

การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ Smart Grid Communications



ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชลากร ครุพงศ์ศิริ

และคณะ

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและชีวการแพทย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

Smart Grid Communications

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชลากร ครุพงศ์ศิริ

ดร.มงคล แซ่เจีย

และ

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ อนุวัตร ประเสริฐสุทธิ

สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้าและชีวการแพทย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

2566

การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

Smart Grid Communications

รหัสวิชา 212-573

เขียนโดย

ชลากร ครุพงศ์ศิริ

มงคล แซ่เจี๋ย

อนุวัตติ ประเสริฐสุทธิ

พิมพ์ครั้งที่ 9 มีนาคม พ.ศ. 2567 จำนวน 100 เล่ม

ข้อมูลบรรณานุกรมของหอสมุดแห่งชาติ

ชลากร ครุพงศ์ศิริ

การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid Communications)

สงขลา : คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์, 2567, 310 หน้า

จัดพิมพ์และจำหน่ายโดย

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ตู้ ปณ. 2 ต.คอหงส์ อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา 90112 โทรศัพท์ 0-7428-7072-8, 0-7428-7011

โทรสาร 0-74455-8836 <http://www.eng.psu.ac.th>

คำนำ

ตำราเล่มนี้แนะนำเสนอการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ส่วนแรกทบทวนพื้นฐานวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง การผลิตพลังงานไฟฟ้าระบบการส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงต้นกำลังไปยังระบบจำหน่าย โดยใช้ระบบ SCADA ในการติดต่อสื่อสารหรือควบคุมระบบ มาตรฐานการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ IEC 61850 ซึ่งอยู่ในเนื้อหาบทที่ 1-3 ส่วนที่สองกล่าวถึงพื้นฐานของการสื่อสารข้อมูล OSI model เทคโนโลยีการสื่อสารชนิดต่าง ๆ เนื่องด้วยโครงข่ายไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ และมีลักษณะเฉพาะทางกายภาพที่แตกต่างกัน จึงต้องใช้เทคโนโลยีการสื่อสารหลากหลายชนิด รวมถึงแนวคิดของบริษัทชั้นนำ ในการวางระบบเครือข่ายสื่อสารสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ รายละเอียดอยู่ในเนื้อหาบทที่ 4-5 ส่วนสุดท้ายนำเสนอการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ตัวอย่างการใช้โปรแกรมประยุกต์ ในการจำลองระบบสื่อสาร รวมถึงแนวโน้มของการสื่อสารในอนาคต และงานวิจัยที่ตอบสนองความต้องการของ การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในบทที่ 6

ผู้เขียนเรียบเรียงตำราฉบับนี้ด้วยความตั้งใจในการใช้ภาษาไทยให้มากที่สุด แม้ว่าเทคโนโลยีสื่อสารหรือโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มีคำศัพท์ภาษาอังกฤษมากมาย และหลายคำเป็นคำศัพท์เฉพาะที่ใช้ในศาสตร์ด้านนี้โดยตรง ผู้อ่านจะมีความรู้เพิ่มขึ้นในสาขาวิชานี้ รวมถึงแนวคิดก้าวทันเทคโนโลยีสื่อสาร ตำราเล่มนี้จึงอ้างอิงจากตำราของผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านโดยตรง รายงานการประชุมวิชาการ บทความวิชาการ วารสารระดับนานาชาติ ซึ่งเอกสารเหล่านี้ล้วนเป็นสื่อสิ่งพิมพ์ระดับสากล การเรียบเรียงตำราเป็นภาษาไทยจึงใช้การอ้างอิงศัพท์จาก ราชบัณฑิตยสถาน และคลังศัพท์ไทยซึ่งเขียนโดย สวทช. อย่างไรก็ตาม เนื่องจากเนื้อหาในตำราฉบับนี้เป็นเรื่องที่ทันสมัย บางคำศัพท์ผู้เขียนไม่สามารถเปลี่ยนเป็นภาษาไทยได้ ผู้เขียนจึงใช้ภาษาอังกฤษในการอธิบาย ทั้งนี้เพื่อให้ผู้อ่านสามารถเข้าใจเนื้อหาหลักของตำราฉบับนี้ได้ง่ายที่สุด

ตำราการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะฉบับนี้ ใช้ประกอบในการเรียนการสอนรายวิชา 212-573 การสื่อสารโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สำหรับนักศึกษาวิศวกรรมไฟฟ้า ในระดับบัณฑิตศึกษา และนักศึกษาระดับปริญญาบัณฑิตชั้นปีที่ 4 คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ เพื่อเป็นตำราประกอบการเรียนวิชา เริ่มต้นด้วยการทบทวนพื้นฐานด้านวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ซึ่งถูกเรียบเรียงขึ้นจากทีมผู้เขียน ผู้ซึ่งมีประสบการณ์สอนด้านวิศวกรรมไฟฟ้ากำลังมากกว่า 10 ปี แนะนำโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มาตรฐาน IEC 61850 สมาร์ทมิเตอร์ AMI สำหรับการสื่อสาร ผู้เขียนได้

กล่าวถึงเนื้อหาบททวนการสื่อสารข้อมูล เทคโนโลยีการสื่อสาร ตลอดจนการประยุกต์ใช้ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ อีกทั้งยังครอบคลุมถึงงานวิจัยในปัจจุบัน แนวคิดการวางระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จากบริษัทชั้นนำ รวมถึงทิศทางงานวิจัยในอนาคต ซึ่งเหมาะสำหรับนักศึกษาในระดับบัณฑิตศึกษา ตลอดจนวิศวกรไฟฟ้า ผู้ซึ่งสนใจในการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

สุดท้ายนี้ ทีมผู้เขียนขอขอบคุณคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ซึ่งให้การสนับสนุนการเขียนตำรา ส่วนดีของตำรฉบับนี้ผู้เขียนขออุทิศให้แด่ครู อาจารย์ทุกท่าน ผู้ซึ่งให้แนวความคิดในการปลูกฝังความรู้ทางวิชาการให้แก่ผู้เขียน รวมถึงบิดามารดาของผู้เขียน หากมีข้อความผิดพลาดใด ๆ ในตำรฉบับนี้จากความผิดพลาดของผู้เขียน ผู้อ่านสามารถส่งข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์มาที่ Chalakorn.s@psu.ac.th ทั้งนี้เพื่อว่าผู้เขียนจะนำข้อเสนอแนะดังกล่าวมาปรับปรุงจัดพิมพ์ครั้งถัดไป

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชลากร ครุพงศ์ศิริ

ดร.มงคล แซ่เจี๋ย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ อนุวัติ ประเสริฐสุทธิ

สารบัญ

คำนำ	ก
สารบัญ	ค
สารบัญรูป	ฅ
สารบัญตาราง	ฒ
อักษรย่อ	ณ
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 แนะนำการส่งพลังงานไฟฟ้า.....	1
1.2 แนวคิดโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	2
1.3 พลังงานสะอาด.....	3
1.4 การจัดการพลังงาน.....	6
1.5 การตอบสนองความต้องการพลังงาน	7
1.5.1 ด้านการบริหารจัดการของผู้ดูแลระบบ	8
1.5.2 ด้านการจัดหาพลังงานไฟฟ้า.....	8
1.5.3 ด้านผู้ใช้ไฟฟ้า	9
1.6 จุดเด่นของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	10
1.7 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในต่างประเทศ	15
1.7.1 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในยุโรป	15
1.7.2 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในประเทศสหรัฐอเมริกา	17
1.7.3 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเอเชีย-แปซิฟิก.....	18
บทที่ 2 ทบทวนพื้นฐานไฟฟ้ากำลัง.....	23
2.1 แรงดัน กระแส กำลัง และพลังงาน	23
2.1.1 วงจรไฟฟ้ากระแสตรง.....	23
2.1.2 ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ.....	25
2.1.3 เฟสเซอร์ (Phasor)	28
2.2 การผลิตพลังงานไฟฟ้า (Power Generation)	30
2.3 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission System)	31
2.4 ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า (Distribution Systems)	33
2.5 ความผิดปกติของ อุปกรณ์ตัดวงจร สวิตช์ไบนีต และอุปกรณ์ปิดวงจร.....	34

2.6 เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Readings)	37
2.7 คำถามท้ายบท.....	37
บทที่ 3 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	39
3.1 แนะนำโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	39
3.2 มาตรฐาน IEC 61850	42
3.2.1 ความจำเป็นของระบบสื่อสารบน IEC 61850	42
3.2.2 แนวคิดต้นแบบ IEC 61850 (Modeling Approach).....	45
3.2.3 การแปลงสู่โพรโทคอลจริง (Mapping to Real Protocols).....	49
3.2.4 โพรเซสซัส (Process Bus).....	52
3.2.5 ภาษาในการกำหนดค่าสถานีไฟฟ้าย่อย.....	54
3.2.6 ต้นแบบสถานีไฟฟ้าย่อย IEC	55
3.2.7 การประยุกต์ใช้ IEC 61850	56
3.2.8 ต้นแบบข้อมูล (Data Modeling)	59
3.2.9 อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligent Electronic Device: IED)	62
3.3 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ด้านต้นกำลังไฟฟ้า.....	64
3.3.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแหล่งชุมชน	64
3.3.2 การจัดเก็บพลังงานในระบบจำหน่าย.....	65
3.4 การจัดการระบบจำหน่ายและการส่งกำลังไฟฟ้า	67
3.5 โครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิม	68
3.5.1 โครงข่าย SCADA แบบดั้งเดิม	68
3.5.2 สถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation)	70
3.5.3 พัฒนาการของ SCADA บนมาตรฐาน IEC 61850	71
3.5.4 โครงข่ายสำหรับ SCADA	73
3.5.5 ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection).....	76
3.5.6 ความต้องการระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection Requirements).....	76
3.5.7 โครงข่ายสำหรับการป้องกันระยะไกล (Networking for Teleprotection).....	78
3.5.8 กล้องวงจรปิด	78
3.6 อุปกรณ์ตรวจจับและเครือข่ายการตรวจจับ	80
3.7 หน่วยวัดมุมเฟส (Phasor Measurement Units).....	83
3.8 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ด้านผู้บริโภคร	84

3.8.1	เครือข่ายสำหรับ DA (Networking for DA).....	85
3.8.2	Automatic Metering Infrastructure (AMI).....	86
3.9	เครือข่ายสื่อสารในบ้าน (Home Area Networks: HANs).....	91
3.9.1	การตอบสนองการใช้โหลด (Demand Response).....	93
3.9.2	วิธีการตอบสนองโหลด (Demand Response Methods).....	93
3.9.3	การรับรู้สถานการณ์ในมุมมองกว้างและจังหวัดการทำงานที่พร้อมกัน.....	98
3.9.4	สมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meters)	102
3.9.5	การรวบรวมความต้องการผู้ใช้	111
3.9.6	ผลิตภัณฑ์สมาร์ทมิเตอร์ในท้องตลาด.....	113
3.10	ไมโครกริด (Microgrid).....	118
3.11	เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Readings)	123
3.12	คำถามท้ายบท.....	123
บทที่ 4	เทคโนโลยีสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	125
4.1	แนะนำหลักการพื้นฐานในการสื่อสารทั่วไป.....	126
4.1.1	การสื่อสารสองทาง (Duplexing).....	126
4.1.2	ช่องสื่อสารเฉพาะและช่องสื่อสารร่วม	127
4.1.3	การมอดูเลตสัญญาณดิจิทัล (Digital Modulation)	129
4.1.4	การมัลติเพล็กซ์ (Multiplexing).....	131
4.1.5	การส่งแบบดิจิทัล (Digital Transmission)	132
4.2	การสื่อสารข้อมูล (Data Communication).....	132
4.2.1	ต้นแบบการเชื่อมต่อหลาย ๆ ระบบ (OSI model).....	132
4.2.2	ชั้นที่ซีพี/ไอพี (TCP/IP Layers).....	136
4.2.3	การเปรียบเทียบระหว่าง OSI Model กับ TCP/IP.....	137
4.3	อีเทอร์เน็ต (Ethernet)	138
4.4	ใยแก้วนำแสง (Optical Fiber)	139
4.5	เครือข่ายเซลลูลาร์ยุคที่ 4 (LTE Network)	142
4.5.1	สถาปัตยกรรมเครือข่าย (Network Architecture)	142
4.5.2	เทคนิคการมัลติเพล็กซ์ (Multiplexing Technique).....	145
4.5.3	โครงสร้างของเฟรม (Frame Structure)	147
4.5.4	โครงสร้างทางกายภาพ (Physical Structure)	148

4.5.5	ช่องสัญญาณทางกายภาพ (Physical Channel).....	151
4.5.6	กระบวนการการเข้าถึงอย่างสุ่ม (Random Access Procedure)	155
4.5.7	ข้อความสำหรับควบคุมระบบเครือข่าย (NAS Message).....	158
4.5.8	การควบคุมการเข้าถึงเครือข่าย (Admission Control).....	158
4.5.9	กำหนดการส่งข้อมูลขาขึ้น (Uplink Scheduling)	159
4.6	เทคโนโลยีสื่อสารลอรา (LoRa Communication Technology)	159
4.6.1	สถาปัตยกรรมลอราแวน	160
4.6.2	การมอดูเลตสัญญาณลอรา.....	163
4.6.3	การดีมอดูเลตสัญญาณลอรา.....	164
4.6.4	ข้อกำหนดด้านการใช้งานย่านความถี่ของลอราแวน	167
4.7	การสื่อสารบนสายส่งไฟฟ้า (Power Line Communication)	167
4.7.1	ประเภทของ PLC เทคโนโลยี.....	168
4.7.2	สัญญาณรบกวนและการรบกวน.....	169
4.7.3	มาตรฐานบน Broadband PLC โดย IEEE 1901	170
4.7.4	มาตรฐาน ITU G.9903 G3-PLC	173
4.7.5	การ Coupling สัญญาณ PLC บนสายส่งกำลังไฟฟ้า	174
4.7.6	หลักการ Coupling สัญญาณเบื้องต้น	174
4.7.7	การออกแบบ Coupling	179
4.8	ซิกบี (ZigBee).....	182
4.8.1	ลักษณะทางกายภาพของซิกบี.....	183
4.8.2	ชั้นการเข้าถึงช่องสื่อสาร (MAC Layer).....	188
4.8.3	ต้นแบบการส่งข้อมูลซิกบี (ZigBee Data Transfer Model).....	194
4.8.4	การหาเส้นทางของซิกบี (ZigBee Routing).....	203
4.9	เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Reading).....	205
4.10	คำถามท้ายบท.....	205
บทที่ 5	การประยุกต์ใช้ระบบสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	207
5.1	สถาปัตยกรรมของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	207
5.2	โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะบนเทคโนโลยีสื่อสาร 4G.....	208
5.3	โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะบนเทคโนโลยีสื่อสาร PLC	210
5.3.1	ความต้องการพื้นฐานของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	211

5.3.2	การประยุกต์ใช้ PLC	212
5.3.3	การสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์บน PLC	217
5.4	การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของบริษัทชั้นนำ	223
5.4.1	การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ General Electric	223
5.4.2	การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ ABB	226
5.4.3	การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ Quanta	229
5.5	ความปลอดภัยของข้อมูล ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย	233
5.5.1	เครือข่ายสื่อสารด้วยวิธีการ Dial-Up	234
5.5.2	เครือข่ายสื่อสารด้วยวิธีการ Dial-Up Maintenance Server	235
5.5.3	เครือข่ายสื่อสารด้วยวิธีการ O&M Shared High Speed Connection	236
5.5.4	เครือข่ายสื่อสารด้วยวิธีการ Separate O&M High Speed Connection.....	238
5.6	เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Reading).....	239
5.7	คำถามท้ายบท.....	239
บทที่ 6	งานวิจัยเทคโนโลยีสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	241
6.1	งานวิจัยการส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ บนช่องสัญญาณควบคุมของเครือข่าย 4G	242
6.1.1	การตั้งค่าระบบเพื่อส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ บนแบบจำลองเครือข่าย 4G	243
6.1.2	การกำหนดค่าพารามิเตอร์เพื่อส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ บนสัญญาณควบคุม	244
6.1.3	ผลการทดลองการส่งข้อมูลบนสัญญาณควบคุม.....	246
6.1.4	สรุปงานวิจัยการส่งข้อมูลบนสัญญาณควบคุม	249
6.2	งานวิจัยกลไกแก้ปัญหาความขัดแย้ง ของช่องสัญญาณบนเครือข่าย 4G	250
6.2.1	การตั้งค่ากลไกการจำลองเพื่อเข้าถึงเครือข่าย 4G	253
6.2.2	การวิเคราะห์ประสิทธิภาพของกลไกที่นำเสนอบนเครือข่าย 4G	255
6.2.3	ผลการทดลองจากกลไกการเข้าถึงเครือข่าย 4G	258
6.2.4	สรุปงานวิจัยกลไกการเข้าถึงเครือข่าย 4G	260
6.3	งานวิจัยเทคโนโลยีสื่อสารลORA บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	260
6.3.1	แนวคิดของงานวิจัย	261
6.3.2	การออกแบบ MSA	262
6.3.3	การตั้งค่าการวัด	265
6.3.4	ผลการทดลองและการวิจารณ์ผล	267
6.3.5	สรุปผลการทดลอง	272

6.4 เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Reading).....	272
6.5 คำถามท้ายบท.....	272
บรรณานุกรม	273
อภิธานศัพท์	279
ดัชนีคำศัพท์.....	286

สารบัญรูป

รูปที่ 1-1 โครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	12
รูปที่ 1-2 แนวคิดการสื่อสารและการส่งกำลังไฟฟ้าโดย NIST	14
รูปที่ 1-3 แผนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 3 ชั้นตอนหลักในประเทศจีน.....	19
รูปที่ 2-1 วงจรไฟฟ้ากระแสตรงอย่างง่าย	24
รูปที่ 2-2 วงจรไฟฟ้ากระแสสลับต่อกับตัวต้านทาน	25
รูปที่ 2-3 วงจรไฟฟ้ากระแสสลับต่อกับตัวเหนี่ยวนำ	26
รูปที่ 2-4 วงจรไฟฟ้ากระแสสลับต่อกับตัวเก็บประจุ	28
รูปที่ 2-5 วงจรไฟฟ้ากระแสสลับต่อกับโหลด	29
รูปที่ 2-6 แหล่งจ่ายแรงดันและเฟสเซอร์แรงดัน	31
รูปที่ 2-7 ระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า.....	32
รูปที่ 2-8 ภาพรวมของการส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า	34
รูปที่ 2-9 อุปกรณ์ตัดวงจรและสวิตช์ใบมีดในสถานีไฟฟ้าย่อย	35
รูปที่ 2-10 สวิตช์ใบมีดและอุปกรณ์เปิดปิดวงจรที่ Feeder	36
รูปที่ 3-1 แผนผังอย่างง่ายของโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิม	40
รูปที่ 3-2 สถาปัตยกรรมโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะร่วมกับอุปกรณ์ในระบบ.....	41
รูปที่ 3-3 โครงสร้างของชื่อ Object ใน IEC 61850-8-1	48
รูปที่ 3-4 ภาพรวมของการสื่อสารบน IEC 61850	52
รูปที่ 3-5 แนวคิดในการวัดค่าจากการสุ่ม.....	53
รูปที่ 3-6 ต้นแบบสถานีไฟฟ้าย่อยทำงานบน IEC 61850.....	55
รูปที่ 3-7 การใช้ IEC 61850 ด้วย OPC	56
รูปที่ 3-8 การใช้ OPC บน IEC 61850 ส่วนต่อประสานไปยัง IT	57
รูปที่ 3-9 สถาปัตยกรรมการรวบรวมข้อมูลบน IEC 61850	58
รูปที่ 3-10 เกตเวย์ของข้อมูลบน IEC 61850 โดยใช้ OPC	59
รูปที่ 3-11 IED CB ของ IEC 61850.....	60
รูปที่ 3-12 รีเลย์ป้องกันบน PMU พังก์ชันของ IEC 61850	61
รูปที่ 3-13 การส่งข้อมูลบน IEC 61850.....	61
รูปที่ 3-14 การตั้งค่าทั่วไปของรีเลย์ IED	62
รูปที่ 3-15 ตัวอย่างอุปกรณ์ IED	63

รูปที่ 3-16 สถานีไฟฟ้าย่อยอย่างง่าย.....	69
รูปที่ 3-17 เครือข่ายเฝ้าระวังสถานีไฟฟ้าย่อยด้วย SCADA	69
รูปที่ 3-18 สถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850	71
รูปที่ 3-19 สถาปัตยกรรม DNP3	74
รูปที่ 3-20 สถาปัตยกรรม DNP3 บน IP	75
รูปที่ 3-21 ระบบป้องกันระยะไกล.....	77
รูปที่ 3-22 เครือข่ายกล่องวงจรปิดภายในสถานีไฟฟ้าย่อย	79
รูปที่ 3-23 ตัวตรวจจับแรงดันและกระแสด้วยวงจรปรับสภาพสัญญาณ	81
รูปที่ 3-24 ตัวตรวจจับแรงดันและกระแสด้วยวงจรปรับสภาพสัญญาณ (AC).....	82
รูปที่ 3-25 ไดอะแกรมการทำงานของ PMU	83
รูปที่ 3-26 ตัวอย่างของอุปกรณ์ Feeder รวมถึงระบบจำหน่ายอัตโนมัติ	85
รูปที่ 3-27 เครือข่ายสื่อสารของ AMI	88
รูปที่ 3-28 มาตรฐาน ANSI C12.22 บนเครือข่ายสมาร์ตมิเตอร์	89
รูปที่ 3-29 มาตรฐานการเชื่อมต่อเครือข่ายของ AMI	91
รูปที่ 3-30 แผนผังเครือข่ายสื่อสารภายในบ้านพักอาศัย	92
รูปที่ 3-31 แนวคิดตลาดพลังงานของภาคธุรกิจ	94
รูปที่ 3-32 วิธีการตอบสนองการใช้พลังงาน	96
รูปที่ 3-33 สถาปัตยกรรม NASPInet.....	101
รูปที่ 3-34 พัฒนาการของมิเตอร์ไฟฟ้า.....	102
รูปที่ 3-35 แนวคิดของสถาปัตยกรรมสมาร์ตมิเตอร์.....	103
รูปที่ 3-36 การเปรียบเทียบระหว่าง OSI model และชั้นเครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์.....	104
รูปที่ 3-37 การเร้าแพกเกตระหว่างโหนด.....	106
รูปที่ 3-38 การสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์.....	111
รูปที่ 3-39 การจัดสรรเวลาการใช้โหนด	112
รูปที่ 3-40 การใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ	113
รูปที่ 3-41 ตัวอย่างสมาร์ตมิเตอร์ รุ่น I-210+C	114
รูปที่ 3-42 สมาร์ตมิเตอร์รุ่น SGM3000	115
รูปที่ 3-43 สมาร์ตมิเตอร์ที่ถูกนำมาใช้ในประเทศไทย	116
รูปที่ 3-44 ตัวอย่างไมโครกริดที่มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี	118
รูปที่ 3-45 แนะนำไมโครกริด.....	119

รูปที่ 3-46 การไหลของระบบไฟฟ้ากำลังในระบบไมโครกริด	120
รูปที่ 3-47 เปรียบเทียบระบบไมโครกริดเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง	121
รูปที่ 3-48 ส่วนประกอบในไมโครกริด	122
รูปที่ 4-1 ทิศทางการสื่อสาร	126
รูปที่ 4-2 การเปรียบเทียบช่องสื่อสารเฉพาะและช่องสื่อสารร่วม	127
รูปที่ 4-3 ลักษณะการเชื่อมต่อในสถานีไฟฟ้าย่อย	128
รูปที่ 4-4 ตัวอย่างของ Differential relay	129
รูปที่ 4-5 เทคนิคการมอดูเลตสัญญาณดิจิทัล	129
รูปที่ 4-6 การสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าย่อย	130
รูปที่ 4-7 การเปลี่ยนสัญญาณอนาล็อกเป็นดิจิทัล	131
รูปที่ 4-8 การมัลติเพล็กซ์	131
รูปที่ 4-9 OSI model	133
รูปที่ 4-10 แนวคิดของ TCP/IP	137
รูปที่ 4-11 การเปรียบเทียบ OSI และ TCP/IP	138
รูปที่ 4-12 สายใยแก้วนำแสง	140
รูปที่ 4-13 หลักการทำงานของแสงในสายใยแก้วนำแสง	140
รูปที่ 4-14 การเดินทางของแสงในสายใยแก้วนำแสงต่างชนิด	142
รูปที่ 4-15 Functional split between E-UTRAN and EPC	143
รูปที่ 4-16 LTE overall architecture	144
รูปที่ 4-17 OFDM symbols in one radio frame on LTE	145
รูปที่ 4-18 เปรียบเทียบ OFDM และ SC-FDMA output symbol on LTE	146
รูปที่ 4-19 โครงสร้างเฟรมวิทยุชนิดที่ 2 (TDD) on LTE	147
รูปที่ 4-20 Downlink resource grid on LTE	149
รูปที่ 4-21 Radio interface protocol architecture on LTE	151
รูปที่ 4-22 Preamble format on LTE	152
รูปที่ 4-23 Preamble structure in a radio frame on LTE	154
รูปที่ 4-24 Mapping of logical, transport, and uplink physical channels on LTE	155
รูปที่ 4-25 Random access procedure on LTE	156
รูปที่ 4-26 โพรโทคอลสเต็กสัญญาณควบคุมบนเครือข่าย LTE	158
รูปที่ 4-27 สัญญาณเซิร์บขาขึ้นของลอร่า	160

รูปที่ 4-28 การเปรียบเทียบทอพอโลยีของลอร่า	161
รูปที่ 4-29 สถาปัตยกรรมลอร่าแวน	162
รูปที่ 4-30 Spectrogram ของการมอดูเลตสัญญาณลอร่า	163
รูปที่ 4-31 พัฒนาการของ PLC	168
รูปที่ 4-32 การเปรียบเทียบสัญญาณ Narrowband and Broadband	169
รูปที่ 4-33 แหล่งกำเนิดสัญญาณรบกวนใน PLC	170
รูปที่ 4-34 สัญญาณรบกวนจากหลอดฟลูออเรสเซนต์	171
รูปที่ 4-35 The MAC cycle in IEEE 1901 and in ITU-T G.hn	172
รูปที่ 4-36 การเข้าถึงช่องสัญญาณที่อาจมีความขัดแย้งใน STXOP บนมาตรฐาน G.hn	173
รูปที่ 4-37 ต้นแบบการ Coupling ด้วยสายอากาศ.....	174
รูปที่ 4-38 วงจรสมมูลสำหรับการ Coupling ด้วยตัวเก็บประจุบน PLC	175
รูปที่ 4-39 การ Coupling ด้วยขดลวดบน PLC	176
รูปที่ 4-40 บล็อกไดอะแกรมของการ Coupling ด้วยตัวต้านทานบน PLC	177
รูปที่ 4-41 วงจร Coupling ด้วยตัวเก็บประจุสำหรับแรงดันไฟฟ้าปานกลาง	178
รูปที่ 4-42 ตัวอย่างการ Coupling ด้วยตัวเก็บประจุบนสายส่งไฟฟ้าแรงดันต่ำ	178
รูปที่ 4-43 วงจรส่วนต่อประสานของการ Coupling.....	179
รูปที่ 4-44 วงจร Coupling สมมูลอย่างง่าย	180
รูปที่ 4-45 PLC Coupling ด้วยวงจรป้องกัน	181
รูปที่ 4-46 ผลการจำลองวงจร Coupling ด้วยฟังก์ชันการโอนย้าย	182
รูปที่ 4-47 ช่องสัญญาณและความถี่ของซิกบี	183
รูปที่ 4-48 ต้นแบบทอพอโลยีของซิกบี	184
รูปที่ 4-49 เปรียบเทียบ Interoperability และ Coexistence	184
รูปที่ 4-50 สถาปัตยกรรมของซิกบี	185
รูปที่ 4-51 ซุปเปอร์เฟรม MAC ของซิกบี	188
รูปที่ 4-52 เฟรมช่องว่างของซิกบี	190
รูปที่ 4-53 รูปแบบเฟรมเบคอนของซิกบี	191
รูปที่ 4-54 Slotted CSMA/CA ของซิกบี.....	191
รูปที่ 4-55 อัลกอริทึม CSMA/CA ของซิกบี.....	193
รูปที่ 4-56 การส่งข้อมูลของซิกบี.....	194
รูปที่ 4-57 การรับข้อมูลของซิกบี	195

รูปที่ 4-58 ลำดับข้อความการเชื่อมต่อกับ Coordinator ของซิกบี	197
รูปที่ 4-59 ลำดับข้อความการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ของซิกบี	199
รูปที่ 4-60 Frame Format ของซิกบี	201
รูปที่ 4-61 Acknowledgement Frame Format ของซิกบี	202
รูปที่ 4-62 Data Frame Format ซิกบี	202
รูปที่ 4-63 การหาเส้นทางของซิกบี	204
รูปที่ 5-1 สถาปัตยกรรมของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	208
รูปที่ 5-2 การประยุกต์ใช้เครือข่ายสื่อสาร 4G บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	209
รูปที่ 5-3 โครงสร้างโครงข่ายไฟฟ้าในทวีปยุโรป	212
รูปที่ 5-4 ทอพอโลยีของเครือข่ายไฟฟ้าในทวีปยุโรป	213
รูปที่ 5-5 สภาพแวดล้อมของสมาร์ตมิเตอร์ที่ถูกติดตั้งตามบ้านพักอาศัย	214
รูปที่ 5-6 โครงสร้างทั่วไปในการจ่ายพลังงานในทวีปเอเชียและอเมริกา	215
รูปที่ 5-7 ตัวอย่างการใช้งานจริงของการป้อนสัญญาณ BPL-PLC	216
รูปที่ 5-8 การสื่อสารด้วย PLC ระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย	216
รูปที่ 5-9 โครงสร้างการส่งไฟฟ้าอย่างง่าย	217
รูปที่ 5-10 โครงข่ายสมาร์ตมิเตอร์อย่างง่าย	218
รูปที่ 5-11 ต้นแบบของ LV บนช่องสัญญาณ NB-PLC	220
รูปที่ 5-12 ต้นแบบของเครือข่ายในระบบจำหน่าย LV บนช่องสัญญาณ NB-PLC	221
รูปที่ 5-13 ความถี่ตอบสนองบนช่องสัญญาณ NB-PLC	222
รูปที่ 5-14 สถาปัตยกรรมสื่อสารโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ GE	225
รูปที่ 5-15 การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ ABB	229
รูปที่ 5-16 การประยุกต์ใช้ AMI ของบริษัท Quanta	230
รูปที่ 5-17 พัฒนาการของ AMI ในมุมมองของบริษัท Quanta	231
รูปที่ 5-18 เครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย	234
รูปที่ 5-19 เครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย (อนุกรม Maintenance Server)	236
รูปที่ 5-20 เครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย (O&M WAN ร่วมกัน)	237
รูปที่ 5-21 เครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย (O&M WAN แยก)	238
รูปที่ 6-1 โปรแกรมจำลอง OPNET	242
รูปที่ 6-2 การตั้งค่า TAU บนโปรแกรมจำลอง OPNET	243
รูปที่ 6-3 ผลการทดลองการส่งข้อมูลบนสัญญาณควบคุมของเครือข่าย 4G	247

รูปที่ 6-4 การเปรียบเทียบการเข้าถึงช่องสัญญาณอย่างสุ่ม และกลไกการแก้ไข	251
รูปที่ 6-5 กลไกการแก้ปัญหาความขัดแย้ง สำหรับแพคเกจของสมาร์ตมิเตอร์	253
รูปที่ 6-6 แบบจำลองกลไกการแก้ปัญหาคัดแย้ง ด้วยโปรแกรม OPNET.....	254
รูปที่ 6-7 Preamble time slot ในเฟรมวิทยุบนเครือข่าย 4G.....	255
รูปที่ 6-8 ความหนาแน่นในการเข้าถึงอย่างสุ่มบนเครือข่าย 4G	256
รูปที่ 6-9 การตรวจสอบอัตราการหน่วงของสมาร์ตมิเตอร์ บนเครือข่าย 4G.....	258
รูปที่ 6-10 อัตราการหน่วงของสมาร์ตมิเตอร์ ด้วยกลไกที่นำเสนอบนเครือข่าย 4G	259
รูปที่ 6-11 ความพยายามเข้าถึงสมาร์ตมิเตอร์ ด้วยกลไกที่นำเสนอบนเครือข่าย 4G	260
รูปที่ 6-12 เปรียบเทียบสายอากาศแบบทิศทางเดียวและรอบทิศทาง ของสมาร์ตมิเตอร์.....	261
รูปที่ 6-13 ต้นแบบของสายอากาศ สำหรับสมาร์ตมิเตอร์	263
รูปที่ 6-14 การวัดค่าลดทอนที่ย่านความถี่ลอรา	265
รูปที่ 6-15 การตั้งค่าการทดลอง LoRaWAN กรณีของสมาร์ตมิเตอร์	266
รูปที่ 6-16 แผนที่การทดลองรับค่า RSSI ในสภาพแวดล้อมจริง	268
รูปที่ 6-17 การวัด PL ของสายอากาศที่นำเสนอ	270
รูปที่ 6-18 การนำต้นแบบที่นำเสนอไปทดสอบใช้งาน	271

สารบัญตาราง

ตารางที่ 1-1 การเปรียบเทียบโครงข่ายไฟฟ้าดั้งเดิมและโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	15
ตารางที่ 1-2 การลงทุนบน RESs และสมาร์ตมิเตอร์ในเขตเอเชีย-แปซิฟิก	18
ตารางที่ 3-1 สรุปข้อกำหนดมาตรฐาน IEC 61850	45
ตารางที่ 3-2 Logical Node ของ CB ใน IEC 61850-7-4	47
ตารางที่ 3-3 สถานะของจุดเดี่ยว (SPS) กลุ่มข้อมูลทั่วไปใน IEC 61850-7-3	49
ตารางที่ 3-4 การแปลง IEC 61850 สู่ Object ของ MMS	50
ตารางที่ 3-5 การแปลงบริการบน IEC 61850	51
ตารางที่ 3-6 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะด้วยระบบ SCADA และ AMI	91
ตารางที่ 3-7 เทคโนโลยีสื่อสารหลักของสมาร์ตมิเตอร์	109
ตารางที่ 3-8 คุณสมบัติของสมาร์ตมิเตอร์ I-210+ และ i-210+C	114
ตารางที่ 3-9 คุณสมบัติเฉพาะของสมาร์ตมิเตอร์ที่ถูกนำมาใช้งานในประเทศไทย	117
ตารางที่ 4-1 ตัวอย่างอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย	128
ตารางที่ 4-2 Uplink-Downlink configuration	148
ตารางที่ 4-3 อัตราการรับส่งข้อมูลบนเครือข่าย LTE	150
ตารางที่ 4-4 PRACH configuration index	153
ตารางที่ 4-5 อัตราความเร็วของลอร่า	165
ตารางที่ 4-6 ความไวของเกตเวย์และ SNR ขั้นต่ำสำหรับการติดต่อสัญญาณลอร่า	165
ตารางที่ 4-7 ช่องสัญญาณลอร่าในประเทศไทยและทวีปเอเชีย	166
ตารางที่ 4-8 คุณสมบัติทางเทคนิคที่สำคัญของมาตรฐาน IEEE 1901.2	171
ตารางที่ 4-9 ตารางแสดงค่าคุณสมบัติเฉพาะของหม้อแปลง Coupling	180
ตารางที่ 4-10 ความถี่และอัตราการส่งข้อมูลของเทคโนโลยีสื่อสารซิกบี	187
ตารางที่ 5-1 ตัวอย่างสถิติประชากรกับเครือข่าย 4G	210
ตารางที่ 6-1 ค่าพารามิเตอร์สำหรับการส่งข้อมูลบนสัญญาณควบคุม	245
ตารางที่ 6-2 การเปรียบเทียบอัตราการหน่วงจากการจำลองและการวิเคราะห์	257
ตารางที่ 6-3 พารามิเตอร์ของ MSA ที่นำเสนอ	263
ตารางที่ 6-4 คุณสมบัติเฉพาะของสายอากาศ	266
ตารางที่ 6-5 คุณภาพของการสื่อสาร	267

อักษรย่อ

ACSI	Abstract Communication Service
AIS	Air Insulated Switchgear
CDC	Common Data Class
CPP	Critical Peak Pricing
CT	Current Transformer
DG	Distributed generation
DLR	Dynamic Line Rating
DNP3	Distributed Network Protocol 3
DR	Demand Response
DSS	Distribution Substation
EHV	Extra High Voltage
EMC	ElectroMagnetic Compatibility
EMS	Energy Management System
FAN	Field Area Network
GIS	Gas Insulated Switchgear
GOMSFE	Generic Object Models for Substation and Feeder Equipment
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
GPS	Global Positioning System
GSSE	Generic Substation State Event
HAN	Home Area Network
HEMS	Home Energy Management System
HV	High Voltage
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electronic Device
IP	Internet Protocol
ISO	International Standards Organization
ITU	International Telecommunication Union
LAN	Local Area Network
LN	Logical Node
LV	Low Voltage

MB	Megabyte
MU	Merging Unit
MV	Medium Voltage
NB	Narrowband
OSI	Open Systems Interconnection
PD	Physical Device
PDC	Phasor Data Concentrator
PDU	Protocol Data Unit
PHY	Physical (layer)
PICOM	Piece of Information for COMmunication
PLC	Power Line Communication
PMU	Phasor Measurement Unit
PT	Potential Transformer
RTU	Remote Terminal Unit
SAS	Substation Automation System
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SCL	Substation Configuration Language
SCSM	Specific Communication Service Mapping
SPS	Single Point Status
SSD	System Specification Description
ToU	Time of Use
UDP	User Datagram Protocol
VLAN	Virtual LAN
VoIP	Voice over IP
WiMAX	Worldwide Interoperability for Microwave Access
XML	eXtensible Markup Language

บทที่ 1

บทนำ

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชลากร ครูพงศ์ศิริ

เนื้อหาในบทนี้จะแนะนำภาพรวม แนวคิดในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดพลังงาน การกระจายพลังงานไฟฟ้าจากต้นกำเนิดพลังงาน ไปยังผู้บริโภคเบื้องต้น พัฒนาการของการส่งพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบดั้งเดิม (Power Grid) การนำเทคโนโลยีสารสนเทศเข้ามาพัฒนาระบบให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น จากต้นกำเนิดไฟฟ้า ระบบส่งพลังงานไฟฟ้า จนกระทั่งผู้บริโภคปลายทาง ในประเด็นสุดท้ายจะกล่าวถึงการสื่อสารระบบส่งพลังงานไฟฟ้าอย่างอัจฉริยะ หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid)

1.1 แนะนำการส่งพลังงานไฟฟ้า

ในช่วงปี 1880 ระบบส่งกำลังไฟฟ้าถูกก่อตั้งในประเทศสหรัฐอเมริกา มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เครื่องจักรไอน้ำ โดยใช้เครื่องจักรไอน้ำเป็นโรงต้นกำลัง ผลิตแรงดันไฟฟ้า 100 โวลต์ เพื่อใช้เป็นแสงสว่าง เนื่องจากแรงดันไฟฟ้ามีขนาดต่ำ ไม่สามารถส่งไปยังพื้นที่ไกล ๆ ได้ ดังนั้นจึงมีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจำนวนมากกระจายทั่วประเทศ เมื่อความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น โรงไฟฟ้าขนาดเล็กต่าง ๆ จึงรวมตัวกันเพื่อสร้างเครือข่ายการผลิตไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น รองรับจำนวนผู้ใช้งานจำนวนมาก มีระยะให้บริการไกลกว่าระบบส่งกำลังไฟฟ้าแบบดั้งเดิม การเชื่อมต่อกันของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กนี้เพิ่มมากขึ้นจนกระทั่งครอบคลุมภายในหนึ่งมลรัฐ และเชื่อมต่อกันระหว่างมลรัฐ

ปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องถือเป็นปัญหาใหญ่ทั่วประเทศ ในประเทศเขตอบอุ่นหากกระแสไฟฟ้าขัดข้องในช่วงฤดูหนาวเพียงไม่กี่ชั่วโมง อาจส่งผลกระทบต่ออันตรายถึงชีวิต เนื่องจากอุณหภูมิที่ลดลงอย่างต่อเนื่อง พลเมืองในทุกพื้นที่ที่ต้องการเครื่องทำความร้อน ซึ่งเครื่องทำความร้อนเหล่านี้ใช้พลังงานจากไฟฟ้า ปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องอาจกระทบถึงภาคอุตสาหกรรม ที่ซึ่งต้องเดินเครื่องจักรในกระบวนการผลิตตลอด 24 ชั่วโมง ยิ่งไปกว่านั้นปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องยังกระทบไปยังภาคขนส่งเช่นการโดยสารด้วยรถไฟ ซึ่งใช้พลังงานไฟฟ้าในการขับเคลื่อนและควบคุมระบบ เป็นต้น การแผ่กระจายโครงข่ายไฟฟ้าถือเป็นสิ่งจำเป็น เพื่อลดโอกาสการเกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้อง หรือลดเวลาในการแก้ไขจุดความผิดปกติให้น้อยลง

ในประเทศไทยภาวะกระแสไฟฟ้าขัดข้องในเขตหัวเมืองใหญ่พบไม่บ่อยนัก เนื่องจากมีการวางแผนและป้องกัน ระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ดีในระดับหนึ่ง อย่างไรก็ตาม ในจังหวัดหรืออำเภอในพื้นที่ห่างไกล ภาวะกระแสไฟฟ้าขัดข้อง สามารถพบได้บ่อยครั้ง ด้วยสาเหตุอันได้แก่เสถียรภาพของระบบและสภาพแวดล้อมในพื้นที่ห่างไกล เช่นการเกิดเหตุขัดข้องจากกิ่งไม้หักโค่นจากพายุฝน หรือสัตว์เลื้อยคลาน เป็นต้น

1.2 แนวคิดโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ตั้งแต่ปี 2005 ความสนใจในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีเพิ่มขึ้นทั่วโลก เนื่องจากการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ส่งเสริมให้ระบบมีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วมในการจัดหาพลังงาน ผู้ดูแลโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะสามารถเฝ้าระวังทุกส่วนของระบบ ตั้งแต่แหล่งกำเนิดพลังงาน การส่งพลังงาน และการกระจายพลังงาน ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งระบบ Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) เดิมไม่ครอบคลุมถึงส่วนกระจายพลังงานไฟฟ้า

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ถูกออกแบบด้วยวัตถุประสงค์ที่ช่วยสนับสนุนให้ทุกภาคส่วน มีส่วนร่วมในการจัดหาพลังงาน อันเนื่องจากการจัดหาแหล่งพลังงานขนาดใหญ่ค่อนข้างกระทบหลายภาคส่วน ในปัจจุบันการเพิ่มประสิทธิภาพและเสถียรภาพ หมายถึงผู้ใช้ไฟฟ้าต้องมีพลังงานไฟฟ้าใช้ในเวลาที่ต้องการ ไม่มีปัญหาไฟฟ้าขัดข้องหรือปัญหาแรงดันตกในบางพื้นที่ ปัญหาด้านความมั่นคงด้านพลังงาน โดยทั่วไปภาครัฐต้องจัดหาพลังงานสำรองสำหรับภาคธุรกิจและทิศทางการวางแผนเพื่อขับเคลื่อนภาคอุตสาหกรรม เป็นต้น ประเด็นสุดท้ายด้านสภาพแวดล้อม การสร้างแหล่งต้นกำลังใหม่ต้องกระทบต่อสภาพแวดล้อมน้อยที่สุด ดังนั้นแนวทางของแหล่งพลังงานในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจึงมุ่งไปสู่พลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานสะอาดเช่น พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น ดังนั้นโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ พิจารณาประเด็นหลัก 3 ประการ

ประการแรก โครงข่ายไฟฟ้าอำนวยความสะดวก ทั้งด้านเทคโนโลยีและด้านนโยบาย ในการเพิ่มแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้าได้ทั่วทุกส่วนของระบบโครงข่าย กล่าวคือเปิดโอกาสให้มีแหล่งพลังงานต้นกำลัง ซึ่งสามารถติดตั้งภายในแหล่งชุมชนหรือภายในบ้านพักอาศัย จะช่วยให้การจัดการเรื่องพลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น เช่นการติดตั้ง โซลาร์เซลล์ บนหลังคาบ้านพักอาศัยหรืออาคารสำนักงานหรือไมโครกริด เป็นต้น ทั้งนี้หากพลังงานไฟฟ้าที่เหลือจากการผลิต สามารถส่งกลับมาจำหน่ายให้กับผู้ใช้งานอื่น ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้

ประการที่สอง โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะรองรับพลังงานบริสุทธิ์จากธรรมชาติ เช่น พลังงานลมหรือพลังงานแสงอาทิตย์ ในพื้นที่ที่มีสายส่งกำลังไฟฟ้าตัดผ่าน หากมีปริมาณลมที่เหมาะสมในการผลิตกระแสไฟฟ้า โครงข่ายอัจฉริยะรองรับแหล่งพลังงานลม เข้ามาในระบบไฟฟ้าได้ทันที ในทำนอง

เดียวกัน ในเขตพื้นที่ห่างไกล หากมีความจำเป็นต้องใช้พลังงานไฟฟ้า โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะรองรับการเพิ่มขึ้นของโรงต้นกำลังขนาดเล็กหรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า ไมโครกริด ซึ่งไม่เคยเกิดขึ้นมาก่อนในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าในรูปแบบเดิม

ประเด็นสุดท้าย โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะสามารถควบคุม ตรวจสอบหรือสั่งการ เฉพาะจุดที่ต้องเฝ้าระวังได้ ด้วยความสามารถของสมาร์ทมิเตอร์ ร่วมกับสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ โดยสื่อสารผ่านเทคโนโลยีเครือข่าย Ethernet, 4G/5G, PLC, Modbus, หรือลอรา ผู้ใช้งานสามารถเฝ้าระวังการใช้พลังงานภายในบ้านพักอาศัยของตนเองได้อย่างเหมาะสม ผ่านเครือข่ายสื่อสาร สำหรับผู้ดูแลระบบสามารถเฝ้าระวังปัญหาในระบบไฟฟ้าขัดข้องในย่านชุมชนได้ ระดับหมู่บ้าน ตำบล หรือจังหวัดได้ ทั้งนี้เพื่อลดเวลากระแสไฟฟ้าขัดข้องให้สั้นลง

โดยทั่วไปเมื่อกล่าวถึงระบบอัจฉริยะ จะกล่าวถึงหลักการทำงานที่ชาญฉลาดของอุปกรณ์หลักในระบบนั้น ๆ อย่างไรก็ตามในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีขอบเขตที่กว้างมาก ดังนั้นเพื่อให้ผู้อ่านเห็นภาพโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ผู้เขียนขอแนะนำเสนอแนวคิดดังนี้

1.3 พลังงานสะอาด

พลังงานสะอาด ด้วยความต้องการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นถึง 3 เท่าตัวในช่วง 40 ปีที่ผ่านมา การผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการดังกล่าว ด้วยเชื้อเพลิงจาก ถ่านหิน น้ำมัน และแก๊สธรรมชาติ ซึ่งปล่อยมลพิษขึ้นสู่อากาศในขั้นตอนกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ดังนั้นในยุคปัจจุบัน การสนับสนุนให้ใช้แหล่งเชื้อเพลิงดังกล่าวมีแนวโน้มลดลง และหันมาเพิ่มการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ที่สามารถลดมลพิษในขั้นตอนการผลิตพลังงาน และมีความยั่งยืน ซึ่งเป็นแนวคิดหลักของแต่ละประเทศ

- พลังงานลม (Wind Power)

การใช้พลังงานลมเป็นโรงต้นกำลังในการผลิตกระแสไฟฟ้า ถูกให้ความสำคัญและได้รับการพิจารณามากขึ้น กังหันลมเคลื่อนที่ด้วยแรงลมและหมุนแกนซึ่งต่ออยู่กับแกนหมุนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การเกิดพลังงานไฟฟ้านี้สามารถส่งเข้าไปในระบบส่งไฟฟ้าหลักได้ โดยทั่วไปกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันลมจะได้ประมาณ 1 ถึง 5 เมกะวัตต์ อย่างไรก็ตามในฟาร์มกังหันลมขนาดใหญ่สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้หลายร้อยเมกะวัตต์

จุดเด่นของการสร้างพลังงานไฟฟ้าด้วยกังหันลมคือ ไม่จำเป็นต้องใช้เชื้อเพลิงใด ๆ ในกระบวนการผลิต ซึ่งแตกต่างกับการสันดาป หรือการเผาไหม้เชื้อเพลิงเช่น ถ่านหิน หรือน้ำมัน การไม่จำเป็นต้องใช้เชื้อเพลิง ทำให้เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม อย่างไรก็ตาม แหล่งพลังงานลม อาจจะไม่แน่นอนในทุกช่วงเวลาของการผลิต ซึ่งไม่สามารถรับประกันบริการได้ ระบบจึงขาดเสถียรภาพ

- พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Power)

พลังงานแสงอาทิตย์ โดยมี 2 วิธีในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าคือ การใช้เซลล์โฟโตโวลเทอิก (Photovoltaic: PV) ซึ่งเปลี่ยนแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง และการรวบรวมความร้อน ซึ่งพลังงานความร้อนจากดวงอาทิตย์ถูกดูดซับไปยังน้ำร้อนหรือของเหลว เพื่อขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า แผงโซลาร์เซลล์จะถูกติดตั้งบนหลังคาบ้านพักอาศัย เพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายไฟฟ้าหลักจากภาครัฐ นอกจากนี้หากมีพลังงานไฟฟ้าเหลือ ผู้บริโภคสามารถจำหน่าย ด้วยการส่งพลังงานไฟฟ้าง่ายๆ เข้าสู่ระบบจ่ายกำลังไฟฟ้าหลักได้

อีกวิธีหนึ่งของการรับแสงจากดวงอาทิตย์ในรูปของความร้อน เพื่อดูดซับพลังงานความร้อนมาต้มน้ำ หรือของเหลวให้ขับเคลื่อนแกนกังหัน ซึ่งแกนกังหันดังกล่าวจะต่อกับแกนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า กระจุกรูปพาราโบลา ถูกใช้เป็นจุดรวมแสง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสร้างความร้อนให้มากขึ้น แหล่งพลังงานแสงอาทิตย์เช่นนี้สามารถกำเนิดพลังงานไฟฟ้าได้หลายเมกะวัตต์ หรือหลายจิกะวัตต์ ซึ่งกำลังอยู่ภายใต้การพัฒนา

ด้วยการใช้แหล่งต้นกำลังในการผลิตพลังงานไฟฟ้าง่ายๆ มีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมน้อยมาก เมื่อเทียบกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ที่ซึ่งต้องเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อให้ได้มาซึ่งพลังงาน อย่างไรก็ตาม หากไม่มีแสงอาทิตย์ในฤดูหนาว หรือเวลาเที่ยงคืน หรือในฤดูฝน หรือปัจจัยอื่น ๆ ดังนั้นจึงต้องใช้ระบบการจัดการช่วย อย่างผสมผสาน เพื่อให้ได้มาซึ่งพลังงานสะอาด และรักษาสิ่งแวดล้อมอย่างควบคู่กัน

- พลังงานความร้อนใต้พิภพ (Geothermal)

พลังงานความร้อนใต้พิภพ สร้างไอน้ำจากการกำเนิดน้ำร้อนโดยการเผาถ่านหิน ไอน้ำดังกล่าวมีแรงขับเคลื่อนไปยังแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า พลังงานความร้อนจากใต้พิภพ เป็นพลังงานจากธรรมชาติ ไม่จำเป็นต้องมีแหล่งเชื้อเพลิงป้อนเข้าในระบบเพื่อให้ได้พลังงานไฟฟ้าออกมาใช้งาน ปัจจุบันสามารถผลิตได้ถึง 1 จิกะวัตต์

- พลังงานจากเขื่อนขนาดเล็ก (Small Hydro)

พลังงานจากเขื่อนขนาดเล็ก ในอดีตการสร้างโรงไฟฟ้าจากเขื่อนต้องสร้างให้มีขนาดใหญ่ เพื่อรองรับการขยายตัวของการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภค การสร้างเขื่อนขนาดใหญ่กระทบต่อสิ่งแวดล้อมเป็นอย่างมาก ทั้งพันธุ์พืชที่ถูกทำลายจากปริมาณน้ำ อีกทั้งทำลายที่อยู่ของสัตว์ การออกหาอาหารของสัตว์หรือการย้ายถิ่นตามวิถีสัตว์ป่า ดังนั้นโรงไฟฟ้าจากเขื่อนขนาดเล็กจึงได้รับการพิจารณาความสำคัญ เพื่อรองรับแหล่งชุมชนระดับจังหวัด หรือประมาณ 10 เมกะวัตต์ ทั้งนี้เขื่อนขนาดเล็กทำลายสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าเขื่อนขนาดใหญ่

- พลังงานชีวมวล (Biomass and Biogas)

พลังงานจากชีวมวล ในประเทศเกษตรกรรมหรือประเทศที่กำลังพัฒนา มีอัตราความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงในการสร้างระบบสาธารณสุขโรค ประเทศกำลังพัฒนาเหล่านี้มีพืชผลทางการเกษตรหลังฤดูการเก็บเกี่ยว ที่ถูกเผาทิ้งในแต่ละปีหรือแต่ละฤดูกาลเป็นจำนวนมาก การเผาทิ้งทำให้เกิดการสูญเสียเปลวไฟที่ยังทำลายสภาพแวดล้อม สร้างมลพิษทางอากาศ โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลมีแนวคิดในการนำ ต้นตอ ใบไม้ หรือเศษพืช หลังฤดูการเก็บเกี่ยว เข้าเตาเผาเพื่อนำความร้อนที่ได้ผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า ในประเทศที่พัฒนาแล้ว การทำอาชีพเกษตรกรรมได้รับการจัดแบ่งพื้นที่ให้เหมาะสม แหล่งวัตถุดิบหรือเศษพืช อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกันง่ายต่อการลำเลียง เพื่อป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า

พลังงานจากแก๊สชีวภาพ คืออีกหนึ่งผลผลิตที่เกษตรกรไม่ต้องการ ซึ่งถูกปล่อยทิ้งโดยปราศจากการจัดการในหลายพื้นที่ ส่งกลิ่นไปยังย่านชุมชนในวงกว้าง นอกจากนี้ยังเป็นแหล่งอาศัยของสัตว์นำโรคหลายชนิดเช่น หนู แมลงหวี่ หรือแมลงวัน เป็นต้น พลังงานจากแก๊สชีวภาพได้รับการขยับถ่ายของเสียในการเลี้ยงสัตว์ของเกษตรกร เข้ามาสู่กระบวนการผลิตแก๊สที่ถูกต้องเหมาะสมในการลดออกซิเจนในพื้นที่ปิด ภายใต้การควบคุมด้านชีววิทยา ส่งผลให้ได้รับแก๊สธรรมชาติและแก๊สชีวภาพซึ่งประกอบด้วยแก๊สมีเทน (Methane) ถ้าแก๊สชีวภาพถูกทำให้บริสุทธิ์แก๊สมีเทนจะถูกนำออกไป มันจะกลายเป็นแก๊สธรรมชาติ นั่นหมายความว่าแก๊สธรรมชาตินี้ถูกผลิตโดยเกษตรกร ผู้ซึ่งเลี้ยงสัตว์ ซึ่งโรงไฟฟ้าแก๊สชีวภาพสามารถสร้างได้ในทุกจังหวัดทั่วประเทศ และมีพลังงานหมุนเวียนใช้ตลอด ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมทั้งในด้านของเสียจากภาคเกษตรกรรมและการผลิตพลังงานไฟฟ้า

- ยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicles: EV)

แหล่งพลังงานที่กล่าวมาข้างต้น เป็นต้นกำลังในการผลิตพลังงานไฟฟ้าแห่งอนาคต ที่ได้รับการพิจารณา สำหรับยานยนต์ไฟฟ้า มันมีใช่แหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้า แต่มันถูกคาดการณ์ว่าจะมีการใช้มากขึ้นในอนาคต เนื่องจากแหล่งพลังงานเชื้อเพลิงชนิดสันดาป ลดลงเป็นอย่างมาก อีกทั้งการสันดาปไม่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมทั้งเครื่องยนต์เบนซินและดีเซล การเพิ่มขึ้นของผู้ใช้ยานยนต์ไฟฟ้าจะลดการใช้เชื้อเพลิงแบบสันดาป และลดการทำลายสภาพแวดล้อมในที่สุด ดังนั้นยานยนต์ไฟฟ้าจึงถูกพิจารณาในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ อย่างไรก็ตาม ยานยนต์ไฟฟ้ายังสามารถเป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าให้กับบ้านพักอาศัยได้ หากบ้านแต่ละหลังมียานยนต์ไฟฟ้า 2-3 คัน ในช่วงเวลาที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูง ยานยนต์ไฟฟ้าสามารถจ่ายพลังงานกลับมาใช้ไฟฟ้าง่ายภายในบ้านได้ เพื่อลดความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงจากผู้ให้บริการหลักได้ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับการจัดการในแต่ละครัวเรือน

สังเกตได้ว่าหนึ่งในแนวคิดของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะคือ การกระจายแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าออกเป็นส่วนย่อยเล็ก ๆ มีกำลังการผลิต 1 เมกะวัตต์ โดยเปิดโอกาสให้แหล่งชุมชนขนาดจังหวัดมีส่วนร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นของตนเอง ซึ่งต่างจากในอดีต โรงต้นกำลังในการผลิตพลังงานไฟฟ้าหลักมีขนาดใหญ่มาก ซึ่งสามารถป้อนให้กับผู้บริโภคได้หลายพื้นที่หรือหลายจังหวัด นอกจากนี้ยังเน้นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากวัสดุเหลือใช้ หรือการใช้วัสดุที่กระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

1.4 การจัดการพลังงาน

การจัดการพลังงานเป็นหนึ่งในแนวคิดที่สำคัญของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เนื่องจากพลังงานไฟฟ้ามีจำกัด มีต้นทุนสูงมากในการผลิต และมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมหลายมิติ หากมีการจัดการพลังงานที่เหมาะสม สามารถลดการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้

ความต้องการด้านพลังงานไฟฟ้าเป็นที่คาดการณ์ได้ยาก เนื่องจากมีปัจจัยหลายประการ ตัวอย่างเช่น หากสภาพอากาศร้อนมาก ผู้คนส่วนใหญ่จะเปิดเครื่องปรับอากาศพร้อมกัน ส่งผลให้ความต้องการใช้พลังงานสูง (Peak load) ซึ่งไม่เป็นผลดีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า การหาแหล่งพลังงานหรือการสร้างแหล่งพลังงานเพื่อรองรับ ความต้องการพลังงานในช่วงฤดูร้อน 2-3 เดือน ค่อนข้างยาก และมีต้นทุนสูง อีกทั้งปัญหาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การมีแหล่งพลังงานไฟฟ้าสำรองในบ้านพักอาศัย เช่น แบตเตอรี่ วงล้อมูเลีย หรือตัวเก็บประจุแบบยิ่งยวด มีต้นทุนสูงเช่นเดียวกัน

การจัดการพลังงานที่เหมาะสมคือส่วนสำคัญในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ การคาดเดาตลาดด้านพลังงาน การพัฒนาเครือข่ายตลาดพลังงาน การคิดราคาของพลังงานแบบเปลี่ยนแปลง และการตอบสนองความต้องการของผู้ใช้จะช่วยให้การจัดการพลังงานได้ดียิ่งขึ้น

- ตลาดพลังงาน เดิมราคาของพลังงานคิดตามหน่วยที่ถูกใช้ไป มิได้นำช่วงเวลาความต้องการใช้พลังงานมารวมคิดค่าพลังงานเข้าไปในยอดเงินต้องชำระของผู้บริโภค การกำหนดราคาเช่นนี้ ผู้บริโภคจ่ายค่าพลังงานตามหน่วยจริง แต่มิได้รับผิดชอบช่วงเวลาการใช้พลังงาน ในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้สูง ผู้ให้บริการจึงต้องแบกรับภาระในการสร้างโรงต้นกำลัง เพื่อตอบสนองความต้องการใช้พลังงานของผู้บริโภคพร้อม ๆ กัน

ผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยมีส่วนร่วมอย่างจำกัดในตลาดพลังงานขนาดใหญ่ พวกเขาสามารถระบุแหล่งพลังงานขนาดใหญ่ ผู้ซึ่งผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อส่งไปยังผู้บริโภค ถูกประเมินราคาโดยผู้ผลิต ในส่วนภูมิภาค ยินยอมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนผู้จำหน่ายไฟฟ้าได้ตามสะดวกในหนึ่งครั้งต่อเดือน เนื่องจากการเลือกผู้จำหน่ายไฟฟ้ามิได้เป็นพื้นฐานของการเปลี่ยนตามเวลาจริง เมื่อเทียบกับราคาพลังงาน หรือเงื่อนไขทางการตลาด นอกจากนี้ ผู้บริโภคส่วนใหญ่ชำระค่าไฟฟ้าตามหน่วยที่ใช้ไป

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งกระจายอยู่ด้านผู้บริโภคร (Distributed Generation: DG) จะมีบทบาทสำคัญในการทำหน้าที่เป็นแหล่งกำเนิดพลังงานและในการจ่ายไฟฟ้าชั่วคราว กรณีช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้พลังงานสูง การใช้แหล่งกำเนิดพลังงานอย่างผสมผสานดังที่กล่าวมา DG แหล่งพลังงานใหม่ (Retail Energy Markets: REMs) ที่จะมีบทบาทสำคัญในอนาคตในการจัดการพลังงาน REMs สนับสนุนให้มี DG ใหม่ ๆ เป็นของชุมชนซึ่งเข้าร่วมในส่วนแบ่งการตลาด นอกจากนี้ ผู้ใช้รายย่อยอาจจะยอมมีส่วนร่วมร่วมกับ REMs เพื่อให้เห็นภาพของความต้องการพลังงานอย่างแท้จริง ในเวลาที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมากต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าพร้อม ๆ กันที่ราคาเหมาะสม

- ราคาพลังงานที่เปลี่ยนแปลง (Dynamic Pricing) โดยทั่วไป ผู้ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้าเก็บค่าใช้ไฟฟ้าตามหน่วยที่ถูกใช้ไปอย่างคงที่ ซึ่งมีค่าการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยในราคานี้ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ในผู้บริโภครในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม ผู้ซึ่งถูกเรียกเก็บค่าบริการจากหน่วยไฟฟ้าที่ถูกใช้ไป ผู้ให้บริการพลังงานไฟฟ้าบางรายเริ่มต้นการกำหนดราคาที่เปลี่ยนแปลงได้ หรือแบบยืดหยุ่น สำหรับผู้บริโภครบางรายที่ใช้พลังงานน้อยในช่วงเวลาที่มีผู้บริโภครหลายรายต้องการใช้พลังงานสูง แน่แน่นอนที่สุดว่า หากต้องการให้ผู้บริโภครรับผิดชอบ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการพลังงานสูงพร้อมกัน อัตราการคำนวณที่ต้องชำระจะสูงขึ้นตามไปด้วย

1.5 การตอบสนองความต้องการพลังงาน

การตอบสนองความต้องการพลังงานดำเนินการโดย ผู้ให้บริการพลังงานไฟฟ้าเพื่อลดการบริโภคพลังงาน เพิ่มแหล่งพลังงานใหม่ ๆ เข้ามาในระบบ หรือการตอบสนองความไม่สมดุลของความต้องการพลังงานและแหล่งกำเนิดพลังงานที่มีอยู่ การสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อตอบสนองความต้องการของผู้บริโภครเพิ่มขึ้นในอนาคต ถูกพิจารณาความจำเป็นเพื่อการตอบสนองความต้องการพลังงานในระยะยาว ความต้องการพลังงานขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อม อุณหภูมิตามช่วงฤดูกาล ความต้องการเหล่านี้สามารถใช้แหล่งกำเนิดพลังงานจาก DG เพื่อลดภาระจากผู้ให้บริการหลักได้

ผู้ให้บริการภาคสมัครใจหรืออาสาสมัครที่เข้าร่วม โครงการลดความต้องการใช้พลังงานคือประเด็นสำคัญในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ การเปลี่ยนแปลงของราคาหรือการจูงใจด้วยการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมของการบริโภคพลังงานช่วยลดความต้องการใช้พลังงานสูงในช่วงเวลาได้ DG ต้องสามารถเดินเครื่องได้อย่างอัตโนมัติ เมื่อแนวโน้มของความต้องการใช้พลังงานสูงขึ้น หรือผู้บริโภครยินยอมให้ผู้ให้บริการด้านพลังงานควบคุมโหลดภายในบ้าน เพื่อลดการใช้พลังงานอย่างเหมาะสม ซึ่งสามารถลดความต้องการใช้พลังงานสูงในบางช่วงเวลาได้

1.5.1 ด้านการบริหารจัดการของผู้ดูแลระบบ

ผู้ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะคำนึงถึงผลกระทบต่อภาพรวมทางเทคนิค การดูแลระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าจากต้นทางไปยังผู้ใช้ปลายทาง ประเด็นปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเท่ากันในทุกเวลา ซึ่งในทางปฏิบัติสามารถควบคุมผู้ใช้ได้ยาก เนื่องด้วยพฤติกรรมผู้ใช้ไฟฟ้าจะใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าพร้อมตัวอย่างเช่น ช่วงเวลาค่าของทุก ๆ วัน ทุกครัวเรือนต้องการแสงสว่างพร้อมกัน หรือช่วงเช้าของวันหยุดสุดสัปดาห์ ทุกครัวเรือนจะใช้เครื่องซักผ้า พฤติกรรมของผู้บริโภคดังกล่าว ส่งผลให้ความต้องการใช้ปริมาณไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ผู้ดูแลระบบต้องจัดให้มีการลดการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ปัญหาดังกล่าวในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มีแนวทางในการแก้ไขโดยการควบคุมและสั่งการเปิดปิดอุปกรณ์ไฟฟ้าของแต่ละครัวเรือนให้ทำงานไม่พร้อมกัน ลักษณะการทำงานดังกล่าว ร่วมกับสมาร์ตมิเตอร์และเครื่องใช้ไฟฟ้าในครัวเรือน ทั้งนี้เพื่อลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุด การควบคุมลักษณะดังกล่าว ผ่านเครือข่ายสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

1.5.2 ด้านการจัดหาพลังงานไฟฟ้า

การจัดหาพลังงานไฟฟ้าเพื่อนำมาตอบสนองความต้องการผู้ใช้ เป็นหน้าที่ของหน่วยงานเฉพาะด้าน รับผิดชอบหลักโดยตรงและภาครัฐในโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิม อย่างไรก็ตาม แนวคิดของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เปิดโอกาสให้ประชาชนทุกภาคส่วนมีส่วนร่วมในการใช้พลังงานหมุนเวียน อาทิเช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ผู้ใช้ในภาคครัวเรือนหรือภาคธุรกิจสามารถติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ เพื่อใช้พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ในรูปแบบออนกริดหรือออฟกริด การติดตั้งระบบโซลาร์เซลล์ดังกล่าว ช่วยลดหรือชะลอการลงทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้า จากหน่วยงานรับผิดชอบโดยตรง ยิ่งไปกว่านั้น หากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตมีมากกว่าความต้องการใช้งานภายในครัวเรือน พลังงานไฟฟ้าดังกล่าวสามารถส่งกลับมายังสายส่งพลังงานไฟฟ้าหลัก ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือการไฟฟ้านครหลวง เป็นต้น การควบคุมการทำงานในการแผ่รังสีการจัดการดังกล่าวสามารถทำได้โดยผ่านเครือข่ายสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

การหาโรงต้นกำลังเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบัน ทุกประเทศทั่วโลก ภาครัฐและหน่วยงานรับผิดชอบหลัก จะดำเนินการได้ยากลำบากยิ่งขึ้น ด้วยปัญหาด้านสถานะแวดล้อม การเวนคืนที่ดิน เป็นต้น อย่างไรก็ตาม หากพลังงานไฟฟ้าไม่เพียงพอ ในการพัฒนาประเทศ หรือการวางแผนแม่บท ผู้รับผิดชอบหลักเกี่ยวกับการผลิตกระแสไฟฟ้าต้องมีบทบาทสำคัญในการจัดการปัญหานี้ การเปิดโอกาสให้ทุกภาคส่วนมีส่วนร่วมในการแก้ปัญหา ถือเป็นแนวทางที่เหมาะสม เพื่อการแก้ปัญหาด้านพลังงานอย่างยั่งยืนในอนาคต

ในการส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงต้นกำลังไปยังระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า มีการประยุกต์ใช้อุปกรณ์ที่ชาญฉลาด (Smart Devices) ยานยนต์ไฟฟ้า และการสื่อสารภายในโครงข่ายที่มีหลายลักษณะการเชื่อมต่อเข้าได้กับหลากหลายเทคโนโลยี จำนวนของ IED มากเชื่อมต่อเป็นโครงสร้างอย่างมีระบบในภาคอุตสาหกรรม และภาคประชาชน การพัฒนาขึ้นของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะต้องการเปลี่ยนแปลงหลายอย่าง ในการออกแบบ การตั้งค่าอุปกรณ์ของสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งถูกใช้ร่วมกันหลาย ๆ โหนด เช่น สายส่งกำลังไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เจ้าหน้าที่ปฏิบัติงาน และโหลดในระบบ สถานีไฟฟ้าย่อยทำหน้าที่หลักในการเฝ้าระวัง การสื่อสาร การควบคุม และการจัดการของเครือข่ายในภาพรวมของระบบ ดังนั้นสถานีไฟฟ้าย่อยแบบดั้งเดิม จึงไม่สามารถตอบสนองความต้องการเหล่านี้ได้ สถานีไฟฟ้าเหล่านี้ถูกสร้างให้มีขนาดใหญ่ เพิ่มการใช้โรงต้นกำลังจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Sources) และความซับซ้อนของความต้องการอย่างใดก็ตาม สถานีไฟฟ้าย่อยชนิดใหม่นี้ถูกออกแบบมาเพื่อให้ความน่าเชื่อถือสูง มีความยืดหยุ่น มีระบบรักษาความปลอดภัย สามารถสั่งการให้ทำงานได้จากการส่งงานระยะไกลหรือในพื้นที่ มีความสามารถในการควบคุม ลักษณะการทำงานดังกล่าว ทำงานด้วยการสื่อสารข้อมูลบนเครือข่ายหรือที่เรียกว่าเครือข่ายคอมพิวเตอร์

IEC 61850 ซึ่งเป็นโพรโทคอลหลักของระบบ SCADA ถูกใช้งานอย่างกว้างขวาง เพื่อทำให้สถานีไฟฟ้าย่อยทำงานได้อย่างอัตโนมัติ ในการส่งข้อมูลของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย ไปยังศูนย์ควบคุมหลัก อุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยประกอบด้วย IED, การป้องกันระบบและการควบคุมระบบของอุปกรณ์รีเลย์ และอุปกรณ์ตัดวงจร IEC 61850 ได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวางในประเด็นของความปลอดภัย ความน่าเชื่อถือของเทคโนโลยีเครือข่าย ซึ่งถูกรวมเข้ากับโพรโทคอลที่ใช้งานในเครือข่ายคอมพิวเตอร์ทั่วไป นั่นคือเครือข่าย TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol) ระบบ SCADA

1.5.3 ด้านผู้ใช้ไฟฟ้า

การมีส่วนร่วมของภาคประชาชนในการจัดการด้านพลังงาน คือส่วนหนึ่งของเป้าหมายในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่นการกำหนดราคาของพลังงานไฟฟ้าตามช่วงเวลา หรือการควบคุมโหลดของเครื่องใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ เพื่อกระตุ้นให้ประชาชนวางแผนการใช้พลังงานไฟฟ้า เนื่องจากช่วงที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามาก ผู้รับผิดชอบในการจัดหาพลังงานต้องลงทุนเพื่อรองรับความต้องการส่วนนี้ อย่างไรก็ตาม หากภาคประชาชนมีการวางแผนการใช้พลังงาน ราคาพลังงานที่ต้องจ่ายจะลดลงอย่างอัตโนมัติ นอกจากนี้ภาคประชาชนยังสามารถจัดหาพลังงานใช้เองได้ตามบ้านพักอาศัย ในการสร้างแหล่งพลังงานด้วยตนเอง ประชาชนสามารถเป็นได้ทั้งผู้ซื้อและผู้จำหน่ายพลังงานไฟฟ้าได้ในอนาคต

Home Area Networks (HANs) แต่ละครัวเรือน ธุรกิจ หรืออุตสาหกรรม สามารถสร้างเครือข่ายเพื่อสนับสนุนการบริหารจัดการพลังงาน โดยเครือข่ายนี้จะควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้า สมาร์ทมิเตอร์ ในแต่ละครัวเรือน เพื่อมิให้ทำงานพร้อม ๆ กัน ส่งผลให้ลดอัตราการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) ได้ในบางช่วงเวลา

ไมโครกริด (Microgrid) การมีส่วนร่วมของภาคประชาชน ในการจัดการความต้องการใช้พลังงานมีหลายปัจจัย ซึ่งขึ้นอยู่กับว่าผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทไหน เช่น บ้านพักอาศัยทั่วไป ภาคธุรกิจ หรือภาคอุตสาหกรรม ไมโครกริดคือการเชื่อมต่อระหว่างหลาย ๆ เครือข่ายเฉพาะของแต่ละผู้ใช้ไฟฟ้า แต่ละผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับพลังงานไฟฟ้าจาก 2 แหล่ง คือแหล่งพลังงานหลักจากผู้ให้บริการ และไมโครกริดภายใต้การทำงานปกติ ไมโครกริดได้รับการพิจารณาเป็นอิสระ ถ้าหากในกรณีของระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลักถูกตัดออกจากระบบ ไมโครกริดสามารถรองรับโหลดได้ ตามที่ถูกลงแผนไว้ล่วงหน้า ตัวอย่างของ ไมโครกริดที่พบเห็นในปัจจุบันคือ โซลาร์เซลล์ เป็นต้น

1.6 จุดเด่นของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มีแนวคิดในการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิมให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น ในประเด็นด้านการบริหารจัดการของผู้ดูแลระบบเช่น การวัด การตรวจสอบ และการควบคุมคุณภาพของพลังงานไฟฟ้า ณ โรงต้นกำลัง การส่งกำลังแรงดันขนาดกลางและขนาดต่ำก่อนถึงผู้บริโภค การจัดการอัตโนมัติในสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยอุปกรณ์อัจฉริยะ การจัดหาพลังงานหมุนเวียนซึ่งเปิดโอกาสให้ภาคประชาชนมีส่วนร่วมในการหาแหล่งพลังงานมากขึ้น การใช้พลังงานในภาคครัวเรือน ภาคอุตสาหกรรม และครอบคลุมถึงประเด็นทางสังคมและสภาพแวดล้อม โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเป็นการพัฒนาผสมผสานระหว่างอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง และการสื่อสารข้อมูลซึ่งเป็นการสื่อสารบนพื้นฐานของ TCP/IP เหมือนกับการสื่อสารบนเครือข่ายคอมพิวเตอร์ ดังนั้นการจัดการพลังงานไฟฟ้าจึงสามารถทำได้สะดวกเร็ว อีกทั้งยังสามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้ 2 ทิศทางซึ่งเดิมมีทิศทางเดียวคือจากผู้ให้บริการไปยังผู้ใช้บริการ ทำนองเดียวกันกับการส่งพลังงานไฟฟ้า สื่อสารในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีจุดมุ่งหมายให้เป็นแบบ 2 ทิศทาง ตัวอย่างเช่น ผู้ดูแลระบบสามารถอ่านหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้าของแต่ละสมาร์ตมิเตอร์ และสามารถสั่งให้สมาร์ตมิเตอร์รายงานหน่วยเป็นช่วงเวลาก็ได้

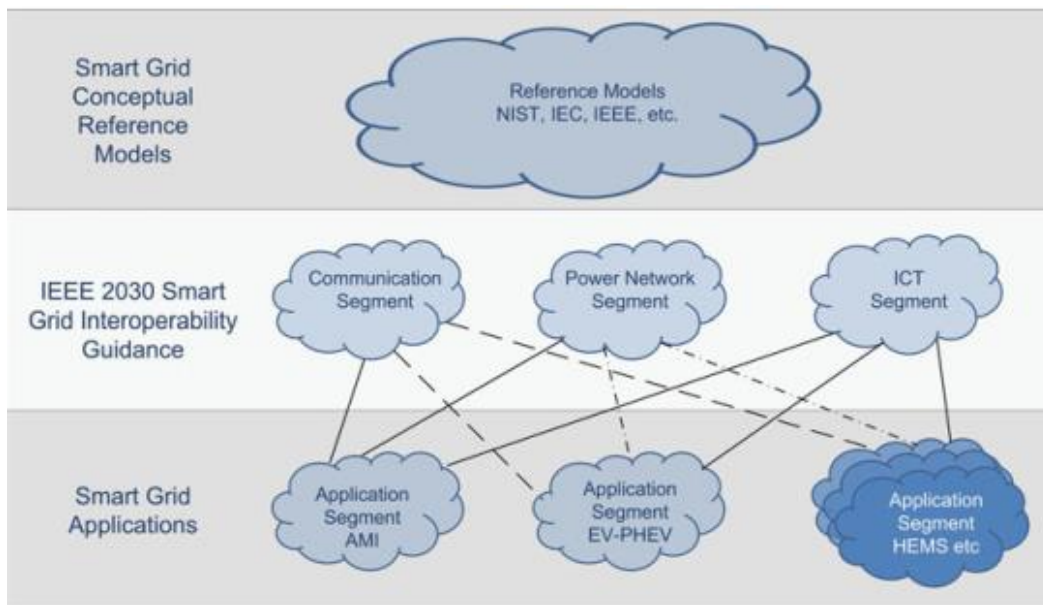
อุปกรณ์ประเภทอิเล็กทรอนิกส์กำลังเช่น IED (Intelligent Electronic Device) ถูกนำมาประยุกต์ใช้กับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมากขึ้น อุปกรณ์ประเภทนี้จะเสริมสร้างให้โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สามารถควบคุมและสั่งการได้ด้วยเครือข่ายสื่อสาร ทั้งนี้สมาร์ตมิเตอร์ถูกผลิตจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง ซึ่งประกอบด้วยเซนเซอร์และระบบเครือข่ายอยู่ใน เพื่อช่วยในการตรวจสอบ

คุณภาพของสัญญาณไฟฟ้า ปัญหาไฟฟ้าขาดช่วงชั่วคราว และการบริโภคพลังงานของผู้ใช้ ก่อนส่งพลังงานให้ผู้ใช้ปลายทาง อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังด้านสถานีไฟฟ้าย่อย จะทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ตัดไฟ (Circuit Breakers), ตัวเก็บประจุ และสวิตช์สำหรับการจำหน่ายไฟไปยังพื้นที่ต่าง ๆ ในแหล่งชุมชนอุปกรณ์ช่วยให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะทำงานที่สัญญาณนาฬิกาพร้อม ๆ กัน จากที่กล่าวมาทั้งหมดข้างต้น ลักษณะเด่นของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีดังนี้

- เพิ่มการใช้เทคโนโลยีสื่อสารและการควบคุม เพื่อพัฒนาความน่าเชื่อถือ การรักษาความปลอดภัยข้อมูลในเครือข่าย และประสิทธิภาพของโครงข่ายไฟฟ้า
- รองรับการดำเนินงานที่ยืดหยุ่นในการปฏิบัติงานของเจ้าหน้าที่ หรือการเพิ่มขึ้นของทรัพยากรในอนาคต ซึ่งทั้งหมดนี้ข้อมูลการสื่อสารต้องได้รับความปลอดภัย
- การปรับใช้และการรวมกันของแหล่งพลังงานหรือทรัพยากรในระบบ รวมถึงแหล่งพลังงานทดแทนต่าง ๆ
- การปรับใช้กำลังไฟฟ้าและความร่วมมือของผู้ให้บริการ ในประเด็นตอบสนองความต้องการผู้ใช้ไฟฟ้า ทรัพยากรด้านผู้ใช้ และทรัพยากรเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน
- การกระจายของเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในรูปแบบ real-time, อัตโนมัติ, เชิงโต้ตอบ (Interactive)
- การรวมกันของเครื่องใช้ไฟฟ้าอัจฉริยะ ภายในบ้านพักอาศัย
- การปรับใช้และการรวมกันของการจัดเก็บพลังงาน รวมถึงเทคโนโลยีการลด Peak Load เช่น การตั้งเวลาการชาร์จยานยนต์ไฟฟ้า การซักผ้าและการอบผ้า การจัดการอุณหภูมิของเครื่องปรับอากาศ เป็นต้น
- การจัดหาเพื่อผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่เหมาะสม
- การปรับใช้ข้อกำหนดมาตรฐานของการสื่อสาร และการร่วมมือกันของเครื่องใช้ไฟฟ้าวรรวมถึงอุปกรณ์ต่าง ๆ เพื่อเชื่อมต่อกับสายส่งในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- บ่งบอกหรือตรวจจับแบตเตอรี่ที่เสื่อมสภาพ ในเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะได้

สถาบันวิจัยกำลังไฟฟ้า (Electric Power Research Institute: EPRI) ทำการกำหนดโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะโดยการริเริ่มมีชื่อว่ากริดอัจฉริยะ (IntelliGrid) ซึ่งมีวัตถุประสงค์ประสงค์เพื่อให้โครงข่ายไฟฟ้าทำงานอัตโนมัติอย่างชาญฉลาด สถาบันนี้กำหนดให้โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเป็นการรวมกันของไฟฟ้ากำลังและไฟฟ้าสื่อสารเข้าด้วยกัน IEEE 2030-2011 ได้กำหนดให้โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะครอบคลุมถึงการรวมกันของไฟฟ้ากำลัง ไฟฟ้าสื่อสารและเทคโนโลยีการสื่อสารข้อมูลโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งมีไหลหลายชนิด ไปจนกระทั่งอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในครัวเรือน เพื่อให้ระบบหลักสามารถเฝ้าระวังอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านแต่ละครัวเรือนได้

มาตรฐาน IEEE 2030-2011 รองรับสถาบันแห่งชาติของมาตรฐานและเทคโนโลยี (National Institute of Standard and Technology: NIST) ซึ่งกำหนดการเข้ากันได้ของเครือข่าย เนื่องจากโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีขนาดใหญ่ และต้องใช้เทคโนโลยีสื่อสารหลายชนิด หากมีการกำหนดมาตรฐานจะทำให้เทคโนโลยีต่าง ๆ สื่อสารกันได้ในรูปแบบของโปรแกรมประยุกต์ บริการ อุปกรณ์ ส่วนต่อประสาน (Interface) ด้วยเป้าหมายในการสื่อสารข้อมูล (Data Communication) จึงต้องมี ส่วนต่อประสานทางฮาร์ดแวร์ที่เข้ากันได้ทั้งระบบ ดังนั้นโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจึงประกอบด้วย ฮาร์ดแวร์ ซอฟต์แวร์ การสื่อสารข้อมูล ซึ่งถูกกำหนดโดยมาตรฐาน IEEE 2030-2011 ดังแสดงใน รูปที่ 1-1



รูปที่ 1-1 โครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ [1]

โครงสร้างทางสถาปัตยกรรมถูกออกแบบให้รองรับ (Open System Interconnect: OSI) การประยุกต์ใช้โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะรวมถึงระบบการอ่านมิเตอร์อัตโนมัติ (Automated Meter Reading: AMR), โครงข่ายมิเตอร์ขั้นสูง (Advanced Metering Infrastructure: AMI), ยานยนต์ไฟฟ้า (Plug-in Electric Vehicles: PEVs), ไมโครกริด, หน่วยวัดมุมเฟส (Phasor measurement Units: PMUs), อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED) และ Supervisory Control and Data Acquisition System (SCADA), สถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ, และระบบเฝ้าระวังจากระยะไกล ตำราฉบับนี้จะกล่าวถึงหัวข้อทั้งหมดที่กล่าวมาข้างต้น

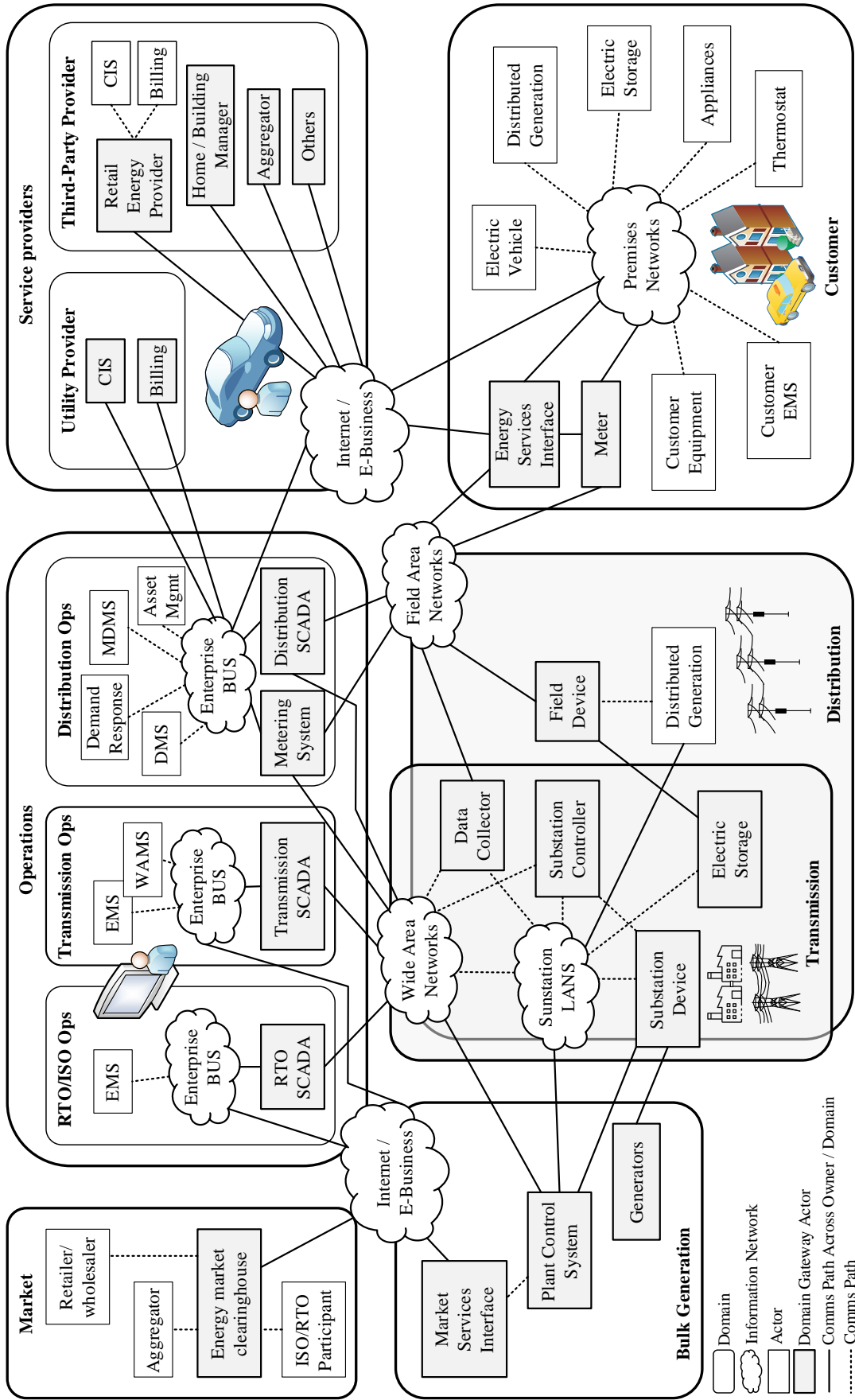
งานภาคสนามของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะประกอบด้วยหลาย ๆ ด้าน ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ชั้น ดังแสดงในรูปที่ 1-1 มาตรฐาน IEEE 2030 ให้แนวทางของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในระดับหลายปฏิบัติการโดยเน้นที่โครงสร้างการสื่อสาร ระบบส่งกำลังไฟฟ้า และการจัดการข้อมูลข่าวสาร สำหรับ

ขั้นต้นบนสุดคือโมเดลอ้างอิงที่ใช้ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะได้แก่ NIST, IEC, IEEE เป็นต้น สำหรับชั้นล่างสุดคือการประยุกต์ใช้ส่วนต่าง ๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น AMI, ยานยนต์ไฟฟ้า และส่วนของระบบจัดการพลังงานภายในบ้าน (Home Energy Management System: HEMS)

ขอบเขตของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะถูกกำหนดเป็นการกำเนิดแหล่งพลังงาน การส่งพลังงานไฟฟ้า การจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าและผู้ใช้ ทั้งหมดนี้อยู่ในรูปของการไหลของพลังงานไฟฟ้า การตลาด การทำงานภาคสนาม และผู้ให้บริการเครือข่ายสื่อสาร โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีการสื่อสารระหว่างชั้นไฟฟ้าและชั้นการสื่อสาร โดยใช้สถาปัตยกรรมการสื่อสารมาประยุกต์กับโครงข่ายไฟฟ้า ที่ซึ่งประกอบด้วย ส่วนกำเนิดพลังงาน ส่วนส่งพลังงาน และส่วนจำหน่ายพลังงาน ทั้งนี้เครือข่ายสื่อสารจะช่วยให้การบริการด้านพลังงานมีความมั่นคงยิ่งขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 1-2

โครงข่ายกำลังเชื่อมต่อกันผ่านเครือข่าย Wide-Area Network (WAN) และสถานีไฟฟ้าย่อย โดยเครือข่าย Local Area Network (LAN) ลำดับถัดมาส่วนการส่งกำลังไฟฟ้ารวมถึงอุปกรณ์ต่าง ๆ ในสถานีไฟฟ้าย่อย ระบบการจัดเก็บพลังงาน และอุปกรณ์ภาคสนาม รวมถึงการรวบรวมข้อมูล อาทิเช่น ข้อมูลการเปลี่ยนแปลงต่าง ๆ ของ WAN ข้อมูลของสถานีไฟฟ้าย่อยในเครือข่าย LAN เป็นต้น ในทางตรงกันข้าม อุปกรณ์ภาคสนามด้วยเจ้าหน้าที่ปฏิบัติการเชื่อมต่อ ส่วนส่งกำลังไฟฟ้าผ่านเครือข่าย Field Area Network (FAN) ลำดับสุดท้าย ผู้ใช้งานปลายทางซึ่งคือการประยุกต์ใช้ต่าง ๆ ของผู้บริโภค เช่น PEVs, สมาร์ทมิเตอร์, แหล่งกำเนิด DG สำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน, ระบบการจัดการพลังงาน (Energy Management System: EMS) และระบบการจัดเก็บพลังงานไฟฟ้า (Electric Storage Systems: ESS) ส่วนของผู้ใช้งานสัมพันธ์กับส่วนการทำงานภาคสนามของผู้ให้บริการ โดยประกอบด้วยเครือข่ายภายในบ้าน (Home Area Network: HAN) สำหรับส่วนควบคุมการส่งกำลังไฟฟ้า และการจำหน่ายไฟฟ้า ถูกบริหารและจัดการโดยระบบ SCADA

การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะหรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จะช่วยเพื่อประสิทธิภาพการทำงานของระบบส่งพลังงานไฟฟ้าแบบดั้งเดิม เนื่องจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะสามารถเฝ้าระวังการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ตลอด 24 ชั่วโมง ระบบสามารถทำงานเองได้โดยอัตโนมัติ หากพบว่ามีเหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเช่น ระบบจะสั่งปิดระบบบางส่วน โดยที่ระบบจะสั่งให้การส่งจ่ายพลังงานจากแหล่งอื่นทำหน้าที่แทน ในช่วงเวลาที่มีเหตุขัดข้อง เป็นต้น นอกจากนี้ในระหว่างที่ระบบเฝ้าระวังทำงาน ระบบยังสามารถแจ้งไปยังเจ้าหน้าที่ผู้ซึ่งรับผิดชอบทราบเหตุขัดข้องอย่างทันท่วงที หรือเตรียมพร้อมที่จะเข้าแก้ไขเหตุขัดข้อง ได้อย่างรวดเร็ว เปรียบเทียบโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิมและแบบอัจฉริยะ



รูปที่ 1-2 แนวคิดการสื่อสารและการส่งกำลังไฟฟ้าโดย NIST [1]

ตารางที่ 1-1 การเปรียบเทียบโครงข่ายไฟฟ้าดั้งเดิมและโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ลักษณะเด่น	โครงข่ายไฟฟ้าดั้งเดิม	โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ
การผลิตพลังงาน	ส่วนกลาง	ทุกภาคส่วน
การควบคุม	โดยพนักงาน	อัตโนมัติ
การวัดปริมาณการใช้งาน	อนาล็อก	ดิจิทัล
การสื่อสาร	ทิศทางเดียว	สองทิศทาง
การไหลของพลังงาน	ทิศทางเดียว	สองทิศทาง
การจัดเก็บพลังงาน	โดยพนักงาน	อัตโนมัติ

ตารางที่ 1-1 เปรียบเทียบโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิมและแบบอัจฉริยะ แสดงให้เห็นว่าต้นกำลังไฟฟ้าจะถูกจัดให้อยู่ด้านบนสุด โดยพลังงานไฟฟ้าจะถูกส่งจากโรงต้นกำลังผ่านมายังผู้ใช้งานในแหล่งชุมชน ทั้งนี้จะไม่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าย่อยในระหว่างต้นทางและปลายทาง หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่าระบบไม่รองรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งชุมชน ในทางกลับกันโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะรองรับต้นกำลังในทุกส่วนของโครงข่าย ทั้งในที่พักอาศัย ย่านชุมชน หรือสำนักงาน การควบคุม การสั่งการ เพื่อให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีเสถียรภาพนี้ ทำได้โดยเครือข่ายสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

1.7 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในต่างประเทศ

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในต่างประเทศจะกล่าวถึงในทวีปอเมริกาเหนือ ทวีปยุโรป และทวีปเอเชีย โดยแต่ละพื้นที่ให้ความสำคัญในการเริ่มพัฒนาและติดตั้งระบบที่แตกต่างกัน ซึ่งเป็นไปตามความเร่งด่วนของการประยุกต์ใช้ส่วนที่ให้ความสำคัญก่อนในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

1.7.1 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในยุโรป

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในประเทศแถบยุโรปนำโดย The European Commission Joint Research Centre (JRC) เริ่มตั้งประเด็นในการรายงานโครงการไฟฟ้าอัจฉริยะไปยังสมาชิกตั้งแต่ปี 2002 ถึงปี 2014 ด้วยมูลค่า 3.15 ล้านยูโรในการลงทุน ซึ่งมีประเด็นน่าสนใจดังนี้

- การจัดการเครือข่ายอย่างอัจฉริยะ (Smart Network Management) กลุ่มนี้รวมถึงการประยุกต์ใช้ระบบซึ่งพิจารณาถึงการเพิ่มขึ้นที่มีความยืดหยุ่นของโครงข่ายไฟฟ้า คล้ายสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ การแผ่รังสีโครงข่ายไฟฟ้าและการควบคุม โดยทั่วไปเป้าหมายของการพัฒนาให้ดีขึ้นคือการเฝ้าสังเกตการณ์และการควบคุมได้ของเครือข่าย

ด้วยประเด็นที่พิจารณานี้ โครงการแสดงให้เห็นผลยืนยันว่า เครื่องมือที่ใช้พัฒนา หรือใช้เพื่อสังเกตเครือข่ายมีความน่าเชื่อถือ บางพื้นที่ของการพัฒนาสอดคล้องกับมาตรฐานและ

การเชื่อมต่อหลายเครือข่ายเข้าด้วยกัน โดยเฉพาะอย่างยิ่งบนโครงข่ายการสื่อสารพื้นฐานที่ระดับสายส่งกำลังไฟฟ้า การแทนที่ด้วยการพัฒนาของเครื่องมือถูกเน้นย้ำสำหรับการทำงานร่วมกันของเครือข่ายในยุโรป ในพื้นที่ที่มีการพัฒนาสมาร์ตมิเตอร์เพื่อบันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า ค่าการใช้แบบ **Real-time** โดยการระบุคุณภาพสูงและข้อมูลที่ถูกต้องของแต่ละผู้ใช้ และกลุ่มผู้ใช้ การพัฒนาการเฝ้าระวังระบบจำหน่าย เพื่อรับมือกับการเปลี่ยนแปลงสถานะของโครงข่ายไฟฟ้า การเฝ้าระวังทรัพยากรแบบ **Real-time** และการระบุชี้ตำแหน่งข้อความผิดพลาดของระบบ

ด้วยการคำนึงถึงความสามารถในการควบคุมระบบ รายงานยืนยันว่าเทคโนโลยีการควบคุมหลาย ๆ อย่างถูกพัฒนาขึ้นและมีประสิทธิภาพสูง พื้นที่ของการพัฒนารวมถึง การรักษาความปลอดภัยเครือข่ายคอมพิวเตอร์ และมีความสามารถในการขยายของ การประยุกต์ใช้จากโครงการระดับเล็กไปจนกระทั่งระดับใหญ่ ในพื้นที่บางส่วนของโครงการอ้างถึงโครงการมีการประยุกต์ใช้ของความสามารถใหม่ของการควบคุมความถี่ การควบคุมการสูญเสีย การควบคุมทิศทางกำลังงาน สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายสามารถควบคุมได้ สถานีชาร์จประจุสามารถควบคุมได้ การเลือกการป้องกันอย่างอัจฉริยะได้

- การรวมกันระดับมหภาคของการใช้พลังงานทดแทน (**Integration of large-scale of Renewable Energy Resources**) ในหลาย ๆ โครงการของกลุ่มนี้ถูกกังวลเกี่ยวกับการรวมกันของแหล่งพลังงานทดแทนที่ระดับการส่งกำลังไฟฟ้า ประเด็นสำคัญคือเครื่องมือสำหรับการวางแผน การควบคุมและการดำเนินการของพลังงานทดแทน เพื่ออำนวยความสะดวกในการร่วมกันทางด้านการตลาด การร่วมกันของการจัดการด้านผู้บริโภครวม และบริการเสริมโดยการดำเนินการระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อรองรับการดำเนินการด้านส่งกำลังไฟฟ้า เครื่องมือเพื่อพยากรณ์แหล่งพลังงานทดแทน ภายนอกเครือข่ายสำหรับการรวมพลังงานลม
- การรวมตัวกันของแหล่งกำเนิดพลังงานด้านผู้บริโภครวม (**Distributed Energy Resources: DER**) กลุ่มนี้รวมถึงโครงการซึ่งเน้นบนรูปแบบการควบคุมใหม่ และมีวิธีการด้านฮาร์ดแวร์หรือซอฟต์แวร์ใหม่สำหรับการรวม DERs ขณะที่ระบบมั่นใจได้ในความน่าเชื่อถือและความปลอดภัย โครงการให้ผลลัพธ์ที่แสดงว่าวิธีการด้านเทคนิค สำหรับการรวมกันของ DERs เช่น การประยุกต์ใช้การควบคุมแรงดันและการควบคุมกำลังไฟฟ้าสูญเสียของ DER สำหรับข้อกำหนดในบริการเสริม การพยากรณ์การผลิต DER และการวัดกำลังไฟฟ้าที่ใช้งานจริงหรือกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบ
- ผู้ใช้ชาญฉลาดและบ้านอัจฉริยะ กลุ่มนี้รวมถึงหลายโครงการซึ่งตรวจสอบเครื่องใช้ไฟฟ้า และระบบอัตโนมัติภายในบ้านร่วมกันด้วยรูปแบบของอัตราภาษีใหม่เช่น โครงการร้องขอ

การมีส่วนร่วมของผู้บริโภคหรือเป้าหมายที่การวิเคราะห์พฤติกรรมของลูกค้า และการคาดการณ์การมีส่วนร่วมของลูกค้า

- สมาร์ทมิเตอร์ กลุ่มนี้รวมถึงโครงการซึ่งเน้นในการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ โครงการเช่นนี้เป็นส่วนหนึ่งของโครงการสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะอย่างกว้างขวาง

1.7.2 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในประเทศสหรัฐอเมริกา

ในประเทศสหรัฐอเมริกา โครงการด้านโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะได้รับงบประมาณสนับสนุนโดยกระทรวงพลังงาน (Department of Energy: DoE) และถูกจัดสรรไปสู่การลงทุนในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะขนาดใหญ่ โดยโครงการนี้รวมถึงระบบพลังงานหมุนเวียนและระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่ง การปรับปรุงวิธีทำงานด้านเทคนิค การสร้างโมเดลทางธุรกิจ ให้กับภาคประชาชนในการสร้างแหล่งพลังงานด้วยตนเอง และนำพลังงานดังกล่าวออกมาจำหน่าย การจัดเก็บพลังงานใจ ส่วนของผู้บริโภคในรูปของแบตเตอรี่ หรือวงล้อเก็บพลังงาน

ส่วนหนึ่งที่เข้ามาในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะคือ การลงทุนด้านงานวิจัยที่สอดคล้องกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในนั้นคือโครงการวิจัยด้านพลังงานขั้นสูง (Advanced Research Projects Agency-Energy: ARPA-E) ซึ่งเป็นหน่วยงานตัวแทนภาครัฐ มีเป้าหมายในการสนับสนุนงานวิจัยและเงินทุนเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานขั้นสูง ในปี 2015 ARPA-E ประกาศ 12 เป้าหมายในการสร้างระบบการร่วมมือแบบ Real-time ระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าด้านผู้บริโภคเช่น โซลาร์เซลล์ และการรวมกันของการใช้โซลาร์เซลล์ เพื่อให้เกิดแหล่งพลังงานที่ทำงานร่วมกัน และการผลิตพลังงานขนาดใหญ่ ขณะที่การสร้างรูปร่างเชิงลึกของโพลีไฟฟ้า เพื่อให้ทรัพยากรด้านพลังงานที่กระจายอยู่สามารถสื่อสารด้วยกัน ตอบสนองในการร่วมมือที่จะแก้ปัญหาในระดับชุมชน และในระบบที่ใหญ่ขึ้นตามลำดับ บางโครงการย่อยใน ARPA-E มีเป้าหมายที่รองรับการรวมกันของ DER ขณะที่โครงการย่อยอื่น ๆ นอกเหนือจากนี้เป็นการควบคุมรูปแบบและถูกสร้างเป็น DERs โดยมีวัตถุประสงค์หลักของการบ่งชี้โครงการดังนี้

- ที่มหาวิทยาลัย Vermont ค้นคว้าวิธีการใหม่สำหรับการจัดการด้านผู้บริโภค (Demand-Side Management: DSM) หรือถูกเรียกว่า การจัดการพลังงานอย่างแพกเกต โดยใช้การจัดการข้อมูลในเครือข่ายสื่อสารซึ่งไม่มีการควบคุมจากศูนย์กลาง โดยให้แต่ละโหนดติดต่อกันเอง ดังนั้นแต่ละโหนดจึงต้องการความเป็นส่วนตัว อิสระในการใช้พลังงาน
- ห้องปฏิบัติการพลังงานทดแทนแห่งชาติ วางกรอบการจัดการโครงข่ายกระจาย ซึ่งทำงานแบบร่วมเป็นหนึ่งในแรงดัน Real-time และการควบคุมความถี่ที่บ้านพักอาศัยหรือระดับอุปกรณ์ควบคุม DER ด้วยการจัดการพลังงานผ่านเครือข่ายที่ระดับผู้ให้บริการ โครงสร้าง

การควบคุมที่กระจายออกไปยังผู้บริโภคนี้ ใช้ประโยชน์ในด้านการควบคุมวงปิดแบบ **Real-time** เพื่อเป็นความถี่ที่นำร่องและแรงดันเพื่อนำไปสู่จุดทำงานที่ดีที่สุด กรอบโครงการนี้มีต้นทุนต่ำ โดยแบ่งเป็นกลุ่มย่อย

- ทีมมหาวิทยาลัย Minnesota พัฒนาเทคนิคสำหรับทำงานบนคลาวด์แบบรวมศูนย์ และเครือข่ายเพียร์ทูเพียร์ที่ถูกระบาย ด้วยเป้าหมายเพื่อสร้างความร่วมมือของแต่ละผู้ใช้งานในการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้พลังงาน และการผลิตพลังงาน การตอบสนองข้อจำกัดด้านกายภาพ และการให้บริการเสริมตามคำร้องขอโดยเจ้าหน้าที่ปฏิบัติการ
- สมาคมสหกรณ์ด้านไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกลแห่งชาติ ดำเนินการด้านเทคโนโลยี ซึ่งเฝ้าระวังแรงดันและความถี่ในโครงข่ายไฟฟ้า และควบคุมโหลดเป้าหมาย ในฟังก์ชันของ DR เช่น การควบคุมเครื่องทำน้ำอุ่น เครื่องอบผ้า เป็นต้น

1.7.3 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเอเชีย-แปซิฟิก

ตามที่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีความแตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความจำเป็นของประเทศนั้น ๆ ที่มองเห็นความเร่งด่วนในการพัฒนาระบบ ทั้งนี้เป้าหมายหลักที่มองเห็นตรงกันคือการสร้างระบบที่น่าเชื่อถือและลดการเกิดเหตุกระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบ รวมไปถึงลดต้นทุนในระยะยาว เทคโนโลยีบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีความน่าสนใจในเขตเอเชียแปซิฟิก โดยเฉพาะอย่างยิ่งความสำคัญในการลงทุนทั้งในเรื่องแหล่งพลังงานทดแทน (Renewable Energy Sources: RESs) และสมาร์ตมิเตอร์ ดังตารางที่ 1-2

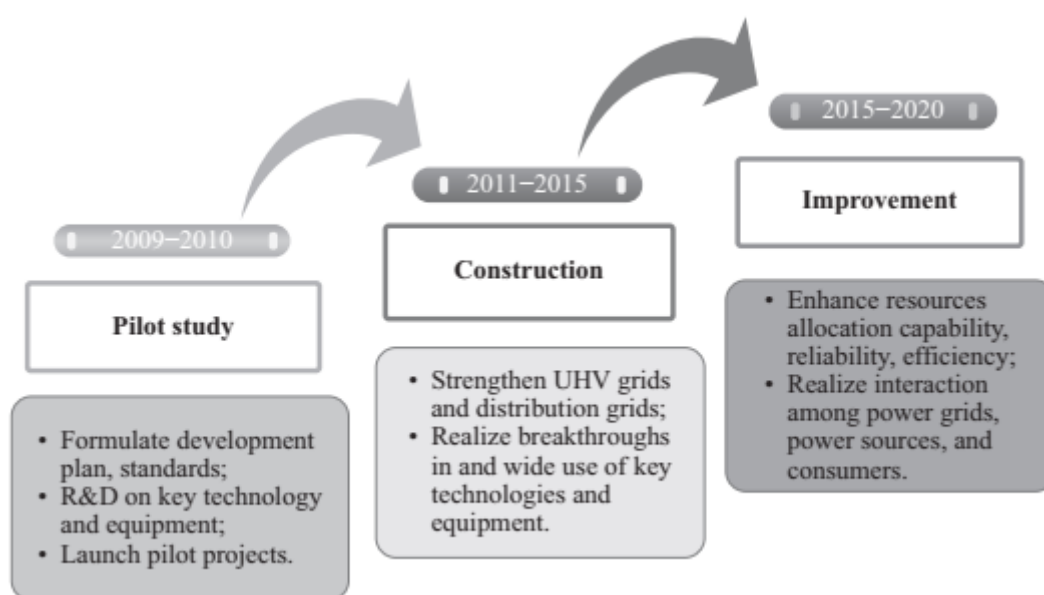
ตารางที่ 1-2 การลงทุนบน RESs และสมาร์ตมิเตอร์ในเขตเอเชีย-แปซิฟิก

ประเทศ	แหล่งพลังงานทดแทน	สมาร์ตมิเตอร์
จีน	Wind: 114.76 GW by 6/2015; Solar: 35.78 GW by 6/2015	377 ล้านเครื่องในปี 2020
อินเดีย	Wind: 24.67 GW by 10/2015; Solar: 4.23 GW by 8/2015	130 ล้านเครื่องในปี 2020
ออสเตรเลีย	Wind: 3.8 GW by 12/2014; Solar: 4.0 GW by 12/2014	2.5 ล้านเครื่องในปี 2020
เกาหลีใต้	Wind: 0.6 GW by 12/2014; Solar: 3.2 GW by 12/2014	24 ล้านเครื่องในปี 2020

1.7.3.1 ประเทศจีน

ตั้งแต่ปี 2009 ประเทศจีนได้เริ่มวางแผนในการจัดทำโครงการโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะด้วยความยากลำบากด้วยลักษณะของพื้นที่ โดยประกาศให้ทราบต่อสาธารณชนว่าแผนดังกล่าวครอบคลุมตั้งแต่ปี 2009 ถึง 2020 มีชื่อว่า **Strong and Smart Grid** มีความแตกต่างกับประเทศอเมริกาและในทวีปยุโรปเล็กน้อยตรงที่ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในประเทศจีนเน้นความสำคัญมากกว่าในการดำเนินการด้านสายส่งไฟฟ้าแรงสูงมาก (**Ultra-high Voltage: UHV**) โดยอ้างถึงปัญหาการนำจ่ายระบบไฟฟ้าที่ไม่สมดุลของอุปสงค์และอุปทาน ตัวอย่างเช่น ความต้องการพลังงานสูงกว่าในส่วนทางด้านทิศตะวันออกของประเทศ แต่ทรัพยากรที่จะนำมาผลิตพลังงานไฟฟ้ากลับอยู่ในพื้นที่ด้านทิศตะวันตก ซึ่งมีระยะทางที่ห่างไกลกันมากกว่า 1,000 กิโลเมตร

ด้วยเหตุผลข้างต้น บริษัทผู้ให้บริการด้านโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (**State Grid Corporation of China: SGCC**) ทำการแบ่งแผนออกเป็น 3 ขั้นตอนหลัก ดังแสดงในรูปที่ 1-3 โดยระยะแรกคือการศึกษานำร่อง ระยะที่สองคือการสร้าง และระยะสุดท้ายคือการพัฒนาให้ดียิ่งขึ้น ซึ่งครอบคลุมแนวคิดทั้งหมดของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่นการเพิ่มขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการส่งพลังงานไฟฟ้า การติดตั้งและการรวมแหล่งพลังงานทดแทนขนาดใหญ่ และการติดตั้งให้ครอบคลุมทั่วประเทศของสมาร์ตมิเตอร์และ PMUs ข้อมูล ณ ปี 2015 SGCC ได้ดำเนินการไปแล้วกว่า 300 โครงการ ซึ่งมีมูลค่ามากกว่า 5,000 ล้านยูโร เพื่อติดตั้ง PMUs มากกว่า 2,600 เครื่องสำหรับ เพื่อปรับปรุงคุณภาพของกำลังไฟฟ้าทั่วประเทศ นอกจากนี้ ประเทศจีนได้ดำเนินการสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยอัจฉริยะมากกว่า 650 แห่ง ซึ่งมีขนาด 110 ถึง 750 kV และได้ทำการทดสอบใช้งานแล้วใน 23 เมือง



รูปที่ 1-3 แผนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 3 ขั้นตอนหลักในประเทศจีน [2]

1.7.3.2 ประเทศอินเดีย

ประเทศอินเดียมีความมุ่งมั่นสูงในการวางแผนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในปลายปี 2014 ประเทศอินเดียลงทุน 4 พันล้านดอลลาร์สหรัฐ สำหรับการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ทั่วประเทศ ขณะที่แผนการนี้ถูกคาดการณ์ว่าอีก 21.6 พันล้านดอลลาร์จะถูกลงทุนเพิ่มเติมในช่วงปี 2015 ถึง 2025 สำหรับการติดตั้งโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะด้านโครงสร้างพื้นฐาน ข้อมูล ณ ปี 2015 ประเทศอินเดียมีโครงการนำร่องจำนวน 14 โครงการ ครอบคลุมกว่า 250,000 ครัวเรือนใน 14 เมืองของประเทศ โดยมีรายละเอียดด้านเทคโนโลยีดังนี้

1. สมาร์ทมิเตอร์ที่ติดตั้งแล้วนั้นสามารถควบคุมจากระยะไกลได้ ในการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้า การกำหนดค่า สร้างความน่าเชื่อถือให้กับผู้รับบริการ
2. การอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าสามารถรองรับการพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงาน การจัดการด้านโหลดสูงสุด และการจัดการของการจัดเก็บภาษีหรือค่าธรรมเนียมต่าง ๆ ที่เปลี่ยนแปลงได้
3. สมาร์ทมิเตอร์สามารถอำนวยความสะดวก ในการเฝ้าระวังกระแสไฟฟ้าขัดข้อง การจัดการกลุ่มของผู้ใช้
4. สมาร์ทมิเตอร์เป็นเครื่องมือที่ดีในระบบการจัดการและการสร้างพลังงานไฟฟ้าด้านผู้บริโภค
5. สมาร์ทมิเตอร์สามารถปรับปรุงคุณภาพของกำลังไฟฟ้า ความน่าเชื่อถือ การจัดการควบคุมโครงข่าย เป็นต้น

1.7.3.3 ประเทศออสเตรเลีย

ตั้งแต่ปี 2009 เป็นต้นมา ประเทศออสเตรเลียได้จัดตั้งองค์กรเพื่อรับผิดชอบเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะโดยตรง ด้วยการลงทุน 100 ล้านดอลลาร์ออสเตรเลีย โดยมีชื่อว่า Ausgrid โดยหน่วยงานดังกล่าวเริ่มด้วยการตรวจสอบค่าควบคุมค่า Volt-Var การตรวจสอบข้อความผิดพลาดของระบบ การเฝ้าระวังสถานีไฟฟ้าย่อยและ Feeder สมาร์ทมิเตอร์ ยานยนต์ไฟฟ้า การสร้างแหล่งพลังงานด้านผู้บริโภคและการจัดเก็บพลังงาน รวมถึงการประยุกต์ใช้ในภาคประชาชน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง มีการทดสอบใช้ 22 ผลิตภัณฑ์ ประกอบด้วย โครงสร้างทางราคาพลังงาน อุปกรณ์ควบคุมเครือข่าย การรวมกันของเทคโนโลยี และผลิตภัณฑ์ด้านการศึกษา มากกว่า 7,000 ครัวเรือน เข้าร่วมโครงการนี้ โดยเน้นในพื้นที่เขตเมืองของ Newcastle และ Sydney โครงการ Ausgrid ได้วางสายใยแก้วนำแสงมากกว่า 1,000 กิโลเมตรเพื่อเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งมีอุปกรณ์มากกว่า

12,000 เครื่องถูกแผ้วระวังผ่านโครงข่ายสื่อสาร เพื่อลดการขัดข้องของกระแสไฟฟ้า และมากกว่า 4,000 สมาร์ทมิเตอร์ ถูกติดตั้งทดลองใช้งาน ในประเทศออสเตรเลีย

1.7.3.4 ประเทศเกาหลีใต้

ประเทศเกาหลีใต้ได้วางแผนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่แข็งแกร่งไว้แล้ว เช่นเดียวกับเครือข่ายอินเทอร์เน็ต และอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ ด้วยเหตุผลนี้ การนำเสนอแนวคิดเพื่อรวมกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเป็น Internet of Things (IoT) ในปี 2011 Korea Electric Power Corporation (KEPCO) บริษัทขนาดใหญ่ด้านไฟฟ้าของประเทศเกาหลีใต้ ได้ประกาศว่า โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะนี้ มีงบประมาณลงทุนที่ 7 พันล้านเหรียญ ในปี 2030 ตามที่บริษัทได้ลงนามกับผู้ให้บริการด้านการสื่อสาร LGU+ เพื่อพัฒนาเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในรุ่นถัดไป โดยการรวมเทคโนโลยีไฟฟ้า และ IoT เข้าด้วยกัน ดังนั้นประเทศเกาหลีใต้มี 10 กองทุน ในโครงการด้านไฟฟ้า IoT ดังนี้

1. การพัฒนาของ EMS
2. ระบบควบคุมบนเทคโนโลยีสารสนเทศ สำหรับการส่งกำลังไฟฟ้า
3. การพัฒนาการแผ้วระวังเครือข่ายการส่งกำลังไฟฟ้าอย่างชาญฉลาดและระบบดำเนินการ
4. การพัฒนาของระบบสถานีไฟฟ้าย่อยดิจิทัลในยุคถัดไป
5. การพัฒนาของระบบการจัดการด้านการจำหน่ายไฟฟ้าอย่างอัจฉริยะ
6. การพัฒนาของระบบโทรคมนาคมเชิงรุกด้านไฟฟ้ากำลัง สำหรับอำนวยความสะดวกในการแผ้วระวังระบบ
7. การพัฒนาของระบบจัดการแหล่งพลังงานรวมเข้ากันของผู้บริโภค สำหรับบริการด้านไฟฟ้ากำลังที่มีมูลค่าเพิ่มขึ้นสูงมาก
8. การพัฒนาของ PLC เทคโนโลยีที่กระจายอยู่ทั่วทุกที่
9. การพัฒนาเทคโนโลยีกึ่งตัวนำด้านไฟฟ้ากำลัง สำหรับการผลิตพลังงานด้านผู้บริโภค และการประยุกต์ใช้ในอุตสาหกรรมอินเวอร์เตอร์
10. การพัฒนาของ EMS การรวมกันสำหรับไมโครกริด

เนื้อหาในบทที่ 2 แนะนำหลักการพื้นฐานด้านไฟฟ้ากำลัง เพื่อให้ผู้อ่านได้ทบทวนทฤษฎีไฟฟ้ากำลังเบื้องต้น เกี่ยวกับแรงดัน กระแส มุมเฟส กำลังงาน เป็นต้น ความรู้เหล่านี้จะเป็นพื้นฐานต่อไปในการกำเนิดแหล่งพลังงาน การส่งกำลังไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า อุปกรณ์เบื้องต้นในการตัดวงจร สวิตช์ไบเมทัล และอุปกรณ์ปิดวงจร เพื่อรองรับหรือเป็นแนวคิดของการสื่อสาร ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย หรือระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย

บทที่ 3 กล่าวถึงโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ แนะนำแนวคิดในการสร้างโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มาตรฐาน IEC 61850 บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เครือข่าย SCADA และ (Automatic Metering Infrastructure: AMI) เป็นหลัก ผู้เขียนนำเสนอสมาร์ตมิเตอร์ ซึ่งเป็นอุปกรณ์สำคัญที่กระจายอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และตัวอย่างของผลิตภัณฑ์ที่มีจำหน่ายในท้องตลาด รวมถึง ไมโครกริด ส่วนต่าง ๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเหล่านี้ ถูกเชื่อมต่อเข้าด้วยกันผ่านเครือข่ายสื่อสาร ซึ่งมุ่งเน้นไปที่การสื่อสารข้อมูลด้วย IP address เป็นหลัก

บทที่ 4 นำเสนอเทคโนโลยีสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยเริ่มจากการทบทวนแนวคิดในการสื่อสาร ช่องทางการสื่อสาร การมอดูเลต การสื่อสารในอดีตจนกระทั่งการสื่อสารสมัยใหม่ ซึ่งเป็นการสื่อสารข้อมูล ทำงานภายในหลักการพื้นฐานของ ISO model หรือที่รู้จักกันในนาม IP อีเทอร์เน็ต เครือข่ายสื่อสาร 4G เครือข่ายลอร์รา การสื่อสารบนสายส่งกำลังไฟฟ้า และซิกบี

บทที่ 5 แนะนำการประยุกต์ใช้เครือข่ายสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ประกอบด้วยเทคโนโลยีสื่อสาร 4G สำหรับใช้เป็นโครงสร้างพื้นฐานในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่ซึ่งทุก ๆ อุปกรณ์สามารถเข้าถึงเครือข่าย 4G ได้ ลำดับถัดมาเป็นเทคโนโลยีสื่อสาร PLC ซึ่งนำเสนอการประยุกต์ใช้การส่งสัญญาณ PLC ที่แรงดันปานกลางและแรงดันต่ำ นอกจากนี้ยังนำเสนอแนวคิดในการวางระบบการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของบริษัทชั้นนำ ที่ซึ่งมีประสบการณ์วางระบบโครงข่ายมายาวนาน ลำดับสุดท้าย การรักษาความปลอดภัยเครือข่ายสื่อสาร สำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

บทที่ 6 กล่าวถึงงานวิจัยสำหรับการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งประกอบด้วย 2 ส่วน คืองานวิจัยจากการประยุกต์ใช้เครือข่าย 4G สำหรับการส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์ ไปยังศูนย์ควบคุมกลาง โดยงานวิจัยนี้เป็นการจำลองระบบบนโปรแกรม OPNET สำหรับงานวิจัยที่สองคือ การประยุกต์ใช้เครือข่ายลอร์รา สำหรับส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ร่วมกับการออกแบบสายอากาศ สำหรับสมาร์ตมิเตอร์โดยเฉพาะ เพื่อให้เหมาะกับงานและสภาพแวดล้อมที่ปฏิบัติงานจริง ซึ่งงานวิจัยนี้เป็นการออกแบบระบบ การสร้างอุปกรณ์จริง และการทดลองกับสถานที่จริงทั้งหมด

บทที่ 2

ทบทวนพื้นฐานไฟฟ้ากำลัง

ดร.มงคล แซ่เจี๋ย

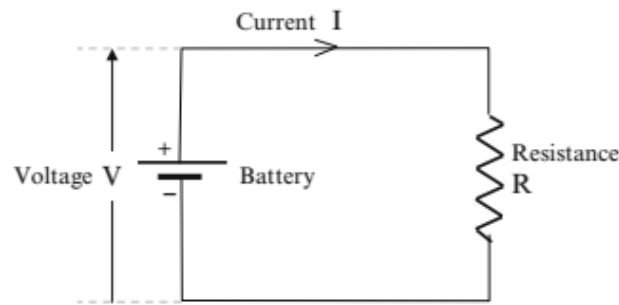
การส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงต้นกำลังไปยังระบบจำหน่ายเกิดขึ้นกว่า 100 ปี ตามที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 1 เนื้อหาในบทที่ 2 จะกล่าวถึงทฤษฎีเบื้องต้นเกี่ยวกับไฟฟ้ากำลัง ส่วนประกอบหลักในระบบไฟฟ้าพื้นฐาน การผลิตพลังงาน อุปกรณ์ที่จำเป็นในระบบส่งกำลังไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าย่อย โครงข่ายไฟฟ้า การส่งกำลังไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ที่ซึ่งรองรับเฉพาะเทคโนโลยีสื่อสารแบบอนาล็อกและดิจิทัล แต่ไม่รองรับการสื่อสารข้อมูล (Data Communication) ทั้งระบบจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า จนกระทั่งส่งพลังงานไปจำหน่ายถึงผู้ใช้ภาคครัวเรือน

2.1 แรงดัน กระแส กำลัง และพลังงาน

แม้ว่าการส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงต้นกำลังไปยังผู้บริโภค ตามบ้านพักอาศัยหรือย่านอุตสาหกรรม ใช้แรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ แต่ในที่นี้จะกล่าวถึงพื้นฐานวงจรไฟฟ้ากระแสตรง เพื่อให้ผู้อ่านสามารถเริ่มต้นกับค่าพื้นฐานต่าง ๆ ในทฤษฎีและหลักการทางไฟฟ้า

2.1.1 วงจรไฟฟ้ากระแสตรง

วงจรไฟฟ้ากระแสตรงคือ การแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันและกระแสในวงจร โดยกำหนดขั้วบวกและขั้วลบที่แหล่งจ่ายพลังงาน ดังแสดงในรูปที่ 2-1 กระแสไฟฟ้าถูกแทนด้วย I มีหน่วยเป็น Amp ไหลจากขั้วบวกไปยังตัวต้านทานและกลับไปขั้วลบของแบตเตอรี่ ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันแทนด้วย V มีหน่วยเป็นโวลต์ และกระแส I ถูกควบคุมโดยกฎของโอห์ม เขียนได้เป็น $V = IR$ ที่ซึ่ง R คือค่าความต้านทานมีหน่วยเป็นโอห์ม (Ω) ความต้านทานจะลดการไหลของกระแส ซึ่งขึ้นอยู่กับคุณสมบัติวัสดุที่ใช้ทำตัวต้านทาน ในทางปฏิบัติการส่งกำลังไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดพลังงานไปยังผู้ใช้ สายส่งกำลังไฟฟ้ามีคุณสมบัติของความต้านทานในระบบ ดังนั้นอนุกรมเหนี่ยวนำหรือทองแดงในการใช้ทำเป็นวัสดุสายส่งกำลังไฟฟ้า จึงมีผลกระทบต่อระบบสายส่งไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น ความต้านทานของสายส่งกำลังไฟฟ้าหลายร้อยกิโลเมตร ถูกแทนที่ด้วยตัวต้านทานในระบบเพื่อวิเคราะห์การส่งกำลังไฟฟ้า ในทางตรงกันข้ามลูกถ้วย (Insulator) มีความต้านทานสูงมาก ซึ่งถูกแทนที่ด้วยค่าต้านทานมากที่สุด (Infinite) ดังนั้นกระแสที่ไหลผ่านลูกถ้วยจึงเป็นศูนย์ในทางอุดมคติ



รูปที่ 2-1 วงจรไฟฟ้ากระแสตรงอย่างง่าย [3]

รูปที่ 2-1 แสดงกระแส I ไหลผ่านตัวต้านทาน สายส่งกำลังไฟฟ้ามีความต้านทานเป็นศูนย์ ใดๆก็ดี เมื่อสายไฟฟ้ามีความยาวมากขึ้น ความต้านทานของสายจะไม่เป็นศูนย์ ดังนั้นเพื่อให้ง่ายต่อการพิจารณาจึงกำหนดให้ $R = 1$ ซึ่งมีแรงดันที่ตกคร่อมตัวต้านทานคือ V ลำดับสุดท้ายกำลังไฟฟ้า P มีหน่วยเป็น W ส่งไปยังตัวต้านทาน R เขียนได้ดังสมการที่ (2-1) และ (2-2) ดังนี้

$$P = VI \quad (2-1)$$

$$P = I^2R \quad (2-2)$$

พลังงาน E ถูกส่งไปยังตัวต้านทานในหน่วยวินาทีเขียนได้เป็น **Watt Second** หน่วยพื้นฐานของพลังงานคือจูล (**Joule**) ซึ่งเท่ากับ $1 W$ ในการบริโภคพลังงาน 1 วินาที เมื่อจูลคือหน่วยที่เล็กที่สุดเปรียบเทียบกับการบริโภคพลังงานในบ้านพักอาศัยขนาดเล็ก ดังนั้นหน่วยทั่วไปของการบริโภคพลังงานไฟฟ้าจึงเป็นกิโลวัตต์-ชั่วโมง (**kWh**) ซึ่งเท่ากับ $1000 W$ ของการใช้พลังงานใน 1 ชั่วโมง หรือ $3,600,000$ จูล ดังนั้น $100 W$ ของหลอดไฟฟ้ามายังถึง หากเปิดใช้ไฟ 4 ชั่วโมง หลอดจะใช้พลังงานไฟฟ้า $0.4 kWh$ ของหน่วยพลังงานไฟฟ้า ($1 kWh$ พลังงานถูกเรียกว่า 1 หน่วย)

พลังงานไฟฟ้าถูกสร้างด้วยการเปลี่ยนรูปของพลังงานชนิดอื่นเช่น ความร้อน นิวเคลียร์ ความต่างศักย์ พลังงานลม แสงอาทิตย์ และอื่น ๆ ในทางตรงกันข้ามพลังงานไฟฟ้าถูกใช้ด้วยการเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานความร้อนในรูปของเตาทำความร้อน เครื่องทำน้ำอุ่น เตารีด แสงสว่างในรูปของหลอดไฟ พลังงานจลน์ในรูปของมอเตอร์ เป็นต้น ในทำนองเดียวกัน ในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้ามีความยาวมากเป็นหลายร้อยกิโลเมตร เปรียบเสมือนเป็นตัวต้านทานชนิดหนึ่ง ซึ่งเมื่อกระแสไหลผ่านมันจะปล่อยความร้อนออกมา พลังงานส่วนนี้ถูกมองว่าเป็นการสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบไฟฟ้าซึ่งใช้แรงดันและกระแสคงที่ตลอดเวลา จากตัวอย่างในรูปที่ 2-1 เรียกว่า ไฟฟ้ากระแสตรง (**Direct Current: DC**) หรือเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าแหล่งจ่ายไฟฟ้ากระแสตรง ซึ่งมีค่าคงที่ของแรงดันไฟฟ้าตลอดเวลาเช่น แบตเตอรี่ 5 โวลต์ มีแรงดัน 5 โวลต์คงที่จ่ายไหลตลอดเวลา สำหรับตำราเล่มนี้เน้นไปที่ไฟฟ้ากระแสสลับ (**Alternating Current: AC**)

$$v(t) = \sqrt{2}V \sin(2\pi ft) \tag{2-3}$$

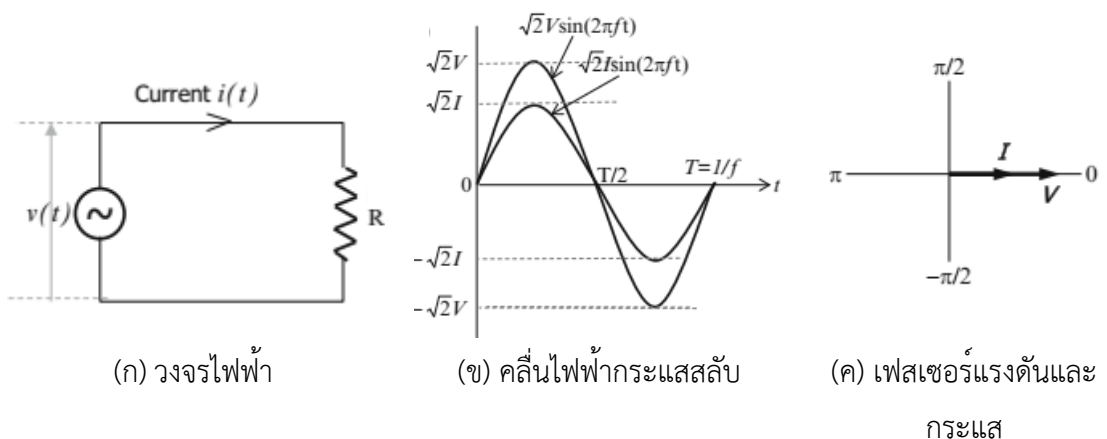
$$i(t) = \frac{\sqrt{2}V \sin(2\pi ft)}{R} = \sqrt{2}I \sin(2\pi ft) \tag{2-4}$$

2.1.2 ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ

โดยทั่วไประบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังบ้านพักอาศัย แหล่งธุรกิจ หรือย่านอุตสาหกรรม จะเป็นการส่งในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ ซึ่งให้บริการโดยภาครัฐ หรือหน่วยงาน ที่ซึ่งได้รับอนุญาต จากภาครัฐให้ดำเนินการ เกี่ยวกับการจัดหาพลังงาน และส่งพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้บริโภค รูปที่ 2-2(ก) แสดงวงจรไฟฟ้ากระแสสลับอย่างง่าย ซึ่งประกอบด้วย แหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้า เชื่อมต่อกับตัว ต้านทานซึ่งทำหน้าที่เป็นโหลดในระบบ แรงดัน AC มีหน่วยเป็นโวลต์ $v(t)$ คือฟังก์ชันที่เปลี่ยนแปลง ตามเวลาในรูปของคลื่นไซน์ ดังแสดงในรูปที่ 2-2(ข) เขียนได้ดังสมการ (2-3)

เมื่อรากที่ 2 ของแรงดัน ($\sqrt{2}V$) คือค่ายอดสูงสุดของแรงดันที่กำลังพิจารณาในฟังก์ชันไซน์ และ f คือความถี่มีหน่วยเป็นเฮิร์ตซ์ (Hz) รอบคลื่นไซน์ของไฟฟ้าแรงดันคือ T หรือ $1/f$ ดังนั้นระดับ แรงดันเปลี่ยนแปลงจากค่าสูงสุดของ $\sqrt{2}V$ โวลต์ ถึงค่าต่ำสุดของ $-\sqrt{2}V$ โวลต์ ทั้งนี้ช่วงของแรงดันที่ เปลี่ยนแปลงเริ่มจากบวกเป็นลบ และวนกลับเป็นลบบวกอย่างต่อเนื่องเช่นนี้ การที่คลื่นวนครบรอบ หมายถึงมีทั้งบวกและลบอย่างสมมาตรกันเรียกว่า 1 ลูกคลื่นไซน์ (Sinusoid) ประเด็นสุดท้าย แหล่งจ่ายแรงดันเชื่อมต่อกับความต้านทาน R สามารถหากระแสไหลผ่านได้ดังสมการ (2-4)

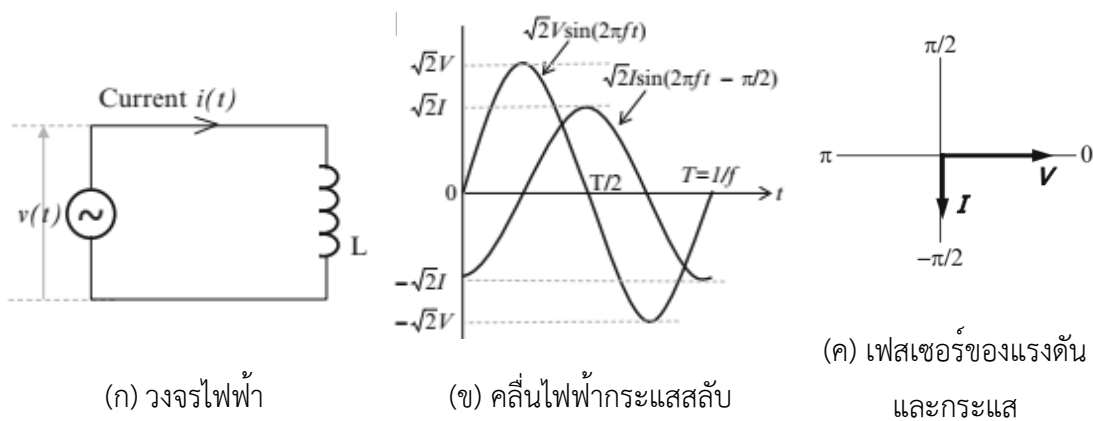
ความถี่คงที่ 50 Hz ถูกใช้ในระบบไฟฟ้ากำลังในประเทศไทยและในทวีปยุโรป หรือเรียกอีก อย่างหนึ่งว่าความถี่ของสายส่ง (Line Frequency) ในทวีปอเมริกาเหนือใช้ความถี่ 60 Hz การที่มี ความถี่เข้ามาเกี่ยวข้องกับไฟฟ้ากระแสสลับ มีประเด็นต้องพิจารณาดังนี้



รูปที่ 2-2 วงจรไฟฟ้ากระแสสลับต่อกับตัวต้านทาน [3]

- ค่าของ V และ I ใช้ในการหาค่าสูงสุดจะเขียนได้เป็น $\sqrt{2}V$ และ $\sqrt{2}I$ หรือค่ารากที่สอง (Root Mean Square: rms) ค่าแรงดันและกระแสในตำราฉบับนี้ใช้ค่า rms
- ค่าแรงดันและกระแสต้องระบุมุมเฟสของสัญญาณเท่ากัน เนื่องจากค่าทั้งสองนี้เขียนแทนได้ด้วยรูปคลื่นไซน์ ที่ซึ่งเปลี่ยนแปลงตามเวลา ดังตัวอย่างที่แสดงในรูปที่ 2-2(ข) ทั้งแรงดันและกระแสอยู่ ณ ตำแหน่งศูนย์พร้อมกันหรือ 180 องศาพร้อมกัน ในเวลาเดียวกัน ในกรณีที่ไหลคือตัวต้านทาน

ในทางทฤษฎีความต้านทานกำหนดให้มีคุณสมบัติ ที่ซึ่งแรงดันและกระแสอยู่ในเฟสเดียวกัน จากรูปที่ 2-2(ค) เฟสเซอร์ของ V และ I ทับกัน สนิทพอดี โดยลูกศรแสดงถึงค่ายอดของมัน ในทางปฏิบัติมีได้มีเพียงแค่ความต้านทานในระบบ นั้นหมายความว่ามีความค่าของการเหนี่ยวนำ (Inductor) และการเก็บประจุ (Capacitor) เข้ามาเกี่ยวข้อง ซึ่งค่าเหล่านี้ทำให้ค่าเฟสของระบบเปลี่ยนไป



(ก) วงจรไฟฟ้า

(ข) คลื่นไฟฟ้ากระแสสลับ

(ค) เฟสเซอร์ของแรงดัน และกระแส

รูปที่ 2-3 วงจรไฟฟ้ากระแสสลับต่อกับตัวเหนี่ยวนำ [3]

- กรณีโหลดเหนี่ยวนำ (Inductor Load) คือการพิจารณาโหลดขดลวดเหนี่ยวนำต่อเข้ากับวงจรดังแสดงในรูปที่ 2-3 ความเข้มของสนามแม่เหล็กคือปัจจัยหลักของกระแสที่ไหลผ่านตัวมัน จำนวนรอบของขดลวดบนแกนเหล็ก ทำให้การเปลี่ยนแปลงของสนามแม่เหล็กไฟฟ้าจะเพิ่มแรงดันหรือ เรียกว่าการเพิ่มของสนามแม่เหล็กไฟฟ้า การเพิ่มขึ้นของแรงดันคืออนุพันธ์ของกระแสในเวลาทีพิจารณา ตัวอย่างเช่น แหล่งจ่ายแรงดัน AC ต่อกับขดลวด ดังแสดงในรูปที่ 2-3(ก) ถ้าแหล่งจ่ายแรงดันแหล่งจ่ายคือ $v(t)$ และกระแสคือ $i(t)$ แรงดันตกคร่อมเพิ่มขึ้นที่ขดลวดต้องเท่ากับ $v(t)$ หรือแรงดันของแหล่งจ่าย ดังสมการที่ (2-5)

$$v(t) = L \frac{di(t)}{dt} \quad (2-5)$$

$$i(t) = \sqrt{2}I \sin\left(2\pi ft - \frac{\pi}{2}\right) \quad (2-6)$$

เมื่อ L คือค่าความเหนี่ยวนำของขดลวดหรือเรียกว่า อินдукแตนซ์ (Inductance) มีหน่วยเป็นเฮนรี (Henry) ค่าความเหนี่ยวนำสูง ได้จากขดลวดที่พันรอบแกนเหล็ก นอกจากนี้ อัตราการเปลี่ยนแปลงของกระแส ขึ้นอยู่กับการเพิ่มขึ้นของฟังก์ชันของรอบขดลวดที่พันรอบแกนเหล็ก ในทางทฤษฎี จะสมมุติว่ามีเพียง Inductance ในระบบสำหรับวงจรนี้ โดยความต้านทานของ R จะเป็นศูนย์

ค่า X_L ถูกเรียกว่า Inductive Reactance มีหน่วยเป็นโอห์ม (Ω) จะเห็นได้ว่า $i(t)$ คือสัญญาณรูปไซน์ แต่มันถูกเลื่อนเฟสออกไปเป็นมุม $-\pi/2$ หรือ -90 องศา ดังแสดงในรูปที่ 2-3(ค) สังเกตได้ว่ามุมเฟสของกระแสจะตามหลังมุมเฟสแรงดัน 90 องศา หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า แรงดันนำหน้ากระแส 90 องศา เมื่อโหลดเป็นขดลวด และกำลังไฟฟ้ากระแสสลับได้จากสมการที่ (2-5) คู่กับสมการที่ (2-6) เขียนได้เป็นสมการที่ (2-7)

$$p(t) = v(t)i(t) = -VI \sin [2\pi(2f)t] \quad (2-7)$$

การพิจารณากำลังไฟฟ้ากระแสสลับของโหลดเหนี่ยวนำในรูปคลื่นไซน์ โดยใช้ความถี่ 50 Hz และโมเมนต์ที่เหมือนอย่างเช่นกำลังไฟฟ้าในกรณีของตัวต้านทาน การหาพลังงานเฉลี่ยของขดลวด หาได้จากการอินทิเกรตรูปคลื่นไซน์จากศูนย์ไปจนกระทั่งคาบเวลาของมัน ซึ่งกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่มันใช้ไปมีค่าเป็นศูนย์ ดังนั้นในทางทฤษฎี ขดลวดจะไม่มีกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยในตัวมัน แม้ว่าค่าแรงดันและกระแสจะไหลผ่าน แต่กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่มันได้รับจะเท่ากับศูนย์

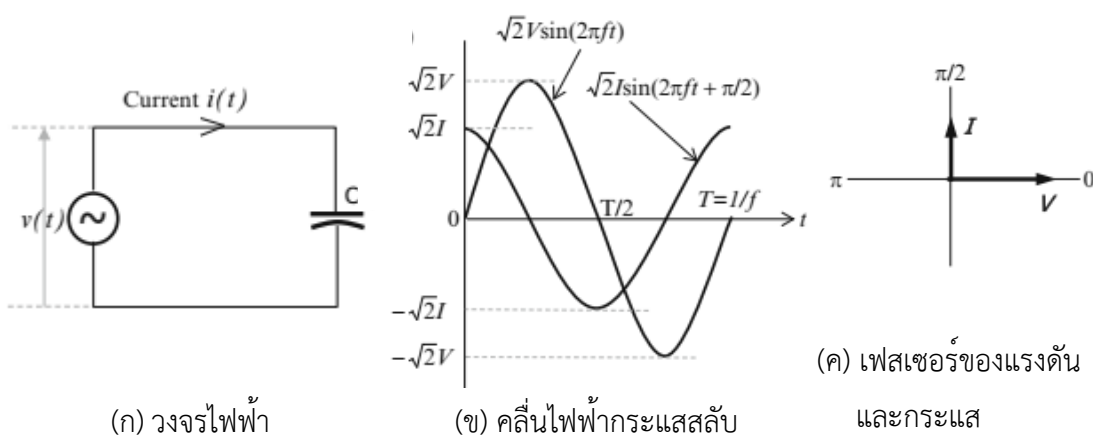
- กรณีที่โหลดเป็นตัวเก็บประจุ (C) ซึ่งทำจากแผ่นโลหะ 2 แผ่นวางห่างกันในตำแหน่งที่เหมาะสมมีฉนวนกัน ฉนวนอาจเป็นอากาศ ถ้าแรงดัน DC ตกคร่อมแผ่นโลหะทั้งสองนี้ แรงดันตกคร่อมตัวเก็บประจุจะเท่ากับแรงดันแหล่งจ่าย เช่นเดียวกับการชาร์จประจุไฟฟ้า สังเกตได้ว่าไม่มีกระแสไหลผ่านในกรณีของแรงดัน DC ประจุไฟฟ้ามีหน่วยเป็นคูลอมบ์ คำนวณได้จาก $Q = C \times V$ เมื่อ C คือค่าความสามารถในการเก็บประจุมีหน่วยเป็นฟารัด ในทางตรงกันข้าม หากแหล่งจ่ายแรงดัน AC ต่อกับตัวเก็บประจุดังแสดงในรูปที่ 2-4(ก) ตัวเก็บประจุจะได้รับการชาร์จไฟด้วยแรงดันจากแหล่งจ่าย กระแสสามารถผ่านตัวเก็บประจุนี้ได้ ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันและกระแสแสดงดังสมการ (2-8) และ (2-9)

$$v(t) = \frac{1}{C} \int_0^t i(t) dt \quad (2-8)$$

$$i(t) = \sqrt{2}I \sin \left(2\pi ft + \frac{\pi}{2} \right) \quad (2-9)$$

X_C คือค่ารีแอกแตนซ์ของตัวเก็บประจุ มีหน่วยเป็นโอห์ม เช่นเดียวกับ R และ L สังเกตได้ว่า $i(t)$ เป็นรูปไซน์ แต่มีการเลื่อนเฟสเป็นมุม $+\pi/2$ หรือ $+90$ องศา ดังแสดงในรูปที่ 2-4(ข) เมื่อเลือก $v(t)$ เป็นแรงดันอ้างอิง ซึ่งมีเฟสเท่ากับศูนย์ เฟสของกระแสกับเฟสของแรงดันจะสัมพันธ์กัน กรณีของตัวเก็บประจุมุมเฟสของกระแสจะนำหน้ามุมเฟสของแรงดัน 90 องศา

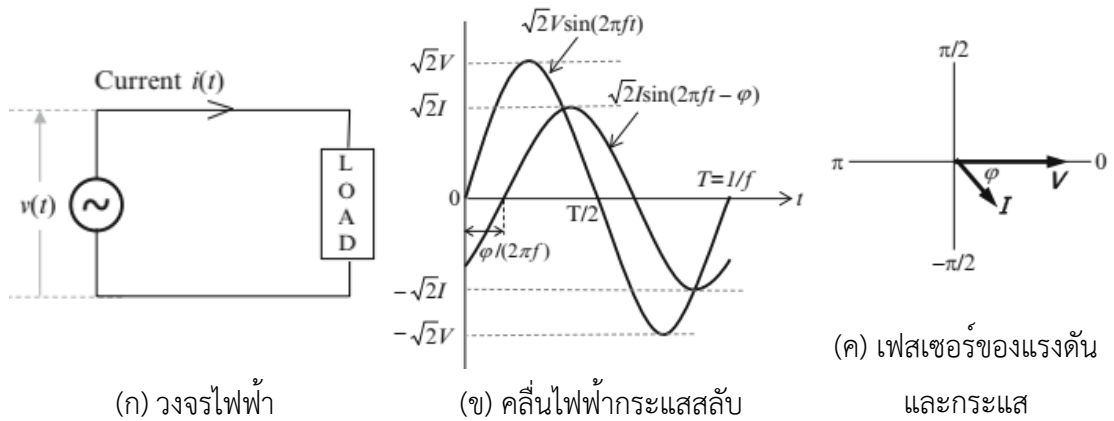
เช่นเดียวกับกรณีของขดลวด การพิจารณากำลังไฟฟ้ากระแสสลับในรูปคลื่นไซน์ โดยใช้ความถี่ 50 Hz และค่ารีแอกแตนซ์ของตัวเก็บประจุนี้ไม่คงที่ เหมือนอย่างเช่นกรณีของตัวต้านทาน การหาพลังงานเฉลี่ยของตัวเก็บประจุ หาได้จากการอินทิเกรตรูปคลื่นไซน์จากศูนย์จนถึงจุดที่พิจารณา ซึ่งมีค่าเป็นศูนย์ ดังนั้นสำหรับกรณีนี้ตัวเก็บประจุจะไม่มีพลังงานในตัวมัน แม้ว่าค่าแรงดันและกระแสจะไหลผ่านมัน แต่กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่มันได้รับจะเท่ากับศูนย์ ทั้งขดลวดและตัวเก็บประจุไม่มีพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยในตัวมัน หรือมันไม่ได้บริโภคพลังงานใด ๆ ในระบบ



รูปที่ 2-4 วงจรไฟฟ้ากระแสสลับต่อกับตัวเก็บประจุ [3]

2.1.3 เฟสเซอร์ (Phasor)

ที่ผ่านมาสิ่งที่พิจารณาคือกรณีของอุดมคติของตัวต้านทาน ขดลวด และตัวเก็บประจุ ในทางปฏิบัติโหลดในระบบไฟฟ้ามีความซับซ้อน ซึ่งประกอบด้วย ตัวต้านทาน ขดลวด และตัวเก็บประจุ อย่างผสมผสาน โหลดในระบบอาจจะหมายถึงแหล่งกำเนิดพลังงานในระบบกำลังไฟฟ้า รวมถึงสายส่งแรงดันไฟฟ้า Feeder และโหลดที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต่อเข้ากับระบบ ตัวอย่างของโหลดของผู้ใช้คือโหลดไฟฟ้านิตตะเกียบ ซึ่งมีลักษณะมุมเฟสเดียวกันระหว่างแรงดันและกระแส ตัวอย่างถัดไป มอเตอร์ ซึ่งกระแสจะล่าหลังแรงดัน โดยทั่วไปโหลดในระบบถูกกำหนดคุณลักษณะของการร่วมกันของส่วนต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้าเช่น โหลดไฟ เครื่องซักผ้า หรือเตารีด เป็นต้น อุปกรณ์ไฟฟ้าเหล่านี้ต้องการพลังงานไฟฟ้า สำหรับโหลดที่สายส่งกำลังไฟฟ้าประกอบด้วย Feeder และ โหลดของผู้ใช้ในสายส่งพลังงานไฟฟ้า ซึ่งรวมกันเป็นโหลดของระบบ สามารถได้ดังแสดงในรูปที่ 2-5



รูปที่ 2-5 วงจรไฟฟ้ากระแสสลับต่อกับโหลด [3]

เมื่อโหลดในระบบถูกรวมกันจากตัวต้านทาน ขดลวด และตัวเก็บประจุ กระแสจากแหล่งจ่ายแรงดันไปยังโหลดอาจจะนำหน้าหรือล่าหลังแรงดันก็ได้ ซึ่งอาจจะไม่เท่ากับ 0 , $-\pi/2$, หรือ $+\pi/2$ ในรูปที่ 2-5(ข) แสดงให้เห็นว่ามุมเฟสของกระแสล่าหลังแรงดันเป็นมุม $\phi < \pi/2$

ความถี่ของทั้งแรงดันและกระแสเป็นความถี่เดียวกัน และเมื่อค่า rms เท่ากับ $1/\sqrt{2}$ เท่าของค่ายอด แต่ละรูปคลื่นไซน์ของแรงดันและกระแสถูกกำหนดให้ไม่ซ้ำกัน ด้วยค่า rms และมุมเฟสของมัน นอกจากนี้มันยังสามารถแสดงในรูปของฟังก์ชันของเวลาได้อีกด้วย ดังแสดงในรูปที่ 2-5(ข) รูปคลื่นไซน์สามารถแทนที่ได้ด้วยเฟสเซอร์ ดังแสดงรูปที่ 2-5(ค) ซึ่งเป็นเส้นสีดำหนามิถูกศรกำหนดทิศทางของแรงดันและกระแสทำมุม ϕ ด้วยกัน ความยาวลูกศรคือขนาดหรือค่ายอดของแรงดันหรือกระแส ทั้งตัวต้านทาน ขดลวด และตัวเก็บประจุ ถูกพิจารณา แรงดัน กระแส และเฟส โดยเฟสจะแสดงอยู่ในรูปที่ 2-2 (ค) รูปที่ 2-3(ค) และรูปที่ 2-4(ค)

เฟสเซอร์ยังสามารถเขียนในรูปของเลขชี้กำลัง (Exponential) ได้เป็น $Ye^{j\theta}$ เมื่อ Y คือค่ายอดของเฟสเซอร์ Y สำหรับ θ มุมเฟสของมัน และ j คือจำนวนจินตภาพ $\sqrt{-1}$ โดยทั่วไปในทางคณิตศาสตร์จะใช้เป็น i แต่ในทางไฟฟ้าจะใช้เป็น j เพื่อมิให้สับสนกับกระแส ดังนั้นรูปที่ 2-5(ค) สามารถเขียนได้เป็น $Ve^{j\theta}$ หรือ V และ $Ie^{-j\theta}$

จากสมการที่ (2-10) ในการหากำลังไฟฟ้า ถ้าเราอินทิเกรต $p(t)$ ในช่วงหนึ่งคาบเวลา T เทอมหลังจะมีค่าเท่ากับศูนย์ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่โหลดได้รับเขียนได้เป็นดังสมการที่ (2-11)

$$p(t) = VI \cos \phi - VI \cos [2\pi(2f)t - \phi] \tag{2-10}$$

$$P = VI \cos \phi \tag{2-11}$$

กำลังไฟฟ้าเท่ากับการคูณกันของกระแสและแรงดัน โดยมีมุมเฟสเข้ามาเกี่ยวข้อง ในเทอมของ $\cos\phi$ เทอมนี้สามารถเรียกว่า ตัวประกอบกำลัง (Power Factor) ของโหลด แม้ว่าตัวประกอบกำลังถูกกำหนดบนพื้นฐานของมุมเฟสของกระแสแล้วมุมเฟสแรงดัน มันยังสามารถใช้ในกรณีที่ มุมเฟสของกระแสนำหน้ามุมเฟสแรงดันได้อีกด้วย

2.2 การผลิตพลังงานไฟฟ้า (Power Generation)

โดยทั่วไปโรงต้นกำลังไฟฟ้าผลิตพลังงานไฟฟ้าจาก ความร้อน เชื้อเพลิง และนิวเคลียร์ พลังงานไฟฟ้าที่ได้เป็นชนิด AC จากการทำงานที่พร้อมกัน (Synchronous) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเปลี่ยนการเคลื่อนไหวของแหล่งพลังงานดังกล่าวเพื่อหมุนกังหัน สร้างเป็นพลังงานไฟฟ้า การทำงานที่พร้อมกันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้กำลังไฟฟ้า 3 เฟส ด้วยการรวมกันของแหล่งแรงดันไฟฟ้าเข้าจังหวะกันเป็นส่วนสำคัญ โดยแต่ละเฟสห่างกัน 120 องศา ดังแสดงในรูปที่ 2-6

แหล่งจ่ายแรงดันไฟฟ้า 3 เฟส กำหนดเป็น แรงดันเฟส $v_A(t)$, $v_B(t)$, และ $v_C(t)$ เรียกชื่อว่า เฟส A, B, และ C โดยแต่ละเฟสวัดแรงดันเทียบกับนิวตรอน ซึ่งเป็นแรงดันอ้างอิงในระบบ โดยทั่วไปแรงดันนิวตรอนมีค่าเป็นศูนย์ การผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพต้องให้ทั้ง 3 เฟสนี้มีแรงดันและเฟสเท่ากันที่ 120 องศา ดังแสดงในรูปที่ 2-6 (ก) ดังนั้นถ้า V คือค่า rms ของแต่ละแรงดันเฟส และสมมติได้ว่าเฟส V_A คือจุดอ้างอิง

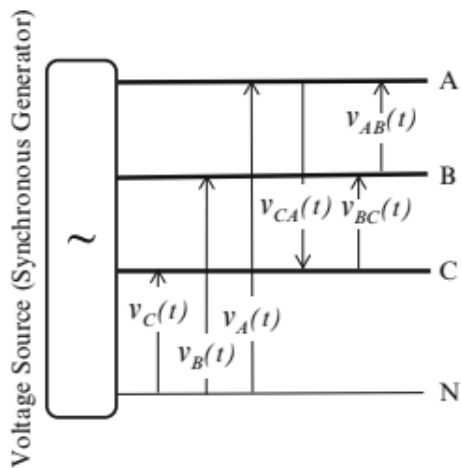
$$v_A(t) = \sqrt{2}V \sin(2\pi ft) \quad (2-12)$$

$$v_B(t) = \sqrt{2}V \sin(2\pi ft - 2\pi/3) \quad (2-13)$$

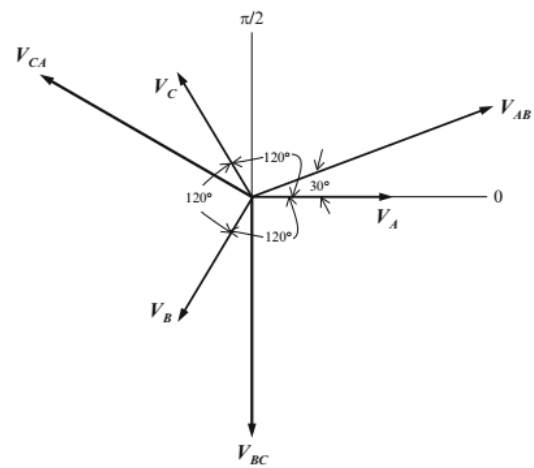
$$v_C(t) = \sqrt{2}V \sin(2\pi ft + 2\pi/3) \quad (2-14)$$

แรงดันของทุกเฟสสามารถระบุเป็นวงจร A , B , และ C ซึ่ง V_A ล้าหลัง V_B เป็นมุม 120 องศา และ V_C ล้าหลัง V_B เป็นมุม 120 องศา ดังแสดงในรูปที่ 2-6(ข) ทำนองเดียวกันกับการใช้พีชคณิตเวกเตอร์ (Vector Algebra) แรงดันในสาย V_{AB} , V_{BC} , และ V_{CA} ระดับแรงดันระหว่างคู่ของเฟส สามารถถูกคำนวณได้ จะเห็นได้ว่าทั้ง 3 เฟสมีความสมดุลกันและกันทั้งยอดคลื่น และเฟสแรงดันเป็น $\sqrt{3}$ เท่าของค่ายอด 220 V (พิจารณาที่ rms) โดยเฉพาะอย่างยิ่ง V_{AB} นำหน้า V_A เป็นมุม 30 องศา

ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ในทางอุดมคติจะสมมติให้แหล่งจ่ายพลังงานที่ออกมาจากเครื่องผลิตไฟฟ้ามีความสมดุลกัน โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ มีอัตรากำลังในการผลิตที่หลาย 10 kV และสามารถ



(ก) แหล่งจ่ายแรงดัน 3 เฟส



(ข) เฟสเซอร์ของแรงดัน 3 เฟส

รูปที่ 2-6 แหล่งจ่ายแรงดันและเฟสเซอร์แรงดัน [3]

ให้บริการได้มากกว่า 100 เมกะวัตต์ (MW) การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารายย่อยและจ่ายโหลดไปยังผู้บริโภคคือส่วนที่รวมกันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

แหล่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงต้นกำลัง เชื่อมต่อมายังระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission System) ในระหว่างทางอาจจะมีการกำเนิดพลังงานอื่นเข้ามาในระบบเช่น พลังงานลม หรือพลังงานแสงอาทิตย์ ในภาพรวมจะพิจารณาว่าแหล่งกำเนิดพลังงานต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System)

2.3 ระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission System)

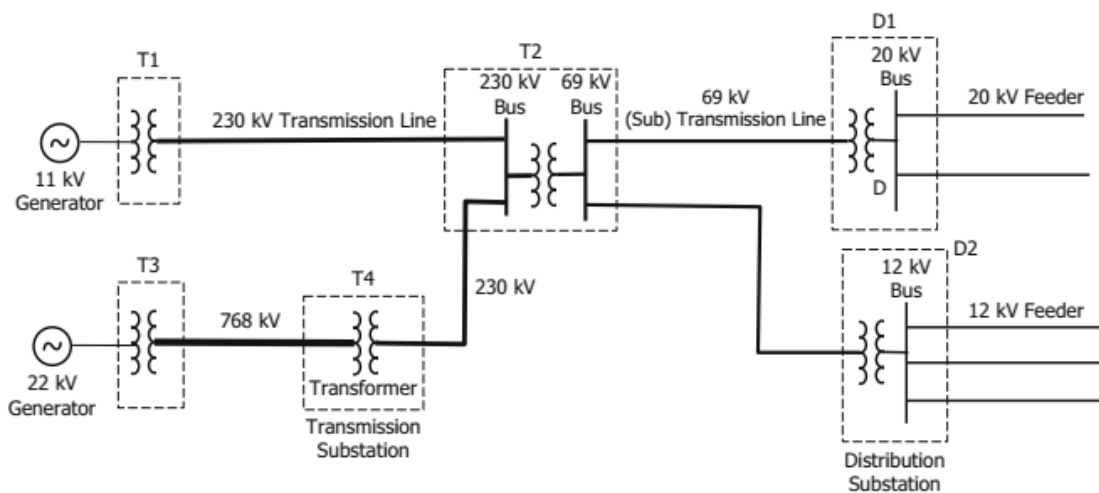
พลังงานไฟฟ้าจากโรงต้นกำลังถูกส่งไปยังระบบจำหน่ายผ่านระบบส่งกำลังไฟฟ้า ก่อนเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ระบบส่งกำลังไฟฟ้าประกอบด้วย สายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งขนส่งกำลังไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่างกัันดังนี้

- แรงดันสูงมาก (Extra-High Voltage: EHV) แรงดันมากกว่า 230 kV
- แรงดันสูง (High Voltage: HV) แรงดันตั้งแต่ 35 kV – 230 kV
- แรงดันปานกลาง (Medium Voltage: MV) แรงดันตั้งแต่ 1 kV – 35 kV
- แรงดันต่ำ (Low Voltage: LV) แรงดันต่ำกว่า 1000 V

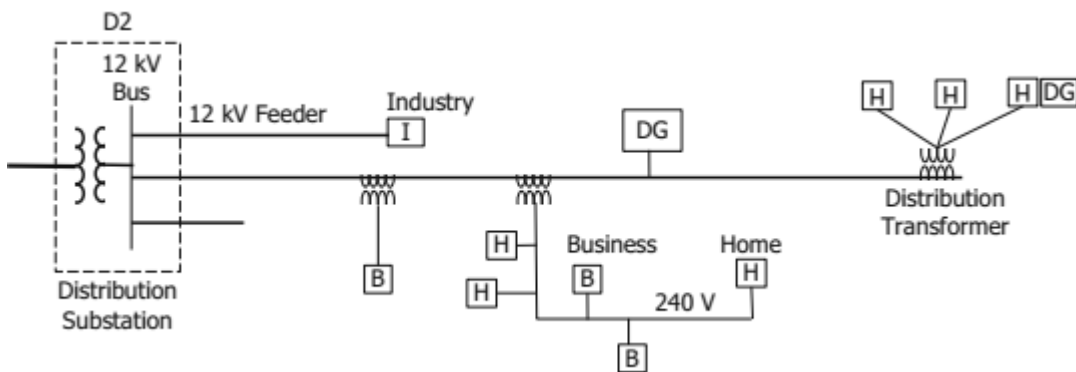
ระบบส่งกำลังไฟฟ้ามีรูปร่างโครงข่ายแบบเมฆเชื่อมต่อกับหลาย ๆ สถานีไฟฟ้า โดยมีลำดับชั้นของระดับแรงดันในระบบส่งกำลังไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้าถูกใช้ที่สถานีไฟฟ้าเพื่อเปลี่ยนระดับแรงดันภายในสายส่งกำลังไฟฟ้า สายส่งกำลังไฟฟ้าถูกติดตั้งในระบบ 3 สาย และมีสายนิวทรัลอีก 1 สาย รูปที่ 2-7 แสดงระบบไฟฟ้ากำลังของโรงต้นกำลังไฟฟ้า การส่งกำลังไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างง่าย สังเกตได้ว่ามันเป็นแผนผังแสดงการผลิตกำลังไฟฟ้าจากต้นทาง ไปสู่ผู้ใช้ปลายทาง

เพียงหนึ่งสาย โดยทั่วไปสายส่งกำลังไฟฟ้า 3 เฟส ใช้ 3 สายหรือ 4 สาย เช่นเดียวกับ Feeder ที่ป้อนให้ผู้ใช้ อาจจะเป็น 3 สาย หรือ 4 สาย สำหรับการใช้ไฟ 3 เฟส และ สำหรับผู้ใช้ไฟ 1 เฟส ใช้สาย 2 เส้น แต่ในรูปที่ 2-7 เขียนแสดงสายดังกล่าวเส้นเดียว จึงเรียกชื่อนี้ว่า **Single line diagram**

รูปที่ 2-7(ก) แสดงระบบไฟฟ้ากำลังอย่างง่าย โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 11 kV ที่โรงต้นกำลังถูกขยายแรงดันให้สูงขึ้น (Stepped up) เป็น 230 kV โดยหม้อแปลงไฟฟ้า T1 ซึ่งปกติจะถูกติดตั้งไว้ที่โรงต้นกำลัง การเพิ่มแรงดันไฟฟ้าให้สูงขึ้นเช่นนี้ทำให้สามารถส่งพลังงานไฟฟ้าในระยะทางไกล ๆ ได้หลายร้อยกิโลเมตร เนื่องจากโรงต้นกำลังไฟฟ้าอยู่ห่างจากแหล่งชุมชน และเมื่อพลังงาน



(ก) ระบบการส่งกำลังไฟฟ้า



(ข) ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า

รูปที่ 2-7 ระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า [3]

ไฟฟ้าเข้ามาใกล้แหล่งชุมชน แรงดันดังกล่าวจะถูกทำให้ลดลง (Stepped down) จาก 230 kV เป็น 69 kV ด้วยหม้อแปลงไฟฟ้าเช่นกัน ดังนั้นสายส่งไฟฟ้าแรงสูงจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยจะมีแรงดัน 69 kV โดยแรงดันสูงนี้ (HV) จะสิ้นสุดที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย (Distribution Substation) แสดงดัง D1 และ D2 ในรูปที่ 2-7(ก) เมื่อถึงจุดนี้แรงดันจะลดทอนลง

เป็นแรงดันปานกลาง (MV) ที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายระดับ 20 kV และ 12 kV ในการนี้ โรงต้นกำลัง 22 kV ที่ใช้หม้อแปลง T3 เพื่อเพิ่มแรงดันให้เป็น 768 kV ต่อกับสายส่งกำลังไฟฟ้ามายัง T4 จากนั้น T4 ทำหน้าที่ลดแรงดันให้เหลือ 230 kV เพื่อเชื่อมต่อกับระบบที่ T2 สำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายจะกล่าวถึงรายละเอียดอีกครั้งในหัวข้อ 2.4

เพื่อให้เห็นภาพรวมของการส่งกำลังไฟฟ้าทั้งหมด รูปที่ 2-8 แสดงภาพรวมของการส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากโรงต้นกำลัง สายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูง สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งไฟฟ้าแรงสูง สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย และส่วนของผู้บริโภคปลายทาง

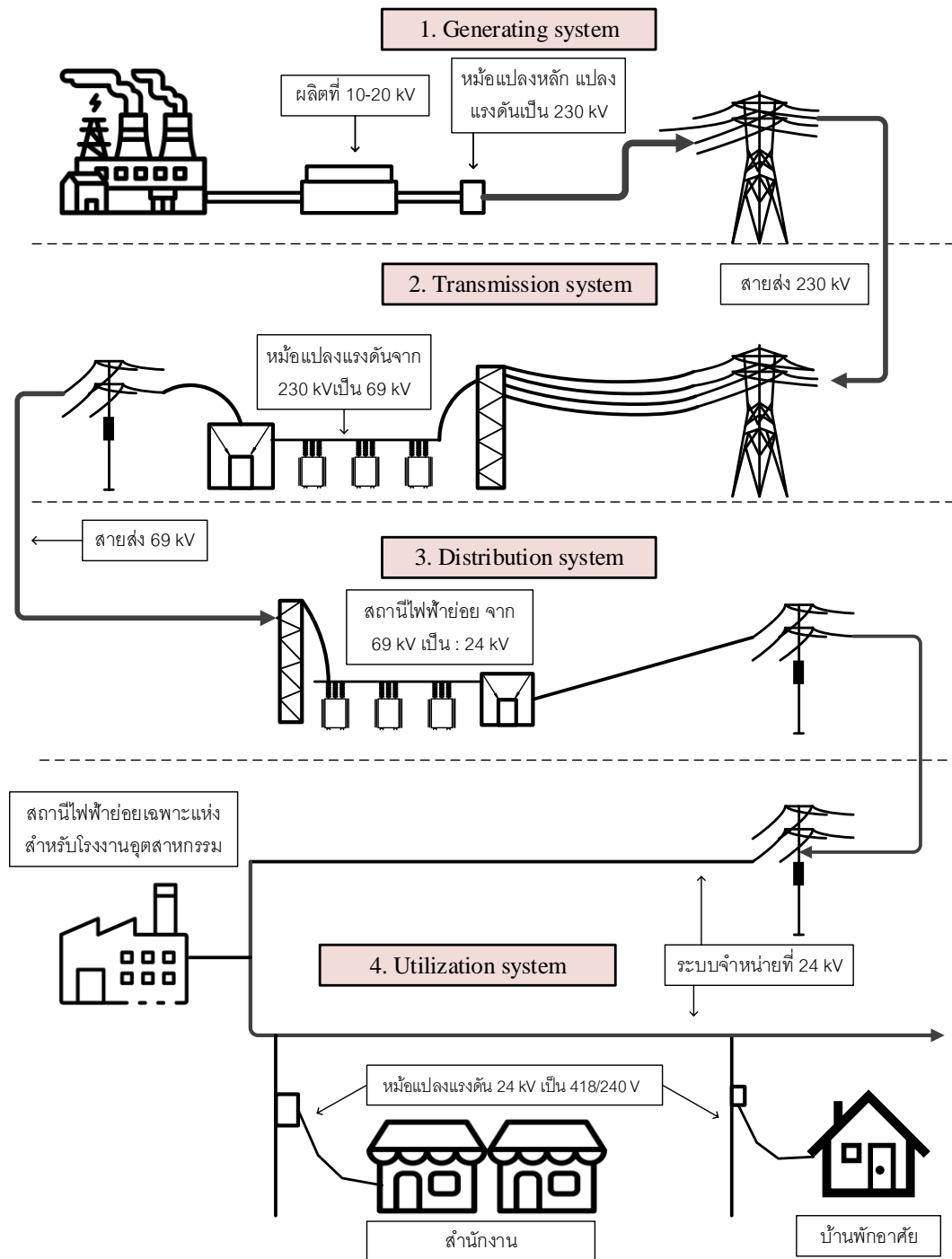
บัสบาร์ที่สถานีไฟฟ้าย่อยแสดงถึงค่าแรงดันคงที่ ซึ่งมีมากกว่าหนึ่งสายส่งกำลังไฟฟ้า Feeder และจุดเชื่อมต่อต่าง ๆ ทั้งขาเข้าและขาออกของหม้อแปลงไฟฟ้า บัสบาร์เป็นตัวนำไฟฟ้าที่รองรับด้วยลูกถ้วย โครงสร้างภายในของสถานีไฟฟ้าย่อย ระบบส่งกำลังไฟฟ้าสามารถเป็นโครงข่ายแบบเมช ซึ่งมีหลายสายส่งกำลังไฟฟ้าเชื่อมต่อกันหลาย ๆ ระดับแรงดันที่อยู่ในช่วงแรงดันสูง ในเขตพื้นที่ห่างไกล สายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงถูกรองรับด้วยเสาไฟฟ้าที่ทำจากไม้ โลหะ หรือคอนกรีต ในพื้นที่เขตเมือง สายส่งกำลังไฟฟ้าอาจจะติดตั้งอยู่ใต้ดินด้วยการร้อยท่อ หรือสายส่งกำลังไฟฟ้าอาจจะอยู่ใต้น้ำเพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังเกาะ

2.4 ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า (Distribution Systems)

ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าคือส่วนที่ทำหน้าที่รับแรงดัน จากสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดันปานกลางที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย ดังแสดงในรูปที่ 2-7(ข) สาย Feeder จากหม้อแปลงลดแรงดันที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายต่อเข้ากับบ้านพักอาศัย แหล่งธุรกิจ และโรงงานอุตสาหกรรม

Feeder อาจจะเป็น 3 เฟส หรือ 1 เฟส ตามความต้องการของผู้ใช้งาน โดยทั่วไปจำนวนของหม้อแปลงลดแรงดัน (Distribution Transformer) ถูกติดตั้งที่แต่ละ Feeder ของแต่ละแหล่งชุมชน เพื่อให้แปลงให้เป็นแรงดันต่ำ พร้อมป้อนให้กับบ้านพักอาศัยขนาด 1 เฟส สำหรับบ้านพักอาศัยทั่วไปมีแรงดันขนาด 200-240 โวลต์ และ 3 เฟสสำหรับบ้านพักขนาดใหญ่หรือ บริษัท โรงงานอุตสาหกรรม

โรงต้นกำลังจากภาคประชาชน (Distributed Generation: DG) ที่ซึ่งเสริมระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น เรียกชื่อว่า Stand-alone DG ตัวอย่างเช่น โซลาร์เซลล์ กังหันลม หรือน้ำมัน สามารถเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลักได้โดยตรงผ่าน Feeder แรงดัน โรงต้นกำลังจากภาคประชาชนนี้ผลิตแรงดันไฟฟ้าในระดับต่ำ พร้อมใช้งานได้ทันที ไม่จำเป็นต้องผลิตกำลังไฟฟ้าที่แรงดันสูงเนื่องจากโรงต้นกำลังอยู่ใกล้พื้นที่ชุมชน แรงดันที่ได้เพียงพอสำหรับส่งให้ผู้ใช้ในพื้นที่ใกล้เคียง



รูปที่ 2-8 ภาพรวมของการส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

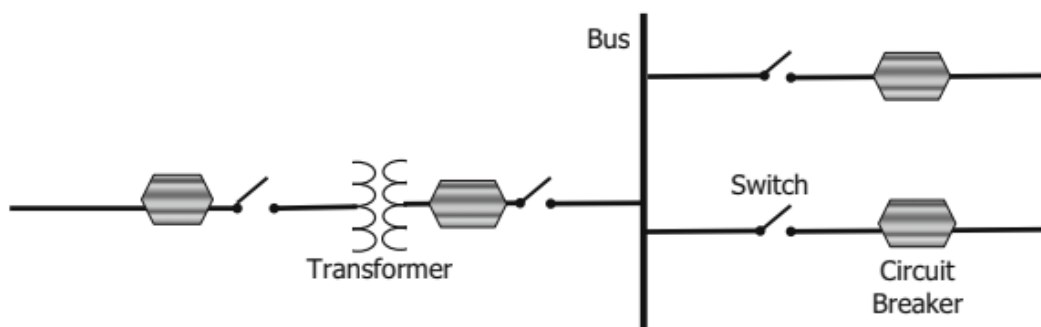
2.5 ความผิดปกติของอุปกรณ์ตัดวงจร สวิตช์ไวมิต และอุปกรณ์ปิดวงจร

ภายใต้เงื่อนไขปกติ กระแสจะไหลผ่านสายส่งกำลังไฟฟ้าหรือ Feeder เรียกว่า กระแสโหลด (Load Current) เมื่อเกิดความผิดปกติ (Fault) หมายถึงเงื่อนไขที่ว่ามีกระแสไหลสูงมากในระบบ เรียกว่า กระแสผิดปกติ (Fault Current) เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดความผิดปกติในระบบคือ การรั่วลงดิน (Ground Fault) และการลัดวงจร (Short Circuit) การรั่วลงดินคือมีส่วนใดส่วนหนึ่งของ

กระแสเฟสของสายส่งกำลังไฟฟ้าหรือ Feeder สัมผัสกับดิน หรือจุดอื่นใดที่มีแรงดันเป็นศูนย์ ส่งผลให้มีกระแสในระบบสูงมากผ่านสายไฟ ในกรณีของการลัดวงจรคือสายไฟ 2 เส้น หรือมากกว่าสัมผัสกันโดยตรง ส่งผลให้มีกระแสไหลผ่านในวงจรสูงมาก เช่นเดียวกันกับกรณีแรก การเกิดกระแสไหลเกินในระบบเช่นนี้แม้ว่าจะจะเป็นเพียงเวลาชั่วครู่ อาจส่งผลให้เกิดความเสียหายกับโหลด ระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทรัพย์สินต่าง ๆ ดังนั้นข้อความผิดพลาดเหล่านี้จำเป็นต้องถูกแผ้วระวังและตรวจสอบอย่างรวดเร็ว ความผิดพลาดของกระแสเช่นนี้จำเป็นต้องถูกตัดออกจากระบบอย่างทันทีทันใด ในการนี้ รีเลย์ถูกใช้เพื่อตรวจสอบข้อความผิดพลาดนี้ ในทางกลับกัน มั่นกระตุ่นให้อุปกรณ์ตัดวงจร (Circuit Breaker: CB) ปลดวงจรออกจากระบบหลัก

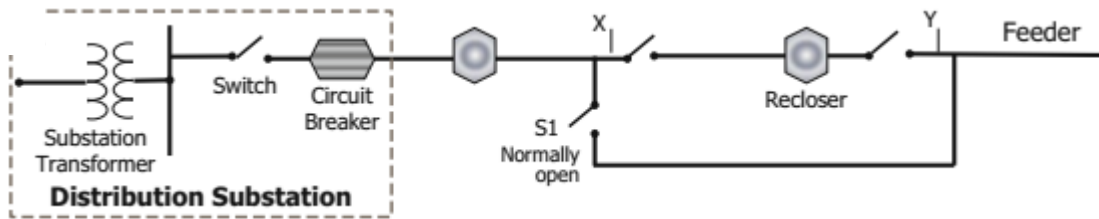
สวิตช์ใบมีด (Disconnecting Switch) ถูกเปิดหรือถูกปิด เพื่อหยุดหรือให้วงจรทำงานต่อไปได้ สวิตช์ใบมีดทำหน้าที่เหมือน CB แต่สวิตช์ใบมีดต้องใช้เจ้าพนักงานในการเปิดหรือปิด ในทางตรงกันข้าม CB มันจะทำงานอัตโนมัติเมื่อมีกระแสสูงมากถึงค่าที่กำหนดในคุณลักษณะเฉพาะของ CB ชนิดนั้น ๆ ดังแสดงในรูปที่ 2-9 โดยส่วนใหญ่แล้ว สวิตช์ใบมีดถูกใช้กับการเชื่อมต่อเข้ากับสายส่งกำลังไฟฟ้าหรือ Feeder ไปยังบัสบาร์ ดังนั้นสายส่งกำลังไฟฟ้า Feeder หรือส่วนย่อยต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยสามารถแยกระบบออกไปได้จากการเกิดความผิดพลาด หรือเพื่อทำการซ่อมแซมบำรุงรักษาระบบ ด้วยสวิตช์ใบมีด

สวิตช์ใบมีดถูกติดตั้งทั้งในสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้า บางสถานีไฟฟ้าย่อยปราศจากหม้อแปลงไฟฟ้า สามารถเรียกชื่อใหม่ได้ว่าสถานีไฟฟ้าสวิตช์ (Switching Substation) นอกจากนี้ สวิตช์ใบมีดยังถูกติดตั้งตามตำแหน่งของ Feeder ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า หรือการแยกส่วนต่าง ๆ ของ Feeder เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ถ้าเกิดความผิดพลาดในระบบ ใน Feeder ที่ได้ทำการแยกส่วนไว้แล้ว ระบบสามารถแยกตัวออกจากระบบหลักได้ ส่งผลให้ความเสียหายอยู่ในวงที่จำกัด ไม่กระทบผู้ใช้เป็นวงกว้าง ดังแสดงรูปที่ 2-10(ก) ในภาวะปกติสวิตช์ใบมีด X, Y จะปิด ส่วน S1 จะเปิดวงจร เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยัง Feeder อย่างไรก็ตามหากต้องการบำรุงรักษาระบบ S1 จะปิดวงจร เพื่อส่งกำลังไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ได้

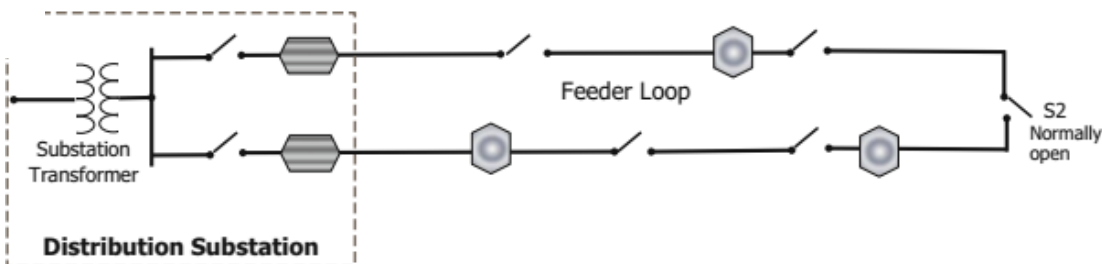


รูปที่ 2-9 อุปกรณ์ตัดวงจรและสวิตช์ใบมีดในสถานีไฟฟ้าย่อย [3]

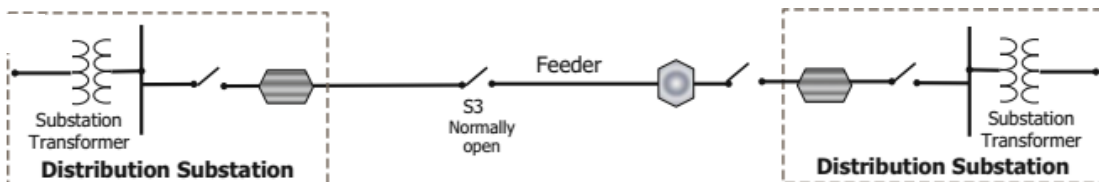
Feeder สามารถติดตั้งเป็นวงปิดได้ดังแสดงในรูปที่ 2-10 (ข) ภายใต้สภาวะปกติสวิตช์ S2 จะเปิด ดังนั้น Feeder วงปิดซึ่งประกอบด้วย 2 ส่วน ถ้าส่วนใดส่วนหนึ่งจำเป็นต้องงดให้บริการสวิตช์ ส่วนนั้นจะเปิดออก เพื่อตัดวงจรออกจากระบบและสวิตช์ S2 จะปิด ดังนั้นการออกแบบ Feeder เช่นนี้มีความยืดหยุ่น ผู้ให้บริการสามารถเลือกได้ว่าจะให้ Feeder ไหนทำงาน หรือในช่วงบำรุงรักษา ระบบ ระบบยังสามารถให้บริการผู้ใช้ได้เนื่องจาก ผู้ออกแบบระบบได้สร้าง Feeder Loop ไว้



(ก) การใช้สวิตช์ไขว้เปิดแยก Feeder



(ข) การใช้สวิตช์ไขว้เปิดแยก Feeder



(ค) การใช้สวิตช์ไขว้เปิดแยกภายในสถานีไฟฟ้าย่อย

รูปที่ 2-10 สวิตช์ไขว้เปิดและอุปกรณ์เปิดปิดวงจรที่ Feeder [3]

รูปที่ 2-10(ค) คืออีกหนึ่งกรณีในการประยุกต์ใช้สวิตช์ไขว้เปิด ในกรณี Feeder หนึ่งกำลังเชื่อมต่อกับ 2 สถานีไฟฟ้าย่อยผ่านสวิตช์ S3 ดังนั้นหาก Feeder ใดต้องการการบำรุงรักษาหรือมีเหตุขัดข้อง สวิตช์ S3 จะถูกเปิดออก เพื่อตัดวงจรทั้งสองออกจากกัน ซึ่งจะทำให้สถานีไฟฟ้าย่อยทั้งสองจะแยกออกจากกัน S3 จากสามารถปิดกลับมาเพื่อเชื่อมต่อวงจรด้วยกันได้ของสถานีไฟฟ้าย่อยอีกครั้งหนึ่ง

ในสถานีไฟฟ้าย่อยหรือระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยอาจมีการใช้สวิตช์ไขว้เปิดหลายตัว สวิตช์ต้องใช้เจ้าหน้าที่ในการตัดต่อวงจร ดังนั้นจึงมีการสร้างอุปกรณ์ตัดต่อวงจรอัตโนมัติ (Recloser) เพื่อเฝ้า

ระว่าง กระแส Feeder และปลดวงจร Feeder หากพบว่ากระแสไหลเกินกว่ากำหนด ดังนั้นอุปกรณ์ตัดต่อวงจรอัตโนมัติจึงทำงานคล้ายกับ CB แต่มันทำงานมากกว่า CB คือมันสามารถต่อวงจรกลับมาได้อีกครั้ง ซึ่งต่างจาก CB ที่ทำได้เพียงตัดวงจรออกจากระบบ อย่างไรก็ตาม หากอุปกรณ์ตัดต่อวงจรอัตโนมัติพยายามเชื่อมต่อวงจรด้วยตัวมันเองไม่สำเร็จ ตามจำนวนครั้งที่ตั้งค่าไว้ มันจะหยุดการต่อวงจร ทั้งนี้เพื่อความปลอดภัยของระบบ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า อุปกรณ์ตัดต่อวงจรอัตโนมัติถูกติดตั้งในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากขึ้น เพื่อลดระยะเวลากระแสไฟฟ้าขัดข้องให้น้อยลง

2.6 เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Readings)

1. J. Machowski, J. Bumby, J. Bialek, *Power System Dynamics: Stability and Control*, John Wiley & Sons, 2012. West Sussex.
2. J. Momoh, *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*, John Wiley & Sons, 2012. New Jersey.
3. A. G. Phadke, J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and The applications*, Springer, 2017. New York.

2.7 คำถามท้ายบท

1. เพราะเหตุใดจึงต้องศึกษาวิเคราะห์โหลด ความต้านทาน ขดลวด และตัวเก็บประจุ
2. เฟสเซอร์มีความสำคัญอย่างไร
3. ทำไมต้องจำแนกระดับแรงดันไฟฟ้าออกเป็นหลายระดับ
4. จงเปรียบเทียบข้อดี ข้อด้อยของ สวิตช์ใบมีด CB และ Recloser

บทที่ 3

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ อนุวัติ ประเสริฐสิทธิ์

เนื้อหาในบทนี้จะมุ่งเน้นไปที่ส่วนประกอบต่าง ๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ระบบการส่งพลังงานไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะขนาดเล็ก หรือไมโครกริด โครงสร้างพื้นฐานของระบบไฟฟ้าอย่างอัจฉริยะ SCADA สถานีไฟฟ้าย่อยในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ อุปกรณ์ IEDs ที่ซึ่งทำให้สถานีไฟฟ้าย่อย ทำงานได้อย่างอัตโนมัติผ่านเครือข่ายสื่อสาร โครงสร้างไฟฟ้าอัจฉริยะด้านผู้บริโภค อุปกรณ์ตรวจจับ สมาร์ทมิเตอร์ PMUs เครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) เครือข่ายภายในบ้านพักอาศัย และการจัดเก็บพลังงาน

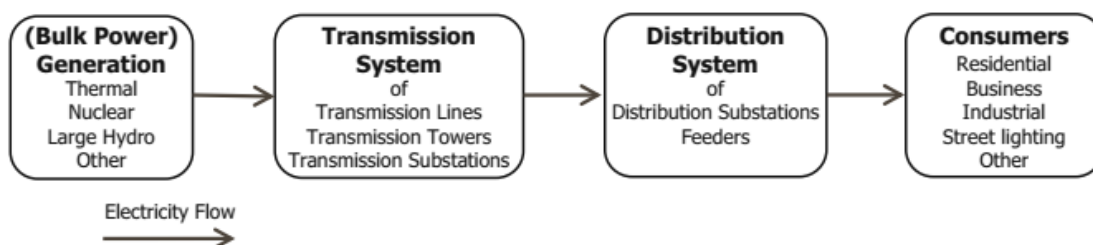
3.1 แนะนำโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีแนวคิดในการพัฒนาเครือข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิมให้ดีขึ้น ด้วยปัจจัยสองประการคือ

ประเด็นแรกการสร้างความน่าเชื่อถือ (Reliability) และเสถียรภาพ (Stability) ของระบบการจำหน่ายไฟฟ้า โดยรองรับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กหรือรายย่อย เช่น แหล่งพลังงานจากแสงอาทิตย์ แหล่งพลังงานลม เข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลัก แหล่งพลังงานดังกล่าวช่วยเสริมศักยภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม แหล่งพลังงานหมุนเวียน (Sustainable Energy) เหล่านี้มีความไม่แน่นอนในการผลิตพลังงาน ดังนั้น การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มีบทบาทสำคัญในการควบคุมเสถียรภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ประเด็นที่สอง การเสริมสร้างประสิทธิภาพของโครงข่ายไฟฟ้าเดิม ให้มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ในแง่ของการบริหารจัดการระบบ เช่น การประยุกต์ใช้ระบบควบคุมการทำงานอย่างชาญฉลาด สำหรับสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation Automation System, SAS) การสร้างระบบการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading: AMR) การสร้างระบบตรวจจับการลักลอบการใช้ไฟฟ้า การสร้างระบบอุปกรณ์ไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Appliances) ในการจัดสรรเวลาการทำงานของอุปกรณ์ ทั้งนี้เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาแปรผัน เป็นต้น ตัวอย่างของระบบต่าง ๆ ที่กล่าวมาข้างต้นทำงานบนเครือข่ายสื่อสาร ซึ่งสนับสนุนให้โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เป็นจุดเด่นที่หลายองค์กรให้ความสนใจ

เนื่องจากมุมมองขอบเขตของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีความแตกต่างกัน ดังนั้นความหมายของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจึงแตกต่างกันออกไป ในตำราฉบับนี้อธิบายถึงโครงข่ายอัจฉริยะทั่วไปที่ใช้ในการส่งพลังงานไฟฟ้าจากต้นกำลังไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 3-1 การส่งพลังงานไฟฟ้าแบบดั้งเดิมประกอบด้วยโรงต้นกำลังซึ่งผลิตพลังงานไฟฟ้า ส่วนของการส่งพลังงานไฟฟ้า ซึ่งนำเอาพลังงานจากที่ผลิตได้ส่งออกไปยังสายส่งไฟฟ้าแรงสูง ด้วยการทำให้มีแรงดันเพิ่มขึ้นที่หม้อแปลงเพิ่มแรงดัน เพื่อให้การส่งพลังงานไฟฟ้าไปได้ในระยะทางไกลมากยิ่งขึ้น ในระบบการส่งพลังงานไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าย่อยและสายส่งพลังงานไฟฟ้าเพื่อส่งให้ถึงผู้บริโภคปลายทาง อย่างไรก็ตาม ก่อนที่พลังงานดังกล่าวถึงผู้บริโภค พลังงานไฟฟ้าต้องถูกลดแรงดันลงด้วยหม้อแปลงลดแรงดันที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย



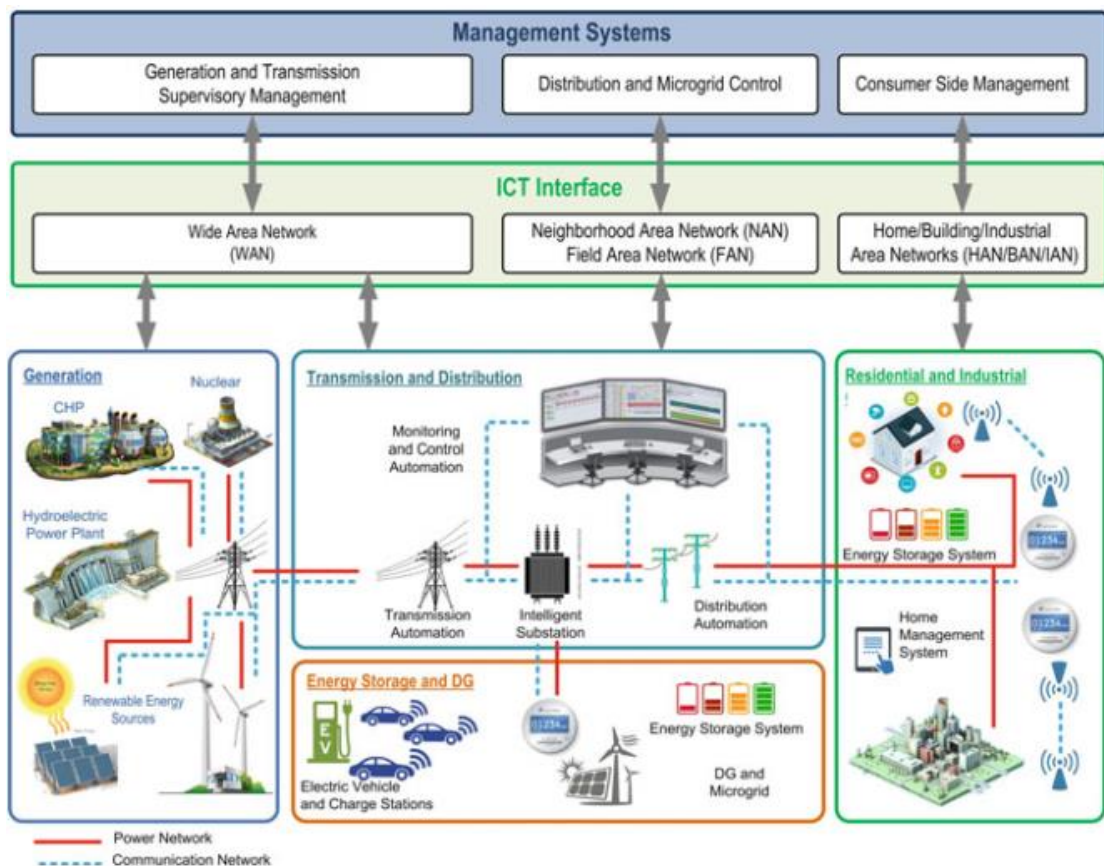
รูปที่ 3-1 แผนผังอย่างง่ายของโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิม [3]

ในระบบการส่งพลังงานไฟฟ้าเป็นการส่งพลังงานในทิศทางเดียวในยุคแรก เมื่อมีการสื่อสารเข้ามาในระบบการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ระบบ SCADA เข้ามามีบทบาทสำคัญในการเปลี่ยนวิธีการปฏิบัติงานภาคสนาม ซึ่งเพิ่มประสิทธิภาพของระบบได้มากขึ้นในการเฝ้าระวังระบบ การควบคุมระบบ การบริหารจัดการอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย เป็นต้น นอกจากนี้การสื่อสารข้อมูลบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ทำให้ผู้ดูแลระบบสามารถสั่งงานผ่านเครือข่ายในการตัดต่อ CB หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าระบบป้องกันระยะไกล

นอกจากนี้โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ยังรองรับพลังงานสะอาดในระดับมหภาค ด้วยการเปิดโอกาสให้ทุกภาคส่วนมีส่วนร่วมในการใช้พลังงานสะอาดเพื่อลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละช่วงเวลา ส่งผลให้ลดปัญหาสิ่งแวดล้อมและต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าลงไปได้ การมีส่วนร่วมของภาคประชาชนเป็นสิ่งสำคัญอย่างยิ่งในการจัดการปัญหาด้านพลังงาน ขณะที่แนวคิดแบบดั้งเดิมได้มองข้ามการมีส่วนร่วมดังกล่าวมา

ตามที่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะถูกพัฒนาอย่างต่อเนื่อง จำนวนขนาดใหญ่ของส่วนต่าง ๆ ในโครงข่ายและฟังก์ชันถูกรวบกันเป็นโครงข่าย ตามตัวอย่างดังนี้

- พลังงานหมุนเวียนและพลังงานทดแทนอื่น ๆ ถูกประยุกต์ใช้ผ่านโครงข่ายไฟฟ้า ในการจ่ายพลังงานได้เพียงพอต่อความต้องการทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากส่วนกลาง เพื่อให้ประชาชนสามารถพึ่งตนเองในการผลิตพลังงานใช้เองได้
- Advanced Metering Infrastructure (AMI) หรือเครือข่ายของ สมาร์ทมิเตอร์จะถูกติดตั้งให้กับผู้ใช้ตามอาคารบ้านเรือน สมาร์ทมิเตอร์สามารถการวัดพลังงานไฟฟ้าหรือหน่วยไฟฟ้าที่ถูกใช้ไป แรงดัน กระแส การสูญเสียกำลังไฟฟ้า เป็นต้น
- การเชื่อมต่อในระบบ SCADA จะถูกขยายตัวเพื่อรองรับมากกว่าเพียงแค่สถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อรองรับการแผ่รังสี การควบคุมการเปิดปิดอุปกรณ์ Recloser ชุดตัวเก็บประจุ และส่วนอื่น ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งถูกเรียกชื่อว่าส่วนกระจายไฟฟ้าอัตโนมัติ (Distribution Automation: DA)
- อุปกรณ์การวัดมุมเฟสชนิดใหม่ หรือเรียกว่าอุปกรณ์ทำให้เข้าจังหวะของมุมเฟส (Synchrophasors) จะถูกติดตั้งตลอดสายส่งไฟฟ้าแรงสูง อุปกรณ์ดังกล่าววัดค่ามุมเฟสกำลังไฟฟ้าได้อย่าง Real-time ซึ่งมีประโยชน์มากในการควบคุมคุณภาพการไหลของไฟฟ้าผ่านสายส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งรวมถึงการส่งพลังงานไฟฟ้าทั่วประเทศ



รูปที่ 3-2 สถาปัตยกรรมโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะร่วมกับอุปกรณ์ในระบบ[1]

จำนวนของอุปกรณ์ที่มากขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและฟังก์ชันการทำงานต่าง ๆ ต้องการการสื่อสารที่เชื่อมต่อแต่ละส่วนย่อยของโครงข่ายเข้าด้วยกันเป็น SCADA และการประยุกต์ใช้อื่น ๆ ด้านปลายทาง เครื่องข่ายการสื่อสารถูกใช้เพื่อรองรับฟังก์ชันการทำงานดังกล่าว เพื่อให้ระบบมีความทันสมัย ชาญฉลาด การจัดการได้ง่ายขึ้น มีความน่าเชื่อถือ ยืดหยุ่น และปลอดภัย นั่นคือเป้าหมายของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ดังแสดงในรูปที่ 3-2

3.2 มาตรฐาน IEC 61850

IEC 61850 คือมาตรฐานเครื่องข่ายสื่อสารและระบบ ในสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) ถูกกำหนดโดย International Electrotechnical Commission (IEC) มาตรฐานการสื่อสารนี้มุ่งเน้นไปที่ การควบคุมและสั่งการอุปกรณ์ Intelligent Electronic Devices (IEDs) ในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยศูนย์กลางการควบคุม (Control Center) ข้อมูลที่จำเป็นได้แก่ การตั้งค่าระบบ การวัดค่า และการสั่งให้อุปกรณ์ IED ทำงานตามต้องการ IEC 61850 นี้ถูกสร้างขึ้นมาเพื่อเสริมให้สถานีไฟฟ้าย่อยมีความน่าเชื่อถือยิ่งขึ้น มีความยืดหยุ่นในการบริหารจัดการ และการบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งทั้งหมดนี้เป็นจุดมุ่งหมายหนึ่งของเครื่องข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มาตรฐานนี้ถูกออกแบบให้ทำงานในรูปแบบการสื่อสารข้อมูล ซึ่งทำงานร่วมกับเครื่องข่ายคอมพิวเตอร์ หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า Ethernet-based Communication ดังนั้นรายละเอียดของมาตรฐาน IEC 61850 ในตำราเล่มนี้จะอ้างอิงกับ OSI model เป็นหลัก

3.2.1 ความจำเป็นของระบบสื่อสารบน IEC 61850

การสื่อสารมีบทบาทสำคัญในการทำงานเพื่อควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ในอดีตมีการนำระบบโทรศัพท์มาประยุกต์ใช้ที่สถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อตรวจสอบสถานะต่าง ๆ ของอุปกรณ์ เช่นหม้อแปลงวัดกระแสไฟฟ้า หม้อแปลงวัดแรงดันไฟฟ้า ซึ่งระบบโทรศัพท์นี้ทำงานแบบอนาล็อก สามารถวัดค่าอุปกรณ์ได้ขณะที่ต้องการค่าเหล่านั้น แม้ว่าการสื่อสารในระบบโทรศัพท์จะเป็นแบบสองทิศทาง แต่เมื่อนำระบบดังกล่าวมาประยุกต์ใช้งานกับอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย ยังมีข้อจำกัดหลายประการ ส่งผลให้ไม่สามารถตรวจสอบค่าที่วัดย้อนหลังได้

อุปกรณ์ Data Acquisition System (DAS) ถูกนำมาประยุกต์ใช้ DAS ทำงานแบบดิจิทัล และมันสามารถเก็บข้อมูลการวัดค่าต่าง ๆ ที่ผ่านไปได้ ทำให้สามารถตรวจสอบค่าย้อนหลังได้ อย่างไรก็ดี มันมีข้อจำกัดหลายประเด็น เช่นข้อจำกัดด้านแบนด์วิดท์ ปัจจุบันอุปกรณ์ ณ สถานีไฟฟ้าย่อยถูกแทนที่ด้วยอุปกรณ์ IED มากขึ้น อุปกรณ์ IED ซึ่งทำงานบนพื้นฐานของการสื่อสารข้อมูล ซึ่งมีแบนด์วิดท์สามารถส่งข้อมูลได้มากขึ้น โดยมากกว่า 64 Kbps อุปกรณ์ IED ต้องการเทคโนโลยีการสื่อสารที่มีลักษณะเด่นเช่น มีความเร็วสูงในการสื่อสารข้อมูล มีการรับประกันการส่งข้อมูล สามารถรองรับ

อุปกรณ์หลากหลายผู้ผลิต การตั้งค่าอุปกรณ์ การรองรับการอ่านข้อมูลหลายๆ ช่วงเวลาของแรงดัน และกระแสไฟฟ้า และมีระบบรักษาความปลอดภัยข้อมูล เป็นต้น ข้อกำหนดต่าง ๆ เหล่านี้ถูกนำมาพัฒนาเป็นมาตรฐาน IEC 61850

มาตรฐานของ IEC 61850 ถูกแบ่งออกเป็น 10 ส่วน [4, 5] เพื่อให้ผู้ใช้งานสามารถเข้าใจมาตรฐานนี้ได้ชัดเจน โดยมีรายละเอียดดังนี้

IEC 61850-1 (Introduction and Overview) นำเสนอภาพรวมของมาตรฐาน IEC 61850 โครงสร้างพื้นฐาน ภาพรวมของสถานีไฟฟ้าย่อย และมาตรฐานย่อย

IEC 61850-2 (Glossary) นำเสนออภิธานศัพท์ที่ใช้เรียก หรืออ้างถึงในมาตรฐานนี้

IEC 61850-3 (General Requirement) อธิบายถึงข้อกำหนด ข้อบังคับ ความต้องการทั่วไป และความต้องการเฉพาะของมาตรฐาน ความน่าเชื่อถือ การบำรุงรักษา สภาพกรใช้งาน และความปลอดภัย การกำหนดให้ระบบการสื่อสารสามารถทำงานได้ทุกสภาพแวดล้อม เช่น อุณหภูมิ และความชื้น ที่อาจจะเปลี่ยนแปลง คุณสมบัติดังกล่าวของอุปกรณ์ ถูกนำมาเป็นข้อกำหนดในการเลือกใช้อุปกรณ์สื่อสาร ในสถานีไฟฟ้าย่อย

IEC 61850-4 (System and Project Management) เป็นข้อกำหนดเกี่ยวกับการจัดการระบบ การวางแผนระบบ เนื่องจากความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้บริโภค มีความต้องการตลอดเวลาอย่างต่อเนื่อง การป้องกันมิให้เกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องเป็นสิ่งที่ถูกพิจารณาเป็นอันดับแรกของการให้บริการ ดังนั้นมาตรฐานจึงคำนึงถึงการวางแผนและระยะเวลาในการดำเนินการ

IEC 61850-5 (Communication Requirements for Functions and Device models) เป็นข้อกำหนดสำหรับการสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ความต้องการนี้มีลักษณะเฉพาะของอุปกรณ์ การบริการ และการสื่อสารข้อมูล รูปแบบเฉพาะของข้อมูล ความต้องการของ โพรโทคอลของ โปรแกรมประยุกต์ และต้นแบบของชั้น transport, network, data link, และ physical ตาม OSI Model

IEC 61850-6 (Configuration description language for communication in Electrical substations IEDs) เป็นข้อกำหนดเกี่ยวกับการตั้งค่าอุปกรณ์ การแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ IED โดยใช้ภาษา Extensible Markup Language (XML) บนพื้นฐานของภาษา Substation Configuration Language (SCL) การกำหนดภาษาที่ใช้ในการสื่อสารจะทำให้ทุกอุปกรณ์ ในแต่ละบริษัทผู้ผลิตสามารถสื่อสารกันได้

IEC 61850-7 (Basic communication structure for substation and feeder equipment) เป็นข้อกำหนดด้านโครงสร้างการสื่อสารพื้นฐาน สำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยและอุปกรณ์

ป้อนสายเข้าหม้อแปลงหรือบัสบาร์ ข้อมูลโครงสร้างนี้ถูกออกแบบให้สอดคล้องกับ IEC 61850-5 โดยแบ่งเป็น 4 ส่วนย่อยคือ

IEC 61850-7-1 (Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models) เป็นการกำหนดหลักการ โครงสร้างการสื่อสารข้อมูล

IEC 61850-7-2 (Basic information and communication structure – Abstract communication service interface (ACSI) เป็นการกำหนดข้อมูลพื้นฐาน การเข้าถึงข้อมูล การแปลงข้อมูล เป็นต้น

IEC 61850-7-3 (Basic communication structure – Common data classes) เป็นการแบ่งข้อมูลโครงสร้างเบื้องต้น

IEC 61850-7-4 (Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes) เป็นการกำหนดให้โครงสร้างพื้นฐาน ทำหน้าที่ในเชิงตรรกะ

IEC 61850-8 เป็นการ Mapping สำหรับการสื่อสารพิเศษเฉพาะ ของแต่ละบริษัทผู้ผลิต (Manufacturing Messaging Specification: MMS)

IEC 61850-9 ข้อกำหนดของการ Mapping ของการสุ่มค่าจากการวัด จากอุปกรณ์ในระบบ ทั้งทิศทางเดียวและสองทิศทาง เพื่อส่งข้อมูลเข้าไปยัง Ethernet ทั้งนี้ต้อง Synchronization อุปกรณ์ IED ให้ทำงานพร้อม ๆ กันทั้ง Substation ให้มีความแม่นยำที่ 1 ms

IEC 61850-9-1 ข้อกำหนดเกี่ยวกับ ชุดข้อมูล 3 เฟส โวลต์, บัสโวลต์, นิวทรัล โวลต์ กระแสทั้ง 3 เฟส สำหรับการป้องกัน กระแสทั้ง 3 เฟสสำหรับการวัด และการแสดงผล 16 บิต ซึ่งได้จากค่าอนุลอกในการ Mapping

IEC 61850-9-2 ข้อกำหนดเกี่ยวกับการประยุกต์ทั่วไปของการส่งข้อมูล ค่าวัดอย่างสุ่ม (Sampled Measured Values: SMV) ชุดข้อมูลในระบบซึ่งถูกกำหนดโดยผู้ใช้ ในภาษา SCL

IEC 61850-10 ข้อกำหนดเกี่ยวกับการทดสอบ วิธีการ เพื่อหาความสอดคล้อง ตามข้อกำหนดโพรโตคอลที่หลากหลาย

จากข้อกำหนดทั้ง 10 ส่วนสามารถเขียนสรุปได้ดังตารางที่ 3-1 ซึ่งในตารางฉบับนี้จะเน้นไปที่ข้อกำหนดส่วนที่ 6 จนถึงส่วนที่ 10

ตารางที่ 3-1 สรุปข้อกำหนดมาตรฐาน IEC 61850

ส่วนย่อย	ชื่อเรื่อง
1	แนะนำภาพรวมของมาตรฐาน
2	คำอธิบายศัพท์ที่ใช้ในมาตรฐาน
3	ความต้องการทั่วไปของมาตรฐาน
4	การจัดการระบบและโครงการ
5	ความต้องการด้านการสื่อสารของอุปกรณ์และหน้าที่การทำงาน
6	ภาษาในการตั้งค่าระบบ สำหรับการสื่อสารในสถานีไฟฟ้าย่อยร่วมกับอุปกรณ์ IEDs ทั้งหลาย
7	โครงสร้างพื้นฐานการสื่อสารทั่วไป สำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยและอุปกรณ์ป้อนสายไฟเข้าหม้อแปลง (Feeder Equipment) โดยแยกเป็น 4 ส่วนดังนี้ 7.1 หลักการและต้นแบบ 7.2 Abstract Communication Service Interface (ACSI) 7.3 Common Data Classes (CDC) 7.4 Compatible Logical Node Classes and Data Classes
8	Specific Communication Service Mapping (SCSM) 8.1 Mappings to MMS (ISO/IEC 9506 – ส่วนที่ 1 และส่วนที่ 2) และ ISO/IEC 8802-3
9	Specific Communication Service Mapping (SCSM) ถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ 9.1 ค่าที่วัดได้แบบทิศทางเดียวในหลายจุด point-to-point Link 9.2 ค่าสัญญาณที่ส่งได้บนมาตรฐาน ISO/IEC 8802-3
10	การทดสอบความสอดคล้อง

3.2.2 แนวคิดต้นแบบ IEC 61850 (Modeling Approach)

หลาย ๆ โพรโทคอลถูกกำหนดให้มีวิธีการส่งข้อมูลจากต้นทาง ไปยังปลายทางผ่านสื่อ นำสัญญาณ ใดๆ ก็ดี พวกมันมิได้ระบุว่าข้อมูลที่ส่งเหล่านั้นจะถูกเรียบเรียงหรืออยู่ในกรอบอย่างไร ในอุปกรณ์หรือการประยุกต์ใช้ปลายทาง แนวคิดของ IEC 61850 ต้องการวิศวกรรมด้านไฟฟ้ากำลัง เพื่อการตั้งค่าอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบและทำให้สอดคล้องกับตัวแปรต่าง ๆ เช่นหมายเลขลำดับของ อุปกรณ์ หมายเลขรีจิสเตอร์ สัญญาณขาเข้าและสัญญาณขาออก เป็นต้น [6, 7] ดังนั้นอุปกรณ์ต่าง ๆ

ใน IEC 61850 มีลักษณะเป็นหนึ่งเดียว การกำหนดเช่นนี้จะทำให้การส่งผ่านทางเครือข่ายสามารถระบุเจาะจงอุปกรณ์ถูกต้อง นอกจากนี้การระบุส่วนย่อยของโปรโตคอล เช่น ข้อมูลถูกส่งได้อย่างไรบนสายนำสัญญาณ

ในมาตรฐาน IEC 61850 ให้บริการต้นแบบอย่างครอบคลุมสำหรับ การพิจารณาว่าอุปกรณ์ในระบบควรจะถูกบริหารจัดการข้อมูลอย่างไร ซึ่งเป็นการสอดคล้องข้ามชนิดและบริษัทผู้ผลิตของอุปกรณ์นั้น ๆ นั้นหมายความว่ามาตรฐาน IEC 61850 รองรับอุปกรณ์จากผู้ผลิตที่หลากหลายให้สามารถทำงานร่วมกันได้ ตัวอย่างเช่น ถ้า CT หรือ VT ถูกติดตั้งเข้าไปในรีเลย์บน IEC 61850 อุปกรณ์รีเลย์สามารถตรวจจับและทำงานได้อย่างอัตโนมัติ ปราศจากเจ้าหน้าที่ผู้ปฏิบัติงาน บางอุปกรณ์ใช้ไฟล์ SCL เพื่อการตั้งค่าไปยัง Object ของอุปกรณ์ วิศวกรหรือผู้ปฏิบัติงานมีหน้าที่ส่งคำสั่งไฟล์ SCL ไปยังอุปกรณ์เพื่อทำการตั้งค่ามัน จะเห็นได้ว่าการทำงานตามมาตรฐาน IEC 61850 การประยุกต์ใช้กับผู้ใช้งานในการกำหนด Object ของแต่ละอุปกรณ์กระทำได้สะดวก ส่งผลให้เป็นการประหยัดต้นทุนและบุคลากรในการดูแลสถานีไฟฟ้าย่อย หรือระบบส่งกำลังไฟฟ้าเป็นอย่างมาก

ต้นแบบอุปกรณ์ตามมาตรฐาน IEC 61850 เริ่มต้นจากลักษณะทางกายภาพของอุปกรณ์ ที่ซึ่งเชื่อมต่อกับเครือข่าย ลักษณะทางกายภาพของอุปกรณ์นี้ถูกกำหนดเป็นตำแหน่งที่อยู่ของเครือข่ายภายในอุปกรณ์จะถูกแบ่งออกเป็นส่วนย่อยเรียกว่าอุปกรณ์เสมือน (Logical Device) ซึ่งอาจจะมีหลาย Logical Device ภายในหนึ่งอุปกรณ์ได้ ต้นแบบ Logical Device บนมาตรฐาน IEC 61850 เพื่อให้สัญญาณของอุปกรณ์ทางกายภาพสามารถติดต่อกับเกตเวย์ และส่งข้อมูลออกไปยังปลายทางในที่สุด

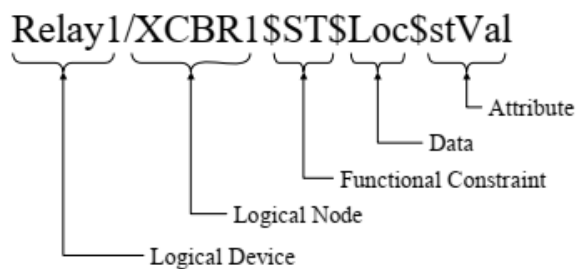
แต่ละ Logical Device ประกอบด้วยโหนดเสมือน (Logical Node) อยู่ภายใน ซึ่งอาจมีหลาย ๆ Logical Node ได้เช่นเดียวกัน (ลักษณะคล้ายกับ Logical Device) Logical Node นี้เป็นกลุ่มของชื่อ ของข้อมูลและบริการที่เกี่ยวข้อง ซึ่งสัมพันธ์กับฟังก์ชันในระบบไฟฟ้ากำลัง ดังแสดงในตารางที่ 3-2 การกำหนดชื่ออักษรขึ้นต้นและลงท้ายของ Logical Node ให้สอดคล้องกับหน้าที่ของอุปกรณ์นั้น ๆ ทำให้เข้าใจได้ง่ายในการปฏิบัติงานดังนี้

แต่ละ Logical Node มี LN-Instance-ID เป็นตัวอักษรด้านหลังของชื่อ Logical Node ตัวอย่างเช่น กำหนดให้ มีการวัด 2 สัญญาณอินพุตในอุปกรณ์ทั้งสองที่เป็น Feeder 3 เฟส ชื่อมาตรฐานของ Logical Node สำหรับหน่วยการวัดกำลังของ 3 เฟสคือ MMXU ดังนั้นหากเป็นการวัด 2 Feeder สามารถตั้งชื่อ Logical Node ได้เป็น MMXU1 และ MMXU2 แต่ละ Logical Node อาจจะนำหลักการ LN-prefix ไปใช้ เพื่อให้รายละเอียดที่มากกว่าของการใช้ Logical Node

ตารางที่ 3-2 Logical Node ของ CB ใน IEC 61850-7-4

XCBR Class			
Data Name	Common Data Class	Description	Mandatory/optional
LNName	Secure	Shall be inherited from Logical-Node Class (see IEC 61850-7-2)	--
DATA			
Common logical Node Information			
--	--	LN shell inherit all Mandatory Data from Common Logical Node Class	Mandatory
Loc	SPS	Local operation (local means without substation automation communication, hardwired direct control)	Mandatory
EE Health	INS	External equipment health	Optional
EE Name	DPL	External equipment name plate	Optional
OpCnt	INS	Operation counter	Mandatory
Controls			
Pos	DPC	Switch position	Mandatory
BlkOpn	SPC	Block opening	Mandatory
BlkCls	SPC	Block closing	Mandatory
ChaMotEna	SPC	Charger motor enabled	Optional
Metered Values			
SumSwARs	BCR	Sum of Switched Amperes, resettable	Optional
Status Information			
CBOpCap	INS	Circuit breaker operating capability	Mandatory
POWCap	INS	Point on Wave switching capability	Optional
MaxOpCap	INS	Circuit breaker operating capability when fully charged	Optional

- Logical Node สำหรับการควบคุมอย่างอัตโนมัติขึ้นต้นด้วยตัวอักษร A
- Logical Node สำหรับมิเตอร์และการวัดต่าง ๆ ขึ้นต้นด้วยตัวอักษร M
- Logical Node สำหรับการควบคุมกำกับดูแลขึ้นต้นด้วยตัวอักษร C
- Logical Node สำหรับฟังก์ชันทั่วไปขึ้นต้นด้วยตัวอักษร G
- Logical Node สำหรับต่อประสานขึ้นต้นด้วยตัวอักษร I
- Logical Node สำหรับการป้องกันขึ้นต้นด้วยตัวอักษร P
- Logical Node สำหรับการตรวจจับขึ้นต้นด้วยตัวอักษร S
- Logical Node สำหรับหม้อแปลงในการวัดค่าขึ้นต้นด้วยอักษร T
- Logical Node สำหรับสวิตช์เกียร์ขึ้นต้นด้วยอักษร X
- Logical Node สำหรับสายส่งกำลังไฟฟ้าขึ้นต้นด้วยอักษร Y
- Logical Node สำหรับอุปกรณ์ย่อยอื่น ๆ ขึ้นต้นด้วยอักษร Z



รูปที่ 3-3 โครงสร้างของชื่อ Object ใน IEC 61850-8-1 [6]

แต่ละ Logical Node ประกอบด้วย 1 หรือมากกว่าส่วนย่อยของข้อมูล แต่ละส่วนย่อยของข้อมูลมีชื่อเฉพาะ ชื่อเฉพาะเหล่านี้ถูกตั้งขึ้นตามมาตรฐานและหน้าที่การทำงานที่เกี่ยวข้องตามวัตถุประสงค์ในระบบไฟฟ้ากำลัง ตัวอย่างเช่น CB ถูกกำหนดเป็น Logical Node ชื่อ XCBR ภายในประกอบด้วยข้อมูลมากมาย รวมทั้ง Loc การทำงานในพื้นที่และการส่งงานจากระยะไกล, OpCnt สำหรับนับการทำงาน, Pos สำหรับตำแหน่งของอุปกรณ์, BlkOpn ชุดคำสั่งสำหรับเปิด CB, BlkCls คือชุดคำสั่งสำหรับปิด CB, และ CBOpCap สำหรับความสามารถของ CB ดังแสดงในตารางที่ 3-2

แต่ละส่วนย่อยของข้อมูลด้วย Logical Node ปรับให้เข้ากับการระบุกลุ่มของข้อมูล (Common Data Class: CDC) ในมาตรฐาน IEC 61850-7-3 แต่ละ CDC อธิบายถึงชนิดและโครงสร้างของข้อมูลด้วย Logical Node ตัวอย่างเช่น มี CDC สำหรับสถานะของข่าวสาร, ข่าวสารจากการวัดค่า, สถานะของการตั้งค่า และสถานะของค่าอนาล็อก แต่ละ CDC มีการกำหนดชื่อและกลุ่มของคุณลักษณะของแต่ละ CDC ด้วยการกำหนดชื่อ ชนิด และระบุการนำไปใช้ประโยชน์ แต่ละคุณลักษณะเฉพาะของ CDC ขึ้นอยู่กับฟังก์ชันการทำงานภายใน (Functional Constraints: FC) ซึ่งคุณลักษณะเฉพาะเช่นนี้ถูกรวมเป็นหมวดหมู่เช่นสถานะของจุดเดี่ยว (Single Point Status: SPS) ดังแสดงในตารางที่ 3-3 คุณลักษณะของสถานะฟังก์ชันการทำงานอย่างจำกัด (Functional Constraints for Status: ST), คุณลักษณะค่าที่ ถูกทดแทน (Substituted Value: SV) และคุณลักษณะของการนิยามที่ถูกเพิ่มขึ้น (Extended Definition: EX) ในตัวอย่างของคุณลักษณะสถานะของกลุ่ม SPS ประกอบด้วยค่าสถานะ (stVal), บัญญัติคุณภาพ (q) และเวลาที่มาถึง (t)

ต้นแบบมาตรฐาน IEC 16850 ของอุปกรณ์คือต้นแบบเสมือนจริงซึ่งเริ่มต้นด้วยภาพรวมของอุปกรณ์และ Object ภายในของมัน มันถูกกำหนดใน IEC 61850 ส่วนที่ 7 ดังนั้นต้นแบบบทสรุปนี้ถูกสร้างให้สอดคล้องกับชั้นโพรโทคอลใน IEC 61850-8-1 บนพื้นฐานของ MMS (ISO9506), TCP/IP และอีเทอร์เน็ต ในกระบวนการของการแปลง Object ของ IEC 61850 เป็น MMS, IEC 61850 ระบุวิธีการของการย้ายต้นแบบข่าวสารไปยัง Object ชื่อตัวแปร MMS ซึ่งผลที่ได้เป็นหนึ่งเดียวสำหรับการอ้างอิงในแต่ละส่วนย่อยของข้อมูลในต้นแบบ ตัวอย่างเช่น สมมุติว่าเรามี

Logical Device ชื่อ Relay1 ประกอบด้วย CB หนึ่งตัว Logical Node เป็น XCBR1 ในกรณีที่มีการเข้าถึงระบบจากระยะไกลหรือเข้าจากพื้นที่จริง จะสามารถอ้างถึงตัวอุปกรณ์นี้ได้อย่างถูกต้องดังแสดงในรูปที่ 3-3

ตารางที่ 3-3 สถานะของจุดเดี่ยว (SPS) กลุ่มข้อมูลทั่วไปใน IEC 61850-7-3

SPS Class					
Attribute Name	Attribute Type	Functional Constraint	TRGOP	Value/ Value Range	Mandatory/ Optional
DataName	Inherited from Data Class (see IEC 61850-7-2)				
Data Attribute					
Status					
stVal	BOOLEAN	ST	dchg	TRUE FALSE	Mandatory
q	Quality	ST	qchg	-	Mandatory
t	TimeStamp	ST	-	-	Mandatory
Substitution					
subEna	BOOLEAN	SV	-	-	PICS_SUBST
subVal	BOOLEAN	SV	-	TRUE FALSE	PICS_SUBST
subQ	Quality	SV	-	-	PICS_SUBST
subID	VISIBLE STRING64	SV	-	-	PICS_SUBST
Configuration, description and extension					
d	VISIBLE STRING255	DC	-	Text	Optional
dU	UNICODE STRING255	DC	-	-	Optional
cdcNs	VISIBLE STRING255	EX	-	-	AC_DLNDA_M
cdcName	VISIBLE STRING255	EX	-	-	AC_DLNDA_M
dataNs	VISIBLE STRING255	EX	-	-	AC_DLN_M

3.2.3 การแปลงสู่โพรโทคอลจริง (Mapping to Real Protocols)

ข้อมูลอย่างย่อและต้นแบบ Object ของ IEC 61850 กำหนดวิธีการมาตรฐานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้ากำลัง นั่นคืออุปกรณ์ IED เพื่อแสดงข้อมูลการใช้โครงสร้างเฉพาะเจาะจง ซึ่งเชื่อมโยงโดยตรงกับฟังก์ชันในระบบไฟฟ้ากำลัง ต้นแบบต่อประสานบริการด้านการสื่อสารอย่างย่อ (Abstract Communication Service Interface: ACS) ของ IEC61850 กำหนดให้ชุดของบริการและการตอบสนองต่อบริการเหล่านั้นทุก ๆ อุปกรณ์ IED เพื่อให้เห็นการตอบสนองดังกล่าวจากเครือข่าย

ตามที่คาดหวัง ขณะที่ต้นแบบอย่างย่อเป็นสิ่งสำคัญต่อการได้รับการระดับการทำงานเป็นขั้นตอน ต้นแบบนี้จำเป็นต้องทำงานบนชุดข้อมูลจริงของโพรโทคอล ซึ่งสามารถประยุกต์ใช้ได้จริง และสามารถทำงานภายใต้สภาพแวดล้อมการประมวลผลในระบบจริง IEC 61850-8-1 แปลงเป็น Object อย่างย่อและบริการ โพรโทคอลการระบุข้อความทางอุตสาหกรรม (Manufacturing Message Specification: MMS) ISO 9506

การแปลงของต้นแบบ Object บนมาตรฐาน IEC 61850 และบริการไปยัง MMS คือ พื้นฐานของการแปลงบริการทั่ว ๆ ไป ที่ซึ่งระบุบริการของ MMS ถูกเลือกเพื่อนำไปประยุกต์ใช้กับ หลาย ๆ บริการของ ACSI ตัวอย่างเช่น ต้นแบบควบคุมของ ACSI ถูกแปลงเป็น MMS ในบริการ อ่านและการเขียน ดังนั้นต้นแบบ Object หลาย ๆ อย่างใน IEC 61850 ถูกแปลงเป็น Object ของ MMS ตัวอย่างเช่น Object ที่เป็น Logical Device ถูกแปลงเป็น MMS โดเมนดังแสดงตามตาราง ที่ 3-4 สรุปการแปลง Object ของ IEC 61850 และตารางที่ 3-5 การแปลง ACSI สู่ MMS

ตารางที่ 3-4 การแปลง IEC 61850 สู่ Object ของ MMS

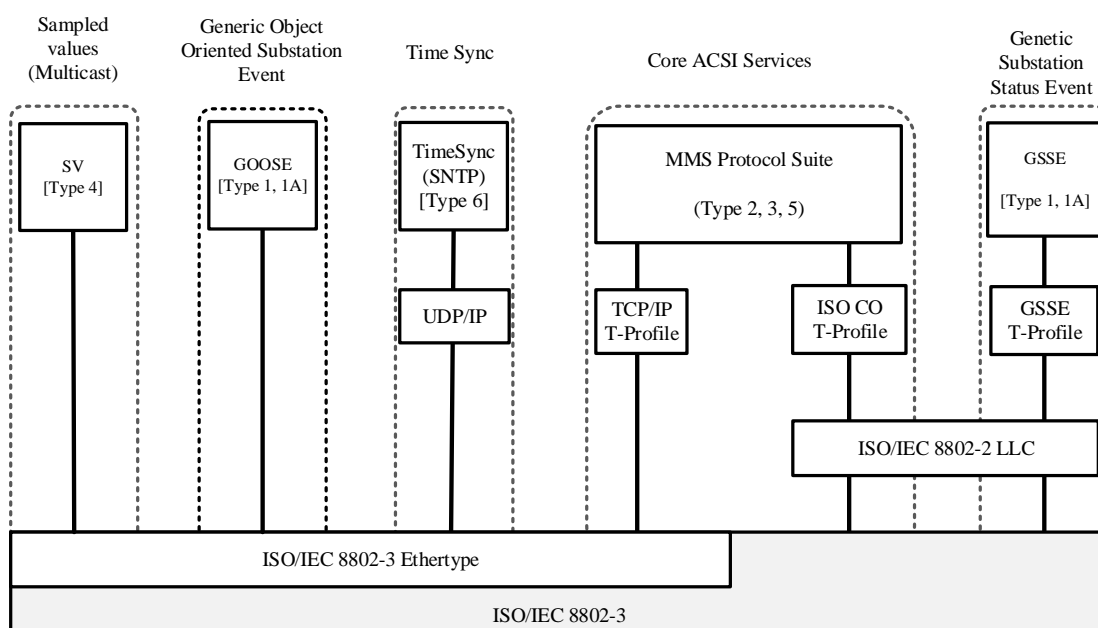
C61850 Objects	MMS Object
SERVER class	Virtual Manufacturing Device (VMD)
LOGICAL DEVICE class	Domain
LOGICAL NODE class	Named Variable
DATA class	Named Variable
DATA-SET class	Named Variable List
SETTING-GROUP-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
REPORT-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
LOG class	Journal
LOG-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
GOOSE-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
GSSE-CONTROL-BLOCK class	Named Variable
CONTROL class	Named Variable
Files	Files

นอกจากนี้การแปลงไปสู่ชั้น Application ในส่วนที่ 8.1 กำหนดโครงสร้างสำหรับชั้นอื่น ๆ ของการสื่อสาร ซึ่งขึ้นอยู่กับบริการที่แสดงในรูปที่ 3-4 การสุ่มค่าและการประยุกต์ใช้ GOOSE แปลงไปยังเฟรมข้อมูลอีเทอร์เน็ตโดยตรง ด้วยเหตุนี้กระบวนการขจัดปัญหาของชั้นกลาง มุ่งเน้นการเชื่อมต่อ MMS (Connection Oriented) ซึ่งมีการแจ้งการส่งข้อมูลจริง สามารถทำงาน บน TCP/IP ของต้นแบบ OSI ได้ เหตุการณ์สถานะของสถานีไฟฟ้าย่อยทั่วไป (Generic

Substation Status Event: GSSE) คือการประยุกต์ใช้ลักษณะเฉพาะตาม UCA GOOSE และทำงานแบบ Connectionless (ไม่มีการติดต่อก่อนส่งและไม่รับประกันการส่ง หากปลายทางไม่ได้รับต้นทางจะส่งใหม่) การแปลงข้อมูลทั้งหมดไปสู่เฟรมข้อมูลอีเทอร์เน็ตโดยการใช้ทั้งชนิดข้อมูลเรียกว่า Ethertype ในกรณีของการสุ่มค่า, GOOSE, TimeSync, และ TCP/IP และข้อความชนิด GSSE

ตารางที่ 3-5 การแปลงบริการบน IEC 61850

IEC 61850 Services	MMS Services
LogicalDeviceDirectory	GetNameList
GetAllDataValues	Read
GetDataValues	Read
SetDataValues	Write
GetDataDirectory	GetNameList
GetDataDefinition	GetVariableAccessAttributes
GetDataSetValues	Read
SetDataSetValues	Write
CreateDataSet	CreateNamedVariableList
DeleteDataSet	DeleteNamedVariableList
GetDataSetDirectory	GetNameList
Report (Buffered and Unbuffered)	InformationReport
GetBRCBValues/GetURCBValues	Read
SetBRCBValues/SetURCBValues	Write
GetLCBValues	Read
SetLCBValues	Write
QueryLogByTime	ReadJournal
QueryLogAfter	ReadJournal
GetLogStatusValues	GetJournalStatus
Select	Read/Write
SelectWithValue	Read/Write
Cancel	Write
Operate	Write
Command-Termination	Write
TimeActivated-Operate	Write
GetFile	FileOpen/FileRead/FileClose
SetFile	ObtainFile
DeleteFile	FileDelete
GetFileAttributeValues	FileDirectory

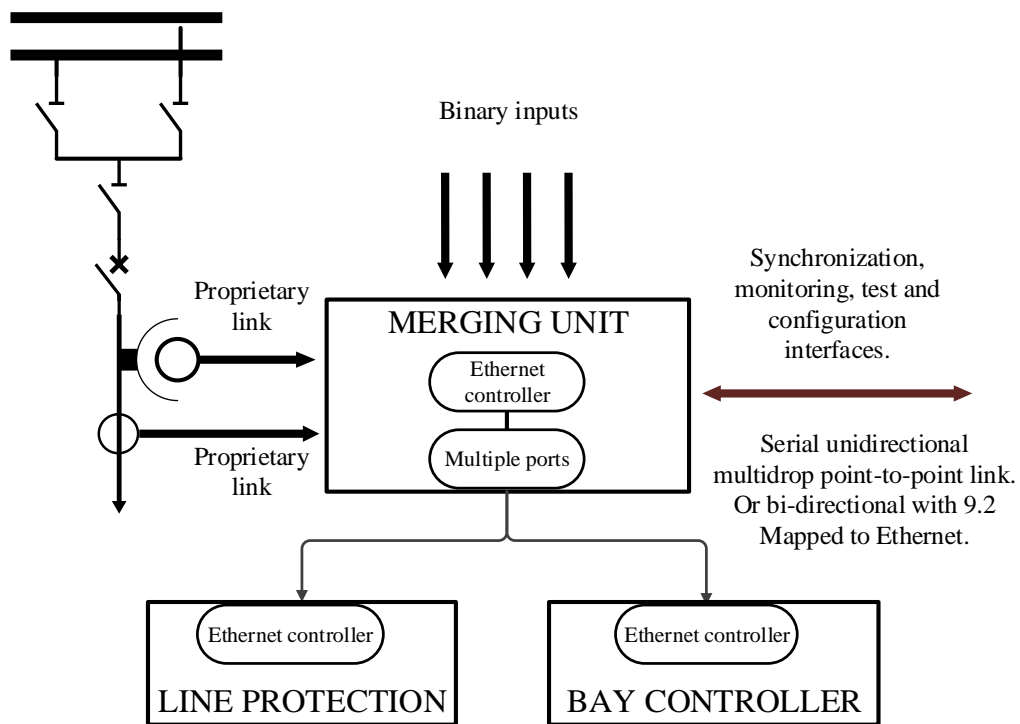


รูปที่ 3-4 ภาพรวมของการสื่อสารบน IEC 61850[6]

3.2.4 โพรเซสบัส (Process Bus)

การตรวจจับแรงดันและกระแสพลังงานต่ำ ความสามารถในการวัดปริมาณสัญญาณดิจิทัลจากแหล่งพลังงาน และการส่งในรูปแบบของการสุ่มค่าคือสิ่งจำเป็น นอกจากนี้การสุ่มคือความสามารถที่ต้องทำได้จากพื้นที่ทำงานจริงหรือจากระยะไกล IEC 61850 ระบุถึงความสำคัญในการสุ่มวัดค่าเหล่านี้และพัฒนาของ Process Bus ชั้น Process ของสถานีไฟฟ้าย่อยสัมพันธ์กับกลุ่มข้อมูลเช่น ค่าแรงดัน ค่ากระแส ค่าสถานะของอุปกรณ์ จากหม้อแปลงและอุปกรณ์ตรวจจับเชื่อมต่อเข้ากับ Process ระบบไฟฟ้ากำลังหลัก IEC 61850 กำหนดให้การรวบรวมข้อมูลผ่าน 2 ทางคือส่วนที่ 9.1 ซึ่งกำหนดให้เป็นการเชื่อมต่อจากอุปกรณ์ถึงอุปกรณ์มีทิศทางเดียว (Unidirectional Multidrop Point-to-Point) เพื่อทำการส่งชุดข้อมูลคงที่ และส่วนที่ 9.2 กำหนดให้เป็นชุดข้อมูลที่สามารถตั้งค่าได้ ซึ่งสามารถถูกส่งไปหลาย ๆ เครื่องได้พร้อม ๆ กัน (Multicast) จากผู้ส่งเดียว

รูปที่ 3-5 แสดงแนวคิดในการวัดค่าพื้นฐานของ Process Bus สัญญาณจากแหล่งจ่ายแรงดันและแหล่งจ่ายกระแสเป็นอินพุตให้กับหน่วยรวบรวม (Merging Unit: MU) อุปกรณ์ MU สุ่มวัดสัญญาณดังกล่าวด้วยอัตราที่พร้อม ๆ กัน การทำงานในลักษณะนี้ อุปกรณ์ IED สามารถรับอินพุตจาก MU หลาย ๆ ตัวได้อย่างอัตโนมัติ เพื่อนำข้อมูลดังกล่าวมาประมวลผลต่อไป ณ จุดนี้มีการประยุกต์ใช้ข้อตกลงซึ่งกำหนดอัตราการสุ่มที่ 80 ครั้งต่อรอบของระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อเป็นพื้นฐานของการป้องกันและการเฝ้าระวัง และใช้อัตราสุ่มสูง 256 ครั้งต่อรอบของระบบไฟฟ้ากำลังสำหรับ



รูปที่ 3-5 แนวคิดในการวัดค่าจากการสุ่ม [6]

งานที่จำเป็นต้องใช้ความถี่สูงเช่น การควบคุมคุณภาพของไฟฟ้ากำลัง และเครื่องมือที่ใช้ตรวจสอบคลื่นความถี่สูงทางไฟฟ้า

ส่วนที่ 9.1 ระบุการกำหนดค่าไวล่องหน้าหรือค่าที่เป็นสากล ที่ซึ่งถูกใช้บ่อยครั้ง ชุดข้อมูลตามที่ถูกกำหนดใน IEC 60044-8 ชุดข้อมูลประกอบด้วยแรงดัน 3 เฟส แรงดันบัส แรงดันนิวทรัล กระแส 3 เฟสสำหรับการป้องกัน กระแส 3 เฟส สำหรับการวัด และ 2 ชุดข้อความแสดงสถานะ ขนาด 16 บิต สังเกตได้ว่าค่าอนาล็อกถูกแปลงเป็น ค่าดิจิทัลขนาด 16 บิต

ส่วนที่ 9.2 คือการประยุกต์ใช้ทั่วไป ของการส่งข้อมูลด้วยการวัดค่าอย่างสุ่ม (Sampled Measured Values: SMV) ชุดข้อมูล (Payload) ถูกกำหนดด้วยผู้ใช้โดยการใช้ SCL ตามที่ชุดข้อมูลระบุ ค่าของข้อมูลมีหลายขนาดและชนิดสามารถรวมกันได้ สังเกตได้ว่าแนวคิดที่น่าเสนอตามข้อตกลงการประยุกต์ใช้กับระบบที่มีอยู่ขนาดของข้อมูลคือ 32 บิต

ทั้งส่วน 9.1 และ 9.2 ระบุการแปลงโดยตรงไปสู่การขนส่งแบบอีเทอร์เน็ตตั้งแสดงในรูปที่ 3-4 ขึ้นอยู่กับอัตราข้อมูลการสุ่ม ทุก ๆ ที่จาก 1 ถึง 5 อุปกรณ์สามารถถูกแปลงเป็นสัญญาณขนาด 100 MB บนอีเทอร์เน็ต ข้อมูลขนาด 100 MB อีเทอร์เน็ตสามารถรวมกันไปยังสวิตซ์อีเทอร์เน็ตที่รองรับความเร็ว 1 GB ในการกำหนดค่านี้ มากกว่า 50 ชุดข้อมูลสามารถถูกกระจายไปยังหลาย ๆ ผู้ให้บริการได้

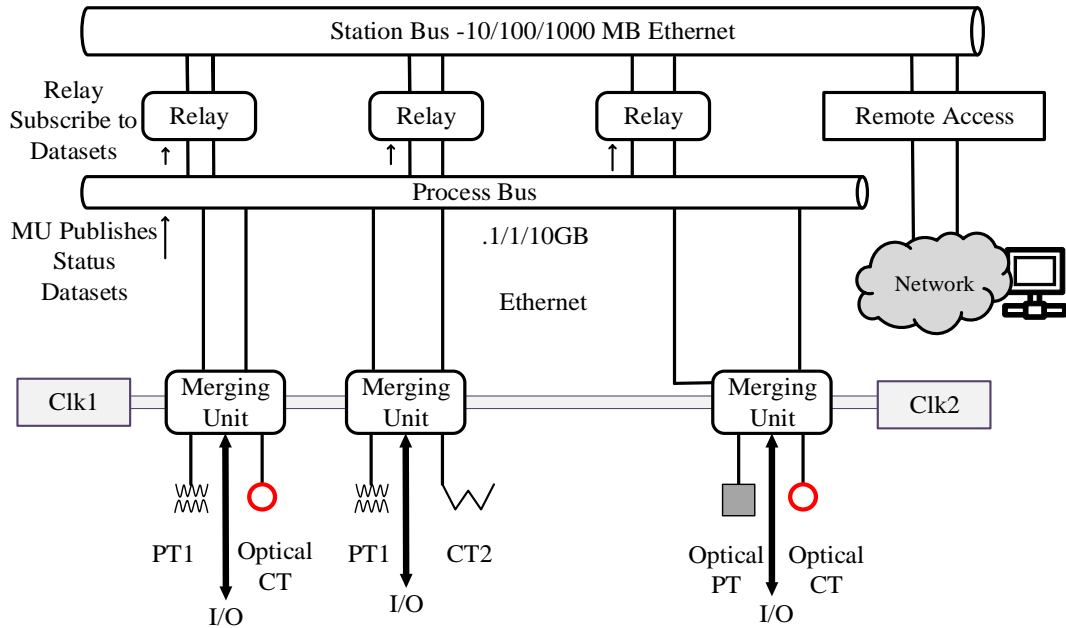
3.2.5 ภาษาในการกำหนดค่าสถานีไฟฟ้าย่อย

IEC 61850-6-1 ระบุภาษาสำหรับการกำหนดค่าสถานีไฟฟ้าย่อย (Substation Configuration Language: SCL) ซึ่งถูกใช้เป็นพื้นฐานของ ภาษาซึ่งแสดงโครงสร้างสามารถขยายได้ (eXtensible Markup Language: XML) [8] อธิบายการกำหนดค่าของบนระบบ IEC 61850 การระบุ SCL เป็นลำดับขั้นของไฟล์การตั้งค่าซึ่งเปิดให้หลาย ๆ ระดับของระบบถูกอธิบายให้กระจ่าง และไฟล์มาตรฐานของ XML ไฟล์ SCL รวมถึงรายละเอียดที่ระบุในระบบ (System Specification Description: SSD), ไฟล์รายละเอียดความสามารถของ IED (ICD) ไฟล์ทั้งหลายเหล่านี้ถูกสร้างขึ้นในวิธีการเดียวกันและมีรูปแบบเดียวกัน แต่มีความแตกต่างของขอบเขตขึ้นอยู่กับความต้องการ

แม้ว่าเครื่องลูกข่ายบนมาตรฐาน IEC 61850 สามารถขยายการกำหนดค่าของ IED ออกได้จาก IED เมื่อมันถูกเชื่อมต่อกับ IED อื่นบนเครือข่าย แต่มีหลายกรณีซึ่งความสามารถของภาษาอธิบายถึงการทำงานแบบ Off-line สามารถนำประโยชน์ได้อย่างมากเพื่อให้ผู้ใช้ด้านของการประยุกต์ใช้เครื่องลูกข่ายบน IEC 61850 ในการกำหนดค่า ซึ่งมีข้อดีดังนี้

- SCL เปิดให้เป็นเครื่องมือในการพัฒนาระบบแบบ Off-line เพื่อสร้างไฟล์ที่จำเป็นต่อการกำหนดค่า IED อย่างอัตโนมัติจากการลดลงอย่างมีนัยสำคัญของการออกแบบระบบไฟฟ้ากำลังด้านต้นทุนและความพยายามของการกำหนดค่า IED โดยการจำกัดอย่างมาก ถ้าการกำหนดค่าต้องทำโดยเจ้าหน้าที่ที่ละเครื่อง
- SCL เปิดให้มีการใช้การกำหนดค่าร่วมกันของ IED ท่ามกลางผู้ใช้และผู้ผลิตเพื่อลดหรือจำกัดความไม่สอดคล้องกันและความเข้าใจที่คลาดเคลื่อน ในการกำหนดค่าระบบและความต้องการของระบบ ผู้ใช้สามารถให้ไฟล์ SCL เป็นส่วนตัวได้ เพื่อให้แน่ใจว่า IED ถูกสั่งให้ทำงานตามการกำหนดค่าเหล่านั้น

SCL ยอมให้มีการประยุกต์ใช้ IEC 61850 ถูกกำหนดค่า Off-line ปราศจากความต้องการด้านการเชื่อมต่อเครือข่ายจาก IED สำหรับการกำหนดค่าให้กับเครื่องผู้ใช้ SCL สามารถถูกใช้เป็นความเหมาะสมที่สุดสำหรับความต้องการผู้ใช้แต่ละราย ผู้ใช้สามารถตัดสินใจว่าจะใช้ไฟล์ CID เพื่อช่วยให้การกำหนดค่า IED โดยการใช้กระบวนการออกแบบระบบที่มีอยู่ หรือ SCL สามารถถูกใช้ในการปรับโครงสร้างในกระบวนการออกแบบระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อจำกัดการกำหนดค่าด้วยมือ การกำหนดค่าด้วยมืออาจมีข้อผิดพลาดได้ง่าย ลดความเข้าใจผิดระหว่างความสามารถของระบบและความต้องการ, การยกระดับของการทำงานได้ร่วมกันของระบบ และการเพิ่มขึ้นของผลิตภัณฑ์ และประสิทธิภาพของวิศวกรรมระบบไฟฟ้ากำลัง



รูปที่ 3-6 ต้นแบบสถานีไฟฟ้าย่อยทำงานบน IEC 61850 [6]

3.2.6 ต้นแบบสถานีไฟฟ้าย่อย IEC

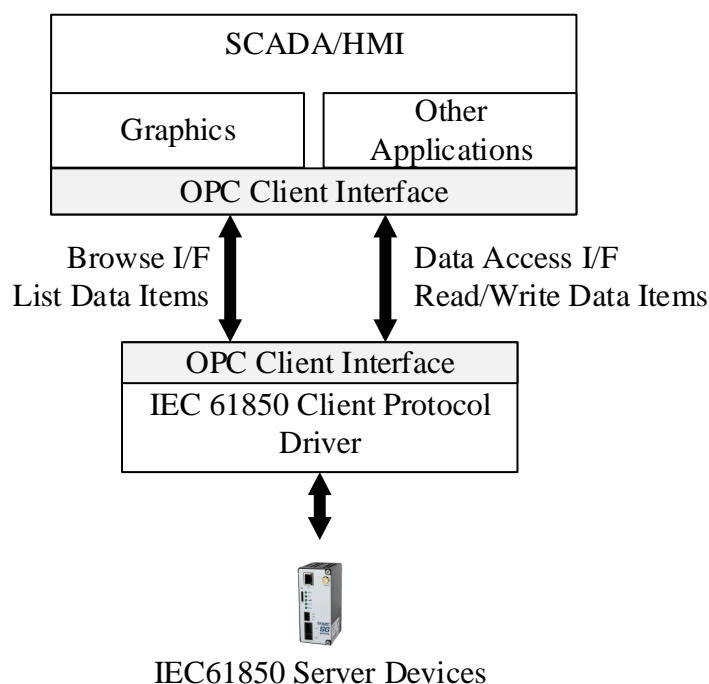
สถาปัตยกรรมของสถานีไฟฟ้าย่อยประกอบด้วยส่วนต่าง ๆ ดังแสดงในรูปที่ 3-6 ที่ชั้น Process ข้อมูลแรงดันและกระแสของตัวตรวจจับ ถูกส่งผ่านใยแก้วนำแสงหรืออีเทอร์เน็ตเพื่อแสดงสถานะ มันจะถูกรวบรวมและแปลงเป็นดิจิทัลโดย MU อุปกรณ์ MU นี้สามารถเป็นได้ทั้งลักษณะทางกายภาพที่ตั้งอยู่ ณ สถานีไฟฟ้าย่อยหรือที่บ้านพักอาศัย ข้อมูลจาก MU จะถูกรวบรวมผ่านการเชื่อมต่ออีเทอร์เน็ตซึ่งมีใยแก้วนำแสงรองรับขนาด 100 MB โดยมีอีเทอร์เน็ตสวิตช์ขนาด 1 GB ภายใน รองรับการจัดลำดับความสำคัญของข้อมูล (Priority) และการทำ VLAN ในระบบ การทำ VLAN เป็นการแยกข้อมูลของแต่ละประเภทของ IED สำหรับการประยุกต์ใช้ Process Bus ภาคอุตสาหกรรมต้องการเพื่อให้ความสามารถในการรวมข้อมูลจาก CT และ PT ที่มีอยู่ในระบบกับข้อมูลที่เข้ามายังอุปกรณ์ตรวจจับ ผ่านทางใยแก้วนำแสงหรืออิเล็กทรอนิกส์ โครงสร้างของสัญญาณนาฬิกาสำหรับกำหนดการทำงานที่พร้อมกันจะมี 2 สัญญาณนาฬิกา ซึ่งหากสัญญาณนาฬิกาใดขัดข้องสัญญาณนาฬิกาสำรองก็จะทำงานทันที เพื่อให้อุปกรณ์ต่าง ๆ อ้างอิงเวลาเดียวกันในการทำงานของอุปกรณ์เหล่านี้

ที่ตำแหน่งระดับสถานีไฟฟ้าย่อยรองรับความเร็วในการส่งข้อมูล 10/100 MB Station bus ให้บริการการสื่อสารระหว่างหลาย ๆ Logical Node ซึ่งให้การป้องกันหลาย ๆ สถานีไฟฟ้า ควบคุมเฝ้าระวัง และการตรวจสอบเหตุการณ์ต่าง ๆ การสื่อสารจะทำงานทั้งแบบ Connection Oriented ซึ่งจะมีการแจ้งปลายทางก่อนส่ง มีการยืนยันการส่งสำเร็จ มักใช้ในการกำหนดค่าระบบ และแบบ Connection Less ซึ่งจะส่งทันทีทันใดเพื่อใช้ในการส่งเหตุการณ์ต่าง ๆ ของ GOOSE

ประเด็นสุดท้าย สถาปัตยกรรมเครือข่ายนี้รองรับการเข้าถึงจากระยะไกล สำหรับทุกชนิดในการอ่านและเขียนข้อมูล ตามที่ทุกการสื่อสารในเครือข่ายเปิดให้ใช้งาน ผู้ใช้สามารถเข้าถึงเครือข่ายได้ครั้งละหลาย ๆ ผู้ใช้ในเวลาเดียวกัน เจ้าหน้าที่ผู้ใช้งานในเครือข่ายทั่วไปรวมถึง (Human Machine Interface: HMI) เจ้าหน้าที่ปฏิบัติงาน บำรุงรักษา วิศวกรรม และการวางแผน การเข้าถึงเครือข่ายจากระยะไกลในลักษณะของพื้นที่เสมือน ซึ่งมีการรักษาความปลอดภัยข้อมูลเป็นลำดับขั้น เช่น การเข้ารหัส การยืนยันสิทธิ์ผู้ใช้งาน ขอบเขตสิทธิ์ในการใช้งานแต่ละบัญชีผู้ใช้ ทำให้เสมือนว่าเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานอยู่ ณ ตำแหน่งของอุปกรณ์นั้น

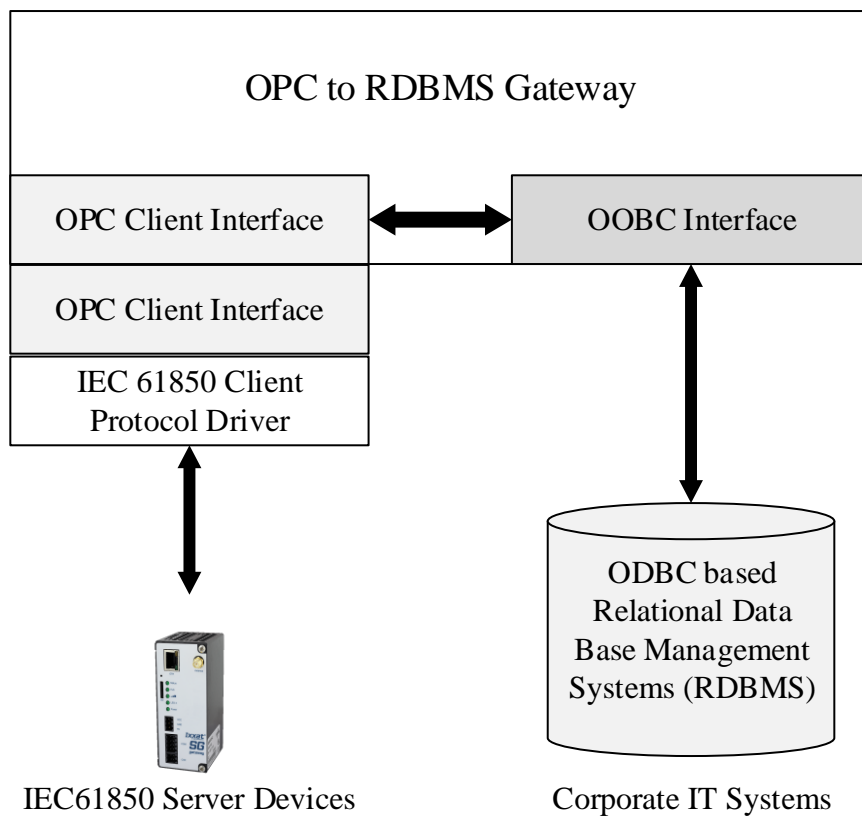
3.2.7 การประยุกต์ใช้ IEC 61850

ความหลากหลายของผลิตภัณฑ์ในท้องตลาดรองรับ IEC 61850 และอนาคตสำหรับนวัตกรรมที่จะถูกนำเสนอในอุตสาหกรรมไฟฟ้าแรงสูงนี้ ซึ่งผู้ได้รับประโยชน์สูงสุดคือ บริษัทผู้วางระบบตลอดไปจนถึงผู้ใช้งานตามบ้านพักอาศัย โดยเฉพาะอย่างยิ่งความสำคัญของผลิตภัณฑ์ซึ่งรองรับทั้งมาตรฐานการสื่อสาร IEC 61850 และ OLE สำหรับ Process Control (OPC) ซึ่งเป็นมาตรฐาน Application Program Interface (API) พื้นฐานหลักของ OPC การรวมกันของโพรโทคอลมาตรฐานและ API มาตรฐานส่งผลให้มันเป็นเครื่องมือที่ทรงประสิทธิภาพซึ่งทำให้ผู้ใช้หรือผู้วางระบบ ใช้ต้นทุนลดลงในการสร้างระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ โดยใช้ผลิตภัณฑ์จากต่างบริษัทผู้ผลิตแต่มีมาตรฐานเดียวกัน ซึ่งสามารถทำงานร่วมกันได้อย่างสมบูรณ์แบบ



รูปที่ 3-7 การใช้ IEC 61850 ด้วย OPC [6]

OPC Data Access (DA) ระบุ API ซึ่งเปิดให้การประยุกต์งาน OPC Client เช่น SCADA หรือ HMI เพื่อให้ส่วนต่อประสานทั่วไปส่งข้อมูลไปภายนอก ซึ่งเป็นอิสระของโพรโทคอลใดก็ตามที่แสดงในรูปที่ 3-7 การทำเช่นนี้เปิดโอกาสให้บริษัทผู้ผลิตพัฒนาเครื่องแม่ข่าย OPC มีส่วนต่อประสานกับหลาย ๆ โพรโทคอลรวมถึง IEC 61850, Modbus, DNP3 และอื่น ๆ เป็นการเปิดกว้างสำหรับเครื่องลูกข่ายในการติดต่อเครื่องแม่ข่าย ซึ่งให้ผู้ใช้ได้เลือกและมีความยืดหยุ่น ตัวอย่างเช่น ส่วนต่อประสานมีความหลากหลายในการใช้งาน คล้ายกับระบบการจัดการฐานข้อมูล (Relational Data Base Management Systems: RDBMS), spreadsheets สามารถทำงานได้ ซึ่งรองรับ OPC และให้ตัวเลือกสำหรับระบบซับซ้อนในการประยุกต์ใช้ ที่มีต้นทุนต่ำ ดังรูปที่ 3-8

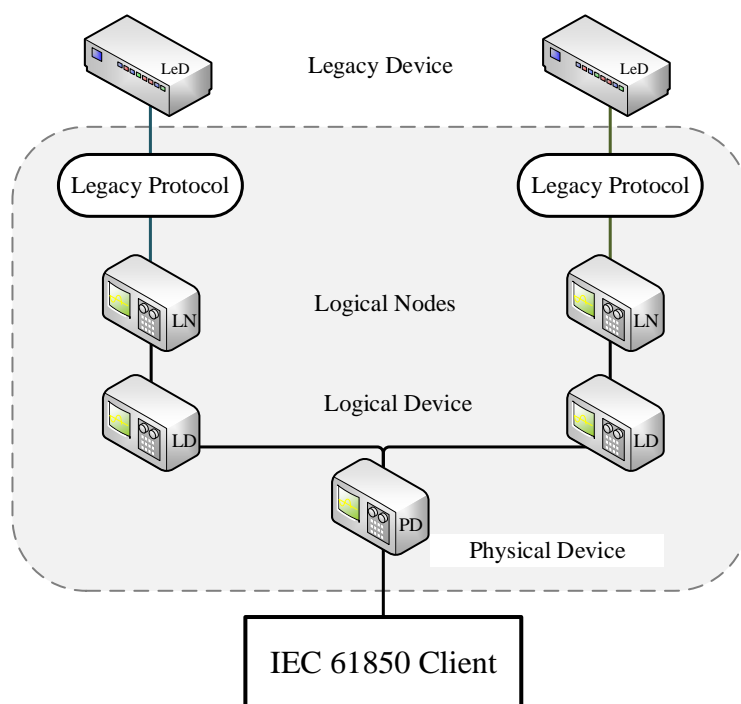


รูปที่ 3-8 การใช้ OPC บน IEC 61850 ส่วนต่อประสานไปยัง IT [6]

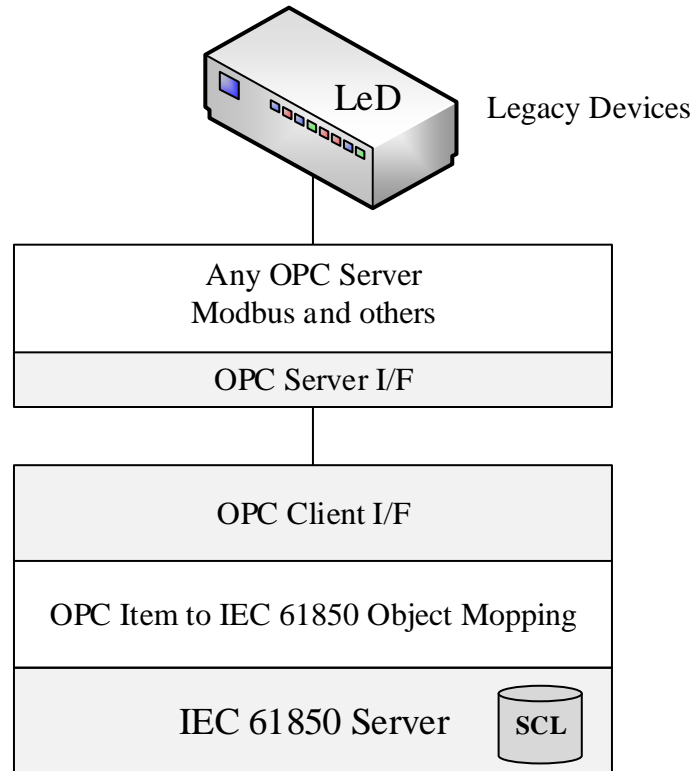
นอกจากนี้การให้เข้าถึงข้อมูลใน IED ส่วนต่อประสาน OPC รองรับคุณลักษณะที่สำคัญเรียกว่าการเรียกดู (Browsing) การเรียกดูส่วนต่อประสาน OPC เปิดให้เครื่องลูกข่ายเรียกคืนรายการของข้อมูลที่ถูกกำหนดแทนที่เครื่องแม่ข่าย ของการกำหนดค่าไว้ล่วงหน้า งานในลักษณะนี้ทำได้ด้วยอุปกรณ์ใน IEC 61850 เพราะว่ามันถูกสร้างขึ้นภายในเพื่อให้รองรับการค้นหา Object ด้วยการรวมกันของ OPC กับ IEC 61850 วิศวกรรมสถานีไฟฟ้าย่อยสามารถลดจำนวนชั่วโมงในการกำหนดค่าและสามารถติดตั้ง ระบบงานที่รับผิดชอบได้อย่างรวดเร็ว ลดข้อผิดพลาด และมีต้นทุนต่ำ

ระบบไฟฟ้ากำลังถูกออกแบบในหลายปีที่ผ่านมา เมื่อเทคโนโลยีสมัยใหม่ในปัจจุบันเข้ามามีบทบาททำให้ระบบไฟฟ้าดั้งเดิมเป็นระบบไฟฟ้าล้าสมัยมากขึ้น IED และโปรโตคอลจากอดีตที่ผ่านมา IEC 61850 ไม่มีความแตกต่างและมีหลาย ๆ วิธีการสำหรับการปรับตัวเพื่อให้เข้ากับโปรโตคอลที่มีอยู่บนมาตรฐาน IEC 61850 ความสามารถรองรับหลาย ๆ Logical Devices ด้วยอุปกรณ์ขึ้นเดียวทางกายภาพ ยอมให้ IEC 61850 รองรับโดยตรงกับต้นแบบของอุปกรณ์รวมข้อมูลหรือเกตเวย์ที่รวมหลาย ๆ ข้อมูลเข้าด้วยกันโดยปราศจากการใช้วิธีการอื่น ๆ เข้าช่วยนอกเหนือจากที่ระบุไว้ในมาตรฐาน อุปกรณ์รวมรวมข้อมูล (Data Concentrator) แสดงในรูปที่ 3-9

การรองรับต้นแบบ Logical Device บนมาตรฐาน IEC 61850 ด้วยผลิตภัณฑ์ใหม่ที่ซึ่งอยู่ภายใต้การพัฒนา นอกจากนี้การใช้ของอุปกรณ์รวบรวมข้อมูลที่แยกออกไป เทคโนโลยี OPC รองรับทิศทางความร่วมมือเป็นกลุ่มของเกตเวย์ไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบ SCADA ดังแสดงในรูปที่ 3-10 ในกรณีบทบาทหน้าที่ของลูกข่าย OPC และแม่ข่ายถูกสงวนไว้สำหรับ ตัวอย่างที่ผ่านมาแสดงให้เห็นว่า การประยุกต์ใช้ SCADA ที่สถานีไฟฟ้าย่อย โดยการสร้างโปรแกรมประยุกต์ของลูกข่าย OPC ด้านบนสุดของแม่ข่าย IEC 61850 จากนั้น เครื่องลูกข่าย OPC ถูกแปลงเป็นแม่ข่าย OPC ซึ่งรองรับอุปกรณ์รุ่นเก่าหรือโปรโตคอล การเปิดให้ข้อมูลจากอุปกรณ์รุ่นเก่าสามารถเข้ารับการเข้าถึงเป็นข้อมูล IEC 61850 อย่างง่าย การพัฒนาโปรแกรมประยุกต์ของเครื่องลูกข่าย โดยการให้วิธีการมาตรฐานสำหรับการเข้าถึงข้อมูลแบบข้ามรุ่นของสถานีไฟฟ้าย่อย



รูปที่ 3-9 สถาปัตยกรรมการรวบรวมข้อมูลบน IEC 61850 [6]

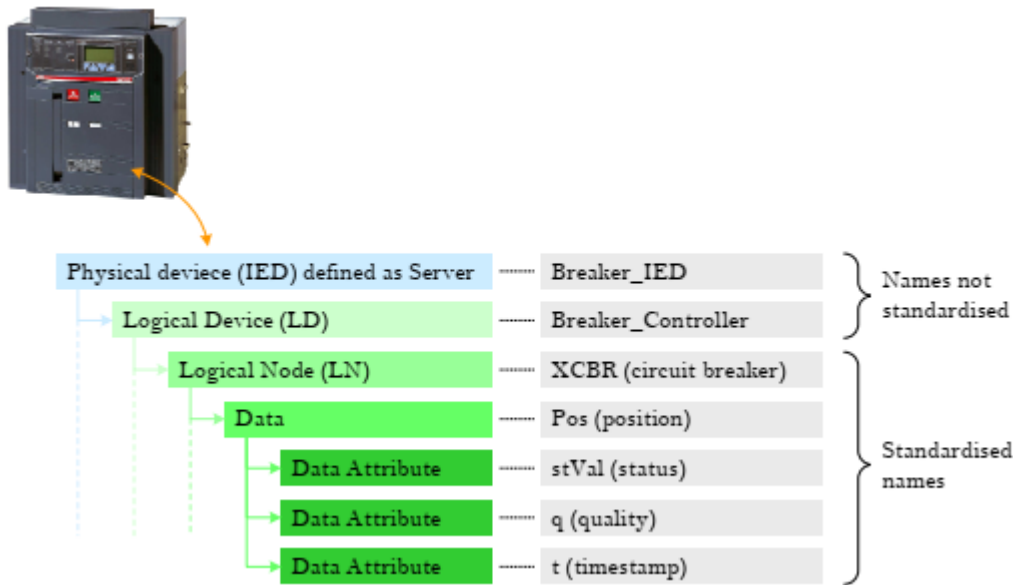


รูปที่ 3-10 เกตเวย์ของข้อมูลบน IEC 61850 โดยใช้ OPC [6]

3.2.8 ต้นแบบข้อมูล (Data Modeling)

ในมาตรฐาน IEC 61850 ไม่เพียงแต่พิจารณาการสื่อสาร แต่ยังกำหนดมาตรฐานการทำงาน ของอุปกรณ์ เพื่อให้แต่ละอุปกรณ์ต่างผู้ผลิต สามารถสื่อสารกันได้อย่างสมบูรณ์แบบ โดยการกำหนด มาตรฐานต้นแบบข้อมูลและการแลกเปลี่ยนข้อมูล ตามรายละเอียดดังนี้

- **Physical Device** เน้นด้านการเชื่อมต่อกับเครือข่าย โดยมีตำแหน่งในเครือข่ายเฉพาะ แต่ละ Physical Device อาจจะมีมากกว่า 1 Logical Device รูปที่ 3-10 แสดง CB ที่ซึ่งเป็น IED ทำหน้าที่เป็นรีเลย์เพื่อป้องกันระบบ
- **Logical Device** เป็นตัวแทนเสมือนอุปกรณ์อยู่ภายใน Physical Device ทำหน้าที่ ควบคุมเบรกเกอร์ (Breaker Control) ตามรูปที่ 3-10 หรือทำหน้าที่เป็น PMU ฟังก์ชันในรูปที่ 3-11
- **Logical Node** คือชื่อกลุ่มของข้อมูล และช่วยในการบริการซึ่งคือฟังก์ชันที่สอดคล้อง กับหน้าที่ของอุปกรณ์นั้น ๆ มันคือ XCB ในรูปที่ 3-10 มันคือกลุ่มของงาน CB ที่ซึ่งมี รายละเอียดสถานะการเปิดหรือปิดอยู่ภายใน X หมายถึงสวิตช์เกียร์และ MMXU ใน รูปที่ 3-11 แสดงถึงเฟสของแรงดัน ตัวอักษร M นำหน้าหมายถึงมิเตอร์และการวัด (Metering and Measurement) เป็นต้น

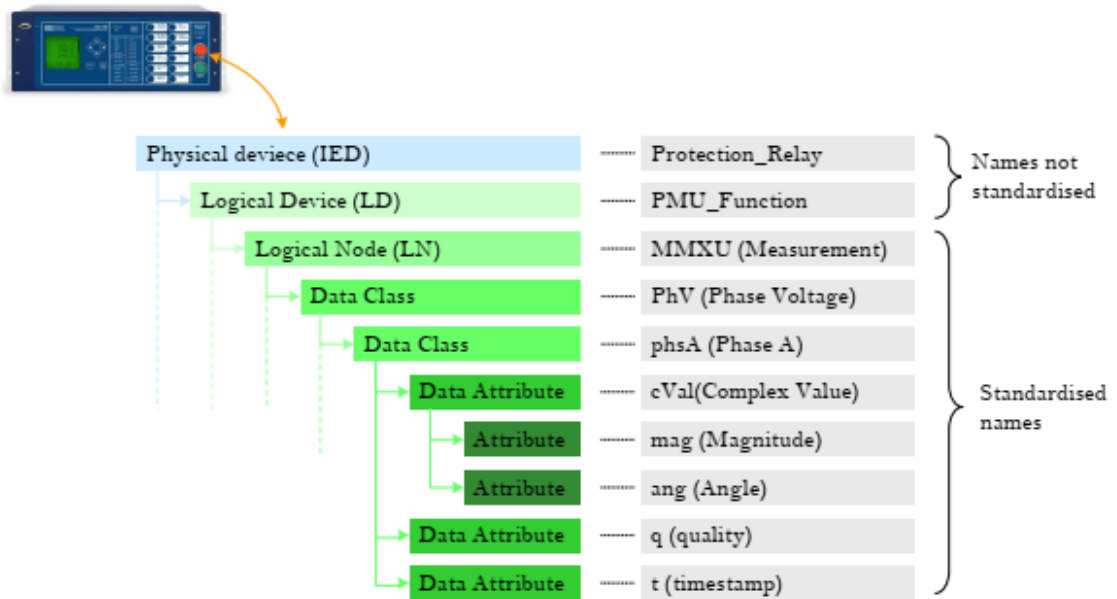


รูปที่ 3-11 IED CB ของ IEC 61850 [9]

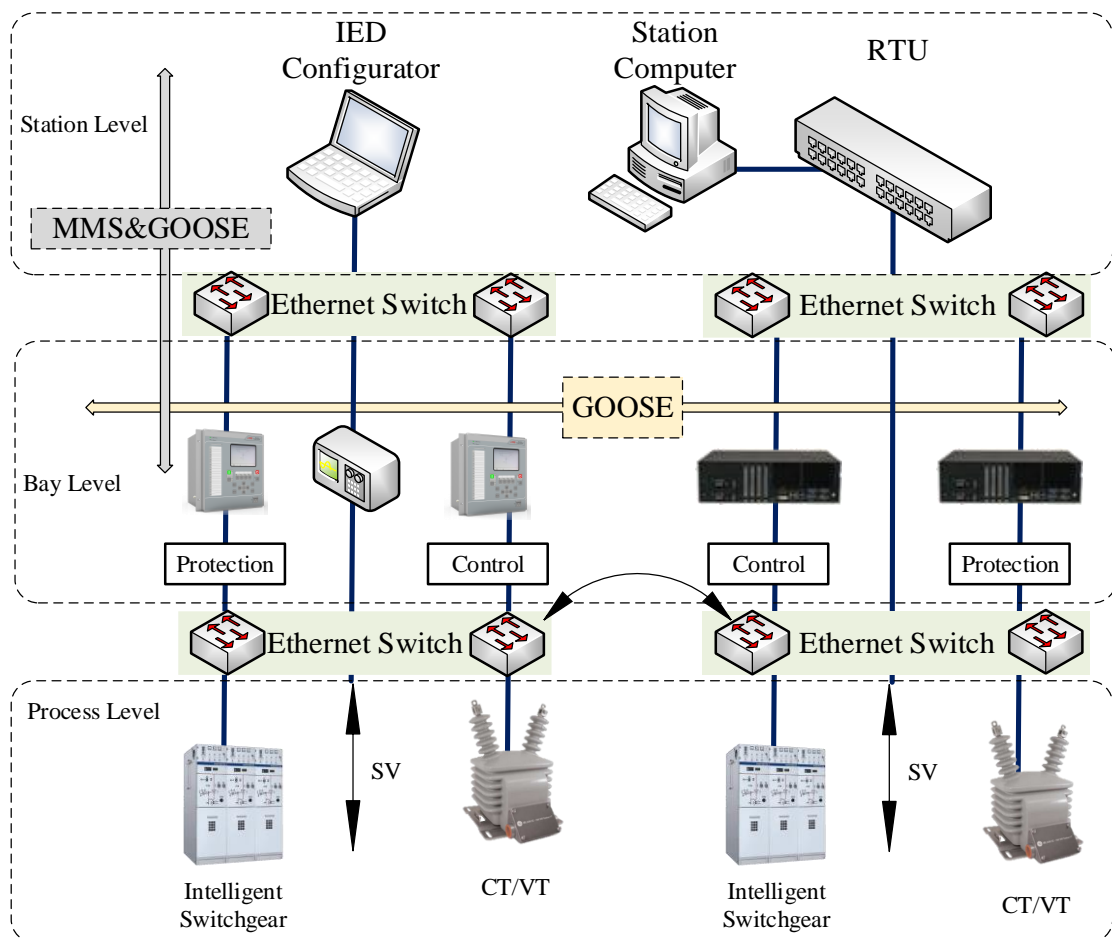
- คลาสข้อมูล แต่ละ Logical Node ประกอบด้วย 1 หรือมากกว่าส่วนย่อย (Element) ของข้อมูล แต่ละ Data Element คือส่วนหนึ่งของคลาสข้อมูลทั่วไป (Command Data Class: CDC) แต่ละ CDC มีมาตรฐานชื่อ อธิบายเกี่ยวกับชนิดและโครงสร้างของข้อมูลด้วย Logical Node แต่ละ CDC ประกอบด้วย หลาย ๆ คุณลักษณะเฉพาะด้วยการจำแนกกลุ่มตามหน้าที่ (Functional Constraints: FC) รูปที่ 3-10 แสดง Object ข้อมูล “Pos” (ตำแหน่งของสวิตช์) คือตัวอย่าง ง่ายในมาตรฐานชนิด CDC เป็น Controllable Double Point: DPC) ซึ่งก็คือค่า $stVal$, q และ t ในรูปนี้

รูปที่ 3-11 แสดงตัวอย่าง Logical Node ของ MMXU รวมถึงข้อมูลคุณลักษณะเฉพาะของ PhV (Phase Voltage) มั่นถูกจัดใน CDC ชนิด WYE (Phase to ground) สัมพันธ์กับค่าที่วัดได้ของระบบ 3 เฟส จะเห็นได้ว่า PhsA (เฟส A) ด้วยมาตรฐานอย่างง่าย DCC ชนิด CMV (Complex Measured Value) เป็นหนึ่งในชนิดของ Object ข้อมูลของ WYE ของ CDC ซึ่งมี $cVal$, q และ t อยู่ภายใน

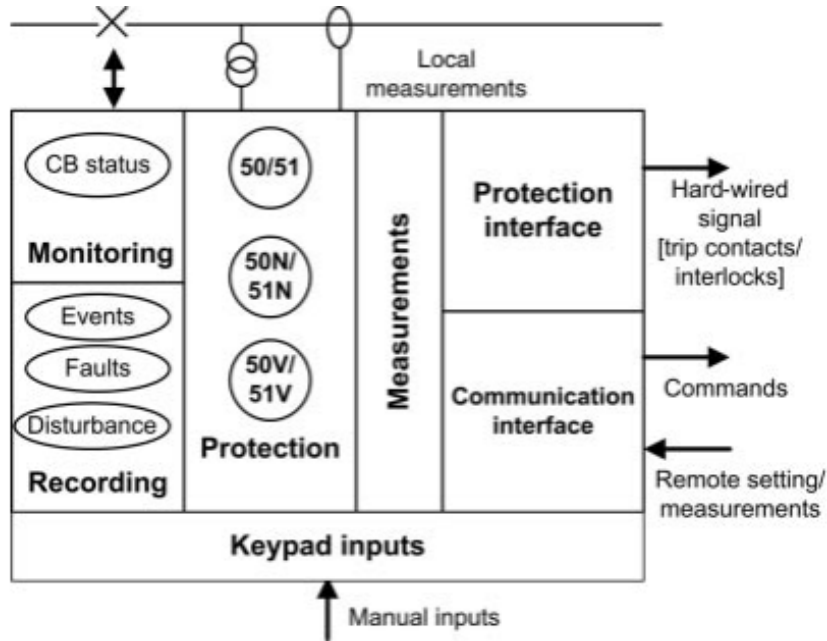
เครือข่ายการสื่อสารทั้งหมดประกอบด้วย 3 ระดับคือ Process, Bay, และ Station รูปที่ 3-13 [10] แสดงโครงสร้างการส่งข้อมูลจากระดับชั้น Process ผ่านอีเทอร์เน็ตสวิตช์ ที่ซึ่งทำงานบนเครือข่ายอีเทอร์เน็ตตามมาตรฐาน IEC 61850 นอกจากนี้การแปลงข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบซึ่งต่างระดับชั้นกันของสถานีไฟฟ้าย่อยโดยใช้ 3 ข้อความสำคัญคือ MMS และ GOOSE สามารถขนถ่ายข้อมูลจากชั้น Station ไปยังระดับชั้น Bay ขณะที่ชั้น Bay มีเพียงข้อความ GOOSE ที่สามารถส่งในระดับเดียวกันได้ และข้อความ SV คือการสื่อสารท่ามกลางอุปกรณ์ในชั้น Process



รูปที่ 3-12 รีเลย์ป้องกันบน PMU พังค์ชั้นของ IEC 61850 [9]



รูปที่ 3-13 การส่งข้อมูลบน IEC 61850 [10]



รูปที่ 3-14 การตั้งค่าทั่วไปของรีเลย์ IED [11]

3.2.9 อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (Intelligent Electronic Device: IED)

อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะคือ อุปกรณ์ที่ทำงานด้วยวงจรรีเลย์อิเล็กทรอนิกส์ ซึ่งมีความสามารถในการตรวจจับค่าต่าง ๆ การป้องกัน การควบคุม และรายงานผลไปยังเครือข่ายสื่อสารได้ ซึ่งเดิมอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้ากำลังไม่สามารถทำได้ เนื่องจากมันมิได้ทำงานด้วยหลักการพื้นฐานของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ อุปกรณ์ IED ประกอบด้วยการแปลงค่าอนาล็อกเป็นดิจิทัล การประมวลผลสัญญาณ ไมโครโพรเซสเซอร์ และหน่วยต่อประสานของการสื่อสาร เช่นอีเทอร์เน็ต ModBus และ DNP3 ในตำราฉบับนี้จะแนะนำ รีเลย์ IED, มิเตอร์ IED, และการบันทึกค่า IED พร้อมทั้งตัวอย่างอุปกรณ์ IED

3.2.9.1 รีเลย์ IED

รีเลย์ IED ประกอบด้วย หน่วยของการป้องกันซึ่งได้มาจากการวัด การอ่าน และการแผ้วระวัง ตัวอย่างเช่น รีเลย์ในรูปที่ 3-14 การแยกส่วนการทำงานเช่น การแผ้วระวัง ที่มีสถานะของอุปกรณ์ตัดวงจร ลำดับถัดมาการบันทึกค่าเหตุการณ์ต่าง ๆ ในทางไฟฟ้า การเกิดข้อความผิดพลาดด้านขวาเป็นส่วนต่อประสานการป้องกัน และลำดับสุดท้ายคือส่วนต่อการสื่อสารที่ซึ่งผู้ปฏิบัติงานสามารถสั่งให้อุปกรณ์รายงานผล หรืออุปกรณ์สามารถส่งสัญญาณแจ้งเตือนไปยังระบบได้ สังเกตได้ว่าอุปกรณ์ IED มีการสื่อสารแบบ 2 ทิศทาง



(ก) ตัวอย่างอุปกรณ์รีเลย์ IED



(ข) ตัวอย่างอุปกรณ์ Bay Controller

รูปที่ 3-15 ตัวอย่างอุปกรณ์ IED [11]

ในทางปฏิบัติอุปกรณ์รีเลย์ IED สามารถรายงานสถานะของคุณภาพไฟฟ้าได้ ทั้งกระแส แรงดัน และข้อความผิดพลาดอื่น ๆ ทั้งนี้ผู้ปฏิบัติงานสามารถสั่งงานให้อุปกรณ์รายงานผลได้ที่ตัวมัน โดยผ่านคีย์แพด ดังแสดงในรูปที่ 3-14

3.2.9.2 มิเตอร์ IED

มิเตอร์ IED ทำหน้าที่ครอบคลุมถึงฟังก์ชันและลักษณะการวัดค่าพารามิเตอร์ทั้ง 1 เฟส และ 3 เฟส โดยทั่วไปมิเตอร์ IED วัดแรงดัน กระแส กำลัง ตัวประกอบกำลัง พลังงานในรอบคลื่น ความต้องการการใช้พลังงานสูงสุด ความผิดปกติของกระแสหรือแรงดัน ที่มีความถี่เป็นจำนวนเท่าของความถี่ปกติ ซึ่งเกิดจากอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ (Harmonic Distortion) ดังรูปที่ 3-15

3.3 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ด้านต้นกำลังไฟฟ้า

เดิมแหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าถูกสร้างขึ้นจากหน่วยงานภาครัฐ หรือหน่วยงานที่ซึ่งได้รับอนุญาตจากภาครัฐ โรงต้นกำลังดังกล่าวมีขนาดใหญ่และห่างไกลจากแหล่งชุมชน หลายร้อยกิโลเมตร ปัจจุบันผู้ใช้ไฟฟ้าตามบ้านพักอาศัยสามารถเป็นส่วนหนึ่งในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้ กำลังงานเหล่านี้สามารถต่อเข้ากับระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าหลัก เพื่อเสริมสร้างศักยภาพของระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลักให้มั่นคงยิ่งขึ้น ส่งผลให้ลดการจัดหาแหล่งพลังงานใหม่ ๆ ได้ในอนาคต อย่างไรก็ตาม ในช่วงแรก แหล่งกำเนิดพลังงานที่กระจายอยู่ในส่วนของระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า ยังไม่สามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลักได้สมบูรณ์แบบ เนื่องจากปัญหาหลายประการ

แหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าซึ่งกระจายอยู่ในส่วนของระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distributed Generation: DG) แหล่งพลังงานนี้ถูกติดตั้งอย่างอิสระ เพื่อรองรับการใช้พลังงานในแหล่งชุมชน โดยเชื่อมต่อหรือมีได้เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก

3.3.1 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในแหล่งชุมชน

เครื่องกำเนิดพลังงานไฟฟ้าซึ่งกระจายอยู่ในส่วนของระบบจำหน่ายไฟฟ้า มีขนาดเล็ก (กำลังการผลิต 10-100 kW) ถูกติดตั้งอยู่ในแหล่งชุมชนเป็นจำนวนมาก โดยการใช้เทคโนโลยีการกระจายพลังงานไฟฟ้าไปยังโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในกรณีของเครื่องกำเนิดพลังงานไฟฟ้ามีกำลังการผลิตที่ใหญ่กว่านี้ (100 kW) มันจะถูกเรียกชื่อว่าไมโครกริด นอกจากนี้จำนวนของกำลังงานขึ้นอยู่กับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าจากแหล่งชุมชนนั้น ๆ และชนิดของ DG ในการติดตั้ง เช่น โซลาร์เซลล์ กังหันลม หรือเชื้อเพลิงจากถ่านหินหรือน้ำมัน ข้อตกลงในการบริหาร DG นี้เกิดขึ้นระหว่างตัวแทนภาครัฐซึ่งมีอำนาจในการตัดสินใจและผู้ใช้ไฟฟ้า ที่ซึ่งต้องได้รับประโยชน์ทั้งสองฝ่ายร่วมกัน ฝ่ายผู้ใช้ จะได้รับการแข่งขันของค่าใช้จ่ายสำหรับพลังงานที่ได้รับ ฝ่ายตัวแทนจากภาครัฐพิจารณาถึงประโยชน์ของ DG ที่จำเป็นในการดูแลรักษาให้ระบบไฟฟ้ามีความเสถียรภาพและมีความสมดุล เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของแหล่งจ่ายในระบบ นอกจากนี้ภาครัฐมีนโยบายสนับสนุน เพื่อจูงใจให้ผู้บริโภคเพื่อการติดตั้ง DG มากขึ้น

ตามที่กล่าวมาข้างต้น สมาร์ทมิเตอร์มีทางเลือก 2 ทางจากแหล่งพลังงาน DG ในกรณีของการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ที่บ้านพักอาศัย เพื่อวัดพลังงานที่ใช้ไปในแต่ละวัน เมื่อการบริโภคพลังงานน้อยกว่าพลังงานที่สร้างขึ้นมาจาก DG พลังงานส่วนที่เหลือจะถูกส่งไปจำหน่ายในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ และสมาร์ทมิเตอร์จะทำการบันทึกพลังงานที่ขายออกไปยังโครงข่ายไฟฟ้าหลัก หรือทางเลือกที่สองคือติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ 2 ตัว โดยที่ตัวแรกวัดพลังงานจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลัก

และตัวที่สองวัดพลังงานที่ส่งกลับไปยังระบบไฟฟ้าหลัก ประเด็นต่อมา ราคาของพลังงานสามารถคำนวณได้จากทิศทางของพลังงานไฟฟ้าที่ไหลเข้า หรือไหลออกไปจาก DG

แหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้าซึ่งกระจายอยู่ในส่วนของระบบจำหน่ายไฟฟ้า และมีได้ทำการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มีความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้า 100 MW ราคาของพลังงานถูกกำหนดโดยค่าการตลาดและความต้องการใช้พลังงาน ณ เวลานั้น เพื่อตอบสนองความต้องการของผู้บริโภค

3.3.2 การจัดเก็บพลังงานในระบบจำหน่าย

การจัดเก็บพลังงานไฟฟ้ามีข้อดีหลายประการในทางปฏิบัติ เนื่องจากมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าจำนวนมาก และบางช่วงต้องการพลังงานไฟฟ้ามากเป็นพิเศษ การจัดหาแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้าเพื่อตอบสนองบางช่วงเวลาในการต้องการพลังงานของผู้บริโภคมีต้นทุนสูง ดังนั้นแนวทางแก้ปัญหาอีกแนวคือการจัดเก็บพลังงานในระบบจำหน่าย (Distributed Storage: DS) เพื่อนำพลังงานดังกล่าวมาใช้ในช่วงเวลาที่ ผู้บริโภคมีความต้องการพลังงานพร้อม ๆ กัน อย่างไรก็ตาม ความยุ่งยากของการจัดเก็บพลังงานคือต้องเก็บมันไว้เป็นเวลานาน เมื่ออัตราการใช้พลังงานลดลง ระบบจัดเก็บจะเริ่มเก็บพลังงานไฟฟ้า และเมื่อความต้องการพลังงานเพิ่มขึ้น ระบบจะจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เก็บไว้ก่อนหน้านี้มาจ่ายไหลต ประสิทธิภาพของ DS ถูกคาดหวังตามค่าต่าง ๆ ดังนี้

- ประสิทธิภาพของ AC-AC: อัตราของการจ่ายพลังงานไปยังโครงข่ายไฟฟ้าหลัก ควรเข้าใกล้ 100% หรือมากที่สุดเท่าที่จะทำได้
- อัตราการตอบสนองแบบ Real-time คือการตอบสนองต่อโหลดต้องเร็วที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ เพื่อว่าโหลดจะสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง
- อัตรากำลัง คือกำลังที่จ่ายให้โหลดได้ (มีหน่วยเป็น W)
- เวลาจ่ายโหลด คือรอบระยะเวลาของ DS จ่ายโหลดได้ ซึ่งควรเป็นเวลานานมากที่สุดเท่าที่จะทำได้

สำหรับเทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงานของ DS มีดังนี้

- แบตเตอรี่ มั่นจัดเก็บพลังงานในรูปของ DC ดังนั้นแบตเตอรี่จำเป็นต้องใช้อุปกรณ์เสริมเพื่อแปลงพลังงานดังกล่าวให้อยู่ในรูปของ AC-DC-AC เนื่องจากพลังงานที่สามารถจัดเก็บได้อยู่ในรูปของ DC แต่พลังงานงานที่ให้อยู่ในรูปของ AC ดังนั้นจึงต้องแปลงเป็น DC ก่อนการจัดเก็บลงในแบตเตอรี่ โดยแบตเตอรี่มี 2 ชนิดคือ ชนิดปฐมภูมิเป็นชนิดที่ไม่สามารถประจุพลังงานเพิ่มได้ ดังนั้นจึงไม่สามารถใช้แบตเตอรี่ชนิดนี้ในระบบนี้

สำหรับแบตเตอรี่ที่สามารถประจุพลังงานซ้ำได้หลายรอบคือชนิดทุติยภูมิ สิ่งที่สำคัญของแบตเตอรี่ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะคือ มันต้องมีคุณสมบัติเฉพาะด้านเทคโนโลยีดังนี้

- ประสิทธิภาพของของแบตเตอรี่ AC-AC ต้องมากถึง 85%
 - การตอบสนองแบบ Real-time น้อยกว่า 20 ms
 - อัตรากำลัง (Power Rating) มากถึงกิโลวัตต์ ด้วยคุณสมบัติของสารนิเกิลแคดเมียม (Nickel Cadmium) ในการนำมาทำเป็นแบตเตอรี่
 - ระยะเวลาในการรองรับโหลด ต้องนานมากเป็นชั่วโมง
- วงล้อมู่เล่ เป็นอุปกรณ์เก็บพลังงานแบบวงล้อด้วยการหมุนวงล้อ เพื่อเก็บพลังงานไฟฟ้าไว้ วงล้อหมุนคล้ายการทำงานของมอเตอร์ โดยเก็บพลังงานศักย์ไว้ แกนภายในของมันมีความเร็วสูง เพื่อที่จะลดการสูญเสียพลังงานภายใน มันจะทำงานภายใต้สภาพแวดล้อมสุญญากาศ ความเร็วของแกนโรเตอร์เพิ่มขึ้นเมื่อวงล้อมู่เล่อยู่ในสถานะกำลังประจุไฟฟ้าเข้าตัวมันเอง ในทางตรงกันข้ามเมื่อมันถูกใช้เพื่อรองรับโหลดในระบบ แกนโรเตอร์จะหมุนด้วยความเร็วลดลง จนกระทั่งพลังงานที่มันกักเก็บเป็นศูนย์ โดยระหว่างนี้พลังงานศักย์ที่มันกักเก็บอยู่ค่อย ๆ ถูกเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้า

พลังงานศักย์ของวงล้อมู่เล่คือ สัดส่วนของการสะสมพลังงานด้วยแกนโรเตอร์ ไปยังความเร็วบนพื้นผิวของมัน ดังนั้นการใช้ความเร็วสูงจะเก็บพลังงานได้มาก ระบบจัดเก็บพลังงานวงล้อมู่เล่ที่ความเร็วต่ำประมาณ 10,000 รอบต่อนาที ในทางตรงกันข้ามวงล้อมู่เล่ที่ความเร็วสูงอยู่ที่ เกินกว่า 75,000 รอบต่อนาที ค่าสำคัญที่ชี้ให้เห็นประสิทธิภาพของการเก็บพลังงานแบบวงล้อมู่เล่มีดังนี้

- ประสิทธิภาพของการเปลี่ยน AC-AC ต้องมากกว่า 90%
 - การตอบสนองแบบ Real-time ต้องน้อยกว่า 10 ms
 - อัตรากำลังต้องมากกว่า 1,500 kW สำหรับระบบมู่เล่ความเร็วต่ำ และมากกว่า 500 kW สำหรับระบบมู่เล่ความเร็วสูง
 - เวลาในการจ่ายโหลด 1-2 นาทีสำหรับระบบมู่เล่ความเร็วต่ำ และ 1 ชั่วโมงสำหรับระบบมู่เล่ความเร็วสูง
- ตัวเก็บประจุยิ่งยวด (Supercapacitor) จัดเก็บพลังงาน โดยตัวเก็บประจุที่เป็นสัดส่วนไปยังแรงดันระหว่างแผ่นตัวนำ 2 ชั้นที่วางขนานกัน และค่าความสามารถในการนำไฟฟ้าของตัวเก็บประจุ ในทางตรงกันข้าม ความสามารถในการนำไฟฟ้าเป็นสัดส่วนของพื้นที่แผ่นโลหะ และค่าสภาพยอมสัมพัทธ์ของฉนวนระหว่างแผ่นโลหะ ตัวเก็บประจุยิ่งยวดคือตัวเก็บประจุชนิดหนึ่ง ซึ่งใช้ฉนวนชนิดพิเศษด้วยค่ายอมสัมพัทธ์ระดับสูง และ

แผ่นโลหะขนาดใหญ่ ส่งผลให้มีความจุสูงขึ้นสามารถเก็บพลังงานได้มาก ตัวเก็บประจุยิ่งยวดนี้มีต้นทุนในการสร้างสูงและไม่รองรับกำลังสูง ๆ ค่าประสิทธิภาพของตัวเก็บประจุยิ่งยวดวัดได้จาก

- ประสิทธิภาพของ AC-AC ต้องมากกว่า 90%
- การตอบสนอง Real-time ต้องน้อยกว่า 3 ms
- อัตรากำลังมากกว่า 10 kW
- เวลาจ่ายโหลด ต้องมากกว่า 1 นาที

3.4 การจัดการระบบจำหน่ายและการส่งกำลังไฟฟ้า

การจัดการด้านระบบจำหน่ายและการส่งกำลังไฟฟ้า และ Transmission Management สามารถอธิบายได้ดังนี้

การจัดการระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า (Distribution Management System: DMS) หมายถึงระบบที่ซึ่งรองรับการทำงาน เพื่อจัดการระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า โดยไม่จำกัดว่า DMS จะเป็นการจัดการแบบรวมศูนย์ หรือเป็นระบบจัดการแบบกระจาย หน้าที่หลักของ DMS มีดังนี้

- SCADA
- การบันทึกข้อความผิดปกติทางดิจิทัล (Digital Fault Recorder: DFR)
- ระบบจัดการปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Management System: OMS)
- การควบคุม โวลต์, วาร์, วัตต์ (Volt, VAR, and Watt Control: VVWC)
- ระบบการจัดการข้อมูลของมิเตอร์ (Meter Data Management System: MDMS)
- โมเดลการทำงานของการกระจาย และการวิเคราะห์ (Distribution Operation Model and Analysis: DOMA)
- การกำหนดค่าใหม่ให้กับสายส่งแรงดันไฟฟ้าหลายระดับ (Multilevel Feeder Reconfiguration)

การจัดการด้านการส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission Management System: TMS) หมายถึงระบบที่รองรับการทำงานเพื่อการจัดการ การส่งกำลังไฟฟ้า ไม่จำกัดว่าจะจะเป็นแบบกระจาย การจัดการหรือรวมการจัดการ โดยมีหน้าที่ดังนี้

- SCADA
- ระบบจัดการพลังงาน (Energy Management System: EMS)
- การตระหนักถึงสถานการณ์ในวงกว้างและการควบคุม (Wide Area Situational Awareness and Control: WASA&C)
- การบันทึกข้อความผิดปกติทางดิจิทัล (Digital Fault Recorder: DFR)

- ระบบการส่งกำลังไฟฟ้ากระแสสลับแบบยืดหยุ่น (Flexible AC Transmission System : FACTS)
- อัตราการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติทางไฟฟ้า ตามสภาพอากาศของสายส่งกำลัง (Dynamic Line Rating: DLR)

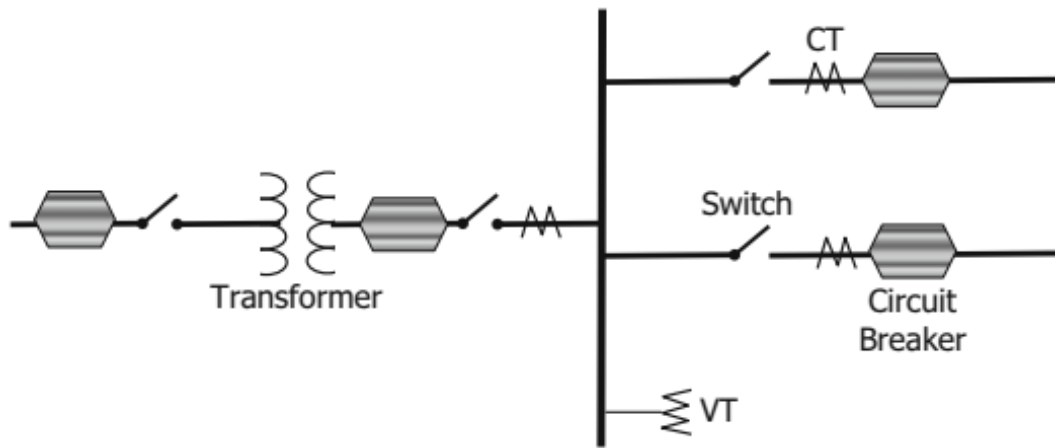
3.5 โครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิม

SCADA ถูกใช้สำหรับการควบคุมและรายงานผล ขนส่ง และจำหน่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงหลายสิบปีที่ผ่านมาผ่านศูนย์ควบคุมหลัก โดยใช้อุปกรณ์ที่สามารถแสดงผลได้ในระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU) ซึ่งถูกติดตั้งอยู่ในส่วนของการส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งสถานีไฟฟ้าย่อยอาจจะหมายถึงสถานีไฟฟ้าย่อยของระบบขนส่ง หรือสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้าก็ได้ การเฝ้าระวังระบบไฟฟ้าหมายถึงการวัดและการรายงานค่าของแรงดัน กระแส และกำลังงาน รวมถึงกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Reactive Power) การรายงานสถานะของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยเช่น อุปกรณ์ตัดวงจร และสวิตช์ใบมีด การควบคุมหมายถึงการสั่งให้สถานีไฟฟ้าย่อยทำงานเช่น สั่งให้อุปกรณ์ตัดวงจร (Circuit Breaker: CB) เปิดวงจร เป็นต้น

3.5.1 โครงข่าย SCADA แบบดั้งเดิม

รูปที่ 3-16 แสดงอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยอย่างง่าย ซึ่งประกอบด้วยหม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer: VT) หรือเรียกว่า Potential Transformer (PT) และ หม้อแปลงกระแส (Current Transformer: CT) อุปกรณ์หลักในสถานีไฟฟ้าย่อยเช่น CB เป็นอุปกรณ์ตัดวงจรอัตโนมัติ เมื่อมีกระแสไหลเกินในระบบ เพื่อป้องกันความเสียหายที่อาจจะเกิดขึ้นกับอุปกรณ์รอบข้าง สวิตช์ใบมีดทำหน้าที่ตัดวงจร แต่มันไม่ทำงานอัตโนมัติเหมือน CB ในบางครั้งสวิตช์และ CB อาจเรียกรวมกันว่า สวิตช์เกียร์ ลำดับถัดมา แรงดันและกระแสไฟฟ้าภายในสถานีไฟฟ้ามีค่าสูงมาก ไม่สามารถวัดได้โดยตรง ดังนั้น VT และ CT จะถูกลดระดับลงมาให้เหมาะสม ก่อนทำการวัดด้วยมิเตอร์ ในประเทศอเมริกามีแรงดันที่ 120 V และ 5 A อุปกรณ์ VT และ CT มักจะถูกเรียกว่า Instrumentation Transformer เช่นเดียวกับ การทำงานของ Protective Relay

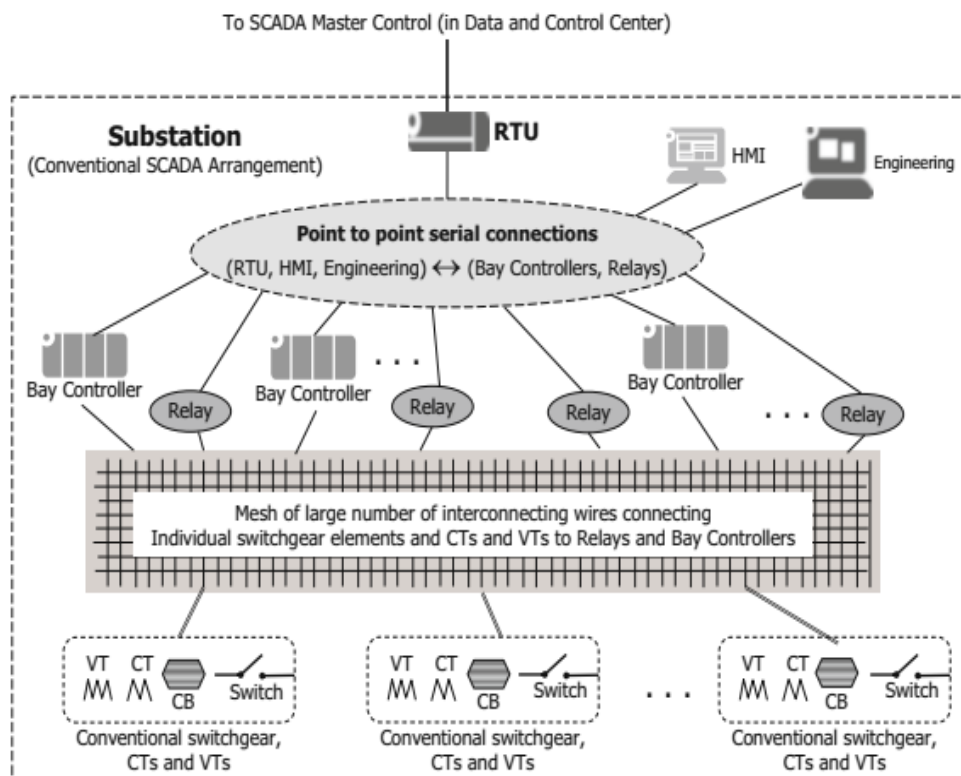
ลำดับถัดมา Secondary Equipment ซึ่งถูกติดตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าย่อย เช่น Bay Controller และรีเลย์ (Relay) ทำหน้าที่การป้องกันระบบเช่น การเกิดกระแสเกินในวงจรอย่างทันทีทันใด อุปกรณ์ควบคุม มิเตอร์ การเฝ้าระวัง และอุปกรณ์ทำหน้าที่วิเคราะห์ระบบ รีเลย์เป็นอุปกรณ์กำลังต่ำ ซึ่งทำหน้าที่ผลักสวิตช์เกียร์ ในช่วงแรกของการส่งกำลังไฟฟารีเลย์ทำงานตามกลไกแม่เหล็กไฟฟ้า ต่อมาดิจิทัลรีเลย์ได้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วและถูกใช้อย่างแพร่หลาย อุปกรณ์ RTU รวบรวมข้อมูลจาก การวัด สัญญาณเตือน และอื่น ๆ ในสถานีไฟฟ้าย่อย จากอุปกรณ์ใน Secondary



รูปที่ 3-16 สถานีไฟฟ้าย่อยอย่างง่าย [3]

Equipment ส่งไปยัง SCADA และศูนย์ควบคุมกลางในที่สุด ดังแสดงในรูปที่ 3-17 เครือข่ายสื่อสารการแผ่ระวางสถานีไฟฟ้าย่อย

สวิตช์เกียร์แบบดั้งเดิมทั้ง CT และ VT เชื่อมต่อกับมิเตอร์ของมันและอุปกรณ์ควบคุม (Bay Controller และรีเลย์) เนื่องจากอุปกรณ์ดังกล่าวมีจำนวนมากในสถานีไฟฟ้าย่อยการใช้สายทองแดงเชื่อมต่อที่ละอุปกรณ์ค่อนข้างยุ่งยาก ดังนั้น Bay Controller และรีเลย์จึงเชื่อมเข้ากับ RTU ซึ่งเป็นการสื่อสารแบบอนุกรม (Serial Connection)



รูปที่ 3-17 เครือข่ายแผ่ระวางสถานีไฟฟ้าย่อยด้วย SCADA [3]

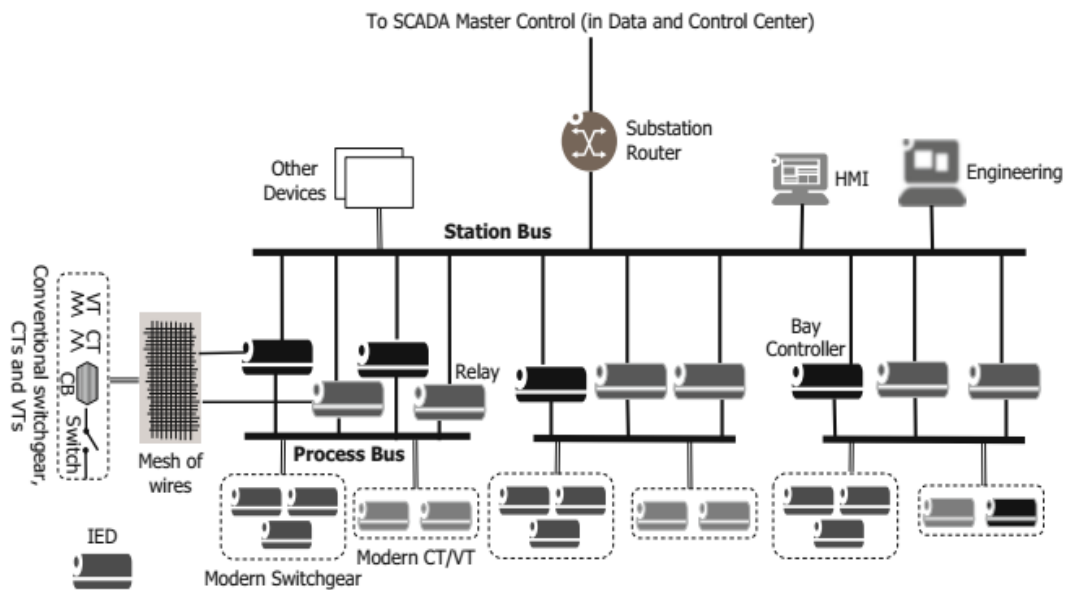
โดยทั่วไป RTU สื่อสารกับ SCADA ทำหน้าที่เป็นตัวควบคุมหลัก (Master Controller) ในศูนย์ควบคุมกลางผ่านสายนำสัญญาณแบบอนุกรม หนึ่งในหลาย ๆ โพรโทคอล SCADA ใช้ Landis และ Gyr 8979, GETAC และ ModBus โพรโทคอลเหล่านี้เริ่มมีการใช้งานในอดีต ปัจจุบันถูกแทนที่โดยโพรโทคอล Distribute Network Protocol 3 (DNP3)

แม้ว่าจะมีการส่งข้อมูลจากอุปกรณ์ต่าง ๆ ผ่าน RTU ไปยังศูนย์ควบคุมหลัก แต่ที่สถานีไฟฟ้าย่อยอาจจะมีเครื่องคอมพิวเตอร์มากกว่า 1 เครื่อง เพื่อให้เจ้าหน้าที่สามารถตรวจสอบการแผ้วระวังอุปกรณ์ต่าง ๆ ได้โดยตรง การทำงานลักษณะดังกล่าวเรียกว่า Human-Machine Interface (HMI) เจ้าหน้าที่สามารถสั่งควบคุมอุปกรณ์ผ่านคอมพิวเตอร์เครื่องนี้ หรือการป้องกันต่าง ๆ รวมถึงการตั้งค่าเริ่มต้นให้อุปกรณ์ทำได้ หากเจ้าหน้าที่ไม่เข้าดำเนินการที่สถานีไฟฟ้าย่อย ระบบสื่อสารสามารถอำนวยความสะดวกให้ดำเนินการที่ศูนย์ควบคุมกลางได้เช่นกัน

3.5.2 สถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ (Substation Automation)

ระบบ SCADA รองรับทั้งการแผ้วระวังและการควบคุมจากภายในสถานีไฟฟ้าย่อย หรือจากการสั่งงานจากระยะไกลผ่านเครือข่ายสื่อสาร ดังนั้นคำนิยามของ สถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติจึงหมายถึงการรวมกันระหว่างการทำงานแบบดั้งเดิมและสมัยใหม่ โดยการติดตั้งอุปกรณ์ Intelligent Electronic Device (IED) ซึ่งภายในประกอบด้วยไมโครโพรเซสเซอร์ทำหน้าที่หลักในรับข้อมูลจากอุปกรณ์ตรวจจับ (Sensor) การประมวลผลและการส่งข้อมูลออกผ่านการสื่อสาร แทนที่อุปกรณ์ CT, VT, RTU และอุปกรณ์ Secondary (รีเลย์และ Bay Controller) แบบดั้งเดิมทั้งหมด อีกทั้งติดตั้งระบบโปรแกรมประยุกต์เพื่อแผ้วระวังอุปกรณ์ IED ที่กล่าวมาข้างต้น โดยมีชื่อว่า Distribution Management System (DMS) ดังแสดงในรูปที่ 3-18 สังเกตได้ว่าอุปกรณ์ IED เข้ามาแทนที่ CT, VT และอุปกรณ์ดั้งเดิมอื่น ๆ

อุปกรณ์ IED อาจจะรองรับฟังก์ชันการทำงานของอุปกรณ์ดั้งเดิมในสถานีไฟฟ้าย่อย เช่น VT, CT, และสวิตช์ ดังแสดงด้านซ้ายมือของรูปที่ 3-18 ทั้งนี้เพื่อให้สถานีไฟฟ้าย่อยแบบดั้งเดิมสามารถรองรับอุปกรณ์ IED ได้ นอกจากนี้หากมีการติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่ การติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850 จะได้รับการพิจารณาเป็นอันดับแรก ข้อดีอีกประการหนึ่งของ IED คืออุปกรณ์มีขนาดเล็ก มีประสิทธิภาพมากกว่า ลดต้นทุนในการติดตั้งและเข้ากับ SCADA ได้อย่างสมบูรณ์ ยิ่งไปกว่านั้น อุปกรณ์ IED รองรับการสื่อสารที่หลากหลาย รวมถึงการแบ่งช่องสื่อสารคล้ายอุโมงค์ภายใน (Tunneling) หรือการทำให้เป็นเกตเวย์ของ IED การทำงานเช่นนี้จะทำให้อุปกรณ์แบบดั้งเดิมสามารถใช้ช่องทางสื่อสารผ่าน IED ได้พร้อม ๆ กับอุปกรณ์ IED ด้วยกัน



รูปที่ 3-18 สถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61850 [3]

ในสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติอุปกรณ์ RTU อาจจะเป็นจุดที่ซึ่งเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าย่อยไปยังศูนย์ควบคุมกลางได้โดยตรง ตามที่อุปกรณ์ IED ถูกติดตั้ง การติดต่อโดยตรงเช่นนี้ทำงานบนความสามารถของโปรโตคอล DNP3 ผ่านการหาเส้นทางด้วย IP Address ซึ่งการเชื่อมต่องดกล่าวทำบน IP ระหว่าง IED และ SCADA Master Controller

3.5.3 พัฒนาการของ SCADA บนมาตรฐาน IEC 61850

วิวัฒนาการของ SCADA บนมาตรฐาน IEC 61850 ด้วยลักษณะเด่นของอุปกรณ์หลายด้าน ของ IEC ทำให้ การตรวจจับหรือแผ้วระวังส่วนต่าง ๆ ของสถานีไฟฟ้าย่อยมีประสิทธิภาพมากขึ้น เมื่อความสามารถของการสื่อสารถูกนำมาใช้อย่างกว้างขวาง มาตรฐานของการสื่อสารบนสถานีไฟฟ้าย่อยและศูนย์ควบคุมกลางจึงเกิดขึ้นนั่นคือมาตรฐาน IEC 61850 เนื้อหาของ IEC 61850 ส่วนนี้จะเน้นไปที่อุปกรณ์ IED และการสื่อสาร โดยอ้างอิงชนิดข้อมูลของการสื่อสารข้อมูลหรืออีเทอร์เน็ต ทำให้ระบบสามารถรวมกันเป็นหนึ่งเดียว ผู้ดูแลระบบสามารถควบคุมหรือแผ้วระวังระบบได้จากส่วนกลางได้

IEC 61850 ประกอบด้วย 10 ส่วน ครอบคลุมถึงเครือข่ายการสื่อสารและระบบในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยแนวโน้มของเทคโนโลยีสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าย่อยจะใช้อุปกรณ์ IED มาขึ้นในอนาคต ดังนั้น IED จึงเป็นส่วนสำคัญในการวางระบบ ตัวอย่างเช่น IED มีความสามารถเป็นมิเตอร์ในการวัดค่าต่าง ๆ ได้ เป็นดิจิทัลดีเลย์ และเป็นอุปกรณ์ควบคุมได้ ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

มาตรฐาน IEC 61850 ระบุ Object model ซึ่งเจาะจงถึงอุปกรณ์ต่าง ๆ ในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยมีข้อมูลสื่อสารในการส่งข้อมูลระหว่างกัน Object model นี้มีลักษณะการทำงานเฉพาะของแต่ละ

IED ซึ่งนำมาประยุกต์ใช้ต่างผู้ผลิต แต่ยังคงทำงานหน้าที่หลัก ๆ ได้ ยิ่งไปกว่านั้น ภาษาที่ใช้สำหรับการตั้งค่าถูกกำหนดสำหรับการทำงานใน SCADA ตัวอย่างเช่น IED รองรับสวิตช์เกียร์ CT, VT, bay controller และรีเลย์ เป็นต้น ดังนั้น การส่งข้อมูลของ SCADA แบบดั้งเดิมสามารถถูกแทนที่ได้ด้วย IED สำหรับส่วนของโปรแกรมประยุกต์เพื่อใช้ในการจัดการอุปกรณ์ดังกล่าว จะถูกติดตั้งเพิ่มเติมเข้าไปที่เครื่องคอมพิวเตอร์ควบคุมหลักของสถานีไฟฟ้าย่อย

ส่วนของ Process busses ซึ่งเป็นส่วนที่ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจสอบสัญญาณจากสายส่งกำลังไฟฟ้าโดยตรงดังแสดงในรูปที่ 3-18 ถูกปรับปรุงเพื่อให้รองรับการเชื่อมต่อหลาย ๆ รูปแบบของ IED อาทิเช่น Process Bus ที่เชื่อมต่อกับ Ethernet LAN ซึ่งใช้โพรโทคอลสื่อสารเช่นเดียวกับการใช้อินเตอร์เน็ตในสำนักงานทั่วไปหรืออินเตอร์เน็ตจากบ้านพักอาศัยทั่วไป สำหรับในสถานีไฟฟ้าย่อย อุปกรณ์ IED สามารถสื่อสารบนเครือข่ายข้อมูลได้ ด้วยอีเทอร์เน็ตสวิตช์ (Ethernet Switch) ในทางปฏิบัติเตอร์สามารถส่งข้อมูลการอ่านค่าไปยังรีเลย์ ซึ่งเชื่อมต่อกันกับอีเทอร์เน็ตสวิตช์ ยิ่งไปกว่านั้น Bay Controller สามารถส่งสัญญาณกระแสไหลเกินชั่วคราวกับ อุปกรณ์ตัดวงจรไฟฟ้าที่ซึ่งเชื่อมต่ออยู่บนเครือข่ายอีเทอร์เน็ตเข้าด้วยกัน จำนวนของ Process Bus ขึ้นอยู่กับขนาดของสถานีไฟฟ้าย่อยที่ซึ่งมีสวิตช์เกียร์ หม้อแปลงวัดแรงดันจำนวนมาก สังเกตได้ว่ามีอุปกรณ์จำนวนมากในสถานีไฟฟ้าย่อยและมีความแตกต่างในการทำงานของพวกมัน ดังนั้นจึงต้องมีหลาย Process Bus

ลำดับถัดมา Station Bus เป็นบัสซึ่งอยู่ด้านบนของ Process Bus ทำหน้าที่รวบรวมข้อมูลสื่อสารทั้งหมดในสถานีไฟฟ้าย่อย Station Bus นี้ทำงานบนเครือข่ายสื่อสารอีเทอร์เน็ตเช่นเดียวกับ Process bus ในการนี้ HMI หรือเจ้าหน้าที่ฝ่ายวิศวกรรม สามารถตั้งค่าคำสั่งหรือสั่งงานอุปกรณ์ IED ผ่านเครือข่ายอีเทอร์เน็ต ยิ่งไปกว่านั้น Station Bus ยังสามารถสื่อสารกับสถานีไฟฟ้าย่อยอื่น ๆ ได้ รวมถึงอุปกรณ์ IED รองรับการเปลี่ยนแปลง การเพิ่มอุปกรณ์ต่าง ๆ เข้ามาในสถานีไฟฟ้าย่อย Station bus นี้เชื่อมต่อกับ SCADA master controller ในศูนย์ควบคุมกลางผ่าน IP address และการหาเส้นทางของแพกเกต

จากเป้าหมายมาตรฐานของสถาปัตยกรรม การทำงานแบบ RTU สำหรับการรวบรวมข้อมูลหรือการควบคุมจากอุปกรณ์ IED ไม่ได้ถูกกำหนดไว้ในมาตรฐานนี้ แต่ละอุปกรณ์ IED สามารถสื่อสารโดยตรงกับ SCADA master บนโพรโทคอลคล้าย DNP3 (มันทำงานบนการเชื่อมต่อของ IP ระหว่างอุปกรณ์หาเส้นทาง (Router) ของสถานีไฟฟ้าย่อยและ SCADA master สำหรับ IED เชื่อมต่อเครือข่ายชนิดอนุกรม โดยใช้เทคนิคแบ่งช่องสัญญาณภายใน (Tunneling) ของ IP

ข้อมูลสื่อสารบนมาตรฐาน IEC 61850 ที่สำคัญคือ Generic Substation Events (GSEs) ข้อมูลนี้มีความเร็วมาก (4 ms) และมีกลไกภายในที่น่าเชื่อถือสำหรับการแจ้งเตือนการเกิดเหตุการณ์

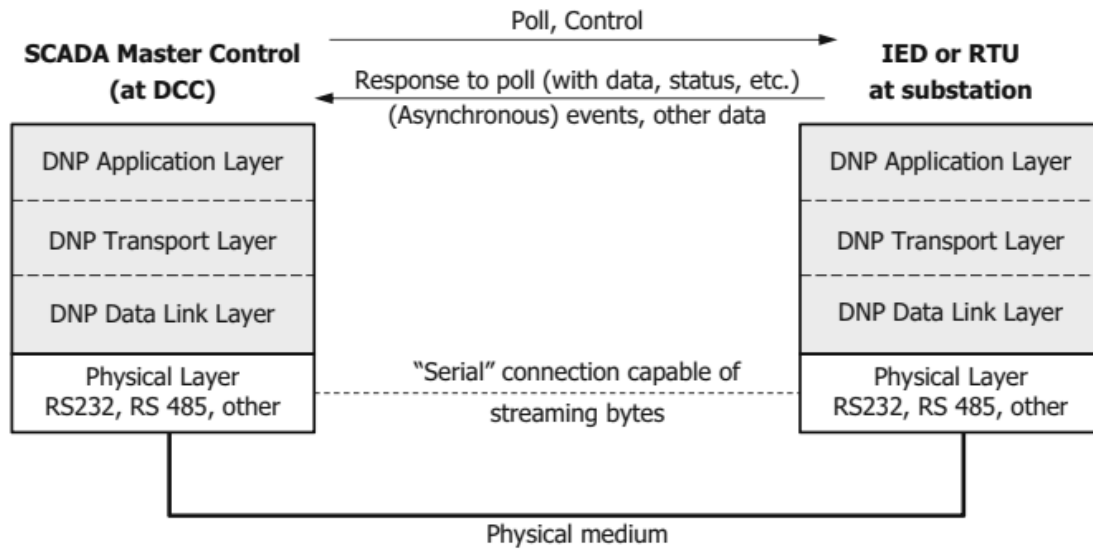
ขัดข้องต่าง ๆ ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย และอีกข้อมูลอีกชนิดเรียกว่า **Generic Object-Oriented Substation Event (GOOSE)** เป็นการกำหนดการรายงานสถานะและข่าวสาร โดยกำหนดให้อุปกรณ์ **IED** ต้องรองรับข้อความ **GOOSE** ซึ่งกระจายข่าวสารสถานะภาพของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในสถานีไฟฟ้า ดังนั้น ข้อความ **GOOSE** นี้จึงทำงานเป็นการกระจายไปยังทุก ๆ อุปกรณ์ (**Multicast**) บนเครือข่ายอีเทอร์เน็ตในสถานีไฟฟ้าย่อย **VLAN (Virtual Local Area Network)** ถูกนำมาประยุกต์ใช้ภายในเครือข่ายอีเทอร์เน็ตภายในสถานีไฟฟ้าย่อย กล่าวคือ 1 สถานีไฟฟ้าย่อยจะมีอย่างน้อย 1 **VLAN** ในกรณีข้อความ **GOOSE** กระจายออกไปยังเครือข่ายภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ข้อความนี้จะรับรู้เฉพาะในสถานีไฟฟ้าย่อยนี้เท่านั้น มันมิได้ถูกกระจายออกไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยอื่น ข้อดีอีกประการหนึ่งในการแบ่ง **VLAN** บนเครือข่ายคือสามารถเสริมสร้างความปลอดภัยให้เครือข่ายได้ง่ายยิ่งขึ้น

3.5.4 โครงข่ายสำหรับ SCADA

DNP3 เป็นโพรโทคอลสำคัญในระบบ **SCADA** มันถูกใช้เพื่อติดต่อสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ **IED** หรือ **RTU** กับ **SCADA master controller** ในศูนย์กลางควบคุมกลาง **DNP3** ถูกพัฒนาโดย **IEEE 1815** สหรัฐอเมริกา เพื่อใช้ในการสื่อสารของ **SCADA** งานอุตสาหกรรม รวมถึงงานบริการ เชื้อเพลิงแก๊สและน้ำประปา อย่างไรก็ตาม หลายประเทศในยุโรปใช้โพรโทคอล **IEC 101/104**

ตามที่กล่าวมาแล้วข้างต้นสถานีไฟฟ้าย่อยแบบดั้งเดิมใช้ **RTU** ในการสื่อสารกับ **SCADA master controller** และเมื่อการพัฒนาของ **IEC 61850** มาถึง **IED** สามารถทำหน้าที่แทน **RTU** ใน **SCADA** ได้ ดังนั้น **RTU** จึงถูกนำออกไปจากระบบเดิม โพรโทคอล **DNP3** สามารถรองรับการตรวจสอบ (**Polling**) ในรอบเวลาของ **IED** ได้ ดังแสดงในรูปที่ 3-19 สำหรับวัดค่าหรือรายงานสถานะของอุปกรณ์ต่าง ๆ เช่น สวิตช์เกียร์ และรีเลย์ ค่าปริมาณที่วัดได้เป็นได้ทั้งอนาล็อกและดิจิทัล เช่น แรงดัน กระแส กำลัง กำลังไฟฟ้าสูญเสีย และความถี่ เป็นต้น สถานะข้อมูลดังกล่าวมี 2 ชนิด คือ ทำงานหรือไม่ทำงาน เปิดวงจรหรือปิดวงจร นอกจากนั้นการวัดและสถานะของ **IED** แล้ว ข้อมูลดังกล่าวยังอยู่ในรูปแบบการเก็บสะสมเช่นพลังงาน (มีหน่วยเป็น **kWh**) ขึ้นอยู่กับประโยชน์ความจำเป็น เช่นความถี่ของการวัดอาจจะวัดในช่วงเวลาทุก ๆ 2-5 วินาที ยิ่งไปกว่านั้น อุปกรณ์ **IED** ที่ซึ่งทำงานร่วมกับโพรโทคอล **DNP3** ยังสามารถรายงานผลอุณหภูมิสภาวะแวดล้อม กำลังลม ข้อมูลดังกล่าวอาจจะใช้ประโยชน์ในการวิเคราะห์การวางแผน ในการออกแบบดูแลรักษาสถานีไฟฟ้าย่อยต่อไปในอนาคต

นอกจากอุปกรณ์ **IED** รองรับบริการ **Polling** ซึ่งทำงานร่วมกับโพรโทคอล **DNP3** อีกทั้งมันยังสามารถรายงานผลการเกิดเหตุการณ์ กระแสไหลเกินชั่วคราวในระบบ ซึ่งตรวจพบโดยอุปกรณ์ตัด



รูปที่ 3-19 สถาปัตยกรรม DNP3 [3]

วงจรไฟฟ้า อัตราการทนกำลังต่าง ๆ (Threshold Crossing) ของอุปกรณ์ IED และความผิดปกติที่อาจเกิดขึ้น การรายงานผลลักษณะดังกล่าวไม่จำเป็นต้องรอรอบการ Polling อุปกรณ์ IED สามารถส่งข้อมูลเข้าไปยังระบบ SCADA ได้ทันที การทำงานในลักษณะดังกล่าวไม่จำเป็นต้องรอการทำงานที่พร้อมกัน (Asynchronously) และเมื่อ SCADA master controller ได้รับข้อมูลดังกล่าวแล้ว มันจะทำการรับทราบด้วยการส่ง Ack กลับไปยัง IED เหล่านั้น

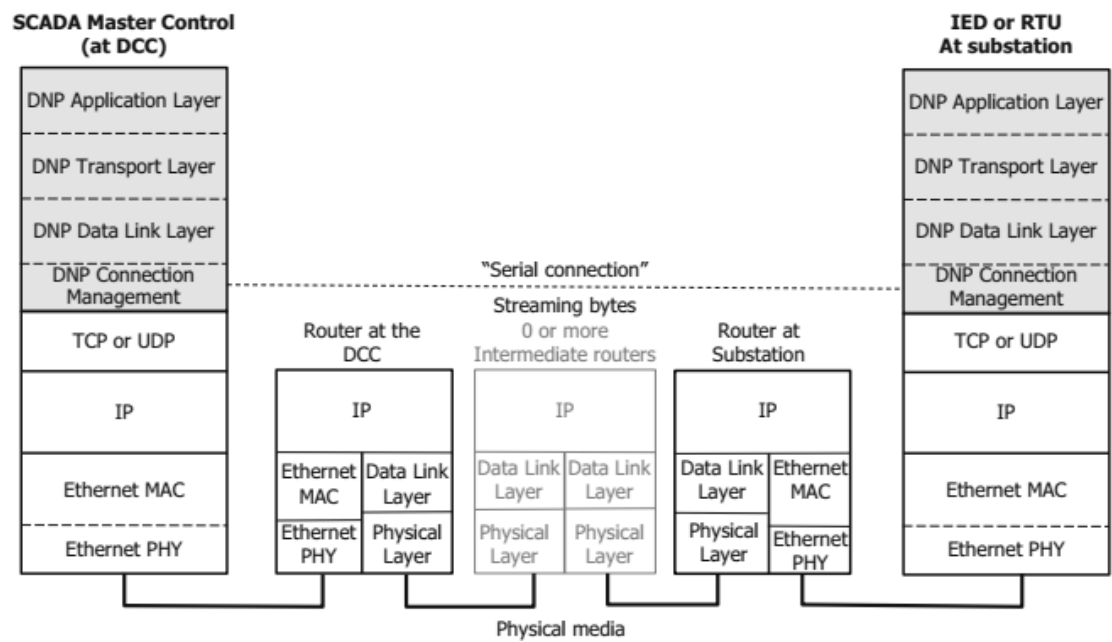
สำหรับการควบคุม การเฝ้าระวัง และการป้องกันระบบ SCADA master ส่งคำสั่งไปยัง IED เพื่อเป็นการรับประกันให้แน่ใจว่าการสื่อสารระหว่างกันมีความน่าเชื่อถือ นอกจากนี้สัญญาณควบคุมไปยังอุปกรณ์ต่าง ๆ DNP3 สามารถรองรับการทำงานเหล่านี้ เพื่อให้การทำงานของระบบแม่นยำยิ่งขึ้น DNP3 จึงมีการทำจังหวะเวลาการทำงานรวมกันกับ Global Positioning System (GPS) เพื่อให้เวลาของแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยตรงกันในหน่วยของมิลลิวินาที

โพรโทคอล DNP3 มีชั้น Application, Transport, และ Data link เป็นของตัวเอง สังเกตได้ว่าชั้น Data link คือปลายทางของการสื่อสารที่เสมือนว่าชั้น DNP Data like ว่างสองฝั่งสื่อสารกัน แต่ในทางปฏิบัติข้อมูลถูกส่งผ่านชั้น PHY หน้าที่หลักของชั้น DNP3 Application คือการแยกข้อความ DNP3 เป็นข้อความย่อย (Fragment) ลำดับถัดมาชั้น Transport แยกข้อความย่อยดังกล่าวเป็นแพกเกต และทำการเพิ่ม หัวของแพกเกต (Transport Header) 1 Byte ดังนั้นขนาดของแพกเกตรวม Header แล้วจะน้อยกว่า 250 Bytes ลำดับถัดมาชั้น Data Link จะเพิ่ม Header ขนาด 10 Bytes ในการเปลี่ยนแพกเกตเป็นเฟรมข้อมูล เมื่อมาถึงจุดนี้ทุก ๆ ข้อมูลจะมีขนาดเท่ากันตามข้อกำหนดของรูปแบบเฟรม (Frame Format) นอกจากนี้ข้อมูลในเฟรมต้องได้รับการตรวจสอบความถูกต้องด้วยการทำ CRC ขนาด 2 Bytes สำหรับทุก ๆ 16 Bytes ของข้อมูลจริง

เมื่อข้อมูลถึงจุดนี้ขนาดของแพกเกตสูงสุดคือ 250 Bytes หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่าเฟรมของ DNP3 มีขนาด 292 Bytes ซึ่งรวมทั้ง Header ทั้งหมดแล้ว

ลำดับที่กล่าวมาข้างต้นเป็นการส่งข้อมูลจากต้นทางไปยังปลายทาง สำหรับการรับข้อมูล ขั้นตอนต่าง ๆ ที่กล่าวมาข้างต้นจะสลับกัน นั่นคือเปลี่ยนจากการเพิ่ม Header เป็นการนำ Header ของชั้นล่างออก เช่นในการรับข้อมูลระหว่างชั้น Data Link ส่งไปยังชั้น Transport จะมีการถอด Header ของชั้น Data Link ออกไปดังแสดงในรูปที่ 3-19

การกำหนดขนาดของเฟรมหรือแพกเกต ในแต่ละชั้น DNP3 โพรโทคอลนั้นจะทำให้ข้อมูลจริงที่ถูกส่งออกมาจากชั้น Application ถูกกำหนดขนาดที่แน่นอน ทั้งนี้ในทางปฏิบัติ ชั้น Application อาจรับข้อมูลจากผู้ใช้ หรือโปรแกรมประยุกต์ต่าง ๆ ซึ่งมีข้อมูลขนาดไม่เท่ากัน เมื่อข้อมูลดังกล่าวต้องการส่งไปยังเครือข่าย ข้อมูลนั้นจำเป็นต้องผ่านกระบวนการของแต่ละสถาปัตยกรรมนั้น ๆ ซึ่งในที่นี้คือโพรโทคอล DNP3



รูปที่ 3-20 สถาปัตยกรรม DNP3 บน IP [3]

DNP3 ทำหน้าที่รับส่งข้อมูลบนชั้น PHY ซึ่งเป็นการสื่อสารแบบอนุกรม อาทิเช่น RS232 และ RS485 หรืออาจจะเป็นวงจรเช่าสัญญาณอินเทอร์เน็ต (Leased line), Multiprotocol Label Switching (MPLS) เป็นต้น ด้วยการทำงานของ IP บน SCADA โพรโทคอล DNP3 นี้ได้เพิ่มชั้น Data Connection Management เข้าไปส่งผลให้ DNP3 สามารถทำงานบน TCP/IP ซึ่งเป็นบริการแบบ Connection Orientate (บริการที่น่าเชื่อถือ มีการติดต่อก่อนส่งข้อมูลจริง) หรือ UDP/IP ซึ่งเป็นการบริการแบบ Connection Less (ส่งข้อมูลทันทีทันใด ไม่มีการติดต่อก่อนส่ง) ดัง

แสดงในรูปที่ 3-20 แสดงถึงการหาเส้นทางระหว่างการส่งข้อมูลจาก SCADA Master Controller ไปยังอุปกรณ์ IED ชั้น IP ที่สถานีไฟฟ้าย่อยถูกกำหนดให้ Master Controller สามารถส่งงาน IEDs ทั้งหมดด้วยการระบุ IP address ของพวกมัน โดยการหาเส้นทางที่อุปกรณ์เราเตอร์ หรือ อุปกรณ์อีเทอร์เน็ตสวิตช์ (Layer 3 Switch) ที่สามารถหาเส้นทางแพกเกตได้

3.5.5 ระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection)

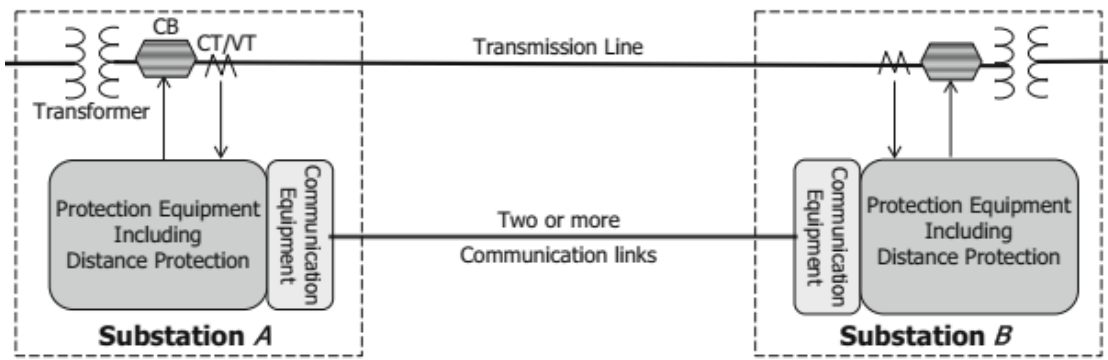
การป้องกันสถานีไฟฟ้าย่อยผ่านเครือข่ายสื่อสาร หรือเรียกว่าระบบป้องกันระยะไกล รูปที่ 3-21 แสดงสถานีไฟฟ้าย่อย A และ B โดยมีเครือข่ายสื่อสารเชื่อมต่อระหว่างกัน การวางโครงสร้างเครือข่ายเช่นนี้เป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61850 -90-1 หมายเลข 90-1 ที่เพิ่มเข้ามาเป็นข้อกำหนดด้านการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย หากเกิดความผิดปกติของกระแส หรือแรงดันไฟฟ้า ระบบสามารถแจ้งเตือนได้ทันที

กรณีศึกษาของการป้องกันระยะไกล ถูกกำหนดใน IEC 61850-90 พิจารณาถึงความผิดปกติของสายส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยดังแสดงรูปที่ 3-21 ตัวอย่างเช่น กรณีมีความผิดปกติบนสายส่งกำลังไฟฟ้าระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย A และ B โดยที่อุปกรณ์ CT/VT ที่สถานีไฟฟ้าย่อย A ตรวจพบ อุปกรณ์รีเลย์ส่งข้อมูลความผิดปกติไปยังอุปกรณ์รีเลย์ที่สถานีไฟฟ้าย่อย B ผ่านเครือข่ายสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย ในทางตรงกันข้าม หากอุปกรณ์รีเลย์ที่สถานีไฟฟ้าย่อย A ได้รับสัญญาณความผิดปกติ ซึ่งส่งมาจากสถานีไฟฟ้าย่อย B (เนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันระบบวัดค่าความผิดปกตินี้ได้) อุปกรณ์รีเลย์ที่สถานีไฟฟ้าย่อย A จะส่งสัญญาณภายในเพื่อให้อุปกรณ์ตัดวงจรออกจากระบบที่สถานีไฟฟ้าย่อย A และวงจรสายส่งกำลังไฟฟ้าก็จะถูกตัดออกไปจากระบบที่สถานีไฟฟ้าย่อย A ความแปรปรวนของสถานการณ์นี้ร้องขอ หากอุปกรณ์รีเลย์ที่สถานีไฟฟ้าย่อย A ส่งสัญญาณการตัดวงจรไปยังอุปกรณ์ตัดวงจรออกจากระบบ ถ้ารีเลย์ที่สถานีไฟฟ้าย่อย A จะไม่ได้รับสัญญาณความผิดปกติจาก B ล่วงหน้า อาจเกิดความเสียหายขึ้นในระบบได้

3.5.6 ความต้องการระบบป้องกันระยะไกล (Teleprotection Requirements)

การป้องกันระยะไกลมีความต้องการเรื่องเวลาในการทำงานเข้ามาเกี่ยวข้อง เนื่องจากหากใช้เวลาในการสั่งงานหรือควบคุมอุปกรณ์มากเกินไป ความเสียหายอาจเกิดขึ้นก่อนที่ระบบจะได้รับการป้องกัน โดยทั่วไปอัตราการหน่วง (Delay) สำหรับการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย ไม่เกิน 8-10 ms

ในมาตรฐาน IEC 61850-90-1 กำหนดเวลาในการเดินทางสำหรับชนิด 1A (Type 1A) ข้อมูลตัดวงจร จาก 4 ms ถึง 20 ms ในสายส่งกำลังไฟฟ้า 10 ms ระหว่างอุปกรณ์ส่งสัญญาณถึงอุปกรณ์รับสัญญาณ ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับปัจจัยที่เกี่ยวข้องของระบบป้องกันระยะไกล โดยทั่วไปแล้วเวลา



รูปที่ 3-21 ระบบป้องกันระยะไกล [3]

จะเป็นครึ่งหนึ่งของรอบคลื่นความถี่ของสายส่งกำลังไฟฟ้า 8.33 ms สำหรับ 60 Hz และ 10 ms สำหรับ 50 Hz สำหรับข้อมูลตัวจรวจชนิดอื่น นอกเหนือจากนี้จะถูกเรียกชื่อว่า Type 1 หรือข้อมูลตัวจรวจอัตโนมัติ ซึ่งต้องการเวลาที่ยาวนานกว่าประมาณ 20 ms

มันคือสิ่งสำคัญที่สุดว่าเมื่อเกิดข้อความผิดพลาดในสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดันสูง จำเป็นต้องได้รับการแก้ไขให้เร็วที่สุด เนื่องจากมันอาจจะนำไปสู่ภาวะไฟฟ้าขัดข้อง การสูญเสียในทรัพย์สิน และการได้รับบาดเจ็บในส่วนบุคคล ดังนั้น ความน่าเชื่อถือของระบบสื่อสารการป้องกันระยะไกลเป็นสิ่งที่จะต้องให้ความสำคัญ เช่นเดียวกับความผิดพลาดในการส่งข้อมูล (Bit Error Rate) ต้องน้อยกว่า 10^{-6} หรือน้อยกว่านี้หากมีความจำเป็น

ความน่าเชื่อถือในระบบป้องกันถูกกำหนดในขอบเขตของความน่าจะเป็นของ คำสั่งที่ไม่ต้องการ (Unwanted Command) และคำสั่งผิดพลาด (Missing Command) ลักษณะดังกล่าวเรียกว่า ความปลอดภัยและปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ใน IEC 61850-91-1

- **Unwanted Command** หมายถึงการส่งคำสั่งตัวจรวจไปยังอุปกรณ์ตัวจรวจอย่างว่องไว แต่ไม่มีการเกิดข้อผิดพลาดจริงในระบบ สาเหตุหลักของ Unwanted Command คือความไม่ถูกต้องของข้อมูลระหว่างการเดินทางของข้อมูล ความน่าจะเป็นของ Unwanted Command จึงน้อยกว่า 10^{-8}
- **Missing Command** หมายถึงการเกิดข้อความผิดพลาดในระบบ แต่ไม่มีการตัวจรวจ เหตุผลหลักของประเด็นนี้คือการรับข้อมูลผิดพลาด ข้อมูลบางส่วนหายไปในระบบ หรือเครือข่ายมีอัตราการหน่วงที่มากเกินไป ดังนั้นโอกาสที่ย่อมให้เกิด Missing Command ได้อยู่ที่น้อยกว่า 10^{-4} สำหรับการผิดพลาดระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย

3.5.7 โครงข่ายสำหรับการป้องกันระยะไกล (Networking for Teleprotection)

การป้องกันระยะไกลถือเป็นหนึ่งในการประยุกต์ใช้เครือข่ายสื่อสาร บนการส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อใช้สำหรับการเฝ้าระวังระหว่างการสื่อสารของสถานีไฟฟ้าย่อย เนื่องจากความต้องการอัตราการหน่วงที่น้อย ในการป้องกันอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยใกล้เคียงที่อยู่ติดกัน ซึ่งถูกเชื่อมต่อเข้าด้วยกันโดยตรง การเชื่อมต่อเช่นนี้ทำได้ด้วยหลายเทคโนโลยีสื่อสารดังนี้

- CCITT Recommendation X.21 (RS232 หรือ V.24)
- ITU-T G703
- Ear and Mouth (E&M) ส่วนต่อประสานนาฬิกา
- Power Line Communication (PLC) บนสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูง มันคือ Ultra-Narrowband PLC ด้วยอัตราการส่งข้อมูลต่ำ มันถูกใช้สำหรับการสื่อสารในสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงมานาน ปัจจุบันมีหลายส่วนถูกแทนที่ด้วยสายในแก้วนำแสง รายละเอียดของ PLC จะกล่าวในบทที่ 4
- อีเทอร์เน็ต

การสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยต้องการอัตราการหน่วงต่ำ สำหรับระยะทางระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยประมาณ 100 km คลื่นวิทยุใช้เวลาเดินทางประมาณ 0.5 ms ความน่าเชื่อถือ ต้องมีเส้นทางสื่อสารสำรองระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อใช้งานในบางโอกาสที่เครือข่ายสื่อสารหลักใช้การไม่ได้

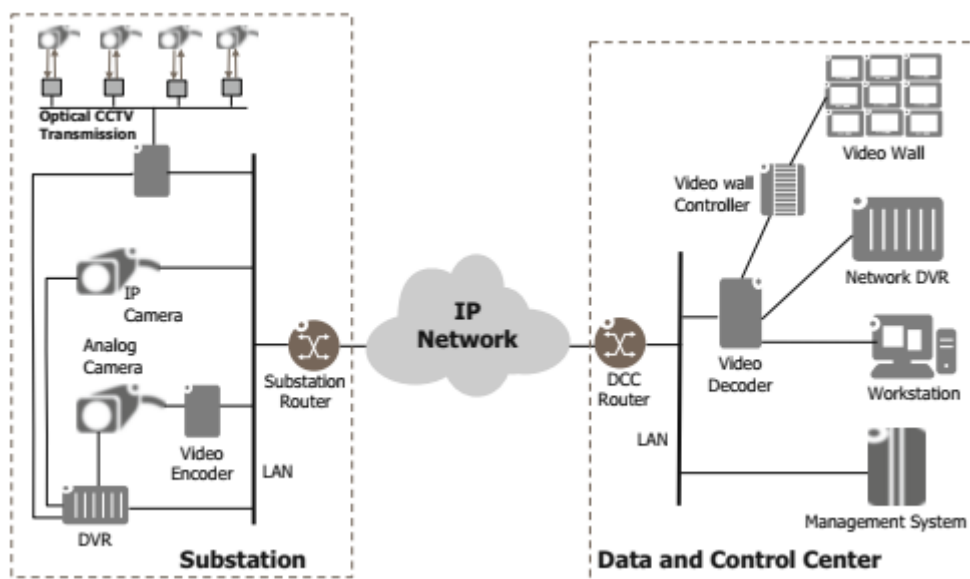
เครือข่ายอีเทอร์เน็ตได้รับการติดตั้งเป็นเครือข่ายของสถานีไฟฟ้าย่อย ด้วยมาตรฐาน IEC 61850 ของสถานีไฟฟ้าย่อยเครือข่ายอีเทอร์เน็ตเชื่อมต่อโดยตรงกับสถานีไฟฟ้าย่อย และทำการแบ่ง VLAN ให้กับแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อให้สะดวกในการจัดการเครือข่าย การกำหนดนโยบายในการสื่อสาร และความปลอดภัยของการสื่อสาร

3.5.8 กล้องวงจรปิด

กล้องวงจรปิดเป็นอุปกรณ์ที่สำคัญที่ช่วยเฝ้าระวังสถานีไฟฟ้าย่อย จากการบุกรุกของผู้ไม่ประสงค์ดี หรือการเกิดเหตุสัตว์เลื้อยคลานเข้าไปบริเวณส่วนต่าง ๆ ของสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งเมื่อเกิดปัญหาผู้ดูแลระบบสามารถวิเคราะห์ปัญหาได้ว่า ต้นเหตุของปัญหาจากประเด็นใด กล้องวงจรปิดประกอบด้วยกล้องอนาล็อกซึ่งแปลงสัญญาณอนาล็อกเป็นดิจิทัลด้วย VDO Encoder รูปแบบของดิจิทัลในที่นี้พร้อมทำงานบน IP และกล้องดิจิทัล ซึ่งทำงานบน IP กล้องทั้งสองชนิดต่อกันบนเครือข่ายอีเทอร์เน็ตและใช้เราเตอร์เพื่อส่งไปยังศูนย์ควบคุมหลัก นอกจากนี้สัญญาณภาพจากกล้องถูกบันทึกลงในเครื่องบันทึกภาพ (Digital Video Recode: DVR) ที่สถานีไฟฟ้าย่อย ทั้งนี้หากเครือข่ายขัดข้องสามารถตรวจสอบได้จาก DVR อีกช่องทางหนึ่ง

เครือข่ายกล้องวงจรปิดภายในสถานีไฟฟ้าย่อยดังแสดงในรูปที่ 3-22 คล้ายคลึงกับกล้องวงจรปิดทั่วไป ซึ่งถูกติดตั้งภายในอาคารสำนักงาน โดยแยกเครือข่ายกล้องวงจรปิดเป็นอีกหนึ่งเครือข่ายภายในหรือ เรียกอีกชื่อหนึ่งว่าการทำ VLAN ให้กับเครือข่ายกล้องวงจรปิดโดยเฉพาะ อัตราการส่งข้อมูลของกล้องวงจรปิดเป็นประเด็นสำคัญเนื่องจากหากภาพมีความละเอียดสูง เครือข่ายต้องรองรับการส่งข้อมูลเป็นจำนวนมาก อย่างไรก็ตาม หากภาพมีความละเอียดต่ำ อาจจะทำให้ความคมชัดของภาพลดลง และอาจจะมีปัญหาในการวิเคราะห์ภาพเหล่านั้นเมื่อเกิดเหตุความผิดปกติ การออกแบบเครือข่ายที่รองรับอัตราการส่งข้อมูลต่ำจะมีต้นทุนต่ำลงด้วย ปัจจุบันมีหลายวิธีการในการบีบอัดสัญญาณภาพชนิดดิจิทัล เพื่อลดอัตราการส่งข้อมูลผ่านเครือข่าย ซึ่งจะยังคงให้คุณภาพของภาพที่ดีและไม่จำเป็นต้องสร้างเครือข่ายที่มีสมรรถนะสูงเพื่อการนี้ ในทางปฏิบัติ กรณีที่เหตุการณ์ปกติภาพความละเอียดต่ำจะถูกบันทึก ในทางกลับกันหรือมีเหตุขัดข้องที่สถานีไฟฟ้าย่อยภาพความละเอียดสูงจะทำงานในระบบ คุณภาพของภาพมีประเด็นในการพิจารณาดังนี้

- มาตรฐานการเข้ารหัสภาพที่ถูกใช้ คือภาพเคลื่อนไหวที่มีความต่อเนื่อง การเข้ารหัสของภาพและการถอดรหัสสำหรับการส่ง มาตรฐานการบีบอัดวิดีโอที่ได้รับความนิยมคือ Motion Picture Expert Group-2 (MPEG-2), MPEG-4 และ Motion-Joint Photographic Expert Group (M-JPEG)
- ปริมาณของการเปลี่ยนแปลงของภาพตรงกับ MPEG-2 หรือ MPEG-4 เท่านั้น
- อัตราการเปลี่ยนแปลงของเฟรมภาพ 25-30 ภาพต่อวินาที
- ความละเอียดของวิดีโอถูกวัดจากจำนวนพิกเซล (Common Interchange Format: CIF) ที่ใช้ในภาพนั้น วิดีโอคุณภาพสูงจะมีตัวเลขของพิกเซลมาก



รูปที่ 3-22 เครือข่ายกล้องวงจรปิดภายในสถานีไฟฟ้าย่อย [3]

- กระบวนการแปลงช่วงของค่าอินพุตให้เป็นชุดค่าที่น้อยลง ซึ่งใกล้เคียงกับข้อมูลต้นฉบับ (Quantization) ซึ่งแสดงให้เห็นอัตราการส่งข้อมูลหรือ คุณภาพของภาพที่ต้องการ

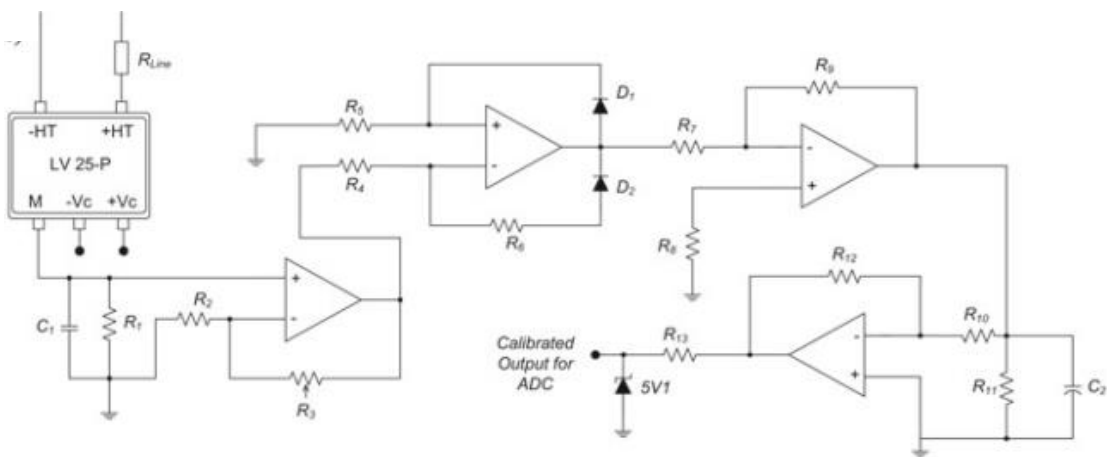
สัญญาณขาออกของการเข้ารหัสต่อเข้ากับอีเทอร์เน็ตที่สถานีไฟฟ้าย่อย ขณะที่เครือข่ายอีเทอร์เน็ตสามารถเป็นอุปกรณ์สวิตช์ภายในเครือข่ายของวีดีโอโดยเฉพาะหรือทำ VLAN หลังจากวีดีโอถูกบีบอัดแล้ว อัตราการส่งข้อมูลจะอยู่ที่ไม่เกิน 2 Mbps สำหรับ 1 สถานีไฟฟ้าย่อย

3.6 อุปกรณ์ตรวจจับและเครือข่ายการตรวจจับ

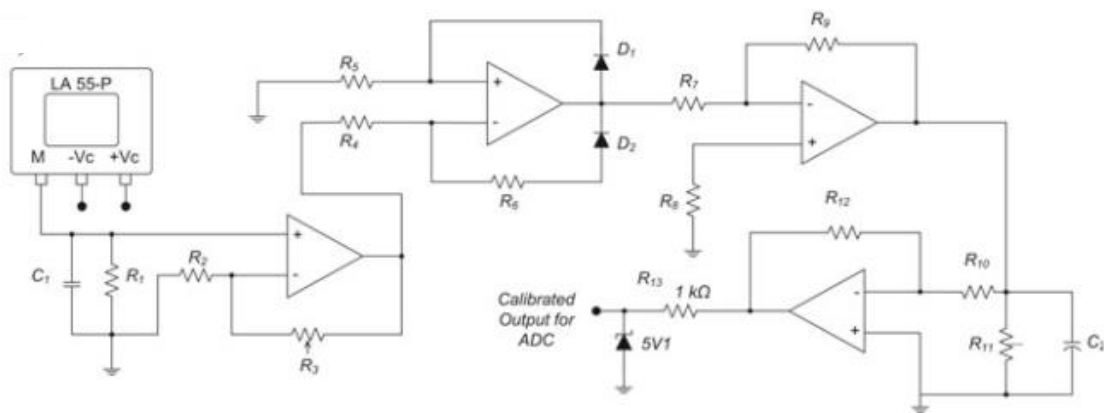
อุปกรณ์ตรวจจับและเครือข่ายการตรวจจับหรือ Smart Sensors and Sensor Network ในการส่งกำลังไฟฟ้าและการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เป็นการรวมอุปกรณ์ตรวจจับมาสร้างเป็นวงจรตรวจจับจากสนามแม่เหล็กเป็นสัญญาณไฟฟ้า หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า อุปกรณ์ตรวจจับอัจฉริยะ (Smart Sensor) ความสามารถในการเข้าถึงหรือตอบสนองความต้องการ ของผู้ดูแลระบบในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะถูกจัดการโดยสัญญาณที่ถูกต้อง และข้อมูลจากอุปกรณ์ตรวจจับเหล่านั้น และเครือข่ายสื่อสารซึ่งประกอบด้วยอุปกรณ์ตรวจจับหลาย ๆ ตัว อุปกรณ์ตรวจจับอัจฉริยะและเครือข่ายการตรวจจับ ช่วยให้เกิดความน่าเชื่อถือ รักษาความปลอดภัย และโครงสร้างการจัดการได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในการประยุกต์ใช้ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ อุปกรณ์ตรวจจับซึ่งตอบสนองในทางกายภาพ ทางไฟฟ้า หรือทางแม่เหล็กไฟฟ้า เป็นสัญญาณขาเข้า และถูกประมวลผล ส่งเป็นสัญญาณขาออกในรูปของคลื่นสัญญาณกระแสหรือแรงดัน จำนวนของอุปกรณ์ตรวจจับเช่น อุปกรณ์เปลี่ยนลักษณะทางกายภาพเป็นแรงดัน กระแส การฉายแสง ความเร็ว สร้างสัญญาณออกมาสัญญาณดังกล่าวสามารถส่งไปยังปลายทางเพื่อประมวลผลได้แสดงในรูปที่ 3-23

อุปกรณ์ตรวจจับสัญญาณและเครือข่าย ทำหน้าที่ตรวจสอบ เฝ้าระวังและรองรับการตรวจสอบจากระยะไกล ในทางไฟฟ้าอุปกรณ์ดังกล่าวจะถูกมองเป็น ค่าความต้านทาน ค่าการเก็บประจุ ค่าแรงแม่เหล็ก ค่าการเปลี่ยนแปลงเชิงกลของวัตถุ อุปกรณ์ตรวจจับในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะคือ การตรวจจับแรงดัน กระแส กำลังไฟฟ้า อุปกรณ์ตรวจจับแรงดันและกระแสนี้ สามารถใช้การอนุกรมหรือการต่อตัวต้านทานขนานในระบบ เป็นการออกแบบอย่างง่ายและใช้ต้นทุนต่ำ หรืออุปกรณ์ฮอลล์ มีความแม่นยำและแยกออกจากวงจรหลักรูปที่ 3-23 วงจรตรวจจับแรงดันและกระแสแบบฮอลล์ พร้อมด้วยวงจรปรับสัญญาณ ในการส่งและการกระจายสัญญาณในเครือข่าย เพื่อวัดค่ายอดของคลื่นแรงดันและกระแสในรูปของแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ ข้อมูลที่ได้จะถูกแปลงเป็นแรงดันและกระแสตรง โดยวงจรออปแอมป์ ที่ซึ่งทำหน้าที่ขยายสัญญาณ กรองความถี่ และแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสตรง จากนั้นสัญญาณนี้จะถูกเปลี่ยนเป็นสัญญาณดิจิทัลด้วยวงจรแปลง อนาล็อกเป็นดิจิทัล (Analog to Digital Converter: ADC) ด้วยไมโครคอนโทรลเลอร์เป็นลำดับถัดไป

การวัดสัญญาณตามลำดับขั้นนี้จะถูกประมวลผลภายในไมโครคอนโทรลเลอร์ โดยข้อมูลที่ถูกรวมผลแล้วจะถูกจัดเก็บและส่งไปยังช่องทางสื่อสารเป็นลำดับถัดไป พอร์ตสื่อสารอนุกรมของไมโครคอนโทรลเลอร์ถูกใช้เพื่อส่งสัญญาณออกไปทั้งมีสายและไร้สายเช่น ยูเอสบี (Universal Serial Bus: USB) หรือ IEEE 802.15.4 ขณะที่อุปกรณ์เปลี่ยนสัญญาณและการตรวจจับเพื่อให้เหมาะสมต่อการแผ่รังสี มันยังถูกออกแบบเพื่อให้สามารถตรวจจับค่ายอดของสัญญาณและค่ายอด RMS ของสัญญาณ ค่ามูฟเฟสและความถี่ ของสัญญาณไฟฟ้ากระแสสลับดังแสดงในรูปที่ 3-24 เป็นการรวมกันของการตรวจจับแบบฮอลล์นั่นคือการวัดกระแส สำหรับความต้านทานชั้นทำหน้าที่เป็นการวัดแรงดัน วงจรนี้แตกต่างจากวงจรในรูปที่ 3-23 ตรงที่มันต้องการแหล่งจ่ายแรงดัน +5 โวลต์ ขณะนี้วงจรที่ผ่านมาใช้แหล่งจ่ายไฟทั้งบวกและลบ ซึ่งยุ่งยากในการจัดหาในทางปฏิบัติ นอกจากนี้ อุปกรณ์ตรวจจับแรงดันแบบฮอลล์ถูกทดแทนด้วย ความต้านทานชั้นซึ่งทำงานบนหลักการพื้นฐานของการแบ่งแรงดัน อุปกรณ์ตรวจจับกระแสรับแรงดัน DC ในการทำงานและให้ AC เป็นแรงดันขา

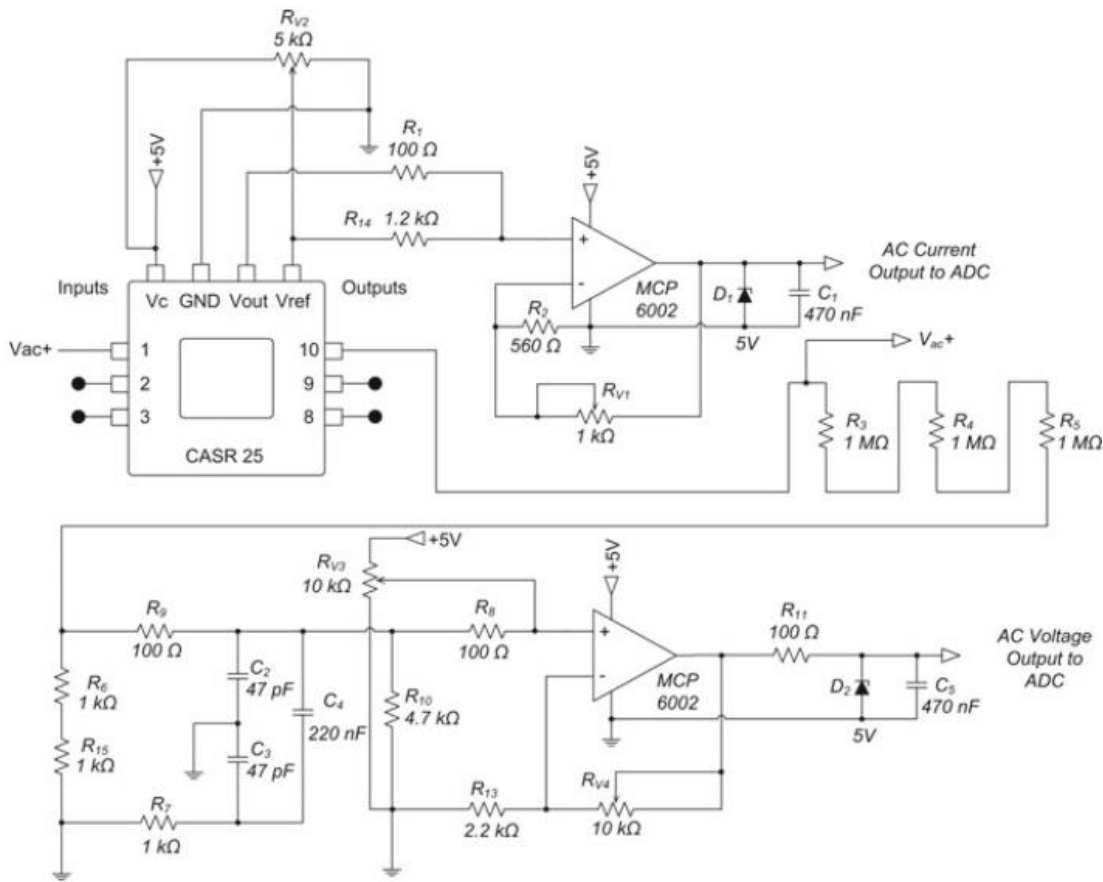


(ก) ตัวตรวจจับความต่างศักย์ฮอลล์



(ข) ตัวตรวจจับกระแสฮอลล์

รูปที่ 3-23 ตัวตรวจจับแรงดันและกระแสด้วยวงจรปรับสภาพสัญญาณ [1]



รูปที่ 3-24 ตัวตรวจจับแรงดันและกระแสด้วยวงจรปรับสภาพสัญญาณ (AC) [1]

ออกในวงจร ในทางกลับกัน อุปกรณ์ตรวจจับแรงดันประกอบด้วยแรงดัน AC และกราวด์เสมือนของ ตัวเก็บประจุต้านขั้วกลางของรูป

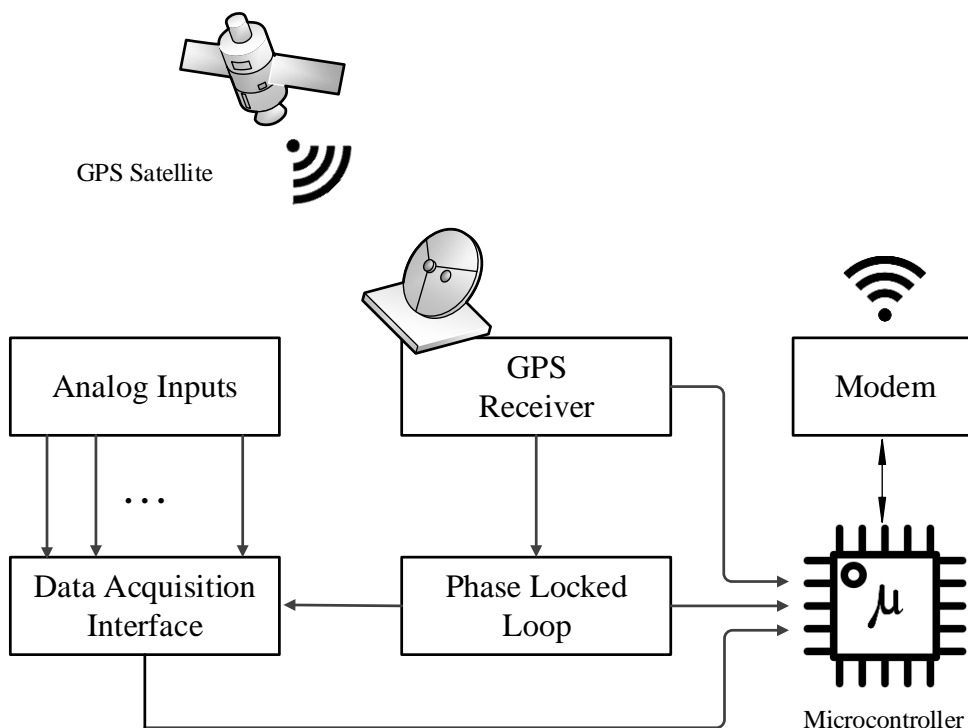
วิธีการอื่น ๆ ของการวัดแรงดันและกระแสคือ การใช้หม้อแปลงสำหรับวัดแรงดันและกระแส ซึ่งถูกติดตั้งในแนวคิดที่คล้ายคลึงกันของฮอลล์ แต่ทำงานที่แรงดันสูงและกระแสสูง หม้อแปลงแรงดัน เป็นชนิดลดแรงดันหรือทำให้แรงดันต่ำลง ด้วยการพันขดลวดแกนเดียวกันทับทำให้เกิดการดูดซับ พลังงาน พลังงานที่ดูดซับได้จะอยู่ด้านทุติยภูมิซึ่งมีค่าต่ำกว่าพลังงานหรือแรงดันขาเข้า ขณะที่ อุปกรณ์ตรวจจับแบบฮอลล์ถูกใช้ในแรงดันสูงสุด 5 kV ดังนั้นในทางปฏิบัติ หม้อแปลงแรงดันจะใช้ใน โรงต้นกำลัง และระบบส่งกำลังไฟฟ้า สำหรับอุปกรณ์ตรวจจับแบบฮอลล์จะถูกใช้กับด้านระบบ จำหน่ายไฟฟ้าซึ่งมีแรงดันต่ำ

มิเตอร์วัดกำลังไฟฟ้า และการวิเคราะห์คุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality Analyzers: PQA) ถูกใช้งานหลักในการวัดแรงดันและกระแส ซึ่งถูกใช้อย่างกว้างขวางในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ภายในสมาร์ตมิเตอร์มีอุปกรณ์ตรวจจับ ทำหน้าที่เฝ้าระวังและวัดค่าคุณภาพของกำลังไฟฟ้า พร้อมทั้ง สื่อสารภายในเครือข่ายของมัน ด้วยเทคโนโลยีสื่อสารอีเทอร์เน็ตหรือ RF การใช้มิเตอร์วัดกำลังไฟฟ้า

และ PQA ช่วยในการรายงานกระแสไฟฟ้าขัดข้อง ด้านระบบจำหน่ายไฟฟ้าและแรงดันปานกลางได้ แม้ว่าอุปกรณ์ตรวจจับหลักถูกใช้อย่างกว้างขวางในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จำนวนของสมาร์ตมิเตอร์และการเฝ้าระวังเช่นนี้กำลังถูกติดตั้งเพิ่มขึ้นในอนาคต

3.7 หน่วยวัดมุมเฟส (Phasor Measurement Units)

Phasor Measurement Units (PMUs) ทำหน้าที่วัดมุมเฟสของระบบ เป็นอุปกรณ์ที่ได้รับ ความน่าสนใจในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เนื่องจาก PMU สามารถตรวจจับและแสดงผลคุณภาพ ไฟฟ้าได้ ส่งผลให้มีการป้องกันระบบไฟฟ้าได้ทันเวลา หากระบบไฟฟ้าขัดข้อง ทั้งนี้เพื่อลดความเสียหายอันอาจจะเกิดจากความผิดพลาดของเฟสในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ประเด็นดังกล่าว นำไปสู่การควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น อุปกรณ์ PMU นี้อาจจะถูกติดตั้งอยู่ในอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED) เพื่อตรวจจับความผิดพลาดของพลังงาน ไฟฟ้า หรืออาจจะถูกติดตั้งภายในสมาร์ตมิเตอร์ อุปกรณ์ PMU สามารถติดตั้งในส่วนของสายส่ง สัญญาณไฟฟ้าขนาดกลางและขนาดเล็ก เพื่อตรวจจับและแสดงผลเฟสของระบบจำหน่ายไฟฟ้า ดัง แสดงตามรูปที่ 3-25



รูปที่ 3-25 ไตอะแกรมการทำงานของ PMU [1]

รูปที่ 3-25 แสดงถึงไตอะแกรมการทำงานของ PMU โดยเริ่มจากการตรวจวัดค่าเฟสของแรงดันไฟฟ้าซึ่งเป็นค่าอนาล็อก ข้อมูลดังกล่าวจะถูกเปลี่ยนเป็นดิจิทัล เพื่อนำไปประมวลผลด้วย

ไมโครคอนโทรลเลอร์ ระบบนี้จะมี GPS รับสัญญาณนาฬิกาเพื่อให้ระบบทำงานพร้อม ๆ กับอุปกรณ์อื่น ๆ ในระบบ โดยใช้เฟสล็อกลูป (Phase-locked Loop: PLL) เข้าช่วยในการตรวจจับเฟส ทั้งนี้ ในทางปฏิบัติ จำเป็นต้องติดตั้ง PMU หลายพื้นที่และหลายอุปกรณ์ในระบบส่งกำลังไฟฟ้า การควบคุม การป้องกัน และการแสดงผลในพื้นที่กว้างจึงต้องพิจารณาในการออกแบบระบบ PMU เพื่อตรวจจับเฟสขอระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้เข้ากันได้ทั้งระบบ แรงดัน กระแส และความถี่ ลักษณะเด่นใน PMU คือสามารถจัดปัญหาในระบบ SCADA เดิมในประเด็นการทำงานที่พร้อมกันและความน่าเชื่อถือของระบบ เนื่องจาก PMU สามารถตรวจจับคลื่นสัญญาณไฟฟ้าได้ 60 ตัวอย่างภายใน 1 รอบคลื่น ซึ่งมากกว่าระบบ SCADA ถึง 15 เท่า

3.8 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ด้านผู้บริโภคร

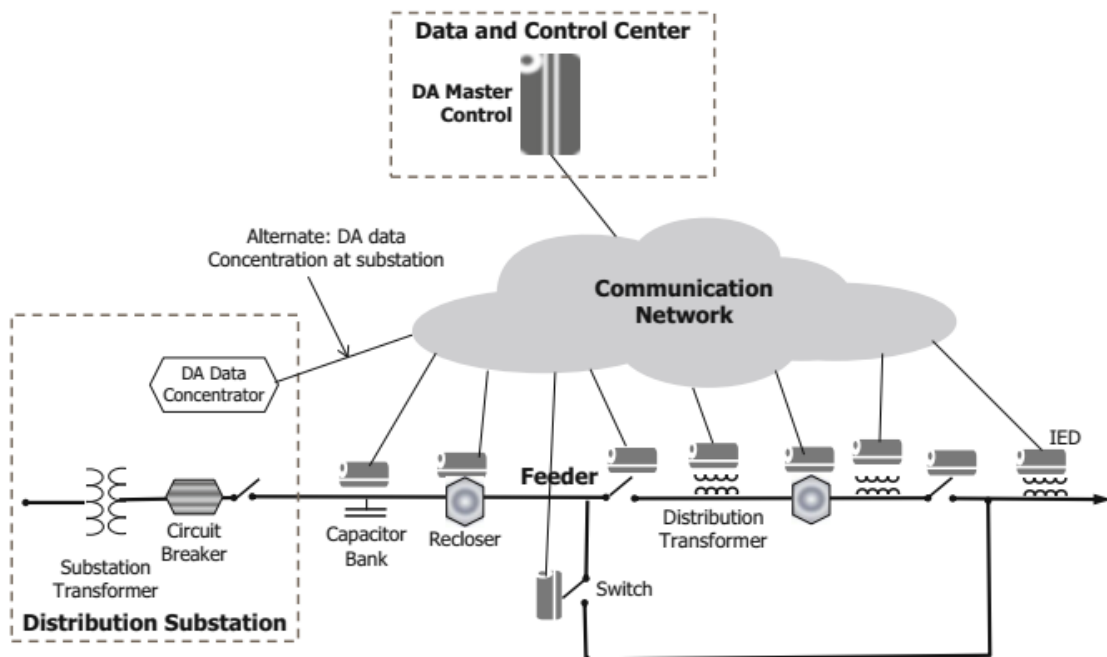
ระบบส่งกำลังงานไฟฟ้ามายังผู้บริโภคร หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเริ่มต้นด้วยแนวคิด ของการกระจายกำลังไฟฟ้าอย่างอัตโนมัติ (Distribution Automation: DA) โดยทุก ๆ พังก์ชันการทำงานของระบบใช้ข้อมูลข่าวสารจากอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อย อุปกรณ์ Feeder และมิเตอร์ของผู้ใช้งาน ดังนั้นระบบ SCADA ซึ่งเฝ้าระวังและควบคุมสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายไฟฟ้าถูกพิจารณาใน DA เป็นหลัก นอกจากนี้ AMI จะถูกกล่าวถึงในหลาย ๆ หน้าที่ของ DA เริ่มต้นด้วยระบบจัดการการจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Management System: DMS) ใช้ข้อมูล AMI อย่างไรก็ดี เป็นที่ทราบอย่างกว้างขวางว่าข้อจำกัดของระบบจำหน่ายอัตโนมัติถูกจำกัดในการรวบรวมข้อมูลจาก IED ที่ต่อเข้ากับอุปกรณ์ Feeder และการควบคุมของอุปกรณ์ Feeder เหล่านั้น ภายใต้ข้อจำกัดนี้ระบบ SCADA ใช้เพื่อเฝ้าระวังและควบคุมเฉพาะสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย ดังรายละเอียดต่อไปนี้

- ระบบ SCADA ถูกประยุกต์อย่างกว้างขวางในสถานีไฟฟ้าย่อยเมื่อ 10 ที่ผ่านมา
- หลาย ๆ อุปกรณ์รวมถึงซอฟต์แวร์ได้เริ่มติดตั้งในสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ ซึ่งทำงานบนอุปกรณ์ IEC 61850
- การส่งกำลังงานไฟฟ้าสมัยใหม่ประกอบด้วย 2 ส่วน คือส่วนต่อเนื่องของสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ IEC 61850 และ ส่วนต่อขยายสมัยใหม่ไปยังอุปกรณ์ Feeder

3.8.1 เครือข่ายสำหรับ DA (Networking for DA)

เครือข่ายสำหรับการกระจายกำลังไฟฟ้าอย่างอัตโนมัติ ประกอบด้วยอุปกรณ์ Feeder 4 ชนิด ดังแสดงในรูปที่ 3-26 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- **Recloser:** อุปกรณ์ Recloser ทำหน้าที่เฝ้าระวัง Feeder และหยุดวงจร Feeder ในกรณีที่มีกระแสไหลเกินในระบบ ในความหมายนี้ อุปกรณ์ Recloser คล้ายกับอุปกรณ์ตัดวงจร อย่างไรก็ตาม Recloser ยังสามารถต่อวงจรกลับมาเหมือนเดิมได้อย่างอัตโนมัติ หลังจากที่มันทำหน้าที่เปิดวงจรในระยะเวลาดำเนินการ ซึ่งอุปกรณ์ตัดวงจรไม่สามารถทำได้ ด้วยเหตุผลมาจากความผิดพลาดที่เกิดขึ้นบน Feeder เป็นความผิดพลาดชั่วคราว เช่น กิ่งไม้ตกใส่สายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงก่อนที่จะลงสู่พื้นดิน ดังนั้นมันจะเกิดภาวะลัดวงจรชั่วคราว หลังจากนั้น Recloser จะทำหน้าที่ปิดวงจรอีกเพื่อให้กระแสไหลผ่านได้ ถ้า Recloser ไม่สามารถเชื่อมต่อวงจรได้อีกครั้ง มันจะพยายามหลายครั้ง ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับ การตั้งค่าจากผู้ดูแลระบบก่อนหน้านี้ หากปิดวงจรแล้วระบบอยู่ในสถานะลัดวงจร ระบบจำหน่าย Feeder นี้ถูกสรุปได้ว่ามีความผิดพลาดถาวร ในกรณีนี้ Recloser จะถูกควบคุมระยะไกล และหากไม่สำเร็จ เจ้าพนักงานในพื้นที่จะตรวจสอบเหตุความผิดพลาดนี้ ณ สถานที่จริง
- **Switch:** สวิตช์ของ Feeder ถูกติดตั้งในส่วนย่อย เพื่อเป็นส่วนสำรองหากระบบจ่ายพลังงานหลักมีปัญหาความผิดพลาด สวิตช์อาจจะทำงานด้วยเจ้าหน้าที่ ณ สถานีไฟฟ้าย่อย หรือการสั่งการจากระยะไกล



รูปที่ 3-26 ตัวอย่างของอุปกรณ์ Feeder รวมถึงระบบจำหน่ายอัตโนมัติ [3]

- **Capacitor Bank:** ชุดตัวเก็บประจุไฟฟ้า ถูกใช้เพื่อลดการเกิดกระแสสูญเสียอย่างอัตโนมัติ เพื่อให้ตัวประกอบกำลังของระบบใกล้เคียง 1 มากที่สุด โดยทั่วไปตัวเก็บประจุถูกติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อย อย่างไรก็ตามการติดตั้งชุดตัวเก็บประจุไฟฟ้าใกล้กับโหลดเช่นนี้สามารถลดกระแสสูญเสียในระบบได้ดี รวมถึงลดการสูญเสียกำลังในสายส่งด้วย เพื่อที่จะควบคุมชุดตัวเก็บประจุ ปริมาณไฟฟ้าจำเป็นต้องถูกวัดอย่าง **Real time** เพื่อหาค่าตัวเก็บประจุจากชุดตัวเก็บประจุไฟฟ้า ซึ่งต้องต่อเข้ากับวงจร Feeder
- **Distribution Transformer:** หม้อแปลงระบบจำหน่ายไฟฟ้า หม้อแปลงชนิดนี้ถูกติดตั้งอยู่ในระบบ แต่มันมิได้ถูกเผื่อไว้ล่วงหน้า โหลดของหม้อแปลงสามารถประมาณการบนพื้นฐานของการวัดความต้องการปริมาณไฟฟ้า ที่ซึ่งมีเตอร์ของผู้ใช้ไฟซึ่งต่อเข้ากับหม้อแปลง อย่างไรก็ตาม เพื่อให้ประสิทธิภาพของระบบจำหน่ายดีขึ้น มันกำลังกลายเป็นสิ่งสำคัญของรอบการวัดแรงดันและค่าอื่น ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่หม้อแปลงไฟฟ้าทั้งด้านปฐมภูมิและทุติยภูมิ นอกจากนี้ การวัดหม้อแปลงสามารถใช้เพื่อประมาณการอายุการใช้งานของหม้อแปลง อีกทั้งค่าการวัดปริมาณไฟฟ้า กระแส แรงดัน และกำลัง ประมาณการความต้องการของอายุการใช้งานของหม้อแปลง รวมถึงอุณหภูมิภายใน

แต่ละอุปกรณ์จำเป็นต้องทำงานบน IED ที่รองรับการวัด การเผื่อไว้ล่วงหน้า และการควบคุม อุปกรณ์ IED ดังกล่าวสื่อสารกับระบบควบคุม DA เรียกว่า ตัวควบคุมหลัก DA (DA Master Control) ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีการสื่อสาร มันถูกติดตั้งที่จัดรวบรวมข้อมูลของ DA ที่สถานีไฟฟ้าย่อย อุปกรณ์ Concentrator รวบรวมข้อมูล DA จาก IED ทั้งหมดรวมถึง Feeder และส่งข้อมูลนี้ไปยัง DA หลัก ในทางกลับกัน คำสั่งและชุดคำสั่งตามรอบเวลา ถูกส่งโดย DA master ไปยังแต่ละ IED จะถูกรีเลย์ผ่าน Concentrator ชุดคำสั่งตามรอบเวลาสำหรับ DA IED อาจจะมีช่วงเวลาสั้น ๆ 5-30 วินาที ซึ่งในระบบ SCADA ใช้ 2-5 วินาที ในการรวบรวมรอบการวัดและสถานะของอุปกรณ์ IED ในสถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย

3.8.2 Automatic Metering Infrastructure (AMI)

AMI หมายถึงการเชื่อมต่อทางโครงสร้างเครือข่ายของสมาร์ทมิเตอร์เข้าด้วยกัน โดยมีระบบจัดการข้อมูลของมิเตอร์ (Meter Data Management System: MDMS) ติดตั้งที่ศูนย์ควบคุมกลางและส่วนต่าง ๆ ของเครือข่ายรองรับการสื่อสารระหว่างสมาร์ทมิเตอร์กับ MDMS ปัจจุบันมิเตอร์วัดการใช้ไฟฟ้ากำลังถูกแทนที่ด้วยสมาร์ทมิเตอร์ สมาร์ทมิเตอร์จะอ่านข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้า ทุก ๆ 15 นาที หรือตามรอบที่กำหนดไว้ การอ่านค่าดังกล่าวใช้ในการ

เรียกเก็บค่าใช้จ่ายในรอบเดือน AMI คือระบบจัดการบริการของสมาร์ทมิเตอร์ภายในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มันเป็นจุดเด่นหนึ่งของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่ซึ่งครอบคลุมถึง AMR ในยุคก่อนหน้า

3.8.2.1 การวัดค่าของสมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meter Measurements)

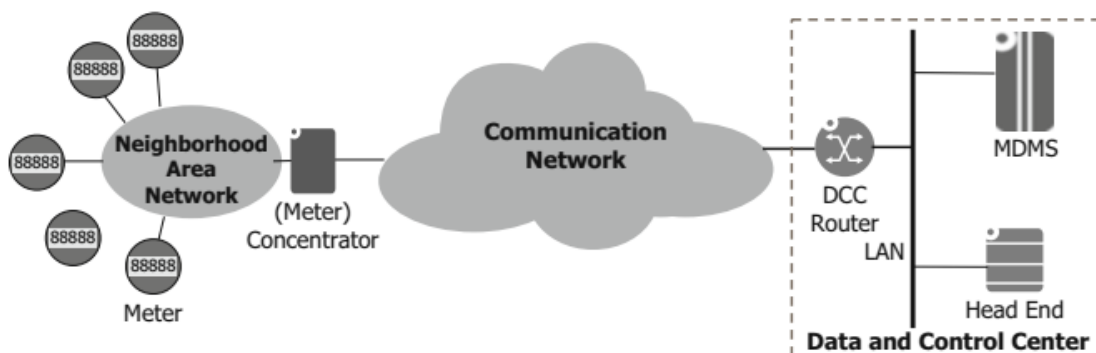
สมาร์ทมิเตอร์มีรอบการรายงานหน่วยไฟฟ้า และค่าต่าง ๆ ตามที่กล่าวมาแล้ว ไปยัง MDMS ซึ่งในการรายงานแต่ละรอบนั้นจะประกอบด้วยค่าเหล่านี้

- หน่วยพลังงานที่ถูกใช้ไป (kWh)
- แรงดัน RMS (V)
- กระแส RMS (A)
- กำลังไฟฟ้า (W)
- กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยระหว่างรอบการส่งข้อมูลไปยัง MDMS
- กำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Instantaneous reactive power) (VAR)
- กำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ย ระหว่างรอบการส่งข้อมูลไปยัง MDMS
- การบริโภคกำลังไฟฟ้าสูญเสียสะสม (Cumulative reactive energy) มีหน่วยเป็น kVARh โดยคิดจากระหว่างรอบในการส่งข้อมูลไปยัง MDMS
- ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าชั่วขณะ (Instantaneous power factor) วัดจากช่วงเริ่มต้นจนถึงสิ้นสุดของคาบเวลา
- มุมเฟสชั่วขณะ (Instantaneous) วัดช่วงสิ้นสุดของคาบเวลา
- ค่าราคาผันแปรเช่น ค่าการใช้พลังงานตามช่วงเวลา (Time-of-use pricing: TOU), ค่าการใช้พลังงานไฟฟ้า ณ ขณะนั้น (Real-time pricing: RTP), และ ค่าการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้ามากที่สุดพร้อม ๆ กัน (Critical-peak pricing: CPP) ซึ่งกระทบการคำนวณค่าใช้จ่าย

นอกจากนั้น การแจ้งเตือนระดับแรงดันไฟฟ้าสามารถส่งโดยสมาร์ทมิเตอร์ไปยัง MDMS เมื่อแรงดันตก สำหรับสมาร์ทมิเตอร์ 3 เฟส การวัดค่าต่าง ๆ จะกระทำระหว่างสายไฟฟ้ายกับนิวตรอน (L-N) และระหว่างสายไฟฟ้ายด้วยกัน (L-L) นอกจากนี้ CT และ VT อาจจะเป็นจำเป็นสำหรับการให้บริการไฟฟ้าแรงสูงก่อนเข้าสู่สมาร์ทมิเตอร์ ประเด็นสุดท้าย AMI ยังรองรับระบบส่งงานระยะไกล มันสามารถสั่งให้สมาร์ทมิเตอร์ ยกเลิกการเชื่อมต่อหรือเชื่อมต่อระบบ ผ่านทาง MDMS หลังจากไฟฟ้าขัดข้อง หรือการปรับปรุงเฟิร์มแวร์ภายใน



(ก) สมาร์ทมิเตอร์ต่อกับ MDMS โดยตรง



(ข) สมาร์ทมิเตอร์ต่อกับศูนย์รวมข้อมูลก่อนส่งต่อมายัง MDMS

รูปที่ 3-27 เครือข่ายสื่อสารของ AMI [3]

3.8.2.2 เครือข่ายสื่อสารสำหรับ AMI (Networking for AMI)

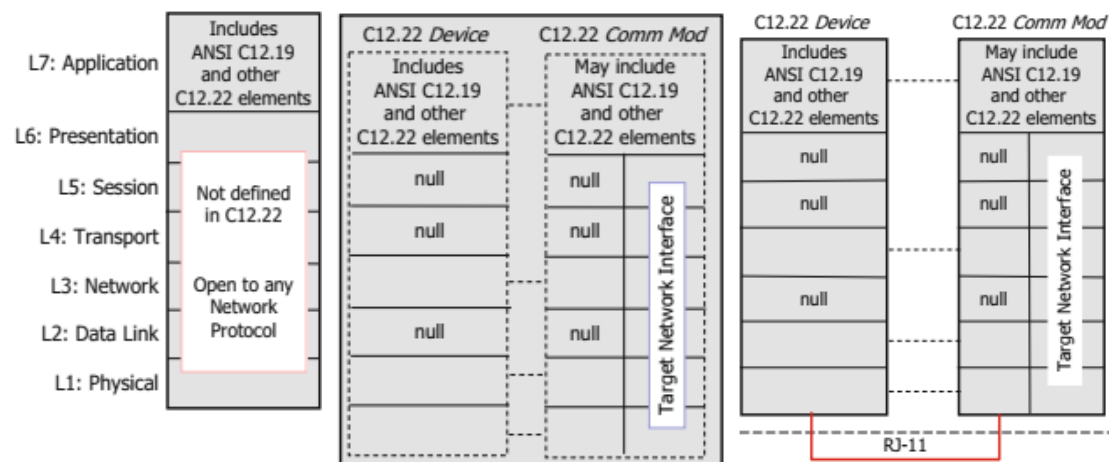
การเชื่อมต่อเครือข่ายสื่อสารสำหรับ AMI ดังแสดงในรูปที่ 3-27 สามารถทำได้ 2 วิธีคือวิธีแรกสมาร์ตมิเตอร์ต่อเข้ากับ MDMS โดยตรงผ่านเครือข่ายสื่อสารดังแสดงในรูปที่ 3-27(ก) ซึ่งสมาร์ตมิเตอร์มีส่วนเชื่อมต่อที่อยู่ภายใน ส่วนเชื่อมต่อนี้มักเป็น เทคโนโลยีเซลลูลาร์ เนื่องจากสามารถส่งข้อมูลได้ในระยะไกล (มากกว่า 5 กิโลเมตร) การสื่อสารระหว่างสมาร์ตมิเตอร์จะอยู่ในรูปของการสื่อสารข้อมูล ที่ซึ่งใช้ IP address เป็นตัวบ่งชี้ข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์ของแต่ละเครื่อง วิธีการที่ 2 คือ หากสมาร์ตมิเตอร์อยู่ในแหล่งชุมชน ซึ่งมีบ้านพักอาศัยจำนวนมาก หรือในอาคารชุด ข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์ถูกรวมกันที่อุปกรณ์รวมสัญญาณ (Concentrator) ดังแสดงในรูปที่ 3-27(ข) ก่อนส่งมายัง MDMS แม้ว่าสมาร์ตมิเตอร์มีความหลากหลายเฉพาะจากผู้ผลิต แต่การใช้งานเครือข่ายสามารถส่งข้อมูลถึงกันได้ด้วยมาตรฐาน OSI model เครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์ประกอบด้วย

- Neighborhood Area Network (NAN) โดยทั่วไปจะเป็นเครือข่ายเซลลูลาร์ และการสื่อสารบนสายส่งกำลังไฟฟ้า (PLC)

- สมาร์ทมิเตอร์ รองรับการเชื่อมต่อสื่อสารไปยัง NAN โดยจุดเชื่อมต่อนี้อาจจะถูกสร้างมาจากหลายผู้ผลิต แต่ยังคงใช้มาตรฐานการสื่อสารเดียวกันด้วย OSI model ทำให้การสื่อสารชั้น PHY และ MAC ของ AMI บนคลื่นวิทยุสามารถรับส่งข้อมูลกันได้
- การรวบรวมข้อมูล จากสมาร์ทมิเตอร์เพื่อรองรับการสื่อสารจาก NAN และส่งไปยัง MDMS
- Head End คือระบบจัดการสมาร์ทมิเตอร์ด้วย AMI การสื่อสารของ Head End ด้วยการรวมข้อมูลมิเตอร์บน IP address ของสมาร์ทมิเตอร์ Concentrator กลุ่มผู้ผลิตสมาร์ทมิเตอร์เป็นผู้พัฒนาการสื่อสารส่วนนี้ ส่วนของ Head End เชื่อมต่อกับ MDMS บน IP address โดยทั่วไปแล้วใช้เครือข่ายคอมพิวเตอร์ (LAN) ที่ซึ่งศูนย์ควบคุมหลักตั้งอยู่ มาตรฐานของโพรโทคอล เช่น Extensible Markup Language (XML) ถูกใช้
- สำหรับแลกเปลี่ยนข้อมูลของสมาร์ทมิเตอร์ คำสั่ง และ การตอบสนองคำสั่ง ระหว่าง Head End และ MDMS

สังเกตว่า กลุ่มผู้ผลิตสมาร์ทมิเตอร์เป็นเจ้าของเทคโนโลยีส่วนนี้ ข้อมูลจาก MDMS มีได้ต่อโดยตรงกับมิเตอร์ ในทางปฏิบัติเมื่อ MDMS ต้องการส่งคำสั่งไปยังมิเตอร์ มันจำเป็นต้องส่งคำสั่งดังกล่าวไปยัง Head End

มาตรฐานของสมาร์ทมิเตอร์ในส่วนนี้จะเน้นไปที่ส่วนที่เชื่อมต่อกับ AMI ซึ่งเป็นไปตามแนวความคิดของผู้ผลิตสมาร์ทมิเตอร์ AMI ถูกนำไปประยุกต์ใช้โดยตรงกับ MDMS ดังแสดงในรูปที่ 3-28 ถูกคาดหวังว่าจะใช้เป็นมาตรฐานของสมาร์ทมิเตอร์ในอนาคต ร่วมกับผู้ผลิต AMI ผู้ผลิตได้ทำการประยุกต์ใช้มาตรฐาน ANSI C12.19 [12] เพื่อใช้สำหรับข้อมูลทั่วไปของโครงสร้างนี้หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าตาราง (Table) สำหรับส่งข้อมูลสมาร์ทมิเตอร์ระหว่างมิเตอร์กับ MDMS



(ก) โหนด C12.22 รวม

(ข) โหนด C12.22 โมดูล

(ค) โหนด C12.22 แยก

รูปที่ 3-28 มาตรฐาน ANSI C12.22 บนเครือข่ายสมาร์ทมิเตอร์ [3]

ในกรณีของโหนดมิเตอร์ที่รวมกัน (Integrated C12.22 Node) ดังแสดงในรูปที่ 3-28(ก) C12.22 ระบุเจาะจงชั้น Application เท่านั้นบนมาตรฐาน ANSI C12-19 ตารางระบุคุณลักษณะพิเศษของมิเตอร์ สำหรับชั้นอื่น ๆ ที่เหลือของมิเตอร์รวมกันโพรโทคอลของเครือข่ายซึ่งมิเตอร์เชื่อมต่ออยู่ ดังนั้นที่โหนดรวมกัน มิเตอร์สามารถใช้ในเครือข่ายที่ซึ่งรองรับทั้ง 6 ชั้น OSI ที่เหลือ เนื่องจากมันไม่ถูกกำหนดคุณลักษณะเฉพาะ C12.22 ในส่วนของทั้ง 6 ชั้นนี้ และในบางผลิตภัณฑ์ อาจจะไม่แสดงบางชั้นใน 6 ชั้นนี้

3.8.2.3 มาตรฐานของสมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meter Standards)

อย่างไรก็ดี สิ่งที่น่าสนใจคือโหนด C12.22 ด้วยการรวมกันของอุปกรณ์ C12.22 และโมดูลสื่อสารของ C12.22 ทั้งสองอาจจะรวมกันเป็นโมดูลภายในของมิเตอร์ดังแสดงในรูปที่ 3-28(ข) ในกรณีของโมดูลสื่อสารอาจจะออกแบบมาเพื่อต่อเพิ่มเติมเมื่อจำเป็น ทั้งนี้เพื่อให้สามารถใช้เครือข่ายเป้าหมายได้ ซึ่งในที่นี้คือมิเตอร์

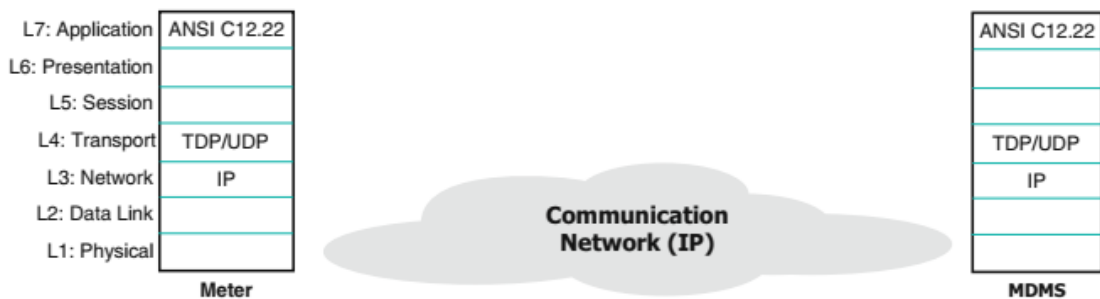
โมดูลอุปกรณ์และโมดูลสื่อสารสามารถแยกกันได้ทางกายภาพ โดยทำการเชื่อมต่อกันโดย RJ11 ซึ่งทำหน้าที่เป็นส่วนเชื่อมต่อดังแสดงในรูปที่ 3-28(ค) RJ11 ถูกใช้อย่างแพร่หลายในระบบโทรศัพท์พื้นฐาน ในกรณีของรูปที่ 3-28(ข) และรูปที่ 3-28(ค) มาตรฐาน C12.22 กำหนดโพรโทคอลที่ชั้น Application, Transport, Data Link, และ Physical ซึ่งส่งสัญญาณผ่าน RJ11

ถ้า MDMS รองรับ 1 ใน 3 ของการตั้งค่า ANSI C12.22 ในรูปที่ 3-28 ดังที่กล่าวมาแล้ว มันจะเชื่อมต่อกับมิเตอร์เครือข่ายสื่อสารใดก็ได้ ที่ซึ่งทำงานในลักษณะของเครือข่ายข้อมูลด้วย IP address ชั้น PHY และ MAC ที่มิเตอร์และ MDMS จะทำงานสอดคล้องกันเนื่องจากมันทำงานภายใต้ OSI model ดังแสดงรูปที่ 3-29 มาตรฐานการเชื่อมต่อเครือข่ายของ AMI กับสมาร์ทมิเตอร์รูปที่ 3-29(ก) แสดงการเชื่อมต่อโดยตรงระหว่างมิเตอร์กับ MDMS ผ่านเครือข่าย IP ด้วยการพัฒนาของเครือข่าย NAN เช่น IEEE 802.15.4g สำหรับคลื่นวิทยุในช่วงนี้และ PLC อุปกรณ์ Meter Concentrator สามารถรองรับ 1 ในมาตรฐานเหล่านี้ และโมดูลสื่อสารของมิเตอร์นี้สามารถใช้ได้ดังแสดงในรูปที่ 3-29(ข) โดยอุปกรณ์ Meter Concentrator นี้ทำงานในลักษณะการสื่อสารข้อมูลด้วย IP address เช่นกัน

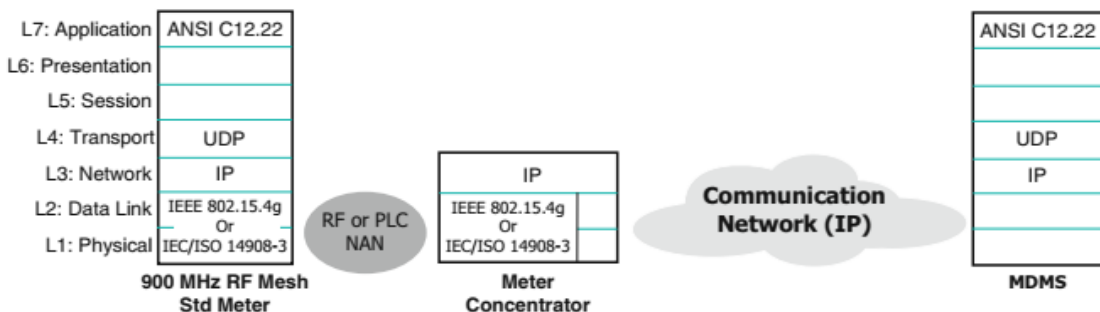
จากที่กล่าวมาข้างต้นทั้งระบบ SCADA ที่ซึ่งบริหารจัดการระบบที่ระบบสายส่งพลังงานไฟฟ้าแรงสูงรวมถึงสถานีไฟฟ้าย่อยและ AMI ซึ่งเป็นเครือข่ายของการบริหารจัดการด้านระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าสามารถเขียนได้ดังตารางที่ 3-6

ตารางที่ 3-6 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะด้วยระบบ SCADA และ AMI

Smart Grid		
SCADA		AMI
การผลิตพลังงาน	การส่งพลังงาน	การจำหน่ายพลังงาน
ไม่ขึ้นอยู่กับการผลิตพลังงาน	แยกอิสระ ขึ้นอยู่กับการจัดการ	ผู้บริโภคลงทุน ผู้ให้บริการจัดการระบบ
แหล่งทรัพยากรทั่วไปและจากเทคโนโลยีใหม่	ดำเนินการโดยเจ้าหน้าที่	ดำเนินการโดยเจ้าหน้าที่



(ก) การเชื่อมต่อระหว่างมิเตอร์กับ MDMS โดยตรง



(ข) การเชื่อมต่อระหว่างมิเตอร์กับ MDMS ผ่าน Concentrator

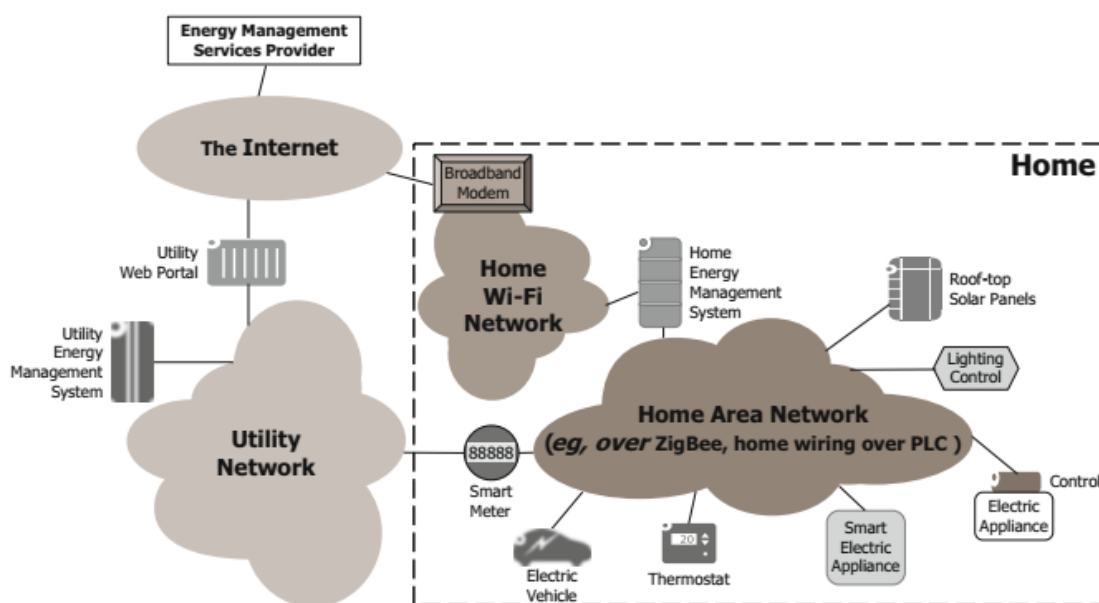
รูปที่ 3-29 มาตรฐานการเชื่อมต่อเครือข่ายของ AMI [3]

3.9 เครือข่ายสื่อสารในบ้าน (Home Area Networks: HANs)

หนึ่งในเป้าหมายของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะคือ การจัดการการใช้พลังงานในบ้านพักอาศัย การจัดการพลังงานในบ้านรวมถึงอุปกรณ์ภายในบ้านเช่น หลอดไฟ เครื่องใช้ไฟฟ้า เครื่องทำความร้อน เครื่องปรับอากาศ เป็นต้น ทั้งนี้รวมถึงการมีแหล่งพลังงานจากโซลาร์เซลล์ และยานยนต์ไฟฟ้า ระบบจัดการพลังงานในบ้าน (Home Energy Management System: HEMS) ได้รับการพัฒนาและติดตั้งแล้วบางส่วนเพื่อจัดการ การใช้พลังงานในครัวเรือน การเก็บพลังงานและการผลิตพลังงาน การสื่อสารท่ามกลางอุปกรณ์เหล่านี้ต้องรองรับ HANs

เครือข่ายสื่อสารในบ้านรวมถึงเทคโนโลยีการสื่อสารมีสายและไร้สาย โดยในตำราเล่มนี้จะกล่าวถึงเทคโนโลยี ซิกบี (ZigBee) สำหรับเครือข่ายไร้สายในเครือข่าย HANs เนื่องจากซิกบีถูกสร้างขึ้นเพื่อ HANs โดยเฉพาะ ซิกบีทำงานที่ความถี่ 2.4 GHz ในยุโรปและประเทศไทยซึ่งเป็นช่วงความถี่เดียวกับเครือข่ายคอมพิวเตอร์ไร้สาย ซึ่งหลายเทคโนโลยีเลือกใช้ เนื่องจากไม่จำเป็นต้องขออนุญาตจากผู้มีอำนาจจากภาครัฐ ในทวีปอเมริกาเหนือ ซิกบีทำงานที่ความถี่ 915 MHz และ 865 MHz มาตรฐานซิกบีถูกกำหนดโดยกลุ่มพันธมิตรซิกบี รองรับการทำงานชั้น PHY และ MAC ของ IEEE 802.15 สำหรับเทคโนโลยี PLC จะกล่าวถึงในสายส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าเป็นหลัก รายละเอียดการทำงานของเทคโนโลยีซิกบีจะกล่าวในบทที่ 4 สำหรับในส่วนนี้จะอธิบายให้เห็นภาพรวมของ HANs

ภาพรวมของเครือข่าย HANs ดังแสดงรูปที่ 3-30 อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านถูกแผ้วระวังและควบคุมโดยอุปกรณ์ภายนอก ซึ่งออกแบบมาสำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าโดยเฉพาะ นอกจากการเปิดปิด และควบคุมอุปกรณ์เหล่านั้นแล้ว บางอุปกรณ์ยังสามารถวัดการใช้พลังงานได้อีกด้วย ทำให้การแผ้วระวังเห็นภาพของการใช้พลังงานมากยิ่งขึ้น เช่นการสถานะของหลอดไฟฟ้า เครื่องปรับอากาศ และเครื่องซักผ้า เป็นต้น อุปกรณ์ในระบบเหล่านี้มักจะเชื่อมต่อเข้ามาในระบบ เพื่อให้สามารถแผ้วระวัง หรือควบคุมจากระยะไกลได้ เครื่องใช้ไฟฟ้าหลายชนิดภายในบ้านสมัยใหม่ ถูกออกแบบมาเพื่อให้สามารถทำงานได้สอดคล้องกับ HANs มากขึ้นในชื่อของสมาร์ทโฮม (Smart Home) บ้านที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือยานยนต์ไฟฟ้า สามารถเชื่อมต่อกับเครือข่าย HANs ได้



รูปที่ 3-30 แผนผังเครือข่ายสื่อสารภายในบ้านพักอาศัย [3]

3.9.1 การตอบสนองการใช้โหลด (Demand Response)

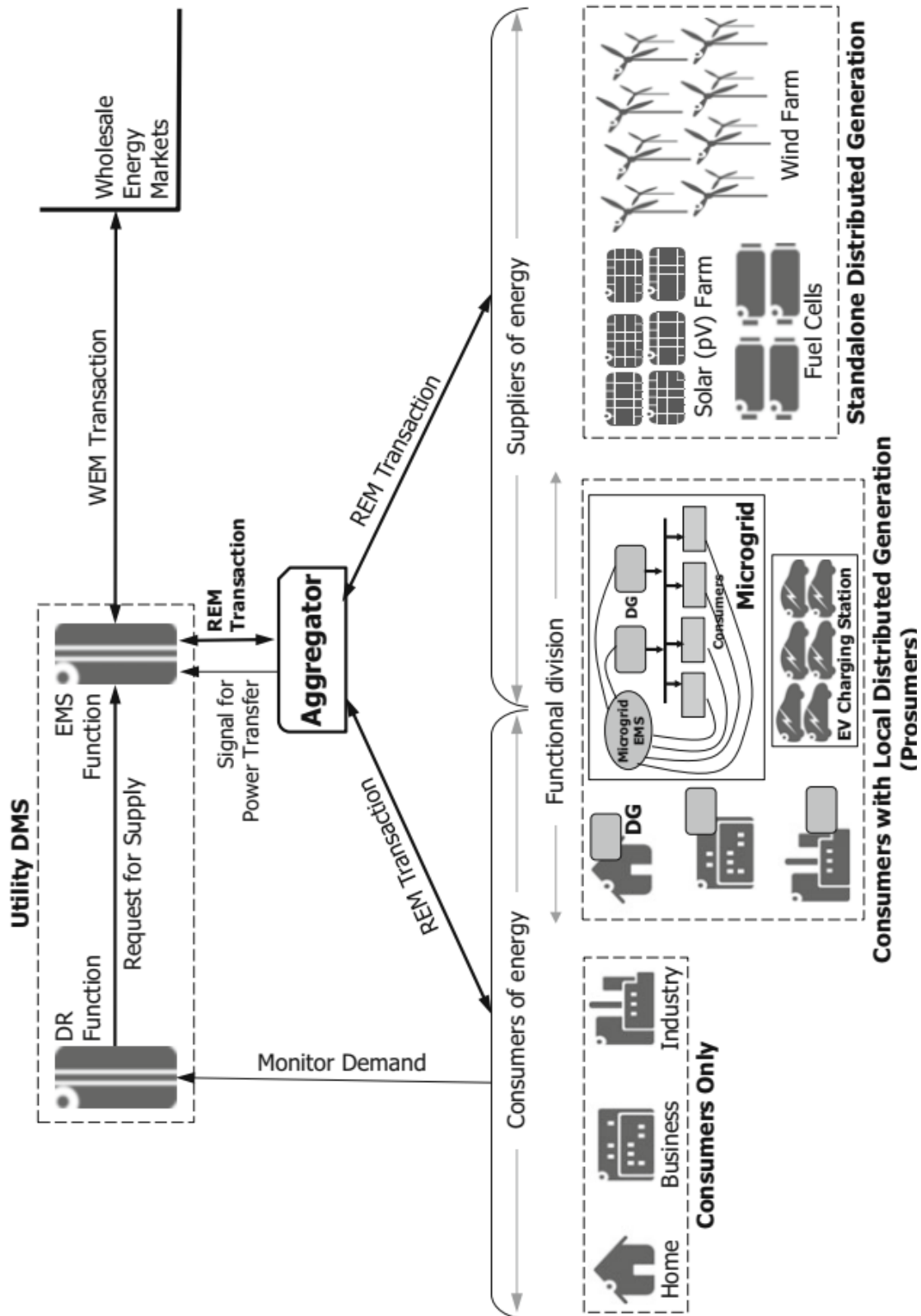
เนื่องด้วยมีหลายปัจจัยของการผลิตพลังงานไฟฟ้าและการใช้โหลด การจัดการเพื่อให้การผลิตพลังงานและการใช้โหลดสอดคล้องกันจึงเป็นงานที่ท้าทาย การตอบสนองการใช้โหลด (Demand Response: DR) หมายถึงการจัดการความต้องการโหลดที่เพิ่มขึ้น โดยการลดความต้องการหรือการเพิ่มการผลิตพลังงานไฟฟ้า การจัดการการใช้พลังงานสูงสุดในแต่ละช่วงเวลามีด้วยเหตุผลหลักดังนี้

- การซื้อพลังงานไฟฟ้าจากตลาดพลังงานทันทีทันใด เพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานซึ่งผู้ให้บริการไม่สามารถคาดคะเนได้อย่างถูกต้องว่า ความต้องการใช้พลังงานสูงสุดอยู่ในช่วงเวลาใด ส่งผลให้มีต้นทุนสูงมากในทางปฏิบัติ รวมถึง การบำรุงรักษาหรือการคงสภาพพลังงาน เพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานสูงสุดมีต้นทุนสูงเช่นเดียวกัน ในการสร้างโรงต้นกำลังจะประมาณโหลดในระบบเป็น 90 เปอร์เซ็นต์ ของความต้องการใช้พลังงานสูงสุด ดังนั้น เมื่อคำนวณได้ค่าความต้องการใช้พลังงานมากกว่านี้ หรือมีพลังงานคงเหลืออีก 10 เปอร์เซ็นต์จะซื้อพลังงานจากโรงงานผลิตภาคเอกชน
- การสูญเสียในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่าย มีสัดส่วนที่รับได้ของกระแสซึ่งถูกส่งผ่านมาจากโรงต้นกำลังโดยสายส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่าย ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงเกินกว่าพลังงานที่ส่งมาจากโรงต้นกำลัง ดังนั้นกำลังที่สูญเสียโดยอ้อมคือเหตุผลหนึ่งที่เป็นการเพิ่มความต้องการใช้พลังงานสูงขึ้นในระบบ นอกเหนือจากผู้ใช้พลังงานโดยตรง

การลดการใช้พลังงานสูงสุดคือหนึ่งในเป้าหมายหลักของ DR โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะเพิ่ม DG เพื่อผ่อนคลาย จากด้วยเหตุผลทั้งสองข้างต้น อย่างไรก็ตาม การเพิ่มโรงต้นกำลังขนาดใหญ่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ราคาไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลกระทบโดยตรงกับผู้ใช้ในภาคครัวเรือนและภาคอุตสาหกรรม การสร้างโรงต้นกำลังขนาดเล็กในส่วนของระบบจำหน่าย จึงมีความจำเป็นเพื่อลดการสูญเสียกำลังในระบบขนส่งพลังงาน ซึ่งเป็นการลดระยะทางการขนส่งการสูญเสียจึงลดลงดังแสดงในรูปที่ 3-31

3.9.2 วิธีการตอบสนองโหลด (Demand Response Methods)

การตอบสนองพลังงานตามความต้องการของโหลดมีแนวทางปฏิบัติมานาน ด้วยวิธีการซื้อพลังงานจากตลาดทันทีทันใดเพื่อสนับสนุนการทำงานของระบบ อย่างไรก็ตาม วิธีการเช่นนี้ส่งผลให้ราคาพลังงานสูง ในการซื้อแต่ละครั้ง การติดตั้ง DG ในระดับมหาภาคและการตระหนักการใช้พลังงานของผู้ใช้คือสิ่งที่ควรทำ รูปที่ 3-32 แสดงการจัดการการใช้ประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา ด้วยการวางแผน กำหนดช่วงเวลาใช้งาน

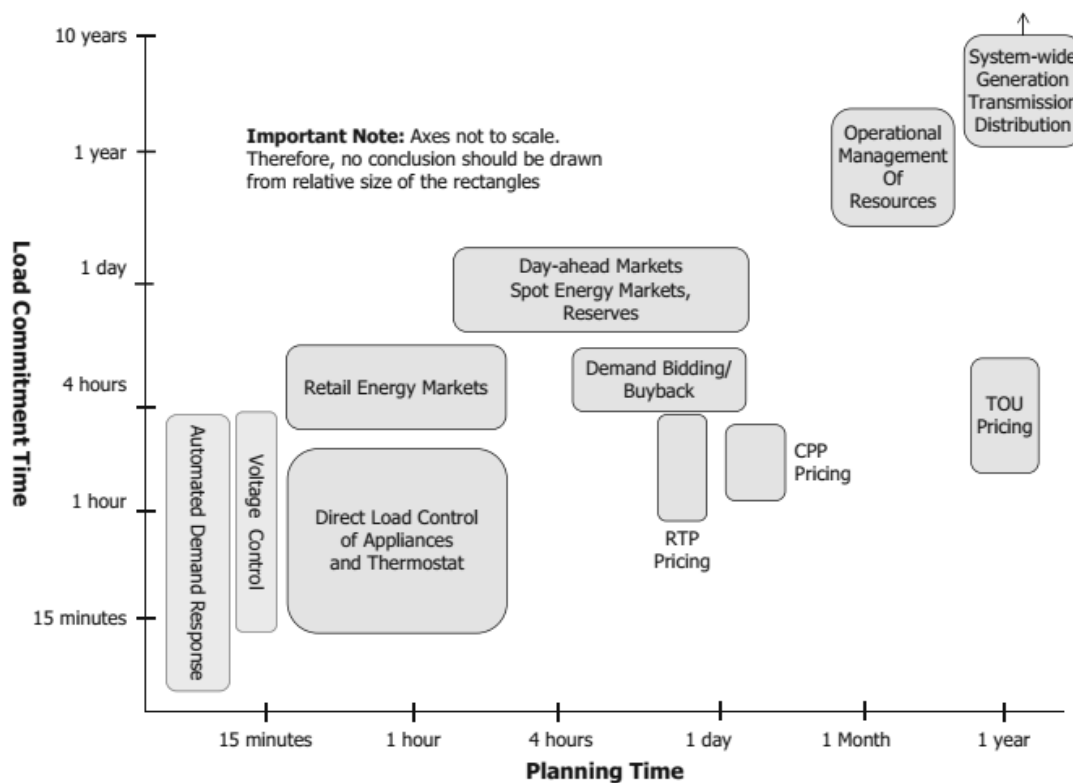


รูปที่ 3-31 แนวคิดตลาดพลังงานของภาคธุรกิจ [3]

บางวิธีการใน DR แสดงให้เห็นการวางแผนระยะยาว ส่วนวิธีการอื่น ๆ ใช้เป็นการชั่วคราว ในระหว่างที่มีการใช้งานโหลดเพิ่มขึ้น บางวิธีต้องการอาสาสมัครผู้มีส่วนร่วม โดยจัดให้มีการร้องขอ ดำเนินการฝ่ายเดียว ด้วยวิธีการกำหนดให้ลดการใช้พลังงาน แต่ละวิธี DR ได้รับการประเมินด้วย 2 ตัวชี้วัดคือ การประมาณค่าเวลาซึ่งถูกร้องขอในแผนที่ถูกทำขึ้น เทียบกับการใช้งานทั่วไป ในประเทศ อเมริกา นำโดยกระทรวงพลังงานได้รายงานวิธีการ DR ดังนี้

- การวางแผนในระบบวงกว้าง ขณะที่ไม่มีมาตรการที่แท้จริงของการจัดการความต้องการพลังงานเพิ่มขึ้น การสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ใหม่และการขยายตัวของกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายสามารถเดินหน้าต่อในการเตรียมการ สำหรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการพลังงานไฟฟ้า ประโยชน์ซึ่งไม่ได้ดำเนินการโดยฝ่ายเดียวในการผลิตกำลังไฟฟ้าและส่งไปยังผู้ใช้ในการจำหน่าย จำเป็นต้องร่วมกับภาคธุรกิจพลังงานสำหรับการวางแผนเพื่อร้องขอการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ ในสภาพแวดล้อมที่ถูกละเลยการควบคุมกฎระเบียบและเจ้าของธุรกิจโรงไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็น เพื่อเป้าหมายของการผลิตพลังงานในระยะยาว การวางแผนของโรงต้นกำลังไฟฟ้าอาจจะใช้เวลาหลายปี การเปลี่ยนระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายอาจจะเข้าไปอยู่ในแผน ระบบดังกล่าวจำเป็นต้องเชื่อมต่อกับแหล่งพลังงานขนาดใหญ่และและพลังงานจากระบบจำหน่าย เพื่อพัฒนาให้การสูญเสียในระบบสายส่งและระบบจำหน่ายให้น้อยที่สุด
- การจัดการด้านปฏิบัติการของแหล่งพลังงานไฟฟ้า ด้วยการวางแผนไว้ล่วงหน้า การกำหนดระยะเวลาของแหล่งพลังงาน และการกำหนดกรอบราคาที่แน่นอน ตามการเปลี่ยนแปลงที่เพิ่มขึ้นของผู้ใช้บริการเป็นขั้นตอนที่มีคุณประโยชน์ ซึ่งใช้เวลาระยะสั้น (ประมาณ 1 ปี)
- ราคาเปลี่ยนแปลงสำหรับผู้บริโภค ราคาพลังงานที่เปลี่ยนแปลงได้สามารถส่งผลได้อย่างมีประสิทธิภาพสำหรับ DR วิธีการของ DR ร้องขอให้ลูกค้ามีส่วนร่วมในการเปลี่ยนแปลงราคาของพลังงานและการใช้ไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ผู้ร่วมโครงการนี้คืออาสาสมัคร สำหรับลูกค้าที่เข้าร่วมเป็นผู้ใช้พลังงานเพื่อให้เห็นถึง ราคาพลังงานระหว่างรอบการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีความสำคัญกว่า ราคาพลังงานในช่วงที่มีผู้ใช้สูงสุด นอกจากนี้ราคาพลังงานที่มีผู้ใช้สูงสุด จะมีราคาต่ำกว่าราคาพลังงานทั่วไป วิธีการเช่นนี้ดึงดูดความสนใจอาสาสมัครให้เข้าร่วมโครงการ ผลสัมฤทธิ์ของวิธี DR มาจากสถิติพฤติกรรมของผู้บริโภค สังเกตได้ว่าการวางแผนราคาที่เปลี่ยนแปลง ส่งผลให้ผู้บริโภคตระหนักถึงราคาพลังงานที่สูงขึ้น หรือถูกแจ้งเตือนชั่วโมงการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นล่วงหน้า โดยมี 3 วิธีดังนี้

- ก. **Time of Use (ToU)** ราคาการใช้พลังงานในช่วงการวางแผนที่ยาวนานสำหรับผู้บริโภคที่เข้าร่วมโครงการ ราคาการใช้พลังงานที่สูงกว่าส่งผลกระทบต่อลดชั่วโมงการใช้ไฟฟ้าลงได้ ระหว่างฤดูร้อนช่วงบ่ายในพื้นที่ซึ่งใช้เครื่องทำความร้อนถูกใช้งาน ระหว่างฤดูหนาวในช่วงเช้าและช่วงค่ำ ตัวอย่างเช่น ช่วงเวลา 14.00-20.00 วันจันทร์ถึงวันศุกร์ของฤดูหนาว ราคาไฟฟ้าสูงขึ้นประมาณ 2-3 เท่ากว่าในช่วงปกติ
- ข. **Critical Peak Price (CPP)** ราคาสูงในช่วงสำคัญ ราคาที่สูงนี้ส่งผลกระทบต่อช่วงเวลาหลายชั่วโมงในช่วงฤดูร้อนช่วงบ่าย ราคาไฟฟ้าสูงขึ้นประมาณ 4-6 เท่าเมื่อเทียบกับช่วงเวลาปกติ ขณะที่ผู้บริโภคเข้าร่วมโครงการ CPP นี้สามารถวางแผนการใช้พลังงานไว้ล่วงหน้าได้ตามการพยากรณ์อากาศ
- ค. **Real-Time Price (RTP)** โปรแกรมค่าไฟฟ้า ผู้ให้บริการด้านพลังงานของการใช้ไฟฟ้าให้ผู้ร่วมโครงการ กำลังจะใช้ช่วงเวลา RTP ภายใน 1-2 ชั่วโมงไปกระทั่ง 1 วัน ซึ่งรู้ล่วงหน้า ราคาของ RTP ส่งผลกระทบต่อหลายชั่วโมงในหนึ่งครั้ง ดังนั้นราคาพลังงานจะสูงกว่าปกติประมาณ 4-6 เท่า



รูปที่ 3-32 วิธีการตอบสนองการใช้พลังงาน [3]

ตัวอย่างที่น่าเสนอ เป็นการพัฒนาระบบโปรแกรมราคาคงกล่าวของผู้ให้บริการด้านพลังงานสนับสนุนใจให้ผู้รับบริการ ลดการใช้พลังงานลง

- **Demand Bidding/Buyback** การเสนอราคาความต้องการด้านพลังงานต่อกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดใหญ่เช่นภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม อาจเข้าร่วมโครงการนี้ ผู้ประกอบการได้รับการสนับสนุนเพื่อลดการใช้พลังงาน โดยกำหนดราคาต่ำสุด (เช่นเดียวกับการซื้อสินค้าปริมาณมาก ๆ ในครั้งเดียว) ในช่วงเวลาที่มีการใช้พลังงานน้อยกว่าภาคครัวเรือน
- **Day-Ahead Market, Spot Market, and Reserves** การซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้า การตลาดแบบทันทีทันใด และการสำรอง ผู้ให้บริการอาจจะพอใจในการเพิ่มขึ้นของการใช้พลังงานด้วยการขายพลังงานไฟฟ้าล่วงหน้า หรือขายแบบทันทีทันใดในตลาด การขายพลังงานในตลาดสามารถทำได้ในเวลาอันสั้น โดยการใช้แหล่งพลังงานใด ๆ ที่มีอยู่ซึ่งสามารถผลิตพลังงานได้ตามความต้องการของผู้บริโภค ในทางตรงกันข้าม การขายครั้งนี้อาจมีราคาสูง บ่อยครั้งที่แหล่งพลังงานนี้ถูกเรียกว่า การสำรอง สังเกตได้ว่าโดยทั่วไปแล้วเพียงไม่กี่ชั่วโมงหรือเพียงวันเดียว ที่ต้องการพลังงานสูงเช่นนี้ พลังงานไฟฟ้าอาจจะลดลงอย่างต่อเนื่องจากแหล่งกำหนดในหลายชั่วโมง
- **Retail Energy Markets:** การตลาดพลังงานรายย่อย เมื่อตลาดรายย่อยก่อตั้งขึ้น ผู้ให้บริการมองเห็นถึงแหล่งกำเนิดพลังงานด้าน DG การตลาดพลังงานที่เพิ่มขึ้นในรูปแบบรายย่อยสามารถเป็นวิธีการที่ได้ผลประโยชน์ทั้งผู้ให้บริการและผู้บริโภค และเจ้าของ DG นอกจากนี้เขาทั้งหลายอาจจะไม่จำเป็นสำหรับการวางแผนล่วงหน้าในการใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ให้บริการหลัก
- **Direct Load Control of Appliances and Thermostats** ผู้บริโภคสามารถร่วมโครงการกับผู้ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้า ซึ่งยอมให้มีการควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านและอุปกรณ์ควบคุมอุณหภูมิโดยตรง หรือการควบคุมระยะไกล ในระหว่างการควบคุมนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าภายในบ้านอาจมีส่วนร่วมในการเลือก การควบคุมโดยตรงจากผู้ให้บริการในบางช่วงเวลาก็ได้ ตัวอย่างเช่น ถ้าเครื่องปรับอากาศกำลังทำงานอยู่ในช่วงฤดูร้อน ผู้บริโภคสามารถสั่งปิดการควบคุมจากระยะไกลได้ ผู้บริโภคมีสิทธิ์การควบคุมเหนือกว่าการควบคุมจากระยะไกล เป็นต้น
- **Voltage Control** การควบคุมแรงดันเป็นประเด็นที่ถกเถียงกันมายาวนาน เกี่ยวกับวิธีการ DR ในช่วงสั้น ๆ ที่จำกัดของผู้ให้บริการ ถ้าความพยายามทั้งหลายเพื่อลดความต้องการพลังงานหรือเพิ่มขึ้นของแหล่งจ่ายล้มเหลว ผู้ให้บริการอาจจะลดแรงดันของแหล่งจ่ายลง โดยมีแจ้งผู้ใช้ล่วงหน้า ด้วยการลดแรงดันไฟฟ้า ความต้องการพลังงานจะ

ลดลงอย่างอัตโนมัติ อย่างไรก็ตาม อาจจะมีผลกระทบเชิงลบต่อผู้บริโภคเช่น ความสว่างของหลอดไฟจะลดลง เมื่อแรงดันไฟฟ้าต่ำลง สำหรับในภาคอุตสาหกรรม หากแรงดันลดลงจำเป็นต้องหยุดเครื่องจักรบางชนิดที่ทำงานด้วยพลังงานไฟฟ้า

- **Automated Demand Response (ADR)** การตอบสนองความต้องการของผู้ใช้อย่างอัตโนมัติ ด้วยการโฆษณาของ HEMS ส่วนของ DR สามารถทำงานได้อย่างอัตโนมัติ ด้วยการสื่อสารแบบ Real-time ระหว่าง EMS ของผู้ให้บริการ (Utility EMS: UEMS) และ HEMS บนเครือข่ายสื่อสาร ตัวอย่างเช่น UEMS อาจส่งสัญญาณควบคุมโหลดไปยัง HEMS เพื่อควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน เช่น หลอดไฟ เครื่องปรับอากาศ และเครื่องใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ เพื่อลดการใช้พลังงานจากอุปกรณ์ดังกล่าว หรือลดการทำงานลงตามความเหมาะสม ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับค่าการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในเวลานั้นด้วย ถ้า DG เช่นโซลาร์เซลล์ถูกเชื่อมต่อกับ HAN ตัวควบคุม EMS อาจหาจำนวนของพลังงานซึ่งมันสามารถรับมาจาก DG เพื่อรองรับ DR การควบคุมแบบ ADR สามารถถูกกระตุ้นในแบบ Real-time และมีความต้องการวางแผนล่วงหน้า หรือการแจ้งเตือนอย่างเป็นทางการไปยังผู้บริโภค

3.9.3 การรับรู้สถานการณ์ในมุมมองกว้างและจังหวะการทำงานที่พร้อมกัน

การเข้าใจถึงพลังงานไฟฟ้าที่มีอยู่อย่างจำกัดในระดับท้องถิ่นที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ไปจนกระทั่งภาพรวมของการใช้พลังงานในระดับประเทศ ได้รับการพิจารณาในมุมมองของ การรับรู้สถานการณ์ในมุมมองกว้าง (Wide Area Situational Awareness: WASA) [3] ในอดีตการผลิตพลังงานไฟฟ้า การส่งพลังงานไฟฟ้า และการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเกิดขึ้นมา เพื่อตอบสนองความต้องการของผู้บริโภค ซึ่งมีได้ถูกวางแผนในกรณีที่กระแสไฟฟ้าขัดข้อง ผลกระทบของกระแสไฟฟ้าขัดข้องนี้อาจจะมีขอบเขตในพื้นที่เล็ก ๆ ไปจนกระทั่งพื้นที่ขนาดใหญ่ อย่างไรก็ตามการเพิ่มขึ้นของผู้บริโภคเป็นส่วนสำคัญในศตวรรษที่ 20 และกลายเป็นปัญหาการขาดแคลนพลังงานในอนาคต ตามที่ถูกพยากรณ์ไว้ซึ่งจะนำไปสู่การขัดข้องของกระแสไฟฟ้าในอนาคต ผลกระทบนี้จะมีขอบเขตที่กว้างขึ้นกว่าเดิม

ตัวอย่างเช่นในปี 2003 ผลกระทบจากปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้อง ในส่วนตอนเหนือและตอนกลางของประเทศสหรัฐอเมริกาและบางส่วนของประเทศแคนาดา ปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้องนี้ส่งผลกระทบต่อประชากรมากกว่า 50 ล้านคน ในระยะเวลาประมาณ 16 ชั่วโมง แสดงให้เห็นถึงความจำเป็นของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อลดปัญหาดังกล่าว โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่ถูกแบ่งออกเป็นส่วนย่อยหลาย ๆ ส่วน และต่อรวมกันเป็นโครงข่ายไฟฟ้าขนาดใหญ่ขึ้นตามลำดับ จากผู้ให้บริการที่หลากหลาย การต่อรวมกันของโครงข่ายไฟฟ้าขนาดต่าง ๆ เป็นการร่วมใช้ทรัพยากรที่มีอยู่

ด้วยกัน สร้างความน่าเชื่อถือให้กับระบบบริการพลังงานไฟฟ้าเป็นอย่างมาก อย่างไรก็ตาม การเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าเข้าด้วยกัน มีข้อเสียตรงที่ หากมีความผิดพลาดที่โครงข่ายหนึ่ง อาจส่งผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้าที่อยู่ข้างเคียง เช่น การเกิดพายุหิมะเหนี่ยวนำรังสีสายส่งไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งสามารถสังเกตได้ใน Real-time และการดำเนินการแก้ไขให้แล้วเสร็จในระยะเวลาอันสั้น

การรับรู้สถานการณ์ในมุมมองกว้างและการควบคุม (WASA&C) คือ การเฝ้าระวังและรายงานผลส่วนต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้ากำลัง และประสิทธิภาพระหว่างโครงข่ายไฟฟ้าด้วยกัน ซึ่งจะเกิดเป็นภาพรวมที่มีโครงข่ายไฟฟ้าขนาดใหญ่ ครอบคลุมพื้นที่วงกว้าง การเฝ้าระวังถูกดำเนินการให้ใกล้เคียงกับ Real-time ให้มากที่สุด ในการจัดการและการควบคุมข้อความผิดพลาดของระบบ ที่ถูกตรวจสอบเป้าหมายหลักของการรับรู้สถานการณ์คือ การเข้าใจและการคาดการณ์ เพื่อการจัดการส่วนต่าง ๆ ของโครงข่ายไฟฟ้า พฤติกรรมการเกิดเหตุ และประสิทธิภาพ เช่นเดียวกันการคาดการณ์ การป้องกัน หรือการวางแผนแก้ไขปัญหาหาก่อนปัญหาจะเกิดขึ้น

มูมเฟสพร้อมกัน (Synchrophasors) ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ผู้ให้บริการนำระบบ SCADA มาใช้ในการเฝ้าระวังและควบคุมระบบมาหลายปี อย่างไรก็ตาม การวัดค่าต่าง ๆ ใน SCADA โดย TMSs ของแต่ละผู้ให้บริการไม่เพียงพอสำหรับ WASA&C สำหรับเหตุผลดังนี้

- ระบบ SCADA รวบรวมการวัดการส่งไฟฟ้าแรงสูงจากการติดตั้ง IED ทุก ๆ 2-5 วินาที อัตราการอ่านนี้ไม่เพียงพอสำหรับประสิทธิภาพของ WASA&C
- ระบบ SCADA วัดค่า rms ของแรงดันและกระแสเท่านั้น ซึ่งได้จากการสุ่มทุก ๆ 2-5 วินาที สำหรับ WASA&C มันต้องการทราบมูมเฟสของแรงดันและกระแสด้วย สำหรับแต่ละเฟส ทั้งค่าจริงและค่าจินตภาพ หรือค่ายอดและการมูมเฟส
- ระบบ SCADA ครอบคลุมโครงข่ายไฟฟ้าของแต่ละผู้ให้บริการ และถูกใช้โดย TMS ซึ่งปราศจากความข้อมูลจากโครงข่ายอื่น ๆ รอบข้าง การประยุกต์ใช้ WASA&C จำเป็นต้องวิเคราะห์ข้อมูลเฟสจากสถานีไฟฟ้าย่อยหลาย ๆ ผู้ให้บริการในพื้นที่กว้าง
- มีความจำเป็นว่า การวัดค่าเหล่านั้นอุปกรณ์ต้องมีเวลาการทำงานพร้อมกัน แต่ละการวัดจำเป็นต้องทำงานร่วมกันในเวลาเดียวกัน ของสัญญาณนาฬิกาเดียวกัน การวัดในระบบ SCADA หากมีการใช้เวลาที่แต่ละ IED เป็นของตนเอง มันจะไม่สามารถได้ผลลัพธ์ที่นำมาวิเคราะห์ได้ จึงหวนนาฬิกาที่ทำงานพร้อม ๆ กันของแต่ละอุปกรณ์ IED จึงมีความจำเป็นอย่างมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ที่ความถี่สูงของการวัดมูมเฟสสำหรับ WASA&C
- Phasor Measurement Units (PMUs) ทั้งค่ายอดและค่ามูม ของแรงดันและกระแสที่มีความถี่ 50 หรือ 60 Hz ของระบบกำลังไฟฟ้า ดังนั้นระบบส่งกำลังไฟฟ้า 50 Hz จะถูกวัด 10, 25, 50, หรือ 100 ครั้งต่อวินาที เพื่อป้อนค่านี้ให้กับ PMU สำหรับระบบส่ง

กำลังไฟฟ้าที่ 60 Hz ต้องถูกสุ่มค่า 12, 15, 30, 60, และ 120 ครั้งต่อวินาที ค่าช่วงเวลาในการวัดนี้ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ของการประยุกต์ใช้ใน WASA&C

ทุกอุปกรณ์ถูกกำหนดเวลาการทำงานที่พร้อมกันโดยใช้สัญญาณนาฬิกา ซึ่งรับมาจาก ระบบกำหนดตำแหน่งของโลก (GPS) ดังที่กล่าวมาแล้ว ด้วยการทำงานที่พร้อมกัน PMU จึงถูกเรียกว่า Synchronphasors อุปกรณ์ตรวจจับ PMU สามารถถูกพิจารณาเป็นอุปกรณ์ IED ชั้นสูง ดังนั้นการวัด Synchronphasor จาก PMU ที่สถานีไฟฟ้าย่อยต่างกันในการเชื่อมต่อโครงข่ายเข้าด้วยกันจึงมีการกำหนดให้เป็นค่าเดียวกันและมุมเฟสที่สัมพันธ์กัน

IEEE กำหนดการ Synchronphasor มีสองมาตรฐาน คือ C37.118.1-11 และ C37.118.2-11 ระบุการวัดค่า Synchronphasor รูปแบบของพวกมันรวมถึงค่าเวลาที่มาถึงในขณะวัด และการควบคุมและรูปแบบเฟรมข้อมูล สำหรับการรายงานค่าที่วัดได้ต่อการประยุกต์ใช้ใน WASA&C เวลาที่มาถึงถูกบันทึกรายละเอียดใน 1 มิลลิวินาที บนพื้นฐานของการติดตั้ง PMU มุมเฟสของแรงดันและกระแสทั้ง 1 และ 3 เฟส ความถี่ อัตราการเปลี่ยนแปลงของความถี่ และสถานะ ค่าเหล่านี้ถูกรายงานในเฟรมข้อมูลการ Synchronphasor แต่ละเฟส เช่น $V \angle \phi$ ถูกรายงานคู่กับ $\sqrt{2}V$ และ ϕ หรือเป็นค่าจริงและค่าจินตภาพ V_1 และ V_2 ที่ซึ่งเฟส V คือค่าเชิงซ้อนเขียนได้เป็นสมการที่ (3-1)

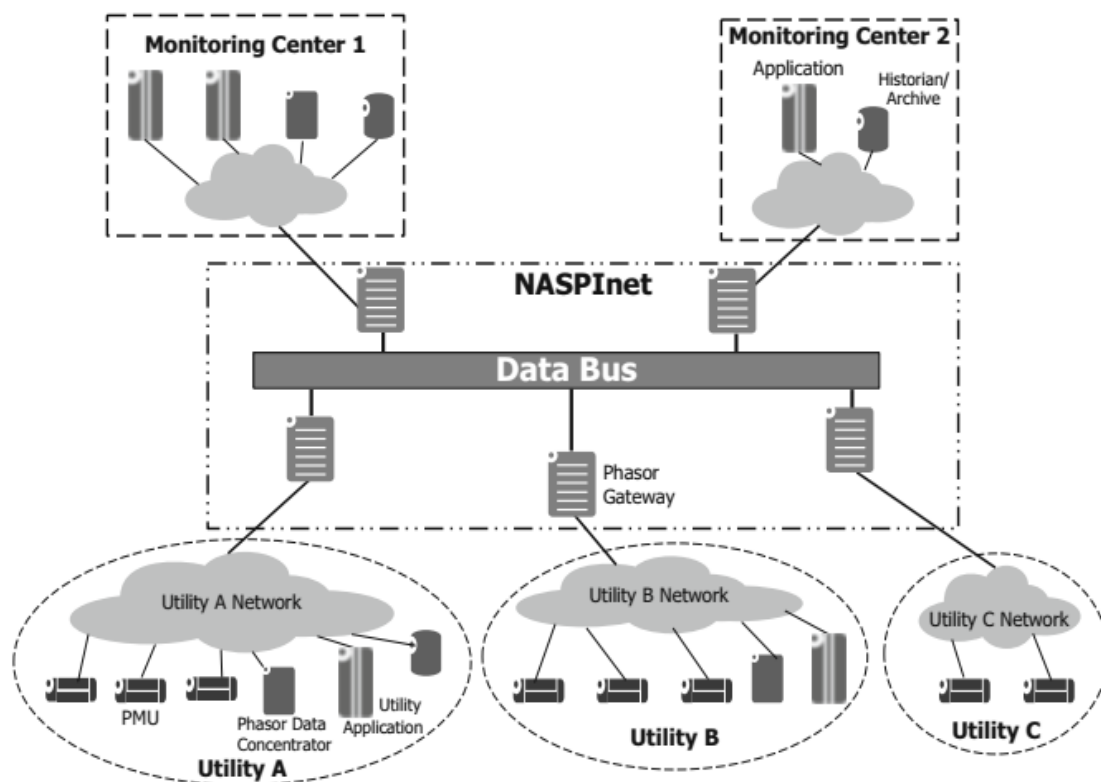
$$V = V_1 - jV_2 \quad (3-1)$$

$$\text{เมื่อ } V_1 = \sqrt{2}V \cos \phi \text{ และ } V_2 = \sqrt{2}V \sin \phi$$

การทำงานที่พร้อมกันเช่นนี้ ถูกให้ความสำคัญเป็นอย่างมาก ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ มีหน่วยงานรับผิดชอบโดยตรงคือ North American Synchronphasor Initiative network (NASPInet) เป้าหมายของ NASPInet คือการสร้างความน่าเชื่อถือ การรักษาความปลอดภัย และโครงสร้างโครงข่ายอย่างมีประสิทธิภาพ สำหรับการสื่อสารระหว่าง Synchronphasors และการประยุกต์ใช้ WASA&C ของข้อมูลแต่ละผู้ให้บริการและศูนย์ควบคุมกลาง (Control Centers: DCCs) เช่นเดียวกับการเฝ้าระวังตำแหน่งอื่น ๆ รวมถึงที่ ISOs และ RTOs อย่างไรก็ตาม ปัจจุบัน แต่ละผู้ให้บริการทำการส่งต่อค่า PMU ไปยัง ISOs และ RTOs พวกเขาไม่ได้ใช้ข้อมูลเหล่านี้สำหรับการควบคุมในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ISO และ RTO ในทวีปอเมริกาเหนือ เป็นระบบการทำงานที่อิสระ (Independent System Operators and Regional Transmission Organizations) ทำงานเป็นผู้บังคับใช้กฎสำหรับการรวบรวมของแต่ละผู้ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้า ซึ่งรวมหลายรัฐเข้าด้วยกัน รวมถึงหลายจังหวัดในแคนาดาอีกด้วย ทั้งสองหน่วยงานนี้ทำงานในลักษณะคล้ายคลึงกันในการรวบรวมข้อมูลและ

ประมวลผลโหมดปัจจุบันของการทำงาน (Present Mode of Operation: PMO) เพื่อให้เกิดความน่าเชื่อถือในบริการด้านพลังงานไฟฟ้า



รูปที่ 3-33 สถาปัตยกรรม NASPInet [3]

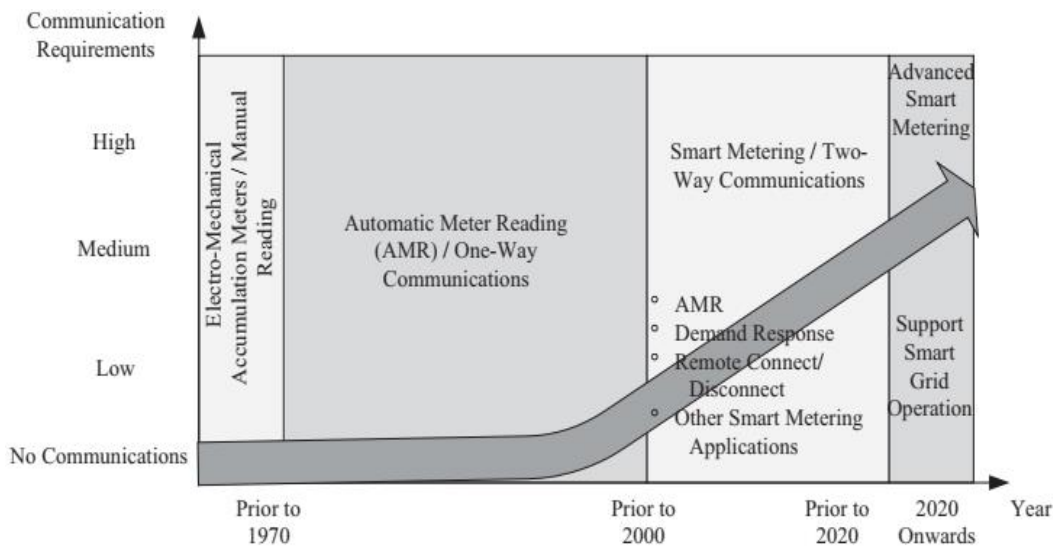
รูปที่ 3-33 แสดงสถาปัตยกรรม NASPInet ตามที่ระบุในข้อกำหนด NASPI09-1 และ NASPI09-2 ตามที่คาดหวัง หลาย ๆ PMU จะถูกติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยทั่วประเทศของทวีปอเมริกาเหนือ การประยุกต์ใช้ WASA&C ที่ผู้ให้บริการ DCC อาจจะมีประมวลผลข้อมูลซึ่งได้รับจาก PMUs ที่ถูกติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยของผู้ให้บริการเช่นเดียวกับจาก PMUs ที่ถูกติดตั้งจากผู้ให้บริการรายอื่น ๆ การประยุกต์ใช้ที่ศูนย์กลางการแผ่รังสีอื่น ๆ จะใช้ข้อมูลจากทุก ๆ PMUs ศูนย์รวมข้อมูลมูเฟส (Phasor Data Concentrators: PDCs) รวบรวมข้อมูล PMU ด้วยการรองรับของ PDC กับ PMUs ที่สถานีไฟฟ้าย่อยเหล่านั้น คล้ายคลึงกับฐานข้อมูลของ PMU ถูกติดตั้งสำหรับการเรียงลำดับข้อมูลประวัติ PMU

บัสข้อมูลของ NASPInet ถูกติดตั้งเพื่อให้ระบบมีความน่าเชื่อถือ มีการรักษาความปลอดภัยข้อมูล และมีเครือข่ายสื่อสารที่ทรงประสิทธิภาพ ซึ่งให้บริการจากส่วนกลาง เช่นการแผ่รังสีและข้อมูลข่าวสารที่จำเป็นสำหรับการจราจรข้อมูล PMU ข้ามระหว่างผู้ให้บริการ A, B, และ C ดังรูปที่ 3-33 โดยผ่านเฟสเซอร์เกตเวย์ (Phasor Gateways)

3.9.4 สมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meters)

พัฒนาการของมิเตอร์ไฟฟ้าถูกแบ่งออกเป็น 3 ช่วงหลัก คือช่วงแรก ทำงานด้วยหลักการอนาล็อกซึ่งวัดพลังงานไฟฟ้าที่ถูกใช้ไป พลังงานดังกล่าวถูกอ่านหน่วยโดยเจ้าหน้าที่ในหนึ่งรอบเดือนในประเทศไทย หรือรายไตรมาสในประเทศแถบยุโรป เพื่อใช้ในการจัดเก็บค่าการใช้พลังงาน ช่วงที่ 2 ภาคอุตสาหกรรมมีจำนวนโหนดที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง การใช้ **Advanced Meters** ควบคุมโหนดให้ทำงานตามช่วงเวลาที่เหมาะสมเพื่อลดค่าใช้จ่าย แม้ว่าหน่วยใช้ไฟฟ้าเท่ากัน แต่การใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีใช้ **Peak Load** ส่งผลให้การคำนวณยอดค่าใช้จ่ายลดลง การสื่อสารระหว่าง **Advanced Meters** กับศูนย์ควบคุมกลางเป็นแบบทิศทางเดียว กล่าวคือ **Advanced Meters** จะส่งข้อมูลหน่วยการใช้พลังงานไปยังศูนย์ควบคุมกลาง ช่วงที่ 3 คือการใช้สมาร์ทมิเตอร์มีจุดเด่นเหนือกว่า **Advanced Meters** ในประเด็นของการสื่อสารสองทิศทางระหว่างศูนย์ควบคุมกลาง อีกทั้งยังสามารถแสดงการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบ **Real-time** ได้ การแสดงค่าเหล่านี้สามารถคำนวณหน่วยพลังงานที่ใช้ไป เพื่อแสดงค่าใช้จ่ายให้ผู้ใช้งานได้รับทราบ ณ เวลานั้น

รูปที่ 3-34 แสดงพัฒนาการของมิเตอร์ไฟฟ้า เริ่มจากอนาล็อกมิเตอร์ที่ซึ่งต้องอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าด้วยเจ้าหน้าที่ จากผู้ให้บริการไฟฟ้าในปี ค.ศ. 1970 หลังจากนั้น (**Automatic Meter Reading: AMR**) ทำหน้าที่อ่านหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้าจากผู้ใช้ จากนั้นหน่วยพลังงานดังกล่าวจะถูกส่งไปยังศูนย์ควบคุมกลาง เพื่อคิดค่าใช้จ่ายในรอบจัดเก็บค่าใช้จ่ายจากผู้ใช้



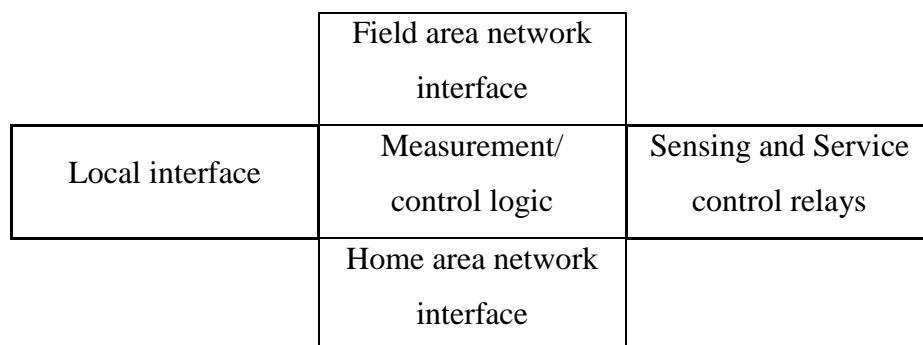
รูปที่ 3-34 พัฒนาการของมิเตอร์ไฟฟ้า [11]

การทำงานของ **Advanced Meters** เป็นการสื่อสารแบบทิศทางเดียว กล่าวคือมีวัตถุประสงค์หลักเพื่ออ่านหน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้า แล้วส่งไปยังปลายทาง **Advanced Meters** จำเป็นต้องใช้ช่องทางสื่อสารเฉพาะในการส่งข้อมูลดังกล่าว ในปี 2000 สมาร์ทมิเตอร์ถูกพัฒนาการ

ขึ้น มันมีลักษณะการทำงานคล้ายกับ **Advanced Meters** โดยมีจุดเด่นเพิ่มเติมที่รองรับการสื่อสารข้อมูล มันสามารถสื่อสารสองทิศทางระหว่างศูนย์ควบคุมหลัก การสื่อสารสองทิศทางนี้ช่วยให้ศูนย์ควบคุมหลักสามารถติดต่อกับสมาร์ตมิเตอร์ เพื่อร้องขอข้อมูลเช่น ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบ **Real-time** การอ่านค่าหน่วยการใช้พลังงานในบางเวลา การที่สมาร์ตมิเตอร์รองรับการทำงานการสื่อสารข้อมูล จะทำให้ระบบยืดหยุ่น มีช่องทางในการติดต่อกับศูนย์ควบคุมหลักมากขึ้น และเป็นไปตามแนวโน้มของเทคโนโลยีสื่อสารในยุคปัจจุบัน

สมาร์ตมิเตอร์ประกอบด้วยส่วนตรวจจับการใช้พลังงานไฟฟ้า อัตราการไหลของกระแสแรงดัน และบันทึกการใช้พลังงานดังกล่าว สมาร์ตมิเตอร์อาจจะรวมถึงการวัดปริมาณน้ำ หรือแก๊ส ที่ถูกใช้ไปในครัวเรือน หรือสถานประกอบการ สมาร์ตมิเตอร์ออกแบบมาเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงการวัดค่าต่าง ๆ ภายในบ้านพักอาศัย เช่น เครื่องปรับอากาศ เครื่องทำน้ำอุ่น หรือโหลดที่มีขนาดใหญ่ในอนาคต ทั้งนี้เพื่อควบคุมโหลดดังกล่าวให้ทำงานหรือหยุดทำงานชั่วคราว เพื่ออำนวยความสะดวกให้ผู้ใช้ประหยัดพลังงาน ประหยัดค่าใช้จ่าย ดังนั้นสมาร์ตมิเตอร์ส่วนใหญ่ รองรับการปรับปรุง **Firmware** สำหรับส่วนสำคัญอีกประการหนึ่งของสมาร์ตมิเตอร์คือส่วนสื่อสาร ซึ่งสามารถรองรับการเชื่อมต่อด้วยสายใยแก้วนำแสง **RS-485, PLC, Cellular network** เป็นต้น แนวคิดสถาปัตยกรรมของสมาร์ตมิเตอร์ดังแสดงในรูปที่ 3-35 ประกอบไปด้วย 5 ส่วนสำคัญดังนี้

- **Field Area Network interface (FAN)** คือส่วนบริการสำหรับเจ้าหน้าที่ผู้ดูแลระบบ
- **Home Area Network interface (HAN)** คือส่วนที่อำนวยความสะดวกให้ผู้ใช้งานติดต่อกับสมาร์ตมิเตอร์ เพื่อเฝ้าระวังการใช้พลังงานไฟฟ้า
- ควบคุมการใช้พลังงานของโหลดภายในบ้านพักอาศัย หรือส่วนที่เป็น ไมโครกริด
- การตรวจจับ การวัด การใช้พลังงาน ผ่านทาง **HAN**
- **Local interface** ส่วนที่เป็นฮาร์ดแวร์ เพื่อให้ผู้ดูแลระบบสามารถตรวจสอบค่าต่าง ๆ ในสมาร์ตมิเตอร์ได้ ที่ตัวอุปกรณ์โดยตรง



รูปที่ 3-35 แนวคิดของสถาปัตยกรรมสมาร์ตมิเตอร์ [13]

โดยทั่วไปสมาร์ตมิเตอร์จะถูกกำหนดมาตรฐาน บางมาตรฐานจะเน้นในเรื่องขนาดทางกายภาพ เช่นรูปร่าง ใหญ่เล็ก สภาพแวดล้อมการใช้งาน ตำราเล่มนี้จะกล่าวถึงสมาร์ตมิเตอร์ในทวีปอเมริกาเหนือและยุโรป ในทวีปอเมริกาเหนือสมาร์ตมิเตอร์ส่วนใหญ่ถูกออกแบบมา เพื่อติดตั้งในเบ้า (Socket) ที่ถูกออกแบบมาโดยเฉพาะ เนื่องจากสมาร์ตมิเตอร์ส่วนใหญ่จะติดตั้งที่ผนังอาคารของบ้านพักอาศัย หากไม่มีเบ้าสมาร์ตมิเตอร์อาจได้รับความเสียหายจากอุบัติเหตุหรือความประมาทของผู้พักอาศัย ซึ่งอาจไปกระทบกับสมาร์ตมิเตอร์ได้ บางมาตรฐานเน้นความแม่นยำ ในการวัดค่าการใช้พลังงานไฟฟ้า สำหรับในทวีปยุโรป มีกลุ่ม European Measuring Instruments Directive กำหนดมาตรฐานความแม่นยำสำหรับสมาร์ตมิเตอร์ จากองค์กร European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC)

3.9.4.1 มาตรฐานทั่วไปของสมาร์ตมิเตอร์

จากความคาดหวังในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในการจัดการการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าอย่างชาญฉลาด สิ่งที่น่าสนใจในโครงข่ายนี้คือการสื่อสารในระบบ ซึ่งมีความสามารถในการสื่อสารและเชื่อมโยงไปยังเครือข่ายอื่นได้ มาตรฐานด้านการสื่อสารข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์จึงมีความจำเป็น การสื่อสารข้อมูลที่ได้รับคามนิยมอย่างกว้างขวางคือ การสื่อสารบนเครือข่ายอินเทอร์เน็ต ดังนั้นสมาร์ตมิเตอร์จึงถูกสร้างโดยอ้างอิงตาม OSI model ดังแสดงรูปที่ 3-36

Application	Layer 7	<table border="1"> <tbody> <tr> <td>Application</td> </tr> <tr> <td>Transport</td> </tr> <tr> <td>Network</td> </tr> <tr> <td>Media Access Control</td> </tr> <tr> <td>Physical</td> </tr> </tbody> </table>	Application	Transport	Network	Media Access Control	Physical
Application							
Transport							
Network							
Media Access Control							
Physical							
Presentation	Layer 6						
Session	Layer 5						
Transport	Layer 4						
Network	Layer 3						
Data Link	Layer 2						
Physical	Layer 1						

(ก) OSI model

(ข) Five-layer network stack

รูปที่ 3-36 การเปรียบเทียบระหว่าง OSI model และชั้นเครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์

มาตรฐานการสื่อสารข้อมูลของ OSI model กำหนดให้มี 7 ชั้น โดยแต่ละชั้นแบ่งหน้าที่ทำงานอย่างชัดเจน เช่นชั้นที่ 1 เป็นลักษณะสัญญาณทางกายภาพ สัญญาณไฟฟ้าตามที่ตกลงในระบบ การใช้ใยแก้วนำแสง หรือการใช้คลื่นวิทยุในการนำสัญญาณ ชั้นเครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์ประกอบด้วย 5 ชั้น โดยชั้นที่ 1-4 จะเหมือนกับ OSI model แต่ในเครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์ไม่มีชั้น Session และ Presentation เนื่องจากสมาร์ตมิเตอร์ถูกออกแบบมาเพื่อใช้งานเฉพาะด้าน จึงไม่

จำเป็นต้องมีชั้นการทำงานที่ครบทั้ง 7 ชั้น ตามที่ถูกระบุไว้ใน OSI model ชั้นเครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์สามารถอธิบายได้ดังนี้

ชั้น **Physical (PHY)** ทำหน้าที่รับส่งข้อมูลผ่านช่องสัญญาณหรือสายนำสัญญาณ เช่นการใช้สาย **RJ-45** เพื่อเชื่อมต่อกับสมาร์ตมิเตอร์ในการส่งข้อมูล โดยภายในมีการเข้ารหัส (**Encode**) เพื่อตรวจสอบความผิดพลาดของข้อมูลในฝั่งรับได้ หรือการส่งข้อมูลชั้น **PHY** ผ่านช่องสัญญาณทางอากาศด้วยเทคโนโลยีซิกบี ก็ถูกจัดให้อยู่ในชั้นนี้

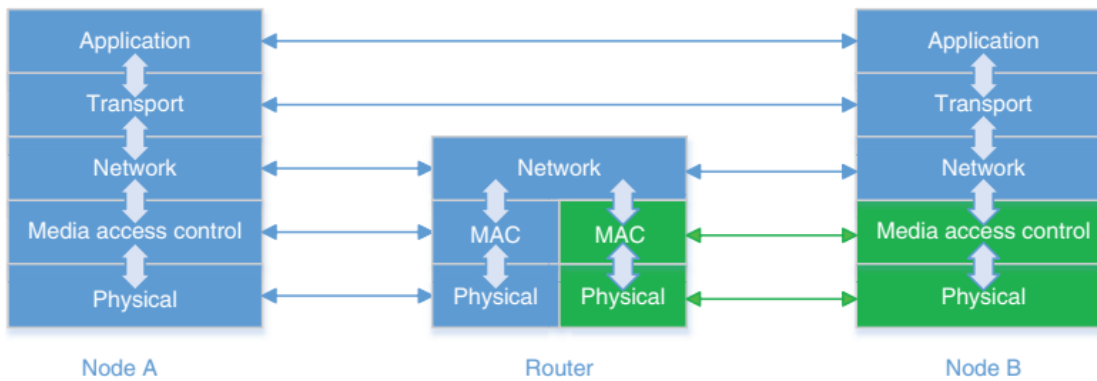
ชั้น **Media Access Control (MAC)** ทำหน้าที่ตรวจสอบแพกเก็ตข้อมูลที่มาถึง เนื่องจากการใช้ช่องสัญญาณร่วมกันกับอุปกรณ์อื่น ๆ ดังนั้นชั้น **MAC** นี้มีหน้าที่ตรวจสอบว่าแพกเก็ตที่มาถึงเป็นของตนเองหรือไม่ หากเป็นของตนเองแพกเก็ตดังกล่าวจะถูกประมวลผลต่อและส่งไปยังชั้นถัดไป แต่หากไม่ใช่แพกเก็ตของตนเอง แพกเก็ตดังกล่าวจะถูกละเลย (**Dropped**)

ชั้น **Network** ทำหน้าที่หาเส้นทางให้กับแพกเก็ตที่ถูกส่งออกมาจากอุปกรณ์ ดังนั้นทุก ๆ สมาร์ตมิเตอร์จำเป็นต้องมี **IP address** เพื่อระบุที่อยู่ที่แน่นอนของตนเอง และเพื่อประโยชน์ในการหาเส้นทาง

ชั้น **Transport** ทำหน้าที่จัดการกระบวนการการส่งข้อมูลข้ามไปยังเครือข่ายเสมือน โดยแยกข้อมูลออกเป็นแพกเก็ตตามย่อย แต่ละแพกเก็ตจะมีถูกแทรก **Header** ของแพกเก็ตเข้าไป ในทางตรงกันข้ามหากเป็นการรับข้อมูล ชั้นนี้จะเป็นการรวมแพกเก็ต ซึ่งทำงานบน **User Datagram Protocol (UDP)**

ชั้น **Application** ทำหน้าที่รับและส่งข้อมูลจริงให้กับสมาร์ตมิเตอร์ เพื่อให้สมาร์ตมิเตอร์แสดงผลให้ผู้ใช้งานทราบ

กระบวนการทำงานทั้ง 5 ชั้นดังกล่าวทำงานเพื่อรับส่งข้อมูลภายในสมาร์ตมิเตอร์เท่านั้น ซึ่งสมาร์ตมิเตอร์สามารถรองรับ **IPv4** และ **IPv6** การส่งข้อมูลข้ามไปยังอุปกรณ์อื่น หรือเรียกว่าโหนดในทางปฏิบัติกระทำผ่านเราเตอร์ ซึ่งทำหน้าที่ค้นหาเส้นทางเพื่อส่งแพกเก็ต เส้นตรงมีลูกศรชี้ทิศทางทั้งสองข้างแสดงถึงโหนด **A** และโหนด **B** สามารถส่งข้อมูลหากันได้ โดยเสมือนว่าแต่ละชั้นของการสื่อสารสามารถติดต่อกันได้โดยตรง ดังแสดงในรูปที่ 3-37 เนื่องจากการสื่อสารข้อมูลมีความสำคัญและนิยมใช้ในการสื่อสารปัจจุบัน รวมถึงการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ดังนั้นรายละเอียดการทำงานของ **OSI model** จึงถูกเน้นย้ำเพิ่มขึ้นในบทที่ 4



รูปที่ 3-37 การแพร่กระจายระหว่างโหนด [13]

3.9.4.2 การรักษาความปลอดภัยบนสมาร์ตมิเตอร์

เมื่ออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์เชื่อมต่อกับเครือข่ายสื่อสารข้อมูล ที่ซึ่งสามารถติดต่อกับโหนดอื่นได้ ยิ่งไปกว่านั้น สมาร์ตมิเตอร์ยังมีนัยของการเรียกเก็บค่าใช้จ่าย การรักษาความปลอดภัยบนสมาร์ตมิเตอร์จำเป็นต้องถูกพิจารณา โดยทั่วไปสมาร์ตมิเตอร์มีคุณสมบัติการเข้ารหัสลับในตัว ข้อมูลที่ถูกส่งออกเครือข่ายสื่อสารถูกเข้ารหัสลับ เพื่อให้มั่นใจว่าข้อมูลดังกล่าวถูกต้อง ยิ่งไปกว่านั้นการเข้ารหัสลับข้อมูลเป็นการป้องกันมิให้ผู้ไม่ประสงค์ดี เจาะระบบ หรือแก้ไขระบบ ภายในสมาร์ตมิเตอร์ได้

ระบบรักษาความปลอดภัยของสมาร์ตมิเตอร์ เริ่มต้นที่ชั้น MAC เพื่อป้องกันอุปกรณ์ที่ไม่พึงประสงค์ส่งข้อมูลเข้ามาในเครือข่าย ข้อมูลที่ถูกส่งมาจากชั้น PHY ของสมาร์ตมิเตอร์ จะถูกถอดรหัสที่ชั้น MAC หากข้อมูลดังกล่าวมิได้เข้ารหัสตามข้อตกลงในการส่ง ชั้น MAC จะทำการปฏิเสธข้อมูลที่เข้ามายังโหนดได้ ซึ่งสามารถทำได้ทั้งการเชื่อมต่อแบบมีสายและไร้สาย ทั้งนี้ในทางปฏิบัติ ผู้ไม่ประสงค์ดีมักจะเจาะระบบจากการเชื่อมต่อแบบไร้สาย นอกจากนี้การรักษาความปลอดภัยสมาร์ตมิเตอร์ยังทำบนชั้น Application อีกระดับหนึ่ง โดยสมาร์ตมิเตอร์ร้องขอการยืนยันตัวตน ก่อนเชื่อมต่อเครือข่ายด้วยลายมือชื่อทางดิจิทัล (Digital signatures) เพื่อป้องกันอุปกรณ์แปลกปลอมเข้ามาในระบบ เมื่อสมาร์ตมิเตอร์ยืนยันตัวตนเสร็จสิ้น ระบบอาจจะให้ปรับปรุง Firmware ของสมาร์ตมิเตอร์ กระบวนการปรับปรุง Firmware นี้ข้อมูลทั้งหมดจะถูกเข้ารหัสเช่นเดียวกับการติดต่อกับสมาร์ตมิเตอร์ ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

3.9.4.3 กระบวนการพัฒนาสมาร์ตมิเตอร์ตามมาตรฐาน

การสร้างสมาร์ตมิเตอร์ให้ได้มาตรฐาน จะเอื้อประโยชน์ให้แก่ผู้ผลิต ผลิตภัณฑ์ที่สามารถสื่อสารกันได้ดีกับศูนย์ควบคุมหลัก หรือการสื่อสารระหว่างผู้ผลิตด้วยกัน เมื่อผู้ผลิตใช้ส่วนต่อประสานที่ได้มาตรฐานในตัวสมาร์ตมิเตอร์จะทำให้มาตรฐานการสื่อสารบนสมาร์ตมิเตอร์เกิดขึ้นได้ เหตุผลหลักในการพัฒนามาตรฐานของสมาร์ตมิเตอร์มีดังนี้

- ลูกค้าปฏิเสธในการจัดซื้อสมาร์ตมิเตอร์ที่ไม่ได้มาตรฐาน
- กฎระเบียบจากภาครัฐร้องขอมาตรฐาน
- บริษัทผู้ผลิตเชื่อว่า การจัดทำมาตรฐานจะทำให้ยอดทางการตลาดของผลิตภัณฑ์สูงขึ้น
- บริษัทผู้ผลิตเชื่อว่า ผลิตภัณฑ์ที่ได้รับมาตรฐานจะมีข้อดีที่มันสามารถเข้ากันได้
- บริษัทผู้ผลิตเชื่อว่า ผลิตภัณฑ์ที่ได้รับมาตรฐานจะมีประสิทธิภาพสูงขึ้น

ด้วยเหตุผลหลักของการพัฒนามาตรฐานของสมาร์ตมิเตอร์ องค์กรพัฒนามาตรฐาน (Standards Development Organizations: SDOs) เป็นหน่วยงานกลางที่สนับสนุนให้เกิดความร่วมมือระหว่างผู้ผลิตสมาร์ตมิเตอร์กับพันธมิตรไวไฟ (Wi-Fi Alliance) ที่ทำให้เครื่องข่ายคอมพิวเตอร์ไร้สาย ประสบความสำเร็จในการใช้มาตรฐานการสื่อสารเดียวกันมาแล้ว กระบวนการทำงานของไวไฟด้วยหลักการของมาตรฐาน IEEE 802.11 (The Institute of Electrical and Electronics Engineers) เมื่ออุปกรณ์สามารถทำงานตามข้อตกลงของพันธมิตรไวไฟ อุปกรณ์ดังกล่าวจะมีสัญลักษณ์ Wi-Fi เพื่อให้ลูกค้าทราบว่าระบบสามารถเข้ากันได้ การพิจารณาประเด็นของมาตรฐานและความสามารถของสมาร์ตมิเตอร์เป็นสิ่งสำคัญ สำหรับส่วนต่อประสานของสมาร์ตมิเตอร์ที่ทำงานผ่านทางคลื่นวิทยุ ตัวอย่างเช่นผู้ผลิตหลักใช้ มาตรฐาน IEEE 802.15.4-2012 หรือ บางรายใช้รุ่น 2015 ไม่สามารถทำงานร่วมกันได้ หรือในกรณีสมาร์ตมิเตอร์ส่วนใหญ่ในอเมริกาองรับ ANSI C12.19 (American National Standards Institute) ในการเก็บข้อมูลภายใน แต่สมาร์ตมิเตอร์ในยุโรปใช้มาตรฐาน IEC 62056 (The International Electrotechnical Commission) ในการจัดเก็บข้อมูลภายใน

ANSI เป็นมาตรฐานของทวีปอเมริกาเหนือ มาตรฐานนี้เน้นที่ชั้น Application แต่ยังคงรวมถึงชั้น PHY และชั้น MAC เข้าไปด้วย

IEC ถูกใช้อย่างแพร่หลายในอุตสาหกรรมในทวีปยุโรป โดยเน้นที่ชั้น Application แต่รวมถึงข้อมูลจำเพาะบนชั้น PHY และ MAC เช่นเดียวกัน จุดเด่นของมาตรฐานนี้คือ

- IEC 62056 มีลักษณะจำเพาะสำหรับภาษาของอุปกรณ์ (Device Language Message Specification: DLMS)
- IEC 61968 & 61970 (Common Information Mode) ข้อมูลทั่วไปของอุปกรณ์
- IEC 61850 การสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าย่อย และส่วนส่งกำลังไฟฟ้า

IEEE เป็นมาตรฐานหลักบนสมาร์ตมิเตอร์และการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ทั้งชั้น PHY และชั้น MAC โดยเครือข่ายหลักของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะทำงานบน IEEE 802.3 (Ethernet) และ IEEE 802.11(Wi-Fi)

- IEEE 802.15.4 คือมาตรฐานที่ถูกพัฒนามาเพื่อ FAN และ HAN

- IEEE 1901.2 คือมาตรฐานสำหรับการส่งสัญญาณบนสายส่งกำลังไฟฟ้า (Narrowband Power Line Communication: PLC) รายละเอียดเพิ่มเติมกล่าวใน บทที่ 4
- IEEE 2030 คือมาตรฐานครอบคลุมทุกส่วน ของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ
- IEEE 1815 หรือ DNP3 (Distributed Network Protocol) คือมาตรฐานสำหรับ ระบบ SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)

3.9.4.4 การเชื่อมต่อสมาร์ตมิเตอร์กับเครือข่าย

สมาร์ตมิเตอร์มีส่วนต่อประสานที่สามารถเชื่อมต่อกับเครือข่ายได้ 2 ทางคือ FAN และ HAN ซึ่งแตกต่างจากอุปกรณ์เครือข่ายทั่วไป ที่สามารถเชื่อมต่อได้เครือข่ายเดียวขณะใช้งาน เช่น สมาร์ทโฟนจะเลือกการเชื่อมต่อเครือข่ายผ่านเครือข่าย 4G หรือ Wi-Fi อย่างไม่อย่างหนึ่ง แต่ใน สมาร์ตมิเตอร์ มีการเชื่อมต่อ 2 ส่วนต่อประสานที่สามารถทำงานพร้อมกัน กล่าวคือ FAN จะให้บริการสำหรับเจ้าหน้าที่ผู้ดูแลระบบเช่นการอ่านค่าการใช้ไฟฟ้ารายเดือน ส่วน HAN จะให้บริการ ผู้ใช้ไฟฟ้าตรวจสอบค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เช่นอัตราการใช้พลังงาน ณ ปัจจุบัน หากผู้ใช้เปิด เครื่องปรับอากาศ หน่วยการใช้พลังงานจะเพิ่มขึ้น ทั้งนี้เพื่อให้ผู้ใช้ตระหนักถึงการใช้พลังงานไฟฟ้า

FAN เป็นส่วนต่อประสานหลักของการสื่อสารระหว่างสมาร์ตมิเตอร์ และศูนย์ควบคุมกลาง การสื่อสารนี้จะทำบนเครือข่ายเซลลูลาร์ หน้าที่หลักของผู้ดูแลระบบคือการอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ไปในรอบเดือน โดยไม่จำเป็นต้องใช้เจ้าหน้าที่อ่านมิเตอร์ตามบ้านพักอาศัย ลดความผิดพลาดในการ อ่านหน่วยพลังงานได้อีกช่องทางหนึ่ง เครือข่ายเซลลูลาร์ 3G หรือ 4G, PLC, และ ZigBee ได้รับความนิยมในเครือข่าย FAN

เครือข่ายเซลลูลาร์ เป็นเครือข่ายที่ต้องได้รับอนุญาตก่อนใช้งาน ได้รับความนิยมสำหรับผู้ให้บริการไฟฟ้า เนื่องจากมีพื้นที่ใช้งานควบคุมเขตที่พิกอาศัยส่วนใหญ่ ทั้งในเขตเมืองและในพื้นที่ ห่างไกล สำหรับ PLC จะถูกประยุกต์ใช้เพื่อส่งข้อมูลการอ่านหน่วยพลังงานแต่ละครัวเรือนมายัง ศูนย์รวมย่อยซึ่งอาจจะเป็นตำแหน่งหม้อแปลงในย่านชุมชน ก่อนที่จะรวมข้อมูลของแต่ละครัวเรือน ส่งไปยังศูนย์ควบคุมกลาง การใช้งานร่วมระหว่างเทคโนโลยีสื่อสาร จะทำให้ผู้ให้บริการลดต้นทุนในการเข้าสัญญาณเครือข่ายเซลลูลาร์ การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีแบบผสมผสานดังกล่าว พบได้ในทวีป อเมริกาเหนือและยุโรป

สำหรับการสื่อสารบนคลื่นวิทยุ (RF Band) ในย่านความถี่ ISM ซึ่งเป็นย่านความถี่ที่ไม่ต้อง ขออนุญาตก่อนการใช้งาน ทุกคนสามารถเข้าถึงการใช้ย่านความถี่นี้ได้ มันถูกพัฒนาโดย IEEE 802.15.4-2012 ทำงานที่ความถี่ 900 MHz รองรับการทำงานของสมาร์ตมิเตอร์ และนำมา

พัฒนาต่อยอดเป็นพันธมิตร ZigBee โดยที่ ZigBee เป็นเทคโนโลยีสื่อสารชนิดหนึ่งที่ทำตามหลักการของ OSI model ประกอบด้วย 4 ชั้นคือ PHY, MAC, Network, และ Transport รายละเอียดการทำงานของซิกบีจะกล่าวในบทที่ 4

นอกจาก FAN ใช้เพื่ออ่านค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าของแต่ละครัวเรือนแล้ว การใช้ FAN ยังสามารถเป็นส่วนที่แผ่ระวางกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้อีกด้วย กล่าวคือหากมีผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมาก ในภาคครัวเรือนหยุดการใช้พลังงานไฟฟ้าพร้อม ๆ กัน นั้นหมายความว่า กระแสไฟฟ้าขัดข้องในย่านชุมชนหรือย่านธุรกิจนั้น ๆ

HAN เป็นการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านกับสมาร์ทมิเตอร์ ช่วงแรกในปี 2000 เทคโนโลยี ZigBee ถูกนำไปประยุกต์ใช้กับ FAN ยังสามารถประยุกต์ใช้กับส่วน HAN อีกด้วย แม้ว่า ZigBee ในยุคแรก (Smart Energy Profile: SEP1) มิได้ทำงานบน IP แต่ได้รับการผลักดันให้ทำงานเป็น IP ในช่วงหลัง จึงได้รับการกำหนดเป็น SEP2 ซึ่งคล้ายคลึงกันกับ Wi-Fi และได้รับรองเป็นมาตรฐาน IEEE 203.5 ในที่สุด

ตารางที่ 3-7 แสดงเทคโนโลยีสื่อสารหลักของสมาร์ทมิเตอร์และโปรโตคอลที่สมาร์ทมิเตอร์รองรับแทนที่ด้วย Y โดย PLC นิยมใช้ในประเทศเดนมาร์ค ฟินแลนด์ และอิตาลี สมาร์ทมิเตอร์รองรับการหลายเทคโนโลยีสื่อสารมากกว่า AMR การที่สมาร์ทมิเตอร์รองรับ TCP/IP ซึ่งมีขนาดเฟรม 50 ไบต์ แสดงให้เห็นว่าสมาร์ทมิเตอร์รองรับการทำงานแบบการสื่อสารข้อมูล ซึ่งสามารถส่งข้อมูลของสมาร์ทมิเตอร์ผ่านเครือข่ายอินเทอร์เน็ตได้ สำหรับ IEC62056 คือมาตรฐานของการแลกเปลี่ยนข้อมูลของสมาร์ทมิเตอร์ ลำดับสุดท้าย เทคโนโลยีซิกบี ซึ่งเป็นมาตรฐานสำหรับสมาร์ทมิเตอร์โดยเฉพาะ

ตารางที่ 3-7 เทคโนโลยีสื่อสารหลักของสมาร์ทมิเตอร์

Parameter Technology	Local AMR	Remote AMR	Smart Meter	Frame Size (Bytes)
TCP/IP	N	Y	Y	50
IEC 62056	Y	Y	Y	14
IEC 61334 PLC	N	Y	Y	45
ZigBee	N	N	Y	25

3.9.4.5 โครงสร้างพื้นฐานของการสื่อสารและโพรโทคอลสำหรับสมาร์ตมิเตอร์

สถาปัตยกรรมการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์แสดงดังรูปที่ 3-38 ประกอบด้วย 3 ส่วนหลักคือ HAN, NAN, และ WAN

- HAN เป็นเครือข่ายสื่อสารของอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านเช่น จอแสดงผลการใช้พลังงานไฟฟ้าในบ้าน (In-home display) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก, เครื่องใช้ไฟฟ้าอัจฉริยะ, HVAC (ได้แก่เครื่องทำความร้อน, ระบบระบายอากาศ, เครื่องปรับอากาศ เป็นต้น) ทั้งนี้รวมถึงการชาร์จแบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้า เครือข่าย HAN อาจจะเป็นการสื่อสารแบบมีสายหรือไร้สายก็ได้ โดยมีโพรโทคอลที่ใช้งานร่วมกันเพื่อให้แต่ละเครื่องใช้ไฟฟ้าสามารถรายงานการใช้พลังงานมายัง In-home display และสมาร์ตมิเตอร์ ในการสื่อสารนี้มีการประยุกต์ใช้การเข้ารหัสลับ เพื่อให้หน่วยการใช้พลังงานไฟฟ้าได้รับการปกป้อง
- NAN คือเครือข่ายที่ซึ่งรวบรวมข้อมูลการอ่านค่าหน่วยใช้ไฟฟ้าจากสมาร์ตมิเตอร์หลายเครื่อง ข้อมูลนี้มีขนาดเล็กต้องการแบนด์วิดท์ ประมาณ 250 kbps เพื่อส่งข้อมูลเหล่านั้นไป Data Concentrator เครือข่าย NAN เป็นศูนย์กลางที่จะเข้าถึงสมาร์ตมิเตอร์ทุกตัว ดังนั้น NAN จึงมีความสามารถในการสั่งให้สมาร์ตมิเตอร์รายงานผลการใช้หน่วยไฟฟ้าแบบ Real-Time ยิ่งไปกว่านั้น หากสมาร์ตมิเตอร์เครื่องใดต้องการปรับปรุง Firmware ภายในซึ่งสามารถทำได้ผ่านเครือข่าย NAN
- WAN เป็นเครือข่ายสื่อสารสำหรับเชื่อมต่อกับศูนย์ควบคุมหลัก ที่ซึ่งจัดการเกี่ยวกับการจัดการข้อมูลของมิเตอร์ (Meter Data Management) การจ่ายพลังงาน (Energy Suppliers) ปฏิบัติการเครือข่าย (Network Operations), และอื่น ๆ

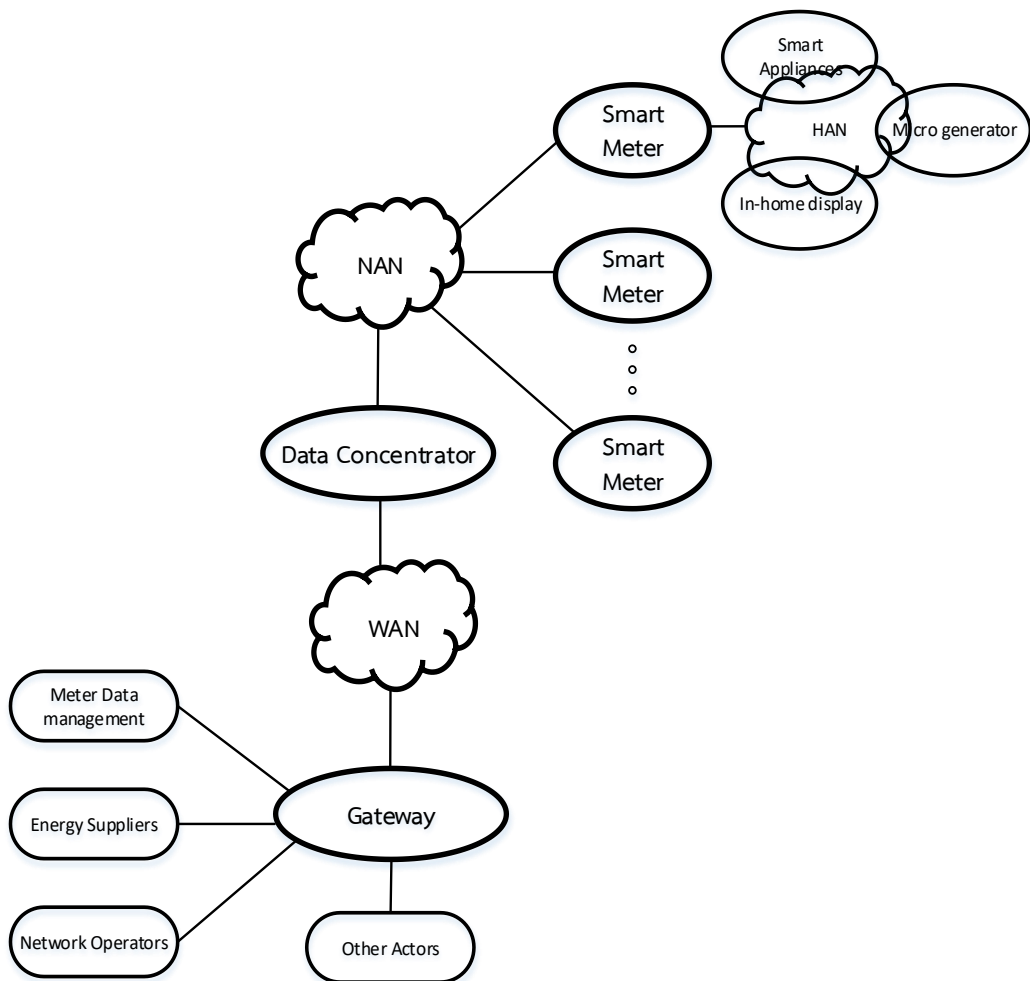
Data Concentrator ทำหน้าที่เปรียบเสมือนรีเลย์ระหว่างสมาร์ตมิเตอร์และเกตเวย์ มันจัดการมิเตอร์อย่างอัตโนมัติเช่น การตรวจสอบการคงอยู่ในระบบของสมาร์ตมิเตอร์ การรวบรวมข้อมูล และการส่งข้อมูลร้องขอหน่วยการใช้ไฟฟ้าในบางเวลา เป็นต้น ดังนั้น Data Concentrator จึงมีความสามารถสื่อสาร 2 ทิศทางทั้งสั่งการและรับการส่งข้อมูลจากสมาร์ตมิเตอร์

MAMS มีหน้าที่หลักคือ ให้บริการด้านข้อมูลเกี่ยวกับสมาร์ตมิเตอร์ ดังนั้น มันจึงเป็นฐานข้อมูลในระบบ ผู้ดูแลระบบสามารถเรียกตรวจสอบข้อมูลต่าง ๆ ได้จากส่วนนี้ อาทิเช่น การได้มาของข้อมูล (Data acquisition) ความถูกต้องของข้อมูล (Validation) การจัดเก็บข้อมูล (Storage) และการคำนวณค่าไฟฟ้า (Calculation) ที่ลูกค้าต้องชำระในรอบบิล ข้อมูลดังกล่าวนี้จะถูกเข้ารหัสลับ เนื่องจากมันมีความสำคัญต่อผู้ให้บริการและผู้ใช้ไฟฟ้า

3.9.5 การรวบรวมความต้องการผู้ใช้

การรวบรวมความต้องการผู้ใช้ (Demand-side integration: DSI) คือชุดการวัดความต้องการใช้โหลดในระบบ รวมถึงการผลิตกำลังไฟฟ้าจากครัวเรือน ทั้งนี้เพื่อรองรับการจัดการในอนาคต ในการปรับปรุงคุณภาพการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากส่วนกลาง ข้อมูล DSI นี้สามารถช่วยให้ชะลอวางแผนการลงทุน โรงต้นกำลังไฟฟ้าใหม่เพื่อลดความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในบางช่วงเวลา โดยมีคำจำกัดความ 3 อย่างดังนี้

- DSM กิจกรรมต่าง ๆ ที่มีอิทธิพลต่อลูกค้าในการใช้พลังงานไฟฟ้า ซึ่งช่วยในการวางแผนการพัฒนาและการเฝ้าระวังการออกแบบกิจกรรม เพื่อสนับสนุนให้ลูกค้าปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟ
- Demand Response (DR) วิธีการเพื่อจัดการความต้องการกำลังงานไฟฟ้า เพื่อทำการตอบสนองตามเงื่อนไขของแหล่งพลังงาน

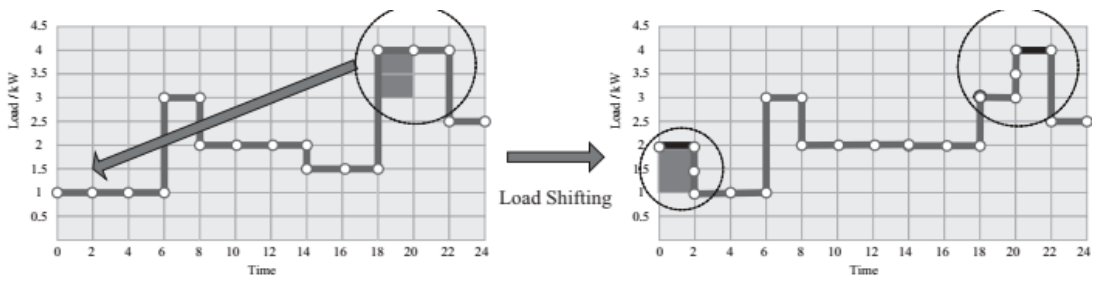


รูปที่ 3-38 การสื่อสารของสมาร์ทมิเตอร์ [11]

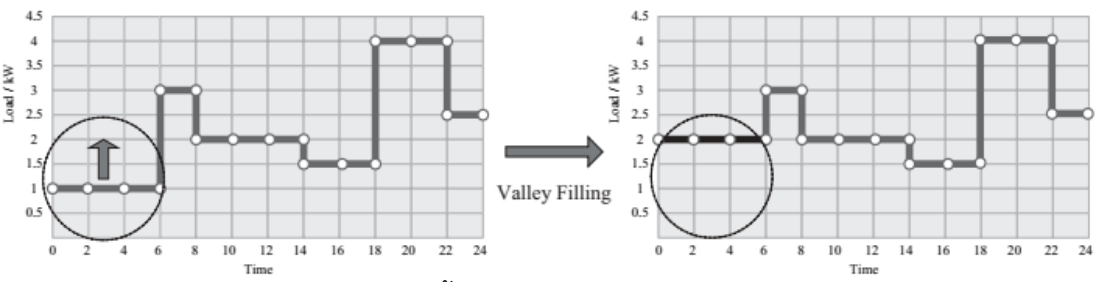
- **Demand-Side Participation** คือรูปแบบวิธีการใช้พลังงาน ในตลาดไฟฟ้าเพื่อการแข่งขัน โดยผู้ใช้ไฟฟ้าแสดงให้เห็นถึงการประหยัดพลังงาน การรักษาความปลอดภัยระบบ และประโยชน์ทางด้านสิ่งแวดล้อม

เมื่อพิจารณาทรัพยากรต่าง ๆ ด้านผู้ใช้งานหรือลูกค้าเช่น โหลดที่ปรับเปลี่ยนเวลาการใช้งานได้ แหล่งกำเนิดพลังงานจากแสงอาทิตย์ และแบตเตอรี่เก็บพลังงานไฟฟ้า สิ่งเหล่านี้สามารถนำมาปรับแต่งระบบไฟฟ้าได้ โดยปรับเปลี่ยนรูปแบบหรือพฤติกรรมการใช้โหลดของผู้ใช้ได้ ดังนี้

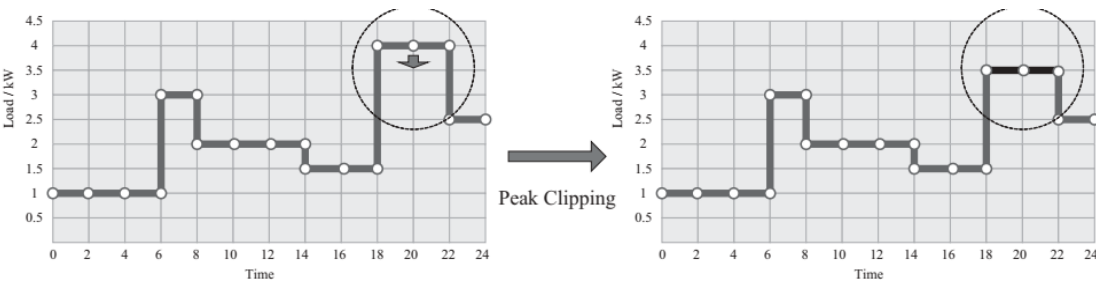
- การกำหนดเวลาการทำงานของโหลดบางส่วน (**Load Shifting**) ให้เลื่อนออกไปจากเวลาที่ซึ่งมีการใช้โหลดมาก (**Peak Load**) เช่นการตั้งเวลาให้เครื่องซักผ้าทำงาน ในช่วงเวลาที่ซึ่งมีโหลดน้อย (**Off Peak Load**) เป็นต้น ดังแสดงในรูปที่ 3-39(ก)
- การใช้โหลดในช่วงเวลาที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อย (**Valley Filling**) ตัวอย่างเช่น การชาร์จแบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้าในช่วงเวลา **Off Peak Load** ดังแสดงในรูปที่ 3-39(ข)



(ก) การเลื่อนเวลาการใช้โหลดบางส่วน (**Load Shifting**) ออกจาก Peak Load

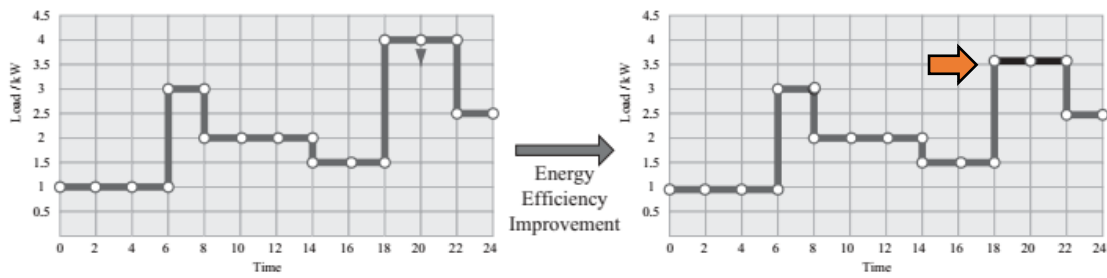


(ข) การเลื่อนเวลาการใช้โหลด (**Valley Filling**) ออกจาก Peak Load



(ค) การลดการใช้โหลด (**Peak Clipping**) ในช่วงเวลา Peak Load

รูปที่ 3-39 การจัดสรรเวลาการใช้โหลด [11]



รูปที่ 3-40 การใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ [11]

สังเกตได้ว่าวิธีการนี้คือ การใช้โหลดใหม่เข้ามาในระบบ แต่วิธีการ Load Shifting คือปรับเปลี่ยนเวลาการใช้งานของโหลดเดิม

- การลดการใช้งานของโหลด (Peak Clipping) ได้แก่ การปรับเปลี่ยนอุณหภูมิของเครื่องปรับอากาศหรือเครื่องทำความร้อน เพื่อให้โหลดในระบบน้อยลง ในทางตรงกันข้าม อาจจะมีแหล่งพลังงานจากแบตเตอรี่ เข้ามาเสริมในการใช้พลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา Peak Load ซึ่งส่งผลให้เป็นการลดโหลดในภาพรวมของระบบดังแสดงในรูปที่ 3-39(ค)

พฤติกรรมเหล่านี้หากทุกครัวเรือนร่วมมือกันจะทำให้ลด Peak Load ในภาพรวมได้ดี ส่งผลให้ลดการสร้างโรงต้นกำลังไฟฟ้าได้ระดับหนึ่ง หรือยืดระยะเวลาออกไปได้ ยิ่งไปกว่านั้นหากทุกครัวเรือนร่วมกันใช้โหลดไฟประหยัดพลังงานจากเดิม 60 W เป็น 20 W การใช้พลังงานไฟฟ้าจะลดลงทันทีอย่างเห็นได้ชัด ดังแสดงในรูปที่ 3-40

3.9.6 ผลิตภัณฑ์สมาร์ทมิเตอร์ในท้องตลาด

การเปลี่ยนมิเตอร์เดิมให้เป็นสมาร์ทมิเตอร์ มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และหากมิเตอร์เดิมยังสามารถใช้งานได้ การเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ใหม่เป็นไปได้ยากในทางปฏิบัติ อย่างไรก็ตาม หากมีผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ในกรณีของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ การเลือกใช้สมาร์ทมิเตอร์มีความเป็นไปได้ นอกจากนี้หากในอนาคต หากการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้ากลับเข้ามายังระบบจำหน่ายหลักเป็นไปได้ การเปลี่ยนมิเตอร์แบบดั้งเดิมเป็นสมาร์ทมิเตอร์ มีแรงจูงใจต่อผู้ใช้ไฟฟ้ามากขึ้น ผลิตภัณฑ์ในท้องตลาดมากมายออกจำหน่าย ในตำราฉบับนี้จะกล่าวถึงสมาร์ทมิเตอร์ 5 เครื่องดังนี้

3.9.6.1 สมาร์ทมิเตอร์รุ่น Model I-210+

สมาร์ทมิเตอร์รุ่น I-210+ ติดตั้งดังรูปที่ 3-41 มันถูกออกแบบให้ใช้ในที่พักอาศัย การสื่อสารของสมาร์ทมิเตอร์รุ่นนี้แยก HAN และ WAN ออกจากกัน กล่าวคือ HAN ใช้เทคโนโลยีซิกบี ในการสื่อสารสำหรับสมาร์ทโฮม (Smart Home) เพื่อติดต่อกับอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน เช่น เครื่องปรับอากาศ เครื่องอบผ้า และเครื่องซักผ้า เครื่องใช้ไฟฟ้าเหล่านี้สามารถถูกควบคุมการใช้

ตารางที่ 3-8 คุณลักษณะของสมาร์ตมิเตอร์ I-210+ และ i-210+C

AMI Technologies	ชนิดการสื่อสาร	I-210+	I-210+C
Aclara UMT-R	PLC	Y	x
Ingenu RPMA	RF P2MP	Y	Y
Itron (54ESS ERT)	RF (AMR), 900 MHz	Y	N
Itron Cellular	3G	N	Y
Silver Springs Networks NIC310	RF Mesh	Y	N
Remote Disconnect	-	Y	Y

พลังงานของมันได้ผ่านเครือข่ายซิกบี ดังนั้นถ้าเครื่องใช้ไฟฟ้าบางเครื่องใช้ไฟฟ้าโดยมิได้รับอนุญาตหรือล็กอบการใช้ไฟ สมาร์ตมิเตอร์สามารถแจ้งเตือนไปยังเจ้าของบ้านพักอาศัยให้เห็นถึงความผิดปกตินี้ สำหรับอีกส่วนต่อประสานหนึ่ง (Interface) คือ WAN ซึ่งรองรับ RF เมช, PLC และเครือข่ายเซลลูลาร์ในการเชื่อมต่อไปยังศูนย์ควบคุมหลัก แสดงในตารางที่ 3-8 ลักษณะเด่นของสมาร์ตมิเตอร์รุ่น I-210 มีดังนี้

- มีลักษณะการใช้งานต่อกับ AMI ได้อย่างง่าย (Plug-n-play)
- มีเทคโนโลยีสื่อสารภายในหลากหลาย เพื่อเชื่อมต่อกับ AMI เช่น RF เมช, PLC, และเครือข่ายเซลลูลาร์
- มีสมาร์ตมิเตอร์ฟังก์ชันเช่น ToU และการควบคุมการแกว่งของแรงดันไฟฟ้า
- การจัดการด้านผู้ใช้งาน เช่น การชำระเงินก่อนใช้งาน (Prepayment) การตรวจสอบการให้บริการหลังจากกระแสไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Restoration)
- การส่งปริมาณไฟฟ้าเข้าและออกจากสมาร์ตมิเตอร์
- การตั้งค่าและการจัดการโดยใช้ซอฟต์แวร์ผ่าน RS-458 หรือ IP



รูปที่ 3-41 ตัวอย่างสมาร์ตมิเตอร์ รุ่น I-210+C [14]

- UMT-R (Universal Metering Transponder-Residential) รองรับการสื่อสารสองทิศทาง เพื่อตรวจสอบข้อมูลการใช้แรงดัน
- RPMA (Random Phase Multiple Access) เป็นเทคโนโลยีร่วมกันของเครือข่ายไร้สาย M2M (Machine-to-Machine)

3.9.6.2 สมาร์ทมิเตอร์รุ่น SGM3000

สมาร์ทมิเตอร์รุ่น SGM3000 ถูกนำเสนอโดย General Electric ในปี 2011 รองรับการงานทั้ง 1 เฟส และ 3 เฟส กระแส 100 A, 220 V สำหรับบ้านพักอาศัย และบริษัท ในส่วนของด้านบ้านพักใช้อาศัยชิปเทคโนโลยี สำหรับการต่อระยะไกลรองรับ RF เมช PLC LTE และอีเทอร์เน็ตดังแสดงในรูปที่ 3-42(ก) ลักษณะเด่นของสมาร์ทมิเตอร์รุ่น SGM3000 มีดังนี้



(ก) การติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ SGM3000



(ข) การไหลของข้อมูล

- ToU สำหรับการทำการรายการค่าใช้จ่าย
- การบันทึกพลังงานที่ใช้ไป (Demand Metering) ได้ทุก ๆ 15 หรือ 30 นาที
- การบันทึกหน่วยพลังงาน (Multi-energy recording) ไฟฟ้า แก๊ส และน้ำ ที่ถูกใช้
- การตั้งตารางเวลาการใช้พลังงานของโหลด (Load Control Schedules)
- การจำกัดการใช้พลังงานรวม (Limit total energy supply) ของผู้ใช้งาน



(ก) EDM I-MK6N [16]



(ข) EDM I-MK10E [16]



(ค) PRECISE I-21BWEBAG [17]

รูปที่ 3-43 สมาร์ทมิเตอร์ที่ถูกนำมาใช้ในประเทศไทย

3.9.6.3 สมาร์ทมิเตอร์ที่ถูกใช้งานในประเทศไทย

สมาร์ทมิเตอร์ที่ถูกนำมาใช้งานในประเทศไทยมี 3 ชนิดคือสมาร์ทมิเตอร์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้ามากกว่า 30 kW ดังแสดงในรูปที่ 3-43(ก) และ (ข) สมาร์ทมิเตอร์ดังกล่าวรองรับทั้ง 3 เฟส 3 สาย และ 3 เฟส 4 สาย ส่วนสมาร์ทมิเตอร์ที่ใช้ตามบ้านพักอาศัยทั่วไปรองรับ 1 เฟส 2 สายดังแสดงในรูปที่ 3-43(ค) สมาร์ทมิเตอร์ที่แสดงทั้ง 3 เครื่องนี้ทำงานแบบอิเล็กทรอนิกส์ ซึ่งรองรับโมดูลเพื่อเชื่อมต่อเครือข่าย ไปยังศูนย์ควบคุมกลาง ตามรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 3-9 แสดงข้อมูลทางเทคนิคที่น่าสนใจของสมาร์ทมิเตอร์ ที่ซึ่งถูกติดตั้งและใช้งานจริงในประเทศไทย โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มิเตอร์ EDM I รุ่น MK6N และรุ่น MK-10E สามารถรองรับแรงดันไฟฟ้าได้ 220 V และ 33 kV ในระบบไฟฟ้า 3 เฟส โดยมีหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน ช่วยลดระดับให้มีพิกัดที่เหมาะสมกับสมาร์ทมิเตอร์ สำหรับมิเตอร์ PRECISE รุ่น I-21BWEBAG รองรับระบบไฟฟ้า 1 เฟส ที่แรงดันทั่วไป 230 V กระแสไฟฟ้า 5 A (สูงสุด 100 A) หน่วยวัดทางไฟฟ้าของสมาร์ทมิเตอร์รุ่นรองรับ kWh, W, Var, Vrms, Irms, PF และ Frequency ประเด็นต่อมากการติดต่อกับอุปกรณ์ภายนอกเชื่อมผ่านตัวต่อประสาน RS-485 ซึ่งเป็นพอร์ตการสื่อสารพื้นฐานของสมาร์ทมิเตอร์ส่วนใหญ่ โดยทำงานแบบ ModBus และมิเตอร์ PRECISE รองรับ DLMS/COSEM (IEC 62056) ด้วยพลังงานจากแบตเตอรี่ลิเทียม แม้ว่า

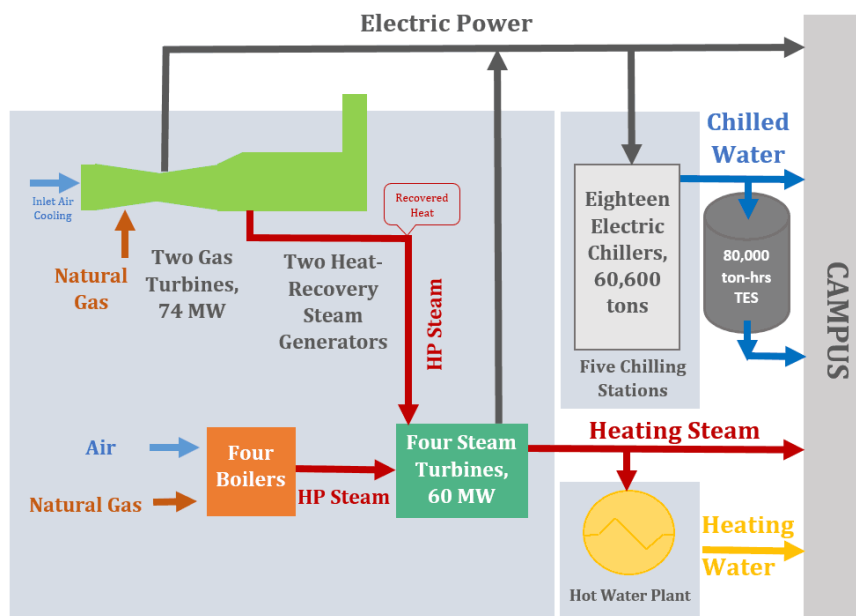
กระแสไฟฟ้าหลักขัดข้องสมาร์ตมิเตอร์ทั้ง 3 เครื่องนี้ยังคงสามารถทำงานได้ ลักษณะเด่นที่เห็นได้ชัดจากสมาร์ตมิเตอร์ คือมันทำงานแบบดิจิทัล และสามารถเชื่อมต่อกับเครือข่ายได้หลากหลายชนิด ซึ่งมิเตอร์จานหมุนแบบดั้งเดิม ไม่สามารถทำงานในลักษณะนี้ได้

ตารางที่ 3-9 คุณลักษณะเฉพาะของสมาร์ตมิเตอร์ที่ถูกนำมาใช้งานในประเทศไทย

พารามิเตอร์	EDMI-MK6N	EDMI-MK10E	PRECISE I-21BWEBAG
Voltage Rating	3x220 V (57 – 240 V)	3x220 V (57.7 – 240 V)	230 V(184 – 264.5 V)
Current Rating	5(6) A	5(6) A	5(100) A
Service Type	3 phase 4 wire with CT, 3 phase 3 wire with CT-VT	3 phase 4 wire with CT, 3 phase 3 wire with CT-VT	1 phase 2 wire (Direct Connect)
Frequency	45 – 65 Hz	45 – 65 Hz	50 Hz
Measured Values	Import/Export/Absolute of Wh, Varh, VAh, W, Var, VA, Vrms, Irms, PF, Freq, phasor angles	Import/Export/Absolute of Wh, Varh, VAh, W, Var, VA, Vrms, Irms, PF, Freq, phasor angles	kWh, W, Var, Vrms, Irms, PF, Freq
Communication	- Optical (IEC 62056-21) - RS-485 - RS-232 (Optional modem 2G/3G/4G LTE)	- Optical (IEC 62056-21) - RS-485 - RS-232 (Optional modem 2G/3G/4G LTE)	- Optical (IEC 62056-21) - RS-485 - G3-PLC (Optional) - ZigBee (Optional)
Protocol	- EDMI command line - MODBUS	- EDMI command line - DLMS & MODBUS	- DLMS/COSEM
Standard (Accuracy)	IEC 62053-22 (Class 0.5S)	IEC 62053-22 (Class 0.5S)	- IEC 62052-11, 62053-21 (Class 1), - IEC 62053-23 (Class 2)
Backup Power	Lithium Battery	Lithium Battery	Lithium Battery
Dimension (mm)	260x173x93	262x175x95	216x146x80
Weight	2 kg	2 kg	1.4 kg

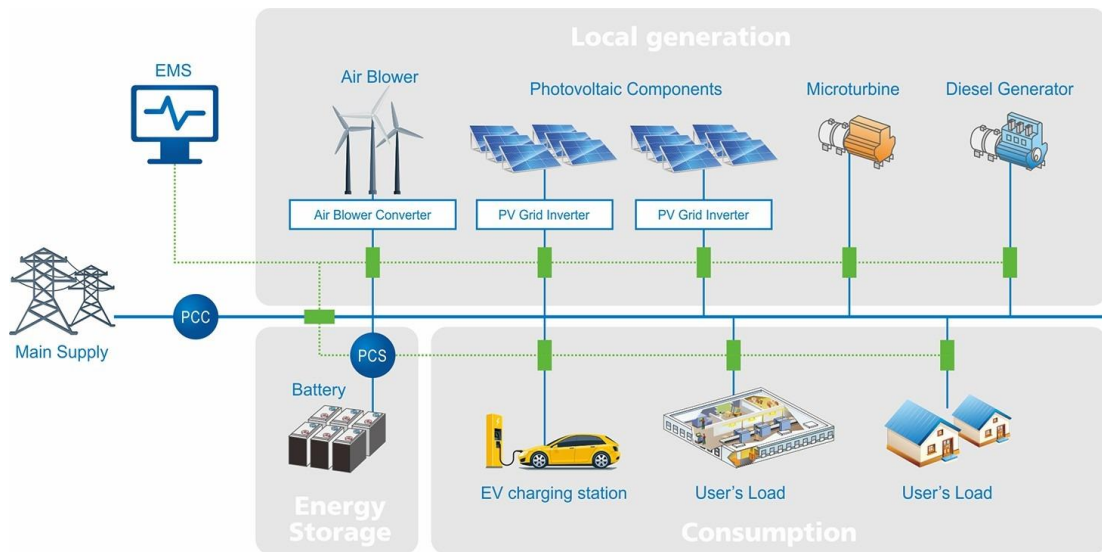
3.10 ไมโครกริด (Microgrid)

ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกปี ผู้ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้าจำเป็นต้องสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเพื่อรองรับความต้องการดังกล่าว การสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เป็นไปได้ยากเนื่องจากปัญหาด้านมลพิษและสิ่งแวดล้อม ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจึงเป็นทางเลือกที่จะมาทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล แต่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีความผันผวนทำให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้มีความไม่แน่นอน การใช้พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะต้องเป็นระบบไฟฟ้าที่มีการทำงานร่วมกันของระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และพลังงานหมุนเวียนที่มีองค์ประกอบและการจัดการในระบบเป็นอย่างดี แนวทางหนึ่งที่เป็นไปได้คือการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กหรือไมโครกริด ที่เชื่อมต่อกับกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กกับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ใกล้กันรวมเป็นระบบไฟฟ้า



รูปที่ 3-44 ตัวอย่างไมโครกริดที่มหาวิทยาลัยเท็กซัสออสติน [18]

รูปที่ 3-44 การใช้งานระบบไมโครกริด ในอดีตระบบไมโครกริดแบบดั้งเดิมใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน เช่น ระบบไมโครกริดที่มหาวิทยาลัยเท็กซัสออสตินได้พัฒนาขึ้นที่ประกอบด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Combined Heat and Power: CHP) ซึ่งสามารถส่งพลังงานไฟฟ้าและความร้อนออกมาพร้อมกัน รวมถึงความเย็นเพื่อเลี้ยงระบบที่ประกอบด้วยอาคารกว่า 150 หลังภายในมหาวิทยาลัย ระบบไมโครกริดที่พัฒนาขึ้นได้ถูกใช้งานมาเป็นเวลานานกว่า 40 ปี ปัจจุบันเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้ามีความก้าวหน้ามากขึ้น ระบบผลิตไฟฟ้ามีขนาดและราคาลดลง ทำให้แหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวมากขึ้นและมีความหลากหลายในการใช้เชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้า รวมถึงแหล่งจ่ายไฟที่ใช้พลังงานหมุนเวียนที่มีขนาดลดลงด้วย

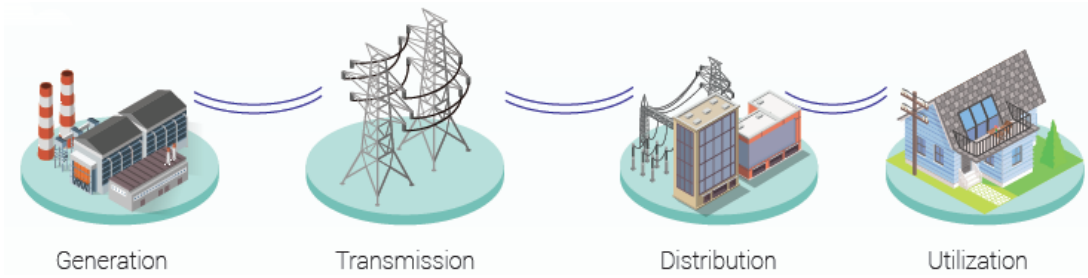


รูปที่ 3-45 แนะนำไมโครกริด [19]

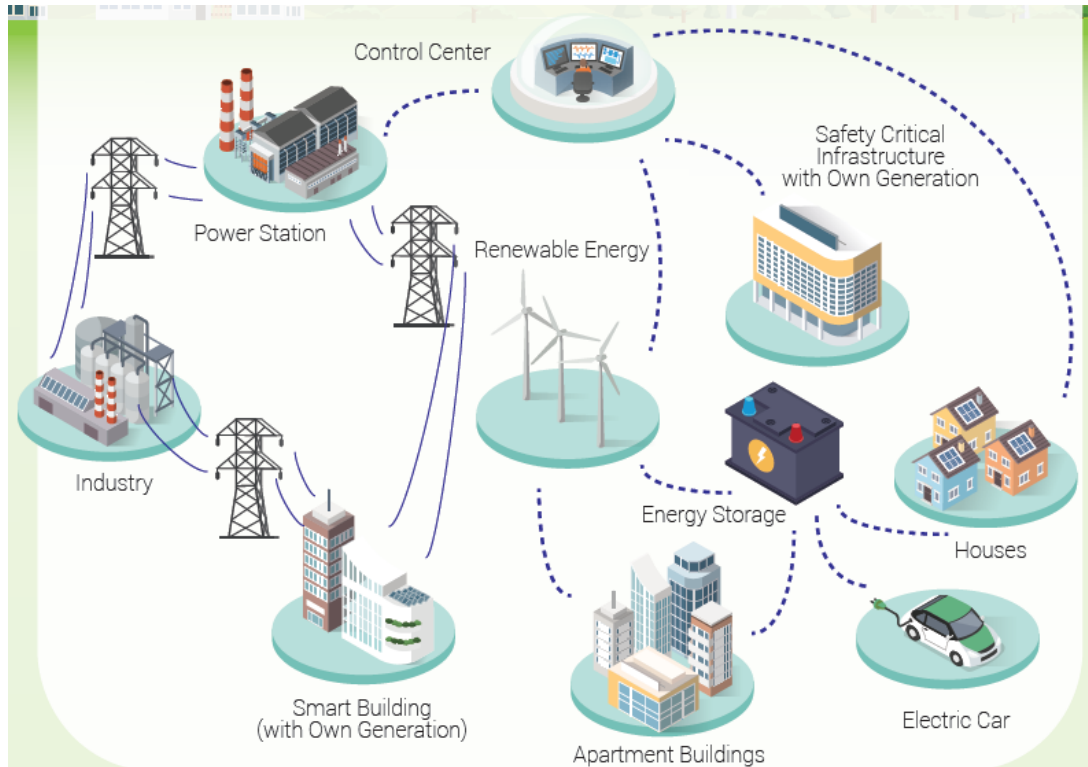
ระบบไมโครกริดทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า ให้อยู่ใกล้กับสถานที่ที่มีความต้องการใช้พลังงานความร้อน เพื่อนำความร้อนจากระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กไปใช้งานได้โดยตรง เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิง นอกจากนี้ความล้ำหน้าของเทคโนโลยีสารสนเทศ และการสื่อสาร ทำให้ระบบไมโครกริดสามารถพัฒนาเป็นระบบไมโครกริดสมัยใหม่ (Advanced Microgrid) ที่มีความทันสมัยและสามารถจัดการทรัพยากรพลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นเพื่อตอบสนองกับความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งในปัจจุบันและอนาคต

ระบบไมโครกริดสมัยใหม่หรือระบบสมาร์ทไมโครกริด (Smart Microgrid) คือระบบไฟฟ้าขนาดเล็กที่ประกอบด้วยกลุ่มของโหลดที่แตกต่างกัน และระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่กระจายตัวอย่างเหมาะสม รวมถึงระบบกักเก็บพลังงานดังแสดงในรูปที่ 3-45 การทำงานของส่วนประกอบทั้งหมดนี้เชื่อมต่อกันผ่านระบบการบริหารจัดการพลังงานและระบบควบคุม รวมถึงอุปกรณ์ป้องกันและซอฟต์แวร์ที่เกี่ยวข้องด้วย

ไมโครกริด คือระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดันต่ำหรือปานกลางที่ประกอบด้วย มั่นถูกออกแบบให้กำลังไฟฟ้าไหลได้ 2 ทิศทาง ดังแสดงในรูปที่ 3-46 ในสถานการณ์ปกติระบบไมโครกริดจะดำเนินการผลิตและใช้พลังงานไฟฟ้าความมั่นคงแก่ระบบให้สามารถแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน หรือส่วนขาดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักได้ ในทางตรงกันข้าม ระบบไมโครกริดสามารถแยกตัวเป็นอิสระ (Islanding) จากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักได้ในกรณีที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักขัดข้อง รูปที่ 3-47 ดังนั้นระบบไมโครกริด ซึ่งแตกต่างจากโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ที่กำลังไฟฟ้าไหลเพียงทิศทางเดียวจากโรงไฟฟ้าไปสู่โหลดต่าง ๆ ไมโครกริดประกอบด้วย 4 ส่วนหลักดังแสดงในรูปที่ 3-48



(ก) การไหลของกระแสไฟฟ้าในแบบทิศทางเดียว

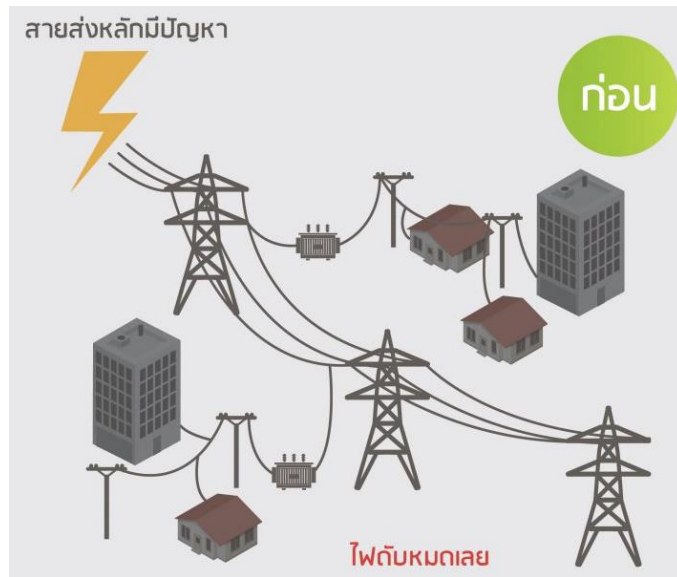


(ข) การไหลของกระแสไฟฟ้าในแบบสองทิศทาง

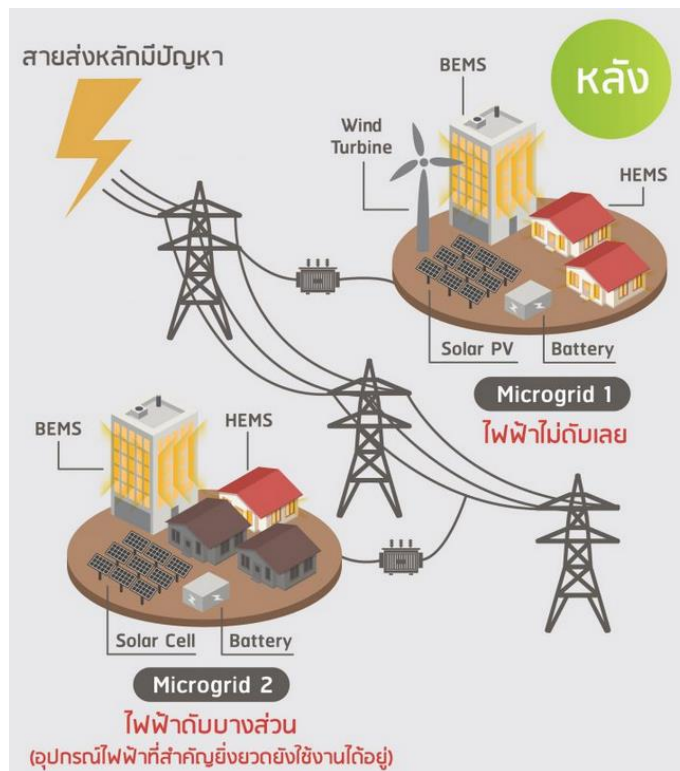
รูปที่ 3-46 การไหลของระบบไฟฟ้ากำลังในระบบไมโครกริด [20]

1. ระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก มีหน้าที่ผลิตไฟฟ้าภายในระบบเพื่อจ่ายไปยังโหลด ส่วนระบบสมาร์ตไมโครกริดที่ทันสมัยจะเน้นในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน อย่างเช่น แสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานชีวมวลหรือก๊าซชีวภาพ หรือพลังงานน้ำขนาดเล็ก เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าซึ่งอาจใช้ระบบผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นระบบเสริมเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบในกรณีที่การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนไม่เพียงพอ

2. ระบบควบคุมไมโครกริด เป็นระบบที่จัดการพลังงาน (Energy Management System) ซึ่งทำหน้าที่ควบคุมการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าในระบบให้สมดุล โดยเน้นให้ใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นภายในระบบมากที่สุด และควบคุมการแลกเปลี่ยนไฟฟ้าส่วนเกินหรือส่วนขาดระหว่างระบบไมโครกริดกับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก นอกจากนี้ยังรับผิดชอบในการควบคุมการชาร์จและการจ่ายไฟจาก



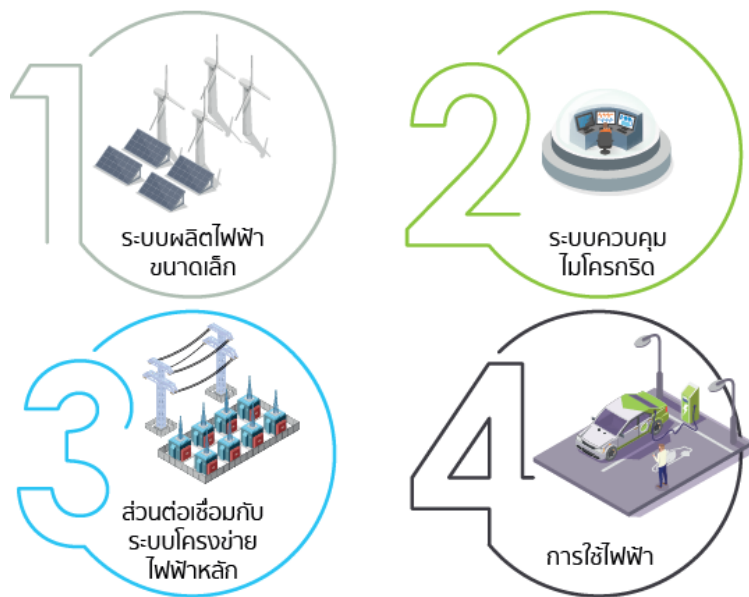
(ก) ระบบไฟฟ้ากำลังแบบดั้งเดิมเมื่อเกิดความขัดข้องในระบบ



(ข) ระบบไมโครกริดเมื่อเกิดความขัดข้องในระบบ

รูปที่ 3-47 เปรียบเทียบระบบไมโครกริดเมื่อเกิดเหตุขัดข้อง [20]

ระบบกักเก็บพลังงานให้เหมาะสมด้วยเช่นกัน ระบบควบคุมไมโครกริดจะทำงานโดยอัตโนมัติ การวิเคราะห์และประมวลผลเพื่อหาแนวทางในการควบคุมระบบให้ทำงานอย่างเหมาะสมที่สุด ทั้งทางเทคนิค ความปลอดภัย และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์



รูปที่ 3-48 ส่วนประกอบในไมโครกริด [21]

นอกจากนี้ระบบควบคุมไมโครกริดที่ทันสมัยสามารถทำงานร่วมกับระบบพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน และใช้ข้อมูลพยากรณ์ดังกล่าวในการบริหารจัดการการผลิต และการใช้ไฟฟ้าในระบบไมโครกริดอย่างมีประสิทธิภาพ

3. ส่วนที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก มีหน้าที่ควบคุมการเชื่อมต่อหรือตัดการเชื่อมต่อระหว่างระบบไมโครกริดกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก โดยปกติแล้วจะรับคำสั่งจากระบบควบคุมไมโครกริดโดยตรง อย่างไรก็ตาม ในกรณีฉุกเฉินส่วนที่เชื่อมต่อ สามารถตัดการเชื่อมต่อด้วยตัวเองอัตโนมัติตามเงื่อนไขควบคุมที่ตั้งไว้

4. ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า คือผู้ใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ ภายในระบบนี้ เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าในบ้านเรือน อุตสาหกรรม ธุรกิจ อาคารพาณิชย์ และส่วนราชการ ซึ่งได้ถูกจัดลำดับความสำคัญตามระดับ (Priority) เพื่อให้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจของระบบควบคุมไมโครกริด ในกรณีที่ระบบไมโครกริดต้องแยกตัวออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก และแหล่งผลิตไฟฟ้าภายในระบบไมโครกริดไม่เพียงพอต่อการให้ไฟฟ้ากับผู้ใช้ทั้งหมด ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความสำคัญต่ำสุดจะถูกตัดการให้ไฟฟ้าก่อน เพื่อให้ระบบทำงานได้เป็นอย่างดีเหมาะสม

ในทางปฏิบัติ ระบบไมโครกริดแต่ละระบบอาจมีคุณลักษณะที่แตกต่างกันออกไป ขึ้นอยู่กับส่วนประกอบต่าง ๆ ในระบบนั้น สิ่งที่มีผลต่อลักษณะและความสามารถของระบบไมโครกริดมีอยู่หลายอย่าง เช่น ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า วิธีการใช้ไฟฟ้า ประเภทและจำนวนของแหล่งผลิตไฟฟ้าในระบบ เมื่อมีระบบผลิตพลังงานไฟฟ้ามากและมีระบบกักเก็บพลังงาน เมื่อต้องแยกตัวอิสระจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก ยังสามารถคงการจ่ายไฟฟ้าให้กับโหลดส่วนมากในระบบได้ แต่ในกรณีของระบบ

ไมโครกริดที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจำกัดและไม่มีระบบกักเก็บพลังงาน เมื่อต้องอาศัยการพึ่งพาจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักมาก เมื่อแยกตัวอิสระจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก ก็จะสามารถคงการจ่ายไฟฟ้าให้กับบางโหนดที่มีความสำคัญสูงเท่านั้น

3.11 เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Readings)

1. J. Machowski, J. Bumby, and J. Bialek, *Power System Dynamics: Stability and Control*, John Wiley & Sons, 2012. West Sussex.
2. A. Angioni *et al.*, "Design and Implementation of a Substation Automation Unit," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 2, pp. 1133-1142, Apr. 2017.
3. J. Momoh, *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*, John Wiley & Sons, 2012. New Jersey.
4. A. G. Phadke, and J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and The applications*, Springer, 2017. New York.
5. A. Maitra *et al.*, "Microgrid Controllers : Expanding Their Role and Evaluating Their Performance," in *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 4, pp. 41-49, July-Aug. 2017.
6. C. Vivekananthan *et al.*, "Demand Response for Residential Appliances via Customer Reward Scheme," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 809-820, Mar. 2014.
7. H. Karami *et al.*, "An Optimal Dispatch Algorithm for Managing Residential Distributed Energy Resources," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2360-2367, Sept. 2014.
8. F. Marra *et al.*, "A Decentralized Storage Strategy for Residential Feeders With Photovoltaics," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 974-981, Mar. 2014.
9. A. Keyhani, and A. Chatterjee, "Automatic Generation Control Structure for Smart Power Grids," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1310-1316, Sept. 2012.

3.12 คำถามท้ายบท

1. จงเปรียบเทียบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะกับโครงข่ายไฟฟ้าแบบดั้งเดิม
2. มาตรฐาน IEC 61850 คืออะไร ทำไมต้องมีมาตรฐานนี้

3. Process Level คืออะไร
 4. GOOSE message คืออะไร
 5. จงเปรียบเทียบ AMI กับ AMR
 6. ทำไมต้องแบ่ง VLAN ภายในเครือข่ายของสถานีไฟฟ้าย่อย
 7. ทำไมต้องมีการป้องกันระยะไกล บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ
 8. PMU มีความจำเป็นต่อระบบอย่างไร
 9. เพราะเหตุใด การสื่อสารข้อมูลจึงถูกนำมาประยุกต์ใช้กับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ
 10. จงบอกข้อดีและข้อเสียของไมโครกริด
-

บทที่ 4

เทคโนโลยีสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชลากร ทรัพย์ศิริ

การสื่อสารในอดีตเน้นการส่งข้อมูลจากต้นทางให้ถึงปลายทาง เป็นการสื่อสารแบบอนาล็อก ซึ่งสามารถจัดการกับสัญญาณรบกวนได้ไม่ดีนัก การรักษาความปลอดภัยข้อมูลทำได้ยาก การสื่อสารแบบอนาล็อกใช้การมอดูเลตชั้นแบบอนาล็อกเช่น AM และ FM ยุคต่อมาเป็นการสื่อสารแบบดิจิทัล ข้อดีของการสื่อสารแบบนี้คือสามารถลดสัญญาณรบกวนในระบบได้ดี เนื่องจากสัญญาณของข้อมูลเป็นชนิดดิจิทัล มีลักษณะที่แตกต่างจากสัญญาณรบกวนอย่างสิ้นเชิง อีกทั้งยังมีเทคนิคการมอดูเลตที่ทนทานต่อสัญญาณรบกวนเช่น Phase Modulation หรือ Quadrant Amplitude Modulation เป็นต้น ข้อมูลดิจิทัลสามารถเข้ารหัสลับก่อนส่งได้ อย่างไรก็ตาม การสื่อสารแบบดิจิทัลมีข้อจำกัดที่ การเข้ากันได้ของระบบ เมื่อเทคโนโลยีสื่อสารได้รับความนิยมมากขึ้น การสื่อสารแบบดิจิทัลไม่สามารถเข้ากันได้ กับเทคโนโลยีสื่อสารดิจิทัลต่างชนิดกัน ตัวอย่างที่เห็นได้ชัดเจน เช่น โทรศัพท์ดิจิทัลไม่สามารถส่งข้อมูลไปยังเครือข่ายคอมพิวเตอร์ได้

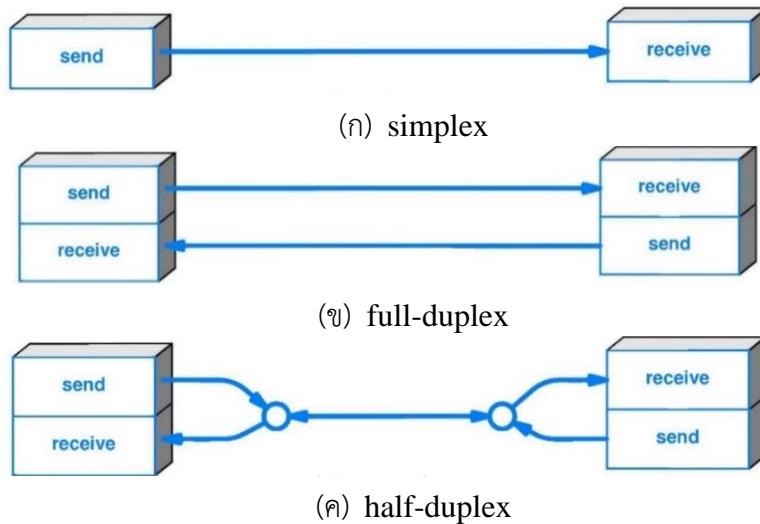
ตั้งแต่ปี 2000 เป็นต้นมา แนวโน้มในการพัฒนาเทคโนโลยีสื่อสารต่าง ๆ จะมุ่งไปสู่การใช้งานที่เข้ากันได้กับหลากหลายอุปกรณ์ เทคโนโลยีสื่อสารข้อมูลที่ได้รับการนิยมอย่างแพร่หลายในปัจจุบันคือเครือข่ายอินเทอร์เน็ต ซึ่งทำงานบนพื้นฐานของการรับส่งด้วยไอพีแอดเดรสหรือ Internet Protocol (IP) แต่ละอุปกรณ์มีหมายเลขที่อยู่แน่นอน บนมาตรฐาน OSI model ทำให้เครือข่าย ทุกพื้นที่ทั่วโลกสามารถติดต่อสื่อสารแลกเปลี่ยนข้อมูลกันได้

เทคโนโลยีสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ทำงานบนเครือข่ายสื่อสารข้อมูลเพื่อสื่อสารกันระหว่าง Generations, Transmissions, and Distributions ซึ่งถูกควบคุมโดยระบบ SCADA มันทำงานแบบดิจิทัลในยุคแรกในปี 1980 และถูกพัฒนาเป็นการสื่อสารข้อมูลตั้งแต่ปี 2000 เป็นต้นมา โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะครอบคลุมถึง Substations, Smart Meter, AMI, Microgrid และ Control Center ซึ่งทำงานบนเครือข่ายสื่อสารข้อมูลทั้งหมด ดังนั้น เนื้อหาบทนี้จะกล่าวถึง หลักการพื้นฐานของการสื่อสารทั่วไป ช่องสัญญาณ การมอดูเลต การสื่อสารข้อมูลบน OSI model ด้วยเทคโนโลยีสื่อสารข้อมูลบน LTE, ลอรา, PLC, ซิกบี โดยจะเน้นทฤษฎีการสื่อสารข้อมูล ที่ซึ่งถูกนำมาประยุกต์ใช้กับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

4.1 แนะนำหลักการพื้นฐานในการสื่อสารทั่วไป

4.1.1 การสื่อสารสองทาง (Duplexing)

ระบบการสื่อสารสองทางคือการสื่อสารระหว่างจุดสองจุดหรือมากกว่า ซึ่งสามารถรับส่งข้อมูลทางเดียวหรือสองทิศทาง การสื่อสารในทิศทางเดียวมีชื่อเรียกว่า **Simplex** การสื่อสารสองทิศทางมีสองรูปแบบคือ **Full Duplex** และ **Half Duplex** ดังแสดงในรูปที่ 4-1



รูปที่ 4-1 ทิศทางการสื่อสาร

4.1.1.1 การสื่อสารทิศทางเดียว (Simplex Communication)

การสื่อสารทิศทางเดียวหมายถึง วิธีการสื่อสารที่ซึ่งสัญญาณในระบบจะไหลไปทิศทางเดียว อาทิเช่น การส่งสัญญาณโทรทัศน์ การฟังวิทยุ หรือ การส่งข้อมูลจากคีย์บอร์ดมายังหน่วยประมวลผล เป็นต้น สังเกตได้ว่าเครื่องรับเหล่านี้ไม่จำเป็นต้องส่งข้อมูลใด ๆ ไปยังเครื่องส่ง จุดประสงค์หลักของการส่งเช่นนี้คือการสร้างระบบได้ง่าย ต้นทุนต่ำ ดังแสดงในรูปที่ 4-1(ก)

4.1.1.2 การสื่อสารแบบสองทิศทางในเวลาเดียวกัน (Full Duplex Communication)

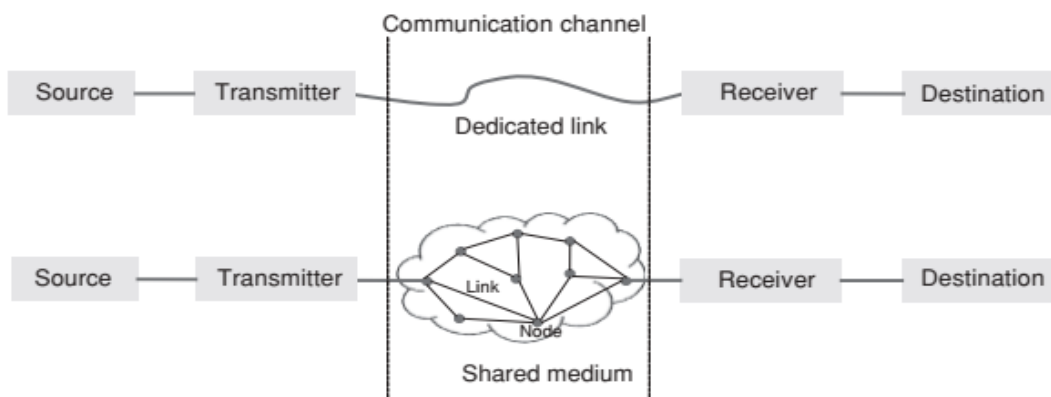
การสื่อสารแบบสองทิศทางในเวลาเดียวกันหมายถึง วิธีการสื่อสารที่ซึ่งสัญญาณในระบบจะไหลทั้งสองทิศทางในเวลาเดียวกัน กล่าวคือฝั่งรับจะสามารถส่งข้อมูลได้ ในทางกลับกัน ฝ่ายส่งก็สามารถรับข้อมูลได้เช่นเดียวกัน ณ เวลาเดียวกัน แต่ฝ่ายใดฝ่ายหนึ่งไม่จำเป็นต้องรอให้ส่งข้อมูลสำเร็จ ทั้งสองฝ่ายสามารถส่งข้อมูลถึงกันได้ตลอดเวลา ทั้งนี้จะไม่มี การชนกันของสัญญาณ เนื่องจากใช้ช่องสัญญาณต่างกัน ลักษณะการสื่อสารเช่นนี้ได้แก่ การสนทนาทางโทรศัพท์ การส่งข้อมูลทางคอมพิวเตอร์ เป็นต้น ดังแสดงในรูปที่ 4-1(ข) สังเกตได้ว่า มีช่องสัญญาณ 2 ช่อง เพื่อใช้ในการรับส่งข้อมูลพร้อมกัน

4.1.1.3 การสื่อสารแบบสองทิศทางต่างเวลา

การสื่อสารแบบสองทิศทางต่างเวลา (**Half Duplex Communication**) หมายถึง วิธีการสื่อสารที่ซึ่งสัญญาณในระบบจะไหลทั้งสองทิศทางในเวลาที่แตกต่างกัน โดยฝั่งหนึ่งจะส่งและอีกฝั่งจะรับ ไม่สามารถรับและส่งพร้อมกันได้อย่าง **Full Duplex** กล่าวคือหากมีการใช้ช่องสัญญาณ ต้องรอให้การใช้ช่องสัญญาณเสร็จสิ้นก่อนที่จะสลับการรับส่งระหว่างสองอุปกรณ์ได้ดังแสดงในรูปที่ 4-1(ค) สังเกตได้ว่า มีการใช้ช่องสัญญาณร่วมกัน ดังนั้นต้องรอให้อีกฝั่งส่งสัญญาณให้เสร็จก่อน ฝั่งตรงกันข้าม จึงจะใช้ช่องสัญญาณได้

4.1.2 ช่องสื่อสารเฉพาะและช่องสื่อสารร่วม

โปรแกรมประยุกต์ทั่วไปต้องการส่งข้อมูลจากต้นทางไปยังปลายทาง ซึ่งอาจจะเป็นปลายทางเดียวหรือมีปลายทางหลายจุด ในทางอุดมคติ ช่องทางสื่อสารควรจัดสรรเพื่ออุปกรณ์ต้นทาง ระหว่างทาง ตลอดจนจุดหมายปลายทางที่ข้อมูลไปถึง การส่งข้อมูลในช่องสื่อสารเฉพาะ (**Dedicated Communication Channels**) มีความปลอดภัยสูงและมีต้นทุนสูงเช่นเดียวกัน ในทางตรงกันข้าม ข้อมูลถูกส่งเข้าไปในเครือข่าย ที่มีช่องสื่อสารร่วมกัน (**Shared Communication Channels**) กับโหนดอื่น การใช้ทรัพยากรร่วมกันเช่นนี้เป็นการลดต้นทุนในการสื่อสาร

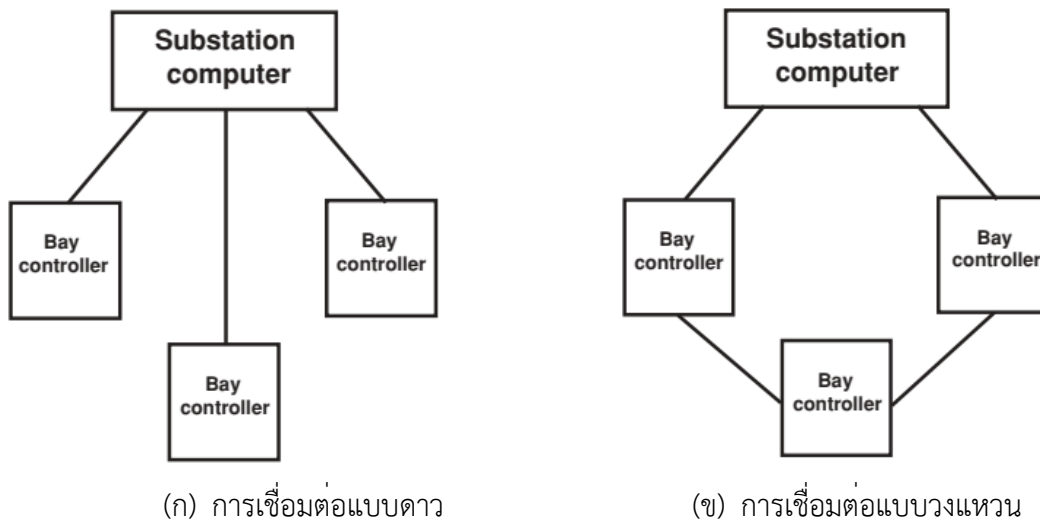


รูปที่ 4-2 การเปรียบเทียบช่องสื่อสารเฉพาะและช่องสื่อสารร่วม [11]

รูปที่ 4-2 แสดงช่องสื่อสารทั่วไปของการสื่อสารข้อมูล และนำมาประยุกต์ใช้เป็นการสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งมีระบบรีเลย์ป้องกันเพื่อเฝ้าระวังอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย (**Bay control unit**) อาทิเช่น หม้อแปลงกระแส หรือหม้อแปลงแรงดัน ดังแสดงในตารางที่ 4-1 อุปกรณ์จำพวก **Bay control** นี้จะถูกเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อเฝ้าระวังการทำงานของอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย แล้วส่งไปยังศูนย์ควบคุมภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งลักษณะการเชื่อมต่อ (**Topology**) อาจจะเป็นแบบดาว หรือ แบบวงแหวน

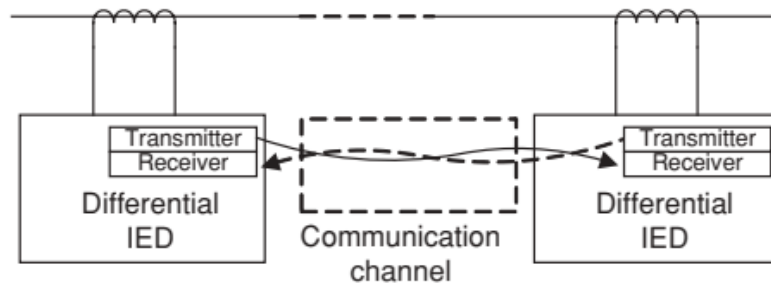
ตารางที่ 4-1 ตัวอย่างอุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย

ส่วนหลัก	อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย
อุปกรณ์แหล่งกำเนิด	หม้อแปลงไฟฟ้า และ หม้อแปลงกระแส
เครื่องส่ง	หน่วยเชื่อมต่อระยะไกล (Remote Terminal Unit: RTU)
ช่องทางสื่อสาร	เครือข่ายท้องถิ่น (Local Area Network: LAN) or Ethernet
เครื่องรับ	อุปกรณ์เชื่อมต่อเครือข่าย (Network Interface Card)
อุปกรณ์ปลายทาง	เครื่องคอมพิวเตอร์ และ IED สำหรับการป้องกันและการควบคุม



รูปที่ 4-3 ลักษณะการเชื่อมต่อในสถานีไฟฟ้าย่อย [11]

การเชื่อมต่อแบบดาวใช้ช่องสื่อสารเฉพาะดังแสดงในรูปที่ 4-3(ก) เป็นลักษณะการเชื่อมต่อที่ง่าย ประหยัดการลงทุน การวางระบบโครงข่ายในช่วงแรกมักจะเป็นแบบดาว อย่างไรก็ตาม หากมีลิงค์ระหว่าง Bay control และศูนย์ควบคุมภายในสถานีไฟฟ้าย่อยขัดข้อง การสื่อสารระหว่างกันจะล้มเหลวทันที การเชื่อมต่อแบบวงแหวนใช้ช่องสื่อสารร่วมกันกับโหนดอื่น ดังแสดงในรูปที่ 4-3(ข) มีต้นทุนที่สูงกว่าแบบดาว แต่ลักษณะการเชื่อมต่อแบบวงแหวนนี้เสถียรมากกว่า กล่าวคือหากมีลิงค์ใดขัดข้องหรือเสียหาย ระบบยังสามารถดำเนินต่อไปได้ ด้วยลิงค์ที่ทำงานอยู่

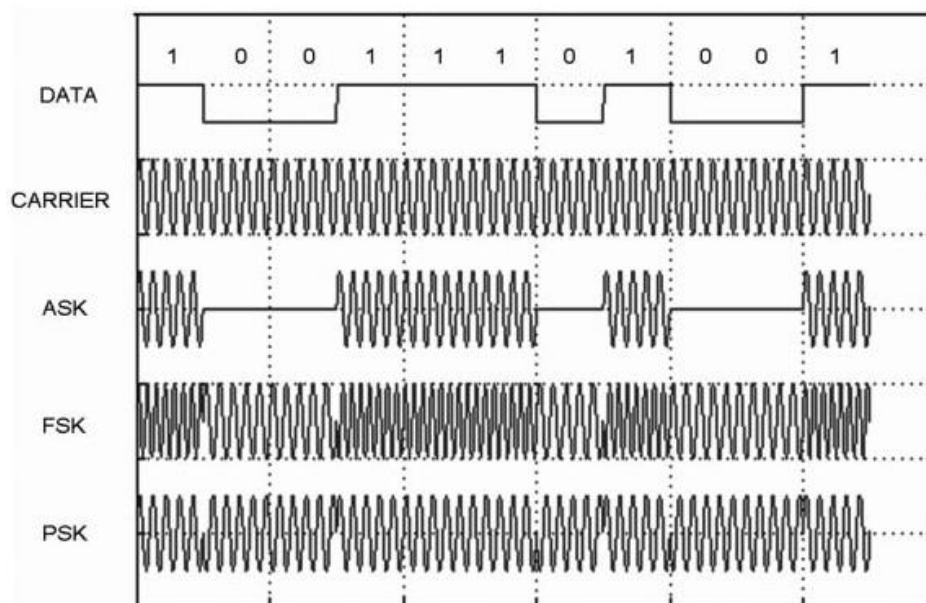


รูปที่ 4-4 ตัวอย่างของ Differential relay [11]

รูปที่ 4-4 แสดงการใช้ช่องทางเฉพาะสำหรับการสื่อสารด้วยเทคโนโลยี PLC สังเกตได้ว่า Differential IED ข้ามมือ ภายในมีเครื่องรับและเครื่องส่ง สามารถส่งข้อมูลไปยัง Differential IED ข้ามมือ ผ่านช่องทางเฉพาะเครื่องส่งของ Differential IED ด้านข้ามมือ ส่งไปยังเครื่องรับของ Differential IED ข้ามมือ ในทำนองเดียวกัน อุปกรณ์ Differential IED ข้ามมือสามารถส่งข้อมูลมายัง Differential IED ข้ามมือได้

4.1.3 การมอดดูเลตสัญญาณดิจิทัล (Digital Modulation)

การมอดดูเลตสัญญาณในการสื่อสารถือเป็นสิ่งจำเป็น เนื่องจากหากข้อมูลถูกส่งไปยังปลายทางผ่านช่องสัญญาณ โดยไม่มีการมอดดูเลต ข้อมูลดังกล่าวอาจจะมีสัญญาณรบกวนเข้ามาในระบบ ซึ่งจะส่งผลให้เครื่องรับไม่สามารถรับข้อมูลได้อย่างถูกต้อง ในการมอดดูเลตสัญญาณดิจิทัลมีหลายเทคนิค อาทิเช่น Amplitude Shift Keying (ASK), Frequency Shift Keying (FSK) และ Phase Shift Keying (PSK) ดังแสดงในรูปที่ 4-5

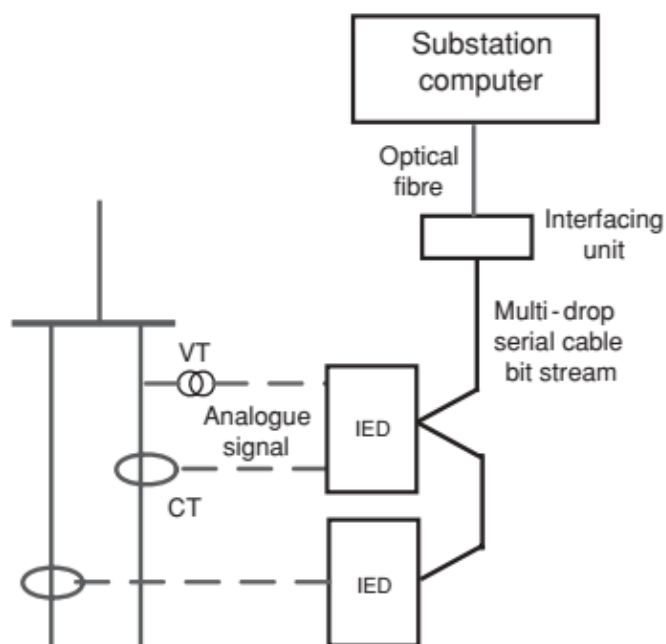


รูปที่ 4-5 เทคนิคการมอดดูเลตสัญญาณดิจิทัล [11]

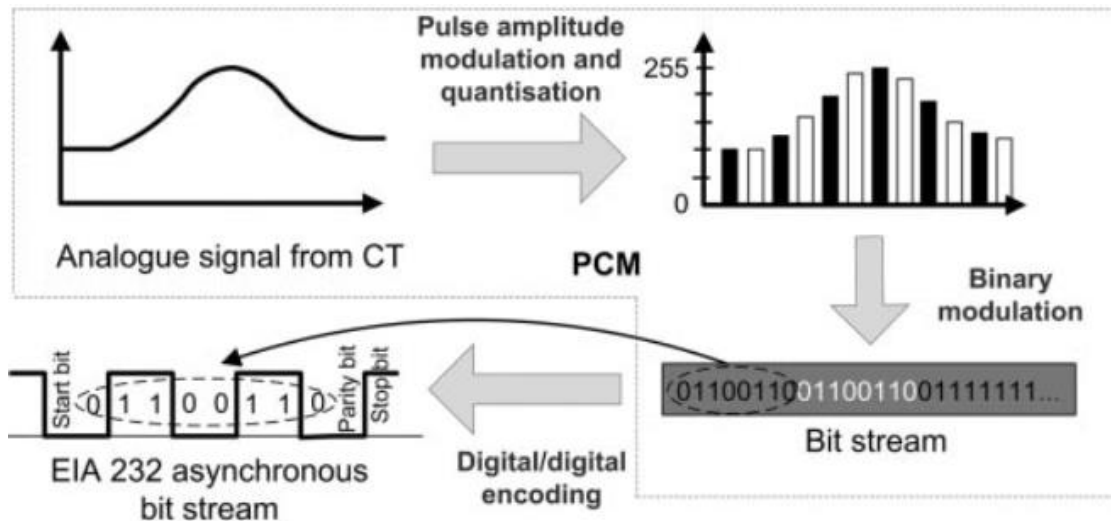
- **ASK** การมอดดูเลตสัญญาณ ยังคงรักษาความระดับบิตอย่างเห็นได้ชัด กล่าวคือ ASK เป็นการนำข้อมูลกับสัญญาณพาหะผสมกัน โดยใช้ความถี่คลื่นพาหะแสดงเป็นลอจิก 1 และในช่วงที่ไม่มีความถี่คลื่นพาหะคือลอจิก 0
- **FSK** เทคนิคการมอดดูเลตสัญญาณ พิจารณาถึงความถี่ของคลื่นพาหะ 2 ความถี่ กล่าวคือให้ความถี่แรกแสดงถึงลอจิก 1 และความถี่ที่ 2 แสดงถึงลอจิก 0
- **PSK** เทคนิคการมอดดูเลตสัญญาณ ใช้คลื่นพาหะความถี่เดียว มุ่งเน้นที่เฟสของคลื่นพาหะ โดยเฟส 0 หมายถึงลอจิก 1 และเฟส 180 หมายถึงลอจิก 0

สังเกตได้ว่าแต่ละเทคนิคการมอดดูเลตมีลักษณะเด่นที่ต่างกัน เมื่อข้อมูลถึงปลายทางเครื่องรับสามารถทำการตีมอดดูเลตได้ แม้ว่าจะมีสัญญาณรบกวนเข้ามาในระบบ เนื่องจากความแตกต่างระหว่างลอจิก 1 และลอจิก 0 ถูกแทนที่ด้วยคลื่นพาหะในรูปของ สัญญาณในการมอดดูเลตแบบ ASK, ความถี่ในการมอดดูเลตแบบ (FSK) และเฟสในการมอดดูเลตแบบ (PSK) เป็นต้น

ตัวอย่างการใช้ช่องสื่อสารร่วมกันระหว่างอุปกรณ์ IED ด้วยการวัดค่าจากหม้อแปลงกระแส ซึ่งเป็นสัญญาณอนาล็อกอย่างต่อเนื่อง โดยการสุ่มค่าตามรอบเวลา ค่าที่สุ่มได้จะเป็นค่าที่ไม่ต่อเนื่อง จากนั้นสัญญาณดังกล่าวจะถูกทำการมอดดูเลตรหัสของสัญญาณพัลส์ และกลายเป็นบิตข้อมูลในที่สุด ซึ่งเป็นสัญญาณดิจิทัลดังแสดงในรูปที่ 4-6 เมื่อสัญญาณอนาล็อกถูกแปลงเป็นบิตข้อมูลหรือสัญญาณดิจิทัล บิตข้อมูลนี้สามารถส่งต่อให้ระบบคอมพิวเตอร์ ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยประมวลผลได้ ดังแสดงในรูปที่ 4-7



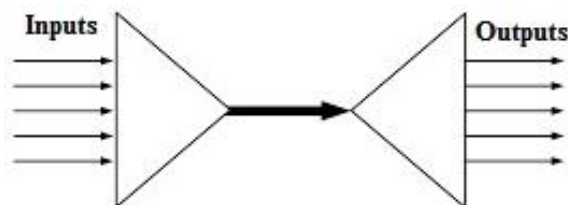
รูปที่ 4-6 การสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าย่อย [11]



รูปที่ 4-7 การเปลี่ยนสัญญาณอนาล็อกเป็นดิจิทัล [11]

4.1.4 การมัลติเพล็กซ์ (Multiplexing)

การมัลติเพล็กซ์ (Multiplexing) คือการรวมหลาย ๆ สัญญาณบนช่องสัญญาณหรือตัวนำเดียวกันและเวลาเดียวกัน เมื่อหลาย ๆ สัญญาณถูกทำการมัลติเพล็กซ์แล้ว สัญญาณทั้งหมดจะอยู่ในรูปของสัญญาณรูปเดียว ทั้งนี้เมื่อสัญญาณถึงปลายทาง เครื่องรับสามารถถอดสัญญาณของตนเองได้ด้วยอุปกรณ์แยกสัญญาณ (De-Multiplexer) ตัวอย่างในทางสื่อสารลักษณะดังกล่าวคือ การที่ผู้ใช้โทรศัพท์หลายคน ทำการโทรเรียกติดต่อยังผู้ใช้งานปลายทางผ่านช่องสัญญาณเดียวกันกับผู้ใช้โทรศัพท์รายอื่น อุปกรณ์มัลติเพล็กซ์ (Multiplexer) จะทำการมัลติเพล็กซ์สัญญาณก่อนส่งออกไปยังปลายทาง ซึ่งการทำเช่นนี้จะทำให้ประหยัดช่องสัญญาณ กล่าวคือหลาย ๆ ผู้ใช้สามารถใช้ช่องสัญญาณเดียวกันได้ ดังแสดงในรูปที่ 4-8



รูปที่ 4-8 การมัลติเพล็กซ์

4.1.4.1 การมัลติเพล็กซ์ทางความถี่ (FDM)

สัญญาณอนาล็อกจะถูกมัลติเพล็กซ์ทางความถี่ (Frequency Division Multiplexing: FDM) ซึ่งคลื่นพาห้จะถูกแบ่งเป็นหลาย ๆ ช่องความถี่หรือเรียกว่า Subchannels ความถี่เหล่านี้จะถูกส่งไปยังปลายทางในช่องสัญญาณในเวลาเดียวกัน การทำเช่นเพื่อประหยัดช่องทางการสื่อสารเนื่องจากช่องสัญญาณสื่อสารมีต้นทุนสูง

4.1.4.2 การมัลติเพล็กซ์ทางเวลา (TDM)

สัญญาณดิจิทัลจะถูกมัลติเพล็กซ์ทางเวลา (Time Division Multiplexing) หรือ TDM ซึ่งหลาย ๆ สัญญาณจะถูกใช้ในช่องสัญญาณเดียวกันแต่ต่างเวลากัน ดังนั้นจึงเรียกวิธีการเช่นนี้อีกชื่อหนึ่งว่า Time Slots เครื่องรับจะสามารถรับสัญญาณได้ โดยต้องมีข้อตกลงร่วมกันกับเครื่องส่งด้วยเวลาที่ตรงกัน

4.1.5 การส่งแบบดิจิทัล (Digital Transmission)

สัญญาณอนาล็อกสามารถส่งไปในช่องทางสื่อสารชนิดดิจิทัลได้ ด้วยการใช้อุปกรณ์แปลงสัญญาณอนาล็อกเป็นดิจิทัล หรือเรียกว่า Analog to Digital (A/D) Converter ข้อดีของสัญญาณดิจิทัลคือสามารถส่งสัญญาณได้ไกลกว่าเดิมด้วยการใช้อุปกรณ์ทวนสัญญาณ (Repeater) เมื่อเปรียบเทียบกับอนาล็อก การส่งแบบดิจิทัลสามารถตรวจจับความผิดพลาดของสัญญาณได้ สามารถขยายสัญญาณได้ดี (Signal to noise ratio: S/N) และทนต่อสัญญาณรบกวนในระหว่างการส่งในทางกลับกัน เมื่อสัญญาณดิจิทัลที่ถูกส่งออกไปถึงเครื่องรับปลายทางแล้ว สัญญาณดิจิทัลนี้สามารถแปลงกลับมาเป็นสัญญาณอนาล็อกได้ด้วยอุปกรณ์ Digital to Analog (D/A) Converter

4.2 การสื่อสารข้อมูล (Data Communication)

การสื่อสารข้อมูล (Data Communication) คือการส่งข้อมูลในรูปแบบดิจิทัลที่มีแพ็คเกจ (Package) หรือเฟรม (Frame) ข้อมูล ซึ่งทำงานภายใต้ Internet Protocol หรือเรียกอีกชื่อว่า ข้อตกลงในหลาย ๆ เครือข่าย ทั้งนี้เพื่อให้การสื่อสารสัมฤทธิ์ผล ในทางปฏิบัติมีผู้ผลิตอุปกรณ์เครือข่ายจำนวนมาก ข้อตกลงนี้จะทำให้อุปกรณ์ต่างบริษัทผู้ผลิตสามารถสื่อสารกันได้อย่างสมบูรณ์แบบ ไม่มีข้อจำกัดด้านผู้ผลิตอีกต่อไป

4.2.1 ต้นแบบการเชื่อมต่อหลาย ๆ ระบบ (OSI model)

Open Systems Interconnection (OSI) model คือต้นแบบทางด้านการเชื่อมต่อระหว่างหลาย ๆ เครือข่ายในระบบเปิด [22] ซึ่งใช้เป็นแนวทางในการผลิตอุปกรณ์ หรือระบบการทำงานของอุปกรณ์ให้สอดคล้องกับ OSI model นี้ การออกแบบ OSI model จะคำนึงถึงการทำงานร่วมกันระหว่างอุปกรณ์ OSI model แบ่งชั้นการทำงานออกเป็น 7 ชั้น โดยแต่ละชั้นจะมีการทำงานในหน้าที่ของตนเอง เช่น การส่งข้อมูลต่อไปยังชั้นบน (Upper layer) ในกระบวนการการรับข้อมูล หรือการรับข้อมูลจากชั้นล่าง (Lower layer) ในกระบวนการการรับข้อมูล บทบาทของชั้นต่าง ๆ มีดังนี้

แต่ละชั้นต้องทำงานที่มีลักษณะเฉพาะเช่น **Physical layer** จะทำหน้าที่รับหรือส่งข้อมูลออกไปหรือรับข้อมูลจากสายนำสัญญาณ ซึ่งในทางปฏิบัติอาจจะเป็น อากาศ สายใยแก้วนำแสง หรือสายทองแดง UTP or Coaxial เป็นต้น ดังแสดงตามรูปที่ 4-9

Application	Layer 7
Presentation	Layer 6
Session	Layer 5
Transport	Layer 4
Network	Layer 3
Data Link	Layer 2
Physical	Layer 1

รูปที่ 4-9 OSI model

แต่ละชั้นต้องทำหน้าที่จัดการแพคเกจตามวัตถุประสงค์เช่น การตรวจสอบความผิดพลาดจากเฟรมข้อมูลที่ได้รับได้ใน **Data Link layer** หากข้อมูลที่ได้รับได้มีความถูกต้อง ข้อมูลในกระบวนการนี้จะถูกส่งไปยังชั้นที่สูงกว่านั้นคือ **Network layer** ในทางตรงกันข้าม หาก **Data Link layer** พบว่ามีข้อมูลผิดพลาด **Data Link layer** จะไม่ส่ง ACK กลับไปยังฝั่งส่ง เป็นต้น

- **Physical Layer (Layer 1)**

Physical Layer คือชั้นแรกของ **OSI model** ที่ซึ่งเชื่อมต่อกับเครือข่ายโดยตรงในรูปแบบของสายนำสัญญาณหรือสายอากาศ ในทฤษฎีการสื่อสารช่องทางดังกล่าวถูกเรียกว่า ช่องทางการสื่อสาร (**Channel**) โดยข้อมูลภายในจะเป็นบิต ในทางปฏิบัติจะมีหลายๆ บิตข้อมูลผ่านทางช่องสัญญาณ ขนาดของบิตข้อมูลจะมีเท่าไร ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีการสื่อสาร เช่น **Ethernet** มีขนาดสูงสุด 1500 ไบต์, และ **LoRa** มีขนาดสูงสุด 255 ไบต์ เป็นต้น บิตเหล่านี้จะถูกนำมาตีความหมายให้อยู่ในรูปของเฟรมข้อมูล ในชั้นนี้

- **Data Link Layer (Layer 2)**

Data Link Layer มีหน้าที่หลักคือรับส่งข้อมูลในรูปแบบเฟรม ในกรณีของการรับข้อมูล ชั้น **Data Link** จะทำการตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล สำหรับการส่งข้อมูลชั้นนี้จะทำการเข้ารหัสเพื่อให้ฝั่งรับสามารถตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลได้ หน้าที่ประการที่สองของ **Data Link Layer** คือการควบคุมการไหลของข้อมูลระหว่างการรับและการส่ง (**Flow control**) ในทางปฏิบัติความเร็วในการรับส่งข้อมูลของฝั่งรับกับฝั่งส่งอาจไม่เท่ากัน หรืออาจจะมีข้อผิดพลาดในระหว่างส่ง

ชั้น **Data Link** นี้จะช่วยควบคุมการไหลของข้อมูลให้ฝั่งรับและฝั่งส่งทำงานได้พร้อม ๆ กัน หน้าที่ประเด็นสุดท้ายของชั้นนี้คือการทำให้ฝั่งรับและฝั่งส่งทำงานพร้อม ๆ กัน (**Synchronization**) ทั้งนี้ในการส่งข้อมูลหากฝั่งรับและฝั่งส่งสามารถทำงานได้พร้อมกัน จะทำให้ระบบมีความถูกต้องและน่าเชื่อถือ ในทางตรงกันข้ามหากระบบทำงานไม่พร้อมกัน อาจเกิดข้อผิดพลาดในระบบมากขึ้น ส่งผลให้ระบบต้องทำการส่งข้อมูลใหม่หลายรอบ (**Retransmission**) และกระทบต่อประสิทธิภาพโดยรวมของการสื่อสาร

- **Network Layer (Layer 3)**

Network Layer มีหน้าที่ควบคุมทิศทางการไหลของข้อมูล จากเครือข่ายต้นทางไปยังเครือข่ายอื่นหรือเรียกอีกชื่อว่าการหาเส้นทาง (**Routing**) โดยจำแนกเป็น 2 ชนิดบริการใหญ่ ๆ ดังนี้ 1) **Connectionless** เป็นการส่งข้อมูลได้ทันทีทันใด โดยไม่ต้องเตรียมการใด ๆ ก่อนการส่งข้อมูล บริการลักษณะเช่นนี้จะใช้ทรัพยากรน้อยในการสื่อสารเช่น การสนทนาสั้น ๆ (**Chat Message** และ **Database query** เป็นต้น 2) **Connection-oriented** คือการส่งที่ต้องเตรียมการในการร้องขอทรัพยากร เส้นทาง และแจ้งปลายทางก่อนการส่งข้อมูลจริง การดำเนินการเช่นนี้จะทำให้เกิดความน่าเชื่อถือในระบบ บริการประเภทนี้ได้แก่ **Remote Login, Voice over IP,** และการดาวน์โหลดภาพยนตร์ เป็นต้น

เนื่องจากชั้น **Network** ทำหน้าที่กำหนดทิศทางหรือตำแหน่งปลายทาง ของแต่ละแพ็กเก็ต ดังนั้นจึงมีแพ็กเก็ตจำนวนมากมาถึง ณ ตำแหน่งนี้ อุปกรณ์เราเตอร์ทำหน้าที่หาเส้นทางให้แพ็กเก็ตด้วยตารางการหาเส้นทาง (**Routing Table**) เพื่อให้แต่ละแพ็กเก็ตถึงจุดหมายปลายทางได้อย่างถูกต้อง การจราจรที่คับคั่งอาจเกิดขึ้นได้ที่ชั้นนี้ อุปกรณ์เราเตอร์จึงทำหน้าที่อื่น นอกเหนือจากการเราแพ็กเก็ตคือ การควบคุมการเร้า ลำดับการเร้า หรือทำช่องทางเสมือน (**Logical Channels**) เพื่อประสิทธิภาพของระบบอีกทางหนึ่ง

- **Transport Layer (Layer 4)**

Transport Layer ทำหน้าที่รับข้อมูลจากชั้น **Session** แล้วทำการแยกข้อมูลออกเป็นข้อมูลขนาดเล็กหรือเรียกว่า แพ็กเก็ต เพื่อส่งต่อไปยังชั้น **Network** ในการเร้าแพ็กเก็ตเป็นลำดับถัดไป ระหว่างกระบวนการนี้ หากมีความผิดพลาดเกิดขึ้นในระบบ ซึ่งสามารถตรวจพบได้ โดยฝั่งส่งจะได้รับ **Acknowledgement** จากฝั่งรับ ชั้น **Transport** นี้ จะต้องแก้ไขให้ถูกต้อง ด้วยการส่งข้อมูลใหม่อีกครั้ง หน้าที่อีกประการหนึ่งของชั้นนี้ คือการกำหนดลำดับของแพ็กเก็ต เพื่อให้ฝั่งรับเข้าใจได้ว่าแต่ละแพ็กเก็ตมีลำดับก่อนหลัง ทั้งนี้เมื่อแพ็กเก็ตถูกตีความ ระบบสามารถแสดงผลได้อย่างถูกต้อง หน้าที่หลักประการสุดท้ายคือชั้น **Transport** สามารถสร้างการเชื่อมต่อหลายๆ เครือข่าย ด้วยการแบ่งข้อมูลออกเป็นส่วนย่อย การทำงานในลักษณะนี้จะเพิ่ม **Throughput** ของระบบได้

- **Session Layer (Layer 5)**

Session Layer ทำหน้าที่แบ่งข้อมูลออกเป็นหลายส่วน เพื่อส่งไปยังปลายทางหลายเครื่องข่ายได้ Application ต่าง ๆ ที่ซึ่งอยู่ด้านบนสุดของ OSI model สามารถส่งแพคเกจไปยังปลายทางได้ครบเท่าที่ Session ยังคงอยู่ในระบบ ดังนั้นชั้นนี้จึงต้องทำหน้าที่สร้าง Session แลกเปลี่ยนข้อมูล (ระหว่าง Session ยังคงอยู่) และยกเลิก Session เมื่อสิ้นสุดการติดต่อ หน้าที่ของชั้นนี้ลำดับถัดมาคือ การยินยอมให้มีการใช้งานจากระยะไกล (Remote System) ทั้งนี้เพื่อว่าผู้ใช้สามารถเข้าถึงไฟล์ หรือดาวน์โหลดไฟล์ได้ หน้าที่หลักประเด็นสุดท้ายของ Session Layer คือการจัดการควบคุมข้อมูลในทิศทางเดียวหรือสองทิศทาง ในทางปฏิบัติ ระบบอาจจะร้องขอการสื่อสารแบบทิศทางเดียวหรือสองทิศทาง หน้าที่ประเด็นสุดท้ายของ Session Layer คือ การทำให้ Session ของฝั่งส่งและฝั่งรับทำงานได้พร้อมกัน (Synchronization) หากมีปัญหาระหว่างรับส่งข้อมูล Session นี้ จะสั่งให้มีการเริ่มระบบใหม่ เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาดังกล่าว Session นี้ ได้ทำการเพิ่มจุดตรวจสอบ (Checkpoint) เข้าไปในข้อมูล ทั้งนี้เพื่อว่า หากระบบตรวจพบปัญหา การเริ่มต้นส่งข้อมูลใหม่จะเริ่มจาก Checkpoint

- **Presentation Layer (Layer 6)**

Presentation Layer รับผิดชอบรูปแบบของข้อมูลที่ถูกส่งออกไปในระหว่างการสื่อสารในเครื่องข่าย ตัวอย่างเช่น การส่งข้อมูลออกจากระบบ ข้อมูลจะถูกปรับเปลี่ยนเป็นรูปแบบทั่วไปสำหรับส่งไปยังช่องทางสื่อสาร ในทางตรงกันข้าม การรับข้อมูลจะปรับข้อมูลที่รับได้เป็นรูปแบบเฉพาะของฝั่งรับ ที่ซึ่งโปรแกรมประยุกต์สามารถตีความได้ ซึ่งฝั่งรับแต่ละอุปกรณ์อาจจะมี ความแตกต่างกันของโค้ดภายใน การแปลงข้อมูลเหล่านี้กลับเป็นข้อมูลจริง หน้าที่หลักประการสุดท้ายของ Presentation Layer คือ การเข้ารหัสลับสำหรับการรักษาความลับข้อมูลส่วนบุคคล การบีบอัดข้อมูลเพื่อลดข้อมูลที่ จะต้องส่งจริงในระบบ และการจัดรูปแบบข้อมูล

- **Application Layer (Layer 7)**

Application Layer คือชั้นบนสุดของ OSI model ซึ่งบริการติดต่อกับการประยุกต์ใช้งานโปรแกรม ในการรับส่งข้อมูลดังกล่าว เพื่อเข้าถึงหลายบริการหรือเครื่องข่ายโดยตรงโปรแกรมประยุกต์โดยตรง นอกจากนี้ชั้นนี้ยังคำนึงถึงการรักษาความปลอดภัยของข้อมูลก่อนการประมวลผล หรือนำไปใช้งาน Application Layer มีหน้าที่ทำงานย่อย ดังนี้

- การย้ายไฟล์ การเข้าถึงและจัดการไฟล์
- การเข้าถึงโปรแกรมต่างระบบ
- การเข้าถึงสารระบบ (Directory Service: DS) เพื่อการจัดการรายชื่อผู้ใช้หรือโปรแกรม
- ให้บริการเกี่ยวกับการจัดการเครื่องข่าย

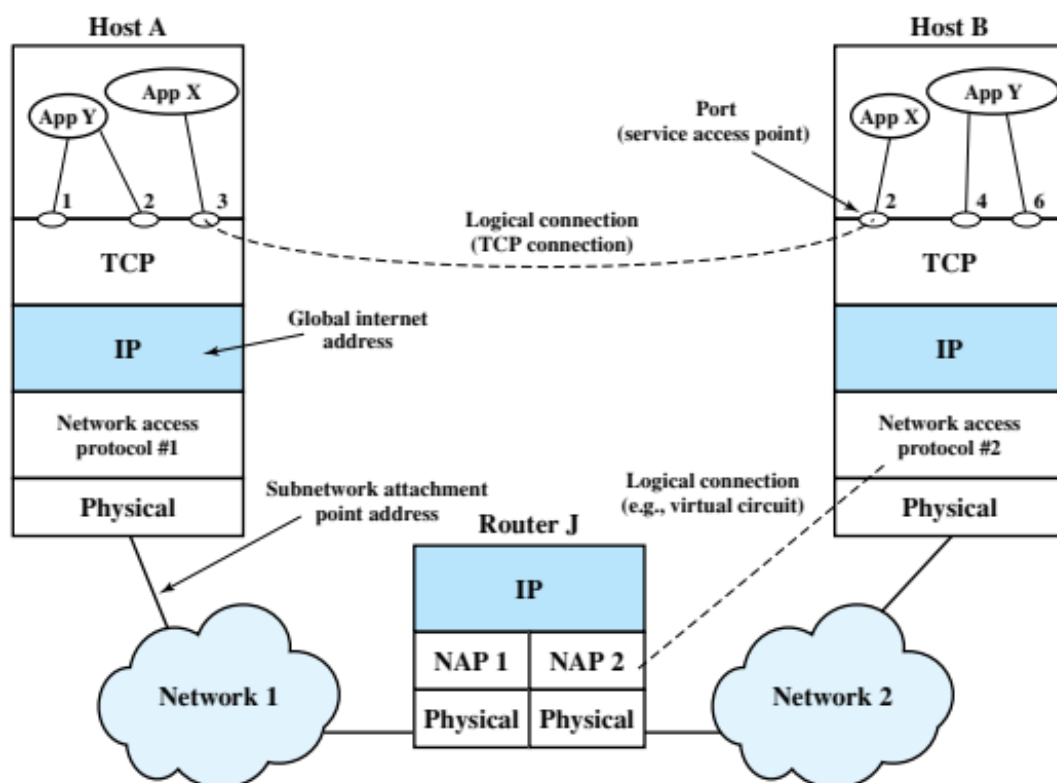
4.2.2 ชั้นที่ซีพี/ไอพี (TCP/IP Layers)

รูปที่ 4-10 แสดงให้เห็นกระบวนการของ 2 เครือข่ายกำลังส่งข้อมูลถึงกัน โดยเครือข่าย 1 มี Host A อยู่ภายในเครือข่าย และเครือข่ายที่ 2 มี Host B เครือข่ายทั้งสองนี้เชื่อมต่อกับเราเตอร์ J ด้วย Physical Layer ซึ่งอาจจะเป็นสายใยแก้วนำแสง หรือสายทองแดง ลำดับชั้นที่ 2 คือ Network Access Protocol#1 สำหรับ Host A และ Network Access Protocol#2 สำหรับ Host B ทำหน้าที่ควบคุมการเชื่อมกับกับ Host ภายนอก กล่าวคือชั้น PHY จะต่ออยู่กับเราเตอร์ตลอดเวลา Network Access Protocol คือชั้นที่ Host สามารถส่งเปิด-ปิดกการติดต่อกับภายนอกได้ผ่านทางคำสั่งภายในหรือระบบปฏิบัติการ กระบวนการเช่นนี้เรียกอีกชื่อหนึ่งว่า Ethernet Logic

ชั้น IP ใช้เพื่อแสดงตัวตนตำแหน่งที่อยู่ของ Host และอุปกรณ์เราเตอร์ในระบบทั้งหมด โดยเราเตอร์จะหาเส้นทางให้กับ Host ที่แสดงตัวตนในรูปของ IP จากต้นทางไปยังปลายทาง ซึ่งอาจจะมีหลายเราเตอร์ก็ได้ เมื่อการอ้างอิงที่อยู่ของแต่ละ Host ด้วย IP address ตำแหน่งนี้จึงถูกเรียกว่า Global internet address

ชั้น TCP ใช้เพื่อเก็บเส้นทางการเดินทางของแพคเกจข้อมูลทั้งหมด เพื่อให้แน่ใจว่าการเดินทางของข้อมูลทั้งหมดนั้นถูกต้อง โดยจะทำการตรวจสอบดังนี้

- **Destination Port:** เมื่อ TCP เข้ามาถึง Host B จะมีการตรวจสอบข้อมูลแพคเกจทั้งหมดที่จะเข้ามา
- **Sequence Number:** ลำดับ segment ของแต่ละแพคเกจที่เข้ามา เพื่อว่าปลายทางจะเรียงลำดับข้อมูลก่อนส่งไปยังขั้นถัดไป
- **Checksum:** การส่ง TCP จะรวมถึงซูดรหัส เพื่อใช้ในการตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูล โดยข้อมูลจริงจะถูกแบ่งย่อยเป็นส่วนเล็ก ๆ เรียกว่า Segmentation ดังนั้น ที่ฝั่งรับจะสามารถตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลได้จาก Checksum นี้
- การกระทำดังกล่าวจำเป็นต้องใส่ IP เข้าไปใน แพคเกจข้อมูลจริง เรียกการใส่ข้อมูลเพิ่ม Header เข้าไปใน Segment ว่า IP datagram
- การเดินทางของแพคเกจข้อมูล ผ่านเราเตอร์ต่าง ๆ ด้วย IP datagram



รูปที่ 4-10 แนวคิดของ TCP/IP [23]

สังเกตได้ว่า เส้นประระหว่าง App X port 3 ของ Host A กำลังติดต่อกับ App X port 2 Host B โดยตรงเรียกการเชื่อมต่อเช่นนี้ว่า Logical Connection (TCP Connection) แม้ว่าข้อมูลจะถูกส่งผ่านเราเตอร์ J กล่าวคือในทางปฏิบัติข้อมูลจาก Host A จะถูกส่งจากชั้น Application ไปจนถึงชั้น PHY โดยที่เราเตอร์ J จะรับข้อมูลไว้และหาเส้นทางให้กับแพคเกจจาก Host A เมื่อทราบเส้นทางว่า Host B อยู่ตำแหน่งไหนของเครือข่าย ข้อมูลจาก Host A จะถูกส่งออกไปเป็น IP datagram ซึ่งมี IP address และข้อมูลของ Host A ไปในแพคเกจ ท้ายที่สุด Host B จะได้รับข้อมูล App X ที่ Port 2 สำหรับ App Y มีหลักการทำงานที่คล้ายคลึงกันกับ App X ดังที่กล่าวมาข้างต้น หากแต่ละ Host กำลังทำงานกับ App อื่นที่มากกว่านี้ การหาเส้นทางให้แพคเกจหรือการส่งข้อมูลในเครือข่ายจะทำงานในลักษณะเดียวกัน

4.2.3 การเปรียบเทียบระหว่าง OSI Model กับ TCP/IP

ปัจจุบันมีข้อตกลงในการสื่อสารข้อมูลหลากหลาย เพื่อให้อุปกรณ์หรือเครื่องคอมพิวเตอร์สามารถสื่อสารกันได้จากผู้ผลิตหลายรายอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ทำงานบนข้อตกลงตาม OSI model ต้องมี IP address เพื่อระบุตำแหน่งของตนเอง และในเครือข่ายหลักจะใช้วิธีการตรวจหา IP address ปลายทางในการส่งข้อมูล ตามที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ดังนั้น โพรโทคอลดังกล่าวต้องทำงานสอดคล้องกับ OSI model ตำราเล่มนี้จะเปรียบเทียบ OSI model กับ TCP/IP เนื่องจากเป็นโพรโทคอลที่

นิยมใช้อย่างแพร่หลาย แม้ว่า OSI model ประกอบด้วยกัน 7 ชั้น ซึ่งแต่ละชั้นทำงานร่วมกัน ตามหน้าที่ของแต่ละชั้น อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติหลาย ๆ โพรโทคอลอาจไม่ถูกแบ่งการทำงานให้เป็น 7 ชั้น แต่ยังคงมีแนวคิดและหลักการการทำงานสอดคล้องกับ OSI model ตัวอย่างที่นำเสนอ ดังรูปที่ 4-11

OSI	TCP/IP
Application	Application
Presentation	
Session	
Transport	Transport
Network	Internet
Data Link	Subnet
Physical	

รูปที่ 4-11 การเปรียบเทียบ OSI และ TCP/IP

TCP/IP โพรโทคอลทำการรวม Application, Presentation, and Session ของ OSI model เข้าด้วยกันเรียกว่า Application Layer ในส่วนบนของ OSI Model สำหรับส่วนล่างจะรวม Data Link กับ PHY เข้าด้วยกัน โดยใช้ชื่อว่า Subnet ใน TCP/IP

4.3 อีเทอร์เน็ต (Ethernet)

เครือข่ายที่ได้รับความนิยมสูงสุดในปัจจุบัน และมีแนวโน้มใช้งานมากยิ่งขึ้นในอนาคต เครือข่าย Ethernet มักพบบ่อยในการให้บริการเครือข่ายคอมพิวเตอร์ภายในอาคาร สำนักงาน และ บ้านพักอาศัย ยิ่งไปกว่านั้นเครือข่าย Ethernet ยังรองรับการเข้าถึงอินเทอร์เน็ตได้อย่างไร้รอยต่อ ในการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ อุปกรณ์หลายชนิดอย่างสามารถติดต่อผ่าน Ethernet หรือในทำนองเดียวกัน SCADA ที่ซึ่งถูกพัฒนาเพื่อใช้ในการเฝ้าระวังและเพิ่มประสิทธิภาพของ โรงต้นกำลัง การส่งพลังงาน ตลอดจนสถานีไฟฟ้าย่อย อุปกรณ์ภายในพื้นที่ดังกล่าวรองรับส่วนต่อประสาน Ethernet นั้นหมายความว่าในปัจจุบัน SCADA รองรับ Ethernet แล้ว

เครือข่าย Ethernet เป็นการใช้ช่องทางสื่อสารร่วมกันระหว่างอุปกรณ์ภายในระบบสื่อสาร เช่น สวิตช์ เราเตอร์ เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่าย เป็นต้น การใช้ช่องทางสื่อสารร่วมกันเป็นการสร้างระบบที่ก่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติจะมีแค่อุปกรณ์เดียวเท่านั้นที่สามารถส่งข้อมูลออกไปยังช่องสัญญาณได้ โดยช่องสัญญาณในที่นี้อาจจะเป็นสายนำสัญญาณ หรือการส่งไปในอากาศก็ได้

การใช้สายนำสัญญาณเช่น สาย Unshielded twisted pair (UTP) หรือสายใยแก้วนำแสง ใช้เชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ IED กับเกตเวย์ ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของการสื่อสาร

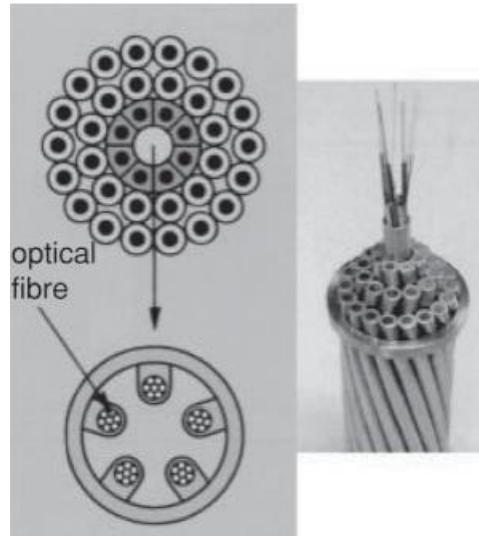
Ethernet ในการนี้ โพรโทคอลที่ใช้สำหรับการรับส่งข้อมูลคือ Carrier Sense Multiple Access/Collision Detect (CSMA/CD) โดยที่อุปกรณ์ในระบบจะส่งข้อมูลออกไปในช่องสัญญาณ หากเกิดการชนกันของข้อมูลในช่องสัญญาณ ผู้ส่งจะหยุดการส่งเป็นเวลา Backoff ตามที่ผู้ส่งสุ่มเวลานี้ได้ และหลังจากเวลา Backoff เสร็จสิ้นลง ผู้ส่งจะพยายามส่งข้อมูลอีกครั้ง

การส่งข้อมูลแบบไร้สาย มีความคล้ายคลึงกับการส่งแบบใช้สายนำสัญญาณ กล่าวคือทุกอุปกรณ์ใช้ช่องสัญญาณร่วมกัน ตัวอย่างเช่น ช่องความถี่ 2.412 MHz ช่องสัญญาณนี้จะมีแค่อุปกรณ์เดียวเท่านั้นที่ใช้ได้ โดยไม่สามารถใช้พร้อมกันได้หลาย ๆ อุปกรณ์ในเวลาเดียวกัน อย่างไรก็ตาม ความแตกต่างของการส่งข้อมูลแบบไร้สายคือการใช้โพรโทคอล Carrier Sense Multiple Access/Collision Avoidance (CSMA/CA) ผู้ส่งจะฟังช่องสัญญาณก่อน หากช่องสัญญาณว่าง จะทำการส่งข้อมูลออกไปในอากาศ ในกรณีที่ส่งสัญญาณออกไปแล้ว สัญญาณดังกล่าวชนกันกับสัญญาณจากอุปกรณ์อื่น ซึ่งรับรู้ได้ด้วยเวลาที่ผู้ส่งมิได้รับสัญญาณตอบรับ (Acknowledgement: ACK) ผู้ส่งจะเข้าสู่ Backoff เช่นเดียวกับการส่งแบบการนำสัญญาณ เมื่อเวลา Backoff สิ้นสุดลง ผู้ส่งจะพยายามส่งข้อมูลอีกครั้ง

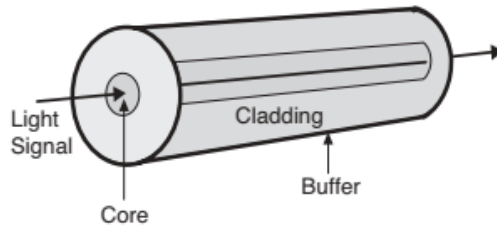
4.4 ใยแก้วนำแสง (Optical Fiber)

สายใยแก้วนำแสงถูกนำมาใช้ทั้งภายในสถานีย่อย และการส่งกำลังไฟฟ้าในระยะทางไกล สายใยแก้วนำแสงถูกสร้างขึ้นมาจากใยแก้ว ซึ่งภายในสายจะมีใยแก้วนำแสงหลายเส้นรวมกัน และการห่อหุ้มด้วยพลาสติกภายนอก บางครั้งถูกเรียกว่าสาย Optical Ground Wires (OPGW) ดังแสดงในรูปที่ 4-12(ก) หน้าตัดของสายใยแก้วนำแสง มีลักษณะโครงสร้างเหมือนท่อหลายอันประกอปกัน โดยห่อหุ้มสายใยแก้วซึ่งอยู่ภายในแกนกลาง การมีท่อห่อหุ้มช่วยป้องกันการกระแทกและการทนแรงดึงในขณะติดตั้ง เนื่องจากภายในสายใยแก้วนำแสงมีความบอบบางแตกหักง่าย รูปที่ 4-12(ข) แสดงโครงสร้างภายนอกของสายใยแก้วนำแสง ทำจากวัสดุที่ให้แสงสามารถวิ่งผ่านได้เรียกว่าแกน หรือ Core เมื่อถูกใช้แกนแสงจะวิ่งผ่านแกนนี้ไปยังปลายทาง มันถูกห่อหุ้มด้วยเปลือกด้านนอก

เมื่อเปรียบเทียบกับสายนำสัญญาณชนิดอื่นในการสื่อสาร สายใยแก้วนำแสงรองรับช่วงแบนด์วิธที่กว้างมาก การทนต่อคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า ไม่ส่งคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าออกไปรบกวนอุปกรณ์อื่น และไม่นำไฟฟ้า การมีคุณสมบัติไม่นำไฟฟ้าเช่นนี้ เป็นสิ่งสำคัญอย่างยิ่งสำหรับการใช้สายใยแก้วนำแสงกับระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง หรือภายในสถานีย่อย อย่างไรก็ตาม สายใยแก้วมีความบอบบางและแตกหักง่ายกว่าสายทองแดง ขณะติดตั้งจึงต้องทำด้วยความระมัดระวัง ข้อควรระมัดระวังนี้ส่งผลให้ต้นทุนในการวางระบบครั้งแรกจะสูงกว่าการเดินสายทองแดง



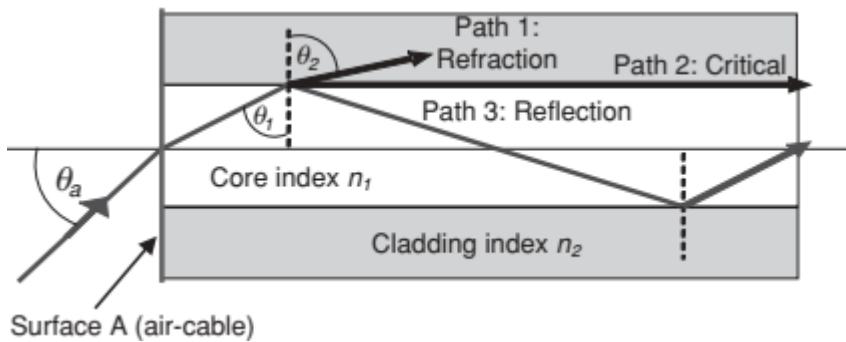
(ก) หน้าตัดของสายใยแก้วนำแสง



(ข) ส่วนประกอบของใยแก้วนำแสง

รูปที่ 4-12 สายใยแก้วนำแสง [11]

รูปที่ 4-13 แสดงการเดินทางของสัญญาณแสง ภายในใยแก้วนำแสง สัญญาณแสงจากแหล่งกำเนิดแสง A ถูกส่งเข้าไปในใยแก้วนำแสง จากนั้นมันจะสะท้อนภายในแกนของใยแก้วนำแสง การเดินทางของแสงเช่นนี้จะทำให้แสง ซึ่งเดินทางเป็นเส้นตรงสามารถเลี้ยวตามความต้องการของผู้วางระบบได้ การสะท้อนเป็นมุม θ_1 ด้วยกฎของการสะท้อนที่แหล่งจ่าย A สามารถเขียนได้เป็น



รูปที่ 4-13 หลักการทำงานของแสงในสายใยแก้วนำแสง [11]

$$n_0 \sin \theta_a = n_1 \sin \left(\frac{\pi}{2} - \theta_1 \right) = n_1 \cos \theta_1 \quad (4-1)$$

$$\sin \theta_a = n_1 \cos \theta_1 \quad (4-2)$$

$$n_1 \sin \theta_1 > n_2 \quad (4-3)$$

$$1 - \cos^2 \theta_1 > \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^2 \quad (4-4)$$

$$\left(\frac{\sin \theta_a}{n_1} \right)^2 + \left(\frac{n_2}{n_1} \right)^2 < 1 \quad (4-5)$$

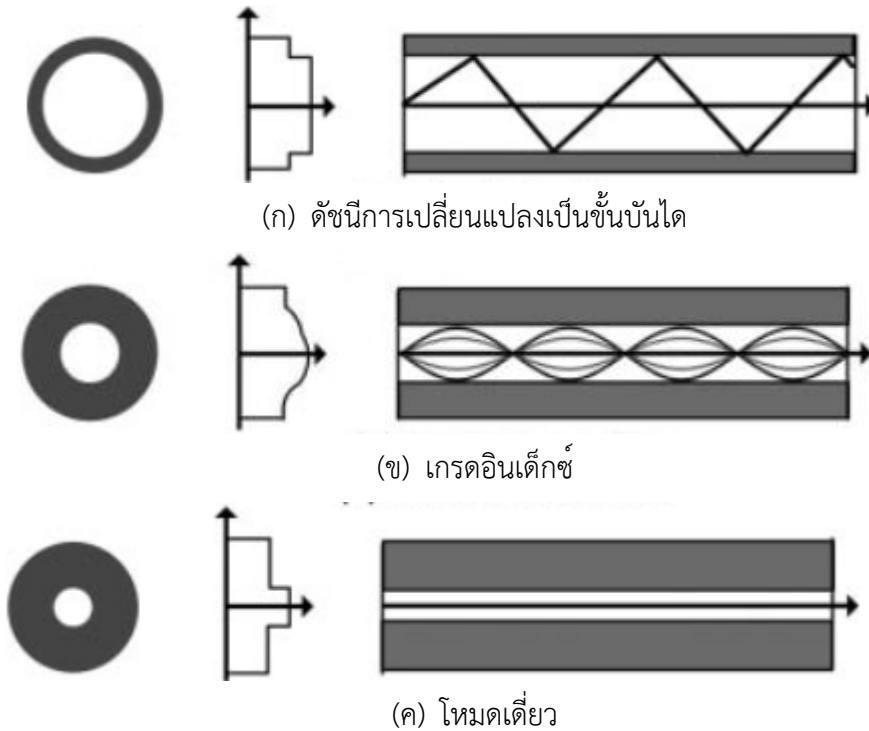
$$\therefore \theta_a < \sin^{-1} (n_1^2 - n_2^2)^{1/2}$$

$$\sin \theta_a = (n_1^2 - n_2^2)^{1/2} \quad (4-6)$$

เมื่อ θ_a คือมุมที่ยอมรับได้ของ n_1 , n_2 และ n_0 คือดัชนีการหักเหของแกน ปลูกหุ้มและอากาศ ดังนั้น ในกรณีที่ไม่มี การสูญเสีย $n_0 = 1$ จากสมการที่ (4-1) เขียนใหม่ได้เป็นสมการที่ (4-2) ที่พื้นผิวของปลูกหุ้มและแกน

- ถ้าสัญญาณแสงผ่านเส้นทาง 1 ที่ซึ่ง $n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \theta_2$ สัญญาณจะไม่สามารถเดินทางไปถึงเครื่องรับ
- สำหรับการสะท้อนที่สำคัญคือเส้นทาง 2 ที่ซึ่ง $n_1 \sin \theta_1 = n_2 \sin \pi/2 = n_2$
- เส้นทางที่ 3 แสดงให้เห็นถึงการสะท้อนของแสงตามแกนภายในของใยแก้วนำแสง ซึ่งจะ ทำให้สัญญาณแสงดังกล่าวสามารถเดินทางได้ถึงเครื่องรับ ดังสมการที่ (4-3)

จากสมการที่ (4-3) สามารถเขียนได้เป็นสมการที่ (4-4) และ (4-5) เพื่อหาค่ารับแสงของใยแก้วนำแสง ได้ดังสมการที่ (4-7) ขึ้นอยู่กับขนาดของรูรับแสง ในทางปฏิบัติอาจจะมีรูรับแสงหลายรู หรือมีรูเดียว สายใยแก้วนำแสงมีเส้นผ่านศูนย์กลางขนาด 50-400 μm สะท้อนแสงที่เข้ามาในแกนจากหลายมุม การเกิดเส้นทางการเดินทางหลาย ๆ เส้นทาง ตามที่แสดงในรูปที่ 4-12 (ก) และ (ข) ลักษณะการทำงานทั้ง 2 นี้เรียกว่า ใยแก้วนำแสงหลายโหมด (Multimode) ในทางตรงกันข้ามรูปที่ 4-12(ค) มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของรูเล็กกว่า 5-10 μm ถูกเรียกว่าการทำงานแบบโหมดเดี่ยว (Single mode) ซึ่งมีความประสิทธิภาพในการสื่อสารที่ดีกว่า Multimode เนื่องจาก ลำแสงเดินทางไปถึงปลายทางโดยมีการแพร่กระจายน้อยมาก โอกาสการถูกรบกวนมีน้อยกว่า เนื่องจากเส้นผ่านศูนย์กลางที่มีขนาดเล็ก ยิ่งไปกว่านั้น Single mode ยังสามารถทำงานที่ความเร็วสูงกว่า Multimode ดังนั้น มันจึงเหมาะสมกับงานสื่อสารระยะไกล



รูปที่ 4-14 การเดินทางของแสงในสายใยแก้วนำแสงต่างชนิด [11]

4.5 เครือข่ายเซลลูลาร์ยุคที่ 4 (LTE Network)

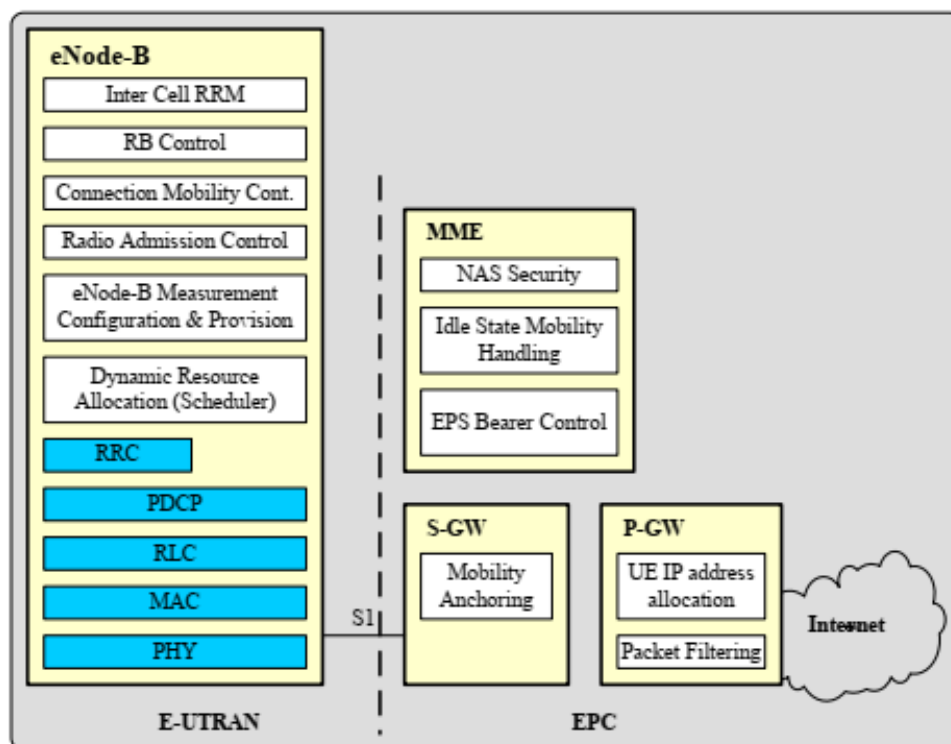
LTE (Long-Term Evolution) Network คือเครือข่ายเซลลูลาร์ชนิดหนึ่ง หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า 4G เป็นเครือข่ายเซลลูลาร์ในยุคที่ 4 เครือข่ายชนิดนี้ทำงานบนพื้นฐานของการสื่อสารข้อมูลที่แตกต่างจาก 2G ที่ซึ่งใช้หลักการสื่อสารแบบดิจิทัล การรับส่งข้อมูลแบบดิจิทัล สามารถส่งข้อความสั้น ๆ ได้ แต่มีได้ทำงานบนหลักการของ IP (Internet Protocol) data packet สำหรับ 3G เป็นเทคโนโลยีผสมผสานระหว่าง Circuit Switch กับ Packet Switch โดยที่ Circuit Switch ให้บริการโทรศัพท์ติดต่อกับเครือข่าย 2G และ 3G ด้วยกัน สำหรับ Packet Switch ใช้เพื่อรับส่งข้อมูล (Data Packet) เช่น www, email, sms, และ chat เป็นต้น

จุดเด่นของเครือข่าย LTE Network คือสามารถรองรับผู้ใช้ได้จำนวนมากเมื่อเทียบกับเครือข่าย 3G และระบบเครือข่าย 4G สอดคล้องกับแนวโน้มของเทคโนโลยีสื่อสารในอนาคต เป็นหลักการทำงานบนพื้นฐานของ 5G กล่าวคือระบบเป็นการสื่อสารซึ่งทำงานบนพื้นฐานของ IP โดยมีการเข้าถึงช่องสัญญาณแบบสุ่ม

4.5.1 สถาปัตยกรรมเครือข่าย (Network Architecture)

เครือข่าย LTE ถูกพัฒนาภายใต้แนวคิดของเครือข่ายเซลลูลาร์ ซึ่งใช้สถานีรับส่งสัญญาณ (Base Station) ครอบคลุมพื้นที่ผู้ใช้งานในเครือข่าย LTE นี้ เรียกเฉพาะว่า eNode-B การสื่อสาร

ภายในระหว่าง eNode-B กับเครื่องลูกข่าย (User Equipment: UE) อยู่ในรูปแบบ Data packet ทั้งหมด กล่าวคือทำงานในรูปแบบดิจิทัล โดยอ้างอิง OSI Model ในการรับส่งข้อมูลแต่ละชั้น ทั้งนี้ เพื่อว่าข้อมูลจะส่งถึงผู้รับในมาตรฐานเดียวกัน การอ้างอิงกับ OSI Model จะทำให้บริษัทผู้ผลิต อุปกรณ์เครือข่ายต่าง ๆ สามารถใช้งานกับทุกส่วนในเครือข่ายได้ อาทิเช่น อุปกรณ์ UE ผู้ใช้สามารถเลือกอุปกรณ์ UE ได้จากหลากหลายบริษัทผู้ผลิต แม้ว่าอุปกรณ์ UE ต่างบริษัทผู้ผลิต แต่อุปกรณ์ดังกล่าวยังสามารถสื่อสารกันได้อย่างสมบูรณ์แบบ อุปกรณ์ UE ที่กล่าวถึงได้แก่ สมาร์ทโฟน เครื่องคอมพิวเตอร์ชนิดพกพา (Notebook) และเครื่องคอมพิวเตอร์ชนิดพกพาขนาดเล็ก (Laptop) เป็นต้น สถาปัตยกรรมเครือข่าย LTE ประกอบด้วย 2 ส่วนคือ เครือข่ายส่วนหลัก (Core Network) และ ส่วนการเข้าถึงเครือข่าย (Access Network)



รูปที่ 4-15 Functional split between E-UTRAN and EPC [24]

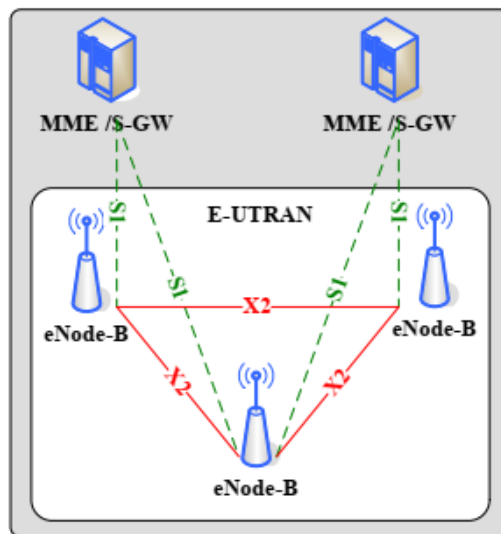
4.5.1.1 เครือข่ายส่วนหลัก (Core Network)

เครือข่ายส่วนหลักภายในสถาปัตยกรรม LTE คือ Evolved Packet Core (EPC) มันถูกออกแบบมาเพื่อทำงานบนพื้นฐานของ IP โดยหน้าที่หลักของ EPC คือกำหนด IP address ให้กับ UE ด้วย Packet Data Network Gateway (P-GW) หาก UE ร้องขอ QoS (Quality of Service) เพื่อรับประกันการส่งข้อมูล P-GW จะทำหน้าที่นี้ รวมถึงการคิดค่าใช้จ่ายในการ Upload และ Download ข้อมูลของผู้ใช้ ลำดับถัดมาควบคุมการรายงานตำแหน่งของ UE เนื่องจาก UE

อาจจะเปลี่ยนตำแหน่งได้ตลอดเวลาตามการเคลื่อนที่ของผู้ใช้ Serving Gateway (S-GW) จะเฝ้าติดตามการเปลี่ยนตำแหน่งของผู้ใช้จาก eNode-B ตำแหน่งปัจจุบัน ไปยังตำแหน่ง eNode-B อื่น ดังนั้น UE จะต้องรายงานตำแหน่งปัจจุบันให้ S-GW ทราบ กระบวนการนี้มีชื่อเรียกว่า Tracking Area Update ดังแสดงในรูปที่ 4-15 ลำดับสุดท้ายคือ Mobility Management Entity (MME) มีหน้าที่ควบคุมทรัพยากรในเครือข่ายให้กับ UE การยืนยันตัวตน การเข้าถึงเครือข่ายและการออกจากเครือข่าย และการออกจาก eNode-B ปัจจุบัน (Handover) เพื่อไป eNode-B ปลายทาง

4.5.1.2 ส่วนการเข้าถึงเครือข่าย (Access Network)

ภาพรวมของการเข้าถึงเครือข่ายของอุปกรณ์ UE โดยมองที่ eNode-B เป็นหลัก ในทางปฏิบัติแต่ละ eNode-B จะต่อถึงกันด้วย Interface X2 ทั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ในการ Handover ระหว่าง eNode-B สำหรับ Interface S1 จะใช้สำหรับสัญญาณควบคุมของ MME ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ดังแสดงในรูปที่ 4-16



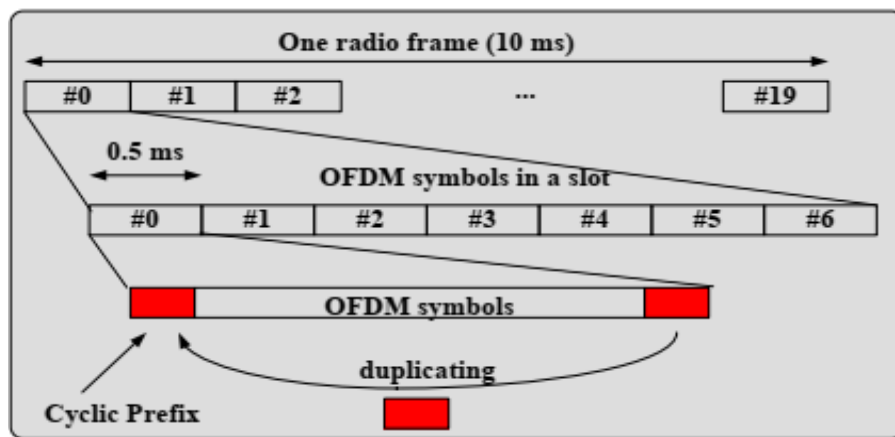
รูปที่ 4-16 LTE overall architecture [24]

ส่วนการเข้าถึงเครือข่ายประกอบด้วย E-UTRAN และ eNode-B โดยที่ E-UTRAN มีหน้าที่ 1) เข้ารหัสสัญญาณของผู้ใช้; และ 2) กำหนดระดับ UL และ DL ของผู้ใช้เพื่อควบคุมการเข้าถึงเครือข่าย (Admission Control) สำหรับ eNode-B ทำหน้าที่ 1) จัดการทรัพยากรคลื่นความถี่ (Radio Resource Management: RRM) เพื่อใช้ในระหว่างการทำ Handover การหา eNode-B ของ UE เป็นต้น; 2) การบีบอัดข้อมูลส่วนหัวของ IP และ การเข้ารหัสข้อมูลผู้ใช้; 3) การกำหนดเส้นทางให้ข้อมูลผู้ใช้ไปยัง S-GW

4.5.2 เทคนิคการมัลติเพล็กซ์ (Multiplexing Technique)

เทคโนโลยีสื่อสาร 4G มีการนำ 2 เทคนิคการมัลติเพล็กซ์มาใช้งานนั่นคือ Orthogonal Frequency Division Multiplexing (OFDM) ใช้สำหรับ Downlink เทคนิคนี้ใช้เพื่อส่งสัญญาณข้อมูลในระบบเครือข่ายจาก Resource Block (RB) ซึ่งอยู่ภายใน eNode-B มายัง UE สำหรับ Downlink ในทางกลับกัน Carrier Frequency Division Multiple Access (SC-FDMA) ใช้สำหรับ Uplink เทคนิคการมัลติเพล็กซ์ SC-FDMA ใช้สำหรับนำพาสัญญาณคลื่นพาหะจาก UE ไปยัง RB ซึ่งอยู่ภายใน eNode-B

เทคนิค OFDM ถูกนำมาประยุกต์ใช้อย่างแพร่หลายในหลาย เทคโนโลยีสื่อสารที่ใช้การมอดดูเลตแบบดิจิทัล อาทิเช่น Wi-Fi, WiMAX, หรือการแพร่ภาพในโทรทัศน์ระบบดิจิทัล จุดเด่นของ OFDM คือมีความทนทานต่อการกระทบของสัญญาณในหลายทิศทาง และหลายวัตถุ (Fading Multipath) ด้วยวิธีการแทรก Cyclic Prefix (CP) ไว้ในส่วนหัวและท้ายของ OFDM Symbols ดังแสดงในรูปที่ 4-17 การแทรก CP เข้าไปที่ฝั่งส่งจะทำให้ฝั่งรับทราบได้แน่ชัดว่า OFDM Symbols ที่ฝั่งส่ง ส่งมายังปลายทางคือตำแหน่งไหนของระบบ โดยที่ใน 1 เฟรมวิทยุ (Radio Frame) ประกอบด้วย 20 Time Slot ซึ่งเริ่มที่ Slot 0 ถึง Slot 19 ใช้เวลารวมทั้งหมด 10 ms ภายใน 1 Slot จะมี 7 OFDM Symbols แต่ละ OFDM Symbols Slot จะใช้เวลา 0.5 ms เวลาที่แน่นอนเช่นนี้ จะทำให้ฝั่งรับตรวจสอบ OFDM ได้อย่างถูกต้อง



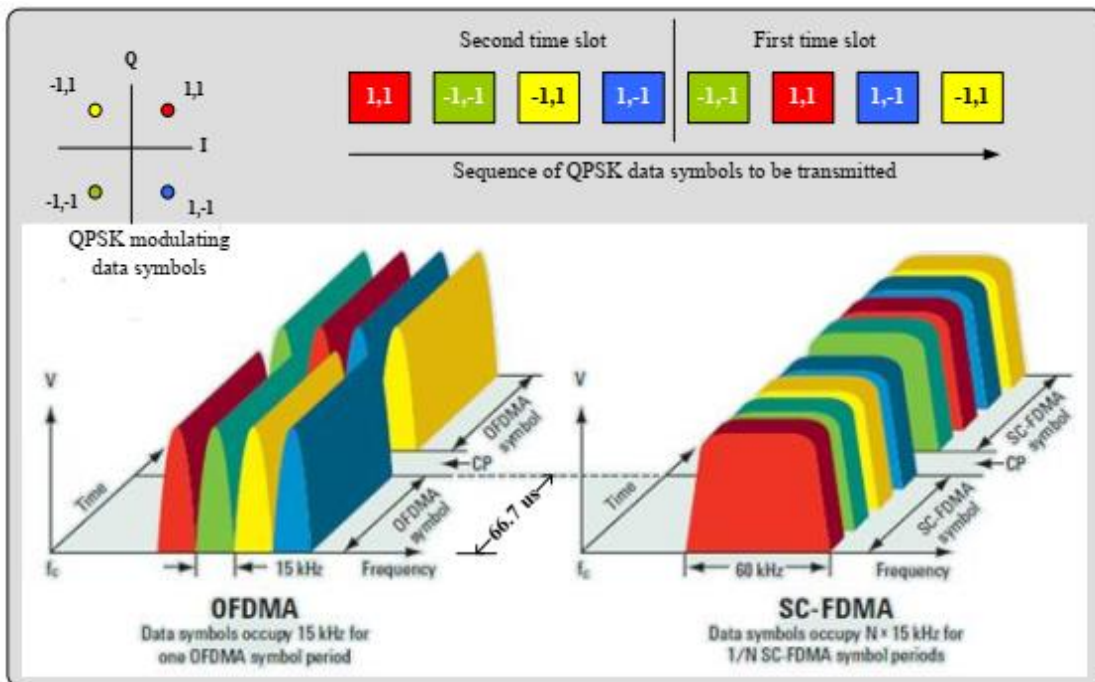
รูปที่ 4-17 OFDM symbols in one radio frame on LTE [25]

SC-FDMA ถูกนำมาใช้ใน UE หรือ Uplink เนื่องจากการใช้ OFDM มีจุดด้อยคือใช้พลังงานสูงในการกระบวนการส่งข้อมูล (Peak-to-Average-Power Ratios) การใช้พลังงานสูงนี้ไม่ได้รับผลกระทบใน eNode-B เนื่องจาก eNode-B ใช้พลังงานจากระบบส่งพลังงานไฟฟ้าโดยตรง ในทางตรงกันข้าม UE ใช้พลังงานจากแบตเตอรี่ซึ่งมีพลังงานจำกัด แนวคิดของ SC-FDMA คือ UE

ส่งทีละ 1 Carrier มีได้ส่งหลายCarrier พร้อมกันเหมือนใน OFDM การทำงานในลักษณะดังกล่าวส่งผลให้ประหยัดพลังงานในการส่งเป็นอย่างมาก OFDM และ SC-FDMA สามารถเปรียบเทียบได้ดังรูปที่ 4-18

กำหนดให้การใช้มอดูเลตแบบ Quadrature Phase Shift Keying (QPSK) โดยมีสัญลักษณ์ข้อมูล (Data Symbol) จำนวน 4 ชุดคือ $(-1, 1)$, $(1, -1)$, $(1, 1)$, และ $(-1, -1)$ ในการส่ง 1 ครั้ง (Time slot แรก) ฝั่งส่งจะส่งได้ 4 Data Symbols ซึ่งแต่ละ Data Symbol ถึอครองความถี่ 15 kHz ในเวลา 66.7 μ s หลังจากนั้นจะมี CP คั่นก่อนจะเริ่ม Time slot ที่สอง ซึ่ง Time Slot ที่สองฝั่งส่งจะส่ง 4 Data Symbols คล้ายกับการส่งในช่วง Time Slot แรก ในทางกลับกัน SC-FDMA ส่งทีละ Symbol โดยที่ 1 Symbol ถึอครองความถี่ 60 kHz จนครบ 4 Symbols ในเวลาเท่ากันกับ OFDMA นั่นคือ 66.7 μ s โดยมี CP เพื่อคั่นระหว่าง SC-FDMA ชุดแรกกับชุดที่สอง ซึ่งสอดคล้องกับรูปที่ 4-17 และ รูปที่ 4-18 ในประเด็นของการใช้ CP เพื่อคั่นระหว่าง Symbols

สังเกตได้ว่าทั้ง OFDMA และ SC-FDMA ใช้ CP เพื่อให้ฝั่งรับสามารถแยก Symbol ออกจากกันได้ถูกต้อง การใช้ SC-FDMA ในการส่งข้อมูลของ UE จะประหยัดพลังงานเนื่องจาก UE ส่งทีละ Symbol ในทางกลับกัน OFDMA ส่งทีละ 4 Symbols ซึ่งสิ้นเปลืองพลังงานเป็นอย่างมาก อย่างไรก็ตาม การใช้ SC-FDMA จาก UE ส่งไปยังเครื่องรับนั่นคือ eNode-B เครื่องรับจะต้องมีประสิทธิภาพสูงในการตรวจจับแต่ละ Symbol ในเวลาอันสั้น หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่า 4 Symbols ใน 66.7 μ s



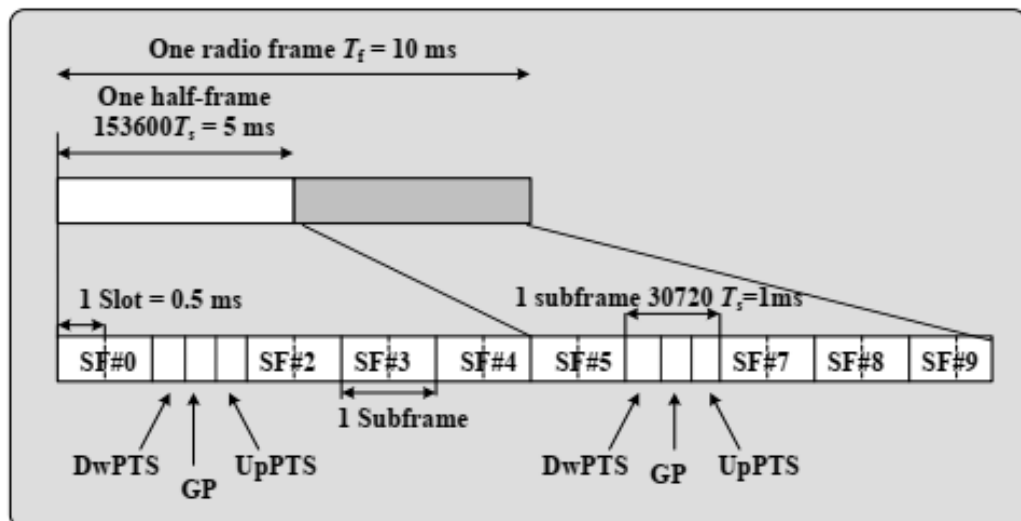
รูปที่ 4-18 เปรียบเทียบ OFDM และ SC-FDMA output symbol on LTE [26]

การใช้งานทั่วไปของ Normal CP จะมีขนาด 7 OFDM Symbols อย่างไรก็ตาม ในพื้นที่ห่างไกล eNode-B จะสั่งให้ UE เลือกใช้แบบ Extended CP ซึ่งมี 6 OFDM Symbols เนื่องจากต้องเพิ่มเวลาให้กับ CP ส่งผลกระทบบั้ OFDM Symbol สามารถใช้งานได้จริงในระบบลดลงเนื่องจากความกว้างของ CP ทั้งด้านซ้ายและขวามีมากขึ้น

4.5.3 โครงสร้างของเฟรม (Frame Structure)

โครงสร้างของเฟรมในการส่งข้อมูลบนคลื่นวิทยุมี 2 โครงสร้างได้แก่ โครงสร้างชนิดที่ 1 มีชื่อว่า (Frequency Division Duplex: FDD) และ โครงสร้างชนิดที่ 2 (Time Division Duplex: TDD) ทั้ง 2 โครงสร้างใช้เวลา 10 ms เท่ากัน

ภายในโครงสร้างที่ 1 จะประกอบด้วย 20 Time slot อีกชื่อหนึ่งเรียกว่า เฟรม ในการใช้งานแบบ Full Duplex จะทำให้อัตราการรับส่งข้อมูลสูงมาก แต่ผู้ให้บริการเครือข่ายจำเป็นต้องเช่าช่องสัญญาณ 2 ช่อง จากสำนักงานคณะกรรมการกิจการกระจายเสียง กิจการโทรทัศน์ และกิจการโทรคมนาคมแห่งชาติ (กสทช) เพื่อใช้ในการรับและส่งข้อมูลในเวลาเดียวกัน การมี 2 ช่องสัญญาณต้องเสียค่าใช้จ่ายเป็น 2 เท่า ดังนั้นเพื่อหลีกเลี่ยงการใช้ 2 ช่องสัญญาณ วิธีการส่งแบบ Half Duplex จะช่วยให้ประหยัดช่องสัญญาณ โดยช่วง 10 Time Slot (เฟรมย่อย) แรกสามารถเป็น Downlink และช่วง 10 Time Slot หลังเป็น Uplink สังเกตได้ว่าโครงสร้าง FDD นี้สามารถแบ่งให้ Downlink และ Uplink ได้อย่างเท่าเทียมกัน ในทางปฏิบัติ พฤติกรรมการใช้งานของผู้ใช้ไม่ได้ใช้ข้อมูลทั้งสองอย่างเท่า ๆ กัน ดังนั้นจึงมีแนวคิดในการพัฒนา TDD



รูปที่ 4-19 โครงสร้างเฟรมวิทยุชนิดที่ 2 (TDD) on LTE [24]

ตารางที่ 4-2 Uplink-Downlink configuration

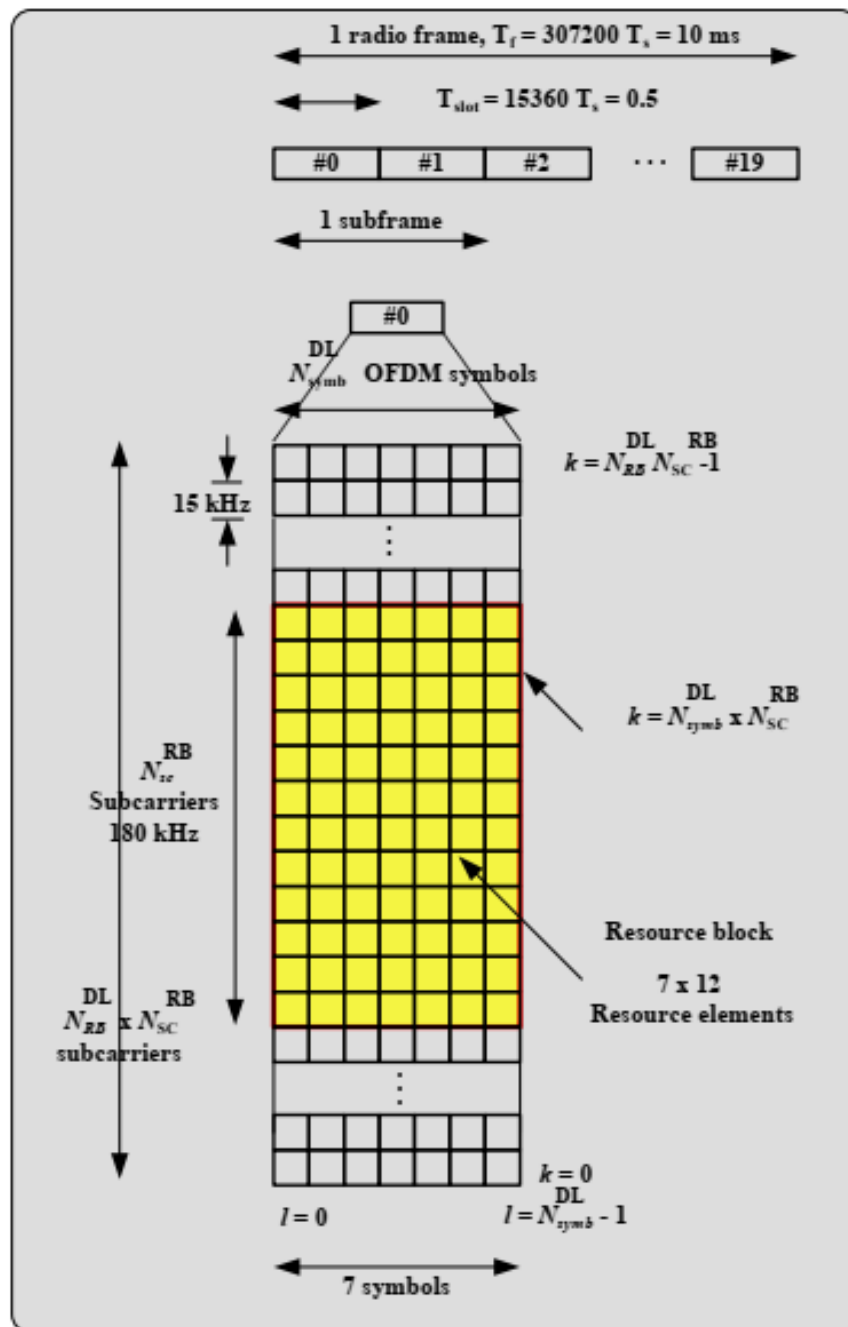
Uplink-downlink Configuration	Downlink-to-Uplink Switch-point periodicity	Subframe number									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	5 ms	D	S	U	U	U	D	S	U	U	U
1	5 ms	D	S	U	U	D	D	S	U	U	D
2	5 ms	D	S	U	D	D	D	S	U	D	D
3	10 ms	D	S	U	U	U	D	D	D	D	D
4	10 ms	D	S	U	U	D	D	D	D	D	D
5	10 ms	D	S	U	D	D	D	D	D	D	D
6	5 ms	D	S	U	U	U	D	S	U	U	D

TDD สามารถทำงานได้ที่ช่องสัญญาณเดียว ส่งผลให้ต้นทุนลดลง TDD เป็นโครงสร้างชนิดที่มีความยืดหยุ่นกว่าโครงสร้าง FDD กล่าวคือผู้ให้บริการสามารถเลือก Time Slot ได้มากขึ้น โดยที่ Time Slot คือส่วนที่รองรับข้อมูล Uplink หรือ Downlink ดังแสดงในรูปที่ 4-19 เฟรมถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วน โดยส่วนแรก เฟรมย่อย (Subframe) #0-4 ภายในเฟรมย่อย #1 คือ S ซึ่งประกอบด้วย Downlink Pilot Timeslot (DwPTS), Transmission Gap (GP), และ Uplink Pilot Timeslot (UpPTS) สำหรับส่วนที่สอง มีเฟรมย่อยแรก (#5) ถูกกำหนดให้เป็น Downlink และเฟรมย่อยถัดมา (#6) กำหนดให้เป็น S ซึ่งหมายถึงสัญญาณควบคุมเฟรมในส่วนนี้

ตารางที่ 4-2 แสดงตัวอย่างการ Configuration 0-6 เช่น ผู้ดูแลระบบเครือข่ายเลือก Uplink-downlink configuration 3 (ค่าเริ่มต้นในทุก ๆ เครือข่าย) ที่ eNode-B เฟรมย่อย #0 - #9 จะเป็น D S U U U และ D D D D D จะสังเกตได้ว่า เฟรมย่อยเป็น Downlink มากกว่า Uplink ซึ่งเป็นไปตามพฤติกรรมของผู้ใช้งาน ที่ใช้ UE เพื่อ Download มากกว่า Upload

4.5.4 โครงสร้างทางกายภาพ (Physical Structure)

โครงสร้างทางกายภาพบนเครือข่าย LTE นี้จะเน้นที่ Resource Block (RB) ในการสื่อสารด้วยคลื่นวิทยุหรือเฟรมวิทยุ ซึ่งภายในเฟรมวิทยุประกอบด้วยหลาย Time Slot ดังที่กล่าวมาแล้ว ในทางปฏิบัติ ขั้นตอนการทำงานของระบบเครือข่าย LTE เฟรมวิทยุดังกล่าว ถูกแบ่งออกเป็นช่องสัญญาณหลายช่อง เพื่อการใช้งานที่เจาะจงเฉพาะด้านเช่น Physical Downlink Shared Channel (PDSCH) หรือ Physical Uplink Share Channel (PUSCH) ทั้งสองช่องสัญญาณนี้คือช่องสัญญาณหลักในเครือข่าย LTE นอกจากนี้ ยังมีช่องสัญญาณอื่น ๆ ซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป ทุกช่องสัญญาณบนเฟรมวิทยุจะถูกจัดเก็บในรูปแบบของข้อมูลที่ RB ภายใน eNode-B



รูปที่ 4-20 Downlink resource grid on LTE [27]

4.5.4.1 โครงสร้างทางกายภาพของสัญญาณขาลง (Downlink Physical Structure)

โครงสร้างทางกายภาพของสัญญาณขาลงนี้หมายถึงโครงสร้างของ RB ซึ่งติดตั้งภายใน eNode-B ที่ใช้รองรับข้อมูลก่อนที่จะส่งข้อมูลดังกล่าวไปยัง UE ในรูปของสัญญาณคลื่นวิทยุ ภายใน RB จะถูกแบ่งออกเป็นส่วนย่อยเรียกว่า ทรัพยากรส่วนย่อย (Resource Element: RE) ทรัพยากรส่วนย่อยนี้เป็นส่วนที่เล็กที่สุดที่ใช้ในการเก็บข้อมูล สำหรับช่องสัญญาณซึ่งถูกใช้ร่วมกันของข้อมูล ขาลงทางกายภาพ (Physical Downlink Shared Channel) แสดงดังรูปที่ 4-20

ภายใน 1 เฟรมวิทย์สามารถแบ่งออกได้เป็น 20 Time slot ตามที่ได้อธิบายแล้วในหัวข้อที่ผ่านมา สำหรับในที่นี้จะกล่าวถึงรายละเอียดภายใน 1 Time slot โดยยกตัวอย่าง Time Slot #0 ที่ซึ่งประกอบด้วย 7 Symbols x 12 Subcarriers หรือ 180 kHz เนื่องจาก 1 Subcarrier ถือครอง 15 kHz ดังนั้นเขียนได้เป็น 1 RB = 84 RE ซึ่ง RE สามารถเป็นได้ 2, 4, และ 6 บิต ขึ้นอยู่กับเทคนิคการมอดดูเลต QPSK, 16QAM, หรือ 64QAM ตามลำดับ

ตารางที่ 4-3 อัตราการรับส่งข้อมูลบนเครือข่าย LTE

Channel Bandwidth (MHz)	Amount of Resource Block	Msps	Data Rate (Mbps)		
			QPSK	16QAM	64QAM
1.4	6	1.08	2.16	4.32	6.48
3	15	2.7	5.4	10.8	16.2
5	25	4.5	9	18	27
10	50	9.0	18	36	54
15	75	13.5	27	54	81
20	100	18	36	72	108

ดังนั้นในการคำนวณหาอัตราการส่งข้อมูลของเครือข่าย LTE สามารถหาได้จากขนาดของ RB และเทคนิคในการมอดดูเลต เช่น eNode-B ขนาดเล็กที่สุดของช่องแบนด์วิธ (Channel Bandwidth) 1.4 MHz มี 6 RB ภายใน แต่ละ RB ถือครอง 180 kHz ดังนั้น อัตราการรับส่งข้อมูลสามารถเขียนได้เป็น $6 \times 180 \text{ kHz} = 1.08 \text{ Msps}$ (Mega Symbol Per Second) และหากผู้ใช้เลือก 64QAM เป็นเทคนิคในการมอดดูเลตเพื่อส่งข้อมูล จะได้ $1.08 \text{ Msps} \times 6 \text{ bits} = 6.48 \text{ Mbps}$ ในทางตรงกันข้าม eNode-B ขนาดใหญ่ที่สุด Channel Bandwidth คือ 20 MHz มี 100 RB อัตราการรับส่งข้อมูลสามารถเขียนได้เป็น $100 \times 180 \text{ kHz} = 18 \text{ Msps}$ และหากผู้ใช้เลือก 64QAM เป็นเทคนิคในการมอดดูเลต จะได้ $18 \text{ Msps} \times 6 \text{ bits} = 108 \text{ Mbps}$ สำหรับอัตราการรับส่งข้อมูลที่ Channel Bandwidth อื่น สามารถหาได้จากวิธีเดียวกัน ดังแสดงตามตารางที่ 4-3

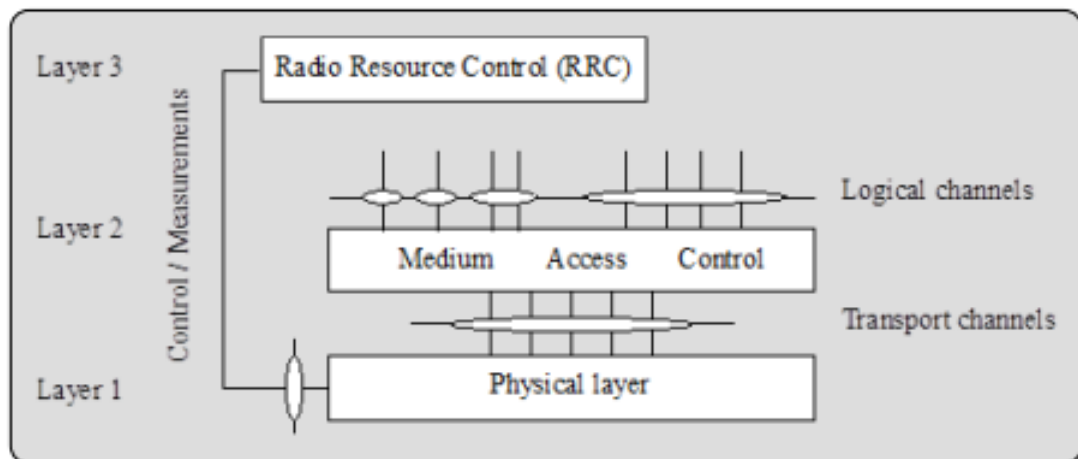
4.5.4.2 โครงสร้างทางกายภาพของสัญญาณขาขึ้น (Uplink Physical Structure)

โครงสร้างทางกายภาพของสัญญาณขาขึ้น (Uplink Physical Structure) มีความคล้ายคลึงกับ Downlink Physical Structure แม้ว่าทั้งสองโครงสร้างทางกายภาพนั้นใช้เทคนิคการรวมสัญญาณที่แตกต่างกัน กล่าวคือ Uplink Physical Structure รับข้อมูลจากการรวมสัญญาณแบบ SC-FDMA แต่ Downlink Physical Structure รับข้อมูลจากการรวมสัญญาณแบบ OFDM

ข้อมูลต่าง ๆ ที่รับหรือส่ง หลังจากการรวมสัญญาณ Downlink และ Uplink จะถูกเก็บอยู่ใน RB ที่ eNode-B ดังนั้น การคำนวณหาอัตราการรับส่งข้อมูล สามารถทำได้ด้วยวิธีเดียวกัน

4.5.5 ช่องสัญญาณทางกายภาพ (Physical Channel)

ช่องสัญญาณทางกายภาพ (Physical Channel) ในเครือข่าย LTE สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ชั้นคือ 1) Physical (PHY); 2) Medium Access Control (MAC); และ 3) Radio Resource Control (RRC) ดังแสดงในรูปที่ 4-21 การแบ่งชั้นการสื่อสารดังกล่าวสอดคล้องกับ OSI Model กล่าวคือชั้น PHY จะทำหน้าที่มอดดูเลตและการดีมอดดูเลตสัญญาณ ลำดับถัดมาชั้น MAC ทำหน้าที่ตรวจสอบข้อผิดพลาดที่อาจจะเกิดขึ้นในระหว่างการสื่อสาร ลำดับสุดท้ายชั้น RRC ทำหน้าที่ควบคุมทรัพยากรคลื่นวิทยุ การจัดสรรคลื่นความถี่ให้ UE เช่น การกระจายสัญญาณในทุก ๆ UE (Broadcast of system information) การเชื่อมต่อสัญญาณกับ UE หรือการยกเลิกการเชื่อมต่อกับ UE เป็นต้น



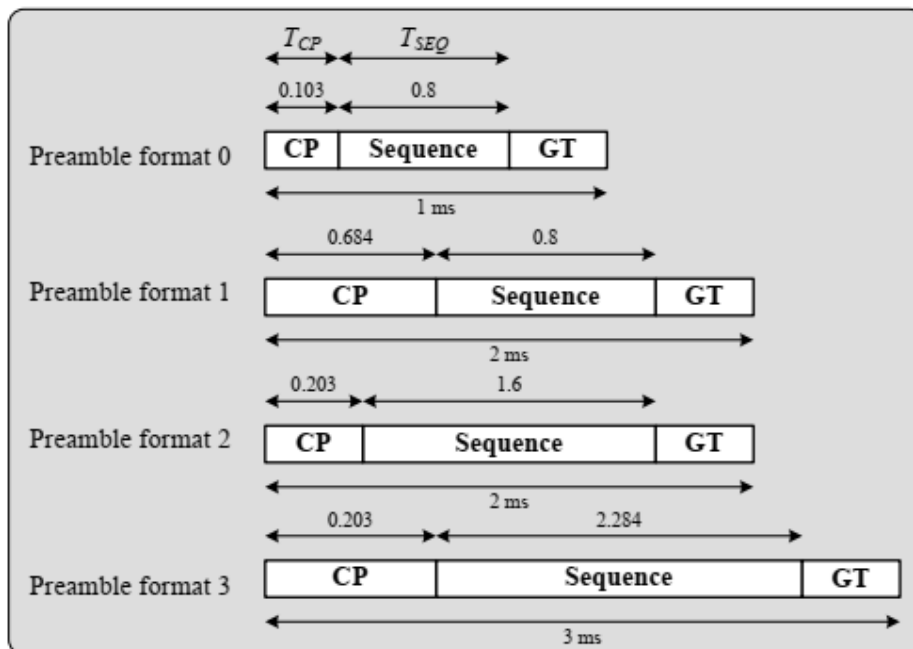
รูปที่ 4-21 Radio interface protocol architecture on LTE [28]

4.5.5.1 ช่องสัญญาณการเข้าถึงเครือข่ายทางกายภาพ (Physical Random Access Channel)

ในสถานะของ UE ที่เชื่อมต่อและยืนยันตัวตนการใช้งานเครือข่ายเรียบร้อยแล้ว หาก UE ต้องการส่งข้อมูลไปยังเครือข่าย UE ต้องใช้ Physical Random Access Channel (PRACH) เพื่อติดต่อกับ eNode-B ตัวอย่างเช่น การส่งข้อมูล การทำ Handover การส่งตำแหน่งของ UE ไปยัง eNode-B เป็นต้น ช่องสัญญาณ PRACH เป็นการส่งข้อมูลจาก UE ไปยัง eNode-B ดังนั้น ข้อมูลดังกล่าวถูกจัดเป็น Uplink ซึ่งใช้ช่องสัญญาณร่วมกับ PUSCH

4.5.5.2 โครงสร้างเชิงเวลาของ Preamble (Preamble Time Structure)

โครงสร้างเชิงเวลาของ Preamble ประกอบด้วย 2 ส่วนคือ เวลาของ CP หมายถึงระยะเวลาที่ CP ถีอครองในการส่งแต่ละครั้ง เขียนได้เป็น T_{CP} และเวลาลำดับ (Sequence) เขียนแทนด้วย T_{SEQ} ระยะเวลาทั้งสองนี้ สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามสภาพแวดล้อมการใช้งาน 2 ปัจจัยคือ จำนวนผู้ใช้หรือความหนาแน่นของ UE ใน eNode-B และระยะทางระหว่าง UE กับ eNode-B ตัวอย่างเช่น Preamble format 0 ใช้เวลา 1 ms หรือ 2 เฟรมย่อย ใน 20 เฟรมวิθυ โดยมี $T_{CP} = 0.103$ และ $T_{SEQ} = 0.8$ Preamble format 0 นี้ ถูกออกแบบมาเพื่อใช้สำหรับ UE ที่อยู่ใกล้ eNode-B (ระยะทางไม่เกิน 14 km) และมีความหนาแน่นของจำนวน UE ที่กำลังอยู่ในสถานะพร้อมใช้งาน (Established) กับ eNode-B ดังแสดงรูปที่ 4-22



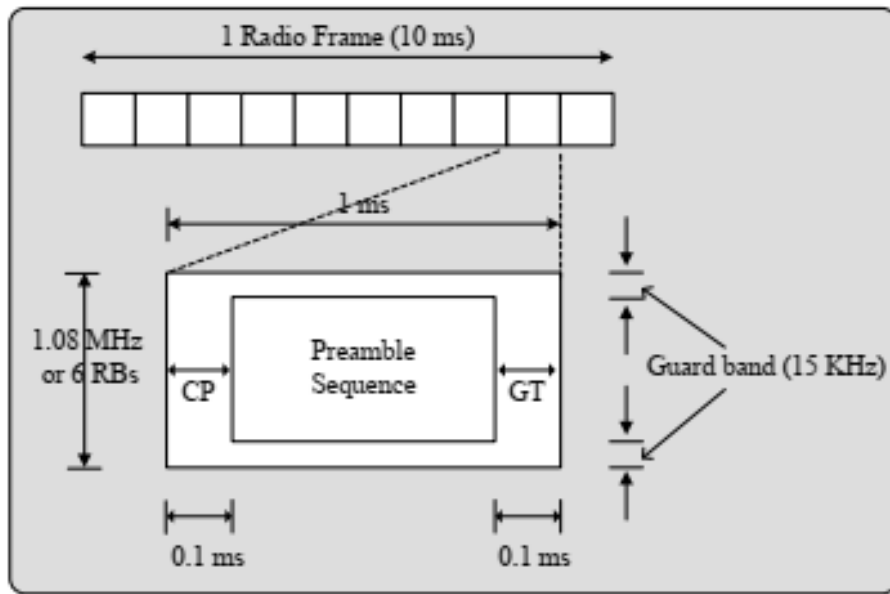
รูปที่ 4-22 Preamble format on LTE [27]

ในกรณีที่ระยะทางระหว่าง UE กับ eNode-B มากกว่า 14 km Preamble format 1 จะถูกพิจารณาใช้งานโดย eNode-B สังเกตได้ว่า เวลาของ T_{CP} เพิ่มขึ้นเป็น 0.684 ทั้งนี้เพื่อให้ฝั่งรับ มีเวลารับข้อมูลได้อย่างถูกต้อง เนื่องจากที่ระยะห่างระหว่าง UE กับ eNode-B เพิ่มขึ้น โอกาสของสัญญาณจะกระหวัตก่อนมาถึงปลายทางมีมากขึ้น สำหรับ Preamble format 2 ถูกออกแบบมาสำหรับ พื้นที่ที่มีจำนวน UE หนาแน่น ซึ่งเวลาของ T_{CP} เพิ่มขึ้นเป็น 0.203 และ T_{SEQ} เพิ่มขึ้นเป็น 1.6 ms ซึ่งเป็นสองเท่าของ Preamble format 1 ลำดับสุดท้าย Preamble format 3 ถูกออกแบบมาเพื่อให้ระบบเครือข่ายครอบคลุมพื้นที่ห่างไกล และมีจำนวน UE หนาแน่น โดยมีเวลาทั้งสองเพิ่มขึ้นอย่างเห็นได้ชัด

ตามที่กล่าวมาข้างต้น Preamble format ในมาตรฐาน LTE ถูกรอง 1 ms หรือ 2 เฟรมย่อยใน 20 เฟรมวิทยู โดยที่ Preamble format สามารถเป็นได้ที่ Time slot 1, 2, 3, 5, และ 10 การที่ระบบมี Time slot ที่หลากหลายเช่นนี้ เพื่อว่าระบบสามารถรองรับจำนวนผู้ใช้งานแน่นในพื้นที่จำเพาะเช่น สนามกีฬา โรงละคร หรือกิจกรรมกลางแจ้ง เป็นต้น ตารางที่ 4-4 แสดงการกำหนดค่า PRACH ว่าจะตั้งค่าเฟรมวิทยูหนึ่งมีสล็อต Preamble เท่าไร ตัวอย่างเช่น หากกำหนด PRACH configuration index = 6 จะได้เฟรมย่อยที่ 1 และ 6 เป็นสล็อต Preamble ของระบบ หรือหากกำหนด configuration index = 12 จะได้เฟรมย่อยที่ 0, 2, 4, 6, และ 8 ทำหน้าที่เป็นสล็อต Preamble การกำหนดเช่นนี้ จะกระทำที่ eNode-B สังเกตได้ว่าหากผู้ใช้เพิ่มขึ้นระบบต้องมีสล็อตเพิ่มขึ้น เพื่อให้แต่ละ UE สามารถร้องขอ RB ก่อนการส่งข้อมูล

ตารางที่ 4-4 PRACH configuration index

PRACH Configuration Index	Preamble Format	System frame number	Subframe number	PRACH Configuration Index	Preamble Format	System frame number	Subframe number
0	0	Even	1	32	2	Even	1
1	0	Even	4	33	2	Even	4
2	0	Even	7	34	2	Even	7
3	0	Any	1	35	2	Any	1
4	0	Any	4	36	2	Any	4
5	0	Any	7	37	2	Any	7
6	0	Any	1, 6	38	2	Any	1, 6
7	0	Any	2, 7	39	2	Any	2, 7
8	0	Any	3, 8	40	2	Any	3, 8
9	0	Any	1, 4, 7	41	2	Any	1, 4, 7
10	0	Any	2, 5, 8	42	2	Any	2, 5, 8
11	0	Any	3, 6, 9	43	2	Any	3, 6, 9
12	0	Any	0, 2, 4, 6, 8	44	2	Any	0, 2, 4, 6, 8
13	0	Any	1, 3, 5, 7, 9	45	2	Any	1, 3, 5, 7



รูปที่ 4-23 Preamble structure in a radio frame on LTE [25]

รูปที่ 4-23 แสดงโครงสร้างของ Preamble ในหนึ่งเฟรมวิทยุ ประกอบด้วย 6 RB หรือ 1.08 MHz โดยมี Guard band ด้านบนและล่าง อย่างละ 15 kHz ด้านซ้ายสุดจะเป็น CP ใช้เวลา 0.1 ms มี Preamble Sequence อยู่ตรงกลางของโครงสร้าง และส่วนสุดท้ายคือช่องว่างของเวลา Gap time (GT) 0.1 ms

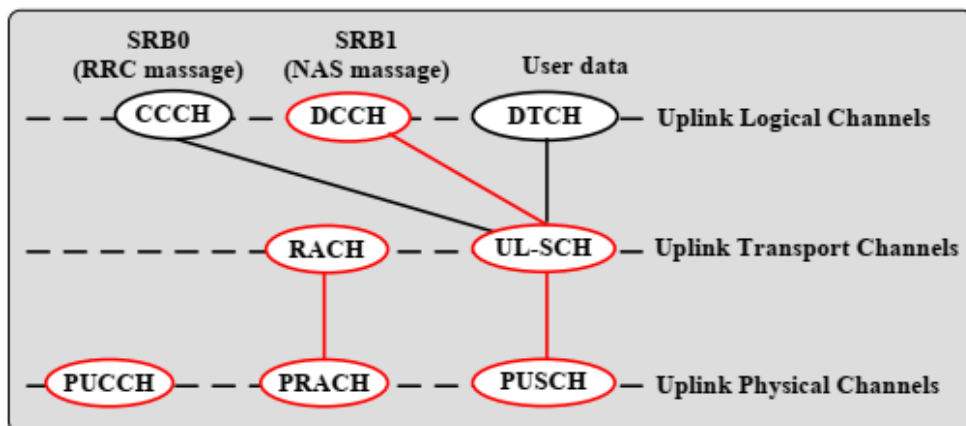
4.5.5.3 แผนผังของช่องสัญญาณทางกายภาพ (Mapping of Physical Channels)

การแสดงผลของผังของช่องสัญญาณทางกายภาพ (Mapping of Physical Channels) ทำให้เห็นช่องสัญญาณต่าง ๆ ในเครือข่าย LTE ได้ชัดเจน ทั้งนี้เครือข่าย LTE มีช่องสัญญาณเสมือนที่มีลักษณะพิเศษกว่าเทคโนโลยีสื่อสารชนิดอื่น รูปที่ 4-24 แสดง Uplink Physical Channels ซึ่งอาจจะใช้งานร่วมกับ PUSCH, PRACH และ PUCCH ในการส่งข้อมูลจาก UE ไปยังผู้ใช้รายอื่นในระบบเครือข่าย ต้องส่งผ่านไปยัง eNode-B ทั้งหมด โดยผ่าน PUSCH ที่ชั้น Uplink Transport Channels ช่องสัญญาณ PUSCH จะถูกเรียกว่า UL-SCH และ PRACH ถูกเรียกว่า RACH การเปลี่ยนชื่อของช่องสัญญาณในแต่ละชั้นสื่อสารจะทำให้ง่ายต่อการอ้างอิง ณ ตำแหน่งนั้น ๆ ดังนั้น การส่งข้อมูลจริงของ UE จะส่งผ่านช่องสัญญาณ DTCH (Dedicated Traffic Channel) อยู่ในระดับของชั้น Uplink Logical Channels สำหรับช่องสัญญาณ PRACH ถูกสร้างขึ้นมาจากชั้น MAC ของ UE เพื่อส่ง Preamble ไปยัง eNode-B ในการร้องขอใช้ RB หาก RB สามารถใช้งานได้ กระบวนการส่งข้อมูลจาก UE จะเริ่มขึ้น ซึ่งจะกล่าวรายละเอียดในหัวข้อถัดไป

4.5.6 กระบวนการการเข้าถึงอย่างสุ่ม (Random Access Procedure)

เมื่อ UE ถูกเปิดใช้งาน มันจะค้นหา eNode-B และทำการลงทะเบียน เพื่อยืนยันตัวตนก่อนใช้งานเครือข่าย หากผู้ใช้ทำการลงทะเบียนได้สำเร็จ ตัวมันเองจะมีสถานะเป็น Established Connection บนเครือข่าย ซึ่งแสดงให้เห็นว่ามันพร้อมที่จะรับส่งข้อมูลผ่านเครือข่าย LTE อย่งไรก็ดี หากการลงทะเบียนไม่สำเร็จ มันจะค้นหา eNode-B ตลอดเวลา ในสภาวะการค้นหา eNode-B เช่นนี้ UE จะใช้พลังงานมากกว่าสถานะ Established

ในการส่งข้อมูล UE จะใช้ช่องสัญญาณ Dedicated Traffic Channels (DTCH) ซึ่งช่องสัญญาณนี้เป็นชนิด Logical ที่อยู่ใน Uplink Transport Channels นั้นหมายความว่า การส่งข้อมูลจาก UE ไปยัง eNode-B สามารถส่งได้ 3 ช่องทาง ลำดับถัดมาคือช่องสัญญาณควบคุมระบบใช้ส่งข้อมูลของระบบเอง เช่น การรายงานตำแหน่งของ UE จะใช้ช่อง Dedicated Control Channel (DCCH) ซึ่งข้อมูลในช่อง DCCH นี้ จะไม่ถูกประมวลผลที่ eNode-B โดย eNode-B จะส่งต่อข้อมูลดังกล่าวไปยัง EPC โดยตรง ลำดับสุดท้ายคือ Common Control Channel (CCCH) ใช้เพื่อการทำ eNode-B ของ UE ในการเปิดเครื่องครั้งแรก



รูปที่ 4-24 Mapping of logical, transport, and uplink physical channels on LTE[24]

กระบวนการการเข้าถึงอย่างสุ่ม (Random Access Procedure) หมายถึง การเข้าถึง eNode-B เพื่อรับส่งข้อมูลของผู้ใช้ (Data packet) หรือข้อมูลประเภทควบคุมระบบ (Control packet) เช่น การแจ้งตำแหน่งของ UE ให้ eNode-B ทราบ ทั้งนี้เพื่อ eNode-B จะรายงานตำแหน่งของแต่ละ UE ไปยัง EPC หากมี UE อื่น ในเครือข่ายต้องการติดต่อกับ UE ปลายทาง EPC สามารถค้นหาเส้นทางของ UE ปลายทางได้

กระบวนการการเข้าถึงอย่างสุ่มเริ่มต้นขึ้นเมื่อ UE อยู่ในสถานะ Established โดย UE ใช้ตัวเลขที่ได้รับการสุ่มค่า ลายมือชื่อส่วนนำ (Preamble Signature) ขึ้นมาจาก $64 - N_{CF}$ โดยที่ N_{CF} หมายถึง Preamble Signature ที่ถูกสงวนไว้สำหรับ eNode-B ใช้งานประมาณ 10 หมายเลข

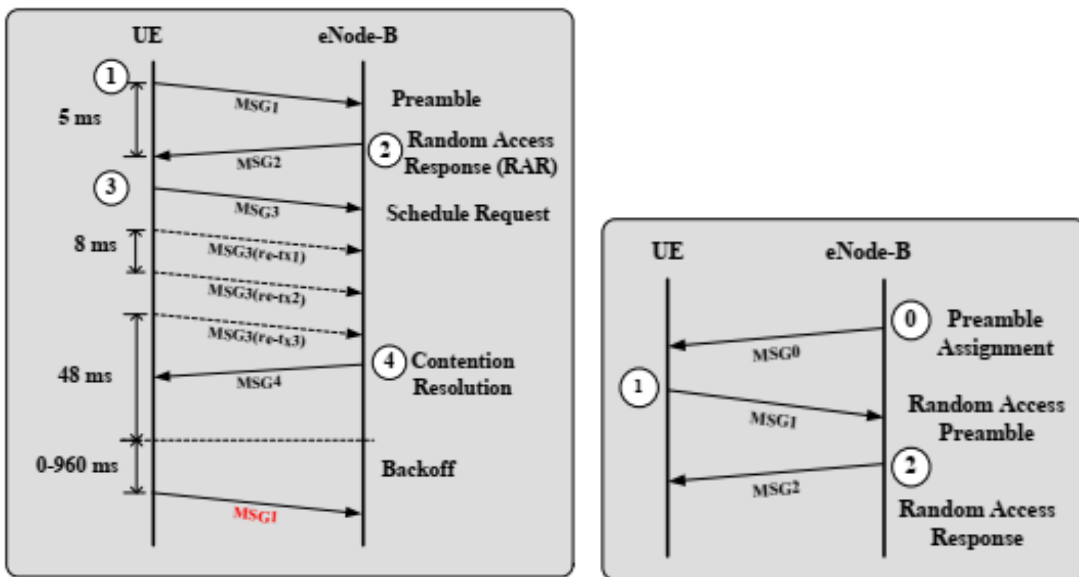
Preamble Signature มีลักษณะเฉพาะเป็นหนึ่งเดียวใน eNode-B การเข้าถึงเครือข่ายอย่างสุ่มมี 2 วิธีคือ การเข้าถึงเครือข่ายอย่างสุ่มโดยมีข้อขัดแย้ง (Contention Based Random Access Procedure) ถูกใช้โดย UE และการเข้าถึงเครือข่ายอย่างสุ่มโดยไม่มีข้อขัดแย้ง (Non-contention Based Random Access Procedure) ถูกใช้โดย eNode-B

4.5.6.1 การเข้าถึงแบบ Contention Based Random Access Procedure

การเข้าถึงเครือข่ายอย่างสุ่มโดยอาจมีความขัดแย้งถูกใช้งานโดย UE ที่ซึ่งต้องการส่งข้อมูลไปยัง eNode-B มีขั้นตอน

ขั้นที่ 1: UE จะทำการสุ่ม Preamble Signature ขึ้นมา 1 เลข ในขอบเขต 64- N_{CF} จากนั้นส่ง Preamble Signature นี้ออกไปยัง eNode-B บนช่องสัญญาณ PRACH ซึ่งการส่งครั้งนี้เรียกว่า Preamble message หรือ Msg1 ดังแสดงรูปที่ 4-25

ขั้นที่ 2: ถ้า Preamble Signature ส่งถึง eNode-B และไม่เกิดการซ้ำกันของ Preamble Signature กับ UE อื่น ๆ eNode-B จะตอบกลับ UE ด้วย Random Access Response (RAR) หรือเรียกว่า Msg2 ภายใน 5 ms อย่งไรก็ดี หากมากกว่า 1 UE ใช้ Preamble Signature ซ้ำกัน UE อื่น ๆ eNode-B จะไม่ตอบกลับ ทั้งนี้เมื่อ UE รอเกินกว่า 5 ms มันเข้าใจว่า Msg1 ที่ส่งไปครั้งแรกไม่สำเร็จมันจะทำการสุ่ม Preamble Signature ใหม่อีกครั้ง ในขั้นตอนนี้ มันจำเป็นต้องเข้ากระบวนการ Backoff เป็นระยะเวลา 0-960 ms เพื่อหลีกเลี่ยงกันชนกันของ Preamble Signature อีกครั้ง



(ก) Contention based

(ข) Non-contention based

รูปที่ 4-25 Random access procedure on LTE [24]

ขั้นที่ 3: หลังจากที่ UE ได้รับ Msg2 แล้ว การร้องขอ Schedule ถูกส่งออกจาก UE ผ่านช่องสัญญาณ PUSCH หรือเรียกว่า Msg3 โดยที่ eNode-B จะอ่าน Msg3 เพื่อยืนยันว่า Preamble Signature ที่ถูกส่งมาครั้งแรก ในทางปฏิบัติ UE จะรอคอย Msg3 นาน 8 ms ระยะเวลาการรอคอยนี้จะนานกว่าระยะเวลาที่ Msg2 เนื่องจาก Msg3 มีการประยุกต์ใช้ Hybrid Automatic Repeat ReQuest (HARQ) และรอจำนวน 3 ครั้งในการส่ง Msg3 หรือมากกว่านี้ ขึ้นอยู่กับผู้ดูแลระบบ หากการรอคอย Msg3 มากกว่า 48 ms โดยที่ eNode-B ไม่ตอบ Msg4 กลับมา UE จะเข้าสู่สถานะ Backoff (0-960 ms) เช่นเดียวกับขั้นตอนที่ 2

ขั้นที่ 4: หาก eNode-B ตรวจสอบ Preamble Signature ที่ส่งมาจาก UE ถูกต้อง ไม่ซ้ำกับ Preamble Signature ของ UE อื่น ๆ ภายใน eNode-B นี้ eNode-B จะตอบกับ UE ด้วย Msg4 ผ่านช่อง PDSCH

หลังจาก 4 ขั้นตอนที่กล่าวมาข้างต้น UE สามารถส่งข้อมูลออกไปยังเครือข่ายได้ โดยหากไม่มีการ Backoff ในระบบหรือซ้ำกันของ Preamble Signature อัตราการหน่วงในระบบที่ใช้ส่งข้อมูลคือ 10 ms ใดๆก็ดี ตัวเลขนี้จะเพิ่มขึ้น หากระบบพบว่าการชนกันของ Preamble Signature ระบบต้องเข้าสู่สถานะ Backoff และทำการสุ่มค่า Preamble Signature ใหม่อีกครั้งหนึ่ง

4.5.6.2 การเข้าถึงแบบ Non-contention Based Random Access Procedure

การเข้าถึงเครือข่ายอย่างสุ่มโดยไม่มีความขัดแย้ง eNode-B จะใช้กระบวนการเข้าถึง UE เพื่อสั่งการให้ UE ทำการอย่างใดอย่างหนึ่งเช่น Handover หรือรายงานตำแหน่งของอุปกรณ์ จุดเด่นของ Non-contention Based Random Access Procedure คือจะไม่มีการขัดแย้งของ Preamble Signature ระหว่างกระบวนการนี้เนื่องจาก eNode-B นำ Preamble Signature ที่ถูกส่งจนไว้จำนวน 10 หมายเลข ในระบบมาใช้งาน มีขั้นตอนดังนี้

ขั้นที่ 0: eNode-B กำหนดค่า Preamble Signature ให้กับ UE เมื่อต้องการติดต่อกับ UE เพื่อส่งข้อมูลให้ UE หรือ เมื่อพบว่าการตรวจสอบ Handover เกิดขึ้นในระบบ ข้อมูลที่ส่งผ่านในขั้นที่ 0 นี้ ถูกเรียกว่า Msg0 ผ่านช่องทาง PDSCH

ขั้นที่ 1: UE รับ Preamble Signature จาก eNode-B โดยการถอดข้อมูลภายใน Msg1 นี้ ออกมาและนำ Preamble Signature นี้ไปใช้งาน สังเกตได้ว่า Non-contention Based Random Access Procedure จะไม่มีโอกาสเกิดข้อขัดแย้งของ Preamble Signature ระหว่าง UE เนื่องจาก Preamble Signature ถูกกำหนดโดย eNode-B

ขั้นที่ 2: RAR จาก eNode-B ถูกส่งมายืนยันค่า Preamble Signature ที่ซึ่ง UE ได้รับมาจาก Msg0 ในขั้นที่ 0 ผ่านช่องทาง PDSCH

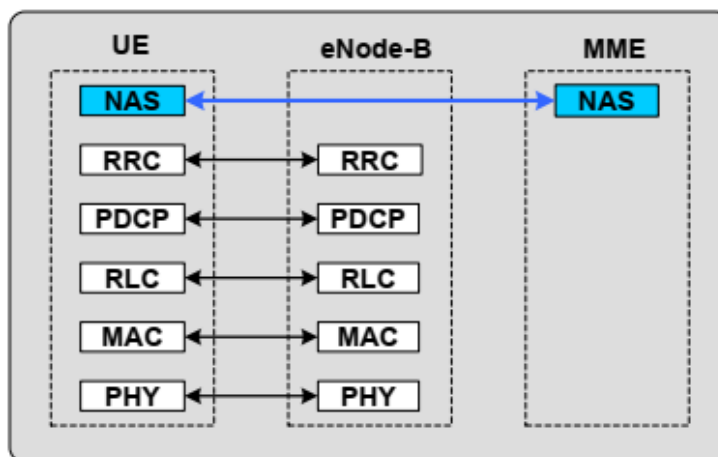
4.5.7 ข้อความสำหรับควบคุมระบบเครือข่าย (NAS Message)

Network Access Stratum (NAS) ถูกจัดอยู่ในข้อมูลประเภทควบคุม ข้อมูลเหล่านี้ใช้สำหรับสื่อสารกันในระบบเครือข่าย มีใช้ข้อมูลที่ผู้ใช้ส่งออกไปเพื่อการสื่อสารกับปลายทาง ข้อความ NAS ถูกสร้างที่ UE เพื่อส่งไปยัง MME ซึ่งอยู่ใน EPC ของระบบเครือข่าย 4G ข้อมูล NAS ได้แก่ ยืนยันตัวตนของผู้ใช้ การจัดการประเด็นด้านรักษาความปลอดภัยของข้อมูล การรายงานตำแหน่งของ UE การย้ายตำแหน่งของ UE จาก eNode-B เดิมไปยัง eNode-B ใหม่ เป็นต้น ข้อมูลเหล่านี้จะถูกส่งจาก UE ไปยัง MME โดยตรง ซึ่งมันจะไม่ถูกประมวลผลที่ eNode-B

รูปที่ 4-26 โพรโทคอลสแต็กที่ UE ประกอบด้วย 6 ชั้น ซึ่งคล้ายกับ OSI model กล่าวคือ ชั้นแรกคือ PHY ชั้นที่ 2 คือ MAC ชั้นที่ 3 Radio Link Control (RLC) คือการควบคุมคลื่นวิทยุ ที่ถูกใช้ในการติดต่อสื่อสาร เพื่อการเชื่อมต่อกับ eNode-B หรือการออกจากระบบเครือข่าย ซึ่งทำงานในโหมด Acknowledged ลำดับถัดมา PDCP คือ Packet Data Convergence Control เนื่องจากทุกแพคเกจถูกบรรจุอยู่ในรูปของ IP ดังนั้น ชั้น PDCP นี้ จะทำหน้าที่บรรจุและถอดข้อมูลให้อยู่ในรูปของ IP ในการส่งและถอดข้อมูลจาก IP ในกรณีที่ได้รับข้อมูลเข้ามา สำหรับชั้นบนสุดคือ NAS ที่ใช้สำหรับสื่อสารกับ MME โดยตรง

4.5.8 การควบคุมการเข้าถึงเครือข่าย (Admission Control)

เนื่องจากทรัพยากรบน eNode-B มีจำกัดไม่สามารถให้บริการทุก ๆ UE ในเวลาที่พร้อมกันได้ทุกอุปกรณ์เช่น คลื่นวิทยุที่ได้รับการจัดสรรอย่างจำกัด ช่องสัญญาณมีจำกัดตามขนาดของ eNode-B ซึ่งอาจจะเป็น 1.4 MHz หรือ 3 MHz เป็นต้น เมื่อ UE จำนวนหลาย เครื่องพยายามใช้ Preamble Signature เพื่อร้องขอการใช้ RB บน eNode-B โดยที่ eNode-B ไม่สามารถให้บริการ RB กับทุก UE ได้ ดังนั้นการจัดสรรการเข้าถึงเครือข่ายจึงมีความจำเป็น เมื่อ eNode-B ตรวจสอบ



รูปที่ 4-26 โพรโทคอลสแต็กสัญญาณควบคุมบนเครือข่าย LTE [24]

ความหนาแน่นของการเข้าถึงเครือข่าย Admission Control (AC) จะถูกใช้งานเพื่อปฏิเสธการเข้าถึงเครือข่ายของ UE ในขณะเดียวกัน eNode-B จะจัดลำดับการเข้าถึงในรูปของ scheduler

ในขณะที่ UE ถูกปฏิเสธการเข้าถึงเครือข่าย UE จะต้องรอ 1 TTI (Transmission Time Interval) หรือ 1 ms ด้วยการควบคุมการเข้าถึงเครือข่ายเช่นนี้ ทำให้ระบบสามารถจัดลำดับการเข้าถึงเครือข่ายได้ผ่านทาง AC โดยทั้ง Uplink และ Downlink รองรับการดำเนินงานของ AC สำหรับ UE ที่ได้รับการรับประกันอัตราการส่งข้อมูล Guarantee Bit Rate (GBR) ทรัพยากรต่าง ๆ ที่ eNode-B จะสงวนไว้สำหรับ UE ที่ได้รับ GBR นั้นหมายความว่า eNode-B ให้ลำดับความสำคัญกับ UE ที่กล่าวถึงนี้ ในทางตรงกันข้าม ทรัพยากรต่าง ๆ จะไม่ถูกสำรองไว้กับ UE ที่ซึ่งมิได้ทำการรับประกันการ (GBR)

4.5.9 กำหนดการส่งข้อมูลขาขึ้น (Uplink Scheduling)

เมื่อข้อมูลได้มาถึง eNode-B แล้ว โดยผ่านการทำ AC จากหัวข้อที่ผ่านมา AC ทำงานในระดับ PHY เพื่อรับการเข้าถึงหรือปฏิเสธการเข้าถึง eNode-B สำหรับกำหนดการส่งข้อมูล (Scheduling) ขาขึ้นหมายถึงการส่งข้อมูลทั่วไปของ UE ไปยัง eNode-B เนื่องจากมี UE จำนวนมากต้องการติดต่อกับ eNode-B เพื่อส่งข้อมูลไปยังปลายทาง ในทางปฏิบัติ กำหนดการสามารถประยุกต์ใช้ได้ทั้ง Downlink และ Uplink สำหรับ Scheduling ทำงานที่ชั้น MAC ของสถาปัตยกรรมเครือข่าย 4G เพื่อให้ทรัพยากรในเครือข่ายมีประสิทธิภาพมากขึ้น ดังนั้น Scheduling สามารถทำการบริหารจัดการลำดับการเข้าถึงของ UE ไปยัง eNode-B ได้อย่างพลวัต มันทำงานที่ชั้น MAC ที่ UL-SCH ซึ่งสามารถจัดลำดับการเข้าถึงของข้อมูลและบัญชีผู้ใช้ หรือการทำคุณภาพของการบริการ (Quality of Service: QoS) ของแต่ละ UE ได้

4.6 เทคโนโลยีสื่อสารลอรา (LoRa Communication Technology)

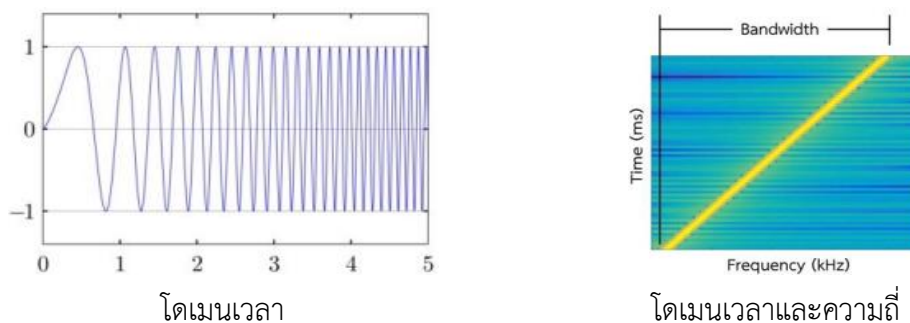
เทคโนโลยีการสื่อสารลอรา (LoRa) ถูกกำหนดชื่อตามคุณสมบัติเด่น นั่นคือการส่งข้อมูลได้ในระยะไกลหรืออีกชื่อว่า Long Range การสื่อสารลอรานี้ถูกพัฒนา โดยบริษัท Semtech มีความสามารถรองรับการใช้งานได้หลายย่านความถี่ทั่วโลก ซึ่งแตกต่างกับเทคโนโลยีสื่อสารอื่น ๆ ในอดีตเช่น FM ที่ซึ่งทำงานบนย่านความถี่เดียวทั่วโลกนั่นคือ 88 – 108 MHz สำหรับประเทศไทย เทคโนโลยีลอราทำงานที่ย่าน 920 ถึง 925 MHz ซึ่งได้รับอนุญาตตามประกาศในราชกิจจานุเบกษา ในปี 2562 [29]

ลักษณะเฉพาะของลอราคือ การมอดูเลตด้วยเทคนิคเชิร์ปสเปกตรัม (Chirp Spread Spectrum: CSS) โดยใช้สัญญาณเชิร์ป (Chirp) ที่มีความชันคงที่ ดังรูปที่ 4-27 ในโดเมนเวลา ความถี่ของสัญญาณจะเพิ่มขึ้น ซึ่งสอดคล้องกับโดเมนเวลาและความถี่ที่เส้นตรงทแยงขึ้น ในการเพิ่มสมรรถนะการรับสัญญาณให้มีค่าความไว (Sensitivity) ดีขึ้น อุปกรณ์เกตเวย์ (Gateway) สามารถรับความเข้มของกำลังสัญญาณ ได้ที่ระดับต่ำกว่า -140 dBm ซึ่งถือว่าต่ำมาก เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีการสื่อสารแบบอื่น ๆ เช่น ซิกบี (ZigBee) หรือไวไฟ (Wi-Fi) ที่มีค่าความไวของการรับสัญญาณต่ำสุด อยู่ที่ระดับ -100 dBm ถึง -110 dBm [27] การที่เครื่องรับมีความไวสูง มีข้อดีตรงที่เครื่องส่งไม่จำเป็นต้องส่งด้วยพลังงานที่สูง ส่งผลให้เครื่องส่งซึ่งคือ End Device ใช้พลังงานต่ำ มีอายุการใช้งานแบตเตอรี่นานขึ้น ลักษณะการใช้พลังงานต่ำของ End Device คืออีกหนึ่งเป้าหมายของ ลอรา เทคโนโลยี

นอกจากนี้ ความสามารถที่โดดเด่นของลอราอีกหนึ่งประการคือ สามารถมอดูเลตหลายสัญญาณที่ความถี่เดียวกัน ได้พร้อมกัน ด้วยการกำหนดอัตราเชิร์ปที่แตกต่างกันในแต่ละ ชุดสัญญาณ จากแฟกเตอร์การกระจาย (Spreading Factor: SF) ที่แตกต่างกัน ด้วยเหตุนี้ทำให้เครือข่าย การสื่อสารลอรา สามารถรองรับอุปกรณ์ได้จำนวนมาก (96 อุปกรณ์ ในเวลาการส่งเดียวกัน)

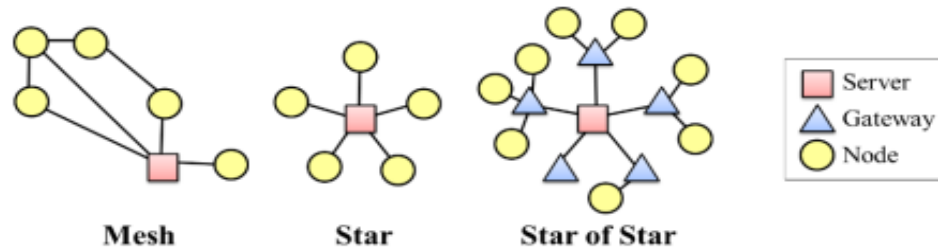
4.6.1 สถาปัตยกรรมลอราแวน

สถาปัตยกรรมลอราแวน (Long Rang Wide Area Network: LoRaWAN) คือรูปแบบ โพรโทคอลควบคุมการเข้าถึงตัวกลาง (Media Access Control: MAC) ที่เชื่อมโยงข้อมูลจากภาคส่งผ่านสัญญาณวิทยุที่มอดูเลตแบบลอรา ส่งเข้าสู่เครือข่ายอินเทอร์เน็ต ผ่านอุปกรณ์ลอราเกตเวย์ ลักษณะทอพอโลยีของเครือข่ายลอราแวน เป็นแบบดาวที่ขยายออก (Star of Star) มีจุดเด่นคือ การบริหารจัดการข้อมูล และการออกแบบระบบไม่ซับซ้อนเท่าทอพอโลยีแบบตาข่าย (Mesh) และยัง สามารถขยายพื้นที่ของเครือข่ายให้ครอบคลุมบริเวณกว้าง (Wide Area Network: WAN) ด้วยการติดตั้งลอราเกตเวย์ เพิ่มเติมในตำแหน่งต่าง ๆ



รูปที่ 4-27 สัญญาณเชิร์ปขาขึ้นของลอรา [30]

เครือข่ายลอราแวน มีกลุ่มพันธมิตร **LoRa Alliance** ที่เกิดจากการรวมตัวกันขององค์กร ชั้นนำด้านการสื่อสารทั่วโลก ซึ่งคล้ายคลึงกับระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ไร้สาย **Wi-Fi** การขับเคลื่อนด้วยกลุ่ม **LoRa Alliance** นี้ ทำหน้าที่กำหนดรูปแบบมาตรฐาน ของเทคโนโลยีเครือข่ายการสื่อสารลอราแวน [31]



รูปที่ 4-28 การเปรียบเทียบทอพอโลยีของลอรา

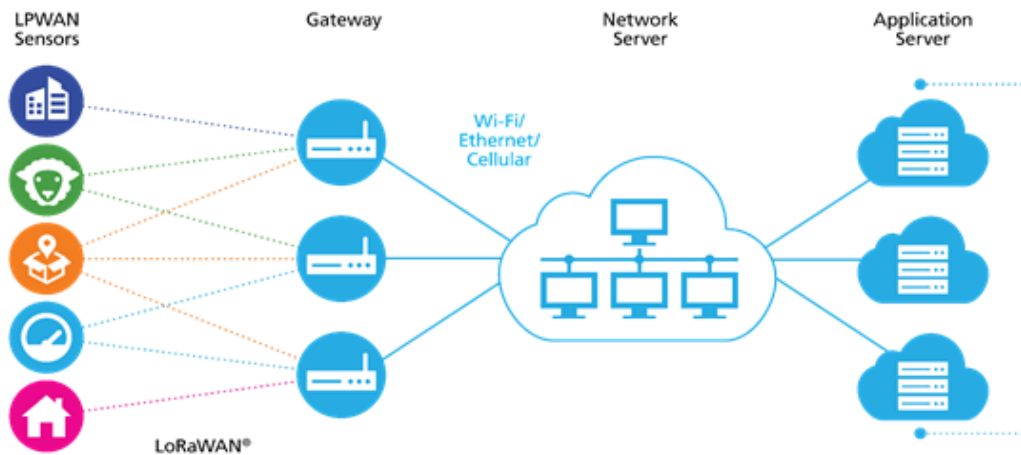
รูปที่ 4-28 ทอพอโลยีแบบเมช (Mesh), แบบดาว (Star) และแบบดาวที่ขยายออก โดยที่ทอพอโลยีแบบตาข่าย เป็นโครงข่ายการสื่อสารที่โหนด (Node) สามารถสื่อสารกันเองได้ หรือสามารถติดต่อกับแม่ข่ายได้โดยตรง รูปแบบเส้นทางการส่งข้อมูลมีความซับซ้อน แต่มีเสถียรภาพสูง ในขณะที่ทอพอโลยีแบบดาว หรือดาวที่ขยายออก จำเป็นต้องมีศูนย์กลางการติดต่อสื่อสาร เช่น แม่ข่าย หรือเกตเวย์ การรวมเส้นทางการสื่อสาร ในแต่ละตำแหน่งสามารถบริหารจัดการเส้นทางการสื่อสารได้ง่าย ไม่ซับซ้อน สามารถขยายพื้นที่การให้บริการ ด้วยการติดตั้งเกตเวย์เพิ่มในตำแหน่งที่ต้องการ เช่น เครือข่ายลอราแวน เป็นต้น โครงสร้างของสถาปัตยกรรมลอราแวน ประกอบด้วย 4 ส่วน ได้แก่ End Device, Gateway, Network Server และ Application Server สามารถประยุกต์ใช้งานได้หลากหลาย เช่นระบบเครือข่ายเซนเซอร์ไร้สาย อุปกรณ์ไอโอที ระบบแจ้งเตือนหรือเฝ้าระวังภัย และเครือข่ายการสื่อสารของสมาร์ทมิเตอร์ ดังรูปที่ 4-29 มีรายละเอียดดังนี้

4.6.1.1 อุปกรณ์ปลายทาง (End Device)

End Device หรือลูกข่าย เป็นอุปกรณ์ส่งข้อมูลของเซนเซอร์ ในทางปฏิบัติอาจเป็นอุปกรณ์สำหรับการติดตามสัตว์เลี้ยง การติดตามตำแหน่งของพัสดุ หรือการอ่านค่าการใช้ไฟฟ้าจากสมาร์ทมิเตอร์ เครื่องลูกข่ายของลอราแวน แบ่งออกเป็น 3 คลาส

- คลาส A สำหรับอุปกรณ์ทั่วไปจะอยู่ใน **Sleep Mode** ซึ่งจะหยุดทำงานเพื่อประหยัดพลังงาน และจะกลับสู่ **Running Mode** เมื่อต้องการส่งข้อมูลขาขึ้น (Up Link) ตามรอบเวลาที่กำหนดในช่วงเวลา หากต้องการรับข้อมูลขาลง (Down Link) จากแม่ข่ายสามารถทำได้เฉพาะ **Time slot** ที่เปิดรับเท่านั้น คลาสนี้มีอัตราความหน่วง (Latency) สูงสุด ดังนั้น อุปกรณ์คลาส A จึงประหยัดพลังงานที่สุด

- คลาส B ถูกพัฒนาเพิ่มเติมจากคลาส A โดยมีการปล่อย **Beacon Frame** เพื่อรองรับการส่งข้อมูลขาลงตาม **Time slot** ที่กำหนดไว้บนซอฟต์แวร์
- คลาส C อุปกรณ์จะทำงานตลอดเวลา เพื่อรอข้อมูลขาลงจากแม่ข่ายอย่างต่อเนื่อง ดังนั้น อุปกรณ์คลาส C จึงมี **Latency** ต่ำที่สุด แต่อัตราการใช้พลังงานสูงที่สุด จึงไม่เหมาะกับการใช้งานร่วมกับแบตเตอรี่



รูปที่ 4-29 สถาปัตยกรรมลอราแวน [32]

4.6.1.2 เกตเวย์ (Gateway)

เกตเวย์ (Gateway) คือ อุปกรณ์ตัวกลาง ใช้สำหรับเชื่อมต่อระหว่างลูกข่ายกับแม่ข่าย เกตเวย์หนึ่งตัวสามารถรองรับเครื่องลูกข่ายได้เป็นจำนวนมาก โดยที่เกตเวย์จะทำการดักจับส่วน **Preamble** ของสัญญาณลอรา ที่ถูกส่งมาจากแต่ละลูกข่ายซึ่ง **Preamble** ในเครือข่ายลอราจะทำให้เกตเวย์ทราบว่า จะมีการเริ่มส่งสัญญาณเข้ามาในระบบแล้ว และลำดับถัดไปจะเป็นชุดข้อมูลของระบบ ชุดข้อมูลนี้จะได้รับการประมวลผลบนแม่ข่าย ผ่านอินเทอร์เน็ตโพรโทคอล นอกจากนี้ในทางปฏิบัติ อาจมีเกตเวย์มากกว่าหนึ่งตัว ที่ตรวจจับชุดข้อมูลเดียวกัน โดย **End Device** จะเลือกเกตเวย์ที่มี **RSSI** ดีที่สุดในการเชื่อมต่อกับระบบ

4.6.1.3 เครื่องแม่ข่ายสำหรับเครือข่าย (Network Server)

Network Server คืออุปกรณ์หรือโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ซึ่งทำงานเพื่อให้บริการในเครือข่ายลอราแวน โดยการนำชุดข้อมูลจากเกตเวย์มาประมวลผล เริ่มจากตรวจสอบการขึ้นทะเบียนเพื่อยืนยันตัวตน (**Authentication**) ชุดข้อมูลด้วยกุญแจ (**Key**) ตามที่ได้ลงทะเบียนไว้แล้วในระบบ ก่อนหน้านี้ โดยจะมีเฉพาะแม่ข่ายที่เกี่ยวข้องเท่านั้น ที่จะสามารถถอดรหัสชุดข้อมูลของลูกข่ายได้ สำหรับมาตรฐานลอราแวนกำหนดวิธีการยืนยันตัวตนแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบ ได้แก่

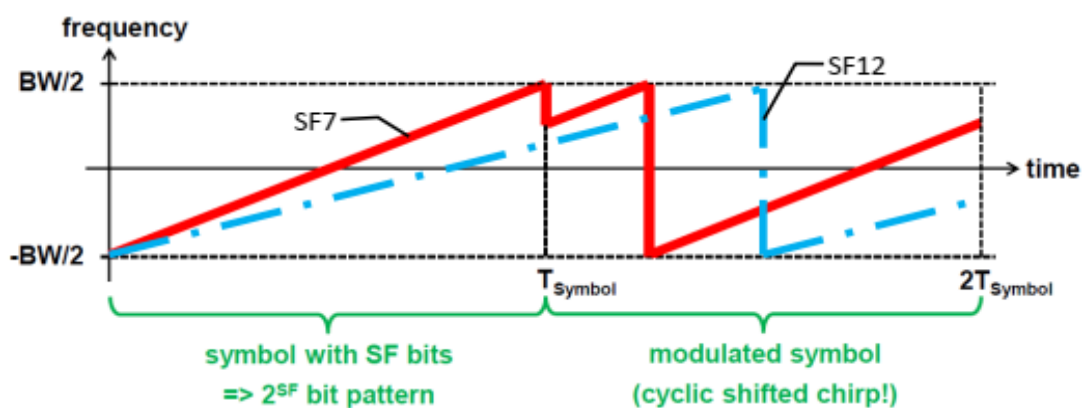
- **Activation by Personalization (ABP)** คือ การลงทะเบียน Key อุปกรณ์ลูกข่ายไว้ในระบบของแม่ข่าย ด้วยการใช้กุญแจที่แตกต่างกัน ในแต่ละอุปกรณ์ ได้แก่ Device EUI, Device Address, Network Session Key และ Application Session Key วิธีการนี้จะยอมให้ลูกข่ายที่ลงทะเบียนไว้แล้ว เข้าใช้งานเครือข่ายได้ทันที 26
- **Over The Air Activation (OTAA)** วิธีการนี้ เริ่มจากลูกข่ายส่งกุญแจ ได้แก่ Device EUI, Application EUI, Application KEY ซึ่งถูกฝังไว้ภายใน ไปให้แม่ข่าย ตรวจสอบการยืนยันตัวตน จากนั้น แม่ข่ายจะส่งกลับกุญแจต่าง ๆ เช่นเดียวกับวิธี ABP เพื่ออนุญาตให้ลูกข่ายนั้น เข้ามาใช้งานเครือข่ายได้ วิธีการนี้จะมีการหน่วงเวลา (Delay) ในช่วงแรกของการยืนยันตัวตนเล็กน้อย แต่มีความยืดหยุ่นที่มากกว่าแบบ ABP

4.6.1.4 เครื่องแม่ข่ายสำหรับโปรแกรมประยุกต์ (Application Server)

Application Server หรือเครื่องแม่ข่ายสำหรับโปรแกรมประยุกต์คือ ส่วนของการใช้ประโยชน์จากข้อมูลที่ได้มาจากแม่ข่ายเช่น ระบบรายงานผล หรือแสดงผลข้อมูลด้วยกราฟ ระบบฐานข้อมูล การนำเสนอหรือ การรายงานข้อมูลไปยังโปรแกรมประยุกต์ของสมาร์ทโฟน เป็นต้น

4.6.2 การมอดูเลตสัญญาณลอร่า

เทคนิคการมอดูเลตแบบซีร็พสเปกตรัม (CSS) ในหัวข้อก่อนหน้านี้ พารามิเตอร์ที่สำคัญในการกำหนดรูปแบบการมอดูเลต ได้แก่ แบนด์วิดท์ (BW) แฟกเตอร์การกระจาย (SF) และอัตราเข้ารหัส (Code Rate: CR) ในการสร้างชุดข้อมูลพารามิเตอร์ SF แสดงถึงจำนวนบิตของข้อมูลต่อหนึ่งสัญลักษณ์ (Bit per symbol) มีค่าระหว่าง 7 ถึง 12 หมายถึง ในหนึ่งสัญลักษณ์สามารถจัดเรียงบิตข้อมูลของสัญญาณซีร็พ เท่ากับ 2^{SF} รูปแบบ ด้วยแบนด์วิดท์คงที่ตลอดการมอดูเลต ดังรูปที่ 4-30



รูปที่ 4-30 Spectrogram ของการมอดูเลตสัญญาณลอร่า

จากรูปที่ 4-30 แสดงการมอดูเลตสัญญาณลอรา ด้วยเทคนิค CSS จำนวนสองสัญญาณเซิร์ปที่มีความชันเท่ากัน (กำหนด SF เท่ากัน) โดยพิจารณาตำแหน่งของความถี่เริ่มต้นของแต่ละสัญญาณเซิร์ป หรือตำแหน่งที่เกิดการเปลี่ยนแปลงความถี่แบบไม่ต่อเนื่อง ซึ่งเป็นเทคนิคในการเข้ารหัสข้อมูล (Encode) เพื่อสร้างสัญญาณเซิร์ป ที่เรียงต่อกันตามมาตรฐานของลอราแวน [33] ความเร็วของการส่งข้อมูลบนสัญญาณลอรา ขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงความถี่ของแต่ละสัญญาณเซิร์ป ถูกกำหนดโดยแพ็คเกจการกระจาย และความกว้างแบนด์วิดท์ของสัญญาณเซิร์ป สรุปได้ดังตารางที่ 4-5 หรือสามารถหาความสัมพันธ์ได้จากสมการ(4-7) (4-8) และ (4-9) ต่อไปนี้

$$T_s = \frac{2^{SF}}{BW} \quad (4-7)$$

$$R_s = \frac{1}{T_s} = \frac{BW}{2^{SF}} \quad (4-8)$$

$$R_b = SF \cdot \frac{BW}{2^{SF}} \cdot \left(\frac{4}{4 + CR} \right) \quad (4-9)$$

เมื่อ

T_s = Symbol Period (วินาที)

R_s = Symbol Rate (Symbol ต่อวินาที)

R_b = Bit Rate (บิตต่อวินาที, bps)

BW = Bandwidth ได้แก่ 125, 250, และ 500 kHz

CR = Code Rate มีค่าระหว่าง 1 ถึง 4

SF = Spreading Factor มีค่าระหว่าง 7-12

4.6.3 การดีมอดูเลตสัญญาณลอรา

การดีมอดูเลตสัญญาณลอรา (LoRa Demodulation) โดยส่วนใหญ่ จะถูกกระทำที่ฝั่งของเครื่องรับหรือเกตเวย์ เนื่องจากเทคโนโลยีลอราเหมาะสำหรับการรับค่าจาก End Device มารายงานผล ซึ่งการดีมอดูเลตสัญญาณลอราสามารถทำได้พร้อมกันในหลาย ๆ ช่องความถี่ (Multi-Channels) หรือสามารถรับสัญญาณที่ถูกส่งมาด้วยความถี่เดียวกันได้หลายสัญญาณ ในเวลาเดียวกัน หากสัญญาณนั้นถูกส่งมาด้วยค่าแพ็คเกจการกระจาย ที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ไม่ว่าสัญญาณที่ถูกส่งมานั้นจะใช้ช่องสัญญาณใด หรือถูกมอดูเลตมาด้วยความถี่ใด สัญญาณที่เครื่องรับตรวจจับได้จะต้องมีระดับความเข้มของสัญญาณฝั่งรับ (Received Signal Strength Indicator: RSSI) มากกว่าค่าความไวของอุปกรณ์ลอรา (มากกว่า -140 dBm)

ตารางที่ 4-5 อัตราความเร็วของลอร่า

Code Rate (CR)	Bandwidth (kHz)	Bit Rate (kbps)					
		SF7	SF8	SF9	SF10	SF11	SF12
1	125	5.469	3.125	1.758	0.977	0.537	0.293
1	250	10.938	6.250	3.516	1.953	1.074	0.586
1	500	21.875	12.500	7.031	3.906	2.148	1.172
2	125	4.557	2.604	1.465	0.814	0.448	0.244
2	250	9.115	5.208	2.930	1.628	0.895	0.488
2	500	18.229	10.417	5.859	3.255	1.790	0.977
3	125	3.906	2.232	1.256	0.698	0.384	0.209
3	250	7.813	4.464	2.511	1.395	0.767	0.419
3	500	15.625	8.929	5.022	2.790	1.535	0.837
4	125	3.418	1.953	1.099	0.610	0.336	0.183
4	250	6.836	3.906	2.197	1.221	0.671	0.366
4	500	13.672	7.813	4.395	2.441	1.343	0.732

นอกจากนี้ เทคโนโลยีการสื่อสารลอร่า สามารถทำการรับส่งข้อมูลภายใต้สัญญาณรบกวน (Noise) ที่มีความเข้มสูงได้ ดังแสดงได้จากอัตราส่วนกำลังเฉลี่ยสัญญาณภาครับต่อกำลังเฉลี่ยสัญญาณรบกวน (Signal to Noise Ratio: SNR) จึงมีค่าเป็นลบได้ อย่างไรก็ตาม ค่า Sensitivity และ SNR ที่แสดงถึง ความสามารถในการติดต่อดูแลสัญญาณลอร่าของเครื่องรับนั้น จะมีค่าขึ้นอยู่กับระดับของแพ็คเกจการกระจาย สรุปลงได้ดังตารางตารางที่ 4-6 [34]

ตารางที่ 4-6 ความไวของเกตเวย์และ SNR ขั้นต่ำสำหรับการติดต่อดูแลสัญญาณลอร่า

Spreading Factor (SF)	Receiver Sensitivity (dBm)	SNR Limit (dB)
7	-125	-7.5
8	-127	-10
9	-130	-12.5
10	-132	-15
11	-135	-17.5
12	-137	-20

แสดงค่าความไวของอุปกรณ์และระดับ SNR ขั้นต่ำที่เครื่องรับหรือเกตเวย์ต้องการ เพื่อใช้ในการติดต่อดูแลสัญญาณลอร่า ข้อจำกัดทั้งสองนี้ ถูกกำหนดด้วยระดับ SF โดยที่ SF ที่มีค่าต่ำ ค่าความไวของอุปกรณ์ และ SNR Limit จะมีค่าสูง (ดีดลบน้อย) ในทางตรงข้าม SF ที่มีค่าสูง ค่าความไวของอุปกรณ์และ SNR Limit จะมีค่าต่ำ (ดีดลบมาก) ยกตัวอย่างเช่น ที่ระดับ SF7 มีค่าความไวของ

อุปกรณ์ เท่ากับ -125 dBm และ SNR Limit เท่ากับ -7.5 dB ในขณะที่ SF12 มีค่าความไวของ
 อุปกรณ์ เท่ากับ -137 dBm และ SNR Limit เท่ากับ -20 dB เป็นต้น ดังสรุปได้ว่า หากต้องการส่ง
 ข้อมูลได้ในระยะทางไกลควรเลือก SF12 เนื่องจากระบบต้องการ Receiver Sensitivity และ SNR
 น้อยที่สุด

ตารางที่ 4-7 ช่องสัญญาณลอร่าในประเทศไทยและทวีปเอเชีย

มาตรฐาน	ช่องสัญญาณ	ความถี่ (MHz)	Uplink	Downlink	
				RX1	RX2
AS920-923	1	923.2	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	SF10BW125
	2	923.4	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	3	922.2	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	4	922.4	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	5	922.6	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	6	922.8	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	7	923.0	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	8	922.0	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
AS923-925	1	923.2	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	SF10BW125
	2	923.4	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	3	923.6	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	4	923.8	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	5	924.0	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	6	924.2	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	7	924.4	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	
	8	924.6	SF7BW125 to SF12BW125	SF7BW125 to SF12BW125	

4.6.4 ข้อกำหนดด้านการใช้งานย่านความถี่ของลอว์แวน

การกำหนดย่านความถี่ใช้งานตามมาตรฐานลอว์แวน ถูกออกแบบให้ทำงานบนย่านความถี่ที่เรียกว่า ISM Band (Industrial Sciences Medicine) หรือย่านความถี่ร่วมสาธารณะใช้สำหรับภาคอุตสาหกรรม ด้านวิทยาศาสตร์ การแพทย์ เพื่อการศึกษา พัฒนา และการวิจัยด้านเทคโนโลยีการสื่อสารแบบไร้สายโดยเฉพาะ เช่น ย่านความถี่ 920-925 MHz, 2.4 GHz, 5 GHz เป็นต้น ซึ่งย่านความถี่เหล่านี้ สามารถใช้งานได้โดยไม่ต้องมีใบอนุญาต (Unlicensed band) ตามประกาศราชกิจจานุเบกษา โดยคณะกรรมการกิจการกระจายเสียง กิจการโทรทัศน์ และกิจการโทรคมนาคมแห่งชาติ

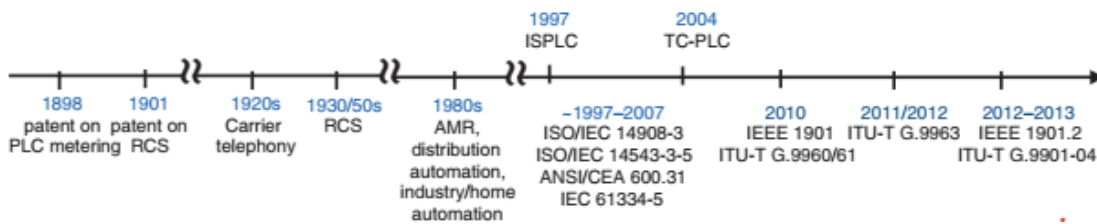
ในประเทศไทยเครือข่ายลอว์แวน ใช้งานได้บนย่านความถี่ 920-925 MHz ซึ่งตรงตามมาตรฐานลอว์แวน AS923 MHz [35] ที่ใช้ในทวีปเอเชีย ได้แก่ประเทศ บรูไน กัมพูชา อินโดนีเซีย ญี่ปุ่น ลาว สิงคโปร์ เวียดนาม และไทย เป็นต้น ซึ่งมาตรฐานดังกล่าวนี้ เปิดโอกาสให้ผู้ให้บริการเครือข่าย (Network Server) สามารถกำหนดช่องสัญญาณ (Channel) ด้วยจำนวนขั้นต่ำ 16 ช่องสัญญาณซึ่งมีแบนด์วิดท์เท่ากับ 125 kHz ดังตัวอย่างในตารางที่ 4-7 แสดง Frequency Plans ของผู้ให้บริการเครือข่าย The Things Network (TTN) ซึ่งเป็นเครือข่ายลอว์แวน ที่มีจำนวนผู้ใช้งานสูงทั่วโลก และเมื่อพิจารณาช่องสัญญาณ 16 ช่อง ร่วมกับแพ็คเกจการกระจาย ระหว่าง 7 ถึง 12 จะทำให้สมรรถนะของเครื่องส่งลอว์แวน สามารถส่งชุดข้อมูลไปยังเกตเวย์เดียวกันได้ มากถึง 96 เครื่องส่ง พร้อมกันในเวลาเดียวกัน

4.7 การสื่อสารบนสายส่งไฟฟ้า (Power Line Communication)

Power Line Communication หรือ Power Line Carrier (PLC) เป็นการสื่อสารข้อมูลโดยใช้สายส่งกำลังไฟฟ้าเป็นสื่อสัญญาณ ซึ่งสามารถทำงานได้ทั้งบนสายส่งแรงดันสูง (HV) แรงดันปานกลาง (MV) และแรงดันต่ำ (LV) แม้ว่าจะระดับแรงดันไฟฟ้ามีความแตกต่างกัน แต่ทั้ง 3 ระดับนี้ใช้คลื่นความถี่เดียวกันคือ 50 Hz แนวคิดของการสื่อสารด้วย PLC คือการใช้สายส่งกำลังที่มีอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นสื่อกลางให้คลื่นความถี่ที่สูงกว่าการส่งกำลังไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นคลื่นพาหะ (Carrier Wave) หรือเรียกอีกอย่างหนึ่งในทางวิศวกรรมไฟฟ้าสื่อสารว่า ช่องทางสื่อสาร (Communication Channel) โดยสามารถส่งข้อมูลจากฝั่งส่งไปยังฝั่งรับผ่านช่องทางสื่อสารนี้ ทั้งนี้เพื่อเป็นการประหยัดทรัพยากร PLC ถูกนำมาใช้บนสมาร์ตมิเตอร์เป็นหลัก เนื้อหาในส่วนนี้จะกล่าวถึงข้อมูลทางเทคนิคและมาตรฐานของ PLC

เทคโนโลยีสื่อสาร PLC ถูกค้นคิดในปี 1800 เพื่อใช้อ่านค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มิเตอร์ในระยะไกล ในปี 1950 PLC ถูกใช้ในการจัดการโหลดและหน้าที่อื่น ๆ ระหว่างการส่งกำลังไฟฟ้าจากโรงต้นกำลังไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตที่พำอาศัย ซึ่งเป็นการสื่อสารแบบทิศทางเดียว ระบบนี้ถูกเรียกว่า

Ripple Control Systems เนื่องจากมันทำงานบนสายส่งกำลังไฟฟ้าในยุคแรก ทำงานที่ความถี่ 125 Hz และ 3 kHz ที่ความถี่นี้คลื่นพาร์สามารถเดินทางผ่านหม้อแปลงและเข้าถึงมิเตอร์แต่ละครัวเรือนได้ ในปี 1980 PLC ถูกพัฒนาให้สามารถสื่อสารแบบสองทิศทางได้ เพื่อใช้ในการอ่านมิเตอร์ไฟฟ้าอัตโนมัติ: AMR อุปกรณ์ตรวจจับในการส่งกำลังไฟฟ้า และอุปกรณ์ตรวจจับในงานอุตสาหกรรม โดยทำงานที่ความถี่ 3 kHz – 150 kHz ในปี 1997 มีความพยายามใช้ PLC ในการส่งข้อมูลอินเทอร์เน็ตให้กับบ้านพักอาศัย โดยใช้ความถี่ระหว่าง 1.8 MHz – 250 MHz มาตรฐานของ PLC ถูกกำหนดโดย IEEE (อเมริกา) และ ITU-T (ยุโรป) ดังแสดงในรูปที่ 4-31



รูปที่ 4-31 พัฒนาการของ PLC [36]

4.7.1 ประเภทของ PLC เทคโนโลยี

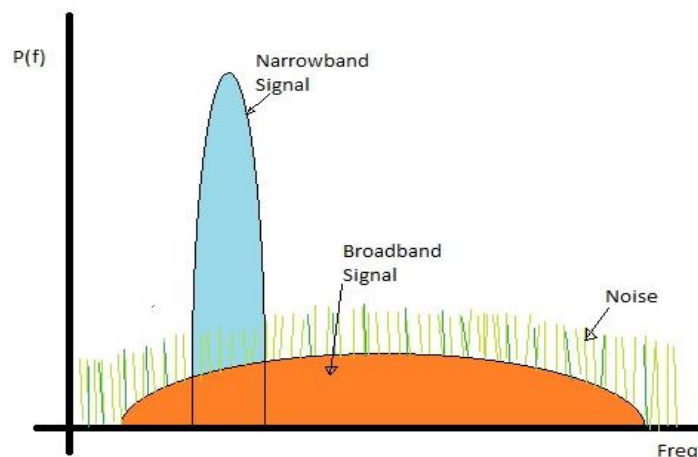
PLC สำหรับการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ แบ่งได้เป็น 3 ชนิด ตามคลื่นความถี่ที่ใช้ในการทำงานคือ Ultra-Narrowband (UNB) PLC, Narrowband PLC, และ Broadband PLC

- Ultra-Narrowband (UNB) PLC** ทำงานย่านความถี่ 300-3 kHz ถูกออกแบบให้สื่อสารแบบทิศทางเดียว (One-way Communication) สามารถประยุกต์ใช้ภายในที่พักอาศัย เพื่ออำนวยความสะดวกในการควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ เช่น ระบบแสงสว่าง เครื่องเสียงและโทรทัศน์ เป็นต้น ระบบนี้มีอัตราการส่งข้อมูลต่ำกว่า 100 bps คลื่นความถี่ที่กล่าวนี้จะถูกส่งไปยังสายไฟฟ้าภายในบ้านพักอาศัย ดังนั้น การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีนี้ไม่จำเป็นต้องวางระบบสายนำสัญญาณ อย่างไรก็ตาม ปัจจุบัน เมื่อมีเครือข่ายสื่อสารไร้สายเข้ามาแทนที่ ความต้องการ PLC ในบ้านพักอาศัยจึงถูกลดความน่าสนใจจากผู้ใช้งาน
- Narrowband (NB) PLC** ทำงานย่านความถี่ 3 kHz-500 kHz ถูกประยุกต์ใช้ระหว่างบ้านพักอาศัยกับหม้อแปลงไฟฟ้า เพื่อส่งสัญญาณการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าไปยังศูนย์ควบคุมกลาง (Control Center) หากระยะทางระหว่างมิเตอร์ไกลกว่า 100 เมตร อาจจะทำให้คุณภาพของสัญญาณต่ำได้ ดังนั้นอุปกรณ์ขยายสัญญาณจึงนำมาใช้ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้สัญญาณจากต้นทางส่งถึงปลายทางได้ PLC ที่ย่านความถี่นี้ยังประยุกต์ใช้กับสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อควบคุมการทำงานของสวิตช์เกียร์ หากเกิด

เหตุขัดข้อง แม้ว่าเทคโนโลยีสื่อสารในปัจจุบัน มีการพัฒนามาใช้ระบบสื่อสารคลื่นไมโครเวฟ หรือใยแก้วนำแสงแล้ว แต่ PLC ยังคงมีความสำคัญ หากเทคโนโลยีหลักไม่สามารถใช้งานได้

- **Broadband (BB) PLC หรือ Broadband over Power Line (BPL)** ทำงานที่ความถี่ 1.8 MHz – 250 MHz สามารถรองรับสมาร์ตมิเตอร์จำนวนมากในระบบ มีระยะการทำงานที่ไกลหลายกิโลเมตร และอัตราการส่งข้อมูลสูงในระดับ Mbps

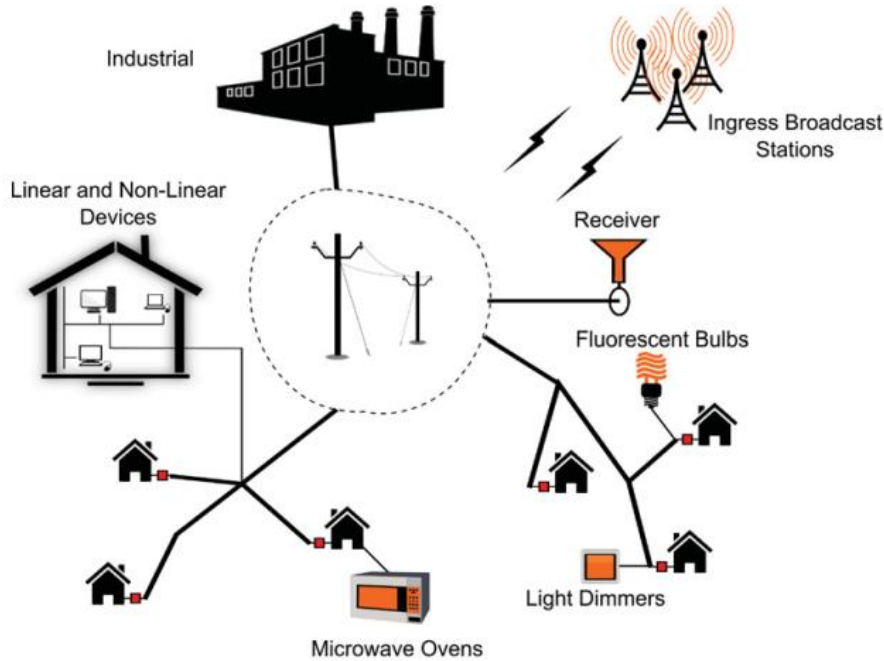
ในทางวิศวกรรมไฟฟ้าสื่อสาร Band หรือย่านความถี่จะหมายถึงช่วงของความถี่หรือแบนด์วิดท์ ซึ่งถูกใช้เป็นช่องทางสัญญาณ ขนาดของช่องความถี่จะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีสื่อสารนั้น ๆ เช่น kHz, MHz, และ GHz การสื่อสารชนิด Narrowband ส่งในช่วงความถี่สั้น ๆ ใช้พลังงานสูง ดังนั้นช่วงความถี่จึงมีขนาดเล็ก สามารถแบ่งจัดสรรออกเป็นหลายช่องความถี่ได้ มีอัตราการส่งข้อมูลต่ำประมาณ 56 kbps สำหรับ Broadband ใช้พลังงานในการส่งที่ต่ำกว่า Narrowband แต่มีแถบความถี่ที่กว้างกว่า Narrowband ในการส่ง การมีแถบที่กว้างจะช่วยให้อัตราการส่งข้อมูลได้สูงขึ้นเป็น Mbps ดังแสดงในรูปที่ 4-32



รูปที่ 4-32 การเปรียบเทียบสัญญาณ Narrowband and Broadband

4.7.2 สัญญาณรบกวนและการรบกวน

จุดเด่นของเทคโนโลยีสื่อสาร PLC คือไม่จำเป็นต้องติดตั้งหรือจัดหาช่องสัญญาณเพิ่มในระบบ ผู้พัฒนามีแนวคิดในการใช้สายส่งไฟฟ้าเป็นช่องสัญญาณ PLC ใดๆก็ได้ เนื่องจากสายส่งกำลังไฟฟ้า ทำจากอลูมิเนียม ซึ่งเป็นโลหะที่ไวต่อสัญญาณรบกวนและการรบกวนจากสภาพแวดล้อมรอบข้าง ดังนั้น ตำราฉบับนี้จึงนำเสนอการวิเคราะห์สัญญาณรบกวน ดังแสดงในรูปที่ 4-33 สัญญาณรบกวนอาจมาจากโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งมีมอเตอร์ในกระบวนการผลิต หรือเกิดจากเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านเช่น เต้าไมโครเวฟ หลอดฟลูออโรเรสเซนต์ หรือวงจรถักไฟ (Dimmer) เป็นต้น

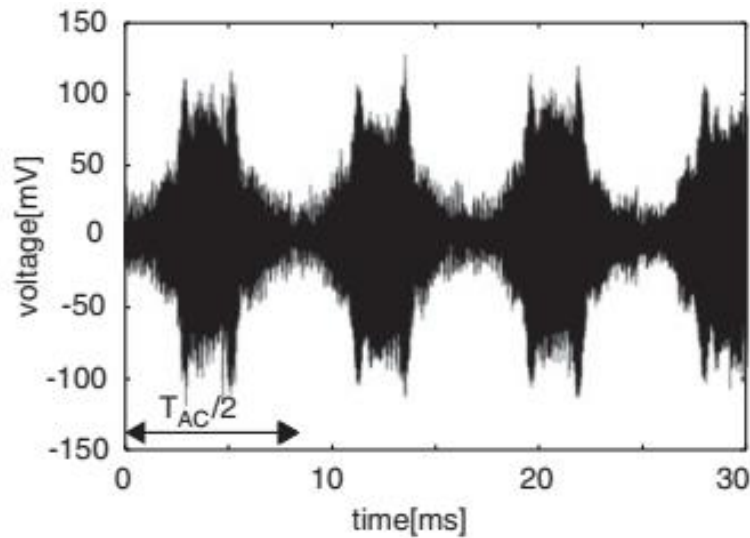


รูปที่ 4-33 แหล่งกำเนิดสัญญาณรบกวนใน PLC [36]

การวิเคราะห์สัญญาณรบกวนในระบบสื่อสาร โดยทั่วไปจะใช้ Additive White Gaussian (AWGN) ทั้งโดเมนเวลา (Time Domain) และโดเมนความถี่ Frequency Domain สัญญาณรบกวนที่มีความต่อเนื่อง (Continuous Noise) แบ่งออกเป็นสองชนิดคือ สัญญาณรบกวนต่อเนื่องที่ไม่เปลี่ยนแปลงตามเวลา (Time-Invariant Continuous Noise) ซึ่งอาจจะเข้ามาในลักษณะรอบคลื่นในระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า สัญญาณรบกวนชนิดนี้รวมถึงสัญญาณรบกวนที่อยู่ในระบบตลอดเวลา (Background Noise) อีกทั้งยังรวมถึงสัญญาณรบกวนจากอุณหภูมิ (Thermal Noise) ที่เครื่องรับสร้างขึ้นเองในระบบ สำหรับสัญญาณรบกวนต่อเนื่องที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา (Time-Variant Continuous Noise) เป็นสัญญาณรบกวนที่เข้ามาในระบบ ทำให้ความถี่ของการส่งกำลังไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงไป รอบลูกคลื่นของสัญญาณรบกวนชนิดนี้ เป็นครึ่งหนึ่งของแรงดันไฟฟ้าซึ่งเป็นสายนำสัญญาณ สัญญาณรบกวนประเภทนี้ถูกสร้างมาจากเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน อาทิเช่น หลอดฟลูออเรสเซนต์ ดังแสดงในรูปที่ 4-34

4.7.3 มาตรฐานบน Broadband PLC โดย IEEE 1901

หลังจากที่มีการนำเทคโนโลยีสื่อสาร PLC มาประยุกต์ใช้งานกับบ้านพักอาศัย โรงงาน อุตสาหกรรม หรือสถานประกอบการต่าง ๆ ในอดีตมีความพยายามจากหลายองค์กรเพื่อกำหนดมาตรฐานเทคโนโลยีสื่อสารบน PLC ทั้งนี้เพื่อให้อุปกรณ์ใน PLC ที่ถูกผลิตจากต่างบริษัทสามารถสื่อสารกันได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดมาตรฐาน IEEE 1901 ประกาศมาตรฐานการสื่อสารบนเทคโนโลยี PLC ในปี 2013 โดยใช้ชื่อว่า IEEE 1901.2 มีจุดเด่นทางเทคนิคดังตารางที่ 4-8



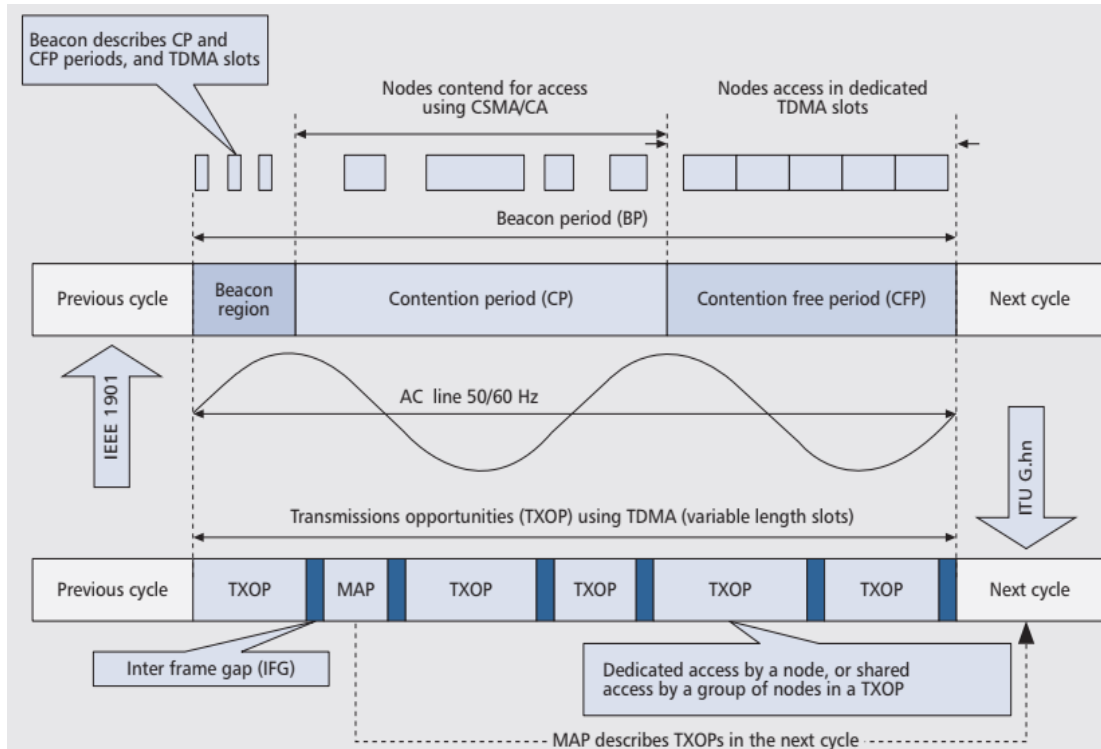
รูปที่ 4-34 สัญญาณรบกวนจากหลอดฟลูออเรสเซนต์ [36]

จุดมุ่งหมายเพื่อกำหนดรูปแบบในการสื่อสารข้อมูลในสายส่งกำลังไฟฟ้า ด้วยความเร็วมากกว่า 100 Mbps ทำงานที่ความถี่ต่ำกว่า 100 MHz โดยใช้เทคโนโลยี OFDM ในการรับส่ง จากรูปที่ 4-35 แสดงถึงเครื่องส่งและเครื่องรับ ผ่านสายส่งไฟฟ้าเป็นช่องสัญญาณในการสื่อสาร

ตารางที่ 4-8 คุณสมบัติทางเทคนิคที่สำคัญของมาตรฐาน IEEE 1901.2

ย่านความถี่	CENELEC A (25-91 kHz), CENELEC B (98-122 kHz) FCC-CENELEC (155-488 kHz), FCC (10-487.5 kHz) ARIB (155-403 kHz)
เทคนิคการมอดูเลต	OFDM ด้วย DBPSK, DQPSK, BPSK, QPSK, 8PSK และ 16QAM
อัตราส่งข้อมูลสูงสุด	300 kbps (ขึ้นอยู่กับเทคนิคการมอดูเลต)
ชั้นดาต้าลิงค์	IEEE 802.15.4
การเข้าถึงช่องสัญญาณ	CSMA/CA
ความปลอดภัยของข้อมูล	AES-128

การเข้าถึงช่องสื่อสารของ IEEE 1901 สามารถทำได้ทั้งแบบจัดลำดับความสำคัญ (Prioritized) และแบบไม่จัดลำดับความสำคัญ (Non-prioritized) นั้นหมายความว่าผู้ดูแลระบบสามารถจัดลำดับความสำคัญของข้อมูล บนพื้นฐานของ CSMA/CA โดยให้การเข้าถึงอย่างพร้อมกันด้วยเบคอน (Beacon) ของการเข้าถึงช่องสัญญาณในชั้น MAC โดยแบ่งเป็นรอบการส่ง เริ่มจากการส่ง Beacon เข้าไปในระบบ ซึ่ง Beacon จะประกอบด้วยการจัดสรรข้อมูลที่ตามมาด้วย Contention Period (CP) เสมอ ช่วงเวลา CP คือการสื่อสารที่อาจจะมีการขัดแย้งกันในระหว่างการส่งข้อมูล



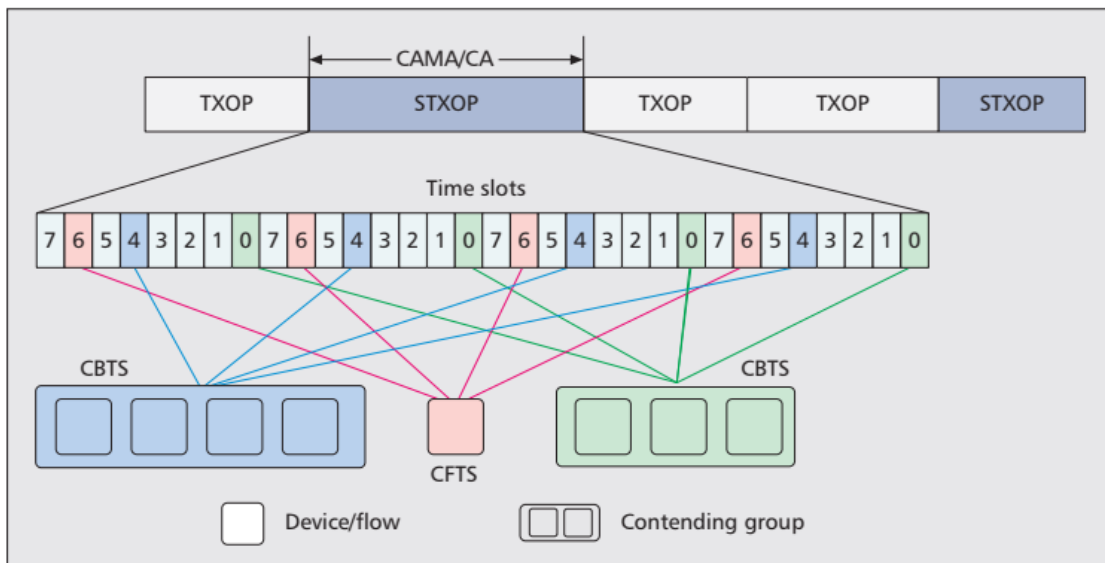
รูปที่ 4-35 The MAC cycle in IEEE 1901 and in ITU-T G.hn [37]

สังเกตว่าช่วงการส่งข้อมูลฝั่งส่งจะส่งเมื่อไหร่ก็ได้และยาวนานเท่าไหร่ก็ได้ หากมีการชนกันของข้อมูลในระหว่าง CP นี้ เครื่องลูกข่ายที่มีข้อมูลชนกันจะทำการ Back off (หยุดการส่ง) ด้วยเวลาที่สุ่มขึ้นมาจากระบบ จากนั้นจะฟังช่องสัญญาณตามหลักการของ CSMA/CA หากช่องสัญญาณว่างเครื่องลูกข่ายก็จะส่งอีกครั้ง สำหรับ Contention Free Period (CFP) คือการสื่อสารที่ไม่มีการขัดแย้งหรือไม่มีการชนกันของข้อมูลในระบบ สังเกตว่าข้อมูลที่ถูกรับออกมากในระบบจะมีความต่อเนื่องและแน่นอน ตามช่วงเวลา TDMA การทำงานในลักษณะดังกล่าวจึงเหมาะสำหรับการส่งข้อมูลประเภท ภาพและเสียง หรือ VoIP เป็นต้น

ข้อตกลงในการเข้าถึงช่องสัญญาณบนเทคโนโลยีสื่อสาร PLC IEEE 1901 สรุปได้ว่ามีช่วงเวลาของข้อมูลทั้งหมด 3 ชนิดได้แก่ Beacon, CP, และ CFP โดยช่วงเวลาดังกล่าวใช้เวลา 2 ลูกคลื่นในไฟฟ้ากระแสสลับที่ 50 Hz หรือใช้ความถี่อื่นจากภายนอกก็ได้ หลังจากจบการส่งตามช่วงเวลานี้ รอบการส่งถัดไปจะเริ่มขึ้น ซึ่งรอบถัดไปมีลักษณะคล้ายคลึง ดังที่กล่าวมานี้

4.7.4 มาตรฐาน ITU G.9903 G3-PLC

มาตรฐาน G3-PLC ถูกเผยแพร่ในปี 2009 สำหรับการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยเน้นไปที่การประยุกต์ใช้กับสมาร์ตมิเตอร์บนเครือข่าย AMI มาตรฐานนี้ทำงานบนพื้นฐานของ CSMA/CA เช่นเดียวกับ IEEE 1901 ในการเข้าถึงช่องสัญญาณกล่าวคือ หากเครื่องลูกข่ายต้องการส่งข้อมูลออกไปยังช่องสัญญาณ เครื่องลูกข่ายต้องฟังช่องสัญญาณและรอจนกว่าช่องสัญญาณว่าง จึงจะส่งสัญญาณออกไปในช่องสัญญาณ



รูปที่ 4-36 การเข้าถึงช่องสัญญาณที่อาจมีความขัดแย้งใน STXOP บนมาตรฐาน G.hn [37]

การเข้าถึงช่องสัญญาณของมาตรฐาน ITU G.9903 G3-PLC แตกต่างกับมาตรฐาน IEEE 1901 ตรงที่ ไม่จำเป็นต้องมี Beacon ในการเข้าถึงช่องสัญญาณแต่จะใช้ Medium Access Plan (MAP) เพื่อให้ปลายทางหรือฝั่งรับทราบที่กำลังจะมีการส่งข้อมูลเข้ามา โดยการส่งข้อมูลแต่ละช่วงเวลาถูกแบ่งออกเป็นสล็อต TDMA การแบ่งสล็อตเช่นนี้จะทำให้ฝั่งรับทราบค่าเวลาที่แน่นอนที่ข้อมูลจะมาถึงปลายทาง ช่วงสล็อต Transmissions Opportunities (TXOP) คือช่วงเวลาฝั่งส่งใช้สำหรับส่งข้อมูลไปในช่องสัญญาณ แต่ละช่วงเวลาอาจจะมีขนาดที่ไม่เท่ากัน ทั้งนี้ฝั่งรับสามารถรับรู้ได้ว่าข้อมูลแต่ละช่วงเวลาสล็อตสิ้นสุดลงแล้ว ด้วย Inter Frame Gap (IFG) ช่วงเวลา TXOP สามารถแชร์กับได้หลายเครื่องลูกข่าย กล่าวคือช่วงเวลานี้หลายเครื่องส่งสามารถเข้าร่วมกันได้ ซึ่งในมาตรฐาน ITU G.9903 นี้เรียกชื่อว่า Shared TXOP ภายในสล็อตนี้จะประกอบด้วยหลายๆ สล็อต อยู่ภายใน ดังตัวอย่างเช่นรูปที่ 4-36 แสดงให้เห็นว่ามีการส่งแบบที่อาจจะมีการชนกันของข้อมูล (CBTS) และมีช่วงเวลาการส่งปราศจากการชนกันของข้อมูล (CFTS) ซึ่งลักษณะการทำงานเช่นนี้สามารถให้บริการได้คล้ายกับมาตรฐาน IEEE 1901

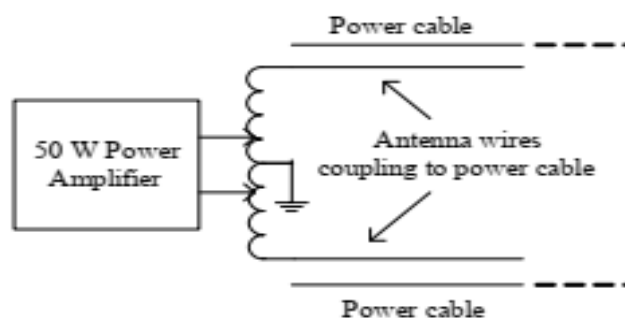
4.7.5 การ Coupling สัญญาณ PLC บนสายส่งกำลังไฟฟ้า

การ Coupling สัญญาณ PLC บนสายส่งกำลังไฟฟ้าเป็นสิ่งสำคัญบนเทคโนโลยีสื่อสาร PLC เนื่องจากการส่งคลื่นสัญญาณ PLC ใช้สายส่งกำลังไฟฟ้าเป็นพาหุ หน้าที่หลักของ Coupler คือนำสัญญาณ PLC เข้าและออกจากระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า โดยมี 6 เงื่อนไขที่สำคัญดังนี้

- ลักษณะทางกายภาพของการเชื่อมต่อ (Physical Connection) สามารถเป็นได้ทั้ง Capacitive, Inductive, Resistive, และสายอากาศ
- ระดับแรงดันไฟฟ้า (Voltage Level) จำแนกได้ 3 ระดับ ได้แก่ ระดับสูง ระดับกลาง และระดับต่ำ
- ชนิดแรงดันไฟฟ้า (Voltage type) แบ่งได้ 2 ชนิดคือแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) และแรงดันไฟฟ้ากระแสตรง (DC) ในตำราเล่มนี้จะกล่าวถึงเฉพาะ AC
- โหมดของการกระจาย (Propagation Mode) ประกอบด้วย Common mode และ Differential mode
- ย่านความถี่ (Frequency Band) มี 2 ย่านความถี่คือ Narrowband และ Broadband ซึ่งการทำงานของทั้งสองย่านความถี่นี้ไม่เท่ากัน
- จำนวนของการเชื่อมต่อ (Number of Connections) จำแนกได้ 3 ชนิด: เข้า 1 สัญญาณ ออก 1 สัญญาณ (Single Input Single Output: SISO), เข้า 1 สัญญาณ ออกหลายสัญญาณ (Single Input Multiple Output: SIMO), และ เข้าหลายสัญญาณ ออกหลายสัญญาณ (Multiple Input Multiple Output: MIMO)

4.7.6 หลักการ Coupling สัญญาณเบื้องต้น

เมื่อก้าวถึงการ Coupling สัญญาณในทางวิศวกรรมไฟฟ้ามักจะใช้ต้นแบบจากสายอากาศ ซึ่งมีการนำพาสัญญาณโดยไม่สัมผัสระหว่างต้นทางและปลายทาง หรือมองอีกมุมหนึ่งคือ เครื่องส่งและเครื่องรับสัญญาณ สำหรับเทคโนโลยี PLC จะใช้การ Coupling สัญญาณเข้าไปในสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงด้วยวงจรต้นแบบดังรูปที่ 4-37

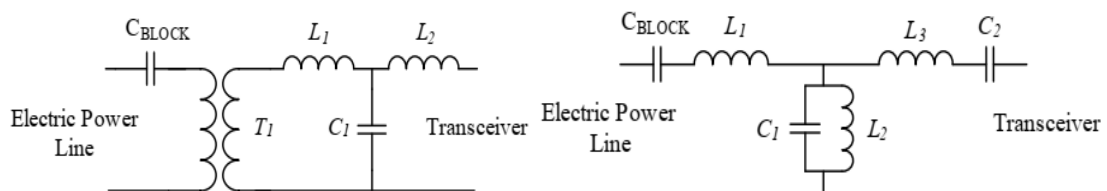


รูปที่ 4-37 ต้นแบบการ Coupling ด้วยสายอากาศ [38]

รูปที่ 4-37 แสดงการ Coupling สัญญาณ โดยใช้สายอากาศด้านบนและด้านล่าง ซึ่งขนานกับสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูง สัญญาณ PLC จะถูกดูดซับ (Induce) เข้าไปในสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงสังเกตได้ว่าการ Coupling สัญญาณในลักษณะดังกล่าวมีความปลอดภัย เนื่องจากไม่มีส่วนใดส่วนหนึ่งของเครื่องรับส่ง (Transceiver) ใน PLC สัมผัสกับสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงโดยตรง การ Coupling สัญญาณในลักษณะนี้จะง่ายต่อการติดตั้งและการบำรุงรักษา อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติต้องแขวนสายอากาศภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งต้องการพื้นที่หรือเสาเพื่อให้สายอากาศอยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสมในการ Coupling สัญญาณ การติดตั้งในลักษณะดังกล่าวอาจจะทำได้ยุ่งยาก ภายใต้เงื่อนไขพื้นที่จำกัดของสถานีไฟฟ้าย่อย ข้อจำกัดดังกล่าวของการ Coupling สัญญาณ PLC ด้วยสายอากาศ สามารถแก้ไขได้ด้วยวิธีการใช้ Capacitor Coupling

4.7.6.1 Capacitor Coupling

วิธีการ Coupling ด้วย Capacitor สามารถติดตั้งเข้าไปในระบบไฟฟ้าแรงสูงชนิด AC ได้โดยตรง ซึ่งใช้พื้นที่ในการติดตั้งน้อยกว่าการใช้สายอากาศ Coupling สามารถติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยได้ง่าย เนื่องจากไม่จำเป็นต้องติดตั้งเสาหรือสายอากาศ ที่มีความยาวเข้าไปในสถานีไฟฟ้าย่อย นอกจากนี้ การใช้ Capacitor Coupling ยังมีจุดเด่นที่มันสามารถแยกระหว่างระบบ PLC กับสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงได้ออกจากกันอย่างอิสระ ซึ่งสัญญาณรบกวนจากสายส่งกำลังไฟฟ้าไม่สามารถเข้าไปรบกวนอุปกรณ์รับส่งสัญญาณของ PLC ได้ อย่างไรก็ตาม ต้นทุนของอุปกรณ์ Capacitor Coupling นี้มีราคาสูง



(ก) Coupling with galvanic isolation

(ข) Transformer less coupling

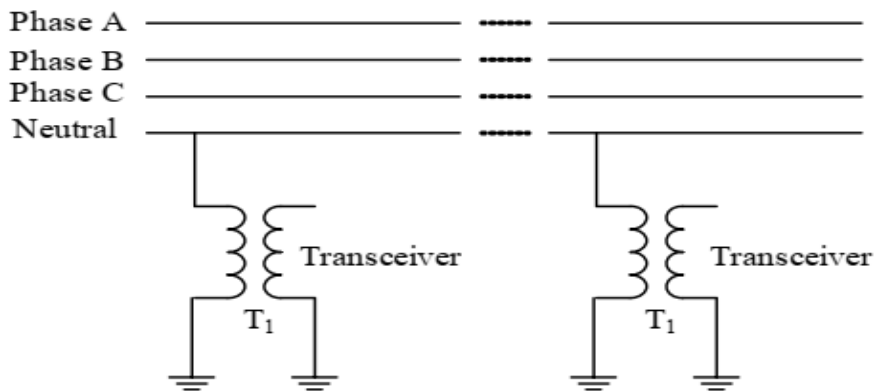
รูปที่ 4-38 วงจรสมมูลสำหรับการ Coupling ด้วยตัวเก็บประจุบน PLC [38]

รูปที่ 4-38 แสดงการใช้ Capacitor Coupling 2 ชนิดที่ถูกประยุกต์ใช้ใน PLC (ก) แสดงการใช้ Capacitor Coupling ต่อกับสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงโดยตรง ซึ่งสัญญาณ PLC ผ่านหม้อแปลง $C_{Coupling}$ ทำหน้าที่เป็นตัวกรองให้ความถี่สูงผ่าน (High pass Filter) ที่ความถี่ Resonant ผ่านหม้อแปลงในระบบ หรือมองอีกมุมหนึ่ง Capacitor ตัวนี้ใช้ปิดกั้นมิให้ไฟฟ้าแรงสูงเข้ามาในระบบ PLC ดังนั้น มันจึงถูกเรียกว่า C_{BLOCK} ในทางตรงกันข้าม C_1 ทำหน้าที่เป็นตัวกรองให้ความถี่ต่ำที่อาจจะเข้ามาในเครื่องรับส่งของ PLC สำหรับ (ข) แสดงการใช้ Capacitor Coupling สัญญาณ

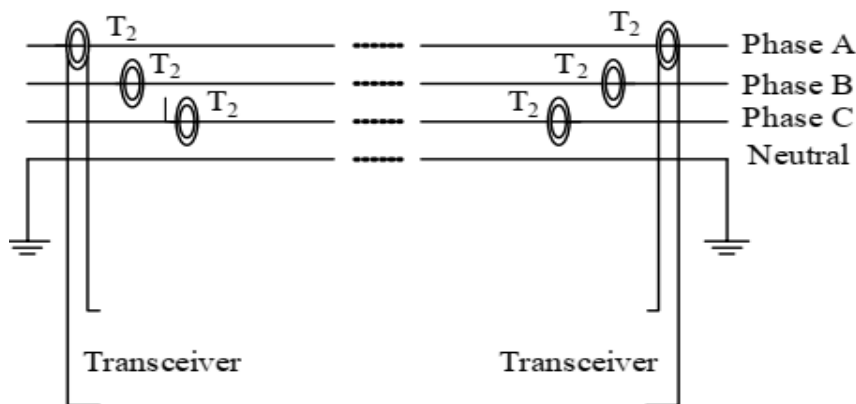
PLC ภายนอกหม้อแปลง ลักษณะการทำงานคล้ายกับการทำงานข้างต้นที่ผ่านมา แต่จะแตกต่างกันที่มีการเพิ่ม C_2 ซึ่งทำหน้าที่เป็น High pass Filter เพื่อกรองให้คลื่นพาร์ห์ในเทคโนโลยี PLC สามารถเข้ามายังเครื่องรับส่งได้ Capacitor Coupling นี้ทำงานในลักษณะ SISO

4.7.6.2 Inductor Coupling

Inductor Coupling เป็นการเหนี่ยวนำสัญญาณ PLC เข้าไปในสายส่งไฟฟ้าแรงสูงอีกรูปแบบหนึ่ง รูปที่ 4-39 แสดงการใช้ Inductor Coupling และ Shunt Inductor Coupling เพื่อนำสัญญาณ PLC เข้าไปในสายส่งไฟฟ้าแรงสูง หลักการของ Shunt Coupling คือการต่ออุปกรณ์แยกมาจากระบบหลัก เพื่อวัดค่ากระแสที่ไหลผ่านตัวอุปกรณ์ Shunt ซึ่งในที่นี้คือขดลวด T2 สำหรับ Inductive Coupler ทำงานด้วยหลักการเหนี่ยวนำของสนามแม่เหล็กไฟฟ้าของขดลวด คลื่นสัญญาณของ PLC จะถูกเหนี่ยวนำเข้ามาด้วยขดลวด T1 ที่ต่อตรงกับสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูง L1 อุปกรณ์เครื่องรับ PLC สามารถรับสัญญาณได้จากหลักการเดียวกัน โดยที่ T1 ต่ออยู่กับ L1 ดังแสดงในรูปที่ 4-39 (ก)



(ก) Serial inductive coupler



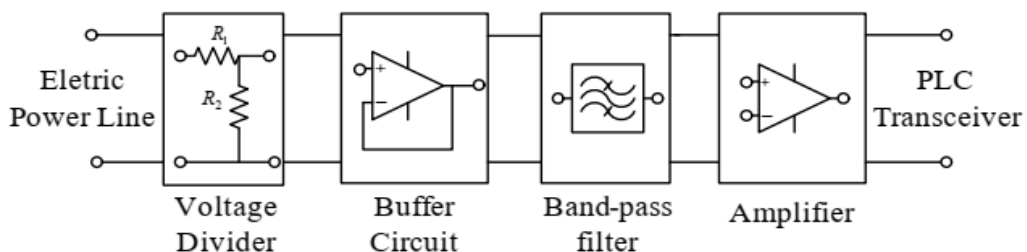
(ข) Shunt inductive coupler

รูปที่ 4-39 การ Coupling ด้วยขดลวดบน PLC [38]

สำหรับรูปแบบ **Shunt Inductive Coupling** ทำงานด้วยขดลวดแม่เหล็กถาวรที่เกิดการ Couple สัญญาณ PLC ด้วยการล่อรอบวงปิดสายส่งกำลังไฟฟ้า T1 ประสิทธิภาพของสัญญาณจะดีหรือไม่ขึ้นอยู่กับวัสดุของแม่เหล็กถาวรนี้ ในทางปฏิบัติอาจจะอยู่ในรูปของ **Clamp Inductive Coupling** ที่คล้อง T2 ซึ่งเป็นสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูง ในทำนองเดียวกัน ที่ฝั่งเครื่องรับสามารถใช้หลักการ **Shunt Inductive Coupling** เพื่อเหนี่ยวนำสัญญาณ PLC ออกมาประมวลผล ด้วยวิธีเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 4-39 (ข)

4.7.6.3 Resistive Coupling

Resistive Coupling ทำงานด้วยหลักการ ลดแรงดันแล้วจึงกรองความถี่ กล่าวคือเป็นการนำเอาหลักการแบ่งแรงดัน (**Voltage Divider**) ที่ฝั่งสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูง เพื่อให้แรงดันให้ต่ำลง จากนั้นวงจร **Buffer** จะถูกเข้ามาแทรกในระบบเพื่อแยกอุปกรณ์ PLC ออกจากสายส่งไฟฟ้าแรงดันสูง เนื่องจากคุณสมบัติหนึ่งของ **Buffer** คือมีความต้านทานสูงด้านเข้า ด้วยความต้านทานสูงนี้ทำให้เสมือนว่าสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดันสูงถูกแยกออกจากอุปกรณ์ PLC ซึ่งจะเป็นผลดีต่อระบบ ลำดับต่อมาทำการกรองสัญญาณ PLC ด้วยวงจรกรองความถี่ที่สนใจ ก่อนที่ความถี่นั้นจะถูกนำไปขยายเพื่อนำสัญญาณไปยังอุปกรณ์รับส่ง PLC ดังแสดงในรูปที่ 4-40

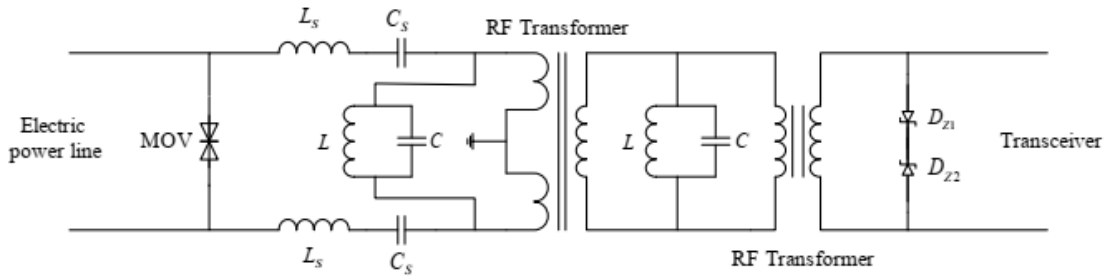


รูปที่ 4-40 บล็อกไดอะแกรมของการ Coupling ด้วยตัวต้านทานบน PLC [38]

4.7.6.4 การ Coupling สัญญาณ PLC ที่สายส่งไฟฟ้าแรงดันปานกลาง

การ Coupling สัญญาณ PLC ที่สายส่งไฟฟ้าแรงดันประมาณ 10 kV สัญญาณ PLC ถูก Coupling ออกจากหรือเข้ากับ สายส่งไฟฟ้าแรงดันด้วยการใช้วงจรดักจับ (**Line Trap Circuit**) ลักษณะการทำงาน ดังแสดงในรูปที่ 4-41

เริ่มต้นด้วย **Metal Oxide Varistor (MOV)** ซึ่งทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ป้องกันสัญญาณรบกวนแรงดันชั่วครู่ (**Transients**) ไม่เกิน 20 μ s ในระบบ กล่าวคือหากมี **Transient** เข้ามาในเวลาชั่วขณะไม่เกิน 20 μ s อุปกรณ์ MOV จะกำจัดให้สัญญาณดังกล่าวลงกราวด์ ดังนั้นสัญญาณ **Transient** จะไม่เข้าไปทำลายระบบ ลำดับถัดมา L_s และ C_s ที่ต่ออนุกรมกันอยู่ทำหน้าที่เป็นตัวกรองความถี่ที่ต้องการ (**Band Pass Filter**) ผ่านมายังระบบ ทั้งนี้เป็นการปิดกั้นคลื่นไฟฟ้าจากสายส่ง แต่

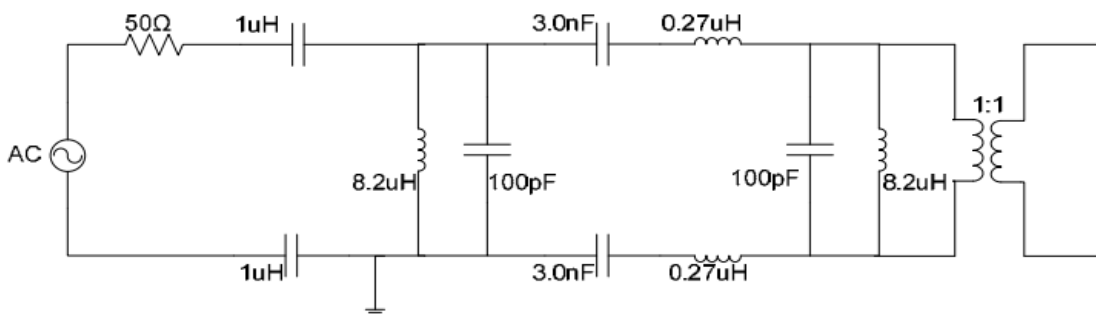


รูปที่ 4-41 วงจร Coupling ด้วยตัวเก็บประจุสำหรับแรงดันไฟฟ้าปานกลาง [38]

ยังคงให้สัญญาณ PLC ผ่านมายังเครื่องรับส่งได้ อุปกรณ์ L_s , C_s , L , และ C ถูกออกแบบให้มีความถี่ resonant ที่ความถี่ตรงกลาง (Midband) ของสัญญาณคลื่นพาหะ PLC ลำดับถัดมาใช้หม้อแปลง RF เพื่อให้แน่ใจว่าแรงดันปานกลางจากสายส่งไฟฟ้า มิได้เข้ามาในอุปกรณ์รับส่ง PLC ลำดับสุดท้ายซีเนอร์ไดโอด D_{z1} และ D_{z2} ทำหน้าที่ป้องกันแรงดันเกินที่อาจจะเข้ามาในระบบได้ การป้องกันสัญญาณรบกวนต่าง ๆ การ Coupling สัญญาณจะกระทำหลายครั้งในสายส่งไฟฟ้าแรงดันปานกลาง เนื่องจากสายส่งไฟฟ้ามีระยะทางไกล ซึ่งมีโอกาสได้รับการรบกวนจากภายนอกได้ง่ายกว่าสายส่งไฟฟ้าแรงดันต่ำ วงจรนี้ทำงานแบบ SISO สำหรับ Broadband PLC

4.7.6.5 การ Coupling ที่สายส่งไฟฟ้าแรงดันต่ำ

การ Coupling สายส่งไฟฟ้าแรงดันต่ำมีปัจจัยที่แตกต่าง เมื่อเปรียบเทียบกับแรงดันปานกลาง เนื่องจากที่สายส่งไฟฟ้าแรงดันต่ำอยู่ใกล้ผู้ใช้งานส่วนใหญ่ ดังนั้นจึงมีปัจจัยเรื่องของสัญญาณรบกวนที่มาจากเครื่องใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก แม้ว่าสายส่งไฟฟ้าแรงดันต่ำจะมีระยะทางที่สั้นกว่าสายส่งไฟฟ้าแรงดันปานกลาง แต่สัญญาณรบกวนลักษณะดังกล่าวมีจำนวนมาก ไม่มีความแน่นอน ขึ้นอยู่กับโหลดและพฤติกรรมผู้ใช้เครื่องใช้ไฟฟ้า ณ ขณะนั้น อย่างไรก็ตาม การพัฒนาอุปกรณ์รับส่ง PLC มีต้นทุนต่ำกว่า ในสายส่งไฟฟ้าแรงดันปานกลางและแรงดันสูง รูปที่ 4-42 แสดงการกรองความถี่และการ Capacitive Coupling สัญญาณ PLC ที่เชื่อมต่อกับสายส่งไฟฟ้าแรงดันต่ำ ซึ่งวงจรนี้รองรับความถี่ PLC ที่ระหว่าง 1 MHz – 30 MHz ทำงานชนิด SISO

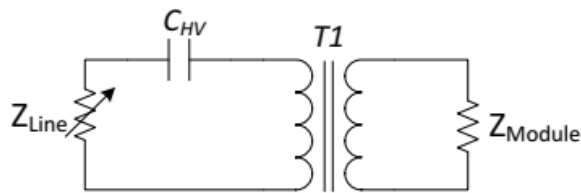


รูปที่ 4-42 ตัวอย่างการ Coupling ด้วยตัวเก็บประจุนสายส่งไฟฟ้าแรงดันต่ำ [39]

4.7.7 การออกแบบ Coupling

4.7.7.1 ข้อพิจารณาในการออกแบบ Coupling

การออกแบบ Coupling เริ่มต้นที่ การกำหนดโครงสร้างหลักของวงจร ประกอบด้วยความต้านทานของสายส่งกำลังไฟฟ้า (Z_{Line}) ตัวเก็บประจุสำหรับไฟฟ้าแรงดันสูง (C_{HV}) ใช้เป็นตัวกรองความถี่ที่ต้องการ หม้อแปลงแรงดัน ($T1$) และค่าความต้านทานของอุปกรณ์รับส่ง PLC (Z_{Module}) ดังแสดงในรูปที่ 4-43



รูปที่ 4-43 วงจรส่วนต่อประสานของการ Coupling [40]

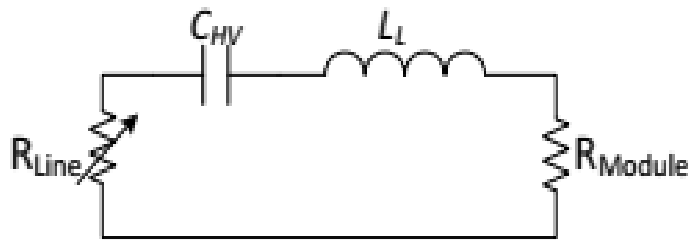
อุปกรณ์ C_{HV} ทำหน้าที่กรองความถี่ที่ต้องการ ในที่นี้คือคลื่นพาห်ของ Narrowband ของ PLC กำหนดให้วงจรทำงานที่ 40 kHz -500 kHz ความถี่ช่วงนี้จะผ่านเข้ามาในระบบได้ ในทางตรงกันข้ามความถี่ที่เหลือจะไม่สามารถผ่านมาได้ ดังแสดงในสมการที่ (4-10) คาปาซิเตอร์นี้ต้องมีคุณสมบัติทนต่อไฟฟ้าแรงดันสูงที่ 230 V (50 Hz) หรือ 115 V (60 Hz) และ ค่าสูงสุดของ Reactive Power (VA_{max}) 10 VA ซึ่งสามารถหาค่า C_{HV} ได้ประมาณ 601 nF อย่างไรก็ตาม ตัวเก็บประจุอาจจะมีปัจจัยการสูญเสียภายในซึ่งอาจจะเกิดขึ้นจากฉนวน (Dielectric) ในรูปความร้อน ดังนั้นจึงเลือกตัวเก็บประจุขนาด 330 nF ชนิดฟิล์มโพรพิลีนเคลือบโลหะ ซึ่งสามารถป้องกัน การสอดแทรก (Interference) ของคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าจากรอบข้างได้ และเหตุผลอีกประการหนึ่งคือ ตัวเก็บประจุชนิดนี้สามารถหลีกเลี่ยงอันตรายจากอุบัติเหตุไฟฟ้าดูด ในกรณีที่ตัวเก็บประจุได้รับการเสียหายหรือใช้การไม่ได้

$$C_{HV} = \frac{VA_{max}}{2\pi f \times VAC^2} \quad (4-10)$$

ลำดับถัดมา การเลือกหม้อแปลงไฟฟ้า $T1$ ซึ่งใช้ในการ Coupling สัญญาณคลื่นพาห်ของ PLC ทั้งนี้เพื่อให้สัญญาณของคลื่นพาห်จากฝั่งส่งออกมายังปลายทางให้มากที่สุด โดยไม่ถูกลดทอนที่หม้อแปลง ด้วยความถี่ Resonant ของ L_L กับ C_{HV} หรือเรียกอีกอย่างหนึ่งว่า Band Pass Filter ดังสมการที่ (4-11)

$$f_{res} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_L C_{HV}}} \quad (4-11)$$

แถบความกว้างของความถี่ทำได้จาก ส่วนสูงและต่ำของความถี่ **Cut-off** ที่ตำแหน่งการลดทอน -3dB ทั้งด้านต่ำ (f_{low}) และด้านสูง (f_{high}) ของความถี่ ดังแสดงในสมการที่ (4-12) และ (4-13) ค่าความต้านทานที่อ้างอิงในระบบคือ R ค่าความต้านทานของสายไฟ (R_{line}) และค่าความต้านทานของอุปกรณ์รับส่ง PLC เขียนได้เป็น (R_{module}) รูปที่ 4-44



รูปที่ 4-44 วงจร Coupling สมมูลอย่างง่าย [40]

$$f_{\text{high}} = \frac{R}{2\pi L_L} \quad (4-12)$$

$$f_{\text{low}} = \frac{1}{2\pi RC} \quad (4-13)$$

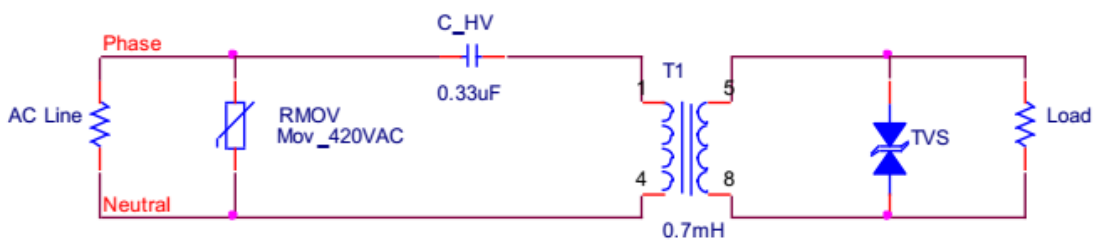
ต้นแบบของวงจร Coupling เทียบเท่าอย่างง่ายในรูปที่ 4-44 จะถูกต้องที่ความถี่ต่ำใกล้เคียงกับจุด Resonant เท่านั้น (f_{res}) ในทางปฏิบัติ จำเป็นต้องต่อหม้อแปลงไฟฟ้า ซึ่งมีคุณสมบัติเป็นขดลวด L_M ขนาดเข้ากับ R_{Module} ดังนั้นแรงดันที่ตกคร่อม R_{Module} หรือเครื่องรับเขียนได้ดังสมการที่ (4-14) โดยเลือกหม้อแปลงที่มีคุณสมบัติเด่นดังตารางที่ 4-9

$$TF_{R_x} = \frac{(2\pi f)^2 RC_{HV} L_M}{(2\pi f)^3 R L_L L_M + (2\pi f)^2 RC_{HV} (L_L + L_M) + 2\pi f L_M + R} \quad (4-14)$$

ตารางที่ 4-9 ตารางแสดงค่าคุณลักษณะเฉพาะของหม้อแปลง Coupling

พารามิเตอร์	ค่า
อัตราส่วนของหม้อแปลง	1:1:2
ช่วงความถี่	10 kHz – 10 MHz
ค่าความต้านทานที่ขดลวดปฐมภูมิ	0.7 mH
ค่าความต้านทานรั่วไหลของขดลวด	< 0.1 μH

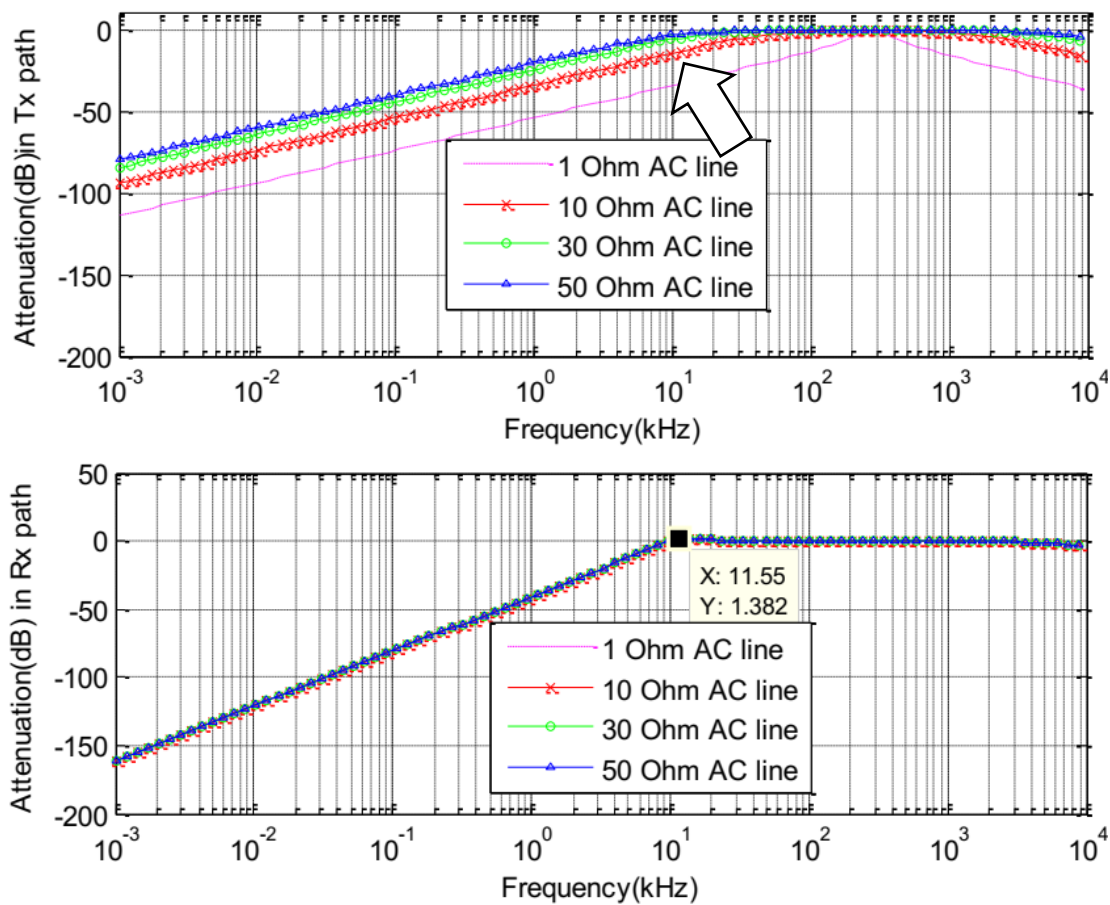
ลำดับสุดท้าย สายส่งไฟฟ้าแรงสูง มิได้เป็นช่องทางสื่อสารที่ดีในทางวิศวกรรมไฟฟ้าสื่อสาร อย่างไรก็ตาม มันมีจุดเด่นที่ไม่ต้องลงทุนเพิ่มในการสร้างระบบสื่อสาร ผู้ติดตั้งระบบสามารถสร้างระบบสื่อสารข้อมูลได้ทันที ดังนั้นการทำให้สายส่งไฟฟ้าแรงสูงเป็นช่องสัญญาณ ถือเป็น การนำทรัพยากรที่มีอยู่มาประยุกต์ใช้เพื่อก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด สายส่งไฟฟ้าอาจจะมีแรงดันหรือการป้องกันระบบ เนื่องจากการรับส่งสัญญาณ PLC ทำบนสายส่งไฟฟ้าแรงดันสูง อาจมีอันตรายหลายด้าน เช่นสัญญาณรบกวนชั่วคราว แรงดันเกินชั่วคราว (Transients) อุปกรณ์ MOV จึงถูกประยุกต์ใช้เพื่อป้องกันแรงดันชั่วคราวดังกล่าว โดยหากมีแรงดันเกินเข้ามาในระบบ อุปกรณ์ MOV จะดูดกลืนพลังงานส่วนเกินออกจากระบบ ในที่นี้เลือก MOV 420 VAC เพื่อให้สามารถรองรับกระแสชั่วคราวสูงสุด 4.5 kA อุปกรณ์ MOV ทำงานไม่เป็นไปตามกฎของโอห์ม มันมีลักษณะคล้ายไดโอด ซึ่งนำกระแสได้ทั้งค่าบวกและค่าลบ ลำดับสุดท้าย TVS diode คืออุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกิน เพื่อมิให้แรงดันดังกล่าวเข้าไปทำความเสียหายให้กับเครื่องรับส่ง PLC เมื่อมีแรงดันเกินเข้ามาในระบบ TVS จะจัดการให้แรงดันดังกล่าวลงกราวด์ ดังที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ดังแสดงในรูปที่ 4-45



รูปที่ 4-45 PLC Coupling ด้วยวงจรป้องกัน [40]

4.7.7.2 ผลการจำลองวงจรส่วนต่อประสาน Coupling

จากรูปที่ 4-46 วงจร Coupling ถูกออกแบบตามลำดับขั้นตอน จากนั้นนำค่าพารามิเตอร์ต่าง ๆ เข้ามาประมวลผลในโปรแกรมจำลองเช่น ค่าการรั่วไหลของหม้อแปลง ค่าความต้านทานของสายส่งไฟฟ้า เพื่อหาความถี่ cut-off จะเห็นได้ว่า f_{low} ประมาณ 10 kHz และ f_{high} ประมาณ 10 MHz ตามที่ได้ออกแบบระบบไว้ โดยไม่นำค่าความถี่ 50 Hz ของการส่งกำลังไฟฟ้าเข้ามาในระบบ ซึ่งสามารถอธิบายอีกทางหนึ่งได้ว่าวงจร Coupling นี้รองรับความถี่ 10 kHz -10 MHz มันสามารถ Coupling ช่วงความถี่ดังกล่าวได้ทั้งภาครับและภาคส่ง



รูปที่ 4-46 ผลการจำลองวงจร Coupling ด้วยฟังก์ชันการโอนย้าย [40]

4.8 ซิกบี (ZigBee)

ซิกบี (ZigBee) เป็นมาตรฐานที่ถูกพัฒนาขึ้น เพื่อใช้ในการสื่อสารของสมาร์ทมิเตอร์ โดยเฉพาะ ซึ่งสมาร์ทมิเตอร์ในที่นี้อาจรวมถึง มิเตอร์ไฟฟ้า มิเตอร์แก๊ส และมิเตอร์น้ำประปา ทั้งนี้ รวมถึงการสร้างเครือข่ายสื่อสารภายในบ้านพักอาศัยอย่างอัตโนมัติ (Home Automation) ซิกบี ให้บริการเป็นเครือข่ายไร้สาย เนื่องจากสมาร์ทมิเตอร์ในประเทศแถบยุโรปติดตั้งอยู่ ณ บริเวณผนัง กำแพงบ้านพักอาศัย หรือสำนักงานเป็นส่วนใหญ่ แตกต่างจากการติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าในประเทศไทย ซึ่งถูกติดตั้งอยู่บนเสาไฟฟ้าเป็นส่วนใหญ่

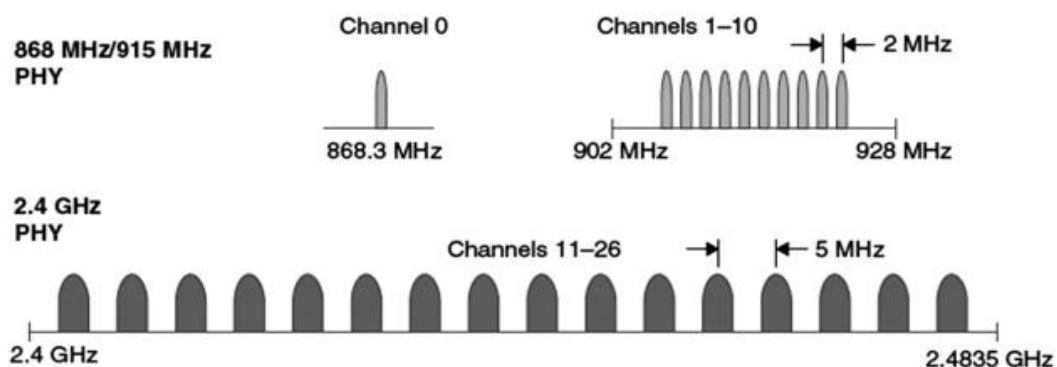
ซิกบีเป็นเทคโนโลยีที่มีอัตราการส่งข้อมูลต่ำ อัตราการสิ้นเปลืองพลังงานต่ำ ถูกออกแบบมา เพื่อสื่อสารในระยะใกล้ภายในบ้านพักอาศัย เพื่อควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในบ้านให้ทำงานอย่างอัตโนมัติ มันสามารถทำงานในรูปแบบเครือข่ายเมช ซึ่งทำให้เพิ่มความสามารถในการรับส่งข้อมูลให้อุปกรณ์ได้ไกลขึ้นประมาณ 75 เมตร ขึ้นอยู่กับกำลังเอาต์พุตของอุปกรณ์นั้น ๆ ซิกบีรองรับจำนวน 254 อุปกรณ์ ซึ่งเพียงพอสำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านในปัจจุบันและอนาคต

4.8.1 ลักษณะทางกายภาพของซิกบี

ลักษณะทางกายภาพของซิกบีจะกล่าวถึงช่องสัญญาณของซิกบี ช่วงความถี่ที่ใช้ในการรับส่งข้อมูลซึ่งมีช่วงความถี่หลายช่วงให้ผู้ใช้งานเลือกตามความต้องการ ทอพอโลยีลักษณะการเชื่อมต่อเครือข่ายของซิกบีแบบดาว แบบเพียร์ทูเพียร์ และแบบกลุ่มต้นไม้ เป็นต้น

4.8.1.1 ช่องสัญญาณของซิกบี

ซิกบีทำงานที่ย่านความถี่ ISM ที่สามารถใช้ได้โดยไม่ต้องขออนุญาต ซิกบีมีย่านความถี่ 3 ช่วงคือ 2.4 GHz สามารถใช้งานได้ทั้งหมด 16 ช่องสัญญาณ อัตราการส่งข้อมูล 250 kbps และความถี่ 902-928 MHz มีช่องสัญญาณย่อยทั้งหมด 10 ช่องสัญญาณ อัตราการส่งข้อมูล 40 kbps ใช้ในทวีปอเมริกาเหนือและ 868 MHz ช่องสัญญาณเดียว อัตราการส่งข้อมูล 20 kbps ใช้ในแถบยุโรป ดังแสดงในรูปที่ 4-47 โดยมีความไวของเครื่องรับ (Receiver sensitivities) เท่ากับ -85 dBm ที่ความถี่ 2.4 GHz และ -92 dBm ที่ความถี่ 868/915 MHz การที่เครื่องรับมีความไวสูงหมายถึงสามารถรับค่าน้อยมาก ๆ ได้ ซึ่งเทคโนโลยีซิกบีถือว่ามีความไวของเครื่องรับที่ระดับหนึ่งเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีสื่อสารอื่นเช่น LoRa, WLAN, หรือ LTE

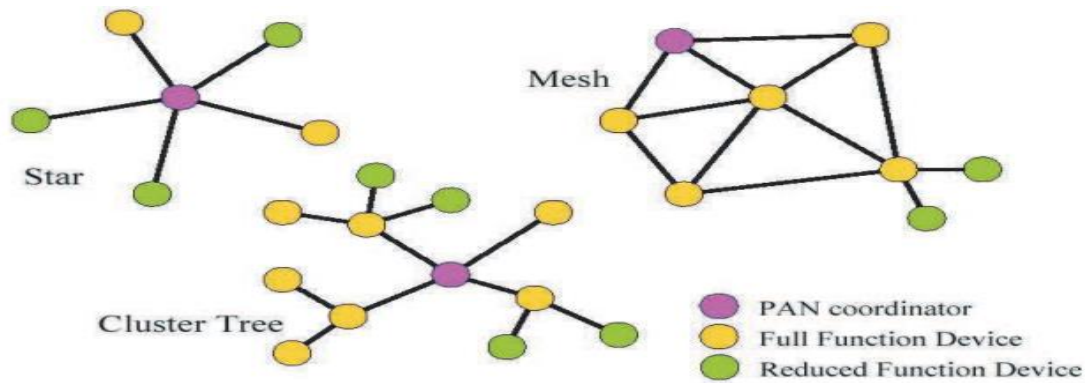


รูปที่ 4-47 ช่องสัญญาณและความถี่ของซิกบี [41]

4.8.1.2 ทอพอโลยีเครือข่ายของซิกบี

เทคโนโลยีซิกบีถูกออกแบบมาเพื่อใช้เป็นเครือข่ายภายในอาคารบ้านพักอาศัย เพื่อให้สามารถมีเตอร์สามารถติดต่อกับเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านได้ ดังนั้น ทอพอโลยีเครือข่ายของซิกบีมี 3 ลักษณะ ดังนี้ ดาว (Star), เพียร์ทูเพียร์ (Peer-to-Peer), และต้นไม้ (Tree) ดังแสดงในรูปที่ 4-48

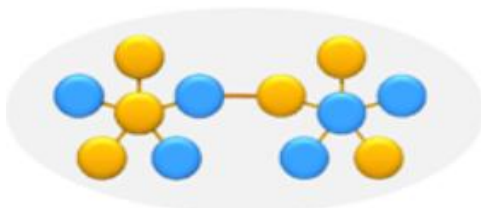
- **Star Topology** เป็นการสร้างเครือข่ายคล้ายรูปดาว โดยให้โหนดแพน (Personal Area Network: PAN) Coordinator ทำหน้าที่ประสานงานทุก ๆ โหนดรอบข้าง ซึ่งอาจเป็นโหนด Full Function Device (FFD) ทำหน้าที่หลักคือประสานงานกับโหนดช่วยในการทำรีเลย์ให้กับแพกเกตหรือ PAN Coordinator มีบทบาทเป็นตัว



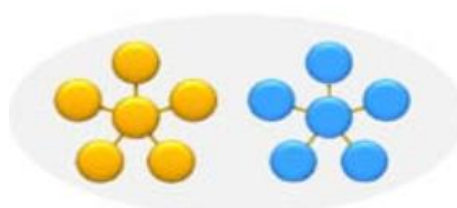
รูปที่ 4-48 ต้นแบบทอพอโลยีของซิกบี [41]

ประสานงานหลักในการควบคุมเครือข่าย ดังนั้น PAN จึงเป็นศูนย์กลางของเครือข่ายซิกบี สำหรับ Reduced Function (RFD) ออกแบบมาเพื่อให้สามารถทำงานอย่างง่ายในระบบเช่น การเปิดปิดโหนด ดังนั้น RFD จึงมีหน่วยประมวลผลที่มีประสิทธิภาพต่ำอยู่ภายใน รวมถึงทรัพยากรต่าง ๆ ภายใน RFD มีขนาดเล็กเช่นกัน

- เพียร์ทูเพียร์ สามารถแบ่งออกเป็น 2 ชนิดย่อยคือ เมช และต้นไม้
 - ทอพอโลยีเมช ประกอบด้วยโหนด PAN Coordinator ทำหน้าที่เป็นโหนดประสานงานคล้ายกับทอพอโลยีแบบดาว ซึ่งมีเพียงตัวเดียวในเครือข่าย เพื่อทำหน้าที่ควบคุมการทำงานทั้งหมดของระบบ FDD ทำหน้าที่เป็นตัวกำหนดทิศทางของข้อมูลหรือเรา้าแพกเกต ในทางปฏิบัติ มีหลายโหนดซึ่งทำหน้าที่เป็น FDD ได้ ลำดับสุดท้าย RFD ทำหน้าที่เป็นโหนดด้านปลายสุดของระบบ ไม่สามารถช่วยเรา้าหาเส้นทางเหมือนกับ FDD
 - ทอพอโลยีต้นไม้ ประกอบด้วยโหนดทั้ง 3 ดังที่กล่าวมาแล้ว ลักษณะการเชื่อมต่อ มีความซับซ้อนกว่าเล็กน้อย อย่างไรก็ตามแนวคิดในการทำงานยังคงเป็นเช่นเดิมกล่าวคือ PAN Coordinator ซึ่งมีอันเดียวในระบบ ทำหน้าที่หลักในการประสานงานกับทุก ๆ โหนด FFD ซึ่งอยู่ส่วนกลางของระบบทำหน้าที่กำหนดทิศทางของแพกเกตและอื่น และโหนดสุดท้ายคือ RFD ซึ่งมักจะอยู่ส่วนปลายของระบบ



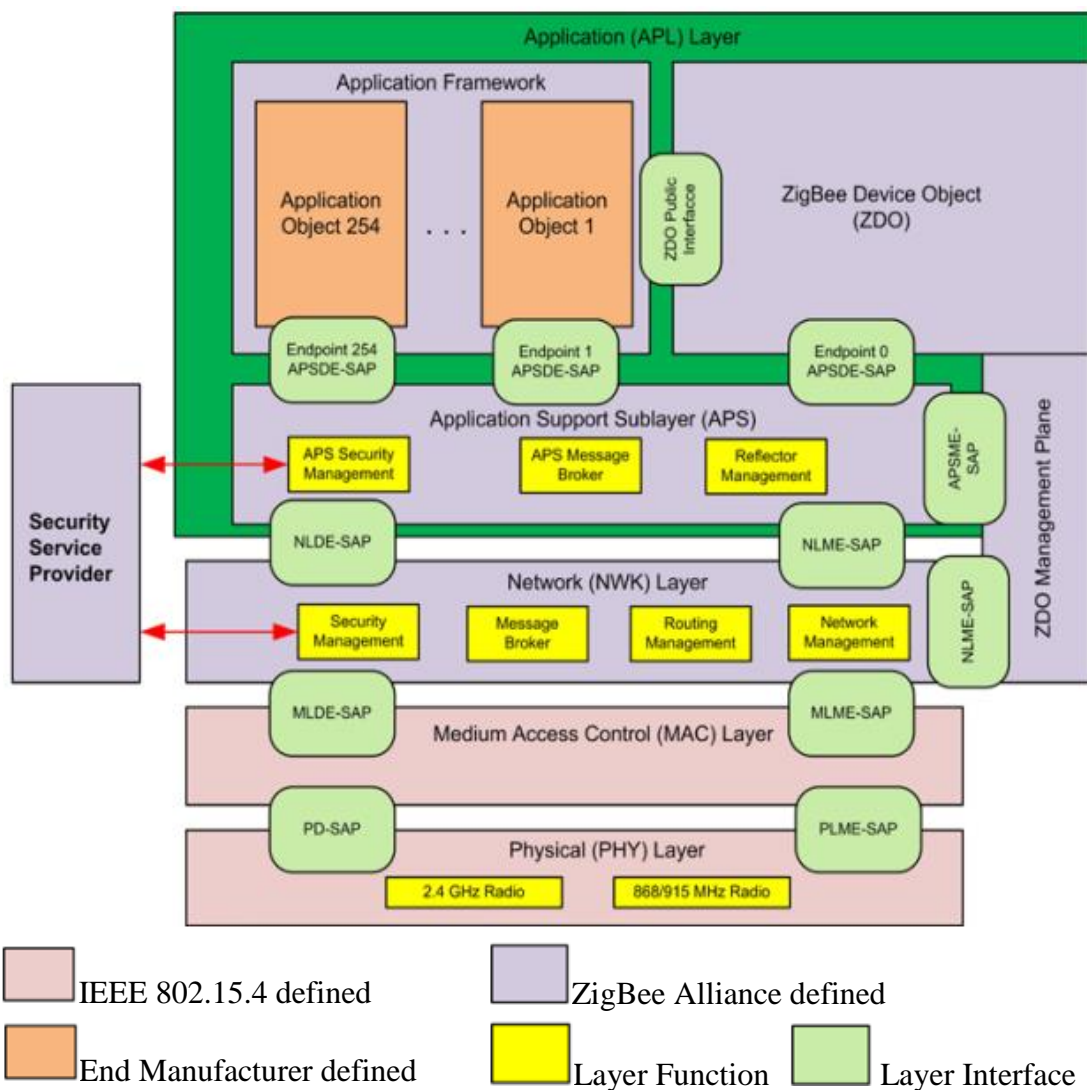
(ก) Interoperability



(ข) Coexistence

รูปที่ 4-49 เปรียบเทียบ Interoperability และ Coexistence [42]

เทคโนโลยีสื่อสารซิกบีทำงานด้วย 2 มาตรฐานคือ IEEE 802.15.4 และพันธมิตรซิกบี (ZigBee Alliance) ดังแสดงในรูปที่ 4-50 เมื่อเปรียบเทียบกับ OSI model โดย IEEE 802.15.4 ทำหน้าที่ในชั้น PHY และ MAC เพื่อให้บริการรูปแบบทอพอโลยีเช่น Star, Mesh และ Tree ดังที่กล่าวมาแล้ว สำหรับพันธมิตรซิกบีให้บริการด้านบนของโพรโทคอลที่เหลืกล่าวคือชั้นเครือข่าย และ แอปพลิเคชัน ซึ่งทำหน้าที่รักษาความปลอดภัยในการสื่อสาร พื้นที่ครอบคลุมของเครือข่าย และ ทดสอบการทำงานร่วมกัน (Interoperability) ของโหนดดังแสดงในรูปที่ 4-48 และ รูปที่ 4-49 เพื่อให้ทุกโหนดที่ซึ่งถูกผลิตจากต่างผู้ผลิตสามารถสื่อสารกันผ่านซิกบี



รูปที่ 4-50 สถาปัตยกรรมของซิกบี [43]

4.8.1.3 การทำงานของแต่ละชั้นบนมาตรฐานซิกบี

- **Application (APL) Layer** เป็นชั้นบนสุดของโพรโทคอลสแต็กประกอบด้วย โครงร่างของโปรแกรมประยุกต์ (**Application Framework**), อุปกรณ์ซิกบี (**ZigBee Device Object: ZDO**) และชั้นย่อยรองรับโปรแกรมประยุกต์ (**Application Support: APS**)
- **Application Framework** ให้ข้อมูลรายละเอียด การสร้างโปรไฟล์บนซิกบีสแต็ก และการกำหนดมาตรฐานของชนิดข้อมูลของโปรไฟล์ รายละเอียดเพื่อใช้สำหรับการค้นหาบริการ รูปแบบเฟรมสำหรับการส่งข้อมูล และโครงสร้างค่าคู่กุญแจเพื่อการสร้างโปรไฟล์
- **Application Objects** โปรแกรมคำสั่งที่ตำแหน่งปลายสุด (**Endpoint**) ของอุปกรณ์ ซึ่งควบคุมโหนดซิกบี โดยหนึ่งโหนดซิกบีรองรับ 240 **Application object** แต่ละ **Application object** รองรับ **Endpoint 1** จนกระทั่ง 240 ทั้งนี้ **Endpoint 0** ถูกสงวนไว้สำหรับอุปกรณ์ **ZDO**
- **ZigBee Device Object** กำหนดหน้าที่ของโหนดซิกบีภายในเครือข่าย ตัวอย่างเช่น **Coordinator, Router** หรือ **End device**) เริ่มต้นทำงาน ตอบสนองจากร้องขอ และการสร้างการเชื่อมต่อความปลอดภัยระหว่างโหนด อีกทั้งให้บริการจัดการเกี่ยวกับคำสั่งภายในที่ใช้สำหรับบริหารโปรไฟล์โหนดซิกบี ซึ่งใช้ **Endpoint 0**
- **ZDO Management Plane** ทำหน้าที่ช่วยอำนวยความสะดวก ในการสื่อสารระหว่างชั้น **APS** และ **NWK** ด้วย **ZDO** และยินยอมให้ **ZDO** จัดการกับความต้องการจาก **Application** สำหรับการเข้าถึงเครือข่าย และรักษาความปลอดภัยโดยใช้ข้อความใน **ZDP (ZigBee Device Profile)**
- **Application Support (APS) Sublayer** ทำหน้าที่ให้บริการข้อมูลไปยังโปรแกรมประยุกต์และโปรไฟล์โหนดซิกบี
- **Security Service Provider (SSP)** ให้บริการกลไกเพื่อรักษาความปลอดภัยระบบสำหรับในชั้นนี้ โดยให้การเข้ารหัสลับระหว่างชั้นเครือข่ายและชั้น **Application** ซึ่งการเข้ารหัสลับนี้เริ่มต้นและตั้งค่าผ่าน **ZDO**
- **Network Layer** เป็นชั้นเครือข่ายทำหน้าที่จัดการตำแหน่งของเครือข่ายและการเร้า โดยทำการเรียกใช้จากชั้น **MAC** การทำงานของมันเริ่มจากที่ชั้นเครือข่าย การกำหนดตำแหน่งที่อยู่ของเครือข่าย การเพิ่ม และการนำโหนดเครือข่ายออกจากระบบ การเร้าข้อความ การประยุกต์ใช้การรักษาความปลอดภัย และการสำรวจเส้นทาง

4.8.1.4 การทำงานของแต่ละชั้นบนมาตรฐาน IEEE 802.15.4

- **Medium Access Control (MAC) Layer** ทำหน้าที่สำหรับการสื่อสารระหว่างโหนดและโหนดข้างเคียง เพื่อลดการขัดแย้งและเพิ่มประสิทธิภาพ ชั้น MAC นี้ยังทำหน้าที่ประกอบและแยกแพคเกจ และเฟรมข้อมูล
- **Physical (PHY) Layer** ชั้น PHY มี 2 หน้าหลักคือ การให้บริการข้อมูล (Physical data service) และการจัดการการเชื่อมต่อ (Physical management service interfacing) เพื่อการเข้าถึงในชั้นนี้ Physical data service มีหน้าที่รับส่งข้อมูลในรูปแบบ Physical Protocol Data Unit (PPDU) จากช่องสัญญาณของคลื่นวิทยุ ในช่วงเวลาที่กล่าวมาข้างต้น ลักษณะของชั้น PHY จะทำงานหรือไม่ ขึ้นอยู่กับการตรวจจับค่า Radio Transceiver, Energy Detection (ED), Link Quality Indication (LQI), Channel Selection, Clear Channel Assessment (CCA), และการรับแพคเกจข้ามชั้น PHY นี้

ตารางที่ 4-10 ความถี่และอัตราการส่งข้อมูลของเทคโนโลยีสื่อสารซิกบี

Physical (MHz)	Frequency (MHz)	Spreading Parameters		Data Parameters		
		Chip rate (kcps)	Modulation Technique	Bit rate (kbps)	Sym. rate (ksps)	Symbols
868/915	868-868.6	300	BPSK	20	20	Binary
	902-928	600	BPSK	40	40	Binary
2450	2400-2483.5	2000	O-QPSK	250	62.5	16-ary Orthogonal

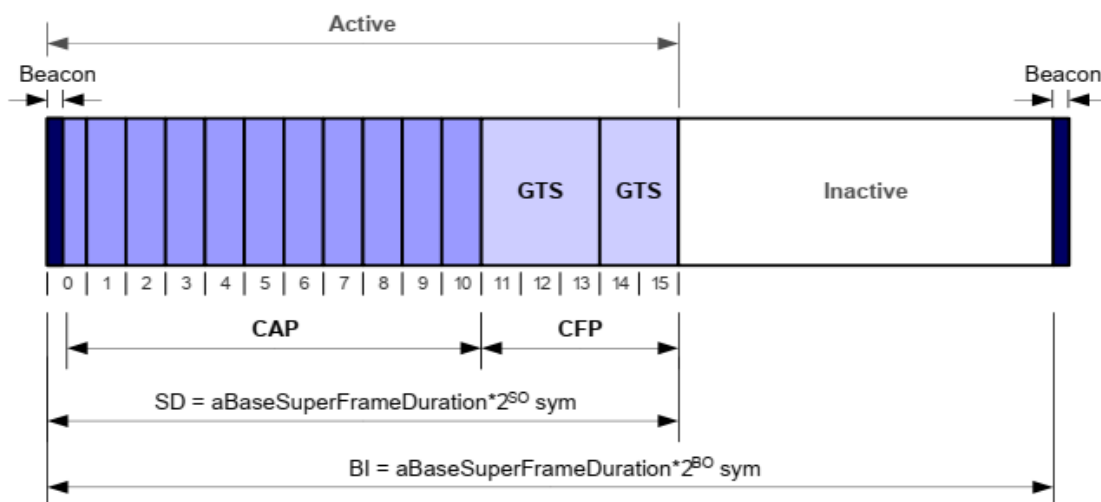
เทคโนโลยีสื่อสารซิกบีรองรับหลายช่วงความถี่ ชั้น PHY จึงรองรับความถี่ดังกล่าวเช่นกัน โดยทุกช่วงความถี่ทำงานบนพื้นฐานของ Direct Sequence Spread Spectrum (DSSS) ที่ความถี่ 868 MHz มีอัตราการส่งข้อมูลที่ 20 kbps และ 915 MHz มีอัตราการส่งข้อมูล 40 kbps โดยทั้งสองคลื่นในใช้เทคนิคมอดดูเลต BPSK ในการเพิ่มอัตราการส่งข้อมูลทำได้ด้วยการเปลี่ยนเทคนิคการมอดดูเลตเป็น O-QPSK ที่คลื่นพาห์ 2.4 GHz ส่งผลให้อัตราการส่งข้อมูลเพิ่มขึ้นเป็น 250 kbps ดังแสดงในตารางที่ 4-10 [41] ที่ความถี่ต่ำกว่าสามารถส่งได้ไกลกว่า ที่อัตราการส่งข้อมูลต่ำไม่จำเป็นต้องมีความไวของสัญญาณสูง และครอบคลุมพื้นที่ให้บริการได้กว้างกว่า

4.8.2 ชั้นการเข้าถึงช่องสื่อสาร (MAC Layer)

4.8.2.1 โครงสร้างซูเปอร์เฟรม (Superframe Structure)

รูปแบบของซูเปอร์เฟรมถูกกำหนดโดย Coordinator ภายในประกอบด้วย Beacon แบ่งออกเป็น 16 สล็อตเวลาซึ่ง Beacon [44] เฟรมจะถูกส่งในช่วงสล็อตเวลาแรกสุดของแต่ละซูเปอร์เฟรม ถ้า Coordinator ไม่ต้องการใช้โครงสร้างซูเปอร์เฟรมนี้ มันอาจจะหยุดการส่ง Beacon ก็ได้ หน้าที่หลักของ Beacon คือการกำหนดจังหวะเวลาการทำงานให้กับอุปกรณ์ในเครือข่ายซิกบี เพื่อการแสดงตัวตนของ PAN และรายละเอียดของโครงสร้างต่าง ๆ ในซูเปอร์เฟรม ซึ่งประกอบด้วย 2 ส่วนคือ ส่วนที่ทำงาน (Active) และส่วนที่ไม่ทำงาน (Inactive) ดังแสดงรูปที่ 4-51

- โหมดทำงานประกอบด้วย 2 ส่วนย่อยคือ Contention Access Period (CAP) และ Contention Free Period (CFP) อุปกรณ์ใด ๆ ที่ต้องการสื่อสารระหว่าง CAP ต้องรอคอยสล็อตของกลไก CSMA/CA ในทางตรงกันข้าม CFP เป็นการส่งข้อมูลที่มีการรับประกันข้อมูลในการส่ง (Guaranteed Time Slot: GTS) ซึ่ง Time Slot นี้ปรากฏอยู่ในช่วงท้ายของ Active Superframe โดยเริ่มจาก Slot ที่ 11-15 หากจำนวนสล็อตนี้ไม่เพียงพออุปกรณ์ PAN Coordinator สามารถใช้สล็อตตำแหน่งนี้ในรอบของ Beacon ถัดไปได้ ช่วงเวลาของทั้ง CAP และ CFP ของซูเปอร์เฟรมอธิบายได้ดังนี้
 - *macBeaconOrder* อธิบายเกี่ยวกับรอบของ Coordinator ควรส่ง Beacon ของมัน ซึ่งรอบของ Beacon (Beacon Interval: BI) สอดคล้องกับ *macBeaconOrder*: BO เขียนได้เป็น $BI = aBaseSuperDuration \times 2^{BO}$ โดยที่ BO มีค่าระหว่าง 0-14 ซึ่งซูเปอร์เฟรมจะละลายหาก $BO = 15$



รูปที่ 4-51 ซูเปอร์เฟรม MAC ของซิกบี [45]

- *macSuperFrameOrder* คือค่าความยาวของช่วง Active ของซูเปอร์เฟรม สำหรับระยะเวลาของซูเปอร์เฟรมในซีกบิตคือ SD ซึ่งมีความสัมพันธ์กับ *macSuperFrameOrder* หรือ (SO) สามารถเขียนได้เป็นสมการดังนี้ $SD = aBaseSuperFrameDuration \times 2^{SO}$ เมื่อ SO มีค่า 0-14 ถ้า SO = 15 (ซูเปอร์เฟรมนี้มีเฉพาะช่อง Active เท่านั้น ไม่มีในช่วง Inactive) $aBaseSuperFrameDuration = 960 \text{ symbol}$ หรือประมาณ $32 \mu\text{s}$ ที่ความถี่ 2.4 GHz
- โหมดไม่ทำงาน Coordinator จะประหยัดพลังงาน และมันจะไม่ตอบสนอง PAN ที่มันเชื่อมต่ออยู่

สำหรับการสื่อสารของ Coordinator ที่ไม่ต้องใช้ Superframe โดย Coordinator ไม่ส่ง Beacon ออกไปยังเครือข่าย การสื่อสารจะเกิดขึ้นภายใต้เงื่อนไขการไม่มีสล็อต CSMA/CA นั้นหมายความว่า Coordinator พร้อมทั้งจะรับข้อมูลจาก End Device โดย End Device จะตื่นจากสภาวะหลับและทำการส่งข้อมูลไปหา Coordinator ตามรอบเวลา ในทางปฏิบัติอาจไม่มีข้อมูลใด ๆ ส่งตามรอบเวลาที่กำหนด ดังนั้น Coordinator จะส่งสัญญาณเพื่อแจ้งว่า ไม่มีข้อมูลใด ๆ ในระบบ

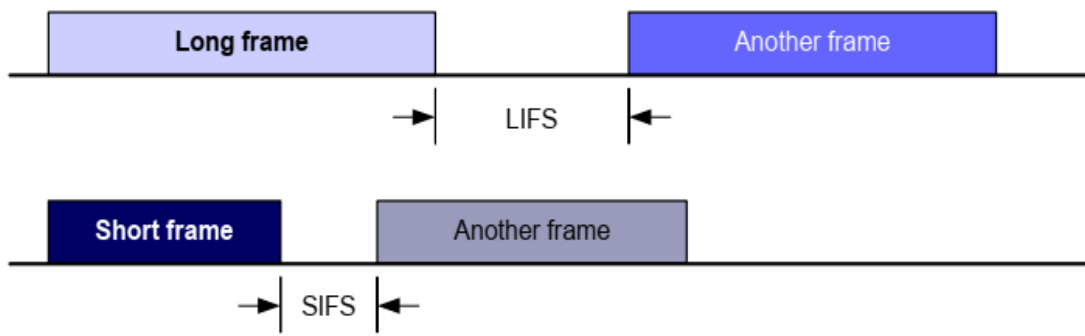
นอกจากนี้การส่งข้อมูลออกไปยังเครือข่ายในชั้น MAC ยังรองรับการสแกนช่องสัญญาณ การเชื่อมต่อกับเครือข่ายและการออกจากเครือข่าย ในขั้นตอนการสแกนทำได้โดยการส่งข้อมูลร้องขอ Beacon และทำการฟังเครือข่ายสำหรับ FFD หรือเพียงแค่ว่าฟังอย่างเดียวมิได้สแกนสำหรับ RFD ทั้งนี้เพื่อให้ทราบว่าโหนดยังอยู่ใน PAN ของเครือข่ายซีกบิต ในกรณีนี้ โหนดจะเลือกที่จะอยู่ในสถานะการเชื่อมต่อ ถ้า PAN ยอมรับการเชื่อมต่อของโหนด โหนดตัวนี้จะได้รับค่าตำแหน่งที่อยู่ขนาด 16 บิต หรืออาจจะเป็น 64 บิต สำหรับที่ถูกขยายออกด้วยมาตรฐาน IEEE

$$BI = aBaseSuperFrameDuration \times 2^{BO} \quad (4-15)$$

$$SD = aBaseSuperFrameDuration \times 2^{SO} \quad (4-16)$$

ช่วงเวลาระยะห่างของ 2 Beacon เรียกว่า Beacon Interval (BI) สามารถหาได้จากสมการ(4-15) โดยที่ *aBaseSuperFrameDuration* คือจำนวน Symbol ซึ่งเป็นค่าของช่วงเวลา SuperFrame กำหนดให้เป็นค่าคงที่ 960 Symbols สำหรับ BO คือ *macBeaconOrder* มีค่าตั้งแต่ 0-14 หาก BO เท่ากับ 15 หมายถึงเครือข่ายไม่มีการส่งสัญญาณ Beacon

ความยาวของช่วงเวลาทำงานหรือ Superframe Duration (SD) สามารถหาได้จากสมการที่ (4-16) โดยที่ SO คือ *macSuperFrameOrder* ที่ซึ่งถูกกำหนดโดยมาตรฐาน IEEE 802.15.4 สังเกตได้ว่าค่า SD มีค่าน้อยกว่า BI ซึ่งสอดคล้องกับรูปที่ 4-51



- ถ้า $P_{frame} \leq aMaxSIFSFrameSize$ (18) bytes then $SIFS$ (Short IFS) $\geq aMinSIFSPeriod$ (12) sym
- ถ้า $P_{frame} \geq aMaxSIFSFrameSize$ bytes then $LIFS$ (Long IFS) $\geq aMinLIFSPeriod$ (40) sym

รูปที่ 4-52 เฟรมช่องว่างของซิกบี [45]

แต่ละเฟรมจะมีระยะห่างของช่วงเวลาเรียกว่า **Frame spacing** ถูกแยกด้วย **Inter Frame Space (IFS)** เวลาของ **IFS** คือจำนวนเวลาที่จำเป็นในกระบวนการรับแพคเกจ โดยในชั้น **PHY** เฟรมที่ถูกส่งออกไปควรจะเป็นไปตามรอบของ **IFS** ความยาวของ **IFS** ขึ้นอยู่กับขนาดของเฟรมซึ่งถูกส่งออกไปในเครือข่าย เฟรมมีขนาด $aMaxSIFSFrameSize$ มีชื่อว่า **SIFS** ในขณะที่เฟรมที่ใหญ่กว่าจะมีชื่อว่า **LIFS** ดังแสดงในรูปที่ 4-52

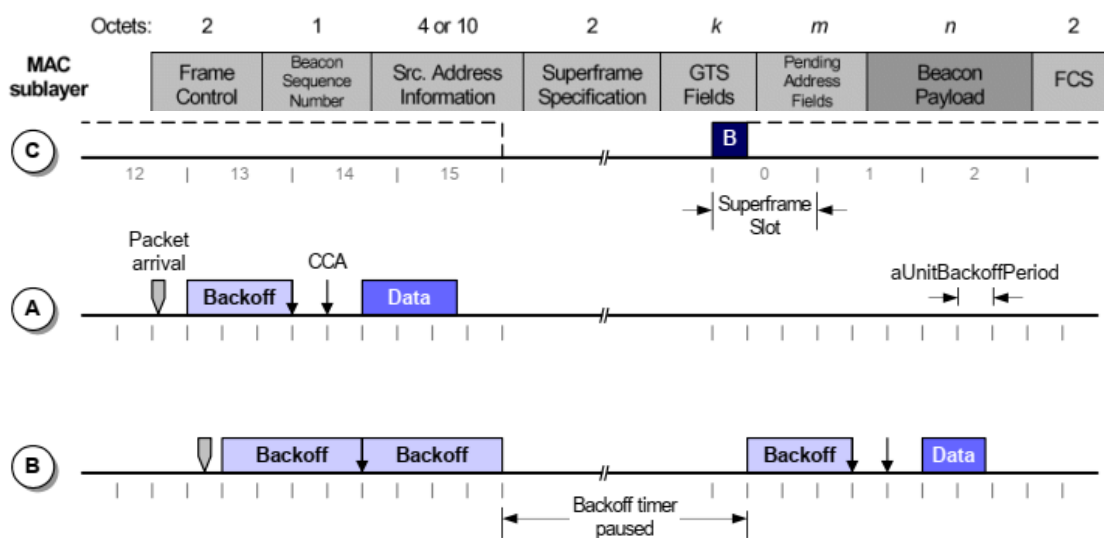
ดังนั้น จึงสรุปได้ว่า อุปกรณ์ **PAN** ที่มีได้ใช้ซูปเปอร์เฟรมค่าของ *macBeaconOrder* และ *macSuperFrameOrder* คือ 15 ด้วยการใช้เครือข่ายเช่นนี้ **Coordinator** จะไม่ส่ง **Beacon** ในการส่งทุก ๆ ครั้ง ยกเว้นเฟรมตอบรับ (**ACK**) ซึ่งส่งแบบ **Unslotted CSMA/CA** เพื่อเข้าถึงช่องสัญญาณ และ **GTS** จะไม่ได้รับอนุญาตในกรณีนี้

รูปที่ 4-53 แสดงถึงรูปแบบเฟรมเบคอน (**Beacon Frame Format**) ของซิกบี ซึ่งถูกบรรจุอยู่ในชั้นย่อยของ **MAC** ภายในฟิลด์ **Beacon Payload** ทุกอุปกรณ์ในเครือข่ายจะเข้าสู่โหมด **Wake up** เพื่อรับและอ่าน **Beacon** นี้ เนื่องจาก **Beacon** เป็น **Broadcast** หากมีอุปกรณ์ใดอุปกรณ์หนึ่งพบว่ามันที่อยู่ของมันอยู่ใน **Beacon Payload** มันจะฟัง **Beacon** หากไม่มีที่อยู่ของมันจะกลับเข้าสู่โหมด **sleep**

ชั้นการเข้าถึงช่องสื่อสารกำหนดให้โหนดมี 2 ชนิดคือ **RFD** และ **FFD** โดยที่ **FFD** สามารถทำงานได้เต็มประสิทธิภาพในชั้น **MAC** ซึ่งทำหน้าที่เป็นโหนดประสานงานในเครือข่าย (**Network Coordinator**) หรืออุปกรณ์เครือข่ายปลายทาง (**End Device**) โหนด **FFD** มีความสามารถในการส่ง **Beacon**, การสร้างสถานการณ์ทำงานที่พร้อมกันของระบบ (**Offering Synchronization**) การสื่อสารและบริการเชื่อมต่อกับเครือข่าย สำหรับ **RFD** ทำหน้าที่รับคำสั่งต่าง ๆ จาก **FFD** ตามที่กล่าวมาข้างต้น โหนดจำพวก **RFD** ได้แก่ เซนเซอร์ สวิตช์ไฟ หลอดไฟ ซึ่ง **RFD** จะต่อตรงกับ **FFD** หนึ่งตัวเท่านั้น หรืออาจจะกล่าวอีกนัยหนึ่งว่า **FFD** คือ โหนดสั่งการและ **RFD** คือโหนดที่รับคำสั่ง

PAN Coordinator และ FFD สามารถส่ง SuperFrame เข้าไปในเครือข่ายได้ ซึ่งซูเปอร์เฟรมประกอบด้วย Beacon ใช้สำหรับทำให้โหนดในระบบทำงานพร้อมกันที่จังหวะสัญญาณนาฬิกาเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 4-51 ช่วงเวลาทำงานจะถูกแบ่งเป็นสล็อตย่อย ๆ ขนาดเวลาคงที่ประกอบด้วย Contention Access Period (CAP) ในสล็อต 1-10 ซึ่งช่วงเวลา CAP โหนดจะทำการแย่งชิงช่องสัญญาณ เพื่อส่งข้อมูลออกไปในเครือข่ายบนพื้นฐานของ CSMA/CA ในการส่งแบบ CAP อาจจะมีการชนของสัญญาณได้ หากมีจำนวนโหนดพยายามเข้าถึงช่องสัญญาณพร้อม ๆ กัน สำหรับ Contention Free Period (CFP) ในช่วงสล็อต 11-15 โหนดจะส่งข้อมูลออกไปยังเครือข่ายได้โดยปราศจากการแย่งชิงช่องสัญญาณใน CFP เนื่องจากการรับประกันช่วงสล็อตดังกล่าว เรียกว่า สล็อตเวลาที่ได้รับการรับประกัน (Guaranteed Time Slots: GTS)

เมื่อ End Device ต้องการส่งข้อมูลไปยัง Coordinator ซึ่งมีได้รับประกันช่วงเวลา (Non-GTS) End Device ดังกล่าวไว้จำเป็นต้องรอ Beacon เพื่อรอสล็อตเวลาให้พร้อมกัน จากนั้นจะส่งออกไปยังเครือข่ายในช่วงเวลา CAP ในทางตรงกันข้าม การสื่อสารจาก Coordinator ไปยัง End Device โดยอ้อม (Indirect) กล่าวคือ Coordinator จะเก็บข้อความนั้นไว้และประกาศเพื่อรอการส่งในเฟรม Beacon โดยทั่วไปแล้ว End Device จะอยู่ในโหมดของการหลับ (Sleep Mode) และจะตื่นขึ้นมา (Wake up Mode) ตามรอบเพื่อรับข้อความจาก Coordinator โดยการรอจากเฟรม Beacon เมื่อ Coordinator สังเกตว่าข้อความพร้อมส่งแล้ว มันจะส่งออกไปในเครือข่ายในช่วงเวลา CAP ในกรณีที่ Coordinator ต้องการที่จะสื่อสารกับ Coordinator อื่น มันจำเป็นต้องทำจังหวะเวลาเดียวกันด้วย Beacon และสั่งการคล้ายกับการส่งไปยัง End Device ดังที่กล่าวข้างต้น



รูปที่ 4-54 Slotted CSMA/CA ของซิกบี [45]

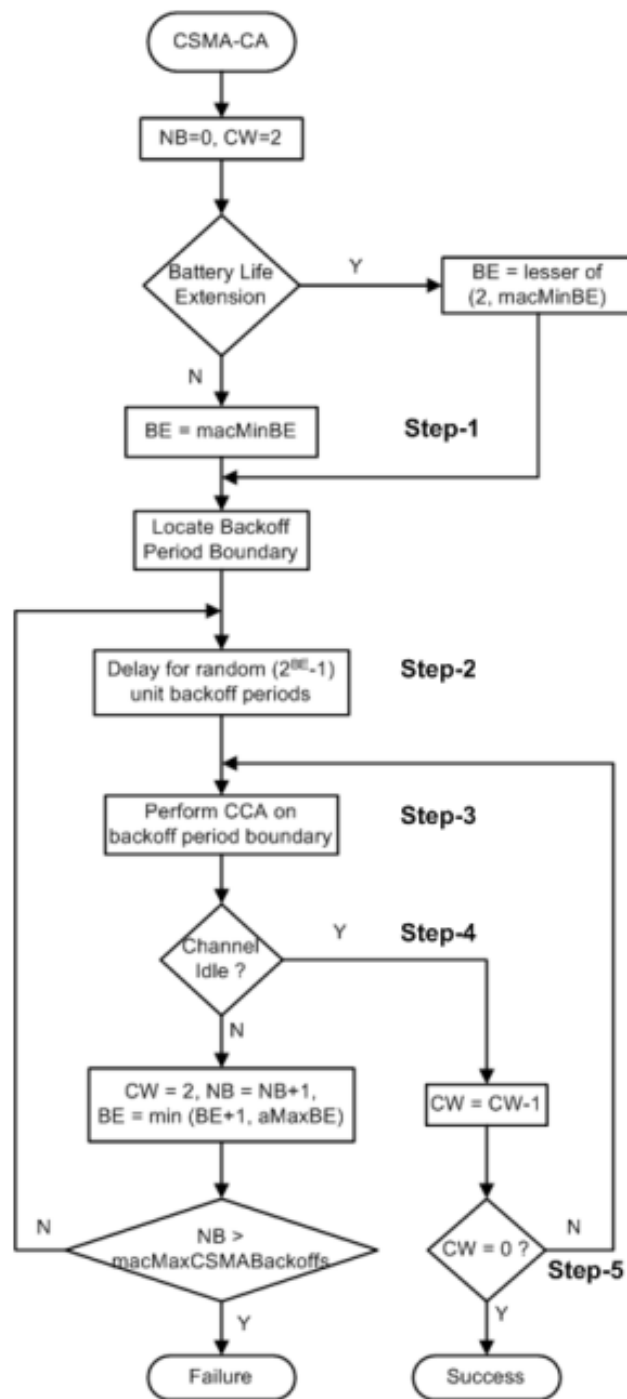
4.8.2.2 การเข้าถึงช่องสัญญาณด้วยอัลกอริทึม CSMA/CA

ถ้าโครงสร้างซูเปอร์เฟรมถูกใช้ใน PAN สล็อต CSMA/CA จึงถูกนำมาใช้ในการสื่อสาร ถ้า Beacon ไม่ถูกนำมาใช้ใน PAN หรือ Beacon ไม่สามารถอยู่ในตำแหน่งของเครือข่าย อัลกอริทึม unslotted CSMA/CA จะถูกนำมาใช้ ทั้งสองกรณีที่กำลังกล่าวมานี้ อัลกอริทึมถูกประยุกต์ใช้ในหน่วยของเวลาที่มีชื่อเรียกว่า ช่วงเวลาหยุดทำงานชั่วคราว (Backoff periods) ซึ่งมีค่าเท่ากับสัญลักษณ์ $aUnitBackoffPeriod$ ดังแสดงในรูปที่ 4-54

ในกลไกการเข้าถึงช่องสัญญาณด้วยสล็อต CSMA/CA ค่าช่วงเวลา Backoff ของทุก ๆ อุปกรณ์ใน PAN ถูกจัดด้วยซูเปอร์เฟรมในขอบเขตของ PAN coordinator ในสล็อต CSMA/CA แต่ละเวลาอุปกรณ์ต้องการส่งเฟรมข้อมูลในระหว่าง CAP มันจะพิจารณาค่าของรอบการ Backoff ครั้งถัดไป ในกรณีของ Unslotted CSMA/CA รอบของการ Backoff ของอุปกรณ์ ไม่จำเป็นต้องทำพร้อมกันกับช่วงเวลา Backoff ของอุปกรณ์อื่น ๆ

แต่ละอุปกรณ์มี 3 ตัวแปรหลักคือ Number of Backoff (NB), Contention Window (CW), และ Backoff Exponent (BE) เริ่มต้นด้วย NB คือจำนวนของเวลาอัลกอริทึม CSMA/CA ซึ่งถูกร้องขอ Backoff ขณะที่มันพยายามส่งข้อมูล ณ ขณะนี้ เวลานี้จะเริ่มต้นจาก 0 (และในการส่งใหม่ทุกครั้ง) ลำดับถัดมา CW คือความยาวของ Contention Window ใช้กำหนดจำนวนของช่วงเวลา Backoff ซึ่งจำเป็นต้องจัดการกระบวนการก่อนหน้านี้ให้เสร็จสิ้นก่อนการส่งครั้งใหม่จะเริ่มขึ้น มันถูกเริ่มต้นที่ 2 ก่อนการพยายามส่งและถูกรีเซ็ตเป็น 2 แต่ละเวลาของช่องสัญญาณจะถูกประเมินว่าช่องสัญญาณว่างหรือไม่ CW ถูกใช้กับสล็อต CSMA/CA เท่านั้น ลำดับสุดท้าย BE คือค่า Backoff Exponent ซึ่งสัมพันธ์กับระยะเวลาของการ Backoff อุปกรณ์จะรอคอย ก่อนที่จะพยายามเข้าถึงช่องสัญญาณ แม้ว่าเครื่องรับของอุปกรณ์พร้อมรับข้อมูลระหว่างการประเมินช่องสัญญาณ แต่อุปกรณ์ก็จะละทิ้งทุก ๆ เฟรมหากได้รับเข้ามา ณ เวลานี้ จำนวนของสล็อต Backoff ซึ่งอุปกรณ์ควรจะรอถูกเลือกจากการสุ่มในช่วง 0 ถึง $(2^{BE}-1)$

ในสล็อต CSMA/CA ค่าของตัวแปร NB, CW, และ BE ทั้ง 3 นี้ จะถูกเริ่มต้น สำหรับ Unslotted CSMA/CA, NB และ BE ถูกเริ่มต้นใน (ขั้นที่ 1) ดังแสดงในรูปที่ 4-55 ที่ชั้น MAC จะทำการรอสำหรับจำนวนเลขที่สุ่มของระยะเวลา Backoff ในช่วง 0 ถึง $2^{BE} - 1$ (ขั้นที่ 2) จากนั้นร้องขอชั้น PHY ทำการประเมินช่องสัญญาณ (Clear Channel Assessment: CCA) (ขั้นที่ 3) ชั้น MAC ย่อยจะดำเนินการ ถ้ายังคงมีขั้นตอนอัลกอริทึม CSMA/CA หรือการส่งข้อมูลในเฟรมและการตอบกลับใด ๆ (Ack) สามารถทำให้สำเร็จได้ก่อนสิ้นสุด CAP ถ้าชั้น MAC ย่อย ไม่สามารถดำเนินการได้ มันจะหยุดรอจนกระทั่งมีการเริ่มต้น CAP ใหม่อีกครั้งในซูเปอร์เฟรมถัดไป



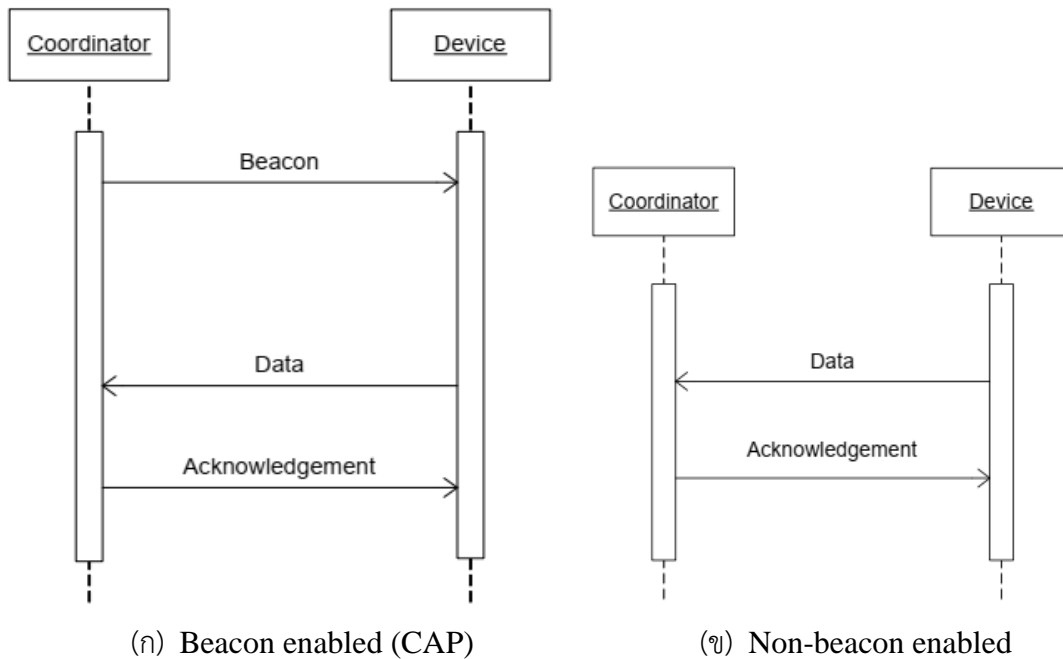
รูปที่ 4-55 อัลกอริทึม CSMA/CA ของซิกบี [46]

ถ้าช่องสัญญาณถูกประเมินว่าไม่ว่างหรือถูกใช้งานอยู่ (ขั้นที่ 4) ชั้น MAC ย่อยจะเพิ่มค่าทั้ง NB และ BE ด้วย 1 เพื่อให้แน่ใจว่า BE จะไม่มากกว่า $aMaxBE$ ในสล็อต CSMA/CA ค่า CW สามารถถูกรีเซ็ตเป็น 2 ถ้าค่าของ NB น้อยกว่าหรือเท่ากับ $macMaxCSMABackoffs$ อัลกอริทึม CSMA/CA จะกลับไปยังขั้นที่ 2 มิฉะนั้น CSMA/CA จะสิ้นสุดด้วยสถานการณ์การเข้าถึงช่องสัญญาณที่ล้มเหลว

ถ้าช่องสัญญาณถูกประเมินว่าง (ขั้นที่ 5) ในสล็อต CSMA/CA ชั้น MAC ย่อย จะแน่ใจว่า Contention Window สิ้นสุดลงแล้ว ก่อนทำการเริ่มการส่งใหม่ในระบบ ณ ตอนนั้นชั้น MAC ย่อยจะเริ่มลดค่าของ CW ครั้งละ 1 ถ้า CW ไม่เท่ากับ 0 ดำเนินการขั้นที่ 3 มิฉะนั้นเริ่มทำการส่งใหม่บนรอบของ Backoff ในกรณี Unslotted CSMA/CA ชั้น MAC ย่อยเริ่มต้นทำการส่งอย่างทันที ถ้าช่องสัญญาณนั้นถูกประเมินว่าง

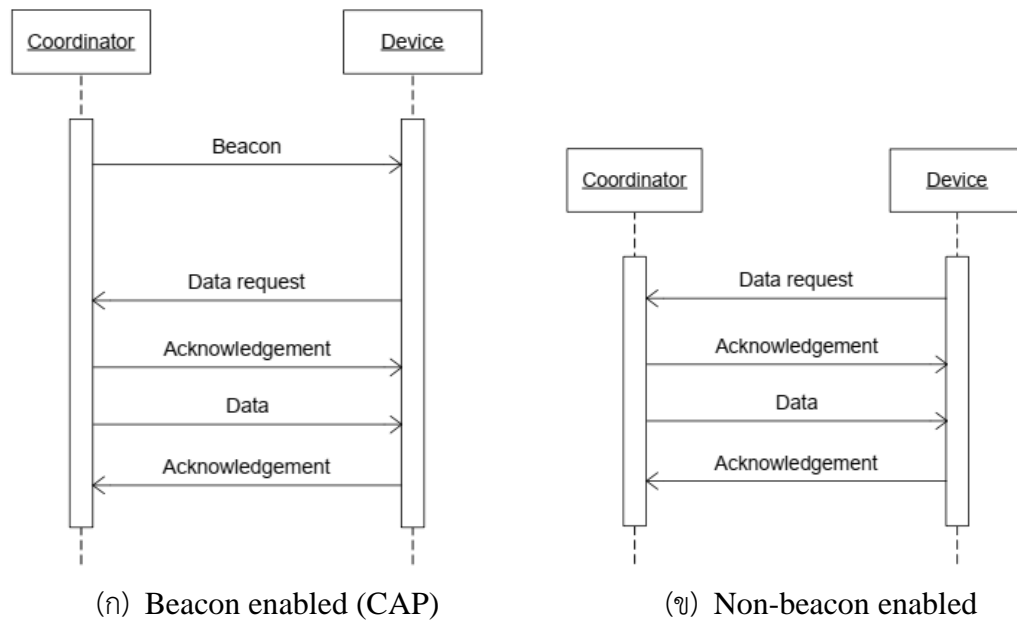
4.8.3 ต้นแบบการส่งข้อมูลซิกบี (ZigBee Data Transfer Model)

รูปแบบการส่งข้อมูลในซิกบีมี 3 ชนิด จาก Coordinator ไปยังอุปกรณ์ จากอุปกรณ์ไปยัง Coordinator และระหว่างอุปกรณ์ชนิดเดียวกัน ได้แก่ Coordinator ด้วยกัน หรืออุปกรณ์ด้วยกัน กลไกสำหรับแต่ละการส่งข้อมูลขึ้นอยู่กับเครือข่ายรองรับการส่งของ Beacon เมื่ออุปกรณ์ต้องการส่งข้อมูลในเครือข่ายที่ซึ่งเป็น Nonbeacon-enable มันจะส่งอย่างง่าย ด้วยเฟรมข้อมูล โดยใช้ Unslotted CSMA/CA ไปยัง Coordinator และ Ack จะมีหรือไม่มีก็ได้ดังแสดงในรูปที่ 4-56(ก)



รูปที่ 4-56 การส่งข้อมูลของซิกบี [45]

เมื่ออุปกรณ์ต้องการส่งข้อมูลไปยัง Coordinator ในเครือข่าย Beacon-enable มันจะฟัง Beacon ในช่องสัญญาณก่อน เมื่อ Beacon ถูกตรวจพบ มันจะมีจังหวะการทำงานพร้อมกับโครงสร้างของซูเปอร์เฟรม ณ ตอนนั้น มันส่งเฟรมข้อมูลของมันด้วยการใช้ สล็อต CSMA/CA ไปยัง Coordinator ซึ่งสามารถเลือกได้ว่าจะให้มีการตอบ Ack ในระบบหรือไม่คล้ายกับ Non-beacon ดังแสดงในรูปที่ 4-56(ข)



รูปที่ 4-57 การรับข้อมูลของซิกบี [45]

การส่งข้อมูลโปรแกรมประยุกต์ถูกควบคุมอย่างสมบูรณ์แบบ โดยอุปกรณ์บน PAN มากกว่า Coordinator มันเป็นการส่งเสริมให้เกิดการอนุรักษ์พลังงานในระบบ ซึ่งเป็นลักษณะเด่นของเครือข่ายซิกบี เมื่อ Coordinator ต้องการส่งข้อมูลถึงอุปกรณ์ในเครือข่ายด้วย Beacon-enabled มันแสดงให้เห็นว่าข้อมูลกำลังรอเพื่อจะถูกส่งออกไปยังเครือข่าย อุปกรณ์ฟังรอบการมาของ Beacon และถ้าข้อมูลกำลังรอก่อนส่ง การส่งคำสั่ง MAC จะถูกร้องขอข้อมูลนี้ โดยการใช้สล็อต CSMA/CA อุปกรณ์ Coordinator จะ Ack ในระบบหรือไม่ก็ได้ในการส่งแพคเกจครั้งนี้ เฟรมข้อมูลที่ซึ่งรอการส่งจะถูกส่งออกไปในเครือข่ายด้วยสล็อต CSMA/CA อุปกรณ์จะทำการ Ack เมื่อได้รับข้อมูลครบถ้วนแล้ว โดยการส่ง Ack เฟรม Ack ออกไปในเครือข่าย เมื่อทำการรับ Ack แล้ว ข้อความจะถูกเลื่อนจากตำแหน่งรอคอยการส่งใน Beacon ดังแสดงในรูปที่ 4-57(ก)

เมื่อ Coordinator ต้องการส่งข้อมูลไปยังอุปกรณ์ในเครือข่าย Nonbeacon-enable มันจะเก็บข้อมูลดังกล่าวไว้ เพื่อรออุปกรณ์ที่เหมาะสมในการสร้างการติดต่อและร้องขอข้อมูล อุปกรณ์อาจจะสร้างการติดต่อโดยการส่งคำสั่งร้องขอ MAC ของข้อมูล โดยการใช้ unslotted CSMA/CA เพื่อ Coordinator ของมันที่อัตรา *application-defined rate* อุปกรณ์ Coordinator ทำการ Ack แพคเกจ ถ้าข้อมูลอยู่ระหว่างรอการส่ง อุปกรณ์ Coordinator ส่งเฟรมข้อมูลโดยใช้ Unslotted CSMA/CA ถ้าข้อมูลไม่อยู่ในสถานะรอการส่ง อุปกรณ์ Coordinator ส่งเฟรมข้อมูลเหล่านี้ด้วยความยาวเท่ากับศูนย์ในฟิลด์ที่เป็นข้อมูลของเฟรม (Payload) เพื่อแสดงให้เห็นว่าไม่มีข้อมูลใด ๆ เหลือหรือรอส่งในระบบแล้ว อุปกรณ์ทำการ Ack แพคเกจนี้ดังแสดงในรูปที่ 4-57(ข)

ในเครือข่ายเพียร์ทูเพียร์ทุก ๆ อุปกรณ์สามารถสื่อสารกับอุปกรณ์ใดก็ได้ในการส่งออกไปรอบ ๆ ตัวมันเอง ซึ่งมี 2 กรณีคือ กรณีแรก โหนดจะฟังและส่งข้อมูลของมันออกไปยังเครือข่าย โดยใช้ unslotted CSMA/CA กรณีที่สอง โหนดจะรอจังหวะนาฬิกา รอพร้อมกับโหนดอื่น ๆ ก่อนการส่ง ซึ่งการกระทำเช่นนี้จะทำให้ประหยัดพลังงานมากกว่าแบบแรก

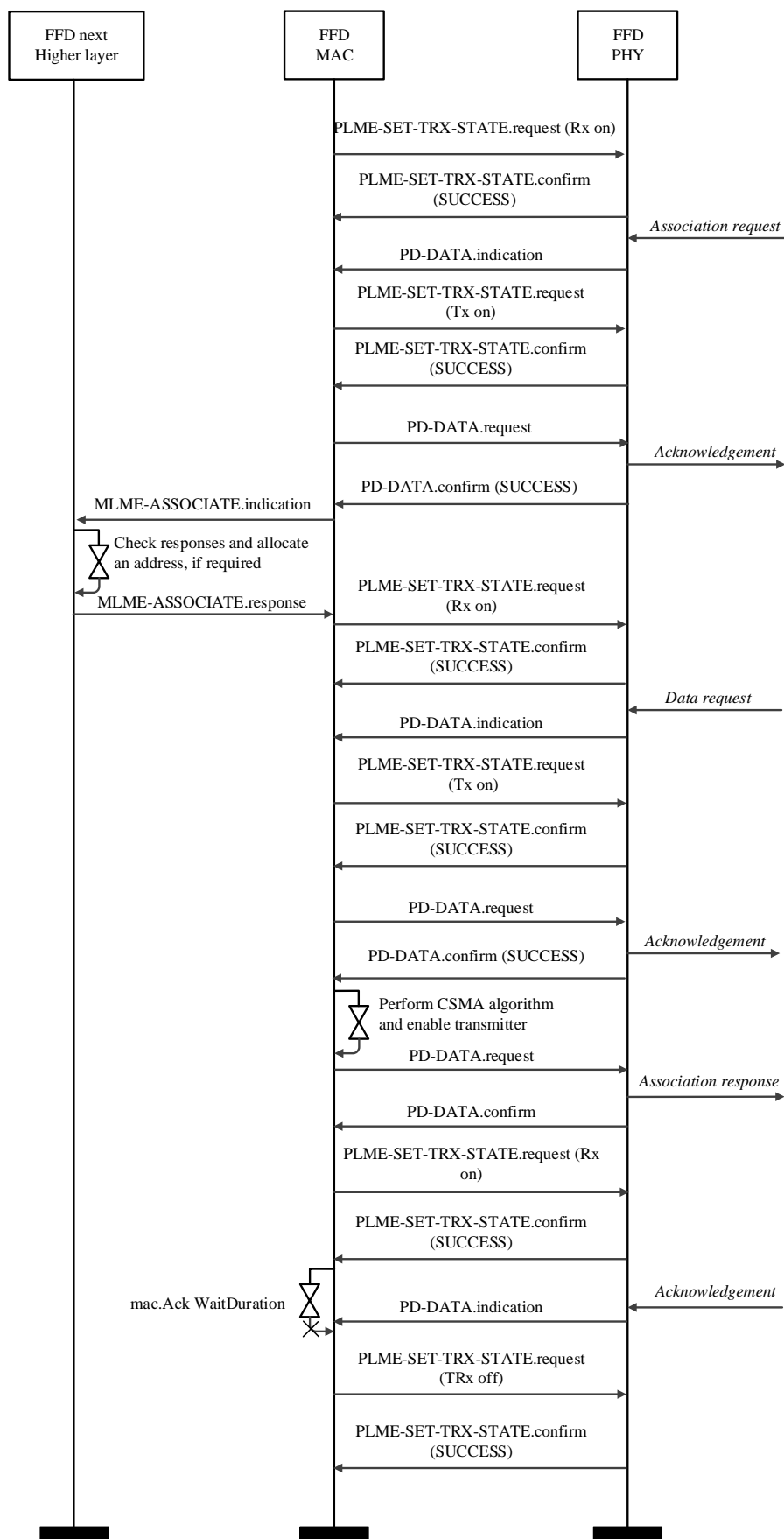
4.8.3.1 การเชื่อมต่อกับเครือข่ายและการออกจากเครือข่าย

การเชื่อมต่อและการออกจากเครือข่าย (Association and Disassociation) อุปกรณ์ FFD อาจจะแสดงให้เห็นถึงการมีอยู่ของมันบนอุปกรณ์ PAN เพื่อให้อุปกรณ์อื่น ๆ ทำการส่งเฟรม Beacon ออกไปในเครือข่าย ซึ่งยอมให้อุปกรณ์เหล่านั้น ดำเนินการค้นหาอุปกรณ์รอบข้าง อุปกรณ์ FFD ซึ่งไม่ใช่ PAN Coordinator จะเริ่มส่งเฟรม Beacon เท่านั้น เมื่อมันเชื่อมต่อกับ PAN สำเร็จ

การเชื่อมต่อของอุปกรณ์เริ่มต้นหลังจากได้รับช่อง Active หรือจากการสแกนช่อง Passive การสแกน Passive นี้ คล้ายกลับกับการสแกน Active กล่าวคือจะยอมให้อุปกรณ์ค้นหา เฟรม Beacon จากการส่งของ Coordinator ด้วยบริเวณที่ซึ่งดำเนินการส่วนบุคคล (Personal Operating Space: POS) ของมัน ขณะที่คำสั่งร้องขอ Beacon จะไม่ถูกส่งในการสแกนแบบ Passive

ผลลัพธ์ของการสแกนช่องสัญญาณคือการเลือก PAN ที่เหมาะสม อุปกรณ์ควรจะพยายามเข้าถึงเครือข่ายด้วย PAN ซึ่งคือการยอมให้อุปกรณ์อยู่ในเครือข่าย การเลือก PAN อย่างเหมาะสมจากชั้นโพรโทคอลที่สูงกว่าร้องขอ MAC sublayer management entity (MLME) ตั้งค่า *phyCurrentChannel* เพื่อช่องสัญญาณเสมือนที่เหมาะสมในการเชื่อมต่อ ถัดมา *macPANId* เป็นลักษณะเฉพาะของ PAN และ *macCoordExtendedAddress* หรือ *macCoordShortAddress* เป็นตำแหน่งที่อยู่ของ Coordinator ด้วยการเชื่อมต่อของมันครั้งนี้

การออกจากการเชื่อมต่อเครือข่ายซิกบีอุปกรณ์จะเริ่มต้นที่ กระบวนการเชื่อมต่อเช่นเดิม โดยคำสั่งร้องขอการเชื่อมต่อไปยัง Coordinator ของ PAN ที่อยู่ใกล้เคียง ถ้าคำสั่งร้องขอการเชื่อมต่อเครือข่ายได้รับอย่างถูกต้อง Coordinator จะส่ง Ack กลับไปยังอุปกรณ์ โดย Ack นี้ มีได้หมายถึงการเชื่อมต่อกับเครือข่าย อุปกรณ์ Coordinator ต้องการเวลาเพื่อค้นหาว่าแหล่งจ่ายกระแสของ PAN รองรับสำหรับการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์นี้หรือไม่ การตัดสินใจนี้ควรจะทำภายในสัญลักษณ์ *aResponseWaitTime* ถ้าอุปกรณ์เชื่อมต่ออยู่ในระบบแล้ว อุปกรณ์ดังกล่าวจะถูกลบเลิก การเชื่อมต่อ อย่างไรก็ตาม หากทรัพยากรเพียงพอต่ออุปกรณ์ที่กำลังเชื่อมต่ออยู่ Coordinator จะกำหนด *shot address* ให้กับอุปกรณ์นั้นและสร้างคำสั่งการตอบสนองการเชื่อมต่อครั้งนี้ ตำแหน่งที่อยู่ใหม่นี้และสถานะแสดงให้เห็นว่าการเชื่อมต่อทำได้สำเร็จแล้ว ถ้าทรัพยากรในระบบไม่เพียงพอ อุปกรณ์ Coordinator จะสร้างคำสั่งการตอบสนองการเชื่อมต่อที่ล้มเหลวส่งไปยังอุปกรณ์ โดยแบบทางอ้อม



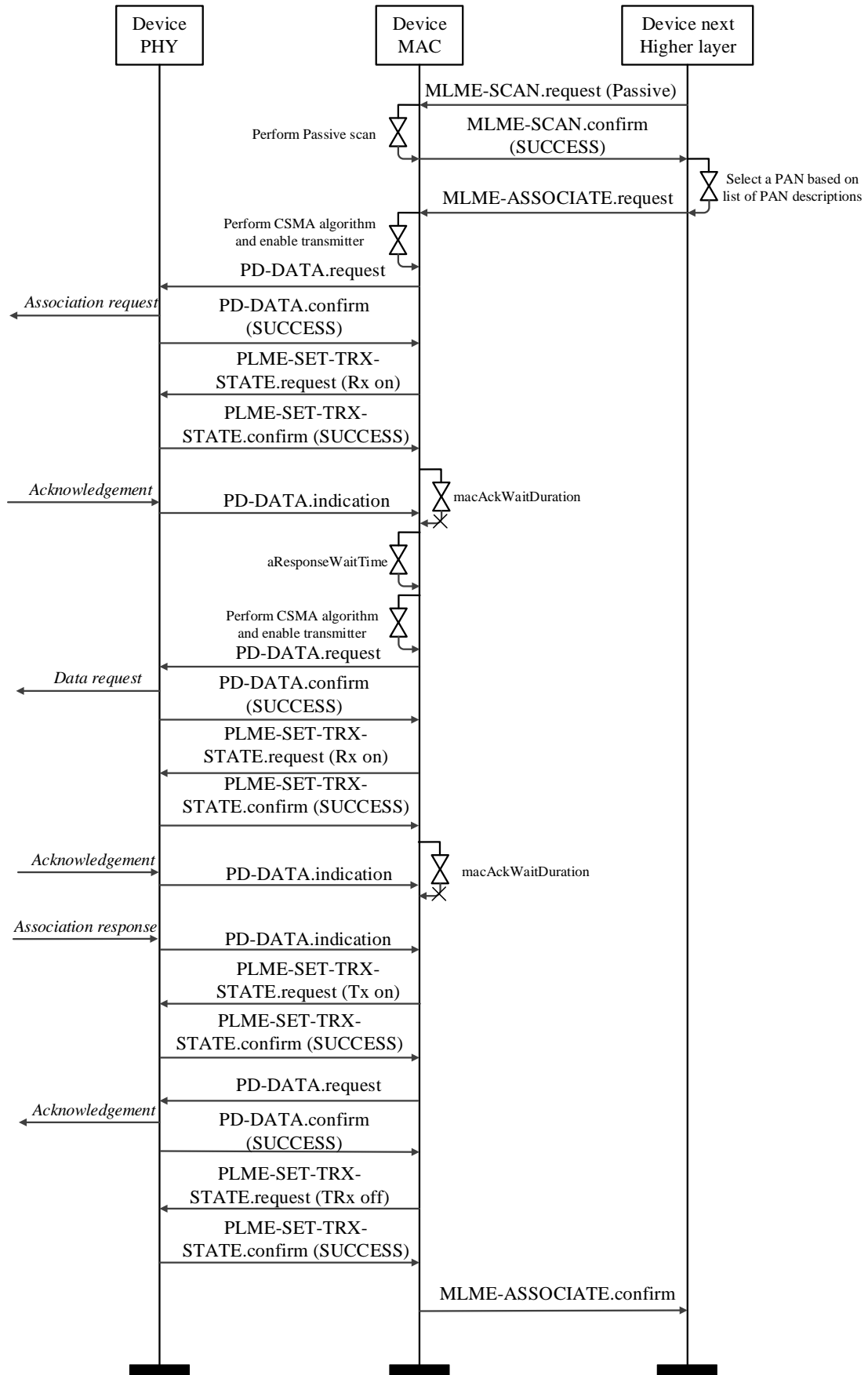
รูปที่ 4-58 ลำดับข้อความการเชื่อมต่อกับ Coordinator ของซิกบี [41]

ในทางตรงกันข้าม หลังจากอุปกรณ์ได้รับเฟรม มันจะรอการตอบสนองกลับด้วยสัญลักษณ์ *aResponseWaitTime* มันตรวจสอบทั้ง Beacon ในเครือข่าย Beacon-enabled หรือ คำสั่งในการตอบสนองการเชื่อมต่อจากอุปกรณ์ Coordinator หลังจากสัญลักษณ์ของ *aResponseWaitTime* ในระหว่างการรับคำสั่งตอบสนองการเชื่อมต่อ อุปกรณ์จะส่ง Ack ถ้าการเชื่อมต่อสำเร็จ และจัดเก็บตำแหน่งของ Coordinator ว่าได้เชื่อมต่อสำเร็จแล้วกระบวนการเชื่อมต่อแสดงในรูปที่ 4-58 โดยพิจารณาจาก Coordinator และรูปที่ 4-59 พิจารณาจาก Device เป็นหลัก

เมื่อ Coordinator ต้องการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ของมัน เพื่อออกจาก PAN มันจะส่งคำสั่งยกเลิกการเชื่อมต่อไปยังอุปกรณ์ โดยใช้การส่งทางอ้อม เมื่อรับแพคเกจอุปกรณ์จะส่งเฟรม Ack แม้ว่า Coordinator ไม่ได้รับ Ack แต่ Coordinator จะพิจารณาว่าอุปกรณ์ได้ออกจากการเชื่อมต่อแล้ว ถ้าอุปกรณ์ต้องการออกจากการเชื่อมต่อกับ PAN มันจะส่งคำสั่งยกเลิกการเชื่อมต่อไปยัง Coordinator เมื่อ Coordinator ได้รับคำสั่งนี้มันจะส่ง Ack กลับไปยังอุปกรณ์ แม้ว่า Ack จะไม่ถึงปลายทาง อุปกรณ์ปลายทางจะมองว่ามันได้ออกจากเครือข่ายแล้ว อุปกรณ์ที่ถูกเชื่อมต่อเข้าไปในเครือข่ายจะออกจากเครือข่ายด้วยตัวมันเอง ด้วยการเคลื่อนย้ายคำสั่งภายในต่าง ๆ ใน PAN อุปกรณ์ Coordinator จะออกจากอุปกรณ์ด้วยการย้ายคำสั่งภายในต่าง ๆ ออกจากอุปกรณ์นั้น เช่นกัน

4.8.3.2 จังหวะเวลาที่พร้อมกันของซิกปี (Synchronization)

PAN รอรับ Beacon ดังนั้นจังหวะเวลาที่ทำงานพร้อมกันถูกดำเนินการ โดยการรับและการถอดรหัสเฟรม Beacon ในกรณีที่ PAN ไม่รอรับ Beacon การทำจังหวะให้พร้อมกันถูกดำเนินการในรูปของการสอบถาม (Polling) ไปยัง Coordinator ในเครือข่าย Beacon enabled อุปกรณ์จะได้รับสิทธิ์ เพื่อรับจังหวะเวลาทำงานพร้อมกัน ที่ซึ่ง Beacon มีลักษณะเฉพาะของ PAN ซึ่งระบุไว้ใน *macPANId* ถ้าเส้นทางถูกกำหนดเป็นพิเศษใน ชั้น MLME-SYNC request primitive อุปกรณ์จะพยายามรับ Beacon และเก็บเส้นทางของมัน โดยปกติและทันเวลาการเปิดใช้งานในการรับของมัน มันจะ enable การรับของมันที่รอบเวลาถึงการส่งเฟรม Beacon ถัดไปที่คาดหวังว่าจะเกิดขึ้นเช่น ก่อนที่ทราบถึงการเริ่มต้นของซูปเปอร์เฟรมถัดไป ถ้าเส้นทางไม่ถูกกำหนด อุปกรณ์จะพยายามรับ Beacon ตลอดเวลา



รูปที่ 4-59 ลำดับข้อความการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ของซิกบี [41]

การรับจังหวะเวลา Beacon อุปกรณ์จะ enable เครื่องรับของมันและหาสัญลักษณ์ $aBaseSuperFrameDuration \times (2n + 1)$ ที่ซึ่ง n คือ $macBeaconOrder$ ถ้าเฟรม Beacon ประกอบด้วย ลักษณะเฉพาะของ PAN ปัจจุบันของอุปกรณ์ไม่ถูกรับ MLME จะทำการค้นหา อีกครั้งหนึ่งจำนวนการส่งออกมาของ Beacon สูญหาย $aMaxLostBeacons$ ชั้น MLME จะแจ้งชั้นระดับบนถัดไปของสถาปัตยกรรมสื่อสาร โดยตั้งประเด็นเป็น MLME-SYNC-LOSS.Indication ด้วยเหตุผล BEACON-LOSS ในการนี้ MLME จะระบุเวลาแต่ละเฟรม Beacon ที่ได้รับบางตำแหน่งของสัญลักษณ์ภายในเฟรม ตำแหน่งที่ซึ่งกำหนดขึ้นเป็นพิเศษ

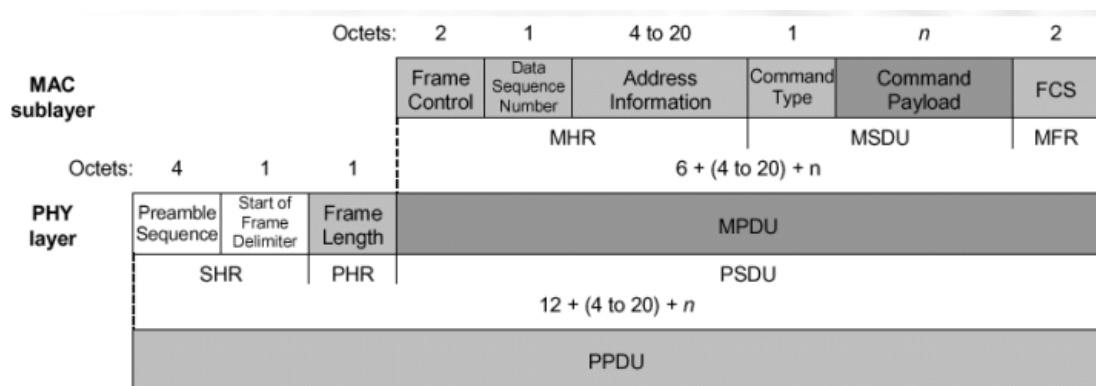
ในกรณีของเครือข่าย Nonbeacon-enabled อุปกรณ์จะสามารถสอบถามไปยัง Coordinator เพื่อขอข้อมูลและส่งผ่านไปยังชั้นระดับบนถัดไปของสถาปัตยกรรมสื่อสาร ในการรับ MLME-POLL.Request primitive ชั้น MLME จะดำเนินการขอข้อมูลจาก Coordinator

ปัญหาอีกประการหนึ่งของการทำงานจังหวะนาฬิกาเดียวกันคือ อุปกรณ์ที่มีได้เชื่อมต่อกับ PAN ใด ๆ ในเครือข่ายซิกบี อุปกรณ์เหล่านี้จะถูกเรียกว่าอุปกรณ์กำพร้า (Orphaned Device) ถ้าชั้นระดับบนถัดไปของสถาปัตยกรรมสื่อสาร ทำการรับหลายครั้งแต่ไม่สำเร็จ ตามด้วยอุปกรณ์ทำการร้องขอเพื่อส่งข้อมูลของมัน อุปกรณ์อาจจะถูกมองว่าเป็นอุปกรณ์กำพร้า กล่าวคือมันไม่สามารถติดต่อกับโหนดข้างเคียงได้ การสื่อสารที่ไม่สำเร็จเกิดขึ้นเมื่ออุปกรณ์ส่งข้อมูลไปยัง Coordinator ไม่สำเร็จ เช่น Ack ไม่ได้รับหลังจาก $aMaxFrameRetries$ พยายามทำการส่งข้อมูล ถ้าระดับชั้นบนถัดไปของสถาปัตยกรรมสื่อสารสรุปว่า อุปกรณ์ถูกจัดให้เป็นอุปกรณ์กำพร้า มันอาจจะรีเซ็ตชั้น MAC ย่อยและดำเนินการขั้นตอนการเชื่อมต่อ หรือดำเนินการกับอุปกรณ์กำพร้านี้ ด้วยการปรับเปลี่ยนขั้นตอน การตัดสินใจเป็นอุปกรณ์กำพร้าที่มีได้เชื่อมต่อกับ PAN ใด ๆ ในระบบเครือข่าย การสแกนอุปกรณ์กำพร้าจึงดำเนินการขึ้น ระหว่างการสแกนนี้ชั้น MAC ย่อยจะละลายเฟรมที่รับได้ทั้งหมด ซึ่งไม่เป็นเฟรมคำสั่ง MAC ในการปรับเปลี่ยน Coordinator สำหรับช่องสัญญาณเสมือน (Logical Channel) เกินกว่าเซตที่ระบุของช่องสัญญาณเสมือนอุปกรณ์จะส่งคำสั่งเพื่อแจ้งให้ทราบถึงการเป็นอุปกรณ์กำพร้า หลังจากนั้นอุปกรณ์กำพร้านี้จะ enable การรับค่าของมันด้วยสัญลักษณ์ $aResponseWaitTime$ ถ้าอุปกรณ์กำพร้ารับข้อมูลได้สำเร็จ คำสั่งปรับเปลี่ยน Coordinator ภายในเวลานี้ อุปกรณ์จะปิดการใช้เครื่องรับของมัน

ถ้า Coordinator รับคำสั่งแจ้งอุปกรณ์กำพร้าในระบบ มันจะค้นหารายการอุปกรณ์ของมันเพื่อตรวจสอบอุปกรณ์ที่ส่งคำสั่งออกมาถ้า Coordinator ตรวจพบรายการของอุปกรณ์ มันจะส่งคำสั่งปรับเปลี่ยน Coordinator ไปยังอุปกรณ์กำพร้าหรือไม่ มันจะละลายแพกเกต การสแกนอุปกรณ์กำพร้าสิ้นสุด เมื่ออุปกรณ์กำพร้าได้รับคำสั่งปรับเปลี่ยน Coordinator หรือ เซตซึ่งถูกระบุของช่องสัญญาณเสมือนได้รับการสแกนแล้ว เมื่อสักครู่ที่ผ่านมา

4.8.3.3 การส่ง การรับและการรับทราบ

การส่ง การรับ และการรับทราบ (Transmission, Reception, and Acknowledgement) ในทางปฏิบัติการส่ง การรับ และการรับทราบสถานะการส่งแพคเกจเป็นสิ่งสำคัญในการสื่อสาร เพื่อที่จะส่งข้อมูลหรือ Beacon หรือเฟรมคำสั่งของชั้น MAC ชั้นย่อยของ MAC จะทำการคัดลอกค่าของ *macDSN* ไปยังลำดับฟิลด์หมายเลขของ MAC Header (MHR) ของเฟรมที่กำลังส่งออกไปและจากนั้นเพิ่มค่าอีกหนึ่งตำแหน่งต้นทางของฟิลด์ประกอบด้วย ที่อยู่ของอุปกรณ์ที่กำลังทำการส่งเฟรม ถ้าอุปกรณ์ถูกกำหนดให้เป็นที่อยู่แบบสั้น มันจะใช้เป็นที่อยู่ขนาด 64 บิต ซึ่งได้รับการขยายที่อยู่แล้ว ถ้าที่อยู่ต้นทางของฟิลด์ไม่ปรากฏการกำเนิดเฟรมนี้จะกำหนดที่อยู่ให้เป็นที่อยู่ PAN Coordinator และที่อยู่ปลายทางคือที่อยู่ของฝั่งรับ ที่อยู่ปลายทางนี้อาจจะเป็น 16 บิต (สำหรับที่อยู่สั้น) หรือ 64 บิต (สำหรับที่อยู่ที่ได้รับการขยาย) ถ้าที่ฟิลด์อยู่ปลายทาง ไม่แสดงออกมาในระบบเครื่องรับจะเข้าใจว่ามันคือที่อยู่ปลายทางเป็นที่อยู่ของ PAN Coordinator ดังนั้น ที่อยู่ต้นทางและปลายทางอาจจะเปลี่ยนได้ตาม PAN



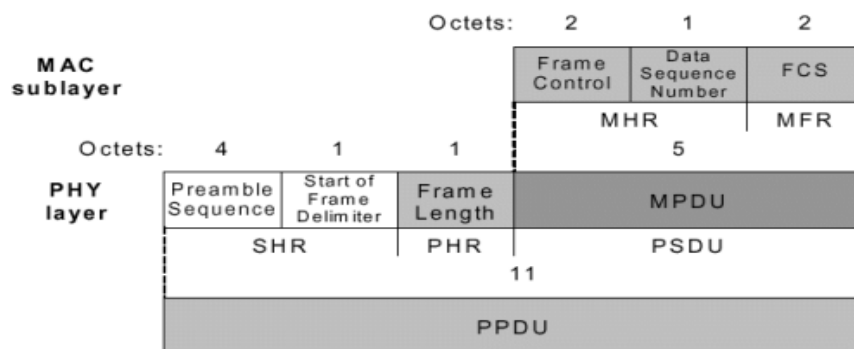
รูปที่ 4-60 Frame Format ของซิกบี [41]

ใน Beacon-enabled PAN อุปกรณ์ทำการส่งจะพยายามหา Beacon ก่อนทำการส่ง ถ้ามันไม่สามารถหา Beacon พบ มันจะใช้ Unslotted CSMA/CA หากมันหา Beacon พบ มันส่งในออกไปในซูปเปอร์เฟรม การส่งใน CAP จะใช้สล็อต CSMA/CA และ GTS จะไม่ใช่ CSMA/CA ในเครือข่าย Nonbeacon-enabled เฟรมต่าง ๆ ถูกส่งโดยใช้ Unslotted CSMA-CA ในกรณีของการรับแพคเกจ ชั้นย่อยของ MAC จะละลายเฟรมข้อมูลต่าง ๆ ที่เข้ามาถึง ซึ่งไม่บรรจุค่าที่ถูกต้องของฟิลด์ Frame Check Sequence (FCS) ใน MAC Footer (MFR) ดังแสดงในรูปที่ 4-60

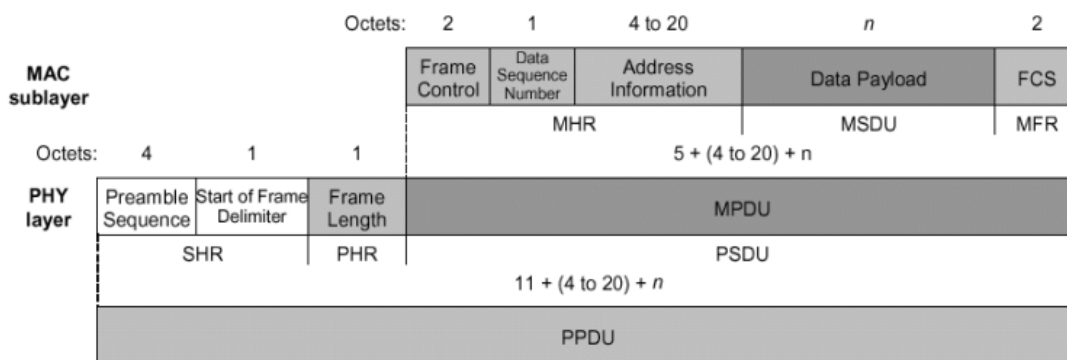
เครื่องรับมีส่วนสำคัญอย่างยิ่งในการประหยัดพลังงาน แต่ละอุปกรณ์อาจจะเลือกชั้นย่อยของ MAC เป็น Enable กับเครื่องรับของมันระหว่างช่วงเวลาไม่ได้ใช้งาน ในระหว่างช่วงเวลาที่ว่างนี้ ชั้นย่อยของ MAC จะยังคงให้บริการรับส่งจากชั้นที่อยู่สูงกว่าถัดไป เมื่อชั้นย่อยของ MAC ทำงานเสร็จสิ้น มันจะแจ้งไปยังชั้น PHY เพื่อ Enable หรือ Disable เครื่องรับของมัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับว่า

macRxOnWhenIdle ถูกเซ็ตเป็น TRUE หรือ FALSE ตามลำดับ ถ้า Beacon ถูกตั้งค่าเป็น Enable ค่าของ *macRxOnWhenIdle* จะได้รับการพิจารณาระหว่างช่วงเวลาที่ว่านี้ใน CAP อีกกรณีหนึ่งในการประหยัดพลังงานคือลักษณะการส่งข้อความทางอ้อม การติดต่อเริ่มต้นโดยอุปกรณ์รอบข้างติดต่อมายัง Coordinator ในทางตรงกันข้าม ทั้ง Coordinator ต้องการแสดงค่า Beacon ของมัน เมื่อข้อความกำลังรอการส่งออกไป หรืออุปกรณ์รอบข้างต้องการสอบถามไปยัง Coordinator ว่ามีเฟรมข้อความใดรอการส่งหรือไม่

อุปกรณ์ Beacon-enable PAN สามารถหาว่าเฟรมไหนกำลังรอการส่ง โดยการตรวจสอบข้อความภายในของเฟรม Beacon ที่รับได้ ถ้าที่อยู่ของอุปกรณ์ประกอบด้วย ฟิวด์รายการที่อยู่ของเฟรม Beacon ที่ MLME ของอุปกรณ์จะส่งคำสั่งร้องขอข้อมูลไปยัง Coordinator ระหว่าง CAP เมื่อคำสั่งนี้ได้รับแล้ว Coordinator จะส่ง Ack กลับไป ดังแสดงในรูปที่ 4-61 เพื่อแสดงให้เห็นว่าข้อมูลที่กำลังรอการส่งสำหรับอุปกรณ์ได้รับทราบแล้ว การรับของ Ack นี้ อุปกรณ์จะ Enable เครื่องรับของมันเพื่อรับสัญลักษณ์ *aMaxFrameResponseTime* ของ CAP ใน Beacon-enabled PAN หรือสัญลักษณ์ใน Nonbeacon-enable PAN เพื่อรับเฟรมที่อ้างถึงจาก Coordinator ถ้ามีข้อมูลกำลังรอ



รูปที่ 4-61 Acknowledgement Frame Format ของซิกบี [41]



รูปที่ 4-62 Data Frame Format ซิกบี [41]

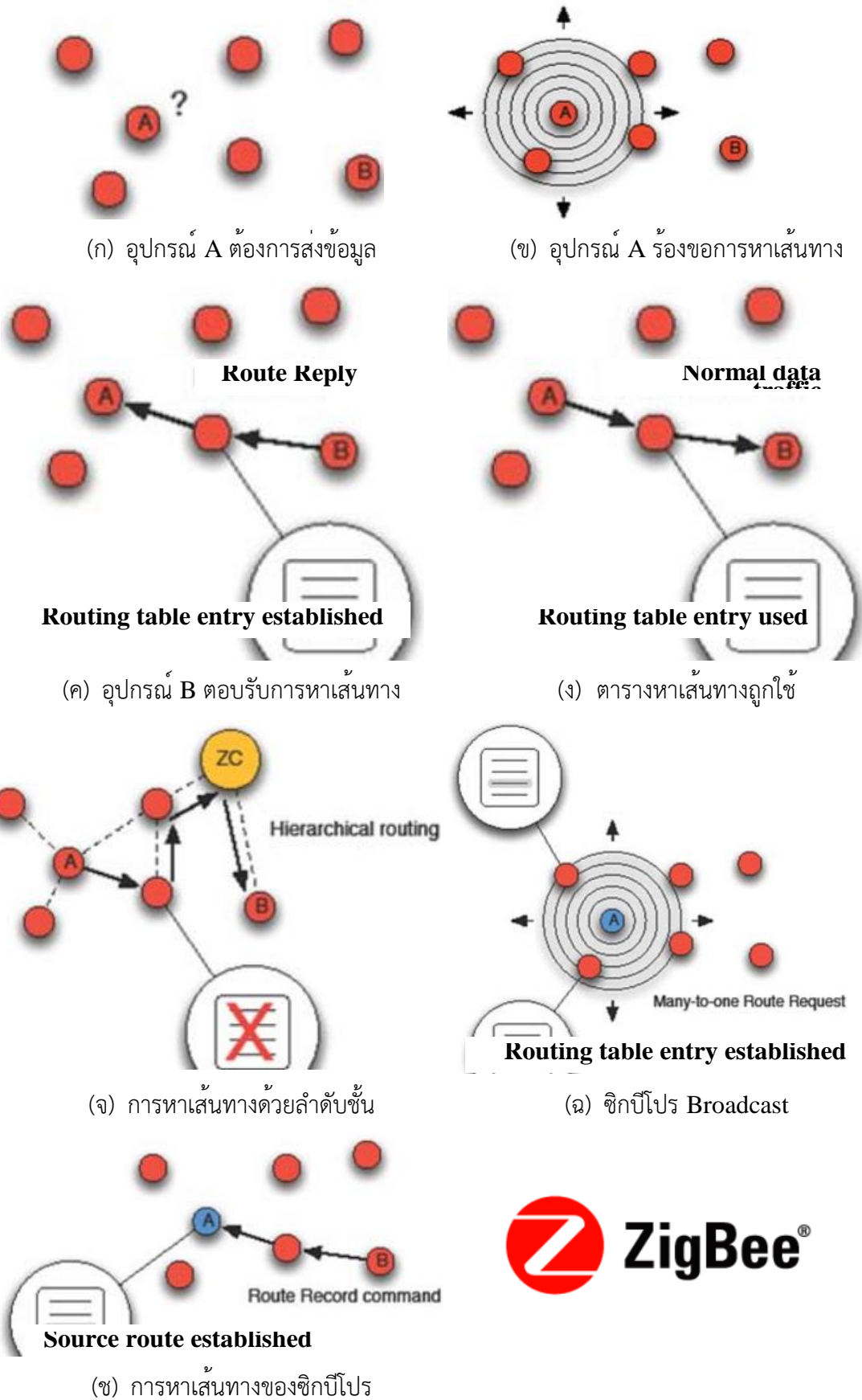
การส่ง Coordinator จะส่งเฟรม มิฉะนั้นมันจะส่งเฟรมที่มี Payload ขนาดความยาว 0 ไบต์ เพื่อแสดงให้เห็นว่าไม่มีข้อมูลใด ๆ ณ ขณะนี้ ดังแสดงในรูปที่ 4-62 เฟรมข้อมูลถูกส่งออกไปในเครือข่ายปราศจากการใช้ CSMA/CA ถ้าชั้นย่อย MAC สามารถเริ่มการส่งเฟรมข้อมูลในระหว่างสัญลักษณ์ $aTurnaroundTime$ และ $aTurnaroundTime + aUnitBackoffPeriod$ และมีเวลาคงเหลือใน CAP สำหรับข้อความ ด้วย IFS กับ Ack มันคือการใช้ CSMA/CA อีกนัยหนึ่ง

4.8.4 การหาเส้นทางของซิกบี (ZigBee Routing)

อัลกอริทึมการหาเส้นทางในเครือข่ายซิกบีทำงานบนพื้นฐานของ Distance Vector (DV) ซึ่งแต่ละเราเตอร์ของซิกบีมีส่วนร่วมในการทำรีเลย์ให้กับเฟรม จากอุปกรณ์ต้นทางไปสู่อุปกรณ์ปลายทาง เพื่อค้นหาตารางการหาเส้นทางในการส่งเฟรมข้อมูลให้ถึงปลายทาง ดังแสดงในรูปที่ 4-63

เราเตอร์ถูกติดตั้งบนความต้องการของเครือข่ายซิกบี ด้วยการทำงานภายใน เพื่อหาเส้นทางให้กับเฟรมข้อมูล เริ่มต้นจากอุปกรณ์ A ต้องการหาเส้นทาง มันจะ Broadcast คำสั่งร้องขอการหาเส้นทาง บนเฟรม Beacon ให้กับอุปกรณ์รอบข้าง ดังแสดงในรูปที่ 4-63(ข) จากนั้นอุปกรณ์ปลายทางส่งข้อมูลการหาเส้นทาง (Route Reply) กลับมา ดังแสดงในรูปที่ 4-63(ค) ตารางการหาเส้นทางถูกสร้างขึ้น อุปกรณ์เราเตอร์จะใช้ตารางนี้เพื่อให้อุปกรณ์ A ส่งข้อมูลไปยังอุปกรณ์ B ได้ ดังแสดงในรูปที่ 4-63(ง) ในทางปฏิบัติสามารถทำการหาเส้นทางด้วยลำดับการเชื่อมต่อกับ PAN Coordinator ได้ โดยที่ไม่จำเป็นต้องใช้ตารางการหาเส้นทางกล่าวคือ PAN Coordinator หรือ ZigBee Coordinator (ZC) ทำหน้าที่หาเส้นทางให้กับอุปกรณ์ A ทั้งนี้ เพื่อลดการใช้ทรัพยากรในเครือข่าย เนื่องจากเครือข่ายจำเป็นต้องมี PAN Coordinator ในระบบอยู่แล้ว ดังแสดงในรูปที่ 4-63(จ)

พัฒนาการของซิกบีโปร (ZigBee Pro) เกิดขึ้นเพื่อให้การหาเส้นทางของอุปกรณ์ในระบบง่ายขึ้น ดังนั้นจึงใช้ความสามารถของโปรแกรมประยุกต์ร่วมกับเครือข่ายไร้สาย โดยที่ทุกอุปกรณ์รอบข้างของอุปกรณ์ A ทำหน้าที่หาเส้นทางให้อุปกรณ์ A รูปที่ 4-63(ฉ) ในกรณีที่เครือข่ายขนาดใหญ่ อาจเกิดปัญหา เมื่ออุปกรณ์รอบข้างที่รวบรวมตารางการหาเส้นทางไว้ มีโหนดหรืออุปกรณ์มากเกินไปจนเกินความสามารถรับไหว ลักษณะปัญหาดังกล่าวซิกบีโปรมีแนวทางแก้ไข โดยใช้ชื่อว่าการหาเส้นทางจากต้นทาง ขณะที่การหาเส้นทางของ DV ข้อมูลการหาเส้นทางนี้ถูกเก็บไว้ในตารางในอุปกรณ์ในระบบเพื่อทำรีเลย์เฟรมข้อมูล การหาเส้นทางต้นทางใส่ข้อมูลการหาเส้นทางในเฟรมของมันเองดังนั้นเฉพาะอุปกรณ์ที่เริ่มต้นเฟรมเท่านั้น จำเป็นต้องเก็บค่าการเข้าถึงการหาเส้นทางนี้ แต่ตารางการหาเส้นทางจำเป็นต้องเก็บเข้าไปในตลอดเส้นทางที่ข้อมูลจะไปถึง ซิกบีโปรใช้คำสั่งบันทึกการหาเส้นทาง โดยส่งจากปลายทางกลับมายังอุปกรณ์ต้นทางเพื่อบันทึกเส้นทางดังกล่าว หลังจากนั้นเฟรมข้อมูลจะถูกส่งตามเส้นทาง ซึ่งใช้การหาเส้นทางจากอุปกรณ์ต้นทางดังแสดงในรูปที่ 4-63(ซ)



รูปที่ 4-63 การหาเส้นทางของซิกบี [42]

4.9 เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Reading)

1. Edison Electric Institute, *Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective*, Edison Electric Institute, Washington, DC, 2011
2. M. O. Ahmed and L. Lampe, "Power Line Communications for Low-Voltage Power Grid Tomography," in *IEEE Transactions on Communications*, vol. 61, no. 12, pp. 5163-5175, Dec.2013.
3. IEEE P1901.2, in IEEE Standard for Low-Frequency (less than 500 kHz) Narrowband Power Line Communications for Smart Grid Applications.(2013)
4. ITU-T Rec. G.9903, in Narrowband Orthogonal Frequency Division Multiplexing Power Line Communication Transceivers for G3-PLC Networks, (2017).
5. R. R. Mohassel *et al.*, "A survey on Advanced Metering Infrastructure," in *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 63, pp. 473-484, 2014.
6. M. Kuzlu, M. Pipattanasomporn, and S. Rahman," Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN," *Computer Networks*, vol. 67, pp. 74-88, 2014.

4.10 คำถามท้ายบท

1. เปรียบเทียบ Preamble Sequence ของเทคโนโลยีสื่อสาร Wireless LAN, LTE, LoRa, และซิกบี
2. จงบอกข้อดีและข้อด้อยของเทคโนโลยีสื่อสาร PLC
3. ข้อดีของการใช้ช่องสื่อสารรวมคืออะไร
4. จงให้เหตุผล เพราะเหตุใดการสื่อสารบนสมาร์ตกริดจึงใช้การสื่อสารข้อมูล (Data Communication) ซึ่งทำงานบน OSI model
5. จงบอกจุดเด่นของเทคโนโลยี LTE ที่นำมาประยุกต์ใช้กับการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์
6. จงแสดงวิธีการหาอัตราการรับส่งข้อมูลสูงสุดของเทคโนโลยี LTE ที่ Channel Bandwidth 5 MHz
7. Preamble Format บนเทคโนโลยี LTE มีหน้าที่อะไร
8. จงบอกจุดเด่นของ LoRa communication technology

9. บนเทคโนโลยี LoRa อุปกรณ์เกตเวย์จะทราบได้อย่างไรว่ามีเครื่องลูกข่ายพยายามติดต่อเข้ามาในระบบ
 10. จงบอกจุดเด่นของเทคโนโลยีสื่อสารซิกบี
-

บทที่ 5

การประยุกต์ใช้ระบบสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

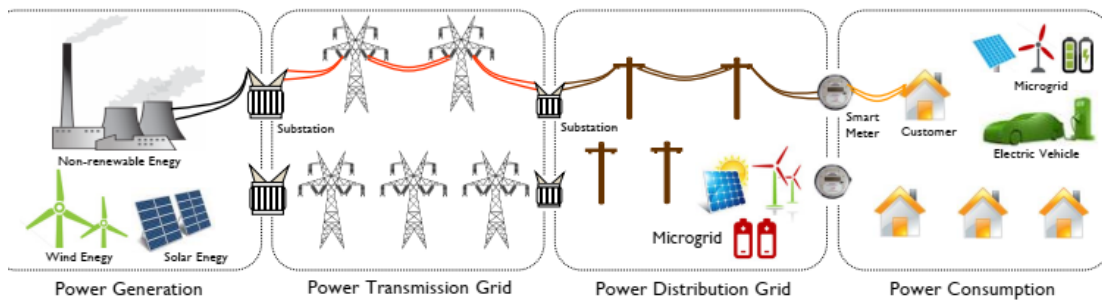
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชลากร ครุพงศ์ศิริ

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะถูกสร้างขึ้น เพื่อพัฒนาระบบจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า จากโรงต้นกำลังไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกล การส่งพลังงานไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าย่อย ในพื้นที่ชานเมือง ตลอดจนผู้ใช้ไฟฟ้าปลายทางในเขตที่พักอาศัย ย่านอุตสาหกรรม และย่านธุรกิจ การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จะทำให้ประสิทธิภาพของการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้ามีมากยิ่งขึ้น ด้วยการทำงานแบบสองทิศทางในการควบคุมอุปกรณ์ IEDs การเฝ้าระวังแบบ real-time ณ สถานีไฟฟ้าย่อย ผ่านเครือข่ายสื่อสารข้อมูลหรือ Ethernet ไปยัง Control Center สำหรับการสื่อสารในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าปลายทาง AMI ถูกสร้างขึ้นมาเพื่อควบคุมและเฝ้าระวังการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้บริโภค โดยมีสมาร์ตมิเตอร์เป็นอุปกรณ์หลักไปยัง Control Center ด้วยเครือข่ายเซลลูลาร์ (4G) ส่วนที่สองติดต่อกับผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีการสื่อสาร PLC และ Ethernet นอกจากนี้ เนื้อหาบทนี้นำเสนอแนวคิดการออกแบบการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจากบริษัทชั้นนำ รวมถึงการรักษาความปลอดภัยบนเครือข่ายในส่วนท้ายบท

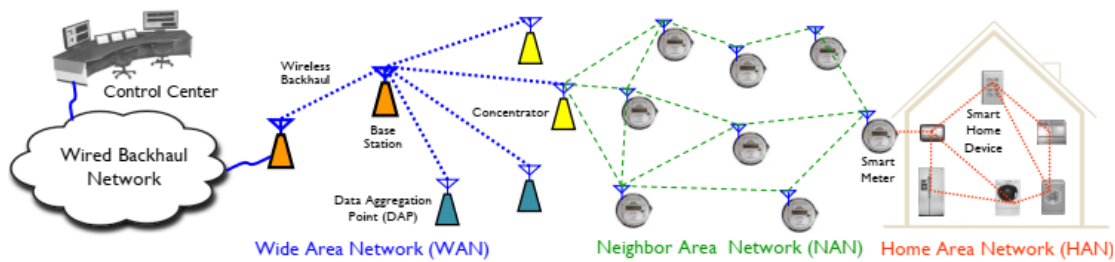
5.1 สถาปัตยกรรมของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

สถาปัตยกรรมของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ถูกสร้างขึ้นด้วยการเชื่อมต่อทั้งแบบมีสายและไร้สาย เทคโนโลยีสื่อสารที่ได้รับความนิยมบนสมาร์ตมิเตอร์ ในการสื่อสารแบบมีสายคือ PLC เนื่องจากไม่จำเป็นต้องเพิ่มสื่อตัวนำสัญญาณ เทคโนโลยีนี้ใช้สายส่งกำลังเป็นสื่อในการส่งสัญญาณหรือข้อมูลบนสายส่งไฟฟ้าเป็นช่องสัญญาณการสื่อสาร ส่งผลให้ลดต้นทุนในการสื่อสาร ระบบนี้มีอัตราการรับส่งข้อมูลได้ถึง 200 Mbps อย่างไรก็ดี จุดอ่อนของการใช้สายส่งกำลังเป็นช่องทางสื่อสารคือ สัญญาณรบกวนในระบบ สำหรับเทคโนโลยีสื่อสารแบบไร้สายถูกนำมาใช้ในสถาปัตยกรรมของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ได้แก่ IEEE 802.22 และ IEEE 802.15.4 เช่น Wi-Fi, ZigBee, และ Bluetooth เป็นต้น

รูปที่ 5-1(ก) แสดงการส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงต้นกำลัง สายส่งกำลังไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าไปยังผู้บริโภค รูปที่ 5-1(ข) แสดงเครือข่ายสื่อสาร ซึ่งมีลักษณะสอดคล้องกับการส่งพลังงานไฟฟ้า แต่เป็นการเน้นด้านการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ โดยจำแนกเป็น WAN, NAN, และ HAN



(ก) การส่งพลังงานไฟฟ้า



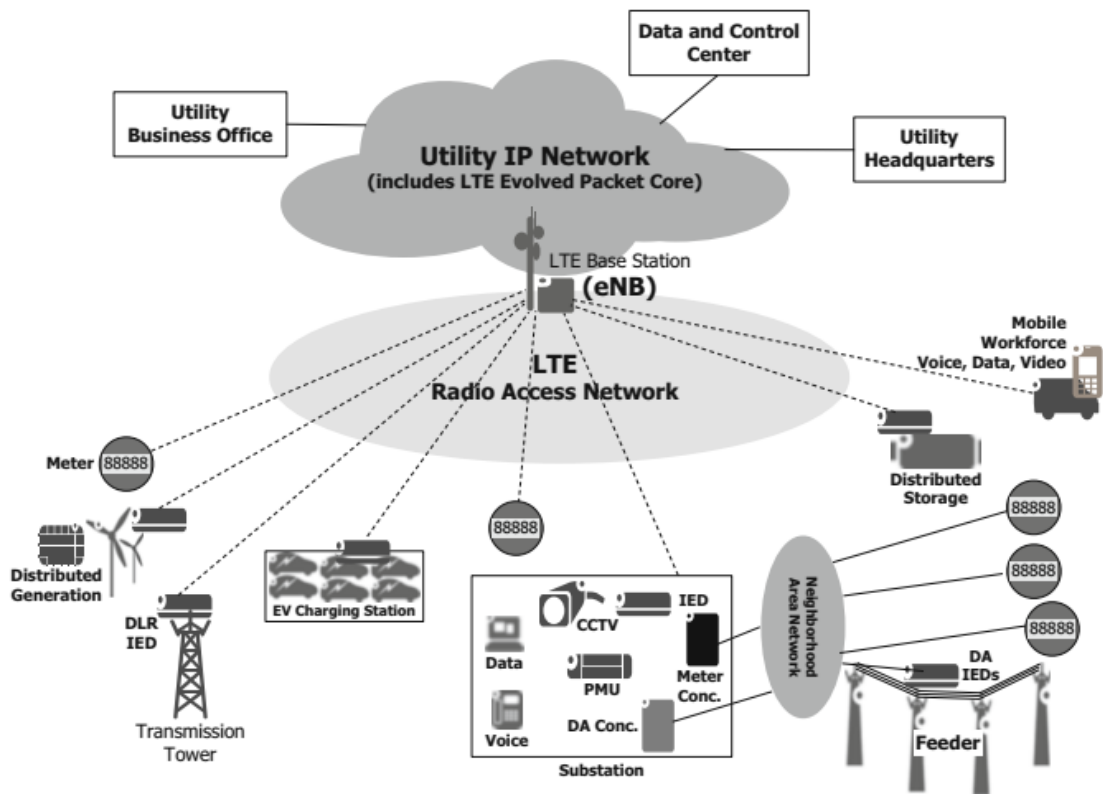
(ข) การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้า

รูปที่ 5-1 สถาปัตยกรรมของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ [47]

5.2 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะบนเทคโนโลยีสื่อสาร 4G

เครือข่ายสื่อสาร 4G ทำงานภายใต้ต้นแบบ OSI model ซึ่งสื่อสารข้อมูลด้วย IP address เป็นหลัก ข้อดีของการสื่อสารข้อมูลบน IP address คือสามารถเชื่อมต่อเข้ากับเครือข่ายคอมพิวเตอร์ได้อย่างไร้รอยต่อ และแนวโน้มในอนาคตยังคงเป็นการสื่อสารข้อมูลเช่นนี้ เครือข่าย 4G มีพื้นที่ครอบคลุมกว้างเหมาะสมกับการนำประยุกต์ใช้บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งปัจจุบันเครือข่าย 4G ครอบคลุมพื้นที่เกือบทั้งหมดของเส้นทางที่โครงข่ายไฟฟ้าผ่าน

เนื่องจากเครือข่าย 4G ถูกส่งออกสู่ตลาดในรูปของเครือข่ายโทรศัพท์เคลื่อนที่ในปี 2010 กรณีศึกษาของการประยุกต์ใช้ การส่งข้อมูลบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะบน eNode-B ขนาดมาโคร เซลล์ สมมติฐานมุ่งประเด็นไปที่จำนวนของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่อยู่ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ความต้องการขนาดข้อมูลของอุปกรณ์เหล่านั้น เพื่อว่าข้อมูลโดยรวม eNode-B สามารถรองรับข้อมูลเหล่านั้นได้ รูปที่ 5-2 แสดงการประยุกต์ใช้การสื่อสารข้อมูล 4G บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งอาจนำไปใช้จริงในไม่ช้านี้ โดยการสื่อสารดังกล่าวจะเน้นไปที่อุปกรณ์ทั้งหมดเช่น สมาร์ทมิเตอร์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไฟฟ้า สถานีชาร์จประจุไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าย่อย ศูนย์ควบคุมกลาง เป็นต้น ข้อมูลจากส่วนต่าง ๆ เป็นข้อมูลจริงจากอุปกรณ์ มีข้อพิจารณา ดังนี้



รูปที่ 5-2 การประยุกต์ใช้เครือข่ายสื่อสาร 4G บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ [3]

- 1) ส่วนต่าง ๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อย สายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูง Feeder ในระบบจำหน่าย เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และบ้านพักอาศัย ถูกครอบคลุมด้วยเครือข่าย 4G
- 2) สำหรับ AMI ที่รองรับการทำงานของสมาร์ทมิเตอร์ สามารถเชื่อมต่อผ่านไปยัง AMI โดยตรงผ่าน eNode-B ในการอ่านค่าพลังงานที่ใช้ไปของแต่ละครัวเรือน อย่างไรก็ตาม หากนำเครือข่าย 4G มาประยุกต์ใช้จริงอาจจะประสบปัญหา ในประเด็นความเพียงพอของคลื่นวิทยุ หรือช่องสัญญาณสำหรับสมาร์ทมิเตอร์ที่มีอยู่เป็นจำนวนมาก
- 3) สำหรับอุปกรณ์ IEDs อาจจะเชื่อมต่อผ่าน อุปกรณ์รวมข้อมูลที่สถานีไฟฟ้าย่อย ก่อนที่ส่งไปยัง eNode-B หรืออาจจะต่อตรงก็ได้ หาก eNode-B มีช่องสัญญาณหรือทรัพยากรเพียงพอต่ออุปกรณ์ดังกล่าว ระบบจำหน่ายอัตโนมัติ ของสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย
- 4) อุปกรณ์ PMU ถูกติดตั้งแต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบสายส่ง โดยไม่มี PMU ในสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย
- 5) ในบางเสาของสายส่งไฟฟ้าแรงสูงอาจจะมีอุปกรณ์ DLR IEDs เพื่อตรวจจับความเปลี่ยนแปลงของสภาพแวดล้อม ที่มีผลกระทบต่อประสิทธิภาพของสายส่ง

- 6) สำหรับการคำนวณปริมาณข้อมูล กำหนดให้แต่ละ IED ที่มีแหล่งกำเนิดในระบบจำหน่าย และระบบจำหน่ายไฟฟ้าจำพวกสถานีชาร์จ EV มีปริมาณข้อมูลที่เหมือนกัน
- 7) สำหรับการส่งสัญญาณภาพและเสียง มีให้บริการเฉพาะบางสถานีไฟฟ้าย่อย
- 8) ข้อมูล Uplink จากอุปกรณ์ถูกประมาณการว่าจะมีมากกว่าข้อมูล Downlink ซึ่งคล้ายคลึงกับข้อมูลผู้ใช้งานทั่วไปบน eNode-B
- 9) ปริมาณข้อมูลทั้งแบบปกติและที่สำคัญถูกใช้เป็นเงื่อนไขในการคำนวณ

ทุก ๆ ปริมาณข้อมูลที่ถูกส่งผ่านเครือข่าย 4G จะถูกพิจารณาเป็น 4 ระดับที่สำคัญดังตารางที่ 5-1 พื้นที่ครอบคลุมและจำนวนประชากร ถ้าเครือข่าย 4G ต้องมี eNode-B ขนาดใหญ่เพื่อรองรับประชากรทั้งหมดที่มีอยู่ และอุปกรณ์ต่าง ๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยเฉลี่ยบ้านแต่ละหลังจะมีสมาชิก 3 คน ซึ่งแตกต่างจากโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีอุปกรณ์มากกว่า 3 ชนิดในสถานีไฟฟ้าย่อย ดังนั้นจึงมีแนวคิดใช้ eNode-B ขนาดที่มีความกว้างของแบนด์วิดท์ 5 MHz เพื่อประยุกต์ใช้สำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยใช้เครือข่าย 4G เป็น FAN ในการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ตารางที่ 5-1 ตัวอย่างสถิติประชากรกับเครือข่าย 4G

ชนิดของพื้นที่	จำนวนประชากรต่อ ตร.กม.	พื้นที่ครอบคลุมของ eNode-B ต่อ ตร.กม.	จำนวนประชากรต่อมาโครเซลล์
เขตประชากรหนาแน่น	29,000	1.85	53,760
เขตเมือง	14,000	2.15	30,100
เขตชานเมือง	1,900	11.70	22,240
เขตพื้นที่ห่างไกล	400	76.90	30,760

5.3 โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะบนเทคโนโลยีสื่อสาร PLC

เทคโนโลยีการสื่อสาร PLC ถูกนำมาใช้บนโครงข่ายไฟฟ้าเมื่อ 100 ปีที่ผ่านมา ด้วยเทคนิคการมอดูเลตแบบ AM (Amplitude Modulation) เพื่อใช้ในการส่งสถานะและสัญญาณเตือนจากอุปกรณ์ ระหว่างโรงต้นกำลังและสถานีไฟฟ้าย่อย แม้ว่าแบนด์วิดท์ของ AM จะต่ำแต่เพียงพอสำหรับการประยุกต์ใช้งานในลักษณะนี้ เทคนิคการมอดูเลตดังกล่าวมีข้อดีคือระบบทำงานที่ความถี่ต่ำส่งผลให้มีความยาวคลื่น เมื่อประยุกต์ใช้งานจริง สามารถส่งข้อมูลได้ไกลหลาย 100 กิโลเมตร การใช้เทคโนโลยี PLC ในยุคแรกจึงใช้กับการส่งกำลังไฟฟ้าแรงดันสูง

สำหรับด้านไฟฟ้าแรงต่ำ จะไม่มีการเพิ่มสายสัญญาณสื่อสาร เช่นใยแก้วนำแสง เนื่องจากมีต้นทุนสูง หากต้องเพิ่มใยแก้วนำแสงเข้าไปในระบบ ดังนั้นเทคโนโลยีการสื่อสาร PLC จึงได้รับความ

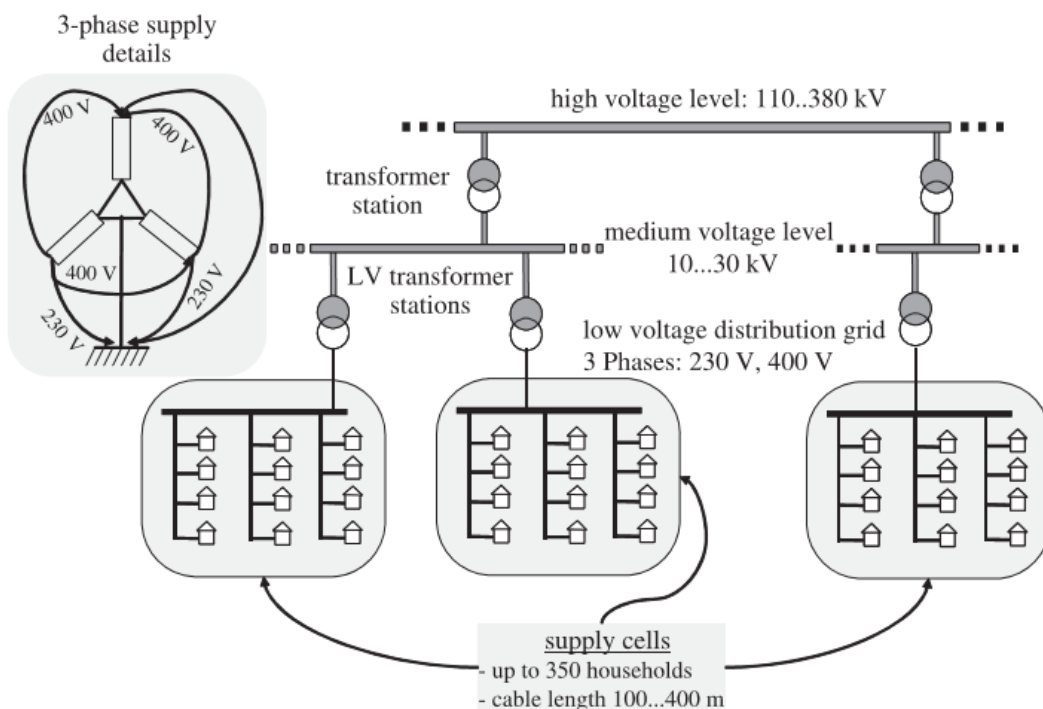
สนใจจากผู้พัฒนาระบบ ในการส่งข้อมูลจากสมาร์ตมิเตอร์ เพื่อส่งไปยังศูนย์ควบคุมกลางในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

เทคโนโลยีการสื่อสาร PLC ได้รับความนิยมน้อยกว่าหลายในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อส่งสัญญาณควบคุมประสิทธิภาพของกำลังงาน การส่งข้อมูลของระบบ SCADA, HAN, และการส่งสัญญาณการป้องกันระบบ จุดเด่นของ PLC คือไม่จำเป็นต้องเพิ่มช่องสัญญาณในระบบ กล่าวคือใช้สายส่งไฟฟ้าเป็นช่องสัญญาณข้อมูลสำหรับ PLC ดังชื่อของระบบ Power Line Communication เทคโนโลยีการสื่อสาร PLC สามารถแบ่งออกได้ 2 ชนิด NB-PLC ใช้สำหรับช่วงความถี่ต่ำที่ 3 kHz -500 kHz ซึ่งนำไปประยุกต์ใช้สำหรับอุปกรณ์ที่ต้องการใช้ แบนด์วิดท์ต่ำเช่น การควบคุมโหลดในระบบ และ AMI เป็นต้น สำหรับ BB-PLC ทำงานในช่วงความถี่ 2 MHz -100 MHz ถูกนำมาประยุกต์ใช้งานในอุปกรณ์ที่ต้องการแบนด์วิดท์ที่สูงเช่น เครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้าน ปัจจุบัน BB-PLC สามารถรองรับแบนด์วิดท์ได้สูงขึ้นที่อัตราส่งข้อมูล 1 Gbps ด้วยความสามารถของการทำ Multi-input-multi-output (MIMO)

5.3.1 ความต้องการพื้นฐานของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

- อัตราการส่งข้อมูล การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะต้องการอัตราการส่งข้อมูลต่ำ เมื่อเทียบกับการสื่อสารบนอินเทอร์เน็ตที่ต้องการอัตราการส่งข้อมูลสูง เนื่องจากความต้องการของการสื่อสารอยู่ในรูปของการรายงานผล การควบคุม เทคโนโลยีการสื่อสารของ PLC ถูกประยุกต์ใช้กับ สมาร์ตมิเตอร์ ซึ่งระบบจะอ่านค่าพลังงานไฟฟ้าที่ถูกใช้ไป รวมถึงคุณภาพของพลังงานไฟฟ้าทุก ๆ 15 นาที
- อัตราการหน่วง (Latency) มีความสำคัญต่อการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เนื่องจากความเสียรภาพและความต่อเนื่องของพลังงานไฟฟ้า เป็นปัจจัยสำคัญต่อผู้บริโภค ซึ่งความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและการผลิตจำเป็นต้องสมดุลกัน ยิ่งไปกว่านั้น หากระบบจำหน่ายมิได้มีแบตเตอรี่หรือแหล่งพลังงานสำรอง ที่พร้อมเสริมแหล่งพลังงานหลัก ผู้ให้บริการพลังงานไฟฟ้าจำเป็นต้องจัดหาระบบสำรอง เวลาที่ใช้ในการตอบสนองระบบที่ทำให้โหลดยังคงทำงานได้ปกติคือ 10 มิลลิวินาที ที่ความถี่ 50 Hz หากเวลาตอบสนองมากกว่านี้อาจทำให้โหลดในระบบอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานอย่างต่อเนื่องเสียหายได้ เทคโนโลยีการสื่อสาร Broadband PLC มีอัตราการหน่วงที่น้อยกว่า 10 มิลลิวินาที ในการสื่อสารระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยกัน มีความต้องการอัตราการหน่วงที่ต่ำเพื่อใช้สำหรับ VoIP หรือการสตรีมวิดีโอที่ต้องการอัตราการส่งข้อมูลต่ำ ๆ ประมาณไม่เกิน 200 มิลลิวินาที

- ความปลอดภัยบนเครือข่าย เป็นสิ่งที่ได้รับความสนใจ เนื่องจากการอ่านค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าจากบ้านพักอาศัยหรือสถานประกอบการเป็นข้อมูลส่วนบุคคล คำสั่งการอ่านข้อมูลการใช้พลังงานจากศูนย์ควบคุมกลางควรได้รับการปกป้อง เพื่อให้แน่ใจว่าการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าถูกต้อง ปราศจากการรบกวนหรือสอดแทรกจากผู้ไม่ประสงค์ดี ดังนั้นการเข้ารหัสจึงเป็นสิ่งจำเป็นต่อการสื่อสาร โดยเริ่มจากต้นทางตลอดจนกระทั่งปลายทาง
- ความสามารถและความน่าเชื่อถือของการสื่อสาร ในทางปฏิบัติการผลิตพลังงานไฟฟ้าอาจจะขัดข้องด้วยอุบัติเหตุหรือเหตุไม่คาดฝัน อย่างไรก็ตาม ระบบสื่อสารแยกออกจากการส่งพลังงาน



รูปที่ 5-3 โครงสร้างโครงข่ายไฟฟ้าในทวีปยุโรป [48]

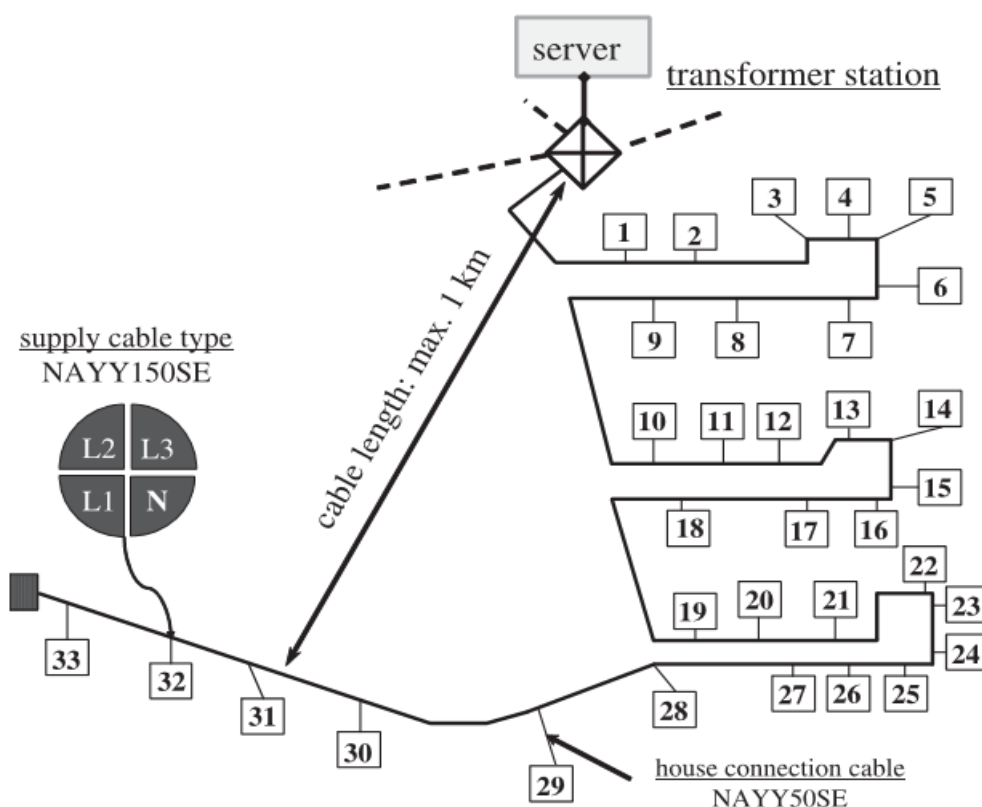
ไฟฟ้า หากพลังงานไฟฟ้าขัดข้องระบบสื่อสารยังคงสามารถใช้งานได้ ยังสามารถรายงานการความผิดปกติส่วนต่าง ๆ ของการส่งพลังงานจากต้นทางไปยังปลายทางได้ ดังนั้นควรมีการแยกแหล่งไฟฟ้าสำหรับระบบสื่อสารออกมา หรือใช้อุปกรณ์สำรองไฟฟ้า (Uninterrupted Power Supply: UPS) สำหรับระบบสื่อสารโดยเฉพาะ ซึ่งการวางระบบดังกล่าวจะทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือยิ่งขึ้น

5.3.2 การประยุกต์ใช้ PLC

การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีสื่อ PLC บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยเน้นที่การสื่อสารของการจ่ายไฟฟ้าให้ภาคครัวเรือนจากสถานีไฟฟ้าย่อย สมาร์ทมิเตอร์ และศูนย์ควบคุมกลาง

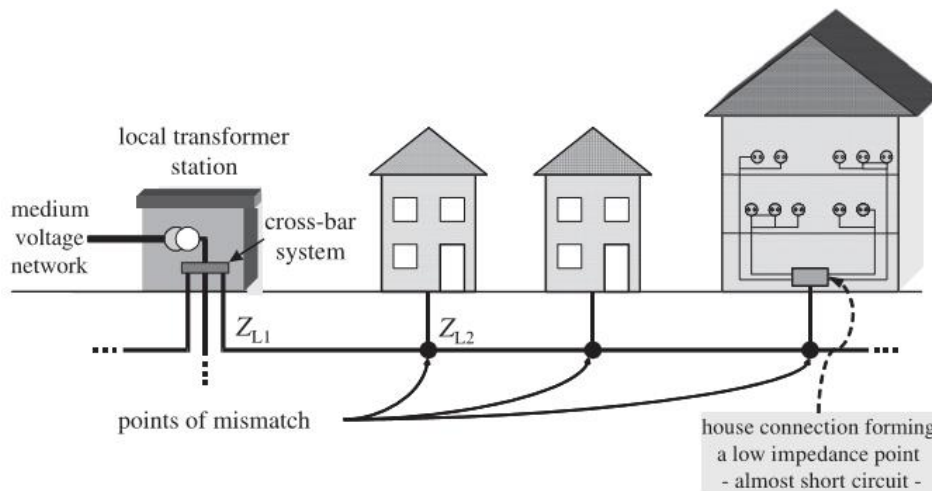
ตัวอย่างโครงสร้างทางกายภาพ PLC ในยุโรปและเอเชีย

ตัวอย่างโครงสร้างทางกายภาพในการประยุกต์ใช้ ดังแสดงในรูปที่ 5-3 เทคโนโลยีการสื่อสารบนสายส่งไฟฟ้า (PLC) โดยใช้ความถี่ 50 Hz แรงดัน 110-380 kV ที่ระดับแรงดันสูง การส่งลักษณะเช่นนี้สามารถครอบคลุมระยะทางได้สูงถึง 100 กิโลเมตร ลำดับถัดไปการส่งแรงดันระดับปานกลาง 10-30 kV ระยะที่ใช้แรงดันขึ้นอยู่กับระยะทางในเขตพื้นที่ห่างไกล แรงดันระดับปานกลางนี้สามารถครอบคลุมพื้นที่ได้ถึง 10 กิโลเมตร ขณะที่ในพื้นที่แหล่งชุมชนมีพื้นที่ครอบคลุมประมาณไม่เกิน 5 กิโลเมตร



รูปที่ 5-4 ทอพอโลยีของเครือข่ายไฟฟ้าในทวีปยุโรป [48]

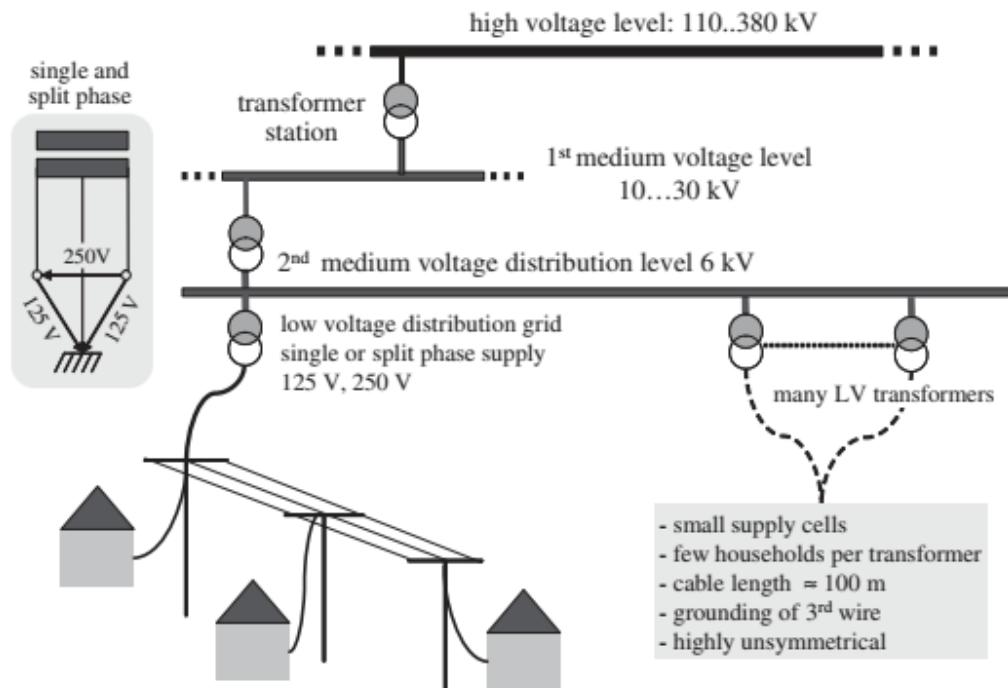
สำหรับแรงดันระดับต่ำที่ 230/400 V ชนิด 3 เฟส เชื่อมต่อเข้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตพื้นที่พักอาศัยจำนวน 350 คริวเรือน โดยผ่านหม้อแปลงเดียวกัน หรืออาจจะเพิ่มเติมหม้อแปลงได้ในภายหลัง หากมีบ้านพักอาศัยเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ หม้อแปลง 1 ลูก สามารถให้บริการได้มากกว่า 30 คริวเรือน ดังแสดงในรูปที่ 5-4 สังเกตว่า ระยะทางของสายส่งไฟฟ้าสูงถึง 1 กิโลเมตร เพื่อส่งข้อมูลมายังเครื่องแม่ข่าย การสร้างกลุ่มย่อยในการจ่ายไฟฟ้าจะทำให้ประสิทธิภาพการส่งดีขึ้น ในประเด็นนี้ไม่ต้องเพิ่มระยะทางของสายส่ง แต่ยังคงให้บริการผู้ใช้แต่ละคริวเรือนได้ (สายส่งไฟฟ้าสำหรับเชื่อมต่อจากสายประธานหลักจะยาวประมาณ 10 เมตร)



รูปที่ 5-5 สภาพแวดล้อมของสมาร์ตมิเตอร์ที่ถูกติดตั้งตามบ้านพักอาศัย [48]

รูปที่ 5-5 แสดงรายละเอียดภาพรวมของสภาพแวดล้อม ของการสื่อสารจากต้นทางถึงปลายทางและสมาร์ตมิเตอร์ด้วย PLC โดยเริ่มต้นจากหม้อแปลงแรงดันต่ำ ส่งกำลังไฟฟ้าไปยังบ้านพักอาศัย หากมีจุดรวม พฤติกรรมการต่อขนาดเช่นนี้จะทำให้ความต้านทานไฟฟ้ากระแสสลับต่ำ (Impedance) ในสภาพวะที่ไม่มีโหลดจะมีความ Impedance ประมาณ $40-80 \Omega$ ดังนั้นการต่อโหลดในบ้านดังรูปจะมี Impedance ต่ำประมาณ 5Ω ในทางปฏิบัติ RF Impedance นี้ จะเข้าใกล้ศูนย์ ซึ่งไม่เป็นผลดีต่อระบบ

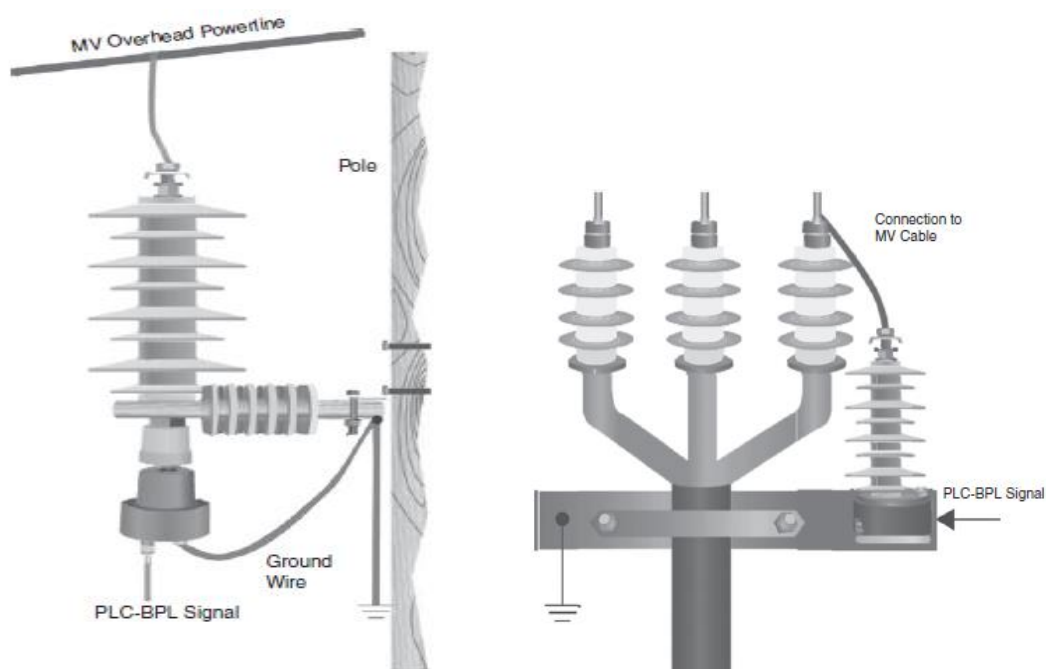
สายส่งกำลังไฟฟ้าระดับแรงดันปานกลาง สามารถใช้เป็นช่องนำสัญญาณในเทคโนโลยี PLC ทั้งชนิดเหนื่อศีรษะและชนิดไฟฟ้าใต้ดิน สายส่งกำลังไฟฟ้าแบบเหนื่อศีรษะมีต้นทุนต่ำกว่าสายส่งกำลังไฟฟ้าใต้ดิน สายส่งชนิดนี้สามารถพบเห็นได้ทั่วไปทั้งในเขตเมืองและพื้นที่ห่างไกล อย่างไรก็ตาม สายส่งกำลังไฟฟ้าเหนื่อศีรษะอาจมีความเสี่ยงต่ออันตรายจากสภาพแวดล้อม ภัยพิบัติ สำหรับสายส่งกำลังไฟฟ้าใต้ดินมีต้นทุนสูงมาก แต่มีข้อดีคือทนทานต่อสภาพแวดล้อมและปัจจัยภายนอก แม้ว่าเกิดภัยพิบัติ การส่งกำลังไฟฟ้าใต้ดินยังคงสามารถดำเนินต่อไปได้ สายส่งกำลังไฟฟ้าใต้ดิน มักจะพบในย่านธุรกิจและเขตเมือง



รูปที่ 5-6 โครงสร้างทั่วไปในการจ่ายพลังงานในทวีปเอเชียและอเมริกา [48]

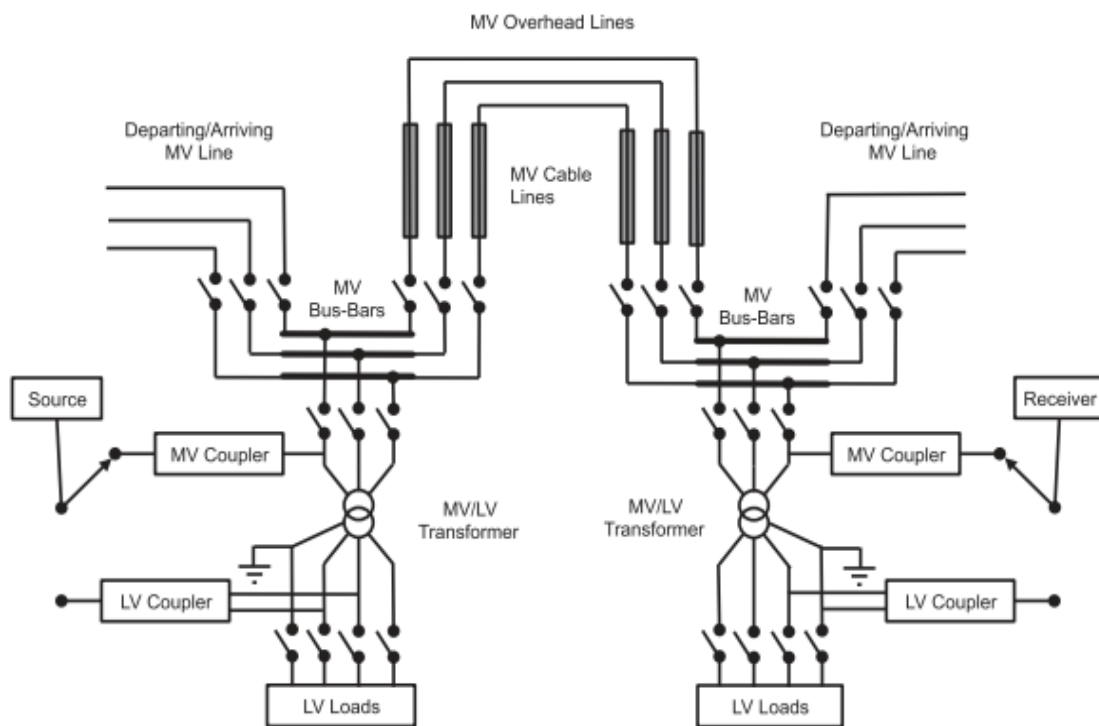
สายส่งกำลังไฟฟ้าเหนือศีรษะ พิจารณาการเดินสายไฟฟ้ามีความสูงจากพื้นดินประมาณ 10-15 เมตร ในระยะเสาไฟฟ้าทุก 30-50 เมตร หรือมากกว่านั้นในพื้นที่ห่างไกล สายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดันปานกลางทั้ง 3 เส้นจะถูกแขวนบนเสาไฟฟ้าที่มีแขนยื่นออกมาทางด้านบนของเสาไฟ โดยมีสายนิวตรอนอยู่ด้านบนสุดของเสาไฟฟ้า การสื่อสารด้วยเทคโนโลยี PLC บนสายส่งกำลังชนิดเหนือศีรษะ มีการลดทอนของสัญญาณต่ำ เมื่อเปรียบเทียบกับสายส่งกำลังชนิดลงดิน อย่างไรก็ตาม สายส่งนี้ถูกผลิตจากอลูมิเนียม ดังนั้นมันจึงอ่อนไหวต่อสิ่งรบกวนรอบข้างเช่น การมีน้ำแข็งเกาะอาจจะเป็นสาเหตุให้เกิดการลัดวงจร ดังนั้น จึงต้องมีอุปกรณ์ตัดวงจร ที่สามารถทำงานเปิดและปิดวงจรได้อัตโนมัติ เพื่อป้องกันสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดันปานกลางแบบเหนือศีรษะ การสื่อสารด้วยเทคโนโลยี PLC จะช่วยให้ระบบป้องกันทำงานดังกล่าวได้มีประสิทธิภาพ ในทางปฏิบัติสัญญาณ PLC จะถูก Couple เข้ามาในสายส่งกำลังไฟฟ้างดแสดงในรูปที่ 5-7

สายส่งกำลังไฟฟ้าใต้ดินถูกติดตั้งอยู่ใต้ดิน ตามความยาวของถนนหรือใต้อาคาร สายส่งกำลังนี้จะมี 3 เส้น หรือ 1 เส้น (มี 3 สายอยู่ภายใน) โดยสายเหล่านี้ต่อจากสถานีไฟฟ้าย่อยไปยังหม้อแปลงแรงดันต่ำ ด้วยการร้อยท่อใต้ดินหรือถาดในอุโมงค์คอนกรีต การติดตั้งมีความยุ่งยากกว่าแบบสายไฟฟ้าเหนือศีรษะ อย่างไรก็ตาม สายส่งกำลังไฟฟ้าใต้ดิน มีความทนทานต่อสภาพแวดล้อม แต่หากเกิดปัญหาในระบบต้องใช้เวลาในการแก้ไขมากกว่าการส่งกำลังไฟฟ้าเหนือศีรษะ ในทางปฏิบัติอุปกรณ์ PLC สามารถส่งสัญญาณเข้าไปในสายส่งกำลังไฟฟ้าด้วยการ Couple เชื่อมต่อดังรูปที่ 5-7



(ก) การบ่อนสัญญาณ PLC ด้วยตัวเก็บประจุเข้าสู่สายส่ง (ข) การบ่อนสัญญาณ PLC ด้วยขดลวดเข้าสู่สายส่ง
กำลังไฟฟ้าแรงดันปานกลาง แบบเหนือศีรษะ กำลังไฟฟ้าแรงดันปานกลาง แบบใต้ดิน

รูปที่ 5-7 ตัวอย่างการใช้งานจริงของการบ่อนสัญญาณ BPL-PLC [48]

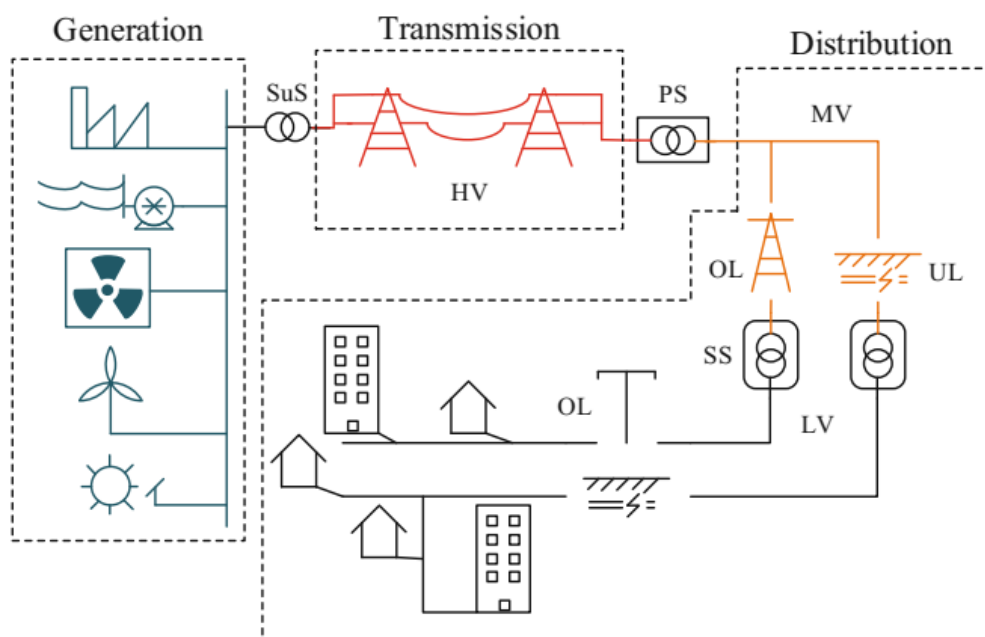


รูปที่ 5-8 การสื่อสารด้วย PLC ระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อย [48]

รูปที่ 5-8 แสดงการส่งสัญญาณ PLC จากต้นทาง Station A ไปยัง Station B โดยผ่าน MV Couple ที่ต่อเชื่อมอยู่กับ Bus Bars จากนั้น สัญญาณ PLC จะถูกส่งไปยังสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงดันปานกลางชนิดเหนือศีรษะ ซึ่งต่อกับ Station B เมื่อถึงปลายทางสัญญาณ PLC จะถูก Couple ออกจากสายส่งกำลังไฟฟ้าก่อนเข้าเครื่องรับ

5.3.3 การสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์บน PLC

ตามที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 3 เนื้อหาในบทที่ 5 นี้จะเป็นการประยุกต์เทคโนโลยีสื่อสาร PLC กับสมาร์ตมิเตอร์บนเครือข่าย AMI จุดเด่นประการหนึ่งของสมาร์ตมิเตอร์คือ การสื่อสาร 2 ทิศทาง ซึ่ง AMR ทำไม่ได้ เครือข่ายที่ซึ่งรองรับสมาร์ตมิเตอร์มีหลายเทคโนโลยีในปัจจุบันอาทิเช่น เซลลูลาร์ WiMAX หรือ PLC เครือข่าย PLC ที่ใช้สำหรับการสื่อสารบนสมาร์ตมิเตอร์นี้เป็นชนิด NB-PLC ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงสุดเป็นที่นิยมกันทั่วโลกทั้งในยุโรปและประเทศจีน NB-PLC ให้บริการเครือข่ายสื่อสารที่สามารถควบคุมได้เต็มรูปแบบ ในระดับเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานระบบด้านการจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System Operator: DSO) อุปกรณ์รับส่ง PLC อาจจะเป็นทั้งตัวตรวจจับแลไม่เต็ม ซึ่งปกติจะรวมเอา 2 ฟังก์ชันหลักของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเข้าด้วยกันนั่นคือ การตรวจจับและการสื่อสาร นอกจากนี้ NB-PLC ยังถูกใช้สำหรับการประยุกต์ที่ไม่เน้นถึงอัตราการหน่วงเช่น การป้องกันระยะไกลดังที่กล่าวมาแล้ว มันสามารถใช้สำหรับการสื่อสารในการกู้คืนระบบทางกายภาพของ ทอพอโลยีของโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งบางครั้ง DSO ไม่ทราบและยังสามารถถูกใช้เป็นการเฝ้าระวังแบบออนไลน์ของส่วนต่าง ๆ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้าได้แก่ โหลด และสายส่ง

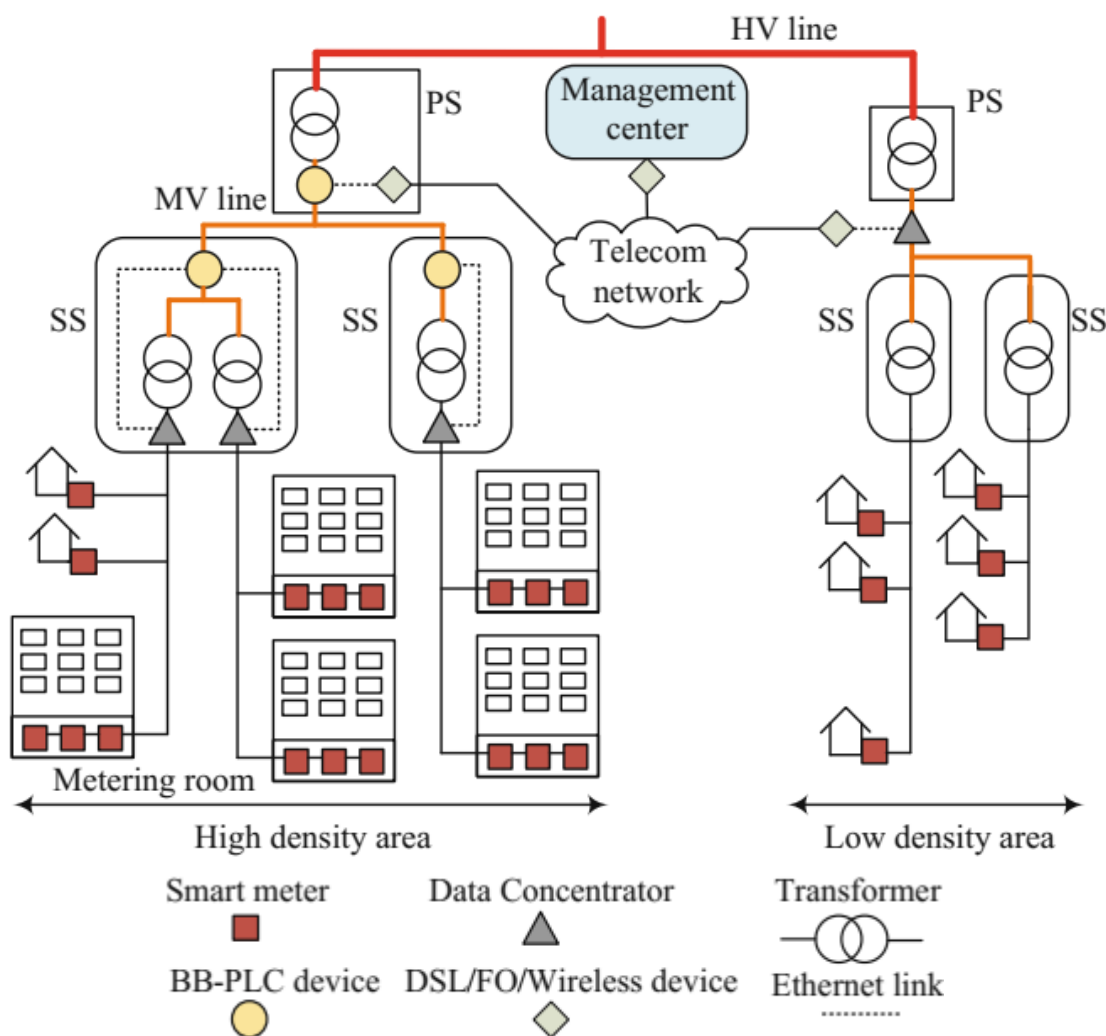


รูปที่ 5-9 โครงสร้างการส่งไฟฟ้าอย่างง่าย [1]

5.3.3.1 โครงสร้างเครือข่าย PLC ของสมาร์มิเตอร์

โครงสร้างของการส่งไฟฟ้าอย่างง่ายแสดงใน รูปที่ 5-9 ที่ส่วนแรงดัน MV และ LV ในยุโรป LV หมายถึงสายไฟฟ้าเหนือศีรษะและสายไฟฟ้าใต้ดิน แต่ละสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย ประกอบด้วย 2-3 หม้อแปลง ซึ่งรองรับผู้ใช้จำนวน 150-300 ครัวเรือน ครอบคลุมระยะทางจากหม้อแปลงถึงอาคารบ้านพักอาศัยประมาณ 300 เมตร ในทางกลับกัน ในอเมริกาเหนือ สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายหนึ่งแห่งรองรับผู้ใช้ประมาณ 10-15 ครัวเรือน ยิ่งไปกว่านั้นความถี่ของสัญญาณในยุโรปและเอเชียคือ 50 Hz แต่ในอเมริกาคือ 60 Hz

NB PLC ทำงานที่ความถี่มากกว่า 500 kHz การทำงานที่ความถี่สูงกว่าความถี่ของสัญญาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง จะมีผลดีตรงวงจรกรองความถี่สามารถแยกคลื่นพาห์ของ PLC ออกมาได้ดี เนื่องจากความถี่นี้มีความแตกต่างกับความถี่ของกำลังไฟฟ้าในสายส่ง



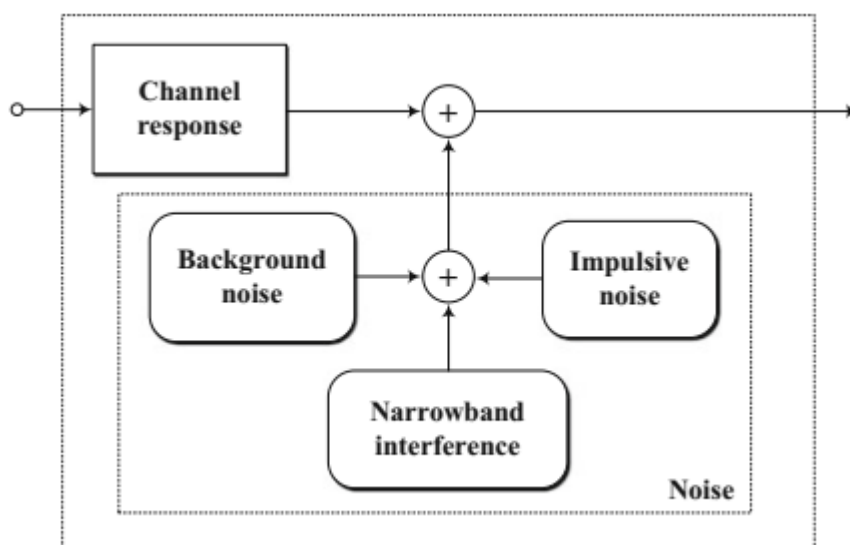
รูปที่ 5-10 โครงข่ายสมาร์ตมิเตอร์อย่างง่าย [1]

รูปที่ 5-10 แสดงการใช้งาน NB-PLC สำหรับการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์ ศูนย์กลางบริการจัดการทำหน้าที่จัดการสมาร์ตมิเตอร์และควบคุมเฟิร์มแวร์ รายงานหน่วยการใช้ไฟฟ้าของแต่ละครัวเรือนหรือผู้ใช้ สิ่งที่น่าสนใจคือ สมาร์ตมิเตอร์นอกจากใช้วัดหน่วยการใช้ไฟฟ้าแล้ว ยังสามารถรายงานคุณภาพของกำลังไฟฟ้าได้ หรือจัดการกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้ การจัดการโหลด และการวิเคราะห์ระบบส่งกำลังไฟฟ้าได้

ศูนย์การจัดการบริหารถูกเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่าย นั่นคือส่วนหลักของระบบ อาจประกอบด้วย เทคโนโลยีสื่อสาร Digital Subscriber Line (DSL) โยแก้วนำแสง คลื่นสัญญาณวิทยุ หรือ BB-PLC ซึ่งสามารถส่งข้อมูลถึงปลายทางได้ ส่วนต่อกับสมาร์ตมิเตอร์ไปยังอุปกรณ์รวบรวมข้อมูล (Data Concentrator: DC) ถูกติดตั้งไว้ 2 ที่ ขึ้นอยู่กับจำนวนผู้ใช้งาน ซึ่งต่อเข้ากับหม้อแปลง MV/LV ในกรณีที่มีผู้ใช้จำนวนมาก DC จะถูกติดตั้งที่หม้อแปลง LV มักพบบ่อยครั้งในเขตชานเมืองของทวีปยุโรป อย่างไรก็ตาม มีหลายประเทศ หรือหลายเมืองที่มีความหนาแน่นของผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยเช่นในทวีปอเมริกาเหนือ ต้นทุนการติดตั้ง DC ที่หม้อแปลง LV ไม่เหมาะสม จึงติดตั้ง DC ที่ MV

ตำแหน่งของ DC เป็นสิ่งสำคัญในการเลือก NB-PLC เนื่องจากการส่งสัญญาณ NB-PLC นั้น สัญญาณคลื่นพาห์ต้องข้ามหม้อแปลง ตามหลักการทำงานของหม้อแปลงจะทำการเหนี่ยวนำที่ความถี่ต่ำคือ 50 Hz ในกรณีของ NB-PLC ใช้คลื่นพาห์ที่ความถี่ 95 kHz ความถี่นี้ต้องข้ามผ่านหม้อแปลงให้ได้ ดังเส้นประในรูปที่ 5-10 ในฝั่งของผู้ใช้งาน ความถี่คลื่นพาห์นี้จะถูกส่งไปยังสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 1 เฟส สำหรับฝั่งของหม้อแปลง ทั้ง 3 เฟสมีการส่งคลื่นพาห์เข้ามาในระบบจากผู้ใช้งาน 1 เฟส เข้ามารวมกันที่หม้อแปลง อย่างไรก็ตาม NB-PLC มิได้รองรับการทำงานแบบ (MIMO) เหมือนดัง BB-PLC

ในระดับการประยุกต์ใช้งานระบบของสมาร์ตมิเตอร์ มีความแตกต่างที่หลากหลายของประโยชน์ใช้สอย โพรโทคอลคล้าย ANSI C 12.18 ซึ่งถูกออกแบบมาเพื่อทำงานบนสายใยแก้วนำแสง ได้รับการพัฒนาต่อจนกลายเป็น ANSI C12.21 เพื่อทำงานบนเครือข่ายโทรศัพท์ (Public Switched Telephone Network: PSTN) ในยุคแรก ทำงานคล้ายกับมาตรฐาน IEC 1142 ซึ่งถูกออกแบบมาเพื่อทำงานบนสายบิดเกลียวคู่ สำหรับการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าจากระยะไกล ผ่านเครือข่ายสื่อสาร ซึ่งถูกใช้ในประเทศฝรั่งเศส อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันโพรโทคอลที่ถูกใช้อย่างกว้างขวางในการส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์คือ DLMS/COSEM

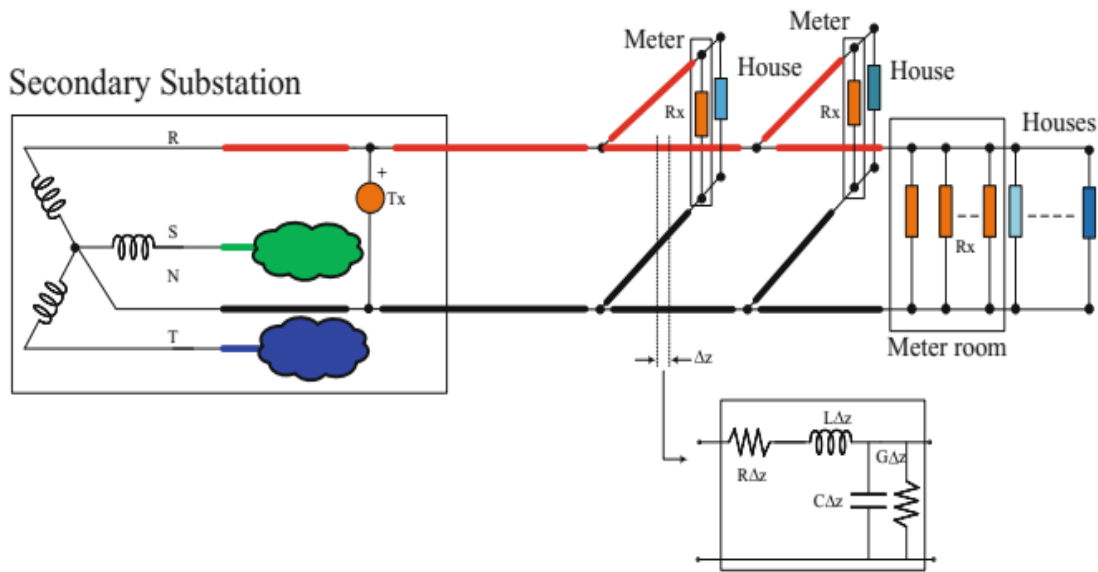


รูปที่ 5-11 ต้นแบบของ LV บนช่องสัญญาณ NB-PLC [1]

5.3.3.2 คุณลักษณะเฉพาะของช่องสัญญาณ NB-PLC

ตามที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้นคุณลักษณะเฉพาะของช่องสัญญาณ NB-PLC ระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายและสมาร์ตมิเตอร์ในระบบ รูปที่ 5-11 แสดงต้นแบบของช่องสัญญาณ โดยช่องสัญญาณนี้ตอบสนองที่เวลาและความถี่ที่ถูกเลือก การเปลี่ยนแปลงของเวลาเกิดขึ้นเป็นเวลานานในหน่วยของชั่วโมง เนื่องจากการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีสถานะเปิดและปิด ในช่วงเวลาอันสั้นได้แก่ รอบการทำงานของอุปกรณ์อื่น ๆ ดังนั้นช่อง NB-PLC สามารถสร้างเป็นต้นแบบได้เป็นเชิงเส้นและรอบการทำงานตามเวลาในการกรองความถี่ อย่างไรก็ตามการทำงานเป็นเชิงเส้นและที่ขึ้นกับเวลาไม่เป็นผลดีต่อระบบ NB-PLC ขณะที่การใช้ช่วงความถี่ เนื่องจากสัญญาณรบกวนมีลักษณะคล้ายคลึงกันกับสัญญาณรบกวนที่เกิดจากกระทบ (Impulsive noise), สัญญาณรบกวนพื้นฐาน (Background noise), and Narrowband interference (NBI)

การตอบสนองช่องสัญญาณ NB-PLC ในด้าน LV สามารถเขียนได้ดังรูปที่ 5-12 คือการจ่ายไฟในระบบ 3 เฟสของหม้อแปลงขาออกเป็น R, S, และ T โดยที่อุปกรณ์ NB-PLC ถูกเชื่อมต่ออยู่ในลักษณะสัญญาณขาเข้าเดียวและสัญญาณขาออกเดียว (Single-Input Single-Output: SISO) ระหว่าง 1 เฟสและนิวตรอน แสดงให้เห็นเป็นตำแหน่ง R ที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายเครื่องส่ง NB-PLC ถูกใช้เป็นตัวแบบของการกำเนิดแรงดัน ซึ่งมีความต้านทานต่อไฟฟ้ากระแสสลับ (Impedance) ของเครื่องส่ง NB-PLC น้อยกว่า $500 \text{ m}\Omega$ สำหรับช่องสัญญาณของ NB-PLC ที่มองเห็นในระบบจากสมาร์ตมิเตอร์ในบ้านคือ ความต้านทานต่อไฟฟ้ากระแสสลับขาเข้า



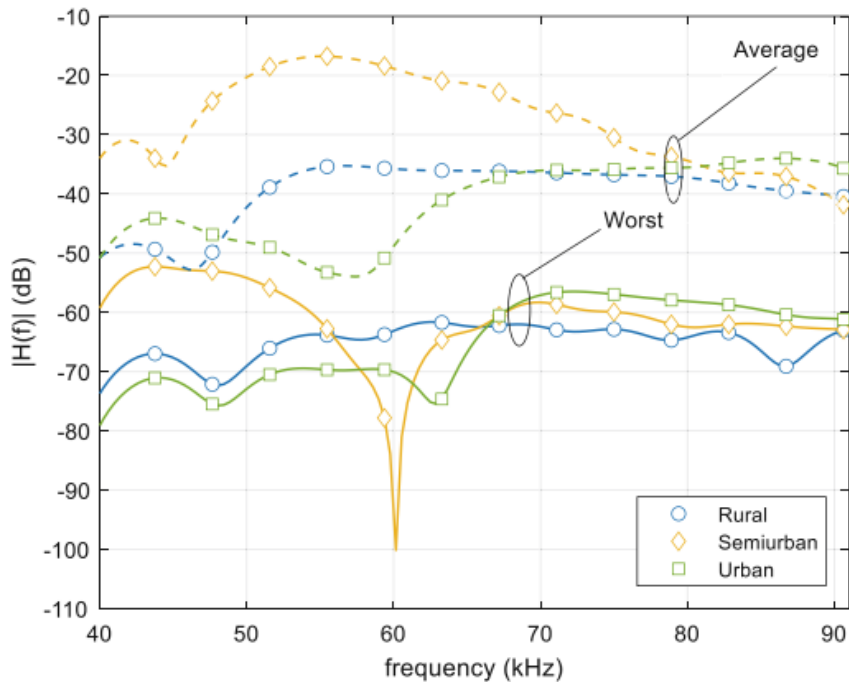
รูปที่ 5-12 ต้นแบบของเครือข่ายในระบบจำหน่าย LV บนช่องสัญญาณ NB-PLC [1]

สายส่งไฟฟ้าซึ่งขณะนี้กลายเป็นสายส่งสัญญาณ NB-PLC ไปยังเครื่องรับ มีความยาว $\lambda/10$ ที่ซึ่ง λ คือความยาวคลื่นของสัญญาณที่ส่งออกไป สำหรับความถี่ที่สูงกว่าของย่าน CENELEC A (95 kHz) และกำหนดให้ความเร็วในการเดินทางเป็น $0.8c$ ความยาวของสายประมาณ 253 เมตร ซึ่งเป็นความยาวเฉลี่ยของ LV ในเขตพื้นที่พักอาศัยในทวีปยุโรป ดังนั้น ผลกระทบบนพื้นผิวของสายนำสัญญาณคือการกรองความถี่ต่ำ ซึ่งไม่กระทบต่อช่องสัญญาณของ NB-PLC ยกเว้นสายนำสัญญาณที่ยาวขึ้นกว่า 253 เมตร อย่างไรก็ตาม หากความถี่ด้านขอบของช่วง 150-450 kHz ซึ่งรองรับความยาวของสายลดลงเป็น 160 เมตร และ 53 เมตร ดังนั้น ช่องสัญญาณ NB-PLC จะได้รับผลกระทบโดยพื้นผิวและการกระทบหลายเส้นทาง โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ในเขตพื้นที่ห่างไกล เมื่อต้องใช้สายส่ง LV ระยะทางที่ไกลขึ้นกว่าเดิม

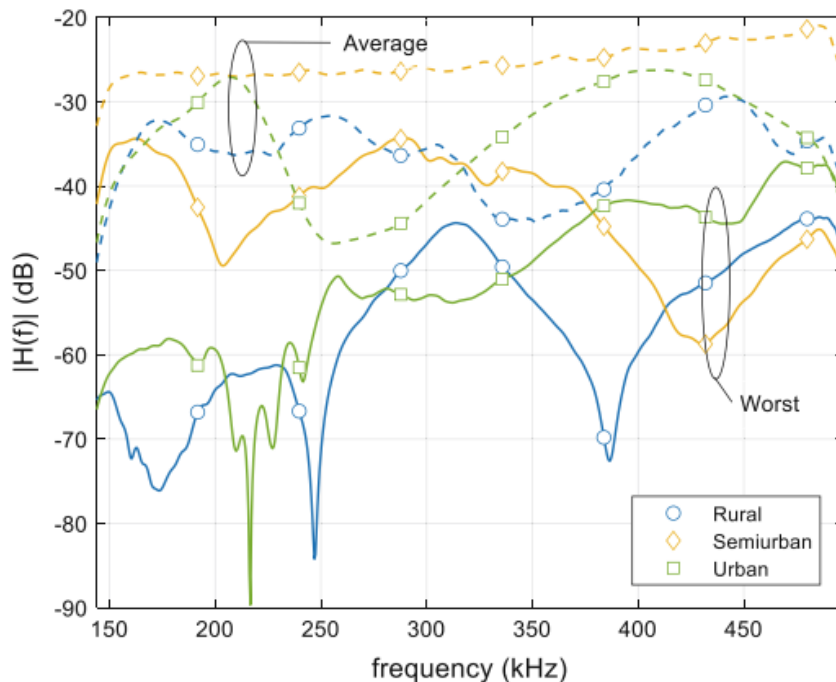
รูปที่ 5-13(ก) แสดงค่ายอดของ 6 ช่องสัญญาณที่วัดได้ในประเทศสเปน ที่ช่วงความถี่ 40-91 kHz และมีความแตกต่างของ 3 สภาพแวดล้อม โดยจำแนกตามประชากรเขตเมือง ชานเมือง และพื้นที่ห่างไกล ค่ายอดเฉลี่ยประมาณ 80 kHz เป็นค่าที่ดีที่สุดซึ่งอยู่ในช่วงประมาณ -35 ถึง -40 dB ของ 3 ช่องสัญญาณ ในทางตรงกันข้าม พบว่า 3 ช่องสัญญาณที่เหลือมีค่ายอดเฉลี่ยที่แย่มากที่สุด ที่ความถี่ 68 kHz โดยมีค่ายอดอยู่ที่ประมาณ -60 ถึง -65 dB การตรวจสอบนี้ ได้กระทำทั้ง 3 สภาพแวดล้อม

สอดคล้องกับรูปที่ 5-13(ข) ที่มีสภาพแวดล้อมเหมือนกัน แต่เปลี่ยนช่วงความถี่เป็น 150-490 kHz สังเกตได้ชัดว่า ลักษณะการทำงานของ การกรองความถี่ต่ำ มีผลกระทบต่อ การเดินทางของสัญญาณในรูปของหลาย ๆ เส้นทางซึ่งแสดงเป็นการแกว่งของค่ายอด ค่ายอดเฉลี่ยที่ประมาณ 220 kHz เป็นค่าที่ดีที่สุดซึ่งอยู่ในช่วงประมาณ -28 ถึง -37 dB ของ 3 ช่องสัญญาณ ในทางตรงกันข้าม พบว่า

3 ช่องสัญญาณที่เหลือมีค่าน้อยที่สุด ที่ความถี่ประมาณ 440 kHz โดยมีค่าน้อยอยู่ที่ประมาณ -44 ถึง -58 dB สังเกตได้ว่าการใช้สายส่งกำลังไฟฟ้าเป็นสายนำสัญญาณใน NB-PLC สามารถทำได้ในช่วงความถี่ต่าง ๆ ที่ได้กล่าวมาข้างต้นด้วยค่าน้อยของสัญญาณ อย่างไรก็ตาม ในระบบจริงยังมีผลจากเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านที่อาจจะกระทบต่อการส่งสัญญาณด้วยเทคโนโลยี PLC



(ก) การตอบสนองที่ความถี่ 40-91 kHz



(ข) การตอบสนองที่ความถี่ 150-490 kHz

รูปที่ 5-13 ความถี่ตอบสนองบนช่องสัญญาณ NB-PLC [1]

5.4 การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของบริษัทชั้นนำ

5.4.1 การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ General Electric

General Electric (GE) เป็นหนึ่งในบริษัทชั้นนำในการวางระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ อุปกรณ์ไฟฟ้ากำลัง เทคโนโลยีอัตโนมัติด้านไฟฟ้ากำลังกว่า 125 ปี ปัจจุบันทิศทางของ GE มุ่งไปที่การสร้างระบบสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยมีชื่อว่ากริด ไอคิว (Grid IQ) ซึ่งให้ความสำคัญกับเครือข่ายสื่อสารข้อมูล ไบแกว์แสง การสื่อสารไร้สาย และงานที่อยู่เบื้องหลังของระบบ เป็นต้น

การประยุกต์ใช้เครือข่ายสื่อสาร GE ให้ความสำคัญกับการเชื่อมต่อ AMI ระบบบริหารจัดการพลังงาน (Energy Management Systems: EMS) ระบบบริหารจัดการการจ่ายไฟ (Distribution Management Systems: DMS) และระบบจัดการกระแสไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Management Systems: OMS) ลำดับถัดมา คือประเด็นของการสร้างระบบอัตโนมัติในส่วนการจำหน่ายไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าย่อย ประเด็นถัดมาคือการป้องกันระบบแบบ Real-time และทรัพยากรพลังงานด้านการจ่ายไฟฟ้า (Distributed Energy Resources: DER) ประเด็นสุดท้าย คือ การประยุกต์ใช้เครือข่ายสื่อสารกับ SCADA และระบบจ่ายไฟฟ้า

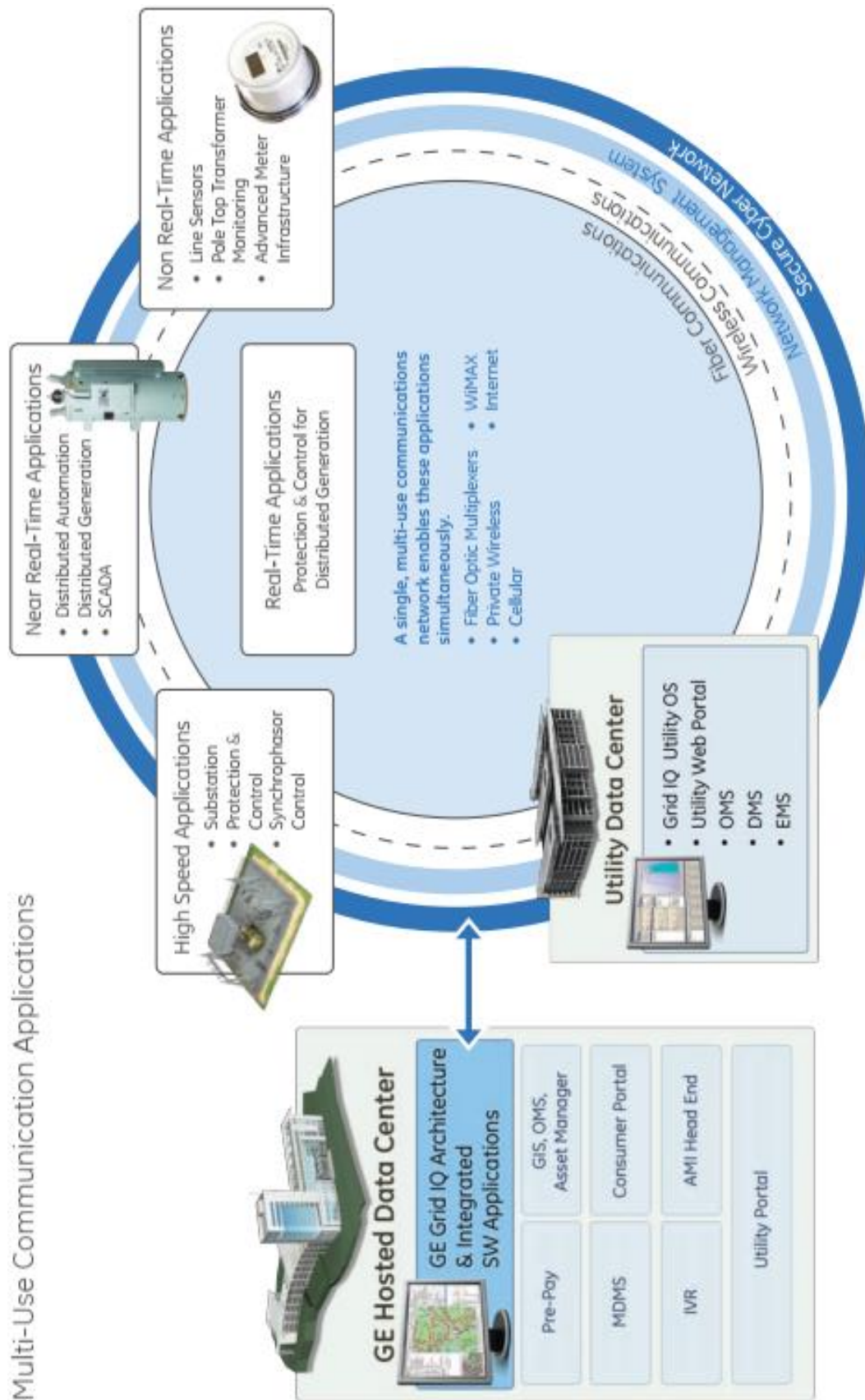
ในตำราฉบับนี้นำเสนอการวางระบบสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ GE โดยเน้น 6 ประเด็นดังนี้

- ความท้าทายของระบบก่อนหน้านี้ การเฝ้าระวังโครงข่ายการส่งกำลังไฟฟ้าในอดีต ถูกสร้างขึ้นเพื่อรองรับการตรวจสอบตามรอบเวลา ซึ่งลักษณะการทำงานดังกล่าว มีข้อจำกัดตรงที่ไม่สามารถรองรับการเฝ้าระวังระดับใหญ่ขึ้น หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่าไม่สามารถนำการเฝ้าระวังแต่ละส่วนย่อยมารวมกันที่ศูนย์ควบคุมกลางได้ ซึ่งส่งผลกระทบต่อหลายประเด็นดังนี้
 - ข้อมูลขาดการรักษาความปลอดภัย
 - มีข้อจำกัดด้านการบริหารจัดการ
 - มีข้อจำกัดด้านขนาดของระบบ
 - ไม่มีความสามารถรองรับหลาย ๆ โปรแกรมประยุกต์
- อนาคตของระบบไฟฟ้ากำลังอัตโนมัติ เนื่องจากระบบเดิมที่มีอยู่ มีข้อจำกัดหลายด้านดังที่กล่าวมาแล้ว โดยประเด็นหลักคือ ไม่สามารถรวมเฝ้าระวังเครือข่ายเป็นลำดับชั้นจากระดับเล็ก กลาง และใหญ่ได้ ข้อจำกัดเหล่านี้ทำให้ยุ่งยากในการบริหารจัดการ และการวิเคราะห์ปัญหาของผู้ดูแลระบบ ดังนั้น การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจึงถูกเปลี่ยนเป็นการสื่อสารข้อมูลหรือเครือข่าย IP ซึ่งรองรับการขยายตัวของโครงข่ายไฟฟ้า

อัจฉริยะให้สอดคล้องกับเทคโนโลยีสื่อสารในปัจจุบัน เครือข่าย IP มีแบนด์วิดท์เพียงพอ มีอัตราการหน่วงต่ำ สามารถจัดการบริหารคุณภาพการบริการได้ (QoS) ซึ่งรองรับการทำงานแบบต้นทางถึงปลายทาง (End-to-End)

- หน่วยงานดำเนินการด้านการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Grid IQ) มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อให้โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะทำงานได้อย่างอัตโนมัติ โดยมีโครงสร้างของเครือข่ายเดี่ยวที่ครอบคลุมโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะได้ทั้งหมด ทั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันและที่จะขยายตัวเพิ่มขึ้นในอนาคต
- อุปกรณ์สื่อสารบนเครือข่าย มีความยืดหยุ่นรองรับการเปลี่ยนแปลงในอนาคตเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้โดยไม่กระทบต่อระบบเดิม อุปกรณ์สื่อสารบนเครือข่ายทำงานบนหลักการพื้นฐานของ Simple Network Management Protocol (SNMP) ซึ่งเป็นโพรโทคอลบนชั้น Application ของ OSI model ถูกออกแบบมาเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างอุปกรณ์เครือข่ายโดยเฉพาะ ทำงานร่วมกับ FIPS 140-2 มีข้อกำหนดด้านความปลอดภัยสำหรับโมดูลที่เข้ารหัสลับและผู้ใช้ การสื่อสารทั้งหมดในระบบทำงานบนพื้นฐานของ IP หรือการสื่อสารข้อมูล โดยในชั้น PHY ใช้สื่อนำสัญญาณเป็นใยแก้วนำแสง หรือการสื่อสารไร้สายที่มีสมรรถนะสูงรองรับแบนด์วิดท์ที่กว้างมาก พร้อมด้วยอีเทอร์เน็ตสวิตช์ (Ethernet Switch) นอกจากนี้ ยังรองรับเทคโนโลยีคลื่นความถี่ที่ต้องมีใบอนุญาตและไม่จำเป็นต้องขออนุญาต สำหรับการแผ่รังสีเครือข่าย
- โปรแกรมประยุกต์สำหรับการจัดการเครือข่ายที่มีขนาดเล็ก กลาง และใหญ่เข้าด้วยกัน ในการจัดการความหลากหลายเช่นนี้ประเด็นที่พิจารณาคือ การจัดการระดับสิทธิการเข้าถึงของเจ้าหน้าที่ในการแผ่รังสี หรือตั้งค่าอุปกรณ์บนเครือข่าย การจัดการ QoS และระบบรักษาความปลอดภัยข้อมูล ซึ่งเป็นไปตามนโยบายของผู้ให้บริการเป็นหลัก

เครือข่ายกริด IQ ใช้หลายเทคโนโลยีสื่อสารขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อม และคุณลักษณะเฉพาะของการใช้งาน ของการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ รวมถึงการลงทุนไปกับสินทรัพย์ถาวรของบริษัท (Capital Expenditures: CAPEX) เช่น การลงทุนด้านสถานที่ อุปกรณ์ฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ รวมไปถึงทรัพยากรบุคคลเพื่อมาดูแลสินทรัพย์ขอลระบบเหล่านี้ในระยะยาว ซึ่งอาจเป็นอุปกรณ์ฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ การลงทุนไปกับสินทรัพย์ดังกล่าว อยู่ในรูปแบบค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของกิจการ (Operational Expenditures: OPEX) เช่นการมีบริษัทรับดูแลแก้ไขภาคสนาม เมื่อเกิดเหตุความผิดปกติของการจ่ายไฟฟ้า เป็นต้น



รูปที่ 5-14 สถาปัตยกรรมสื่อสารโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ GE [49]

เครือข่ายรองรับการรวมกันของระบบเดิมและระบบใหม่ ซึ่งทั้งสองเครือข่ายนี้ทำงานอย่างพร้อมกัน โดยการสั่งการของโปรแกรมประยุกต์รองรับหลาย ๆ ผู้ใช้ (เจ้าหน้าที่ปฏิบัติการ) บนโครงข่ายสื่อสารข้อมูล โครงข่ายสื่อสารนี้ถูกสร้างบนความยืดหยุ่นรองรับหลาย ๆ อุปกรณ์จากหลายบริษัทผู้ผลิต ด้วยการกำหนดชุด IP address กับอุปกรณ์ในแต่ละส่วน และการรับประกันคุณภาพของการบริการ (QoS) รวมถึงความปลอดภัยของเครือข่าย

บัญชีผู้ใช้ (เจ้าหน้าที่ปฏิบัติการ) ทำงานบนชุด IP ที่สามารถทำการตั้งค่าอุปกรณ์ บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะร่วมกัน เช่นระบบ AMI, OMS, DMS, และ EMS ดังแสดงในรูปที่ 5-14 ซึ่งรวมถึงระบบ

- Real-time สื่อสารผ่านใยแก้วนำแสงหรือคลื่นไมโครเวฟ ด้วยอัตราการหน่วงน้อยกว่า 5 ms เพื่อให้สถานีไฟฟ้าย่อยสามารถป้องกันและควบคุมระบบ รวมถึงศูนย์กลางของเครือข่ายที่มีสมรรถนะสูง (Backhaul)
- Real-time เทคโนโลยี WiMAX ด้วยอัตราการหน่วงน้อยกว่า 100 ms เทคโนโลยีนี้ถูกใช้ในส่วนของ FAN โดยโปรแกรมป้องกันและควบคุมระบบ
- ระบบใกล้เคียงกับ Real-time ด้วยเทคโนโลยีเซลลูลาร์ ทั้งคลื่นความถี่ที่ต้องขอใบอนุญาตและไม่ต้องขอใบอนุญาต ซึ่งประยุกต์ใช้ในเป็นเครือข่ายใน SCADA และ AMI โดยมีอัตราการหน่วงน้อยกว่า 2 วินาที
- ไม่เป็น Real-time ที่ใช้พลังงานต่ำในการแผ่ระวางระบบ มีรัศมีครอบคลุมกว้างรองรับการเชื่อมต่อของสมาร์ทมิเตอร์ อุปกรณ์ตรวจจับสายส่งกำลังไฟฟ้า การแผ่ระวางหม้อแปลงไฟฟ้า เป็นต้น
- ระบบ FAN เกตเวย์ เพื่อใช้ข้อมูลร่วมกันอย่างปลอดภัย ด้วยโปรแกรมการทำงานที่สนับสนุนงานหลัก (Back office) เช่น DNP3, IEC61850 ModBus เป็นต้น

5.4.2 การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ ABB

Tropos GridCom™ คือ ชื่อเรียกเฉพาะของการสื่อสารสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ ABB นำเสนอเครือข่ายสื่อสาร ที่รวมหลายโปรแกรมประยุกต์เข้าด้วยกัน ในประเด็นของความยืดหยุ่น การปรับเปลี่ยนได้ ความปลอดภัย การควบคุม และประสิทธิภาพของระบบตามคุณลักษณะที่ถูกร้องขอ การติดตั้งเครือข่ายเพื่อรองรับหลาย ๆ โปรแกรมประยุกต์บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ให้มีประสิทธิภาพเชิงปฏิบัติที่ยั่งยืนและต้นทุนต่ำ ตัวอย่างของ Tropos GridCom™ มีดังนี้

- Avista เลือก Tropos เป็นส่วนหนึ่งของโครงการวางจรรยาบรรณของ Avista ในส่วนการจ่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ Tropos ให้บริการการสื่อสารแบบ Real-time ระหว่างสถานีไฟฟ้า

ย่อยและอุปกรณ์ในส่วนการจ่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ Avista จะสามารถหาตำแหน่งที่แน่นอนของการเกิดข้อความผิดพลาดในระบบจำหน่าย เป็นความสำคัญในประเด็นความน่าเชื่อถือของระบบ ซึ่งจะลดการสูญเสียพลังงาน การมีต้นทุนที่ต่ำกว่า และความสามารถในการรวมทรัพยากรการผลิตพลังงานหมุนเวียนในส่วนการจ่ายไฟฟ้า

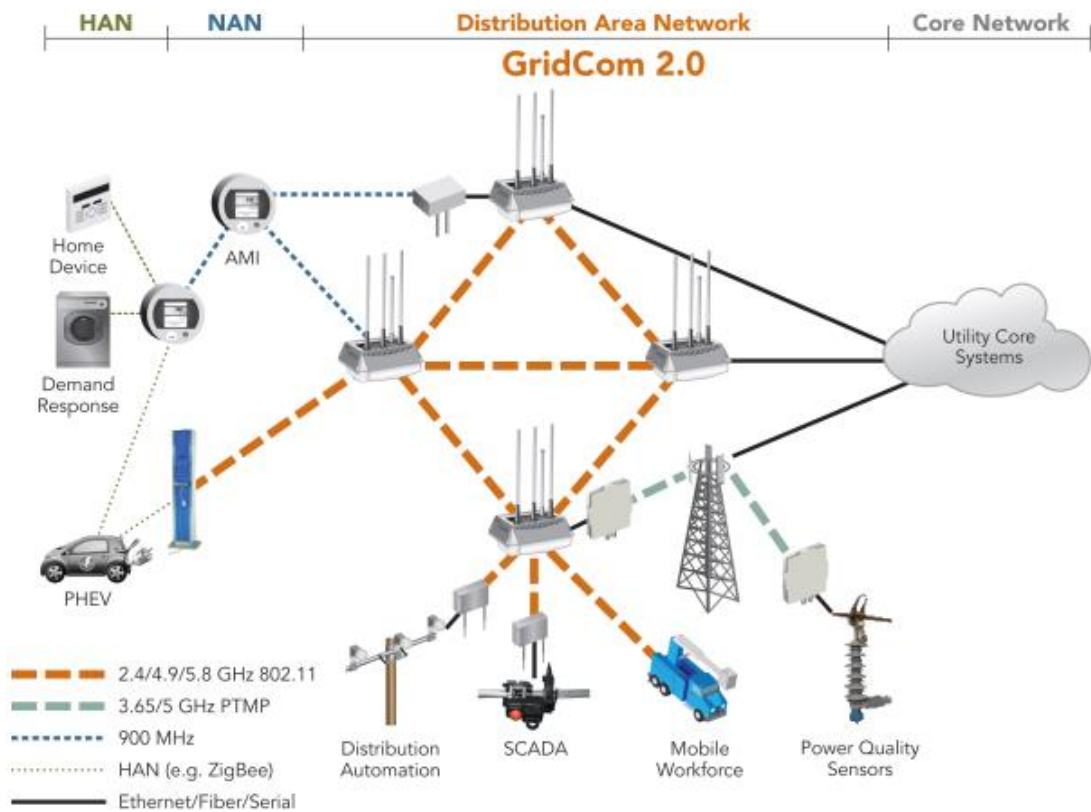
- **Burbank Water&Power (BWP)** คือการใช้ Tropos สำหรับ AMI, ส่วนเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าโดยภาคอุปสงค์ และส่วนจ่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ สำหรับ BWP ปัจจัยสำคัญในการขับเคลื่อนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะคือ การทำให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดลดลง เพื่อหลีกเลี่ยงค่าใช้จ่ายในการสร้างโรงต้นกำลังไฟฟ้า และความสามารถในการรองรับยานยนต์ไฟฟ้าแบบปลั๊กอินที่ใช้พลังงานจากมอเตอร์ไฟฟ้า ร่วมกับการทำงานแบบสันดาปหรือแบบเชื้อเพลิง (Plug-in Hybrid Electric Vehicle: PHEV) ในอนาคตอันใกล้ นอกจากนี้คุณประโยชน์คือ การวางแผนในการแยกปริมาณข้อมูลและการใช้เครือข่ายร่วมกันสำหรับใช้กับเมืองอื่น ๆ
- **Silicon Valley Power (SVP)** พิจารณาถึงการต่อสมาร์ตมิเตอร์บนเครือข่าย Tropos และ AMI คุณประโยชน์แผนเพื่อใช้เครือข่าย Tropos ให้รองรับการเพิ่มขึ้นของการใช้งานของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ รวมถึงระบบจ่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ เจ้าหน้าที่ภาคสนามในอนาคต การวางแผนผังเมือง เพื่อใช้เครือข่ายร่วมกับเจ้าหน้าที่เทศบาล เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย และเจ้าหน้าที่ดับเพลิง

การสร้างเครือข่ายสื่อสารสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะโดยเฉพาะ มีข้อดีดังนี้

- ความสามารถในการใช้ประโยชน์ เครือข่ายสาธารณะถูกใช้ร่วมกันกับลูกค้าในท้องตลาด ซึ่งประสิทธิภาพของเครือข่ายสามารถลดลงได้อย่างรวดเร็ว หากมีผู้ใช้จำนวนมาก ณาเวลาใดเวลาหนึ่ง ซึ่งไม่สามารถควบคุมได้ในทางปฏิบัติ
- อัตราการหน่วง ในบางโปรแกรมประยุกต์ต้องการอัตราการหน่วงที่ต่ำ เช่น การจ่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ ต้องการอัตราการหน่วง 17-50 ms เปรียบเทียบกับเทคโนโลยีไร้สายสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะโดยเฉพาะ มีอัตราการหน่วงที่ช่วง 10-100 ms และเทคโนโลยีเครือข่ายเซลลูลาร์มีอัตราการหน่วงช่วง 100-1000 ms
- การควบคุม หากเป็นเครือข่ายสื่อสารโดยเฉพาะ คุณประโยชน์การออกแบบ และการติดตั้งระบบเครือข่ายจะมีประสิทธิภาพ น่าเชื่อถือ และมีความปลอดภัยอย่างเห็นได้ชัด ซึ่งจำเป็นสำหรับโปรแกรมประยุกต์ต่าง ๆ บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ขณะที่ความจำเป็นด้านต้นทุนต้องแลกมาเช่นนี้ ในทางตรงกันข้าม เครือข่ายเซลลูลาร์สาธารณะถูกออกแบบมาเพื่อวัตถุประสงค์ด้านธุรกิจสื่อสารของโทรศัพท์เคลื่อนที่

- QoS สำหรับโปรแกรมประยุกต์ ที่ต้องการคุณภาพของการบริการในเครือข่าย หากเป็นเครือข่ายสื่อสารของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะโดยเฉพาะ มีความมั่นใจได้ว่าระบบดังกล่าวจะตอบสนองคุณภาพของการบริการ ทั้งนี้รวมถึง การจราจรข้อมูลที่อ่อนไหวต่ออัตราความหน่วง ในทางตรงกันข้าม อัตราการส่งข้อมูลบนเครือข่ายเซลลูลาร์ มิได้มีแค่เพียงปริมาณการจราจรของข้อมูลบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จึงเป็นการยากในการสร้างคุณภาพของการบริการ
- สมรรถนะของเครือข่ายในระดับสูงกว่า เครือข่ายสื่อสารโดยเฉพาะสามารถให้บริการปริมาณข้อมูลขนาดใหญ่มาก ซึ่งมากกว่าระบบเซลลูลาร์ที่มีอยู่หลายเท่า โดยเฉพาะอย่างยิ่ง การใช้งานในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่ต้องมีปริมาณจราจรข้อมูลหนาแน่นถูกนำมาใช้ เช่น ระบบจำหน่ายอัตโนมัติ ระบบ Mobile GIS (geographic information system) หรือระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ ที่ทำงานโดยการป้อนข้อมูลทางภูมิศาสตร์ ใช้ในงานสาธารณูปโภค เช่นการวางท่อน้ำประปา สายส่งไฟฟ้า และการวางผังเมือง หรือการแผ่รังสีสถานีไฟฟ้าย่อยผ่านกล่องวงจรปิด เป็นต้น
- ค่าใช้จ่าย การใช้ประโยชน์จากระบบเซลลูลาร์มีค่าใช้จ่ายสูง มีค่าใช้จ่ายในการสมัครใช้บริการสำหรับแนวทางนี้ ในทางปฏิบัติค่าใช้จ่ายสูงขึ้นอยู่กับจำนวนอุปกรณ์ที่มีอยู่ เช่น สมาร์ทมิเตอร์ อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายอัตโนมัติ ในทางตรงกันข้าม การสร้างเครือข่ายสื่อสารสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะโดยเฉพาะ มีต้นทุนสูงในการสร้างช่วงแรก แต่หลังจากนั้น หากต้องการเพิ่มหรือปรับแต่งระบบ สามารถทำได้ง่ายมีและต้นทุนต่ำกว่าเครือข่ายสื่อสารสาธารณะ

รูปที่ 5-15 แสดงการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ ABB ซึ่งประกอบด้วยหลายเทคโนโลยีสื่อสาร โดยเริ่มจากการสื่อสารของสมาร์ทมิเตอร์ไปยังเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในบ้านและยานยนต์ไฟฟ้า ด้วยเทคโนโลยีสื่อสารซิกบี ลำดับถัดมา จากสมาร์ทมิเตอร์ไปยังระบบการจัดการข้อมูลของมิเตอร์ (MDMS) ใช้เทคโนโลยีเซลลูลาร์ ที่ออกแบบมาเฉพาะสำหรับการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในแต่ละพื้นที่ต้องมี MDMS หลายแหล่ง เพื่อรองรับให้ครอบคลุมสมาร์ทมิเตอร์ทั้งหมด MDMS เหล่านี้สื่อสารด้วยกันบนเครือข่ายไร้สายทำงานที่ความถี่ 2.4 หรือ 4.9 หรือ 5.8 GHz เช่นเดียวกับเครือข่ายระบบจำหน่ายอัตโนมัติหรือ SCADA ลำดับสุดท้าย ระบบหลักจะเชื่อมต่อกับ MDMS ผ่านอินเทอร์เน็ตหรือใยแก้วนำแสง



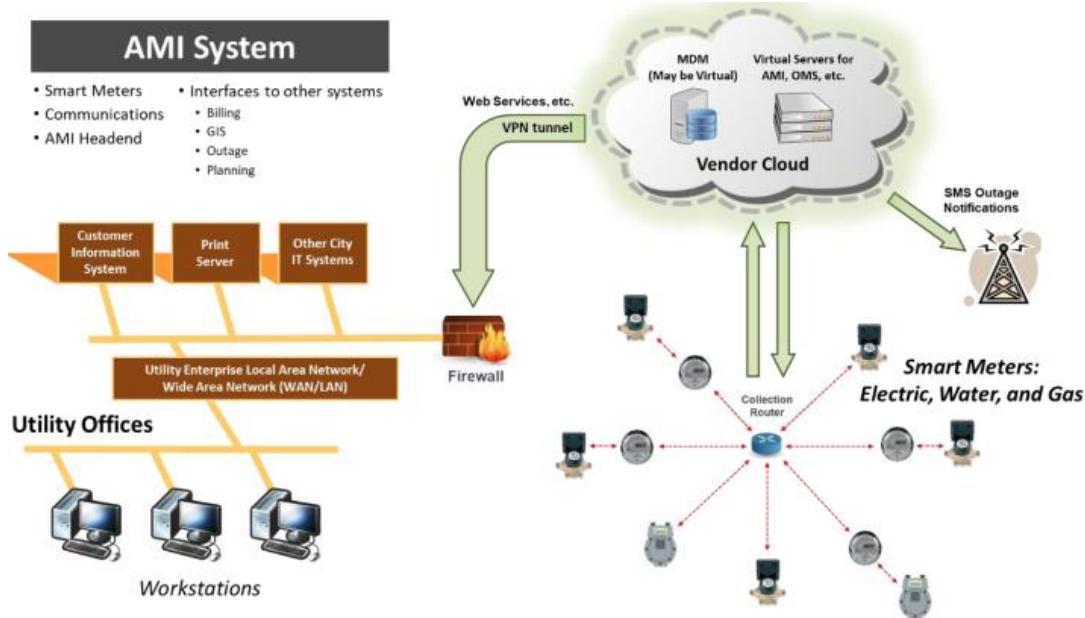
รูปที่ 5-15 การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ ABB [50]

5.4.3 การสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ Quanta

ในปี 2018 มากกว่า 150 ล้านเครื่องของสมาร์ทมิเตอร์ถูกติดตั้งในสหรัฐอเมริกา AMI กลายเป็นระบบที่สำคัญเพื่อรองรับการทำงานของสมาร์ทมิเตอร์ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ การแนะนำการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ Quanta นี้จะเน้นไปที่ สมาร์ทมิเตอร์ AMI และระบบโครงข่ายอัจฉริยะ โดยนำเสนอ 4 ขั้นตอนของการประยุกต์ใช้ AMI ซึ่งประกอบด้วย 1) การวางแผน 2) การเลือกผลิตภัณฑ์ 3) การติดตั้ง และ 4) การวิเคราะห์ จะถูกนำเสนอเพื่อให้เห็นภาพกระบวนการดำเนินงาน รูปที่ 5-16 แสดงฟังก์ชันของ AMI โดยเริ่มจากมิเตอร์ ซึ่งเคยถูกอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าด้วยเจ้าหน้าที่ในอดีต สมาร์ทมิเตอร์สามารถรายงานหน่วยการใช้ไฟฟ้าได้เป็นรายเดือนหรือบางช่วงเวลาตามที่ใช้ต้องการ หรือเจ้าหน้าที่ผู้ให้บริการ ด้วยลักษณะเด่นของสมาร์ทมิเตอร์ ที่สามารถสื่อสารได้ 2 ทิศทาง ค่าหน่วยไฟฟ้าที่อ่านได้ถูกส่งไปยัง ผู้ให้บริการด้านเครือข่ายสารสนเทศ (Vendor Cloud) ซึ่งทำงานบนเครือข่ายการสื่อสารข้อมูล ผ่านกำแพงไฟมายังศูนย์ควบคุมหลักในการทำการการค้าใช้จ่าย (Billing) เพื่อแจ้งลูกค้าต่อไป

การสื่อสารระหว่างสมาร์ทมิเตอร์ไปยัง Vendor Cloud มีได้หลายช่องทางเช่น ใยแก้วนำแสง ซึ่งอาจจะเชื่อมต่อแบบเมซหรือ RF หรือเครือข่ายเซลลูลาร์ที่มีลักษณะการเชื่อมต่อแบบดาว ในบางกรณี มิเตอร์แก๊สและมิเตอร์น้ำ สื่อสารผ่านมิเตอร์ไฟฟ้า จุดเด่นของแต่ละชนิดมีดังนี้ หากมี

บ้านพักอาศัยหนาแน่นที่มีพร้อมทั้งมิเตอร์ไฟฟ้า แก๊ส และน้ำประปา การใช้เครือข่ายแบบเมช จะลดต้นทุน ในทางตรงกันข้าม เขตพื้นที่ที่มีประชากรอาศัยเบาบาง การใช้เครือข่ายเมชจะไม่เหมาะสม ดังนั้นเครือข่ายแบบดาวสามารถแก้ปัญหาจุดนี้ได้ เนื่องจากเป็นการสื่อสารแบบจุดศูนย์กลางกับสมาร์ตมิเตอร์โดยตรง ซึ่งต้นทุนจะสูงกว่าแบบเมช



รูปที่ 5-16 การประยุกต์ใช้ AMI ของบริษัท Quanta [51]

รูปที่ 5-17 แสดงพัฒนาการของ AMI ในมุมมองของบริษัท Quanta เริ่มต้นด้วยการอ่านมิเตอร์ด้วยเจ้าหน้าที่ผู้ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้า AMR, AMR ระยะไกล และสุดท้าย AMR แบบ 2 ทิศทาง ดังรายละเอียดต่อไปนี้

- การอ่านมิเตอร์ด้วยเจ้าหน้าที่ (Manual Meter Reading: MMR) ยังคงมีใช้อยู่ในหลายเมือง MMR จำเป็นต้องใช้เจ้าหน้าที่อ่านหน่วยวัดพลังงานไฟฟ้าที่ถูกใช้ไป ในแต่ละเดือน ทีละหลังคาเรือน
- การอ่านมิเตอร์อัตโนมัติ (Automated Meter Reading: AMR) ใช้เครื่องวิทยุในการอ่านหรือบาร์โค้ด เมื่อเจ้าหน้าที่เข้าใกล้มิเตอร์ในระยะที่อุปกรณ์เครื่องรับส่งสื่อสารกันได้ ระบบจะทำการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าอัตโนมัติ การทำงานเช่นนี้ ช่วยลดความผิดพลาดจากการอ่านหน่วยไฟฟ้าและจดลงในเอกสารได้ถูกต้อง
- การอ่านมิเตอร์จากระยะไกล (Remote AMR) ด้วยการสื่อสาร PLC หรือ RF เทคโนโลยี แบบทิศทางเดียว การทำงานในลักษณะนี้ไม่จำเป็นต้องให้เจ้าหน้าที่ดำเนินการแต่ละครัวเรือน เหมือนดังเช่น สองวิธีแรก เนื่องจากระบบรองรับการตั้งเวลาการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าได้ และมีระบบแจ้งเตือนเมื่อกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้

1. การอ่านมิเตอร์ด้วยเจ้าหน้าที่	2. AMR อ่านมิเตอร์ด้วยเจ้าหน้าที่	3. Remote AMR อ่านมิเตอร์ด้วยจากระยะไกล	4. AMI [2-way communication]
<ul style="list-style-type: none"> - อ่านมิเตอร์เดือนละครั้งด้วยเจ้าหน้าที่ - มีความยุ่งยากในการอ่าน และจดบันทึก - อาจมีความผิดพลาดในการจดตัวเลข 	<ul style="list-style-type: none"> - อ่านมิเตอร์เดือนละครั้ง - มีความยุ่งยาก เจ้าหน้าที่ต้องเดินทางไปที่มีมิเตอร์ในทุก ๆ ครั้งทีอ่านมิเตอร์ - อ่านมิเตอร์ด้วยอุปกรณ์รับส่งคลื่นความถี่ 	<ul style="list-style-type: none"> - ToU - ตั้งเวลาการอ่านได้ - มีการเตือนหากมีเหตุขัดข้อง - ทำงานบนเครือข่าย PLC หรือ RF 	<ul style="list-style-type: none"> - ToU - Critical Peak Pricing - Real Time Pricing - มีการแจ้งเตือนหากมีเหตุขัดข้อง - อ่านค่าได้ตลอดเวลาตามต้องการ - ปรับปรุง Firmware ได้จากระยะไกล

รูปที่ 5-17 พัฒนาการของ AMI ในมุมมองของบริษัท Quanta [51]

- การอ่านมิเตอร์ด้วย AMI เป็นการสื่อสารด้วย RF มีสองทิศทางกล่าวคือ มิเตอร์สามารถส่งข้อมูลไปยังศูนย์ควบคุมหลัก หรือศูนย์ควบคุมหลักสั่งให้มิเตอร์รายงาน การใช้พลังงานไฟฟ้า ณ เวลาใดเวลาหนึ่งได้ หรือแบบ Real-time นอกจากนี้ระบบยังสามารถสั่งปรับปรุง Firmware ของสมาร์ตมิเตอร์ได้ การทำงานในลักษณะดังกล่าวเป็นแบบการสื่อสารข้อมูล

ประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนวางระบบ AMI ภายใต้การสื่อสารโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะแบ่งออกได้ 3 ประเด็นคือ AMI, การจัดการด้านการไหลของพลังงานไฟฟ้า และการจัดการด้านกระแสไฟฟ้าขัดข้องและจำหน่าย โดยมีรายละเอียดดังนี้

- AMI และสมาร์ตมิเตอร์
- การจัดการด้านการไหลของพลังงานไฟฟ้า
 - สมาร์ตอินเวอร์เตอร์ (Smart Inverters)
 - การจัดการด้าน Volt/VAR
 - การเฝ้าระวังสายส่งไฟฟ้าแรงสูง (Power Line Monitors)
- การจัดการด้านกระแสไฟฟ้าขัดข้องและการจำหน่าย
 - ระบบจัดการการจ่ายไฟฟ้า (Distribution Management System: DMS) เจ้าหน้าที่สามารถตรวจสอบสถานะแบบ Real-time และข้อมูลย้อนหลังได้ผ่านระบบเครือข่าย ข้อมูลชุดดังกล่าว เจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องเช่น เจ้าหน้าที่ภาคสนาม นักวางแผน นักวิเคราะห์ จะได้รับข้อมูลชุดเดียวกัน

- ระบบจัดการกระแสไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Management System: OMS) มีการตรวจจับพื้นที่ ที่มีปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้อง โดยนำข้อมูลตำแหน่งดังกล่าวจาก AMI และ SCADA มาช่วย เพื่อให้เจ้าหน้าที่ภาคสนาม รู้ตำแหน่งที่แน่ชัด
 - ระบบจัดการภาคสนาม (Work Management System: WMS)
 - ระบบระบุตำแหน่ง คัดแยกความผิดปกติ และฟื้นฟูบริการให้กลับเป็นปกติ (Fault Location Isolation Service Restoration: FLISR)
 - ระบบจัดการการจ่ายไฟฟ้าขั้นสูง (Advanced Distribution Management System: ADMS) กิจการด้านพลังงานไฟฟ้าถูกให้ความสำคัญมากขึ้นจากลูกค้า และมีกฎระเบียบเพิ่มขึ้นเช่นกัน นอกจากนี้ยังมีประเด็นด้านสิ่งแวดล้อม ปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้อง
 - การบริหารจัดการแหล่งพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources Management System: DERMS) เป็นการบริหารจัดการจากต้นกำลัง การส่งพลังงาน การใช้พลังงาน และแหล่งพลังงานจากผู้ใช้ โดยเฝ้าระวังได้ทั้งระบบร่วมกัน แม้ว่ามีอุปกรณ์ในระบบดังกล่าวหลากหลายจากผู้ผลิต
- เครือข่าย AMI และโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ สร้างความเชื่อมั่นในระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการสื่อสารแบบ 2 ทิศทาง สามารถตรวจสอบการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ตลอดเวลา โดยมีสมาร์ตมิเตอร์ทำหน้าที่สำคัญในระบบ ซึ่งสรุปได้หลายประเด็น ดังนี้
- การเฝ้าระวังระบบเพิ่มมากขึ้น
 - การระบุตำแหน่งกระแสไฟฟ้าขัดข้องได้แม่นยำขึ้น การแจ้งเตือน และการกู้คืน
 - การรั่วไหลของน้ำประปา
 - การแจ้งเตือนการใช้ที่ผิดปกติ
 - ประสิทธิภาพการทำงานภาคสนามที่เพิ่มขึ้น
 - ลดการเดินทางของเจ้าหน้าที่ภาคสนาม (Fewer truck rolls)
 - ลดการสูญเสีย
 - เพิ่มความน่าเชื่อถือ
 - ลดเวลาของการตรวจสอบกระแสไฟฟ้าขัดหรือการกู้คืน
 - พัฒนาระบบการวางแผน
 - การเฝ้าระวังทรัพยากร หรืออุปกรณ์ที่มีมูลค่าสูงในระบบ
 - รองรับกฎระเบียบใหม่หรือนโยบาย
 - ภาษีศุลกากร แหล่งพลังงานทดแทน หรือการร่วมมือกันในภูมิภาค
 - การอนุรักษ์

AMI สามารถครอบคลุมประเด็นดังกล่าวข้างต้น ตัวอย่างเช่น ระบบ AMI สามารถตรวจสอบกระแสไฟฟ้าขัดข้อง การตรวจสอบแรงดันสูงหรือต่ำผิดปกติได้ ช่วยในการตรวจสอบระบบโซลาร์เซลล์ที่มีได้ขึ้นทะเบียนให้ถูกต้อง ปัจจุบัน AMI ช่วยในการส่งเสริมให้โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพิ่มประสิทธิภาพมากขึ้น ข้อมูลจากระบบ AMI จะถูกร้องขอโดย ADMS หรือส่วนอื่น ๆ เพื่อนำข้อมูลมาวิเคราะห์ ทำให้มองเห็นทิศทาง หรือการอื่น เพื่อประโยชน์สูงสุดของผู้ใช้บริการ

5.5 ความปลอดภัยของข้อมูล ภายในสถานีไฟฟ้าย่อย

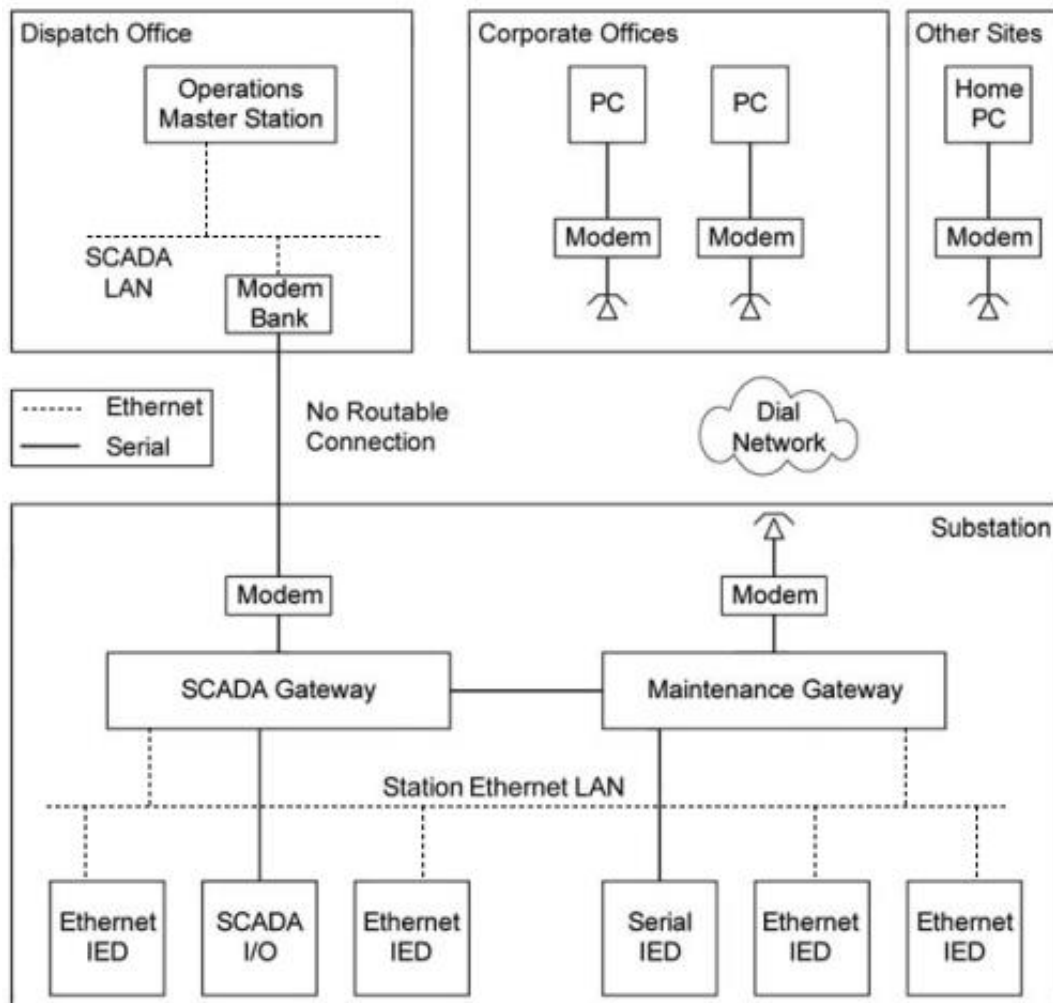
ปัจจุบันความต้องการด้านความปลอดภัยในการสื่อสารข้อมูล ภายในสถานีไฟฟ้าย่อยถูกพิจารณาเพื่อใช้ในการออกแบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ ให้มีการรักษาข้อมูลในระหว่างการจัดการ และการบำรุงรักษาระบบ ดังนี้

- Serial SCADA & Dial-up Maintenance
- Serial SCADA & LAN based Maintenance
- Combined LAN for SCADA and Maintenance
- Separated SCADA WAN/LAN and Maintenance WAN/LAN

อุปกรณ์ IEDs หลายชนิดมีความสามารถในการสื่อสารผ่านอีเทอร์เน็ตพอร์ต ทำให้ผู้ดูแลระบบสามารถเข้าถึงเครือข่ายภายในสถานีไฟฟ้าย่อยได้จากพื้นที่ระยะไกล เพื่อเผื่อสำรองเครือข่ายหรือจัดการอุปกรณ์ IED ในเครือข่าย เป็นต้น ดังแสดงเป็นเส้นประในรูปที่ 5-18 การเข้าถึงอุปกรณ์ IED จากภายนอกสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นสามารถทำได้ด้วย โพรโทคอล PPP (Point-to-Point) ซึ่งให้บริการการเชื่อมต่อกับเครื่องแม่ข่ายที่สถานีไฟฟ้าย่อย และผ่านไปยังอุปกรณ์ IED ในที่สุด ภายในอุปกรณ์ IED มีเว็บเพจเพื่อให้ผู้ดูแลระบบสามารถตรวจสอบ และเผื่อสำรองระบบได้อย่างง่ายผ่านเว็บเบราว์เซอร์

สำหรับ Dispatch Office เป็นส่วนที่ให้เจ้าหน้าที่สามารถเผื่อสำรองเครือข่ายผ่านทาง Operations Master Station ทำงานบนเทคโนโลยีสื่อสาร Ethernet แสดงเป็นเส้นประ ผ่านทางโมเด็มไปยัง SCADA เกตเวย์โดยตรง

SCADA เกตเวย์รองรับส่วนต่อประสาน 2 ชนิดคือ Serial port ทำหน้าที่รองรับการเชื่อมต่อกับโมเด็มและ Terminal Server นอกจากนี้ SCADA เกตเวย์ทำหน้าที่รองรับอุปกรณ์ SCADA I/O ดังแสดงเป็นเส้นทึบรูปที่ 5-18 สำหรับส่วนต่อประสาน Ethernet เพื่อรองรับการสื่อสารข้อมูลอุปกรณ์ Ethernet IED



รูปที่ 5-18 เครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย [52]

โดยทั่วไปแต่ละพอร์ตในสวิตช์ได้รับการปกป้องการเข้าถึงด้วยรหัสผ่านเท่านั้น อุปกรณ์เครื่องแม่ข่าย (Terminal Server) สามารถรับการปกป้องความปลอดภัยด้วยบัญชีผู้ใช้และรองรับ CHAP (Challenge Handshake Authentication Protocol) ซึ่งเป็นโพรโทคอลในการยืนยันการเข้าถึงระบบ CHAP ยกระดับความปลอดภัยให้เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ระบบมีเฉพาะการยืนยันตัวตน อย่างเดียวเท่านั้น ผู้ดูแลระบบรวมถึงผู้ใช้งานอื่น ๆ สามารถเข้าถึงระบบได้ผ่านโมเด็ม ยิ่งไปกว่านั้น อุปกรณ์ IED ไม่ได้รับการปกป้องความปลอดภัย เว้นแต่เราเตอร์ได้ทำการปิดกั้นการเข้าถึงด้วย การทำ Access Control List ในเครื่องแม่ข่าย ระหว่างการเชื่อมต่อระยะไกลและ Ethernet IED

5.5.1 เครือข่ายสื่อสารด้วยวิธีการ Dial-Up

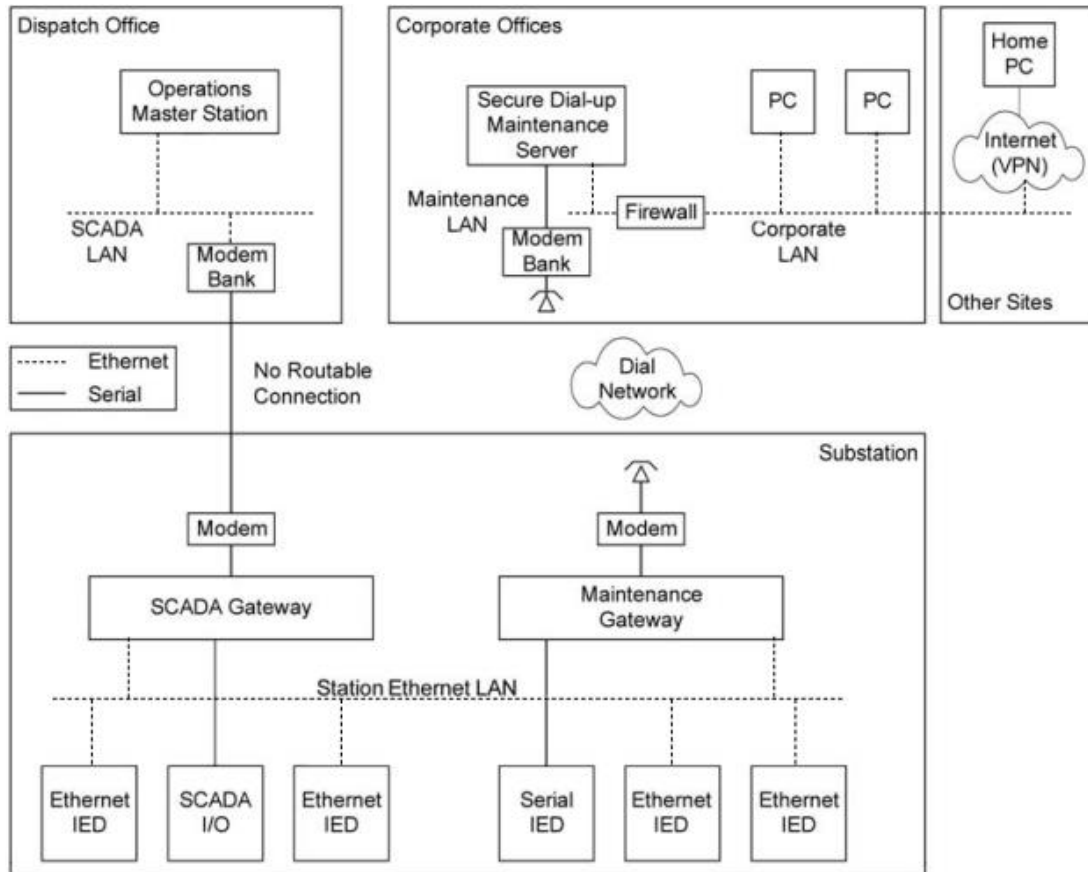
เกตเวย์ในเครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ต้องได้รับการรับรองมาตรฐานความปลอดภัยข้อมูลสื่อสารจาก NERC เกตเวย์มีหน้าที่อ่านฐานข้อมูลภายในอุปกรณ์ IED จากนั้นแสดงผลบนเว็บเพจ หรือค่าความความผิดพลาดของอุปกรณ์ IED เช่น รีเลย์ หม้อแปลง เบรกเกอร์

มิเตอร์ เป็นต้น เพื่อที่จะให้สถานีไฟฟ้าย่อยได้รับมาตรฐาน NERC CIP เครือข่ายภายในสถานีไฟฟ้าย่อยต้องมีความสามารถเกี่ยวกับการยืนยันตัวตนของผู้เข้าถึงระบบ และการตรวจสอบความพยายามเข้าถึงระบบทุกกรณีทั้งสำเร็จและไม่สำเร็จ กล่าวคือ เมื่อมีความพยายามเข้าถึงระบบ ระบบจะทำการบันทึกการเข้าถึงเหล่านั้นทุก ๆ ครั้ง

เมื่อมีการติดต่อเข้ามาทาง PPP และ CHAP โพรโทคอลจะให้การเชื่อมต่อนั้นยืนยันตัวตน จากนั้นลำดับถัดมา SSL (Secure Socket Layer) จะทำการเข้ารหัสข้อมูลการเชื่อมต่อครั้งนี้ ซึ่งมีลักษณะเดียวกันกับ HTTPS บนเว็บเบราว์เซอร์ โพรโทคอล SSL ร้องขอใบรับรอง (Certificate) จากผู้ได้รับอนุญาตออกใบรับรอง (Certificate Authority) ลำดับสุดท้าย PKI (Public Key Infrastructure) เป็นโครงสร้างกุญแจสาธารณะ ที่ให้บริการตามเอกลักษณ์ของผู้ร้องขอ (User identities) การเชื่อมต่อครั้งนี้ กุญแจสาธารณะนี้เป็นสิ่งที่อยู่ในใบรับรอง ดังนั้นเมื่อ SSL และ PKI ถูกใช้ในการยืนยันตัวตน ทั้งฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์จะมีกุญแจสาธารณะในการเข้าถึงเกตเวย์อุปกรณ์ Maintenance Gateway ยังสามารถกำหนดสิทธิ์และระดับในการเข้าถึงเช่น สามารถตรวจสอบสถานะของอุปกรณ์ IED ได้อย่างเดียว สามารถควบคุมหรือตั้งค่าให้กับอุปกรณ์ได้ หรือตั้งค่าการเข้าถึง IED ด้วยพอร์ตอนุกรมหรือ Ethernet

5.5.2 เครือข่ายสื่อสารด้วยวิธีการ Dial-Up Maintenance Server

สถาปัตยกรรมการรักษาความปลอดภัยเครือข่ายด้วยวิธีการ Dial-Up Maintenance Server มีลักษณะคล้ายกับ Dial-Up ที่ผ่าน Maintenance Server เป็นอุปกรณ์เครื่องแม่ข่าย ใช้สำหรับการบำรุงรักษาระบบจากสำนักงานใหญ่ ดังนั้น ก่อนการเข้าถึงเครื่องแม่ข่ายหลักนี้จำเป็นต้องมีกำแพงไฟ (Firewall) กันเพื่อป้องกันการบุกรุกภายในเครือข่ายของผู้ดูแลระบบ เนื่องจากสำนักงานใหญ่กับสถานีไฟฟ้าย่อยอาจจะตั้งอยู่ห่างไกลกันทางกายภาพ การเข้าถึงสถานีไฟฟ้าย่อยผ่านทาง Dial Network ทั้งนี้เครื่องคอมพิวเตอร์ ณ สำนักงานใหญ่สามารถเข้าถึงเครือข่ายในสถานีไฟฟ้าย่อยผ่านทาง Ethernet หรือ LAN ดังรูปที่ 5-19 ผู้ดูแลระบบเชื่อมต่อผ่านเครือข่าย LAN ภายในสำนักงานใหญ่ ผ่านกำแพงไฟไปยัง Maintenance Server ซึ่งให้บริการ 2 ปัจจัยในการยืนยันตัวตนด้วยบัญชีผู้ใช้และรหัสผ่าน โดยทำงานภายใต้ SSL ด้วย PKI ที่มีใบรับรองทั้งซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์เพื่อเข้าถึงระบบ เครื่องแม่ข่ายในการบำรุงรักษาระบบ สามารถกำหนดให้เป็นการยืนยันตัวตนแบบศูนย์รวม ซึ่งรองรับการยืนยันตัวตนร่วมกับเครื่องคอมพิวเตอร์ในสำนักงานใหญ่ การยืนยันตัวตนร่วมกันเช่นนี้เรียกอีกชื่อหนึ่งว่า Single Sign On (SSO) กล่าวคือ SSO จะยอมให้ผู้ใช้ดูแลระบบจดจำบัญชีผู้ใช้และรหัสผ่านจากเครื่องคอมพิวเตอร์ในสำนักงานใหญ่ เพื่อเข้าถึงเครือข่ายในสถานีไฟฟ้าย่อย



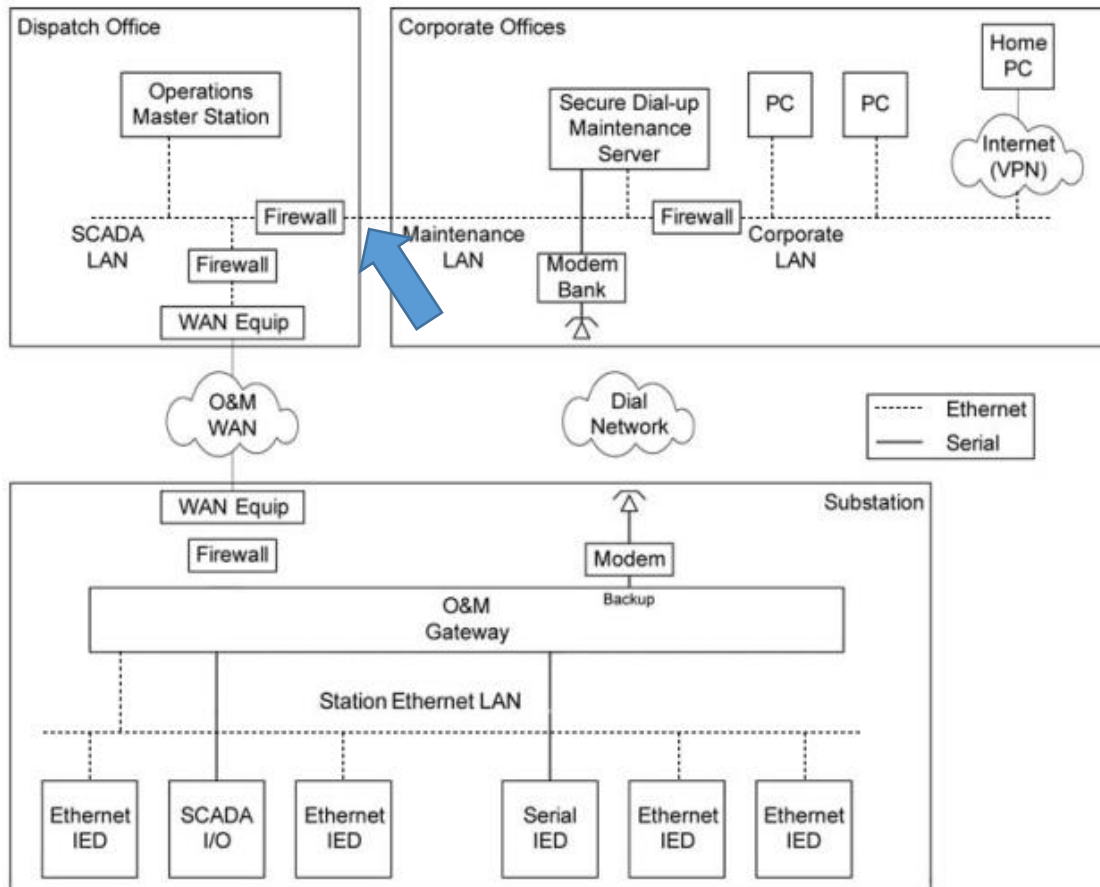
รูปที่ 5-19 เครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย (อนุกรม Maintenance Server) [52]

5.5.3 เครือข่ายสื่อสารด้วยวิธีการ O&M Shared High Speed Connection

เครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อยดังแสดงในรูปที่ 5-20 เป็นการเชื่อมต่อความเร็วสูงร่วมกันระหว่างการปฏิบัติการ (Operation) และการบำรุงรักษา (Maintenance) ส่วนปฏิบัติการเชื่อมต่อด้วย Ethernet (ตามลูกศรชี้ในรูป) ซึ่งใช้ช่องทางสื่อสารร่วมกันกับสำนักงานใหญ่ในการเผื่อระวางเครือข่ายในสถานีไฟฟ้าย่อย ทั้งส่วนปฏิบัติการและส่วนการบำรุงรักษาสามารถดำเนินการได้โดยผ่านทาง O&M WAN ไปยังสถานีไฟฟ้าย่อย เมื่อการสื่อสารข้อมูลผ่านเครือข่ายแวน ข้อมูลดังกล่าวจะต้องถูกเราท์เพื่อหาปลายทาง ในที่นี้คืออุปกรณ์แวน (WAN Equipment) กระบวนการทำงานดังกล่าวเป็นไปตามข้อกำหนดด้านความปลอดภัยของข้อมูลในมาตรฐาน NERC จากนั้นข้อมูลจะถูกตรวจคัดกรองด้วยกำแพงไฟก่อนเข้าสู่ O&M เกตเวย์ ณ ตำแหน่งนี้ O&M เกตเวย์ทำหน้าที่บริการ ทั้งอุปกรณ์ในระบบ SCADA และ Ethernet IED

การเข้าถึงอุปกรณ์ใน SCADA จำเป็นต้องใช้โปรโตคอล DNP3, Modbus TCP/IP หรือ IEC 61850 ความปลอดภัยใน SCADA มีลักษณะเช่นเดียวกับ Ethernet กล่าวคือนำ SSL มารักษาความปลอดภัยข้อมูล ซึ่งเราเตอร์ในระบบต้องสามารถรองรับ SSL ดังกล่าว

การเข้าถึงเครือข่ายเพื่อการบำรุงรักษามีความคล้ายคลึงกับตัวอย่างที่ผ่านมา กล่าวคือผู้ดูแลระบบจำเป็นต้องพิสูจน์ตัวตนด้วยบัญชีผู้ใช้และรหัสผ่าน เมื่อการสื่อสารข้อมูลบนเครือข่ายภายในสถานีไฟฟ้าย่อยมีความเร็วมากขึ้น การใช้แวนจะทำให้มีความน่าเชื่อถือกว่า dial-up ปัจจุบัน dial-up ถูกใช้เป็นช่องทางสำรอง ในกรณีที่เครือข่ายแวนขัดข้อง



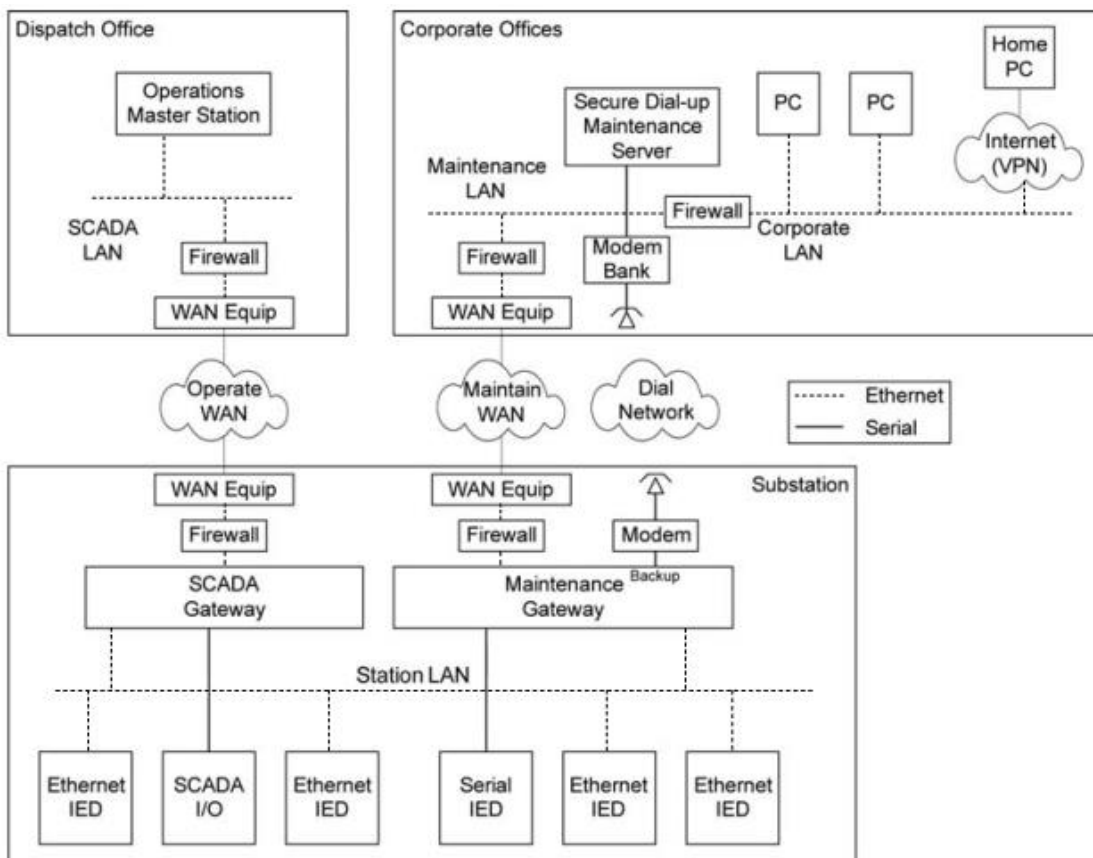
รูปที่ 5-20 เครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย (O&M WAN ร่วมกัน) [52]

ข้อดีของการใช้เทคโนโลยีสื่อสารร่วมกันระหว่างการปฏิบัติการและการบำรุงรักษาคือ เมื่อมีการใช้ช่องทางเดียวกันเป็นการลดต้นทุนในระบบ อย่างไรก็ตาม การใช้ช่องทางเดียวทำให้เสี่ยงต่อระบบรักษาความปลอดภัยด้านข้อมูล ด้วยข้อด้อยนี้ จึงมีการนำกำแพงไฟมาประยุกต์ใช้เพื่อกั้นระหว่างเครือข่าย Dispatch และสำนักงานใหญ่

5.5.4 เครือข่ายสื่อสารด้วยวิธีการ Separate O&M High Speed Connection

สถาปัตยกรรมความปลอดภัยเครือข่ายด้วยวิธีการ Separate O&M High Speed Connection ได้รับความนิยมน้อยแพร่หลาย เนื่องจากปัจจุบันเครือข่ายแวนสามารถเข้าถึงได้ง่าย ในการเข้าวงจรสื่อสาร ดังนั้น ระบบสื่อสารบนสถานีไฟฟ้าย่อยจึงแยกออกเป็น 2 ส่วนคือส่วนแรกการสื่อสารระหว่าง Dispatch กับสำนักงานใหญ่ นั้นหมายความว่าเป็นการแยก Operations Master Station ออกจาก Maintenance Server และส่วนที่สองคือส่วนของ SCADA เกตเวย์กับ Maintenance เกตเวย์ดังแสดงในรูปที่ 5-21

ในทางกายภาพมีการแยกเครือข่ายกันอย่างชัดเจนระหว่างการ Operation กับการ Maintenance อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติคือ การแบ่ง VLAN (Virtual LAN) ให้กับ 2 ส่วน ทั้งนี้ ส่วน SCADA และ Maintenance ตัวอย่างเช่น อุปกรณ์ Ethernet IED จะถูกกำหนดให้รองรับทั้ง 2 VLANs การออกแบบให้เครือข่ายสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าย่อย เข้าสู่การสื่อสารข้อมูล ซึ่งเป็นทิศทางเดียวกันกับการสื่อสารข้อมูลบนเครื่องคอมพิวเตอร์ หรืออินเทอร์เน็ตในปัจจุบัน จะทำให้ระบบมีความยืดหยุ่นและ ไม่จำเป็นต้องค้นคิดเทคโนโลยีสื่อสารใหม่ เพื่อการสื่อสารภายในสถานีไฟฟ้าย่อย โดยตรง



รูปที่ 5-21 เครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย (O&M WAN แยก) [52]

5.6 เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Reading)

1. Schneider Electric, *Digital Grid Unleashed*, Schneider Electric, Boston, MA, 2018
2. Department of Energy, *Distribution Automation: Results from the Smart Grid Investment Grant Program*, Department of Energy U.S., 2015
3. --, “Power and Grid: Powering Performance of Grid.” ABB. <https://new.abb.com/about/our-businesses/electrification/power-and-grid> [accessed 28, Feb, 2024].

5.7 คำถามท้ายบท

1. จงบอกข้อดีข้อเสีย ในการนำเทคโนโลยีสื่อสาร LTE มาประยุกต์ใช้เป็นโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ
 2. จงบอกข้อดีข้อเสียในการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี PLC แบบเหนือศีรษะและแบบใต้ดิน
 3. จงบอกจุดเด่นของ NB-PLC
 4. แนวคิดด้านการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมุ่งเน้นไปในด้านใด
 5. ทำไมต้องติดตั้ง Firewall หลายจุด ของเครือข่ายสื่อสารข้อมูลภายในสถานีไฟฟ้าย่อย
-

บทที่ 6

งานวิจัยเทคโนโลยีสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

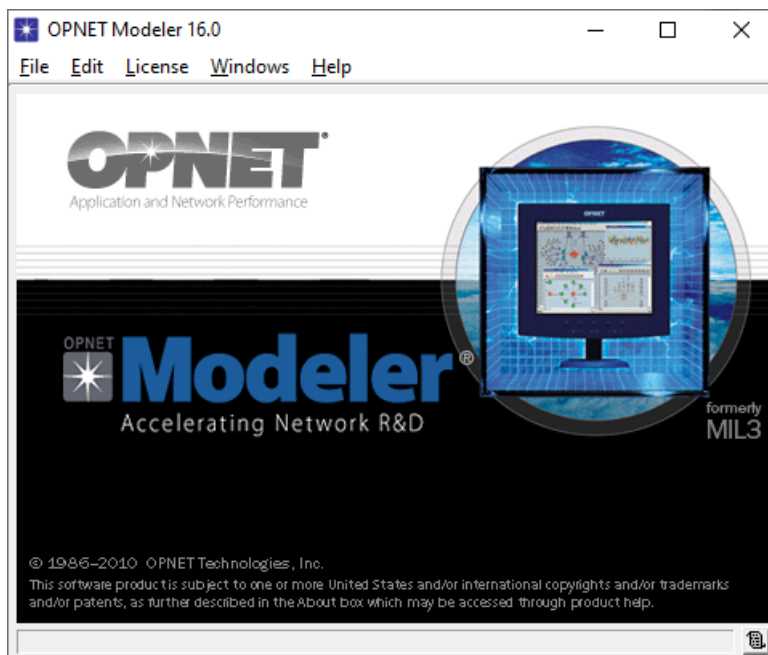
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชลากร ครุพงศ์ศิริ

งานวิจัยในเทคโนโลยีสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ นำเสนอเทคโนโลยีสื่อสาร 4G และลอร่า เทคโนโลยี 4G ได้รับความนิยมเป็นอย่างมากในปัจจุบัน มันถูกใช้สำหรับโทรศัพท์เคลื่อนที่มีพื้นที่ให้บริการครอบคลุมแหล่งชุมชน ดังนั้นมันจึงรองรับระบบสื่อสารของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ อีกทั้งเป็นพื้นฐานของเทคโนโลยีสื่อสาร 5G ดังนั้นผู้เขียนจึงเน้นไปที่เทคโนโลยีดังกล่าว ในทางทฤษฎีและหลักการทำงานของเครือข่าย 4G ซึ่งได้กล่าวไว้ในบทที่ 4 สำหรับเทคโนโลยีสื่อสารลอร่า ถูกออกแบบมาเพื่อใช้กับเครือข่ายตรวจจับ (Sensor Network) โดยเฉพาะ มันจึงมีความยืดหยุ่นสูงเมื่อนำมาประยุกต์ใช้กับการงานชนิดนี้ เช่นเดียวกับงานสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ทั้งสองเทคโนโลยีนี้นำมาใช้ในการส่งข้อมูลจากสมาร์ตมิเตอร์ไปยังศูนย์ควบคุมหลักของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จุดเด่นของเครือข่าย 4G พิจารณาควบคู่กับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีดังนี้

- เป็นเทคโนโลยีสื่อสารที่รองรับการทำงานแบบข้อมูลสื่อสาร หรือการเชื่อมต่อกับเครือข่ายคอมพิวเตอร์ได้ทันที
- เป็นเครือข่ายไร้สายที่สามารถรองรับผู้ใช้จำนวนมากในหนึ่ง eNode-B
- มีพื้นที่ครอบคลุมให้บริการที่กว้าง eNode-B หนึ่งมีพื้นที่ให้บริการกว่า 5 กิโลเมตร
- มีระบบรักษาความปลอดภัยข้อมูลที่ดี
- รองรับทิศทางของเทคโนโลยีสื่อสารในอนาคต

อย่างไรก็ดี เครือข่าย 4G มิได้ถูกออกแบบมา เพื่อการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์ ดังนั้น มันจึงมีข้อจำกัดในการส่งข้อมูลแบบวนรอบหรือเป็นรายคาบ และมีจำนวนของสมาร์ตมิเตอร์มากใน eNode-B ด้วยคุณลักษณะเฉพาะดังกล่าว หากนำเอาเครือข่าย 4G มาใช้เป็นช่องทางสื่อสารข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์อาจทำให้ประสิทธิภาพของระบบถูกลดทอนลง

ดังนั้น ผู้เขียนจึงนำเสนอแนวคิดในการนำเครือข่าย 4G มาประยุกต์ใช้กับการส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ในเครือข่าย AMI ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งจะชี้ให้เห็นถึงปัญหาที่มีในระบบ การนำเสนอแนวคิดในการแก้ปัญหา กลไกในการแก้ปัญหา (Mechanism) ประสิทธิภาพของกลไกดังกล่าว และผลกระทบต่อ UE ในเครือข่าย 4G โดยทำการจำลองระบบบนโปรแกรม OPNET modeler



รูปที่ 6-1 โปรแกรมจำลอง OPNET

ตำราฉบับนี้จะกล่าวถึงงานวิจัยทั้งหมดจำนวน 3 เรื่อง โดยแบ่งเป็นงานวิจัย 4G จำนวน 2 เรื่องและงานวิจัยบนเทคโนโลยีลoraจำนวน 1 เรื่อง งานวิจัยบนเครือข่าย 4G ได้แก่ การส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์บนช่องสัญญาณควบคุมของเครือข่าย 4G และการนำเสนอกลไกในการเข้าถึงเครือข่าย 4G โดยงานวิจัยทั้ง 2 นี้จะทำการจำลอง (Simulation) ระบบบนโปรแกรม OPNET Simulator ซึ่งเป็นโปรแกรมที่น่าเชื่อถือ ได้รับการยอมรับในการจำลองระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ ดังแสดงตามรูปที่ 6-1

6.1 งานวิจัยการส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ บนช่องสัญญาณควบคุมของเครือข่าย 4G

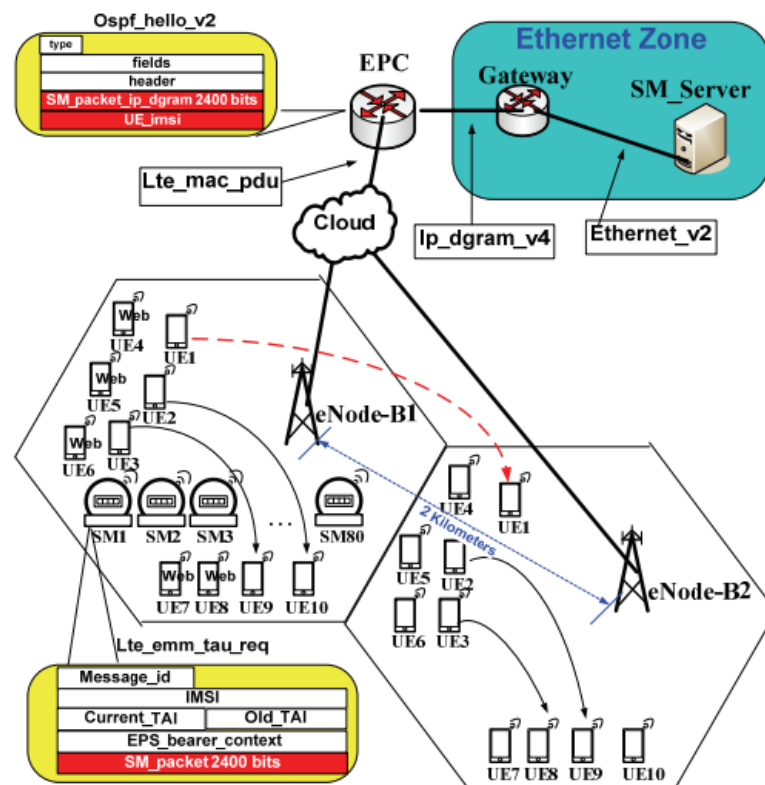
งานวิจัยนี้เป็นการส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์ บนช่องสัญญาณควบคุมของเครือข่าย 4G โดยนำงานวิจัย “Smart Meter Packet Transmission via the Control Signal of LTE Networks” [53] ซึ่งถูกตีพิมพ์ใน IEEE ICC 2015 Mobile and Wireless Networking Symposium และถูกนำเสนอในที่ประชุมวิชาการ

เนื่องจากข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์มีขนาดเล็ก แต่มีสมาร์ตมิเตอร์จำนวนมากในระบบต้องการเข้าถึงช่องสัญญาณ โดยกำหนดให้สมาร์ตมิเตอร์ซึ่งเปรียบเสมือนเครื่องคอมพิวเตอร์ ที่มีส่วนต่อประสานและกระบวนการภายใน ทำให้สมาร์ตมิเตอร์สามารถส่งข้อมูลออกมาบนเครือข่าย 4G ได้ ข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์มีขนาด 2400 บิต ส่งไปในแพกเกตการปรับปรุงพื้นที่เส้นทาง (Tracking Area Update: TAU) แพกเกตชนิดนี้ใช้สำหรับการรายงานตัวของอุปกรณ์ UE บนเครือข่าย 4G เพื่อให้ eNode-B ทราบตำแหน่งของ UE การทราบตำแหน่งนี้จะทำให้ eNode-B ติดต่อกับ UE ได้

หากมีการส่งข้อความหรือการเรียกสายจากปลายทาง การใช้แพ็คเกจที่จัดอยู่ในประเภทการควบคุม รายงานตำแหน่งของ UE ลักษณะการส่งข้อมูลเช่นนี้ แพ็คเกจจะใช้ช่อง DCCH หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าช่องสัญญาณเพื่อการควบคุม (Control Signal) เพื่อส่ง ซึ่งไม่จำเป็นต้องร้องขอ Scheduling จาก eNode-B และไม่จำเป็นต้องร้องขอ RB เหมือนการส่งข้อมูลปกติ ในการสื่อสารบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ผู้วิจัยได้นำแพ็คเกจ TAU มาประยุกต์ใช้กับแพ็คเกจของสมาร์ตมิเตอร์

6.1.1 การตั้งค่าระบบเพื่อส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ บนแบบจำลองเครือข่าย 4G

เนื่องจากสมาร์ตมิเตอร์ถูกติดตั้งอยู่ ณ ตำแหน่งที่แน่นอนเช่น ผนังของบ้านพักอาศัย ดังนั้นในการประยุกต์ใช้เครือข่าย 4G เพื่อส่งข้อมูลจากสมาร์ตมิเตอร์ไปยัง AMI ของศูนย์ควบคุมกลาง สมาร์ตมิเตอร์ไม่จำเป็นต้องใช้แพ็คเกจ TAU เพื่อรายงานตำแหน่งไปยัง eNode-B ผู้วิจัยได้ทำการแทรกฟิลด์ *SM_packet_2400_bits* ลงในแพ็คเกจของ *Lte_emm_tau_req* เพื่อให้แพ็คเกจดังกล่าวสามารถส่งไปยังปลายทางได้ ตามสถาปัตยกรรมของเครือข่าย 4G ข้อมูลจาก eNode-B จะส่งไปยัง EPC เพื่อแจ้งให้ EPC ทราบว่า UE อยู่ ณ eNode-B ไหนในระบบ ดังแสดงได้รูปที่ 6-2



รูปที่ 6-2 การตั้งค่า TAU บนโปรแกรมจำลอง OPNET [53]

ภาพรวมของการตั้งค่า TAU บนโปรแกรมจำลอง OPNET ตามที่กล่าวมาแล้วว่า สมาร์ตมิเตอร์เปรียบเสมือน UE ในระบบ แต่ในการทดลองนี้ผู้วิจัยได้ใช้สมาร์ตมิเตอร์จำนวน 80 เครื่อง ซึ่งอยู่ใน eNode-B1 เดียวกันกับ UE ที่กำลังใช้งานจำนวน 10 เครื่อง ในระหว่างการจำลองอุปกรณ์

UE นี้ติดต่อกับ UE ที่ซึ่งเชื่อมต่อกับ eNode-B2 ซึ่งอยู่ข้างเคียง การตั้งค่าเช่นนี้เพื่อหาผลกระทบของการส่งข้อมูลจากสมาร์ตมิเตอร์ไป SM_Server ต่อ UE ใน eNode-B1 และ eNode-B2

ผู้วิจัยได้ใช้แพกเกต *Lte_emm_tau_req* โดยแทรกฟิลด์สมาร์ตมิเตอร์ไว้ภายในแพกเกตนี้ โดยสมมุติฐานการทดลองคือ สมาร์ตมิเตอร์แพกเกตจะไปถึง SM_Server โดยการส่งด้วยสัญญาณควบคุมในระบบเครือข่าย ที่มีใช้ข้อมูลในเครือข่าย 4G ตามหลักการทำงานของสถาปัตยกรรมเครือข่าย 4G แพกเกตการควบคุมเช่นนี้มีชื่อว่า NAS ซึ่ง eNode-B ณ จุดนี้แพกเกตนี้มีชื่อว่า *Lte_mac_pdu* หรือ MAC PDU จะส่งต่อแพกเกตชนิดนี้ไปยัง EPC โดยตรงผ่านเครือข่ายสื่อสารแพกเกต *Lte_mac_pdu* นี้จะสิ้นสุดที่ EPC เนื่องจากในเครือข่าย 4G เมื่อ EPC ทราบว่าตำแหน่งของ UE อยู่ที่ไหน EPC สามารถหาเส้นทางของ UE หาก UE ถูกเรียกจากผู้ใช้ปลายทางได้ เมื่อมีการเรียกสายจากผู้ใช้ปลายทาง หรือส่งข้อมูลผ่านทางโปรแกรมสนทนา เป็นต้น

อย่างไรก็ดี ในงานวิจัยนี้ ข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ยังมิได้ถูกส่งถึงปลายทาง เนื่องจากการสิ้นสุดของ MAC PDU ที่ EPC ดังนั้น จึงต้องหาแพกเกตชนิดอื่นที่สามารถส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ให้ถึงปลายทางได้ (SM Server) โดยทั่วไปเครือข่ายการสื่อสารข้อมูล จำเป็นต้องมีการหาเส้นทางการสื่อสารบนโพรโทคอล OSPF ซึ่งมี *OSPF hello packet* เป็นแพกเกตที่ค้นหาโหนดข้างเคียงและรักษาเส้นทางนั้นไว้ เพื่อว่าหากจำเป็นต้องทำการหาเส้นทางให้กับแพกเกต อุปกรณ์เราเตอร์สามารถทำได้ทันที ในกรณีนี้ผู้วิจัยจึงเลือกใช้แพกเกตชนิดนี้ ในการส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์ไปยังเครื่องแม่ข่ายของสมาร์ตมิเตอร์ โดยผ่านเกตเวย์ในระบบ แสดงในรูปที่ 6-2

แพกเกต *Ospf_hello_v2* ถูกส่งออกจาก EPC ไปยังโหนดข้างเคียงทุก ๆ 10 วินาที ผู้วิจัยได้ทำการแทรกฟิลด์ “SM_packet_2400_bit” ลงในแพกเกต *lte_ip_datagram_V4* หรือ IP datagram ทำงานบนไอพีรุ่นที่ 4 บนเครือข่ายคอมพิวเตอร์ ซึ่งห่อหุ้ม (Encapsulate) ไว้ภายใน *Ospf_hello_v2* โดยค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญดังตารางที่ 6-1

6.1.2 การกำหนดค่าพารามิเตอร์เพื่อส่งข้อมูลสมาร์ตมิเตอร์ บนสัญญาณควบคุม

ตามที่กล่าวมาข้างต้น ผู้วิจัยเลือก eNode-B1 และ eNode-B2 มีแถบความถี่กว้าง (Channel Bandwidth) 5 MHz หรือ 25 RBs โดยภายในใช้ Preamble Format 0 ซึ่งมี 1 สล็อตของ 10 เฟรมวิทช์ที่รองรับ Preamble นั้นหมายความว่าอีก 9 สล็อตจะให้บริการสำหรับข้อมูลของ UE บนเครือข่าย ลำดับถัดมาจำนวน Preamble Signature ที่ eNode-B ทั้งสองพร้อมให้บริการ UE ซึ่งกำหนดไว้ 2 ค่า เพื่อให้สามารถเห็นความแตกต่างของการใช้งานจริงในระบบคือ 7 และ 54 โดย 7 คือค่าที่น้อยที่สุดที่ eNode-B จัดสรรให้ UE ใช้ได้ในการเข้าถึงเครือข่าย ในทางตรงกันข้าม

54 คือค่าที่มากที่สุดที่ eNode-B จัดสรรให้ UE สำหรับจำนวนของ Preamble อีก 10 หมายเลขที่เหลือ eNode-B จะสงวนไว้ใช้ในกรณีต้องการติดต่อกับ UE ดังที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 4

ตารางที่ 6-1 ค่าพารามิเตอร์สำหรับการส่งข้อมูลบนสัญญาณควบคุม

พารามิเตอร์	ค่า
eNode-Bx	
System Model	2 cells
Channel Bandwidth	5 MHz (25 RBs)
Preamble Format	Format 0
Preamble Number	7 and 54
Path Loss Model	Suburban macro cell
No. Tx/Rx Antennas	3
Antenna Gain	15 dBi
Max. Transmission Power	20 W
PUCCH Reserved Size Pairs	2 RBs
UE	
Channel Model	suburban
Antenna Gain	-1 dBi
Max. Transmission Power	0.5 W
UE Distance	200-1,500 metres
Http Page size Interval	1,000 bytes 10 sec
Video	128 x 120 pixels; 10 frame/sec
Voice Encoder	G.711
SM	
Channel Model	suburban
Antenna Gain	14 dBi
Max. Transmission Power	2 W
SMs Distance (Fixed)	200-1,500 metres
No. of Tx/Rx Antenna	1
SM Data Size	300 bytes
Simulation Time	480 seconds

UE ซึ่งอยู่ในสถานะเชื่อมต่อกับเครือข่ายและใช้ Voice application G.711 มีปัจจัยการทำงาน (Active Factor) 50% ของการใช้งานแบนด์วิดท์ หมายความว่า การสนทนาของคู่สายจะไม่สนทนากันตลอดเวลา คู่สนทนาจะหยุดพูดหรือเว้นวรรค ในระหว่างใช้ช่องสัญญาณ ในการเรียกหา กันจาก eNode-B1 ไปยัง UE ที่เชื่อมต่อเครือข่ายใน eNode-B2 ทั้งนี้ในการจำลองเพื่อหาผลกระทบประสิทธิภาพของ UE ในเครือข่าย หากมีการส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์ผ่านแพคเกจ สำหรับควบคุมระบบ นอกจากนี้ UE1 ทำการหาข้อมูลบนอินเทอร์เน็ตซึ่งกำหนดให้มีขนาด 1,000 ไบต์ ด้วยรอบการหาข้อมูลทุก ๆ 10 วินาที ประเด็นสุดท้าย แม้ว่า UE7 และ UE8 มิได้ถูกใช้เพื่อส่งข่าวสารใด ๆ แต่มันยังคงรายงานตำแหน่งของมันทุก ๆ 10 วินาที

สมาร์ตมิเตอร์ส่งข้อมูลไปยัง eNode-B1 ทุก ๆ 30 นาที ดังนั้น ใน 1 วินาที จะมี 8 สมาร์ตมิเตอร์ส่งข้อมูลออกไปยังเครือข่าย จำนวนครัวเรือนในเขตที่พักอาศัยรอบเมืองซินี๋ย ในปี 2011 คือ 10,000 ครัวเรือน ดังนั้นในการออกแบบระบบ eNode-B สามารถรองรับได้ 14,000 ครัวเรือน แต่ในการจำลองระบบไม่สามารถสร้างสมาร์ตมิเตอร์จำนวน 14,400 ตัวได้ ผู้วิจัยจึงใช้สมาร์ตมิเตอร์จำนวน 80 ตัว และส่งข้อมูลเข้าไปในเครือข่ายทุก ๆ 10 วินาที ซึ่งแสดงถึงการส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์ 14,400 ตัวในระบบ

6.1.3 ผลการทดลองการส่งข้อมูลบนสัญญาณควบคุม

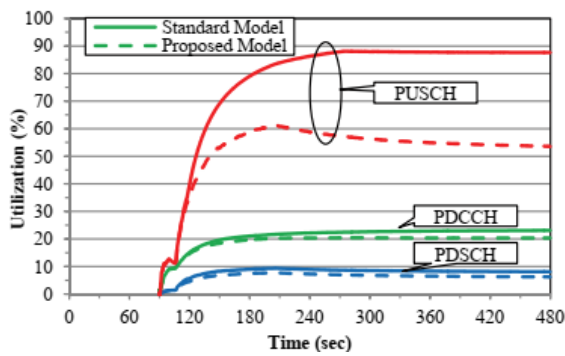
6.1.3.1 การใช้ประโยชน์ของช่องสัญญาณทางกายภาพ (Physical Channel Utilization)

ช่องสัญญาณทางกายภาพที่ eNode-B มีทั้งหมด 3 ช่องคือ PUSCH, PDSCH, และ PDCCH การใช้ประโยชน์จากช่องสัญญาณทั้ง 3 จะได้รับการตรวจสอบและเปรียบเทียบให้เห็นว่า การใช้วิธีการที่นำเสนอ คือการแทรกข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์เข้าไปใน TAU จะมีผลกระทบอย่างไร ทั้ง 3 ช่องสัญญาณ ซึ่งพบว่า การใช้ประโยชน์ของ PUSCH ลดลงประมาณ 30% สำหรับช่องสัญญาณ PDSCH และ PDCCH ลดลงประมาณ 2% เมื่อเทียบกับการส่งข้อมูลด้วยมาตรฐานของเครือข่าย 4G ดังแสดงในรูปที่ 6-3(ก) การใช้ประโยชน์จากช่องสัญญาณทางกายภาพน้อยถือว่าเป็นผลดีต่อระบบ แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพของแนวคิดที่นำเสนอ ในการส่งแพคเกจของสมาร์ตมิเตอร์ไปยังเครือข่ายและเครื่องแม่ข่าย ซึ่งในทางปฏิบัติคือ AMI ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

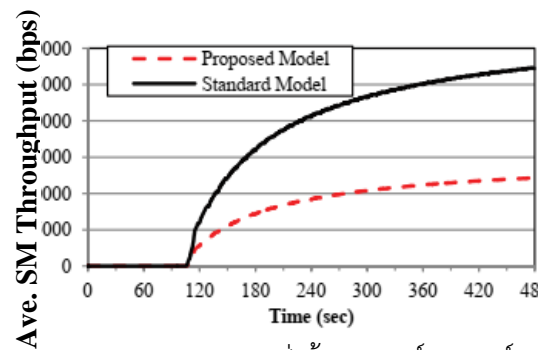
6.1.3.2 การเข้าถึง Scheduling (Scheduling Access)

ช่องสัญญาณทางกายภาพทั้ง 3 ตามที่ได้กล่าวมาข้างต้น ต้องการ Scheduling เพื่อเข้าถึง RBs สำหรับสัญญาณควบคุม (TAU) นั้น PDCCH และ PDSCH จะถูกละเลยในการเข้าถึง Scheduling เนื่องจากช่องสัญญาณทางกายภาพทั้งสองนี้ ถูกออกแบบเพื่อให้ใช้กับการสร้าง การ

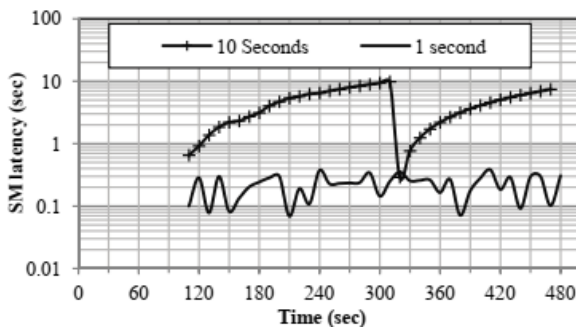
เชื่อมต่อ UE กับ eNode-B (Establish Connection) ในช่วงแรกของการเข้ามาในรัศมีการให้บริการของ eNode-B สำหรับกรณีนี้ Scheduling ของช่องสัญญาณ PUSCH ถูกพิจารณาเนื่องจากมันถูกใช้เพื่อเป็นการส่งข้อมูลขาขึ้นจาก UE ไปยัง eNode-B สมาร์ทมิเตอร์ 1 ตัวส่งข้อมูลทุก ๆ 10 วินาที โดยเริ่มต้นจาก 100 วินาทีถึง 480 วินาที หรือ 37 ครั้ง ในการจำลองนี้ ดังนั้น 80 สมาร์ทมิเตอร์ ต้องร้องขอของ RB จำนวน 2,960 ครั้ง ในการนี้ มีข้อสังเกตร่วมกับประโยชน์การใช้ช่องสัญญาณทางกายภาพ PUSCH ดังรูปที่ 6-3(ก) พบว่าวิธีการที่นำเสนอ มิได้ใช้ Scheduling ในการเข้าถึง eNode-B



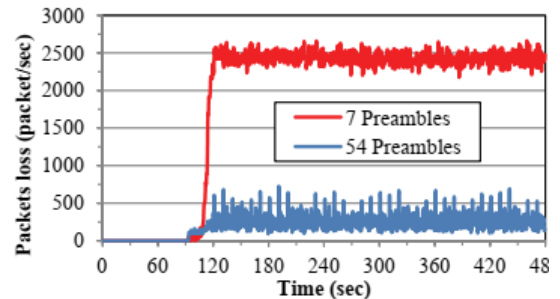
(ก) การใช้ประโยชน์ช่องสัญญาณทางกายภาพ



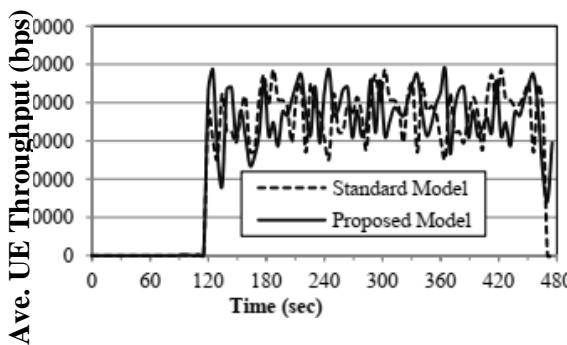
(ข) ปริมาณงานที่ได้ของสมาร์ตมิเตอร์



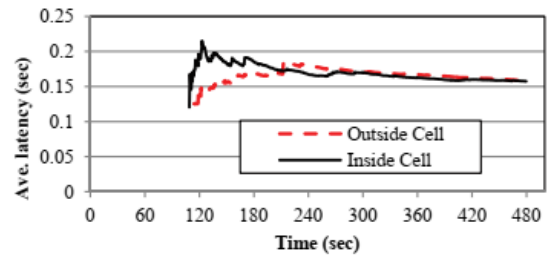
(ค) อัตราการหน่วงของแพคเกจสมาร์ตมิเตอร์



(ง) การสูญเสียแพคเกจในระบบ



(จ) ปริมาณงานของ UE



(ฉ) อัตราการหน่วงของ UE

รูปที่ 6-3 ผลการทดลองการส่งข้อมูลบนสัญญาณควบคุมของเครือข่าย 4G [53]

6.1.3.3 ปริมาณงานของสมาร์ตมิเตอร์ (Smart Meter Throughput)

ปริมาณงานของสมาร์ตมิเตอร์บนแถบความกว้างของแบนด์วิดท์ ในการจำลองระบบนี้ 80 สมาร์ตมิเตอร์ส่งแพ็คเกจของมันภายในแพ็คเกจ *lte_emm_tau_req* ซึ่งแพ็คเกจดังกล่าวถือเป็นแพ็คเกจของการควบคุมที่ใช้เพื่อให้ UE รายงานตำแหน่งของมันต่อระบบเครือข่าย ดังนั้น ปริมาณงานที่ได้จึงมีน้อยกว่าการส่งข้อมูลแบบมาตรฐานบนเครือข่าย 4G เนื่องจากในการส่งข้อมูลแบบมาตรฐานต้องการ RB ตามที่วางอยู่ ณ เวลานั้น นั่นคือ 25 RBs ในทางตรงกันข้าม ด้วยวิธีการที่นำเสนอใช้เพียง 2RBs แต่สามารถส่งข้อมูลถึงปลายทางได้เช่นกัน โดยปริมาณงานของสมาร์ตมิเตอร์เฉลี่ยอยู่ที่ 12 kbps เมื่อทำงานจำลองระบบในเวลา 480 วินาที ดังแสดงในรูปที่ 6-3(ข) สำหรับการส่งข้อมูลแบบมาตรฐานของเครือข่าย 4G จะมีปริมาณงานอยู่ที่ 27 kbps แม้ว่าวิธีการที่ผู้วิจัยได้นำเสนอจะมีปริมาณงานที่น้อยกว่า แต่เป็นการใช้ทรัพยากรน้อยกว่าการส่งแบบมาตรฐาน และสามารถส่งข้อมูลไปถึงปลายทางนั่นคือ SM Server

6.1.3.4 อัตราการหน่วงแพ็คเกจของสมาร์ตมิเตอร์ (Packet Latency of Smart Meter)

อัตราการหน่วงของสมาร์ตมิเตอร์พิจารณาจากต้นทางคือ อุปกรณ์สมาร์ตมิเตอร์ไปจนกระทั่งข้อมูลถึงปลายทางนั่นคือ SM Server ตามมาตรฐานของเครือข่าย 4G อัตราการหน่วงระหว่าง UE และ EPC จะอยู่ที่ประมาณ 32 ms ในการจำลองระบบครั้งนี้ แพ็คเกจของสมาร์ตมิเตอร์ถูกแนบเข้าไปใน OSPF_hello_v2 ซึ่งเป็นแพ็คเกจที่อยู่ถัดไปจาก EPC ดังนั้น อัตราการหน่วงของระบบที่ได้จะสูงกว่า 32 ms โดยจะขึ้นอยู่กับรอบการส่ง OSPF_hello_v2 นี้ ในการจำลองนี้ ผู้วิจัยได้ทำการตั้งค่ารอบการส่ง OSPF_hello_v2 ไว้ที่ทุก ๆ 10 วินาที เพื่อตรวจสอบความเปลี่ยนแปลงอัตราการหน่วงของระบบ พบว่าการส่งทุก ๆ 10 วินาที จะทำให้อัตราการหน่วงของสมาร์ตมิเตอร์อยู่ที่ 400 ms ถึง 10 seconds แสดงดังรูปที่ 6-3(ค) การที่อัตราการหน่วงเพิ่มขึ้นนี้ เนื่องจากข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์ถูกแนบมากับแพ็คเกจ *lte_emm_tau_req* ในช่วงแรก และมารอการส่งต่อด้วยแพ็คเกจ *OSPF_hello_v2* ทำให้มีเวลาเพิ่มขึ้นจากเดิมเล็กน้อย อัตราการหน่วงของสมาร์ตมิเตอร์ในระดับนี้ไม่มีผลกระทบใด ๆ กับการบริการข้อมูลการอ่านค่าการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภค

6.1.3.5 การสูญเสียแพ็คเกจ (Packet Loss)

ในการจำลองระบบ ผู้วิจัยได้ออกแบบให้การจำลองนี้รองรับสมาร์ตมิเตอร์จำนวน 14,400 เครื่อง เมื่อสมาร์ตมิเตอร์ทั้งหมดต้องการสร้างการเชื่อมต่อไปยัง eNode-B เพื่อขอใช้ RB ด้วยการใช้นามสกุล Preamble Signature การตั้งค่า Preamble 7 และ 54 แสดงให้เห็นถึงการพยายามเข้าถึงเครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์ และส่งผลให้ทำให้เกิดการสูญเสียของแพ็คเกจในระบบรูปที่ 6-3(ง) ในการใช้ 7

Preamble มีการสูญเสียของแพกเกตประมาณ 2,500 packet/sec ในทางตรงกันข้ามหากมี Preamble เพียงพอต่อสมาร์ตมิเตอร์ การสูญเสียของแพกเกตในระบบจะลดลงอย่างเห็นได้ชัด ประมาณ 320 packet/sec

6.1.3.6 ปริมาณงานของ UE (UE Throughput)

บริการข้อมูลชนิดเสียงบนเครือข่าย 4G ถือเป็นอีกบริการที่ได้รับความนิยม ในการจำลองระบบครั้งนี้ กำหนดให้มีการสนทนาระหว่างคู่สายเริ่มจาก 100 วินาทีแรกจนกระทั่งสิ้นสุดการจำลอง นั่นคือ 480 วินาที พบว่าปริมาณงานของ UE มีการแกว่งจาก 30 kbps – 45 kbps ปริมาณงานของ UE ขึ้นอยู่กับโปรแกรมประยุกต์ที่กำลังใช้งานอยู่ ณ ขณะนั้น ซึ่งในที่นี้ผู้วิจัยใช้การเข้ารหัสแบบ G.711 และมีปัจจัยการทำงานที่ 50% ตามที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ในการตั้งค่าระบบ สอดคล้องกับ Voice G.711 นี้ต้องการแบนด์วิดท์ 64 kbps รูปที่ 6-3(จ) แสดงให้เห็นว่า วิธีการที่นำเสนอในงานวิจัยนี้ไม่ส่งผลกระทบต่อ UE ที่กำลังใช้โปรแกรมประยุกต์ในระบบ กล่าวคือทั้งมาตรฐานของเครือข่ายและวิธีการที่ผู้วิจัยนำเสนอ มีค่าปริมาณงานของ UE ใกล้เคียงกัน

6.1.3.7 อัตราการหน่วงของ UE (UE Latency)

อัตราการหน่วงของ UE ถูกพิจารณาทั้งการใช้ Voice ทำการสนทนากับ eNode-B1 ภายในด้วยกัน และการสนทนาข้ามไปยัง UE ที่เชื่อมต่อกับ eNode-B2 โดยอัตราการหน่วงคำนวณจากต้นทางถึงปลายทาง รูปที่ 6-3(ฉ)จากการจำลองพบว่าอัตราการหน่วงทั้งการสนทนาภายใน eNode-B1 และการสนทนาไปยัง eNode-B2 มีค่าใกล้เคียงกันที่ประมาณ 160 ms ซึ่งอัตราการหน่วงขนาดนี้สามารถยอมรับได้ในการสื่อสารบนเครือข่ายคอมพิวเตอร์ทุกเทคโนโลยี ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า ด้วยวิธีการสอดแทรกข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์เข้าไปใน TAU ไม่มีผลกระทบเชิงลบต่อ UE ในระบบของเครือข่าย 4G

6.1.4 สรุปงานวิจัยการส่งข้อมูลบนสัญญาณควบคุม

งานวิจัยนี้นำเสนอการส่งแพกเกตของสมาร์ตมิเตอร์ บนช่องสัญญาณควบคุมของเครือข่าย 4G บนแพกเกต TUA เพื่อส่งแพกเกตสมาร์ตมิเตอร์ไปยัง AMI ซึ่งเป็นเครือข่ายที่สำคัญอย่างหนึ่งบนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในเครือข่ายมาตรฐานของ 4G แพกเกต TAU ใช้สำหรับรายงานตำแหน่งของ UE แต่ผู้วิจัยนำแพกเกตนี้มาส่งค่าหน่วยการอ่านมิเตอร์จากสมาร์ตมิเตอร์ จึงไม่จำเป็นต้องใช้แพกเกตนี้รายงานตำแหน่งของตัวเอง เนื่องจากสมาร์ตมิเตอร์มิได้เคลื่อนที่เหมือนดัง UE ทั่วไป จุดเด่นของวิธีการที่นำเสนอนี้คือ แพกเกตของสมาร์ตมิเตอร์ ไม่จำเป็นต้องเข้าถึง Schedule และ RB ก่อนการส่งข้อมูลเหมือนดังเช่นการส่งข้อมูลบนเครือข่ายมาตรฐานของ 4G ยิ่งไปกว่านั้นการใช้

ประโยชน์ของช่องสัญญาณสื่อสารทางกายภาพทั้ง 3 บนเครือข่าย 4G มีการใช้งานที่ลดลง อันเนื่องมาจากการส่งภายใต้สภาพแวดล้อมของสัญญาณควบคุม นอกจากนี้ด้วยกลไกทำงานของวิธีที่ผู้วิจัยนำเสนอ พบว่าไม่มีผลกระทบต่อ UE ที่ซึ่งกำลังใช้ช่องทางสื่อสารอยู่ทั้งภายใน eNode-B เดียวกันและต่าง eNode-B เนื่องจากแพ็คเกจของสมาร์ตมิเตอร์มีขนาดเล็กนั่นเอง

6.2 งานวิจัยกลไกแก้ปัญหาความขัดแย้ง ของช่องสัญญาณบนเครือข่าย 4G

งานวิจัยนี้นำเสนอการสร้างความคิดกลไกใหม่ในการเข้าถึงเครือข่าย 4G [54] ซึ่งถูกตีพิมพ์ใน IEEE Transactions on Industrial Informatics ในปี 2017 ดังที่กล่าวมาแล้วว่าเครือข่าย 4G ได้รับความสนใจจากทุกภาคส่วน เนื่องจากเป็นเครือข่ายไร้สายที่ทำงานในลักษณะข้อมูลสื่อสารเหมือนดังเช่นการสื่อสารข้อมูลบนเครื่องคอมพิวเตอร์ และมีจุดเด่นที่เห็นได้ชัดของเครือข่าย 4G อีกประการหนึ่งคือมีพื้นที่ครอบคลุมกว้างมาก เมื่อเปรียบเทียบกับเครือข่ายคอมพิวเตอร์ไร้สาย ยิ่งไปกว่านั้นทิศทางของเทคโนโลยีสื่อสารในอนาคตจะใช้พื้นฐานหลักการทำงานของเครือข่าย 4G เป็นต้นแบบ อย่งไรก็ดี เครือข่าย 4G มิได้ถูกออกแบบมาเพื่อการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์ ซึ่งมีอยู่เป็นจำนวนมาก หากนำเทคโนโลยีสื่อสารนี้มาประยุกต์ใช้กับเครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์ จะทำให้เกิดปัญหาการแย่งชิงการเข้าถึงช่องสัญญาณของเครือข่ายที่ eNode-B

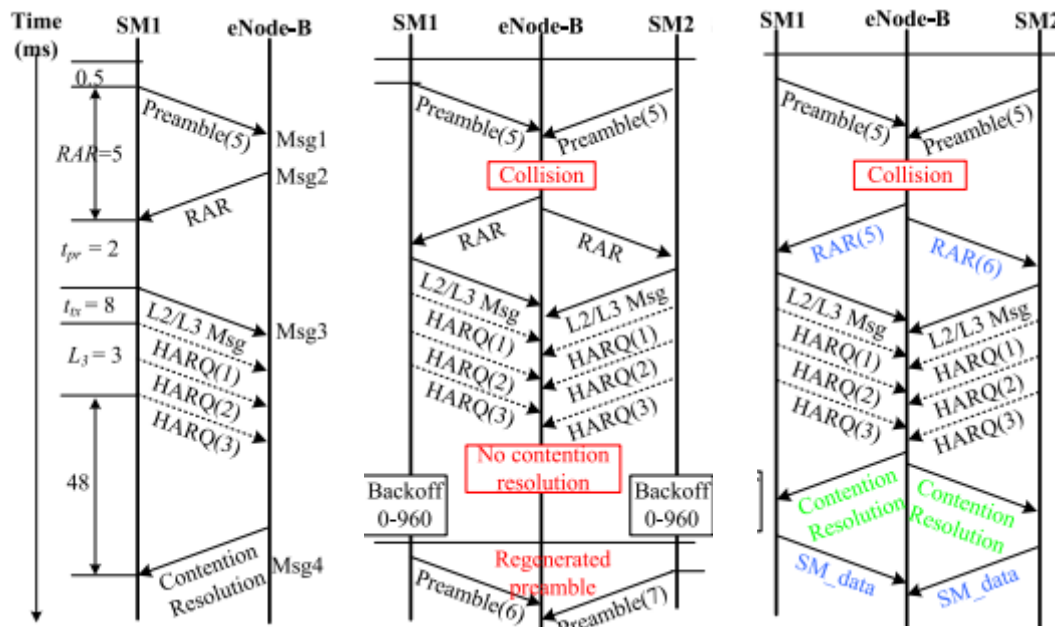
การขัดแย้งในระหว่างการเข้าถึงอย่างสุ่ม (Random Access: RA) เมื่อจำนวนของอุปกรณ์ในเครือข่ายมีจำนวนมาก ต้องการส่งข้อมูลออกไปยังเครือข่ายในเวลาเดียวกัน ตัวอย่างเช่น สมาร์ตมิเตอร์ต้องการส่งข้อมูลไปยัง AMI ทุก ๆ 30 นาทีบนเครือข่าย 4G จะเกิดความขัดแย้งในการแย่งชิงช่องสัญญาณของ UE เนื่องจากเครือข่าย 4G ถูกออกแบบมาให้มีการเข้าถึงอย่างสุ่ม ข้อดีของ RA คือ UE ทุกเครื่องสามารถเข้าใช้งานเครือข่ายได้ โดยปราศจากการควบคุมสิทธิ์ในการเข้าถึงช่องสัญญาณจาก eNode-B

การเข้าถึงช่องสัญญาณบน eNode-B ของเทคโนโลยีเครือข่าย 4G แตกต่างจากเทคโนโลยีสื่อสารอื่น ตรงที่เครือข่าย 4G ใช้ Preamble Signature เพื่อขอใช้ช่องสัญญาณและ RB บน eNode-B แต่เทคโนโลยีสื่อสารอื่น ๆ เช่น เครือข่ายคอมพิวเตอร์ไร้สาย เครือข่ายลอร์รา เป็นต้น ใช้ Preamble เพื่อแสดงให้เห็นว่ากำลังจะมีการส่งข้อมูลมายังจากต้นทาง ยิ่งไปกว่านั้นเทคโนโลยีดังกล่าวยังใช้ช่องสัญญาณเดียวตลอดการรับส่ง ดังนั้น หากมีการชนกันของ Preamble ที่ฝั่งรับ ข้อมูลดังกล่าวจะเสียหายไม่สามารถใช้งานได้ อย่งไรก็ดี ในเครือข่าย 4G ฝั่งส่งให้ Preamble Signature ที่มีช่องสัญญาณเฉพาะคือ PRACH ที่แยกออกมาจากการส่งข้อมูลจริง ดังนั้น เมื่อฝั่งรับสามารถรับข้อมูล Preamble ได้แล้ว มันจะตีความ Preamble นั้นได้ แม้ว่าจะมีการชนกันของ Preamble ที่เครื่องรับก็ตาม

อย่างไรก็ดี เครือข่าย 4G มี Preamble Signature จำกัดที่ 64 และ 10% ของจำนวนนี้ ถูกสงวนไว้ที่ eNode-B เพื่อให้ eNode-B ใช้ติดต่อ UE ได้โดยสะดวกปราศจากความขัดแย้ง เช่นในการทำการเปลี่ยน eNode-B ในขณะที่ยังสามารถใช้โปรแกรมประยุกต์ได้อย่างต่อเนื่อง (Soft hand off) การสั่งให้ UE รายงานค่าตำแหน่ง (TAU) เมื่อ eNode-B พบว่าสัญญาณของ UE ต่ำลง หรือการเชื่อมต่อสัญญาณใหม่อีกครั้งของ UE ในกรณีที่สัญญาณของ UE ขาดหายไป อาทิเช่น การใช้ลิฟต์โดยสารของผู้ใช้งาน เป็นต้น

ในงานวิจัยนี้นำเสนอการเข้าถึงช่องสัญญาณบน eNode-B แบบใหม่ที่ซึ่งผสมผสานระหว่างการเข้าถึงแบบมีความขัดแย้งและการเข้าถึงแบบไม่มีความขัดแย้ง โดยนำข้อดีของแต่ละวิธีการมาใช้ในงานวิจัยนี้ มีกระบวนการขั้นตอนหลัก ๆ ดังนี้

1. การเข้าถึงแบบมีความขัดแย้งและไม่มีการขัดแย้ง ถูกรวมกันสำหรับการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์
2. สมาร์ตมิเตอร์ส่ง RA preamble ไปยัง eNode-B เรียกว่า การเข้าถึงแบบมีความขัดแย้ง
3. ถ้าสมาร์ตมิเตอร์มากกว่า 1 เครื่อง ใช้ Preamble Signature เหมือนกันและในเวลา Time slot เดียวกัน eNode-B จะแก้ปัญหานี้โดยการกำหนด Preamble Signature ให้กับอุปกรณ์ที่ชนกัน โดยใช้ Preamble Signature ที่ถูกสำรองไว้แล้วข้างต้น การ



(ก) กระบวนการส่งข้อมูลตามมาตรฐานของเครือข่าย (ข) กระบวนการส่งข้อมูลตามมาตรฐาน เมื่อมีการขัดแย้ง (ค) แนวคิดในการแก้ปัญหาความขัดแย้งในเครือข่าย

รูปที่ 6-4 การเปรียบเทียบการเข้าถึงช่องสัญญาณอย่างสุ่ม และกลไกการแก้ไข

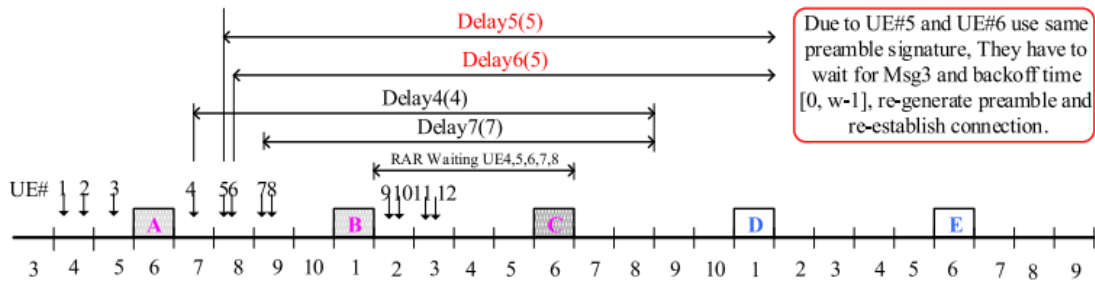
ดำเนินการเช่นนี้ แม้ว่าจะมีการชนกันของ **Preamble Signature** แต่ระบบสามารถดำเนินการต่อไปได้ สมาร์ทมิเตอร์สามารถส่งข้อความได้สำเร็จ ในครั้งแรกของการเข้าถึงเครือข่าย

สังเกตได้ว่ากระบวนการนี้จะไม่มีการ **Backoff** ในระบบ ทุกครั้งที่สมาร์ทมิเตอร์ (SM) ต้องการส่งข้อมูลไปยังเครือข่าย มันจะทำได้สำเร็จในครั้งแรกเสมอ รูปที่ 6-4 แสดงถึงขั้นตอนการส่งข้อมูลออกจาก SM1 ไปยัง eNode-B ชั้นแรก SM1 จะสร้าง **Preamble Signature** หมายเลข 5 โดยใช้เวลา 0.5 ms และส่งมันออกไปในเฟรมย่อยของเฟรมวิทยุ ในทำนองเดียวกัน หาก SM2 สร้าง **Preamble Signature** หมายเลข 5 เช่นกัน และส่งมันออกไปในเฟรมย่อยของเฟรมวิทยุ **Preamble Signature** ดังกล่าวจะชนกันที่ eNode-B หรือเรียกว่าความขัดแย้งในระบบ ในกรณีของมาตรฐานเครือข่าย 4G ทั้ง SM1 และ SM2 จะเข้าสู่สถานะ **Backoff** ทั้งคู่ และหลังจากกลับมาจากสถานะ **Backoff** แล้ว ทั้ง SM1 และ SM2 จะต้องเริ่มส่งหมายเลข **Preamble Signature** อีกครั้ง เพื่อเข้าถึง RB ของ eNode-B อีกครั้ง

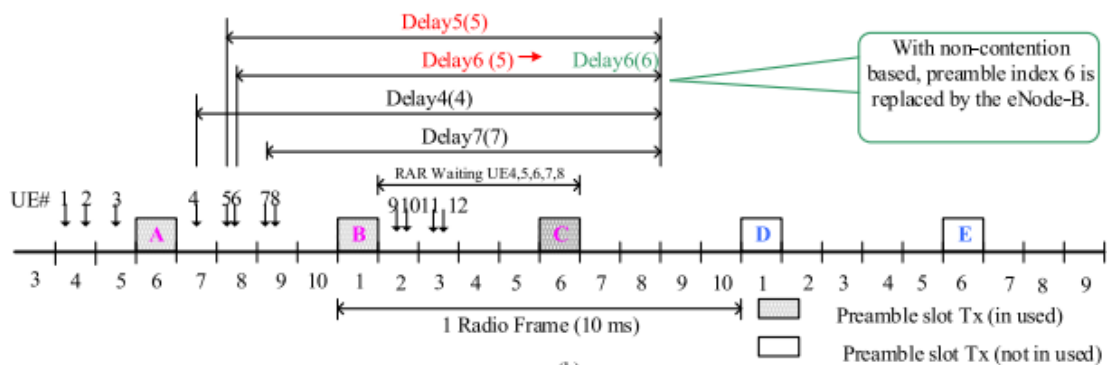
สำหรับแนวคิดที่นำเสนอในงานวิจัยนี้คือ เมื่อเกิดการชนกันดังรูปที่ 6-4 eNode-B จะกำหนด **Preamble Signature** หมายเลข 6 ให้กับ SM2 แทนที่ โดยที่ SM1 และ SM2 ไม่จำเป็นต้องเข้าสู่สถานะ **Backoff** เหมือนขั้นตอนการทำงานตามมาตรฐานของเครือข่าย 4G ลำดับถัดมา เมื่อ SM ทั้งคู่ทราบถึงหมายเลข **Preamble Signature** ของตนเองแล้ว SM ทั้งสองจะส่งหมายเลขดังกล่าวมายืนยันกับ eNode-B อีกครั้งด้วย Msg3 ในขั้นตอนสุดท้าย eNode-B จะส่ง Msg4 (**Contention Resolution**) ไปยัง SM1 และ SM2 เพื่อแจ้งให้ทั้งคู่ทราบว่า **Preamble Signature** ที่ถือครองอยู่ ณ ขณะนี้สามารถใช้งานได้

รูปที่ 6-5 แสดงการเปรียบเทียบสล็อต **Preamble** ในไคอะแกรมเวลาของการขัดแย้งระหว่างการทำงานตามมาตรฐานเครือข่าย 4G และแนวคิดการแก้ปัญหาความขัดแย้งในการเข้าถึงเครือข่าย 4G รูปที่ 6-5 (ก) แสดงถึงสล็อต **Preamble** ในเฟรมวิทยุ 10 ms ซึ่งกำหนดให้มี 2 สล็อตที่รองรับ **Preamble** นั่นคือสล็อตที่ 1 และ 6 ตามการตั้งค่า **Preamble Format 0** และ **Configuration index 6** ในไคอะแกรมเวลานี้ประกอบด้วยสล็อต **Preamble A, B, C** ที่ถูกใช้งานและ **D, E** ยังไม่ถูกใช้งาน การขัดแย้งกันของ UE#5 และ UE#6 ที่สล็อต **B** แต่ละ UE ส่ง **Preamble Signature** หมายเลข 5 เหมือนกันในระบบซึ่งใช้ Msg1 ในการส่ง ซึ่งถูกตรวจสอบได้โดย eNode-B ดังนั้น UE#5 และ UE#6 ต้องอยู่ในสถานะ **Backoff** ทั้งคู่ รายละเอียดตามที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ในทางตรงกันข้าม ด้วยแนวคิดในการแก้ไขการขัดแย้งในการเข้าถึง eNode-B ดังแสดงในรูปที่ 6-5 รูปที่ 6-4(ข) UE#6 ไม่จำเป็นต้องเข้าสู่สถานะ **Backoff** ด้วยเวลาของการกำหนด **Preamble Signature**

ให้กับ UE#6 (Processing Time) 3 ms สำหรับ UE#1, UE#2, และ UE#3 ไม่มีการขัดแย้งกันในระบบเนื่องจากใช้หมายเลข Preamble Signature ที่ไม่ซ้ำกันในสล็อต Preamble A



(ก) Contention-based RA บนมาตรฐานเครือข่าย 4G

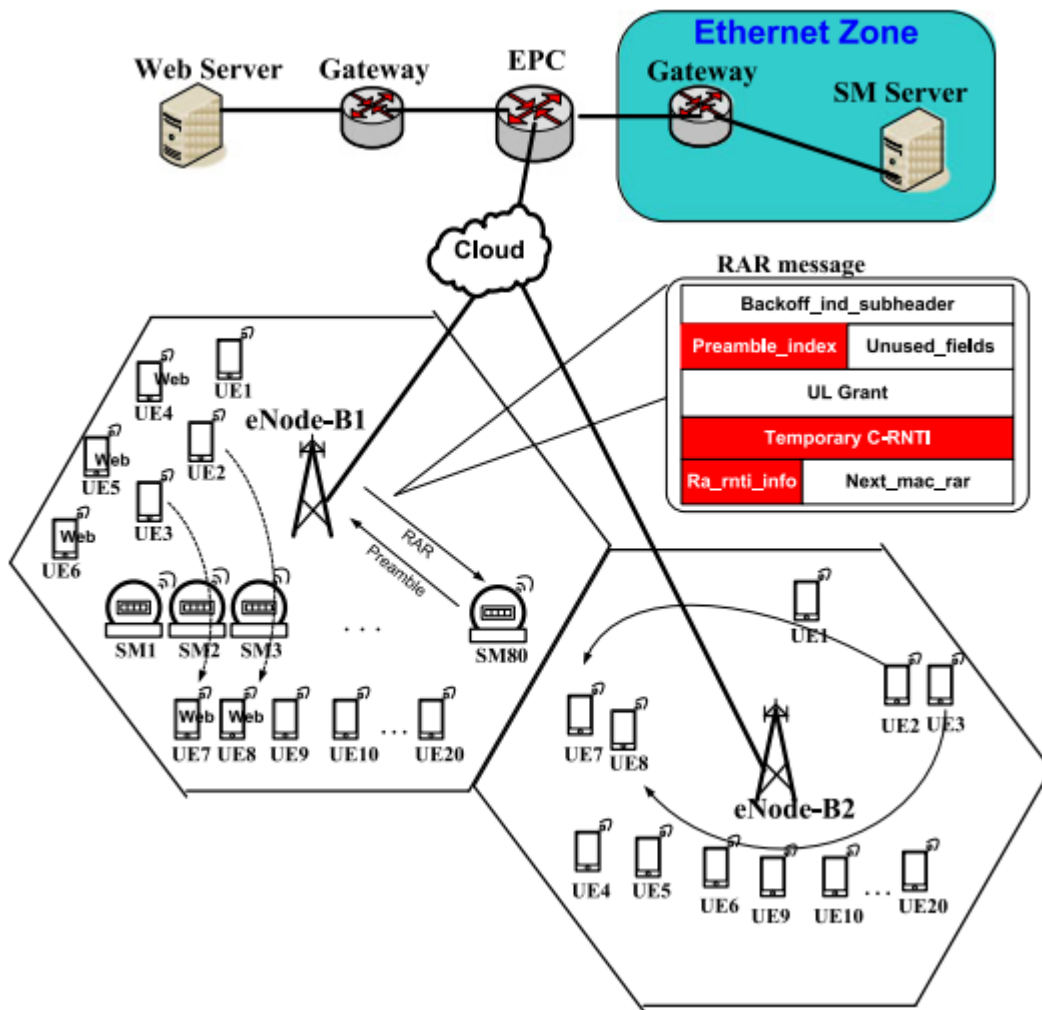


(ข) แนวคิดกลไกในการแก้ปัญหาความขัดแย้ง บนมาตรฐานเครือข่าย 4G

รูปที่ 6-5 กลไกการแก้ปัญหาความขัดแย้ง สำหรับแพคเกจของสมาร์ตมิเตอร์ [54]

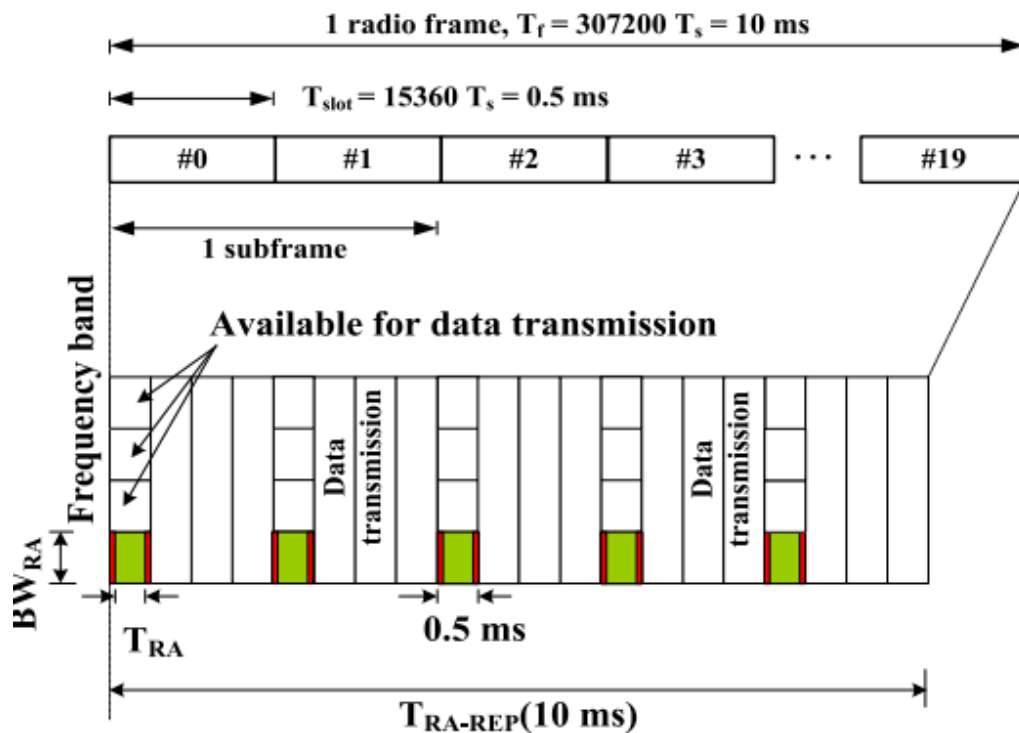
6.2.1 การตั้งค่ากลไกการจำลองเพื่อเข้าถึงเครือข่าย 4G

รูปที่ 6-6 การจำลองประกอบด้วย 20 UEs ซึ่งกำลังสื่อสารอยู่บนเครือข่าย 4G โดยมี 80 SMs ติดตั้งที่ eNode-B แม้ว่าจะมีเพียง 80 SMs ในแบบจำลอง แต่การกำหนดค่าของสมาร์ตมิเตอร์เหล่านี้ ทำให้ดูเหมือนว่ามี 14,400 สมาร์ตมิเตอร์อยู่ในระบบจริง ซึ่งเป็นตัวแทนของสมาร์ตมิเตอร์ในเขตที่พักอาศัยจริง ในบริเวณพื้นที่ชานเมืองซินี๋ย กำหนดให้ทุก ๆ วินาทีจะมี 8 SMs ส่งข้อมูลออกไปยัง eNode-B สล็อตเวลาของ 30 นาที สามารถรองรับ $14400 = (8 \times 30 \times 60)$ SMs แต่ละสมาร์ตมิเตอร์มีแพคเกจขนาด 300 ไบต์ ในการจำลองระบบเช่นนี้จำเป็นต้องปรับเปลี่ยน Process Modules ภายในโปรแกรมจำลอง OPNET นั่นคือโมดูล “lte_as” และ “lte_rach” โดยกำหนดให้ใช้จำนวน 12 Preambles และส่งวนไว้ 1, 2, และ 4 หมายเลข หากเกิดการชนกันของ Preamble Signature ที่ eNode-B หมายเลขที่ส่งวนนี้จะถูกกำหนดให้เป็น Preamble Signature ใหม่ของ SM ทันที นอกจากนี้ยังมีการกำหนด Preamble Signature จำนวน 28 และ 54 หมายเลข โดยไม่มีการส่งวน



รูปที่ 6-6 แบบจำลองกลไกการแก้ปัญหาการขัดแย้ง ด้วยโปรแกรม OPNET [54]

สำหรับค่าอื่นที่สำคัญซึ่งใช้ในการจำลองระบบลำดับถัดมาคือค่า RAR response เท่ากับ 8 ms มันคือระยะเวลาที่ SM รอการตอบกลับของ Msg2 ซึ่งหาก SM รอานกว่านี้ SM จะเข้าสู่สถานะ Backoff เนื่องจากมีเหตุขัดแย้งหรือขัดข้องที่ eNode-B โดยในที่นี้ให้ค่าสูงสุดที่ 20 ms ลำดับถัดมา Contention resolution time คือเวลารอคอยที่ SM จะรอว่า Preamble ที่ส่งไปยืนยันด้วย Msg3 นั้นใช้ได้หรือไม่ หาก SM รอานกว่านี้ มันจะเข้าสู่สถานะ Backoff เช่นกัน ลำดับถัดมา Maximum number of HARQ คือจำนวนการส่ง Msg3 จำนวนมากที่สุด 3 ครั้ง หาก SM ส่งมากกว่านี้และยังมิได้รับการตอบ Msg4 กลับมาจาก eNode-B แสดงว่าการสื่อสารล้มเหลว SM ต้องเข้าสู่สถานะ Backoff และกลับไปเริ่มต้นในการส่ง Msg1 ใหม่อีกครั้ง ลำดับถัดมา จำนวนสล็อต Preamble ของการจำลองคือ 5 สล็อตโดยกำหนดที่ค่า Periodicity of PRACH = 2 ms ลำดับถัดมา เวลาในการประมวลผลก่อนส่ง Msg3 คือ Processing time before sending Msg3 = 2 ms ลำดับสุดท้าย เปรมย่อยในระบบมีขนาด 1 ms ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานของเครือข่าย 4G



รูปที่ 6-7 Preamble time slot ในเฟรมวิทยุบนเครือข่าย 4G [54]

6.2.2 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพของกลไกที่นำเสนอบนเครือข่าย 4G

การประเมินประสิทธิภาพของกลไกที่นำเสนอมี 2 ส่วนคือ การวิเคราะห์โอกาสการชนกันของข้อมูล ซึ่งเกิดขึ้นเมื่อมีมากกว่า 1 SM ใช้ Preamble Signature เดียวกันในการเข้าถึงเครือข่าย และการวิเคราะห์อัตราการหน่วงของแพกเกต จาก Msg2 และ Msg4 โดยใช้การวิเคราะห์โอกาสการชนกันและอัตราการหน่วงของแพกเกตด้วยต้นแบบทางคณิตศาสตร์

6.2.2.1 การวิเคราะห์โอกาสการชนกัน ด้วยต้นแบบทางคณิตศาสตร์

การชนกันของ Preamble บนเครือข่าย 4G จะเกิดขึ้นเมื่อ UE พยายามติดต่อ eNode-B เพื่อขอใช้งาน RB โดย UE จะส่ง Msg1 บน PRACH รูปที่ 6-7 แสดงถึง 5 Preamble slot ในเฟรมวิทยุ ซึ่งใช้ร่วมกับข้อมูลบน PUSCH การชนกันของข้อมูลเกิดขึ้นได้ 3 สมมติฐานดังนี้

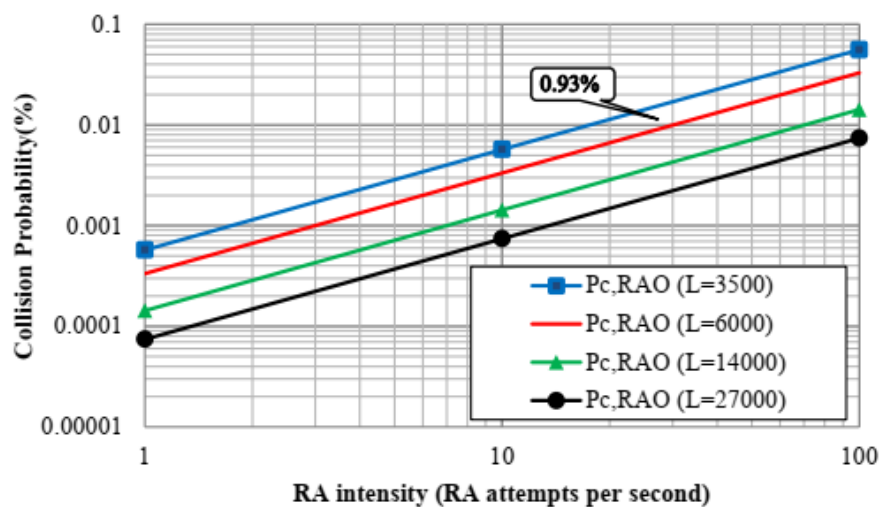
1. พิจารณาที่โดเมนเวลาโครงสร้างของ RA บนหนึ่งเฟรมวิทยุสล็อต RA สามารถเป็นได้ทุก ๆ สล็อต ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับข้อกำหนด Configuration index ซึ่งเป็นได้ 1, 2, 3, 5, และ 10 ในหนึ่งเฟรมวิทยุ ดังนั้น จำนวนสูงสุดของสล็อต RA ในหนึ่งเฟรมวิทยุคือ 100 สล็อตใน 1 วินาที
2. พิจารณาที่โดเมนความถี่ แต่ละการส่ง RA ครอบคลุมถึงช่วงความถี่ ในหนึ่งสล็อตหรือหนึ่งเฟรมย่อย หลาย RA สามารถรองรับในโดเมนความถี่ รูปที่ 6-7 แสดงจำนวน 5 Preamble สล็อต ของทั้งโดเมนเวลาและโดเมนความถี่ในหนึ่งเฟรมวิทยุ แม้ว่าสล็อต

เหล่านี้จะถูกกำหนดให้เป็นสล็อต Preamble แต่ในทางโดเมนความถี่ ยังมีสล็อตสำหรับข้อมูลทั่วไป และหากสล็อตเหล่านี้ไม่ถูกตั้งค่าเป็นสล็อต Preamble มันจะเป็นสล็อตที่ใช้ในการรับส่งข้อมูลทั่วไป

3. มี Preamble Signature จำนวน 64 หมายเลขในเครือข่าย 4G บน eNode-B แต่มันถูกสำรองไว้สำหรับการเข้าถึงเครือข่ายแบบไม่มีความขัดแย้งประมาณ 10 หมายเลข ดังนั้นจะมี 54 Preamble Signature ที่สามารถใช้งานได้สูงสุดในการจำลองครั้งนี้

โอกาสในการส่ง Preamble โดยไม่มีการขัดแย้ง (Random Access Opportunity: RAO) สามารถเขียนได้เป็นสมการที่ (6-1) โดยอัตราการมาถึงคือ γ/L เมื่อ γ คือความหนาแน่นของ RA ซึ่งพยายามเข้าถึง eNode-B ต่อวินาที สำหรับ L คือจำนวนรวมทั้งหมดของ RAO ต่อวินาที ซึ่งหาได้จากสมการที่ (6-2) เมื่อ m คือสล็อตของ RA ต่อวินาที n คือย่านความถี่ของ RA และ k คือจำนวน Preamble Signature โอกาสการขัดแย้งของ Preamble Signature เกิดจากมากกว่า 1 SM พยายามเข้าถึงเครือข่ายพร้อมกันและมีหมายเลข Preamble Signature เดียวกัน เขียนได้ดังสมการที่ (6-3) [55]

ตัวอย่างเช่น ถ้าจำนวนสล็อต Preamble = 5 จะได้สล็อต RA ต่อวินาทีคือ 500 และย่านความถี่ RA ใช้ย่านเดียว โดยมี 12 Preamble Signatures ดังนั้น $L = 500 \times 1 \times 12 = 6,000$ รูปที่ 6-8 แสดงความหนาแน่นในการเข้าถึงอย่างสุ่มบนเครือข่าย 4G โดยนำทั้ง 3 สมการ มาสร้างเป็นกราฟเส้นด้วย Logarithm scale ความพยายามของ RA = 28 โดยใช้ 12 Preamble Signatures โอกาสของการขัดแย้งคือ 0.93% ซึ่งโอกาสความขัดแย้งจะลดลงขึ้นอยู่กับความหนาแน่นของ RA ในทางตรงกันข้าม หากจำนวน Preamble Signature ที่ eNode-B เพิ่มขึ้นส่งผลให้ค่า L เพิ่มขึ้น ทำให้โอกาสของการขัดแย้งลดลง



รูปที่ 6-8 ความหนาแน่นในการเข้าถึงอย่างสุ่มบนเครือข่าย 4G [54]

$$P_c = 1 - e^{-\gamma/L} \quad (6-1)$$

$$L = m \times n \times k \quad (6-2)$$

$$P_{c,RAO} = 1 - e^{-\frac{\gamma}{L}} - \frac{\gamma}{L} e^{-\gamma/L} \quad (6-3)$$

6.2.2.2 การวิเคราะห์อัตราการหน่วงด้วยต้นแบบทางคณิตศาสตร์

อัตราการหน่วงสามารถคำนวณจากชั้น Application ใน OSI model ของฝั่งส่งแพ็กเก็ตถูกส่งลงไปแต่ละชั้นใน OSI model จากฝั่งส่ง ผ่านเครือข่ายสื่อสารที่ชั้น PHY ไปยังฝั่งรับ และถูกส่งขึ้นไปเป็นลำดับชั้นตาม OSI model ที่ฝั่งรับอีกครั้ง ในการวิเคราะห์อัตราการหน่วงของแพ็กเก็ตจะเริ่มต้นที่ Msg1 ถึง Msg4 โดยใช้ต้นแบบทางคณิตศาสตร์เข้าช่วย เช่น การกระจายในภาวะอิมิตัวของอุปกรณ์ (Steady-state Distribution) ด้วย Two-state Markov โดยพิจารณาอุปกรณ์ที่กำลังส่งข้อมูลและอุปกรณ์ในระบบ พร้อมจะส่งข้อมูลออกมาในเครือข่าย

สำหรับต้นแบบทางคณิตศาสตร์ที่ซับซ้อนตำราฉบับนี้จะไม่กล่าวถึง ทั้งนี้เพื่อลดความยุ่งยากในการเข้าใจระบบ ผลการวิเคราะห์อัตราการหน่วงด้วยต้นแบบทางคณิตศาสตร์แสดงในตารางที่ 6-2

ตารางที่ 6-2 การเปรียบเทียบอัตราการหน่วงจากการจำลองและการวิเคราะห์

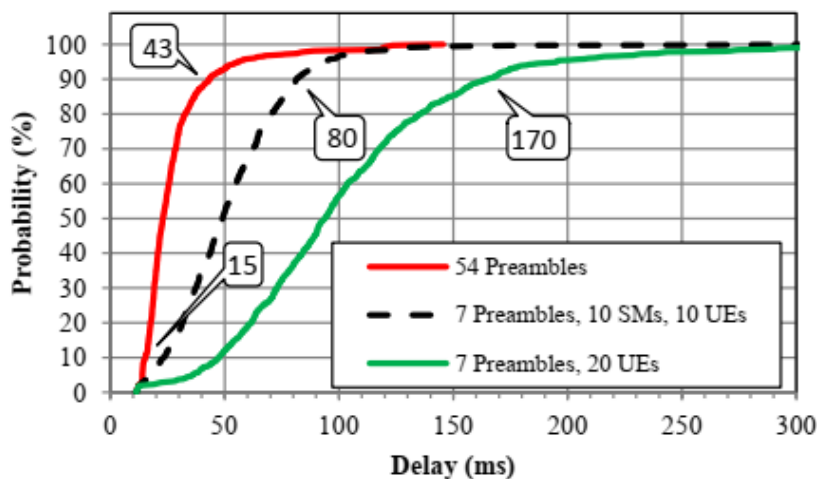
Preamble: Reserved	12:0	12:1	12:2	12:4	28:0	54:0
Simulation	46.67	42.20	39.20	39.00	37.60	34.70
Analysis	47.65	42.54	40.84	38.14	37.69	35.12

การกำหนดค่าของ Preamble ทั้งหมด 5 ค่า โดยแบ่งเป็นการใช้จำนวน Preamble ที่มีได้สำรองไว้สำหรับการชนกันคือ 12:0, 28:0, และ 54:0 ทำงานตามมาตรฐานการส่งข้อมูลในเครือข่าย 4G ลำดับถัดมาจำนวนของ Preamble ที่ใช้ในระบบตามแนวคิดกลไกการออกแบบที่นำเสนอโดยให้มีการสำรอง Preamble ไว้ใช้ หาก SM ใช้ Preamble Signature เดียวกัน ณ สล็อต Preamble เดียวกันคือ 12:1, 12:2, และ 12:4 หมายเลขด้านหลังหมายความว่าจำนวน Preamble ที่สำรองไว้ ณ eNode-B สังเกตได้ว่า ต้นแบบทางคณิตศาสตร์และผลการทดลองมีค่าใกล้เคียงกันมาก ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า ผลการทดลองมีความถูกต้อง ตามหลักวิชาการ ตัวอย่างเช่นที่ 12:1 มีการใช้ 12 Preamble Signatures ในระบบและมีการสำรองไว้ 1 หมายเลข เมื่อเกิดการชนกันของ Preamble ที่ eNode-B ด้วยกลไกที่นำเสนอทำให้ eNode-B สามารถแก้ปัญหานี้ได้ด้วยการกำหนดหมายเลข Preamble ให้กับ SM ได้ทันทีใน Msg2 ของระบบ ด้วยการทำงานในลักษณะดังกล่าว อัตราการหน่วงจึงมีได้เพิ่มมากขึ้น โดยต้นแบบทางคณิตศาสตร์สามารถคำนวณได้ 42.54 ms ซึ่งใกล้เคียงกับผลการทดลองคือ 42.20 ms

6.2.3 ผลการทดลองจากกลไกการเข้าถึงเครือข่าย 4G

6.2.3.1 อัตราการหน่วงจากผลการทดลอง

อัตราการหน่วงถูกกำหนดให้อยู่ในหน่วยวินาทีของการมาถึงของแพคเกจที่โหนด โดยวัดจากชั้นบนสุดในโพรโทคอลสแต็กของเครื่องส่ง และเครื่องรับ สิ่งที่กำลังพิจารณาในการทดลองนี้คือการเปลี่ยนแปลงของอัตราการหน่วงขึ้นอยู่กับจำนวน **Preamble Signature** หรือไม่ การกำหนดค่า **Preamble** ดังกล่าวแสดงในตารางที่ 6-2 ซึ่งได้กล่าวรายละเอียดการวิเคราะห์อัตราการหน่วงด้วยต้นแบบทางคณิตศาสตร์แล้วในหัวข้อที่ผ่านมา สำหรับประเด็นในหัวข้อนี้คือการวัดอัตราการหน่วงจากการจำลองระบบ ที่ 12 **Preamble Signatures** สามารถวัดอัตราการหน่วงได้ประมาณ 47 ms เนื่องจากหากมีการชนกันของ **Preamble Signature** อุปกรณ์ **SM** ต้องทำการ **Backoff** และเริ่มสร้าง **Msg1** ใหม่ ในทางกลับกันด้วยกลไกวิธีที่นำเสนอในงานวิจัยนี้ สามารถลดอัตราการหน่วงในระบบได้ประมาณ 5 ms นั่นคือ ค่าที่วัดได้จากการจำลองอัตราการหน่วงของ **SM** อยู่ที่ประมาณ 42 ms ภายใต้เงื่อนไขการสำรอง 1 หมายเลข **Preamble Signature** ไว้ที่ **eNode-B** ยิ่งไปกว่านั้น เมื่อมีการสำรองหมายเลข **Preamble** ไว้เป็น 2 และ 4 อัตราการหน่วงยังคงลดลงอีกเล็กน้อย ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการชนกันของแพคเกจที่สล็อต **Preamble** ส่วนใหญ่จะชนกันคู่เดียว หากชนกันสองคู่หรือมากกว่า ทำให้อัตราการหน่วงลดลงไปอยู่ที่ประมาณ 39 ms

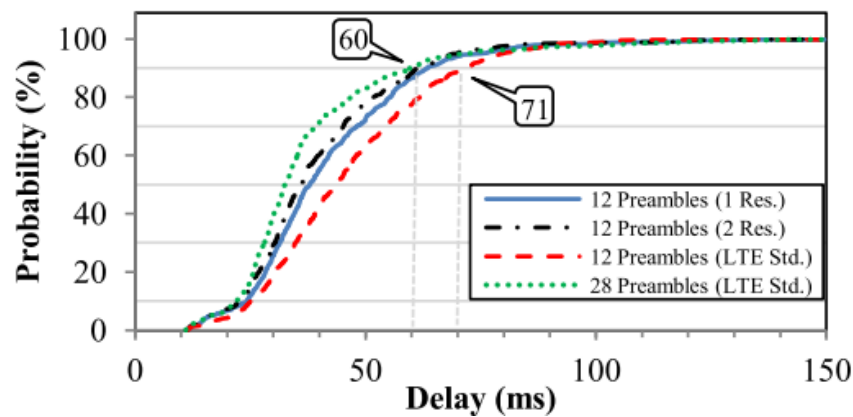


รูปที่ 6-9 การตรวจสอบอัตราการหน่วงของสมาร์ตมิเตอร์ บนเครือข่าย 4G [54]

ประสิทธิภาพของวิธีการที่นำเสนอแสดงในรูปของอัตราการหน่วงการเข้าถึง โดยเปรียบเทียบกับการทำงานตามมาตรฐานของเครือข่าย 4G ในการทดลองนี้ได้ทำการติดตั้ง **SM** พร้อมด้วย **UE** และไม่มี **UE** ใน **eNode-B** ทั้งนี้เพื่อช่วยในการทวนสอบสมมติฐานอีกทางหนึ่ง และจากผลการทดลองจาก 3GPP ในรายงานทางเทคนิค ด้วยโมเดลปริมาณการใช้การสื่อสารที่ 5,000 MTCs (Machine Type Communication) ตาราง 6.4.1.1 [55] ที่ 90% โอกาสของอัตราการหน่วง ใน

Cumulative Distribution Function (CDF) อัตราการหน่วงของแพกเกตประมาณ 43 ms ในทางตรงกันข้าม ที่ 10% CDF อัตราการหน่วงของแพกเกตประมาณ 15 ms จะเห็นได้ว่าผลการทดลองในงานวิจัยนี้สอดคล้องและใกล้เคียงกับรายงานดังกล่าว ดังแสดงในรูปที่ 6-9 ยิ่งไปกว่านั้น พบว่าอัตราการหน่วงใน CDF เพิ่มขึ้นประมาณ 80 ms หรือ 55% เมื่อใช้ 7 Preambles เนื่องจากจำนวน Preamble ที่ไม่เพียงพอ ทำให้อัตราการหน่วงในระบบเพิ่มขึ้น

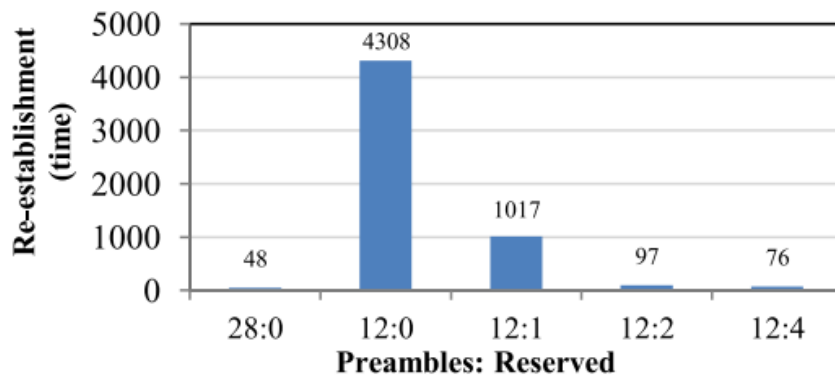
ในทำนองเดียวกันสามารถนำผลการชนกันของแพกเกตมาแสดงในรูปที่ 6-10 ซึ่งเห็นได้ชัดเจนว่าที่ 90% ของ CDF การใช้ 12:1 คือกำหนดให้มี 12 Preambles และสำรองไว้ 1 Preamble จะทำให้ระบบมีประสิทธิภาพ อัตราการหน่วงเมื่อมีการใช้กลไกที่นำเสนอลดลงจากเดิมประมาณ 11 ms หรือ 15%



รูปที่ 6-10 อัตราการหน่วงของสมาร์ตมิเตอร์ ด้วยกลไกที่นำเสนอบนเครือข่าย 4G [54]

6.2.3.2 ความพยายามเชื่อมต่ออีกครั้ง (Re-establishment)

ความพยายามเข้าถึงเครือข่ายของ SM เกิดจากการเข้าถึงเครือข่ายครั้งแรก แต่ไม่สำเร็จ SM จึงพยายามเข้าถึงเครือข่ายอีกครั้ง การทำงานในลักษณะดังกล่าวเป็นไปตามมาตรฐานของเครือข่าย 4G ยิ่งไปกว่านั้น ในงานวิจัยนี้ได้ตรวจสอบความพยายามเชื่อมต่ออีกครั้งของ SM เพื่อให้เห็นว่ากลไกที่นำเสนอนี้มีประสิทธิภาพ มีความถูกต้องและน่าเชื่อถือ รูปที่ 6-11 แสดงความพยายามการเข้าถึงเครือข่ายของสมาร์ตมิเตอร์ ที่ 12 Preambles มีความพยายามเข้าถึงเครือข่ายประมาณ 4,308 ครั้ง ด้วยการเข้าถึงตามมาตรฐานของเครือข่าย 4G ในทางตรงกันข้าม เมื่อกลไกการเข้าถึงที่นำเสนอถูกประยุกต์ใช้ในการจำลองระบบที่ 12 Preambles และสำรอง 1 Preamble พบว่าความพยายามในการเข้าถึงเครือข่ายลดลงเหมือน 1,017 ครั้ง ยิ่งไปกว่านั้นเมื่อมีการสำรองเป็น 2 Preambles ความพยายามในการเข้าถึงเครือข่ายลดลงเหลือ 97 ครั้ง ดังนั้นสรุปได้ว่า กลไกการเข้าถึงเครือข่ายที่นำเสนอมีประสิทธิภาพ สำหรับ SM และการประยุกต์ใช้กับเครือข่ายในอนาคตเพื่อรองรับ UE ที่เพิ่มขึ้นโดยไม่จำเป็นต้องเพิ่ม RB ในระบบ



รูปที่ 6-11 ความพยายามเข้าถึงสมาร์ตมิเตอร์ ด้วยกลไกที่นำเสนอบนเครือข่าย 4G [54]

6.2.4 สรุปงานวิจัยกลไกการเข้าถึงเครือข่าย 4G

งานวิจัยนี้นำเสนอวิธีการเข้าถึงเครือข่าย 4G ด้วยการรวมกันระหว่าง การเข้าถึงแบบมีความขัดแย้งและการเข้าถึงแบบไม่มีความขัดแย้ง เพื่อใช้ในการสื่อสารของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ด้วยวิธีการที่นำเสนอนี้ ระบบไม่จำเป็นต้องให้ SM เข้าสู่สถานะ Backoff หากมีการชนกันของ Preamble Signature ในการเข้าถึงเครือข่ายครั้งแรกของ SM ด้วยการเข้าถึงแบบมีความขัดแย้ง จะสำเร็จทุกครั้ง แม้ว่า Preamble Signature อาจชนกันกับ Preamble Signature ของ SM อื่นในระบบ เนื่องด้วย eNode-B จะทำหน้าที่นำหมายเลข Preamble Signature ที่ส่งจนไว้ มากำหนดให้ SM ตัวนี้ การทำงานในลักษณะดังกล่าวคือการเข้าถึงแบบไม่มีความขัดแย้ง ซึ่งผลการทดลองที่ได้มีการตรวจสอบทั้งอัตราการหน่วง ความพยายามเข้าถึงเครือข่ายของ SM ผลการจำลองระบบมีความสอดคล้องกันทั้งสองค่า ยิ่งไปกว่านั้นผู้วิจัยได้นำต้นแบบทางคณิตศาสตร์มาทดสอบผลการทดลองซ้ำอีกครั้งหนึ่ง ซึ่งผลที่ได้มีค่าใกล้เคียงกันมาก จึงสรุปได้ว่าการทดลองนี้ มีประสิทธิภาพและมีความน่าเชื่อถือ

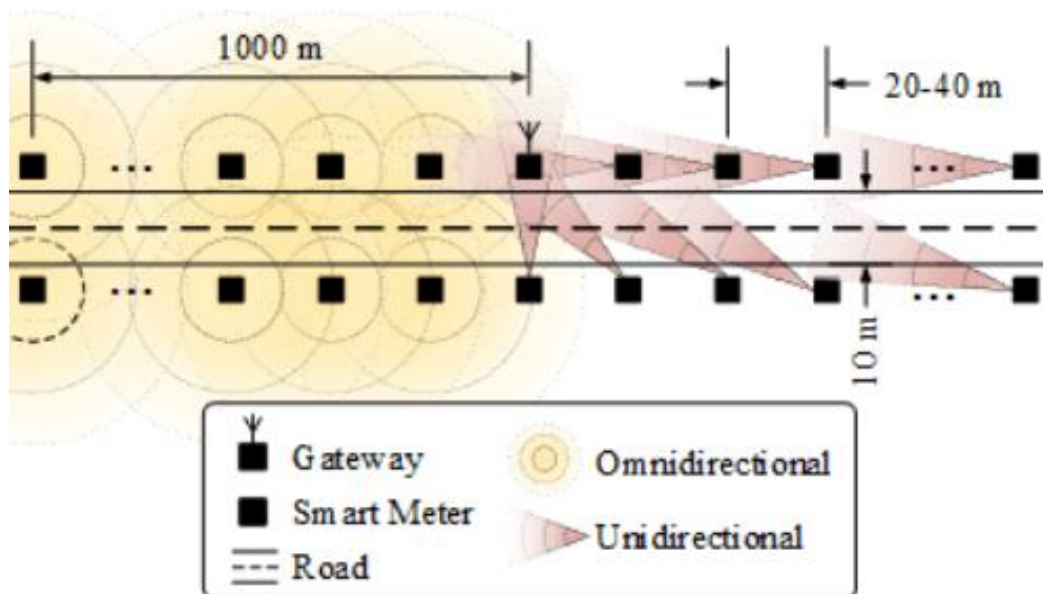
6.3 งานวิจัยเทคโนโลยีสื่อสารลอรา บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

งานวิจัยนี้เป็นการนำเสนอการสร้างสายอากาศไมโครสตริปทำงานที่ความถี่ 920-925 MHz บนเทคโนโลยีสื่อสารลอรา สำหรับการส่งแพคเกจของสมาร์ตมิเตอร์ มีชื่อว่า Designing and Implementing a Microstrip Antenna on LoRa Frequency for Smart Meter Communication [56] ซึ่งถูกตีพิมพ์ใน Electronics Journal ในปี 2022 เป็นการศึกษาเกี่ยวกับการส่งแพคเกจของสมาร์ตมิเตอร์ บนเทคโนโลยีสื่อสารลอรา ด้วยสายอากาศแบบไมโครสตริป ซึ่งเดิมการใช้เทคโนโลยีลอรา มักจะใช้เป็นโหนดตรวจจับ (Sensor Node) ซึ่งส่งข้อมูลไปยังสถานีฐานหรือเครื่องแม่ข่ายรอบทิศทาง สำหรับสมาร์ตมิเตอร์ มีการติดตั้งที่แน่นอน และมีเกตเวย์ทิศทางที่แน่นอน ดังนั้น งานวิจัยนี้เป็นการบูรณาการในสาขาวิศวกรรมไฟฟ้าแขนงสื่อสารเข้ากับการส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์

รูปที่ 6-12 แสดงถึงทิศทางของการใช้สายอากาศชนิดรอบทิศทาง (Omi directional) และชนิดทิศทางเดียว (Unidirectional) บนเสาไฟฟ้าที่มีระยะห่างในช่วงประมาณ 20-40 เมตร ในเขตที่ปักอาศัย พร้อมด้วยเกตเวย์ในระบบ ในใช้สายอากาศแบบรอบทิศทาง จะทำให้สัญญาณแพร่กระจายออกรอบทิศทาง จึงไม่เป็นผลดีต่อสภาพแวดล้อม

6.3.1 แนวคิดของงานวิจัย

งานวิจัยนี้ทำการออกแบบสายอากาศแบบทิศทางเดียวชนิด ไมโครสตริป (Microstrip Antenna: MSA) เพื่อการส่งแพคเกจของสมาร์ทมิเตอร์ โดยทำงานที่ความถี่ 920 MHz – 925 MHz เป็นย่านความถี่ล่อร่าของประเทศไทย สายอากาศที่พัฒนาขึ้นนี้ มีการนำมาทดสอบการส่งข้อมูลจริง ของสมาร์ทมิเตอร์ รวมถึงการสูญเสียกำลัง (Path Loss: PL) ในการส่ง นอกจากนี้ ยังนำสายอากาศนี้เปรียบเทียบกับสายอากาศที่มีจำหน่ายในท้องตลาด ซึ่งมีประสิทธิภาพที่ใกล้เคียงกัน แต่มีจุดอ่อนเมื่อเปรียบเทียบกับสายอากาศแบบทิศทางเดียวชนิดมีใบพัด (Log-periodic Antenna) เช่นสายอากาศแบบยาگی (Yagi) อย่างไรก็ตาม สายอากาศที่นำเสนอมีข้อดีคือ ใช้ง่าย ติดตั้งง่ายกว่าชนิดมีใบพัดเนื่องจากมีลักษณะเป็นแผ่นแบนราบ นอกจากนี้เมื่อสร้างสำเร็จแล้ว ผู้วิจัยได้นำ PL มาเปรียบเทียบกับ Okumura-Hata พบว่าสายอากาศที่นำเสนอมีความแม่นยำมากกว่า เมื่อประมาณการด้วย Root Mean Squared Error (RMSE) และค่าสัมประสิทธิ์ การตัดสินใจพหุคูณ (R-squared) ซึ่งใกล้เคียง 1



รูปที่ 6-12 เปรียบเทียบสายอากาศแบบทิศทางเดียวและรอบทิศทาง ของสมาร์ทมิเตอร์ [56]

ลักษณะเด่นของลอราคือ เทคโนโลยีที่ถูกออกแบบมาเพื่อส่งข้อมูลในระยะไกล เนื่องจากเกตเวย์สามารถรับสัญญาณขนาดเล็ก ได้ประมาณ -140 dBm ซึ่งเป็นสัญญาณที่น้อยมาก เมื่อเทียบกับเทคโนโลยี Wi-Fi หรือ 4G ลอราส่งข้อมูลขนาดเล็ก และส่วนมากโหนดลอราจะมีค่าการทำงานต่ำ กล่าวคืออุปกรณ์จะอยู่ใน Sleep mode เป็นส่วนใหญ่ ด้วยจุดเด่นของลอราที่กล่าวมาข้างต้นจึงเหมาะกับการนำมาประยุกต์ใช้ในการส่งแพคเกจของสมาร์ตมิเตอร์ สำหรับอัตราการส่งข้อมูลจะขึ้นอยู่กับ SF 7-12 อัตราการส่งข้อมูลสูงสุดของลอราคือ 5.470 kbps ดังที่กล่าวมาแล้วในบทที่ 4

PL model ใช้พยากรณ์การสูญเสียจากการเดินทางของคลื่นวิทยุ ภายใต้สภาพแวดล้อมที่กำลังพิจารณา โดยทั่วไปจะเริ่มต้นจากสภาพแวดล้อมที่เป็นอากาศ หรือสภาพแวดล้อมที่เป็นบ้านพักอาศัย เป็นต้น ในงานวิจัยนี้ที่มวิจัยได้ทำการพัฒนาสายอากาศชนิด MSA สำหรับการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์บนคลื่นความถี่ลอรา ซึ่งประยุกต์ใช้กับพื้นที่เขตเมือง PL มีหน่วยเป็นเดซิเบล (dB) รวมด้วยสมการการส่งผ่านของ Friis (6-4) แสดงความสัมพันธ์ของ PL_m ที่วัดได้ในหน่วยของ dB

$$PL_m = P_t - RSSI + G_t + G_r - L_t - L_r \quad (6-4)$$

เมื่อ P_t = กำลังส่งของ Tx มีหน่วยเป็น dBm

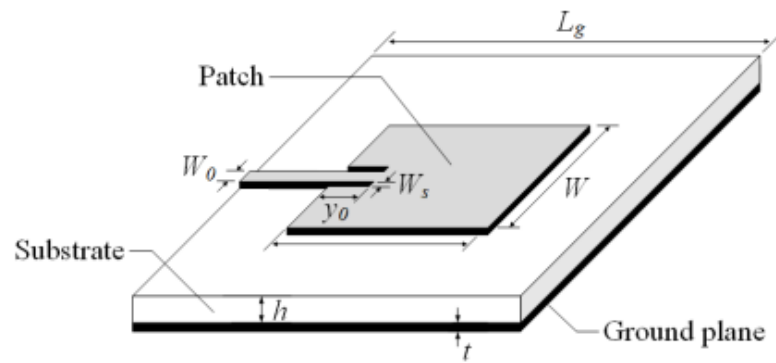
$RSSI$ = ค่าความแรงที่รับได้จากเครื่องรับมีหน่วยเป็น dBm

G_t และ G_r = เกณฑ์ขยายของสายอากาศของฝั่งส่งและฝั่งรับ มีหน่วยเป็น dBi

L_t และ L_r = อัตราการสูญเสียในสายส่ง มีหน่วยเป็น dB

6.3.2 การออกแบบ MSA

สายอากาศ MSA มีลักษณะเป็นแผ่น มีขนาดเล็ก เหมาะสำหรับในการสร้างเป็นสายอากาศของสมาร์ตมิเตอร์ เนื่องจากสามารถติดตั้งบนเสาไฟฟ้าได้ง่าย ในการพิจารณาทิศทางการส่งคลื่นวิทยุ สายอากาศ MSA มีทิศทางการส่งเป็นแสงตรงทิศทางเดียว ซึ่งเป็นผลดีต่อการใช้งานจริง เนื่องจากลดการรบกวนการใช้คลื่นความถี่ที่ไม่พึงประสงค์ได้ โครงสร้างของสายอากาศประกอบด้วย 1) แผ่นโลหะบาง (Patch) ซึ่งใช้สำหรับการปล่อยคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าออกไปสู่อากาศ; 2) ตัวตั้งต้น (Substrate) เป็นชั้นของฉนวนซึ่งถูกใช้เพื่อแยกตัวนำไฟฟ้า; และ 3) แผ่นระนาบพื้น (Ground Plane) คือแผ่นตัวนำซึ่งอยู่ตรงกันข้ามกับ Patch ดังแสดงในรูปที่ 6-13 แสดงถึง MSA ซึ่งขนาดกว้างของ Patch แทนด้วย W , ความยาวของ Patch แทนด้วย L ความกว้างของ Feed line (W_0) ความต้านทานของจุดเชื่อมต่อ (inset-feed-point impedance) คือ y_0 , ความกว้างของ inset (W_s), และความยาวของแผ่นระนาบพื้น (L_g) ด้วยคุณสมบัติดังกล่าวจึงเลือกใช้แผ่น Printed Circuit Board (PCB) ในการสร้าง MSA ซึ่งทำให้ต้นทุนในการผลิตต่ำ



(ก) โครงสร้างของสายอากาศ



(ข) สายอากาศไมโครสตริปด้านบน



(ค) สายอากาศไมโครสตริปด้านล่าง

รูปที่ 6-13 ต้นแบบของสายอากาศ สำหรับสมาร์ตมิเตอร์ [56]

วัสดุสารทึบตั้งต้นหมายเลข 4 (FR-4) ของ PCB ถูกใช้ในการสร้าง MSA โดยกำหนดให้ทำงานที่ความถี่ 922.5 MHz (f_r) ซึ่งเป็นความถี่ตรงกลางของย่านความถี่ลอร่าของประเทศไทยคือ 920-925 MHz ลำดับถัดมากำหนดให้คุณสมบัติของสายอากาศตามตารางที่ 6-3 ดังนี้

1. มีความต้านทาน 50 โอห์ม
2. มีคุณสมบัติความเป็นฉนวน (Dielectric Constant: ϵ_r) ของ Substrate เป็น 4.4
3. ลักษณะของการสูญเสียพลังงานของสารนั้น คัดออกมาในรูปของมุมที่ต่างไปจาก 90° (loss Tangent ($\tan \delta$) เป็น 0.02
4. ความหนาของทองแดงคือ (t) = 0.035 mm
5. ความสูงของ Substrate (h) = 1.6 mm

ตารางที่ 6-3 พารามิเตอร์ของ MSA ที่นำเสนอ

Parameters Dimensions (mm)	W	L	L_g	W_0	y_0	h	t
Theoretical	98.89	77.28	170	3.083	28.71	1.6	0.035
Optimized	97.20	79.50	170	3.083	16.20	1.6	0.035

จากคุณสมบัติดังกล่าวสามารถใช้สมการ (6-5) ถึง (6-8) เพื่อคำนวณหาค่าที่ต้องการในการออกแบบได้ด้วยโปรแกรม CST Microwave Studio ในทางปฏิบัติ คุณสมบัติต่าง ๆ อาจจะมีผลคลาดเคลื่อนได้ เนื่องจากค่าความเป็นฉนวนของ FR-4 ดังนั้น y_0 ของ MSA ถูกปรับให้เหมาะสมโดยการพิจารณาถึงค่า RL ซึ่งต้องมากกว่า 10 dB ที่ความถี่ลอร่าดังแสดงในรูปที่ 6-14 ซึ่งให้เห็นถึงการวัดค่า RL ของ MSA ซึ่งแสดงถึงประสิทธิภาพของกำลังการส่งในย่านความถี่ 909-931 MHz ยิ่งไปกว่านั้น สายอากาศที่นำเสนอถูกเปรียบเทียบกับสายอากาศที่มีจำหน่ายในเชิงพาณิชย์ โดยชนิดแรกเป็นสายอากาศ B ทำงานในลักษณะ log-periodic ซึ่งมีการส่งคลื่นวิทยุออกไปทิศทางเดียว และชนิดที่สอง เรียกว่าสายอากาศ C ทำงานในลักษณะแพร่กระจายคลื่นวิทยุไปรอบทิศทางของตัวมัน ลำดับสุดท้าย เกตเวย์ของเครื่องรับ ใช้สายอากาศชนิดทิศทางเดียว ซึ่งสามารถรองรับสัญญาณคลื่นความถี่ลอร่าได้ทั้ง 3 อุปกรณ์

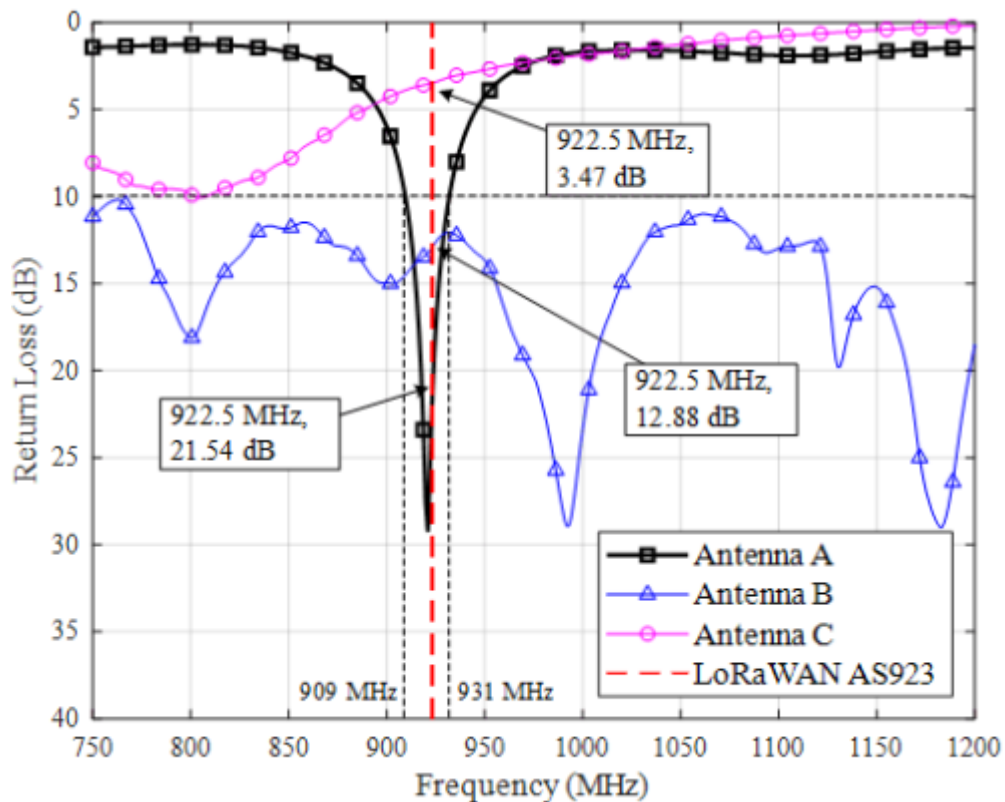
$$W = \frac{c}{2f_r} \left[\frac{\epsilon_{rr} + 1}{2} \right]^{-1/2} \quad (6-5)$$

$$\epsilon_{reff} = \frac{\epsilon_r + 1}{2} + \frac{\epsilon_r - 1}{2} \left[1 + 12 \frac{h}{W} \right]^{-1/2} \quad (6-6)$$

$$\Delta L = 0.412 \cdot h \cdot \frac{(\epsilon_{reff} + 0.3) \left(\frac{W}{h} + 0.264 \right)}{(\epsilon_{reff} - 0.258) \left(\frac{W}{h} + 0.8 \right)} \quad (6-7)$$

$$L = \frac{c}{2f_r \sqrt{\epsilon_{reff}}} - 2\Delta L \quad (6-8)$$

รูปที่ 6-14 แสดงถึงการวัดค่า RL ของสายอากาศทั้งสาม โดยใช้เครื่องวิเคราะห์สัญญาณ (Network Analyzer) ค่า RL คือค่าพารามิเตอร์ที่สำคัญในการพิจารณาประสิทธิภาพของสายอากาศ และย่านความถี่ที่สายอากาศทำงาน ซึ่งต้องมีค่ามากกว่า 10 dB เนื่องจากสายอากาศสามารถส่งกำลังงานออกไปได้มากที่สุดเท่าที่จะมากได้หรือ 90.07% หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่ากำลังงานสะท้อนกลับน้อยกว่า 9.93% ค่า RL ของสายอากาศที่นำเสนอมีค่ามากกว่า 10 dB ระหว่างความถี่ 909-931 MHz ซึ่งแสดงให้เห็นว่าช่วงความถี่ของสายอากาศ A ค่า RL ของสายอากาศ A คือ 21.45 dB ที่ความถี่ 922.5 MHz ลำดับถัดมา ค่า RL ของสายอากาศ B มากกว่า 10 dB ระหว่างความถี่ 752-2,700 MHz โดยวัด RL ได้ 12.88 dB ที่ช่วงความถี่นี้ ลำดับสุดท้าย สายอากาศ C มีค่า RL ที่ 3.47 dB ทำงานที่ย่านความถี่ 800-825 MHz ซึ่งสั้นกว่าในช่วงของความถี่ลอร่าในประเทศไทย แม้ว่าสายอากาศ C มีได้ทำงานที่ความถี่เดียวกันกับความถี่ลอร่าในประเทศไทย แต่สามารถนำมาตรวจสอบประสิทธิภาพการทำงานของสายอากาศที่นำเสนอได้



รูปที่ 6-14 การวัดค่าลดทอนที่ย่านความถี่ลอรา [56]

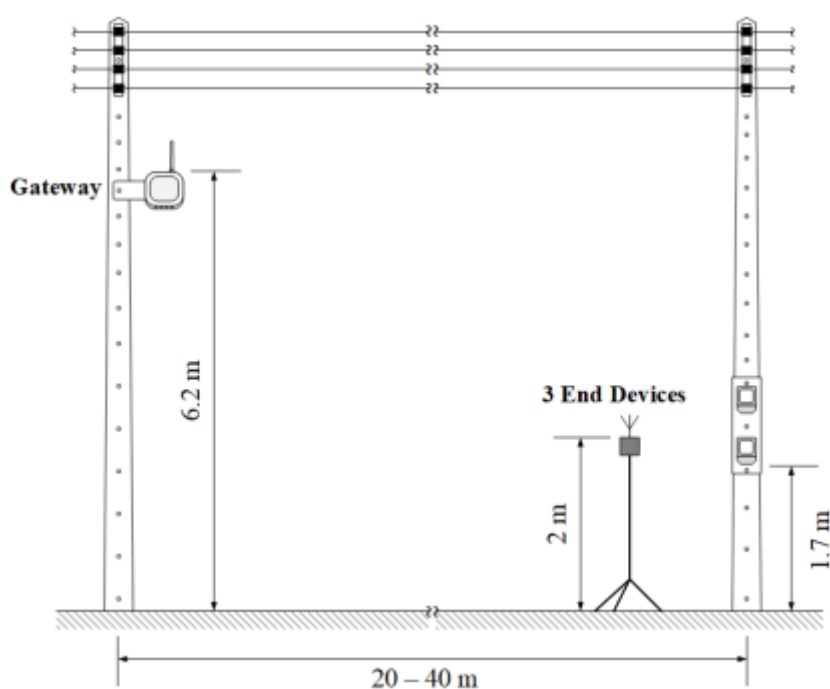
ตารางที่ 6-4 เปรียบเทียบคุณสมบัติเฉพาะของสายอากาศ ทำงานที่ความถี่ 922.5 MHz การวัดเกณฑ์การขยาย (Realized Gain) ของสายอากาศ A คือ 1.04 dBi ซึ่งเพียงพอในการจัดการบริหารระบบที่มีเกตเวย์ ครอบคลุมทุก ๆ พื้นที่ 2 ตารางกิโลเมตร สิ่งที่น่าสังเกตคือ สายอากาศ C มีเกณฑ์การขยายดีดล เนื่องจากความถี่รองรับของสายอากาศนี้คือ 800-825 MHz เมื่อใช้ความถี่ 922.5 MHz ซึ่งมีความถี่ไม่ตรงกัน สำหรับสายอากาศ B มีเกณฑ์การขยาย 8.2 dBi ซึ่งสูงมาก แต่มีราคาสูงอยู่ที่ \$40 นอกจากนั้นมันมีขนาดใหญ่ไม่เหมาะสมกับการนำมาติดตั้งที่เสาไฟฟ้า เพื่อส่งข้อมูลของสมาร์ทมิเตอร์

6.3.3 การตั้งค่าการวัด

เพื่อสร้างต้นแบบ PL ใหม่สำหรับการสื่อสารของสมาร์ทมิเตอร์ รูปที่ 6-15 แสดงการตั้งค่าการทดลองสำหรับการส่งข้อมูลของสมาร์ทมิเตอร์ เพื่อหาต้นแบบ PL ใหม่ โดยใช้วิธีเชิงประจักษ์ (Empirical method) SM ถูกติดตั้งสูงจากพื้น 1.7 เมตร จากระดับพื้นดินมีระยะห่างกันประมาณ 20-40 เมตร ตามความยาวของถนน ในเขตพื้นที่เมืองในจังหวัดนครราชสีมา ขนาดพื้นที่ 7.5 ตารางกิโลเมตร มีจำนวน 13,000 คริวเรือน ใน 35 แหล่งชุมชน แต่ละชุมชนมีพื้นที่ประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร ลักษณะทางกายภาพเช่นนี้ ช่วยในการออกแบบตำแหน่งของเกตเวย์ครอบคลุมทุกคริวเรือน

ตารางที่ 6-4 คุณลักษณะเฉพาะของสายอากาศ

Parameters	Antenna A	Antenna B	Antenna C
Type	Microstrip (Proposed)	Log-Periodic (Commercial)	Monopole (Commercial)
Frequency Range	909-931 MHz	752-2700 MHz	800-825 MHz
Radiation Pattern	Unidirectional	Unidirectional	Omnidirectional
Realized Gain	1.04 dBi	8.20 dBi	-2.58 dBi
VSWR	1.17	1.58	5.1
Return Loss(S11)	21.54 dB	12.88 dB	3.47 dB
HPBW (E, H-plane)	85°, 80°	60°, 85°	100°, 180°
Cable Loss (Lt)	0.48 dB	0.41 dB	0 dB (Directed)
Weight	0.2 kg	0.6 kg	0.01 kg
Dimensions(mm ³)	170x170x10	282x210x65	10x10x50
Cost (USD)	\$5	\$40	\$5



รูปที่ 6-15 การตั้งค่าการทดลอง LoRaWAN กรณีของสมาร์ทมิเตอร์ [56]

6.3.4 ผลการทดลองและการวิจารณ์ผล

ลอร่าแวนทำงานบนพื้นฐานของ OSI model ตัวอุปกรณ์ ED ไม่มีเลข IP address แต่เมื่อสัญญาณคลื่นวิทยุของแต่ละ ED มาถึงเกตเวย์มันจะได้รับการจัดสรร IP address เพื่อใช้ในเครือข่ายสื่อสารข้อมูลดังได้ชื่อว่า ลอร่าแวน ในงานวิจัยนี้ที่มิวิจัยพิจารณา PL ที่ใช้กับการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์ โดยแสดงในค่าคุณภาพของเส้นทางการเชื่อมต่อ การวิเคราะห์ทางคณิตศาสตร์ การประเมินทางสถิติ และการนำต้นแบบที่ได้ไปประยุกต์

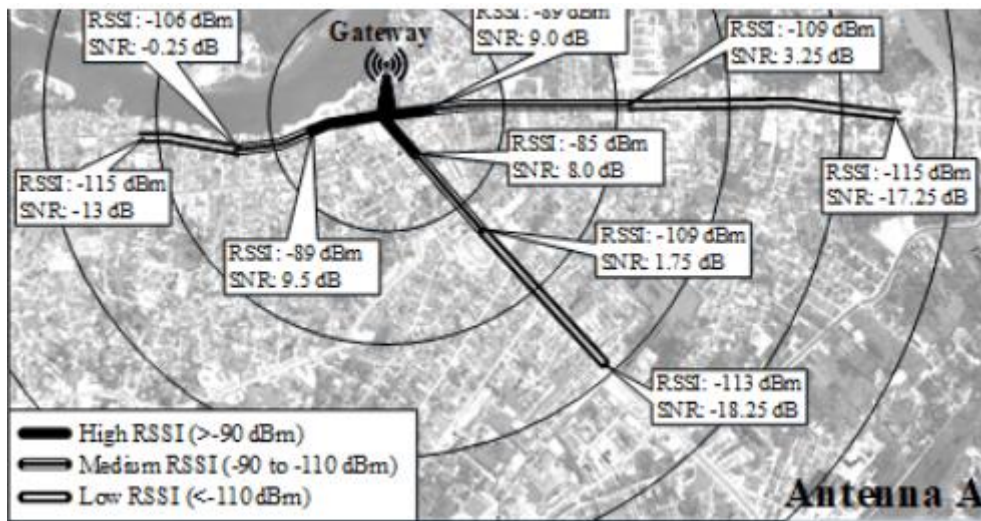
6.3.4.1 คุณภาพของเส้นทางการสื่อสาร (LoRa Link Quality)

อัตราการส่งแพ็คเกจ (Packet Delivery Ratio: PDR) และ RSSI ถูกใช้ในการวิเคราะห์คุณภาพของเส้นทางการสื่อสาร รูปที่ 6-16 ในการทดลอง EDs ของสายอากาศ A และ B ส่งข้อมูล 733 แพ็คเกจ ในทางตรงกันข้าม สายอากาศ A รับ 388 และ B รับ 415 แพ็คเกจ ดังนั้น PDR สามารถเขียนได้เป็น 52.93% และ 56.62% ดังแสดงในตารางที่ 6-5

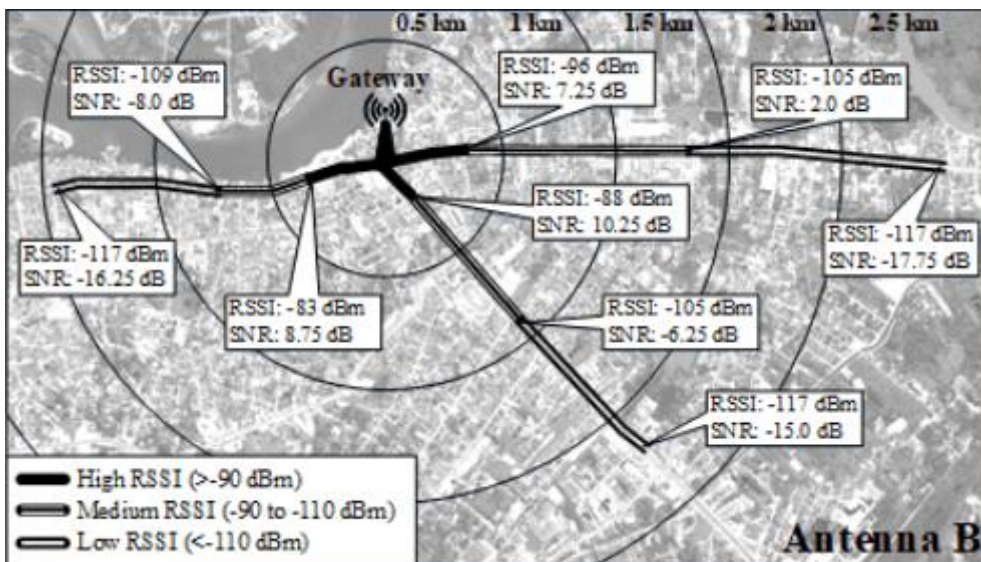
ตารางที่ 6-5 คุณภาพของการสื่อสาร

Antennas	Link Quality		Path Loss Coefficient			Statistical Parameters				
	Max Range (m)	PDR (%)	n	β (dB)	Σ (dB)	$F_{critical}$	$F_{statistic}$	P_{value}	R^2	Adjusted- R^2
A (Proposed)	2,233.77	52.93	2.95	32.27	5.79	3.87	2,032.19	0	0.84	0.84
B	2,459.07	56.62	3.11	37.94	6.71	3.86	2,098.69	0	0.84	0.84

การวัดค่า RSSI ของสายอากาศ A และสายอากาศ B ถูกแบ่งเป็นระดับ สูง ปานกลาง และต่ำ ดังแสดงในรูปที่ 6-16 โดย RSSI ค่าสูงมีระยะทางประมาณ 0-0.4 km, RSSI ค่าปานกลางมีระยะทาง 0.4-1.2 km และ RSSI ค่าต่ำอยู่ที่ระยะทางมากกว่า 1.2 km เป็นต้นไป แม้ว่าค่าความไวของสายอากาศ A และ B มากกว่า -90 dBm แต่ความต้องการความไวขั้นต่ำของลอร่าคือ -126 dBm ลำดับถัดมา ที่มิวิจัยเลือกการติดตั้งเกตเวย์ถูกติดตั้งบนเสาไฟฟ้าที่ความสูง 6.2 m เนื่องจากมีเสาไฟฟ้าในพื้นที่แห่งนั้นอยู่แล้ว ไม่จำเป็นต้องติดตั้งฐานของเสาอากาศเพิ่ม อย่างไรก็ตาม ความสูงนี้ต่ำกว่าอาคารบ้านเรือนที่อยู่ในเขตพื้นที่แถบนั้น ความสูงของอาคารอาจบดบังคลื่นวิทยุระหว่าง EDs กับเกตเวย์ ยิ่งไปกว่านั้น ความโค้งของถนนอาจทำให้เกิดปัญหาการบดบังคลื่นได้เช่นกัน (Non-line-of-sight: NLOS) รูปที่ 6-16 ดังนั้น ความสูงของเกตเวย์และปัญหา NLOS อาจจะทำให้ RSSI ลดต่ำลง ผลการทดลองแสดงให้เห็นว่าเมื่อเปรียบเทียบสายอากาศที่พัฒนาขึ้นมาให้กับสายอากาศเชิงพาณิชย์พบว่าประสิทธิภาพใกล้เคียงกันในหลายประเด็นเช่น คุณภาพของเส้นทางการสื่อสารใน PDR และสัมประสิทธิ์การสูญเสียในการเดินทางของคลื่นวิทยุ (β) เป็นต้น



(ก) สภาพแวดล้อมของสายอากาศ A



(ข) สภาพแวดล้อมของสายอากาศ B

รูปที่ 6-16 แผนที่การทดลองรับค่า RSSI ในสภาพแวดล้อมจริง [56]

6.3.4.2 การวิเคราะห์ทางคณิตศาสตร์ (Mathematical Analysis)

ต้นแบบเชิงประจักษ์ถูกใช้สำหรับออกแบบต้นแบบ PL โดยการวัด PL ที่ละตำแหน่งดังแสดงในสมการ (6-4) ลำดับแรก PL ของแต่ละสายอากาศขึ้นอยู่กับระยะห่างระหว่าง EDs กับเกตเวย์ แสดงในรูปของมาตราส่วนลอการิทึม โดยใช้แผนภาพการกระจาย (Scatter Plot) ดังแสดงในรูปที่ 6-17 ค่าที่ได้จากการวัด PL ของแต่ละ ED เป็นเชิงเส้น ดังนั้นที่วิจัยจึงใช้วิธีการวิเคราะห์ การถดถอยเชิงเส้น (Linear Regression Analysis) เพื่อสร้างเส้นต้นแบบ (Fitting Line) ในการพยากรณ์ PL ลำดับสุดท้าย ต้นแบบเชิงประจักษ์และค่าสัมประสิทธิ์การถดถอย สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (6-9) ถึง (6-12)

$$PL_{EMP} = 10n \log_{10}(d) + \beta + \chi_{\sigma} \quad (6-9)$$

$$n = \frac{\sum_{i=1}^N (d_{m(i)} - \bar{d}_m) \cdot (PL_{m(i)} - \overline{PL}_m)}{\sum_{i=1}^N (d_{m(i)} - \bar{d}_m)^2} \quad (6-10)$$

$$\beta = \overline{PL}_m - n \cdot (\bar{d}_m) \quad (6-11)$$

$$\sigma \text{ (dB)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (PL_{m(i)} - PL_{p(i)})^2}{N-1}} \quad (6-12)$$

เมื่อ PL_{EMP} คือ PL เชิงประจักษ์ในหน่วยของ dB

d คือ ระยะห่างระหว่าง ED กับเกตเวย์มีหน่วยเป็น เมตร

n คือ PLE

β คือ PLI ในหน่วยของ dB

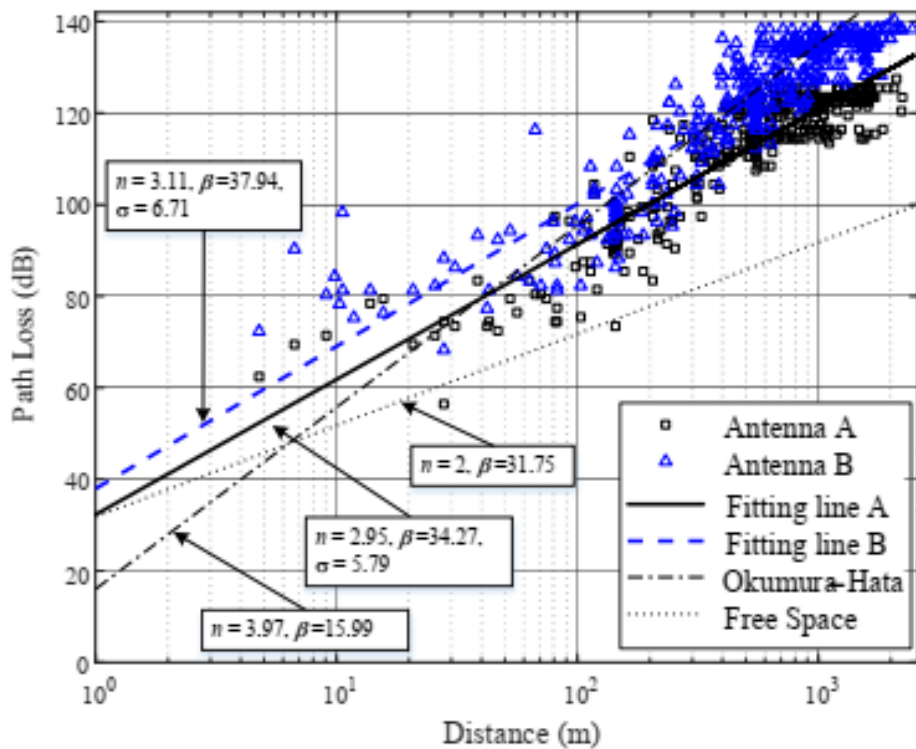
$d_{m(i)}$ คือ ระยะทางระหว่างแต่ละอุปกรณ์

$PL_{m(i)}$ คือ การวัด PL ของแต่ละอุปกรณ์

N คือ จำนวนของอุปกรณ์

$SD(\sigma)$ คือ ความเบี่ยงเบนระหว่างการวัด PL (PL_m) และการพยากรณ์ PL (PL_p) เมื่อพิจารณาใน dB

รูปที่ 6-17 และตารางที่ 6-5 แสดงการวัด PL จากสายอากาศ A และ B อันดับแรกมีเส้นต้นแบบ A (เส้นทึบ) และ B (เส้นประ) แต่ละเส้นต้นแบบแสดงถึงแนวโน้มของข้อมูลโดยใช้วิธีกำลังน้อยที่สุด (Least Squares Method) ค่า PLE ของเส้นต้นแบบ A และ B เป็น 2.95 และ 3.11 ตามลำดับ ทั้งสองค่านี้อยู่ในช่วงของพื้นที่เขตเมือง (2.7-3.5) [57] ลำดับถัดมา PLI ถูกใช้เพื่อแสดงค่า PL ที่ระยะทาง 1 เมตรระหว่าง EDs และเกตเวย์ ค่า PLIs ของเส้นต้นแบบ A และ B เป็น 32.27 และ 37.94 ตามลำดับ สังเกตได้ว่า PLI ของเส้นต้นแบบ A ใกล้เคียงกับโมเดลการสูญเสียในอากาศมาก ซึ่งเป็นผลดีต่อระบบ ลำดับสุดท้าย SD ถูกใช้เพื่อแสดงการแกว่งของสัญญาณสูญเสียเพื่อว่าการลดทอนของสัญญาณที่ถูกบดบัง (Shadow Fading) ค่า SD ในพื้นที่เมืองของมาโครเซลล์คือ 8 dB [58] ซึ่งจากงานวิจัยนี้มีค่า SDs ของสายอากาศ A และ B ที่ 5.79 และ 6.71 dB ตามลำดับ ซึ่งต่ำกว่า SD ของมาโครเซลล์เล็กน้อย อย่างไรก็ตาม ค่า SD ของสายอากาศที่นำเสนอมีค่าใกล้เคียงกับสายอากาศเชิงพาณิชย์



รูปที่ 6-17 การวัด PL ของสายอากาศที่นำเสนอ [56]

6.3.4.3 การประเมินค่าทางสถิติ (Statistical Evaluation)

เพื่อที่จะคาดการณ์ PL ได้ ทีมวิจัยจึงนำต้นแบบ PL มาทำการตรวจสอบด้วยเครื่องมือทางสถิติ 3 อย่างคือ

- 1) F-test ถูกใช้เพื่อทดสอบความถูกต้องของต้นแบบ PL ที่ถูกสร้างขึ้น
- 2) ค่าสัมประสิทธิ์ (R-Squared) ถูกใช้เพื่อหาค่าความสัมพันธ์ระหว่างการวัด PL และการพยากรณ์ค่า PL
- 3) ค่าสัมประสิทธิ์ในข้อ 2 ที่ซึ่งได้รับการปรับแก้แล้ว ถูกนำมาประยุกต์ใช้เพื่อทดสอบจำนวนตัวอย่างของข้อมูล

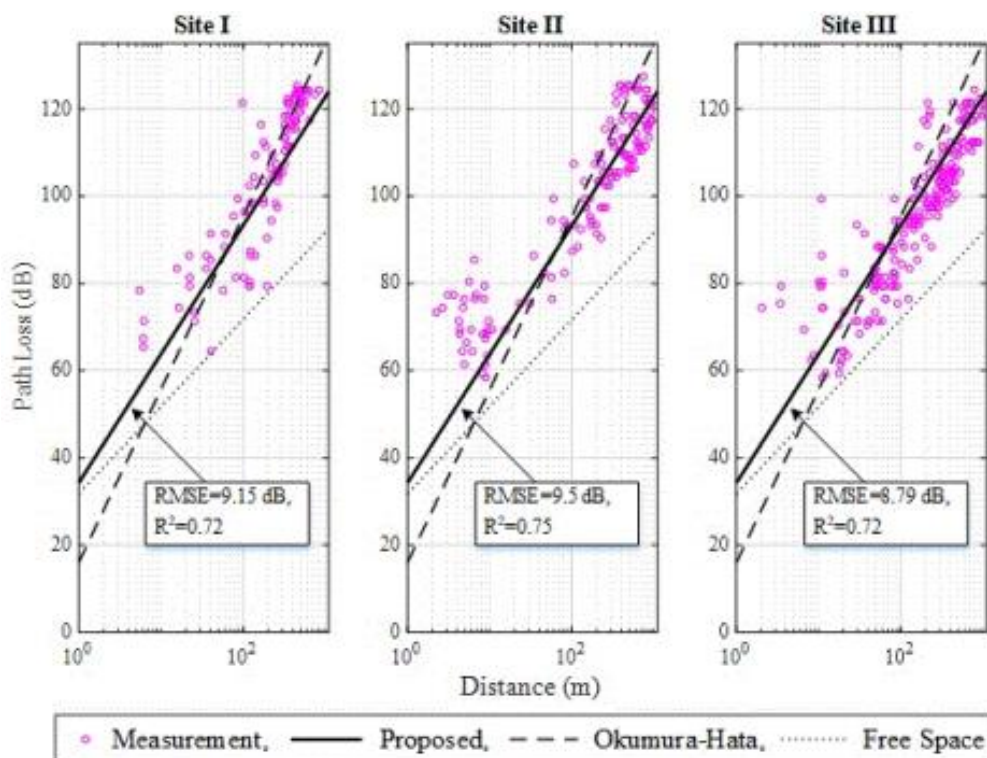
จากตารางที่ 6-5 แสดงผลลัพธ์ของการเส้นต้นแบบการทดสอบที่สำคัญ เมื่อระดับความสำคัญอยู่ที่ 0.05 ได้ผลการทดสอบดังนี้

- 1) F-test ถูกตรวจสอบโดย F-critical ถ้ามันน้อยกว่า F-statistic หรือ P-value น้อยกว่า 0.05 หมายความว่าความผิดพลาดในการพยากรณ์ต้นแบบ PL ของแต่ละเส้นต้นแบบยอมรับได้
- 2) ค่า R-squared แสดงในเส้นแบบของ A และ B คือ 0.84 เท่ากัน โดยทั่วไปแล้ว R-squared ควรจะมากกว่า 0.8 ซึ่งหมายความว่าข้อมูลที่ได้จากการวัด PL มีการกระจายรอบเส้นต้นแบบน้อย ดังแสดงในรูปที่ 6-17

- 3) Adjusted-R² ถูกใช้เพื่อทดสอบค่า R-squared เส้นต้นแบบของ Adjusted-R² ของ A และ B คือ 0.84 เท่ากัน ซึ่งเท่ากับค่า R-squared ดังนั้น ตัวอย่างที่เก็บได้มีความเพียงพอต่อการสร้างต้นแบบทางคณิตศาสตร์เพื่อพยากรณ์ PL ของสมาร์ตมิเตอร์

6.3.4.4 การประยุกต์ใช้โมเดล (Model Implementation)

เพื่อเป็นการตรวจสอบว่าต้นแบบ PL ที่ได้พัฒนาขึ้นจากการสร้าง MSA ตามที่ได้ออกแบบไว้ข้างต้น สายอากาศดังกล่าวถูกนำมาติดตั้ง ณ สถานที่ 3 แห่ง ซึ่งใกล้เคียงกับสภาพแวดล้อมเดิม โดยมีเกตเวย์สูงจากพื้น 6.2 เมตร เช่นเดียวกับค่าพารามิเตอร์อื่น ในงานวิจัยนี้ รูปที่ 6-18 แสดงการวัด PL ของพื้นที่ I, II, และ III โดยการใช้แผนภาพการกระจายและเปรียบเทียบกับต้นแบบ PL ที่นำเสนอด้วยวิธีการแบบดั้งเดิม การพยากรณ์ PL ของงานวิจัยที่นำเสนอ PL มีค่าใกล้เคียงจากการวัด ข้อมูลมากกว่าต้นแบบในอากาศ (Free space model) ทุก ๆ สถานที่ ยิ่งไปกว่านั้นต้นแบบ Okumura-Hata แสดงให้เห็นแนวโน้มซึ่งใกล้เคียงกับค่า PL ที่วัดได้ นอกจากนี้ RMSE และ R-squared ถูกใช้สำหรับทดสอบความถูกต้องของต้นแบบ โดยการพิจารณาความผิดพลาดของการพยากรณ์ต้นแบบที่นำเสนอสามารถพยากรณ์ PL ได้แม่นยำกว่าต้นแบบของ Okumura-Hata เมื่อเปรียบเทียบกันทั้ง 3 พื้นที่



รูปที่ 6-18 การนำต้นแบบที่นำเสนอไปทดสอบใช้งาน [56]

6.3.5 สรุปผลการทดลอง

งานวิจัยนี้ ผู้วิจัยมีแนวคิดในการสร้างสายอากาศ ที่ใช้สำหรับการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์ โดยสายอากาศทำงานที่ความถี่ 920-925 MHz ซึ่งเป็นความถี่ของเทคโนโลยีสื่อสารลora ของประเทศไทย ผู้วิจัยออกแบบสายอากาศชนิด MSA ที่มีขนาดเล็กเหมาะสมกับการใช้งานจริงบนเสาไฟฟ้า นอกจากนี้ที่มิวิจัยได้นำสายอากาศดังกล่าวมาออกแบบเพื่อสร้าง PL ใหม่ สำหรับการสื่อสารของสมาร์ตมิเตอร์ในพื้นที่เขตเมืองโดยใช้วิธีเชิงประจักษ์ การวัด PL และการวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้นถูกใช้เพื่อสร้าง PL ใหม่นี้ เมื่อพิจารณาของประสิทธิภาพของสายอากาศ MSA ที่นำเสนอ พบว่า มีประสิทธิภาพใกล้เคียงกันในระดับของ พื้นที่ครอบคลุม คุณภาพของสัญญาณ อย่างไรก็ตาม สายอากาศที่นำเสนอมีต้นทุนที่ต่ำกว่าสายอากาศเชิงพาณิชย์ประมาณ 10 เท่า นอกจากนี้ ต้นแบบของ PL ที่ได้ มีความแม่นยำกว่าต้นแบบของ Okumura-Hata ดังนั้นสายอากาศที่นำเสนอนี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้จริง ในการส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์บนโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

6.4 เอกสารแนะนำอ่านเพิ่มเติม (Suggested Reading)

1. Abrahamsen FE, and Ai Y, Cheffena M. Communication Technologies for Smart Grid: A Comprehensive Survey. Sensors (Basel). Dec. 2021.
2. D. Baimel, S. Tapuchi and N. Baimel, "Smart grid communication technologies- overview, research challenges and opportunities," *2016 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, Capri, Italy, pp. 116-120, 2016.

6.5 คำถามท้ายบท

1. การส่งแพคเกจของสมาร์ตมิเตอร์ บนสัญญาณควบคุมของเครือข่าย 4G มีข้อดีอย่างไร
2. ทำไม TAU บนเครือข่าย 4G จึงถูกนำมาใช้เพื่อส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์
3. ทำไมจึงเกิดการขัดแย้งของสมาร์ตมิเตอร์ เพื่อเข้าถึงเครือข่าย 4G
4. จากข้อ 3 มีวิธีการแก้ไขอย่างไร
5. จงบอกข้อดี ในการนำเทคโนโลยี lora มาประยุกต์ใช้เพื่อส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์
6. Path loss Model มีความสำคัญต่อการสื่อสารอย่างไร
7. สายอากาศชนิด Omi-direction มีข้อดีอย่างไร เมื่อนำมาประยุกต์ใช้เพื่อส่งข้อมูลของสมาร์ตมิเตอร์

บรรณานุกรม

- [1] E. Kabalci and Y. Kabalci, *Smart Grids and Their Communication Systems* (Energy System in Electrical Engineering). Springer Singapore, 2019.
- [2] H. Sun *et al.*, *Smarter Energy: From Smart Metering to the Smart Grid*. London: Institution of Engineering and Technology, 2016.
- [3] K. C. Budka, J. G. Deshpande, and T. Marina, *Communication Networks for Smart Grids*. 2014.
- [4] P. J. Hawrylak, J. Nivethan, and M. Papa, "Automating Electric Substations Using IEC 61850," in *Optimization and Security Challenges in Smart Power Grids*, V. Pappu, M. Carvalho, and P. Pardalos Eds. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2013, pp. 117-140.
- [5] *Communication Network and System for Power Utility Automation: Technical Report IEC/Technical Report 61850-1*, IEC, 2020. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/59652>
- [6] R. Mackiewicz, "Overview of IEC 61850 and Benefits," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, Atlanta, USA, 2006, pp. 623-630.
- [7] Y. Rangelov, N. Nikolaev, and M. Ivanova, "The IEC 61850 standard - Communication networks and automation systems from an electrical engineering point of view," in *International Symposium on Electrical Apparatus and Technologies (SIELA)*, 2016, pp. 1-4.
- [8] A. P. Apostolov, "UML and XML use in IEC 61850," in *IEEE PES T&D 2010*, 19-22 April 2010, pp. 1-6.
- [9] S. R. Firouzi, "Design, Implementation and Validation of an IEC 61850-90-5 Gateway for IEEE C37.118.2 Synchrophasor Data Transfer," Master of Science in Energy Engineering, Escola Tecnica Superior d' Enginyeria Industrial de Barcelona, Spain, 2015.

-
- [10] J. J. Claveria and A. Kalam, "GOOSE Protocol: IED's Smart Solution for Victoria University Zone Substation (VUZS) Simulator Based on IEC 61850 Standard," in *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2018, pp. 730-735.
- [11] J. B. Ekanayake *et al.*, *Smart Grid: Technology and Applications*. 2012.
- [12] A. F. Snyder and M. Stuber, "The ANSI C12 protocol suite - updated and now with network capabilities," in *Power Systems Conference: Advanced Metering, Protection, Control, Communication, and Distributed Resources*, 2007, pp. 117-122.
- [13] M. Stuber, "Standards, Security, and Smart Meters," in *Smart Grid Handbook*. Washington: John Wiley & Sons, 2016.
- [14] --, "Residential Electrical Metering Advanced ANSI metering for the Smart Grid." Aclara. <https://www.aclara.com/wp-content/uploads/2020/05/I-210-Residential-Smart-Meter-Family.pdf> [accessed 20 Jan, 2022].
- [15] G. D. Energy, "GE Energy's SGM3000™ IEC Smart Energy Meter Provides Utilities a Solid Foundation to Modernize the Grid." <https://www.gegridsolutions.com/press/sgm3000/index.htm> [accessed 10, May, 2023].
- [16] --, "Three Phase CT/WC Smart Meter." EDMI. <https://www.edmi-meters.com/asia/wp-content/uploads/2018/03/Mk6N-Factsheet-English.pdf> [accessed 20, Jan, 2022].
- [17] --, "Energizing Prosperity for all." Precise. <https://www.precise.co.th/storage/content/business/power-distribution/downloads/precise-catalog.pdf> [accessed 25, Feb, 2019].
- [18] S. Manning, "How UT-Austin Kept the Lights On During an Unprecedented Winter Storm." <https://info.higheredfacilitiesforum.com/blog/how-ut-austin-kept-the-lights-on-during-an-unprecedented-winter-storm> [accessed 15, Oct, 2022].
- [19] --, "Sustainable Solar Energy Solutions & Services." TCpowertec. <https://www.tcpowertec.com/micro-grid-solutions/> [accessed 15, May, 2023].
-

-
- [20] --, "ระบบไมโครกริด (Microgrid)." สำนักนโยบายและแผน กระทรวงพลังงาน.
<https://thai-smartgrid.com/> [accessed 15, May, 2022].
- [21] --, "เปิดโลกอัจฉริยะ Smart Grid." การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.
<https://www.egat.co.th/home/wp-content/uploads/2021/07/SmartGrid.pdf>
[accessed 11, Jun, 2021].
- [22] W. Stallings, *Data and Computer Communications*. New Jersey: Pearson Prentice Hall, 2007.
- [23] T. P. Baker, "OS Support for Networking." Florida State University.
<https://www.cs.fsu.edu/~baker/opsys/notes/networks.html> [accessed 23, Feb, 2022].
- [24] *LTE; Evolved Universal Terrestrial Radio Access (E-UTRA) and Evolved Universal Terrestrial Radio Access Network (E-UTRAN); Overall description, Technical Specification (TS 36.300 ver 16.2.0 Release 16)* ETSI, 2020. [Online]. Available: https://www.etsi.org/deliver/etsi_ts/136300_136399/136300/16.02.00_60/ts_136300v160200p.pdf
- [25] I. T. Stefania Sesia, Matthew Baker, *LTE – The UMTS Long Term Evolution: From Theory to Practice*. John Wiley & Sons, 2011.
- [26] M. Rumney, "3GPP LTE: Interducing Single-Carrier FDMA," *Agilent Measurement Journal*, vol. 4, pp. 18-27, 2008.
- [27] *LTE; Evolved Universal Terrestrial Radio Access (E-UTRA); Physical channels and modulation, Technical Specification (3GPP TS 36.211 ver 15.2.0 Release 15)* ETSI, 2018. [Online]. Available: https://www.etsi.org/deliver/etsi_ts/136200_136299/136211/15.02.0060/ts_136211v150200p.pdf
- [28] *LTE; Evolved Universal Terrestrial Radio Access (E-UTRA); LTE physical layer; General description, Technical Specification (3GPP TS 36.201 ver 17.0.0 Release 17)* ETSI, 2022. [Online]. Available: https://www.etsi.org/deliver/etsi_ts/136200_136299/136201/14.01.00_60/ts_136201v140100p.pdf
- [29] ราชกิจจานุเบกษา Session. (2017). มาตรฐานทางเทคนิคของเครื่องโทรคมนาคมและอุปกรณ์สำหรับเครื่องวิทยุคมนาคมประเภท *Radio Frequency Identification: RFID*.
-

-
- [30] --, "Migrating an Internet of Things (IoT) Sensor Design to LoRaWAN." SEMTECH. https://info.semtech.com/hubfs/Sensor%20Design%20Conversion%20Process%0WhitePaper_Final.pdf [accessed 15, Oct, 2020].
- [31] --, "About LoRa Alliance." LoRa Alliance. <https://lora-alliance.org/about-lora-alliance/> [accessed 20, Feb, 2022].
- [32] J. Singla, "LoRaWAN –The Future of IoT (Internet of Things)." COPPERPOD. <https://www.copperpodip.com/post/lorawan-the-future-of-iot-internet-of-things> [accessed 1, Oct, 2022].
- [33] A. Augustin, J. Yi, T. Clausen, and W. M. Townsley, "A Study of LoRa: Long Range & Low Power Networks for the Internet of Things," *Sensors*, vol. 16, no. 9, p. 1466, 2016.
- [34] --, "SX1272/3/6/7/8: LoRa Modem: Designer's Guide." Semtech Wireless & Sensing. https://www.openhacks.com/uploadsproductos/loradesignguide_std.pdf [accessed 15, Jan, 2020].
- [35] --, "LoRaWAN™ 1.0.2 Regional Parameters." LoRa Alliance. https://lora-alliance.org/wp-content/uploads/2020/11/lorawan_regional_parameters_v1.0.2_final_1944_1.pdf [accessed 12, June, 2022].
- [36] L. Lampe, A. M. Tonello, and T. G. Swart, *Power Line Communications: Principles, Standards and Applications from Multimedia to Smart Grid*, 2 ed. West Sussex, UK: John Wiley & Sons, 2016.
- [37] M. M. Mahman *et al.* (2011) Medium Access Control for Power Line Communication: An Overview of the IEEE 1901 and ITU-T G.hn Standards. *IEEE Communications Magazine*. 183-191.
- [38] L. G. d. S. Costa *et al.*, "Coupling for Power Line Communications: A Survey," *Journal of Communication and Information Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 8-22, 24, Feb 2017.
- [39] S. Wei, W. Gao, L. Zhang, and Z. Cao, "High Frequency and Broadband Coupling Characteristics of Filter Circuit Based on Low Voltage Power Lines," *Procedia Engineering*, vol. 15, pp. 1978-1982, 31 Dec 2011.
-

-
- [40] S. Souissi, O. Ben Rhouma, and C. Rebai, "Design of coupling interface for narrowband power line communication channel characterization," Jan 2014, pp. 483-488.
- [41] S. C. Ergen, "ZigBee/IEEE 802.15.4 Summary." <http://users.eecs.northwestern.edu/~peters/references/ZigbeeIEEE802.pdf> [accessed 2, Feb, 2020].
- [42] J. Cardell, "Zigbee GettingStarted." Daintree Networks <https://www.science.smith.edu/~jcardell/Courses/EGR328/Readings/Zigbee%20GettingStarted.pdf> [accessed 20, May, 2022].
- [43] --, "ZigBee Control your world." ZigBee Alliance. <https://zigbeealliance.org/wp-content/uploads/2019/11/docs-05-3474-21-0csg-zigbee-specification.pdf> [accessed 15, June, 2020].
- [44] P. Baronti *et al.*, "Wireless sensor networks: A survey on the state of the art and the 802.15.4 and ZigBee standards," *Comput. Commun.*, vol. 30, pp. 1655-1695, 2007.
- [45] M. D. Francesco, "The IEEE 802.15.4 Standard and the ZigBee Specifications." <http://www.cse.tkk.fi/fi/opinnot/T-110.5111/2014/luennot-files/ieee-802.15.4-zigbee.pdf> [accessed 8, Jan, 2020].
- [46] Z. Fei, "IEEE 802.15.4 and Zigbee." http://voip.netlab.uky.edu/~fei/teaching/cs687_smartgrid/slides/3.zigbee.pdf [accessed 12, Jan, 2020].
- [47] M. Garau *et al.*, "Evaluation of Smart Grid Communication Technologies with a Co-Simulation Platform. IEEE Wireless Communications Magazine. Special Issue on Smart Grids, Apr-2017," *IEEE Wireless Communications*, vol. 24, no. 2, pp. 42-49, 1, Apr 2017.
- [48] L. H.-J. Lampe, A. M. Tonello, and T. G. Swart, *Power Line Communications: Principles, Standards and Applications from Multimedia to Smart Grid*. 2016.
- [49] --, "Grid IQ™ Network Communications Platform." General Electric. <https://www.gegridsolutions.com/communications/commsplatform.htm> [accessed 25, May, 2019].
-

-
- [50] --, "Communications for the smart grid." ABB. <https://library.e.abb.com/public/6a03e61b9bf2d638c1257a6a0066da83/communications-for-smart-grids.pdf> [accessed 30, June, 2020].
- [51] B. Dumas, D. G. Hart, M. Longrie, and J. Richardson, "Smart Meters and Grid Modernization: Guide to a Successful AMI Implementation." Quanta Technology <https://quanta-technology.com/wp-content/uploads/2020/08/QTech-White-Paper-AMI-and-Smart-Meters-A-Guide-to-Successful-Implementation-ver-1.0-1.pdf> [accessed 22, Oct, 2022].
- [52] B. Flynn, "Secure Substation Automation for Operation & Maintenance," *Protection & Control* pp. 25-34, 2007. GE Multilin.
- [53] C. Karupongsiri, K. S. Munasinghe, and A. Jamalipour, "Smart meter packet transmission via the control signal of LTE networks," in *2015 IEEE International Conference on Communications (ICC)*, 2015: IEEE, pp. 2991-2996.
- [54] C. Karupongsiri, K. S. Munasinghe, and A. Jamalipour, "A novel random access mechanism for timely reliable communications for smart meters," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 13, no. 6, pp. 3256-3264, 2017.
- [55] *Radio Access Network; Study on RAN Improvements for Machine-type Communication*, Technical Report (3GPP TR 37.868 ver 11.2.0 Release 11) 3GPP, 2011. [Online]. Available: https://www.3gpp.org/ftp/Specs/archive/37_series/37.868/
- [56] P. Wouchoum, A. Kongsavat, and C. Karupongsiri, "Designing and Implementing a Microstrip Antenna on LoRa Frequency for Smart Meter Communication," *Electronics/Elektronika (1450-5843)*, vol. 26, no. 1, 2022.
- [57] T. S. Rappaport, *Wireless Communications: Principles and Practice*. Prentice Hall PTR, 2002. New Jersey.
- [58] F. Palacio *et al.*, "Radio environmental maps: information models and reference model. Document number D4.1," 2011.
-

อภิธานศัพท์

Advanced Metering Infrastructure (AMI) เครือข่ายสื่อสารสำหรับการเชื่อมต่อของสมาร์ตมิเตอร์ไปยัง MDMS เครือข่ายนี้จะแสดงค่าสถานะของสมาร์ตมิเตอร์ รายงานหน่วยการใช้ไฟฟ้า และเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นที่สมาร์ตมิเตอร์ อีกทั้งเครือข่ายนี้ใช้สำหรับส่งสัญญาณควบคุม ให้สมาร์ตมิเตอร์อ่านค่าทันทีทันใด หรือเปิดปิดการใช้ไฟฟ้าในส่วนของที่พักอาศัย หรือการปรับปรุงเฟิร์มแวร์ภายในสมาร์ตมิเตอร์

Application Layer โพรโทคอลการสื่อสารระหว่างผู้ใช้งานกับโปรแกรมประยุกต์ที่ส่วนปลายสุดของเครือข่าย (ชั้น 7 ด้านบนสุดของ OSI model)

Automated Demand Response: ADR การตอบสนองความต้องการผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟรายย่อย ผ่านเครือข่ายสื่อสารระหว่างผู้ให้บริการและผู้รับบริการ

Bandwidth ช่วงสเปกตรัมของความถี่เป็นค่าสำคัญสำหรับการกล่าวถึงความถี่ แบนด์วิดท์ของเครือข่ายสื่อสารหรือช่องสัญญาณคือช่วงของความถี่ มีหน่วยเป็น Hz

Bay Controller อุปกรณ์สถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งรับสัญญาณควบคุมจาก SCADA ผ่านทาง RTU และอุปกรณ์วัดสัญญาณที่สถานีไฟฟ้าย่อย

Broadband over Power Line (BPL) เป็นเทคโนโลยีการเข้าถึงอินเทอร์เน็ต ที่ผู้ใช้งานสามารถเชื่อมต่อผ่าน PLC จากเราเตอร์

Capacitor Bank การรวมตัวของตัวเก็บประจุซึ่งถูกติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อรักษาตัวประกอบกำลังในระบบให้ใกล้เคียง 1 มากที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ โหลดส่วนใหญ่ในระบบมีลักษณะ ตัวประกอบกำลังล่าช้า จึงต้องใช้ Capacitor Bank เข้าช่วยเพื่อให้เกิดความสมดุลในระบบ

Circuit Breaker (CB) อุปกรณ์ซึ่งตรวจสอบข้อความผิดพลาด ในระบบวงจรไฟฟ้ากำลังและทำงานอย่างอัตโนมัติเมื่อเกิดข้อความผิดพลาดในวงจร ด้วยเวลาตอบสนองอันสั้น (ไมโครวินาที)

Critical Peak Pricing (CPP) ราคาพลังงานไฟฟ้า สำหรับการใช้ในระยะเวลาหลายชั่วโมงในฤดูร้อนช่วงบ่าย สำหรับผู้บริโภคที่เข้าร่วมโครงการใน CPP โปรแกรมเพื่อลดการใช้พลังงาน

Current Transformer (CT) หม้อแปลงลดแรงดันไฟฟ้า ซึ่งถูกใช้เพื่อวัดค่ากระแสในระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อวามิเตอร์สามารถทำงานในระดับแรงดันที่ต่ำได้ หากไม่มีหม้อแปลงชนิดนี้การวัดที่ระดับแรงดันสูงอาจเกิดอันตรายกับผู้ปฏิบัติงานได้

DA Data Concentrator ส่วนย่อยของเครือข่ายในบาง DA ซึ่งถูกใช้เพื่อรวบรวมข้อมูลจากหลาย ๆ DA IEDs

DA Master Control หรือ บางครั้งเรียกว่า **DA master** คือการประยุกต์ใช้ที่ผู้ให้บริการ DCC ซึ่งสื่อสารกับ DA IEDs ที่ Feeder สำหรับการอ่านค่าตามกำหนดเวลาของพวกมัน เช่นอ่านสถานะ การแจ้งเตือน จากอุปกรณ์ IEDs และการส่งสัญญาณควบคุมไปยัง IEDs

Data and Control Center (DCC) โดยทั่วไปกำหนดให้เป็นที่ฝ่ายผู้ให้บริการ ซึ่งเป็นระบบควบคุมการจัดการระบบและการให้บริการศูนย์รวมข้อมูล

Data Link Layer โพรโทคอลระหว่างการเชื่อมต่อระบบไปยังสื่อทางด้านกายภาพ รวมถึงการเข้าถึงรูปแบบเฟรมของหน่วยข้อมูลของการเดินทางของข้อมูล การรับรู้การส่งและกระบวนการการส่งใหม่อีกครั้ง ตามข้อกำหนดบน OSI model

Data Rate อัตราการส่งข้อมูลมีหน่วยวัดเป็นบิตต่อวินาที

Demand Response (DR) การตอบสนองโดยผู้ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้า เพื่อลดการใช้พลังงานการเพิ่มโรงต้นกำลัง หรือทั้งสองด้าน ทั้งนี้เพื่อสร้างความสมดุลในระบบ

Digital Fault Recorder คืออุปกรณ์ IED ทำหน้าที่สุ่มค่าสัญญาณไฟฟ้าระหว่างการเกิดสัญญาณไฟกระชาก (Transient) แล้วแปลงค่าที่ได้จากอนาล็อกเป็นดิจิทัล เมื่อข้อมูลเป็นดิจิทัลจึงง่ายต่อการเก็บข้อมูลดังกล่าว อีกทั้งค่าดิจิทัลนี้จะถูกส่งไปยังเครือข่ายสื่อสาร เพื่อการวิเคราะห์และกู้คืนระบบให้ทันท่วงที นอกจากนี้ฮาร์โมนิก ความถี่ และระดับแรงดัน ถูกสุ่มค่าโดย IED เพื่อนำมาวิเคราะห์ปัญหาและวางแผนแก้ไข

Distributed Generation (DG) แหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้า ซึ่งเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่แรงดันปานกลางและแรงดันต่ำ DG มีหลายความสามารถที่รองรับโหลดได้จาก 100 วัตต์ถึงหลายเมกะวัตต์ แหล่งจ่าย DG รวมถึงโซล่าเซลล์ พลังงานลม ชีวมวล หรือแหล่งพลังงานจากการสันดาป

Distributed Network Protocol 3 (DNP3) มาตรฐานบนพื้นฐานของโพรโทคอล SCADA ระหว่าง RTU หรือ IED ที่สถานีไฟฟ้าย่อยและการควบคุมหลักที่ SCADA สำหรับการ Polling เพื่อการรายงานค่าที่วัดได้ แสดงสถานะ และเหตุการณ์ต่าง ๆ และสัญญาณควบคุมการส่ง

Distributed Storage (DS) อุปกรณ์เก็บพลังงานไฟฟ้า ซึ่งเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในระบบจำหน่าย ตัวอย่างเช่น แบตเตอรี่ ล้อหมุนพลังงาน และตัวเก็บประจุชนิดซูเปอร์

Distribution Automation (DA) การแผ้วระวังและการควบคุมของส่วนย่อย Feeder เช่นอุปกรณ์ ปิดวงจร สวิตช์ ชุดตัวเก็บประจุ และหม้อแปลงในระบบจำหน่าย โดยใช้การสื่อสารระหว่าง DA IEDs ที่ติดตั้งอยู่ ณ ส่วน Feeder และการควบคุมมาสเตอร์ DA

Distribution Management System (DMS) โดยทั่วไปหมายถึงระบบซึ่งจัดการระบบจำหน่าย ไฟฟ้า หน้าที่ของ DMS รวมถึงการแผ้วระวังและการควบคุมอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าย่อยใน ระบบจำหน่ายด้วย โดยใช้ SCADA และการใช้ Feeder ในระบบจำหน่ายอัตโนมัติ DMS ยัง ใช้ในการจัดการการไหลของพลังงานไฟฟ้าข้าม Feeders นอกจากนี้ DMS ยังมีหน้าที่ ตอบสนองความต้องการของผู้ใช้ การจัดการปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้อง แรงดัน VAR การ ควบคุมวัตต์

Distribution System ระบบของการส่งกำลังไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ไปยังผู้บริโภค รวมถึงสถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย Feeders, DA, และ AMI

Dynamic Line Rating (DLR) การแผ้วระวังสายส่งกำลังไฟฟ้า สำหรับเงื่อนไขด้านสภาพแวดล้อม การเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ พลังงานลมที่เปลี่ยนแปลง เพื่อหาความจุโหลดที่รับได้ต่อการ เปลี่ยนแปลงนี้

Feeder วงจรไฟฟ้าที่นำพากำลังไฟฟ้า จากสถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่ายไปยังผู้บริโภค Feeder สามารถเป็นได้ทั้ง 1 เฟส และ 3 เฟส สำหรับ Feeder 3 เฟสถูกสร้างขึ้นให้มี 3 วงจรและมี กราวด์เพิ่ม 1 สาย สำหรับ 1 เฟส Feeder ถูกสร้างขึ้นบน 2 สายนำสัญญาณ (รวมกราวด์)

Field Area Network (FAN) เครือข่ายที่ซึ่งเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะด้านผู้บริโภค

High Voltage (HV) แรงดันในสายส่งกำลังไฟฟ้า โดยทั่วไปจะสูงกว่า 35 kV แต่ต่ำกว่า 230 kV

Home Area Network (HAN) เครือข่ายภายในของบ้านพักอาศัย หรือส่วนอื่น ๆ ของผู้ใช้ ซึ่ง เชื่อมต่อกับส่วนต่าง ๆ ของผู้บริโภค เช่น หลอดไฟ เครื่องใช้ไฟฟ้า เครื่องซักผ้า เป็นต้น

Intelligent Electronic Device (IED) อุปกรณ์ที่ถูกติดตั้งในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเช่น ที่สถานี ไฟฟ้าย่อยหรือที่ Feeders ซึ่งสามารถทำงานได้หนึ่งอย่างหรือมากกว่า ในการวัด การแผ้วระวัง และการควบคุมในโครงข่ายไฟฟ้า ดังนั้น IED แทนที่อุปกรณ์รีเลย์ในระบบดั้งเดิม CTs, VTs เป็นต้น

Local Area Network (LAN) เครือข่ายสื่อสารภายในอาคาร บ้าน หรือสำนักงาน ซึ่งทำงานใน ลักษณะสื่อสารข้อมูล (IP)

Long-Term Evolution (LTE) เครือข่าย 4G ทำงานในลักษณะสื่อสารข้อมูลไร้สาย มีพื้นที่ครอบคลุมกว้างประมาณ 5-10 ตารางกิโลเมตร ซึ่งให้บริการข้อมูลความเร็วสูง อัตราการหน่วงต่ำ และมี QoS บริการบนเทคโนโลยีนี้

Low Voltage (LV) แรงดันไฟฟ้าที่ถูกส่งไปยังผู้ใช้บริการ โดยทั่วไปจะมีระดับน้อยกว่า 1 kV

Medium Access Control (MAC) โพรโทคอลระหว่างระบบ ใช้เชื่อมต่อไปยังชั้นกายภาพ รวมถึงการเข้าถึงซึ่งสื่อที่ระบุของการส่งข้อมูล รูปแบบเฟรมข้อมูล หน่วยของข้อมูล ชั้น MAC ของโพรโทคอลเป็นหน่วยย่อยของชั้นดาต้าลิงค์

Medium Voltage (MV) แรงดันที่สายส่งกำลังไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วจะมากกว่า 1 kV และต่ำกว่า 35 kV

Meter อุปกรณ์ที่ใช้สำหรับวัดค่าคุณภาพทางไฟฟ้า ที่ตั้งอยู่ด้านผู้ใช้บริการ โดยทั่วไปแล้ว มิเตอร์วัดพลังงานที่ถูกใช้ไป จะถูกอ่านเดือนละครั้ง

Meter Data Concentrator ส่วนย่อยของเครือข่าย AMI ที่ถูกใช้เพื่อรวบรวมและส่งต่อข้อมูล ไปยังอุปกรณ์มาสเตอร์

Microgrid การเชื่อมต่อหลาย ๆ ส่วนของภาคประชาชนภายในอาคาร สำนักงาน หรือชุมชน ซึ่งมีย่อยอย่างน้อยหนึ่งเครื่องกำเนิดกำลังไฟฟ้า ในกรณีที่เกิดปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้อง ไมโครกริดสามารถส่งพลังงานไฟฟ้าเพื่อจ่ายโหลดได้ โดยระบบแยกตนเองออกมาจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าหลัก

NASPInet (North American Synchrophasor Initiative network) เครือข่ายทวีปอเมริกาเหนือในการจัดการปัญหาเรื่องมุมเฟส ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยการสร้างระบบให้เฟสทำงานพร้อมกัน ด้วยสัญญาณนาฬิกาเดียวกัน (Synchrophasor)

Neighborhood Area Network (NAN) เครือข่าย FAN คือส่วนย่อยของ NAN หลาย ๆ FAN มาร่วมกันกลายเป็น NAN ที่ซึ่งรองรับการรวบรวมข้อมูล (Data Concentrator) จากผู้ใช้

Network Layer โพรโทคอลการสื่อสารระหว่างโหนดในเครือข่าย โดยใช้สำหรับกำหนดเส้นทางของแพคเกจเป็นหลัก

Open System Interconnection (OSI) Reference Model โมเดลในการสื่อสารข้อมูล มีทั้งหมด 7 ชั้น โดยในการสื่อสารข้อมูลผ่านเครือข่าย ทั้ง 7 ชั้น มีการทำงานอิสระจากกัน และโมเดลการสื่อสารในยุคปัจจุบัน อ้างอิง OSI model ในการอธิบายหลักการทำงานภายใน

Phasor ตัวแทนเวกเตอร์ของ AC ซึ่งบอกปริมาณของแรงดันและกระแส แต่ละเฟสมี 2 ส่วนคือ ค่ายอดและมุมเฟส

Phasor Measurement Unit (PMU) หน่วยวัดมุมเฟสของสัญญาณไฟฟ้า ซึ่งปัจจุบัน PMU จะอยู่ใน IEDs สมาร์ทมิเตอร์ เพื่อวัดคุณภาพของกำลังไฟฟ้า

Protocol Data Unit (PDU) หน่วยพื้นฐานของข้อมูลที่ระดับชั้นโปรโตคอล PDU ประกอบด้วย หัวฟิลต์ของโปรโตคอล Payload และบางครั้งมีส่วนปิดท้ายฟิลต์ ชุดข้อมูลใน PDU นี้ จะถูกเรียกว่า แพกเกจ

Reactive Power ค่ากำลังที่ถูกส่งและรับโดยตัวเหนี่ยวนำและตัวเก็บประจุในระบบไฟฟ้ากำลัง ค่าเฉลี่ยกำลังถูกใช้ โดยทั้งสองส่วนนี้ซึ่งมีค่าเท่ากับศูนย์

Real-Time Pricing (RTP) ราคาของพลังงาน สำหรับการใช้ใน ช่วงเวลาที่มีการใช้พลังงานสูงสุด สำหรับผู้บริโภคที่เข้าร่วมสมัครใจโปรแกรม RTP นี้ เมื่อแจ้งเตือนล่วงหน้า โดยผู้ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้า

Recloser อุปกรณ์เปิดปิดวงจรเฝ้าระวัง Feed สำหรับกระแสผิดพลาดและหยุดวงจร Feeder ถ้ากระแสไหลเกินที่กำหนด เมื่ออุปกรณ์เปิดปิดนี้ตรวจสอบพบว่า ข้อความผิดพลาดถูกแก้ไขแล้ว มันจะทำการปิดวงจรโดยอัตโนมัติ

Renewables แหล่งพลังงานไฟฟ้าที่ซึ่งใช้ต้นกำเนิดจากแหล่งวัตถุดิบที่ใช้แล้วไม่หมดไป มีการหมุนเวียนกลับมาใช้ซ้ำได้เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานความร้อนใต้พิภพ และพลังงานชีวมวล เป็นต้น

Retail Energy Market (REM) ตลาดพลังงาน ที่เป็นของภาคเอกชนหรือเป็นของประชาชน ที่ซึ่งมีใช้หน่วยงานภาครัฐจัดหาเช่น ชุมชนมีโรงต้นกำลังเป็นของตนเอง ร่วมการซื้อขายพลังงาน หากมีพลังงานเหลือใช้จากที่สร้างเอง

RF Mesh เมชของโหนดเครือข่ายถูกสร้างโดยคลื่นวิทยุสื่อสาร ซึ่งทำงานบน OSI model โหนดสามารถส่งข้อมูลหากันได้ระหว่างโหนดด้วยกัน

SCADA Master Control หรือ **SCADA master** คือการประยุกต์ที่ผู้ให้บริการ DCC ซึ่งสื่อสารด้วย RTUs และ SCADA IEDs ในหลาย ๆ สถานีไฟฟ้าย่อยสำหรับการ Polling อุปกรณ์ IEDs รับค่าจากการวัดสถานะ และสัญญาณแจ้งเตือนจาก RTUs/IEDs และการส่งสัญญาณควบคุมไปยัง RTUs/IEDs

Smart Meter มีความสามารถมากกว่ามิเตอร์ เช่น วัดแรงดันไฟฟ้า วัดกระแส วัดกำลังไฟฟ้า สมาร์ทมิเตอร์สามารถสื่อสารกับ MDMS ในเครือข่าย AMI ได้แบบ 2 ทิศทาง ผ่านเครือข่ายสื่อสาร

Substation สถานีไฟฟ้าย่อยตั้งอยู่ด้านผู้ให้บริการ ซึ่งรับพลังงานไฟฟ้าจากสายส่งกำลังไฟฟ้าและส่งต่อไปยังส่วนอื่น ๆ ในระบบ เพื่อกระจายพลังงานไฟฟ้าไปตามเขตชุมชน หม้อแปลงที่สถานีไฟฟ้าเปลี่ยนแรงดันจากสายส่งให้ต่ำลง เพื่อนำพลังงานไฟฟ้าจ่ายให้กับภาคครัวเรือน หรือผู้ใช้

Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) ระบบสำหรับการเฝ้าระวังและการควบคุมอุปกรณ์ โดยมี RTUs หรือ IEDs ส่งสถานะตามรอบเวลา และข่าวสารจากการวัดจากสถานีไฟฟ้าย่อย อุปกรณ์เปิดปิดวงจร หรือส่วน Feeders, DG และส่วนอื่น เพื่อส่งไปยังมาสเตอร์ SCADA หรือมาสเตอร์ DA ที่ DCC ของผู้ให้บริการ และรับการ Polling และสัญญาณควบคุมจาก DCC

Synchrophasor เป็นฟังก์ชันส่วนหนึ่งของ IED ที่ทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด หรือเรียกว่า PMU มีความสามารถในการวัดค่ามุมเฟสของแรงดันและกระแสได้ รวมถึงค่ายอดและค่ามุมหรือค่าจริงและค่าจินตนาการของจำนวนเชิงซ้อน ซึ่งถูกแทนที่ด้วยมุมเฟส การเบี่ยงเบนของความถี่ โดยทั่วไปจะวัดที่ 30, 60, หรือ 120 ครั้งต่อวินาทีสำหรับระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า 60 Hz และ 10, 25, หรือ 100 ครั้ง สำหรับระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า 50 Hz อุปกรณ์ PMU ส่งค่าการวัดเหล่านี้ไปยัง PDC ด้วยเวลาที่วัดได้จากสัญญาณนาฬิกา พร้อมกับทั้งระบบ ซึ่งสัญญาณนาฬิกาทำงานพร้อมกันทั้งระบบด้วยความสามารถของ GPS เข้าร่วม

Time of Use (ToU) Pricing ราคาพลังงานของการใช้ระหว่างชั่วโมงในช่วงเช้าและช่วงเย็นของฤดูหนาว หรือช่วงบ่ายในฤดูร้อนสำหรับผู้ที่ใช้เข้าร่วมโครงการในโปรแกรมราคา ToU ช่วงเดือนในฤดูหนาวและฤดูร้อนในบางเวลาของราคา ToU ถูกแจ้งให้ผู้ใช้ทราบล่วงหน้าก่อนเริ่มโปรแกรม ทั้งนี้เพื่อเป็นการกระตุ้นให้ผู้ใช้ ใช้ไฟฟ้าอย่างมีคุณค่าที่สุด

Transmission Line สายส่งกำลังไฟฟ้าจากโรงต้นกำลังไปยังสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งกำลังไฟฟ้าหรือระหว่างสถานีไฟฟ้าย่อยด้วยกัน สายส่งกำลังไฟฟ้าถูกสร้างด้วยตัวนำไฟฟ้า เป็นสามเฟส และมีสายดินเพิ่มด้วย โดยทั่วไปสายส่งกำลังไฟฟ้าจะถูกยึดไว้บนเสาไฟฟ้าซึ่งลอยอยู่เหนือศีรษะ อย่างไรก็ตาม บางระบบต้องฝังสายส่งกำลังไฟฟ้าไว้ใต้ดินหรือใต้น้ำ

Transmission Substation สถานีที่ซึ่งสายส่งกำลังไฟฟ้าถูกเชื่อมต่อกันด้วยหม้อแปลง เพื่อเปลี่ยนกำลังไฟฟ้า หรือสวิตช์ นอกจากนั้น หม้อแปลงหรือสวิตช์ หรืออุปกรณ์อื่น เช่น CB รีเลย์ และหม้อแปลงแรงดัน หม้อแปลงกระแส ถูกติดตั้งอยู่ที่สถานีไฟฟ้าย่อย สถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่ายรวมถึงอุปกรณ์ PMU หลายตัว

User Datagram Protocol (UDP) คือโพรโทคอลจากผู้ใช้ถึงผู้ใช้ระหว่างชั้นขนส่งที่สิ้นสุดของระบบ
เชื่อมต่อกับเครือข่าย IP

Virtual LAN (VLAN) การจำกัดการส่งข้อมูลไปยังทุก ๆ เครื่องลูกข่ายในเครือข่าย ด้วยการทำ
VLAN ซึ่งเป็นการแบ่งเครือข่าย LAN ออกเป็นเครือข่ายย่อย

Voltage Transformer (VT) หม้อแปลงลดแรงดันถูกใช้เพื่อวัดแรงดันในระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อว่า
มิเตอร์สามารถวัดค่าเหล่านั้นได้

ดัชนีคำศัพท์

A

Advanced Meters, 102, 103
AMI, 12, 41, 84, 86, 87, 88
AMR, 12, 39, 87, 102, 109, 168, 217, 230

C

Connection Less, 55, 75
Connection Oriented, 50, 55
CSMA/CA, 139, 171, 172, 173, 188, 189, 190, 191,
192, 193, 194, 195, 196, 201, 203

D

Data Concentrator, 58, 110
Distribution Automation, 84
DNP3, 74

E

eNode-B, 157, 158, 208

F

FAN, 108, 109, 226
Feeder, 28, 35, 37, 84

G

GOOSE, 50, 55, 60, 73
GPS, 74, 84, 100

H

HAN, 103, 109, 110, 211
HEMS, 13, 91, 98

I

IEC 61850, 9, 42, 45, 56
IED, 42, 54, 55, 58, 59, 62, 63, 70, 71, 72, 73, 76, 83,
84, 128, 129, 130, 138, 210, 233, 234, 235, 236,
238

L

Logical Device, 46, 58, 59
Logical Node, 46, 48
LTE, 142, 143, 151

M

MAC, 158, 187, 190, 195, 200
MDMS, 86, 87, 88, 90, 228
MMS, 50, 60

N

NAN, 89, 110
NB-PLC, 211, 217, 219, 220, 221, 222

O

OSI model, 104, 132, 133, 137, 208, 224

P

Peak Load, 102, 112
PHY, 158, 187, 201
Physical Device, 59
PLC, 167, 174, 175, 212, 214
PMU, 83, 99, 209
Polling, 73, 198
Process Bus, 52, 72

Q

QoS, 143, 159, 224, 226, 228

R

RTP, 96
RTU, 72

S

SCADA, 40, 71, 73, 84, 90
SCL, 54
Station Bus, 72
Synchrophasors, 41

T

ToU, 96, 114

V

VLAN, 55, 73, 78, 79, 238

W

WAN, 13, 110, 207

WASA, 98
WiMAX, 145, 217, 226

ก

กระแสบกพร่อง, 34
การกำเนิดพลังงานไฟฟ้า, 98
การจัดเก็บพลังงาน, 11, 13, 17, 20, 65
การลัดวงจร, 34, 215
การสื่อสารข้อมูล, 9, 12, 23, 40, 42, 71, 88, 103, 104,
127, 132, 142, 208
การอ่านมิเตอร์อัตโนมัติ, 12, 230
กำลังไฟฟ้าสูญเสีย, 68, 73, 87
เกตเวย์, 70, 101, 110, 138, 160, 162, 167, 233, 236,
244, 264, 267, 269

ข

ข้อบกพร่อง, 20, 34, 35, 62, 67, 76

ค

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ, 13, 39, 80, 83, 125, 207, 212,
224

ช

ช่องสัญญาณ, 151, 154, 171, 207
ชั้น PHY, 74, 75, 89, 92, 107, 257

ฌ

จิกปี, 182, 183, 185, 187, 188, 189, 194, 195, 196,
203

ท

ทอพอโลยี, 160, 161, 183, 184, 217

บ

แบคเคอร์รี่, 65, 66, 110, 112, 211

พ

โพรโทคอล, 45, 48, 50, 57, 109

ม

มูมเฟส, 26, 28, 30, 41
ไมโครกริด, 10, 118, 119

ร

ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า, 33, 64, 67
ระบบป้องกันระยะไกล, 40, 76
ระบบส่งกำลังไฟฟ้า, 1, 12, 31, 33, 46, 100, 217, 219
แรงดันต่ำ, 22, 31, 33, 82, 119, 167
แรงดันปานกลาง, 31, 33, 83, 167, 177, 178, 215
แรงดันสูง, 31, 32, 33, 77, 82, 167, 177, 178, 181, 210

ล

ลอร่า, 159, 164
ลอร่าแวน, 160, 161, 162, 167

ส

สถานีไฟฟ้าย่อย, 13, 68, 70, 71, 76
สถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติ, 70
สมาร์ตมิเตอร์, 13, 86, 87, 89, 102, 105, 106, 110, 113,
114, 115, 116, 173, 182
สวิตช์เกียร์, 47, 59, 68, 69, 72, 73, 168
สัญญาณรบกวน, 169, 178, 181, 207, 220

ห

แหล่งกำเนิดพลังงานไฟฟ้า, 65

อ

อัตรากรหน่วง, 76, 157, 161, 211
อีเทอร์เน็ต, 50, 55, 115
อุปกรณ์ลัดวงจร, 35, 62, 68, 74, 76, 77, 215

ประวัติผู้เขียน

- Ph.D. (Electrical and Information Engineering), The University of Sydney, NSW, Australia, 2016
- M.Eng. (Telecommunications Engineering), Wollongong University, NSW, Australia, 2011
- วศ.ม. (วิศวกรรมไฟฟ้า) มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์, 2006
- อส.บ. (วิศวกรรมอิเล็กทรอนิกส์) มหาวิทยาลัยเอเชียอาคเนย์, 1998