC5.5-S โดยแยกตามชนิดของอุปกรณ์

CC5.3.2-S หม้อแปลงเชื่อมต่อเข้าระบบส่ง

Tap ของหม้อแปลง (On-Load/Off-Load) จะต้องออกแบบให้สามารถปรับเพื่อจ่าย Reactive Power ได้ตามช่วงของ Power Factor ที่กำหนดจากต่ำสุดถึงสูงสุด

CC5.3.3-S อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้ในการปลดโรงไฟฟ้า

(a) โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดเครื่องออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเพื่อความมั่นคง

(b) โรงไฟฟ้าอาจถูกกำหนดให้ปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้าโดยอัตโนมัติจากการกำหนดหน้าที่หรือปลดโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control เพื่อความมั่นคงในระบบ

เมื่อโรงไฟฟ้าปลดออกโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ขนานเครื่องกลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC5.3.4-S ระบบป้องกัน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าตามมาตรฐานระบบป้องกันของการไฟฟ้าในการป้องกัน Fault ที่เกิดขึ้น ทั้งในด้านของโรงไฟฟ้าและด้านของการไฟฟ้า

CC5.3.5-S คุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าเกี่ยวกับ Voltage Flicker, Harmonics, Voltage Unbalance และ Resonance

CC5.3.6-S การควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โรงไฟฟ้าทุกประเภทต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 4 Mode ดังนี้

(a) Remote High Side Voltage Control คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

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

(c) Local High Side Voltage Control คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(d) Local High Side MVAR Control คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ในกรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่ม-ลด MVar ในทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVar ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

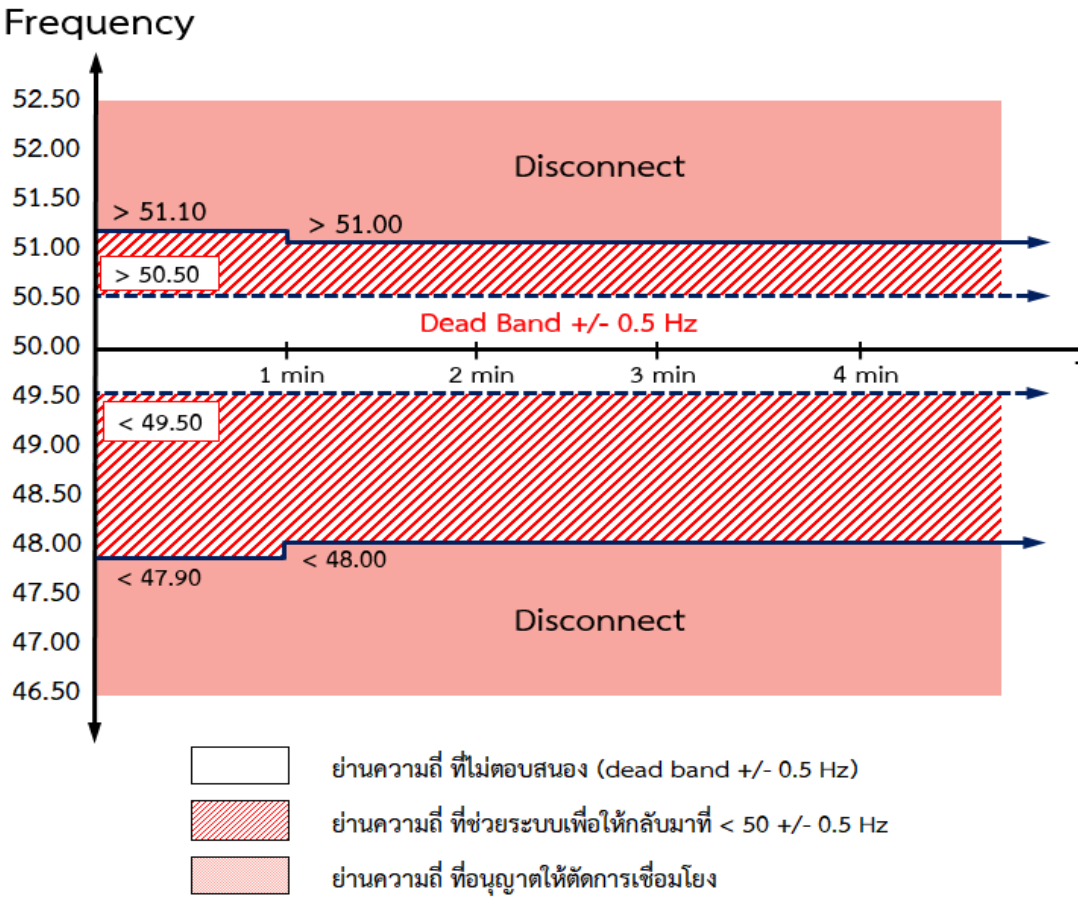
สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องสามารถ Remote ไปควบคุมแรงดันตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการได้

CC5.4-S ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.1-S การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้ (รูปที่ S-1)

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz โดยในช่วงเวลาดังกล่าวผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะได้รับการยกเว้นจากเงื่อนไขที่เกี่ยวข้องหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นเหตุจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz หรือสูงกว่า 51.10 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นเหตุจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ



รูปที่ S-1 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.2-S การควบคุมแรงดัน

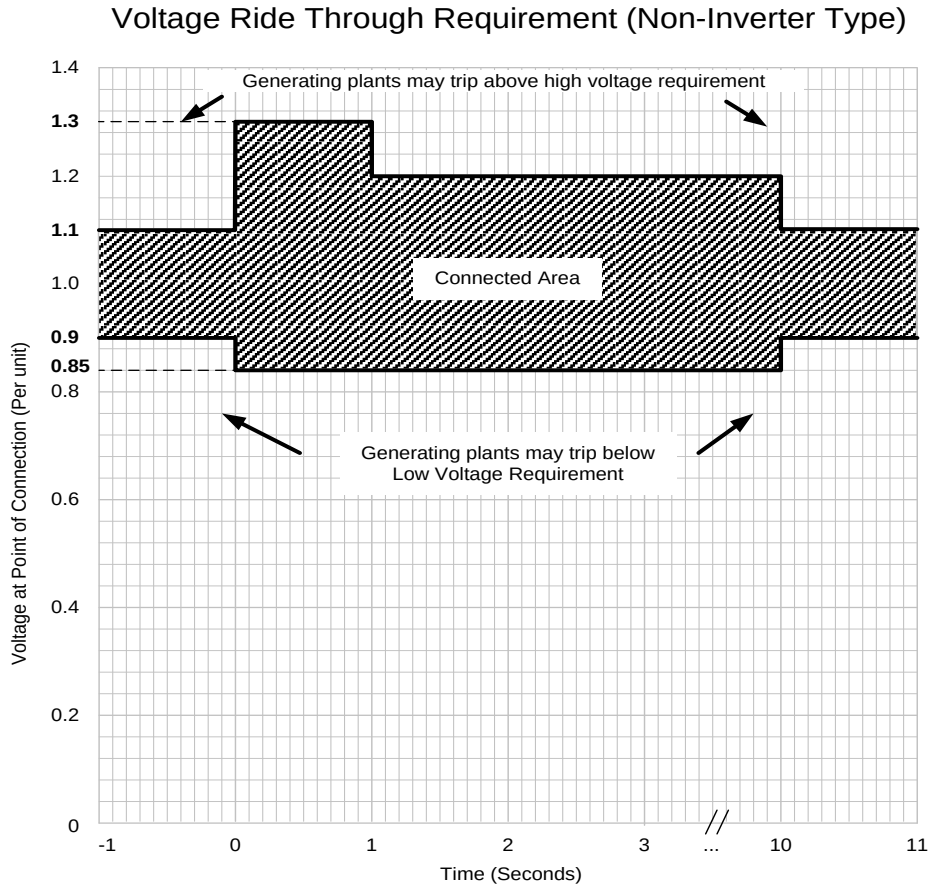
(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage dead band ดังนี้

ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = ± 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = ± 0.5 kV

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดังนี้ (รูปที่ S-2)

- กรณีแรงดันสูงกว่า 130% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% จนถึง 130% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 85 % ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 85% ของ Base Voltage



รูปที่ S-2 แสดงช่วงแรงดันและหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

CC5.5-S ข้อกำหนดพิเศษของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ข้อกำหนดนี้ใช้เป็นแนวทางปฏิบัติสำหรับการพิจารณารายละเอียดในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าที่ใช้ Inverter ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า (เช่น กังหันลมประเภท Full-Converter หรือ DFIG หรือ เซลล์แสงอาทิตย์ หรือ BESS) เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นกับบริเวณของโครงข่ายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อ ดังนั้น การไฟฟ้าจะทำการพิจารณาเป็นราย ๆ ไป ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

CC5.5.1-S เพื่อให้อุปกรณ์โรงไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีคุณภาพสอดคล้องกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ เพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและวิธีการทดสอบเทคโนโลยีที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้จากสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่น่าเชื่อถือ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

(a) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่ กฟผ. ยอมรับ

(b) ห้องทดสอบต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่ กฟผ. ยอมรับ

(c) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศหรือ กฟผ. ก่อน

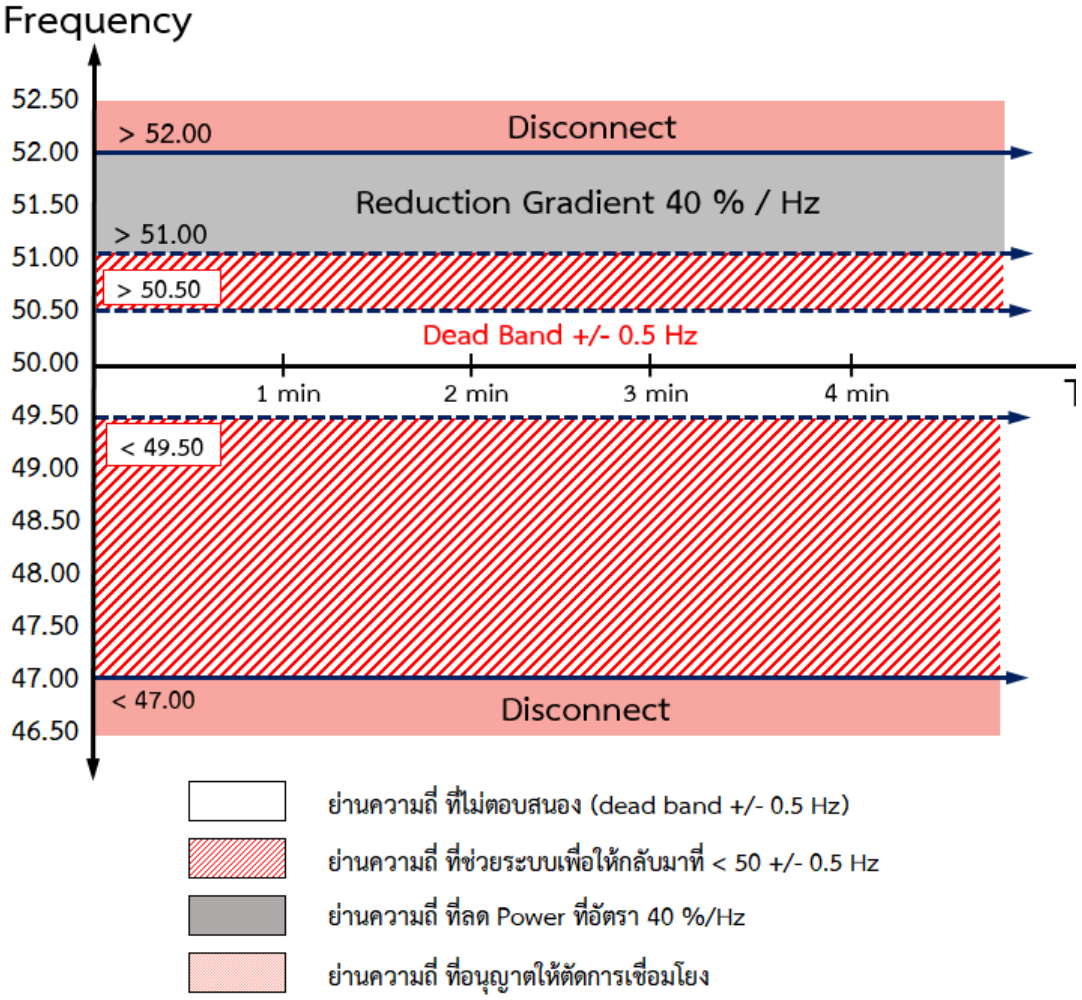
ในกรณีที่ผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญไม่ตรงกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวให้อยู่ในเกณฑ์ที่ กฟผ. ยอมรับ หรือในบางกรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้เปลี่ยนแปลงไป โดย กฟผ. เป็นผู้แจ้งค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าดังกล่าว และหากมีขอบเขตการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าให้แล้วเสร็จก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

CC5.5.2-S การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้ (รูปที่ S-3)

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz ทั้งนี้ในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถของกำลังผลิตไฟฟ้าคงเหลือ
- กรณีที่ความถี่สูงกว่า 51.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยสัดส่วน 40% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าขณะนั้น (Gradient Reduced Power At 40 %/Hz Of The Instantaneously Available Power)

- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้



รูปที่ S-3 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5.3-S การควบคุมแรงดัน

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage dead band ดังนี้

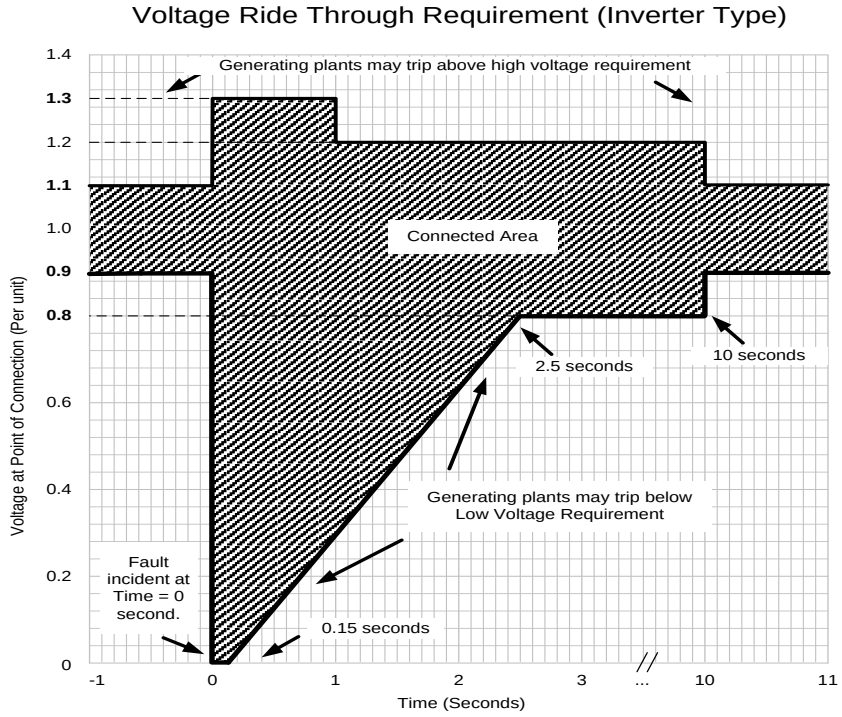
ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = ± 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = ± 0.5 kV

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลง ภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่าย Active Power และReactive Power ดังนี้ (รูปที่ S-4)

- แรงดันระหว่าง 15% – 110% ของ Base Voltage ต้องรับ Reactive Power จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถลด Active Power ลงเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงได้

- แรงดันระหว่าง 0% – 15% ของ Base Voltage ต้องจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ ที่กระแส Ireactive เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter และต้องจ่าย Active Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด



รูปที่ S-4 แสดงช่วงแรงดันและหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 40% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายได้ภายใน 2 วินาที

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถรับหรือจ่าย Reactive Power ที่ค่า Power Factor อยู่ระหว่าง 0.9 Leading และ 0.9 Lagging เพื่อรักษาแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัดให้เหมาะสมกับความต้องการใช้ Reactive Power ของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาตามที่ กฟผ. กำหนด

CC6-S REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูลการวางแผนด้านปฏิบัติการ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของรายละเอียดข้อมูลการวางแผนที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ตามความจำเป็น ภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าได้เริ่มจ่ายไฟเข้าระบบและทำ commissioning โดยค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องสอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-S ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC7.1-S ในการเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะใช้ circuit breaker ที่มีพิกัดการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อนั้น โรงไฟฟ้าสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจรและค่าพิกัด circuit breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อจะต้องไม่เกินกว่า

(a) 63 kA หรือ 50 kA และไม่เกิน 85% ของพิกัดอุปกรณ์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 500 kV และ 230 kV
(b) 40 kA และไม่เกิน 85% ของพิกัดอุปกรณ์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 115 kV และ 69 kV

CC7.2-S Generating Unit and Power Station Protection Arrangements

CC7.2.1-S ระบบป้องกันโรงไฟฟ้าและการเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดขั้นต่ำที่ระบุไว้ใน CC7.2.2-S นี้ เพื่อลดผลกระทบต่อระบบส่งของ กฟผ. ให้น้อยที่สุดเมื่อเกิดเหตุผิดปกติจากระบบของโรงไฟฟ้า

โดยหากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และ สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในรูปแบบ CUT & TURN ต้องปฏิบัติตามรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ มีรายละเอียดตามสิ่งแนบ CCA5 โดยหากมีการปรับปรุงรายละเอียดการออกแบบดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC7.2.2-S Fault Clearing Time

(a) ค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์โรงไฟฟ้าซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งต่อตรงเข้ากับอุปกรณ์ของโรงไฟฟ้า โดยช่วงเวลาดังกล่าวจะเริ่มนับตั้งแต่เริ่มเกิดเหตุผิดปกติ จนถึง circuit breaker สามารถดับอาร์กได้สนิท ซึ่งต้องมีช่วงเวลาไม่เกินกว่าข้อกำหนดดังนี้
    (i) 80 ms ที่ 500 kV
    (ii) 100 ms ที่ 230 kV
    (iii) 140 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(b) ทั้งโรงไฟฟ้า และ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (backup) เผื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันสำรองทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (discrimination) โดยระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าจะต้องทนต่อกระแสลัดวงจร (ไม่ trip ออกจากระบบก่อน) ในระหว่างที่ระบบ backup protection ของ กฟผ. หรือ breaker failure protection กำลังทำการ clear fault ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ เพื่อป้องกันความเสี่ยงไม่ให้เกิดการปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบโดยไม่เจตนา จึงควรที่จะกำหนด time delay ของระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าไว้ที่ 1.5 วินาที ซึ่งจะทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรองของ กฟผ.

(c) circuit breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใด ๆ นั้น จะต้องมีการติดตั้ง circuit breaker failure protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ circuit breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาที่กำหนด circuit breaker failure protection จะทำการสั่ง trip circuit breaker ตัวถัดไปซึ่งอยู่ติดกับ circuit breaker ตัวที่ทำงานผิดพลาดดังกล่าว เพื่อตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาดังนี้

(i) 200 ms ที่ 500 kV
(ii) 200 ms ที่ 230 kV
(iii) 300 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(d) Target Dependability Index ของระบบป้องกันต้องไม่ต่ำกว่า 99.5% ค่านี้เป็นการวัดความสามารถของระบบป้องกันในการสั่ง circuit breaker ตัดวงจรในส่วนที่เกิดความผิดปกติได้สำเร็จ

CC7.3-S การจัดเตรียมอุปกรณ์

CC7.3.1-S ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ.

รายละเอียดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบควบคุมและป้องกันดังกล่าวมีรายละเอียดตามสิ่งแนบ CCA6

ใน power generation system จะต้องมีการติดตั้งระบบรีเลย์ป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเข้าในระบบ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของรีเลย์ใน “EGAT Accepted Relay List” เพื่อให้มั่นใจว่า รีเลย์ที่ กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้งานในระบบป้องกันดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.3.2-S Circuit-breaker failure Protection

เป็นระบบที่มีการติดตั้งรีเลย์เพื่อตรวจจับการทำงานของ circuit breaker ซึ่งไม่ทำการ trip ภายในเวลาที่กำหนดเมื่อเกิด fault ซึ่งในระบบนี้จะมีวงจรการทำงานที่ไปสั่ง trip circuit breaker ตัวอื่น ๆ ทุกตัวที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่ทำการแยกสายส่งที่เกิด fault ออกจากระบบ และต้องมี lockout relay ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้ circuit breaker reclose (automatic หรือ manual) จนกว่าจะมีการ reset lockout relay ใหม่ ในการตรวจจับ breaker failure จะใช้ instantaneous overcurrent relays ทำงานร่วมกันกับ timing relays เพื่อให้สามารถสั่งตัด circuit breaker ตัวอื่น ๆ ที่อยู่ระยะไกลได้ทันที (เฉพาะตัวที่เกี่ยวข้องเท่านั้น) ทั้งนี้ รีเลย์ที่ใช้ในงาน breaker failure protection นี้จะต้องแยกจากรีเลย์ในระบบป้องกันอื่น ๆ

CC7.3.3-S Pole-slipping and Loss of Excitation Protection
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำหรับ pole slipping และ loss of excitation

CC7.3.4-S Metering System
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไขที่ระบุในสิ่งแนบ CCA1-S เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้า ทั้งชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และใช้อุปกรณ์ Inverter หรือ BESS ให้ติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม (ตามมาตรฐานที่ กฟผ. กำหนด) โดยแยกตามชนิดของอุปกรณ์

CC7.3.5-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้ง Fault Recording System (FRS) เพื่อใช้ในการวิเคราะห์หาเหตุผิดปกติ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของ FRS ใน “EGAT Accepted FRS List” เพื่อให้มั่นใจว่า อุปกรณ์ที่ กฟผ. และโรงไฟฟ้าเลือกใช้งานในระบบดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.3.6-S ค่าเวลาที่ใช้ในระบบ FRS ต้องถูกควบคุมให้ใกล้เคียงกับ Standard Time ให้มากที่สุด โดยมีการส่งสัญญาณปรับเทียบเวลา (time synchronization signal) จากชุดรับสัญญาณเวลาระบบ global positioning system (GPS)

CC8-S ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.1-S อุปกรณ์สื่อสารของโรงไฟฟ้า
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสาร ซึ่งต้องเป็นไปตามข้อกำหนดต่าง ๆ ดังนี้

CC8.1.1-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีช่องทางการสื่อสารข้อมูลระหว่างโรงไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าด้วยระบบ Real-time โดยติดตั้ง Remote Terminal Unit (RTU) ที่ใช้กับ Protocol ที่ได้รับการยอมรับจาก กฟผ. จำนวนไม่น้อยกว่า 2 port (ไม่น้อยกว่า 2 IP Address) ซึ่งสามารถทำงานร่วมกับระบบ Redundant Master System ของแต่ละ Control Center โดย RTU จะทำหน้าที่รับส่งข้อมูลเพื่อให้ EGAT Control Center (NCC, BNCC และ RCCX) สามารถติดตามและควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้า และจะต้องทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบของ กฟผ. โดยจุดเชื่อมต่อเข้าระบบของ กฟผ. และวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบสื่อสาร เพื่อการส่งสัญญาณข้อมูลของโรงไฟฟ้ามายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ตามแบบเลขที่ DW-COM-D01-001-SPP-03 revision 0001 สำหรับ RTU แบบ IP ตามที่ระบุใน CCA2-S

CC8.1.2-S การไฟฟ้าไม่อนุญาตให้มีรูปแบบ Automatic Reclosing Scheme เชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องจัดให้มีช่องสัญญาณสำหรับระบบ Direct Transfer Trip (DTT) ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าตามความจำเป็นในการใช้งาน เนื่องจาก Automatic Reclosing Schemes ของการไฟฟ้าจะมี Automatic Reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบสายป้อนอากาศ ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแน่ใจว่า สวิทช์ตัดตอน

อัตโนมัติของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าจะทำงาน เพื่อป้องกันการเกิดสภาวะ Out of Synchronism หากการพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือเพิ่มเติมอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์ Direct Transfer Trip ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และการไฟฟ้าตามความเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม การไฟฟ้าจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเนื่องจากการ Reclosing นี้

CC8.1.3-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งช่องทางการการสื่อสารด้วยเสียงสนทนา (Voice communication) สำหรับการประสานงานในการสั่งการโดยตรงกับ กฟผ. ดังนี้

(a) ต้องมีระบบ Party line จะติดตั้งที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้า เพื่อใช้ติดต่อกับ operator ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูงใกล้เคียง

(b) ต้องเชื่อมต่อชุมสายโทรศัพท์ (IP-PBX) หรือเทคโนโลยีชุมสายโทรศัพท์ใหม่อื่น ๆ ของโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. เข้าด้วยกัน ด้วย E1 Qsig หรือ E1 CAS ในการส่งสัญญาณผ่าน Digital Trunk Interface หรืออาจเป็นเทคโนโลยีเชื่อมต่อใหม่อื่น ๆ ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยระบบชุมสายโทรศัพท์ของ กฟผ. จะเป็นตัวส่งค่าสัญญาณนาฬิกาให้กับระบบชุมสายโทรศัพท์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (Clock synchronization) เพื่อควบคุมจังหวะการรับส่งข้อมูลให้ตรงกัน

นอกจากนี้ ระบบชุมสายโทรศัพท์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถเชื่อมต่อด้วยมาตรฐาน SIP (SIP Trunk) ได้ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดให้มีเลขหมายโทรศัพท์ต่อไปนี้

- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สำหรับ Operator ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อติดต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จำนวน 1 เลขหมายสำหรับแต่ละห้องควบคุม
- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับต่อเครื่อง Fax ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- ระบบโทรศัพท์จากผู้ให้บริการสาธารณะ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับแต่ละห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.1.4-S **ความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสาร**

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้ค่าความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสารที่กล่าวมาข้างต้นมีค่าไม่ต่ำกว่า 99.9% ของเวลาใช้งาน (Availability > 99.9%) หากระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเกิดขัดข้อง และไม่ได้รับการแก้ไขหลังจากได้รับเอกสารแจ้งเตือนจาก กฟผ. ภายในระยะเวลา 30 วัน หรือผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งแผนการดำเนินการแก้ไขให้ กฟผ. พิจารณา และ กฟผ. เห็นชอบแผนดังกล่าวแล้ว แต่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จตามแผน กฟผ. มีสิทธิที่จะเข้าไปดำเนินการแก้ไขปรับปรุง โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CC8.2-S ข้อมูลและการแสดงผล

CC8.2.1-S เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (Power quality meter) ที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดของ กฟผ. ณ ตำแหน่งจุดเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
ดังนั้นผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหา ออกแบบ และติดตั้งระบบ Monitoring Systems สำหรับเก็บบันทึกข้อมูลคุณภาพไฟฟ้า ซึ่งได้แก่ข้อมูล แรงดันไฟฟ้า, กระแสไฟฟ้า, ความถี่ไฟฟ้า, กำลังไฟฟ้า, ตัวประกอบกำลัง, THDv, THDi, Pst และ Plt โดย กฟผ. จะต้องสามารถเรียกดูข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าในรูปแบบเวลาจริง (Real Time) ผ่านระบบสื่อสาร ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด

CC8.2.2-S ข้อมูลแสดงผลจะแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและศูนย์การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกรณีเชื่อมต่อเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเท่านั้น ห้ามมิให้มีระบบการแสดงข้อมูลแยกเป็นเอกเทศ โดยข้อมูลที่ส่งมายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าประกอบด้วย

(a) Active Power (MW)
(b) Reactive Power (MVAr)
(c) Voltage (kV)
(d) Status ของ Circuit Breaker ทั้งหมด ที่เชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้าของ SPP กับ การไฟฟ้า
(e) Status ของ Ground Disconnecting Switch
(f) Status ของ Generator Circuit Breaker ตามสัญญา
(g) Status ของ kV Control
(h) ข้อมูลอื่น ๆ ที่ กฟผ. จำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้า เช่น ข้อมูลตามที่ระบุใน CC8.3-S และ ข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในการคาดการณ์แผนการผลิตไฟฟ้า เช่น Global Horizontal Irradiance สำหรับ PV farm หรือ Wind Speed สำหรับ Wind farm

CC8.2.3-S ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมผลิตไฟฟ้าต้องจัดทำการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าและติดตั้งอุปกรณ์สำหรับจัดส่งข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าที่พยากรณ์ได้ รวมถึงข้อมูลที่ใช้ในการพยากรณ์ เช่น ความเข้มแสงอาทิตย์ หรือ ความเร็วลม เป็นราย 15 นาที เพื่อให้ กฟผ. สามารถเรียกดูข้อมูลดังกล่าวได้ตามที่ร้องขอ

CC8.3-S

(a) Voltage Transformer (VT), Current Transformer (CT) และ Transducer ให้ติดตั้ง VT และ CT ที่มีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า (±0.5%) สำหรับแต่ละ Feeder รวมทั้งติดตั้ง Transducer สำหรับข้อมูลตาม CC8.1-S โดยชนิดของ Transducer นั้นให้ใช้ชนิด Output 4-20 mA หรือ Output ±1 mA ซึ่งขึ้นอยู่กับตำแหน่งการติดตั้งอุปกรณ์ว่าอยู่ในโรงไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้า โดย Transducer ต่าง ๆ ต้องมีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม (±0.3%)
(b) Watt/VAR Transducers แต่ละ Watt/VAR transducer จะถูกติดตั้งรวมในชุดเดียวกัน โดยแต่ละ transducer จะเป็นแบบ 3 เฟส 4 สาย วัดได้ 2 สัญญาณ และถูกออกแบบให้ใช้กับการวัดและส่งข้อมูลทางไกล

APPENDIX
ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

CCA1-S ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ รวมทั้งบำรุงรักษาให้ระบบทำงานอย่างถูกต้องตามข้อกำหนดตลอดเวลาที่มีการซื้อขายและ/หรือแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อ ทั้งนี้ตำแหน่งที่ติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าจะต้องสามารถเข้าไปตรวจสอบและอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าได้สะดวก ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องประกอบอุปกรณ์และเงื่อนไขต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้

CCA1.1-S ความต้องการทั่วไป (General Requirement)

(a) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายใช้สำหรับวัดพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายหรือไหลผ่าน ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. กับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

(b) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายของแต่ละวงจร ต้องประกอบด้วย 2 ระบบ เพื่อเป็นการสำรอง ได้แก่ ระบบมาตรวัดฯ หลัก (Main Metering Equipment) และระบบมาตรวัดฯ รอง (Backup Metering Equipment)

(c) ระบบมาตรวัดฯ หลัก และระบบมาตรวัดฯ รองต้องเป็นอิสระต่อกัน

(d) ต้องไม่มีอุปกรณ์อื่นนอกเหนือจากอุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าติดตั้งอยู่ภายในวงจรของระบบมาตรวัดฯ หลัก

(e) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบทุกหน่วยที่ติดตั้งอยู่ในระบบมาตรวัดฯ หลักและระบบมาตรวัดฯ รองจะต้องรองรับการสื่อสารข้อมูลจากระบบ Software และ Hardware ของระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) ทั้งนี้มาตรวัดฯ และอุปกรณ์ประกอบจะต้องได้รับการตรวจสอบและยอมรับ (Approved) จาก กฟผ. ก่อน

(f) ในกรณีที่พบหรือเห็นว่าการเชื่อมต่อที่ไม่ได้ระบุไว้ในข้อกำหนดนี้ ซึ่งมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เช่น กรณีที่จำเป็นต้องมีระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม เพื่อวัดพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละหน่วย (UMM, Unit Monitoring Meter) กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมเกี่ยวกับระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ซึ่ง กฟผ. จะแจ้งเงื่อนไขเพิ่มเติมให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อไป นอกจากนี้ ในกรณีที่เกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และหรือบุคคลที่ 3 อันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อดังกล่าว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CCA1.2-S Instrument Transformers

เพื่ออ่านค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าส่งไปให้มาตรวัดหลัก (main energy meter) และมาตรวัดรอง (backup energy meter) ต้องติดตั้งครบทั้งสามเฟสพร้อม Junction Box มีรายละเอียดดังนี้

(a) หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT)

- CT แต่ละหน่วย ต้องประกอบ 2 แกน (2 Cores) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดฯ หลักและมาตรวัดฯ รองตามลำดับ

- ความแม่นยำของ CT ทั้ง 2 แกน ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2S ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C57.13 หรือ มาตรฐาน IEC หรือ ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- กระแสพิกัดทางด้านแรงต่ำของ CT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับกระแสพิกัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้งาน Load Impedance (Include Equipment) < Burden

(b) หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)

- ต้องเป็นชนิด Inductive Voltage Transformer แต่ละหน่วย ต้องประกอบด้วยชุดขดลวด 2 ชุด (2windings) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดฯ หลักและมาตรวัดฯ รองตามลำดับ
- ความแม่นยำของชุดขดลวด VT ทั้ง 2 ชุด ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2 ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C57.13 หรือ มาตรฐาน IEC หรือ ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- แรงดันพิกัดทางด้านแรงต่ำของ VT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับแรงดันพิกัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้งาน Load Impedance (Include Equipment) < Burden

CCA1.3-S มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

(a) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วยต้องเป็นชนิดอิเล็กทรอนิกส์รองรับการวัดวงจรไฟฟ้าประเภท 3 เฟส 4 สาย (3 Phase 4 Wires) โดยสามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง 4 Quadrants (Export/import Active/reactive energy)

(b) ความแม่นยำในการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าสำหรับ Active Energy ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2s ของมาตรฐาน IEC 62053-22 หรือ มาตรฐาน IEC ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น ส่วน Reactive Energy ต้องมีความแม่นยำไม่น้อยกว่า Class 0.5

(c) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องสามารถวัดค่าประมวลผลและบันทึกข้อมูลพลังงานไฟฟ้าแยกตามอัตราค่าไฟฟ้า (Time of Use, TOU) ได้ไม่ต่ำกว่า 4 อัตรา สามารถบันทึกข้อมูลการวัดประเภท Load Profile รายคาบ 1 นาที และ 15 นาที (Energy/demand) รวมทั้งค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly/billing Energy) และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing (Maximum Demand) แยกตาม TOU Rate อย่างไรก็ตามการบันทึกข้อมูลการวัดอาจเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับความจำเป็นของการใช้งาน

(d) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วยต้องติดตั้งมาพร้อมกับช่องทางการติดต่อสื่อสาร (communication ports) เพื่อใช้สำหรับการสื่อสารข้อมูลไม่น้อยกว่า 2 port ที่

ทำงานเป็นอิสระต่อกัน โดยเป็น Ethernet ไม่น้อยกว่า 1 port รองรับการสื่อสารแบบ TCP/IP (IP-based) ใช้เป็นช่องทางการสื่อสารหลัก สำหรับช่องทางการสื่อสารที่ 2 จะเป็น Ethernet หรือ Serial port หรือที่ดีกว่า

(e) ต้องมีช่องการสื่อสารปรับเทียบเวลา (time synchronization port) แยกต่างหากจากช่องทางการติดต่อสื่อสารในข้อ (d) สำหรับเชื่อมต่อกับชุดรับสัญญาณเวลามาตรฐาน

CCA1.4-S Time synchronization

การปรับเทียบเวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานทุกหน่วยจะถูกควบคุม (Synchronize) ให้มีความแม่นยำใกล้เคียงกับเวลามาตรฐานมากที่สุดผ่านช่องทางการสื่อสารปรับเทียบเวลาในข้อ CCA1.3-P (e) ทั้งนี้ต้องติดตั้งระบบปรับเทียบเวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า โดยใช้แหล่งเวลามาตรฐานอ้างอิง (Standard Time Source) จากเครื่องรับสัญญาณนาฬิกาหรือเวลาระบบ GPS (Global Positioning System (GPS) Clock Receiver) ที่ติดตั้งไว้บริเวณใกล้เคียงกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้านั้น หรือจากแหล่งเวลามาตรฐานอื่นที่เชื่อถือได้และเป็นที่ยอมรับของ กฟผ. ในกรณีที่มาตรวัดมีเวลาเบี่ยงเบนไปจากเวลามาตรฐานจะต้องทำการตั้งเวลาของมาตรวัดใหม่ ทั้งนี้ต้องได้รับการยินยอมจาก กฟผ.ก่อน

CCA1.5-S การบันทึกข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วยต้องมีการบันทึกข้อมูลในหน่วยความจำดังนี้

(a) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบทุก 15 นาที ประกอบด้วยข้อมูล Active/reactive Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export และ Import) ค่าแรงดันของวงจรระบบมาตรวัด ทางด้านแรงสูงหรือแรงต่ำ (L-N) ทั้ง 3 เฟส (Van, Vbn, Vcn) และค่ากระแสของวงจรระบบมาตรวัด ซึ่งสามารถเลือกบันทึกได้ทั้งด้านแรงสูงหรือแรงต่ำ (Ia, Ib, Ic) ทั้งนี้จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 3 เดือน

(b) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบทุก 1 นาที (ถ้าจำเป็นต้องใช้งาน) ประกอบด้วยข้อมูล Active/reactive Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export และ Import) ทั้งนี้จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 45 วัน

(c) ข้อมูลประเภทค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly/billing Energy) และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing (Maximum Demand) แยกตาม TOU Rate จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 1 ปี (12 เดือน)

(d) การบันทึกข้อมูลข้างต้นจะต้องได้รับการตรวจสอบยอมรับจาก กฟผ. ก่อน ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจว่า มีข้อมูลเหมาะสมและเพียงพอต่อการใช้งานสำหรับบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CCA1.6-S การสื่อสารข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

ระบบโทรมาตร (AMR) คือ ระบบเรียกข้อมูล ค่ามาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Automatic Meter Reading (AMR) System) จากจุดซื้อขายไฟฟ้าผ่านระบบสื่อสารมาเก็บรวบรวมไว้เป็นฐานข้อมูล ที่ส่วนกลาง กฟผ.

(a) ระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) จะต้องสามารถสื่อสารกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทุกหน่วย เพื่อวัตถุประสงค์การรวบรวมข้อมูลที่บันทึกไว้ในมาตรวัดฯ และ/หรือ การตรวจสอบการทำงานของมาตรวัดฯ ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสารจากระยะไกล

(b) อุปกรณ์สื่อสารที่เกี่ยวข้องทั้งหมดขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของระบบสื่อสารที่ใช้งาน และต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

CCA1.7-S Loss-of Potential Alarm

แต่ละวงจรการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องมี loss of potential alarm ไว้สำหรับติดตามความพร้อมและศักยภาพในการทำงานของตัววงจร

CCA1.8-S Test Switches

แต่ละมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและแต่ละ watt/var transducer ต้องมี test switch แยกจากกัน เพื่อใช้ในการทดสอบการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวร่วมกับ external source หรือ CT / VT (ใช้ multipole test plug)

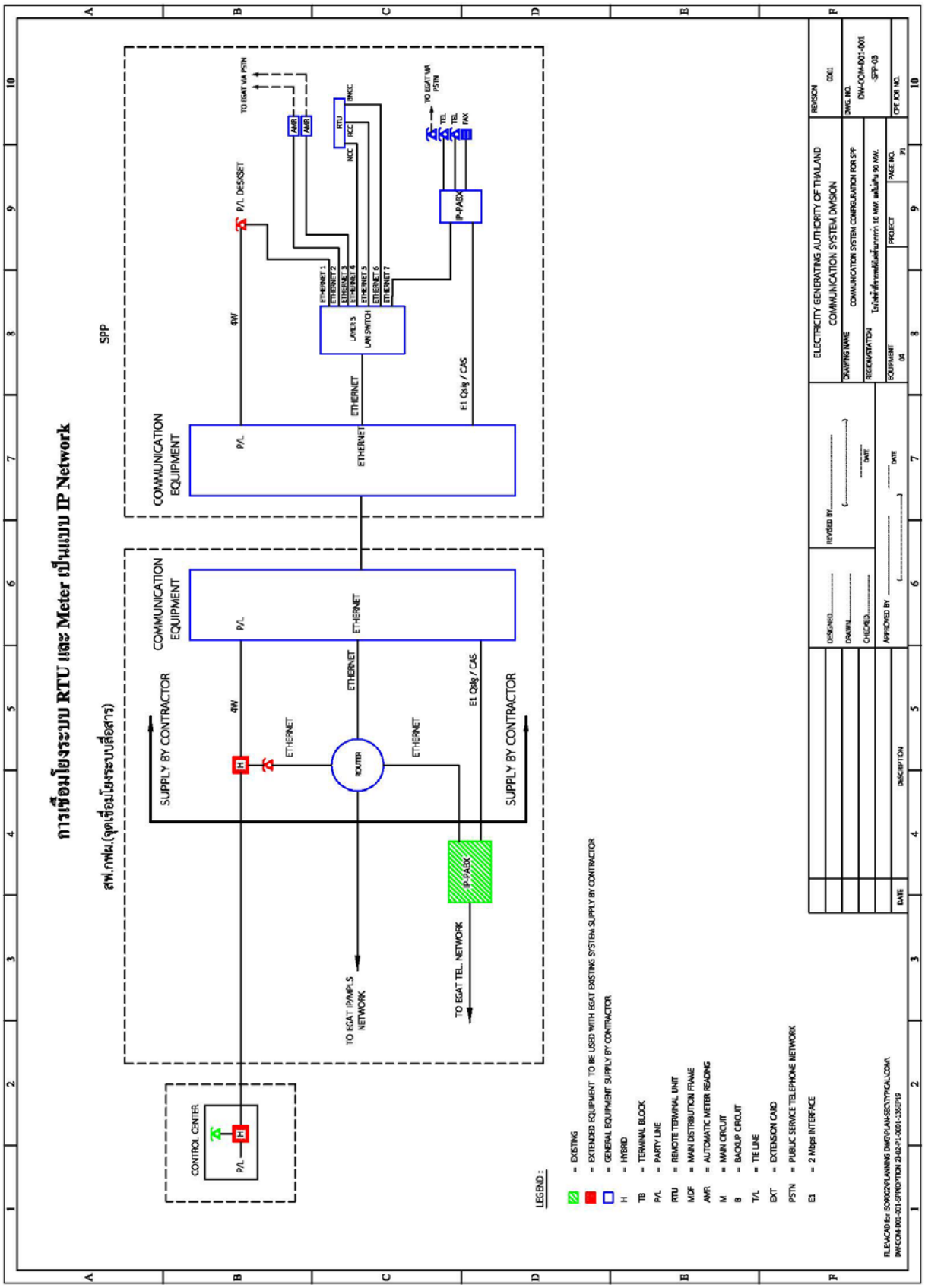
CCA1.9-S Power Supply for Metering Equipment

โรงไฟฟ้าต้องจัดเตรียมแหล่งจ่ายไฟฟ้าเสริม (auxiliary power supply) ที่มั่นคงน่าเชื่อถือและเพียงพอสำหรับอุปกรณ์ในระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่า มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวจะทำงานได้อย่างถูกต้องในทุกช่วงเวลา

CCA1.10-S อุปกรณ์ป้องกันวงจรแรงดัน

โรงไฟฟ้าต้องติดตั้ง Circuit breaker สำหรับป้องกันการลัดวงจรของวงจรแรงดันไฟฟ้าที่ Junction box ด้านแรงต่ำของหม้อแปลงแรงดัน

CCA2-S ระบบโทรมาตรเพื่อการควบคุม



ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar

CC-F ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-F บทนำ

CC1.1-F

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อที่ประสงค์จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกเป็น Hydro Floating Solar หรือผู้เชื่อมต่อที่เป็น Hydro Floating Solar แต่ประสงค์ขยายหรือปรับปรุงกำลังผลิตโรงไฟฟ้า และ/หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ

โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถอ้างอิงข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกกะวัตต์ เพื่อจัดหาอุปกรณ์ตามมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องได้ จนกว่าจะได้มีการประกาศข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar เพิ่มเติม

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA)

CC-T ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-T บทนำ

CC1.1-T ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อที่ประสงค์จะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อขอใช้บริการรับส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(b) ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ขอใช้บริการรับส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(c) ผู้ใช้บริการรับส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ประสงค์ขยายหรือปรับปรุงกำลังผลิตโรงไฟฟ้า และ/หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ

ทั้งนี้ ข้อกำหนดส่วนนี้ กฟผ. มีสิทธิที่จะประกาศเปลี่ยนแปลงหลักเกณฑ์หรือวิธีการต่าง ๆ ได้ตามความเหมาะสมในการเชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของการไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะมีการเปลี่ยนแปลงมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าโรงไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องด้วย

CC2-T วัตถุประสงค์และหน้าที่

CC2.1-T **วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.** ส่วนนี้มีดังนี้

(a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ.

(b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจนและครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ใช้บริการรายอื่น ๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(c) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ

(d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกันและมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-T คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3.1-T กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สภาวะของระบบ กฟผ. ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการ ดังต่อไปนี้ (ขึ้นอยู่กับข้อกำหนด CC3.2-T)

(a) ความถี่ระบบไฟฟ้าเท่ากับ 50 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.5 ถึง 50.5 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ หรือภาวะฉุกเฉินค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ±0.5 Hz)

(b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้าเท่ากับ 100% ของ Base Voltage และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง ±5% ของ Base Voltage (ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage)

(c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติ หรือสภาวะที่มีงาน planned หรือ unplanned outage ตามตารางที่ 1.1 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ)

<u>ตารางที่ 1.1</u> ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 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%					

(d) ภายใต้สภาวะปกติและ planned outage ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะรักษาค่า Voltage Unbalance ไว้ตามตารางที่ 1.2 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ จะมีค่านี้ได้ไม่เกิน 2%)

<u>ตารางที่ 1.2</u> ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

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

(e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ. จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. กับบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้า ซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้นจะต้องมีค่าความรุนแรงไม่เกินกว่าตารางที่ 1.3

<u>ตารางที่ 1.3</u> ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใด ๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

CC3.2-T สภาพการณ์ต่าง ๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-T อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา active power และ/หรือ reactive power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใด ๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่าง ๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาวะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ CC3.1-T
กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อระบบ จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขในข้อ CC3.2-T นี้

CC4-T ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.1-T การยื่นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถยื่นคำร้องและข้อเสนอขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ กฟผ. โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ในการยื่นรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA1 CCA2 และ CCA3)
ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ส่งเอกสารหลักฐาน/หนังสือรับรองการอนุญาตให้การเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่า จุดเชื่อมต่อดังกล่าวรับส่งไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. แห่งใด หรือข้อมูลอื่นที่ กฟผ. ร้องขอ ให้แก่ กฟผ. เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาของ กฟผ.

CC4.2-T รายละเอียดข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค

(a) ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA1 และ CCA3

(b) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า ที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือเชื้อเพลิงชีวภาพผลิตไฟฟ้า เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิง ชีวมวล และขยะ กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.2

(c) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3 a)

(d) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานลมผลิตไฟฟ้ากำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3 b)

(e) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) หรือเป็นผู้สร้างหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ใช้ BESS กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3 c)

ทั้งนี้ เนื่องจากรายละเอียดข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต ดังนั้น กฟผ. อาจต้องการข้อมูลสำคัญเพิ่มเติมที่นอกเหนือจากที่ระบุในสิ่งแนบ โดย กฟผ. จะแจ้งขอให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมมาให้

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมจะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และกรณีที่พิจารณาแล้วส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. จะดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.3-T การศึกษาระบบไฟฟ้า โดย กฟผ.

เพื่อให้การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าไม่กระทบต่อความมั่นคง ความปลอดภัยและคุณภาพของระบบไฟฟ้า รวมถึงนโยบายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง กฟผ. จึงต้องทำการศึกษาระบบไฟฟ้าภายใต้หลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่ กฟผ. กำหนด เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. แล้ว

CC4.4-T หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้า

พิจารณาตามการศึกษาหลัก 3 เรื่อง ดังนี้

(a) การศึกษาการไหลกำลังไฟฟ้าในภาวะคงตัว (Steady - State Power Flow Study)

(b) การศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Study)

(c) การศึกษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้าแบบชั่วครู่ (Transient Stability Study)

กฟผ. จะทำการศึกษารูปแบบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่ออย่างมั่นคงและมีประสิทธิภาพบนพื้นฐานให้มีการลงทุนต่ำสุด โดยหลังจากการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้า ของ กฟผ. จะต้องรองรับเกณฑ์ต่าง ๆ ดังนี้

CC4.4.1-T เกณฑ์ทั่วไป (General Criteria)

กำหนดให้อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทุกตัวต้องทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติและทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติ เมื่อเกิดเหตุการณ์ที่มีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งที่ถูกใช้งานอยู่ในระบบแล้วเกิดหลุดออกจากระบบ (มาตรฐานความมั่นคง N-1) เช่น สายส่ง 1 วงจร เกิดลัดวงจรแล้วถูกปลดออกจากระบบ โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในสภาวะผิดปกติได้แก่ สายส่ง หม้อแปลงและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ในการวางแผนระบบไฟฟ้า กฟผ. ได้กำหนดค่าขีดจำกัดที่สภาวะปกติและเหตุผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าแล้ว ดังนี้

- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติ อยู่ในช่วง 98 ถึง 105 % ของ Base Voltage
- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติ อยู่ในช่วง 92 ถึง 108% ของ Base Voltage

CC4.4.2-T เกณฑ์ในภาวะคงตัว (Steady – State Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติเมื่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ทำงานที่ภาวะปกติ และรูปแบบของการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าที่สภาวะปกติควรมีกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำรองสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหลือประมาณ 40 เปอร์เซ็นต์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรจะทำงานอยู่ภายในขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้การควบคุมแรงดันสามารถกำหนดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท็ปหม้อแปลงไฟฟ้าและการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อให้มีค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

โดยเมื่อมีอุปกรณ์ไฟฟ้าตัวใดตัวหนึ่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติได้โดยไม่ต้องมีการแก้ไขระบบ แต่สามารถใช้อุปกรณ์ควบคุมอัตโนมัติแบบทำงานเร็ว รวมทั้งการตัดต่ออุปกรณ์ไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ใช้ควบคุมระดับแรงดัน เพื่อรักษาระบบไฟฟ้าไว้ได้

กรณีที่เกิดเหตุการณ์ลัดวงจรในระบบไฟฟ้าภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องทำให้ค่ากระแสลัดวงจรที่แต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูง ไม่เกิน 85 % ของค่าพิกัดของอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุดในแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้น ๆ

CC4.4.3-T เกณฑ์ด้านเสถียรภาพระบบไฟฟ้า (Stability Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้า กฟผ. (Transient Stability) เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสบนสายส่งวงจรใดวงจรหนึ่งหรือหม้อแปลงชุดใดชุดหนึ่ง และมีการปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรนั้นภายในระยะเวลาที่กำหนดหลังเกิดการลัดวงจร ดังนี้

4 ไซเคิล (80 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 500 กิโลโวลต์ ขึ้นไป
5 ไซเคิล (100 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 230 กิโลโวลต์
7 ไซเคิล (140 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 115 และ 69 กิโลโวลต์

CC4.5-T การแจ้งค่าใช้จ่าย

กฟผ. จะแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (เช่น ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบควบคุมและป้องกัน ค่าออกแบบและวิศวกรรม รวมทั้งค่าศึกษาระบบไฟฟ้า) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อพิจารณาก่อนทำสัญญา ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด

CC4.6-T การดำเนินการในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.6.1-T ภายหลัง กฟผ. แจ้งอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่เป็นเงื่อนไขในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้ครบถ้วนตามที่ กฟผ. กำหนด

CC4.6.2-T ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถดำเนินโครงการให้สำเร็จตามกำหนดวันเชื่อมต่อที่ระบุในสัญญาการใช้บริการรับส่งพลังงานไฟฟ้า

CC4.6.3-T กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดวันเชื่อมต่อ โดยพิจารณาจากความเหมาะสมของแผนงานก่อสร้างระบบ ซึ่งหากไม่แล้วเสร็จตามแผน การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าระบบจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.7-T การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อและต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัยและคุณภาพไฟฟ้ายังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด รวมทั้งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายจะต้องนำส่งกำหนดการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Synchronization) และขั้นตอนการทดสอบอุปกรณ์ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนวันเริ่มต้นการขนานเครื่องครั้งแรกไม่น้อยกว่า 30 วัน และ กฟผ. จะพิจารณาแจ้งผลให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 30 วันหลังจากได้รับข้อมูลของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อครบถ้วน

ทั้งนี้หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทำการขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกจนกว่าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะนำส่งข้อมูลข้างต้นครบถ้วน และ กฟผ. ได้พิจารณาตามกำหนดระยะเวลาข้างต้นแล้ว

CC4.7.1-T ข้อมูลทางเทคนิคทั่วไปของผู้เชื่อมต่อ (ด้านการผลิตไฟฟ้า) ประกอบด้วย

(a) ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จำนวนเครื่องและกำลังผลิตแต่ละเครื่อง (MVA, MW, PF)

(b) ประเภทของโรงไฟฟ้า

(c) ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า เช่น ประเภทพลังงานหมุนเวียน หรือระบบ Cogeneration

(d) เชื้อเพลิงหลักที่ใช้ผลิตไฟฟ้า

(e) เชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ผลิตไฟฟ้า

(f) จุดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใกล้ที่สุดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือ กฟผ.

(g) ปริมาณพลังไฟฟ้าสำรอง (MW)

(h) การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าหรือระบบไอน้ำ

CC4.7.2-T ข้อมูลด้านภาระไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่อาจมีผลทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ด้านภาระไฟฟ้า)*			
ก)	พลังไฟฟ้ารวมสูงสุดของของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	ขนาด _____	MW
		ขนาด _____	MVAr
ข)	กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อหรือลูกค้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมี 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

CC5-T ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ใช้บริการรับส่งพลังงานไฟฟ้า

CC5.1-T อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ด้านการผลิตไฟฟ้า) หมายถึง อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุมหรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายเข้าระบบ

อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ด้านภาระไฟฟ้า) หมายถึง อุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในการวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่ลูกค้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อรับจากระบบ

อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC5-T ดังนี้

CC5.2-T **ข้อกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์**

CC5.2.1-T อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ด้านการผลิตไฟฟ้า) ทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงมีการบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Utility Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-T

CC5.2.2-T นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC5.2.1-T อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/หรือมาตรฐานตามที่ระบุไว้ ดังต่อไปนี้

(a) circuit breaker, switch disconnectors, disconnectors, earthing devices, power transformers, voltage transformers, reactors, current transformers, surge arrestors, bushings, neutral equipment, capacitors, line traps, coupling devices, external heavy polluted condition insulation และ insulation coordination จะต้องสอดคล้องตามมาตรฐาน ANSI/IEEE หรือ NEC/ NEMA ยกเว้นบางอุปกรณ์ซึ่งมีการระบุไว้ชัดเจนให้ใช้มาตรฐานอื่น

(b) อุปกรณ์ต่าง ๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิต และทดสอบ จากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนดเทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

CC5.3-T **ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ด้านการผลิตไฟฟ้าสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกประเภท)**

CC5.3.1-T ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์รับส่งพลังงานไฟฟ้าปริมาณมากกว่า 10 MW ต้องจัดหาและติดตั้งระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อ RTU ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าตาม Input-Output ที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อ RTU กับ SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ในขณะที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้า โดยต้องสามารถควบคุมการทำงานตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(c) กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป

(d) ติดตั้งอุปกรณ์เพื่อให้สามารถ Synchronization กับจุดเชื่อมต่อระบบที่กำหนด

(e) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าวให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(f) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC5.3.2-T อุปกรณ์โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้ในการปลดโรงไฟฟ้า

(a) โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดเครื่องออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเพื่อความมั่นคง

(b) โรงไฟฟ้าอาจถูกกำหนดให้ปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้าโดยอัตโนมัติจากการกำหนดหน้าที่หรือปลดโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control เพื่อความมั่นคงในระบบ

เมื่อโรงไฟฟ้าปลดออกโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จะไม่ขนานเครื่องกลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC5.3.3-T ระบบป้องกัน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าตามมาตรฐานระบบป้องกันของการไฟฟ้าในการป้องกัน Fault ที่เกิดขึ้น ทั้งในด้านของโรงไฟฟ้าและด้านของการไฟฟ้า

CC5.3.4-T คุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าเกี่ยวกับ Voltage Flicker, Harmonics, Voltage Unbalance และ Resonance

CC5.3.5-T การควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไว้อย่างน้อย 2 Mode ดังนี้

- Local High Side Voltage Control คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัยทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร
- Local High Side MVAR Control คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

CC5.4-T ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ด้านภาระไฟฟ้า)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งระบบโทรมาตร (AMR) โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

CC6-T REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูลการวางแผนด้านปฏิบัติการ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของรายละเอียดข้อมูลการวางแผนที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ตามความจำเป็นภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องสอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-T ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC7.1-T ในการเชื่อมต่อระหว่างด้านการผลิตไฟฟ้าและด้านภาระไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะใช้ circuit breaker ที่มีพิกัดการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจรและค่าพิกัด circuit breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อจะต้องไม่เกินกว่า

(a) 63 kA หรือ 50 kA และไม่เกิน 85% ของพิกัดอุปกรณ์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 500 kV และ 230 kV

(b) 40 kA และไม่เกิน 85% ของพิกัดอุปกรณ์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 115 kV และ 69 kV

CC7.2-T Generating Unit and Power Station Protection Arrangements

CC7.2.1-T ระบบป้องกันของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดขั้นต่ำที่ระบุไว้ใน CC7.2.2-T นี้ เพื่อลดผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ให้น้อยที่สุดเมื่อเกิดเหตุผิดปกติจากระบบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โดยหากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในรูปแบบ CUT & TURN ต้องปฏิบัติตามรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ มีรายละเอียดตามสิ่งแนบ CCA5 โดยหากมีการปรับปรุงรายละเอียดการออกแบบดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC7.2.2-T Fault Clearing Time

(a) ค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้า ซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือ เหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งต่อตรงเข้ากับอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้า โดยช่วงเวลาดังกล่าวจะเริ่มนับตั้งแต่เริ่มเกิดเหตุผิดปกติจนถึง circuit breaker สามารถดับอาร์กได้สนิท ซึ่งต้องมีช่วงเวลาไม่เกินกว่าข้อกำหนดดังนี้

(i) 80 ms ที่ 500 kV
(ii) 100 ms ที่ 230 kV
(iii) 140 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(b) ทั้งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้าและ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (backup) เผื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันสำรองทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (discrimination) โดยระบบป้องกันสำรองของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้าจะต้องทนต่อกระแสลัดวงจร (ไม่ trip ออกจากระบบก่อน) ในระหว่างที่ระบบ backup protection ของ กฟผ. หรือ breaker failure protection กำลังทำการ clear fault ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ เพื่อป้องกันความเสี่ยงไม่ให้เกิดการปลดผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้าออกจากระบบโดยไม่เจตนา จึงควรที่จะกำหนด time delay ของระบบป้องกันสำรองของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้าไว้ที่ 1.5 วินาที ซึ่งจะทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรอง ของ กฟผ.

(c) circuit breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใด ๆ นั้น จะต้องมีการติดตั้ง circuit breaker failure protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ circuit breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาที่กำหนด circuit breaker failure protection จะทำการสั่ง trip circuit breaker ตัวถัดไปซึ่งอยู่ติดกับ circuit breaker ตัวที่ทำงานผิดพลาดดังกล่าว เพื่อตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาดังนี้

(i) 200 ms ที่ 500 kV
(ii) 200 ms ที่ 230 kV
(iii) 300 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(d) Target Dependability Index ของระบบป้องกันต้องไม่ต่ำกว่า 99.5% ค่านี้เป็นการวัดความสามารถของระบบป้องกันในการสั่ง circuit breaker ตัดวงจรในส่วนที่เกิดความผิดปกติได้สำเร็จ

CC7.3-T การจัดเตรียมอุปกรณ์

CC7.3.1-T ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ.

ในระบบควบคุมและป้องกันสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ใช้บริการรับส่งพลังงานไฟฟ้าจะถูกกำหนดโดยแบ่งเป็นด้านการผลิตไฟฟ้าและด้านภาระไฟฟ้า โดยรายละเอียดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบควบคุมและป้องกันดังกล่าวมีรายละเอียดตามสิ่งแนบ CCA6

ใน power generation system จะต้องมีการติดตั้งระบบรีเลย์ป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเข้าในระบบ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของรีเลย์ใน “EGAT Accepted Relay List” เพื่อให้มั่นใจว่า รีเลย์ที่ กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้งานในระบบป้องกันดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.3.2-T Metering System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไขที่ระบุในสิ่งแนบ CCA1-T เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ด้านการผลิตไฟฟ้าและด้านภาระไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่รับและส่งพลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC8-T ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.1-T อุปกรณ์สื่อสารของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและระบบโครงข่ายของ กฟผ. ดังนี้

CC8.1.1-T ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์รับส่งพลังงานไฟฟ้าปริมาณมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ต้องจัดให้มีช่องทางการสื่อสารข้อมูลระหว่างโรงไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าด้วยระบบ Real-time โดยติดตั้ง Remote Terminal Unit (RTU) ที่ใช้กับ Protocol ที่ได้รับการยอมรับจาก กฟผ. จำนวนไม่น้อยกว่า 2 port (ไม่น้อยกว่า 2 IP Address) ซึ่งสามารถทำงานร่วมกับระบบ Redundant Master System ของแต่ละ Control Center โดย RTU จะทำหน้าที่รับส่งข้อมูลเพื่อให้ EGAT Control Center (NCC BNCC และ RCCX) สามารถติดตามและควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้าและจะต้องทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยจุดเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบสื่อสารเพื่อการส่งสัญญาณข้อมูลของโรงไฟฟ้ามายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC8.1.2-T ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งช่องทางการสื่อสารข้อมูลทางด้านการผลิตไฟฟ้า สำหรับการประสานงานในการสั่งการโดยตรงกับ กฟผ. โดยเชื่อมต่อชุมสายโทรศัพท์ (IP-PBX) หรือเทคโนโลยีชุมสายโทรศัพท์ใหม่อื่น ๆ ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. เข้าด้วยกัน ด้วย E1 Qsig หรือ E1 CAS ในการส่งสัญญาณผ่าน Digital Trunk Interface หรืออาจเป็นเทคโนโลยีเชื่อมต่อใหม่อื่น ๆ ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยระบบชุมสายโทรศัพท์ของ กฟผ. จะเป็นตัวส่งค่าสัญญาณนาฬิกาให้กับระบบชุมสายโทรศัพท์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (Clock synchronization) เพื่อควบคุมจังหวะการรับส่งข้อมูลให้ตรงกัน

นอกจากนี้ ระบบชุมสายโทรศัพท์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถเชื่อมต่อด้วยมาตรฐาน SIP (SIP Trunk) ได้ ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดให้มีเลขหมายโทรศัพท์ดังต่อไปนี้

- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สำหรับ Operator ที่ห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้า เพื่อติดต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จำนวน 1 เลขหมายสำหรับแต่ละห้องควบคุม
- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับต่อเครื่อง Fax ที่ห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้า
- ระบบโทรศัพท์จากผู้ให้บริการสาธารณะ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับแต่ละห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อด้านการผลิตไฟฟ้า

APPENDIX
ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA)

CCA1-T ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ รวมทั้งบำรุงรักษาให้ระบบทำงานอย่างถูกต้องตามข้อกำหนดตลอดเวลาที่มีการซื้อขายและ/หรือแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อ โดยมีรายละเอียดตามข้อกำหนดนี้ ทั้งนี้ตำแหน่งที่ติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าจะต้องสามารถเข้าไปตรวจสอบและอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าได้สะดวก ทั้งนี้ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องประกอบด้วย

CCA1.1-T ความต้องการทั่วไป (General Requirement)

(a) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขาย ใช้สำหรับวัดพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายหรือไหลผ่าน ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. กับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

(b) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายของแต่ละวงจร ต้องประกอบด้วย 2 ระบบ เพื่อเป็นการสำรอง ได้แก่ ระบบมาตรวัดฯ หลัก (Main Metering Equipment) และระบบมาตรวัดฯ รอง (Backup Metering Equipment)

(c) ระบบมาตรวัดฯ หลักและระบบมาตรวัดฯ รอง ต้องเป็นอิสระต่อกัน

(d) ต้องไม่มีอุปกรณ์อื่นนอกเหนือจากอุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ติดตั้งอยู่ภายในวงจรของระบบมาตรวัดฯ หลัก

(e) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบทุกหน่วยที่ติดตั้งอยู่ในระบบมาตรวัดฯ หลักและระบบมาตรวัดฯ รองจะต้องรองรับการสื่อสารข้อมูลจากระบบ Software และ Hardware ของระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) ทั้งนี้มาตรวัดฯ และอุปกรณ์ประกอบจะต้องได้รับการตรวจสอบและยอมรับ (Approved) จาก กฟผ. ก่อน

(f) ในกรณีที่พบหรือเห็นว่า การเชื่อมต่อที่ไม่ได้ระบุไว้ในข้อกำหนดนี้ ซึ่งมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เช่น กรณีที่จำเป็นต้องมีระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติม เพื่อวัดพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละหน่วย (UMM, Unit Monitoring Meter) กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดเงื่อนไขเพิ่มเติมเกี่ยวกับระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ซึ่ง กฟผ. จะแจ้งเงื่อนไขเพิ่มเติมให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อไป นอกจากนี้ ในกรณีที่เกิดความเสียหายขึ้นต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และหรือบุคคลที่ 3 อันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อดังกล่าว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CCA1.2-T Instrument Transformers เพื่ออ่านค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าส่งไปให้มาตรวัดหลัก (main energy meter) และมาตรวัดรอง (backup energy meter) ต้องติดตั้งครบทั้งสามเฟสพร้อม Junction Box มีรายละเอียดดังนี้

(a) หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT)

- CT แต่ละหน่วย ต้องประกอบ 2 แกน (2 Cores) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดฯ หลักและมาตรวัดฯ รองตามลำดับ

- ความแม่นยำของ CT ทั้ง 2 แกน ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2S ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C57.13 หรือ มาตรฐาน IEC หรือ ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- กระแสพิกัดทางด้านแรงต่ำของ CT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับกระแสพิกัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้งาน Load Impedance (Include Equipment) < Burden

(b) หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)

- ต้องเป็นชนิด Inductive Voltage Transformer แต่ละหน่วย ต้องประกอบด้วยชุดขดลวด 2 ชุด (2windings) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดฯ หลักและมาตรวัดฯ รองตามลำดับ
- ความแม่นยำของชุดขดลวด VT ทั้ง 2 ชุด ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2 ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C57.13 หรือ มาตรฐาน IEC หรือ ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- แรงดันพิกัดทางด้านแรงต่ำของ VT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับแรงดันพิกัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้งาน Load Impedance (Include Equipment) < Burden

CCA1.3-T มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

(a) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วยต้องเป็นชนิดอิเล็กทรอนิกส์รองรับการวัดวงจรไฟฟ้าประเภท 3 เฟส 4 สาย (3 Phase 4 Wires) โดยสามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง 4 Quadrants (Export/import Active/reactive energy)

(b) ความแม่นยำในการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า สำหรับ Active Energy ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2s ของมาตรฐาน IEC 62053-22 หรือ มาตรฐาน IEC ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น ส่วน Reactive Energy ต้องมีความแม่นยำไม่น้อยกว่า Class 0.5

(c) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องสามารถวัดค่าประมวลผลและบันทึกข้อมูลพลังงานไฟฟ้าแยกตามอัตราค่าไฟฟ้า (Time of Use, TOU) ได้ไม่ต่ำกว่า 4 อัตรา สามารถบันทึกข้อมูลการวัดประเภท Load Profile รายคาบ 1 นาที และ 15 นาที (Energy/demand) รวมทั้งค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly/billing Energy) และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing (Maximum Demand) แยกตาม TOU Rate อย่างไรก็ตามการบันทึกข้อมูลการวัดอาจเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับความจำเป็นของการใช้งาน

(d) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วยต้องติดตั้งมาพร้อมกับช่องทางการติดต่อสื่อสาร (communication ports) เพื่อใช้สำหรับการสื่อสารข้อมูลไม่น้อยกว่า 2 port ที่ทำงานเป็นอิสระต่อกัน โดยเป็น Ethernet ไม่น้อยกว่า 1 port รองรับการสื่อสารแบบ TCP/IP (IP-based) ใช้เป็นช่องทางการสื่อสารหลัก สำหรับช่องทางการสื่อสารที่ 2 จะเป็น Ethernet หรือ Serial port หรือที่ดีกว่า

(e) ต้องมีช่องการสื่อสารปรับเทียบเวลา (time synchronization port) แยกต่างหากจากช่องทางการติดต่อสื่อสารในข้อ (d) สำหรับเชื่อมต่อกับชุดรับสัญญาณเวลามาตรฐาน

CCA1.4-T Time synchronization

การปรับเทียบเวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานทุกหน่วยจะถูกควบคุม (Synchronize) ให้มีความแม่นยำใกล้เคียงกับเวลามาตรฐานมากที่สุดผ่านช่องทางการสื่อสารปรับเทียบเวลาในข้อ CCA1.3-T (e) ทั้งนี้ต้องติดตั้งระบบปรับเทียบเวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า โดยใช้แหล่งเวลามาตรฐานอ้างอิง (Standard Time Source) จากเครื่องรับสัญญาณนาฬิกาหรือเวลาระบบ GPS (Global Positioning System (GPS) Clock Receiver) ที่ติดตั้งไว้บริเวณใกล้เคียงกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้านั้น หรือจากแหล่งเวลามาตรฐานอื่นที่เชื่อถือได้และเป็นที่ยอมรับของ กฟผ. ในกรณีที่มาตรวัดมีเวลาเบี่ยงเบนไปจากเวลามาตรฐานจะต้องทำการตั้งเวลาของมาตรวัดใหม่ ทั้งนี้ต้องได้รับการยินยอมจาก กฟผ.ก่อน

CCA1.5-T การบันทึกข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วย ต้องมีการบันทึกข้อมูลในหน่วยความจำดังนี้

(a) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบทุก 15 นาที ประกอบด้วยข้อมูล Active/reactive Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export และ Import) ค่าแรงดันของวงจรระบบมาตรวัด ทางด้านแรงต่ำ (L-N) ทั้ง 3 เฟส (Van, Vbn, Vcn) และค่ากระแสของวงจรระบบมาตรวัด ซึ่งสามารถเลือกบันทึกได้ทั้งด้านแรงสูงหรือแรงต่ำ (Ia, Ib, Ic) ทั้งนี้จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 3 เดือน

(b) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบทุก 1 นาที (ถ้าจำเป็นต้องใช้งาน) ประกอบด้วยข้อมูล Active/reactive Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export และ Import) ทั้งนี้จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 45 วัน

(c) ข้อมูลประเภทค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly/billing Energy) และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing (Maximum Demand) แยกตาม TOU Rate จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 1 ปี (12 เดือน)

(d) การบันทึกข้อมูลข้างต้นจะต้องได้รับการตรวจสอบยอมรับจาก กฟผ. ก่อน ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจว่า มีข้อมูลเหมาะสมและเพียงพอต่อการใช้งานสำหรับบริหารสัญญา

CCA1.6-T การสื่อสารข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

ระบบโทรมาตร (AMR) คือ ระบบเรียกข้อมูล ค่ามาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Automatic Meter Reading (AMR) System) จากจุดซื้อขายไฟฟ้าผ่านระบบสื่อสาร มาเก็บรวบรวมไว้เป็นฐานข้อมูล ที่ส่วนกลาง กฟผ.

(a) ระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) จะต้องสามารถสื่อสารกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทุกหน่วย เพื่อวัตถุประสงค์การรวบรวมข้อมูลที่บันทึกไว้ในมาตรวัดฯ และ/หรือ การตรวจสอบการทำงานของมาตรวัดฯ ผ่านโครงข่ายระบบสื่อสารจากระยะไกล

(b) อุปกรณ์สื่อสารที่เกี่ยวข้องทั้งหมดขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของระบบสื่อสารที่ใช้งานและต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

CCA1.7-T Loss-of Potential Alarm

แต่ละวงจรการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องมี loss of potential alarm ไว้สำหรับติดตามความพร้อมและศักยภาพในการทำงานของตัววงจร

CCA1.8-T Test Switches

แต่ละมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและแต่ละ Watt/VAR transducer ต้องมี test switch สำหรับแยกวงจรให้มีอิสระต่อกันในกรณีที่ทำการบำรุงรักษาหรือการสอบเทียบมาตรวัด

CCA1.9-T Power Supply for Metering Equipment

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมแหล่งจ่ายไฟฟ้าเสริม (auxiliary power supply) ที่มั่นคงน่าเชื่อถือและเพียงพอสำหรับอุปกรณ์ในระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่า มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวจะทำงานได้อย่างถูกต้องในทุกช่วงเวลา

CCA1.10-T อุปกรณ์ป้องกันวงจรแรงดัน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้ง Circuit breaker สำหรับป้องกันการลัดวงจรของวงจรแรงดันไฟฟ้าที่ Junction box ด้านแรงต่ำของหม้อแปลงแรงดัน

หลักปฏิบัติ

ระหว่าง

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

สำหรับผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า
หรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC-D หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-D บทนำ

CC1.1-D การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่มีขนาดกำลังผลิตต่ำกว่าหกเมกะวัตต์เพื่อขายพลังงานไฟฟ้าแก่ซึ่งเมื่อพิจารณาเป็นรายสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. พบว่า การรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. บางจุดเกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบ กฟผ. เป็นจำนวนมากและเพื่อเป็นการรองรับการขอเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้า (เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา, ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี, Microgrid) ที่จะมาเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายอีกเป็นจำนวนมาก กฟผ. จึงจำเป็นต้องพิจารณาการเชื่อมต่อทุกรายเพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม

CC1.2-D ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ จึงกำหนดแนวทางปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในกรณีที่มีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้ารวมถึงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเพื่อยื่นเสนอขายไฟฟ้าเป็น VSPP หรือเพื่อยื่นขอขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา, ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี, Microgrid

CC2-D วัตถุประสงค์

CC2.1-D วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ เพื่อกำหนดแนวทางปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ในกรณีที่มีผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่มีผลกระทบต่อความมั่นคงในการส่งจ่ายไฟฟ้า

CC3-D การติดต่อประสานงานระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เมื่อมีผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC3.1-D **ข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า**

CC3.1.1-D รายละเอียดข้อมูลของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีหน้าที่ในการจัดส่งรายละเอียดข้อมูลของโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา, ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี, Microgrid) รายละเอียดตามที่ระบุใน CCA1 ให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC3.1.2-D ข้อมูลเพิ่มเติมสำหรับการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแง่ของผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวมกำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจัดส่งรายละเอียดข้อมูลของ VSPP ดังต่อไปนี้ คือ

(a) โครงการของ VSPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว
(b) โครงการของ VSPP ที่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว แต่ยังไม่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ
(c) โครงการของ VSPP ที่ได้การตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว แต่ยังไม่ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
(d) โครงการของ VSPP ที่ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว แต่อยู่ระหว่างการอุทธรณ์

โดยแบ่งแยกตามจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ประเภทเชื้อเพลิงและกำหนดปีที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมจะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และหากส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบทั้งหมด หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC3.2-D **การพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในด้านผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม**

กฟผ. จะดำเนินการพิจารณาการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจัดส่งรายละเอียดข้อมูลโดยการศึกษาระบบไฟฟ้าและหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้าเป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

ภายหลังการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในด้านผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวมแล้ว กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาการเชื่อมต่อดังกล่าวให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบภายใน 45 วัน หลังได้รับรายละเอียดข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าครบถ้วนและถูกต้อง

CC3.3-D **การปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า**

ในกรณีที่รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีผลกระทบด้านความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้พิจารณาและจัดส่งข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับรูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อตามที่ กฟผ.ร้องขอต่อไป เพื่อให้ กฟผ. พิจารณารายละเอียดในรูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

ภายหลังการพิจารณาแล้วเสร็จ หากมีความจำเป็นในการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพิ่มเติม กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับรูปแบบการเชื่อมต่อดังกล่าวให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบภายใน 45 วัน หลังได้รับรายละเอียดข้อมูลรูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าครบถ้วนและถูกต้อง ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมด โดย กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้า

ที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จนกว่า กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ดำเนินการปรับปรุงระบบโครงข่ายตามขอบเขตงานปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ กฟผ. แจ้งมาแล้วเสร็จ

CC3.4-D **การดำเนินการเกี่ยวกับกระแสไฟฟ้าไหลย้อน**

สำหรับจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ใด ๆ ที่มีการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเกินกว่าปริมาณความต้องการไฟฟ้าจนเป็นเหตุให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบ กฟผ. ผ่านหม้อแปลงหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. นั้น การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น

CC-O ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-O บทนำ

CC1.1-O ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดังนี้

- ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent/Industrial Power Supplier : IPS)
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่ไม่เข้าข่ายประเภทใด ๆ ที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้

ที่ประสงค์จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกเป็นผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น รวมถึงเป็นผู้เชื่อมต่อประเภทอื่นที่ประสงค์ขยายหรือปรับปรุงกำลังผลิตโรงไฟฟ้า และ/หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ

CC1.2-O ทั้งนี้ ข้อกำหนดส่วนนี้ กฟผ. มีสิทธิที่จะประกาศเปลี่ยนแปลงหลักเกณฑ์หรือวิธีการต่าง ๆ ได้ตามความเหมาะสมในการเชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของการไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะมีการเปลี่ยนแปลงมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าโรงไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องด้วย

CC1.3-O **คำจำกัดความเพิ่มเติมของผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น**

CC1.3.1-O **ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (IPS)** ได้แก่ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองหรือขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น โดยไม่ผ่านระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าหรือระบบไฟฟ้าอื่น ซึ่งไม่มีข้อบังคับในการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัด รวมถึงไม่มีข้อบังคับเรื่องระบบสื่อสาร

CC1.3.2-O **ผู้มีระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)** ได้แก่ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่ง กฟผ. มีข้อบังคับในการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัด รวมถึงต้องมีความสามารถในการปฏิบัติตามคำสั่งตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าร้องขอ และมีระบบสื่อสารตามที่กำหนด

CC1.3.3-O **ผู้มีระบบ Microgrid** ได้แก่ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่มีลักษณะเป็น Microgrid ซึ่งมีขอบเขตชัดเจน มีจุดเชื่อมต่อหลักกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพียงสถานีไฟฟ้าเดียว ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้า ความต้องการไฟฟ้า รวมถึงระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) (ถ้ามี) และระบบควบคุมซึ่งสามารถจัดการระบบผลิตและความต้องการไฟฟ้าภายใน ซึ่ง กฟผ. มีข้อบังคับในการควบคุมความถี่และแรงดันที่จุดติดตั้งมาตรวัด รวมถึงต้องมีความสามารถในการปฏิบัติตามคำสั่งตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าร้องขอ และมีระบบสื่อสารตามที่กำหนด

CC1.3.4-O **ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่ไม่เข้าข่ายประเภทใด ๆ ที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ กฟผ.** จะพิจารณาดำเนินการตาม CC2.1-O เป็นกรณีไป

CC1.4-O **ขอบเขตของข้อกำหนด**

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ฉบับนี้ ไม่ครอบคลุมเงื่อนไขเกี่ยวกับการเงิน กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการเพื่อเพิ่มความสามารถของระบบไฟฟ้าให้สามารถตอบสนองต่อปัญหาต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น (Ancillary Service)

CC2-O วัตถุประสงค์

CC2.1-O **วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.** ส่วนนี้ มีดังนี้

(a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ.

(b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจน ครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ใช้บริการรายอื่น ๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

(c) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ

(d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกันและมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (ถ้ามี) สำหรับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-O คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3.1-O กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สภาวะของระบบ กฟผ. ณ จุดติดตั้งมาตรวัดเป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการ ดังต่อไปนี้ (ขึ้นอยู่กับข้อกำหนด CC3.2-O)

(a) ความถี่ระบบไฟฟ้าเท่ากับ 50 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.5 ถึง 50.5 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ หรือภาวะฉุกเฉินค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ±0.5 Hz)

(b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้าเท่ากับ 100% ของ Base Voltage และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง ±5% ของ Base Voltage (ยกเว้นในกรณีที่มีการร้องขอหรือมีเหตุจำเป็นอื่น ๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นสมควรและเป็นประโยชน์ต่อการควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. จะควบคุมแรงดันไฟฟ้าในภาวะปกติเกินกว่าค่าที่กำหนดดังกล่าว แต่ต้องไม่เกินกว่า ±10% ของ Base Voltage)

(c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติ หรือสภาวะที่มีงาน planned หรือ unplanned outage ตามตารางที่ 1.1 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ)

<u>ตารางที่ 1.1</u> ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 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%					

(d) ภายใต้สภาวะปกติและ planned outage ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะรักษาค่า Voltage Unbalance ไว้ตามตารางที่ 1.2 (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ จะมีค่านี้ได้ไม่เกิน 2%)

<u>ตารางที่ 1.2</u> ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

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

(e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ.จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัด ระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. กับบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้นจะต้องมีค่าความรุนแรงไม่เกินกว่า

<u>ตารางที่ 1.3</u> ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใด ๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดต่อร่วม	Pst	Plt
115 kV หรือต่ำกว่า	1.0	0.8
มากกว่า 115 kV	0.8	0.6

CC3.2-O สภาพการณ์ต่าง ๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-O อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา active power และ/หรือ reactive power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใด ๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่าง ๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาวะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ CC3.1-O
กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อระบบ จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขในข้อ CC3.2-O นี้

CC4-O ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ

CC4.1-O การยื่นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถยื่นคำร้องและข้อเสนอขอเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าแก่ กฟผ. ได้ โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ในการยื่นรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA1 CCA2 และ CCA3)
ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ส่งเอกสารหลักฐาน/หนังสือรับรองการเชื่อมต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลจุดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.2-O รายละเอียดข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค

(a) ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA1 และ CCA3
(b) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือเชื้อเพลิงชีวภาพผลิตไฟฟ้า เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิง ชีวมวล และขยะ กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.2
(c) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3 a)
(d) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานลมผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3 b)
(e) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) หรือเป็นผู้สร้างหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ใช้ BESS กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3 c)

ทั้งนี้ เนื่องจากรายละเอียดข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต ดังนั้น กฟผ. อาจต้องการข้อมูลสำคัญเพิ่มเติมที่นอกเหนือจากที่ระบุในสิ่งแนบ โดย กฟผ. จะแจ้งขอให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมมาให้

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และกรณีที่พิจารณาแล้วส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องทั้งหมด

หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. จะดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.3-O การศึกษาระบบไฟฟ้า โดย กฟผ.

เพื่อให้การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าไม่กระทบต่อความมั่นคง ความปลอดภัยและคุณภาพของระบบไฟฟ้า รวมถึงนโยบายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง กฟผ. จึงต้องทำการศึกษาระบบไฟฟ้าภายใต้หลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่ กฟผ. กำหนด เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. แล้ว

CC4.4-O หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้า

พิจารณาตามศักยภาพระบบส่งไฟฟ้า (Grid Capacity) ซึ่งครอบคลุมการศึกษาหลัก 3 เรื่อง ดังนี้

(a) การศึกษาการไหลกำลังไฟฟ้าในภาวะคงตัว (Steady - State Power Flow Study)
(b) การศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Study)
(c) การศึกษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้าแบบชั่วครู่ (Transient Stability Study)

กฟผ. จะทำการศึกษารูปแบบการปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเชื่อมต่ออย่างมั่นคงและมีประสิทธิภาพบนพื้นฐานให้มีการลงทุนต่ำสุด โดยหลังจากการเชื่อมต่อระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องรองรับเกณฑ์ต่าง ๆ ดังนี้

CC4.4.1-O เกณฑ์ทั่วไป (General Criteria)

กำหนดให้อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทุกตัวต้องทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่สภาวะปกติและทำงานอยู่ภายใต้ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่มีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งที่ถูกใช้งานอยู่ในระบบแล้วเกิดหลุดออกจากระบบ (มาตรฐานความมั่นคง N-1) เช่น สายส่ง 1 วงจร เกิดลัดวงจรแล้วถูกปลดออกจากระบบ โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในสภาวะผิดปกติ ได้แก่ สายส่ง หม้อแปลงและเครื่องกำเนิด

ในการวางแผนระบบไฟฟ้า กฟผ. ได้กำหนดค่าพิกัดที่ภาวะปกติและเหตุผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าแล้ว ดังนี้

- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะปกติ อยู่ในช่วง 98 ถึง 105 % ของ Base Voltage
- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติ อยู่ในช่วง 92 ถึง 108% ของ Base Voltage

CC4.4.2-O เกณฑ์ในภาวะคงตัว (Steady – State Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะปกติเมื่อระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ทำงานที่ภาวะปกติ และรูปแบบของการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าที่ภาวะปกติควรมีกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำรองสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหลือประมาณ 40 เปอร์เซ็นต์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรจะทำงานอยู่ภายในขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้การควบคุมแรงดันสามารถกำหนดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท็ปหม้อแปลงไฟฟ้าและการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อให้มีค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

โดยเมื่อมีอุปกรณ์ไฟฟ้าตัวใดตัวหนึ่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่เหตุผิดปกติได้โดยไม่ต้องมีการแก้ไขระบบ แต่สามารถใช้อุปกรณ์ควบคุมอัตโนมัติแบบทำงานเร็ว รวมทั้งการตัดต่ออุปกรณ์ไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ใช้ควบคุมระดับแรงดัน เพื่อรักษาระบบไฟฟ้าไว้ได้

กรณีที่เกิดเหตุการณ์ลัดวงจรในระบบไฟฟ้าภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องทำให้ค่ากระแสลัดวงจรที่แต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงไม่เกิน 85 % ของค่าพิกัดของอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุดในแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้น ๆ

CC4.4.3-O เกณฑ์ด้านเสถียรภาพระบบไฟฟ้า (Stability Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้า กฟผ. (Transient Stability) เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟสบนสายส่งวงจรใดวงจรหนึ่งหรือหม้อแปลงชุดใดชุดหนึ่ง และมีการปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรนั้น ภายในระยะเวลาที่กำหนดหลังเกิดการลัดวงจรดังนี้

4 ไซเคิล (80 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 500 กิโลโวลต์ ขึ้นไป
5 ไซเคิล (100 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 230 กิโลโวลต์
7 ไซเคิล (140 มิลลิวินาที)	:	สำหรับระบบ 115 และ 69 กิโลโวลต์

CC4.5-O การแจ้งค่าใช้จ่าย

กฟผ. จะแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (เช่น ค่าใช้จ่ายในการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า/ปรับปรุงระบบควบคุมและป้องกัน ค่าออกแบบและวิศวกรรม รวมทั้งค่าศึกษาระบบไฟฟ้า) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อพิจารณาก่อนทำสัญญา ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด

CC4.6-O การดำเนินการในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.6.1-O ภายหลัง กฟผ. แจ้งอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ที่เป็นเงื่อนไขในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้ครบถ้วนตามที่ กฟผ. กำหนด

CC4.6.2-O กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดวันเชื่อมต่อ โดยพิจารณาจากความเหมาะสมของแผนงานก่อสร้างระบบ ซึ่งหากไม่แล้วเสร็จตามแผน การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าระบบจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.7-O การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ และต้องทดสอบระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อให้มีความพร้อม เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. แล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัยและคุณภาพไฟฟ้ายังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด รวมทั้งต้องให้ข้อมูลตามที่ กฟผ. ร้องขอ เช่น กำลังผลิตไฟฟ้า (MW), ที่อยู่ของโรงไฟฟ้า, คาดการณ์การผลิตไฟฟ้ารายเดือน ล่วงหน้า 5 ปี และคาดการณ์ Profile การผลิตไฟฟ้า หรือข้อมูลอื่นที่ กฟผ. ร้องขอในภายหลัง

สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องได้รับการรับรองจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังกล่าวนั้นถึงความพร้อมของระบบต่าง ๆ และได้รับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

CC4.7.1-O คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อที่อาจมีผลทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดติดตั้งมาตรวัดต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ*			
ก) พลังไฟฟ้ารวมของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ	ขนาด	_____	MW
	ขนาด	_____	MVAr
ข) 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			

CC5-O ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.1-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ หมายถึง

(a) อุปกรณ์และเครื่องจักรต่าง ๆ ที่โรงไฟฟ้าเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าและเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุมหรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ

(b) อุปกรณ์ประกอบต่าง ๆ สำหรับระบบกักเก็บพลังงาน โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าและเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในการควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้า หรือรับจากระบบ

(c) อุปกรณ์ประกอบต่าง ๆ สำหรับ Micro Grid โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในการควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้า หรือรับจากระบบ

อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC5-O ดังนี้

CC5.2-O ข้อกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์

CC5.2.1-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อม/ผู้เชื่อมต่อต่อทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงมีการบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Utility Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-O

CC5.2.2-O นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC5.2.1-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายการจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/หรือมาตรฐานตามที่ระบุไว้ ดังต่อไปนี้

(a) circuit breaker, switch disconnectors, disconnectors, earthing devices, power transformers, voltage transformers, reactors, current transformers, surge arrestors, bushings, neutral equipment, capacitors, line traps, coupling devices, external heavy polluted condition insulation และ insulation coordination จะต้องสอดคล้องตามมาตรฐาน ANSI/IEEE หรือ NEC/ NEMA ยกเว้นบางอุปกรณ์ซึ่งมีการระบุไว้ชัดเจนให้ใช้มาตรฐานอื่น

(b) อุปกรณ์ต่าง ๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิต และทดสอบ จากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนดเทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

CC5.3-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (IPS)

CC5.3.1-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ในขณะที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้า โดยต้องสามารถควบคุมการทำงานตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(b) กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสมในการจ่ายไฟฟ้าแบบแยกตัวอิสระ (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป

(c) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(d) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC5.4-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System)

CC5.4.1-O ข้อกำหนดนี้จะพิจารณาผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ BESS เท่านั้น ส่วนระบบ ESS ประเภทอื่น กฟผ. จะพิจารณาข้อกำหนดพิเศษของ ESS แต่ละประเภทเป็นกรณี ๆ ไป

CC5.4.2-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) และระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อ RTU ของผู้ขอใช้บริการกับระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าตาม Input-Output ที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อ RTU กับ SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(b) กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสมในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป

(c) ติดตั้งอุปกรณ์เพื่อให้สามารถ Synchronization กับจุดเชื่อมต่อระบบที่กำหนด

(d) ตั้งค่า Setting ของ Frequency Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA4 เพื่อให้ระบบ Under-frequency Load Shedding ของการไฟฟ้าทำงานก่อนการปลดโรงไฟฟ้า ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขาดกำลังผลิตในระบบของการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้การควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีผลกระทบมากขึ้น

(e) ตั้งค่า Setting ของ Voltage Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA4

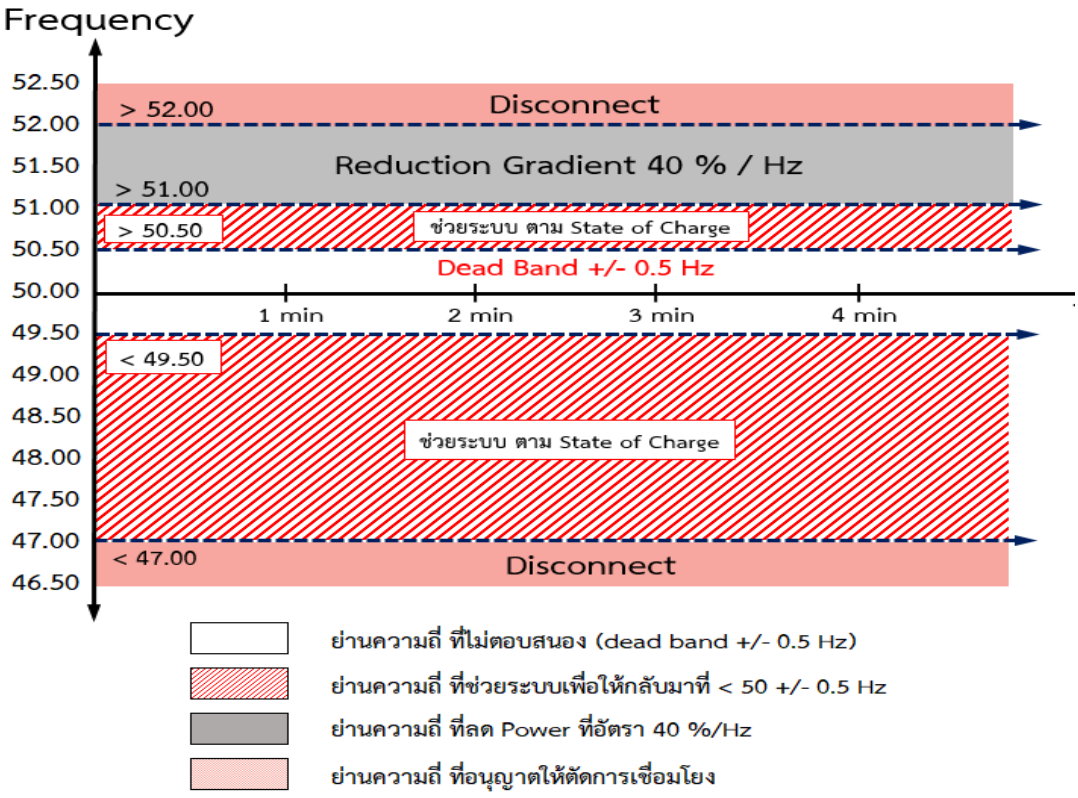
(f) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(g) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC5.4.3-O การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้ (รูปที่ O-1)

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz ทั้งนี้ความสามารถของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าตามสถานะการชาร์จ (State of Charge)
- กรณีที่ความถี่สูงกว่า 51.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับลดกำลังผลิตด้วยสัดส่วน 40% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตขณะนั้น (Gradient Reduced Power At 40%/Hz Of The Instantaneously Available Power)
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้



รูปที่ O-1 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ BESS

CC5.4.4-O การควบคุมแรงดัน

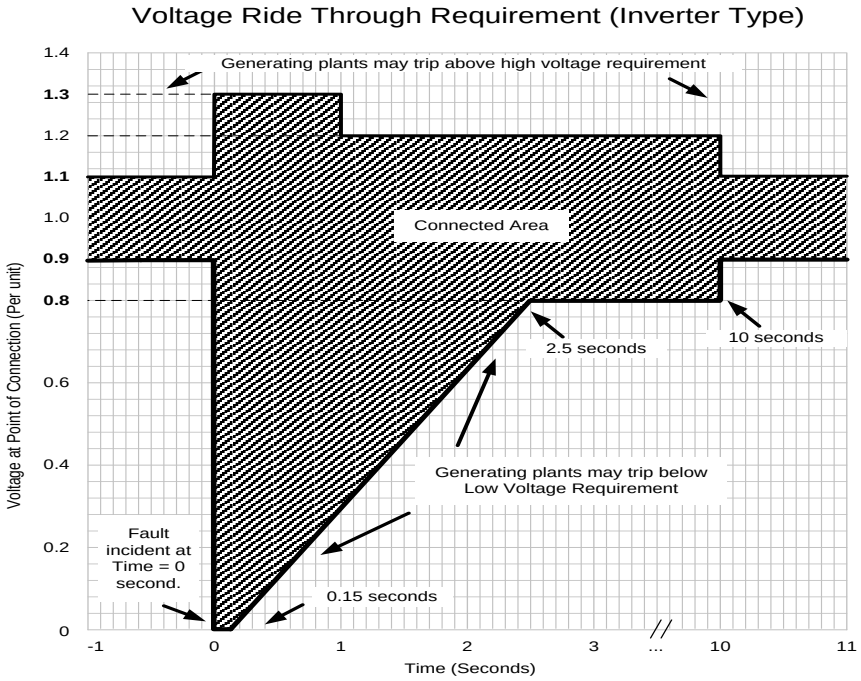
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage dead band ดังนี้

ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = ± 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = ± 0.5 kV

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลง ภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่าย Active Power และ Reactive Power ดังนี้ (รูปที่ O-2)

- แรงดันระหว่าง 15% – 110% ของ Base Voltage ต้องรับ Reactive Power จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถลด Active Power ลงเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงได้
- แรงดันระหว่าง 0% – 15% ของ Base Voltage ต้องจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ ที่กระแส Ireactive เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter และต้องจ่าย Active Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด



รูปที่ O-2 แสดงช่วงแรงดันและหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ BESS

กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 40% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายได้ภายใน 2 วินาที

CC5.4.5-O ระยะเวลาการตอบสนอง (Step response time) และอัตราเฉลี่ยของการเปลี่ยนแปลงพลังไฟฟ้า (Ramp rate)

ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ที่มี Step response time และ Ramp rate ตามที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC5.5-O **ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับ Microgrid**

CC5.5.1-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีขนาดกำลังการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดหาและติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) และระบบสื่อสาร เพื่อใช้ในการเชื่อมต่อ RTU ของผู้ขอใช้บริการกับระบบ

ควบคุมระยะไกล (Supervisory Control and Data Acquisition: SCADA) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าตาม Input-Output ที่ กฟผ. กำหนด รวมทั้งทดสอบการเชื่อมต่อ RTU กับ SCADA ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

(b) กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาความเหมาะสมสำหรับการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป

(c) ติดตั้งอุปกรณ์เพื่อให้สามารถ Synchronization กับจุดเชื่อมต่อระบบที่กำหนด

(d) ตั้งค่า setting ของ Frequency Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA4 เพื่อให้ระบบ Under-frequency Load Shedding ของการไฟฟ้าทำงานก่อนการปลดโรงไฟฟ้า ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขาดกำลังผลิตในระบบของการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้การควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีผลกระทบมากขึ้น

(e) ตั้งค่า Setting ของ Voltage Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. และกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA4

(f) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA7 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(g) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดติดตั้งมาตรวัดเกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA8 โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(h) ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อประสงค์ติดตั้งอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้า ทั้งชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter และใช้อุปกรณ์ Inverter หรือ BESS ให้ดำเนินการตามที่กำหนดไว้ใน CC5.4-S และ CC5.5-S โดยแยกตามชนิดของอุปกรณ์

CC5.5.2-O อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้ในการปลดโรงไฟฟ้า

(a) โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดเครื่องออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเพื่อความมั่นคง

(b) โรงไฟฟ้าอาจถูกกำหนดให้ปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้าโดยอัตโนมัติจากการกำหนดหน้าที่หรือปลดโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control เพื่อความมั่นคงในระบบ

เมื่อโรงไฟฟ้าปลดออกโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ขนานเครื่องกลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC5.5.3-O ระบบป้องกัน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าตามมาตรฐานระบบป้องกันของการไฟฟ้าในการป้องกัน Fault ที่เกิดขึ้น ทั้งในด้านของโรงไฟฟ้าและด้านของการไฟฟ้า

CC5.5.4-O คุณภาพไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามมาตรฐานของการไฟฟ้าเกี่ยวกับ Voltage Flicker, Harmonics, Voltage Unbalance และ Resonance

CC5.5.5-O การควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โรงไฟฟ้าทุกประเภทต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 4 Mode ดังนี้

(a) Remote High Side Voltage Control คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าจะไม่ Remote สั่งการไปถึงระบบควบคุมภายในโรงไฟฟ้า แต่จะส่งคำสั่งการควบคุมให้ผู้เชื่อมต่อดำเนินการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

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

(c) Local High Side Voltage Control คือ การควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

(d) Local High Side MVAR Control คือ การควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ากับโรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเอง โดยรับคำสั่งการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

ในกรณีที่ใช้ Voltage Droop สำหรับระบบควบคุม kV Control ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องใช้ Voltage Droop ถ้ามี Generating Unit หรือโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 Unit ขึ้นไปที่เชื่อมต่อเข้ากับบัสหรือระบบส่ง โดย Voltage Droop นี้ต้องสามารถเพิ่ม-ลด MVar ใน

ทิศทางเดียวกัน และปรับให้ MVar ของแต่ละ Unit มีความสมดุล (Balance) ตามค่าที่ระบุใน Capability Curve

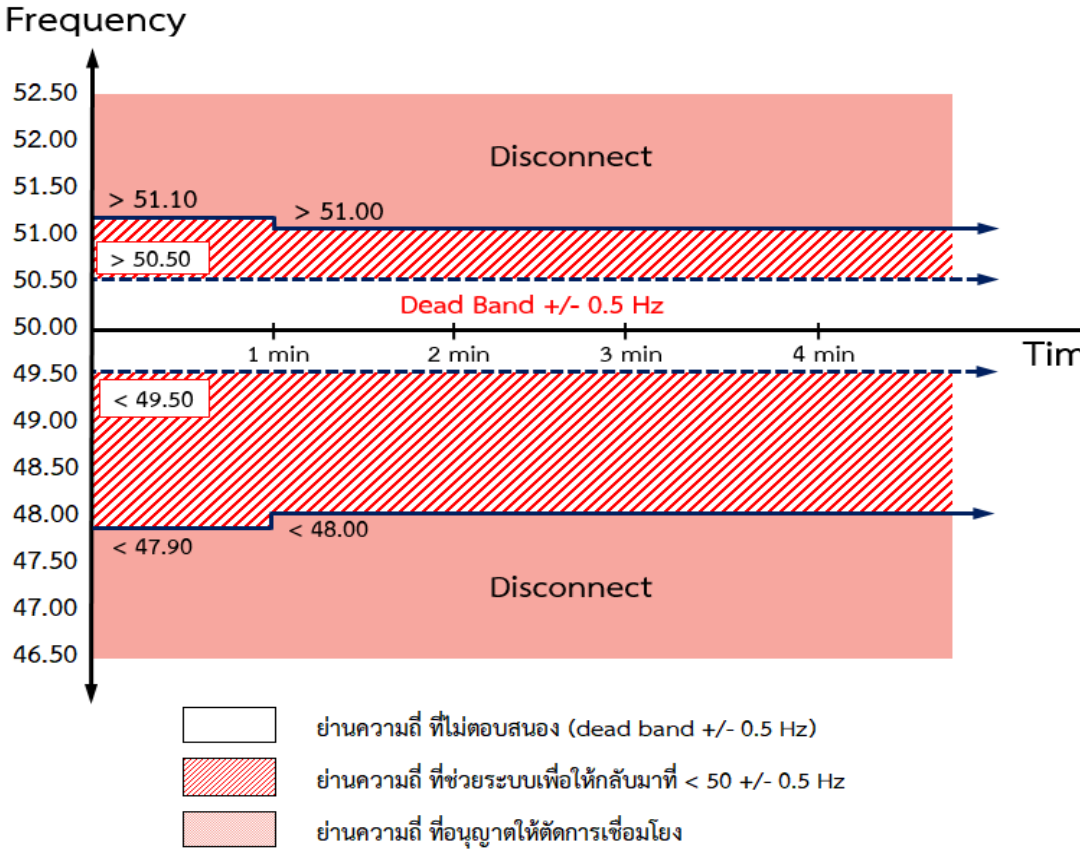
สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ใช้อุปกรณ์ Inverter จะต้องสามารถ Remote ไปควบคุมแรงดันตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสั่งการได้

CC5.5.6-O ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5.6.1-O การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้ (รูปที่ O-3)

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz โดยในช่วงเวลาดังกล่าวผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะได้รับการยกเว้นจากเงื่อนไขที่เกี่ยวข้องหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นเหตุจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz หรือสูงกว่า 51.10 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นเหตุจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ



รูปที่ O-3 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5.6.2-O การควบคุมแรงดัน

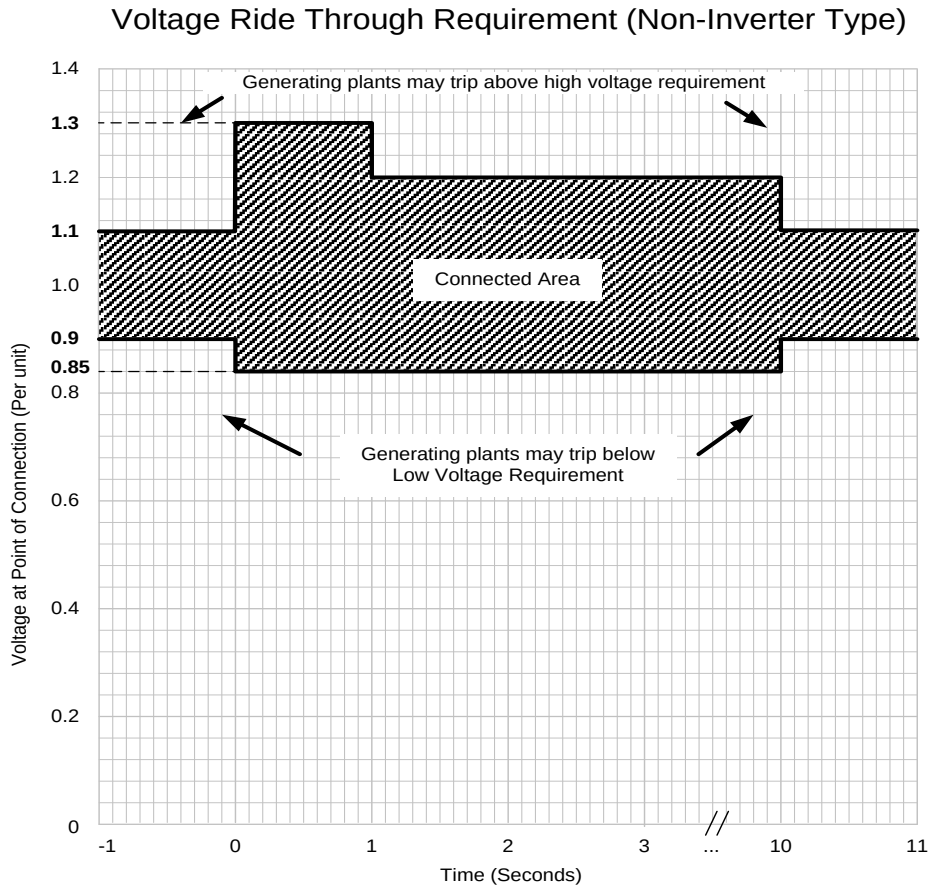
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage dead band ดังนี้

ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = ± 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = ± 0.5 kV

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดังนี้ (รูปที่ O-4)

- กรณีแรงดันสูงกว่า 130% ของ Base Voltage
- กรณีแรงดันสูงกว่า 120% จนถึง 130% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 1 วินาที
- กรณีแรงดันสูงกว่า 110% จนถึง 120% ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 90% จนถึง 85 % ของ Base Voltage ต่อเนื่องเกิน 10 วินาที
- กรณีแรงดันต่ำกว่า 85% ของ Base Voltage



รูปที่ O-4 แสดงช่วงแรงดันและหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5.7-O ข้อกำหนดพิเศษของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ข้อกำหนดนี้ใช้เป็นแนวทางปฏิบัติสำหรับการพิจารณารายละเอียดในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าที่ใช้ Inverter ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า (เช่น กังหันลมประเภท Full-Converter หรือ DFIG หรือ เซลล์แสงอาทิตย์ หรือ BESS) เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นกับบริเวณของโครงข่ายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อ ดังนั้น การไฟฟ้าจะทำการพิจารณาเป็นราย ๆ ไป ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

CC5.5.7-1O เพื่อให้อุปกรณ์โรงไฟฟ้าหรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีคุณภาพสอดคล้องกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ เพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและวิธีการทดสอบเทคโนโลยีที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้จากสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่น่าเชื่อถือ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

a) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่ กฟผ. ยอมรับ
b) ห้องทดสอบต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่ กฟผ. ยอมรับ
c) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศต้องได้รับการตรวจสอบและรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศหรือ กฟผ. ก่อน

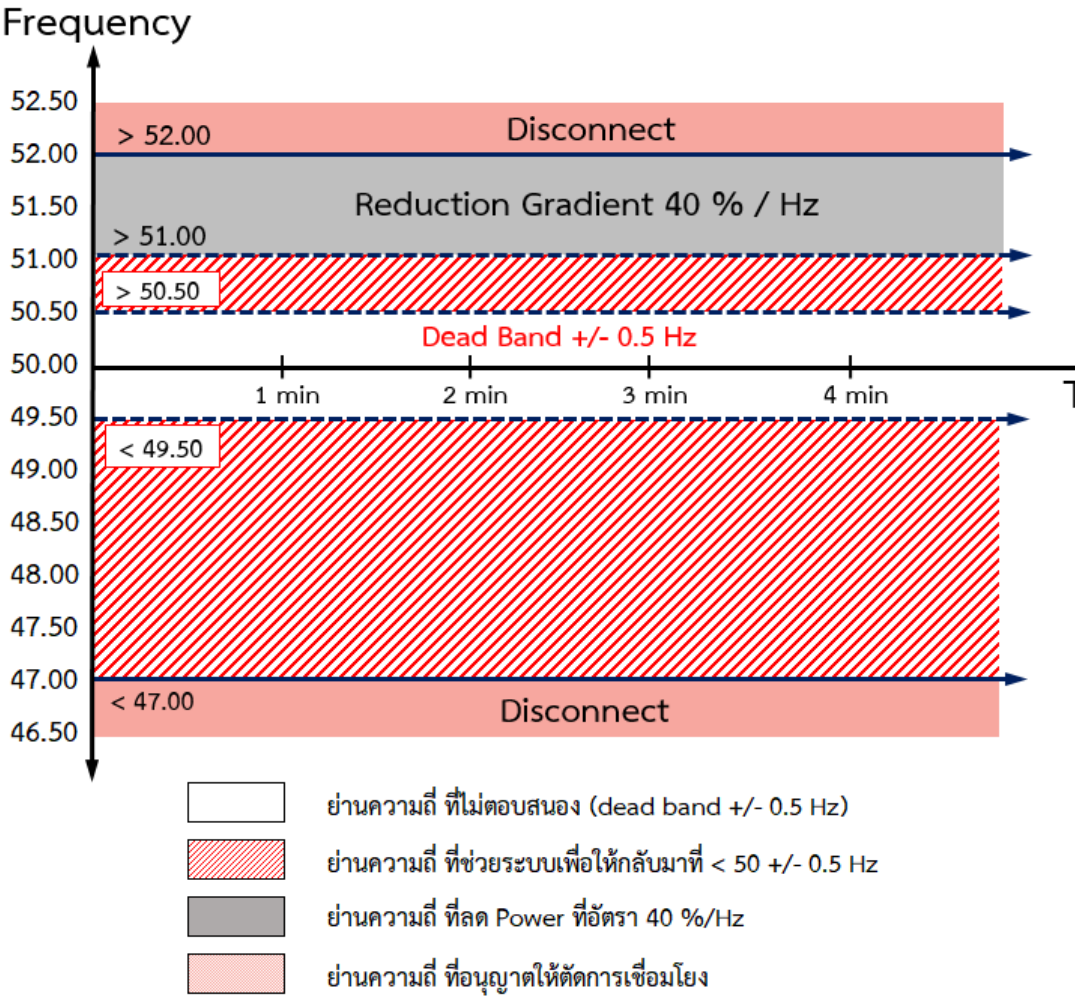
ในกรณีที่ผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญไม่ตรงกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวให้อยู่ในเกณฑ์ที่ กฟผ. ยอมรับ หรือในบางกรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้เปลี่ยนแปลงไป โดย กฟผ. เป็นผู้แจ้งค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าดังกล่าว และหากมีขอบเขตการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าให้แล้วเสร็จก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

CC5.5.7.2-O การควบคุมความถี่

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่สามารถทำงานได้ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้ (รูปที่ O-5)

- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.50 - 50.50 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz ทั้งนี้ในการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เป็นไปตามความสามารถของกำลังผลิตไฟฟ้าคงเหลือ
- กรณีที่ความถี่สูงกว่า 51.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับลดกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยสัดส่วน 40% ต่อ 1 Hz ของกำลังผลิตไฟฟ้าขณะนั้น (Gradient Reduced Power At 40 %/Hz Of The Instantaneously Available Power)

- กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.00 Hz หรือสูงกว่า 52.00 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้



รูปที่ O-5 แสดงช่วงความถี่และหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.5.7.3-O การควบคุมแรงดัน

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรักษาแรงดันให้อยู่ในช่วง Voltage dead band ดังนี้

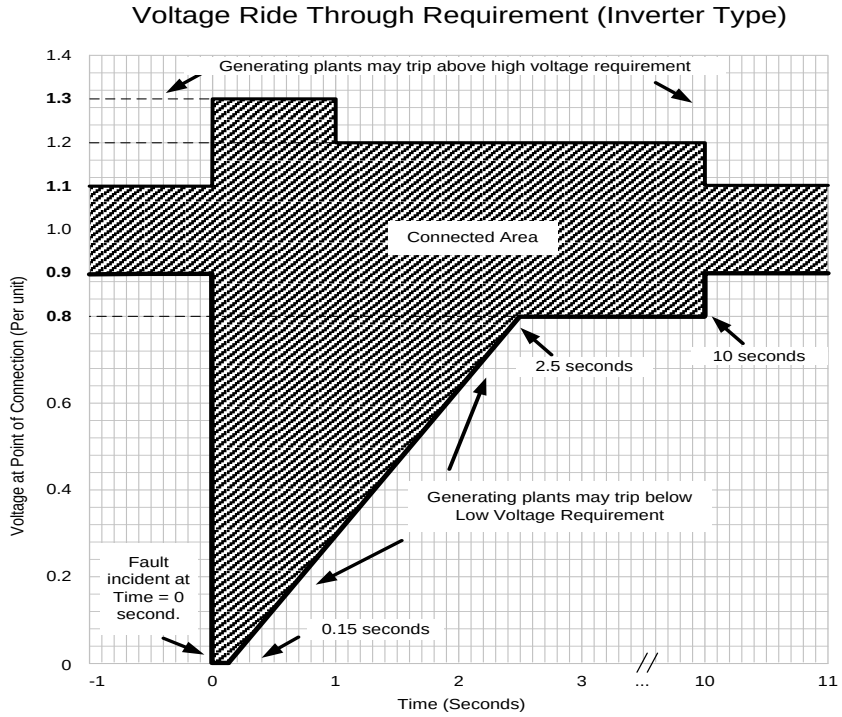
ระดับแรงดัน 22/33 kV Voltage dead band = ± 0.3 kV

ระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป Voltage dead band = ± 0.5 kV

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถทนต่อสภาพแรงดันที่เปลี่ยนแปลง ภายในบริเวณพื้นที่ Connected Area โดยมีเงื่อนไขการควบคุมการจ่าย Active Power และ Reactive Power ดังนี้ (รูปที่ O-6)

- แรงดันระหว่าง 15% – 110% ของ Base Voltage ต้องรับ Reactive Power จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถลด Active Power ลงเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่เปลี่ยนแปลงได้

- แรงดันระหว่าง 0% – 15% ของ Base Voltage ต้องจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที่ ที่กระแส Ireactive เท่ากับค่าพิกัดกระแสของอุปกรณ์ Inverter และต้องจ่าย Active Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยเร็วที่สุด



รูปที่ O-6 แสดงช่วงแรงดันและหน้าที่ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีระบบ Microgrid ที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อปลดการเชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า หากแรงดันในระบบโครงข่ายไฟฟ้าขณะนั้นสูงกว่า 40% ของ Base Voltage ผู้เชื่อมต้องสามารถขนานกลับเข้าสู่ระบบโครงข่ายได้ภายใน 2 วินาที

CC6-O REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูลการวางแผนด้านปฏิบัติการ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของรายละเอียดข้อมูลการวางแผนที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ตามความจำเป็นภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องสอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-O ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC7.1-O ในการเชื่อมต่อระบบ/อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะใช้ circuit breaker ที่มีพิกัดการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อนั้น โรงไฟฟ้าสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจรและค่าพิกัด circuit breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ จะต้องไม่เกินกว่า

(a) 63 kA หรือ 50 kA และไม่เกิน 85% ของพิกัดอุปกรณ์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 500 kV และ 230 kV

(b) 40 kA และไม่เกิน 85% ของพิกัดอุปกรณ์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 115 kV และ 69 kV

CC7.2-O Interconnection system Protection Arrangements

CC7.2.1-O ระบบป้องกันของผู้ขอเชื่อมต่อและการเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดขั้นต่ำที่ระบุไว้ใน CC7.2.2-O นี้ เพื่อลดผลกระทบต่อระบบส่งของ กฟผ. ให้น้อยที่สุดเมื่อเกิดเหตุผิดปกติจากระบบของโรงไฟฟ้า

CC7.2.2-O Fault Clearing Time

(a) ค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งต่อตรงเข้ากับอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อโดยช่วงเวลาดังกล่าวจะเริ่มนับตั้งแต่เริ่มเกิดเหตุผิดปกติจนถึง circuit breaker สามารถดับอาร์กได้สนิท ซึ่งต้องมีช่วงเวลาไม่เกินกว่าข้อกำหนดดังนี้

(i) 80 ms ที่ 500 kV

(ii) 100 ms ที่ 230 kV

(iii) 140 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(b) ทั้งผู้ขอเชื่อมต่อและ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (backup) เผื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันสำรองทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (discrimination) โดยระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าจะต้องทนต่อกระแสลัดวงจร (ไม่ trip ออกจากระบบก่อน) ในระหว่างที่ระบบ backup protection ของ กฟผ. หรือ breaker failure protection กำลังทำการ clear fault ที่เกิดขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

นอกจากนี้ เพื่อป้องกันความเสี่ยงไม่ให้เกิดการปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบโดยไม่เจตนา จึงควรที่จะกำหนด time delay ของระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าไว้ที่ 1.5 วินาที ซึ่งจะทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรองของ กฟผ.

(c) circuit breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใด ๆ นั้น จะต้องมีการติดตั้ง circuit breaker failure protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ circuit breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาที่กำหนด circuit breaker failure protection

จะทำการสั่ง trip circuit breaker ตัวถัดไปซึ่งอยู่ติดกับ circuit breaker ตัวที่ทำงานผิดพลาดดังกล่าว เพื่อตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาดังนี้

(i) 200 ms ที่ 500 kV
(ii) 200 ms ที่ 230 kV
(iii) 300 ms ที่ 115 kV และ 69 kV

(d) Target Dependability Index ของระบบป้องกันต้องไม่ต่ำกว่า 99.5% ค่านี้เป็นการวัดความสามารถของระบบป้องกันในการสั่ง circuit breaker ตัดวงจรในส่วนที่เกิดความผิดปกติได้สำเร็จ

CC7.3-O การจัดเตรียมอุปกรณ์

CC7.3.1-O ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ.

รายละเอียดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบควบคุมและป้องกันดังกล่าวมีรายละเอียดตามสิ่งแนบ CCA6

ใน power generation system จะต้องมีการติดตั้งระบบรีเลย์ป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเข้าในระบบ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของรีเลย์ใน “EGAT Accepted Relay List” เพื่อให้มั่นใจว่ารีเลย์ที่ กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้งานในระบบป้องกันดังกล่าวจะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.3.2-O Metering System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไขที่ระบุใน CCA1-O เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผลิตหรือรับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้

CC8-O ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตร

CC8.1-O สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา

CC8.1.1-O อุปกรณ์สื่อสารของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและระบบโครงข่ายของ กฟผ. โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งช่องทางการสื่อสารสำหรับการประสานงานในการสั่งการโดยตรงกับ กฟผ. โดยเชื่อมต่อชุมสายโทรศัพท์ (IP-PBX) หรือเทคโนโลยีชุมสายโทรศัพท์ใหม่อื่น ๆ ของโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. เข้าด้วยกัน ด้วย E1 Qsig หรือ E1 CAS ในการส่งสัญญาณผ่าน Digital Trunk Interface หรือ อาจเป็นเทคโนโลยีเชื่อมต่อใหม่อื่น ๆ ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยระบบชุมสายโทรศัพท์ของ กฟผ. จะเป็นตัวส่งค่าสัญญาณนาฬิกาให้กับระบบชุมสายโทรศัพท์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (Clock synchronization) เพื่อควบคุมจังหวะการรับส่งข้อมูลให้ตรงกัน

นอกจากนี้ ระบบชุมสายโทรศัพท์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถเชื่อมต่อด้วยมาตรฐาน SIP (SIP Trunk) ได้ ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดให้มีเลขหมายโทรศัพท์ดังต่อไปนี้

- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สำหรับ Operator ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อติดต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จำนวน 1 เลขหมายสำหรับแต่ละห้องควบคุม

- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับต่อเครื่อง Fax ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- ระบบโทรศัพท์จากผู้ให้บริการสาธารณะ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับแต่ละห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.1.2-O ความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสาร

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้ค่าความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสารที่กล่าวมาข้างต้นมีค่าไม่ต่ำกว่า 99.9% ของเวลาใช้งาน (Availability > 99.9%) หากระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเกิดขัดข้อง และไม่ได้รับการแก้ไขหลังจากได้รับเอกสารแจ้งเตือนจาก กฟผ. ภายในระยะเวลา 30 วัน หรือผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งแผนการดำเนินการแก้ไขให้ กฟผ. พิจารณา และ กฟผ. เห็นชอบแผนดังกล่าวแล้ว แต่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จตามแผน กฟผ. มีสิทธิที่จะเข้าไปดำเนินการแก้ไขปรับปรุง โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CC8.2-O สำหรับระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System)

อุปกรณ์สื่อสารของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและระบบโครงข่ายของ กฟผ. ดังนี้

CC8.2.1-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีปริมาณมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ต้องจัดให้มีช่องทางการสื่อสารข้อมูลระหว่างโรงไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าด้วยระบบ Real-time โดยติดตั้ง Remote Terminal Unit (RTU) ที่ใช้กับ Protocol ที่ได้รับการยอมรับจาก กฟผ. จำนวนไม่น้อยกว่า 2 port (ไม่น้อยกว่า 2 IP Address) ซึ่งสามารถทำงานร่วมกับระบบ Redundant Master System ของแต่ละ Control Center โดย RTU จะทำหน้าที่รับส่งข้อมูลเพื่อให้ EGAT Control Center (NCC BNCC และ RCCX) สามารถติดตามและควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้า และจะต้องทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยจุดเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบสื่อสาร เพื่อการส่งสัญญาณข้อมูลของโรงไฟฟ้ามายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC8.2.2-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งช่องทางการสื่อสารสำหรับการประสานงานในการสั่งการโดยตรงกับ กฟผ. โดยเชื่อมต่อชุมสายโทรศัพท์ (IP-PBX) หรือเทคโนโลยีชุมสายโทรศัพท์ใหม่อื่น ๆ ของโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. เข้าด้วยกัน ด้วย E1 Qsig หรือ E1 CAS ในการส่งสัญญาณผ่าน Digital Trunk Interface หรืออาจเป็นเทคโนโลยีเชื่อมต่อใหม่อื่น ๆ ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยระบบชุมสายโทรศัพท์ของ กฟผ. จะเป็นตัวส่งค่าสัญญาณนาฬิกาให้กับระบบชุมสายโทรศัพท์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (Clock synchronization) เพื่อควบคุมจังหวะการรับส่งข้อมูลให้ตรงกัน

นอกจากนี้ ระบบชุมสายโทรศัพท์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถเชื่อมต่อด้วยมาตรฐาน SIP (SIP Trunk) ได้ ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดให้มีเลขหมายโทรศัพท์ดังต่อไปนี้

- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สำหรับ Operator ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อติดต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จำนวน 1 เลขหมายสำหรับแต่ละห้องควบคุม

- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับต่อเครื่อง Fax ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- ระบบโทรศัพท์จากผู้ให้บริการสาธารณะ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับแต่ละห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.2.3-O ความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสาร

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้ค่าความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสารที่กล่าวมาข้างต้นมีค่าไม่ต่ำกว่า 99.9% ของเวลาใช้งาน (Availability > 99.9%) หากระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเกิดขัดข้อง และไม่ได้รับการแก้ไขหลังจากได้รับเอกสารแจ้งเตือนจาก กฟผ. ภายในระยะเวลา 30 วัน หรือผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งแผนการดำเนินการแก้ไขให้ กฟผ. พิจารณาและ กฟผ. เห็นชอบแผนดังกล่าวแล้ว แต่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จตามแผน กฟผ. มีสิทธิที่จะเข้าไปดำเนินการแก้ไขปรับปรุง โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CC8.3-O สำหรับ Microgrid

อุปกรณ์สื่อสารของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและระบบโครงข่ายของ กฟผ. ดังนี้

CC8.3.1-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีขนาดกำลังการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ต้องจัดให้มีช่องทางการสื่อสารข้อมูลระหว่างโรงไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าด้วยระบบ Real-time โดยติดตั้ง Remote Terminal Unit (RTU) ที่ใช้กับ Protocol ที่ได้รับการยอมรับจาก กฟผ. จำนวนไม่น้อยกว่า 2 port (ไม่น้อยกว่า 2 IP Address) ซึ่งสามารถทำงานร่วมกับระบบ Redundant Master System ของแต่ละ Control Center โดย RTU จะทำหน้าที่รับส่งข้อมูลเพื่อให้ EGAT Control Center (NCC BNCC และ RCCX) สามารถติดตามและควบคุมการทำงานของโรงไฟฟ้า และจะต้องทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยจุดเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. และวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบสื่อสาร เพื่อการส่งสัญญาณข้อมูลของโรงไฟฟ้ามายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC8.3.2-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องติดตั้งช่องทางการสื่อสารสำหรับการประสานงานในการสั่งการโดยตรงกับ กฟผ. โดยเชื่อมต่อชุมสายโทรศัพท์ (IP-PBX) หรือเทคโนโลยีชุมสายโทรศัพท์ใหม่อื่น ๆ ของโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อและ กฟผ. เข้าด้วยกัน ด้วย E1 Qsig หรือ E1 CAS ในการส่งสัญญาณผ่าน Digital Trunk Interface หรืออาจเป็นเทคโนโลยีเชื่อมต่อใหม่อื่น ๆ ตามที่ กฟผ. กำหนด โดยระบบชุมสายโทรศัพท์ของ กฟผ. จะเป็นตัวส่งค่าสัญญาณนาฬิกาให้กับระบบชุมสายโทรศัพท์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (Clock synchronization) เพื่อควบคุมจังหวะการรับส่งข้อมูลให้ตรงกัน

นอกจากนี้ ระบบชุมสายโทรศัพท์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถเชื่อมต่อด้วยมาตรฐาน SIP (SIP Trunk) ได้ ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องจัดให้มีเลขหมายโทรศัพท์ดังต่อไปนี้

- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ สำหรับ Operator ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อติดต่อกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จำนวน 1 เลขหมายสำหรับแต่ละห้องควบคุม

- เลขหมายจากชุมสายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับต่อเครื่อง Fax ที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- ระบบโทรศัพท์จากผู้ให้บริการสาธารณะ จำนวน 1 เลขหมาย สำหรับแต่ละห้องควบคุมของโรงไฟฟ้าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC8.3.3-O ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีขนาดกำลังการผลิตของหน่วยผลิตไฟฟ้าภายในรวมกันมากกว่า 10 เมกะวัตต์ ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 MW ในหัวข้อ CC8.1.2-S CC8.1.4-S CC8.2-S และ CC8.3-S

APPENDIX
ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น

CCA1-O ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ รวมทั้งบำรุงรักษาให้ระบบทำงานอย่างถูกต้องตามข้อกำหนดตลอดเวลาที่มีการซื้อขายและ/หรือแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อ โดยมีรายละเอียดตามข้อกำหนดนี้ ทั้งนี้ตำแหน่งที่ติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าจะต้องสามารถเข้าไปตรวจสอบและอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าได้สะดวก ทั้งนี้ระบบมาตรวัดไฟฟ้า ต้องประกอบด้วย

CCA1.1-O ความต้องการทั่วไป (General Requirement)

(a) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายใช้สำหรับวัดพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขายหรือไหลผ่าน ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าของ กฟผ. กับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

(b) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายของแต่ละวงจร ต้องประกอบด้วย 2 ระบบ เพื่อเป็นการสำรอง ได้แก่ ระบบมาตรวัดฯ หลัก (Main Metering Equipment) และระบบมาตรวัดฯ รอง (Backup Metering Equipment)

(c) ระบบมาตรวัดฯ หลัก และระบบมาตรวัดฯ รองต้องเป็นอิสระต่อกัน

(d) ต้องไม่มีอุปกรณ์อื่นนอกเหนือจากอุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ติดตั้งอยู่ภายในวงจรของระบบมาตรวัดฯ หลัก

(e) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบทุกหน่วยที่ติดตั้งอยู่ในระบบมาตรวัดฯ หลักและระบบมาตรวัดฯ รองจะต้องรองรับการสื่อสารข้อมูลจากระบบ Software และ Hardware ของระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) ทั้งนี้มาตรวัดฯ และอุปกรณ์ประกอบจะต้องได้รับการตรวจสอบและยอมรับ (Approved) จาก กฟผ. ก่อน

CCA1.2-O Instrument Transformers เพื่ออ่านค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าส่งไปให้มาตรวัดฯ หลัก (main energy meter) และ มาตรวัดฯ รอง (backup energy meter) ต้องติดตั้งครบทั้งสามเฟสพร้อม Junction Box มีรายละเอียดดังนี้

(a) หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT)

- CT แต่ละหน่วย ต้องประกอบ 2 แกน (2 Cores) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดฯ หลักและมาตรวัดฯ รองตามลำดับ
- ความแม่นยำของ CT ทั้ง 2 แกน ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2S ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C57.13 หรือ มาตรฐาน IEC , ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- กระแสพิกัดทางด้านแรงต่ำของ CT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับกระแสพิกัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้งาน Load Impedance (Include Equipment) < Burden

(b) หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)

- ต้องเป็นชนิด Inductive Voltage Transformer แต่ละหน่วย ต้องประกอบด้วยชุดขดลวด 2 ชุด (2windings) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดฯ หลักและมาตรวัดฯ รองตามลำดับ
- ความแม่นยำของชุดขดลวด VT ทั้ง 2 ชุด ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2 ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C57.13 หรือ มาตรฐาน IEC , ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- แรงดันพิกัดทางด้านแรงต่ำของ VT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับแรงดันพิกัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้งาน Load Impedance (Include Equipment) < Burden

CCA1.3-O มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

(a) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า แต่ละหน่วยต้องเป็นชนิดอิเล็กทรอนิกส์รองรับการวัดวงจรไฟฟ้าประเภท 3 เฟส 4 สาย (3 Phase 4 Wires) โดยสามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง 4 Quadrants (Export/import Active/reactive energy)

(b) ความแม่นยำในการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าสำหรับ Active Energy ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2s ของมาตรฐาน IEC 62053-22 หรือ มาตรฐาน IEC ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น ส่วน Reactive Energy ต้องมีความแม่นยำไม่น้อยกว่า Class 0.5

(c) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องสามารถวัดค่า ประมวลผลและบันทึกข้อมูลพลังงานไฟฟ้าแยกตามอัตราค่าไฟฟ้า (Time of Use, TOU) ได้ไม่ต่ำกว่า 4 อัตรา สามารถบันทึกข้อมูลการวัดประเภท Load Profile รายคาบ 1 นาที และ 15 นาที (Energy/demand) รวมทั้งค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly/billing Energy) และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing (Maximum Demand) แยกตาม TOU Rate

CCA1.4-O Time synchronization

เวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานทุกหน่วยจะถูกควบคุม (Synchronize) ให้มีความแม่นยำใกล้เคียงกับเวลามาตรฐานมากที่สุด ทั้งนี้ต้องติดตั้งระบบตั้งเวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า โดยใช้แหล่งเวลามาตรฐานอ้างอิง (Standard Time Source) จากเครื่องรับสัญญาณนาฬิกาหรือเวลาระบบ GPS (Global Positioning System (GPS) Clock Receiver) ที่ติดตั้งไว้บริเวณใกล้เคียงกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้านั้น ๆ

CCA1.5-O การบันทึกข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละหน่วย ต้องมีการบันทึกข้อมูลในหน่วยความจำดังนี้

(a) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบทุก 15 นาที ประกอบด้วยข้อมูล Active/reactive Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export และ Import) ค่าแรงดันของวงจรระบบมาตรวัด ทางด้านแรงต่ำ (L-N) ทั้ง 3 เฟส (Van, Vbn, Vcn) และค่ากระแสของวงจรระบบมาตรวัด ซึ่งสามารถเลือกบันทึกได้ทั้งด้านแรงสูงหรือแรงต่ำ (Ia, Ib, Ic) ทั้งนี้จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 3 เดือน

(b) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบทุก 1 นาที (ถ้าจำเป็นต้องใช้งาน) ประกอบด้วยข้อมูล Active/reactive Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export และ Import) ทั้งนี้จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 45 วัน

(c) ข้อมูลประเภท ค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly/billing Energy) และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing (Maximum Demand) แยกตาม TOU Rate จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 1 ปี (12 เดือน)

(d) การบันทึกข้อมูลข้างต้นจะต้องได้รับการตรวจสอบยอมรับจาก กฟผ. ก่อน ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจว่า มีข้อมูลเหมาะสมและเพียงพอต่อการใช้งานสำหรับบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CCA1.6-O Loss-of Potential Alarm

แต่ละวงจรการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องมี loss of potential alarm ไว้สำหรับติดตามความพร้อมและศักยภาพในการทำงานของตัววงจร

CCA1.7-O Test Switches

แต่ละมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและแต่ละ watt/var transducer ต้องมี test switch แยกจากกัน เพื่อใช้ในการทดสอบการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวร่วมกับ external source หรือ CT / VT (ใช้ multipole test plug)

CCA1.8-O Power Supply for Metering Equipment

โรงไฟฟ้าต้องจัดเตรียมแหล่งจ่ายไฟฟ้าเสริม (auxiliary power supply) ที่มั่นคงน่าเชื่อถือและเพียงพอสำหรับอุปกรณ์ในระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่า มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวจะทำงานได้อย่างถูกต้องในทุกช่วงเวลา

GENERAL APPENDIX
ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
ภาคผนวกทั่วไป

CCA1 ข้อมูลทั่วไปในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

ข้อมูลผู้ขอเชื่อมต่อ

1. ชื่อเต็มของผู้ขอเชื่อมต่อ (บริษัท) _____

_____

_____

2. ที่อยู่ของผู้ขอเชื่อมต่อหรือบริษัทให้ใช้ที่อยู่ของที่ตั้งของสำนักงานที่จดทะเบียนแล้วหรือสำนักงานใหญ่

_____

_____

_____

3. หมายเลขโทรศัพท์ _____
4. หมายเลขโทรสาร _____
5. ชื่อผู้ติดต่อ _____
6. ที่อยู่ของผู้ติดต่อ (หากต่างจากข้อ 2) _____

_____

7. อีเมล์ _____

ประเภทการเชื่อมต่อ

- ☐ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์
- ☐ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์
- ☐ ผู้ผลิตไฟฟ้า Hydro Floating Solar
- ☐ ผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA)
- ☐ ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น (เช่น IPS, ESS, Microgrid)

ประเภทเทคโนโลยีที่ใช้ *

- ☐ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter
- ☐ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้อุปกรณ์ Inverter (เช่น PV, WT เป็นต้น)
- ☐ ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)

* กรณีใช้เทคโนโลยีมากกว่า 1 ประเภท ให้เลือกให้ครบถ้วน

ข้อมูลเพื่อประกอบการพิจารณา

a) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์

กำหนดวันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก (First Sync) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (SCOD) : _____

ประเภทโรงไฟฟ้า (TH, CC, CHP, GT, HY , etc.) : _____

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าต่ำสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง / อื่น ๆ) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ในรูปแบบ Google Earth File (*.kmz)

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

(d) รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าเบื้องต้น

กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

b) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

กำหนดวันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก (First Sync) : _____

กำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (SCOD) : _____

ประเภทโรงไฟฟ้า (TH, CC, CHP, GT, HY , etc.) : _____

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าต่ำสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง / ผ่านการไฟฟ้าจำหน่าย / อื่น ๆ) : _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้า ของ กฟภ.) : _____

(กรณีเชื่อมต่อผ่านการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ขอให้แนบหนังสือยืนยันท้ายเอกสารฉบับนี้)

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

c) สำหรับผู้ใช้บริการระบบส่ง (Third Party Access : TPA)

วันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้า : _____

วันเริ่มต้นใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. : _____

ประเภทสัญญา (3 เดือน/12 เดือน/60 เดือน) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (MW) : _____

จุดรับไฟฟ้า : _____

จุดส่งไฟฟ้า: _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้าของ กฟภ.) : _____

(กรณีเชื่อมต่อผ่านการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ขอให้แนบหนังสือยืนยันท้ายเอกสารฉบับนี้)

แผนที่และแผนภูมิของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของสถานีไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจากสถานีไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

d) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น (IPS)

กำหนดวันเริ่มต้นขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าครั้งแรก (First Sync) : _____

ประเภทโรงไฟฟ้า (TH, CC, CHP, GT, HY , etc.) : _____

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ตวามต้องการไฟฟ้าของลูกค้า (MW) (หากเป็นลูกค้าที่เกิดขึ้นใหม่โปรดระบุ) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง / ผ่านการไฟฟ้าจำหน่าย / อื่น ๆ) : _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้าของ กฟภ.) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

e) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น (Energy Storage System)

กำหนดวันเริ่มต้นขนานระบบผลิตไฟฟ้าครั้งแรก (First Sync) : _____

ประเภทระบบกักเก็บพลังงาน (Battery Energy storage System (BESS), Pump Hydro Energy Storage (PHES), Thermal Energy Storage (TES), Hydrogen Energy Storage System (HESS) and etc.) _____

จำนวนหน่วยผลิตไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW) : _____

ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่รับจากระบบส่ง (MW) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรอง ที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง / ผ่านการไฟฟ้าจำหน่าย / อื่น ๆ) : _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้า ของ กฟภ.) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของระบบผลิตไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า

(b) สถานที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ารวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าระบบผลิตไฟฟ้า ถึง สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้า และระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็น และผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที และผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

f) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น (Microgrid)

กำหนดวันเริ่มต้นขนานระบบไฟฟ้าครั้งแรก (First Sync) : _____

ประเภทโรงไฟฟ้า (TH, CC, CHP, GT, HY , etc.) : _____

จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เครื่อง) : _____

กำลังผลิตติดตั้งรวม (MW) : _____

ปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (MW) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรองที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW) : _____

รูปแบบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (กฟผ. โดยตรง/ผ่านการไฟฟ้าจำหน่าย/อื่น ๆ) : _____

จุดเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และ/หรือ สถานีไฟฟ้า ของ กฟภ.) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

(a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของระบบไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า

(b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมต่อเบื้องต้นจาก Switchyard ระบบไฟฟ้าถึงสถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า

(c) แผนภูมิของระบบไฟฟ้า (Single – Line Diagram) ระบบมาตรวัดไฟฟ้าและระบบป้องกัน (Metering and Relaying Diagram) ที่จะเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้า

กฟผ. มีสิทธิขอข้อมูลเพิ่มเติมหากมีความจำเป็นและผู้ยื่นคำร้องจะต้องให้ข้อมูลดังกล่าวทันที โดยผู้ที่ขอเชื่อมต่อจะถูกบังคับให้ต้องปฏิบัติตาม Connection Agreement และ Grid Code ตามเวลาที่กำหนด และต้องให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใน Connection Agreement และ Grid Code

CCA2 ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

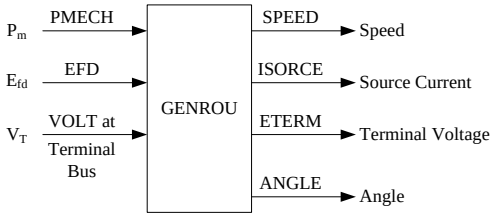
CCA2.1 สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและพลังงานความร้อนร่วม (เฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์)

a) Generator Models and Parameters for Combined Cycle Power Plant

GENROU

Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)

This model is located at system bu # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,
The machine MVA is _____ for each of _____
units = _____ MBASE
ZSCORCE for this machine is _____ + j _____ on
the above MBASE



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (>0) (sec)
J+1			T''_{do} (>0) (sec)
J+2			T'_{qo} (>0) (sec)
J+3			T''_{qo} (>0) (sec)
J+4			Inertia, H
J+5			Speed damping, D
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X'_d
J+9			X'_q
J+10			$X''_d = X''_q$
J+11			X_l
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		E'_d
K+2		ψ_{kd}
K+3		ψ_{kq}
K+4		Δ speed (pu)
K+5		Angle (radius)

X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, X_l, H, and D are in pu, machine MVA base.

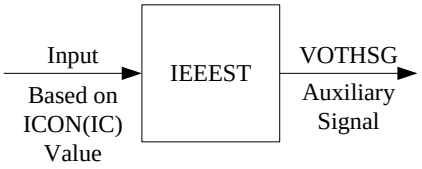
X''_q must be equal to X''_d

IBUS, 'GENROU', I, T'_{do}, T''_{do}, T'_{qo}, T''_{qo}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X_l, S(1.0), S(1.2)/

IEEEST

IEEE Stabilizing Model

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,
and VARs starting with # _____ L,
and ICONs starting with # _____ IC.



ICONs	#	Value	Description
IC			ICS, stabilizer input code:
			1-rotor speed deviation(pu)
			2-bus frequency deviation (pu)
			3-generator electrical power on
			MBASE base(pu)
			4-generator accelerating power (pu)
			5-bus voltage(pu)
			6-derivative of pu bus voltage
IC+1			IB, remote bus number 2,5,6

Note: ICON(IC+1) may be nonzero only when ICON(IC is 2, 5, or 6.
If ICON(IC+1) is zero, the terminal quantity is used.

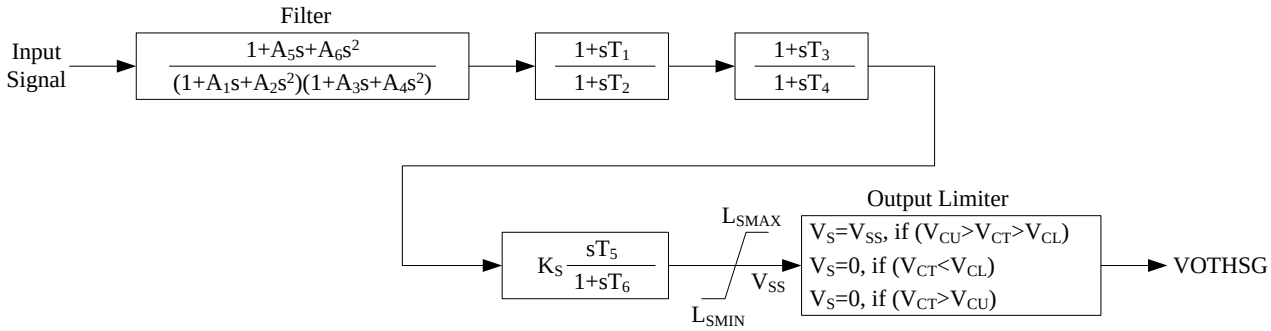
STATEs	#	Description
K		1st filter integration
K+1		2nd filter integration
K+2		3rd filter integration
K+3		4th filter integration
K+4		T_1/T_2 lead-lag integrator
K+5		T_3/T_4 lead-lag integrator
K+6		Last integer

VARs	#	Description
L		Memory
L+1		Derivative of pu bus voltage

CONs	#	Value	Description
J			A_1
J+1			A_2
J+2			A_3
J+3			A_4
J+4			A_5
J+5			A_6
J+6			T_1(sec)
J+7			T_2(sec)
J+8			T_3(sec)
J+9			T_4(sec)
J+10			T_5(sec)*
J+11			T_6(>0)(sec)
J+12			K_S
J+13			L_{SMAX}
J+14			L_{SMIN}
J+15			V_{CU}(pu)(if equal zero, ignored)
J+16			V_{CL}(pu)(if equal zero, ignored)

*If T_5 equals 0., sT_5 will equal 1.0.

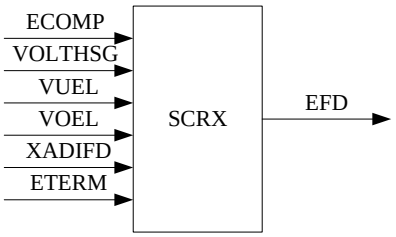
BUS, 'IEEEST', I, ICS, IB, A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, T_1, T_2, T_3, T_4, T_5, T_6, K_S , L_{SMAX}, L_{SMIN}, V_{CU},V_{CL}/


Filter
Input Signal
$\frac{1+A_5s+A_6s^2}{(1+A_1s+A_2s^2)(1+A_3s+A_4s^2)}$
$\frac{1+sT_1}{1+sT_2}$
$\frac{1+sT_3}{1+sT_4}$
Output Limiter
$K_S\frac{sT_5}{1+sT_6}$
L_{SMAX}
V_{SS}
L_{SMIN}
$V_S=V_{SS}$, if ($V_{CU}>V_{CT}>V_{CL}$)
$V_S=0$, if ($V_{CT}<V_{CL}$)
$V_S=0$, if ($V_{CT}>V_{CU}$)
VOTHSG

SCRX

Bus Fed or Solid Fed Static Exciter

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,

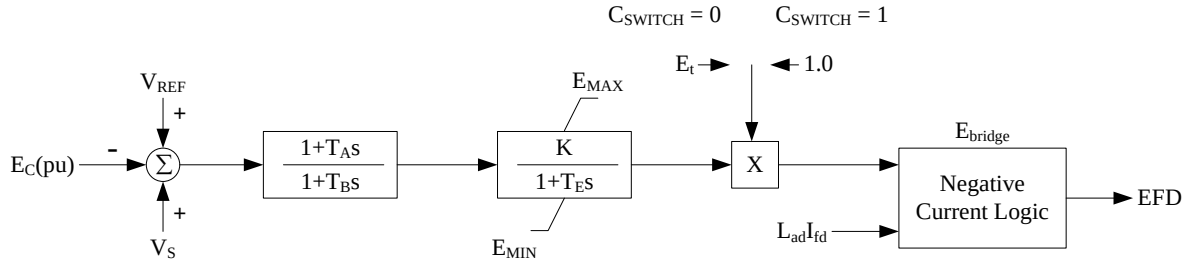


CONs	#	Value	Description
J			T_A/T_B
J+1			T_B(>0)(sec)
J+2			K
J+3			T_E(sec)
J+4			E_{MIN}(pu on EFD base)
J+5			E_{MAX}(pu on EFD base)
J+6			C_{SWITCH}
J+7			r_c/r_{fd}

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

Set C_{SWITCH} = 0 for bus fed.
Set C_{SWITCH} = 1 for solid fed.
Set CON(J+7) = 0 for exciter with negative field current capability.
Set CON(J+7) = 0 for exciter without negative field current capability. (Typical CON(J+7)=10.)

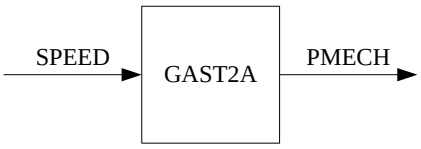
IBUS, 'SCRX', I, T_A/T_B, T_B, K, T_E, E_{MIN}, E_{MAX}, C_{SWITCH}, r_c/r_{fd}/



V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

GAST2A
Gas Turbine Model

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,
and VARs starting with # _____ L,



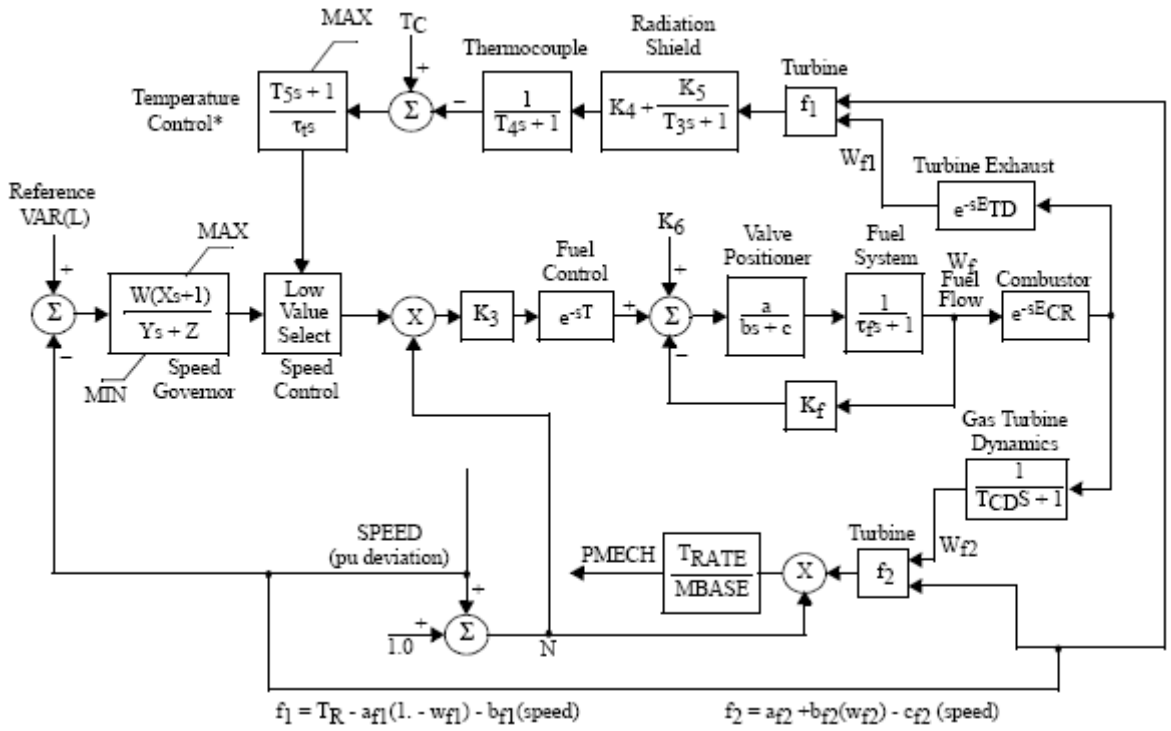
CONs	#	Value	Description
J			W-governor gain (1/droop) (on turbine rating)
J+1			X (sec) governor lead time constant
J+2			Y (sec)(>0) governor lag time constant
J+3			Z – governor mode 1 – Droop 0 – ISO
J+4			E_{TD} (sec)
J+5			T_{CD} (sec)
J+6			T_{RATE} turbine rating (MW)
J+7			T (sec)
J+8			MAX (pu) limit (on turbine rating)
J+9			MIN (pu) limit (on turbine rating)
J+10			E_{CR} (sec)
J+11			K_3
J+12			a(>0) valve positioner
J+13			b(sec)(>0) valve positioner
J+14			c valve positioner
J+15			τ_f(sec) (>0)
J+16			K_f
J+17			K_5
J+18			K_4
J+19			T_3(sec) (>0)
J+20			T_4(sec) (>0)
J+21			τ_t(sec) (>0)
J+22			T_5(sec) (>0)
J+23			a_{f1}
J+24			b_{f1}

CONs	#	Value	Description
J+25			a_{f2}
J+26			b_{f2}
J+27			c_{f2}
J+28			Rated temperature,T_R(F)
J+29			Minimum fuel flow, K_6(pu)
J+30			Temperature control, T_C(F)

STATEs	#	Description
K		Speed governor
K+1		Valve positioned
K+2		Fuel system
K+3		Radiation shield
K+4		Thermocouple
K+5		Temperature control
K+6		Gas Turbine dynamics
K+7		Combustor
K+8		Combustor
K+9		Turbine/exhaust
K+10		Turbine/exhaust
K+11		Fuel controller delay
K+12		Fuel controller delay

VARs	#	Description
L		Governor reference
L+1		Temperature reference flag
L+2		Low value select output
L+3		Output of temperature control

IBUS, 'GAST2A', I,W, X, Y, Z, E_{TD}, T_{CD}, T_{RATE}, T, MAX, MIN, E_{CR}, K_3, a, b, c, τ_f, K_f, K_5, K_4, T_3, T_4, τ_t, T_5, a_{f1}, b_{f1}, a_{f2}, b_{f2}, c_{f2}, T_R, K_6,, T_C/



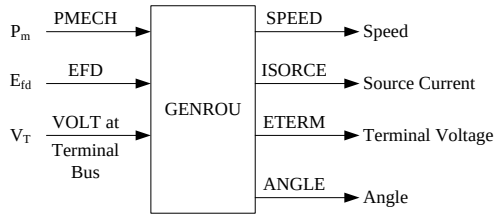
*Temperature control output is set to output of speed governor when temperature control input changes from positive to negative.

หมายเหตุ เพื่อประโยชน์ในการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าข้างต้น รวมถึง Generator Controller Model ; Excitation System Model, Power System Stabilizer Model, Governor Model ทั้งหมดในรูปแบบของไฟล์ Power Factory ".pfd" ที่สามารถใช้งานได้กับโปรแกรม DIgSILENT Power Factory ประกอบด้วย

b) Generator Models and Parameters for Thermal Power Plant

GENROU
Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,
The machine MVA is _____ for each of _____
units = _____ MBASE
ZSCORCE for this machine is _____ + j _____ on
the above MBASE



CONs	#	Value	Description
J			T'_{do} (>0) (sec)
J+1			T''_{do} (>0) (sec)
J+2			T'_{qo} (>0) (sec)
J+3			T''_{qo} (>0) (sec)
J+4			Inertia, H
J+5			Speed damping, D
J+6			X_d
J+7			X_q
J+8			X'_d
J+9			X'_q
J+10			$X''_d = X''_q$
J+11			X_l
J+12			S(1.0)
J+13			S(1.2)

STATEs	#	Description
K		E'_q
K+1		E'_d
K+2		ψkd
K+3		ψkq
K+4		Δ speed (pu)
K+5		Angle (radius)

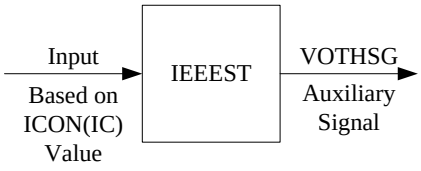
X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X''_q, X_l, H, and D are in pu,
machine MVA base.

X''_q must be equal to X''_d

IBUS, 'GENROU', I, T'_{do}, T''_{do}, T'_{qo}, T''_{qo}, H, D, X_d, X_q, X'_d, X'_q, X''_d, X_l, S(1.0), S(1.2)/

IEEEST
IEEE Stabilizing Model

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,
and VARs starting with # _____ L,
and ICONs starting with # _____ IC.



ICONs	#	Value	Description
IC			ICS, stabilizer input code:
			1-rotor speed deviation(pu)
			2-bus frequency deviation (pu)
			3-generator electrical power on
			MBASE base(pu)
			4-generator accelerating power (pu)
			5-bus voltage(pu)
			6-derivative of pu bus voltage
IC+1			IB, remote bus number 2,5,6

STATEs	#	Description
K		1st filter integration
K+1		2nd filter integration
K+2		3rd filter integration
K+3		4th filter integration
K+4		T_1/T_2 lead-lag integrator
K+5		T_3/T_4 lead-lag integrator
K+6		Last integer

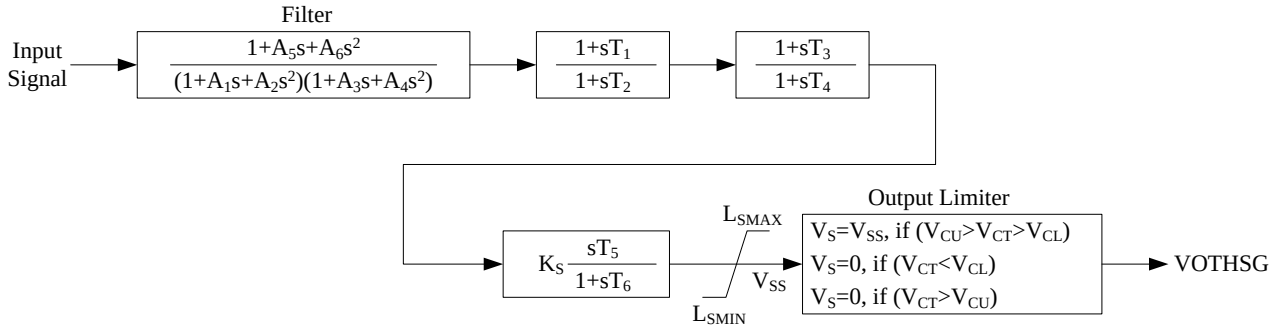
Note: ICON(IC+1) may be nonzero only when ICON(IC) is 2, 5, or 6.
If ICON(IC+1) is zero, the terminal quantity is used.

VARs	#	Description
L		Memory
L+1		Derivative of pu bus voltage

CONs	#	Value	Description
J			A_1
J+1			A_2
J+2			A_3
J+3			A_4
J+4			A_5
J+5			A_6
J+6			T_1(sec)
J+7			T_2(sec)
J+8			T_3(sec)
J+9			T_4(sec)
J+10			T_5(sec)*
J+11			T_6(>0)(sec)
J+12			K_S
J+13			L_{SMAX}
J+14			L_{SMIN}
J+15			V_{CU}(pu)(if equal zero, ignored)
J+16			V_{CL}(pu)(if equal zero, ignored)

*If T_5 equals 0., sT_5 will equal 1.0.

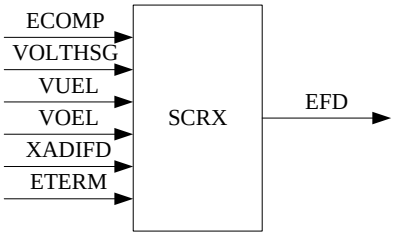
BUS, 'IEEEST', I, ICS, IB, A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, T_1, T_2, T_3, T_4, T_5, T_6, K_S , L_{SMAX}, L_{SMIN}, V_{CU},V_{CL}/


Filter
Input Signal
$\frac{1+A_5s+A_6s^2}{(1+A_1s+A_2s^2)(1+A_3s+A_4s^2)}$
$\frac{1+sT_1}{1+sT_2}$
$\frac{1+sT_3}{1+sT_4}$
Output Limiter
$K_S\frac{sT_5}{1+sT_6}$
L_{SMAX}
V_{SS}
L_{SMIN}
$V_S=V_{SS}$, if ($V_{CU}>V_{CT}>V_{CL}$)
$V_S=0$, if ($V_{CT}<V_{CL}$)
$V_S=0$, if ($V_{CT}>V_{CU}$)
VOTHSG

SCRX

Bus Fed or Solid Fed Static Exciter

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,

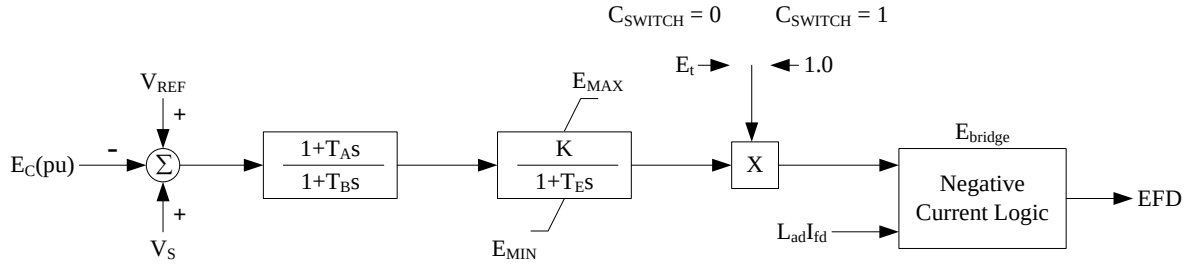


CONs	#	Value	Description
J			T_A/T_B
J+1			T_B(>0)(sec)
J+2			K
J+3			T_E(sec)
J+4			E_{MIN}(pu on EFD base)
J+5			E_{MAX}(pu on EFD base)
J+6			C_{SWITCH}
J+7			r_c/r_{fd}

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

Set C_{SWITCH} = 0 for bus fed.
Set C_{SWITCH} = 1 for solid fed.
Set CON(J+7) = 0 for exciter with negative field current capability.
Set CON(J+7) = 0 for exciter without negative field current capability. (Typical CON(J+7)=10.)

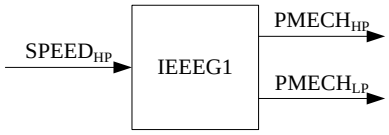
IBUS, 'SCRX', I, T_A/T_B, T_B, K, T_E, E_{MIN}, E_{MAX}, C_{SWITCH}, r_c/r_{fd}/



V_S = VOTHSG + VUEL + VOEL

IEEEG1
IEEE Type 1 Speed-Governing Model

This model is located at system bus # _____ IBUS,
machine # _____ I.
This model may be located at
system bus # _____ JBUS,
machine # _____ M,
This model uses CONs starting with # _____ J,
and STATEs starting with # _____ K,
and VARs starting with # _____ L,
Note: JBUS and JM are set to zero for noncross compound.

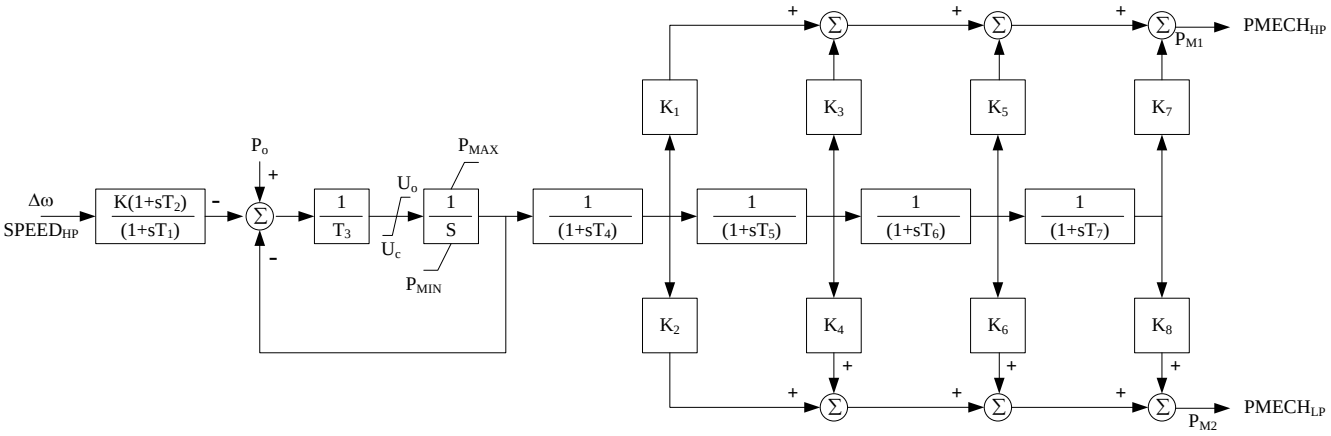


CONs	#	Value	Description
J			K
J+1			T_1(sec)
J+2			T_2(sec)
J+3			T_3(>0)(sec)
J+4			U_o(pu/sec)
J+5			U_c(<0) (pu/sec)
J+6			P_{MAX}(pu on machine MVA rating)
J+7			P_{MIN}(pu on machine MVA rating)
J+8			T_4(sec)
J+9			K_1
J+10			K_2
J+11			T_5(sec)
J+12			K_3
J+13			K_4
J+14			T_6(sec)
J+15			K_5
J+16			K_6
J+17			T_7(sec)
J+18			K_7
J+19			K_8

STATEs	#	Description
K		First governor integrator
K+1		Governor output
K+2		First turbine integrator
K+3		Second turbine integrator
K+4		Third turbine integrator
K+5		Fourth turbine integrator

VARs	#	Description
L		Reference
L+1		Internal memory

IBUS, 'IEEEGT', I, JBUS, M, K, T_1, T_2, T_3, U_o, U_c, P_{MAX}, P_{MIN}, T_4, K_1, K_2, T_5, K_3, K_4, T_6, K_5, K_6, T_7, K_7, K_8/



หมายเหตุ เพื่อประโยชน์ในการศึกษาวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดส่งข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้าข้างต้น รวมถึง Generator Controller Model ; Excitation System Model, Power System Stabilizer Model, Governor Model ทั้งหมดในรูปแบบของไฟล์ Power Factory ".pfd" ที่สามารถใช้งานได้กับโปรแกรม DIgSILENT Power Factory ประกอบด้วย

CCA2.2 สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (นอกเหนือจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าขนาดมากกว่า 90 เมกะวัตต์)

Generator General Data

	Value	Unit		Value	Unit
Generator Name		-	Base MVA (MVA)		MVA
Generator Number		#	Base Voltage (kV)		kV
Installed capacity		MW	Lagging power factor		-
Continuous operating capacity		MW	Leading power factor		-

Generator capability curve * (Please Attatch Generator capability curve data with this form)

Generator Data for Power System Study

	Value	Unit		Value	Unit
X_d– Direct Axis Positive Phase Sequence Synchronous Reactance *		pu	X''_{qs} – Quadrature Axis Sub-Transient Reactance (Saturated) §		pu
X_q– Quadrature Axis Positive Phase Sequence Synchronous Reactance §		pu	X_l– Amature Leakage Reactance §		pu
X'_d– Direct Axis Transient Reactance (Unsaturated) *		pu	T'_{do} – Direct Axis Ttransient Open Circuit Time Constant §		sec
X'_{ds} – Direct Axis Transient Reactance (Saturated) *		pu	T''_{do} – Direct Axis Subtransient Open Circuit Time Constant §		sec
X'_q – Quadrature Axis Transient Reactance (Unsaturated) §		pu	T'_{qo} – Quadrature Axis Transient Open Circuit Time Constant §		sec
X'_{qs} – Quadrature Axis Transient Reactance (Saturated) §		pu	T''_{qo} – Quadrature Axis Subtransient Open Circuit Time Constant §		sec
X''_d– Direct Axis Sub -Transient Reactance (Unsaturated) *		pu	H – Inertia of Complete Turbo-Generator *		(MW-Sec/MVA)
X''_{ds} – Direct Axis Sub-Transient Reactance (Saturated) *		pu	Saturation Factor at 1.0 per unit terminal voltage §		
X''_q – Quadrature Axis Sub-Transient Reactance (Unsaturated) §		pu	Saturation Factor at 1.2 per unit terminal voltage §		

- pu value indicated by Generator MVA base
- Items marked with “*” must be identified by the applicant.
- Items marked with “§”must indicate within a given time. If applicant does not specify inform the EGAT is about values. And the applicant must accept all the risk.

CCA2.3 ข้อมูลแบบจำลองทางไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานลม รวมถึงหน่วยผลิตไฟฟ้าชนิดที่ใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี)

Required Data and Computer Dynamic Model of Power Park Module (PPM) for Power System Study

INTRODUCTION

Electricity Generating Authority of Thailand (*EGAT*) now uses the DIgSILENT PowerFactory software for a power system simulation. *EGAT* requires suitable and accurate dynamic models for all *Generators* connected to, or applying for a connection to the transmission system in order to assess reliably the impact of the *Generator's* proposed installation on the dynamic performance and security and stability of the *Power System*. Modeling requirements for thermal and hydro *Generators* are processed on the identification by the applicant of the relevant library models in this simulation program, and the provision of the applicable data parameters in the current appropriate application form. Where there are no suitable library models available, specially written models are supplied. These are known in this software as "user–written models".

Currently, existing library models in this software inadequately represent the dynamic behavior of Power Park Module (PPM), an electricity generation unit or collection of electricity generation units that are not synchronously connected to the grid or are connected using power electronics and also have one single point of connection to a transmission system. *EGAT* then requires PPM greater than 5 MW to provide specially written models and associated data parameters specific to the PPM and any associated controls and reactive compensation equipment to be used in the applicant's PPM scheme.

PPM MODELS

Requirement to provide dynamic models

For each PPM the unencrypted dynamic models for the DIgSILENT Power- Factory software appropriate for each PPM shall be provided. In addition, all relevant data and parameters must be provided for each model.

These computer models for PPM (based on a mathematical representation of the dynamic behaviors of the machines) shall be able to calculate how the output quantities such as Active Power, Reactive Power, DC Voltage, etc. vary as the factors such as the Voltage at the Connection Point changes or any behaviors of the system. The models must take account of the inherent characteristics of the PV panels, machines or batteries and the actions of the control systems of PPM.

Computer environment

The models must run on the DIgSILENT PowerFactory software for *EGAT* network (released 15.1 or updated). *EGAT* can from time to time request that the models be updated to be compatible with changes in *EGAT's* computing environment. The PPM ensures that such updated models shall be provided without undue delay.

Model aggregation

For computational reasons, it is essential that the dynamic models of individual PPM Unit can be aggregated into a smaller number of models, each representing a number of PPM unit at the same site. A representation of the collector network can be included in the aggregate model of the PPM.

Model documentation

The unencrypted dynamic model shall be fully documented. The documentation of the model must include the following:

- Description of the equipment that shall be modeled at a level that reveals the aspects of the equipment that the model describes and may not describe,
- Description on how the model reasonably represents the behavior of the equipment over the frequency range from DC to 3 Hz including voltage and frequency oscillations.
- Description of the model in mathematical and logical detail including, as appropriate, items such as Laplace transfer functions, block diagrams, and description of physical and logical limits, control logic, interlock, supervisory and permissive actions.
- The relationship of all parameters to the physical and logical characteristics of the equipment. The model documentation must be sufficient to permit the implementation of the model in the DIgSILENT PowerFactory software. This may require that part of the documentation of the model be in the form of 'code snippets', however that complete code of a model will possibly be included in its documentation.
- Description of any behavior not represented by the model.

EGAT can, when necessary to ensure the proper running of its complete system representation or to facilitate its understanding of the results of a dynamic simulation, request additional information concerning the model, including the source codes of one or more routines in the models. In addition, *EGAT* can from time to time request that the dynamic model information be updated to be compatible with changes in *EGAT's* computing environment. The PPM has to comply with any such request without delay. Where the PPM or any other party (acting reasonably) designates such information as confidential on the basis that it incorporates trade secrets, *EGAT* shall not disclose the information so designated to any third party.

VALIDATION OF MODELS

All models provided to *EGAT* for use in dynamic simulations must be validated by strong evidence that the models effectively reproduce the behavior of the equipment being modeled. *EGAT* must be satisfied that the behavior shown by the model under simulated conditions is representative of the behavior of the real equipment under equivalent conditions. With regard to validation it is recognized that dynamic modeling falls into two categories:

(1) Models of equipment that can be described explicitly and tested directly either in laboratory conditions or in specially managed operating conditions. *Generators*, generator controls, electrical protection elements, and most transmission system elements are in this category.

(2) Models of aspects of the power system that cannot be described in explicit detail and cannot be tested directly. Most aspects of the modeling of load behavior are in this category.

Validation of models in the first category shall include comparisons of simulations made with the model with test results or responses produced by other authoritative sources (such as results from manufacturer's detailed physical design simulations or factory acceptance tests, on-line recorder response of the equipment to system disturbances and/or performance guarantee documents.)

Where possible validation of models in the second category shall include comparisons of simulations made with the model to records of events that have occurred on the transmission system. Where comparison with actual grid behavior is not practical, the characteristics of models in this category shall be demonstrated by simulations of small scale operational situations and disturbances chosen so that the proposed model is the predominant factor in the response. Validation must cover the behavior of the model in the broad range of operational situations that the equipment is expected to encounter. It must also cover steady state behavior of the equipment over its full operational range, and dynamic behavior in response to dynamic events such as:

- Sudden step changes of voltage and frequency at pertinent the *Connection Point* with the grid
- Undervoltage fast transients typical to fault clearing and delay fault clearing times
- Step changes of control references and set-points
- Ramps of voltage, frequency, references and set-points
- Oscillatory behavior in the frequency range from 0.1 to 3 Hz

Changes of voltage and frequency considered in validation shall cover the range of amplitude that will be produced by transmission disturbances from faults to persistent small oscillations.

The conditions validated should as far as possible be similar to those of interest, e.g. low short circuit level at Connection Point, close up severe faults, nearby moderate faults, remote faults, Voltage excursions, Frequency excursions, and highly intermittent variations of external environment factor.

For the purposes of model validation the PPM shall ensure that appropriate tests are performed and measurements taken to assess the validity of the DIgSILENT Power Factory model. Where the validity of the model has not been confirmed prior to the commissioning of the PPM, appropriate tests shall be carried out and measurements taken at the PPM to assess the validity of the DIgSILENT PowerFactory model. The tests and measurements required shall be agreed with *EGAT*.

The PPM shall provide *EGAT* with all available information showing how the predicted behavior of the DIgSILENT PowerFactory model to be verified compares with the actual observed behavior of a prototype or production PPM unit under laboratory conditions and/or actual observed behavior of the real PPM unit as installed and connected to a transmission or distribution network.

If the on-site measurements or other information provided indicate that the DIgSILENT Power Factory model is not valid in one or more respects, the PPM shall provide the revised unencrypted model whose behavior corresponds to the observed on-site behavior as soon as reasonably practicable.

a) โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ PV power generator

PV FARM DATA

In order to create a valid dynamic model of each *PV Power Station*, the following data shall be provided:

A. Generator data

- Photovoltaic (PV) Type: _____
- PV Manufacturer and Model: _____
- In one module, number of PV cells in series in each parallel branch: _____
  number of parallel branches of PV cells in series: _____
- In one array, number of PV modules in series in each parallel branch: _____
  number of parallel branches of PV modules in series: _____
- Number of PV arrays linked in each PV power generator: _____
- Number of PV power generators linked in each step-up or pad-mounted transformer: __
- Number of step-up or pad-mounted transformers: _____
- Number of collector system Substation transformers: _____

B. Internal Network Structure Information

Describe how the PV power station's internal network structure should be laid out by means of the single-line diagram of the internal network with line impedances. (The description should include a breakdown of how the individual PV power generator is linked together as well as how they are connected back to their switchyard.) Specify different types of overhead line or underground cable and the individual length of each section of the circuit.

	Type 1	Type 2	Type 3	
Total length (km)				
Conductor cross section area per core (sq.mm.)	_____	_____	_____	
Conductor type (Al, Cu, etc)	_____	_____	_____	Extending Table as appropriate
Number of conductors per circuit	_____	_____	_____	
Number of circuits	_____	_____	_____	
Charging capacitance (micro F/km)	_____	_____	_____	
Positive sequence resistance (R_i : Ohm/km)	_____	_____	_____	
Positive sequence reactance (X_i : Ohm/km)	_____	_____	_____	

C. Data of each Step-up or Pad-Mounted Transformer

Note: These are typically two-winding air-cooled transformers.

- Transformer Rating: _____ MVA
- Base Voltage for each winding (Low/High): _____ / _____ kV

- Winding Connections: (Low/High): _____ / _____ kV
- Available taps: _____ (indicated fixed or OLTC). Operating tap _____
- Positive sequence impedance (Z_1) _____ % ; X/R ratio (on rating MVA base) _____
- Zero sequence impedance (Z_0) _____ % ; X/R ratio (on rating MVA base) _____

D. Collector System Substation Transformer Data

- Transformer MVA Rating (ONAN/FA/FA): _____ /_____ /_____
- Base Voltage for each winding (Low/High/Tertiary): _____ / _____ /_____
- Winding Connections: _____ /_____ /_____ (Vector Group _____)
- Available taps: _____ (indicated fixed or OLTC). Operating tap _____
- Positive sequence impedance (Z_1) _____ % ; X/R ratio (on rating MVA base) _____
- Zero sequence impedance (Z_0) _____ % ; X/R ratio (on rating MVA base) _____

E. Dynamic Model and Parameter Data of the PV Power Generating System

Dynamic model and parameter data required for transient stability analysis (computer software based on a mathematical representation of the dynamic behaviors) are specific to each PV power generator make and model, and shall be certified by the corresponding manufacturers. In addition, it is essential for computational reasons that the dynamic model of an individual PV generator can be aggregated into a smaller number of models, each representing a number of PV generators at the same site. Moreover, a representation of the collector network may be included in the aggregate models of the PV power generating system. The dynamic models must represent the features and phenomena likely to be relevant to frequency variation and voltage stability. These features should include but may not be limited to:

- PV Array Characteristics Model:
  - Including all inherent I-V and P-V Characteristics Charts of PV Array
- PV Power generator Model:
  - Power generator and its Controller Models
    - Including all inherent characteristics and capabilities of the power generator and the actions of the control system of its.

These dynamic models should appropriately be implemented in the simulation program used by EGAT, the DIgSILENT PowerFactory software

<u>Features to be represented in the dynamic models</u>

The unencrypted dynamic model must represent the features and phenomena likely to be relevant to *Angular* and *Voltage* stability. These features include but may not be limited to:

a) The Photovoltaic model of the *PV panel*;
b) The DC Busbar and Capacitor Model;
c) PQ controller model;
d) Active Power Reduction model;

b) *Wind Farm Power Stations*

WIND FARM DATA

In order to create a valid dynamic model of each *Wind Farm Power Station*, the following data shall be provided:

Wind Turbines and Generators

- State whether *the type of generators* are Synchronous, Permanent Magnetic Synchronous, or Induction:
- State whether *Turbines* are Fixed Speed or Variable Speed:
- Provide manufacturer details on electrical characteristics and operating performance with particular reference to Flicker and Harmonic performance.
- Provide details of the anticipated operating regime of generation, i.e. continuous, seasonal etc.
- List the anticipated maximum export level in MW for each calendar month, and indicate how generation would vary over a typical 24 hour period during the month of maximum export.
- Give details of expected rapid or frequent variations in output, including magnitude, maximum rate of change expected, frequency and duration.
- For Generators, please state:

How the generator is run up to synchronous speed

Magnitude of inrush / starting current	.....	Amps
Duration of inrush / starting current	.....	ms
Starting / paralleling frequency	.....	Hz
Power factor on starting	.....	
Reactive power demand at zero output (no load)	.....	kVAr

Give details of reactive power compensation to be installed

Wind Turbine Generator transformer

This is the transformer that connects a *Wind Turbine Generator* with the internal *Wind Farm Power Station* network.

Rating of Wind Turbine Generator transformer	.....	MVA or kVA
Wind Turbine Generator transformer voltage ratio	.....	kV
Wind Turbine Generator transformer impedance	.....	% on rating MVA base

Internal *Wind Farm Power Station* network and corresponding data

- Describe how the *Wind Farm Power Station's* internal network structure (collector network) will be laid out (by means of a single-line diagram or other description of connections).

  The description shall include a breakdown of how the individual *Wind Turbine Generators* are connected together as well as how they are connected back to the *Wind Farm Power Station* substation.

- Specify different cable or overhead line types and the individual length of each section of circuit.

	Type 1	Type 2	Type 3	
Total length (m)				
Conductor cross section area per core				
Conductor type (Al, Cu, etc)				Extending
Type of insulation				Table as
Charging capacitance (micro F/km)				appropriate
Charging current (Amp/km)				
Positive sequence resistance (R1:Ohm/km)				
Positive sequence reactance (X1:Ohm/km)				

Reactive compensation installed at site

- Number of inductive devices

  Indicate for each device the inductive *MVAr* capability.

  If the device has more than one stage, please indicate the number of stages and the *MVAr* capability switched in each stage i.e. 0.5 MVAr in 5 steps etc

- Number of capacitive devices

  Indicate for each device the Capacitive *MVAr* capability.

  If the device has more than one stage, please indicate the number of stages and the *MVAr* capability switched in each stage i.e. 0.5 *MVAr* in 5 steps etc.

- Method of voltage/reactive power control applied to each controllable reactive compensation device. This information shall be provided in sufficient details (e.g. transfer function block dia-grams, control system gain/droop, dead band and hysteresis characteristics, tap steps, etc.) to allow *EGAT* develop the appropriate DIgSILENT PowerFactory models.

Features to be represented in the dynamic models

The unencrypted dynamic model must represent the features and phenomena likely to be relevant to *Angular* and *Voltage* stability. These features include but may not be limited to:

a) The electrical characteristics of the *Generator*;
b) The separate mechanical characteristics of the turbine and the *Generator* and the drive train between them;
c) Variation of power co-efficient with pitch angle and tip speed ratio;
d) Blade-pitch control;
e) Converter controls;
f) Reactive compensation;
g) Protection relays.

c) *Battery Energy Storage System (BESS)*

Battery Energy Storage System General Data

In order to create a valid dynamic model of each *BESS*, the following data shall be provided:

A. Battery data

- Battery Type: _____
- Battery Manufacturer and Model: _____
- Number of Battery modules: _____
- Number of step-up or pad-mounted transformer: _____
- Number of collector system Substation transformers: _____
- Maximum Power deliver to the System (MW): _____
- Maximum Power consume from the System (MW): _____
- Maximum storage Capacity (MWh): _____
- Target Charge Level Percentage (% of Maximum storage Capacity): _____
- Cut-off Voltage (V): _____
- Maximum continuous discharge current: _____
- Discharge current (C-rate) (The measure rate of battery is discharged current relative to maximum capacity): _____
- Discharge power (E-rate) (The measure rate of battery is discharged power relative to maximum capacity): _____
- Generation technology that commonly use with BESS. (Synchronous Generator, PV Generators, Wind Turbine Generators and etc.) (If any): _____

B. Dynamic Model and Parameter Data of the PV Power Generating System

<u>Features to be represented in the dynamic models</u>

The unencrypted dynamic model must represent the features and phenomena likely to be relevant to *Angular* and *Voltage* stability. These features include but may not be limited to:

a) The stage of charge of the *Energy Storage Unit*;
b) Electrical Characteristic of the Inverter
c) Charge control
d) Frequency control
e) PQ controller model;

CCA3 ข้อมูลหม้อแปลงและสายส่งสำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท)

Transformer General Data

	Value	Unit		Value	Unit
Transformer Name		-	MVA Rating		MVA
Transformer Number		#	Rated Voltage (HV)		kV
Number of winding		2/3	Rated Voltage (LV)		kV
Vector Group		-	Rated Voltage (TV) (for 3 windings)		kV

Transformer Data For Power System Study

Load tap-Changing

Tap-Changing Type	☐ On Load Tap	☐ Off Load Tap
Load Tap-Change at	☐ High side	☐ Low Side

Number of tap		Voltage per tap (%)	
At Tap Number		Maximum Voltage (kV)	
At Tap Number		Base Voltage (kV)	
At Tap Number		Minimum Voltage (kV)	

Impedance Voltage (%)	Max Tap	Rated Tap	Min Tap	Base MVA
HV to LV				
HV to TV (for 3 windings)				
LV to TV (for 3 windings)				

Zero sequence Impedance Voltage (%) ☐

Neutral Grounding

Tap-Changing Type	☐ Solid	☐ Unground
Grounding Equipment	☐ Have	☐ None
Neutral Grounding Type	☐ Resistor	☐ Reactor
Connected At	☐ High side	☐ Low Side

Size (ohms)	
Rated Voltage (V)	
Rated Current	

Transmission line

This information must represent all types of Transmission lines which connect between High voltage side of transformer or Station and connection point as shown in Map and Diagrams in CCA1

Transmission line Number	_____
The length of the transmission line. (km)	_____
Base Voltage of transmission line (kV)	_____
Transmission line Type (Overhead/Underground cable)	_____
Conductor Type and Size	_____
Positive Sequence Impedance (R+jX) per Km (or p.u. and MVA base)	_____
Zero Sequence Impedance (R+jX) per Km (or p.u. and MVA base)	_____
Positive Sequence Charging Admittance (B) per Km (or p.u. and MVA base)	_____
Zero Sequence Charging Admittance (B) per Km (or p.u. and MVA base)	_____
Positive X/R Ratio at Connection Point	_____
Zero X/R Ratio at Connection Point	_____

Note : In case that there are two or more types of transmission lines, please use this form per type of each type of transmission line.

CCA4 แบบฟอร์มแจ้งการตั้งค่า Frequency Relay และ Voltage Relay

แบบฟอร์มแจ้งการตั้งค่า Frequency Relay

โปรดทำเครื่องหมาย X ในช่อง ☐ เพื่อระบุ Function ของตัว Frequency Relay

☐ Over Frequency Relay ☐ Under Frequency Relay ☐ Over and Under Frequency Relay

บริษัท / โรงไฟฟ้า_____

ยี่ห้อ_____ รุ่น_____ Serial No. _____

สั่งปลด Breaker_____

ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกปลด ☐ ใช้อุปกรณ์ Inverter ☐ ชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

เหตุผลในการแจ้ง (โปรดทำเครื่องหมาย X ในช่อง ☐ ที่เลือก)

☐ แจ้งครั้งแรก/ก่อน First Sync

☐ มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูล ระหว่างปี

☐ แจ้งประจำปีตามวาระ และมีข้อมูลเปลี่ยนแปลง

☐ แจ้งประจำปีตามวาระ และข้อมูลคงเดิม

Frequency Stage 1 = _____ Hz , Time Delay _____ Sec.

Frequency Stage 2 = _____ Hz , Time Delay _____ Sec.

Frequency Stage 3 = _____ Hz , Time Delay _____ Sec.

Frequency Stage 4 = _____ Hz , Time Delay _____ Sec.

ข้อมูลเพิ่มเติม (ถ้ามี) _____

_____

ลงนาม ผู้แจ้ง _____ ตำแหน่ง _____วันที่_____

<u>หมายเหตุ</u>

- ส่งแบบฟอร์มนี้ พร้อมแนบเอกสารดังนี้
  1. ค่า Parameter ที่ Setting ในตัว Relay เช่น F1 =_____ Hz , t1 = _____ Sec.
  2. Test Report ของ Frequency Relay ที่แสดงค่าเริ่มการทำงาน Pickup และ Time Delay ให้ส่งในกรณี A. ก่อน First Sync / B. มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูล เช่น เปลี่ยน Relay, แก้ไขค่า Setting / C. ประจำปี (ส่งผลทดสอบที่ค่า Setting เดิม และหากหลังการเปลี่ยนค่า Setting ใหม่แล้วมีการทดสอบตามวาระขอให้ส่งผลทดสอบนั้นอีกครั้ง)
  3. Relaying Diagram ที่แสดงจุดติดตั้ง Frequency Relay และ Breaker ที่ถูกสั่งปลด
- หากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหรือมีการแก้ไขการตั้งค่าบริษัท/โรงไฟฟ้าต้องแจ้งส่งแบบฟอร์มนี้ พร้อมแนบเอกสารและแจ้งเหตุผล ให้ กฟผ. ทราบภายใน 15 วัน
- กรณีมีอุปกรณ์ระบบป้องกันที่เปิดใช้งานฟังก์ชัน Frequency Relay มากกว่า 1 ตัวให้แจ้งข้อมูลทุกตัว
- กำหนดให้แจ้งภายในวันที่ 1-30 กันยายนของทุกปี

แบบฟอร์มแจ้งการตั้งค่า Voltage Relay

โปรดทำเครื่องหมาย X ในช่อง ☐ เพื่อระบุ Function ของตัว Voltage Relay

☐ Over Voltage Relay ☐ Under Voltage Relay ☐ Over and Under Voltage Relay

บริษัท / โรงไฟฟ้า_____

ยี่ห้อ_____ รุ่น_____ Serial No. _____

สั่งปลด Breaker_____

ชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ถูกปลด ☐ ใช้อุปกรณ์ Inverter ชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

เหตุผลในการแจ้ง (โปรดทำเครื่องหมาย X ในช่อง ☐ ที่เลือก)

☐ แจ้งครั้งแรก/ก่อน First Sync
☐ มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูล ระหว่างปี
☐ แจ้งประจำปีตามวาระ และมีข้อมูลเปลี่ยนแปลง
☐ แจ้งประจำปีตามวาระ และข้อมูลคงเดิม

ค่าที่ตั้ง : PT Ratio = _____kV / _____V Base Voltage = _____ kV L-L or _____ kV L-N

Voltage Stage 1 = _____ % of Base Voltage , Time Delay _____ Sec.

Voltage Stage 2 = _____ % of Base Voltage , Time Delay _____ Sec.

Voltage Stage 3 = _____ % of Base Voltage , Time Delay _____ Sec.

Voltage Stage 4 = _____ % of Base Voltage , Time Delay _____ Sec.

ข้อมูลเพิ่มเติม (ถ้ามี) _____

_____

ลงนาม ผู้แจ้ง _____ ตำแหน่ง _____วันที่_____

<u>หมายเหตุ</u>

- ส่งแบบฟอร์มนี้ พร้อมแนบเอกสารดังนี้
  1. ค่า Parameter ที่ Setting ในตัว Relay เช่น Vs1 =_____ Volt , t1 = _____ Sec.
  2. Test Report ของ Voltage Relay ที่ แสดงค่าเริ่มการทำงาน Pickup และ Time Delay ให้ส่งในกรณี A. ก่อน First Sync / B. มีการเปลี่ยนแปลงข้อมูล เช่น เปลี่ยน Relay, แก้ไขค่า Setting / C. ประจำปี (ส่งผลทดสอบที่ค่า Setting เดิม และหากหลังการเปลี่ยนค่า Setting ใหม่แล้วมีการทดสอบตามวาระขอให้ส่งผลทดสอบนั้นอีกครั้ง)
  3. Relaying Diagram ที่แสดงจุดติดตั้ง Voltage Relay และ Breaker ที่ถูกสั่งปลด
- หากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหรือมีการแก้ไขการตั้งค่าบริษัท/โรงไฟฟ้าต้องแจ้งส่งแบบฟอร์มนี้ พร้อมแนบเอกสารและแจ้งเหตุผลให้ กฟผ. ทราบภายใน 15 วัน
- กรณีมีอุปกรณ์ระบบป้องกันที่เปิดใช้งานฟังก์ชัน Voltage Relay มากกว่า 1 ตัวให้แจ้งข้อมูลทุกตัว
- กำหนดให้แจ้งภายในวันที่ 1-30 กันยายนของทุกปี

CCA5 รายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ

SPP Firm

EGAT Transmission System (69 kV or 115 kV)

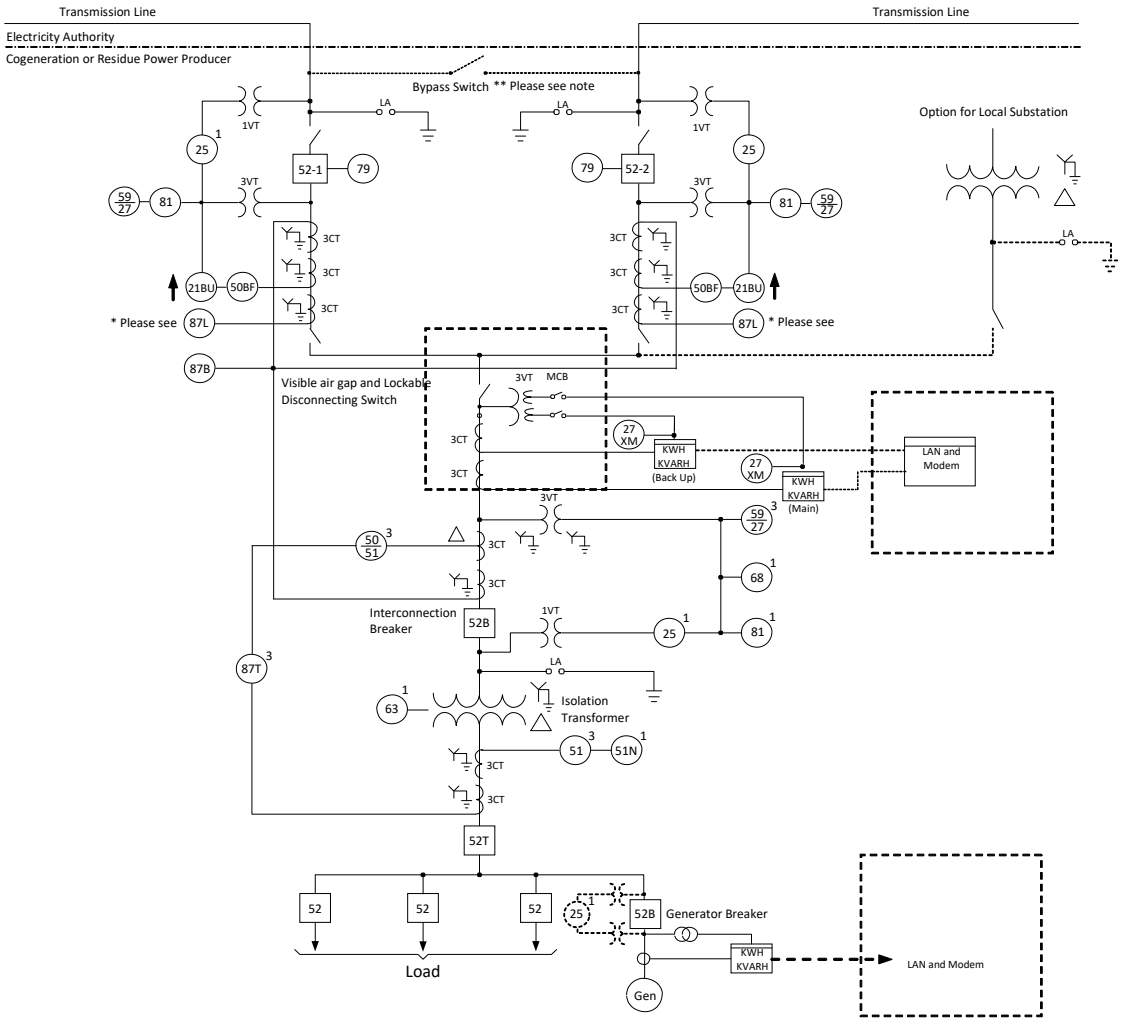


Figure EGAT Typical Transmission Interconnection

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

Note * The protection for transmission line shall be composed of primary and backup protection. The primary protection shall be line current differential relay (87L) and the backup protection shall be distance relay (21BU). However, the backup protection shall be changed to current differential relay (87L) in case the source impedance ratio (Z_S/Z_L) is or more than 4.

** In case the power plant substation can be bypassed, the primary protection shall be distance relay (21P) including directional earth fault protection with tele-protection schemes. The communication channels of distance and directional earth fault protection shall be separated. The backup protection shall be distance relay (21BU).

SPP Non – Firm
EGAT Transmission System (69 kV or 115 kV)

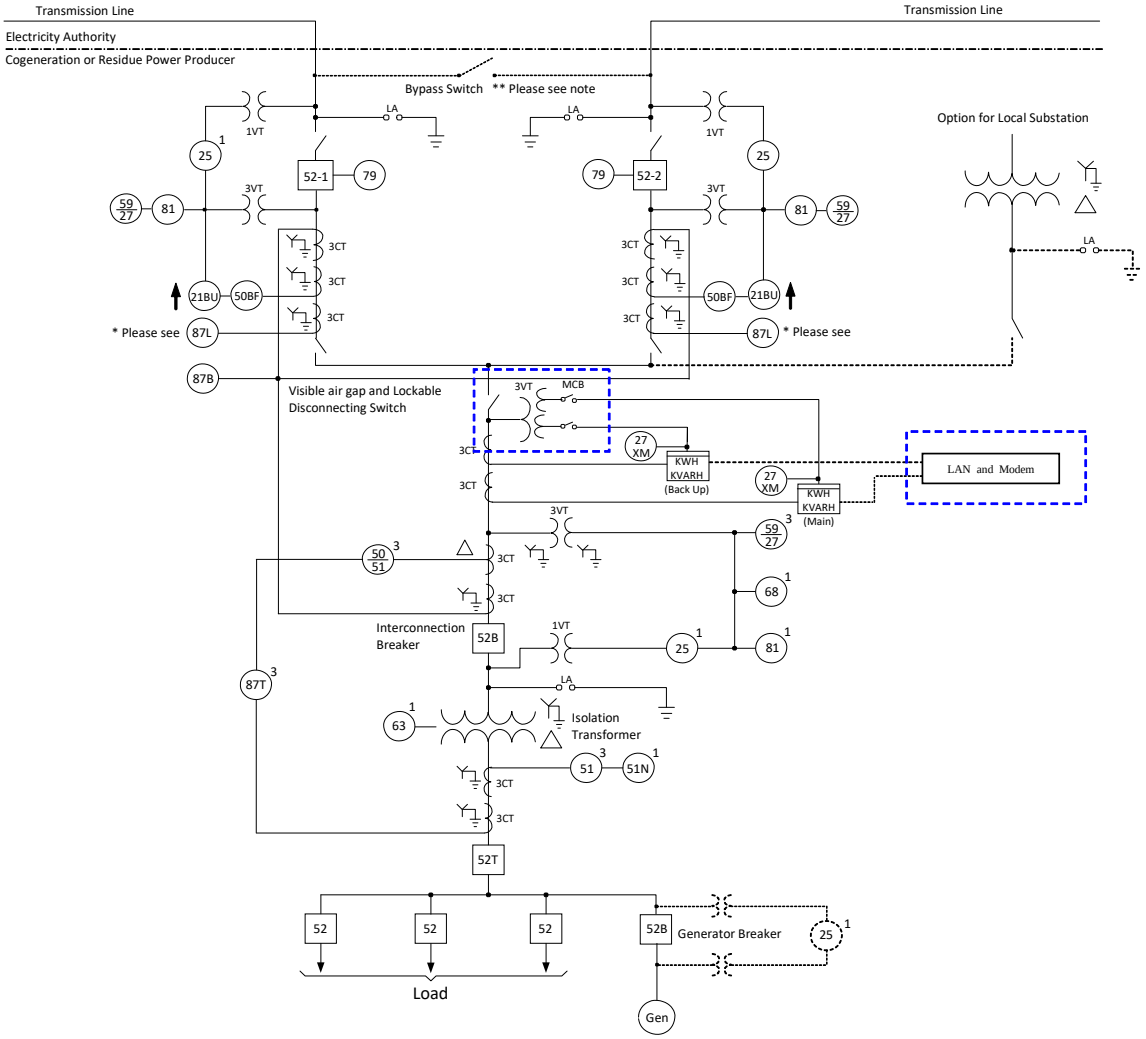


Figure EGAT Typical Transmission Interconnection

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

Note * The protection for transmission line shall be composed of primary and backup protection. The primary protection shall be line current differential relay (87L) and the backup protection shall be distance relay (21BU). However, the backup protection shall be changed to current differential relay (87L) in case the source impedance ratio (Z_S/Z_L) is or more than 4.

** In case the power plant substation can be bypassed, the primary protection shall be distance relay (21P) including directional earth fault protection with tele-protection schemes. The communication channels of distance and directional earth fault protection shall be separated. The backup protection shall be distance relay (21BU).

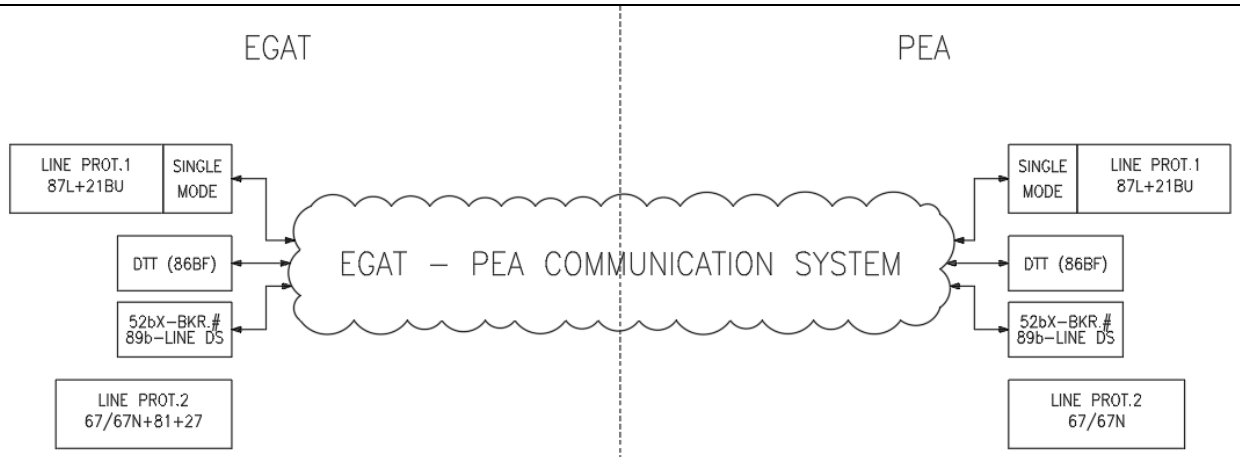
CCA6 รายละเอียดระบบควบคุมและป้องกัน

CCA6.1 ระบบควบคุมและป้องกัน

ความรับผิดชอบในการดำเนินการผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องดำเนินการก่อสร้างและปรับปรุงระบบป้องกันในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และดำเนินการปรับปรุงในส่วนที่เกี่ยวข้อง เช่น รับภาระค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบป้องกันของการไฟฟ้า **ให้สอดคล้องกับข้อกำหนดการออกแบบของ กฟผ. และ/หรือ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย**

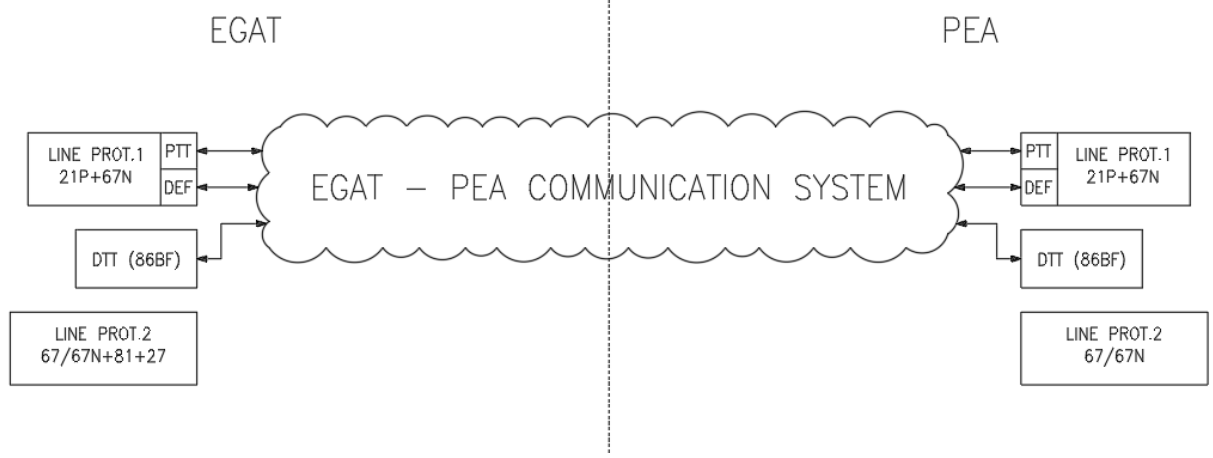
CCA6.1.1 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – กฟภ. เมื่อมีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – กฟภ.	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
กรณีที่ 1 สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - 67/67N (include 81+27) : Directional Overcurrent Protection Overcurrent protection แบบมีทิศทาง และเป็น dual polarized directional overcurrent ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้เพื่อการป้องกัน ground faults นอกจากนี้ directional overcurrent relay ต้องมีฟังก์ชัน under-frequency relay (81) และ under-voltage relay (27) - Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที * ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	- 87L Direct interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT interfacing via Communication System with Optical Fiber	Joint box บนพื้นที่ของ กฟผ. ในตำแหน่งเหมาะสม



<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 **สายส่งที่เชื่อมต่อแบบ radial line** **มีกระแสลัดวงจรเข้าสู่จุดที่เกิดการลัดวงจรของสายส่งได้ทั้งสองด้าน** **-** <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection</u> Distance protection จะต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - <u>67/67N (include 81+27) : Directional Overcurrent Phase and Ground Protection</u> Overcurrent protection แบบมีทิศทาง และเป็น dual polarized directional overcurrent ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้เพื่อ	- 21P Teleprotection interfacing via Communication System with Optical Fiber - DTT interfacing via Communication System with Optical Fiber	Joint box บนพื้นที่ของ กฟผ. ในตำแหน่งเหมาะสม

การป้องกัน ground faults นอกจากนี้ directional overcurrent relay ต้องมีฟังก์ชัน under-frequency relay (81) และ under-voltage relay (27) - <u>Direct Transfer Tripping System</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที <u>* ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันให้แล้วเสร็จตามข้อกำหนดก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า</u>		

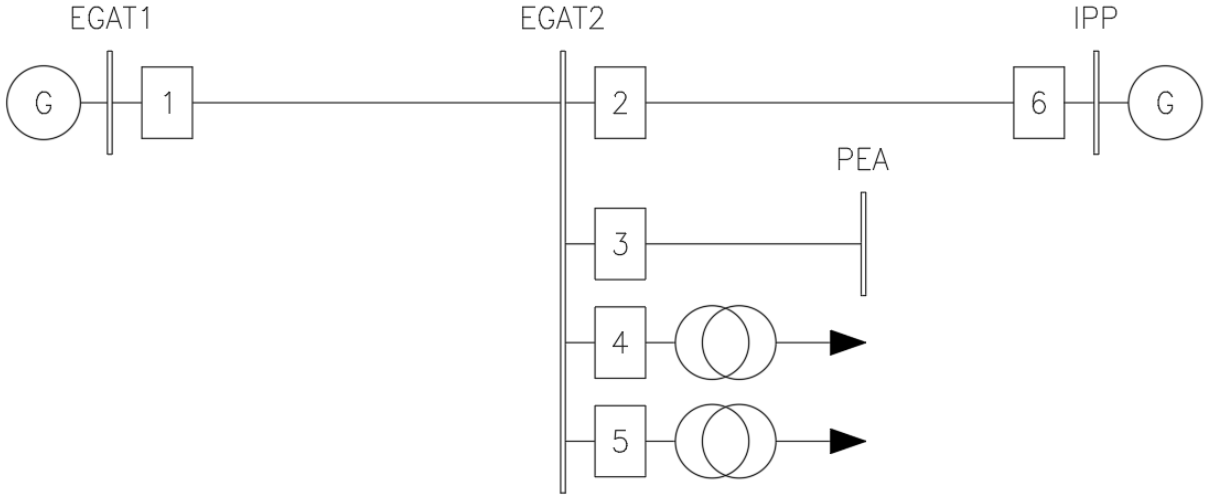


หากมีรูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. – กฟภ. ในกรณีที่ 2 นั้น ต้องมีการติดตั้งระบบ Tele-protection ระหว่าง กฟผ. – กฟภ. พร้อมทั้งอุปกรณ์ให้ครบถ้วน เช่น OFC, ท่อ EFLEX, Joint Box และอื่น ๆ

CCA6.1.2 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP)

ให้มีรายละเอียดการออกแบบระบบควบคุมและป้องกันตามรูปแบบการเข้าเชื่อมต่อ ดังนี้

CCA6.1.2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยตรง

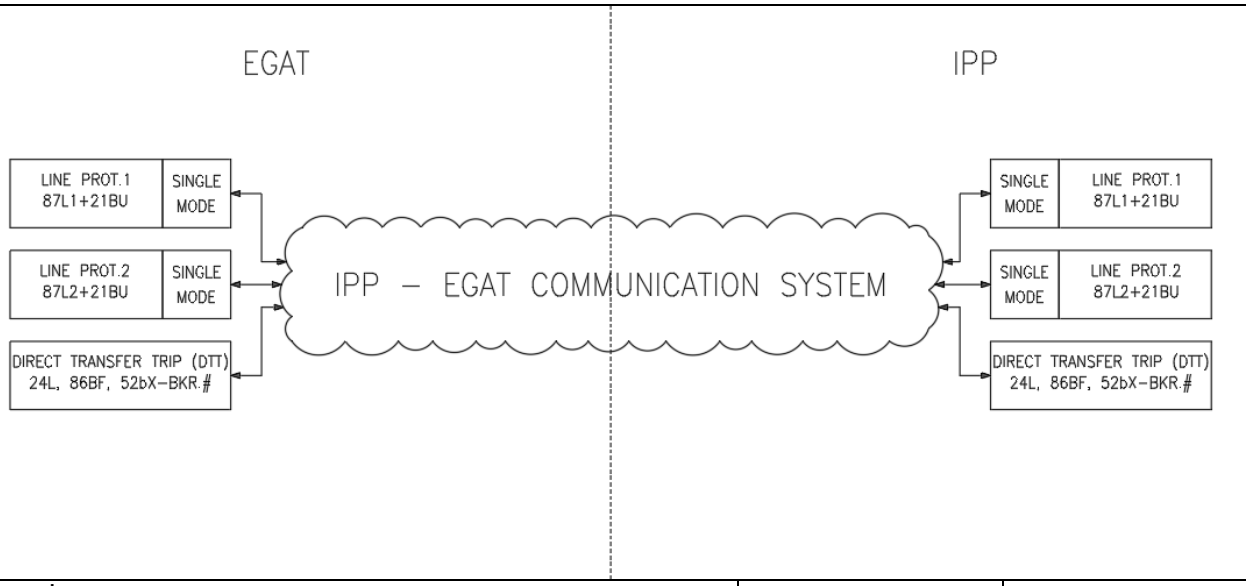


รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (IPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยตรงจะถูกกำหนดด้วยระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio ZS /ZL (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

CCA6.1.2.1-1 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500 kV

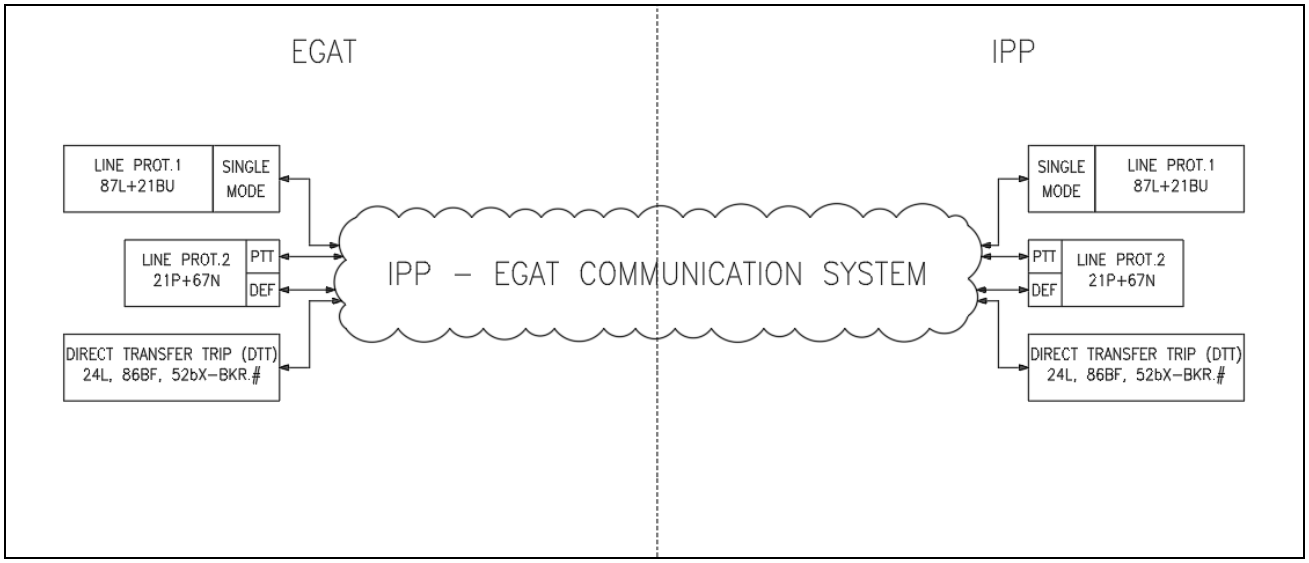
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L1 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L2 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 2)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L1 Direct interfacing with Optical Fiber - 87L2 Direct interfacing with Optical Fiber - DTT (24L, 86BF, 52bX-BKR.#)	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 2 transmission media โดยแต่ละ transmission media จะต้องมี 2 ช่องสื่อสาร Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● Line Terminal Overvoltage Protection (500 kV) เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงานจะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน ● Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด direct transfer trip scheme จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง โดยมี circuit breaker auxiliary contact (52b) ของปลายสายส่งด้านเปิดควบคุมการทำงานดังกล่าว ● Reactor Protection (ถ้ามี) * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	



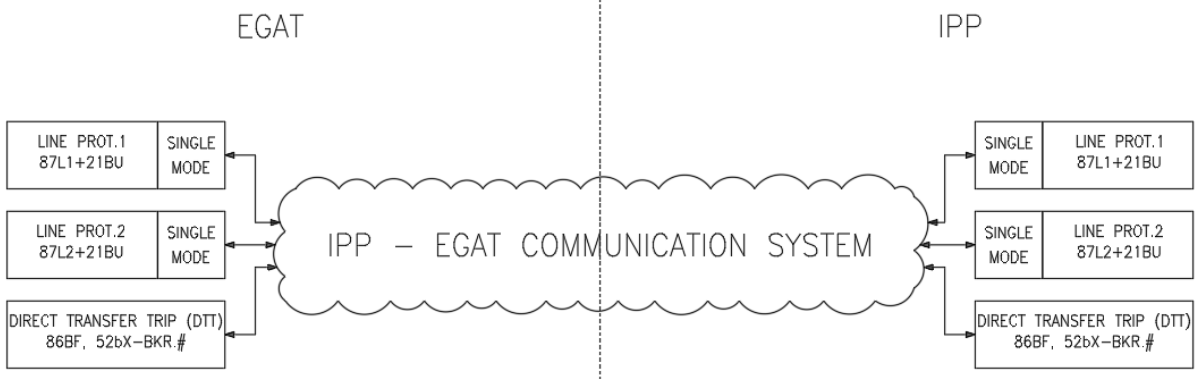
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1)</u> เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection (Primary 2)</u> Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing with Optical Fiber - 21P Teleprotection - DTT (24L, 86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 2 transmission media โดยแต่ละ transmission media จะต้องมี 2 ช่องสื่อสาร โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● Line Terminal Overvoltage Protection (500 kV) เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงาน จะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน ● Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด direct transfer trip scheme จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง โดยมี circuit breaker auxiliary contact (52b) ของปลายสายส่งด้านเปิดควบคุมการทำงานดังกล่าว ● Reactor Protection (ถ้ามี) * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป		

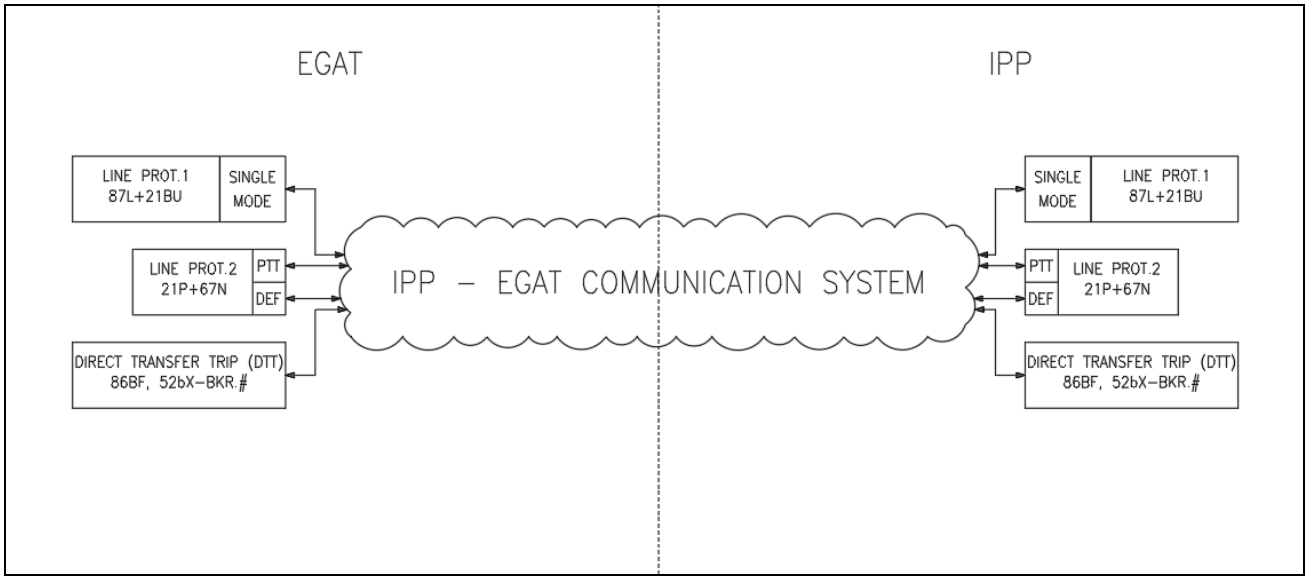


CCA6.1.2.1-2 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L1 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L2 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 2)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L1 Direct interfacing with Optical Fiber - 87L2 Direct interfacing with Optical Fiber - DTT (24L, 86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่าง</u>	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

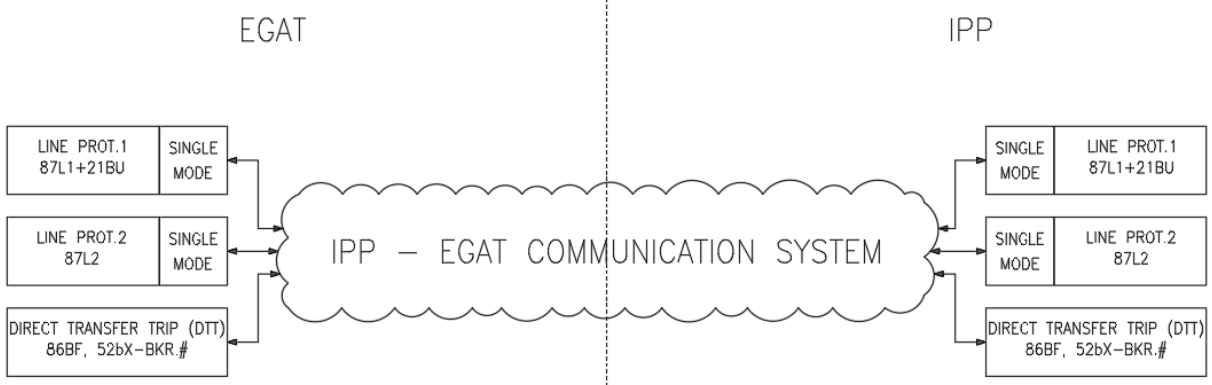
- Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 2 transmission media โดยแต่ละ transmission media จะต้องมี 2 ช่องสื่อสาร โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ • Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	เหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	
		
กรณีที่ 2 สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1) เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - 21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection (Primary 2) Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - <u>Direct Transfer Tripping System</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 2 transmission media โดยแต่ละ transmission media จะต้องมี 2 ช่องสื่อสาร โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน <u>* กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป</u>	- 21P Teleprotection - DTT (24L, 86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	

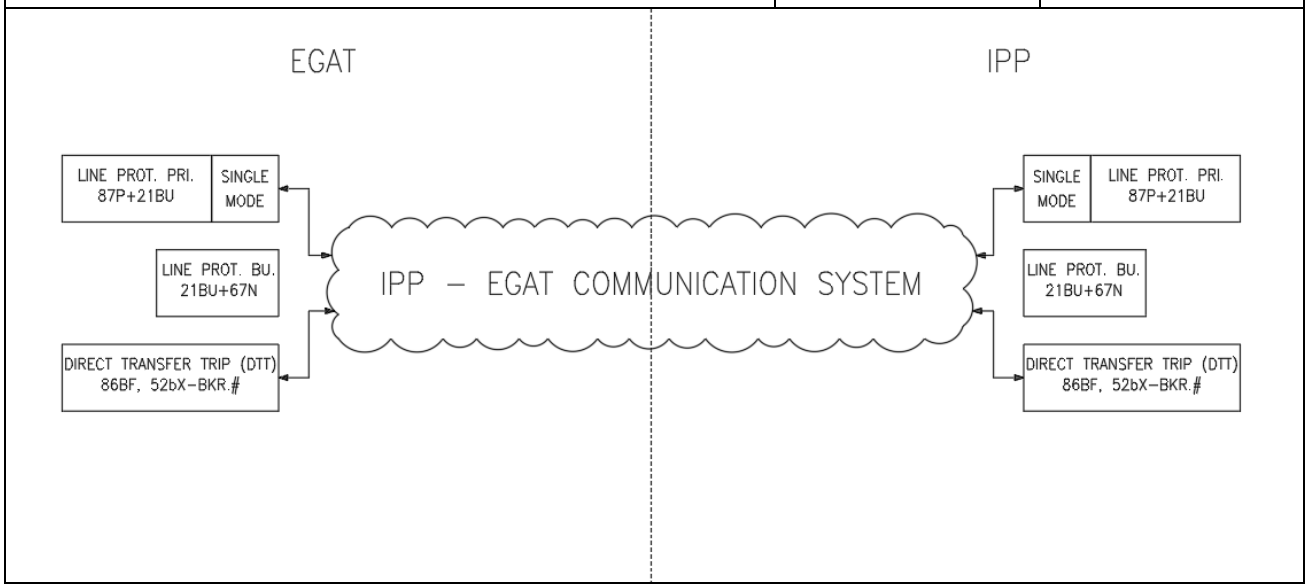


CCA6.1.2.1-3 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 115 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – IPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่ง SIR≥4 - <u>87L1 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L2 : Line Current Differential Protection (Primary 2)</u> ใช้ current differential protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L1 Direct interfacing with Optical Fiber - 87L2 Direct interfacing with Optical Fiber - DTT (86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่าง</u>	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

- Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 1 ช่องสื่อสาร ใน transmission media เดียว โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	เหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	
		
กรณีที่ 2 สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - 87P (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary) เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - 21BU (include 67N) : Distance Protection (Backup) Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับ	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87P Direct interfacing with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR IPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

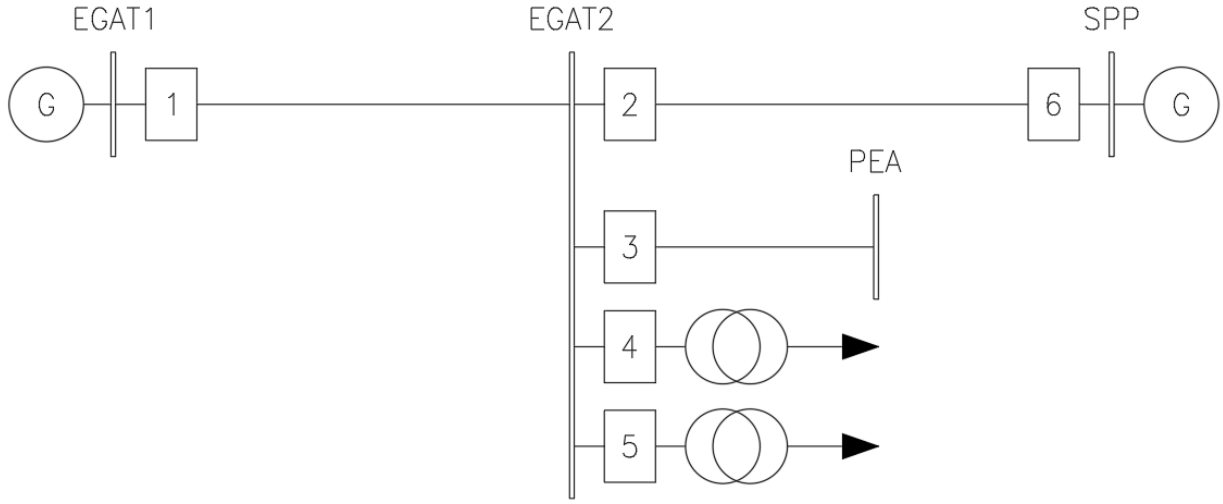
กระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว นอกจากนี้ distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - <u>Direct Transfer Tripping System</u> แต่ละ line terminal จะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 1 ช่องสื่อสาร ใน transmission media เดียวโดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน <u>* กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป</u>	- DTT (86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	



CCA6.1.3 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

ให้มีรายละเอียดการออกแบบระบบควบคุมและป้องกันตามรูปแบบการเข้าเชื่อมต่อ ดังนี้

CCA6.1.3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยตรง

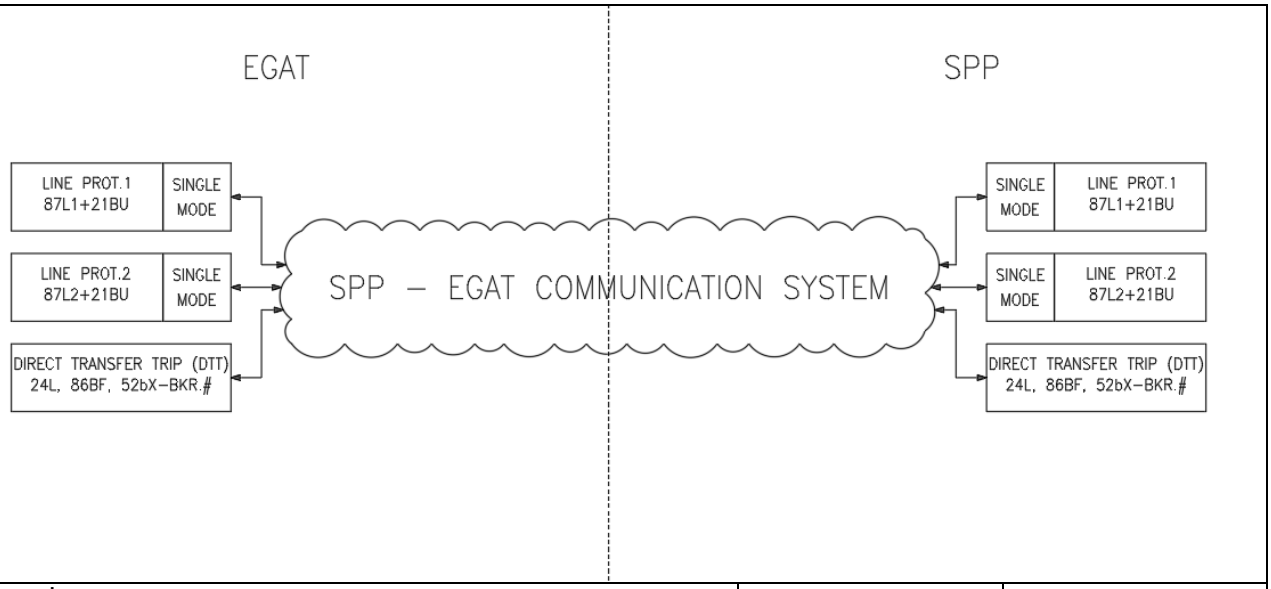


รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยตรงจะถูกกำหนดด้วยระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio ZS /ZL (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

CCA6.1.3.1-1 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 500 kV

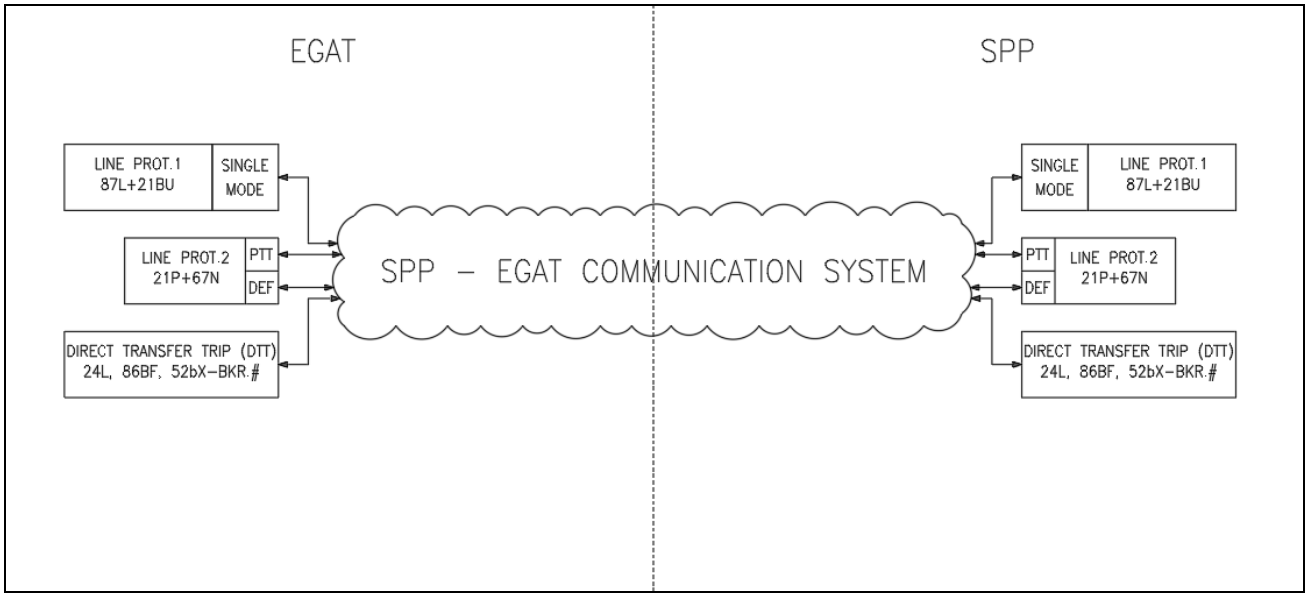
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L1 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L2 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 2)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L1 Direct interfacing with Optical Fiber - 87L2 Direct interfacing with Optical Fiber - DTT (24L, 86BF, 52bX-BKR.#)	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 2 transmission media โดยแต่ละ transmission media จะต้องมี 2 ช่องสื่อสาร Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● Line Terminal Overvoltage Protection (500 kV) เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงาน จะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน ● Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด direct transfer trip scheme จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง โดยมี circuit breaker auxiliary contact (52b) ของปลายสายส่งด้านเปิดควบคุมการทำงานดังกล่าว ● Reactor Protection (ถ้ามี) * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	



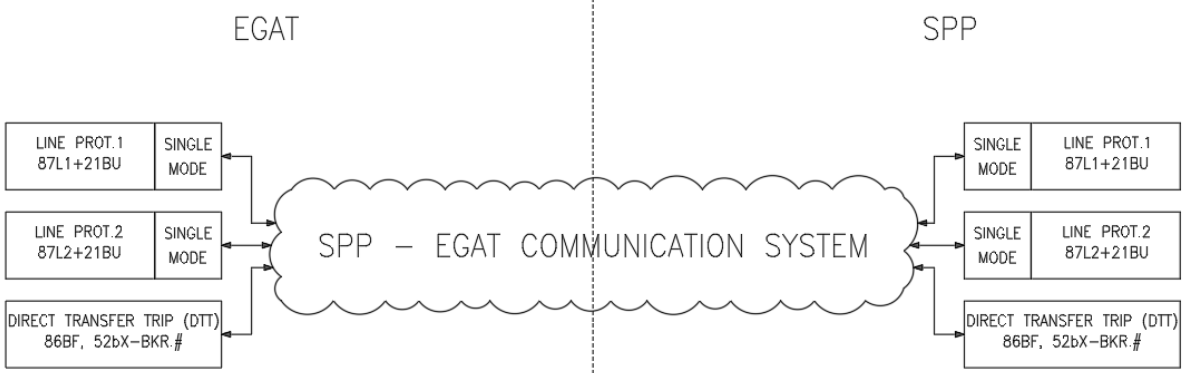
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - <u>87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1)</u> เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection (Primary 2)</u> Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing with Optical Fiber - 21P Teleprotection - DTT (24L, 86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 2 transmission media โดยแต่ละ transmission media จะต้องมี 2 ช่องสื่อสาร โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● Line Terminal Overvoltage Protection (500 kV) เมื่อ line terminal overexcitation relay (24L) ทำงาน จะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน ● Circuit Breaker Open Protection ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด direct transfer trip scheme จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง โดยมี circuit breaker auxiliary contact (52b) ของปลายสายส่งด้านเปิดควบคุมการทำงานดังกล่าว ● Reactor Protection (ถ้ามี) * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป		

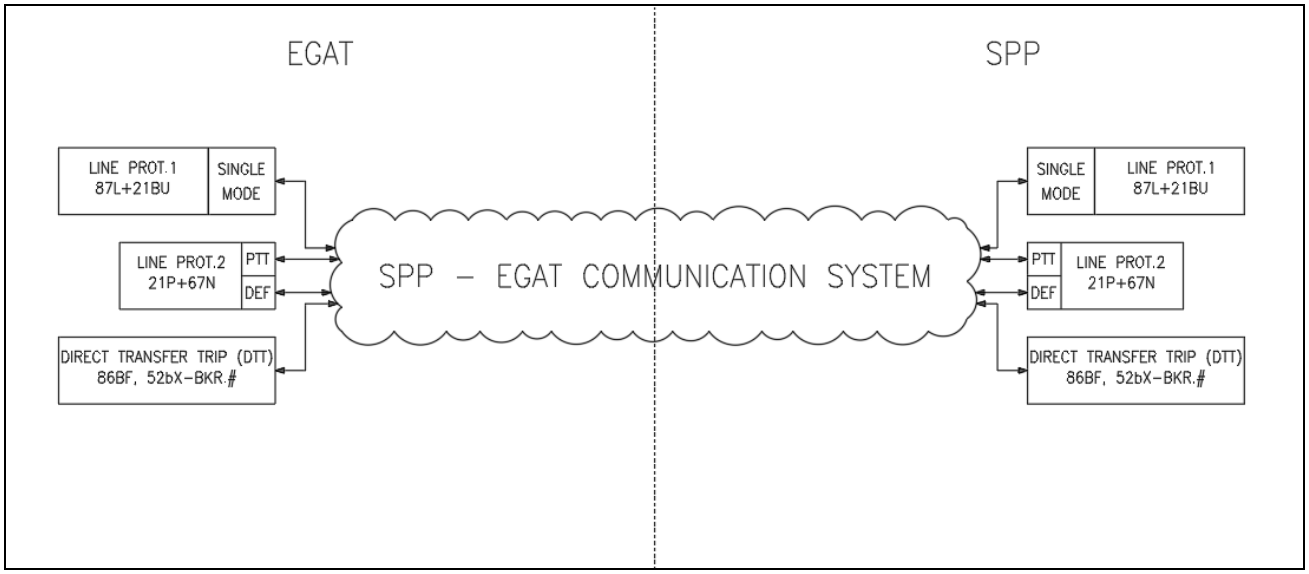


CCA6.1.3.1-2 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 230 kV

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 - <u>87L1 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L2 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 2)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L1 Direct interfacing with Optical Fiber - 87L2 Direct interfacing with Optical Fiber - DTT (24L, 86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่าง</u>	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

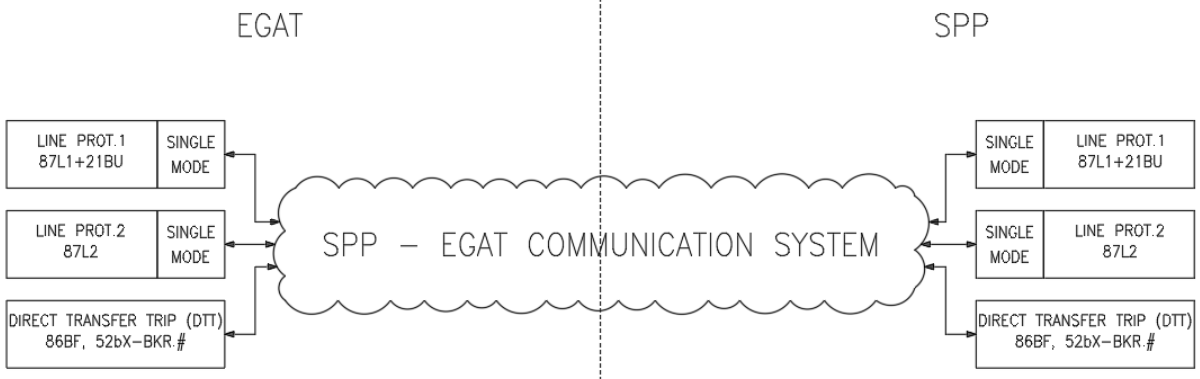
- Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 2 transmission media โดยแต่ละ transmission media จะต้องมี 2 ช่องสื่อสาร โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ • Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	เหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	
		
กรณีที่ 2 สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - 87L (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1) เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - 21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection (Primary 2) Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L Direct interfacing with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่า จะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - <u>Direct Transfer Tripping System</u> แต่ละ line terminal จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 2 transmission media โดยแต่ละ transmission media จะต้องมี 2 ช่องสื่อสาร โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน <u>* กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป</u>	- 21P Teleprotection - DTT (24L, 86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	

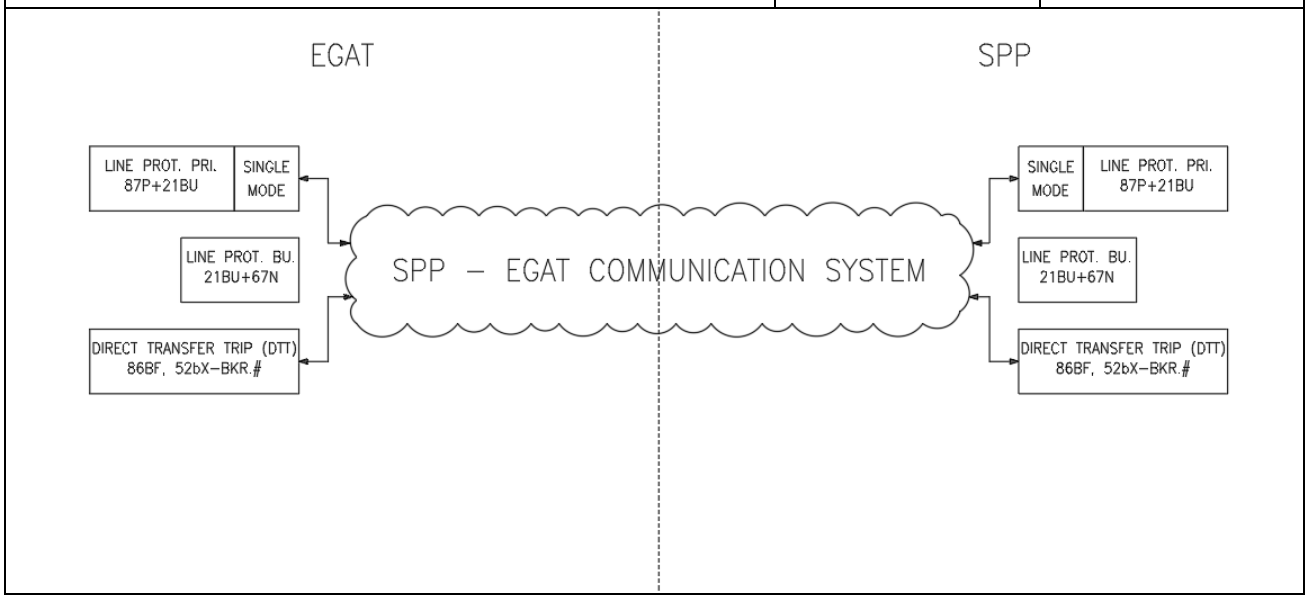


CCA6.1.3.1-3 ระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 115 kV

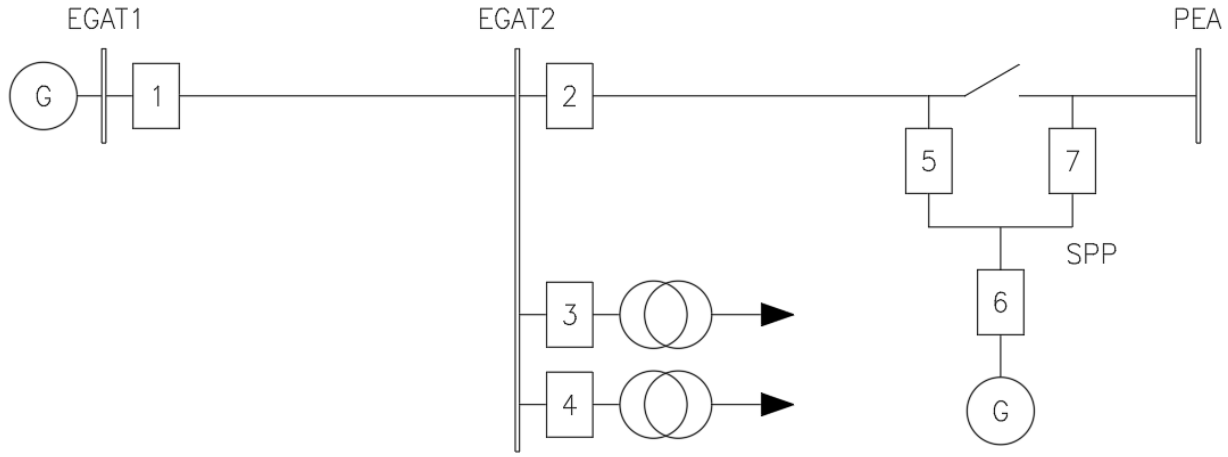
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่ง SIR≥4 - <u>87L1 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L2 : Line Current Differential Protection (Primary 2)</u> ใช้ current differential protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L1 Direct interfacing with Optical Fiber - 87L2 Direct interfacing with Optical Fiber - DTT (86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่าง</u>	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

- Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 1 ช่องสื่อสาร ใน transmission media เดียว โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	เหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	
		
กรณีที่ 2 สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - 87P (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary) เป็น primary pilot protection และมี timestep distance protection scheme เป็น backup protection - 21BU (include 67N) : Distance Protection (Backup) Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับ	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87P Direct interfacing with Optical Fiber	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

กระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว นอกจากนี้ distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - <u>Direct Transfer Tripping System</u> แต่ละ line terminal จะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 1 ช่องสื่อสาร ใน transmission media เดียว โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ • <u>Breaker Failure Protection</u> ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน <u>* กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป</u>	- DTT (86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	



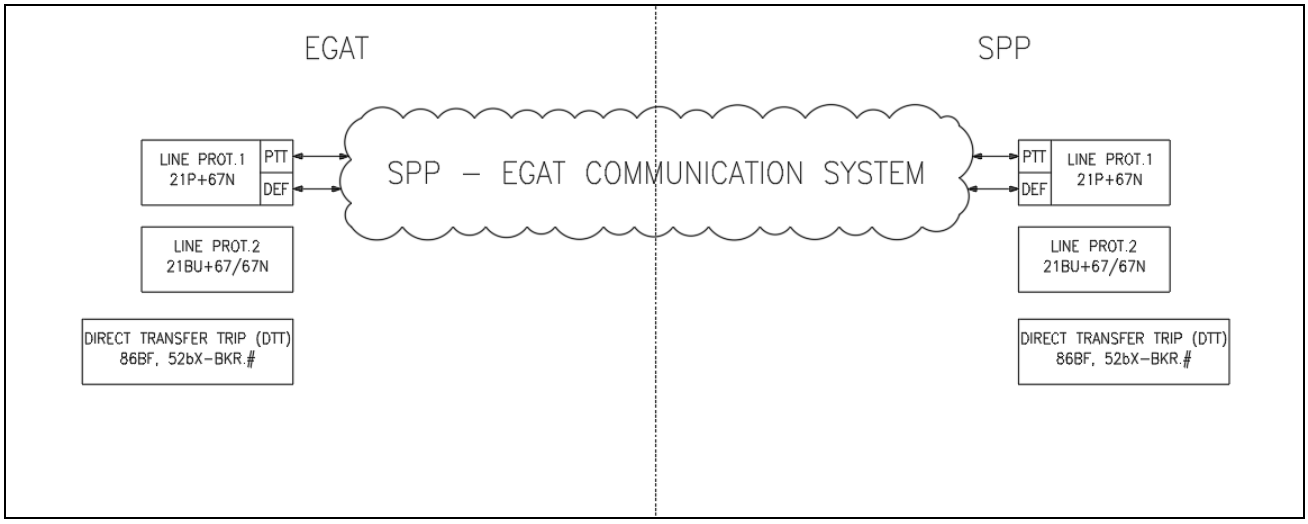
CCA6.1.3.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และ สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในรูปแบบ CUT & TURN



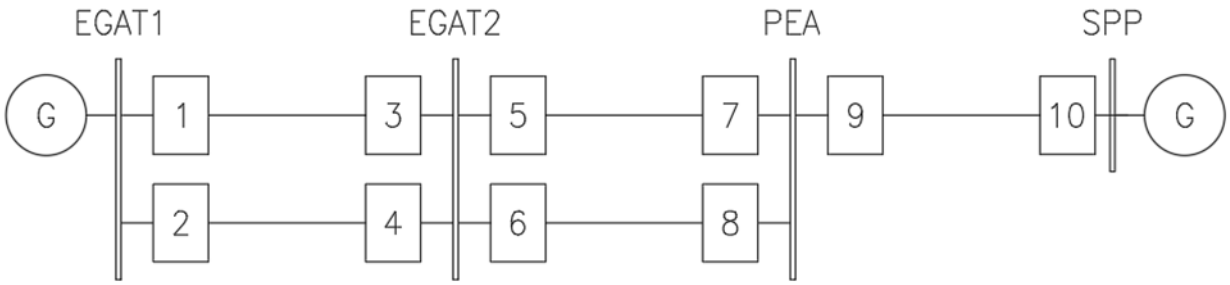
รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในรูปแบบ CUT & TURN จะถูกกำหนดดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
- <u>สถานีไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีใบมีด Bypass หน้า Line Terminal</u> - <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection (Primary)</u> Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 21P Teleprotection - DTT (86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอ</u>	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - 21BU (include 67/67N) : Distance Protection (Backup) Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และต้องมี directional overcurrent phase and ground protection เป็น backup protection โดย ground fault ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องทางสำหรับแต่ละ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว รีเลย์ป้องกัน Primary และ Backup จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 1 ช่องสื่อสาร ใน transmission media เดียว โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ ● Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	เชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	

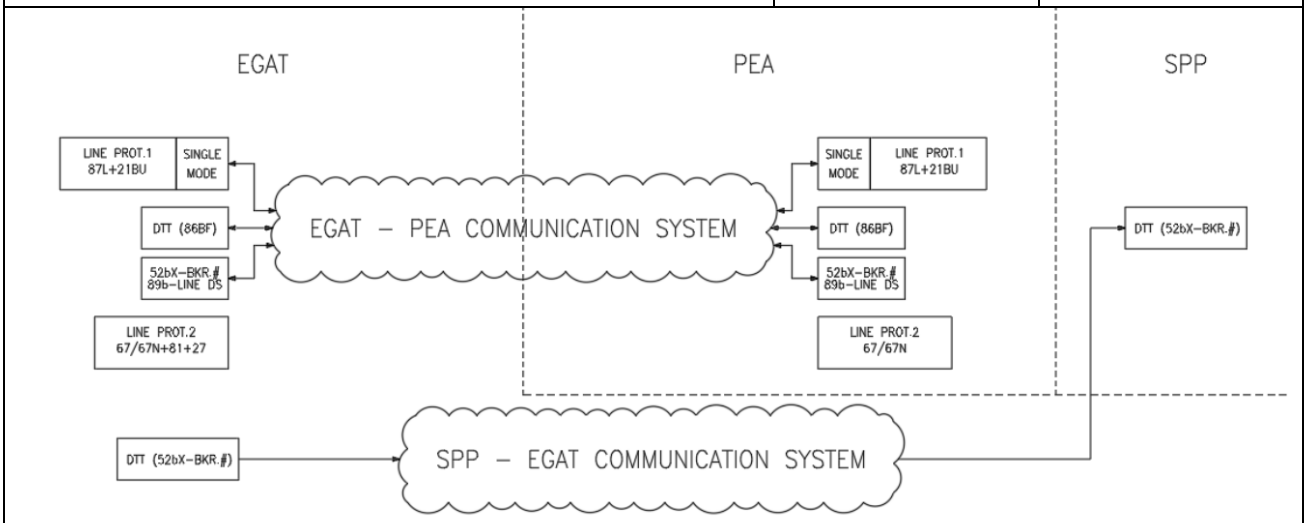


CCA6.1.3.3 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.

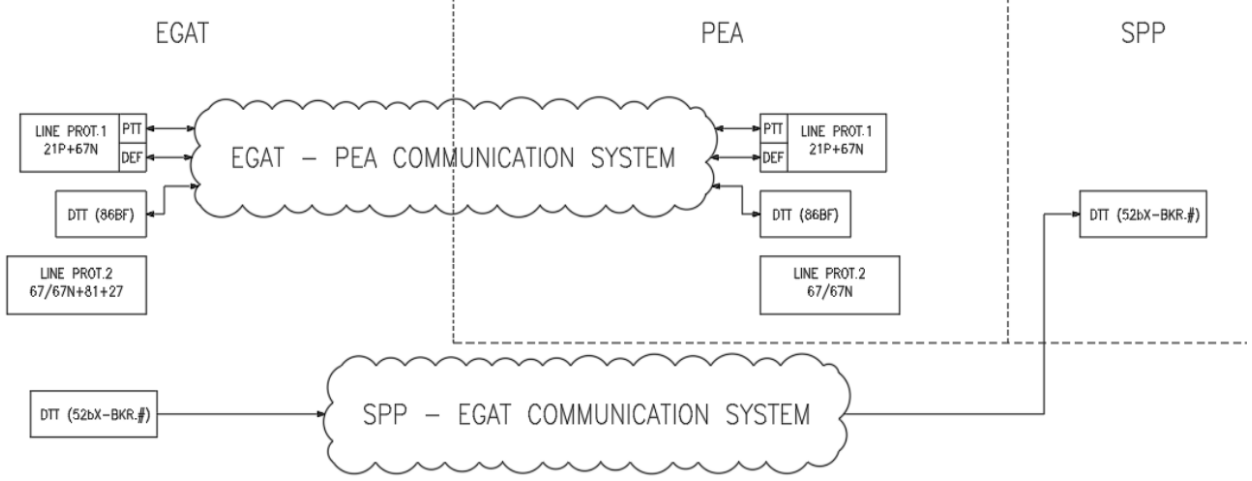


รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จะถูกกำหนดด้วย ระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องระหว่าง กฟผ. - กฟภ. ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน <u>ข้อ CCA6.1.1 กรณีที่ 1</u> ก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม <u>- DTT (52bX-BKR.#) (หาก กฟผ. พิจารณาเห็นควรให้มี</u>	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

	การป้องกันระบบไฟฟ้าแยกโดด) * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	
		
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องระหว่าง กฟผ. - กฟภ. ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน <u>ข้อ CCA6.1.1 กรณีที่ 2</u> ก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม <u>- DTT (52bX-BKR.#) (หาก กฟผ. พิจารณาเห็นควรให้มีการป้องกันระบบ</u>	COMMUNICATION PANEL FOR SPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

	ไฟฟ้าแยกโดด) * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	

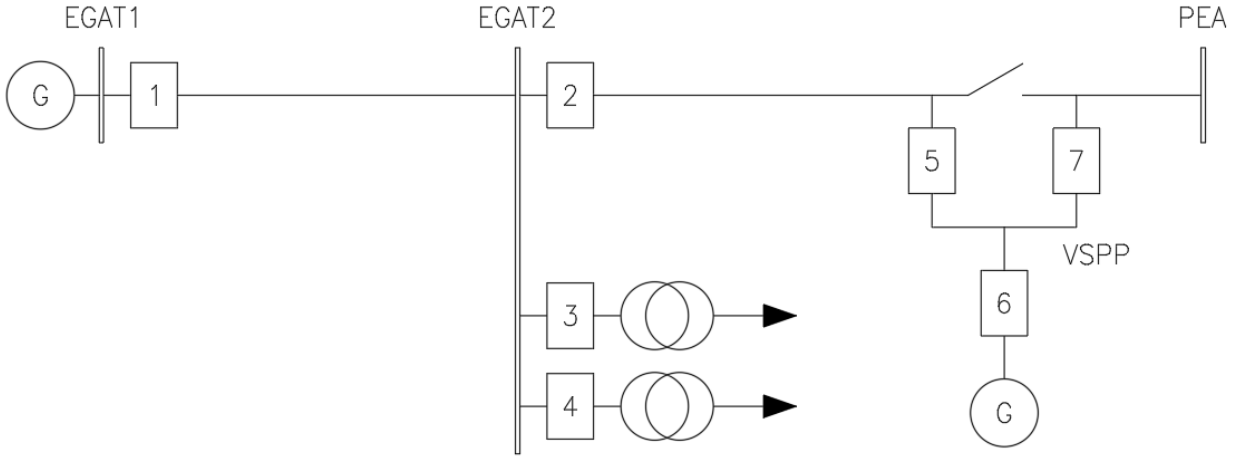


.

CCA6.1.4 ระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น เช่น VSPP, IPS, ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS), Microgrid

ให้มีรายละเอียดการออกแบบระบบควบคุมละป้องกันตามรูปแบบการเข้าเชื่อมต่อ ดังนี้

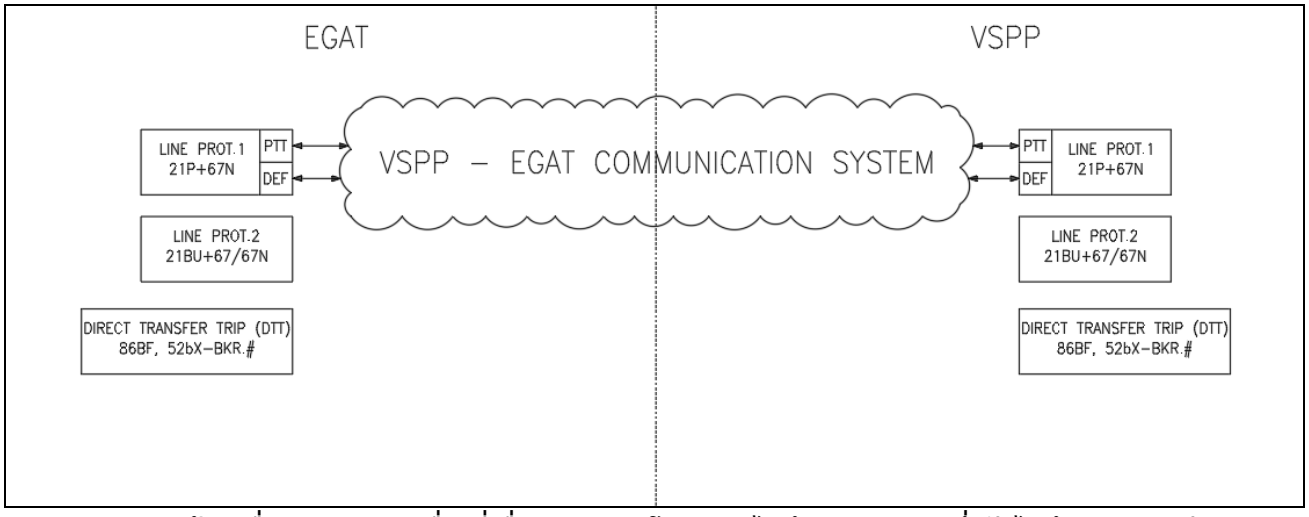
CCA6.1.4.1 ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในรูปแบบ CUT & TURN



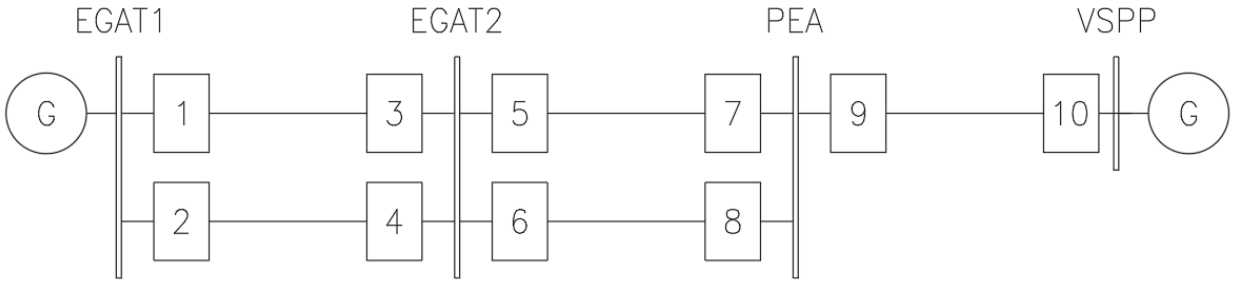
รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. และสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในรูปแบบ CUT & TURN จะถูกกำหนดดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
- <u>สถานีไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีใบมีด Bypass หน้า Line Terminal</u> - <u>21P with Teleprotection (include 67N) : Distance Protection (Primary)</u> Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และ distance relay ต้องสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติออกจากระบบพร้อมกันได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ต้องระบุ Scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้ว่าจะปรับตั้งเป็นแบบ permissive over-reaching หรือ permissive under-reaching สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for VSPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 21P Teleprotection - DTT (86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอ</u>	COMMUNICATION PANEL FOR VSPP (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว - 21BU (include 67/67N) : Distance Protection (Backup) Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 และต้องมี directional overcurrent phase and ground protection เป็น backup protection โดย ground fault ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย ช่องการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องทางสำหรับแต่ละ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว รีเลย์ป้องกัน Primary และ Backup จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 1 ช่องสื่อสาร ใน transmission media เดียว โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ • Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	เชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	

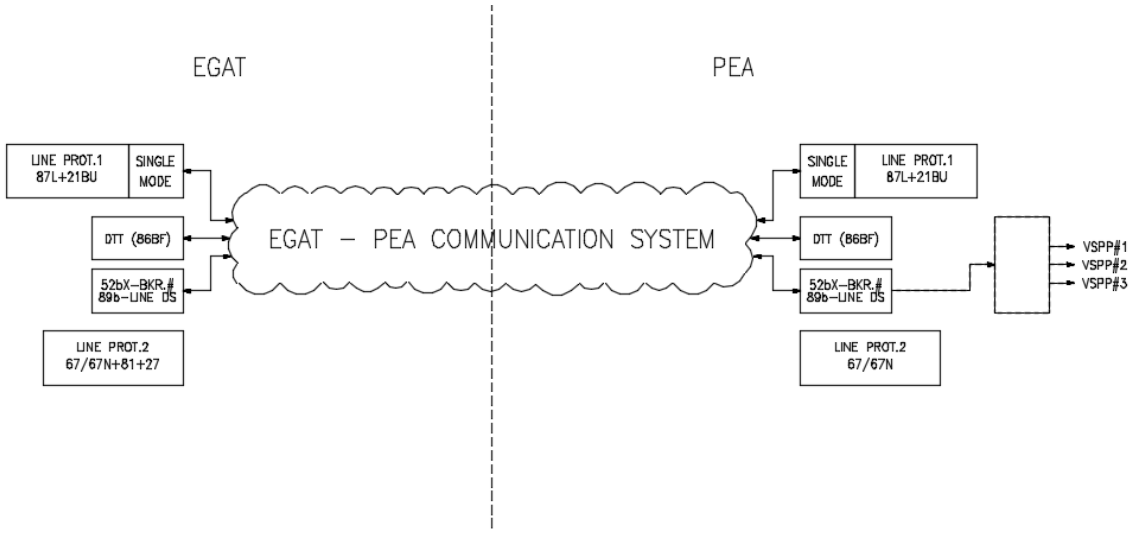


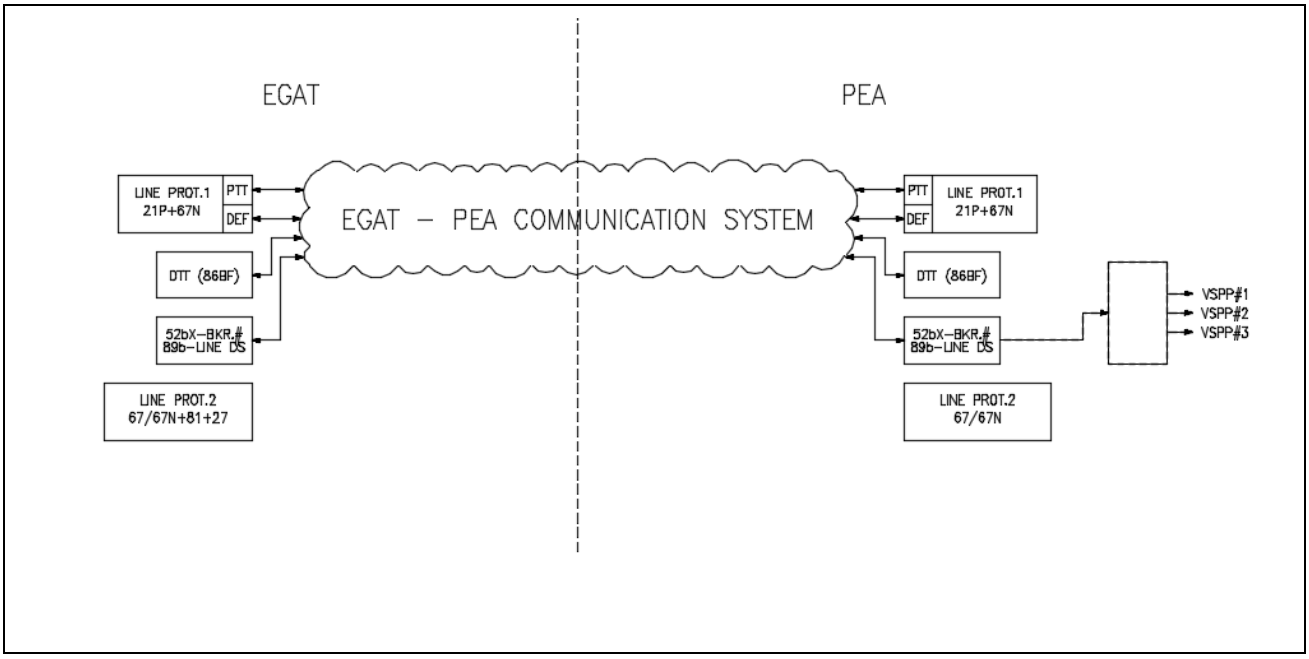
CCA6.1.4.2 ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.



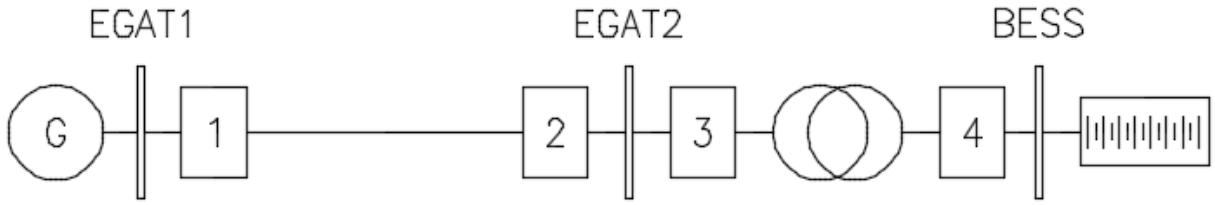
รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันของผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่นที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จะถูกกำหนดด้วยระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่งระยะทาง ≤1km. หรือ SIR≥4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องระหว่าง กฟผ. - กฟภ. ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน <u>ข้อ CCA6.1.1 กรณีที่ 1</u> ก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	ให้ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ใช้สัญญาณที่จำเป็นของ กฟผ. ต่อจากทาง กฟภ. เช่น - 52bX-BKR.#, 89b-LINE DS <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่าง</u>	ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ รับสัญญาณของ กฟผ. ต่อจากทาง กฟภ.

	เหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	
		
<u>กรณีที่ 2</u> สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องระหว่าง กฟผ. - กฟภ. ให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน <u>ข้อ CCA6.1.1 กรณีที่ 2</u> ก่อนการเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	ให้ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ใช้สัญญาณที่จำเป็นของ กฟผ. ต่อจากทาง กฟภ. เช่น - 52bX-BKR.#, 89b-LINE DS <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ รับสัญญาณของ กฟผ. ต่อจากทาง กฟภ.



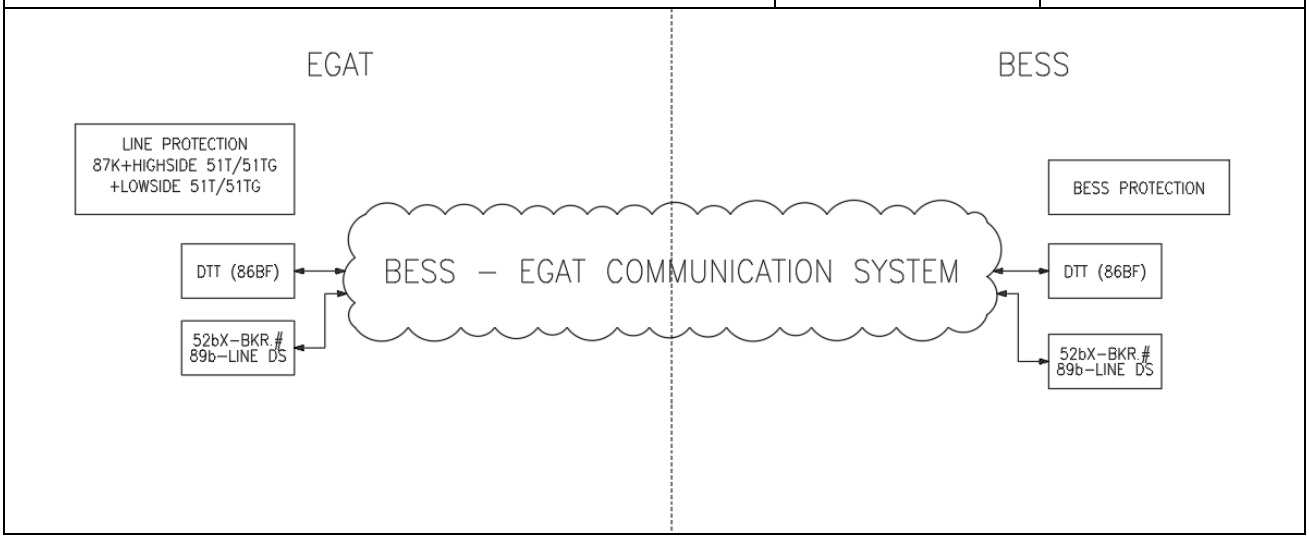
CCA6.1.4.3 ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น เช่น ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) ที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.



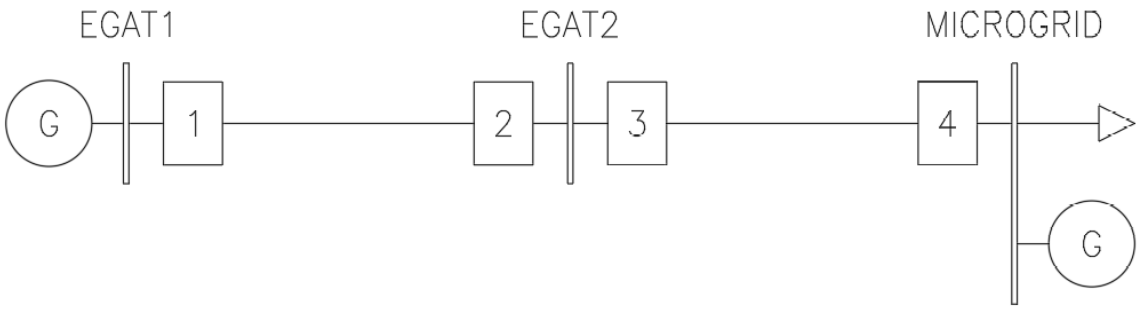
รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS) กับสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จะถูกกำหนดดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – ระบบกักเก็บพลังงานแบบเซลล์ไฟฟ้าเคมี (BESS)	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
เชื่อมต่อที่สถานีไฟฟ้าแรงสูง 115kV ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการติดตั้งระบบป้องกันของหม้อแปลง Loading ประกอบด้วย - <u>87K : Transformer Differential Reay 1 ชุด</u> Transformer Differential Relay จะต้องเป็นแบบ numerical ทั้งแบบเฟสเดียวหรือสามเฟส โดยมีการทำงานแบบ high speed และเปรียบเทียบความแตกต่างของกระแสไฟฟ้าเป็นเปอร์เซนต์ซึ่งสามารถปรับ sensitivity และ harmonic restraint ได้ โดยรีเลย์จะต้องไม่ทำงานเมื่อมีการ overexcite ของหม้อแปลง	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for BESS (ผู้ขอเชื่อมต่อ) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม	COMMUNICATION PANEL FOR BESS (ผู้ขอเชื่อมต่อ) – EGAT

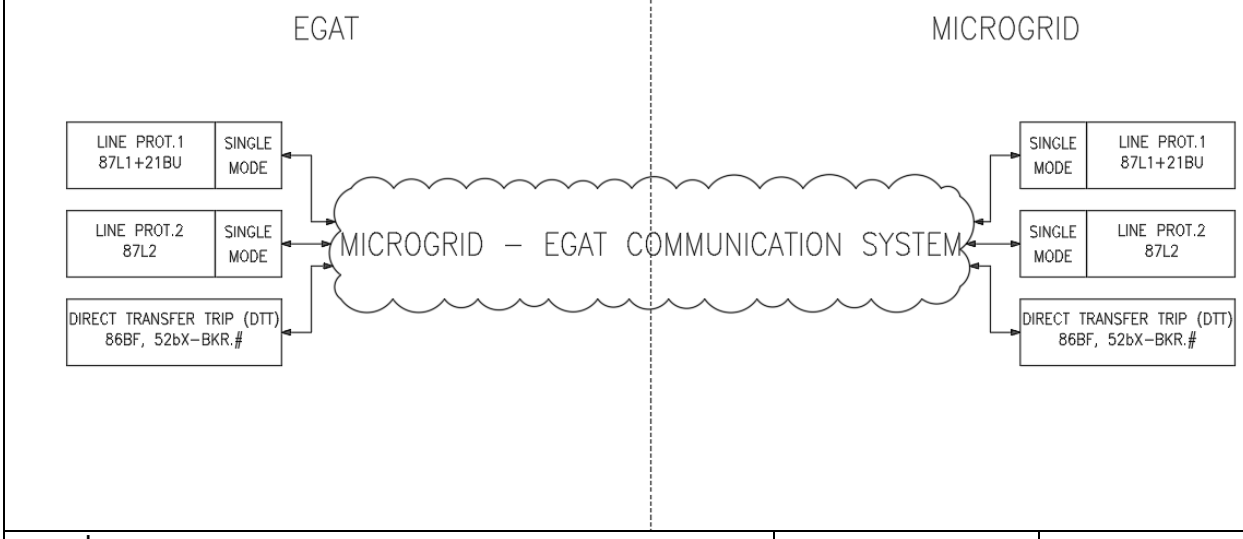
ไฟฟ้า ในกรณีของรีเลย์แบบสามเฟสจะต้องสามารถระบุได้ว่าฟอลท์เกิดขึ้นที่เฟสใด ในกรณีของรีเลย์แบบเฟสเดียวจะต้องระบุจำนวนของขดลวด restraint ในแบบ “Metering and Relaying Diagram” สำหรับทุกสถานีไฟฟ้า รีเลย์จะต้องมี instantaneous trip unit รวมอยู่ด้วย รีเลย์ต้องรวมการทำงานกับ current tap หรือ หม้อแปลงกระแสไฟฟ้ารองที่แยกออกมาเพื่อชดเชยกระแสที่ไม่ตรงกันของหม้อแปลงกระแสหลักได้ cut off switch (87K-CO) จะต้องมีหลอดไฟระบุสถานะการทำงานสีแดงติดตั้งแยกออกมาสำหรับรีเลย์แต่ละตัวเพื่อแยกรีเลย์รองออกจาก differential relay ป้องกันการ trip ที่ผิดพลาดจากการต่อตรงของหม้อแปลงกระแส - Overcurrent Relay (51) จำนวน 2 ชุด คือ - Transformer High-side Overcurrent Relay (51T/51TG – three phase type) - Transformer Low-side Overcurrent Relay (51T/51TG – three phase type) - <u>Direct Transfer Tripping System</u> แต่ละ line terminal จะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 1 ช่องสื่อสาร ใน transmission media เดียว โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้	- DTT (86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ</u>	

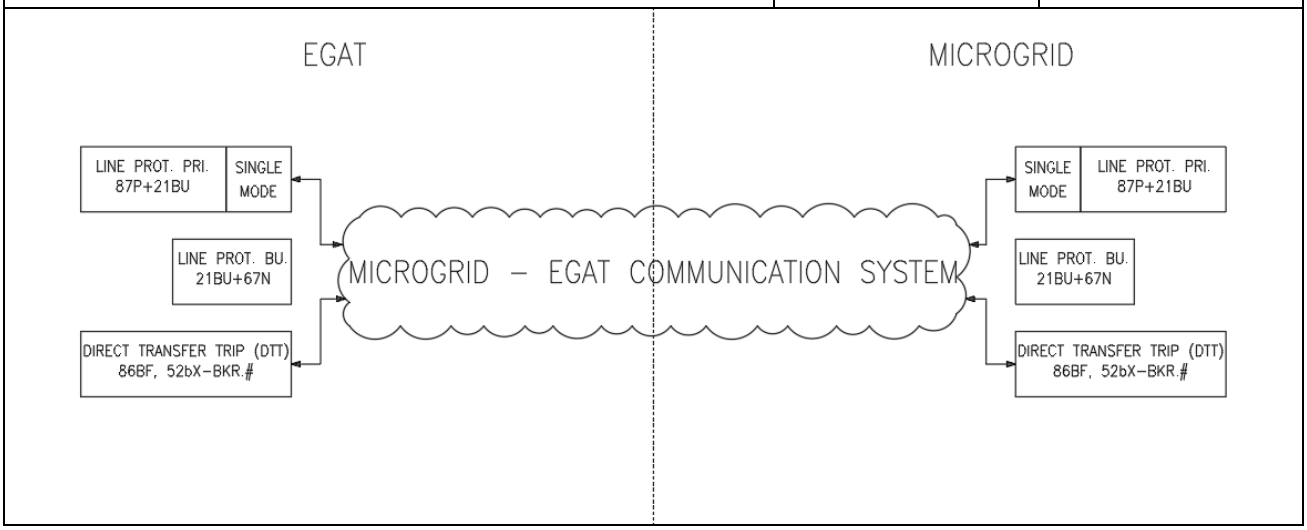


CCA6.1.4.4 ผู้ขอเชื่อมต่อประเภทอื่น ประเภท Microgrid ที่เชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าแรงสูงระดับแรงดัน 115 kV ของ กฟผ.



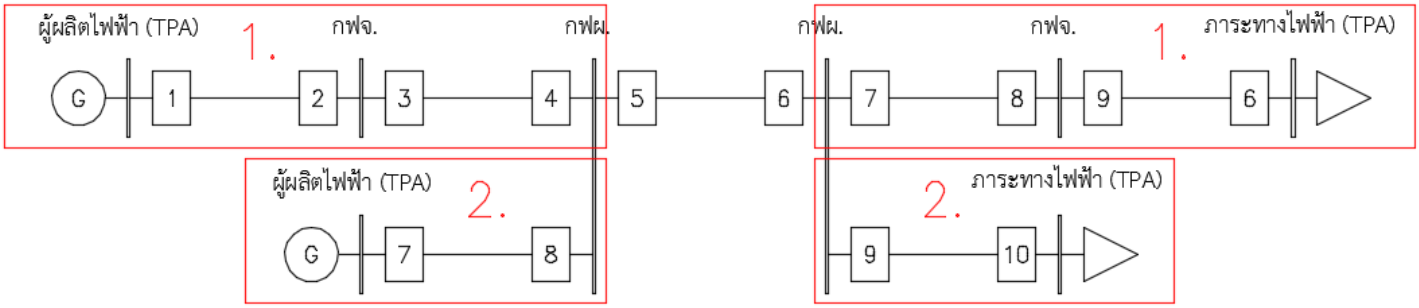
ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – Microgrid	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> สายส่ง SIR≥4 - <u>87L1 (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary 1)</u> เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - <u>87L2 : Line Current Differential Protection (Primary 2)</u> ใช้ current differential protection scheme เป็น backup protection แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ที่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมี synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - <u>Direct Transfer Tripping System</u> แต่ละ line terminal จะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 1 ช่องสื่อสาร ใน transmission media เดียว	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for Microgrid (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87L1 Direct interfacing with Optical Fiber - 87L2 Direct interfacing with Optical Fiber - DTT (86BF, 52bX-BKR.#) <u>* เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็น</u>	COMMUNICATION PANEL FOR Microgrid (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ • Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	จาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	
		
กรณีที่ 2 สายส่งระยะทาง >1km. หรือ SIR<4 - 87P (include 21BU) : Line Current Differential Protection (Primary) เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection - 21BU (include 67N) : Distance Protection (Backup) Distance protection จะกำหนด protection zone เป็น 3 ระดับ โดยใน distance relay แต่ละชุดจะต้องมี timing relay สำหรับตั้งหน่วงเวลาการสั่ง trip หากเกิด fault ใน zone 2 และ zone 3 สำหรับการป้องกัน ground faults ต้องมี dual polarized directional overcurrent relay ชนิดเวลาผกผันกับกระแส (inverse time) ที่สามารถตั้งให้ทำงานแบบตัดทันทีได้ด้วย โดย directional overcurrent ground protection จะเป็น backup protection ให้กับระบบส่งเมื่อเกิด ground fault ดังกล่าว นอกจากนี้ distance relay จะต้องมีฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว	เชื่อมต่อผ่าน Communication system for Microgrid (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT ด้วยช่องสัญญาณสื่อสารที่เหมาะสม - 87P Direct interfacing with Optical Fiber - DTT (86BF, 52bX-BKR.#) * เพื่อให้รูปแบบการเชื่อมโยงระหว่าง	COMMUNICATION PANEL FOR Microgrid (ผู้ผลิตไฟฟ้า) – EGAT

รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่ต่างผู้ผลิตและต่างรุ่นกัน - Direct Transfer Tripping System แต่ละ line terminal จะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่งให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ระบบสื่อสารจำนวน 1 ช่องสื่อสาร ใน transmission media เดียว โดย Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้ • Breaker Failure Protection ส่งด้วย 86BF หากมีการจัดเรียง Bus แบบ Main and Transfer บางกรณีไม่มี 86BF ให้ส่งด้วย 86B แทน * กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป	กฟผ. - ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นไปอย่างเหมาะสม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อควรได้รับความเห็นจาก กฟผ. ก่อนดำเนินการ	
		

CCA6.1.5 ระบบควบคุมและป้องกันสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ประสงค์ใช้บริการรับส่งพลังงานไฟฟ้า

ให้มีรายละเอียดการออกแบบระบบควบคุมและป้องกันตามรูปแบบการเข้าเชื่อมต่อ ดังนี้



รายละเอียดด้านอุปกรณ์และระบบป้องกันสำหรับเชื่อมต่อของด้านการผลิต/ภาระไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. /การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะถูกกำหนดโดยแบ่งเป็นด้านการผลิตไฟฟ้าและภาระไฟฟ้า ดังตารางต่อไปนี้

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – ด้านการผลิตไฟฟ้า	การ INTERFACING	จุดเชื่อมต่อ
<u>กรณีที่ 1</u> การเชื่อมต่อของด้านการผลิตเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องระหว่าง กฟผ. – ด้านการผลิตไฟฟ้า ให้เหมือนการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP ตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน <u>ข้อ CCA6.1.3.3 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.</u> โดยให้พิจารณาหัวข้อย่อยจากระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	ตามข้อกำหนดใน <u>ข้อ CCA6.1.3.3 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.</u> โดยให้พิจารณาหัวข้อย่อยจากระดับแรงดัน ระยะทาง และค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	ตามข้อกำหนดใน <u>ข้อ CCA6.1.3.3 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งรับไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ.</u> โดยให้พิจารณาหัวข้อย่อยจากระดับแรงดัน ระยะทาง และค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

<u>กรณีที่ 2</u> การเชื่อมต่อของด้านการผลิตเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยตรง ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องทำการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – ด้านการผลิตไฟฟ้า ให้เหมือนการปรับปรุงระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – SPP ตามข้อกำหนดดังรายละเอียดใน <u>ข้อ CCA6.1.3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยตรง</u> โดยให้พิจารณาหัวข้อย่อยจากระดับแรงดัน ระยะทาง และค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	ตามข้อกำหนดใน <u>ข้อ CCA6.1.3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยตรง</u> โดยให้พิจารณาหัวข้อย่อยจากระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	ตามข้อกำหนดใน <u>ข้อ CCA6.1.3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยตรง</u> โดยให้พิจารณาหัวข้อย่อยจากระดับแรงดัน ระยะทางและค่า impedance ratio Z_S /Z_L (SIR) ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ระบบป้องกันระหว่าง กฟผ. – ด้านภาระไฟฟ้า	**การ INTERFACING**	**จุดเชื่อมต่อ**
<u>กรณีที่1</u> หรือ <u>กรณีที่ 2</u> ไม่มีข้อกำหนด <u>* กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการพิจารณาให้มีการปรับปรุงระบบควบคุมและป้องกันระหว่าง กฟผ. – ด้านภาระไฟฟ้า หากภาระไฟฟ้าดังกล่าวส่งผลกระทบ หรือ มีโอกาสเกิดกระแสลัดวงจรเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ตามความเหมาะสม โดยจะพิจารณาให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นราย ๆ ไป</u>	ไม่มี	ไม่มี

CCA7 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิก เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิก เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ฉบับปี 2557

EGAT– PQG – 01 / 2014

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

คำนำ

ปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) เป็นปัญหาหนึ่งในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นในปัจจุบันและส่งผลเสียต่อระบบไฟฟ้ากำลังโดยรวม เช่น สร้างความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า, ลดอายุการใช้งานของอุปกรณ์, ลดประสิทธิภาพในการทำงานของอุปกรณ์, เพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียในอุปกรณ์และระบบไฟฟ้า, ทำให้อุปกรณ์ควบคุมและป้องกันในระบบไฟฟ้าทำงานผิดพลาด, สร้างสัญญาณรบกวนต่อระบบไฟฟ้าสื่อสาร ฯลฯ ซึ่งหากไม่มีการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมก็จะส่งผลเสียหายต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ

ด้วยเหตุนี้ “คณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า” ซึ่งประกอบด้วยผู้แทนจากการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้เล็งเห็นถึงผลกระทบอันเนื่องจากปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้าซึ่งส่งผลเสียหายต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศจึงมีมติให้แต่งตั้ง “คณะทำงานศึกษาและปรับปรุง Power Quality” เพื่อทำหน้าที่จัดวางข้อกำหนดและมาตรฐานสำหรับควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและไม่ส่งผลเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม

คณะทำงานศึกษาและปรับปรุง Power Quality จึงได้จัดทำ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” และ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” ซึ่งได้อ้างอิงจากมาตรฐานสากลเช่น มาตรฐานสากล IEC, มาตรฐานของสหราชอาณาจักร (UK) และมาตรฐานของออสเตรเลีย (AS) โดยคำนึงถึงความเหมาะสมในการนำมาใช้ในประเทศไทย ทั้งนี้ข้อกำหนดฯ ทั้ง 2 ฉบับการไฟฟ้าฯ ได้ประกาศบังคับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2541

แต่ต่อมาในปัจจุบันเนื่องจากคุณสมบัติของระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปจากในอดีต ประกอบกับมาตรฐานสากลที่ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” เคยใช้อ้างอิงนั้นได้มีการปรับปรุงแก้ไขให้ทันสมัยขึ้น คณะทำงานศึกษาและปรับปรุง Power Quality จึงได้ทำการปรับปรุงข้อกำหนดฯ ให้มีความทันสมัยและสอดคล้องกับมาตรฐานสากล การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงได้จัดทำ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT–PQG–01/2014)” เพื่อใช้แทนและยกเลิก “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC–PQG–01/1998)”

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฯ ฉบับนี้ได้ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 3 การไฟฟ้าแล้ว

สารบัญ

1. ขอบเขตของข้อกำหนดฯ

2. วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดฯ

3. นิยามคำศัพท์

4. ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

5. วิธีการประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

6. การบังคับใช้ข้อกำหนดฯ

7. มาตรฐานอ้างอิง

ภาคผนวก (ก) : มาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผล

ภาคผนวก (ข) : ตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก
สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1. ขอบเขตของข้อกำหนดฯ

1.1 ข้อกำหนดฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อใช้แทนและยกเลิก “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC–PQG–01/1998)”

1.2 บังคับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย) โดยครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าเฟสเดียวและสามเฟสในทุกระดับแรงดันไฟฟ้า

1.3 ประยุกต์ใช้กับโหลดผิดเพี้ยนที่สร้างกระแสฮาร์มอนิกเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยไม่ขึ้นอยู่กับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) นั่นคือสำหรับในข้อกำหนดฯ ฉบับนี้โหลดหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีความแตกต่างกัน

2. วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดฯ

2.1 เพื่อควบคุมฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าโดยรวม

2.2 เพื่อเป็นกฎเกณฑ์ในการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีโหลดผิดเพี้ยนหรืออุปกรณ์ที่เป็นแหล่งกำเนิดฮาร์มอนิก

2.3 เพื่อกำหนดวิธีการประเมินและตรวจสอบฮาร์มอนิกอันเกิดจากอุปกรณ์หรือระบบของผู้ใช้ไฟฟ้า

2.4 เพื่อกำหนดแนวทางพร้อมมาตรการในการบังคับใช้ข้อกำหนดฯ กับผู้ใช้ไฟฟ้า

3. นิยามคำศัพท์

3.1 **ฮาร์มอนิก (Harmonic)** - ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) ของสัญญาณหรือปริมาณเป็นคาบใด ๆ ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) สำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยความถี่หลักมูลมีค่าเท่ากับ 50 Hz ดังนั้น ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 100 Hz เรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 2 (Second Harmonic) ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 150 Hz เรียกว่า ฮาร์มอนิกที่ 3 (Third Harmonic) ฮาร์มอนิกเกิดจากการทำงานของโหลดผิดเพี้ยน

3.2 **ส่วนประกอบฮาร์มอนิก (Harmonic Component)** – ส่วนประกอบของฮาร์มอนิกที่มีอันดับมากกว่าหนึ่งของปริมาณเป็นคาบใด ๆ ซึ่งแสดงในรูปของอันดับ (Order) และค่า RMS ของอันดับนั้น

3.3 **ความเพี้ยนฮาร์มอนิก (Harmonic Distortion)** - การเปลี่ยนแปลงของรูปคลื่นทางไฟฟ้า (Power Waveform) ไปจากรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) โดยเกิดจากการรวมกันของค่าความถี่หลักมูล (Fundamental) และฮาร์มอนิกอื่น ๆ เข้าด้วยกัน

3.4 **ความเพี้ยนฮาร์มอนิกรวม (Total Harmonic Distortion, THD)** - คืออัตราส่วนระหว่างค่ารากที่สองของผลบวกกำลังสอง (Root-Sum-Square) ของค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์มอนิก (Harmonic Component) กับค่า RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) เทียบเป็นร้อยละ โดยอาจแบ่งเป็นค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์มอนิกรวม (THD_V) ดังแสดงในสมการ (3.1) และค่าความเพี้ยนกระแสฮาร์มอนิกรวม (THD_I) ดังแสดงในสมการ (3.2)

$$THD_V = \frac{\sqrt{V_2^2+V_3^2+V_4^2+.....}}{V_1} \quad (3.1)$$

$$THD_I = \frac{\sqrt{I_2^2+I_3^2+I_4^2+.....}}{I_1} \quad (3.2)$$

3.5 **โหลดผิดเพี้ยน (Distorting Load)** - โหลดซึ่งรับแรงดันไฟฟ้าที่เป็นรูปคลื่นไซน์ (Sinusoidal Voltage) แต่ดึงกระแสที่ไม่ใช่รูปคลื่นไซน์ (Non-Sinusoidal Current) สำหรับข้อกำหนดฯ ฉบับนี้ โหลดผิดเพี้ยนรวมถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือแหล่งกำเนิดใด ๆ ที่มีการสร้างกระแสหรือแรงดันที่ไม่ใช่รูปคลื่นไซน์ด้วย (เช่นระบบผลิตไฟฟ้าผ่าน Inverter)

3.6 **ระดับวางแผน (Planning Level)** - ระดับของแรงดันฮาร์มอนิกที่การไฟฟ้าใช้กำหนดเป็นเป้าหมายเพื่อวางแผนควบคุมมิให้แรงดันฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมมีค่าเกินกว่าระดับดังกล่าว เพื่อป้องกันมิให้ฮาร์มอนิกส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม

3.7 **จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling, PCC)** - ตำแหน่งในระบบของการไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สุดซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นอาจต่อร่วมได้

3.8 **กำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุด (Minimum Short Circuit Power, $S_{s/c}$)** - ขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MVA

3.9 **กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญา (Agreed Power, Si)** - ขนาดการขอใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญากับการไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MVA

3.10 **กำลังจ่ายไฟฟ้ารวม (Total Available Power, St)** – ขนาดกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจะเชื่อมต่อ เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมมีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของ Power Transformer ในสถานีย่อย Bay ที่จะจ่ายไฟให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายนั้น มีหน่วยเป็น MVA

3.11 **ค่าสูงสุดที่ 95% (95% Probability Value)** - ในการประเมินระดับของฮาร์มอนิกเทียบกับขีดจำกัดนั้นมิใช่การพิจารณาระดับของฮาร์มอนิกสูงสุดในขณะใดขณะหนึ่งเทียบกับขีดจำกัด แต่เป็นการพิจารณาค่าทางสถิติเทียบกับขีดจำกัด ในการพิจารณาค่าทางสถิตินั้นจะนำข้อมูลผลการวัดที่ต่อเนื่องซึ่งมีจำนวนข้อมูลหลายพันค่ามาใช้วิธีการทางสถิติ โดยตัดค่าระดับฮาร์มอนิกสูงสุดออกไปเป็นจำนวน 5% ของข้อมูลทั้งหมด เนื่องจากค่าดังกล่าวมิได้สะท้อนถึงฮาร์มอนิกจากโหลดในสภาวะการทำงานปกติ แต่เป็นค่าฮาร์มอนิกที่อาจเกิดขึ้นในสภาวะทรานเซียนท์ ค่าสูงสุดของข้อมูลอีก 95% ที่เหลือจึงเป็นค่าที่ใช้ในการเปรียบเทียบกับขีดจำกัด

3.12 **ค่าสูงสุดที่ 99% (99% Probability Value)** - ค่าสูงสุดที่ 99% เป็นค่าสูงสุดของข้อมูลที่เหลืออยู่ภายหลังจากตัดข้อมูลที่มีค่าสูงสุดออกไปเป็นจำนวน 1% ของข้อมูลทั้งหมด

4. ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

การไฟฟ้าได้กำหนดระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยดังแสดงไว้ในตารางที่ 4-1 ถึง 4-3 เพื่อใช้เป็นเป้าหมายในการควบคุมแรงดันฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมโดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า และเพื่อใช้เป็นกรอบในการวางแผนเพื่อกำหนดขีดจำกัดสำหรับกระแสฮาร์มอนิกที่สร้างจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย

ตารางที่ 4-1 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 4-2 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 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 4-3 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV

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%					

ในข้อกำหนดฯ ฉบับนี้ไม่ได้กำหนดระดับวางแผนสำหรับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง เนื่องจากแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงส่งผลกระทบที่เป็นอันตรายต่อระบบไฟฟ้า นั่นคือการไฟฟ้าฯ ไม่อนุญาตให้มีการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในทุกกรณี

5. วิธีการประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

การประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าแบ่งวิธีการประเมินออกเป็น 3 ขั้นตอน วัตถุประสงค์ในการแบ่งการประเมินออกเป็นขั้นตอนนั้นก็เพื่อความสมดุลระหว่างระดับของรายละเอียดที่ต้องใช้ในการประเมินแต่ละขั้นตอนกับระดับความเสี่ยงที่แรงดันฮาร์มอนิกจะมีค่าเกินระดับวางแผนอันเนื่องการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้า

การประเมินจะเริ่มพิจารณาจากทีละขั้นตอน หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง

5.1 การประเมินในขั้นตอนที่ 1

เป็นการประเมินในขั้นต้นที่จะพิจารณาจากขนาดกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่จุดต่อร่วม นั่นคือ

“หากกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดไม่เกิน 0.2% ของกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

5.2 การประเมินในขั้นตอนที่ 2

เป็นการประเมินที่ต้องพิจารณาทั้งขนาดและประเภทของโหลดผิดเพี้ยนของผู้ใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่จุดต่อร่วม นั่นคือ

"หากกำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนัก (Weighted Distorting Power) ของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดไม่เกิน 0.2% ของกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้"

กำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนักสามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$S_{DW} = \sum_i S_{Di} \cdot W_i$$

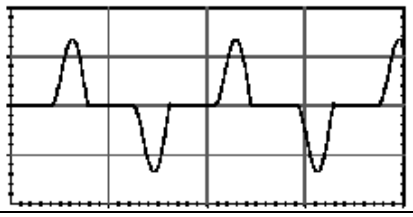
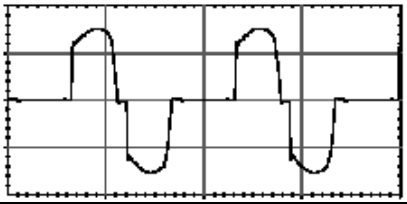
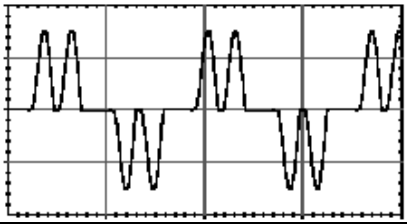
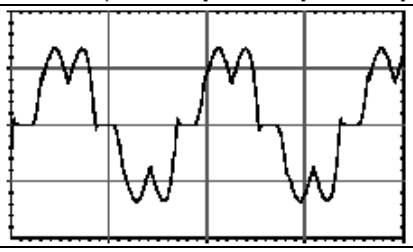
เมื่อ S_{DW} = กำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนัก

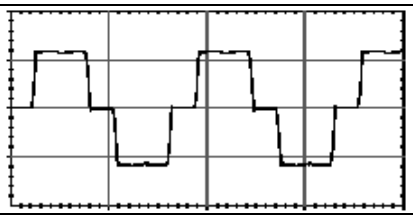
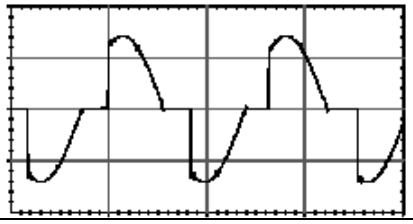
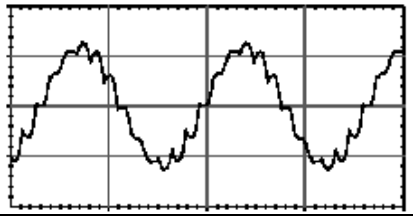
S_{Di} = กำลังไฟฟ้าพิกัดของโหลดผิดเพี้ยนตัวที่ i

W_i = แฟคเตอร์ปรับน้ำหนัก (Weighting Factor) สำหรับโหลดผิดเพี้ยนตัวที่ i โดยแฟคเตอร์ปรับน้ำหนักสำหรับโหลดผิดเพี้ยนประเภทต่าง ๆ สามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 5-1

<u>หมายเหตุ</u> กรณีไม่ทราบของคุณลักษณะของโหลดผิดเพี้ยน ให้กำหนดค่าแฟคเตอร์ปรับน้ำหนักเป็น 2.5

ตารางที่ 5-1 แฟคเตอร์ปรับน้ำหนักสำหรับโหลดผิดเพี้ยนประเภทต่าง ๆ

ประเภทของโหลดผิดเพี้ยน	รูปคลื่นกระแสโดยทั่วไป	ความเพี้ยนของกระแสฮาร์มอนิก	แฟคเตอร์ปรับน้ำหนัก
Single Phase Power Supply (Rectifier and Smoothing Capacitor)		80% (ฮาร์มอนิกที่ 3 มีค่าสูง)	2.5
Semiconverter		ฮาร์มอนิกที่ 2, 3 และ 4 มีค่าสูงเมื่อโหลดน้อย	2.5
6-pulse Converter, Capacitive Smoothing, no Series Inductance		80%	2.0
6-Pulse Converter, Capacitive Smoothing with Series Inductance > 3%, or DC Drive		40%	1.0

6-Pulse Converter with Large Inductor for Current Smoothing		28%	0.8
AC Voltage Regulator		เปลี่ยนแปลงตาม Firing Angle	0.7
12-Pulse Converter		15%	0.5

5.3 การประเมินในขั้นตอนที่ 3

เป็นการประเมินที่พิจารณาจากปริมาณกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสร้างขึ้นเปรียบเทียบกับขีดจำกัดที่กำหนด โดยขีดจำกัดสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายพิจารณาจากหลักการต่อไปนี้

- ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญา ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญามากจะยอมให้สร้างกระแสฮาร์มอนิกได้มาก
- การกำหนดขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกคำนึงถึงตัวแปรต่าง ๆ ที่มีผลต่อการรวมกันของฮาร์มอนิกในระบบไฟฟ้าอัน ได้แก่ การถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบแรงสูงสู่ระบบแรงต่ำ (Voltage Transfer) และผลการรวมกันในเชิงเวคเตอร์ของฮาร์มอนิกอันดับต่าง ๆ (Summation Exponent)
- หากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายสร้างกระแสฮาร์มอนิกและจ่ายย้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นปริมาณเท่ากับขีดจำกัดที่การไฟฟ้ากำหนดแล้ว แรงดันฮาร์มอนิกรวมในระบบไฟฟ้าจะมีค่าเท่ากับระดับวางแผน

ค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายขึ้นอยู่กับตัวแปรต่าง ๆ ต่อไปนี้ ได้แก่ ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิก ระดับแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้าและกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจะเชื่อมต่อเป็นต้น โดยสามารถคำนวณได้จากชุดสมการต่อไปนี้

$$G_h = \sqrt[\alpha]{L_{Ch}{}^{\alpha} - (T \cdot L_{Uh})^{\alpha}}$$

เมื่อ G_h = ระดับแรงดันฮาร์มอนิกอันดับ h รวมที่ยอมรับได้ในระบบไฟฟ้า (Acceptable Global Contribution) ในส่วนที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบที่พิจารณา

α = เลขชี้กำลังผลรวมปริมาณเวคเตอร์ (Summation Exponent) ของแรงดันฮาร์มอนิกจากแหล่งกำเนิดที่หลากหลาย โดยพิจารณาค่าได้จากตารางที่ 5-2

L_{Ch} = ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกอันดับ h ในระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ พิจารณาค่าได้จากตารางที่ 4-1 ถึง 4-3

L_{Uh} = ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์มอนิกอันดับ h ในระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไป (Upstream System) เช่น หากระบบไฟฟ้าที่พิจารณาคือระบบ 24 kV ระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปคือระบบ 69 kV หรือ 115 kV พิจารณาค่าได้จากตารางที่ 4-1 ถึง 4-3

T = ตัวประกอบการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิก (Transfer Factor) จากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ ซึ่งสามารถประเมินค่าได้จากการจำลองระบบหรือการวัดค่าจริง ในกรณีที่ไม่ทราบค่าให้กำหนดค่าเท่ากับ 1

<u>หมายเหตุ</u>

1. สำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV และ 115 kV ให้ G_h มีค่าเท่ากับระดับวางแผนในระบบไฟฟ้านั้น
2. วิธีการประเมินค่า G_h ตามสมการข้างต้นมีพื้นฐานมาจากระบบไฟฟ้าแบบ Radial สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีลักษณะเป็น Mesh เช่นระบบ 230 kV การประเมินค่า G_h ให้พิจารณาจากวิธีการตามข้อ 9.2.2 ในมาตรฐาน IEC 61000-3-6 (2008)

$$E_{uh} = G_h \cdot \sqrt[\alpha]{\frac{S_i}{S_t}}$$

เมื่อ E_{uh} = ขีดจำกัดแรงดันฮาร์มอนิกอันดับ h (%) ณ จุดต่อร่วมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา

S_i = กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา (MVA)

S_t = กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ (MVA) เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้ามีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังในสถานีย่อย Bay ที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้านั้น

<u>หมายเหตุ</u>

1. สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาต่ำ การคำนวณค่า E_{uh} ตามสมการข้างต้นอาจให้ค่าขีดจำกัดที่ไม่สามารถดำเนินการได้ในทางปฏิบัติ ดังนั้นค่า E_{uh} ที่คำนวณได้หากมีค่าน้อยกว่า 0.1% ให้กำหนดค่าเป็น 0.1%
2. สำหรับระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับ HVDC Station หรือ Non-linear Generating Plant หรือ Thyristor-controlled Reactor หรือ Static Var Compensator การประเมินค่า S_t ให้พิจารณาจากวิธีการตามข้อ 9.2.1 ในมาตรฐาน IEC 61000-3-6 (2008)

$$I_h = \frac{10 \cdot E_{uh} \cdot MVA_{SC}}{\sqrt{3} \cdot h \cdot kV_S}$$

เมื่อ I_h = ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกอันดับ h ณ จุดต่อร่วมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา (A)

h = อันดับฮาร์มอนิกที่พิจารณา

kV_S = แรงดัน Line to Line ของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ (kV)

MVA_{SC} = กำลังไฟฟ้าลัดวงจรสามเฟสต่ำสุด ณ จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้า (MVA)

ตารางที่ 5-2 Summation Exponent สำหรับฮาร์มอนิกอันดับต่าง ๆ

อันดับ	Summation Exponent (α)
$h < 5$	1
$5 \leq h \leq 10$	1.4
$h > 10$	2

ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายนอกจากสามารถคำนวณโดยใช้สมการข้างต้นแล้ว ยังสามารถพิจารณาได้จาก “โปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” ซึ่งสามารถดาวน์โหลดได้จากเว็บไซต์ของการไฟฟ้านครหลวง (www.mea.or.th) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (www.pea.co.th) หรือการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (www.egat.co.th) โดยตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมฯ พิจารณาได้จากภาคผนวก (ข)

เงื่อนไขในการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่สร้างฮาร์มอนิกตามการประเมินในขั้นตอนที่ 3 สรุปได้ดังนี้

“หากปริมาณกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับตั้งแต่อันดับที่ 2 ถึง 50 ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสร้างขึ้น ณ ตำแหน่งจุดต่อร่วมมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

สำหรับมาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผลค่ากระแสฮาร์มอนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าตามการประเมินในขั้นตอนที่ 3 พิจารณารายละเอียดได้จากภาคผนวก (ก)

6. การบังคับใช้ข้อกำหนดฯ

6.1 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่จะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่าเมื่อมีการต่อเชื่อมเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้วจะไม่ก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าฯ ขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้าหากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

6.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 6.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ

6.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าฯ ตรวจสอบแล้วพบว่า การใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้นก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าวหากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าฯ จะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้ไฟฟ้าหรืองดการจ่ายไฟฟ้า

7. มาตรฐานอ้างอิง

Engineering Recommendation G5/4-1 (2005) : Planning Levels for Harmonic Voltage Distortion and the Connection of Non-Linear Equipment to Transmission Systems and Distribution Networks in the United Kingdom

IEC 61000-3-6 (2008) : Assessment of Emission Limits for the Connection of Distorting Installations to MV, HV and EHV Power Systems

IEC 61000-4-7 (2002) : General Guide on Harmonics and Interharmonics Measurements and Instrumentation, for Power Supply Systems and Equipment Connected thereto

IEC 61000-4-30 (2008) : Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods

BS EN 50106 (2000) : Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems

PRC–PQG–01/1998 : ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

รายงานทางเทคนิคการควบคุมฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม ฉบับปี 2557 , คณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ภาคผนวก (ก)
มาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผล

ก.1) อุปกรณ์และเครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัดฮาร์มอนิกต้องมีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดในมาตรฐาน IEC 61000-4-30 Class A และ IEC 61000-4-7

ก.2) การประเมินกระแสฮาร์มอนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับขีดจำกัดในการประเมินขั้นตอนที่ 3 จะพิจารณาโดยอาศัยหลักเกณฑ์ต่อไปนี้

- ค่าสูงสุดที่ 95% ของค่า RMS เฉลี่ยในช่วงเวลา 10 นาที ในรอบระยะเวลา 1 สัปดาห์ ของกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับ ต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้จากการประเมินขั้นตอนที่ 3
- ค่าสูงสุดที่ 99% ของค่า RMS เฉลี่ยในช่วงเวลา 3 วินาที ในรอบระยะเวลา 1 วัน ของกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับ ต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้จากการประเมินขั้นตอนที่ 3 คูณด้วยแฟคเตอร์ k_{hvs} โดยคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$k_{hvs} = 1.3 + \frac{0.7}{45}(h-5)$$ เมื่อ h คืออันดับฮาร์มอนิก

ก.3) กรณีที่กระแสฮาร์มอนิกมีค่าไม่เท่ากันในแต่ละเฟส การประเมินให้พิจารณาจากเฟสที่มีปริมาณกระแสฮาร์มอนิกสูงสุด

ก.4) การประเมินจะพิจารณาเฉพาะกระแสฮาร์มอนิกที่ไหลจากระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าออกสู่ระบบไฟฟ้าภายนอกเท่านั้น สำหรับกระแสฮาร์มอนิกที่ไหลจากระบบไฟฟ้าภายนอกเข้าสู่ระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าจะไม่นำมาพิจารณา

ภาคผนวก (ข)

ตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิก สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายหนึ่งต้องการเชื่อมต่อรับไฟจากสายส่งในระบบ 115 kV ซึ่งจ่ายไฟมาจากสถานีต้นทางที่ติดตั้งหม้อแปลงขนาดพิกัด 600 MVA โดยผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดการขอใช้ไฟฟ้า 80 MVA และระดับกำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุด ณ จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาด 2,000 MVA

1.1) 1.2) 1.3) 1.4) 1.5) (2)

โปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

	Input Data
System Voltage[1] (kV)	115
Total Available Power[2] (MVA)	600
Agreed Power[3] (MVA)	80
Min. Short Circuit Power[4] (MVA)	2000
Transfer Factor[5]	1

วิธีการใช้งาน

ป้อนค่าตัวแปรต่างๆลงในช่อง Input Data แล้วพิจารณาค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกอันดับต่างๆได้จากช่อง Current Limit ในหน่วยแอมแปร์

หมายเหตุ

(1) System Voltage คือระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อเช่น 24 หรือ 69 kV เป็นต้น กรณีระบบแรงต่ำ 230/400 V ให้ระบุค่าเป็น 0.4 kV

(2) Total Available Power คือกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง Total Available Power มีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของ Power Transformer ในสถานีย่อย Bay ที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

(3) Agreed Power คือขนาดการขอใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำสัญญากับการไฟฟ้า

(4) Min. Short Circuit Power คือกำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้า

(5) Transfer Factor คือตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไป (Upstream System) ลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

Planning Level			Summation Exponent	Global Contribution	Harmonic Order	Current Limit (A)
HV	MV	LV				
1	1.5	1.6	1	1	2	6.7
2	3	4	1	2	3	8.9
0.8	1	1	1	0.8	4	2.7
2	3	4	1.4	2	5	9.5
0.5	0.5	0.5	1.4	0.5	6	2.0
2	3	4	1.4	2	7	6.8
0.4	0.4	0.4	1.4	0.4	8	1.3
1	1.2	1.2	1.4	1	9	2.6
0.4	0.4	0.4	1.4	0.4	10	1.0
1.5	2	3	2	1.5	11	5.0
0.2	0.2	0.2	2	0.2	12	0.8
1.5	2	2.5	2	1.5	13	4.2
0.2	0.2	0.2	2	0.2	14	0.7
0.3	0.3	0.3	2	0.3	15	0.7
0.2	0.2	0.2	2	0.2	16	0.6
1	1.6	1.6	2	1	17	2.2
0.2	0.2	0.2	2	0.2	18	0.6
1	1.2	1.2	2	1	19	1.9
0.2	0.2	0.2	2	0.2	20	0.5
0.2	0.2	0.2	2	0.2	21	0.5
0.2	0.2	0.2	2	0.2	22	0.5
0.7	1.2	1.2	2	0.7	23	1.1
0.2	0.2	0.2	2	0.2	24	0.4
0.7	0.7	0.7	2	0.7	25	1.0
0.2	0.2	0.2	2	0.2	26	0.4
0.2	0.2	0.2	2	0.2	27	0.4
0.2	0.2	0.2	2	0.2	28	0.4
0.631	0.631	0.631	2	0.63103448	29	0.8
0.2	0.2	0.2	2	0.2	30	0.3
0.603	0.603	0.603	2	0.60322581	31	0.7
0.2	0.2	0.2	2	0.2	32	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	33	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	34	0.3
0.557	0.557	0.557	2	0.55714286	35	0.6
0.2	0.2	0.2	2	0.2	36	0.3
0.538	0.538	0.538	2	0.53783784	37	0.5
0.2	0.2	0.2	2	0.2	38	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	39	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	40	0.3
0.505	0.505	0.505	2	0.50487805	41	0.5
0.2	0.2	0.2	2	0.2	42	0.2
0.491	0.491	0.491	2	0.49069767	43	0.4
0.2	0.2	0.2	2	0.2	44	0.2
0.2	0.2	0.2	2	0.2	45	0.2
0.2	0.2	0.2	2	0.2	46	0.2
0.466	0.466	0.466	2	0.46595745	47	0.4
0.2	0.2	0.2	2	0.2	48	0.2
0.455	0.455	0.455	2	0.45510204	49	0.3
0.2	0.2	0.2	2	0.2	50	0.2

วิธีการใช้งานโปรแกรมมีขั้นตอนดังนี้

(1) ป้อนค่าตัวแปรต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้าลงในช่อง Input Data

1.1) ป้อนค่าระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง System Voltage สำหรับกรณีนี้คือ 115 kV

1.2) ป้อนค่ากำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Total Available Power สำหรับกรณีนี้คือขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังภายในสถานีต้นทางซึ่งมีค่าเท่ากับ 600 MVA

1.3) ป้อนค่าขนาดการขอใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำสัญญากับการไฟฟ้าลงในช่อง Agreed Power สำหรับกรณีนี้คือ 80 MVA

1.4) ป้อนค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้าลงในช่อง Min. Short Circuit Power สำหรับกรณีนี้มีค่าเท่ากับ 2,000 MVA

1.5) ป้อนค่าตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Transfer Factor โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

(2) พิจารณาค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกอันดับต่าง ๆ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าได้จากช่อง Current Limit ในหน่วยแอมแปร์ นั่นคือขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายนี้มีค่าดังนี้

Orde	Limit (A)
2	6.7
3	8.9
4	2.7
5	9.5
6	2.0
7	6.8
8	1.3
9	2.6
10	1.0
11	5.0
12	0.8
13	4.2
14	0.7

Orde	Limit (A)
15	0.7
16	0.6
17	2.2
18	0.6
19	1.9
20	0.5
21	0.5
22	0.5
23	1.1
24	0.4
25	1.0
26	0.4
27	0.4

Orde	Limit (A)
28	0.4
29	0.8
30	0.3
31	0.7
32	0.3
33	0.3
34	0.3
35	0.6
36	0.3
37	0.5
38	0.3
39	0.3
40	0.3

Orde	Limit (A)
41	0.5
42	0.2
43	0.4
44	0.2
45	0.2
46	0.2
47	0.4
48	0.2
49	0.3
50	0.2

CCA8 ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อม เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

PRC - PQG - 02 / 1998

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อม เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

คณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

● การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ● การไฟฟ้านครหลวง ● การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

PRC - PQG - 02 / 1998

สารบัญ

หน้า

1. ขอบเขต 1

2. วัตถุประสงค์ 1

3. มาตรฐานอ้างอิง 1

4. นิยาม 2

5. ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม 4

6. ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลายๆแหล่งกำเนิด 6

7. การบังคับใช้ 12

ภาคผนวก ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม 14

เอกสารอ้างอิง

PRC - PQG - 02 / 1998

1. ขอบเขต

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฉบับนี้จัดทำขึ้นโดยมีขอบเขตดังนี้

1.1 เพื่อเป็นข้อกำหนดกฎเกณฑ์สำหรับขีดจำกัดและวิธีการตรวจสอบแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1.2 เพื่อกำหนดมาตรการให้ผู้ใช้ไฟฟ้าแก้ไขและปรับปรุงวงจรที่ทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนด

1.3 ข้อกำหนดนี้จะให้แนวทางเกี่ยวกับขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อมที่ยอมรับได้ที่จุดต่อร่วม (Point of Common Coupling) ซึ่งเกิดจากการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งในระบบแรงสูงและแรงต่ำ

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

2. วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) มิให้เกิดการรบกวนในระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกัน

3. มาตรฐานอ้างอิง

- A.S 2279.4-1991 Australian Standard
- Engineering Recommendation P.28 , 1989
  "Planning Limits for Voltage Fluctuations Caused by Industrial , Commercial and Domestic Equipment in The United Kingdom"

PRC - PQG - 02 / 1998

4. นิยาม

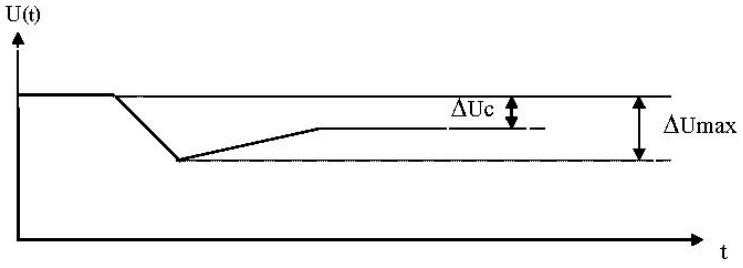
4.1 แรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) - การเปลี่ยนแปลงของค่า RMS (หรือค่า Peak) ของแรงดันระหว่างค่าระดับแรงดัน 2 ระดับใกล้กัน ซึ่งแต่ละระดับมีค่าคงที่ในระยะเวลาที่แน่นอนแต่ไม่กำหนดช่วงระยะเวลา

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

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

4.4 แรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด (Maximum Voltage Change , ΔUmax) - ความแตกต่างระหว่างค่า RMS สูงสุดและต่ำสุดของลักษณะแรงดันเปลี่ยนแปลง U(t) (พิจารณารูปที่ 4-1)

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

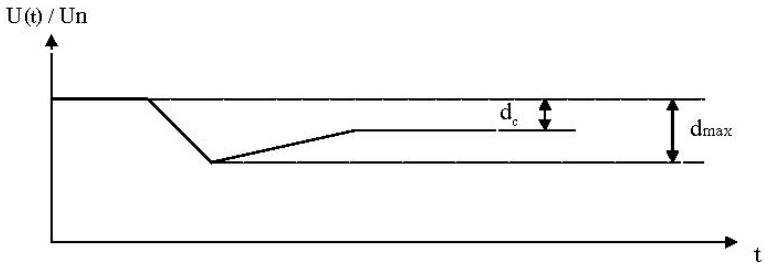


รูปที่ 4-1 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงแบบต่างๆ

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

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

PRC - PQG - 02 / 1998



รูปที่ 4-2 แสดงแรงดันแปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์แบบต่างๆ

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

4.9 เครื่องวัดไฟกะพริบ (Flickermeter) - เครื่องมือที่ออกแบบสำหรับใช้วัดปริมาณที่เกี่ยวข้องกับ ไฟกะพริบ (โดยปกติใช้วัดค่า Pst และ Plt)

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

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

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

n = จำนวนของค่า Pst ในช่วงระยะเวลาที่หาค่า Plt
ช่วงระยะเวลาที่แนะนำ คือ 2 ชั่วโมง ดังนั้น n = 12

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

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

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

PRC - PQG - 02 / 1998

5. ขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม

ในการประเมินแรงดันกระเพื่อม แบ่งเป็น 3 ขั้นตอน ตามขนาดของโหลดในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม ดังนี้

ขั้นตอนที่ 1

โหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม คิดเป็น เควีเอ. น้อยกว่า 0.002 เท่าของพิกัดเควีเอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้เลย โดยไม่ต้องผ่านการตรวจสอบค่าแรงดันกระเพื่อม

ขั้นตอนที่ 2

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

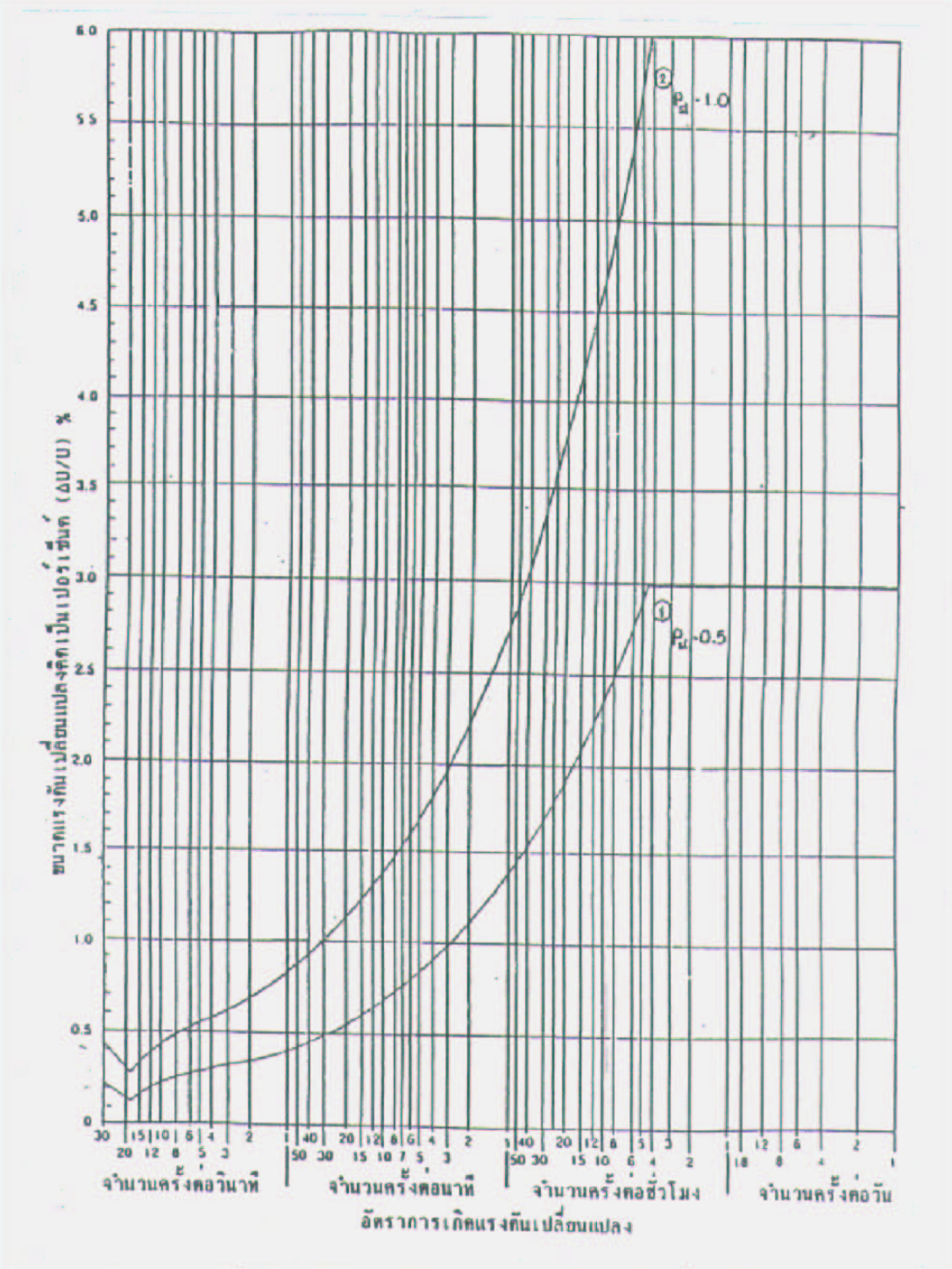
- ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง (Magnitude and Rate of Occurrence of Voltage Change) ของอุปกรณ์แต่ละตัว (Individual Load) จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 1ในรูปที่ 5-1
- สำหรับอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน ที่มีรูปแบบที่ไม่แน่นอน ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term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

ขั้นตอนที่ 3

ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้า ในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมมีค่าเกินขีดจำกัดในขั้นตอนที่ 2 จะต้องมาดำเนินการตรวจสอบในขั้นตอนที่ 3 โดยมีรายละเอียดดังนี้

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

PRC - PQG - 02 / 1998



รูปที่ 5-1 รูปกราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง

PRC - PQG - 02 / 1998

6. ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลาย ๆ แหล่งกำเนิด

การรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดจากหลายแหล่ง สามารถนำเอาวิธีการทางสถิติ มาใช้ในการคำนวณหาค่าระดับแรงดันกระเพื่อมได้ดังนี้

6.1 กรณีที่สามารถรู้ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

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

ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง ที่หามาได้ใหม่ตามที่กล่าวมาแล้วทั้ง 3 ข้อ เมื่อนำมาพิจารณากับรูปกราฟ จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 จึงจะยอมให้ต่ออุปกรณ์ตัวใหม่เข้าระบบของการไฟฟ้าได้

4) ถ้าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ ไม่สามารถรวมกันได้ตามหลักเกณฑ์ในทั้ง 3 ข้อดังกล่าวแล้ว ให้ใช้วิธีการประเมินดังนี้

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

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

6.2 กรณีที่ไม่สามารถรู้ค่าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

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

PRC - PQG - 02 / 1998

2) นำค่า Pst มารวมกันตามสูตรดังนี้ โดยค่า Pst ที่คำนวณได้จะต้องมีค่าไม่เกินในตารางที่ 6-1

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

ค่าของ m ขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อม โดยมีข้อแนะนำดังนี้

m = 4 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทเตาหลอม (Arc Furnace) ที่มีการทำงานในช่วงการหลอมละลายไม่พร้อมกัน

m = 3 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกือบทุกประเภท โดยคาดว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีน้อย หากไม่แน่ใจว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีมากน้อยเพียงใดก็ให้ใช้ค่านี้ได้

m = 2 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีโอกาสจะเกิดการทำงานพร้อมกันบ่อยครั้ง

m = 1 ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการทำงานพร้อมกัน

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

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

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

ถ้าผลการตรวจเช็คหรือตรวจวัดเกินข้อกำหนดในขั้นที่ 3 จะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขเพื่อมิให้ค่าแรงดันกระเพื่อมเกินข้อกำหนดดังกล่าวแล้ว โดยอาจจะใช้วิธีการต่าง ๆ ดังนี้

1) ปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยอาจจะก่อสร้างวงจรเฉพาะ

2) ปรับปรุงวิธีการเดินเครื่องจักรโดยไม่ให้เดินเครื่องจักรหลาย ๆ เครื่องพร้อมกัน หรืออาจจะใช้วิธีการควบคุมการเปลี่ยนแปลงของแรงดันให้เป็นแบบลาดเอียง (Ramp Change)

3) ปรับปรุงคุณลักษณะของโหลด

4) ติดตั้งอุปกรณ์จำกัดแรงดันกระเพื่อม

5) จำกัดเวลาเดินเครื่องจักรบางประเภท

6) ปรับปรุงเพื่อเพิ่ม Fault Level ของระบบ

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

PRC - PQG - 02 / 1998

ตารางที่ 6-1

ขีดจำกัดสำหรับ

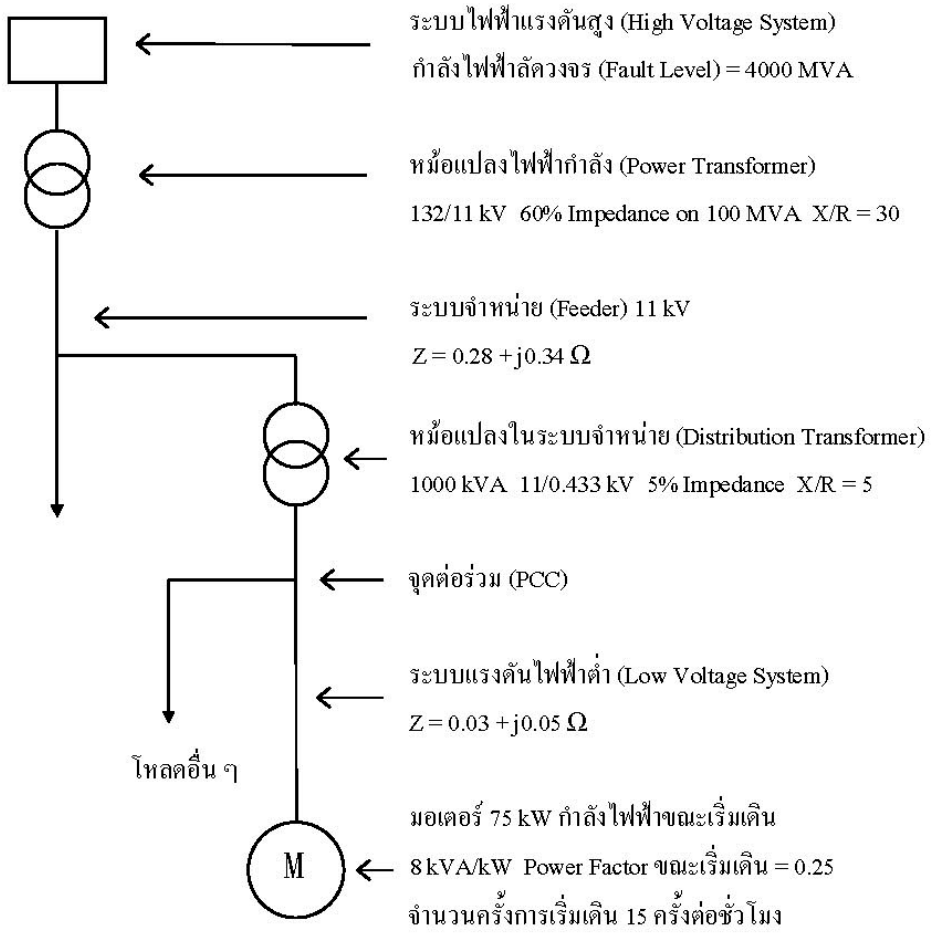
ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt)

เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

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

ตัวอย่างการคำนวณ

กำหนดค่าตัวแปรและลักษณะของวงจรดังรูปที่ 6-1



รูปที่ 6-1 แสดงแผนผังวงจร

PRC - PQG - 02 / 1998

<u>ขั้นตอนที่ 1</u> การหาค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม ที่ค่า Base 100 MVA

1) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้าแรงดันสูง

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

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

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

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

3) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจำหน่าย 11 kV

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

4) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย

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

5) ค่าอิมพีแดนซ์รวม ณ จุดต่อร่วม

0.000 + j0.025

0.020 + j0.600

0.231 + j0.281

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

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

$Z_1 = 1.232 + j5.809$ pu

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

6) กำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

จากสมการในขั้นตอนที่ 1

$$\left|Z_{pu}\right| = \frac{MVA_B}{MVA_{SIC}}$$

$$MVA_{SIC} = \frac{MVA_B}{Z_{pu}} = \frac{100}{5.938} = 16.8 \quad MVA$$

กำลังไฟฟ้าลัดวงจร = 16.8 MVA

PRC - PQG - 02 / 1998

<u>ขั้นตอนที่ 2</u> การหาค่าอัตราส่วนกำลังไฟฟ้า ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ต่อกำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

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

$$= 0.0357$$

อัตราส่วนนี้มีค่าเกิน 0.03 ดังนั้นการต่อมอเตอร์เข้าในระบบจะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนที่ 3

<u>ขั้นตอนที่ 3</u> การหาค่าแรงดันเปลี่ยนแปลง ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ ณ จุดต่อร่วม

1) ค่าอิมพีแดนซ์ขณะเริ่มเดินมอเตอร์

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

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบแรงต่ำ

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

3) ค่าอิมพีแดนซ์รวมทางด้านโหลดของจุดต่อร่วม

$$41.667 + j161.367$$

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

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

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

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

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

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

4) ค่าแรงดันขณะเริ่มเดินมอเตอร์ ณ จุดต่อร่วม

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

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

$$= 97.08\%$$

5) ดังนั้นค่าแรงดันเปลี่ยนแปลง ณ จุดต่อร่วม

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

$$= 2.92\%$$

PRC - PQG - 02 / 1998

<u>การพิจารณา</u>

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

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

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

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

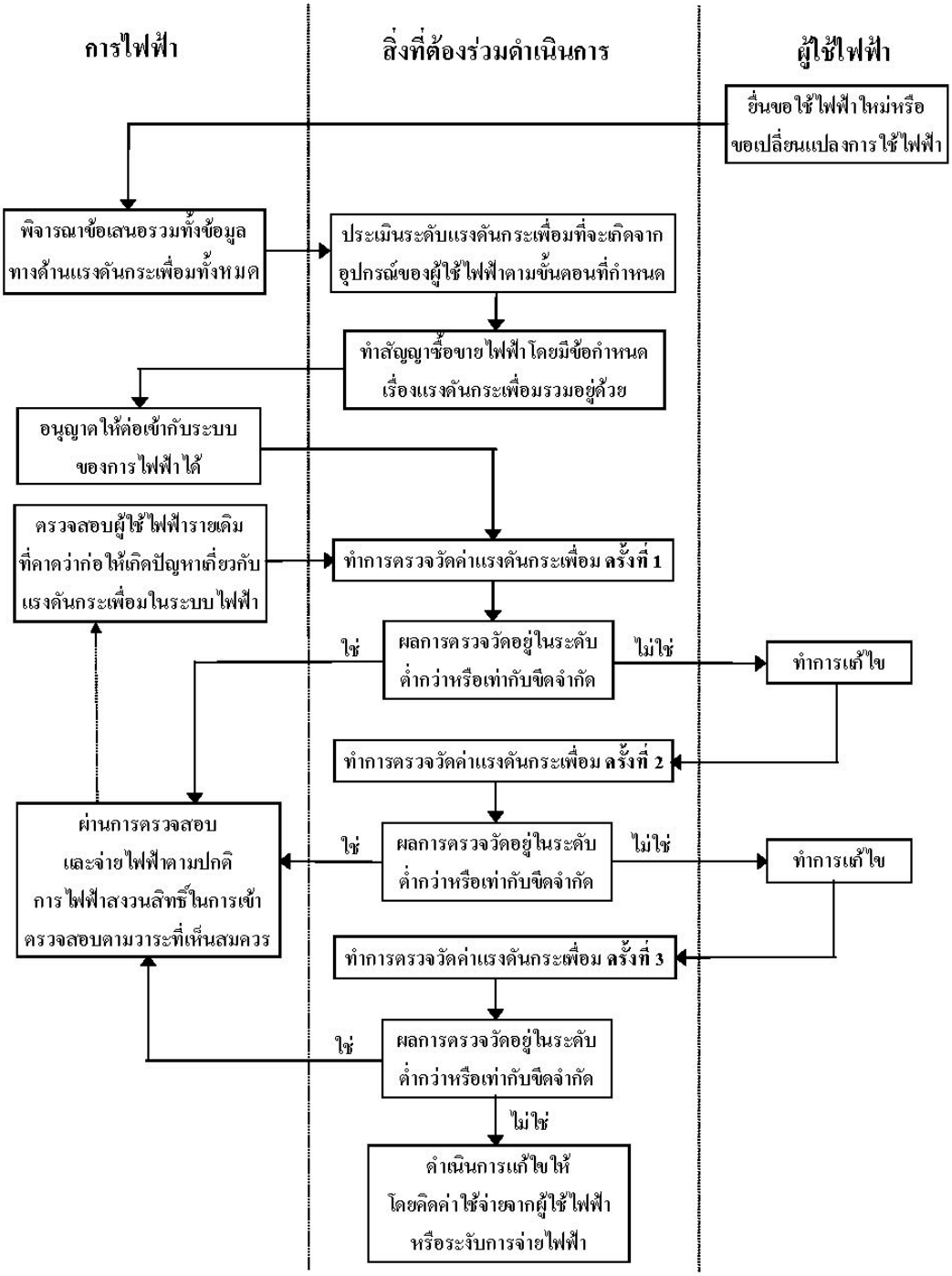
  ดังนั้น $\sqrt{R_1^{\,2} + R_2^{\,2} + \ldots + R_N^{\,2}} = \sqrt{0.69^2 + 0.44^2}$

  $= 0.81$

  จากผลการตรวจสอบดังกล่าวจึงสามารถยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้

PRC - PQG - 02 / 1998

7. การบังคับใช้



รูปที่ 7-1 Flow Chart แสดงวิธีการบังคับใช้

PRC - PQG - 02 / 1998

7.1 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้ว จะไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าฯ ขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้า หากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

7.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 7.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ

7.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าฯ ตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้น ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าว หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าฯ จะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้ไฟฟ้า หรืองดการจ่ายไฟฟ้า

PRC - PQG - 02 / 1998

ภาคผนวก

ข้อแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม

ผ.1 อุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม

- Flickermeter ตามมาตรฐาน IEC 868
- Disturbance Recorder

ผ.2 วิธีการวัด

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

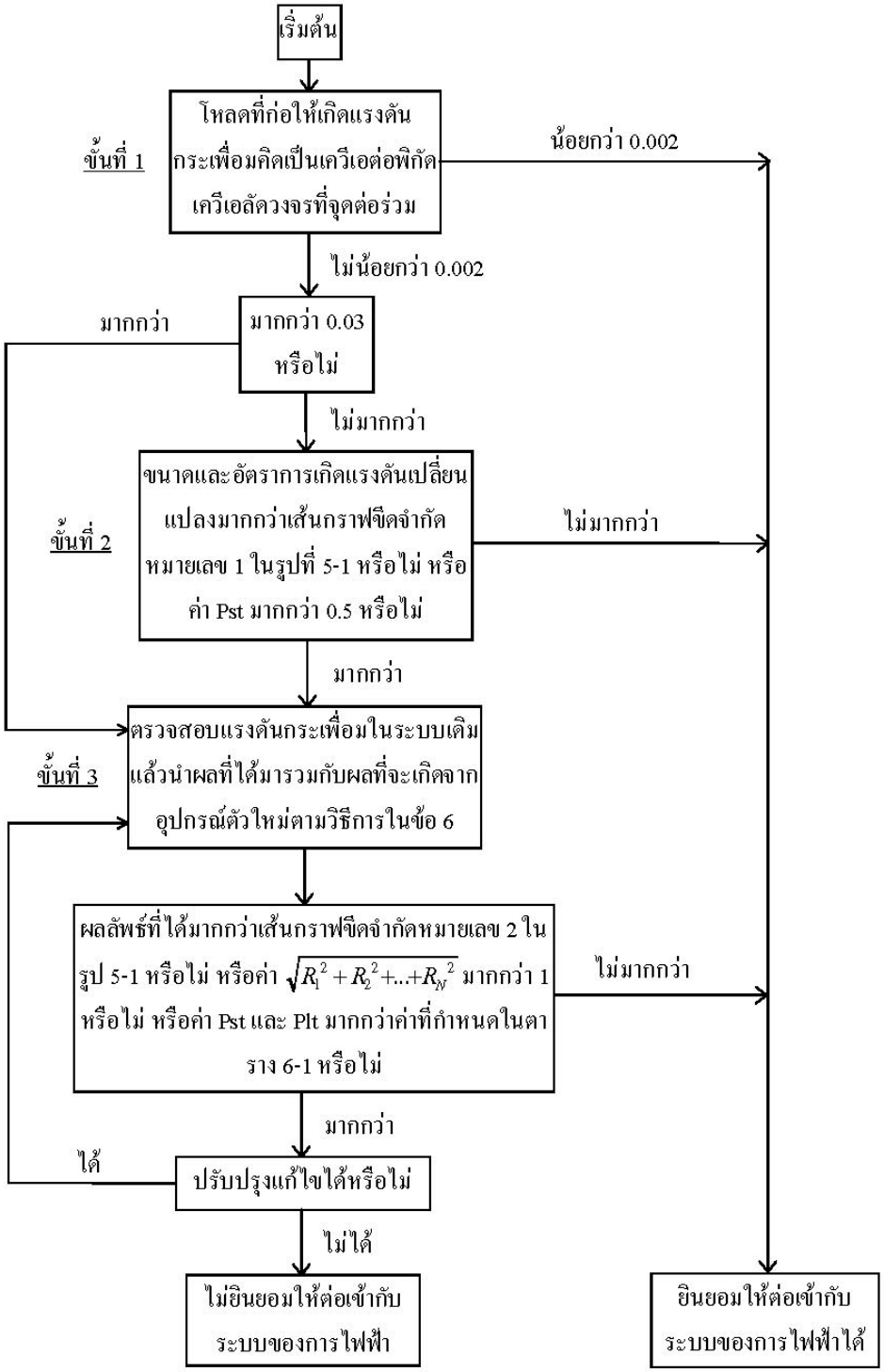
ผ.3 ข้อกำหนดในการวัด

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

ผ.4 แผนผังลำดับขั้นตอนในการตรวจสอบ

ขั้นตอนการตรวจสอบเบื้องต้นจนกระทั่งการตรวจสอบด้วยวิธีการตรวจวัดแสดงเป็นแผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบ (Flow Diagram) ได้ดังรูปที่ ผ-1

PRC - PQG - 02 / 1998



รูปที่ ผ-1 แผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบโหลดที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม

PRC - PQG - 02 / 1998

เอกสารอ้างอิง

1. A.S 2279.4-1991 Australian Standard

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