



ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
(Connection Code)
ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กรกฎาคม 2560



ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Code)

ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

ฉบับเดือน กรกฎาคม พ.ศ. 2560

ด้วยพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 81 กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบกิจการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ทั้งนี้ ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงเห็นสมควรให้มีการปรับปรุง ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อกำหนดหน้าที่และความรับผิดชอบของผู้ขอเชื่อมต่อและผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ให้มีความชัดเจน ในเรื่องของข้อกำหนดอุปกรณ์โรงไฟฟ้า ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบของ กฟผ. ข้อกำหนดของการวัดและการแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตร และข้อกำหนดอื่นที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงปลอดภัย และ คุณภาพระบบไฟฟ้า ตามบทบัญญัติของกฎหมายดังกล่าว

ทั้งนี้ ผู้ขอเชื่อมต่อและผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ตั้งแต่วันที่ออกประกาศข้อกำหนดฉบับนี้ เป็นต้นไป และให้ยกเลิก บรรดา ระเบียบ ข้อกำหนด คำสั่งอื่นใด ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ในส่วนที่กำหนดไว้แล้ว หรือ ขัดแย้งกับข้อกำหนดนี้ ให้ใช้ข้อกำหนดนี้แทน

สารบัญ

		หน้า
GD	นิยามคำศัพท์	
GD	นิยามคำศัพท์	CC-1
PF	บทนำ	
PF1	บทนำ	CC-5
PF2	ขอบเขตงาน	CC-5
PF3	ความรับผิดชอบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CC-5
PF4	การปรับปรุงและแก้ไขข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CC-6
PP	ขั้นตอนการวางแผน	
PP1	บทนำ	CC-7
PP2	วัตถุประสงค์	CC-7
PP3	การแจ้งข้อมูล	CC-7
GC	ข้อกำหนด	
GC1	ข้อกำหนดทั่วไป	CC-8
GC2	การพิจารณาบทวนข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CC-11

ส่วนที่ 1 : ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่

CC-P	ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า	
CC1-P	บทนำ	CCP-1
CC2-P	วัตถุประสงค์	CCP-1
CC3-P	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCP-1
CC4-P	ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCP-3
CC5-P	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ	CCP-5
CC6-P	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCP-7
CC7-P	ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบของ กฟผ.	CCP-7
CC8-P	ข้อกำหนดของการวัดและการแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCP-14
CC9-P	ข้อกำหนดของการวัดและการแสดงผลระยะไกล ระบบโทรมาตรและควบคุมที่จุดเชื่อมต่อ	CCP-15
CC10-P	ข้อกำหนดของการควบคุมแรงดัน (kV Control)	CCP-16

CCA-P	Appendix	CCPA-1
CCA1-P	ระบบมาตรวัดไฟฟ้า	CCPA-2
CCA2-P	FORM OF GENERATOR PARAMETERS	CCPA-4
CCA3-P	ข้อมูลตำแหน่งผู้เชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ	CCPA-19

ส่วนที่ 2 : ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

CC-S	ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า	
CC1-S	บทนำ	CCS-1
CC2-S	วัตถุประสงค์	CCS-1
CC3-S	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCS-2
CC4-S	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ	CCS-3
CC5-S	ข้อกำหนดอุปกรณ์โรงไฟฟ้า	CCS-7
CC6-S	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCS-11
CC7-S	ข้อกำหนดของจุดเชื่อมต่อระหว่าง กฟผ. กับ โรงไฟฟ้า	CCS-12
CC8-S	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตร	CCS-18
CC9-S	ข้อกำหนดของการควบคุมแรงดัน (kV Control)	CCS-20

CCA-S	Appendix	CCSA-1
CCA1-S	ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)	CCSA-2
CCA2-S	ข้อมูลในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCSA-8
CCA3-S	ระบบโทรมาตรเพื่อการควบคุม	CCSA-35
CCA4-S	รายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ	CCSA-36
CCA5-S	ข้อมูลด้านระบบส่ง	CCSA-38
CCA6-S	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิก เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม	CCSA-63
CCA7-S	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อม เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม	CCSA-78

ส่วนที่ 3 : ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา

CC-I	ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้า	
CC1-I	บทนำ	CCI-1
CC2-I	วัตถุประสงค์	CCI-1
CC3-I	คุณลักษณะของระบบ กฟผ.	CCI-2
CC4-I	ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ	CCI-3
CC5-I	ข้อกำหนดอุปกรณ์โรงไฟฟ้า	CCI-7
CC6-I	REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS	CCI-8
CC7-I	ข้อกำหนดของจุดเชื่อมต่อระหว่าง กฟผ. กับ โรงไฟฟ้า	CCI-8
CC8-I	ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตร	CCI-9

CCA-I	Appendix	CCIA-1
CCA1-I	ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)	CCIA-2
CCA2-I	ข้อมูลในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	CCIA-8
CCA3-I	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิก เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม	CCIA-35
CCA4-I	ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อม เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม	CCIA-50

ส่วนที่ 4 : หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC-D	หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	
CC1-D	บทนำ	CCD-1
CC2-D	วัตถุประสงค์	CCD-1
CC3-D	การติดต่อประสานงานระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เมื่อมีผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า	CCD-2

GD นิยามคำศัพท์

นิยามคำศัพท์ที่ใช้ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้นิยามดังต่อไปนี้

ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	ระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) หรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า	หน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการควบคุมระบบไฟฟ้า ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
ผู้รับใบอนุญาต	ผู้ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
การไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
ผู้ใช้ไฟฟ้า	ผู้ที่ทำสัญญาซื้อไฟฟ้ากับการไฟฟ้า
ผู้ขอเชื่อมต่อ	ผู้ที่ขออนุญาตจากการไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ผู้เชื่อมต่อ	ผู้ที่ได้รับอนุญาตจากการไฟฟ้าให้เชื่อมต่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ได้แก่ 1) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) 2) โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 3) ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) 4) ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent Power Supplier : IPS) 5) ลูกค้านตรงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 6) การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 7) ระบบไฟฟ้าอื่นๆ
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่ผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยปริมาณมากกว่า 90 เมกะวัตต์
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ทั้งประเภทสัญญา Firm และประเภทสัญญา Non-Firm

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Firm (SPP Firm)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ได้รับค่าไฟฟ้าในส่วน Capacity Payment ด้วย
ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Non-Firm (SPP Non-Firm)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล หรือรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย มีปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญามากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ที่ไม่ได้รับค่าไฟฟ้าในส่วน Capacity Payment
ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent Power Supplier : IPS)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ หรือประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองและผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองหรือขายให้ประชาชนโดยไม่ขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า แต่ขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าและได้รับอนุญาตให้เชื่อมต่อแล้ว ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก มาก (Very Small Power Producer: VSPP)	ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเองลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์
เหตุผิดปกติ	เหตุการณ์ใดๆ ที่เกิดขึ้นและมีผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือคุณภาพไฟฟ้า ทั้งในกรณีที่มีไฟฟ้าดับ และไม่มีไฟฟ้าดับ
เหตุฉุกเฉิน	เหตุการณ์ที่เป็นไปโดยปัจจุบันทันด่วน โดยไม่คาดคิดหรือคาดการณ์ล่วงหน้า เช่น เหตุขัดข้องจากระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นเหตุให้การไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมระบบให้อยู่ในสภาพปกติได้ หรือเหตุการณ์ที่อาจจะทำให้เกิดอันตรายต่อชีวิตและทรัพย์สิน ทั้งนี้ให้รวมถึงกรณีอุบัติเหตุ เหตุสุดิวสัย ภัยธรรมชาติ โดยต้องดำเนินการแก้ไขสถานการณ์อย่างเร่งด่วน หรือ เหตุผิดปกติที่ทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยให้ความคิดเห็นอย่างสมเหตุสมผลแล้วว่าเกิด หรือก่อให้เกิดการสูญเสียเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเป็นวงกว้าง หรือทำให้เกิดความเสียหายอย่างรุนแรง
จุดต่อร่วม	ตำแหน่งในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณเดียวกับผู้เชื่อมต่อรายอื่น
จุดเชื่อมต่อ	ตำแหน่งที่อุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า
ระบบควบคุมระยะไกล (Supervisory Control And Data Acquisition: SCADA)	ระบบการควบคุมดูแลทางไกลที่เกี่ยวข้องกับการควบคุม และ/หรือ การขึ้นบล็อกสถานะของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือ ระบบที่รวบรวมข้อมูลสำหรับการ Operate ระบบ เช่น ความถี่ของระบบ, แรงดัน, Load Flow, สถานะของ Breaker เป็นต้น ทำการประมวลผลและแสดงข้อมูลในศูนย์ควบคุมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กระแสไฟฟ้าไหลย้อน	เหตุการณ์ที่มีปริมาณกระแสไฟฟ้าไหลออกจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน., กฟภ.) เข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
First Synchronization	การขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
First Energization	การรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก
วันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Scheduled Commercial Operation Date: SCOD)	กำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
สัญญาเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า	กรณีผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา(IPS) หมายถึงสัญญาเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ส่วนกรณีผู้เชื่อมต่อเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก(SPP) หรือ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่(IPP) หมายถึงสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
โรงไฟฟ้าประเภทเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy)	โรงไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ ก) พลังงานนอกรูปแบบ เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก เป็นต้น ซึ่งต้องไม่ใช้การใช้น้ำมัน 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 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีนั้นๆ
โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration	โรงไฟฟ้าที่มีการผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ (Useful Heat Energy) ด้วยกระบวนการผลิตเดียวกันของโรงไฟฟ้าหนึ่ง
ระบบไฟฟ้า	ระบบผลิตไฟฟ้า และระบบโครงข่ายไฟฟ้า ที่อยู่ภายใต้ปฏิบัติการ และควบคุมของผู้รับใบอนุญาต
ใบอนุญาต	ใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
ระบบผลิตไฟฟ้า	โรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ ที่ได้รับใบอนุญาตการประกอบกิจการไฟฟ้าตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 และจ่ายพลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า
การเชื่อมต่อ	การเชื่อมต่ออุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ
การปลดการเชื่อมต่อ	การปลดอุปกรณ์ของผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อ ออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า

คุณภาพไฟฟ้า	อัตราการเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า หรือความถี่ไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อต้องควบคุมให้อยู่ในขอบเขตตามมาตรฐานที่การไฟฟ้ากำหนดไว้ทั้งในกรณีเหตุปกติและกรณีเหตุผิดปกติ
ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection System)	ระบบป้องกันระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่สั่งการโดยผ่านระบบสื่อสาร
Operating Characteristics	ค่าที่กำหนดความสามารถของหน่วยผลิตไฟฟ้าในการตอบสนองต่อคำสั่งการ
Generator's Apparatus	อุปกรณ์และเครื่องจักรต่างๆ ที่โรงไฟฟ้าเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบ กฟผ. และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ
Site Responsibility Schedule	รายการที่ กฟผ. จัดทำขึ้น เพื่อแสดงหน้าที่ความรับผิดชอบ ทั้งในส่วนของความเป็นเจ้าของ การควบคุมการปฏิบัติงาน และ ความปลอดภัย ของพื้นที่หนึ่งๆ
มาตรฐานความมั่นคง N-1	ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง ในกรณีอุปกรณ์หลักในระบบไฟฟ้าหลุดออกจากระบบไฟฟ้า 1 อุปกรณ์

PF	บทนำ
PF1	บทนำ ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Code) ของ กฟผ. ฉบับนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า รับทราบหน้าที่ที่จะต้องปฏิบัติให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ และตามข้อกำหนดทางเทคนิคด้านการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟที่ได้มาตรฐาน มีความมั่นคงปลอดภัย โดยไม่ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าและส่วนรวมเสียประโยชน์ รวมถึงแนวทางปฏิบัติอย่างเสมอภาคต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกราย หรือเพื่อไม่ให้เกิดการกีดกันผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบการกิจการพลังงานรายอื่น ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550
PF2	ขอบเขตงาน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Code) ของ กฟผ. ฉบับนี้ ให้บังคับใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ยื่นขออนุญาตจากการไฟฟ้า ภายหลังจากที่ข้อกำหนดฉบับนี้ประกาศใช้ โดยประกอบด้วย 1. ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP) 2. โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 3. ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) 4. ผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (Independent Power Supplier : IPS) 5. หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะต้องปฏิบัติตามระเบียบหรือข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อนี้ และของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้นๆ ด้วย
PF3	ความรับผิดชอบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Connection Code) ของ กฟผ. ฉบับนี้ ได้กำหนดหลักเกณฑ์ และข้อกำหนดทางเทคนิคด้านการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าทุกรายมีหน้าที่ในการปฏิบัติตาม และออกแบบการเชื่อมต่อให้มีรายละเอียดทางเทคนิคด้านการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับนี้ เป็นอย่างน้อย เพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีคุณภาพการจ่ายไฟอยู่ภายในเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนด และมีความมั่นคงปลอดภัย โดย กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการดำเนินการดังนี้ 1. กฟผ. สงวนสิทธิ์ไม่อนุญาตให้มีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า หาก กฟผ. เห็นว่าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดข้อใดข้อหนึ่งที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อนี้

2. กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการปรับปรุง แก้ไข เปลี่ยนแปลง เพิ่มเติมรายละเอียดอื่นๆ ของข้อกำหนดนี้ เพื่อความปลอดภัย และความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม และจะนำไปเป็นเหตุอ้างเพื่อเรียกร้องค่าเสียหายใดๆ ต่อการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้
3. กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการเรียกเก็บค่าใช้จ่ายจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ หาก กฟผ. จำเป็นต้องปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. เนื่องจากการขอเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
4. หากเกิดความเสียหายต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ/หรือ บุคคลอื่นๆ ที่ กฟผ. ตรวจสอบสาเหตุแล้ว พบว่า เกิดจากการกระทำของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นนั้น
5. กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการทบทวนการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลเสียกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

PF4 การปรับปรุงและแก้ไขข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ด้วยพระราชบัญญัติประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 มาตรา 81 กำหนดให้ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานต้องยินยอมให้ผู้รับใบอนุญาตหรือผู้ประกอบการพลังงานรายอื่นใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายพลังงานของตน ทั้งนี้ ตามข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนด ดังนั้น กฟผ. ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าและศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จึงมีสิทธิและหน้าที่ตามพระราชบัญญัติในการพิจารณาปรับปรุงแก้ไขข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าตามความจำเป็นของระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป เพื่อความมั่นคง ปลอดภัย และคุณภาพระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้ หากผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้รับใบอนุญาตเห็นว่าข้อกำหนดดังกล่าวนี้ไม่เป็นไปตามหลักการตามมาตรา 81 ให้ผู้รับใบอนุญาตยื่นคำร้องต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเพื่อพิจารณาได้

อนึ่ง ในกรณีที่สภาพระบบเปลี่ยนแปลงไปจนอาจทำให้ข้อกำหนดที่ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานประกาศกำหนดไว้ข้างต้นนั้นไม่สอดคล้องกับหลักการตามมาตรา 81 ผู้รับใบอนุญาตที่มีระบบโครงข่ายพลังงานสามารถปรับปรุงข้อกำหนดให้เหมาะสมและเสนอต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานเพื่อพิจารณาอนุมัติได้

PP	ขั้นตอนการวางแผน
PP1	บทนำ
PP1.1	ขั้นตอนการวางแผนนี้ กำหนดไว้เพื่อความมั่นใจว่า กฟผ. จะได้รับข้อมูลที่ต้องการจาก ผู้ขอเชื่อมต่อ /ผู้เชื่อมต่อ เพื่อการวางแผนพัฒนาระบบในอนาคต
PP1.2	ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบโดยเร็ว หากมีการเปลี่ยนแปลงของข้อมูล ตามจริง หรือที่คาดว่าจะเปลี่ยนแปลงไป ตามที่ระบุใน PP3
PP2	วัตถุประสงค์
P2.1	ขั้นตอนการวางแผนนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อความมั่นใจว่า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะให้ข้อมูลแก่ กฟผ. อย่างถูกต้องและตรงเวลา เพื่อให้ กฟผ. สามารถวางแผนพัฒนาระบบในอนาคต
PP3	การแจ้งข้อมูล
PP3.1	ข้อมูลเบื้องต้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งข้อมูลพื้นฐานในการวางแผนเป็นลายลักษณ์อักษร ให้แก่ กฟผ. ทราบ (ตาม Appendix CCA2-P, CCA3-P, CCA2-S และ CCA2-I) (a) ทันทที่ได้ตกลงในหลักการกับ กฟผ. ว่าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะเริ่มโครงการ หรือขอเชื่อมต่อ โดยต้องแจ้งข้อมูลไม่น้อยกว่า 30 วันทำการ ก่อนที่จะมีการลงนามในข้อตกลง PPA หรือ (b) สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่จะไม่ปฏิบัติการภายใต้ข้อตกลง PPA กับ กฟผ. จะต้องแจ้งข้อมูลไม่น้อยกว่า 30 วันทำการ ก่อนผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต่อเชื่อมเข้ากับระบบของ กฟผ. หรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
PP3.2	ข้อมูลผูกพันตามข้อตกลง ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งข้อมูลพื้นฐานและข้อมูลรายละเอียดในการวางแผนเป็นลายลักษณ์อักษรให้แก่ กฟผ. ทราบ (ตาม Appendix CCA2-P, CCA3-P, CCA2-S และ CCA2-I) (a) เมื่อได้มีการลงนามในข้อตกลงระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อแล้ว และต้องแจ้ง ก่อนที่จะเริ่มการ commissioning หรือ (b) สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่จะไม่ปฏิบัติการภายใต้ข้อตกลง PPA กับ กฟผ. จะต้องแจ้งข้อมูล (i) เมื่อ กฟผ. ยินยอมให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต่อเชื่อมกับระบบของ กฟผ. โดยต้องแจ้ง ก่อนที่จะเริ่มการ commissioning หรือ (ii) เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ยินยอมให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต่อเชื่อมกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยต้องแจ้งก่อนที่จะเริ่มการ commissioning
PP3.3	ข้อมูลเพิ่มเติมหลังการต่อเชื่อมกับระบบ ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องแจ้งข้อมูลพื้นฐานและข้อมูลรายละเอียดเพิ่มเติมในการวางแผนเป็นลายลักษณ์อักษร ให้แก่ กฟผ. ทราบ (ตาม Appendix CCA2-P, CCA3-P, CCA2-S และ CCA2-I) สำหรับข้อมูลซึ่งไม่ได้ส่งมาตามที่ระบุใน PP3.1 และ PP3.2 จะต้องส่งมาก่อนที่จะมีการเริ่มต้นจ่ายไฟ (วันที่ energize Connection Point) เป็นเวลาไม่น้อยกว่า 10 วันทำการ

GC ข้อกำหนด

GC1 ข้อกำหนดทั่วไป

GC1.1 เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิด

กรณีมีเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดเกิดขึ้นและไม่มีข้อกำหนดใดในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ารองรับ กฟผ. จะต้องหารือกับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าว โดยทันที (เท่าที่ กฟผ. จะสามารถกระทำได้ในสถานการณ์นั้น) เพื่อให้ได้ข้อสรุปในการดำเนินการแก้ไขร่วมกัน แต่หากไม่ได้ข้อสรุปในช่วงเวลาที่จำกันั้น (ซึ่งขึ้นอยู่กับแต่ละสถานการณ์) กฟผ. จะกำหนดแนวทางการแก้ไขเอง โดยคำนึงถึงข้อคิดเห็นที่ได้รับจากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมากที่สุดเท่าที่จะสามารถทำได้ และแนวทางที่กำหนดนั้นจะต้องเหมาะสมกับสถานการณ์ ทั้งนี้ เมื่อ กฟผ. ได้กำหนดแนวทางแล้ว ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องปฏิบัติตามที่ กฟผ. สั่งการ ยกเว้นว่าการสั่งการนั้นจะขัดกับ technical parameter (ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ) ที่ได้ลงทะเบียนไว้ตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

GC1.2 การอนุญาตต่อสิ่งที่ต่ำกว่าข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

GC1.2.1 หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ พบว่ามี (หรือคาดว่าจะมี) ข้อกำหนดใดๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ไม่สามารถปฏิบัติตามได้นั้น จะต้องทำการรายงานให้ กฟผ. ทราบโดยทันที และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องใช้ความพยายามในการแก้ไขปัญหาดังกล่าวโดยเร็วที่สุด

GC1.2.2 กรณีอุปกรณ์ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบ ไม่สอดคล้องตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยมีสาเหตุหลักจากการที่ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีการแก้ไขปรับปรุงเพิ่มเติมในภายหลัง

ผู้เชื่อมต่อต้องระบุนายการอุปกรณ์ ที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับใหม่ และพิจารณาแก้ไขปรับปรุงอุปกรณ์ดังกล่าวให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าฉบับใหม่ร่วมกับ กฟผ.

ในกรณีที่จำเป็นต้องแก้ไขปรับปรุงอุปกรณ์ ผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งข้อมูลการปรับปรุงอุปกรณ์ดังกล่าวเป็นลายลักษณ์อักษรให้ กฟผ. ทราบโดยเร็ว โดยต้องระบุข้อมูลดังต่อไปนี้

(a) หมายเลขฉบับและวันที่ที่ออกข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

(b) ระยะเวลาดำเนินการแก้ไข ให้ระบุวันที่ที่จะแก้ไขแล้วเสร็จ

GC1.2.3 กรณีที่โรงไฟฟ้ายังไม่ได้เริ่มทำการจ่ายไฟเข้าระบบ แต่มีบางอุปกรณ์ที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องดำเนินการแก้ไขปรับปรุงอุปกรณ์ดังกล่าว ให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยต้องแจ้งข้อมูลการปรับปรุงอุปกรณ์ดังกล่าว และขอความเห็นชอบในการดำเนินการดังกล่าว จาก กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษร ทันที และจะต้องระบุข้อมูลดังต่อไปนี้

- (a) หมายเลขฉบับและวันที่ที่ออกข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- (b) ระบุรายการอุปกรณ์ ที่ไม่เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- (c) ระบุระยะเวลาดำเนินการแก้ไข ให้ระบุวันที่ที่จะแก้ไขแล้วเสร็จ

- GC1.3 การติดต่อสื่อสารระหว่าง กฟผ. กับ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- GC1.3.1 การแจ้งข้อมูลทั้งหมดและการติดต่อสื่อสารระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ยกเว้นการจัดส่งข้อมูลและการแจ้งข้อมูล) ต้องดำเนินการดังนี้
- ในส่วนของ กฟผ. จะมอบหมายให้ EGAT Control Engineer ทำหน้าที่ติดต่อกับทางผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โดย EGAT Control Engineer จะเป็นผู้ปฏิบัติงานที่ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ ที่ได้รับมอบอำนาจให้มีสิทธิ์ในการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและสั่งการ switching ในระบบส่ง ซึ่ง กฟผ. จะแจ้งชื่อ EGAT Control Engineer ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทราบเป็นครั้งคราวไป
- GC1.3.2 การแจ้งข้อมูลทั้งหมดและการติดต่อสื่อสารระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (ยกเว้นการจัดส่งข้อมูลและการแจ้งข้อมูล) จะต้องดำเนินการผ่านทางระบบโทรศัพท์
- GC1.3.3 หากมีการย้ายสถานที่ตั้งของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ อาจด้วยเหตุฉุกเฉินหรือเหตุผลใดก็ตาม กฟผ. จะต้องแจ้งให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทราบสถานที่ตั้งใหม่และหมายเลขโทรศัพท์ที่เปลี่ยนแปลง โดยทันที
- GC1.3.4 หากมีการย้ายสถานที่ตั้งศูนย์ควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ อาจด้วยเหตุฉุกเฉินหรือเหตุผลใดก็ตาม ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบสถานที่ตั้งใหม่และหมายเลขโทรศัพท์ที่เปลี่ยนแปลง โดยทันที
- GC1.3.5 ข้อมูลและการติดต่อสื่อสารทางโทรศัพท์ ระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะถูกบันทึกเป็นหลักฐาน
- GC1.4 ข้อมูลและการแจ้งล่วงหน้า
- GC1.4.1 การจัดส่งและแจ้งข้อมูลใดๆ ต่อ กฟผ. ภายใต้ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (ยกเว้นว่าจะมีการระบุไว้เป็นอย่างอื่น) จะต้องจัดทำเป็นลายลักษณ์อักษร โดยอาจส่งถึงผู้รับด้วยตนเอง , ไปรษณีย์ลงทะเบียน หรือทางโทรสาร
- GC1.4.2 ข้อมูลที่จัดส่งให้ กฟผ. ตามวิธีการใน GC1.4.1 จะต้องจำหน้าของถึง ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (หรืออาจเป็นหน่วยงานอื่นใดภายใน กฟผ.) และระบุที่อยู่ ตามที่ กฟผ. ได้แจ้งไว้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- เมื่อ กฟผ. ทำการแจ้งข้อมูลใดๆ ต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ.จะต้องจำหน้าของเรียนประธานกรรมการ (หรือบุคคลอื่นใด) และระบุที่อยู่ ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งไว้กับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษร
- GC1.4.3 รายการข้อมูลทั้งหมดจะต้องอ้างอิงที่ระดับแรงดันและความถี่ปกติ (เว้นแต่จะระบุไว้เป็นอย่างอื่น)
- GC1.5 ความเป็นเจ้าของโรงไฟฟ้า และ/หรือ อุปกรณ์
- ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เมื่อมีการอ้างอิงถึง “อุปกรณ์” จะหมายความว่ารวมถึงอุปกรณ์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการทำข้อตกลงใดๆ กับบุคคลที่สาม เพื่อที่

ใช้งานอุปกรณ์ดังกล่าวหรืออุปกรณ์ที่เชื่อมต่อกับระบบ หรือ อุปกรณ์ที่เป็นส่วนหนึ่งของระบบ ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบ

GC1.6 การควบคุมระบบ

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

GC1.7 สถานการณ์ฉุกเฉิน

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า อาจถูกระงับการใช้ชั่วคราวตามคำสั่งจากมติ คณะรัฐมนตรี และ/หรือ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ และ/หรือ คณะรักษาความสงบแห่งชาติ

GC1.8 การเก็บรักษาข้อมูลเป็นความลับ

กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเก็บรักษาข้อมูลต่างๆที่ได้รับตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ไว้เป็นความลับ โดยสามารถให้ข้อมูลแก่บุคคลที่สามได้ต่อเมื่อ

- (a) เป็นการให้ข้อมูลตามข้อกำหนดใดๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- (b) เป็นการให้ข้อมูลตามที่กฎหมายกำหนด
- (c) เป็นข้อมูลที่ได้ถูกเปิดเผยต่อสาธารณะแล้ว

GC1.9 การได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

ซึ่งเกี่ยวกับ :

- (a) การตรวจสอบ เอกสาร, designs, drawings, แผนงาน, ข้อมูลที่ใช้ในการออกแบบ หรือ ข้อมูลใดๆ ก็ตาม ที่เกี่ยวกับ ตัวโรงไฟฟ้า อุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่ Connection Point ในฝั่งของโรงไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาตรวจสอบ ตามเงื่อนไขในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า; และ
- (b) การตรวจสอบและทดสอบ โรงไฟฟ้า อุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า และอุปกรณ์ที่ Connection Point ในฝั่งของโรงไฟฟ้า ซึ่ง กฟผ. ได้ดำเนินการตามเงื่อนไขในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น;

การที่ กฟผ. ได้ให้ความเห็นชอบใดๆ ในข้อ (a) และ (b) นั้น ไม่ได้หมายความว่า กฟผ. จะรับประกันความปลอดภัย ความทนทาน หรือ ความน่าเชื่อถือ ของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ดังกล่าว

GC1.10 ลำดับความสำคัญ

GC1.10.1 เมื่อคำสั่งของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ขัดกับ ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้ถือพิจารณาคำสั่งของ สนพ. เป็นหลัก โดยผลของคำสั่งจะเป็นภาระผูกพันกับผู้ที่ได้รับคำสั่งนั้น ซึ่งผู้ที่ได้รับคำสั่ง (กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ) จะไม่ต้องรับผิดชอบจากการไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (ที่ขัดกับคำสั่งดังกล่าว)

- GC1.10.2 เมื่อข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ชัดกับข้อกำหนดในสัญญาหรือข้อตกลงใดๆ ระหว่าง กฟผ. กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ให้ถือพิจารณาข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นหลัก
- GC1.10.3 เมื่อ กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีการตกลงเฉพาะเรื่องใดๆ ที่เกี่ยวกับ External Interconnector (เป็นลายลักษณ์อักษร) ซึ่งเป็นเรื่องดำเนินการเพื่อให้ครอบคลุมตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านั้น ก็ให้นำข้อตกลงดังกล่าวมาปรับใช้ในการปฏิบัติงานด้วย
- GC1.11 การผิดกฎหมายและการไม่สามารถใช้บังคับได้บางส่วน
- GC1.11.1 หากมีข้อกำหนดใดๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ไม่ชอบด้วยกฎหมายหรือไม่สามารถใช้บังคับได้ด้วยเหตุผลใดก็ตาม การละเมิดดังกล่าวจะมีผลเฉพาะต่อข้อกำหนดนั้นๆ สำหรับข้อกำหนดอื่นๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ยังคงมีผลบังคับใช้ตามปกติ
- GC1.11.2 หากในข้อกำหนดข้อหนึ่งๆ มีเนื้อหาส่วนหนึ่งที่ไม่ชอบด้วยกฎหมายหรือไม่สามารถใช้บังคับได้ แต่เนื้อหาส่วนที่เหลือในข้อกำหนดเดียวกันนั้นยังสามารถใช้บังคับได้ตามปกติ การปรับปรุงเนื้อหาข้อกำหนดใหม่จะดำเนินการได้เท่าที่จำเป็นเพื่อให้ได้เนื้อหาที่สมบูรณ์แต่ทั้งนี้จะต้องไม่กระทบต่อเจตนาหรือความสมบูรณ์ของข้อกำหนดอื่นๆ ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

GC2 การพิจารณาทบทวนข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

- GC2.1 คณะทำงานจัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- GC2.1.1 กฟผ. จะแต่งตั้งคณะทำงานจัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อปฏิบัติหน้าที่ตามที่ระบุใน GC2.1.2
- GC2.1.2 หน้าที่ของคณะทำงานจัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีดังนี้
- (a) ทบทวนและจัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
 - (b) ข้อกำหนดตามข้อ (a) ต้องใช้ได้ทุกประเภทของผู้ได้รับอนุญาต/ผู้ประกอบการ
 - (c) ให้ดำเนินการโดยคำนึงถึงความสอดคล้องครอบคลุมกับสถานการณ์ และสภาพระบบในปัจจุบันและอนาคต
 - (d) ติดตาม ประเมินผลการดำเนินงาน และรายงานผลการดำเนินการต่อคณะกรรมการจัดทำข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดเกี่ยวกับการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า และข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่

CC-P ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-P บทนำ

- CC1.1-P ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำด้านเทคนิคที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องสามารถปฏิบัติได้ ในการที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า รวมถึงกำหนดขั้นตอนเพื่อให้เกิดการปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ได้กำหนดไว้ โดยข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้านี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดังนี้
- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ (Independent Power Producer : IPP)
 - โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CC2-P วัตถุประสงค์

- CC2.1-P วัตถุประสงค์ของหัวข้อของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
- เพื่อให้มีการกำหนดเงื่อนไขเทคนิคและขั้นตอนที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าไว้อย่างชัดเจน
 - เพื่อให้มั่นใจว่าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่ทำการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า ได้ผ่านตามเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนดไว้ใน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว

CC3-P คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

- CC3.1-P กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สภาวะของระบบ กฟผ. ณ จุดเชื่อมต่อ เป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการ ดังต่อไปนี้ (ขึ้นอยู่กับข้อกำหนด CC3.2-P)
- ความถี่ระบบไฟฟ้า เท่ากับ 50 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.5 ถึง 50.5 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ ค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ± 0.5 Hz)
 - ค่าแรงดันระบบไฟฟ้า เท่ากับ 1.0 p.u. และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง $\pm 5\%$ ของค่าแรงดันของระบบไฟฟ้า (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ ค่าแรงดันอาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า $\pm 10\%$)
 - ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติหรือสภาวะที่มียาน planned หรือ unplanned outage จะเท่ากับ (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้นๆ)

ตารางที่ 1.1 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV หรือสูงกว่า

ฮาร์โมนิกอันดับที่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับที่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์ มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์ มอนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์ มอนิก (%)
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)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD _V) = 3%					

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

ตารางที่ 1.2 ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

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

- (e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ. จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. กับบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้น จะต้องมีความรุนแรงไม่เกินกว่า

ตารางที่ 1.3 ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

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

CC3.2-P สภาพการณ์ต่างๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-P อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา active power และ/หรือ reactive power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใดๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่างๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาวะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขข้อ CC3.1-P

(หมายเหตุ :

- Incident หมายถึง เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดว่าจะเกิดขึ้น และเหตุการณ์นี้ส่งผลให้ กฟผ. ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานต่างๆ ที่ กฟผ. ใช้ในการวางแผนและการดำเนินงานด้านระบบไฟฟ้า หรือเป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ
- Significant Incident หมายถึง Incident ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่า จะสามารถส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าทั้งหมดหรือบางส่วน เกิดสภาวะไม่ปกติ ไม่ปลอดภัย หรือไม่มีเสถียรภาพ หรือส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บร้ายแรง

กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อ System จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขข้อ CC3.2-P นี้)

CC4-P ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC4.1-P อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (Generator's Apparatus) หมายถึง อุปกรณ์และเครื่องจักรต่างๆ ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ

อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC4-P ดังนี้

CC4.2-P ข้อกำหนดทั่วไป

CC4.2.1-P อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงมีการบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบ ตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-P

CC4.2.2-P นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC4.2.1-P อุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ทุกรายการ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/หรือมาตรฐานตามที่ระบุไว้ใน CC7-P

CC4.2.3-P แต่ละหน่วยผลิตไฟฟ้า จะต้อง

- (a) สามารถรับสัญญาณ 4-20 mA ซึ่งส่งจากระบบ AGC ของ กฟผ. ในการปรับค่า setpoint การจ่ายความต้องการไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อประโยชน์ในการควบคุมความถี่ระบบไฟฟ้า รวมถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของระบบให้ต่ำที่สุด
- (b) ติดตั้ง Fast Acting Proportional Turbine Governor เพื่อให้ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องทำการจ่ายไฟแยกออกจากระบบหลักโดยชั่วคราว (isolate) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะยังคงสามารถจ่ายไฟได้ตามความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้า และควบคุมความถี่ระบบไฟฟ้าได้ที่ 52 Hz หรือ น้อยกว่า
- (c) ติดตั้งอุปกรณ์ระบบ Automatic Voltage Regulation เพื่อควบคุม terminal voltage ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ให้มีเสถียรภาพตลอดช่วงการเดินเครื่อง

- (d) ติดตั้ง Power System Stabilizer
 - (e) ติดตั้งระบบป้องกันไม่ให้มีการจ่ายไฟเข้าไปยังผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ระหว่างหยุดเครื่องหรือ on turning gear
 - (f) สามารถรับสัญญาณ 4-20 mA ที่ส่งผ่านระบบ SCADA ของ กฟผ. ในการปรับค่า setpoint MVar หรือ Line Voltage เพื่อควบคุมค่าแรงดันของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- CC4.2.4-P** ณ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าใดๆ ขณะเดินเครื่อง ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องสามารถ
- (a) รักษาระดับกำลังผลิต ณ ขณะนั้น ตลอดช่วงค่าความถี่ระบบไฟฟ้า 49.5 - 50.5 Hz กรณีความถี่ระบบไฟฟ้า อยู่ในช่วง 47.0 – 49.5 Hz ค่า Active power output ต้องไม่ลดลงกว่าที่ควรจะเป็นเมื่อพิจารณาเทียบกับความถี่ระบบไฟฟ้า ที่ลดลง
 - (b) รักษา Power Factor ได้ในช่วง 0.9 lagging และ 0.9 leading ณ จุดเชื่อมต่อ โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจ่ายหรือ absorb reactive power ได้อย่างต่อเนื่องตามคุณสมบัติ Capability Curve ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ นั้นๆ
- CC4.3-P** อุปกรณ์สื่อสารของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านเครือข่ายระบบสื่อสารจำนวน 2 เครือข่าย ซึ่งเครือข่ายเหล่านี้จะถูกนำไปใช้ในการให้บริการดังต่อไปนี้
- CC4.3.1-P** ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดให้มีช่องทางการสื่อสารข้อมูล จำนวน 2 ช่องทาง จาก multiservice switch จำนวน 2 ชุด เพื่อเชื่อมต่อเข้ากับ multiservice switch ของสถานีไฟฟ้าแรงสูง โดย multiservice switch แต่ละชุด จะต้องประกอบด้วย IP/MPLS router และ LAN Switch จำนวนอย่างละ 1 ชุด การเชื่อมต่อจะเป็นไปตามมาตรฐานการเชื่อมต่อแบบ Channelized E1 (G.703 interface) นอกจากนี้ multiservice switch ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องมี Ethernet interfacing ports สำหรับใช้งานดังต่อไปนี้
- (a) Automatic Meter Reading (AMR) ของ Metering System ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามที่ระบุใน CCA1-P
 - (b) Gateway หรือ IP-Remote Terminal Unit (IP-RTU) ของระบบ SCADA ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามที่ระบุใน CC8-P
 - (c) Digital Fault Recorder (DFR) ของ Fault Recording System ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามที่ระบุไว้ใน CC7-P
- CC4.3.2-P** ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดให้มี teleprotection signaling channels และ teleprotection signaling equipment สำหรับระบบป้องกัน (ตามที่ระบุไว้ใน CC7-P) ของแต่ละวงจรสายส่ง
- CC4.3.3-P** การสื่อสารด้วยเสียงสนทนา (voice communication) ระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. ประกอบด้วย
- (a) ระบบ Party line จะติดตั้งที่ห้องควบคุมของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เพื่อใช้ติดต่อกับ operator ของศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติในการประสานงานด้านเดินเครื่อง
 - (b) ระบบโทรศัพท์ เพื่อเชื่อมต่อเข้ากับระบบโทรศัพท์ของ กฟผ. ด้วย E1 CAS หรือ E1

Qsig ในการส่งสัญญาณผ่าน Digital Trunk Interface หรืออาจเป็นเทคโนโลยีใหม่
อื่นๆ โดยระบบชุมสายโทรศัพท์ของ กฟผ. จะเป็นตัวส่งค่าปรับเทียบเวลาให้กับระบบ
ชุมสายโทรศัพท์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (time synchronization) เพื่อให้มีเวลา
ตรงกัน

นอกจากนี้ ระบบชุมสายโทรศัพท์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถขยายการ
ให้บริการเพื่อใช้เป็นเครื่องโทรสารหรือสำหรับ ผู้ปฏิบัติงานของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้
เชื่อมต่อในการติดต่อสื่อสารกับผู้ปฏิบัติงานของ กฟผ. ที่ศูนย์ควบคุมฯ รวมถึงสำหรับ
ทำ AMR จากมิเตอร์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ โดยเป็นระบบชุมสายโทรศัพท์แบบตู้
PABX

- (c) ระบบสำรอง (Back-up) โดยติดตั้งบริการระบบโทรศัพท์สาธารณะที่ห้องควบคุมของผู้
ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5-P ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ

CC5.1-P การจัดส่งข้อมูล

CC5.1.1-P หน้าที่ความรับผิดชอบของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

CC5.1.1.1-P ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขและดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จก่อน
วันที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะทำการจ่ายไฟเข้าจุดเชื่อมต่อเป็นครั้งแรก ล่วงหน้าไม่น้อย
กว่า 10 วันทำการ

- ปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุใน PP โดยเฉพาะการจัดส่งข้อมูลตามข้อ PP3.3
- ปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุใน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่าย
ไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)
- แจ้งขอจ่ายไฟเข้าจุดเชื่อมต่อกับ กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษร พร้อมระบุวันที่คาดว่าจะ
เริ่มทำการจ่ายไฟ (energize)
- แจ้งข้อมูลที่จำเป็นเพื่อให้ กฟผ. เตรียม Site Responsibility Schedule
 - รายการอุปกรณ์ทั้งหมด
- รายชื่อผู้ปฏิบัติงานของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูล
ตามรายการที่ระบุไว้ใน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ
การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า หัวข้อย่อย กำหนดการซ่อม
บำรุง (Maintenance Scheduling) การวางแผนการผลิต (Operation Planning),
การวางแผนการเดินเครื่อง (Generation Scheduling), หัวข้อ การติดตาม
ตรวจสอบ และ การทดสอบ (Monitoring and Testing), หัวข้อ การประสานงาน
แจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ (Operational Liaison), หัวข้อ แผนปฏิบัติการรองรับภาวะ
ฉุกเฉิน (Contingency Planning) โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและ
สถานที่ปฏิบัติงานประจำ

หมายเหตุ: Site Responsibilities Schedule เป็นรายการที่ กฟผ. จัดทำขึ้น เพื่อใช้
แสดงขอบเขตในความเป็นเจ้าของ การดำเนินงาน และความรับผิดชอบด้านความ
ปลอดภัย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

- (f) แจ้งยืนยัน กฟผ. เป็นลายลักษณ์อักษร ว่าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่จะขอเชื่อมต่อเข้าระบบได้ปฏิบัติตามเงื่อนไขข้อ CC4-P แล้ว (ข้อกำหนดอุปกรณ์ของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ)

CC5.1.1.2-P ก่อนวันที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟเข้าจุดเชื่อมต่อ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งเอกสารหลักฐานการได้รับอนุญาตในการก่อสร้างและเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องทั้งหมด โดย

- 1) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถจัดส่งในวันเริ่มจ่ายไฟได้ แต่ต้องส่งก่อนเริ่มทำการจ่ายไฟเข้าจุดเชื่อมต่อ
- 2) กฟผ. จะกำหนดรูปแบบข้อมูลที่ต้องการก่อนวันที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ คาดว่าจะเริ่มทำการจ่ายไฟเข้าจุดเชื่อมต่อล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 60 วันทำการ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องจัดส่งข้อมูลรายละเอียดของโรงไฟฟ้าและอุปกรณ์ ตามรูปแบบที่กำหนดใน CCA2-P

CC5.1.2-P **หน้าที่ความรับผิดชอบของ กฟผ.**

CC5.1.2.1-P กฟผ. จะต้องดำเนินการดังต่อไปนี้ให้แล้วเสร็จโดยเร็วก่อนวันที่คาดว่าผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะเริ่มทำการจ่ายไฟเข้าจุดเชื่อมต่อ

- (a) ปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุใน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)
- (b) จัดเตรียม เห็นชอบ และจัดส่ง Site Responsibility Schedule ให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ซึ่งจะแสดงข้อมูลตามรายการด้านล่างพร้อมกำหนดขอบเขตส่วนที่ กฟผ. เป็นเจ้าของและรับผิดชอบในการควบคุมการทำงาน และส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ณ จุดเชื่อมต่อ นั้น
 - (i) ตารางรายการอุปกรณ์ทั้งหมด
 - (ii) รายการงานส่วนที่ กฟผ. จะดำเนินการ
 - (iii) ตารางอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบโทรคมนาคม เครื่องมือวัด ระบบโทรมาตร และในระบบควบคุม
- (c) รายชื่อผู้ปฏิบัติงาน กฟผ. ซึ่งรับผิดชอบการประสานงานข้อมูลตามรายการที่ระบุไว้ในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านปฏิบัติการวางแผนการผลิตไฟฟ้า หัวข้อย่อย กำหนดการซ่อมบำรุง (Maintenance Scheduling) การวางแผนการผลิต (Operation Planning), การวางแผนการเดินเครื่อง (Generation Scheduling), หัวข้อ การติดตามตรวจสอบ และการทดสอบ (Monitoring and Testing), หัวข้อ การประสานงานแจ้งข้อมูลด้านปฏิบัติการ (Operational Liaison), หัวข้อ แผนปฏิบัติการรองรับภาวะฉุกเฉิน (Contingency Planning) โดยระบุชื่อ ตำแหน่งงาน หน้าที่รับผิดชอบและสถานที่ปฏิบัติงานประจำ
- (d) รายละเอียดของวิธีปฏิบัติด้านความปลอดภัยที่ กฟผ. จัดทำ (Local Safety) พร้อมรายชื่อผู้ประสานงานด้านความปลอดภัยตามเงื่อนไขที่ระบุใน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การประสานงานด้านความปลอดภัย (Safety Liaison)

CC5.2-P	การตรวจสอบจุดเชื่อมต่อ
CC5.2.1-P	กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะกำหนดวันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อร่วมกัน ภายหลังจากที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้ดำเนินการตามข้อ CC5.1.1.1-P แล้ว และ กฟผ. จะไม่ทำการผิดผ่อนการตรวจสอบหากไม่มีเหตุผลอันสมควร กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะร่วมกันตรวจสอบจุดเชื่อมต่อ และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง (รวมถึงการทดสอบที่จำเป็น) เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการเริ่มจ่ายไฟเข้าสู่จุดเชื่อมต่อ จะไม่ก่อให้เกิดความเสี่ยงหรืออันตรายต่อความปลอดภัยและความมั่นคงของระบบ กฟผ.
CC5.2.2-P	เมื่อ กฟผ. พิจารณาแล้วว่าจุดเชื่อมต่อพร้อมสำหรับการจ่ายไฟเข้าระบบ กฟผ. จะดำเนินการออกหนังสือรับรอง (Certificate of Readiness) และแจ้งรายงานผลการตรวจสอบเป็นลายลักษณ์อักษร ให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีที่ผลการตรวจสอบไม่ผ่าน กฟผ. จะต้องระบุสาเหตุว่าเป็นที่จุดเชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ตัวใด พร้อมด้วยเหตุผลการพิจารณา
CC5.2.3-P	ในกรณีที่ กฟผ. รายงานผลการตรวจสอบว่าจุดเชื่อมต่อไม่พร้อมสำหรับการจ่ายไฟเข้าระบบ ไฟฟ้า ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทำการปรับปรุงอุปกรณ์และ/หรือ จุดเชื่อมต่อ แล้วจึงแจ้ง กฟผ. เพื่อนัดวันตรวจสอบใหม่อีกครั้ง
CC5.3-P	การเชื่อมต่อเพื่อจ่ายไฟเข้าระบบไฟฟ้า การจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบผ่านจุดเชื่อมต่อ จะกระทำได้ภายหลังจากที่ กฟผ. ได้ออกหนังสือรับรอง (Certificate of Readiness) ให้กับทางผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ แล้ว โดย กฟผ. และผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะกำหนดวันเริ่มจ่ายไฟร่วมกัน

CC6-P REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูลการวางแผนด้านปฏิบัติการ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของรายละเอียดข้อมูลการวางแผน ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ตามความจำเป็น ภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าได้เริ่มจ่ายไฟเข้าระบบและทำ commissioning โดย ค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่อง สอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-P ข้อกำหนดและมาตรฐานของอุปกรณ์ที่จะเชื่อมต่อเข้ากับระบบของ 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 ยกเว้นบางอุปกรณ์ซึ่งมีการระบุไว้ชัดเจนให้ใช้มาตรฐานอื่น
 - (b) อุปกรณ์ต่างๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิต และทดสอบ จากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนด

เทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

- CC7.2-P ข้อกำหนดของจุดเชื่อมต่อระหว่าง กฟผ. กับ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ**
- CC7.2.1-P** ในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กับระบบส่งของ กฟผ. จะใช้ circuit breaker ที่มีพิกัดการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อ นั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจร และค่าพิกัด circuit breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่ จุดเชื่อมต่อ ในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ จะต้องไม่เกินกว่า
- (a) 63 kA หรือ 50 kA สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 500 kV และ 230 kV
 - (b) 40 kA สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 115 kV และ 69 kV
- CC7.2.2-P Generating Unit and Power Station Protection Arrangements**
- CC7.2.2.1-P** ระบบป้องกันของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และการเชื่อมต่อเข้ากับระบบส่งของ 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. หรือ เหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบส่งของ 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/ผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (backup) เมื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันสำรอง ทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (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 ซึ่งจะทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรอง ของ กฟผ.
- (c) circuit breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเข้ากับระบบส่ง กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใดๆ นั้น จะต้องมีการติดตั้ง circuit breaker failure protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ circuit breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในช่วงเวลาที่กำหนด circuit breaker failure protection จะทำการสั่ง trip circuit breaker ตัวถัดไปซึ่งอยู่ติดกับ circuit breaker ตัวที่ทำงานผิดพลาดดังกล่าว เพื่อตัดกระแสลัดวงจร

ภายในช่วงเวลาดังนี้

- (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 ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อเข้าระบบ กฟผ. มีดังนี้ Transmission Line Protection

(a) ในระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 500 kV จะต้องติดตั้ง primary pilot relaying systems จำนวน 2 ระบบ ซึ่งใช้ช่องทางการสื่อสาร (communication link) ที่หลากหลายเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับ primary pilot relaying systems ดังกล่าว Relay Line Terminal Utilizing Current Differential Protection (Primary 1) แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme 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 ตัวที่อยู่ปลายทางทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable

Distance Protection (Primary 2)

ระบบการป้องกันแบบระยะทางหรือ 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 ที่อยู่ปลายทางทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติ ออกจากระบบพร้อมกัน ได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ต้องระบุ scheme การทำงานระบบป้องกันในส่วนนี้จะปรับตั้งเป็นแบบ 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

ช่องทางการสื่อสารของระบบป้องกันแบบนำร่อง (pilot protection) จะต้องจัดให้มีจำนวน 2 ช่องสำหรับแต่ละ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง distance relay จะต้องมีการบล็อก out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault

locator ในตัว

กรณีที่มีระบบมี source impedance ratio (Z_s/Z_L) เท่ากับหรือมากกว่า 4 , ระบบป้องกัน Primary 2 จะเป็น current differential protection scheme

Current Differential Protection (Primary 2)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection

แต่ละ current differential relay system จะใช้ fiber optic cable เป็น communication link ในการรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ปลายทางทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว

แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมีการ synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker

Direct Transfer Tripping System

แต่ละ primary protection จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อส่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายทางอีกด้านหนึ่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ transmitter จำนวนทั้งหมด 2 ตัว โดยในแต่ละ transmitter จะต้องมีการสื่อสาร

Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้

- Line Terminal Overvoltage Protection

เมื่อ line terminal overvoltage protective relaying system ทำงาน จะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องทางการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายทางอีกด้านหนึ่ง และสั่ง lockout การทำงาน reclosing (ทั้งแบบอัตโนมัติหรือ manual)

- Breaker Failure Protection

- Circuit Breaker Open Protection

ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด direct transfer trip scheme จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง โดยมี circuit breaker auxiliary contact (52b) ของปลายสายส่งด้านเปิดควบคุมการทำงานดังกล่าว

รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่แตกต่างกัน

- (b) ในระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 230 kV จะต้องติดตั้ง primary pilot relaying systems จำนวน 2 ระบบ ซึ่งใช้ช่องทางการสื่อสาร (communication link) ที่หลากหลายเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับ primary pilot relaying systems ดังกล่าว

Relay Line Terminal Utilizing Current Differential Protection (Primary 1)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme 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 ตัวที่อยู่ปลายทางทั้งสองข้างของสายส่งที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable

Distance Protection (Primary 2)

ระบบการป้องกันแบบระยะทางหรือ 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 ต้องสามารถใช้งานร่วมกับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งที่เกิดความผิดปกติ ออกจากระบบพร้อมกัน ได้อย่างรวดเร็ว 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 ช่องทางสำหรับแต่ละ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง

distance relay จะต้องมีการฟิงก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว

กรณีที่ระบบมี source impedance ratio (Z_S/Z_L) เท่ากับหรือมากกว่า 4 , ระบบป้องกัน Primary 2 จะเป็น current differential protection scheme

Current Differential Protection (Primary 2)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection

แต่ละ current differential relay system จะใช้ fiber optic cable เป็น communication link ในการรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ปลายทางทั้งสองข้างของสายส่งที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็วแต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto

reclose สำหรับ three pole จะต้องมีการ synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker

ในระบบป้องกันนำร่อง Primary 2 ต้องจัดให้มี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ตัวที่อยู่อีกปลายด้านหนึ่งของสายส่ง แบบทันที โดยใช้ communication link เดียวกันกับใน Primary 2 นี้

Direct Transfer Tripping System

เฉพาะ primary 2 protection จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ transfer trip transmitter จำนวน 1 ตัว

Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้

- Breaker Failure Protection

รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่แตกต่างกัน

- (c) ในระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 115 kV จะต้องติดตั้ง primary pilot relaying systems จำนวน 1 ระบบ และ backup relaying system จำนวน 1 ระบบ

Relay Line Terminal Utilizing Current Differential Protection (Primary)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme 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 ตัวที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable

Distance Protection (Backup)

ระบบการป้องกันแบบระยะทางหรือ 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 จะต้องมีการฟังกั้น out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว

กรณีที่ระบบมี source impedance ratio (Z_S/Z_L) เท่ากับหรือมากกว่า 4 , backup protection จะใช้เป็น current differential protection scheme

Current Differential Protection (Backup)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme เป็น backup protection และในแต่ละ current differential relay system จะใช้ fiber

optic cable เป็น communication link ในการรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertipping) ได้อย่างรวดเร็ว

ทั้งระบบ primary และ backup relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker แบบ three pole ได้ โดยการ auto reclose จะต้องมีการ synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker นอกจากนี้ ใน backup protection ต้องจัดให้มี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ตัวที่อยู่อีกปลายด้านหนึ่งของสายส่ง แบบทันที โดยใช้ communication link เดียวกันกับใน backup protection

Direct Transfer Tripping System

ในระบบป้องกันสำรองจะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ transfer trip transmitter จำนวน 1 ตัว

Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้

- Breaker Failure Protection

รีเลย์ป้องกัน Primary และ Backup จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่แตกต่างกัน

ใน power generation system จะต้องมีการติดตั้งระบบรีเลย์ป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าในระบบ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของรีเลย์ใน “EGAT Accepted Relay List” เพื่อให้มั่นใจว่ารีเลย์ที่ กฟผ. และโรงไฟฟ้าเลือกใช้งานในระบบป้องกันดังกล่าว จะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.2.3.2-P Circuit-breaker failure Protection

เป็นระบบที่มีการติดตั้งรีเลย์เพื่อตรวจจับการทำงานของ circuit breaker ซึ่งไม่ทำการ trip ภายในเวลาที่กำหนดเมื่อเกิด fault ซึ่งในระบบนี้จะมีวงจรการทำงานที่ไปสั่ง trip circuit breaker ตัวอื่นๆทุกตัวที่เกี่ยวข้อง เพื่อทำการแยกสายส่งที่เกิด 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 ตัวอื่นๆ ที่อยู่ระยะไกลได้ทันที (เฉพาะตัวที่เกี่ยวข้องเท่านั้น) ทั้งนี้ รีเลย์ที่ใช้ในงาน breaker failure protection นี้จะต้องแยกจากรีเลย์ในระบบป้องกันอื่นๆ

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

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำหรับ pole slipping และ loss of excitation

CC7.2.3.4-P Metering System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไขที่ระบุใน CCA1-P เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายเข้าระบบ

CC7.2.3.5-P ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องติดตั้ง Fault Recording System (FRS) และมีการเชื่อมต่อบริษัทสื่อสารกับ กฟผ. เพื่อเรียกข้อมูลใช้ในการวิเคราะห์หาเหตุผิดปกติ ทั้งนี้ กฟผ. ได้

กำหนดรุ่นและชนิดของ FRS ใน “EGAT Accepted FRS List” เพื่อให้มั่นใจว่าอุปกรณ์ที่ กฟผ. และ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้งานในระบบดังกล่าว จะสามารถทำงานเข้ากันได้
CC7.2.3.6-P ค่าเวลาที่ใช้ในระบบ FRS ต้องถูกควบคุมให้ใกล้เคียงกับ Standard Time ให้มากที่สุด โดยมีการส่งสัญญาณปรับเทียบเวลา (time synchronization signal) จากชุดรับสัญญาณเวลา ระบบ global positioning system (GPS)

CC8-P ข้อกำหนดของการวัดและการแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตรของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดเตรียมหน่วยวัดคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit, RTU) ที่ใช้กับ Protocol ที่ได้รับการยอมรับจาก กฟผ. ซึ่งมี input/output communication port จำนวนไม่น้อยกว่า 2 port (ไม่น้อยกว่า 2 IP address) ซึ่งสามารถทำงานร่วมกับ ระบบ redundant master system ของ แต่ละ 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” (MVA_r 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 (MVA_r)
- Generating Unit Frequency (Hz)
- Generating Unit voltage (kV)
- Generating Unit fuel flow rate (T/h, MSCF/h)

CC8.2-P Analog signal to Power Plant (4-20 mA)

CC8.2.1-P - Net Real power output target set-point

CC8.2.2-P - Net Reactive power output target set-point

CC8.2.3-P - kV output target set-point

CC8.3-P Binary signal to Power Plant

CC8.3.1-P - MVA_r Remote control

- Enable / Disable
- CC8.3.2-P - kV Remote control
Enable / Disable
- CC8.4-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
- CC8.5-P **Digital input สำหรับ Fault Recording System (FRS) ต้องแสดงค่าข้อมูลดังต่อไปนี้**
- contact ทั้งหมดที่ถูกสั่ง trip จากการดำเนินงานของระบบป้องกันในส่วนสายส่ง หรือจากระบบป้องกันของ 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 ข้อกำหนดของการวัดและการแสดงผลระยะไกล ระบบโทรมาตรและควบคุม ที่จุดเชื่อมต่อ

- สัญญาณตรวจสอบที่ส่งโดย RTU มีจำนวน 2 port ดังนี้
- 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)

CC10-P ข้อกำหนดของการควบคุมแรงดัน (kV Control)

สำหรับผู้เชื่อมต่อที่เป็นโรงไฟฟ้าจะต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 4 Mode ดังนี้

CC10.1-P Remote High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ SCADA โรงไฟฟ้าจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

CC10.2-P Remote High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ SCADA โรงไฟฟ้าจะต้องจัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

CC10.3-P Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยโรงไฟฟ้า ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ โรงไฟฟ้าจะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยโรงไฟฟ้าเอง โดยรับคำสั่งการจาก ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่น ๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

CC10.4-P Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยโรงไฟฟ้า ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดวิสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ โรงไฟฟ้าจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยโรงไฟฟ้าเอง โดยรับคำสั่งการจาก ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรือ อื่น 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

APPENDIX

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่

CCA1-P ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ต้องประกอบด้วย

CCA1.1-P Instrument Transformers เพื่ออ่านค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้า ส่งไปให้ main energy meter และ backup energy meter มีดังนี้

- หม้อแปลงวัดกระแสไฟฟ้า (Current Transformer, CT) เพื่ออ่านค่ากระแสไฟฟ้าที่ไหลในแต่ละวงจรสายส่ง โดยต้องมีระดับความแม่นยำ (accuracy class) 0.2S ตามมาตรฐาน IEC61869 (หรือมาตรฐานที่เทียบเท่า IEC ฉบับล่าสุด) CT ต้องประกอบด้วย 2 แกน (2 cores) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดหลักและมาตรวัดรองตามลำดับ
- หม้อแปลงวัดแรงดันไฟฟ้า (Voltage Transformer, VT) เพื่ออ่านค่าแรงดันไฟฟ้าของแต่ละวงจรสายส่ง โดยต้องมีระดับความแม่นยำ (accuracy class) 0.2 ตามมาตรฐาน IEC61869 (หรือมาตรฐานที่เทียบเท่า IEC ฉบับล่าสุด) VT ต้องเป็นชนิด Inductive Voltage Transformer ประกอบด้วยชุดขดลวด 2 ชุด (2 windings) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดหลักและมาตรวัดรองตามลำดับ

CCA1.2-P Energy Meters

- มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องเป็นชนิด 3 เฟส 4 สาย มีการวัด 4 quadrant สำหรับวัดค่า active และ reactive energy ได้ 2 ทิศทาง ซึ่งทั้งหมดนี้จะติดตั้งรวมอยู่ในชุดเดียวกัน
- ในแต่ละ metering point จะประกอบด้วย main energy meter จำนวน 1 ชุด และ backup energy meter จำนวน 1 ชุด
- accuracy class ของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวที่วัด active energy เป็น 0.2s ตามมาตรฐาน IEC 62052-11 และ IEC 62053-22 (หรือมาตรฐานที่เทียบเท่า IEC ฉบับล่าสุด) และมี accuracy class ในการวัด reactive energy เป็น 0.5s
- มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าต้องเป็นประเภทอิเล็กทรอนิกส์แบบ Time of Use (TOU) หรือ อิเล็กทรอนิกส์แบบธรรมดา และมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวต้องเป็นชนิด รุ่นและผู้ผลิตเดียวกัน
- มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าประเภท TOU ต้องประมวลผลได้ตามการแบ่งช่วงเวลา (ตาม TOU) และบันทึกและเก็บข้อมูล load profile ทั้งราย 1 นาที และราย 15 นาที
- มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแต่ละตัวต้องติดตั้งมาพร้อมกับช่องการติดต่อสื่อสาร (communication ports) เพื่อใช้สำหรับการเก็บรวบรวมข้อมูลและปรับเทียบเวลา (time synchronization) โดยใช้เป็น Ethernet 1 port สนับสนุนการสื่อสารแบบ TCP/IP (IP-based) ในการจัดเก็บข้อมูลหลัก, RS485 1 port สำหรับการสื่อสารแบบ Serial เพื่อเป็น backup ในการจัดเก็บข้อมูล และ อีก 1 port สำหรับเชื่อมต่อกับชุดรับสัญญาณเวลาจาก GPS โดย port ต่างๆ เหล่านี้จะทำงานไปพร้อมกัน
- มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวต้องสามารถทำงานเข้ากันได้ (compatible) กับอุปกรณ์และ software ที่ติดตั้งในระบบ กฟผ. โดยมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวต้องผ่านความเห็นชอบจาก กฟผ. เพื่อให้มั่นใจว่า ระบบ Automatic Meter Reading (AMR)

ของ กฟผ. จะสามารถสื่อสารและอ่านข้อมูลจากมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวโดย
ผ่านการสื่อสารทางไกลได้ (remote communication) ทั้งนี้ จะพิจารณาประกอบ
กับความพร้อมของการจัดซื้ออุปกรณ์ ณ ขณะนั้น

- CCA1.3-P Time synchronization**
ค่าเวลาของ มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าแบบ TOU (ตามที่ระบุใน CCA1.2-P) จะถูกควบคุมให้
ใกล้เคียงกับ Standard Time โดยการรับสัญญาณปรับเทียบเวลาจาก GPS
- CCA1.4-P Watt/Var Transducers**
แต่ละ watt/var transducer จะถูกติดตั้งรวมในชุดเดียวกัน โดยแต่ละ transducer จะ
เป็นแบบ 3 เฟส 4 สาย วัดได้ 2 สัญญาณ และถูกออกแบบให้ใช้กับการวัดและส่งข้อมูล
ทางไกล
- CCA1.5-P Loss-of Potential Alarm**
แต่ละวงจรการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ต้องมี loss of potential alarm ไว้สำหรับ
ติดตามความพร้อมและศักยภาพในการทำงานของตัววงจร
- CCA1.6-P Test Switches**
แต่ละมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและแต่ละ watt/var transducer ต้องมี test switch แยก
จากกัน เพื่อใช้ในการทดสอบการทำงานของอุปกรณ์ดังกล่าวร่วมกับ external source
หรือ CT / VT (ใช้ multipole test plug)
- CCA1.7-P Power Supply for Metering Equipment**
โรงไฟฟ้าต้องจัดเตรียมแหล่งจ่ายไฟเสริม (auxiliary power supply) ที่น่าเชื่อถือและ
เพียงพอสำหรับอุปกรณ์ในระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่ามาตรวัดพลังงาน
ไฟฟ้าทุกตัวจะทำงานได้อย่างถูกต้องในทุกช่วงเวลา

CCA2-P

FORM OF GENERATOR PARAMETERS

ประกอบด้วยแบบฟอร์มดังต่อไปนี้

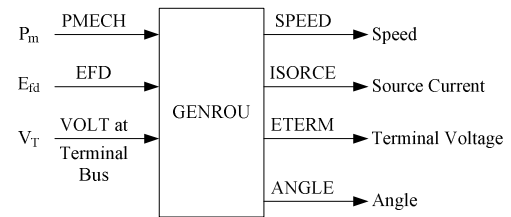
- a) Generator Models and Parameters for Combined Cycle Power Plant
 - i. GENROU, Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)
 - ii. IEEEEST, IEEE Stabilizing Model
 - iii. SCR X, Bus Fed or Solid Fed Static Exciter
 - iv. GAST2A, Gas Turbine Model
 - v. Generator Transformer
 - vi. TGOV1, Steam Turbine - Governor
- b) Generator Models and Parameters for Thermal Power Plant
 - i. GENROU, Round Rotor Generator Model (Quadratic Saturation)
 - ii. IEEEEST, IEEE Stabilizing Model
 - iii. SCR X, Bus Fed or Solid Fed Static Exciter
 - iv. IEEEG1, IEEE Type 1 Speed Governing Model
 - v. Generator Transformer

a) Generator Models and Parameters for Combined Cycle 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_1
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_1 , H, and D are in pu,
machine MVA base.

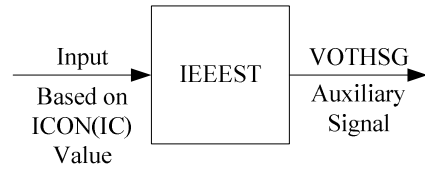
X''_q must be equal to X''_d

IBUS, 'GENROU', I, T'_{do} , T''_{do} , T'_{qo} , T''_{qo} , H, D, X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d , X_1 , S(1.0), S(1.2)/

IEEEEST

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		1 st filter integration
K+1		2 nd filter integration
K+2		3 rd filter integration
K+3		4 th 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.

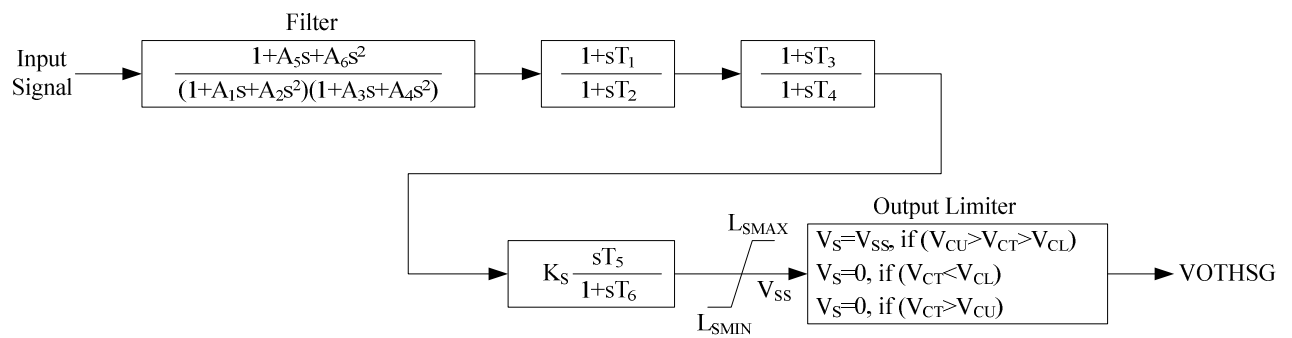
VARs	#	Description
L		Memory
L+1		Derivative of pu bus voltage

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 _S MAX
J+14			L _S MIN
J+15			V _{CU} (pu)(if equal zero, ignored)
J+16			V _{CL} (pu)(if equal zero, ignored)

*If T₅ equals 0., sT₅ will equal 1.0.

BUS, 'IEEEEST', I, ICS, IB, A₁, A₂, A₃, A₄, A₅, A₆, T₁, T₂, T₃, T₄, T₅, T₆, K_S, L_SMAX, L_SMIN, V_{CU}, V_{CL}/

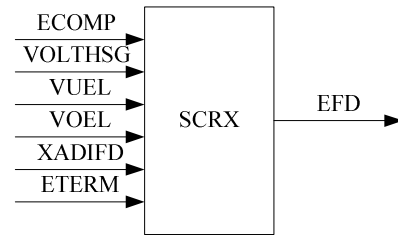
ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่



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			$T_B(>0)(\text{sec})$
J+2			K
J+3			$T_E(\text{sec})$
J+4			$E_{\text{MIN}}(\text{pu on EFD base})$
J+5			$E_{\text{MAX}}(\text{pu on EFD base})$
J+6			C_{SWITCH}
J+7			r_c/r_{fd}

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

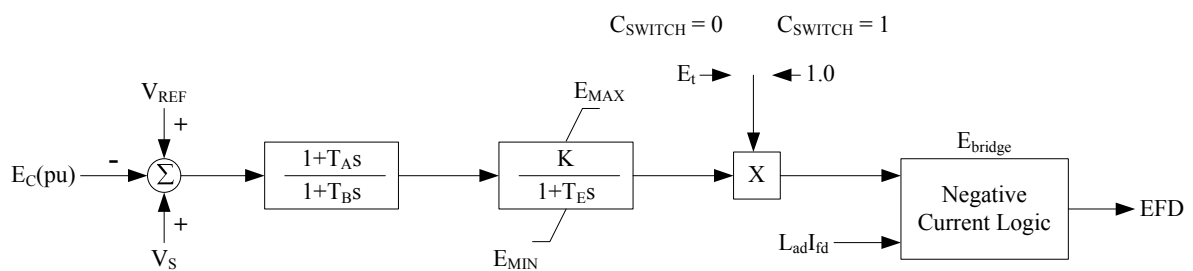
Set $C_{\text{SWITCH}} = 0$ for bus fed.

Set $C_{\text{SWITCH}} = 1$ for solid fed.

Set $\text{CON}(J+7) = 0$ for exciter with negative field current capability.

Set $\text{CON}(J+7) = 0$ for exciter without negative field current capability. (Typical $\text{CON}(J+7)=10$.)

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



$$V_S = \text{VOLTHSG} + \text{VUEL} + \text{VOEL}$$

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}

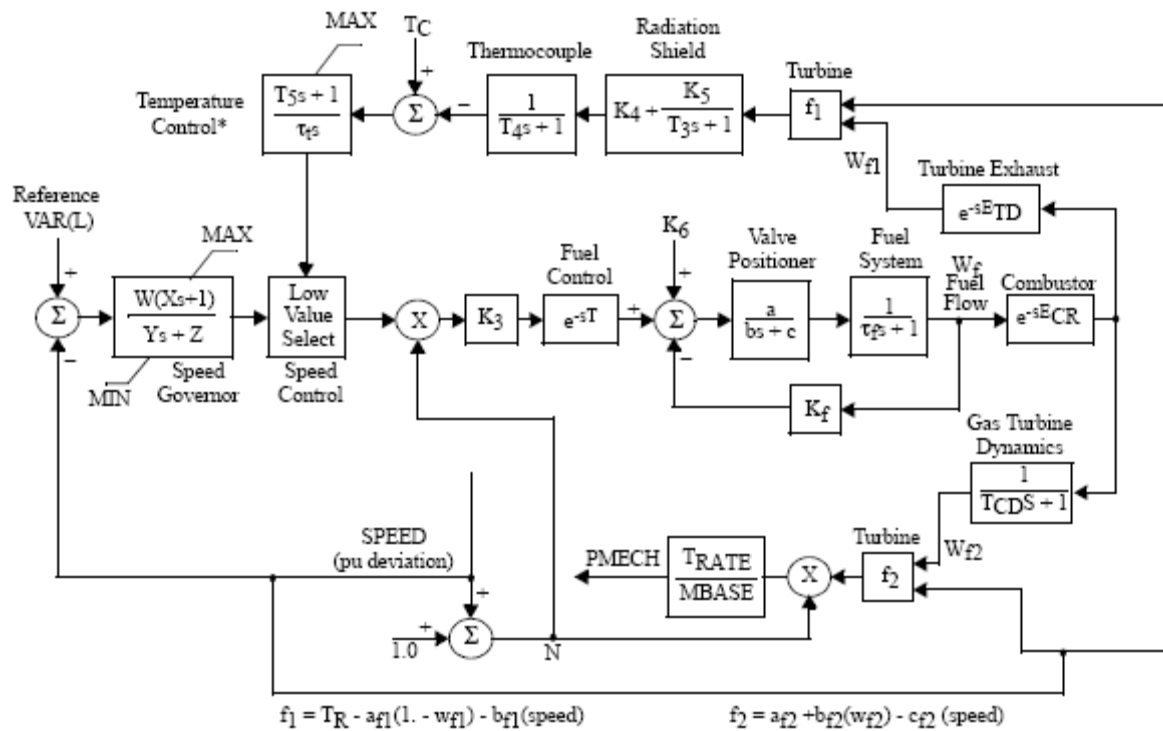
CONs	#	Value	Description
J+25			a _{f2}
J+26			b _{f2}
J+27			c _{f2}
J+28			Rated temperature, T _R (F)
J+29			Minimum fuel flow, K ₆ (pu)
J+30			Temperature control, T _C (F)

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}, K₃, a, b, c, τ_f , K_f, K₅, K₄, T₃, T₄, τ_t , T₅, a_{f1}, b_{f1}, a_{f2}, b_{f2}, c_{f2}, T_R, K₆, T_C/

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่



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

Generator Transformer

Generator Transformer Number :

Manufacturing By:

No. of Phase

Connection (vector group)

No. of Winding

Frequency (Hz)

MVA Rating

BIL (HV/HVN/LV) kV

Type of Cooling

Rating Voltage (kV)

H.V. Winding

L.V. Winding

T.V. Winding

% Impedance Voltage

Max. Tap
(kV)

Rated Tap
(kV)

Min. Tap
(kV)

(At Base MVA)

H.V. to L.V.

H.V. to T.V.

L.V. to T.V.

On Load Tap-Changing

On Load Tap-Chang at

High Volt

Low Volt

At Tap No.

At Tap No.

Maximum Voltage (kV)

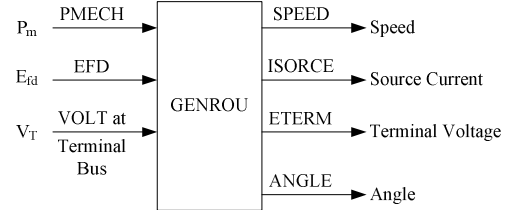
Minimum Voltage (kV)

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		ψ_{kd}
K+3		ψ_{kq}
K+4		Δ speed (pu)
K+5		Angle (radius)

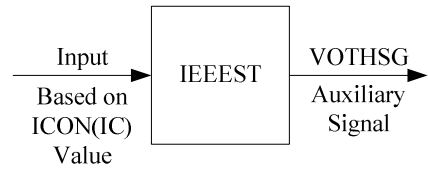
X_d , X_q , X'_d , X'_q , X''_d , X''_q , X_l , H, and D are in pu,
machine MVA base.

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)/

IEEEEST 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		1 st filter integration
K+1		2 nd filter integration
K+2		3 rd filter integration
K+3		4 th 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.

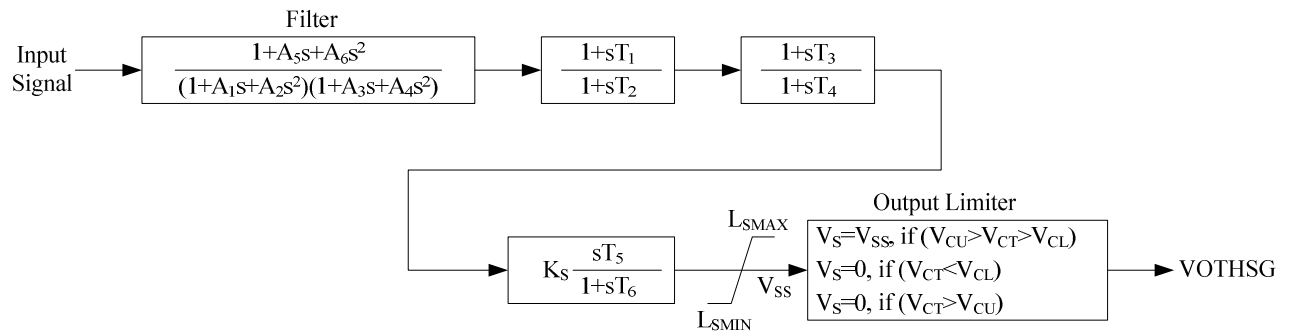
VARs	#	Description
L		Memory
L+1		Derivative of pu bus voltage

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 _S MAX
J+14			L _S MIN
J+15			V _{CU} (pu)(if equal zero, ignored)
J+16			V _{CL} (pu)(if equal zero, ignored)

*If T₅ equals 0., sT₅ will equal 1.0.

BUS, 'IEEEEST', I, ICS, IB, A₁, A₂, A₃, A₄, A₅, A₆, T₁, T₂, T₃, T₄, T₅, T₆, K_S, L_SMAX, L_SMIN, V_{CU}, V_{CL}/

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่



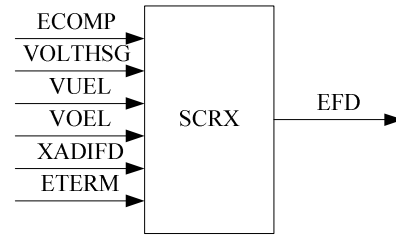
SCRX

Bus Fed or Solid Fed Static Exciter

This model is located at system bus machine

This model uses CONs starting with
and STATEs starting with

_____ IBUS,
_____ I,
_____ J,
_____ K,



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

STATEs	#	Description
K		First integrator
K+1		Second integrator

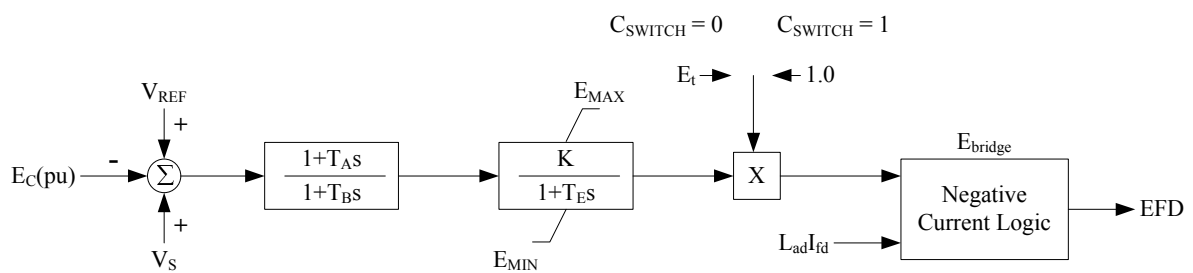
Set $C_{\text{SWITCH}} = 0$ for bus fed.

Set $C_{\text{SWITCH}} = 1$ for solid fed.

Set $\text{CON}(J+7) = 0$ for exciter with negative field current capability.

Set $\text{CON}(J+7) = 0$ for exciter without negative field current capability. (Typical $\text{CON}(J+7)=10$.)

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

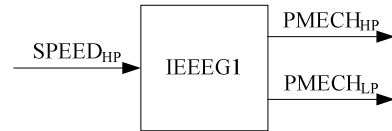


$$V_S = \text{VOLTHSG} + \text{VUEL} + \text{VOEL}$$

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.



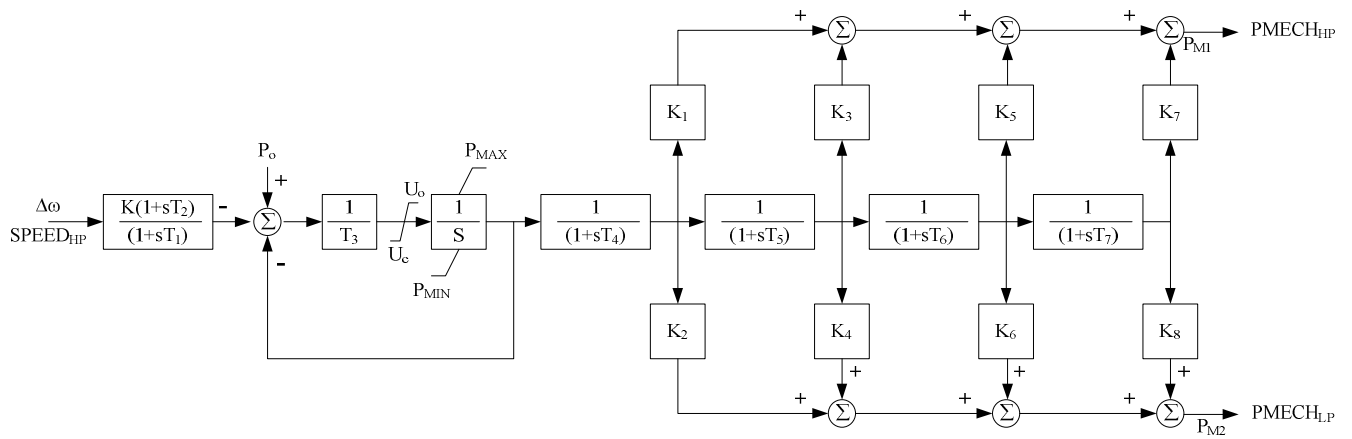
CONs	#	Value	Description
J			K
J+1			$T_1(\text{sec})$
J+2			$T_2(\text{sec})$
J+3			$T_3(>0)(\text{sec})$
J+4			$U_o(\text{pu/sec})$
J+5			$U_c(<0)(\text{pu/sec})$
J+6			$P_{\text{MAX}}(\text{pu on machine MVA rating})$
J+7			$P_{\text{MIN}}(\text{pu on machine MVA rating})$
J+8			$T_4(\text{sec})$
J+9			K_1
J+10			K_2
J+11			$T_5(\text{sec})$
J+12			K_3
J+13			K_4
J+14			$T_6(\text{sec})$
J+15			K_5
J+16			K_6
J+17			$T_7(\text{sec})$
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, 'IEEEG1', 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 /

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่



Generator Transformer

Generator Transformer Number :

Manufacturing By:

No. of Phase

Connection (vector group)

No. of Winding

Frequency (Hz)

MVA Rating

BIL (HV/HVN/LV) kV

Type of Cooling

Rating Voltage (kV)

H.V. Winding

L.V. Winding

T.V. Winding

% Impedance Voltage

Max. Tap

Rated Tap

Min. Tap

(At Base MVA)

(kV)

(kV)

(kV)

H.V. to L.V.

H.V. to T.V.

L.V. to T.V.

On Load Tap-Changing

On Load Tap-Chang at

High Volt

Low Volt

At Tap No.

Maximum Voltage (kV)

At Tap No.

Minimum Voltage (kV)

CCA3-P	ข้อมูลตำแหน่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
	ข้อมูลตำแหน่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องประกอบด้วย
CCA3.1-P	ค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ในรูปแบบ Google Earth File (*.kmz)
CCA3.2-P	แผนที่การเชื่อมโยงเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ถึง สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. รวมถึงระยะทาง
CCA3.3-P	รูปแบบการจัดเรียงบัสที่ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า เบื้องต้น

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

CC-S	ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
CC1-S	บทนำ
CC1.1-S	ในมาตรา 37 พระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ระบุว่า “ผู้ใดสร้างโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตรวมกันสูงกว่ายี่สิบเมกะวัตต์เพื่อใช้เอง หรือที่มีกำลังผลิตรวมกันสูงกว่าหกเมกะวัตต์เพื่อขายพลังงานไฟฟ้าแก่ประชาชน ประสงค์จะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของตนกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. การไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องยื่นคำขอและได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. ก่อน”
CC1.2-S	ดังนั้น ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อที่ประสงค์จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกเป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) รวมทั้งผู้เชื่อมต่อที่เป็น SPP แต่ประสงค์ขยายหรือปรับปรุงกำลังผลิตโรงไฟฟ้าและ/หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ โดย กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาการเชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของการไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะมีการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าโรงไฟฟ้า และมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง
CC2-S	วัตถุประสงค์
CC2.1-S	วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ มีดังนี้ (a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ. (b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจน ครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ใช้บริการรายอื่นๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (c) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ (d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกัน และมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-S คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3.1-S กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สถานะของระบบ กฟผ. ณ จุดเชื่อมต่อ เป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการดังต่อไปนี้

- (a) ความถี่ระบบไฟฟ้า เท่ากับ 50 Hz และจะรักษาค่าในสถานะปกติให้อยู่ในช่วง 49.5 ถึง 50.5 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ ค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ± 0.5 Hz)
- (b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้า เท่ากับ 1.0 p.u. และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง $\pm 5\%$ ของค่าแรงดันของระบบไฟฟ้า (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ ค่าแรงดันอาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า $\pm 10\%$)
- (c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติ หรือสภาวะที่มีงาน planned หรือ unplanned outage จะเท่ากับ (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้นๆ)

ตารางที่ 1.1 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%)

ตารางที่ 1.2 ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

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

- (e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ.จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. และบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้น จะต้องมีความรุนแรงไม่เกินกว่า

ตารางที่ 1.3 ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

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

CC3.2-S สภาพการณ์ต่างๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-S อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา active power และ/หรือ reactive power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใดๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่างๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสภาพระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขข้อ CC3.1-S

(หมายเหตุ :

- Incident หมายถึง เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดว่าจะเกิดขึ้น และเหตุการณ์นี้ส่งผลให้ กฟผ. ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานต่างๆ ที่ กฟผ. ใช้ในการวางแผนและการดำเนินงานด้านระบบไฟฟ้า หรือเป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ
- Significant Incident หมายถึง Incident ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่า จะสามารถส่งผลให้ระบบไฟฟ้าทั้งหมดหรือบางส่วน เกิดสภาวะไม่ปกติ ไม่ปลอดภัย หรือไม่มีเสถียรภาพ หรือส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บร้ายแรง

กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อ System จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขข้อ CC3.2-S นี้)

CC4-S ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ

CC4.1-S การยื่นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ภายหลัง กฟผ. ประกาศรับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถยื่นคำร้องและข้อเสนอขอขายไฟฟ้าแก่ กฟผ. ได้ ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ในการยื่นรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้า (รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2-S และ CCA5-S)

ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ส่งเอกสารหลักฐาน/หนังสือรับรองการเชื่อมโยงระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลจุดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.2-S รายละเอียดข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค

- กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า ที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือเชื้อเพลิงชีวภาพผลิตไฟฟ้า อาทิเช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิง ชีวมวล และขยะ เป็นต้น กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.1-S
- กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.2-S
- กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานลมผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3-S

ทั้งนี้ เนื่องจากรายละเอียดข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต ดังนั้น กฟผ. อาจต้องการข้อมูลสำคัญเพิ่มเติมที่นอกเหนือจากที่ระบุในสิ่งแนบ โดย กฟผ. จะแจ้งขอให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จัดจัดส่งรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมมาให้

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และหากส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบทั้งหมด หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.3-S การศึกษาระบบไฟฟ้า โดย กฟผ.

เพื่อให้การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าไม่กระทบต่อความมั่นคง ความปลอดภัย และคุณภาพของระบบพลังงาน รวมถึงนโยบายต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง กฟผ. จึงต้องทำการศึกษาระบบไฟฟ้าภายใต้หลักเกณฑ์ต่างๆ ที่ กฟผ. กำหนด เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. แล้ว

CC4.4-S หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้า

พิจารณาตามศักยภาพระบบส่งไฟฟ้า (Grid Capacity) ซึ่งครอบคลุมการศึกษาหลัก 3 เรื่อง ดังนี้

- การศึกษาการไหลของกำลังไฟฟ้าในภาวะคงตัว (Steady - State Power Flow Study)
- การศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Study)
- การศึกษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้าแบบชั่วคราว (Transient Stability Study)

กฟผ. จะทำการศึกษารูปแบบการปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเชื่อมต่ออย่างมั่นคง และมีประสิทธิภาพ บนพื้นฐานให้มีการลงทุนต่ำสุด โดยหลังจากการเชื่อมต่อ ระบบส่งไฟฟ้า กฟผ. จะต้องรองรับเกณฑ์ต่างๆ ดังนี้

CC4.4.1-S เกณฑ์ทั่วไป (General Criteria)

กำหนดให้อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทุกตัวต้องทำงานอยู่ภายใต้พิกัดปกติที่ภาวะปกติ และทำงานอยู่ภายใต้พิกัดฉุกเฉินเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่มีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งที่ถูกใช้งานอยู่ในระบบแล้วเกิดหลุดออกจากระบบ เช่น สายส่ง 1 วงจร เกิดลัดวงจรแล้วถูกปลดออกจากระบบ เป็นต้น เรียกมาตรฐานความมั่นคงระบบไฟฟ้านี้ว่า “มาตรฐาน N - 1” (N - 1 Contingency)

ในการวางแผนระบบไฟฟ้า กฟผ. ได้กำหนดค่าพิกัดที่ภาวะปกติ และภาวะฉุกเฉินของอุปกรณ์

ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าแล้ว ดังนี้

- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะปกติ อยู่ในช่วง 98 ถึง 105 % ของค่าปกติ
- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะฉุกเฉิน (N - 1 Contingency) อยู่ในช่วง 92 ถึง 108% ของค่าปกติ (0.92 – 1.08 PU)

โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในภาวะฉุกเฉิน (N - 1) ได้แก่ สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

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

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะปกติเมื่อระบบไฟฟ้า กฟผ. ทำงานที่ภาวะปกติ และรูปแบบของการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าที่ภาวะปกติ ควรมีกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำรองสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหลือประมาณ 40 เปอร์เซ็นต์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรทำงานอยู่ภายในขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้การควบคุมแรงดันสามารถกำหนดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท็ปหม้อแปลงไฟฟ้า และการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อให้มีค่าความสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

โดยเมื่อมีอุปกรณ์ไฟฟ้าตัวใดตัวหนึ่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะฉุกเฉินได้โดยไม่ต้องมีการแก้ไขระบบ แต่สามารถใช้อุปกรณ์ควบคุมอัตโนมัติแบบทำงานเร็ว รวมทั้งการตัดต่ออุปกรณ์ไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ใช้ควบคุมระดับแรงดัน เพื่อรักษาระบบไฟฟ้าไว้ได้

กรณีที่เกิดเหตุการณ์ลัดวงจรในระบบไฟฟ้าภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า กฟผ. จะต้องทำให้ค่ากระแสลัดวงจรที่แต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงไม่เกิน 85 % ของค่าพิกัดของอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุดในแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้นๆ

CC4.4.3-S เกณฑ์ด้านเสถียรภาพระบบไฟฟ้า (Stability Criteria)

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาเสถียรภาพระบบไฟฟ้า กฟผ. (Transient Stability) เมื่อเกิดการลัดวงจรแบบสามเฟส บนสายส่งวงจรใดวงจรหนึ่ง หรือ หม้อแปลงชุดใดชุดหนึ่ง และมีการปลดวงจรที่เกิดการลัดวงจรนั้น ภายในระยะเวลาที่กำหนดหลังเกิดการลัดวงจร ดังนี้

- | | | |
|----------------------------|---|---------------------------------|
| 4 ไชเคิล (80 มิลลิวินาที) | : | สำหรับระบบ 500 กิโลโวลต์ ขึ้นไป |
| 5 ไชเคิล (100 มิลลิวินาที) | : | สำหรับระบบ 230 กิโลโวลต์ |
| 7 ไชเคิล (140 มิลลิวินาที) | : | สำหรับระบบ 115 กิโลโวลต์ |

CC4.5-S ขอบเขตงานความรับผิดชอบในการดำเนินการก่อสร้าง

กฟผ. จะดำเนินการสรุปขอบเขตงานในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมถึงการปรับปรุงหรือติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม เช่น Capacitor, SVC หรือ PSS เป็นต้น 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 ค่าออกแบบและวิศวกรรม รวมทั้งค่าศึกษาระบบไฟฟ้า เป็นต้น) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อพิจารณา前先ทำสัญญา ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด

CC4.7-S การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.7.1-S ภายหลัง กฟผ. แจ้งอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ต่างๆ ที่เป็นเงื่อนไขในการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ครบถ้วนตามประกาศและระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าในคราวนั้นๆ ก่อนดำเนินการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CC4.7.2-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องสามารถดำเนินโครงการให้สำเร็จตามกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CC4.7.3-S กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดวันเริ่มต้น First Energization โดยพิจารณาจากความเหมาะสมของแผนงานก่อสร้างระบบ ซึ่งหากไม่แล้วเสร็จตามแผน การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าระบบจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.8-S การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุใน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หัวข้อ การเตรียมความพร้อมเพื่อรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) ดังนี้

- (a) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก ไม่น้อยกว่า 60 วัน
- (b) ผู้เชื่อมต่อจะต้องนำส่งข้อมูลคุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ ให้ กฟผ. พิจารณาล่วงหน้าก่อนกำหนดวันเริ่มต้นการรับไฟฟ้าจากระบบครั้งแรกไม่น้อยกว่า 60 วัน และหากมีการเปลี่ยนแปลงข้อมูลหลังจากที่นำส่งแล้ว ผู้เชื่อมต่อจะต้องส่งข้อมูลล่าสุดให้ กฟผ. ทราบทันที ทั้งนี้รวมถึงการเปลี่ยนแปลงหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา
- (c) กฟผ. จะพิจารณาแจ้งผลให้ผู้เชื่อมต่อทราบภายใน 45 วันหลังจากได้รับข้อมูลของผู้เชื่อมต่อครบถ้วน

ทั้งนี้หากผู้เชื่อมต่อนำส่งข้อมูลไม่ครบถ้วนตามกำหนดระยะเวลา กฟผ. จะไม่อนุญาตให้ผู้เชื่อมต่อทำการรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก จนกว่าผู้เชื่อมต่อจะนำส่งข้อมูลข้างต้นครบถ้วน และ กฟผ. ได้พิจารณาตามกำหนดระยะเวลาข้างต้นแล้ว

เพื่อให้มั่นใจได้ว่า เมื่อเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าแล้ว ความมั่นคง ความเชื่อถือได้ ความปลอดภัย และคุณภาพไฟฟ้า ยังคงเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด

CC4.9-S การยกเลิกการอนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถดำเนินโครงการให้สำเร็จตามกำหนดวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า รวมทั้งในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่ปฏิบัติตามเงื่อนไขสำคัญในข้อกำหนดเกี่ยวกับการ

เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ อันเป็นเหตุให้ กฟผ. ยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ดังนั้น กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการยกเลิกการอนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ นับจากวันที่ กฟผ. แจ้งยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CC5-S ข้อกำหนดอุปกรณ์โรงไฟฟ้า

CC5.1-S อุปกรณ์โรงไฟฟ้า หมายถึง อุปกรณ์และเครื่องจักรต่างๆ ที่โรงไฟฟ้าเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ

อุปกรณ์โรงไฟฟ้า จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC5-S ดังนี้

CC5.2-S ข้อกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์

CC5.2.1-S อุปกรณ์โรงไฟฟ้าทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงมีการบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Utility Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบ ตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-S

CC5.2.2-S นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC5.2.1-S อุปกรณ์โรงไฟฟ้าทุกรายการจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/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) อุปกรณ์ต่างๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิต และทดสอบ จากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนดเทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

CC5.3-S ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท

CC5.3.1-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

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

(b) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ในขณะที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้า โดยต้องสามารถควบคุมการทำงานตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

- (c) กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นรายๆ ไป
- (d) ติดตั้งอุปกรณ์เพื่อให้สามารถ Synchronization กับ Generator Breaker หรือ จุดเชื่อมต่อระบบที่กำหนด
- (e) ตั้งค่า Setting ของ Under-Frequency Relay ให้สอดคล้องกับมาตรฐานของ กฟผ. เพื่อให้ระบบ Under-frequency Load Shedding ของการไฟฟ้าทำงานก่อนการปลดโรงไฟฟ้า ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ขาดกำลังผลิตในระบบของการไฟฟ้า เพื่อไม่ให้เกิดการควบคุมความถี่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้ามีผลกระทบมากขึ้น
- (f) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดเตรียมระบบควบคุมตัวประกอบกำลัง เพื่อใช้ในการรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด หรือตามที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. สั่งการ
- (g) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดเชื่อมต่อ เกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT-PQG-01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA6-S โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป
- (h) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระพือที่จุดเชื่อมต่อ เกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ใน ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระพือเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA7-S โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC5.4-S ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้า ชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter

CC5.4.1-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

- (a) ต้องสามารถทำงานได้เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้
 - กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.25 - 50.75 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อทำให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz โดยในช่วงเวลาดังกล่าวผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะได้รับการยกเว้นจากเงื่อนไขที่เกี่ยวข้องหลังวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า
 - กรณีความถี่ต่ำกว่า 48.00 Hz หรือสูงกว่า 51.00 Hz ต่อเนื่องเกิน 1 นาที ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
 - กรณีความถี่ต่ำกว่า 47.90 Hz หรือสูงกว่า 51.10 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้โดยไม่ถือเป็นสาเหตุของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

- (b) สามารถเดินเครื่องได้ต่อเนื่อง และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง $\pm 5\%$ ของระดับแรงดันปกติ (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ ค่าแรงดันอาจอยู่ในช่วง $\pm 10\%$)
- (c) รักษา Power Factor ได้ในช่วง 0.85 นำหน้า และ 0.85 ล้าหลัง ณ จุดเชื่อมต่อ ทั้งนี้โรงไฟฟ้าต้องจ่ายหรือรับ reactive power เพื่อรักษาแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อให้เหมาะสมกับความต้องการของ reactive power ใน ระบบโครงข่ายแต่ละช่วงเวลา
- (d) ติดตั้ง Power System Stabilizer และต้องมีการปรับแต่งอย่างเหมาะสมโดยพิจารณา ร่วมกับการไฟฟ้า เพื่อลด oscillation ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่มีกำลังผลิตติดตั้งสูงกว่า 50 MW

CC5.5-S

ข้อกำหนดพิเศษของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter

ข้อกำหนดนี้ ใช้เป็นแนวทางปฏิบัติสำหรับการพิจารณารายละเอียดในการเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าที่ใช้ Inverter ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า (เช่น กังหันลมประเภท Full-Converter หรือ DFIG หรือ เซลล์แสงอาทิตย์ เป็นต้น) เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะขึ้นกับบริเวณของโครงข่ายไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้า เชื่อมต่อ ดังนั้นการไฟฟ้าจะทำการพิจารณาเป็นรายๆไป ทั้งนี้เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

CC5.5.1-S

เพื่อให้อุปกรณ์โรงไฟฟ้า หรือระบบผลิตไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ มีคุณภาพสอดคล้องกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ เพื่อรักษาความมั่นคงระบบไฟฟ้า ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดส่งรายละเอียดผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญและวิธีการทดสอบเทคโนโลยีที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถทำได้ ตามที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเลือกใช้ จากสถาบันหรือหน่วยงานทดสอบที่น่าเชื่อถือ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

- (a) ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบที่ กฟผ. ยอมรับ
- (b) ห้องทดสอบต้องได้รับการรับรองตามมาตรฐานห้องทดสอบ ISO/IEC 17025:2005 หรือผ่านการตรวจสอบจากหน่วยงาน/สถาบันที่เป็นกลางในประเทศที่ กฟผ. ยอมรับ
- (c) ระบบผลิตไฟฟ้าที่ผ่านการทดสอบจากห้องทดสอบในต่างประเทศต้องได้รับการตรวจสอบ และรับรองผลการทดสอบจากหน่วยงาน/สถาบัน ที่เป็นกลางในประเทศหรือ กฟผ. ก่อน

ในกรณีที่ผลการทดสอบค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญไม่ตรงกับแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้จัดส่งให้ กฟผ. พิจารณาการเชื่อมต่อ กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวให้อยู่ในเกณฑ์ที่ กฟผ. ยอมรับ หรือในบางกรณี ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องรับผิดชอบการปรับปรุงระบบไฟฟ้าที่ได้รับผลกระทบจากค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ได้เปลี่ยนแปลงไป โดย กฟผ. เป็นผู้แจ้งค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าในส่วนของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบไฟฟ้าดังกล่าว และหากมีขอบเขตการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ กฟผ. จะแจ้งให้ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้า ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องดำเนินการปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าให้แล้วเสร็จก่อนการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ

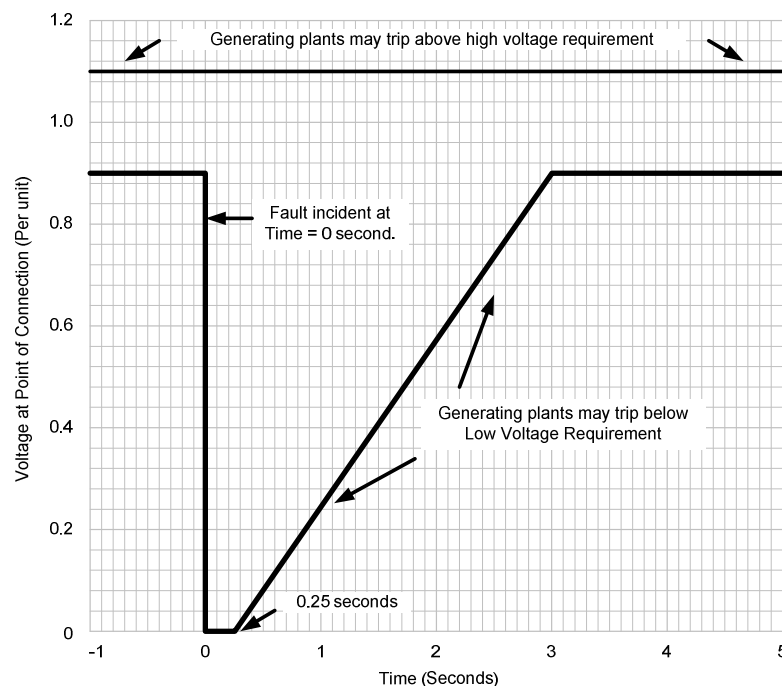
การดำเนินการดังกล่าว อาจส่งผลให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบทันกำหนดวันรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งไม่ถือเป็นเหตุสุดวิสัยตามสัญญา

CC5.5.2-S

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

- (a) เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าของ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องสามารถทำงานได้ ภายใต้เงื่อนไขของความถี่ในระบบไฟฟ้าดังต่อไปนี้
- กรณีความถี่ไม่อยู่ในช่วง 49.25 - 50.75 Hz ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องช่วยระบบไฟฟ้าโดยการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อให้ความถี่ของระบบไฟฟ้ากลับมาอยู่ที่ 50.00 ± 0.5 Hz
 - 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/ผู้เชื่อมต่อสามารถตัดการเชื่อมโยงโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้
- (b) โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าจาก 100% เหลือ 0% ได้ โดยสามารถปรับลดกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยครั้งละ 10% ต่อนาที ทั้งนี้กรณีที่เกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบโครงข่ายไฟฟ้าหรือเหตุการณ์ใดๆ ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วเห็นว่ามีผลกระทบต่อความปลอดภัยและเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า กฟผ. จะแจ้งและ/หรือสั่งการให้ปรับลดกำลังไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสม
- (c) สามารถเดินเครื่องได้ต่อเนื่อง เมื่อระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่ออยู่ในช่วง 90% ถึง 110% ของระดับแรงดันปกติ
- (d) ไม่ปลดเครื่องออกจากระบบ เมื่อแรงดันจุดเชื่อมต่อลดลงต่ำกว่า 90% ของระดับแรงดันปกติ หรือช่วงที่แรงดันปรับเพิ่มขึ้นเพื่อเข้าสู่ภาวะปกติหลังจากการ Clear Fault ตามเงื่อนไขดังรูป

Voltage Ride Through Requirement



- (e) จัดเตรียมระบบควบคุมแรงดัน (Voltage Regulation System, VRS) ซึ่งสามารถควบคุมแรงดันที่จุดเชื่อมต่อในภาวะปกติได้ โดยสามารถรักษา Power Factor ได้ในช่วง 0.9 นำหน้า และ 0.9 ล้าหลัง ณ จุดเชื่อมต่อ ทั้งนี้โรงไฟฟ้าต้องจ่ายหรือรับ reactive power เพื่อรักษาแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อและ/หรือจ่ายให้เหมาะสมกับความต้องการของ Reactive Power ใน ระบบโครงข่ายแต่ละช่วงเวลา โดย
- ระบบ VRS ต้องสามารถใช้งานได้ตลอดเวลาที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้า
 - VRS จะเป็นระบบทำงานโดยระบบ Closed Loop Control โดยค่าแรงดันสามารถตั้งได้ในช่วง 95% ถึง 105% ของ Rated Voltage ตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
 - VRS จะสามารถตั้งค่า Droop ได้ระหว่าง 0% ถึง 10% และสามารถตั้งค่าความเร็วในการเปลี่ยนแปลง Reactive Power ได้ถึง 95% ของค่าที่ต้องการภายใน 0.1 - 1 วินาที
- (f) ในสภาวะแรงดันต่ำโรงไฟฟ้าต้องสามารถจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเต็มที โดยสามารถลดกำลังผลิตลงเป็นสัดส่วนกับแรงดันที่ลดลงได้ และต้องจ่าย Reactive Power เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ตามปกติภายใน 1 วินาทีหลังแรงดันกลับเข้าสู่ย่านปกติ

CC5.5.3-S หม้อแปลงเชื่อมต่อเข้าระบบส่ง
Tap ของหม้อแปลง (On-Load/Off-Load) จะต้องออกแบบให้สามารถปรับเพื่อจ่าย Reactive Power ได้ตามช่วงของ Power Factor ที่กำหนดจากต่ำสุดถึงสูงสุด

CC5.5.4-S อุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่ใช้ในการปลดโรงไฟฟ้า
(a) โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดเครื่องออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเพื่อความมั่นคง
(b) โรงไฟฟ้าอาจถูกกำหนดให้ปลดเครื่องออกจากระบบไฟฟ้าโดยอัตโนมัติจากการกำหนดหน้าที่หรือปลดโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าผ่าน Remote Control เพื่อความมั่นคงในระบบเมื่อโรงไฟฟ้าปลดออกโดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า จะไม่ขนานเครื่องกลับเข้ามาโดยไม่ได้รับการอนุญาตจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

CC5.5.5-S ระบบป้องกัน
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าตามมาตรฐานระบบป้องกันของการไฟฟ้าในการป้องกัน Fault ที่เกิดขึ้น ทั้งในด้านของโรงไฟฟ้า และด้านการไฟฟ้า

CC5.5.6-S คุณภาพไฟฟ้า
ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องจัดเตรียมอุปกรณ์โรงไฟฟ้าให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามมาตรฐานของการไฟฟ้า เกี่ยวกับ Voltage Flicker, Harmonics, Voltage Unbalance และ Resonance

CC6-S REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูลการวางแผนด้านปฏิบัติการ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของรายละเอียดข้อมูลการวางแผน ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ได้จัดส่งให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ตามความจำเป็น ภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าได้เริ่มจ่ายไฟเข้าระบบและทำ commissioning โดยค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่อง สอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-S ข้อกำหนดของจุดเชื่อมต่อระหว่าง กฟผ. กับ โรงไฟฟ้า

CC7.1-S ในการเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้ากับระบบส่งของ กฟผ. จะใช้ circuit breaker ที่มีฟังก์ชันการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อ นั้น โรงไฟฟ้าสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจร และค่าพิกัด circuit breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ จะต้องไม่เกินกว่า

(a) 63 kA หรือ 50 kA สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 500 kV และ 230 kV

(b) 40 kA 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 โดยมีรายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อเป็นไปตาม CCA4-S โดยหากมีการปรับปรุงรูปแบบการเชื่อมโยงดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC7.2.2-S Fault Clearing Time

(a) ค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์โรงไฟฟ้าซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. หรือ เหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบส่งของ 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) ทั้ง โรงไฟฟ้า และ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (backup) เมื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันสำรอง ทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (discrimination) โดยระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าจะต้องทนต่อกระแสลัดวงจร (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 ซึ่งจะทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรอง ของ กฟผ.

(c) circuit breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้ากับระบบส่ง กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใดๆ 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 ข้อกำหนดการจัดเตรียมอุปกรณ์ในระบบป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อเข้าระบบ กฟผ. มีดังนี้

Transmission Line Protection

(a) ในระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 500 kV จะต้องติดตั้ง primary pilot relaying systems จำนวน 2 ระบบ ซึ่งใช้ช่องการสื่อสาร (communication link) ที่หลากหลายเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับ primary pilot relaying systems ดังกล่าว

Relay Line Terminal Utilizing Current Differential Protection (Primary 1)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme 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 ตัวที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertipping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable

Distance Protection (Primary 2)

ระบบการป้องกันแบบระยะทางหรือ 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 ต้องสามารถใช้งานร่วมกับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของ zone ที่เกิดความผิดปกติ ออกจากระบบพร้อมกัน ได้อย่างรวดเร็ว 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 ช่องสำหรับแต่ละ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง

distance relay จะต้องมีการฟิงก์ชั๊น out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว

กรณีที่ระบบมี impedance ratio (Z_S/Z_L) เท่ากับหรือมากกว่า 4 , ระบบป้องกัน Primary 2 จะเป็น current differential protection scheme

Current Differential Protection (Primary 2)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection

แต่ละ current differential relay system จะใช้ fiber optic cable เป็น communication link ในการรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ปลายทางทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว

แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมีการ synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker

Direct Transfer Tripping System

แต่ละ primary protection จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ทางระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ transmitter จำนวนทั้งหมด 2 ตัว โดยในแต่ละ transmitter จะต้องมีการสื่อสาร Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้

- Line Terminal Overvoltage Protection

เมื่อ line terminal overvoltage protective relaying system ทำงาน จะส่งคำสั่ง trip ผ่านช่องทางการสื่อสาร ไปปลด circuit breaker ที่อยู่ระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่ง และสั่ง lockout การทำงาน reclosing (ทั้งแบบอัตโนมัติหรือ manual)

- Breaker Failure Protection

- Circuit Breaker Open Protection

ในเหตุการณ์ที่ปลายสายส่งด้านหนึ่งเปิด direct transfer trip scheme จะส่งสัญญาณ trip ไปยัง circuit breaker ที่อยู่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง โดยมี circuit breaker auxiliary contact (52b) ของปลายสายส่งด้านเปิดควบคุมการทำงานดังกล่าว

รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่แตกต่างกัน

- (b) ในระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 230 kV จะต้องติดตั้ง primary pilot relaying systems จำนวน 2 ระบบ ซึ่งใช้ช่องทางการสื่อสาร (communication link) ที่หลากหลายเพื่อเพิ่มความมั่นคงให้กับ primary pilot relaying systems ดังกล่าว

Relay Line Terminal Utilizing Current Differential Protection (Primary 1)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection

แต่ละ current differential relay system จะถูกออกแบบให้มี communication link ที่

สามารถรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ปลายทางทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable

Distance Protection (Primary 2)

ระบบการป้องกันแบบระยะทางหรือ 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 ต้องสามารถใช้งานร่วมกับอุปกรณ์ระบบสื่อสาร (teleprotection equipment) เพื่อช่วยในการสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ปลายทางทั้งสองข้างของสายส่งที่เกิดความผิดปกติ ออกจากระบบพร้อมกัน ได้อย่างรวดเร็ว 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 ช่องทางสำหรับแต่ละ distance relay เพื่อใช้กับ pilot distance protection 1 ช่องทาง และ pilot directional earth fault protection อีก 1 ช่องทาง

distance relay จะต้องมีการฟังกั้น out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว

กรณีที่ระบบมี impedance ratio (Z_S / Z_L) เท่ากับหรือมากกว่า 4 , ระบบป้องกัน Primary 2 จะเป็น current differential protection scheme

Current Differential Protection (Primary 2)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme เป็น primary pilot protection และมี time step distance protection scheme เป็น backup protection

แต่ละ current differential relay system จะใช้ fiber optic cable เป็น communication link ในการรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ปลายทางทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว

แต่ละ primary pilot relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker ได้ทั้งแบบ single pole และ three pole โดยการ auto reclose สำหรับ three pole จะต้องมีการ synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker

ในระบบป้องกันนำร่อง Primary 2 ต้องจัดให้มี direct transfer tripping system สำหรับสั่งปลด circuit breaker ตัวที่อยู่อีกปลายด้านหนึ่งของสายส่ง แบบทันที โดยใช้ communication link เดียวกันกับใน Primary 2 นี้

Direct Transfer Tripping System

เฉพาะ primary 2 protection จะต้องจัดให้มีระบบ direct transfer tripping เพื่อสั่งปลด circuit breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที โดยใช้ transfer trip transmitter จำนวน 1 ตัว

Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้

- Breaker Failure Protection

รีเลย์ป้องกัน Primary 1 และ Primary 2 จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่แตกต่างกัน

- (c) ในระบบป้องกันสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 115 kV จะต้องติดตั้ง primary pilot relaying systems จำนวน 1 ระบบ และ backup relaying system จำนวน 1 ระบบ

Relay Line Terminal Utilizing Current Differential Protection (Primary)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme 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 ตัวที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว โดย communication link ดังกล่าวจะใช้เป็น fiber optic cable

Distance Protection (Backup)

ระบบการป้องกันแบบระยะทางหรือ 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 จะต้องมีการฟังก์ชัน out of step blocking รวมถึงติดตั้ง line fault locator ในตัว

กรณีที่ระบบมี impedance ratio (Z_S / Z_L) เท่ากับหรือมากกว่า 4 , backup protection จะใช้เป็น current differential protection scheme

Current Differential Protection (Backup)

แต่ละ relay line terminal จะใช้ current differential protection scheme เป็น backup protection และในแต่ละ current differential relay system จะใช้ fiber optic cable เป็น communication link ในการรับ/ส่งสัญญาณปลด circuit breaker ตัวที่อยู่ปลายทั้งสองข้างของสายส่งเส้นที่เกิด fault ออกจากระบบพร้อมกัน (intertripping) ได้อย่างรวดเร็ว

ทั้งระบบ primary และ backup relaying system ต้องสามารถทำการ trip หรือ reclose circuit breaker แบบ three pole ได้ โดยการ auto reclose จะต้องมีการ synchronism check relay ทำงานร่วมกับ recloser ในการ close circuit breaker

นอกจากนี้ ใน backup protection ต้องจัดให้มี direct transfer tripping system สำหรับ
สับปลด circuit breaker ตัวที่อยู่อีกปลายด้านหนึ่งของสายส่ง แบบทันที โดยใช้
communication link เดียวกันกับใน backup protection

Direct Transfer Tripping System

ในระบบป้องกันสำรองจะต้องมี direct transfer tripping system สำหรับสับปลด circuit
breaker ที่อยู่ห่างระยะไกลที่ปลายอีกด้านหนึ่งของสายส่ง ให้ปลดออกจากระบบได้ทันที
โดยใช้ transfer trip transmitter จำนวน 1 ตัว

Direct transfer tripping system จะถูกนำไปใช้งานกับระบบป้องกันดังนี้

- Breaker Failure Protection

รีเลย์ป้องกัน Primary และ Backup จะต้องเป็นรีเลย์จากผู้ผลิตที่แตกต่างกัน

ใน power generation system จะต้องมีการติดตั้งระบบรีเลย์ป้องกันสำหรับการเชื่อมต่อ
โรงไฟฟ้าเข้าในระบบ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของรีเลย์ใน “EGAT Accepted
Relay List” เพื่อให้มั่นใจว่ารีเลย์ที่ กฟผ. และโรงไฟฟ้าเลือกใช้งานในระบบป้องกันดังกล่าว
จะสามารถทำงานเข้ากันได้

CC7.3.2-S Circuit-breaker failure Protection

เป็นระบบที่มีการติดตั้งรีเลย์เพื่อตรวจจับการทำงานของ circuit breaker ซึ่งไม่ทำการ trip
ภายในเวลาที่กำหนดเมื่อเกิด fault ซึ่งในระบบนี้จะมีการทำงานที่ไปสั่ง trip circuit breaker
ตัวอื่นๆทุกตัวที่เกี่ยวข้อง เพื่อทำการแยกสายส่งที่เกิด fault ออกจากระบบ และต้องมี lockout
relay ทำหน้าที่ป้องกันไม่ให้ circuit breaker reclose (automatic หรือ manual) จนกว่าจะมีการ
reset lockout relay ใหม่ในการตรวจจับ breaker failure จะใช้ instantaneous
overcurrent relays ทำงานร่วมกันกับ timing relays เพื่อให้สามารถสั่งตัด circuit breaker ตัว
อื่นๆ ที่อยู่ระยะไกลได้ทันที (เฉพาะตัวที่เกี่ยวข้องเท่านั้น) ทั้งนี้ รีเลย์ที่ใช้ในงาน breaker failure
protection นี้จะต้องแยกจากรีเลย์ในระบบป้องกันอื่นๆ

CC7.3.3-S Pole-slipping and Loss of Excitation Protection

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำหรับ pole slipping และ loss of excitation

CC7.3.4-S Metering System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไข
ที่ระบุใน CCA1-S เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายเข้าระบบ

CC7.3.5-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องติดตั้ง Fault Recording System (FRS) เพื่อใช้ในการวิเคราะห์หา เหตุผิดปกติ ทั้งนี้ กฟผ. ได้กำหนดรุ่นและชนิดของ FRS ใน “EGAT Accepted FRS List” เพื่อให้ มั่นใจว่าอุปกรณ์ที่ กฟผ. และโรงไฟฟ้าเลือกใช้งานในระบบดังกล่าว จะสามารถทำงานเข้ากันได้

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

CC8-S ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตร

CC8.1-S อุปกรณ์สื่อสารของโรงไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดให้มีระบบสื่อสารเพื่อใช้ในงานระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผ่านเครือข่ายระบบสื่อสาร ซึ่งต้องเป็นไปตามข้อกำหนดต่างๆ ดังนี้

CC8.1.1-S ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ 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 และจะต้องทำการเชื่อมโยงต่อเข้ากับระบบของ กฟผ. โดยจุดเชื่อมต่อเข้าระบบของ กฟผ. และวิธีการเชื่อมต่อนั้นให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับระบบสื่อสารเพื่อการส่งสัญญาณข้อมูลของโรงไฟฟ้ามายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ตามแบบเลขที่ DW-COM-D01-001-SPP-03 revision 0001 สำหรับ RTU แบบ IP ตามที่ระบุใน **CCA3-S**

CC8.1.2-S การไฟฟ้าไม่อนุญาตให้มีรูปแบบ Automatic Reclosing Scheme เชื่อมโยงกับระบบของการไฟฟ้า และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องจัดให้มีช่องสัญญาณสำหรับระบบ Direct Transfer Trip (DTT) ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้า ตามความจำเป็นในการใช้งาน เนื่องจาก Automatic Reclosing Schemes ของการไฟฟ้าจะมี Automatic Reclosing ที่ระบบสายส่งและระบบสายป้อนอากาศ ดังนั้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องแน่ใจว่าสวิตช์ตัดตอนอัตโนมัติของ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะปลดการจ่ายไฟออกก่อนที่ Automatic Reclosing ของการไฟฟ้าจะทำงาน เพื่อป้องกันการเกิดสถานะ Out of Synchronism หากการพิจารณาเห็นควรต้องปรับปรุงวิธีการ Reclosing หรือเพิ่มเติมอุปกรณ์ เช่น อุปกรณ์ Direct Transfer Trip ระหว่างโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และการไฟฟ้าตามความเหมาะสม เป็นต้น ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องยอมรับและปฏิบัติตาม การไฟฟ้าจะไม่รับผิดชอบความเสียหายต่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเนื่องจากการ Reclosing นี้

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

- (a) ต้องมีระบบ Party line จะติดตั้งที่ห้องควบคุมของโรงไฟฟ้า เพื่อใช้ติดต่อกับ operator ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าแรงสูงใกล้เคียง
- (b) ต้องเชื่อมต่อชุมสายโทรศัพท์ (PABX) ของโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และ กฟผ. เข้าด้วยกัน โดยมีจำนวนไม่น้อยกว่า 3 วงจร (รูปแบบของสัญญาณจะต้องเป็นไปตามสัญญาณมาตรฐานในระบบโทรศัพท์ทั่วไป) ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ จะต้องจัดให้มีเลขหมายโทรศัพท์ต่อไปนี้
 - 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/ผู้เชื่อมต่อจะต้องดูแลให้ค่าความพร้อมใช้งานได้ของระบบสื่อสารที่กล่าวมาข้างต้น มีค่าไม่ต่ำกว่า 99.9% ของเวลาใช้งาน (Availability > 99.9%) หากระบบสื่อสารของโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเกิดขัดข้อง และไม่ได้รับการแก้ไขหลังจากได้รับเอกสารแจ้งเตือนจาก กฟผ. ภายในระยะเวลา 30 วัน หรือ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อได้แจ้งแผนการดำเนินการแก้ไขให้ กฟผ. พิจารณา และ กฟผ. เห็นชอบแผนดังกล่าวแล้ว แต่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่ดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จตามแผน กฟผ. มีสิทธิที่จะเข้าไปดำเนินการแก้ไขปรับปรุง โดยผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นทั้งหมด

CC8.2-S ข้อมูลและการแสดงผล

CC8.2.1-S เพื่อให้สามารถตรวจสอบและควบคุมระดับคุณภาพไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดหาและติดตั้งเครื่องวัดคุณภาพไฟฟ้า (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 เป็นต้น โดย กฟผ. จะต้องสามารถเรียกดูข้อมูลคุณภาพไฟฟ้าในรูปแบบเวลาจริง (Real Time) ผ่านระบบสื่อสาร ซึ่งผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด

CC8.2.2-S ข้อมูลแสดงผลจะแสดงบนระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าและศูนย์การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกรณีเชื่อมโยงเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เท่านั้น ห้ามมิให้มีการแสดงข้อมูลแยกเป็นเอกเทศ โดยข้อมูลที่ส่งมายังศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ประกอบด้วย

- (a) Active Power (MW)
- (b) Reactive Power (MVar)
- (c) Voltage (kV)
- (d) Status ของ Circuit Breaker ทั้งหมด ที่เชื่อมโยงระหว่างโรงไฟฟ้าของ SPP กับ การไฟฟ้า
- (e) Status ของ Ground Disconnecting Switch
- (f) Status ของ Generator Circuit Breaker ตามสัญญา
- (g) ข้อมูลอื่นๆ ที่ กฟผ. จำเป็นต้องใช้ในการควบคุมระบบไฟฟ้า

CC8.2.3-S ผู้เชื่อมต่อ/ผู้ขอเชื่อมต่อ ที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมผลิตไฟฟ้า ต้องจัดทำกรพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้า และติดตั้งอุปกรณ์สำหรับจัดส่งข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าที่พยากรณ์ได้ รวมถึงข้อมูลที่ใช้ในการพยากรณ์ เช่น ความเข้มแสงอาทิตย์ หรือ ความเร็วลม เป็นต้น เป็นราย 15 นาที เพื่อให้ กฟผ. สามารถเรียกดูข้อมูลดังกล่าวได้ตามที่ร้องขอ

CC8.3-S (a) Voltage Transformer (VT), Current Transformer (CT) และ Transducer ให้ติดตั้ง VT และ CT ที่มีมาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดห้า ($\pm 0.5\%$)

สำหรับแต่ละ Feeder รวมทั้งติดตั้ง Transducer สำหรับข้อมูลตาม CC8.1-S โดยชนิดของ Transducer นั้นให้ใช้ชนิด Output 4-20 mA หรือ Output ± 1 mA ซึ่งขึ้นอยู่กับตำแหน่ง การติดตั้งอุปกรณ์ว่าอยู่ในโรงไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้า โดย Transducer ต่างๆ ต้องมี มาตรฐานความเที่ยงตรงผิดพลาดไม่เกินร้อยละบวกลบศูนย์จุดสาม ($\pm 0.3\%$)

- (b) Watt/Var Transducers แต่ละ watt/var transducer จะถูกติดตั้งรวมในชุดเดียวกัน โดย แต่ละ transducer จะเป็นแบบ 3 เฟส 4 สาย วัดได้ 2 สัญญาณ และถูกออกแบบให้ใช้กับการวัดและส่งข้อมูลทางไกล

CC9-S ข้อกำหนดของการควบคุมแรงดัน (kV Control)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดเตรียมความพร้อมในการควบคุมแรงดันแก่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า โดยจะต้องจัดเตรียมการควบคุมแรงดันไว้อย่างน้อย 4 Mode ดังนี้

CC9.1-S Remote High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ SCADA โรงไฟฟ้าจะต้อง จัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และ ระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

CC9.2-S Remote High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ SCADA โรงไฟฟ้าจะต้อง จัดเตรียม Point Control And Monitor ทั้ง Analog และ Digital ให้ครอบคลุมการใช้งาน และ ระบบสื่อสารจะต้องมีทั้ง Primary และ Backup ตามมาตรฐานของระบบ SCADA

CC9.3-S Local High Side Voltage Control คือการควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยโรงไฟฟ้า ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดิวสัย ทำให้ระบบสื่อสารหรือ อุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งานไม่ได้ โรงไฟฟ้า จะต้องสามารถควบคุมแรงดันด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยโรงไฟฟ้าเอง โดยรับคำสั่งการจาก ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรืออื่นๆ ตาม มาตรฐานของระบบสื่อสาร

CC9.4-S Local High Side MVAR Control คือการควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยโรงไฟฟ้า ในกรณีเกิดเหตุผิดปกติหรือเหตุอันสุดิวสัย ทำให้ ระบบสื่อสารหรืออุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้เชื่อมต่อระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กับ โรงไฟฟ้าใช้งาน ไม่ได้ โรงไฟฟ้าจะต้องสามารถควบคุม Reactive Power ด้าน High Side ของ Generator Transformer โดยโรงไฟฟ้าเอง โดยรับคำสั่งการจาก ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ผ่านระบบ Voice Communication หรือ อื่นๆ ตามมาตรฐานของระบบสื่อสาร

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

APPENDIX

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

CCA1-S ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ รวมทั้งบำรุงรักษาให้ระบบทำงานอย่างถูกต้องตามข้อกำหนดตลอดเวลาที่มีการซื้อขายและ/หรือแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อ โดยมีรายละเอียดตามข้อกำหนดนี้ ทั้งนี้ตำแหน่งที่ติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าจะต้องสามารถเข้าไปตรวจสอบและอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าได้สะดวก ทั้งนี้ระบบมาตรวัดไฟฟ้า ต้องประกอบด้วย

CCA1.1-S ความต้องการทั่วไป (General Requirement)

- ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขาย ใช้สำหรับวัดพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย หรือไหลผ่าน ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าของ กฟผ. กับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายของแต่ละวงจร ต้องประกอบด้วย 2 ระบบ เพื่อเป็นการสำรอง ได้แก่ ระบบมาตรวัดหลัก (Main Metering Equipment) และระบบมาตรวัดสำรอง (Backup Metering Equipment)
- ระบบมาตรวัดหลัก และ ระบบมาตรวัดสำรอง ต้องเป็นอิสระต่อกัน
- ต้องไม่มีอุปกรณ์อื่นนอกเหนือจากอุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ติดตั้งอยู่ภายในวงจรของระบบมาตรวัดหลัก
- มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบทุกหน่วย ที่ติดตั้งอยู่ในระบบมาตรวัดหลักและระบบมาตรวัดสำรอง จะต้องรองรับการสื่อสารข้อมูลจากระบบ Software และ Hardware ของระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) ทั้งนี้มาตรวัดและอุปกรณ์ประกอบ จะต้องได้รับการตรวจสอบและยอมรับ (Approved) จาก กฟผ. ก่อน

CCA1.2-S Instrument Transformers เพื่ออ่านค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้า ส่งไปให้ มาตรวัดหลัก (main energy meter) และ มาตรวัดรอง (backup energy meter) ต้องติดตั้งครบทั้งสามเฟสพร้อม Junction Box มีรายละเอียดดังนี้

- หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT)
 - CT แต่ละหน่วย ต้องประกอบด้วย 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 หรือ มาตรฐาน IEC , ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
 - กระแสฟลักซ์ทางด้านแรงต่ำของ CT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับกระแสฟลักซ์ของ มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
 - Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้งาน $Load Impedance (Include Equipment) < Burden$

(b) หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)

- ต้องเป็นชนิด Inductive Voltage Transformer แต่ละหน่วย ต้องประกอบด้วยชุดขดลวด 2 ชุด (2windings) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดหลักและมาตรวัดรองตามลำดับ
- ความแม่นยำของชุดขดลวด VT ทั้ง 2 ชุด ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2 ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C93.1 หรือ มาตรฐาน IEC , ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- แรงดันพิกัดทางด้านแรงต่ำของ VT ทั้ง 2 แกน ต้องเท่ากับแรงดันพิกัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้ใช้งาน Load Impedance (Include Equipment) < Burden

CCA1.3-S

มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

- (a) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า แต่ละหน่วยต้องเป็นชนิดอิเล็กทรอนิกส์ รองรับการวัดวงจรไฟฟ้าประเภท 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

มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ต้องสามารถวัดค่า ประมวลผล และบันทึกข้อมูลพลังงานไฟฟ้าแยกตามอัตราค่าไฟฟ้า (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-S

Time synchronization

เวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานทุกหน่วย จะถูกควบคุม (Synchronize) ให้มีความแม่นยำใกล้เคียงกับเวลามาตรฐานมากที่สุด ทั้งนี้ต้องติดตั้งระบบตั้งเวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า โดยใช้แหล่งเวลามาตรฐานอ้างอิง (Standard Time Source) จากเครื่องรับสัญญาณนาฬิกาหรือเวลาระบบ GPS (Global Positioning System (GPS) Clock Receiver) ที่ติดตั้งไว้บริเวณใกล้เคียงกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้านั้นๆ

CCA1.5-S

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 ซึ่งสามารถเลือกบันทึกได้ทั้งด้านแรงสูงหรือแรง

ต่ำ (Ia, Ib, Ic) ทั้งนี้ต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 3 เดือน

- (b) ข้อมูลประเภท Load Profile รายคาบทุก 1 นาที (ถ้าจำเป็นต้องใช้งาน) ประกอบด้วย ข้อมูล Active/reactive Demand (หรือ Energy) ทั้ง 4 Quadrants (Export และ Import) ทั้งนี้ต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 45 วัน
- (c) ข้อมูลประเภท ค่าพลังงานไฟฟ้ารายเดือนหรือรอบ Billing (Monthly/billing Energy) และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในรอบเดือนหรือรอบ Billing (Maximum Demand) แยกตาม TOU Rate จะต้องเก็บข้อมูลไว้ในตัวมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ไม่ต่ำกว่า 1 ปี (12 เดือน)
- (d) การบันทึกข้อมูลข้างต้น จะต้องได้รับการตรวจสอบยอมรับจาก กฟผ. ก่อน ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจว่า มีข้อมูลเหมาะสมและเพียงพอต่อการใช้งานสำหรับบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CCA1.6-S การสื่อสารข้อมูลของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

- (a) ระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้าของ กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) จะต้องสามารถสื่อสารกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทุกหน่วย เพื่อวัตถุประสงค์การรวบรวมข้อมูลที่บันทึกไว้ในมาตรวัดฯ และ/หรือ การตรวจสอบการทำงานของมาตรวัดฯ ผ่านเครือข่ายสื่อสารจากระยะไกล
- (b) ระบบสื่อสารข้อมูลสำหรับ EGAT AMR System ประกอบด้วย ระบบสื่อสารหลัก (Main Data Collection Path) ต้องเป็นระบบ IP-based (TCP/IP) ซึ่งจะสื่อสารผ่าน Ethernet Port ของมาตรวัด และระบบสื่อสารสำรอง (Backup Data Collection Path) จะเป็นระบบสื่อสารอื่นที่สื่อสารผ่าน Serial Port (RS-485/RS-232) ของมาตรวัด ซึ่งระบบสื่อสารสำรองต้องเป็นระบบที่มีความเชื่อถือได้สูง ผ่านการตกลงและยอมรับทั้งจาก กฟผ. และ ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- (c) อุปกรณ์สื่อสารที่เกี่ยวข้องทั้งหมด ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของระบบสื่อสารที่ใช้ และต้องได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.

CCA1.7-S Loss-of Potential Alarm

แต่ละวงจรการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ต้องมี 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

โรงไฟฟ้าต้องจัดเตรียมแหล่งจ่ายไฟเสริม (auxiliary power supply) ที่มั่นคงน่าเชื่อถือและเพียงพอสำหรับอุปกรณ์ในระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่ามาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวจะทำงานได้อย่างถูกต้องในทุกช่วงเวลา

Check Sheet ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

ประเภท SPP Firm : ระดับแรงดัน KV

ชื่อบริษัท
ที่อยู่ เลขที่.....หมู่.....ถนน.....ตำบล/แขวง.....
อำเภอ/เขต.....จังหวัด.....รหัสไปรษณีย์.....
โทรศัพท์โทรสาร

1. ข้อกำหนดอุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Revenue Meter) :

- ☐ Main Meter : จำนวน.....ชุด
ยี่ห้อ.....รุ่น.....
- ☐ Backup Meter :จำนวน.....ชุด
ยี่ห้อ.....รุ่น.....
- ☐ เป็นชนิด 3 Phase 4 Wires High Precision Energy Meter
Accuracy Class :
 - ☐ 0.2S (ศูนย์จุดสองเอส) สำหรับ kWh
 - ☐ 0.5 (ศูนย์จุดห้า) สำหรับ kvarh
 - ☐ สามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง Import, Export (kWh & kvarh)
- ☐ มีคุณสมบัติเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 62053-22 หรือเทียบได้ไม่ต่ำกว่านี้
- ☐ มี Communication port สำหรับสื่อสารข้อมูล
 - ☐ LAN ☐ RS485/232

2. Remote Meter Reading : ติดตั้ง และดำเนินการให้สามารถ เก็บบันทึก พิมพ์ และรับส่งข้อมูลซื้อขายพลังงานไฟฟ้ากับส่วนกลาง กฟผ. ได้

- 2.1 Modem, 3G, 4G Modem ยี่ห้อ..... รุ่น.....
ชนิด ☐ Internal ☐ External
- 2.2 เลขหมายโทรศัพท์พร้อมระบบป้องกัน Surge สำหรับ Modem ที่ผ่านการตรวจสอบจาก กฟผ.
☐ Main Meter..... ☐ Backup Meter.....
- 2.3 LAN IP address :
☐ Main Meter..... ☐ Backup Meter.....

3. ระบบ Power Supply : เป็นระบบจ่าย (Power Supply) สำหรับระบบมาตรวัดมีระบบที่สามารถป้องกันไม่ให้ระบบมาตรวัดหยุดทำงานขณะจ่ายไฟ และสามารถสำรองไฟฟ้าได้กรณี Power Supply หลักขัดข้อง

ระบบจ่าย (Power Supply) ที่มีคือ

- ☐ Main Power Supply (Voltage DC)
- ☐ Backup Power Supply (Voltage AC)

4. ข้อกำหนดอุปกรณ์ประกอบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Instrument Transformer)

4.1 Current transformer (CT) :

- ☐ แยก Secondary core สำหรับ Main / Back up Revenue Meter
- ☐ CT ratio จะต้องกำหนดให้เหมาะสมกับ Max. Demand ที่เสนอขาย
Max. Demand.....MW.
CT. ratio.....
- Accuracy Class =..... (ตาม IEC 61869)
- Burden =.....VA
- ☐ ติดตั้งครบทั้งสามเฟส
- ☐ Cable Size : มีความพอเพียงตาม Burden ขนาด.....mm²
- ☐ ขดลวดชุดที่ใช้กับระบบมาตรวัดหลักต้องไม่ต่อร่วมกับอุปกรณ์อื่นที่ไม่เกี่ยวข้องกับการวัด
ซื้อขายไฟฟ้า

4.2 Inductive Voltage Transformer / Voltage Transformer (IVT / VT) :

- Accuracy Class =.....(ตาม IEC 61869)
- Ratio =.....
- Burden =..... VA
- ☐ ต่อแยก MCB ขนาดเหมาะสมที่ต้นทางสำหรับ Main / Back up Meter
- ☐ ติดตั้งครบทั้งสามเฟส
- ☐ Cable Size : มีความพอเพียงตาม Burden ขนาด.....mm²
- ☐ ขดลวดชุดที่ใช้กับระบบมาตรวัดหลักต้องไม่ต่อร่วมกับอุปกรณ์อื่นที่ไม่เกี่ยวข้องกับการวัด
ซื้อขายไฟฟ้า

4.3 มี Contact Alarm Loss of Potential : สำหรับ Revenue Meter

- ☐ Main Meter Circuit
- ☐ Back up Meter Circuit

4.4 Junction Box :

- ☐ Schematic Diagram ของ Junction Box : for CT & VT /CVT
- ☐ Wiring Diagram ของ Junction Box : for CT & VT /CVT
- ☐ รายละเอียดของอุปกรณ์ใน Junction Box

	Terminals	MCB	อื่นๆ.....
ยี่ห้อ			
รุ่น/ขนาด			

4.5 Test Switch :

- ☐ รายละเอียดของอุปกรณ์ เช่น ยี่ห้อ,รุ่น, specification, Schematic ของ Test Switch
 - ☐ ยี่ห้อ.....
 - ☐ รุ่น.....

4.6 ติดตั้ง Software เรียกอ่านข้อมูลเพื่อการซื้อขายไฟฟ้า :

- ☐ มีการติดตั้ง Software เรียกอ่านจากตัวมาตรวัด : ชื่อ Software/Version.....

5. ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าสำหรับ Generator Unit : (สำหรับ SPP Firm เพื่อตรวจสอบการปฏิบัติตามสัญญา)

Generator Unit Meter (ติดตั้งเฉพาะ Main) จำนวน.....ชุด

ยี่ห้อ.....รุ่น.....

- ☐ เป็นชนิด High Precision Energy Meter 3 Phase 4 Wires
- ☐ Accuracy Class 0.2S (ศูนย์จุดสองเอส) สำหรับ kWh
- ☐ Accuracy Class 0.5 (ศูนย์จุดห้า) สำหรับ kvarh
- ☐ สามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง Import , Export (kWh& kvarh)
- ☐ มีคุณสมบัติเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 62053-22 หรือเทียบได้ไม่ต่ำกว่านี้
- ☐ มี Communication port และระบบสื่อสารข้อมูลและส่งข้อมูลพลังงานไฟฟ้ากับส่วนกลาง กฟผ. ได้

6. รายการเอกสารประกอบการพิจารณา : ที่ส่งมาด้วย จำนวน.....แผ่น

- ☐ Specification of Revenue Meters:
- ☐ Specification of Current transformer :
 - ☐ Name Plate
 - ☐ Technical Specification
 - ☐ Instruction Manual
 - ☐ Factory Test Reports
- ☐ Specification of Inductive Voltage Transformer/Voltage Transformer :
 - ☐ Name Plate
 - ☐ Technical Specification
 - ☐ Instruction Manual
 - ☐ Factory Test Reports
- ☐ Drawing :ที่ส่งให้ กฟผ. เป็น
 - ☐ พิมพ์เป็น Hard Copy
 - ☐ เป็น CAD File
 - ☐ Drawing : ประกอบด้วย
 - ☐ แผนที่ติดตั้งโรงไฟฟ้า
 - ☐ Single or Three Line Diagram ของโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจ่ายไฟฟ้าหลัก
 - ☐ Schematic Diagram ของ Metering System
 - ☐ Wiring Diagram ของ Metering System
 - ☐ อื่นๆ ที่จำเป็นในการประกอบการพิจารณาระบบ Metering

Junction Box :

- ☐ Schematic Diagram ของ Junction Box : for CT & VT
- ☐ Wiring Diagram ของ Junction Box : for CT & VT
- ☐ รายละเอียดของอุปกรณ์ใน Junction Box เช่น ยี่ห้อ,รุ่น Terminals,MCB เป็นต้น
- ☐ ยี่ห้อ.....
- ☐ รุ่น.....

ชื่อผู้กรอกข้อมูล วัน เดือน ปี ที่กรอกข้อมูล.....
โทร.....

CCA2-S: ข้อมูลในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

ข้อมูลผู้ขอเชื่อมต่อ

1. ชื่อเต็มของผู้ขอ (บริษัท)

2. ที่อยู่ของผู้ขอ หรือในกรณีของบริษัท ให้ใช้ที่อยู่ของที่ตั้งของสำนักงานที่จดทะเบียนแล้ว หรือ
สำนักงานใหญ่

3. หมายเลขโทรศัพท์

4. หมายเลขโทรสาร

5. ชื่อผู้ติดต่อ

6. ที่อยู่ของผู้ติดต่อ (หากต่างจากข้อ 2)

ข้อมูลเพื่อประกอบการพิจารณา

กำหนด เดือน / ปี การเชื่อมต่อ : _____

วันเริ่มต้นส่งกระแสไฟฟ้า เดือน/ปี : _____

กำลังการผลิตสูงสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW / MVar) : _____

กำลังการผลิตปกติที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW / MVar) : _____

กำลังการผลิตน้อยสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW / MVar) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรอง ที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW / MVar) : _____

จำนวนวงจรที่ต้องการต่อเชื่อม (ความน่าเชื่อถือได้) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

- (a) แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า
- (b) สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมโยงเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า 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

CCA2.1-S: ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส)

Generator Data

Number of generators : _____

Total installed capacity (MW) : _____

Total contacted capacity (MW) : _____

	1 st Unit (or 1 st Type)	2 nd Unit (or 2 nd Type)	3 rd Unit (or 3 rd Type)
Plant type: TH, CC, CHP, GT, Hydro, Biomass, Biogas	_____	_____	_____
Unit type:	_____	_____	_____
Number of generators classified by unit type:	_____	_____	_____
Installed capacity (MW)	_____	_____	_____
Contracted capacity (MW)	_____	_____	_____
Continuous operating capacity (MW)	_____	_____	_____
Nominal MVA of each generator (MVA)	_____	_____	_____
Nominal Voltage of each generator (kV)	_____	_____	_____
Lagging power factor	_____	_____	_____
Leading power factor	_____	_____	_____

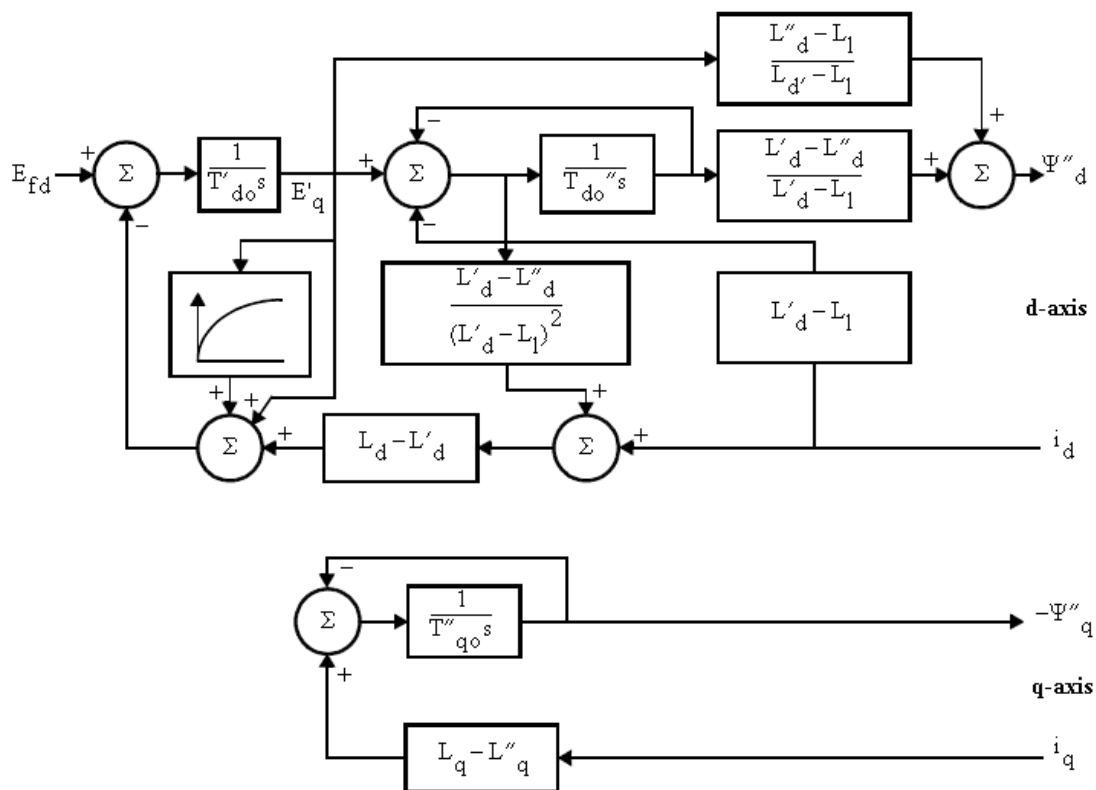
Generator Data For Power System Study

- 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.

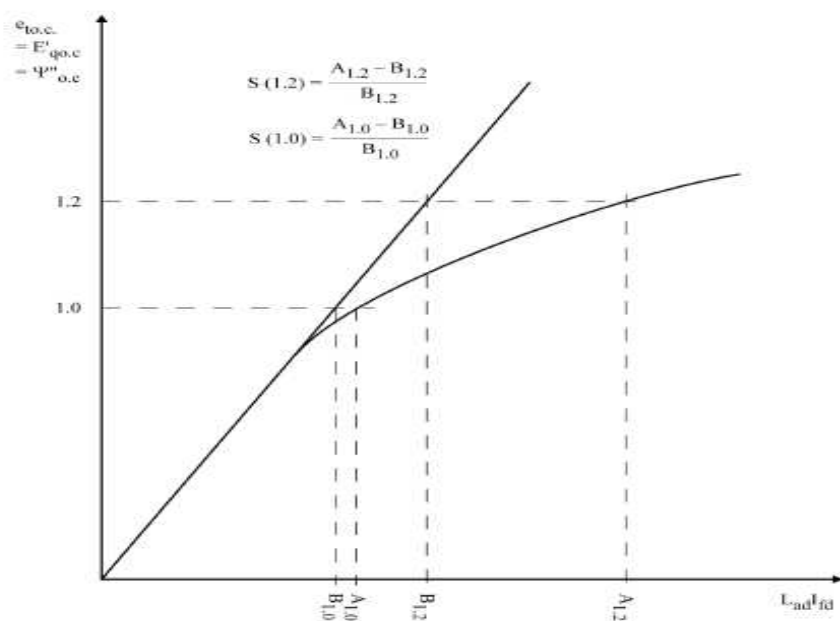
	1 st Unit (or 1 st Type)	2 nd Unit (or 2 nd Type)	3 rd Unit (or 3 rd Type)
X_d – Generator Direct Axis Positive Phase Sequence Synchronous Reactance * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X_q – Generator Quadrature Axis Positive Phase Sequence Synchronous Reactance § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X'_d – Generator Direct Axis Transient Reactance (Unsaturated) * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X'_{ds} – Generator Direct Axis Transient Reactance (Saturated) * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X'_q – Generator Quadrature Axis Transient Reactance (Unsaturated) § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X'_{qs} – Generator Quadrature Axis Transient Reactance (Saturated) § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X''_d – Generator Direct Axis Sub-transient Reactance (Unsaturated) * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X''_{ds} – Generator Direct Axis Sub-transient Reactance (Saturated) * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X''_q – Generator Quadrature Axis Sub-transient Reactance (Unsaturated) § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X''_{qs} – Generator Quadrature Axis Sub-transient Reactance (Saturated) § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X_l – Amature leakage reactance § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
T'_{do} – Generator direct axis transient Open circuit time constant § : (Sec)	_____	_____	_____

T_{d0}'' – Generator direct axis subtransient Open circuit time constant § : (Sec)	_____	_____	_____
T_{q0}' – Generator quadrature axis transient Open circuit time constant § : (Sec)	_____	_____	_____
T_{q0}'' – Generator quadrature axis subtransient Open circuit time constant § : (Sec)	_____	_____	_____
H – Inertia of complete turbo-generator * : (MW-Sec/MVA)	_____	_____	_____
Saturation factor at 1.0 per unit terminal voltage § :	_____	_____	_____
Saturation factor at 1.2 per unit terminal voltage § :	_____	_____	_____

แบบจำลอง Generator / Excitation System / Governor
GENERATOR Model



ตัวอย่าง Salient Pole Generator Model

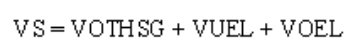


Saturation Factor (S) for Generator Data



q-axis

ตัวอย่าง IEEE Type AC4 Excitation System Model



ตัวอย่าง IEEE Type AC4 Excitation System Model

CONs	#	Value	Description
J			T_R
J+1			V_{IMAX}
J+2			V_{IMIN}
J+3			T_C
J+4			T_B (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A
J+7			V_{RMAX}
J+8			V_{RMIN}
J+9			K_C

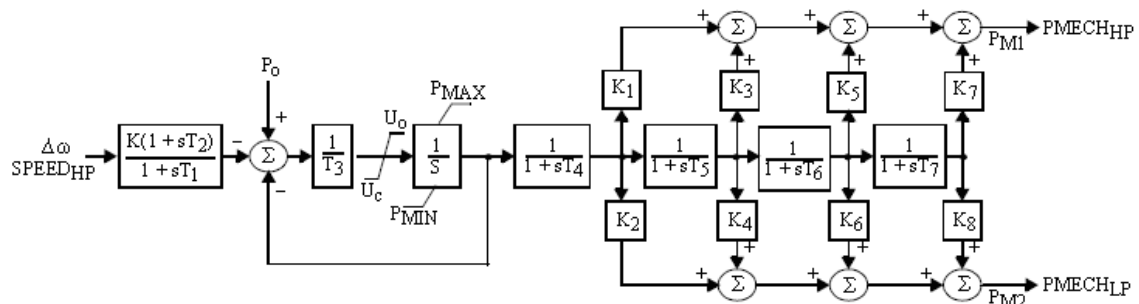
ตัวอย่าง IEEE Type AC4 Excitation System Parameters

แบบจำลอง Excitation System ที่มีใช้ในโปรแกรม PSS/E :

- ESAC1A 1992 IEEE type AC1A excitation system model.
- ESAC2A 1992 IEEE type AC2A excitation system model.
- ESAC3A 1992 IEEE type AC3A excitation system model.
- ESAC4A 1992 IEEE type AC4A excitation system model.
- ESAC5A 1992 IEEE type AC5A excitation system model.
- ESAC6A 1992 IEEE type AC6A excitation system model.
- ESAC8B Basler DECS model.
- ESDC1A 1992 IEEE type DC1A excitation system model.
- ESDC2A 1992 IEEE type DC2A excitation system model.
- ESST1A 1992 IEEE type ST1A excitation system model.
- ESST2A 1992 IEEE type ST2A excitation system model.
- ESST3A 1992 IEEE type ST3A excitation system model.
- ESST4B IEEE type ST4B potential or compounded source-controlled rectifier exciter.
- EX2000 EX2000 Excitation System.
- EXAC1 1981 IEEE type AC1 excitation system model.
- EXAC1A Modified type AC1 excitation system model.
- EXAC2 1981 IEEE type AC2 excitation system model.
- EXAC3 1981 IEEE type AC3 excitation system model.
- EXAC4 1981 IEEE type AC4 excitation system model.
- EXBAS Basler static voltage regulator feeding dc or ac rotating exciter model.
- EXDC2 1981 IEEE type DC2 excitation system model.
- EXELI Static PI transformer fed excitation system model.
- EXPIC1 Proportional/integral excitation system model.
- EXST1 1981 IEEE type ST1 excitation system model.
- EXST2 1981 IEEE type ST2 excitation system model.

EXST2A	Modified 1981 IEEE type ST2 excitation system model.
EXST3	1981 IEEE type ST3 excitation system model.
IEEET1	1968 IEEE type 1 excitation system model.
IEEET2	1968 IEEE type 2 excitation system model.
IEEET3	1968 IEEE type 3 excitation system model.
IEEET4	1968 IEEE type 4 excitation system model.
IEEET5	Modified 1968 IEEE type 4 excitation system model.
IEEEX1	1979 IEEE type 1 excitation system model and 1981 IEEE type DC1 model.
IEEEX2	1979 IEEE type 2 excitation system model.
IEEEX3	1979 IEEE type 3 excitation system model.
IEEEX4	1979 IEEE type 4 excitation system, 1981 IEEE type DC3 and 1992 IEEE type DC3A models.
IEET1A	Modified 1968 IEEE type 1 excitation system model.
IEET1B	Modified 1968 IEEE type 1 excitation system model.
IEET5A	Modified 1968 IEEE type 4 excitation system model.
IEEX2A	1979 IEEE type 2A excitation system model.
SCRX	Bus or solid fed SCR bridge excitation system model.
SEXS	Simplified excitation system model.
URST5T	IEEE proposed type ST5B excitation system.
BBSEX1	Brown-Boveri static excitation system model.
BUDCZT	Czech proportional/integral excitation system model.
CELIN	ELIN brushless excitation system model.
EMAC1T	AEP Rockport excitation system model.
ESURRY	Modified IEEE Type AC1A excitation model.
EXNEBB	Bus or solid fed SCR bridge excitation system model type NEBB (NVE).
EXNI	Bus or solid fed SCR bridge excitation system model type NI (NVE).
IVOEX	IVO excitation system model.
OEX12T	Ontario Hydro IEEE Type ST1 excitation system with continuous and bang bang terminal voltage limiter.
OEX3T	Ontario Hydro IEEE Type ST1 excitation system with semicontinuous and acting terminal voltage limiter.
REXSYS	General purpose rotating excitation system model.
REXSY1	General purpose rotating excitation system model.
URHIDT	High dam excitation system model.

GOVERNOR Model



ตัวอย่าง IEEE Type 1 Speed Governor Model

CONs	#	Value	Description
J			K
J+1			T ₁ (sec)
J+2			T ₂ (sec)
J+3			T ₃ (>0) (sec)
J+4			U ₀ (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

ตัวอย่าง IEEE Type 1 Speed Governor Parameters

แบบจำลอง Turbine Governor ที่มีใช้ในโปรแกรม PSS/E :

- CRCMGV Cross compound turbine-governor model.
- DEGOV Woodward diesel governor model.
- DEGOV1 Woodward diesel governor model.
- GAST Gas turbine-governor model.

GAST2A	Gas turbine-governor model.
GASTWD	Gas turbine-governor model.
GGOV1	GE general purpose turbine-governor model.
HYGOV	Hydro turbine-governor model.
IEEEG1	1981 IEEE type 1 turbine-governor model.
IEEEG2	1981 IEEE type 2 turbine-governor model.
IEEEG3	1981 IEEE type 3 turbine-governor model.
IEESGO	1973 IEEE standard turbine-governor model.
PIDGOV	Hydro turbine and governor model.
SHAF25	Torsional-elastic shaft model for 25 masses.
TGOV1	Steam turbine-governor model.
TGOV2	Steam turbine-governor model with fast valving.
TGOV3	Modified IEEE type 1 turbine-governor model with fast valving.
TGOV5	Modified IEEE type 1 turbine-governor model with boiler controls.
WEHGOV	Woodward electronic hydro governor model.
WESGOV	Westinghouse digital governor for gas turbine.
WPIDHY	Woodward P.I.D. hydro governor model.
BBGOV1	Brown-Boveri turbine-governor model.
HYGOV2	Hydro turbine-governor model.
IVOGO	IVO turbine-governor model.
TURCZT	Czech hydro or steam turbine-governor model.
URCSCT	Combined cycle, single shaft turbine-governor model.
URGS3T	WECC gas turbine governor model.
WSHYDD	WECC double derivative hydro governor model.
WSHYGP	WECC GP hydro governor plus turbine model.
WSIEG1	WECC modified 1981 IEEE type 1 turbine-governor model.
HYGOVM	Hydro turbine-governor lumped parameter model.
HYGOVT	Hydro turbine-governor traveling wave model.
TGOV4	Modified IEEE type 1 speed governing model with PLU and EVA.
TWDM1T	Tail water depression hydro governor model 1.
TWDM2T	Tail water depression hydro governor model 2.

CCA2.2-S: ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์)

Requested Model Data of Photovoltaic (PV) Power Station for Power System Study

INTRODUCTION

Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) now uses the DlgSILENT 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 *PV power generators*. *EGAT* then requires *PV Power Stations* greater than 5 MW to provide specially written models and associated data parameters specific to the *PV power generators* and any associated controls and reactive compensation equipment to be used in the applicant's *PV Power Station* scheme.

PV POWER GENERATOR DYNAMIC MODELS

Requirement to provide dynamic models

For each *PV Power Station* the unencrypted dynamic models for the DlgSILENT PowerFactory software appropriate for each *PV power generator* shall be provided. In addition, all relevant data and parameters must be provided for each model.

These computer models for *PV power generators* (based on a mathematical representation of the dynamic behaviors of the equipments) 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 *Solar Intensity* fluctuations. The models must take account of the inherent characteristics of the PV panels and the actions of the control systems of *PV power generators*.

Computer environment

The models must run on the DlgSILENT 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 *PV Power Station* ensures that such updated models shall be provided without undue delay.

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 Photovoltaic model of the *PV panel*;
- b) The DC Busbar and Capacitor Model;

- c) PQ controller model;
- d) Active Power Reduction model;

Model aggregation

For computational reasons, it is essential that the dynamic models of individual *PV power generators* can be aggregated into a smaller number of models, each representing a number of *PV power generators* at the same site. A representation of the collector network can be included in the aggregate model of the *PV Power Station*.

Model Documentation

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

- Description of the equipment that is modeled at a level that reveals the aspects of the equipment that are and are not described by the model.
- 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, flow charts, 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 documentation of the model must be sufficient to permit the implementation of the model in the simulation software. This may require that part of the documentation of the model be in the form of ‘code snippets’, however it is not anticipated that complete code of a model should 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 PV Power Station has to comply with any such request without delay. Where the PV Power Station 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 can-not 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 Solar intensity fluctuation.

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

The PV Power Station shall provide EGAT with all available information showing how the predicted behavior of the DlgSILENT PowerFactory model to be verified compares with the actual observed behavior of a prototype or production PV power generator under laboratory conditions and/or actual observed behavior of the real PV power generator as installed and connected to a transmission or distribution network.

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

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)	_____	_____	_____	
Number of conductors per circuit	_____	_____	_____	Extending Table as appropriate
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
- Nominal 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): _____ / _____ / _____
- Nominal 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

CCA2.3-S: ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม)

Required Data and Computer Dynamic Model of Wind Turbine Generators

INTRODUCTION

Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) now uses the DlgSILENT 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 *Wind Turbine Generators*. *EGAT* then requires *Wind Farm Power Stations* greater than 5 MW to provide specially written models and associated data parameters specific to the *Wind Turbine Generators* and any associated controls and reactive compensation equipment to be used in the applicant's *Wind Farm Power Station* scheme.

WIND TURBINE GENERATOR DYNAMIC MODELS

Requirement to provide dynamic models

For each *Wind Farm Power Station* the unencrypted dynamic models for the DlgSILENT Power- Factory software appropriate for each *Wind Turbine Generator* shall be provided. In addition, all relevant data and parameters must be provided for each model.

These computer models for *Wind Turbine Generators* (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*, *Pitch Angle*, etc. vary as the factors such as the *Voltage* at the *Connection Point* changes or *Wind Speed* changes. The models must take account of the inherent characteristics of the machines and the actions of the control systems of *Wind Turbine Generators*.

Computer environment

The models must run on the DlgSILENT 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 *Wind Farm Power Station* ensures that such updated models shall be provided without undue delay.

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.

Model aggregation

For computational reasons, it is essential that the dynamic models of individual *Wind Turbine Generators* can be aggregated into a smaller number of models, each representing a number of *Wind Turbine Generators* at the same site. A representation of the collector network can be included in the aggregate model of the *Wind Farm Power Station*.

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 DlgSILENT 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 *Wind Farm Power Station* has to comply with any such request without delay. Where the *Wind Farm Power Station* 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 can-not 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 wind velocity.

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

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

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

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.

<i>Rating of Wind Turbine Generator transformer</i>	_____	MVA or kVA
<i>Wind Turbine Generator transformer voltage</i>	_____	kV
<i>Wind Turbine Generator transformer impedance</i>	_____	% 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)	_____		

Grid connected transformer

This is the transformer that is connected the *Wind Farm Power Station* site with the Distribution /Transmission System (equivalent to the Generator Transformer of a conventional power station). Data is required for this transformer as follows:

Number of windings	_____	
Vector Groups (HV / LV)	_____	
Rated current of each winding (HV / LV)	_____	Amps
Transformer rating	_____	MVA or kVA
Transformer voltage ratio (HV / LV)	_____	kV
Transformer impedances ¹	_____	% on rating MVA base
X/R ratio	_____	
Transformer zero sequence impedance	_____	% on rating MVA base
Neutral earthing resistance & reactance	_____	Ohms

¹ For Three Winding Transformers the HV/LV1, HV/LV2 and LV1/LV2 impedances together with associated bases shall be provided.

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.

CCA2.4-S: ข้อมูลหม้อแปลงและสายส่งสำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท)

Generator transformer / Distribution transformer / Transmission line

Generator Transformer				
Transformer Name:		Substation :		
Manufacturing By:				
No.Phase				
Connection (vector group)				
No.Winding				
Frequency (Hz.)				
KVA.Rating				
Nominal Voltage (kV)				
H.V.Winding				
L.V.Winding				
T.V.Winding				
	Max.Tap	Rated Tap	Min.Tap	(At Base MVA)
% Impedance Voltage				
HV.to LV.				
HV.to TV.				
LV.to TV.				
Load Tap-Changing				
Tap-Changing Type	☐ On Load Tap	☐ Off Load Tap		
Load Tap Change At	☐ High Volt	☐ Low Volt		
At Tap No.		Maximum Voltage (v.)		
At Tap No.		Normal Voltage (v.)		
At Tap No.		Minimum Voltage (v.)		
At Tap No.		(For Normal Operation)		
Neutral Grounding				
Neutral Grounding :	☐ SOLID	☐ UNGROUND		
Neutral Grounding Equipment :	☐ HAVE	☐ NONE		
Neutral Grounding Type :	☐ RESISTER	☐ REACTOR		
Connected AT :	☐ HIGH SIDE	☐ LOW SIDE		
Size(OHMS) :				
Voltage Rated (V.) :				
Current Rated (A.) :				
Reference Data From : _____				

Distribution transformer

Number of distribution transformer : _____

Nominal MVA for transformer (MVA) : _____

Nominal Voltage of each transformer (kV) HV / LV : _____

% Impedance for two-windings transformer (at rated MVA base) : _____

HV / LV 1 HV / LV 2 HV / LV 3

% Impedance for three-windings transformer

(at rated MVA base) : _____ _____ _____

Transmission line

The length of the transmission line from distribution transformer to
connection point. (km)

Nominal Voltage of transmission line (kV) _____

Conductor Type _____

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 _____

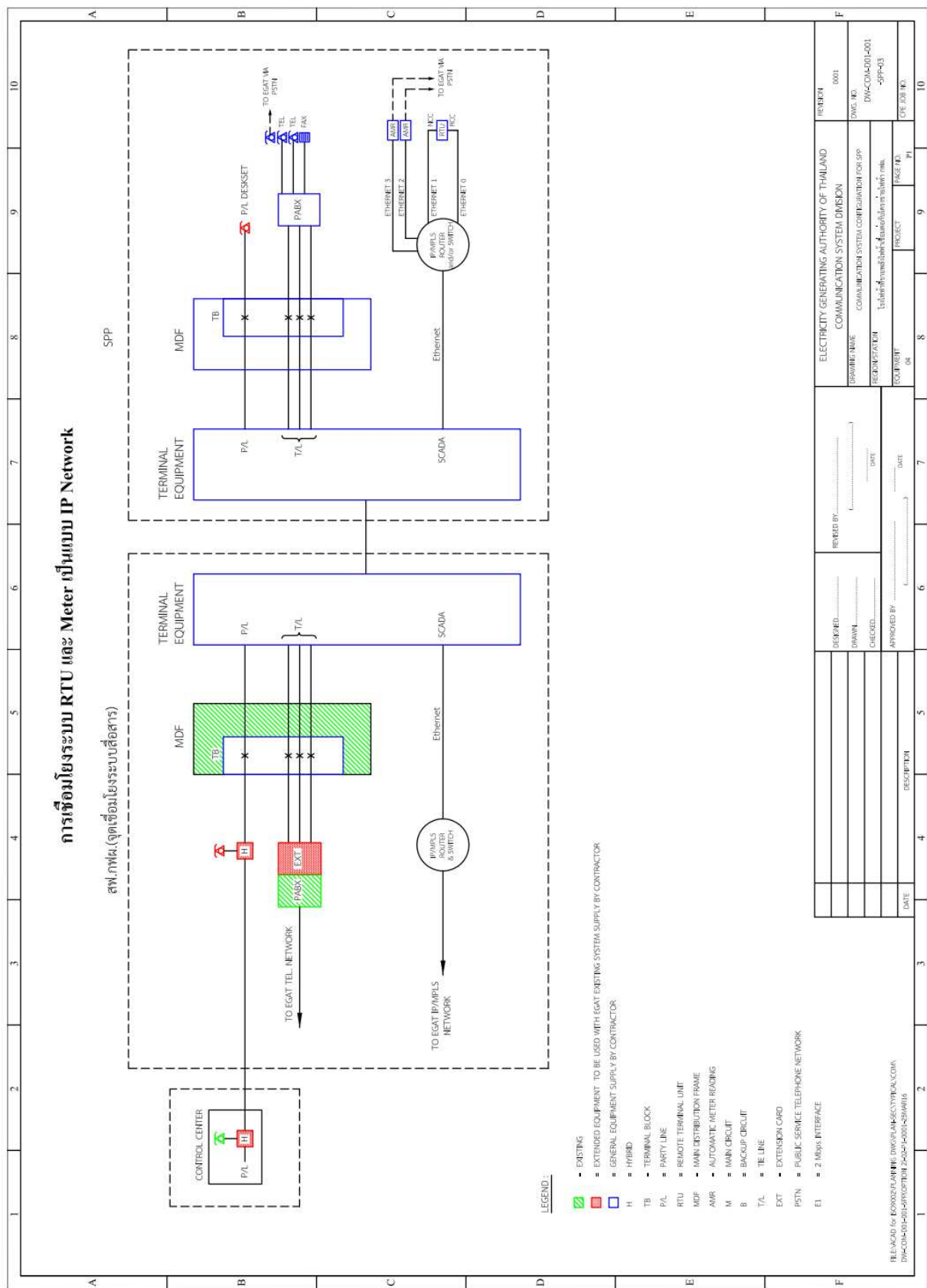
คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา
ความต้องการใช้ไฟฟ้า

สถานีไฟฟ้า	Peak Load (xx:xx-21.00 น.)		Day Load (xx:xx-xx.00 น.)		Light Load (xx:xx-xx.00 น.)	
	MW	MVA _r	MW	MVA _r	MW	MVA _r

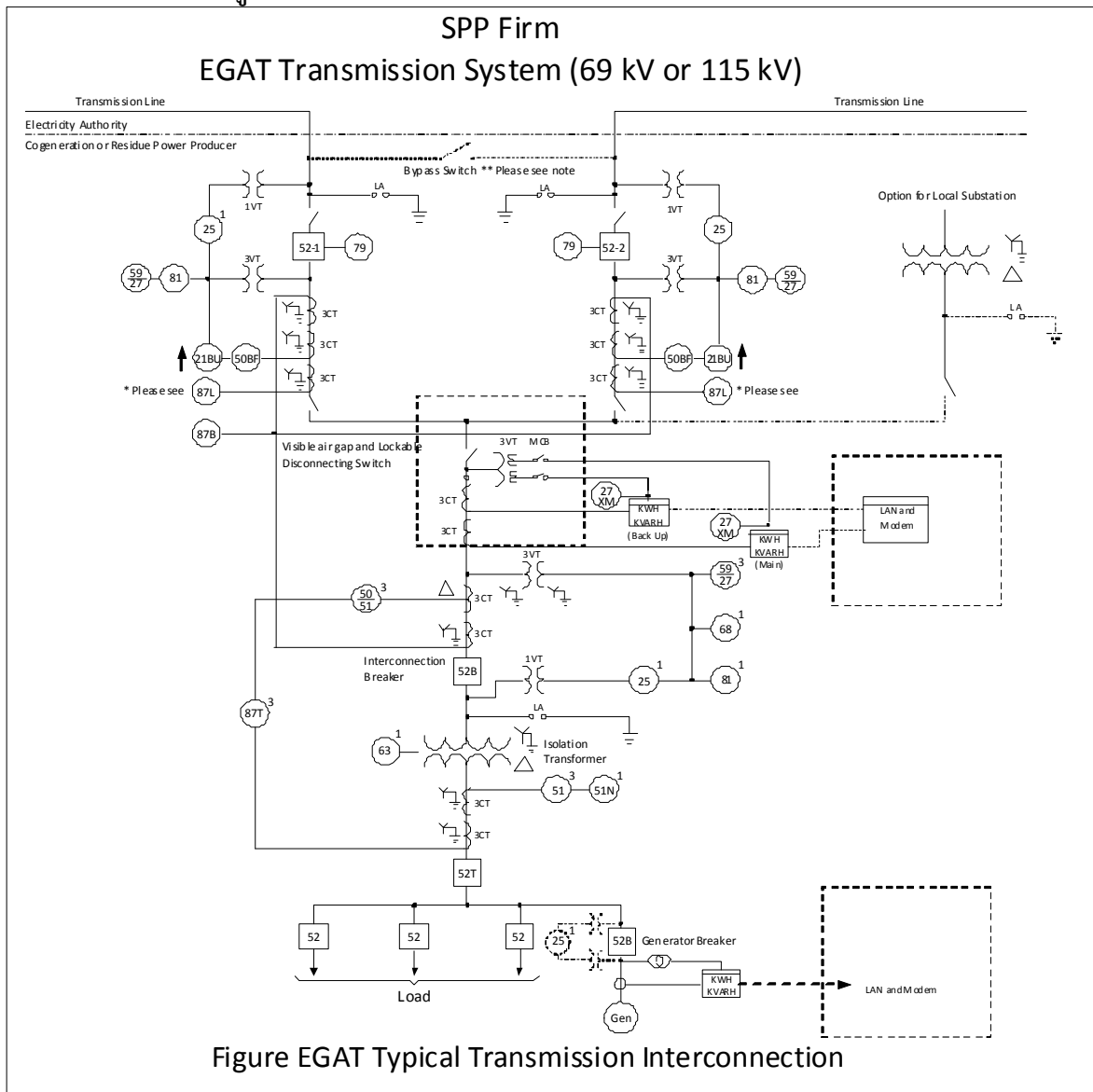
กำลังผลิตไฟฟ้า

เครื่องกำเนิด ไฟฟ้า	Peak Load (xx:xx-21.00 น.)		Day Load (xx:xx-xx.00 น.)		Light Load (xx:xx-xx.00 น.)	
	MW	MVA _r	MW	MVA _r	MW	MVA _r

CCA3-S: ระบบโทรมาตรเพื่อการควบคุม



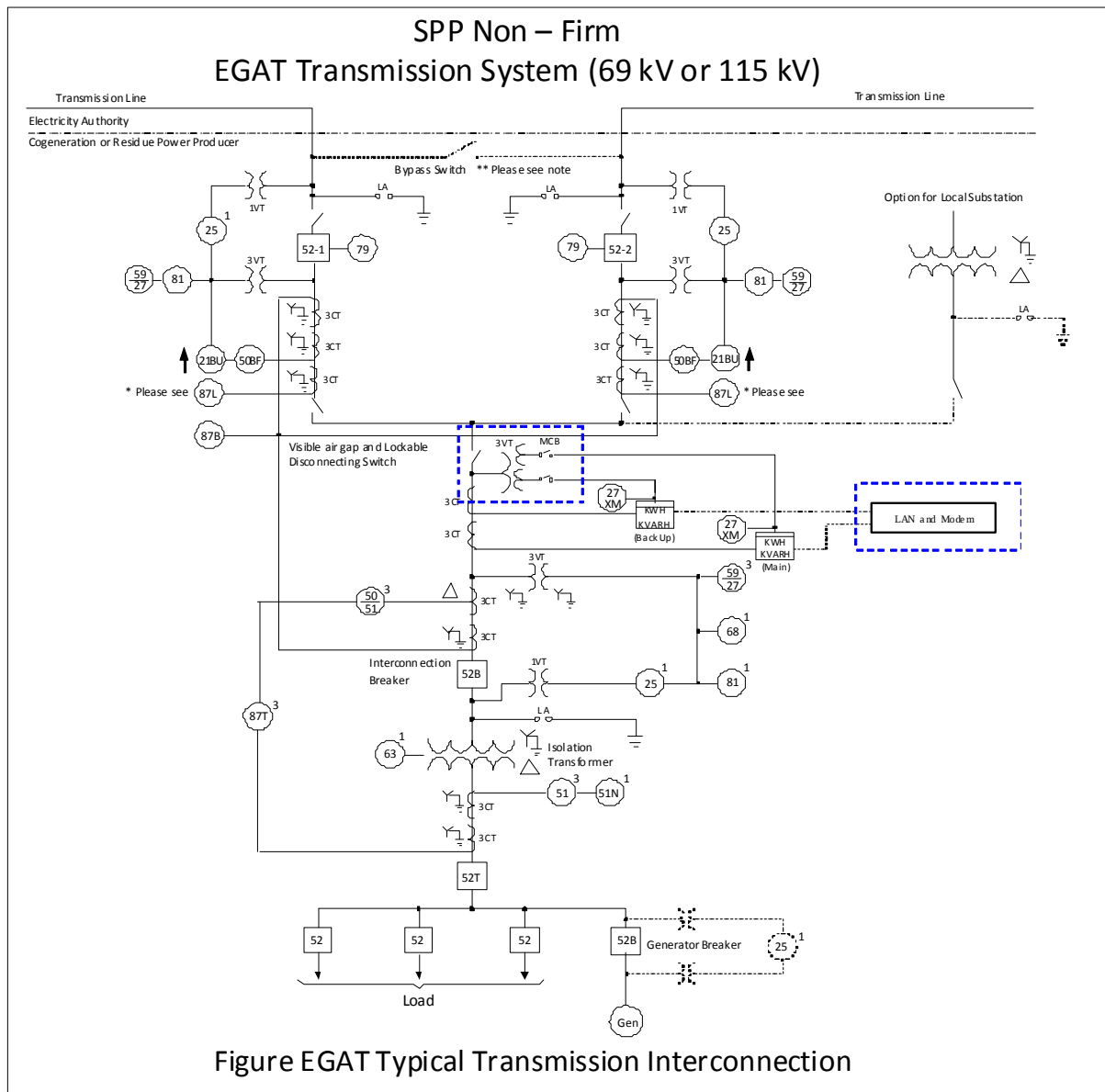
CCA4-S: รายละเอียดรูปแบบการเชื่อมต่อ



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).



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).

CCA5-S: ข้อมูลด้านระบบส่ง

TOWER INFORMATION

TYPE OF TOWER (DA1 , SA1 , WA1 , OTHERS.....)

LINE FORM TO DISTANCE= km.

Number of circuit Number of conductor per phase =

m. m. m. m. m.

System kv. =

m. m. m. m.

TYPE OF CONDUCTOR		
DESCRIPTION	CONDUCTOR	OHG.WIRE
NOMINAL SIZE (MCM OR mm ²)		
MATERIAL & CODE NAME		
STRANDING (mm.)		
TOTAL AREA (mm ²)		
TOTAL DIAMETER (mm.)		

INSULATOR STRINGS		
INSULATOR	SUSPENSION TYPE	
	SINGLE	DOUBLE
NO.OF DISC IN STRING		
TOTAL LENGTH (mm.)		

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของกฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

TENSION AND SAG						
TEMPERATURE (C.)	CONDUCTOR			OHG.WIRE		
	TENSION (kg.)	SAG (m.)	% UTS	TENSION (kg.)	SAG (m.)	%SAG match
50						
75						

LINE CONSTANT PARAMETERS: (PI-EQUIVALENT CIRCUIT)

FROM BUS :

TO BUS :

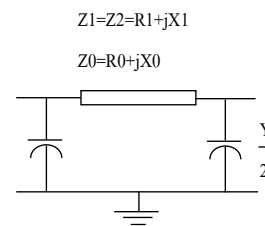
DISTANCE = metre.

$Z1=Z2=$ +j Ohms.

$Z0=$ +j Ohms.

$Y1=Y2=$ +j Mhos

$Y0=$ +j Mhos

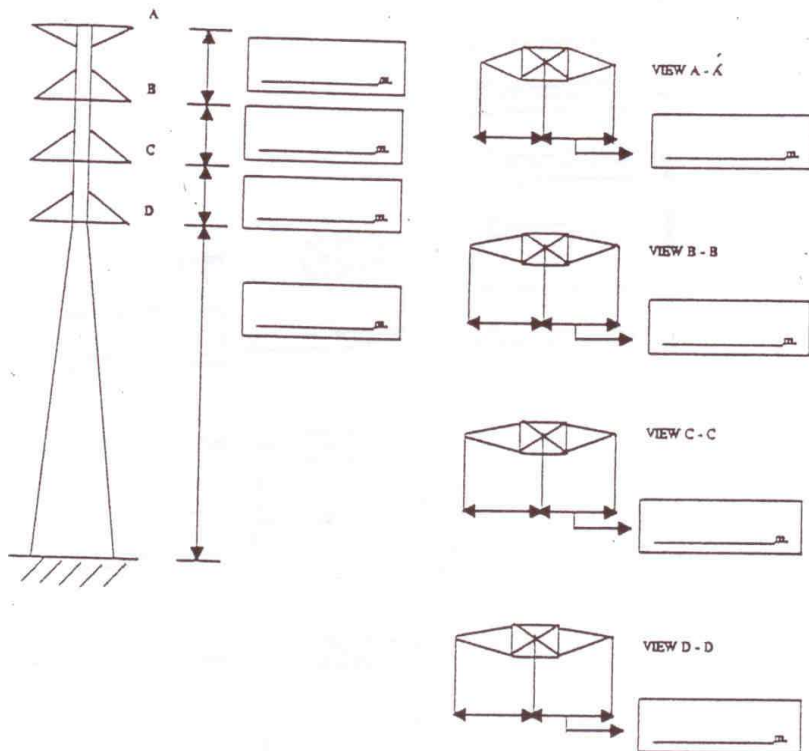


TYPE OF TOWER (DA1 ☐ ,SA1 ☐ ,WA1 ☐ ,OTHERS.....)

(MOSTLY USED)

LINE FROM TO KM. KV.

NUMBER OF CIRCUIT NUMBER OF CONDUCTOR PER PHASE



TYPE OF CONDUCTOR

DESCRIPTION	CONDUCTOR	OHG. WIRE
NOMINAL SIZE (MCM or mm ²)		
MATERIAL & CODE NAME		
STRANDING (mm)		
TOTAL AREA (mm ²)		
TOTAL DIAMETER (mm)		

INSULATOR STRINGS

INSULATOR	SUSPENSION TYPE	
	SINGLE	DOUBLE
NO. OF DISC IN STRING		
TOTAL LENGTH (mm)		

TENSION AND SAG

TEMPRATURE (C)	CONDUCTOR			OHG. WIRE		
	TENSION (Kg)	SAG (m)	% UTS	TENSION (Kg)	SAG (m)	% SAG MATCH
75						

DATE / /

ต้องระบุแบบให้ชัดเจน 9/4c

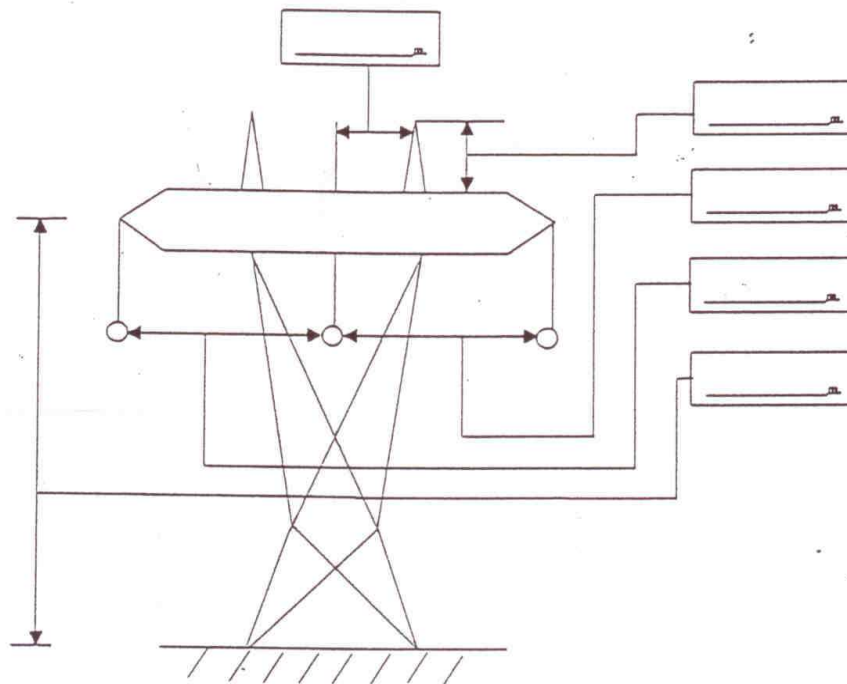
ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของกฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

TYPE OF TOWER (DA1 ☐ ,SA1 ☐ ,WA1 ☐ ,OTHERS.....)

(MOSTLY USED)

LINE FROM TO KM. KV.

NUMBER OF CIRCUIT NUMBER OF CONDUCTOR PER PHASE



TYPE OF CONDUCTOR

DESCRIPTION	CONDUCTOR	OHG. WIRE
NOMINAL SIZE (MCM or mm ²)		
MATERIAL & CODE NAME		
STRANDING (mm)		
TOTAL AREA (mm ²)		
TOTAL DIAMETER (mm)		

INSULATOR STRINGS

INSULATOR	SUSPENSION TYPE	
	SINGLE	DOUBLE
NO. OF DISC IN STRING		
TOTAL LENGTH (mm)		

TENSION AND SAG

TEMPERATURE (C)	CONDUCTOR			OHG. WIRE		
	TENSION (Kg)	SAG (m)	% UTS	TENSION (Kg)	SAG (m)	% SAG MATCH
75						

DATE / /

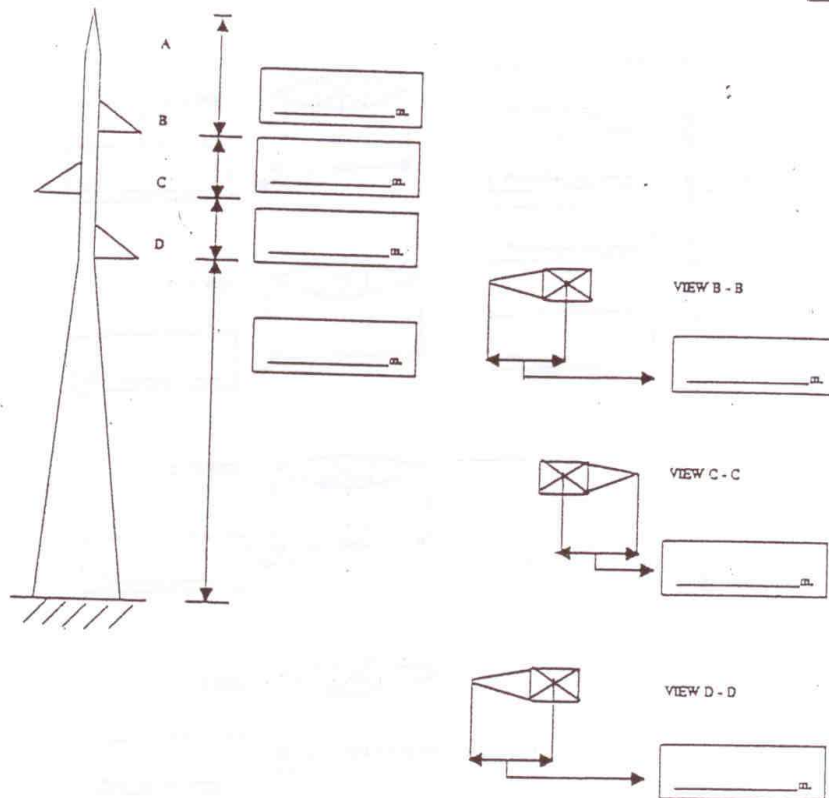
TYPE OF TOWER (DA1 ☐ ,SA1 ☐ ,WA1 ☐ ,OTHERS.....)

(MOSTLY USED)

LINE FROM TO KM. KV.

NUMBER OF CIRCUIT

NUMBER OF CONDUCTOR PER PHASE



TYPE OF CONDUCTOR

DESCRIPTION	CONDUCTOR	OHG. WIRE
NOMINAL SIZE (MCM or mm ²)		
MATERIAL & CODE NAME		
STRANDING (mm)		
TOTAL AREA (mm ²)		
TOTAL DIAMETER (mm)		

INSULATOR STRINGS

INSULATOR	SUSPENSION TYPE	
	SINGLE	DOUBLE
NO. OF DISC IN STRING		
TOTAL LENGTH (mm)		

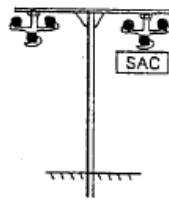
TENSION AND SAG

TEMPERATURE (C)	CONDUCTOR			OHG. WIRE		
	TENSION (Kg)	SAG (m)	% UTS	TENSION (Kg)	SAG (m)	% SAG MATCH
75						

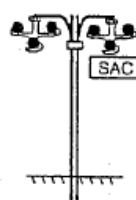
DATE ____/____/____

TOWER: 22,33 kv. CONDUCTOR TYPE: ARIAL CABLE (SAC) FOR LINE: 1&2 CIRCUITS

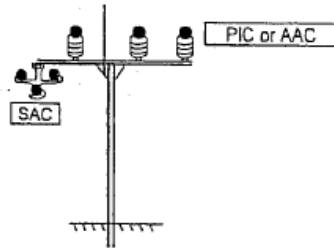
TYPE: SAC-1



TYPE: SAC-2

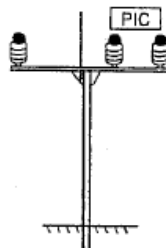


TYPE: SAC-3

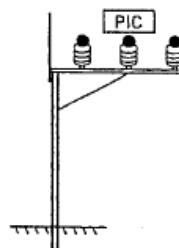


TOWER: 22 kv. CONDUCTOR TYPE: PARTIALLY INSULATED CONDUCTOR (PIC) FOR LINE: 1 CIRCUIT

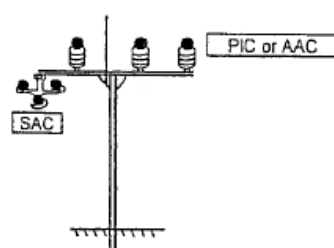
TYPE: PIC1-1



TYPE: PIC1-2

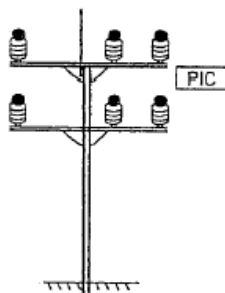


TYPE: PIC1-3

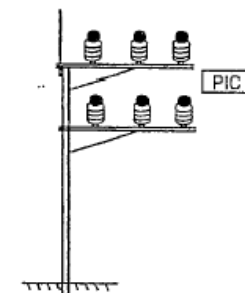


TOWER: 22 kv. CONDUCTOR TYPE: PARTIALLY INSULATED CONDUCTOR (PIC) FOR LINE: 2 CIRCUITS

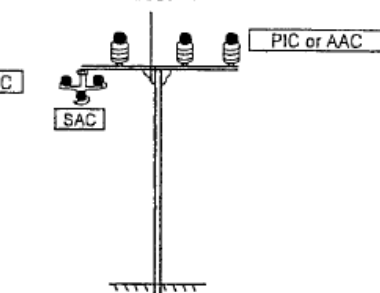
TYPE: PIC2-1



TYPE: PIC2-2



TYPE: PIC2-3

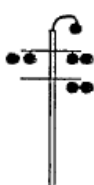


TOWER: 115 kv. CONDUCTOR TYPE: AAC. FOR LINE: 1&2 CIRCUIT

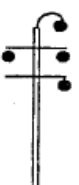
TYPE: AAC1-1



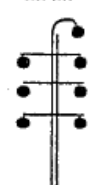
TYPE: AAC1-4
(Bundle)



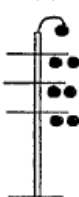
TYPE: AAC1-2



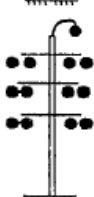
TYPE: AAC2-1



TYPE: AAC1-3
(Bundle)



TYPE: AAC2-2
(Bundle)



Remarks: All Tower Configs are referenced from PEA's Standard Tower.

Tower Type

TABLE SHOW : LINE CONFIGURATION & DISTANCE

SYSTEM KV.	LINE LOCATIONS		TOWER TYPE	CONDUCTOR		DISTANCE (km.)	Number of Circuits
	FROM	TO		SIZE (sqmm.)	TYPE		
115	SUB A.	SUB B.	AAC1-3	2 x 400	AAC	1	1

(EXAMPLE)

DATA CABLE

17/2๕

ชนิดของสาย
 ชนิดของฉนวน
 ชนิดของตัวนำ
 ชนิดของ Shield
 แรงดัน (KV)
 Reference Standard

No. of Core	Size (mm.)	No. of Conductor Strands	Conductor Diameter (mm.)	Conductor Insulation Thickness (mm.)	Outer Diameter Sheaths (mm.)	Sheath Thickness (mm.)	Belt Insulation Thickness (mm.)

Jacket Thickness (mm.)	Overall Diameter (mm.)	Conductor Resistance at 20 °C (ohms/km.)	Cable Rating (Amp.)	Resistance R1 (ohms/km.)	Reactance X1 (ohms/km.)	Admittance Y1 (ohms/km.)

การติดตั้ง ☐ ติดตั้งใน Cement Trend
☐ ติดตั้งใน Tray เหล็ก
☐ ติดตั้งในท่อ Conduit
☐ อื่นๆ.....

การวางสาย ☐ วางสายสมมาตรเรียงแนวนอน ระยะห่างระหว่างสาย.....มม.
☐ วางสายสมมาตรเรียงแนวตั้ง ระยะห่างระหว่างสาย.....มม.
☐ วางสายสมมาตรรูปสามเหลี่ยม ระยะห่างระหว่างสาย.....มม.
☐ อื่นๆ.....

Sheaths ☐ มีการเชื่อมต่อระหว่างแผ่น Sheaths กับ Ground
☐ ไม่มีการเชื่อมต่อระหว่างแผ่น Sheaths กับ Ground

Earth Resistivity = meter-ohm.

SINGLE CORE CABLE WIRE SHIELD

1. CABLE TYPE

TYPE

:

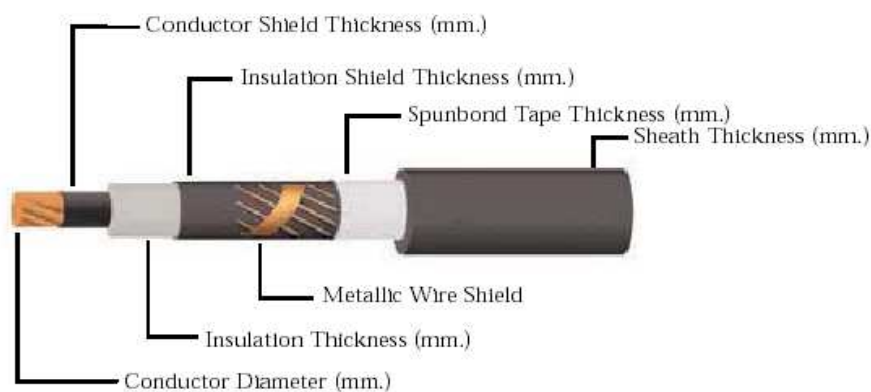
DIMENSION (SQMM) :

NO.OF CIRCUITS :

NO.OF CABLE / PHASE :

CONDUCTOR	
PHASE	NEUTRAL

2. PROPERTY OF EACH LAYER CABLES



3. DIMENSION OF CABLES (PHASE)

Cable Dimension		MATERIAL's TYPE	
Conductor		Aluminum or Copper	
Conductor Type		Stranded or Solid	
For Stranded Conductor			
Number of Stranded =		strands	
Number of Stranded Layer =		layers	
Individual Strand Diameter =		mm.	
Conductor Diameter =		mm.	
For Solid Conductor			
Total Conductor Diameter =		mm.	
Conductor Shield Thickness =		mm.	
Insulation Thickness =		mm.	

Insulation Shield Thickness =		mm.	
<i>Metallic Wire Shield</i>			Aluminum or Copper or Lead
Number of Strands =			
Number of Layers =			
Strand Size Diameter =		mm.	
Spunbond Tape Thickness =		mm.	
Sheath Thickness =		mm.	

4. DIMENSION OF CABLES (NEUTRAL)

Cable Dimension		MATERIAL's TYPE	
Conductor		Aluminum or Copper	
Conductor Type		Stranded or Solid	
For Stranded Conductor			
Number of Stranded =		strands	
Number of Stranded Layer =		layers	
Individual Strand Diameter =		mm.	
Conductor Diameter =		mm.	
For Solid Conductor			
Total Conductor Diameter =		mm.	
Conductor Shield Thickness =		mm.	
Insulation Thickness =		mm.	
Insulation Shield Thickness =		mm.	
Metallic Wire Shield		Aluminum or Copper or Lead	
Number of Strands =			
Number of Layers =			

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของกฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

Strand Size Diameter =		mm.	
Spunbond Tape Thickness =		mm.	
Sheath Thickness =		mm.	

5. LOCATION OF CABLES

FROM BUS :
DISTANCE = metre.

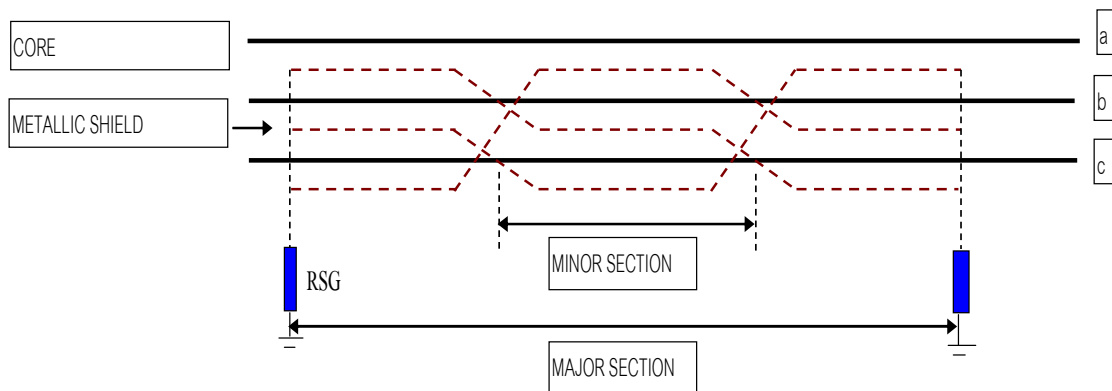
TO BUS :

6. CABLE GROUNDING

CROSS BONDING

☐ NO → Metallic Shield Grounded through Resistance (RSG) = Ohms.
AT ☐ Sending End. or
☐ Receiving End. or
☐ Both Sending and Receiving End.

☐ YES → EACH MAJOR SECTION DISTANCE = Metre.
EACH MINOR SECTION DISTANCE = Metre.
Metallic Sheaths Grounded through Resistance (RSG) = Ohms.
AT ☐ Sending End. or
☐ Receiving End. or
☐ Both Sending and Receiving End.



For Crossbonded Cable

7. CABLE LAYOUT (NOT IN CONDUIT)

Vertical distance from Phase A of cable to ground surface (Vert-A) =

Vertical distance from Phase B of cable to ground surface (Vert-B) =

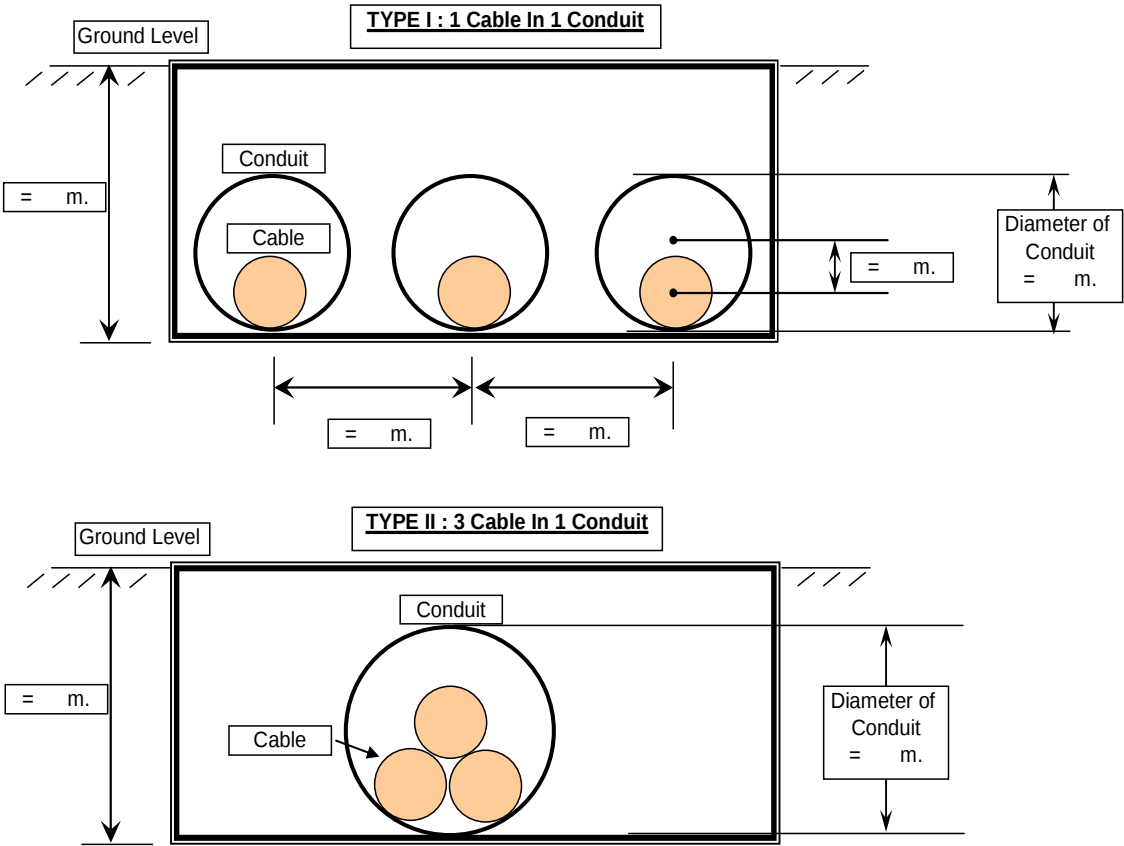
Horizontal distance from Phase B to A of cable (Horiz-B) =

Vertical distance from Phase C of cable to ground surface (Vert-C) =

Horizontal distance from Phase C to A of cable (Horiz-C) =

	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.

8. CABLE LAYOUT (IN CONDUIT)



LOCATION OF CABLE within PIPE

Vertical distance from Phase A of cable to Center of Pipe (Vert-A) =
Horizontal distance from Phase A of cable to Center of Pipe (Horiz-A) =
Vertical distance from Phase B of cable to Center of Pipe (Vert-B) =
Horizontal distance from Phase B of cable to Center of Pipe (Horiz-B) =
Vertical distance from Phase C of cable to Center of Pipe (Vert-C) =
Horizontal distance from Phase C of cable to Center of Pipe (Horiz-C) =

	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.

SINGLE CORE CABLE TAPE SHIELD

1. CABLE TYPE

TYPE :

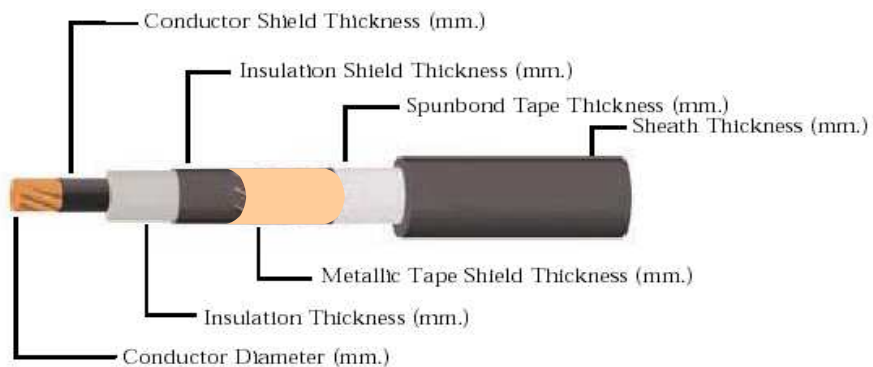
DIMENSION (SQMM) :

NO.OF CIRCUITS :

NO.OF CABLE / PHASE :

CONDUCTOR	
PHASE	NEUTRAL

2. PROPERTY OF EACH LAYER CABLES



3. DIMENSION OF CABLES (PHASE)

<u>Cable Dimension</u>		<u>MATERIAL's TYPE</u>	
<i>Conductor</i>		<u>Aluminum</u> or <u>Copper</u>	
Conductor Type		<u>Stranded</u> or <u>Solid</u>	
For Stranded Conductor			
Number of Stranded =		strands	
Number of Stranded Layer =		layers	
Individual Strand Diameter =		mm.	
Conductor Diameter =		mm.	
For Solid Conductor			
Total Conductor Diameter =		mm.	
Conductor Shield Thickness =		mm.	

Insulation Thickness =		mm.	
Insulation Shield Thickness =		mm.	
<i>Metallic Tape Shield</i>		Aluminum or Copper or Lead	
Tape Thickness =		mm.	
Spunbond Tape Thickness =		mm.	
Sheath Thickness =		mm.	

4. DIMENSION OF CABLES (NEUTRAL)

<u>Cable Dimension</u>			MATERIAL's TYPE
<i>Conductor</i>			Aluminum or Copper
Conductor Type			Stranded or Solid
For Stranded Conductor			
Number of Stranded =		strands	
Number of Stranded Layer =		layers	
Individual Strand Diameter =		mm.	
Conductor Diameter =		mm.	
For Solid Conductor			
Total Conductor Diameter =		mm.	
Conductor Shield Thickness =		mm.	
Insulation Thickness =		mm.	
Insulation Shield Thickness =		mm.	
<i>Metallic Tape Shield</i>			Aluminum or Copper or Lead
Tape Thickness =		mm.	

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของกฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

Spunbond Tape Thickness =		mm.	
Sheath Thickness =		mm.	

5. LOCATION OF CABLES

FROM BUS :
DISTANCE= metre.

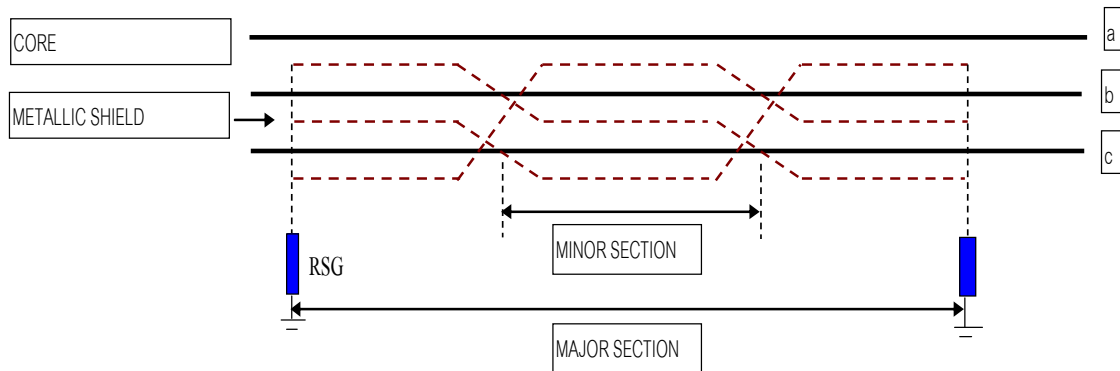
TO BUS :

6. CABLE DATA

CROSS BONDING

☐ NO → Metallic Shield Grounded through Resistance (RSG) = Ohms.
AT ☐ Sending End. or
☐ Receiving End. or
☐ Both Sending and Receiving End.

☐ YES → EACH MAJOR SECTION DISTANCE = Metre.
EACH MINOR SECTION DISTANCE = Metre.
Metallic Sheaths Grounded through Resistance (RSG) = Ohms.
AT ☐ Sending End. or
☐ Receiving End. or
☐ Both Sending and Receiving End.



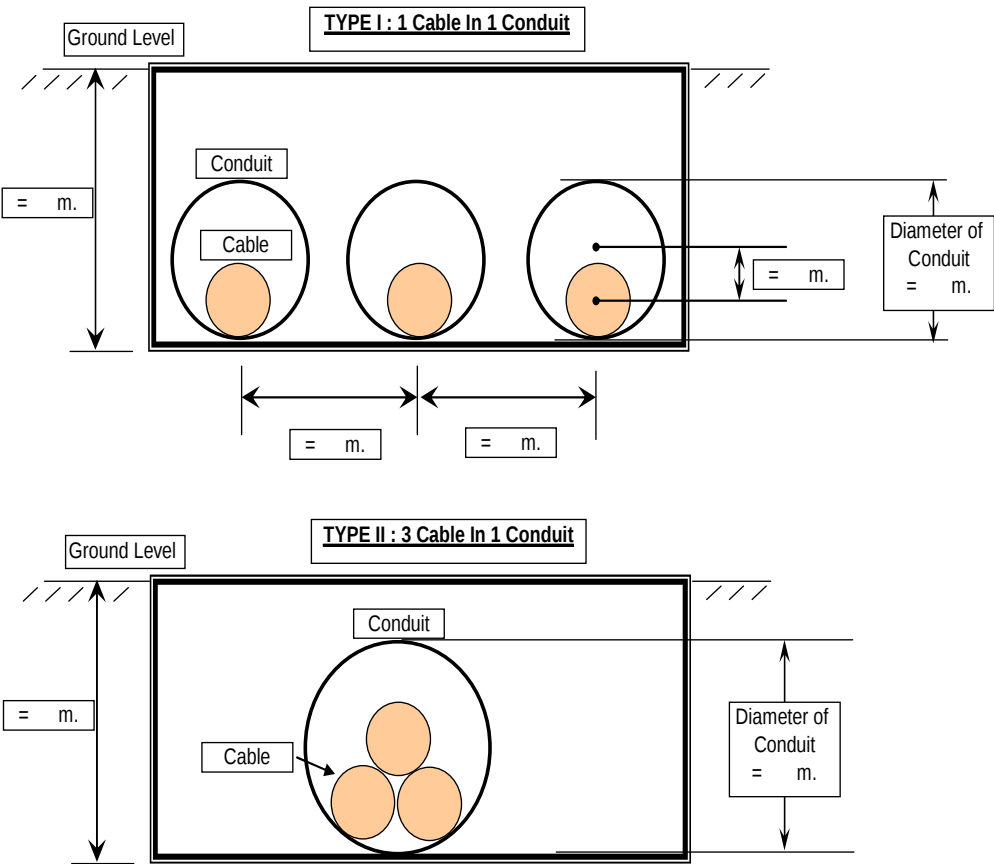
For Crossbonded Cable

7. CABLE LAYOUT (NOT IN CONDUIT)

Vertical distance from Phase A of cable to ground surface (Vert-A) =
Vertical distance from Phase B of cable to ground surface (Vert-B) =
Horizontal distance from Phase B to A of cable (Horiz-B) =
Vertical distance from Phase C of cable to ground surface (Vert-C) =
Horizontal distance from Phase C to A of cable (Horiz-C) =

	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.

8. CABLE LAYOUT (IN CONDUIT)



LOCATION OF CABLE within PIPE

Vertical distance from Phase A of cable to Center of Pipe (Vert-A) =
Horizontal distance from Phase A of cable to Center of Pipe (Horiz-A) =
Vertical distance from Phase B of cable to Center of Pipe (Vert-B) =
Horizontal distance from Phase B of cable to Center of Pipe (Horiz-B) =
Vertical distance from Phase C of cable to Center of Pipe (Vert-C) =
Horizontal distance from Phase C of cable to Center of Pipe (Horiz-C) =

	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.
	Metre.

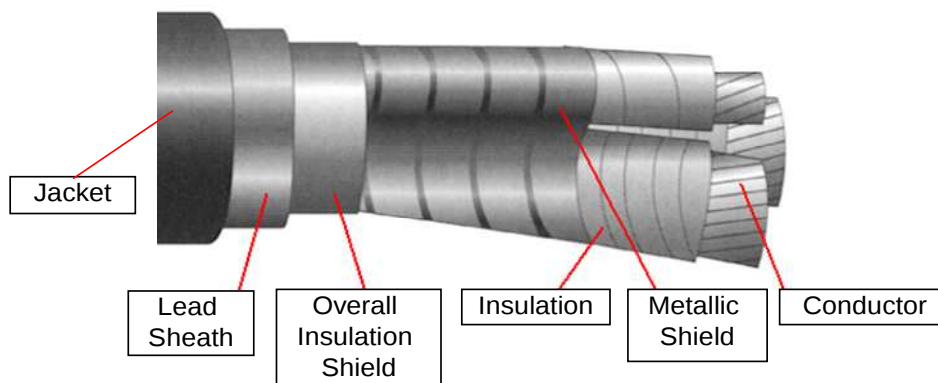
3 CORES CABLE TAPE SHIELD

1. CABLE TYPE

TYPE :
DIMENSION (SQMM) :
NO.OF CIRCUITS :
NO.OF CABLE / PHASE :

CONDUCTOR
PHASE

2. PROPERTY OF EACH LAYER CABLES



3. DIMENSION OF CABLES

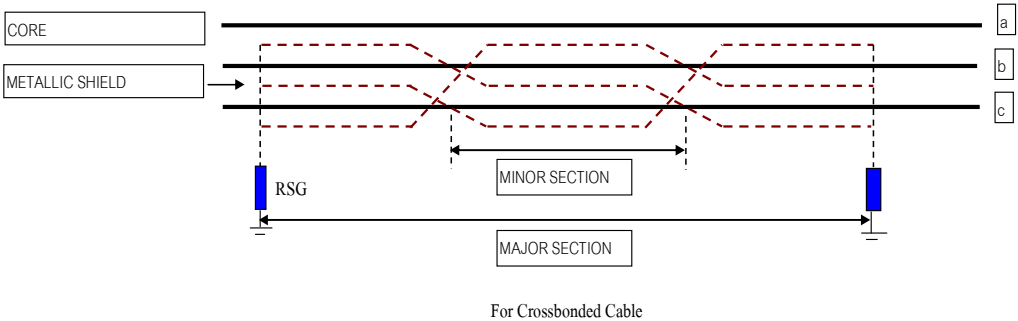
<u>Cable Dimension</u>		<u>MATERIAL's TYPE</u>	
<i>Conductor</i>		<u>Aluminum</u> or <u>Copper</u>	
Conductor Type		<u>Stranded</u> or <u>Solid</u>	
For Stranded Conductor			
Number of Stranded =			
Number of Stranded Layer =			
Individual Strand Diameter =		mm.	
Conductor Diameter =		mm.	
For Solid Conductor			
Total Conductor Diameter =		mm.	
Metallic Shield Thickness =		mm.	
Insulation Thickness =		mm.	
Insulation Shield Thickness =		mm.	
Lead Sheath Thickness =		mm.	
Jacket Thickness =		mm.	

5. CABLE DATA

CROSS BONDING

☐ NO → Metallic Shield Grounded through Resistance (RSG) = Ohms.
AT ☐ Sending End. or
☐ Receiving End. or
☐ Both Sending and Receiving End.

☐ YES → EACH MAJOR SECTION DISTANCE = Metre.
EACH MINOR SECTION DISTANCE = Metre.
Metallic Sheaths Grounded through Resistance (RSG) = Ohms.
AT ☐ Sending End. or
☐ Receiving End. or
☐ Both Sending and Receiving End.



6. CABLE LAYOUT (NOT IN CONDUIT)

Vertical distance from Phase A of cable to ground surface (Vert-A) = Metre.

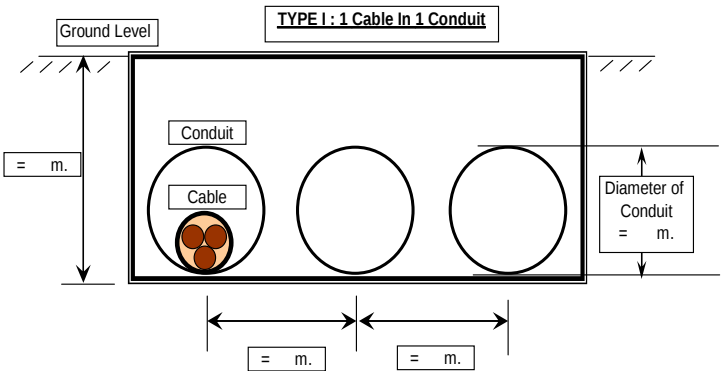
Vertical distance from Phase B of cable to ground surface (Vert-B) = Metre.

Horizontal distance from Phase B to A of cable (Horiz-B) = Metre.

Vertical distance from Phase C of cable to ground surface (Vert-C) = Metre.

Horizontal distance from Phase C to A of cable (Horiz-C) = Metre.

7. CABLE LAYOUT (IN CONDUIT)



LOCATION OF CABLE WITHIN PIPE

Vertical distance from Center of cable to Center of Pipe (Vertical) = Metre.

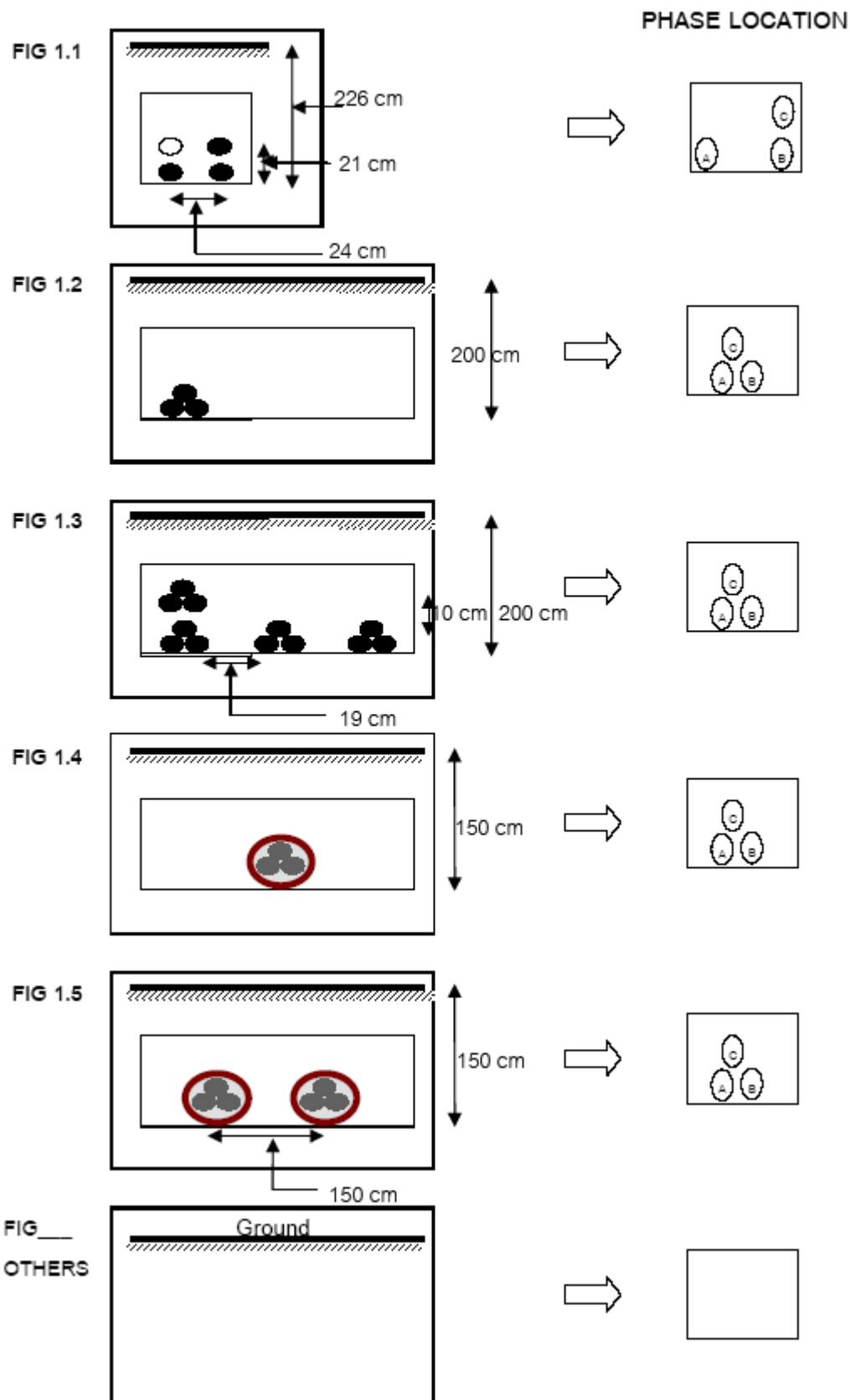
CCSA-57

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของกฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

TABLE SHOW: CABLE CONFIGURATION & DISTANCE

[illegible]

CABLE LAYOUT FOR UNDERGROUND



CABLE LAYOUT FOR ON TRAY

PHASE LOCATION

FIG 2.1

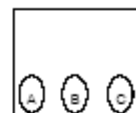
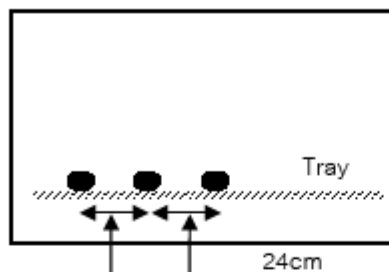


FIG 2.2

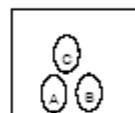
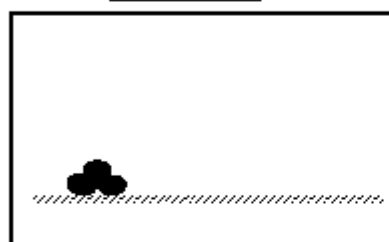


FIG 2.3

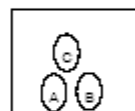
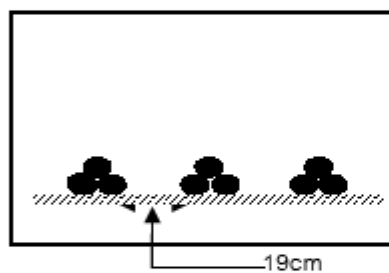


FIG 2.4

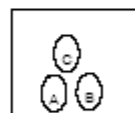
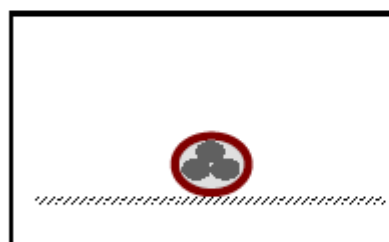
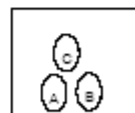
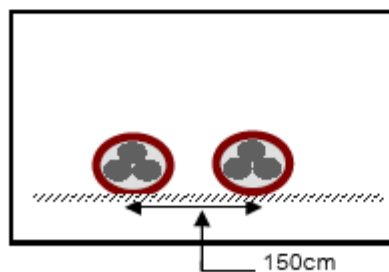
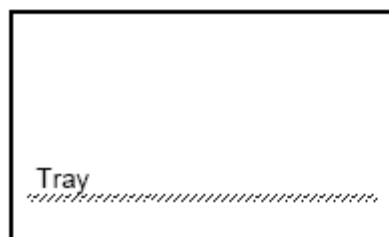


FIG 2.5



FIG__
OTHERS



INDUCTION MOTOR DETAILS

1 Electrical Characteristic

Motor Type ☐ Wound Rotor
☐ Squirrel-Cage Rotor ☐ Single Cage
or
☐ Double Cage

จำนวน Pole =		Poles	Manufacturer :		
Number of Phase =		Phases	Frame :		
Frequency =		Hz.	Lock rotor Amps at 100% V:		Amps
Terminal Voltage (Phase-Phase) =		KV.	Lock rotor Amps at 80% V:		Amps
MVA.rated =		MVA.	Safe lock rotor time at 80%V		secs.
Horse Power =		HP.	Safe lock rotor time at 100%V		secs.
Rotor Speed on Full Load =		RPM.	Acceration time @80%V:		secs.
Full Load Current =		Amps	Acceration time @100%V:		secs.

2 Winding and Connection

Stator Winding Connection : ☐ DELTA or ☐ STAR
Rotor Winding Connection : ☐ DELTA or ☐ STAR

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของกฟผ.
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

PROTECTION SYSTEM INFORMATION

[illegible]

CCA6-S: ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิก เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิก
เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม
ฉบับปี 2557
EGAT- PQG – 01 / 2014

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

คำนำ

ปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) เป็นปัญหาหนึ่งในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นในปัจจุบันและส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังโดยรวมเช่น สร้างความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า, ลดอายุการใช้งานของอุปกรณ์, ลดประสิทธิภาพในการทำงานของอุปกรณ์, เพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียในอุปกรณ์และระบบไฟฟ้า, ทำให้อุปกรณ์ควบคุมและป้องกันในระบบไฟฟ้าทำงานผิดพลาด, สร้างสัญญาณรบกวนต่อระบบไฟฟ้าสื่อสาร ฯลฯ ซึ่งหากไม่มีการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมก็จะส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ

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

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

แต่ต่อมาในปัจจุบันเนื่องจากคุณสมบัติของระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปจากในอดีต ประกอบกับมาตรฐานสากลที่ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” เคยใช้อ้างอิงนั้นได้มีการปรับปรุงแก้ไขให้ทันสมัยขึ้น คณะทำงานศึกษาและปรับปรุง Power Quality จึงได้ทำการปรับปรุงข้อกำหนดฯ ให้มีความทันสมัยและสอดคล้องกับมาตรฐานสากล การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงได้จัดทำ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT-PQG-01/2014)” เพื่อใช้แทนและยกเลิก “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998)”

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฯ ฉบับนี้ได้ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 3 การไฟฟ้าแล้ว

สารบัญ

1. ขอบเขตของข้อกำหนดฯ
2. วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดฯ
3. นิยามคำศัพท์
4. ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย
5. วิธีการประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า
6. การบังคับใช้ข้อกำหนดฯ
7. มาตรฐานอ้างอิง

ภาคผนวก (ก) : มาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผล

ภาคผนวก (ข) : ตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิก
สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1. ขอบเขตของข้อกำหนดฯ

- 1.1 ข้อกำหนดฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อใช้แทนและยกเลิก “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998)”
- 1.2 บังคับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย) โดยครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าเฟสเดียวและสามเฟสในทุกระดับแรงดันไฟฟ้า
- 1.3 ประยุกต์ใช้กับโหลดผิดเพี้ยนที่สร้างกระแสฮาร์โมนิกเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยไม่ขึ้นอยู่กับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) นั่นคือสำหรับในข้อกำหนดฉบับนี้โหลดหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีความแตกต่างกัน

2. วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดฯ

- 2.1 เพื่อควบคุมฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าโดยรวม
- 2.2 เพื่อเป็นกฎเกณฑ์ในการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีโหลดผิดเพี้ยน หรืออุปกรณ์ที่เป็นแหล่งกำเนิดฮาร์โมนิก
- 2.3 เพื่อกำหนดวิธีการประเมินและตรวจสอบฮาร์โมนิกอันเกิดจากอุปกรณ์หรือระบบของผู้ใช้ไฟฟ้า
- 2.4 เพื่อกำหนดแนวทางพร้อมมาตรการในการบังคับใช้ข้อกำหนดฯกับผู้ไฟฟ้า

3. นิยามคำศัพท์

- 3.1 **ฮาร์โมนิก (Harmonic)** - ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) ของสัญญาณหรือปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) สำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยความถี่หลักมูลมีค่าเท่ากับ 50 Hz ดังนั้น ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 100 Hz เรียกว่า ฮาร์โมนิกที่ 2 (Second Harmonic) ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 150 Hz เรียกว่า ฮาร์โมนิกที่ 3 (Third Harmonic) ฮาร์โมนิกเกิดจากการทำงานของโหลดผิดเพี้ยน
- 3.2 **ส่วนประกอบฮาร์โมนิก (Harmonic Component)** - ส่วนประกอบของฮาร์โมนิกที่มีอันดับมากกว่าหนึ่งของปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งแสดงในรูปของอันดับ (Order) และค่า RMS ของอันดับนั้น
- 3.3 **ความเพี้ยนฮาร์โมนิก (Harmonic Distortion)** - การเปลี่ยนแปลงของรูปคลื่นทางไฟฟ้า (Power Waveform) ไปจากรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) โดยเกิดจากการรวมกันของค่าความถี่หลักมูล (Fundamental) และฮาร์โมนิกอื่นๆเข้าด้วยกัน
- 3.4 **ความเพี้ยนฮาร์โมนิกรวม (Total Harmonic Distortion, THD)** - คืออัตราส่วนระหว่างค่ารากที่สองของผลบวกกำลังสอง (Root-Sum-Square) ของค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์โมนิก (Harmonic Component) กับค่า RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) เทียบเป็น

ร้อยละ โดยอาจแบ่งเป็นค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD_v) ดังแสดงในสมการ (3.1) และค่าความเพี้ยนกระแสฮาร์โมนิกรวม (THD_i) ดังแสดงในสมการ (3.2)

$$\text{THD}_v = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots}}{V_1} \quad (3.1)$$

$$\text{THD}_i = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots}}{I_1} \quad (3.2)$$

- 3.5 **โหลดผิดเพี้ยน (Distorting Load)** - โหลดซึ่งรับแรงดันไฟฟ้าที่เป็นรูปคลื่นไซน์ (Sinusoidal Voltage) แต่ดึงกระแสที่ไม่ใช่รูปคลื่นไซน์ (Non-Sinusoidal Current) สำหรับข้อกำหนดฉบับนี้ โหลดผิดเพี้ยนรวมถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือแหล่งกำเนิดใดๆที่มีการสร้างกระแสหรือแรงดันที่ไม่ใช่รูปคลื่นไซน์ด้วย (เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าผ่าน Inverter)
- 3.6 **ระดับวางแผน (Planning Level)** - ระดับของแรงดันฮาร์โมนิกที่การไฟฟ้าใช้กำหนดเป็นเป้าหมายเพื่อวางแผนควบคุมมิให้แรงดันฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมมีค่าเกินกว่าระดับดังกล่าว เพื่อป้องกันมิให้ฮาร์โมนิกส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม
- 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, S_i)** - ขนาดการขอใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญากับการไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MVA
- 3.10 **กำลังจ่ายไฟฟ้ารวม (Total Available Power, S_t)** - ขนาดกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจะเชื่อมต่อเช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมมีค่าเท่ากับขนาดพิกคิตของ Power Transformer ในสถานีย่อย Bay ที่จะจ่ายไฟให้ผู้ใช้ไฟฟ้านั้น มีหน่วยเป็น MVA
- 3.11 **ค่าสูงสุดที่ 95% (95% Probability Value)** - ในการประเมินระดับของฮาร์โมนิกเทียบกับขีดจำกัดนั้น มิใช่การพิจารณาระดับของฮาร์โมนิกสูงสุดในขณะใดขณะหนึ่งเทียบกับขีดจำกัด แต่เป็นการพิจารณาค่าทางสถิติเทียบกับขีดจำกัด ในการพิจารณาค่าทางสถิตินั้นจะนำข้อมูลผลการวัดที่ต่อเนื่องซึ่งมีจำนวนข้อมูลหลายพันค่ามาใช้วิธีการทางสถิติ โดยตัดค่าระดับฮาร์โมนิกสูงสุดออกไปเป็นจำนวน 5% ของข้อมูลทั้งหมด เนื่องจากค่าดังกล่าวมิได้สะท้อนถึงฮาร์โมนิกจากโหลดในสภาวะการทำงานปกติ แต่เป็นค่าฮาร์โมนิกที่อาจเกิดขึ้นในสภาวะทรานเซียนท์ ค่าสูงสุดของข้อมูลอีก 95% ที่เหลือจึงเป็นค่าที่ใช้ในการเปรียบเทียบกับขีดจำกัด
- 3.12 **ค่าสูงสุดที่ 99% (99% Probability Value)** - ค่าสูงสุดที่ 99% เป็นค่าสูงสุดของข้อมูลที่เหลืออยู่ภายหลังจากตัดข้อมูลที่มีค่าสูงสุดออกไปเป็นจำนวน 1% ของข้อมูลทั้งหมด

4. ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

การไฟฟ้าได้กำหนดระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยดังแสดงไว้ในตารางที่ 4-1 ถึง 4-3 เพื่อใช้เป็นเป้าหมายในการควบคุมแรงดันฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมโดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า และเพื่อใช้เป็นกรอบในการวางแผนเพื่อกำหนดขีดจำกัดสำหรับกระแสฮาร์โมนิกที่สร้างจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย

ตารางที่ 4-1 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 230 / 400 V

ฮาร์โมนิกอันดับที่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับที่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)
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)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD V) = 5%					

ตารางที่ 4-2 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 12 kV, 22 kV, 24 kV และ 33 kV

ฮาร์โมนิกอันดับที่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับที่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)
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)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD v) = 4%					

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

ฮาร์มอนิกอันดับที่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์มอนิกอันดับที่ 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%					

ในข้อกำหนดฉบับนี้ไม่ได้กำหนดระดับวางแผนสำหรับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง เนื่องจากแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงส่งผลกระทบที่เป็นอันตรายต่อระบบไฟฟ้า นั่นคือการไฟฟ้าไม่อนุญาตให้มีการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในทุกกรณี

5. วิธีการประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

การประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าแบ่งวิธีการประเมินออกเป็น 3 ขั้นตอน วัตถุประสงค์ในการแบ่งการประเมินออกเป็นขั้นตอนนั้นก็เพื่อความสมดุลระหว่างระดับของรายละเอียดที่ต้องใช้ในการประเมินแต่ละขั้นตอนกับระดับความเสี่ยงที่แรงดันฮาร์มอนิกจะมีค่าเกินระดับวางแผนอันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้า

การประเมินจะเริ่มพิจารณาจากทีละขั้นตอน หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง

5.1 การประเมินในขั้นตอนที่ 1

เป็นการประเมินในขั้นต้นที่จะพิจารณาจากขนาดกำลังไฟฟ้ามทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้า เปรียบเทียบกับขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่จุดต่อรวม นั่นคือ

“หากกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดไม่เกิน 0.2% ของกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อรวม จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

5.2 การประเมินในขั้นตอนที่ 2

เป็นการประเมินที่ต้องพิจารณาทั้งขนาดและประเภทของโหลดผลิตเพี้ยนของผู้ใช้ไฟฟ้า เปรียบเทียบกับขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่จุดต่อรวม นั่นคือ

“หากกำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนัก (Weighted Distorting Power) ของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดไม่เกิน 0.2% ของกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

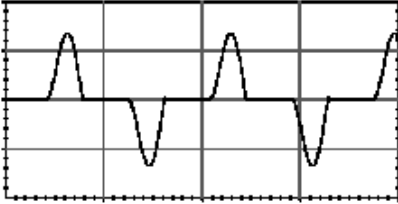
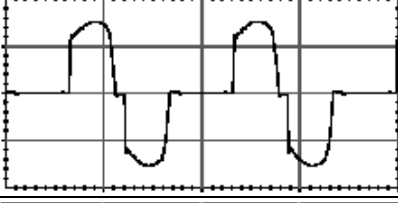
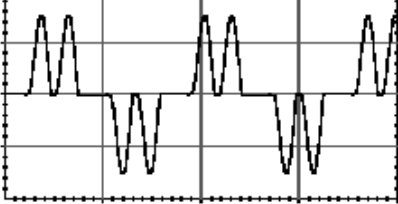
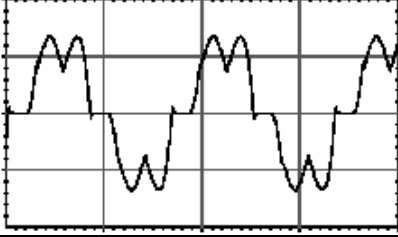
กำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนักสามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

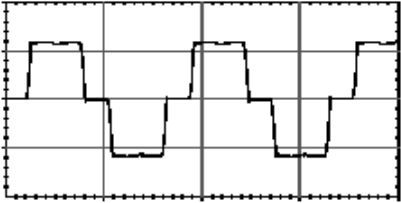
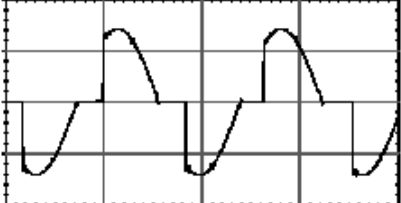
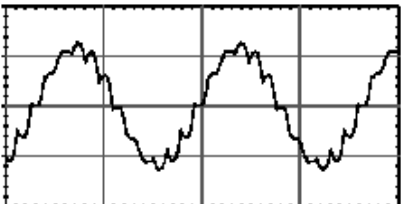
$$S_{DW} = \sum_i S_{Di} \cdot W_i$$

เมื่อ S_{DW} = กำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนัก
 S_{Di} = กำลังไฟฟ้าพิกัดของโหลดผิดเพี้ยนตัวที่ i
 W_i = แฟคเตอร์ปรับน้ำหนัก (Weighting Factor) สำหรับโหลดผิดเพี้ยนตัวที่ i โดยแฟคเตอร์ปรับน้ำหนักสำหรับโหลดผิดเพี้ยนประเภทต่างๆสามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 5-1

หมายเหตุ กรณีไม่ทราบของคุณลักษณะของโหลดผิดเพี้ยน ให้กำหนดค่าแฟคเตอร์ปรับน้ำหนักเป็น 2.5

ตารางที่ 5-1 แฟคเตอร์ปรับน้ำหนักสำหรับโหลดผิดเพี้ยนประเภทต่างๆ

ประเภทของ โหลดผิดเพี้ยน	รูปคลื่นกระแสโดยทั่วไป	ความเพี้ยนของ กระแสฮาร์มอนิก	แฟคเตอร์ ปรับน้ำหนัก
Single Phase Power Supply (Rectifier and Smoothing Capacitor)		80% (ฮาร์มอนิกที่ 3 มีค่าสูง)	2.5
Semiconverter		ฮาร์มอนิกที่ 2, 3 และ 4 มีค่าสูง เมื่อโหลดน้อย	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

เป็นการประเมินที่พิจารณาจากปริมาณกระแสฮาร์โมนิกแต่ละอันดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสร้างขึ้น เปรียบเทียบกับขีดจำกัดที่กำหนด โดยขีดจำกัดสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายพิจารณาจากหลักการต่อไปนี้

- ขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญา ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญามากจะยอมให้สร้างกระแสฮาร์โมนิกได้มาก
- การกำหนดขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกคำนึงถึงตัวแปรต่างๆที่มีผลต่อการรวมกันของฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าอันได้แก่ การถ่ายโอนแรงดันฮาร์โมนิกจากระบบแรงสูงสู่ระบบแรงต่ำ (Voltage Transfer) และผลการรวมกันในเชิงเวกเตอร์ของฮาร์โมนิกอันดับต่างๆ (Summation Exponent)
- หากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายสร้างกระแสฮาร์โมนิกและจ่ายย้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นปริมาณเท่ากับขีดจำกัดที่การไฟฟ้ากำหนดแล้ว แรงดันฮาร์โมนิกรวมในระบบไฟฟ้าจะมีค่าเท่ากับระดับวางแผน

ค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายขึ้นอยู่กับตัวแปรต่างๆต่อไปนี้ได้แก่ ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิก ระดับแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้า และกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจะเชื่อมต่อเป็นต้น โดยสามารถคำนวณได้จากชุดสมการต่อไปนี้

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

- เมื่อ G_h = ระดับแรงดันฮาร์โมนิกอันดับ h รวมที่ยอมรับได้ในระบบไฟฟ้า (Acceptable Global Contribution) ในส่วนที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบที่พิจารณา
- α = เลขชี้กำลังผลรวมปริมาณเวกเตอร์ (Summation Exponent) ของแรงดันฮาร์โมนิกจากแหล่งกำเนิดที่หลากหลาย โดยพิจารณาค่าได้จากตารางที่ 5-2
- L_{Ch} = ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกอันดับ h ในระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจะเชื่อมต่อพิจารณาค่าได้จากตารางที่ 4-1 ถึง 4-3

- L_{Uh} = ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกอันดับ h ในระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไป (Upstream System) เช่น หากระบบไฟฟ้าที่พิจารณาคือระบบ 24 kV ระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปคือระบบ 69 kV หรือ 115 kV พิจารณาค่าได้จากตารางที่ 4-1 ถึง 4-3
- T = ตัวประกอบการถ่ายโอนแรงดันฮาร์โมนิก (Transfer Factor) จากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ ซึ่งสามารถประเมินค่าได้จากการจำลองระบบหรือการวัดค่าจริง ในกรณีที่ไม่มีทราบค่าให้กำหนดค่าเท่ากับ 1

หมายเหตุ

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)

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

- เมื่อ E_{uh} = ชีตจำกัดแรงดันฮาร์โมนิกอันดับ h (%) ณ จุดต่อรวมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา
- S_i = กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา (MVA)
- S_t = กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ (MVA) เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้ามีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังในสถานีย่อย Bay ที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้านั้น

หมายเหตุ

1. สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาต่ำ การคำนวณค่า E_{uh} ตามสมการข้างต้นอาจให้ค่าชิตจำกัดที่ไม่สามารถดำเนินการได้ในทางปฏิบัติ 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 = ชีตจำกัดกระแสฮาร์โมนิกอันดับ h ณ จุดต่อรวมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา (A)
- h = อันดับฮาร์โมนิกที่พิจารณา
- kV_S = แรงดัน Line to Line ของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ (kV)
- MVA_{SC} = กำลังไฟฟ้าลัดวงจรสามเฟสต่ำสุด ณ จุดต่อรวมของผู้ใช้ไฟฟ้า (MVA)

ตารางที่ 5-2 Summation Exponent สำหรับฮาร์มอนิกอันดับต่างๆ

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

ขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายนอกจากสามารถคำนวณโดยใช้สมการข้างต้นแล้วยังสามารถพิจารณาได้จาก “โปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” ซึ่งสามารถดาวน์โหลดได้จากเว็บไซต์ของการไฟฟ้านครหลวง (www.mea.or.th) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (www.pea.co.th) หรือการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (www.egat.co.th) โดยตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมฯพิจารณาได้จากภาคผนวก (ข)

เงื่อนไขในการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าสำหรับผู้ไฟฟ้าที่สร้างฮาร์มอนิกตามการประเมินในขั้นตอนที่ 3 สรุปได้ดังนี้

“หากปริมาณกระแสฮาร์มอนิกแต่ละอันดับตั้งแต่อันดับที่ 2 ถึง 50 ที่ผู้ไฟฟ้าสร้างขึ้น ณ ตำแหน่งจุดต่อร่วมมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

สำหรับมาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผลค่ากระแสฮาร์มอนิกจากผู้ไฟฟ้าตามการประเมินในขั้นตอนที่ 3 พิจารณารายละเอียดได้จากภาคผนวก (ก)

6. การบังคับใช้ข้อกำหนดฯ

6.1 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่จะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่าเมื่อมีการต่อเชื่อมเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้วจะไม่ก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดฯข้างต้น การไฟฟ้าขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้าหากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ไฟฟ้ารายอื่น

6.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 6.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าตรวจสอบ

6.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้นก่อให้เกิดฮาร์มอนิกเกินขีดจำกัดฯข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าวหากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าจะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ไฟฟ้าหรืองดการจ่ายไฟฟ้า

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) อุปกรณ์และเครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัดฮาร์โมนิกต้องมีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดในมาตรฐาน IEC 61000-4-30 Class A และ IEC 61000-4-7
- ก.2) การประเมินกระแสฮาร์โมนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับขีดจำกัดในการประเมินขั้นตอนที่ 3 จะพิจารณาโดยอาศัยหลักเกณฑ์ต่อไปนี้
- ค่าสูงสุดที่ 95% ของค่า RMS เฉลี่ยในช่วงเวลา 10 นาที ในรอบระยะเวลา 1 สัปดาห์ ของกระแสฮาร์โมนิกแต่ละอันดับ ต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้จากการประเมินขั้นตอนที่ 3
 - ค่าสูงสุดที่ 99% ของค่า RMS เฉลี่ยในช่วงเวลา 3 วินาที ในรอบระยะเวลา 1 วัน ของกระแสฮาร์โมนิกแต่ละอันดับ ต้องมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้จากการประเมินขั้นตอนที่ 3 คูณด้วยแฟกเตอร์ k_{hvs} โดยคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้
- $$k_{hvs} = 1.3 + \frac{0.7}{45}(h - 5) \quad \text{เมื่อ } h \text{ คืออันดับฮาร์โมนิก}$$
- ก.3) กรณีที่กระแสฮาร์โมนิกมีค่าไม่เท่ากันในแต่ละเฟส การประเมินให้พิจารณาจากเฟสที่มีปริมาณกระแสฮาร์โมนิกสูงสุด
- ก.4) การประเมินจะพิจารณาเฉพาะกระแสฮาร์โมนิกที่ไหลจากระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าออกสู่ระบบไฟฟ้าภายนอกเท่านั้น สำหรับกระแสฮาร์โมนิกที่ไหลจากระบบไฟฟ้าภายนอกเข้าสู่ระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าจะไม่นำมาพิจารณา

ภาคผนวก (ข)

ตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิก สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายหนึ่งต้องการเชื่อมต่อรับไฟจากสายส่งในระบบ 115 kV ซึ่งจ่ายไฟมาจากสถานีต้นทางที่ติดตั้งหม้อแปลงขนาดพิกัด 600 MVA โดยผู้ผลิตไฟฟ้ามีขนาดการขอใช้ไฟฟ้า 80 MVA และระดับกำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุด ณ จุดต่อร่วมของผู้ผลิตไฟฟ้ามีขนาด 2,000 MVA

Input Data		Planning Level			Summation Exponent	Global Contribution	(2)	
		HV	MV	LV			Harmonic Order	Current Limit (A)
System Voltage ⁽¹⁾ (kV)	115	1	1.5	1.6	1	1	2	6.7
Total Available Power ⁽²⁾ (MVA)	600	2	3	4	1	2	3	8.9
Agreed Power ⁽³⁾ (MVA)	80	0.8	1	1	1	0.8	4	2.7
Min. Short Circuit Power ⁽⁴⁾ (MVA)	2000	2	3	4	1.4	2	5	9.5
Transfer Factor ⁽⁵⁾	1	0.5	0.5	0.5	1.4	0.5	6	2.0
วิธีการใช้งาน		2	3	4	1.4	2	7	6.8
		0.4	0.4	0.4	1.4	0.4	8	1.3
หมายเหตุ		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) System Voltage คือระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ เช่น 24 หรือ 69 kV เป็นต้น กรณีระบบแรงดัน 230/400 V ให้ระบุค่าเป็น 0.4 kV		1.5	2	3	2	1.5	11	5.0
		0.2	0.2	0.2	2	0.2	12	0.8
(2) Total Available Power คือกำลังจ่ายไฟรวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง Total Available Power มีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของ Power Transformer ในสถานีย่อย Bay ที่จ่ายไฟให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า		1.5	2	2.5	2	1.5	13	4.2
		0.2	0.2	0.2	2	0.2	14	0.7
(3) Agreed Power คือขนาดการขอใช้ไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าทำสัญญากับการไฟฟ้า		0.3	0.3	0.3	2	0.3	15	0.7
		0.2	0.2	0.2	2	0.2	16	0.6
(4) Min. Short Circuit Power คือกำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อร่วมของผู้ผลิตไฟฟ้า		1	1.6	1.6	2	1	17	2.2
		0.2	0.2	0.2	2	0.2	18	0.6
(5) Transfer Factor คือตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์โมนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไป (Upstream System) ลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0		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	0.5
		0.538	0.538	0.538	2	0.53783784	37	0.3
		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) ป้อนค่าตัวแปรต่างๆในระบบไฟฟ้าลงในช่อง Input Data

- 1.1) ป้อนค่าระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง System Voltage สำหรับกรณีนี้คือ 115 kV
- 1.2) ป้อนค่ากำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Total Available Power สำหรับกรณีนี้คือขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังภายในสถานีดันทางซึ่งมีค่าเท่ากับ 600 MVA
- 1.3) ป้อนค่าขนาดการขอใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำสัญญากับการไฟฟ้าลงในช่อง Agreed Power สำหรับกรณีนี้คือ 80 MVA
- 1.4) ป้อนค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าลงในช่อง Min. Short Circuit Power สำหรับกรณีนี้มีค่าเท่ากับ 2,000 MVA
- 1.5) ป้อนค่าตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Transfer Factor โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

(2) พิจารณาค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกอันดับต่างๆสำหรับผู้ใช้อิไฟฟ้าได้จากช่อง Current Limit ในหน่วยแอมแปร์ นั่นคือขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้อิไฟฟ้านี้มีค่าดังนี้

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

CCA7-S: 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 ข้อเสนอแนะในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม	14
เอกสารอ้างอิง	

PRC - PQG - 02 / 1998

1. ขอบเขต

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฉบับนี้จัดทำขึ้น โดยมีขอบเขตดังนี้

- 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 ครั้งต่อวันที่ อุปกรณ์ดังกล่าวตัวอย่างเช่น มอเตอร์คอมเพรสเซอร์, มอเตอร์ปั๊มต่างๆ, เครื่องเชื่อมโลหะ, เตาหลอมโลหะ, ลิฟต์, เครื่องปรับอากาศ, มอเตอร์ และอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในขบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรมประเภทต่างๆ

2. วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) มิให้เกิดการรบกวนในระบบไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกัน

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

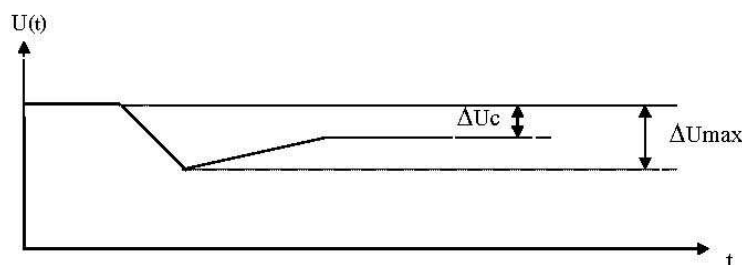
4.1 แรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) - การเปลี่ยนแปลงของค่า RMS (หรือค่า Peak) ของแรงดันระหว่างค่าระดับแรงดัน 2 ระดับใกล้เคียงกัน ซึ่งแต่ละระดับมีค่าคงที่ในระยะเวลาที่แน่นอนแต่ไม่กำหนดช่วงระยะเวลา

4.2 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) - ชุดของแรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) หรือการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่าแรงดัน RMS

4.3 แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag or Voltage Dip) - แรงดันลดลงตั้งแต่ร้อยละ 10 ในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ครึ่งวินาทีถึงไม่กี่วินาที โดยเกิดเนื่องจากการเดินเครื่องของมอเตอร์หรือ โหลดขนาดใหญ่ หรือเกิดความผิดปกติ (Fault) ในระบบไฟฟ้า

4.4 แรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด (Maximum Voltage Change, ΔU_{max}) - ความแตกต่างระหว่างค่า RMS สูงสุดและต่ำสุดของลักษณะแรงดันเปลี่ยนแปลง $U(t)$ (พิจารณารูปที่ 4-1)

4.5 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ (Steady-State Voltage Change, ΔU_c) - ความแตกต่างระหว่างแรงดันภาวะคงที่ 2 ค่าที่อยู่ใกล้เคียงกัน แบ่งแยกโดยแรงดันเปลี่ยนแปลงอย่างน้อย 1 ชุด (พิจารณารูปที่ 4-1)

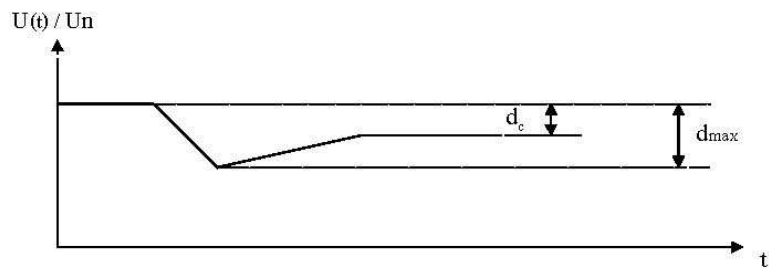


รูปที่ 4-1 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงแบบต่างๆ

4.6 แรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์สูงสุด (Maximum Relative Voltage Change, d_{max}) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ΔU_{max} กับแรงดัน Nominal ของระบบ, U_n (พิจารณารูปที่ 4-2)

4.7 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่สัมพัทธ์ (Relative Steady-State Voltage Change, d_c) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ ΔU_c กับแรงดัน Nominal ของระบบ, U_n (พิจารณารูปที่ 4-2)

PRC - PQG - 02 / 1998



รูปที่ 4-2 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์แบบต่างๆ

4.8 ไฟกะพริบ (Flicker) - ความรู้สึกในการมองที่ไม่สม่ำเสมอ เนื่องจากการกระตุ้นจากระดับของแสงสว่างที่มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามเวลา โดยเกิดจากการป้อนแรงดันกระแสเพิ่มให้กับหลอด Coiled-Coil Filament 230 V / 60 W

4.9 เครื่องวัดไฟกะพริบ (Flickermeter) - เครื่องมือที่ออกแบบสำหรับใช้วัดปริมาณที่เกี่ยวข้องกับไฟกะพริบ (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) - อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถยกหรือจับถือได้ในระหว่างการปฏิบัติงาน และใช้งานในช่วงเวลาสั้นๆ เท่านั้น (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 เกวี่เอ. น้อยกว่า 0.002 เท่าของ พิกัดเกวี่เอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้เลย โดยไม่ต้องผ่านการตรวจสอบค่าแรงดันกระเพื่อม

ขั้นตอนที่ 2

ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม คิดเป็น เกวี่เอ. อยู่ระหว่าง 0.002-0.03 เท่าของ พิกัด เกวี่เอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้ โดยมีข้อจำกัดดังนี้

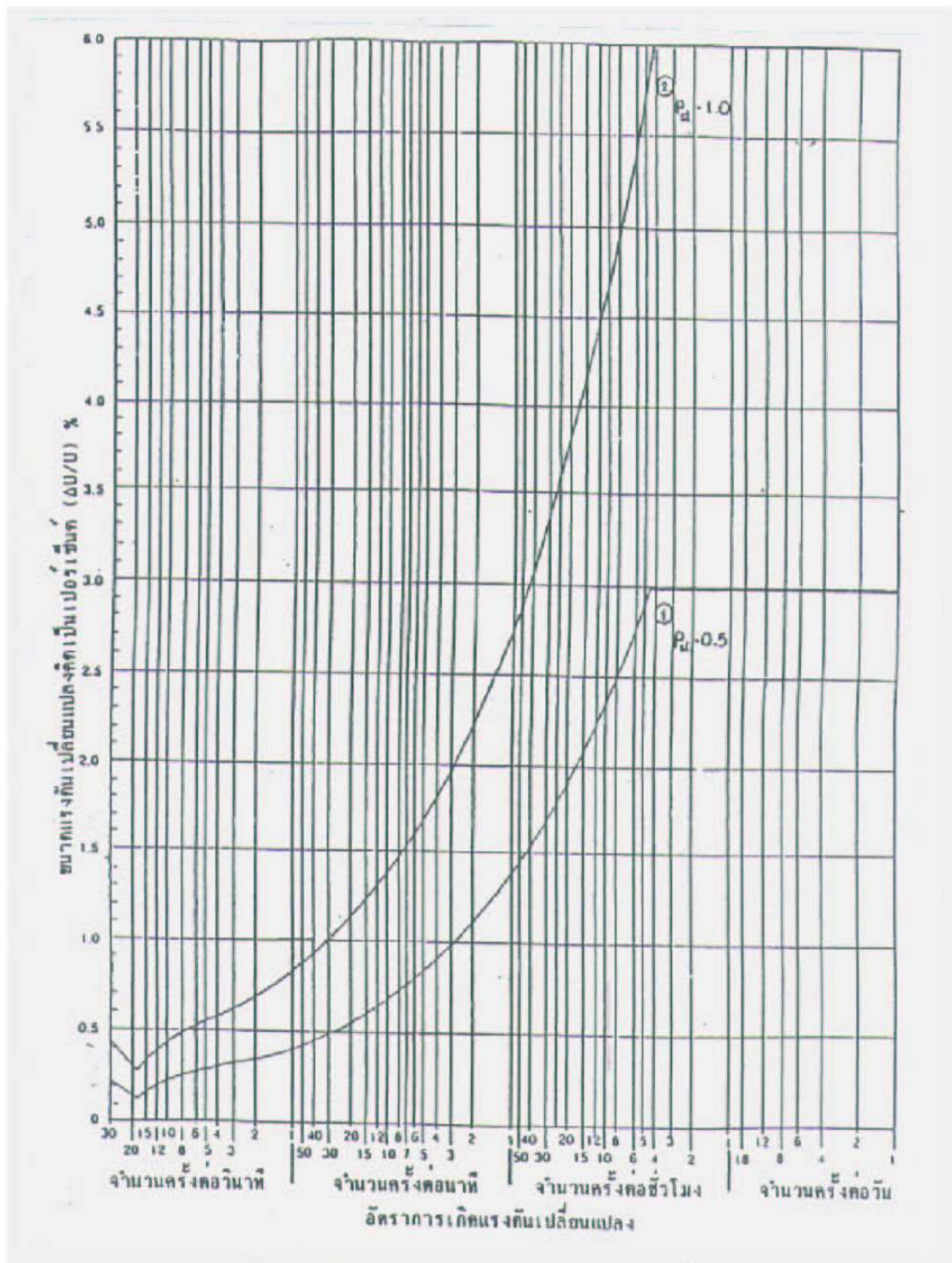
- ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง (Magnitude and Rate of Occurrence of Voltage Change) ของอุปกรณ์แต่ละตัว (Individual Load) จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 1 ในรูปที่ 5-1
- สำหรับอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน ที่มีรูปแบบที่ไม่แน่นอน ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term 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 มาใช้ในการ
คำนวณหาค่าระดับแรงดันกระเพื่อมได้ดังนี้

6.1 กรณีที่สามารถรู้ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

1) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ มี
ขนาดเท่ากัน แต่เกิดขึ้นไม่พร้อมกัน หรือมีวงจรอินเตอร์ลอค ป้องกันมิให้เกิดขึ้นพร้อมกัน ค่าอัตรา
การเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงรวม จะเท่ากับผลรวมของอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบ
เดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่

2) ถ้าแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบเกิดขึ้นพร้อม
กัน ขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงรวมจะเท่ากับผลรวมของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม
และของอุปกรณ์ตัวใหม่

3) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม หรืออุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบอันใด
อันหนึ่ง มีขนาดน้อยมากให้ตัดทิ้งได้ไม่ต้องนำมาคิด

ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง ที่หามาได้ใหม่ตามที่กล่าวมาแล้วทั้ง 3 ข้อ เมื่อนำมา
พิจารณารูปกราฟ จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 จึงจะยอมให้ต่ออุปกรณ์
ตัวใหม่เข้าระบบของการไฟฟ้าได้

4) ถ้าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับ
ระบบ ไม่สามารถรวมกันได้ตามหลักเกณฑ์ในทั้ง 3 ข้อดังกล่าวแล้ว ให้ใช้วิธีการประเมินดังนี้

ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงหลายค่า ที่เกิดจากแหล่งกำเนิดเดียวหรือหลาย
แหล่งกำเนิด สามารถประยุกต์ใช้ได้กับกราฟในรูปที่ 5-1 ได้ โดยค่า $\sqrt{R_1^m + R_2^m + \dots + R_N^m}$ ต้อง
มีค่าน้อยกว่า 1 จึงจะยอมให้ต่ออุปกรณ์ตัวใหม่ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้

เมื่อ R_i คือ อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงแต่ละค่าที่เกิดจากแหล่งกำเนิด i ต่อขนาดของ
ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง
เดียวกัน และใช้ค่า m เท่ากับ 2

6.2 กรณีที่ไม่สามารถรู้ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

1) ตรวจสอบวัดค่าแรงดันกระเพื่อมของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ โดยใช้
Flickermeter ตรวจสอบวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst)

PRC - PQG - 02 / 1998

2) นำค่า Pst มารวมกันตามสูตรดังนี้ โดยค่า Pst ที่คำนวณได้จะต้องมีค่าไม่เกินในตารางที่ 6-1

$$Pst_t = \sqrt[m]{(Pst_1)^m + (Pst_2)^m + \dots + (Pst_3)^m}$$

ค่าของ m ขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกำเนิดแรงดันกระแสเพื่อม โดยมีข้อแนะนำดังนี้

m = 4 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทเตาหลอม (Arc Furnace) ที่มีการทำงานในช่วงการหลอมละลายไม่พร้อมกัน

m = 3 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระแสเพื่อมเกือบทุกประเภท โดยคาดว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีน้อย หากไม่แน่ใจว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีมากน้อยเพียงใดก็ให้ใช้ค่านี้ได้

m = 2 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีโอกาสจะเกิดการ ทำงานพร้อมกันบ่อยครั้ง

m = 1 ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการทำงานพร้อมกัน

3) นำค่า Pst ที่ได้มาคำนวณหาค่าความรุนแรงของ ไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt) ตามสูตรดังนี้

$$Plt = \sqrt[n]{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^{j=n} (Pst_j)^3}$$

เมื่อ n คือจำนวนค่า Pst ในช่วงเวลาที่ตรวจวัด ซึ่งช่วงเวลาที่ใช้ ปกติประมาณ 2 ชั่วโมง ดังนั้นค่า n จึงเท่ากับ 12 ค่า Plt ที่คำนวณได้ จะต้องไม่เกินค่าในตารางที่ 6-1

ถ้าผลการตรวจเช็คหรือตรวจวัดเกินข้อกำหนดในขั้นที่ 3 จะต้องดำเนินการปรับปรุงแก้ไขเพื่อมิให้ค่าแรงดันกระแสเพื่อมเกินข้อกำหนดดังกล่าวแล้ว โดยอาจจะใช้วิธีการต่าง ๆ ดังนี้

- 1) ปรับปรุงระบบไฟฟ้า โดยอาจจะก่อสร้างวงจรเฉพาะ
- 2) ปรับปรุงวิธีการเดินเครื่องจักร โดยไม่ให้เดินเครื่องจักรหลายๆ เครื่องพร้อมกัน หรืออาจจะใช้วิธีการควบคุมการเปลี่ยนแปลงของแรงดันให้เป็นแบบลาดเอียง (Ramp Change)
- 3) ปรับปรุงคุณลักษณะของโหลด
- 4) ติดตั้งอุปกรณ์จำกัดแรงดันกระแสเพื่อม
- 5) จำกัดเวลาเดินเครื่องจักรบางประเภท
- 6) ปรับปรุงเพื่อเพิ่ม Fault Level ของระบบ

หมายเหตุ ทั้งนี้ข้อกำหนดดังกล่าวแล้วทั้งหมด มิได้รับประกันว่าจะไม่เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าข้างเคียงหากเป็นแต่เพียงมาตรการเพื่อควบคุมมิให้เกิดผลกระทบที่รุนแรงเท่านั้น ดังนั้นหลังจากการติดตั้งใช้งานจริงแล้ว หากพบว่ามีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าข้างเคียงอยู่อีก ก็จะต้องปรับปรุงแก้ไขจนเป็นที่ยอมรับกันได้

PRC - PQG - 02 / 1998

ตารางที่ 6-1

ข้อกำหนดสำหรับ

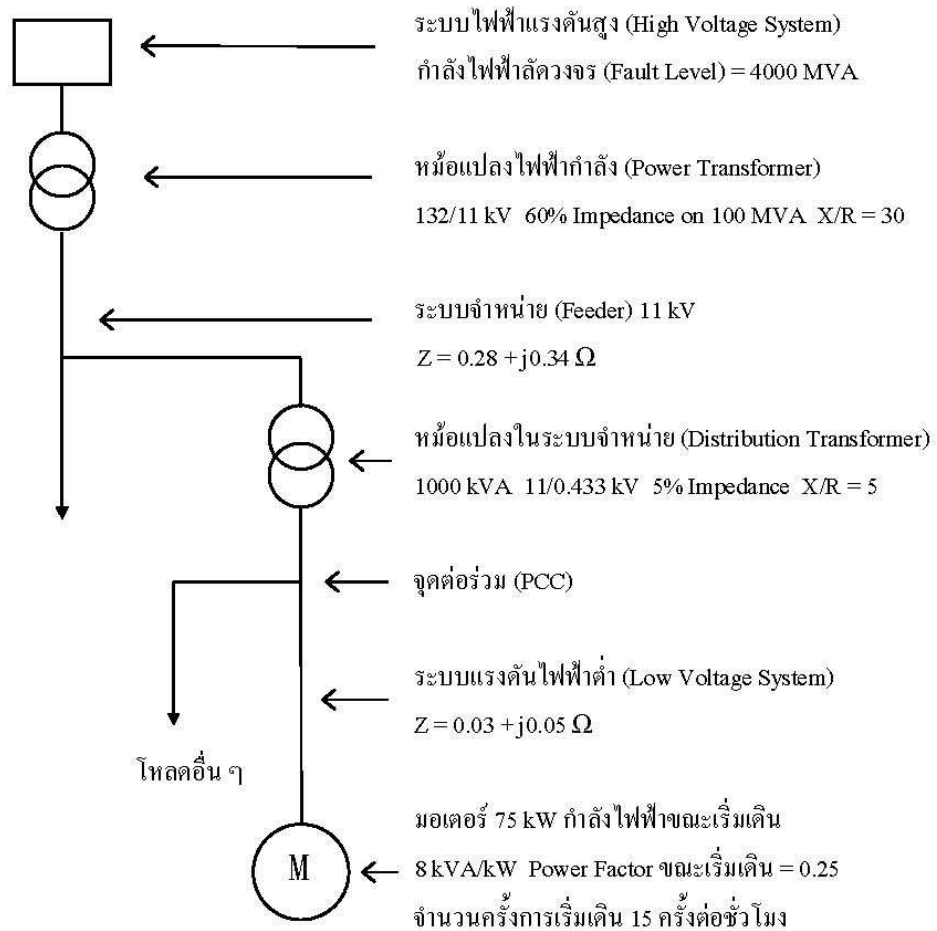
ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt)

เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อรวม	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

ขั้นตอนที่ 1 การหาค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม ที่ค่า Base 100 MVA

1) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบ ไฟฟ้าแรงดันสูง

$$Z_{pu} = \frac{Z_{SIC}}{Z_B} = \frac{(kV_{SIC})^2}{MVA_{SIC}} \times \frac{MVA_B}{(kV_B)^2}$$

$$Z_{pu} = j \frac{MVA_B}{MVA_{SIC}} = j \frac{100}{4000} = j0.025 \quad \text{pu}$$

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

$$\frac{60}{100} \times \frac{1 + j30}{\sqrt{1 + 30^2}} = 0.020 + j0.600 \quad \text{pu}$$

3) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจำหน่าย 11 kV

$$\frac{100}{11^2} (0.28 + j0.34) = 0.231 + j0.281 \quad \text{pu}$$

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

$$0.000 + j0.025$$

$$0.020 + j0.600$$

$$0.231 + j0.281$$

$$0.981 + j4.903$$

$$\underline{1.232 + j5.809}$$

$$Z_1 = 1.232 + j5.809 \quad \text{pu}$$

$$|Z_1| = 5.938 \quad \text{pu}$$

6) กำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

จากสมการในขั้นตอนที่ 1

$$|Z_{pu}| = \frac{MVA_B}{MVA_{SIC}}$$

$$MVA_{SIC} = \frac{MVA_B}{|Z_{pu}|} = \frac{100}{5.938} = 16.8 \text{ MVA}$$

กำลังไฟฟ้าลัดวงจร = 16.8 MVA

PRC - PQG - 02 / 1998

ขั้นตอนที่ 2 การหาค่าอัตราส่วนกำลังไฟฟ้า ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ต่อกำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

$$\begin{aligned}\text{อัตราส่วน} &= \frac{8kVA / kW \times 75kW}{16.8MVA \times 1000} \\ &= 0.0357\end{aligned}$$

อัตราส่วนนี้มีค่าเกิน 0.03 ดังนั้นการต่อมอเตอร์เข้าในระบบจะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนที่ 3

ขั้นตอนที่ 3 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) ค่าอิมพีแดนซ์รวมทางคานาโหนดของจุดต่อร่วม

$$41.667 + j161.367$$

$$16.001 + j26.668$$

$$57.668 + j188.035$$

$$Z_2 = 57.668 + j188.035 \quad \text{pu}$$

$$|Z_2| = 196.679 \quad \text{pu}$$

$$Z_1 + Z_2 = 58.900 + j193.844 \quad \text{pu}$$

$$|Z_1 + Z_2| = 202.595 \quad \text{pu}$$

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

การพิจารณา

- **กรณีที่ 1** ระบบเดิมไม่มีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม จากกราฟในรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งต่อชั่วโมงเท่ากับร้อยละ 4.2 ดังนั้นจึงยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้
- **กรณีที่ 2** หากระบบเดิมมีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมอยู่แล้ว โดยมีค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดร้อยละ 2 และมีอัตราการเกิด 12 ครั้งต่อชั่วโมง

จากกราฟรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งและ 12 ครั้งต่อชั่วโมง เท่ากับร้อยละ 4.2 และร้อยละ 4.5 ตามลำดับ

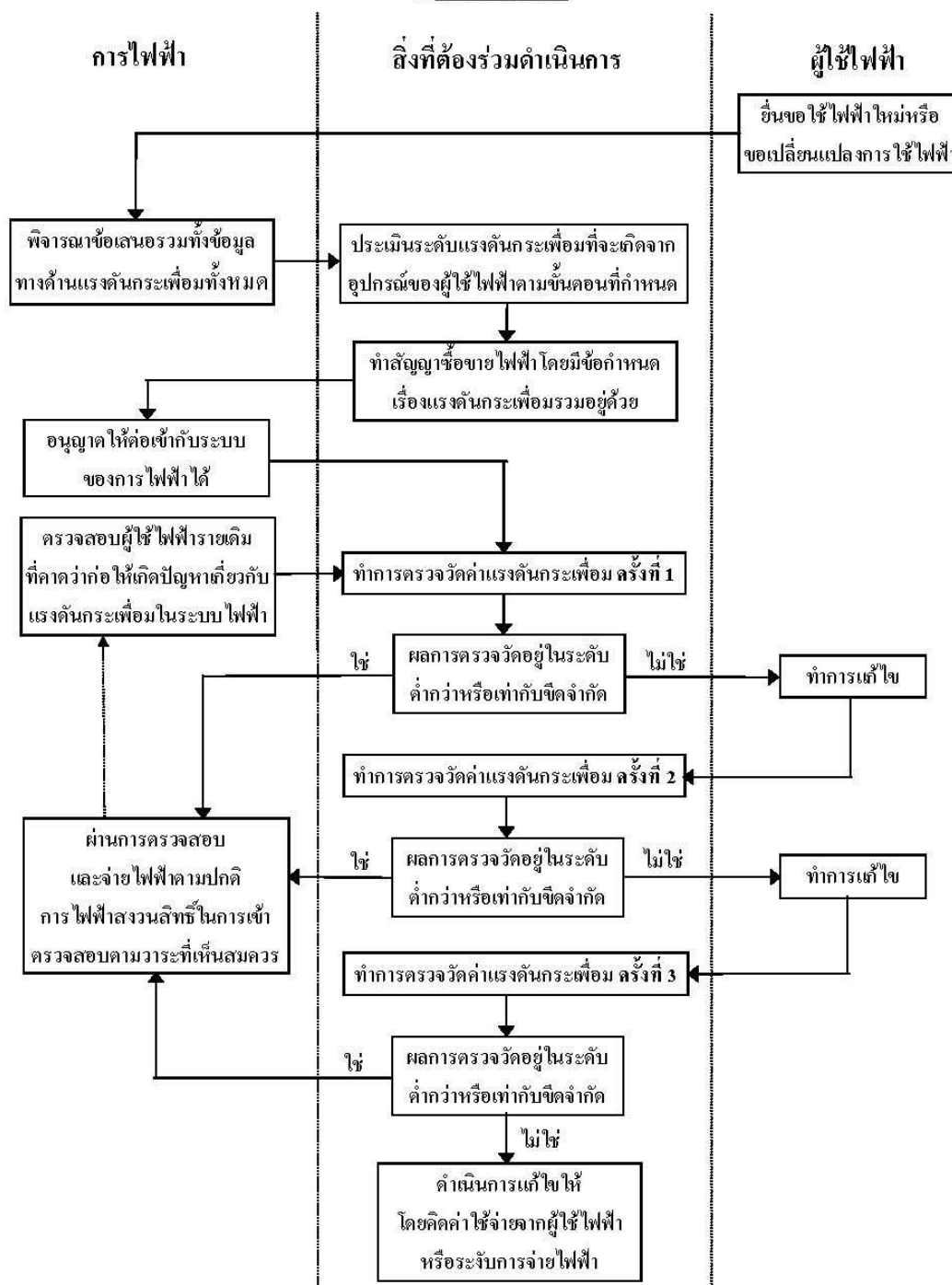
อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นจริง ต่อขนาดของค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งและ 12 ครั้งต่อชั่วโมง มีค่าเท่ากับ $(2.92 / 4.2) = 0.69$ และ $(2 / 4.5) = 0.44$ ตามลำดับ

$$\begin{aligned} \text{จากข้อกำหนดค่า } \sqrt{R_1^m + R_2^m + \dots + R_N^m} \text{ ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 (โดยที่ } m = 2 \text{)} \\ \text{ดังนั้น } \sqrt{R_1^2 + R_2^2 + \dots + R_N^2} = \sqrt{0.69^2 + 0.44^2} \\ = 0.81 \end{aligned}$$

จากผลการตรวจสอบดังกล่าวจึงสามารถยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้

PRC - PQG - 02 / 1998

7. การบังคับใช้



รูปที่ 7-1 Flow Chart แสดงวิธีการบังคับใช้

PRC - PQG - 02 / 1998

7.1 ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟ้ารายใหม่ต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการต่อเข้ากับระบบ ไฟฟ้าแล้ว จะไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระแสเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าฯ ขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้า หากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

7.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 7.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของ อุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและ โหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ

7.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าฯ ตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้น ก่อให้เกิดแรงดัน กระแสเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าว หากผู้ ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าฯ จะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ ใช้ไฟฟ้า หรือองค์การจ่ายไฟฟ้า

PRC - PQG - 02 / 1998

ฉาผนว

ขอแนะนำในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม

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

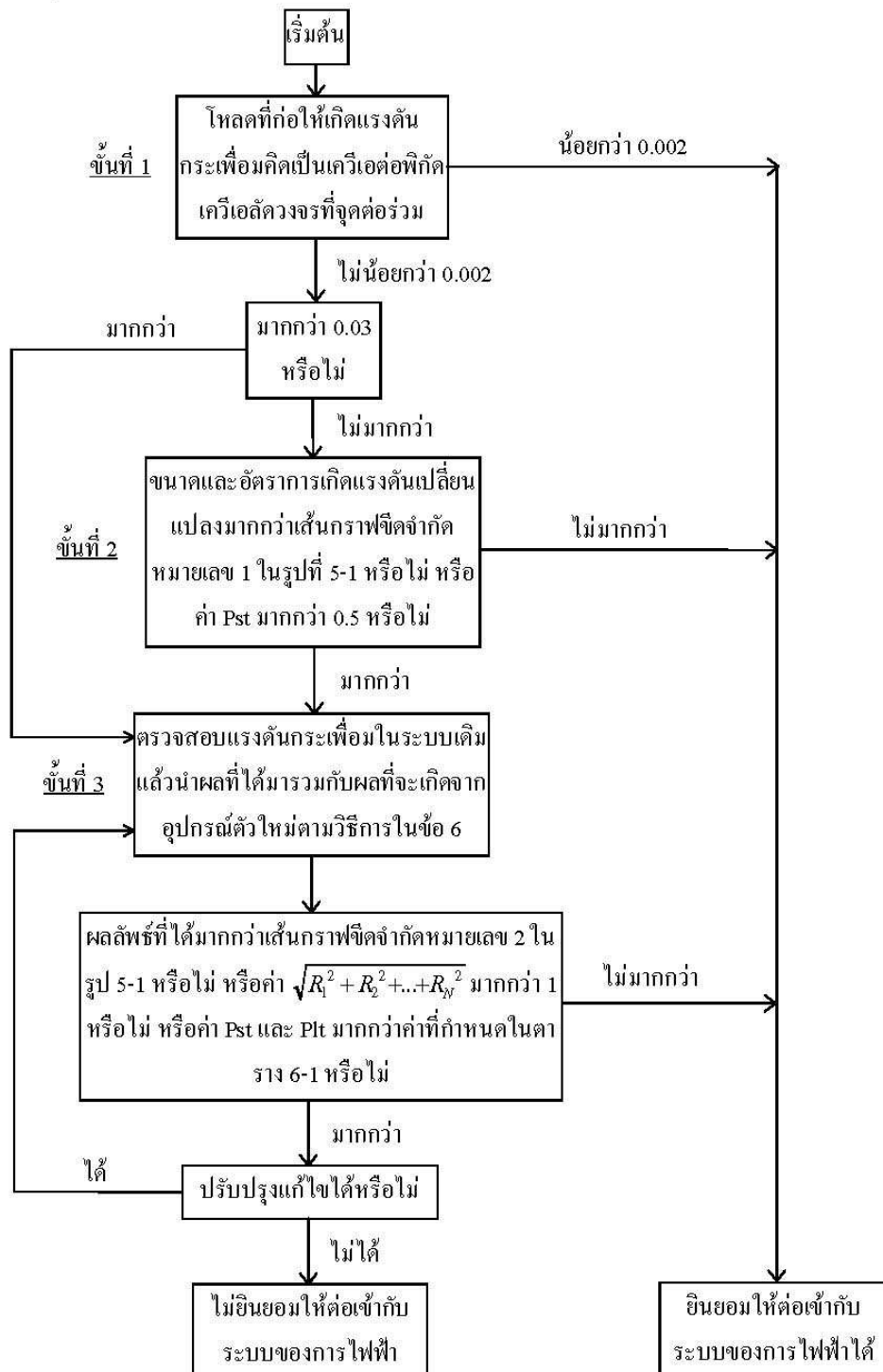
ผ.3 ข้อกำหนดในการวัด

- อุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งเพิ่มของผู้ใช้ไฟเดิม หรืออุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งของผู้ใช้ไฟรายใหม่ ถ้าผลการพิจารณาเบื้องต้นก่อนการติดตั้งใช้งานปรากฏว่าเกินขีดจำกัด (Limit) ในขั้นตอนที่ 2 (Stage 2) แต่ยอมรับได้ในขั้นตอนที่ 3 (Stage 3) ควรจะต้องไปตรวจวัดหลังการติดตั้งใช้งานไปแล้ว 3 ถึง 6 เดือน
- การวัดจะไม่รวมเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น กรณีเกิดฟอลต์ในระบบสายส่งหรือสายจำหน่าย หรือระบบการผลิตขัดข้อง
- ระยะเวลาในการวัดต้องนานพอจนครบวงจร หรือคาบเวลาการเดินเครื่องจักร ปกติ 1 วัน หรือ 1 อาทิตย์ในกรณีที่ เป็น โหลดเตาหลอมไฟฟ้า
- ต้องวัดให้ครบทุกเฟส เพื่อจะได้ทราบว่าเฟสไหนมีความรุนแรงต่างกันอย่างไร
- การวัดในระบบแรงดันสูงผ่านอุปกรณ์แปลงแรงดันให้ตระหนักถึงความสัมพันธ์ของเฟสที่จะวัดว่าสอดคล้องกับเฟสเทียบกับจุดนิวทรัลในระบบแรงดันต่ำหรือไม่ เพราะผลกระทบที่แท้จริงจะเกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทแสงสว่าง ซึ่งจะต่ออยู่ระหว่างสายเฟสกับสายนิวทรัล ดังนั้นในการวัดให้วัดแรงดันระหว่างเฟสกับนิวทรัล

ผ.4 แผนผังลำดับขั้นตอนในการตรวจสอบ

ขั้นตอนการตรวจสอบเบื้องต้นจนกระทั่งการตรวจสอบด้วยวิธีการตรวจวัดแสดงเป็นแผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบ (Flow Diagram) ได้ดังรูปที่ ผ-1

PRC - PQG - 02 / 1998



รูปที่ ผ-1 แผนผังลำดับขั้นตอนการตรวจสอบโพลดที่ก่อให้เกิดแรงดันกระแสเพื่อ

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”

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ของ

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา

CC-I	ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า
CC1-I	บทนำ
CC1.1-I	ในมาตรา 37 พระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ระบุว่า “ผู้ใดสร้างโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตรวมกันสูงกว่ายี่สิบเมกะวัตต์เพื่อใช้เอง หรือที่มีกำลังผลิตรวมกันสูงกว่าหกเมกะวัตต์เพื่อขายพลังงานไฟฟ้าแก่ประชาชน ประสงค์จะเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของตนกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. การไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้องยื่นคำขอและได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ. ก่อน”
CC1.2-I	ดังนั้น ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กับผู้ขอเชื่อมต่อที่ประสงค์จะเชื่อมต่อโรงไฟฟ้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรกเป็นผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา (IPS) รวมทั้งผู้เชื่อมต่อที่เป็น IPS แต่ประสงค์ขยายหรือปรับปรุงกำลังผลิตโรงไฟฟ้า และ/หรือ การขยายหรือปรับปรุงการเชื่อมต่อภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ โดย กฟผ. จะเป็นผู้พิจารณาการเชื่อมต่อ โดยคำนึงถึงความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของการไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งจะมีการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค การออกแบบรายละเอียดเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าโรงไฟฟ้า และมาตรฐานการติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง
CC2-I	วัตถุประสงค์
CC2.1-I	วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ มีดังนี้ (a) เพื่อกำหนดวิธีการที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อระหว่างผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยไม่ทำให้ความมั่นคงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและคุณภาพการให้บริการต่ำกว่ามาตรฐานการให้บริการของ กฟผ. (b) เพื่อกำหนดข้อกำหนดพื้นฐานอย่างชัดเจน ครอบคลุมการพิจารณาการเชื่อมต่อด้านเทคนิคขั้นต่ำในการออกแบบสำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ รวมทั้งรายละเอียดทางเทคนิคของอุปกรณ์ไฟฟ้าและมาตรฐานการติดตั้งที่จุดเชื่อมต่อ เพื่อหลีกเลี่ยงความเสียหายต่อระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผู้ใช้บริการรายอื่นๆ และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. (c) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าขนานกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความปลอดภัย มั่นคงและมีประสิทธิภาพ (d) เพื่อกำหนดมาตรฐานระบบรับส่งข้อมูล ระบบป้องกัน และมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าภายในโรงไฟฟ้าให้ทำงานสอดคล้องตามคุณลักษณะของระบบ กฟผ.

CC3-I คุณลักษณะของระบบ กฟผ.

- CC3.1-I กฟผ. จะดำเนินการเพื่อให้สถานะของระบบ กฟผ. ณ จุดเชื่อมต่อ เป็นไปตามเกณฑ์การปฏิบัติการดังต่อไปนี้ (ขึ้นอยู่กับข้อกำหนด CC3.2-I)
- (a) ความถี่ระบบไฟฟ้า เท่ากับ 50 Hz และจะรักษาค่าในสภาวะปกติให้อยู่ในช่วง 49.5 ถึง 50.5 Hz (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ ค่าความถี่อาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า ± 0.5 Hz)
 - (b) ค่าแรงดันระบบไฟฟ้า เท่ากับ 1.0 p.u. และจะรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในช่วง $\pm 5\%$ ของค่าแรงดันของระบบไฟฟ้า (ยกเว้นกรณีที่มีเหตุผิดปกติ ค่าแรงดันอาจมีความเบี่ยงเบนมากกว่า $\pm 10\%$)
 - (c) ระดับ Harmonic Distortion รวมสูงสุดของระบบไฟฟ้า กฟผ. ภายใต้สภาวะปกติ หรือสภาวะที่มีงาน planned หรือ unplanned outage จะเท่ากับ (ยกเว้นกรณีที่มีการเกิด peak เป็นช่วงระยะเวลาสั้นๆ)

ตารางที่ 1.1 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%)

ตารางที่ 1.2 ค่า Voltage Unbalance ตามระดับแรงดัน

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

- (e) แรงดันกระเพื่อม กฟผ.จะรักษาระดับการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. กับบริเวณที่มีความต้องการไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดแรงดันกระเพื่อมนั้น จะต้องมีความรุนแรงไม่เกินกว่า

ตารางที่ 1.3 ขีดจำกัดสำหรับค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกระพริบระยะยาว (Plt) เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

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

CC3.2-I สภาพการณ์ต่างๆ ที่ยกเว้นในข้อ CC3.1-I อาจเกิดขึ้นในขณะที่ระบบไม่สามารถจัดหา active power และ/หรือ reactive power ได้เพียงพอ หรืออาจมีเหตุการณ์ใดๆ ที่จัดว่าเป็น Significant Incident เกิดขึ้น ในสภาพการณ์ต่างๆ เหล่านี้จะบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ในการรักษาสถานะระบบให้เป็นไปตามเงื่อนไขในข้อ CC3.1-I

(หมายเหตุ :

- Incident หมายถึง เหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดว่าจะเกิดขึ้น และเหตุการณ์นี้ส่งผลให้ กฟผ.ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานต่างๆ ที่ กฟผ. ใช้ในการวางแผนและการดำเนินงานด้านระบบไฟฟ้า หรือเป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ
- Significant Incident หมายถึง Incident ที่ กฟผ. พิจารณาแล้วว่า จะสามารถส่งผลให้ System ทั้งหมดหรือบางส่วน เกิดสถานะไม่ปกติ ไม่ปลอดภัย หรือไม่มีเสถียรภาพ หรือส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บร้ายแรง

กรณี Significant Incident ที่ส่งผลให้บุคคลได้รับบาดเจ็บ แต่ไม่มีผลกระทบต่อ System จะไม่พิจารณาเป็นการบรรเทาภาระผูกพันของ กฟผ. ตามเงื่อนไขในข้อ CC3.2-I นี้)

CC4-I ข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อเข้าระบบ

CC4.1-I การยื่นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อสามารถยื่นคำร้องและข้อเสนอขอเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าแก่ กฟผ. ได้ โดย ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ในการยื่นรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้า (รายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2-I)

ในกรณีที่มีการเชื่อมต่อผ่านระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อมีหน้าที่ส่งเอกสารหลักฐาน/หนังสือรับรองการเชื่อมโยงระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลจุดเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.2-I รายละเอียดข้อมูลที่ใช้ในการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้านเทคนิค

- (a) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า ที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเชิงโครนัส โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลหรือเชื้อเพลิงชีวภาพผลิตไฟฟ้า อาทิเช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซชีวภาพ เชื้อเพลิง ชีวมวล และขยะ เป็นต้น กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.1-I
- (b) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.2-I
- (c) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็นผู้สร้างโรงไฟฟ้า โดยใช้พลังงานลมผลิตไฟฟ้า กำหนดให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลตามสิ่งแนบ CCA2.3-I

ทั้งนี้ เนื่องจากรายละเอียดข้อมูลเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต ดังนั้น กฟผ. อาจต้องการข้อมูลสำคัญเพิ่มเติมที่นอกเหนือจากที่ระบุในสิ่งแนบ โดย กฟผ. จะแจ้งขอให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดส่งรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมมาให้

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และหากส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหาเกี่ยวกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบทั้งหมด หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.3-I การศึกษาระบบไฟฟ้า โดย กฟผ.

เพื่อให้การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าไม่กระทบต่อความมั่นคง ความปลอดภัย และคุณภาพของระบบพลังงาน รวมถึงนโยบายต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง กฟผ. จึงต้องทำการศึกษาระบบไฟฟ้าภายใต้หลักเกณฑ์ต่างๆ ที่ กฟผ. กำหนด เมื่อผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจัดส่งรายละเอียดข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ให้แก่ กฟผ. แล้ว

CC4.4-I หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้า

พิจารณาตามศักยภาพระบบส่งไฟฟ้า (Grid Capacity) ซึ่งครอบคลุมการศึกษาหลัก 2 เรื่อง ดังนี้

- (a) การศึกษาการไหลกำลังไฟฟ้าในภาวะคงตัว (Steady - State Power Flow Study)
- (b) การศึกษาค่ากระแสไฟฟ้าลัดวงจร (Short - Circuit Current Study)

กฟผ. จะทำการศึกษารูปแบบการปรับปรุงระบบไฟฟ้า เพื่อรองรับการเชื่อมต่ออย่างมั่นคง และมีประสิทธิภาพ บนพื้นฐานให้มีการลงทุนต่ำสุด โดยหลังจากการเชื่อมต่อ ระบบส่งไฟฟ้า กฟผ. จะต้องรองรับเกณฑ์ต่างๆ ดังนี้

CC4.4.1-I เกณฑ์ทั่วไป (General Criteria)

กำหนดให้อุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบทุกตัวต้องทำงานอยู่ภายใต้พิกัดปกติที่ภาวะปกติ และทำงานอยู่ภายใต้พิกัดฉุกเฉินเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่มีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งที่ถูกใช้งานอยู่ในระบบแล้วเกิดหลุดออกจากระบบ เช่น สายส่ง 1 วงจร เกิดลัดวงจรแล้วถูกปลดออกจากระบบ เป็นต้น เรียกมาตรฐานความมั่นคงระบบไฟฟ้านี้ว่า “มาตรฐาน N - 1” (N - 1 Contingency)

ในการวางแผนระบบไฟฟ้า กฟผ. ได้กำหนดค่าพิกัดที่ภาวะปกติ และภาวะฉุกเฉินของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าแล้ว ดังนี้

- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะปกติ อยู่ในช่วง 98 ถึง 105 % ของค่าปกติ
- ค่าขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะฉุกเฉิน (N - 1 Contingency) อยู่ในช่วง 92 ถึง 108% ของค่าปกติ (0.92 – 1.08 PU)

โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในภาวะฉุกเฉิน (N - 1) ได้แก่ สายส่ง หม้อแปลง และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

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

โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะปกติเมื่อระบบไฟฟ้า กฟผ. ทำงานที่ภาวะปกติ และรูปแบบของการไหลของกำลังไฟฟ้าในระบบส่งไฟฟ้าที่ภาวะปกติ ควรมีกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟสำรองสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเหลือประมาณ 40 เปอร์เซ็นต์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรทำงานอยู่ภายในขีดจำกัดของกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ ซึ่งขึ้นอยู่กับชนิดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า นอกจากนี้การควบคุมแรงดันสามารถกำหนดได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แท็ปหม้อแปลงไฟฟ้า และการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟ เพื่อให้มีความสูญเสียในระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด

โดยเมื่อมีอุปกรณ์ไฟฟ้าตัวใดตัวหนึ่งหลุดออกจากระบบไฟฟ้า โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้ไม่เกินขีดจำกัดแรงดันที่ภาวะฉุกเฉินได้โดยไม่ต้องมีการแก้ไขระบบ แต่สามารถใช้อุปกรณ์ควบคุมอัตโนมัติแบบทำงานเร็ว รวมทั้งการตัดต่ออุปกรณ์ไฟฟ้ารีแอกทีฟที่ใช้ควบคุมระดับแรงดัน เพื่อรักษาระบบไฟฟ้าไว้ได้

กรณีที่เกิดเหตุการณ์ลัดวงจรในระบบไฟฟ้าภายหลังโรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า กฟผ. จะต้องทำให้ค่ากระแสลัดวงจรที่แต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงไม่เกิน 85 % ของค่าพิกัดของอุปกรณ์ตัดตอน (Circuit Breaker) ต่ำสุดในแต่ละสถานีไฟฟ้าแรงสูงนั้นๆ

CC4.5-I การแจ้งค่าใช้จ่าย

กฟผ. จะแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (เช่น ค่าใช้จ่ายในการขยาย/ปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้า ค่าออกแบบและวิศวกรรม รวมทั้งค่าศึกษาระบบไฟฟ้า เป็นต้น) เพื่อให้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อพิจารณา ก่อนทำสัญญา ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายดังกล่าวทั้งหมด

CC4.6-I การดำเนินการในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.6.1-I ภายหลัง กฟผ. แจ้งอนุญาตให้เชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าพร้อมแจ้งค่าใช้จ่ายในการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ต่างๆ ที่เป็นเงื่อนไขในการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้ครบถ้วนตามที่ กฟผ. กำหนด

CC4.6.2-I กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ในการกำหนดวันเชื่อมต่อ โดยพิจารณาจากความเหมาะสมของแผนงานก่อสร้างระบบ ซึ่งหากไม่แล้วเสร็จตามแผน การเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้าระบบจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC4.7-I การปฏิบัติการก่อนการเริ่มต้นการเชื่อมต่อ

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อทุกรายต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุใน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยผู้เชื่อมต่อต้องแจ้งข้อมูลทางเทคนิคทั่วไปของผู้เชื่อมต่อ และคุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อที่อาจมีผลทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด แก่ กฟผ. ก่อนการเชื่อมต่อ ไม่น้อยกว่า 60 วัน

CC4.7.1-I ข้อมูลทางเทคนิคทั่วไปของผู้เชื่อมต่อ ประกอบด้วย

- (a) ข้อมูลเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จำนวนเครื่อง และ กำลังผลิตแต่ละเครื่อง (MVA, MW, PF)
- (b) ประเภทของโรงไฟฟ้า
- (c) ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า เช่น ประเภทพลังงานหมุนเวียน หรือระบบ Cogeneration
- (d) เชื้อเพลิงหลักที่ใช้ผลิตไฟฟ้า
- (e) เชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ผลิตไฟฟ้า
- (f) จุดเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใกล้ที่สุดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือ กฟผ.
- (g) ปริมาณพลังไฟฟ้าสำรอง (MW)
- (h) การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าหรือระบบไอน้ำ

CC4.7.2-I คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อที่อาจมีผลทำให้ระดับคุณภาพไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด

คุณลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าของลูกค้าของผู้เชื่อมต่อ*

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

* อ้างอิงตามข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์มอนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม โดยให้ปรับเปลี่ยนเกณฑ์ตามการแก้ไขปรับปรุงข้อกำหนดดังกล่าวฉบับล่าสุด

CC5-I ข้อกำหนดอุปกรณ์โรงไฟฟ้า

CC5.1-I อุปกรณ์โรงไฟฟ้า หมายถึง อุปกรณ์และเครื่องจักรต่างๆ ที่โรงไฟฟ้าเป็นเจ้าของ โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า และเป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิต ควบคุม หรือวัดค่าพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ

อุปกรณ์โรงไฟฟ้า จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดตาม CC5-I ดังนี้

CC5.2-I ข้อกำหนดมาตรฐานอุปกรณ์

CC5.2.1-I อุปกรณ์โรงไฟฟ้าทุกรายการจะต้องมีการออกแบบ ผลิต ติดตั้ง ใช้งาน รวมถึงมีการบำรุงรักษาที่สอดคล้องตาม Prudent Utility Practice และต้องสามารถทำงานได้เป็นปกติภายใต้สภาวะเงื่อนไขของระบบ ตามที่กำหนดไว้ใน CC3.1-I

CC5.2.2-I นอกเหนือจากที่ระบุไว้ใน CC5.2.1-I อุปกรณ์โรงไฟฟ้าทุกรายการจะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดและ/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) อุปกรณ์ต่างๆ ต้องถูกออกแบบ ผลิต และทดสอบ จากที่ซึ่งผ่านการรับรองตามข้อกำหนดการรับประกันคุณภาพของ ISO9000 (ในขณะนั้น) หรือข้อกำหนดเทียบเท่าที่ กฟผ. ยอมรับ

CC5.3-I ข้อกำหนดอุปกรณ์สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท

CC5.3.1-I ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องออกแบบ จัดหาและติดตั้งอุปกรณ์โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าได้ตามคุณลักษณะดังนี้

(a) ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องมีอุปกรณ์ควบคุมการทำงานเพื่อป้องกันการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ในขณะที่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้า โดยต้องสามารถควบคุมการทำงานตามความต้องการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า

(b) กฟผ. สงวนสิทธิ์ในการพิจารณาความเหมาะสม ในการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้า ให้กับผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เป็นรายๆ ไป

(c) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างกระแสและแรงดัน (Harmonic Current and Voltage) ที่จุดเชื่อมต่อ เกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ในข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT-PQG-01/2014) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA3-I โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนดกฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

(d) ต้องควบคุมไม่ให้สร้างแรงดันกระเพื่อมที่จุดเชื่อมต่อ เกินกว่าขีดจำกัดตามวิธีการประเมินที่กำหนดไว้ใน ข้อกำหนดกฎเกณฑ์แรงดันกระเพื่อมเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-02/1998) ของคณะกรรมการปรับปรุงความน่าเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ 3 การไฟฟ้า รายละเอียดตาม CCA4-I โดยหากมีการปรับปรุงข้อกำหนด

กฎเกณฑ์ดังกล่าว ให้มีผลบังคับใช้ตามฉบับล่าสุดต่อไป

CC6-I REGISTERED OPERATING CHARACTERISTICS

ข้อมูลการวางแผนด้านปฏิบัติการ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของรายละเอียดข้อมูลการวางแผน ที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ได้จัดส่งให้กับ กฟผ. ตามเงื่อนไข PP จะถูกนำมาพิจารณาทบทวนใหม่ตามความจำเป็น ภายหลังจากที่โรงไฟฟ้าเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยค่าที่ทำการปรับปรุงใหม่จะเรียกว่า Registered Operating Characteristics ซึ่งจะสะท้อนค่าความสามารถจริงของเครื่องสอดคล้องตาม Prudent Practice

CC7-I ข้อกำหนดของจุดเชื่อมต่อระหว่าง กฟผ. กับ โรงไฟฟ้า

CC7.1-I ในการเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้ากับระบบส่งของ กฟผ. จะใช้ circuit breaker ที่มีพิสัยการทนกระแสลัดวงจรสูงกว่าขนาดกระแสลัดวงจรสูงสุด ณ จุดเชื่อมต่อ นั้น โรงไฟฟ้าสามารถขอให้ กฟผ. จัดส่งค่ากระแสลัดวงจร และค่าพิกัด circuit breakers ของ กฟผ. ซึ่งติดตั้งที่ จุดเชื่อมต่อ ในปัจจุบันรวมถึงที่วางแผนในอนาคต ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อ จะต้องไม่เกินกว่า

- (a) 63 kA หรือ 50 kA สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 500 kV และ 230 kV
- (b) 40 kA สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 115 kV และ 69 kV

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

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

CC7.2.2-I Fault Clearing Time

- (a) ค่า Fault Clearing Time สำหรับการเกิดเหตุผิดปกติที่อุปกรณ์โรงไฟฟ้าซึ่งต่อตรงเข้ากับระบบส่งของ กฟผ. หรือ เหตุผิดปกติที่อุปกรณ์ระบบส่งของ 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) ทั้ง โรงไฟฟ้า และ กฟผ. ต้องจัดให้มีระบบป้องกันสำรอง (backup) เพื่อกรณีที่ระบบป้องกันหลัก (primary) ทำงานผิดพลาด ซึ่งระบบป้องกันสำรอง ทั้งสองชุดนี้จะทำงานประสานเพื่อให้สามารถทำการปลดวงจรเป็นลำดับขั้นได้ (discrimination) โดยระบบป้องกันสำรองของโรงไฟฟ้าจะต้องทนต่อกระแสลัดวงจร (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 ซึ่งจะ

ทำให้การทำงานประสานกับระบบป้องกันสำรอง ของ กฟผ.

- (c) circuit breaker ที่ทำหน้าที่ตัดกระแสลัดวงจรซึ่งติดตั้งอยู่ในส่วนของวงจรเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าเข้ากับระบบส่ง กฟผ. ที่จุดเชื่อมต่อใดๆ นั้น จะต้องมีการติดตั้ง circuit breaker failure protection เพิ่ม ในกรณีเหตุการณ์ที่ circuit breaker ทำงานผิดพลาดไม่สามารถตัดกระแสลัดวงจรภายในเวลาที่กำหนด 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-I การจัดเตรียมอุปกรณ์

CC7.3.1-I Metering System

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System) ตามเงื่อนไขที่ระบุใน CCA1-I เพื่อวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ผลิตได้

CC8-I ข้อกำหนดของการวัด การแสดงผลระยะไกล และระบบโทรมาตร

CC8.1-I อุปกรณ์สื่อสารของโรงไฟฟ้า

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ต้องจัดให้มีอุปกรณ์สำหรับบันทึกและสื่อสารข้อมูลการผลิตของโรงไฟฟ้า

APPENDIX

ข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้านอกสัญญา

CCA1-I ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Metering System)

ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้ดำเนินการจัดหาและติดตั้งระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบ รวมทั้งบำรุงรักษาให้ระบบทำงานอย่างถูกต้องตามข้อกำหนดตลอดเวลาที่มีการซื้อขายและ/หรือแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าผ่านจุดเชื่อมต่อ โดยมีรายละเอียดตามข้อกำหนดนี้ ทั้งนี้ตำแหน่งที่ติดตั้งมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าจะต้องสามารถเข้าไปตรวจสอบและอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าได้สะดวก ทั้งนี้ระบบมาตรวัดไฟฟ้า ต้องประกอบด้วย

CCA1.1-I ความต้องการทั่วไป (General Requirement)

- ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขาย ใช้สำหรับวัดพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อขาย หรือไหลผ่าน ณ จุดเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าของ กฟผ. กับระบบไฟฟ้าของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อการซื้อขายของแต่ละวงจร ต้องประกอบด้วย 2 ระบบ เพื่อเป็นการสำรอง ได้แก่ ระบบมาตรวัดหลัก (Main Metering Equipment) และระบบมาตรวัดสำรอง (Backup Metering Equipment)
- ระบบมาตรวัดหลัก และ ระบบมาตรวัดสำรอง ต้องเป็นอิสระต่อกัน
- ต้องไม่มีอุปกรณ์อื่นนอกเหนือจากอุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ติดตั้งอยู่ภายในวงจรของระบบมาตรวัดหลัก
- มาตรวัดพลังงานไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบทุกหน่วย ที่ติดตั้งอยู่ในระบบมาตรวัดหลักและระบบมาตรวัดสำรอง จะต้องรองรับการสื่อสารข้อมูลจากระบบ Software และ Hardware ของระบบโทรมาตรซื้อขายไฟฟ้า กฟผ. (EGAT Automatic Meter Reading (AMR) System) ทั้งนี้มาตรวัดและอุปกรณ์ประกอบ จะต้องได้รับการตรวจสอบและยอมรับ (Approved) จาก กฟผ. ก่อน

CCA1.2-I Instrument Transformers เพื่ออ่านค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้า ส่งไปให้ มาตรวัดหลัก (main energy meter) และ มาตรวัดสำรอง (backup energy meter) ต้องติดตั้งครบทั้งสามเฟสพร้อม Junction Box มีรายละเอียดดังนี้

- หม้อแปลงกระแส (Current Transformer, CT)
 - CT แต่ละหน่วย ต้องประกอบ 2 แกน (2 Cores) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดหลักและมาตรวัดสำรองตามลำดับ
 - 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 ต้องเท่ากับกระแสพิกัดของ มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
 - Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้ใช้งาน Load Impedance (Include Equipment) < Burden

b) หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer, VT)

- ต้องเป็นชนิด Inductive Voltage Transformer แต่ละหน่วย ต้องประกอบด้วย ชุดขดลวด 2 ชุด (2windings) สำหรับวงจรวัดของระบบมาตรวัดหลักและมาตรวัดรองตามลำดับ
- ความแม่นยำของชุดขดลวด VT ทั้ง 2 ชุด ต้องเป็นไปตามที่กำหนดไว้ใน Class 0.2 ของมาตรฐาน IEC 61869 หรือ Accuracy Class 0.3 ของมาตรฐาน ANSI C93.1 หรือ มาตรฐาน IEC , ANSI ที่เทียบเท่ากันซึ่งเป็นฉบับล่าสุดที่ประกาศใช้งาน ณ เวลานั้น
- แรงดันพิกัดทางด้านแรงต่ำของ VT ทั้ง 2 แขน ต้องเท่ากับแรงดันพิกัดของ มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า
- Burden: ต้องมีขนาดที่เหมาะสมกับวงจรระบบมาตรวัดที่ใช้ใช้งาน Load Impedance (Include Equipment) < Burden

CCA1.3-I มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

- a) มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า แต่ละหน่วยต้องเป็นชนิดอิเล็กทรอนิกส์ รองรับการวัดวงจรไฟฟ้าประเภท 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

มาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ต้องสามารถวัดค่า ประมวลผล และบันทึกข้อมูลพลังงานไฟฟ้าแยกตามอัตราค่าไฟฟ้า (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-I Time synchronization

เวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าที่ติดตั้งใช้งานทุกหน่วย จะถูกควบคุม (Synchronize) ให้มีความแม่นยำใกล้เคียงกับเวลามาตรฐานมากที่สุด ทั้งนี้ต้องติดตั้งระบบตั้งเวลาของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า โดยใช้แหล่งเวลามาตรฐานอ้างอิง (Standard Time Source) จากเครื่องรับสัญญาณนาฬิกาหรือเวลาระบบ GPS (Global Positioning System (GPS) Clock Receiver) ที่ติดตั้งไว้บริเวณใกล้เคียงกับมาตรวัดพลังงานไฟฟ้านั้นๆ

CCA1.5-I 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 ซึ่งสามารถเลือกบันทึกได้ทั้งด้านแรงสูงหรือแรง

ต่ำ (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) การบันทึกข้อมูลข้างต้น จะต้องได้รับการตรวจสอบยอมรับจาก กฟผ. ก่อน ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจว่า มีข้อมูลเหมาะสมและเพียงพอต่อการใช้งานสำหรับบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

CCA1.6-I Loss-of Potential Alarm

แต่ละวงจรการวัดของมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า ต้องมี loss of potential alarm ไว้สำหรับติดตามความพร้อมและศักยภาพในการทำงานของตัววงจร

CCA1.7-I Test Switches

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

CCA1.8-I Power Supply for Metering Equipment

โรงไฟฟ้าต้องจัดเตรียมแหล่งจ่ายไฟเสริม (auxiliary power supply) ที่มั่นคงน่าเชื่อถือและเพียงพอสำหรับอุปกรณ์ในระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้มั่นใจว่ามาตรวัดพลังงานไฟฟ้าทุกตัวจะทำงานได้อย่างถูกต้องในทุกช่วงเวลา

Check Sheet ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า

ประเภท SPP Firm : ระดับแรงดัน KV

ชื่อบริษัท
ที่อยู่ เลขที่.....หมู่.....ถนน.....ตำบล/แขวง.....
อำเภอ/เขต.....จังหวัด.....รหัสไปรษณีย์.....
โทรศัพท์โทรสาร

1. ข้อกำหนดอุปกรณ์ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Revenue Meter) :

- ☐ Main Meter : จำนวน.....ชุด
ยี่ห้อ.....รุ่น.....
- ☐ Backup Meter :จำนวน.....ชุด
ยี่ห้อ.....รุ่น.....
- ☐ เป็นชนิด 3 Phase 4 Wires High Precision Energy Meter
Accuracy Class :
 - ☐ 0.2S (ศูนย์จุดสองเอส) สำหรับ kWh
 - ☐ 0.5 (ศูนย์จุดห้า) สำหรับ kvarh
 - ☐ สามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง Import, Export (kWh & kvarh)
- ☐ มีคุณสมบัติเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 62053-22 หรือเทียบได้ไม่ต่ำกว่านี้
- ☐ มี Communication port สำหรับสื่อสารข้อมูล
 - ☐ LAN
 - ☐ RS485/232

2. Remote Meter Reading : ติดตั้ง และดำเนินการให้สามารถ เก็บบันทึก พิมพ์ และรับส่งข้อมูลซื้อขายพลังงานไฟฟ้ากับส่วนกลาง กฟผ. ได้

- 2.1 Modem, 3G, 4G Modem ยี่ห้อ..... รุ่น.....
ชนิด ☐ Internal ☐ External
- 2.2 เลขหมายโทรศัพท์พร้อมระบบป้องกัน Surge สำหรับ Modem ที่ผ่านการตรวจสอบจาก กฟผ.
☐ Main Meter..... ☐ Backup Meter.....
- 2.3 LAN IP address :
☐ Main Meter..... ☐ Backup Meter.....

3. ระบบ Power Supply : เป็นระบบจ่าย (Power Supply) สำหรับระบบมาตรวัดมีระบบที่สามารถป้องกันไม่ให้ระบบมาตรวัดหยุดทำงานขณะจ่ายไฟ และสามารถสำรองไฟฟ้าได้กรณี Power Supply หลักขัดข้อง

- ระบบจ่าย (Power Supply) ที่มีคือ
- ☐ Main Power Supply (Voltage DC)
 - ☐ Backup Power Supply (Voltage AC)

4. ข้อกำหนดอุปกรณ์ประกอบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้า (Instrument Transformer)

4.1 Current transformer (CT) :

- ☐ แยก Secondary core สำหรับ Main / Back up Revenue Meter
- ☐ CT ratio จะต้องกำหนดให้เหมาะสมกับ Max. Demand ที่เสนอขาย
Max. Demand.....MW.
CT. ratio.....
- Accuracy Class =..... (ตาม IEC 61869)
- Burden =.....VA
- ☐ ติดตั้งครบทั้งสามเฟส
- ☐ Cable Size : มีความพอเพียงตาม Burden ขนาด.....mm²
- ☐ ขดลวดชุดที่ใช้กับระบบมาตรวัดหลักต้องไม่ต่อร่วมกับอุปกรณ์อื่นที่ไม่เกี่ยวข้องกับการวัด
ซื้อขายไฟฟ้า

4.2 Inductive Voltage Transformer / Voltage Transformer (IVT / VT) :

- Accuracy Class =.....(ตาม IEC 61869)
- Ratio =.....
- Burden =..... VA
- ☐ ต่อแยก MCB ขนาดเหมาะสมที่ต้นทางสำหรับ Main / Back up Meter
- ☐ ติดตั้งครบทั้งสามเฟส
- ☐ Cable Size : มีความพอเพียงตาม Burden ขนาด.....mm²
- ☐ ขดลวดชุดที่ใช้กับระบบมาตรวัดหลักต้องไม่ต่อร่วมกับอุปกรณ์อื่นที่ไม่เกี่ยวข้องกับการวัด
ซื้อขายไฟฟ้า

4.3 มี Contact Alarm Loss of Potential : สำหรับ Revenue Meter

- ☐ Main Meter Circuit
- ☐ Back up Meter Circuit

4.4 Junction Box :

- ☐ Schematic Diagram ของ Junction Box : for CT & VT /CVT
- ☐ Wiring Diagram ของ Junction Box : for CT & VT /CVT
- ☐ รายละเอียดของอุปกรณ์ใน Junction Box

	Terminals	MCB	อื่นๆ.....
ยี่ห้อ			
รุ่น/ขนาด			

4.5 Test Switch :

- ☐ รายละเอียดของอุปกรณ์ เช่น ยี่ห้อ,รุ่น, specification, Schematic ของ Test Switch
- ☐ ยี่ห้อ.....
- ☐ รุ่น.....

4.6 ติดตั้ง Software เรียกอ่านข้อมูลเพื่อการซื้อขายไฟฟ้า :

- ☐ มีการติดตั้ง Software เรียกอ่านจากตัวมาตรวัด : ชื่อ Software/Version.....

5. ระบบมาตรวัดพลังงานไฟฟ้าสำหรับ Generator Unit : (สำหรับ SPP Firm เพื่อตรวจสอบการปฏิบัติตามสัญญา)

Generator Unit Meter (ติดตั้งเฉพาะ Main) จำนวน.....ชุด

ยี่ห้อ.....รุ่น.....

- ☐ เป็นชนิด High Precision Energy Meter 3 Phase 4 Wires
- ☐ Accuracy Class 0.2S (ศูนย์จุดสองเอส) สำหรับ kWh
- ☐ Accuracy Class 0.5 (ศูนย์จุดห้า) สำหรับ kvarh
- ☐ สามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง Import , Export (kWh& kvarh)
- ☐ มีคุณสมบัติเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 62053-22 หรือเทียบได้ไม่ต่ำกว่านี้
- ☐ มี Communication port และระบบสื่อสารข้อมูลและส่งข้อมูลพลังงานไฟฟ้ากับส่วนกลาง กฟผ. ได้

6. รายการเอกสารประกอบการพิจารณา : ที่ส่งมาด้วย จำนวน.....แผ่น

- ☐ Specification of Revenue Meters:
- ☐ Specification of Current transformer :
 - ☐ Name Plate
 - ☐ Technical Specification
 - ☐ Instruction Manual
 - ☐ Factory Test Reports
- ☐ Specification of Inductive Voltage Transformer/Voltage Transformer :
 - ☐ Name Plate
 - ☐ Technical Specification
 - ☐ Instruction Manual
 - ☐ Factory Test Reports
- ☐ Drawing : ที่ส่งให้ กฟผ. เป็น
 - ☐ พิมพ์เป็น Hard Copy
 - ☐ เป็น CAD File
 - ☐ Drawing : ประกอบด้วย
 - ☐ แผนที่ที่ตั้งโรงไฟฟ้า
 - ☐ Single or Three Line Diagram ของโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบจ่ายไฟฟ้าหลัก
 - ☐ Schematic Diagram ของ Metering System
 - ☐ Wiring Diagram ของ Metering System
 - ☐ อื่นๆ ที่จำเป็นในการประกอบการพิจารณา ระบบ Metering

Junction Box :

- ☐ Schematic Diagram ของ Junction Box : for CT & VT
- ☐ Wiring Diagram ของ Junction Box : for CT & VT
- ☐ รายละเอียดของอุปกรณ์ใน Junction Box เช่น ยี่ห้อ,รุ่น Terminals,MCB เป็นต้น
- ☐ ยี่ห้อ.....
- ☐ รุ่น.....

ชื่อผู้กรอกข้อมูล วัน เดือน ปี ที่กรอกข้อมูล.....
โทร.....

CCA2-I: ข้อมูลในการขอเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

ข้อมูลผู้ขอเชื่อมต่อ

1. ชื่อเต็มของผู้ขอ (บริษัท)

2. ที่อยู่ของผู้ขอ หรือในกรณีของบริษัท ให้ใช้ที่อยู่ของที่ตั้งของสำนักงานที่จดทะเบียนแล้ว หรือ
สำนักงานใหญ่

3. หมายเลขโทรศัพท์

4. หมายเลขโทรสาร

5. ชื่อผู้ติดต่อ

6. ที่อยู่ของผู้ติดต่อ (หากต่างจากข้อ 2)

ข้อมูลเพื่อประกอบการพิจารณา

กำหนด เดือน / ปี การเชื่อมต่อ : _____

วันเริ่มต้นส่งกระแสไฟฟ้า เดือน/ปี : _____

กำลังการผลิตสูงสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW / MVar) : _____

กำลังการผลิตปกติที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW / MVar) : _____

กำลังการผลิตน้อยสุดที่จ่ายเข้าระบบส่ง (MW / MVar) : _____

ความต้องการพลังไฟฟ้าสำรอง ที่ขอใช้จากการไฟฟ้า (MW / MVar) : _____

จำนวนวงจรที่ต้องการต่อเชื่อม (ความน่าเชื่อถือได้) : _____

แผนที่และแผนภูมิของโรงไฟฟ้า (Map and Diagrams) :

- แผนที่หรือแผนผังแสดงที่ตั้งของโรงไฟฟ้า พร้อมทั้งค่าพิกัด latitude และ longitude ของ Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า
- สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจุดเชื่อมต่อเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้า รวมถึงแผนที่การเชื่อมโยงเบื้องต้นจาก Switchyard หน้าโรงไฟฟ้า ถึง สถานีไฟฟ้าแรงสูง กฟผ. และระยะทางตามแนวสายไฟฟ้า
- 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

CCA2.1-I: ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส)

Generator Data

Number of generators : _____

Total installed capacity (MW) : _____

Total contacted capacity (MW) : _____

	1 st Unit (or 1 st Type)	2 nd Unit (or 2 nd Type)	3 rd Unit (or 3 rd Type)
Plant type: TH, CC, CHP, GT, Hydro, Biomass, Biogas	_____	_____	_____
Unit type:	_____	_____	_____
Number of generators classified by unit type:	_____	_____	_____
Installed capacity (MW)	_____	_____	_____
Contracted capacity (MW)	_____	_____	_____
Continuous operating capacity (MW)	_____	_____	_____
Nominal MVA of each generator (MVA)	_____	_____	_____
Nominal Voltage of each generator (kV)	_____	_____	_____
Lagging power factor	_____	_____	_____
Leading power factor	_____	_____	_____

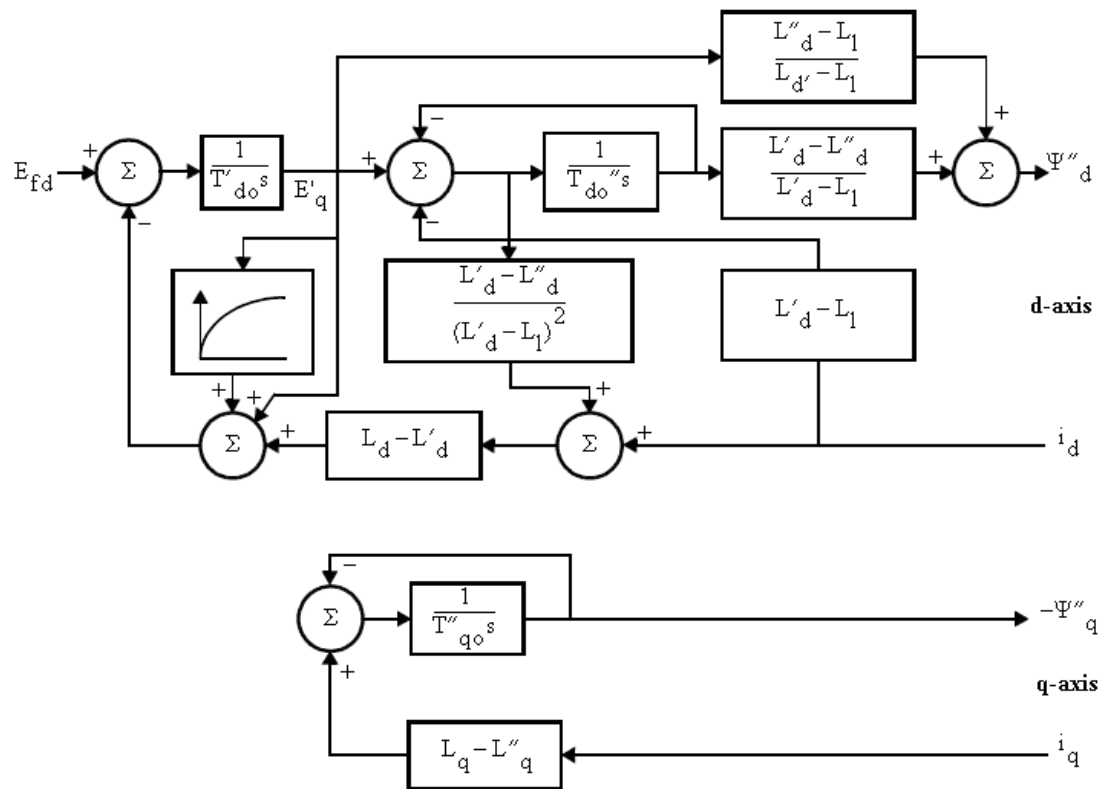
Generator Data For Power System Study

- 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.

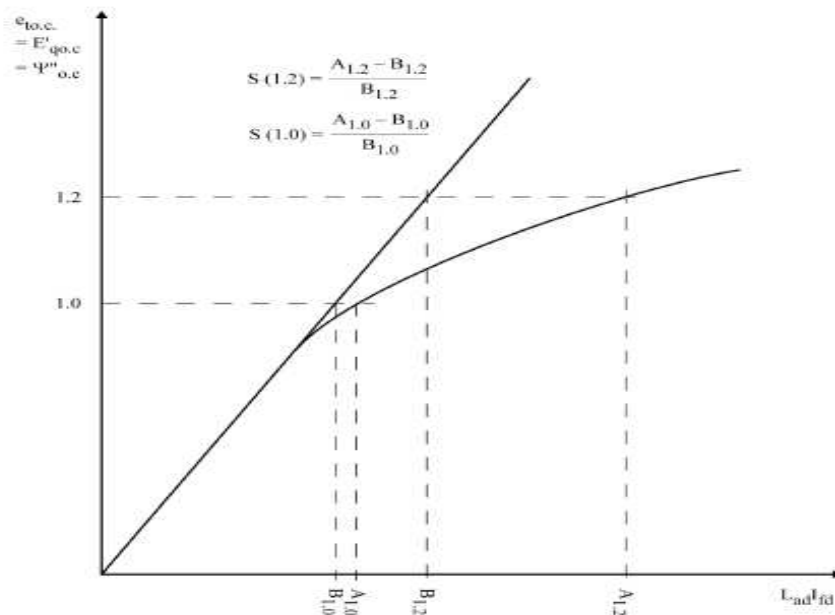
	1 st Unit (or 1 st Type)	2 nd Unit (or 2 nd Type)	3 rd Unit (or 3 rd Type)
X_d – Generator Direct Axis Positive Phase Sequence Synchronous Reactance * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X_q – Generator Quadrature Axis Positive Phase Sequence Synchronous Reactance § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X'_d – Generator Direct Axis Transient Reactance (Unsaturated) * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X'_{ds} – Generator Direct Axis Transient Reactance (Saturated) * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X'_q – Generator Quadrature Axis Transient Reactance (Unsaturated) § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X'_{qs} – Generator Quadrature Axis Transient Reactance (Saturated) § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X''_d – Generator Direct Axis Sub-transient Reactance (Unsaturated) * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X''_{ds} – Generator Direct Axis Sub-transient Reactance (Saturated) * : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X''_q – Generator Quadrature Axis Sub-transient Reactance (Unsaturated) § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X''_{qs} – Generator Quadrature Axis Sub-transient Reactance (Saturated) § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
X_l – Amature leakage reactance § : (pu machine MVA base)	_____	_____	_____
T'_{do} – Generator direct axis transient Open circuit time constant § : (Sec)	_____	_____	_____

T''_{do} – Generator direct axis subtransient Open circuit time constant § : (Sec)	_____	_____	_____
T'_{qo} – Generator quadrature axis transient Open circuit time constant § : (Sec)	_____	_____	_____
T''_{qo} – Generator quadrature axis subtransient Open circuit time constant § : (Sec)	_____	_____	_____
H – Inertia of complete turbo-generator * : (MW-Sec/MVA)	_____	_____	_____
Saturation factor at 1.0 per unit terminal voltage § :	_____	_____	_____
Saturation factor at 1.2 per unit terminal voltage § :	_____	_____	_____

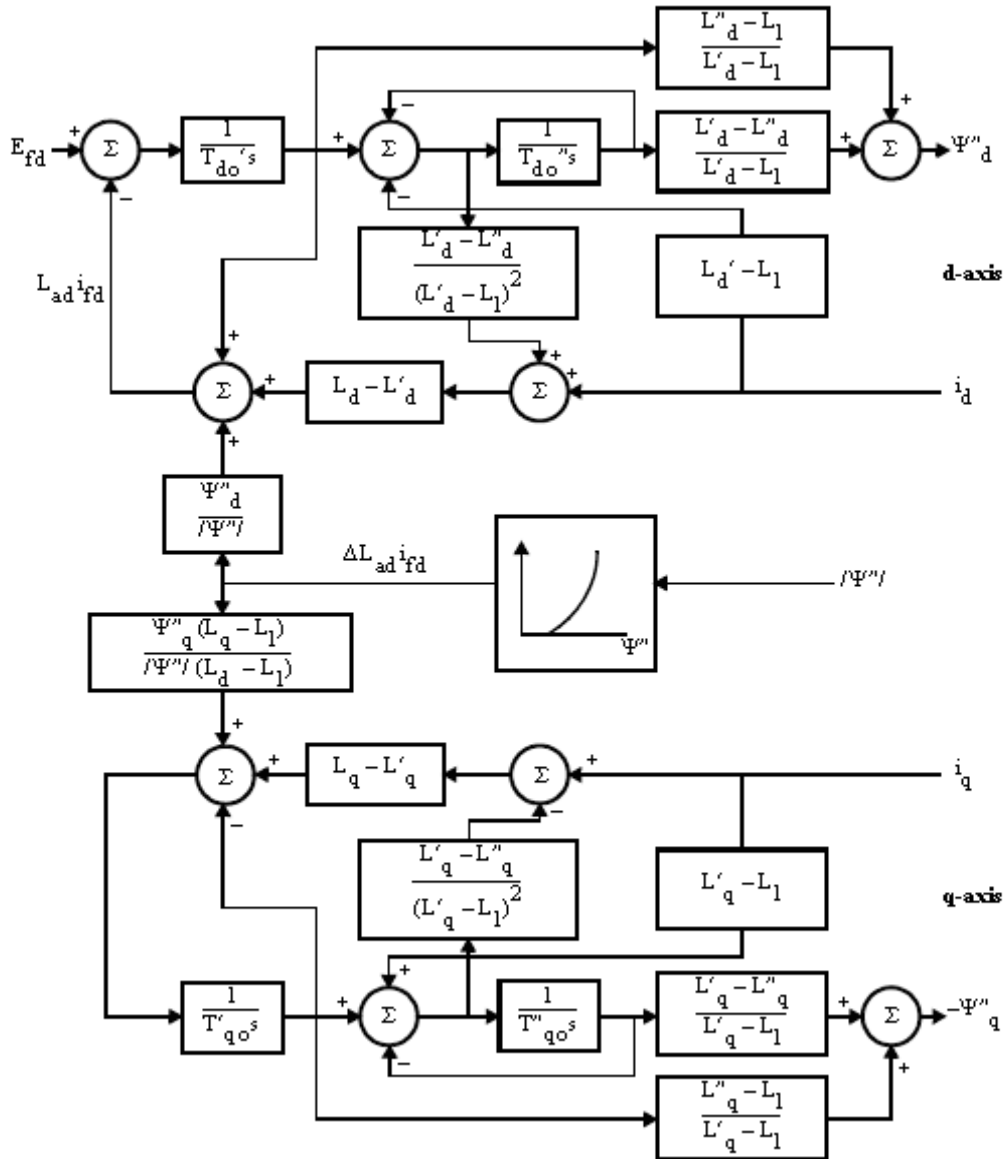
แบบจำลอง Generator / Excitation System / Governor
GENERATOR Model



ตัวอย่าง Salient Pole Generator Model

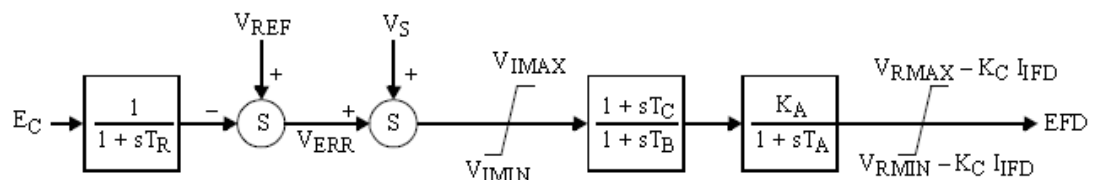


Saturation Factor (S) for Generator Data



ตัวอย่าง Round Rotor Generator Model

EXCITATION SYSTEM Model



$$V_S = V_{OTHSG} + V_{UEL} + V_{OEL}$$

ตัวอย่าง IEEE Type AC4 Excitation System Model

CONs	#	Value	Description
J			T_R
J+1			V_{IMAX}
J+2			V_{IMIN}
J+3			T_C
J+4			T_B (sec)
J+5			K_A
J+6			T_A
J+7			V_{RMAX}
J+8			V_{RMIN}
J+9			K_C

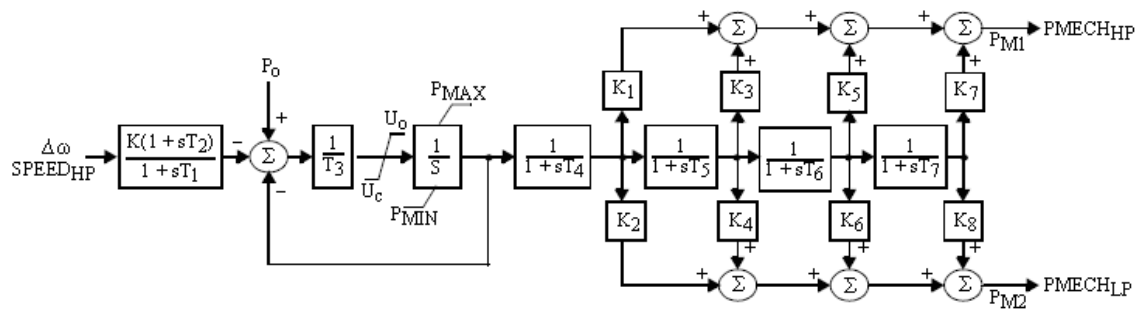
ตัวอย่าง IEEE Type AC4 Excitation System Parameters

แบบจำลอง Excitation System ที่มีใช้ในโปรแกรม PSS/E :

ESAC1A	1992 IEEE type AC1A excitation system model.
ESAC2A	1992 IEEE type AC2A excitation system model.
ESAC3A	1992 IEEE type AC3A excitation system model.
ESAC4A	1992 IEEE type AC4A excitation system model.
ESAC5A	1992 IEEE type AC5A excitation system model.
ESAC6A	1992 IEEE type AC6A excitation system model.
ESAC8B	Basler DECS model.
ESDC1A	1992 IEEE type DC1A excitation system model.
ESDC2A	1992 IEEE type DC2A excitation system model.
ESST1A	1992 IEEE type ST1A excitation system model.
ESST2A	1992 IEEE type ST2A excitation system model.
ESST3A	1992 IEEE type ST3A excitation system model.
ESST4B	IEEE type ST4B potential or compounded source-controlled rectifier exciter.
EX2000	EX2000 Excitation System.
EXAC1	1981 IEEE type AC1 excitation system model.
EXAC1A	Modified type AC1 excitation system model.
EXAC2	1981 IEEE type AC2 excitation system model.
EXAC3	1981 IEEE type AC3 excitation system model.
EXAC4	1981 IEEE type AC4 excitation system model.
EXBAS	Basler static voltage regulator feeding dc or ac rotating exciter model.
EXDC2	1981 IEEE type DC2 excitation system model.
EXELI	Static PI transformer fed excitation system model.
EXPIC1	Proportional/integral excitation system model.
EXST1	1981 IEEE type ST1 excitation system model.
EXST2	1981 IEEE type ST2 excitation system model.

EXST2A	Modified 1981 IEEE type ST2 excitation system model.
EXST3	1981 IEEE type ST3 excitation system model.
IEEET1	1968 IEEE type 1 excitation system model.
IEEET2	1968 IEEE type 2 excitation system model.
IEEET3	1968 IEEE type 3 excitation system model.
IEEET4	1968 IEEE type 4 excitation system model.
IEEET5	Modified 1968 IEEE type 4 excitation system model.
IEEEX1	1979 IEEE type 1 excitation system model and 1981 IEEE type DC1 model.
IEEEX2	1979 IEEE type 2 excitation system model.
IEEEX3	1979 IEEE type 3 excitation system model.
IEEEX4	1979 IEEE type 4 excitation system, 1981 IEEE type DC3 and 1992 IEEE type DC3A models.
IEET1A	Modified 1968 IEEE type 1 excitation system model.
IEET1B	Modified 1968 IEEE type 1 excitation system model.
IEET5A	Modified 1968 IEEE type 4 excitation system model.
IEEX2A	1979 IEEE type 2A excitation system model.
SCRX	Bus or solid fed SCR bridge excitation system model.
SEXS	Simplified excitation system model.
URST5T	IEEE proposed type ST5B excitation system.
BBSEX1	Brown-Boveri static excitation system model.
BUDCZT	Czech proportional/integral excitation system model.
CELIN	ELIN brushless excitation system model.
EMAC1T	AEP Rockport excitation system model.
ESURRY	Modified IEEE Type AC1A excitation model.
EXNEBB	Bus or solid fed SCR bridge excitation system model type NEBB (NVE).
EXNI	Bus or solid fed SCR bridge excitation system model type NI (NVE).
IVOEX	IVO excitation system model.
OEX12T	Ontario Hydro IEEE Type ST1 excitation system with continuous and bang bang terminal voltage limiter.
OEX3T	Ontario Hydro IEEE Type ST1 excitation system with semicontinuous and acting terminal voltage limiter.
REXSYS	General purpose rotating excitation system model.
REXSY1	General purpose rotating excitation system model.
URHIDT	High dam excitation system model.

GOVERNOR Model



ตัวอย่าง IEEE Type 1 Speed Governor Model

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

ตัวอย่าง IEEE Type 1 Speed Governor Parameters

แบบจำลอง Turbine Governor ที่มีใช้ในโปรแกรม PSS/E :

- CRCMGV Cross compound turbine-governor model.
- DEGOV Woodward diesel governor model.
- DEGOV1 Woodward diesel governor model.
- GAST Gas turbine-governor model.
- GAST2A Gas turbine-governor model.

GASTWD	Gas turbine-governor model.
GGOV1	GE general purpose turbine-governor model.
HYGOV	Hydro turbine-governor model.
IEEEG1	1981 IEEE type 1 turbine-governor model.
IEEEG2	1981 IEEE type 2 turbine-governor model.
IEEEG3	1981 IEEE type 3 turbine-governor model.
IEESGO	1973 IEEE standard turbine-governor model.
PIDGOV	Hydro turbine and governor model.
SHAF25	Torsional-elastic shaft model for 25 masses.
TGOV1	Steam turbine-governor model.
TGOV2	Steam turbine-governor model with fast valving.
TGOV3	Modified IEEE type 1 turbine-governor model with fast valving.
TGOV5	Modified IEEE type 1 turbine-governor model with boiler controls.
WEHGOV	Woodward electronic hydro governor model.
WESGOV	Westinghouse digital governor for gas turbine.
WPIDHY	Woodward P.I.D. hydro governor model.
BBGOV1	Brown-Boveri turbine-governor model.
HYGOV2	Hydro turbine-governor model.
IVOGO	IVO turbine-governor model.
TURCZT	Czech hydro or steam turbine-governor model.
URCSCT	Combined cycle, single shaft turbine-governor model.
URGS3T	WECC gas turbine governor model.
WSHYDD	WECC double derivative hydro governor model.
WSHYGP	WECC GP hydro governor plus turbine model.
WSIEG1	WECC modified 1981 IEEE type 1 turbine-governor model.
HYGOVM	Hydro turbine-governor lumped parameter model.
HYGOVT	Hydro turbine-governor traveling wave model.
TGOV4	Modified IEEE type 1 speed governing model with PLU and EVA.
TWDM1T	Tail water depression hydro governor model 1.
TWDM2T	Tail water depression hydro governor model 2.

CCA2.2-I: ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์)

Requested Model Data of Photovoltaic (PV) Power Station for Power System Study

INTRODUCTION

Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) now uses the DlgSILENT 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 *PV power generators*. *EGAT* then requires *PV Power Stations* greater than 5 MW to provide specially written models and associated data parameters specific to the *PV power generators* and any associated controls and reactive compensation equipment to be used in the applicant's *PV Power Station* scheme.

PV POWER GENERATOR DYNAMIC MODELS

Requirement to provide dynamic models

For each *PV Power Station* the unencrypted dynamic models for the DlgSILENT PowerFactory software appropriate for each *PV power generator* shall be provided. In addition, all relevant data and parameters must be provided for each model.

These computer models for *PV power generators* (based on a mathematical representation of the dynamic behaviors of the equipments) 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 *Solar Intensity* fluctuations. The models must take account of the inherent characteristics of the PV panels and the actions of the control systems of *PV power generators*.

Computer environment

The models must run on the DlgSILENT 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 *PV Power Station* ensures that such updated models shall be provided without undue delay.

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 Photovoltaic model of the *PV panel*;
- b) The DC Busbar and Capacitor Model;

- c) PQ controller model;
- d) Active Power Reduction model;

Model aggregation

For computational reasons, it is essential that the dynamic models of individual *PV power generators* can be aggregated into a smaller number of models, each representing a number of *PV power generators* at the same site. A representation of the collector network can be included in the aggregate model of the *PV Power Station*.

Model Documentation

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

- Description of the equipment that is modeled at a level that reveals the aspects of the equipment that are and are not described by the model.
- 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, flow charts, 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 documentation of the model must be sufficient to permit the implementation of the model in the simulation software. This may require that part of the documentation of the model be in the form of ‘code snippets’, however it is not anticipated that complete code of a model should 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 PV Power Station has to comply with any such request without delay. Where the PV Power Station 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 can-not 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 Solar intensity fluctuation.

For the purposes of model validation the PV Power Station 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 PV Power Station, appropriate tests shall be carried out and measurements taken at the PV Power Station to assess the validity of the DIgSILENT PowerFactory model. The tests and measurements required shall be agreed with EGAT.

The PV Power Station 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 PV power generator under laboratory conditions and/or actual observed behavior of the real PV power generator 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 PV Power Station shall provide the revised unencrypted model whose behavior corresponds to the observed on-site behavior as soon as reasonably practicable.

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)	_____	_____	_____	
Number of conductors per circuit	_____	_____	_____	Extending Table as appropriate
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
- Nominal 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): _____ / _____ / _____
- Nominal 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 DlgSILENT PowerFactory software

CCA2.3-I: ข้อมูลสมรรถนะของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม)

Required Data and Computer Dynamic Model of Wind Turbine Generators

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 *Wind Turbine Generators*. *EGAT* then requires *Wind Farm Power Stations* greater than 5 MW to provide specially written models and associated data parameters specific to the *Wind Turbine Generators* and any associated controls and reactive compensation equipment to be used in the applicant's *Wind Farm Power Station* scheme.

WIND TURBINE GENERATOR DYNAMIC MODELS

Requirement to provide dynamic models

For each *Wind Farm Power Station* the unencrypted dynamic models for the DigSILENT Power-Factory software appropriate for each *Wind Turbine Generator* shall be provided. In addition, all relevant data and parameters must be provided for each model.

These computer models for *Wind Turbine Generators* (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*, *Pitch Angle*, etc. vary as the factors such as the *Voltage* at the *Connection Point* changes or *Wind Speed* changes. The models must take account of the inherent characteristics of the machines and the actions of the control systems of *Wind Turbine Generators*.

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 *Wind Farm Power Station* ensures that such updated models shall be provided without undue delay.

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.

Model aggregation

For computational reasons, it is essential that the dynamic models of individual *Wind Turbine Generators* can be aggregated into a smaller number of models, each representing a number of *Wind Turbine Generators* at the same site. A representation of the collector network can be included in the aggregate model of the *Wind Farm Power Station*.

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 DlgSILENT 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 *Wind Farm Power Station* has to comply with any such request without delay. Where the *Wind Farm Power Station* 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 can-not 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 wind velocity.

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

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

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

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 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 Table as appropriate
Type of insulation				
Charging capacitance (micro F/km)				
Charging current (Amp/km)				
Positive sequence resistance (R1:Ohm/km)				
Positive sequence reactance (X1:Ohm/km)				

Grid connected transformer

This is the transformer that is connected the *Wind Farm Power Station* site with the Distribution /Transmission System (equivalent to the Generator Transformer of a conventional power station). Data is required for this transformer as follows:

Number of windings	_____	
Vector Groups (HV / LV)	_____	
Rated current of each winding (HV / LV)	_____	Amps
Transformer rating	_____	MVA or kVA
Transformer voltage ratio (HV / LV)	_____	kV
Transformer impedances ¹	_____	% on rating MVA base
X/R ratio	_____	
Transformer zero sequence impedance	_____	% on rating MVA base
Neutral earthing resistance & reactance	_____	Ohms

¹ For Three Winding Transformers the HV/LV1, HV/LV2 and LV1/LV2 impedances together with associated bases shall be provided.

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.

CCA2.4-I: ข้อมูลหม้อแปลงและสายส่งสำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (สำหรับโรงไฟฟ้าทุกประเภท)

Generator transformer / Distribution transformer / Transmission line

		Generator Transformer			
Transformer Name:		Substation :			
Manufacturing By:					
No.Phase					
Connection (vector group)					
No.Winding					
Frequency (Hz.)					
KVA.Rating					
Nominal Voltage (kV)					
H.V.Winding					
L.V.Winding					
T.V.Winding					
	Max.Tap	Rated Tap	Min.Tap	(At Base MVA)	
% Impedance Voltage					
HV.to LV.					
HV.to TV.					
LV.to TV.					
Load Tap-Changing					
Tap-Changing Type		☐ On Load Tap	☐ Off Load Tap		
Load Tap Change At		☐ High Volt	☐ Low Volt		
At Tap No.		Maximum Voltage (v.)			
At Tap No.		Normal Voltage (v.)			
At Tap No.		Minimum Voltage (v.)			
At Tap No.		(For Normal Operation)			

Neutral Grounding

Neutral Grounding :	☐ SOLID	☐ UNGROUND
Neutral Grounding Equipment :	☐ HAVE	☐ NONE
Neutral Grounding Type :	☐ RESISTER	☐ REACTOR
Connected AT :	☐ HIGH SIDE	☐ LOW SIDE
Size(OHMS) :		
Voltage Rated (V.) :		
Current Rated (A.) :		

Reference Data From : _____

Distribution transformer

Number of distribution transformer : _____

Nominal MVA for transformer (MVA) : _____

Nominal Voltage of each transformer (kV) HV / LV : _____

% Impedance for two-windings transformer (at rated MVA base) : _____

HV / LV 1 HV / LV 2 HV / LV 3

% Impedance for three-windings transformer

(at rated MVA base) :

Transmission line

The length of the transmission line from distribution transformer to
connection point. (km)

Nominal Voltage of transmission line (kV)

Conductor Type

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

คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

ความต้องการใช้ไฟฟ้า

สถานีไฟฟ้า	Peak Load (xx:xx-21.00 น.)		Day Load (xx:xx-xx.00 น.)		Light Load (xx:xx-xx.00 น.)	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr

กำลังผลิตไฟฟ้า

เครื่องกำเนิด ไฟฟ้า	Peak Load (xx:xx-21.00 น.)		Day Load (xx:xx-xx.00 น.)		Light Load (xx:xx-xx.00 น.)	
	MW	MVAr	MW	MVAr	MW	MVAr

CCA3-I: ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิก เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิก
เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม
ฉบับปี 2557

EGAT- PQG – 01 / 2014

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

คำนำ

ปัญหาทางด้านคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality) เป็นปัญหาหนึ่งในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นในปัจจุบันและส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้ากำลังโดยรวมเช่น สร้างความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้า, ลดอายุการใช้งานของอุปกรณ์, ลดประสิทธิภาพในการทำงานของอุปกรณ์, เพิ่มกำลังไฟฟ้าสูญเสียในอุปกรณ์และระบบไฟฟ้า, ทำให้อุปกรณ์ควบคุมและป้องกันในระบบไฟฟ้าทำงานผิดพลาด, สร้างสัญญาณรบกวนต่อระบบไฟฟ้าสื่อสาร ฯลฯ ซึ่งหากไม่มีการควบคุมคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมก็จะส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ

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

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

แต่ต่อมาในปัจจุบันเนื่องจากคุณสมบัติของระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปจากในอดีต ประกอบกับมาตรฐานสากลที่ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” เคยใช้อ้างอิงนั้นได้มีการปรับปรุงแก้ไขให้ทันสมัยขึ้น คณะทำงานศึกษาและปรับปรุง Power Quality จึงได้ทำการปรับปรุงข้อกำหนดฯ ให้มีความทันสมัยและสอดคล้องกับมาตรฐานสากล การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จึงได้จัดทำ “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมฉบับปี 2557 (EGAT-PQG-01/2014)” เพื่อใช้แทนและยกเลิก “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998)”

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฯ ฉบับนี้ได้ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 3 การไฟฟ้าแล้ว

สารบัญ

1. ขอบเขตของข้อกำหนดฯ
2. วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดฯ
3. นิยามคำศัพท์
4. ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย
5. วิธีการประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า
6. การบังคับใช้ข้อกำหนดฯ
7. มาตรฐานอ้างอิง

ภาคผนวก (ก) : มาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผล

ภาคผนวก (ข) : ตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิก
สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

1. ขอบเขตของข้อกำหนดฯ

- 1.1 ข้อกำหนดฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อใช้แทนและยกเลิก “ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฮาร์โมนิกเกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (PRC-PQG-01/1998)”
- 1.2 บังคับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม (ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย) โดยครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าเฟสเดียวและสามเฟสในทุกระดับแรงดันไฟฟ้า
- 1.3 ประยุกต์ใช้กับโหลดผิดเพี้ยนที่สร้างกระแสฮาร์โมนิกเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยไม่ขึ้นอยู่กับทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าที่ความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) นั่นคือสำหรับในข้อกำหนดฉบับนี้โหลดหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่มีความแตกต่างกัน

2. วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดฯ

- 2.1 เพื่อควบคุมฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าโดยรวม
- 2.2 เพื่อเป็นกฎเกณฑ์ในการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีโหลดผิดเพี้ยน หรืออุปกรณ์ที่เป็นแหล่งกำเนิดฮาร์โมนิก
- 2.3 เพื่อกำหนดวิธีการประเมินและตรวจสอบฮาร์โมนิกอันเกิดจากอุปกรณ์หรือระบบของผู้ใช้ไฟฟ้า
- 2.4 เพื่อกำหนดแนวทางพร้อมมาตรการในการบังคับใช้ข้อกำหนดฯกับผู้ไฟฟ้า

3. นิยามคำศัพท์

- 3.1 **ฮาร์โมนิก (Harmonic)** - ส่วนประกอบในรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) ของสัญญาณหรือปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของความถี่หลักมูล (Fundamental Frequency) สำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยความถี่หลักมูลมีค่าเท่ากับ 50 Hz ดังนั้น ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 100 Hz เรียกว่า ฮาร์โมนิกที่ 2 (Second Harmonic) ส่วนประกอบที่มีความถี่เป็น 150 Hz เรียกว่า ฮาร์โมนิกที่ 3 (Third Harmonic) ฮาร์โมนิกเกิดจากการทำงานของโหลดผิดเพี้ยน
- 3.2 **ส่วนประกอบฮาร์โมนิก (Harmonic Component)** - ส่วนประกอบของฮาร์โมนิกที่มีอันดับมากกว่าหนึ่งของปริมาณเป็นคาบใดๆ ซึ่งแสดงในรูปของอันดับ (Order) และค่า RMS ของอันดับนั้น
- 3.3 **ความเพี้ยนฮาร์โมนิก (Harmonic Distortion)** - การเปลี่ยนแปลงของรูปคลื่นทางไฟฟ้า (Power Waveform) ไปจากรูปสัญญาณคลื่นไซน์ (Sine Wave) โดยเกิดจากการรวมกันของค่าความถี่หลักมูล (Fundamental) และฮาร์โมนิกอื่นๆ เข้าด้วยกัน
- 3.4 **ความเพี้ยนฮาร์โมนิกรวม (Total Harmonic Distortion, THD)** - คืออัตราส่วนระหว่างค่ารากที่สองของผลบวกกำลังสอง (Root-Sum-Square) ของค่า RMS ของส่วนประกอบฮาร์โมนิก (Harmonic Component) กับค่า RMS ของส่วนประกอบความถี่หลักมูล (Fundamental Component) เทียบเป็น

ร้อยละ โดยอาจแบ่งเป็นค่าความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD_v) ดังแสดงในสมการ (3.1) และค่าความเพี้ยนกระแสฮาร์โมนิกรวม (THD_i) ดังแสดงในสมการ (3.2)

$$\text{THD}_v = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots}}{V_1} \quad (3.1)$$

$$\text{THD}_i = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots}}{I_1} \quad (3.2)$$

3.5 โหลดผิดเพี้ยน (Distorting Load) - โหลดซึ่งรับแรงดันไฟฟ้าที่เป็นรูปคลื่นไซน์ (Sinusoidal Voltage) แต่ดึงกระแสที่ไม่ใช่รูปคลื่นไซน์ (Non-Sinusoidal Current) สำหรับข้อกำหนดฉบับนี้ โหลดผิดเพี้ยนรวมถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือแหล่งกำเนิดใดๆที่มีการสร้างกระแสหรือแรงดันที่ไม่ใช่รูปคลื่นไซน์ด้วย (เช่น ระบบผลิตไฟฟ้าผ่าน Inverter)

3.6 ระดับวางแผน (Planning Level) - ระดับของแรงดันฮาร์โมนิกที่การไฟฟ้าใช้กำหนดเป็นเป้าหมายเพื่อวางแผนควบคุมมิให้แรงดันฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมมีค่าเกินกว่าระดับดังกล่าว เพื่อป้องกันมิให้ฮาร์โมนิกส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวม

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, S_i) - ขนาดการขอใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำสัญญากับการไฟฟ้า มีหน่วยเป็น MVA

3.10 กำลังจ่ายไฟฟ้ารวม (Total Available Power, S_t) - ขนาดกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจะเชื่อมต่อเช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมมีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของ Power Transformer ในสถานีย่อย Bay ที่จะจ่ายไฟให้ผู้ใช้ไฟฟ้านั้น มีหน่วยเป็น MVA

3.11 ค่าสูงสุดที่ 95% (95% Probability Value) - ในการประเมินระดับของฮาร์โมนิกเทียบกับขีดจำกัดนั้น มิใช่การพิจารณาระดับของฮาร์โมนิกสูงสุดในขณะใดขณะหนึ่งเทียบกับขีดจำกัด แต่เป็นการพิจารณาค่าทางสถิติเทียบกับขีดจำกัด ในการพิจารณาค่าทางสถิตินั้นจะนำข้อมูลผลการวัดที่ต่อเนื่องซึ่งมีจำนวนข้อมูลหลายพันค่ามาใช้วิธีการทางสถิติ โดยตัดค่าระดับฮาร์โมนิกสูงสุดออกไปเป็นจำนวน 5% ของข้อมูลทั้งหมด เนื่องจากค่าดังกล่าวมิได้สะท้อนถึงฮาร์โมนิกจากโหลดในสภาวะการทำงานปกติ แต่เป็นค่าฮาร์โมนิกที่อาจเกิดขึ้นในสภาวะทรานเซียนท์ ค่าสูงสุดของข้อมูลอีก 95% ที่เหลือจึงเป็นค่าที่ใช้ในการเปรียบเทียบกับขีดจำกัด

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

4. ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย

การไฟฟ้าได้กำหนดระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศไทยดังแสดงไว้ในตารางที่ 4-1 ถึง 4-3 เพื่อใช้เป็นเป้าหมายในการควบคุมแรงดันฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าโดยรวมให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมโดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้า และเพื่อใช้เป็นกรอบในการวางแผนเพื่อกำหนดขีดจำกัดสำหรับกระแสฮาร์โมนิกที่สร้างจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย

ตารางที่ 4-1 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 230 / 400 V

ฮาร์โมนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)
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)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD V) = 5%					

ตารางที่ 4-2 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 12 kV, 22 kV, 24 kV และ 33 kV

ฮาร์โมนิกอันดับคี่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับคี่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)
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)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD v) = 4%					

ตารางที่ 4-3 ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกสำหรับระบบไฟฟ้า 69 kV, 115 kV และ 230 kV

ฮาร์โมนิกอันดับที่ ที่ไม่ใช่จำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับที่ ที่เป็นจำนวนเท่าของ 3		ฮาร์โมนิกอันดับคู่	
อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)	อันดับ	แรงดันฮาร์โมนิก (%)
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)				
ความเพี้ยนแรงดันฮาร์โมนิกรวม (THD V) = 3%					

ในข้อกำหนดฉบับนี้ไม่ได้กำหนดระดับวางแผนสำหรับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง เนื่องจากแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงส่งผลกระทบที่เป็นอันตรายต่อระบบไฟฟ้า นั่นคือการไฟฟ้าไม่อนุญาตให้มีการจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในทุกกรณี

5. วิธีการประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า

การประเมินผู้ใช้ไฟฟ้าแบ่งวิธีการประเมินออกเป็น 3 ขั้นตอน วัตถุประสงค์ในการแบ่งการประเมินออกเป็นขั้นตอนนั้นก็เพื่อความสมดุลระหว่างระดับของรายละเอียดที่ต้องใช้ในการประเมินแต่ละขั้นตอนกับระดับความเสี่ยงที่แรงดันฮาร์โมนิกจะมีค่าเกินระดับวางแผนอันเนื่องมาจากการเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้า

การประเมินจะเริ่มพิจารณาจากทีละขั้นตอน หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ผ่านการประเมินในขั้นตอนใดหรือไม่เข้าข่ายที่จะประเมินในขั้นตอนนั้นได้ ก็ให้ไปประเมินในขั้นตอนถัดไป ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้จะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนใดขั้นตอนหนึ่ง

5.1 การประเมินในขั้นตอนที่ 1

เป็นการประเมินในขั้นต้นที่จะพิจารณาจากขนาดกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้า เปรียบเทียบกับขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่จุดต่อร่วม นั่นคือ

“หากกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดไม่เกิน 0.2% ของกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

5.2 การประเมินในขั้นตอนที่ 2

เป็นการประเมินที่ต้องพิจารณาทั้งขนาดและประเภทของโหลดผิดเพี้ยนของผู้ใช้ไฟฟ้า เปรียบเทียบกับขนาดกำลังไฟฟ้าลัดวงจรที่จุดต่อร่วม นั่นคือ

“หากกำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนัก (Weighted Distorting Power) ของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดไม่เกิน 0.2% ของกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อร่วม จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

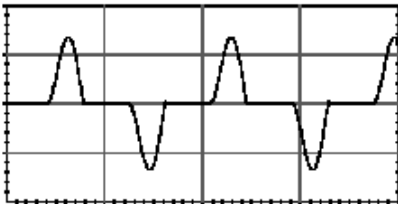
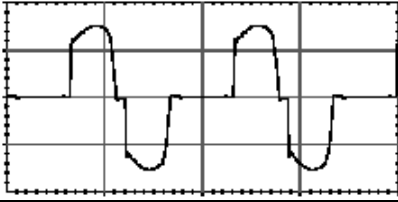
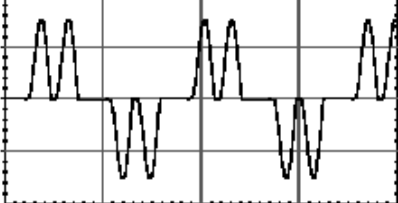
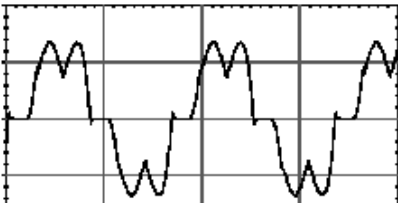
กำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนักสามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

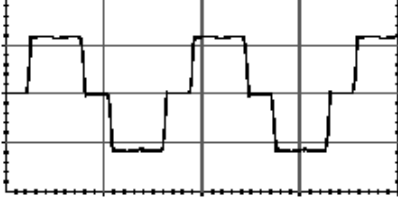
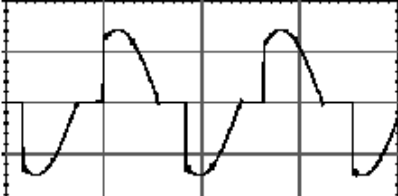
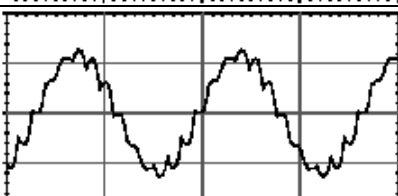
$$S_{DW} = \sum_i S_{Di} \cdot W_i$$

เมื่อ S_{DW} = กำลังไฟฟ้าผิดเพี้ยนปรับน้ำหนัก
 S_{Di} = กำลังไฟฟ้าพิกัดของโหลดผิดเพี้ยนตัวที่ i
 W_i = แฟคเตอร์ปรับน้ำหนัก (Weighting Factor) สำหรับโหลดผิดเพี้ยนตัวที่ i โดยแฟคเตอร์ปรับน้ำหนักสำหรับโหลดผิดเพี้ยนประเภทต่างๆสามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 5-1

หมายเหตุ กรณีไม่ทราบของคุณลักษณะของโหลดผิดเพี้ยน ให้กำหนดค่าแฟคเตอร์ปรับน้ำหนักเป็น 2.5

ตารางที่ 5-1 แฟคเตอร์ปรับน้ำหนักสำหรับโหลดผิดเพี้ยนประเภทต่างๆ

ประเภทของ โหลดผิดเพี้ยน	รูปคลื่นกระแสโดยทั่วไป	ความเพี้ยนของ กระแสฮาร์มอนิก	แฟคเตอร์ ปรับน้ำหนัก
Single Phase Power Supply (Rectifier and Smoothing Capacitor)		80% (ฮาร์มอนิกที่ 3 มีค่าสูง)	2.5
Semiconverter		ฮาร์มอนิกที่ 2, 3 และ 4 มีค่าสูง เมื่อโหลดน้อย	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

เป็นการประเมินที่พิจารณาจากปริมาณกระแสฮาร์โมนิกแต่ละอันดับที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสร้างขึ้น เปรียบเทียบกับขีดจำกัดที่กำหนด โดยขีดจำกัดสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายพิจารณาจากหลักการต่อไปนี้

- ขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นสัดส่วนกับขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญา ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีขนาดกำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญามากจะยอมให้สร้างกระแสฮาร์โมนิกได้มาก
- การกำหนดขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกคำนึงถึงตัวแปรต่างๆที่มีผลต่อการรวมกันของฮาร์โมนิกในระบบไฟฟ้าอันได้แก่ การถ่ายโอนแรงดันฮาร์โมนิกจากระบบแรงสูงสู่ระบบแรงต่ำ (Voltage Transfer) และผลการรวมกันในเชิงเวกเตอร์ของฮาร์โมนิกอันดับต่างๆ (Summation Exponent)
- หากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายสร้างกระแสฮาร์โมนิกและจ่ายย้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นปริมาณเท่ากับขีดจำกัดที่การไฟฟ้ากำหนดแล้ว แรงดันฮาร์โมนิกรวมในระบบไฟฟ้าจะมีค่าเท่ากับระดับวางแผน

ค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายขึ้นอยู่กับตัวแปรต่างๆต่อไปนี้ได้แก่ ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิก ระดับแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าลัดวงจรต่ำสุดที่จุดต่อรวม กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้า และกำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการจะเชื่อมต่อเป็นต้น โดยสามารถคำนวณได้จากชุดสมการต่อไปนี้

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

- เมื่อ G_h = ระดับแรงดันฮาร์โมนิกอันดับ h รวมที่ยอมรับได้ในระบบไฟฟ้า (Acceptable Global Contribution) ในส่วนที่เกิดจากการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในระบบที่พิจารณา
- α = เลขชี้กำลังผลรวมปริมาณเวกเตอร์ (Summation Exponent) ของแรงดันฮาร์โมนิกจากแหล่งกำเนิดที่หลากหลาย โดยพิจารณาค่าได้จากตารางที่ 5-2
- L_{Ch} = ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกอันดับ h ในระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อพิจารณาค่าได้จากตารางที่ 4-1 ถึง 4-3

- L_{uh} = ระดับวางแผนของแรงดันฮาร์โมนิกอันดับ h ในระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไป (Upstream System) เช่น หากระบบไฟฟ้าที่พิจารณาคือระบบ 24 kV ระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปคือระบบ 69 kV หรือ 115 kV พิจารณาค่าได้จากตารางที่ 4-1 ถึง 4-3
- T = ตัวประกอบการถ่ายโอนแรงดันฮาร์โมนิก (Transfer Factor) จากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ ซึ่งสามารถประเมินค่าได้จากการจำลองระบบหรือการวัดค่าจริง ในกรณีที่ไม่มีทราบค่าให้กำหนดค่าเท่ากับ 1

หมายเหตุ

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)

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

- เมื่อ E_{uh} = ชีตจำกัดแรงดันฮาร์โมนิกอันดับ h (%) ณ จุดต่อรวมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา
- S_i = กำลังไฟฟ้าที่ทำสัญญาของผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา (MVA)
- S_t = กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ (MVA) เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในระบบสายป้อนแรงดันกลาง กำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้ามีค่าเท่ากับขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังในสถานีย่อย Bay ที่จ่ายไฟให้กับผู้ใช้ไฟฟ้านั้น

หมายเหตุ

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 = ชีตจำกัดกระแสฮาร์โมนิกอันดับ h ณ จุดต่อรวมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายที่พิจารณา (A)
- h = อันดับฮาร์โมนิกที่พิจารณา
- kV_S = แรงดัน Line to Line ของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อ (kV)
- MVA_{SC} = กำลังไฟฟ้าลัดวงจรสามเฟสต่ำสุด ณ จุดต่อรวมของผู้ใช้ไฟฟ้า (MVA)
- ตารางที่ 5-2 Summation Exponent สำหรับฮาร์โมนิกอันดับต่างๆ

อันดับ	Summation Exponent (α)
$h < 5$	1

$5 \leq h \leq 10$	1.4
$h > 10$	2

ขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ไฟฟ้าแต่ละรายนอกจากสามารถคำนวณโดยใช้สมการข้างต้นแล้วยังสามารถพิจารณาได้จาก “โปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม” ซึ่งสามารถดาวน์โหลดได้จากเว็บไซต์ของการไฟฟ้านครหลวง (www.mea.or.th) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (www.pea.co.th) หรือการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (www.egat.co.th) โดยตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมฯพิจารณาได้จากภาคผนวก (ข)

เงื่อนไขในการอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าสำหรับผู้ไฟฟ้าที่สร้างฮาร์โมนิกตามการประเมินในขั้นตอนที่ 3 สรุปได้ดังนี้

“หากปริมาณกระแสฮาร์โมนิกแต่ละอันดับตั้งแต่อันดับที่ 2 ถึง 50 ที่ผู้ไฟฟ้าสร้างขึ้น ณ ตำแหน่งจุดต่อร่วมมีค่าไม่เกินขีดจำกัดที่กำหนดไว้ จะอนุญาตให้เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าได้”

สำหรับมาตรฐานในการตรวจวัดและประเมินผลค่ากระแสฮาร์โมนิกจากผู้ไฟฟ้าตามการประเมินในขั้นตอนที่ 3 พิจารณารายละเอียดได้จากภาคผนวก (ก)

6. การบังคับใช้ข้อกำหนดฯ

6.1 ผู้ขอใช้ไฟฟารายใหม่

ผู้ขอใช้ไฟฟารายใหม่จะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่าเมื่อมีการต่อเชื่อมเข้ากับระบบไฟฟ้าแล้วจะไม่ก่อให้เกิดฮาร์โมนิกเกินขีดจำกัดฯข้างต้น การไฟฟ้าขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้าหากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ไฟฟ้ารายอื่น

6.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 6.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและโหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าตรวจสอบ

6.3 ผู้ใช้ไฟฟารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟารายเดิมนั้นก่อให้เกิดฮาร์โมนิกเกินขีดจำกัดฯข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าวหากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าจะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ไฟฟ้าหรืองดการจ่ายไฟฟ้า

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) อุปกรณ์และเครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัดฮาร์โมนิกต้องมีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดในมาตรฐาน IEC 61000-4-30 Class A และ IEC 61000-4-7

ก.2) การประเมินกระแสฮาร์โมนิกจากผู้ใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับขีดจำกัดในการประเมินขั้นตอนที่ 3 จะพิจารณาโดยอาศัยหลักเกณฑ์ต่อไปนี้

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

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

ก.3) กรณีที่กระแสฮาร์โมนิกมีค่าไม่เท่ากันในแต่ละเฟส การประเมินให้พิจารณาจากเฟสที่มีปริมาณกระแสฮาร์โมนิกสูงสุด

ก.4) การประเมินจะพิจารณาเฉพาะกระแสฮาร์โมนิกที่ไหลจากระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าออกสู่ระบบไฟฟ้าภายนอกเท่านั้น สำหรับกระแสฮาร์โมนิกที่ไหลจากระบบไฟฟ้าภายนอกเข้าสู่ระบบของผู้ใช้ไฟฟ้าจะไม่นำมาพิจารณา

ภาคผนวก (ข)

ตัวอย่างการใช้งานโปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิก สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม

ผู้ใช้ไฟฟ้ายาวหนึ่งต้องการเชื่อมต่อรับไฟจากสายส่งในระบบ 115 kV ซึ่งจ่ายไฟมาจากสถานีต้นทางที่ติดตั้งหม้อแปลงขนาดพิกัด 600 MVA โดยผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาดการขอใช้ไฟฟ้า 80 MVA และระดับกำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุด ณ จุดต่อรวมของผู้ใช้ไฟฟ้ามีขนาด 2,000 MVA

โปรแกรมคำนวณขีดจำกัดกระแสฮาร์โมนิกสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม					(2)	
Input Data					Harmonic Order	
System Voltage ⁽¹⁾ (kV)	115	Planning Level	Summation Exponent	Global Contribution	Current Limit (A)	
Total Available Power ⁽²⁾ (MVA)	600	HV MV LV				
Agreed Power ⁽³⁾ (MVA)	80	1 1.5 1.6	1	1	2	6.7
Min. Short Circuit Power ⁽⁴⁾ (MVA)	2000	2 3 4	1	2	3	8.9
Transfer Factor ⁽⁵⁾	1	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) ป้อนค่าตัวแปรต่างๆในระบบไฟฟ้าลงในช่อง Input Data

- 1.1) ป้อนค่าระดับแรงดันของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง System Voltage สำหรับกรณีนี้คือ 115 kV
- 1.2) ป้อนค่ากำลังจ่ายไฟฟ้ารวมของระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Total Available Power สำหรับกรณีนี้คือขนาดพิกัดของหม้อแปลงกำลังภายในสถานีดันทางซึ่งมีค่าเท่ากับ 600 MVA
- 1.3) ป้อนค่าขนาดการขอใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำสัญญากับการไฟฟ้าลงในช่อง Agreed Power สำหรับกรณีนี้คือ 80 MVA
- 1.4) ป้อนค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจรชนิดสามเฟสต่ำสุดที่จุดต่อรวมของผู้ใช้ไฟฟ้าลงในช่อง Min. Short Circuit Power สำหรับกรณีนี้มีค่าเท่ากับ 2,000 MVA
- 1.5) ป้อนค่าตัวประกอบเพื่อคำนึงถึงผลจากการถ่ายโอนแรงดันฮาร์มอนิกจากระบบไฟฟ้าที่อยู่เหนือขึ้นไปลงมาสู่ระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการเชื่อมต่อลงในช่อง Transfer Factor โดยทั่วไปกำหนดให้มีค่าเป็น 1.0

(2) พิจารณาค่าขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกอันดับต่างๆสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าได้จากช่อง Current Limit ในหน่วยแอมแปร์ นั่นคือขีดจำกัดกระแสฮาร์มอนิกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้านี้มีค่าดังนี้

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

CCA4-I: 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 ข้อเสนอแนะในการวัดและอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัดแรงดันกระเพื่อม	14
เอกสารอ้างอิง	

PRC - PQG - 02 / 1998

1. ขอบเขต

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ฉบับนี้จัดทำขึ้น โดยมีขอบเขตดังนี้

- 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 ครั้งต่อวันที่ อุปกรณ์ดังกล่าวตัวอย่างเช่น มอเตอร์คอมเพรสเซอร์, มอเตอร์ปั๊มต่างๆ, เครื่องเชื่อมโลหะ, เตาหลอมโลหะ, ลิฟต์, เครื่องปรับอากาศ, มอเตอร์ และอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในขบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรมประเภทต่างๆ

2. วัตถุประสงค์

เพื่อกำหนดขีดจำกัดแรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) มิให้เกิดการรบกวนในระบบไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าร่วมกัน

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

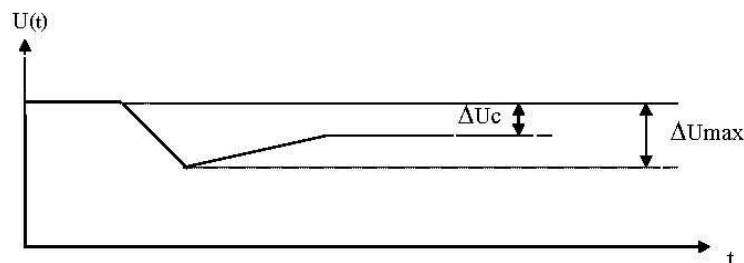
4.1 แรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) - การเปลี่ยนแปลงของค่า RMS (หรือค่า Peak) ของแรงดันระหว่างค่าระดับแรงดัน 2 ระดับใกล้เคียงกัน ซึ่งแต่ละระดับมีค่าคงที่ในระยะเวลาที่แน่นอนแต่ไม่กำหนดช่วงระยะเวลา

4.2 แรงดันกระเพื่อม (Voltage Fluctuation) - ชุดของแรงดันเปลี่ยนแปลง (Voltage Change) หรือการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องของค่าแรงดัน RMS

4.3 แรงดันตกชั่วขณะ (Voltage Sag or Voltage Dip) - แรงดันลดลงตั้งแต่ร้อยละ 10 ในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ครึ่งวินาทีถึงไม่กี่วินาที โดยเกิดเนื่องจากการเดินเครื่องของมอเตอร์หรือ โหลดขนาดใหญ่ หรือเกิดความผิดปกติ (Fault) ในระบบไฟฟ้า

4.4 แรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด (Maximum Voltage Change, ΔU_{max}) - ความแตกต่างระหว่างค่า RMS สูงสุดและต่ำสุดของลักษณะแรงดันเปลี่ยนแปลง $U(t)$ (พิจารณารูปที่ 4-1)

4.5 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ (Steady-State Voltage Change, ΔU_c) - ความแตกต่างระหว่างแรงดันภาวะคงที่ 2 ค่าที่อยู่ใกล้เคียงกัน แบ่งแยกโดยแรงดันเปลี่ยนแปลงอย่างน้อย 1 ชุด (พิจารณารูปที่ 4-1)

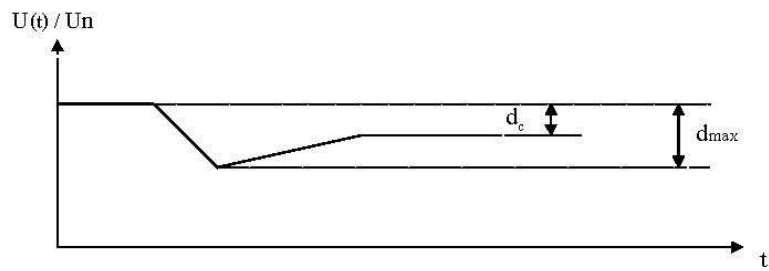


รูปที่ 4-1 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงแบบต่างๆ

4.6 แรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์สูงสุด (Maximum Relative Voltage Change, d_{max}) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ΔU_{max} กับแรงดัน Nominal ของระบบ, U_n (พิจารณารูปที่ 4-2)

4.7 แรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่สัมพัทธ์ (Relative Steady-State Voltage Change, d_c) - อัตราส่วนระหว่างแรงดันเปลี่ยนแปลงภาวะคงที่ ΔU_c กับแรงดัน Nominal ของระบบ, U_n (พิจารณารูปที่ 4-2)

PRC - PQG - 02 / 1998



รูปที่ 4-2 แสดงแรงดันเปลี่ยนแปลงสัมพัทธ์แบบต่างๆ

4.8 ไฟกะพริบ (Flicker) - ความรู้สึกในการมองเห็นที่ไม่สม่ำเสมอ เนื่องจากการกระตุ้นจากระดับของแสงสว่างที่มีการเปลี่ยนแปลงขึ้นลงตามเวลา โดยเกิดจากการป้อนแรงดันกระแสเพื่อให้กับหลอด Coiled-Coil Filament 230 V / 60 W

4.9 เครื่องวัดไฟกะพริบ (Flickermeter) - เครื่องมือที่ออกแบบสำหรับใช้วัดปริมาณที่เกี่ยวข้องกับไฟกะพริบ (โดยปกติใช้วัดค่า Pst และ Plt)

4.10 ครรชนไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values , Pst) - ค่าที่ใช้ประเมินความรุนแรงของไฟกะพริบในช่วงเวลาสั้นๆ (10 นาที)

4.11 ครรชนไฟกะพริบระยะยาว (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) - อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถยกหรือจับถือได้ในระหว่างการปฏิบัติงาน และใช้งานในช่วงเวลาสั้นๆ เท่านั้น (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 เกวี่เอ. น้อยกว่า 0.002 เท่าของ พิกัดเกวี่เอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้เลย โดยไม่ต้องผ่านการตรวจสอบค่าแรงดันกระเพื่อม

ขั้นตอนที่ 2

ถ้าโหลดของอุปกรณ์ไฟฟ้าในส่วนที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม คิดเป็น เกวี่เอ. อยู่ระหว่าง 0.002-0.03 เท่าของ พิกัด เกวี่เอ. ลัดวงจรที่จุดต่อร่วม จะยินยอมให้ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้ โดยมีข้อจำกัดดังนี้

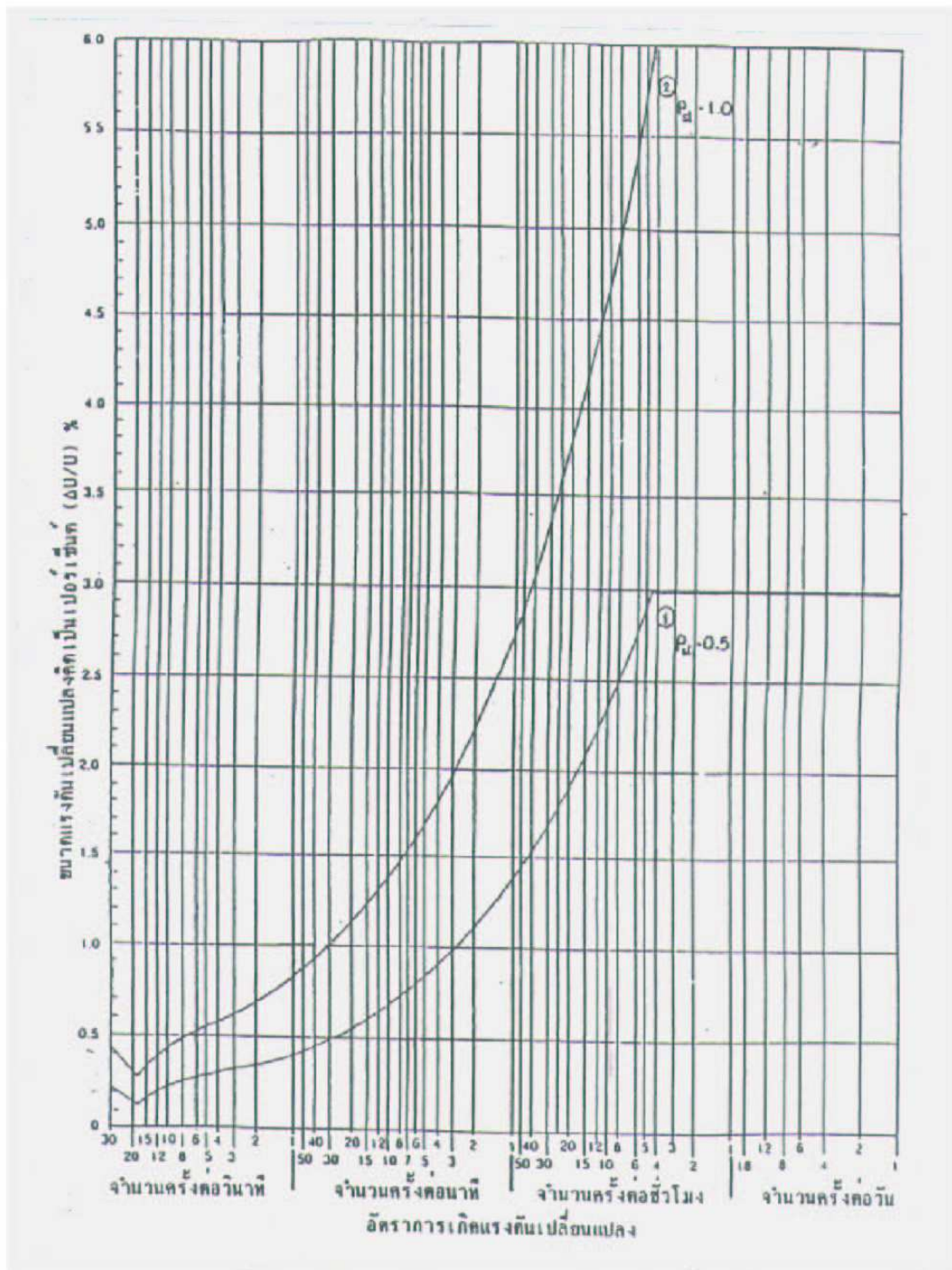
- ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง (Magnitude and Rate of Occurrence of Voltage Change) ของอุปกรณ์แต่ละตัว (Individual Load) จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 1 ในรูปที่ 5-1
- สำหรับอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของแรงดัน ที่มีรูปแบบที่ไม่แน่นอน ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term 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 รูปกราฟขีดจำกัดขนาดและอัตราการผลิตแรงดันเปลี่ยนแปลง

PRC - PQG - 02 / 1998

6. ข้อกำหนดในการรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดมาจากหลาย ๆ แหล่งกำเนิด

การรวมระดับแรงดันกระเพื่อมที่เกิดจากหลายแหล่ง สามารถนำเอาวิธีการทางสถิติ มาใช้ในการ
คำนวณหาค่าระดับแรงดันกระเพื่อมได้ดังนี้

6.1 กรณีที่สามารถรู้ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

- 1) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ มี
ขนาดเท่ากัน แต่เกิดขึ้นไม่พร้อมกัน หรือมีวงจรอินเตอร์ลอค ป้องกันมิให้เกิดขึ้นพร้อมกัน ค่าอัตรา
การเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงรวม จะเท่ากับผลรวมของอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบ
เดิมและของอุปกรณ์ตัวใหม่
- 2) ถ้าแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบเกิดขึ้นพร้อม
กัน ขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงรวมจะเท่ากับผลรวมของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม
และของอุปกรณ์ตัวใหม่
- 3) ถ้าขนาดของแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม หรืออุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบอันใด
อันหนึ่ง มีขนาดน้อยมากให้ตัดทิ้งได้ไม่ต้องนำมาคิด
ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง ที่หามาได้ใหม่ตามที่กล่าวมาแล้วทั้ง 3 ข้อ เมื่อนำมา
พิจารณารูปกราฟ จะต้องไม่เกินเส้นกราฟขีดจำกัดหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 จึงจะยอมให้ต่ออุปกรณ์
ตัวใหม่เข้าระบบของการไฟฟ้าได้
- 4) ถ้าขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงของระบบเดิม และอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับ
ระบบ ไม่สามารถรวมกันได้ตามหลักเกณฑ์ในทั้ง 3 ข้อดังกล่าวแล้ว ให้ใช้วิธีการประเมินดังนี้
ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงหลายค่า ที่เกิดจากแหล่งกำเนิดเดียวหรือหลาย
แหล่งกำเนิด สามารถประยุกต์ใช้ได้กับกราฟในรูปที่ 5-1 ได้ โดยค่า $\sqrt{R_1^m + R_2^m + \dots + R_N^m}$ ต้อง
มีค่าน้อยกว่า 1 จึงจะยอมให้อุปกรณ์ตัวใหม่ต่อเข้ากับระบบของการไฟฟ้าได้
เมื่อ R_i คือ อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงแต่ละค่าที่เกิดจากแหล่งกำเนิด i ต่อขนาดของ
ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลง
เดียวกัน และใช้ค่า m เท่ากับ 2

6.2 กรณีที่ไม่สามารถรู้ขนาดและอัตราการเกิดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่แน่นอน

- 1) ตรวจสอบวัดค่าแรงดันกระเพื่อมของระบบเดิม และของอุปกรณ์ตัวใหม่ที่จะนำมาต่อเข้ากับระบบ โดยใช้
Flickermeter ตรวจสอบวัดค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Short-Term Severity Values, Pst)

PRC - PQG - 02 / 1998

- 2) นำค่า Pst มารวมกันตามสูตรดังนี้ โดยค่า Pst ที่คำนวณได้จะต้องมีค่าไม่เกินในตารางที่ 6-1

$$Pst_t = \sqrt[m]{(Pst_1)^m + (Pst_2)^m + \dots + (Pst_3)^m}$$

ค่าของ m ขึ้นอยู่กับลักษณะของแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อม โดยมีข้อแนะนำดังนี้

m = 4 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทเตาหลอม (Arc Furnace) ที่มีการทำงานในช่วงการหลอมละลายไม่พร้อมกัน

m = 3 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมเกือบทุกประเภท โดยคาดว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีน้อย หากไม่แน่ใจว่าโอกาสที่จะทำงานพร้อมกันมีมากน้อยเพียงใดก็ให้ใช้ค่านี้ได้

m = 2 ใช้สำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีโอกาสจะเกิดการ ทำงานพร้อมกันบ่อยครั้ง

m = 1 ใช้กับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีการทำงานพร้อมกัน

- 3) นำค่า Pst ที่ได้มาคำนวณหาค่าความรุนแรงของ ไฟกะพริบระยะยาว (Long-Term Severity Values , Plt) ตามสูตรดังนี้

$$Plt = \sqrt[n]{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^{j=n} (Pst_j)^3}$$

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) ปรับปรุงวิธีการเดินเครื่องจักร โดยไม่ให้เดินเครื่องจักรหลาย ๆ เครื่องพร้อมกัน หรืออาจจะใช้วิธีการควบคุมการเปลี่ยนแปลงของแรงดันให้เป็นแบบลาดเอียง (Ramp Change)
- 3) ปรับปรุงคุณลักษณะของโหลด
- 4) ติดตั้งอุปกรณ์จำกัดแรงดันกระเพื่อม
- 5) จำกัดเวลาเดินเครื่องจักรบางประเภท
- 6) ปรับปรุงเพื่อเพิ่ม Fault Level ของระบบ

หมายเหตุ ทั้งนี้ข้อกำหนดดังกล่าวแล้วทั้งหมด มิได้รับประกันว่าจะไม่เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าข้างเคียงหากเป็นแต่เพียงมาตรการเพื่อควบคุมมิให้เกิดผลกระทบที่รุนแรงเท่านั้น ดังนั้นหลังจากการติดตั้งใช้งานจริงแล้ว หากพบว่ามีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าข้างเคียงอยู่อีก ก็จะต้องปรับปรุงแก้ไขจนเป็นที่ยอมรับกันได้

PRC - PQG - 02 / 1998

ตารางที่ 6-1

ขีดจำกัดสำหรับ

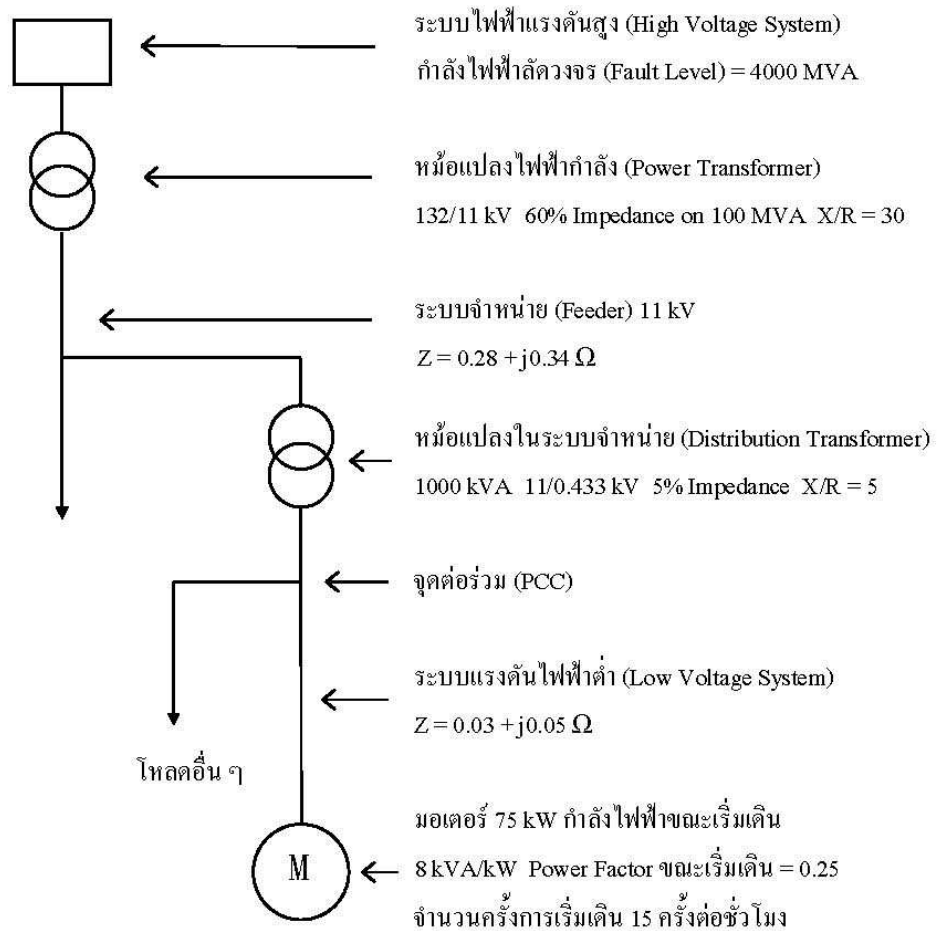
ค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะสั้น (Pst) และค่าความรุนแรงของไฟกะพริบระยะยาว (Plt)

เมื่อรวมแหล่งกำเนิดแรงดันกระเพื่อมทั้งหมดที่มีผลต่อระบบไฟฟ้า ณ จุดใดๆ

ระดับแรงดันไฟฟ้า ที่จุดต่อรวม	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

ขั้นตอนที่ 1 การหาค่ากำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม ที่ค่า Base 100 MVA

1) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบ ไฟฟ้าแรงดันสูง

$$Z_{pu} = \frac{Z_{SIC}}{Z_B} = \frac{(kV_{SIC})^2}{MVA_{SIC}} \times \frac{MVA_B}{(kV_B)^2}$$

$$Z_{pu} = j \frac{MVA_B}{MVA_{SIC}} = j \frac{100}{4000} = j0.025 \quad \text{pu}$$

2) ค่าอิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง

$$\frac{60}{100} \times \frac{1 + j30}{\sqrt{1 + 30^2}} = 0.020 + j0.600 \quad \text{pu}$$

3) ค่าอิมพีแดนซ์ของระบบจำหน่าย 11 kV

$$\frac{100}{11^2} (0.28 + j0.34) = 0.231 + j0.281 \quad \text{pu}$$

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

$$0.000 + j0.025$$

$$0.020 + j0.600$$

$$0.231 + j0.281$$

$$0.981 + j4.903$$

$$\underline{1.232 + j5.809}$$

$$Z_1 = 1.232 + j5.809 \quad \text{pu}$$

$$|Z_1| = 5.938 \quad \text{pu}$$

6) กำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

จากสมการในขั้นตอนที่ 1

$$|Z_{pu}| = \frac{MVA_B}{MVA_{SIC}}$$

$$MVA_{SIC} = \frac{MVA_B}{|Z_{pu}|} = \frac{100}{5.938} = 16.8 \text{ MVA}$$

กำลังไฟฟ้าลัดวงจร = 16.8 MVA

PRC - PQG - 02 / 1998

ขั้นตอนที่ 2 การหาค่าอัตราส่วนกำลังไฟฟ้า ขณะเริ่มเดินมอเตอร์ต่อกำลังไฟฟ้าลัดวงจร ณ จุดต่อร่วม

$$\begin{aligned}\text{อัตราส่วน} &= \frac{8kVA / kW \times 75kW}{16.8MVA \times 1000} \\ &= 0.0357\end{aligned}$$

อัตราส่วนนี้มีค่าเกิน 0.03 ดังนั้นการต่อมอเตอร์เข้าในระบบจะต้องผ่านการประเมินในขั้นตอนที่ 3

ขั้นตอนที่ 3 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) ค่าอิมพีแดนซ์รวมทางคานาโหนดของจุดต่อร่วม

$$41.667 + j161.367$$

$$16.001 + j26.668$$

$$57.668 + j188.035$$

$$Z_2 = 57.668 + j188.035 \quad \text{pu}$$

$$|Z_2| = 196.679 \quad \text{pu}$$

$$Z_1 + Z_2 = 58.900 + j193.844 \quad \text{pu}$$

$$|Z_1 + Z_2| = 202.595 \quad \text{pu}$$

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

การพิจารณา

- **กรณีที่ 1** ระบบเดิมไม่มีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อม จากกราฟในรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งต่อชั่วโมงเท่ากับร้อยละ 4.2 ดังนั้นจึงยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้
- **กรณีที่ 2** หากระบบเดิมมีอุปกรณ์ที่ก่อให้เกิดแรงดันกระเพื่อมอยู่แล้ว โดยมีค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดร้อยละ 2 และมีอัตราการเกิด 12 ครั้งต่อชั่วโมง

จากกราฟรูปที่ 5-1 หมายเลข 2 ค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุดที่ยอมรับได้ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งและ 12 ครั้งต่อชั่วโมง เท่ากับร้อยละ 4.2 และร้อยละ 4.5 ตามลำดับ

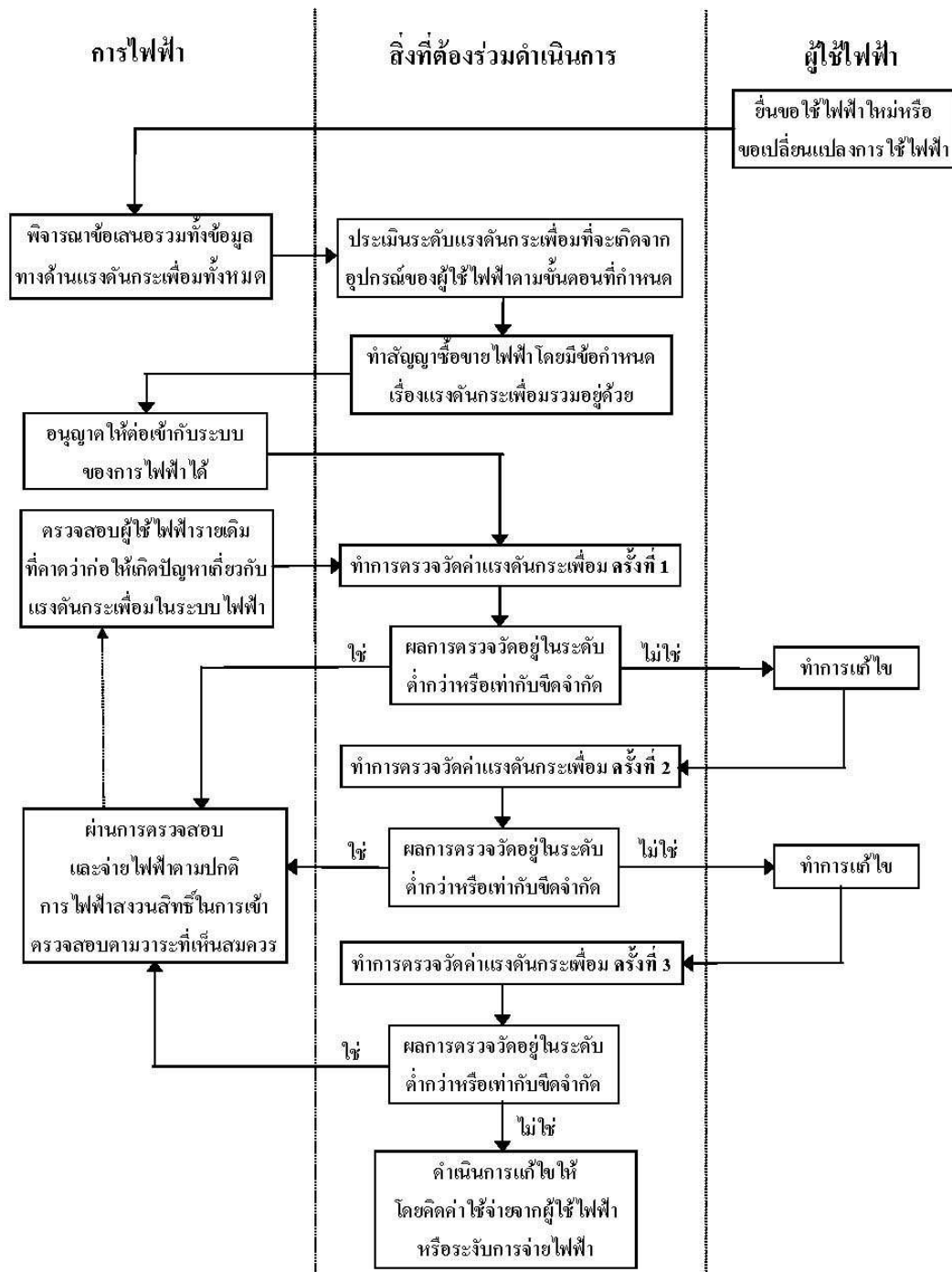
อัตราส่วนของขนาดแรงดันเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นจริง ต่อขนาดของค่าแรงดันเปลี่ยนแปลงสูงสุด ตามเส้นกราฟหมายเลข 2 ในรูปที่ 5-1 ที่อัตราการเกิด 15 ครั้งและ 12 ครั้งต่อชั่วโมง มีค่าเท่ากับ $(2.92 / 4.2) = 0.69$ และ $(2 / 4.5) = 0.44$ ตามลำดับ

$$\begin{aligned} \text{จากข้อกำหนดค่า } \sqrt{R_1^m + R_2^m + \dots + R_N^m} \text{ ต้องมีค่าน้อยกว่า 1 (โดยที่ } m = 2 \text{)} \\ \text{ดังนั้น } \sqrt{R_1^2 + R_2^2 + \dots + R_N^2} = \sqrt{0.69^2 + 0.44^2} \\ = 0.81 \end{aligned}$$

จากผลการตรวจสอบดังกล่าวจึงสามารถยินยอมให้ต่อมอเตอร์ชุดนี้เข้าระบบของการไฟฟ้าได้

PRC - PQG - 02 / 1998

7. การบังคับใช้



รูปที่ 7-1 Flow Chart แสดงวิธีการบังคับใช้

PRC - PQG - 02 / 1998

7.1 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่

ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ต้องจัดส่งรายละเอียดของอุปกรณ์และการคำนวณให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ โดยแสดงให้เห็นว่า เมื่อมีการต่อเข้ากับระบบ ไฟฟ้าแล้ว จะไม่ก่อให้เกิดแรงดันกระแสเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น การไฟฟ้าฯ ขอสงวนสิทธิ์ในการไม่จ่ายไฟฟ้า หากการต่อใช้ไฟฟ้าดังกล่าวก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น

7.2 ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้า

ผู้ขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าจะต้องปฏิบัติเช่นเดียวกับข้อ 7.1 โดยจะต้องจัดส่งรายละเอียดของ อุปกรณ์และการคำนวณทั้งโหลดเดิมและ โหลดที่มีการเปลี่ยนแปลงให้การไฟฟ้าฯ ตรวจสอบ

7.3 ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม

ถ้าทางการไฟฟ้าฯ ตรวจสอบแล้วพบว่าการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมนั้น ก่อให้เกิดแรงดัน กระแสเกินขีดจำกัดฯ ข้างต้น ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องทำการปรับปรุงแก้ไขเพื่อลดผลกระทบดังกล่าว หากผู้ ใช้ไฟฟ้าไม่ดำเนินการปรับปรุงแก้ไข การไฟฟ้าฯ จะเข้าไปทำการปรับปรุงแก้ไขโดยคิดค่าใช้จ่ายจากผู้ ใช้ไฟฟ้า หรืองดการจ่ายไฟฟ้า

PRC - PQG - 02 / 1998

ฉาณพนวค

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

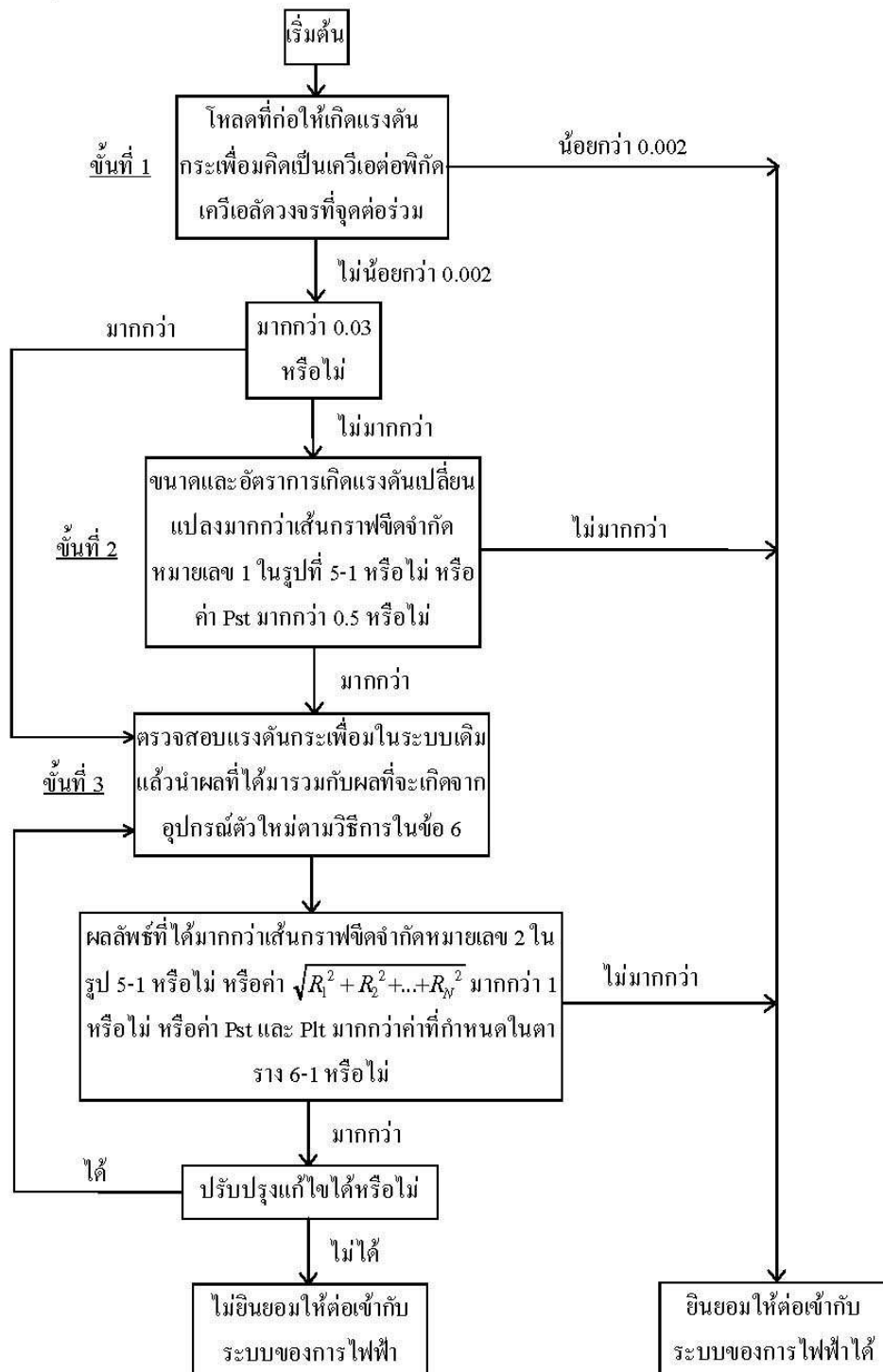
ผ.3 ข้อกำหนดในการวัด

- อุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งเพิ่มของผู้ใช้ไฟเดิม หรืออุปกรณ์ที่จะนำมาติดตั้งของผู้ใช้ไฟรายใหม่ ถ้าผลการพิจารณาเบื้องต้นก่อนการติดตั้งใช้งานปรากฏว่าเกินขีดจำกัด (Limit) ในขั้นตอนที่ 2 (Stage 2) แต่ยอมรับได้ในขั้นตอนที่ 3 (Stage 3) ควรจะต้องไปตรวจวัดหลังการติดตั้งใช้งานไปแล้ว 3 ถึง 6 เดือน
- การวัดจะไม่รวมเหตุการณ์ผิดปกติ เช่น กรณีเกิดฟอลต์ในระบบสายส่งหรือสายจำหน่าย หรือระบบการผลิตขัดข้อง
- ระยะเวลาในการวัดต้องนานพอจนครบวงจร หรือคาบเวลาการเดินเครื่องจักร ปกติ 1 วัน หรือ 1 อาทิตย์ในกรณีที่ เป็น โหลดเตาหลอมไฟฟ้า
- ต้องวัดให้ครบทุกเฟส เพื่อจะได้ทราบว่าเฟสไหนมีความรุนแรงต่างกันอย่างไร
- การวัดในระบบแรงดันสูงผ่านอุปกรณ์แปลงแรงดันให้ตระหนักถึงความสัมพันธ์ของเฟสที่จะวัดว่าสอดคล้องกับเฟสเทียบกับจุดนิวทรัลในระบบแรงดันต่ำหรือไม่ เพราะผลกระทบที่แท้จริงจะเกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้าประเภทแสงสว่าง ซึ่งจะต่ออยู่ระหว่างสายเฟสกับสายนิวทรัล ดังนั้นในการวัดให้วัดแรงดันระหว่างเฟสกับนิวทรัล

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”

หลักปฏิบัติ

ระหว่าง

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

สำหรับผู้เชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบ
โครงข่ายไฟฟ้า

CC-D หลักปฏิบัติระหว่าง กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับผู้ขอเชื่อมต่อ อุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC1-D บทนำ

- CC1.1-D ในมาตรา 37 พระราชบัญญัติการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ระบุว่า
“ผู้ใดสร้างโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตรวมกันสูงกว่ายี่สิบเมกะวัตต์เพื่อใช้เอง หรือที่มีกำลังผลิต
รวมกันสูงกว่าหกเมกะวัตต์เพื่อขายพลังงานไฟฟ้าแก่ประชาชน ประสงค์จะเชื่อมโยงระบบ
ไฟฟ้าของตนกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. การไฟฟ้านครหลวง หรือการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ต้อง
ยื่นคำขอและได้รับความเห็นชอบจาก กฟผ.ก่อน”
- CC1.2-D อย่างไรก็ตาม เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก
(VSPP) ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายปัจจุบัน ซึ่งพบว่า มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่มีขนาด
กำลังผลิตต่ำกว่าหกเมกะวัตต์เพื่อขายพลังงานไฟฟ้าแก่ประชาชน ทำให้มาตรา 37
พรบ.กฟผ. ไม่ครอบคลุมกรณีดังกล่าว ประกอบกับเมื่อพิจารณาเป็นรายสถานีไฟฟ้าแรงสูง
ของ กฟผ. พบว่า มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ที่จุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. บางจุดจนเกิด
กระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบ กฟผ. เป็นจำนวนมาก ซึ่งในกรณีนี้ กฟผ. จำเป็นต้อง
พิจารณาการเชื่อมต่อของ VSPP ทุกรายเพื่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ก่อนที่การ
ไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะดำเนินการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรืออนุญาตการขอเชื่อมต่อของผู้ขอ
เชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเหล่านั้น
- CC1.3-D ดังนั้น ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้ ใช้กำหนดแนวทาง
ปฏิบัติระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและ กฟผ. ในกรณีที่มีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เชื่อมต่อ
อุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ไม่ใช้อุปกรณ์ Inverter หรือ
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดที่ใช้อุปกรณ์ Inverter เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าเพื่อ
ยื่นเสนอขายไฟฟ้าเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) หรือเพื่อยื่นขอขนานเครื่องกำเนิด
ไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในระบบไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเอง (IPS) โดย กฟผ. เป็นผู้พิจารณาการเชื่อมต่อ
ดังกล่าวในด้านผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม ไม่ให้กระทบต่อลูกค้าของ
การไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียง

CC2-D วัตถุประสงค์

- CC2.1-D วัตถุประสงค์ของข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ส่วนนี้
เพื่อกำหนดแนวทางปฏิบัติระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและ กฟผ. ในกรณีที่มีผู้ขอเชื่อมต่อ
อุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่มีผลกระทบ
ต่อความมั่นคงในการส่งจ่ายไฟฟ้า

CC3-D การติดต่อประสานงานระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและการไฟฟ้าฝ่ายผลิต แห่งประเทศไทย เมื่อมีผู้ขอเชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าเข้ากับระบบ โครงข่ายไฟฟ้า

CC3.1-D ข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

CC3.1.1-D

รายละเอียดข้อมูลของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีหน้าที่ในการจัดส่งรายละเอียดข้อมูลของโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อให้แก่ กฟผ. เพื่อใช้เป็นข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าดังต่อไปนี้

- (a) ชื่อโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- (b) ที่ตั้งโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- (c) รหัสโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ หรือ เลขที่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของผู้เชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (เฉพาะกรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็น VSPP)
- (d) ประเภทเชื้อเพลิงของโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ
- (e) กำลังการผลิตติดตั้งของโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (เมกะวัตต์)
- (f) ปริมาณเสนอขายของโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ (เมกะวัตต์) (เฉพาะกรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็น VSPP)
- (g) วันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (SCOD) ของโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ในกรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็น VSPP หรือ วันรับไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าครั้งแรก (First Energization) กรณีผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อเป็น IPS
- (h) จุดเชื่อมโยงของโครงการของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ และจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ.

CC3.1.2-D

ข้อมูลเพิ่มเติมสำหรับการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในแง่ของผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม

กำหนดให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจัดส่งรายละเอียดข้อมูลของ VSPP ดังต่อไปนี้ คือ

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

โดยแบ่งแยกตามจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ประเภทเชื้อเพลิง และกำหนดปีที่เริ่มต้นจ่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

ในกรณีที่ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ เปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายโดยการเปลี่ยนหรือเพิ่มขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือขนานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติม จะต้องแจ้งให้ กฟผ. พิจารณาให้ความเห็นชอบทุกครั้ง และหากส่งผลกระทบทำให้เกิดปัญหากับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบทั้งหมด หากผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อไม่แจ้งข้อมูลดังกล่าวและ กฟผ. ตรวจพบในภายหลัง กฟผ. ขอสงวนสิทธิ์ดำเนินการตามเงื่อนไขที่ระบุในข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

- CC3.2-D การพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในด้านผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวม**
- กฟผ. จะดำเนินการพิจารณาการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจัดส่งรายละเอียดข้อมูลโดยการศึกษาระบบไฟฟ้าและหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาระบบไฟฟ้า เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
- ภายหลังการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในด้านผลกระทบต่อความมั่นคงระบบไฟฟ้าในภาพรวมแล้ว กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาการเชื่อมต่อดังกล่าวให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบภายใน 45 วันหลังได้รับรายละเอียดข้อมูลการพิจารณาการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าครบถ้วนและถูกต้อง
- CC3.3-D การปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้า**
- ในกรณีที่รูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ มีผลกระทบด้านความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้พิจารณาและจัดส่งข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับรูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ตามที่ กฟผ.ร้องขอต่อไป เพื่อให้ กฟผ. พิจารณารายละเอียดในรูปแบบการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อ ที่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. ให้เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
- ภายหลังการพิจารณาแล้วเสร็จ หากมีความจำเป็นในการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. หรือ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพิ่มเติม กฟผ. จะแจ้งผลการพิจารณาการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับรูปแบบการเชื่อมต่อดังกล่าวให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบภายใน 45 วันหลังได้รับรายละเอียดข้อมูลรูปแบบการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าครบถ้วนและถูกต้อง ทั้งนี้ผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่อจะต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมด โดย กฟผ. ขอสงวนสิทธิของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในการเชื่อมต่อของผู้ขอเชื่อมต่อ/ผู้เชื่อมต่ออุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จนกว่า กฟผ. และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ดำเนินการปรับปรุงระบบโครงข่ายตามขอบเขตงานปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ กฟผ. แจ้งมาแล้วเสร็จ
- CC3.4-D การดำเนินการเกี่ยวกับกระแสไฟฟ้าไหลย้อน**
- สำหรับจุดจ่ายไฟฟ้าของ กฟผ. ใดๆ ที่มีการเชื่อมต่อของโครงการ VSPP ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเกินกว่าปริมาณความต้องการไฟฟ้าจนเป็นเหตุให้เกิดกระแสไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบ กฟผ. ผ่านหม้อแปลงหรืออุปกรณ์ต่างๆ ภายในสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. นั้น การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขที่ระบุใน ข้อกำหนดเกี่ยวกับการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า