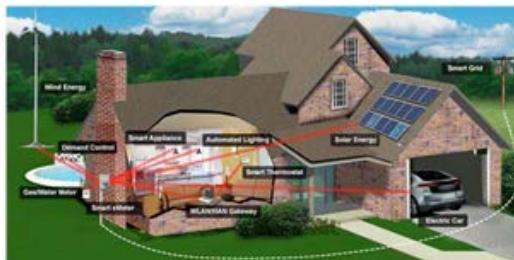




โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี



กองโครงการ
ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
กันยายน 2557

สารบัญ

	หน้า
1. บทนำ.....	1 - 1
1.1 ที่มาของโครงการ	1 - 1
1.2 ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI).....	1 - 5
1.2.1 องค์ประกอบของระบบ AMI และการเชื่อมต่อ กับระบบอื่นๆ	1 - 8
1.2.2 ประโยชน์จากการบันทึกและค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1 - 12
1.2.3 พังก์ชันทั่วไปของระบบ AMI	1 - 19
1.2.4 บทสรุป	1 - 20
1.3 ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System).....	1 - 20
1.3.1 เทคโนโลยีของระบบกักเก็บพลังงาน	1 - 21
1.3.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการบันทึกและค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1 - 24
1.3.3 บทสรุป	1 - 24
1.4 ระบบแก๊บไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	1 - 25
1.4.1 การพัฒนากระบวนการสู่ระบบแก๊บไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	1 - 25
1.4.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการบันทึกและค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1 - 27
1.4.3 บทสรุป	1 - 27
1.5 ระบบ Solar Rooftop	1 - 28
1.5.1 เทคโนโลยีระบบ Solar Rooftop	1 - 28
1.5.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการบันทึกและค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1 - 31
1.5.3 บทสรุป	1 - 31
1.6 ระบบ Substation Automation	1 - 32
1.6.1 โครงสร้างของระบบ Substation Automation.....	1 - 33
1.6.2 ประโยชน์ของ Substation Automation.....	1 - 35
1.6.3 บทสรุป	1 - 37
1.7 รถยนต์ไฟฟ้า	1 - 37
1.7.1 เทคโนโลยีของรถยนต์ไฟฟ้า	1 - 38
1.7.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการบันทึกและค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1 - 39
1.7.3 บทสรุป	1 - 40
1.8 ระบบสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า	1 - 41
1.8.1 มาตรฐานของระบบชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า.....	1 - 41
1.8.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการบันทึกและค่าใช้จ่ายในการลงทุน	1 - 45
1.8.3 บทสรุป	1 - 45
1.9 ระบบ IT Integration System	1 - 46

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2. รายละเอียดโครงการ	2 - 1
2.1 พื้นที่โครงการ	2 - 1
2.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ	2 - 2
2.3 ขนาดของโครงการ	2 - 2
2.3.1 ระบบ AMI.....	2 - 4
2.3.2 ระบบแก๊สไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	2 - 4
2.3.3 ระบบ Substation Automation.....	2 - 4
2.3.4 ระบบ IT Integration System.....	2 - 5
2.4 ขอบเขตการดำเนินงาน	2 - 5
2.5 ปริมาณงานของโครงการ	2 - 5
2.6 แผนการดำเนินงาน	2 - 6
2.7 เงินลงทุนของโครงการ	2 - 8
2.8 ผลประโยชน์จากการ	2 - 8
2.8.1 ผลประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า	2 - 8
2.9.2 ผลประโยชน์ต่อ กฟภ.....	2 - 8
2.9 ผลกระทบจากโครงการ	2 - 9
2.9.1 ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า.....	2 - 9
2.9.2 ผลกระทบต่อ กฟภ.....	2 - 10
3. การวิเคราะห์ทางเทคนิค	3 - 1
3.1 แนวทางการออกแบบระบบ AMI.....	3 - 1
3.1.1 Service ในระบบ AMI ที่ควรทดสอบในโครงการ	3 - 3
3.1.2 การวิเคราะห์ทางเลือกของโครงข่ายสื่อสาร	3 - 5
3.2 แนวทางการออกแบบระบบย่อยอื่นๆ.....	3 - 12
3.3 ความเป็นไปได้ทางเทคนิค.....	3 - 22
3.3.1 ระบบ AMI.....	3 - 22
3.3.2 ระบบย่อยอื่นๆ	3 - 26

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4. การวิเคราะห์ทางการเงิน.....	4 - 1
4.1 ประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุน.....	4 - 1
4.2 สรุปค่าใช้จ่ายในการลงทุน.....	4 - 8
4.3 การวิเคราะห์รายรับและค่าใช้จ่ายของโครงการ	4 - 9
4.3.1 ด้านรายรับ.....	4 - 9
4.3.2 ด้านค่าใช้จ่าย.....	4 - 14
4.4 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน	4 - 16
4.5 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์.....	4 - 21
4.6 สรุปผลประโยชน์ของโครงการ	4 - 25
5. การประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม.....	5 - 1
6. การบริหารโครงการ.....	6 - 1
6.1 การจัดโครงสร้างองค์กรเพื่อบริหารโครงการ	6 - 1
6.2 การจัดทำวัสดุอุปกรณ์และจ้างเหมาดำเนินการ	6 - 1
6.3 การติดตามผลดำเนินการ	6 - 1
7. การวิเคราะห์ความเสี่ยง.....	7 - 1
7.1 การวิเคราะห์ความเสี่ยงตามขอบเขตงานของโครงการ (Risk Analysis)	7 - 1
7.2 การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง (Sensitivity analysis)	7 - 7
7.2.1 ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อต้นทุนของโครงการ	7 - 7
7.2.2 ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการ.....	7 - 8
7.2.3 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง	7 - 10
8. สรุปและข้อเสนอแนะ.....	8 - 1
8.1 สรุป	8 - 1
8.2 ข้อเสนอแนะ	8 - 2
8.3 ทิศทางการพัฒนา.....	8 - 6

สารบัญรูปภาพ

	หน้า
รูปที่ 1.1 วิสัยทัศน์สำหรับการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ.	1 - 2
รูปที่ 1.2 แผนที่นำทางการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (PEA Smart Grid Roadmap).....	1 - 4
รูปที่ 1.3 เทคโนโลยี Smart Meter และวิธีการติดต่อสื่อสาร	1 - 8
รูปที่ 1.4 โครงข่ายสื่อสารของระบบ AMI (AMI Communication Network)	1 - 11
รูปที่ 1.5 ความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลและซอฟต์แวร์ของระบบ AMI	1 - 11
รูปที่ 1.6 ค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนติดตั้งระบบ AMI	1 - 18
รูปที่ 1.7 แบตเตอรี่ Lead-Acid	1 - 21
รูปที่ 1.8 ตัวอย่าง NAS battery station สำหรับระบบกักเก็บพลังงาน	1 - 23
รูปที่ 1.9 ตัวอย่างหน้าจอระบบ Mobile Workforce	1 - 26
รูปที่ 1.10 ตัวอย่างความสัมพันธ์โดยรอบระบบ OMS	1 - 26
รูปที่ 1.11 การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์.....	1 - 29
รูปที่ 1.12 ตัวอย่างสถานีชาร์จไฟแบบเร็วพลังงานแสงอาทิตย์	1 - 30
รูปที่ 1.13 ตัวอย่างแนวทางการเชื่อมต่อระหว่าง Photovoltaic กับสถานีชาร์จไฟ	1 - 30
รูปที่ 1.14 ส่วนประกอบของระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าแบบเดิม	1 - 32
รูปที่ 1.15 โครงสร้างของระบบ Substation Automation	1 - 34
รูปที่ 1.16 การพัฒนาระบบต่อไฟฟ้าของบริษัทผู้ผลิตระบบตรายใหญ่แต่ละค่าย	1 - 37
รูปที่ 1.17 ตัวอย่างสถานีชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า.....	1 - 41
รูปที่ 1.18 การใช้มาตรฐานระบบชาร์จไฟที่แตกต่างกันในแต่ละภูมิภาค	1 - 44
รูปที่ 1.19 หัวต่อปลั๊กชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า	1 - 44
รูปที่ 1.20 ตัวอย่างการเชื่อมต่อระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	1 - 46
รูปที่ 1.21 ตัวอย่างการจัดกลุ่มระบบสารสนเทศ.....	1 - 46
รูปที่ 3.1 Network Overview ของโครงการ	3 - 11
รูปที่ 3.2 Network Overview แบ่งความรับผิดชอบของส่วนกลางและพัทธya	3 - 12
รูปที่ 3.3 ภาพโดยรวมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในโครงการ	3 - 13
รูปที่ 3.4 การทำงานของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	3 - 14
รูปที่ 3.5 ระบบที่เกี่ยวข้องและลักษณะการรับส่งข้อมูลในระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	3 - 15
รูปที่ 3.6 เปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างระบบเดิมและระบบในอนาคต	3 - 16
รูปที่ 3.7 การทำงานของระบบ Substation Automation.....	3 - 17
รูปที่ 3.8 การรวมสำหรับงานติดตั้งระบบ IT Integration ในโครงการนี้	3 - 20
รูปที่ 4.1 กราฟเส้นแสดงการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน	4 - 18
รูปที่ 4.2 กราฟเส้นแสดงการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์	4 - 23
รูปที่ 7.1 กราฟสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อต้นทุนของโครงการ กรณี NPV	7 - 8
รูปที่ 7.2 กราฟสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อต้นทุนของโครงการ กรณี IRR.....	7 - 8
รูปที่ 7.3 กราฟสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการ กรณี NPV	7 - 9
รูปที่ 7.4 กราฟสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการ กรณี IRR.....	7 - 10

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 เทคโนโลยีของมิเตอร์ไฟฟ้า.....	1 - 6
ตารางที่ 1.2 แอปพลิเคชันของมิเตอร์ไฟฟ้า.....	1 - 7
ตารางที่ 1.3 การให้บริการที่มีอยู่แล้วบนระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ (AMR).....	1 - 7
ตารางที่ 1.4 การให้บริการที่เพิ่มขึ้นจาก AMR.....	1 - 8
ตารางที่ 1.5 สถาปัตยกรรมของโครงข่ายสื่อสาร	1 - 10
ตารางที่ 1.6 ประযุทธ์ด้านการเงินโดยประมาณจากระบบ AMI (\$/meter).....	1 - 17
ตารางที่ 1.7 คุณสมบัติในด้านค่างๆ ของแบบเตอร์แต่ละประเภท.....	1 - 23
ตารางที่ 1.8 เทคโนโลยีของแบบเตอร์แต่ละประเภท	1 - 24
ตารางที่ 1.9 ตัวอย่างความต้องการด้านโครงข่ายสื่อสาร ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	1 - 48
ตารางที่ 2.1 แผนดำเนินงานของโครงการ	2 - 7
ตารางที่ 2.2 สรุปเงินลงทุนโครงการ	2 - 8
ตารางที่ 3.1 Service ที่ควรทดสอบในโครงการ.....	3 - 1
ตารางที่ 3.2 คุณสมบัติของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด	3 - 4
ตารางที่ 3.3 สรุปข้อดี-ข้อเสียของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด	3 - 8
ตารางที่ 3.4 สรุปโมเดลของโครงข่ายสื่อสารและ Service ที่ควรทดสอบ	3 - 10
ตารางที่ 3.5 ปริมาณงานในแต่ละ Service	3 - 10
ตารางที่ 3.6 แผนการติดตั้งแบ่งตามชนิดของมิเตอร์ในแต่ละ โหมดของโครงข่ายสื่อสาร	3 - 11
ตารางที่ 4.1 ประมาณการราคาต่อหน่วย (Unit Construction Cost) สำหรับระบบ AMI.....	4 - 2
ตารางที่ 4.2 ประมาณการเงินลงทุนสำหรับระบบ AMI แยกตามรายปี	4 - 6
ตารางที่ 4.3 ประมาณเงินลงทุนของระบบอื่นๆ	4 - 7
ตารางที่ 4.4 รายละเอียดเงินลงทุนเบื้องต้นของระบบอื่นๆ	4 - 7
ตารางที่ 4.5 ประมาณเงินลงทุนโครงการ	4 - 9
ตารางที่ 4.6 จำแนกรายการผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์	4 - 13
ตารางที่ 4.7 เงินลงทุนในแต่ละปี.....	4 - 14
ตารางที่ 4.8 ประมาณต้นทุนขายคืนและค่าบำรุงรักษามิเตอร์งานหมุน.....	4 - 16
ตารางที่ 4.9 ตารางการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน.....	4 - 17
ตารางที่ 4.10 ตารางการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์	4 - 23
ตารางที่ 4.11 สรุปผลประโยชน์ทางการเงินของโครงการ	4 - 26
ตารางที่ 4.12 สรุปผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ.....	4 - 27
ตารางที่ 7.1 ผลการวิเคราะห์ความเสี่ยงตามขอบเขตงานของโครงการ	7 - 3
ตารางที่ 7.2 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต้นทุนของโครงการ	7 - 7
ตารางที่ 7.3 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงผลประโยชน์ของโครงการ	7 - 9

1. บทนำ

1.1 ที่มาของโครงการ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เป็นรัฐวิสาหกิจสาขาสาธารณูปโภค ในสังกัดกระทรวงมหาดไทย มีหน้าที่ ความรับผิดชอบในการจัดทำ จัดส่งและจัดจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านพักอาศัย ธุรกิจ และ อุตสาหกรรมต่างๆ ในพื้นที่ 74 จังหวัด ทั่วประเทศ (ยกเว้น กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ) ครอบคลุม พื้นที่ประมาณ 510,000 ตารางกิโลเมตร หรือประมาณ 99% ของพื้นที่ทั้งประเทศ

การจัดการด้านพลังงานคือความท้าทายสำคัญของโลก ในขณะที่ความต้องการด้านพลังงานของมนุษย์ ยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและไม่สามารถหาวิธีลดการบริโภคของตนเองลงได้ นอกจากการสร้างแหล่งพลังงานทางเลือกใหม่ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เป็นต้น เพื่อจัดการกับปัญหาการขาดแคลนพลังงาน การใช้ พลังงานให้มีประสิทธิภาพมากที่สุดก็คือสิ่งหนึ่งที่ทุกเมืองทั่วโลกกำลังให้ความสำคัญ พลังงานไฟฟ้าถือเป็น สาธารณูปโภคที่มีความต้องการใช้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างมากใน ทุกๆ ปี ระบบไฟฟ้ารูปแบบเดิมๆ ในปัจจุบันอาจจะไม่เพียงพอต่อความต้องการในอนาคต ดังนั้น นโยบายของ กฟภ. จึงต้องการก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และรองรับการให้บริการระบบจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพและความมั่นคงสูง

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เป็นโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร นำบริหารจัดการ ควบคุมการผลิต ส่ง และจ่ายพลังงานไฟฟ้า ซึ่งความอัจฉริยะของโครงข่ายไฟฟ้านี้ เกิดจากการ เชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ระบบสารสนเทศ ระบบสื่อสาร เป็นไร้ด้วยกันเป็นโครงข่าย ซึ่งโครงข่ายดังกล่าวจะสนับสนุน การทำงานซึ่งกันและกันอย่างเป็นระบบ โดยอาศัยความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีสำคัญ 3 ด้าน ได้แก่

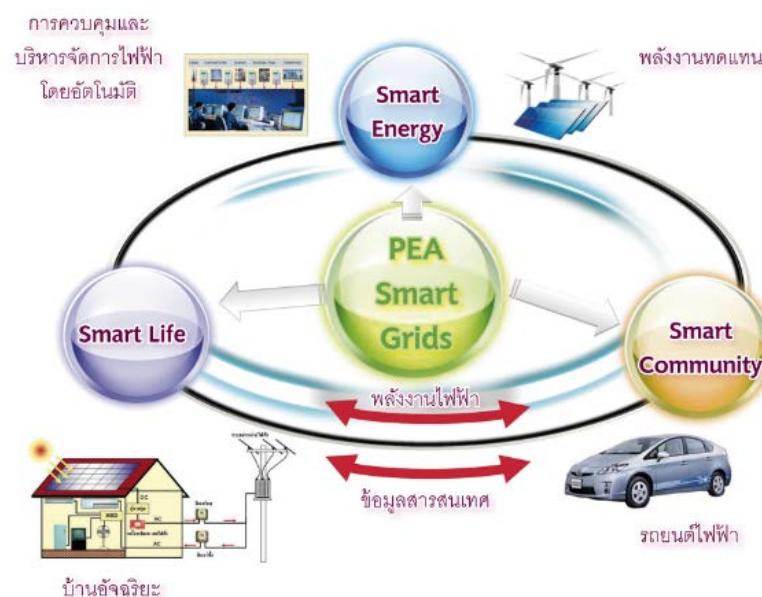
- 1) เทคโนโลยีอิเล็กทรอนิกส์และระบบฝังตัว (Electronics and Embedded Systems)
- 2) เทคโนโลยีระบบควบคุมอัตโนมัติ (System Control and Automation)
- 3) เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (Information and Communication)

การพัฒนาระบบสารสนเทศและสื่อสารเข้าไว้ในโครงข่ายไฟฟ้า ทำให้ระบบไฟฟ้าสามารถเก็บ รวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลทั้งจากระบบส่งและระบบจำหน่าย รวมถึงข้อมูลจากผู้ใช้ไฟฟ้าที่เก็บจะเป็นแบบเวลา จริง (Real-time) ซึ่งข้อมูลเหล่านี้เป็นประโยชน์อย่างยิ่งทั้งสำหรับผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น ผู้ ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถตรวจสอบความสามารถในการผลิตไฟฟ้า (Supply) หรือปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand) ในช่วงเวลาใดๆ ได้ตลอดเวลา รวมถึงต้นทุนค่าใช้จ่าย และคุณภาพของไฟฟ้าด้วย นอกจากนี้ยังช่วยให้ผู้ ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถใช้งานระบบอัตโนมัติต่างๆ ได้เต็มประสิทธิภาพ เช่น Substation Automation (SA), Distribution Automation (DA) รวมถึงการใช้งาน Demand Response (DR) เพื่อควบคุมความต้องการใช้ไฟฟ้าให้อยู่ ในระดับเหมาะสมกับกำลังการผลิต ทำให้เกิดการจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง ปลอดภัย เชื่อถือได้ มีคุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐานสากล นอกจากนี้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะยังสามารถรองรับการ เชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generations) และแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาด

ที่กระจายอยู่ทั่วไป (Distributed Energy Resource: DER) เป็นระบบบริหารการใช้สินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด ช่วยเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (Renewable Energy) ที่เป็นพลังงานสะอาดลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และช่วยลดการสร้างโรงไฟฟ้านำด้วยลูกค้าใช้จ่ายเงินตราต่างประเทศในการนำพลังงานเข้ามา

ด้วยระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะทำให้รูปแบบการใช้ไฟฟ้าในอนาคตจะเป็นรูปแบบที่ทั้งผู้ให้บริการและผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องร่วมมือเพื่อผลประโยชน์ร่วมกัน ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกที่จะบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้ายในบ้านเรือน สำนักงานหรืออาคารต่างๆ ได้อย่างคุ้มค่าตามรูปแบบที่ต้องการสามารถประหยัดเงินที่ต้องชำระค่าไฟ และสามารถผลิตไฟฟ้าใช้เอง โดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้านำด้วย เชน เซลล์แสงอาทิตย์บนดาดฟ้าที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop), กังหันลมผลิตไฟฟ้านำด้วย (Small Wind Turbine) เป็นต้น นอกจากนี้การนำพลังงานไฟฟ้าไปใช้ในภาคคมนาคมส่วนโดยเฉพาะการใช้รถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle) นอกเหนือจากการช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอน dioxide สู่ชั้นบรรยากาศแล้ว พลังงานไฟฟ้าที่เก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่รถชนิดไฟฟ้ายังสามารถจ่ายกลับคืนสู่โครงข่ายไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละวัน (ช่วง Peak Demand) และเป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าสำรองในภาวะไฟดับหรือยามฉุกเฉินได้อีกด้วย

เพื่อเตรียมการรับมือกับการเปลี่ยนแปลงด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม รวมถึงการพัฒนาของเทคโนโลยีที่เปลี่ยนไป ซึ่งจะมีผลกระทบต่อการดำเนินงานของ กฟภ. ในอนาคตข้างหน้า ขณะที่การพัฒนาประเทศยังคงจำเป็นต้องอาศัยพลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญ นอกจากนี้ผู้ใช้ไฟฟ้ายังต้องการระบบเข้าถึงบริการด้านไฟฟ้าที่มีคุณภาพและประสิทธิภาพ ต้องการข้อมูลด้านพลังงานเพื่อบริหารจัดการที่เหมาะสม รวมทั้งต้องการมีส่วนร่วมในการผลิต ส่งจ่าย และบริการพลังงานไฟฟ้า ในขณะที่สังคมแห่งอนาคตจะมีระบบไฟฟ้าที่ปลอดภัยและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมเพิ่มมากขึ้น มูลเหตุเหล่านี้ถือว่าเป็นแรงขับเคลื่อนในการเปลี่ยนแปลงของ กฟภ. ที่จำเป็นต้องศึกษาและเร่งดำเนินงานพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะให้สอดรับกับสถานการณ์เหล่านี้ ทั้งนี้ กฟภ. ได้มีแผนการดำเนินงานและวิสัยทัศน์สำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในอนาคต ดังแสดงในรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 วิสัยทัศน์สำหรับการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ.

พลังงานที่สามารถ (Smart Energy) ด้วยประสิทธิภาพของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) สามารถ พัฒนาพลังงานไฟฟ้าเพื่อการใช้อย่างชาญฉลาด ไม่ว่าจะเป็นในแง่ของการผลิต และส่งจ่ายพลังงานสู่ผู้ใช้ไฟฟ้า (Supply Side) รวมทั้งด้านของผู้ใช้ไฟฟ้า (Demand Side) ทำให้ระบบพลังงานไฟฟ้ามีความมั่นคง ปลอดภัย มีคุณภาพ เชื่อถือได้ และมีประสิทธิภาพสูง กฟภ.สามารถให้บริการพลังงานไฟฟ้าอย่างพอเพียงและต่อเนื่องตลอดเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการ รวมถึงรองรับรูปแบบแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในอนาคตที่จะมีบทบาทมากขึ้น ได้แก่

- พลังงานทดแทน (Renewable Energy) เช่น พลังงานลม แสงอาทิตย์ ชีวภาพ ชีวมวล เป็นต้น
- แหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่กระจายอยู่ตามพื้นที่ต่างๆ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ (Photo Voltaic) กังหันลม ผลิตไฟฟ้า (Wind Turbine) เป็นต้น
- แหล่งกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) เช่น ตัวเก็บประจุไฟฟ้าชนิดอุดรร้า (Ultra capacitor), Flywheel, และแบตเตอรี่ รวมถึงรถยนต์ไฟฟ้าซึ่งมีแบตเตอรี่ที่เก็บสะสมพลังงานไฟฟ้า เป็นต้น
- โรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plant, VPP) เป็นการจัดการกลุ่มแหล่งจ่ายพลังงานขนาดเล็กด้วย เทคโนโลยีควบคุม สั่งการระยะไกลด้วยระบบคอมพิวเตอร์ สามารถจ่ายไฟจากกลุ่มแหล่งจ่ายไฟ ข้างต้นเข้าโครงข่ายไฟฟ้าเสมือนหนึ่งจ่าย จากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในอดีต

ชีวิตที่สามารถ (Smart Life) โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะรองรับบ้านเรือนที่พักอาศัย สำนักงาน และอาคาร อัจฉริยะ ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ามีโอกาส ทางเลือกในการบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าได้มากขึ้น และสามารถเลือกผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Prosumer) มีการใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าอิเล็กทรอนิกส์เพื่ออำนวยความสะดวกในชีวิตประจำวันทั้งที่บ้านอยู่อาศัย ที่ทำงานและสถานที่พักผ่อน ได้แก่

- ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถทราบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและค่าไฟที่เกิดขึ้น จากการใช้ในขณะนี้ ทำให้การไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถร่วมกันจัดการการใช้ไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดการใช้ไฟฟ้าที่ไม่จำเป็น
- บ้านอัจฉริยะ (Smart Home) ประกอบด้วยเครื่องใช้ไฟฟ้าที่สามารถหลากหลายชนิด ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถ ควบคุมการใช้งานได้จากระยะไกลผ่านระบบอินเตอร์เน็ตที่มีรูปแบบมีสายและไร้สาย รวมถึงการรองรับ รถยนต์ไฟฟ้า และติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก เช่น Solar Rooftop, Small Wind Turbine เป็นต้น

สังคมที่สามารถ (Smart Community) ชุมชน สังคมที่มีการดำเนินกิจกรรมต่างๆ ในทุกภาคส่วน มีความ มั่นคงทางด้านพลังงาน โดยการใช้พลังงานที่สะอาดและมีประสิทธิภาพ

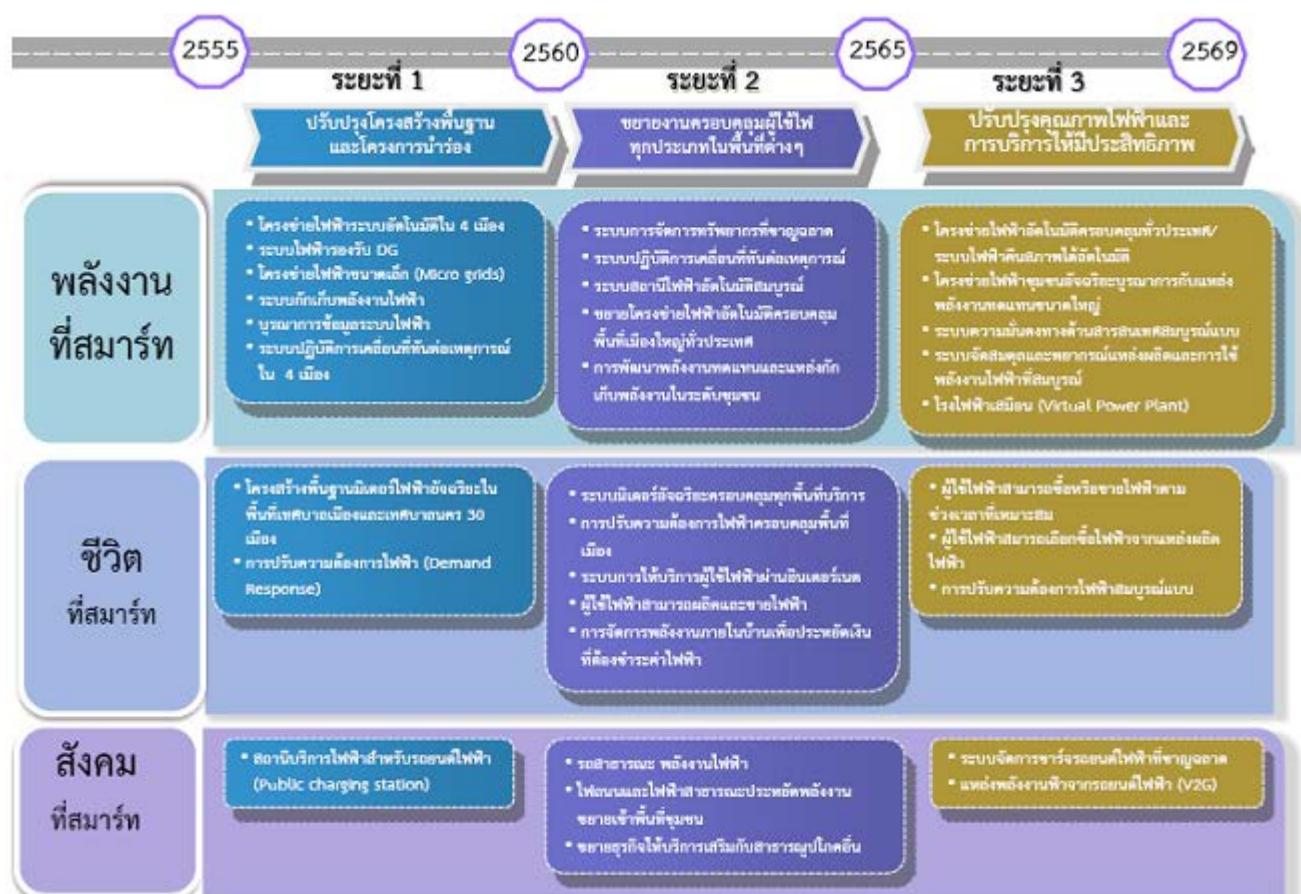
- การใช้พลังงานไฟฟ้าในภาคคุณภาพสูง เช่น รถยนต์ส่วนบุคคลพลังงานไฟฟ้า รถขนส่งมวลชนที่ใช้พลังงานไฟฟ้า เป็นต้น
- ระบบสถานีบริการไฟฟ้าให้บริการแก่ผู้ใช้รถยนต์พลังงานไฟฟ้าอย่างครอบคลุมและทั่วถึงทุกพื้นที่ เช่น ลานจอดรถ ห้างสรรพสินค้า อาคารชุด พื้นที่ให้บริการทางหลวง เป็นต้น
- ภาคพลังงานไฟฟ้าและการคุณภาพสูงสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ลดภาวะโลกร้อน ทำให้มีสภาพอากาศและสิ่งแวดล้อมที่ดีขึ้น

ดังนั้น กฟภ. จึงได้ดำเนินการศึกษาความเหมาะสมและบรรจุโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ระยะที่ 1 และโครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ ระยะที่ 1 ไว้ในแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555-2559) ซึ่งการดำเนินการ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ของ กฟภ. ได้จัดทำแผนที่นำทางการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (PEA Smart Grid Roadmap) (ดังแสดงในรูปที่ 1.2) แบ่งการดำเนินงานเป็น 3 ระยะสรุปได้ดังนี้

ระยะที่ 1 (ปี พ.ศ. 2556 – 2559) : ปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน และจัดทำโครงการนำร่อง โดยระยะนี้จะแบ่งการดำเนินการออกเป็น 2 ช่วง ระหว่างปี พ.ศ. 2556 – 2558 จะดำเนินโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองจำนวน 1 เมืองก่อน เพื่อศึกษาและทดสอบการใช้งานระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะค้านต่างๆ สำหรับเป็นแนวทางในการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่อื่นๆ ต่อไป

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

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



รูปที่ 1.2 แผนที่นำทางการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (PEA Smart Grid Roadmap)

จากเหตุผลและความจำเป็นดังกล่าวข้างต้น เพื่อให้การพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟก. เป็นไปตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2555-2559) และแผนที่นำทางการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (PEA Smart Grid Roadmap) ซึ่ง กฟก. จะมีระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่สมบูรณ์และครอบคลุมทั่วประเทศภายใน 15 ปีข้างหน้า ดังนั้นรายงานฉบับนี้จะกล่าวถึงรายละเอียดเกี่ยวกับแผนการจัดทำโครงการนำร่องสำหรับโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่เมืองจำนวน 1 เมือง (รายละเอียดการวิเคราะห์พื้นที่โครงการปรากฏอยู่ในบทที่ 2) เพื่อศึกษาและทดสอบการใช้งานระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะด้านต่างๆ สำหรับเป็นแนวทางในการขยายการติดตั้งระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่อื่นๆ ทั่วประเทศต่อไป

สำหรับแผนงานการปรับปรุงและติดตั้งระบบ Smart Grid ในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะระยะที่ 1 ในพื้นที่นำร่อง ได้แบ่งการดำเนินงานออกเป็นระบบข่ายต่างๆ ดังนี้

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

1.2 ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI)

ระบบ AMI (Advanced Metering Infrastructure) เป็นระบบการวัดที่เก็บรวมรวมและวิเคราะห์การใช้พลังงานผ่านเทคโนโลยีระบบลือสารชนิดต่างๆ เพื่อให้การคูณแล้วควบคุมอุปกรณ์ และการบริหารการใช้ทรัพยากรให้เป็นไปอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพที่ดียิ่งขึ้น

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

ระบบ AMI สำหรับ กฟภ. เป็นโครงการสร้างพื้นฐานสำหรับการวัด/อ่านหน่วยไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ ซึ่งทำให้ กฟภ. มีระบบ Back office ที่ใหม่หรือเพิ่มขึ้นที่เก็บรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อช่วยให้การดำเนินงาน, เศรษฐกิจ และการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้ามีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น ตัวอย่างเช่น ระบบ AMI แสดงการใช้ไฟและคุณภาพไฟฟ้าของ ผู้ใช้ไฟได้อย่างทันที, ช่วยให้ กฟภ. แก้ไขข้อบกพร่องได้อย่างรวดเร็ว และระบบ AMI มีโครงสร้างพื้นฐานการ สื่อสารแบบสองทาง จึงสามารถสนับสนุนระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัตโนมัติที่ระดับสถานีไฟฟ้าและวงจร (circuit) ได้ ข้อมูลจำนวนมากจากระบบ AMI จะช่วยในการปรับปรุงการบริหารทรัพยากรของ กฟภ. ได้ดียิ่งขึ้น เช่นเดียวกับการ วางแผนทรัพยากรเกี่ยวกับการบำรุงรักษา (Maintenance), การเพิ่ม (additions) และการทดแทน (replacements) ได้ อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

ระบบ AMI เป็นการสื่อสารข้อมูลระหว่างผู้ใช้ไฟและ กฟภ. ซึ่งการสื่อสารของ Smart Meter ในบ้านจะ แสดงข้อมูลเพื่อให้ผู้ใช้ไฟทราบนักถึงการใช้ไฟฟ้าของตนเอง และนำข้อมูลจากระบบ AMI มา ช่วยในการตัดสินใจ ที่สำคัญมากขึ้นสำหรับการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่า

เทคโนโลยีของมิเตอร์ไฟฟ้า สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 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 1.2

ตารางที่ 1.2 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 1.3 การให้บริการที่มีอยู่เดือนระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ (AMR)

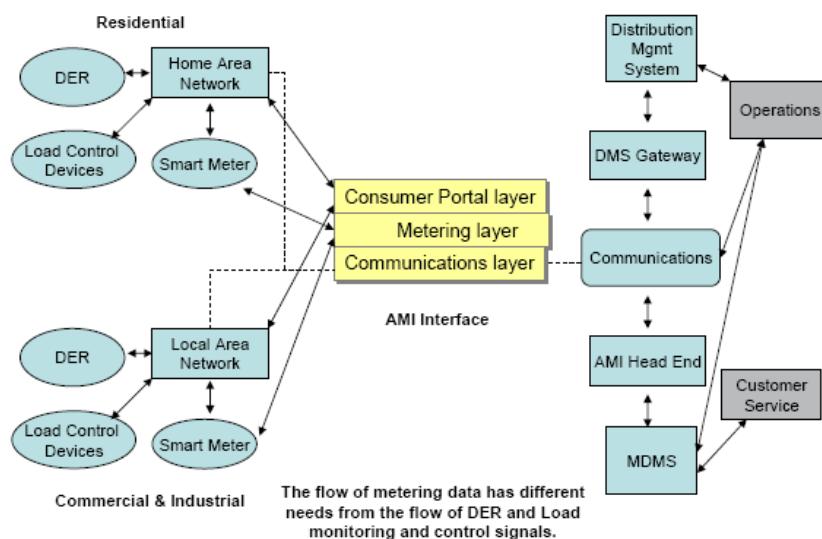
Services	AMR	AMI
Communication	2 ทาง	2 ทาง
Support time based rate (Ex. TOU, TOD)	Yes	Yes
Profiles reading	Yes	Yes
Demand reset	Yes	Yes
Remote upgrade firmware	Yes	Yes
Remote device configuration	Yes	Yes
Meter Data Management	Yes	Yes
On-Demand Reading	Yes	Yes
WAN Connectivity	Yes	Yes

ตารางที่ 1.4 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 นาทีหรืออัปเดตทุกๆ
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	Yes	Yes
HAN, BAN, IAN Connectivity	No	No	Future
Demand Respond	No	No	Future

1.2.1 องค์ประกอบของระบบ AMI และการเชื่อมต่อ กับระบบอื่นๆ

ระบบ AMI เป็นลักษณะการใช้งานแบบเทคโนโลยีเดียว (Single Technology) แต่เป็นลักษณะโครงสร้างพื้นฐานที่ต้องการบูรณาการในสิ่งที่มีอยู่กับแอปพลิเคชันและกระบวนการของสิ่งอำนวยความสะดวกใหม่ๆ รูปที่ 1.3 แสดงเทคโนโลยี Smart Meter และวิธีการติดต่อสื่อสาร



รูปที่ 1.3 เทคโนโลยี Smart Meter และวิธีการติดต่อสื่อสาร

Smart Meter

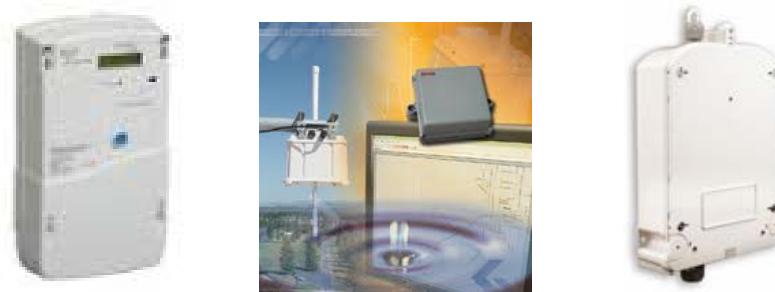


Smart Meter ที่สามารถรองรับฟังก์ชันต่างๆในระบบ AMI ได้ มีจุดเด่นของการทำงานดังนี้

- การใช้งานในรูปแบบ TOD, TOU, Flat rate, Prepayment และอื่นๆ
- การบริหารระบบมิเตอร์จากระยะไกล (Remote upgrade)
- การป้องกันการเปิดมิเตอร์ หรือละเมิดใช้ไฟ (Tamper Detection)
- การตรวจสอบไฟตกหรือดับ (Outage Monitoring)
- การสื่อสาร 2 ทาง (2 Ways Communication)

การพิจารณาเลือกใช้มิเตอร์ในระบบ AMI จะต้องพิจารณาถึงเทคโนโลยีการสื่อสารที่ต้องการใช้งานเนื่องจาก Smart Meter ในปัจจุบันสามารถรับเทคโนโลยีการสื่อสารได้มาก many

อุปกรณ์รวมรวมข้อมูล (Data Concentrator Unit, DCU)



เป็นอุปกรณ์รวมรวมข้อมูลจากมิเตอร์ในพื้นที่ส่งไปที่ระบบส่วนกลาง

- ศูนย์กลางในการคูณและควบคุมระบบมิเตอร์ภายในพื้นที่
- ดูแลสภาพเครื่อข่ายให้มีประสิทธิภาพสูงสุด
- ค้นหาและต่อเชื่อมกับอุปกรณ์ชนิดอื่นที่อยู่ในเครือข่าย

อุปกรณ์ MIU (Meter Interface Unit)



เป็นอุปกรณ์ที่ช่วยในการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างมิเตอร์กับโครงข่ายสื่อสาร ซึ่งในโครงการนี้จะใช้สำหรับระบบ GPRS เท่านั้น

Meter Data Management System (MDMS)

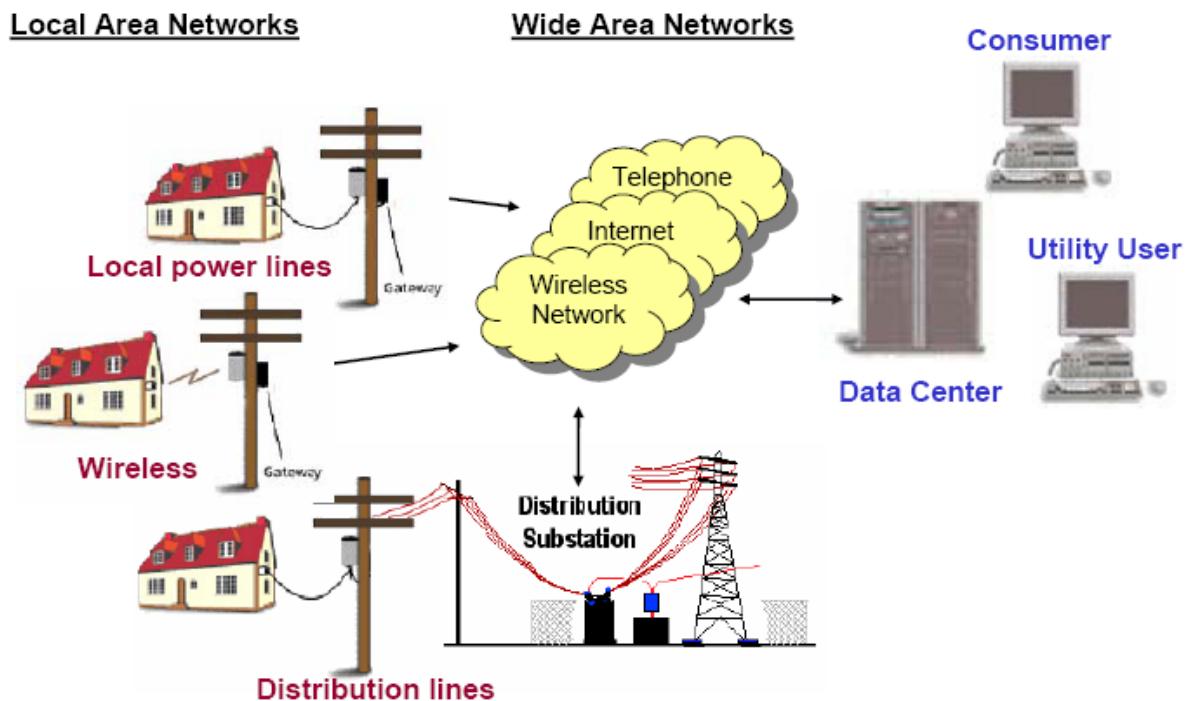
ระบบบริหารข้อมูลมิเตอร์ที่สามารถบริหารการใช้ข้อมูลเพื่อ

- บริหารฐานข้อมูลลูกค้า (CIS) บันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า วิเคราะห์และแสดงผลการใช้ไฟฟ้า ออกบิล
- อ่านค่าตามเวลา หรือการอ่านค่าตามเวลาที่ต้องการ (Interval and demand monitoring)
- ดูแลไฟตก หรือไฟดับในพื้นที่ (Outage monitoring)
- แจ้งเตือนเมื่อมีสิ่งผิดปกติหรือเหตุขัดข้อง (Tamper monitoring)

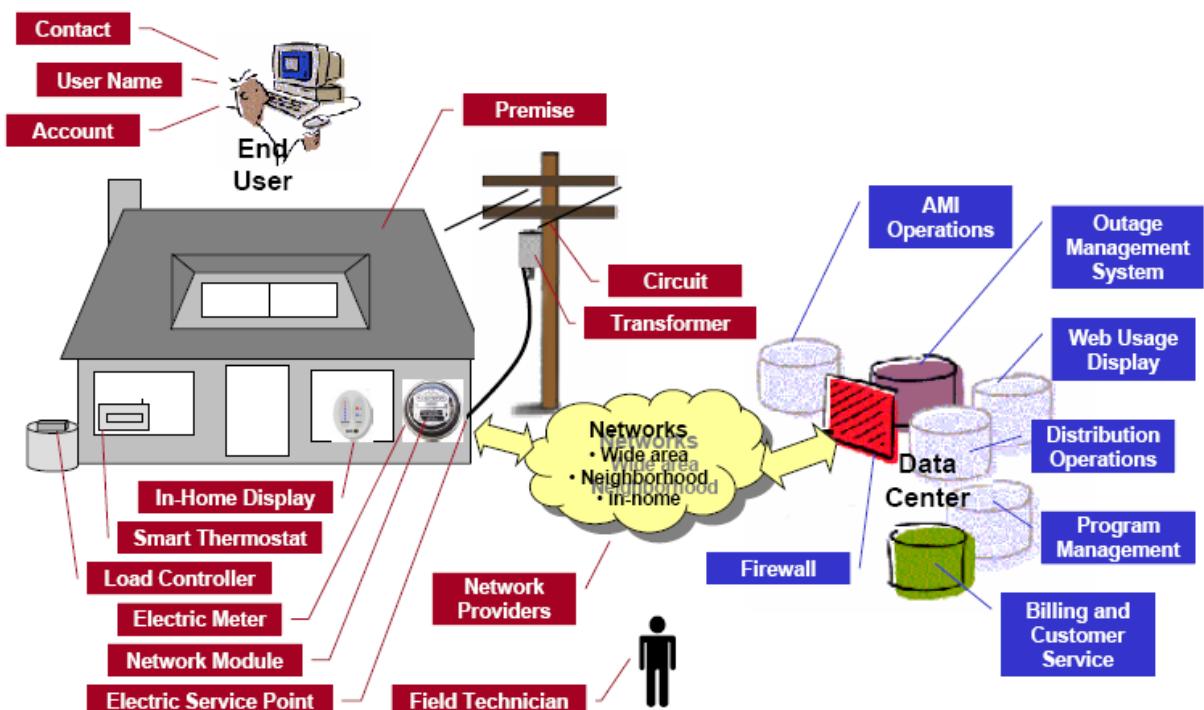
ลักษณะของโครงข่ายสื่อสาร

ตารางที่ 1.5 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



รูปที่ 1.4 โครงข่ายดิจิทัลสารของระบบ AMI (AMI Communication Network)



รูปที่ 1.5 ความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลและซอฟต์แวร์ของระบบ AMI

แผนงานสำหรับระบบ AMI จะขึ้นอยู่กับจุดเริ่มต้นของ กฟก. สภาพภูมิศาสตร์ เงื่อนไขภูมิอากาศ เป็น และวิสัยทัศน์ระยะยาว สำหรับ กฟก. ที่มีการใช้ระบบ AMR อยู่แล้วนั้น คำามคือ กฟก. จะสามารถสร้างระบบ AMI บนระบบที่ใช้งานอยู่เดิมหรือจะต้องเริ่มต้นอีกรั้ง ตัวเลือกต่างๆ เหล่านี้จะต้องนำมาเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่ได้รับ ความเร็ว ความน่าเชื่อถือ และความปลอดภัยของโครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารจะเป็นตัวกำหนดช่วงของการใช้งานที่สามารถสนับสนุน สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคที่มีอาณาเขตที่หลากหลายและกว้างไกลอาจมีทางเลือกการสื่อสารได้หลาย ๆ รูปแบบตามที่ต้องการ การจัดทำโครงการน่าร่องจะเป็นการสำรวจประสิทธิภาพการทำงานของโซลูชันต่างๆ ซึ่งจะเป็นประโยชน์สำหรับการติดตั้งระบบบนระบบ AMI ในระยะแรก

การเลือกใช้โครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารของระบบ AMI ยังได้รับอิทธิพลจากวิสัยทัศน์ระยะยาวของ กฟก. ทั่วระบบ AMI ถูกมองว่าเป็น ragazานสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าที่ความทันสมัยโดยรวม ระบบการสื่อสารจะต้องสามารถรองรับความต้องการในอนาคตและคาดว่าจะมีความยืดหยุ่นในการจัดการการใช้งานที่ไม่ใช้เพียงแค่การใช้งานในปัจจุบัน

1.2.2 ประโยชน์จากการ AMI และค่าใช้จ่ายในการลงทุน^{[1][2]}

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประโยชน์โดยทั่วไปในการกว้างขวางของระบบ AMI ซึ่งสามารถแบ่งตามผู้ได้รับประโยชน์และแบ่งตามฟังก์ชันงาน รวมถึงตัวอย่างค่าใช้จ่ายที่ลดลงจากการใช้งานระบบ AMI รวมทั้งประโยชน์ทางอ้อมซึ่งอาจจะนำมาวิเคราะห์เป็นตัวเงินได้มาก

1) ประโยชน์ของระบบ AMI แบ่งตามผู้ได้รับประโยชน์

ประโยชน์ของระบบ AMI สามารถแบ่งได้กว้างๆ ตามผู้ที่ได้รับประโยชน์ คือ ประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า และประโยชน์ต่อสังคม

- ประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า –** ระบบ AMI จะเพิ่มทางเลือกทั้งด้านอัตราค่าไฟฟ้าและบริการให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า และเพิ่มข้อมูลเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถควบคุมจัดการพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของตนเพื่อลดค่าใช้จ่าย รวมไปถึงเพื่อการตัดสินใจอื่นๆ นอกจากนี้ยังรวมไปถึงการให้บริการไฟฟ้าจะมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นและมีคุณภาพดีขึ้น การออกแบบบิลค่าไฟฟ้าก็จะมีความถูกต้องมากขึ้น และการที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถลดค่าใช้จ่ายลงได้ก็จะทำให้ราคาไฟฟ้าถูกลงซึ่งเป็นประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เช่นกัน ประโยชน์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับ สามารถสรุปได้ดังนี้

- สามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนผ่านระบบอินเทอร์เน็ต ได้ตลอดเวลา เพื่อนำมาบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าของตนเองให้เหมาะสมมากขึ้น
- สามารถเก็บข้อมูล Load Profile ของตนเองผ่านระบบอินเทอร์เน็ต เพื่อจัดทำ Demand Side Management ภายในกิจการของตนเองได้

[1] “Advanced Metering Infrastructure”, National Energy Technology Laboratory (NETL), Feb 2008

[2] “Advanced Metering Infrastructure (AMI)”, Electric Power Research Institute (EPRI), Feb 2007

3. สามารถตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้าได้
 4. เพิ่มทางเลือกในการใช้บริการต่างๆในระบบ AMI
 5. สามารถลดระยะเวลา และความเสียหายจากไฟดับได้ เนื่องจาก กฟภ. ทราบตำแหน่งจุดชำรุด ทำให้ประชาชนได้รับการบริการที่รวดเร็วขึ้น
- **ประโยชน์ต่อผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า** - ระบบ AMI ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงการจัดมิเตอร์จากการใช้พนักงานมาเป็นการอ่านมิเตอร์แบบอัตโนมัติ รวมไปถึงการเชื่อมโยงระบบบริหารจัดการและระบบสนับสนุนอื่นๆ เข้าด้วยกัน ซึ่งส่งผลให้การจดหน่วยมิเตอร์มีความถูกต้องมากขึ้น จะช่วยลดค่าใช้จ่ายต่างๆ เช่น ค่าเดินทาง ค่าฝึกอบรม ค่าประกันสุขภาพ รวมถึงค่าใช้จ่ายสนับสนุนอื่นๆที่ต้องจ่ายในการจัดมิเตอร์แบบเดิม ช่วยลดช่วงเวลาระหว่างการจัดมิเตอร์และการจ่ายเงินทำให้การหมุนเวียนของเงินดีขึ้น และยังลดความกังวลของผู้ใช้ไฟฟ้าจากการที่พนักงานจัดมิเตอร์จำเป็นต้องเข้าไปจัดมิเตอร์ในบริเวณอาคารที่พัก

ในด้านการปฏิบัติงาน ระบบ AMI จะช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทราบทันทีที่เกิดไฟฟ้าดับรวมถึงบริเวณที่เกิดไฟฟ้าดับด้วย ดังนั้นผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถส่งพนักงานออกไปช่วยเหลือแก้ไขได้อย่างรวดเร็วให้มีประสิทธิภาพ นอกเหนือไปจากนี้ด้วยระบบ AMI ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถจัดการบัญชีผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดียิ่งขึ้น ด้วยความสามารถในการตัด/ต่อ มิเตอร์ได้จากระยะไกล โดยไม่จำเป็นต้องส่งพนักงานไปดำเนินการปลดหรือต่อ มิเตอร์ตามอาคารบ้านพักอาศัยอีกด้วย ด้วยไม่จำเป็นต้องส่งพนักงานไปดำเนินการปลดหรือต่อ มิเตอร์ตามอาคารบ้านพักอาศัยอีกด้วย ก็ได้ อย่างรวดเร็วและประหยัดมากขึ้น เนื่องจากผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถเข้าถึงมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าได้จากระยะไกล และยังรวมถึงประโยชน์จากการสร้างช่องทางรายได้ใหม่ๆ เช่น ระบบ Distributed Generation บริการแบบ Prepayment หรือบริการอินเทอร์เน็ต เป็นต้น

ระบบ AMI ยังสามารถให้ข้อมูลมากมายเกี่ยวกับสภาพการใช้ไฟฟ้าและสถานะของโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเพื่อจัดการการใช้ไฟฟ้าของตน และผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าก็สามารถใช้เพื่อประกอบการตัดสินใจในการพัฒนาระบบและเพิ่มการให้บริการใหม่ๆ

นอกจากนี้ ระบบ AMI ยังช่วยให้วิศวกรสามารถรู้รายละเอียดเกี่ยวกับโหลดในระบบจำนวนหน่วยและข้อมูลเกี่ยวกับคุณภาพไฟฟ้า ซึ่งทำให้สามารถช่วยในการออกแบบขนาดของอุปกรณ์ต่างๆ ได้อย่างแม่นยำมากขึ้น และทำให้เข้าใจพฤติกรรมของระบบจำนวนหน่วยได้ดียิ่งขึ้น ข้อมูลจำนวนมากจากระบบ AMI จะช่วยผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าในด้านต่างๆ ดังนี้

- ตรวจสอบ/ประเมิน สภาพของอุปกรณ์
- ทำให้การใช้ประโยชน์สินทรัพย์คุ้มค่าขึ้น มีอายุการใช้งานมากขึ้น
- เพิ่มประสิทธิภาพของการซ่อมบำรุงอุปกรณ์ รวมถึงค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง
- ช่วยในการตรวจสอบปัญหาภายในโครงข่ายไฟฟ้า
- เพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผนพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้า

- กันหา/ระบุ ปัญหาเกี่ยวกับคุณภาพไฟฟ้า
- ตรวจสอบการละเมิดใช้ไฟฟ้า

จากตัวอย่างประโยชน์จากการ AMI ทั่วไปข้างต้น สามารถสรุปประโยชน์จากการ AMI ที่มีต่อ กฟภ. ได้ดังนี้

1. ประหยัดเวลาและลดค่าใช้จ่ายจากการอ่านมิเตอร์ ทั้งด้านค่าใช้จ่ายพนักงาน รวมถึงค่าน้ำมันและค่าใช้จ่ายพาหนะ
 2. พนักงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบ เช่น พนักงานบัญชีคุณผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่ พนักงานแผนกมิเตอร์ และพนักงานแผนกบริการลูกค้า สามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ตลอดเวลา
 3. ลดค่าใช้จ่ายต่างๆของพนักงาน ที่ใช้สำหรับการตรวจสอบมิเตอร์ของกองมิเตอร์และการไฟฟ้าเบตเนื่องจากระบบ AMI จะแจ้งให้ศูนย์กลางทราบทันทีหากมิเตอร์ชำรุด หรือมีการละเมิดใช้ไฟฟ้าดังนั้น กฟภ. จึงไม่จำเป็นต้องส่งพนักงานออกสู่มิเตอร์อีกต่อไป และเมื่อระบบ ระบบ AMI แจ้งเตือนว่าตรวจสอบมิเตอร์ชำรุดหรือพบการละเมิดใช้ไฟฟ้า กฟภ.สามารถส่งพนักงานเพื่อไปตรวจสอบและแก้ไขได้ทันที
 4. เพิ่มกระแสเงินสด เนื่องจากสามารถเรียกเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น รวมถึงรองรับการให้บริการแบบ Prepayment
 5. เพิ่มรายได้จากการให้บริการเสริมอื่นๆ
 6. ลดหน่วยสูญเสียต่างๆ เช่น จากการละเมิดใช้ไฟฟ้าหรืออุปกรณ์มิเตอร์ชำรุด เนื่องจากระบบ AMI จะแจ้งเตือนเหตุการณ์เหล่านี้ให้ กฟภ. ทราบได้ทันที และยังรวมไปถึงลดหน่วยสูญเสียในขดลวด มิเตอร์และลดความผิดพลาดในการอ่านหน่วยของมิเตอร์ด้วย
 7. สามารถนำข้อมูล Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้ามาพิจารณาเพื่อกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า
 8. สามารถนำข้อมูล Load Profile มาใช้เพื่อวางแผนการจ่ายไฟฟ้า การนำร่องรักษารายสั่งและวางแผนการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าหรือติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มขึ้น เพื่อรองรับปริมาณการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม รวมไปถึงนำมาใช้คาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต
 9. ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดความเชื่อมั่นในการอ่านหน่วยเพื่อเรียกเก็บค่าไฟฟ้าประจำเดือน และผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนเองได้เช่นกัน
- **ประโยชน์ต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม** - โดยทั่วไประบบ AMI จะทำให้เกิดประโยชน์ต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมในหลายทาง เช่น การเพิ่มประสิทธิภาพในการจ่ายและใช้ไฟฟ้า จะช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม รวมถึงการใช้งาน Distributed Generation จะช่วยกระตุ้นให้ใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานตีบেียว (Green energy sources) เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งจะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า

นอกจากนี้ด้วยระบบ Demand Response และการเปลี่ยนโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยลดค่า Peak Load เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าจะเปลี่ยนไปใช้ไฟฟ้าในช่วง Off-peak มากขึ้น ซึ่งในช่วง Peak ที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงมาก การลดความต้องการไฟฟ้าเพียงเล็กน้อย จะทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าลดลงอย่างมาก และยังช่วยลดความเป็นไปได้ที่จะเกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการ

2) ประโยชน์จากระบบ AMI แบ่งตามฟังก์ชัน

ระบบ AMI ทำให้เกิดประโยชน์หลายด้านขึ้นอยู่กับฟังก์ชันการใช้งานที่เลือกใช้ อย่างไรก็ตาม มีผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าจำนวนน้อยมากที่จะได้ประโยชน์จากทุกฟังก์ชันในระบบ AMI เนื่องจากความแตกต่างในด้านการระบบปฏิบัติการ, ความเชื่อถือได้ของโครงข่ายไฟฟ้า, ระบบ back office, ความพร้อมในด้านระบบอัตโนมัติ และประเด็นอื่นๆ ซึ่งจะแตกต่างกันในผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าแต่ละราย ประโยชน์จากระบบ AMI สามารถแบ่งตามฟังก์ชันงานต่างๆ ได้ดังนี้

- **Meter Reading** - ระบบ AMI จะช่วยลดค่าใช้จ่ายพนักงานจดมิเตอร์เกือบทั้งหมดรวมถึงค่าเดินทางด้วยนอกจากนี้ยังรวมไปถึงค่าประกันภัยค่าฝึกอบรม ค่าใช้จ่ายในการสื่อสาร เช่น ค่าโทรศัพท์ ค่าวิทยุสื่อสาร และค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกิดจากการจดมิเตอร์โดยใช้พนักงาน
- **Resource planning** - ระบบ AMI นักจัดซื้อมองเป็นเทคโนโลยีที่ทำให้เกิดอัตราค่าไฟแบบ TOU, ระบบ Demand Response และโปรแกรมเกี่ยวกับการควบคุมโหลดต่างๆ ทั้งนี้เพื่อทำให้เลื่อนหรือลดการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak และเพิ่มการใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานทางเลือกต่างๆ
- **Field Service Orders** - ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถใช้ระบบ AMI เพื่อตัดหรือต่ออุปกรณ์ที่ต้องการด้านไฟฟ้าต่างๆ ที่ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า รวมถึงเพื่ออ่านหน่วยไฟฟ้าเพื่อใช้ในการออกบิล โดยไม่จำเป็นส่งพนักงานไปดำเนินการตามอาการบ้านพักอาศัยของผู้ใช้ไฟฟ้าอีกต่อไป
- **Outage Restoration** - ระบบ AMI สามารถส่งสัญญาณเตือน (Alarm) ไปยังระบบ outage management หรือแอปพลิเคชันอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทราบเรื่องที่เกิดไฟฟ้าดับได้ ทำให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถเตรียมอุปกรณ์เพื่อซ่อมแซมระบบให้กลับมาใช้งานได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ระบบ AMI ที่มีแบบดิจิทัลและเวลาแห่ง (latency) เพียงพอจะสามารถใช้ตรวจสอบว่าช่องทางสื่อสารหรือตัวมิเตอร์ยังทำงานอยู่
- **Energy Theft and Diversion** - Smart Meter มีความสามารถในการรายงานพฤติกรรมที่น่าสงสัยว่าจะเป็นการลักลอบใช้ไฟฟ้าซึ่งถือเป็นส่วนหนึ่งของความสามารถในการอ่านแพ็กเกตข้อมูลโดยปกติของมิเตอร์ นอกจากการตรวจสอบการลักลอบใช้ไฟฟ้าแล้วยังสามารถใช้เพื่อตรวจสอบว่ามีการใช้ไฟฟ้าหรือไม่ในขณะที่ผู้พักอาศัยไม่อยู่บ้าน
- **Meter Accuracy and Registration** - Smart Meter จะมีความถูกต้องมากกว่ามิเตอร์งานหมุนทั่วๆ ไปดังนั้นจะช่วยให้การวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่มีความถูกต้องมากขึ้น นอกจากนี้ยังช่วยลดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบเหตุการณ์ผิดปกติต่างๆ เช่น under-voltage เป็นต้น

- **Billing Workload** - ระบบ AMI จะช่วยให้การประมวลข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างถูกต้อง แม่นยำและรวดเร็ว ซึ่งจะช่วยให้พนักงานของการไฟฟ้าสามารถตอบคำถามและให้ข้อมูลแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่โทรศัพท์มาร้องเรียนหรือมีข้อสงสัยเกี่ยวกับบิลค่าไฟฟ้าของตน นอกจากนี้ระบบ AMI ยังช่วยลดการร้องเรียนจากผู้ใช้ไฟฟ้าอันมีผลมาจากการผิดพลาดหรือการประมวลหน่วยไฟฟ้าจากระบบการจดมิเตอร์แบบเดิมๆ
- **Bad Debt Write-off** - ระบบ AMI มีความสามารถในการปลดโหลดจากระยะไกล ดังนั้นการไฟฟ้าสามารถปลดโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ค้างชำระค่าไฟฟ้าเกินกำหนดได้ทันที ซึ่งจากการที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าไม่ต้องเสียเวลาดำเนินการปลดโหลดจะช่วยป้องกันไม่ให้ยอดหนี้ค้างชำระมีมูลค่าเพิ่มขึ้น ซึ่งอาจส่งผลให้เป็นค่าใช้จ่ายในส่วนของหนี้เสียในยอดบัญชีประจำปีต่อไป
- **Improved Cash Flow** - ระบบ AMI มีความสามารถในการรายงานข้อมูลที่อ่านได้จากมิเตอร์อย่างถูกต้องและรวดเร็ว โดยขึ้นอยู่กับผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าว่าต้องการความถี่ในการรายงานข้อมูลแบบทุกวัน ทุกๆชั่วโมง หรือทุกๆ 15นาที เป็นต้น ซึ่งความถี่ในการได้รับข้อมูลที่ถูกต้องเหล่านี้จะช่วยลดค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการประกันคุณภาพ/ควบคุมคุณภาพ (Quality assurance / Quality Control: QA/QC) และยังช่วยลดความล่าช้าหลังจากจดมิเตอร์จนถึงการออกบิล ซึ่งช่วยเพิ่มสภาพคล่องทางการเงินให้แก่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า
- **Distribution Transformers** - ระบบ AMI จะช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าตรวจสอบภาวะ overload ของหม้อแปลงทุกๆตัวได้ ดังนั้นจะช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าวางแผนการเปลี่ยนหรืออัพเกรดหม้อแปลงในระบบจำนวนมากได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยไม่จำเป็นต้องซื้อหม้อแปลงมาสำรองไว้เกินความจำเป็น
- **Sample Testing and Load Research** - ค่าใช้จ่ายในการสุ่มตัวอย่างเพื่อทดสอบมิเตอร์จะลดลงหากมีการใช้งานระบบ AMI เนื่องจาก Smart Meter สามารถสุ่มทดสอบได้โดยใช้จำนวนกลุ่มตัวอย่างที่น้อยลง นอกจากนี้ระบบ AMI ยังช่วยลดค่าใช้จ่ายในการสำรวจสภาพโหลดในแต่ละพื้นที่ เนื่องจากไม่จำเป็นต้องเดินทางไปสำรวจข้อมูลในสถานที่จริงอีกต่อไป

3) ตัวอย่างค่าใช้จ่ายที่ลดลงจากการใช้งานระบบ AMI

ตัวอย่างค่าใช้จ่ายรายปีที่ลดลงในแต่ละฟังก์ชันของระบบ AMI ในต่างประเทศ แสดงดังตารางที่ 1.6

ตารางที่ 1.6 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

- ผู้ให้บริการค้านไฟฟ้า A ได้ประโยชน์จากโปรแกรม TOU Demand Response ซึ่งมีผู้เข้าร่วมโปรแกรมประมาณ 15% ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด
- ผู้ให้บริการค้านไฟฟ้า B ได้ประโยชน์จากโปรแกรม Direct Load Control และ TOU ซึ่งมีผู้เข้าร่วมแต่ละโปรแกรมประมาณ 20% ของจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกใช้เพียงโปรแกรมเดียวหรือทั้งสองโปรแกรมก็ได้
- ผู้ให้บริการค้านไฟฟ้า C ได้ประโยชน์จากโปรแกรม Conservation Voltage Regulation (CVR) ในสถานีไฟฟ้า 20 แห่ง โดยใช้ระบบ AMI เป็น voltage feedback loop ซึ่ง CVR ทำได้โดยอัปเกรดเป็นหน้าแปลงที่มีฟังก์ชัน tap changing control and installing capacitor control

4) ประโยชน์ทางอ้อมของระบบ AMI

นอกจากประโยชน์จากฟังก์ชันต่างๆ ที่ได้กล่าวไปข้างต้น ระบบ AMI ยังมีประโยชน์ทางอ้อมอื่นๆ ต่อทั้งผู้ให้บริการค้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งประโยชน์ทางอ้อมเหล่านี้ผู้ให้บริการค้านไฟฟ้าสามารถนำไปพิจารณาได้ แต่เป็นการยากที่จะนำมาวิเคราะห์ในการจัดทำ Business Case ด้วยอย่างประโยชน์ทางอ้อมของระบบ AMI มีดังนี้

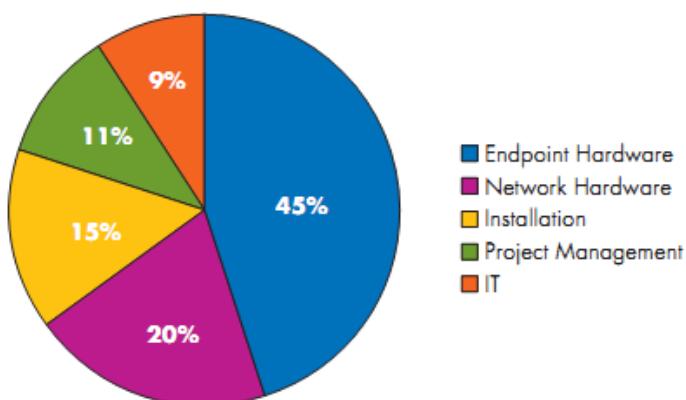
- Selectable Bill Dates : มีเตอร์ในระบบ AMI สามารถรายงานข้อมูลได้อย่างน้อยวันละ 1 ครั้ง ดังนั้นผู้ให้บริการค้านไฟฟ้าสามารถเพิ่มทางเลือกให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับวันที่ต้องการชำระค่าไฟฟ้า ซึ่งจะช่วย

ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถจัดการการหมุนเงินของตนและจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการชำระค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ส่งผลต่อการลดจำนวนลูกหนี้ของผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า

- Customer Usage Profile Information : ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถทราบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนผ่านช่องทางที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้ากำหนด เช่น ผ่านระบบอินเทอร์เน็ต ซึ่งการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถทราบข้อมูลที่ลูกค้าต้อง จะช่วยลดข้อร้องเรียนเกี่ยวกับค่าไฟฟ้าสูงเกินความเป็นจริง ซึ่งจะช่วยลดค่าใช้จ่ายและความถี่ในการตรวจสอบมิเตอร์ของผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า
- Effective Rate Design : ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถประเมินพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อที่จะเปลี่ยนแปลงอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU รวมถึงค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- Power Quality Monitoring : จากพังก์ชั่น Outage Restoration ซึ่งได้กล่าวถึงก่อนหน้านี้ ความสามารถในการตรวจพบไฟฟ้าดับของระบบ AMI จะช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้านำข้อมูลต่างๆ ที่ได้จากระบบ AMI เช่น ไฟตก, แรงดันเปลี่ยนแปลง (voltage variance) รวมถึงข้อมูลอื่นๆ เพื่อช่วยในการเฝ้าดูคุณภาพไฟฟ้าของระบบ และสามารถดำเนินการป้องกันก่อนปัญหาจะเกิดขึ้น
- Power Quality Monitoring : ระบบ AMI ช่วยให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถทราบข้อมูลที่สำคัญ เช่น ระดับแรงดันในระบบจำหน่าย, phase balance, โหลดของแต่ละหม้อแปลงและสายป้อน ซึ่งจะช่วยในการวางแผนเพื่อพัฒนาระบบจำหน่าย ได้อย่างมีประสิทธิภาพและคุ้มต่อการลงทุนมากขึ้น

5) ต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งระบบ AMI

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของการติดตั้งระบบ AMI มีทั้งค่าใช้จ่ายสำหรับฮาร์ดแวร์และค่าใช้จ่ายสำหรับซอฟต์แวร์ เช่น อุปกรณ์มิเตอร์ โครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายสื่อสาร และซอฟต์แวร์เกี่ยวกับการจัดการโครงข่าย (Network management software) รวมถึงค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง, ระบบ Data Center, ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการบริหารโครงการและค่าใช้จ่ายสำหรับระบบ IT ต่างๆ รูปที่ 1.6 แสดงรายละเอียดค่าใช้จ่ายสำหรับระบบ AMI



รูปที่ 1.6 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 ทั้งนี้ เทคโนโลยีการสื่อสารที่แตกต่างกันจะมีผลต่อค่าใช้จ่ายในการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการใช้งานระบบ AMI รวมถึงผลประโยชน์ที่จะได้รับจากการบันทึกข้อมูลการใช้ไฟฟาร่วมถึงข้อมูลเหตุการณ์ (Event) ต่างๆของมิเตอร์ มีความสามารถในการสื่อสารสองทาง รวมถึงสามารถรองรับฟังก์ชันอื่นๆ เช่น

- การตัด/ต่อมิเตอร์จากระยะไกล (Remote connection/disconnection)
- การตรวจสอบการละเมิด (Tamper Detection)
- การตรวจสอบไฟฟ้าดับ (Outage Detection)
- การอนินิเตอร์คุณภาพไฟฟ้า (Quality of supply Monitoring)
- การจำกัดการใช้ไฟฟ้า (Demand/Load Limiting)
- สามารถสื่อสารกับอุปกรณ์อื่นๆ เช่น In Home Display, อุปกรณ์ Direct Load Control หรือ อุปกรณ์คอมพิวเตอร์ (เช่น ผ่านทางอินเทอร์เน็ต) เป็นต้น
- สามารถ export ข้อมูลต่างๆ ในระบบได้
- สามารถเปลี่ยนแปลง/แก้ไขโปรแกรมเพื่อเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ต่างๆ ของมิเตอร์ได้ เช่น เปลี่ยนช่วงเวลาการส่งข้อมูลและการจำกัดโหลดการใช้ไฟฟ้า เป็นต้น
- สามารถทำงานร่วมกับ Home Area Network (HAN) เพื่อควบคุมระบบไฟฟ้าภายในบ้าน
- รองรับบริการแบบ Prepayment

ฟังก์ชันเหล่านี้ถือเป็นฟังก์ชันพื้นฐานหรือเป็นบริการในระดับสูงของระบบ AMI ซึ่งหากพิจารณาให้ลึกมากขึ้น เอกสาร “Guidelines on Advanced Metering Infrastructure Version 2.0” ของ Electricity Commission ซึ่งเป็นเอกสารที่ให้รายละเอียดเพื่อแนะนำระบบ AMI โดยจะอ้างอิงถึงความต้องการในประเทคนิซีแลนด์เป็นหลัก ได้เสนอแนะคุณลักษณะ (Attribute) ที่สำคัญในประเด็นต่างๆของระบบ AMI ไว้ ซึ่งรายละเอียดจะอยู่ในภาคผนวก ก.

1.2.4 บทสรุป

ระบบ AMI เป็นระบบการวัดที่เก็บรวบรวมและวิเคราะห์การใช้พลังงานผ่านเทคโนโลยีระบบสื่อสารชนิดต่างๆ เพื่อให้การดูแล ควบคุมอุปกรณ์ และการบริหารการใช้ทรัพยากรให้เป็นไปอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพที่ดียิ่งขึ้น ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทั่วโลกมักพิจารณาระบบ AMI ว่าเป็นก้าวแรกในการไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะซึ่งควรจะต้องสร้างและพัฒนาอยู่เป็นอันดับแรก เนื่องจากการสร้างระบบ AMI จะเป็นการสร้างโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ ที่จำเป็นระหว่างผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า และจะเป็นพื้นฐานให้แก่ระบบงานที่สำคัญอื่นๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น Distribution Automation (DA), Distributed Generation (DG) และการใช้งานร่วมตัวไฟฟ้าเป็นต้น ระบบ AMI ยังช่วยแก้ปัญหาจากระบบมิเตอร์จำนวนหมุนเดิม เนื่องจากระบบ AMI ซึ่งจะใช้งาน Smart Meter แทน มิเตอร์จำนวนหมุน ทำให้การวัดหน่วยไฟฟ้ามีความถูกต้องมากขึ้น สามารถตรวจสอบการทำงานและเม็ด บัญชาไฟฟ้าด้วย และเหตุการณ์ผิดปกติต่างๆ ได้ และที่สำคัญการส่งข้อมูลหน่วยไฟฟ้าที่วัดได้มายัง Data Center ของ กฟภ. โดยอัตโนมัติ จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการจดหน่วย และยังเพิ่มความสะดวกในการบริหารจัดการได้ นอกจากนี้ ระบบ AMI ยังเป็นพื้นฐานให้ กฟภ. สามารถให้บริการเสริมต่างๆ เช่น บริการใช้ไฟฟ้าแบบ Prepayment หรือบริการโครงข่ายความเร็วสูง เป็นต้น

1.3 ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System)

ปัจจุบัน ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load profile) ของประเทศไทย จะมีช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) อยู่ประมาณ 2 ชั่วโมง คือ ช่วงบ่าย และช่วงหัวค่ำ ซึ่งจะมีความต้องการไฟฟ้าสูงกว่าช่วงอื่นๆ อยู่มาก โดยเฉพาะช่วงกลางคืนถึงเช้าที่ความต้องการไฟฟ้าจะมีน้อยมาก ดังนั้น ในช่วง Peak Load จึงจำเป็นต้องเดินทางไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงเพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ ส่งผลให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าสูง และอาจจำเป็นต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้า รวมทั้งสถานีไฟฟ้า และระบบอื่นๆเพิ่มเติมเพื่อรับรองรับโหลดในช่วง Peak Load ซึ่งจะมีระยะเวลาเพียงไม่กี่ชั่วโมงต่อวัน ในขณะที่ในช่วง off-peak ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าน้อย กำลังผลิตจะสูงกว่าความต้องการไฟฟ้ามาก ดังนั้น กำลังผลิตส่วนใหญ่จึงไม่ได้ถูกใช้ประโยชน์ในช่วงนี้ จึงเป็นที่มีของ การนำระบบกักเก็บพลังงานมาช่วยในการปรับลักษณะการใช้ไฟฟ้าให้ช่วง Peak Load และช่วง off-peak มีโหลดไกล์เคิงกันมากขึ้น

ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ในที่นี้หมายถึงระบบกักเก็บพลังงานของโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Energy Storage) ซึ่งเป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ภายในโครงข่ายไฟฟ้า โดยระบบกักเก็บพลังงานจะสะสมพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีระบบมีความต้องการไฟฟ้าต่ำ ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าจะสูงกว่าความต้องการไฟฟ้า เช่น ช่วงกลางคืนถึงเช้า จากนั้นระบบกักเก็บพลังงานจะจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เก็บสะสมไว้เข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ในช่วง Peak Load ซึ่งความต้องการไฟฟ้าสูงกว่ากำลังผลิตไฟฟ้า หรือจำเป็นต้องเดินทางไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงเพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ ด้วยระบบกักเก็บพลังงานดังกล่าวจะช่วยให้การผลิตไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องปรับเปลี่ยนกำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงที่กว้างมากนัก โดยจะทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มคงที่มากขึ้น และทำให้ต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตไฟฟ้าลดลง ในระบบจำหน่าย ระบบกักเก็บพลังงานยังช่วยลดผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในกรณีที่ระบบไฟฟ้าเกิดปัญหาชั่วขณะ เช่น แรงดันหรือความถี่ตก เป็นต้น นอกจากนี้ ระบบกักเก็บพลังงานดีอีกสิ่งหนึ่งในการรองรับ Distributed Energy Resource ต่างๆ โดยเฉพาะแหล่งผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และ

พลังงานลมซึ่งกำลังการผลิตขึ้นอยู่กับสภาพอากาศจะมีความผันผวนสูง ซึ่งระบบกักเก็บพลังงานจะมีส่วนช่วยลดผลกระทบจากการผันผวนดังกล่าว ได้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าควรจะตอบสนองกับความต้องการไฟฟ้าในขณะนี้ และโครงข่ายไฟฟ้าจะต้องรองรับการเชื่อมต่อกับ Distributed Energy Resource (DER) ต่างๆ โดยเฉพาะแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น โซลาร์เซลล์ และ กังหันลม เพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานที่สะอาดมากขึ้น ดังนั้น ระบบกักเก็บพลังงาน จึงถือเป็นสิ่งจำเป็นเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ดังกล่าว

1.3.1 เทคโนโลยีของระบบกักเก็บพลังงาน

เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้ามีหลายเทคโนโลยี ทั้งที่เป็นเทคโนโลยีที่มิใช้งานจริง แล้วในระบบกักเก็บพลังงานและเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างการพัฒนาสาขิตการใช้งาน ดังรายละเอียดต่อไปนี้

แบตเตอรี่ เป็นเทคโนโลยีที่เก็บพลังงานในรูปของปฏิกิริยาเคมีไฟฟ้า มีข้อดีคือ ลักษณะด้านแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่าต่อการนำไปใช้งานคือค่อนข้างให้แรงดันสม่ำเสมอ มีขนาดที่ไม่ใหญ่นัก และเป็นเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาตลอดเวลา แต่ก็มีข้อด้อยคือ มีร่องการใช้งานจำกัด ระบบค่อนข้างซับซ้อนหากต้องการแบตเตอรี่ที่มีขนาดแรงดันและกระแสสูง และอาจก่อให้เกิดผลพิษต่อสิ่งแวดล้อม แบตเตอรี่เหมาะสมกับระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาดใหญ่ (มากกว่า 1 MWh ขึ้นไป) และต้องการจ่ายพลังงานเป็นระยะเวลาก่อนข้างนาน (เช่น 15 นาทีขึ้นไป) ในขณะที่การชาร์จประจุใหม่จำเป็นต้องชาร์จอย่างรวดเร็ว ซึ่งเป็นลักษณะที่เหมาะสมต่อการใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานเพื่อช่วยในการลด Peak ในช่วง Peak Load และชาร์จประจุใหม่ในช่วงกลางคืนซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าต่ำ

แบตเตอรี่ยังสามารถแบ่งได้เป็นหลายประเภทตามชนิดของการเคมีที่ใช้ ซึ่งที่พบว่ามิใช้ในระบบกักเก็บพลังงานทั่วๆ ไป มีดังนี้

1) แบตเตอรี่ Lead-Acid เป็นเทคโนโลยีที่มิใช้มากกว่า 100 ปีแล้ว และถือเป็นแบตเตอรี่ที่มีการใช้งานแพร่หลายมากที่สุดในปัจจุบัน โดยเฉพาะในรถยนต์ทั่วไป มีข้อดีคือราคาถูกและสะดวกในการนำไปใช้งาน แต่ก็มี Power Density และ Energy Density ต่ำมาก ทำให้ต้องการแบตเตอรี่ขนาดใหญ่มากหากจะใช้งานกับระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ นอกจากนี้แบตเตอรี่ Lead-Acid ยังมีรอบอายุการใช้งานต่ำ และต้องการการบำรุงรักษาสูง ดังนั้น แบตเตอรี่ Lead-Acid จึงเหมาะสมกับระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาดเล็กหรือต้องการการจ่ายพลังงานต่อเนื่องเพียงช่วงเวลาไม่นานนัก

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



รูปที่ 1.7 แบตเตอรี่ Lead-Acid

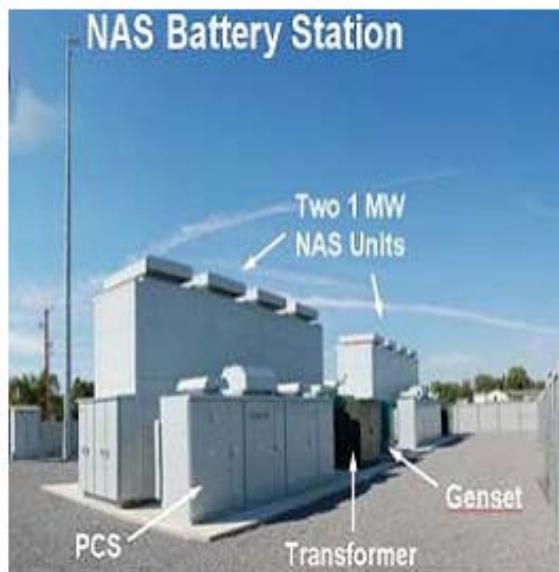
2) แบตเตอรี่ Nickel-Cadmium เป็นอีกหนึ่งเทคโนโลยีที่มีการใช้งานกันมานานแล้ว มีข้อดีคือ ค่อนข้างแข็งแรงทนทาน มี Power Density, Energy Density และรอบอายุการใช้งาน ดีกว่าแบตเตอรี่ Lead-Acid แต่ก็มีราคาสูงกว่าเซ็นเซ่น ทำให้ยังมีการใช้งานที่ไม่แพร่หลายนักในเชิงพาณิชย์

3) แบตเตอรี่ Lithium-ion เป็นเทคโนโลยีที่มีการใช้งานเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในปัจจุบัน โดยเฉพาะการนำมาใช้เป็นแบตเตอรี่สำหรับอุปกรณ์เคลื่อนที่ขนาดพกพาต่างๆ เช่น โทรศัพท์เคลื่อนที่ คอมพิวเตอร์ Notebook เนื่องจากมีข้อดี คือ มี Power Density, Energy Density สูง โดยเฉพาะอุปกรณ์เคลื่อนที่ขนาดพกพาซึ่งต้องการความจุแบตเตอรี่ไม่สูงนัก แบตเตอรี่ Lithium-ion จะมีขนาดเล็กและน้ำหนักเบา นอกจากนี้ ยังมีอายุการใช้งานยาวนาน มีอัตราการประจุด้วยตัวเองต่ำ และมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาต่ำ

ข้อด้อยของแบตเตอรี่ Lithium-ion คือ มีการเสื่อมอาชญาเมี้ยงมีการใช้งาน และแบตเตอรี่จะเสื่อมอย่างรวดเร็วหากใช้งานที่อุณหภูมิสูงหรือต่ำ度过ปกติ แบตเตอรี่ Lithium-ion ยังเสียหายได้ง่ายเมื่อเป็นต้องมีวงจรป้องกันประกอบอยู่ด้วย รวมถึงของเหลวที่ใช้เป็นสารละลายไฟฟ้ามีคุณสมบัติดีไฟได้จึงอาจทำให้เกิดอันตรายหากมีการรั่วไหล ในด้านราคาของ แบตเตอรี่ Lithium-ion ถือว่ามีราคาค่อนข้างสูง จึงยังไม่ค่อยเป็นที่นิยมในการใช้งานเพื่อเป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่มากนัก แต่แนวโน้มการพัฒนาของแบตเตอรี่ Lithium-ion ที่เป็นไปอย่างรวดเร็ว โดยเฉพาะการพัฒนาเพื่อรับรองเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้าน่าจะทำให้ราคาของแบตเตอรี่ Lithium-ion ลดลงอย่างต่อเนื่องในอนาคตอันใกล้

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

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



รูปที่ 1.8 ตัวอย่าง NAS battery station สำหรับระบบกักเก็บพลังงาน

ข้อมูลด้านคุณสมบัติและเทคโนโลยีของแบบเตอร์เร่แต่ละประเภทดังสรุปได้ในตารางที่ 1.7 และ 1.8

ตารางที่ 1.7 คุณสมบัติในด้านต่างๆ ของแบบเตอร์เร่แต่ละประเภท

	Summary Description (Discharge Period)	Potential Application Demand	Flywheels		Batteries				
			Fast	Slow	Li-ion	PbC	ZnBr	NaS	LAB
Generation Applications	Governor response (< 15 minutes)	1-5% of system generating capacity	●	○	●	○	○	○	○
	Frequency regulation (15 to 30 minutes)	1-2% of system peak power	○	●	●	○	○	○	○
	Spinning reserves (15 to 30 minutes)	Matched to largest facility in control area	○	●	●	○	○	○	○
	Balancing, real-time dispatch (1 hour or more)	2-3% of system generating capacity	○	●	○	○	○	○	○
	Intra-day production shifting (6 to 12 hours)	30-50% of renewable generating capacity	○	○	●	●	●	○	○
Transmission Applications	Renewables buffering (6 to 12 hours)	20-30% of renewable peak power generation	○	○	●	●	○	○	○
	Congestion relief (1 hour or more)	Matched to typical congested power on path	○	●	○	○	○	○	○
	Transmission reliability (< 15 minutes)	Matched to typical congestion patterns	●	○	●	○	○	○	○
	Transmission upgrade deferral (1 hour or more)	Defer transmission line upgrade or construction	○	●	●	●	●	●	○
	Substation upgrade deferral (1 hour or more)	Defer substation upgrade or construction	○	●	●	●	●	●	○
End User Applications	Distributed renewable storage (1 hour or more)	Difference between peak generation and peak use	○	●	●	●	●	○	○
	Distributed demand shifting (1 hour or more)	Equal to or less than peak load	○	●	●	●	●	●	○
	Distributed power backup (< 15 minutes)	Equal to peak load protection	●	●	●	○	○	○	○
	Transit system applications (< 15 minutes)	10 MW per station	●	○	●	○	○	○	○
	● Signifies a targeted use or principal targeted use								
	○ Signifies a secondary use or secondary targeted use								

- Signifies a targeted use or principal targeted use
- Signifies a secondary use or secondary targeted use

ตารางที่ 1.8 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.

1.3.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการระบบกักเก็บพลังงาน

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประโยชน์โดยทั่วไปของการใช้ระบบกักเก็บพลังงานที่มีการบูรณาการกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

- รองรับการทำ Peak Shaving โดยการชาร์จประจุแบตเตอรี่ในช่วง Off-peak ที่มีพลังงานไฟฟ้าเหลือ เพื่อนำมาจ่ายช่วงระบบในช่วง Peak Load ซึ่งจะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่อง โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูงลงได้ และยังช่วยลดการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ของระบบไฟฟ้าได้อีกด้วย
- รองรับการเชื่อมต่อของ Distributed Energy Resource (DER) ต่างๆ โดยเฉพาะแหล่งผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และพลังงานลมซึ่งกำลังการผลิตขึ้นอยู่กับสภาพอากาศซึ่งมีความผันผวนสูง
- ช่วยบรรเทาปัญหาในระบบไฟฟ้า โดยระบบกักเก็บพลังงานสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อช่วยระบบไฟฟ้าได้ในกรณีที่เกิดความขัดข้อง
- ช่วยเพิ่มคุณภาพไฟฟ้าและความเสื่อมอีกด้วยของระบบไฟฟ้า
- ความสามารถในการช่วยรองรับการเชื่อมต่อกับ DER จะทำให้มีการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ซึ่งถือเป็นประโยชน์ต่อสังคมในด้านการช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่ชั้นบรรยากาศ

1.3.3 บทสรุป

ระบบกักเก็บพลังงานในโครงข่ายไฟฟ้าถือเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยเฉพาะการนำมาใช้งานเพื่อรับการทำ Peak Shaving (เพื่อช่วยลดความต้องการไฟฟ้าในช่วง Peak Load ทำให้ช่วยลดการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ของระบบไฟฟ้าได้ และยังช่วยลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากการเดิน โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูง เช่น โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง นอกจากนี้ ระบบกักเก็บพลังงานยังถือ

เป็นสิ่งจำเป็นในการรองรับการเชื่อมต่อของ Distributed Energy Resource (DER) ต่างๆ โดยเฉพาะแหล่งพลังงานที่มีความผันผวนสูง จึงจำเป็นต้องมีระบบกักเก็บพลังงานเพื่อช่วยลดผลกระทบจากความผันผวนดังกล่าว ดังนั้น แนวโน้มในอนาคตซึ่งจะมุ่งไปสู่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดมากขึ้น ระบบกักเก็บพลังงานจึงถือเป็นสิ่งที่มีความสำคัญอย่างยิ่งที่ กฟภ. จะต้องเตรียมการศึกษาและทดสอบเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานต่างๆ รวมถึงรูปแบบการบูรณาการกับระบบอื่นๆ ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ดังนั้น เพื่อรองรับการใช้งานจริงของระบบกักเก็บพลังงานในอนาคต กฟภ. จึงมีแผนจัดทำโครงการนำร่องระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อศึกษาความเป็นไปได้และทดสอบการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานซึ่งมีหลายเทคโนโลยีที่มีข้อดีและข้อด้อยแตกต่างกัน เพื่อที่จะได้ทราบถึงข้อดี ข้อด้อย และปัญหาต่างๆ เพื่อเป็นประโยชน์สำหรับ กฟภ. ใน การเตรียมการเพื่อรองรับการขยายการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในพื้นที่อื่นๆ ต่อไป

1.4 ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องหรือ Outage Management System (OMS) เป็นจุดบันทึกที่ให้ใช้ระบบ OMS เป็นเครื่องมือที่สำคัญที่สุดในเรื่องของการบริหารจัดการและดำเนินการพัฒนาและกำหนดค่ามาตรฐานต่างๆ เนื่องจากเป็นระบบที่รวมเอากระบวนการทำงานที่เป็นมาตรฐาน 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 นอกจากนี้ เมื่อมีระบบ AMI ข้อมูลจากระบบ AMI จะมีส่วนเสริมหรือทำให้ระบบ OMS พัฒนาขึ้นไปอีกในเรื่องของการใช้ประโยชน์จากข้อมูลสถานะของมิเตอร์

1.4.1 การพัฒนาระบวนการสู่ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

ในส่วนนี้จะเน้นการทำงานที่เชื่อมโยงกับงาน Outage Management คือการพัฒนาระบวนการและเครื่องมือเพื่อให้เจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานภาคสนามสามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยเน้นเรื่องการติดต่อสื่อสาร/ประสานงาน และระบบข้อมูลที่ใช้ประกอบในการตัดสินใจเมื่ออยู่ภาคสนาม ซึ่งในปัจจุบันความก้าวหน้าด้านระบบเทคโนโลยีสารสนเทศและสื่อสารช่วยให้งานด้าน Mobile Workforce สามารถใช้ข้อมูลได้เช่นเดียวกับเจ้าหน้าที่ที่ประจำที่ศูนย์ควบคุม โดยประโยชน์ของระบบ Mobile Workforce เช่น

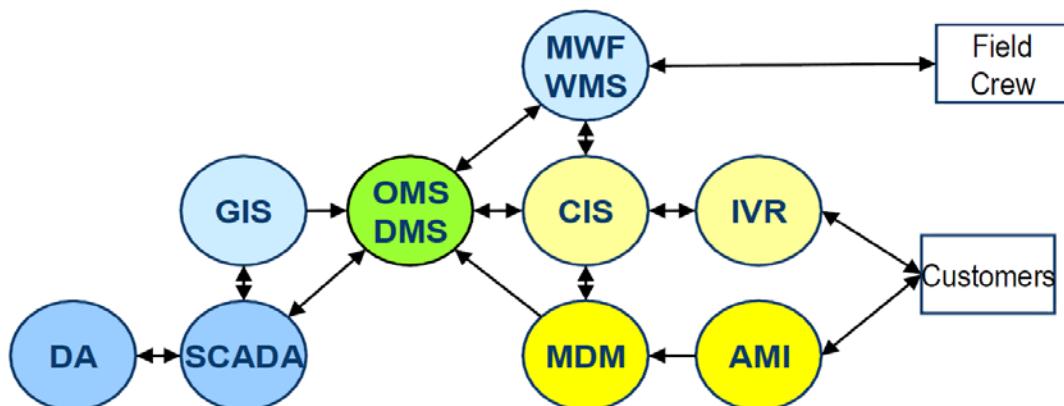
- ทราบ Fault Location ที่แน่นอน
- ข้อมูลการเชื่อมโยงโครงข่าย

- วิเคราะห์สถานะของปั๊มaha
- ผลกระทบต่อโครงข่ายและผู้ใช้ไฟ
- ผลลัพธ์จากการแก้ไข
- การรายงานและยืนยันการแก้ไข



รูปที่ 1.9 ตัวอย่างหน้าจอระบบ Mobile Workforce

ระบบแก้ไขปั๊มahaไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ คือ การทำให้รอดูนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องสามารถดำเนินการแก้ไขปั๊มahaขัดข้องต่างๆได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยใช้ข้อมูลที่มือถือให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยเฉพาะข้อมูลจากระบบ OMS ซึ่งจะนำข้อมูลจาก Smart Meter ในระบบ AMI มาใช้ประโยชน์ในการ Monitor ไฟฟ้าขัดข้อง และ Map กับแผนที่เพื่อให้ทราบตำแหน่งที่เกิดปั๊มahaไฟฟ้าขัดข้องมากขึ้น รูปที่ 1.10 แสดงตัวอย่างความสัมพันธ์โดยรอบระบบ OMS



รูปที่ 1.10 ตัวอย่างความสัมพันธ์โดยรอบระบบ OMS

เมื่อเกิดเหตุภัยธรรมชาติไฟฟ้าขัดข้องในระบบจำหน่ายซึ่งทำให้เกิดไฟฟ้าดับที่บ้านผู้ใช้ระบบ OMS จะสามารถทราบเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องและดำเนินการแก้ไขทันที จากนั้น พนักงานซึ่งจำหน่ายที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไขจะตรวจสอบข้อมูลต่างๆ ที่มีอยู่ และรายงานสภาพจุดเกิดเหตุและกำหนดทิศทางการทำงานไปยังพนักงานซึ่งประจำอยู่ที่รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องที่อยู่ใกล้กับจุดเกิดเหตุที่สุดเข้าไปยังจุดเกิดเหตุทันที ซึ่งพนักงานในรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องจะติดต่อสื่อสารกับพนักงานที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไขโดยย่างต่อเนื่องเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลกัน รวมทั้งสามารถเชื่อมต่อเข้าไปยังฐานข้อมูลต่างๆ ได้ทันที เพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างรวดเร็วที่สุด ดังนั้น สิ่งสำคัญสำหรับระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะคือ ระบบการจัดการพนักงานแก้ไขซึ่งจะต้องนำข้อมูลที่มีอยู่ทั้งหมดมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง และระบบสื่อสารที่จะต้องเชื่อมโยงระหว่างพนักงานซึ่งประจำอยู่ที่รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องกับฐานข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็น

1.4.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

การใช้งานระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะจะมีจุดประสงค์หลัก คือ การช่วยลดระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่งแต่เดิมจะใช้เวลาค่อนข้างนานทั้งการตรวจสอบหาจุดที่เกิดปัญหาและการตรวจสอบหาสาเหตุของปัญหา แต่ในระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะนี้ จะใช้ข้อมูลที่มีอยู่ทั้งหมดเพื่อช่วยในการดำเนินการที่เกิดปัญหา รวมถึงสามารถช่วยในการตรวจสอบหาสาเหตุของปัญหาได้อีกด้วย ดังนั้น การใช้งานรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะจะสามารถลดระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องลงได้อย่างมาก ซึ่งจะส่งผลต่อความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะมีเพิ่มขึ้น

นอกจากนี้ การลดระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องในแต่ละครั้ง ยังช่วยลดค่าแรงของบุคลากรและค่าใช้จ่ายพาหนะในการออกไปแก้ไขปัญหาให้กับ กฟภ. ได้อีกด้วยหนึ่ง

1.4.3 บทสรุป

การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดถือเป็นแนวโน้มในอนาคตที่ทั่วโลกให้ความสำคัญอย่างมาก เนื่องจากภาวะโลกร้อนในปัจจุบันที่เกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่ชั้นบรรยากาศโลกเป็นจำนวนมาก ประเทศไทยยุโรปเองได้ตั้งเป้าหมายว่าการผลิตไฟฟ้าจะต้องใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นสัดส่วนอย่างน้อยร้อยละ 20 ภายในปี 2020 รวมไปถึงเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้าที่กำลังเป็นเรื่องที่ทั่วโลกให้ความสนใจเป็นอย่างมาก ดังนั้น จึงถือเป็นสิ่งสำคัญที่ กฟภ. จะต้องให้ความสำคัญกับการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

ปัจจุบัน การแก้ไขปัญหาในกรณีที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องของ กฟภ. ยังทำได้ค่อนข้างลำบาก ตั้งแต่การตรวจสอบเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง การตรวจสอบหาพื้นที่ที่เกิดปัญหาเพื่อหาสาเหตุที่ทำให้เกิดไฟฟ้าขัดข้อง รวมถึงการวิเคราะห์สาเหตุที่แท้จริงเพื่อที่จะดำเนินการแก้ไขปัญหาได้ ทำให้บางครั้งการเกิดไฟฟ้าขัดข้องกินเวลาค่อนข้างนานกว่าจะตรวจสอบพบตำแหน่งเกิดเหตุ และทราบสาเหตุที่แน่ชัดของปัญหา รวมทั้งระยะเวลาที่ใช้ในการแก้ไขปัญหาด้วย

แต่ด้วยการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยเฉพาะระบบ OMS ซึ่งสามารถนำข้อมูลสถานะของมิเตอร์จากระบบ AMI มา Monitor การเกิดเหตุการณ์และตำแหน่งที่เกิดไฟฟ้าขัดข้องได้รวมถึงข้อมูลจากระบบอื่นๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะก็มีส่วนช่วยในการหาสาเหตุของการเกิดไฟฟ้าขัดข้องได้ดังนี้ หากมีการตั้งระบบการจัดการพนักงานแก้ไขเพื่อคุยกับกำหนดทิศทางการทำงานให้กับพนักงานในรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง โดยอ้างอิงสภาพจุดเกิดเหตุจากฐานข้อมูลที่มีอยู่ หรือการที่พนักงานในรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องสามารถเชื่อมต่อมาบังฐานข้อมูลเพื่อคุยกับฐานข้อมูลที่ต้องการได้ทันทีจะช่วยให้แก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องทำให้อายุร่วมกันและมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยระบบการบริหารจัดการรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องดังกล่าวอาจเรียกว่า รถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะหรือ Mobile Workforce Management

ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ นอกจากระยะเวลาในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องลงได้อย่างมากแล้ว ยังทำให้เกิดการเพิ่มคุณภาพการบริการให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งส่งผลต่อความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้าที่จะมีเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ยังช่วยลดค่าใช้จ่ายในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องแต่ละครั้งลงได้อีกด้วย

1.5 ระบบ Solar Rooftop

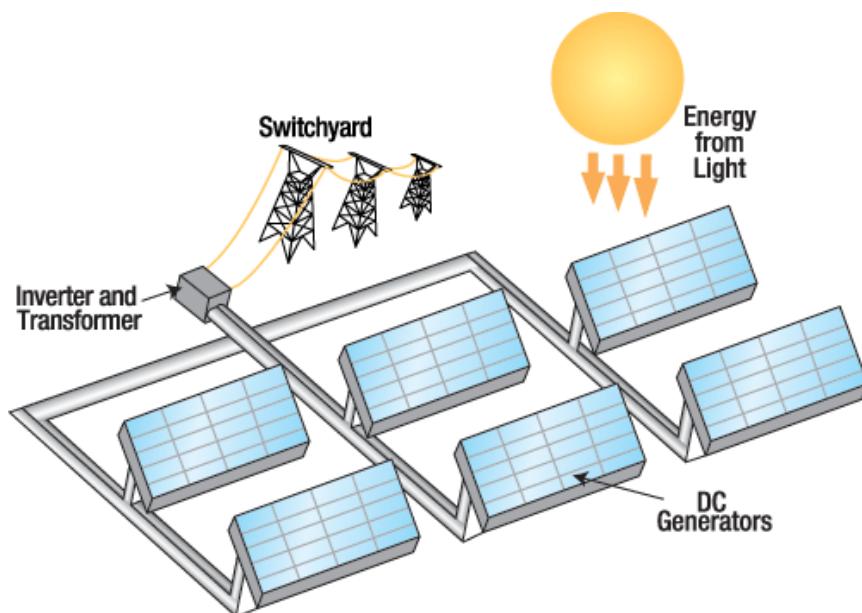
ปัจจุบัน ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load profile) ของประเทศไทย จะมีช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) อยู่ประมาณ 2 ชั่วโมง คือ ช่วงบ่าย และช่วงหัวค่ำ ซึ่งจะมีความต้องการไฟฟ้าสูงกว่าช่วงอื่นๆ อยู่มาก โดยเฉพาะช่วงกลางคืนที่ความต้องการไฟฟ้าจะมีน้อยมาก ดังนั้น ในช่วง Peak Load จึงจำเป็นต้องเดินโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงเพื่อผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ ส่งผลให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าสูง และอาจจำเป็นต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้า รวมทั้งสถานีไฟฟ้า และระบบอื่นๆ เพิ่มเติมเพื่อรับรองรับโหลดในช่วง Peak Load ซึ่งจะมีระยะเวลาเพียงไม่กี่ชั่วโมงต่อวัน ในขณะที่ในช่วง Off-peak ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าน้อย กำลังผลิตจะสูงกว่าความต้องการไฟฟ้ามาก ดังนั้น กำลังผลิตส่วนใหญ่จึงไม่ได้ถูกใช้ประโยชน์ในช่วงนี้ จึงเป็นที่มีของน้ำหนักกับภาระงานมาช่วงในการปรับลักษณะการใช้ไฟฟ้าให้ช่วง Peak Load และช่วง off-peak มีโหลดใกล้เคียงกันมากขึ้น รวมถึงแนวโน้มการผลิตไฟฟ้าในอนาคตจะหันมาใช้แหล่งพลังงานสะอาด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมมากขึ้น เพื่อช่วยลดผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้าที่มีต่อสิ่งแวดล้อม

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

1.5.1 เทคโนโลยีระบบ Solar Rooftop

ระบบ Solar Rooftop จะมีลักษณะเดียวกับระบบโซลาร์เซลล์ทั่วๆ ไป เพียงแต่จะเน้นไปที่การติดตั้งแพง Photovoltaic ไว้บริเวณบนหลังคา เพื่อเป็นการใช้งานพื้นที่ที่มีอยู่จำกัดให้คุ้มค่าที่สุด ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจาก

แสงอาทิตย์นี้น แสง Photovoltaic ซึ่งเป็นอุปกรณ์สารกึ่งตัวนำจะทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงที่รับได้ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยใช้原理การณ์ Photovoltaic โดยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแสง Photovoltaic จะเป็นไฟกระแสตรง ซึ่งสามารถนำไปเก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่ได้โดยตรง เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่ไม่สามารถควบคุมได้ ว่าแสงอาทิตย์จะมีช่วงใดบ้าง ดังนั้น โดยปกติแล้วการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์จำเป็นต้องมีแบตเตอรี่เพื่อเก็บสะสมพลังงานไปใช้ช่วงที่ต้องการโดยเฉพาะในตอนกลางคืนที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ได้ สำหรับการนำไปใช้งานกับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ โดยตรง หรือการจ่ายพลังงานช่วงระบบไฟฟ้าในช่วง Peak Load ซึ่งต้องการไฟฟ้ากระแสลับ จำเป็นต้องมีอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้าเป็นกระแสลับที่ ซึ่งโดยทั่วไปจะเรียกอุปกรณ์ดังกล่าวว่า Inverter และอาจจำเป็นต้องมีหม้อแปลงเพื่อปรับระดับแรงดันให้เหมาะสมกับการนำไปใช้งานด้วย



รูปที่ 1.11 การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์

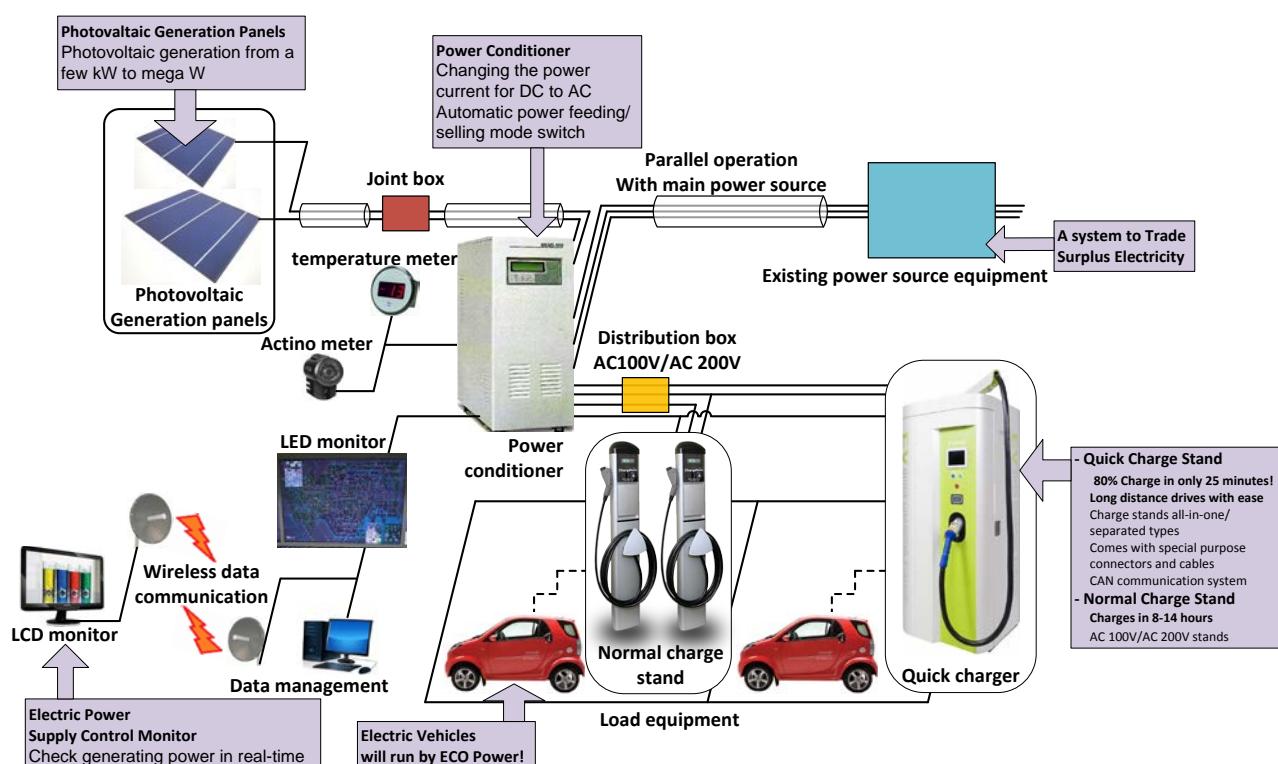
การที่แสง Photovoltaic สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุดได้นี้น แสงจะต้องรับแสงอาทิตย์มากที่สุด ดังนั้น ผู้ออกแบบจะต้องคำนวณหาปริมาณรังสีแสงอาทิตย์ที่ต้องการบนแผง Photovoltaic ในแต่ละสถานที่ติดตั้ง เพื่อหามุมเอียงและทิศที่จะติดตั้งให้ได้ผลผลิตของไฟฟ้ามากที่สุด ซึ่งอาจจะทำได้โดยการคำนวณด้วยมือ การทดสอบในห้องทดสอบ หรือการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ในการช่วย โดยอ้างอิงถึงแต่ละภูมิอากาศและภูมิประเทศเป็นสำคัญ ทั่วไปแล้วค่าทิศได้ของอาคารจะรับแเดดได้มากที่สุดทั้งวัน แม้ว่าทิศตะวันตกและทิศตะวันออกของอาคารจะรับรังสีมากกว่าในบางช่วงเวลา ทั้งนี้จะต้องคำนึงถึงเงาที่เป็นผลเนื่องจากการข้างเคียงหรือรูปแบบอาคารที่ติดตั้งด้วย ประสิทธิภาพของแผง Photovoltaic จะลดลงเมื่อแผงมีความร้อนเกินไป ดังนั้นการออกแบบแผง Photovoltaic ควรที่จะออกแบบให้มีการระบายอากาศได้เพียงอย่างเหมาะสมเพื่อไม่ให้เกิดการสะสมความร้อนมากเกินไป

ปกติแล้วการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์โดยใช้แผง Photovoltaic จะได้กำลังไฟฟ้าที่ไม่สูงนัก ดังนี้ การใช้ระบบ Solar Rooftop เพื่อนำมาจ่ายช่วงระบบไฟฟ้าในช่วง Peak Load จึงอาจจะช่วยได้มากนัก เนื่องจากหากต้องการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่ทำให้ได้กำลังไฟฟ้าสูงจำเป็นต้องมีแผง Photovoltaic จำนวนมาก ซึ่งต้องการพื้นที่ขนาดใหญ่ และมีค่าใช้จ่ายสูง อีกทั้งระบบ Solar Rooftop จะมีประโยชน์มากกว่าในการนำมาจ่ายไฟให้กับเครื่อง

ชาร์จไฟแบบเร็วสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าเป็นการใช้พลังงานที่สะอาดอย่างแท้จริง ทั้งนี้ยังรวมถึงการช่วย Balancing ในระบบไฟฟ้า ซึ่งไม่จำเป็นต้องมีขนาดกำลังไฟฟ้าที่มากนัก ด้วยสถานีชาร์จไฟแบบเร็วพลังงานแสงอาทิตย์ และด้วยแนวทางการเชื่อมต่อระหว่าง Photovoltaic กับสถานีชาร์จไฟดังแสดงในรูปที่ 1.12 และ 1.13 ตามลำดับ



รูปที่ 1.12 ด้วยสถานีชาร์จไฟแบบเร็วพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 1.13 ด้วยแนวทางการเชื่อมต่อระหว่าง Photovoltaic กับสถานีชาร์จไฟ

1.5.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากระบบ Solar Rooftop

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประโยชน์โดยทั่วไปของการใช้ระบบ Solar Rooftop ที่มีการบูรณาการกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

- รองรับการทำ Peak Shaving โดยผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในช่วงที่มีแสงอาทิตย์ตลอดทั้งวัน และเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้าไว้ในแบบเตอร์ เพื่อนำมาจ่ายช่วงระบบไฟฟ้าในช่วง Peak Load
- ช่วยบรรเทาปัญหาในระบบไฟฟ้า โดยนำพลังงานที่เก็บสะสมไว้มาจ่ายช่วงระบบไฟฟ้าได้ในกรณีที่เกิดความขัดข้อง เช่น การช่วย Balancing ในระบบไฟฟ้า
- นำพลังงานที่ผลิตจากแสงอาทิตย์มาจ่ายไฟให้กับเครื่องชาร์จไฟแบบเร็วสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าเป็นการใช้พลังงานที่สะอาดและไม่มีการปล่อยมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมอย่างแท้จริง
- ก่อให้เกิดภาพลักษณ์ที่ดีของ กฟภ. ต่อสังคม ในการแสดงให้เห็นถึงความมุ่งมั่นในการเปลี่ยนไปใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าที่สะอาดมากขึ้น

1.5.3 บทสรุป

การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดถือเป็นแนวโน้มในอนาคตที่ทั่วโลกให้ความสำคัญอย่างมาก เนื่องจากภาวะโลกร้อนในปัจจุบันที่เกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่ชั้นบรรยากาศโลกเป็นจำนวนมาก ประเทคโนโลยีและสถาปัตยกรรมได้ตั้งเป้าหมายว่าการผลิตไฟฟ้าจะต้องใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นสัดส่วนอย่างน้อยร้อยละ 20 ภายในปี 2020 รวมไปถึงเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้าที่กำลังเป็นเรื่องที่ทั่วโลกให้ความสนใจเป็นอย่างมาก ดังนั้น จึงถือเป็นสิ่งสำคัญที่ กฟภ. จะต้องให้ความสำคัญกับการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

การผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์ถือเป็นเทคโนโลยีที่มีใช้กันมานานแล้ว แต่ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ยังสูงกว่าการใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นมาก และยังต้องการพื้นที่ในการติดตั้งขนาดใหญ่มากจึงจะสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าที่เพียงพอได้ และยังรวมไปถึงข้อจำกัดที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตลอดทั้งวัน โดยจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะช่วงที่มีแสงอาทิตย์จัดเท่านั้น ดังนั้น การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในปริมาณมากอาจยังไม่เหมาะสมนักอย่างไรก็ตาม การผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์สามารถนำมาช่วยระบบในบางช่วงเวลาได้ โดยเฉพาะในช่วง Peak Load

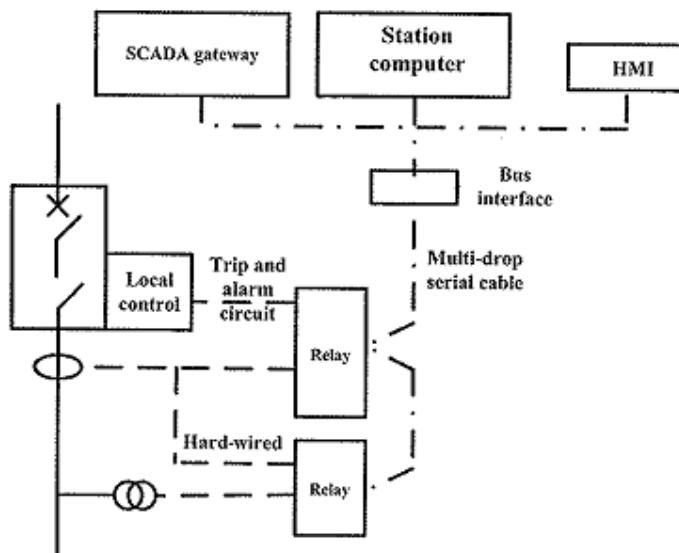
ระบบ Solar Rooftop จะเป็นการติดตั้งแผง Photovoltaic ไว้บริเวณหลังคาของสถานีไฟฟ้า เพื่อเป็นการใช้งานพื้นที่ที่มีอยู่จำกัดให้คุ้มค่าที่สุด โดยระบบ Solar Rooftop จะผลิตพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีแสงอาทิตย์ตลอดทั้งวันมาเก็บสะสมไว้ในแบบเตอร์ เพื่อนำมาจ่ายเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า ในช่วง Peak Load เพื่อช่วยลดความต้องการไฟฟ้ารวมถึงสามารถนำมาจ่ายไฟให้กับเครื่องชาร์จไฟแบบเร็วสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า อีกทั้งช่วยในเรื่องของการทำ Balancing ในระบบไฟฟ้าได้อีกด้วย ทั้งนี้ยังรวมไปถึงการแสดงให้สังคมเห็นถึงความมุ่งมั่นในการก้าวไปสู่การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานที่สะอาด ซึ่งถือเป็นความรับผิดชอบต่อสังคมอีกทางหนึ่งด้วย โดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เพื่อนำมาจ่ายไฟให้กับเครื่องชาร์จไฟแบบเร็วสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าจะเป็นการแสดงให้เห็นถึงการใช้งานเทคโนโลยีและสถาปัตยกรรมไฟฟ้าแบบปราศจากมลพิษอย่างแท้จริง

ดังนั้น เพื่อรับรองการใช้งานจริงของระบบ Solar Rooftop ในอนาคต กฟก. จึงมีแผนจัดทำโครงการนำร่องระบบ Solar Rooftop เพื่อศึกษาความเป็นไปได้และทดสอบการใช้งานระบบ Solar Rooftop เพื่อที่จะได้ทราบถึงข้อดี ข้อด้อย แนวทางการนำไปใช้ประโยชน์และปัญหาต่างๆ เพื่อเป็นประโยชน์สำหรับ กฟก. ในการเตรียมการเพื่อรับรองการขยายการติดตั้งระบบ Solar Rooftop ในพื้นที่อื่นๆ ต่อไป

1.6 ระบบ Substation Automation

โดยปกติแล้ว สถานีไฟฟ้าจะมีระบบ SCADA และอุปกรณ์ Remote Terminal Unit (RTU) เพื่อทำหน้าที่ควบคุมการทำงานภายในสถานีไฟฟ้าอยู่แล้ว อย่างไรก็ตามระบบควบคุมแบบเดิมๆ ที่ใช้กันมาตั้งแต่เดิม ยังไม่มีความคล่องเพียงพอต่อการรองรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคต 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



รูปที่ 1.14 ส่วนประกอบของระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าแบบเดิม

อย่างไรก็ตาม ด้วยความต้องการที่มากขึ้นเรื่อยๆ โดยเฉพาะในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ซึ่งต้องการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกันอย่างมีประสิทธิภาพที่สุด ดังนั้น ระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าทั้งโรงไฟฟ้า ระบบส่ง ระบบจำหน่าย สถานีไฟฟ้า รวมไปถึงด้านผู้ใช้ไฟฟ้า จะมีการสื่อสารข้อมูลเชื่อมโยงกันทั้งหมดแบบใกล้เคียง Real-time เพื่อนำข้อมูลทั้งหมดไปใช้ประโยชน์ต่อไป ในสถานีไฟฟ้าเองก็เช่นกัน ระบบปฏิบัติการ ระบบควบคุมและป้องกันต่างๆ จำเป็นต้องทำงานให้ได้แบบ Real-time ทำให้รูปแบบของระบบ

ควบคุมในสถานีไฟฟ้าจะต้องได้รับการพัฒนามากขึ้น โดยเฉพาะการเกิดขึ้นของมาตรฐาน IEC 61850 ซึ่งเป็น มาตรฐานที่พัฒนาขึ้นมาสำหรับการสื่อสารในระบบ Substation Automation โดยเฉพาะ ซึ่งชุดของโพรโทคอลต่างๆ ใน IEC 61850 สามารถทำงานได้บนเครือข่าย TCP/IP หรือระบบ LAN ของสถานีไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยให้การสื่อสาร ระหว่างอุปกรณ์ Intelligent Electronic Device (IED) ต่างๆ ในสถานีไฟฟ้าสามารถทำได้ง่ายขึ้นผ่านเครือข่าย TCP/IP ซึ่งมีใช้กันแพร่หลายในปัจจุบัน และด้วยเครือข่าย TCP/IP สามารถรองรับความเร็วในการรับส่งข้อมูลได้สูงมาก และ ยังมีการพัฒนาขึ้นตลอดเวลา ดังนั้น ระบบ Substation Automation ตามมาตรฐาน IEC 61850 สามารถรองรับการ ควบคุมสถานีไฟฟ้าแบบ Real-time ได้

สรุปหน้าที่พื้นฐานของระบบ Substation Automation ได้ดังนี้

1. การให้บริการในการเข้าถึงข้อมูลทางระบบไฟฟ้าทั้งระยะไกลและระยะใกล้ (Remote/Local) เช่น ตรวจสอบสถานะอุปกรณ์ไฟฟ้า หรือแก้ไขการตั้งค่าต่างๆ ของระบบป้องกัน
2. การควบคุมการทำงานของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า ทั้งโดยบุคคลและโดยระบบอัตโนมัติ (Manual/Automatic) ทั้งในเหตุการณ์ปกติ เช่น การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า และไม่ปกติ เช่น กรณีเกิดเหตุขัดข้องต่างๆ
3. การจัดการระบบลื่อสารข้อมูลระหว่างอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าและระบบควบคุมหรือศูนย์สั่งการระบบ SCADA ทำให้ได้ข้อมูลที่มีคุณภาพและเชื่อถือได้ที่สุด

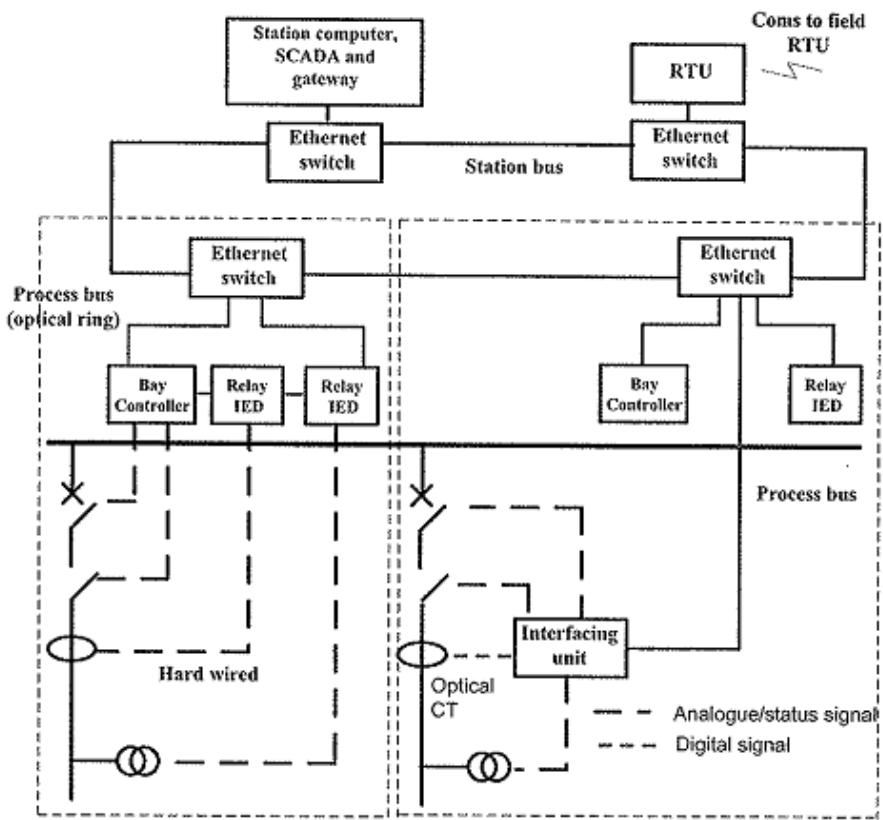
1.6.1 โครงสร้างของระบบ Substation Automation

โครงสร้างของระบบ Substation Automation ประกอบด้วยอุปกรณ์ IED หลายประเภทซึ่งทำหน้าที่ ต่างๆ กัน เช่น อุปกรณ์ป้องกัน (Protective Relay) อุปกรณ์ลื่อสารข้อมูล (Data Communication Device) อุปกรณ์ ควบคุม (Control Unit) รวมถึงอุปกรณ์ RTU ด้วย โดยอุปกรณ์ทั้งหมดจะถูกติดตั้งตาม โครงสร้างของระบบ Substation Automation ตามหน้าที่และการงานของแต่ละอุปกรณ์ โครงสร้างของระบบ Substation Automation สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ระดับ ดังนี้

1. ระดับสถานี (Station Level) มีหน้าที่ในการส่งข้อมูลให้ระบบ SCADA, การจัดการระบบอัตโนมัติ ระหว่างสถานี (ระหว่างอุปกรณ์ต่างเบนช์หรือต่างกลุ่ม เช่น ระหว่างสองหน้าจอแปลงกำลัง), การจัดการวิเคราะห์และ สำรองข้อมูล, การเข้าจังหวะเวลาระหว่างอุปกรณ์ (Time Synchronization), การจัดการสัญญาณเตือนสถานะและการ เปลี่ยนแปลงภายในสถานีไฟฟ้า และการควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าผ่านระบบคอมพิวเตอร์

2. ระดับเบนช์ (Bay Level) มีหน้าที่ในการจัดการระบบอัตโนมัติระดับเบนช์ (ภายในเบนช์เดียวกันหรือกลุ่ม เดียวกัน เช่น กลุ่มหน้าจอแปลงกำลังเดียวกัน), การดึงข้อมูลจากอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า (Data Acquisition), การจัดการ การ ควบคุมอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า, การจัดการระบบป้องกันอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า

3. ระดับprocress (Process Level) มีหน้าที่เชื่อมสายสัญญาณทางไฟฟ้าจากอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าไปยัง ระดับเบนช์ เช่น สายสัญญาณค่ากระแสจากหน้าจอแปลงกระแส, สายสัญญาณค่าสถานะของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า เช่น สถานะปิดสับของ Breaker



รูปที่ 1.15 โครงสร้างของระบบ Substation Automation

สรุปอุปกรณ์สำคัญในระบบ Substation Automation ได้ดังนี้

1. หม้อแปลงกระแส (Current Transformer)

เนื่องจากกระแสไฟหลักของระบบส่งและระบบจำหน่ายสูงถึงระดับหลายร้อยกิโลเมตรแลยพันเมตร ดังนั้น กรณีที่เกิดกระแสลัดวงจรขึ้น กระแสอาจสามารถสูงขึ้นไปได้ถึงประมาณ 20 เท่าของกระแสไฟหลักปกติ 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 ซึ่งระดับแรงดันทุกดิจิทัลโดยทั่วไปจะอยู่ที่ 110 V หรือ 220 V โดยในระบบที่มีแรงดันปฐมภูมิไม่เกิน 66 kV นักจะใช้ Electromagnetic Voltage Transformer ซึ่งมีลักษณะคล้ายหม้อแปลงกำลังทั่วไป แต่มี พิกัด Output ต่ำกว่ามาก ในขณะที่หากแรงดันปฐมภูมิที่ระดับ 132 kV หรือสูงกว่า นักจะใช้ Capacitor Voltage Transformer (CVT)

3. อุปกรณ์ IED (Intelligent Electronic Device)

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

- Relay IED ซึ่งโดยปกติจะเป็นอุปกรณ์ในระบบป้องกัน แต่ Relay IED ในปัจจุบันมักจะรวมความสามารถในด้านการวัดและการตรวจสอบ/บันทึก Fault ให้ไปด้วยแล้ว
- Meter IED เป็นอุปกรณ์ที่มีความสามารถในการวัดพารามิเตอร์ต่างๆ ทั้งแบบ 1 เฟส และ 3 เฟส โดย Meter IED ทั่วไปจะใช้วัดค่าแรงดัน, กระแส, Power Factor, พลังงานในแต่ละช่วงเวลา, ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด และพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับอาร์มอนิกส์ เป็นต้น
- Recording IED ถึงแม้ว่า Relay IED และ Meter IED ในปัจจุบันจะมีความสามารถในการบันทึกค่าต่างๆ ได้ก็ตาม แต่พื้นที่ในการเก็บข้อมูลก็อาจมีจำกัด ดังนั้นอุปกรณ์ Recording IED จึงยังเป็นสิ่งจำเป็นโดยเฉพาะสำหรับการบันทึกการเปลี่ยนแปลงสถานะต่างๆ ภายในสถานีไฟฟ้าและวงจร Feeder

4. อุปกรณ์ Bay Controller

เป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการควบคุมและตรวจสอบสถานะของ Switchgear, หม้อแปลง และอุปกรณ์อื่นๆ ภายในเบย์ โดยอุปกรณ์ Bay Controller จะมีความสามารถในการควบคุมอุปกรณ์ในเบย์ทั้งจากระยะไกล (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 ในปัจจุบัน อุปกรณ์ RTU เป็นแบบมี Microprocessor ฝังตัวอยู่ จึงสามารถทำหน้าที่ที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมได้ นอกจากนี้จากการประมวลผลข้อมูลและการสื่อสารดังเช่น RTU แบบเดิมๆ

1.6.2 ประโยชน์ของ Substation Automation

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

1. เพิ่มประสิทธิภาพในการใช้งานระบบไฟฟ้า (Enhancing Power System Operation) เมื่อจากระบบ SAS สามารถเข้าถึงข้อมูลของแต่ละอุปกรณ์ไฟฟ้า ทำให้วิศวกรไฟฟ้าสามารถรู้ข้อมูลความสามารถของแต่ละอุปกรณ์

ไฟฟ้าได้จริง และสามารถคำนวณค่าระยะเพื่อความปลอดภัย (Safety Margin) ของแต่ละอุปกรณ์ได้อย่างถูกต้อง ทำให้สามารถใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้าได้เหมาะสมกับราคาและความสามารถของมัน

2. เพิ่มความซื่อสัตย์และความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้า (Increasing Reliability and Flexibility) ระบบ SAS มีระบบอัตโนมัติที่จัดการสภาพขัดข้องทางไฟฟ้าทำให้ลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ ป้องกันอุปกรณ์ไฟฟาราคาสูงชำรุดอันเนื่องมาจากการแสลงจรวจหรือแม้กระทั้ง ทำการปลดโหลดที่ไม่สำคัญเพื่อรักษาโหลดที่สำคัญเอาไว้ ดังตัวอย่างดังต่อไปนี้

- Auto reclosing คือ การจ่ายไฟฟ้ากลับอัตโนมัติหลังจากเกิดการลัดวงจรแบบชั่วคราว
- Load Shedding คือ การปลดโหลดที่ไม่สำคัญเพื่อรักษาโหลดที่สำคัญเอาไว้เนื่องจากมีปัญหาในความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า
- High Speed Power Transfer for Uninterrupted Power Supply คือ การขับรับแหล่งจ่ายไฟด้วยความเร็วสูง เช่น ถ้าในโรงงานมีหม้อแปลงกำลัง 2 ตัวแยกกันจ่ายไฟฟ้า ถ้าหม้อแปลงหนึ่งมีปัญหา โหลดจะย้ายอัตโนมัติไปรับไฟจากอีกหม้อแปลงหนึ่งทันที
- Bay Oriented Bus bar Protection คือ การป้องกันบัสบาร์ซึ่งเป็นแท่งตัวนำไฟฟ้าซึ่งรับพลังงานไฟฟ้าจากแหล่ง จ่ายไฟฟ้าและส่งไปยังแหล่งรับไฟฟ้า อาจจะมีแหล่งรับหรือแหล่งจ่ายไฟฟ้าหลายแห่ง เช่นมีหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าหลายตัว ดังนั้นบัสบาร์จึงมีโอกาสได้รับผลกระทบจากเหตุผิดพร่องทางไฟฟ้าสูง เมื่อเกิดกระแสลัดวงจรไฟในบัสบาร์ ระบบ SAS ต้องพยาบาลตัดแหล่งต้นต่อของการลัดวงจรให้เร็วที่สุดและพยาบาลรักษาแหล่ง จ่ายและแหล่งรับไฟฟ้าตัวอื่นให้ทำงานต่อไปได้ การป้องกันบัสบาร์เป็นการรักษาความมั่นคงในระบบไฟฟ้าที่สำคัญระบบหนึ่ง
- Power Transformer Protection Control and Monitoring หม้อแปลงกำลังเป็นอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าราคาสูง ระบบ SAS สามารถตรวจสอบสภาพผิดปกติของหม้อแปลงก่อนที่จะเกิดเหตุขัดข้องทางระบบไฟฟ้า เป็นผลให้ลดค่าบำรุงรักษารวมทั้งลดค่าความเสียหายอันเนื่องจากไฟดับ (Outage Cost) อีกทั้งระบบ SAS สามารถใช้ความสามารถของหม้อแปลงกำลังได้อย่างสูงสุดจากการควบคุมโหลดและระดับแรงดันที่เหมาะสม
- Power System Monitoring ระบบ SAS สามารถตรวจสอบสถานะที่ทำให้ระบบไฟฟ้าขัดข้อง เช่น เกิดจากความผิดพลาดของมนุษย์, เกิดจากความเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้า หรือวัสดุควบคุมไฟฟ้า หรือเกิดจากสิ่งแวดล้อมภายนอก เช่น ลม ฝน ดังนั้นวิศวกรสามารถวิเคราะห์สถานะเพื่ออحكมการป้องกัน หรือเพื่อแก้ไขเหตุขัดข้องได้อย่างรวดเร็ว รวมทั้งเข้าแก้ไขสิ่งผิดปกติในระบบก่อนที่เหตุขัดข้องไฟฟ้าจะเกิดขึ้นได้

1.6.3 บทสรุป

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

1.7 รถยนต์ไฟฟ้า

ปัจจุบันในหลายประเทศทั่วโลกได้มีนโยบายและผลักดันแนวคิดการหาพลังงานทดแทนที่สะอาดมากยิ่งขึ้นและเป็นมิตรกับลิ่งแวดล้อมมาใช้ในยานยนต์มากยิ่งขึ้น ยานยนต์พลังงานไฟฟ้า (Electric Vehicle: EV) เป็นยานพาหนะซึ่งขับเคลื่อนด้วยระบบมอเตอร์ไฟฟ้านี่เป็นตัวขับเคลื่อนหลักโดยใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีการเก็บสะสมและจ่ายพลังงานจากแบตเตอรี่แทนการใช้เครื่องยนต์ที่มีการเผาไหม้สันดาปภายใน ซึ่งมีรูปแบบและขนาดที่หลากหลาย เช่น รถยนต์ไฟฟ้า (รถยนต์ส่วนบุคคล รถยนต์ รถสปอร์ต รถบัสโดยสาร รถบรรทุกขนาดเล็ก ฯลฯ) รถจักรยานไฟฟ้า รถลูกูตเตอร์ติดมอเตอร์ไฟฟ้า เป็นต้น รถยนต์ไฟฟ้าอาจกล่าวได้ว่าเป็นส่วนหนึ่งของการพัฒนายานยนต์ในยุคหน้า (Next-Generation Vehicle) ซึ่งเป็นที่ได้รับความสนใจในหลาย ๆ ประเทศ จุดเด่นของรถยนต์ไฟฟ้า คือ สามารถลดการพึ่งพาการใช้เชื้อเพลิงปิโตรเลียมซึ่งเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลที่เป็นแหล่งพลังงานหลักและมีแนวโน้มราคาที่เพิ่มสูงขึ้นอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้และมีความพันผวนเป็นอย่างมากในตลาดโลก นอกจากนี้รถยนต์ไฟฟ้ายังช่วยลดผลกระทบภาวะในเมือง (City Pollution) และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเป็นสาเหตุของภาวะโลกร้อน (Global Warming) ซึ่งนักวิเคราะห์และผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงานได้คาดการณ์ว่า ในอนาคตแนวโน้มการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในหลาย ๆ ประเทศ จะเริ่มมีปริมาณเพิ่มมากขึ้นในอีกไม่กี่ปีข้างหน้า โดยบริษัทผู้ผลิตรถยนต์รายใหญ่แต่ละค่ายต่างเร่งพัฒนาการรถยนต์ไฟฟ้าออกสู่ตลาดดังแสดงในรูปที่ 1.16

2010		2011		2012	

รูปที่ 1.16 การพัฒนารถยนต์ไฟฟ้าของบริษัทผู้ผลิตรถยนต์รายใหญ่แต่ละค่าย

สำหรับในประเทศไทย ปัจจุบันถึงแม้จะยังไม่มีใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าอย่างแพร่หลาย อย่างไรก็ดี รัฐบาลได้มีนโยบายด้านพลังงานที่จะส่งเสริมและผลักดันการอนุรักษ์พลังงานอย่างเต็มรูปแบบ โดยส่งเสริมกลไกการพัฒนาพลังงานที่สามารถเพื่อลดกําชาเรือนกระจกและแก้ไขปัญหาภาวะโลกร้อนสร้างจิตสำนึกของผู้บริโภคในการใช้พลังงานอย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพให้เป็นระบบจริงจังและต่อเนื่องทั้งภาคการผลิต ภาคการขนส่ง และภาคครัวเรือน และเมื่อวันที่ 18 ธันวาคม 2554 ที่ผ่านมา ที่ประชุมคณะกรรมการรัฐมนตรี (ครม.) ได้มีมติเห็นชอบให้ปรับโครงสร้างภาษีสรรพสามิตรถยนต์ทั้ง 7 ประเภท โดยขัดเก็บภาษีตามอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ซึ่งจะเริ่มนับบังคับใช้จริงในวันที่ 1 มกราคม 2559

1.7.1 เทคโนโลยีของรถยนต์ไฟฟ้า

จากความก้าวหน้าของเทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่มีการพัฒนาประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่อง ทำให้รถยนต์ไฟฟ้าสามารถแข่งขันกับรถยนต์เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine, ICE) ทั้งในด้านประสิทธิภาพการทำงาน รวมถึงความสะดวกและค่าใช้จ่าย รถยนต์ไฟฟ้า คือรถยนต์ที่ใช้มอเตอร์ไฟฟ้าในการขับเคลื่อน โดยใช้แบตเตอรี่สำหรับการเก็บพลังงานไฟฟ้า ซึ่งในปัจจุบันบริษัทผู้ผลิตรถยนต์ไฟฟ้าส่วนใหญ่ใช้ Nickel-metal hydride (NiMH) และ Lithium-ion (Li-ion) สำหรับแบตเตอรี่ของรถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งเทคโนโลยี Lithium สามารถให้พลังงานเป็นลีตเตอร์เท่าของ Lead-acid และเป็นสองเท่าของ Nickel-metal hydride นอกจากนี้วัสดุที่ใช้ในแบตเตอรี่ Lithium-ion มีอันตรายน้อยกว่าและราคาถูกกว่า Nickel-metal hydride

รถยนต์ไฟฟ้าเป็นรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้าที่เก็บสะสมในแบตเตอรี่ ดังนั้นรถยนต์ประเภทนี้จึงจัดได้ว่าเป็นรถยนต์ไฟฟ้าแบตเตอรี่ (Battery Electric Vehicles - BEVs) และแบตเตอรี่นี้นับเป็นหัวใจสำคัญสำหรับเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้า เพราะต้องมีขนาดไม่ใหญ่ น้ำหนักไม่นัก เก็บพลังงานไฟฟ้าได้นาน สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้ใช้ได้อย่างต่อเนื่องและสม่ำเสมอ สามารถใช้ในการขับเคลื่อนได้เป็นระยะทางไกลต่อการชาร์ตไฟฟ้า 1 ครั้งอย่างไรก็

ตาม รถยนต์ไฟฟ้าก็ยังมีข้อด้อยที่สำคัญคือ การที่ต้องพึ่งพาแบตเตอรี่เป็นแหล่งพลังงานในการขับเคลื่อน ซึ่งในปัจจุบัน ยังถือว่าแบตเตอรี่ยังมีความหนาแน่นพลังงาน (Energy Density) และความหนาแน่นกำลัง (Power Density) ต่ำกว่าน้ำมันเชื้อเพลิงมาก และมีระยะเวลาขับขี่ค่อนข้างต่ำ จึงยังมีการใช้งานไม่มากนักในปัจจุบัน รถยนต์ไฟฟ้าที่สามารถชาร์จไฟจากโครงข่ายไฟฟ้าได้ แบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ BEV (Battery-powered Electric Vehicle) ซึ่งเป็นรถยนต์ไฟฟ้าที่ใช้แบตเตอรี่ขับเคลื่อนเพียงอย่างเดียว โดยจะถูกส่วนที่เป็นเครื่องยนต์สันดาปภายในและถังน้ำมันออกทั้งหมด 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 อาจมองถึงความยืดหยุ่นในการใช้งาน เนื่องจากสามารถสับเปลี่ยนใช้เครื่องยนต์สันดาปภายในได้ หากพลังงานในแบตเตอรี่หมดลง อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก PHEV ยังมีเครื่องยนต์อยู่ทำให้สามารถติดตั้งแบตเตอรี่ขนาดเล็กได้เท่านั้น ดังนั้นประโยชน์ที่ได้รับจากการใช้พลังงานไฟฟ้าของ PHEV จะน้อยกว่าการใช้ BEV มาตรั้ง BEV และ PHEV ก็เป็นทางเลือกที่น่าสนใจสำหรับรถยนต์ขนาดเล็กในอนาคต เนื่องจากทั่วโลกเริ่มหันมาให้ความสำคัญต่อสิ่งแวดล้อมมากขึ้น รวมทั้งค่าเชื้อเพลิงฟอสซิลก็มีราคาสูงขึ้นเรื่อยๆ จึงทำให้หลายประเทศหันมาใช้พลังงานทดแทนโดยยานยนต์ไฟฟ้าในอนาคต ตลอดจนผู้ผลิตรถยนต์เอง ก็เริ่มมีการผลิตรถยนต์ไฟฟ้าออกสู่ตลาดมากขึ้นเรื่อยๆ ซึ่งจากเป้าหมายของประเทศไทยต่างๆ และการคาดการณ์ของ International Energy Agency (IEA) แนวโน้มการเติบโตของรถยนต์ไฟฟ้าน่าจะเป็นไปอย่างรวดเร็วหลังปี 2020

1.7.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากการรถยนต์ไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประโยชน์โดยทั่วไปในภาพกว้างๆ ของการใช้รถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งตามผู้ได้รับประโยชน์ได้ดังนี้

1) ประโยชน์ต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม

- รถยนต์ไฟฟ้าจะเป็นยานพาหนะเดินทางอีกทางเลือกหนึ่งของสังคมในอนาคต ซึ่งช่วยลดการปล่อยมลภาวะ ส่งผลให้สังคมมีสภาพอากาศและสิ่งแวดล้อมที่ดียิ่งขึ้น
- ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ไฟฟ้ามีราคาต่ำกว่าและมีเสถียรภาพดีกว่าเชื้อเพลิงประเภทปิโตรเลียมที่มีแนวโน้มสูงขึ้นและมีความผันแปรไปตามปัจจัยต่างๆ
- รถยนต์ไฟฟ้ามีประสิทธิภาพในการแปรรูปจากพลังงานไฟฟ้าไปสู่พลังงานกลเพื่อการขับเคลื่อนต่ำกว่าและมีการสูญเสียพลังงานน้อยกว่า รถยนต์ปกติที่การแปรรูปพลังงานเเก่มีในน้ำมันไปเป็นพลังงานกลจะเกิดความสูญเสียพลังงานในรูปแบบความร้อนที่สูงกว่ารถไฟฟ้า

- รถยนต์ไฟฟ้ามีความปลอดภัยของระบบเชื่อเพลิงมากกว่ารถยนต์ที่ใช้น้ำมันหรือแก๊ส โดยเฉพาะในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุ
- พลังงานไฟฟ้าที่เก็บสะสมอยู่ในแบตเตอรี่ของรถยนต์ไฟฟ้าสามารถนำมาใช้เป็นพลังงานไฟฟ้าสำรองในยามฉุกเฉินหรือไฟดับ และอาจนำไฟฟ้าในส่วนที่เหลือขายคืนให้กลับผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าในช่วง on-peak ได้

2) ประโยชน์ต่อผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า

- รถยนต์ไฟฟ้าถือได้ว่าเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือโหลดในระบบจำหน่าย ซึ่งทำให้ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้ามีรายได้เพิ่มมากขึ้น
- พลังงานไฟฟ้าในแบบเดอรี่ของรถยนต์ไฟฟ้าเป็นแหล่งสะสมพลังงานที่สำคัญของคริดไฟฟ้า ทำให้ใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานทดแทนที่เป็นพลังงานสะอาดได้มากขึ้น
- รถยนต์ไฟฟ้าสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้ากลับคืนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้ จึงเบรียบเสมือนระบบเก็บพลังงานย่อย ๆ ที่เป็นอีกช่องทางหนึ่งในการช่วยลดหรือเลื่อนความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า
- ในช่วง on-peak ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าสามารถซื้อไฟฟ้าจากผู้ใช้รถยนต์ไฟฟ้า ซึ่งสามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายและการลงทุนในระบบไฟฟ้า
- ช่วยลดการสร้างโรงไฟฟ้านำด้วย และลดค่าใช้จ่ายในการนำเข้าพลังงาน

3) ประโยชน์ต่อประเทศชาติ

- ช่วยแก้ปัญหาการขาดแคลนพลังงาน จากการใช้พลังงานไฟฟ้ามาเป็นเชื้อเพลิงแทนน้ำมันและแก๊สสำหรับรถยนต์ อีกทั้งช่วยลดการนำเข้าและการใช้เชื้อเพลิงปิโตรเลียมภายในประเทศไทย
- ภาคการขนส่งลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ซึ่งทำให้เกิดภาวะโลกร้อน
- ประเทศไทยระบบพลังงานหมุนเวียนที่สะอาดและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมเพิ่มมากขึ้น

1.7.3 บทสรุป

รถยนต์ไฟฟ้าถือเป็นก้าวใหม่ที่จะก้าวมาแทนการใช้เชื้อเพลิงปิโตรเลียมซึ่งก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและมีแนวโน้มขาดแคลนในอนาคต ไปสู่การใช้พลังงานทดแทนที่สะอาดและยั่งยืน นอกจากนี้รถยนต์ไฟฟ้ายังมีบทบาทในการทำงานร่วมกับเทคโนโลยี Smart Grid เป็นอย่างดี อย่างไรก็ดี ดังนั้น เพื่อรับการใช้งานจริงของรถยนต์ไฟฟ้าในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี เพื่อที่จะได้ทราบถึงข้อดี ข้อเสีย และปัญหาต่างๆ เพื่อเป็นประโยชน์สำหรับ กฟภ. ในการเตรียมการเพื่อรับการเกิดขึ้นของรถยนต์ไฟฟ้าในอนาคต ได้อย่างรอบคุ้มในทุกประเด็น

1.8 ระบบสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

การชาร์จพลังงานสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า นอกจากจะสามารถชาร์จพลังงานได้จากปลั๊กไฟทั่วไปตามบ้านพักอาศัยซึ่งจะใช้ระยะเวลาชาร์จประมาณ 6-8 ชั่วโมงแล้ว ยังสามารถชาร์จพลังงานได้จากรถานหรือจุดบริการไฟฟ้าสาธารณะซึ่งมีให้บริการทั้งการชาร์จไฟแบบปกติ (Normal Charging) ระดับ 2 ซึ่งจะใช้ระยะเวลาชาร์จประมาณ 2-4 ชั่วโมง และการชาร์จไฟแบบเร็ว (Quick Charging) โดยใช้เวลาในการชาร์จไม่เกิน 30 นาที โดยสถานีชาร์จไฟจะมีลักษณะใกล้เคียงกับบ้านน้ำมัน คือ ผู้ใช้บริการสามารถนำรถยนต์ไฟฟ้าไปรับบริการชาร์จไฟเพียงแต่สิ่งที่เดิมให้กับรถเป็นไฟฟ้าเท่านั้น ความท้าทายที่สำคัญประการหนึ่งในการสนับสนุนการใช้รถยนต์ไฟฟ้าในหลายประเทศ คือ การที่ไม่มีโครงสร้างพื้นฐานเพื่อให้บริการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าได้อย่างทั่วถึง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการศึกษาและพัฒนาระบบสถานีชาร์จไฟสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าในพื้นที่ส่วนรวมหรือที่สาธารณะ เช่น อาคารชุด ลานจอดรถ ห้างสรรพสินค้า พื้นที่ให้บริการทางหลวง เป็นต้น เพื่อรับรองการใช้งานของรถยนต์ไฟฟ้าในอนาคต ได้อย่างครอบคลุมทั่วถึงและมีประสิทธิภาพสูงสุด ตัวอย่างสถานีบริการชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 1.17



รูปที่ 1.17 ตัวอย่างสถานีชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

1.8.1 มาตรฐานของระบบชาร์จไฟฟ้าสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

ระบบชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า หรือที่เรียกว่า ไฟฟ้าสถานีชาร์จ (Charging station), จุดชาร์จไฟ (Charging point) หรือ EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) เป็นองค์ประกอบหลักในโครงสร้างพื้นฐานสำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อชาร์จไฟให้กับรถยนต์ไฟฟ้า

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) การชาร์จด้วยไฟกระแสสลับ

ตามมาตรฐาน 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 ช่วยให้การชาร์จแบบเตอร์รอกยนต์ไฟฟ้ารวดเร็วขึ้นมาก แต่เนื่องจากมีขนาดแรงดันและกระแสสูงกว่าระดับ 1 มาตร ดังนั้นการชาร์จไฟระดับ 2 จะมีความต้องการด้านความปลดภัยสูงกว่าการชาร์จไฟระดับ 1 โดยในการชาร์จไฟระดับ 2 อุปกรณ์หัวต่อและสายไฟ จะต้องเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ควบคุมด้วย

ในปัจจุบัน กำลังอยู่ในระหว่างเสนอมาตรฐานการชาร์จไฟกระแสสลับระดับ 3 สำหรับการชาร์จไฟกระแสสลับขนาดกำลังไฟฟ้ามากกว่า 20 kW

1.2) การชาร์จไฟกระแสตรง

การชาร์จไฟกระแสตรง เป็นการชาร์จไฟที่ใช้เครื่องชาร์จไฟภายนอกแปลงไฟกระแสสลับจากแหล่งจ่ายไฟเพื่อจ่ายไฟให้แบบเตอร์รอกยนต์ไฟฟ้าเป็นไฟกระแสตรง ซึ่งจะช่วยลดข้อจำกัดในด้านราคาและความร้อนของวงจรเรียงกระแสในรถยนต์ไฟฟ้าที่ทำให้ไม่สามารถรองรับการชาร์จไฟขนาดกำลังไฟฟ้าสูงมากได้ ดังนั้นการชาร์จไฟกระแสตรงถือเป็นการชาร์จไฟแบบเร็ว เนื่องจากเครื่องชาร์จไฟภายนอกสามารถจ่ายไฟกระแสตรงเข้าสู่แบบเตอร์รอกยนต์ไฟฟ้าได้โดยตรง 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 ได้กำหนดโหมด (Mode) ของการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าออกเป็น 4 โหมด ดังนี้

โหมด 1: การชาร์จไฟแบบหัวจากเต้ารับหัวต่อ

การชาร์จไฟในโหมด 1 เป็นการชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้าโดยเชื่อมต่อกับแหล่งจ่ายไฟกระแสสลับโดยตรงผ่านเต้ารับมาตรฐาน โดยกำหนดขนาดกระแสไม่เกิน 16 A และขนาดแรงดันไม่เกิน 250 VAC สำหรับระบบไฟฟ้า 1 เฟส และไม่เกิน 480 VAC สำหรับระบบไฟฟ้า 3 เฟส โดยแหล่งจ่ายไฟต้องมีการเดินระบบสายดินไว้ด้วย ในการชาร์จไฟโหมด 1 อุปกรณ์หัวต่อ (Connector) ไม่จำเป็นต้องมีขา (pin) สำหรับสัญญาณควบคุมการชาร์จไฟ

ในบางประเทศ เช่น ประเทศสหรัฐอเมริกา มีกฎหมายห้ามใช้การชาร์จไฟโโนด 1 เนื่องจากบ้านเรือนในประเทศยังไม่ได้ติดตั้งระบบสายดินไว้ทั้งหมด ซึ่งระบบสายดินถือเป็นสิ่งจำเป็นในด้านความปลอดภัย ดังนั้นประเทศสหรัฐอเมริกาจึงกำหนดให้ใช้การชาร์จไฟโโนด 2 สำหรับการชาร์จไฟในบ้านพักอาศัย

โหมด 2: การชาร์จไฟแบบข้าหากเตารับหัวไปโดยมีอุปกรณ์ป้องกันติดตั้งภายในสายไฟ

การชาร์จไฟในโโนด 2 เป็นการชาร์จไฟโดยใช้อุปกรณ์ป้องกันติดตั้งภายในสายไฟ โดยตรงผ่านเตารับมาตรฐาน โดยกำหนดขนาดกระแสไม่เกิน 32 A และขนาดแรงดันไม่เกิน 250 VAC สำหรับระบบไฟฟ้า 1 เฟส และไม่เกิน 480 VAC สำหรับระบบไฟฟ้า 3 เฟส โดยนำออกจากต้องมีการเดินระบบสายดินแล้ว ยังต้องมีฟังก์ชันควบคุมเพิ่มเติม โดยจะมีอุปกรณ์ควบคุมการชาร์จไฟติดตั้งภายในสายไฟ ซึ่งอาจติดตั้งในตัวปลั๊กหรือห่างจากปลั๊กไม่เกิน 0.3 เมตร และต้องมีอุปกรณ์ RCD (Residual-current device) เพื่อป้องกันอันตรายจากไฟฟ้าดูดด้วย หัวต่อสำหรับโโนด 2 จะต้องมีขาสำหรับสัญญาณควบคุม โดยจะมีอุปกรณ์ควบคุมซึ่งติดตั้งอยู่ในสายไฟทำหน้าที่ควบคุมการจ่ายไฟ ขาสำหรับสัญญาณควบคุมจะมีเฉพาะในสายไฟทางด้านอุปกรณ์ควบคุมไปยังรถยนต์ไฟฟ้าเท่านั้น ส่วนสายไฟทางด้านต่อ กับแหล่งจ่ายไฟไม่จำเป็นต้องมีขาสำหรับสัญญาณควบคุม

โหมด 3: การชาร์จไฟแบบข้าหารือเร็ว โดยใช้อุปกรณ์จ่ายไฟเฉพาะซึ่งมีฟังก์ชันด้านความปลอดภัยและการควบคุมภายในตัว

การชาร์จไฟในโโนด 3 เป็นการชาร์จไฟโดยใช้อุปกรณ์สำหรับจ่ายไฟเพื่อชาร์จไฟโดย EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) ซึ่งเป็นอุปกรณ์สำหรับจ่ายไฟเพื่อชาร์จไฟโดยเฉพาะ อุปกรณ์ EVSE จะเขื่อมต่อ กับแหล่งจ่ายไฟกระแสสลับแบบขาว โดยฟังก์ชันด้านความปลอดภัยและการควบคุมการจ่ายไฟจะถูกติดตั้งไว้ในอุปกรณ์ EVSE แล้ว การจ่ายไฟไปยังรถยนต์ไฟฟ้าในโโนด 3 ยังคงเป็นการจ่ายไฟกระแสสลับ โดยอาจเป็นการชาร์จไฟแบบข้าหารือแบบเร็วๆ ได้ขึ้นอยู่กับขนาดกระแสในการชาร์จ หัวต่อสำหรับโโนด 3 จำเป็นต้องมีขาสำหรับสัญญาณควบคุมทั้งสองด้านของสายไฟคือทั้งด้านที่เขื่อมต่อ กับอุปกรณ์ EVSE การชาร์จไฟโโนด 3 ถือเป็นระบบชาร์จไฟที่เหมาะสมสำหรับสถานีบริการชาร์จไฟสาธารณะ

โหมด 4: การชาร์จไฟแบบเร็ว โดยใช้เครื่องชาร์จภายนอก

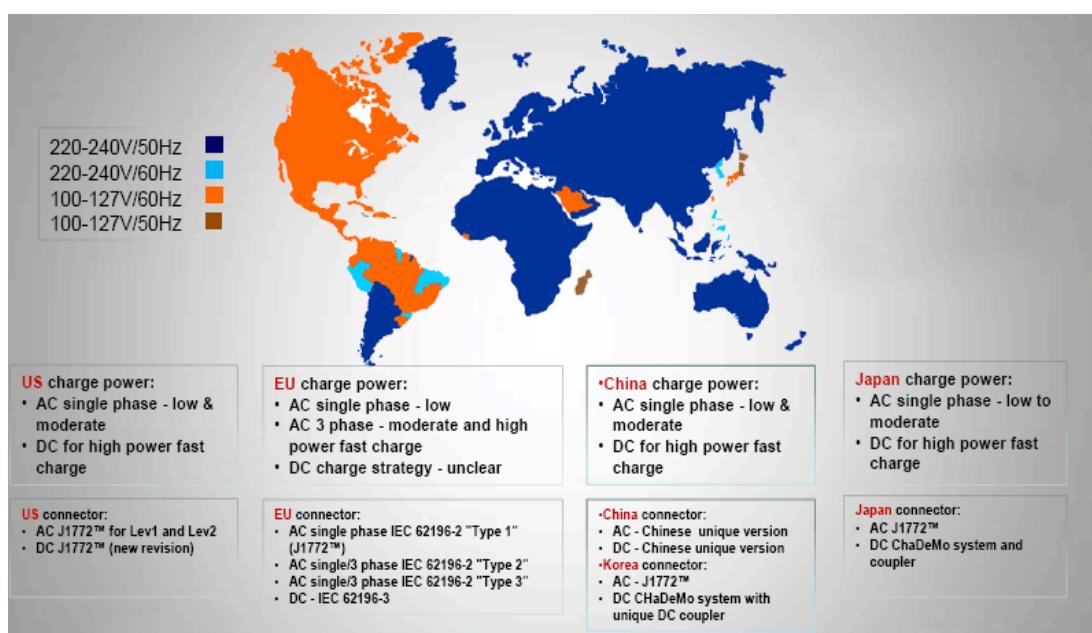
การชาร์จไฟในโโนด 4 คือ เป็นการชาร์จไฟโดยใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าโดยใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถชาร์จไฟภายนอกจะทำการแปลงไฟกระแสสลับเป็นไฟกระแสตรงก่อน ดังนั้นการชาร์จไฟในโโนดนี้จะจ่ายไฟมาอย่างรถยนต์ไฟฟ้าเป็นไฟกระแสตรง ซึ่งต้องมีการกำหนดครุภัณฑ์หัวต่อที่แน่นอนเพื่อให้เขื่อมต่อได้เฉพาะรถยนต์ไฟฟ้าที่รองรับการชาร์จไฟในโโนดนี้เท่านั้น การชาร์จไฟโโนด 4 นี้ อาจเรียกว่า การชาร์จไฟกระแสตรงแบบเร็ว ซึ่งจะจ่ายกระแสสูงมาก ถึง 400 A และหัวต่อสำหรับโโนด 4 ยังจำเป็นต้องมีขาสำหรับสัญญาณควบคุมมากกว่าในโโนด 3

3) มาตรฐาน CHAdeMo

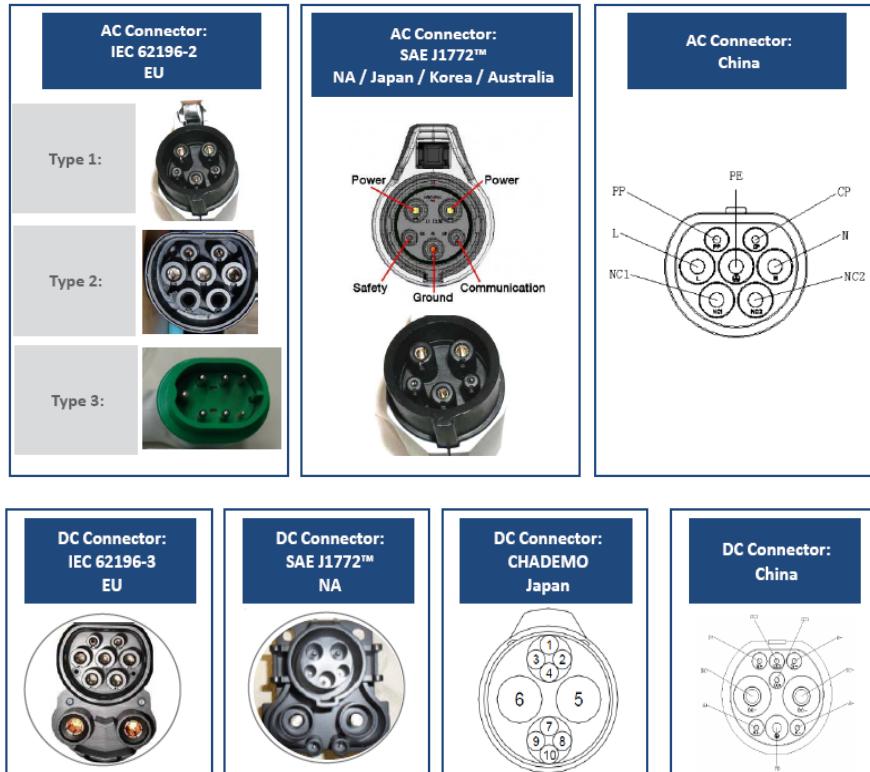
มาตรฐาน CHAdeMo ย่อมาจาก “CHArge de MOve” ซึ่งมีหมายความว่า “Charge for Moving” เป็นมาตรฐานสำหรับการชาร์จไฟกระแสตรงแบบเร็ว มีการใช้งานกันแพร่หลายในหลายประเทศโดยเฉพาะในญี่ปุ่น และ อิกาลยาฯ ประเทศในยุโรป ในขณะที่มาตรฐานอื่นๆ กำลังอยู่ในระหว่างการพัฒนา

เครื่องชาร์จไฟในมาตรฐาน CHAdeMO จะมีมาตรการด้านความปลอดภัยสูงมาก โดยก่อนจะเริ่มทำการชาร์จ เครื่องชาร์จไฟจะตรวจสอบสถานะการเชื่อมต่อในขณะนั้นเพื่อให้มั่นใจว่าการเชื่อมต่อระหว่างเครื่องชาร์จและรถบันต์ไฟฟ้าสมบูรณ์ดีแล้ว รวมถึงตรวจสอบว่าสายเคเบิลและหัวต่อมีความเป็นจนวนอย่างสมบูรณ์ การชาร์จไฟจะเริ่มได้ก็ต่อเมื่อเสร็จสิ้นกระบวนการตรวจสอบและมั่นใจในความปลอดภัยแล้วเท่านั้น นอกจากนี้มาตรฐาน CHAdeMO ยังมีมาตรการด้านความปลอดภัยอื่นๆ เช่น การออกแบบโดยแยกวงจรขาออกกระแสตรง และวงจรตรวจสอบ ground fault ออกจากกัน, กลไกเลือกหัวต่อของชาร์จไฟ และมีโปรแกรมควบคุมโดยใช้ทิ้งสัญญาณและล็อกและดิจิทัล เป็นต้น

ความแตกต่าง โครงสร้างพื้นฐาน ทางด้านพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีระดับแรงดัน ความถี่ และระบบกราวด์ที่ที่แตกต่างกันในแต่ละภูมิภาค เป็นเหตุผลสำคัญประการหนึ่งที่ทำให้แต่ละประเทศมีแนวทางการพัฒนา, การออกแบบระบบชาร์จไฟ, การเลือกใช้มาตรฐานที่แตกต่างกันดังแสดงในรูปที่ 1.18 อย่างไรก็ตาม โดยทั่วไปมาตรฐานการชาร์จไฟจะแบ่งหัวข้อออกเป็นวิธีจ่ายไฟ (กระแสตรง/กระแสสลับ), วิธีรับไฟ (1 เฟส / 3 เฟส), พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ (kW), รูปร่างภายนอกของหัวต่อ, โทรศัพท์ของการสื่อสารเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลเกี่ยวกับการรับประทานความปลอดภัยในการชาร์จไฟฯลฯ ซึ่งโดยโครงสร้างพื้นฐานการชาร์จไฟจะมีลักษณะที่ไม่แตกต่างกันมากนักที่เป็นไปตามมาตรฐานการชาร์จไฟในแต่ละประเทศ ยกเว้นหัวต่อปลั๊กชาร์จไฟที่เชื่อมต่อระหว่างเครื่องชาร์จไฟกับรถบันต์ไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 1.19



รูปที่ 1.18 การใช้มาตรฐานระบบชาร์จไฟที่แตกต่างกันในแต่ละภูมิภาค



รูปที่ 1.19 หัวต่อปลั๊กชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า

1.8.2 ประโยชน์ที่ได้รับจากสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะ

ประโยชน์ของสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้ามีดังนี้

- เพื่อเป็นการให้บริการชาร์จไฟสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า ทั้งรถสาธารณะและรถส่วนบุคคล ซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นในอนาคต ช่วยให้ประชาชนได้รับความสะดวกสบายมากขึ้น
- การมีสถานีบริการชาร์จไฟเป็นปัจจัยหนึ่งที่ช่วยสนับสนุนให้มีการนำรถยนต์ไฟฟ้ามาใช้อย่างแพร่หลายมากขึ้น ส่งผลให้เกิดประโยชน์ทางด้านการแก้ปัญหาสภาพแวดล้อมและพลังงานทดแทนได้รีวิวขึ้น
- เป็นช่องทางในการนำพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินในช่วงเวลาที่มีความต้องการน้อย (off-peak) มาใช้อันเป็นการช่วยสร้างสมดุลในการใช้ทรัพยากระบบไฟฟ้าให้คุ้มค่ามากขึ้น
- ช่วยสร้างภาพลักษณ์ที่ในการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อมและเป็นผู้นำเทคโนโลยีให้กับการไฟฟ้า
- เป็นการสร้างธุรกิจใหม่ที่ช่วยให้เกิดโอกาสทางธุรกิจต่อเนื่องอื่นๆ อันเป็นช่องทางในการสร้างรายได้เพิ่มให้กับการไฟฟ้าได้

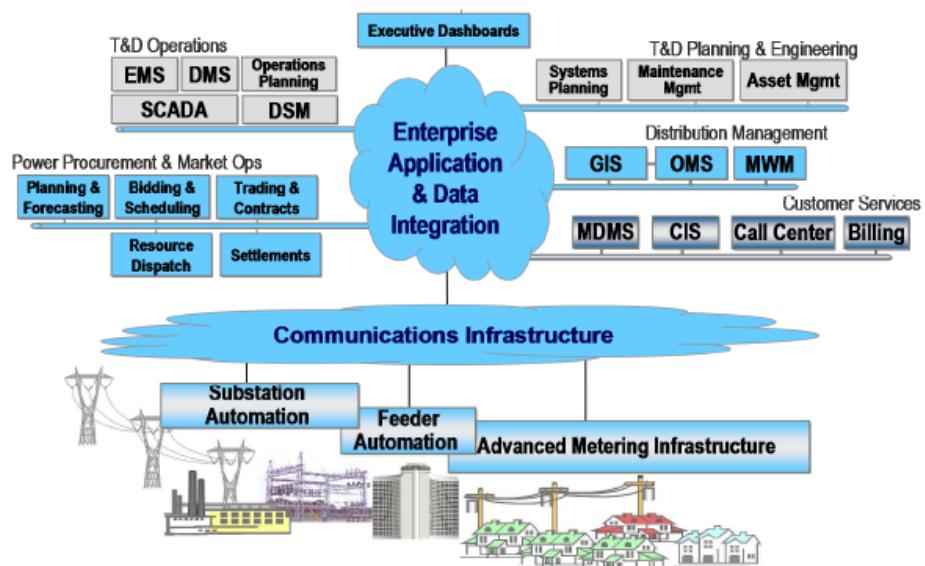
1.8.3 บทสรุป

สำหรับประเทศไทย การใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าถือเป็นทางเลือกที่น่าสนใจ อย่างไรก็ตาม การที่จะกระตุ้นให้คนหันมาสนใจรถยนต์ไฟฟ้านั้น จำเป็นต้องมีโครงสร้างพื้นฐานรองรับอย่างเพียงพอโดยเฉพาะระบบสาธารณูปโภคที่รองรับการชาร์จไฟฟ้า ซึ่งการชาร์จไฟฟ้าจะมีผลกระทบอย่างมากต่อโครงข่ายไฟฟ้า เนื่องจากการชาร์จไฟ

รยนต์ไฟฟ้าต้องใช้กำลังไฟฟ้าสูงมาก ดังนั้น หากไม่มีการควบคุมปริมาณการชาร์จให้เหมาะสม จะทำให้ผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม ตึงแต่ระบบจำหน่าย ระบบส่ง และระบบผลิตไฟฟ้า โดยผลกระทบจากการชาร์จไฟรยนต์ไฟฟ้าที่มีต่อระบบจำหน่ายที่เห็นได้ชัดเจนที่สุด คือ หม้อแปลงในระบบจำหน่าย เนื่องจากจะเป็นจุดที่รวบรวมโหลดจากการชาร์จไฟรยนต์ไฟฟ้าผ่านระบบจำหน่ายไปยังสถานีไฟฟ้า ระบบส่ง และระบบผลิตไฟฟ้า ต่อไป ซึ่งโหลดที่เพิ่มขึ้นจากการรยนต์ไฟฟ้านี้จะเป็นการเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับโหลดในปัจจุบัน และอาจจะทำให้หม้อแปลงจำหน่ายในปัจจุบัน ไม่สามารถรองรับโหลดได้เพียงพอ ดังนั้น การศึกษา ออกแบบและทดสอบระบบสถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะซึ่งต่อร่วมกับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) จึงเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่ง เพื่อที่จะได้นำไปวางแผนพัฒนาระบบจำหน่ายได้อย่างเหมาะสมต่อไป

1.9 ទະນັກ IT Integration System

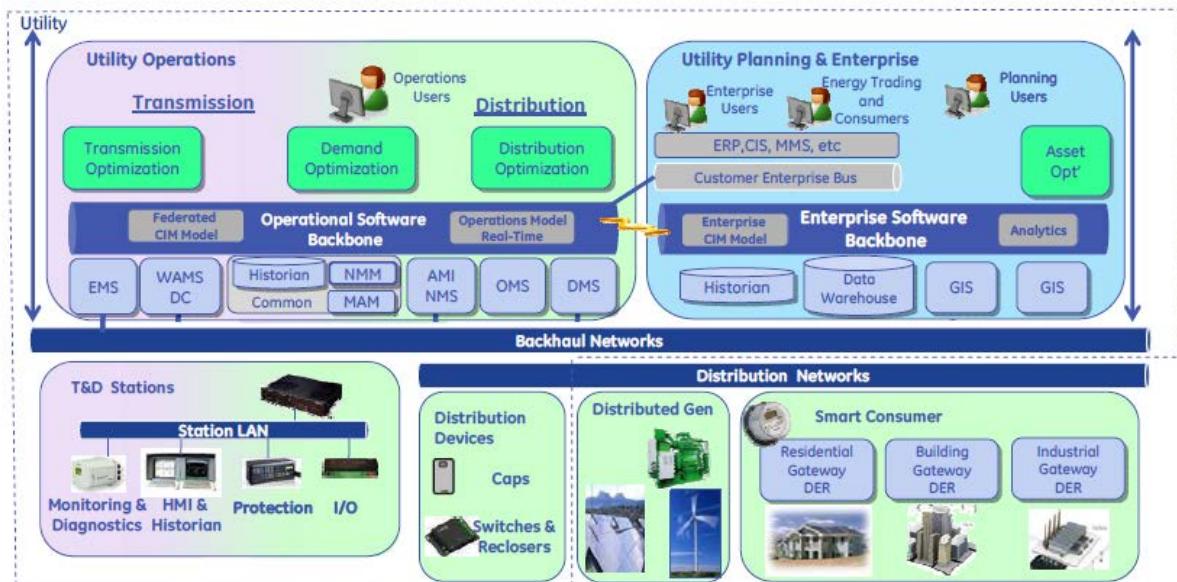
องค์ประกอบที่สำคัญมากอย่างหนึ่งของ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) คือ ระบบสารสนเทศและการสื่อสารที่ต้องสามารถรองรับอุปกรณ์ Intelligent ต่างๆ ที่มีการสื่อสารแบบสองทาง (Two-way Communication) รวมทั้งเชื่อมโยงระบบต่างๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น EMS, DMS, OMS, MDMS, GIS, CIS เป็นต้น เข้าไว้ด้วยกัน ตัวอย่างลักษณะ โครงสร้างพื้นฐานและการเชื่อมต่อของระบบต่างๆ ใน โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ดังแสดงในรูปที่ 1.20



รูปที่ 1.20 ตัวอย่างการเชื่อมต่อระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

เดิมระบบสารสนเทศต่างๆ ถูกออกแบบให้ทำงานเป็นอิสระต่อกัน สนับสนุนงานเฉพาะด้าน ปัจจุบันระบบต่างๆ มีการขยายขอบเขตและขีดความสามารถมากขึ้น จึงมีความต้องการข้อมูลที่อยู่ในระบบอื่นๆ และเกิดการแลกเปลี่ยนข้อมูล ซึ่งหน่วยงานด้านการไฟฟ้าต่างๆ ระหว่างกัน จึงการทำงานร่วมกันของแต่ละระบบจากปัจจัยหลักด้านหลายอย่าง การออกแบบหรือกำหนดความต้องการในอนาคตจำเป็นต้องพิจารณา End to end ไม่สามารถมองเฉพาะ

Function ของหน่วยงานตนเองได้ รูปที่ 1.21 เป็นตัวอย่างแสดงให้เห็นถึงแนวคิดการจัดกลุ่มระบบสารสนเทศในกิจการไฟฟ้า เพื่อให้เห็นถึงประเภทข้อมูลที่ใช้งานในแต่ละด้าน โดยแบ่งกลุ่มเป็นระบบด้านปฏิบัติการ (Operation) และระบบด้านการจัดการองค์กร (Enterprise) ทั้ง 2 กลุ่มนี้ชื่อมโยงกันอุปกรณ์หรือระบบในการสนับสนุนที่เป็นต้นกำเนิดของข้อมูลได้แก่ สถานีไฟฟ้า อุปกรณ์ในระบบส่ง-จำหน่าย ระบบ Distribution Generation และระบบ AMI



รูปที่ 1.21 ตัวอย่างการจัดกลุ่มระบบสารสนเทศ

ข้อมูลในระบบย่อยต่างๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะต้องถูกเชื่อมโยงต่อถึงกันและสามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบได้ ประเด็นสำคัญสำหรับการพัฒนาระบบที่เพื่อนำมาใช้ในการ Integrate ระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเข้าไว้ด้วยกัน ได้แก่

- ทุกระบบสามารถทำงานร่วมกันได้อย่างราบรื่น
- คุณภาพและความมั่นคงปลอดภัยของข้อมูล
- การบริหารจัดการข้อมูล

การเชื่อมต่อระบบต่างๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะให้สามารถทำงานร่วมกันได้ ปัจจุบันมีมาตรฐานในการรับส่งข้อมูลที่ถูกนำมาใช้กับระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ ดังนี้

- 1) มาตรฐาน IEC 61850 เป็นมาตรฐานที่ใช้เกี่ยวกับ การจัดการเกี่ยวกับระบบไฟฟ้ากำลัง โดยมีการกำหนดลักษณะของอุปกรณ์และมาตรฐานการรับส่งข้อมูลต่างๆ เพื่อความคุณการทำงานและเก็บค่าของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ซึ่งกล่าวได้ว่า IEC 61850 เป็นโปรโตคอลที่ใช้ในการกำหนดการติดต่อสื่อสารกันระหว่างผู้ควบคุมกับอุปกรณ์ โดยมีรูปแบบการจัดการตามมาตรฐาน OSI ในการรับส่งข้อมูล IEC 61850 ถือว่าเป็นโปรโตคอลตัวล่าสุดที่ออกแบบมาใช้ในระบบสถานีไฟฟ้า จุดมุ่งหมายคือเพื่อใช้แทนที่โปรโตคอลปัจจุบันทุกด้วยที่เป็นแบบระบบเวลาจริง (Real-time System) หรือ แบบไคลเอนท์เซิร์ฟเวอร์ (Client-Server) การโอนหรือบันทึกค่าหรือข้อมูลจะใช้เทคโนโลยีทาง XML (Extension Mark-up Language) ในชื่อของภาษา SCL (Substation Configuration Language)

ในการนี้ที่แต่ละผู้ผลิตทำตามมาตรฐาน IEC61850 ไฟล์คอนฟิกกูเรชันและพารามิเตอร์ที่สามารถใช้งานร่วมกันได้ รูปแบบการสื่อสาร IEC 61850 จะใช้ Ethernet protocol สำหรับการส่งข้อมูลแบบวิกฤต เช่นระบบป้องกันเรียกว่า 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

- IEC 61850-6 กำหนดภาษาที่ใช้ในการเก็บข้อมูล ที่ได้จากสถานีไฟฟ้า
- IEC 61850-7-4 กำหนดการตั้งชื่อของข้อมูลที่จากสถานีไฟฟ้า
- IEC 61850-8 กำหนดการ Mapping ของการสร้างข้อมูลที่รวมมา

การกำหนดมาตรฐานดังกล่าวช่วยลดความซับซ้อนและความหลากหลายของระบบข้อมูลในงาน Substation Automation (SA) และ DMS ได้อย่างมาก ส่งผลให้การจัดการข้อมูลง่ายขึ้นมาก

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

- CIM เป็นมาตรฐานพื้นฐานที่ไปสำหรับอุตสาหกรรมพลังงานไฟฟ้า เพื่อนำมาใช้ออกแบบสิ่งต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับการรวมกลุ่มของซอฟต์แวร์ประยุกต์ที่เกี่ยวข้องและเชื่อมโยงระบบต่างๆ เข้าไว้ด้วยกัน
- GID เป็นมาตรฐานในอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับการแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างบัสที่เชื่อมโยงถึงกัน

2. รายละเอียดโครงการ

2.1 พื้นที่โครงการ

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ของ กฟภ. จัดทำขึ้นเพื่อทดสอบการใช้งานระบบย่อยต่างๆ ของ Smart Grid ประกอบด้วย ระบบ AMI, ระบบแก๊บลีปัญหาไฟฟ้าขัคห์ของอัจฉริยะ (Mobile Workforce Management), ระบบ Substation Automation (IEC 61850) และระบบ IT Integration System ทั้งในด้านเทคโนโลยีการเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติงานของภายในองค์กรของ กฟภ. การศึกษาข้อดี ข้อด้อย ปัญหา อุปสรรคต่างๆ รวมถึงการทำให้ทั้ง กฟภ. และผู้ใช้ไฟฟ้า รับรู้ถึงประโยชน์ที่จะได้รับจากการนำ Smart Grid เพื่อเป็นประโยชน์ในการนำข้อมูลที่ได้จากโครงการมาศึกษาวิเคราะห์เพื่อพัฒนาแนวทางการจัดทำโครงการติดตั้งระบบ Smart Grid ต่อไปในอนาคต

จากการศึกษาความเหมาะสมของพื้นที่จัดทำโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ที่ปรึกษาเสนอให้จัดทำโครงการที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (กฟภ. 2) เนื่องจากมีความเหมาะสมและความพร้อมในหลายๆ ด้านสามารถสรุปได้ดังนี้

- เมืองพัทยาเป็นเมืองสำคัญทางเศรษฐกิจที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง และมีผลกระทบสูงหากระบบไฟฟ้าเกิดปัญหาขึ้น ซึ่งทำให้สามารถเห็นประโยชน์ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะได้ชัดเจน
- มีการกระจายของผู้ใช้ไฟฟ้าหลากหลายกลุ่ม เช่น ทั้งบ้านพักอาศัย, อาคารสำนักงาน, โรงแรม, ภาคธุรกิจและโรงงานอุตสาหกรรม
- ลักษณะชุมชนมีทั้งพื้นที่หนาแน่น พื้นที่เบาบาง พื้นที่ชนบท รวมถึงพื้นที่เกษตร คือ เกาะล้าน จึงเหมาะสมกับการทดสอบการสมมูลกันของเทคโนโลยีการสื่อสารหลายรูปแบบ สำหรับระบบมิเตอร์อัจฉริยะ
- มีความร่วมมือจากพื้นที่ ซึ่งเมืองพัทยามีนโยบายที่จะพัฒนาเป็น Smart City จึงเป็นเมืองที่รองรับโครงการนำร่องหลายๆ โครงการ จึงเหมาะสมในการสาธิตเทคโนโลยีใหม่ๆ
- เมืองพัทยามีโครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายสื่อสารค่อนข้างพร้อมอยู่แล้ว
- เป็นเมืองที่มีความเจริญทางเศรษฐกิจ ธุรกิจและการท่องเที่ยว จึงเหมาะสมสำหรับการทดสอบเทคโนโลยีหรือบริการใหม่ๆ

โดยจะติดตั้ง Smart Meter ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วพื้นที่เมืองพัทยา ประมาณ 116,308 ราย (ยกเว้น ผู้ใช้ที่ติดตั้งมิเตอร์ Automatic meter reading: AMR ตามโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ สำหรับผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่) และติดตั้งระบบ Smart Grid อีก ๑ ในพื้นที่สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้กับพื้นที่เมืองพัทยา จำนวน 3 สถานีไฟฟ้า คือ สถานีไฟฟ้าพัทยาเหนือ สถานีไฟฟ้าพัทยาใต้ และสถานีไฟฟ้าจอมเทียน เพื่อให้สามารถทดสอบได้ครบถ้วนทุกประเด็นตามวัตถุประสงค์ของโครงการ

2.2 วัตถุประสงค์ของโครงการ

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี มีวัตถุประสงค์ดังนี้

- เพื่อศึกษาเทคโนโลยี และทดสอบการออกแบบและการใช้งานระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในด้านต่างๆ สำหรับรองรับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่อื่นๆ ต่อไป
- เพื่อศึกษาประโยชน์ที่จะได้รับจากแต่ละระบบของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ
- พัฒนาระบบไฟฟ้า เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงให้กับระบบจำหน่าย ประสิทธิภาพในการเชื่อมตอกับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก รวมทั้งลดปัญหาและค่าใช้จ่ายในด้านการปฏิบัติการต่างๆ
- เพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผนพัฒนาระบบจำหน่าย

2.3 ขนาดของโครงการ

ขนาดของโครงการแยกตามระบบย่อยต่างๆ ของ Smart Grid ที่จะจัดทำในเมืองพัทยา จ.ชลบุรี มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.3.1 ระบบ AMI

นอกจากการเลือกพื้นที่จัดทำโครงการเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องพิจารณาเลือกสถานที่ให้เหมาะสมแล้ว การกำหนดขนาดของโครงการก็เป็นสิ่งสำคัญเช่นกัน เนื่องจากการทดสอบในประเด็นต่างๆ ของระบบ AMI โดยเฉพาะการทดสอบเทคโนโลยีการสื่อสารในหลาย ๆ โมเดล จำเป็นต้องมีกลุ่มตัวอย่างที่มีขนาดเพียงพอ ซึ่งที่ปรึกษาประเมินขนาดที่เหมาะสมของโครงการ โดยพิจารณาจาก 2 ประเด็นหลัก คือ แนวทางการทดสอบด้านเทคนิค และตัวอย่างโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ ดังนี้

พิจารณาจากการทดสอบด้านเทคนิค

การทดสอบด้านเทคนิคสำหรับระบบ AMI โดยเฉพาะการทดสอบเทคโนโลยีการสื่อสารซึ่งที่ปรึกษาเสนอให้ทดสอบทั้งหมด 7 โมเดล และการทดสอบการใช้งาน Service ต่างๆ (รายละเอียดอยู่ในบทที่ 3) ซึ่งในการทดสอบเทคโนโลยีการสื่อสารทั้ง 7 โมเดลนั้นจำเป็นต้องแยกกลุ่มทดสอบ ดังนั้น จำนวนมิเตอร์ที่ใช้ทดสอบในแต่ละ โมเดล ควรมีจำนวนเพียงพอสำหรับทดสอบเทคโนโลยีการสื่อสารใน 7 โมเดลนั้นๆ และอีกประเด็นหนึ่งคือการทดสอบ Service ในระบบ AMI ซึ่งควรจะทดสอบการใช้งานอย่างเต็มรูปแบบ เช่น ทดสอบการทำงานของระบบ Outage Monitoring, Tamper Detection, การส่งสัญญาณ Alarm ต่างๆ หรือการป้อนคำสั่ง Remote Connect/Disconnect ว่า สามารถทำงานได้ถูกต้องครบถ้วนหรือไม่ รวมทั้งการทดสอบความสามารถในการ re-route ของอุปกรณ์ DCU ในกรณีที่อุปกรณ์ DCU บางตัวเกิดปัญหา เป็นต้น ซึ่งหากจำนวนมิเตอร์ที่ใช้ทดสอบมีน้อยเกินไปอาจทำให้ไม่สามารถหาจุดด้อยหรือข้อจำกัดบางประการได้

ดังนั้นที่ปรึกษาเสนอให้ กฟภ.พิจารณาทดสอบระบบ AMI ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ให้ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเมืองพัทยา ซึ่งนอกจากจะทำให้สามารถทดสอบด้านเทคนิคได้ครบถ้วนแล้ว ยังสะดวกต่อการ

ปฏิบัติงานของพนักงาน 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

พิจารณาจากด้านอย่างไร โครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ

ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าหลายรายทั่วในยุโรป เอเชียและสหรัฐอเมริกา ต่างก็มีความสนใจในการก้าวไปสู่ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ และระบบ AMI ถือเป็นสิ่งที่ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าส่วนใหญ่พิจารณาว่าเป็นก้าวแรกที่จะก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เนื่องจากการสร้างระบบ AMI จำเป็นต้องสร้างโครงข่ายสื่อสารระหว่างผู้ให้บริการด้านไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งจะมีประโยชน์ต่อการพัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพ ต่อไป โดยเฉพาะแอปพลิเคชันสำคัญที่จะช่วยลดค่าใช้จ่ายให้กับผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าเป็นอย่างมาก เช่น อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU, การทำ Peak Shaving, Demand Response หรือ ระบบ Distributed Generation เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม การสร้างระบบ AMI จำเป็นต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก ทั้งจากค่าอุปกรณ์ทั้งอุปกรณ์ปลายทาง เช่น Smart Meter รวมถึงอุปกรณ์ในโครงข่ายสื่อสารและอุปกรณ์อื่นๆที่จำเป็น ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง ค่าซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายอื่นๆในโครงการ ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าส่วนใหญ่จึงมักจัดทำโครงการนำร่องระบบ AMI เพื่อศึกษาถึงประโยชน์ที่ได้รับ ค่าใช้จ่าย และปัญหาหรือข้อจำกัดต่างๆ เพื่อนำมาพิจารณาในการทำโครงการติดตั้งระบบ AMI เดิมรูปแบบต่อไป ซึ่งรายละเอียดของโครงการนำร่องระบบ AMI ทั้งในสหรัฐอเมริกา ญี่ปุ่น และประเทศไทยต่างๆ ในยุโรป สามารถพิจารณาได้ในภาคผนวก ค.

จากข้อมูลโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศในภาคผนวก ค. ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าแต่ละรายจะจัดทำโครงการนำร่องระบบ AMI ที่มีขนาดแตกต่างกัน ตั้งแต่หลักวันเดียวไปจนถึงหลักแสนวันเดียว ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าหรือลูกค้าทั้งหมดของผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าแต่ละราย รวมถึงวัตถุประสงค์ของโครงการนำร่องระบบ AMI ซึ่งจะแตกต่างกันไปในผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าแต่ละราย ซึ่งบางรายจัดทำโครงการนำร่องระบบ AMI เพื่อทดสอบเพียงบางพื้นที่ หรือต้องการเพียงเพื่อลดค่าใช้จ่ายในการจดมิเตอร์เท่านั้น จึงไม่จำเป็นต้องทดสอบด้วยโครงการนำร่องขนาดใหญ่มากนัก และเนื่องจากผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าในต่างประเทศส่วนใหญ่จะมีจำนวนลูกค้าไม่มากนัก จึงอาจเห็นว่าโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศส่วนใหญ่จะมีขนาดไม่ใหญ่มากนัก

อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ ซึ่งมีแผนงานชัดเจนที่จะขยายระบบ AMI ต่อไปในอนาคต มักจะเริ่มต้นด้วยโครงการนำร่องประมาณหลักหมื่นถึงแสนวันเดียว และค่อยดำเนินการขยายขนาดต่อไปในอนาคต ดังนั้นการเริ่มต้นพัฒนาระบบ AMI ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ซึ่งมีขนาด 116,308 ราย ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในเมืองพัทยา ถือว่าไม่มากเกินไปและไม่น้อยเกินไป เมื่อเทียบกับโครงการนำร่องระบบ AMI ในต่างประเทศ

สรุปน่าคิดที่เหมาะสมของระบบ AMI

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

สำหรับผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่ที่มีความต้องการไฟฟ้ามากกว่า 30 kW ซึ่งได้รับการติดตั้งระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติในโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่ (Automatic Meter Reading: AMR) ระยะที่ 1 ไปแล้ว รวมทั้งที่อยู่ในขอบเขตของการดำเนินงานในระยะที่ 2 นั้น โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี กฟภ. ไม่ครอบคลุมกับผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนนี้ เพื่อไม่ให้เกิดความทับซ้อนกันระหว่าง 2 โครงการ อย่างไรก็ตาม กฟภ. ควรพิจารณาทดสอบระบบ AMI กับผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่ซึ่งยังไม่ได้ติดตั้งระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติในโครงการนี้ด้วย เพียงแต่อ้างทดสอบเพียงจำนวนน้อยเนื่องจากผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่มีความต้องการบริการหรือฟังก์ชันมากกว่าผู้ใช้ไฟฟารายอื่น จึงเหมาะสมสำหรับทดสอบบริการที่เป็น Broadband Service

กฟภ. ในเมืองพัทยา จำนวน 2 แห่ง รวมถึงการบูรณาการเข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในส่วนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

2.3.2 ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

จัดทำโครงการนำร่องระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ. (PEA Smart Grid) โดยขอบเขตหรือขนาดของโครงการนี้เป็นการออกแบบระบบการจัดการพนักงานแก้ไขซึ่งจะต้องดึงข้อมูลที่จำเป็นมาใช้ประโยชน์โดยเฉพาะข้อมูลจากระบบ OMS ภายในสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในเมืองพัทยา ทั้งนี้รอดยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะจะต้องสามารถติดต่อสื่อสารกับระบบการจัดการพนักงานแก้ไขพร้อมทั้งสามารถเชื่อมต่อมายังฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้องได้

2.3.3 ระบบ Substation Automation

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

2.3.4 ระบบ IT Integration System

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

2.4 ขอบเขตการดำเนินงาน

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี จะดำเนินการติดตั้ง มิเตอร์อัจฉริยะ อุปกรณ์ของระบบย่อยต่างๆ ในระบบ Smart Grid และโครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารในพื้นที่ เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ซึ่งจะอยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (กฟภ.2)

สำหรับระบบคอมพิวเตอร์ส่วนกลางหรือ Data Center สำหรับระบบ AMI ที่ปรึกษาเสนอให้วางระบบ Data Center ไว้ที่ส่วนกลาง คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่ ดังนั้นความรับผิดชอบในส่วน Data Center จะเป็นของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่

2.5 ปริมาณงานของโครงการ

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี มีปริมาณงานดังนี้

1) ติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะจำนวน (Smart meter)	116,308 เครื่อง
2) ติดตั้งระบบแก๊บปัญญาไฟฟ้าขั้ดของอัจฉริยะ	1 ระบบ
3) ติดตั้งระบบ Substation Automation (IEC 61850)	3 สถานี
4) ติดตั้งระบบ IT Integration System	1 ระบบ

2.6 แผนการดำเนินงาน

ในส่วนของแผนดำเนินงานโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี สามารถนำมาสรุประยุกต์อีกด้วยกิจกรรมหลักๆ ในการดำเนินงานโครงการ โดยแบ่งภาระ เป็น 5 ขั้นตอน ได้ดังนี้

1. ขั้นตอนวางแผนและกำหนดรายละเอียดงาน - เป็นขั้นตอนการกำหนดแผนงานและรายละเอียดต่างๆ ของโครงการ เช่น สำรวจสถานที่ติดตั้ง ออกแบบระบบ ศึกษากระบวนการเดิม กำหนดขอบเขตงาน กำหนดรายละเอียดอุปกรณ์และรายละเอียดงาน เพื่อนำมาสรุปเป็นร่างรายละเอียดของโครงการ (TOR) ดำเนินการขออนุมัติ แผนการและรูปแบบการดำเนินงาน และออกแบบนโยบายปรับเปลี่ยนกระบวนการต่างๆ ให้เหมาะสมกับระบบ AMI

2. ขั้นตอนประกวดราคา คัดเลือกผู้ขายและจัดซื้ออุปกรณ์ - หลังจากกำหนดคร่าวรายละเอียด โครงการและได้รับการอนุมัติ แผนการและรูปแบบการดำเนินงานแล้ว ขั้นตอนต่อไปจะเป็นการประกวดราคา เพื่อคัดเลือกผู้ขาย หรือผู้ผลิตที่เหมาะสมที่สุด จากนั้นจึงลงนามสัญญาจ้าง และดำเนินการตามกระบวนการจัดซื้อ เมื่อได้รับการสั่งมอบ อุปกรณ์จากผู้ขายแล้ว ควรตรวจสอบและทดสอบอุปกรณ์ให้เรียบร้อยเพื่อไม่ให้เกิดปัญหาในการติดตั้งจริง

3. ขั้นตอนติดตั้งอุปกรณ์ – การดำเนินงานในขั้นตอนนี้อาจแบ่งย่อยได้เป็นงานของแต่ละระบบ ดังนี้

- ติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ – เป็นงานที่ใช้เวลานานที่สุด เนื่องจากมีปริมาณงานสูงมาก โดยจะใช้เวลาประมาณ 16-17 เดือน
- งานติดตั้งระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ - ใช้เวลาประมาณ 3 เดือน แต่จะต้องรอให้มีการติดตั้งระบบ Data Center ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะเสร็จสิ้นก่อน
- งานติดตั้งระบบ Substation Automation (IEC 61850) – ใช้เวลาประมาณ 6 เดือน
- งานติดตั้งระบบ IT Integration System – เป็นงานที่ต้องดำเนินการอย่างต่อเนื่องควบคู่ไปกับการติดตั้งระบบต่างๆ โดยจะใช้เวลาประมาณ 12 เดือน

4. การเก็บข้อมูล ทดสอบการทำงานและวิเคราะห์ผล - ขั้นตอนการเก็บข้อมูล ทดสอบการทำงานของทุกๆ ระบบ การเก็บข้อมูลควรเริ่มต้นทันทีหลังจากเริ่มติดตั้งมิเตอร์ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ ควบคู่ไปกับการติดตั้งระบบอื่นๆ ทั้งหมด ไปจนถึงสิ้นสุดโครงการ

5. การทำ Change Management เพื่อบริหารจัดการการเปลี่ยนแปลงที่จะเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนไปใช้งานระบบต่างๆ ในโครงการนี้ ทั้งด้านรูปแบบการปฏิบัติงาน กระบวนการ และด้านธุรกิจ โดยเฉพาะจากการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะที่จะมีลักษณะเป็นการทยอยติดตั้งแทนที่มิเตอร์งานหมุน การเปลี่ยนแปลงต่างๆ จึงมีลักษณะค่อยเป็นค่อยไปจนกว่าจะติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะเสร็จสิ้น

จากรายละเอียดและระยะเวลาดำเนินการของกิจกรรมต่างๆ สามารถนำมาสรุปเป็นตารางเวลาของแผนดำเนินงานโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ได้ดังตารางที่ 2.1 ซึ่งจะใช้ระยะเวลาดำเนินการประมาณ 24 เดือน

ตารางที่ 2.1 แผนดำเนินงานโครงการ

ลำดับ	รายละเอียดกิจกรรม	ระยะเวลา																								
		เดือนที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
สัปดาห์ที่	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
1. วางแผนและกำหนดรายละเอียดงาน																										
1.1 สำรวจสถานที่ติดตั้ง																										
1.2 ศึกษากระบวนการปัจจุบันและระบบสาธารณูปโภคที่เกี่ยวข้อง																										
1.3 ออกแบบระบบ																										
1.4 กฟก. ประชุมเพื่อกำหนดกลุ่มลูกค้าในการทดสอบ		★	★																							
1.5 เสนอขออนุมัติแบบฟอร์มกุญแจในการทดสอบ																										
1.6 กำหนด Scope of Work ในการดำเนินงาน																										
1.7 คณะทำงาน กฟก. ประชุมเพื่อสรุปรายละเอียดทั้งหมด			★	★																						
1.8 สรุปรายละเอียดอุปกรณ์ รายละเอียดของงาน																										
1.9 ขออนุมัติจัดตั้งคณะกรรมการฯ (ภาคกลาง, ร่าง TOR, พิจารณา และตรวจสอบ)																										
1.10 คณะกรรมการฯ จัดทำภาคกลาง																										
1.11 คณะทำงาน กฟก. กำหนดวิธีการเข้าร่วมโครงการ																										
1.12 ประชุมคู่ปรับข้าราชการร่างรายละเอียดของโครงการ																										
1.13 คณะทำงาน กฟก. ขออนุมัติทำโครงการ																										
1.14 วางแผนการปรับเปลี่ยนกระบวนการใหม่																										
2. ประกวดราคา คัดเลือกผู้ขายและจัดซื้ออุปกรณ์																										
2.1 กฟก. ประกาศขยายแบบประกวดราคา																										
2.2 คณะกรรมการฯ พิจารณา และประกาศผลการประกวดราคาพร้อม ก้าหนนครั่ว E-auction																										
2.3 ผู้ร่วมประมูลเสนอราคาผ่านระบบ E-auction																										
2.4 กฟก. ลงนามสัญญาจ้าง																										
2.5 ผู้ขายเสนอรายละเอียดแผนการดำเนินงานให้ กฟก. อนุมัติ																										
2.6 จัดซื้ออุปกรณ์ในโครงการ																										
3. งานก่อสร้างและติดตั้ง																										
3.1 ติดตั้งระบบไฟฟ้า แอลมีเตอร์ชั่วจังหวะ																										
3.2 ติดตั้งระบบแก๊บบูน้ำไฟฟ้าชั้นอัจฉริยะ																										
3.3 ติดตั้ง Substation Automation																										
3.4 ติดตั้ง IT Integration System																										
4. เก็บข้อมูลและทดสอบการทำงานในแต่ละ Solution																										
5. การทำ Change management																										

2.7 เงินลงทุนของโครงการ

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี มีระยะเวลาดำเนินการ 2 ปี รวมวงเงินลงทุน 1,069 ล้านบาท รายละเอียดดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 สรุปเงินลงทุนโครงการ

ที่	รายการ	เงินลงทุน (ล้านบาท)
1	ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ	917
2	ระบบแก๊สปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	12
3	ระบบ Substation Automation	104
4	IT Integration System	36
รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท)		1,069

รายละเอียดและแนวทางในการประเมินวงเงินลงทุน จะอยู่ในบทที่ 4 การวิเคราะห์ด้านการเงิน

2.8 ผลประโยชน์จากการ

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี จัดทำขึ้นเพื่อทดสอบการใช้งานระบบต่างๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อให้ กฟภ. ได้ศึกษาประโยชน์จากการใช้งานระบบเหล่านี้ และศึกษาข้อด้อย และข้อจำกัดต่างๆ เพื่อนำไปพัฒนาแก้ไขสำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่อื่นๆ ต่อไปในอนาคต จากการดำเนินโครงการทั้งหมด สามารถสรุปผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นได้ดังนี้

2.8.1 ผลประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

- สามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนเองได้ตลอดเวลา เพื่อนำมาบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าของตนเองให้เหมาะสม
- ค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือนมีความถูกต้องแม่นยำมากขึ้น
- เพิ่มทางเลือกในการใช้บริการใหม่ๆ เช่น การใช้ไฟฟ้าแบบ Prepayment บริการ Energy Information Service เป็นต้น
- ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงมากขึ้น ทำให้ลดปัญหาการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง

2.8.2 ผลประโยชน์ต่อ กฟภ.

- ได้ศึกษาระบบออกแบบและการใช้งานระบบต่างๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพื่อนำไปปรับใช้ในพื้นที่อื่นๆ ต่อไป

2. ช่วยลดค่าใช้จ่ายในข้างหน้าของมิเตอร์ และค่าใช้จ่ายในการออกใบกำนันการตัด-ต่อ มิเตอร์
3. ลดการสูญเสียรายได้เนื่องจาก Non-technical Loss และลดต้นทุนเนื่องจาก Technical Loss จาก กำลังสูญเสียในคลอดของมิเตอร์งานหมุน และและการลดความคลอดเกลื่อนในการอ่านหน่วย ของมิเตอร์
4. ช่วยลด Peak Load ของระบบ ทำให้สามารถลดการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ให้กับระบบ ไฟฟ้า
5. เพิ่ม Cash Flow ให้ กฟภ. จากการเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น และการให้บริการแบบ Prepayment
6. ได้ประโยชน์จากการเพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้า และลดความเสียหายจากไฟฟ้าดับที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้านี้จาก กฟภ. สามารถลดเวลาในการแก้ไขปัญหา และสามารถทราบเหตุการณ์ไฟฟ้า ดับได้ทันที
7. ลดค่าใช้จ่ายในการออกใบแก้ไขปัญหานะในระบบจำหน่าย และการบำรุงรักษา
8. เปิดโอกาสในการให้บริการเสริมอื่นๆ เช่น Energy Information Service
9. เพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผน
10. ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดความเชื่อมั่นในการอ่านหน่วยเพื่อเรียกเก็บค่าไฟฟ้าประจำเดือน โดยที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนเองได้ตลอดเวลา

2.9 ผลกระทบจากการ

2.9.1 ผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

ระบบย่อยต่างๆ ในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี มีเพียงระบบ AMI เท่านั้น ที่จะส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากระบบอื่นๆ จะเป็นการดำเนินการภายใต้สถานีไฟฟ้าหรือสำนักงานของ กฟภ. เท่านั้น

สำหรับผลกระทบจากระบบ AMI นั้น แม้ว่าในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี จะยังไม่มีการปรับเปลี่ยนอัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาใช้งาน แต่ก็ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าได้ เช่นกัน เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนได้ตลอดเวลา และโดยทั่วไปหากผู้ใช้ไฟฟ้านั้น ว่า ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของตนสูง ก็มักจะหาทางเปลี่ยนแปลงพฤติกรรม เพื่อให้ปริมาณการใช้ไฟฟ้าลดลง หากเบริกบานเทียบกับปัจจุบัน ผู้ใช้ไฟฟ้ามักจะเริ่มคิดเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของตน เมื่อเห็นว่าค่าไฟฟ้าของตนเริ่มสูงขึ้น แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถตรวจสอบได้ว่าค่าไฟฟ้าที่สูงขึ้นนั้น มาจากเครื่องใช้ไฟฟ้าใดหรือเกิดขึ้นในช่วงเวลาใดบ้าง จึงไม่สามารถเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าได้อย่าง เหมาะสมและมีประสิทธิภาพเท่าที่ควร

นอกจากนี้ ระบบ AMI ยังทำให้ผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่ที่ใช้อัตราค่าไฟแบบ TOU (Peak และ Off-peak) สามารถบริหารจัดการการทำงานต่างๆ ในองค์กรเพื่อหลีกเลี่ยงการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak เนื่องจากสามารถตรวจสอบการใช้ไฟฟ้าได้ละเอียดมากขึ้นและยังมีฟังก์ชัน Time synchronization ที่จะทำให้เวลาของมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าตรงกับเวลาของ กฟภ. ซึ่งจะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่เหล่านี้บริการจัดการการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่จะเปลี่ยนอัตราค่าไฟฟ้าระหว่าง Peak และ Off-peak ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น ส่งผลให้ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak อาจจะลดลงเล็กน้อย นอกจากนี้ ยังช่วยลดปัญหาไฟฟ้าดับทั้งจำนวนครั้งและระยะเวลา ซึ่งจะเพิ่มความพึงพอใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามากขึ้น

อย่างไรก็ตาม หลังจากการที่ดำเนินการติดตั้งระบบ AMI อาจมีผลให้เกิดการเปรียบเทียบค่าไฟฟาระหว่างก่อนและหลังการติดตั้งระบบ AMI ซึ่งอาจสูงขึ้นสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้านางราย อาจมีผลทำให้เกิดข้อร้องเรียนเพิ่มขึ้นในช่วงแรกๆ ซึ่งจุดนี้ กฟภ. จำเป็นต้องสื่อสารให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบถึงข้อจำกัดของการจดหน่วยมิเตอร์และการอ kokbil จากระบบเดิม พร้อมทั้งชี้แจงให้เห็นถึงประโยชน์ของระบบ AMI ที่จะช่วยลดข้อจำกัดเหล่านี้

ผลกระทบอีกประการที่อาจเกิดขึ้นได้คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเกิดความไม่แน่ใจว่าการลงทุนติดตั้งระบบ AMI โดยเฉพาะการติดตั้ง Smart Meter ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถมองเห็นได้ว่ามีราคาสูง จะส่งผลให้อัตราค่าไฟฟ้าสูงขึ้น หรือ กฟภ. จะเก็บค่าใช้จ่ายในส่วนนี้กับผู้ใช้ไฟฟ้าหรือไม่ รวมทั้งความไม่แน่ใจในความมั่นคงปลอดภัยของ Smart Meter รวมถึงการส่งข้อมูลผ่านโครงข่ายสื่อสาร ที่อาจถูกโจมตีได้

2.9.2 ผลกระทบต่อ กฟภ.

โดยส่วนใหญ่แล้ว ผลกระทบจากโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ที่มีต่อ กฟภ. ที่เห็นได้ชัดเจนที่สุด คือ การเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติงานของพนักงาน เนื่องจากมีระบบใหม่เพิ่มเติมเข้ามาหลายระบบ จึงอาจต้องใช้เวลาในการเรียนรู้สักระยะ โดยเฉพาะระบบ AMI ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติงานของพนักงานในหลายส่วน เช่น พนักงานในระบบ Billing เนื่องจากรูปแบบการจดหน่วยและการอ Kokbil จะเปลี่ยนแปลงจากเดิมเป็นอย่างมาก และพนักงานที่มีหน้าที่เกี่ยวกับมิเตอร์ เนื่องจากเทคโนโลยี Smart Meter จะแตกต่างจากมิเตอร์舊式 อาจต้องเจอกับข้อร้องเรียนจากผู้ใช้ไฟฟ้ามากขึ้น เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้านางรายจะมีค่าไฟฟ้าสูงขึ้นซึ่งอาจส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้านางรายไม่พอใจระบบ AMI ได้ อย่างไรก็ตาม ข้อมูลที่ได้จากระบบ AMI จะมีประโยชน์ต่อ กฟภ. ในหลายด้าน เช่น

- ลดค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับ Max Demand เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่จะลดการใช้ไฟฟ้าของตนในช่วง Peak ลดค่าใช้จ่ายและระยะเวลาในการจดหน่วยและการอ Kokbil
- พนักงานของ กฟภ. ที่มีหน้าที่รับผิดชอบ เช่น พนักงานแผนกมิเตอร์ พนักงานแผนกบริการลูกค้า สามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าได้ตลอดเวลา
- ลดหน่วยสูญเสียจากการละเมิดใช้ไฟฟ้า มิเตอร์ชำรุด เนื่องจากระบบ AMI สามารถตรวจสอบเหตุการณ์เหล่านี้ได้

- สามารถทราบเหตุการณ์ไฟฟ้าดับและพื้นที่เกิดเหตุได้ทันที ทำให้สะดวกในการส่งช่างซ่อมบำรุงไปดำเนินการแก้ไข
- สามารถตรวจสอบ คุณภาพไฟฟ้า, Load Balance ในสายส่ง หรือปัญหาอื่นๆ ในระบบจำหน่ายได้ซึ่งจะเป็นข้อมูลชี้ช่วงวัยในการป้องกันและแก้ไขปัญหา รวมถึงการวางแผนปรับปรุงระบบได้อย่างเหมาะสม
- กฟภ. สามารถศึกษาข้อมูล Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มต่างๆ ซึ่งเป็นประโยชน์ในการพิจารณาเปลี่ยนแปลงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในอนาคต

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ถือเป็นโอกาสที่ดีที่จะทำให้ทั้ง กฟภ. และผู้ใช้ไฟฟ้า รวมทั้งผู้มีส่วนได้ส่วนเสียรายอื่นๆ ทราบถึงประโยชน์ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ และจะทำให้ทุกๆ ฝ่ายให้ความร่วมมือมากขึ้นในการพัฒนาติดตั้งระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่อื่นๆ ต่อไปในอนาคต ซึ่งระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะถือเป็นโครงข่ายไฟฟ้าแห่งอนาคตซึ่งจะทำให้การใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและยั่งยืน

3. การวิเคราะห์ทางเทคนิค

การออกแบบระบบต่างๆ สำหรับโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี จะแบ่งขอบเขตการออกแบบระบบออกเป็น 2 ส่วน คือ

1. ระบบ AMI ซึ่งเป็นระบบที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงและปริมาณงานส่วนใหญ่จะกระจายทั่วพื้นที่เมืองพัทยา

2. ระบบย่ออยู่นิ่งๆ ประกอบด้วย การติดตั้งระบบ Substation Automation จำนวน 3 สถานี ระบบ Mobile Workforce Management และระบบ IT Integration System สำหรับบูรณาการระบบย่ออยู่เหล่านี้เข้าด้วยกันรวมทั้งเชื่อมโยงกับระบบสารสนเทศของ กฟภ. ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งระบบย่ออยู่ต่างๆเหล่านี้จะเป็นการติดตั้งภายในสถานีไฟฟ้าและจะมีการทำงานที่เกี่ยวข้องกันอยู่ ดังนั้น แนวทางการออกแบบระบบย่ออยู่เหล่านี้จะเป็นการออกแบบรวมทุกระบบในภาพรวม

3.1 แนวทางการออกแบบระบบ AMI

ปัจจุบัน กฟภ. ใช้มิเตอร์งานหมุน (Electromechanical) สำหรับวัดหน่วยไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าใช้ในแต่ละเดือนเพื่อนำไปคำนวณเป็นค่าไฟฟ้า การทำงานของมิเตอร์งานหมุนจะใช้หลักการเหนี่ยวนำของกระแสไฟฟ้าซึ่งไฟล์ผ่านชุดคลอด ซึ่งจะทำให้แผ่นงานหมุนและมีชุดเพื่องไปขับชุดตัวเลขบนหน้าปัดของมิเตอร์เพื่อแสดงหน่วยไฟฟ้าที่ใช้ไป โดยแผ่นงานหมุนจะหมุนด้วยความเร็วรอบที่แปรผันตรงกับปริมาณไฟฟ้าที่ไฟล์ผ่านชุดคลอดในขณะนั้น โดยในมิเตอร์งานหมุนจะมีชุดคลอดออยู่ 2 ชนิด คือ ชุดคลอดกระแสไฟฟ้า และชุดคลอดแรงดันไฟฟ้า ดังนั้น โดยปกติแล้วจะมีกระแสไฟฟ้าไฟล์เข้าสู่ชุดคลอดในมิเตอร์งานหมุนตลอดเวลา แม้จะไม่มีการใช้ไฟฟ้าในขณะนั้นก็ตาม ทำให้เกิดการสูญเสียในชุดคลอดมิเตอร์ นอกจากนี้ เมื่อใช้งานมิเตอร์งานหมุนไปนานๆ ชุดแผ่นงานหมุนและเพื่องขับอาจจะฝิดมากขึ้น ทำให้มิเตอร์วัดหน่วยไฟฟ้าได้น้อยกว่าความเป็นจริง ซึ่งปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้เกิดการสูญเสียแก่ กฟภ. นอกจากนี้ ในระบบมิเตอร์งานหมุนจำเป็นต้องมีบุคลากรเดินทางไปอ่านค่าที่อุปกรณ์มิเตอร์แต่ละครึ่ง ซึ่ง กฟภ. ได้จ้างหน่วยงานภายนอกเพื่อดำเนินการเกี่ยวกับการอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าและการจัดส่งใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า โดยในทุกๆเดือน ตัวแทนของหน่วยงานภายนอกจะออกไปอ่านค่ามิเตอร์ไฟฟ้าด้วยอุปกรณ์อ่านค่ามิเตอร์ จากนั้นพิมพ์ใบแจ้งหนี้โดยใช้เครื่องพิมพ์แบบพกพาและนำส่งให้กับลูกค้า โดยในทุกวันหลังเสร็จสิ้นการอ่านมิเตอร์ ตัวแทนจะอปโภคข้อมูลการอ่านไปยังเซิร์ฟเวอร์ กฟภ. และจะถูกเก็บไว้ใน Data Center ของ กฟภ. เพื่ออ้างอิงและใช้ในอนาคตต่อไป

นอกจากนี้ ระบบมิเตอร์งานหมุนไม่สามารถตรวจสอบการลạmิดใช้ไฟฟ้าได้ ทำให้ กฟภ. สูญเสียรายได้ที่ควรจะได้รับ และยังสิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายในการจดหน่วย รวมถึงความไม่สะดวกในการบริหารจัดการเนื่องจากระบบมิเตอร์งานหมุนจะใช้การทำงานของมนุษย์เป็นส่วนมากที่อาจเกิดความผิดพลาดได้ 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 โดยมีเป้าหมายที่จะติดตั้งระบบ AMR สำหรับ

ผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่ทุกรายในประเทศ โดยในระบบ AMR จะใช้มิเตอร์ AMR แทนมิเตอร์งานหมุน เพื่อลดค่าต่างๆที่วัดได้มาอยู่ในข้อมูลของ กฟภ. โดยอัตโนมัติทุกๆ 15 นาที ผ่านทางโครงข่ายสื่อสารซึ่งใช้เทคโนโลยี GPRS เป็นหลัก มิเตอร์ AMR ที่นำมาใช้แทนมิเตอร์งานหมุน สามารถแสดงพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไปบนจอแสดงผล LCD หรือ LED และยังสามารถส่งค่าต่างๆที่วัดได้ไปยังปลายทางที่ต้องการ และสามารถวัดหน่วยไฟฟ้าได้ถูกต้องกว่ามิเตอร์งานหมุนและมีการสูญเสียกำลังในตัวมิเตอร์น้อยมาก จึงช่วยลดปัญหาการสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการใช้งานมิเตอร์งานหมุนได้ นอกจากจะวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าแล้ว มิเตอร์ AMR ยังสามารถวัดค่าอื่นๆได้ เช่น ค่า Power Factor และ Reactive Power เป็นต้น นอกจากนี้มิเตอร์ AMR สามารถรองรับการใช้งานอัตรา TOU ได้ เนื่องจากมิเตอร์ AMR จะส่งค่าหน่วยไฟฟ้ามาอยู่ในข้อมูลของ กฟภ. โดยอัตโนมัติทุกๆ 15 นาที

อย่างไรก็ตาม แนวโน้มการพัฒนาระบบมิเตอร์ไฟฟ้าจากระบบ AMR ไปยังระบบ AMI (Advanced Metering Infrastructure) ซึ่งไม่เพียงแต่ความสามารถอ่านหน่วยไฟฟ้าและค่าต่างๆโดยอัตโนมัติเท่านั้น แต่ระบบ AMI ยังสามารถรองรับการทำงานหรือการให้บริการอื่นๆ ได้มากขึ้นและ โดยในระบบ AMI ได้มองถึงการทำให้เกิดเป็นโครงสร้างพื้นฐานของระบบมิเตอร์ซึ่งสามารถบูรณาการกับระบบงานอื่นๆ หรืออาจกล่าวได้ว่าระบบ AMI เป็นโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับฟังก์ชันต่างๆที่เกี่ยวข้องกับมิเตอร์ทั้งหมด

ระบบ AMI เป็นระบบการวัดที่เก็บรวบรวมและวิเคราะห์การใช้พลังงานผ่านเทคโนโลยีระบบสื่อสารชนิดต่างๆ เพื่อให้การดูแล ควบคุมอุปกรณ์ และการบริหารการใช้ทรัพยากรให้เป็นไปอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพที่ดี ยิ่งขึ้น ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทั่วโลกมักพิจารณาระบบ AMI ว่าเป็นก้าวแรกในการไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะซึ่งควรจะต้องสร้างและพัฒนาอย่างต่อเนื่อง การสร้างระบบ AMI จะเป็นการสร้างโครงสร้างพื้นฐานต่างๆที่จำเป็นระหว่างผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า และจะเป็นพื้นฐานให้แก่ระบบงานที่สำคัญอื่นๆของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เช่น Distribution Automation (DA), Distributed Generation (DG) และรองรับการใช้งานร่วมกับไฟฟ้า เป็นต้น ระบบ AMI ยังช่วยแก้ปัญหาจากระบบมิเตอร์งานหมุนเดิม เนื่องจากระบบ AMI ซึ่งจะใช้งาน Smart Meter แทนมิเตอร์งานหมุน ทำให้การวัดหน่วยไฟฟ้ามีความถูกต้องมากขึ้น สามารถตรวจสอบการละเมิด ปัญหาไฟฟ้าดับ และเหตุการณ์พิเศษต่างๆได้ และที่สำคัญการส่งข้อมูลหน่วยไฟฟ้าที่วัดได้มาสู่ Data Center ของ กฟภ. โดยอัตโนมัติจะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการจดหน่วย และยังเพิ่มความสะดวกในการบริหารจัดการได้ นอกจากนี้ ระบบ AMI ยังเป็นพื้นฐานให้ กฟภ. สามารถให้บริการเสริมต่างๆ เช่น บริการใช้ไฟฟ้าแบบ Prepayment หรือบริการโครงข่ายความเร็วสูง เป็นต้น

3.1.1 Service ในระบบ AMI ที่ควรทดสอบในโครงการ

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

Narrowband Service

- ระบบอ่านค่ามิเตอร์ (Meter reading)
- ระบบตัดไฟฟ้าเมื่อมีการใช้ไฟเกินความจำเป็น (Load limit)
- ระบบตัดและต่อมิเตอร์จากระยะไกล (Remote Connect/Disconnect)
- ระบบ monitor ไฟดับ (Outage monitoring)
- ระบบมิเตอร์ไฟฟ้าแบบเติมเงิน (Prepayment)
- ระบบตรวจจับการละเมิด (Tamper detection)
- ระบบ Demand Response

Broadband Service

- ทุก Narrowband Service
- การให้บริการอินเทอร์เน็ต
- รองรับระบบการควบคุมการใช้ไฟฟ้าในบ้านและอาคาร (Home and Building Automation)
 - ระบบควบคุมแสงสว่าง (Lighting)
 - ระบบควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้า (Smart appliances)
- ระบบควบคุมการใช้ไฟฟ้าในโรงงาน (Industrial Automation)
 - ระบบตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้า (Power quality management)
 - ระบบควบคุมทางเข้าออก และระบบรักษาความปลอดภัย (Doors, gateway, security, alarm)

จาก Service ที่ควรจะทดสอบข้างต้น นำมาสรุปเป็นตาราง Service ที่ควรทดสอบ รวมทั้งระบุเหตุผลที่ควรพิจารณาในการให้เลือกให้บริการแต่ละ Service ได้ ตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 Service ที่ควรทดสอบในโครงการ

ที่	Service	รายละเอียด	เกณฑ์ในการให้บริการ
Narrowband Service			
1	Meter reading	การอ่านหน่วยมิเตอร์ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ ทุกๆ 15 นาที	<ul style="list-style-type: none"> 1. เพื่อนำหน่วยการใช้ไฟฟ้าไปเรียกเก็บค่าไฟฟ้าได้รวดเร็วขึ้น 2. ลดค่าใช้จ่ายในการดูแลห้อง 3. ลด Loss จากการจดหน่วยผิดพลาด
2	Load limit	การจำกัดการใช้ไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> 1. เป็นบริการที่ช่วยป้องกันในเรื่องการใช้ไฟฟ้าเกินกำหนด 2. ลดความสูญเสียที่อาจเกิดขึ้นจากการใช้ไฟฟ้าเกิน 3. ช่วยป้องกันในเรื่องการใช้ไฟฟ้าในลักษณะที่คิด เนื่อง ใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าที่เกินกระแสมากเกินไป
3	Remote Connect/Disconnect	การตัดไฟฟ้า และต่อมิเตอร์จากระยะไกล	<ul style="list-style-type: none"> 1. ช่วยอำนวยความสะดวกในการสั่งตัดไฟฟ้าในกรณีไม่จ่ายค่าไฟฟ้า 2. สั่งตัดไฟฟ้าในกรณีที่ Load เกิน 3. ในกรณีที่ตรวจพบความผิดปกติภายในบ้าน 4. สามารถยกเลิกการไฟฟ้าชั่วคราวในกรณีที่ไม่อยู่บ้านฯ ได้ 5. อื่นๆ
4	Tamper Detection	การป้องกันในเรื่องการเปิดกางร่องมิเตอร์ เพื่อทำการตัดแปลงด้วยมิเตอร์	ป้องกันการละเมิดใช้ไฟฟ้า
5	Prepayment	ระบบไฟฟ้าแบบเติมเงิน	<ul style="list-style-type: none"> 1. เพิ่มทางเลือกให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า 2. กฟภ. มี Cash Flow ที่ดีขึ้นเนื่องจากเรียกเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น
6	Outage Monitoring	การนำข้อมูลสถานะของมิเตอร์มา Monitor ในเรื่องไฟฟ้าดับ	Smart Meter จะถูกติดตั้งเป็นโครงข่ายทั่วทั่วที่ ทำให้ในกรณีเกิดไฟฟ้าดับในบางจุด สามารถ Monitor ได้จากมิเตอร์และนำมา Map กับแผนที่ เพื่อให้ทราบตำแหน่งของไฟฟ้าดับทำให้การเข้าถึงปัญหารุดเร็วขึ้น
7	Demand Response	การควบคุมปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า	หากผู้ใช้ไฟฟ้าใช้ไฟฟ้าเกินกำหนด มิเตอร์จะส่งข้อมูลแจ้งมาที่ MDMS เพื่อให้ MDMS ควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าบางชนิดเพื่อลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าลงได้ เช่น การ limit โหลด ผู้ใช้ไฟฟ้าในภาวะฉุกเฉิน
Broadband Service			
8	High-Speed Network	การให้บริการ โครงข่าย ความเร็วสูงผ่านทาง โครงข่ายของระบบ AMI	<ul style="list-style-type: none"> 1. เป็นบริการที่ทางการไฟฟ้าสามารถนำมาร่วมมือในการให้บริการสำหรับผู้ที่ต้องการการใช้งาน Internet ความเร็วสูง โดยให้ไฟฟ้าให้บริการ Internet เข้าโครงข่ายของ กฟภ. 2. เป็นโครงข่ายความเร็วสูงที่เข้าถึงผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างทั่วถึงซึ่งเป็นการสร้างโอกาสในการทำกิจกรรมในด้านอื่นๆ ได้
9	In Home Display	การนำข้อมูลการใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาทีไปแสดงผลภายในบ้านหรือในองค์กร	เป็นการนำเสนอข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลอื่นๆ เช่น ภาพจากกล้องวงจรปิด เป็นต้น สำหรับแต่ละบ้าน HED ภายในบ้าน โดย HED ที่มีเป็น Service ที่สำคัญในการรองรับและเปลี่ยนแปลงใหม่ๆ ในอนาคต
10	Home & Building & Industrial Automation	การ Monitor และควบคุมระบบต่างๆ ในบ้าน อาคารภาครัฐกิจ และ โรงงานอุตสาหกรรม เช่น ระบบ Security (CCTV, ระบบกันขโมย), ควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้า เป็นต้น	<ul style="list-style-type: none"> 1. เป็นการนำเอาระบบวงจรปิดและระบบป้องกันโน้มยื่นฯ sang ผ่านโครงข่าย AMI เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถ Monitor และควบคุมระบบตั้งกล่าวได้ ผ่านทาง In Home Display 2. สามารถควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าบางชนิดได้ โดยใช้อุปกรณ์ เช่น Zigbee Plug เป็นต้น รวมทั้งสามารถแสดงผลผ่านทาง In Home Display

การพิจารณาว่าผู้ใช้ไฟฟารายได้จะทดสอบ Service โดยบ้าง จะขึ้นอยู่กับโน้มฤกษ์การสื่อสารเป็นหลัก 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 การให้ผู้ให้บริการอินเทอร์เน็ตเข้าโครงข่ายของ กฟภ. เพื่อให้บริการ High Speed Network เช่น อินเทอร์เน็ตนั้น สามารถทดสอบได้ทั้ง โมเดลที่ 6 และ โมเดลที่ 7 จำนวน 1,010 ราย โดยใน โมเดลที่ 7 Metro Ethernet ที่มีแบบค์วิดท์สูงมาก สามารถทดสอบ Home Automation, Building Automation (เช่น ในอาคารสำนักงาน และ โรงแรม) และ Industrial Automation ซึ่งจะมีการส่งภาพจากกล้อง CCTV ด้วย รวมถึงฟังก์ชัน อื่นๆ เช่น การควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้า และการตรวจสอบคุณภาพไฟฟ้า เพิ่มเติมจากการให้บริการ High Speed Network ได้ ซึ่ง โมเดลที่ 7 จะมีการทดสอบเพียงแค่ 10 ราย รวมทั้งการทดสอบ In Home Display ที่จะทดสอบควบคู่ กับ Home & Building & Industrial Automation ดังนั้นในโครงการจะทดสอบ In Home Display เพียง 10 รายเท่านั้น

สำหรับระบบ Home Automation นั้น แม้ผู้ใช้ไฟฟ้าอาจจะยังไม่สนใจบริการดังกล่าวเนื่องในช่วงอนาคต อันใกล้นี้ เนื่องจากยังไม่มีความจำเป็นมากนัก แต่ก็ควรดำเนินการทดสอบ เนื่องจากทิศทางของระบบ Home Automation ในอนาคตนั้น จะเริ่มมีความสำคัญเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าเริ่มหันมาให้ความสนใจการประหยัดพลังงาน ซึ่งใน อนาคตหาก กฟภ. ได้ดำเนินการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งอาจมีการบังคับใช้อัตรา TOU หรือมี มาตรการอื่นๆ มาช่วยจูงใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประหยัดพลังงาน ผู้ใช้ไฟฟ้าจะเริ่มหันมาสนใจการใช้งานระบบ Home Automation มากขึ้น เพื่อช่วยควบคุมการใช้ไฟฟ้าของตนให้ประหยัดพลังงาน หรือเน้นใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าในช่วงที่ค่าไฟฟ้ามีราคาถูก ซึ่งการทดสอบการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าของระบบ Home Automation ในโครงการ ควรจะทำการทดสอบกับอุปกรณ์ไฟฟ้าตามบ้านทั่วๆ ไปก่อน สำหรับระบบควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ขนาดใหญ่ในอาคารภาครัฐกิจหรือโรงงานอุตสาหกรรม เช่น เครื่องทำความเย็น หรือการควบคุมเครื่องจักรในการผลิต ยังไม่ควรดำเนินการ ในโครงการนี้ โดยควรทดสอบระบบ AMI ให้ทำงานได้สมบูรณ์ก่อน จากนั้นจึงค่อยพิจารณาดำเนินการทดสอบ ระบบควบคุมเครื่องทำความเย็น หรือการควบคุมเครื่องจักรในการผลิต ในภาคอาชญาคุณภาพภาครัฐกิจและภาคอุตสาหกรรม ต่อไป

3.1.2 การวิเคราะห์ทางเลือกของโครงข่ายสื่อสาร

จากแนวทางการออกแบบเทคโนโลยีการสื่อสารที่เหมาะสมสำหรับใช้งานในระบบ AMI โดยเลือกการ ผสมผสานของเทคโนโลยีการสื่อสารที่เหมาะสมกับลักษณะความหนาแน่นของพื้นที่ ซึ่งแบ่งได้เป็น 13 Solution ดัง รายละเอียดในภาคผนวก ง. ถือเป็นหลักการออกแบบโดยทั่วไป แต่หากพิจารณาถึงการนำมาใช้งานจริงนั้น Solution ที่ 3, 4, 7 และ 8 ซึ่งใช้รูปแบบ Zigbee/PLC + Metro Ethernet อาจไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เนื่องจาก Zigbee และ PLC มี แบบค์วิดท์ต่ำ ทำให้การใช้งาน Metro Ethernet ในโครงข่าย WAN ไม่คุ้มค่า เนื่องจาก Metro Ethernet มีแบบค์วิดท์ สูงมาก ในขณะที่เทคโนโลยี PON แม้จะมีแบบค์วิดท์สูงเช่นกัน แต่สามารถใช้อุปกรณ์ Splitter เพื่อแยกสัญญาณไป ยังผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมากได้ จึงสามารถใช้งานร่วมกับ Zigbee และ PLC ได้อย่างคุ้มค่า ดังนั้นที่ปรึกษาจึงเสนอให้ไม่

ทดสอบในโ模式 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 โหมด ดังนี้

โหมดสำหรับ 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

โหมดสำหรับ Broadband Service

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

เทคโนโลยีการสื่อสารแต่ละชนิดจะเหมาะสมกับลักษณะพื้นที่ที่แตกต่างกัน รวมถึงขึ้นอยู่กับความต้องการของบริการหรือแอปพลิเคชันที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องการด้วย แนวทางการพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีการสื่อสารแต่ละชนิดเพื่อให้เหมาะสมกับความต้องการ มีดังนี้

การพิจารณาโครงข่าย WAN

- PON (หรือ Fiber Optic) ใช้สำหรับรองรับบริการที่ต้องการแบบดิจิตอลสูง เช่น High Speed Network, Home/Industrial Automation + In-home Display ซึ่งอาจเรียกบริการที่ต้องการแบบดิจิตอลสูงเหล่านี้เป็น Broadband Service รวมถึงเหมาะสมสำหรับใช้เพื่อรองรับพื้นที่ที่มีผู้ใช้ไฟฟาร่วมกันอยู่จำนวนมาก เช่น พื้นที่ชุมชน แม้ผู้ใช้ไฟฟ้าเหล่านี้อาจต้องการเพียงบริการที่ไม่ต้องการแบบดิจิตอลสูงนักหรือต้องการเพียงแค่ Narrowband Service ก็ตาม ดังนั้นจึงอาจสรุปได้ว่าเทคโนโลยี PON ใช้สำหรับรองรับ Broadband Service หรือพื้นที่ชุมชนหนาแน่น

- GPRS ใช้เพื่อรับรับพื้นที่ที่อยู่ห่างไกล ซึ่งอาจเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ห่างไกลแบบเดียวๆหรือเป็นกลุ่ม เช่น บ้านจัดสรรที่อยู่ลึกเข้าไปจากถนนหลักมาก หรือชุมชนในชนบท เป็นต้น เนื่องจากพื้นที่ลักษณะเช่นนี้ไม่คุ้มค่าในการลาก Fiber Optic ไปถึง

- Metro Ethernet ใช้เพื่อรับบริการแบบ Broadband Service ที่ต้องการแบบดีวิดท์สูงมาก รวมถึงรองรับการให้บริการแก่บริษัทที่ต้องการการเชื่อมต่อความเร็วสูงกับ Corporate Office

การพิจารณาโครงข่าย Last Mile

- Zigbee ใช้เพื่อบาบพื้นที่ครอบคลุมต่อจาก WAN โดย Zigbee หมายความสำหรับใช้ในพื้นที่ชุมชนที่มีความหนาแน่นสูงซึ่งอยู่กันเป็นกลุ่ม รวมทั้งพื้นที่ที่มีสายไฟฟ้าจำนวนมากซึ่งพันกันหรือซ้อนทับกันหรือพื้นที่ที่มีโครงข่ายไฟฟ้าเป็นโครงข่ายเก่าทำให้ไม่สามารถใช้งาน PLC ได้

- PLC หมายความพื้นที่ที่โครงข่ายไฟฟ้ามีลักษณะแบบก้างปลา คือสายไฟฟ้ามีลักษณะเดินไปเส้นเดียวก่อนจะแยกเป็นหลายเส้น เช่น ลักษณะพื้นที่ที่เป็นตรอก/ซอย ยาวๆ ซึ่งไม่เหมาะสมกับการใช้ Zigbee หลายวงเพื่อให้ไปถึงบริเวณท้ายซอย อย่างไรก็ตาม PLC มีข้อจำกัดคือไม่สามารถสื่อสารผ่านหม้อแปลงได้ ดังนั้นหากบริเวณใดสายไฟฟ้ามีการผ่านหม้อแปลงหลายครั้ง อาจจำเป็นต้องใช้ GPRS มาช่วย

ตารางที่ 3.2 คุณสมบัติของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด

เทคโนโลยี	แบบดีวิดท์	ความปลดภัย	Latency	พื้นที่ครอบคลุม	QoS
PON	<1 Gbps	สูง	ต่ำ	10-20 กิโลเมตร ขึ้นอยู่กับจำนวนเส้นทางย่อยและจำนวนอุปกรณ์ปลายทาง	- ใช้งานแบบดีวิดท์ร่วมกันใน 1 เส้นทาง - QoS ใน IP Layer
GPRS/EDGE	<250 kbps	ต่ำกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ	สูง	ครอบคลุมเกือบทั่วประเทศ บริเวณที่มีสัญญาณโทรศัพท์มือถือ	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	- ใช้งานแบบดีวิดท์ร่วมกันใน 1 เส้นทาง - QoS ใน IP Layer

สามารถสรุปข้อดี ข้อเสียของแต่ละเทคโนโลยี ตามความเหมาะสมต่อระบบ AMI ได้ดังตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 สรุปข้อดี-ข้อเสียของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด

เทคโนโลยี	ข้อดี	ข้อเสีย
Passive Optical Network (PON)	1. แบบคิดท์สูง 2. Reliability สูง 3. สามารถติดตั้งบนงานกับวงจร Feeder ได้ ทำให้สะดวกในการออกแบบ	1. ค่าใช้จ่ายสูง จึงการติดตั้งในพื้นที่จำกัด เช่น พื้นที่ในเมืองที่มีมิตอრหนาแน่น 2. มีข้อจำกัดเกี่ยวกับจำนวนผู้ใช้งานต่อเส้นทาง
Metro Ethernet	1. แบบคิดท์สูงมาก 2. Reliability สูง 3. มี Coverage area กว้างมาก	มีค่าใช้จ่ายสูงมาก จึงเหมาะสมผู้ใช้งานที่ต้องการใช้งานบริการเฉพาะอย่างบางชนิดเท่านั้น
Zigbee	1. ราคาถูก ติดตั้งได้ง่าย มีความยืดหยุ่น สามารถปรับเปลี่ยนให้เหมาะสมกับแต่ละสภาพพื้นที่ได้ 2. Reliability สูง เนื่องจากใช้ทอพอโลยีแบบ Mesh 3. เหมาะสมสำหรับใช้งานเป็น Last Mile ในพื้นที่ที่มีมิตอร์หนาแน่น	1. ต้องพิจารณาจำนวนอุปกรณ์ใน 1 เครือข่ายรวมทั้งจำนวน Hop ให้เหมาะสม 2. เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีไร้สายที่มีกำลังส่งต่ำ จึงอาจโดนรบกวนจากเทคโนโลยีไร้สายอื่นๆ
PLC	1. ติดตั้งได้ง่ายและรวดเร็ว เนื่องจากใช้สายไฟที่มีอยู่แล้วเป็นตัวกลาง 2. เหมาะสมสำหรับพื้นที่ที่เป็นตกรอก/ซอยยาวๆ	1. ไม่สามารถสื่อสารผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าได้ จึงค่อนข้างถูกจำกัดการใช้งาน 2. ไม่เหมาะสมสำหรับพื้นที่ที่สายไฟค่อนข้างเก่าหรือมีการพันกันซับซ้อน 3. ยังไม่ได้รับการพิสูจน์การใช้งานมากนักสำหรับระบบจำหน่ายในประเทศไทย
GPRS	1. ประหยัดค่าใช้จ่ายในการลงทุนครั้งแรก 2. สามารถเริ่มต้นใช้งานได้ทันที โดยไม่ต้องสร้างโครงสร้างพื้นฐานใดๆเพิ่ม 3. กฟภ. ไม่ต้องดูแลเครือข่ายเอง 4. เหมาะสมสำหรับพื้นที่ห่างไกล ซึ่งไม่สามารถใช้งานเทคโนโลยีสื่อสารอื่นๆได้	1. ต้องเปลี่ยนค่าบริการรายเดือน ซึ่งทำให้ไม่คุ้มค่าในระยะยาว 2. ไม่สามารถวางแผนพัฒนาระบบเครือข่ายได้เนื่องจาก กฟภ. ไม่ได้เป็นเจ้าของ

จากข้อดี ข้อเสีย ของเทคโนโลยีสื่อสารแต่ละชนิด สามารถสรุปความเหมาะสมของโ้มเดล โครงข่ายสื่อสาร ทั้ง 7 โ้มเดล ได้ดังนี้

1. โภมเดลที่ 1 และ 2 (PON + Zigbee/PLC) ถือเป็นโภมเดลหลักเนื่องจากพื้นที่เมืองพัทยาส่วนใหญ่เป็นพื้นที่ที่มีประชากรหนาแน่น โดยเลือกใช้ Zigbee ในพื้นที่ชุมชนที่มีความหนาแน่นสูง มีสายไฟฟ้าจำนวนมากซึ่งพันกัน หรือซ้อนทับกันหรือพื้นที่ที่โครงข่ายไฟฟ้าเป็นโครงข่ายเก่า และเลือกใช้ PLC สำหรับโครงข่ายไฟฟ้าที่มีลักษณะแบบก้างปลา คือสายไฟฟ้ามีลักษณะเดินไปเส้นเดียว ก่อนจะแยกเป็นหลายเส้น เป็นต้น โดยโภมเดลที่ 2 (PON + PLC) ยังเหมาะสมสำหรับติดตั้งในอาคารชุด เช่น คอนโดมิเนียม อีกด้วย

นอกจากนี้เทคโนโลยี PON ที่ใช้ใน WAN สามารถทำ value added ต่อยอดไปสู่โภมเดล 6 ซึ่งสามารถให้บริการเสริมอื่นๆ ได้ โดยเฉพาะเมืองพัทยามีศักยภาพในการใช้งานเทคโนโลยีระดับสูง

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

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

4. โภมเดลที่ 6 และ 7 ใช้ทดสอบเพื่อรองรับบริการเสริมแบบ Broadband โดยเฉพาะ Metro Ethernet ซึ่งสามารถใช้เพื่อเชื่อมโยง corporate office ของหน่วยงานต่างๆ ได้

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ควรทดสอบทั้ง 7 โภมเดลข้างต้นทั้งหมด เพื่อทดสอบข้อดี ข้อด้อยของแต่ละโภมเดล เพื่อนำไปสู่การพิจารณาในการออกแบบโครงข่ายสื่อสารของระบบ AMI ในระยะต่อไป อย่างไรก็ตาม เนื่องจากเทคโนโลยีการสื่อสารแต่ละชนิดมีความเหมาะสมกับลักษณะพื้นที่แตกต่างกันไป ดังนั้นจึงมีความเป็นไปได้สูงที่การติดตั้งระบบ AMI ในระยะต่อไปก็ยังจำเป็นต้องเลือกใช้เทคโนโลยีการสื่อสารหลากหลายชนิดเช่นกัน

แนวทางในการกำหนดจำนวนมิเตอร์ในแต่ละโภมเดลนั้น 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 มีขีดจำกัดที่ไม่สามารถสื่อสารผ่านแม็กเพล็กได้ ในขณะที่ Zigbee ก็เหมาะสมสำหรับพื้นที่ที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่เป็นกลุ่มๆ และอยู่ไม่ไกลจากถนนหลักมาก นักโดยไม่เหมาะสมสำหรับบางพื้นที่ เช่น หมู่บ้านจัดสรรที่อยู่ลึกเข้าไปจากถนนหลักมาก ดังนั้นพื้นที่ในส่วนที่ PON + Zigbee/PLC ไม่สามารถเข้าถึงได้จำเป็นต้องใช้ GPRS ในการสื่อสาร สำหรับ Last Mile ซึ่งใช้ Zigbee และ PLC นั้น ที่ปรึกษาประเมินว่าใช้ Zigbee และ PLC ในอัตราส่วนเท่าๆ กันคือ 50:50 ทั้งนี้หากต้องการตัวเลขจำนวนมิเตอร์ในแต่ละโภมเดลที่ถูกต้องจำเป็นต้องมีการสำรวจอย่างละเอียดต่อไป

จากแนวทางการประเมินข้างต้น สามารถสรุประยุทธ์เอียด โภมเดลของเทคโนโลยีการสื่อสารที่ใช้ทดสอบพร้อมทั้งระบุ Service ที่ควรทดสอบสำหรับโภมเดลนั้นๆ ได้ ดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 สรุปโภคเดลของโครงข่ายสื่อสารและ Service ที่ควรทดสอบ

Model	Backbone	WAN	Last Mile	Service ที่ควรทดสอบ	จำนวน มิเตอร์	
	MDMS to Sub.	Sub. to DCU	DCU to Meter			
Narrowband Service						
1	F/O	PON	Zigbee	Narrowband Service ทั้งหมด	40,100	
2	F/O	PON	PLC		40,000	
3	GPRS		Zigbee		17,625	
4	GPRS		PLC		17,523	
5	GPRS				50	
Broadband Service						
6	F/O	PON		Narrowband Service ทั้งหมด + High Speed Network	1,000	
7	F/O	Metro Ethernet		ทุก Service	10	

จากตารางที่ 3.4 สามารถประมาณการจำนวนมิเตอร์ที่จะทดสอบในแต่ละ Service ได้ดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 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 (เฉพาะโภคเดลที่ 6 และ 7)
9	In Home Display	10 (เฉพาะโภคเดลที่ 7)
10	Home & Industrial Automation	10 (เฉพาะโภคเดลที่ 7)

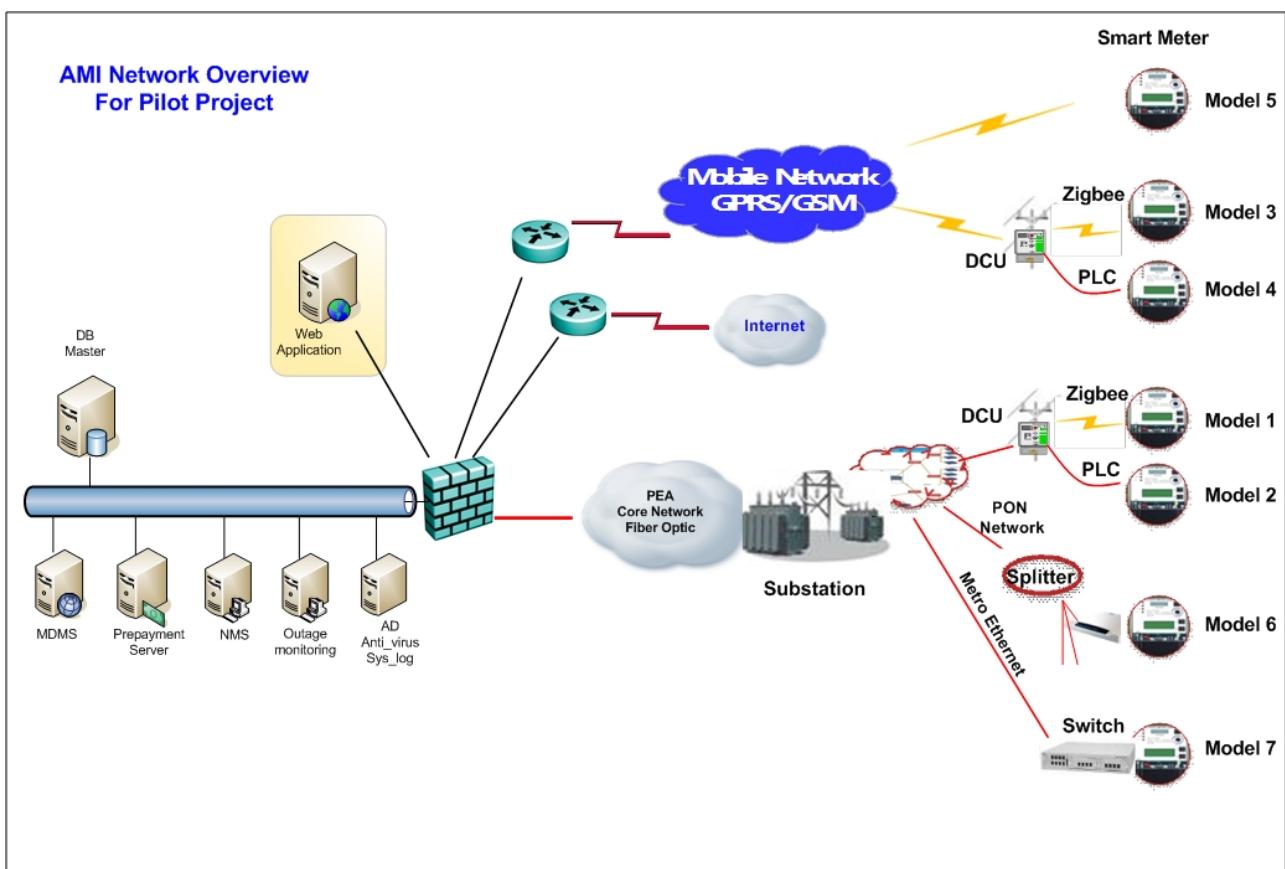
อย่างไรก็ตามฟังก์ชัน Load limit และ Remote Connect/Disconnect ไม่สามารถทดสอบกับมิเตอร์ที่ไม่ได้ต่อแบบ direct connect ได้

สามารถสรุปประเภทของมิเตอร์ (1 เฟส และ 3 เฟส) ในแต่ละโภคเดลรวมทั้งประมาณการติดตั้งในแต่ละปี ได้ตามตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6 แผนการติดตั้งแบ่งตามชนิดของมิเตอร์ในแต่ละ โ้มเดลของโครงข่ายสื่อสาร

Narrow Band Service										
Solution	Technology			Customer						
	Backbone (MDMS to Sub.)	WAN (Sub. to DCU)	Last Mile (DCU to meter)	Single phase ปีที่ 1	Single phase ปีที่ 2	Three Phase ปีที่ 1	Three Phase ปีที่ 2	Total		
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			
				102,464		13,844		116,308		

จากโ้มเดลทั้ง 7 โ้มเดล สามารถนำมาสรุปเป็นแผนผังโครงข่ายสื่อสารโดยรวม (Network Overview) ได้ดังรูปที่ 3.1



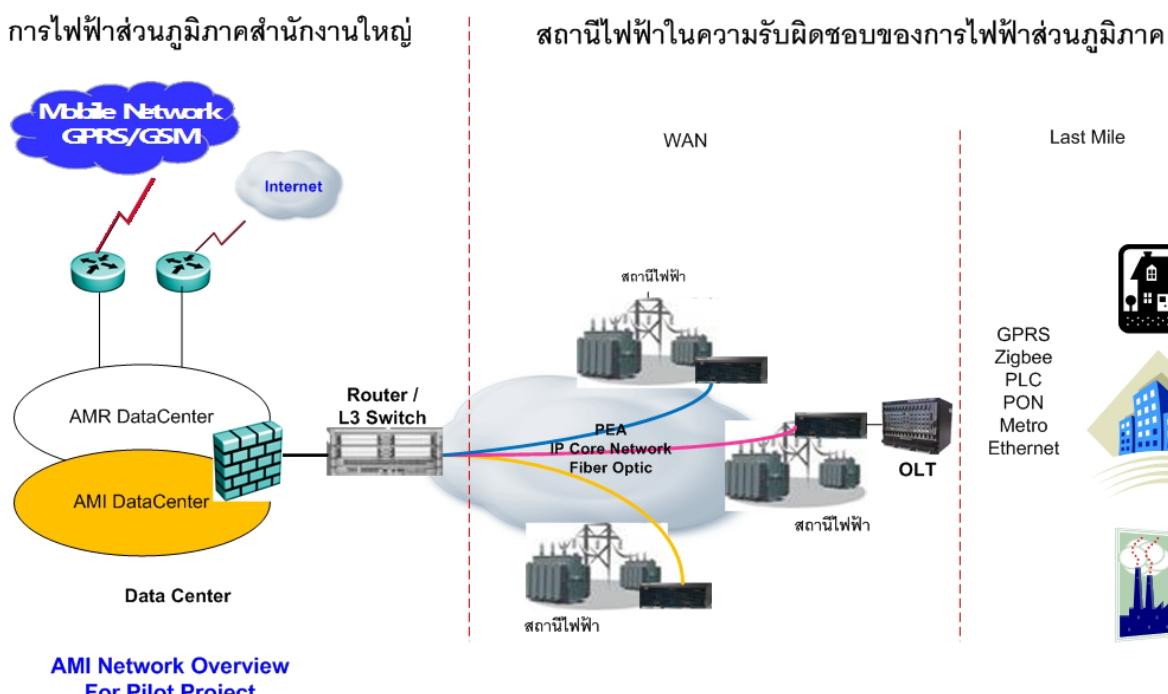
รูปที่ 3.1 Network Overview ของโครงการ

สำหรับการสื่อสารจากพัทยาไปสู่ภาคล้าน เนื่องจากปัจจุบันมี Submarine Fiber ลากไปอยู่แล้ว ที่ปรึกษาจึงเสนอให้ใช้ Fiber ในการสื่อสารไปยังภาคล้าน แต่หาก กฟภ. ต้องการทดสอบการสื่อสารสำหรับพื้นที่ห่างไกล ก็อาจเลือกทดสอบเทคโนโลยีดาวเทียมหรือไมโครเวฟได้ แต่ก็จะสิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายมากขึ้น รวมทั้งเทคโนโลยีดาวเทียมหรือไมโครเวฟมีความสามารถด้อยกว่า Fiber Optic อยู่มาก ดังนั้น กฟภ. จึงควรใช้ Submarine Fiber ที่มีอยู่แล้วสำหรับการสื่อสารไปสู่ภาคล้าน

การวางแผนบกมพิวเตอร์ส่วนกลางหรือ Data Center ควรวางแผนที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่ เนื่องจากระบบ Data Center ควรมีลักษณะเป็น Centralized เพื่อประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบทั้งหมดและช่วยให้ระบบมีความมั่นคงปลอดภัยมากกว่าการกระจายระบบ Data Center ไปยังเขตต่างๆ และถึงแม้ว่าระบบ Data Center จะอยู่ที่ส่วนกลาง แต่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตต่างๆ ก็สามารถดึงข้อมูลที่จำเป็นเพื่อนำไปบริหารจัดการในพื้นที่ของตน ได้ โดยสามารถสรุปความจำเป็นที่ควรวางแผน Data Center ที่ส่วนกลางได้ดังนี้

1. ด้านความปลอดภัยของระบบ ระบบควรอยู่ที่ส่วนกลางเพียงระบบเดียว ซึ่งทำให้สามารถควบคุมในเรื่องความปลอดภัยได้ง่าย
2. ด้านการบริหารจัดการ ระบบอยู่ส่วนกลางทำให้การบริหารจัดการสามารถทำได้สะดวก
3. ด้านการเชื่อมต่อ กับระบบงานอื่นๆ ซึ่งระบบงานหลักของ กฟภ. เกือบทั้งหมดเป็นแบบบริหารจากส่วนกลาง ดังนั้นถ้า Data Center ของระบบ AMI อยู่ส่วนกลางก็จะสามารถอุปกรณ์การข้อมูลเข้าหากันได้โดยง่าย

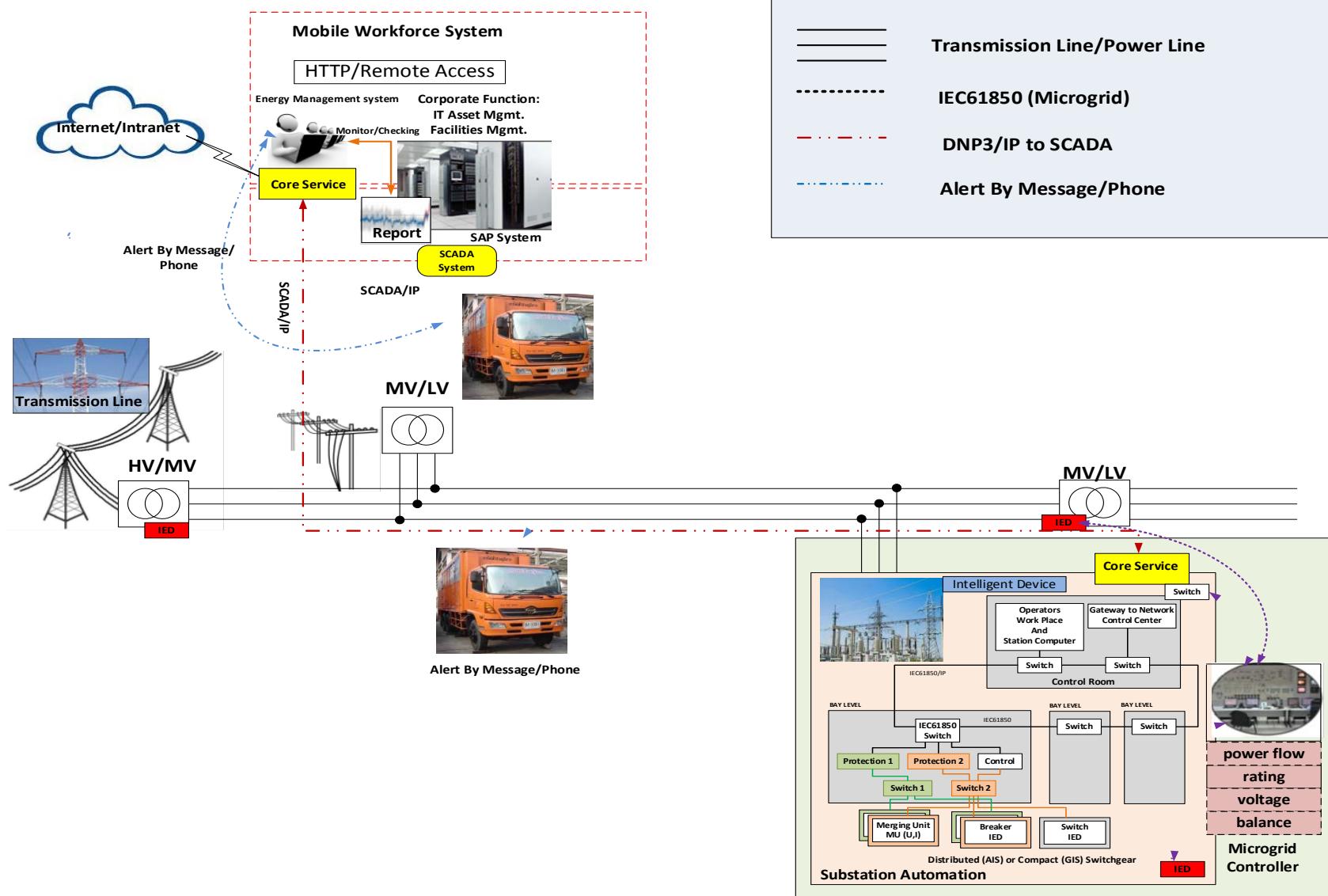
สามารถสรุปข้อมูลความรับผิดชอบของ กฟภ. ส่วนกลางและเมืองพัทยาในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ได้ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 Network Overview แบ่งความรับผิดชอบของส่วนกลางและพัทยา

3.2 แนวทางการออกแบบระบบย่อยอื่นๆ

การออกแบบระบบย่อยอื่นๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในโครงการแสดงดังรูปที่ 3.3 สามารถอธิบายรายละเอียดโดยแยกเป็นแต่ละระบบย่อยได้ดังนี้

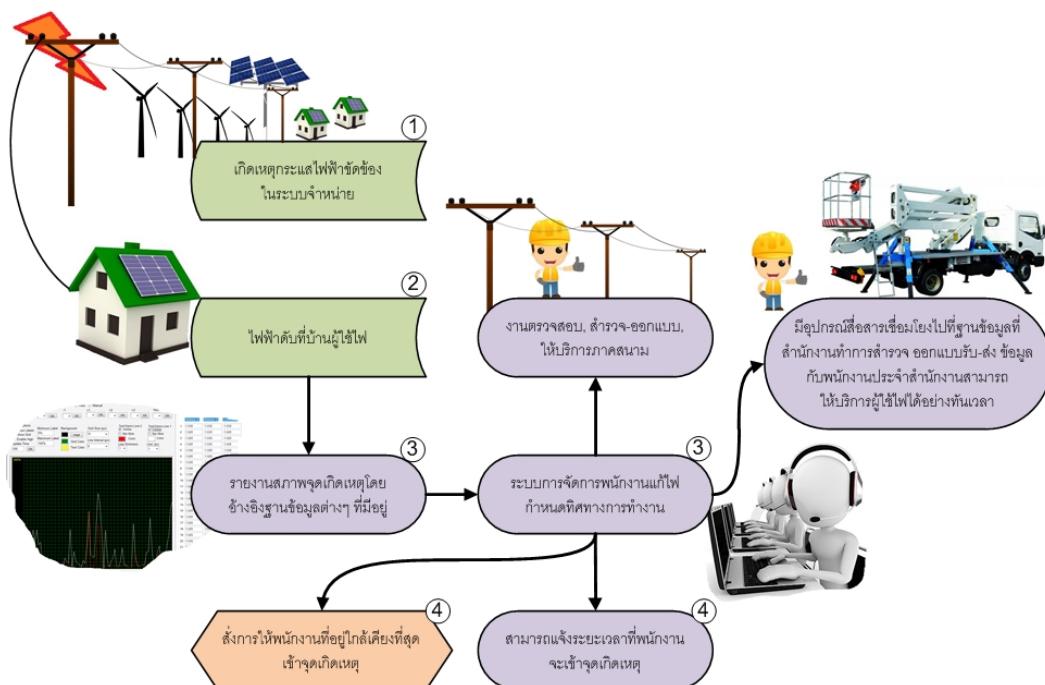


รูปที่ 3.3 ภาพโดยรวมของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในโครงการ

ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

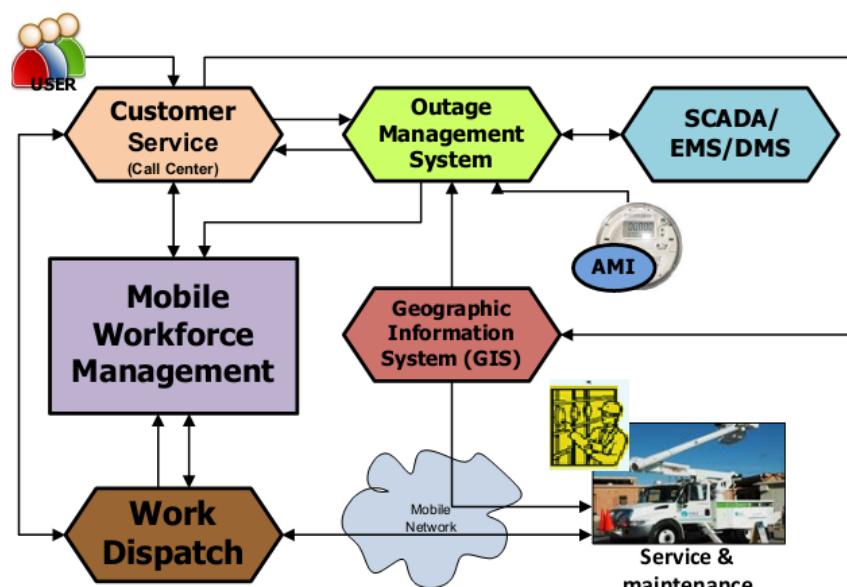
ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะในโครงการนี้ จะเป็นการติดตั้งระบบบริหารจัดการพนักงานแก้ไฟเพื่อให้การแก้ปัญหาไฟฟ้าขัดข้องเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยระบบดังกล่าวจะสามารถดึงข้อมูลที่จำเป็นมาใช้ประโยชน์ได้ โดยเฉพาะข้อมูลจากระบบ OMS ซึ่งเป็นระบบที่ทำหน้าที่เฝ้าระวังการเกิดปัญหาไฟฟ้าขัดข้องที่มีอยู่ในระบบ AMI เมื่อเกิดเหตุกระแสไฟฟ้าขัดข้องในระบบจำหน่ายซึ่งทำให้เกิดไฟฟ้าดับที่บ้านผู้ใช้ ระบบ OMS จะสามารถทราบเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องและตำแหน่งที่เกิดเหตุได้ทันที จากนั้น พนักงานซึ่งทำหน้าที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟจะตรวจสอบข้อมูลต่างๆ ที่มีอยู่ และรายงานสภาพจุดเกิดเหตุและกำหนดทิศทางการทำงานไปยังพนักงานซึ่งประจำอยู่ที่รอดินต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องที่อยู่ใกล้จุดเกิดเหตุที่สุดเข้าไปยังจุดเกิดเหตุทันที ซึ่งพนักงานในรอดินต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องจะติดต่อสื่อสารกับพนักงานที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟอย่างต่อเนื่องเพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลกัน รวมทั้งสามารถเชื่อมต่อเข้าไปยังฐานข้อมูลต่างๆ ได้ทันที เพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างรวดเร็วที่สุด ดังนั้น สำหรับระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะก็คือ ระบบการจัดการพนักงานแก้ไฟซึ่งจะต้องนำข้อมูลที่มีอยู่ทั้งหมดมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง และระบบสื่อสารที่จะต้องเชื่อมโยงระหว่างพนักงานซึ่งประจำอยู่ที่รอดินต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องกับฐานข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็น

ดังนั้น การติดตั้งระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะสำหรับโครงการนี้ งานหลักคือการพัฒนาและติดตั้งซอฟต์แวร์บริหารจัดการเพื่อคึ่งข้อมูลที่สำคัญจากระบบสารสนเทศต่างๆ ที่มีอยู่มาใช้ประโยชน์ได้อย่างเหมาะสม รวมถึงการติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารประมวลผลที่รอดินต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง เพื่อให้สามารถติดต่อสื่อสารกับศูนย์ควบคุม หรือสามารถเชื่อมต่อเข้าไปยังฐานข้อมูลต่างๆ ได้ทันที



รูปที่ 3.4 การทำงานของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

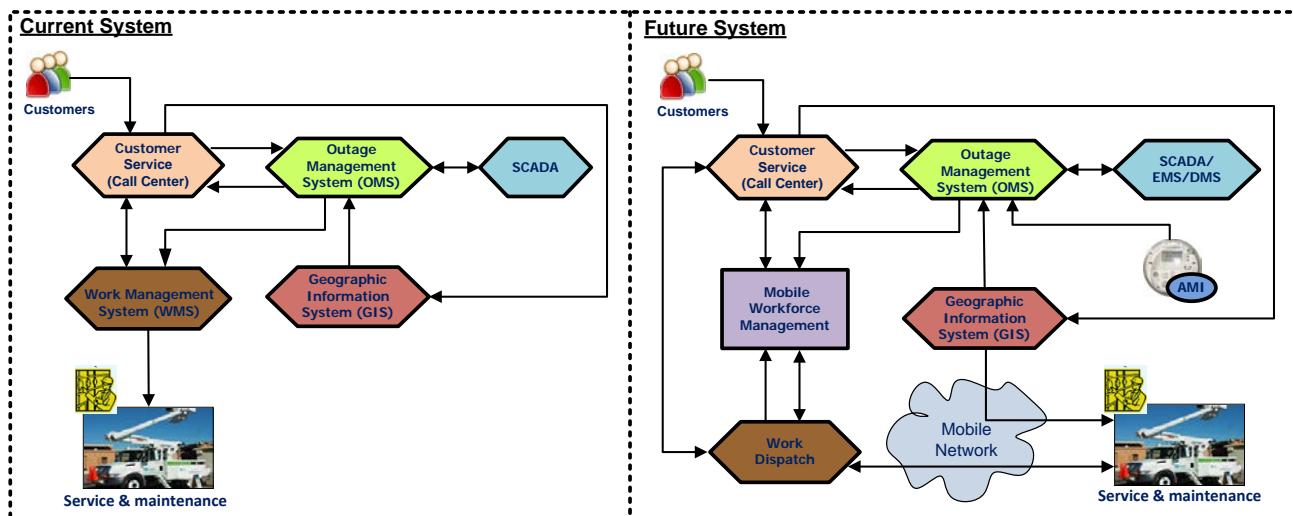
การทำงานของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะจำเป็นต้องเชื่อมต่อกับระบบสารสนเทศอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น ในการตรวจสอบการเกิดไฟฟ้าขัดข้อง สามารถตรวจสอบได้ทั้งจากการแจ้งโดยผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านระบบ Call Center 1129 ตรวจสอบโดยใช้ข้อมูลจาก Smart Meter ในระบบ AMI หรือข้อมูลจากระบบ SCADA/EMS/DMS โดยจะมีระบบ OMS เป็นศูนย์กลางในการตรวจสอบปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง นอกจากนี้ ข้อมูลตำแหน่งจุดเกิดปัญหานครวจะนำไปแสดงบนแผนที่ในระบบ GIS เพื่อให้ทราบตำแหน่งที่เกิดปัญหาได้ชัดเจนและสามารถเดินทางไปยังจุดเกิดปัญหาได้เร็วขึ้น สรุประบบที่เกี่ยวข้องและลักษณะการรับส่งข้อมูลในระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ ได้ดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ระบบที่เกี่ยวข้องและลักษณะการรับส่งข้อมูลในระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

การพัฒนาระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะสำหรับโครงการนี้จะมีกระบวนการและการเชื่อมโยงกับระบบ OMS ที่เพิ่มเติมและแตกต่างจากระบบเดิมที่ใช้งานอยู่ปัจจุบัน (ดังแสดงในรูปที่ 3.6) กล่าวคือ ระบบ OMS ในปัจจุบันจะรับเหตุไฟฟ้าขัดข้องซึ่งมีทั้งการแจ้งเหตุกรณีไฟดับแบบฉุกเฉินจากผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านระบบ PEA Call Center 1129 หรือ การแจ้งเหตุไฟฟ้าขัดข้องจากระบบ SCADA ซึ่งภายในจะรับทราบเหตุการณ์ไฟดับ ระบบ OMS จะติดต่อประสานงานกับระบบ GIS เพื่อขอข้อมูลพิกัดและตำแหน่งสถานที่ที่เกิดเหตุ รวมถึงจ่ายงานให้กับระบบ WMS เพื่อส่งพนักงานและรถยกตัวเองแก้ไขไฟฟ้าขัดข้องพร้อมกับข้อมูลพิกัดและตำแหน่งสถานที่เพื่อเข้าไปดำเนินการซ่อมแซมแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง นอกจากนี้ระบบ OMS ยังมีการติดตามสถานะของงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง และการจัดทำรายงานต่างๆ ในการลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลูกค้าในกรณีไฟฟ้าขัดข้อง โดยครอบคลุมตั้งแต่การรับแจ้งไฟฟ้าขัดข้องจนถึงสุดท้ายของการแก้ไขให้สามารถใช้งานได้ตามปกติ ความแตกต่างสำหรับระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะในโครงการนี้ คือ ระบบ OMS นอกเหนือจากการรับเหตุไฟฟ้าขัดข้องจากระบบ PEA

Call Center 1129 และระบบ SCADA แล้วขังสามารถทราบเหตุไฟดับจากข้อมูลที่เชื่อมต่อกับระบบ AMI นอกจากนี้ความก้าวหน้าด้านระบบเทคโนโลยีสารสนเทศและสื่อสารมาช่วยให้งานด้าน Mobile Workforce ทำให้พนักงานในรถยนต์แก้ไขไฟฟ้าขัดข้องสามารถติดต่อสื่อสารกับพนักงานที่ดูแลระบบการจัดการพนักงานแก้ไขอย่างต่อเนื่องเพื่อแก้ไขไฟฟ้าขัดข้องสามารถเชื่อมต่อเข้าไปยังฐานข้อมูลต่างๆ ได้อย่างทันทีเพื่อใช้ประกอบในการตัดสินใจเมื่ออยู่ภาคสนามเพื่อให้สามารถแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างรวดเร็วที่สุด



รูปที่ 3.6 เปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างระบบเดิมและระบบในอนาคต

การเลือกสถานที่วาง Data Center ของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ สามารถเลือกดำเนินการได้ 2 รูปแบบ คือ แบบ Centralize ซึ่งจะวาง Data Center ไว้ที่ศูนย์กลางเพียงแห่งเดียวและควบคุมการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องทั่วประเทศ ซึ่งจะมีข้อดีคือมีค่าใช้จ่ายถูกกว่า สามารถบริหารจัดการตัวระบบได้ง่ายกว่า เช่น การอัปเกรดหรือการปรับแต่งซอฟต์แวร์ แต่การสั่งการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าอาจจะไม่สะดวกเท่าแบบ De-centralize หรือ Regional ซึ่งแต่ละพื้นที่จะรับผิดชอบการติดตั้งและบริหารจัดการระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะของตนเอง ซึ่งจะสะดวกในการสั่งการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว แต่จะมีค่าใช้จ่ายโดยรวมสูงกว่าเนื่องจากจำเป็นต้องติดตั้งระบบในหลายพื้นที่

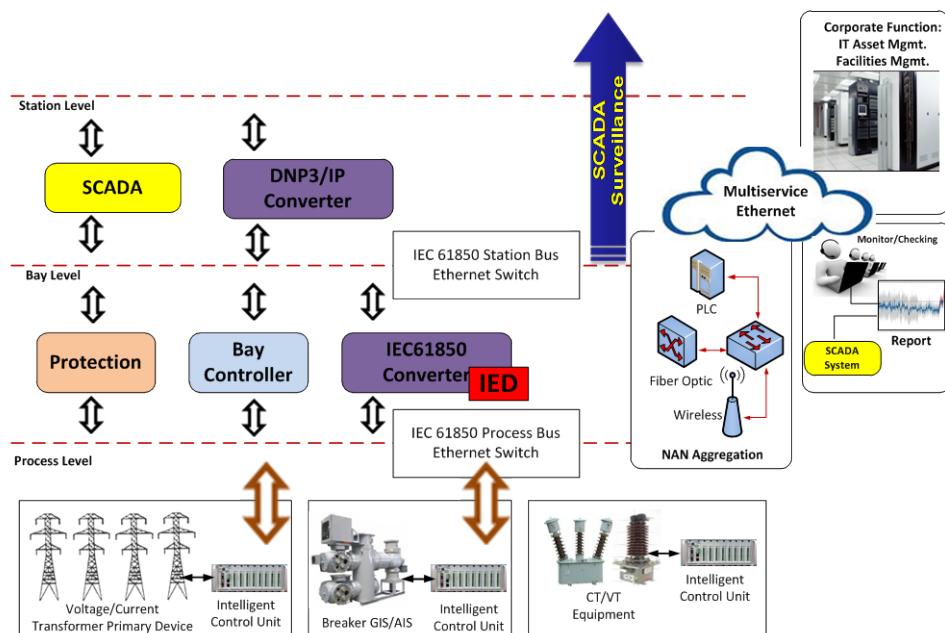
สำหรับโครงการนี้ กฟภ. อาจจะเลือกวาง Data Center ของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะไว้ที่เมืองพัทยาก่อน เนื่องจากเป็นโครงการนำร่องเพื่อทดสอบการทำงานของระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ ดังนั้น การเลือกวาง Data Center ที่เมืองพัทยาจะช่วยให้ กฟภ. ได้ศึกษาประโยชน์ ข้อดี ข้อด้อยของการใช้งานระบบระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ ได้ชัดเจน

ระบบ Substation Automation

ในโครงการนี้จะติดตั้งระบบ Substation Automation ภายใน 3 สถานีไฟฟ้า ซึ่งระบบ Substation Automation ประกอบด้วยการติดตั้งอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED: Intelligence Electronic Device) หลาย ๆ ประเภทที่ทำงานที่ต่างกัน เช่น เป็นอุปกรณ์ป้องกัน (Protective Relay) อุปกรณ์สื่อสารข้อมูล (Data Communication

Device) อุปกรณ์ควบคุม (CU: Control Unit) หรือแม่กระแท็งตัว RTU IED แต่ละตัวจะถูกติดตั้งตามโครงสร้างของระบบ SAS ขึ้นอยู่กับหน้าที่และการงาน โดยอุปกรณ์ IED จะสามารถติดต่อสื่อสารกันได้โดยใช้มาตรฐาน IEC 61850 หรืออาจกล่าวได้ว่าระบบ Substation Automation ก็คือการติดตั้งอุปกรณ์ IED ที่มีพึงกชั้นตามความต้องการและติดตั้งระบบสื่อสาร IEC 61850 เพื่อรองรับการรับส่งข้อมูลแบบเวลาจริงระหว่างอุปกรณ์ IED กับศูนย์ควบคุม

รูปที่ 3.7 แสดงการทำงานของระบบ Substation Automation โดยคอมพิวเตอร์ที่ศูนย์บำรุงรักษาระบบไฟฟ้าจะเป็นคอมพิวเตอร์กลางเพื่อคอยเฝ้าระวังตรวจสอบอุปกรณ์เครื่อข่ายและอุปกรณ์ IED ของทุกๆ สถานีไฟฟ้า ผ่านคอมพิวเตอร์ประจำสถานีย่อย โดยคอมพิวเตอร์กลางจะมีการติดตั้งซอฟต์แวร์ที่เรียกว่า INMS Manager (IED and Network Monitoring System) และส่งผลลัพธ์ไปให้คอมพิวเตอร์กลางที่ศูนย์บำรุงรักษาระบบไฟฟ้า หรือส่งผลให้ Station Server ของระบบสถานี Substation Automation เพื่อส่งต่อให้ระบบ SCADA หรือส่งเป็น Alarm โดยตรงไปให้พนักงานบำรุงรักษาโดยข้อความ SMS หรืออีเมล เมื่อมีเหตุการณ์ผิดปกติเกิดขึ้น



รูปที่ 3.7 การทำงานของระบบ Substation Automation

ระบบ IT Integration System

ระบบ IT Integration System ซึ่งติดตั้งในโครงการนี้จะเป็นระบบที่ทำหน้าที่เชื่อมต่อระบบย่อยต่างๆ ในระบบ Smart Grid ให้สามารถทำงานร่วมกันได้อย่างราบรื่น และบังรวมถึงการบูรณาการระบบย่อยต่างๆ ที่ติดตั้งเพิ่มขึ้นมาใน 3 สถานีไฟฟ้า และ 1 สำนักงานการไฟฟ้าสำหรับโครงการนี้ เช่นกับระบบสารสนเทศของ กฟภ. ที่เกี่ยวข้อง สรุประบบสารสนเทศที่ควรจะบูรณาการเข้าด้วยกันโดยระบบ IT Integration System เช่น

- ระบบ SCADA
- Outage Management System (OMS)
- Energy Management System (EMS)
- AMR&AMI Meter Data Management System (MDMS)
- Distributed Energy Resource Management
- Asset & Facilities Management
- Engineering & Maintenance
- Distribution Management System (DMS)

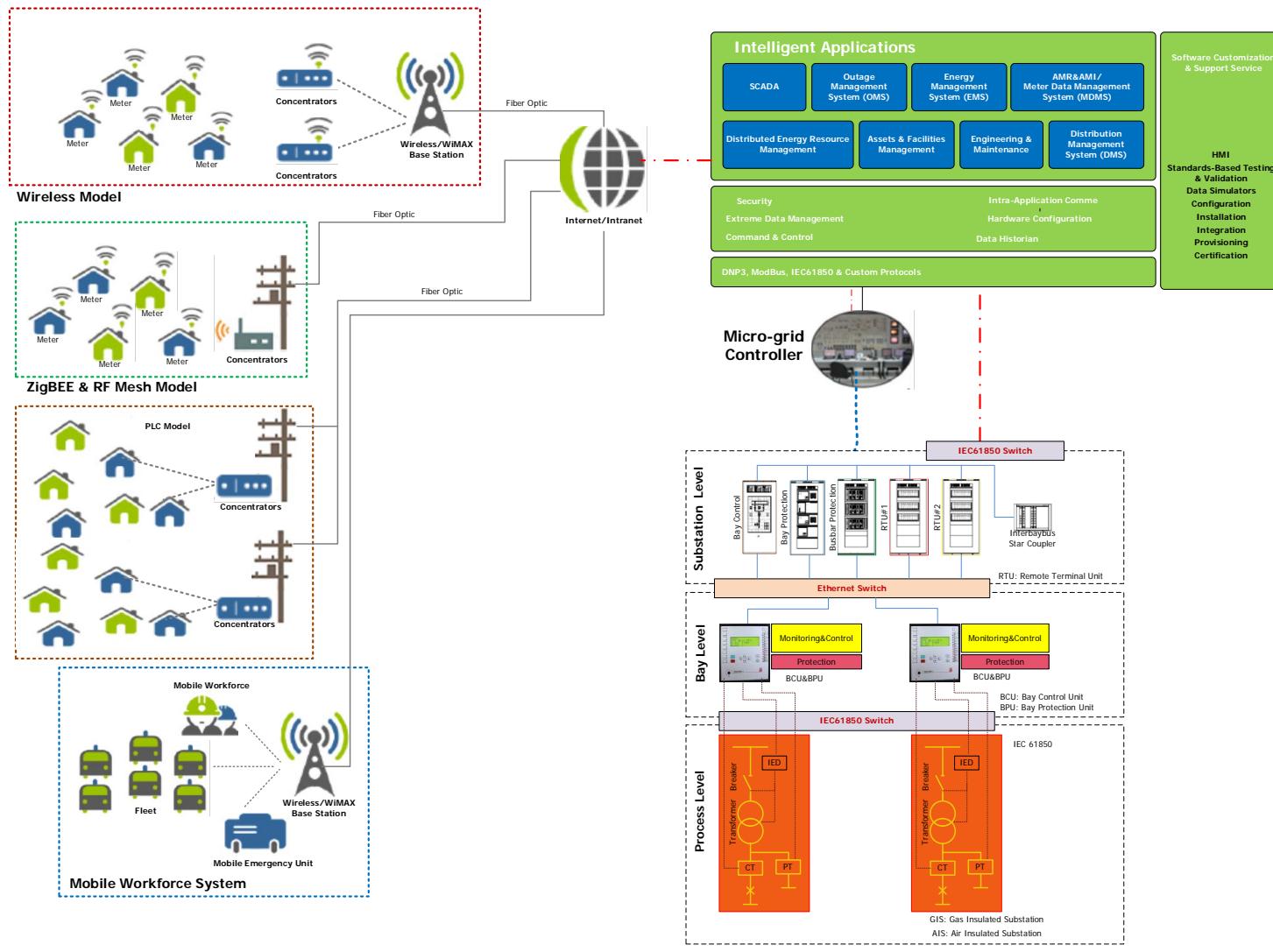
ขอบเขตการดำเนินงานหลักๆ ในการพัฒนา IT Integration System ของโครงการนี้ ประกอบด้วย

- 1) Microgrid Controller & Controller Area Network system ติดตั้งและเชื่อมโยงระบบโครงข่าย CAN (Controller Area Network) และอุปกรณ์ Microgrid Controller ต่างๆ
- 2) Communication Module เป็นการเชื่อมโยงการสื่อสารของระบบอื่นๆ เข้าด้วยกัน นอกเหนือจากโครงข่าย CAN เช่น WAN, LAN เป็นต้น
- 3) Software Customization & Support Service เป็นการพัฒนาปรับปรุงด้านซอฟต์แวร์และสนับสนุนบริการต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง
- 4) Interconnection System ติดตั้งระบบและอุปกรณ์โครงข่ายต่างๆ เช่น Router, Switch เพื่อเชื่อมโยงระบบต่างๆ เข้าด้วยกัน
- 5) Development & Commissioning ภายหลังจากเสร็จสิ้นกระบวนการติดตั้งระบบและอุปกรณ์ต่างๆ ข้างต้นแล้วจะเป็นจะต้องมีการทดสอบและพัฒนาระบบ IT Integration System ให้สามารถใช้งานจริงได้

เงินลงทุนเบื้องต้นสำหรับงานติดตั้งระบบ IT Integration System ในโครงการนี้จะใช้ในการเชื่อมโยงระบบย่อยต่างๆ เข้าด้วยกันดังแสดงในรูปที่ 3.8 โดยในรูป เส้นสีแดงแสดงถึงส่วนของ Communication ซึ่งเชื่อมโยงระบบย่อยต่างๆ ประกอบด้วยตัวกลางใน Physical Layer ซึ่งอาจมีได้ทั้งในรูปแบบมีสาย (Wire) หรือไร้สาย (Wireless) รวมถึงอุปกรณ์เชื่อมโยงต่างๆ เช่น Switch, Router เป็นต้น

ในกล่องสีเขียวแสดงถึงรูปแบบของสถาปัตยกรรมโครงข่าย ในชั้nlayer แสดงโพรโทคอล (Protocol) ที่ใช้ในการเชื่อมโยงข้อมูลในมาตรฐานต่างๆ ได้แก่ DNP3, ModBus, IEC 61850 และ Custom Protocol ในชั้นที่สูงขึ้น

แสดงในส่วนของการบริหารจัดการข้อมูล ได้แก่ การรักษาความปลอดภัยของข้อมูล (Security), การจัดการข้อมูลที่มากมาย (Extreme Data Management), การสั่งการและการควบคุม (Command & Control), การสื่อสารระหว่างแอปพลิเคชันภายใน (Intra-Application Communication), การตั้งค่าฮาร์ดแวร์ (Hardware Configuration) และ การเก็บประวัติข้อมูล (Data Historian) ส่วนในชั้นบนสุดเป็นแอปพลิเคชันของระบบงานหรือระบบต่างๆ ได้แก่ SCADA, Outage Management System (OMS), Energy Management System (EMS), AMR&AMI/ Meter Data Management System (MDMS), Distributed Energy Resource Management, Assets & Facilities Management, Engineering & Maintenance และ Distribution Management System (DMS) ซึ่งแอปพลิเคชันจะมีความเชี่ยวชาญเฉพาะหรืออัจฉริยะมากยิ่งขึ้นจากการเชื่อมโยงข้อมูลและการสื่อสารของระบบย่อยต่างๆ เข้าไว้ด้วยกัน กระบวนการสำคัญสำหรับงานพัฒนาระบบ IT Integration ดังกล่าวข้างต้นจะประกอบด้วย การทดสอบตามมาตรฐานและการตรวจสอบ (Standards-Based Testing & Validation), การจำลองข้อมูล (Data Simulators), การตั้งค่า (Configuration), การติดตั้ง (Installation), การบูรณาการ (Integration), การเตรียมการ (Provisioning) และการรับรอง (Certification) สำหรับเงินลงทุนในส่วนนี้ได้มาจากเงินลงทุนเบื้องต้นของระบบต่างๆ ได้แก่ ระบบ AMI ระบบกักเก็บพลังงาน ระบบแก๊สไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ ระบบ Solar Rooftop ระบบ E-Station และระบบ Substation Automation



รูปที่ 3.8 ภาพรวมสำหรับงานติดตั้งระบบ IT Integration ในโครงการนี้

Microgrid Controller

เดิมที่ ระบบ Microgrid ถูกใช้สำหรับสร้างระบบโครงข่ายไฟฟ้าอย่างแยกออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก สำหรับสถานที่ที่ระบบไฟฟ้าหลักเข้าถึงได้ยาก เช่น พื้นที่ทางตอนใต้ของประเทศไทย หรือพื้นที่ชนบทที่อยู่ห่างไกล โดยระบบ Micro Grid ในอดีตจะมีระบบผลิตไฟฟ้าเป็นของตนเอง แต่ในปัจจุบัน ระบบ Microgrid ถูกนำมาใช้เพื่อรับการเกิดขึ้นอย่างแพร่หลายของแหล่งพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Sources, RES) และบูรณาการ Distributed Generation (DG) เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

ระบบ Microgrid ในปัจจุบันรองรับหลายแอปพลิเคชันขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์และคุณลักษณะที่ต้องการนำไปใช้งาน แต่โดยทั่วไประบบ Microgrid มักจะถูกใช้เพื่อบริหารจัดการการใช้งานแหล่งพลังงานหมุนเวียนต่างๆ ซึ่งมีความผันผวนสูง บริหารจัดการได้ยาก และไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง ดังนั้น การนำระบบกักเก็บพลังงานมาใช้ร่วมกับระบบ Microgrid และแหล่งพลังงานหมุนเวียน จะช่วยให้ระบบ Microgrid สามารถควบคุมการจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ยิ่งขึ้น

Microgrid Controller คือ ระบบควบคุมการทำงานของ Microgrid ซึ่งโดยทั่วไปจะมีหน้าที่หลักๆ ดังนี้

- ทำให้ระบบ Microgrid มีความมั่นคง
- ควบคุมระดับแรงดันไฟฟ้าและความถี่
- ควบคุมการจ่ายพลังงานของหน่วยผลิตไฟฟ้าแต่ละหน่วยใน Microgrid
- ควบคุมการสับเปลี่ยน Operation Mode ระหว่าง Grid connected operation ซึ่งระบบ Microgrid จะถูกเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า กับ Islanded operation ซึ่งระบบ Microgrid จะแยกตัวออกจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าและใช้แหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มีอยู่ภายในเท่านั้น ซึ่งการสับเปลี่ยน Operation Mode ดังกล่าวจะต้องไม่ส่งผลกระทบใดๆต่อโหลด

สำหรับระบบ Microgrid โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) จะไม่มีการทำงานแบบ Islanded operation ดังนั้น Microgrid Controller สำหรับโครงการนี้จะมีหน้าที่หลักๆคือ การควบคุมการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน ระบบ Solar Rooftop สถานีชาร์จไฟฟ้าสาธารณะสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า และระบบ Substation Automation ให้ทำงานได้อย่างเหมาะสมและไม่ส่งผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวม โดย Microgrid Controller จะควบคุมการทำงานของระบบอย่างดังกล่าวในด้านต่อไปนี้

- Power flow ควบคุมการไหลของไฟฟ้าภายใน Microgrid และระหว่าง Microgrid กับโครงข่ายไฟฟ้า
- Rating ควบคุมการทำงานของระบบย่อยต่างๆให้อยู่ในระดับพิกัด
- Voltage ควบคุมระดับแรงดันและความถี่ให้สอดคล้องกับโครงข่ายไฟฟ้า
- Balance ควบคุมสมดุลระหว่างไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้า

การติดตั้งระบบ Microgrid ในโครงการนี้ สามารถเลือกติดตั้งได้ 2 รูปแบบ คือ มองทั้งโครงการเป็นระบบ Microgrid ระบบเดียว รูปแบบนี้จะใช้ Microgrid Controller เพียง 1 ตัวควบคุมการทำงานของระบบทั้งหมด ซึ่ง รูปแบบนี้จะสามารถควบคุมการทำงานของระบบทั้งหมดในภาพรวม แต่จะไม่สามารถควบคุมในระดับพื้นที่ได้ ละเอียดมากนักมากนัก ส่วนอีกรูปแบบจะใช้ Microgrid Controller 3 ตัว ติดตั้งใน 3 สถานีไฟฟ้า โดยจะมีระบบย่อยต่างๆใน 1 สถานีไฟฟ้าเป็นระบบ Microgrid ระบบหนึ่ง ดังนั้น ในโครงการนี้จะแบ่งเป็น 3 Microgrid รูปแบบนี้ จะช่วยให้แต่ละสถานีไฟฟ้าสามารถควบคุมการทำงานภายในพื้นที่ของตนเอง ได้ดีกว่า

ในโครงการนี้ ที่ปรึกษาเสนอให้ กฟภ. ใช้รูปแบบการติดตั้ง Microgrid Controller ในแต่ละสถานีไฟฟ้า ดัง รูปที่ 3.3 เนื่องจาก กฟภ. จะสามารถทดสอบการใช้งานระบบย่อยต่างๆ ได้ภายใต้สถานีไฟฟ้า ซึ่งแต่ละพื้นที่จะ มีลักษณะในการใช้งานแตกต่างกันไป

สำหรับการทดสอบด้านเทคนิคสำหรับแต่ละระบบย่อย สามารถศึกษาได้จากแนวทางการทดสอบใน ภาคผนวก จ.

3.3 ความเป็นไปได้ทางเทคนิค

3.3.1 ระบบ AMI

1) Smart Meter และ DCU

เนื่องจากโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะถือเป็นแนวโน้มของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งเป็นที่สนใจของผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าทั่วโลก ซึ่ง Smart Meter ถือเป็นอุปกรณ์สำคัญในการก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะดังนั้น จึง มีผู้ผลิตหลายรายที่เริ่มนิยามาพัฒนา Smart Meter ให้ทันความต้องการของตลาดที่เริ่มนิยมการใช้งาน Smart Meter มากขึ้น เนื่องจากมีผู้ให้บริการด้านไฟฟ้าจำนวนมากที่เริ่มดำเนินการโครงการโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จากการแลกเปลี่ยน ระหว่างผู้ผลิตทำให้การพัฒนาเทคโนโลยี Smart Meter ก้าวหน้าอย่างรวดเร็ว และสามารถรองรับการทำงานของ หลายๆ แอปพลิเคชันในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

การเลือก Specification ของ Smart Meter โดยทั่วไปจะมีประเด็นที่จำเป็นต้องพิจารณา 2 ประเด็นเป็น ลำดับๆ คือ

- 1) รูปแบบ Interface ของ Smart Meter โดยพิจารณาจากเทคโนโลยีสื่อสารที่ใช้งาน
- 2) แอปพลิเคชัน หรือ Service ที่ใช้งาน

ดังนั้น สำหรับ Smart Meter ที่จะนำมาใช้ในโครงการ ควรมีหลักเกณฑ์ในการพิจารณาเลือก Specification ของ Smart Meter ดังนี้

2.1) ใช้รูปแบบ Interface แบบ Zigbee, PLC และ GPRS ตามรูปแบบโมเดลของเทคโนโลยีการสื่อสารใน หัวข้อที่ 3.2 ซึ่งเทคโนโลยีการสื่อสารที่จะใช้ในการเชื่อมต่อแบบ Last Mile คือ Zigbee, PLC, GPRS, PON และ Metro Ethernet แต่สำหรับ Interface กับ PON และ Metro Ethernet ซึ่งจะมีลักษณะเป็น LAN ก่อนเข้ามิเตอร์ (เปลี่ยน

จาก fiber optic เป็น LAN ที่อุปกรณ์ ONU และ Switch ตามลำดับ) นั้น มิเตอร์โดยทั่วไปจะมี converter port ซึ่งเปลี่ยนจาก LAN เป็น RS-232 อよ'

2.2) ต้องรองรับแอปพลิเคชันหรือ Service ที่จะทดสอบในโครงการ นอกเหนือนี้จะต้องพิจารณาเลือกมิเตอร์ที่รองรับอัตราค่าไฟฟ้านแบบ TOU ด้วย แม้ว่าอาจจะไม่มีการใช้งานในโครงการ แต่เพื่อรองรับการใช้งานอัตราค่าไฟฟ้านแบบ TOU ในอนาคต

เพื่อประโยชน์ในการทดสอบ กฟภ.ควรพิจารณาทดสอบโดยใช้มิเตอร์จากหลายผู้ผลิต เพื่อจะได้ศึกษาเทคโนโลยีของมิเตอร์รวมถึงซอฟต์แวร์ ของผู้ผลิตหลายรายว่ามี Feature ต่างกันอย่างไร และมีข้อดีข้อเสียในการใช้งานจริงอย่างไร

2) เทคโนโลยีสื่อสาร

เทคโนโลยีสื่อสารซึ่งที่ปรึกษานำเสนอให้ดำเนินการทดสอบในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (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

2.1) PON - เป็นเทคโนโลยีการสื่อสารความเร็วสูงผ่าน Fiber Optic หรือที่มักเรียกว่า FTTx ถือเป็นเทคโนโลยีการสื่อสารที่เหมาะสมกับการใช้งานเป็นโครงข่าย WAN หรือกระหั่งไปจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต้องการใช้บริการแบบ Broadband Service ปัจจุบันมีผู้ให้บริการเทคโนโลยี PON ในประเทศไทยมีแล้ว เช่น บริษัท กสท. โทรคมนาคม จำกัด (มหาชน) ซึ่งได้เริ่มดำเนินการติดตั้งระบบ FTTx ในเมืองพัทยาแล้ว เช่นกัน ทั้งนี้เทคโนโลยี PON ถือเป็นทางเลือกที่ผู้ให้บริการอินเทอร์เน็ตหลายรายสนใจ เนื่องจากเหมาะสมสำหรับอินเทอร์เน็ตความเร็วสูงในอนาคต ในปัจจุบันเทคโนโลยี PON ที่เป็นที่นิยม คือ GEPON (Gigabit Ethernet Passive Optical Network) และ GPON (Gigabit Passive Optical Network) ซึ่งจะมีข้อดี ข้อเสียแตกต่างกัน สำหรับการเบริกบานะห่วงว่า GEPON และ GPON สามารถศึกษาได้ในภาคผนวก น.

2.2) Metro Ethernet - บริการ Metro Ethernet เป็นวงจรสื่อสารที่เชื่อมโยงอินเทอร์เน็ตด้วย Fiber Optic จากโครงข่ายหลักไปจนถึง Last Mile ซึ่งมีเส้นทางเดียวในการใช้งานและความคงทนต่อสภาพแวดล้อมที่สูงกว่าสายเชื่อมโยงสัญญาณทั่วไปที่เป็นสายทองแดง และสามารถรองรับการใช้งานได้สูงถึง 10 Gbps ปัจจุบันมีการใช้งานเทคโนโลยีนี้แล้วในกรุงเทพมหานคร โดยส่วนใหญ่มีผู้ให้บริการคืออาคารสำนักงานขนาดใหญ่ในกรุงเทพมหานคร ผู้ให้บริการเทคโนโลยี Metro Ethernet เช่น KSC เป็นต้น

2.3) GPRS - โครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ (AMR) ของ กฟภ. ระยะที่ 1 ซึ่งได้ดำเนินการติดตั้งระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ จำนวน 30,000 ราย ซึ่งในโครงการนี้ใช้ GPRS/GSM เป็นช่องทางสื่อสารเพียงช่องทางเดียว และจากการใช้งานพบว่าระบบ GPRS/GSM สามารถทำงานกับระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติได้เป็นอย่างดี และโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ระดับที่ 1 ถือว่าประสบความสำเร็จเป็นที่น่าพอใจ นอกเหนือนี้เครือข่าย GPRS/GSM ในประเทศไทย มีใช้งานกันแพร่หลายและมีพื้นที่ครอบคลุมทั่วประเทศ ดังนั้น เทคโนโลยี GPRS จึงไม่น่ามีปัญหาหรืออุปสรรคประการใดในการนำมาใช้งานในโครงการ

2.4) Wireless Mesh - โครงข่าย Wireless Mesh ที่กล่าวถึงในรายงานฉบับนี้ จะใช้เทคโนโลยี WiFi เป็นหลัก ดังนั้นจึงอาจจะเรียกว่าเป็น WiFi Mesh ก็ได้ เทคโนโลยี WiFi Mesh จะแตกต่างจาก WiFi ปกติ คือ สำหรับ WiFi 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 หรือกระดังเป็น WAN สำหรับระบบ AMI ในต่างประเทศ เนื่องจากสามารถติดตั้งได้ง่ายและอุปกรณ์มีราคาถูก แต่หากพิจารณาถึงพื้นที่ครอบคลุมซึ่งมีไม่มากนักต่อ 1 AP จึงอาจทำให้ต้องใช้จำนวนอุปกรณ์มาก เพื่อให้ครอบคลุมพื้นที่ที่ต้องการ ทั้งยังมีประเด็นเรื่องการควบคุมกันกับเทคโนโลยีไร้สายอื่นๆ จึงยังไม่พิจารณาทดสอบในโครงการนี้ เนื่องจากยังไม่พบเทคโนโลยีอื่นๆ ที่สามารถใช้แทน WiFi Mesh ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

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

2.6) PLC - เทคโนโลยี PLC เป็นอีกหนึ่งทางเลือกที่ได้รับความนิยมสำหรับโครงข่าย Last Mile ของระบบ AMI ในต่างประเทศ เนื่องจากไม่จำเป็นต้องลงทุนมากนัก ปัจจุบัน Smart Meter ที่มี PLC interface ก็มีให้เลือกมากมายในตลาด และโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ถือเป็นโอกาสศักดิ์ที่ กฟภ. จะได้ทดสอบการทำงานของเทคโนโลยี PLC เดิมรูปแบบ

3) ระบบ MDMS

MDMS มีหน้าที่บริหารจัดการข้อมูลต่างๆ จากมิเตอร์ โดยจะทำงานประสานกับ Database Server และอุปกรณ์มิเตอร์ เพื่อจัดเก็บข้อมูลที่ได้จากมิเตอร์เข้าสู่ Database Server จากนั้นแอปพลิเคชันต่างๆ จะดึงข้อมูลจาก Database Server ไปใช้งานตามความต้องการของแต่ละแอปพลิเคชันต่อไป

การทำงานของระบบ MDMS จะขึ้นอยู่กับซอฟต์แวร์ MDMS เป็นหลัก ซึ่งจะมีลักษณะเป็นซอฟต์แวร์สำเร็จรูป ปัจจุบันมีผู้ผลิตหลายรายที่ขายลิขสิทธิ์ซอฟต์แวร์ MDMS พร้อมกับอุปกรณ์มิเตอร์และระบบ Data Center เนื่องจาก กฟภ. มีแผนที่จะติดตั้งระบบ AMI ทั่วประเทศกว่า 15 ล้านราย ดังนั้นการซื้อซอฟต์แวร์ MDMS ควรซื้อเป็น

แบบ Unlimited License (ราคากองฟต์แวร์ MDMS ซึ่งที่ปรึกษาประเมินในเงินลงทุนของโครงการ เป็นแบบ Unlimited License อญ্ত์แล้ว) เพื่อรองรับการขยายระบบ AMI ต่อไปในอนาคตด้วย

สาเหตุที่ กฟภ. ควรจัดซื้อ MDMS สำหรับระบบ AMI ใหม่ แม้ว่าจะมีกองฟต์แวร์ MDMS สำหรับระบบ AMR อญ্ত์แล้วก็ตาม เนื่องจากระบบ AMI มีฟังก์ชันการทำงานมากกว่าระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติอยู่มาก เช่น ระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติจะไม่มีฟังก์ชัน Remote Connect/Disconnect, Prepayment, Demand Response เป็นต้น โดยระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติจะมีฟังก์ชันการอ่านค่ามิเตอร์เพียงอย่างเดียวจึงไม่อาจรองรับการทำงานของแอปพลิเคชันและบริการใหม่ๆในระบบ AMI ได้ และ กฟภ. ควรจะพิจารณาจัดซื้อเพียงลิขสิทธิ์ของฟต์แวร์ MDMS เพียงยี่ห้อเดียว โดยให้ผู้เสนอราคาทำหน้าที่พัฒนาโปรแกรมเพื่อให้เข้มต่อกับมิเตอร์ยี่ห้ออื่นๆ ได้ และให้ส่งมอบ Source Code ในส่วนของการพัฒนาให้กับ กฟภ. (ซึ่งในกระบวนการนี้ควรอยู่ในช่วงของการเขียนข้อกำหนดซึ่งสามารถระบุรายละเอียดเชิงลึกได้มากกว่านี้) สำหรับการสื่อสารระหว่างมิเตอร์และ MDMS ที่ปรึกษาแนะนำให้ห้องของจากโพรโทคอล DLMS (Device Language Message Specification) ซึ่งเป็นโพรโทคอลตามมาตรฐาน IEC ซึ่งเป็นมาตรฐานที่ใช้กันทั่วโลก สำหรับรายละเอียดของโพรโทคอล DLMS สามารถศึกษาได้จาก ภาคผนวก ๖.

สามารถสรุปข้อกำหนดพื้นฐานของ MDMS ได้ดังนี้

1. โพรโทคอลการสื่อสารระหว่างมิเตอร์และ MDMS ควรเลือกใช้โพรโทคอล DLMS/COSEM
2. MDMS จะต้องสามารถรับข้อมูลจากมิเตอร์ทุกเครื่องที่จะส่งข้อมูลมายัง MDMS ในทุกๆ 15นาทีได้
3. ต้องมีการพัฒนาซอฟต์แวร์ MDMS เพิ่มเติม เพื่อให้สามารถสื่อสารกับมิเตอร์ทุกยี่ห้อในโครงการได้ และจะต้องส่งมอบ Source Code ในส่วนของการพัฒนาเพิ่มเติมให้กับ กฟภ. ด้วย เพื่อจะนำไปใช้งานในโครงการระยะต่อๆไป

สำหรับรายละเอียดของฟังก์ชันต่างๆของระบบ MDMS สามารถศึกษาได้จาก ภาคผนวก ๖.

4) การบูรณาการกับระบบสารสนเทศอื่นๆ (Integration)

การเขื่อมต่อกับระบบสารสนเทศอื่นๆ เช่น GIS และ OMS นั้น เนื่องจาก กฟภ. มีระบบ EAI (Enterprise Application Integration) สำหรับบูรณาการข้อมูลระหว่างระบบงานต่างๆอยู่แล้ว ดังนั้นหากกำหนดได้ว่าระบบสารสนเทศใด ต้องการเขื่อมโยงข้อมูลรายการใดกับระบบ AMI ก็สามารถพัฒนาซอฟต์แวร์เขื่อมโยงข้อมูลได้ทันที ซึ่งแผนดำเนินงานในรายงานฉบับนี้ ได้รวมแผนงานและเงินลงทุนในการพัฒนาซอฟต์แวร์เพื่อเขื่อมโยงข้อมูลระหว่างระบบ AMI กับระบบสารสนเทศอื่นๆของ กฟภ. ไว้แล้ว โดย กฟภ. ไม่จำเป็นต้องมีการปรับเปลี่ยนในระบบสารสนเทศต่างๆที่มีอยู่แล้วแต่อย่างใด ในเบื้องต้นที่ปรึกษาเห็นว่าความมีการเขื่อมโยงระบบ AMI กับระบบ (ISU-SAP), GIS และ OMS เพื่อให้ได้ประโยชน์จากการ AMI มากที่สุด การเขื่อมโยงกับระบบ Billing จะเขื่อมโยงผ่าน Billing Interface ซึ่งในโครงการนี้สามารถใช้งาน Server ร่วมกับ Outage Monitoring Server ได้ เนื่องจากยังมีโภลดไม่มากนัก โดย Billing Interface จะทำหน้าที่ประสานกับระบบ Billing ของ กฟภ. โดยเขื่อมโยงกับผ่าน EAI

สำหรับการเชื่อมโยงกับ GIS และ OMS ซึ่งการติดตั้งมิเตอร์จะบันทึกตำแหน่ง Latitude, Longitude ของมิเตอร์ทุกตัว เอาไว้และสามารถนำไป map บนระบบ GIS หรือ OMS ของ กฟภ. เพื่อแจ้งเตือนเหตุการณ์ต่างๆ ได้

5) การทำงานร่วมกันระหว่างหลักหลายระบบ (Interoperability)

การสื่อสารในระบบ AMI จะใช้โพรโทคอล TCP/IP ซึ่งรองรับการทำงานร่วมกับหลักหลายระบบ ได้เป็นอย่างดี ซึ่งอุปกรณ์ปลายทางต่างๆ ในระบบ AMI เช่น มิเตอร์หรือ DCU ที่ล้วนแต่เป็นอุปกรณ์ฐาน IP-based และเทคโนโลยีการสื่อสารที่ใช้ในโครงการก็สามารถรองรับการสื่อสารโดยใช้โพรโทคอล TCP/IP ได้ทั้งหมด

6) การขยายระบบ AMI ในอนาคต

การขยายขนาดของระบบ AMI นั้นจะมีลักษณะงานแบ่งกิจว่างๆ ได้เป็น 2 ประเภท คือ 1. งานติดตั้งมิเตอร์ และโครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสาร และ 2. การขยายระบบ Data Center ซึ่งในการขยายขนาดของระบบ AMI ในระยะต่อๆ ไปนั้น การติดตั้งมิเตอร์และโครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารในแต่ละพื้นที่จะไม่เกี่ยวข้องกับระบบ AMI ในโครงการนี้ สิ่งที่จะเกี่ยวข้องโดยตรงคือระบบ Data Center ที่ควรจะวางระบบไว้ที่ศูนย์กลางร่วมกันเพียงแห่งเดียว

อย่างไรก็ตาม การขยายระบบ Data Center ให้รองรับจำนวนมิเตอร์ที่เพิ่มขึ้นในอนาคตก็สามารถทำได้ไม่ยาก มีเพียงประเด็นด้านลิขสิทธิ์ซอฟต์แวร์ MDMS เท่านั้น ที่จำเป็นต้องพิจารณาจัดซื้อบนแบบ Unlimited License ตั้งแต่ในโครงการนี้ เนื่องจากจะใช้ซอฟต์แวร์ที่ห้องเดียวกันทั้งหมด และให้ผู้สนับสนุนราคางานน้ำที่พัฒนาโปรแกรมเพื่อให้เชื่อมต่อกับมิเตอร์ยี่ห้ออื่นๆ และให้ส่งมอบ Source Code ในส่วนของการพัฒนาให้กับ กฟภ. ซึ่ง กฟภ. สามารถนำ Source Code นี้ไปใช้ในการติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติมเพื่อให้สามารถสื่อสารกับ MDMS ได้ ในขณะที่อุปกรณ์อื่นๆ เช่น Server อุปกรณ์โครงข่าย อุปกรณ์รักษาความปลอดภัย และอุปกรณ์สนับสนุนอื่นๆ สามารถติดตั้งเพิ่มเติมจากระบบเดิม ได้ไม่ยากนัก ซึ่ง กฟภ. สามารถเพิ่มอุปกรณ์ต่างๆ ดังกล่าวในระบบ Data Center ได้ตลอดเวลา

3.3.2 ระบบย่อยอื่นๆ

ความเป็นไปได้ของระบบย่อยอื่นๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่ติดตั้งในโครงการนี้ สามารถสรุปได้ดังนี้

1) ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ เป็นเพียงระบบฐานข้อมูลในการบริหารจัดการการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง ซึ่งปริมาณงานหลักจะอยู่ที่การพัฒนาซอฟต์แวร์เพื่อดึงเอาข้อมูลที่สำคัญจากระบบสารสนเทศต่างๆ ที่มีอยู่มาใช้ประโยชน์เท่านั้น รวมทั้งการติดตั้งระบบสื่อสารระหว่างรดยนต์แก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องกับศูนย์ควบคุมก็เป็นสิ่งที่สามารถดำเนินการได้ทันที

2) ระบบ Substation Automation (IEC 61850)

ระบบ Substation Automation ซึ่งหลักๆ คือการติดตั้งอุปกรณ์ IED และระบบสื่อสารตามมาตรฐาน IEC 61850 แม้อาจจะยังเป็นระบบที่ใหม่ในประเทศไทย แต่ในหลายๆ ประเทศมีการใช้งานกันแล้ว อุปกรณ์ IED ที่

รองรับมาตรฐาน IEC 61850 ที่ได้รับการพัฒนาและมีให้เลือกมากมายในตลาด รวมทั้งตัวมาตรฐาน IEC 61850 เองก็เป็นมาตรฐานที่ได้รับการยอมรับในระดับสากลสำหรับการใช้งานในระบบ Substation Automation

3) ระบบ IT Integration System

ระบบ IT Integration System เป็นระบบที่ทำหน้าที่เชื่อมต่อระบบย่อยต่างๆ ในระบบ Smart Grid ให้สามารถทำงานร่วมกันได้อย่างราบรื่น และยังรวมถึงการบูรณาการระบบย่อยต่างๆ ที่ติดตั้งเพิ่มขึ้นมาในโครงการนี้เข้ากับระบบสารสนเทศของ กฟภ. ที่เกี่ยวข้อง ดังนั้น งานหลักๆ จะอยู่ที่การพัฒนาซอฟต์แวร์เพื่อเชื่อมโยงระบบต่างๆ เหล่านี้เข้าด้วยกัน ซึ่งถ้ามีข้อมูลการเชื่อมโยงที่แน่นชัดก็สามารถดำเนินการได้ทันที

4. การวิเคราะห์ทางการเงิน

4.1 ประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุน

การประมาณค่าใช้จ่ายในการลงทุนโครงการ มีหลักเกณฑ์ในการประเมิน ดังนี้

ระบบ AMI

1) การประมาณการราคา ใช้แนวทางในการประเมิน ดังนี้

- ใช้ราคากลางจากโครงการระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ (AMR) ของ กฟภ.
- ราคาของอุปกรณ์ Server ประเมินจากขนาด Server ที่ระดับปานกลาง
- พิจารณาและประเมินจาก Pricelist ของผู้ผลิต
- ค่างานติดตั้ง Fiber Optic เส้นทางหลัก (Main Route) ใช้ราคา Fiber Optic แบบ ADSS 12 core
- ค่าบริการอินเทอร์เน็ต และท่าชาร์จรถชาร์จ ใช้ราคาจากโครงการ AMR ของ กฟภ.
- ค่าบริการ GPRS ประเมินจากปริมาณข้อมูลในแต่ละเดือน
- Physical contingency rate 10%
- ค่าสำรองเพื่อปรับราคา (Price escalation rate)
 - ส่วนที่เป็น Foreign Currency 1.0% ต่อปี
 - ส่วนที่เป็น Local Currency 3.0% ต่อปี

ซึ่งการประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่ เมืองพัทยา จ.ชลบุรี จะใช้ราคาต่อหน่วยในการลงทุน (Unit Construction Cost) ตามตารางที่ 4.1

หมายเหตุ: ราคาที่ใช้ในการประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุน เป็นราคาประเมินในปี 2554

ตารางที่ 4.1 ประมาณการราคาต่อหน่วย (Unit Construction Cost) สำหรับระบบ AMI

Description	Unit	Unit Construction Cost								Unit: Baht	
		Foreign Currency			Local Currency						
		Material Cost	Contingency	Total	Material Cost	Labour	Operation	Contingency	Total		
1. ระบบคอมพิวเตอร์ส่วนกลาง (Data Center)											
Database Server	เครื่อง	3,440,000	344,000	3,784,000	-	-	-	-	-	3,784,000	
Prepayment Server	เครื่อง	550,000	55,000	605,000	-	-	-	-	-	605,000	
Outage monitoring server (+ Billing Interface)	เครื่อง	550,000	55,000	605,000	-	-	-	-	-	605,000	
AD_Anti_virus Server	เครื่อง	550,000	55,000	605,000	-	-	-	-	-	605,000	
Web Application Server	เครื่อง	550,000	55,000	605,000	-	-	-	-	-	605,000	
Network & System Monitoring Server	เครื่อง	550,000	55,000	605,000	-	-	-	-	-	605,000	
Meter Data Management System (MDMS)	เครื่อง	867,000	86,700	953,700	-	-	-	-	-	953,700	
LTO-5 External tape drives	ชุด	250,000	25,000	275,000	-	-	-	-	-	275,000	
Firewall	เครื่อง	1,400,000	140,000	1,540,000	-	-	-	-	-	1,540,000	
Switch L3	ตัว	2,500,000	250,000	2,750,000	-	-	-	-	-	2,750,000	
Access Switch	ตัว	400,000	40,000	440,000	-	-	-	-	-	440,000	
Computer Notebook	เครื่อง	50,000	5,000	55,000	-	-	-	-	-	55,000	
Software Oracle Data Base Enterprise Edition	ชุด	1,500,000	150,000	1,650,000	-	-	-	-	-	1,650,000	
Software Prepayment	ชุด	4,000,000	400,000	4,400,000	-	-	-	-	-	4,400,000	
Software Outage monitoring	ชุด	4,000,000	400,000	4,400,000	-	-	-	-	-	4,400,000	
Software NMS	ชุด	3,000,000	300,000	3,300,000	-	-	-	-	-	3,300,000	
Software MDMS	ชุด	12,000,000	1,200,000	13,200,000	-	-	-	-	-	13,200,000	
ระบบงานเบ็ดเตล็ด Software	หน่วย	-	-	-	15,000,000	-	-	1,500,000	16,500,000	16,500,000	
2. มิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ											
Smart Meter 3 เฟส	เครื่อง	6,000	600	6,600	-	1,500	-	150	1,650	8,250	
Smart Meter 1 เฟส	เครื่อง	2,500	250	2,750	-	300	-	30	330	3,080	
Data Concentrator unit (DCU) for Zigbee	ตัว	35,000	3,500	38,500	-	1,500	-	150	1,650	40,150	
Data Concentrator unit (DCU) for PLC	ตัว	35,000	3,500	38,500	-	1,500	-	150	1,650	40,150	
หน่วยรับ-ส่งข้อมูล (Meter Interface Unit)	ตัว	5,000	500	5,500	-	-	-	-	-	5,500	
Housing (สำหรับมิเตอร์ 1 เฟส 2 เครื่อง)	ชุด	-	-	1,300	-	-	-	130	1,430	1,430	
Housing (สำหรับมิเตอร์ 1 เฟส 4 เครื่อง)	ชุด	-	-	1,500	-	-	-	150	1,650	1,650	
Housing (สำหรับมิเตอร์ 3 เฟส และ DCU)	ชุด	-	-	1,500	-	-	-	150	1,650	1,650	
3. อุปกรณ์โครงข่าย											
HQ Core Router	ตัว	3,500,000	350,000	3,850,000	-	-	-	-	-	3,850,000	
Access router	ตัว	240,000	24,000	264,000	-	-	-	-	-	264,000	
Optical Line Terminal (OLT)	ตัว	200,000	20,000	220,000	-	-	-	-	-	220,000	
Splitter 1:32	ตัว	50,000	5,000	55,000	-	-	-	-	-	55,000	
Fiber Drop Cable@1km, 16 routes/OLT	กม	80,000	8,000	88,000	-	-	-	-	-	88,000	
Fiber Drop Cable@100 m	กม	26,000	2,600	28,600	-	-	-	-	-	28,600	
Optical Network Unit (ONU)	ตัว	5,000	500	5,500	-	-	-	-	-	5,500	
Element Management System for GE-PON	ชุด	3,500,000	350,000	3,850,000	-	-	-	-	-	3,850,000	
Switch L3 (for metro ethernet@substation)	ตัว	350,000	35,000	385,000	-	-	-	-	-	385,000	
Access Switch for Metro ethernet	ตัว	70,000	7,000	77,000	-	-	-	-	-	77,000	
4. เส้นใยไฟเบอร์ออฟติก											
เส้นไฟเบอร์ออฟติกไม่มีแก้ว	กม	-	-	-	145,000	-	-	14,500	159,500	159,500	
เส้นไฟเบอร์ออฟติกที่ติดตั้งบนเสา	กม	-	-	-	145,000	-	-	14,500	159,500	159,500	
เส้นไฟเบอร์ออฟติกที่ติดตั้งใต้ดิน	กม	-	-	-	145,000	-	-	14,500	159,500	159,500	
เส้นไฟเบอร์ออฟติกที่ติดตั้งบนเสา	กม	-	-	-	145,000	-	-	14,500	159,500	159,500	
เส้นไฟเบอร์ออฟติกที่ติดตั้งใต้ดิน	กม	-	-	-	145,000	-	-	14,500	159,500	159,500	
เส้นไฟเบอร์ออฟติกที่ติดตั้งในห้องแม่ข่าย	กม	-	-	-	145,000	-	-	14,500	159,500	159,500	

ตารางที่ 4.1 ประมาณการราคาต่อหน่วย (Unit Construction Cost) สำหรับระบบ AMI (ต่อ)

Description	Unit	Unit Construction Cost								Unit: Baht
		Foreign Currency			Local Currency					
		Material Cost	Contingency	Total	Material Cost	Labour	Operation	Contingency	Total	Total Cost
5. อุปกรณ์สำหรับระบบ Home Automation										
ZigBee/802.15.4 Coordinator + CIE	ตัว	1,728	173	1,901	-	-	-	-	-	1,901
ZigBee TCP/IP Gateway	ตัว	3,072	307	3,379	-	-	-	-	-	3,379
ZigBee Gas Detector with Heat Sensor	ตัว	2,496	250	2,746	-	-	-	-	-	2,746
ZigBee Window/Intrusion Sensor	ตัว	1,344	134	1,478	-	-	-	-	-	1,478
ZigBee Outlet with Power Monitoring	ตัว	3,072	307	3,379	-	-	-	-	-	3,379
ZigBee Motion Detector	ตัว	2,304	230	2,534	-	-	-	-	-	2,534
Zigbee In-home Display	ตัว	3,072	307	3,379	-	-	-	-	-	3,379
CCTV System	ตัว	22,000	2,200	24,200	-	-	-	-	-	24,200
6. ค่าบริการรายเดือน										
ค่า Air time ประจำ GPRS (265 + 2850 site)	Site/เดือน	-	-	-	-	-	200	20	220	220
ค่าบริการ Internet Service (2 Mbps)	เดือน	-	-	-	-	-	79,000	7,900	86,900	86,900
ค่าบริการวงจรเชื่อมต่อในการรับส่งข้อมูล (2 Mbps)	เดือน	-	-	-	-	-	54,000	5,400	59,400	59,400

2) การประเมินจำนวนอุปกรณ์ ใช้แนวทางในการประเมิน ดังนี้

ระบบคอมพิวเตอร์ส่วนกลาง

- ประเมินจำนวนอุปกรณ์และซอฟต์แวร์ที่จำเป็น โดยพิจารณาจาก Service ที่จะทดสอบ
- ประเมินขนาด Database Server เป็น Server ซึ่งมี CPU 8 core ซึ่งโดยปกติ License ของซอฟต์แวร์ Oracle Database จะคิดเป็น 0.5 เท่าของจำนวน Core ดังนั้นหากใช้ Database Server ที่มี CPU 8 core จะต้องใช้ซอฟต์แวร์ Oracle Database ทั้งหมด 4 License

มิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ

- เท่ากับจำนวนมิเตอร์จำนวน 1 เฟส และ 3 เฟส ในเมืองพัทยา(ข้อมูลการประเมินจำนวนมิเตอร์ ในเมืองพัทยาปี 2556 ณ วันที่ 30 ก.ค. 2554)
- จำนวนอุปกรณ์ DCU มีแนวทางในการประเมิน ดังนี้
 - ใช้สำหรับโมเดลที่ใช้ Zigbee และ PLC เป็น Last Mile เท่านั้น
 - จำนวน DCU สำหรับโมเดลที่ใช้ Zigbee ประเมินว่าใช้ DCU 1 ตัว ต่อมิเตอร์ 200 เครื่อง โดยเฉลี่ย โดย DCU 1 ตัว สามารถครอบคลุมพื้นที่สูงสุดรัศมีประมาณ 1 กิโลเมตร ซึ่งในพื้นที่หนาแน่นอาจครอบคลุมมิเตอร์ได้มากกว่า 200 เครื่อง และในพื้นที่เบาบางอาจครอบคลุมมิเตอร์ได้น้อยกว่า 200 เครื่อง
 - จำนวน DCU สำหรับโมเดลที่ใช้ PLC ประเมินจำนวนอุปกรณ์ DCU ตามจำนวนหม้อแปลงเนื่องจากเทคโนโลยี PLC ไม่สามารถส่งข้อมูลผ่านหม้อแปลงได้ จึงใช้ DCU สำหรับรวม

ข้อมูลจากมิเตอร์ที่อยู่หลังหม้อแปลงเท่านั้น และเนื่องจากประเมินว่ามีการใช้ Zigbee และ PLC เท่าๆกัน คืออย่างละ 50% จึงประเมินจำนวน DCU เป็นครึ่งหนึ่งของจำนวนหม้อแปลงทั้งหมดในเมืองพัทยา

- จำนวนอุปกรณ์ MIU ใช้สำหรับโไมเดลที่ 5 ซึ่งใช้ GPRS ในการสื่อสารระหว่าง Data Center กับอุปกรณ์มิเตอร์โดยตรงแบบ 1 ต่อ 1 เท่านั้น โดยจะใช้อุปกรณ์ MIU 1 ตัวต่อมิเตอร์ 1 เครื่อง เพื่อเชื่อมต่อมิเตอร์กับโครงข่าย GPRS
- การประเมินจำนวน Housing ประเมินว่า มิเตอร์ประมาณ 70% ที่ติดตั้งกลางแจ้งจำเป็นต้องติดตั้งใน Housing (30% ติดตั้งภายในอาคารหรือชายคา) โดยมิเตอร์ 1 เฟสที่ติดตั้งกลางแจ้งจำนวน 50% จะติดตั้ง 2 เครื่องต่อ Housing และอีก 50% ติดตั้ง 4 เครื่องต่อ Housing สำหรับมิเตอร์ 3 เฟส และ DCU จะติดตั้งเพียง 1 เครื่อง/ตัว ต่อ Housing

ค่าเผื่ออุปกรณ์

- ประเมินค่าเผื่ออุปกรณ์ (Spare Part) เนพะมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ โดยประเมินเป็นสัดส่วน % จากจำนวนอุปกรณ์ทั้งหมดตามความเหมาะสม ดังนี้
 - Smart Meter ประเมินค่าเผื่ออุปกรณ์ 2%
 - อุปกรณ์ DCU ประเมินค่าเผื่ออุปกรณ์ 1%
 - อุปกรณ์ MIU ประเมินค่าเผื่ออุปกรณ์ 2%

อุปกรณ์โครงข่าย

- อุปกรณ์ HQ Core Router ซึ่งติดตั้งหลัง Core Network ของ กฟภ. ทางฝั่ง Data Center และอุปกรณ์ Access Router ซึ่งติดตั้งทางฝั่งสถานีไฟฟ้านั้น เป็นการติดตั้งเพื่อทำให้การสื่อสารระหว่าง Data Center กับอุปกรณ์มิเตอร์ปลายทาง ซึ่งเป็นทรัพฟิก IP สามารถสื่อสารผ่าน Core Network ของ กฟภ. ในกรณีที่ Core Network ยังไม่เป็น IP-based
- อุปกรณ์ OLT ทำหน้าที่เสมือนเป็นจุดเริ่มต้นของโครงข่าย PON โดยทำการแปลงระหว่างสัญญาณแสงกับสัญญาณไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ กับ Core Network ของ กฟภ. ซึ่งประเมินว่าจะติดตั้ง อุปกรณ์ OLT สำหรับทุกๆ สถานีไฟฟ้าจำนวน 6 สถานี (ปัจจุบันมีสถานีไฟฟ้าที่ครอบคลุมพื้นที่เมืองพัทยาจำนวน 7 สถานี แต่สถานีไฟฟ้าเก่าล้าน กฟภ. แจ้งว่ามี Fiber Optic อยู่แล้ว) และสำหรับสถานีไฟฟ้าบางละมุงและพัทยาเหนือซึ่งมีผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนมาก อาจจำเป็นต้องติดตั้ง OLT 2 ชุด ดังนั้นจึงประเมินจำนวน OLT ทั้งหมดเป็น 8 ชุด ซึ่งการติดตั้งเทคโนโลยี PON แยก

ตามแต่ละสถานีไฟฟ้าจะช่วยเพิ่มความสะดวกในการบริหารจัดการ และเพิ่มความยืดหยุ่นหาก กฟภ. ติดตั้งสถานีไฟฟ้าเพิ่มเติมในอนาคต

- อุปกรณ์ ONU ใช้สำหรับเทคโนโลยี PON โดยเป็นการแปลงระหว่างสัญญาณแสงและสัญญาณไฟฟ้าก่อนถึงอุปกรณ์ปลายทาง ซึ่งจะใช้จำนวนอุปกรณ์ ONU เท่ากับจำนวนอุปกรณ์ปลายทางของ PON นั้นคือ จำนวน DCU ของโ้มเดลที่ใช้ PON เป็น WAN (โ้มเดลที่ 1 และ 2) รวมกับจำนวนมิเตอร์ในโ้มเดลที่ 6 (PON หรือ FTTx)
- จำนวนอุปกรณ์ Splitter คำนวณในอัตรา 1:32 กับจำนวนอุปกรณ์ ONU (ในเบื้องต้นประเมินว่าใช้ Splitter แบบ 1:32 เพื่อรับบริการ Broadband Service นอกจากนี้การใช้ Splitter แบบ 1:64 จะทำให้เกิด Loss มากขึ้น ซึ่งทำให้ใน OLT 1 ชุดครอบคลุมระยะทางได้ไม่ไกลนัก อย่างไรก็ตามในการดำเนินการจริงซึ่งจะต้องสำรวจพื้นที่อย่างละเอียด อาจปรับใช้แบบ 1:64 สำหรับ Narrowband Service ในพื้นที่ที่มีความหนาแน่นสูงได้)
- จำนวน Fiber Drop Cable (FDC@100 m) ประเมินว่าต้องใช้สำหรับอุปกรณ์ปลายทางของเทคโนโลยี PON ทุกตัว ซึ่งก็คือจำนวน ONU นั้นเอง โดยประเมินว่าต้องใช้ FDC@100m ความยาว 100 เมตรต่อ ONU 1 ตัว
- Switch L3 เป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับเชื่อมต่อโครงข่าย Metro Ethernet กับ Core Network ของ กฟภ. โดยจะติดตั้งอุปกรณ์ Switch L3 ที่สถานีไฟฟ้า ซึ่งจะทดสอบเพียงสถานีไฟฟ้าเดียว (ในแผนการดำเนินงานที่บริษัทนำเสนอให้พิจารณาติดตั้ง Metro Ethernet ในปี 2556 เนื่องจากการทดสอบ Metro Ethernet มีปริมาณงานน้อยมากจึงใช้เวลาติดตั้งไม่นาน และเพื่อให้มีระยะเวลาในการทดสอบการทำงานของ Metro Ethernet นานขึ้น)
- อุปกรณ์ Access Switch เป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับเชื่อมต่อโครงข่าย Metro Ethernet กับมิเตอร์ปลายทาง โดยจะใช้อุปกรณ์ Access Switch 1 ตัว สำหรับมิเตอร์ 1 เครื่อง

งานติดตั้ง Fiber Optic

- ประเมินว่าจะติดตั้ง Fiber Optic บนแนวไฟกับวงจร Feeder โดยประเมินความยาวของ Fiber Optic ที่ต้องติดตั้ง เป็น 70% (ที่บริษัทประเมิน อัตราส่วน Fiber Optic: GPRS เป็น 70:30 ดังรายละเอียดในหัวข้อ 3.2) ของความยาว Feeder ทั้งหมดที่ไม่ทับซ้อนกันในพื้นที่เมืองพัทยา ซึ่งคำนวณมาจากความยาว Feeder ทั้งหมดนำมาลบความยาวของ Feeder ในส่วนที่ทับซ้อนกัน (ความยาวของ Feeder ในส่วนที่ทับซ้อนกันประเมินโดยฝ่ายสื่อสารของ กฟภ.)

- ปีที่ 1 ประเมินว่ามีการติดตั้ง Fiber Optic ไฟยิ่ง 1 Feeder ของสถานีไฟฟ้าบางละมุง ซึ่งความยาวเฉลี่ยต่อ Feeder ของสถานีไฟฟ้าบางละมุง ประมาณ 30 กิโลเมตร

อุปกรณ์สำหรับระบบ Home Automation

- ประเมินอุปกรณ์สำหรับทดสอบระบบ Home Automation จำนวน 10 ชุด ซึ่งจะเน้นที่ระบบความปลอดภัยภายในบ้านพร้อมทั้งมีการแสดงผลผ่าน In-Home Display

จากการประมาณราคาต่อหน่วยในการลงทุน (Unit Construction Cost) สำหรับระบบ AMI ดังตารางที่ 4.1 สามารถสรุปค่าใช้จ่ายในการลงทุนในการดำเนินโครงการรวมทั้งสิ้น ประมาณ 917 ล้านบาท แยกตามรายปีได้ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ประมาณการเงินลงทุนสำหรับระบบ AMI แยกตามรายปี

ลำดับ	รายการเสีย	รวม			ปีที่ 1			ปีที่ 2		
		FC	LC	Total	FC	LC	Total	FC	LC	Total
ค่าใช้จ่ายทางตรง										
1	ระบบคอมพิวเตอร์สำนักงาน (Data Center)	45,107,700	16,720,000	61,827,700	45,107,700	16,720,000	61,827,700	-	-	-
2	นิโอทอร์และอุปกรณ์ประกอบ	491,199,500	61,104,065	552,303,565	43,583,650	6,407,445	49,991,095	447,615,850	54,696,620	502,312,470
3	อุปกรณ์โครงข่าย	37,167,042	-	37,167,042	12,823,602	-	12,823,602	24,343,440	-	24,343,440
4	งานติดตั้ง Fiber Optic	-	122,816,117	122,816,117	-	4,785,000	4,785,000	-	118,031,117	118,031,117
5	อุปกรณ์สำหรับระบบ Home Automation	429,968	-	429,968	429,968	-	429,968	-	-	-
รวม - ค่าใช้จ่ายทางตรง		573,904,210	200,640,182	774,544,392	101,944,920	27,912,445	129,857,365	471,959,290	172,727,737	644,687,027
ค่าใช้จ่ายทางอ้อม										
6	ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์	-	61,333,305	61,333,305	-	7,463,115	7,463,115	-	53,870,190	53,870,190
7	ค่าที่ปรึกษาควบคุมงาน	33,000,000	33,000,000	66,000,000	16,500,000	16,500,000	33,000,000	16,500,000	16,500,000	33,000,000
รวม - ค่าใช้จ่ายทางอ้อม		33,000,000	94,333,305	127,333,305	16,500,000	23,963,115	40,463,115	16,500,000	70,370,190	86,870,190
8	ค่าสำรองเพื่อปรับราคา (Escalation)	6,069,042	8,849,205	14,918,247	1,184,449	1,556,267	2,740,716	4,884,593	7,292,938	12,177,531
รวมทั้งสิ้น		612,973,252	303,822,691	916,795,943	119,629,369	53,431,827	173,061,196	493,343,883	250,390,864	743,734,747

ในส่วนของรายละเอียดการคำนวณค่าใช้จ่ายของระบบ AMI ในแต่ละรายการจะอยู่ในภาคผนวก ณ.

ระบบอื่นๆ

- ประมาณการราคาต่อหน่วยในเมืองต้นจากการศึกษาตัวอย่างการลงทุนระบบต่างๆที่คล้ายคลึงกันในต่างประเทศ ประกอบกับการพิจารณาและประเมินจาก pricelist ของผู้ผลิต
- ค่าที่ปรึกษาควบคุมงานประมาณที่ 7.8%
- Physical contingency rate 10%
- ค่าสำรองเพื่อปรับราคา (Price escalation rate) ในเมืองต้นใช้อัตรา Foreign Currency 1.0% ต่อปีเนื่องจากค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่จะเป็นการจัดซื้อจากต่างประเทศ

สรุปการประเมินเงินลงทุนของระบบอื่นๆนอกจากระบบ AMI ได้ตามตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 ประมาณเงินลงทุนของระบบอื่นๆ

ที่	รายการ	เงินลงทุน เบื้องต้น	ค่าที่ปรึกษา ควบคุมงาน	Contingency	Subtotal	Escalation	รวมทั้งหมด
1	ระบบแก๊สไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง	10	0.8	1.1	11.9	0.1	12
2	ระบบ Substation Automation	87	6.8	9.4	103.2	1.0	104
3	ระบบ IT Integration System	30	2.3	3.2	35.6	0.4	36

ในส่วนของเงินลงทุนของระบบอื่นๆสามารถสรุปค่าใช้จ่ายรายการอุปกรณ์หลักต่างๆได้ดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 รายละเอียดเงินลงทุนเบื้องต้นของระบบอื่นๆ

No.	รายละเอียด	จำนวน	ราคา (ล้านบาท)
1	ระบบแก๊สไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ 1.1) Server System 1.2) Client & Mobile Equipment 1.3) Communication System 1.4) Development & Commissioning	1 System 1 System 1 System 1 System	3 3 2 2
			10
2	ระบบ Substation Automation 2.1) Communication & Server System 2.2) Control System 2.3) Protection System 2.4) Development & Commissioning	1 System 1 System 1 System 1 System	7 8 8 6
			87
3	ระบบ IT Integration 3.1) Microgrid Controller 3.2) Communication Module 3.3) Software Customization & Support Service 3.4) Interconnection System 3.5) Development & Commissioning	1 System 1 System 1 System 1 System 1 System	10 6 4 4 6
	รวม		30

จากตารางที่ 4.4 สรุประยุทธ์อุปกรณ์ที่ใช้จ่ายของแต่ละระบบได้ดังนี้

1) ระบบแก๊งปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ

- 1) ค่าใช้จ่ายสำหรับระบบ Server ของระบบแก๊งปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ
- 2) อุปกรณ์ต่างๆที่ติดตั้งอยู่ในรถแก๊งปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง
- 3) ค่าใช้จ่ายสำหรับระบบสื่อสาร
- 4) ค่าใช้จ่ายด้านการพัฒนาซอฟต์แวร์และการ Commissioning

2) ระบบ Substation Automation

- 1) ค่าใช้จ่ายสำหรับระบบ Server และระบบสื่อสารของระบบ Substation Automation (ติดตั้งอย่างก่อ)
ในสถานีไฟฟ้า)
- 2) ค่าใช้จ่ายสำหรับ Control system ในระบบ Substation Automation (Bay control, Process control)
- 3) ค่าใช้จ่ายสำหรับ Protection system ในระบบ Substation Automation (Bay protection, Process protection)
- 4) ค่าใช้จ่ายด้านการพัฒนาซอฟต์แวร์และการ Commissioning

3) IT Integration System

- 1) ค่าใช้จ่ายสำหรับ Microgrid Controller และ Controller Area Network (CAN) ซึ่งเป็นการสื่อสาร
ในระดับการควบคุมอุปกรณ์ต่างๆ เช่น Breaker
- 2) ค่าใช้จ่ายสำหรับระบบสื่อสารอื่นๆทั้งหมด เช่น ระบบ LAN, IEC 61850
- 3) ค่าใช้จ่ายด้านการพัฒนาซอฟต์แวร์เชื่อมโยงระบบสื่อสารและการพัฒนาซอฟต์แวร์ตามความ
ต้องการอื่นๆ
- 4) ระบบ Interconnection ซึ่งเป็นการติดตั้งทั้งฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ที่จำเป็นเพื่อให้ระบบย่อยๆ
ต่างๆสามารถทำงานร่วมกันได้
- 5) ค่าใช้จ่ายด้านการพัฒนาซอฟต์แวร์และการ Commissioning

4.2 สรุปค่าใช้จ่ายในการลงทุน

จากปริมาณงาน รายละเอียดด้านเทคนิค การประเมินราคาและการประเมินจำนวนอุปกรณ์ ดังรายละเอียด
ก่อนหน้านี้ สามารถนำมาสรุปค่าใช้จ่ายในการลงทุน โครงการรวมทั้งสิ้นประมาณ 1,485 ล้านบาท ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ประมาณเงินลงทุนโครงการ

ที่	รายการ	เงินลงทุน (ล้านบาท)
1	ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	12
2	ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ	917
3	ระบบ Substation Automation	104
4	IT Integration System	36
รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท)		1,069

4.3 การวิเคราะห์รายรับและค่าใช้จ่ายของโครงการ

ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงินเป็นการเปรียบเทียบผลตอบแทนจากการรับหรือค่าใช้จ่ายที่ลดลงจากเดิม (Benefit) ทั้งทางการเงิน (Financial) ทางเศรษฐศาสตร์ (Economics) และทางสังคม (Societal) กับค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการดำเนินการตามโครงการ (Cost) ทั้งที่เป็นเงินลงทุนเริ่มแรก (Initial Cost) และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Operation Cost) ซึ่งคำนวณในช่วงเวลา 10 ปี ซึ่งเป็นอายุงานประเมินของ Smart Meter ที่ใช้กันโดยทั่วไปในต่างประเทศ

4.3.1 ด้านรายรับ

1. Meter Reading

- ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการจ้างเหมาจดหน่วยมิเตอร์รายเดือน
 - ประเมินจากค่าจ้างเหมาจดหน่วยมิเตอร์ 6.20 บาทต่อครั้ง

2. Meter Operations

- ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการออกใบคำเนินการตัด-ต่อมิเตอร์
 - เนื่องจากระบบ AMI สามารถสั่งการตัดต่อมิเตอร์จากศูนย์ควบคุมได้ จึงไม่จำเป็นต้องส่งพนักงานออกไปตัดต่อมิเตอร์อีก จึงสามารถลดค่าใช้จ่ายในการตัดต่อมิเตอร์ลงได้ทั้งหมด
 - ประเมินค่าใช้จ่ายในการตัดต่อมิเตอร์ 3,563,355 บาท (ข้อมูลค่าใช้จ่ายในการตัดต่อมิเตอร์ของเมืองพัทยาเฉลี่ยปี 2550 – 2554)

3. ลดการสูญเสียรายได้เนื่องจาก Non-technical Loss

- ประเมินว่าสามารถลด Non-technical Loss ได้ 0.38% เทียบกับหน่วยขายค่าไฟฟ้าทั้งหมดในเมืองพัทยา

- หน่วยจำหน่ายของเมืองพัทยาใช้ข้อมูลหน่วยจำหน่ายจริงของการไฟฟ้าเมืองพัทยาปี 2554 และนำไปคาดการณ์หน่วยจำหน่ายในปี 2556-2565 โดยใช้อัตราการเติบโตของผู้ใช้ไฟฟ้า (load growth) 3.04% โดยคิดเฉพาะหน่วยจำหน่ายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 10 (บ้านอยู่อาศัย <150หน่วย/เดือน), 11 (บ้านอยู่อาศัย >150หน่วย/เดือน), 20 (กิจการขนาดเล็ก) และ 60 (ราชการ)
- ใช้หน่วยขายไฟฟ้าเฉลี่ย 3.48 บาท/หน่วย (ข้อมูลหน่วยขายไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2555)

4. ลดต้นทุนเนื่องจาก Technical Loss

- ลดหน่วยสูญเสียในชุดความมิเตอร์
 - รายรับจากการลดหน่วยสูญเสียในชุดความมิเตอร์งานหมุน โดยประเมินการสูญเสียเฉลี่ยในชุดความมิเตอร์งานหมุนคือ 1 Watt สำหรับมิเตอร์ 1 เฟส และ 2 Watt สำหรับมิเตอร์ 3 เฟส (อ้างอิงจาก Specification มิเตอร์งานหมุนของ Mitsubishi, Osaki และ Fujidenki) ซึ่ง Smart Meter จะไม่มีการสูญเสียในส่วนนี้ งานนี้ นำมาคำนวณหน่วยไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดที่เกิดจากการสูญเสียในชุดความมิเตอร์งานหมุน และนำมาคำนวณเป็นตัวเงิน โดยคูณกับหน่วยชื้อไฟฟ้าเฉลี่ยที่ กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. 2.80 บาท/หน่วย (ข้อมูลหน่วยชื้อไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2555)
- ลดหน่วยสูญเสียจากการลดความคลาดเคลื่อนในการอ่านหน่วยของมิเตอร์
 - ลดการหน่วยสูญเสียจากการลดความคลาดเคลื่อนในการอ่านหน่วยของมิเตอร์ โดยประเมินว่ามิเตอร์งานหมุนมีค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ย 0.5% ภายใน 10 ปีแรก และ 1.5% ในปีที่ 11-20 โดยความคลาดเคลื่อนของมิเตอร์งานหมุนจะเป็นด้านลบ คือ อ่านหน่วยไฟต่ำกว่าความเป็นจริงเนื่องจากยังใช้งานงานหมุนจะยังหมุนช้ามากขึ้นเนื่องจากปัจจัยต่างๆ (อ้างอิงจากเอกสาร Accuracy of Digital Electricity Meters โดย EPRI) ในขณะที่ Smart Meter มีความถูกต้องสูงมาก ซึ่งจากการทดสอบ Smart Meter จำนวน 99.91% จะมีความคลาดเคลื่อนไม่เกิน 0.5% โดยความคลาดเคลื่อนจะเป็นทั้งด้านบวกและด้านลบ ซึ่งหากนำผลการทดสอบการอ่านหน่วยของ Smart Meter ทั้งหมดมาพิจารณาค่าที่อ่านได้กับหน่วยที่ใช้จริง จะได้ค่า mean ของการอ่านมิเตอร์ถูกต้อง 100% หรือมีความคลาดเคลื่อน 0% (อ้างอิงจากเอกสาร Smart Meter Accuracy : The Evidence Comes in โดย eMeter) งานนี้ นำมาคำนวณหน่วยไฟฟ้าสูญเสียทั้งหมดที่เกิดจากการอ่านค่าคลาดเคลื่อนของมิเตอร์งานหมุน และนำมาคำนวณเป็นตัวเงิน โดยคูณกับหน่วยขายไฟฟ้าเฉลี่ย 3.48 บาท/หน่วย (ข้อมูลหน่วยขายไฟฟ้าเฉลี่ยปี 2555)

5. Cash Flow

- เพิ่ม Cash Flow จากการให้บริการระบบ Prepayment
 - ประเมินกลุ่มเป้าหมายบริการระบบ Prepayment คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 11 (บ้านอยู่อาศัย >150หน่วย/เดือน) เท่านั้น โดยประเมินว่ามีผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 10% ของกลุ่มเป้าหมายที่ใช้บริการระบบ Prepayment

- ใช้ค่าหน่วยจำหน่าย 10% ของหน่วยจำหน่ายทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 11 (บ้านอยู่อาศัย >150 หน่วย/เดือน) เพื่อนำมาคำนวณค่าใช้จ่ายด้านดอกเบี้ย O/D ที่ลดลง จากการที่ กฟก. สามารถเรียกเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้นจากระบบ Prepayment (ข้อมูลหน่วยจำหน่ายของการไฟฟ้าเมืองพัทยา ปี 2554 และใช้อัตราการเติบโตของผู้ใช้ไฟฟ้า 3.04%)
 - ประเมินว่า กฟก. ไม่ต้องชำระดอกเบี้ย O/D ในส่วนหน่วยจำหน่ายของผู้ใช้บริการระบบ Prepayment (ปัจจุบัน กฟก. ชำระดอกเบี้ย O/D เนื่องจากระยะเวลาการจ่ายเงินระหว่าง กฟก. กับ กฟผ. อยู่ที่ 30 วัน แต่ระยะเวลาการจ่ายเงินระหว่าง กฟก. กับ ผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ 45 วัน)
 - อัตราดอกเบี้ย O/D ระหว่าง กฟก. กับ ธนาคาร เท่ากับ 4.37 % (เท่ากับ MOR – 3.00 % โดยอัตราดอกเบี้ย MOR ณ เดือนตุลาคม 2555 อยู่ที่ 7.37%)
- Cash Flow จากการเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น
 - ใช้ค่าหน่วยจำหน่ายของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 10, 11, 20, 60 โดยหักหน่วยจำหน่ายของผู้ใช้บริการระบบ Prepayment ออก ในการนำมาคำนวณค่าใช้จ่ายด้านดอกเบี้ย O/D ที่ลดลง จากการที่ กฟก. สามารถเรียกเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น (ข้อมูลหน่วยจำหน่ายของการไฟฟ้าเมืองพัทยา ปี 2554 และใช้อัตราการเติบโตของผู้ใช้ไฟฟ้า 3.04%)
 - ประเมินว่าเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้นเฉลี่ย 7 วัน (ลดดอกเบี้ย O/D ได้ 7 วัน จากเดิมเฉลี่ย 15 วัน)
 - ใช้แนวทางคำนวณเหมือนกรณีระบบ Prepayment
6. Distribution System Operations
- เพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้าจากการลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ
 - ใช้ค่า SAIDI เฉลี่ยของเมืองพัทยา 99.08 นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า/ปี (ค่า SAIDI เฉลี่ยของเมืองพัทยาปี 2554)
 - ประเมินว่าหลังจากติดตั้งระบบ AMI ระยะเวลาไฟฟ้าดับจะลดลง 5% เนื่องจาก กฟก. สามารถทราบเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้ทันที (จากเอกสาร Enhancing Outage Management with AMI โดย Enspiria Solutions ระบุว่าระบบ AMI จะทำให้ค่า SAIDI ลดลงประมาณ 4-6 นาที ที่ปรึกษาจึงประเมินที่ 5% เทียบกับค่า SAIDI ของเมืองพัทยา หรือลดลงประมาณ 5 นาที)
 - ประเมินรายรับจากการเพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้าของ กฟก. โดยใช้ราคาน่วยซื้อไฟฟ้าเฉลี่ย 2.80 บาท และหน่วยขายไฟฟ้าเฉลี่ย 3.48 บาท (ข้อมูลหน่วยซื้อและหน่วยขายปี 2555)
 - ใช้ค่า Average Load Forecast ของเมืองพัทยาเป็นปริมาณความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ย
 - ลดค่าใช้จ่ายในการออกใบแก้ไขปัญหาในระบบจำหน่าย

- ค่าเฉลี่ยระยะเวลาไฟฟ้าดับด้านแรงต่ำต่อเดือนในเมืองพัทยาประมาณ 7,500 นาที (ค่าเฉลี่ยระยะเวลาไฟฟ้าดับด้านแรงต่ำต่อเดือนปี 2554-2555)
- ประเมินว่าจะสามารถลดระยะเวลาในการออกไปแก๊สไปปัญหาไฟฟ้าดับด้านแรงดันต่ำลงได้ 50% เนื่องจากข้อมูลจากระบบ AMI จะช่วยในการวิเคราะห์ปัญหาได้ดียิ่งขึ้นก่อนจะออกไปดำเนินการแก๊ส
- จำนวนบุคลากรเฉลี่ยในการออกไปแก๊สไปปัญหา 2 คนต่อครั้ง โดยมีค่าแรงเฉลี่ย 440 บาท/ชั่วโมง/คน
- ลดความเสียหายจากไฟฟ้าดับที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า
 - ใช้แนวทางการประเมินระยะเวลาไฟฟ้าดับที่ลดลง เช่นเดียวกับกรณีเพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้าจากการลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ
 - ประเมินการลดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้า 64.256 บาท/kWh จากข้อมูลอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (IER) ของ กฟภ.2 = 64.256 บาท/kWh (ข้อมูลจากรายงานการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ปี 2543 โดยสถาบันวิจัยพลังงานชุมชนกรุงเทพมหานครวิทยาลัย)

7. Peak Shaving

- ชะลอการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ให้กับระบบไฟฟ้า
 - จากการศึกษาเอกสารจากต่างประเทศ ด้วยคุณลักษณะของระบบ AMI เพียงอย่างเดียวไม่สามารถช่วยลดค่า Peak Load ได้โดยตรง แต่ระบบ AMI สามารถให้ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับมาตรการ Demand Side Management เพื่อช่วยในการลด Peak ได้ ซึ่งจากรายงาน “A National Assessment of Demand Response Potential” ปี 2009 ของประเทศไทยระบุว่า “National Assessment of Demand Response Potential” ปี 2009 ของประเทศไทยระบุว่า มาตรการ Demand Side Management สามารถช่วยลดค่า Peak Load ได้ประมาณ 4% แต่เนื่องจากมาตรการ Demand Side Management ในประเทศไทยยังไม่มีการใช้งานมากนัก จึงประเมินการลดค่า Peak Load ในเมืองต้นตามแผนที่นำทาง (Roadmap) โครงการ PEA Smart Grids ซึ่งกำหนดเป้าหมายการลด Peak เป็น 2% ภายในปี 2564 และ 5% ภายในปี 2570 โดยหลังจากปี 2570 จะถือว่าสามารถลด Peak ต่อเนื่องได้ที่ 5%
 - ใช้ค่า Peak demand ของเมืองพัทยา 337.60 MW (ค่า Peak demand ของเมืองพัทยาปี 2554)
 - กรณีการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน ใช้ข้อมูลศั้นทุน Capacity cost เฉลี่ย ตั้งแต่ระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 115/69 kV ถึงระดับแรงดันต่ำ ของ กฟภ. 4,381 บาท/kW/ปี (ข้อมูลจากรายงานการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2548 ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน โดย PricewaterhouseCoopers (PWC))

- กรณีการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ ใช้ข้อมูลต้นทุน Capacity cost เนื่องด้วย ตั้งแต่ โครงไฟฟ้าและระบบส่งของ กฟผ. ไปจนถึงระบบจำหน่ายระดับแรงดันต่ำ ของ กฟภ. 7,661 บาท/kW/ปี (ข้อมูลจากรายงานการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ปี 2548 ของ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน โดย PricewaterhouseCoopers (PWC)
- ใช้อัตราเงินเพื่อในการคำนวณต้นทุน Capacity cost ดังกล่าวในช่วงปี 2556-2565 (ข้อมูล อัตราเงินเพื่อปี 2548-2555 จากธนาคารแห่งประเทศไทย) โดยประเมินอัตราเงินเพื่อปีในช่วง ปี 2556-2565 ที่ 3% ตามแนวโน้มอัตราเงินเพื่อในช่วงปี 2551-2555

จากประযุชน์ด้านรายรับทั้งหมดข้างต้น สามารถจำแนกเป็นผลตอบแทนทางการเงินและผลตอบแทนทาง เศรษฐศาสตร์ได้ ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 จำแนกรายการผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์

รายการ	ผลตอบแทนทาง การเงิน	ผลตอบแทนทาง เศรษฐศาสตร์
1. ยกเลิกค่าใช้จ่ายในข้างหน้าจนกว้มิเตอร์รายเดือน	✓	✓
2. ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการออกใบกำนัลการตัด-ต่อมิเตอร์	✓	✓
3. ลดการสูญเสียรายได้จาก Non-technical Loss	✓	✓
4. ลดหน่วยสูญเสียในบัดลมมิเตอร์	✓	✓
5. ลดหน่วยสูญเสียจากการลดเวลาไฟฟ้าดับ	✓	✓
6. เพิ่ม Cash Flow จากการเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น	✓	✓
7. เพิ่ม Cash Flow จากการให้บริการระบบ Prepayment	✓	✓
8. เพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้าจากการลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ	✓	✓
9. ลดค่าใช้จ่ายในการออกใบแก้ไขปัญหาในระบบจำหน่าย	✓	✓
10. ลดความเสี่ยงหายจากไฟฟ้าดับที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า		✓
11. ชะลอการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ให้กับระบบไฟฟ้า		
- 115/69 kV ถึง LV	✓	
- Generation ถึง LV		✓
12. ลดต้นทุนหน่วยซื้อไฟฟ้า	✓	✓

4.3.2 ค่าใช้จ่าย

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนของโครงการ สามารถสรุปได้ดังนี้

- เงินลงทุนโครงการ เนื่องจากโครงการใช้เวลาในการดำเนินการ 2 ปี จึงแบ่งเงินลงทุนโครงการในแต่ละปีตามแผนการดำเนินงานของโครงการ (ตารางที่ 2.1) ได้ดังตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 เงินลงทุนในแต่ละปี

รายการ	ปีที่ 1	ปีที่ 2
ระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง	-	12,000,000
ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ	173,000,000	744,000,000
ระบบ Substation Automation	-	104,000,000
ระบบ IT Integration System	-	36,000,000
รวม	173,000,000	893,000,000

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ซึ่งไม่รวมอยู่ในเงินลงทุนของโครงการ แต่จะใช้ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์

ระบบ AMI

ประเมินค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ดังนี้

- ค่าบำรุงรักษา

- ระบบคอมพิวเตอร์ส่วนกลาง
 - ส่วนที่เป็นฮาร์ดแวร์ ปีละ 10% ของค่าอุปกรณ์ฮาร์ดแวร์
 - ส่วนที่เป็นซอฟต์แวร์ ปีละ 15% ของค่าซอฟต์แวร์

(ประเมินจากค่าบำรุงรักษาระบบคอมพิวเตอร์ส่วนกลางทั่วๆไป หาก กฟภ. ต้องการให้ครอบคลุมการเพิ่ม Feature ใหม่ๆในอนาคตด้วยก็อาจมีค่าใช้จ่ายสูงขึ้นกว่านี้ นอกจากรายรับรวมถึงการเจรจาต่อรองในกรณีที่ กฟภ. ขยายระบบ AMI ครอบคลุมทั่วประเทศ ซึ่งระบบคอมพิวเตอร์ส่วนกลางจะต้นทุนสูงมาก ก็อาจสามารถเจรจาต่อรองให้มีค่าบำรุงรักษาในอัตราส่วน % ที่ต่ำลงได้)

- มิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบ: ปีละ 5% ของเงินลงทุนในส่วนของมิเตอร์และอุปกรณ์ประกอบยกเว้นในส่วนของ Housing คิดค่าบำรุงรักษายearly ปีละ 1%
- อุปกรณ์โครงการฯ: ปีละ 5% ของเงินลงทุนอุปกรณ์โครงการฯ

- ไม่คิดค่าบำรุงรักษาใน 3 ปีแรก เนื่องจากใน 2 ปีแรกยังอยู่ในช่วงการติดตั้งที่ยังไม่ได้มีการส่งมอบงาน ส่วนปีที่ 3 อยู่ในช่วงรับประกัน 1 ปีหลังส่งมอบงาน ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี
- ค่าบริการรายเดือนสำหรับระบบ GPRS ค่าบริการวงจรเช่า และค่าบริการอินเทอร์เน็ต ประเมินตามอัตราการทายอยด์ตั้งของ Smart Meter สรุปค่าใช้จ่าย ดังนี้
 - ปีที่ 1: 0.4 ล้านบาท
 - ปีที่ 2: 3.5 ล้านบาท
 - ปีที่ 3 เป็นต้นไป (หลังจากติดตั้งเสร็จสิ้น): 5.0 ล้านบาท

ระบบอื่นๆ

- คิดค่าบำรุงรักษาเฉลี่ย 5% ของเงินลงทุนของระบบหนึ่งๆ

3. การลงทุนใหม่

เนื่องจากในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินจะวิเคราะห์ที่ 20 ปีตามอายุการใช้งานของระบบที่มีอายุการใช้งานนานที่สุด ดังนั้น สำหรับระบบที่มีอายุการใช้งานน้อยกว่า 20 ปี จำเป็นต้องมีการลงทุนใหม่ ได้แก่ ระบบ AMI ระบบ Substation Automation และ IT Integration System ซึ่งระบบดังกล่าวจะมีอายุการใช้งานประมาณ 10 ปี โดยมีแนวทางประเมินเงินลงทุนสำหรับการลงทุนใหม่ของระบบดังกล่าว ดังนี้

- ระบบ AMI ลงทุนใหม่ในปีที่ 10 และ 11 ของโครงการ โดยคิดเงินลงทุนสำหรับการลงทุนใหม่ เนพาะอุปกรณ์มิเตอร์ อุปกรณ์ Server และอุปกรณ์โครงข่ายที่ไม่ใช่เป็นอุปกรณ์ passive
- ระบบ Substation Automation และ IT Integration System ลงทุนใหม่ในปีที่ 11 ของโครงการ โดยในเบื้องต้นคิดเป็นการลงทุนใหม่ทั้งระบบ
- ใช้อัตราเงินเพื่อ 3% ในการคำนวณเงินลงทุนใหม่ในปีที่ 10 และ 11 ของโครงการ

4. ต้นทุนขายคืนมิเตอร์จำนวนหมุน

เนื่องจากในการลงทุนติดตั้งระบบ AMI ในโครงการนี้ จะเป็นการติดตั้ง Smart Meter แทนที่มิเตอร์จำนวนหมุนเดิมที่รื้อถอนออกมายังมีมูลค่าคงเหลืออยู่ ซึ่งสามารถนำมาพิจารณาเป็นต้นทุนขายคืน มิเตอร์จำนวนหมุนโดยนำมาคิดเป็นผลประโยชน์ในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ ได้ แนวทางการประเมินต้นทุนขายคืนมิเตอร์จำนวนหมุน มีดังนี้

- ใช้ราคาเฉลี่ยมิเตอร์จำนวนหมุน 1 เฟส 584.42 บาท และมิเตอร์จำนวนหมุน 3 เฟส 1,754.85 บาท (เฉลี่ยจากจำนวนมิเตอร์แต่ละประเภทในพื้นที่เมืองพัทยา โดยใช้ราคากลางของ กฟภ.)

- ต้นทุนขายคืนมิเตอร์จำนวนหมุน ประเมินจากมูลค่าคงเหลือของมิเตอร์จำนวนหมุนเฉลี่ยเป็น 36% ของราคาเฉลี่ยมิเตอร์จำนวนหมุน (แนวทางการประเมินจาก กฟก.)
- นอกจากนี้ ยังสามารถลดค่าบำรุงรักษามิเตอร์จำนวนหมุน เนื่องจากในโครงการนี้จะรื้อถอนมิเตอร์จำนวนหมุนทั้งหมด จึงไม่จำเป็นต้องบำรุงรักษาอย่างต่อเนื่อง โดยประเมินค่าบำรุงรักษามิเตอร์จำนวนหมุนปีละ 5% ของราคามิเตอร์จำนวนหมุนและนำไปหักออกในส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์

ตารางที่ 4.8 ประมาณต้นทุนขายคืนและค่าบำรุงรักษามิเตอร์จำนวนหมุน

		ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	ปีที่ 10
ค่าทุนขายคืนมิเตอร์จำนวนหมุน											
ราคามิเตอร์จำนวนหมุน 1 เฟส	บาท/เครื่อง	584	584	584	584	584	584	584	584	584	584
จำนวนมิเตอร์จำนวนหมุน 1 เฟสที่รื้อถอนในแต่ละปี	เครื่อง	6,956	95,508								
จำนวนมิเตอร์จำนวนหมุน 1 เฟสที่รื้อถอนทั้งหมด	เครื่อง	6,956	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464
ราคามิเตอร์จำนวนหมุน 3 เฟส	บาท/เครื่อง	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755	1,755
จำนวนมิเตอร์จำนวนหมุน 3 เฟสที่รื้อถอนในแต่ละปี	เครื่อง	3,044	10,800								
จำนวนมิเตอร์จำนวนหมุน 3 เฟสที่รื้อถอนทั้งหมด	เครื่อง	3,044	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844
ประมาณมูลค่าคงเหลือของมิเตอร์จำนวนหมุนที่รื้อถอน	%	36%	36%								
ค่าบำรุงรักษาในแต่ละปีเป็น % เทียบกับราคามิเตอร์	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
ค่าทุนขายคืนมิเตอร์จำนวนหมุน	บาท/ปี	3,386,522	26,916,942								
ค่าบำรุงรักษามิเตอร์จำนวนหมุน	บาท/ปี	470,350	4,208,815	4,208,815	4,208,815	4,208,815	4,208,815	4,208,815	4,208,815	4,208,815	4,208,815

หมายเหตุ: ภายหลังปีที่ 10 ยังสามารถลดค่าบำรุงรักษามิเตอร์จำนวนหมุนได้ปีละ 4,208,815 บาท

4.4 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินหรือการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการลงทุนทางการเงินของโครงการพิจารณาจากการเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ระหว่างค่าใช้จ่าย (Cost Stream) ได้แก่ เงินลงทุนเริ่มแรก ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงาน และผลตอบแทนที่ได้รับ ได้รับจากการ (Benefit Stream) เพื่อหาผลตอบแทนจากการลงทุนในการดำเนินโครงการ โดยวิเคราะห์ระยะเวลาโครงการ 20 ปี ดังรายละเอียดในตารางที่ 4.9

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินวัดผลใช้ตัวชี้วัดผลตอบแทนทางการเงิน 3 ตัว และใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) 7.0% ซึ่งสรุปผลได้ดังนี้

- มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินสุทธิ (NPV) -353,263,884 บาท
- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ไม่สามารถคืนทุนได้ในระยะเวลาโครงการ
- อัตราผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ (FIRR) 3.81%

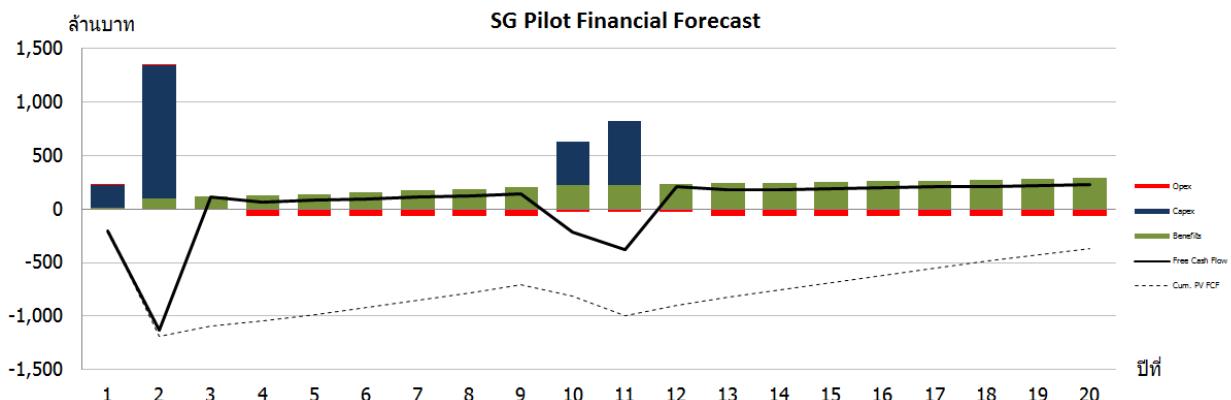
ตารางที่ 4.9 ตารางการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

Smart Grid - FIRR		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		
		ปี 2559	ปี 2560	ปี 2561	ปี 2562	ปี 2563	ปี 2564	ปี 2565	ปี 2566	ปี 2567	ปี 2568	ปี 2569	ปี 2570	ปี 2571	ปี 2572	ปี 2573	ปี 2574	ปี 2575	ปี 2576	ปี 2577		
จำนวนนิสัยที่รับงบทด		116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308			
AMI Endpoints covered		เครื่อง	10,000	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308			
Net additions		เครื่อง	10,000	106,308	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total power consumption		หน่วยชั่วโมงที่ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย	นาที/กWh	2.80																		
		หน่วยชั่วโมงที่ใช้ไฟฟ้าเฉลี่ย	นาที/กWh	3.48																		
หน่วยจ่ายน้ำของเมืองพัทยา		kWh	3.04%	725,272,946	748,012,527	771,465,065	795,652,913	820,599,127	846,327,482	872,862,502	900,229,478	928,454,495	957,564,455	987,587,102	1,018,551,055	1,050,485,824	1,083,421,048	1,117,390,520	1,152,424,216	1,188,556,328	1,225,821,295	1,264,254,636
ค่าไฟฟ้าทั้งหมดใน 1 ปี		นาที/ปี	2,524,675,125	2,603,831,606	2,685,469,890	2,769,667,791	2,856,505,560	2,946,065,966	3,038,434,371	3,133,698,815	3,231,950,098	3,333,281,866	3,437,790,704	3,545,576,221	3,656,741,152	3,771,391,452	3,889,636,398	4,011,588,695	4,137,364,578	4,267,083,929	4,400,870,389	
Benefits																						
1. Meter Reading		-																				
- ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการจ่ายเดือน		-																				
ค่าจ่ายน้ำในภาระเดือนที่แล้ว		นาที/เครื่อง	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20			
จำนวนครั้งในการจ่ายเดือนที่แล้ว		ครั้ง/ปี	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12			
ประมาณการรายได้ประจำเดือน		นาที/ปี	744,000	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315	8,653,315			
2. Meter Operations		-																				
- ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการอุดตัน		-																				
ค่าใช้จ่ายในการอุดตัน		นาที/เครื่อง	3.04%	3,563,355	3,675,077	3,790,303	3,909,140	4,031,704	4,158,111	4,288,481	4,422,938	4,561,611	4,704,632	4,852,137	5,004,266	5,161,166	5,322,985	5,489,877	5,662,002	5,839,523		
ประมาณการรายได้ประจำเดือน		นาที/ปี	306,372	3,675,077	3,790,303	3,909,140	4,031,704	4,158,111	4,288,481	4,422,938	4,561,611	4,704,632	4,852,137	5,004,266	5,161,166	5,322,985	5,489,877	5,662,002	5,839,523			
3. ลดการสูญเสียรายได้ที่ไม่ได้มาจาก Non-technical Loss		-																				
%Non-Technical Loss ที่ลดลงที่บันทึกไว้ที่จ่ายเดือนที่แล้ว		%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%			
Non-Technical Loss ที่ลดลง		kWh	236,960	2,842,448	2,931,567	3,023,481	3,118,277	3,216,044	3,316,878	3,420,872	3,528,127	3,630,745	3,752,831	3,870,494	3,991,846	4,117,003	4,246,084	4,379,212	4,516,514	4,658,121		
หน่วยชั่วโมงที่ใช้เฉลี่ย		นาที/หน่วย	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48			
ประมาณการลดการสูญเสียรายได้ที่ไม่ได้มาจาก Non-Technical Loss		นาที/ปี	824,859	9,894,560	10,204,786	10,524,738	10,854,721	11,195,051	11,546,051	11,908,055	12,281,410	12,666,471	13,063,605	13,473,190	13,895,616	14,331,288	14,780,618	15,244,037	15,721,985	16,214,919		
4. ลดค่าน้ำที่เหลือในคลัง		-																				
- ลดค่าน้ำที่เหลือในคลังเดือนที่แล้ว		-																				
Loss เนื่องจากคลังน้ำเดือนที่แล้ว		Watt	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Loss เนื่องจากคลังน้ำเดือนที่แล้ว		Watt	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
หน่วยชั่วโมงที่ใช้เฉลี่ย		นาที/กWh	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80			
จำนวน Smart Meter 1 เฟส ที่อัปเดตเดือนที่แล้ว		เครื่อง	6,956	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464			
จำนวน Smart Meter 3 เฟส ที่อัปเดตเดือนที่แล้ว		เครื่อง	3,044	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844			
ประมาณการลดค่าน้ำสูญเสียในคลังเดือนที่แล้ว		นาที/ปี	319,692	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860	3,189,860			
5. Cash Flow		-																				
- เพิ่ม Cash Flow จากการหักภาษี Prepayment		-																				
หักภาษีเงินได้จากการหักภาษี Prepayment		kWh/เดือน	3,383,917	3,490,014	3,599,437	3,712,290	3,828,682	3,948,723	4,072,528	4,200,215	4,331,905	4,467,724	4,607,801	4,752,270	4,901,268	5,054,938	5,213,427	5,376,884	5,545,466	5,719,334		
หักภาษีฟ้าฟื้นพลังงาน Prepayment		นาที/kWh	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80			
อัตราดอกเบี้ย O/D		%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%			
เงินคืนไฟฟ้าฟื้นฟูที่ได้รับ		วัน	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15			
ประมาณการเงินคืน Cash Flow จากการหักภาษี Prepayment		นาที/ปี	0	0	217,026	223,831	230,849	238,086	245,551	253,250	261,190	269,379	277,825	286,536	295,520	304,785	314,341	324,197	334,361	344,844		
- เพิ่ม Cash Flow จากการเก็บค่าไฟฟ้าฟื้นฟูที่ได้รับ		-																				
หักภาษีเงินได้จากการหักภาษี Prepayment (เฉพาะญี่ปุ่น)		kWh/เดือน	57,055,495	58,844,363	60,689,319	62,592,119	64,554,578	66,578,567	68,666,013	70,818,908	73,039,303	75,329,314	77,691,124	80,126,985	82,639,217	85,230,216	87,902,450	90,658,467	93,500,895	96,432,441		
หักภาษีฟ้าฟื้นพลังงาน Prepayment		นาที/kWh	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80			
อัตราดอกเบี้ย O/D		%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%			
เงินคืนไฟฟ้าฟื้นฟูที่ได้รับ		วัน	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7			
ประมาณการเงินคืน Cash flow จากการเก็บค่าไฟฟ้าฟื้นฟูที่ได้รับ		นาที/ปี	138,030	1,655,730	1,707,642	1,761,182	1,816,400	1,873,350	1,932,086	1,992,663	2,055,139	2,119,574	2,186,029	2,254,568	2,325,256	2,398,160	2,473,350	2,550,897	2,630,875	2,713,362		

ตารางที่ 4.9 ตารางการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน (ต่อ)

Smart Grid - FIRR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
	ปี 2559	ปี 2560	ปี 2561	ปี 2562	ปี 2563	ปี 2564	ปี 2565	ปี 2566	ปี 2567	ปี 2568	ปี 2569	ปี 2570	ปี 2571	ปี 2572	ปี 2573	ปี 2574	ปี 2575	ปี 2576	ปี 2577	ปี 2578		
6. Distribution System Operations																						
- เพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้าจากการลดเวลาไฟฟ้าดัน																						
ค่า SAIDI เดือนละกี่ไฟฟ้าในเมืองพัทยา	นาที/ปี	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08		
คะแนนค่าไฟฟ้าเดือนละกี่จากงานทดสอบไฟฟ้าดัน	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%		
หน่วยอัตราไฟฟ้าเดือน	นาที/kWh	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80		
หน่วยเวลาไฟฟ้าเดือน	นาที/kWh	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48		
Average Load Forecast ของเมืองพัทยา	MW	198.87	212.72	226.77	240.90	255.45	269.84	285.06	300.95	317.31	320.51	323.75	327.02	330.32	333.66	337.03	340.43	343.87	347.35	350.85		
ประมาณการเพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้า	นาที/ปี	965	11,999	12,792	13,589	14,410	15,222	16,080	16,977	17,899	18,080	18,263	18,447	18,633	18,822	19,012	19,204	19,398	19,594	19,792		
ประมาณการลดเวลาไฟฟ้า	นาที/ปี	965	11,999	12,792	13,589	14,410	15,222	16,080	16,977	17,899	18,080	18,263	18,447	18,633	18,822	19,012	19,204	19,398	19,594	19,792		
ลดค่าใช้จ่ายในการออกใบประกันภัยในระบบจำหน่าย	นาที	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500		
เปลี่ยนเส้นทางการเดินทาง AMI	%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	
จำนวนบล็อกและสัญญาในการออกใบประกันภัยต่อชั่วโมง	คน/ชั่วโมง	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
คาดการณ์เม็ดเงินต่อชั่วโมง	นาที/ชั่วโมง	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	
ประมาณการลดเวลาไฟฟ้า	นาที/ปี	56,746	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000		
7. Peak Shaving																						
- ลดการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ให้กับระบบไฟฟ้า																						
อัตราการลด peak จากระบบ AMI	%	0.00%	0.00%	0.50%	1.00%	1.50%	2.00%	2.50%	3.00%	3.50%	4.00%	4.50%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	
Peak demand ของเมืองพัทยา	MW	337.60																				
ค่า Peak ต่อชั่วโมง	MW	0.00	0.00	1.69	3.38	5.06	6.75	8.44	10.13	11.82	13.50	15.19	16.88	16.88	16.88	16.88	16.88	16.88	16.88	16.88	16.88	
Capacity cost (ตั้งแต่ Generation ถึง LV)	นาที/kW	5,745	5,918	6,095	6,278	6,466	6,660	7,066	7,278	7,496	7,721	7,953	8,192	8,437	8,690	8,951	9,220	9,496	9,781	10,075		
ประมาณการลดเวลาไฟฟ้า	นาที/ปี	0	0	10,288,847	21,195,024	32,746,313	44,971,603	57,900,939	71,565,560	85,997,948	101,231,870	117,302,430	134,246,114	138,273,497	142,421,702	146,694,353	151,095,184	155,628,039	160,296,881	165,105,787	170,058,961	
TOTAL BENEFITS	1	4,561,343	53,778,858	65,579,269	77,827,357	90,762,627	104,415,257	118,816,706	133,999,606	149,997,873	166,846,000	186,274,094	204,934,782	210,732,999	216,707,554	222,863,814	229,207,306	235,743,727	242,478,948	249,419,018	256,570,169	
Costs																						
Capital Expenditures																						
รอก่อนเพิ่มภัยในไฟฟ้าชั้นต่อชั้นอื่นๆ	นาที/ปี	12,000,000																				
ระบบเตอร์จักรชั้นต่อชั้น	นาที/ปี	173,000,000	744,000,000																			
ระบบ Substation Automation	นาที/ปี	104,000,000																				
IT Integration System	นาที/ปี	36,000,000																				
ทักษะพื้นฐานที่ต้องมี เช่น ความรู้ทางด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและการจัดการ	นาที/ปี	-3,386,522	-26,916,942																			
เงินลงทุนโครงการเดิมทุนขนาดต่ำกว่าราคาระบุน	นาที/ปี	169,613,478	869,083,058	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Operating Costs																						
รอก่อนเพิ่มภัยในไฟฟ้าชั้นต่อชั้นอื่นๆ	นาที/ปี	0	0	0	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	600,000	
ระบบเตอร์จักรชั้นต่อชั้น	นาที/ปี	-45,970	-708,135	774,665	33,336,459	33,336,459	33,336,459	33,336,459	33,336,459	774,665	774,665	33,336,459	33,336,459	33,336,459	33,							

กราฟเส้นแสดงการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินในแต่ละปี แสดงได้ดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 กราฟเส้นแสดงการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินข้างต้นจะเห็นว่า โครงการไม่มีความเหมาะสมทางการเงิน นั่นคือมี NPV เป็นลบ ซึ่งหมายความว่า โครงการนี้ไม่สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาโครงการ (พิจารณาว่า โครงการมีอายุ 20 ปี) และมีอัตราผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ (FIRR) 3.81% ทั้งนี้เนื่องจากผลตอบแทนทางการเงินที่เห็นได้ชัดเจนส่วนใหญ่จะมาจากระบบ AMI เท่านั้น ซึ่งในระบบ AMI เอง ผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่ในโครงการเป็นผู้ใช้ไฟฟารายบิลที่มีปริมาณใช้ไฟฟาน้อย ทำให้มีผลประโยชน์เป็นตัวเงินไม่มากนัก อย่างไรก็ตาม กฟภ. ยังสามารถได้ประโยชน์ด้านอื่นๆ จากระบบ AMI รวมทั้งระบบอื่นๆ ในโครงการ ตัวอย่างเช่น ข้อมูลจากระบบ AMI จะช่วยในการวางแผนจัดซื้ออุปกรณ์เพื่อพัฒนาระบบจำหน่ายได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น การเปิดโอกาสการให้บริการเสริมอื่นๆ นอกเหนือที่ได้วิเคราะห์ไว้แล้ว การเพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าส่งผลไปสู่การเพิ่มความพึงพอใจให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

4.5 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์หรือการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ เป็นการวิเคราะห์ต่อเนื่องจากการวิเคราะห์ทางการเงิน โดยเป็นการวิเคราะห์ความเหมาะสมของโครงการที่มีต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสียรายอื่นๆ และสังคมโดยรวม โดยนำข้อมูลต้นทุนและผลประโยชน์จากการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินดังตารางที่ 4.8 และผลประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ มาประเมินเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งเป็นราคาที่ปรับผลประโยชน์ทางการเงินต่างๆ ออก เช่น อัตราเงินเฟ้อ เป็นต้น โดยอาศัยการวิเคราะห์มีความสัมพันธ์กับการวิเคราะห์ทางการเงิน โดยใช้ตัวแปลงค่ามาตรฐานของธนาคารโลก (IBRD's Standard Conversion Factor) โดยใช้ค่าตัวแปลงมาตรฐาน (อ้างอิงจากเอกสาร Sadig Ahmed. 1983. Economic appraisal of project: An application to Thailand. World Bank Staff Working Paper, Number 609.) ดังนี้

- การลงทุน ค่าอุปกรณ์หรือการก่อสร้างของโครงการ ตัวแปลงค่ามาตรฐาน 0.88
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการหรือค่าใช้จ่ายผันแปร ตัวแปลงค่ามาตรฐาน 0.84
- ผลประโยชน์หรือรายได้จากโครงการ ตัวแปลงค่ามาตรฐาน 0.92

โดยแปลงมูลค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยคูณด้วยตัวแปลงค่ามาตรฐานข้างต้น รายละเอียดการวิเคราะห์ดังตารางที่ 4.10

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์วัดผลโดยใช้ตัวชี้วัดผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ 3 ตัว ใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) 10 % ซึ่งสรุปผลได้ดังนี้

- 1) มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์สุทธิ (Net Present Value: NPV) 81,498,877 บาท
- 2) ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) 18.33 ปี
- 3) อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) 11.17%

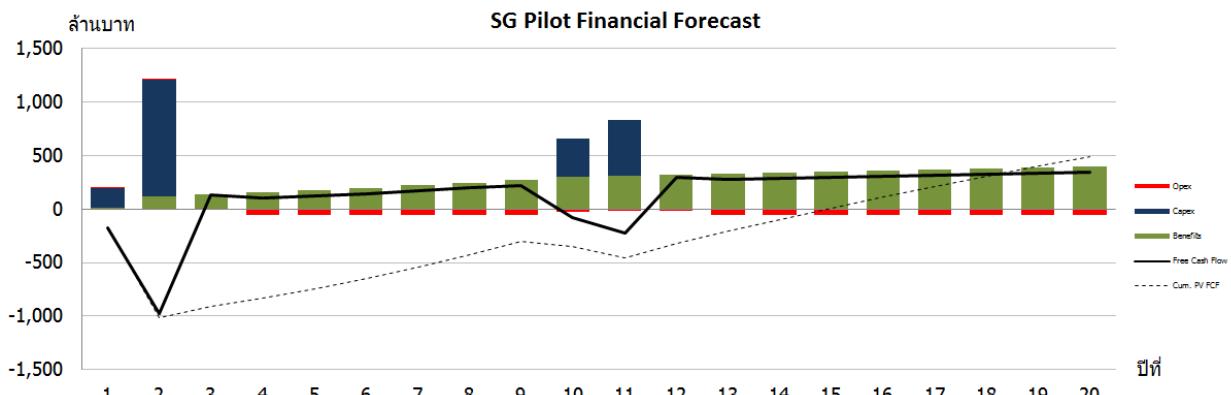
ตารางที่ 4.10 ตารางการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

Smart Grid - EIRR		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
จำนวนนิเตอร์ริงแคม		ปี 2559	ปี 2560	ปี 2561	ปี 2562	ปี 2563	ปี 2564	ปี 2565	ปี 2566	ปี 2567	ปี 2568	ปี 2569	ปี 2570	ปี 2571	ปี 2572	ปี 2573	ปี 2574	ปี 2575	ปี 2576	ปี 2577	ปี 2578		
AMI Endpoints covered	เครื่อง	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308	116,308			
Net additions	เครื่อง	10,000	106,308	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Total power consumption	นาท/kWh	2.80																					
หน่วยชี้ไฟฟ้าเฉลี่ย	นาท/kWh	3.48																					
หน่วยขายไฟฟ้าเฉลี่ย	kWh	3.04%	725,272,946	748,012,527	771,465,065	795,652,913	820,599,127	846,327,482	872,862,502	900,229,478	928,454,495	957,564,455	987,587,102	1,018,551,055	1,050,485,824	1,083,421,848	1,117,390,520	1,152,424,216	1,188,556,328	1,225,821,295	1,264,254,636	1,303,892,983	
ค่าไฟฟ้ารังสรรค์ใน 1 ปี	นาท/ปี	2,524,675,125	2,603,831,606	2,685,469,890	2,769,667,791	2,856,505,560	2,946,065,966	3,038,434,371	3,133,698,815	3,231,950,098	3,437,790,704	3,545,576,221	3,656,741,152	3,771,391,452	3,889,636,398	4,011,588,695	4,137,364,578	4,267,083,929	4,400,870,389	4,538,851,474			
Benefits																							
1. Meter Reading																							
- ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการจัดหาไฟฟ้าเมือง																							
ค่าจ้างเหมาในการจัดซื้อ 1 เครื่อง	นาท/เครื่อง	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20	6.20			
จำนวนเงินที่ใช้ในการจัดซื้อ 1 ปี	ครึ่งปี	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12			
ประมาณจำนวนการยกเว้นใช้จ่ายในการจัดหาไฟฟ้าเมือง	นาท/ปี	684,480	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050	7,961,050			
2. Meter Operations																							
- ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการจัดหาไฟฟ้าเมือง																							
ค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อตัวต่อไมเตอร์	นาท/ตัวต่อ	3.04%	3,563,355	3,675,077	3,790,303	3,909,140	4,031,704	4,158,111	4,288,481	4,422,938	4,561,611	4,704,632	4,852,137	5,004,266	5,161,166	5,322,985	5,489,877	5,662,002	5,839,523	6,022,610	6,211,438	6,406,186	
ประมาณจำนวนการยกเว้นใช้จ่ายในการจัดหาไฟฟ้าเมือง	นาท/ปี	281,863	3,381,071	3,487,078	3,596,409	3,709,168	3,825,462	3,945,402	4,069,103	4,196,682	4,328,261	4,463,966	4,603,925	4,748,273	4,897,146	5,050,687	5,209,041	5,372,361	5,540,802	5,714,523	5,893,691		
3. ลดการสูญเสียจาก Non-technical Loss																							
- Non-Technical Loss ที่ลดลงที่บ้านผู้บริโภคทั่วไป	%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%	0.38%		
Non-Technical Loss ที่ลดลง	kWh	236,960	2,842,448	2,931,567	3,023,481	3,118,277	3,216,044	3,316,878	3,420,872	3,528,127	3,638,745	3,752,831	3,870,494	3,991,846	4,117,003	4,246,084	4,379,212	4,516,514	4,658,121	4,804,168	4,954,793		
หน่วยขายไฟฟ้าเฉลี่ย	นาท/หน่วย	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48			
ประมาณจำนวนการลดการสูญเสียรายได้เนื่องจาก Non-Technical Loss	นาท/ปี	758,870	9,102,995	9,388,403	9,682,759	9,986,343	10,299,447	10,622,367	10,955,411	11,298,898	11,653,153	12,018,516	12,395,334	12,783,967	13,184,785	13,598,169	14,024,514	14,464,227	14,917,725	15,385,443	15,867,825		
4. ลดต้นทุนเนื่องจาก Technical Loss																							
- ลดห่วงโซ่อุปทานให้กับลูกค้า																							
Loss เนื่องจากการต้องรอนาน 1 เฟส	Watt	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1			
Loss เนื่องจากการต้องรอนาน 3 เฟส	Watt	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
หน่วยชี้ไฟฟ้าเฉลี่ย	นาท/kWh	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80			
จำนวน Smart Meter 1 เฟส ที่ติดตั้งแขวนมือเครื่องจ่าย	เครื่อง	6,956	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464	102,464			
จำนวน Smart Meter 3 เฟส ที่ติดตั้งแขวนมือเครื่องจ่าย	เครื่อง	3,044	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844	13,844			
ประมาณจำนวนการลดหนี้สูญเนื่องจากลูกค้า	นาท/ปี	294,117	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671	2,934,671				
5. Cash Flow																							
- เพิ่ม Cash Flow จากการรับชำระหนี้ Prepayment																							
หน่วยงานที่รับชำระหนี้ Prepayment	kWh/เดือน	3,383,917	3,490,014	3,599,437	3,712,290	3,828,682	3,948,723	4,072,528	4,200,215	4,331,905	4,467,724	4,607,801	4,752,270	4,901,268	5,054,938	5,213,427	5,376,884	5,545,466	5,719,334	5,898,653	6,083,594		
หน่วยชี้ไฟฟ้าเฉลี่ย	นาท/kWh	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80			
อัตราดอกเบี้ย O/D	%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%			
เงินค่าไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้าเดือนร่องรอย	วัน	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15			
ประมาณจำนวน Cash Flow จากการรับชำระหนี้ Prepayment	นาท/ปี	0	0	199,664	205,924	212,381	219,039	225,907	232,990	240,295	247,829	255,599	263,613	271,878	280,402	289,194	298,261	307,612	317,257	327,204	337,463		
- เพิ่ม Cash Flow จากการเก็บค่าไฟฟ้าเดือนร่องรอย																							
หน่วยงานที่รับชำระหนี้ Prepayment	kWh/เดือน	57,055,495	58,844,363	60,689,319	62,592,119	64,554,578	66,578,567	68,666,013	70,818,908	73,039,303	75,329,314	77,691,124	80,126,985	82,639,217	85,230,216	87,902,450	90,658,467	93,500,895	96,432,441	99,455,900	102,574,155		
หน่วยชี้ไฟฟ้าเฉลี่ย	นาท/kWh	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80			
อัตราดอกเบี้ย O/D	%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%	4.37%			
เงินค่าไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้าเดือนร่องรอย	วัน	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7			
ประมาณจำนวน Cash flow จากการเก็บค่าไฟฟ้าเดือนร่องรอย	นาท/ปี	126,987	1,523,271	1,571,030	1,620,287	1,671,088	1,723,482	1,777,519	1,833,250	1,890,728	1,950,008	2,011,147	2,074,202	2,139,235	2,206,307	2,275,482	2,346,825	2,420,405	2,496,293	2,574,559	2,655,280		

ตารางที่ 4.10 ตารางการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (ต่อ)

Smart Grid - EIRR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
6. Distribution System Operations																					
- เพิ่มโอกาสในการขยายไฟฟ้าจากการลดระยะเวลาไฟฟ้าลับ																					
ค่า SAIDI เสื่อมเสียไฟฟ้าเฉลี่ยพัทธิ์	นาที/ปี	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08		
ระบบไฟฟ้าที่ต้องดูแลเนื่องจากสาระความไม่สงบ	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%		
หน่วยชั่วโมงไฟฟ้าเฉลี่ย	นาที/kWh	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80	2.80		
หน่วยชั่วโมงไฟฟ้าเฉลี่ย	นาที/kWh	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48	3.48		
Average Load Forecast ของเมืองพัทยา	MW	198.87	212.72	226.77	240.90	255.45	269.84	285.06	300.95	317.31	320.51	323.75	327.02	330.32	333.66	337.03	340.43	343.87	347.35		
ประมาณจำนวนการเพิ่มในภาระไฟฟ้า	นาที/ปี	887	11,040	11,769	12,502	13,257	14,004	14,794	15,619	16,467	16,634	16,802	16,971	17,143	17,316	17,491	17,667	17,846	18,026	18,208	
ประมาณจำนวนการเพิ่มในภาระไฟฟ้า	นาที/ปี	887	11,040	11,769	12,502	13,257	14,004	14,794	15,619	16,467	16,634	16,802	16,971	17,143	17,316	17,491	17,667	17,846	18,026	18,208	
- ลดค่าใช้จ่ายในการอุดตันไฟฟ้าเมืองพัทยาในระบบงานนำ้ยา																					
ค่าใช้จ่ายของระบบไฟฟ้าที่ต้องดูแลและซ่อมแซม	นาที	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500		
เปลี่ยนซ่อมที่ต้องดูแลและซ่อมแซม	%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	
จำนวนบุคลากรเดินทางไปเมืองพัทยาต่อเดือน	คน/เดือน	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
ค่าแรงเดือนของบุคลากรในภาระไฟฟ้าเมืองพัทยา	นาที/เดือน	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	440	
ประมาณจำนวนการลดต้นทุนในระบบงานนำ้ยา	นาที/ปี	52,206	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200	607,200		
ลดความเสี่ยงจากภัยธรรมชาติที่ต้องดูแลในภาระไฟฟ้า	นาที/ปี	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08		
ระบบไฟฟ้าที่ต้องดูแลเนื่องจากสาระความไม่สงบ	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%		
Average Load Forecast ของเมืองพัทยา	MW	198.87	212.72	226.77	240.90	255.45	269.84	285.06	300.95	317.31	320.51	323.75	327.02	330.32	333.66	337.03	340.43	343.87	347.35	350.85	
ประมาณจำนวนการลดต้นทุนในภาระไฟฟ้า	นาที/ปี	83,460	1,038,285	1,106,857	1,175,825	1,246,841	1,317,099	1,391,385	1,468,948	1,548,763	1,564,407	1,580,210	1,596,171	1,612,294	1,628,580	1,645,030	1,661,647	1,678,431	1,695,385	1,712,510	1,729,808
- ลดความเสี่ยงจากภัยธรรมชาติที่ต้องดูแลในภาระไฟฟ้า																					
ค่า SAIDI เสื่อมเสียไฟฟ้าเฉลี่ย AMI	นาที/ปี	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08	99.08		
ระบบไฟฟ้าที่ต้องดูแลและซ่อมแซม	%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
Average Load Forecast ของเมืองพัทยา	MW	198.87	212.72	226.77	240.90	255.45	269.84	285.06	300.95	317.31	320.51	323.75	327.02	330.32	333.66	337.03	340.43	343.87	347.35	350.85	
ลดความเสี่ยงจากภัยธรรมชาติที่ต้องดูแลในภาระไฟฟ้า	นาที/ปี	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	64,256	
ประมาณจำนวนการลดต้นทุนในภาระไฟฟ้า	นาที/ปี	83,460	1,038,285	1,106,857	1,175,825	1,246,841	1,317,099	1,391,385	1,468,948	1,548,763	1,564,407	1,580,210	1,596,171	1,612,294	1,628,580	1,645,030	1,661,647	1,678,431	1,695,385	1,712,510	1,729,808
7. Peak Shaving																					
- ลดผลกระทบในภาระไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า																					
ค่าใช้จ่ายของระบบไฟฟ้าในภาระไฟฟ้า	%	0.00%	0.00%	0.50%	1.00%	1.50%	2.00%	2.50%	3.00%	3.50%	4.00%	4.50%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	5.00%	
Peak demand ของเมืองพัทยา	MW	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	337.60	
ค่า Peak ไฟฟ้า	MW	0.00	0.00	1.69	3.38	5.06	6.75	8.44	10.13	11.82	13.50	15.19	16.88	16.88	16.88	16.88	16.88	16.88	16.88	16.88	
Capacity cost (ตั้งแต่เดือนที่ 1 ถึง LV)	นาที/kW	10,047	10,348	10,659	10,979	11,308	11,647	11,997	12,356	12,727	13,109	13,502	13,907	14,324	14,754	15,197	15,653	16,122	17,104	17,617	
ประมาณจำนวนการลดต้นทุนในภาระไฟฟ้า	นาที/ปี	0	0	16,552,620	34,098,397	52,682,023	72,349,978	93,150,596	115,134,137	138,352,855	162,861,075	188,715,270	215,974,143	222,453,367	229,126,968	236,000,777	243,080,801	250,373,225	257,884,421	265,620,954	273,589,583
TOTAL BENEFITS	1	4,279,896	50,514,834	68,526,665	87,375,967	107,303,873	128,355,239	150,584,487	174,042,407	198,781,549	224,790,481	253,749,411	282,603,889	290,728,403	299,098,532						

กราฟเส้นแสดงการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ในแต่ละปี แสดงได้ดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 กราฟเส้นแสดงการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จะเห็นว่าโครงการมีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ นั่นคือมี NPV เป็นบวก มีระยะเวลาคืนทุน 18.33 ปี และมีอัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (EIRR) 11.17% ซึ่งสูงกว่าต้นทุนเฉลี่ยการลงทุนของ กฟภ. 7 % ทั้งนี้เนื่องจากประโภชันจากระบบ AMI ซึ่งสามารถช่วยลดการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak ได้ ส่งผลให้ช่วยลดการลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและระบบส่งของห้อง กฟผ. และโรงไฟฟ้าเอกชนอื่นๆ ซึ่งจะเป็นประโภชันในภาพรวมของประเทศไทยที่ไม่จำเป็นต้องลงทุนสร้างโรงไฟฟ้านามเพื่อรับ荷ลดในช่วง Peak สูงสุดเพียงไม่กี่ชั่วโมง

4.6 สรุปผลประযุชน์ของโครงการ

จากการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการในตารางที่ 4.9 และ 4.10 นำมาสรุปผลประযุชน์ทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ได้ดังตารางที่ 4.11 และ 4.12

ตารางที่ 4.11 สรุปผลประโยชน์ทางการเงินของโครงการ

ประเภท	รายละเอียด	คิดเป็นมูลค่า (ล้านบาท)	
		เฉลี่ยต่อปี	ตลอด 20 ปี
Meter Reading	<ul style="list-style-type: none"> ยกเลิกค่าใช้จ่ายในจำนวนหน่วยมิเตอร์รายเดือน* ยกเลิกค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับอุปกรณ์ในจำนวนหน่วยมิเตอร์รายเดือน ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการจดหน่วยมิเตอร์กรณีพิเศษ 	8.6	165.1
Meter Operations	<ul style="list-style-type: none"> ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการออกใบคำนินการตัด-ต่อมิเตอร์* ลดค่าใช้จ่ายในการสู่มตรวจสอบมิเตอร์ชำรุด 	5.00	93.8
Revenue Protection due to Non-technical losses	<ul style="list-style-type: none"> ลดหน่วยสูญเสียจากมิเตอร์งานหมุนชำรุด* ลดหน่วยสูญเสียจากการละเมิด* ลดหน่วยสูญเสียจากการจดหน่วยพิคพลาด และจากการประมวลผลหน่วยการใช้ไฟ* ลดการสูญเสียจากการความผิดพลาดในระบบ Billing* 	13.43	252.6
Reduce costs due to Technical losses	<ul style="list-style-type: none"> ลดหน่วยสูญเสียในขนาดความมิเตอร์* ลดหน่วยสูญเสียจากการลดความคลาดเคลื่อนในการอ่านหน่วยของมิเตอร์* 	38.5	725.6
Cash Flow	<ul style="list-style-type: none"> เพิ่ม Cash Flow จากการเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น* เพิ่ม Cash Flow จากการให้บริการระบบ Prepayment* 	2.5	47.5
Distribution System Operations	<ul style="list-style-type: none"> เพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้าจากการลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ* ลดค่าใช้จ่ายในการออกใบแก้ไขปัญหาในระบบจำหน่าย* ลดค่าใช้จ่ายในด้าน Call Center Operation 	0.67	12.9
Peak Shaving	<ul style="list-style-type: none"> ชะลอการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ให้กับระบบจำหน่ายตั้งแต่ระบบจำหน่ายแรงดัน 115 kV ถึงระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ* <ul style="list-style-type: none"> - ค่า Peak ที่ลดลงจาก AMI 	95.35	1,907
รวม		164.03	3,204.5

หมายเหตุ

1. เครื่องหมาย * แสดงผลประโยชน์ที่สามารถคำนวณเป็นตัวเงินได้

2. ผลประโยชน์เฉลี่ยต่อปีคิดเฉพาะปีที่ 3-20 เนื่องจากติดตั้งแล้วเสร็จ

ตารางที่ 4.12 สรุปผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ

ประเภท	รายละเอียด	คิดเป็นมูลค่า (ล้านบาท)	
		เฉลี่ยต่อปี	ตลอด 20 ปี
Meter Reading	<ul style="list-style-type: none"> ยกเลิกค่าใช้จ่ายในข้างหน้าจอดหน่วยมิเตอร์รายเดือน* ยกเลิกค่าใช้จ่ายเกียวกับอุปกรณ์ในจุดหน่วยมิเตอร์รายเดือน ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการจดหน่วยมิเตอร์กรณีพิเศษ 	7.96	151.94
Meter Operations	<ul style="list-style-type: none"> ยกเลิกค่าใช้จ่ายในการออกใบกำเนิดการตัด-ต่อมิเตอร์* ลดค่าใช้จ่ายในการสุ่มตรวจสอบมิเตอร์ชำรุด 	4.59	86.31
Revenue Protection due to Non-technical losses	<ul style="list-style-type: none"> ลดหน่วยสูญเสียจากมิเตอร์งานหมุนชำรุด* ลดหน่วยสูญเสียจากการละเมิด* ลดหน่วยสูญเสียจากการจดหน่วยผิดพลาด และจากการประมาณการหน่วยการใช้ไฟ* ลดการสูญเสียจากความผิดพลาดในระบบ Billing* 	12.36	232.39
Reduce costs due to Technical losses	<ul style="list-style-type: none"> ลดหน่วยสูญเสียในบัดลมมิเตอร์* ลดหน่วยสูญเสียจากการลดความคลาดเคลื่อนในการอ่านหน่วยของมิเตอร์* 	35.47	667.60
Cash Flow	<ul style="list-style-type: none"> เพิ่ม Cash Flow จากการเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น* เพิ่ม Cash Flow จากการให้บริการระบบ Prepayment* 	2.33	43.83
Distribution System Operations	<ul style="list-style-type: none"> เพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้าจากการลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ* ลดค่าใช้จ่ายในการออกใบแก้ไขปัญหาในระบบจำหน่าย* ลดค่าใช้จ่ายในด้าน Call Center Operation ลดความเสียหายจากไฟฟ้าดับที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า* 	2.14	40.37
Peak Shaving	<ul style="list-style-type: none"> ชะลอการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ให้กับระบบไฟฟ้า ตั้งแต่ระบบผลิตถึงระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ* <ul style="list-style-type: none"> - ค่า Peak ที่ลดลงจาก AMI 	153.4	3,068
รวม		218.25	4,290.44

หมายเหตุ

- เครื่องหมาย * แสดงผลประโยชน์ที่สามารถคำนวณเป็นตัวเงินได้
- ผลประโยชน์เฉลี่ยต่อปีคิดเฉพาะปีที่ 3-20 เนื่องจากติดตั้งแล้วเสร็จ
- สำหรับผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ คิดตัวแปรลงค่ามาตราฐาน 0.92

5. การประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

การดำเนินการติดตั้งระบบ Smart Grid ในพื้นที่เมืองพัทยา ไม่มีการดำเนินงานที่จะขัดต่อระบบที่มีอยู่ เช่น ข้อบังคับ และข้อห้ามทางกฎหมายต่างๆ และไม่มีการดำเนินการใดๆ ที่จะส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ชุมชน และพื้นที่ใกล้เคียง เนื่องจากในการติดตั้งระบบ Smart Grid มีงานหลักๆ ที่ต้องดำเนินการในพื้นที่เมืองพัทยาก็คือ การรื้อถอนมิเตอร์งานหมุนเพื่อติดตั้ง Smart Meter แทนที่ ทั่วเมืองพัทยา ผลกระทบต่อประชาชนและพื้นที่ข้างเคียงที่อาจเกิดขึ้นได้ ได้แก่ ความไม่สงบของประชาชน เนื่องจาก กฟภ. จำเป็นต้องขอตัวไฟเพื่อเปลี่ยนมิเตอร์ ซึ่งจะใช้เวลาไม่นานนัก โดย กฟภ. คาดว่างแผนการติดตั้งมิเตอร์เพื่อให้มีผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุด

ในทางตรงข้าม โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเป็นที่ยอมรับกันในต่างประเทศว่าเป็นระบบที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเกิดจากการผลิตไฟฟ้าอุกสูง รายการค่าโดยเฉลี่ยระบบ AMI ซึ่งถือเป็นพื้นฐานสำคัญในการก้าวไปสู่โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยระบบ AMI ถือเป็นระบบที่สำคัญในการกระตุ้นให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทางเลือก เช่น กังหันลม แผงโซลาร์เซลล์ เป็นต้น รวมทั้งฟังก์ชันต่างๆ ในระบบ AMI สามารถกระตุ้นให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า ส่งผลให้ค่า Peak Load ลดลง อย่างไรก็ตาม ประโยชน์ต่อสิ่งแวดล้อมยังไม่เห็นผลในโครงการนี้ เนื่องจากจำเป็นต้องมีการใช้งานฟังก์ชันอื่นๆ ของโครงข่ายอัจฉริยะควบคู่ไปด้วย

6. การบริหารโครงการ

6.1 การจัดโครงสร้างองค์กรเพื่อบริหารโครงการ

เพื่อให้การดำเนินโครงการเป็นไปตามเป้าหมายและบรรลุวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ควรจัดตั้งสำนักงานโครงการเพื่อทำหน้าที่บริหารโครงการ ซึ่งสำนักงานโครงการ จะประกอบไปด้วย ผู้อำนวยการ ผู้ช่วยผู้อำนวยการ ผู้ประสานงานโครงการ และวิศวกรโครงการ ที่มีประสบการณ์ในการดำเนินโครงการต่างๆของ กฟภ. มาแล้ว โดยสำนักงานโครงการจะมีหน้าที่ในการบริหารโครงการเป็นหลัก สำหรับงานพัฒนาและติดตั้งของโครงการรวมถึงการจัดซื้อจัดจ้างเหมาทั้งหมด

สำนักงานโครงการจะทำหน้าที่ประสานงานกับหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้อง เพื่อการจัดตั้งบประมาณ จัดทำข้อกำหนด สำรวจและออกแบบ จัดหาจัดจ้าง จัดทำสัญญา เบิกจ่ายเงิน ควบคุมงานติดตั้ง ติดตามและตรวจสอบ ผลการดำเนินงานการติดตั้ง ตลอดจนติดตามปัญหาอุปสรรคในการดำเนินโครงการและประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อแก้ไขปัญหาอุปสรรค เพื่อให้โครงการดำเนินต่อไปได้ด้วยดี

6.2 การจัดหารัฐดุลยประณีตและจ้างเหมาดำเนินการ

การจัดหารัฐดุลยประณีตและการจ้างเหมาดำเนินการ จะพิจารณาดำเนินการโดยวิธีประกวดราคาตามข้อบังคับของ กฟภ. ว่าด้วยการซื้อ และการจ้าง ซึ่งสอดคล้องกับระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี ซึ่งวัสดุอุปกรณ์ส่วนใหญ่ในโครงการนี้จะต้องจัดซื้อจากต่างประเทศ

6.3 การติดตามผลดำเนินการ

สำนักงานโครงการจะติดตามประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (กฟภ.2) ซึ่งรับผิดชอบพื้นที่เมืองพัทยา เพื่อร่วบรวมข้อมูลและสรุปรายงานผลการดำเนินงานตลอดเวลาของการดำเนินโครงการแล้วจัดส่งให้กองโครงการ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า เพื่อร่วบรวมจัดทำรายงานผลความก้าวหน้าของโครงการ เพื่อรายงานผู้บริหารระดับสูงของ กฟภ. และจัดส่งให้สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ (สบน.) กระทรวงการคลัง และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)

รายงานผลความก้าวหน้าของโครงการ ควรประกอบไปด้วย สถานการณ์จัดหา/จัดจ้าง จัดทำสัญญา การเบิกจ่ายเงิน แผนการดำเนินโครงการ ความคืบหน้าของการติดตั้ง และค่าใช้จ่ายต่างๆ พร้อมทั้งปัญหาอุปสรรคในการดำเนินโครงการ

7. การวิเคราะห์ความเสี่ยง

7.1 การวิเคราะห์ความเสี่ยงตามขอบเขตงานของโครงการ (Risk Analysis)

ความเสี่ยงตามขอบเขตงานของโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทฯ จ.ชลบุรี สามารถสรุปได้ดังรายการในตารางที่ 7.1 โดยได้ระบุประเภทของความเสี่ยง ดังนี้

1. ความเสี่ยงด้านระยะเวลา (T) หมายถึง ความเสี่ยงที่โครงการเริ่มต้น และ/หรือ เสริจล่วงล่าช้ากว่าที่กำหนดไว้ในแผนดำเนินงาน
2. ความเสี่ยงด้านประโภชน์ที่ได้รับจากระบบ (B) หมายถึง ความเสี่ยงที่ระบบที่พัฒนาขึ้นไม่ถูกนำไปประยุกต์ใช้งานให้เกิดประโภชน์ตามที่ออกแบบไว้
3. ความเสี่ยงด้านค่าใช้จ่าย (C) ความเสี่ยงที่ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาและบำรุงรักษาระบบ สูงกว่าที่ได้ประมาณการไว้

โดยได้พิจารณาโอกาสที่จะเกิดความเสี่ยงแต่ละรายการ ดังนี้

1. โอกาสเกิดขึ้นน้อยมาก
2. โอกาสเกิดขึ้นน้อย
3. โอกาสเกิดขึ้นปานกลาง
4. โอกาสเกิดขึ้นมาก
5. โอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด

นอกจากนี้ ยังได้วิเคราะห์ผลกระทบที่จะเกิดขึ้นของแต่ละรายการ โดยแบ่งระดับความรุนแรงของผลกระทบ ดังนี้

1. มีผลกระทบน้อยมาก หมายความว่า เป็นผลกระทบที่ส่งผลต่อความสำเร็จของโครงการน้อยมาก โดยผลกระทบด้านเวลาจะทำให้โครงการล่าช้าออกไปไม่เกิน 1 เดือน หรือผลกระทบด้านประโภชน์ของระบบไม่มากกว่า 2% และต้องไม่มีผลกระทบด้านค่าใช้จ่ายของโครงการเลย
2. มีผลกระทบน้อย หมายความว่า เป็นผลกระทบที่ส่งผลต่อความสำเร็จของโครงการน้อย โดยผลกระทบด้านเวลาจะทำให้โครงการล่าช้าออกไปมากกว่า 1 เดือน แต่ไม่เกิน 3 เดือน หรือผลกระทบด้านประโภชน์ของระบบไม่มากกว่า 5% หรือผลกระทบด้านค่าใช้จ่ายของโครงการไม่มากกว่า 5%
3. มีผลกระทบปานกลาง หมายความว่า เป็นผลกระทบที่ส่งผลต่อความสำเร็จของโครงการเพียงปานกลาง โดยผลกระทบด้านเวลาจะทำให้โครงการล่าช้าออกไปมากกว่า 3 เดือน แต่ไม่เกิน 6 เดือน หรือ

ผลกระทบด้านประโภชน์ของระบบไม่มากกว่า 10% หรือผลกระทบด้านค่าใช้จ่ายของโครงการไม่มากกว่า 10%

4. มีผลกระทบมาก หมายความว่า เป็นผลกระทบที่ส่งผลต่อความสำเร็จของโครงการมาก โดยผลกระทบด้านเวลาจะทำให้โครงการล่าช้าออกไปมากกว่า 6 เดือน แต่ไม่เกิน 1 ปี หรือผลกระทบด้านประโภชน์ของระบบไม่มากกว่า 20% หรือผลกระทบด้านค่าใช้จ่ายของโครงการไม่มากกว่า 20%
5. มีผลกระทบมาก หมายความว่า เป็นผลกระทบที่ส่งผลต่อความสำเร็จของโครงการมาก โดยผลกระทบด้านเวลาจะทำให้โครงการล่าช้าออกไปมากกว่า 1 ปี หรือผลกระทบด้านประโภชน์ของระบบมากกว่า 20% หรือผลกระทบด้านค่าใช้จ่ายของโครงการมากกว่า 20%

ตารางที่ 7.1 ผลการวิเคราะห์ความเสี่ยงตามขอบเขตงานของโครงการ

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	กิจกรรมความคุณ ความเสี่ยงที่เป็นไปได้	ประเภท	ค่าความเสี่ยง			ภาพรวมหลังจากมีการ ควบคุมความเสี่ยง		
				โอกาส (1)	ผล ผลกระทบ (2)	รวม (1)*(2)	โอกาส (1)	ผล ผลกระทบ (2)	รวม (1)*(2)
1	การเริ่มโครงการล่าช้าออกໄປ เนื่องจากเป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเป็นระบบใหม่ ในประเทศไทย และใช้งบประมาณสูง จึงอาจต้องใช้เวลาศึกษานานกว่าที่กำหนด	<ul style="list-style-type: none"> - หน่วยงานผู้รับผิดชอบโครงการ เตรียมประสานงานกับทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และตัดเตือนขั้นตอนการดำเนินงานต่างๆ ไว้ล่วงหน้า - ทำความเข้าใจเกี่ยวกับประโยชน์และความสำคัญของโครงการต่อกลุ่มผู้บริหารระดับสูงของ กฟภ. - พิจารณาจัดหางบประมาณมาเริ่มดำเนินการกิจกรรมเร่งด่วนบางรายการก่อน 	T	4	3	12	2	2	4
2	ผู้ปฏิบัติงาน กฟภ. ยังขาดความชำนาญในการใช้งานระบบต่างๆที่จะติดตั้ง และอาจไม่สามารถใช้ประโยชน์จากการออกแบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะได้เต็มที่	<ul style="list-style-type: none"> - จัดการอบรมการใช้งานระบบให้กับผู้ปฏิบัติงานอย่างต่อเนื่อง - จัดให้มีหน่วยสนับสนุนการใช้งาน (Help Desk) เพื่อคอยให้ความช่วยเหลือให้กับผู้ปฏิบัติงานที่ประสบปัญหาในการใช้งาน - จัดให้มีลีส์การเรียนการสอน เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานสามารถเรียนรู้และทบทวนด้วยตนเองได้ - กำหนดอัตรากำลังที่ชัดเจน - ปรับเปลี่ยนวิธีการทำงานและหน้าที่ความรับผิดชอบให้เหมาะสม - กำหนดคุณสมบัติของผู้ปฏิบัติงานให้ชัดเจน และสร้างแรงจูงใจ เช่น การสอนเลื่อนขั้น หรือสอบเพื่อเข้าปฏิบัติงานในตำแหน่งต่างๆ 	B	4	3	12	2	2	4

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัท야 จ.ชลบุรี

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	กิจกรรมความคุณ ความเสี่ยงที่เป็นไปได้	ประเภท	ค่าความเสี่ยง			ภาพรวมหลังจากมีการ ควบคุมความเสี่ยง		
				โอกาส (1)	ผล ผลกระทบ (2)	รวม (1)*(2)	โอกาส (1)	ผล ผลกระทบ (2)	รวม (1)*(2)
3	เกิดความล่าช้าในขั้นตอนการติดตั้งมิเตอร์และ โครงข่ายสื่อสารในระบบ AMI ทำให้โครงการ ไม่แล้วเสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนด	- แต่งตั้งผู้บริหารโครงการและคณะทำงานเพื่อดำเนินโครงการ อย่างเหมาะสม โดยมี Steering Committee ให้คำปรึกษาและ ตัดสินใจในระดับนโยบาย - มีกระบวนการในการบริหารและติดตามงานที่มีประสิทธิภาพ และสม่ำเสมอ	T	3	3	9	2	1	2
4	เกิดความล่าช้าในขั้นตอนการพัฒนาและตรวจ รับระบบ Data Center ทำให้กระบวนการกันงาน ติดตั้งมิเตอร์และโครงข่ายสื่อสาร เนื่องจากไม่ สามารถทดสอบการเชื่อมต่อ กับระบบ Data Center ได้	- จัดจ้างที่ปรึกษาควบคุมงาน	T	3	3	9	2	1	2
5	ขีดความสามารถในการใช้งานระบบต่างๆ ทำ ให้ผลตอบแทนไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	- มีการศึกษาระบบการทำงาน และ site visit กฟภ. เมือง พัทยา เพื่อติดตามการใช้งานระบบ AMI ในพื้นที่อย่างใกล้ชิด - มีกระบวนการในการบริหารและติดตามงานที่มีประสิทธิภาพ และสม่ำเสมอ - ประชาสัมพันธ์ให้ผู้มีส่วนได้ส่วนเดียกburyทราบถึงการใช้ ประโยชน์จากระบบ AMI อย่างต่อเนื่อง - มีแนวทางปฏิบัติของการใช้ระบบต่างๆอย่างชัดเจน	B	3	3	9	2	2	4

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา ช.ชลบุรี

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	กิจกรรมความคุณ ความเสี่ยงที่เป็นไปได้	ประเภท	ค่าความเสี่ยง			ภาพรวมหลังจากมีการ ควบคุมความเสี่ยง		
				โอกาส (1)	ผล ผลกระทบ (2)	รวม (1)*(2)	โอกาส (1)	ผล ผลกระทบ (2)	รวม (1)*(2)
6	ผู้ปฏิบัติงานอาจสับสนกับกระบวนการทำงานใหม่ เนื่องจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะเปลี่ยนแปลงกระบวนการทำงานเดิมของห้องระบบงาน	- มีการติดตาม ปรับปรุงรายละเอียดของกระบวนการการทำงานของระบบงานที่เกี่ยวข้องให้เหมาะสม และเป็นมาตรฐานที่ชัดเจน - ปรับเปลี่ยนวิธีการทำงานและหน้าที่ความรับผิดชอบให้เหมาะสม	B	3	3	9	2	1	2
7	การออกแบบระบบสื่อสาร Last Mile ในระบบAMI ไม่เหมาะสมต่อสภาพพื้นที่บางแห่ง ทำให้เกิดปัญหาในการสื่อสารระหว่างมิเตอร์กับระบบ Data Center	- มีการสำรวจพื้นที่ที่อยู่ทางละเอี้ยดเพื่อพิจารณาออกแบบระบบสื่อสาร Last Mile ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ - กำหนดเกณฑ์ในการเลือกใช้เทคโนโลยี Last Mile (Zigbee และ PLC) ให้ชัดเจน	T, C	3	2	6	2	1	2
8	มีความต้องการเปลี่ยนแปลง/เพิ่มเติมฟังก์ชันการทำงานของโปรแกรมประยุกต์ต่างๆในระบบสารสนเทศของระบบใหม่ๆ หลังจากที่ได้สรุปการออกแบบ การพัฒนา หรือการรับมอบระบบดังกล่าวแล้ว	- ต้องมีการกำหนดแนวทางหรือกระบวนการที่ชัดเจนในการจัดการความเปลี่ยนแปลง หากเกิดกรณีดังกล่าวขึ้น เนื่องจากมีผลกระทบต่อแผนงาน และงบประมาณโดยตรง - จัดสรรงบประมาณสำรองไว้จำนวนหนึ่งเพื่อจ้างปรับปรุงโปรแกรมประยุกต์เพิ่มเติม	T, C	2	3	6	2	1	2
9	การใช้ระบบ GPRS ในประเทศไทยสำหรับงานด้าน Operation มีความเชื่อถือได้ต่ำ จึงอาจก่อให้เกิดปัญหานี้ขึ้นบ้างในบาง Service ในระบบ AMI	- ติดตามปัญหาที่เกิดขึ้นอย่างใกล้ชิด และอาจพิจารณาปรับเปลี่ยนระบบสื่อสารในพื้นที่ที่เกิดปัญหาน่องๆ แต่เนื่องจาก การใช้งานระบบ GPRS ในโครงการ ไม่ได้ใช้งานกับ Service ที่ต้องการการรับ-ส่งข้อมูลแบบเวลาจริง จึงอาจไม่มีผลกระทบมากนัก	B	2	2	4	1	2	2

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	กิจกรรมความคุณ ความเสี่ยงที่เป็นไปได้	ประเภท	ค่าความเสี่ยง			ภาพรวมหลังจากมีการ ควบคุมความเสี่ยง		
				โอกาส (1)	ผล ผลกระทบ (2)	รวม (1)*(2)	โอกาส (1)	ผล ผลกระทบ (2)	รวม (1)*(2)
10	โปรแกรมประยุกต์ที่ลูกออกแบบและพัฒนาขึ้นอาจไม่สามารถตอบสนองความต้องการของผู้ใช้งานบางส่วน	- ควรจัดตั้งคณะกรรมการกลางในการพิจารณาการออกแบบโปรแกรมประยุกต์ร่วมกับผู้รับจ้าง	B	2	2	4	1	2	2
11	ผู้รับจ้างที่ได้รับการคัดเลือกเข้ามาพัฒนาระบบสารสนเทศ ใชซอฟต์แวร์ที่เข้ากันไม่ได้กับซอฟต์แวร์เดิมของระบบอื่นๆที่ กฟภ. ใช้งานอยู่	- ขัดทำข้อกำหนดใน TOR ให้รอดกุม เพื่อให้ผู้รับจ้างต้องพัฒนาระบบสารสนเทศให้เข้ากับระบบงานอื่นๆของ กฟภ. - กำหนดให้ผู้รับจ้างต้องรับผิดชอบในการฝึกอบรมเพิ่มเติมในส่วนการบูรณาการระหว่างระบบสารสนเทศที่ติดตั้งเพิ่มเติม กับระบบงานอื่นๆให้พนักงานที่เกี่ยวข้องของ กฟภ.	B	2	2	4	1	2	2

7.2 การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง (Sensitivity analysis)

ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ได้ใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน คือ มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback period) ซึ่งเกณฑ์การวิเคราะห์ดังกล่าวจำเป็นต้องมีการประมาณการรายได้ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต รวมถึงการประมาณการต้นทุนของโครงการด้วยโดยตั้งอยู่บนข้อมูลตฐานที่ให้ตัวแปรต่างๆ คงที่ และเป็นไปตามเกณฑ์การประเมิน ดังรายละเอียดในบทที่ 4

แต่ในความเป็นจริง ปัจจัยเหล่านี้มีค่าไม่แน่นอน และไม่สามารถประเมินได้อย่างถูกต้องทั้งหมด ดังนั้น ในการวิเคราะห์การเงินของโครงการ จึงควรวิเคราะห์ความเสี่ยงที่คาดว่าจะเกิดขึ้นประกอบการพิจารณาด้วย เพื่อให้ผู้วิเคราะห์โครงการได้ระหองค์ซึ่งปัจจัยต่างๆ ที่จะมีผลต่อสถานะทางการเงินของโครงการได้ อันจะมีผลให้ลดโอกาสในการตัดสินใจที่ผิดพลาดให้น้อยลง

การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการนี้ จะพิจารณาใน 2 ปัจจัย คือ ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อต้นทุนของโครงการ และความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการ

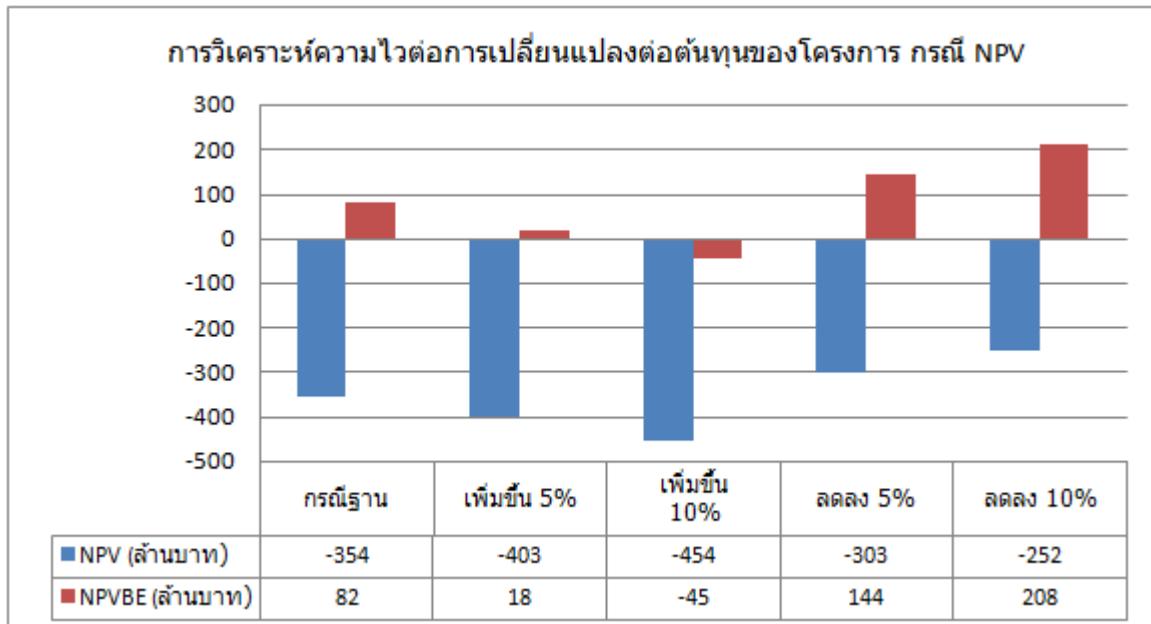
7.2.1 ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อต้นทุนของโครงการ

การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อต้นทุนของโครงการทำโดยกำหนดให้ตัวแปรตัวอื่นมีค่าคงที่ และทดสอบการเปลี่ยนแปลงต้นทุนของโครงการเพิ่มขึ้น/ลดลงในช่วง 5% และ 10% ซึ่งสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต้นทุนของโครงการได้ดังตารางที่ 7.2

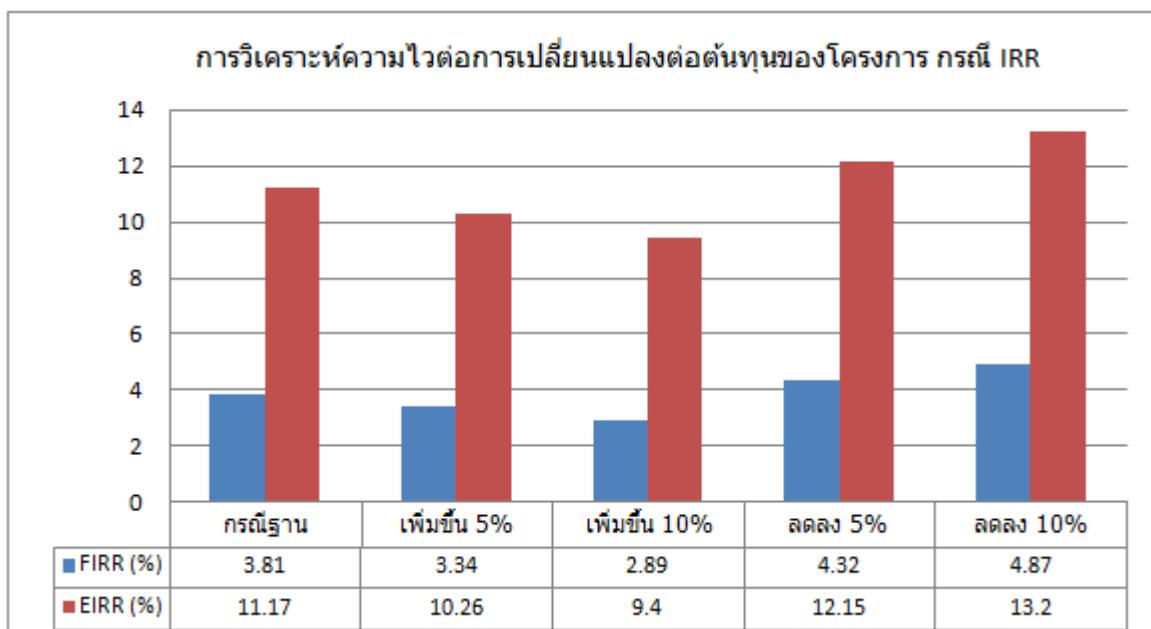
ตารางที่ 7.2 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต้นทุนของโครงการ

การเปลี่ยนแปลงต้นทุนของ โครงการ	ผลตอบแทนทางการเงิน		ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์	
	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	NPVBE (ล้านบาท)	EIRR (%)
กรณีฐาน	-354	3.81	82	11.17
เพิ่มขึ้น 5%	-403	3.34	18	10.26
เพิ่มขึ้น 10%	-454	2.89	-45	9.40
ลดลง 5%	-303	4.32	144	12.15
ลดลง 10%	-252	4.87	208	13.20

จากผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต้นทุนของโครงการในตารางที่ 7.2 นำมาวัดกราฟสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อต้นทุนของโครงการได้ดังรูปที่ 7.1 และ 7.2



รูปที่ 7.1 графสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อต้นทุนของโครงการ กรณี NPV



รูปที่ 7.2 grafสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อต้นทุนของโครงการ กรณี IRR

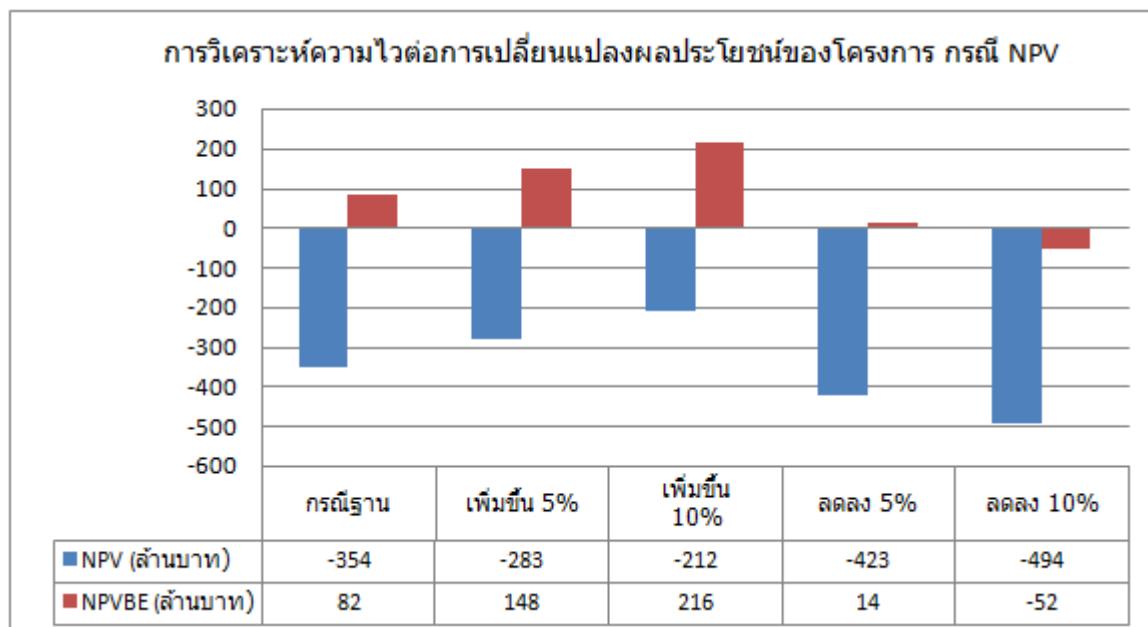
7.2.2 ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการ

การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการทำโดยกำหนดให้ตัวแปรตัวอื่นมีค่าคงที่ และทดสอบการเปลี่ยนแปลงผลประโยชน์ของโครงการเพิ่มขึ้น/ลดลงในช่วง 5% และ 10% ซึ่งสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงผลประโยชน์ของโครงการได้ดังตารางที่ 7.3

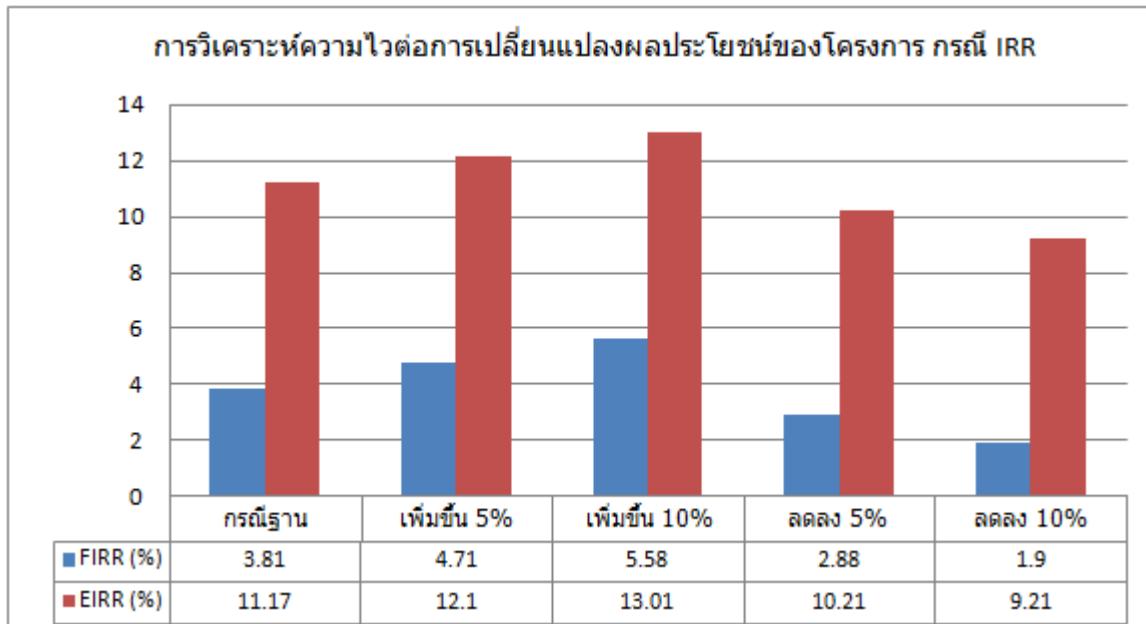
ตารางที่ 7.3 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงผลประโยชน์ของโครงการ

การเปลี่ยนแปลงผลประโยชน์ ของโครงการ	ผลตอบแทนทางการเงิน		ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์	
	NPV (ล้านบาท)	FIRR (%)	NPVBE (ล้านบาท)	EIRR (%)
กรณีฐาน	-354	3.81	82	11.17
เพิ่มขึ้น 5%	-283	4.71	148	12.10
เพิ่มขึ้น 10%	-212	5.58	216	13.01
ลดลง 5%	-423	2.88	14	10.21
ลดลง 10%	-494	1.90	-52	9.21

จากผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการ ในตารางที่ 7.3 นำมาวัด
กราฟสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการ ได้ดังรูปที่ 7.3 และ 7.4



รูปที่ 7.3 กราฟสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการ กรณี NPV



รูปที่ 7.4 กราฟสรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงต่อผลประโยชน์ของโครงการ กรณี IRR

7.2.3 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลง

การวิเคราะห์ผลจากผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ (FIRR) 3.81% เมื่อเปรียบเทียบกับต้นทุนเฉลี่ยการลงทุนของ กฟภ. 7 % หากพิจารณาจากตัวเลขดังกล่าวถือว่าไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน ถึงแม้ว่าต้นทุนของโครงการลดลง 10% หรือผลประโยชน์ของโครงการเพิ่มขึ้น 10% จากกรณีฐาน ก็ยังอยู่ในเกณฑ์ที่ไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน แต่เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (EIRR) 11.17% ถือว่าอยู่ในเกณฑ์ที่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุน โดยแม้ว่าต้นทุนของโครงการจะเพิ่มขึ้น 10% หรือผลประโยชน์ของโครงการลดลง 10% จากกรณีฐาน ก็ยังคงมีผลตอบแทนคุ้มค่าต่อการลงทุน ทั้งนี้ เนื่องจากผลประโยชน์จากโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ส่งผลให้เกิดประโยชน์ต่อทั้งประเทศ ดังนั้น การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการซึ่งคิดเฉพาะผลประโยชน์ที่มีต่อ กฟภ. จึงได้ได้ผลลัพธ์มาไม่คืนกัน อย่างไรก็ตาม ยังมีผลประโยชน์อื่นๆที่ กฟภ. จะได้รับจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ซึ่งไม่สามารถคำนวณเป็นตัวเงินได้ เช่น ข้อมูลต่างๆจากระบบ AMI จะช่วยให้ กฟภ. วางแผนลงทุนการพัฒนาระบบจำหน่ายได้อย่างคุ้มค่า เป็นต้น

8. สรุปและข้อเสนอแนะ

8.1 สรุป

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เป็นโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศ และสื่อสารมาบริหารจัดการ ควบคุมการผลิต ต่าง และจ่ายพลังงานไฟฟ้า สามารถรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจาย (Distributed Generations) และแหล่งพลังงานทางเลือกที่สะอาดที่กระจายอยู่ทั่วไป (Distributed Energy Resource: DER) เป็นระบบบริหารการใช้สินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด รวมทั้งให้บริการกับผู้เชื่อมต่อ กับโครงการผ่านมิเตอร์อัจฉริยะ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ มีความมั่นคง ปลอดภัย เชื่อถือได้ มีคุณภาพไฟฟ้าได้มาตรฐานสากล

จากการศึกษาความเหมาะสมของพื้นที่ที่จะจัดทำโครงการ ที่ปรึกษาเสนอให้จัดทำโครงการที่เมืองพัทยา เนื่องจากมีความเหมาะสมและความพร้อมในหลายด้าน โดยจะติดตั้ง Smart Meter ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วพื้นที่เมืองพัทยา ประมาณ 116,308 ราย (ยกเว้น ผู้ใช้ที่ติดตั้ง มิเตอร์ Automatic meter reading: AMR ตามโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ สำหรับ ผู้ใช้ไฟฟารายใหญ่) และติดตั้งระบบ Smart Grid อื่นๆ ในพื้นที่เมืองพัทยา จำนวน 3 สถานีไฟฟ้า คือ สถานีไฟฟ้าพัทยาเหนือ สถานีไฟฟ้าพัทยาใต้ และสถานีไฟฟ้าจอมเทียน เพื่อให้สามารถทดสอบได้ครบถ้วนทุกประเด็นตามวัตถุประสงค์ของโครงการ สรุปปริมาณงานได้ดังนี้

1. ติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart meter)	116,308 เครื่อง
2. ติดตั้งระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าข้องอัจฉริยะ	1 ระบบ
3. ติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation)	3 สถานี
4. ติดตั้งระบบเชื่อมโยงเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Integration System)	1 ระบบ

สำหรับแผนการดำเนินงานโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี จะใช้เวลาดำเนินการ 24 เดือน เนื่องจากในช่วงแรกของโครงการจะมีงานในส่วนของการวางแผน การตัดเลือกผู้ขาย การจัดซื้ออุปกรณ์ รวมถึงการพัฒนาซอฟต์แวร์และระบบสารสนเทศต่างๆ ในส่วนของการติดตั้งระบบต่างๆ ในโครงการนี้จะเป็นการทยอยติดตั้งพร้อมๆ กันทุกหน้ากันไป โดยระบบ AMI จะเป็นระบบที่ควรเริ่มดำเนินการติดตั้งเป็นระบบแรก เนื่องจากมีพัฒนาชั้นที่เกี่ยวข้องกับระบบอื่นๆ และระบบ AMI ยังเป็นระบบที่ติดตั้งเสร็จสิ้นหลังสุด เช่นกัน เนื่องจากมีปริมาณงานมากที่สุด ซึ่งคาดว่าจะติดตั้งระบบ AMI แล้วเสร็จในช่วงเดือนที่ 24 ของโครงการหรือเป็นช่วงสิ้นสุดโครงการพอดี นอกจากนี้ การเก็บข้อมูลและทดสอบการทำงานควรดำเนินการทันทีที่เริ่มมีการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะในระบบ AMI

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี มีระยะเวลาดำเนินการ 3 ปี (รวมขั้นตอนของการศึกษาด้วย) วงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 1,069 ล้านบาท แบ่งเป็นรายละเอียดการลงทุนในแต่ละระบบ ดังนี้

โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี

ที่	รายการ	เงินลงทุน (ล้านบาท)
1	ระบบแก๊สไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	12
2	ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ	917
3	ระบบ Substation Automation	104
4	IT Integration System	36
รวมทั้งสิ้น (ล้านบาท)		1,069

นอกจากนี้ ยังมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ เช่น ค่าบำรุงรักษา และค่าบริการรายเดือนต่อปีหลังติดตั้งระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะสิ้นอีกปีละประมาณ 41 ล้านบาท (โดยยังไม่คิดค่าบำรุงรักษาใน 3 ปีแรกของโครงการเนื่องจากยังอยู่ในช่วงประกัน) อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายเหล่านี้เป็นการประเมินในเมืองต้น เนื่องจากยังไม่มีการสำรวจพื้นที่เพื่อออกแบบระบบอย่างละเอียด

การประเมินความเหมาะสมทางการเงินของโครงการ นั้น ผลการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินจะได้ NPV -353 ล้านบาท และ FIRR 3.81% จะเห็นว่าโครงการยังไม่มีความเหมาะสมทางการเงิน นั้นคือไม่สามารถคืนทุนและได้กำไรภายในระยะเวลาโครงการ ซึ่งนอกจากประโยชน์ที่สามารถคำนวณเป็นตัวเงินได้ จริงๆแล้ว โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะยังมีประโยชน์ที่ไม่ใช่ด้านการเงินอีกหลายประการ เช่น การช่วยตรวจสอบปัญหาต่างระบบจำหน่ายและส่งผลทางบวกต่อภาพลักษณ์องค์กร เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม จากการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งได้พิจารณาผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์เพิ่มเข้ามา โดยมีผลการวิเคราะห์คือ ได้ NPV 82 ล้านบาท และ EIRR 11.17 % จะเห็นได้ว่า โครงการมีความเหมาะสมหากพิจารณาถึงผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์

8.2 ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะอื่นๆ เกี่ยวกับโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี มีดังนี้

ข้อเสนอแนะสำหรับระบบ AMI

1) สถานที่ตั้ง Data Center หรือระบบคอมพิวเตอร์ส่วนกลางทั้งหมด สำหรับระบบ AMI ในโครงการนี้ ที่ปรึกษาเสนอให้ตั้ง Data Center ไว้ที่สำนักงานใหญ่ กฟภ. งานวงศ์วาน เช่นเดียวกับ Data Center ของระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติในโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ เพื่อความสะดวกในการดำเนินการในโครงการ ทั้งนี้ฐานข้อมูลของระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติและระบบ AMI ควรจะวางไว้ใกล้กัน แต่ไม่ควรรวมเป็นฐานข้อมูลเดียวกัน เนื่องจากประเภทข้อมูลและจำนวนข้อมูลรวมถึงความสำคัญของข้อมูลของผู้ใช้ไฟรายใหญ่และรายย่อยมีความแตกต่างกัน แต่ฐานข้อมูลของทั้งสองระบบจะต้องสามารถเชื่อมโยงกันได้ เนื่องจากข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าที่เรียกเก็บมาจากมิเตอร์จำเป็นต้องเชื่อมโยงกันในบางลักษณะ เช่น Meter Summation (ลักษณะที่

ลูกค้ามีมิเตอร์ประชาน และมิเตอร์ลูกย่ออย) ดังนั้นการพัฒนาซอฟต์แวร์จะต้องคำนึงถึงการดึงข้อมูลจากฐานข้อมูลของทั้งระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติและระบบ AMI ได้

2) การวางแผน Data Center จากการศึกษาตัวอย่างในต่างประเทศ ส่วนใหญ่จะเป็นแบบ Centralized คือการวางแผนไว้ที่ส่วนกลางเพียงแห่งเดียว เนื่องจากหากกระจาดฐานข้อมูลไว้หลายแห่ง จะเสื่อมต่อความมั่นคงปลอดภัยทางไซเบอร์ (Cyber Security) เนื่องจากจะมีช่องทางให้โจมตีมากขึ้น อย่างไรก็ตาม ในการดำเนินการติดตั้งระบบ AMI ในระยะต่อๆไป กฟภ. อาจพิจารณาแบ่งการบริหารจัดการบางส่วนให้ทั้ง 12 เขตดูแลได้ โดยอาจเป็นการผสมผสานระหว่างระบบ Data Center แบบ Centralized และ Decentralized

3) ควรทดสอบอุปกรณ์มิเตอร์จากผู้ผลิตมากกว่า 3 รายขึ้นไป และควรกำหนดรูปแบบข้อมูล (Data Format) สำหรับเชื่อมต่อกับ MDMS โดยผู้ผลิตหรือผู้ให้บริการรายใดที่ต้องการขายอุปกรณ์หรือบริการในระบบ AMI ของ กฟภ. จะต้องพัฒนาซอฟต์แวร์เพื่อ Customize รูปแบบข้อมูลจากระบบของตนเอง ให้ตรงกับรูปแบบข้อมูลที่ กฟภ. กำหนดเท่านั้น ทั้งนี้เพื่อให้การติดตั้งระบบ AMI ในอนาคตเป็นไปอย่างสะดวกมากขึ้น และควรระบุโปรแกรมที่ใช้ในการสื่อสารระหว่างมิเตอร์และ MDMS ให้ชัดเจนในร่างรายละเอียดโครงการ โดยที่ปรึกษาแนะนำให้อ้างอิงโปรแกรม DLMS ซึ่งเป็นโปรแกรมในมาตรฐาน IEC 62056 ซึ่งเป็นมาตรฐานในระดับสากล

4) ในช่วงเริ่มต้นติดตั้งมิเตอร์ ควรทดสอบการติดตั้งบริมาณ้อยๆก่อน เช่น 4-5 พันครั้ง โดยอาจดำเนินการขนาดใหญ่กับระบบเดิมก่อน ประมาณ 2-3 เดือน เพื่อให้แน่ใจว่าระบบ AMI สามารถทำงานได้อย่างถูกต้องเพื่อป้องกันกรณีที่อาจเกิดปัญหาหากติดตั้งรวดเดียวเป็นบริมาณมาก

5) สำหรับโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ที่ปรึกษาเห็นว่ายังไม่จำเป็นต้องมี Backup server โดย กฟภ. อาจ Backup ข้อมูลใส่ไฟป์ไว้ก่อน เนื่องจากในการขยายระบบ AMI ในระยะต่อๆไป จำเป็นต้องมีการประเมินขนาดของ Server และ Backup server ใหม่อยู่แล้ว โดยใช้บริมาณข้อมูลจากโครงการนี้ช่วยในการพิจารณา ดังนั้น หากจะซื้อ Backup server เนพะฯ โครงการนี้ ก็ไม่เพียงพอที่จะรองรับบริมาณข้อมูลในอนาคตอยู่ดี แต่หากซื้อ Server ขนาดใหญ่เพื่อรับรองรับบริมาณข้อมูลในอนาคตในโครงการนี้เลย ก็จะสิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายมากเกินไป

6) การ Back up ข้อมูลที่ปรึกษาเสนอให้ Back up ข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเป็นเวลา 2 ปี เช่นเดียวกับระบบอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ (AMR) โดยเฉพาะข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ข้อมูล Billing และ Load Profile ควรจะเก็บสำรองไว้ 2 ปี เนื่องจากอาจมีกรณีร้องเรียน หรือฟ้องร้อง ส่วนข้อมูลอื่นๆ เช่น Alarm อาจพิจารณาเก็บสำรอง 1 ปี หรือ 2 ปีก็ได้ กฟภ. สามารถบันทึกข้อมูลลงเทปเพื่อ Back up เนื่องจากปัจจุบันราคาของเทปบันทึกข้อมูลมีราคาไม่แพงนัก หลังจากนั้น ในการติดตั้งระบบ AMI เต็มรูปแบบในอนาคต ควรมีระบบ DRC (Disaster Recovery Center) เพื่อ Back up ฐานข้อมูลหลักเพื่อป้องกันข้อมูลสูญหายจากสาเหตุต่างๆ โดยฐานข้อมูล Back up ควรจะวางแยกจากฐานข้อมูลหลักอย่างชัดเจน (เช่น อุปกรณ์จัดหัวดักกัน) แต่สำหรับโครงการนี้ ที่ปรึกษาเห็นว่ายังไม่จำเป็นต้องสร้างระบบ DRC เนื่องจาก กฟภ. มีโครงการจะสร้าง DRC รวมสำหรับทุกระบบทอยู่แล้ว

7) สำหรับการติดตั้งระบบ AMI ทั้งโครงการ กฟภ. ควรจ้างเป็น outsource ทั้งหมด เนื่องจากจะทำให้ กฟภ. สามารถควบคุมระยะเวลาในการติดตั้งและค่าใช้จ่ายได้ ซึ่งโดยปกติการจ้างติดตั้งจะมีระยะเวลาตั้งแต่ 3-6 เดือน

ช่วงหนึ่ง ซึ่งในโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ช่วงการติดตั้งและรับประกันจะมีระยะเวลาประมาณ 2-3 ปีนับจากเริ่มต้นโครงการ สำหรับช่วงหลังจากนั้น กฟภ. ควรพิจารณาอีกครั้งหนึ่งว่าจะ จ้าง outsource เพื่อบรรุกรักษาหรือ กฟภ. ดำเนินการเอง เนื่องจากในช่วงเวลา 2-3 ปีหลังจากเริ่มโครงการมีความเป็นไปได้สูงที่จะมีเทคโนโลยีสื่อสารใหม่ๆ ในประเทศไทย เช่น 3G จะครอบคลุมพื้นที่ทั่วประเทศมากขึ้น เป็นต้น รวมไปถึงเทคโนโลยีด้านอื่นๆ ของระบบ AMI เช่นกัน ดังนั้น กฟภ. สามารถพิจารณาเพื่อปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีให้ทันสมัยขึ้นได้ ซึ่งจำเป็นต้องประเมินราคาในช่วงนี้อีกครั้งว่าควรปรับเปลี่ยนระบบหรือใช้ระบบแบบเดิมต่อไป

8) การดำเนินการกับมิเตอร์เก่าที่รื้อถอนเพื่อติดตั้ง Smart Meter กฟภ. สามารถนำมิเตอร์ที่รื้อถอนเหล่านี้ไปบริหารจัดการใช้กับพื้นที่อื่นๆ ได้ ปัจจุบันใน 1 ปี กฟภ. จัดซื้อมิเตอร์งานหมุนแบบเดิมจำนวนมาก เพื่อนำไปบริหารจัดการกรณีต่างๆ เช่น มีผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่ม, มิเตอร์เดิมเสื่อม ชำรุด เป็นต้น ซึ่งจะช่วยลดเวลาและลดการซื้อมิเตอร์งานหมุนได้ จากแผนงานของ กฟภ. ที่ต้องการติดตั้งระบบ AMI ทั่วประเทศใน 10 ปี จึงควรวางแผนการนำมิเตอร์ที่รื้อถอนเหล่านี้มาหมุนเวียนใช้ เพื่อลดค่าใช้จ่ายในการซื้อมิเตอร์งานหมุนซึ่งจะไม่มีการใช้งานอีก หลังติดตั้งระบบ AMI ทั่วประเทศ

9) การทดสอบฟังก์ชั่นบางอย่าง เช่น การตัดไฟฟ้า จำเป็นต้องคำนึงประเด็นทางด้านกฎหมายด้วย ซึ่ง กฟภ. ควรกำหนดนโยบายที่ชัดเจนในการตัดไฟหากผู้ใช้ไฟฟ้าล้าหลัง หรือช่วง Loss จากการไม่ได้รับชำระเงิน โดยอาจกำหนดระยะเวลาผ่อนผันก่อนจะเริ่มตัดไฟ และแจ้งเตือนผู้ใช้ไฟฟ้าทราบนั้นๆ เป็นระยะๆ โดยอาจแจ้งผ่านตัวมิเตอร์, SMS หรือ E-Mail หากผู้ใช้ไฟฟ้ายังไม่ชำระเงิน ก็อาจพิจารณาตัดไฟและปรับเปลี่ยนให้ใช้บริการแบบ Prepayment โดยการตัดไฟจะดำเนินการเฉพาะช่วงเวลากลางวันเท่านั้น

10) นอกจากระบบ AMI จะช่วยอำนวยความสะดวกให้แก่ กฟภ. ในการจดหน่วยแล้ว ระบบ AMI ยังช่วยอำนวยความสะดวกในการแจ้งหนี้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในรูปแบบอิเล็กทรอนิกส์ เช่น แจ้งผ่าน SMS, E-Mail เป็นต้น ในส่วนของการชำระเงินทั้งแบบ Postpayment และ Prepayment สามารถชำระเงินผ่านบริการต่างๆ ได้หลายช่องทาง เช่น ผ่านธนาคาร, ATM, Counter Service เป็นต้น โดยการเลือกช่องทางชำระเงิน กฟภ. อาจพิจารณาใช้บริการ Payment Pool ซึ่งจะรับผิดชอบการเชื่อมโยงข้อมูลกับช่องทางชำระเงินทั้งหมด โดยจะคิดค่าบริการตามจำนวน Transaction หรือเลือกเชื่อมต่อกับบริการชำระเงินแต่ละบริการ สำหรับโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ที่ปรึกษาเสนอให้ กฟภ. ใช้ช่องทางชำระเงินเดิมทั้งหมดที่ กฟภ. มีให้บริการอยู่แล้วสำหรับการชำระเงินแบบเดิม (Postpayment) แต่สำหรับการชำระเงินแบบ Prepayment ผ่านระบบ AMI ควรเลือกทดสอบการชำระเงินผ่าน Counter Service เพียงบริการเดียวก่อน เพื่อความสะดวกในการบริหารจัดการ

ในส่วนของการแจ้งหนี้ ที่ปรึกษาเห็นว่า กฟภ. ควรพิจารณาเพิ่มทางเลือกการแจ้งหนี้ผ่านระบบอิเล็กทรอนิกส์ เช่น SMS, อีเมล์, อินเทอร์เน็ต เพื่อลดค่าใช้จ่ายในการวางแผนแจ้งหนี้ โดยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นผู้เลือกว่า ต้องการให้แจ้งหนี้ผ่านระบบใด ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดไม่สะดวกสำหรับการแจ้งหนี้ผ่านบริการต่างๆ ยังคงใช้การวางแผนแบบเดิม ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับนโยบายของ กฟภ. และประเด็นด้านกฎหมายด้วย

สำหรับการวางแผนบิลซึ่งปัจจุบัน กฟภ. จ้างเหมาอ่าานหน่วย พิมพ์บิล และวางแผนบิล โดยให้หน่วยงานภายนอกดำเนินการในอัตรา 6.20 บาทต่อครั้งนั้น หลังจากการติดตั้งระบบAMI ซึ่งไม่จำเป็นต้องมีการอ่าานหน่วยโดยใช้บุคลากรอีกต่อไป จึงเหลือแค่งานวางแผนบิลเพียงอย่างเดียว ที่ปรึกษาเสนอให้ กฟภ. พิจารณาการวางแผนบิลโดยส่งทางไปรษณีย์ซึ่งจะประหยัดค่าใช้จ่ายได้มากกว่า และยังเป็นแหล่งรายได้จากการให้โอนผ่านแบบไปกับบิลค่าไฟฟ้าอีกด้วย

11) ควรจัดเตรียมแนวทางประชาสัมพันธ์ให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารู้จักและทราบถึงประโยชน์ของระบบ AMI ก่อนจะเริ่มติดตั้ง Smart Meter เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารู้จักและทราบถึงประโยชน์ที่จะได้รับจากการ AMI ในเบื้องต้น เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนได้ตลอดเวลา ซึ่งจะช่วยให้จัดการการใช้ไฟฟ้าของตนเพื่อประหยัดค่าไฟฟ้าได้ รวมทั้งประโยชน์จากอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ซึ่งจะเป็นประโยชน์อย่างมากต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่มักจะอยู่บ้านแค่ในช่วงกลางคืนและวันหยุด นอกจากนี้ควรอธิบายให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเข้าใจว่าการติดตั้งระบบ AMI นั้นทาง กฟภ. จะไม่เรียกเก็บค่าใช้จ่ายใดๆจากผู้ใช้ไฟฟ้าและจะไม่ส่งผลให้อัตราค่าไฟฟ้าสูงขึ้น ทั้งนี้การประชาสัมพันธ์ในเบื้องต้นก่อนเริ่มติดตั้งระบบ AMI จะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าให้ความร่วมมือมากในการติดตั้ง Smart Meter

12) กฟภ. ควรศึกษาการนำเทคโนโลยี WiMax มาใช้สำหรับการสื่อสารไร้สายแทนที่ GPRS ในอนาคตเนื่องจากเทคโนโลยี GPRS มีแบบดิวิดท์น้อยซึ่งอาจไม่เพียงพอสำหรับองรับและอัปโหลดข้อมูลใหม่ๆ รวมทั้งยังต้องชำระค่าบริการรายเดือนทุกๆเดือนซึ่งถือเป็นค่าใช้จ่ายจำนวนมากหาก กฟภ. ติดตั้งระบบ AMI ทั่วประเทศในอนาคตแต่เนื่องจากในปัจจุบันยังไม่มีการจัดสรรงความถี่ที่ชัดเจน จึงยังไม่สามารถใช้งานเทคโนโลยี WiMax ได้ จึงจำเป็นต้องใช้งาน GPRS ไปก่อน

13) กฟภ. ควรศึกษาการนำเทคโนโลยี Smart Utility Network (SUN) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีบันมาตรฐาน IEEE 802.15.4g ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนาเพิ่มขึ้นจาก Zigbee ให้มีความเร็วในการส่งข้อมูลเพิ่มขึ้น พื้นที่ครอบคลุมกว้างขึ้น เพื่อรองรับการใช้งานสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) โดย กฟภ. อาจพิจารณานำเทคโนโลยี SUN มาใช้แทน Zigbee ในโครงข่าย Last Mile ในอนาคต

14) ขอบเขตการเชื่อมโยงระบบสารสนเทศของระบบย่อยต่างๆในโครงการนี้กับระบบสารสนเทศเดิมของ กฟภ. เป็นสิ่งที่จะต้องกำหนดให้ชัดเจนเพื่อป้องกันการเกิดปัญหาการเชื่อมโยงระบบสารสนเทศหลังจากเริ่มใช้งานระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะไปแล้ว

8.3 ทิศทางการพัฒนา

ด้วยโครงการนี้ได้มีการสร้างโครงสร้างพื้นฐานของระบบสื่อสารครอบคลุมระบบจำหน่ายในพื้นที่เมืองพัทยาทั้งหมด ทำให้ กฟภ. สามารถพัฒนาและทดสอบการใช้งานระบบ Distribution Automation ต่อไปได้ โดยไม่จำเป็นต้องลงทุนในด้านระบบสื่อสารเพิ่มเติมอีก หรืออาจมีจุดที่ต้องลงทุนเพิ่มเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ดังนั้น ระบบ Distribution Automation ถือเป็นแผนงานสำคัญที่ กฟภ. ควรพิจารณาทดสอบในพื้นที่เมืองพัทยา และด้วยระบบ AMI และระบบ Distribution Automation ยังเป็นพื้นฐานให้ กฟภ. สามารถพัฒนาระบบ Distributed Generation เพื่อรองรับการเขื่อมต่อแหล่งพลังงานแบบกระจายเช้าสู่ระบบจำหน่าย โดยสามารถลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากแหล่งพลังงานดังกล่าว ได้ด้วยการควบคุมระบบจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ กฟภ. ยังสามารถให้บริการอื่นๆ ที่สามารถใช้ประโยชน์จากโครงข่ายสื่อสารจากโครงการนี้ได้ เช่น ระบบ Automation ภายในบ้านหรืออาคารต่างๆ หรือร่วมมือกับผู้ให้บริการเคเบิลทีวีหรืออินเทอร์เน็ตความเร็วสูงเพื่อพัฒนาโครงข่าย Last Mile ให้รองรับบริการบอร์ดแบนด์ต่างๆ ต่อไป

นอกเหนือจาก Service ในระบบ AMI ที่ทำการทดสอบและใช้งานในโครงการนี้แล้ว กฟภ. สามารถใช้ประโยชน์จากการบูรณาการกับระบบสารสนเทศอื่นๆ ได้ เช่น ระบบ GIS และ OMS โดยสามารถเขื่อมโยงกับระบบ AMI ผ่านระบบ EAI (Enterprise Application Integration) ซึ่ง กฟภ. ได้พัฒนาไว้สำหรับบูรณาการข้อมูลระหว่างระบบงานต่างๆ แล้ว ซึ่งระบบ OMS ที่จะทดสอบในโครงการ อาจพัฒนาเป็นระบบแยกสำหรับโครงการ โดยเฉพาะออกแบบมาเพื่อทดสอบการใช้งาน จากนั้นเมื่อระบบ AMI สามารถใช้งานได้สมบูรณ์แล้ว จึงอาจพัฒนาต่อขึ้นโดยการบูรณาการกับระบบ GIS และ OMS ของ กฟภ. ต่อไป