เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure : AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) กับการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

โดย

นางพรทิพย์ เทพตระการพร
กรรมการผู้มีอำนาจลงนาม
บริษัท ไทยเทเลคอนเทนเนอร์ จำกัด

นักศึกษาวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร รุ่นที่ 57
ประจำปีการศึกษา พุทธศักราช 2557 - 2558

บทคัดย่อ

เรื่อง เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure : AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) กับการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

ลักษณะวิชา วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี

ผู้วิจัย นางพรทิพย์ เทพตระการพร หลักสูตร วปอ. รุ่นที่ 57

พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญอย่างยิ่ง และถือได้ว่าเป็นโครงสร้างพื้นฐานในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ ประเทศไทยนับได้ว่าเป็นประเทศที่มีการพัฒนาด้านระบบไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว นอกจากนี้จากการที่ประเทศไทยเป็นประเทศที่กำลังพัฒนา ได้ปรับเปลี่ยนผลผลิตของประเทศ ซึ่งแต่เดิมเป็นภาคการเกษตรกรรมไปเป็นภาคอุตสาหกรรมบริการและท่องเที่ยว ซึ่งทำให้ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศมีอัตราเพิ่มสูงขึ้นมาก ทำให้ต้องมีการวางแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและหาแหล่งพลังงานทดแทนอื่นๆที่เหมาะสม เพื่อไม่ให้ต้นทุนการผลิตหรือค่าไฟฟ้าสูงเกินไป นอกจากนี้การส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งและระบบสายจำหน่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องมีเครือข่ายที่มีประสิทธิภาพ ไม่ก่อให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกหรือหน่วยสูญเสียสูง ด้วยเหตุนี้ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงได้ร่วมกันศึกษาและพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (ระบบ Smart Grid) ในประเทศไทย อย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีการพัฒนาให้สอดคล้องกับนโยบายพลังงาน และเป้าหมายของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP2010) ที่ใช้ในปัจจุบัน

ระบบ Smart Grid เป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศ และสื่อสารมาบริหารจัดการ การควบคุมการผลิต การส่ง และการจ่ายพลังงานไฟฟ้า สามารถรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาด หรือระบบแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว (Distributed Generation: DG) และระบบบริหารการใช้สินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด รวมทั้งให้บริการกับผู้เชื่อมต่อกับโครงข่ายผ่านมิเตอร์อัจฉริยะได้อย่างมีประสิทธิภาพ มีความมั่นคง และมีคุณภาพเชื่อถือได้

ระบบ Smart Grid ประกอบด้วยเทคโนโลยีหลายอย่าง ได้แก่ เทคโนโลยีด้านการตรวจวัด การรับส่งสัญญาณข้อมูลและการทำงานร่วมกับอุปกรณ์และระบบไฟฟ้าอื่นๆ โดยองค์ประกอบทางด้านเทคโนโลยีของระบบ Smart Grid ทั้งหมด ประกอบด้วย เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (Information and Communication Technology, ICT) เทคโนโลยีการ

ผลิตพลังงานไฟฟ้า การส่งจ่ายไฟฟ้า (Distributed Generation) เทคโนโลยีการควบคุมโครงข่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation) และเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI)

ในปัจจุบันทั้งทางภาครัฐและเอกชนทั่วโลกได้ให้ความสำคัญเกี่ยวกับเทคโนโลยีและการจัดการด้านพลังงานมากขึ้น ในขณะเดียวกันนั้น ผู้วิจัยในฐานะผู้บริหารของบริษัท ไทยเทเลคอนเทนเนอร์ จำกัด ได้เล็งเห็นความสำคัญ จึงได้ทำการวิจัยและพัฒนาระบบ “AMI Smart Meter” เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายแผนพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน ซึ่งจะทำให้เกิดคุณประโยชน์ต่อการใช้ไฟฟ้าของประชาชน ผู้ประกอบการในทุกภาคส่วน ตลอดจนต่อประเทศไทยจะเป็นผู้นำในภูมิภาคอาเซียนด้านการนำเทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) มาใช้ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อเป็นข้อมูลในการศึกษา วางแผนและพัฒนาเพื่อเกิดเป็นโครงการระยะสั้น-ระยะยาว โครงการนำร่องในบางจังหวัด จนเกิดผลการปฏิบัติงานอย่างเป็นรูปธรรมโดยมีการศึกษาข้อมูลเปรียบเทียบจากต่างประเทศถึงข้อดี ข้อเสีย ปัญหา อุปสรรคต่างๆ เพื่อนำข้อมูลที่ได้ดังกล่าว นำไปเป็นข้อเสนอแนะต่อรัฐบาล หน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการสนับสนุนการพัฒนาการใช้เทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อให้เกิดผลสัมฤทธิ์ต่อประชาชนและผู้ประกอบการ หน่วยงานในทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง

ในการทำวิจัยฉบับนี้เป็นการศึกษาการใช้เทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อจะได้นำผลการวิจัยไปใช้เป็นข้อมูลในการวางแผนและพัฒนา ตลอดจนเป็นข้อเสนอแนะต่อรัฐบาลในการสนับสนุนการใช้เทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) อย่างเป็นรูปธรรมทั่วทุกจังหวัดในประเทศไทยต่อไป

คำนำ

เอกสารงานวิจัยเรื่อง “เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) กับ การพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย” เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาในวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร หลักสูตรการป้องกันราชอาณาจักร รุ่นที่ 57 ประจำปีการศึกษา พุทธศักราช 2557 – 2558 โดยมีวัตถุประสงค์ให้นักศึกษาทำการวิจัยอย่างลึกซึ้ง สามารถวิเคราะห์ปัญหา จัดทำข้อสรุปและข้อเสนอแนะอันจะเป็นประโยชน์ต่อประเทศชาติ ตลอดจนใช้เป็นพื้นฐานสำหรับงานวิจัยอื่นๆ ในหัวข้อที่เกี่ยวข้องกัน เพื่อต่อยอดและกระจายความรู้ ด้วยการปฏิบัติให้เกิดผลอย่างเป็นรูปธรรม อันจะนำมาซึ่งประโยชน์ต่อการพัฒนาประเทศชาติต่อไป

ผู้วิจัยเองเป็นนักธุรกิจที่ทำกิจการเกี่ยวกับมิเตอร์ไฟฟ้าโดยตรงและมีประสบการณ์การทำธุรกิจด้านนี้กว่า 20 ปี จึงทำให้มีความรู้ความเชี่ยวชาญเฉพาะด้านและพร้อมที่จะอธิบายแก่ผู้ที่ต้องการหาความรู้เพิ่มเติมในด้านนี้ โดยผู้วิจัยมีแนวคิดว่า เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ ในปัจจุบันเป็นที่ยอมรับในระดับสากลในประเทศที่เป็นผู้นำทางเศรษฐกิจ เช่น สหรัฐอเมริกา ยุโรป ญี่ปุ่น ฯลฯ ประเทศต่างๆเหล่านี้ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญและประโยชน์คือ เพิ่มความเชื่อถือและความมั่นคงของระบบส่งจ่ายไฟฟ้า ลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของการไฟฟ้า ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและลดปริมาณการใช้น้ำมัน จะเห็นได้ว่าการใช้เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ ถือว่าเป็นส่วนหนึ่งของการบริหารจัดการพลังงานอย่างยั่งยืนของประเทศอีกด้วย

(นางพรทิพย์ เทพตระการพร)
นักศึกษาวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
หลักสูตร วปอ. รุ่นที่ 57
ผู้วิจัย

สารบัญ

		หน้า
บทคัดย่อ		**ก**
คำนำ		**ค**
กิตติกรรมประกาศ		**ง**
สารบัญ		**จ**
สารบัญตาราง		**ช**
สารบัญภาพ		**ซ**
บทที่ 1	**บทนำ**	**1**
	ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
	วัตถุประสงค์ของการวิจัย	3
	ขอบเขตของการวิจัย	3
	วิธีดำเนินการวิจัย	3
	ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย	4
บทที่ 2	**ภาพรวม สถานการณ์ โครงสร้างกิจการพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย**	**5**
	สถานการณ์การใช้พลังงานของประเทศไทย	5
	ความสำคัญของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ	7
	พระราชบัญญัติการประกอบกิจการการพลังงาน	12
	นโยบายพลังงานของประเทศไทย	12
	แนวทางในการกำหนดนโยบายพลังงานของประเทศ เพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน	13
	แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี	15
	เป้าหมายการอนุรักษ์พลังงาน	17
บทที่ 3	**โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid)**	**19**
	โครงการพัฒนาเครือข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ของประเทศไทย	19

สารบัญ (ต่อ)

		หน้า
บทที่ 4	**เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ กรณีศึกษาพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี (Advanced Metering Infrastructure : AMI Smart Meter)**	**76**
	การนำระบบเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI Smart Meter) มาใช้ในประเทศไทย กรณีศึกษาพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี	76
บทที่ 5	**สรุปและข้อเสนอแนะ**	**105**
	สรุป	105
	ข้อเสนอแนะ	106
บรรณานุกรม		**108**
ภาคผนวก		**113**
	ภาคผนวก ก คุณลักษณะ (Attribute) ในระบบ AMI	114
	ภาคผนวก ข การวิเคราะห์พื้นที่โครงการ (เมืองพัทยา)	119
	ภาคผนวก ค โครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ	148
	ภาคผนวก ง แนวทางการออกแบบโครงข่ายสื่อสารของระบบ AMI	155
ประวัติย่อผู้วิจัย		**170**

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่

2-1	การพยากรณ์ความต้องการการใช้พลังงาน ในช่วง ปี 2555 - 2573	10
2-2	กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วง ปี 2555 – 2573	10
2-3	สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี พ.ศ.2555 – 2573	11
2-4	เปรียบเทียบผลการจัดหาพลังงานไฟฟ้าปี 2573 ตามแผน PDP	11
3-1	เทคโนโลยีของมิเตอร์ไฟฟ้า	21
3-2	แอปพลิเคชันของมิเตอร์ไฟฟ้า	26
3-3	การให้บริการที่มีอยู่แล้วบนระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ (AMR)	26
3-4	การให้บริการที่เพิ่มขึ้นจาก AMR	27
3-5	สถาปัตยกรรมของโครงข่ายสื่อสาร	30
3-6	ประโยชน์ด้านการเงินโดยประมาณจากระบบ AMI ($/meter)	38
3-7	คุณสมบัติในด้านต่างๆ ของแบตเตอรี่แต่ละประเภท	46
3-8	เทคโนโลยีของแบตเตอรี่แต่ละประเภท	46
4-1	สรุปการจัดทำระบบย่อยต่างๆแยกตามสถานีไฟฟ้าและสำนักงาน กฟภ.	82
4-2	Service ที่ควรทดสอบในโครงการ	86
4-3	คุณสมบัติของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด	90
4-4	สรุปข้อดี – ข้อเสียของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด	91
4-5	สรุปโมเดลของโครงข่ายสื่อสารและ Service ที่ควรทดสอบ	93
4-6	ปริมาณงานในแต่ละ Service	94
4-7	แผนการติดตั้งแบ่งตามชนิดของมิเตอร์ในแต่ละโมเดลของโครงข่ายสื่อสาร	94

สารบัญภาพ

หน้า

แผนภาพที่

3-1	วิสัยทัศน์สำหรับการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ.	25
3-2	แผนที่นำทางการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (PEA Smart Grid Roadmap)	26
3-3	เทคโนโลยี Smart Meter และวิธีการติดต่อสื่อสาร	28
3-4	อุปกรณ์ Smart Meter	29
3-5	อุปกรณ์ MIU	29
3-6	โครงข่ายสื่อสารของระบบ AMI (AMI Communication Network)	31
3-7	ความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลและซอฟต์แวร์ของระบบ AMI	31
3-8	ค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งระบบ AMI	40
3-9	แบตเตอรี่ Lead-Acid	44
3-10	ตัวอย่าง NAS battery station สำหรับระบบกักเก็บพลังงาน	45
3-11	ตัวอย่างหน้าจอระบบ Mobile Workforce	49
3-12	ตัวอย่างความสัมพันธ์โดยรอบระบบ OMS	49
3-13	การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์	53
3-14	ตัวอย่างสถานีชาร์จไฟแบบเร็วพลังงานแสงอาทิตย์	54
3-15	ตัวอย่างแนวทางการเชื่อมต่อระหว่าง Photovoltaic กับสถานีชาร์จไฟ	55
3-16	ส่วนประกอบของระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าแบบเดิม	57
3-17	โครงสร้างของระบบ Substation Automation	59
3-18	การพัฒนารถยนต์ไฟฟ้าของบริษัทผู้ผลิตรถยนต์รายใหญ่แต่ละค่าย	63
3-19	ตัวอย่างสถานีชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า	67
3-20	การใช้มาตรฐานระบบชาร์จไฟที่แตกต่างกันในแต่ละภูมิภาค	71
3-21	หัวต่อปลั๊กชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า	71
3-22	ตัวอย่างการเชื่อมต่อระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	73
3-23	ตัวอย่างการจัดกลุ่มระบบสารสนเทศ	74
4-1	Network Overview ของโครงการ	95

สารบัญภาพ

หน้า

แผนภาพที่

4-2	Network Overview แบ่งความรับผิดชอบของส่วนกลางและพัทยา	96
4-3	ภาพโดยรวมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในโครงการ	97
4-4	การทำงานของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	98
4-5	ระบบที่เกี่ยวข้องและลักษณะการรับส่งข้อมูลในระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	99
4-6	เปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างระบบเดิมและระบบในอนาคต	100

บทที่ 1
บทนำ

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญอย่างยิ่ง และถือได้ว่าเป็นโครงสร้างพื้นฐานในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ ประเทศไทยนับได้ว่าเป็นประเทศที่มีการพัฒนาด้านระบบไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว สามารถขยายเขตระบบไฟฟ้าไปยังหมู่บ้านชนบทที่ห่างไกลทั่วประเทศ จนถึงปัจจุบันหมู่บ้านที่มีไฟฟ้าใช้แล้วประมาณ 99% และถ้านับในเทอมหลังคาเรือน มีไฟฟ้าใช้แล้วประมาณ 96% นอกจากนี้จากการที่ประเทศไทยเป็นประเทศที่กำลังพัฒนา ได้ปรับเปลี่ยนผลผลิตของประเทศ ซึ่งแต่เดิมเป็นภาคการเกษตรกรรมไปเป็นภาคอุตสาหกรรมบริการและท่องเที่ยว จึงทำให้การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทยเป็นประเทศหนึ่งที่มีอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจสูง ซึ่งทำให้ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศมีอัตราเพิ่มสูงขึ้นเช่นเดียวกัน

จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มทุกปี ทำให้ต้องมีการวางแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและหาแหล่งพลังงานทดแทนอื่นๆที่เหมาะสม เพื่อไม่ให้ต้นทุนการผลิตหรือค่าไฟฟ้าสูงเกินไป นอกจากนี้การส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งและระบบสายจำหน่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องมีเครือข่ายที่มีประสิทธิภาพ ไม่ก่อให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกหรือหน่วยสูญเสียสูง เพราะหากเกิดหน่วยสูญเสียสูง ก็จะทำให้ความต้องการในการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงเกินความเป็นจริง

ด้วยเหตุนี้ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงได้ร่วมกันศึกษาและพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (ระบบ Smart Grid) ในประเทศไทย เพื่อร่วมระดมความคิดในการวางแนวทางศึกษาและพัฒนาระบบ Smart Grid ที่ชัดเจน และมีประสิทธิภาพ โดยวางแนวทางศึกษาและพัฒนาให้สอดคล้องกับนโยบายพลังงาน และเป้าหมายของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP2010) ที่ใช้ในปัจจุบัน

ระบบ Smart Grid หมายถึง ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศ และสื่อสาร มาบริหารจัดการ การควบคุมการผลิต การส่ง และการจ่ายพลังงานไฟฟ้า สามารถรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาด หรือระบบแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว (Distributed Generation: DG) และระบบบริหารการใช้สินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด รวมทั้ง

ให้บริการกับผู้เชื่อมต่อกับโครงข่ายผ่านมิเตอร์อัจฉริยะได้อย่างมีประสิทธิภาพ มีความมั่นคง และมีคุณภาพเชื่อถือได้

การพัฒนาระบบ Smart Grid ตั้งอยู่บนพื้นฐานความจำเป็นหลัก 2 ด้าน คือ

(1) สถานการณ์ทางด้านพลังงานและด้านสิ่งแวดล้อม ได้แก่ การช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงจากทรัพยากรธรรมชาติ การช่วยส่งเสริมการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน และการช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

(2) โครงสร้างพื้นฐานทางด้านพลังงาน ได้แก่ การเพิ่มความมั่นคงของระบบกำลังไฟฟ้า การเพิ่มคุณภาพในการให้บริการ และการรองรับการพัฒนาเทคโนโลยีที่ก้าวหน้าในอนาคต

ระบบ Smart Grid ประกอบด้วยเทคโนโลยีหลายอย่าง ได้แก่ เทคโนโลยีด้านการตรวจวัด การรับส่งสัญญาณข้อมูลและการทำงานร่วมกับอุปกรณ์และระบบไฟฟ้าอื่นๆ โดยองค์ประกอบทางด้านเทคโนโลยีของระบบ Smart Grid ทั้งหมด ประกอบด้วย เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (Information and Communication Technology, ICT) เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้า การส่งจ่ายไฟฟ้า (Distributed Generation) เทคโนโลยีการควบคุมโครงข่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation) และเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI)

ประโยชน์ที่ได้จากการพัฒนาระบบ Smart Grid คือ เพิ่มความเชื่อถือและความมั่นคงของระบบส่งจ่ายไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วมในการทำงานของระบบ Smart Grid มากขึ้น ลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของการไฟฟ้า ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและลดปริมาณการใช้น้ำมัน

จากเหตุผลดังกล่าวส่งผลให้ในปัจจุบันทั้งทางภาครัฐและเอกชนทั่วโลกได้ให้ความสำคัญเกี่ยวกับเทคโนโลยีและการจัดการด้านพลังงานมากขึ้น ในขณะเดียวกันนั้น บริษัทไทยเทเลคอนเทนเนอร์ จำกัด ได้เล็งเห็นความสำคัญในเรื่องนี้เช่นกัน จึงได้ทำการวิจัยและพัฒนาระบบ “AMI Smart Meter” เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายแผนพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน ซึ่งจะทำให้เกิดคุณประโยชน์ต่อการใช้ไฟฟ้าของประชาชน ผู้ประกอบการในทุกภาคส่วน ตลอดจนต่อประเทศไทยจะเป็นผู้นำในภูมิภาคอาเซียนด้านการนำเทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) มาใช้ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อเป็นข้อมูลในการศึกษา วางแผนและพัฒนาเพื่อเกิดเป็นโครงการระยะสั้น-ระยะยาว โครงการนำร่องในบางจังหวัด จนเกิดผลการปฏิบัติงานอย่างเป็นรูปธรรมโดยมีการศึกษาข้อมูลเปรียบเทียบจากต่างประเทศถึงข้อดี ข้อเสีย ปัญหา อุปสรรค

ต่างๆ เพื่อนำข้อมูลที่ได้ดังกล่าว นำไปเป็นข้อเสนอแนะต่อรัฐบาล หน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการสนับสนุนการพัฒนาการใช้เทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อให้เกิดผลสัมฤทธิ์ต่อประชาชนและผู้ประกอบการหน่วยงานในทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง

ดังนั้น ในการทำวิจัยฉบับนี้ ผู้วิจัยจึงสนใจที่จะศึกษาทางการใช้เทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อจะได้นำ ผลการวิจัยไปใช้เป็นข้อมูลในการวางแผนและพัฒนา ตลอดจนเป็นข้อเสนอแนะต่อรัฐบาลในการสนับสนุนการใช้เทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) อย่างเป็นรูปธรรมทั่วทุกจังหวัดในประเทศไทยต่อไป

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาและเสนอแนะแนวทางการใช้เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

2. เพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในประเทศไทยที่มีความสอดคล้องกับนโยบายการพัฒนาด้านพลังงานของประเทศ

ขอบเขตของการวิจัย

ผู้วิจัยได้กำหนดขอบเขตในการวิจัยไว้ดังนี้

1. การวิจัยนี้มุ่งเน้นในการศึกษาเพื่อหาข้อเสนอแนะเกี่ยวกับแนวทางการใช้เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI Smart Meter) ในบริษัท ไทยเทเลคอนเทนเนอร์ จำกัด เท่านั้น

2. การวิจัยนี้มุ่งเน้นศึกษาถึงแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในประเทศไทย โดยศึกษาเฉพาะพื้นที่พัทยา จ.ชลบุรี เท่านั้น

วิธีดำเนินการวิจัย

การวิจัยครั้งนี้เป็นการวิจัยเชิงคุณภาพโดยการรวบรวมข้อมูล (Documentary Research) จากทุกแหล่งข้อมูลทางวิชาการที่เชื่อถือได้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในประเทศไทย แล้วนำข้อมูลที่ได้จากการรวบรวมข้อมูลมาทำการวิเคราะห์เพื่อหาแนวทาง

ข้อเสนอแนะแนะเพื่อนำไปสู่การปฏิบัติเพื่อให้เกิดประโยชน์ในการใช้เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย

1. ผลการศึกษาทำให้ทราบถึงความสำคัญเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) กับ การพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

2. ผลการศึกษาสามารถเสนอแนะแนวทางการพัฒนาโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในประเทศไทย

บทที่ 2
ภาพรวม สถานการณ์โครงสร้างกิจการพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

ในงานวิจัยนี้ ผู้วิจัยได้ทบทวนวรรณกรรม ซึ่งประกอบด้วยข้อมูล เอกสารทางวิชาการ วารสาร งานวิจัย ตลอดจนสื่อต่างๆ ที่เป็นประโยชน์ต่องานวิจัยนี้ เนื้อหาจะครอบคลุมหัวข้อที่เกี่ยวข้องต่างๆ เริ่มจากสถานการณ์การใช้พลังงานของประเทศไทย การใช้พลังงานในอดีตและแนวโน้มความต้องการในการใช้พลังงานในอนาคต พลังงานกับเศรษฐกิจ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ปี 2533-2573 สรุปภาพรวมของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน นโยบายพลังงานของประเทศไทย แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี แนวทางการปฏิบัติการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ รายละเอียดต่างๆ ที่กล่าวมาแล้วข้างต้นจะถูกนำเสนอในบทนี้

สถานการณ์ด้านพลังงานของประเทศไทยปี 2556 การใช้ การผลิต และการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ในปี 2556 มีจำนวนทั้งสิ้น 2 ล้านบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.2 เมื่อเทียบกับปี 2555

ก๊าซธรรมชาติมีสัดส่วนการใช้มากที่สุด 917,015 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สัดส่วนร้อยละ 46) มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.2 เมื่อเทียบกับปี 2555

การใช้น้ำมัน มีสัดส่วนรองลงมา 727,559 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สัดส่วนร้อยละ 36) มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 เมื่อเทียบกับปี 2555

การใช้ถ่านหิน/ลิกไนต์ 313,320 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สัดส่วนร้อยละ 16) มีการใช้ลดลงร้อยละ 4.4 เมื่อเทียบกับปี 2555

การใช้ไฟฟ้าพลังน้ำ/ไฟฟ้านำเข้า 46,635 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สัดส่วนร้อยละ 2) มีการใช้ลดลงร้อย 15.7 เมื่อเทียบกับปี 2555

มูลค่าการใช้พลังงาน

ในปี 2556 มีมูลค่า**การใช้พลังงาน** 2.13 ล้านล้านบาท เพิ่มขึ้นจากปี 2555 ร้อยละ 0.9 ดังนี้

1. น้ำมันสำเร็จรูป = 1,327,636 ล้านบาท
2. ไฟฟ้า = 541,974 ล้านบาท
3. ก๊าซธรรมชาติ = 121,147 ล้านบาท
4. ถ่านหิน/ลิกไนต์ = 25,315 ล้านบาท
5. พลังงานทดแทน = 118,469 ล้านบาท

มูลค่าการนำเข้าพลังงาน

ในปี 2556 **มีมูลค่าการนำเข้าพลังงาน** 1.42 ล้านล้านบาท ลดลงจากปี 2555 ร้อยละ 2.0 ดังนี้

1. น้ำมันดิบ = 1,073,000 ล้านบาท
2. ก๊าซธรรมชาติและ LNG = 146,944 ล้านบาท
3. น้ำมันสำเร็จรูป = 134,306 ล้านบาท
4. ถ่านหิน = 39,733 ล้านบาท
5. ไฟฟ้า = 20,168 ล้านบาท

มูลค่าการส่งออกพลังงาน

ในปี 2556 **มีมูลค่าการส่งออกพลังงาน** 357,896 ล้านบาท ลดลงจากปี 2555 ร้อยละ 10.8 น้ำมันสำเร็จรูป = 322,621 ล้านบาท, น้ำมันดิบ = 30,927 ล้านบาท, ไฟฟ้า = 4,348 ล้านบาท

สถิติพลังงานแต่ละชนิดในปี 2556

การจัดหาปิโตรเลียมจากแหล่งในประเทศ (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย)

1. ปริมาณผลิตก๊าซธรรมชาติ 1.374 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต
2. ปริมาณผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว 88.7 ล้านบาร์เรล

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม (รวมก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ)

ปริมาณ**สำรอง**ที่พิสูจน์แล้ว ณ สิ้นปี 2555 (ประเมินในปี 2556) 2,007 ล้านบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ

รายได้ของภาครัฐจากการจัดหาปิโตรเลียม 198,139 ล้านบาท ประกอบด้วย

1. ค่าภาคหลวง 65,198 ล้านบาท (กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดเก็บ)
2. ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม 110,620 ล้านบาท **(**กรมสรรพากรจัดเก็บ)
3. ส่วนแบ่งกำไรจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (MTJA) 19,077 ล้านบาท

ความสำคัญของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

เพื่อรองรับนโยบายเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานไฟฟ้าของกระทรวงพลังงานจึงต้องมีการจัดทำแผน PDP เพื่อเป็นแผนจัดหาไฟฟ้าในระยะยาวให้เพียงพอต่อการพัฒนาประเทศทั้งทางด้านเศรษฐกิจและสังคม เนื่องจาก การก่อสร้างโรงไฟฟ้าต้องใช้ระยะเวลานานประมาณ 3-5 ปี ขึ้นอยู่กับประเภทโรงไฟฟ้า

แผน PDP เป็นแผนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าของประเทศในอนาคต 15-20 ปี ซึ่งจะมีการทบทวนแผนดังกล่าว เมื่อมีการปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้สอดคล้องกับสภาวะเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลงไป ทั้งนี้ ในแผนดังกล่าวจะระบุค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้า ซึ่งมีความสำคัญต่อการวางแผน PDP หากการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ามีความถูกต้องและแม่นยำ จะทำให้การลงทุนในการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอยู่ในระดับที่เหมาะสม นอกจากนี้ จะระบุถึงโครงการโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินและนิวเคลียร์ โครงการขนาดเล็กและเล็กมาก ทั้งที่เป็นระบบ Cogeneration และพลังงานหมุนเวียน เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิต การขยายระบบส่งไฟฟ้า ประมาณการเงินลงทุนการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า ผลกระทบค่าไฟฟ้า และปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น

การปรับปรุงแผนพัฒนากาลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) :

ความเป็นมา

คณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2553 มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2553 โดยเห็นชอบแผนพัฒนากาลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) เพื่อความมั่นคงในการจัดหาไฟฟ้าในอนาคต กระตุ้นการลงทุนด้านพลังงาน สร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ผลิตไฟฟ้า รวมทั้งให้เห็นภาพการสนองตอบนโยบายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้า โดยมุ่งเน้น

1. ความมั่นคงของกาลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม
2. การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี
3. การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration)

ครม. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2553 มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 25 พฤศจิกายน 2553 โดยเห็นชอบแผนแก้ไขปัญหาระยะสั้น (ปี 2554-2562) เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นกว่าที่พยากรณ์ไว้ตามแผน PDP 2010 และมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งปัญหาความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) จึงได้มีการปรับปรุงแผนพัฒนากาลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1) ดังนี้

1. เร่งดาเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ.

2. ปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (SPP Cogeneration)

3. ปรับแผนให้มีการเร่งโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อยหน่วยที่ 4 (800 เมกะวัตต์) และโครงการโรงไฟฟ้าจะนะ หน่วยที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. ให้แล้วเสร็จเร็วขึ้นจากแผนเดิมอีก 3 เดือน

ครม. เมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม 2554 มีมติเห็นชอบตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2554 โดยเห็นชอบแผนการปรับเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี เพื่อทบทวนมาตรการด้านความปลอดภัยภายหลังเกิดอุบัติเหตุในโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา ซึ่งส่งผลต่อการยอมรับของประชาชนในหลายประเทศ จึงได้มีการปรับปรุงแผนพัฒนากาลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) ดังนี้

1. ปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไปอีก 3 ปี ทำให้มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์บรรจุในแผนรวมทั้งสิ้น 4 โรง และเลื่อนกำหนดจ่ายไฟฟ้าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเข้ามาทดแทนตามแผน PDP 2010 เดิม ให้เร็วขึ้นจากปี 2565 เลื่อนมาเป็นปี 2563

2. การดำเนินการดังกล่าวจะส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น ดังนั้น กระทรวงพลังงานจึงมอบหมายให้บริษัท ปตท. จากัด (มหาชน) ไปพิจารณาปรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติและเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นให้เหมาะสมต่อไป

เหตุผลในการปรับปรุงแผนพัฒนากาลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

รัฐบาล (นายกรัฐมนตรี ยิ่งลักษณ์ ชินวัตร) เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2554 ได้แถลงนโยบายการดำเนินการพัฒนาประเทศ ซึ่งจะส่งผลต่อทิศทางนโยบายเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในอนาคต กระทรวงพลังงานจึงเห็นความจำเป็นที่จะต้องปรับปรุงแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2

1. เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นตามแผนบริหารราชการแผ่นดินฉบับใหม่ของรัฐบาล ซึ่งมีโครงการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานหลายโครงการ เช่น การพัฒนาระบบรางเพื่อขนส่งมวลชน อันได้แก่ โครงการรถไฟฟ้า 10 สายหลักในกรุงเทพฯ และโครงการรถไฟฟ้าความเร็วสูง เป็นต้น

2. เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาล กล่าวคือ

2.1 ส่งเสริมและผลักดันให้อุตสาหกรรมพลังงานสามารถสร้างรายได้ให้ประเทศ ซึ่งถือเป็นอุตสาหกรรมเชิงยุทธศาสตร์ เพิ่มการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและพัฒนาให้เป็นศูนย์กลางธุรกิจพลังงานของภูมิภาค โดยใช้ความได้เปรียบเชิงภูมิยุทธศาสตร์

2.2 สร้างเสริมความมั่นคงทางพลังงาน โดยแสวงหาและพัฒนาแหล่งพลังงานและระบบไฟฟ้าจากทั้งในและต่างประเทศ รวมทั้ง ให้มีการกระจายแหล่งและประเภทพลังงานใหม่ให้มีความหลากหลาย เหมาะสม และยั่งยืน

2.3 ส่งเสริมการผลิต การใช้ ตลอดจนการวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยตั้งเป้าหมายให้สามารถทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี ทั้งนี้ ให้มีการพัฒนาอุตสาหกรรมอย่างครบวงจร

2.4 ส่งเสริมและผลักดันการอนุรักษ์พลังงานอย่างเต็มรูปแบบ โดยลดระดับการใช้พลังงานต่อผลผลิตลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี และมีการพัฒนาอย่างครบวงจร ส่งเสริมการใช้อุปกรณ์และอาคารสถานที่ที่มีประสิทธิภาพสูง ส่งเสริมกลไกการพัฒนาพลังงานที่สะอาด เพื่อลดก๊าซเรือนกระจกและแก้ปัญหาภาวะโลกร้อน สร้างจิตสำนึกของผู้บริโภคในการใช้พลังงานอย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพให้เป็นระบบ จริงจังและต่อเนื่องทั้งภาคการผลิต ภาคการขนส่ง และภาคครัวเรือน

ปัจจุบันในการดำเนินการตามนโยบายพลังงานดังกล่าว กระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 – 2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012 – 2021) และแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554-2573) (Energy Efficiency Development Plan: EE 20ปี) ซึ่ง ครม. เมื่อวันที่ 27 ธันวาคม 2554 มีมติเห็นชอบ ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 โดย

1. ให้นำพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกมาทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล และการนำเข้าน้ำมันอย่างยั่งยืนในอนาคต โดยแผน AEDP ได้ตั้งเป้าหมาย เพิ่มสัดส่วนทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากเดิม 6% เป็น 10%

2. ให้ความสำคัญกับอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า โดยแผน EE 20 ปี ได้ตั้งเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า 96,653 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2573

นอกจากนั้นยังมีเหตุผลความมั่นคงด้านพลังงาน และการลดผลกระทบจากภาวะโลกร้อน โดยให้มีการกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในประเทศ การรับซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ และการกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสารองที่เหมาะสม กำหนดนโยบายให้คงสัดส่วนปริมาณ CO2 Emission ไม่เกิน 0.386 kgCO2/kWh ที่กำหนดไว้เดิมตามแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ ๒

ดังนั้น จึงเห็นควรเสนอให้มีการปรับปรุงแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เป็นแผน PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายรัฐบาล และสถานการณ์เศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลงไปดังกล่าว

สรุปแผนพัฒนากาลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

การพยากรณ์ความต้องการการใช้พลังงาน ในช่วง ปี 2555-2573 สรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 2-1 การพยากรณ์ความต้องการการใช้พลังงาน ในช่วง ปี 2555-2573

ปี ค.ศ. (พ.ศ.)	PDP 2010 Rev.2		PDP 2010 Rev.3 กรณี High20%EE		เปลี่ยนแปลง (%)	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
2012 (2555)	177,584	27,367	175,089	26,355	-1.4%	-3.7%
2020 (2563)	250,210	38,320	246,164	37,326	-1.6%	-2.6%
2030 (2573)	367,264	55,750	346,767	52,256	-5.6%	-6.3%

กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วง ปี 2555-2573 เพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตติดตั้ง ณ เดือนธันวาคม 2554 จำนวน 55,065 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น

ตารางที่ 2-2 กำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วง ปี 2555-2573

	PDP 2010 Rev.2	PDP 2010 Rev.3
กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2554	32,744	32,629
กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2555-2573	53,874	55,065
กำลังผลิตไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2555-2573	-17,061	-16,847
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้นถึงปี 2573	69,557	70,847

(หน่วย: เมกะวัตต์)

สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี พ.ศ. 2555-2573 รวม 55,065 เมกะวัตต์ แยกตามประเภทโรงไฟฟ้า ดังนี้

ตารางที่ 2-3 สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ในช่วงปี พ.ศ. 2555-2573

ประเภทโรงไฟฟ้า	PDP 2010 Rev.2	PDP 2010 Rev.3
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	4,433	9,516
โรงไฟฟ้าระบบ Cogeneration	8,319	6,374
โรงไฟฟ้าความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ)	18,400	25,451
โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด	7,740	4,400
โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์	4,000	2,000
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	-	750
รับซื้อจากต่างประเทศ	10,982	6,572

(หน่วย: เมกะวัตต์)

เปรียบเทียบผลการจัดหาพลังงานไฟฟ้าปี 2573 ตามแผน PDP ดังนี้

ตารางที่ 2-4 เปรียบเทียบผลการจัดหาพลังงานไฟฟ้าปี 2573 ตามแผน PDP

ประเภทโรงไฟฟ้า	PDP 2010 Rev.2	PDP 2010 Rev.3
ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (%)	16.0%	16.1%
CO2 Emission (kg/kWh)	0.3864	0.3826
สัดส่วนกำลังผลิต		
- ก๊าซธรรมชาติ	47%	54%
- ถ่านหิน	16%	11%
- ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	18%	12%
- พลังงานหมุนเวียน	6%	14%
- นิวเคลียร์	6%	3%
- พลังน้ำ	7%	6%
สัดส่วนโรงไฟฟ้า		
- กฟผ.	49%	43%
- IPP	14%	21%
- SPP และ VSPP	13%	11%
- นำเข้าจากต่างประเทศ	18%	12%
- ไม่ระบุเจ้าของ	6%	13%

(หน่วย: เมกะวัตต์)

พระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน

พ.ร.บ.การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 เป็นกฎหมายหลักที่ควบคุมเรื่องพลังงานในประเทศไทย ตาม พ.ร.บ.ฉบับดังกล่าว รัฐบาลไทยชุดต่างๆ ได้กำหนดเป้าหมายเชิงนโยบายของกิจการพลังงานไว้ดังนี้

1. ความมั่นคงทางพลังงาน : จัดพลังงานให้เพียงพอกับความต้องการ
2. การพึ่งพาพลังงาน : ลดการพึ่งพาพลังงานนำเข้าจากต่างประเทศ
3. ส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน : เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน
4. ใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ : ลดความเข้มข้นของการใช้พลังงาน
5. กระจายแหล่งและชนิดของเชื้อเพลิง
6. ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
7. ลดผลกระทบจากการจัดหาพลังงาน
8. อัตราค่าบริการพลังงานที่เป็นธรรมและสมเหตุสมผลสำหรับผู้บริโภค

ภายใต้ พ.ร.บ. ดังกล่าว รัฐบาลได้ให้ความเห็นชอบกับแผน 2 ฉบับ คือ แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนซึ่งกำหนดให้มีการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นร้อยละ 20 ภายใน 15 ปี (นับจาก พ.ศ. 2552) และแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ซึ่งกำหนดเป้าหมายในการลดความเข้มข้นของการใช้พลังงานลง ร้อยละ 25 จากปี 2548 ให้ได้ภายใน 20 ปี ความเข้มข้นของการใช้พลังงาน (Energy Intensity) นั้นเป็นการวัดความไม่มีประสิทธิภาพทางพลังงานของเศรษฐกิจ และหมายถึงปริมาณพลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลิตภัณฑ์มวลรวมของประเทศ (GDP) เมื่อเดือนสิงหาคม 2554 รัฐบาลยืนยันเป้าหมายการลดความเข้มข้นของการใช้พลังงานลงร้อยละ 25 และตั้งเป้าว่าจะใช้พลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือกให้ได้ร้อยละ 25 ของความต้องการพลังงานของประเทศไทย

นโยบายพลังงานของประเทศไทย

การกำหนดนโยบายพลังงาน ในช่วง 5-10 ปีที่ผ่านมา กรอบความคิดและแนวทางดำเนินนโยบายพลังงานของประเทศไทยอยู่บนพื้นฐานแนวคิดการพัฒนาที่ยั่งยืนที่จะทำให้เกิดความมั่นคงด้านพลังงาน โดยมุ่งเน้นการลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศกว่าร้อยละ 10 ของมูลค่าผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ โดยอาศัยการอนุรักษ์พลังงานและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การดำเนินนโยบายภายใต้หลักคิดดังกล่าวจะก่อให้เกิดความสมดุลต่อระบบเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

การกำหนดนโยบายพลังงานของประเทศไทย ได้คำนึงถึงหลักการดังนี้

1. การมีส่วนร่วมของภาครัฐและภาคประชาชนในการกำหนดนโยบายและการบริหารจัดการด้านพลังงาน โดยเป็นการทำงานในลักษณะบูรณาการ

2. มีนโยบายและการกำกับดูแลที่ชัดเจน เชื่อถือได้ เพราะโครงการด้านนโยบายด้านพลังงานควรยึดมั่นในการแข่งขันของระบบการค้าเสรีที่ให้ความเป็นธรรมกับทุกฝ่าย

3. ทุกส่วนที่เกี่ยวข้องไม่ว่าจะเป็นผู้ผลิต ผู้จำหน่าย และผู้ใช้ต้องร่วมกันรับผิดชอบผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมทางธรรมชาติ และทางสังคม

4. มีระบบข้อมูลสารสนเทศที่สมบูรณ์ เพื่อใช้ประกอบการกำหนดนโยบาย

แนวทางในการกำหนดนโยบายพลังงานของประเทศ เพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน

ต้องพิจารณากระบวนการบริหารจัดการ เพื่อพัฒนาระบบพลังงานให้เกิดสมดุลระหว่างความต้องการใช้พลังงานกับการจัดหาพลังงานผ่านกลไกด้านตลาดพลังงาน โดยรัฐช่วยส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมและส่งผลให้เกิดการพัฒนาพลังงานอย่างยั่งยืนในที่สุด ดังนั้น การกำหนดนโยบายพลังงานของประเทศไทยที่สอดคล้องกับสถานการณ์พลังงานของโลกและเกิดความยั่งยืนในการพัฒนาจึงมุ่งเน้นนโยบายหลัก 4 ประการ ดังนี้

1. นโยบายความมั่นคงด้านการจัดการพลังงานการสร้างความมั่นคง

ในการจัดหาพลังงานเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการของประเทศ และลดการพึ่งพาพลังงานนำเข้าจะพิจารณาครอบคลุมทั้งห่วงโซ่อุปทานของการผลิตและการจำหน่ายรวมถึงการจัดหาพลังงานทดแทนอื่นๆ ด้วย แนวทางในการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ดังนี้

1. มีแหล่งสำรองพลังงานที่มีปริมาณเพียงพอและแน่นอนเพื่อความมั่นคงในการจัดหา

2. มีการกระจายแหล่งพลังงานและชนิดพลังงานและชนิดพลังงานเพื่อลดความเสี่ยงโดยการหลีกเลี่ยงการพึ่งพาพลังงานจากแหล่งเดียวหรือพลังงานชนิดเดียว

3. มีโครงสร้างราคาที่มีความเหมาะสม เป็นธรรม และส่งเสริมศักยภาพในการแข่งขันของประเทศ

4. คำนึงถึงคุณภาพชีวิตและลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมของชุมชนและท้องถิ่น

5. ต้องใช้ทรัพยากรพลังงานภายในประเทศที่มีอยู่อย่างจำกัดให้เกิดประโยชน์สูงสุด เหมาะสมกับคุณค่าของทรัพยากร

2. การปรับประเทศให้เป็นศูนย์กลางพลังงานในภูมิภาค

การปรับประเทศไทยให้เป็นศูนย์กลางพลังงานในภูมิภาคจะเอื้ออำนวยให้ประเทศมีความสะดวกในการจัดหาพลังงาน ลดความเสี่ยงจากการขาดแคลนพลังงาน เพราะประเทศไทยจะกลายเป็นแหล่งรวมและแหล่งกระจายพลังงานของภูมิภาคไม่ว่าจะเป็นไฟฟ้า น้ำมัน หรือก๊าซธรรมชาติ ซึ่งการที่ประเทศไทยมีศักยภาพในการเป็นศูนย์กลางพลังงานในภูมิภาคเนื่องจากปัจจัยที่สนับสนุนในหลายๆด้าน เช่น

2.1 มีความได้เปรียบด้านที่ตั้งทางภูมิศาสตร์

2.2 มีตลาดพลังงานในประเทศขนาดใหญ่และมีประสบการณ์ในธุรกิจพลังงาน

2.3 มีระบบโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานที่ดี

2.4 มีโอกาสด้านการตลาดพลังงานในประเทศต่างๆ ในแถบภูมิภาคอาเซียนและประเทศจีนตอนใต้

3. นโยบายด้านการอนุรักษ์พลังงานและพัฒนาพลังงานทดแทน

การอนุรักษ์พลังงาน เป็นการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพ การอนุรักษ์พลังงานจึงเท่ากับเป็นการเพิ่มต้นทุนทางธรรมชาติเพื่อเพิ่มโอกาสให้กับคนรุ่นต่อไปในอนาคตได้มีพลังงานใช้อย่างเพียงพอ การอนุรักษ์พลังงานควรใช้มาตรการจูงใจผ่านกลไกของกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ควบคู่กับมาตรการบังคับผ่านกลไกของนโยบายราคาเพื่อให้พลังงานสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ซึ่งจะช่วยให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ในปี 2550-2560 นโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพจะมุ่งเน้นการขนส่งและภาคอุตสาหกรรมซึ่งเป็นการใช้พลังงานสูงสุด โดยกรอบแผนพลังงานในระยะที่ 3 ในช่วงปี 2548-2554 ที่ผ่านมาได้ให้ความสำคัญต่อการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และพลังงานทดแทนให้มีสัดส่วนการใช้ที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งส่งเสริมให้เกิดการเผยแพร่ข้อมูลความรู้ด้านอนุรักษ์พลังงาน และมีการพัฒนาบุคลากรด้านพลังงานให้มากขึ้น ซึ่งองค์ประกอบของแผนอนุรักษ์พลังงานระยะที่3 ประกอบด้วย 3 แผนงาน

3.1 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน

3.2 แผนการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยเน้นการศึกษา วิจัยพัฒนาและส่งเสริมเพื่อก่อให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ในภาคคมนาคม ขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม และบ้านที่อยู่อาศัย

3.3 แผนงานบริหารเชิงกลยุทธ์ เช่น วิจัยเชิงนโยบายเพื่อเป็นข้อเสนอแนะทางเลือกในการพัฒนาพลังงานทดแทน และแผนเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

4. แผนการจัดการการใช้พลังงาน

แผนการบริหารจัดการด้านพลังงานไฟฟ้าของไทยแบ่งออกเป็น 2 มุมมอง ได้แก่

4.1 ด้าน Supply – Side Management คือ การวางแผนก่อสร้างและจัดหาแหล่งผลิตไฟฟ้าเพื่อสนองความต้องการของผู้ใช้ และ

4.2 ด้านการจัดการการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand – Side Management : DSM) คือ มาตรการที่ปรับเปลี่ยนปริมาณ และ/หรือ ลักษณะของการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า (End- use) ทั้งนี้ แผนการบริหารจัดการด้านพลังงานไฟฟ้า มีวัตถุประสงค์หลัก ๒ ด้าน คือ เพื่อปรับการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าให้สมดุลกับการผลิตไฟฟ้าโดยผ่านเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพ หรืออาจเป็นการปรับเปลี่ยนแบบแผนการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีการจัดการบริหารความต้องการใช้ไฟฟ้า และเพื่อสร้างเสริมและส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (Energy Conservation)

แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี

การอนุรักษ์พลังงานในแผนงานฉบับนี้มีความหมาย 2 นัย คือ

1. การประหยัดหรือการลดการใช้พลังงานที่ไม่จำเป็น และ

2. การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ซึ่งหมายถึง การทำงานที่ได้ผลลัพธ์เท่าปกติ แต่ใช้พลังงานน้อยกว่าปกติ ไม่ว่าจะเป็นการส่องสว่าง การทำน้ำร้อน การทำความเย็น การขนส่ง หรือการขับเคลื่อนเครื่องจักรกลในกระบวนการผลิต

การอนุรักษ์พลังงานมีส่วนสำคัญในการเสริมสร้างความมั่นคงพลังงาน การลดค่าใช้จ่ายครัวเรือน การลดต้นทุนการผลิตและบริการ การลดการเสียดุลการค้าและการเพิ่มความสามารถในการแข่งขัน ตลอดจนการลดการปล่อยมลพิษและก๊าซเรือนกระจกซึ่งเป็นต้นเหตุของการเกิดภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

ดังนั้น การอนุรักษ์พลังงานจึงเป็นนโยบายที่สำคัญของรัฐบาลเรื่อยมา โดยเฉพาะตั้งแต่การประกาศใช้พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 โดยได้มีการจัดทำแผนการใช้จ่ายเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานในกิจกรรมการอนุรักษ์พลังงาน ในช่วงระยะเวลา 5 ปี มาแล้ว 3 ระยะ อย่างไรก็ตามเนื่องจากรัฐบาลเล็งเห็นว่า ในอนาคตปัญหาเรื่องราคาพลังงาน การแย่งชิงทรัพยากรพลังงานระหว่างประเทศ ปัญหาสิ่งแวดล้อม และการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศซึ่งเป็นผลพวงของการผลิตและใช้พลังงานจะเป็นปัญหาที่จะมีความรุนแรงยิ่งขึ้น ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อสวัสดิภาพของประชาชน และความสามารถในการแข่งขันเชิงเศรษฐกิจอย่างหลีกเลี่ยงมิได้ กอปรกับผู้นำรัฐบาลได้ให้สัตยาบันต่อผู้นำกลุ่มประเทศความร่วมมือทางเศรษฐกิจภาคพื้นเอเชียแปซิฟิก (เอเปค) เมื่อปี 2550 ว่าจะร่วมกันส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานให้เป็นไปตาม

เป้าหมายที่ตั้งไว้สำหรับปี 2573 (ค.ศ. 2030) กระทรวงฯ จึงได้จัดทำแผนอนุรักษ์พลังงานระยะ 20 ปี (2554-2573) ขึ้น ทั้งนี้ เพื่อกำหนดแนวนโยบายและแนวทางการดำเนินการด้านการอนุรักษ์พลังงานของประเทศในระยะยาวซึ่งมีวัตถุประสงค์หลักของการจัดทำแผนฯ 2 ประการ ดังนี้

1. เพื่อกำหนดเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานของประเทศในระยะสั้น 5 ปี และระยะยาว 20 ปี ทั้งในภาพรวมของประเทศ และในรายภาคเศรษฐกิจที่มีการใช้พลังงานมาก ได้แก่ ภาคขนส่งภาคอุตสาหกรรม ภาคอาคารธุรกิจ และภาคบ้านอยู่อาศัย

2. เพื่อกำหนดยุทธศาสตร์และแนวทางในการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อให้บรรลุเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานที่ตั้งไว้ตามข้อ (1) รวมทั้งกำหนดมาตรการและแผนงานเพื่อเป็นกรอบในการจัดทำแผนปฏิบัติการการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานของหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง

กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ให้ทุนสนับสนุนการศึกษา เพื่อจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงานแก่บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม (JGSEE) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ตั้งแต่วันที่ 17 เดือนมิถุนายน พ.ศ. 2553 ขณะเดียวกันก็ได้ตั้งคณะกรรมการจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี โดยมีปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธาน

คณะกรรมการจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ได้ให้ความเห็นชอบร่างแผนอนุรักษ์พลังงานที่จัดทำขึ้น ในคราวประชุมเมื่อวันที่ 18 เมษายน 2554 โดยสรุปสาระสำคัญของแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี ได้ดังนี้

1. มีเป้าหมายที่จะลดความเข้มการใช้พลังงาน (energy intensity) ลง 25% ในปี 2573 เมื่อเทียบกับปี 2548 และลดการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (final energy) ลง 20% ในปี 2573 หรือประมาณ 30,000 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe)

2. ภาคเศรษฐกิจที่จะต้องมีการอนุรักษ์พลังงานมากที่สุดคือ ภาคขนส่ง (13,300 ktoe ในปี 2573) และภาคอุตสาหกรรม (11,300 ktoe ในปี 2573)

3. จะทำให้ค่า Energy Elasticity (อัตราส่วนของอัตราการเพิ่มขึ้นของการใช้พลังงานต่อการเติบโตของ GDP) ลดลงจากค่าเฉลี่ยเมื่อ 20 ปีที่ผ่านมาคือ 0.98 เหลือ 0.7 ใน 20 ปีข้างหน้า

4. จะก่อให้เกิดผลการประหยัดพลังงานสะสมเฉลี่ย 14,500 ktoe ต่อปี คิดเป็นมูลค่า 271,700 ล้านบาทต่อปี และหลีกเลี่ยงการปล่อย CO2 สะสมเฉลี่ย 48 ล้านตันต่อปี

5. จะมีมาตรการทั้งภาคบังคับด้วยกฎระเบียบกับภาคการสนับสนุน และส่งเสริม โดยภาคบังคับที่สำคัญ คือ การบังคับใช้พระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 และฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2550 และการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำและฉลากประสิทธิภาพพลังงาน ส่วน

ภาคการสนับสนุนและส่งเสริมที่สำคัญ คือ การให้เงินอุดหนุนเพื่อชดเชยผลประหยัดพลังงานที่ตรวจพิสูจน์หรือประเมินได้ (Standard Offer Program หรือ SOP)

6. จะเน้นมาตรการที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทิศทางตลาด (Market Transformation) และพฤติกรรมของผู้ใช้พลังงาน โดยการบังคับให้ติดฉลากแสดงประสิทธิภาพพลังงานของอุปกรณ์/เครื่องใช้ อาคาร และยานยนต์ เพื่อให้ผู้บริโภคมีทางเลือก

7. จะมีการบังคับให้ธุรกิจพลังงานขนาดใหญ่ เช่น ธุรกิจไฟฟ้า น้ำมันและก๊าซ ต้องดำเนินมาตรการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานให้กับผู้ใช้พลังงานตามมาตรฐานขั้นต่ำ (Energy Efficiency Resource Standard หรือ EERS) แทนการดำเนินการแบบสมัครใจในอดีต

8. จะมีมาตรการช่วยเหลือทั้งด้านการเงินและเทคนิคสำหรับผู้ประกอบการรายย่อย เช่น SMEs โดยเฉพาะการให้เงินอุดหนุนผ่าน Standard Offer Program (SOP) และการให้ความช่วยเหลือทางเทคนิคผ่าน Energy Efficiency Resource Standard (EERS)

9. เนื่องจากในอนาคตการใช้ยานยนต์มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ แผนนี้ จึงมีมาตรการส่งเสริมการใช้ยานยนต์ที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูง เช่น การบังคับติดฉลากแสดงประสิทธิภาพพลังงาน การบังคับเกณฑ์มาตรฐานขั้นต่ำ และการใช้มาตรการทางภาษี เป็นต้น

10. จะมีการกระจายภาระความรับผิดชอบด้านการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสู่ภาคส่วนต่างๆ ของสังคมมากขึ้น โดยให้ภาคเอกชนเป็นหุ้นส่วนที่สำคัญ และการเพิ่มบทบาทขององค์การบริหารส่วนท้องถิ่น รวมทั้งการให้หน่วยงานภาครัฐแสดงบทบาทเป็นแบบอย่างที่ดี ในการอนุรักษ์พลังงาน

เป้าหมายการอนุรักษ์พลังงาน

การกำหนดเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานในแผนนี้มีเป้าหมายดังนี้

1. ข้อตกลงระหว่างประเทศในเรื่องเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งได้แก่ แถลงการณ์ร่วมของผู้นำประเทศในกลุ่มความร่วมมือเศรษฐกิจเอเชียแปซิฟิค (เอเปค) ซึ่งได้มีข้อตกลงร่วมกันที่จะลดความเข้มของการใช้พลังงาน (Energy Intensity, EI) หรือ พลังงานที่ใช้ต่อหน่วยผลผลิตมวลรวม (GDP) ลง 25% ในปี 2573 เมื่อเทียบกับปี 2548 หากประเทศไทยมุ่งมั่นที่จะประหยัดพลังงานตามเจตนารมณ์ดังกล่าว จะต้องลดลดการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (Final Energy) ลงร้อยละ 20 ในปี 2573 จากความต้องการพลังงานกรณีปกติ (BAU) หรือ ประมาณ 30,000 ktoe อย่างไรก็ตาม การดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานด้วยการจัดการการใช้พลังงานและการใช้เทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูงขึ้นทั้งในรูปของอุปกรณ์ / เครื่องใช้ เครื่องจักร และกระบวนการผลิต ยานยนต์ และ อาคาร ตลอดจนการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้พลังงานจะมี

ศักยภาพที่จะประหยัดพลังงานใน 4 ภาคเศรษฐกิจหลักรวมกัน ประมาณ 367,650 ktoe ในปี 2573 ซึ่งสูงกว่าเป้าหมายที่ตั้งไว้ ร้อยละ 22.5 ดังนั้น การบรรลุเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานดังกล่าวจึงมีความเป็นไปได้

2. สัดส่วนการประหยัดพลังงานรายภาคเศรษฐกิจ (Saving Per Sector) ในปี 2573 ในภาคขนส่งและภาคอุตสาหกรรมคาดว่า จะต้องมีสัดส่วนการประหยัดพลังงานที่สูงสุด หรือรวมกันกว่าร้อยละ 80 ในกรณีที่เป็นขั้นสุดท้าย หรือ ร้อยละ 69 ในกรณีที่เป็นพลังงานขั้นต้น เนื่องจากภาคอาคารธุรกิจมีการใช้ไฟฟ้าปริมาณมาก

บทที่ 3
โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid)

โครงการพัฒนาเครือข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ(Smart Grid) ของประเทศไทย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นรัฐวิสาหกิจสาขาสาธารณูปโภค ในสังกัดกระทรวงมหาดไทย มีหน้าที่ความรับผิดชอบในการจัดหา จัดส่งและจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านพักอาศัย ธุรกิจ และอุตสาหกรรมต่างๆ ในพื้นที่ 74 จังหวัดทั่วประเทศ (ยกเว้น กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ) ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 510,000 ตารางกิโลเมตร หรือประมาณ 99% ของพื้นที่ทั้งประเทศ

การจัดการด้านพลังงานคือความท้าทายสำคัญของโลก ในขณะที่ความต้องการด้านพลังงานของมนุษย์ยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและไม่สามารถหาวิธีลดการบริโภคของตนเองลงได้ นอกจากการสรรหาแหล่งพลังงานทางเลือกใหม่ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เป็นต้น เพื่อจัดการกับปัญหาการขาดแคลนพลังงาน การใช้พลังงานให้มีประสิทธิภาพมากที่สุดก็คือสิ่งหนึ่งที่ทุกเมืองทั่วโลกกำลังให้ความสำคัญ พลังงานไฟฟ้าถือเป็นสาธารณูปโภคที่มีความต้องการใช้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างมากในทุกๆปี ระบบไฟฟ้ารูปแบบเดิมๆ ในปัจจุบันอาจจะไม่เพียงพอต่อความต้องการในอนาคต ดังนั้น นโยบายของ กฟภ. จึงต้องการก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และรองรับการให้บริการระบบจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพและความมั่นคงสูง

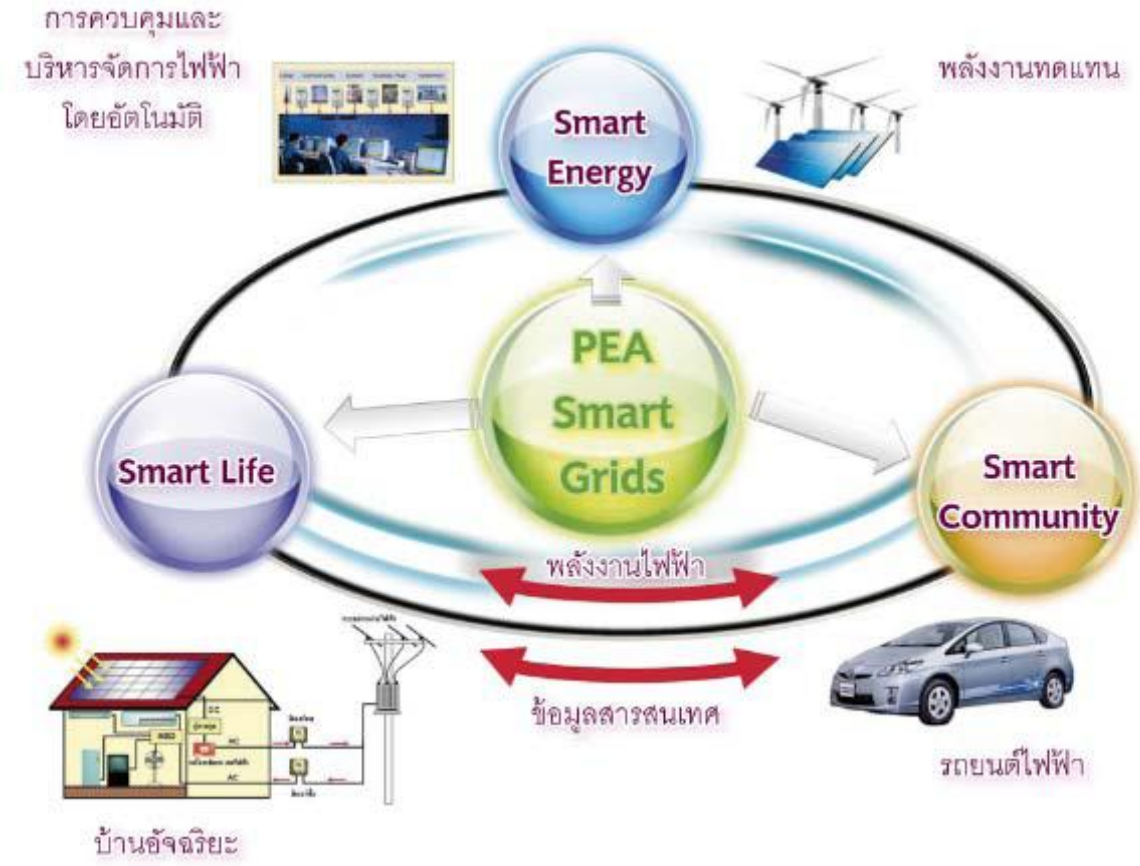
ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เป็นโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารมาบริหารจัดการ ควบคุมการผลิต ส่ง และจ่ายพลังงานไฟฟ้า ซึ่งความอัจฉริยะของโครงข่ายไฟฟ้านี้ เกิดจากการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ระบบสารสนเทศ ระบบสื่อสารเข้าไว้ด้วยกันเป็นโครงข่าย ซึ่งโครงข่ายดังกล่าวจะสนับสนุนการทำงานซึ่งกันและกันอย่างเป็นระบบ โดยอาศัยความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีสำคัญ 3 ด้าน ได้แก่

1. เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และระบบฝังตัว (Electronics and Embedded Systems)
2. เทคโนโลยีระบบควบคุมอัตโนมัติ (System Control and Automation)
3. เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (Information and Communication)

การผสมผสานระบบสารสนเทศและสื่อสารเข้าไว้ในโครงข่ายไฟฟ้า ทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถเก็บรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลทั้งจากระบบส่งและระบบจำหน่าย รวมถึงข้อมูลจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่เกือบจะเป็นแบบเวลาจริง (Real-time) ซึ่งข้อมูลเหล่านี้เป็นประโยชน์อย่างยิ่งทั้งสำหรับผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถตรวจสอบความสามารถในการผลิตไฟฟ้า (Supply) หรือปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand) ในช่วงเวลาใดๆ ได้ตลอดเวลา รวมถึงต้นทุนค่าใช้จ่าย และคุณภาพของไฟฟ้าด้วย นอกจากนี้ยังช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถใช้งานระบบอัตโนมัติต่างๆ ได้เต็มประสิทธิภาพ เช่น Substation Automation (SA), Distribution Automation (DA) รวมถึงการใช้งาน Demand Response (DR) เพื่อควบคุมความต้องการใช้ไฟฟ้าให้อยู่ในระดับเหมาะสมกับกำลังการผลิต ทำให้เกิดการจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง ปลอดภัย เชื่อถือได้ มีคุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐานสากล นอกจากนี้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะยังสามารถรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generations) และแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาด ที่กระจายอยู่ทั่วไป (Distributed Energy Resource: DER) เป็นระบบบริหารการใช้สินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด ช่วยเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (Renewable Energy) ที่เป็นพลังงานสะอาดลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และช่วยชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ลดค่าใช้จ่ายเงินตราต่างประเทศในการนำพลังงานเข้ามาด้วยระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะทำให้รูปแบบการใช้ไฟฟ้าในอนาคตจะเป็นรูปแบบที่ทั้งผู้ให้บริการและผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องร่วมมือเพื่อผลประโยชน์ร่วมกัน ผู้ใช้ไฟสามารถเลือกที่จะบริหารจัดการการใช้ไฟภายในบ้านเรือน สำนักงานหรืออาคารต่างๆ ได้อย่างคุ้มค่าตามรูปแบบที่ต้องการสามารถประหยัดเงินที่ต้องชำระค่าไฟ และสามารถผลิตไฟฟ้าใช้เองโดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ขนาดเล็กที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop), กังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Wind Turbine) เป็นต้น นอกจากนี้การนำพลังงานไฟฟ้าไปใช้ในภาคคมนาคมขนส่งโดยเฉพาะหากมีการใช้รถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle) นอกเหนือจากการช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่ชั้นบรรยากาศแล้ว พลังงานไฟฟ้าที่เก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้ายังสามารถจ่ายกลับคืนสู่โครงข่ายไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละวัน (ช่วง Peak Demand) และเป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าสำรองในภาวะไฟดับหรือยามฉุกเฉินได้อีกด้วยเพื่อเตรียมการรับมือกับการเปลี่ยนแปลงด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม รวมถึงการพัฒนาของเทคโนโลยีที่เปลี่ยนไป ซึ่งจะมีผลกระทบต่อการดำเนินงานของ กฟภ. ในอนาคตข้างหน้า ขณะที่การพัฒนาประเทศยังคงจำเป็นต้องอาศัยพลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญ นอกจากนั้นผู้ใช้ไฟฟ้ายังต้องการระบบเข้าถึงบริการด้านไฟฟ้าที่มีคุณภาพและประสิทธิภาพ ต้องการข้อมูลด้านพลังงานเพื่อบริหารจัดการที่เหมาะสม รวมทั้งต้องการมีส่วน

ร่วมในการผลิต ส่งจ่าย และบริการพลังงานไฟฟ้า ในขณะที่สังคมแห่งอนาคตจะมีระบบไฟฟ้าที่ปลอดภัยและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมเพิ่มมากขึ้น มูลเหตุเหล่านี้ถือว่าเป็นแรงขับเคลื่อนในการเปลี่ยนแปลงของ กฟภ. ที่จำเป็นต้องศึกษาและเร่งดำเนินงานพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะให้สอดรับกับสถานการณ์เหล่านี้ ทั้งนี้ กฟภ. ได้มีแผนการดำเนินงานและวิสัยทัศน์สำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในอนาคต ดังแสดงในแผนภาพที่ 3-1

แผนภาพที่ 3-1 วิสัยทัศน์สำหรับการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ.



พลังงานที่สมาร์ท (Smart Energy) ด้วยประสิทธิภาพของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) สามารถพัฒนาพลังงานไฟฟ้าเพื่อการใช้อย่างชาญฉลาด ไม่ว่าจะเป็นในแง่ของการผลิต และส่งจ่ายพลังงานสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า (Supply Side) รวมทั้งด้านของผู้ใช้ไฟฟ้า (Demand Side) ทำให้ระบบพลังงานไฟฟ้ามีความมั่นคง ปลอดภัย มีคุณภาพเชื่อถือได้ และมีประสิทธิภาพสูง กฟภ. สามารถให้บริการพลังงานไฟฟ้าอย่างพอเพียงและต่อเนื่องตลอดเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการ รวมถึงรองรับรูปแบบแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในอนาคตที่จะมีบทบาทมากขึ้น ได้แก่

1. พลังงานทดแทน (Renewable Energy) เช่น พลังงานลม แสงอาทิตย์ ชีวภาพ ชีวมวล เป็นต้น

2. แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่กระจายอยู่ตามพื้นที่ต่างๆ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ (Photo Voltaic) กังหันลมผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine) เป็นต้น

3. แหล่งกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) เช่น ตัวเก็บประจุไฟฟ้าชนิดอัลตร้า (Ultra capacitor), Flywheel, และแบตเตอรี่ รวมถึงรถยนต์ไฟฟ้าซึ่งมีแบตเตอรี่ที่เก็บสะสมพลังงานไฟฟ้า เป็นต้น

4. โรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plant, VPP) เป็นการจัดการกลุ่มแหล่งจ่ายพลังงานขนาดเล็กด้วยเทคโนโลยีควบคุม สั่งการระยะไกลด้วยระบบคอมพิวเตอร์ สามารถจ่ายไฟจากกลุ่มแหล่งจ่ายไฟข้างต้นเข้าโครงข่ายไฟฟ้าเสมือนหนึ่งจ่าย จากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในอดีต

ชีวิตที่สมาร์ท (Smart Life)

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะรองรับบ้านเรือนที่พักอาศัย สำนักงาน และอาคารอัจฉริยะ ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ามีโอกาส ทางเลือกในการบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าได้มากขึ้น และสามารถเลือกผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Prosumer) มีการใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าอิเล็กทรอนิกส์เพื่ออำนวยความสะดวกในชีวิตประจำวันทั้งที่บ้านอยู่อาศัย ที่ทำงานและสถานีที่พักผ่อน ได้แก่

1. ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ทำให้ผู้ใช้ไฟสามารถทราบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและค่าไฟที่เกิดขึ้น จากการใช้ในขณะนั้น ทำให้การไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟสามารถร่วมกันจัดการการใช้ไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ผู้ใช้ไฟสามารถลดการใช้ไฟฟ้าที่ไม่จำเป็น

2. บ้านอัจฉริยะ (Smart Home) ประกอบด้วยเครื่องใช้ไฟฟ้าที่สมาร์ทหลากหลายชนิด ที่ผู้ใช้ไฟสามารถควบคุมการใช้งานได้จากระยะไกลผ่านระบบอินเตอร์เน็ตทั้งแบบมีสายและไร้สาย รวมถึงการรองรับรถยนต์ไฟฟ้า และติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก เช่น Solar Rooftop, Small Wind Turbine เป็นต้น สังคมที่สมาร์ท (Smart Community) ชุมชน สังคมที่มีการดำเนินกิจกรรมต่างๆ ในทุกภาคส่วน มีความมั่นคงทางด้านพลังงาน โดยการใช้พลังงานที่สะอาดและมีประสิทธิภาพ

3. การใช้พลังงานไฟฟ้าในภาคคมนาคมขนส่ง เช่น รถยนต์ส่วนบุคคลพลังงานไฟฟ้า รถขนส่งมวลชนที่ใช้พลังงานไฟฟ้า เป็นต้น

4. ระบบสถานีบริการไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้รถยนต์พลังงานไฟฟ้าอย่างครอบคลุมและทั่วถึงทุกพื้นที่ เช่น ลานจอดรถ ห้างสรรพสินค้า อาคารชุด พื้นที่ให้บริการทางหลวง เป็นต้น

5. ภาคพลังงานไฟฟ้าและภาคการคมนาคมขนส่งสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ลดภาวะโลกร้อน ทำให้มีสภาพอากาศและสิ่งแวดล้อมที่ดีขึ้น

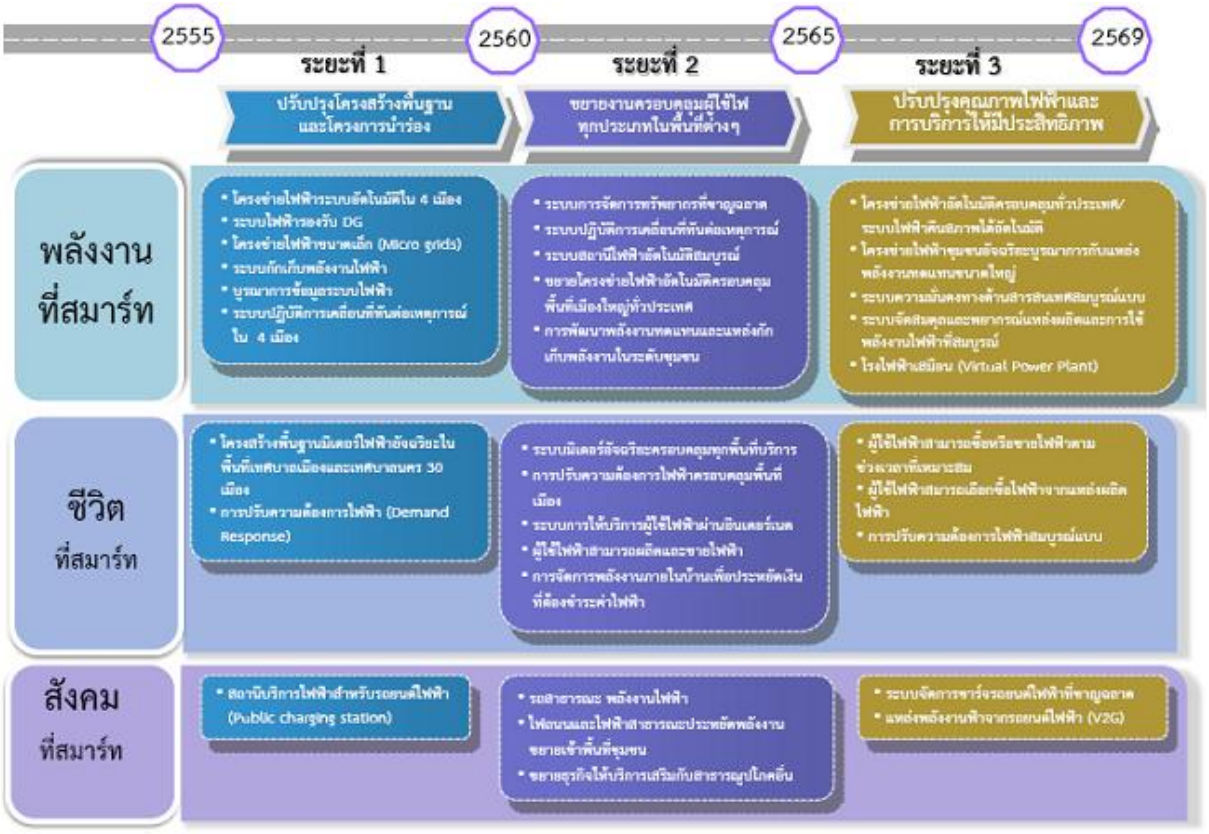
ดังนั้น กฟภ. จึงได้ดำเนินการศึกษาความเหมาะสมและบรรจุโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ระยะที่ 1 และโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ ระยะที่ 1 ไว้ใน **แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555-2559)** ซึ่งการดำเนินการโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ของ กฟภ. ได้จัดทำ**แผนที่นำทางการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (PEA Smart Grid Roadmap)** (ดังแสดงในแผนภาพที่ 3-2) แบ่งการดำเนินงานเป็น 3 ระยะสรุปได้ดังนี้

ระยะที่ 1 (ปี พ.ศ. 2556 – 2559) : ปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน และจัดทำโครงการนำร่องโดยระยะนี้จะแบ่งการดำเนินการออกเป็น 2 ช่วง ระหว่างปี พ.ศ. 2556 – 2558 จะดำเนินโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่นำร่อง เพื่อศึกษาและทดสอบการใช้งานระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะด้านต่างๆ สำหรับเป็นแนวทางในการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่อื่นๆ ต่อไป

ระยะที่ 2 (ปี พ.ศ. 2560 – 2564) : ดำเนินการขยายงานให้ครอบคลุมผู้ใช้ไฟทุกประเภทในพื้นที่ต่าง ๆ ของ กฟภ.

ระยะที่ 3 (ปี พ.ศ. 2565 – 2569) : ดำเนินการปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าและการให้บริการให้มีประสิทธิภาพ

แผนภาพที่ 3-2 แผนที่นำทางการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (PEA Smart Grid Roadmap)



ตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555-2559) และแผนที่นำทางการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (PEA Smart Grid Roadmap) ซึ่ง กฟภ. จะมีระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่สมบูรณ์และครอบคลุมทั่วประเทศภายใน 15 ปี

สำหรับแผนงานการปรับปรุงและติดตั้งระบบ Smart Grid ในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ระยะที่ 1 ในพื้นที่นำร่องได้แบ่งการดำเนินงานออกเป็นระบบย่อยต่างๆ ดังนี้

1. ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI)
2. ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)
3. ระบบ Solar Rooftop
4. ระบบ Substation Automation (IEC 61850)
5. ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ
6. จัดหารถยนต์ไฟฟ้า
7. ระบบสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า
8. ระบบ IT Integration System

ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI)

ระบบ AMI (Advanced Metering Infrastructure) เป็นระบบการวัดที่เก็บรวบรวมและวิเคราะห์การใช้พลังงานผ่านเทคโนโลยีระบบสื่อสารชนิดต่างๆ เพื่อให้การดูแล ควบคุมอุปกรณ์ และการบริหารการใช้ทรัพยากรให้เป็นไปอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพที่ดียิ่งขึ้น

ระบบ AMI เป็นระบบเครือข่ายสื่อสารที่เป็นองค์ประกอบสำคัญของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งรวมการใช้เทคโนโลยีในการสื่อสารชนิดต่างๆ เพื่อดูแล และควบคุมอุปกรณ์ ยกตัวอย่างเช่น Smart Meter, โครงข่ายสื่อสารจากมิเตอร์ถึงอุปกรณ์รวบรวมข้อมูลท้องถิ่น (Local Data Concentrator), โครงข่ายสื่อสารหลักจนถึงศูนย์ข้อมูลขององค์กร (Data Center), ระบบบริหารข้อมูลมิเตอร์ (Meter Data Management System: MDMS) และสุดท้ายการรวมข้อมูลที่มีอยู่กับแพลตฟอร์มของแอปพลิเคชันซอฟต์แวร์ใหม่ นอกจากนี้ระบบ AMI ยังสนับสนุนให้ทุกๆ ขั้นตอนมีความเป็น "อัจฉริยะ" เพื่อก้าวไปสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีความทันสมัยยิ่งขึ้น

ระบบ AMI สำหรับ กฟภ. เป็นโครงสร้างพื้นฐานสำหรับการวัด/อ่านหน่วยไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ ซึ่งทำให้ กฟภ. มีระบบ Back office ที่ใหม่หรือเพิ่มขึ้นที่เก็บรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อช่วยให้การดำเนินงาน, เศรษฐกิจและการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น ตัวอย่างเช่น ระบบ AMI แสดงการใช้ไฟและคุณภาพไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟได้อย่างทันที, ช่วยให้ กฟภ. แก้ไขข้อบกพร่องได้อย่างรวดเร็ว และระบบ AMI มีโครงสร้างพื้นฐานการสื่อสารแบบสองทางจึง

สามารถสนับสนุนระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัตโนมัติที่ระดับสถานีไฟฟ้าและวงจร (circuit) ได้ข้อมูลจำนวนมากจากระบบ AMI จะช่วยในการปรับปรุงการบริหารทรัพยากรของ กฟภ. ได้ดียิ่งขึ้น เช่นเดียวกับการวางแผนทรัพยากรเกี่ยวกับการบำรุงรักษา (Maintenance), การเพิ่ม (additions) และการทดแทน (replacements) ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

ระบบ AMI เป็นการสื่อสารข้อมูลระหว่างผู้ใช้ไฟและ กฟภ. ซึ่งการสื่อสารของ Smart Meter ในบ้านจะแสดงข้อมูลเพื่อให้ผู้ใช้ไฟตระหนักถึงการใช้ไฟฟ้าของตนเอง และนำข้อมูลจากระบบ AMI มาช่วยในการตัดสินใจที่ฉลาดมากขึ้นสำหรับการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่าเทคโนโลยีของมิเตอร์ไฟฟ้า สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3-1

ตารางที่ 3-1 เทคโนโลยีของมิเตอร์ไฟฟ้า

System Element/Feature	**Manual**	**Automatic Meter Reading (AMR)**	**Advanced Metering Infrastructure (AMI)**
Meters	Electromechanical	Hybrid	Hybrid or solid-state
Data collection	Manual, monthly	Drive-by, monthly	Remote via communications network, daily or more often
Data recording	Total consumption	Total consumption	Time-based (usage each hour or more often)
Primary applications	Total consumption billing	Total consumption billing	Pricing options Customer options Utility operations Emergency demand response
Key software interfaces	Billing and customer information system	Billing and customer information system	Billing and customer information system Customer data display Outage management Emergency demand response
Additional devices enabled (but not included in base infrastructure)	None	None	Smart thermostats In-home displays Appliance controllers
Current penetration in (residential and small commercial)	>95%	<5%	None (pilot only)

แอปพลิเคชันของระบบมิเตอร์ไฟฟ้า สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3-2

ตารางที่3-2 แอปพลิเคชันของมิเตอร์ไฟฟ้า

	Manual/AMR	AMI
Pricing	Total consumption only	Total consumption Time-of-use Critical peak pricing Real-time pricing
Other demand response	None	Load control Demand bidding Demand reserves Critical peak rebates
Customer feedback	Monthly bill	Monthly bill Monthly detailed report Web display In-home display
Customer bill savings	Turn off appliances manually	Turn off appliances Shift appliances off peak Manual or automatic control
Outages	Customer phone calls	Automatic detection Verification of restoration at individual home level
Distribution operations	Use engineering models	Dynamic, real-time operations

ความแตกต่างของการให้บริการระหว่างระบบ AMI กับระบบ AMR ของ กฟภ. ในปัจจุบันสามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 3-3 การให้บริการที่มีอยู่แล้วบนระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ (AMR)

Services	AMR	AMI
Communication	2 ทาง	2 ทาง
Support time based rate (Ex. TOU, TOD)	Yes	Yes
Profiles reading	Yes	Yes
Demand reset	Yes	Yes
Remote upgrade firmware	Yes	Yes
Remote device configuration	Yes	Yes
Meter Data Management	Yes	Yes
On-Demand Reading	Yes	Yes
WAN Connectivity	Yes	Yes

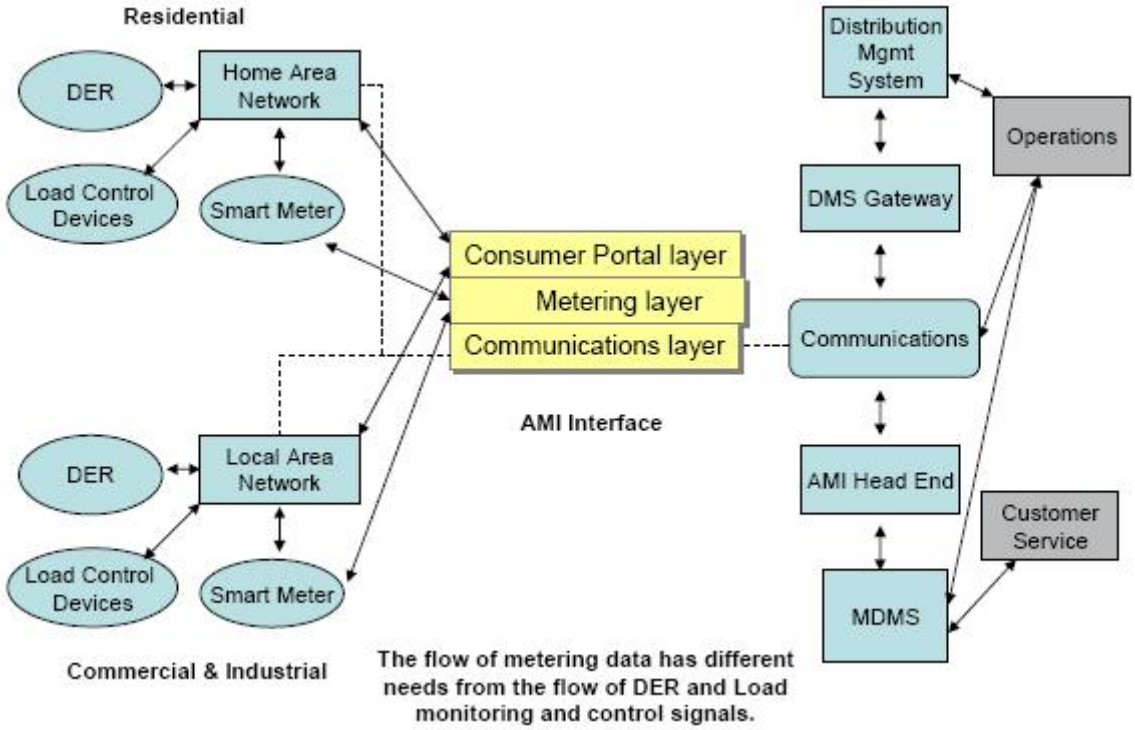
ตารางที่ 3-4 การให้บริการที่เพิ่มขึ้นจาก AMR

Services	**AMR**	**AMR (PEA)**	**AMI**
Types of customers	Industrial 3-Phase	Commercial & Industrial 3-Phase	Consumer 1- Phase & 3-Phase
Read frequency	ทุก 15 นาที	ทุก 15 นาที	ทุก 15 นาทีหรือน้อยกว่า
Outage monitoring	No	No	Yes
Prepayment	No	No	Yes
Net Metering	No	No	Yes
Line Connect/Disconnect	No	No	Yes
Load Limit	No	No	Yes
FAN & NAN Connectivity	No	No	Yes
Network routing	No	No	Yes
Tamper Detection	No	No	Yes
HAN, BAN, IAN Connectivity	No	No	Future
Demand Respond	No	No	Future

องค์ประกอบของระบบ AMI และการเชื่อมต่อกับระบบอื่นๆ

ระบบ AMI เป็นลักษณะการใช้งานแบบเทคโนโลยีเดียว (Single Technology) แต่เป็นลักษณะโครงสร้างพื้นฐานที่ต้องการบูรณาการในสิ่งที่มีอยู่กับแอปพลิเคชันและกระบวนการของสิ่งอำนวยความสะดวกใหม่ๆ

แผนภาพที่ 3-3 เทคโนโลยี Smart Meter และวิธีการติดต่อสื่อสาร



Smart Meter

Smart Meter ที่สามารถรองรับฟังก์ชันต่างๆในระบบ AMI ได้ มีจุดเด่นของการทำงานดังนี้

1. การใช้งานในรูปแบบ TOD, TOU, Flat rate, Prepayment และอื่นๆ
2. การบริหารระบบมิเตอร์จากระยะไกล (Remote upgrade)
3. การป้องกันการเปิดมิเตอร์ หรือละเมิดใช้ไฟ (Tamper Detection)
4. การตรวจจับไฟตกหรือดับ (Outage Monitoring)
5. การสื่อสาร 2 ทาง (2 Ways Communication)

การพิจารณาเลือกใช้มิเตอร์ในระบบ AMI จะต้องพิจารณาถึงเทคโนโลยีการสื่อสารที่ต้องการใช้งานเนื่องจาก Smart Meter ในปัจจุบันสามารถรองรับเทคโนโลยีการสื่อสารได้มากมาย อุปกรณ์รวบรวมข้อมูล (Data Concentrator Unit, DCU)เป็นอุปกรณ์รวบรวมข้อมูลจากมิเตอร์ในพื้นที่ส่งไปที่ระบบส่วนกลาง

แผนภาพที่ 3-4 อุปกรณ์ Smart Meter

1. ศูนย์กลางในการดูแลและควบคุมระบบมิเตอร์ภายในพื้นที่
2. ดูแลสภาวะเครือข่ายให้มีประสิทธิภาพสูงสุด
3. ค้นหาและต่อเชื่อมกับอุปกรณ์ชนิดอื่นที่อยู่ในเครือข่าย

แผนภาพที่ 3-5 อุปกรณ์ MIU (Meter Interface Unit)

อุปกรณ์ MIU (Meter Interface Unit)

เป็นอุปกรณ์ที่ช่วยในการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างมิเตอร์กับโครงข่ายสื่อสาร ซึ่งในโครงการนี้จะใช้สำหรับระบบ GPRS เท่านั้น Meter Data Management System (MDMS) ระบบบริหารข้อมูลมิเตอร์ที่สามารถบริหารการใช้ข้อมูลเพื่อ

1. บริหารฐานข้อมูลลูกค้า (CIS) บันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า วิเคราะห์และแสดงผลการใช้ไฟฟ้า ออกบิล

2. อ่านค่าตามเวลา หรือการอ่านค่าตามเวลาที่ต้องการ (Interval and demand monitoring)

3. ดูแลไฟตก หรือไฟดับในพื้นที่ (Outage monitoring)

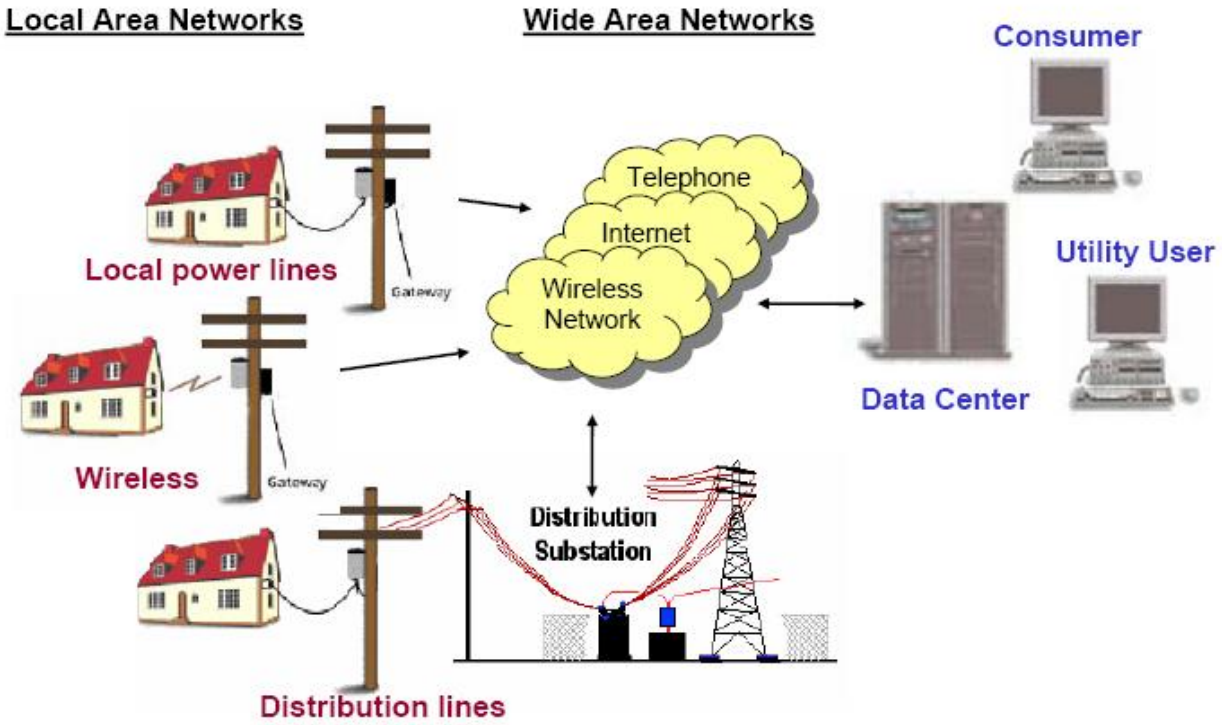
4. แจ้งเตือนเมื่อมีสิ่งผิดปรกติหรือเหตุขัดข้อง (Tamper monitoring)

ลักษณะของโครงข่ายสื่อสาร

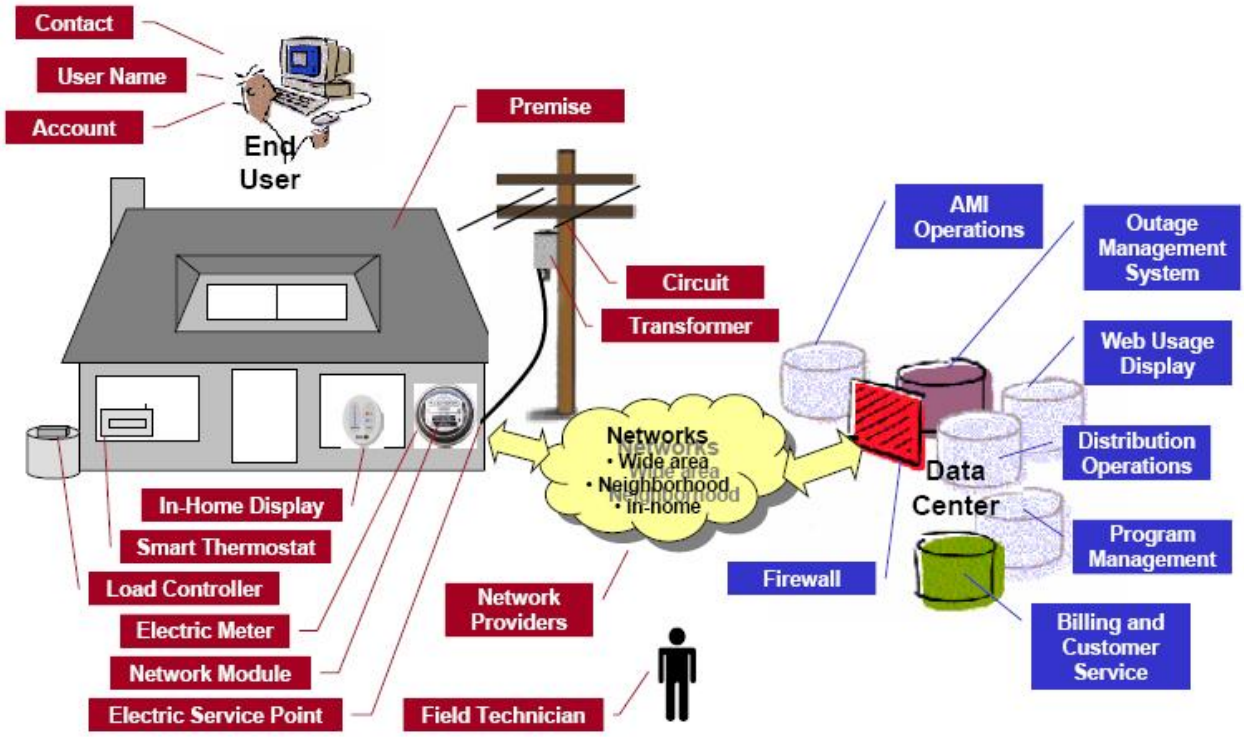
ตารางที่ 3-5 สถาปัตยกรรมของโครงข่ายสื่อสาร

Types	**Coverage**	**Available technology**
Wide Area Network (WAN)	Large (city, province, country)	3G, GPRS, EDGE, CDMA, Wimax, F/O
Field Area Network (FAN) and Neighborhood Area Network (NAN)	Medium (Within village, town, city, district)	PLC, Zigbee, RF, BPL, F/O
Home Area Network (HAN), Building Area Network (BAN), Industrial Area Network (IAN)	Personal (House, building, factory)	PLC, Zigbee, RF, BPL, LAN

แผนภาพที่ 3-6 โครงข่ายสื่อสารของระบบ AMI (AMI Communication Network)



แผนภาพที่ 3-7 ความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลและซอฟต์แวร์ของระบบ AMI



แผนงานสำหรับระบบ AMI จะขึ้นอยู่กับจุดเริ่มต้นของ กฟภ. สภาพภูมิศาสตร์ เงื่อนไขกฎระเบียบ และวิสัยทัศน์ระยะยาว สำหรับ กฟภ. ที่มีการใช้ระบบ AMR อยู่แล้วนั้น คำถามคือ กฟภ. จะสามารถสร้างระบบ AMI บนระบบที่ใช้งานอยู่เดิมหรือจะต้องเริ่มต้นอีกครั้ง ตัวเลือกต่างๆ เหล่านี้จะต้องนำมาเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับ ความเร็ว, ความน่าเชื่อถือและความปลอดภัยของโครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารจะเป็นตัวกำหนดช่วงของการใช้งานที่สามารถสนับสนุน สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีอาณาเขตที่หลากหลายและกว้างไกลอาจมีทางเลือกการสื่อสารได้หลาย ๆ รูปแบบตามที่ต้องการ การจัดทำโครงการนำร่องจะเป็นการสำรวจประสิทธิภาพการทำงานของโซลูชั่นต่างๆ ซึ่งจะเป็นประโยชน์สำหรับการติดตั้งระบบระบบ AMI ในระยะแรก

การเลือกใช้โครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารของระบบ AMI ยังได้รับอิทธิพลจากวิสัยทัศน์ระยะยาวของ กฟภ. ถ้าระบบ AMI ถูกมองว่าเป็นรากฐานสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าที่ความทันสมัยโดยรวม, ระบบการสื่อสารจะต้องสามารถรองรับความต้องการในอนาคตและคาดว่าจะมีความยืดหยุ่นในการจัดการการใช้งานที่ไม่ใช้เพียงแค่การใช้งานในปัจจุบัน

ประโยชน์จากระบบ AMI และค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประโยชน์โดยทั่วไปในภาพกว้างๆของระบบ AMI ซึ่งสามารถแบ่งตามผู้ได้รับประโยชน์และแบ่งตามฟังก์ชั่นงาน รวมถึงตัวอย่างค่าใช้จ่ายที่ลดลงจากการใช้งานระบบ AMI รวมทั้งประโยชน์ทางอ้อมซึ่งอาจจะนำมาวิเคราะห์เป็นตัวเงินได้ยาก

1. ประโยชน์ของระบบ AMI แบ่งตามผู้ได้รับประโยชน์

ประโยชน์ของระบบ AMI สามารถแบ่งได้กว้างๆตามฝ่ายที่ได้รับประโยชน์ คือ ประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า, ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า, และประโยชน์ต่อสังคม

1.1 ประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ระบบ AMI จะเพิ่มทางเลือกทั้งด้านอัตราค่าไฟฟ้าและบริการให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และเพิ่มข้อมูลเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถควบคุมจัดการพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของตนเพื่อลดค่าใช้จ่าย รวมไปถึงเพื่อการตัดสินใจอื่นๆ นอกจากนี้ยังรวมไปถึงการให้บริการไฟฟ้าจะมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นและมีคุณภาพดีขึ้น การออกบิลค่าไฟฟ้าก็จะมีความถูกต้องมากขึ้น และการที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถลดค่าใช้จ่ายลงได้ก็จะทำให้ราคาไฟฟ้าถูกลง ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเช่นกัน ประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ สามารถสรุปได้ดังนี้

1.1 สามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนผ่านระบบอินเทอร์เน็ตได้ตลอดเวลา เพื่อนำมาบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าของตนเองให้เหมาะสมมากขึ้น

1.2 สามารถเก็บข้อมูล Load Profile ของตนเองผ่านระบบอินเทอร์เน็ต เพื่อจัดทำ Demand Side Management ภายในกิจการของตนเองได้

1.3 สามารถตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้าได้

1.4 เพิ่มทางเลือกในการใช้บริการต่างๆในระบบ AMI

1.5 สามารถลดระยะเวลา และความเสียหายจากไฟดับได้ เนื่องจาก กฟภ. ทราบตำแหน่งจุดชำรุด ทำให้ประชาชนได้รับการบริการที่รวดเร็วขึ้น

1.2 ประโยชน์ต่อผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า ระบบ AMI

ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงการจดมิเตอร์จากการใช้พนักงาน มาเป็นการอ่านมิเตอร์แบบอัตโนมัติ รวมไปถึงการเชื่อมโยงระบบบริหารจัดการและระบบสนับสนุนอื่นๆ เข้าด้วยกัน ซึ่งส่งผลให้การจดหน่วยมิเตอร์มีความถูกต้องมากขึ้น จะช่วยลดค่าใช้จ่ายต่างๆ เช่น ค่าเดินทาง ค่าฝึกอบรม ค่าประกันสุขภาพ รวมถึงค่าใช้จ่ายสนับสนุนอื่นๆที่ต้องจ่ายในการจดมิเตอร์แบบเดิม ช่วยลดช่วงเวลาระหว่างการจดมิเตอร์และการจ่ายเงินทำให้การหมุนเวียนของเงินดีขึ้น และยังลดความกังวลของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการที่พนักงานจดมิเตอร์จำเป็นต้องเข้าไปจดมิเตอร์ในบริเวณอาคารที่พัก

ในด้านการปฏิบัติงาน ระบบ AMI จะช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทราบทันทีที่เกิดไฟฟ้าดับรวมถึงบริเวณที่เกิดไฟฟ้าดับด้วย ดังนั้นผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถส่งพนักงานออกไปซ่อมแซมแก้ไขได้อย่างรวดเร็วให้มีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ด้วยระบบ AMI ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถจัดการบัญชีผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดียิ่งขึ้น ด้วยความสามารถในการตัด/ต่อมิเตอร์ได้จากระยะไกล โดยไม่จำเป็นต้องส่งพนักงานไปดำเนินการปลดหรือต่อมิเตอร์ตามอาคารบ้านพักอาศัยอีกต่อไป เช่นเดียวกันนี้ การบำรุงรักษาและปัญหาด้านการให้บริการต่างๆสามารถแก้ไขได้อย่างรวดเร็วและประหยัดมากขึ้น เนื่องจากผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถเข้าถึงมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าได้จากระยะไกล และยังรวมถึงประโยชน์จากการสร้างช่องทางรายได้ใหม่ๆ เช่น ระบบ Distributed Generation บริการแบบ Prepayment หรือบริการอินเทอร์เน็ต เป็นต้น

ระบบ AMI ยังสามารถให้ข้อมูลมากมายเกี่ยวกับสภาวะการใช้ไฟฟ้าและสถานะของโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเพื่อจัดการการใช้ไฟฟ้าของตน และผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าก็สามารถใช้เพื่อประกอบการตัดสินใจในการพัฒนาระบบและเพิ่มการให้บริการใหม่ๆ นอกจากนี้ ระบบ AMI ยังช่วยให้วิศวกรสามารถรู้รายละเอียดเกี่ยวกับโหลดในระบบจำหน่ายและข้อมูลเกี่ยวกับคุณภาพไฟฟ้า ซึ่งทำให้สามารถช่วยในการออกแบบขนาดของอุปกรณ์ต่างๆได้อย่างแม่นยำมากขึ้น และทำให้เข้าใจพฤติกรรมของระบบจำหน่ายได้ดียิ่งขึ้น ข้อมูลจำนวนมากจากระบบ AMI จะช่วยผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าในด้านต่างๆ ดังนี้

1. ตรวจสอบ/ประเมิน สภาพของอุปกรณ์

2. ทำให้การใช้ประโยชน์สินทรัพย์คุ้มค่าขึ้น มีอายุการใช้งานมากขึ้น

3. เพิ่มประสิทธิภาพของการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ รวมถึงค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง

4. ช่วยในการตรวจสอบปัญหาภายในโครงข่ายไฟฟ้า

5. เพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผนพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้า

6. ค้นหา/ระบุ ปัญหาเกี่ยวกับคุณภาพไฟฟ้า

7. ตรวจสอบการละเมิดใช้ไฟฟ้า

จากตัวอย่างประโยชน์จากระบบ AMI ทั่วๆไปข้างต้น สามารถสรุปประโยชน์จากระบบ AMI ที่มีต่อ กฟภ. ได้ดังนี้

1. ประหยัดเวลาและลดค่าใช้จ่ายจากการอ่านมิเตอร์ ทั้งด้านค่าจ้างพนักงาน รวมถึงค่าน้ำมันและค่ายานพาหนะ

2. พนักงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบ เช่น พนักงานบัญชีคุมผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ พนักงานแผนกมิเตอร์ และพนักงานแผนกบริการลูกค้า สามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตลอดเวลา

3. ลดค่าใช้จ่ายต่างๆของพนักงาน ที่ใช้สำหรับการตรวจสอบมิเตอร์ของกองมิเตอร์และการไฟฟ้าเขต เนื่องจากระบบ AMI จะแจ้งให้ศูนย์กลางทราบทันทีหากมิเตอร์ชำรุด หรือมีการละเมิดใช้ไฟฟ้า ดังนั้น กฟภ. จึงไม่จำเป็นต้องส่งพนักงานออกสุ่มตรวจมิเตอร์อีกต่อไป และเมื่อระบบ ระบบ AMI แจ้งเตือนว่าตรวจพบมิเตอร์ชำรุดหรือพบการละเมิดใช้ไฟฟ้า กฟภ. สามารถส่งพนักงานเพื่อไปตรวจสอบและแก้ไขได้ทันที

4. เพิ่มกระแสเงินสด เนื่องจากสามารถเรียกเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น รวมถึงรองรับการให้บริการแบบ Prepayment

5. เพิ่มรายได้จากการให้บริการเสริมอื่นๆ

6. ลดหน่วยสูญเสียต่างๆ เช่น จากการละเมิดใช้ไฟฟ้าหรืออุปกรณ์มิเตอร์ชำรุด เนื่องจากระบบ AMI จะแจ้งเตือนเหตุการณ์เหล่านี้ให้ กฟภ. ทราบได้ทันที และยังรวมไปถึงลดหน่วยสูญเสียในขดลวดมิเตอร์และลดความผิดพลาดในการอ่านหน่วยของมิเตอร์ด้วย

7. สามารถนำข้อมูล Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้ามาพิจารณาเพื่อกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

8. สามารถนำข้อมูล Load Profile มาใช้เพื่อวางแผนการจ่ายไฟฟ้า การบำรุงรักษาสายส่งและวางแผนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าหรือติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มขึ้น เพื่อรองรับปริมาณการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม รวมไปถึงนำมาใช้คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

9. ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดความเชื่อมั่นในการอ่านหน่วยเพื่อเรียกเก็บค่าไฟฟ้าประจำเดือน และผู้ใช้ไฟฟ้า สามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนเองได้เช่นกัน

1.3 ประโยชน์ต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม

โดยทั่วไประบบ AMI จะทำให้เกิดประโยชน์ต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมในหลายๆ ทาง เช่น การเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายและใช้ไฟฟ้า จะช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมรวมถึงการใช้งาน Distributed Generation จะช่วยกระตุ้นให้ใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานสีเขียว (Green energy sources) เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งจะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า

นอกจากนี้ด้วยระบบ Demand Response และการเปลี่ยนโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยลดค่า Peak Load เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าจะเปลี่ยนไปใช้ไฟฟ้าในช่วง Off-peak มากขึ้น ซึ่งในช่วง Peak ที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงมาก การลดความต้องการไฟฟ้าเพียงเล็กน้อยจะทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าลดลงอย่างมาก และยังช่วยลดความเป็นไปได้ที่จะเกิดไฟฟ้าดับ เนื่องจากกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการ

2. ประโยชน์จากระบบ AMI แบ่งตามฟังก์ชัน

ระบบ AMI ทำให้เกิดประโยชน์หลายด้านขึ้นอยู่กับฟังก์ชั่นการใช้งานที่เลือกใช้ อย่างไรก็ตาม มีผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าจำนวนน้อยมากที่จะได้ประโยชน์จากทุกฟังก์ชั่นในระบบ AMI เนื่องจากความแตกต่างในด้านการระบบปฏิบัติการ, ความเชื่อถือได้ของโครงข่ายไฟฟ้า, ระบบ back office, ความพร้อมในด้านระบบอัตโนมัติ และประเด็นอื่นๆซึ่งจะแตกต่างกันในผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าแต่ละราย ประโยชน์จากระบบ AMI สามารถแบ่งตามฟังก์ชั่นงานต่างๆ ได้ดังนี้

2.1 Meter Reading - ระบบ AMI จะช่วยลดค่าจ้างพนักงานจดมิเตอร์เกือบทั้งหมดรวมถึงค่าเดินทางด้วย นอกจากนี้ยังรวมไปถึงค่าประกันภัยค่าฝึกอบรม ค่าใช้จ่ายในการสื่อสาร เช่น ค่าโทรศัพท์ ค่าวิทยุสื่อสาร และค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกิดจากการจดมิเตอร์โดยใช้พนักงาน

2.2 Resource planning - ระบบ AMI มักจะถูกมองเป็นเทคโนโลยีที่ทำให้เกิดอัตราค่าไฟแบบ TOU, ระบบ Demand Response และโปรแกรมเกี่ยวกับการควบคุมโหลดต่างๆ ทั้งนี้ เพื่อทำให้เลื่อน หรือลดการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak และเพิ่มการใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานทางเลือกต่างๆ

2.3 Field Service Orders - ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถใช้ระบบ AMI เพื่อตัดหรือต่อบริการด้านไฟฟ้าต่างๆที่ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงเพื่ออ่านหน่วยไฟฟ้าเพื่อใช้ในการออกบิลโดยไม่จำเป็นส่งพนักงานไปดำเนินการตามอาคารบ้านพักอาศัยของผู้ใช้ไฟฟ้าอีกต่อไป

2.4 Outage Restoration - ระบบ AMI สามารถส่งสัญญาณเตือน (Alarm) ไปยังระบบ outage management หรือแอปพลิเคชันอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เพื่อช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทราบบริเวณที่เกิดไฟฟ้าดับได้ ทำให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถเตรียมอุปกรณ์เพื่อซ่อมแซมระบบให้กลับมาใช้งานได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ระบบ AMI ที่มีแบนด์วิดท์และเวลาแฝง (latency) เพียงพอยังสามารถใช้ตรวจสอบว่าช่องทางสื่อสารหรือตัวมิเตอร์ยังทำงานอยู่

2.5 Energy Theft and Diversion - Smart Meter มีความสามารถในการรายงานพฤติกรรมที่น่าสงสัยว่าจะเป็นการลักลอบใช้ไฟฟ้าซึ่งถือเป็นส่วนหนึ่งของความสามารถในการอ่านแพ็กเกตข้อมูลโดยปกติของมิเตอร์ นอกจากการตรวจสอบการลักลอบใช้ไฟฟ้าแล้วยังสามารถใช้เพื่อตรวจสอบว่ามีการใช้ไฟฟ้าหรือไม่ในขณะที่ผู้พักอาศัยไม่อยู่บ้าน

2.6 Meter Accuracy and Registration - Smart Meter จะมีความถูกต้องมากกว่ามิเตอร์จานหมุนทั่วๆไป ดังนั้นจะช่วยให้การวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่มีความถูกต้องมากขึ้น นอกจากนี้ยังช่วยลดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบเหตุการณ์ผิดปกติต่างๆ เช่น under-voltage เป็นต้น

2.7 Billing Workload - ระบบ AMI จะช่วยให้การประมวลข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างถูกต้อง แม่นยำและรวดเร็ว ซึ่งจะช่วยให้พนักงานของการไฟฟ้าสามารถตอบคำถามและให้ข้อมูลแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่โทรศัพท์มาร้องเรียนหรือมีข้อสงสัยเกี่ยวกับบิลค่าไฟฟ้าของตน นอกจากนี้ระบบ AMI ยังช่วยลดการร้องเรียนจากผู้ใช้ไฟฟ้าอันมีผลมาจากความผิดพลาดหรือการประมาณหน่วยไฟฟ้าจากระบบการจดมิเตอร์แบบเดิมๆ

2.8 Bad Debt Write-off - ระบบ AMI มีความสามารถในการปลดโหลดจากระยะไกล ดังนั้นการไฟฟ้าสามารถปลดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ค้างชำระค่าไฟฟ้าเกินกำหนดได้ทันที ซึ่งจากการที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าไม่ต้องเสียเวลาดำเนินการปลดโหลดจะช่วยป้องกันไม่ให้ยอดหนี้ค้างชำระมีมูลค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งอาจส่งผลให้เป็นค่าใช้จ่ายในส่วนของหนี้เสียในยอดบัญชีประจำปีต่อไป

2.9 Improved Cash Flow - ระบบ AMI มีความสามารถในการรายงานข้อมูลที่อ่านได้จากมิเตอร์อย่างถูกต้องและรวดเร็ว โดยขึ้นอยู่กับผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าว่าต้องการความถี่ในการรายงานข้อมูลแบบทุกๆวัน ทุกๆชั่วโมง หรือทุกๆ 15 นาที เป็นต้น ซึ่งความถี่ในการได้รับข้อมูลที่ถูกต้องเหล่านี้จะช่วยลดค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการประกันคุณภาพ/ควบคุมคุณภาพ (Quality assurance / Quality Control: QA/QC) และยังช่วยลดความล่าช้าหลังจากจดมิเตอร์จนถึงการออกบิล ซึ่งช่วยเพิ่มสภาพคล่องทางการเงินให้แก่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า

2.10 Distribution Transformers - ระบบ AMI จะช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าตรวจสอบภาวะ overloadของหม้อแปลงทุกๆตัวได้ ดังนั้นจะช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าวางแผนการเปลี่ยนหรืออัพเกรดหม้อแปลงในระบบจำหน่ายได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยไม่จำเป็นต้องซื้อหม้อแปลงมาสำรองไว้เกินความจำเป็น

2.11 Sample Testing and Load Research - ค่าใช้จ่ายในการสุ่มตัวอย่างเพื่อทดสอบมิเตอร์จะลดลงหากมีการใช้งานระบบ AMI เนื่องจาก Smart Meter สามารถสุ่มทดสอบได้โดยใช้จำนวนกลุ่มตัวอย่างที่น้อยลง นอกจากนี้ระบบ AMI ยังช่วยลดค่าใช้จ่ายในการสำรวจสภาพโหลดในแต่ละพื้นที่ เนื่องจากไม่จำเป็นต้องเดินทางไปสำรวจข้อมูลในสถานที่จริงอีกต่อไป

3. ตัวอย่างค่าใช้จ่ายที่ลดลงจากการใช้งานระบบ AMI

ตัวอย่างค่าใช้จ่ายรายปีที่ลดลงในแต่ละฟังก์ชั่นของระบบ AMI ในต่างประเทศแสดงดังตารางที่ 3-6

ตารางที่ 3-6 ประโยชน์ด้านการเงินโดยประมาณจากระบบ AMI ($/meter)

Benefits	Utility A [1]	Utility B [2]	Utility C [3]
Meter Reading	$6.26	$8.15	$6.94
Resource Planning	$12.49	$7.96	$3.09
Field Service Orders	$1.59	$2.97	$0.54
Outage Restoration	$0.46	$2.64	$0.12
Energy Theft & Diversion	$1.32	$1.47	$1.30
Meter Accuracy & Registration	$2.45	$1.04	$2.46
Billing Workload	$0.00	$1.08	$2.57
Bad Debt Write-off	$4.88	$0.96	$5.10
Improved Cash Flow	$0.47	$0.47	$0.18
Distribution Transformers	$0.51	$0.31	$0.00
Sample Testing & Load Research	$0.14	$0.16	$0.34
Other	$0.16	$0.07	$0.10
Total Annual Benefits	$30.72	$27.29	$22.73

(ที่มา: “Advanced Metering Infrastructure (AMI)”, Electric Power Research Institute (EPRI), Feb 2007)

หมายเหตุ

1. ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า A ได้ประโยชน์จากโปรแกรม TOU Demand Response ซึ่งมีผู้เข้าร่วมโปรแกรมประมาณ 15% ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด

2. ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า B ได้ประโยชน์จากโปรแกรม Direct Load Control และ TOU ซึ่งมีผู้เข้าร่วมแต่ละโปรแกรมประมาณ 20% ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกใช้เพียงโปรแกรมเดียวหรือทั้งสองโปรแกรมก็ได้

3. ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า C ได้ประโยชน์จากโปรแกรม Conservation Voltage Regulation (CVR) ในสถานีไฟฟ้า 20 แห่ง โดยใช้ระบบ AMI เป็น voltage feedback loop ซึ่ง CVR ทำได้โดยอัพเกรดเป็นหม้อแปลงที่มีฟังก์ชั่น tap changing control and installing capacitor control

4. ประโยชน์ทางอ้อมของระบบ AMI

นอกจากประโยชน์จากฟังก์ชั่นต่างๆที่ได้กล่าวไปข้างต้น ระบบ AMI ยังมีประโยชน์ทางอ้อมอื่นๆต่อทั้งผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งประโยชน์ทางอ้อมเหล่านี้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถนำไปพิจารณาได้ แต่เป็นการยากที่จะนำมาวิเคราะห์ในการจัดทำ Business Case ตัวอย่างประโยชน์ทางอ้อมของระบบ AMI มีดังนี้

4.1 Selectable Bill Dates : มิเตอร์ในระบบ AMI สามารถรายงานข้อมูลได้อย่างน้อยวันละ 1 ครั้ง ดังนั้นผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถเพิ่มทางเลือกให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับวันที่ต้องการชำระค่าไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถจัดการการหมุนเงินของตนและจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการชำระค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ส่งผลต่อการลดจำนวนลูกหนี้ของผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า

4.2 Customer Usage Profile Information : ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถทราบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนผ่านช่องทางที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้ากำหนด เช่น ผ่านระบบอินเทอร์เน็ต ซึ่งการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถทราบข้อมูลที่ถูกต้อง จะช่วยลดข้อร้องเรียนเกี่ยวกับค่าไฟฟ้าสูงเกินความเป็นจริง ซึ่งจะช่วยลดค่าใช้จ่ายและความถี่ในการตรวจสอบมิเตอร์ของผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า

4.3 Effective Rate Design : ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถประเมินพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อที่จะเปลี่ยนแปลงอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU รวมถึงค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้องได้อย่างมีประสิทธิภาพ

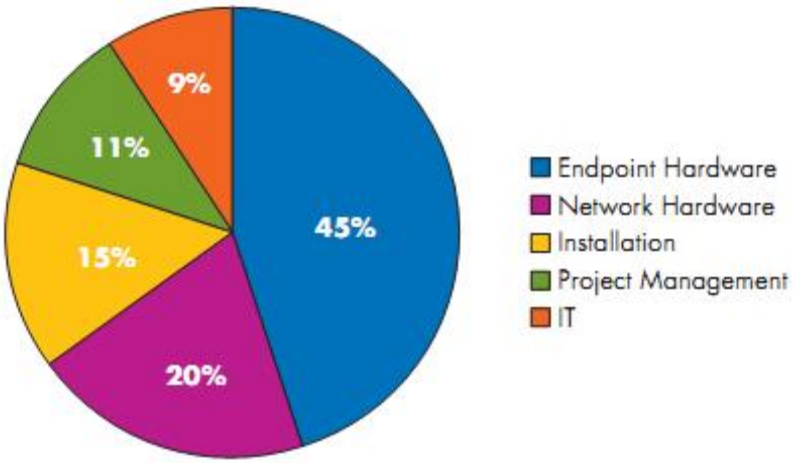
4.4 Power Quality Monitoring : จากฟังก์ชั่น Outage Restoration ซึ่งได้กล่าวถึงก่อนหน้านี้ ความสามารถในการตรวจพบไฟฟ้าดับของระบบ AMI จะช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้านำข้อมูลต่างๆที่ได้จากระบบ AMI เช่น ไฟตก, แรงดันเปลี่ยนแปลง (voltage variance) รวมถึงข้อมูลอื่นๆ เพื่อช่วยในการเฝ้าดูคุณภาพไฟฟ้าของระบบ และสามารถดำเนินการป้องกันก่อนปัญหาจะเกิดขึ้น

4.5 Power Quality Monitoring : ระบบ AMI ช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถทราบข้อมูลที่สำคัญ เช่น ระดับแรงดันในระบบจำหน่าย, phase balance, โหลดของแต่ละหม้อแปลงและสายป้อน ซึ่งจะช่วยในการวางแผนเพื่อพัฒนาระบบจำหน่ายได้อย่างมีประสิทธิภาพและคุ้มต่อการลงทุนมากขึ้น

5. ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งระบบ AMI

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของการติดตั้งระบบ AMI มีทั้งค่าใช้จ่ายสำหรับฮาร์ดแวร์และค่าใช้จ่ายสำหรับซอฟต์แวร์เช่น อุปกรณ์มิเตอร์ โครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายสื่อสาร และซอฟต์แวร์เกี่ยวกับการจัดการโครงข่าย (Network management software) รวมถึงค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง, ระบบ Data Center, ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการบริหารโครงการและค่าใช้จ่ายสำหรับระบบ IT ต่างๆ รูปที่ 3-8 แสดงรายละเอียดค่าใช้จ่ายสำหรับระบบ AMI

แผนภาพที่ 3-8 ค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งระบบ AMI



(ที่มา: “Advanced Metering Infrastructure (AMI)”, Electric Power Research Institute (EPRI), Feb 2007)

อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายในการลงทุนสำหรับระบบ AMI จะขึ้นอยู่กับการออกแบบโครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายสื่อสารที่ทำหน้าที่ส่งข้อมูลไปยังศูนย์ข้อมูลของระบบ AMI เป็นสำคัญ โดยมีหลายทางเลือกสำหรับเทคโนโลยีการสื่อสารที่สามารถใช้ได้ ซึ่งผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าจำเป็นต้องเลือกเทคโนโลยีการสื่อสารที่เหมาะสมในแต่ละพื้นที่ โดยจำเป็นต้องพิจารณาโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่เดิม ความหนาแน่นของประชากรซึ่งจะส่งผลต่อปริมาณข้อมูล สภาพภูมิศาสตร์ของพื้นที่ รวมถึงสภาพทางภูมิศาสตร์ของระบบจำหน่ายและสถานีไฟฟ้า เป็นต้น ทั้งนี้เทคโนโลยีการสื่อสารที่แตกต่างกันจะมีผลต่อค่าใช้จ่ายในการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการใช้งานระบบ AMI รวมถึง ผลประโยชน์ที่จะได้รับจากระบบ AMI ด้วย ดังนั้นผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าจำเป็นต้องทำ Cost-Benefit analysis ในแต่ละ Solution ของเทคโนโลยีการสื่อสาร เพื่อพิจารณาทางเลือกที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งการทำโครงการนำร่องระบบ AMI โดยใช้เทคโนโลยีการสื่อสารหลายๆรูปแบบ

ก็เป็นทางเลือกที่ดีที่จะทำให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถทราบข้อดี ข้อเสีย ค่าใช้จ่ายและประโยชน์จากการใช้เทคโนโลยีการสื่อสารแต่ละชนิด เพื่อนำไปศึกษาหาทางเลือกที่เหมาะสมที่สุดในการลงทุนในระบบ AMI ต่อไป

ฟังก์ชันทั่วไปของระบบ AMI

ระบบ AMI คือ การใช้ Smart Meter เพื่อวัดและบันทึกข้อมูลการใช้ไฟฟ้า รวมถึงข้อมูลเหตุการณ์ (Event) ต่างๆของมิเตอร์ มีความสามารถในการสื่อสารสองทาง รวมถึงสามารถรองรับฟังก์ชั่นอื่นๆ เช่น

1. การตัด/ต่อมิเตอร์จากระยะไกล (Remote connection/disconnection)
2. การตรวจสอบการละเมิด (Tamper Detection)
3. การตรวจสอบไฟฟ้าดับ (Outage Detection)
4. การมอนิเตอร์คุณภาพไฟฟ้า (Quality of supply Monitoring)
5. การจำกัดการใช้ไฟฟ้า (Demand/Load Limiting)
6. สามารถสื่อสารกับอุปกรณ์อื่นๆ เช่น In Home Display, อุปกรณ์ Direct Load Control หรือ อุปกรณ์คอมพิวเตอร์ (เช่น ผ่านทางอินเทอร์เน็ต) เป็นต้น
7. สามารถ export ข้อมูลต่างๆ ในระบบได้
8. สามารถเปลี่ยนแปลง/แก้ไขโปรแกรมเพื่อเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ต่างๆ ของมิเตอร์ ได้ เช่น เปลี่ยนช่วงเวลาการส่งข้อมูลและการจำกัดโหลดการใช้ไฟฟ้า เป็นต้น
9. สามารถทำงานร่วมกับ Home Area Network (HAN) เพื่อควบคุมระบบไฟฟ้าภายในบ้าน
10. รองรับบริการแบบ Prepayment

ฟังก์ชั่นเหล่านี้ถือเป็นฟังก์ชั่นพื้นฐานหรือเป็นบริการในระดับสูงของระบบ AMI ซึ่งหากพิจารณาให้ลึกมากขึ้น เอกสาร “Guidelines on Advanced Metering Infrastructure Version 2.0” ของ Electricity Commission ซึ่งเป็นเอกสารที่ให้รายละเอียดเพื่อแนะนำระบบ AMI โดยจะอ้างอิงถึงความต้องการในประเทศนิวซีแลนด์เป็นหลัก ได้เสนอแนะคุณลักษณะ (Attribute) ที่สำคัญในประเด็นต่างๆของระบบ AMI ไว้ ซึ่งรายละเอียดจะอยู่ใน **ภาคผนวก ก.**

ระบบ AMI เป็นระบบการวัดที่เก็บรวบรวมและวิเคราะห์การใช้พลังงานผ่านเทคโนโลยีระบบสื่อสารชนิดต่างๆ เพื่อให้การดูแล ควบคุมอุปกรณ์ และการบริหารการใช้ทรัพยากรให้เป็นไปอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพที่ดียิ่งขึ้น ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทั่วโลกมักพิจารณาระบบ AMI ว่าเป็นก้าวแรกในการไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะซึ่งควรจะต้องสร้างและพัฒนาก่อนเป็นอันดับแรก เนื่องจากการสร้างระบบ AMI จะเป็นการสร้างโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ

ที่จำเป็นระหว่างผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า และจะเป็นพื้นฐานให้แก่ระบบงานที่สำคัญอื่นๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น Distribution Automation (DA), Distributed Generation (DG) และการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้า เป็นต้น

ระบบ AMI ยังช่วยแก้ปัญหาจากระบบมิเตอร์จานหมุนเดิม เนื่องจากระบบ AMI ซึ่งจะใช้งาน Smart Meter แท่นมิเตอร์จานหมุน ทำให้การวัดหน่วยไฟฟ้ามีความถูกต้องมากขึ้น สามารถตรวจจับการละเมิด ปัญหาไฟฟ้าดับ และเหตุการณ์ผิดปกติต่างๆ ได้ และที่สำคัญการส่งข้อมูลหน่วยไฟฟ้าที่วัดได้มายัง Data Center ของ กฟภ.โดยอัตโนมัติ จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการจดหน่วย และยังเพิ่มความสะดวกในการบริหารจัดการได้ นอกจากนี้ ระบบ AMI ยังเป็นพื้นฐานให้ กฟภ. สามารถให้บริการเสริมต่างๆ เช่น บริการใช้ไฟฟ้าแบบ Prepayment หรือบริการโครงข่ายความเร็วสูง เป็นต้น

ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System)

ปัจจุบัน ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load profile) ของประเทศไทย จะมีช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) อยู่ประมาณ 2 ช่วง คือ ช่วงบ่าย และช่วงหัวค่ำ ซึ่งจะมีความต้องการไฟฟ้าสูงกว่าช่วงอื่นๆ อยู่มาก โดยเฉพาะช่วงกลางดึกถึงเช้าที่ความต้องการไฟฟ้าจะมีน้อยมาก ดังนั้น ในช่วง Peak Load จึงจำเป็นต้องเดินโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงเพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ ส่งผลให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าสูง และอาจจำเป็นต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้า รวมทั้งสถานีไฟฟ้า และระบบอื่นๆเพิ่มเติมเพื่อรองรับโหลดในช่วง Peak Load ซึ่งจะมีระยะเวลาเพียงไม่กี่ชั่วโมงต่อวัน ในขณะที่ในช่วง off-peak ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าน้อย กำลังผลิตจะสูงกว่าความต้องการไฟฟ้ามาก ดังนั้น กำลังผลิตส่วนใหญ่จึงไม่ได้ถูกใช้ประโยชน์ในช่วงนี้ จึงเป็นที่มีของการนำระบบกักเก็บพลังงานมาช่วงในการปรับลักษณะการใช้ไฟฟ้าให้ช่วง Peak Load และช่วง off-peak มีโหลดใกล้เคียงกันมากขึ้น

ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ในที่นี้หมายถึงระบบกักเก็บพลังงานของโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Energy Storage) ซึ่งเป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ภายในโครงข่ายไฟฟ้า โดยระบบกักเก็บพลังงานจะสะสมพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีระบบมีความต้องการไฟฟ้าต่ำซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าจะสูงกว่าความต้องการไฟฟ้า เช่น ช่วงกลางคืนถึงเช้า จากนั้นระบบกักเก็บพลังงานจะจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เก็บสะสมไว้เข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ในช่วง Peak Load ซึ่งความต้องการไฟฟ้าสูงกว่ากำลังผลิตไฟฟ้า หรือจำเป็นต้องเดินโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงเพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ ด้วยระบบกักเก็บพลังงานดังกล่าวจะช่วยให้ภาคการผลิตไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องปรับเปลี่ยนกำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงที่กว้างมากนัก โดยจะทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มคงที่มากขึ้น และทำให้ต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้าลดลง ในระบบจำหน่าย ระบบ

กักเก็บพลังงานยังช่วยลดผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในกรณีที่ระบบไฟฟ้าเกิดปัญหาชั่วขณะ เช่น แรงดันหรือความถี่ตก เป็นต้น นอกจากนี้ ระบบกักเก็บพลังงานถือเป็นสิ่งจำเป็นในการรองรับ Distributed Energy Resource ต่างๆ โดยเฉพาะแหล่งผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และพลังงานลมซึ่งกำลังการผลิตขึ้นอยู่กับสภาพอากาศจึงมีความผันผวนสูง ซึ่งระบบกักเก็บพลังงานจะมีส่วนช่วยผลกระทบจากการผันผวนดังกล่าวได้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าควรจะตอบสนองกับความต้องการไฟฟ้าในขณะนั้นๆ และโครงข่ายไฟฟ้าจะต้องรองรับการเชื่อมต่อกับ Distributed Energy Resource (DER) ต่างๆโดยเฉพาะแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น โซลาร์เซลล์ และ กังหันลม เพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานที่สะอาดมากขึ้น ดังนั้น ระบบกักเก็บพลังงาน จึงถือเป็นสิ่งจำเป็นเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ดังกล่าว

1. เทคโนโลยีของระบบกักเก็บพลังงาน

เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้ามีหลายเทคโนโลยี ทั้งที่เป็นเทคโนโลยีที่มีใช้งานจริงแล้วในระบบกักเก็บพลังงานและเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างการพัฒนาสาธิตการใช้งาน ดังรายละเอียดต่อไปนี้

แบตเตอรี่ เป็นเทคโนโลยีที่เก็บพลังงานในรูปของปฏิกิริยาเคมีไฟฟ้า มีข้อดีคือ ลักษณะด้านแรงดันไฟฟ้าที่สะดวกต่อการนำไปใช้งานคือค่อนข้างให้แรงดันสม่ำเสมอ มีขนาดที่ไม่ใหญ่นัก และเป็นเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาตลอดเวลา แต่ก็มีข้อด้อยคือ มีรอบการใช้งานจำกัด ระบบค่อนข้างซับซ้อนหากต้องการแบตเตอรี่ที่มีขนาดแรงดันและกระแสสูง และอาจก่อให้เกิดมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม แบตเตอรี่เหมาะสมกับระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาดใหญ่ (มากกว่า 1 MWh ขึ้นไป) และต้องการจ่ายพลังงานเป็นระยะเวลาค่อนข้างนาน (เช่น 15 นาทีขึ้นไป) ในขณะที่การชาร์จประจุใหม่ไม่จำเป็นต้องชาร์จอย่างรวดเร็ว ซึ่งเป็นลักษณะที่เหมาะสมต่อการใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานเพื่อช่วยในการลด Peak ในช่วง Peak Load และชาร์จประจุใหม่ในช่วงกลางคืน ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าต่ำ

แบตเตอรี่ยังสามารถแบ่งได้เป็นหลายประเภทตามชนิดของสารเคมีที่ใช้ ซึ่งที่พบว่ามีใช้ในระบบกักเก็บพลังงานทั่วๆไป มีดังนี้

1.1 แบตเตอรี่ Lead-Acid เป็นเทคโนโลยีที่มีใช้มากว่า 100 ปีแล้ว และถือเป็นแบตเตอรี่ที่มีการใช้งานแพร่หลายมากที่สุดในปัจจุบัน โดยเฉพาะในรถยนต์ทั่วไป มีข้อดีคือราคาถูกและสะดวกในการนำไปใช้งาน แต่ก็มี Power Density และ Energy Density ต่ำมาก ทำให้ต้องการแบตเตอรี่ขนาดใหญ่มากหากจะใช้งานกับระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ นอกจากนี้แบตเตอรี่ Lead-Acid ยังมีรอบอายุการใช้งานต่ำ และต้องการการบำรุงรักษาสูง ดังนั้นแบตเตอรี่

Lead-Acid จึงเหมาะสมกับระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาดเล็กหรือต้องการการจ่ายพลังงานต่อเนื่องเพียงช่วงเวลาไม่นานนัก

ในปัจจุบัน แบตเตอรี่ Lead-Acid มีการใช้งานแพร่หลายในระบบ DER ต่างๆ เนื่องจากราคาถูก นำไปใช้งานได้ง่าย ซึ่งระบบ DER ส่วนใหญ่จะมีราคาสูงอยู่แล้ว การใช้แบตเตอรี่ชนิดอื่นจะยิ่งทำให้ต้นทุนสูงขึ้น

แผนภาพที่ 3-9 แบตเตอรี่ Lead-Acid

1.2 แบตเตอรี่ Nickel-Cadmium เป็นอีกหนึ่งเทคโนโลยีที่มีการใช้งานกันมานานแล้ว มีข้อดีคือ ค่อนข้างแข็งแรงทนทาน มี Power Density, Energy Density และรอบอายุการใช้งานดีกว่าแบตเตอรี่ Lead-Acid แต่ก็มีราคาสูงกว่าเช่นกัน ทำให้ยังมีการใช้งานที่ไม่แพร่หลายนักในเชิงพาณิชย์

1.3 แบตเตอรี่ Lithium-ion เป็นเทคโนโลยีที่มีการใช้งานเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในปัจจุบัน โดยเฉพาะการนำมาใช้เป็นแบตเตอรี่สำหรับอุปกรณ์เคลื่อนที่ขนาดพกพาต่างๆ เช่น โทรศัพท์เคลื่อนที่ คอมพิวเตอร์ Notebook เนื่องจากมีข้อดี คือ มี Power Density, Energy Density สูง โดยเฉพาะอุปกรณ์เคลื่อนที่ขนาดพกพาซึ่งต้องการความจุแบตเตอรี่ไม่สูงนัก แบตเตอรี่ Lithium-ion จะมีขนาดเล็กและมีน้ำหนักเบา นอกจากนี้ ยังมีอายุการใช้งานยาวนาน มีอัตราการคายประจุด้วยตัวเองต่ำ และมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาน้อย ข้อด้อยของแบตเตอรี่ Lithium-ion คือ มีการเสื่อมอายุแม้จะไม่มีการใช้งาน และแบตเตอรี่จะเสื่อมอย่างรวดเร็วหากใช้งานที่อุณหภูมิสูงหรือต่ำผิดปกติ แบตเตอรี่ Lithium-ion ยังเสียหายได้ง่ายจึงจำเป็นต้องมีวงจรป้องกันประกอบอยู่ด้วย รวมถึงของเหลวที่ใช้เป็นสารละลายไฟฟ้ามีคุณสมบัติติดไฟได้ จึงอาจทำให้เกิดอันตรายหากมีการ

รั่วไหล ในด้านราคาเอง แบตเตอรี่ Lithium-ion ถือว่ามีราคาค่อนข้างสูง จึงยังไม่ค่อยเป็นที่นิยมในการใช้งานเพื่อเป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่มากนัก แต่แนวโน้มการพัฒนาของแบตเตอรี่ Lithium-ion ที่เป็นไปอย่างรวดเร็ว โดยเฉพาะการพัฒนาเพื่อรองรับเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้าน่าจะทำให้ราคาของแบตเตอรี่ Lithium-ion ลดลงอย่างต่อเนื่องในอนาคตอันใกล้

1.4 แบตเตอรี่ Sodium-sulfur (NaS) เป็นเทคโนโลยีที่เพิ่งเกิดขึ้นไม่นานนักและยังอยู่ในระหว่างการพัฒนาและสาธิตการใช้งาน แบตเตอรี่ NaS มีข้อดีคือ Power Density, Energy Density และประสิทธิภาพ สูงมาก แต่ก็มีข้อด้อยคือต้องการอุณหภูมิสูงในการทำงาน รวมถึงยังเป็นเทคโนโลยีที่ยังอยู่ในระหว่างการพัฒนาอยู่จึงอาจยังทำงานไม่ได้เต็มความสามารถมากนัก แบตเตอรี่ NaS จะเหมาะสมสำหรับระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ และไม่เหมาะสมสำหรับการใช้งานกับ DER ต่างๆ

1.5 Flow Battery เช่น แบตเตอรี่ Zinc-Bromine เป็นอีกหนึ่งเทคโนโลยีที่เพิ่งได้รับการพัฒนาขึ้นมาไม่นานนัก และมีการทดสอบในโครงการสาธิตขนาดเล็กเท่านั้น ดังนั้นจึงยังไม่เหมาะสมสำหรับการใช้งานจริง แต่ก็เป็นอีกเทคโนโลยีสำหรับระบบกักเก็บพลังงานในอนาคต ข้อดีของ Flow battery คือ มี Power Density และ Energy Density สูงมาก จึงสามารถกักเก็บพลังงานไว้ได้นาน และสามารถชาร์จไฟใหม่ได้หลายครั้งอย่างรวดเร็วในปริมาณความจุที่สูงมาก เนื่องจากพลังงานจะถูกเก็บสะสมผ่านสารละลายไฟฟ้า ทำให้เหมาะสมสำหรับใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ ซึ่งเทคโนโลยีแบตเตอรี่ Zinc-Bromine ยังเป็นเทคโนโลยีที่เพิ่งเกิดขึ้นไม่นานนัก และน่าจะได้รับการพัฒนาให้มีความสามารถสูงขึ้นอีกในอนาคต

แผนภาพที่ 3-10 ตัวอย่าง NAS battery station สำหรับระบบกักเก็บพลังงาน

ข้อมูลด้านคุณสมบัติและเทคโนโลยีของแบตเตอรี่แต่ละประเภทดังสรุปได้ในตารางที่ 3-7 และ 3-8

ตารางที่ 3-7 คุณสมบัติในด้านต่างๆ ของแบตเตอรี่แต่ละประเภท

Technology	Current Cost ($/kWh)	10-yr Projected Cost ($/kWh)	Development Status	Optimal Discharge Duration	Cycle-life
Flooded Lead-acid Batteries	$150	$150	Mature	1 – 2 Hours	Short
Valve-regulated Lead-acid Batteries	$200	$200	Mature	1 – 2 Hours	Short
Low-speed Flywheel	$380	$300	Mature	Seconds – 30 Minutes	Long
Na-S Batteries	$450	$350	Mature	3 – 7 Hours	Long
Zn-Br Batteries	$500	$250/kWh; plus $300/kW	Mature	3 – 7 Hours	Long
Asymmetric Lead-carbon (PbC)	$500	<$250	R&D (1)	15 Minutes – 2 Hours	Long
Ni-Cd Batteries	$600	$600	R&D (2)	30 Minutes – 2 Hours	Medium
Zebra Na-NiCl Batteries	$800	$150	R&D (2)	30 Minutes – 2 Hours	Medium
Ni-MH Batteries	$800	$350	R&D (2)	30 Minutes – 2 Hours	Medium
Li-ion Batteries	$1,333	$780	R&D (2)	15 Minutes – 2 Hours	Long
High-speed Flywheel	$1,000	$800	R&D (1)	Seconds – 15 Minutes	Long

(1) PbC batteries and high-speed flywheels are R&D stage technologies for all applications.
(2) These batteries are mature for small format applications and R&D stage technologies for large format applications.

ตารางที่ 3-8 เทคโนโลยีของแบตเตอรี่แต่ละประเภท

Technology	Current Cost ($/kWh)	10-yr Projected Cost ($/kWh)	Development Status	Optimal Discharge Duration	Cycle-life
Flooded Lead-acid Batteries	$150	$150	Mature	1 – 2 Hours	Short
Valve-regulated Lead-acid Batteries	$200	$200	Mature	1 – 2 Hours	Short
Low-speed Flywheel	$380	$300	Mature	Seconds – 30 Minutes	Long
Na-S Batteries	$450	$350	Mature	3 – 7 Hours	Long
Zn-Br Batteries	$500	$250/kWh; plus $300/kW	Mature	3 – 7 Hours	Long
Asymmetric Lead-carbon (PbC)	$500	<$250	R&D (1)	15 Minutes – 2 Hours	Long
Ni-Cd Batteries	$600	$600	R&D (2)	30 Minutes – 2 Hours	Medium
Zebra Na-NiCl Batteries	$800	$150	R&D (2)	30 Minutes – 2 Hours	Medium
Ni-MH Batteries	$800	$350	R&D (2)	30 Minutes – 2 Hours	Medium
Li-ion Batteries	$1,333	$780	R&D (2)	15 Minutes – 2 Hours	Long
High-speed Flywheel	$1,000	$800	R&D (1)	Seconds – 15 Minutes	Long

(1) PbC batteries and high-speed flywheels are R&D stage technologies for all applications.
(2) These batteries are mature for small format applications and R&D stage technologies for large format applications.

ประโยชน์ที่ได้รับจากระบบกักเก็บพลังงาน

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประโยชน์โดยทั่วไปของการใช้ระบบกักเก็บพลังงานที่มีการบูรณาการกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งสามารถสรุปได้ ดังนี้

1. รองรับการทำ Peak Shaving โดยการชาร์จประจุแบตเตอรี่ในช่วง Off-peak ที่มีพลังงานไฟฟ้าเหลือ เพื่อนำมาจ่ายช่วยระบบในช่วง Peak Load ซึ่งจะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูงลงได้ และยังช่วยชะลอการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ของระบบไฟฟ้าได้อีกด้วย

2. รองรับการเชื่อมต่อของ Distributed Energy Resource (DER) ต่างๆ โดยเฉพาะแหล่งผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และพลังงานลมซึ่งกำลังการผลิตขึ้นอยู่กับสภาพอากาศจึงมีความผันผวนสูง

3. ช่วยบรรเทาปัญหาในระบบไฟฟ้า โดยระบบกักเก็บพลังงานสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อช่วยระบบไฟฟ้าได้ในกรณีที่เกิดความขัดข้อง

4. ช่วยเพิ่มคุณภาพไฟฟ้าและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

5. ความสามารถในการช่วยรองรับการเชื่อมต่อกับ DER จะทำให้มีการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ซึ่งถือเป็นประโยชน์ต่อสังคมในด้านการช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่ชั้นบรรยากาศ

ระบบกักเก็บพลังงานในโครงข่ายไฟฟ้าถือเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะโดยเฉพาะการนำมาใช้งานเพื่อรองรับการทำ Peak Shaving เพื่อช่วยลดความต้องการไฟฟ้าในช่วง Peak Load ทำให้ช่วยชะลอการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ของระบบไฟฟ้าได้ และยังช่วยลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากการเดินโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูง เช่น โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง นอกจากนี้ ระบบกักเก็บพลังงานยังถือเป็นสิ่งจำเป็นในการรองรับการเชื่อมต่อของ Distributed Energy Resource (DER) ต่างๆ โดยเฉพาะแหล่งผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และพลังงานลมซึ่งกำลังการผลิตขึ้นอยู่กับสภาพอากาศจึงมีความผันผวนสูง จึงจำเป็นต้องมีระบบกักเก็บพลังงานเพื่อช่วยลดผลกระทบจากความผันผวนดังกล่าว ดังนั้นแนวโน้มในอนาคตซึ่งจะมุ่งไปสู่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดมากขึ้น ระบบกักเก็บพลังงานจึงถือเป็นสิ่งที่มีความสำคัญอย่างยิ่งที่ กฟภ. จะต้องเตรียมการศึกษาและทดสอบเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานต่างๆ รวมถึงรูปแบบการบูรณาการกับระบบอื่นๆในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ดังนั้น เพื่อรองรับการใช้งานจริงของระบบกักเก็บพลังงานในอนาคต กฟภ. จึงมีแผนจัดทำโครงการนำร่องระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อศึกษาความเป็นไปได้และทดสอบการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานซึ่งมีหลายเทคโนโลยีที่มีข้อดีและข้อด้อยแตกต่างกัน เพื่อที่จะได้ทราบถึงข้อดีข้อด้อย และปัญหาต่างๆ เพื่อเป็นประโยชน์สำหรับ กฟภ. ในการเตรียมการเพื่อรองรับการขยายการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในพื้นที่อื่นๆ ต่อไป

ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องหรือ Outage Management System (OMS) ปัจจุบัน กฟภ. ได้ใช้ระบบ OMS เป็นเครื่องมือที่สำคัญทั้งในแง่สนับสนุนการปฏิบัติงานด้านบริการและในแง่การพัฒนาและกำหนดค่ามาตรฐานต่างๆ เนื่องจากเป็นระบบที่รวมเอากระบวนการทำงาน

ที่เป็นมาตรฐาน ข้อมูลพื้นฐานด้านโครงข่าย ข้อมูลด้าน Status/Alarm/Event เข้าไว้ด้วยกัน และมีความสามารถในการประมวลผลรวมถึงการวิเคราะห์เพื่อนำไปสู่การกำหนดค่า SAIFI, SAIDI ที่เหมาะสมหรือค่าเป้าหมายในแต่ละระยะได้ ความท้าทายคือการพัฒนาระบบ OMS ให้มีขีดความสามารถโดยใช้ทรัพยากรที่มีอยู่อย่างเต็มที่ และใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ เช่น การพัฒนาระบบ OMS ให้สามารถใช้ฐานข้อมูลระบบ GIS ล่าสุด (GIS 2.0) การเชื่อมโยงระบบ OMS เข้ากับระบบ SCADA/DMS Phase 2 การใช้ข้อมูลจากระบบ SAP IS-U (CS) เป็นต้น

นอกจากนั้น เมื่อมีระบบ AMI ข้อมูลจากระบบ AMI จะมีส่วนเสริมหรือทำให้ระบบ OMS พัฒนาขึ้นไปอีกในแง่ของการใช้ประโยชน์จากข้อมูลสถานะของมิเตอร์

1. การพัฒนากระบวนการสู่ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ ในส่วนนี้จะเน้นการทำงานที่เชื่อมโยงกับงาน Outage Management คือการพัฒนากระบวนการและเครื่องมือเพื่อให้เจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานภาคสนามสามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยเน้นเรื่องการติดต่อสื่อสาร/ประสานงาน และระบบข้อมูลที่ใช้ประกอบในการตัดสินใจเมื่ออยู่ภาคสนาม ซึ่งในปัจจุบันความก้าวหน้าด้านระบบเทคโนโลยีสารสนเทศและสื่อสารช่วยให้งานด้าน Mobile Workforce สามารถใช้ข้อมูลได้เช่นเดียวกับเจ้าหน้าที่ที่ประจำที่ศูนย์ควบคุม โดยประโยชน์ของระบบ Mobile Workforce เช่น

1.1 ทราบ Fault Location ที่แน่นอน

1.2 ข้อมูลการเชื่อมโยงโครงข่าย

1.3 วิเคราะห์สาเหตุของปัญหา

1.4 ผลกระทบต่อโครงข่ายและผู้ใช้ไฟ

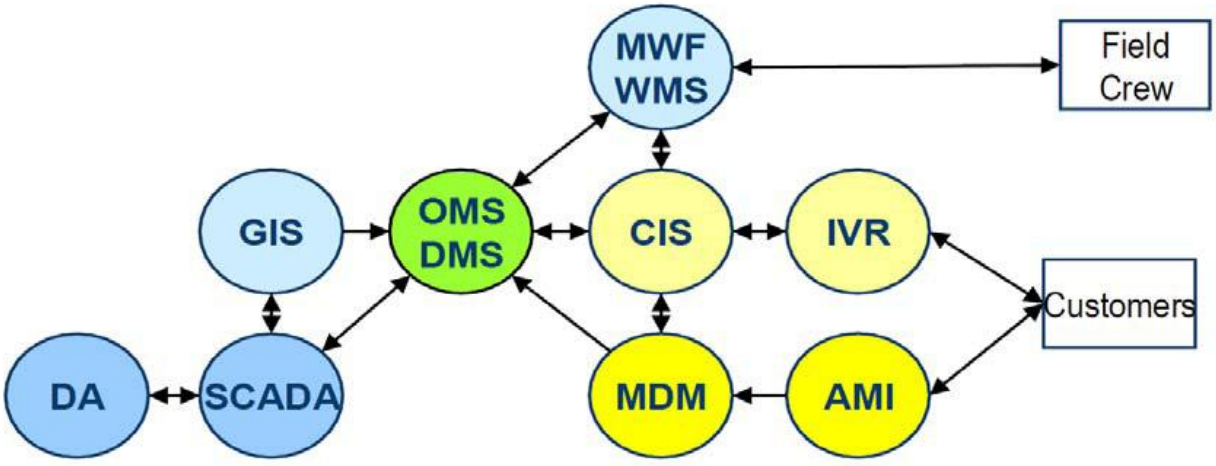
1.5 ผลลัพธ์จากการแก้ไข

1.6 การรายงานและยืนยันการแก้ไข

แผนภาพที่ 3-11 ตัวอย่างหน้าจอระบบ Mobile Workforce

ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ คือ การทำให้รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องสามารถดำเนินการแก้ไขปัญหาขัดข้องต่างได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยเฉพาะข้อมูลจากระบบ OMS ซึ่งจะนำข้อมูลจาก Smart Meter ในระบบ AMI มาใช้ประโยชน์ในการ Monitor ไฟฟ้าขัดข้อง และ Map กับแผนที่เพื่อให้ทราบตำแหน่งที่เกิดปัญหาได้ชัดเจนมากขึ้น รูปที่ 3-10 แสดงตัวอย่างความสัมพันธ์โดยรอบระบบ OMS

แผนภาพที่ 3-12 ตัวอย่างความสัมพันธ์โดยรอบระบบ OMS



เมื่อเกิดเหตุกระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบจำหน่ายซึ่งทำให้เกิดไฟฟ้าดับที่บ้านผู้ใช้ระบบ OMS จะสามารถทราบเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องและตำแหน่งที่เกิดเหตุได้ทันที จากนั้นพนักงานซึ่งทำหน้าที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟจะตรวจสอบข้อมูลต่างๆ ที่มีอยู่ และรายงานสภาพจุดเกิดเหตุและกำหนดทิศทางการทำงานไปยังพนักงานซึ่งประจำอยู่ที่รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องที่อยู่ใกล้จุกเกิดเหตุที่สุดเข้าไปยังจุดเกิดเหตุทันที ซึ่งพนักงานในรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องจะติดต่อสื่อสารกับพนักงานที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟอย่างต่อเนื่องเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลกัน รวมทั้งสามารถเชื่อมต่อเข้าไปยังฐานข้อมูลต่างๆ ได้ทันที เพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างรวดเร็วที่สุด ดังนั้น สิ่งสำคัญสำหรับระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะก็คือ ระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟซึ่งจะต้องนำข้อมูลที่มีอยู่ทั้งหมดมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการแก้ปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง และระบบสื่อสารที่จะต้องเชื่อมโยงระหว่างพนักงานซึ่งประจำอยู่ที่รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องกับฐานข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็น

ประโยชน์ที่ได้รับจากระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

การใช้งานระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะจะมีจุดประสงค์หลัก คือ การช่วยลดระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่งแต่เดิมจะใช้เวลาค่อนข้างนานทั้งการตรวจสอบหาจุดที่เกิดปัญหาและการตรวจสอบหาสาเหตุของปัญหา แต่ในระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะนี้ จะใช้ข้อมูลที่มีอยู่ทั้งหมดเพื่อช่วยในการตำแหน่งที่เกิดปัญหา รวมถึงสามารถช่วยในการตรวจสอบหาสาเหตุของปัญหาได้อีกด้วย ดังนั้น การใช้งานรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะจะสามารถลดระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องลงได้อย่างมาก ซึ่งจะส่งผลต่อความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะมีเพิ่มขึ้น

นอกจากนี้ การลดระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องในแต่ละครั้งยังช่วยลดค่าแรงของบุคลากร และค่ายานพาหนะในการออกไปแก้ไขปัญหาให้กับ กฟภ. ได้อีกทางหนึ่ง

บทสรุป

การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดถือเป็นแนวโน้มในอนาคตที่ทั่วโลกให้ความสำคัญอย่างมาก เนื่องจากภาวะโลกร้อนในปัจจุบันที่เกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่ชั้นบรรยากาศโลกเป็นจำนวนมาก ประเทศทางยุโรปเองได้ตั้งเป้ าหมายว่าการผลิตไฟฟ้าจะต้องใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นสัดส่วนอย่างน้อยร้อยละ 20 ภายในปี 2020 รวมไปถึงเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้าก็กำลังเป็นเรื่องที่ทั่วโลกให้ความสนใจเป็นอย่างมาก

ดังนั้น จึงถือเป็นสิ่งสำคัญที่ กฟภ. จะต้องให้ความสำคัญกับการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ปัจจุบัน การแก้ไขปัญหาในกรณีที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องของ กฟภ. ยังทำได้ค่อนข้างล่าช้า ตั้งแต่การตรวจสอบเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง การตรวจสอบหาพื้นที่ที่เกิดปัญหา

เพื่อหาสาเหตุที่ทำให้เกิดไฟฟ้าขัดข้อง รวมถึงการวิเคราะห์หาสาเหตุที่แท้จริงเพื่อที่จะดำเนินการแก้ไขปัญหาได้ ทำให้บางครั้งการเกิดไฟฟ้าขัดข้องกินเวลาค่อนข้างนานกว่าจะตรวจสอบพบตำแหน่งเกิดเหตุ และทราบสาเหตุที่แน่ชัดของปัญหา รวมทั้งระยะเวลาที่ใช้ในการแก้ไขปัญหาด้วย แต่ด้วยการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยเฉพาะระบบ OMS ซึ่งสามารถนำข้อมูลสถานะของมิเตอร์จากระบบ AMI มา Monitor การเกิดเหตุการณ์และตำแหน่งที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องได้ รวมถึงข้อมูลจากระบบอื่นๆในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะก็มีส่วนช่วยในการหาสาเหตุของการเกิดไฟฟ้าขัดข้องได้ ดังนั้น หากมีการตั้งระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟเพื่อคอยกำหนดทิศทางการทำงานให้กับพนักงานในรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง โดยอ้างอิงสภาพจุดเกิดเหตุจากฐานข้อมูลที่มีอยู่ หรือการที่พนักงานในรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องสามารถเชื่อมต่อมาบังฐานข้อมูลเพื่อดูข้อมูลที่ต้องการได้ทันทีก็จะช่วยให้แก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องทำให้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยระบบการบริหารจัดการรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องดังกล่าวอาจเรียกว่า รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะหรือ Mobile Workforce Management ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ นอกจากจะช่วยลดระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องลงได้อย่างมากแล้ว ยังทำให้เกิดการเพิ่มคุณภาพการบริการให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งส่งผลต่อความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะมีเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ยังช่วยลดค่าใช้จ่ายในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องแต่ละครั้งลงได้อีกด้วย

ระบบ Solar Rooftop

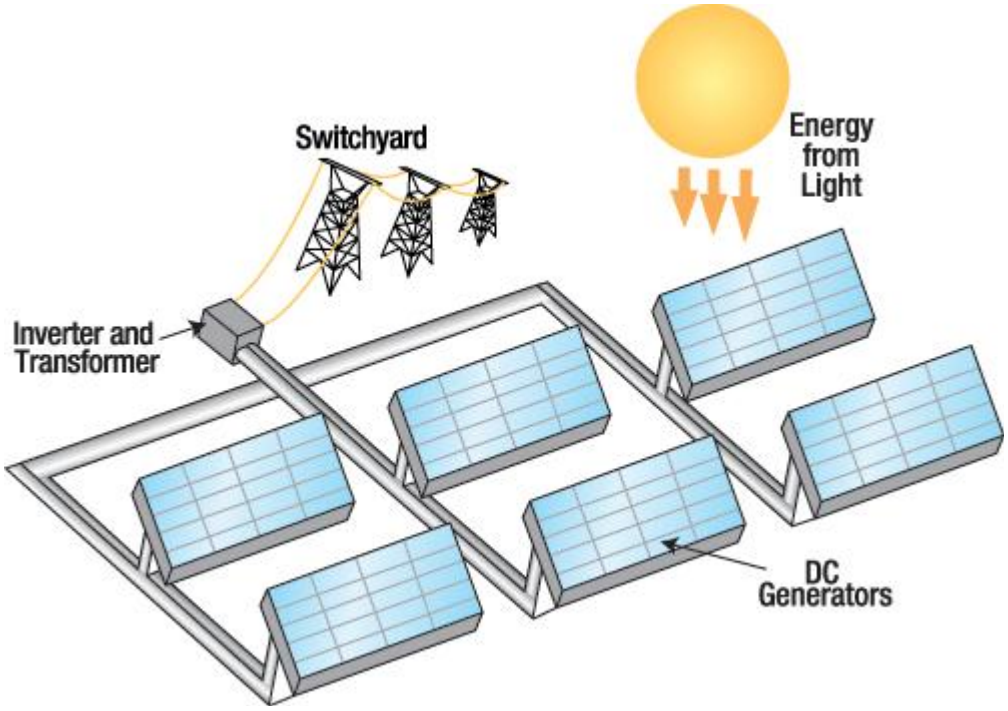
ปัจจุบัน ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load profile) ของประเทศไทย จะมีช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) อยู่ประมาณ 2 ช่วง คือ ช่วงบ่าย และช่วงหัวค่ำ ซึ่งจะมีความต้องการไฟฟ้าสูงกว่าช่วงอื่นๆ อยู่มาก โดยเฉพาะช่วงกลางดึกถึงเช้าที่ความต้องการไฟฟ้าจะมีน้อยมาก ดังนั้น ในช่วง Peak Load จึงจำเป็นต้องเดินโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูง เพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ ส่งผลให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าสูง และอาจจำเป็นต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้า รวมทั้งสถานีไฟฟ้า และระบบอื่นๆเพิ่มเติมเพื่อรองรับโหลดในช่วง Peak Load ซึ่งจะมีระยะเวลาเพียงไม่กี่ชั่วโมงต่อวัน ในขณะที่ในช่วง Off-peak ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าน้อย กำลังผลิตจะสูงกว่าความต้องการไฟฟ้ามาก ดังนั้น กำลังผลิตส่วนใหญ่จึงไม่ได้ถูกใช้ประโยชน์ในช่วงนี้ จึงเป็นที่มีของการนำระบบกักเก็บพลังงานมาช่วงในการปรับลักษณะการใช้ไฟฟ้าให้ช่วง Peak Load และช่วง off-peak มีโหลดใกล้เคียงกันมากขึ้น รวมถึงแนวโน้มการผลิตไฟฟ้าในอนาคตจะหันมาใช้แหล่งพลังงานสะอาด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมมากขึ้น เพื่อช่วยลดผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้าที่มีต่อสิ่งแวดล้อม

ดังนั้น กฟภ. จึงมีแผนจัดทำโครงการนำร่องระบบ Solar Rooftop ซึ่งจะผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีแสงอาทิตย์ตลอดทั้งวันมาเก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่ เพื่อนำมาจ่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ในช่วง Peak Load เพื่อช่วยลดความต้องการไฟฟ้า รวมถึงสามารถนำมาจ่ายไฟให้กับเครื่องชาร์จไฟแบบเร็วสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า อีกทั้งช่วยในเรื่องของการทำ Balancing ในระบบไฟฟ้าได้อีกด้วย ทั้งนี้ยังรวมไปถึงการแสดงให้สังคมเห็นถึงความมุ่งมั่นในการก้าวไปสู่การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานที่สะอาด ซึ่งถือเป็นความรับผิดชอบต่อสังคมอีกทางหนึ่งด้วย

เทคโนโลยีระบบ Solar Rooftop

ระบบ Solar Rooftop จะมีลักษณะเดียวกับระบบโซลาร์เซลล์ทั่วๆ ไป เพียงแต่จะเน้นไปที่การติดตั้งแผง Photovoltaic ไว้บริเวณบนหลังคา เพื่อเป็นการใช้งานพื้นที่ที่มีอยู่จำกัดให้คุ้มค่าที่สุด ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์นั้น แผง Photovoltaic ซึ่งเป็นอุปกรณ์สารกึ่งตัวนำจะทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงที่รับได้ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยใช้ปรากฏการณ์ Photovoltaic โดยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผง Photovoltaic จะเป็นไฟกระแสตรง ซึ่งสามารถนำไปเก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่ได้โดยตรง เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ไม่สามารถควบคุมได้ว่าแสงอาทิตย์จะมีช่วงใดบ้าง ดังนั้น โดยปกติแล้วการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์จำเป็นต้องมีแบตเตอรี่เพื่อเก็บสะสมพลังงานไปใช้ช่วงที่ต้องการโดยเฉพาะในตอนกลางคืนที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ได้ สำหรับการนำไปใช้งานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ โดยตรง หรือการจ่ายพลังงานช่วยระบบไฟฟ้าในช่วง Peak Load ซึ่งต้องการไฟฟ้ากระแสสลับ จำเป็นต้องมีอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้าเป็นกระแสสลับที่ ซึ่งโดยทั่วไปจะเรียกอุปกรณ์ดังกล่าวว่า Inverter และอาจจำเป็นต้องมีหม้อแปลงเพื่อปรับระดับแรงดันให้เหมาะสมกับการนำไปใช้งานด้วย

แผนภาพที่ 3-13 การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์



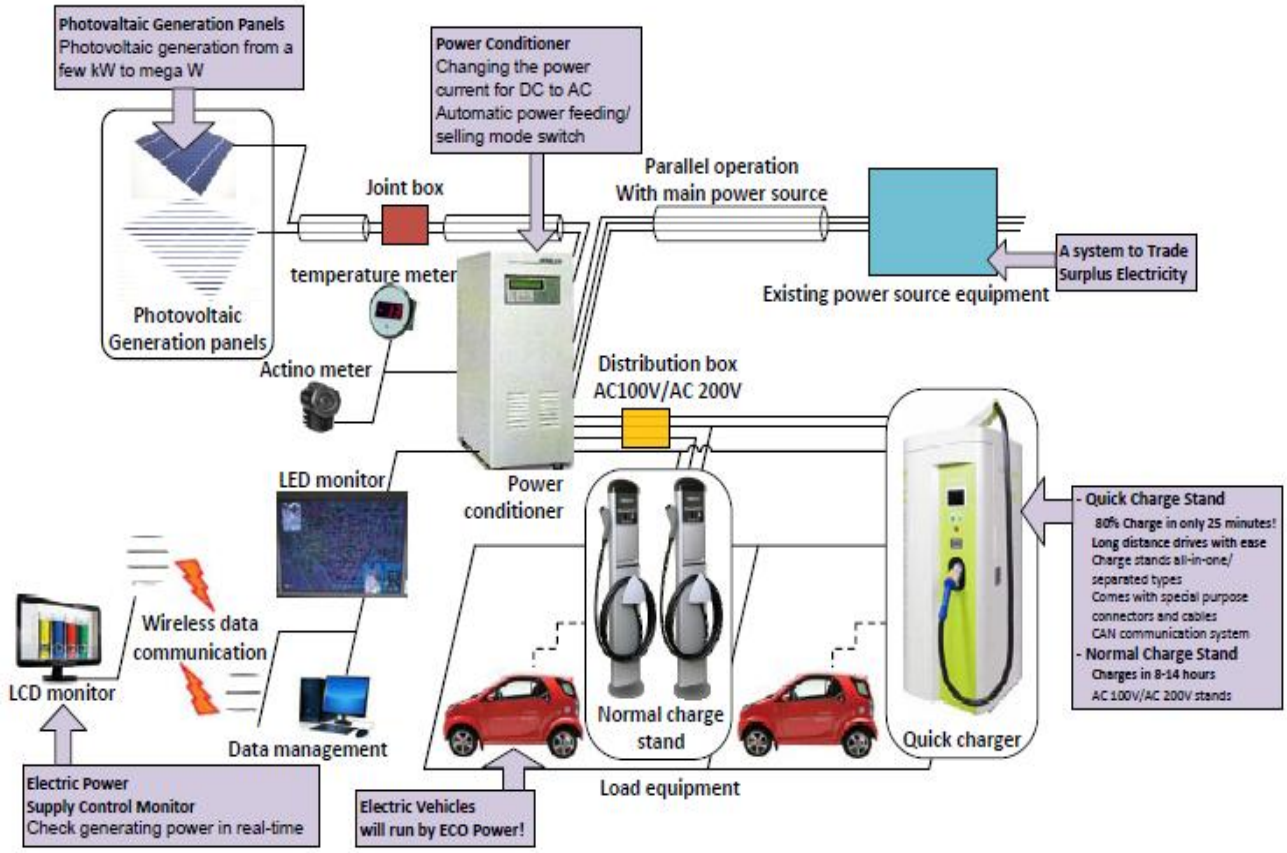
การที่แผง Photovoltaic จะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดได้นั้น แผงจะต้องรับแสงอาทิตย์มากที่สุด ดังนั้น ผู้ออกแบบจะต้องคำนวณหาปริมาณรังสีแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนแผง Photovoltaic ในแต่ละสถานที่ติดตั้งเพื่อหามุมเอียงและทิศที่จะติดตั้งให้ได้ผลผลิตของไฟฟ้ามากที่สุด ซึ่งอาจจะทำได้โดยการคำนวณด้วยมือ การทดสอบในห้องทดสอบ หรือการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการช่วย โดยอ้างอิงถึงแต่ละภูมิอากาศและภูมิประเทศเป็นสำคัญ ทั่วไปแล้วด้านทิศใต้ของอาคารจะรับแดดได้มากที่สุดทั้งวัน แม้ว่าทิศตะวันตกและทิศตะวันออกของอาคารจะรับรังสีมากกว่าในบางช่วงเวลา ทั้งนี้จะต้องคำนึงถึงเงาที่เป็นผลเนื่องจากอาคารข้างเคียงหรือรูปแบบอาคารที่ติดตั้งด้วย ประสิทธิภาพของแผง Photovoltaic จะลดลงเมื่อแผงมีความร้อนเกินไป ดังนั้นการออกแบบแผง Photovoltaic ควรที่จะออกแบบให้มีการระบายอากาศใต้แผงอย่างเหมาะสมเพื่อไม่ให้เกิดการสะสมความร้อนมากเกินไป

ปกติแล้วการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์โดยใช้แผง Photovoltaic จะได้กำลังไฟฟ้าที่ไม่สูงนัก ดังนั้น การใช้ระบบ Solar Rooftop เพื่อนำมาจ่ายช่วยระบบไฟฟ้าในช่วง Peak Load จึงอาจจะช่วยได้ไม่มากนัก เนื่องจากหากต้องการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่ทีกำลังไฟฟ้าสูงจำเป็นต้องมีแผง Photovoltaic จำนวนมาก ซึ่งต้องการพื้นที่ขนาดใหญ่ และมีค่าใช้จ่ายสูง อย่างไรก็ตาม ระบบ Solar Rooftop จะมีประโยชน์มากกว่าในการนำมาจ่ายไฟให้กับเครื่องชาร์จไฟแบบเร็ว

สำหรับรถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าเป็นการใช้พลังงานที่สะอาดอย่างแท้จริง ทั้งนี้ยังรวมถึงการช่วย Balancing ในระบบไฟฟ้า ซึ่งไม่จำเป็นต้องมีขนาดกำลังไฟฟ้าที่มากนัก ตัวอย่างสถานีชาร์จไฟแบบเร็วพลังงานแสงอาทิตย์ และตัวอย่างแนวทางการเชื่อมต่อระหว่าง Photovoltaic กับสถานีชาร์จไฟดังแสดงในแผนภาพที่ 3-14 และ 3-15 ตามลำดับ

แผนภาพที่ 3-14 ตัวอย่างสถานีชาร์จไฟแบบเร็วพลังงานแสงอาทิตย์

แผนภาพที่ 3-15 ตัวอย่างแนวทางการเชื่อมต่อระหว่าง Photovoltaic กับสถานีชาร์จไฟ



ประโยชน์ที่ได้รับจากระบบ Solar Rooftop

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประโยชน์โดยทั่วไปของการใช้ระบบ Solar Rooftop ที่มีการบูรณาการกับระบบ

โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งสามารถสรุปได้ ดังนี้

1. รองรับการทำ Peak Shaving โดยผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในช่วงที่มีแสงอาทิตย์ตลอดทั้งวันและเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้าไว้ในแบตเตอรี่ เพื่อนำมาจ่ายช่วยระบบไฟฟ้าในช่วง Peak Load

2. ช่วยบรรเทาปัญหาในระบบไฟฟ้า โดยนำพลังงานที่เก็บสะสมไว้มาจ่ายช่วยระบบไฟฟ้าได้ในกรณีที่เกิดความขัดข้อง เช่น การช่วย Balancing ในระบบไฟฟ้า

3. นำพลังงานที่ผลิตจากแสงอาทิตย์มาจ่ายไฟให้กับเครื่องชาร์จไฟแบบเร็วสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าเป็นการใช้พลังงานที่สะอาดและไม่มีการปล่อยมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมอย่างแท้จริง

4. ก่อให้เกิดภาพลักษณ์ที่ดีของ กฟภ. ต่อสังคม ในการแสดงให้เห็นถึงความมุ่งมั่นในการเปลี่ยนไปใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าที่สะอาดมากขึ้น

บทสรุป

การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดถือเป็นแนวโน้มในอนาคตที่ทั่วโลกให้ความสำคัญอย่างมาก เนื่องจากภาวะโลกร้อนในปัจจุบันที่เกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่ชั้นบรรยากาศโลกเป็นจำนวนมาก ประเทศทางยุโรปเองได้ตั้งเป้า าหมายว่าการผลิตไฟฟ้าจะต้องใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นสัดส่วนอย่างน้อยร้อยละ 20 ภายในปี 2020 รวมไปถึงเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้าก็กำลังเป็นเรื่องที่ทั่วโลกให้ความสนใจเป็นอย่างมาก

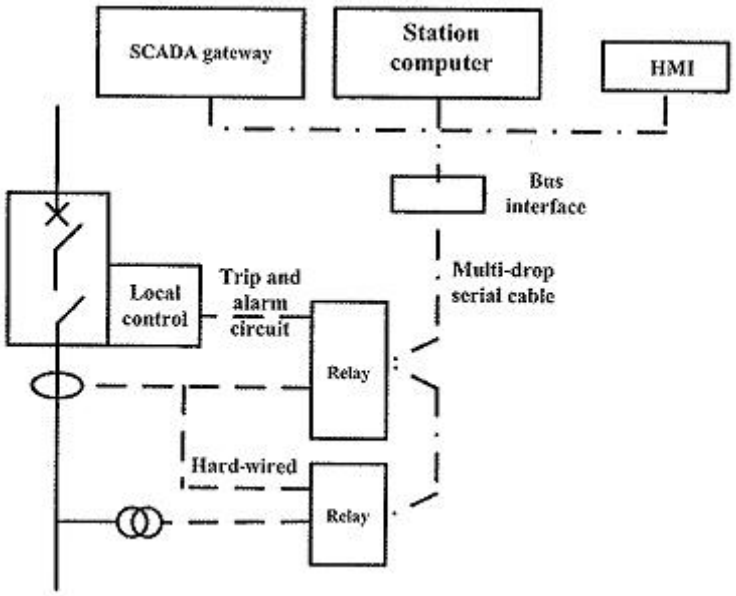
ดังนั้น จึงถือเป็นสิ่งสำคัญที่ กฟภ. จะต้องให้ความสำคัญกับการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น การผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์ถือเป็นเทคโนโลยีที่มีใช้กันมานานแล้ว แต่ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ยังสูงกว่าการใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นมาก และยังต้องการพื้นที่ในการติดตั้งขนาดใหญ่มากจึงจะสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าที่เพียงพอได้ และยังรวมไปถึงข้อจำกัดที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตลอดทั้งวัน โดยจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะช่วงที่มีแสงอาทิตย์จัดเท่านั้น ดังนั้น การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในปริมาณมากๆอาจยังไม่เหมาะสมนัก อย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์สามารถนำมาช่วยระบบในบางช่วงเวลาได้ โดยเฉพาะในช่วง Peak Load ระบบ Solar Rooftop จะเป็นการติดตั้งแผง Photovoltaic ไว้บริเวณบนหลังคาของสถานีไฟฟ้า เพื่อเป็นการใช้งานพื้นที่ที่มีอยู่จำกัดให้คุ้มค่าที่สุด โดยระบบ Solar Rooftop จะผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีแสงอาทิตย์ตลอดทั้งวันมาเก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่ เพื่อนำมาจ่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ในช่วง Peak Load เพื่อช่วยลดความต้องการไฟฟ้า รวมถึงสามารถนำมาจ่ายไฟให้กับเครื่องชาร์จไฟแบบเร็วสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า อีกทั้งช่วยในเรื่องของการทำ Balancing ในระบบไฟฟ้าได้อีกด้วย ทั้งนี้ยังรวมไปถึงการแสดงให้สังคมเห็นถึงความมุ่งมั่นในการก้าวไปสู่การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานที่สะอาด ซึ่งถือเป็นความรับผิดชอบต่อสังคมอีกทางหนึ่งด้วย โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เพื่อนำมาจ่ายไฟให้กับเครื่องชาร์จไฟแบบเร็วสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าจะเป็นการแสดงให้เห็นถึงการใช้งานเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้าแบบปราศจากมลพิษอย่างแท้จริง

ดังนั้น เพื่อรองรับการใช้งานจริงของระบบ Solar Rooftop ในอนาคต กฟภ. จึงมีแผนจัดทำโครงการนำร่องระบบ Solar Rooftop เพื่อศึกษาความเป็นไปได้และทดสอบการใช้งานระบบ Solar Rooftop เพื่อที่จะได้ทราบถึงข้อดี ข้อด้อย แนวทางการนำไปใช้ประโยชน์และปัญหาต่างๆ เพื่อเป็นประโยชน์สำหรับ กฟภ. ในการเตรียมการเพื่อรองรับการขยายการติดตั้งระบบ Solar Rooftop ในพื้นที่อื่นๆ ต่อไป

ระบบ Substation Automation

โดยปกติแล้ว สถานีไฟฟ้าจะมีระบบ SCADA และอุปกรณ์ Remote Terminal Unit (RTU) เพื่อทำหน้าที่ควบคุมการทำงานภายในสถานีไฟฟ้าอยู่แล้ว อย่างไรก็ตามระบบควบคุมแบบเดิมๆที่ใช้กันมาตั้งแต่อดีต ยังไม่มีความฉลาดเพียงพอต่อการรองรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคต เนื่องจากระบบ SCADA ในปัจจุบันยังไม่สามารถทำงานได้แบบอัตโนมัติเพียงพอ ด้วยข้อจำกัดด้านระบบสื่อสารที่เป็นอุปสรรคในการติดต่อกันระหว่างอุปกรณ์ต่างๆ ส่วนประกอบของระบบควบคุมในสถานีไฟฟ้าแบบเดิมๆ โดยทั่วไป ดังแสดงในรูปที่ 1 ประกอบด้วย Secondary circuit ของ Circuit breaker, Isolator, หม้อแปลงแรงดันและหม้อแปลงกระแส, อุปกรณ์ Relay และอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังต่างๆ โดยที่ Relay ทุกตัวจะเชื่อมโยงผ่าน Multi-drop serial link ไปยัง Station computer เพื่อการ Monitor และควบคุมสั่งการต่อไป

แผนภาพที่ 3-16 ส่วนประกอบของระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าแบบเดิม



อย่างไรก็ตาม ด้วยความต้องการที่มากขึ้นเรื่อยๆโดยเฉพาะในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งต้องการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกันอย่างมีประสิทธิภาพที่สุด ดังนั้น ระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าทั้งโรงไฟฟ้า ระบบส่ง ระบบจำหน่าย สถานีไฟฟ้า รวมไปถึงด้านผู้ใช้ไฟฟ้า จะมีการสื่อสารข้อมูลเชื่อมโยงกันทั้งหมดแบบใกล้เคียง Real-time เพื่อนำข้อมูลทั้งหมดไปใช้ประโยชน์ต่อไป ในสถานีไฟฟ้าเองก็เช่นกัน ระบบปฏิบัติการระบบควบคุมและป้องกันต่างๆ จำเป็นต้องทำงานให้ได้แบบ Real-time ทำให้รูปแบบของระบบ

ควบคุมในสถานีไฟฟ้าจะต้องได้รับการพัฒนามากขึ้น โดยเฉพาะการเกิดขึ้นของมาตรฐาน IEC 61850 ซึ่งเป็นมาตรฐานที่พัฒนาขึ้นมาสำหรับการสื่อสารในระบบ Substation Automation โดยเฉพาะ ซึ่งชุดของโพรโทคอลต่างๆใน IEC 61850 สามารถทำงานได้บนเครือข่าย TCP/IP หรือระบบ LAN ของสถานีไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยให้การสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ Intelligent Electronic Device (IED) ต่างๆ ในสถานีไฟฟ้าสามารถทำได้ง่ายขึ้นผ่านเครือข่าย TCP/IP ซึ่งมีใช้กันแพร่หลายในปัจจุบัน และด้วยเครือข่าย TCP/IP สามารถรองรับความเร็วในการรับส่งข้อมูลได้สูงมาก และยังมีการพัฒนาขึ้นตลอดเวลา ดังนั้น ระบบ Substation Automation ตามมาตรฐาน IEC 61850 สามารถรองรับการควบคุมสถานีไฟฟ้าแบบ Real-time ได้

สรุปหน้าที่พื้นฐานของระบบ Substation Automation ได้ดังนี้

1. การให้บริการในการเข้าถึงข้อมูลทางระบบไฟฟ้าทั้งระยะไกลและระยะใกล้ (Remote/Local) เช่น ตรวจสอบสถานะอุปกรณ์ไฟฟ้า หรือแก้ไขการตั้งค่าต่างๆของระบบป้องกัน

2. การควบคุมการทำงานของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า ทั้งโดยบุคคลและโดยระบบอัตโนมัติ (Manual/Automatic) ทั้งในเหตุการณ์ปกติ เช่น การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า และไม่ปกติ เช่น กรณีเกิดเหตุขัดข้องต่างๆ

3. การจัดการระบบสื่อสารข้อมูลระหว่างอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าและระบบควบคุมหรือศูนย์สั่งการระบบ SCADA ทำให้ได้ข้อมูลที่มีคุณภาพและเชื่อถือได้ที่สุด

โครงสร้างของระบบ Substation Automation

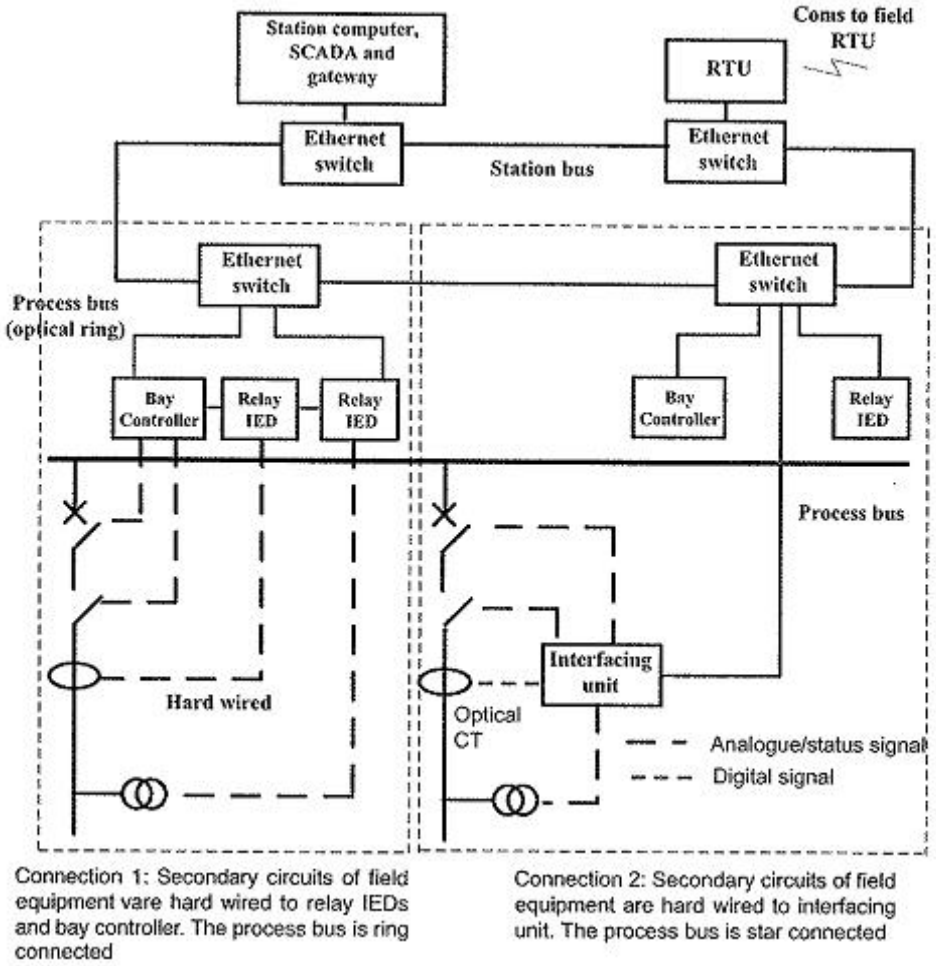
โครงสร้างของระบบ Substation Automation ประกอบด้วยอุปกรณ์ IED หลายประเภทซึ่งทำหน้าที่ต่างๆกัน เช่น อุปกรณ์ป้องกัน (Protective Relay) อุปกรณ์สื่อสารข้อมูล (Data Communication Device) อุปกรณ์ควบคุม (Control Unit) รวมถึงอุปกรณ์ RTU ด้วย โดยอุปกรณ์ทั้งหมดจะถูกติดตั้งตามโครงสร้างของระบบ Substation Automation ตามหน้าที่และภาระงานของแต่ละอุปกรณ์ โครงสร้างของระบบ Substation Automation สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ระดับ ดังนี้

1. ระดับสถานี (Station Level) มีหน้าที่ในการส่งข้อมูลให้ระบบ SCADA, การจัดการระบบอัตโนมัติระหว่างสถานี (ระหว่างอุปกรณ์ต่างเบย์หรือต่างกลุ่ม เช่น ระหว่างสองหม้อแปลงกำลัง), การจัดการวิเคราะห์และสำรองข้อมูล, การเข้าจังหวะเวลาระหว่างอุปกรณ์ (Time Synchronization), การจัดการสัญญาณเตือนสถานะและการเปลี่ยนแปลงภายในสถานีไฟฟ้า และการควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าผ่านระบบคอมพิวเตอร์

2. ระดับเบย์ (Bay Level) มีหน้าที่ในการจัดการระบบอัตโนมัติระดับเบย์ (ภายในเบย์เดียวกันหรือกลุ่มเดียวกัน เช่น กลุ่มหม้อแปลงกำลังเดียวกัน), การดึงข้อมูลจากอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า (Data Acquisition), การจัดการการควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า, การจัดการระบบป้องกันอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า

3. ระดับโพรเซส (Process Level) มีหน้าที่เชื่อมสายสัญญาณทางไฟฟ้าจากอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าไปยังระดับเบย์ เช่น สายสัญญาณค่ากระแสจากหม้อแปลงกระแส, สายสัญญาณค่าสถานะของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า เช่น สถานะปลดสับของ Breaker

แผนภาพที่ 3-17 โครงสร้างของระบบ Substation Automation



สรุปอุปกรณ์สำคัญในระบบ Substation Automation ได้ดังนี้

1. หม้อแปลงกระแส (Current Transformer)

เนื่องจากกระแสโหลดของระบบส่งและระบบจำหน่ายสูงถึงระดับหลายร้อยถึงหลายพันแอมแปร์ ดังนั้น กรณีที่เกิดกระแสลัดวงจรขึ้น กระแสอาจสามารถสูงขึ้นไปได้ถึงประมาณ 20 เท่าของกระแสโหลดปกติ ดังนั้น หม้อแปลงกระแส จึงมีความจำเป็นในการแปลงกระแสปฐมภูมิให้ลดลง ซึ่งโดยปกติจะอยู่ที่ 1 หรือ 5 A เพื่อที่จะอยู่ในระดับที่เหมาะสมกับอุปกรณ์ IED และอุปกรณ์เชื่อมต่อต่างๆ

2. หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer)

หม้อแปลงแรงดันใช้สำหรับแปลงระดับแรงดันปฐมภูมิให้ลดลงอยู่ระดับที่สามารถส่งผ่าน Process Bus ไปยังอุปกรณ์ IED, อุปกรณ์ Bay Controller และ Station Computer ได้ ซึ่งระดับแรงดันทุติยภูมิโดยทั่วไปจะอยู่ที่ 110 V หรือ 220 V โดยในระบบที่มีแรงดันปฐมภูมิไม่เกิน 66 kV มักจะใช้ Electromagnetic Voltage Transformer ซึ่งมีลักษณะคล้ายหม้อแปลงกำลังทั่วไป แต่มี พิกัดOutput ต่ำกว่ามาก ในขณะที่หากแรงดันปฐมภูมิที่ระดับ 132 kV หรือสูงกว่ามักจะใช้ Capacitor Voltage Transformer (CVT)

3. อุปกรณ์ IED (Intelligent Electronic Device)

อุปกรณ์ IED เป็นคำที่เรียกรวมอุปกรณ์ต่างๆที่มีฟังก์ชันการทำงานเกี่ยวกับระบบป้องกัน (Protection), ระบบการวัด (Measurement), ระบบบันทึกและควบคุม Fault (Fault ecording and control) ในเบื้องต้นสามารถแบ่งอุปกรณ์ IED ได้เป็น 3 ชนิด ดังนี้

3.1 Relay IED ซึ่งโดยปกติจะเป็นอุปกรณ์ในระบบป้องกัน แต่ Relay IED ในปัจจุบันมักจะรวมความสามารถในด้านการวัดและการตรวจสอบ/บันทึก Fault เข้าไปด้วยแล้ว

3.2 Meter IED เป็นอุปกรณ์ที่มีความสามารถในด้านการวัดพารามิเตอร์ต่างๆ ทั้งแบบ 1 เฟส และ 3 เฟส โดย Meter IED ทั่วไปจะใช้วัดค่าแรงดัน, กระแส, Power Factor, พลังงานในแต่ละช่วงเวลา, ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด และพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับฮาร์มอนิกส์ เป็นต้น

3.3 Recording IED ถึงแม้ว่า Relay IED และ Meter IED ในปัจจุบันจะมีความสามารถในการบันทึกค่าต่างๆได้ก็ตาม แต่พื้นที่ในการเก็บข้อมูลก็อาจมีจำกัด ดังนั้นอุปกรณ์ Recording IED จึงยังเป็นสิ่งจำเป็นโดยเฉพาะสำหรับการบันทึกการเปลี่ยนแปลงสถานะต่างๆภายในสถานีไฟฟ้าและวงจร Feeder

4. อุปกรณ์ Bay Controller

เป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการควบคุมและตรวจสอบสถานะของ Switchgear, หม้อแปลง และอุปกรณ์อื่นๆ ภายในเบย์ โดยอุปกรณ์ Bay Controller จะมีความสามารถในการควบคุม

อุปกรณ์ในเบย์ทั้งจากระยะไกล (Remote) เช่น จากศูนย์ควบคุมกลางในสำนักงานใหญ่ หรือห้องควบคุมในสถานีไฟฟ้านั้น และระยะใกล้ (Local)

5. อุปกรณ์ RTU

อุปกรณ์ RTU เป็นอุปกรณ์ที่มีใช้อยู่แล้วในระบบ SCADA ในปัจจุบัน ซึ่ง RTU จะใช้ในการวัดค่าและสถานะต่างๆภายในระบบจำหน่ายและส่งให้กับระบบ SCADA โดย RTU ซึ่งติดตั้งอยู่ตามที่ต่างๆ ในระบบจำหน่าย หรือเรียกว่า Field RTU จะส่งค่าพารามิเตอร์ที่วัดได้มายัง RTU ในสถานีไฟฟ้า หรือ Station RTU โดย Field RTU จะทำงานเสมือนเป็นตัวเชื่อมต่อระหว่างเซ็นเซอร์ในระบบจำหน่าย (เช่น เซ็นเซอร์ดิจิทัล และ Actuator) กับ Station RTU ในปัจจุบันอุปกรณ์ RTU เป็นแบบมี Microprocessor ฝังตัวอยู่ จึงสามารถทำหน้าที่ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมได้ นอกเหนือจากการประมวลผลข้อมูลและการสื่อสารดังเช่น RTU แบบเดิมๆ

ประโยชน์ของ Substation Automation

ประโยชน์ของระบบ SAS (Substation Automation System) สามารถวิเคราะห์ได้ 2 มุมมอง คือ ทางด้านธุรกิจ และทางด้านเทคนิคโดยในบทความนี้จะกล่าวในลักษณะโดยรวมได้แก่

1. เพิ่มประสิทธิภาพในการใช้งานระบบไฟฟ้า (Enhancing Power System Operation) เนื่องจากระบบ SAS สามารถเข้าถึงข้อมูลของแต่ละอุปกรณ์ไฟฟ้า ทำให้วิศวกรไฟฟ้าสามารถรู้ขีดความสามารถของแต่ละอุปกรณ์ไฟฟ้าได้จริง และสามารถคำนวณค่าระยะเผื่อความปลอดภัย (Safety Margin) ของแต่ละอุปกรณ์ได้อย่างถูกต้อง ทำให้สามารถใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าได้เหมาะสมกับราคาและความสามารถของมัน

2. เพิ่มความเชื่อถือได้และความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้า (Increasing Reliability and Flexibility) ระบบ SAS มีระบบอัตโนมัติที่จัดการสภาพขัดข้องทางไฟฟ้าทำให้ลดระยะเวลาไฟฟ้าดับป้องกันอุปกรณ์ไฟฟ้าราคาสูงชำรุดอันเนื่องมาจากกระแสลัดวงจรหรือแม้กระทั้ง ทำการปลดโหลดที่ไม่สำคัญเพื่อรักษาโหลดที่สำคัญเอาไว้ ดังตัวอย่างดังต่อไปนี้

2.1 Auto reclosing คือ การจ่ายไฟฟ้ากลับอัตโนมัติหลังจากเกิดการลัดวงจรแบบชั่วคราว

2.2 Load Shedding คือ การปลดโหลดที่ไม่สำคัญเพื่อรักษาโหลดที่สำคัญเอาไว้เนื่องจากมีปัญหาในความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า

2.3 High Speed Power Transfer for Uninterrupted Power Supply คือ การย้ายรับแหล่งจ่ายไฟด้วยความเร็วสูง เช่น ถ้าในโรงงานมีหม้อแปลงกำลัง 2 ตัวแยกกันจ่ายไฟฟ้า ถ้าหม้อแปลงหนึ่งมีปัญหา โหลดจะย้ายอัตโนมัติไปรับไฟจากอีกหม้อแปลงหนึ่งทันที

4. Bay Oriented Bus bar Protection คือ การป้องกันบัสบาร์ซึ่งเป็นแท่งตัวนำไฟฟ้าซึ่งรับพลังงานไฟฟ้าจากแหล่ง จ่ายไฟฟ้าและส่งไปยังแหล่งรับไฟฟ้า อาจจะมีแหล่งรับหรือแหล่งจ่ายไฟฟ้าหลายแห่ง เช่นมีหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าหลายตัว ดังนั้นบัสบาร์จึงมีโอกาสได้รับผลกระทบจากเหตุบกพร่องทางไฟฟ้าสูง เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรไหลในบัสบาร์ ระบบ SAS ต้องพยายามตัดแหล่งต้นต่อของการลัดวงจรให้เร็วที่สุดและพยายามรักษาแหล่ง จ่ายและแหล่งรับไฟฟ้าตัวอื่นให้ทำงานต่อไปได้ การป้องกันบัสบาร์เป็นการรักษาความมั่นคงในระบบไฟฟ้าที่สำคัญระบบหนึ่ง

5. Power Transformer Protection Control and Monitoring หม้อแปลงกำลังเป็นอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าราคาสูง ระบบ SAS สามารถตรวจสอบสภาพผิดปกติของหม้อแปลงก่อนที่จะเกิดเหตุขัดข้องทางระบบไฟฟ้า เป็นผลให้ลดค่าบำรุงรักษารวมทั้งลดค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟดับ (Outage Cost) อีกทั้งระบบ SAS สามารถใช้ความสามารถของหม้อแปลงกำลังได้อย่างสูงสุดจากการควบคุมโหลดและ ระดับแรงดันที่เหมาะสม

6. Power System Monitoring ระบบ SAS สามารถตรวจสอบสาเหตุที่ทำให้ระบบไฟฟ้าขัดข้องเช่น เกิดจากความผิดพลาดของมนุษย์, เกิดจากความเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือวงจรควบคุมไฟฟ้า หรือเกิดจากสิ่งแวดล้อมภายนอก เช่น ลม ฝน ดังนั้นวิศวกรสามารถวิเคราะห์สาเหตุเพื่อออกมาตรการป้องกัน หรือเพื่อแก้ไขเหตุขัดข้องได้อย่างรวดเร็ว รวมทั้งเข้าแก้ไขสิ่งผิดปกติในระบบก่อนที่เหตุขัดข้องไฟฟ้าจะเกิดขึ้นได้

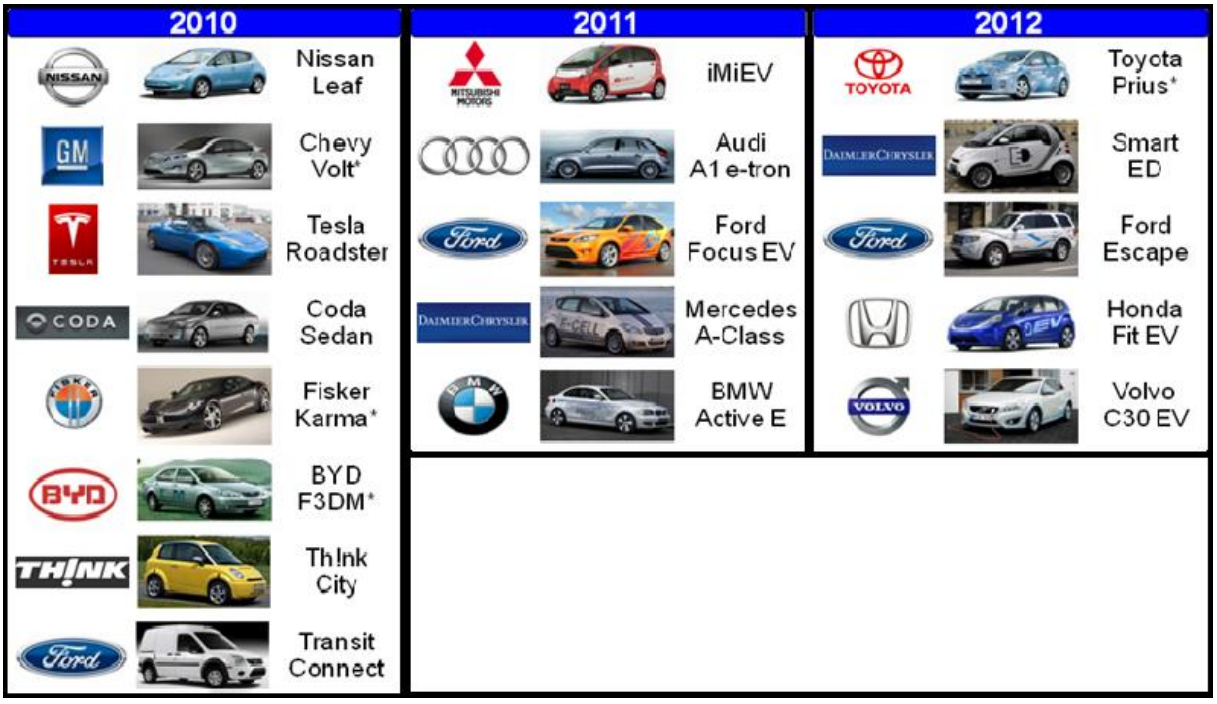
บทสรุป

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามีความสำคัญอย่างยิ่งต่อภาคอุตสาหกรรม เนื่องจากเหตุขัดข้องทางไฟฟ้า อาจจะทำให้เกิดความสูญเสียความสามารถและโอกาสในการผลิต รวมทั้งเครื่องจักรราคาสูงอาจชำรุดได้ การติดตั้งระบบ Substation Automation สามารถทำให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้สูงขึ้น ลดค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟฟ้าดับ ซึ่งระบบสามารถแก้ไขเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้าได้โดยอัตโนมัติ เช่น การเปลี่ยนสายส่งไฟฟ้าโดยอัตโนมัติเมื่อสายส่งไฟฟ้าที่กำลังใช้มีสภาพผิดปกติ เป็นต้น และรักษาระดับของแรงดันให้เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าของโรงงาน ระบบ Substation Automation สามารถบันทึกข้อมูลและเหตุการณ์ทางด้านระบบไฟฟ้าทำให้วิศวกรไฟฟ้าสามารถวางแผนการบำรุงรักษา รวมทั้งแก้ไขเหตุขัดข้องได้อย่างรวดเร็วลดระยะเวลาของไฟฟ้าดับ

รถยนต์ไฟฟ้า

ปัจจุบันในหลายประเทศทั่วโลกได้มีนโยบายและผลักดันแนวคิดการหาพลังงานทดแทนที่สะอาดมากยิ่งขึ้นและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมาใช้ในยานยนต์มากยิ่งขึ้น ยานยนต์พลังงานไฟฟ้า (Electric Vehicle: EV) เป็นยานพาหนะซึ่งขับเคลื่อนด้วยระบบมอเตอร์ไฟฟ้าเป็นตัวขับเคลื่อนหลักโดยใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีการเก็บสะสมและจ่ายพลังงานจากแบตเตอรี่แทนการใช้เครื่องยนต์ที่มีการเผาไหม้สันดาปภายใน ซึ่งมีรูปแบบและขนาดที่หลากหลาย เช่น รถยนต์ไฟฟ้า (รถยนต์ส่วนบุคคล รถแวน รถสปอร์ต รถบัสโดยสาร รถบรรทุกขนาดเล็ก ฯลฯ) รถจักรยานไฟฟ้า รถสกู๊ตเตอร์ติดมอเตอร์ไฟฟ้า เป็นต้น รถยนต์ไฟฟ้าอาจกล่าวได้ว่าเป็นส่วนหนึ่งของการพัฒนายานยนต์ในยุคหน้า(Next-Generation Vehicle) ซึ่งเป็นที่ได้รับความสนใจในหลายๆ ประเทศ จุดเด่นของรถยนต์ไฟฟ้า คือ สามารถลดการพึ่งพาการใช้เชื้อเพลิงปิโตรเลียมซึ่งเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลที่เป็นแหล่งพลังงานหลักและมีแนวโน้มราคาที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้และมีความผันผวนเป็นอย่างมากในตลาดโลก นอกจากนี้รถยนต์ไฟฟ้ายังช่วยลดมลภาวะในเมือง (City Pollution) และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเป็นสาเหตุของภาวะโลกร้อน (Global Warming) ซึ่งนักวิเคราะห์และผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงานได้คาดการณ์ว่า ในอนาคตแนวโน้มการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในหลายๆ ประเทศ จะเริ่มมีปริมาณเพิ่มมากขึ้นในอีกไม่กี่ปี ข้างหน้า โดยบริษัทผู้ผลิตรถยนต์รายใหญ่แต่ละค่ายต่างเร่งพัฒนารถยนต์ไฟฟ้าออกสู่ตลาดดังแสดงในแผนภาพที่ 3-18

แผนภาพที่ 3-18 การพัฒนารถยนต์ไฟฟ้าของบริษัทผู้ผลิตรถยนต์รายใหญ่แต่ละค่าย



สำหรับในประเทศไทย ปัจจุบันถึงแม้จะยังไม่มีใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าอย่างแพร่หลาย อย่างไรก็ดี รัฐบาลได้มีนโยบายด้านพลังงานที่จะส่งเสริมและผลักดันการอนุรักษ์พลังงานอย่างเต็มรูปแบบ โดยส่งเสริมกลไกการพัฒนาพลังงานที่สะอาด เพื่อลดก๊าซเรือนกระจกและแก้ปัญหาภาวะโลกร้อนสร้างจิตสำนึกของผู้บริโภคในการใช้พลังงานอย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพให้เป็นระบบจริงจังและต่อเนื่องทั้งภาคการผลิต ภาคการขนส่ง และภาคครัวเรือนและเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2554 ที่ผ่านมา ที่ประชุมคณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเห็นชอบให้ปรับโครงสร้างภาษีสรรพสามิตรถยนต์ทั้ง 7 ประเภท โดยจัดเก็บภาษีตามอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ซึ่งจะเริ่มมีผลบังคับใช้จริงในวันที่ 1 มกราคม 2559

เทคโนโลยีของรถยนต์ไฟฟ้า

จากความก้าวหน้าของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่มีการพัฒนาประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่อง ทำให้รถยนต์ไฟฟ้าสามารถแข่งขันกับรถยนต์เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine, ICE) ทั้งในด้านประสิทธิภาพการทำงาน รวมถึงความสะดวกและค่าใช้จ่าย รถยนต์ไฟฟ้าคือรถยนต์ที่ใช้มอเตอร์ไฟฟ้าในการขับเคลื่อน โดยใช้แบตเตอรี่สำหรับการเก็บพลังงานไฟฟ้า ซึ่งในปัจจุบันบริษัทผลิตรถยนต์ไฟฟ้าส่วนใหญ่ใช้ Nickel-metal hydride (NiMH) และ Lithium-ion (Li-ion) สำหรับแบตเตอรี่ของรถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งเทคโนโลยี Lithium สามารถให้พลังงานเป็นสี่เท่าของ Lead-acid และเป็นสองเท่าของ Nickel-metal hydride นอกจากนี้วัสดุที่ใช้ในแบตเตอรี่ Lithium-ion มีอันตรายน้อยกว่าและราคาถูกกว่า Nickel-metal hydride รถยนต์ไฟฟ้าเป็นรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้าที่เก็บสะสมในแบตเตอรี่ ดังนั้นรถยนต์ประเภทนี้จึงจัดได้ว่า เป็นรถยนต์ใช้แบตเตอรี่ (Battery Electric Vehicles - BEVs) และแบตเตอรี่นี้นับเป็นหัวใจสำคัญสำหรับเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้า เพราะต้องมีขนาดไม่ใหญ่ น้ำหนักไม่มาก เก็บพลังงานไฟฟ้าได้นาน สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้ใช้ได้อย่างต่อเนื่องและสม่ำเสมอ สามารถใช้ในการขับเคลื่อนได้เป็นระยะทางไกลต่อการชาร์ตไฟฟ้า 1 ครั้งอย่างไรก็ตาม รถยนต์ไฟฟ้าก็ยังมีข้อด้อยที่สำคัญคือ การที่ต้องพึ่งพาแบตเตอรี่เป็นแหล่งพลังงานในการขับเคลื่อน ซึ่งในปัจจุบัน ยังถือว่าแบตเตอรี่ยังมีความหนาแน่นพลังงาน (Energy Density) และความหนาแน่นกำลัง (Power Density)ต่ำกว่าน้ำมันเชื้อเพลิงมาก และมีระยะขับขี่ค่อนข้างต่ำ จึงยังมีการใช้งานไม่มากนักในปัจจุบัน รถยนต์ไฟฟ้าที่สามารถชาร์จไฟจากโครงข่ายไฟฟ้าได้ แบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ BEV (Battery-powered Electric Vehicle) ซึ่งเป็นรถยนต์ไฟฟ้าที่ใช้แบตเตอรี่ขับเคลื่อนเพียงอย่างเดียว โดยจะถอดส่วนที่เป็นเครื่องยนต์สันดาปภายในและถังน้ำมันออกทั้งหมด และ PHEV (Plug-in Hybrid Electric Vehicle) ซึ่งยังคงมีระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน แต่ได้เพิ่มแบตเตอรี่ไฟฟ้าที่สามารถชาร์จไฟได้เพื่อเพิ่มระยะเวลาการทำงานของมอเตอร์ไฟฟ้าให้นานมากขึ้น ทั้งนี้ รถยนต์ไฮบริด (Hybrid

Electric Vehicle) ที่มีใช้งานอยู่ในปัจจุบัน จะไม่สามารถชาร์จไฟจากโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยแบตเตอรี่จะมีขนาดเล็กเพียงพอสำหรับชาร์จไฟจากพลังงานที่ได้จากการเบรกเท่านั้น และจะใช้พลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ไปขับเคลื่อนมอเตอร์ไฟฟ้าแทนการใช้เครื่องยนต์เพื่อช่วยในการประหยัดพลังงานในสภาวะที่เหมาะสมเท่านั้น เช่น ช่วงที่ใช้ความเร็วต่ำ เป็นต้น ทั้ง BEV และ PHEV ต่างมีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกันไป โดยผู้ใช้ PHEV อาจมองถึงความยืดหยุ่นในการใช้งานเนื่องจากสามารถสลับไปใช้เครื่องยนต์สันดาปภายในได้ หากพลังงานในแบตเตอรี่หมดลง อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก PHEV ยังมีเครื่องยนต์อยู่ทำให้สามารถติดตั้งแบตเตอรี่ขนาดเล็กได้เท่านั้น ดังนั้นประโยชน์ที่ได้รับจากการใช้พลังงานไฟฟ้าของ PHEV จะน้อยกว่าการใช้ BEV มาก แต่ทั้ง BEV และ PHEV ก็เป็นทางเลือกที่น่าสนใจสำหรับรถยนต์ขนาดเล็กในอนาคต เนื่องจากทั่วโลกเริ่มหันมาให้ความสำคัญต่อสิ่งแวดล้อมมากขึ้น รวมทั้งค่าเชื้อเพลิงฟอสซิลก็มีราคาสูงขึ้นเรื่อยๆ จึงทำให้หลายประเทศทั่วโลกเริ่มทบทวนนโยบายสนับสนุนการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าและได้มีการประกาศเป้าหมายจำนวนการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าในอนาคต ตลอดจนผู้ผลิตรถยนต์เอง ก็เริ่มมีการผลิตรถยนต์ไฟฟ้าออกสู่ตลาดมากขึ้นเรื่อยๆ ซึ่งจากเป้าหมายของประเทศต่างๆ และการคาดการณ์ของ International Energy Agency (IEA) แนวโน้มการเติบโตของรถยนต์ไฟฟ้าน่าจะเป็นไปอย่างรวดเร็วหลังปี 2020

ประโยชน์ที่ได้รับจากรถยนต์ไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประโยชน์โดยทั่วไปในภาพกว้างๆ ของการใช้รถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งตามผู้ได้รับประโยชน์ได้ดังนี้

1. ประโยชน์ต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม

1.1 รถยนต์ไฟฟ้าจะเป็นยานพาหนะเดินทางอีกทางเลือกหนึ่งของสังคมในอนาคต ซึ่งช่วยลดการปล่อยมลภาวะ ส่งผลให้สังคมมีสภาพอากาศและสิ่งแวดล้อมที่ดียิ่งขึ้น

1.2 ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ไฟฟ้ามีราคาต่ำกว่าและมีเสถียรภาพดีกว่าเชื้อเพลิงประเภท ปิโตรเลียมที่มีแนวโน้มสูงขึ้นและมีความผันแปรไปตามปัจจัยต่างๆ

1.3 รถยนต์ไฟฟ้ามีประสิทธิภาพในการแปรรูปจากพลังงานไฟฟ้าไปสู่พลังงานกลเพื่อการขับเคลื่อนดีกว่าและมีการสูญเสียพลังงานน้อยกว่า รถยนต์ปกติที่การแปรรูปพลังงานเคมีในน้ำมันไปเป็นพลังงานกลจะเกิดความสูญเสียพลังงานในรูปแบบความร้อนที่สูงกว่ารถไฟฟ้า

1.4 รถยนต์ไฟฟ้ามีความปลอดภัยของระบบเชื้อเพลิงมากกว่ารถยนต์ที่ใช้น้ำมันหรือแก๊ส โดยเฉพาะในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุ

1.5 พลังงานไฟฟ้าที่เก็บสะสมอยู่ในแบตเตอรี่ของรถยนต์ไฟฟ้าสามารถนำมาใช้เป็นพลังงานไฟฟ้าสำรองในยามฉุกเฉินหรือไฟดับ และอาจนำไฟฟ้าในส่วนที่เหลือขายคืนให้กลับผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าในช่วง on-peak ได้

2. ประโยชน์ต่อผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า

2.1 รถยนต์ไฟฟ้าถือได้ว่าเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือโหลดในระบบจำหน่าย ซึ่งทำให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้ามีรายได้เพิ่มมากขึ้น

2.2 พลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่ของรถยนต์ไฟฟ้าเป็นแหล่งสะสมพลังงานที่สำคัญของกริดไฟฟ้า ทำให้ใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานทดแทนที่เป็นพลังงานสะอาดได้มากขึ้น

2.3 รถยนต์ไฟฟ้าสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้ากลับคืนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้ จึงเปรียบเสมือนระบบเก็บพลังงานย่อย ๆ ที่เป็นอีกช่องทางหนึ่งในการช่วยลดหรือเลื่อนความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า

2.4 ในช่วง on-peak ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถซื้อไฟฟ้าจากผู้ใช้รถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งสามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายและการลงทุนในระบบไฟฟ้า

2.5 ชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ และลดค่าใช้จ่ายในการนำเข้าพลังงาน

3. ประโยชน์ต่อประเทศชาติ

3.1 ช่วยแก้ปัญหาการขาดแคลนพลังงาน จากการใช้พลังงานไฟฟ้ามาเป็นเชื้อเพลิงแทนน้ำมันและแก๊สสำหรับรถยนต์ อีกทั้งช่วยลดการนำเข้าและการใช้เชื้อเพลิงปิโตรเลียมภายในประเทศ

3.2 ภาคการขนส่งลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ซึ่งทำให้เกิดภาวะโลกร้อน

3.3 ประเทศมีระบบพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมเพิ่มมากขึ้น

บทสรุป

รถยนต์ไฟฟ้าถือเป็นก้าวใหม่ที่จะก้าวมาแทนการใช้เชื้อเพลิงปิโตรเลียมซึ่งก่อให้เกิดมลภาวะต่อสิ่งแวดล้อมและมีแนวโน้มขาดแคลนในอนาคต ไปสู่การใช้พลังงานทดแทนที่สะอาดและยั่งยืน นอกจากนี้รถยนต์ไฟฟ้ายังมีบทบาทในการทำงานร่วมกับเทคโนโลยี Smart Grid เป็นอย่างดี อย่างไรก็ดี ดังนั้น เพื่อรองรับการใช้งานจริงของรถยนต์ไฟฟ้าในอนาคต กฟภ. จึงควรจะต้องมีการดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้และทดลองใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าในโครงการ นำร่อง เพื่อที่จะได้ทราบถึงข้อดี ข้อเสีย และปัญหาต่างๆ เพื่อเป็นประโยชน์สำหรับ กฟภ. ในการเตรียมการเพื่อรองรับการเกิดขึ้นของรถยนต์ไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างครอบคลุมในทุกประเด็น

ระบบสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

การชาร์จพลังงานสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า นอกจากจะสามารถชาร์จพลังงานได้จากปลั๊กไฟทั่วไปตามบ้านพักอาศัยซึ่งจะใช้ระยะเวลาชาร์จประมาณ 6-8 ชั่วโมงแล้ว ยังสามารถชาร์จพลังงานได้จากสถานีหรือจุดบริการไฟฟ้าสาธารณะซึ่งมีให้บริการทั้งการชาร์จไฟแบบปกติ (Normal Charging) ระดับ 2 ซึ่งจะใช้ระยะเวลาชาร์จประมาณ 2-4 ชั่วโมง และการชาร์จไฟแบบเร็ว (Quick Charging) โดยใช้เวลาในการชาร์จไม่เกิน 30 นาที โดยสถานีชาร์จไฟจะมีลักษณะใกล้เคียงกับปั๊มน้ำมัน คือ ผู้ใช้บริการสามารถนำรถยนต์ไฟฟ้าไปรับบริการชาร์จไฟเพียงแต่สิ่งที่เติมให้กับรถเป็นไฟฟ้าเท่านั้น ความท้าทายที่สำคัญประการหนึ่งในการสนับสนุนการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในหลายประเทศ คือ การที่ไม่มีโครงสร้างพื้นฐานเพื่อให้บริการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาและพัฒนาระบบสถานีชาร์จไฟสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าในพื้นที่ส่วนรวมหรือที่สาธารณะ เช่น อาคารชุด ลานจอดรถ ห้างสรรพสินค้า พื้นที่ให้บริการทางหลวง เป็นต้น เพื่อรองรับการใช้งานของรถยนต์ไฟฟ้าในอนาคตได้อย่างครอบคลุมทั่วถึงและมีประสิทธิภาพสูงสุด ตัวอย่างสถานีบริการชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าดังแสดงในแผนภาพที่ 3-19

แผนภาพที่ 3-19 ตัวอย่างสถานีชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

มาตรฐานของระบบชาร์จไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

ระบบชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า หรือที่เรียกทั่วๆไปว่า สถานีชาร์จไฟ (Charging station), จุดชาร์จไฟ (Charging point) หรือ EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) เป็นองค์ประกอบสำคัญในโครงสร้างพื้นฐานสำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อชาร์จไฟให้กับรถยนต์ไฟฟ้า มาตรฐานของระบบชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าที่มีใช้งานอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน มีดังนี้

1. มาตรฐาน SAE (Society of Automotive Engineers) มาตรฐาน SAE เป็นมาตรฐานที่ใช้ในทวีปอเมริกาเหนือและญี่ปุ่น โดยมาตรฐานนี้ได้แบ่งการชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าออกเป็น 2 ประเภท คือ การชาร์จด้วยไฟกระแสสลับ และการชาร์จด้วยไฟกระแสตรง โดยการชาร์จไฟแต่ละประเภท ยังแบ่งออกเป็นระดับ (Level) ตามขนาดแรงดันและกระแส ซึ่งสรุปได้ดังนี้

1.1 การชาร์จด้วยไฟกระแสสลับตามมาตรฐาน SAE J1772 ได้แบ่งระดับการชาร์จไฟกระแสสลับออกเป็น 2 ระดับ คือ การชาร์จไฟกระแสสลับระดับ 1: ใช้แหล่งจ่ายไฟหนึ่งเฟสระดับแรงดัน 120 VAC ซึ่งเป็นระดับแรงดันไฟฟ้าที่ใช้กันทั่วไปในบ้านพักอาศัยในประเทศสหรัฐอเมริกา ขนาดกระแสพิกัดกำหนดไม่เกิน 16 A ขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุด 1.92 kW การชาร์จไฟกระแสสลับระดับ 2: ใช้แหล่งจ่ายไฟหนึ่งเฟสระดับแรงดัน 240 VAC ขนาดกระแสพิกัดที่กำหนดคือ 80 A ขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุด 19.2 kW แรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้นในการชาร์จไฟระดับ 2 ช่วยให้การชาร์จแบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้ารวดเร็วขึ้นมาก แต่เนื่องจากมีขนาดแรงดันและกระแสสูงกว่าระดับ 1 มาก ดังนั้นการชาร์จไฟระดับ 2 จะมีความต้องการด้านความปลอดภัยสูงกว่าการชาร์จไฟระดับ 1 โดยในการชาร์จไฟระดับ 2 อุปกรณ์หัวต่อและสายไฟ จะต้องเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมด้วย ในปัจจุบัน กำลังอยู่ในระหว่างเสนอมาตรฐานการชาร์จไฟกระแสสลับระดับ 3 สำหรับการชาร์จไฟกระแสสลับขนาดกำลังไฟฟ้ามากกว่า 20 kW

1.2 การชาร์จไฟกระแสตรง การชาร์จไฟกระแสตรง เป็นการชาร์จไฟที่ใช้เครื่องชาร์จไฟภายนอกแปลงไฟกระแสสลับจากแหล่งจ่ายไฟเพื่อจ่ายไฟให้แบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้าเป็นไฟกระแสตรง ซึ่งจะช่วยลดข้อจำกัดในด้านราคาและความร้อนของวงจรเรียงกระแสในรถยนต์ไฟฟ้าที่ทำให้ไม่สามารถรองรับการชาร์จไฟขนาดกำลังไฟฟ้าสูงมากได้ ดังนั้น การชาร์จไฟกระแสตรงถือเป็นการชาร์จไฟแบบเร็ว เนื่องจากเครื่องชาร์จไฟภายนอกสามารถจ่ายไฟกระแสตรงเข้าสู่แบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้าได้โดยตรง การชาร์จไฟกระแสตรงเหมาะสมสำหรับบริการเชิงพาณิชย์และสาธารณะเป็นหลัก โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อดำเนินการในลักษณะที่คล้ายกับสถานีบริการน้ำมันในปัจจุบัน แหล่งจ่ายไฟสำหรับการชาร์จไฟกระแสตรงจะเป็นแหล่งจ่ายไฟ 3 เฟส ปัจจุบันมาตรฐาน SAE J1772 ยังอยู่ในช่วงเสนอการแบ่งระดับการชาร์จไฟกระแสตรง โดยในเบื้องต้น ได้กำหนดระดับการชาร์จไฟกระแสตรงไว้ 3 ระดับ คือ ระดับ 1 ขนาดกำลังไฟฟ้าไม่เกิน 20 kW, ระดับ 2 ขนาดกำลังไฟฟ้าไม่เกิน 80 kW และ ระดับ 3 ขนาดกำลังไฟฟ้ามากกว่า 80 kW

2. มาตรฐาน IEC (International Electrotechnical Commission) มาตรฐาน IEC เป็นมาตรฐานที่นิยมใช้อย่างแพร่หลายในยุโรป โดยมาตรฐาน IEC 61851-1 ได้กำหนดโมด(Mode) ของการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าออกเป็น 4 โมด ดังนี้

2.1 โมด 1 : การชาร์จไฟแบบช้าจากเต้ารับทั่วไป

การชาร์จไฟในโมด 1 เป็นการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าโดยเชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟกระแสสลับโดยตรงผ่านเต้ารับมาตรฐาน โดยกำหนดขนาดกระแสไม่เกิน 16 A และขนาดแรงดันไม่เกิน 250 VAC สำหรับระบบไฟฟ้า 1 เฟสและไม่เกิน 480 VAC สำหรับระบบไฟฟ้า 3 เฟส โดยแหล่งจ่ายไฟต้องมีการเดินระบบสายดินไว้ด้วย ในการชาร์จไฟโมด 1 อุปกรณ์หัวต่อ (Connector) ไม่จำเป็นต้องมีขา (pin) สำหรับสัญญาณควบคุมการชาร์จไฟในบางประเทศ เช่น ประเทศสหรัฐอเมริกา มีกฎหมายห้ามใช้การชาร์จไฟโมด 1 เนื่องจากบ้านเรือนในประเทศยังไม่ได้ติดตั้งระบบสายดินไว้ทั้งหมด ซึ่งระบบสายดินถือเป็นสิ่งจำเป็นในด้านความปลอดภัย ดังนั้นประเทศสหรัฐอเมริกาจึงกำหนดให้ใช้การชาร์จไฟโมด 2 สำหรับการชาร์จไฟในบ้านพักอาศัย

2.2 โมด 2 : การชาร์จไฟแบบช้าจากเต้ารับทั่วไป โดยมีอุปกรณ์ป้องกันติดตั้งภายในสายไฟ

การชาร์จไฟในโมด 2 เป็นการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าโดยเชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟกระแสสลับโดยตรงผ่านเต้ารับมาตรฐาน โดยกำหนดขนาดกระแสไม่เกิน 32 A และขนาดแรงดันไม่เกิน 250 VAC สำหรับระบบไฟฟ้า 1 เฟส และไม่เกิน 480 VAC สำหรับระบบไฟฟ้า 3 เฟส โดนนอกจากต้องมีการเดินระบบสายดินแล้ว ยังต้องมีฟังก์ชันควบคุมเพิ่มเติม โดยจะมีอุปกรณ์ควบคุมการชาร์จไฟติดตั้งภายในสายไฟ ซึ่งอาจติดตั้งในตัวปลั๊กหรือห่างจากปลั๊กไม่เกิน 0.3 เมตร และต้องมีอุปกรณ์ RCD (Residual-current device) เพื่อป้องกันอันตรายจากไฟฟ้าดูดด้วย หัวต่อสำหรับโมด 2 จะต้องมีขาสำหรับสัญญาณควบคุม โดยจะมีอุปกรณ์ควบคุมซึ่งติดตั้งอยู่ในสายไฟทำหน้าที่ควบคุมการจ่ายไฟ ขาสำหรับสัญญาณควบคุมจะมีเฉพาะในสายไฟทางด้านอุปกรณ์ควบคุมไปยังรถยนต์ไฟฟ้าเท่านั้น ส่วนสายไฟทางด้านต่อกับแหล่งจ่ายไฟไม่จำเป็นต้องมีขาสำหรับสัญญาณควบคุม

2.3 โมด 3 : การชาร์จไฟแบบช้าหรือเร็ว

โดยใช้อุปกรณ์จ่ายไฟเฉพาะซึ่งมีฟังก์ชันด้านความปลอดภัยและการควบคุมภายในตัว การชาร์จไฟในโมด 3 เป็นการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าโดยเชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟกระแสสลับผ่านทางอุปกรณ์ EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) ซึ่งเป็นอุปกรณ์สำหรับจ่ายไฟเพื่อชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าโดยเฉพาะ อุปกรณ์ EVSE จะเชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟกระแสสลับแบบถาวร โดยฟังก์ชันด้านความปลอดภัยและการควบคุมการจ่ายไฟจะถูกติดตั้งไว้ในอุปกรณ์ EVSE แล้ว การจ่ายไฟไปยังรถยนต์ไฟฟ้าในโมด 3 ยังคงเป็นการจ่ายไฟกระแสสลับ โดยอาจเป็นการชาร์จไฟแบบช้าหรือแบบเร็วก็ได้ขึ้นอยู่กับขนาดกระแสในการชาร์จ หัวต่อสำหรับโมด 3 จำเป็นต้องมีขาสำหรับสัญญาณควบคุมทั้งสองด้านของสายไฟคือทั้งด้านที่เชื่อมต่อกับรถยนต์ไฟฟ้าและด้านที่ต่อกับอุปกรณ์ EVSE การชาร์จไฟโมด 3 ถือเป็นระบบชาร์จไฟที่เหมาะสมสำหรับสถานีบริการชาร์จไฟสาธารณะ

2.4 โมด 4 : การชาร์จไฟแบบเร็ว โดยใช้เครื่องชาร์จภายนอก

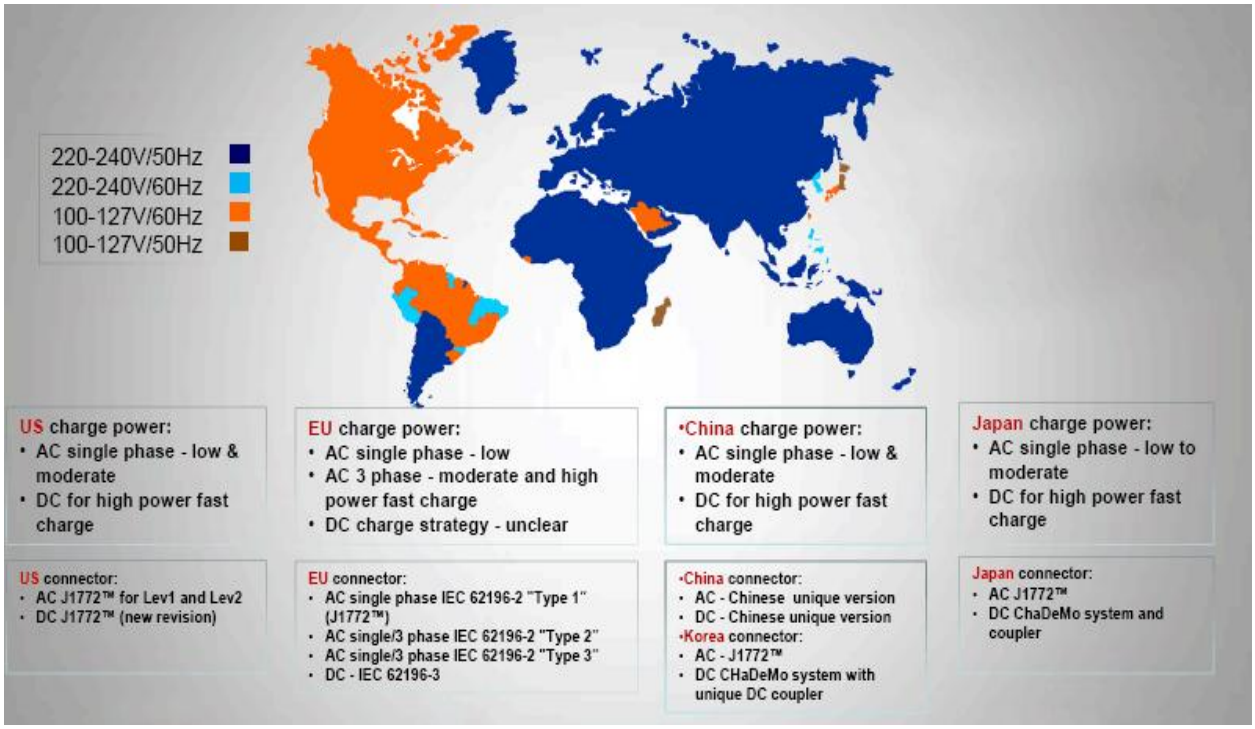
การชาร์จไฟในโมด 4 คือ เป็นการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าโดยเชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟกระแสสลับผ่านทางเครื่องชาร์จไฟภายนอก ซึ่งจะถูกติดตั้งฟังก์ชันสำหรับควบคุมการจ่ายไฟไว้แล้ว การชาร์จไฟในโมด 4 เครื่องชาร์จไฟภายนอกจะทำการแปลงไฟกระแสสลับเป็นไฟกระแสตรงก่อน ดังนั้นการชาร์จไฟในโมดนี้จะจ่ายไฟมายังรถยนต์ไฟฟ้าเป็นไฟกระแสตรง ซึ่งต้องมีการกำหนดรูปแบบหัวต่อที่แน่นอนเพื่อให้เชื่อมต่อได้เฉพาะรถยนต์ไฟฟ้าที่รองรับการชาร์จไฟโมดนี้เท่านั้น การชาร์จไฟโมด 4 นี้ อาจเรียกว่า การชาร์จไฟกระแสตรงแบบเร็ว ซึ่งจะจ่ายกระแสสูงมากถึง 400 A และหัวต่อสำหรับโมด 4 ยังจำเป็นต้องมีขาสำหรับสัญญาณควบคุมมากกว่าในโมด 3

3. มาตรฐาน CHAdeMo

มาตรฐาน CHAdeMo ย่อมาจาก “CHArge de MOve” ซึ่งมีหมายความว่า “Charge for Moving” เป็นมาตรฐานสำหรับการชาร์จไฟกระแสตรงแบบเร็วมีการใช้งานกันแพร่หลายในหลายประเทศโดยเฉพาะในญี่ปุ่น และอีกหลายๆ ประเทศในยุโรป ในขณะที่มาตรฐานอื่นๆ กำลังอยู่ในระหว่างการพัฒนาเครื่องชาร์จไฟในมาตรฐาน CHAdeMO จะมีมาตรการด้านความปลอดภัยสูงมาก โดยก่อนจะเริ่มทำการชาร์จ เครื่องชาร์จไฟจะตรวจสอบสภาวะการเชื่อมต่อในขณะนั้นเพื่อให้มั่นใจว่าการเชื่อมต่อระหว่างเครื่องชาร์จและรถยนต์ไฟฟ้าสมบูรณ์ดีแล้ว รวมถึงตรวจสอบว่าสายเคเบิลและหัวต่อมีความเป็นฉนวนอย่างสมบูรณ์ การชาร์จไฟจะเริ่มได้ก็ต่อเมื่อเสร็จสิ้นกระบวนการตรวจสอบและมั่นใจในความปลอดภัยแล้วเท่านั้น นอกจากนี้มาตรฐาน CHAdeMO ยังมีมาตรการด้านความปลอดภัยอื่นๆ เช่น การออกแบบโดยแยกวงจรขาออกกระแสตรง และวงจรตรวจสอบ ground fault ออกจากกัน, กลไกล็อกหัวต่อขณะชาร์จไฟ และมีโปรแกรมควบคุมโดยใช้ทั้งสัญญาณแอนะล็อกและดิจิทัล เป็นต้น

ความแตกต่างโครงสร้างพื้นฐาน ทางด้านพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีระดับแรงดันความถี่ และระบบกราวด์ที่ที่แตกต่างกันในแต่ละภูมิภาค เป็นเหตุผลสำคัญประการหนึ่งที่ทำให้แต่ละประเทศมีแนวทางการพัฒนา, การออกแบบระบบชาร์จไฟ, การเลือกใช้มาตรฐานที่แตกต่างกัน ดังแสดงในรูปที่ 3-18 อย่างไรก็ตามโดยทั่วไปมาตรฐานการชาร์จไฟจะแบ่งหัวข้อออกเป็นวิธีจ่ายไฟ (กระแสตรง/กระแสสลับ), วิธีรับไฟ (1 เฟส / 3 เฟส), พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ (kW), รูปร่างภายนอกของหัวต่อ, โพรโทคอลการสื่อสารเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลเกี่ยวกับการรับประกันความปลอดภัยในการชาร์จไฟ ฯลฯ ซึ่งโดยโครงสร้างพื้นฐานการชาร์จไฟจะมีลักษณะที่ไม่แตกต่างกันมากนักที่เป็นไปตามมาตรฐานการชาร์จไฟในแต่ละประเทศ ยกเว้นหัวต่อปลั๊กชาร์จไฟที่เชื่อมต่อระหว่างเครื่องชาร์จไฟกับรถยนต์ไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 3-20

แผนภาพที่ 3-20 การใช้มาตรฐานระบบชาร์จไฟที่แตกต่างกันในแต่ละภูมิภาค



แผนภาพที่ 3-21 หัวต่อปลั๊กชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

ประโยชน์ที่ได้รับจากสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะ

ประโยชน์ของสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้ามี ดังนี้

1. เพื่อเป็นการให้บริการชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า ทั้งรถสาธารณะและรถส่วนบุคคล ซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นในอนาคต ช่วยให้ประชาชนได้รับความสะดวกสบายมากขึ้น

2. การมีสถานีบริการชาร์จไฟเป็นปัจจัยหนึ่งที่ช่วยสนับสนุนให้มีการนำรถยนต์ไฟฟ้ามาใช้อย่างแพร่หลายมากขึ้น ส่งผลให้เกิดประโยชน์ทางด้านการแก้ปัญหาสภาพแวดล้อมและพลังงานทดแทนได้เร็วขึ้น

3. เป็นช่องทางในการนำพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินในช่วงเวลาที่มีความต้องการน้อย (off-peak) มาใช้อันเป็นการช่วยสร้างสมดุลในการใช้ทรัพยากรระบบไฟฟ้าให้คุ้มค่ามากขึ้น

4. ช่วยสร้างภาพลักษณ์ที่ในการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อมและเป็นผู้นำเทคโนโลยีให้กับการไฟฟ้า

5. เป็นการสร้างธุรกิจใหม่ที่ช่วยให้เกิดโอกาสทางธุรกิจต่อเนื่องอื่นๆ อันเป็นช่องทางในการสร้างรายได้เพิ่มให้กับการไฟฟ้าได้

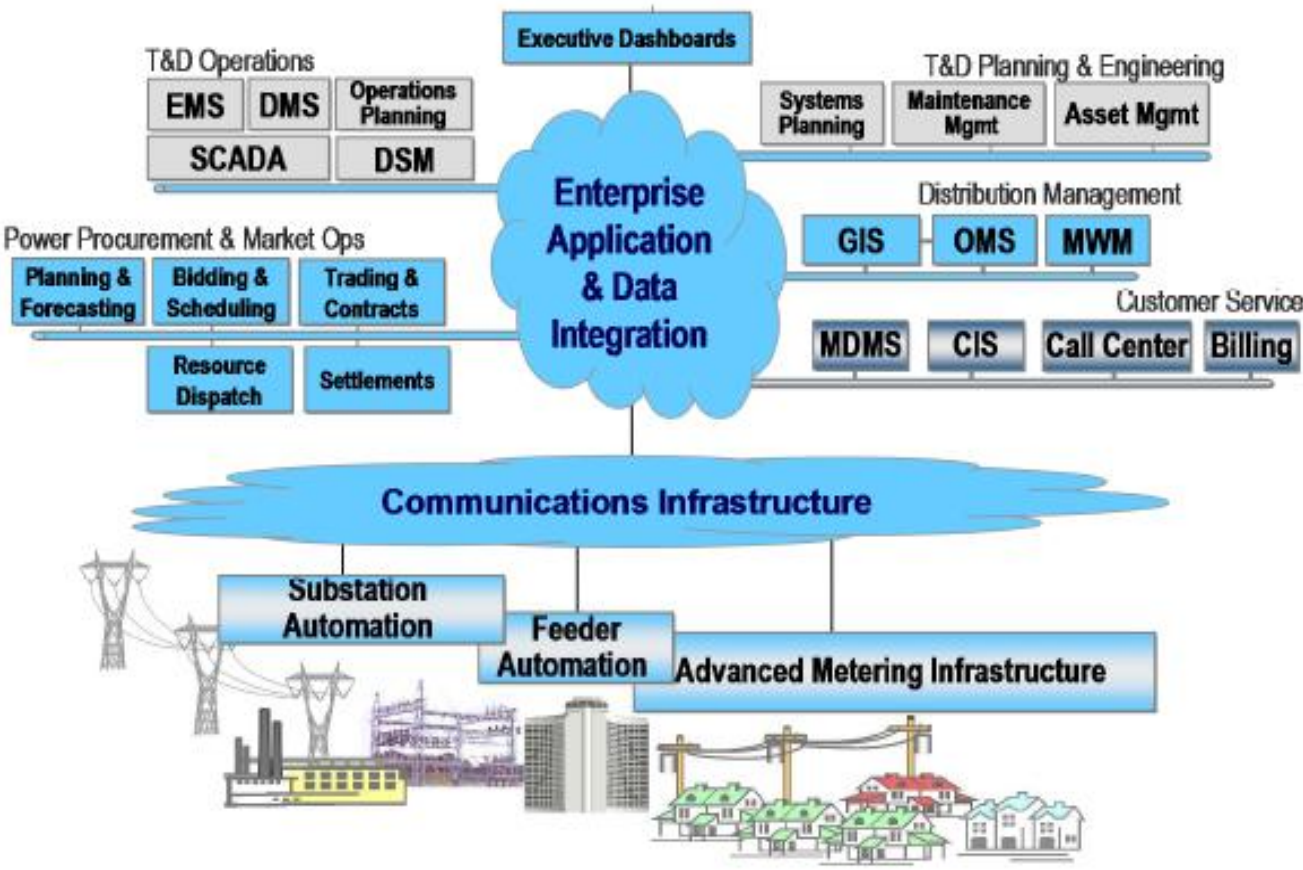
บทสรุป

สำหรับประเทศไทย การใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าถือเป็นทางเลือกที่น่าสนใจ อย่างไรก็ตาม การที่จะกระตุ้นให้คนหันมาสนใจรถยนต์ไฟฟ้านั้น จำเป็นต้องมีโครงสร้างพื้นฐานรองรับอย่างเพียงพอโดยเฉพาะระบบชาร์จพลังงาน สำหรับรถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าจะมีผลกระทบอย่างมากต่อโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากการชาร์จไฟ รถยนต์ไฟฟ้าต้องใช้กำลังไฟฟ้าสูงมาก ดังนั้น หากไม่มีการควบคุมปริมาณการชาร์จให้เหมาะสม จะทำให้ผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ตั้งแต่ระบบจำหน่าย ระบบส่ง และระบบผลิตไฟฟ้า โดยผลกระทบจากการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าที่มีต่อระบบจำหน่ายที่เห็นได้ชัดเจนที่สุด คือ หม้อแปลงในระบบจำหน่าย เนื่องจากจะเป็นจุดที่รวบรวมโหลดจากการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าผ่านระบบจำหน่ายไปยังสถานีไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบผลิตไฟฟ้าต่อไป ซึ่งโหลดที่เพิ่มขึ้นจากรถยนต์ไฟฟ้านั้นจะเป็นการเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับโหลดในปัจจุบัน และจะอาจทำให้หม้อแปลงจำหน่ายในปัจจุบัน ไม่สามารถรองรับโหลดได้เพียงพอ ดังนั้น การศึกษา ออกแบบและทดสอบระบบสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะซึ่งต่อร่วมกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) จึงเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่งเพื่อที่จะได้นำไปวางแผนพัฒนาระบบจำหน่ายได้อย่างเหมาะสมต่อไป

ระบบ IT Integration System

องค์ประกอบที่สำคัญมากอย่างหนึ่งของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) คือ ระบบสารสนเทศและการสื่อสารที่ต้องสามารถรองรับอุปกรณ์ Intelligent ต่างๆ ที่มีการสื่อสารแบบสองทาง (Two-way Communication) รวมทั้งเชื่อมโยงระบบต่างๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น EMS, DMS, OMS, MDMS, GIS, CIS เป็นต้น เข้าไว้ด้วยกัน ตัวอย่างลักษณะโครงสร้างพื้นฐานและการเชื่อมต่อของระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ดังแสดงในรูปที่ 3-22

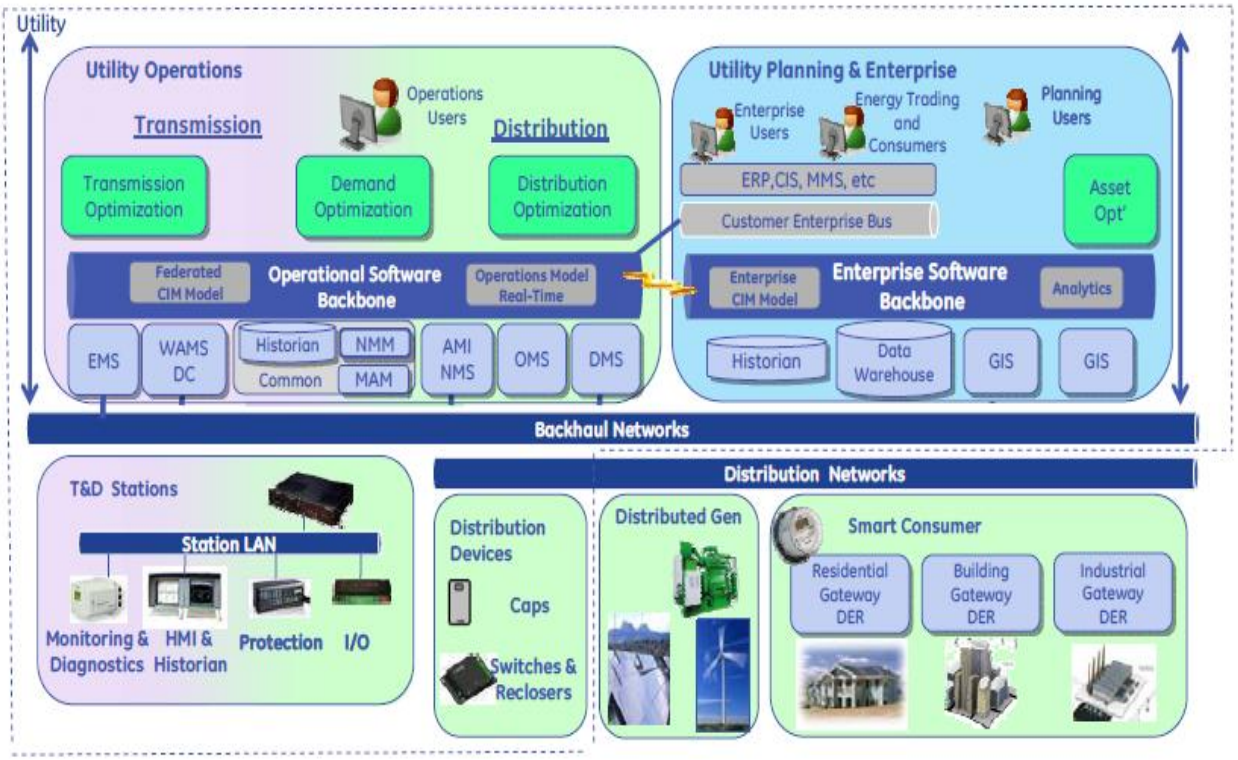
แผนภาพที่ 3-22 ตัวอย่างการเชื่อมต่อระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ



เดิมระบบสารสนเทศต่างๆ ถูกออกแบบให้ทำงานเป็นอิสระต่อกัน สนับสนุนงานเฉพาะด้าน ปัจจุบันระบบต่างๆ มีการขยายขอบเขตและขีดความสามารถมากขึ้น จึงมีความต้องการข้อมูลที่อยู่ในระบบอื่นๆ และเกิดการแลกเปลี่ยนข้อมูล ซึ่งหน่วยงานด้านการไฟฟ้าต่างตระหนักถึงการทำงานร่วมกันของแต่ละระบบจากปัจจัยผลักดันหลายอย่าง การออกแบบหรือกำหนดความต้องการในอนาคตจำเป็นต้องพิจารณา End to end ไม่สามารถมองเฉพาะFunction ของหน่วยงานตนเองได้ แผนภาพที่ 3-21 เป็นตัวอย่างแสดงให้เห็นถึงแนวคิดการจัดกลุ่มระบบสารสนเทศ

ในกิจการไฟฟ้า เพื่อให้เห็นถึงประเภทข้อมูลที่ใช้งานในแต่ละด้าน โดยแบ่งกลุ่มเป็นระบบด้านปฏิบัติการ (Operation)และระบบด้านการจัดการองค์กร (Enterprise) ทั้ง 2 กลุ่มเชื่อมโยงกับอุปกรณ์หรือระบบในภาคสนามที่เป็นต้นกำเนิดของข้อมูลได้แก่ สถานีไฟฟ้า อุปกรณ์ในระบบส่ง-จำหน่าย ระบบ Distribution Generation และระบบ AMI

แผนภาพที่ 3-23 ตัวอย่างการจัดกลุ่มระบบสารสนเทศ



ข้อมูลในระบบย่อยต่างๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะต้องถูกเชื่อมโยงต่อถึงกันและสามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบได้ ประเด็นสำคัญสำหรับการพัฒนาระบบ เพื่อบูรณาการ (Integration) ระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเข้าไว้ด้วยกัน ได้แก่

1. ทุกระบบสามารถทำงานร่วมกันได้อย่างราบรื่น
2. คุณภาพและความมั่นคงปลอดภัยของข้อมูล
3. การบริหารจัดการข้อมูล

การเชื่อมต่อระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะให้สามารถทำงานร่วมกันได้ ปัจจุบันมีมาตรฐานในการรับส่งข้อมูลที่ถูกนำมาใช้กับระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ ดังนี้

1. มาตรฐาน IEC 61850 เป็นมาตรฐานที่ใช้เกี่ยวกับ การจัดการเกี่ยวกับระบบไฟฟ้ากำลัง โดยมีการกำหนดลักษณะของอุปกรณ์และมาตรฐานการรับส่งข้อมูลต่างๆ เพื่อควบคุมการทำงานและเก็บค่าของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ซึ่งกล่าวได้ว่า IEC 61850 เป็นโปรโตคอลที่ใช้ในการกำหนดการติดต่อสื่อสารกันระหว่างผู้ควบคุมกับอุปกรณ์ โดยมีรูปแบบการจัดการตามมาตรฐาน OSI ในการรับส่งข้อมูล IEC 61850 ถือว่าเป็นโปรโตคอลตัวล่าสุดที่ออกแบบมาใช้ในระบบสถานีไฟฟ้า จุดมุ่งหมายคือเพื่อใช้แทนที่โปรโตคอลปัจจุบันทุกตัวทั้งที่เป็นแบบระบบเวลาจริง (Real-time System) หรือ แบบไคลเอนท์เซิร์ฟเวอร์ (Client-Server) การโอนหรือบันทึกค่าหรือข้อมูลจะใช้เทคโนโลยีทาง XML (Extension Mark-up Language) ในชื่อของภาษา SCL (Substation Configuration Language)ในกรณีที่แต่ละผู้ผลิตทำตามมาตรฐาน IEC61850 ไฟล์คอนฟิกกูเรชันและพารามิเตอร์ก็สามารถใช้งานร่วมกันได้ รูปแบบการสื่อสาร IEC 61850 จะใช้ Ethernet protocol สำหรับการส่งข้อมูลแบบวิกฤตเช่นระบบป้องกัน เรียกว่า GOOSE (Generic Object Oriented System Event) ในส่วนระบบควบคุมในระดับชั้นที่สูงขึ้นจะใช้ IEC 61850 บน TCP/IP เรียกว่า MMS (Manufacturing Message Specification) มาตรฐาน IEC 61850 แบ่งเป็นหมวดย่อยๆ โดยมีหมวดที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดมาตรฐานด้านข้อมูลหรือ Data standard ได้แก่

1.1 IEC 61850-6 กำหนดภาษาที่ใช้ในการเก็บข้อมูล ที่ได้จากสถานีไฟฟ้า

1.2 IEC 61850-7-4 กำหนดการตั้งชื่อของข้อมูลที่จากสถานีไฟฟ้า

1.3 IEC 61850-8 กำหนดการ Mapping ของการสร้างข้อมูลที่รวมมา

การกำหนดมาตรฐานดังกล่าวช่วยลดความซับซ้อนและความหลากหลายของระบบข้อมูลในงานSubstation Automation (SA) และ DMS ได้อย่างมาก ส่งผลให้การจัดการข้อมูลง่ายขึ้นมาก

2. มาตรฐาน IEC 61968 และ 61970 เป็นมาตรฐานที่ใช้งานคู่กันที่ว่าเรื่อง Common Information Model (CIM) และ Generic Interface Definition (GID)

2.1 CIM เป็นมาตรฐานพื้นฐานทั่วไปสำหรับอุตสาหกรรมพลังงานไฟฟ้า เพื่อนำมาใช้ออกแบบสิ่งต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับการรวมกลุ่มของซอฟต์แวร์ประยุกต์ที่เกี่ยวข้องและเชื่อมโยงระบบต่างๆ เข้าไว้ด้วยกัน

2.2 GID เป็นมาตรฐานในอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับการแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างบัสที่เชื่อมโยงถึงกัน

บทที่ 4
เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ กรณีศึกษาพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี (Advanced Metering Infrastructure : AMI Smart Meter)

การนำระบบเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure : AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) มาใช้ในประเทศไทย กรณีศึกษาพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ของ กฟภ. ร่วมกับ บริษัท ไทยเทเลคอนเทนเนอร์ จำกัด จัดทำขึ้นเพื่อทดสอบการใช้งานระบบย่อยต่างๆ ของ Smart Grid ประกอบด้วย ระบบ AMI, ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System), ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ (Mobile Workforce Management), ระบบ Solar Rooftop, ระบบชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า, ระบบ Substation Automation (IEC 61850) และระบบ IT Integration System ทั้งในด้านเทคโนโลยี การเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติงานของภายในองค์กรของ กฟภ. การศึกษาข้อดี ข้อด้อย ปัญหา อุปสรรคต่างๆ รวมถึงการทำให้ทั้ง กฟภ. และผู้ใช้ไฟฟ้ารับรู้ถึงประโยชน์ที่จะได้รับจากระบบ Smart Grid เพื่อเป็นประโยชน์ในการนำข้อมูลที่ได้จากโครงการมาศึกษาวิเคราะห์เพื่อพัฒนาแนวทางการจัดทำโครงการติดตั้งระบบ Smart Grid ต่อไปในอนาคต

จากการศึกษาความเหมาะสมของพื้นที่จัดทำโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ที่ปรึกษาเสนอให้จัดทำโครงการที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (กฟก.2) เนื่องจากมีความเหมาะสมและความพร้อมในหลายๆ ด้าน (รายละเอียดของเมืองพัทยาในด้านต่างๆ ซึ่งนำมาประเมินความเหมาะสมอยู่ใน **ภาคผนวก ข.)** ซึ่งสามารถสรุปได้ ดังนี้

1. เมืองพัทยาเป็นเมืองสำคัญทางเศรษฐกิจจึงมีความต้องการไฟฟ้าสูง และมีผลกระทบสูงหากระบบไฟฟ้าเกิดปัญหาขึ้น ซึ่งทำให้สามารถเห็นประโยชน์ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะได้ชัดเจน

2. มีการกระจายของผู้ใช้ไฟฟ้าหลายกลุ่ม เช่น ทั้งบ้านพักอาศัย, อาคารสำนักงาน, โรงแรม, ภาคธุรกิจและโรงงานอุตสาหกรรม

3. ลักษณะชุมชนมีทั้งพื้นที่หนาแน่น พื้นที่เบาบาง พื้นที่ชนบท รวมถึงพื้นที่เกาะ คือ เกาะล้าน จึงเหมาะสมกับการทดสอบการผสมผสานกันของเทคโนโลยีการสื่อสารหลายๆ รูปแบบ สำหรับระบบมิเตอร์อัจฉริยะ

4. มีความร่วมมือจากพื้นที่ ซึ่งเมืองพัทยามีนโยบายที่จะพัฒนาเป็น Smart City จึงเป็นเมืองที่รองรับโครงการนำร่องหลายๆโครงการ จึงเหมาะสมในการสาธิตเทคโนโลยีใหม่ๆ

5. เมืองพัทยามีโครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายสื่อสารค่อนข้างพร้อมอยู่แล้ว

6. เป็นเมืองที่มีความเจริญทางเศรษฐกิจ ธุรกิจและการท่องเที่ยว จึงเหมาะสมสำหรับการทดสอบเทคโนโลยีหรือบริการใหม่ๆ โดยจะติดตั้ง Smart Meter ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วพื้นที่เมืองพัทยา ประมาณ 116,308 ราย (ยกเว้น ผู้ใช้ที่ติดตั้งมิเตอร์ Automatic meter reading: AMR ตามโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ สำหรับ ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่) และติดตั้งระบบ Smart Grid อื่น ๆ ในพื้นที่ สำนักงานของการไฟฟ้า และสถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้กับพื้นที่เมืองพัทยา จำนวน 3 สถานีไฟฟ้า คือ สถานีไฟฟ้าพัทยาเหนือ สถานีไฟฟ้าพัทยาใต้ และสถานีไฟฟ้าจอมเทียน เพื่อให้สามารถทดสอบได้ครบถ้วนทุกประเด็น

การพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ยังมีวัตถุประสงค์ โดยเฉพาะเจาะจง ดังนี้

1. เพื่อศึกษาเทคโนโลยี และทดสอบการออกแบบและการใช้งานระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในด้านต่างๆ สำหรับรองรับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่อื่นๆ ต่อไป

2. เพื่อศึกษาประโยชน์ที่จะได้รับในจากแต่ละระบบของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

3. พัฒนาระบบไฟฟ้า เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงให้กับระบบจำหน่าย ประสิทธิภาพในการเชื่อมต่อกับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก รวมทั้งลดปัญหาและค่าใช้จ่ายในด้านการปฏิบัติการต่างๆ

4. เพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผนพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศ

โดยมีรายละเอียดของขนาดในระบบย่อยต่างๆ ของ Smart Grid ที่จะจัดทำในเมืองพัทยา จ.ชลบุรี มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระบบ AMI

นอกจากการเลือกพื้นที่จัดทำโครงการเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องพิจารณาเลือกสถานที่ให้เหมาะสมแล้ว การกำหนดขนาดของโครงการก็เป็นสิ่งสำคัญเช่นกัน เนื่องจากการทดสอบใน

ประเด็นต่างๆของระบบ AMI โดยเฉพาะการทดสอบเทคโนโลยีการสื่อสารในหลายๆ โมเดล จำเป็นต้องมีกลุ่มตัวอย่างที่มีขนาดเพียงพอ ซึ่งที่ปรึกษาประเมินขนาดที่เหมาะสมของโครงการ โดยพิจารณาจาก 2 ประเด็นหลัก คือ แนวทางการทดสอบด้านเทคนิค และตัวอย่างโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ ดังนี้

1. พิจารณาจากการทดสอบด้านเทคนิค

การทดสอบด้านเทคนิคสำหรับระบบ AMI โดยเฉพาะการทดสอบเทคโนโลยีการสื่อสารซึ่งทาง บ.เสนอให้ทดสอบทั้งหมด 7 โมเดล และการทดสอบการใช้งาน Service ซึ่งในการทดสอบเทคโนโลยีการสื่อสารทั้ง 7โมเดลนั้นจำเป็นต้องแยกกลุ่มทดสอบ ดังนั้น จำนวนมิเตอร์ที่ใช้ทดสอบในแต่ละโมเดล ควรมีจำนวนเพียงพอสำหรับทดสอบเทคโนโลยีการสื่อสารในโมเดลนั้นๆ และอีกประเด็นหนึ่งคือการทดสอบ Service ในระบบ AMI ซึ่งควรจะทดสอบการใช้งานอย่างเต็มรูปแบบ เช่น ทดสอบการทำงานของระบบ Outage Monitoring, Tamper Detection, การส่งสัญญาณ Alarm ต่างๆ หรือการป้อนคำสั่ง Remote Connect/Disconnect ว่าสามารถทำงานได้ถูกต้องครบถ้วนหรือไม่ รวมทั้งการทดสอบความสามารถในการ re-route ของอุปกรณ์ DCU ในกรณีที่อุปกรณ์ DCU บางตัวเกิดปัญหา เป็นต้น ซึ่งหากจำนวนมิเตอร์ที่ใช้ทดสอบมีน้อยเกินไปอาจทำให้ไม่สามารหาจุดด้อยหรือข้อจำกัดบางประการได้

ดังนั้น ทาง บ. เสนอให้ กฟภ.พิจารณาทดสอบระบบ AMI ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรีให้ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเมืองพัทยา ซึ่งนอกจากจะทำให้สามารถทดสอบด้านเทคนิคได้ครบถ้วนแล้ว ยังสะดวกต่อการปฏิบัติงานของพนักงาน กฟภ. เนื่องจากหากดำเนินการติดตั้งระบบ AMI เพียงบางส่วนในเมืองพัทยา จะทำให้การปฏิบัติงานของพนักงานยุ่งยากมากขึ้น เนื่องจากจะต้องใช้งานระบบเดิมและระบบ AMI ไปพร้อมๆกัน และยังช่วยให้ กฟภ. สามารถประเมิน Cost Benefit การตอบสนองของผู้ใช้ไฟฟ้า และการเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติงานของพนักงาน กฟภ. ได้อย่างชัดเจนมากขึ้นด้วย

ทั้งนี้เมื่อพิจารณาถึงจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเมืองพัทยา จากข้อมูลวันที่ 30 ก.ค. 2554 มีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 109,848 ราย โดย กฟภ. ได้ประเมินจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในเมืองพัทยาสำหรับปี 2556 ไว้ที่ประมาณ 116,308 ราย ดังนั้นจึงใช้ตัวเลขประเมินจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในปี 2556 เป็นขนาดของโครงการ

2. พิจารณาจากตัวอย่างโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ

ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าหลายๆรายทั้งในยุโรป เอเชียและสหรัฐอเมริกาต่างก็มีความสนใจในการก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ และระบบ AMI ถือเป็นสิ่งที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าส่วนใหญ่พิจารณาว่าเป็นก้าวแรกที่จะก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เนื่องจากการสร้าง

ระบบ AMI จำเป็นต้องสร้างโครงข่ายสื่อสารระหว่างผู้ให้บริการด้านไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งจะมีประโยชน์ต่อการพัฒนาแอปพลิเคชันอื่นๆ ต่อไป โดยเฉพาะแอปพลิเคชันสำคัญที่จะช่วยลดค่าใช้จ่ายให้กับผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าเป็นอย่างมาก เช่น อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU, การทำ Peak Shaving, Demand Response หรือ ระบบ Distributed Generation เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม การสร้างระบบ AMI จำเป็นต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก ทั้งจากค่าอุปกรณ์ทั้งอุปกรณ์ปลายทาง เช่น Smart Meter รวมถึงอุปกรณ์ในโครงข่ายสื่อสารและอุปกรณ์อื่นๆ ที่จำเป็น ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ค่าซอฟต์แวร์ ค่าใช้จ่ายอื่นๆในโครงการ ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าส่วนใหญ่จึงมักจัดทำโครงการนำร่องระบบ AMI เพื่อศึกษาถึงประโยชน์ที่ได้รับ ค่าใช้จ่าย และปัญหาหรือข้อจำกัดต่างๆ เพื่อนำมาพิจารณาในการทำโครงการติดตั้งระบบ AMI เต็มรูปแบบต่อไป ซึ่งรายละเอียดของโครงการนำร่องระบบ AMI ทั้งในสหรัฐอเมริกา ญี่ปุ่น และประเทศต่างๆในยุโรปสามารถพิจารณาได้ใน**ภาคผนวก ค.**

จากข้อมูลโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศในภาคผนวก ค. ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าแต่ละรายจะจัดทำโครงการนำร่องระบบ AMI ที่มีขนาดแตกต่างกันตั้งแต่หลักร้อยมิเตอร์ไปจนถึงหลักแสนมิเตอร์ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือลูกค้าทั้งหมดของผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าแต่ละราย รวมถึงวัตถุประสงค์ของโครงการนำระบบAMI ซึ่งจะแตกต่างกันไปในผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าแต่ละราย ซึ่งบางรายจัดทำโครงการนำร่องระบบ AMI เพื่อทดสอบเพียงบางฟังก์ชั่นหรือต้องการเพียงเพื่อลดค่าใช้จ่ายในการจดมิเตอร์เท่านั้น จึงไม่จำเป็นต้องทดสอบด้วยโครงการนำร่องขนาดใหญ่มากนัก และเนื่องจากผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าในต่างประเทศส่วนใหญ่จะมีจำนวนลูกค้าไม่มากนัก จึงอาจเห็นว่าโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศส่วนใหญ่จะมีขนาดไม่ใหญ่มากนัก

อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ ซึ่งมีแผนงานชัดเจนที่จะขยายระบบ AMI ต่อไปในอนาคต มักจะเริ่มต้นด้วยโครงการนำร่องประมาณหลักหมื่นถึงแสนมิเตอร์และค่อยดำเนินการขยายขนาดต่อไปในอนาคต ดังนั้นการเริ่มต้นพัฒนาระบบ AMI ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ซึ่งมีขนาด 116,308 ราย ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเมืองพัทยาถือว่าไม่มากเกินไปและไม่น้อยเกินไปเมื่อเทียบกับโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ

สรุปขนาดที่เหมาะสมของระบบ AMI

จากรายละเอียดในการพิจารณาขนาดของโครงการข้างต้น ที่ปรึกษาจึงเสนอให้ กฟภ. ติดตั้งระบบ AMI ในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ขนาด 116,308 ราย ซึ่งจะครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายในเมืองพัทยา เพื่อที่จะสามารถทดสอบประเด็นสำคัญต่างๆได้ครบถ้วนและสามารถพิจารณา Cost Benefit ได้ชัดเจน

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ที่มีความต้องการไฟฟ้ามากกว่า 30 kW ซึ่งได้รับการติดตั้งระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติในโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (Automatic Meter Reading: AMR) ระยะที่ 1 ไปแล้ว รวมทั้งที่อยู่ในขอบเขตของการดำเนินงานในระยะที่ 2 นั้น โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี กฟภ.ไม่ควรทดสอบกับผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนนี้ เพื่อไม่ให้เกิดความทับซ้อนกันระหว่าง 2 โครงการ อย่างไรก็ตาม กฟภ. ควรพิจารณาทดสอบระบบ AMI กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ซึ่งยังไม่ได้ติดตั้งระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติในโครงการนี้ด้วย เพียงแต่อาจทดสอบเพียงจำนวนน้อย เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่มีความต้องการบริการหรือฟังก์ชันมากกว่าผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อย จึงเหมาะสมสำหรับทดสอบบริการที่เป็น Broadband Service

ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System)

จัดทำโครงการนำร่องระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ. (PEA Smart Grid) โดยขอบเขต หรือขนาดของโครงการนี้เป็นการจัดหาออกแบบ และก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงาน ภายในสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในเมืองพัทยา จำนวน 2 แห่ง รวมถึงการบูรณาการเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในส่วนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

จัดทำโครงการนำร่องระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ. (PEA Smart Grid) โดยขอบเขตหรือขนาดของโครงการนี้เป็นการออกแบบระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟซึ่งจะต้องดึงข้อมูลที่จำเป็นมาใช้ประโยชน์โดยเฉพาะข้อมูลจากระบบ OMS ภายในสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในเมืองพัทยา ทั้งนี้รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะจะต้องสามารถติดต่อสื่อสารกับระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟรวมทั้งสามารถเชื่อมต่อมายังฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้องได้

ระบบ Solar Rooftop

จัดทำโครงการนำร่องระบบ Solar Rooftop ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ. (PEA Smart Grid) โดยขอบเขตหรือขนาดของโครงการนี้เป็นการจัดหา ออกแบบ และติดตั้งระบบ Solar Rooftop ภายในสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในเมืองพัทยา จำนวน 2 แห่ง และสำนักงานการไฟฟ้า 1 แห่ง รวมถึงการบูรณาการระบบ Solar Rooftop เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในส่วนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

ระบบ Substation Automation

จัดทำโครงการนำร่องระบบ Substation Automation ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ. (PEA Smart Grid) โดยขอบเขตหรือขนาดของโครงการนี้เป็นการจัดหา ออกแบบ และก่อสร้างระบบ Substation Automation ภายในสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในเมืองพัทยา จำนวน 3 แห่ง คือ สถานีไฟฟ้าพัทยาเหนือ, สถานีไฟฟ้าพัทยาใต้ และสถานีไฟฟ้าจอมเทียน รวมถึงการบูรณาการเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในส่วนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

จัดหารถยนต์ไฟฟ้า

จัดหารถบัสโดยสารไฟฟ้าจำนวนอย่างน้อย 1 คัน และรถยนต์ไฟฟ้าส่วนบุคคลจำนวนอย่างน้อย 2 คัน ที่สามารถทดสอบการชาร์จไฟได้ทั้งแบบเร็วและแบบปกติ เพื่อใช้ในการศึกษาและทดสอบการใช้งานสถานีชาร์จไฟ

ติดตั้งสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

การจัดทำโครงการนำร่องสถานีชาร์จไฟสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี นี้เป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ. (PEA Smart Grid) โดยขอบเขตของโครงการนี้เป็นการจัดหา ออกแบบ และก่อสร้างสถานีบริการไฟฟ้า (Charging Station) ที่สามารถชาร์จไฟแบบเร็ว (Quick Charging) และแบบปกติ (Normal Charging) ระดับ 2 ภายในสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จำนวน 2 แห่ง และสำนักงานการไฟฟ้า 1 แห่ง ซึ่งเครื่องชาร์จไฟแต่ละเครื่องจะต้องเชื่อมโยงสัญญาณเข้ากับระบบ AMI (Advance Metering Infrastructure) ของ กฟภ. รวมถึงการบูรณาการเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในส่วนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

ระบบ IT Integration System

การจัดทำโครงการนำร่องระบบ IT Integration System ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ. (PEA Smart Grid) โดยขอบเขตของโครงการนี้เป็นการออกแบบ และเชื่อมต่อระบบย่อยต่างๆ ในระบบ Smart Grid ให้สามารถทำงานร่วมกันได้อย่างราบรื่น และยังรวมถึงการบูรณาการระบบย่อยต่างๆที่ติดตั้งเพิ่มขึ้นมาในโครงการนี้เข้ากับระบบสารสนเทศของ กฟภ. ที่เกี่ยวข้อง

สรุปการจัดทำระบบย่อยต่างๆในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี แยกตามสถานีไฟฟ้าและสำนักงาน กฟภ. ได้ดังตารางที่ 4-1

ตารางที่ 4-1 สรุปการจัดทำระบบย่อยต่างๆ แยกตามสถานีไฟฟ้าและสำนักงาน กฟภ.

สถานีไฟฟ้า/สำนักงานการไฟฟ้า	ระบบย่อย Smart Grid
สถานีไฟฟ้าที่ 1	- ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (เชื่อมโยงระบบสื่อสารกับ Core Network ของ กฟภ.) - ระบบกักเก็บพลังงาน - ระบบ Solar Rooftop - ระบบ Substation Automation (IEC 61850) - ระบบ IT Integration System - สถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า (รถยนต์ส่วนบุคคลไฟฟ้าและรถบัสไฟฟ้า)
สถานีไฟฟ้าที่ 2	- ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (เชื่อมโยงระบบสื่อสารกับ Core Network ของ กฟภ.) - ระบบกักเก็บพลังงาน - ระบบ Solar Rooftop - ระบบ Substation Automation (IEC 61850) - ระบบ IT Integration System - สถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า (รถยนต์ส่วนบุคคลไฟฟ้า)
สถานีไฟฟ้าที่ 2	- ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (เชื่อมโยงระบบสื่อสารกับ Core Network ของ กฟภ.) - ระบบ Substation Automation (IEC 61850) - ระบบ IT Integration System
สำนักงาน กฟภ.	- ระบบ Solar Rooftop - ระบบ IT Integration System - สถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า (รถยนต์ส่วนบุคคลไฟฟ้า)

การวิเคราะห์ทางเทคนิค

การออกแบบระบบต่างๆสำหรับโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี จะแบ่งขอบเขตการออกแบบระบบออกเป็น 2 ส่วน คือ

1. ระบบ AMI ซึ่งเป็นระบบที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงและปริมาณงานส่วนใหญ่จะกระจายทั่วพื้นที่เมืองพัทยา

2. ระบบย่อยอื่นๆ ประกอบด้วย การติดตั้งระบบ Substation Automation จำนวน 3 สถานี ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS) จำนวน 2 สถานี สถานีละ 1 MW/4hours, ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวน 3 แห่ง แห่งละ 30 kW, Electrical

Station Charger จำนวน 3 สถานี ที่รองรับทั้งแบบ Quick Charge และ Normal Charge, ระบบ Mobile Workforce Management และระบบ IT Integration System สำหรับบูรณาการระบบย่อยเหล่านี้เข้าด้วยกันรวมทั้งเชื่อมโยงกับระบบสารสนเทศของ กฟภ. ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งระบบย่อยๆ ต่างๆ เหล่านี้จะเป็นการติดตั้งภายในสถานีไฟฟ้าและสำนักงานของ กฟภ. และจะมีการทำงานที่เกี่ยวข้องกันอยู่ ดังนั้น แนวทางการออกแบบระบบย่อยๆเหล่านี้จะเป็นการออกแบบรวมทุกระบบในภาพรวม

แนวทางการออกแบบระบบ AMI

ปัจจุบัน กฟภ. ใช้มิเตอร์จานหมุน (Electromechanical) สำหรับวัดหน่วยไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าใช้ในแต่ละเดือนเพื่อนำไปคำนวณเป็นค่าไฟฟ้า การทำงานของมิเตอร์จานหมุนจะใช้หลักการเหนี่ยวนำของกระแสไฟฟ้าซึ่งไหลผ่านขดลวด ซึ่งจะทำให้แผ่นจานหมุนและมีชุดเฟืองไปขับชุดตัวเลขบนหน้าปัดของมิเตอร์เพื่อแสดงหน่วยไฟฟ้าที่ใช้ไป โดยแผ่นจานหมุนจะหมุนด้วยความเร็วรอบที่แปรผันตรงกับปริมาณไฟฟ้าที่ไหลผ่านขดลวดในขณะนั้น โดยในมิเตอร์จานหมุนจะมีขดลวดอยู่ 2 ชนิด คือ ขดลวดกระแสไฟฟ้า และขดลวดแรงดันไฟฟ้า ดังนั้นโดยปกติแล้วจะมีกระแสไฟฟ้าไหลเข้าสู่ขดลวดในมิเตอร์จานหมุนตลอดเวลา แม้จะไม่มีการใช้ไฟฟ้าในขณะนั้นก็ตาม ทำให้เกิดการสูญเสียในขดลวดมิเตอร์ นอกจากนี้ เมื่อใช้งานมิเตอร์จานหมุนไปนานๆ ชุดแผ่นจานหมุนและเฟืองขับอาจจะฝืดมากขึ้น ทำให้มิเตอร์วัดหน่วยไฟฟ้าได้น้อยกว่าความเป็นจริง ซึ่งปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้เกิดการสูญเสียแก่ กฟภ.

นอกจากนี้ ในระบบมิเตอร์จานหมุนจำเป็นต้องมีบุคคลากรเดินทางไปอ่านค่าที่อุปกรณ์มิเตอร์แต่ละเครื่อง ซึ่ง กฟภ.ได้จ้างหน่วยงานภายนอกเพื่อดำเนินการเกี่ยวกับการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าและการจัดส่งใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า โดยในทุกๆเดือน ตัวแทนของหน่วยงานภายนอกจะออกไปอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์อ่านค่ามิเตอร์ จากนั้นพิมพ์ใบแจ้งหนี้โดยใช้เครื่องพิมพ์แบบพกพาและนำส่งให้กับลูกค้า โดยในทุกๆวันหลังเสร็จสิ้นการอ่านมิเตอร์ ตัวแทนจะอัปโหลดข้อมูลการอ่านไปยังเซิร์ฟเวอร์ กฟภ. และจะถูกเก็บไว้ใน Data Center ของ กฟภ. เพื่ออ้างอิงและใช้ในอนาคตต่อไป

นอกจากนี้ ระบบมิเตอร์จานหมุนไม่สามารถตรวจสอบการละเมิดใช้ไฟฟ้าได้ ทำให้ กฟภ. สูญเสียรายได้ที่ควรจะได้รับ และยังสิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายในการจดหน่วย รวมถึงความไม่สะดวกในการบริหารจัดการเนื่องจากระบบมิเตอร์จานหมุนจะใช้การทำงานของมนุษย์เป็นส่วนมากที่อาจเกิดความผิดพลาดได้ ดังนั้น กฟภ. จึงเริ่มมีการพัฒนาระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading, AMR) ขึ้น โดยปัจจุบัน กฟภ. มีการใช้งานระบบ AMR ไปแล้วสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ซึ่งดำเนินการเสร็จสิ้นในระยะที่ 1 โดยติดตั้งไปแล้วประมาณ

30,000 เครื่อง และอยู่ในระหว่างดำเนินการติดตั้งในระยะที่ 2 อีกประมาณ 50,000 เครื่อง โดยมีเป้าเหมายที่จะติดตั้งระบบ AMR สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทุกรายในประเทศ โดยในระบบ AMR จะใช้มิเตอร์ AMR แทนมิเตอร์จานหมุน เพื่อส่งค่าต่างๆที่วัดได้มายังฐานข้อมูลของ กฟภ. โดยอัตโนมัติทุกๆ 15 นาที ผ่านทางโครงข่ายสื่อสารซึ่งใช้เทคโนโลยี GPRS เป็นหลัก มิเตอร์ AMR ที่นำมาใช้แทนมิเตอร์จานหมุน สามารถแสดงพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไปบนจอแสดงผล LCD หรือ LED และยังสามารถส่งค่าต่างๆที่วัดได้ไปยังปลายทางที่ต้องการ และสามารถวัดหน่วยไฟฟ้าได้ถูกต้องกว่ามิเตอร์จานหมุนและมีการสูญเสียกำลังในตัวมิเตอร์น้อยมาก จึงช่วยลดปัญหาการสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการใช้งานมิเตอร์จานหมุนได้ นอกจากจะวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าแล้ว มิเตอร์ AMR ยังสามารถวัดค่าอื่นๆได้ เช่น ค่า Power Factor และ Reactive Power เป็นต้น นอกจากนี้มิเตอร์ AMR สามารถรองรับการใช้งานอัตรา TOU ได้ เนื่องจากมิเตอร์ AMR จะส่งค่าหน่วยไฟฟ้ามายังฐานข้อมูลของ กฟภ. โดยอัตโนมัติทุกๆ 15 นาที

อย่างไรก็ตาม แนวโน้มการพัฒนาระบบมิเตอร์ได้พัฒนาจากระบบ AMR ไปยังระบบ AMI (Advanced Metering Infrastructure) ซึ่งไม่เพียงแต่จะสามารถอ่านหน่วยไฟฟ้าและค่าต่างๆ โดยอัตโนมัติเท่านั้น แต่ระบบ AMI ยังสามารถรองรับการทำงานหรือการให้บริการอื่นๆได้มากมายและ โดยในระบบ AMI ได้มองถึงการทำให้เกิดเป็นโครงสร้างพื้นฐานของระบบมิเตอร์ซึ่งสามารถบูรณาการกับระบบงานอื่นๆ หรืออาจกล่าวได้ว่าระบบ AMI เป็นโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับฟังก์ชันต่างๆที่เกี่ยวข้องกับมิเตอร์ทั้งหมด

ระบบ AMI เป็นระบบการวัดที่เก็บรวบรวมและวิเคราะห์การใช้พลังงานผ่านเทคโนโลยีระบบสื่อสารชนิดต่างๆ เพื่อให้การดูแล ควบคุมอุปกรณ์ และการบริหารการใช้ทรัพยากรให้เป็นไปอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพที่ดียิ่งขึ้น ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทั่วโลกมักพิจารณาระบบ AMI ว่าเป็นก้าวแรกในการไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะซึ่งควรจะต้องสร้างและพัฒนาก่อนเป็นอันดับแรก เนื่องจากการสร้างระบบ AMI จะเป็นการสร้างโครงสร้างพื้นฐานต่างๆที่จำเป็นระหว่างผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า และจะเป็นพื้นฐานให้แก่ระบบงานที่สำคัญอื่นๆของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น Distribution Automation (DA), Distributed Generation (DG) และรองรับการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้า เป็นต้น ระบบ AMI ยังช่วยแก้ปัญหาจากระบบมิเตอร์จานหมุนเดิม เนื่องจากระบบ AMI ซึ่งจะใช้งาน Smart Meter แทนมิเตอร์จานหมุน ทำให้การวัดหน่วยไฟฟ้ามีความถูกต้องมากขึ้น สามารถตรวจจับการละเมิด ปัญหาไฟฟ้าดับ และเหตุการณ์ผิดปกติต่างๆได้ และที่สำคัญการส่งข้อมูลหน่วยไฟฟ้าที่วัดได้มายัง Data Center ของ กฟภ. โดยอัตโนมัติจะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการจดหน่วย และยังเพิ่มความสะดวกในการบริหารจัดการได้

นอกจากนี้ ระบบ AMI ยังเป็นพื้นฐานให้ กฟภ. สามารถให้บริการเสริมต่างๆ เช่น บริการใช้ไฟฟ้าแบบ Prepayment หรือบริการโครงข่ายความเร็วสูง เป็นต้น

Service ในระบบ AMI ที่ควรทดสอบในโครงการ

ระบบ AMI เป็นระบบที่ใช้ Smart Meter ในการวัดและเก็บข้อมูลเกี่ยวกับการใช้ไฟฟ้ารวมถึงข้อมูลเหตุการณ์ต่างๆที่เกี่ยวข้อง พร้อมทั้งรองรับการสื่อสารแบบสองทาง นอกจากนี้ ระบบ AMI ยังรองรับการให้บริการ(Service) ที่นอกเหนือจากการวัดและให้ข้อมูลเกี่ยวกับการใช้ไฟฟ้า การที่จะดำเนินการติดตั้งระบบ AMI กฟภ. ควรกำหนด Service ที่ต้องการให้บริการและทดสอบ เพื่อที่จะกำหนด Specification ของอุปกรณ์และระบบที่เกี่ยวข้อง เช่น มิเตอร์ โครงสร้างพื้นฐานของระบบสื่อสาร รวมถึงซอฟต์แวร์ต่างๆ เป็นต้น ซึ่ง Service ในระบบ AMI ที่ควรนำมาทดสอบในโครงการ มีดังนี้

Narrowband Service

1. ระบบอ่านค่ามิเตอร์ (Meter reading)
2. ระบบตัดไฟฟ้าเมื่อมีการใช้ไฟเกินความจำเป็น (Load limit)
3. ระบบตัดและต่อมิเตอร์จากระยะไกล (Remote Connect/Disconnect)
4. ระบบ monitor ไฟดับ (Outage monitoring)
5. ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าแบบเติมเงิน (Prepayment)
6. ระบบตรวจจับการละเมิด (Tamper detection)
7. ระบบ Demand Response

Broadband Service

1. ทุก Narrowband Service
2. การให้บริการอินเทอร์เน็ต
3. รองรับระบบการควบคุมการใช้ไฟฟ้าในบ้านและอาคาร (Home and Building Automation)
   - 3.1 ระบบควบคุมแสงสว่าง (Lighting)
   - 3.2 ระบบควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้า (Smart appliances)
4. ระบบควบคุมการใช้ไฟฟ้าในโรงงาน (Industrial Automation)
   - 4.1 ระบบตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้า (Power quality management)
   - 4.2 ระบบควบคุมทางเข้าออก และระบบรักษาความปลอดภัย (Doors, gateway, security, alarm)

จาก Service ที่ควรจะทดสอบข้างต้น นำมาสรุปเป็นตาราง Service ที่ควรทดสอบ รวมทั้งระบุเหตุผลที่ควรพิจารณาในการให้เลือกให้บริการแต่ละ Service ได้ ตามตารางที่ 4-2

ตารางที่ 4-2 Service ที่ควรทดสอบในโครงการ

ที่	Service	รายละเอียด	เหตุผลในการให้บริการ
Narrowband Service			
1	Meter reading	การอ่านหน่วยมิเตอร์ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติทุกๆ 15 นาที	1. เพื่อนำหน่วยการใช้ไฟฟ้าไปเรียกเก็บค่าไฟฟ้าได้รวดเร็วขึ้น 2. ลดค่าใช้จ่ายในการจดหน่วย 3. ลด Loss จากการจดหน่วยผิดพลาด
2	Load limit	การจำกัดการใช้ไฟฟ้า	1. เป็นบริการที่ช่วยป้องกันในเรื่องการใช้ไฟฟ้าเกินกำหนด 2. ลดความสูญเสียที่อาจเกิดขึ้นจากการใช้ไฟฟ้าเกิน 3. ช่วยป้องกันในเรื่องการใช้ไฟฟ้าในลักษณะที่ผิด เช่น ใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าที่กินกระแสมากเกินไป
3	Remote Connect/Disconnect	การตัดไฟฟ้า และต่อมิเตอร์จากระยะไกล	1. ช่วยอำนวยความสะดวกในการสั่งตัดไฟฟ้าในกรณีไม่จ่ายค่าไฟฟ้า 2. สั่งตัดไฟฟ้าในกรณีที่ Load เกิน 3. ในกรณีที่ตรวจพบความผิดปกติภายในบ้าน 4. สามารถยกเลิกการไฟฟ้าชั่วคราวในกรณีที่ไม่อยู่นานๆได้ 5. อื่นๆ
4	Tamper Detection	การป้องกันในเรื่องการเปิดฝาครอบมิเตอร์เพื่อทำการดัดแปลงตัวมิเตอร์	ป้องกันการละเมิดใช้ไฟฟ้า
5	Prepayment	ระบบไฟฟ้าแบบเติมเงิน	1. เพิ่มทางเลือกให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า 2. กฟภ. มี Cash Flow ที่ดีขึ้นเนื่องจากเรียกเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น
6	Outage Monitoring	การนำข้อมูลสถานะของมิเตอร์มา Monitor ในเรื่องไฟฟ้าดับ	Smart Meter จะถูกติดตั้งเป็น เครื่องข่ายทวิฟนท ทา เห เนกรณเกด เพพาดบ เน บางจุด สามารถ Monitor ได้จากมิเตอร์และนำมา Map กับแผนที่ เพื่อให้ทราบตำแหน่งของไฟฟ้าดับทำให้การเข้าถึงปัญหารวดเร็วขึ้น
7	Demand Response	การควบคุมปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า	หากผู้ใช้ไฟฟ้าใช้ไฟฟ้าเกินกำหนด มิเตอร์จะส่งข้อมูลแจ้งมายัง MDMS เพื่อให้ MDMS ควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าบางชนิดเพื่อลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าลงได้ เช่น การ limit โหลดผู้ใช้ไฟในภาวะฉุกเฉิน
Broadband Service			
8	High-Speed Network	การให้บริการ โครงข่าย ความเร็วสูงผ่านทางโครงข่ายของระบบ AMI	1. เป็นบริการที่ทางการไฟฟ้าสามารถนำมาเป็นส่วนเพิ่มในการให้บริการสำหรับผู้ที่มีความต้องการการใช้งาน Internet ความเร็วสูง โดยให้ผู้ให้บริการ Internet เช่าโครงข่ายของ กฟภ. 2. เป็นโครงข่ายความเร็วสูงที่เข้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างทั่วถึงซึ่งเป็นการสร้างโอกาสในการทำการตลาดในด้านอื่นๆได้
9	In Home Display	การนำข้อมูลการใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาทีไปแสดงผลภายในบ้านหรือในองค์กร	เป็นการนำเอาข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลอื่นๆ เช่น ภาพจากกล้องวงจรปิด เป็นต้น ส่งไปแสดงผลบน IHD ภายในบ้าน โดย IHD ถือเป็น Service ที่สำคัญในการรองรับแอปพลิเคชันใหม่ๆในอนาคต
10	Home & Building & Industrial Automation	การ Monitor และควบคุมระบบต่างๆในบ้าน อาคารภาคธุรกิจ และ โรงงานอุตสาหกรรม เช่น ระบบ Security (CCTV, ระบบกันขโมย), ควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้า เป็นต้น	1. เป็นการนำเอาระบบวงจรปิดและระบบป้องกันขโมยอื่นๆ ส่งผ่านโครงข่าย AMI เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถ Monitor และควบคุมระบบดังกล่าวได้ ผ่านทาง In Home Display 2. สามารถควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าบางชนิดได้ โดยใช้อุปกรณ์ เช่น Zigbee Plug เป็นต้น รวมทั้งสามารถแสดงผลผ่านทาง In Home Display

การพิจารณาว่าผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดจะทดสอบ Service ใดบ้างจะขึ้นอยู่กับโมเดลการสื่อสารเป็นหลัก โดย Service ที่เป็น Narrowband จะทดสอบกับทั้ง 7 โมเดล ยกเว้น Load limit และ Remote Connect/Disconnect ที่สามารถใช้กับมิเตอร์ที่ต่อแบบ direct connect ได้เท่านั้น ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่า Service ที่เป็น Narrowband ทั้งหมดจะทดสอบกับผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายซึ่งก็คือมิเตอร์ทุกเครื่อง ยกเว้น Load Limit และ Remote Connect/Disconnect ที่สามารถทดสอบได้กับมิเตอร์ที่ต่อแบบ direct connect เท่านั้น สำหรับ Broadband service การให้ผู้ให้บริการอินเทอร์เน็ตเช่าโครงข่ายของ กฟภ. เพื่อให้บริการ High Speed Network เช่น อินเทอร์เน็ตนั้น สามารถทดสอบได้ทั้งโมเดลที่ 6 และโมเดลที่ 7 จำนวน 1,010 ราย โดยในโมเดลที่ 7 Metro Ethernet ที่มีแบนด์วิดท์สูงมาก สามารถทดสอบ Home Automation, Building Automation (เช่น ในอาคารสำนักงาน และโรงแรม) และ Industrial Automation ซึ่งจะมีการส่งภาพจากกล้อง CCTV ด้วย รวมถึงฟังก์ชั่นอื่นๆ เช่น การควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้า และการตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้า เพิ่มเติมจากการให้บริการ High Speed Network ได้ ซึ่งโมเดลที่ 7 จะมีการทดสอบเพียงแค่ 10 ราย รวมทั้งการทดสอบ In Home Display ที่จะทดสอบควบคู่กับ Home & Building & Industrial Automation ดังนั้นในโครงการจะทดสอบ In Home Display เพียง 10 รายเท่านั้น สำหรับระบบ Home Automation นั้น แม้ผู้ใช้ไฟฟ้าอาจจะยังไม่สนใจบริการดังกล่าวนักในช่วงอนาคตอันใกล้นี้ เนื่องจากยังไม่มีความจำเป็นมากนัก แต่ก็ควรดำเนินการทดสอบ เนื่องจากทิศทางของระบบ Home Automation ในอนาคตนั้น จะเริ่มมีความสำคัญเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าเริ่มหันมาให้ความสนใจการประหยัดพลังงาน ซึ่งในอนาคตหาก กฟภ. ได้ดำเนินการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งอาจมีการบังคับใช้อัตรา TOU หรือมีมาตรการอื่นๆมาช่วยจูงใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเริ่มหันมาสนใจการใช้งานระบบ Home Automation มากขึ้น เพื่อช่วยควบคุมการใช้ไฟฟ้าของตนให้ประหยัดพลังงาน หรือเน้นใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าในช่วงที่ค่าไฟฟ้ามีราคาถูก ซึ่งการทดสอบการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าของระบบ Home Automation ในโครงการ ควรจะทำการทดสอบกับอุปกรณ์ไฟฟ้าตามบ้านทั่วๆไปก่อน สำหรับระบบควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ขนาดใหญ่ในอาคารภาคธุรกิจหรือโรงงานอุตสาหกรรม เช่น เครื่องทำความเย็น หรือการควบคุมเครื่องจักรในการผลิต ยังไม่ควรดำเนินการในโครงการนี้ โดยควรทดสอบระบบ AMI ให้ทำงานได้สมบูรณ์ก่อน จากนั้นจึงค่อยพิจารณาดำเนินการทดสอบระบบควบคุมเครื่องทำความเย็น หรือการควบคุมเครื่องจักรในการผลิต ในภาคอาคารภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรมต่อไป

การวิเคราะห์ทางเลือกของโครงข่ายสื่อสาร

จากแนวทางการออกแบบเทคโนโลยีการสื่อสารที่เหมาะสมสำหรับใช้งานในระบบ AMI โดยเลือกการผสมผสานของเทคโนโลยีการสื่อสารที่เหมาะสมกับลักษณะความหนาแน่นของพื้นที่ ซึ่งแบ่งได้เป็น 13 Solution ดังรายละเอียดในภาคผนวก ง. ถือเป็นหลักการออกแบบโดยทั่วไป แต่หากพิจารณาถึงการนำมาใช้งานจริงนั้น Solutionที่ 3, 4,7 และ 8 ซึ่งใช้รูปแบบ Zigbee/ PLC + Metro Ethernet อาจไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจาก Zigbee และ PLC มีแบนด์วิดท์ต่ำ ทำให้การใช้งาน Metro Ethernet ในโครงข่าย WAN ไม่คุ้มค่า เนื่องจาก Metro Ethernet มีแบนด์วิดท์สูงมาก ในขณะที่เทคโนโลยี PON แม้จะมีแบนด์วิดท์สูงเช่นกัน แต่สามารถใช้อุปกรณ์ Splitter เพื่อแยกสัญญาณไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมากได้ จึงสามารถใช้งานร่วมกับ Zigbee และ PLC ได้อย่างคุ้มค่า ดังนั้นที่ปรึกษาจึงเสนอให้ไม่ทดสอบในโมเดล Zigbee / PLC+Metro Ethernet แต่ทดสอบการใช้งาน Metro Ethernet สำหรับรองรับ Broadband Service เพียงอย่างเดียว โดยการใช้เทคโนโลยี Metro Ethernet ไปจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้า นอกจากนี้เทคโนโลยี GPRS น่าจะเหมาะสมและสะดวกในการใช้งานมากกว่าเทคโนโลยี 3G ที่ปัจจุบันในประเทศไทยยังไม่มีความชัดเจนในการจัดสรรความถี่ และยังไม่สามารถตอบสนอง Broadband Service ในระบบ AMI ได้ เนื่องจากมีการจำกัดปริมาณการใช้งานที่อัตราข้อมูลสูง (ในส่วน Narrowband Service ใช้เทคโนโลยี GPRS ก็เพียงพอแล้ว) อย่างไรก็ตาม หากในอนาคต ประเทศไทยมีเทคโนโลยี 3G หรือ 4G อย่างสมบูรณ์แล้ว กฟภ. สามารถพิจารณาได้ในการขยายระบบ AMI ในระยะต่อไป

ดังนั้น สามารถสรุปทางเลือกของโครงข่ายสื่อสารที่เหมาะสมสำหรับทดสอบในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ได้เป็น 7 ทางเลือกหรือ 7 โมเดล ดังนี้

โมเดลสำหรับ Narrowband Service

1. PON + Zigbee - ใช้เทคโนโลยี PON เป็น WAN และ Zigbee เป็น Last Mile
2. PON + PLC - ใช้เทคโนโลยี PON เป็น WAN และ PLC เป็น Last Mile
3. GPRS + Zigbee - ใช้ GPRS เป็น WAN และ Zigbee เป็น Last Mile
4. GPRS + PLC - ใช้ GPRS เป็น WAN และ PLC เป็น Last Mile
5. GPRS – ใช้ GPRS จนถึงอุปกรณ์มิเตอร์ปลายทางแบบ 1:1

โมเดลสำหรับ Broadband Service

6. PON (FTTx) – ใช้เทคโนโลยี PON จนถึงอุปกรณ์มิเตอร์ปลายทาง
7. Metro Ethernet – ใช้เทคโนโลยี Metro Ethernet จนถึงอุปกรณ์มิเตอร์ปลายทาง

เทคโนโลยีการสื่อสารแต่ละชนิดจะเหมาะสมกับลักษณะพื้นที่ที่แตกต่างกัน รวมถึงขึ้นอยู่กับความต้องการของบริการหรือแอปพลิเคชันที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการด้วย แนวทางการพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีการสื่อสารแต่ละชนิดเพื่อให้เหมาะสมกับความต้องการ มีดังนี้

1. การพิจารณาโครงข่าย WAN

1.1 PON (หรือ Fiber Optic) ใช้สำหรับรองรับบริการที่ต้องการแบนด์วิดท์สูง เช่น High Speed Network, Home/Industrial Automation + In-home Display ซึ่งอาจเรียกบริการที่ต้องการแบนด์วิดท์สูงเหล่านี้เป็น Broadband Service รวมถึงเหมาะสมสำหรับใช้เพื่อรองรับพื้นที่ที่มีผู้ใช้ไฟฟ้ารวมกันอยู่อย่างหนาแน่น เช่น พื้นที่ชุมชน แม้ผู้ใช้ไฟฟ้าเหล่านี้อาจต้องการเพียงบริการที่ไม่ต้องการแบนด์วิดท์สูงนักหรือต้องการเพียงแค่ Narrowband Service ก็ตาม

ดังนั้นจึงอาจสรุปได้ว่าเทคโนโลยี PON ใช้สำหรับรองรับ Broadband Service หรือพื้นที่ชุมชนหนาแน่น

1.2 GPRS ใช้เพื่อรองรับพื้นที่ที่อยู่ห่างไกล ซึ่งอาจเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ห่างไกลแบบเดี่ยวๆหรือเป็นกลุ่ม เช่น บ้านจัดสรรที่อยู่ลึกเข้าไปจากถนนหลักมาก หรือชุมชนในชนบท เป็นต้น เนื่องจากพื้นที่ลักษณะเช่นนี้ไม่คุ้มค่าในการลาก Fiber Optic ไปถึง

1.3 Metro Ethernet ใช้เพื่อรองรับบริการแบบ Broadband Service ที่ต้องการแบนด์วิดท์สูงมาก รวมถึงรองรับการให้บริการแก่บริษัทที่ต้องการการเชื่อมต่อความเร็วสูงกับ Corporate Office

2. การพิจารณาโครงข่าย Last Mile

2.1 Zigbee ใช้เพื่อขยายพื้นที่ครอบคลุมต่อจาก WAN โดย Zigbee เหมาะสมสำหรับใช้ในพื้นที่ชุมชนที่มีความหนาแน่นสูงซึ่งอยู่กันเป็นกลุ่ม รวมทั้งพื้นที่ที่มีสายไฟฟ้าจำนวนมากซึ่งพันกันหรือซ้อนทับกันหรือพื้นที่ที่มีโครงข่ายไฟฟ้าเป็นโครงข่ายเก่าทำให้ไม่สามารถใช้งาน PLC ได้

2.2 PLC เหมาะกับพื้นที่ที่โครงข่ายไฟฟ้ามีลักษณะแบบก้างปลา คือสายไฟฟ้ามีลักษณะเดินไปเส้นเดียวก่อนจะแยกเป็นหลายเส้น เช่น ลักษณะพื้นที่ที่เป็นตรอก/ซอย ยาวๆ ซึ่งไม่เหมาะสมกับการใช้ Zigbee หลายวงเพื่อให้ไปถึงบริเวณท้ายซอย อย่างไรก็ตาม PLC มีข้อจำกัดคือไม่สามารถสื่อสารผ่านหม้อแปลงได้ ดังนั้นหากบริเวณสายไฟฟ้ามีการผ่านหม้อแปลงหลายครั้งอาจจำเป็นต้องใช้ GPRS มาช่วย

ตารางที่ 4-3 คุณสมบัติของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด

เทคโนโลยี	แบนด์วิดท์	ความปลอดภัย	Latency	พื้นที่ครอบคลุม	QoS
PON	<1 Gbps	สูง	ต่ำ	10-20 กิโลเมตร ขึ้นอยู่กับจำนวนเส้นทางย่อยและจำนวนอุปกรณ์ปลายทาง	- ใช้งานแบนด์วิดท์ร่วมกันใน 1 เส้นทาง - QoS ใน IP Layer
GPRS/EDGE	<250 kbps	ต่ำกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ	สูง	ครอบคลุมเกือบทั่วประเทศบริเวณที่มีสัญญาณโทรศัพท์มือถือ	ไม่สามารถควบคุมได้
Metro Ethernet	<10 Gbps	สูง	ต่ำ	สูงสุดประมาณ 70 กิโลเมตร	QoS ทั้งระดับ Physical port และ IP Layer
Zigbee	<250 kbps	ปานกลาง	ปานกลาง	ประมาณ 150 เมตร	ไม่มี QoS
PLC (Narrowband)	<100 kbps	ปานกลาง	ปานกลาง	สูงสุดประมาณ 1 กิโลเมตร	- ใช้งานแบนด์วิดท์ร่วมกันใน 1 เส้นทาง - QoS ใน IP Layer

สามารถสรุปข้อดี ข้อเสียของแต่ละเทคโนโลยี ตามความเหมาะสมต่อระบบ AMI ได้ดังตารางที่ 4-4

ตารางที่ 4-4 สรุปข้อดี-ข้อเสียของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด

เทคโนโลยี	ข้อดี	ข้อเสีย
Passive Optical Network (PON)	1. แบนด์วิดท์สูง 2. Reliability สูง 3. สามารถติดตั้งขนานกับวงจร Feeder ได้ ทำให้สะดวกในการออกแบบ	1. ค่าใช้จ่ายสูง จึงควรติดตั้งในพื้นที่จำเป็น เช่น พื้นที่ในเมืองที่มีมิเตอร์หนาแน่น 2. มีข้อจำกัดเกี่ยวกับจำนวนผู้ใช้งานต่อเส้นทาง
Metro Ethernet	1. แบนด์วิดท์สูงมาก 2. Reliability สูง 3. มี Coverage area กว้างมาก	มีค่าใช้จ่ายสูงมาก จึงเหมาะสมผู้ใช้งานที่ต้องการใช้งานบริการเฉพาะอย่างบางชนิดเท่านั้น
Zigbee	1. ราคาถูก ติดตั้งได้ง่าย มีความยืดหยุ่น สามารถปรับเปลี่ยนให้เหมาะกับแต่ละสภาพพื้นที่ได้ 2. Reliability สูง เนื่องจากใช้ทอพอโลยีแบบ Mesh 3. เหมาะสมสำหรับใช้งานเป็น Last Mile ในพื้นที่ที่มีมิเตอร์หนาแน่น	1. ต้องพิจารณาจำนวนอุปกรณ์ใน 1 เครือข่าย รวมทั้งจำนวน Hop ให้เหมาะสม 2. เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีไร้สายที่มีกำลังส่งต่ำ จึงอาจโดนรบกวนจากเทคโนโลยีไร้สายอื่นๆ
PLC	1. ติดตั้งได้ง่ายและรวดเร็ว เนื่องจากใช้สายไฟที่มีอยู่แล้วเป็นตัวกลาง 2. เหมาะสมสำหรับพื้นที่ที่เป็นตรอก/ซอยยาวๆ	1. ไม่สามารถสื่อสารผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าได้ จึงค่อนข้างถูกจำกัดการใช้งาน 2. ไม่เหมาะสำหรับพื้นที่ที่สายไฟ ค่อนข้างเก่าหรือมีการพันกันซับซ้อน 3. ยังไม่ได้รับการพิสูจน์การใช้งานมากนักสำหรับระบบจำหน่ายในประเทศไทย
GPRS	1. ประหยัดค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรก 2. สามารถเริ่มต้นใช้งานได้ทันที โดยไม่ต้องสร้างโครงสร้างพื้นฐานใดๆเพิ่ม 3. กฟภ. ไม่ต้องดูแลเครือข่ายเอง 4. เหมาะสมสำหรับพื้นที่ห่างไกล ซึ่งไม่สามารถใช้งานเทคโนโลยีสื่อสารอื่นๆได้	1. สิ้นเปลืองค่าบริการรายเดือน ซึ่งทำให้ไม่คุ้มค่าในระยะยาว 2. ไม่สามารถวางแผนพัฒนาระบบเครือข่ายได้ เนื่องจาก กฟภ. ไม่ได้เป็นเจ้าของ

จากข้อดี ข้อเสีย ของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด สามารถสรุปความเหมาะสมของโมเดลโครงข่ายสื่อสารทั้ง 7 โมเดล ได้ดังนี้

1. โมเดลที่ 1 และ 2 (PON + Zigbee/PLC) ถือเป็นโมเดลหลักเนื่องจากพื้นที่เมืองพัทยาส่วนใหญ่เป็นพื้นที่ที่มีประชากรหนาแน่น โดยเลือกใช้ Zigbee ในพื้นที่ชุมชนที่มีความหนาแน่นสูง มีสายไฟฟ้าจำนวนมากซึ่งพันกัน หรือซ้อนทับกันหรือพื้นที่ที่โครงข่ายไฟฟ้าเป็นโครงข่ายเก่า และเลือกใช้ PLC สำหรับโครงข่ายไฟฟ้าที่มีลักษณะแบบก้างปลา คือสายไฟฟ้ามีลักษณะเดินไปเส้นเดียวก่อนจะแยกเป็นหลายเส้น เป็นต้น โดยโมเดลที่ 2 (PON + PLC) ยังเหมาะสมสำหรับติดตั้งในอาคารชุด เช่น คอนโดมิเนียม อีกด้วย

นอกจากนี้เทคโนโลยี PON ที่ใช้ใน WAN สามารถทำ value added ต่อยอดไปสู่โมเดล 6 ซึ่งสามารถให้บริการเสริมอื่นๆได้ โดยเฉพาะเมืองพัทยามีศักยภาพในการใช้งานเทคโนโลยีระดับสูง

2. โมเดล 3 และ 4 (GPRS + Zigbee /PLC) เป็นโมเดลที่จำเป็นต้องมี เนื่องจากไม่สามารถลาก Fiber Optic ไปทุกพื้นที่ได้ เช่น บ้านจัดสรรที่อยู่ลึกเข้าไปจากถนนหลักมาก หรือชุมชนในชนบท สำหรับการพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยี Last Mile ว่าควรใช้ Zigbee หรือ PLC สามรถใช้แนวทางเดียวกันกับโมเดลที่ 1 และ 2 ได้

3. โมเดลที่ 5 ซึ่งใช้งาน GPRS ต่อมิเตอร์แบบ 1 ต่อ 1 ใช้สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าพื้นที่ห่างไกลแบบโดดๆ เช่น ปั๊มน้ำเพื่อการเกษตรหรือโรงงานอุตสาหกรรมเป็นต้น

4. โมเดลที่ 6 และ 7 ใช้ทดสอบเพื่อรองรับบริการเสริมแบบ Broadband โดยเฉพาะ Metro Ethernet ซึ่งสามารถใช้เพื่อเชื่อมโยง corporate office ของหน่วยงานต่างๆได้

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ควรทดสอบทั้ง 7 โมเดลข้างต้นทั้งหมด เพื่อทดสอบข้อดี ข้อด้อยของแต่ละโมเดล เพื่อนำไปสู่การพิจารณาในการออกแบบโครงข่ายสื่อสารของระบบ AMI ในระยะต่อไป อย่างไรก็ตาม เนื่องจากเทคโนโลยีการสื่อสารแต่ละชนิดมีความเหมาะสมกับลักษณะพื้นที่แตกต่างกันไป ดังนั้นจึงมีความเป็นได้สูงที่การติดตั้งระบบ AMI ในระยะต่อไปก็ยังจำเป็นต้องเลือกใช้เทคโนโลยีการสื่อสารหลายชนิดเช่นกัน

แนวทางในการกำหนดจำนวนมิเตอร์ในแต่ละโมเดลนั้น ในเบื้องต้นที่ปรึกษาประเมินอัตราส่วน Fiber Optic: GPRS ว่าควรเป็นประมาณ 70:30 โดยพิจารณาจากสภาพการกระจายตัวและความหนาแน่นของผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่เมืองพัทยา เนื่องจากการใช้ Fiber Optic เป็น WAN (เทคโนโลยี PON) โดยมี Zigbee กับ PLC เป็น Last Mile เพื่อเพิ่มพื้นที่ครอบคลุมนั้น ยังไม่อาจครอบคลุมพื้นที่ทั้งหมดได้ เนื่องจาก PLC มีขีดจำกัดที่ไม่สามารถสื่อสารผ่านหม้อแปลงได้

ในขณะที่ Zigbee ก็เหมาะสมสำหรับพื้นที่ที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่เป็นกลุ่มๆและอยู่ไม่ไกลจากถนนหลักมากนักโดยไม่เหมาะสมสำหรับบางพื้นที่ เช่น หมู่บ้านจัดสรรที่อยู่ลึกเข้าไปจากถนนหลักมาก ดังนั้นพื้นที่ในส่วนที่ PON + Zigbee/PLC ไม่สามารถเข้าถึงได้จำเป็นต้องใช้ GPRS ในการสื่อสารสำหรับ Last Mile ซึ่งใช้ Zigbee และ PLC นั้น ที่ปรึกษาประเมินว่าใช้ Zigbee และ PLC ในอัตราส่วนเท่าๆกันคือ 50:50 ทั้งนี้หากต้องการตัวเลขจำนวนมิเตอร์ในแต่ละโมเดลที่ถูกต้องจำเป็นต้องมีการสำรวจอย่างละเอียดต่อไป

จากแนวทางการประเมินข้างต้น สามารถสรุปรายละเอียดโมเดลของเทคโนโลยีการสื่อสารที่ใช้ทดสอบพร้อมทั้งระบุ Service ที่ควรทดสอบสำหรับโมเดลนั้นๆได้ ดังตารางที่ 4-5

ตารางที่ 4-5 สรุปโมเดลของโครงข่ายสื่อสารและ Service ที่ควรทดสอบ

<table>
<tr><th rowspan="2">Model</th><th>Backbone</th><th>WAN</th><th>Last Mile</th><th rowspan="2">Service ที่ควรทดสอบ</th><th rowspan="2">จำนวนมิเตอร์</th></tr>
<tr><th>MDMS to Sub.</th><th>Sub. to DCU</th><th>DCU to Meter</th></tr>
<tr><td colspan="6">Narrowband Service</td></tr>
<tr><td>1</td><td>F/O</td><td>PON</td><td>Zigbee</td><td rowspan="5">Narrowband Service ทั้งหมด</td><td>40,100</td></tr>
<tr><td>2</td><td>F/O</td><td>PON</td><td>PLC</td><td>40,000</td></tr>
<tr><td>3</td><td colspan="2">GPRS</td><td>Zigbee</td><td>17,625</td></tr>
<tr><td>4</td><td colspan="2">GPRS</td><td>PLC</td><td>17,523</td></tr>
<tr><td>5</td><td colspan="3">GPRS</td><td>50</td></tr>
<tr><td colspan="6">Broadband Service</td></tr>
<tr><td>6</td><td>F/O</td><td colspan="2">PON</td><td>Narrowband Service ทั้งหมด + High Speed Network</td><td>1,000</td></tr>
<tr><td>7</td><td>F/O</td><td colspan="2">Metro Ethernet</td><td>ทุก Service</td><td>10</td></tr>
</table>

จากตารางที่ 4-5 สามารถประมาณการจำนวนมิเตอร์ที่จะทดสอบในแต่ละ Service ได้ ดังตารางที่ 4-6

ตารางที่ 4-6 ปริมาณงานในแต่ละ Service

ที่	Service	จำนวนมิเตอร์ที่ทดสอบ
Narrowband Service		
1	Meter Reading	116,308 (ทั้งหมด)
2	Load Limit	116,308 (ทั้งหมด)
3	Remote Connect/Disconnect	116,308 (ทั้งหมด)
4	Tamper Detection	116,308 (ทั้งหมด)
5	Prepayment	116,308 (ทั้งหมด)
6	Outage Monitoring	116,308 (ทั้งหมด)
7	Demand Response	116,308 (ทั้งหมด)
Broadband Service		
8	High-speed Network	1,010 (เฉพาะโมเดลที่ 6 และ 7)
9	In Home Display	10 (เฉพาะโมเดลที่ 7)
10	Home & Industrial Automation	10 (เฉพาะโมเดลที่ 7)

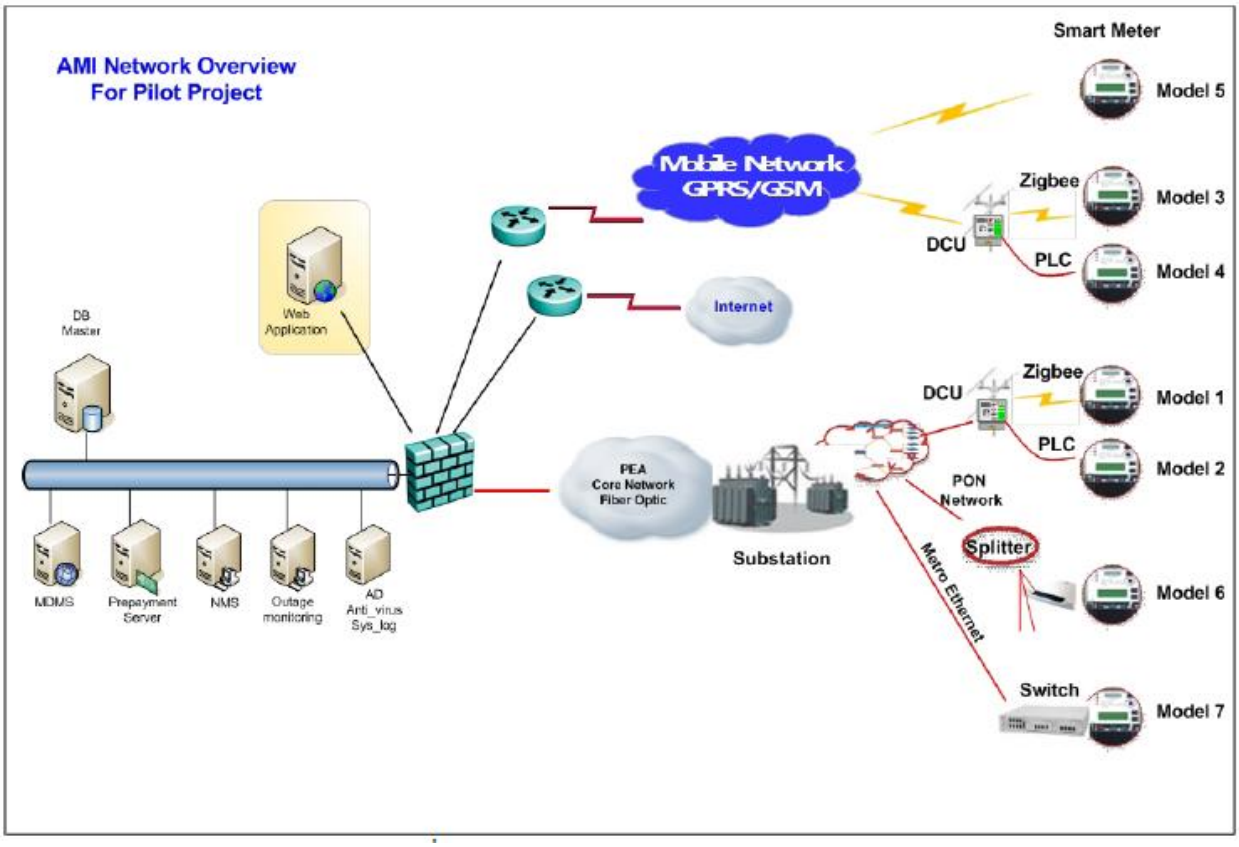
อย่างไรก็ตามฟังก์ชัน Load limit และ Remote Connect/Disconnect ไม่สามารถทดสอบกับมิเตอร์ที่ไม่ได้ต่อแบบ direct connect ได้สามารถสรุปประเภทของมิเตอร์ (1 เฟส และ 3 เฟส) ในแต่ละโมเดลรวมทั้งประมาณการติดตั้งในแต่ละปีได้ตามตารางที่ 4-7

ตารางที่ 4-7 แผนการติดตั้งแบ่งตามชนิดของมิเตอร์ในแต่ละโมเดลของโครงข่ายสื่อสาร

Narrow Band Service								
Solution	Technology			Customer				
	Backbone	WAN	Last Mie	Single phase		Three Phase		Total
	(MDMS to Sub.)	(Sub. to DCU)	(DCU to meter)	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 1	ปีที่ 2	
Model 1	F/O	PON	Zigbee	1,700	35,000	800	2,600	40,100
Model 2	F/O	PON	PLC	1,700	35,000	700	2,600	40,000
Model 3	GPRS		Zigbee	1,673	12,640	712	2,600	17,625
Model 4	GPRS		PLC	1,673	12,638	712	2,500	17,523
Model 5	GPRS			10	30	10	-	50
Broadband Service								
Model 6	F/O	PON		200	200	100	500	1,000
Model 7	F/O	Metro Ethernet		-	-	10	-	10
Total				6,956	95,508	3,044	10,800	116,308
				102,464		13,844		

จากโมเดลทั้ง 7 โมเดล สามารถนำมาสรุปเป็นแผนผังโครงข่ายสื่อสารโดยรวม (Network Overview) ได้ดังแผนภาพที่ 4-1

แผนภาพที่ 4-1 Network Overview ของโครงการ



สำหรับการสื่อสารจากพัทยาไปสู่เกาะล้าน เนื่องจากปัจจุบันมี Submarine Fiber ลากไปอยู่แล้ว ที่ปรึกษาจึงเสนอให้ใช้ Fiber ในการสื่อสารไปยังเกาะล้าน แต่หาก กฟภ. ต้องการทดสอบการสื่อสารสำหรับพื้นที่ห่างไกล ก็อาจเลือกทดสอบเทคโนโลยีดาวเทียมหรือไมโครเวฟได้ แต่ก็จะสิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายมากขึ้น รวมทั้งเทคโนโลยีดาวเทียมหรือไมโครเวฟก็มีความสามารถด้อยกว่า Fiber Optic อยู่มาก ดังนั้น กฟภ. จึงควรใช้ Submarine Fiber ที่มีอยู่แล้วสำหรับการสื่อสารไปสู่เกาะล้าน

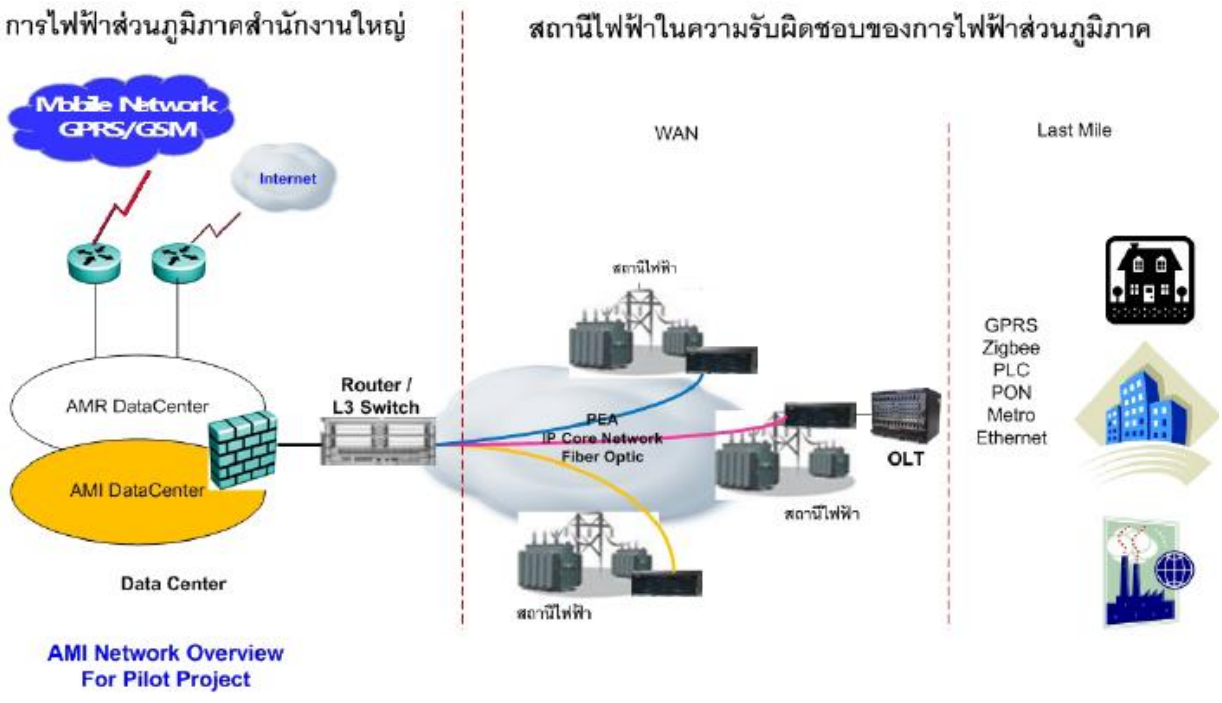
การวางระบบคอมพิวเตอร์ส่วนกลางหรือ Data Center ควรวางระบบที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่ เนื่องจากระบบ Data Center ควรมีลักษณะเป็น Centralized เพื่อประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบทั้งหมดและช่วยให้ระบบมีความมั่นคงปลอดภัยมากกว่าการกระจายระบบ Data Center ไปยังเขตต่างๆ และถึงแม้ระบบ Data Center จะอยู่ที่ส่วนกลาง แต่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตต่างๆก็สามารถดึงข้อมูลที่จำเป็นเพื่อนำไปบริหารจัดการในพื้นที่ของตนได้ โดยสามารถสรุปความจำเป็นที่ควรวาง Data Center ที่ส่วนกลางได้ดังนี้

1. ด้านความปลอดภัยของระบบ ระบบควรอยู่ที่ส่วนกลางเพียงระบบเดียว ซึ่งทำให้สามารถควบคุมในเรื่องความปลอดภัยได้ง่าย

2. ด้านการบริหารจัดการ ระบบอยู่ส่วนกลางทำให้การบริหารจัดการสามารถทำได้สะดวก

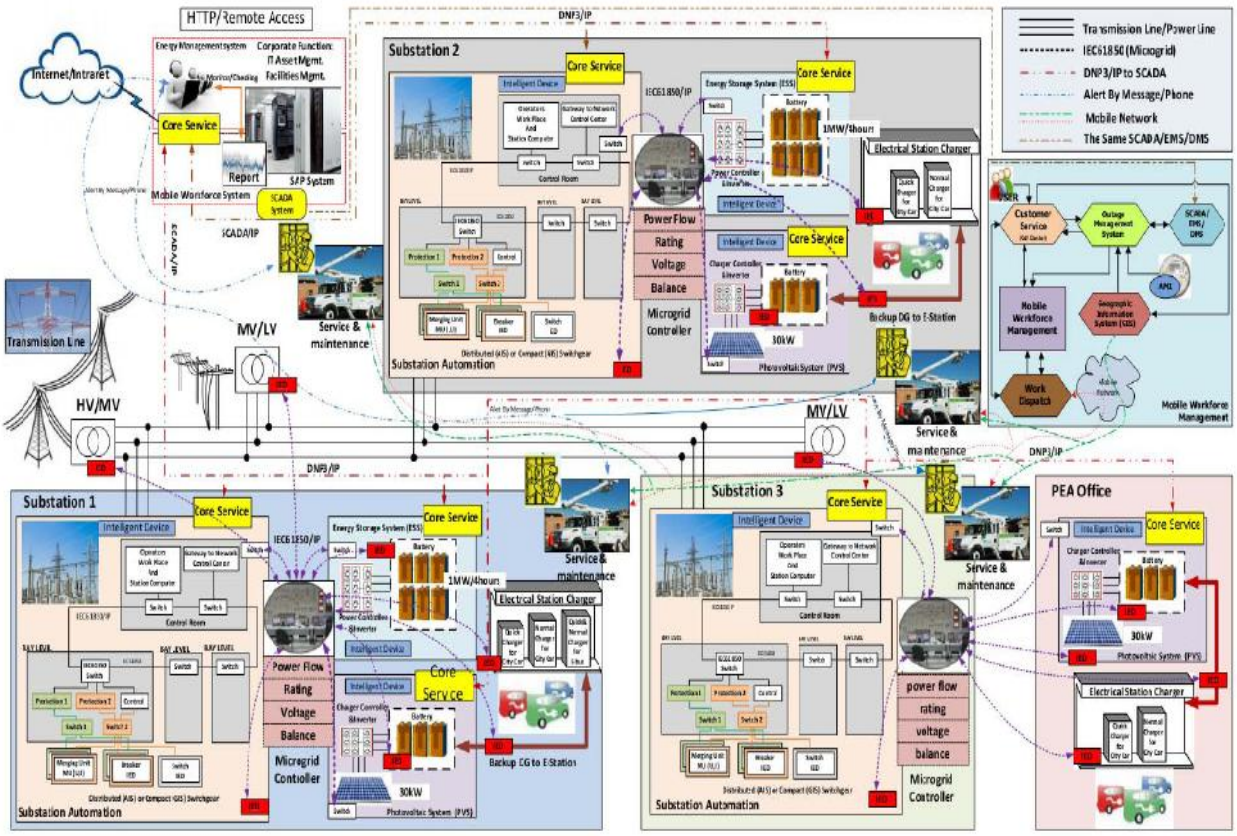
3. ด้านการเชื่อมต่อกับระบบงานอื่นๆ ซึ่งระบบงานหลักของ กฟภ. เกือบทั้งหมดเป็นแบบบริหารจากส่านกลาง ดังนั้นถ้า Data Center ของระบบ AMI อยู่ส่วนกลางก็จะสามารถบูรณาการข้อมูลเข้าหากันได้โดยง่าย สามารถสรุปขอบเขตความรับผิดชอบของ กฟภ. ส่วนกลางและเมืองพัทยาในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ได้ดังแผนภาพที่ 4-2

แผนภาพที่ 4-2 Network Overview แบ่งความรับผิดชอบของส่วนกลางและพัทยา แนวทางการออกแบบระบบย่อยอื่นๆ



การออกแบบระบบย่อยอื่นๆของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในโครงการแสดงดังแผนภาพที่ 4-3 สามารถอธิบายรายละเอียดโดยแยกเป็นแต่ละระบบย่อยได้ดังนี้

แผนภาพที่ 4-3 ภาพโดยรวมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในโครงการ

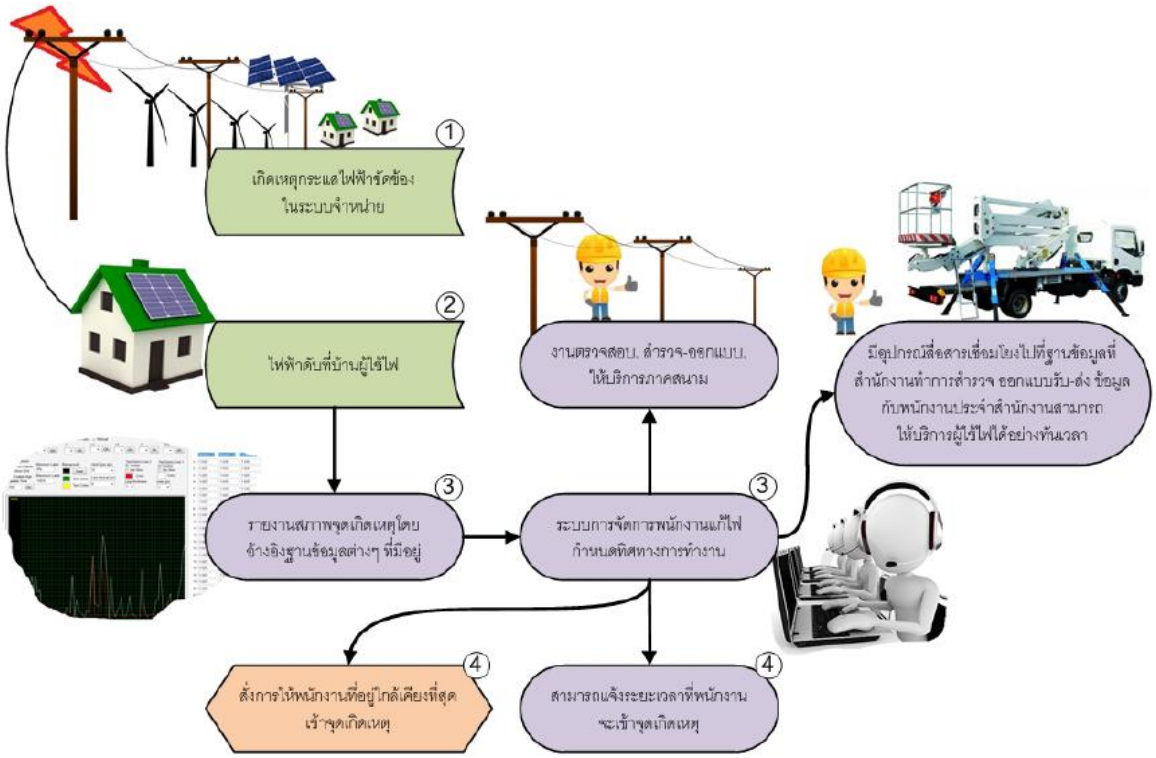


<u>ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ</u>

ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะในโครงการนี้ จะเป็นการติดตั้งระบบบริหารจัดการพนักงานแก้ไฟเพื่อให้การแก้ปัญหาไฟฟ้าขัดข้องเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยระบบดังกล่าวจะสามารถดึงข้อมูลที่จำเป็นมาใช้ประโยชน์ได้ โดยเฉพาะข้อมูลจากระบบ OMS ซึ่งเป็นระบบที่ทำหน้าที่เฝ้าระวังการเกิดปัญหาไฟฟ้าขัดข้องที่มีอยู่ในระบบ AMI เมื่อเกิดเหตุกระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบจำหน่ายซึ่งทำให้เกิดไฟฟ้าดับที่บ้านผู้ใช้ ระบบ OMS จะสามารถทราบเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องและตำแหน่งที่เกิดเหตุได้ทันที จากนั้น พนักงานซึ่งทำหน้าที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟจะตรวจสอบข้อมูลต่างๆ ที่มีอยู่ และรายงานสภาพจุดเกิดเหตุและกำหนดทิศทางการทำงานไปยังพนักงานซึ่งประจำอยู่ที่รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องที่อยู่ใกล้จุดเกิดเหตุที่สุดเข้าไปยังจุดเกิดเหตุทันที ซึ่งพนักงานในรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องจะติดต่อสื่อสารกับพนักงานที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟอย่างต่อเนื่องเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลกัน รวมทั้งสามารถเชื่อมต่อเข้าไปยังฐานข้อมูลต่างๆ ได้ทันที เพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างรวดเร็วที่สุด ดังนั้น สิ่งสำคัญสำหรับระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะก็คือ ระบบการ

จัดการพนักงานแก้ไฟซึ่งจะต้องนำข้อมูลที่มีอยู่ทั้งหมดมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการแก้ปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง และระบบสื่อสารที่จะต้องเชื่อมโยงระหว่างพนักงานซึ่งประจำอยู่ที่รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องกับฐานข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็น ดังนั้น การติดตั้งระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะสำหรับโครงการนี้ งานหลักคือการพัฒนาและติดตั้งซอฟต์แวร์บริหารจัดการเพื่อดึงข้อมูลที่สำคัญจากระบบสารสนเทศต่างๆที่มีอยู่มาใช้ประโยชน์ได้อย่างเหมาะสม รวมถึงการติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารประจำรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง เพื่อให้สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุม หรือสามารถเชื่อมต่อเข้าไปยังฐานข้อมูลต่างๆ ได้ทันที

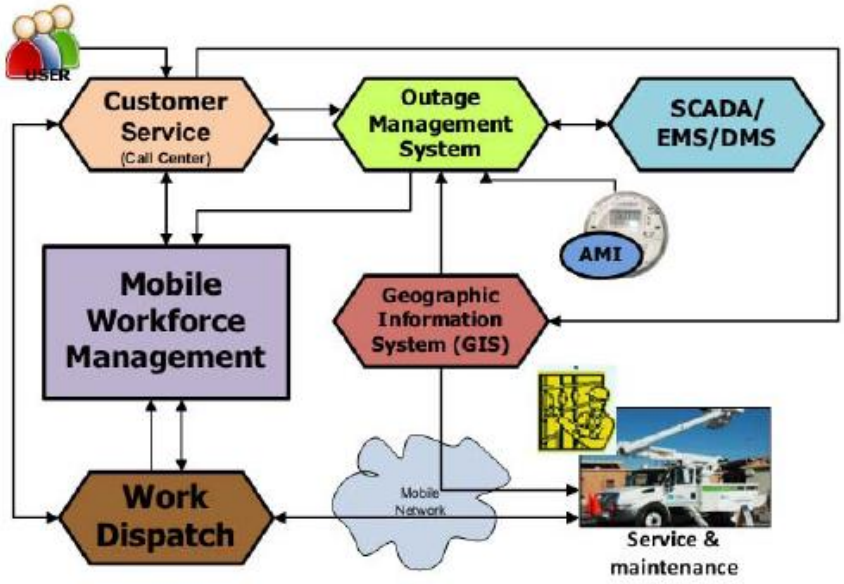
แผนภาพที่ 4-4 การทำงานของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ



การทำงานของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะจำเป็นต้องเชื่อมต่อกับระบบสารสนเทศอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น ในการตรวจสอบการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง สามารถตรวจสอบได้ทั้งจากการแจ้งโดยผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านระบบ Call Center 1129 ตรวจสอบโดยใช้ข้อมูลจาก Smart Meter ในระบบ AMI หรือข้อมูลจากระบบ SCADA/EMS/DMSโดยจะมีระบบ OMS เป็นศูนย์กลางในการตรวจสอบปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง นอกจากนี้ ข้อมูลตำแหน่งจุดเกิดปัญหาควรจะนำไปแสดงบนแผนที่ในระบบ GIS เพื่อให้ทราบตำแหน่งที่เกิดปัญหาได้ชัดเจนและสามารถเดินทางไปยังจุด

เกิดปัญหาได้เร็วขึ้น สรุประบบที่เกี่ยวข้องและลักษณะการรับส่งข้อมูลในระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะได้ดังแผนภาพที่ 4-5

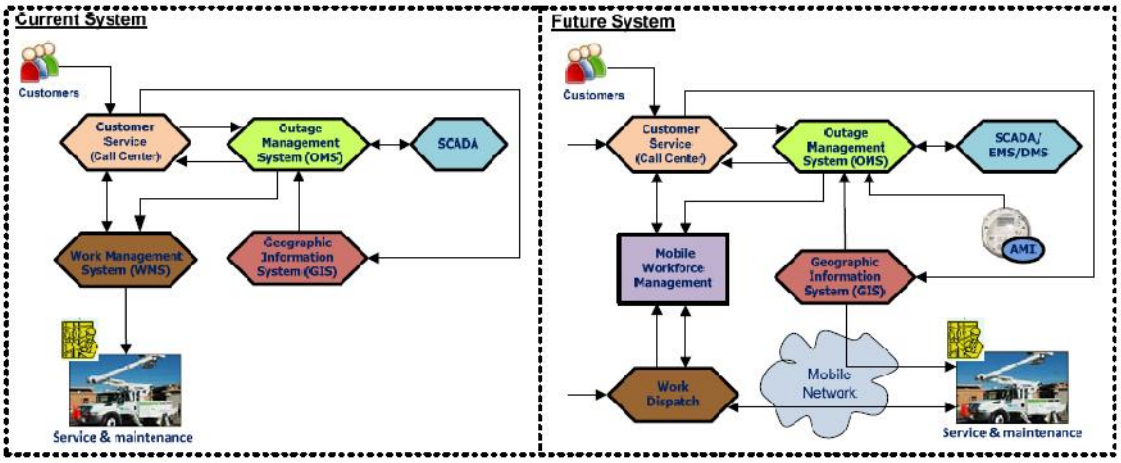
แผนภาพที่ 4-5 ระบบที่เกี่ยวข้องและลักษณะการรับส่งข้อมูลในระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ



การพัฒนาระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะสำหรับโครงการนี้จะมีกระบวนการและการเชื่อมโยงกับระบบ OMS ที่เพิ่มเติมและแตกต่างจากระบบเดิมที่ใช้งานอยู่ปัจจุบัน (ดังแสดงในแผนภาพที่ 3-6) กล่าวคือ ระบบ OMS ในปัจจุบันจะรับเหตุไฟฟ้าขัดข้องซึ่งมีทั้งการแจ้งเหตุการณ์ไฟดับแบบฉุกเฉินจากผู้ใช้ไฟผ่านระบบ PEA Call Center 1129 หรือ การแจ้งเหตุไฟฟ้าขัดข้องจากระบบ SCADA ซึ่งภายหลังจากรับทราบเหตุการณ์ไฟดับ ระบบ OMS จะติดต่อประสานงานกับระบบ GIS เพื่อขอข้อมูลพิกัดและตำแหน่งสถานที่ที่เกิดเหตุ รวมถึงจ่ายงานให้กับระบบ WMS เพื่อส่งพนักงานและรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องพร้อมกับข้อมูลพิกัดและตำแหน่งสถานที่เพื่อเข้าไปดำเนินการซ่อมแซมแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง นอกจากนี้ระบบ OMS ยังมีการติดตามสถานะของงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง และการจัดทำรายงานต่างๆ ในการลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลูกค้าในกรณีไฟฟ้าขัดข้อง โดยครอบคลุมตั้งแต่การรับแจ้งไฟฟ้าขัดข้องจนถึงสิ้นสุดขั้นตอนการแก้ไขให้สามารถใช้งานได้ตามปกติ ความแตกต่างสำหรับระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะในโครงการนี้ คือ ระบบ OMS นอกเหนือจากการรับเหตุไฟฟ้าขัดข้องจากระบบ PEA Call Center 1129 และระบบ SCADA แล้วยังสามารถทราบเหตุไฟดับจากข้อมูลที่เชื่อมต่อกับระบบ AMI นอกจากนี้ ความก้าวหน้าด้านระบบเทคโนโลยีสารสนเทศและสื่อสารมาช่วยให้งาน

ด้าน Mobile Workforce ทำให้พนักงานในรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องสามารถติดต่อสื่อสารกับพนักงานที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลกัน รวมทั้งสามารถเชื่อมต่อเข้าไปยังฐานข้อมูลต่างๆ ได้อย่างทันทีเพื่อใช้ประกอบในการตัดสินใจเมื่ออยู่ภาคสนามเพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างรวดเร็วที่สุด

แผนภาพที่ 4-6 เปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างระบบเดิมและระบบในอนาคต



การเลือกสถานที่วาง Data Center ของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะสามารถเลือกดำเนินการได้ 2 รูปแบบ คือ แบบ Centralize ซึ่งจะวาง Data Center ไว้ที่ศูนย์กลางเพียงแห่งเดียวและควบคุมการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องทั่วประเทศ ซึ่งจะมีข้อดีคือมีค่าใช้จ่ายถูกกว่า สามารถบริหารจัดการตัวระบบได้ง่ายกว่า เช่น การอัปเกรดหรือ การปรับแต่งซอฟต์แวร์ แต่การสั่งการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าอาจจะไม่สะดวกเท่าแบบ De-centralize หรือ Regional ซึ่งแต่ละพื้นที่จะรับผิดชอบการติดตั้งและบริหารจัดการระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะของตนเอง ซึ่งจะสะดวกในการสั่งการแก้ไขปัญหาได้อย่างรวดเร็ว แต่จะมีค่าใช้จ่ายโดยรวมสูงกว่าเนื่องจากจำเป็นต้องติดตั้งระบบในหลายๆพื้นที่

สำหรับโครงการนี้ กฟภ. อาจจะเลือกวาง Data Center ของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะไว้ที่เมืองพัทยาก่อน เนื่องจากเป็นโครงการนำร่องเพื่อทดสอบการทำงานของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ ดังนั้น การเลือกวาง Data Center ที่เมืองพัทยาจะช่วยให้ กฟภ. ได้ศึกษาประโยชน์ ข้อดี ข้อด้อยของการใช้งานระบบ ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะได้ชัดเจน

ความเป็นไปได้ทางเทคนิค

ระบบ AMI

1. Smart Meter และ DCU

เนื่องจากโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะถือเป็นแนวโน้มของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งเป็นที่สนใจของผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทั่วโลก ซึ่ง Smart Meter ถือเป็นอุปกรณ์สำคัญในการก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะดังนั้น จึงมีผู้ผลิตหลายรายที่เริ่มสนใจพัฒนา Smart Meter ให้ทันความต้องการของตลาดที่เริ่มมีการใช้งาน Smart Meter มากขึ้น เนื่องจากมีผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าจำนวนมากที่เริ่มดำเนินการโครงการโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จากการแข่งขันระหว่างผู้ผลิตทำให้การพัฒนาเทคโนโลยี Smart Meter ก้าวหน้าอย่างรวดเร็ว และสามารถรองรับการทำงานของหลายๆแอปพลิเคชันในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ การเลือก Specification ของ Smart Meter โดยทั่วไปจะมีประเด็นที่จำเป็นต้องพิจารณา 2 ประเด็นเป็นสำคัญ คือ

1.1 รูปแบบ Interface ของ Smart Meter โดยพิจารณาจากเทคโนโลยีสื่อสารที่ใช้งาน

1.2 แอปพลิเคชัน หรือ Service ที่ใช้งาน

ดังนั้น สำหรับ Smart Meter ที่จะนำมาใช้ในโครงการ ควรมีหลักเกณฑ์ในการพิจารณาเลือกSpecification ของ Smart Meter คือ ใช้รูปแบบ Interface แบบ Zigbee, PLC และ GPRS ตามรูปแบบโมเดลของเทคโนโลยีการสื่อสาร ซึ่งเทคโนโลยีการสื่อสารที่จะใช้ในการเชื่อมต่อแบบ Last Mile คือ Zigbee, PLC, GPRS, PON และ Metro Ethernet แต่สำหรับ Interface กับ PON และ Metro Ethernet ซึ่งจะมีลักษณะเป็น LAN ก่อนเข้ามิเตอร์ (เปลี่ยนจาก fiber optic เป็น LAN ที่อุปกรณ์ ONU และ Switch ตามลำดับ) นั้น มิเตอร์โดยทั่วไปจะมี converter port ซึ่งเปลี่ยนจาก LAN เป็น RS-232 อยู่ต้องรองรับแอปพลิเคชันหรือ Service ที่จะทดสอบในโครงการ นอกจากนี้จะต้องพิจารณาเลือกมิเตอร์ที่รองรับอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ด้วย แม้อาจยังไม่มีการใช้งานในโครงการ แต่เพื่อรองรับการใช้งานอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ในอนาคต เพื่อประโยชน์ในการทดสอบ กฟภ.ควรพิจารณาทดสอบโดยใช้มิเตอร์จากหลายผู้ผลิต เพื่อจะได้ศึกษาเทคโนโลยีของมิเตอร์รวมถึงซอฟต์แวร์ ของผู้ผลิตหลายๆรายว่ามี Feature ต่างกันอย่างไร และมีข้อดีข้อเสียในการใช้งานจริงอย่างไร

เทคโนโลยีสื่อสาร

เทคโนโลยีสื่อสารซึ่งที่ปรึกษาเสนอให้ดำเนินการทดสอบในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ(Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ประกอบด้วย PON (Passive Optical Network), Metro Ethernet, GPRS, Wireless Mesh, Zigbee, PLC ซึ่งเทคโนโลยีบางชนิดเป็นเทคโนโลยีที่มีใช้งานทั่วไป แต่บางเทคโนโลยี เช่น PON, Metro Ethernet, Zigbee อาจเป็นเทคโนโลยีที่ยังไม่เป็นที่รู้จักในประเทศไทยมากนัก ในหัวข้อนี้จะเป็นการพิจารณาความเป็นไปได้ของแต่ละเทคโนโลยีในการนำมาใช้งานในโครงการ

PON - เป็นเทคโนโลยีการสื่อสารความเร็วสูงผ่าน Fiber Optic หรือที่มักเรียกกันว่า FTTx ถือเป็นเทคโนโลยีการสื่อสารที่เหมาะสมกับการใช้งานเป็นโครงข่าย WAN หรือกระทั่งไปจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต้องการใช้บริการแบบ Broadband Service ปัจจุบันมีผู้ให้บริการเทคโนโลยี PON ในประเทศไทยบ้างแล้ว เช่น บริษัท กสท.โทรคมนาคม จำกัด (มหาชน) ซึ่งได้เริ่มดำเนินการติดตั้งระบบ FTTx ในเมืองพัทยาแล้วเช่นกัน ทั้งนี้เทคโนโลยี PON ถือเป็นทางเลือกที่ผู้ให้บริการอินเทอร์เน็ตหลายๆรายสนใจ เนื่องจากเหมาะสมสำหรับอินเทอร์เน็ตความเร็วสูงในอนาคต ในปัจจุบันเทคโนโลยี PON ที่เป็นที่นิยม คือ GEPON (Gigabit Ethernet Passive Optical Network) และ GPON (Gigabit Passive Optical Network) ซึ่งจะมีข้อดี ข้อเสียแตกต่างกัน สำหรับการเปรียบเทียบระหว่าง GEPON และ GPON

Metro Ethernet - บริการ Metro Ethernet เป็นวงจรสื่อสัญญาณที่เชื่อมโยงอินเทอร์เน็ตด้วย Fiber Optic จากโครงข่ายหลักไปจนถึงโครงข่าย Last Mileจึงมีเสถียรภาพในการใช้งานและความคงทนต่อสภาวะแวดล้อมที่สูงกว่าสายเชื่อมโยงสัญญาณทั่วไปที่เป็นสายทองแดง และสามารถรองรับการใช้งานได้สูงถึง 10 Gbps ปัจจุบันมีการใช้งานเทคโนโลยีนี้แล้วในกรุงเทพมหานคร โดยส่วนใหญ่มีผู้ใช้บริการคืออาคารสำนักงานขนาดใหญ่ในกรุงเทพมหานคร ผู้ให้บริการเทคโนโลยี Metro Ethernet เช่น KSC เป็นต้น

GPRS - โครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (AMR) ของ กฟภ. ระยะที่ 1 ซึ่งได้ดำเนินการติดตั้งระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จำนวน 30,000 ราย ซึ่งในโครงการนี้ใช้ GPRS/GSM เป็นช่องทางสื่อสารเพียงช่องทางเดียว และจากการใช้งานพบว่าระบบ GPRS/GSM สามารถทำงานกับระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติได้เป็นอย่างดี และโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ระยะที่ 1 ถือว่าประสบความสำเร็จเป็นที่น่าพอใจ นอกจากนี้เครือข่าย GPRS/GSM ในประเทศไทย มีใช้งานกันแพร่หลายและมีพื้นที่ครอบคลุมทั่วประเทศ ดังนั้น เทคโนโลยี GPRS จึงไม่น่ามีปัญหาหรืออุปสรรคประการใดในการนำมาใช้งานในโครงการ

Wireless Mesh - โครงข่าย Wireless Mesh ที่กล่าวถึงในรายงานฉบับนี้จะใช้เทคโนโลยี WiFi เป็นหลัก ดังนั้นจึงอาจจะเรียกว่าเป็น WiFi Mesh ก็ได้ เทคโนโลยี WiFi Mesh จะแตกต่างจาก WiFi ปกติ คือ สำหรับWiFi ที่มีใช้กันทั่วไป อุปกรณ์ Access Point (AP) จะสื่อสารแบบไร้สายกับอุปกรณ์ลูกในเครือข่ายของตนที่เท่านั้น ขณะที่การสื่อสารกับโครงข่ายหลัก (Backbone Network) หรือโครงข่าย Backhaul จะใช้เทคโนโลยีแบบมีสาย ขณะที่ WiFi Mesh อุปกรณ์ AP สามารถสื่อสารแบบไร้สายแบบ Mesh Networking ร่วมกันได้เสมือนเป็นโครงข่าย Backhaul โดย WiFi Mesh เป็นเทคโนโลยีสื่อสารชนิดหนึ่งที่ได้รับความนิยมใช้งานเป็นโครงข่าย

Last Mile หรือ กระทั่งเป็น WAN สำหรับระบบ AMI ในต่างประเทศ เนื่องจากสามารถติดตั้งได้ง่าย และอุปกรณ์มีราคาถูก แต่หากพิจารณาถึงพื้นที่ครอบคลุมซึ่งมีไม่มากนักต่อ 1 AP จึงอาจทำให้ต้องใช้จำนวนอุปกรณ์มาก เพื่อให้ครอบคลุมพื้นที่ที่ต้องการ ทั้งยังมีประเด็นเรื่องการรบกวนกันกับเทคโนโลยีไร้สายอื่นๆ จึงยังไม่พิจารณาทดสอบในโครงการนี้ เนื่องจากยังมีเทคโนโลยีอื่นๆที่สามารถใช้แทน WiFi Mesh ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

Zigbee - เทคโนโลยี Zigbee อาจยังไม่แพร่หลายในประเทศไทยมากนัก แต่ถือเป็นเทคโนโลยีสำคัญในระบบ AMI โดยนิยมใช้งานเป็นโครงข่าย Last Mile และ Home Area Network (HAN) หรือระบบเครือข่ายภายในอาคารสำนักงานต่างๆ ในปัจจุบันมี Smart Meter จากหลายผู้ผลิตที่มีลักษณะเป็น Zigbee Meter คือเป็นมิเตอร์ที่มี Zigbee Module ในตัว และสามารถนำใช้งานเพื่อสร้างเป็น Zigbee Network ได้ทันที โดยไม่จำเป็นต้องมีอุปกรณ์อื่นๆ ดังนั้น การใช้เทคโนโลยี Zigbee สำหรับโครงข่าย Last Mile ในโครงการ จึงไม่น่ามีปัญหาหรืออุปสรรค เพียงแค่ใช้ Zigbee Meter ก็สามารถดำเนินการได้โดยง่าย แต่จะต้องพิจารณาถึงระยะทางระหว่างแต่ละ Zigbee Meter ซึ่งไม่ควรอยู่ห่างกันเกิน 140 เมตร (ไม่ควรเกิน 85 เมตรในพื้นที่หนาแน่น)

PLC - เทคโนโลยี PLC เป็นอีกหนึ่งทางเลือกที่ได้รับความนิยมสำหรับโครงข่าย Last Mile ของระบบAMI ในต่างประเทศ เนื่องจากไม่จำเป็นต้องลงทุนมากนัก ปัจจุบัน Smart Meter ที่มี PLC interface ก็มีให้เลือกมากมายในตลาด และโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ถือเป็นโอกาสดีที่ กฟภ. จะได้ทดสอบการทำงานของเทคโนโลยี PLC เต็มรูปแบบ

ระบบ MDMS

MDMS มีทำหน้าที่บริหารจัดการข้อมูลต่างๆจากมิเตอร์โดยจะทำงานประสานกับ Database Server และ อุปกรณ์มิเตอร์ เพื่อจัดเก็บข้อมูลที่ได้จากมิเตอร์เข้าสู่ Database Server จากนั้นแอปพลิเคชั่นต่างๆจะดึงข้อมูลจาก Database Server ไปใช้งานตามความต้องการของแต่ละแอปพลิเคชันต่อไป การทำงานของระบบ MDMS จะขึ้นอยู่กับซอฟต์แวร์ MDMS เป็นหลัก ซึ่งจะมีลักษณะเป็นซอฟต์แวร์สำเร็จรูป ปัจจุบันมีผู้ผลิตหลายรายที่ขายลิขสิทธิ์ซอฟต์แวร์ MDMS พร้อมๆกับอุปกรณ์มิเตอร์และระบบ Data Center เนื่องจาก กฟภ. มีแผนที่จะติดตั้งระบบ AMI ทั่วประเทศกว่า 15 ล้านราย ดังนั้นการซื้อซอฟต์แวร์ MDMS ควรซื้อเป็นแบบ Unlimited License (ราคาซอฟต์แวร์ MDMS ซึ่งที่ปรึกษาประเมินในเงินลงทุนของโครงการ เป็นแบบUnlimited License อยู่แล้ว) เพื่อรองรับการขยายระบบ AMI ต่อไปในอนาคตด้วย

สาเหตุที่ กฟภ. ควรจัดซื้อ MDMS สำหรับระบบ AMI ใหม่ แม้ว่าจะมีซอฟต์แวร์ MDMS สำหรับระบบ AMR อยู่แล้วก็ตาม เนื่องจากระบบ AMI มีฟังก์ชันการทำงานมากกว่าระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติอยู่มาก เช่น ระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติจะไม่มีฟังก์ชัน Remote Connect/Disconnect, Prepayment, Demand Response เป็นต้น โดยระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติจะมีฟังก์ชันการอ่านค่ามิเตอร์เพียงอย่างเดียวจึงไม่อาจรองรับการทำงานของแอปพลิเคชันและบริการใหม่ๆในระบบ AMI ได้ และ กฟภ. ควรจะพิจารณาจัดซื้อเพียงลิขสิทธิ์ซอฟต์แวร์ MDMS เพียงยี่ห้อเดียว โดยให้ผู้เสนอราคาทำหน้าที่พัฒนาโปรแกรมเพื่อให้เชื่อมต่อกับมิเตอร์ยี่ห้ออื่นๆ ได้ และให้ส่งมอบ Source Code ในส่วนของการพัฒนาให้กับ กฟภ. (ซึ่งในกระบวนการนี้ควรอยู่ในช่วงของการเขียนข้อกำหนดซึ่งสามารถระบุรายละเอียดเชิงลึกได้มากกว่านี้) สำหรับการสื่อสารระหว่างมิเตอร์และ MDMS ที่ปรึกษาแนะนำให้ อ้างอิงจากโพรโทคอล DLMS (Device Language Message Specification) ซึ่งเป็นโพรโทคอลตามมาตรฐาน IEC ซึ่งเป็นมาตรฐานที่ใช้กันทั่วโลก สามารถสรุปข้อกำหนดพื้นฐานของ MDMS ได้ดังนี้

1. โพรโทคอลการสื่อสารระหว่างมิเตอร์และ MDMS ควรเลือกใช้โพรโทคอล DLMS/COSEM

2. MDMS จะต้องสามารถรับข้อมูลจากมิเตอร์ทุกเครื่องที่จะส่งข้อมูลมายัง MDMS ในทุกๆ15นาทีได้

3. ต้องมีการพัฒนาซอฟต์แวร์ MDMS เพิ่มเติม เพื่อให้สามารถสื่อสารกับมิเตอร์ทุกยี่ห้อในโครงการได้ และจะต้องส่งมอบ Source Code ในส่วนของการพัฒนาเพิ่มเติมให้กับ กฟภ. ด้วย เพื่อจะนำไปใช้งานในโครงการในพื้นที่อื่นๆ ต่อๆ ไป

บทที่ 5
สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

การนำระบบเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure : AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) มาใช้ในประเทศไทย กรณีศึกษา พื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี พบว่า ระบบ AMI เป็นระบบการวัดที่เก็บรวบรวมและวิเคราะห์การใช้พลังงานผ่านเทคโนโลยีระบบสื่อสารชนิดต่างๆ เพื่อให้การดูแล ควบคุมอุปกรณ์ และการบริหารการใช้ทรัพยากรให้เป็นไปอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพที่ดียิ่งขึ้น ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทั่วโลกมักพิจารณาระบบ AMI ว่าเป็นก้าวแรกในการไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะซึ่งควรจะต้องสร้างและพัฒนาก่อนเป็นอันดับแรก เนื่องจากการสร้างระบบ AMI จะเป็นการสร้างโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ ที่จำเป็นระหว่างผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า และจะเป็นพื้นฐานให้แก่ระบบงานที่สำคัญอื่นๆของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น Distribution Automation (DA), Distributed Generation (DG) และรองรับการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้า เป็นต้น ระบบ AMI ยังช่วยแก้ปัญหาจากระบบมิเตอร์จานหมุนเดิม เนื่องจากระบบ AMI จะใช้งาน Smart Meter แทนมิเตอร์จานหมุน ทำให้การวัดหน่วยไฟฟ้ามีความถูกต้องมากขึ้น สามารถตรวจจับการละเมิด ปัญหาไฟฟ้าดับ และเหตุการณ์ผิดปกติต่างๆ ได้ และที่สำคัญการส่งข้อมูลหน่วยไฟฟ้าที่วัดได้มายัง Data Center ของ กฟภ.โดยอัตโนมัติ จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการจดหน่วย และยังเพิ่มความสะดวกในการบริหารจัดการได้ นอกจากนี้ ระบบ AMI ยังเป็นพื้นฐานให้ กฟภ. สามารถให้บริการเสริมต่างๆ เช่น บริการใช้ไฟฟ้าแบบ Prepayment หรือบริการโครงข่ายความเร็วสูง เป็นต้น

นอกจากนี้ หากพิจารณาจากตัวอย่างโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศจะพบว่าผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าหลายๆ รายทั้งในยุโรป เอเชียและสหรัฐอเมริกา ต่างก็มีความสนใจในการก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ และระบบ AMI ถือเป็นสิ่งที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าส่วนใหญ่ นำมาพิจารณาว่าเป็นก้าวแรกที่จะก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เนื่องจากการสร้างระบบ AMI จำเป็นต้องสร้างโครงข่ายสื่อสารระหว่างผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า กับผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะมีประโยชน์ต่อการพัฒนาแอปพลิเคชันอื่นๆ ต่อไป โดยเฉพาะแอปพลิเคชันสำคัญที่จะช่วย

ลดค่าใช้จ่ายให้กับผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าเป็นอย่างมาก เช่น อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU, การทำ Peak Shaving, Demand Response หรือ ระบบ Distributed Generation เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม การสร้างระบบ AMI จำเป็นต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก ทั้งจากค่าอุปกรณ์ทั้งอุปกรณ์ปลายทาง เช่น Smart Meter รวมถึงอุปกรณ์ในโครงข่ายสื่อสารและอุปกรณ์อื่นๆ ที่จำเป็น ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ค่าซอฟต์แวร์ ค่าใช้จ่ายอื่นๆในโครงการ ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าส่วนใหญ่จึงมักจัดทำโครงการนำร่องระบบ AMI เพื่อศึกษาถึงประโยชน์ที่ได้รับ ค่าใช้จ่าย และปัญหาหรือข้อจำกัดต่างๆ เพื่อนำมาพิจารณาในการทำโครงการติดตั้งระบบ AMI เต็มรูปแบบต่อไป

อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ ซึ่งมีแผนงานชัดเจนที่จะขยายระบบ AMI ต่อไปในอนาคต มักจะเริ่มต้นด้วยโครงการนำร่องประมาณหลักหมื่นถึงแสนมิเตอร์และค่อยดำเนินการขยายขนาดต่อไปในอนาคต ดังนั้นการเริ่มต้นพัฒนาระบบ AMI ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ซึ่งมีขนาด 116,308 ราย ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเมืองพัทยาถือว่าไม่มากเกินไปและไม่น้อยเกินไปเมื่อเทียบกับโครงการนำร่องระบบAMI ในต่างประเทศ

ข้อเสนอแนะ

ถ้าหากการบริหารจัดการด้านพลังงานในหน่วยงานภาครัฐ ภาครัฐวิสาหกิจ ภาคเอกชน ตลอดจนทุกภาคส่วนได้นำเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะมาใช้จนเกิดผลเป็นรูปธรรมจะทำให้การบริหารจัดการด้านพลังงานมีประสิทธิภาพ ประสิทธิผลมากขึ้น โดยเฉพาะในการปรับแผนการผลิตไฟฟ้าในประเทศ ผู้วิจัยจึงขอเสนอแนะแนวทางการนำเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะมาใช้ในการพัฒนาระบบพลังงานของประเทศไทยให้เป็นรูปธรรมมากยิ่งขึ้น ดังต่อไปนี้

1. รัฐบาลควรออกกฎ ข้อบังคับ รณรงค์ ให้มีการใช้มิเตอร์อัจฉริยะอย่างแพร่หลายทุกจังหวัดทั่วประเทศไทย

2. หน่วยงานภาครัฐและทุกภาคส่วน ควรมีการสร้างความรู้ ความเข้าใจ และสร้างความเชื่อมั่นในการเลือกใช้เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง

3. หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง ควรออกมาตรการสนับสนุน หรือสร้างแรงจูงใจในการเปลี่ยนมาใช้มิเตอร์อัจฉริยะแทนมิเตอร์จานหมุนแบบเก่า เปลี่ยนมิเตอร์โดยไม่มีค่าใช้จ่าย, ลดราคาค่าบริการในการใช้ไฟฟ้า ฯลฯ

4. สนับสนุนให้มีการขยายโครงการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะอย่างแพร่หลาย เพิ่มพื้นที่นำร่องในทุกภาคของประเทศให้มากขึ้นอย่างเป็นรูปธรรม

5. ภาครัฐส่งเสริมโดยจัดสรรเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ เพื่อสนับสนุนแก่ผู้ลงทุนในการเปลี่ยนมาใช้มิเตอร์แบบใหม่

6. ทบทวนแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP 2010) หากทุกภาคส่วนร่วมใจกัน หันมาใช้มิเตอร์แบบใหม่ เพื่อช่วยลดค่าไฟฟ้า ตลอดจนค่าบำรุงรักษาอื่นๆให้กับประเทศอีกด้วย

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

หนังสือ

พลังงาน, กระทรวง. โครงการลดการใช้พลังงานในภาครัฐปีงบประมาณ ๒๕๕๖. สำนักนโยบายและแผนพลังงาน : กรุงเทพ, ๒๕๕๖.

พลังงาน, กระทรวง. รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย ๒๕๕๕. สำนักนโยบายและแผนพลังงาน : กรุงเทพ, ๒๕๕๕.

พลังงาน, กระทรวง. แผนยุทธศาสตร์สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๕-๒๕๕๘. สำนักนโยบายและแผนพลังงาน : กรุงเทพ,๒๕๕๕.

พลังงาน, กระทรวง. แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ๒๕๕๓-๒๕๗๓ . สำนักนโยบายและแผนพลังงาน : กรุงเทพ, ๒๕๕๓.

พลังงาน, กระทรวง. แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ๒๕๕๓-๒๕๗๓ (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ ๑). สำนักนโยบายและแผนพลังงาน : กรุงเทพ, ๒๕๕๓.

พลังงาน, กระทรวง. แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ๒๕๕๓-๒๕๗๓ (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ ๒). สำนักนโยบายและแผนพลังงาน : กรุงเทพ, ๒๕๕๔.

พลังงาน, กระทรวง. แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ๒๕๕๓-๒๕๗๓ (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ ๓). สำนักนโยบายและแผนพลังงาน : กรุงเทพ, ๒๕๕๕.

พลังงาน, กระทรวง. แผนอนุรักษ์พลังงาน ๒๐ ปี (พ.ศ.๒๕๕๔-๒๕๗๓). สำนักนโยบายและแผนพลังงาน : กรุงเทพ, ๒๕๕๔.

เอกสารไม่ตีพิมพ์

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, คณะกรรมการกองโครงการ. “โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ ๑๑”. ๒๕๕๖.

เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีกำลัง, ศูนย์. จุฬาลงกรณ์, มหาวิทยาลัย. “ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ”. ๒๕๕๓.

ภาษาต่างประเทศ

Chen-Chun Lin, Chia-Han Yang, Joseph Z. Shyua. A comparison of innovation policy in the smart grid industry across the pacific : China and the USA. Energy Policy 74 (2013) . p.119-132.

Blumsack, S., Fernandez, A. Ready or not, here comes the smart grid. Energy Policy 37, 2012. p.61-68.

Giordano, V., Fulli, G. A business case for Smart Grid technologies: a systemic perspective. Energy Policy 40, 2012. p.252-259.

Mah, D.N., van der Vleuten, J.M., Hills, P.R. 2012b. Consumer perceptions of smart grid development: results of a Hong Kong survey and policy implications. Energy Policy 49, p.204-216.

Stephan Hall, Timothy J. Foxon. Values in the Smart Grid : The co-evolving political economy of smart distribution. Energy Policy 74 , 2014, p.600-609.

M. Fadaeenejad, A.M. Saberian, Mohd. Fadaee, M.A.M. Radzi, H.Hizam, M.Z.A AbKadir. The present and future of smart power grid in developing countries. 2014. Renewable and Sustainable Energy Reviews 29, 2014, p.828-834.

Jirapornanan A. Study of smart grid for Thailand and identification of the required research and development. In: Proceedings of IEEE conference. 2010.

Jiahai Yuan, Jiakun Shen, Li Pan, Changhong Zhao, Junjie Kang. Smart grids in China. Renewable and Sustainable Energy Reviews 37, 2014, p.896-906.

Jignesh Bhatt, Vipul Shah, Omkar Jani. An instrumentation engineer's review on smart grid : Critical applications and parameters. Renewable and Sustainable Energy Reviews 40, 2014, p.1217-1239.

Anzar Mahmood, Nadeem Javaid, Sohali Razzaq. A review of wireless communications for smart grid. Renewable and Sustainable Energy Reviews 41, 2015, p.248-260.

Mark P. McHenry. Technical and governance considerations for advanced metering infrastructure/ smart meters : Technology, Security, uncertainty, costs, benefits, and risks. Energy Policy 59, 2013, p.834-842.

Qiang Sun, Xubo Ge, Lin Liu, Xin Xu, Yibin Zhang, Ruixin Niu, Yuan Zeng. Review of Smart Grid Comprehensive Assessment Systems. Energy Procedia 12 , 2011, p.219-229.

Joao Crispim, Jose Braz, Rui Castro, Jorge Esteves. Smart Grids in the EU with smart regulation : Experiences from the UK, Italy and Portugal. Utilities Policy 31, 2014, p.85-93.

Mahmood, M.N. Ullah, S. Razzaq, A. Basit, U. Mustafa, M. Naeem, N. Javaid. A New Scheme for Demand Side Management in Future Smart Grid Networks. Procedia Computer Science 32, 2014, p.477-484.

A.F.A. Aziz, S.N. Khalid, M.W. Mutafa, H. Shareef, G. Aliyu. Artificial Intelligent Meter development based on Advanced Metering Infrastructure technology. Renewable and Sustainable Energy Reviews 27, 2013, p.191-197.

Murray Goulden, Ben Bedwell, Stefan Rennick- Egglestone, Tom Rodden, Alexa Spence. Smart grids, smart users? The role of the user in demand sidemanagement. Energy Research & Social Science 2, 2014, p.21-29.

Sunnil Luthra, Sanjay Kumar, Ravinder Kharb, Md. Fahim Ansari, S.L. Shimmi. Adoption of smart grid technologies : An analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews 33, 2014, p.554-565.

Murat Kuzlu, Manisa Pipattanasomporn, Saifur Rahman. Communication network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN. Computer Networks 67, 2014, p.78-88.

Ketsupich Thananunsophon, Benja Mangalabruks, Yusaku Fujii, Preecha P. Yupapin. Community Monitoring and Security using an Intelligent Camera in EAT Smart Grids. Procedia Engineering 8, 2011, p.332-336.

N. Phuangpornpitak, S. Tia. Opportunities and Challenges of Integrating Renewable Energy in Smart Grid System. Energy Procedia 34, 2013, p.282-290.

APEC. Using Smart Grids to Enhance Use of Energy-Efficiency and Renewable Energy Technologies. APEC Energy Working Group, 2011.

WADE. Smart/ Intelligent Grid Development and Deployment in Thailand (Smart Thai). World Alliance for Decentralized Energy, 2012.

Pipattanasomporn M., Feroze H., Rahman S., Multi-Agent Systems in a Distributed Smart Grid : Design and Implementation. IEEE PES 2009 Power Systems Conference and Exposition. Seattle, Washington, USA, 2009. p.1-8.

Madeleine Broman Toft, Geertje Schuitema, John Thogersen. Responsible technology acceptance : Model development and application to consumer acceptance of Smart Grid technology. Applied Energy 134 , 2014, p.392-400.

Peter M. Connor, Philip E. Baker, Dimitrios Xenias, Nazmiye Balta-Ozkan, Collin J. Axon, Liana Cipcigan. Policy and regulation for smart grids in the United Kingdom. Renewable and Sustainable Energy Reviews 40, 2014, p.269-286.

Research Report

"Smart Grid Maryland Smart Grid Technologies and Programs". Maryland Energy Administration, May 2009

"Study of Security Attributes of Smart Grid Systems – Current Cyber Security Issues", Report from National SCADA Test Bed (NSTB), April 2009

NEDO. "White paper on renewable energy technology –Toward realization of new energy society". New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Japan, July, 2009.

Non-Published Document

"Annual Report on the Progress in Smart Metering 2009 Version 2.0", European Smart MeterinAlliance, Jan 2010

Electronic Data Base

Engerati. Thailand smart grid to solve blackout headaches, (Online), Available : (http://www.engerati.com/article/thailand-smart-grid-solve-blackout-headaches2012).

Nccr trade regulation. “The Integaration of Electricity from Renewale Energy Sources in the European Union Electricity Market The case for Smart Grids” (Online), Available : http://smartgridtech.wordpress.com/smart-grid/

“Pattya City Hall”. (Online), Available : http://info.pattaya.go.th/DocLib9/2.%20ประชากร.aspx

“Pattya City Hall”. (Online), Available : http://info.pattaya.go.th/DocLib2/%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B9%84%E0%B8%9F%E0%B8%9F%E0%B9%89%E0%B8%B2.aspx

“Pattya City Hall”. (Online), Available : http://info.pattaya.go.th/DocLib2/%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B9%84%E0%B8%9F%E0%B8%9F%E0%B9%89%E0%B8%B2.aspx

“Pattaya News”. (Online), Available : http://www.pattayapreview.com/?p=386

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก – คุณลักษณะ (Attribute) ในระบบ AMI

Area	Function	Recommendation
Back Office	1. Time correction records.	Essential. Track in event log
	2. Meter event logs.	Essential. Track in event log
	3. Power loss and restore logs.	Essential. Track in event log
	4. Collection of raw meter data in accordance with the Rules.	Essential.
	5. Rules certification as half hourly (HH) or non half hourly data aggregator (NHHDA) as applicable to metering information.	Essential.
Installation	6. Installed and certified by an approved test house.	Essential. No change to metrology section without re-certification
	7. Dust proof.	Essential. Compliant with relevant IEC standards.
	8. Installed in a dry situation.	Essential. Follow good industry installation practices.
	9. Complies with part D of the Rules.	Essential.
	10. Assess wiring condition before installing.	Essential. Notify premise owner of options.
	11. Ensure load control contacts are capacity and short circuit protected.	Essential. Compliant with relevant IEC standards.
Data Retention	12. Data can be moved securely from CPE to the back office system	Essential.
	13. CPE to have non-volatile memory or battery backup + management plan.	Essential.
	14. System as a whole must comply with metrology, data handling, and data retention Rules.	Essential.
Load Control	15. Remote total disconnection.	Optional.
	16. Disconnection devices must not	Essential. Disconnecting meter

Area	Function	Recommendation
	disconnect the neutral	neutral has safety concerns and is not acceptable.
	17. Lifeline disconnection.	Essential. AMI system must support industry processes.
	18. Capacity control capability.	Highly desirable.
	19. User programming of capacity control via internal display.	Optional.
	20. Confirmation of main and discretionary load control switches.	Optional.
	21. Remote connect/disconnect with push button consumer final connect.	Optional.
	22. Automatic under frequency load control.	Optional. Desirable where cost effective.
Detection	23. Real time outage detection.	Optional.
	24. Tamper detection, phase neutral imbalance, meter open etc.	Highly desirable. Track in a CPE event log.
Volume Registers	25. Programmable number of accumulating registers.	Essential. Minimum of six recommended.
	26. Half hour consumption information.	Optional. Desirable where cost effective.
	27. Hosting of read output of other metering devices.	Optional. Desirable where cost effective.
	28. Remote display of accumulating registers used in settlement.	Optional.
	29. Meter display of accumulating registers used in settlement.	Essential. Total units used in settlement period should be displayed.
	30. Import/export measurement	Optional. Case-by-case specific.

Area	Function	Recommendation
	functionality.	
	31. Reverse power (export) indication.	Essential where this functionality is enabled.
Remote Display	32. Ability to set user programmable automatic price rate, budget $, or capacity business rules to allow the meter to control load.	Optional. AMI system should have capability to support introduction of such customer applications over time.
	33. Manual over-ride of user programmable automatic price or capacity business rules.	Optional.
	34. Display of peak, average use, current use for the day in consumed $ and kWh.	Optional.
	35. Ability to show consumption trends either via the display or internet.	Optional. AMI system should have capability to support introduction of such customer applications over time.
	36. Show current retailer's phone number.	Optional.
Price registers	37. Remotely programmable price information/registers.	Essential for prepay, otherwise optional.
	38. Remote display of pricing registers.	Optional.
	39. Meter display of pricing registers.	Optional.
	40. Remote pricing plan management.	Optional.
	41. Display of consumption value in $.	Optional. However, encouraged as useful for assisting customer understanding.
	42. Display of price specials.	Optional.
Meter reading	43. Routine read (scheduled).	Essential. In accordance with part J of the Rules.
	44. Special read (unscheduled).	Essential. Available without undue delay.
	45. Precision of reads.	Essential. In accordance with

Area	Function	Recommendation
		relevant Rules.
Operation	46. Power off/restore flag.	Essential. Track in a CPE event log
	47. Supply capacity control.	Optional. Case-by-case specific.
	48. External load control capability.	Essential. Must ensure site has active control of existing hot water load. Control of other loads desirable but optional.
	49. Programming for measurement within the meter separated from the programming ability for cumulative registers and other load control or added value functionality.	Essential. No change to metrology section without re-certification. Changes to non-metrology sections may be permitted after sample CPE devices recertified and with suitable control processes in place, incl. rollback.
	50. Low frequency load shed capability.	Optional. Desirable where cost effective.
Prepay/Postpay	51. Remote switch from prepayment/post payment capable.	Optional. Local management of customer account on case-by-case should be possible after enabling suitable application code in CPE.
Operation	52. Time synchronization from back office software in accordance with the Rules.	Essential.
	53. Non remote programmable multipliers.	Essential. Meter multipliers can be located anywhere within AMI system provided robust change management processes are

Area	Function	Recommendation
		implemented and results are logged for audit purposes. Multiplier values should be available via Services Access Interface.
	54. Common protocol with other meters.	Essential. AMI system will be open, but not necessarily at CPE. All service users have access to AMI system features on equal terms. AMI platform operators to ensure data exchange protocols are not a barrier to using their AMI system
Technical	55. Available as 1, 2 or 3 phase direct connected.	Essential. Tailored to premises.
	56. Available as current transformer connected.	Optional. Case-by-case basis.
	57. Internal watch dog on critical components.	Essential. System design should follow established electronic design best practice.
	58. On site connectable/programmable.	Essential. On site reprogrammability feature optional. Same recertification procedures will apply whether remotely or locally reprogrammed.
	59. Password protected in accordance with Schedule D2 security requirements for inbound communications.	Essential. Data security requirements in accordance with relevant Rules.

ภาคผนวก ข – การวิเคราะห์พื้นที่โครงการ (เมืองพัทยา)

1. ขนาดของพื้นที่โครงการ

ลักษณะของสภาพทางภูมิศาสตร์และอาณาเขตที่ตั้งเมืองพัทยา เป็นเขตปกครองพิเศษเขตหนึ่งที่ตั้งตามพระราชบัญญัติระเบียบบริหารราชการเมืองพัทยา ฉบับ วันที่ 29 พฤศจิกายน พ.ศ. 2521 อยู่ในท้องที่อำเภอบางละมุง จังหวัดชลบุรี ตั้งอยู่ทางภาคตะวันออกของประเทศไทย บริเวณเส้นรุ้งที่ 13° เหนือ และเส้นแวงที่ 101° ตะวันออก ซึ่งอยู่ห่างจากกรุงเทพมหานครประมาณ 150 กิโลเมตร

อาณาเขต

- ทางด้านทิศเหนือ เริ่มจากแนวคลองกระทิงลาย
- ทิศตะวันออก ขนานไปกับ ถ.สุขุมวิท (ห่างจาก ถ.สุขุมวิท ไปทางทิศตะวันออกประมาณ 900 เมตร)
- ทิศตะวันตก ขนานกับแนวชายฝั่งทะเล
- ทิศใต้ จรดพื้นที่ตำบลห้วยใหญ่

ขนาดพื้นที่

พื้นที่ทั้งหมด 208.10 ตร.กม. (130,062.50 ไร่)

- พื้นดิน (รวมเกาะล้าน) 53.44 ตร.กม. (33,400 ไร่)
- พื้นน้ำ 154.66 ตร.กม. (96,662.50 ไร่)
- เกาะล้าน 4.07 ตร.กม. (2,543.75 ไร่)

ลักษณะของสภาพประชากรและเศรษฐกิจ

ข้อมูลสถิติประชากรในเขตเมืองพัทยา ปี 2550 – 2552 ของงานทะเบียนราษฎรเมืองพัทยาข้อมูล ณ เมษายน 2553 (แหล่งที่มา: http://info.pattaya.go.th/DocLib9/2.%20ประชากร.aspx)

ตารางที่ 1 ข้อมูลสถิติประชากรในเขตเมืองพัทยา

สถิติประชากรในเขตเมืองพัทยา ปี 2550 – 2553

ประชากร	ปี 2550	ปี 2551	ปี 2552	ปี 2553	ประชากรเพิ่มขึ้น (คน)	เพิ่มขึ้น %
ประชากรทั้งหมด	102,612	104,797	106,214	107,406	1,192	+1.12
ประชากรชาย	48,438	49,241	49,589	50,075	486	+0.98
ประชากรหญิง	54,174	55,556	56,625	57,331	706	+1.25
จำนวนครัวเรือน	18,948	19,326	19,702	19,900	198	+1.00

ข้อมูลประชากรในเขตเมืองพัทยา (ณ เมษายน 2553)

ประชากร	ชาย	หญิง	รวม
ตำบลหนองปรือ	28,153	33,769	61,922
ตำบลหนองปลาไหล	883	954	1,837
ตำบลห้วยใหญ่	68	84	152
ตำบลนาเกลือ (รวมเกาะล้าน)	20,971	22,524	43,495
รวม	**50,075**	**57,331**	**107,406**

ความหนาแน่นประชากรเฉลี่ย 2,009.85.49 คน / ตร.กม. (พื้นที่ 53.44 ตร.กม.)

ความหนาแน่นประชากร(เกาะล้าน) เฉลี่ย 616.71 คน / ตร.กม. (พื้นที่ 4.07 ตร.กม.)

จำนวนครัวเรือน (เจ้าบ้าน)

ตำบลหนองปรือ	12,805	ครัวเรือน
ตำบลหนองปลาไหล	369	ครัวเรือน
ตำบลห้วยใหญ่	29	ครัวเรือน
ตำบลนาเกลือ	6,697	ครัวเรือน
รวมจำนวนครัวเรือน	**19,900**	**ครัวเรือน**

ขนาดครัวเรือนเฉลี่ย 5.40 คน / ครัวเรือน

จำนวนบ้าน (หลังคาเรือน)

ตำบลหนองปรือ	79,923	หลังคาเรือน
ตำบลหนองปลาไหล	925	หลังคาเรือน
ตำบลห้วยใหญ่	39	หลังคาเรือน
ตำบลนาเกลือ	24,158	หลังคาเรือน
รวมจำนวนบ้าน	**105,045**	**หลังคาเรือน**

ด้านเศรษฐกิจ

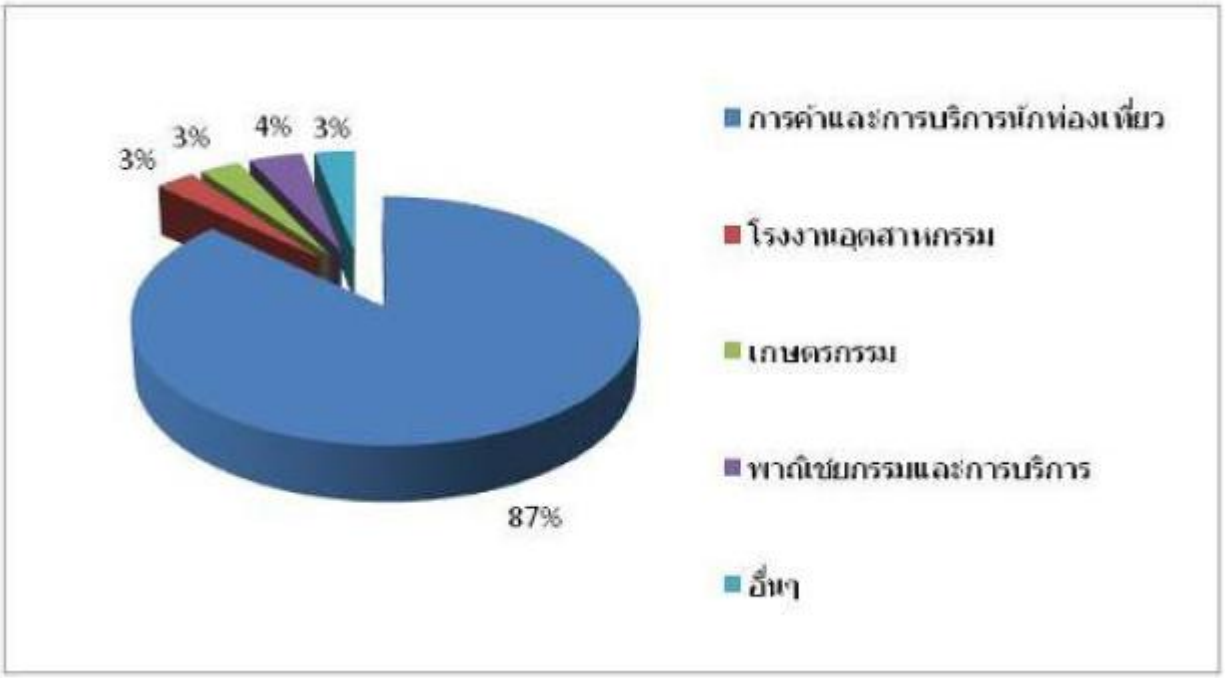
เมืองพัทยาเป็นเมืองท่องเที่ยวที่ได้รับความนิยมทั้งนักท่องเที่ยวชาวไทยและต่างประเทศ และเป็นเมืองที่ได้รับการพัฒนาให้เป็นแหล่งท่องเที่ยวหลักของภาคตะวันออกกิจกรรมทางเศรษฐกิจส่วนใหญ่จึงเป็นกิจกรรมต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการท่องเที่ยวและบริการ โดยประชากรส่วนใหญ่ร้อยละ 87 ประกอบอาชีพด้านการค้าและการบริการนักท่องเที่ยวในรูปแบบต่าง ๆ นอกนั้นประกอบอาชีพเกษตรกรรม อุตสาหกรรม การประมงและการค้าขาย ประชาชนมีรายได้เฉลี่ยประมาณ 270,000 บาท/คน/ปี โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- การอุตสาหกรรม อุตสาหกรรมการท่องเที่ยวเป็นกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่สำคัญที่สุดของเมืองพัทยา ปัจจุบันมีการจ้างแรงงานในภาคอุตสาหกรรมการท่องเที่ยวมากกว่าร้อยละ 90 ของแรงงานในภาคอุตสาหกรรม โดยกิจกรรมต่าง ๆ เช่น โรงแรม บังกะโล ไนท์คลับ เป็นต้น มีโรงงานอุตสาหกรรมร้อยละ 3 เช่น โรงงานทำคอนกรีต อิฐบล็อก แผ่นพื้นคอนกรีต วงกบประตูหน้าต่าง โรงงานแป้งมันสำปะหลัง โรงงานอัดมันเส้น เป็นต้น

- การเกษตรกรรม พื้นที่เกษตรกรรมของเมืองพัทยาอยู่ในบริเวณตำบลห้วยใหญ่ และตำบลหนองปลาไหล โดยมีการปลูกมันสำปะหลัง สับปะรดและมะพร้าว เป็นต้น ประชากรประกอบอาชีพด้านนี้ประมาณร้อยละ 3 เพราะปัจจุบันที่ดินมีราคาสูง ทำให้การลงทุนการเกษตรน้อย

- การพาณิชยกรรมและการบริการ มีการประกอบการด้านพาณิชยกรรมประมาณร้อยละ 4 เช่น การทำธุรกิจ การค้าปลีก ธุรกิจ นำเข้า–ส่งออก และการให้บริการแก่นักท่องเที่ยว ประเภทขายหรือเช่าอุปกรณ์ในการอำนวยความสะดวก และความบันเทิงแก่นักท่องเที่ยว เช่น การให้เช่ารถจักรยานยนต์, เรือเจ็ทสกี, เรือนำเที่ยว, เรือลากร่ม, เรือลากกล้วย เป็นต้น

แผนภาพที่ 1 เศรษฐกิจในเมืองพัทยา



2. จำนวนและประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้แบ่งกลุ่มผู้ใช้ไฟออกเป็น 8 กลุ่ม โดยมีการตั้งชื่อรหัส (Code) ในแต่ละกลุ่ม ดังนี้

ตารางที่ 2 รหัสกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ.

ที่	กลุ่มผู้ใช้ไฟ	ชื่อรหัส (Code)
1	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วยต่อเดือน)	10
2	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วยต่อเดือน)	11
3	กิจการขนาดเล็ก	20
4	กิจการขนาดกลาง	30
5	กิจการขนาดใหญ่	40
6	กิจการเฉพาะอย่าง	50
7	ส่วนราชการ	60
8	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	70

จากสถิติการใช้กระแสไฟฟ้า อำเภอบางละมุง ปี พ.ศ. 2552 พบว่ามีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า 125,674 ราย เมื่อเปรียบเทียบสถิติจำนวนและประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าระหว่างปีงบประมาณ 2551 กับปี 2552 พบว่าผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 6,097 ราย คิดเป็น ร้อยละ 5.10 สรุปได้ดังนี้ (แหล่งที่มา: http://info.pattaya.go.th/DocLib2/%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B9%84%E0%B8%9F%E0%B8%9F%E0%B9%89%E0%B8%B2.aspx)

ตารางที่ 3 สถิติการใช้กระแสไฟฟ้า อ.บางละมุง พ.ศ. 2552 และ 2553

ประเภท	ก.ย. 2551		ก.ย. 2552		เพิ่มขึ้น (ลดลง)	
	จำนวนราย	%	จำนวนราย	%	จำนวนราย	%
1. ที่อยู่อาศัย(ไม่เกิน 150 หน่วย)	16,751	13.98	17,081	13.60	366	+2.11
2. ที่อยู่อาศัย(เกิน 150 หน่วย)	85,202	71.26	89,661	71.35	4,459	+5.24
3. กิจการขนาดเล็ก	13,231	11.07	14,245	11.34	1,014	+7.67
4. กิจการขนาดกลาง	775	0.65	815	0.65	40	+5.17
5. กิจการขนาดใหญ่	27	0.03	28	0.03	1	+3.71
6. กิจการเฉพาะอย่าง	581	0.49	646	0.52	65	+11.19
7. ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	407	0.34	395	0.32	12	-2.95
8. สูบน้ำเพื่อการเกษตร	3	0.01	3	0.01	0	0
9. ไฟฟ้าชั่วคราว	2,636	2.21	2,800	2.23	164	+6.23
รวมทั้งหมด	119,577	100	125,674	100	6,097	+5.10

จำนวนผู้ใช้ไฟของแต่ละกลุ่ม (Number of customers per segment), ปริมาณการใช้ไฟต่อปี (MWh) ของแต่ละกลุ่ม และ อัตราค่าไฟฟ้าต่อหน่วยของแต่ละกลุ่ม ของเมืองพัทยาในปี พ.ศ. 2552 แสดงได้ดังตารางต่อไปนี้

ตารางที่ 4 จำนวนราย – หน่วยจำหน่าย – รายได้ค่าไฟฟ้า – เฉลี่ยต่อหน่วย เมืองพัทยา ปี 2552

จำนวนราย	10	11	20	30	40	50	60	70	80	90	91	รวม
กฟอ.บางละมุง	14,456	71,944	12,776	704	26	575	308	-	2,100	-	-	102,889
กฟย.เกาะล้าน	207	468	71	2	-	-	9	-	22	-	-	779
กฟส.จอมเทียน	2,558	18,170	1,597	123	1	81	75	3	651	-	-	23,269
รวมทั้งจุดรวมงาน	17,221	90,582	14,446	829	27	656	390	3	2,783	-	-	126,937

หน่วยจำหน่าย	10	11	20	30	40	50	60	70	80	90	91	รวม
กฟอ.บางละมุง	16,222,198	352,242,684	244,026,439	196,091,279	171,716,197	353,067,255	30,240,167	-	29,494,956	-	-	1,373,101,175
กฟย.เกาะล้าน	260,369	2,471,225	771,775	546,681	-	-	400,431	-	72,156	-	-	4,522,637
กฟส.จอมเทียน	2,036,197	48,543,969	15,628,962	22,118,498	1,500,120	61,489,399	4,055,705	3,416	5,268,069	-	-	160,644,356
รวมทั้งจุดรวมงาน	18,518,784	403,257,898	240,427,176	218,756,458	173,246,317	414,556,654	34,696,804	3,416	34,835,181	-	-	1,538,266,166

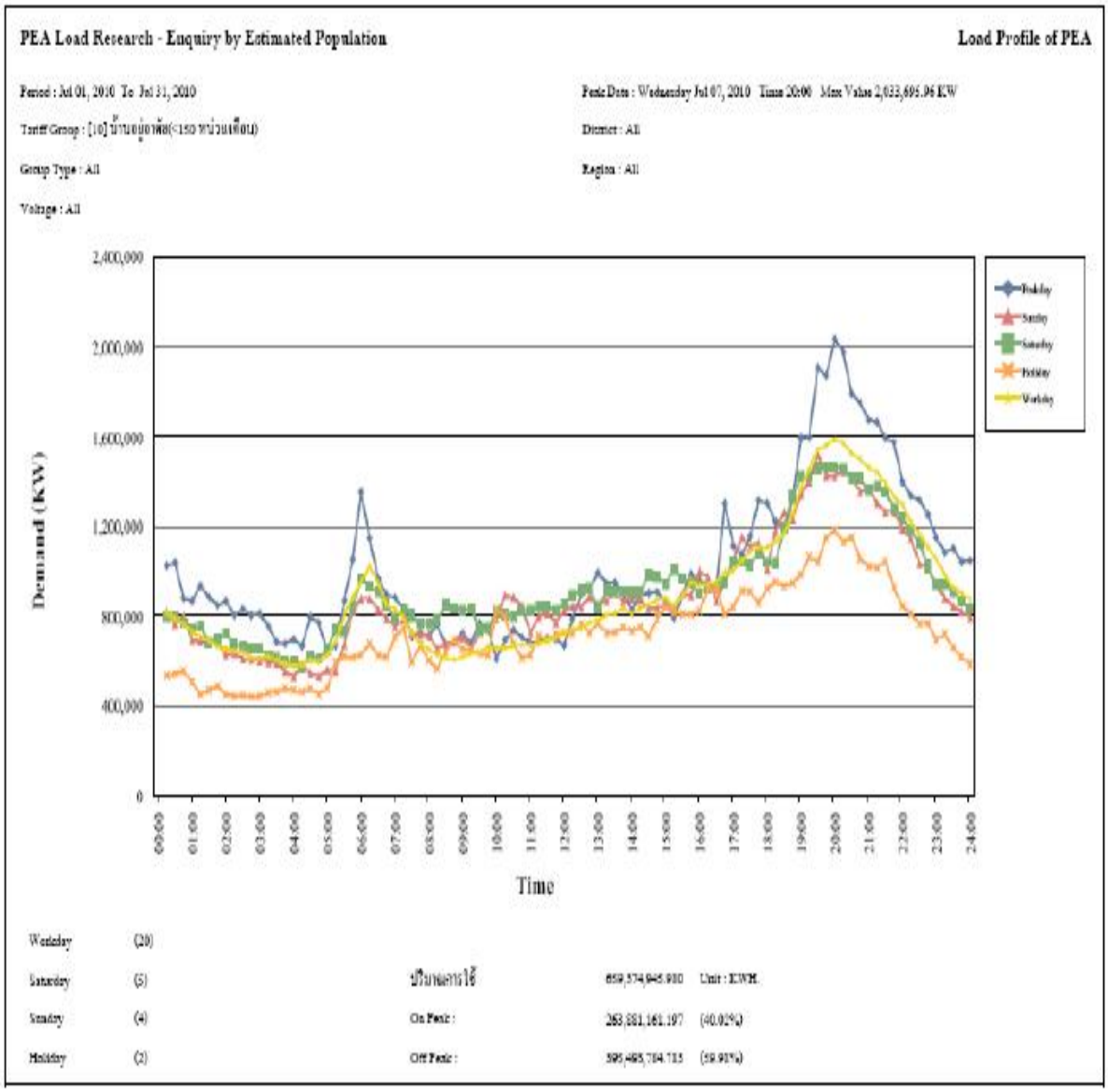
รายได้	10	11	20	30	40	50	60	70	80	90	91	รวม
กฟอ.บางละมุง	48,502,675.83	1,266,943,755.34	827,977,144.23	639,395,138.34	552,327,883.84	1,069,474,314.56	92,912,642.10	-	154,400,177.39	-	-	4,651,933,701.73
กฟย.เกาะล้าน	781,594.28	8,851,998.59	2,871,915.26	1,664,469.17	-	-	1,262,732.81	-	377,722.97	-	-	16,810,433.08
กฟส.จอมเทียน	6,119,263.94	174,660,412.83	57,169,668.30	72,114,820.22	7,477,957.26	184,258,731.24	13,034,284.52	11,252.33	27,577,265.97	-	-	542,443,676.61
รวมทั้งจุดรวมงาน	56,403,534.06	1,450,456,166.76	888,038,697.79	713,174,427.73	559,805,841.10	1,253,733,045.90	107,209,659.43	11,252.33	182,355,188.33	-	-	5,210,187,811.42

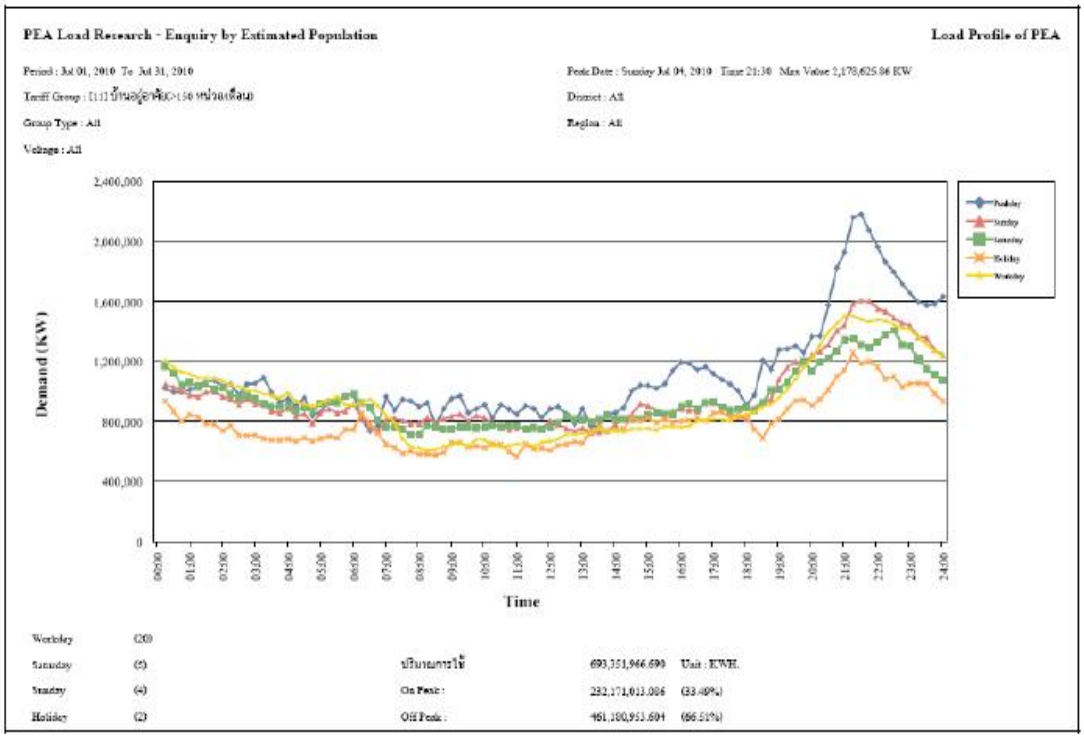
เฉลี่ยต่อหน่วย	10	11	20	30	40	50	60	70	80	90	91	รวม
กฟอ.บางละมุง	2.99	3.60	3.70	3.26	3.22	3.03	3.07	-	5.23	-	-	3.39
กฟย.เกาะล้าน	3.00	3.58	3.78	3.04	-	-	3.15	-	5.23	-	-	3.50
กฟส.จอมเทียน	3.01	3.60	3.66	3.26	4.96	3.00	3.21	3.29	5.23	-	-	3.38
รวมทั้งจุดรวมงาน	2.99	3.60	3.69	3.25	3.23	3.02	3.09	3.29	5.23	-	-	3.39

3. พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า

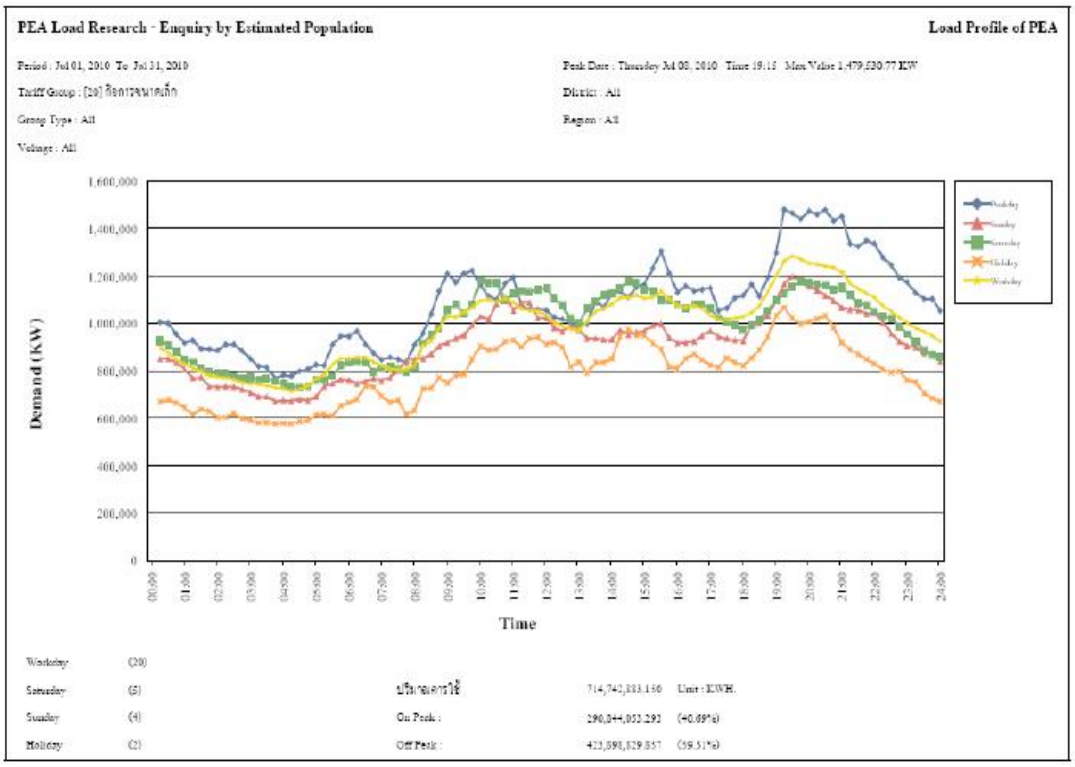
พฤติกรรมและปริมาณการใช้ไฟเฉลี่ยต่อเดือนในช่วง peak/off-peak ของผู้ใช้ไฟแต่ละกลุ่มในเขตพื้นที่ กฟก. 2 ณ เดือนกรกฎาคม 2553 แสดงได้ดังรูปต่อไปนี้

รูปที่ 2 Daily Load Curve ของผู้ใช้ไฟในกลุ่มบ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วยต่อเดือน) ในเขตพื้นที่ กฟก. 2



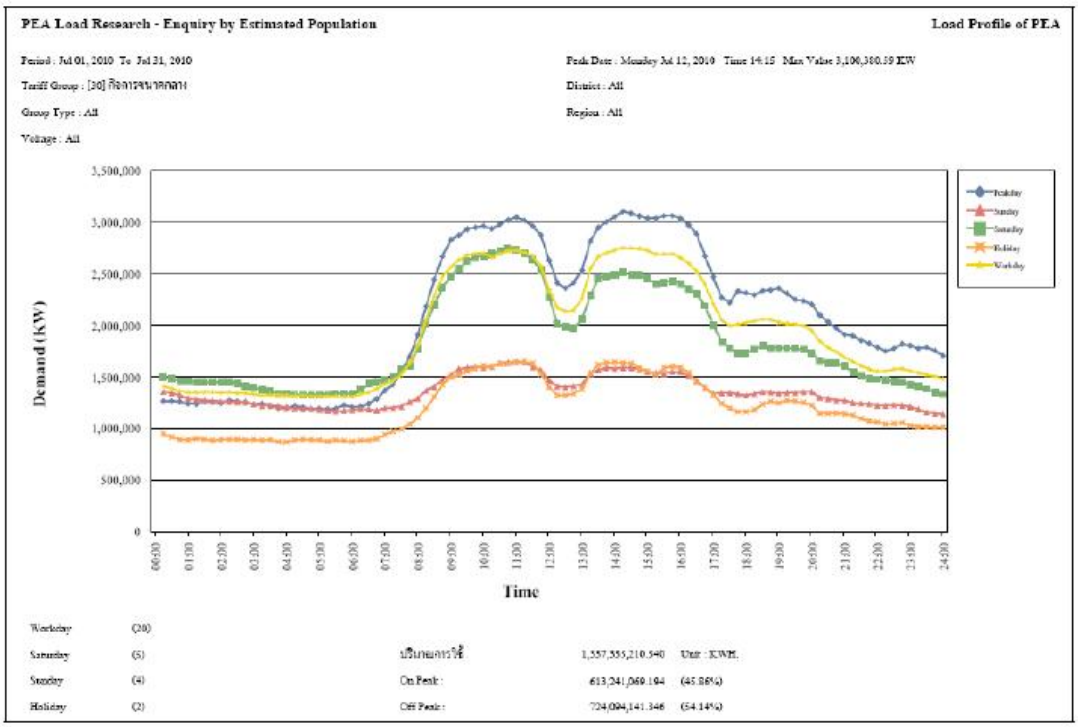


รูปที่ 3 Daily Load Curve ของผู้ใช้ไฟในกลุ่มบ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วยต่อเดือน) ในเขตพื้นที่ กฟก. 2

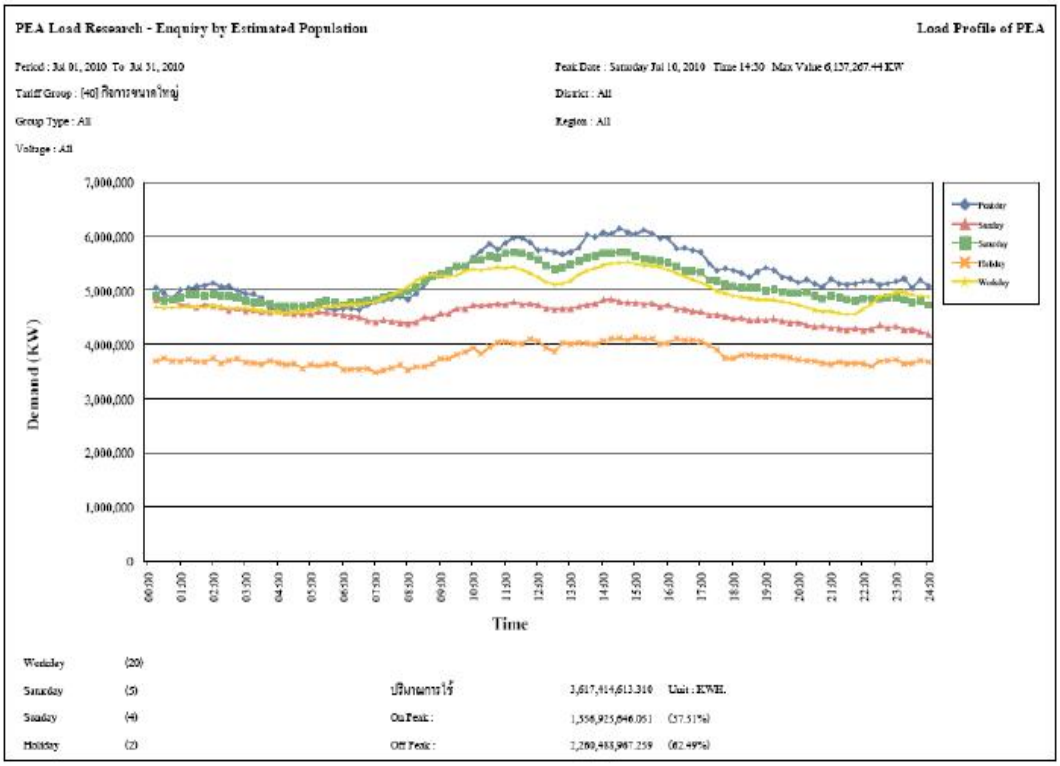


รูปที่ 4 Daily Load Curve ของผู้ใช้ไฟในกลุ่มกิจการขนาดเล็ก ในเขตพื้นที่ กฟก. 2

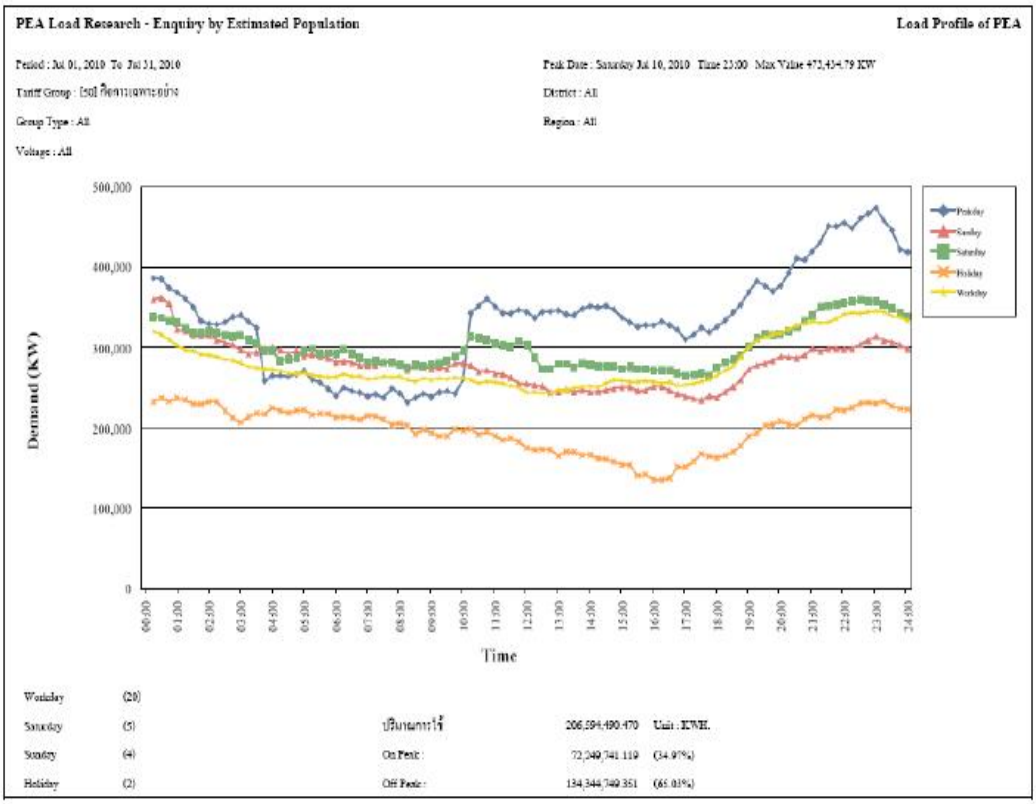
รูปที่ 5 Daily Load Curve ของผู้ใช้ไฟในกลุ่มกิจการขนาดกลาง ในเขตพื้นที่ กฟก. 2



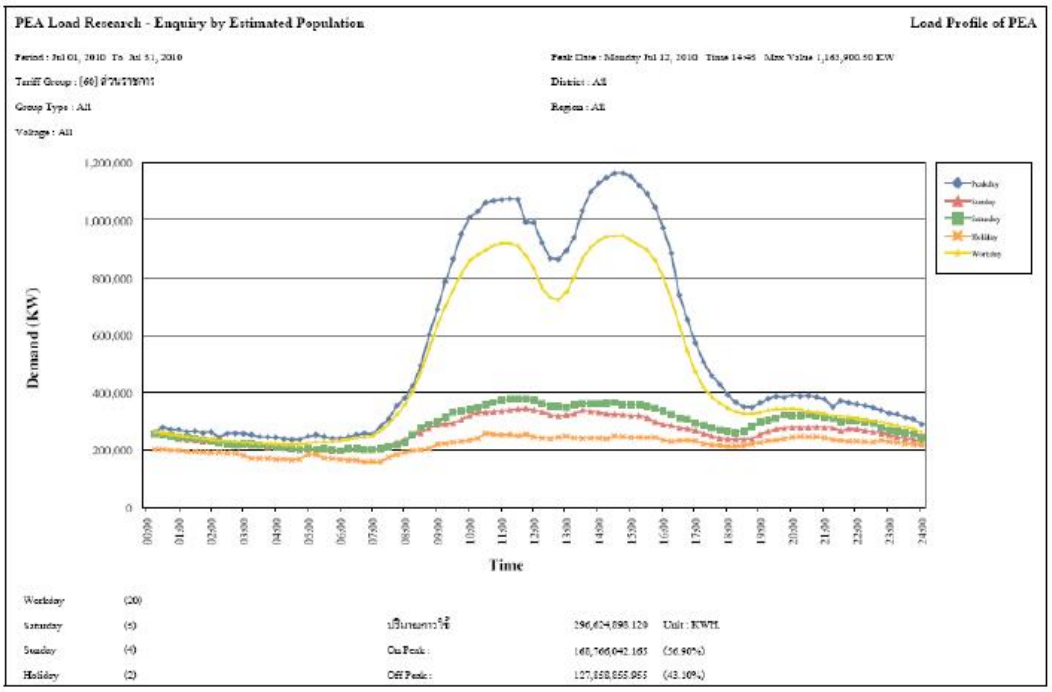
รูปที่ 6 Daily Load Curve ของผู้ใช้ไฟในกลุ่มกิจการขนาดใหญ่ ในเขตพื้นที่ กฟก. 2



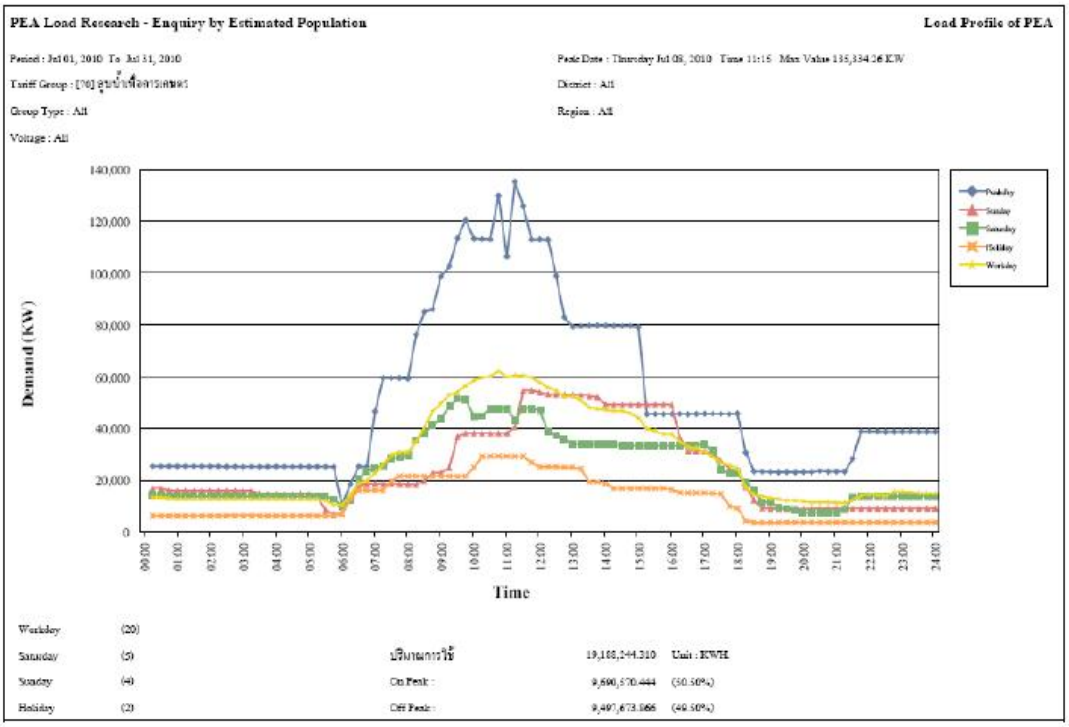
รูปที่ 7 Daily Load Curve ของผู้ใช้ไฟในกลุ่มกิจการเฉพาะอย่าง ในเขตพื้นที่ กฟก. 2



รูปที่ 8 Daily Load Curve ของผู้ใช้ไฟในกลุ่มส่วนราชการ ในเขตพื้นที่ กฟก. 2



รูปที่ 9 Daily Load Curve ของผู้ใช้ไฟในกลุ่มสูบน้ำเพื่อการเกษตร ในเขตพื้นที่ กฟก. 2



อย่างไรก็ตาม เนื่องจากเขตพื้นที่ของเมืองพัทยาอยู่ในความรับผิดชอบของ กฟก. 2 ด้วย ดังนั้นสำหรับพฤติกรรมและปริมาณการใช้ไฟเฉลี่ยต่อเดือนในช่วง peak/off-peak ของผู้ใช้ไฟแต่ละกลุ่มที่อยู่ในเขตพื้นที่เมืองพัทยา ก็จะมีลักษณะที่คล้ายหรือไม่แตกต่างจากกราฟข้อมูลที่แสดงไว้ข้างต้นนี้

4. โครงสร้างพื้นฐานของระบบไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอำเภอบางละมุง ถ. พัทยา – นาเกลือ มีการจ่ายกระแสไฟฟ้าภายในเมืองพัทยาอยู่ในความรับผิดชอบของสำนักงานการไฟฟ้าย่อย 6 สถานี และกระแสไฟฟ้าบ้านเกาะล้าน มีรายละเอียดดังนี้

(ที่มา:http://info.pattaya.go.th/DocLib2/%E0%B8%81%E0%B8%B2%E0%B8%A3%E0%B9%84%E0%B8%9F%E0%B8%9F%E0%B9%89%E0%B8%B2.aspx)

ตารางที่ 1 ข้อมูลสถานีไฟฟ้าในเมืองพัทยา

สถานีไฟฟ้า	หม้อแปลง		รวม	โหลด	หมายเหตุ
	ขนาด (MVA)	จำนวน NO.		โหลดสูงสุด (MW)	
1. สถานีไฟฟ้าบางละมุง	50	2	100	61.3	ธันวาคม 2552
2. สถานีไฟฟ้าจอมเทียน	50	2	100	42.4	ธันวาคม 2552
3. สถานีไฟฟ้าพัทยาใต้	50	2	100	65.2	ธันวาคม 2552
4. สถานีไฟฟ้าเขาไม้แก้ว	50	1	50	15.5	ธันวาคม 2552
5. สถานีไฟฟ้าพัทยาเหนือ	50	2	100	70.1	ธันวาคม 2552
6. สถานีไฟฟ้าพัทยาใต้(2)	50	1	50	32.0	ธันวาคม 2552

ตารางที่ 2 ข้อมูลโครงข่ายจ่ายไฟ (Distribution Network) ในเขตพื้นที่พัทยา

กฟฟ.	จำนวนสถานีไฟฟ้าย่อย	ระดับ	จำนวน Feeder	จำนวนหม้อแปลง (ลูก)	เฉลี่ยหม้อแปลงต่อ Feeder (ลูก)	อุปกรณ์ Switch FRTU		เฉลี่ยSwitch FRTU ต่อ Feeder (เครื่อง)	จำนวนมิเตอร์ (ลูก)	เฉลี่ยมิเตอร์ต่อ Feeder (ลูก)	ความยาวสายป้อน (วงจร-กม.)	ความยาวเฉลี่ยต่อ Feeder (วงจร-กม.)
						ชนิด	จำนวน (เครื่อง)					
กฟฟ.เมืองพัทยา	3	115-22 kV										
	สถานีไฟฟ้าเขาไม้แก้ว		10	374	37	Load Break SF6	5	1	9515	952	261.343	26.1343
	สถานีไฟฟ้าพัทยาเหนือ		10	1302	130	Load Break SF6	27	3	24728	2473	278.175	27.8175
	สถานีไฟฟ้าพัทยาใต้		10	881	88	Load Break SF6	21	2	8092	809	94.955	9.4955
	2	22 kV										
	สถานีไฟฟ้าบางละมุง		10	1258	126	Load Break SF6	21	2	29432	2943	303.251	30.3251
	สถานีไฟฟ้าพัทยาใต้2		5	322	64	Load Break SF6	12	2	5594	1119	40.469	8.0878
กฟส.จอมเทียน	1	22 kV										
	สถานีไฟฟ้าจอมเทียน		10	960	96	Load Break SF6	28	3	18447	1845	268.183	26.8183
กฟย.เกาะล้าน	1	23 kV										
	สถานีไฟฟ้าเกาะล้าน		1	28	28				641	641	8.017	8.017
รวม	7		56	5115	569		115	13	96449	10781	1254.413	136.7055

ตารางที่ 3 ข้อมูลกำลังไฟฟ้าสูญเสีย ปี พ.ศ. 2547 – 2551 ของ กฟก.2

กฟก.2	2547	2548	2549	2550	2551
- MWh	10,630,949.39	2,715,979.68	3,767,663.40	2,406,490.27	2,210,265.58
- Sales	15,787,340.00	17,253,210.00	18,614,740.00	19,811,070.00	20,194,150.00
% of total sales	67%	16%	20%	12%	11%

ตารางที่ 4 ข้อมูล Non-Technical Losses ปี พ.ศ. 2547 – 2551 ของ กฟก.2

กฟก.2	2547	2548	2549	2550	2551
- MWh	10,103,042.29	2,154,444.42	3,147,191.36	1,757,533.56	1,554,554.97
- Sales	15,787,340.00	17,253,210.00	18,614,740.00	19,811,070.00	20,194,150.00
% of total sales	64%	12%	17%	9%	8%

ตารางที่ 5 ข้อมูล Technical Losses ปี พ.ศ. 2547 – 2551 ของ กฟก.2

กฟก.2	2547	2548	2549	2550	2551
- MWh	527,907.10	561,535.26	620,472.04	648,956.71	655,710.61
- Sales	15,787,340.00	17,253,210.00	18,614,740.00	19,811,070.00	20,194,150.00
% of total sales	3%	3%	3%	3%	3%

5. โครงสร้างพื้นฐานของระบบจัดการข้อมูล

สำหรับโครงสร้างพื้นฐานของระบบจัดการข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมืองพัทยาที่ใช้งานอยู่ในปัจจุบัน มีทั้งระบบหรือซอฟแวร์ที่ใช้งานร่วมกันทุกภูมิภาคของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้แก่

1) ระบบSAP R/3 ระบบ SAP R/3 เป็นระบบบริหารทรัพยากรขององค์กร หรือที่เรียกกันโดยทั่วไปว่า Enterprise Resource Planning (ERP) ซึ่ง กฟภ. ได้นำมาใช้งานทั่วทั้งองค์กรตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 เป็นต้นมา โดยเป็นระบบงานที่เป็นแกนหลักในการขับเคลื่อนกระบวนงานเชิงธุรกิจขององค์กร เพื่อช่วยให้องค์กรสามารถวางแผน และบริหารจัดการทรัพยากรทางธุรกิจที่มีอยู่ให้เกิดประสิทธิผลสูงสุด ซอฟต์แวร์ SAP R/3 ที่ กฟภ. นำมาใช้งานประกอบไปด้วย
ระบบงานหลักที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

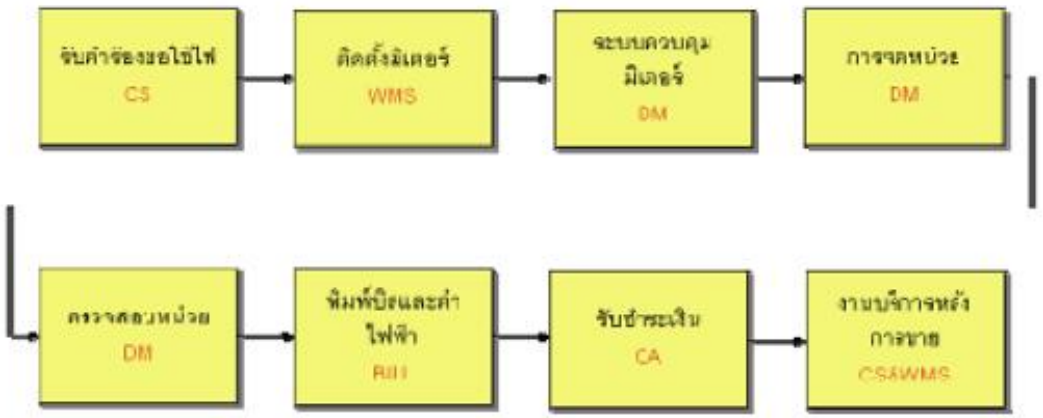
- Financial Accounting (FI) ระบบบัญชีการเงิน
- Managerial Accounting (CO) ระบบบัญชีเพื่อการจัดการ
- Human Resource (HR) ระบบบริหารทรัพยากรบุคคล
- Material Management (MM) ระบบบริหารพัสดุ
- Plant Maintenance (PM) ระบบบริหารการบำรุงรักษา
- Project System (PS) ระบบบริหารงานโครงการ

2) SAP IS-U

ระบบ SAP IS-U หรือ SAP IS-U/CCS เป็นผลิตภัณฑ์ซอฟต์แวร์ที่ SAP ได้ออกแบบเฉพาะให้ใช้กับธุรกิจสาธารณูปโภค คำว่า ISU ย่อมาจาก “Industrial Solution-Utility” ซึ่งหมายถึง ซอฟต์แวร์ที่ออกแบบเฉพาะสำหรับธุรกิจสาธารณูปโภค ส่วนคำว่า CCS ย่อมาจากคำว่า “Customer Care and Service System” ซึ่งก็หมายถึงระบบการดูแลและให้บริการลูกค้า โดยรวมแล้วระบบ SAP-ISU/CCS คือซอฟต์แวร์ระบบงานของ SAP ที่ถูกออกแบบมาให้ใช้กับธุรกิจการให้บริการผู้ใช้สาธารณูปโภค โดยเฉพาะอย่างยิ่งผู้ใช้ไฟฟ้า ทำหน้าที่สนับสนุนการปฏิบัติงานในขั้นตอนต่างๆ ของ กฟภ. เพื่อให้กระบวนงานบริการผู้ใช้ไฟสามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีการเชื่อมโยงกับกระบวนงานเชิงธุรกิจขององค์กรในภาพรวมได้อย่างเหมาะสม ประกอบด้วยระบบงานหลัก 3 ระบบดังต่อไปนี้

- ระบบบริหารข้อมูลลูกค้า (Customer Information System : CIS) แบ่งออกเป็นระบบย่อย ได้แก่
  - ระบบงานบริการลูกค้า (Customer Service : CS)
  - ระบบการบริหารมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ (Device Management : DM)
- ระบบการชำระหนี้ซื้อขายไฟฟ้า (Settlement System : STL)
  - ระบบการคำนวณค่าไฟฟ้าและแจ้งค่าไฟฟ้า (Billing and Invoicing : Billing)
  - ระบบการรับชำระเงินและระบบบัญชีผู้ใช้ไฟ (Financial Contract Account : FI-CA&AR)
  - ระบบการจัดการข้อมูลพลังงานไฟฟ้า (Energy Data Management : EDM)
- ระบบบริหารงานบริการ (Work management System : WMS)

แผนภาพที่ 1 ภาพรวมที่แสดงการทำงานเชื่อมโยงของระบบงานต่าง ๆ ภายใต้ระบบงาน SAP IS-

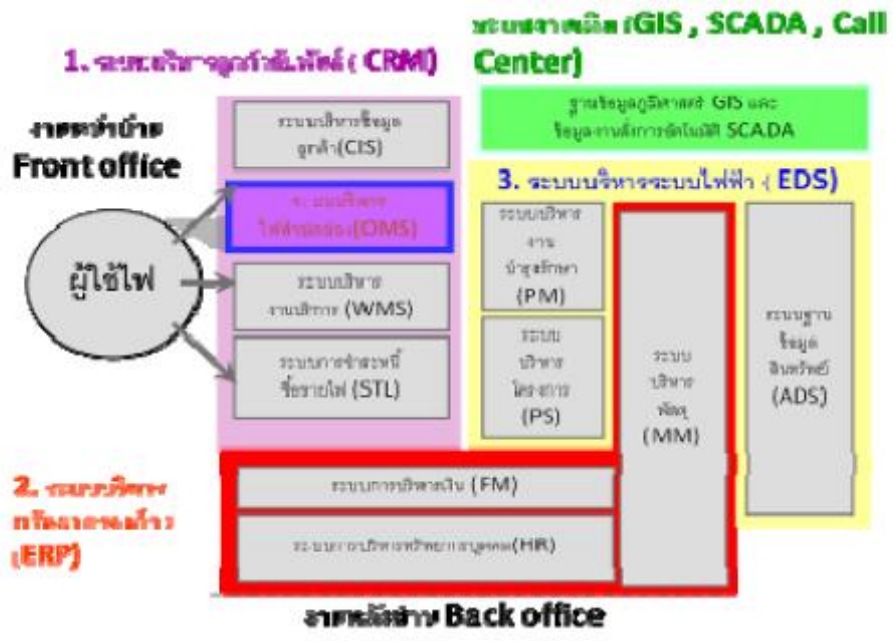


ทั้งนี้ในการทำงานของทั้ง 3 ระบบที่กล่าวมาได้รวมถึงการวิเคราะห์ข้อมูลและการจัดทำรายงานซึ่งข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์และจัดทำรายงานได้แก่ข้อมูลลูกค้า ข้อมูลการใช้ไฟ ข้อมูลมิเตอร์ ข้อมูลการร้องเรียน ข้อมูลรายได้ค่าไฟ ข้อมูลหลักประกัน เป็นต้น

3) ระบบ OMS

ระบบ OMS (Outage Management System) หรือระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง เป็นระบบงานสารสนเทศที่ กฟภ. นำเข้ามาใช้งานเพื่อสนับสนุนกระบวนงานบริหารไฟฟ้าขัดข้องของ กฟภ. เช่น การรับข้อมูลการแจ้งเหตุ การจ่ายงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง การติดตามสถานะของงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง รวมถึงการจำลองเครือข่ายระบบไฟฟ้าและการจัดทำรายงานต่างๆ ในการลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลูกค้าในกรณีไฟฟ้าขัดข้อง โดยครอบคลุมตั้งแต่การรับแจ้งไฟฟ้าขัดข้องจนถึงสิ้นสุดขั้นตอนการแก้ไขให้สามารถใช้งานได้ตามปกติ กฟภ. ได้ร่วมดำเนินการออกแบบระบบ OMS เพื่อนำไปประกอบในการพัฒนาซอฟต์แวร์ ที่ใช้ในระบบ OMS ซึ่งได้แก่ ซอฟต์แวร์ eRespond ซึ่งเป็นซอฟต์แวร์สำเร็จรูป ให้สอดคล้องกับกระบวนการดำเนินงานแก้ไฟฟ้าขัดข้องของ กฟภ. โดยมีการดำเนินงานการออกแบบกระบวนการธุรกิจของระบบ OMS และการออกแบบในส่วนต่างๆ ที่เชื่อมโยงกับระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง

แผนภาพที่ 2 ระบบงานโครงการ รซธ.



ระบบ OMS ประกอบด้วยฟังก์ชั่นการทำงานจำนวน 8 กลุ่มที่ทำงานสัมพันธ์กันและทำงานร่วมกับ ระบบงานภายนอกที่เชื่อมต่อ ดังนี้

1) บันทึกรับแจ้งเหตุการณ์ (Trouble Call Take)

2) แผนผังจำลองเครือข่ายระบบไฟฟ้า (Network Model)

3) การระบุเหตุการณ์ (Event Identification)

4) สถานที่ใช้ไฟของผู้ใช้ไฟ (Customer Premise Information)

5) การวางแผนดับไฟ (Planned Interruption)

6) การบริหารเหตุการณ์ (Event Management)

7) การบริหารงาน (Work Management)

8) รายงาน (Reporting)

การบริหารไฟฟ้าขัดข้อง มีกระบวนงานหลัก 2 กระบวนงานคือ

- กระบวนการดับไฟหรือไฟดับฉุกเฉิน (Unplanned Outage Management)
- กระบวนงานดับไฟแบบมีแผนงานล่วงหน้า (Planned Outage Management)

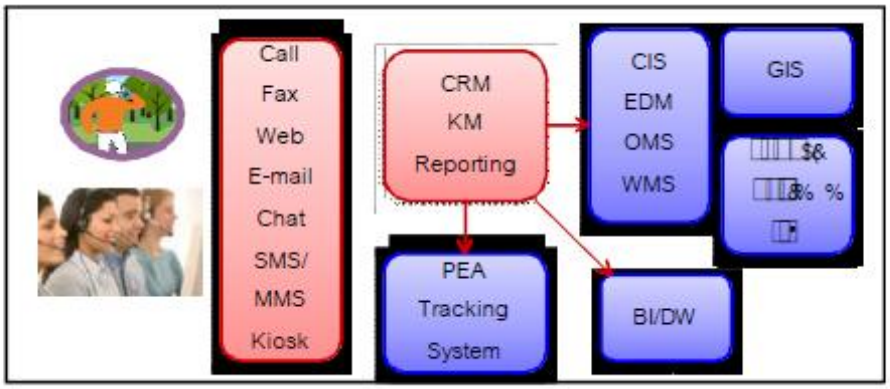
รูปข้างล่างแสดงถึงระบบ ข้อมูลและส่วนงานที่เชื่อมโยงกับระบบ OMS

แผนภาพที่ 3 การใช้งานใช้โดยรวมของระบบ OMS

4) Call Center

กฟภ. ได้ดำเนินโครงการศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟ (1129 PEA Call Center) ระยะที่ 1 โดยวิธีเช่าใช้บริการ (Outsource) เพื่อให้บริการประชาชนทั่วประเทศ โดยได้ทำสัญญาการเช่าเป็นระยะเวลา 3 ปี ครอบคลุมระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ ระบบ สื่อสาร สถานที่ และบุคลากรมาทำการบริหารจัดการเพื่อบริการในส่วนของศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟ นับจากวันเริ่มดำเนินงานในวันที่ 1 พฤศจิกายน 2549 ครบกำหนดสัญญาในวันที่ 30 กันยายน 2552 ปัจจุบันได้มีการขยายระยะเวลาสัญญาจนถึงปัจจุบัน ขณะนี้ กฟภ. ได้กำหนดมาตรฐานความพึงพอใจหรือ Service Level Agreement (SLA) เพื่อใช้เป็นข้อตกลงในการให้บริการระหว่าง กฟภ. และผู้ให้บริการ ซึ่งทำการตรวจสอบเป็นรายเดือน และทำการประเมินผลความพึงพอใจของผู้รับบริการทุก 3 เดือน ปัจจุบัน กฟภ. อยู่ระหว่างพัฒนาโครงการฯ ระยะที่ 2 โดยได้ลงนามกับผู้ให้บริการรายเดิมเมื่อเดือนธันวาคม 2553 ซึ่งเป็นการจัดหาในรูปแบบเดียวกันกับโครงการระยะที่ 1

แผนภาพที่ 4 ภาพรวมการเชื่อมโยงข้อมูลในระบบ Call Center



ปัจจุบันศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟระยะที่ 1 ได้ให้บริการด้านต่างๆ ได้แก่

1) การแจ้งเหตุไฟฟ้าดับ/ไฟฟ้าขัดข้อง

2) การสอบถามข้อมูลเกี่ยวกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3) งานบริการและข่าวประชาสัมพันธ์

4) งานรับเอกสารแบบฟอร์มผ่านเครื่องโทรสาร

5) การรับคำร้องขอใช้ไฟ

6) การรับเรื่องร้องเรียน (Complaint)

1129 PEA Call Center มีกระบวนการทำงานที่เชื่อมโยงกับหน่วยงานต่างๆ ภายในจำนวนมากที่เกี่ยวข้องกับการแก้ปัญหาให้แก่ผู้ใช้ไฟ รวมถึงมีระบบงานสารสนเทศช่วยให้

สนับสนุนการทำงานในการพัฒนาโครงการระยะที่ 2 กฟภ.ได้กำหนดให้มีการออกแบบกระบวนการและขีดความสามารถของระบบเพิ่มเติม เช่น

1) การใช้ Web Service เชื่อมโยงกับระบบงานหลักของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้แก่ ระบบบริหารลูกค้าสัมพันธ์ (CRM : Customer Relationship Management) ประกอบด้วยระบบงานย่อย 4 ระบบงานได้แก่ ระบบงานบริหารข้อมูลลูกค้า (Customer Information System : CIS) ระบบการชำระหนี้ซื้อขายไฟฟ้า(Settlement System : SS) ระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (Outage Management : OMS) ระบบบริหารงานบริการ (Work Management System : WMS)

2) การเพิ่มช่องทางการติดต่อระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้า / ประชาชน ได้แก่ Internet (e-mail, Web Collaboration, Web Chat) SMS, MMS, Kiosk, และช่องทางอื่นๆ หากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเห็นว่า เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพของการให้บริการ

3) การเพิ่มบริการต่างๆ เช่น การให้บริการขอติดตั้งไฟฟ้า การให้ข้อมูลเกี่ยวกับเส้นทางและตำแหน่งของสถานที่ต่างๆ เป็นต้น

4) เชื่อมโยงข้อมูลระหว่างศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟระยะที่ 2 กับ ระบบงานที่เกี่ยวข้องดังนี้

 ระบบงานที่ใช้งานอยู่ในปัจจุบัน ที่ กฟข. และ การไฟฟ้าจุดรวมงาน การไฟฟ้าสาขา โดยการเชื่อมโยงเป็นแบบ Batch

 ระบบ GIS โดยการเชื่อมโยงจะผ่าน URL

 ระบบสนับสนุนการตัดสินใจทางธุรกิจ (Business Intelligence) โดยเชื่อมโยงในรูปแบบ Web Service

5) การเชื่อมระหว่างระบบงานในโครงการ รซธ.

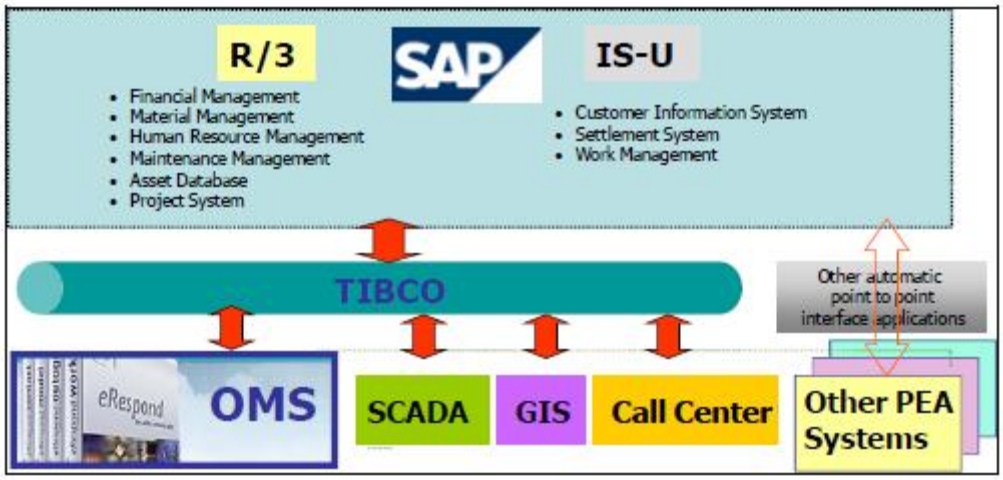
5.1) การเชื่อมโยงระหว่างระบบงาน SAP

ระบบงานแต่ละ Module ของ SAP R/3 และ IS-U มีการออกแบบให้เชื่อมโยงข้อมูล หรือ Pre-integrated เป็นอย่างดีตามรูปแบบของ ERP Package รวมถึงการเชื่อมโยงระหว่างระบบงานที่พัฒนาเองเฉพาะแต่ละหน่วยงานในรูปของ SAP T-Code, ABAP หรือ RFC

5.2) การเชื่อมโยงผ่าน EAI

ระบบงานภายใต้โครงการ รซธ. มีระบบงาน OMS ซึ่งมีระบบที่ต้องรวบรวมข้อมูลจากระบบงานต่างๆ เพื่อประมวลผล เป็นระบบงานที่มีความซับซ้อนในเชิงการแลกเปลี่ยนข้อมูล โดยถือเป็นครั้งแรกของ กฟภ. ที่มีการใช้ระบบ EAI ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ TIBCO เข้ามาช่วยในการแลกเปลี่ยนข้อมูลอย่างเป็นระบบ

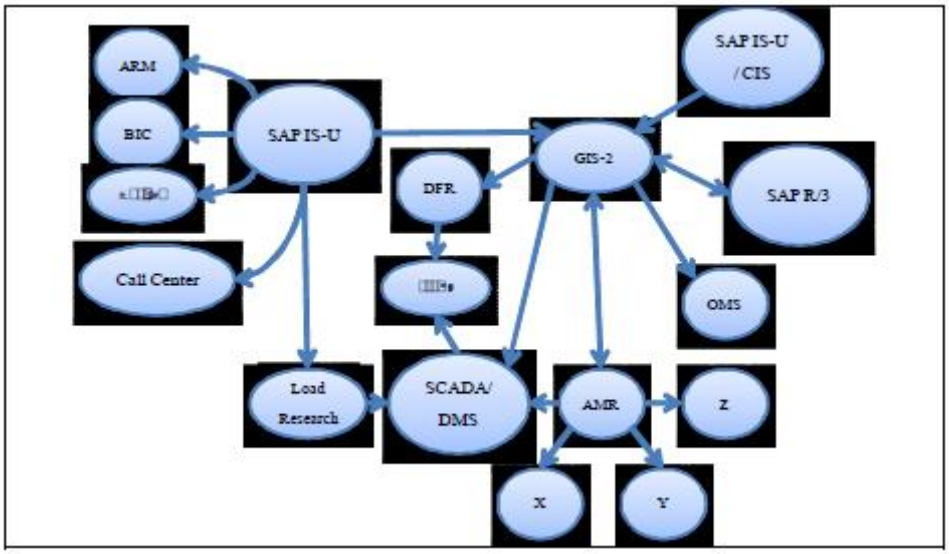
แผนภาพที่ 5 ภาพรวมของการเชื่อมโยงระบบงานผ่าน EAI/TIBCO



ระบบ EAI ในโครงการ รซธ. ถูกพัฒนาติดตั้งใช้งานเพื่อเชื่อมโยงระบบงาน OMS ของโครงการเท่านั้น ในขณะที่ กฟภ. มีความต้องการเชื่อมโยงระบบงานต่างๆ ที่นอกเหนือจากส่วนดังกล่าว ทำให้ กฟภ.ต้องจัดหา EAI อีกหนึ่งชุดเพื่อรองรับความต้องการ และขณะเดียวกันบางระบบงานที่ กฟภ. กำลังจะพัฒนายังไม่ได้ถูกออกแบบให้รับส่งข้อมูลกับระบบในโครงการ รซธ. แบบอัตโนมัติ ทำให้เจ้าหน้าที่ต้องมีภาระงานเพิ่มขึ้นในการจัดเตรียมข้อมูลแบบ Manual นอกจากนั้นด้วยข้อจำกัดอย่างหนึ่งของการพัฒนาส่วนเชื่อมต่อกับระบบงานโครงการ รซธ. คือ ระบบดังกล่าวเป็นระบบเช่า และการออกแบบระบบ Data Model และ Data Integration ดำเนินการโดยอาจมิได้พิจารณาในภาพรวมของของการบริหารจัดการข้อมูลขององค์กรมากนัก ประกอบกับเป็นการออกแบบเมื่อหลายปีก่อน ขณะที่ปัจจุบัน กฟภ. มีการพัฒนาระบบงานต่างๆ ขึ้นใหม่เพิ่มเติมจำนวนมาก

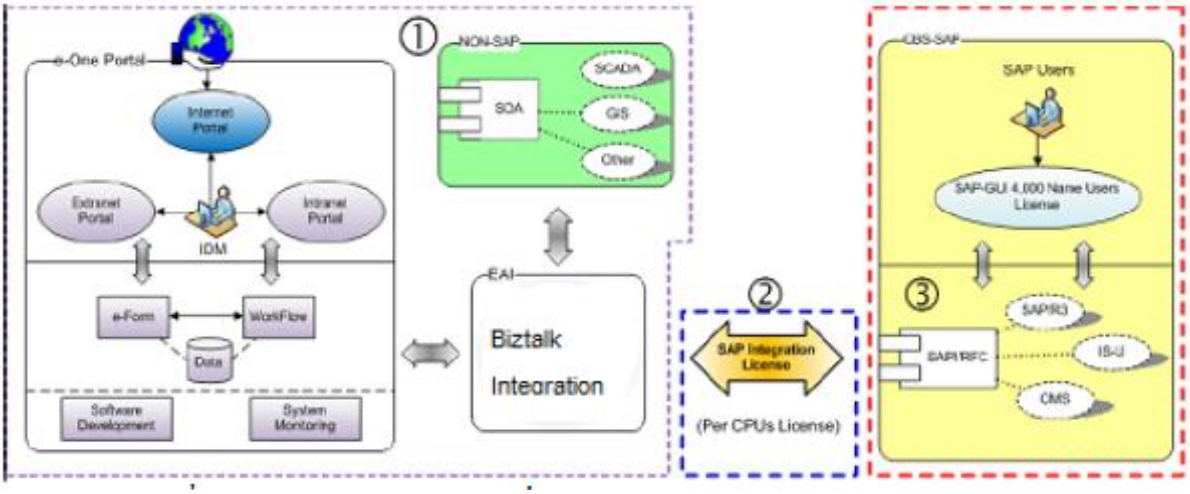
5.3) การเชื่อมโยงข้อมูลตามโครงการ e-One Portal & EAI ด้วยข้อจำกัดของระบบ EAI ในโครงการ รซธ. กฟภ.จึงได้ทำโครงการระบบบูรณาการ (EAI) โดยปัจจุบันอยู่ระหว่างร่วมกับผู้รับจ้างร่วมกันพัฒนาระบบ EAI เพื่อใช้เป็ นระบบสนับสนุนและเชื่อมต่อระหว่างระบบงาน แก้ไขปัญหาความต้องการของหน่วยงานต่างๆ และให้ระบบสารสนเทศและสามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างกัน และสามารถบริหารจัดการดูแลบำรุงรักษาได้ง่ายและมีประสิทธิภาพ ได้แก่ E-One Portal, โครงการ รซธ., ระบบ GIS-II, SCADA, AMR, Load Research, Call Center, RFID, งานวิจัย และอื่นๆ ชื่อโครงการระบบช่องทางการบริการอิเล็คทรอนิคส์แบบจุดเดียวเบ็ดเสร็จและบูรณาการระบบสารสนเทศ (e-One Portal Service and Enterprise Application Integration System) ซึ่งประกอบด้วยงาน 2 ส่วน คือ Portal และส่วน EAI

แผนภาพที่ 6 การเชื่อมระหว่างระบบงานต่างๆ ในโครงการ e-One Portal& EAI



ในการพัฒนาระบบ EAI ดังกล่าว กฟภ.ได้เลือกใช้ระบบ BizTalk Integration จาก บ.ไมโครซอฟต์

แผนภาพที่ 7 สถาปัตยกรรมการเชื่อมโยงตามโครงการ e-One Portal& EAI



นอกเหนือจากระบบที่ได้กล่าวข้างต้นแล้ว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมืองพัทยายังมีซอฟท์แวร์หรือโปรแกรมอื่นๆ ที่ใช้งานในระบบ Back Office ดังต่อไปนี้

1) โปรแกรมระบบคำร้องขอใช้ไฟฟ้า ใช้สำหรับควบคุมคำร้องต่างๆ ในการยื่นขอใช้ไฟทุกประเภท เช่น ขอติดตั้งมิเตอร์ใหม่, เพิ่มขนาดมิเตอร์, ขอเลิกใช้ เป็นต้น ปัจจุบันใช้ Version 2.1.4 (29 มีนาคม 2553)

2) โปรแกรมระบบควบคุมมิเตอร์ และ CT VT ใช้สำหรับควบคุมประวัติมิเตอร์และ CT VT ที่มีการเบิกจ่ายมิเตอร์ และ CT VT เพื่อนำไปติดตั้งให้ผู้ใช้ไฟและใช้ตรวจสอบสถานะของมิเตอร์ ปัจจุบันใช้ Version 2.11 (19 สิงหาคม 2553)

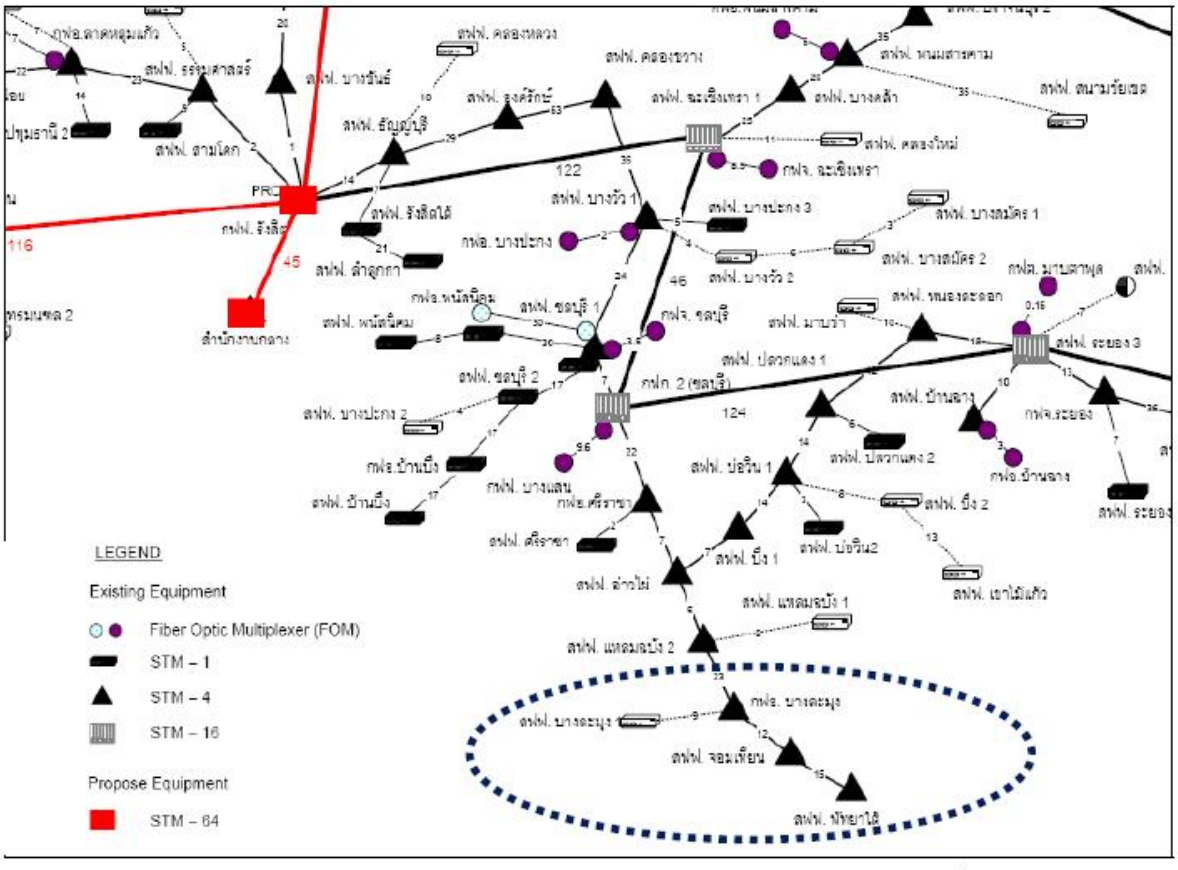
3) โปรแกรมระบบควบคุมทะเบียนหม้อแปลง ใช้สำหรับควบคุมประวัติหม้อแปลงที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายทั้งของ กฟภ. และผู้ใช้ไฟ ปัจจุบันใช้ Version 2.4.2

4) โปรแกรมระบบ Billing ใช้สำหรับคำนวณค่าไฟและอัปเดทข้อมูลการใช้ไฟ ปัจจุบันใช้ Version 5.14

6. โครงสร้างพื้นฐานของระบบสื่อสาร

 ภาพรวมของโครงข่ายเส้นเคเบิลใยแก้วนำแสงและระบบ SDH ของ กฟภ. ในพื้นที่โครงการ (ข้อมูล ณ 26 มิถุนายน พ.ศ. 2551)

แผนภาพที่ 8 โครงข่ายเส้นเคเบิลใยแก้วนำแสงและระบบ SDH ของ กฟภ. ในพื้นที่โครงการ



 บมจ. กสท โทรคมนาคม มีโครงการลงทุนสร้าง Fiber To the Home ภายในเมืองพัทยาด้วยงบประมาณจำนวนกว่า 800 ล้านบาทในเฟสแรก โดยเริ่มต้นที่ถนนพัทยาสาย 2 และสุขุมวิท ที่เป็นย่านธุรกิจสำคัญ อาทิ โรงแรม สถานประกอบการต่างๆ และแหล่งท่องเที่ยวที่สำคัญ ในการบริการแก่กลุ่มเป้าหมายหลัก โดยได้ให้บริการเทคโนโลยีใหม่ที่ทันสมัยล่าสุดที่ครอบคลุม

ทุกถนนทุกบ้านสร้างความเจริญในการทำธุรกิจธุรกรรม และการดำเนินการในเฟสถัดไปจะทยอยขยายโครงข่ายออกไปเรื่อยๆ (Fiber To the Home) โดยจะขยายโครงข่ายข้ามถนนสุขุมวิทเส้นรอบนอกเมืองพัทยาเพื่อให้บริการได้อย่างทั่วถึงทุกพื้นที่ (แหล่งที่มา : http://www.pattaya preview.com/?p=386)

 ภาพรวมของการเชื่อมโยงระบบ/คอมพิวเตอร์จากสถานีไฟฟ้าไปยัง ศสฟ. (ADDC) สำหรับระบบงานด้านการสั่งจ่ายไฟฟ้า (SCADA) บนโครงข่าย SDH ของ กฟภ. เป็นดังนี้

 ภาพรวมของการเชื่อมโยงระบบ AMR ระยะที่ 1 ของ กฟภ. และการเชื่อมโยงระหว่าง AMR Data Center กับมิเตอร์ เป็นดังนี้

 แผนงานในอนาคตสำหรับการพัฒนาและการใช้งานบนโครงข่ายเคเบิลใยแก้วนำแสงของ กฟภ. เป็นไปตามแผนแม่บทเทคโนโลยีสารสนเทศและสื่อสาร ปี 2551-2555 (ปรับปรุงครั้งที่ 3) และแผนยุทธ์ศาสตร์และแม่บทเทคโนโลยีสารสนเทศและสื่อสาร ปี 2556-2563 รายละเอียดมีดังนี้

7. ความมั่นคงปลอดภัย (Security)

สำนักงาน (สนง.) และสถานีไฟฟ้า (สฟฟ.) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในเขตพื้นที่ของเมืองพัทยาได้ติดตั้งระบบรักษาความปลอดภัย จำนวน 2 ระบบ ได้แก่ ระบบสัญญาณเตือนอัคคีภัย และ ระบบโทรทัศน์วงจรปิด(CCTV)

1) ระบบสัญญาณเตือนอัคคีภัย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ติดตั้งระบบสัญญาณเตือนอัคคีภัยภายในสำนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อความปลอดภัยแก่พนักงานและทรัพย์สินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับแจ้งเตือนกรณีเกิดเหตุเพลิงไหม้ภายในสำนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในปัจจุบันการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ติดตั้งระบบดังกล่าวทุกสถานีไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่เขตเมืองพัทยา ได้แก่ สฟฟ.พัทยาเหนือ, สฟฟ.พัทยาใต้, สฟฟ.จอมเทียน และสฟฟ.บางละมุงระบบสัญญาณเตือนอัคคีภัยที่ติดตั้งในอาคารสำนักงานจะมีเฉพาะระบบสัญญาณเตือนอัคคีภัย(Fire alarm) จะไม่มีระบบ springer แต่จะมีอุปกรณ์สำหรับตรวจจับอุณหภูมิความร้อนและควัน พร้อมอุปกรณ์ Manual Pull Station สำหรับดึงแจ้งเหตุฯ ส่วนระบบสัญญาณเตือนอัคคีภัยที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า จะมีระบบ FM200 เพิ่มเติมเข้ามา โดยระบบสัญญาณเตือนอัคคีภัยที่ติดตั้งจะส่งสัญญาณเสียงและ/หรือ แสงแจ้งเตือนภายในอาคารสำนักงาน หรือสถานีไฟฟ้าเท่านั้น ไม่มีการเชื่อมต่อหรือส่งสัญญาณแจ้งเหตุฯ ไปยังหน่วยงานภายนอกอื่นๆ ในอนาคตการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีแผนที่จะติดตั้งระบบสัญญาณเตือนอัคคีภัยให้กับอาคารสำนักงานให้ครบทุกที่เพื่อความปลอดภัยของพนักงาน

2) ระบบโทรทัศน์วงจรปิด (CCTV)

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ติดตั้งระบบโทรทัศน์วงจรปิด (CCTV) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มความปลอดภัยแก่พนักงานและทรัพย์สินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในพื้นที่เขตเมืองพัทยาการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ติดตั้งระบบโทรทัศน์วงจรปิดบริเวณเคาน์เตอร์รับชำระค่าไฟฟ้าในอาคารสำนักงาน ซึ่งในปัจจุบันระบบดังกล่าวยังติดตั้งไม่ครบทุกแห่ง โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำลังดำเนินการติดตั้งให้กับสำนักงานที่มีความเสี่ยงเกิดเหตุโจรกรรมก่อนระบบโทรทัศน์วงจรปิดที่ติดตั้งสามารถบันทึกและดูภาพย้อนหลังได้ โดยกล้องโทรทัศน์วงจรปิดที่ติดตั้งเป็นลักษณะแบบ Fix ตำแหน่งภาพไม่สามารถ Pan, Zoom, Tilt กล้องโทรทัศน์วงจรปิดเพื่อเลือกดูภาพในตำแหน่งตามที่ต้องการได้ และยังไม่ได้มีการเชื่อมโยงหรือส่งสัญญาณภาพเป็นลักษณะแบบเครือข่ายในอนาคตการไฟฟ้าสาวนภูมิภาคมีแผนที่จะติดตั้งระบบโทรทัศน์วงจรปิดให้ครบทุกสำนักงาน และสถานีไฟฟ้าสำหรับ กฟภ. เมืองพัทยา มีระบบรักษาความปลอดภัย เช่น CCTV จำนวน 3 ชุด บริเวณหน้าเคาน์เตอร์รับเงิน และใช้ระบบ PEA Dume เป็นระบบรักษาความปลอดภัยเกี่ยวกับการพิมพ์บิลค่ากระแสไฟฟ้า

8. ลักษณะการปฏิบัติงาน (Operational practice)

 การอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าในปัจจุบัน สำหรับพื้นที่ในเขตเทศบาลโดยทั่วไป กฟภ. ได้จ้างหน่วยงานภายนอกที่มีสัญญาหนึ่งปีสำหรับการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าและการจัดส่งใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของ กฟภ.โดยทุกๆ สิ้นเดือน ตัวแทนของหน่วยงานภายนอกจะออกไปอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์อ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าซึ่งเป็นเครื่องคอมพิวเตอร์แบบพกพา ตัวแทนแต่ละรายจะออกไปอ่านค่าทุกวันประมาณ 300-500 เมตร จากนั้นพิมพ์ใบแจ้งหนี้และนำส่งให้กับลูกค้า

 ข้อมูลเกี่ยวกับต้นทุนการอ่านมิเตอร์ (Meter Reading) ในพื้นที่โครงการ มีดังนี้

1) ต้นทุนการอ่านมิเตอร์ทั้งหมด ประมาณ 866,024 บาท ต่อ เดือน

2) ต้นทุนการอ่านมิเตอร์ 1 ตัว 6.20 บาท (จ้าง บ. Good Way Holding)

3) ต้นทุนการอ่านมิเตอร์แยกประเภท

3.1 ค่าจ้างอ่านมิเตอร์

- มิเตอร์รายใหญ่ และหน่วยงานราชการบางส่วน พนักงาน กฟภ. ดำเนินการ

- มิเตอร์รายย่อย และหน่วยงานราชการบางส่วน 841,309 บาท ต่อ เดือน

i. กฟภ.เมืองพัทยา 104,895 * 6.2 = 650,349 บาท ต่อ เดือน

ii. กฟส. จอมเทียน 30,000 * 6.2 = 186,000 บาท ต่อ เดือน

iii. กฟย. เกาะล้าน 800 * 6.2 = 4,960 บาท ต่อ เดือน

3.2 อุปกรณ์สนับสนุน

- ค่าเช่ายานพาหนะเฉลี่ย 9,350 บาท ต่อ เดือน (ม.ค. - ส.ค. 2553 = 74,800 บาท)

- เครื่องมือ ไม่มี เพราะรวมในการจัดซื้อมิเตอร์

3.3 Back Office Support ค่าล่วงเวลาเฉลี่ย (วันเสาร์ – วันอาทิตย์)

- ประมาณ 15,365 บาท ต่อ เดือน (ม.ค. - ส.ค. 2553 = 122,922 บาท)

 ข้อมูลเกี่ยวกับค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษาในพื้นที่โครงการ มีดังนี้

1) ค่าใช้จ่ายเพื่อบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าย่อยปฐมภูมิ (Primary Substation)

- งานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้านั้นประกอบไปด้วยหลายหน่วยงานเข้าดำเนินการ เช่น หน่วยงานส่วนกลาง กบส., กอร., กมต., กมป. และหน่วยงานจากเขตต่างๆ ก.ค.ร. (ทั้ง 12 เขต) บางหน่วยงานเข้าดำเนินการพร้อมกัน บางหน่วยงานเข้าบำรุงรักษาไม่พร้อมกับส่วนงานอื่น และบางหน่วยงานต้องเข้าดำเนินการทุกปี บางหน่วยงานปี เว้นปี หรือ 3 ปี ต่อครั้ง จึงมีความหลากหลาย ค่อนข้างยุ่งยากในการหาตัวเลขค่าใช้จ่ายในงานบำรุงรักษาที่ชัดเจน กบส. ซึ่งมีหน้าที่ในการดูแลบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าจึงขอให้ตัวอย่างประมาณการค่าใช้จ่ายในงานบำรุงรักษา 1 ตัวอย่าง สำหรับสถานีไฟฟ้าแบบ 115/22 kV และอนุมัติ ผวก. สำหรับวิธีการคิดค่าใช้จ่ายสำหรับงานบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้า ดังนี้

- ราคาประมาณการในการบำรุงรักษาสถานีไฟฟ้าตามวาระ ของแผนก ผบส.2 กบส. (สถานีไฟฟ้า 115/22 kV)

- กฟภ. ได้กำหนดหลักเกณฑ์ค่าบริการตรวจสอบแก้ไขบำรุงรักษาสวิตช์เกียร์,เคเบิล, รีเลย์, หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง และอุปกรณ์ต่างๆ อีกด้วย

1.1 ค่าจ้างเจ้าหน้าที่ - ค่าแรงเจ้าหน้าที่ถูกคิดแฝงไว้ในการประมาณการงานแล้ว แต่ค่าเบี้ยเลี้ยงที่พักยังไม่ได้คิดรวมไว้ต้องคิดเพิ่มเองตามเวลาการปฏิบัติงานจริง

1.2 ยานพาหนะและบริภัณฑ์ - ค่ายานพาหนะ กบส. จะคิดจากระยะทางจริง ซึ่งค่าใช้จ่ายจะแปรผันตามระยะทางที่เกิดขึ้นจริง

1.3 ฮาร์ดแวร์อะไหล่ที่นำมาเปลี่ยน - เนื่องด้วยนโยบายของ กฟภ. ต้องการให้มีการแข่งขันในการจัดซื้อ ทำให้ กฟภ. ได้อุปกรณ์ป้องกันภายในสถานีไฟฟ้าที่มากมายหลากหลายผลิตภัณฑ์ และแต่ละผลิตภัณฑ์มีราคาของอะไหล่ที่แตกต่างกันมากจึงทำให้เป็นการยากในการประมาณการ

2) แผนหรือระยะเวลาที่ใช้ในการบำรุงรักษาแบ่งแยกตามกิจกรรมต่างๆ กบส. มีนโยบายในงานบำรุงรักษา ดังนี้

2.1 การบำรุงรักษาแบบป้องกัน (Preventive Maintenance: PM)

2.2 การบำรุงรักษาแบบแก้ไข (Corrective Maintenance: CM)

2.3 การบำรุงรักษาแบบปรับปรุง (Improvement Maintenance: IM)

9. โครงสร้างองค์กร (Organization Structure)

โครงสร้างองค์กร (Organization Structure) ของ กฟภ. เมืองพัทยา

โครงสร้างของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมืองพัทยา ประกอบด้วย ผู้จัดการการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเมืองพัทยา, ผู้ชำนาญการระดับ 8, ผู้ชำนาญการระดับ 9, ผู้ช่วยผู้จัดการ(ด้านเทคนิค), ผู้ช่วยผู้จัดการ(ด้านบริหาร), นักบัญชีระดับ 9, นิติกร(ระดับ 6),แผนกบริการลูกค้า แผนกปฏิบัติการและบำรุงรักษา แผนกก่อสร้าง แผนกบัญชีและประมวลผล แผนกคลังหลัก แผนกบริหารงานทั่วไป แผนกมิเตอร์ แผนกวิศวกรรมและการตลาด, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสาขาย่อยบ้านเกาะล้าน

10. ความเต็มใจในการเข้าร่วมโครงการของผู้ใช้ไฟฟ้า พนักงาน กฟภ. และผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอื่นๆ

เมืองพัทยาถือเป็นเมืองที่รองรับโครงการนำร่องหลายๆโครงการเนื่องจากเมืองพัทยามีนโยบายที่จะพัฒนาไปสู่การเป็น Smart City ซึ่งหลายๆโครงการนำร่องที่เคยมาทดสอบที่เมืองพัทยาส่วนใหญ่ก็ได้รับการตอบรับเป็นอย่างดี และโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) ก็ไม่ได้ส่งผลกระทบอะไรในทางลบต่อประชาชน ชุมชนและสิ่งแวดล้อม ในทางตรงกันข้ามระบบ AMI ถือเป็นก้าวแรกไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งจะช่วยเพิ่มทางเลือกในการใช้แหล่งพลังงานทางเลือกมากขึ้น ซึ่งจะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและทำให้การใช้พลังงานในอนาคตเป็นไปอย่างยั่งยืน แม้ว่าการติดตั้ง Smart Meter อาจทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สะดวกเนื่องจากจำเป็นต้องขอดับไฟฟ้า แต่ก็เป็นเพียงช่วงสั้นๆ ซึ่งสามารถทำความเข้าใจกับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ผ่านการประชาสัมพันธ์ในส่วนของพนักงาน กฟภ. และผู้มีส่วนได้ส่วนเสียรายอื่นๆ ก็น่าจะเต็มใจที่จะให้ความร่วมมือเป็นอย่างดี เนื่องจากโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าแห่งอนาคต ซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพให้แก่ระบบไฟฟ้าเป็นอย่างมาก และเป็นเป้าหมายที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทั่วโลกต้องการไปให้ถึงเพื่อให้สามารถแข่งขันในตลาดพลังงานในอนาคตได้

11. ลักษณะชุมชน (community), การปกครอง กฎหมายหรือกฎระเบียบ (regulatory) และการสนับสนุนจากรัฐบาล (political support)

 ลักษณะของชุมชนและสังคม เมืองพัทยาเป็นเมืองท่องเที่ยวได้ส่งผลให้ชุมชนส่วนใหญ่แปรเปลี่ยนเป็นชุมชน พาณิชยกรรม และบริการสิ่งอำนวยความสะดวกด้านการท่องเที่ยว บางชุมชนยังคงมีลักษณะเป็นชุมชนเกษตรกรรม หรือชุมชนประมงในปัจจุบันมีชุมชนในเขตเมืองพัทยา 31ชุมชน นอกจากนี้ยังพบการอพยพโยกย้ายของประชากรจากทุกภาคของประเทศและชาว

ต่างประเทศจากทุกภูมิภาคของโลกเข้ามาทำงานและพักอาศัยในเขตเมืองพัทยาเป็นจำนวนมาก ทำให้สภาพสังคมมีความซับซ้อนและหลากหลาย

 รูปแบบการปกครอง เมืองพัทยาเป็นหน่วยการปกครองส่วนท้องถิ่นรูปแบบพิเศษ ที่จัดตั้งโดยพระราชบัญญัติระเบียบบริหารราชการเมืองพัทยา พ.ศ. 2521 โดยการยุบเลิกสุขาภิบาลนาเกลือ ซึ่งเจตนารมณ์ในการจัดตั้งเมืองพัทยาให้เป็นองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นรูปแบบพิเศษของรัฐบาลสมัยนั้น ก็เพื่อทดลองนำเอาระบบการจัดการปกครองแบบผู้จัดการเมือง (City Manager) หรือที่เรียกกันว่า รูปแบบสภา-ผู้จัดการ ที่เทศบาลหลายแห่งในประเทศสหรัฐอเมริกาใช้อยู่นำมาทดลองใช้ในประเทศไทย โดยหากเป็นไปตามระบบของประเทศสหรัฐอเมริกานั้น จะต้องมีการเลือกตั้งสมาชิกสภาท้องถิ่น (local council) และส่วนท้องถิ่นจะเป็นผู้จัดหาว่าจ้างผู้ที่มีความเหมาะสมมาเป็นผู้จัดการเมือง กล่าวคือ สภาเป็นผู้ว่าจ้างผู้จัดการซึ่งจะอยู่ในวาระที่กำหนด เช่น 2 ปี หรือ 4 ปี

12. การบูรณาการกับระบบ Distributed Generation, Energy Storage และรถยนต์ไฟฟ้า

 สภาพปัจจุบันของการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวในโครงข่ายของ กฟภ.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีปริมาณแหล่งผลิตไฟฟ้า ขนาดเล็ก (SPP) และเล็กมาก (VSPP) เชื่อมต่ออยู่กับระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเพิ่มขึ้นเรื่อยตามสถิติในช่วงปี พ.ศ. 2549 – 2552 (2006-2009) ดังนี้

 สภาพปัจจุบันของข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อแหล่งจ่ายไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัวที่เชื่อม ที่มีใช้อยู่ในปัจจุบันที่ประกาศโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีดังต่อไปนี้

1) ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาพว่าด้วยข้อกำหนดการใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

2) ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาพว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

3) ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาพว่าด้วยข้อกำหนดการปฏิบัติการระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2551

4) ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่องการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์และโครงการพลังงานลม 20 กันยายน 2553

5) ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก(สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก(สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration)

6) ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่องการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ลงวันที่ 9 มีนาคม 2552

7) ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก 7 ธันวาคม 2549

 สภาพปัจจุบันของโครงการเกี่ยวกับรถยนต์ไฟฟ้า

แผนยุทธศาสตร์ กฟภ. พ.ศ. 2554-2563 กำหนดยุทธศาสตร์ระดับองค์กร ด้านการลงทุนและการสร้างโอกาสทางธุรกิจใหม่ที่เพิ่มจากเทคโนโลยีสมัยใหม่และแนวโน้มเรื่องการรักษาสิ่งแวดล้อม เช่นธุรกิจรถยนต์ไฟฟ้า(Electric vehicles) และธุรกิจที่เกี่ยวเนื่อง เช่น ธุรกิจสถานีบริการพลังงานไฟฟ้า (Charging station)ปัจจุบันรถยนต์ไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะมีปริมาณเพิ่มขึ้นอย่างชัดเจน ตามนโยบายสนับสนุนที่ออกโดยรัฐในหลายประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา และยุโรป สำหรับในประเทศไทยยังไม่มีการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์และการเดินทางในชีวิตประจำวันไม่มากนัก ธุรกิจจำหน่ายไฟฟ้าผ่านสถานีบริการพลังงานไฟฟ้า เป็นธุรกิจที่ กฟภ. ให้ความสนใจเนื่องจากมีความได้เปรียบในการเป็นผู้ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ครอบคลุมกว่าร้อยละ 90 ของประเทศ หน่วยงาน กพอ. ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคก็มีแผนที่จะศึกษาความเป็นไปได้ในเบื้องต้นของธุรกิจจำหน่ายไฟฟ้าผ่านสถานีบริการพลังงานไฟฟ้า และธุรกิจติดตั้งอุปกรณ์สำหรับการอัดประจุแบตเตอรี่

 สภาพปัจจุบันของการสะสมพลังงานในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ.

ในปัจจุบันยังไม่มีข้อมูลการติดตั้งแหล่งสะสมพลังงานในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าใดๆ ในประเทศ ยกเว้นมีการทดลองการใช้แบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์ติดตั้งที่โรงไฟฟ้าบางปะกงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต และการสะสมพลังงานเป็นพลังงานศักย์ของน้ำที่เขื่อนแบบสูบกลับที่เขื่อนลำตะคองและศรีนครินทร์

 จุดแข็งและจุดด้อยของโครงสร้างพื้นฐานทางด้านการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว รถยนต์ไฟฟ้า และ การสะสมพลังงานในระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันของ กฟภ.

กฟภ. มีโครงข่ายไฟฟ้าครอบคลุมพื้นที่ทั่วประเทศ ซึ่งเป็นจุดแข็งในการให้บริการการเชื่อมต่อแก่แหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวที่กำลังเกิดขึ้นทั่วประเทศ แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากการวางแผนระบบโครงข่ายไฟฟ้า ไม่ได้พิจารณาการแทรกตัวในปริมาณสูง (high penetration) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวและรถยนต์ไฟฟ้า ดังนั้นจึงจำเป็นที่จะต้องศึกษาผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นและวางแนวนโยบายการวางแผนและข้อกำหนดการเชื่อมต่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์ดังกล่าวในอนาคต

ในด้านรถยนต์ไฟฟ้านั้น ปัจจุบันขนาดของแบตเตอรี่ในรถยนต์ไฟฟ้าอยู่ที่ประมาณ 10-50 kWh และระยะการเดินทางต่อกำลังของแบตเตอรี่อยู่ที่ประมาณ 0.15-0.2 kWh/Km ซึ่งขนาดของแบตเตอรี่ดังกล่าวเพียงพอ สำหรับระยะการเดินทางโดยทั่วไปของผู้คนในเมืองที่มีการสำรวจในต่างประเทศ กำลังของแหล่งจ่ายไฟสำหรับการอัดประจุแบตเตอรี่ขึ้นอยู่กับวิธีการอัดประจุ หากเป็นการอัดประจุที่บ้านพักอาศัยจะต้องการกำลังประมาณ 10kW/คัน และสำหรับการอัดประจุอย่างรวดเร็ว (quick charge) ที่สถานีบริการไฟฟ้าจะต้องใช้กำลังไฟฟ้าถึง 50 kW/คัน ดังนั้นหากมีการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าเป็นจำนวนมากในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาพ ก็อาจจะเกิดปัญหาแก่อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายได้โดยเฉพาะหม้อแปลงในระบบแรงต่ำ

13. ความสมเหตุสมผลกับแนวคิดของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

การพัฒนาไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าส่วนใหญ่ มักจะเริ่มต้นด้วยการพัฒนาระบบ AMI เนื่องจากการติดตั้งระบบ AMI จำเป็นต้องติดตั้งโครงสร้างพื้นฐานต่างๆระหว่างผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น โครงข่ายสื่อสาร Smart Meter เป็นต้น เนื่องจากระบบ AMI จะเป็นพื้นฐานให้การพัฒนาระบบอื่นๆ เช่น DG (Distributed Generation), DA (Distribution Automation) รวมถึงการเชื่อมโยงกับระบบสารสนเทศอื่น เช่น GIS, DMS, SCADA ทำได้สะดวกมากขึ้น ในการพัฒนาระบบ AMI มักจะเริ่มต้นด้วยการจัดทำโครงการนำร่องซึ่งนอกจากจะช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าได้ทดสอบและศึกษาเทคโนโลยีและแนวทางการเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติงานแล้ว ยังช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเข้าใจถึงประโยชน์ที่จะได้รับจากระบบ AMI ซึ่งจะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าตอบรับระบบ AMI เป็นอย่างดี สำหรับการเลือกจัดทำโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) ที่เมืองพัทยา ซึ่งเป็นเมืองที่มีความเจริญทางด้านเศรษฐกิจและการท่องเที่ยว ถือเป็นโอกาสที่ดีที่จะสาธิตเทคโนโลยีและประโยชน์ของระบบ AMI ให้ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียรายต่างๆได้ทราบ ซึ่งจะช่วยให้การดำเนินการติดตั้งระบบ AMI ในพื้นที่อื่นๆของประเทศทำได้สะดวกมากขึ้น นอกจากนี้ เนื่องจากเมืองพัทยามีนโยบายที่จะพัฒนาเป็น Smart City ดังนั้นจึงเป็นโอกาสดีที่จะสาธิตเทคโนโลยีอื่นๆที่จำเป็นในการพัฒนาสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น DG, DA รวมถึงรถยนต์ไฟฟ้า และSmart House เป็นต้น ภายหลังดำเนินการโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) เสร็จสิ้นแล้ว

14. โอกาสในการพัฒนาทางด้านเศรษฐกิจ การปกครอง และความสัมพันธ์กับชุมชน

เนื่องจากเมืองพัทยาเป็นเมืองที่มีความเจริญด้านเศรษฐกิจและการท่องเที่ยว รวมถึงมีโรงงานอุตสาหกรรมมากมาย ดังนั้นการติดตั้งระบบ AMI จะช่วยเพิ่มโอกาสในการพัฒนาทางด้านเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม เนื่องจากระบบ AMI มีความเป็นเทคโนโลยีทันสมัยซึ่งจะช่วยเสริมความเป็น Smart City ของเมืองพัทยาและช่วยกระตุ้นให้นักลงทุนสนใจเข้ามาลงทุนที่เมืองพัทยา

มากขึ้น นอกจากนี้ระบบ AMI จะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถปรับพฤติกรรมเพื่อลดค่าไฟฟ้าลงได้ ซึ่งจะเป็นประโยชน์อย่างมากต่อภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมบริการไฟฟ้าแบบ Prepayment ก็ถือเป็นทางเลือกที่น่าสนใจสำหรับธุรกิจการท่องเที่ยวและที่พักอาศัย ทั้งนี้ระบบAMI ถือเป็นพื้นฐานสำคัญสำหรับการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าในอนาคตด้วย นอกจากนี้ข้อมูลจากระบบ AMI จะช่วยให้ กฟภ. สามารถตรวจสอบปัญหาในระบบจำหน่ายรวมถึงทราบทันทีหากพื้นที่ใดเกิดไฟฟ้าดับทำให้สามารถแก้ไขปัญหาได้เร็วขึ้น รวมถึงยังมีบริการเสริมอื่นๆที่ช่วยเพิ่มความสะดวกสบายรวมถึงความปลอดภัยให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยเพิ่มความพึงพอใจให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

15. ขอบเขตของประโยชน์ที่ได้รับ

ประโยชน์จากโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ก็จะคล้ายกับประโยชน์หลักๆที่ได้จากระบบ AMI แบบเต็มรูปแบบ เพียงแต่ในบางฟังก์ชั่นอาจจะยังไม่มีการใช้งานในโครงการ รวมถึง Service บางชนิดก็อาจจะยังไม่เปิดให้ใช้อย่างเต็มรูปแบบโดยอาจจะอยู่ในขอบเขตของการทดสอบหรือยังใช้งานไม่เต็มความสามารถ แต่ก็มีประโยชน์หลักๆ ที่จะได้รับซึ่งสามารถเห็นได้ชัดเจน เช่น การลดค่าใช้จ่ายในการจดมิเตอร์และออกบิล การลด Non-Technical Loss และผู้ใช้ไฟฟ้าจะเริ่มปรับเปลี่ยนพฤติกรรมไปใช้ไฟฟ้าช่วง off-peak มากขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมืองพัทยาเป็นเมืองที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าค่อนข้างสูง จะทำให้ประโยชน์จากระบบ AMI เห็นได้ชัดเจนขึ้น

ภาคผนวก ค - โครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ

โครงการนำร่องระบบ AMI ในประเทศสหรัฐอเมริกา (ที่มา . “Smart Grid Maryland Smart Grid Technologies and Programs”, Maryland Energy Administration, May 2009**)**

BGE – Maryland

จำนวนมิเตอร์	ประมาณ 5,300 ราย (มิเตอร์ไฟฟ้าและมิเตอร์ก๊าซ)
วัตถุประสงค์	เพื่อทดสอบระบบ AMI ภายใต้สภาวะต่างๆ (various and extreme condition)
การประเมินผล	– ตรวจสอบว่า AMI อ่านค่ามิเตอร์ได้ถูกต้อง – ตรวจสอบว่าการออกบิลถูกต้อง – ประเมิน Network Capability และ Reliability – ประเมินผู้ผลิตรายต่างๆ – Business case development – ทำรายงานสรุปผล
Driver	เพิ่มการกำกับดูแลและกิจกรรมด้านอุตสาหกรรม

PEPCO – Maryland

จำนวนมิเตอร์	ประมาณ 2,500-3,500 ราย
วัตถุประสงค์	เพื่อสาธิตเทคโนโลยี Power line sensor และ Smart Meter และเปิดโอกาสให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารับรู้ประโยชน์ของระบบ AMI
การประเมินผล	– ประเมินความพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้าเกี่ยวกับระบบ AMI – การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟเพื่อลดค่า Peak load – ความเชื่อถือได้ของระบบ เพื่อประโยชน์ในการออกแบบเพื่อพัฒนาในการ Implement จริง – ประเมิน Network Capability และ Reliability – ประเมินผู้ผลิตรายต่างๆ – Business case development – ทำรายงานสรุปผล
ค่าใช้จ่าย	ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของโครงการประมาณ 1.7 ล้าน USD

PEPCO – Washington DC

จำนวนมิเตอร์	ประมาณ 1,400 ราย
วัตถุประสงค์	ทดสอบสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มบ้านพักอาศัย โดยโครงการนำร่องนี้เป็นการทดสอบ Smart Meter, Smart Thermostat และ Dynamic Pricing
ระยะเวลา	ก.ค. 2008 – มี.ค. 2010

Delmarva – Delaware

จำนวนมิเตอร์	10,000 ราย สำหรับมิเตอร์ไฟฟ้าและมิเตอร์ก๊าซ
วัตถุประสงค์	เพื่อทดสอบระบบ AMI เนื่องจากต้องการยกเลิกการจดมิเตอร์แบบเดิมและเพื่อให้สามารถควบคุมมิเตอร์จากระยะไกลได้
ระยะเวลา	ประมาณ 2 ปี เริ่มต้นเดือน เม.ย. 2009
การประเมินผล	ประเมินความถูกต้องในการอ่านมิเตอร์ของระบบ AMI โดยทำการจดมิเตอร์แบบปกติขนานกันไปด้วย
ค่าใช้จ่าย	ค่าใช้จ่ายประมาณ 250-300 USD ต่อ 1 มิเตอร์
Driver	เพื่อลดค่าใช้จ่ายในการจดมิเตอร์

ComEd – Illinois

จำนวนมิเตอร์	200,000 ราย (ประมาณ 5% ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดของ ComEd)
วัตถุประสงค์	เป็นโครงการนำร่องเพื่อต่อยอดไปสู่การ Implement สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด 4 ล้านราย
ระยะเวลา	5 เดือน เริ่มต้นประมาณปลายปี 2009
ค่าใช้จ่าย	มีการประมาณค่าใช้จ่ายในการ Implement ระบบ AMI ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 4 ล้านราย ไว้ประมาณ 600 – 1,000 ล้าน USD
Driver	เพิ่มการกำกับดูแลและกิจกรรมด้านอุตสาหกรรม

Indiana & Michigan Power (I&M – Subsidiary of AEP) --- Indiana

จำนวนมิเตอร์	10,000 ราย
วัตถุประสงค์	เพื่อทดสอบเทคโนโลยีและประเมินการตอบสนองของผู้ใช้ไฟฟ้าต่อประโยชน์จาก AMI
ระยะเวลา	ประมาณ 1 ปี (ม.ค. 2009 – ม.ค. 2010)
การประเมินผล	ผู้ใช้ไฟฟ้ายังไม่มีการตอบสนองเท่าที่ควร ซึ่งอาจเป็นเพราะเป็นเทคโนโลยีใหม่ ซึ่งจำเป็นต้องใช้เวลาในการปรับตัว
ค่าใช้จ่าย	ประมาณ 7 ล้าน USD สำหรับการติดตั้ง 10,000 มิเตอร์
Driver	เพื่อทดสอบเทคโนโลยีและคาดคะเนประโยชน์ที่ได้รับจากระบบ AMI

Consumers Energy --- Michigan

จำนวนมิเตอร์	6,000 ราย
วัตถุประสงค์	เพื่อทดสอบการ Integrate กับ Smart Appliances เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถควบคุมการใช้ไฟฟ้าของตนได้ ผู้ใช้ไฟฟ้ายังสามารถเลือกได้ว่าจะควบคุมจัดการการใช้ไฟฟ้าด้วยตนเองหรือให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าจัดการให้
ระยะเวลา	ก.พ. – มิ.ย. 2009
Driver	เพื่อให้สอดคล้องกับแผนพลังงานศตวรรษที่ 21 ซึ่งได้ส่งให้ฝ่ายกฎหมายของรัฐ

Duke Energy --- North Carolina

จำนวนมิเตอร์	200 ราย
วัตถุประสงค์	เพื่อทดสอบ Smart Meter รวมทั้งระบบ energy management services, home area network gateway, web-based applications รวมทั้งติดตั้ง storage battery ขนาดใหญ่ และ solar panel ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 50 kw
ระยะเวลา	ม.ค. 2009 – ธ.ค. 2010
Driver	เพื่อทดสอบเทคโนโลยี Smart Meter ซึ่งอยู่ในแผนการลงทุนสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ Duke Energy

Duke Energy --- Ohio

จำนวนมิเตอร์	50,000 มิเตอร์ไฟฟ้าและ 42,000 มิเตอร์ก๊าซ ในช่วงแรก (ใช้งานได้จำกัด เนื่องจากเทคโนโลยียังไม่รองรับ) 146,000 มิเตอร์ไฟฟ้าและ 48,000 มิเตอร์ก๊าซในปี 2009 หลังจากเทคโนโลยี Smart Meter ได้รับการพัฒนามากขึ้น
วัตถุประสงค์	เพื่อทดสอบระบบ AMI และนำไปสู่การ Implement จริงในอนาคต
ระยะเวลา	เม.ย. 2008 -2009
งบประมาณ	20-25 ล้าน USD

AEP (Columbus Southern Power Company and Ohio Power Company) --- Ohio

จำนวนมิเตอร์	100,000 รายในปีแรก และผู้ใช้ไฟฟ้าใน Ohio ทั้งหมด 1.5 ล้านราย ภายในปี 2015
วัตถุประสงค์	เพื่อทดสอบระบบ AMI เพื่อนำไปสู่การ full deployment ภาย ในปี 2015
ระยะเวลา	2009-2015
งบประมาณ	19.7 ล้าน USD จาก O&M และ 89.2 ล้าน USD จาก capital investment

โครงการนำร่องระบบ AMI อื่นๆในสหรัฐอเมริกา [2]

Atlantic City Electric	มีแผนในการติดตั้ง Smart Meter เพื่อลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าและช่วยในการควบคุมจัดการโครงข่ายไฟฟ้า แม้ยังไม่มีรายละเอียดด้านเทคโนโลยีที่แน่ชัด แต่มีแผนที่จะติดตั้งมากกว่า 500,000 รายภายในระยะเวลา 4-5 ปี
Baltimore Gas and Electric	ดำเนินการโครงการนำร่อง AMI จำนวน 3,000 รายในช่วงแรก และขยายเพิ่มเป็น 9,000 รายก่อนจะดำเนินการโครงการ AMI ต่อไป
City of Denton (Texas)	ดำเนินการโครงการนำร่อง AMI จำนวน 500 ราย โดยวางแผนในการทดสอบอย่างน้อย 3 เดือน เพื่อทดสอบความสมบูรณ์และความเชื่อถือได้ของระบบ หลังจากโครงการนำร่องเสร็จสิ้นจะดำเนินการติดตั้ง Smart Meter สำหรับบ้านพักอาศัยและสำนักงานทั่วทั้ง Denton ประมาณ 40,000 มิเตอร์ โดยคาดว่าจะใช้เวลา 5-7 ปี
Cleco Power (Louisiana)	มีผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดประมาณ 265,000 ราย ในช่วงทดสอบได้ดำเนินการจำนวน 450 ราย โดยผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนประมาณ 100 รายเข้าร่วมการทดสอบระบบ Demand Response พร้อมทั้งติดตั้ง smart thermostat ในบ้านพักอาศัย
Duke Energy (Kentucky)	ดำเนินการหลายๆโครงการนำร่อง เพื่อทดสอบ Solution ที่แตกต่างกันตามสภาพภูมิประเทศ เช่น พื้นที่เมือง พื้นที่ชานเมือง พื้นที่ชนบท ใน Kentucky ซึ่งรวมแล้วใช้ระยะเวลาประมาณ 3 ปีเพื่อติดตั้ง 120,000 มิเตอร์ไฟฟ้าและ 90,000 มิเตอร์ก๊าซ รวมค่าใช้จ่ายประมาณ 24 ล้าน $
Long Island Power Authority	ทดสอบเทคโนโลยี Smart Meter ในพื้นที่ Bethpage และ Hauppage จำนวนประมาณ 2,000 รายโดยมีค่าใช้จ่ายต่อมิเตอร์ประมาณ 200 -260 $
Marshal City (Michigan)	มีแผนในการติดตั้ง 5,500 มิเตอร์ไฟฟ้าและ 5,000 มิเตอร์น้ำ โดยมีค่าใช้จ่ายประมาณ 1.3 ล้าน $ ซึ่งมิเตอร์ไฟฟ้าจะอ่านหน่วยไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที เพื่อรองรับอัตราไฟฟ้าแบบ TOU และระบบสามารถรองรับ load control เช่นกัน ในเบื้องต้นได้จัดทำโครงการนำร่องขนาด 500 มิเตอร์ไฟฟ้าและ 50 มิเตอร์น้ำ ค่าใช้จ่าย 100,000 $ ซึ่งเน้นไปที่พื้นที่ที่พนักงานเข้าไปจดมิเตอร์ได้ยาก
PECO AMI Trial	ทดสอบประมาณ 10,000 รายพร้อมทั้งติดตั้งอุปกรณ์สำหรับระบบจำหน่ายอัตโนมัติ โดยมีฟังก์ชั่นหลักๆคือ การสื่อสารสองทาง, การตัดต่อโหลดจากระยะไกล และตรวจจับการลักลอบใช้ไฟ
Potomac Electric Power Co.	โครงการนำร่องมูลค่า 2 ล้าน $ ติดตั้งมิเตอร์ 2,250 รายสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มบ้านพักอาศัยใน Montgomery และประเทศ Prince George

Public Service Electric & Gas (New Jersey)	มีแผนที่จะทดสอบเทคโนโลยี AMI ในหลายๆ solution เช่น Smart Meter โครงสร้างพื้นฐานของระบบสื่อสาร MDMS ซึ่งโครงการมีค่าใช้จ่ายประมาณ 15 ล้าน $ ทดสอบ 3 solution หลักๆ คือ โครงข่าย Mesh, RF แบบจุดต่อจุด และ BPL โดยติดตั้งประมาณ 32,500 รายใน towns of Wayne, Paterson และ Totowa
Seattle City Light	โครงการนำร่องขนาด 600 รายใน South Lake เพื่อศึกษาความเป็นไปได้สำหรับการ implement ระบบ AMI สำหรับลูกค้าทั้งหมด 450,000 ราย ฟังก์ชั่นที่ทำการทดสอบคือ การสื่อสารสองทาง และการตัดต่อโหลด
Xcel Energy (Public Service Co. Colorado)	จัดทำโครงการนำร่อง AMI มูลค่า 4 ล้าน $ ขนาด 4,000 รายเพื่อจัดทำ business case

โครงการนำร่องระบบ AMI ในประเทศญี่ปุ่น [3]

หน่วยงาน	จำนวนมิเตอร์ที่มีอยู่	ข้อมูลโครงการโดยคร่าว ๆ
การไฟฟ้า Hokkaidou	3.66 ล้าน	เริ่มติดตั้ง 600 ครัวเรือนตั้งแต่ปี 2010
การไฟฟ้า Tohoku	6.74 ล้าน	เริ่มติดตั้ง 2000 ครัวเรือนตั้งแต่ปี 2009
การไฟฟ้า Tokyo	27.44 ล้าน	เริ่มติดตั้ง 5000 ครัวเรือนตั้งแต่ปี 2009
การไฟฟ้า Chubu	9.46 ล้าน	เริ่มติดตั้ง 1500 ครัวเรือนตั้งแต่ปี 2010
การไฟฟ้า Hokuriku	1.81 ล้าน	เริ่มติดตั้ง 500 ครัวเรือนตั้งแต่ปี 2010
การไฟฟ้า Kansai	12.77 ล้าน	เริ่มตั้งแต่ปี 2007 และติดตั้งได้ประมาณ 610,000 ครัวเรือนในปี 2009
การไฟฟ้า Shikoku	2.73 ล้าน	เริ่มติดตั้ง 1000 ครัวเรือนตั้งแต่ปี 2011
การไฟฟ้า Kyushu	8.23 ล้าน	เริ่มตั้งแต่ปี 2008 และติดตั้งได้ประมาณ 33,000 ครัวเรือนในปี 2009

โครงการนำร่องระบบ AMI ในยุโรป [4]

ประเทศ	Utilities	จำนวนมิเตอร์	ปีที่เริ่มต้น	ปีที่เสร็จ	รายละเอียดอื่นๆ
ออสเตรีย	Energie AG	10,000	2007	2008	อาจจะขยายเป็น 1.2 ล้านรายในอนาคต
ออสเตรีย	Feldkirch	3,000			
ออสเตรีย	Linz Strom	75,000			
บอสเนียและเฮอร์เซโกวีนา	ELEKTROPRIVREDA HZ HB MOSTAR	200	2008	-	กำลังดำเนินการขยายเป็น 200,000 ราย
เชก	Cez	400	-	-	
เดนมาร์ก	EnBW	1,000	-	-	
เดนมาร์ก	EWE	400	2008	2009	
เดนมาร์ก	Mainova	1,000	2008	-	
เดนมาร์ก	RWE Mulhiem	100,000	2008	-	ค่าใช้จ่าย €20m
เดนมาร์ก	Stadtwerk Hassfurt	10,000	2008	2011	
ฝรั่งเศส	ERDF	30,000	2010	-	เป็นโครงการนำร่องไปสู่การ implement 35 ล้านราย
ไอร์แลนด์	ESB	30,000	-	-	คาดว่าจะดำเนินการสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มบ้านพักอาศัยทั้งหมด 1.8 ล้านราย
โปรตุเกส	EDP Distribuciao	100,000	-	-	
โปรตุเกส	Quinta De La Portela	2,000	-	2009	

หมายเหตุ

โครงการนำร่องระบบ AMI อื่นๆ ในประเทศสหรัฐอเมริกา (ที่มา “Study of Security Attributes of Smart Grid Systems – Current Cyber Security Issues”, Report from National SCADA Test Bed (NSTB), April 2009)

โครงการนำร่องระบบ AMI ในประเทศญี่ปุ่น (ที่มา รายงานเรื่อง เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนของ NEDO, White paper on renewable energy technology –Toward realization of new energy society -, New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), Japan, July, 2009.)

โครงการนำร่องระบบ AMI อื่นๆ ในยุโรป (ที่มา"Annual Report on the Progress in Smart Metering 2009 Version 2.0", European Smart Metering Alliance, Jan 2010)

ภาคผนวก ง. - แนวทางการออกแบบโครงข่ายสื่อสารของระบบ AMI

การออกแบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

แนวทางในการออกแบบโครงข่ายสื่อสารสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมักจะต้องพิจารณาในประเด็นต่างๆ ดังนี้

- เป็น Tiered Network Architecture (สถาปัตยกรรมโครงข่ายมีรูปแบบเป็นชั้นๆ) ทั้งนี้ เพื่อให้ง่ายในการบริหารจัดการ แก้ไขปัญหา และขยายขนาดโครงข่าย
- เป็น Scalable Network Architecture (สถาปัตยกรรมโครงข่ายมีลักษณะที่รองรับการขยายตัวได้) เพื่อให้สามารถรองรับการเชื่อมต่อของมิเตอร์จำนวนมากในอนาคต
- มีความใช้สอยได้ (Availability) สูง
- มีความปลอดภัยสูง สามารถป้องกันการโจมตีทั้งจากภายในและภายนอก รวมถึงแยกทราฟฟิกข้อมูลและสัญญาณควบคุมออกจากกัน
- รองรับเทคโนโลยีในอนาคต เช่น สามารถรองรับบริการใหม่ๆโดยการเพิ่ม Module เข้าไปในระบบ โดยไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงตัวระบบ
- เป็นมาตรฐานเปิด (Open Standard)
- รองรับบริการแบบ Multi-Service เช่น Data, Voice, Video
- มี Service Guarantee เช่น QoS (Quality of Service)

การออกแบบระบบ AMI

ปัจจุบันมีเทคโนโลยีการสื่อสารมากมาย ที่สามารถนำมาใช้สำหรับระบบ AMI ได้ โดยเทคโนโลยีสื่อสารที่เป็นที่นิยมสำหรับระบบ AMI เช่น Fiber Optic, PLC, Zigbee และ GSM/GPRS เป็นต้น ซึ่งเทคโนโลยีต่างๆเหล่านี้ล้วนมีข้อดี ข้อเสียที่แตกต่างกันไป การพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีสื่อสารให้เหมาะสม จำเป็นต้องพิจารณาหลายประเด็น เช่น

- จำนวน Smart Meter ที่เชื่อมต่อในระบบ
- สถานที่และสภาพภูมิประเทศ
- ประเภทการใช้งานและรูปแบบการเชื่อมต่อของ Smart Meter
- ความถี่ในการส่งข้อมูล
- ใช้งานแอปพลิเคชันแบบเวลาจริง (Real time) หรือแบบไม่เป็นเวลาจริง (Non real time)
- ปริมาณทราฟฟิกของข้อมูล
- ชนิด/รูปแบบอาคารในพื้นที่
- โครงสร้างพื้นฐานของการเชื่อมต่อ Last Mile ที่มีอยู่

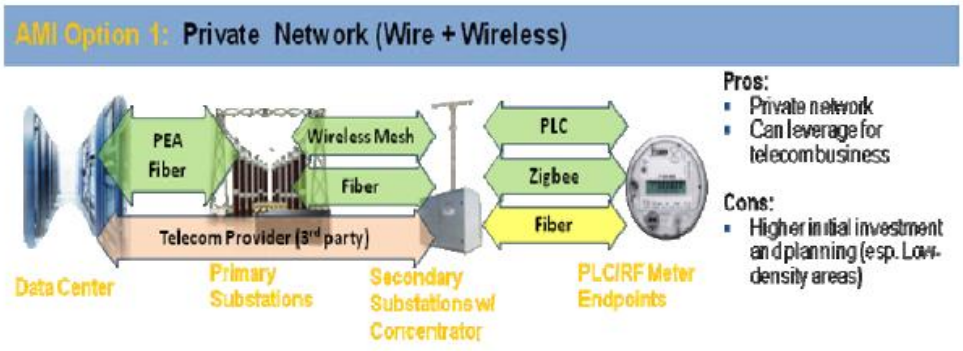
Technology	Bandwidth	Coverage	Transmission /Topology	Concern issues	Guaranteed Service
PLC (narrow band)	<100Kbps	Up to 1Km	Power line / Share Bus	Number of device per line	Share BW in line QoS at IP layer
PLC (broadband)	<100Mbps	Approxm. 100m.	Power line / Share Bus	Number of device per line	Share BW in line QoS at IP layer
Serial (RS-485)	9.6Kbps	Several Km.	2-4 copper line / Share Bus	Indoor	TDM
RF (400-500MHz)	<20Kbps	Several Km.	Air / Share	Frequency license	No QoS
Zigbee	<20Kbps	Approxm. 150m.	Air / Share	Number of device, Hops	No QoS
Mobile (2G/3G)	256Kbps /7.2Mbps	Several Km.	Air / TDM	Cost	Un control
Wi-Fi	11/54Mbps	Up to 1Km.	Air / Share	Number of device, Obstruction	Share BW QoS at IP Layer
WiMAX	<12Mbps	Several Km.	Air / Share	Frequency license	Share BW QoS at IP Layer
PON	<1Gbps	Several Km.	Fiber Optic / Share Tree, Ring	Number of device per route	Share BW in line QoS at IP Layer
Metro Ethernet	<10Gbps	Up to 70Km.	Fiber Optic / Star, Ring	New fiber	QoS at physical port and IP Layer

การเลือกพิจารณาใช้งานเทคโนโลยีการสื่อสารสำหรับระบบ AMI โดยทั่วไปจะแบ่งกว้างๆได้เป็น 2 ทางเลือก ซึ่งสามารถพิจารณาได้ ดังนี้

ทางเลือกที่ 1: Private Network ซึ่งเป็นโครงข่ายของ กฟภ.

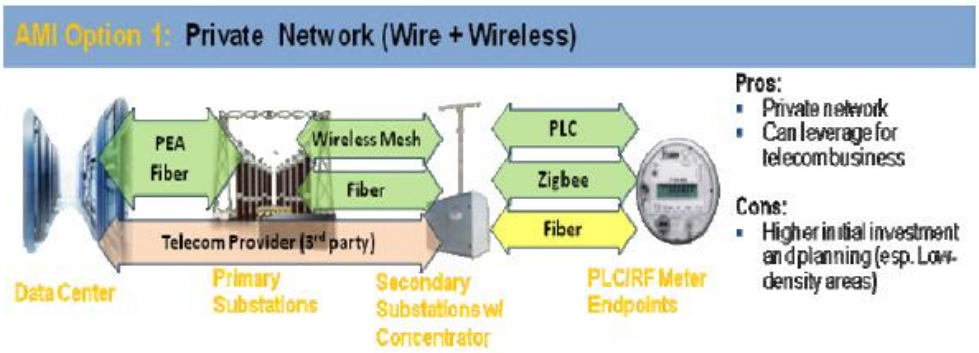
ทางเลือกที่ 2: โครงข่ายเซลลูล่าร์ (Cellular WAN Network)

ทางเลือกที่ 1: Private Network ซึ่งเป็นโครงข่ายของ กฟภ.



รูปที่ ง.1 โครงข่ายระบบ AMI ที่เป็นของ กฟภ.

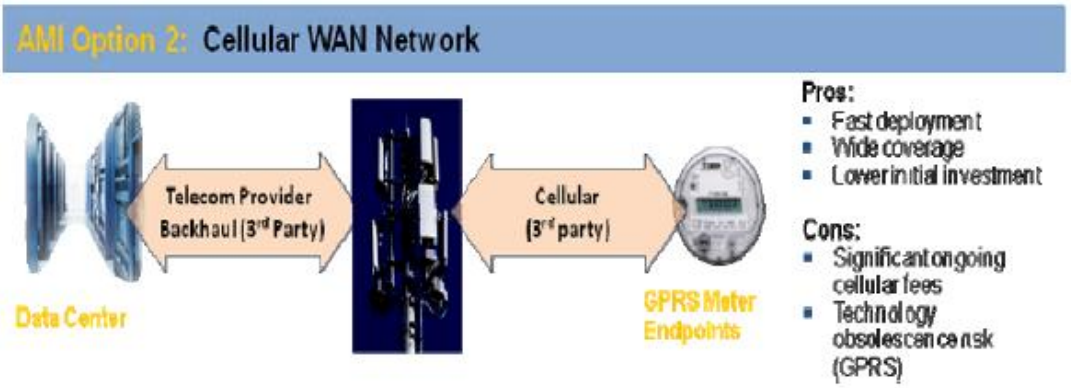
ทางเลือกที่ 1: Private Network ซึ่งเป็นโครงข่ายของ กฟภ.



รูปที่ ง.1 โครงข่ายระบบ AMI ที่เป็นของ กฟภ.

ข้อดีของโครงข่ายในลักษณะนี้ คือ กฟภ. เป็นเจ้าของโครงข่ายเองและสามารถให้บริการธุรกิจโทรคมนาคมอื่นๆจากโครงข่ายเหล่านี้ได้ แต่ก็มีข้อเสียคือ มีการลงทุนในช่วงแรกสูงมากและไม่คุ้มค่าในการใช้งานในบริเวณที่ประชากรไม่หนาแน่น

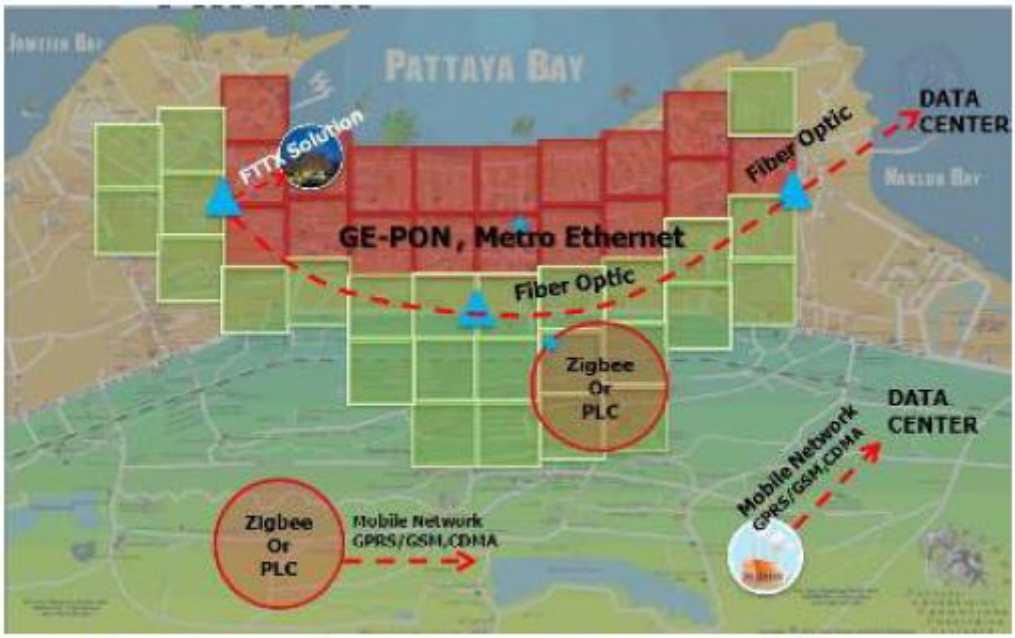
ทางเลือกที่ 2: โครงข่ายเซลลูลาร์ (Cellular WAN Network)



รูปที่ ง.2 โครงข่ายเซลลูลาร์

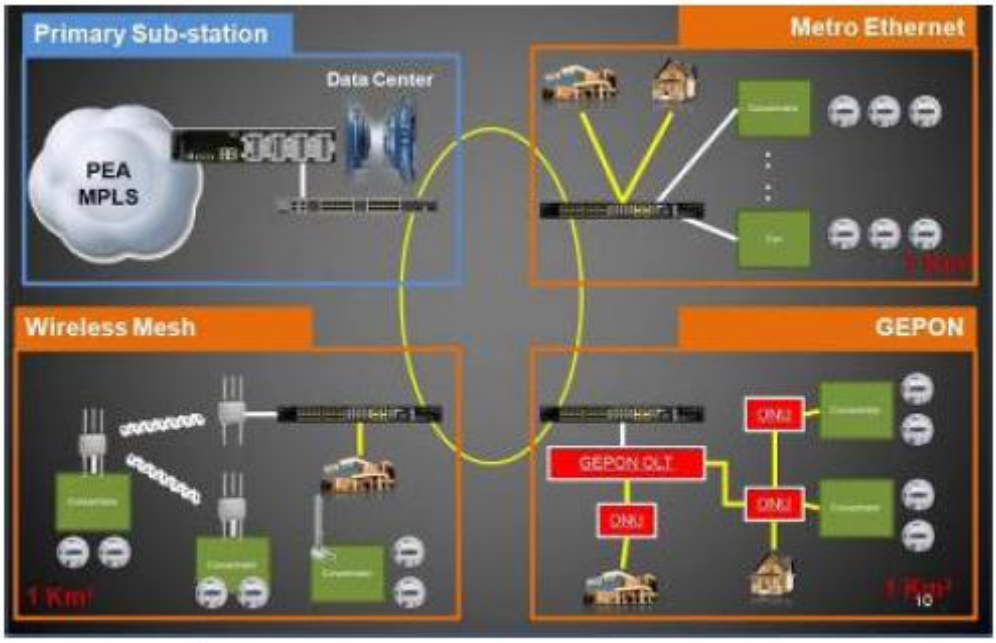
การเลือกใช้งานโครงข่ายเซลลูลาร์ซึ่งเป็ นโครงข่ายสาธารณะ มีข้อดีคือสามารถใช้งานได้รวดเร็วเนื่องจากเป็นโครงข่ายที่มีใช้งานอยู่แล้ว ครอบคลุมพื้นที่กว้าง และมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนช่วงแรกน้อย แต่ก็มีข้อเสียที่จำเป็นต้องพิจารณาคือ ต้องเสียค่าบริการระบบเซลลูลาร์อย่างต่อเนื่อง และเทคโนโลยีมีแนวโน้มจะล้าสมัย (Obsolete) เช่น GSM/GPRS ทั้งนี้ เป็นที่ยอมรับกันโดยทั่วไปว่าการใช้งานเทคโนโลยีการสื่อสารผสมผสานกันหลายเทคโนโลยี (ทั้งแบบที่เป็นโครงข่ายของ กฟภ. และโครงข่ายสาธารณะ) ตามความเหมาะสมของแต่ละพื้นที่ถือเป็นทางออกที่เหมาะสม อย่างไรก็ดีการพิจารณาเลือกว่าเทคโนโลยีใดเหมาะสมที่สุดทั้งในด้านเทคนิคและด้านการเงินนั้นอาจพิจารณา

ได้ยาก ดังนั้นการดำเนินการทดสอบหลากหลายการผสมผสานกันของเทคโนโลยีการสื่อสารในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ถือเป็นทางเลือกที่ดีที่จะได้ศึกษาถึงความเหมาะสม ข้อดี ข้อเสีย ข้อจำกัด รวมถึงค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ตอบแทนของแต่ละเทคโนโลยี ดังนั้นในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ทาง บ.จึงเสนอให้ทดสอบระบบ AMI ด้วยการผสมผสานของเทคโนโลยีการสื่อสารต่างๆ คือ ใช้ Zigbee, PLC เป็นโครงข่าย Last Mile และใช้ GEPON, Metro Ethernet, GPRS/WiFi เป็นโครงข่าย Wide Area Network (WAN) โดยการเลือกใช้เทคโนโลยีการสื่อสารโดยทั่วไปจะพิจารณาจากความหนาแน่นของประชากรและระยะทางเป็นหลักทั้งนี้ตัวอย่างการออกแบบโครงข่ายสื่อสารในภาพรวมของทั้งเมืองพัทยาสามารถพิจารณาได้จากรูปที่ ง.3



รูปที่ ง.3 โครงข่ายสื่อสารสำหรับโครงการ แสดงตามพื้นที่เมืองพัทยา

ต่อจะไปนี้จะอธิบายแนวทางการออกแบบโครงข่ายสื่อสารในระบบ AMI โดยทั่วไปที่ใช้เทคโนโลยีการสื่อสารซึ่งที่ปรึกษาเสนอให้ใช้ทดสอบในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี



รูปที่ ง.4 รูปแบบโครงข่ายสื่อสารในภาพรวม

เทคโนโลยีการสื่อสารที่ใช้สำหรับโครงข่าย WAN ซึ่งที่ปรึกษาเสนอให้ทดสอบในโครงการ มี 3 ชนิด คือ Metro Ethernet, GEPON และ Wireless Mesh/GPRS ซึ่งจะเชื่อมต่อกับ Primary Substation หรือ Data Center ผ่าน Fiber Optic

 Primary Substation - เป็นที่ตั้งของ Data Center และระบบ MDMS ซึ่งทำหน้าที่ควบคุมระบบ AMI ทั้งหมด นอกจากนี้ยังเชื่อมต่อกับโครงข่าย MPLS ของ กฟภ. ด้วย ในกรณีของโครงการโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี กฟภ. อาจพิจารณาตั้ง Data Center ไว้ที่ส่วนกลางก่อน

 Metro Ethernet- เป็นโครงข่ายคอมพิวเตอร์ที่มีพื้นฐานจากมาตรฐาน Ethernet มีความเร็วสูง เชื่อมโยงครอบคลุมทั่วเขตพื้นที่เมืองใหญ่ นิยมใช้เป็น Access Network สำหรับผู้ใช้บริการและภาคธุรกิจต่างๆภายในพื้นที่ เพื่อเชื่อมต่อไปสู่โครงข่ายบริการขนาดใหญ่กว่าหรืออินเทอร์เน็ต เทคโนโลยี Metro Ethernet แบ่งออกได้เป็นหลายมาตรฐานตามตัวกลางที่ใช้และระยะทางสื่อสาร โดยมาตรฐานที่แนะนำให้ใช้ในโครงการ คือ 1000Base-LX ซึ่งใช้ Fiber Optic เป็นตัวกลาง

 โครงข่าย Wireless Mesh - โครงข่าย Wireless Mesh เป็นโครงข่ายที่ใช้คลื่นวิทยุในการติดต่อสื่อสารผ่านโนดต่างๆจำนวนมากในรูปแบบ Mesh ภายในแต่ละโครงข่ายจะมี Access point ทำหน้าที่ควบคุมการสื่อสารภายในโครงข่ายนั้น ซึ่งในเทคโนโลยี Wireless Mesh อุปกรณ์ AccessPoint สามารถติดต่อสื่อสารแบบไร้สายกับ Access point ของโครงข่ายอื่นได้โดยตรง อย่างไรก็

ตามสำหรับโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Meter) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ที่ปรึกษาเสนอให้ใช้เทคโนโลยี GPRS แทน Wireless Mesh เนื่องจากมีความสะดวกและรวดเร็วในการติดตั้งมากกว่า

 GEPON (Gigabit Ethernet -Passive Optical Network) - เป็นเทคโนโลยีการสื่อสารความเร็วสูงผ่าน Fiber Optic โดยใช้โพรโทคอล Ethernet และ IP ซึ่งอุปกรณ์ในโครงข่ายนี้จะประกอบด้วย Optical line Terminal (OLT) และ Optical Network Unit (ONU) ซึ่งอุปกรณ์ทั้งคู่จะทำหน้าที่แปลงสัญญาณระหว่างสัญญาณแสงและสัญญาณไฟฟ้า ซึ่งถือเป็นจุดสิ้นสุดของโครงข่าย Fiber Optic แต่จะแตกต่างกันที่ OLT จะเป็นตัวทำให้ Fiber Optic Line สิ้นสุดในด้าน Central Office ส่วน ONU จะเป็นตัวทำให้ Fiber Optic สิ้นสุดก่อนจะถึงอุปกรณ์ของผู้ใช้บริการหรือลูกค้า

นอกจาก GEPON แล้ว ยังมีเทคโนโลยี PON อีกชนิดหนึ่งที่เป็นที่นิยมเช่นกัน คือ GPON (Gigabit Passive Optical Network) ซึ่งมีอัตราข้อมูลสูงกว่าและครอบคลุมระยะทางได้ไกลกว่า GEPON แต่อาจไม่เหมาะสมในการใช้งานกับระบบ AMI เนื่องจาก GPON มีลักษณะเป็น Frame-based และรองรับทราฟฟิกแบบ ATM ซึ่งหากจะนำมาใช้กับระบบ AMI ที่มีอุปกรณ์ปลายทางส่วนใหญ่เป็น IP-based ทั้งสิ้น จะต้องมีการ Encapsulate ATM Frame ให้เป็น IP Packet ก่อน ดังนั้นการใช้งาน GPON กับ AMI จะมีค่าใช้จ่ายสูงกว่าการใช้ GEPON ซึ่งมีลักษณะเป็น IP-based อยู่แล้ว นอกจากนี้การใช้ GEPON ยังสอดคล้องกับโครงการจัดทำ IP Core Network ของ กฟภ. ด้วย อย่างไรก็ตาม กฟภ. สามารถพิจารณาข้อดี ข้อเสีย ระหว่าง GEPON กับ GPON อีกครั้งในช่วงดำเนินการติดตั้งจริงว่าควรเลือกใช้เทคโนโลยี PON แบบใดจึงจะเหมาะสมและให้ประโยชน์มากกว่า สำหรับรายละเอียดการเปรียบเทียบเทคโนโลยี GEPON และ GPON อยู่ในภาคผนวก ฉ. สำหรับชนิดของ Smart Meter ซึ่งแบ่งตามรูปแบบการเชื่อมต่อที่ใช้ในโครงข่าย Last Mile ซึ่งทาง บ.เสนอให้ทดสอบในโครงการ มี 2 ชนิด คือ

1) Zigbee interface

Zigbee เป็นเทคโนโลยีไร้สายที่ใช้คลื่นวิทยุพลังงานต่ำ มีพื้นฐานมาจากมาตรฐาน IEEE802.15.4 สำหรับระบบเครือข่ายไร้สายส่วนบุคคล (Wireless Personal Area Network: WPAN) Zigbee เป็นเทคโนโลยีที่มีความเรียบง่ายและราคาถูกกว่าเทคโนโลยี WPAN อื่นๆ เช่น Bluetooth และยังสามารถทำงานร่วมกับ WiFi ได้อีกด้วย ในการสื่อสาร Zigbee Router Meter จะส่งข้อมูลผ่าน Zigbee Router Meter ข้างเคียง ซึ่ง Zigbee Router Meter เหล่านี้จะทำงานร่วมกันเพื่อให้การส่งข้อมูลจากโนดหนึ่งไปยังโนดหนึ่งสำเร็จ ทั้งนี้ภายใน 1 Zigbee Network จำเป็นต้องมี Coordinator (ในที่นี้จะเป็น Zigbee Coordinator Meter) เพื่อทำหน้าที่ควบคุม Zigbee Network นั้นๆ ระยะสื่อสารสูงสุดระหว่าง Zigbee Coordinator Meter ไปยัง Zigbee Router Meter ประมาณ 14-141

เมตร ซึ่งสามารถที่จะครอบคลุมจำนวนมิเตอร์ได้สูงสุด 50 ราย (รวมทั้งมิเตอร์ที่เป็น Coordinator ด้วย) และจำนวน Hop สูงสุดที่สามารถสื่อสารได้คือ 5 Hop

2) PLC interface

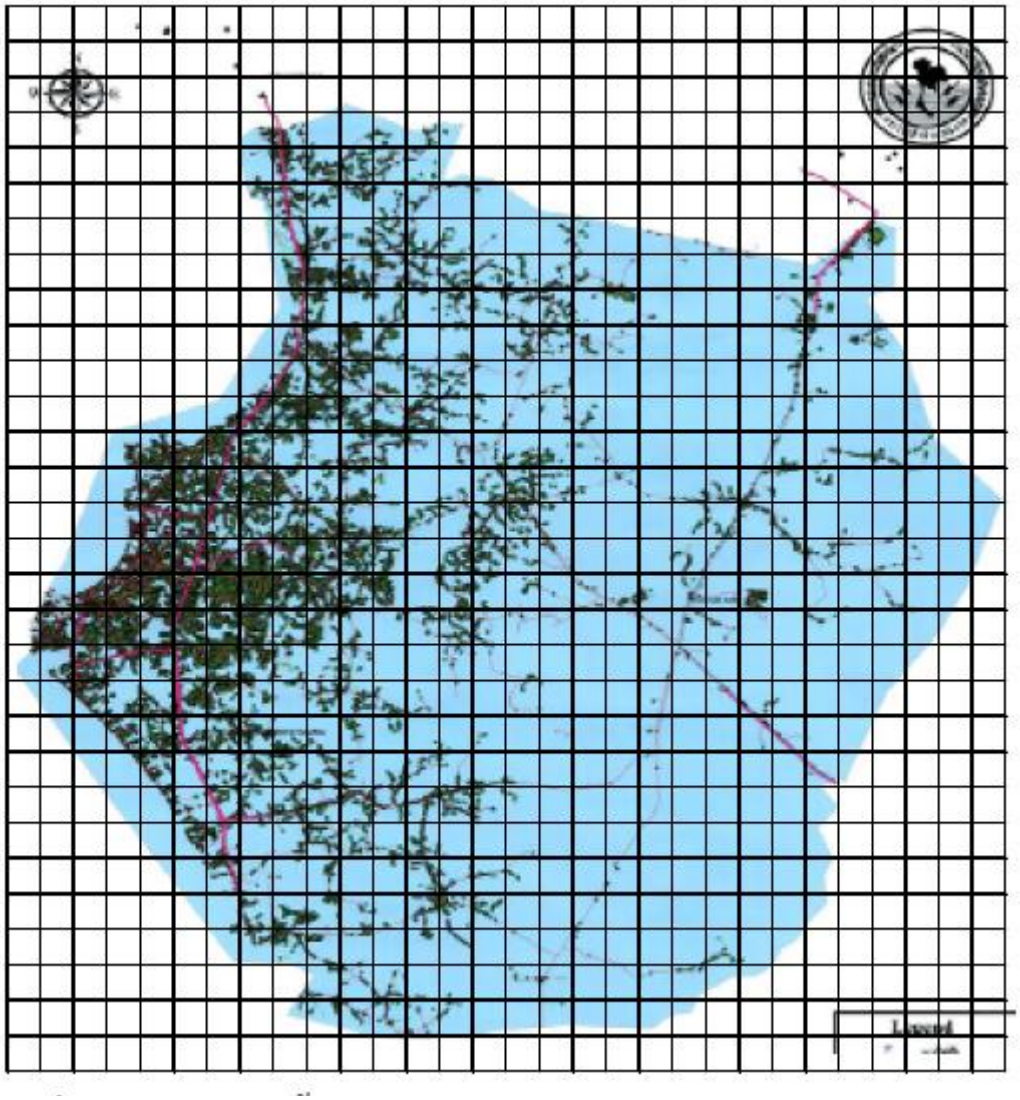
PLC (Power Line Carrier) หรือการสื่อสารผ่านสายไฟฟ้า ทำงานโดยการมอดูเลตคลื่นวิทยุความถี่สูงกับข้อมูลดิจิทัล คลื่นวิทยุนี้จะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมต่อที่กำหนดและเคลื่อนที่ผ่านสายไฟฟ้าไปยังปลายทางต่อไป PLC มีรูปแบบการ Modulation 3 รูปแบบ ดังนี้

1) Orthogonal Frequency Division Multiplexing (OFDM) เป็นเทคนิค Modulation ที่ให้แบนด์วิดท์สูง แต่ก็อาจพบปัญหาสูญเสียแบนด์วิดท์จาก Noise เมื่อใช้งานบนโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำ อย่างไรก็ดี OFDM เป็นถือทางเลือกที่คุ้มค่าในการเลือกใช้งาน

2) Phase Shift Keying (PSK) แม้ว่าจะมีค่าใช้จ่ายต่ำ แต่ประสิทธิภาพจะลดลงจาก Phase noise และมีระยะทางที่สื่อสารได้อย่างมีประสิทธิภาพไม่ไกลนัก

3) Spread-Frequency Shift Keying (S-FSK) เทคนิคนี้มีความเร็วการส่งข้อมูลต่ำกว่า OFDM แต่ก็เพียงพอต่อการใช้งานในแอปพลิเคชันเกี่ยวกับ Smart Meter มีค่าใช้จ่ายในการ Implement ต่ำและยังใช้พลังงานต่ำด้วย

แนวทางในการออกแบบระบบสื่อสาร ในเบื้องต้นอาจแบ่งตามความหนาแน่นของมิเตอร์เป็นหลัก เนื่องจากยังไม่มีการสำรวจพื้นที่โดยละเอียด ซึ่งจากพื้นที่เมืองพัทยาทั้งหมดประมาณ 900 ตารางกิโลเมตร และพื้นที่เกาะล้าน 4.7 ตารางกิโลเมตร นำมาแบ่งเป็นพื้นที่ย่อยๆ จำนวน 904 ช่อง หรือช่องละ 1 ตารางกิโลเมตร ดังนี้



โดยกำหนดให้

 พื้นที่ที่มีจำนวนมิเตอร์ 2,500 ราย เป็นพื้นที่ความหนาแน่นสูง ซึ่งมีทั้งหมด 114 ช่อง หรือ 114 ตารางกิโลเมตร

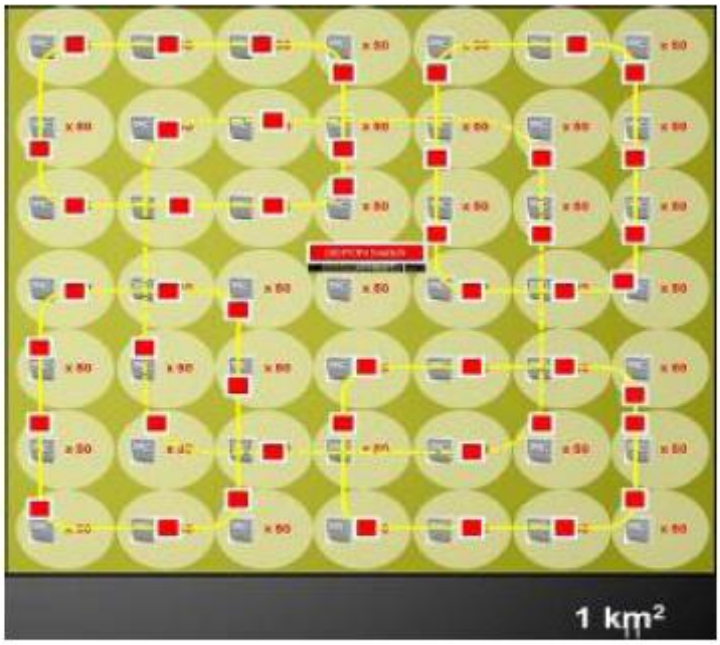
 พื้นที่ที่มีจำนวนมิเตอร์ 1,000 ราย เป็นพื้นที่ความหนาแน่นต่ำ ซึ่งมีทั้งหมด 144 ช่อง หรือ 144 ตารางกิโลเมตร

 พื้นที่ที่มีจำนวนมิเตอร์ 200 ราย เป็นพื้นที่ชนบท ซึ่งมีทั้งหมด 216 ช่อง หรือ 216 ตารางกิโลเมตร

เมื่อแบ่งเขตพื้นที่ตามความหนาแน่นของผู้ใช้ไฟฟ้ าหรือจำนวนมิเตอร์ ตามหลักเกณฑ์ข้างต้นแล้ว จากนั้นนำมาพิจารณาเลือกเทคโนโลยีการสื่อสารที่เหมาะสมกับพื้นที่แต่ละชนิดเพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในการบริหารทรัพยากรและประสิทธิภาพในการใช้งานของผู้ใช้ให้มากที่สุด โดย Solution ของเทคโนโลยีการสื่อสารที่เหมาะสมกับการทดสอบในโครงการ มีดังนี้

พื้นที่ความหนาแน่นสูง (2,500 รายต่อ 1 ตารางกิโลเมตร)

1) Zigbee + GEPON (High Density)



รูปที่ ง.7 รูปแบบโครงข่าย Zigbee + GEPON (High Density)

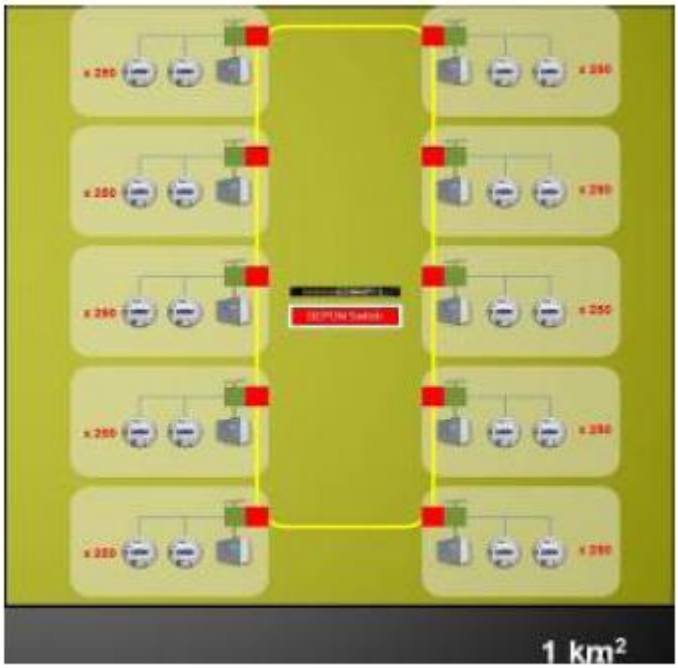
การเชื่อมต่อ Last Mile - Zigbee

ระยะทางการสื่อสารโดยเฉลี่ยระหว่างอุปกรณ์ Zigbee แต่ละตัวคือประมาณ 85 เมตร และจำนวนอุปกรณ์สูงสุดที่สามารถเชื่อมต่อได้ใน 1 Zigbee Network คือประมาณ 50 ตัว ดังนั้น 1 Zigbee Network จะมีพื้นที่ครอบคลุมประมาณ 22,707 ตารางเมตร หากสมมติให้พื้นที่ 20,000 ตารางเมตร หรือ 1 Zigbee Network เป็นพื้นที่ 1โซน ดังนั้นพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตรจะมีพื้นที่ทั้งหมด 50 โซน หรือ 50 Zigbee Network (พื้นที่ 1 โซนคือพื้นที่วงกลมในรูปที่ ง.7) ดังนั้น อุปกรณ์สำหรับโครงข่าย Zigbee ที่ต้องใช้ในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร คือ 2,500 Zigbee Router Meter และ 50 Zigbee Coordinator Meter

Wide Area Network - GEPON

สามารถครอบคลุมพื้นที่ทั้ง 50 โซนโดยใช้ Fiber Optic ring 5 วง (เส้นสีเหลืองในรูปที่ ง.7) โดยในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร ต้องใช้อุปกรณ์ GEPON ONU จำนวน 50 ตัว และ GEPON OLT 1 ตัว

2) PLC + GEPON (High Density)



รูปที่ ง.8 รูปแบบโครงข่าย PLC + GEPON (High Density)

การเชื่อมต่อ Last Mile - PLC

ใช้ระบบ PLC เชื่อมต่อ Smart Meter 250 ตัวต่อ 1 Feeder line และสามารถรองรับ Smart Meter ประมาณ 2,500 ตัวในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร (ผ่าน 10 Feeder line) อุปกรณ์ที่ใช้ประกอบด้วย 10 PLC Concentrators และ 2500 PLC Meters

Wide Area Network - GEPON

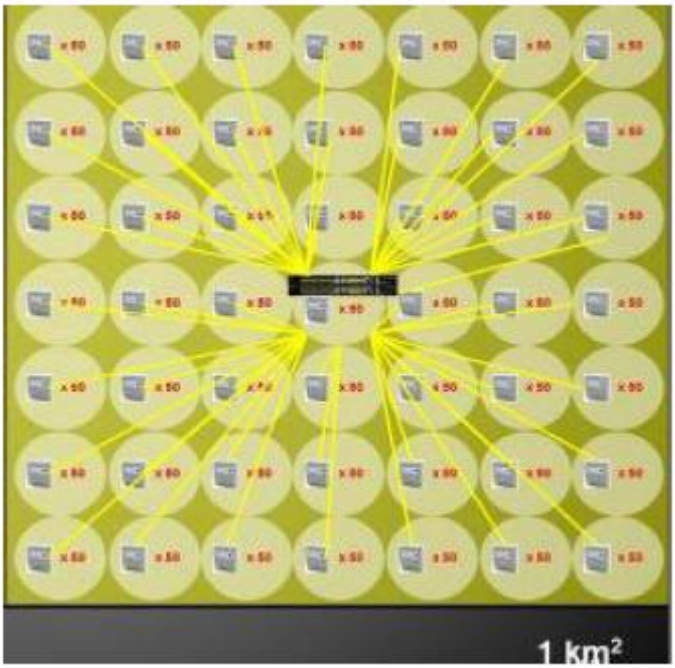
ใช้ Optical ring (เส้นที่เหลืองในรูปที่ ง.8 เพื่อเชื่อมต่อ 10 Feeder Line ผ่านทาง PLC Concentrator ดังนั้น อุปกรณ์สำหรับ GEPON ที่ต้องใช้ในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร ประกอบด้วย 10 GEPON ONU และ 1GEPON OLT

การเชื่อมต่อ Last Mile - PLC

ใช้ระบบ PLC เชื่อมต่อ Smart Meter 250 ตัวต่อ 1 Feeder line และสามารถรองรับ Smart Meter ประมาณ 2,500 ตัวในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร (ผ่าน 10 Feeder line) อุปกรณ์ที่ใช้ประกอบด้วย 10 PLC Concentrators และ 2500 PLC Meters

Wide Area Network - GEPON

ใช้ Optical ring (เส้นที่เหลืองในรูปที่ ง.8 เพื่อเชื่อมต่อ 10 Feeder Line ผ่านทาง PLC Concentrator ดังนั้น อุปกรณ์สำหรับ GEPON ที่ต้องใช้ในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร ประกอบด้วย 10 GEPON ONU และ 1 GEPON OLT



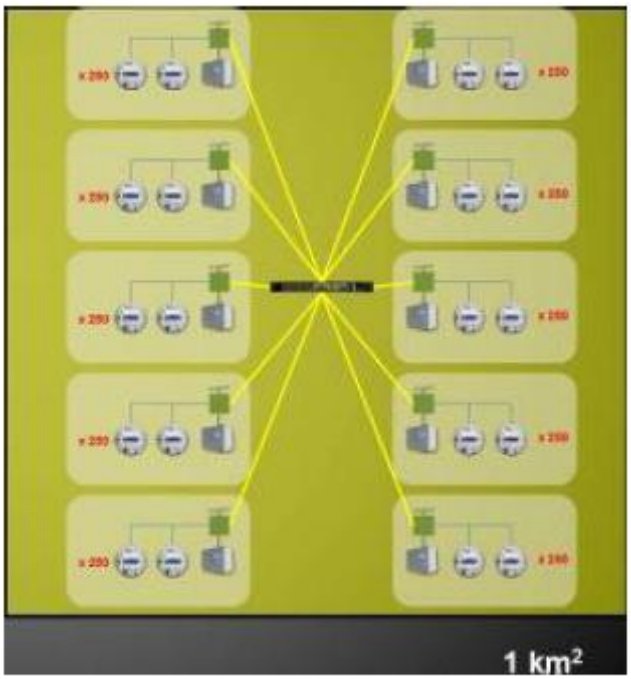
รูปที่ ง.9 รูปแบบโครงข่าย Zigbee + Metro Ethernet (High Density)

การเชื่อมต่อ Last Mile - Zigbee

ระยะทางการสื่อสารโดยเฉลี่ยระหว่างอุปกรณ์ Zigbee แต่ละตัวคือประมาณ 85 เมตร และจำนวนอุปกรณ์สูงสุดที่สามารถเชื่อมต่อได้ใน 1 Zigbee Network คือประมาณ 50 ตัว ดังนั้น 1 Zigbee Network จะมีพื้นที่ครอบคลุมประมาณ 22,707 ตารางเมตร หากสมมติให้พื้นที่ 20,000 ตารางเมตร หรือ 1 Zigbee Network เป็นพื้นที่ 1โซน ดังนั้นพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตรจะมีพื้นที่ทั้งหมด 50 โซน หรือ 50 Zigbee Network (พื้นที่ 1 โซนคือพื้นที่วงกลมในรูปที่ ง.9) ดังนั้น อุปกรณ์สำหรับโครงข่าย Zigbee ที่ต้องใช้ในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร คือ 2,500 Zigbee Router Meter และ 50 Zigbee Coordinator Meter

Wide Area Network - Metro Ethernet (1000Base-LX)

เชื่อมต่อทั้ง 50 โซน (50 Zigbee Network) โดยใช้ 50 fiber converter เชื่อมต่อผ่านอุปกรณ์ Metro Ethernet Switch จำนวน 50 port



รูปที่ ง.10 รูปแบบโครงข่าย PLC + Metro Ethernet (High Density)

3) PLC + Metro Ethernet (High Density)

การเชื่อมต่อ Last Mile - PLC

ใช้ระบบ PLC เชื่อมต่อ Smart Meter 250 ตัวต่อ 1 Feeder line และสามารถรองรับ Smart Meter ประมาณ 2,500 ตัวในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร (ผ่าน 10 Feeder line) อุปกรณ์ที่ใช้ประกอบด้วย 10 PLC Concentrators และ 2500 PLC Meters

Wide Area Network - Metro Ethernet (1000Base-LX)

เชื่อมต่อทั้ง 10 Feeder line โดยใช้ 10 fiber converter เชื่อมต่อผ่านอุปกรณ์ Metro Ethernet Switch จำนวน 10 port

พื้นที่ความหนาแน่นต่ำ (1,000 รายต่อ 1 ตารางกิโลเมตร)+ GEPON (Low Density)

รูปที่ ง.11 รูปแบบโครงข่าย Zigbee + GEPON (Low Density)

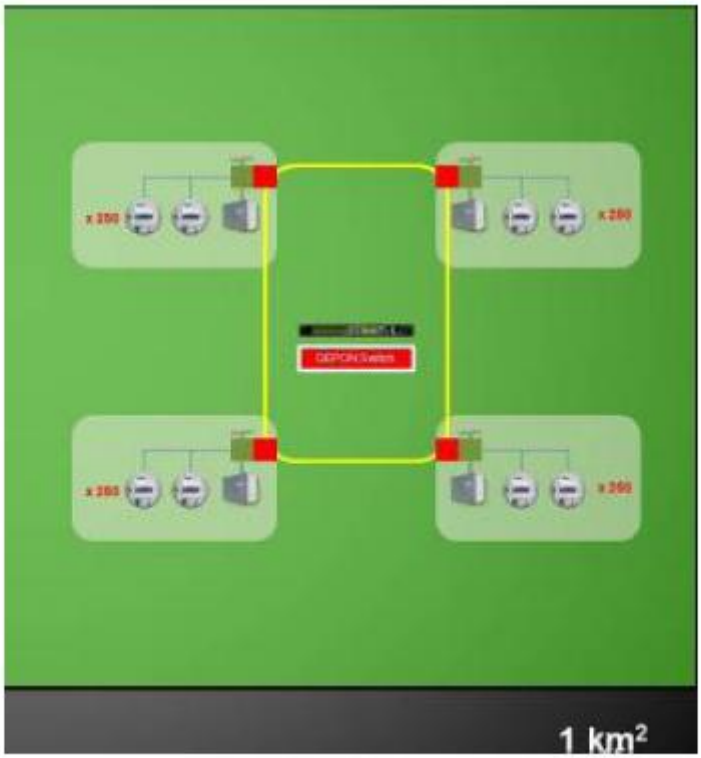
การเชื่อมต่อ Last Mile - Zigbee

เนื่องจากความหนาแน่นของมิเตอร์เบาบางกว่าในแบบพื้นที่ความหนาแน่นสูง ดังนั้นระยะทางการสื่อสารโดยเฉลี่ยระหว่างอุปกรณ์ Zigbee แต่ละตัวจะเพิ่มขึ้นคือประมาณ 140 เมตร และจำนวนอุปกรณ์สูงสุดที่สามารถเชื่อมต่อได้ใน 1 Zigbee Network คือประมาณ 50 ตัว ดังนั้น 1 Zigbee Network จะมีพื้นที่ครอบคลุมประมาณ 62,483 ตารางเมตร หากสมมติให้พื้นที่ 50,000 ตารางเมตร หรือ 1 Zigbee Network เป็นพื้นที่ 1 โซน ดังนั้นพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตรจะมีพื้นที่ทั้งหมด 20 โซน หรือ 20 Zigbee Network (พื้นที่ 1 โซนคือพื้นที่วงกลมในรูปที่ ง.11) ดังนั้น อุปกรณ์สำหรับโครงข่าย Zigbee ที่ต้องใช้ในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร คือ 1,000 Zigbee Router Meter และ 20 Zigbee Coordinator Meter

Wide Area Network - GEPON

สามารถครอบคลุมพื้นที่ทั้ง 20 โซนโดยใช้ Fiber Optic ring 2 วง (เส้นสีเหลืองในรูปที่ ง.11) โดยในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร ต้องใช้อุปกรณ์ GEPON ONU จำนวน 20 ตัว และ GEPON OLT 1 ตัว

4) PLC + GEPON (Low Density)



รูปที่ ง.12 รูปแบบโครงข่าย PLC + GEPON (Low Density)

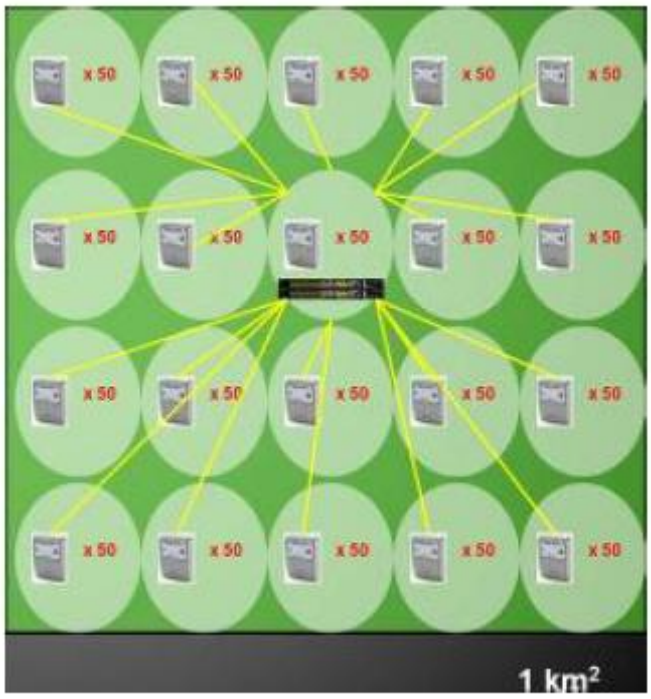
การเชื่อมต่อ Last Mile - PLC

ใช้ระบบ PLC เชื่อมต่อ Smart Meter 250 ตัวต่อ 1 Feeder line และสามารถรองรับ Smart Meter ประมาณ 1,000 ตัวในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตรผ่าน 4 Feeder line อุปกรณ์ที่ใช้ประกอบด้วย 4 PLC Concentrators และ 1,000 PLC Meters

Wide Area Network - GEPON

ใช้ Optical ring (เส้นที่เหลืองในรูปที่ ง.12) เพื่อเชื่อมต่อ 4 Feeder Line ผ่านทาง PLC Concentrator ดังนั้น อุปกรณ์สำหรับ GEPON ที่ต้องใช้ในพื้นที่ 1 ตารางกิโลเมตร ประกอบด้วย 4 GEPON ONU และ 1 GEPON OLT

7) Zigbee + Metro Ethernet (Low Density)



รูปที่ ง.13 รูปแบบโครงข่าย Zigbee + Metro Ethernet (Low Density)

ประวัติย่อผู้วิจัย

ชื่อ	นางพรทิพย์ เทพตระการพร
อายุ	53 ปี
การศึกษา	บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ตำแหน่งปัจจุบัน	
มกราคม 2538 ถึง ปัจจุบัน	กรรมการผู้มีอำนาจลงนาม บริษัท ไทยเทเลคอนเทนเนอร์ จำกัด

สรุปย่อ

ลักษณะวิชา วิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี

เรื่อง เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure : AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) กับการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

ผู้วิจัย นางพรทิพย์ เทพตระการพร หลักสูตร วปอ. รุ่นที่ 57

ตำแหน่ง กรรมการผู้มีอำนาจลงนาม บริษัท ไทยเทเลคอนเทนเนอร์ จำกัด

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

พลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญอย่างยิ่ง และถือได้ว่าเป็นโครงสร้างพื้นฐานในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ ประเทศไทยนับได้ว่าเป็นประเทศที่มีการพัฒนาด้านระบบไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว สามารถขยายเขตระบบไฟฟ้าไปยังหมู่บ้านชนบทที่ห่างไกลทั่วประเทศ จนถึงปัจจุบันหมู่บ้านที่มีไฟฟ้าใช้แล้วประมาณ 99% และถ้านับในเทอมหลังคาเรือน มีไฟฟ้าใช้แล้วประมาณ 96% นอกจากนี้จากการที่ประเทศไทยเป็นประเทศที่กำลังพัฒนา ได้ปรับเปลี่ยนผลผลิตของประเทศ ซึ่งแต่เดิมเป็นภาคการเกษตรกรรมไปเป็นภาคอุตสาหกรรมบริการและท่องเที่ยว จึงทำให้การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศไทยเป็นประเทศหนึ่งที่มีอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจสูง ซึ่งทำให้ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของประเทศมีอัตราเพิ่มสูงขึ้นเช่นเดียวกัน

จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มทุกปี ทำให้ต้องมีการวางแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและหาแหล่งพลังงานทดแทนอื่นๆที่เหมาะสม เพื่อไม่ให้ต้นทุนการผลิตหรือค่าไฟฟ้าสูงเกินไป นอกจากนี้การส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งและระบบสายจำหน่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องมีเครือข่ายที่มีประสิทธิภาพ ไม่ก่อให้เกิดปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกหรือหน่วยสูญเสียสูง เพราะหากเกิดหน่วยสูญเสียสูง ก็จะทำให้ความต้องการในการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงเกินความเป็นจริง

ด้วยเหตุนี้ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จึงได้ร่วมกันศึกษาและพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (ระบบ Smart Grid) ในประเทศไทย เพื่อร่วมระดมความคิดในการวางแนวทางศึกษาและพัฒนาระบบ Smart Grid ที่ชัดเจน และมีประสิทธิภาพ โดยวางแนวทางศึกษาและพัฒนาให้สอดคล้องกับนโยบายพลังงาน และเป้าหมายของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP2010) ที่ใช้ในปัจจุบัน

ระบบ Smart Grid หมายถึง ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศ และสื่อสาร มาบริหารจัดการ การควบคุมการผลิต การส่ง และการจ่ายพลังงานไฟฟ้า สามารถรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาด หรือระบบแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัว (Distributed Generation: DG) และระบบบริหารการใช้สินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด รวมทั้งให้บริการกับผู้เชื่อมต่อกับโครงข่ายผ่านมิเตอร์อัจฉริยะได้อย่างมีประสิทธิภาพ มีความมั่นคง และมีคุณภาพเชื่อถือได้

การพัฒนาระบบ Smart Grid ตั้งอยู่บนพื้นฐานความจำเป็นหลัก 2 ด้าน คือ

1. สถานการณ์ทางด้านพลังงานและด้านสิ่งแวดล้อม ได้แก่ การช่วยลดการใช้เชื้อเพลิงจากทรัพยากรธรรมชาติ การช่วยส่งเสริมการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน และการช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

2. โครงสร้างพื้นฐานทางด้านพลังงาน ได้แก่ การเพิ่มความมั่นคงของระบบกำลังไฟฟ้า การเพิ่มคุณภาพในการให้บริการ และการรองรับการพัฒนาเทคโนโลยีที่ก้าวหน้าในอนาคต

ระบบ Smart Grid ประกอบด้วยเทคโนโลยีหลายอย่าง ได้แก่ เทคโนโลยีด้านการตรวจวัด การรับส่งสัญญาณข้อมูลและการทำงานร่วมกับอุปกรณ์และระบบไฟฟ้าอื่นๆ โดยองค์ประกอบทางด้านเทคโนโลยีของระบบ Smart Grid ทั้งหมด ประกอบด้วย เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (Information and Communication Technology, ICT) เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้า การส่งจ่ายไฟฟ้า (Distributed Generation) เทคโนโลยีการควบคุมโครงข่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation) และเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI) ประโยชน์ที่ได้จากการพัฒนาระบบ Smart Grid คือ เพิ่มความเชื่อถือและความมั่นคงของระบบส่งจ่ายไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วมในการทำงานของระบบ Smart Grid มากขึ้น ลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของการไฟฟ้า ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและลดปริมาณการใช้น้ำมัน

จากเหตุผลดังกล่าวส่งผลให้ในปัจจุบันทั้งทางภาครัฐและเอกชนทั่วโลกได้ให้ความสำคัญเกี่ยวกับเทคโนโลยีและการจัดการด้านพลังงานมากขึ้น ในขณะเดียวกันนั้น บริษัท ไทยเทเลคอนเทนเนอร์ จำกัด ได้เล็งเห็นความสำคัญในเรื่องนี้เช่นกัน จึงได้ทำการวิจัยและพัฒนาระบบ “AMI Smart Meter” เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายแผนพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ตามแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน ซึ่งจะทำให้เกิดคุณประโยชน์ต่อการใช้ไฟฟ้าของประชาชน ผู้ประกอบการในทุกภาคส่วน ตลอดจนต่อประเทศไทยจะเป็นผู้นำในภูมิภาคอาเซียนด้านการนำเทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) มาใช้

ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อเป็นข้อมูลในการศึกษา วางแผนและพัฒนาเพื่อเกิดเป็นโครงการระยะสั้น-ระยะยาว โครงการนำร่องในบางจังหวัด จนเกิดผลการปฏิบัติงานอย่างเป็นรูปธรรมโดยมีการศึกษาข้อมูลเปรียบเทียบจากต่างประเทศถึงข้อดี ข้อเสีย ปัญหา อุปสรรคต่างๆ เพื่อนำข้อมูลที่ได้ดังกล่าว นำไปเป็นข้อเสนอแนะต่อรัฐบาล หน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการสนับสนุนการพัฒนาการใช้เทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อให้เกิดผลสัมฤทธิ์ต่อประชาชนและผู้ประกอบการหน่วยงานในทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง

ดังนั้น ในการทำวิจัยฉบับนี้ ผู้วิจัยจึงสนใจที่จะศึกษาทางการใช้เทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อจะได้นำ ผลการวิจัยไปใช้เป็นข้อมูลในการวางแผนและพัฒนา ตลอดจนเป็นข้อเสนอแนะต่อรัฐบาลในการสนับสนุนการใช้เทคโนโลยี เอ เอ็ม ไอ สมาร์ทมิเตอร์ (AMI Smart Meter) ในการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) อย่างเป็นรูปธรรมทั่วทุกจังหวัดในประเทศไทยต่อไป

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาและเสนอแนะแนวทางการใช้เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

2. เพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในประเทศไทยที่มีความสอดคล้องกับนโยบายการพัฒนาด้านพลังงานของประเทศ

ขอบเขตของการวิจัย

ผู้วิจัยได้กำหนดขอบเขตในการวิจัยไว้ดังนี้

1. การวิจัยนี้มุ่งเน้นในการศึกษาเพื่อหาข้อเสนอแนะเกี่ยวกับแนวทางการใช้เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI Smart Meter) ในบริษัท ไทยเทเลคอนเทนเนอร์ จำกัด เท่านั้น

2. การวิจัยนี้มุ่งเน้นศึกษาถึงแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในประเทศไทย โดยศึกษาเฉพาะพื้นที่พัทยา จ.ชลบุรี เท่านั้น

วิธีดำเนินการวิจัย

การวิจัยครั้งนี้เป็นการวิจัยเชิงคุณภาพโดยการรวบรวมข้อมูล (Documentary Research) จากทุกแหล่งข้อมูลทางวิชาการที่เชื่อถือได้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในประเทศไทย แล้วนำข้อมูลที่ได้จากการรวบรวมข้อมูลมาทำการวิเคราะห์เพื่อหาแนวทางข้อเสนอแนะแนะเพื่อนำไปสู่การปฏิบัติเพื่อให้เกิดประโยชน์ในการใช้เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในการพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย

1. ผลการศึกษาทำให้ทราบถึงความสำคัญเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะ (Advanced Metering Infrastructure: AMI Smart Meter) ในโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) กับ การพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

2. ผลการศึกษาสามารถเสนอแนะแนวทางการพัฒนาโครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) ในการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพในประเทศไทย

ข้อเสนอแนะ

ถ้าหากการบริหารจัดการด้านพลังงานในหน่วยงานภาครัฐ ภาครัฐวิสาหกิจ ภาคเอกชน ตลอดจนทุกภาคส่วนได้นำเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะมาใช้จนเกิดผลเป็นรูปธรรม จะทำให้การบริหารจัดการด้านพลังงานมีประสิทธิภาพ ประสิทธิผลมากขึ้น โดยเฉพาะในการปรับแผนการผลิตไฟฟ้าในประเทศ ผู้วิจัยจึงขอเสนอแนะแนวทางการนำเทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะมาใช้ในการพัฒนาระบบพลังงานของประเทศไทยให้เป็นรูปธรรมมากยิ่งขึ้น ดังต่อไปนี้

1. รัฐบาลควรออกกฎ ข้อบังคับ รณรงค์ ให้มีการใช้มิเตอร์อัจฉริยะอย่างแพร่หลายทุกจังหวัดทั่วประเทศไทย

2. หน่วยงานภาครัฐและทุกภาคส่วน ควรมีการสร้างความรู้ ความเข้าใจ และสร้างความเชื่อมั่นในการเลือกใช้เทคโนโลยีมิเตอร์อัจฉริยะแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง

3. หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง ควรออกมาตรการสนับสนุน หรือสร้างแรงจูงใจในการเปลี่ยนมาใช้มิเตอร์อัจฉริยะแทนมิเตอร์จานหมุนแบบเก่า เปลี่ยนมิเตอร์โดยไม่มีค่าใช้จ่าย, ลดราคาค่าบริการในการใช้ไฟฟ้า ฯลฯ

4. สนับสนุนให้มีการขยายโครงการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะอย่างแพร่หลาย เพิ่มพื้นที่นำร่องในทุกภาคของประเทศให้มากขึ้นอย่างเป็นรูปธรรม

5. ภาครัฐส่งเสริมโดยจัดสรรเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ เพื่อสนับสนุนแก่ผู้ลงทุนในการเปลี่ยนมาใช้มิเตอร์แบบใหม่

6. ทบทวนแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP 2010) หากทุกภาคส่วนร่วมใจกัน หันมาใช้มิเตอร์แบบใหม่ เพื่อช่วยลดค่าไฟฟ้า ตลอดจนค่าบำรุงรักษาอื่นๆให้กับประเทศอีกด้วย