แผนแม่บทการพัฒนา
ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย
พ.ศ. 2558-2579

กระทรวงพลังงาน
MINISTRY OF ENERGY

กุมภาพันธ์ 2558

คำนำ

ไฟฟ้าเป็นพลังงานประเภทหนึ่งที่มีรูปแบบการใช้งานที่หลากหลายที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับพลังงานประเภทอื่นๆ โครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นในการผลิต การส่ง การจำหน่าย และการใช้ไฟฟ้า ได้ถูกออกแบบและใช้งานมาอย่างยาวนาน โครงสร้างพื้นฐานเหล่านี้มีส่วนสำคัญต่อการเติบโตทางด้านอุตสาหกรรมและเศรษฐกิจของประเทศในช่วงหลายทศวรรษที่ผ่านมา ถ้าหากไม่มีพลังงานไฟฟ้า การดำเนินการในด้านต่างๆไม่ว่าจะเป็นด้านอุตสาหกรรมหรือแม้แต่การดำเนินชีวิตประจำวันจะเกิดอุปสรรคหรืออาจหยุดชะงักได้ การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจที่สูงขึ้นก็ส่งผลให้ยิ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่มีคุณภาพและมีความเชื่อถือได้มากขึ้นตามไปด้วย ซึ่งการเกิดความขัดข้องในระบบไฟฟ้าที่ใดที่หนึ่งอาจก่อให้เกิดความเสียหายเป็นวงกว้างต่อทั้งระบบได้ทั้งนี้ ในปัจจุบันการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าส่งผลให้มีการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 ออกมาในปริมาณมากโดยมลภาวะที่เกิดจากการปลดปล่อย CO_2 ที่มากขึ้นรวมถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นผลักดันให้เกิดการเปลี่ยนแปลงในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าขึ้น แนวทางที่จะบรรลุเป้าหมายในการแก้ปัญหาดังกล่าวจะต้องมีการจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอเพื่อรองรับความต้องการที่เพิ่มสูงขึ้น และในขณะเดียวกันจะต้องมีการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 ที่น้อยลง รวมถึงจะต้องมีการจัดการในด้านการผลิต การส่ง การจำหน่าย และด้านการใช้พลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงสุดและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มสูงขึ้นเรื่อยๆ แต่อย่างไรก็ดี เมื่อเปรียบเทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดแล้วยังถือว่าพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวยังมีปริมาณอยู่น้อยมากอีกทั้งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังมีปัญหาในเรื่องความไม่แน่นอนของแหล่งผลิตและความไม่ต่อเนื่องหรือไม่สม่ำเสมอของพลังงานที่ผลิตได้ซึ่งเป็นปัญหาที่ต้องหาวิธีปรับปรุงแก้ไขต่อไป การที่จะเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีมากขึ้นเข้ากับระบบได้อย่างมีเสถียรภาพและมีประสิทธิภาพจำเป็นต้องมีโครงสร้างพิเศษที่ประสานงานการดำเนินการดังกล่าว ซึ่งแนวทางหนึ่งที่เป็นไปได้ในการปรับปรุงและแก้ไขปัญหาในระบบไฟฟ้า คือการพัฒนาระบบไฟฟ้าให้มีความชาญฉลาดหรือรวมเรียกว่าระบบโครงข่าย “สมาร์ทกริด” (Smart Grid)

ในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศ หน่วยงานที่มีส่วนเกี่ยวข้องในทุกภาคส่วน ทั้งจากภาครัฐ คือการไฟฟ้าฝ่ายผลิตการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและภาคเอกชนคือ นักลงทุน ภาคอุตสาหกรรม สถาบันการศึกษา และผู้ใช้ไฟฟ้านั้นต่างก็มีบทบาทในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดทั้งสิ้นหากแต่มุมมองการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของแต่ละภาคส่วนนั้นย่อมเป็นไปตามภารกิจของแต่ละหน่วยงานดังนั้น กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจึงได้จัดทำแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย พ.ศ. 2558-2579 ขึ้น เพื่อวางกรอบทิศทางการพัฒนานโยบายระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศในภาพรวม เพื่อให้แต่ละหน่วยงานซึ่งมีงบประมาณในการพัฒนาของตนเองมีทิศทางการกำหนดแผนการพัฒนาและลงทุนที่สอดคล้องกับกรอบการพัฒนาตามนโยบายของประเทศโดยเนื้อหาของแผนแม่บทฯ ฉบับนี้ประกอบไปด้วย ความจำเป็นของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย บริบท/ปัจจัยการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด วิสัยทัศน์และประเด็นยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย และสรุปแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย ทั้งนี้ แผนแม่บทฯ ดังกล่าวจะส่งผลให้เกิดบูรณาการด้านการจัดหาไฟฟ้าและการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ มีประสิทธิภาพ ยั่งยืน มีคุณภาพบริการที่ดี และเกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศได้ในที่สุดต่อไป

กระทรวงพลังงาน

กุมภาพันธ์ 2558

สารบัญ

	หน้า
1. บทนำ	1
2. ความจำเป็นของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย	3
3. บริบท/ปัจจัยการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	8
3.1 บริบท/ปัจจัยการพัฒนาในต่างประเทศ	8
3.2 บริบท/ปัจจัยการพัฒนาภายในประเทศ	11
4. วิสัยทัศน์และประเด็นยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย	14
4.1 วิสัยทัศน์	14
4.2 ประเด็นยุทธศาสตร์	14
4.3 เป้าประสงค์และตัวชี้วัดผลสัมฤทธิ์	17
4.3 ปัจจัยขับเคลื่อน (Driving Forces) และภาพฉายอนาคต (Scenarios)	20
5. แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย	22
5.1 นโยบายและกิจกรรมขับเคลื่อนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย	22
5.2 แผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	25
6. สรุปภาพรวมแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย	29
6.1 เป้าหมายของการพัฒนาในช่วงระยะที่ 1 (ระยะเตรียมการ)	31
6.2 เป้าหมายของการพัฒนาในช่วงระยะที่ 2 (ระยะสั้น)	32
6.3 เป้าหมายของการพัฒนาในช่วงระยะที่ 3 (ระยะปานกลาง)	33
6.4 เป้าหมายของการพัฒนาในช่วงระยะที่ 4 (ระยะยาว)	35

เอกสารแนบ ก. นโยบายและกิจกรรมการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
เอกสารแนบ ข. ผลของการดำเนินนโยบายและกิจกรรมการพัฒนาที่มีต่อการปรับปรุงดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล
เอกสารแนบ ค. ค่าระดับคะแนนปัจจุบันและระดับคะแนนเป้าหมายของดัชนีชี้วัดฯ พร้อมการแปรผล
เอกสารแนบ ง. กรอบวงเงินและผลประโยชน์ของกิจกรรมลงทุน
เอกสารแนบ จ. โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

สารบัญรูปภาพ

	หน้า
รูปที่ 2.1 การวิเคราะห์การปรับปรุง/พัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยด้วยยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	4
รูปที่ 3.1 ผลประโยชน์ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	11
รูปที่ 3.2 บทบาทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของแต่ละภาคส่วนต่อยุทธศาสตร์ต่างๆ	13
รูปที่ 4.1 ตัวอย่างโครงสร้างความสัมพันธ์ของหน่วยงาน/องค์องกรที่เกี่ยวข้อง	16
รูปที่ 4.2 การกำหนดรูปแบบของ Scenarios ในอนาคต	20
รูปที่ 6.1 แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย พ.ศ. 2558-2579	30

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3.1 แนวคิดของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในต่างประเทศ 8

ตารางที่ 3.2 สรุปผลการประเมินเงินลงทุน ผลประโยชน์ที่ได้รับ และสัดส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนโครงการ 9

ตารางที่ 3.3 ประเภทของเงินลงทุนที่ใช้ในการลงทุนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด 10

ตารางที่ 3.4 ผลประโยชน์ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด 10

ตารางที่ 4.1 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพไฟฟ้า 17

ตารางที่ 4.2 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและการใช้พลังงาน 17

ตารางที่ 4.3 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ 18

ตารางที่ 4.4 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ 19

ตารางที่ 4.5 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม 19

ตารางที่ 4.6 สรุปผลภาพฉายอนาคตทั้ง 3 กรณี 21

ตารางที่ 5.1 ความสัมพันธ์ของนโยบายที่มีต่อประเด็นยุทธศาสตร์แต่ละด้าน 23

ตารางที่ 5.2 ความสัมพันธ์ของกิจกรรมการลงทุนในระบบส่งและระบบจำหน่ายที่มีต่อประเด็นยุทธศาสตร์แต่ละด้าน 24

ตารางที่ 5.3 นโยบายและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในเทคโนโลยีการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อยกระดับความสามารถของระบบไฟฟ้า (Smart System) 26

ตารางที่ 5.4 นโยบายและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในเทคโนโลยีการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อยกระดับคุณภาพบริการที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า (Smart Life) 27

ตารางที่ 5.5 นโยบายและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในเทคโนโลยีการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อยกระดับโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Green Society) 28

แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579

กระทรวงพลังงาน

1. บทนำ

ไฟฟ้าเป็นพลังงานประเภทหนึ่งที่มีรูปแบบการใช้งานที่หลากหลายที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับพลังงานประเภทอื่นๆ โครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นในการผลิต การส่ง การจำหน่าย และการใช้ไฟฟ้าซึ่งได้มีการใช้งานมาอย่างยาวนานในช่วงหลายทศวรรษที่ผ่านมา ทำให้พลังงานไฟฟ้ามีส่วนสำคัญต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศ ทั้งนี้ การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจที่สูงขึ้นส่งผลให้มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่มีคุณภาพและมีความเชื่อถือได้มากขึ้นตามไปด้วย เนื่องจากหากเกิดความขัดข้องในที่ใดที่หนึ่งในระบบไฟฟ้าก็อาจก่อให้เกิดความเสียหายเป็นวงกว้างต่อทั้งระบบเศรษฐกิจของประเทศได้

ปัจจุบัน ประเทศไทยผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลัก การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตไฟฟ้าส่งผลให้มีการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 ออกมาในปริมาณมาก โดยมลภาวะที่เกิดจากการปลดปล่อย CO_2 ที่มากขึ้น รวมถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ผลักดันให้เกิดการเปลี่ยนแปลงในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าโดยมีเป้าหมายเพื่อจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอรองรับความต้องการที่เพิ่มสูงขึ้น แต่ในขณะเดียวกันจะต้องมีการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 ที่น้อยลง รวมถึงจะต้องมีการจัดการในด้านการผลิต การส่ง การจำหน่าย และด้านการใช้พลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ดังนั้น การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จึงเป็นแนวทางหนึ่งที่จะช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซ CO_2ได้ อย่างไรก็ตาม แม้ว่าอัตราการขยายตัวของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มที่สูงขึ้น แต่เมื่อเปรียบเทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดแล้วถือว่าพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวยังมีสัดส่วนอยู่น้อยมาก อีกทั้งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังมีปัญหาในเรื่องความไม่แน่นอนของแหล่งผลิตและความไม่ต่อเนื่องหรือความไม่สม่ำเสมอของพลังงานที่ผลิตได้ ซึ่งเป็นปัญหาที่ต้องหาวิธีปรับปรุงแก้ไขต่อไป การที่จะเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีมากขึ้นเข้ากับระบบได้อย่างมีเสถียรภาพและมีประสิทธิภาพจะต้องทำการปรับปรุงและเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า ซึ่งแนวทางหนึ่งที่เป็นไปได้ก็คือการพัฒนาระบบไฟฟ้าให้เป็นระบบโครงข่ายที่มีความชาญฉลาดหรือที่เรียกว่าเป็นระบบ“สมาร์ทกริด” (Smart grid)

1.1 ความแตกต่างของระบบโครงข่ายไฟฟ้าปัจจุบันและระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันมีวัตถุประสงค์การใช้งานหลัก คือ การส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปแล้วพลังงานไฟฟ้าจะมีทิศทางการไหลของพลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่เพียงทิศทางเดียว โดยที่ผู้ใช้ไฟฟ้ายังมีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าที่จำกัด รวมทั้งมีการแลกเปลี่ยนข้อมูลของระบบไฟฟ้าระหว่างอุปกรณ์ต่างๆ ในระดับน้อยมาก และมีการทำงานร่วมกันระหว่างอุปกรณ์แบบอัตโนมัติอย่างจำกัด

ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในอนาคตจะสามารถทำงานร่วมกับอุปกรณ์ตรวจวัด ประมวลผล ระบบอัตโนมัติและสื่อสารข้อมูล พร้อมทั้งควบคุมทิศทางการไหลของพลังงานไฟฟ้าและข้อมูลสารสนเทศให้สามารถไหล

ได้สองทิศทาง และยังสามารถรองรับแหล่งไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำนวนมากที่กระจายอยู่ทั่วไป รวมถึงการรองรับการพัฒนารถยนต์ไฟฟ้าที่จะเพิ่มจำนวนมากขึ้นในอนาคต และเปิดโอกาสให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าให้เหมาะสมกับวิถีชีวิตและพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันได้อย่างมีประสิทธิภาพ

1.2 นิยามความหมายของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

ปัจจุบันการกำหนดนิยามสำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในหลายประเทศยังไม่มีนิยามที่ชัดเจนและใช้เป็นมาตรฐานสากลเดียวกันทั่วโลก อย่างไรก็ตาม ประเทศส่วนใหญ่ที่ได้มีการดำเนินการพัฒนาเกี่ยวกับทางด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมาบ้างแล้ว ต่างมีแนวคิดหลักในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่มีทิศทางไปในแนวเดียวกัน ดังนั้น ในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดโดยรวมจะสามารถให้ความหมายกว้างๆ ได้ดังนี้ คือ

“การพัฒนาให้ระบบไฟฟ้าสามารถตอบสนองต่อการทำงานได้อย่างชาญฉลาดมากขึ้น หรือมีความสามารถมากขึ้นโดยใช้ทรัพยากรที่น้อยลง (Doing more with less) มีประสิทธิภาพมีความน่าเชื่อถือ มีความปลอดภัย มีความยั่งยืน และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ซึ่งสามารถทำให้เกิดขึ้นได้โดยการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีระบบสื่อสารสารสนเทศ (ICT) ระบบเซนเซอร์ระบบเก็บข้อมูลและเทคโนโลยีทางด้านการควบคุมอัตโนมัติเพื่อทำให้ระบบไฟฟ้ากำลัง (Power grid) สามารถรับรู้ข้อมูลสถานะต่างๆ ในระบบมากขึ้นเพื่อใช้ในการตัดสินใจอย่างอัตโนมัติ ทั้งนี้ กระบวนการเหล่านี้จะต้องเกิดขึ้นทั่วทั้งระบบไฟฟ้าครอบคลุม ระบบผลิต ระบบส่ง ระบบจำหน่าย และระบบผู้ใช้ไฟฟ้า”

1.3 องค์ประกอบพื้นฐานทางด้านเทคโนโลยีของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมีองค์ประกอบพื้นฐานทางด้านเทคโนโลยีที่มีคุณสมบัติสามารถตรวจวัด รับส่งสัญญาณข้อมูลและทำงานร่วมกับอุปกรณ์และระบบไฟฟ้าอื่นๆ ได้ ซึ่งเป็นเทคโนโลยีในกลุ่มต่างๆ ทั้ง ฮาร์ดแวร์ (Hardware) ซอฟท์แวร์ (Software) พีเพิลแวร์ (Peopleware) เช่น

- เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (Information and Communication Technology, ICT)
- เทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้า การส่งจ่ายไฟฟ้า
- เทคโนโลยีการควบคุมโครงข่ายไฟฟ้าอัตโนมัติ
- เทคโนโลยีสมาร์ทมิเตอร์ (Advanced Metering Infrastructure, AMI), การปรับความต้องการไฟฟ้า (Demand Response)
- เทคโนโลยีการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้า (Energy Management System, EMS) ได้แก่ ภายในบ้าน (Home EMS, HEMS), ภายในอาคาร (Building EMS, BEMS), ภายในโรงงาน (Factory EMS, FEMS) และภายในชุมชน (Community EMS, CEMS) เป็นต้น

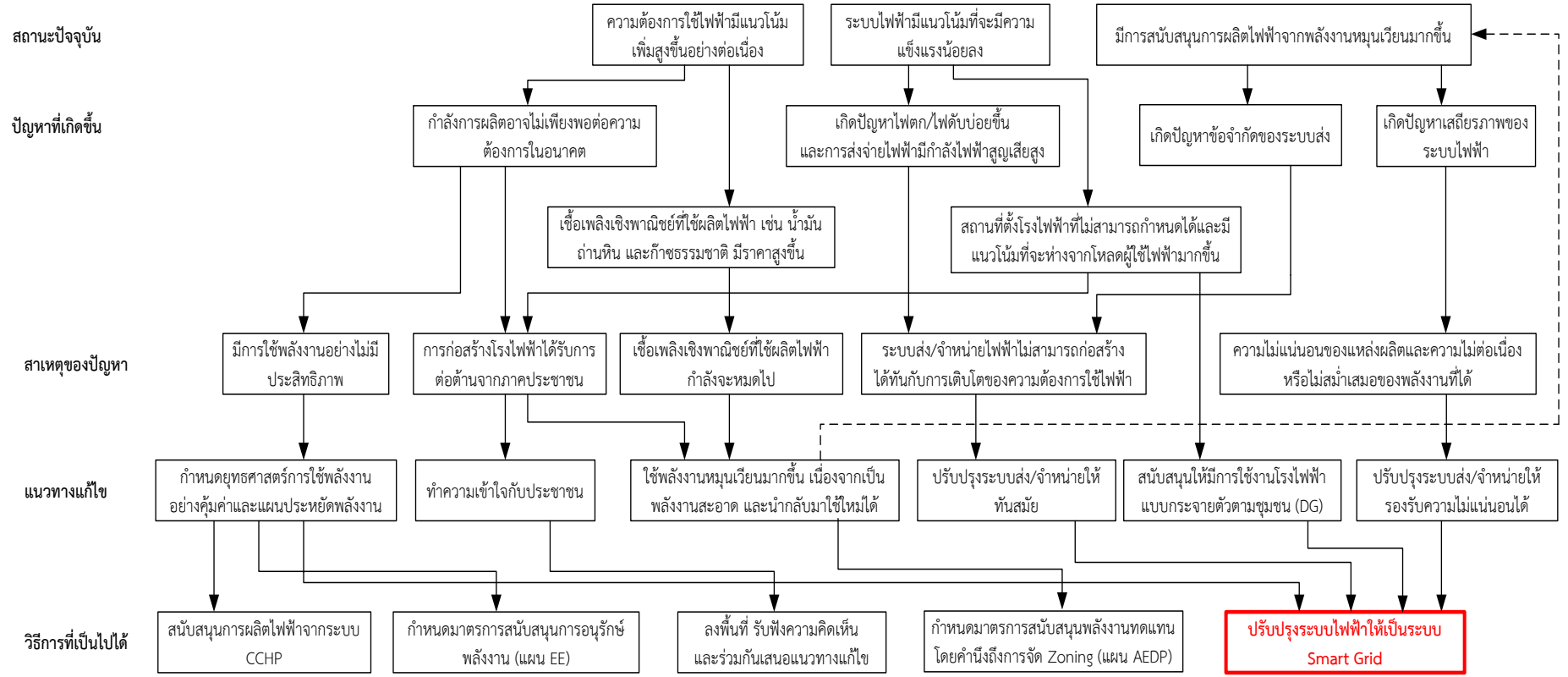
ในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย หน่วยงานที่มีส่วนเกี่ยวข้องทั้งจากภาครัฐ และภาคเอกชน ได้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนักลงทุนภาคอุตสาหกรรม สถาบันการศึกษา และผู้ใช้ไฟฟ้านั้นต่างก็มีบทบาทในการพัฒนาทั้งสิ้นหากแต่มุมมองการพัฒนาของแต่ละภาคส่วนนั้นย่อมเป็นไปตามภารกิจของแต่ละหน่วยงานดังนั้นเพื่อให้การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศของแต่ละภาคส่วนเป็นไปในทิศทางเดียวกันกระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจึงได้จัดทำแผนแม่บทการพัฒนาระบบ

โครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย พ.ศ. 2558-2579 ขึ้น เพื่อวางกรอบแนวทางการพัฒนานโยบายระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในภาพรวม เพื่อให้แต่ละหน่วยงานซึ่งมีงบประมาณในการพัฒนาของตนเอง กำหนดทิศทางการพัฒนาและลงทุนที่สอดคล้องกับกรอบการพัฒนาตามนโยบายของประเทศอันจะส่งผลให้เกิดการลงทุนที่ไม่ซ้ำซ้อน สามารถบูรณาการข้อมูลระหว่างหน่วยงาน และประสานการทำงานแต่ละส่วนร่วมกันได้ ซึ่งจะส่งผลให้สามารถจัดหาไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ มีประสิทธิภาพ ยั่งยืน มีคุณภาพบริการที่ดี และเกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศได้ในที่สุดต่อไป

2. ความจำเป็นของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย

ระบบไฟฟ้าปัจจุบัน ได้ถูกออกแบบและพัฒนาอยู่บนแนวคิดของการบริหารระบบไฟฟ้าแบบรวมศูนย์มาตั้งแต่ต้น ในขณะที่ในปัจจุบัน มีการนำพลังงานหมุนเวียนและระบบไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Generation: DG) มาใช้งานมากขึ้นเพื่อทำให้เกิดการกระจายชนิดเชื้อเพลิง และส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมตามนโยบายของรัฐบาลในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้สามารถตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วและต่อเนื่องได้อย่างยั่งยืนอย่างไรก็ตาม การใช้งานระบบส่งไฟฟ้าในบางครั้งไม่เอื้ออำนวยต่อการรองรับการเพิ่มขึ้นของระบบไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายศูนย์ได้ เช่น การเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ไม่สัมพันธ์กับปริมาณไฟฟ้าที่จัดหาได้ในบางภูมิภาคโดยเฉพาะในพื้นที่ห่างไกลจะส่งผลต่อปัญหาคุณภาพไฟฟ้าและเกิดปัญหาความเสี่ยงต่อการเกิดไฟฟ้าดับ ทำให้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถทำได้อย่างเต็มที่เนื่องจากติดปัญหาขีดจำกัดของสายส่ง นอกจากนี้ การขนานโรงไฟฟ้าขนาดเล็กเข้ากับระบบจำหน่ายก็อาจทำได้ไม่เต็มที่เนื่องจากติดปัญหากำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับทิศทาง เป็นต้น

นอกจากนี้ จากการเปลี่ยนแปลงของสภาพความเป็นอยู่ของสังคม และการพัฒนาทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมทำให้การเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับความต้องการคุณภาพพลังงานไฟฟ้าและการบริการที่ดีจากหน่วยงานการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันซึ่งมีความละเอียดอ่อนและซับซ้อนมากยิ่งขึ้น และรวมไปถึงแนวคิดการรักษาสิ่งแวดล้อมควบคู่ไปกับการพัฒนาด้านพลังงาน ทำให้อุตสาหกรรมด้านพลังงานไฟฟ้าต้องมีการพัฒนาเพื่อรองรับการพัฒนาตามทิศทางดังกล่าวข้างต้นเพื่อให้เกิดการพัฒนาทางด้านพลังงานอย่างยั่งยืนของประเทศการพัฒนาด้านพลังงานจะต้องรองรับการเปลี่ยนแปลงต่างๆ ทั้งทางด้านเศรษฐกิจ อุตสาหกรรมและสังคม ซึ่งมีแนวทางการดำเนินการได้หลายแนวทางด้วยกัน อย่างไรก็ตาม แนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเป็นแนวทางที่สามารถแก้ไขปัญหาได้หลายๆ ปัญหาด้วยกันดังสรุปได้ตามผังการวิเคราะห์ตามรูปที่ 2.1 รวมทั้งสามารถช่วยในการบริหารจัดการด้านพลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเป็นแนวทางที่ประเทศต่างๆ ทั่วโลกต่างให้ความสำคัญในการพัฒนา ดังนั้น **การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย** จึงเป็นเรื่องที่มีความจำเป็นต่อการพัฒนาด้านพลังงานในระยะยาวของประเทศ ด้วยเหตุผลความจำเป็นต่างๆ ดังนี้



รูปที่ 2.1 การวิเคราะห์การปรับปรุง/พัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยด้วยยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

1) ด้านระบบไฟฟ้า

- **การพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบการกระจายศูนย์ (Decentralized Generation: DG)** เพื่อการรองรับการพัฒนาระบบไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายศูนย์โดยเปลี่ยนจากระบบไฟฟ้าแบบเดิมคือระบบไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ (Centralized Power System) โดยมีการพัฒนาที่ครอบคลุมทั้งระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย
- **การรองรับการปฏิบัติงานร่วมกันของหน่วยงานการไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ (Interoperability)** ในการปฏิบัติงานร่วมกันของรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าเพื่อการปฏิบัติงานทางด้านระบบไฟฟ้ากำลังอย่างมีประสิทธิภาพ สามารถทำได้โดยการใช้งานระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในการติดต่อสื่อสารบนมาตรฐานการติดต่อสื่อสารและการปฏิบัติการเดียวกัน

2) ด้านผู้ใช้ไฟฟ้า

- **การรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นในระยะยาว** การพัฒนาเพื่อรองรับการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่ระบบไฟฟ้ายังสามารถรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า คุณภาพของพลังงานไฟฟ้าที่ดีและการปฏิบัติการของระบบที่มีประสิทธิภาพได้
- **การรองรับการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ** เนื่องจากรองรับนโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยการใช้ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเข้ามาช่วยเหลือในการบริหารจัดการพลังงาน ร่วมกับการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีด้านพลังงานต่างๆเข้าด้วยกัน เช่น ระบบเซ็นเซอร์ เป็นต้น เพื่อช่วยให้มีการใช้พลังงาน รวมทั้งการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

3) ด้านสิ่งแวดล้อม

- **การรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน**รองรับการพัฒนาและส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อการจัดหาพลังงานที่ยั่งยืนและมีประสิทธิภาพร่วมกับการใช้งานเทคโนโลยีอื่นๆ เช่น ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) เป็นต้นเพื่อการพัฒนาด้านพลังงานที่ยั่งยืนควบคู่ไปกับการรักษาสิ่งแวดล้อม

2.1 ประโยชน์จากการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

การพัฒนาระบบ Smart grid ของประเทศไทยนั้น นอกจากเป็นการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าเดิมให้มีประสิทธิภาพการใช้งานให้ดีขึ้นเพื่อรองรับการประยุกต์ใช้งานต่างๆ ในระยะยาวจากการเปลี่ยนแปลงตามสภาพเศรษฐกิจและสังคมในปัจจุบันและอนาคตแล้ว การพัฒนาและปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าเดิมให้เป็นระบบ Smart grid ยังถือเป็นการเพิ่มและเปิดโอกาสในการพัฒนาต่อยอดด้านต่างๆ ของประเทศไทยให้ดียิ่งขึ้นไปอีก ดังนี้

1) การพัฒนาด้านเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

- **เพิ่มประสิทธิภาพการดำเนินการของภาคอุตสาหกรรม** โดยการนำเทคโนโลยีระบบ Smart grid มาประยุกต์ใช้ในการบริการจัดการการใช้พลังงานไฟฟ้าในอุตสาหกรรม และการรักษาระดับคุณภาพของพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ จะสามารถช่วยลดต้นทุนการผลิตและการดำเนินการ ซึ่งส่งผลกระทบโดยตรงต่อความสามารถในการแข่งขันทางเศรษฐกิจให้แก่อุตสาหกรรมไทยได้

- **ลดมูลค่าการสูญเสียทางเศรษฐกิจจากการเกิดไฟฟ้าตกไฟฟ้าดับ** จากสถิติอัตราการเกิดไฟฟ้าตกไฟฟ้าดับในแต่ละปีของประเทศไทย ก่อให้เกิดมูลค่าความสูญเสียทางเศรษฐกิจคิดเป็นมูลค่ามหาศาล หากสามารถลดอัตราการเกิดไฟฟ้าตกไฟฟ้าดับด้วยการใช้ระบบ Smart grid มาประยุกต์ใช้ด้วยแล้ว ประเทศชาติจะได้รับผลประโยชน์

2) การพัฒนาด้านธุรกิจและการลงทุน

- **ส่งเสริมธุรกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการอนุรักษ์พลังงาน** เนื่องจากการใช้งานระบบ Smart grid จะสามารถช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และสามารถบริหารจัดการด้านการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพได้ ซึ่งถือเป็นการสนับสนุนนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการอนุรักษ์พลังงานของภาครัฐ
- **เปิดโอกาสสู่การประกอบธุรกิจใหม่** จากความสามารถในการประยุกต์ใช้งานระบบ Smart grid ที่มีความหลากหลาย นำไปสู่โอกาสของธุรกิจต่างๆ เช่น การให้คำปรึกษาด้านการบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบ Smart grid และยังนำไปสู่การจ้างงานที่เพิ่มขึ้น เป็นการกระจายรายได้ไปสู่ภูมิภาคต่างๆ ลดความเหลื่อมล้ำทางสังคมได้

3) การพัฒนาด้านวิทยาการความรู้ทางเทคโนโลยี

- **การพัฒนาบุคลากรให้มีความรู้ ความเชี่ยวชาญ** ซึ่งเป็นการพัฒนาที่ควบคู่ไปกับการพัฒนาระบบ Smart grid ทั้งนี้ยังสามารถส่งออกบุคลากรที่มีความรู้ความเชี่ยวชาญดังกล่าวไปปฏิบัติงานในต่างประเทศได้อีกด้วย
- **การพัฒนาหลักสูตรระบบ Smart grid** เป็นการสร้างชื่อเสียงในด้านวิทยากรความรู้ทางด้านเทคโนโลยีระบบ Smart grid เพื่อพัฒนาบุคลากรที่มีคุณภาพ สามารถสร้างรายได้ให้กับประเทศ และดึงดูดความสนใจจากต่างประเทศในด้านการศึกษาวิจัยและพัฒนา
- **การพัฒนาโครงการนำร่องเทคโนโลยีระบบ Smart grid** โดยสามารถดำเนินการให้เป็นโครงการนำร่องในระดับชาติ เพื่อใช้เป็นโครงการตัวอย่างในการดึงดูดความสนใจจากต่างประเทศ ซึ่งถือเป็นช่องทางและโอกาสในการส่งออกเทคโนโลยีระบบ Smart grid ของประเทศไทย

การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางด้านการทำงานของผู้ให้บริการคือ การไฟฟ้าทั้ง 3 การ ซึ่งจะต้องมีการปรับปรุงคุณภาพการให้บริการต่อผู้ใช้ไฟฟ้าให้ดีขึ้น (Utility Operation and Service) และเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศในภาพรวม นอกจากนั้นการพัฒนาดังกล่าวจะมีส่วนช่วยพัฒนาศักยภาพการแข่งขันระบบเศรษฐกิจและภาคอุตสาหกรรมของประเทศ (Economic and Industrial Competitiveness) ให้มากขึ้นด้วย

ทั้งนี้ ประโยชน์หลักที่เกิดขึ้นต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้บริการไฟฟ้ารวมถึงระบบเศรษฐกิจของประเทศอันเนื่องมาจากการพัฒนาระบบไฟฟ้าโครงข่ายสมาร์ทกริดในประเทศไทย สามารถสรุปได้ดังนี้

1) เพิ่มความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้าที่ประชาชนจะได้รับ
2) เพิ่มความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย

3) พัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ ให้ตอบสนองต่อความต้องการของผู้ใช้และเพิ่มคุณภาพชีวิตของประชาชน
4) แก้ปัญหามาตรฐานการเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต หากไม่มีการวางแผนไว้ล่วงหน้าอย่างรอบคอบ
5) พัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศในธุรกิจใหม่ที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

2.2 ผลของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดต่อนโยบายทางด้านพลังงานของกระทรวงพลังงาน

นอกจากการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะเกิดประโยชน์ต่อการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบไฟฟ้าซึ่งมีความสำคัญต่อการพัฒนาประเทศตามที่กล่าวในหัวข้อที่ผ่านมาแล้ว ยังส่งผลโดยตรงต่อการกำหนดนโยบายที่สำคัญของกระทรวงพลังงานด้วย คือ นโยบายทางด้านการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน นโยบายด้านการอนุรักษ์พลังงาน และนโยบายการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

1) ผลของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดต่อนโยบายทางด้านการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เช่น การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน หรือการติดตั้งระบบพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จะช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นสูงและสามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้มากขึ้น ดังนั้น การจัดทำแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ในอนาคต จะสามารถกำหนดให้มีสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนได้สูงกว่าเดิมโดยไม่ส่งผลกระทบต่อคุณภาพและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า นอกจากนี้ การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจะพลังงานหมุนเวียนจะไม่ถูกจำกัดด้วยเงื่อนไขของระบบส่งไฟฟ้าอีกต่อไป

2) ผลของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดต่อนโยบายทางด้านการอนุรักษ์พลังงาน

การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเช่น ระบบบริหารจัดการพลังงานในอาคาร (BEMS) หรือเทคโนโลยีการตอบสนองของโหลด (Demand Response) จะช่วยเพิ่มทางเลือกให้กับภาครัฐที่จะส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน การลดการใช้พลังงาน และการใช้พลังงานอย่างประสิทธิภาพได้มากขึ้น ดังนั้น การจัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) ในอนาคต จะสามารถคาดหวังสัดส่วนการลดความเข้มข้นของการใช้พลังงานที่สูงขึ้นได้ และสามารถกำหนดมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพได้หลากหลายมากขึ้น อันจะส่งผลให้ช่วยลดความต้องการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศอย่างมีนัยสำคัญได้

3) ผลของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดต่อนโยบายการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ

เนื่องจากการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะช่วยให้สามารถลดความต้องการใช้พลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศตามนโยบายทางด้านการอนุรักษ์พลังงาน และช่วยเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามนโยบายทางด้านการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน ดังนั้น จะส่งผลต่อการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) ของประเทศในที่สุด นอกจากนี้ การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเช่น ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ ระบบไมโครกริด และระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ จะช่วยเพิ่มทางเลือกของการสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตให้หลากหลายมากขึ้น ส่งผลให้การจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศในอนาคตจะมีความยืดหยุ่นมากขึ้น

3. บริบท/ปัจจัยการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

ปัจจัยที่เร่งให้เกิดการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในประเทศต่างๆ ทั่วโลก มีความแตกต่างกันไปตามบริบทปัญหาและความจำเป็นเร่งด่วนของประเทศนั้นๆ ทั้งนี้ ในการจัดทำแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศ ได้พิจารณาทั้งบริบท/ปัจจัยการพัฒนาในต่างประเทศและความจำเป็นในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย ดังนี้

3.1 บริบท/ปัจจัยการพัฒนาในต่างประเทศ

โดยทั่วไป แนวคิด เหตุผลและความจำเป็นของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของแต่ละประเทศจะแตกต่างกันไปตามคุณลักษณะของระบบไฟฟ้า โครงสร้างพื้นฐาน และความพร้อมของโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศนั้นๆ จากการรวบรวมแนวคิดของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศต่างๆ จากบทความวิชาการและเอกสารต่างๆ จะสามารถแบ่งแนวคิดในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้เป็น 4 กลุ่มประเภทหลักๆคือ (1) เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศ (2) เพื่อปรับปรุงระบบไฟฟ้าในประเทศให้สามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณสูงได้(3) เพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว และ (4) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและการใช้พลังงานไฟฟ้าโดยรายละเอียดสำคัญๆ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 แนวคิดของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในต่างประเทศ

แนวคิดในการพัฒนา	เป้าประสงค์	ตัวอย่างประเทศ	เทคโนโลยีหลัก
- เพื่อเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า	- ปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าที่เริ่มล้าสมัย - ลดค่าใช้จ่ายในการบำรุง รักษา - เพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า	- สหรัฐอเมริกา - แคนาดา	- เทคโนโลยีการปรับปรุงระบบส่งและระบบจำหน่าย - เทคโนโลยีการจัดการไฟฟ้าดับและการแก้ไขอัตโนมัติ - เทคโนโลยีสมาร์ทมิเตอร์ขั้นสูง - เทคโนโลยีการเฝ้าสังเกตและการควบคุมจากระยะไกล
- เพื่อให้สามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณสูงได้	- เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน - กระจายเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า - พัฒนาเมืองสมัยใหม่ที่ปลดปล่อย CO2ต่ำ	- ญี่ปุ่น (พลังงานแสงอาทิตย์) - ประเทศในกลุ่มสแกนดิเนเวีย (พลังงานลม) - เยอรมนี (ชีวมวล)	- เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัวหรือไมโครกริด - เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน - รถยนต์ไฟฟ้า (EV) - เทคโนโลยีการปรับปรุงระบบส่งและระบบจำหน่าย
- เพื่อรองรับการเพิ่มขึ้นของความต้องการไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว	- รองรับการเพิ่มของความต้องการไฟฟ้าอย่างรวดเร็วในประเทศกำลังพัฒนา	- จีน - อินเดีย - บราซิล	- เทคโนโลยีโรงไฟฟ้าใหม่ - เทคโนโลยีระบบส่งและจำหน่ายแบบใหม่ - เทคโนโลยีการเฝ้าสังเกตและ

แนวคิดในการพัฒนา	เป้าประสงค์	ตัวอย่างประเทศ	เทคโนโลยีหลัก
			การควบคุมจากระยะไกล
- เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและการใช้พลังงาน	- สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าใช้เองได้อย่างพอเพียง - พัฒนาเทคโนโลยีเพื่อการส่งออกสินค้าและบริการ	- ญี่ปุ่น - เกาหลี - จีน - สิงคโปร์	- เทคโนโลยีสมาร์ทมิเตอร์ขั้นสูง - เทคโนโลยีระบบบริหารจัดการพลังงาน - เทคโนโลยีที่เกี่ยวกับระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานทางด้านพลังงาน ขนส่ง การดำรงชีวิต การประกอบธุรกิจ ฯลฯ

อย่างไรก็ดี เมื่อพิจารณาแนวคิดในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในต่างประเทศนั้น ประเทศไทยอาจจะไม่จำเป็นต้องนำมาใช้ทั้งหมด โดยระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยอาจไม่จำเป็นต้องล้ำสมัยมากที่สุด อาจไม่จำเป็นต้องปลดปล่อย CO_2 น้อยที่สุด หรืออาจไม่จำเป็นต้องลงทุนทุกเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องเนื่องจากทิศทางของการพัฒนาระบบไฟฟ้าจะต้องสอดคล้องกับบริบทการพัฒนาของประเทศไทยเองเพื่อให้เหมาะสมกับคุณลักษณะของประเทศเพื่อให้เกิดการพัฒนาที่ยั่งยืน อย่างไรก็ดี ก็ยังจะต้องศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจากต่างประเทศเพื่อเป็นจุดเริ่มต้นและเป็นตัวอย่างของการพัฒนาอย่างรอบคอบ และเพื่อนำสิ่งที่ดีของโครงสร้างแต่ละประเทศมาประยุกต์ใช้กับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทยได้ทั้งนี้ จะเห็นว่าในหลายๆ ประเทศ เช่น สาธารณรัฐประชาชนจีนญี่ปุ่นสหรัฐอเมริกา และ ประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรป ได้เริ่มดำเนินการกิจกรรมนำร่องที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดไปบ้างแล้ว การลงทุนในแต่ละเทคโนโลยีก็เกิดผลประโยชน์และมีต้นทุนในการลงทุนที่แตกต่างกัน จากผลการศึกษาของ Electric Power Research Institute (EPRI) ประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งได้ทำการศึกษาผลประโยชน์จากการลงทุนโครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดและประมาณการกรอบวงเงินที่ใช้ในการลงทุนพัฒนาของประเทศสหรัฐอเมริกา จะพบว่ากรอบวงเงินลงทุนที่ต้องใช้ ผลประโยชน์ที่ได้รับและสัดส่วนประโยชน์ต่อเงินลงทุนของโครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในสหรัฐอเมริกา สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.2โดยหากมีการดำเนินโครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในสหรัฐอเมริกาครอบคลุมทั้งประเทศ จะต้องใช้เงินลงทุนทั้งสิ้นประมาณ 337,678 – 476,190 ล้านดอลลาร์สหรัฐ (USD) แต่จะก่อให้เกิดผลประโยชน์ทั้งทางตรงต่อการไฟฟ้าฯ ผลประโยชน์ทางอ้อมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และต่อสังคมโดยรวมประมาณ 1,294,000 – 2,028,000 ล้านดอลลาร์สหรัฐซึ่งคิดเป็นสัดส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุน (Benefit to cost ratio) ประมาณ 2.8 – 6.0 เท่า

ตารางที่ 3.2 สรุปผลการประเมินเงินลงทุน ผลประโยชน์ที่ได้รับ และสัดส่วนผลประโยชน์ต่อเงินลงทุนโครงการ

	20-Year Total ($billion)
Net Investment Required	338 – 476
Net Benefit	1,294 – 2,028
Benefit-to-Cost Ratio	2.8 – 6.0

ผลการศึกษาดังกล่าวให้รายละเอียดเกี่ยวกับกรอบเวลาในการลงทุนซึ่งครอบคลุมช่วงระยะเวลาประมาณ 20 ปีโดยมีค่าใช้จ่ายเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 17,000– 24,000 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อปี ซึ่งครอบคลุมการลงทุนในส่วนของโครงสร้างพื้นฐานระบบส่งและสถานีไฟฟ้าการลงทุนในระบบจำหน่าย และการลงทุนในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า รายละเอียดของสัดส่วนการลงทุนในส่วนต่างๆ แสดงดังตารางที่ 3.3

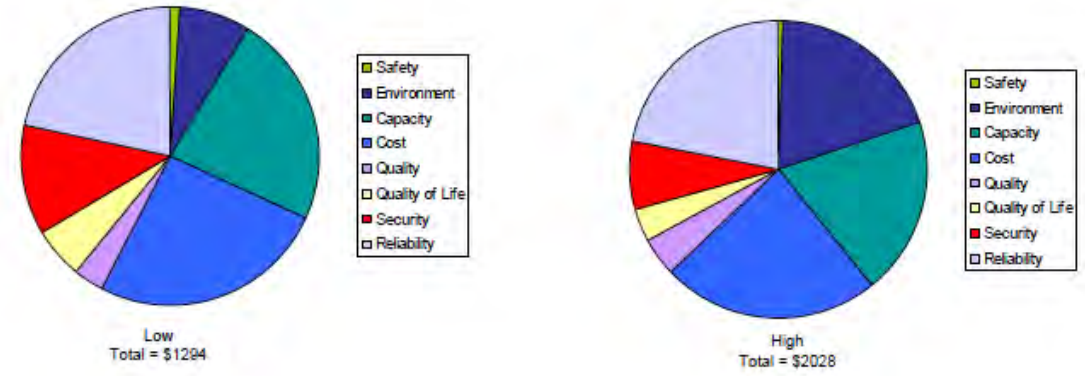
ตารางที่ 3.3 ประเภทของเงินลงทุนที่ใช้ในการลงทุนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

Costs to Enable a Fully Functioning Smart Grid ($M)		
	Low	**High**
Transmission and substations	82,046	90,413
Distribution	231,960	339,409
Consumer	23,672	46,368
Total	**337,678**	**476,190**

การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะก่อให้เกิดผลประโยชน์ทั้งทางตรงต่อการไฟฟ้าฯ และทางอ้อมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า โดยผลประโยชน์จากการพัฒนาระบบ Smart grid ดังกล่าวจะสะท้อนไปยังการพัฒนาในภาคส่วนต่างๆ เช่น ค่าใช้จ่ายที่ลดลงในภาคการผลิตและการปฏิบัติการของระบบไฟฟ้ากำลัง การปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การปรับปรุงคุณภาพทางไฟฟ้า และการปรับปรุงการให้บริการทางไฟฟ้า ซึ่งได้มีการประเมินผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นต่อภาคส่วนต่างๆ ทั้งในกรณีสูงและกรณีต่ำดังสรุปได้ตามตารางที่ 3.4 และรูปที่ 3.1

ตารางที่ 3.4 ผลประโยชน์ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

Attribute	**Net Present Worth (2010) $B**	
	Low	**High**
Productivity	1	1
Safety	13	13
Environment	102	390
Capacity	299	393
Cost	330	475
Quality	42	86
Quality of Life	74	74
Security	152	152
Reliability	281	444
Total	**1294**	**2028**



รูปที่ 3.1 ผลประโยชน์ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

3.2 บริบท/ปัจจัยการพัฒนาภายในประเทศ

ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มเติบโตขึ้นมาโดยตลอด ทำให้ต้องทำการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเข้ามาในระบบอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ดี การก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปัจจุบันทำได้ยากมากขึ้นเรื่อยๆ เนื่องจากติดขัดปัญหาเรื่องการจัดหาพื้นที่ในการก่อสร้าง ปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาวะแวดล้อมและระบบนิเวศน์ และการต่อต้านจากภาคประชาชนในพื้นที่ นอกจากนี้ หากต้องทำการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเข้ามาในระบบเพื่อรองรับการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ตลอดเวลา ก็จะเป็นการแก้ปัญหาที่ไม่มีวันสิ้นสุด และจะกระทบต่อความมั่นคงทางพลังงานของประเทศในที่สุด แนวคิดของการแก้ปัญหาที่นำไปสู่ความยั่งยืนของประเทศมากกว่าก็คือ การพยายามบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้นและส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและพลังงานอื่นๆ ใช้เองในบริเวณศูนย์กลางที่มีการใช้พลังงาน

ในมิติของการจัดหาแหล่งพลังงาน ในปัจจุบัน ประเทศไทยพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศเป็นหลัก จากข้อมูลในปี 2554 พบว่ากว่าร้อยละ 60 ของความต้องการพลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy) มาจากการนำเข้าโดยมีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันสูงถึงร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้น้ำมันทั้งหมดภายในประเทศและยังมีแนวโน้มจะสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องนอกจากนี้ การผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันก็ยังมีการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสูงถึงกว่าร้อยละ 70 ดังนั้น การผลิตและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อลดการนำเข้าพลังงานปฐมภูมิ และการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานหมุนเวียนอย่างจริงจังเพื่อช่วยลดสัดส่วนการนำเข้าเชื้อเพลิงและเพื่อกระจายความเสี่ยงจากการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าของประเทศจึงถือเป็นหนึ่งในเป้าหมายหลักที่คาดว่าจะบรรเทาปัญหาทางด้านพลังงานของประเทศได้อย่างมีนัยสำคัญ โดยในอนาคต หากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำขนาดเล็ก พลังงานจากชีวมวล พลังงานจากก๊าซชีวภาพ และพลังงานจากขยะมีต้นทุนการผลิตถูกลงอย่างมีนัยสำคัญและได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวาง ก็อาจสามารถพัฒนาให้เป็นแหล่งพลังงานหลักในการผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทยในระยะยาวได้

จากเหตุผลดังกล่าวกระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 - 2573) ขึ้นเพื่อใช้เป็นแผนแม่บทในการเพิ่มประสิทธิภาพและช่วยบริหารจัดการการใช้พลังงานของประเทศและวางยุทธศาสตร์การลดการใช้พลังงานส่วนที่ไม่จำเป็นลง และจัดทำแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 - 2564) เพื่อกำหนดกรอบและทิศทางการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนของประเทศทั้งนี้ เป้าหมายหลักของแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือกฯ ก็คือการส่งเสริมให้สัดส่วนการใช้พลังงาน

หมุนเวียนหรือพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นโดยมีเป้าหมายคิดเป็นร้อยละ 25 ของการใช้พลังงานรวมทั้งหมดของประเทศซึ่งจะส่งผลให้แนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสูงขึ้นนั่นเอง อย่างไรก็ตามการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้ายังมีข้อจำกัดอยู่ในปัจจุบันเนื่องจากเทคโนโลยีการผลิตและการส่งจ่ายของระบบไฟฟ้ากำลังแบบดั้งเดิมไม่ได้ถูกออกแบบให้รองรับความสามารถเหล่านี้เอาไว้ตั้งแต่ต้น ซึ่งการใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดโดยการนำเทคโนโลยีสารสนเทศและการจัดการระบบข้อมูลเข้ามาใช้ จะเป็นแนวทางสำคัญประการหนึ่งที่จะสามารถช่วยให้สามารถบรรลุวัตถุประสงค์ตามแผนแม่บททั้งสองแผนได้ นอกจากนี้ การใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะช่วยให้การวางแผนการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมีมิติที่หลากหลายมากขึ้นนอกเหนือไปจากการพยายามก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว แต่จะเพิ่มความสามารถในการบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นมากขึ้นและสามารถเพิ่มสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้มากขึ้น

ในปัจจุบัน หน่วยงานการไฟฟ้าฯ ทั้งสามแห่งของประเทศไทยทั้ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้ตื่นตัวในด้านการพัฒนาระบบไฟฟ้าของตนให้มีความสามารถใกล้เคียงกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดหรือ Smart grid มากขึ้น และได้จัดทำแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของตนแล้ว อย่างไรก็ดี ในการพัฒนาระบบไฟฟ้าในปัจจุบันให้ไปสู่ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดนั้น ควรจะต้องมีการบูรณาการข้อมูลให้เกิดการพัฒนาร่วมกันเพื่อไม่ให้เกิดการลงทุนที่ซ้ำซ้อน และระบบของแต่ละหน่วยงานที่พัฒนาขึ้นต้องมีความเข้ากันได้โดยสมบูรณ์ นอกจากนี้ ผู้กำหนดนโยบายการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศซึ่งก็คือกระทรวงพลังงาน ควรจะต้องกำหนดกรอบให้โครงการต่างๆ ที่พัฒนาขึ้นโดยการไฟฟ้าทั้งสามแห่งและภาคเอกชนเป็นไปตามหลักการและสอดคล้องกับนโยบายของการพัฒนาของประเทศทั้งนี้ การกำหนดนโยบายหรือขอบเขตโครงการต่างๆ เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดให้ชัดเจนจึงเป็นสิ่งที่จำเป็นจะต้องมีการศึกษาอย่างรอบคอบ โดยประเด็นหลัก ก็คือ อะไรเป็นคุณลักษณะจำเพาะที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยและจะสามารถวัดสมรรถนะหรือความผลสัมฤทธิ์ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดนั้นได้อย่างไร ซึ่งประเด็นเหล่านี้ทำให้กระทรวงพลังงาน จำเป็นที่จะต้องเร่งจัดทำแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศเพื่อใช้เป็นกรอบนโยบายที่สำคัญให้หน่วยงานต่างๆ มีทิศทางการพัฒนาที่สอดคล้องกับเป้าหมายการพัฒนาของประเทศ

3.2.1 แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กฟผ. เป็นหน่วยงานหนึ่งที่ได้เริ่มทำการวางแผนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อพัฒนาปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้มีความทันสมัย ประหยัด มีประสิทธิภาพ และมีส่วนช่วยในการลดสภาวะโลกร้อน โดย กฟผ. ได้ทำการร่างแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของตน และทำการศึกษาผลกระทบที่มีต่อผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องร่วม เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง ผู้ผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก โดยได้ทำการว่าจ้างศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะทางด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลังจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยทำหน้าที่เป็นที่ปรึกษาจัดทำแผนที่นำทาง

3.2.2 แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

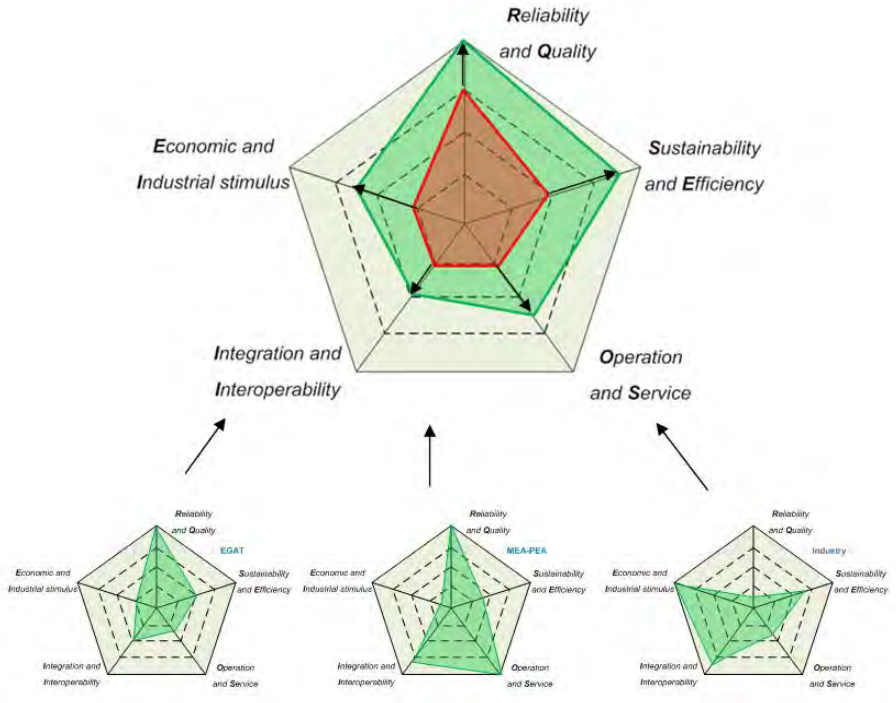
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีแผนพัฒนาโครงการ“โครงข่ายสมาร์ทกริด PEA Smart grid” ให้ครอบคลุมทั่วทั้งระบบภายใน 15 ปีข้างหน้าโดยมีจุดมุ่งหมายหลักในการพัฒนาเทคโนโลยีด้านระบบไฟฟ้าและ

เทคโนโลยีด้านสารสนเทศและการสื่อสารให้เป็นระบบอัตโนมัติที่มีความสามารถมากยิ่งขึ้น โดยมีศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะทางด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยทำหน้าที่เป็นที่ปรึกษาในการจัดทำร่างแผนที่นำทาง

3.2.3 แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้านครหลวง

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ได้ว่าจ้างศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะทางด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยทำหน้าที่เป็นที่ปรึกษาในการร่างแผนที่นำทางพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดย กฟน. ได้กำหนดแผนการในพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดครอบคลุมระยะเวลาทั้งหมด 15 ปีซึ่งแผนดังกล่าวกำหนดการเริ่มต้นการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดตั้งแต่ช่วง พ.ศ. 2555 – 2569

ในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศ หน่วยงานที่มีส่วนเกี่ยวข้องในทุกภาคส่วน ทั้งจากภาครัฐ คือการไฟฟ้าฝ่ายผลิตการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและภาคเอกชนคือ นักลงทุน ภาคอุตสาหกรรม สถาบันการศึกษา และผู้ใช้ไฟฟ้านั้น ต่างก็มีบทบาทในการพัฒนาทั้งสิ้นหากแต่มุมมองการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของแต่ละภาคส่วนนั้นย่อมเป็นไปตามภารกิจหลักของแต่ละหน่วยงานดังนั้นกระทรวงพลังงานจึงจำเป็นต้องวางกรอบการพัฒนานโยบายระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในภาพรวม เพื่อให้แต่ละหน่วยงานซึ่งมีงบประมาณในการพัฒนาของตนเองมีทิศทางการพัฒนาและลงทุนที่สอดคล้องกับกรอบการพัฒนาตามนโยบายของประเทศ อันจะส่งผลให้เกิดการจัดหาไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ มีประสิทธิภาพ ยั่งยืน มีคุณภาพบริการที่ดี และเกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศได้ในที่สุดต่อไป แนวคิดดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 บทบาทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของแต่ละภาคส่วนต่อยุทธศาสตร์ต่างๆ

4. ยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย

4.1 วิสัยทัศน์

เพื่อให้การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในประเทศไทยเกิดประโยชน์ต่อระบบไฟฟ้าและผู้ใช้บริการไฟฟ้ารวมถึงระบบเศรษฐกิจของประเทศตามที่กล่าวไว้ในส่วนที่ผ่านมานั้นสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานในฐานะผู้จัดทำแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยได้กำหนดวิสัยทัศน์ (Vision) ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยคือ

<u>วิสัยทัศน์</u> "ส่งเสริมให้เกิดการจัดหาไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ มีประสิทธิภาพ ยั่งยืน มีคุณภาพบริการที่ดี และเกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศ"

4.2 ประเด็นยุทธศาสตร์

เพื่อให้วิสัยทัศน์ในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทยสามารถขับเคลื่อนไปได้อย่างมีเป้าหมายและมีผลสัมฤทธิ์ที่เป็นรูปธรรม จึงได้กำหนดประเด็นยุทธศาสตร์ในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด 5 ด้าน ดังนี้

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 1 ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า (Power Reliability and Quality)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านความเชื่อถือได้และคุณภาพกำลังไฟฟ้าเป็นประเด็นที่การไฟฟ้าทั้งสามของประเทศไทยให้ความสำคัญ และการไฟฟ้าทั่วโลกยอมรับในการใช้ประกอบการประเมินระบบไฟฟ้าประเด็นยุทธศาสตร์นี้เป็นการพิจารณาทางด้านเทคนิคซึ่งครอบคลุมทั้ง ความเพียงพอของพลังงานไฟฟ้า ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Capacity, Reliability, and Quality) โดยการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะต้องทำให้มีระบบไฟฟ้ามีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่เพียงพอ มีความต่อเนื่องของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้และไม่มีปัญหาคุณภาพของแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่อาจส่งผลให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าได้

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 2 ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน (Energy Sustainability and Efficiency)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงานเป็นประเด็นที่หลายประเทศทั่วโลกให้ความสนใจ เนื่องจากความต้องการในการหาแหล่งพลังงานแหล่งใหม่เพื่อทดแทนการใช้พลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่อย่างจำกัดและการบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพจะเป็นการช่วยลดความต้องการใช้เชื้อเพลิงลง และช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเป็นปัญหาใหญ่ของโลกในปัจจุบันด้วยโดยการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะต้องช่วยให้มีการผลิตและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อช่วยลดต้นทุน บรรเทาปัญหาการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิง และช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ จะต้องรองรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในปริมาณมากได้

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 3 ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ (Utility Operation and Service)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านการทำงานและการบริการของการไฟฟ้ามีความจำเป็นที่จะต้องทำการประเมินควบคู่ไปกับการพัฒนาเทคโนโลยีหรือนวัตกรรมใหม่ของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเนื่องจากการใช้งานระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดสามารถสื่อเป็นนัยสำคัญได้ว่าการทำงานของทั้งระบบไฟฟ้าและกิจการไฟฟ้าต้องพัฒนาไปในทางที่ดีขึ้น ดังนั้นจึงต้องมีดัชนีวัดผลมารองรับคุณลักษณะด้านนี้โดยการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะต้องช่วยให้การดำเนินงานของการไฟฟ้าฯ ทั้งทางด้านเทคนิคและการให้บริการ มีประสิทธิภาพและมีความถูกต้องแม่นยำมากขึ้น ซึ่งจะลดระยะเวลาในการปฏิบัติงานต่างๆ ลง และส่งผลต่อการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ดีขึ้นโดยตรง

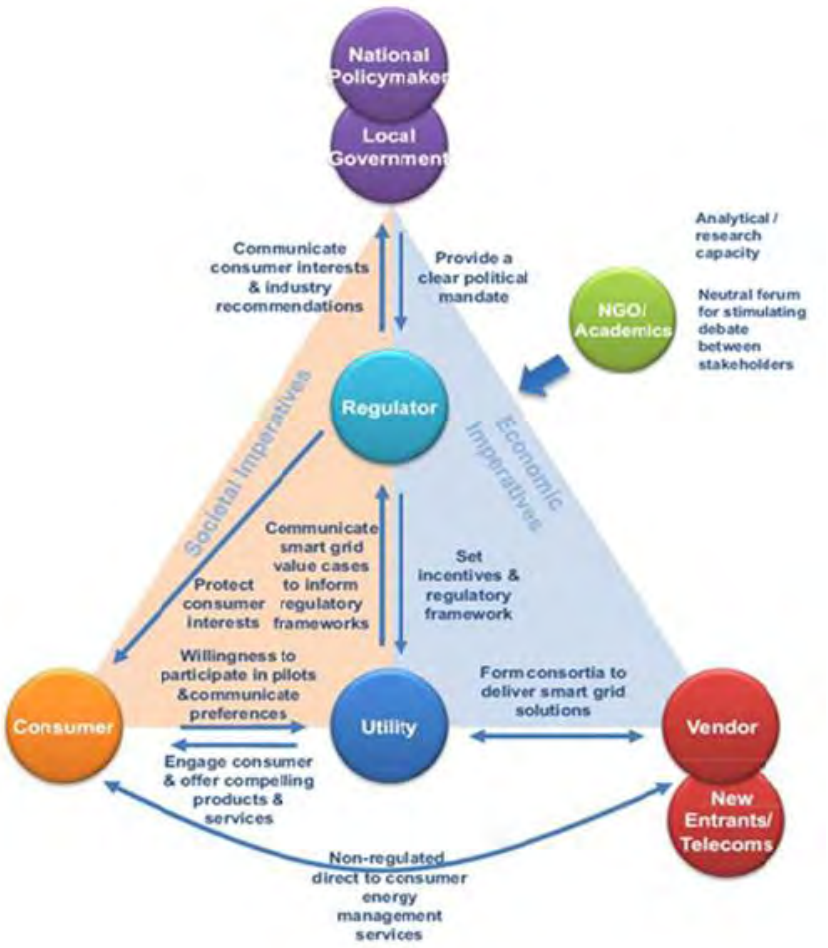
ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 4 ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ (Integration and Interoperability)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านการผสมผสานและความสามารถในการทำงานร่วมกันเป็นประเด็นสำคัญที่จะต้องได้รับการพิจารณาอย่างรอบคอบเนื่องจากการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะก่อให้เกิดนวัตกรรมการพัฒนาอุปกรณ์ใหม่ๆ เป็นจำนวนมาก อุปกรณ์เหล่านี้จะต้องมีการรับส่งข้อมูลต่อกันตลอดเวลา การรวมทุกอุปกรณ์ในระบบเข้าด้วยกันเพื่อรองรับการใช้มาตรฐานควบคุมที่มีความสอดคล้องและเป็นไปในรูปแบบเดียวกันจำเป็นที่จะต้องมีการออกแบบอย่างเป็นระบบ นอกจากมุมมองประโยชน์ในการรวมอุปกรณ์ในระบบเข้าด้วยกันแล้วยังมีประเด็นอื่นที่ต้องพิจารณาจากคุณลักษณะด้านนี้ด้วย เช่น การเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบต้องมีความง่าย การผลิตไฟฟ้าจากภาคผู้ใช้ไฟฟ้าต้องสามารถส่งเข้าสู่ระบบได้ทันที และระยะเวลาในการเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าจะต้องสั้นลง เป็นต้นโดยการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะต้องช่วยให้อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบสามารถทำงานประสานกันได้มากขึ้นโดยอาศัยเทคโนโลยีของ ICT ซึ่งจะส่งเสริมให้เกิดรูปแบบการให้บริการใหม่ๆ แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้อีกด้วย

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 5 ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม (Economic and Industrial Competitiveness)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมมีความจำเป็นจะต้องนำมาพิจารณา เนื่องจากการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมีผลกระทบโดยตรงต่อทั้งภาคเศรษฐกิจและภาคอุตสาหกรรมทั้งในด้านของการลงทุนในประเทศที่เพิ่มขึ้น อัตราการจ้างแรงงานที่เพิ่มขึ้น และการลงทุนในภาคอุตสาหกรรมเพื่อสร้างนวัตกรรมใหม่ เช่น เครื่องใช้ไฟฟ้าแบบสมาร์ท (Smart Appliances) และพาหนะไฟฟ้า (Electric Vehicle; EV) เป็นต้นการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดโดยการพึ่งพาการนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศเพียงอย่างเดียวจะเป็นการพัฒนาที่ไม่ยั่งยืนและส่งผลเสียต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศ ดังนั้น การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดซึ่งยังถือว่าเป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ประเทศไทยสามารถสร้างองค์ความรู้และสามารถพัฒนาเทคโนโลยีตามประเทศอื่นได้ทันจะต้องให้ความสำคัญกับการสร้างบุคลากร และการส่งเสริมอุตสาหกรรมภายในประเทศด้วย โดยการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดควรมีส่วนช่วยในการกระตุ้นการเติบโตของภาคเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศไปพร้อมๆ กัน

ทั้งนี้ ในการพัฒนาระบบไฟฟ้าจากปัจจุบันให้เป็นระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดนั้น จะส่งผลกระทบต่อผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเป็นวงกว้างโดยบทบาทและหน้าที่ของภาคส่วนต่างๆ นั้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.1 โดยที่หน่วยงาน/องค์กรที่ทำหน้าที่กำหนดนโยบาย (Policy maker) ซึ่งก็คือ กระทรวงพลังงาน จะเป็นหน่วยงานสำคัญซึ่งทำหน้าที่กำหนดแผนแม่บทหรือแผนนโยบาย (Policy Plan) และทิศทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศในภาพรวมจากนั้น นโยบายและทิศทางการพัฒนานี้จะถูกส่งผ่านไปยังฝ่ายกำกับดูแล (Regulator) ซึ่งจะทำหน้าที่แปลงแผนแม่บทและแผนปฏิบัติการ (Action Plan) เพื่อให้หน่วยงานในกำกับฯ ดำเนินกิจกรรมการพัฒนาองค์กรที่สอดคล้องกับนโยบายของภาครัฐฝ่ายกำกับดูแลนี้จะทำหน้าที่กำกับการไฟฟ้าฯ (Utility) และในขณะเดียวกันก็จะรับฟังความคิดเห็นจากผู้ใช้ไฟฟ้า (Consumer) ด้วยสำหรับผู้มีส่วนเกี่ยวข้องภาคส่วนอื่นๆเช่นนักลงทุนภาคเอกชน (Investor/Vendor) และหน่วยงานวิจัยหรือสถาบันการศึกษาก็จะมีส่วนประสานสัมพันธ์กับการไฟฟ้าฯและผู้ใช้ไฟฟ้าในรูปแบบของการสนับสนุนทางเทคโนโลยีและองค์ความรู้ และการพัฒนาอุปกรณ์หรือเทคโนโลยีใหม่เพื่อใช้งานในส่วนต่างๆ



รูปที่ 4.1 ตัวอย่างโครงสร้างความสัมพันธ์ของหน่วยงาน/องค์กรที่เกี่ยวข้อง
(ที่มา: World Economic Forum)

4.3 เป้าประสงค์และตัวชี้วัดผลสัมฤทธิ์

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 1 ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า

สำหรับประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้าสามารถกำหนดดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ตามเป้าประสงค์ 2 ข้อ คือ (1) พัฒนาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 2 ดัชนี และ (2) พัฒนาคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 2 ดัชนี ดังแสดงได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพไฟฟ้า

เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
พัฒนาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์	1. ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี) 2. จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี)
พัฒนาคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์	1. การเบี่ยงเบนแรงดันจากเกณฑ์ที่กำหนด (ครั้ง/ปี) 2. การเบี่ยงเบนความถี่จากเกณฑ์ที่กำหนด (ครั้ง/ปี)

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 2 ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน

สำหรับประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน สามารถกำหนดดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ตามเป้าประสงค์ 4 ข้อ คือ (1) เพิ่มความสามารถในการพึ่งพาแหล่งพลังงานภายในประเทศจำนวน 2 ดัชนี (2) เพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการกำลังผลิตหลักของประเทศจำนวน 2 ดัชนี (3) เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิในการผลิตไฟฟ้าจำนวน 2 ดัชนี และ (4) พัฒนาและใช้งานระบบไฟฟ้าแบบ Microgrid จำนวน 1 ดัชนี ดังแสดงได้ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและการใช้พลังงาน

เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
เพิ่มความสามารถในการพึ่งพาแหล่งพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศ	1. อัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%) 2. อัตราส่วนระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อกำลังผลิตติดตั้งโดยรวมของทั้งประเทศ (%)
เพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการกำลังผลิตหลักของประเทศ	1. ค่าสูงสุดของผลต่างระหว่างโหลดค่ายอด (Peak load) กับโหลดค่าฐาน (Base load) เทียบกับโหลดค่ายอด ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามองเห็น (%) 2. ค่าสูงสุดของอัตราส่วนระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในการปฏิบัติการ (Operation reserve) คิดเฉพาะ Spinning reserve ต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ขณะนั้น
เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิในการผลิตไฟฟ้า	1. ร้อยละพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่าย (T&D) เทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด (%) 2. อัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration, CCHP) ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%)

เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
พัฒนาและใช้งานระบบไฟฟ้าแบบ Microgrid	1. อัตราส่วนระหว่างผลรวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายใน Microgrid ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%)

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 3 ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ

สำหรับประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน สามารถกำหนดดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ตามเป้าประสงค์ 4 ข้อ คือ (1) การบริการมีประสิทธิภาพดีขึ้นซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 2 ดัชนี (2) การบริการมีความถูกต้องแม่นยำโปร่งใสซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 2 ดัชนี (3) การทำงานมีประสิทธิภาพดีขึ้นซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 1 ดัชนี และ (4) การทำงานมีความถูกต้องแม่นยำซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 1 ดัชนี ดังแสดงได้ดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ

เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
การบริการมีประสิทธิภาพดีขึ้น	1. จำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับต่อปี (ครั้ง/ปี) 2. ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับต่อปี (นาที/ปี)
การบริการมีความถูกต้องแม่นยำโปร่งใส	1. จำนวนมิเตอร์แบบอัตโนมัติ (สมาร์ทมิเตอร์และมิเตอร์มิเตอร์อัตโนมัติอื่นๆ) ต่อจำนวนมิเตอร์ทั้งหมดในระบบจำหน่าย (%) 2. สัดส่วนของ kWh ที่จ่ายผ่านมิเตอร์แบบอัตโนมัติ (สมาร์ทมิเตอร์และมิเตอร์อัตโนมัติอื่นๆ) ต่อ kWh ทั้งหมดที่จ่ายในระบบ (%)
การทำงานมีประสิทธิภาพดีขึ้น	1. ระยะเวลาในการดำเนินการเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่ (วัน)
การทำงานมีความถูกต้องแม่นยำ	1. ร้อยละของความผิดพร่องในระบบไฟฟ้าที่ไม่ทราบสาเหตุ (%)

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 4 ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ

สำหรับประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ สามารถกำหนดดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ตามเป้าประสงค์ 2 ข้อ คือ (1) มีความสามารถในการอัพเกรดและถ่ายโอนเทคโนโลยีด้านระบบสื่อสารของอุปกรณ์และมิเตอร์รวมถึงอุปกรณ์ประเภท IED ไปสู่การทำงานแบบ Interoperabilityซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 1 ดัชนี และ (2) สามารถเข้าถึงและแลกเปลี่ยน (Accessibility & Interchangeability) ข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟอย่างเป็นมาตรฐานเพื่อใช้ในการบริหารจัดการพลังงาน (รู้สถานะของการผลิตไฟฟ้าจาก DG และสถานะ Demand Response แบบ Real time)ซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 3 ดัชนี ดังแสดงได้ดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ

เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
ความสามารถในการอัพเกรดและถ่ายโอนเทคโนโลยีด้านระบบสื่อสารของอุปกรณ์และมิเตอร์รวมถึงอุปกรณ์ประเภท IED ไปสู่การทำงานแบบInteroperability	1. ร้อยละของจำนวนสถานีไฟฟ้าที่สามารถสื่อสารได้ ตามมาตรฐานการสื่อสารในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการยอมรับในระดับชาติ (%)
สามารถเข้าถึงและแลกเปลี่ยน (Accessibility &Interchangeability) ข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟอย่างเป็นมาตรฐานเพื่อใช้ในการบริหารจัดการพลังงาน (รู้สถานะของการผลิตไฟฟ้าจาก DG และสถานะ Demand Response แบบ Real time)	1. ร้อยละของจำนวนผู้ใช้ไฟรายสุดท้าย (End-use) ที่สามารถเข้าถึงการขอใช้บริการการจัดการพลังงาน 2. ร้อยละของ DG (VSPP เป็นหลัก) ที่สามารถเข้าถึงข้อมูลและควบคุมสถานะได้แบบ Real time (%) 3. ร้อยละของผู้ใช้ไฟที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ต่อ ผู้ใช้ไฟทั้งหมด (%)

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 5 ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

สำหรับประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม สามารถกำหนดดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ตามเป้าประสงค์ 3 ข้อ คือ (1) สามารถพัฒนาบุคลากรและเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 3 ดัชนี (2) การบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้ต้นทุนทางด้านพลังงานของภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมสามารถแข่งขันได้ซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 1 ดัชนี และ (3) เกิดธุรกิจต่อยอดภายในประเทศและมีความสามารถในการส่งออกเทคโนโลยี/สินค้าหรือบริการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดซึ่งมีดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์จำนวน 1 ดัชนี ดังแสดงได้ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

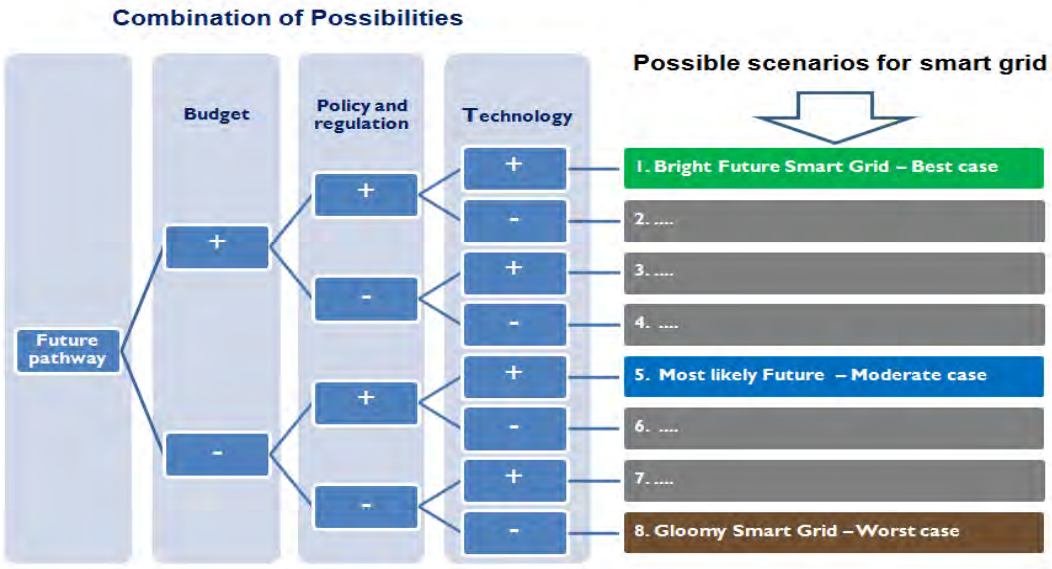
เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
สามารถพัฒนาบุคลากรและเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศ	1. จำนวนบุคลากรที่จบการศึกษา/ผ่านการอบรมด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (ราย) 2. สัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ในประเทศต่อมูลค่าอุปกรณ์ทั้งหมดของโครงการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (%) 3. จำนวนสิทธิบัตรและผลิตภัณฑ์ ด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการพัฒนาในประเทศ
การบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้ต้นทุนทางด้านพลังงานของภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมสามารถแข่งขันได้	1. จำนวนโรงงานอุตสาหกรรม/อาคารสำนักงาน/หน่วยงาน ที่ใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน เช่น FEMS/BEMS เป็นต้น (โรง/แห่ง)
เกิดธุรกิจต่อยอดภายในประเทศและมีความสามารถในการส่งออกเทคโนโลยี/สินค้าหรือบริการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	1. จำนวนผู้ประกอบการที่ให้บริการทางด้านการบริหารจัดการพลังงานที่ใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

4.4 ปัจจัยขับเคลื่อน (Driving Forces) และภาพฉายอนาคต (Scenarios)

ในการกำหนดแผนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจำเป็นจะต้องมีการกำหนดเป้าหมายของการพัฒนาและทำการคัดเลือกกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนให้สอดคล้องกับเป้าหมายและทรัพยากรที่มี นอกจากนี้ยังต้องจัดลำดับความสำคัญของกิจกรรมต่างๆ เพื่อให้การเกิดการพัฒนาอย่างมีประสิทธิภาพและตรงกับเป้าประสงค์ที่ต้องการมากที่สุด อย่างไรก็ดี ในการกำหนดแผนกิจกรรมจำเป็นต้องการพิจารณาถึงลำดับความสำคัญของกิจกรรมว่ากิจกรรมใดควรจัดทำก่อนหรือหลังและกิจกรรมใดต้องทำมากน้อยเพียงใด ซึ่งขึ้นอยู่กับความแตกต่างของสถานะปัจจุบันกับสถานะเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลที่กำหนดค่าเป้าหมายที่เหมาะสมนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการซึ่งมีความไม่แน่นอนในอนาคตหากมีการกำหนดรูปแบบของภาพฉายในอนาคต (Scenarios) ก่อนก็อาจจะช่วยให้สามารถเห็นภาพของค่าเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลที่ต้องการได้ง่ายขึ้น เช่นหากในอนาคตมีงบประมาณการลงทุนรองรับมาก รัฐบาลให้การสนับสนุนเต็มที่ และเทคโนโลยีมีการพัฒนาอย่างก้าวกระโดด ก็สามารถพัฒนา/ลงทุนระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้มากและกำหนดค่าเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลให้เป็นไปแบบเข้มข้นได้เป็นต้น

สำหรับขั้นตอนการคัดเลือกภาพฉายในอนาคตนั้น ปัจจัยที่มีผลกระทบสูงและมีความไม่แน่นอนสูงจะถูกกำหนดขึ้นและถูกแบ่งออกเป็น 2 กรณีคือ Positive หมายถึง มีความพร้อมสูงมาก และ Negative หมายถึงยังไม่พร้อมที่จะดำเนินการ ยกตัวอย่างเช่น หากมี 3 ปัจจัยขับเคลื่อนที่มีผลกระทบสูงและมีความไม่แน่นอนสูงแล้ว ภาพฉายที่จะเป็นไปได้ในอนาคตจะมี 8 รูปแบบ อย่างไรก็ตามในการกำหนดรูปแบบของภาพฉายเพื่อกำหนดแผนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยจะทำการคัดเลือกมาเพียง 3 กรณี คือ

- ภาพฉายอนาคตที่มีปัจจัยสนับสนุนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (Best case)
- ภาพฉายอนาคตที่มีปัจจัยไม่สนับสนุนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (Worst case)
- ภาพฉายอนาคตที่มีความเป็นไปได้มากที่สุด (Most likely Future – Moderate case)



รูปที่ 4.2 การกำหนดรูปแบบของ Scenarios ในอนาคต

ในการกำหนดเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลในแต่ละช่วงของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดว่าควรเป็นเท่าใด จะพิจารณาระดับเป้าหมายเพิ่มเติมจากแผนต่างๆที่มีอยู่ในปัจจุบัน (Existing) เช่น แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP) แผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก (AEDP) และแผนอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้า ซึ่งกิจกรรมการพัฒนา/ลงทุนโครงการโครงข่ายสมาร์ทกริดจะไปช่วยเพิ่มระดับของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลเพิ่มเติมจากแผนดังกล่าวซึ่งยังไม่ได้พิจารณาผลของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด ทั้งนี้ ระดับความเข้มข้นของค่าเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลจะขึ้นกับภาพฉายอนาคตที่กำลังพิจารณาเช่น หากพิจารณาในกรณีที่ดีที่สุด ค่าเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลจะเป็นระดับเข้มข้นมากซึ่งจะต้องการกิจกรรมการพัฒนา/ลงทุนระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดหลายกิจกรรม ในขณะที่หากพิจารณาในกรณีที่แย่ที่สุด ค่าเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลจะได้รับการปรับเพิ่มจากแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้าปกติได้เพียงเล็กน้อยโดยจะเลือกพัฒนา/ลงทุนเฉพาะกิจกรรมที่มีความสำคัญมากเป็นลำดับต้นๆ ก่อนเท่านั้น เป็นต้น

จากการประชุมคณะทำงานเพื่อร่วมกันกำหนดปัจจัยขับเคลื่อน (Driving Factors) ที่มีผลกระทบ (Impact) ต่อความสำเร็จของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดและกำหนดรูปแบบของภาพฉายในอนาคตนั้น ที่ประชุมได้ทำการเสนอปัจจัยหลักที่มีผลต่อความสำเร็จของโครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 9 กลุ่มจากนั้น คณะทำงานได้ทำการลงคะแนนเพื่อคัดเลือกกรณีที่มีความเป็นไปได้มากที่สุด (Most likely Future) ซึ่งถือว่าเป็นกรณีกลาง (Moderate case) และกำหนดภาพฉายอนาคตกรณีดีที่สุด (Best case) และกรณีเลวร้ายที่สุด (Worst case) ซึ่งผลลัพธ์แสดงได้ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 สรุปผลภาพฉายอนาคตทั้ง 3 กรณี

ปัจจัยที่	ปัจจัยที่มีผลต่อระดับการพัฒนา Smart grid	Scenario		
		Best case	Moderate case	Worst case
1	ความก้าวหน้าของการพัฒนาเทคโนโลยี	ดีขึ้น	ดีขึ้น	ดีขึ้น
2	ต้นทุนของเทคโนโลยี	ถูกลง	ถูกลง	ถูกลง
3	โครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุน	ส่งเสริม RTP	ส่งเสริม RTP	ไม่ส่งเสริม
4	นโยบายการสนับสนุนงบประมาณจากภาครัฐ	เพียงพอ	ไม่เพียงพอ	ไม่เพียงพอ
5	การตระหนักรู้ของประชาชน	สนใจ ยอมรับ	เฉยๆ-ต่อต้าน	เฉยๆ-ต่อต้าน
6	นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียนและประสิทธิภาพ	จริงจัง เพิ่ม	จริงจัง เพิ่ม	ไม่จริงจัง คงเดิม
7	นโยบายที่เน้นด้านสิ่งแวดล้อม	เข้มข้นขึ้น	เข้มข้นขึ้น	เข้มข้นขึ้น
8	การจัดหาพลังงานเพื่อตอบสนองความต้องการ	ยากขึ้น	ยากขึ้น	ยากขึ้น
9	ระดับการเข้ามาของ EV	มีนัยสำคัญ	มีนัยสำคัญ	ไม่มีนัยสำคัญ

ทั้งนี้ภาพฉายในอนาคตทั้ง 3 กรณี จะถูกนำไปใช้ในการสร้างแผนที่นำทางสำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแต่อย่างไรก็ดี แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย พ.ศ. 2258 – 2579 จะอ้างอิงจากปัจจัยขับเคลื่อนของภาพฉายอนาคตกรณีกลางเป็นหลัก

5. แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย

5.1 นโยบายและกิจกรรมขับเคลื่อนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย

จากการพิจารณาตัวอย่างนโยบายและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในเทคโนโลยีการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ สาธารณรัฐประชาชนจีน ประเทศญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา และประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรป รวมทั้งการพิจารณาแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งในประเทศไทยประกอบกับการระดมความเห็นจากผู้เชี่ยวชาญ คณะทำงาน และคณะกรรมการอำนวยการ เพื่อคัดเลือกนโยบายและกิจกรรมการพัฒนา/ลงทุนที่เหมาะสมกับบริบทของระบบไฟฟ้าในประเทศไทยที่สอดคล้องกับการขับเคลื่อนเป้าประสงค์ของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลหลักตามการพัฒนายุทธศาสตร์ทั้ง 5 ด้านจะสามารถจำแนกนโยบายและกิจกรรมที่ถูกคัดเลือกทั้งหมดออกเป็น 3 กลุ่ม ได้ดังนี้

1) นโยบายขับเคลื่อนของภาครัฐที่เกี่ยวกับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
2) กิจกรรมกลุ่มที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา/ลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า
3) กิจกรรมกลุ่มที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา/ลงทุนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

นโยบายและกิจกรรมลงทุนต่างๆ นั้นจะสอดคล้องกับประเด็นยุทธศาสตร์การพัฒนาทั้ง 5 ด้าน โดยแต่ละนโยบายหรือกิจกรรมอาจจะส่งเสริมการพัฒนาในหลายประเด็นยุทธศาสตร์พร้อมกันได้ ทั้งนี้ ความสัมพันธ์ของนโยบายและกิจกรรมลงทุนที่มีต่อประเด็นยุทธศาสตร์แต่ละด้านสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.1-5.2 ส่วนรายละเอียดของคำอธิบายสำหรับแต่ละนโยบายและกิจกรรมการพัฒนารวมทั้งหน่วยงานที่มีหน้าที่เกี่ยวข้องกับนโยบายหรือกิจกรรมนั้นๆ จะแสดงอยู่ในเอกสารแนบ ก. ผลของการดำเนินนโยบายและกิจกรรมการพัฒนาที่มีต่อการปรับปรุงดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลแต่ละดัชนีสรุปไว้ในเอกสารแนบข. ค่าระดับคะแนนปัจจุบันและระดับคะแนนเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลพร้อมการแปรผลระดับคะแนนต่างๆ แสดงอยู่ในเอกสารแนบ คส่วนรายละเอียดของสมมติฐานที่ใช้ในการประเมินกรอบวงเงินที่ใช้ในการลงทุนแต่ละกิจกรรมของการไฟฟ้าฯ ทั้งสามแห่งจะแสดงอยู่ในเอกสารแนบ ง.

ตารางที่ 5.1 ความสัมพันธ์ของนโยบายที่มีต่อประเด็นยุทธศาสตร์แต่ละด้าน

นโยบายขับเคลื่อนจากภาครัฐ	Reliability	Sustainability	Service	Interoperability	Economics
สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP)		O	O	O	
สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)		O	O	O	
สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS		O	O	O	O
สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	O	O	O		O
ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้า			O	O	
ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า			O	O	
จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน		O		O	
ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code)	O	O		O	
ออกมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด				O	O
ออกมาตรการกำหนดสัดส่วน Local content สำหรับโครงการลงทุนระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของหน่วยงานภาครัฐ					O
สนับสนุนให้สถาบันการศึกษาผลิตบุคคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด					O
สนับสนุนเงินทุนกับงานวิจัยที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด					O
ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษีและทางการเงินอื่นๆแก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด		O	O	O	O
ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่หน่วยงานของรัฐ/กระทรวงที่เกี่ยวข้อง/ผู้มีอำนาจตัดสินใจ		O			O
ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ		O		O	O

ตารางที่ 5.2 ความสัมพันธ์ของกิจกรรมการลงทุนในระบบส่งและระบบจำหน่ายที่มีต่อประเด็นยุทธศาสตร์แต่ละด้าน

กิจกรรมการพัฒนา/ลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า	Reliability	Sustainability	Service	Interoperability	Economics
Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)	O	O	O		
Energy Management System (SCADA/EMS)	O	O	O		
EHV/FACTS	O	O	O		
Substation Automation (G&T)	O		O	O	
Energy Storage System (G&T)	O	O	O		
Renewable Energy Forecast System	O	O	O	O	
SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	O	O	O	O	
ICT Integration (G&T)	O	O	O	O	O
Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)		O	O		O
Intelligent Charging System/V2G (G&T)	O	O	O		
กิจกรรมการพัฒนา/ลงทุนในระบบจำหน่าย					
Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	O		O	O	
Substation Automation (Distr)	O		O	O	
Distribution Management System (SCADA/DMS)	O	O	O	O	
Smart Meter + AMR/AMI	O	O	O	O	
Intelligent Charging System/V2G (Distr)	O	O	O	O	
Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)		O	O	O	O
Intelligent Street Lights		O			
Meter Data Management System (MDMS)			O	O	
Microgrid Development	O	O	O		
Energy Storage System (Distr)	O	O	O		
SPP/VSPP Data Communication System (Distr)		O			
ICT Integration (Distr)	O	O	O	O	O

ในการกำหนดแผนแม่บทพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยนั้น จำเป็นจะต้องมีการคัดเลือกนโยบายและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนให้สอดคล้องกับทรัพยากรที่มีอย่างจำกัดเพื่อให้เกิดการพัฒนาอย่างมีประสิทธิภาพและตรงกับเป้าประสงค์ที่ต้องการมากที่สุด อย่างไรก็ตาม ในการกำหนดแผนนโยบายและกิจกรรมจำเป็นจะต้องมีการพิจารณาถึงลำดับความสำคัญของนโยบายหรือกิจกรรมว่า นโยบายหรือกิจกรรมใดควรจัดทำก่อนหรือหลัง และจะต้องมีการดำเนินการมากน้อยเพียงใด โดยในขั้นตอนของการกำหนดแผนนโยบายนั้น มีขั้นตอนการจัดทำร่างแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทยดังต่อไปนี้

1) จัดลำดับความสำคัญของนโยบายและกิจกรรมการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดยอาศัยข้อมูลระดับคะแนนความสำคัญ (Priority) ของนโยบายและกิจกรรมที่มีต่อดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลซึ่งได้ถูกประเมินโดยคณะทำงานในขั้นตอนของการวิเคราะห์ช่องว่าง (Gap Analysis)
2) พิจารณาภาพฉายในอนาคต (Scenario) กรณีกลาง (Moderate case) เป็นหลักโดยหากในอนาคตมีปัจจัยขับเคลื่อนดีกว่าที่คาด ก็จะสามารถเพิ่มความเข้มข้นหรืองบประมาณการลงทุนเพิ่มขึ้นได้ ในทางตรงกันข้าม หากปัจจัยขับเคลื่อนในอนาคตต่ำกว่าที่คาด ก็สามารถลดความเข้มข้นหรืองบประมาณการลงทุนลงได้
3) เพื่อให้ง่ายต่อการสื่อสารของภาคสังคม นโยบายและกิจกรรมต่างๆ จะถูกจัดหมวดหมู่ตามคุณลักษณะ ออกเป็น 3 ด้าน ได้แก่ Smart System, Smart Life, และ Green Society
4) แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย จะแบ่งระยะเวลาของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าของไทยออกเป็น 4 ช่วงเวลา ได้แก่ ช่วงระยะเวลาที่ 1 (พ.ศ. 2558 - 2559) ช่วงระยะเวลาที่ 2 (พ.ศ. 2560 - 2564) ช่วงระยะเวลาที่ 3 (พ.ศ. 2565 - 2574) และช่วงเวลาที่ 4 (พ.ศ. 2575 - 2579)โดยกำหนดให้มีการเริ่มต้นจากการผลักดันเชิงนโยบายของภาครัฐก่อน จากนั้นจึงให้มีการเริ่มพัฒนากิจกรรมการลงทุนของการไฟฟ้าฯ ทั้งสามแห่ง
5) จัดลำดับการพัฒนาของกิจกรรมต่างๆ ตามระยะเวลา โดยต้องถูกพิจารณาจากความสัมพันธ์เชิงกายภาพด้วยว่ากิจกรรมใดจะต้องเกิดก่อนจึงจะมีกิจกรรมอื่นเกิดตามมาได้ เช่น กิจกรรม Smart Meter/AMI และกิจกรรม Meter Data Management System (MDMS) จะต้องได้รับการพัฒนาก่อน จากนั้น กิจกรรม Demand Response จึงจะเกิดขึ้นได้อย่างสมบูรณ์ เป็นต้น

5.2 แผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

นโยบายและกิจกรรมขับเคลื่อนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทยที่นำเสนอในหัวข้อ 5.1 เป็นนโยบายที่ภาครัฐควรดำเนินการและเป็นกิจกรรมการลงทุนที่การไฟฟ้าฯ ทั้งสามแห่งควรให้ความสำคัญเพื่อให้สามารถขับเคลื่อนประเด็นยุทธศาสตร์การพัฒนาทั้ง 5 ด้านที่สอดคล้องกับวิสัยทัศน์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย อย่างไรก็ดี นโยบายและกิจกรรมการลงทุนพัฒนาเหล่านี้สามารถนำมาจัดกลุ่มโดยเน้นการจัดหมวดหมู่ตามวัตถุประสงค์ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้เป็น 3 กลุ่ม คือ การพัฒนาโดยเน้นการยกระดับความสามารถของระบบไฟฟ้า (Smart System) การพัฒนาโดยเน้นการยกระดับคุณภาพบริการที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า (Smart Life) และการพัฒนาโดยเน้นการยกระดับโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Green Society) ทั้งนี้ การพัฒนาในแต่ละกลุ่มมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.2.1 การยกระดับความสามารถของระบบไฟฟ้า (Smart System)

การพัฒนาระบบไฟฟ้าของประเทศไทยให้สามารถรองรับการปฏิบัติงานและการพัฒนาอย่างยั่งยืนในระยะยาว มีแนวทางการพัฒนาโดยการลงทุนทางด้านเทคโนโลยีระบบไฟฟ้ากำลัง เพื่อยกระดับความสามารถของระบบไฟฟ้าให้มีความสามารถมากขึ้น และสามารถตอบสนองต่อการปฏิบัติการของระบบไฟฟ้าในสภาวะต่างๆได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้ แนวทางในการพัฒนาเพื่อยกระดับความสามารถของระบบไฟฟ้ามีหน่วยงานการไฟฟ้าเป็นหน่วยงานหลักในการพัฒนาระบบไฟฟ้า โดยภาครัฐจะเป็นผู้กำหนดนโยบายขับเคลื่อนให้แต่ละหน่วยงานมีการแลกเปลี่ยนข้อมูลและบูรณาการข้อมูลกันเพื่อไม่ให้เกิดการลงทุนที่ซ้ำซ้อนและเพื่อให้มั่นใจได้ว่าระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่แต่ละหน่วยงานพัฒนาขึ้นมีการพัฒนาไปในทิศทางเดียวกันกับทิศทางการพัฒนาที่ภาครัฐกำหนดไว้

นโยบายของภาครัฐและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายเพื่อยกระดับความสามารถของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในกรณีที่มีความเป็นไปได้มากที่สุดหรือกรณีกลาง (Moderate Case)สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 นโยบายและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในเทคโนโลยีการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อยกระดับความสามารถของระบบไฟฟ้า (Smart System)

นโยบายของภาครัฐ	- ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้าฯ - ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า - ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด - สนับสนุนเงินทุนกับงานวิจัยที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด - มีมาตรการกำหนดสัดส่วน Local content สำหรับโครงการลงทุนระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของหน่วยงานภาครัฐ
การลงทุนพัฒนาในระบบผลิตและระบบส่ง	- ICT Integration (G&T) - Energy Management System (SCADA/EMS) - SPP/VSPP Data Communication System (G&T) - Substation Automation (G&T) - Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC) - EHV/FACTS
การลงทุนพัฒนาในระบบจำหน่าย	- ICT Integration (Distr) - Distribution Management System (SCADA/DMS) - Distribution/Feeder Automation (DA/FA) - Substation Automation (Distr)

5.2.2 การยกระดับคุณภาพบริการที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า (Smart Life)

การยกระดับคุณภาพบริการที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นแนวทางการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพผ่านการมีส่วนร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้าในการช่วยบริหารจัดการความต้องการใช้พลังงานโดยใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเข้ามาช่วยบริหารจัดการ ทั้งนี้ การพัฒนาในด้านนี้ส่วนใหญ่จะเป็นการลงทุนในระบบจำหน่ายซึ่งเป็นส่วนที่อยู่ใกล้ชิดกับผู้ใช้ไฟฟ้ามากที่สุด โดยภาครัฐจะเข้ามามีบทบาทสำคัญในการช่วยให้การพัฒนาด้านนี้ประสบความสำเร็จด้วยปรับเกณฑ์และระเบียบเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วมในการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าได้ง่ายขึ้น เช่น จะต้องส่งเสริมให้เกิดโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้าแบบ RTP เพื่อจูงใจให้ผู้ใช้สามารถปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าได้ เป็นต้น

นโยบายของภาครัฐและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายเพื่อยกระดับคุณภาพบริการที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในกรณีที่มีความเป็นไปได้มากที่สุดหรือกรณีกลาง (Moderate Case) สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 นโยบายและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในเทคโนโลยีการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อยกระดับคุณภาพบริการที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า(Smart Life)

นโยบายของภาครัฐ	- ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่หน่วยงานของรัฐ/กระทรวงที่เกี่ยวข้อง/ผู้มีอำนาจตัดสินใจ - ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ - สนับสนุนให้สถาบันการศึกษาผลิตบุคคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด - สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP) - สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS - สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR) - มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
การลงทุนพัฒนาในระบบผลิตและระบบส่ง	- Intelligent Charging System/V2G (G&T) - Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)
การลงทุนพัฒนาในระบบจำหน่าย	- Smart Meter + AMR/AMI - Meter Data Management System (MDMS) - Intelligent Charging System/V2G (Distr) - SPP/VSPP Data Communication System (Distr) - Intelligent Street Lights - Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)

5.2.3 การยกระดับโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Green Society)

แนวทางการพัฒนาด้านพลังงานไฟฟ้าควบคู่ไปกับการรักษาสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืน สามารถทำได้โดยการส่งเสริมให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้น โดยที่ระบบไฟฟ้ายังสามารถปฏิบัติงานได้อย่างมีประสิทธิภาพดังเดิมหรือมากขึ้นได้ ทั้งนี้ ในการพัฒนาดังกล่าว ภาครัฐจะเป็นหน่วยงานหลักในการผลักดันการพัฒนาโดยการปรับปรุงกฎระเบียบต่างๆ ที่เป็นอุปสรรคต่อการเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และจะต้องสนับสนุนให้มีการใช้งานไมโครกริดและระบบกักเก็บพลังงานมากขึ้น เนื่องจากระบบไมโครกริดและระบบกักเก็บพลังงานจะมีส่วนส่งเสริมให้เกิดการใช้งานพลังงานหมุนเวียนในปริมาณมากได้

นโยบายของภาครัฐและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายเพื่อยกระดับโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมในกรณีที่มีความเป็นไปได้มากที่สุดหรือกรณีกลาง (Moderate Case) สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 5.5

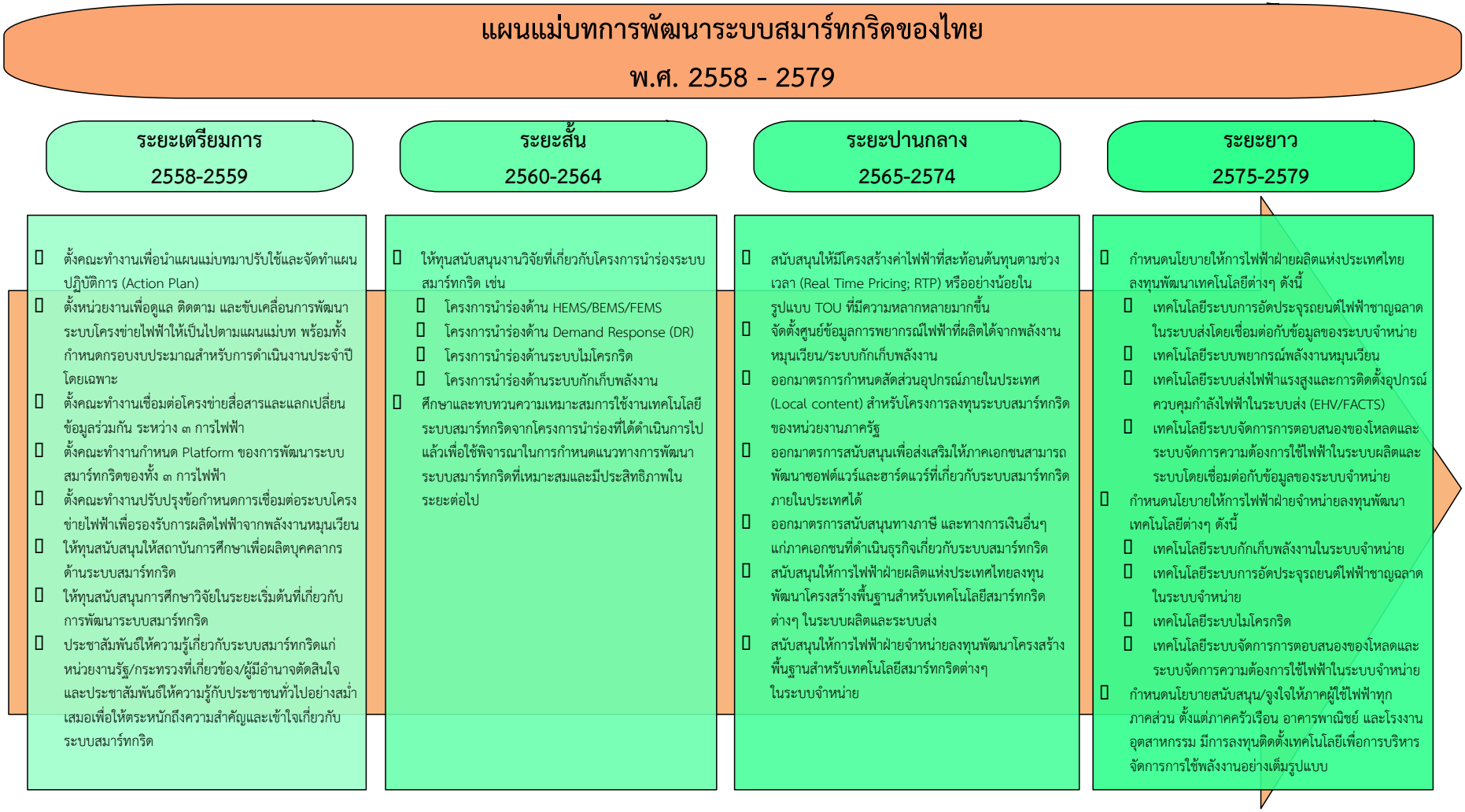
ตารางที่ 5.5 นโยบายและกิจกรรมพัฒนา/ลงทุนในเทคโนโลยีการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อยกระดับโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Green Society)

นโยบายของภาครัฐ	- ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code) - สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid - จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน
การลงทุนพัฒนาในเทคโนโลยีในระบบผลิตและระบบส่ง	- Renewable Energy Forecast System - Energy Storage System (G&T)
การลงทุนพัฒนาในเทคโนโลยีในระบบจำหน่าย	- Microgrid Development - Energy Storage System (Distr)

6. สรุปภาพรวมแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย

แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย พ.ศ. 2558 – 2559 ถูกจัดทำขึ้นโดยอาศัยสมมติฐานภาพฉายอนาคตกรณีกลาง (Moderate case) เป็นหลักโดยได้กำหนดกิจกรรมการพัฒนาและการลงทุนที่จำเป็นพร้อมช่วงระยะเวลาที่ควรดำเนินการและประมาณการกรอบวงเงินที่ต้องใช้ตามสภาวการณ์ที่สอดคล้องกัน ทั้งนี้ หากในอนาคตปัจจัยขับเคลื่อนต่างๆ มีส่วนส่งเสริมให้สามารถพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้มากขึ้น ก็จะสามารถปรับแผนแม่บทไปอ้างอิงปัจจัยขับเคลื่อนกรณีดีที่สุด (Best Case) ได้ ในทางตรงกันข้าม หากในอนาคตปัจจัยขับเคลื่อนต่างๆ เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด ก็จะสามารถปรับแผนแม่บทไปอ้างอิงกับกรณีเลวร้ายที่สุด (Worst Case) ได้เช่นกันทั้งนี้กรอบเวลาสำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยสามารถแบ่งออกเป็น 4ช่วงระยะดังแสดงในรูปที่ 6.1 คือ (1) ระยะเตรียมการครอบคลุมช่วงปี 2558 – 2559 ซึ่งจะเป็นระยะเตรียมการทางด้านนโยบายต่างๆ (2) ระยะสั้นครอบคลุมช่วงปี 2560 – 2564 ซึ่งเป็นการพัฒนาโครงการนำร่องเพื่อทดสอบความเหมาะสมทางเทคนิคและความคุ้มค่าของการลงทุนในแต่ละเทคโนโลยี (3) ระยะปานกลางครอบคลุมช่วงปี 2565 – 2574 ซึ่งเป็นระยะพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด และ (4) ระยะยาวครอบคลุมช่วงปี 2575 – 2579 ซึ่งเป็นระยะที่เริ่มทดลองใช้ความสามารถของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดอย่างเต็มรูปแบบและเริ่มปรับปรุงความสามารถของระบบเพิ่มเติม

รายละเอียดของการดำเนินการและเป้าหมายของร่างแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยซึ่งอ้างอิงแผนกรณีกลาง สามารถสรุปได้ในหัวข้อต่อไป



รูปที่ 6.1 แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย พ.ศ. 2558-2579

6.1 เป้าหมายของการพัฒนาในช่วงระยะที่ 1 (ระยะเตรียมการ)

เป้าหมายของการพัฒนาระบบสมาร์ทกริดของไทยในระยะเตรียมการซึ่งครอบคลุมช่วงปี 2558 – 2559 จะเป็นการเตรียมการด้านนโยบายต่างๆ เพื่อรองรับการขับเคลื่อนการพัฒนาไปทั้งระบบ ทั้งนี้ เป้าหมายและกลไกการดำเนินการในช่วงระยะนี้ ประกอบด้วย

<u>เป้าหมาย</u>

- กำหนดหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบดูแล ติดตาม และขับเคลื่อนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามแผนแม่บท
- กำหนดรูปแบบการเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร การแลกเปลี่ยนข้อมูล และกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดร่วมกันระหว่าง 3 การไฟฟ้า
- ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้รองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง
- สนับสนุนให้สถาบันการศึกษาสามารถผลิตบุคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้
- สนับสนุนการศึกษาวิจัยในระยะเริ่มต้นที่เกี่ยวกับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

<u>กลไกการดำเนินการ</u>

- ตั้งคณะทำงานเพื่อนำแผนแม่บทมาปรับใช้และจัดทำแผนปฏิบัติการ (Action Plan)
- ตั้งหน่วยงานเพื่อดูแล ติดตาม และขับเคลื่อนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้เป็นไปตามแผนแม่บท พร้อมทั้งกำหนดกรอบงบประมาณสำหรับการดำเนินงานประจำปีโดยเฉพาะ
- ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้า
- ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า
- ตั้งคณะทำงานปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- ให้ทุนสนับสนุนให้สถาบันการศึกษาเพื่อผลิตบุคคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
- ให้ทุนสนับสนุนการศึกษาวิจัยในระยะเริ่มต้นที่เกี่ยวกับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
- ประชาสัมพันธ์ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่หน่วยงานของรัฐ/กระทรวงที่เกี่ยวข้อง/ผู้มีอำนาจตัดสินใจ และประชาสัมพันธ์ให้ความรู้กับประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้ตระหนักถึงความสำคัญและเข้าใจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

6.2 เป้าหมายของการพัฒนาในช่วงที่ 2 (ระยะสั้น)

เป้าหมายของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยในระยะสั้นซึ่งครอบคลุมช่วงปี 2560 – 2564 จะเป็นระยะของการพัฒนาโครงการนำร่องเพื่อทดสอบความเหมาะสมทางเทคนิคและความคุ้มค่าของการลงทุนในแต่ละเทคโนโลยีและนำผลที่ได้จากการศึกษาสำหรับแต่ละเทคโนโลยีในโครงการนำร่องมาพิจารณาทบทวนถึงความเหมาะสมในการนำไปใช้พัฒนาจริงในระยะต่อไปทั้งนี้ เป้าหมายและกลไกการดำเนินการในช่วงระยะนี้ ประกอบด้วย

<u>เป้าหมาย</u>

- สนับสนุนการศึกษาวิจัยที่เกี่ยวกับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในระดับโครงการนำร่อง
- กำหนดนโยบายให้การไฟฟ้าฯ ทั้งสามแห่งลงทุนโครงการนำร่องที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

<u>กลไกการดำเนินการ</u>

- ให้ทุนสนับสนุนงานวิจัยที่เกี่ยวกับโครงการนำร่องระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เช่น
  - โครงการนำร่องด้าน HEMS/BEMS/FEMS
  - โครงการนำร่องด้าน Demand Response (DR)
  - โครงการนำร่องด้านระบบไมโครกริด
  - โครงการนำร่องด้านระบบกักเก็บพลังงาน
- ศึกษาและทบทวนความเหมาะสมการใช้งานเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจากโครงการนำร่องที่ได้ดำเนินการไปแล้ว เพื่อใช้พิจารณาในการกำหนดแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่เหมาะสมและมีประสิทธิภาพในระยะต่อไป

6.3 เป้าหมายของการพัฒนาในช่วงระยะที่ 3 (ระยะปานกลาง)

เป้าหมายของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยในระยะปานกลางซึ่งครอบคลุมช่วงปี 2565 – 2574 จะเป็นระยะของการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้ายุคใหม่ ทั้งนี้ กิจกรรมการลงทุน/พัฒนาที่ควรดำเนินการในช่วงระยะนี้จะเป็นการผสมผสานนโยบายขับเคลื่อนจากภาครัฐ และการลงทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย อันประกอบด้วย

<u>เป้าหมาย</u>

- สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดภายในประเทศ
- ปรับนโยบายและกฎระเบียบต่างๆ ให้เอื้อต่อการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขั้นสูง
- สนับสนุนให้การไฟฟ้าฯ ทั้งสามแห่งลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

<u>กลไกการดำเนินงาน</u>

- สนับสนุนให้มีโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนตามช่วงเวลา (Real Time Pricing; RTP) หรืออย่างน้อยในรูปแบบ TOU ที่มีความหลากหลายมากขึ้น
- จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน
- ออกมาตรการกำหนดสัดส่วนอุปกรณ์ภายในประเทศ (Local content) สำหรับโครงการลงทุนระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของหน่วยงานภาครัฐ
- ออกมาตรการสนับสนุนเพื่อส่งเสริมให้ภาคเอกชนสามารถพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดภายในประเทศได้
- ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
- สนับสนุนให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานสำหรับเทคโนโลยีต่างๆ ดังนี้
  - เทคโนโลยีโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลในระบบผลิตและระบบส่ง (ICT Integration(G&T))
  - เทคโนโลยีระบบบริหารจัดการพลังงาน (Energy Management System (SCADA/EMS))
  - เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่ง (Energy Storage System (G&T))
  - เทคโนโลยีระบบสื่อสารข้อมูลกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก/ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากโดยเชื่อมต่อกับข้อมูลของระบบจำหน่าย (SPP/VSPP Data Communication System (G&T))
  - เทคโนโลยีระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในระบบส่ง (Substation Automation (G&T))
  - เทคโนโลยีระบบตรวจการณ์และระบบป้องกันและควบคุมในวงกว้าง (Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC))

- สนับสนุนให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานสำหรับเทคโนโลยีต่างๆ ดังนี้
  - เทคโนโลยีโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลในระบบจำหน่าย (ICT Integration (Distr))
  - เทคโนโลยีระบบบริหารจัดการระบบจำหน่าย (Distribution Management System (SCADA/DMS))
  - เทคโนโลยีระบบสายป้อนอัตโนมัติ (Distribution/Feeder Automation (DA/FA))
  - เทคโนโลยีระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติในระบบจำหน่าย (Substation Automation (Distr))
  - เทคโนโลยีสมาร์ทมิเตอร์และระบบโครงสร้างพื้นฐานมิเตอร์ขั้นสูง (Smart Meter + AMR/AMI)
  - เทคโนโลยีระบบฐานข้อมูลมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า (Meter Data Management System (MDMS))
  - เทคโนโลยีระบบสื่อสารข้อมูลกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก/ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (SPP/VSPP Data Communication System (Distr))
  - เทคโนโลยีระบบไฟถนนชาญฉลาด (Intelligent Street Lights)

6.4 เป้าหมายของการพัฒนาในช่วงระยะที่ 4 (ระยะยาว)

เป้าหมายของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยในระยะยาวซึ่งครอบคลุมช่วงปี 2575 – 2579 จะเป็นการทดลองใช้ความสามารถของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดและเริ่มปรับปรุงความสามารถของระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมโดยอาศัยเทคโนโลยีที่ต่อยอดจากโครงสร้างพื้นฐานที่พัฒนาขึ้น ทั้งนี้ กิจกรรมที่สำคัญของการพัฒนาในระยะนี้ จะเป็นการลงทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เป็นหลัก อันประกอบด้วย

<u>เป้าหมาย</u>

- กำหนดนโยบายให้การไฟฟ้าฯ ทั้งสามแห่งลงทุนพัฒนาเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขั้นสูง
- สนับสนุนให้ภาคผู้ใช้ไฟฟ้ามีการลงทุนการติดตั้งเทคโนโลยีเพื่อช่วยบริหารจัดการ การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้เกิดการบูรณาการใช้งานร่วมกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดให้เกิดประโยชน์สูงสุด ตั้งแต่ภาคครัวเรือน อาคารพาณิชย์ และโรงงานอุตสาหกรรม (เทคโนโลยี HEMS/BEMS/FEMS)

<u>กลไกการดำเนินงาน</u>

- กำหนดนโยบายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยลงทุนพัฒนาเทคโนโลยีต่างๆ ดังนี้
  - เทคโนโลยีระบบการอัดประจุรถยนต์ไฟฟ้าชาญฉลาดในระบบส่งโดยเชื่อมต่อกับข้อมูลของระบบจำหน่าย (Intelligent Charging System/V2G (G&T))
  - เทคโนโลยีระบบพยากรณ์พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Forecast System)
  - เทคโนโลยีระบบส่งไฟฟ้าแรงสูงและการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมกำลังไฟฟ้าในระบบส่ง (EHV/FACTS)
  - เทคโนโลยีระบบจัดการการตอบสนองของโหลดและระบบจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบผลิตและระบบโดยเชื่อมต่อกับข้อมูลของระบบจำหน่าย (Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T))
- กำหนดนโยบายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลงทุนพัฒนาเทคโนโลยีต่างๆ ดังนี้
  - เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในระบบจำหน่าย (Energy Storage System (Distr))
  - เทคโนโลยีระบบการอัดประจุรถยนต์ไฟฟ้าชาญฉลาดในระบบจำหน่าย (Intelligent Charging System/V2G (Distr))
  - เทคโนโลยีระบบไมโครกริด (Microgrid Development)
  - เทคโนโลยีระบบจัดการการตอบสนองของโหลดและระบบจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr))
- กำหนดนโยบายสนับสนุน/จูงใจให้ภาคผู้ใช้ไฟฟ้าทุกภาคส่วนตั้งแต่ภาคครัวเรือน อาคารพาณิชย์ และโรงงานอุตสาหกรรม มีการลงทุนติดตั้งเทคโนโลยีเพื่อการบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างเต็มรูปแบบ

เอกสารแนบ ก.
นโยบายและกิจกรรมการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

คำชี้แจง

เอกสารฉบับนี้จะแสดงถึงนิยาม ความหมาย พร้อมทั้งเสนอแนะหน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้องกับนโยบายส่งเสริมและกิจกรรมการลงทุนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย ซึ่งจัดทำขึ้นภายใต้โครงการศึกษาเพื่อกำหนดนโยบายและแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานได้ว่าจ้างสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ให้เป็นผู้ดำเนินการหลัก ทั้งนี้ เนื้อหาที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้ได้ผ่านกระบวนการระดมสมองจากคณะทำงาน (Working Group) ซึ่งแบ่งตามประเด็นยุทธศาสตร์ 5 ด้าน คือ ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้าด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ และด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม และผ่านการกลั่นกรองจากคณะกรรมการอำนวยการ (Steering Committee) ที่ได้รับการแต่งตั้งจากคณะอนุกรรมการเพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.)

ในการกำหนดนโยบายและกิจกรรมต่างๆ ที่ระบุในเอกสารฉบับนี้ คณะผู้จัดทำได้ทำการรวบรวมข้อมูลด้านนโยบายและรูปแบบเทคโนโลยีในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจากแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในต่างประเทศ อันประกอบด้วย สาธารณรัฐประชาชนจีน ประเทศญี่ปุ่นสหรัฐอเมริกา สหภาพยุโรป และแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทยได้แก่ แผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค นอกจากนี้ ยังได้ทำการศึกษาเปรียบเทียบเทียบการพัฒนาโครงการต่างๆ ของในต่างประเทศและในประเทศไทย เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการคัดเลือกและจัดลำดับความสำคัญของโครงการสำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทยให้เป็นไปอย่างเหมาะสมและสอดคล้องกัน

ทั้งนี้ การดำเนินนโยบายส่งเสริมการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะอยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยงานภาครัฐต่างๆ ทั้งจากกระทรวงพลังงาน และกระทรวงอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ในส่วนของกิจกรรมการลงทุนต่างๆ จะอยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยงานการไฟฟ้าทั้งสามแห่งเป็นหลัก อย่างไรก็ดี ทั้งนโยบายและกิจกรรมลงทุนต่างๆ นั้นจะสอดคล้องกับประเด็นยุทธศาสตร์การพัฒนาทั้ง 5 ด้านตามที่กล่าวไว้ข้างต้น โดยในแต่ละนโยบายหรือกิจกรรม อาจจะส่งเสริมการพัฒนาในหลายประเด็นยุทธศาสตร์พร้อมกันได้ ความสัมพันธ์ของนโยบายและกิจกรรมลงทุนที่มีต่อประเด็นยุทธศาสตร์แต่ละด้านสามารถแสดงได้ดังตารางในส่วนถัดไป

ผลของการดำเนินนโยบายและกิจกรรมลงทุนที่มีต่อการขับเคลื่อนประเด็นยุทธศาสตร์

Policy	Reliability	Sustainability	Service	Interoperability	Economics
สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP)		O	O	O	
สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)		O	O	O	
สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS		O	O	O	O
สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	O	O	O		O
ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้า			O	O	
ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า			O	O	
จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน		O		O	
ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code)	O	O		O	
มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด				O	O
มีมาตรการกำหนดสัดส่วน Local content สำหรับโครงการลงทุนระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของหน่วยงานภาครัฐ					O
สนับสนุนให้สถาบันการศึกษาผลิตบุคคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด					O
สนับสนุนเงินทุนกับงานวิจัยที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด					O
ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษีและทางการเงินอื่นๆแก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด		O	O	O	O
ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่หน่วยงานของรัฐ/กระทรวงที่เกี่ยวข้อง/ผู้มีอำนาจตัดสินใจ		O			O
ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ		O		O	O

Generation & Transmission system	Reliability	Sustainability	Service	Interoperability	Economics
Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)	O	O	O		
Energy Management System (SCADA/EMS)	O	O	O		
EHV/FACTS	O	O	O		
Substation Automation (G&T)	O		O	O	
Energy Storage System (G&T)	O	O	O		
Renewable Energy Forecast System	O	O	O	O	
SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	O	O	O	O	
ICT Integration (G&T)	O	O	O	O	O
Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)		O	O		O
Intelligent Charging System/V2G (G&T)	O	O	O		
Distribution system					
Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	O		O	O	
Substation Automation (Distr)	O		O	O	
Distribution Management System (SCADA/DMS)	O	O	O	O	
Smart Meter + AMR/AMI	O	O	O	O	
Intelligent Charging System/V2G (Distr)	O	O	O	O	
Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)		O	O	O	O
Intelligent Street Lights		O			
Meter Data Management System (MDMS)			O	O	
Microgrid Development	O	O	O		
Energy Storage System (Distr)	O	O	O		
SPP/VSPP Data Communication System (Distr)		O			
ICT Integration (Distr)	O	O	O	O	O

นโยบายสนับสนุนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

นโยบาย: สนับสนุนให้มีโครงสร้างReal Time Pricing (RTP)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานกำกับดูแล เช่น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)

คำอธิบาย:

Real Time Pricing (RTP) คือ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาจริงที่สะท้อนถึงต้นทุนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามเวลา โดยโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประเภทนี้อาจแตกต่างกันตามพื้นที่การจ่ายไฟฟ้า อีกทั้งยังอาจแตกต่างกันตามระดับความเชื่อถือได้และคุณภาพไฟฟ้าที่ผู้ใช้ต้องการด้วย ตัวอย่างแนวคิดเริ่มต้นของการพัฒนาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบ RTP ก็คือ อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้งาน (Time of Use Rate; TOU) ซึ่งแบ่งการคิดค่าไฟฟ้าแตกต่างกันในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูง (On Peak) และช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำ(Off Peak) อย่างไรก็ดี โครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบ TOU ยังไม่ถือว่าเป็นโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบ RTPอย่างสมบูรณ์แบบ

การมีโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบ RTP ที่สะท้อนต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจริง จะเป็นตัวขับเคลื่อนหรือเป็นแรงจูงใจให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเข้ามามีส่วนร่วมและตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response) อย่างมีประสิทธิภาพได้ โดยผู้ใช้ไฟฟ้าจะพิจารณาว่าจะเลือกใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีราคาแพงหรือปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าโดยลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีราคาแพงเพื่อไปใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีราคาถูกกว่า การมีโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าประเภทนี้ จะเป็นจุดเริ่มต้นให้เกิดกิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาระบบไฟฟ้าอัจฉริยะตามมา เช่น จะเกิดกระบวนการตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้าหรือการบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response/Demand Side Management) การใช้งานระบบบริหารจัดการพลังงานของผู้ใช้ (Energy Management System; EMS – HEMS/BEMS/FEMS) และเกิดการพัฒนาธุรกิจใหม่ๆ ในการบริหารจัดการพลังงานซึ่งจะก่อให้เกิดผลดีต่อระบบเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศ เป็นต้น

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จะเป็นหน่วยงานหลักที่ผลักดันให้เกิดนโยบายสนับสนุนให้มีโครงสร้างReal Time Pricing (RTP) ซึ่งจะมีส่วนสำคัญต่อความสำเร็จของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดทั้งระบบ จากนั้น และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)จะต้องร่วมทำการศึกษาการกำหนดโครงสร้างที่เหมาะสม และนำไปประกาศใช้ต่อไป

นโยบาย: สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

คำอธิบาย:

การตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response) จะเป็นช่องทางให้เกิดการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพจากส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า (End-use) โดยตรง ทำให้สามารถใช้พลังงานหมุนเวียนได้อย่างคุ้มค่า ช่วยลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เพิ่มความมั่นคงต่อระบบไฟฟ้าและพลังงาน และอาจช่วยชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้ ซึ่งจะก่อให้เกิดผลประโยชน์ต่อสังคมและต่อประเทศชาติโดยรวม

ผู้ใช้ไฟฟ้าอาจตอบสนองการใช้ไฟฟ้าต่อราคาค่าไฟฟ้า (Price Signal) ที่เปลี่ยนแปลงไปหรือตอบสนองต่อค่าตอบแทนจูงใจอื่นๆ ที่ได้รับ (Incentive Payment) ซึ่งภาครัฐสามารถส่งสัญญาณไปยังผู้ใช้ผ่านช่องทางกลไก หรือโครงสร้างการตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response; DR) ที่มีอยู่ ตัวอย่างของการมีโครงสร้างการตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้าที่สมบูรณ์ได้แก่ การที่ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าส่งข้อมูลอัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาจริงไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านทางระบบสมาร์ทมิเตอร์ที่ติดตั้งที่ส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า เมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับข้อมูลดังกล่าวก็จะตอบสนองต่อสัญญาณนั้นและทำการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของตนเองให้เหมาะสม เป็นต้น ในระบบไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีการพัฒนาอย่างมาก การตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้าอาจดำเนินการโดยระบบอัตโนมัติ เช่นในอาคารที่มีระบบบริหารจัดการพลังงาน (Building Energy Management System; BEMS) เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณมากผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าอาจส่งสัญญาณไปยัง BEMS ผ่านทางสมาร์ทมิเตอร์เพื่อกระตุ้นให้เกิดการชาร์จรถไฟฟ้าหรือแบตเตอรี่ เป็นต้น ทั้งนี้ เพื่อทำให้เกิดความสมดุลระหว่างการผลิตไฟฟ้ากับการบริโภคไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

นอกจากนี้ การมีโครงสร้างการตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้า จะเป็นการกระตุ้นให้เกิดการพัฒนาเทคโนโลยี หรือธุรกิจต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาระบบไฟฟ้าอัจฉริยะตามมา เช่น เทคโนโลยีการใช้งานระบบบริหารจัดการพลังงานของผู้ใช้ (Energy Management System; EMS – HEMS/BEMS/FEMS) และเกิดการพัฒนาธุรกิจใหม่ๆ ในการบริหารจัดการพลังงาน เป็นต้นอย่างไรก็ดี ภายใต้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศในปัจจุบัน กิจกรรมที่เกี่ยวกับการตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้า อาจจะไม่จูงใจหน่วยงานการไฟฟ้าฯ ทั้งสามมากนัก เนื่องจากอาจจะไม่ได้ก่อให้เกิดผลตอบแทนการลงทุนต่อองค์กรโดยตรง และอาจทำให้รายได้จากการขายไฟฟ้าลดลงอีกด้วย ดังนั้น ภาครัฐจึงมีบทบาทสำคัญที่จะต้องให้นโยบายที่ชัดเจนแก่หน่วยงานการไฟฟ้าฯ ทั้งสาม

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จะเป็นหน่วยงานหลักที่ผลักดันให้เกิดนโยบายสนับสนุนให้มีโครงสร้างDemand Response (DR) ซึ่งจะเป็นพันธกิจให้หน่วยงานการไฟฟ้าฯ ทั้งสามต้องลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับนโยบายดังกล่าว นอกจากนี้ นโยบายที่ชัดเจนจะเป็นการส่งสัญญาณให้ภาคอุตสาหกรรมเกิดความมั่นใจ และพัฒนาเทคโนโลยีการบริหารจัดการพลังงานหรือเทคโนโลยีอัตโนมัติต่างๆ มาใช้ในประเทศ ซึ่งจะมีส่วนสำคัญต่อความสำเร็จของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดทั้งระบบ

นโยบาย: สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เช่น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

คำอธิบาย:

ระบบบริหารจัดการพลังงานในบ้าน (Home Energy Management System; HEMS) ระบบบริหารจัดการพลังงานในอาคาร (Building Energy Management System; BEMS) และระบบบริหารจัดการพลังงานในโรงงาน (Factory Energy Management System; FEMS) คือ เป็นการปฏิรูประบบการจัดการด้านพลังงานโดยมีการประสานการทำงานของอุปกรณ์ตรวจวัด (Sensor) สมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meter) และระบบควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าอัตโนมัติ (Actuator/Controller) มาติดตั้งทำงานร่วมกัน อาจมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานธรรมชาติ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และระบบกักเก็บพลังงานร่วมด้วยเพื่อบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าให้เกิดประโยชน์สูงสุดซึ่งเป็นที่ทราบกันดีว่ามาตรการอนุรักษ์พลังงานที่เกิดผลสัมฤทธิ์มากที่สุด คือ การบริหารจัดการพลังงานในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า

วัตถุประสงค์ของการประยุกต์ใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน HEMS/BEMS/FEMS ประกอบด้วย

1. เพื่อให้ผู้ดูแลอาคารและผู้เกี่ยวข้องสามารถมองเห็นการภาพการใช้พลังงานใน บ้าน/อาคาร/โรงงาน ได้อย่างเป็นรูปธรรม ซึ่งจะส่งผลให้เกิดจิตสำนึกต่อการอนุรักษ์พลังงาน และมีการตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเหมาะสม
2. เพื่อรองรับและควบคุมการทำงานร่วมกันของอุปกรณ์ผลิตและกักเก็บพลังงานที่จะถูกติดตั้งเข้ามาใน บ้าน/อาคาร/โรงงาน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์เซลล์เชื้อเพลิงระบบการผลิตพลังงานร่วมระบบการผลิตพลังงานความร้อนจากแสงอาทิตย์ และระบบแบตเตอรี่ เป็นต้น
3. เพื่อควบคุมการทำงานของระบบสิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆในอาคารให้มีการดำเนินการเหมาะที่สุด มีการใช้บริโภคพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพที่สุดและลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จะเป็นหน่วยงานสำคัญที่ผลักดันให้เกิดนโยบายสนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS โดยอาจจะออกมาตรการสนับสนุนงานวิจัยการพัฒนาเทคโนโลยี ออกมาตรการทางการเงินส่งเสริมการติดตั้งระบบ และมาตรการสนับสนุนอื่นๆ เป็นต้น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) จะเป็นหน่วยงานหลักที่ส่งเสริมและเร่งให้เกิดการพัฒนาโครงการนำร่องในโรงงานหรืออาคารควบคุม เพื่อเป็นโครงการตัวอย่างให้เห็นประโยชน์และความคุ้มค่าของการใช้เทคโนโลยี HEMS/BEMS/FEMS อย่างเป็นรูปธรรม

นโยบาย: สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เช่น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

คำอธิบาย:

ไมโครกริด (Microgrid) คือ ระบบไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีองค์ประกอบครบถ้วนทั้ง ระบบผลิตพลังงาน ระบบกักเก็บพลังงานและส่วนของผู้ใช้โดยหลักการสำคัญของการผลิตไฟฟ้าด้วยไมโครกริดคือการพยายามสร้างความสมดุลระหว่างการผลิตพลังงานให้พอดีกับความต้องการใช้พลังงานภายในไมโครกริด และใช้ระบบไฟฟ้าหลัก (Main grid) เป็นเพียงระบบเสริมความมั่นคง (Back up) เท่านั้น โดยในปัจจุบันเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าได้พัฒนาจนมีขนาดของระบบเล็กมากและราคาก็ต่ำลงกว่าในอดีต สามารถเลือกใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลายในการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งการใช้พลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้า และเนื่องจากไมโครกริดมีขนาดเล็กทำให้มีผู้ใช้มีอิสระที่จะเลือกตำแหน่งการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าให้ใกล้กับความต้องการใช้พลังงานความร้อน ทำให้สามารถนำความร้อนเหลือทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กนี้ไปใช้งานได้โดยตรง (Combined Heat and Power; CHP) ส่งผลให้สามารถใช้พลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงได้อย่างมีประสิทธิภาพ คือ ใช้ทั้งผลิตไฟฟ้าและนำความร้อนเหลือทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์ได้ด้วยประโยชน์สำคัญอีกประการที่เห็นได้ชัดจากไมโครกริดก็คือการลดการใช้งานระบบส่งและระบบจำหน่าย ลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายส่งและสายจำหน่าย เนื่องจากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ใกล้กันทำให้ไม่ต้องการการส่งกำลังไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าหลักที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ซึ่งตั้งอยู่ในที่ห่างไกล นอกจากนี้เมื่อเกิดปัญหาขัดข้องกับระบบไฟฟ้าหลัก ไมโครกริดก็สามารถปลดตัวเองออกมาและใช้เพียงพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตของตัวเองจ่ายให้กับโหลดในระบบได้

การสนับสนุนให้เกิดการใช้งานไมโครกริด จะเป็นการช่วยให้เกิดความหลากหลายของการใช้แหล่งพลังงานมากขึ้น และส่งเสริมให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น ซึ่งจะนำไปสู่การพัฒนาระบบการผลิตและการใช้พลังงานอย่างยั่งยืนของประเทศในอนาคต

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จะเป็นหน่วยงานสำคัญที่ผลักดันให้เกิดนโยบายสนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid โดยอาจจะออกมาตรการสนับสนุนงานวิจัยการพัฒนาเทคโนโลยี เป็นต้น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) จะเป็นหน่วยงานหลักที่อาจทำการส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาโครงการนำร่องโดยอาจจะร่วมมือกับชุมชนหรือภาคอุตสาหกรรม เป็นต้น เพื่อพัฒนาโครงการตัวอย่างให้เห็นประโยชน์และความคุ้มค่าของการใช้งานระบบ Microgrid อย่างเป็นรูปธรรม

นโยบาย: ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกันระหว่าง 3 การไฟฟ้า

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานกำกับดูแล เช่น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) ทั้งนี้ อาจรวมถึงหน่วยงานจัดสรรคลื่นความถี่เพื่อการสื่อสารด้วย

คำอธิบาย:

ปัจจัยที่จะกำหนดความสำเร็จของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะขึ้นอยู่กับความสามารถของโครงข่ายระบบสื่อสาร การแลกเปลี่ยนข้อมูล และการนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ด้วย เพื่อให้การพัฒนาระบบสาธารณูปโภคพื้นฐานของประเทศไม่เกิดความความซ้ำซ้อนและเกิดบูรณาการของการทำงานร่วมกันของหน่วยงานการไฟฟ้าทั้งสามของประเทศเพื่อพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของประเทศไทยให้เป็นโครงข่ายที่เข้ากันได้ทั่วประเทศ และเตรียมพร้อมที่จะเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลังของอาเซียน (ASEAN Power Grid) ต่อไปในอนาคต ดังนั้น การไฟฟ้าทั้งสาม คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ควรจะต้องมีการตกลงร่วมกันเพื่อกำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อโครงข่ายระบบสื่อสาร โดยโครงข่ายระบบสื่อสารของทั้งสามหน่วยงานควรจะต้องสามารถเชื่อมต่อกันตามมาตรฐานกลางที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากลได้

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในฐานะที่เป็นหน่วยงานกำหนดนโยบายหลักทางด้านพลังงานของประเทศจะต้องเสนอประเด็นดังกล่าวให้แก่ผู้มีอำนาจตัดสินใจหรือมีอำนาจในการแต่งตั้งคณะทำงาน เช่น เสนอให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) หรือคณะอนุกรรมการของ กบง. ที่เกี่ยวข้อง มีคำสั่งแต่งตั้งคณะคณะทำงานด้านการเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกันระหว่าง 3 การไฟฟ้าเพื่อพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) ควรจะต้องมีส่วนร่วมในคณะทำงานนี้อย่างใกล้ชิด เพื่อให้สามารถกำกับดูแลหน่วยงานการไฟฟ้าทั้งสามให้สามารถเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้หน่วยงานจัดสรรคลื่นความถี่เพื่อการสื่อสารและสารสนเทศก็จะมีบทบาทสำคัญในการช่วยจัดสรรช่วงความถี่ให้กับหน่วยงานการไฟฟ้าฯ เพื่อใช้ในงานเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดและเพื่อให้มีการใช้ประโยชน์ร่วมกันด้านระบบสื่อสารกับหน่วยงานภาครัฐต่อไป

นโยบาย: ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานกำกับดูแล เช่น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)

คำอธิบาย:

ในบริบทของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด Platform จะมีความหมายเทียบเคียงได้กับระบบปฏิบัติ (Operating System) ซึ่งเป็นตัวกำหนดคุณลักษณะของเทคโนโลยีหรือวิธีการที่ใช้กับการบริหารจัดการข้อมูลและการควบคุมต่างๆ ในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เช่น วิธีการเข้าถึงข้อมูลและการจัดการข้อมูล (Data Acquisition and Management) วิธีการจัดการด้านความปลอดภัยของข้อมูล (Data Security) และวิธีการแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ต่างๆ เป็นต้น ทั้งนี้ เพื่อให้เข้าใจได้ง่ายขึ้น หากเปรียบเทียบกับเทคโนโลยีของระบบคอมพิวเตอร์แล้ว จะพบว่า คอมพิวเตอร์ก็มีระบบปฏิบัติการหลายรูปแบบให้เลือกใช้เช่นกัน เช่น ระบบปฏิบัติการ Windows ของบริษัทไมโครซอฟฟ์ OS X ของบริษัทแอปเปิ้ล หรือ Linux ซึ่งเป็นระบบปฏิบัติการแบบเปิด (Open OS) เป็นต้น ทั้งนี้ แม้ว่าฮาร์ดแวร์ต่างๆ ของคอมพิวเตอร์แต่ละเครื่องจะเหมือนกัน แต่หากเลือกใช้ระบบปฏิบัติการแตกต่างกันแล้ว ไฟล์ข้อมูลจากระบบปฏิบัติการหนึ่งก็จะถูกนำไปใช้กับอีกระบบปฏิบัติการหนึ่งได้ยากเนื่องจากมีวิธีการในการบริหารจัดการข้อมูลที่แตกต่างกัน นอกจากนี้ ซอฟฟ์แวร์หรือโปรแกรมประยุกต์ของแต่ละระบบปฏิบัติการก็จะแตกต่างกันและไม่สามารถนำมาใช้ร่วมกันได้

การเลือก Platform ของเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดก็เช่นเดียวกัน เนื่องจากต้องมีการจัดการกับข้อมูลหลากหลายประเภทเป็นจำนวนมาก และต้องมีการติดต่อสื่อสารกับอุปกรณ์จำนวนมากมายในระบบไฟฟ้า จึงต้องมีกระบวนการจัดการที่เป็นระบบ ตัวอย่างเช่น จะต้องพิจารณาว่า ในการแลกเปลี่ยนข้อมูลกับสมาร์ทมิเตอร์จะใช้เทคโนโลยีแบบมีสาย (Wire) หรือไร้สาย (Wireless) และจะใช้เทคโนโลยีใดเป็นหลัก เช่น Edgeหรือ 3G การแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างอุปกรณ์ก็จำเป็นต้องมีโปรโตคอล (Protocol) มาตรฐานว่าจะแลกเปลี่ยนข้อมูลประเภทใด และจำนวนเท่าใด และมีความถี่ของการส่งข้อมูลเป็นอย่างไร เป็นต้น นอกจากนี้ ยังต้องมีซอฟฟ์แวร์หรือชุดคำสั่งที่คอยควบคุมประสานการทำงานของอุปกรณ์ทั้งหมดในระบบ ในปัจจุบัน มีผู้พัฒนาระบบปฏิบัติการหรือ Platform ของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดอยู่หลายบริษัท เช่น SilverSpring Network, Cisco, GE Intelligent Platform และ Kamstrup-OMNIA เป็นต้น การไฟฟ้าทั้งสามควรจะต้องให้ความสำคัญกับประเด็นการเลือก Platform ที่จะนำมาใช้กับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของตน โดยอาจจะไม่จำเป็นต้องใช้ Platform ที่มาจากบริษัทผู้พัฒนาเดียวกัน แต่ต้องทำให้แน่ใจว่ามาตรฐานต่างๆ ที่ Platform ของแต่ละการไฟฟ้าฯ ใช้ จะต้องมีความเข้ากันได้หรืออย่างน้อยเป็นมาตรฐานแบบเปิดที่สามารถปรับเปลี่ยนให้เข้ากันได้

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในฐานะที่เป็นหน่วยงานกำหนดนโยบายหลักทางด้านพลังงานของประเทศจะต้องเสนอประเด็นดังกล่าวให้แก่ผู้มีอำนาจตัดสินใจหรือมีอำนาจในการแต่งตั้งคณะทำงาน เช่น เสนอให้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) หรือคณะอนุกรรมการของ กบง. ที่เกี่ยวข้อง มีคำสั่งแต่งตั้งคณะคณะทำงานด้านกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า นอกจากนี้ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) ควรจะต้องมีส่วนร่วมในคณะทำงานนี้อย่างใกล้ชิด เพื่อให้สามารถกำกับดูแลหน่วยงานการไฟฟ้าทั้งสามให้ใช้ Platform ที่เข้ากันได้

นโยบาย: จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำกับดูแล เช่น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)

คำอธิบาย:

เนื่องจากจุดประสงค์หลักประการหนึ่งในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดก็คือ การทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังสามารถรองรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ในปริมาณที่มากขึ้น โดยเฉพาะพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานธรรมชาติ เช่น พลังแสงอาทิตย์ และพลังงานลม และสามารถบริหารจัดการระบบกักเก็บพลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

การติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดต่างๆ ในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแล้วส่งข้อมูลทางไฟฟ้าต่างๆ ณ ขณะเวลาใดๆ มายังระบบประมวลผลของศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน ในระบบไฟฟ้ากำลัง ณ ช่วงระยะเวลาที่สนใจ จะช่วยทำให้ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าทราบสถานะของระบบไฟฟ้าได้ดีขึ้นและช่วยให้สามารถควบคุมระบบไฟฟ้าให้สามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนได้อย่างมีความมั่นคงและมีความเชื่อถือได้มากขึ้น

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) จะเป็นหน่วยงานสำคัญที่ผลักดันให้เกิดการจัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อให้หน่วยงานการไฟฟ้าดำเนินการผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้าได้อย่างมั่นคง มีประสิทธิภาพ และเป็นธรรม เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อผู้บริโภค

นโยบาย: ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำกับดูแล เช่น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)

คำอธิบาย:

เนื่องจากการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังมีความสามารถสูงขึ้น โดยที่ระบบส่งและระบบจำหน่ายจะมีศักยภาพมากขึ้น และจะมีข้อจำกัดทางด้านกายภาพของระบบน้อยลง ส่งผลให้การเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก (Main grid) ทำได้ง่ายขึ้น ดังนั้นจึงต้องมีการปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Connection Code for Renewable Power Plant) ใหม่ โดยทำให้กฎระเบียบต่างๆ ไม่เป็นอุปสรรคในการจำกัดการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) จะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะต้องทำการศึกษาและปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้มากขึ้นได้

นโยบาย: มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานทางด้านการพัฒนาเทคโนโลยี เช่น สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ (สวทช.)

คำอธิบาย:

เพื่อเป็นการเพิ่มศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศ การลงทุนเพื่อพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดควรจะต้องมีส่วนช่วยกระตุ้นให้เกิดการพัฒนาอุตสาหกรรมและเทคโนโลยีภายในประเทศด้วย ซึ่งเป้าหมายสำคัญก็คือ จะต้องส่งสัญญาณให้ภาคเอกชนเกิดการพัฒนาขีดความสามารถในการพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นได้ เพื่อให้เกิดการพัฒนาประเทศอย่างยั่งยืนในที่สุดโดยซอฟต์แวร์หรือฮาร์ดแวร์ที่ได้รับการพัฒนาขึ้นภายในประเทศอาจจะถูกใช้กับโครงการต่างๆ ภายในประเทศเอง หรืออาจถูกส่งออกเพื่อไปขายยังต่างประเทศก็ได้

ในความเป็นจริง นโยบายที่ชัดเจนและเอาจริงเอาจังเกี่ยวกับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของภาครัฐ ก็เป็นการส่งสัญญาณไปยังภาคอุตสาหกรรมอยู่แล้ว อย่างไรก็ดี หน่วยงานภาครัฐต่างๆ อาจส่งสัญญาณเพิ่มไปยังภาคอุตสาหกรรม เพื่อเร่งการพัฒนาให้เร็วมากยิ่งขึ้นได้ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) อาจให้เงินกองทุนเพื่อสนับสนุนโครงการพัฒนาเทคโนโลยีต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมากขึ้น โดยอาจให้ทุนสนับสนุนแก่หน่วยงานภาครัฐ สถาบันการศึกษา สถาบันวิจัย หรือหน่วยงานเอกชนในการพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ในระดับโครงการนำร่อง หรืออาจจะเป็นการให้ทุนสนับสนุนเริ่มต้นกับภาคเอกชนที่เข้าร่วมโครงการ และสำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ (สวทช.) อาจทำการวิจัยและพัฒนาต้นแบบซอฟต์แวร์หรือฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดและถ่ายทอดเทคโนโลยีให้กับภาคอุตสาหกรรม เป็นต้น

นโยบาย: มีมาตรการกำหนดสัดส่วน Local content สำหรับโครงการลงทุนระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของหน่วยงานภาครัฐ

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานพิจารณางบลงทุนของรัฐวิสาหกิจ เช่น สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.)

คำอธิบาย:

เนื่องจากโครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดต่างๆ จะต้องการเงินลงทุนเป็นจำนวนมาก หากทุกโครงการต้องนำเข้าอุปกรณ์และเทคโนโลยีจากต่างประเทศทั้งหมด จะทำให้เกิดการเสียดุลการค้ามากและอาจเป็นภาระต่อประเทศในระยะยาวได้ นอกจากนี้ การใช้อุปกรณ์และเทคโนโลยีจากต่างประเทศทั้งหมดในโครงการ ยังไม่เป็นการส่งเสริมการเพิ่มศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศอีกด้วย ดังนั้น จึงควรมีการส่งเสริมให้โครงการที่เกี่ยวกับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดต่างๆ โดยเฉพาะโครงการของหน่วยงานภาครัฐมีการใช้งานอุปกรณ์หรือเทคโนโลยีต่างๆ ที่ผลิตขึ้นในประเทศมากขึ้น โดยอาจกำหนดสัดส่วนเงินลงทุนอุปกรณ์ทั้งหมดที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการโดยรวม (Local content) ไว้ให้เหมาะสม เช่น มากกว่าหรือเท่ากับ 20% เป็นต้น โดยอุปกรณ์ทั้งหมดที่ผลิตได้ภายในประเทศอาจจะเป็นอุปกรณ์พื้นฐานปกติที่ไม่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดก็ได้ เนื่องจากไม่ว่าจะใช้อุปกรณ์อะไรที่ผลิตได้ภายในประเทศก็ถือว่าเป็นการสนับสนุนการพัฒนาเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมภายในประเทศเช่นกัน ซึ่งการมีมาตรการเช่นนี้จะกระตุ้นให้เกิดการพัฒนาอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องครบวงจรทั้งหมดภายในประเทศได้

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ(สศช.)จะเป็นหน่วยงานที่มีบทบาทหลักในการผลักดันมาตรการดังกล่าว เนื่องจาก หน่วยงานทั้งสองจะเป็นหน่วยงานหลักที่ให้ความเห็นและพิจารณาความเหมาะสมของโครงการลงทุนต่างๆ ของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง

นโยบาย: สนับสนุนให้สถาบันการศึกษาผลิตบุคคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) หน่วยงานกำกับดูแล เช่น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) หน่วยงานการไฟฟ้าฯ ทั้งสาม และสถาบันการศึกษาต่างๆ

คำอธิบาย:

ในการเพิ่มศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศ สิ่งหนึ่งที่จะต้องให้ความสำคัญควบคู่ไปกับการลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อให้เกิดการพัฒนาอย่างยั่งยืน ก็คือ การพัฒนาด้านทรัพยากรมนุษย์ หากประเทศไทยสามารถผลิตบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถและมีความเข้าใจเกี่ยวกับเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเป็นอย่างดี ก็จะก่อให้เกิดการพัฒนาองค์ความรู้และเทคโนโลยีต่างๆ ภายในประเทศได้ นอกจากนี้ ยังก่อให้เกิดการจ้างงานภายในประเทศเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากการควบคุมดูแลระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจำเป็นจะต้องมีผู้เชี่ยวชาญที่มีความรู้ความเข้าใจในสาขาวิชาชีพดังกล่าว

สถาบันการศึกษาที่มีหลักสูตรการเรียนการสอนด้านวิศวกรรมศาสตร์จะเป็นหน่วยงานหลักที่ทำหน้าที่ผลิตบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด ซึ่งจะสามารถทำได้โดยการเปิดหลักสูตรปริญญาบัณฑิต/มหาบัณฑิต หรือในระยะสั้นอาจจะเป็นการเปิดอบรมหลักสูตรประกาศนียบัตรก็ได้อย่างไรก็ดี หน่วยงานภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)และหน่วยงานการไฟฟ้าทั้งสาม ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จะเป็นหน่วยงานที่มีบทบาทหลักในการสนับสนุนสถาบันการศึกษาให้สามารถผลิตบุคลากรด้านนี้ได้มากขึ้น ซึ่งอาจทำได้โดยการให้การสนับสนุนทุนการศึกษาหรือการสร้างหลักสูตรความร่วมมือพิเศษระหว่างหน่วยงานการไฟฟ้าฯ และสถาบันการศึกษาต่างๆ เป็นต้น

นโยบาย: สนับสนุนเงินทุนกับงานวิจัยที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานกำกับดูแล เช่น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) และหน่วยงานการไฟฟ้าฯ ทั้งสาม

คำอธิบาย:

ในการลงทุนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด การสร้างเทคโนโลยีหรือองค์ความรู้ขึ้นได้เองภายในประเทศจะเป็นปัจจัยพื้นฐานสำคัญที่ก่อให้เกิดการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศ สิ่งเหล่านี้จะเกิดขึ้นได้ก็ต่อเมื่อมีการสนับสนุนด้านการศึกษาและวิจัยต่างๆ ภายในประเทศ ซึ่งหากการศึกษาวิจัยภายในประเทศมีความเข้มแข็ง และการตั้งโจทย์การวิจัยมีความชัดเจนและตรงกับความต้องการของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจริง จะก่อให้เกิดการพัฒนาด้านอื่นๆ ตามมา อันจะก่อให้เกิดการพัฒนาประเทศที่เข้มแข็ง

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)และหน่วยงานการไฟฟ้าทั้งสาม ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จะเป็นหน่วยงานที่มีบทบาทหลักในการสนับสนุนเงินทุนวิจัยแก่หน่วยงานวิจัยภายในประเทศอันได้แก่ สถาบันการศึกษา และสถาบันวิจัยต่างๆ ทั้งของรัฐและเอกชน ซึ่งอาจทำได้โดยการตั้งกรอบงบประมาณส่วนหนึ่งไว้เพื่อเป็นงบสนับสนุนงานวิจัยและพัฒนาด้านเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดโดยเฉพาะ เป็นต้น

นโยบาย: ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานส่งเสริมการลงทุน เช่น สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI)

คำอธิบาย:

เนื่องจาก โดยทั่วไป บทบาทหลักในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและการพัฒนาเทคโนโลยีหรืออุปกรณ์ต่างๆที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะอยู่ที่หน่วยงานการไฟฟ้าฯ ทั้งสาม และการพัฒนาของภาคเอกชน อย่างไรก็ดี หน่วยงานภาครัฐไม่ว่าจะเป็น กระทรวงพลังงาน หรือหน่วยงานกำกับดูแล เช่น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.) สามารถให้นโยบายและกำกับดูแลได้แค่เพียงหน่วยงานการไฟฟ้าฯ เท่านั้น แต่ไม่สามารถกำกับการดำเนินงานของภาคเอกชนโดยตรงได้ สิ่งที่ภาครัฐสามารถทำได้ คือ การส่งสัญญาณที่ชัดเจนไปยังภาคเอกชนเพื่อกระตุ้นให้เกิดการพัฒนาอุตสาหกรรมและเทคโนโลยีภายในประเทศที่เกี่ยวกับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดโดยหน่วยงานภาครัฐ สามารถออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เพื่อเป็นการสนับสนุนภาคเอกชนให้สามารถเร่งการพัฒนาเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในด้านต่างๆ ให้เร็วมากยิ่งขึ้นได้

ทั้งนี้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานส่งเสริมการลงทุน เช่น สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) จะเป็นหน่วยงานที่มีบทบาทหลักในการออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) อาจให้เงินกองทุนเพื่อสนับสนุนโครงการพัฒนาเทคโนโลยีต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมากขึ้น และสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน(BOI) อาจออกมาตรการทางภาษีเพื่อสนับสนุนการลงทุนแก่ภาคเอกชนที่พัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เป็นต้น

นโยบาย: ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่หน่วยงานของรัฐ/กระทรวงที่เกี่ยวข้อง/ผู้มีอำนาจตัดสินใจ

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

คำอธิบาย:

สิ่งสำคัญประการหนึ่งที่มีผลต่อสัมฤทธิผลของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดก็คือ การทำความเข้าใจกับผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทุกภาคส่วนถึงความสำคัญและความจำเป็นของการพัฒนาฯ โดยเฉพาะอย่างยิ่งจะต้องให้ข้อมูลที่ถูกต้องและชัดเจนถึงทิศทางของแผนการพัฒนาที่เหมาะสม และลำดับความสำคัญเร่งด่วนของกิจกรรมการพัฒนา/ลงทุนต่างๆ ที่ควรดำเนินการก่อน แก่หน่วยงานของรัฐ/กระทรวงที่เกี่ยวข้อง/ผู้มีอำนาจตัดสินใจ เพื่อให้มีข้อมูลที่เพียงพอต่อการตัดสินใจและสามารถบูรณาการทิศทางหรือแผนการพัฒนาประเทศด้านต่างๆ ให้สอดคล้องกัน และสามารถกำหนดกรอบงบประมาณของการพัฒนาได้อย่างเหมาะสม

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในฐานะหน่วยงานกำหนดนโยบายการพัฒนาทางด้านพลังงานของประเทศ จะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะต้องให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่หน่วยงานของรัฐ/กระทรวงที่เกี่ยวข้อง/ผู้มีอำนาจตัดสินใจ อย่างชัดเจน

นโยบาย: ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: หน่วยงานกำหนดนโยบายภาครัฐ เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และหน่วยงานกำกับดูแล เช่น สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สกพ.)

คำอธิบาย:

สิ่งที่สำคัญต่อสัมฤทธิผลของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดอย่างยั่งยืน และมีความโปร่งใส ก็คือ การทำความเข้าใจกับผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทุกภาคส่วนถึงความสำคัญและความจำเป็นของการพัฒนาฯ โดยเฉพาะอย่างยิ่งกับภาคประชาชนที่มีส่วนได้รับผลกระทบโดยตรงจากการรับภาระของค่าใช้จ่ายในการลงทุนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดทั้งทางตรงและทางอ้อม

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในฐานะหน่วยงานกำหนดนโยบายการพัฒนาทางด้านพลังงานของประเทศ จะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะต้องให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ

กิจกรรมการลงทุนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในระบบผลิตและระบบส่ง

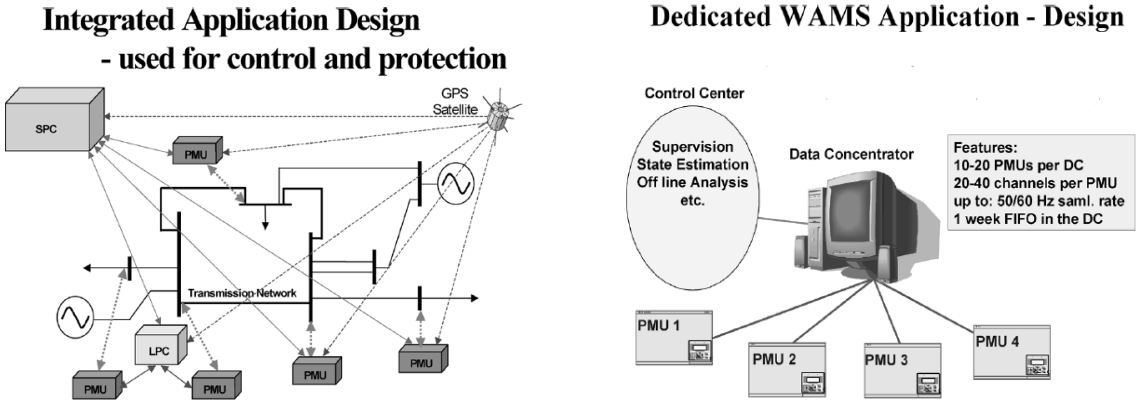
กิจกรรมการลงทุน: Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

Wide Area Monitoring System (WAMS) คือ ระบบตรวจการณ์แบบพื้นที่กว้างโดยอาศัยการติดตั้งอุปกรณ์ที่เรียกว่าPhasor Measurement Unit (PMU) หลายๆ ตัวในระบบส่งไฟฟ้าซึ่งใช้ในการตรวจวัดสถานะการทำงานของระบบ โดยปริมาณทางไฟฟ้าต่างๆ ทั้งกระแส แรงดันไฟฟ้า และความถี่ไฟฟ้าของระบบส่งไฟฟ้าจะถูกวัดโดย PMU และข้อมูลที่ได้จากการวัดจะถูกเก็บไว้ในระบบเก็บข้อมูล (Data Concentrator) ซึ่งจะมีความถี่ในการวัดและเก็บข้อมูลสูงมาก เช่น ทุกๆ 1 มิลลิวินาที เป็นต้น โดยปริมาณทางไฟฟ้าที่วัดได้จะมีทั้งขนาดและมุมเฟสที่มีความแม่นยำสูงเนื่องจากใช้การเทียบเวลากับระบบกำหนดตำแหน่งพิกัดบนโลก (Global Positioning System; GPS) ผ่านระบบดาวเทียมซึ่งมีความแม่นยำในระดับ 1 ไมโครวินาที

นอกจากนี้ WAMS ยังสามารถทำงานร่วมกับอุปกรณ์ต่างๆ ที่ติดตั้งในระบบส่งเช่น อุปกรณ์ FACTS เพื่อควบคุมการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในบริเวณต่างๆ ในระบบส่งอีกทั้งยังสามารถใช่ร่วมกับอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าได้อย่างอัตโนมัติเมื่อเกิดสภาวะผิดปกติขึ้นเพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาการเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ ซึ่งการประสานการทำงานระหว่าง WAMSกับอุปกรณ์ต่างๆ ดังกล่าวจะรวมเป็นระบบที่เรียกว่า Wide Area Protection and Control (WAPC) โดยหน้าที่หลักของ WAPC คือสามารถรักษาตัวเอง (Self Healing) ได้อย่างอัตโนมัติ เช่น ในกรณีที่เกิดความผิดปกติกับระบบ ระบบจะต้องมีการตัดส่วนที่ผิดปกตินั้นออกไปเพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างและหากระบบตรวจพบความเสี่ยงในการเกิดปัญหาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า WAPC จะต้องทำการประเมินสถานการณ์และแก้ปัญหาความความเสี่ยงของเสถียรภาพนั้นได้



ตัวอย่างโครงสร้างของ WAM/WAPC

(ที่มารูปภาพ: Wide-Area Protection and Emergency Control, Proceedings of the IEEE, Vol.93, No. 5, May 2005)

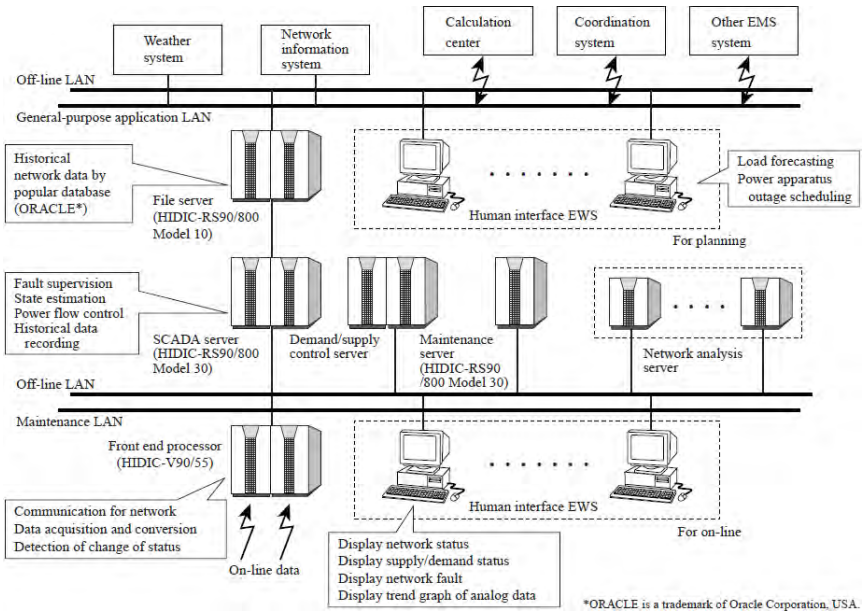
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของ Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC) ต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Energy Management System (SCADA/EMS)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

ระบบบริหารจัดการพลังงานในระบบผลิตและระบบส่ง หรือ Energy Management System คือ กลุ่มเครื่องมือหรือกลุ่มของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ประยุกต์ (Computer Applications) ที่ใช้ในการบริหารจัดการและควบคุมสมรรถนะของระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าแบบเวลาจริง (Real time) ให้มีความเหมาะสมมากที่สุด (Optimized) ซึ่งโดยปกติ จะใช้งานร่วมกับระบบควบคุมและประมวลผลแบบรวมศูนย์ (Supervisory Control and Data Acquisition; SCADA) และรวมเรียกเป็น SCADA/EMS โดยสามารถทำงานร่วมกับระบบ WAMS/WAPC ภายใต้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้

ตัวอย่างของแอปลิเคชั่นต่างๆ ของระบบ SCADA/EMS ได้แก่ การประมาณสถานะของปริมาณทางไฟฟ้าในระบบ (State Estimation) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (Load Forecasting) การควบคุมการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบส่ง (Power Flow Control) การตรวจวัดเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า (Voltage Stability Monitoring) การจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสม (Economic Load Dispatching) การลดกำลังสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า (Loss Minimization) และการตรวจจับและกำหนดตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องในระบบส่ง (Fault Location Detector) เป็นต้นนอกจากนี้ ระบบSCADA/EMS ยังสามารถถูกประยุกต์ใช้เพื่อเป็นระบบบริหารจัดการสินทรัพย์หรืออุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ (Asset Management System) และระบบบำรุงรักษาอุปกรณ์ตามเงื่อนไข (Condition-Based Maintenance System) ได้อีกด้วย



ตัวอย่างโครงสร้างของ SCADA/EMS

(ที่มารูปภาพ: Open Distributed EMS/SCADA System, Hitachi Review, Vol.7 No.5, 1998)

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการลงทุนพัฒนาระบบโปรแกรมประยุกต์สำหรับ Energy Management System (SCADA/EMS) ให้สามารถทำงานกับระบบ SCADA ที่มีการติดตั้งอยู่แล้วต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: EHV/FACTS
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

Flexible AC Transmission System (FACTS) คือ อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังต่างๆที่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการควบคุมและการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบส่งให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้น ซึ่งประกอบไปด้วยตัวอย่างอุปกรณ์ เช่น Static Synchronous Compensator (STATCOM), Static Var Compensator (SVC), Unified Power Flow Controller (UPFC), Interline Power Flow Controller (IPFC) และ High Voltage DC System (HVDC) เป็นต้น สำหรับในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดอุปกรณ์ FACTS จะถูกนำไปใช้เพื่อปรับเปลี่ยนปริมาณของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในระบบส่งบางบริเวณเพื่อทำให้ไม่จำเป็นต้องสร้างสายส่งเพิ่มเติม เพื่อควบคุมการผ่านกำลังไฟฟ้าในระยะไกลเพื่อลดกำลังไฟฟ้าสูญเสีย และเพื่อเพิ่มเสถียรภาพของการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า เป็นหลัก เช่น ใช้เพื่อควบคุมส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนซึ่งอาจจะอยู่ห่างจากผู้ใช้มาก หรือใช้ระบบส่งไฟฟ้าแรงดันสูงมาก (Extra High Voltage; EHV) หรือระบบ HVDC เป็นตัวกลางเพื่อเชื่อมระบบไฟฟ้าระหว่างกลุ่มประเทศในอาเซียนเข้าด้วยกัน เป็นต้น

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบส่งไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการลงทุนติดตั้งอุปกรณ์ EHV/FACTS เพื่อควบคุมการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบส่งต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Substation Automation (G&T)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

ระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติในระบบส่งซึ่งบ่อยครั้งจะถูกเรียกว่า Substation Automation System (SAS) ทำหน้าที่พื้นฐานดังนี้

1. การให้บริการในการเข้าถึงข้อมูลทางระบบไฟฟ้าทั้งระยะไกลและใกล้ (Remote/Local) เช่น ตรวจสอบสถานะอุปกรณ์ไฟฟ้า หรือสามารถทำการปรับแก้ไขค่าของรีเลย์ระบบป้องกัน (Relay Setting)

2. การควบคุมการทำงานอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าโดยบุคคลและโดยระบบอัตโนมัติ (Manual/Automatic Function) ทั้งในเหตุการณ์ปกติและไม่ปกติ เช่น การรักษาระดับแรงดันไฟฟ้า

3. เป็นตัวกลางจัดการระบบข้อมูลและควบคุมระหว่างอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าและระบบควบคุมและประมวลผลแบบรวมศูนย์ (Supervisory Control and Data Acquisition; SCADA) ทำให้ได้ข้อมูลที่มีคุณภาพและเชื่อถือได้มากที่สุด

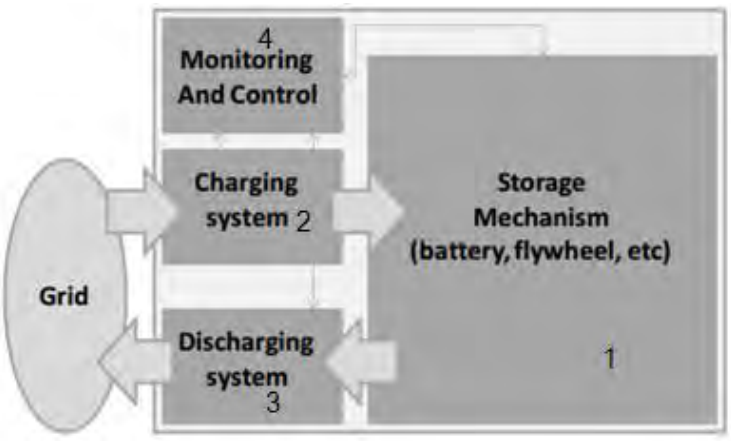
ระบบ SAS เริ่มต้นพัฒนามาจาก RTU (Remote Terminal Unit) และ Protective Relay ซึ่งเป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ที่ประกอบด้วยชุดรับส่งสัญญาณดิจิตอลและอนาล็อก (Digital Input/Digital Output/Analog Input/Analog Output; DI/DO/AI/AO) รวมทั้งประกอบด้วยฟังก์ชั่นการทำงานซึ่งเป็นซอฟต์แวร์ เพื่อดึงค่าวัด สถานะ สัญญาณเตือน รวมทั้งควบคุมการทำงานของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าและป้องกันการเสียหายของอุปกรณ์ไฟฟ้าข้อมูลจากการวัดและสถานะต่างๆ จะถูกส่งไปยังระบบ SCADA เพื่อประกอบการตัดสินใจในการควบคุมอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้านั้นๆ ผ่านระบบสื่อสารข้อมูลด้วยโปรโตคอลที่ออกแบบมาสำหรับงานระบบอัตโนมัติโดยเฉพาะ เช่น มาตรฐานเปิด IEC 61850 เป็นต้น ในปัจจุบัน RTU ยังมีใช้อย่างแพร่หลายในระบบขนาดเล็กหรือระบบที่ไม่มีความซับซ้อน ส่วน Protective Relay มักถูกใช้ในการด้านระบบป้องกันอย่างเดียว แต่สำหรับระบบขนาดใหญ่นั้น SAS เริ่มเข้ามามีบทบาทมากขึ้นในปัจจุบัน อันเนื่องจากโครงสร้างและสถาปัตยกรรมของระบบ SAS เป็นแบบกระจายหน้าที่ (Distributed concept) ซึ่งมีความเชื่อถือได้สูงตลอดรวมทั้งระบบประสิทธิภาพในการทำงานก็สูงเช่นกัน เนื่องจากระบบทำงานด้วยโปรเซสเซอร์หลายตัว (Multiple processor) สามารถรองรับงานที่ต้องการการตอบสนองด้วยความเร็วสูง เช่น งานโอนถ่ายโหลดไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือ งานระบบป้องกันทางไฟฟ้า เป็นต้น

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบส่งไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งทั่วประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการลงทุนปรับเปลี่ยนสถานีไฟฟ้าให้มีความสามารถทำงานได้แบบ Substation Automation ต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Energy Storage System (G&T)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

ระบบกักเก็บพลังงานในที่นี้หมายถึง อุปกรณ์ที่สามารถเก็บพลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานในรูปแบบอื่นและสามารถเปลี่ยนกลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าเพื่อนำมาใช้ใหม่ได้ ซึ่งอุปกรณ์หลักที่สามารถทำหน้าที่นี้ได้ก็คือแบตเตอรี่ชนิดต่างๆ และอาจมีความหมายรวมถึงระบบกักเก็บน้ำท้ายเขื่อน (Pumped-storage Hydro Power Plant) ด้วย โดยจุดประสงค์หลักประการหนึ่งที่มีการนำระบบกักเก็บพลังงานมาใช้ในเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดก็คือ เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีความไม่แน่นอนสูง อาทิเช่น พลังงานไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์หรือพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลม เป็นต้น เพื่อทำให้ระบบไฟฟ้ายังคงมีความมั่นคงและความเชื่อถือได้สูงแม้ในบางเวลาโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ อย่างไรก็ดี ระบบกักเก็บพลังงานสามารถนำไปใช้ได้กับการบริหารจัดการผลิตไฟฟ้าได้อีกด้วย เช่น ใช้กักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่สามารถผลิตได้มากกว่าความต้องการหรือในช่วงที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามีราคาถูกและนำกลับมาใช้ใหม่ในช่วงเวลาที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการหรือในช่วงเวลาที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแพงหรือใช้ในการบริหารจัดการความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เป็นต้น ซึ่งจะทำให้การวางแผนการผลิตไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นมากขึ้น



องค์ประกอบของระบบกักเก็บพลังงาน
(ที่มารูปภาพ: Electric Energy Storage Systems, Quanta technology)

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาเลือกลงทุนระบบ Energy Storage System ที่เหมาะสมต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Renewable Energy Forecast System
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

จากรายงาน Final Report California Renewable Energy Forecasting, Resource Data and Mapping ได้นิยามว่า Renewable Energy Forecast System คือ ระบบพยากรณ์พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะทำหน้าที่ประเมินศักยภาพการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ในช่วงระยะเวลาที่สนใจ ซึ่งในการพยากรณ์นั้นจะอาศัยข้อมูลจากลักษณะการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยทางธรรมชาติที่ได้จากระบบตรวจวัดที่ติดตั้งและข้อมูลทางไฟฟ้าต่างๆ ณ ขณะนั้น โดยระบบประมวลผลของศูนย์ข้อมูลจะทำการพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีในระบบและส่งต่อมายังศูนย์ควบคุมเพื่อประโยชน์ในการบริหารจัดการกำลังผลิตโดยรวมของประเทศต่อไป

โดยทั่วไปการศึกษาระบบพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนนั้นจะเน้นไปที่ การพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ และการพยากรณ์พลังงานลม เนื่องด้วยพลังงานทั้งสองนั้นเป็นพลังงานที่มีความไม่แน่นอนสูง โดยวิธีการในการพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีดังนี้

1. พลังงานแสงอาทิตย์

1.1 Persistence forecast คือ วิธีการพยากรณ์โดยการพิจารณาค่ากระแสไฟฟ้าหรือกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อมุมตกกระทบของแสงอาทิตย์กับเซลล์แสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลงไป อย่างไรก็ตามวิธีการพยากรณ์นี้มีข้อเสียคือความแม่นยำจะลดลงไปอย่างมากเมื่อมีเมฆมาบดบังแสงอาทิตย์ในช่วงเวลาที่พยากรณ์

1.2 Total sky imagery คือ วิธีการพยากรณ์โดยใช้การประมวลผลรูปภาพ (Image processing) และเทคนิคการติดตามเมฆ (Cloud tracking) เพื่อให้ได้ภาพถ่ายของท้องฟ้าซึ่งวิธีการนี้สามารถประเมินล่วงหน้าได้ประมาณ 15-30 นาที โดยความเข้มแสงจะถูกพยากรณ์โดยพิจารณาจากเงา ทิศทาง และความเร็วของเมฆ

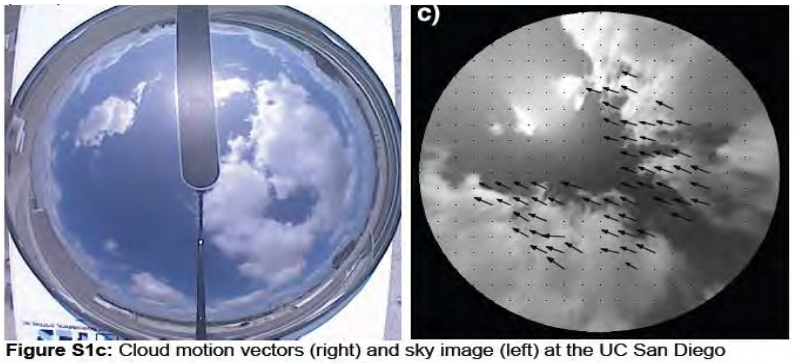


Figure S1c: Cloud motion vectors (right) and sky image (left) at the UC San Diego campus on August 19, 2009 at 1431 PDT.

ภาพถ่ายของท้องฟ้าจากระบบ Total sky imagery

(ที่มารูปภาพ: Final Report California Renewable Energy Forecasting, Resource Data and Mapping)

1.3 Satellite imagery คือ วิธีการพยากรณ์โดยใช้การประมวลผลรูปภาพจากดาวเทียมคล้ายๆ กับวิธี Total sky imagery โดยมีหลักการคือ คำนวณค่าความเข้มของแสงอาทิตย์ที่สะท้อนจากโลกผ่านเมฆเข้าสู่ดาวเทียม

1.4 Numerical Weather Prediction (NWP) คือ ถือเป็นวิธีการพยากรณ์ที่ดีที่สุดสำหรับการพยากรณ์ล่วงหน้ามากกว่า 5 ชั่วโมงขึ้นไป โดยวิธีการคือ สร้างแบบจำลองการกระจายของแสงอาทิตย์เช่นเดียวกับที่แสงอาทิตย์แพร่กระจายในชั้นบรรยากาศผ่านชั้นของเมฆ

2. พลังงานลม

ในการพยากรณ์พลังงานลมนั้นจะใช้แบบจำลองซึ่งสร้างจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยความซับซ้อนของแบบจำลองนั้นสามารถนำมาจัดเรียงได้ตั้งแต่ซับซ้อนน้อยไปยังซับซ้อนมาก ยกตัวอย่างเช่น Persistence Modelจะใช้หลักการที่ง่ายที่สุดคือพยากรณ์ว่าพลังงานลมที่จะเกิดขึ้นในอนาคตจะเท่ากับพลังงานลมที่เกิดในปัจจุบัน เป็นต้น ในปัจจุบัน แบบจำลองพลังงานลมถูกจำลองขึ้นอย่างมากมาย และซับซ้อน โดยชื่อของแบบจำลองนั้นมักจะเป็นชื่อของผู้คิดค้นขึ้นดังตัวอย่างเช่น แบบจำลอง AWS Truewind’s eWind ซึ่งจะพิจารณาทั้งแบบจำลองการพยากรณ์ของสภาพอากาศ แบบจำลองชั้นบรรยากาศ และแบบจำลองทางสถิติร่วมกัน

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบ Renewable Energy Forecast System และจัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: SPP/VSPP Data Communication System (G&T)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

ในปัจจุบัน การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) โดยเฉพาะประเภทสัญญา Non-firm ไม่ได้ถูกสั่งการโดยตรงผ่านศูนย์ควบคุมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ากลุ่มดังกล่าวก็ไม่ได้ถูกรายงานกลับไปที่ศูนย์ควบคุมฯ ในทันทีแบบเวลาจริง (Real Time) ทำให้บางครั้งการวางแผนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมของประเทศมีความยุ่งยากและซับซ้อนมากขึ้นโดยเฉพาะในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเหล่านี้เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตสูงเป็นสาเหตุให้ศูนย์ควบคุมจำเป็นต้องสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเผื่อให้มีกำลังการผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Operational/SpinningReserve) สูงเพื่อรองรับกับความไม่แน่นอนดังกล่าวส่งผลให้มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงเกินความจำเป็น

ในความเป็นจริง หากระบบไฟฟ้าหลักสามารถติดต่อสื่อสารข้อมูลของโรงไฟฟ้าเหล่านี้ได้ดีขึ้นจะทำให้สามารถจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบให้เหมาะสมกับพลังงานไฟฟ้าที่ได้จาก SPP/VSPP ได้ดียิ่งขึ้น จึงเป็นสาเหตุให้ต้องมีการพัฒนาระบบสื่อสารข้อมูลของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก (SPP/VSPP Data Communication System) เพื่อให้สามารถรับรู้ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเหล่านี้ได้อย่างแม่นยำได้

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบ SPP/VSPP Data Communication System ต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: ICT integration (G&T)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

ในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดนั้น โครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญอย่างหนึ่งคือ ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ ดังนั้นเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงไปสู่ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในอนาคต การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะต้องปรับปรุงระบบเทคโนโลยีสารสนเทศที่มีอยู่เดิมให้ได้รับการพัฒนา/ปรับปรุงให้ทันสมัยมากยิ่งขึ้น โดยอาจจะต้องมีการปรับปรุงทั้งโครงสร้างองค์กรที่ดูแลระบบสื่อสารและ IT ของ กฟผ. ใหม่ ทั้งนี้ กฟผ. ควรจะต้องปรึกษาหารือกับคณะทำงานของทั้งการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ด้วยเพื่อให้เกิดมีทิศทางการพัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศไปในทางเดียวกัน

นอกจากนี้ เพื่อให้การสื่อสารในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟผ. เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและมีความปลอดภัยอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา กฟผ. จำเป็นต้องปรับปรุงระบบจัดการทราฟฟิกบนโครงข่ายสื่อสารของตนเองเพื่อรับประกันคุณภาพของบริการและบูรณภาพของข้อมูลอย่างต่อเนื่องตลอดเวลาตามความต้องการ และต้องคำนึงถึงการป้องกันภัยคุกคามโครงข่าย (Cyber Security) ที่อาจจะเกิดขึ้นใหม่ตลอดเวลาตามความเจริญก้าวหน้าของเทคโนโลยีด้วย

กิจกรรมการลงทุน: Demand Response/Demand-Side Management (G&T)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

การตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้า(Demand Response; DR) และการบริหารจัดการพลังงาน (Demand Side Management; DSM) จะมีความหมายคล้ายคลึงกัน อย่างไรก็ดี Demand Response จะเน้นที่การกระตุ้นให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับเปลี่ยนพฤติกรรมหรือปรับลดการใช้พลังงานในช่วงเวลาสั้นๆ เพื่อจุดประสงค์หลักในการได้รับผลประโยชน์บางประการจากการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมนั้น แต่ Demand Side Management จะเน้นให้ความสำคัญที่การปรับเปลี่ยนลักษณะของความต้องการใช้พลังงานโดยการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมหรือเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อให้เกิดการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ (Energy Efficiency) และส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานซึ่งโดยทั่วไปจะส่งผลต่อเนื่องในระยะยาว

โปรแกรม Demand Response และโปรแกรม Demand Side Management อาจถูกใช้ร่วมกันเพื่อบริหารจัดการการใช้พลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น สร้างสมดุลระหว่างการผลิตและการใช้พลังงานโดยเฉพาะอย่างยิ่งหากในกรณีที่ระบบผลิตมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นจำนวนมาก และอาจจะช่วยให้สามารถชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้ ในปัจจุบัน โปรแกรม Demand Side Management สามารถดำเนินการได้ทันที แต่อย่างไรก็ดี โปรแกรม Demand Response จะต้องการเทคโนโลยีที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเข้ามาช่วยให้เกิดช่องทางการส่งสัญญาณ (Signal) จากผู้ควบคุมระบบไปสู่ผู้ใช้ (End-use) โดยตรง

การมีโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับการใช้ประโยชน์จากโปรแกรม Demand Response จะช่วยสร้างความสมดุลระหว่างการจัดหาไฟฟ้ากับความต้องการไฟฟ้าและช่วยลดการบริโภคพลังงานไฟฟ้าผ่านปัจจัยต่างๆ เช่น โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาจริง (Real Time Pricing; RTP) โดยเฉพาะอย่างยิ่งสามารถบริหารจัดการการผลิตและการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) และสามารถทำให้ใช้ประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนให้มากที่สุดได้ซึ่งจะก่อให้เกิดประโยชน์ต่อการสร้างความมั่นคงของระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม โปรแกรม Demand Response ซึ่งต้องติดต่อกับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงจะใกล้ชิดกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ดังนั้น กฟผ. จึงควรลงทุนและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานให้เกิดการใช้ประโยชน์จากโปรแกรมDemand Response ร่วมกันกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟภ. และ กฟน.) ตามนโยบายของภาครัฐให้ได้

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบ Demand Response/Demand-Side Management ร่วมกันกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟภ. และ กฟน.) ตามนโยบายของภาครัฐต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Intelligent Charging System/V2G (G&T)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

คำอธิบาย:

ด้วยปัจจุบัน เทคโนโลยีการใช้ยานพาหนะไฟฟ้า (Electric Vehicle) ในภาคการขนส่งเริ่มได้รับความสนใจมากขึ้นในระดับที่มีนัยสำคัญจากประเทศต่างๆ ทั่วโลก เนื่องจากเทคโนโลยีดังกล่าวอาศัยพลังงานไฟฟ้าซึ่งเก็บสะสมอยู่ในแบตเตอรี่มาเป็นแหล่งพลังงานหลักในการขับเคลื่อนยานพาหนะดังกล่าว โดยเมื่อเปรียบเทียบกับยานพาหนะในปัจจุบันที่ใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine) ซึ่งใช้น้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักแล้วจะพบว่า ยานพาหนะไฟฟ้าจะไม่ปลดปล่อยมลพิษในรูปของไอเสียสู่สภาพแวดล้อมเลย นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาถึงประสิทธิภาพการใช้พลังงานตั้งต้นหรือพลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy) แล้ว การใช้เชื้อเพลิงความร้อนมาผลิตไฟฟ้าเพื่อนำมาจ่ายให้กับยานพาหนะไฟฟ้าก็ยังมีความคุ้มค่าหรือมีประสิทธิภาพของการใช้พลังงานสูงกว่าการนำเชื้อเพลิงความร้อนมาใช้ในยานพาหนะที่เป็นเครื่องยนต์สันดาปภายในโดยตรงมาก อย่างไรก็ดี การนำยานพาหนะไฟฟ้าเข้ามาใช้งานมากขึ้นจำเป็นจะต้องมีระบบอัดประจุไฟฟ้าเพื่อรองรับการใช้งานซึ่งในอนาคต 10-20 ปีข้างหน้า ยานพาหนะไฟฟ้าจะกลายเป็นโหลดหลักที่สำคัญอย่างหนึ่งของระบบไฟฟ้าทำให้มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น โดยหากยานพาหนะไฟฟ้าจำนวนมากต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าพร้อมกันจะทำให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ขณะนั้นสูงมาก จึงมีความจำเป็นจะต้องมีการพัฒนาระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาด (Intelligent charging system) ขึ้นเพื่อรองรับกับปัญหานี้ในอนาคต โดยระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดนั้นจะต้องสามารถติดต่อสื่อสารกับระบบไฟฟ้าหลักเพื่อจัดลำดับการอัดประจุอย่างชาญฉลาดและบรรเทาปัญหาความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่จะเกิดกับระบบไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ ในบางกรณี ระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดจะสามารถนำประจุไฟฟ้าที่เก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่มาจ่ายกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้า (Vehicle to Grid; V2G) เพื่อช่วยลดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในบางเวลาได้

อย่างไรก็ตาม ระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดซึ่งต้องติดต่อกับยานพาหนะไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงจะใกล้ชิดกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ดังนั้น กฟผ. จึงควรลงทุนและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานให้เกิดการใช้ประโยชน์ร่วมกันกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟภ. และ กฟน.) ให้ได้

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของ Intelligent Charging System/V2G ต่อไป

กิจกรรมการลงทุนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในระบบจำหน่าย

กิจกรรมการลงทุน: Distribution/Feeder Automation (DA/FA)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

ในขณะที่ระบบ Wide Area Monitoring System (WAMS) ทำหน้าที่เฝ้าระวังระบบผลิตกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่รวมถึงระบบส่งและสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง ระบบDistribution/Feeder Automation (DA/FA) ก็ทำหน้าที่คล้ายกันเพียงแต่ทำหน้าที่เฝ้าระวังความผิดปกติในสายจำหน่ายและสถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย โดยในบางครั้งระบบ Distribution/Feeder Automation (DA/FA) ที่ทำงานร่วมกับเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะถูกเรียกว่าเป็น Advanced Distribution Automation (ADA) ซึ่งเป็นระบบที่สามารถช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าเนื่องจากมีความสามารถในการรักษาตัวเอง (Self Healing) ได้อย่างอัตโนมัติโดยอาศัยระบบเซนเซอร์และอุปกรณ์ตัดต่อวงจรอัตโนมัติที่ติดตั้งในระบบจำหน่ายนอกจากนี้ ระบบ ADAยังสามารถทำงานร่วมกับอุปกรณ์อัตโนมัติอื่นๆ ที่ติดตั้งอยู่ในระบบ และสามารถทำงานร่วมกับระบบสารสนเทศระบบไฟฟ้าทางภูมิศาสตร์ (Geographical Information System; GIS) ในระบบจำหน่ายได้

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบ (Advanced) Distribution/Feeder Automation (DA/FA) ต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Substation Automation (Distr)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

ระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติในระบบจำหน่ายจะทำหน้าที่เช่นเดียวกับระบบสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งโดยจะทำหน้าที่ ให้บริการในการเข้าถึงข้อมูลทางระบบไฟฟ้าทั้งระยะไกลและใกล้ (Remote/Local) เช่น ตรวจสอบสถานะอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือสามารถทำการปรับแก้ไขค่าของรีเลย์ระบบป้องกัน (Relay Setting) ควบคุมการทำงานอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าโดยบุคคลและโดยระบบอัตโนมัติ (Manual/Automatic Function) และเป็นตัวกลางจัดการระบบข้อมูลและควบคุมระหว่างอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าและระบบควบคุมและประมวลผลแบบรวมศูนย์ (Supervisory Control and Data Acquisition; SCADA) ทำให้ได้ข้อมูลที่มีคุณภาพและเชื่อถือได้มากที่สุด โดยข้อมูลจากการวัดและสถานะต่างๆ จะถูกส่งไปยังระบบ SCADA เพื่อประกอบการตัดสินใจในการควบคุมอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้านั้นๆ ผ่านระบบสื่อสารข้อมูลด้วยโปรโตคอลที่ออกแบบมาสำหรับงานระบบอัตโนมัติโดยเฉพาะ เช่น มาตรฐานเปิด IEC 61850 เป็นต้น

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าย่อยในระบบจำหน่ายทั่วประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการลงทุนปรับเปลี่ยนสถานีไฟฟ้าย่อยให้มีความสามารถทำงานได้แบบ Substation Automation ต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Distribution Management System (DMS)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

หากระบบ Distribution/Feeder Automation (DA/FA) สามารถเทียบเคียงได้กับ Wide Area Monitoring System (WAMS) ในระบบส่งแล้ว Distribution Management System (DMS) ก็จะสามารถเทียบเคียงได้กับ Energy Management System (EMS) เช่นกันโดย DMS คือ กลุ่มเครื่องมือหรือกลุ่มของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ประยุกต์ (Computer Applications) ที่ใช้ในการบริหารจัดการและควบคุมสมรรถนะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเวลาจริง (Real time) ให้มีความเหมาะสมมากที่สุด (Optimized) ซึ่งโดยปกติจะต้องใช้งานร่วมกับระบบควบคุมและประมวลผลแบบรวมศูนย์ (Supervisory Control and Data Acquisition; SCADA) และรวมเรียกเป็น SCADA/DMS โดยสามารถทำงานร่วมกับระบบ DA/FAภายใต้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้

ตัวอย่างฟังก์ชันการทำงานต่างๆ ของ DMS มีดังนี้

- ฟังก์ชันการวิเคราะห์การเชื่อมต่อกันของโครงข่าย
- ฟังก์ชันการตัดต่อสายป้อน(Switching) อย่างปลอดภัย
- ฟังก์ชันการประมาณสถานะของปริมาณทางไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (State Estimation)
- ฟังก์ชันการควบคุมการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบส่ง (Power Flow Control)
- ฟังก์ชันการบริหารจัดการคุณภาพไฟฟ้า (Power Quality Management)
- ฟังก์ชั่นการตรวจจับดิสชาร์จบางส่วน (Partial Discharge Detection)
- ฟังก์ชันการควบคุมแรงดันและกำลังรีแอคทีฟ (Volt-VAr Control)
- ฟังก์ชันการควบคุมการปลดโหลด (Load shedding)
- ฟังก์ชันการจัดการระบบเมื่อเกิดความผิดพร่อง (Fault management & system restoration) และการตรวจจับและกำหนดตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องในระบบส่ง (Fault Location Detector)
- ฟังก์ชันการสมดุลโหลดโดยการจัดวางรูปแบบของสายป้อน (Load Balancing via Feeder Reconfiguration: LBFR) หรือบริหารจัดการโหลดหม้อแปลง(Transformer Load Management: TLM)
- ฟังก์ชันการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเชิงพื้นที่ (Spatial Load Forecasting)
- นอกจากนี้ หากมีการเชื่อมต่อข้อมูลอย่างทั่วถึง ระบบ SCADA/DMS ยังอาจสามารถอาศัยข้อมูลจากเซนเซอร์วัดสถานะต่างๆ ที่ติดตั้งอยู่ในพื้นที่รับผิดชอบ เพื่อทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่อยู่ในพื้นที่ได้

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการลงทุนพัฒนาระบบโปรแกรมประยุกต์สำหรับ Distribution Management System(SCADA/DMS) ให้สามารถทำงานกับระบบ SCADA ที่เริ่มมีการติดตั้งอยู่แล้วต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Smart Meter and AMR/AMI

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

สมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meter) เป็นอุปกรณ์สำคัญของระบบอ่านค่าหน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคอย่างอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading; AMR) และโครงสร้างพื้นฐานระบบมิเตอร์ขั้นสูง (Advanced Metering Infrastructure; AMI) อันเป็นโครงสร้างของระบบคอมพิวเตอร์และระบบข้อมูลสารสนเทศผ่านโครงข่ายระบบสื่อสารเพื่อตรวจวัดค่าพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าต่างๆ ที่จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

เทคโนโลยี AMR คือ ระบบการอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติผ่านช่องทางการสื่อสารชนิดต่างๆ โดยข้อมูลที่อ่านได้จากมิเตอร์อัตโนมัติทั้งหมดจะถูกส่งไปเก็บที่ระบบฐานข้อมูลกลาง (AMR Data Center) เพื่อใช้ในการจัดพิมพ์ใบแจ้งค่าไฟฟ้า นอกจากนี้ หากมีการพัฒนาระบบบริหารจัดการข้อมูลมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า (Meter Data Management System; MDMS) ร่วมด้วย ผู้ใช้ไฟฟ้าจะสามารถตรวจสอบและดาวน์โหลดข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนผ่านทางเวปไซต์ (MDMS Website) ได้ ทำให้เกิดความโปร่งใสและเป็นธรรม ทั้งนี้ การติดตั้งระบบ AMR จะเกิดประโยชน์ต่อทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าและต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเนื่องจาก ในปัจจุบันมิเตอร์ไฟฟ้าทั่วประเทศเกือบทั้งหมดประมาณ 18 ล้านตัวเป็นมิเตอร์ไฟฟ้าที่การจดหน่วยไฟฟ้าทำได้วิธีเดียว คือ ส่งพนักงานไปจดหน่วยไฟฟ้าที่ตัวมิเตอร์ (มิเตอร์อิเล็กทรอนิกส์ที่ต้องส่งพนักงานไปจดหน่วยไฟฟ้าที่ตัวมิเตอร์ ไม่ถือว่าเป็นมิเตอร์แบบอัตโนมัติ) ดังนั้น หากสมมุติว่าการไฟฟ้าต้องการจดหน่วยไฟฟ้าที่มิเตอร์ทุกตัวพร้อมกันในวันสุดท้ายของเดือนและหากพนักงานคนหนึ่งจดหน่วยไฟฟ้าได้ 200 ตัว/วัน (เพื่อความถูกต้องในการจดหน่วยไฟฟ้า) ก็หมายความว่าต้องใช้พนักงานถึง 90,000 คน ซึ่งเป็นไปได้ยากในทางปฏิบัติ และถ้าเร่งให้พนักงานคนหนึ่งจดหน่วยไฟฟ้าได้ 1000 ตัว/วัน (ซึ่งความถูกต้องในการจดหน่วยไฟฟ้าจะลดลง) ก็หมายความว่าต้องใช้พนักงาน 18,000 คน ซึ่งก็ยังมากอยู่ดี วิธีที่ใช้ในการลดจำนวนพนักงานในการจดหน่วยในปัจจุบัน คือ การให้พนักงานออกไปจดหน่วยไฟฟ้าไม่พร้อมกันในวันสิ้นเดือน ซึ่งก็เป็นการก่อให้เกิดปัญหาในทางเทคนิคอื่นๆ ตามมา ไม่ว่าจะเป็นการที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่สามารถการประเมินหน่วยขายของตนเองอย่างแม่นยำได้เนื่องจากหน่วยไฟฟ้าที่จดมาได้เป็นคนละเวลากันทำให้ไม่สามารถรับรู้รายได้ ณ เวลาใดๆ อย่างแม่นยำได้ หรือทำให้ไม่สามารถประเมินหน่วยไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายของตนเองได้ เนื่องจากหน่วยซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและหน่วยขายในระบบจำหน่ายของตนถูกบันทึกที่คนละเวลากัน เป็นต้น

สำหรับในส่วนของ AMI จะเป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาเพิ่มเติมจาก AMR ให้สามารถทำงานที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมากขึ้น โดยAMI สามารถวัดพารามิเตอร์ทางไฟฟ้าอื่นๆ ที่จ่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ สามารถส่งสัญญาณติดต่อกับสมาร์ทมิเตอร์หลายตัวที่อยู่ในระบบจำหน่ายพร้อมๆ กันได้ และอาจจะมีความสามารถติดต่อกับอุปกรณ์ต่างๆ ที่เชื่อมต่อกับระบบบ้านอัจฉริยะ (Home Energy Management System; HEMS) เพื่อช่วยควบคุมการใช้ไฟฟ้าสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ในบ้านอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ เป็นต้น ซึ่งจะทำให้เกิดสภาวะการสื่อสารแบบสองทาง (Two-way Communications) ขึ้นและจะเป็นช่องทางให้สามารถส่งสัญญาณควบคุม (Control Signal) เช่น ราคาค่าไฟฟ้าตรมเวลาจริง (Real Time Pricing) ไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำให้เกิดการตอบสนองต่อการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) ได้

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาทะยอยลงทุนติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meter) และโครงสร้างพื้นฐานของเทคโนโลยี AMR/AMI ต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Intelligent Charging System/V2G (Distr)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

ด้วยปัจจุบัน เทคโนโลยีการใช้ยานพาหนะไฟฟ้า (Electric Vehicle) ในภาคการขนส่งเริ่มได้รับความสนใจมากขึ้นในระดับที่มีนัยสำคัญจากประเทศต่างๆ ทั่วโลก การนำยานพาหนะไฟฟ้าเข้ามาใช้งานมากขึ้นจำเป็นจะต้องมีระบบอัดประจุไฟฟ้าเพื่อรองรับการใช้งานซึ่งในอนาคต 10-20 ปีข้างหน้า ยานพาหนะไฟฟ้าจะกลายเป็นโหลดหลักที่สำคัญอย่างหนึ่งของระบบไฟฟ้าทำให้มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น โดยหากยานพาหนะไฟฟ้าจำนวนมากต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าพร้อมกันจะทำให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในบริเวณนั้นสูงมากจนอาจทำให้อุปกรณ์ในระบบจำหน่าย เช่น สายป้อน หม้อแปลงไฟฟ้า และอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ที่ติดตั้งบริเวณดังกล่าว รับภาระเกินพิกัด (Overloaded) จนเกิดความเสียหายหรือทำงานผิดพลาดได้ ดังนั้น จึงมีความจำเป็นจะต้องมีการพัฒนาระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาด (Intelligent charging system) ขึ้นเพื่อรองรับกับปัญหานี้ในอนาคต โดยระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดจะต้องสามารถติดต่อสื่อสารกับระบบบริหารจัดการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Management System; DMS) เพื่อจัดลำดับการอัดประจุอย่างชาญฉลาดและบรรเทาปัญหาอุปกรณ์รับภาระเกินพิกัดได้ นอกจากนี้ ในบางกรณี ระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดจะสามารถนำประจุไฟฟ้าที่เก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่มาจ่ายกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้า (Vehicle to Grid; V2G) เพื่อช่วยลดการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในบางเวลาได้

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของ Intelligent Charging System/V2G ต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Demand Response/Demand-Side Management (Distr)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

การตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้า(Demand Response; DR) และการบริหารจัดการพลังงาน (Demand Side Management; DSM) จะมีความหมายคล้ายคลึงกัน อย่างไรก็ดี Demand Response จะเน้นที่การกระตุ้นให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับเปลี่ยนพฤติกรรมหรือปรับลดการใช้พลังงานในช่วงเวลาสั้นๆ เพื่อจุดประสงค์หลักในการได้รับผลประโยชน์บางประการจากการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมนั้น แต่ Demand Side Management จะเน้นให้ความสำคัญที่การปรับเปลี่ยนลักษณะของความต้องการใช้พลังงานโดยการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมหรือเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อให้เกิดการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ (Energy Efficiency) และส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานซึ่งโดยทั่วไปจะส่งผลต่อเนื่องในระยะยาว

การมีโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับการใช้ประโยชน์จากโปรแกรม DR/DSM จะช่วยให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพและคุ้มค่ามากขึ้น และยังช่วยสร้างความสมดุลระหว่างการจัดหาไฟฟ้ากับความต้องการไฟฟ้าซึ่งจะช่วยให้เกิดความมั่นคงในระบบไฟฟ้าและส่งผลดีต่อประเทศชาติโดยรวม

นอกจากนี้ ด้วยเทคโนโลยี ICT และระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด จึงมีความเป็นไปได้ว่า DR จะสามารถประสานการทำงานกันได้อย่างใกล้ชิดยิ่งขึ้นระหว่างผู้ผลิต/จำหน่ายและผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งจะช่วยให้สามารถควบคุมความต้องการใช้ไฟฟ้าให้เหมาะกับความสามารถในการจัดหาไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาได้อย่างเหมาะสมเช่น สามารถสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (Standby generator) ของอาคารหรือโรงงาน ควบคุมอุณหภูมิเครื่องปรับอากาศ และอุปกรณ์ไฟฟ้าอัจฉิยะต่างๆ ในกรณีที่ระบบพลังงานของประเทศเกิดสภาวะฉุกเฉินหรือเกิดการขาดแคลนพลังงานผ่านทางระบบอาคารหรือโรงงานอัตโนมัติ เป็นต้น

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของ ระบบ Demand Response/Demand-Side Management ร่วมกันกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) ตามนโยบายของภาครัฐต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Intelligent Street Lights
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

ในปัจจุบันค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวกับการใช้ไฟฟ้าสาธารณะ เช่น ไฟถนน อยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซึ่งนับว่าเป็นต้นทุนส่วนหนึ่งของการดำเนินธุรกิจจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทั้งสองแห่ง หากการไฟฟ้าฯ สามารถลดต้นทุนในส่วนนี้ลงได้ในขณะที่ยังสามารถมีไฟฟ้าสาธารณะให้บริการประชาชนได้อย่างทั่วถึง จะทำให้สามารถสร้างผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นได้

การปรับปรุงไฟถนนในปัจจุบันให้เป็นระบบไฟถนนอัจฉริยะ (Intelligent Street Lights) โดยที่นอกจากจะสามารถเปิด-ปิด ไฟถนนให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อมแล้ว ยังสามารถลดความเข้มแสงลงให้เหมาะสมกับสภาวะแวดล้อมได้ เช่น ลดความเข้มแสงลงเมื่อไม่มีรถยนต์หรือผู้คนในบริเวณใกล้เคียง หรือการสั่งเปิดไฟถนนเองเมื่อเกิดฝนตกเพื่อลดอุบัติเหตุและสั่งปิดไฟเองแบบอัตโนมัติเมื่อฝนหยุดตกเพื่อเป็นการประหยัดพลังงาน เป็นต้น นอกจากนี้ ยังสามารถติดตั้งระบบตรวจวัดพลังงานของการใช้ไฟถนน ระบบควบคุม และระบบการติดต่อสื่อสารแบบสองทางกับระบบบริหารจัดการระบบจำหน่าย (Distribution Management System; DMS) ได้อีกด้วย

สำหรับหลักการทำงานโดยสังเขป คือ การใช้การสื่อสารแบบไร้สายสำหรับสื่อสารสั่งการให้ระบบเปิดหรือปิดซึ่งจะสามารถครอบคลุมพื้นที่ในช่วงหลายสิบตารางกิโลเมตรด้วยต้นทุนที่ต่ำมาก โดยข้อได้เปรียบเมื่อนำระบบสื่อสารแบบไร้สายมาใช้กับระบบไฟถนนอัจฉริยะคือ สามารถใช้การสื่อสารไร้สายได้ครอบคลุมพื้นที่กว้างโดยสามารถครอบคลุมอุปกรณ์ได้ถึงในระย 350 เมตรหรือมากกว่าเนื่องจากช่วงระยะความสูงของเสาไฟสามารถทำให้สร้างเป็น Radio sphere ส่งผลให้เสาไฟแต่ละต้นนั้นจะอยู่ในระยะครอบคลุมของอุปกรณ์ข้างเคียงได้ ทำให้ในกรณีที่มีอุปกรณ์ชำรุดเสียหายก็ไม่ส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ข้างเคียงที่ทำงานอยู่มากนัก เนื่องจากอุปกรณ์ที่ไม่เสียหายนั้นสามารถรับการสื่อสารและคำสั่งผ่านอุปกรณ์ข้างเคียงตัวอื่นๆที่ไม่เกิดการเสียหายได้

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนติดตั้งระบบ Intelligent Street Lights เพื่อปรับปรุงการให้บริการและสามารถจัดการต้นทุนได้อย่างเหมาะสมต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Meter Data Management System (MDMS)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

ระบบการบริหารจัดการข้อมูลมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้า (Meter Data Management System; MDMS) จะทำงานร่วมกับ AMR/AMI โดยมีหน้าที่หลักคือ นำข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าที่บันทึกอยู่ในระบบฐานข้อมูลกลาง (AMR Data Center) มาบริหารจัดการอย่างเป็นระบบเพื่อนำไปใช้ประโยชน์ในการวิเคราะห์ต่างๆ เช่น ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าตามฤดูกาล ลักษณะการใช้ไฟฟ้าหรือการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าตามพื้นที่ พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าแต่ละกลุ่ม เป็นต้น ซึ่งสามารถนำไปประยุกต์ใช้ให้เกิดประโยชน์อื่นๆ ต่อไปได้ นอกจากนี้ ยังสามารถนำข้อมูลที่สำคัญไปแสดงผลอยู่ในส่วนที่ติดต่อกับผู้ใช้งาน (User Interface) เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปสามารถตรวจสอบและดาวน์โหลดข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนผ่านทางเวปไซต์ (MDMS Website) ได้ซึ่งจะทำให้การให้บริการเกิดความโปร่งและเป็นธรรม จุดประสงค์หลักอีกประการของการพัฒนาระบบจัดการฐานข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเป็นระบบ ก็เพื่อให้สามารถนำข้อมูลที่ได้ไปปรับปรุงระบบจำหน่ายหรือปรับปรุงการให้บริการที่สอดคล้องกับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดียิ่งขึ้น

ในความเป็นจริง MDMS ก็เหมือนระบบจัดการฐานข้อมูลทั่วๆ ไป แต่เนื่องจากข้อมูลจากมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบจำหน่ายจะต้องมีการจัดเก็บอย่างต่อเนื่องเป็นจำนวนมาก จึงต้องมีการพิจารณาให้ความสำคัญกับการออกแบบและจัดการเป็นพิเศษ เช่น MDMS อาจจะต้องมีระบบประมวลผลแบบแบ่งปันทรัพยากร หรือทำงานผ่านเครือข่าย Cloud Computing ซึ่งออกแบบมาโดยเฉพาะเพื่อใช้ในการจัดการกับข้อมูลขนาดใหญ่ได้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนติดตั้งระบบ Meter Data Management System (MDMS) เพื่อประสานการทำงานกับ AMR/AMI ได้อย่างมีประสิทธิภาพต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Microgrid Development
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

ไมโครกริด (Microgrid) คือ ระบบไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีองค์ประกอบครบถ้วนทั้ง ระบบผลิตพลังงาน ระบบกักเก็บพลังงานและส่วนของผู้ใช้โดยหลักการสำคัญของการผลิตไฟฟ้าด้วยไมโครกริดคือการพยายามสร้างความสมดุลระหว่างการผลิตพลังงานให้พอดีกับความต้องการใช้พลังงานภายในไมโครกริด และใช้ระบบไฟฟ้าหลัก(Main grid) เป็นเพียงระบบเสริมความมั่นคง (Back up) เท่านั้น โดยในปัจจุบันเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าได้พัฒนาจนมีขนาดของระบบเล็กมาก สามารถเลือกใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลายในการผลิตไฟฟ้า รวมทั้งการใช้พลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้า สามารถนำความร้อนเหลือทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กนี้ไปใช้งานได้ (Combined Heat and Power; CHP) ส่งผลให้สามารถใช้พลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงได้อย่างมีประสิทธิภาพ การสนับสนุนให้เกิดการใช้งานไมโครกริด จะเป็นการช่วยให้เกิดความหลากหลายของการใช้แหล่งพลังงานมากขึ้น และส่งเสริมให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นซึ่งจะนำไปสู่การพัฒนาระบบการผลิตและการใช้พลังงานอย่างยั่งยืนของประเทศในอนาคต

อย่างไรก็ดี แม้ว่าภายใต้โครงสร้างกิจการไฟฟ้าของประเทศในปัจจุบัน การมีไมโครกริดจะไม่ได้ส่งผลดีในแง่ธุรกิจต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เนื่องจาก นอกจากจะทำให้รายได้จากการขายไฟฟ้าตามปกติลดลงแล้ว ยังอาจทำให้การวางแผนและการปฏิบัติงาน (Planning and Operation) ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายยุ่งยากมากขึ้นอีกด้วย แต่หากภาครัฐมีนโยบายที่ชัดเจนที่จะส่งเสริมให้ภาคเอกชน ชุมชน หรือภาคอุตสาหกรรมพัฒนาไมโครกริดขึ้นมาใช้งานเพื่อประโยชน์โดยรวมของประเทศ ก็เป็นสิ่งที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหลีกเลี่ยงไม่ได้ที่จะยอมให้มีการพัฒนาไมโครกริดขึ้นในระบบจำหน่ายของตน ดังนั้น เพื่อเป็นการขจัดปัญหาความยุ่งยากในการวางแผนและการดำเนินงานที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจึงควรเข้าไปมีส่วนร่วมกับภาคเอกชน ชุมชน หรือภาคอุตสาหกรรม ในการพัฒนาไมโครกริดซึ่งจะทำให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิอำนาจในการ ร่วมออกแบบ ร่วมวางแผน และร่วมบริหารจัดการและควบคุมไมโครกริดได้ นอกจากนี้ ยังอาจจะส่งผลดีต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในด้านที่สามารถลดการพึ่งพาการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะพิจารณาว่าจะร่วมพัฒนาไมโครกริดกับภาคเอกชน ชุมชน หรือภาคอุตสาหกรรม หรือไม่ต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: Energy Storage System (Distr)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

ระบบกักเก็บพลังงานในที่นี้หมายถึง อุปกรณ์ที่สามารถเก็บพลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานในรูปแบบอื่นและสามารถเปลี่ยนกลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าเพื่อนำมาใช้ใหม่ได้ ซึ่งอุปกรณ์หลักที่สามารถทำหน้าที่นี้ในระบบจำหน่ายก็คือ แบตเตอรี่ชนิดต่างๆ โดยจุดประสงค์หลักในการนำระบบกักเก็บพลังงานมาใช้ในระบบจำหน่ายก็เพื่อทำให้ระบบไฟฟ้ายังคงมีความมั่นคงและความเชื่อถือได้สูงขึ้น เนื่องจากในอนาคตมีแนวโน้มที่จะมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่ออยู่ในระบบจำหน่ายเป็นจำนวนมาก อย่างไรก็ดี ระบบกักเก็บพลังงานสามารถนำไปใช้ได้กับการบริหารจัดการผลิตไฟฟ้าได้อีกด้วย เช่น ใช้กักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่สามารถผลิตได้มากกว่าความต้องการหรือในช่วงที่ต้นทุนค่าไฟฟ้ามีราคาถูก และนำกลับมาจ่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าแพงหรือใช้ในการบริหารจัดการความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เป็นต้น

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะพิจารณาติดตั้ง Energy Storage System ในระบบจำหน่ายต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: SPP/VSPP Data Communication System (Distr)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

ในปัจจุบัน การมีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) หรือโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ต่ออยู่ในระบบจำหน่ายอาจจะทำให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทำการวางแผน ปฏิบัติงาน และทำการบำรุงรักษาระบบจำหน่ายได้ยุ่งยากมากขึ้นเนื่องจากจะไม่ทราบสถานะการทำงานของโรงไฟฟ้า และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าเหล่านี้ทำการจ่ายอยู่

ในความเป็นจริง หากศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถติดต่อสื่อสารข้อมูลของโรงไฟฟ้าเหล่านี้ได้ดีขึ้นจะทำให้สามารถวางแผน ปฏิบัติงาน และทำการบำรุงรักษาระบบจำหน่ายได้ง่ายมากขึ้น จึงเป็นสาเหตุให้ต้องมีการพัฒนาระบบสื่อสารข้อมูลของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก (SPP/VSPP Data Communication System) เพื่อให้สามารถรับรู้ข้อมูลสถานะการทำงาน และปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเหล่านี้ได้อย่างแม่นยำได้ โดยในปัจจุบัน การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เริ่มมีการกำหนดให้ SPP/VSPP ที่มีขนาดกำลังการผลิตเกินกว่า 1 MW ต้องมีระบบสื่อสารข้อมูลผ่านใยแก้วนำแสง (Optic Fiber) เพื่อเชื่อมโยงกับศูนย์สั่งการของ กฟน. อยู่แล้ว

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในฐานะหน่วยงานรับผิดชอบระบบจำหน่ายไฟฟ้าของประเทศจะเป็นหน่วยงานสำคัญที่จะทำการพิจารณาลงทุนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบ SPP/VSPP Data Communication System ต่อไป

กิจกรรมการลงทุน: ICT integration (Distr)
หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

คำอธิบาย:

ในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดนั้น โครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญอย่างหนึ่งคือ ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ ดังนั้นเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงไปสู่ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในอนาคต การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปรับปรุงระบบเทคโนโลยีสารสนเทศที่มีอยู่เดิมให้ได้รับการพัฒนา/ปรับปรุงให้ทันสมัยมากยิ่งขึ้น โดยอาจจะต้องมีการปรับปรุงทั้งโครงสร้างองค์กรที่ดูแลระบบสื่อสารและ IT ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทั้งสองแห่งใหม่ ทั้งนี้ ทั้งการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ควรจะต้องปรึกษาหารือกับคณะทำงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ด้วยเพื่อให้เกิดมีทิศทางการพัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศไปในทางเดียวกัน

นอกจากนี้ เพื่อให้การสื่อสารในโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟน. และ กฟภ. เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและมีความปลอดภัยอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา การไฟฟ้าทั้งสองแห่งจำเป็นต้องปรับปรุงระบบจัดการทราฟฟิกบนโครงข่ายสื่อสารของตนเองเพื่อรับประกันคุณภาพของบริการและบูรณภาพของข้อมูลอย่างต่อเนื่องตลอดเวลาตามความต้องการ และต้องคำนึงถึงการป้องกันภัยคุกคามโครงข่าย (Cyber Security) ที่อาจจะเกิดขึ้นใหม่ตลอดเวลาตามความเจริญก้าวหน้าของเทคโนโลยีด้วย

เอกสารแนบ ข.
ผลของการดำเนินนโยบายและกิจกรรมการพัฒนาที่มีต่อการปรับปรุงดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล

คำชี้แจง

เอกสารฉบับนี้ แสดงรายละเอียดของการกำหนดผลของการดำเนินนโยบายและกิจกรรมการพัฒนาที่มีต่อการปรับปรุงดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลของประเด็นยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย โดยได้อาศัยวิธีการกำหนดค่าระดับคะแนนของสถานภาพปัจจุบันและค่าเป้าหมายที่เป็นระบบ (Systematic) ซึ่งพัฒนามาจากเครื่องมือสำหรับการวิเคราะห์ช่องว่าง (Gap Analysis) ที่มีการใช้งานอย่างแพร่หลายในการวิเคราะห์การกำหนดกลยุทธ์ ทั้งนี้ ขั้นตอนการกำหนดระดับคะแนนของสถานภาพปัจจุบันและค่าเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิ์ผลสำหรับแต่ละประเด็นยุทธศาสตร์ จะประกอบด้วย 4 ขั้นตอน คือ

1) การกำหนดระดับการพัฒนาของกิจกรรมพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
2) การคัดเลือกกิจกรรมที่ส่งผลต่อการปรับปรุงดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล และระดับนัยสำคัญของกิจกรรม
3) การประเมินระดับคะแนนสถานะปัจจุบันและระดับคะแนนเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล
4) กำหนดระดับนัยสำคัญของนโยบายและกิจกรรมที่มีผลต่อการขับเคลื่อนตัวชี้วัด (Impact)

การดำเนินการกระบวนการดังกล่าว จัดทำโดยอาศัยการระดมสมองจากผู้เชี่ยวชาญในคณะทำงานประจำแต่ละประเด็นยุทธศาสตร์

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 1: การพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า

ตารางที่ ข.1.1 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี)

Activity		Gap Analysis for SAIFI1		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	4	4	3
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	1
D	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	2	4	2
D	Substation Automation (Distr)	2	4	3
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	3
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	1
D	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	1	3	1
D	Microgrid Development	1	3	1
G&T	Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)	2	4	2
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	2
G&T	EHV/FACTS	1	3	2
G&T	Substation Automation (G&T)	1.5	4	2
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	1.5
G&T	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	2	3.5	1.5
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	1
G&T	Intelligent Charging System/V2G (G&T)	0.5	3	1
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.9**	**3.7**	-

ตารางที่ ข.1.2 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี)

Activity		Gap Analysis for SAIDI1		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	4	4	3
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	1
G&T	Energy Storage System (G&T)	2	3	1
D	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	2	4	3
D	Substation Automation (Distr)	2	4	3
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	3
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	1
D	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	1	3	1
D	Microgrid Development	1	3	2
G&T	Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)	2	4	2
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	2
G&T	EHV/FACTS	1	3	2
G&T	Substation Automation (G&T)	1.5	4	2
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	1.5
G&T	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	2	3.5	1.5
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	1
G&T	Intelligent Charging System/V2G (G&T)	0.5	3	1
D	Energy Storage System (Distr)	1	3	1
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.8**	**3.7**	-

ตารางที่ ข.1.3 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีการเบี่ยงเบนแรงดันจากเกณฑ์ที่กำหนด (ครั้ง/ปี)

Activity		Gap Analysis for VD		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	5	5	3
P	ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code)	2	4	1.5
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**4.0**	**4.7**	-

ตารางที่ ข.1.4 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีการเบี่ยงเบนความถี่จากเกณฑ์ที่กำหนด (ครั้ง/ปี)

Activity/Policy		Gap Analysis for FD		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
-	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	5	5	3
G&T	Energy Storage System	2	3	1.5
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**4.0**	**4.3**	-

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 2: ความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน

ตารางที่ ข.2.1 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีอัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%)

Activity		Gap Analysis for %RE		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	2.5	3	3
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)	1	3	3
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	2
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	3
P	จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน	1	3	2
P	ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code)	2	4	3
G&T	Energy Storage System (G&T)	2	3	3
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	2
G&T	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	2	3.5	2
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	2
D	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	1	3	2
D	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	1.5	3	3
D	Microgrid Development	1	3	2
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	3
G&T	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)	1	3	2
G&T	Intelligent Charging System/V2G (G&T)	0.5	3	2
D	Energy Storage System (Distr)	1	3	1.5
D	SPP/VSPP Data Communication System (Distr)	2.5	3.5	2
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	3
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	3
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.6**	**3.4**	**-**

ตารางที่ ข.2.2 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีอัตราส่วนระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อกำลังผลิตติดตั้งโดยรวมของทั้งประเทศ (%)

Activity		Gap Analysis for %DPC		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	2	3	1
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)	1	3	2
P	จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน	1	3	3
P	ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code)	2	4	3
G&T	Energy Storage System (G&T)	2	3	3
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	3
G&T	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	2	3.5	2
D	Microgrid Development	1	3	1
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	2
G&T	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)	1	3	2
G&T	Intelligent Charging System/V2G (G&T)	0.5	3	1
D	Energy Storage System (Distr)	1	3	1.5
D	SPP/VSPP Data Communication System (Distr)	2.5	3.5	2
D	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.6**	**3.3**	-

ตารางที่ ข.2.3 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีค่าสูงสุดของผลต่างระหว่างโหลดค่ายอด (Peak load) กับโหลดค่าฐาน (Base load) เทียบกับโหลดค่ายอด ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามองเห็น (%)

Activity		Gap Analysis for Diff_Peak		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	2.5	3	2
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP)	1	3	3
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)	1	3	3
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	3
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	3
P	จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน	1	3	2
P	ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code)	2	4	2
P	ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่หน่วยงานของรัฐ/กระทรวงที่เกี่ยวข้อง/ผู้มีอำนาจตัดสินใจ	1.5	3	3
P	ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ	1	3	3
G&T	Energy Storage System (G&T)	2	3	3
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	2
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	2.5
D	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	1.5	3	3
D	Microgrid Development	1	3	2
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	2
G&T	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)	1	3	3
D	Energy Storage System (Distr)	1	3	2
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	3
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	2
D	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	1	3	3
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.4**	**3.3**	**-**

ตารางที่ ข.2.4 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีค่าสูงสุดของอัตราส่วนระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในการปฏิบัติการ (Operation reserve) คิดเฉพาะ Spinning reserve ต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ขณะนั้น

Activity		Gap Analysis for %OpRsv		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	2.5	3	2
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP)	1	3	3
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)	1	3	3
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	2.5
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	2.5
P	จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน	1	3	2
G&T	Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)	2	4	2.5
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	2.5
G&T	Energy Storage System (G&T)	2	3	3
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	3
G&T	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	2	3.5	2.5
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	1
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	2.5
D	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	1	3	2
D	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	1.5	3	3
D	Microgrid Development	1	3	2
G&T	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)	1	3	2.5
G&T	Intelligent Charging System/V2G (G&T)	0.5	3	1
D	SPP/VSPP Data Communication System (Distr)	2.5	3.5	2.5
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	3
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.5**	**3.3**	-

ตารางที่ ข.2.5 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีร้อยละพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่าย (T&D) เทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด (%)

Activity		Gap Analysis for %Loss		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	4	4	2
G&T	EHV/FACTS	1	3	1.5
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	3
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	3
D	Intelligent Street Lights	1.5	3	2.5
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**2.0**	**3.7**	-

ตารางที่ ข.2.6 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีอัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration, CCHP) ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%)

Activity		Gap Analysis for %CCHP		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	3	4	2
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	2
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	2
G&T	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	2	3.5	1.5
D	Microgrid Development	1	3	2
D	SPP/VSPP Data Communication System (Distr)	2.5	3.5	1.5
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.8**	**3.5**	-

ตารางที่ ข.2.7 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีอัตราส่วนระหว่างผลรวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายใน Microgrid ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%)

Activity		Gap Analysis for %McG		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	0.5	2.5	1
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	1.5
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	3
D	Microgrid Development	1	3	3
G&T	Energy Storage System (G&T)	2	3	1
D	Energy Storage System (Distr)	1	3	2
P	ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	0.5	3	1.5
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.0**	**3.1**	-

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 3: การพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ

ตารางที่ ข.3.1 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี)

Activity		Gap Analysis for SAIFI3		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	4	4	3
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	1
D	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	2	4	2
D	Substation Automation (Distr)	2	4	3
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	3
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	1
D	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	1	3	1
D	Microgrid Development	1	3	1
G&T	Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)	2	4	2
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	2
G&T	EHV/FACTS	1	3	2
G&T	Substation Automation (G&T)	1.5	4	2
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	1.5
G&T	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	2	3.5	1.5
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	1
G&T	Intelligent Charging System/V2G (G&T)	0.5	3	1
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.9**	**3.7**	**-**

ตารางที่ ข.3.2 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี)

Activity		Gap Analysis for SAIDI3		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	4	4	3
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	1
G&T	Energy Storage System (G&T)	2	3	1
D	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	2	4	3
D	Substation Automation (Distr)	2	4	3
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	3
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	1
D	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	1	3	1
D	Microgrid Development	1	3	2
G&T	Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)	2	4	2
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	2
G&T	EHV/FACTS	1	3	2
G&T	Substation Automation (G&T)	1.5	4	2
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	1.5
G&T	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	2	3.5	1.5
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	1
G&T	Intelligent Charging System/V2G (G&T)	0.5	3	1
D	Energy Storage System (Distr)	1	3	1
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.8**	**3.7**	**-**

ตารางที่ ข.3.3 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีจำนวนมิเตอร์แบบบอัตโนมัติ (สมาร์ทมิเตอร์และมิเตอร์มิเตอร์อัตโนมัติอื่นๆ) ต่อจำนวนมิเตอร์ทั้งหมดในระบบจำหน่าย (%)

Activity		Gap Analysis for %SmtMtr		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	1.5	4	2
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP)	1	3	2.5
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)	1	3	2.5
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	2
P	ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้า	2	4	2.5
P	ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า	1	4	3
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	3
D	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	1.5	3	2
D	Meter Data Management System (MDMS)	1	3	3
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	2
G&T	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)	1	3	2
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	3
P	ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	0.5	3	1
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.4**	**3.6**	-

ตารางที่ ข.3.4 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีสัดส่วนของ kWh ที่จ่ายผ่านมิเตอร์แบบอัตโนมัติ (สมาร์ทมิเตอร์และมิเตอร์อัตโนมัติอื่นๆ) ต่อ kWh ทั้งหมดที่จ่ายในระบบ (%)

Activity		Gap Analysis for %kWhSmtMtr		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	1.5	4	2.5
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP)	1	3	2.5
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)	1	3	2.5
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	2
P	ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้า	2	4	2.5
P	ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า	1	4	3
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	3
D	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	1.5	3	2
D	Meter Data Management System (MDMS)	1	3	3
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	2
G&T	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)	1	3	2
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	3
P	ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	0.5	3	1
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.4**	**3.6**	-

ตารางที่ ข.3.5 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีระยะเวลาในการดำเนินการเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่ (วัน)

Activity		Gap Analysis for T_NewCust		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	2	3	2
P	ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้า	2	4	2.5
D	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	2	4	3
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	3
D	Meter Data Management System (MDMS)	1	3	3
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	3
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.7**	**3.7**	-

ตารางที่ ข.3.6 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีสัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคในระบบจำหน่าย (%)

Activity		Gap Analysis for No_outage		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	3	3	2.5
G&T	Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)	2	4	3
G&T	Energy Management System (SCADA/EMS)	2	4	2
G&T	Substation Automation (G&T)	1.5	4	2
D	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	2	4	2
D	Substation Automation (Distr)	2	4	2
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	3
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	3
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**2.0**	**3.9**	-

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 4: การกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ

ตารางที่ ข.4.1 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีสัดส่วนของสถานีไฟฟ้าที่สามารถสื่อสารได้ตามมาตรฐานการสื่อสารในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการยอมรับในระดับชาติต่อสถานีไฟฟ้าทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (%)

Activity		Gap Analysis for %StdSub		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	0.5	2.5	1
P	ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้า	2	4	3
P	ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า	1	4	3
P	มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	2	3	1
G&T	Substation Automation (G&T)	1.5	4	3
D	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	2	4	3
D	Substation Automation (Distr)	2	4	3
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	3
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	2
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.8**	**3.9**	-

ตารางที่ ข.4.2 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีสัดส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟรายสุดท้าย (End-use) ที่สามารถเข้าถึงการขอใช้บริการการจัดการพลังงานได้ (%)

Activity		Gap Analysis for %Enduse		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	1.5	3	1.5
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP)	1	3	2
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)	1	3	2
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	2
P	ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ	1	3	2
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	3
D	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	1.5	3	3
D	Meter Data Management System (MDMS)	1	3	3
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	3
P	ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	0.5	3	1
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.3**	**3.4**	-

ตารางที่ ข.4.3 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีสัดส่วนของ DG (VSPP เป็นหลัก) ที่สามารถเข้าถึงข้อมูลและควบคุมสถานะได้แบบ Real time (%)

Activity		Gap Analysis for %DG_Realtime		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	1.5	3	1.5
P	ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้า	2	4	2.5
P	ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า	1	4	2
P	จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน	1	3	2
P	ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code)	2	4	3
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	2
G&T	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	2	3.5	3
D	Distribution Management System (SCADA/DMS)	2	4	2.5
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	3
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	3
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.7**	**3.7**	-

ตารางที่ ข.4.4 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีสัดส่วนของผู้ใช้ไฟที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ต่อผู้ใช้ไฟทั้งหมด (%)

Activity		Gap Analysis for %DR		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	2.5	3	1.5
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP)	1	3	3
P	สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR)	1	3	3
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	2
P	ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่าง 3 การไฟฟ้า	2	4	2
P	ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของทั้ง 3 การไฟฟ้า	1	4	1.5
P	จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน/ระบบกักเก็บพลังงาน	1	3	2
P	ปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code)	2	4	1.5
P	มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	2	3	2
G&T	Renewable Energy Forecast System	1	3	2
D	Smart Meter + AMR/AMI	1.5	4	3
D	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	1	3	2
D	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	1.5	3	3
D	Meter Data Management System (MDMS)	1	3	3
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	3
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	3
P	ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	0.5	3	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.4**	**3.4**	-

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ 5: การพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม

ตารางที่ ข.5.1 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีจำนวนบุคลากรที่จบการศึกษา/ผ่านการอบรมด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

Activity		Gap Analysis for No_Grad		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	2	4	1
P	มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	2	3	1.5
P	สนับสนุนให้สถาบันการศึกษาผลิตบุคคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	1.5	4	3
P	สนับสนุนเงินทุนกับงานวิจัยที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	1	3	3
P	ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ	1	3	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.4**	**3.4**	-

ตารางที่ ข.5.2 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีสัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

Activity		Gap Analysis for %LcCnt		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	1	2	2.5
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	1.5
P	สนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid	1	3	1.5
P	มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	2	3	2.5
P	มีมาตรการกำหนดสัดส่วน Local content สำหรับโครงการลงทุนระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของหน่วยงานภาครัฐ	2	3	3
P	สนับสนุนให้สถาบันการศึกษาผลิตบุคคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	1.5	4	2
P	สนับสนุนเงินทุนกับงานวิจัยที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	1	3	2.5
P	ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่หน่วยงานของรัฐ/กระทรวงที่เกี่ยวข้อง/ผู้มีอำนาจตัดสินใจ	1.5	3	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		1.5	3.1	-

ตารางที่ ข.5.3 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีจำนวนสิทธิบัตรและผลิตภัณฑ์ ด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการพัฒนาในประเทศ

Activity		Gap Analysis for No_Patent		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	1	2	2
P	มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	2	3	1.5
P	สนับสนุนให้สถาบันการศึกษาผลิตบุคคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	1.5	4	1.5
P	สนับสนุนเงินทุนกับงานวิจัยที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	1	3	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.3**	**2.9**	-

ตารางที่ ข.5.4 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีสัดส่วนจำนวนโรงงานอุตสาหกรรม/อาคารสำนักงาน/หน่วยงาน ที่ใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน เช่น FEMS/BEMS เป็นต้น

Activity		Gap Analysis for No_FEMS-BEMS		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	1.5	3	1
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	3
P	มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์ที่เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	2	3	2
P	ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ	1	3	1.5
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	2
G&T	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)	1	3	2
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	2
D	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	1.5	3	2
P	ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	0.5	3	2
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.5**	**3.4**	-

ตารางที่ ข.5.5 นโยบายและกิจกรรมที่ส่งผลต่อดัชนีจำนวนผู้ประกอบการที่ให้บริการทางด้านการบริหารจัดการพลังงานที่ใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

Activity		Gap Analysis for No_SmtEsco		
		Existing (DL0-DL5)	Target (DL0-DL5)	Impact (1-3)
	Business as Usual (Non Smart Grid Activities)	2.5	4	2
P	สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS	1.5	4	3
P	สนับสนุนให้สถาบันการศึกษาผลิตบุคคลากรด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด	1.5	4	2
P	ให้ความรู้เกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดแก่ประชาชนทั่วไปอย่างสม่ำเสมอ	1	3	1.5
G&T	ICT Integration (G&T)	2.5	4	1
G&T	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)	1	3	2
D	ICT Integration (Distr)	1.5	4	1
D	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	1.5	3	2
P	ออกมาตรการสนับสนุนทางภาษี และทางการเงินอื่นๆ แก่ภาคเอกชนที่ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ	0.5	3	3
คะแนนระดับการพัฒนาของดัชนีชี้วัด		**1.4**	**3.5**	-

เอกสารแนบ ค.
ค่าระดับคะแนนปัจจุบันและระดับคะแนนเป้าหมายของดัชนีชี้วัดฯ พร้อมการแปรผล

คำชี้แจง

แผนยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศฉบับนี้ จัดทำขึ้นภายใต้โครงการศึกษาเพื่อกำหนดนโยบายและแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยซึ่งสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานได้ว่าจ้างสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ให้เป็นผู้ดำเนินการหลัก ทั้งนี้ เนื้อหาที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้ได้ผ่านกระบวนการระดมสมองจากคณะทำงาน (Working Group) ซึ่งแบ่งตามยุทธศาสตร์ 5 ด้าน คือ ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ และด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม และผ่านการกลั่นกรองจากคณะกรรมการอำนวยการ (Steering Committee) ที่ได้รับการแต่งตั้งจากคณะอนุกรรมการเพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดภายใต้คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.)

การพัฒนาแผนยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศได้เริ่มต้นจากการระดมสมองเพื่อกำหนดคุณลักษณะหรือเป้าประสงค์ของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดซึ่งมีแนวโน้มที่จะเป็นที่ต้องการของประเทศไทยในอนาคตโดยแบ่งตามยุทธศาสตร์ทั้ง 5 ด้าน จากนั้น ทำการกำหนดดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล (Key Achievement Indicator; KAI) เพื่อแปลความหมายจากเป้าประสงค์ให้อยู่ในรูปของตัวเลขเชิงปริมาณที่สามารถวัดได้ และทำการกำหนดค่าเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลที่เป็นที่ต้องการ (Taget-KAI) ในส่วนสุดท้าย จะพิจารณาทำการวิเคราะห์ช่องว่าง (Gap Analysis) ระหว่างสถานะปัจจุบัน (Existing Condition) และค่าเป้าหมาย เพื่อกำหนดกิจกรรมการพัฒนา/ลงทุนที่เหมาะสมในการลดความแตกต่างระหว่างสถานะปัจจุบันและค่าเป้าหมายของดัชนีสำหรับการพัฒนาในแต่ละประเด็นยุทธศาสตร์

เจตนารมย์ของคณะทำงานในการจัดทำแผนยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศฉบับนี้คือ เพื่อให้ได้แนวทางที่ภาครัฐ โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน สามารถใช้เป็นเครื่องมือในการพิจารณาว่านโยบายและ/หรือโครงการต่างๆ ที่เกี่ยวกับกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง เช่น หน่วยงานการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง เป็นไปตามหลักการและสอดคล้องกับนโยบายการพัฒนาของประเทศตามแผนยุทธศาสตร์ในภาพรวมหรือไม่ และใช้เพื่อตรวจสอบความก้าวหน้าหรือสัมฤทธิผลของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศในระยะยาว เพื่อให้ทราบว่าภาครัฐควรจะต้องมีมาตรการส่งเสริมและมาตรการสนับสนุนเพิ่มเติม เพื่อเร่งหรือชะลอการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยให้สอดคล้องกับแผนการพัฒนาประเทศตามแผนยุทธศาสตร์นี้หรือไม่ ทั้งนี้ มิได้มีความตั้งใจที่จะใช้ค่าเป้าหมายต่างๆ ที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้เป็นเกณฑ์บังคับโดยตรงหรือเป็นเกณฑ์การประเมินสมรรถนะการทำงานของหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง เช่น หน่วยงานการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง

อย่างไรก็ดี เนื่องจากแผนยุทธศาสตร์นโยบายการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศเป็นแผนระยะยาว ดังนั้น ควรจะต้องมีการทบทวนอย่างสม่ำเสมอ และสามารถปรับเปลี่ยนให้มีความเหมาะสมกับสภาวะการณ์ในอนาคตที่เปลี่ยนไปได้ โดยกิจกรรมการลงทุนต่างๆ อาจถูกปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสม หากเทคโนโลยีมีการพัฒนาอย่างก้าวกระโดด และค่าเป้าหมายของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลอาจจะสามารถปรับเปลี่ยนให้มีความเข้มข้นหรือเบาบางลงได้ตามสภาวะการณ์ต่างๆ ที่อาจเปลี่ยนแปลงในอนาคต

ค.1 ค่าระดับคะแนนปัจจุบันและระดับคะแนนเป้าหมายของดัชนีชี้วัด

ตารางที่ 1 ระดับคะแนนของสถานภาพปัจจุบัน (Existing-KAI) และค่าเป้าหมาย (Target-KAI) ของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิ์ผล

ประเด็นยุทธศาสตร์		Existing	Goal / Target			Weight
			Worst	Moderate	Best	
ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า		**2.7**	**3.3**	**3.7**	**4.0**	
1.1	จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี)	1.9	2.7	3.3	3.7	4.5
*1.2	ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี)	1.8	2.6	3.2	3.7	5
1.3	การเบี่ยงเบนแรงดันจากเกณฑ์ที่กำหนด (ครั้ง/ปี)	4.0	4.5	4.5	4.7	3.5
1.4	การเบี่ยงเบนความถี่จากเกณฑ์ที่กำหนด (ครั้ง/ปี)	4.0	4.3	4.3	4.3	3
ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน		**1.5**	**2.3**	**2.9**	**3.4**	
*2.1	สัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%)	1.6	2.3	3.0	3.4	5
2.2	สัดส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (%)	1.6	2.1	2.8	3.3	3
2.3	ผลต่างระหว่างโหลดค่ายอด (Peak load) กับโหลดค่าฐาน (Base load) เทียบกับโหลดค่าฐาน ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามองเห็น (%)	1.4	2.3	3.0	3.3	4.5
2.4	สัดส่วนกำลังผลิตสำรองสูงสุดในการปฏิบัติการ (Maximum Operation reserve) (%)	1.5	2.0	3.0	3.3	4
2.5	สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่าย (%)	2.0	2.7	3.2	3.7	4
2.6	สัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration, CCHP) ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%)	1.8	2.7	3.2	3.5	3.5
2.7	สัดส่วนของผลรวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายใน Microgrid ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%) (microgrid ต้องสามารถทำงานในสภาวะ islanding ได้)	1.0	2.0	2.5	3.1	4
ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ		**1.7**	**2.8**	**3.3**	**3.7**	
3.1	จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (ครั้ง/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี)	1.9	2.7	3.3	3.7	4
3.2	ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ (นาที/ผู้ใช้ไฟฟ้า 1 ราย/ปี)	1.8	2.6	3.2	3.7	4
3.3	จำนวนมิเตอร์แบบบอัตโนมัติ (สมาร์ทมิเตอร์และมิเตอร์มิเตอร์อัตโนมัติอื่นๆ) ต่อจำนวนมิเตอร์ทั้งหมดในระบบจำหน่าย (%)	1.4	2.7	3.3	3.6	4
3.4	สัดส่วนของ kWh ที่จ่ายผ่านมิเตอร์แบบอัตโนมัติ (สมาร์ทมิเตอร์และมิเตอร์อัตโนมัติอื่นๆ) ต่อ kWh ทั้งหมดที่จ่ายในระบบ (%)	1.4	2.7	3.3	3.6	4

ประเด็นยุทธศาสตร์		Existing	Goal / Target			Weight
			Worst	Moderate	Best	
3.5	ระยะเวลาในการดำเนินการเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่ (วัน)	1.7	3.2	3.3	3.7	4.5
*3.6	สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคในระบบจำหน่าย (%)	2.0	3.1	3.6	3.9	5
ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ		**1.6**	**2.8**	**3.3**	**3.6**	
*4.1	สัดส่วนของสถานีไฟฟ้าที่สามารถสื่อสารได้ตามมาตรฐานการสื่อสารในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการยอมรับในระดับชาติต่อสถานีไฟฟ้าทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (%)	1.8	3.3	3.6	3.9	5
4.2	สัดส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟรายสุดท้าย (End-use) ที่สามารถเข้าถึงการขอใช้บริการการจัดการพลังงานได้ (%)	1.3	2.4	3.0	3.4	4
4.3	สัดส่วนของ DG (VSPP เป็นหลัก) ที่สามารถเข้าถึงข้อมูลและควบคุมสถานะได้แบบ Real time (%)	1.7	3.1	3.5	3.7	4
4.4	สัดส่วนของผู้ใช้ไฟที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ต่อผู้ใช้ไฟทั้งหมด (%)	1.4	2.3	3.0	3.4	4
ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม		**1.4**	**2.3**	**2.8**	**3.3**	
5.1	จำนวนบุคลากรที่จบการศึกษา/ผ่านการอบรมด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (ราย)	1.4	2.3	2.8	3.4	3.5
*5.2	สัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (%)	1.5	2.3	2.6	3.1	5
5.3	จำนวนสิทธิบัตรและผลิตภัณฑ์ ด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการพัฒนาในประเทศ (รายการ)	1.3	1.9	2.4	2.9	3.5
5.4	สัดส่วนจำนวนโรงงานอุตสาหกรรม/อาคารสำนักงาน/หน่วยงาน ที่ใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน เช่น FEMS/BEMS เป็นต้น (%)	1.5	2.6	3.1	3.4	4
5.5	จำนวนผู้ประกอบการที่ให้บริการทางด้านการบริหารจัดการพลังงานที่ใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (ราย)	1.4	2.5	3.1	3.5	4

* แสดงดัชนีประจำยุทธศาสตร์หลักและเป็นตัวแทนในการบ่งชี้ถึงเป้าประสงค์หลักของการพัฒนาในยุทธศาสตร์นั้น

ค.2 การแปลผลระดับคะแนนของดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลต่างๆ เป็นค่าเป้าหมายของแต่ละดัชนี

ความหมายของคำสำคัญและนิยามต่างๆ ที่ปรากฏในหัวข้อนี้ หากมิได้มีการกำหนดให้เป็นอย่างอื่น ให้ถือว่ามีความหมายดังต่อไปนี้

ระดับการพัฒนา เป็นตัวเลขเปรียบเทียบเชิงคุณภาพโดยมีค่าระดับต่ำสุดของการพัฒนาเท่ากับ 0 (ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน) และค่าระดับสูงสุดของการพัฒนาเท่ากับ 5 (การพัฒนาในระดับโลก)

เป้าหมายระดับการพัฒนา คือ ระดับการพัฒนาที่คาดหวังว่าประเทศไทยควรจะต้องพัฒนาให้ถึงได้ภายในปี ค.ศ. 2036 (พ.ศ. 2579) โดยแบ่งออกเป็น 3 กรณี คือ กรณีดีที่สุด (Best case) กรณีปานกลาง (Moderate case) และกรณีแย่ที่สุด (Worst case) ทั้งนี้ สมมติฐานต่างๆ ที่ใช้ในการกำหนดค่าเป้าหมายระดับการพัฒนาขึ้นอยู่กับภาพฉายอนาคต (Scenario) ที่ได้จัดทำขึ้นจากการระดมสมองของคณะทำงาน

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา ระดับการพัฒนาที่ปรากฏอยู่ในตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาท้ายแต่ละดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล มีความหมายดังต่อไปนี้

ระดับการพัฒนา	ช่วงคะแนนระดับการพัฒนาที่ครอบคลุม	ช่วงค่าดัชนีชี้วัดฯ
0	0 – 0.99	ขอบล่าง – ขอบบน
1	1 – 1.99	ขอบล่าง – ขอบบน
2	2 – 2.99	ขอบล่าง – ขอบบน
3	3 – 3.99	ขอบล่าง – ขอบบน
4	4 – 4.99	ขอบล่าง – ขอบบน
5	5	ขอบล่าง – ขอบบน

ในการแปลความหมายระดับการพัฒนากรณีที่เป็นตัวเลขทศนิยม ให้ทำการคำนวณเทียบแบบเชิงเส้น (เทียบบัญญัติไตรยางค์) สำหรับค่าดัชนีในช่วงระดับชั้นนั้นๆ

ความสัมพันธ์ของตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา และผลการประเมินสมรรถนะการทำงานของหน่วยงานภาครัฐ (หากมี) ระดับการพัฒนา 0 – 5 ที่แสดงในตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาไม่มีความเกี่ยวข้องโดยตรงกับระดับคะแนนของการประเมินสมรรถนะการทำงาน (KPI) ของหน่วยงานภาครัฐ โดยในที่นี้ระดับการพัฒนา 0 – 5 เป็นเพียงตัวเลขเปรียบเทียบเชิงคุณภาพของความก้าวหน้าในการพัฒนา/ปรับปรุงดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผลที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดยระดับการพัฒนาที่ 5 หมายถึง การพัฒนาด้านที่กำลังพิจารณามีความก้าวหน้าในปัจจุบันระดับแนวหน้าของโลก ไม่ได้หมายถึงระดับคะแนนของการประเมินสมรรถนะการทำงานของหน่วยงานภาครัฐว่ามีความสำเร็จตามเป้าหมายแต่อย่างใด อย่างไรก็ดี หากในอนาคต จะต้องมีการประเมินสมรรถนะการทำงานที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด อาจกำหนดให้ระดับการพัฒนาเป้าหมาย (Target-KAI) ตามภาพฉายในอนาคตที่กำลังพิจารณา เช่น กรณีปานกลาง (Moderate case) เทียบเท่ากับระดับคะแนนการประเมินสมรรถนะการทำงานเท่ากับ 5 คะแนนเต็มก็ได้

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า
(Power Reliability and Quality)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ [หน่วย: ครั้งต่อปี] (KAI Code: SAIFI1)
เป้าประสงค์: การพัฒนาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์

คำอธิบาย:

การปรับปรุงระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยการลดจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับเป็นเป้าประสงค์ที่สำคัญประการหนึ่งของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดยเฉพาะอย่างยิ่งในอนาคตซึ่งมีแนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบมากขึ้น การสนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบไมโครกริด (Microgrid) การใช้งานเทคโนโลยีสายป้อนไฟฟ้าอัตโนมัติ (Distribution/Feeder Automation) การใช้งานเทคโนโลยีสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation) และอื่นๆ ล้วนเป็นการช่วยลดโอกาสในการเกิดไฟฟ้าดับทั้งสิ้น ด้วยเทคโนโลยีอัตโนมัติเหล่านี้จะส่งผลให้เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า ระบบจะสามารถจำกัดบริเวณการเกิดเหตุขัดข้องให้มีผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบน้อยลงได้ ส่งผลให้จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าลดลง ในส่วนสุดท้าย เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่เกี่ยวกับระบบเซนเซอร์และอิเล็กทรอนิกส์ยังสามารถทำงานในลักษณะการตรวจวัดและควบคุม (Monitor and control) ทำให้ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะการทำงานที่สมดุลและบรรเทาความเสียหายจากการเกิดเหตุขัดข้องทางไฟฟ้าได้ทันท่วงที

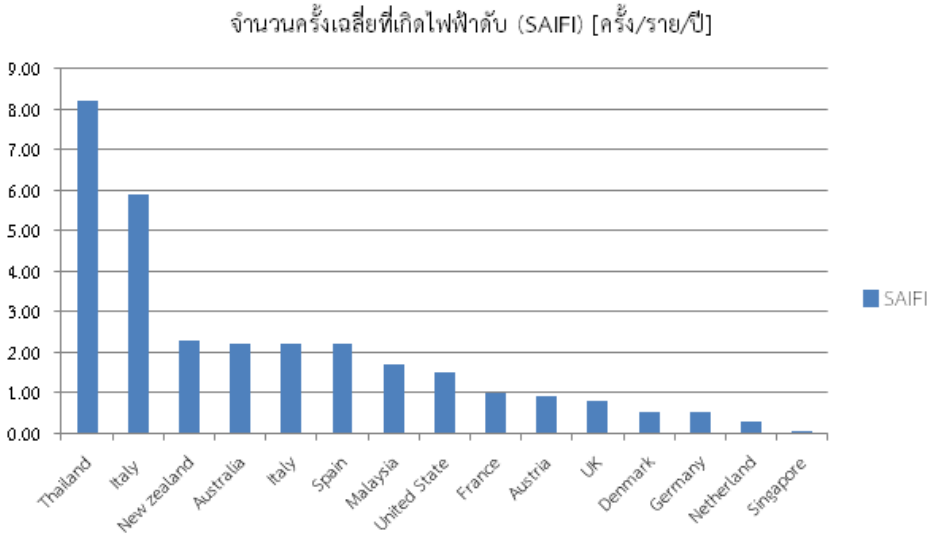
ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.9	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.7	(Best case)
	3.3	(Moderate case)
	2.7	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากการสำรวจข้อมูลจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในประเทศต่างๆ ที่ได้รับการพัฒนาระบบไฟฟ้าเป็นอย่างดี ซึ่งรวบรวมจากเอกสารหลักเรื่อง Electricity Reliability: Problems, Progress and Policy Solution โดย Galvin Electricity Initiative และจากอีกหลายๆบทความในปีใกล้เคียงกัน จะพบว่า จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยของกลุ่มประเทศตัวอย่างทั้งหมดมีค่าประมาณ 2.02 ครั้งต่อรายต่อปี สำหรับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ปรึกษาทำการประเมินจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับรวมของทั้งระบบจำหน่ายโดยอาศัยข้อมูลจำนวนการเกิดไฟฟ้าดับและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในปี 2552 ของการไฟฟ้าทั้งสองแห่งในการประเมิน ซึ่งจะพบว่า จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับรวมของทั้งประเทศมีค่าเท่ากับ 8.21 ครั้งต่อรายต่อปี

เมื่อพิจารณาข้อมูลตัวอย่างในรายละเอียด ประเทศที่มีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่ำที่สุดคือประเทศสิงคโปร์ โดยมีค่าเฉลี่ยประมาณ 0.04 ครั้งต่อรายต่อปี ในขณะที่ประเทศมาเลเซียมีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของกลุ่มประเทศตัวอย่างที่ประมาณ 1.69 ครั้งต่อรายต่อปี นอกจากนี้ยังพบว่าประเทศในกลุ่มตัวอย่าง 25% แรก มีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 0.65 ครั้งต่อรายต่อปี และประมาณกึ่งหนึ่งของประเทศในกลุ่มตัวอย่างมีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ 1.50 ครั้งต่อรายต่อปี ดังนั้นในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยในปัจจุบันที่ 8.21 ครั้งต่อรายต่อปี เทียบเท่าระดับการพัฒนา 1.9 และหากกำหนดเป้าหมายของจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับที่ต่ำกว่า 0.65

ครั้งต่อรายต่อปี เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับโลกที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง



ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	SAIFI (ครั้งต่อรายต่อปี)
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	มากกว่า 13.00
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	7.00 – 13.00
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	5.00 – 7.00
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	2.50 - 5.00
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	0.65 - 2.50
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	ต่ำกว่า 0.65

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 3.25 ครั้งต่อรายต่อปี (Best case)
4.25 ครั้งต่อรายต่อปี (Moderate case)
5.60 ครั้งต่อรายต่อปี (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า
(Power Reliability and Quality)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ [หน่วย: นาทีต่อปี] (KAI Code: SAIDI1)
เป้าประสงค์: การพัฒนาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์

คำอธิบาย:

การปรับปรุงระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยการลดระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับเป็นเป้าประสงค์หลักที่สำคัญที่สุดของยุทธศาสตร์การพัฒนาระดับความเชื่อถือได้ภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดยเฉพาะอย่างยิ่งในอนาคตซึ่งมีแนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบมากขึ้น การสนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบไมโครกริด (Microgrid) การพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) การใช้งานเทคโนโลยีสายป้อนไฟฟ้าอัตโนมัติ (Distribution/Feeder Automation) การใช้งานเทคโนโลยีสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation) และอื่นๆ ล้วนเป็นการช่วยลดระยะเวลาในการเกิดไฟฟ้าดับทั้งสิ้น ด้วยเทคโนโลยีอัตโนมัติเหล่านี้จะส่งผลให้เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า ระบบจะสามารถจำกัดบริเวณการเกิดเหตุขัดข้องให้มีผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบน้อยลงได้ ส่งผลให้ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าลดลง ในส่วนสุดท้าย เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่เกี่ยวกับระบบเซนเซอร์และอิเล็กทรอนิกส์ยังสามารถทำงานในลักษณะการตรวจวัดและควบคุม (Monitor and control) ทำให้ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะการทำงานที่สมดุลและบรรเทาความเสียหายจากการเกิดเหตุขัดข้องทางไฟฟ้าได้ทันท่วงที

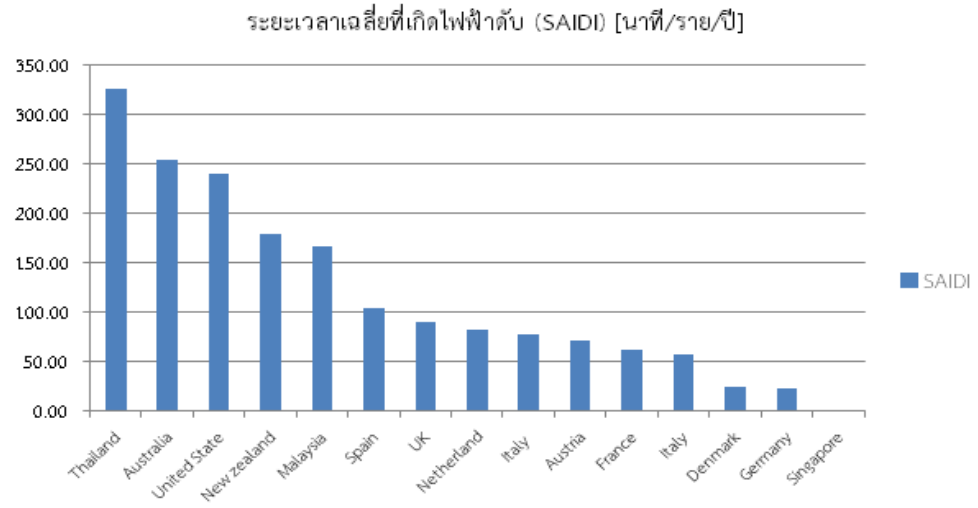
ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.8	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.7	(Best case)
	3.2	(Moderate case)
	2.6	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากการสำรวจข้อมูลระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในประเทศต่างๆ ที่ได้รับการพัฒนาระบบไฟฟ้าเป็นอย่างดี ซึ่งรวบรวมจากเอกสารหลักเรื่อง Electricity Reliability: Problems, Progress and Policy Solution โดย Galvin Electricity Initiative และจากอีกหลายๆบทความในปีใกล้เคียงกัน จะพบว่าระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยของกลุ่มประเทศตัวอย่างทั้งหมดมีค่าประมาณ 117.42 นาทีต่อรายต่อปี สำหรับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ปรึกษาทำการประเมินระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับรวมของทั้งระบบจำหน่ายโดยอาศัยข้อมูลระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในปี 2552 ของการไฟฟ้าทั้งสองแห่งในการประเมิน ซึ่งจะพบว่า ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับรวมของทั้งประเทศมีค่าเท่ากับ 326.86 นาทีต่อรายต่อปี

เมื่อพิจารณาข้อมูลตัวอย่างในรายละเอียด ประเทศที่มีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่ำที่สุดคือประเทศสิงคโปร์ โดยมีค่าเฉลี่ยประมาณ 0.76 นาทีต่อรายต่อปี ในขณะที่ประเทศมาเลเซียมีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับประมาณ 167.60 นาทีต่อรายต่อปี นอกจากนี้ยังพบว่า ประเทศในกลุ่มตัวอย่าง 25% แรก มีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 60 นาทีต่อรายต่อปี และประมาณกึ่งหนึ่งของประเทศในกลุ่มตัวอย่างมีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ 82 นาทีต่อรายต่อปี ดังนั้นในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิด

ไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ 326.86 นาทีต่อรายต่อปีในปัจจุบันเทียบเท่าระดับการพัฒนา 1.8 และหากกำหนดเป้าหมายของจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับที่ต่ำกว่า 60 นาทีต่อรายต่อปี เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับโลกที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง



ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	SAIDI (นาทีต่อรายต่อปี)
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	มากกว่า 400
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	300 - 400
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	200 - 300
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	100 -200
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	60 - 100
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	ต่ำกว่า 60

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 130 นาทีต่อรายต่อปี (Best case)
180 นาทีต่อรายต่อปี (Moderate case)
240 นาทีต่อรายต่อปี (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า
(Power Reliability and Quality)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: การเบี่ยงเบนแรงดันจากเกณฑ์ที่กำหนด [หน่วย: %] (KAI Code: %VD)
เป้าประสงค์: การพัฒนาคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์

คำอธิบาย:

คุณภาพของระบบไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็นที่จะทำให้ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าทำงานร่วมกันได้เป็นอย่างปกติ คุณภาพไฟฟ้าที่ดีจึงเป็นสิ่งที่ต้องการสำหรับระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ต่ออยู่ การไฟฟ้าจำเป็นที่จะต้องกำหนดคุณภาพไฟฟ้าให้กับลูกค้าของการไฟฟ้าของตน หนึ่งในดัชนีที่สำคัญทางด้านคุณภาพไฟฟ้าได้แก่ ระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ การเบี่ยงเบนของแรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่ควรมีค่าอยู่นอกช่วงที่กำหนดไว้ในมาตรฐานมากนักจนทำให้คุณภาพของระบบไฟฟ้าลดลงไป การเบี่ยงเบนของระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อขึ้นอยู่กับ การแกว่งตัวของกำลังไฟฟ้าในระบบ (Power Swing) ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor) ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของโหลดที่ต่ออยู่กับระบบไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งในอนาคตซึ่งมีแนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบมากขึ้นอาจทำให้เกิดการแกว่งของกำลังไฟฟ้าในระบบมากขึ้น การปรับปรุงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยการปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid Code) จะช่วยทำให้รักษาคุณภาพไฟฟ้าในด้านการเบี่ยงเบนของแรงดันจากเกณฑ์ที่กำหนดได้

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	4.0	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	4.7	(Best case)
	4.5	(Moderate case)
	4.5	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ปัจจุบัน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประทเศไทยได้กำหนดเกณฑ์ของระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อว่าจะต้องถูกควบคุมไว้ที่ระดับไม่เกิน ±5% ของแรงดันที่ระบุ (Nominal Voltage) และในช่วงผิดปกติ อาจยอมให้แรงดันไฟฟ้าเบี่ยงเบนไปจากแรงดันที่ระบุได้ถึง ±10% จากข้อมูลสถิติย้อนหลังของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในช่วงสี่ปีที่ผ่านมา จำนวนการเบี่ยงเบนของแรงดันจากเกณฑ์ที่กำหนดของการไฟฟ้าที่ทุกจุดเชื่อมต่อของการไฟฟ้าฯ มีค่าเฉลี่ย 0.0002% ซึ่งอาจถือได้ว่าแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อเกือบทั้งหมดอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

จากมาตรฐาน EN 50160-2010 (Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks) ซึ่งมีการใช้อย่างแพร่หลายในหลายประเทศในทวีปยุโรปได้กำหนดค่าการเปลี่ยนแปลงของระดับแรงดันไว้ไม่เกิน ±10% ของแรงดันที่ระบุ โดยจะเห็นได้ว่าเกณฑ์ของระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อของประเทศไทยอยู่ในระดับที่ดีกว่ามาตรฐานยุโรปนี้มากและมาตรฐานนี้เองก็ไม่ได้มีการกล่าวถึงจำนวนครั้งของการเบี่ยงเบนของแรงดันจากเกณฑ์ที่กำหนดว่าควรจะเป็นเท่าไร

แม้ว่าระดับการพัฒนาในด้านนี้ของประเทศไทยในปัจจุบันจะอยู่ในระดับดีเลิศ แต่ในอนาคตซึ่งมีแนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบมากขึ้น อาจทำให้ประเทศไทยประสบกับ

ปัญหาการเบี่ยงเบนของระดับแรงดันมากขึ้นได้ ดังนั้น การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยจึงยังควรให้ความสำคัญกับการเฝ้าระวังในประเด็นนี้อยู่บ้าง ซึ่งอาจทำได้โดยการปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้เหมาะสมมากขึ้นเพื่อให้สามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณมากได้ ดังนั้นในเบื้องต้น หากพิจารณาว่าการทำงานในสภาวะปัจจุบันเป็นผลการดำเนินงานในระดับโลกที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลจำนวนการเบี่ยงเบนของแรงดันจากเกณฑ์ที่กำหนดภายใต้โครงการ ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%VD
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	มากกว่า 1%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	0.1000 - 1.0000 %
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	0.0100 - 0.1000 %
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	0.0010 - 0.0100 %
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	0.0001 - 0.0010 %
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	น้อยกว่า 0.0001%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของจำนวนการเบี่ยงเบนของแรงดันจากเกณฑ์ที่กำหนดภายใต้โครงการ ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 0.0004 % (Best case)
0.0006 % (Moderate case)
0.0006 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า
(Power Reliability and Quality)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: การเบี่ยงเบนความถี่จากเกณฑ์ที่กำหนด [หน่วย: %] (KAI Code: %FD)
เป้าประสงค์: การพัฒนาคุณภาพไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์

คำอธิบาย:

คุณภาพของระบบไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็นที่จะทำให้ระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าทำงานร่วมกันได้เป็นอย่างปกติ คุณภาพไฟฟ้าที่ดีจึงเป็นสิ่งที่ต้องการสำหรับระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ต่ออยู่ การไฟฟ้าจำเป็นที่จะต้องกำหนดคุณภาพไฟฟ้าให้กับลูกค้าของการไฟฟ้าของตน หนึ่งในดัชนีที่สำคัญทางด้านคุณภาพไฟฟ้าได้แก่ ความถี่ของไฟฟ้าในระบบ การเบี่ยงเบนความถี่ของระบบไฟฟ้าไม่ควรมีค่าอยู่นอกระดับที่กำหนดไว้ในมาตรฐานมากนักเนื่องจากจะก่อให้เกิดปัญหาทางเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าซึ่งทำให้คุณภาพของระบบไฟฟ้าลดลง การเบี่ยงเบนของความถี่ของระบบไฟฟ้านั้นขึ้นอยู่กับความสมดุลระหว่างปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้และโหลดที่ต่ออยู่กับระบบไฟฟ้า โดยเฉพาะอย่างยิ่งในอนาคตซึ่งมีแนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบมากขึ้นอาจทำให้การปรับสมดุลของกำลังผลิตและโหลดทำได้ยากมากขึ้น การปรับปรุงระดับคุณภาพไฟฟ้าโดยการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) จะช่วยทำให้รักษาคุณภาพไฟฟ้าในด้านการเบี่ยงเบนของความถี่จากเกณฑ์ที่กำหนดได้

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	4.0	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	4.3	(Best case)
	4.3	(Moderate case)
	4.3	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ปัจจุบัน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประทเศไทยได้กำหนดเกณฑ์ของความถี่ของไฟฟ้าในระบบที่สภาวะการทำงานปกติให้มีค่าไม่เกิน 50 Hz $\pm$ 0.5 Hz ยกเว้นกรณีเกิดเหตุผิดปกติซึ่งอาจยอมให้ความถี่ของไฟฟ้าในระบบเกินช่วงที่กำหนดได้ในระยะเวลาสั้นๆ จากข้อมูลสถิติย้อนหลังของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในช่วงหกปีที่ผ่านมา จำนวนการเบี่ยงเบนของความถี่จากเกณฑ์ที่กำหนดของการไฟฟ้าฯ มีค่าเฉลี่ย 0.01% ซึ่งถือได้ว่าเกือบทั้งหมดอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ซึ่งอาจถือได้ว่าความถี่ของไฟฟ้าในระบบเกือบทั้งหมดอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

จากมาตรฐาน EN 50160-2010 (Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks) ซึ่งมีการใช้อย่างแพร่หลายในหลายประเทศในทวีปยุโรปได้กำหนดให้ความถี่ของไฟฟ้าในระบบที่สภาวะการทำงานปกติในช่วง 49.5 – 50.5 Hz ของระยะเวลา 99.5% ในหนึ่งปี และอยู่ในช่วง 47 - 52 Hz ของระยะเวลา 100% ในหนึ่งปี โดยจะเห็นได้ว่าเกณฑ์ของค่าความถี่ของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยอยู่ในระดับเดียวกับมาตรฐานในยุโรป และมาตรฐานเองไม่ได้มีการกล่าวถึงจำนวนครั้งของการเบี่ยงเบนของความถี่ของระบบไฟฟ้าจากเกณฑ์ที่กำหนดว่าควรจะเป็นเท่าไร

แม้ว่าระดับการพัฒนาในด้านนี้ของประเทศไทยในปัจจุบันจะอยู่ในระดับดีมาก แต่ในอนาคตซึ่งมีแนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบมากขึ้น อาจทำให้ประเทศไทยประสบกับ

ปัญหาการเบี่ยงเบนของความถี่มากขึ้นได้ ดังนั้น การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยจึงยังควรให้ความสำคัญกับการเฝ้าระวังในประเด็นนี้อยู่บ้าง ซึ่งอาจทำได้โดยการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานมากขึ้น ซึ่งจะช่วยให้สามารถปรับสมดุลระหว่างปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้และโหลดที่ต่ออยู่กับระบบไฟฟ้าเพื่อให้สามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณมากได้ ดังนั้นในเบื้องต้น หากพิจารณาว่าการทำงานในสภาวะปัจจุบันเป็นผลการดำเนินงานในระดับโลกที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลจำนวนการเบี่ยงเบนของความถี่จากเกณฑ์ที่กำหนดภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%FD
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	มากกว่า 1.00%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	0.30 - 1.00 %
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	0.10 - 0.30 %
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	0.03 - 0.10 %
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	0.01 - 0.03%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	น้อยกว่า 0.01%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของจำนวนการเบี่ยงเบนของความถี่จากเกณฑ์ที่กำหนดภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 0.024 % (Best case)
0.024 % (Moderate case)
0.024 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน
(Energy Sustainability and Efficiency)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม (%) [หน่วย: %] (KAI Code: %RE)

เป้าประสงค์: เพิ่มความสามารถในการพึ่งพาแหล่งพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศ

คำอธิบาย:

การพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ตลอดจนเพื่อความยั่งยืนในอนาคตนั้น ถือได้ว่าเป็นปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญต่อการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดทั่วโลก ดัชนีชี้วัดความสำเร็จในด้านนี้จะต้องพิจารณาทั้งในเชิงกำลังการผลิต (Power) และปริมาณพลังงานไฟฟ้า (Energy) ที่ผลิตได้และนำมาใช้จริง กิจกรรมหลักที่จะนำไปสู่สัมฤทธิผลในการพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนในเชิงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้น ได้แก่ การปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) เพื่อให้สามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ในปริมาณสูง การพัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อใช้ในการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน การประยุกต์เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน และ Demand Response เพื่อรองรับพลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน (Excess Energy) หรือส่วนที่ขาดไป อันเนื่องมาจากความไม่แน่นอนของแหล่งผลิตไฟฟ้าดังกล่าว (โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม) รวมถึงการส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาไมโครกริดเพื่อใช้ประโยชน์จากพลังงานหมุนเวียนภายในพื้นที่นั้นๆได้อย่างคุ้มค่า ตลอดจนการใช้แบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้าแบบกระจายเพื่อกักเก็บพลังงานส่วนเกิน และจ่ายคืนสู่ระบบเมื่อจำเป็น ในโหมดการทำงานแบบ V2G ในอนาคตด้วย

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.6	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.4	(Best case)
	3.0	(Moderate case)
	2.3	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากข้อมูลเชิงสถิติในรอบ 5 ปีที่ผ่านมา จนถึงปัจจุบัน สัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย (ไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนขนาดใหญ่) ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวมมีค่าประมาณ 2% - 3% อย่างไรก็ดี ตามแผนพัฒนาพลังงานทางเลือก (AEDP) 25% ใน 10 ปี ได้กำหนดเป้าหมายสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนทดแทนเชื้อเพลิงหลักไว้ที่ประมาณ 10% ณ สิ้นปี พ.ศ. 2564 การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในประเทศไทยอย่างต่อเนื่องจนถึงปี พ.ศ. 2579 น่าจะสามารถช่วยให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนได้มากขึ้นส่งผลให้สามารถเพิ่มสัดส่วนดังกล่าว (ไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนขนาดใหญ่) มากขึ้นได้อีกเมื่อพิจารณาจากการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมและศักยภาพพลังหมุนเวียนเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย อันได้แก่ การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และจากพลังงานชีวมวล เป็นหลัก

สำหรับในต่างประเทศ มีการคาดหวังสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงกว่า 40% โดยเฉพาะประเทศเยอรมัน และเดนมาร์ก โดยส่วนใหญ่คาดหวังจากศักยภาพของการใช้

พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมเป็นหลัก ดังนั้นในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย (ไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนขนาดใหญ่) ในปัจจุบันที่ 2% - 3% เทียบเท่าระดับการพัฒนา 1.6 และหากกำหนดเป้าหมายของสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่มากกว่า 35% เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับโลกที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวมภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%RE
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	น้อยกว่า 1%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	1% - 5%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	5% - 15%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	15% - 25%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	25% - 35%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 35%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวมภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 19.0 % (Best case)
15.0 % (Moderate case)
8.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน
(Energy Sustainability and Efficiency)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน [หน่วย: %]
(KAI Code: %DPC)

เป้าประสงค์: เพิ่มความสามารถในการพึ่งพาแหล่งพลังงานหมุนเวียนภายในประเทศ

คำอธิบาย:

ด้วยคุณลักษณะความไม่แน่นอนและไม่สามารถควบคุมได้ของแหล่งพลังงานหมุนเวียนบางชนิดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ (Dependable Power Capacity) ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้แตกต่างจากกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (Installed Capacity) อย่างมีนัยสำคัญ ดัชนีชี้วัดความสำเร็จในเชิงการเพิ่มขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้นี้ ในบริบทของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะขึ้นอยู่กับกิจกรรมสำคัญ คือ การปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Code) เพื่อให้สามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ในปริมาณสูง การใช้งานระบบพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน การพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) และการพัฒนาระบบสื่อสารข้อมูลกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.6	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.3	(Best case)
	2.8	(Moderate case)
	2.1	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากผลการศึกษาค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยคณะทำงานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประทศไทย

ประเภทโรงไฟฟ้า	แสงอาทิตย์	ลม	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	ขยะ	พลังน้ำขนาดเล็ก
กำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้	27%	2%	36%	0%	36%	36%

เมื่อผนวกกับข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยตามที่กำหนดในแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ซึ่งมีอยู่ประมาณ 1,700 MW (ไม่รวมโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากเขื่อนขนาดใหญ่) จะทำให้สามารถประเมินสัดส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ที่ประมาณ 27% ซึ่งหมายความว่า เมื่อมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาด 100 MW เชื่อมต่อเข้ามาในระบบจะเสมือนกับว่ามีกำลังการผลิตไฟฟ้าที่สามารถนำมาใช้เสริมความมั่นคงเมื่อระบบมีความต้องการได้เพียง 27 MW เท่านั้น ทำให้แม้ว่าในอนาคตจะมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบมากขึ้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยก็ยังต้องสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์หรือนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศซึ่งมีสัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้มากกว่า 85% - 90% เพื่อรองรับความมั่นคงของระบบในระบบอยู่เช่นเดิม ซึ่งส่งผลให้เป็นภาระต้นทุนกับผู้ใช้ไฟฟ้า

อย่างไรก็ดี หากมีการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดซึ่งจะเน้นที่ความสามารถในการรองรับพลังงานหมุนเวียนได้มากขึ้น จะสามารถทำให้สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสูงกว่าค่าที่ประเมินโดยคณะทำงานฯ ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้ นอกจากนี้ หากมีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทชีวมวลซึ่งมีสัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ที่สูงที่สุด ก็จะทำให้สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้โดยรวมของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเทศมีค่าสูงขึ้นได้อีก

ดังนั้นในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าสัดส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันที่ 27% เทียบเท่าระดับการพัฒนา 1.6 และหากกำหนดเป้าหมายของสัดส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มากกว่า 50% เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับโลกที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อกำลังผลิตติดตั้งโดยรวมของทั้งประเทศภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%DPC
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	น้อยกว่า 20%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	20 - 35%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	35% - 40%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	40% - 45%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	45% - 50%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 50%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของสัดส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อกำลังผลิตติดตั้งโดยรวมของทั้งประเทศภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 41.5 % (Best case)
39.0 % (Moderate case)
35.5 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน
(Energy Sustainability and Efficiency)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: ผลต่างระหว่างโหลดค่ายอด (Peak load) กับโหลดค่าฐาน (Base load) เทียบกับโหลดค่าฐานที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามองเห็น [หน่วย: %]
(KAI Code: %Diff Peak)

เป้าประสงค์: เพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการกำลังผลิตหลักของประเทศ

คำอธิบาย:

การเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการโหลดของประเทศถือเป็นเป้าหมายที่สำคัญประการหนึ่งของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด การบริหารจัดการให้ผลต่างระหว่างโหลดค่ายอด (Peak load) กับโหลดค่าฐาน (Base load) หรือโหลดเฉลี่ย (Average load) ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามองเห็นลดลงนั้นจะทำให้ค่าตัวประกอบโหลด (Load Factor; L.F.) โดยรวมของประเทศเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งส่งผลให้ลดความจำเป็นในการใช้งานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิด Peak-load Units ที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยสูง และช่วยชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมในระยะยาวในที่สุด การบริหารจัดการโหลดเพื่อลดผลต่างระหว่างโหลดค่ายอดกับโหลดเฉลี่ยนี้ทำได้โดยอาศัยนโยบายและกลไก Demand Response เป็นหลัก ซึ่งอาจดำเนินการโดยอาศัยการตอบสนองผ่านระบบจัดการพลังงานภายในโรงงาน อาคาร หรือบ้านเรือนที่อยู่อาศัย (FEMS/BEMS/HEMS) รวมถึงการสร้างสมดุลพลังงานภายในไมโครกริดในแต่ละพื้นที่ประกอบด้วย

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.4	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.3	(Best case)
	3.0	(Moderate case)
	2.3	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ภายใต้แผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 จะพบว่าลักษณะโหลดจะถูกควบคุมไว้ให้มีตัวประกอบโหลดไม่ต่ำกว่า 0.75 หรือคิดเป็นผลต่างระหว่างโหลดค่ายอดและโหลดเฉลี่ยที่ประมาณ 33% และจะมีค่าลดลงเหลือ 32% ณ โหลดเฉลี่ย 39,585 MW หรือคิดเป็นประมาณ 12,670 MW ในปี 2579 อย่างไรก็ดี หากพิจาณาว่าการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจะสามารถช่วยบริหารจัดการโหลดทำให้สามารถชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ออกไปได้ โดยหากชะลอการสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ขนาด 1,000 MW ออกไปได้ 2 โรงในขณะที่มีโหลดเฉลี่ยที่ปี 2579 เท่าเดิมจะทำให้ผลต่างระหว่างโหลดค่ายอดและโหลดเฉลี่ยมีค่าประมาณ 27% และหากสามารถชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินขนาด 800 MW ออกไปได้อีก 2 โรง จะทำให้ผลต่างระหว่างโหลดค่ายอดและโหลดเฉลี่ยมีค่าประมาณ 23% ซึ่งอาจพิจารณาได้ว่ากรณีดังกล่าวเป็นการพัฒนาระดับแนวหน้าได้

ดังนั้นในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าผลต่างระหว่างโหลดค่ายอดและโหลดเฉลี่ยในปัจจุบันที่ 33% เทียบเท่าระดับการพัฒนา 1.4 และหากกำหนดเป้าหมายของผลต่างระหว่างโหลดค่ายอดและโหลดเฉลี่ยที่ต่ำว่า 23% เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับแนวหน้าที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนา

ของผลต่างระหว่างโหลดค่ายอด (Peak load) กับโหลดค่าฐานเทียบกับโหลดค่าฐานที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามองเห็นภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%Diff Peak
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	มากกว่า 35%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	30% - 35%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	27% - 30%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	25% - 27%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	23% - 25%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	น้อยกว่า 23%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของผลต่างระหว่างโหลดค่ายอด (Peak load) กับโหลดค่าฐานเทียบกับโหลดค่าฐานที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามองเห็นภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 26.4 % (Best case)
27.0 % (Moderate case)
29.1 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน
(Energy Sustainability and Efficiency)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนกำลังผลิตสำรองสูงสุดในการปฏิบัติการ (Maximum Operation reserve) [หน่วย: %] (KAI Code: %OpRsv)

เป้าประสงค์: เพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการกำลังผลิตหลักของประเทศ

คำอธิบาย:

กำลังผลิตสำรองในการปฏิบัติการ (Operation reserve) โดยเฉพาะ Spinning reserve มีไว้เพื่อช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเนื่องจากสามารถตอบสนองการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตได้อย่างรวดเร็วเมื่อความต้องการไฟฟ้าโดยรวมเปลี่ยนแปลงขึ้นลงอย่างทันทีทันใด อย่างไรก็ดี การมีกำลังผลิตสำรองส่วนนี้จะส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากเปรียบเสมือนเป็นการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเฉยๆโดยไม่ได้ทำการจ่ายโหลด เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดสามารถช่วยทำให้ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าสามารถลดสัดส่วนของ Spinning reserve ได้โดยการทำงานผสมผสานกันของระบบพยากรณ์โหลดและกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเหมุนเวียนได้อย่างแม่นยำล่วงหน้า การพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถตอบสนองได้อย่างรวดเร็วทดแทน Spinning reserve ได้บางส่วน การมีกลไก Demand response เพื่อเสริมการทำงานกับ Spinning reserve และการมีระบบ WAMS/WAPC เพื่อช่วยเพิ่มสมรรถนะในการรักษาเสถียรภาพของระบบโดยการปรับเปลี่ยนทิศทางและปริมาณการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าไปยังส่วนต่างๆของระบบโครงข่าย

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.5	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.3	(Best case)
	3.0	(Moderate case)
	2.0	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

โดยทั่วไปอ้างอิงตามแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 กำลังผลิตสำรองในเชิงการวางแผนกำหนดไว้ไม่ต่ำกว่า 15% และเมื่ออ้างอิงข้อมูลในเชิงปฏิบัติการจากศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า คาดว่าสัดส่วนกำลังผลิตสำรองในการปฏิบัติการสูงสุดน่าจะมีสัดส่วนอยู่ที่ประมาณ 15% - 20% เช่นกัน ทั้งนี้ เมื่อมีการประยุกต์เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อเพิ่มสมรรถนะของระบบจัดการพลังงาน (EMS) ของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าแล้ว โดยเฉพาะการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานที่ตอบสนองได้อย่างรวดเร็ว และหากมีการใช้งาน Demand Response ได้อย่างเต็มที่ คาดว่ากรณีดีที่สุดในระดับสากลน่าจะลดสัดส่วนของกำลังผลิตสำรองในการปฏิบัติการสูงสุดลงได้เหลืออยู่ที่ประมาณ 3% หรือต่ำกว่า โดยเทียบเคียงได้กับมาตรฐานความแม่นยำในการพยากรณ์โหลดรายชั่วโมง

สำหรับในประเทศไทย เมื่อพิจารณาถึงความเป็นไปได้ของการนำเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมาใช้ในอีก 20 ปีข้างหน้า (ถึงปี ค.ศ. 2036) คาดว่าน่าจะลดสัดส่วนกำลังผลิตสำรองในการปฏิบัติการสูงสุดลงไปที่ระดับต่ำกว่า 10% ได้ ดังนั้นในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่ากำลังผลิตสำรองในการปฏิบัติการสูงสุดที่ 15% - 20% เทียบเท่าระดับการพัฒนา 1.5 และหากกำหนดเป้าหมายของกำลังผลิตสำรองในการปฏิบัติการ

สูงสุดที่ต่ำว่า 3% เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับแนวหน้าที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนกำลังผลิตสำรองในการปฏิบัติการ (Operation reserve) เมื่อคิดเฉพาะ Spinning reserve ภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด จึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%OpRsv
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	20% ขึ้นไป
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	15% - 20%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	10% - 15%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	5% - 10%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	3% - 5%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	น้อยกว่า 3%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของสัดส่วนกำลังผลิตสำรองในการปฏิบัติการ (Operation reserve) เมื่อคิดเฉพาะ Spinning reserve ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 8.5 % (Best case)
10.0 % (Moderate case)
15.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน
(Energy Sustainability and Efficiency)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่าย [หน่วย: %]
(KAI Code: %Loss)

เป้าประสงค์: เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิในการผลิตไฟฟ้า

คำอธิบาย:

การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดด้วยการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมในระบบส่งและระบบจำหน่าย เช่น การติดตั้งอุปกรณ์ EHV/FACTS ในระบบส่ง/ระบบจำหน่าย การติดตั้งระบบ Energy Management System (EMS) ในระบบส่งหรือระบบDistribution Management System (DMS) ในระบบจำหน่าย การติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meter) พร้อมระบบ AMR/AMI ในส่วนของผู้ใช้ และอาจรวมถึงการติดตั้งระบบ Intelligent Street Lights เป็นต้น จะช่วยทำให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิในการผลิตไฟฟ้าของประเทศเพิ่มขึ้นได้ โดยจะนำไปสู่การลดลงของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียทั้งทางด้านเทคนิค (Technical loss) และพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางด้านเทคนิค (Nontechnical loss) และสามารถคาดหวังถึงการปรับปรุงของสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่ายได้

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	2.0	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.7	(Best case)
	3.2	(Moderate case)
	2.7	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

เนื่องจากในสถานการณ์ปัจจุบัน พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งไม่ได้เป็นปัญหามากเหมือนในระบบจำหน่าย จึงกำหนดให้การวัดสัมฤทธิผลของการดำเนินกิจกรรมเพื่อปรับปรุงสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเน้นที่การลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายเป็นสำคัญ แต่หากในอนาคต ถ้าสถานการณ์ของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งเปลี่ยนแปลงไปอาจจะสามารถพิจารณาให้ความสำคัญกับระบบส่งเป็นพิเศษได้

ตามหลักวิชาการทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้า โดยปกติแล้ว พลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าที่ออกแบบถูกต้องตามหลักวิศวกรรมไฟฟ้าควรมีค่าไม่เกิน 3% - 4% อย่างไรก็ดี ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะมีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียส่วนหนึ่งที่เรียกว่าพลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่ไม่ใช่ทางด้านเทคนิค (Nontechnical loss) ซึ่งมีสาเหตุหลักเกิดจาก การลักลอบใช้ไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าสูญเสียที่จุดเชื่อมต่อ มิเตอร์ชำรุด ฯลฯ การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดด้วยการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมในระบบส่งและระบบจำหน่ายจะช่วยลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในส่วนนี้ได้โดยตรง

จากการศึกษาเรื่อง Indian Power Supply Position 2010 โดย Center for Study of Science, Technology and Policy (CSTEP) ได้รายงานไว้ว่า ระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียต่ำที่สุดในโลกคือระบบไฟฟ้าของประเทศเกาหลีซึ่งอยู่ที่ต่ำกว่า 4% ส่วนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียเฉลี่ยของประเทศสหรัฐอเมริกาอยู่ที่ 7% สำหรับเกณฑ์เป้าหมายการประเมินพลังงานไฟฟ้าสูญเสียระดับปกติของ TRIS ที่ใช้ประเมินการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายของไทยจะมีค่าอยู่ที่ประมาณ 5% ดังนั้นในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าสัดส่วนพลังงานไฟฟ้า

สูญเสียในระบบจำหน่ายที่ 5% เทียบเท่าระดับการพัฒนา 2.0 และหากกำหนดเป้าหมายของสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายที่ต่ำว่า 2.5% เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับแนวหน้าที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%Loss
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	10% ขึ้นไป
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	5% - 10%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	4% - 5%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	3% - 4%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	2.5% - 3%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	น้อยกว่า 2.5%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบจำหน่ายภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณีเป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 3.3 % (Best case)
3.8 % (Moderate case)
4.3 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน
(Energy Sustainability and Efficiency)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration, CCHP) ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม [หน่วย: %] (KAI Code: %CCHP)

เป้าประสงค์: เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิในการผลิตไฟฟ้า

คำอธิบาย:

เป้าหมายหลักที่สำคัญของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดคือ การพยายามให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม รวมถึงระบบผลิตความเย็น (CCHP) เป็นเทคโนโลยีที่สามารถเข้ามาผสานกับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อช่วยส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพได้ นโยบายการสนับสนุนจากภาครัฐให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid การสนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS รวมถึงการติดตั้งระบบ SPP/VSPP Data Communication System และ Microgrid Development จะช่วยให้เกิดการใช้งานระบบ CCHP ได้มากขึ้นในอนาคต

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.8	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.5	(Best case)
	3.2	(Moderate case)
	2.7	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ตามแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ซึ่งรวมผลการเพิ่มประสิทธิภาพและลดการใช้พลังงานไฟฟ้าที่สอดคล้องกับแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (พ.ศ. 2554 – 2579) ของกระทรวงพลังงาน จะพบว่าสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าจากระบบ CCHP จะเพิ่มจาก 7% ในปี 2555 เป็น 13% ในปี 2563 และลดลงเหลือ 10% ในปี 2579 อย่างไรก็ดี หากมีการพัฒนาโครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้น จะช่วยกระตุ้นให้เกิดการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อรองรับการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นได้

จากเอกสารการศึกษาเรื่อง Powering Progress in Combined Heat and Power (CHP) โดย U.S. Department of Energy: Industrial Technologies Program ได้รายงานไว้ว่าประเทศที่มีสัดส่วนการใช้งาน CHP สูงที่สุดคือประเทศเดนมาร์กซึ่งมีสัดส่วนมากกว่า 50% รองลงมาคือ ประเทศ ฟินแลนด์ รัสเซีย ลัตเวียร์ อยู่ในช่วง 30% - 40% ส่วนประเทศสหรัฐอเมริกามีแผนที่จะเพิ่มสัดส่วนของการใช้งานระบบ CHP เป็น 20% ภายในปี 2036 ดังนั้น ในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่ประมาณ 7% เทียบเท่าระดับการพัฒนา 1.8 และหากกำหนดเป้าหมายของสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่มากกว่า 25% เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับแนวหน้าที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%CCHP
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	0%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	น้อยกว่า 10%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	10% - 15%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	15% - 20%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	20% - 25%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 25%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมภายใต้โครงการ ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 17.5 % (Best case)
16.0 % (Moderate case)
13.5 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน
(Energy Sustainability and Efficiency)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของผลรวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายในไมโครกริด (Microgrid) ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยรวม [หน่วย: %] (KAI Code: %Microgrid)

เป้าประสงค์: การพัฒนาและใช้งานระบบไฟฟ้าแบบไมโครกริด (Microgrid)

คำอธิบาย:

หลักการสำคัญของการผลิตไฟฟ้าด้วยไมโครกริดคือการสร้างสมดุลระหว่างการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งอาจเป็นการผสมผสานระหว่าง ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อน (CCHP) และแหล่งกำเนิดพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Source) และระบบไฟฟ้าหลัก (Main grid) ให้พอดีกับภาระทางไฟฟ้าภายในไมโครกริด แนวคิดนี้ จะอนุญาตให้ผู้ใช้และผู้ผลิตไฟฟ้าภายในไมโครกริดสามารถผลิตและใช้ไฟฟ้าในขณะที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักหรือไมโครกริดอื่นได้ ทั้งนี้ การเปลี่ยนเชื้อเพลิงไปเป็นทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนจะทำให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานสูงขึ้น และเมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นเทคโนโลยีที่ใช้พลังงานหมุนเวียนก็จะเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากขึ้นด้วย นโยบายจากภาครัฐ เช่น การสนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS การสนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบ Microgrid และโครงการ Microgrid Development จะช่วยเพิ่มสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายในไมโครกริดภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.0	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.1	(Best case)
	2.5	(Moderate case)
	2.0	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

เนื่องจากในปัจจุบัน เทคโนโลยีระบบไมโครกริดยังอยู่ในขั้นทดสอบ มีเพียงบางประเทศ เช่น ญี่ปุ่น เกาหลี และสหรัฐอเมริกา ที่มีการทดสอบระบบไมโครกริดในระดับก้าวหน้า และมีระบบทดสอบขนาดใหญ่ในระดับชุมชน หรือระดับเกาะ สำหรับในประเทศไทยในปัจจุบัน วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร ได้รับความช่วยเหลือจาก NEDO ประเทศญี่ปุ่น ในการก่อสร้างและติดตั้งระบบต่อเชื่อมเครือข่ายไฟฟ้าพลังงานทดแทน (PV Micro Grid) โดยการต่อเชื่อมเป็นพลังงานชุมชนและต่อเชื่อมกับระบบสายส่งของประเทศ และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้เริ่มดำเนินการศึกษาโครงการระบบไมโครกริด ที่เกาะกูด และที่ อ.แม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน อย่างไรก็ดี เมื่อพิจารณาถึงความเป็นไปได้ของการนำเทคโนโลยีไมโครกริดมาใช้ในอีก 20 ปีข้างหน้า (ปี 2036) ซึ่งจะเป็นที่แพร่หลายมากขึ้นในอนาคต ในเบื้องต้น การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายในไมโครกริดภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดอาจกำหนดได้ดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%Microgrid
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	0%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	น้อยกว่า 1%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	1% - 3%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	3% - 5%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	5% - 10%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 10%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของสัดส่วนของสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายในไมโครกริดภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 3.2 % (Best case)
2.0 % (Moderate case)
1.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้า
(Utility Operations and Services)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ [หน่วย: ครั้งต่อปี] (KAI Code: SAIFI3)
เป้าประสงค์: การให้บริการผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

คำอธิบาย:

การปรับปรุงระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยการลดจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับเป็นเป้าประสงค์ที่สำคัญประการหนึ่งของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดยเฉพาะอย่างยิ่งในอนาคตซึ่งมีแนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบมากขึ้น การสนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบไมโครกริด (Microgrid) การใช้งานเทคโนโลยีสายป้อนไฟฟ้าอัตโนมัติ (Distribution/Feeder Automation) การใช้งานเทคโนโลยีสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation) และอื่นๆ ล้วนเป็นการช่วยลดโอกาสในการเกิดไฟฟ้าดับทั้งสิ้น ด้วยเทคโนโลยีอัตโนมัติเหล่านี้จะส่งผลให้เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า ระบบจะสามารถจำกัดบริเวณการเกิดเหตุขัดข้องให้มีผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบน้อยลงได้ ส่งผลให้จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าลดลง ในส่วนสุดท้าย เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่เกี่ยวกับระบบเซนเซอร์และอิเล็กทรอนิกส์ยังสามารถทำงานในลักษณะการตรวจวัดและควบคุม (Monitor and control) ทำให้ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะการทำงานที่สมดุลและบรรเทาความเสียหายจากการเกิดเหตุขัดข้องทางไฟฟ้าได้ทันท่วงที

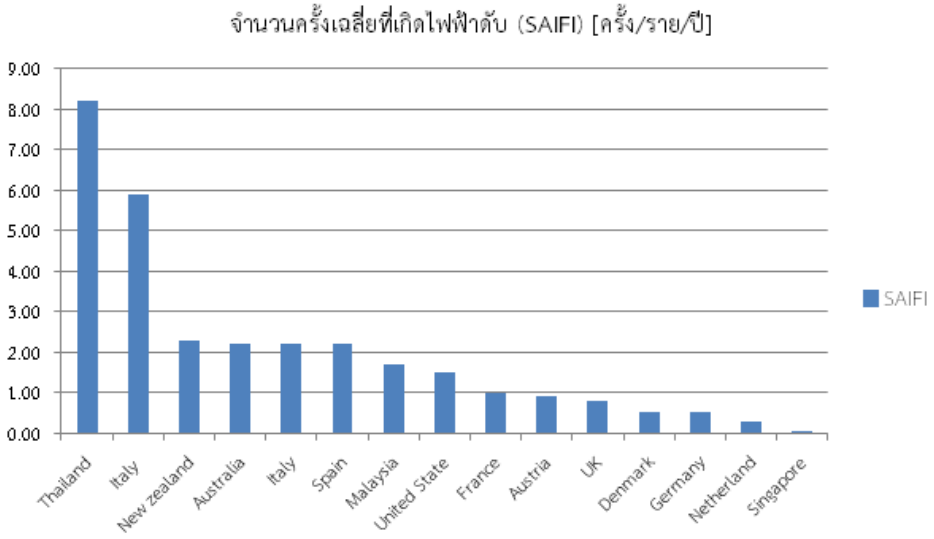
ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.9	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.7	(Best case)
	3.3	(Moderate case)
	2.7	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากการสำรวจข้อมูลจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในประเทศต่างๆ ที่ได้รับการพัฒนาระบบไฟฟ้าเป็นอย่างดี ซึ่งรวบรวมจากเอกสารหลักเรื่อง Electricity Reliability: Problems, Progress and Policy Solution โดย Galvin Electricity Initiative และจากอีกหลายๆบทความในปีใกล้เคียงกัน จะพบว่า จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยของกลุ่มประเทศตัวอย่างทั้งหมดมีค่าประมาณ 2.02 ครั้งต่อรายต่อปี สำหรับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ปรึกษาทำการประเมินจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับรวมของทั้งระบบจำหน่ายโดยอาศัยข้อมูลจำนวนการเกิดไฟฟ้าดับและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในปี 2552 ของการไฟฟ้าทั้งสองแห่งในการประเมิน ซึ่งจะพบว่า จำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับรวมของทั้งประเทศมีค่าเท่ากับ 8.21 ครั้งต่อรายต่อปี

เมื่อพิจารณาข้อมูลตัวอย่างในรายละเอียด ประเทศที่มีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่ำที่สุดคือประเทศสิงคโปร์ โดยมีค่าเฉลี่ยประมาณ 0.04 ครั้งต่อรายต่อปี ในขณะที่ประเทศมาเลเซียมีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของกลุ่มประเทศตัวอย่างที่ประมาณ 1.69 ครั้งต่อรายต่อปี นอกจากนี้ยังพบว่าประเทศในกลุ่มตัวอย่าง 25% แรก มีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 0.65 ครั้งต่อรายต่อปี และประมาณกึ่งหนึ่งของประเทศในกลุ่มตัวอย่างมีจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ 1.50 ครั้งต่อรายต่อปี ดังนั้นในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยในปัจจุบันที่ 8.21 ครั้งต่อรายต่อปี เทียบเท่าระดับการพัฒนา 1.9 และหากกำหนดเป้าหมายของจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับที่ต่ำกว่า 0.65

ครั้งต่อรายต่อปี เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับโลกที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง



ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	SAIFI (ครั้งต่อรายต่อปี)
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	มากกว่า 13.00
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	7.00 – 13.00
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	5.00 – 7.00
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	2.50 - 5.00
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	0.65 - 2.50
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	ต่ำกว่า 0.65

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 3.25 ครั้งต่อรายต่อปี (Best case)
4.25 ครั้งต่อรายต่อปี (Moderate case)
5.60 ครั้งต่อรายต่อปี (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้า
(Utility Operations and Services)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ [หน่วย: นาทีต่อปี] (KAI Code: SAIDI3)
เป้าประสงค์: การให้บริการผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

คำอธิบาย:

การปรับปรุงระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยการลดระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับเป็นเป้าประสงค์หลักที่สำคัญที่สุดของยุทธศาสตร์การพัฒนาระดับความเชื่อถือได้ภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดยเฉพาะอย่างยิ่งในอนาคตซึ่งมีแนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบมากขึ้น การสนับสนุนให้เกิดการพัฒนาระบบไมโครกริด (Microgrid) การพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) การใช้งานเทคโนโลยีสายป้อนไฟฟ้าอัตโนมัติ (Distribution/Feeder Automation) การใช้งานเทคโนโลยีสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation) และอื่นๆ ล้วนเป็นการช่วยลดระยะเวลาในการเกิดไฟฟ้าดับทั้งสิ้น ด้วยเทคโนโลยีอัตโนมัติเหล่านี้จะส่งผลให้เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบไฟฟ้า ระบบจะสามารถจำกัดบริเวณการเกิดเหตุขัดข้องให้มีผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบน้อยลงได้ ส่งผลให้ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าลดลง ในส่วนสุดท้าย เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่เกี่ยวกับระบบเซนเซอร์และอิเล็กทรอนิกส์ยังสามารถทำงานในลักษณะการตรวจวัดและควบคุม (Monitor and control) ทำให้ระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะการทำงานที่สมดุลและบรรเทาความเสียหายจากการเกิดเหตุขัดข้องทางไฟฟ้าได้ทันท่วงที

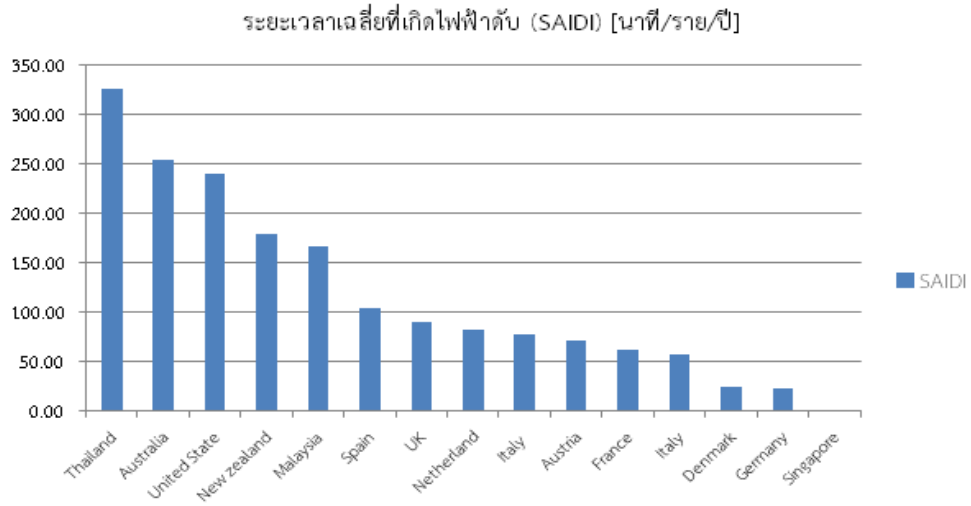
ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.8	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.7	(Best case)
	3.2	(Moderate case)
	2.6	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากการสำรวจข้อมูลระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับในประเทศต่างๆ ที่ได้รับการพัฒนาระบบไฟฟ้าเป็นอย่างดี ซึ่งรวบรวมจากเอกสารหลักเรื่อง Electricity Reliability: Problems, Progress and Policy Solution โดย Galvin Electricity Initiative และจากอีกหลายๆบทความในปีใกล้เคียงกัน จะพบว่าระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับเฉลี่ยของกลุ่มประเทศตัวอย่างทั้งหมดมีค่าประมาณ 117.42 นาทีต่อรายต่อปี สำหรับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ที่ปรึกษาทำการประเมินระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับรวมของทั้งระบบจำหน่ายโดยอาศัยข้อมูลระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับและจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในปี 2552 ของการไฟฟ้าทั้งสองแห่งในการประเมิน ซึ่งจะพบว่า ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับรวมของทั้งประเทศมีค่าเท่ากับ 326.86 นาทีต่อรายต่อปี

เมื่อพิจารณาข้อมูลตัวอย่างในรายละเอียด ประเทศที่มีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับต่ำที่สุดคือประเทศสิงคโปร์ โดยมีค่าเฉลี่ยประมาณ 0.76 นาทีต่อรายต่อปี ในขณะที่ประเทศมาเลเซียมีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับประมาณ 167.60 นาทีต่อรายต่อปี นอกจากนี้ยังพบว่า ประเทศในกลุ่มตัวอย่าง 25% แรก มีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 60 นาทีต่อรายต่อปี และประมาณกึ่งหนึ่งของประเทศในกลุ่มตัวอย่างมีระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับ 82 นาทีต่อรายต่อปี ดังนั้นในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิด

ไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ 326.86 นาทีต่อรายต่อปีในปัจจุบันเทียบเท่าระดับการพัฒนา 1.8 และหากกำหนดเป้าหมายของจำนวนครั้งเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับที่ต่ำกว่า 60 นาทีต่อรายต่อปี เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับโลกที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง



ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	SAIDI (นาทีต่อรายต่อปี)
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	มากกว่า 400
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	300 - 400
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	200 - 300
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	100 -200
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	60 - 100
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	ต่ำกว่า 60

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดไฟฟ้าดับภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 130 นาทีต่อรายต่อปี (Best case)
180 นาทีต่อรายต่อปี (Moderate case)
240 นาทีต่อรายต่อปี (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้า
(Utility Operations and Services)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: จำนวนมิเตอร์แบบอัตโนมัติต่อจำนวนมิเตอร์ทั้งหมดในระบบจำหน่าย [หน่วย: %] (KAI Code: %SmtMt)

เป้าประสงค์: การบริการผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างถูกต้องและโปร่งใส

คำอธิบาย:

มิเตอร์แบบอัตโนมัติในที่นี้หมายถึงมิเตอร์อิเล็กทรอนิกส์ที่มีคุณสมบัติทางด้านการสื่อสารอย่างน้อยที่สุด คือ เป็นมิเตอร์ที่การไฟฟ้าสามารถจดหน่วยไฟฟ้า (kWh) ได้จากทางไกลผ่านระบบสื่อสาร โดยที่ไม่ต้องส่งพนักงานไปจดหน่วยไฟฟ้าที่ตัวมิเตอร์ซึ่งมีความหมายรวมถึงสมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meter) และระบบมิเตอร์อัตโนมัติ

ในปัจจุบันมีมิเตอร์ไฟฟ้าทั่วประเทศประมาณ 18 ล้านตัว และเกือบทั้งหมดเป็นมิเตอร์ไฟฟ้าที่การจดหน่วยไฟฟ้าทำได้วิธีเดียว คือ ส่งพนักงานไปจดหน่วยที่ไฟฟ้าตัวมิเตอร์ (มิเตอร์อิเล็กทรอนิกส์ที่ต้องส่งพนักงานไปจดหน่วยไฟฟ้าที่ตัวมิเตอร์ ไม่ถือว่าเป็นมิเตอร์แบบอัตโนมัติ) ดังนั้น หากสมมุติว่าการไฟฟ้าต้องการจดหน่วยไฟฟ้าที่มิเตอร์ทุกตัวพร้อมกันในวันสุดท้ายของเดือน และสมมุติว่าพนักงานคนหนึ่งจดหน่วยไฟฟ้าได้ 200 ตัว/วัน (เพื่อความถูกต้องในการจดหน่วยไฟฟ้า) ก็หมายความว่าต้องใช้พนักงานถึง 90,000 คน ซึ่งเป็นไปได้ยากในทางปฏิบัติ และถ้าเร่งให้พนักงานคนหนึ่งจดหน่วยไฟฟ้าได้ 1000 ตัว/วัน (ความถูกต้องในการจดหน่วยไฟฟ้าลดลง) ก็หมายความว่าต้องใช้พนักงาน 18,000 คน ซึ่งก็ยังมากอยู่ดี วิธีที่ใช้ในการลดจำนวนพนักงานในการจดหน่วยในปัจจุบัน คือ การให้พนักงานออกไปจดหน่วยไฟฟ้าไม่พร้อมกันในวันสิ้นเดือน ซึ่งก็เป็นการก่อให้เกิดปัญหาในทางเทคนิคอื่นๆ ตามมา ไม่ว่าจะเป็นการที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่สามารถการประเมินหน่วยขายของตนเองอย่างแม่นยำได้เนื่องจากหน่วยไฟฟ้าที่จดมาเป็นคนละเวลากันทำให้ไม่สามารถรับรู้รายได้ ณ เวลาใดๆ อย่างแม่นยำได้ หรือทำให้ไม่สามารถประเมินหน่วยสูญเสียในระบบของตนเองได้ เนื่องจากหน่วยซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และหน่วยขายในระบบของตนถูกบันทึกที่คนละเวลากัน เป็นต้น

วิธีที่สามารถแก้ไขปัญหาดังกล่าว คือ การใช้มิเตอร์อัตโนมัติร่วมกับสาธารณูปโภคในการวัดชั้นสูง (Advance Metering Infrastructure; AMI) ที่เหมาะสม เพราะนอกจากการไฟฟ้าจะสามารถจดหน่วยการใช้ไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วและทำได้เกือบพร้อมๆ กันทั่วประเทศในเวลาเดียวกันแล้ว ปัญหาการเร่งรีบจดหน่วยหรือการจดหน่วยผิดพลาดก็จะลดน้อยลง และที่สำคัญที่สุดก็คือ เราทราบกันดีว่ามิเตอร์อัตโนมัติสามารถวัดหน่วยไฟฟ้าได้แม่นยำกว่ามิเตอร์ทางกล และทนทานกว่า เพราะไม่มีส่วนเคลื่อนไหว ซึ่งเป็นที่แน่นอนว่ามิเตอร์อัตโนมัติโดยเฉพาะสมาร์ทมิเตอร์ต้องได้รับการออกแบบให้ทนต่อสภาพแวดล้อมของเมืองไทยได้เป็นอย่างดี

ดังนั้น จำนวนสมาร์ทมิเตอร์ ที่เพิ่มขึ้นในระบบ นอกจะทำให้การบริการผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นไปอย่างแม่นยำถูกต้องและโปร่งใสแล้ว ยังจะเป็นประโยชน์ต่อการไฟฟ้าเองอีกด้วย

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.4	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.6	(Best case)
	3.3	(Moderate case)
	2.7	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ในระดับนานาชาติ EU ได้ตั้งเป้าหมายให้มีสมาร์ทมิเตอร์ 80% ในปี 2020 (สำหรับประเทศอื่นยังไม่พบตัวเลขที่แน่นอน) สำหรับประเทศของเรา การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้จัดทำแผนที่นำทางด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นมาแล้วโดยมีแผนงานหลักส่วนหนึ่งคือ การติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ ดังนั้น การแปลผลจึงควรยึดแผนงานของการไฟฟ้าเป็นเกณฑ์ อย่างไรก็ดี แม้ว่าในที่สุดแล้ว รัฐบาลจะสนับสนุนให้มีการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในประเทศหรือไม่ ในระยะยาว การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก็ควรติดตั้งมิเตอร์อัตโนมัติโดยเฉพาะสมาร์ทมิเตอร์ให้ผู้ใช้ทุกรายเพื่อประโยชน์ของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้เพราะค่าใช้จ่ายด้านระบบสื่อสารมีแนวโน้มที่จะถูกลงเรื่อยๆ ในอนาคต เพราะทุกคนในประเทศต้องการบริโภคข้อมูลข่าวสารต่างๆ มากขึ้น และข้อมูลที่ต้องการได้รับก็มักเป็นแบบ real-time การสื่อสารระหว่างสมาร์ทมิเตอร์กับการไฟฟ้าจึงอาจใช้ช่องทางดังกล่าวได้ ทั้งนี้ เพื่อให้การดำเนินการลงทุนติดตั้งมิเตอร์อัตโนมัติโดยเฉพาะสมาร์ทมิเตอร์ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในช่วงเริ่มต้นของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมีความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ อาจยังไม่มีความจำเป็นต้องทำการเปลี่ยนมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็กมากโดยเฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีหน่วยการใช้น้อยกว่า 90 หน่วยต่อเดือนให้เป็นมิเตอร์อัตโนมัติ ดังนั้น ในการประเมินระดับการพัฒนาในหัวข้อนี้ สัดส่วนจำนวนมิเตอร์อัตโนมัติที่ถูกประเมินจะคำนวณจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีหน่วยการใช้น้อยกว่า 90 หน่วยต่อเดือน

ดังนั้นในเบื้องต้น หากกำหนดเป้าหมายของจำนวนมิเตอร์แบบอัตโนมัติต่อจำนวนมิเตอร์ทั้งหมดในระบบจำหน่ายที่มากกว่า 90% เป็นเกณฑ์ระดับการพัฒนาที่ดีในระดับโลกที่ระดับ 5 คะแนนแล้ว การแปลผลระดับการพัฒนาของจำนวนมิเตอร์แบบอัตโนมัติต่อจำนวนมิเตอร์ทั้งหมดในระบบจำหน่ายภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	สัดส่วนจำนวนมิเตอร์อัตโนมัติ (%)
DL0	ไม่มีแผนการใช้มิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ	0%
DL1	มีการติดตั้งมิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ ไปบ้างแล้ว	น้อยกว่า 10%
DL2	เริ่มดำเนินการติดตั้งมิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ อย่างเป็นรูปธรรม	10% - 30%
DL3	ใช้มิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ ในแผนงานปกติ	30% - 60%
DL4	มีมิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ ครอบคลุมเกือบทั่วประเทศ	60% - 90%
DL5	ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายใช้มิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ	มากกว่า 90%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของจำนวนมิเตอร์แบบอัตโนมัติต่อจำนวนมิเตอร์ทั้งหมดในระบบจำหน่ายภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 48.0 % (Best case)
39.0 % (Moderate case)
24.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้า
(Utility Operations and Services)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของ kWh ที่จ่ายผ่านมิเตอร์อัตโนมัติ ต่อ kWh ทั้งหมดที่จ่ายในระบบ [หน่วย: %] (KAI Code: %KWhSmtMt)

เป้าประสงค์: การบริการผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างถูกต้องและโปร่งใส

คำอธิบาย:

ในดัชนีชี้วัดด้านจำนวนมิเตอร์นั้น การไฟฟ้าฟ้าควรติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายเพื่อความแม่นยำถูกต้องและโปร่งใสในการให้บริการ แต่ในความเป็นจริงเมื่อพิจารณาทางด้านการลงทุนติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์พร้อมระบบสื่อสารแล้ว จะพบว่า การลงทุนที่เหมาะสมในทางปฏิบัติ คือ การติดตั้งมิเตอร์อัตโนมัติพร้อมระบบสื่อสารให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ก่อน

อย่างไรก็ตาม การติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ พร้อมระบบสื่อสารให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ โดยที่การไฟฟ้าทราบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่แต่เพียงฝ่ายเดียว ไม่สามารถทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ทราบถึงลักษณะการใช้ไฟฟ้าของตนเองได้ ดังนั้นการไฟฟ้าต้องมีข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่บันทึกไว้และพร้อมที่จะให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ตรวจสอบสภาพการใช้ไฟฟ้าของตนเองตลอดเวลาผ่านทางระบบบริหารจัดการข้อมูลมิเตอร์ของผู้ใช้ (Customer/Meter Data Management System; MDMS) ซึ่งการติดต่อกับการไฟฟ้าไม่จำเป็นต้องทำผ่านทางมิเตอร์อัตโนมัติ เพราะสามารถทำได้ผ่านทางระบบอินเตอร์เน็ตที่ใช้กันในปัจจุบัน นอกจากนั้น การไฟฟ้าอาจต้องสร้าง content เพื่อจูงใจในการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วย เพราะอาจช่วยกระตุ้นให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ตระหนักถึงการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพและหาทางเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้ไฟฟ้าของตนเองซึ่งนอกจะทำให้การบริการผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นไปอย่างแม่นยำถูกต้องและโปร่งใสแล้ว ยังส่งเสริมให้เกิดกิจกรรม Demand Response ได้อีกด้วย

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.4	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.6	(Best case)
	3.3	(Moderate case)
	2.7	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ลักษณะการแปลผลของดัชนีนี้จะคล้ายกับดัชนีด้านจำนวนมิเตอร์แต่กำหนดเป็น %kWh แทน เพื่อแสดงถึงจำนวน kWh ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเข้าถึงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนเองได้ซึ่งสะท้อนการดำเนินการติดตั้งมิเตอร์อัตโนมัติพร้อมระบบสื่อสารให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ก่อน ดังนั้นในเบื้องต้น การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนของ kWh ที่จ่ายผ่านมิเตอร์อัตโนมัติ ต่อ kWh ทั้งหมดที่จ่ายในระบบภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง ทั้งนี้ สัดส่วน kWh ที่ถูกประเมินจะคำนวณจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดที่ไม่รวมผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีหน่วยการใช้น้อยกว่า 90 หน่วยต่อเดือน

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	สัดส่วนจำนวน kWh ที่จ่ายผ่านมิเตอร์อัตโนมัติ (%)
0	ไม่มีแผนการใช้มิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ	0%
1	ติดตั้งมิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ ให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ไปบ้างแล้ว	น้อยกว่า 10%
2	ติดตั้งมิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเป็นรูปธรรม	10% - 30%
3	ใช้มิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ ในแผนงานปกติ	30% - 60%
4	มีมิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ ครอบคลุมเกือบทั่วประเทศ	60% - 90%
5	ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกรายใช้มิเตอร์อัตโนมัติ/อัจฉริยะ	มากกว่า 90%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของสัดส่วนของ kWh ที่จ่ายผ่านมิเตอร์อัตโนมัติ ต่อ kWh ทั้งหมดที่จ่ายในระบบภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 48.0 % (Best case)
39.0 % (Moderate case)
24.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้า
(Utility Operations and Services)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: ระยะเวลาในการดำเนินการเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่ (ไม่รวมระยะเวลาในการก่อสร้าง) [หน่วย: วัน] (KAI Code: T_NewCust)

เป้าประสงค์: เพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน

คำอธิบาย:

ระยะเวลาในการดำเนินการเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่ หมายถึงระยะเวลาตั้งแต่ผู้ใช้ไฟฟ้าทำเรื่องร้องขอใช้ไฟฟ้าจนถึงเวลาที่การไฟฟ้าติดตั้งมิเตอร์ไฟฟ้าเสร็จสิ้นพร้อมจ่ายไฟให้ผู้ใช้ไฟฟ้า (ไม่รวมเวลาที่การไฟฟ้าต้องใช้ในการตรวจสอบความถูกต้องของระบบไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า ฯลฯ) ระยะเวลาดังกล่าวมักประกอบด้วย การรับคำร้อง การสำรวจรายละเอียดการจ่ายไฟ แผนผัง และประมาณค่าใช้จ่าย การแจ้งให้ผู้ขอใช้ไฟฟ้าทราบ ผู้ใช้ไฟฟ้าชำระค่าใช้จ่าย และการไฟฟ้าก่อสร้างจนแล้วเสร็จพร้อมจ่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามในที่นี้จะไม่คำนึงถึงระยะเวลาในการก่อสร้างเนื่องจากเวลาในการก่อสร้างจะแตกต่างกันไปตามตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ลักษณะพื้นที่ และภูมิประเทศ เป็นต้น

การไฟฟ้าสามารถลดระยะเวลาในการดำเนินการเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่ลงได้ หากการไฟฟ้ามีระบบ DA/FA (Distribution Automation/Feeder automation) ระบบ SCADA/DMS (Supervisory Control and Data Acquisition /Distribution Management System) และระบบ MDMS (Meter Data Management System) เพราะจะช่วยให้การสำรวจและการจัดทำแผนผังสามารถทำได้ง่ายและรวดเร็วขึ้น ยกตัวอย่าง เช่น การไฟฟ้าจะทราบได้ทันทีว่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าในบริเวณที่ผู้ขอใช้ไฟฟ้ามีจำนวนเท่าใด เกินพิกัดของหม้อแปลงหรือไม่จากระบบ MDMS หากไม่เกินพิกัดของหม้อแปลง ก็สามารถทำการตรวจสอบต่อไปได้ว่าเกินพิกัดของสายจำหน่ายหรือไม่ หากเกินก็จะพิจารณาต่อได้ว่าสามารถถ่ายโอนโหลดด้วยการใช้ DA/FA ผ่านทาง SCADA/DMS ได้หรือไม่ ถ้าไม่ได้จะต้องทำอย่างไร และนอกจากการสำรวจและจัดทำแผนผังจะสามารถทำได้ง่ายและรวดเร็วขึ้นแล้ว การประมาณค่าใช้จ่ายที่จะแจ้งให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบก็จะทำได้ถูกต้องแม่นยำมากขึ้นเช่นกัน ซึ่งก็หมายถึงประสิทธิภาพและความถูกต้องในการทำงานของการไฟฟ้าจะเพิ่มสูงขึ้น

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.7	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.7	(Best case)
	3.3	(Moderate case)
	3.2	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ปัจจุบัน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้แจ้งให้ผู้ขอใช้ไฟฟ้าทราบถึงระยะเวลาในการในการดำเนินการเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่อยู่แล้ว ดังแสดงในตาราง (www.pea.co.th – ม.ค. 2556)

ขั้นตอนการขอใช้ไฟฟ้า	ระยะเวลาในการขยายระบบจำหน่าย [วัน]			
	400/230 V, < 250 m	400/230 V, < 1000 m	22/33 kV, < 250 kVA, < 500 m	22/33 kV, < 250 kVA, < 5000 m
1. รับคำร้องและนัดวันสำรวจ	-	-	-	-
2. สำรวจรายละเอียด	-	-	-	-
3. จัดทำแผนผังและประมาณการค่าใช้จ่าย	7	10	15	25
4. อนุมัติแผนผังและประมาณการค่าใช้จ่าย	-	-	-	-
5. แจ้งค่าใช้จ่ายให้ผู้ขอใช้ไฟฟ้าทราบ	-	-	-	-
ระยะเวลา 1 - 5	**7**	**10**	**15**	**25**
6. รับชำระเงินและเตรียมการก่อสร้าง	**8**	**20**	**25**	**35**
7. ดำเนินการก่อสร้างจนแล้วเสร็จ	-	-	-	-
ระยะเวลา 1 - 7	**15**	**30**	**40**	**60**

โดยจะสังเกตได้ว่า ระยะเวลาเฉพาะในส่วนของงานที่ กฟภ. ดำเนินการจนถึงการแจ้งให้ผู้ขอใช้ไฟฟ้าทราบจะใช้เวลาประมาณ 7 – 25 วัน ขึ้นอยู่กับระดับแรงดันที่จุดเชื่อมต่อ ขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ขอ และระยะทาง อย่างไรก็ดี หากมีการนำระบบ DA/FA ระบบ SCADA/DMS และระบบ MDMS มาใช้ประโยชน์จะสามารถช่วยให้ระยะเวลาในการในการดำเนินการจนถึงการแจ้งให้ผู้ขอใช้ไฟฟ้าทราบเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่ลดลงได้ ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานของการไฟฟ้าโดยตรง

ดังนั้นในเบื้องต้น การแปลผลระดับการพัฒนาของระยะเวลาในการดำเนินการเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่**ไม่รวมระยะเวลาในการก่อสร้าง** (เนื่องจากขึ้นกับระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อ ลักษณะพื้นที่ และภูมิประเทศ ฯลฯ ซึ่งกำหนดได้ยากมาก) ภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด จึงอาจถูกกำหนดได้ดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา (ไม่รวมระยะเวลาในการก่อสร้าง)

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	ระยะเวลาในการดำเนินการ (วันทำการ)
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	7 - 25
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	5 - 7
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	3 - 5
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	1 - 3
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	1
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	น้อยกว่า 1

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของระยะเวลาในการดำเนินการเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าร้องขอเพิ่มจุดรับไฟฟ้าใหม่ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 1.6 วันทำการ (Best case)
2.4 วันทำการ (Moderate case)
2.6 วันทำการ (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้า
(Utility Operations and Services)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคและเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่ทราบสาเหตุในระบบจำหน่าย [หน่วย: % ของ SAIFI]
(KAI Code: No_Outage)

เป้าประสงค์: เพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน

คำอธิบาย:

โดยทั่วไป เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องเกิดขึ้นได้จากหลายสาเหตุซึ่งอาจแบ่งออกเป็น (1) เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิค เช่น การทำงานผิดพลาดของอุปกรณ์ไฟฟ้า สายส่งจ่ายโหลดเกินจนเบรกเกอร์เปิดวงจร ไฟฟ้าลัดวงจรเนื่องจากฟ้าผ่า ไฟฟ้าลัดวงจรเนื่องจากมีกิ่งไม้สัมผัสกับสายไฟ เป็นต้น (2) เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องเนื่องจากเหตุสุดวิสัย เช่น รถชนเสาไฟฟ้า ภัยธรรมชาติ เป็นต้น และ (3) เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่ทราบสาเหตุ เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคสามารถป้องกันได้ด้วยการบำรุงรักษาอุปกรณ์ไฟฟ้าอย่างถูกวิธี การเฝ้าระวังการทำงานของระบบไฟฟ้า ตัดต้นไม้ที่อยู่ใกล้กับแนวเดินสายไฟฟ้า และการตัดต่อระบบไฟฟ้าอย่างอัตโนมัติ เป็นต้น ส่วนเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่ทราบสาเหตุสามารถลดลงได้ด้วยการนำระบบ DFR (Digital Fault Recorder) ซึ่งเป็นหนึ่งในระบบ SCADA/EMS หรือระบบ SCADA/DMS แล้วแต่ว่าพิจารณาในระดับระบบผลิต/ระบบส่งหรือระบบจำหน่ายมาใช้ โดยอาจใช้ร่วมกับเซ็นเซอร์ต่างๆ ที่ติดตั้งอยู่ที่ FRTU (Feeder Remote Terminal Unit) ได้

ระบบ WAMS (Wide Area Monitoring System) ซึ่งประสานการดำเนินงานกับระบบ EMS (ดู IEC61970 ประกอบ) ทำหน้าที่เฝ้าระวังระบบผลิตกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่รวมถึงระบบส่งและสถานีไฟฟ้าในระบบส่ง (Transmission substation) ส่วน DA/DF และ DMS (ดู IEC61968 ประกอบ) ก็ทำหน้าที่คล้ายกัน เพียงแต่ทำหน้าที่เฝ้าระวังความผิดปกติในสายจำหน่ายและสถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (distribution substation) ทั้ง EMS และ DMS สามารถช่วยให้จำนวนเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องในระบบส่งและระบบจำหน่ายลดลงได้ และหากเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องไม่ว่าจะเป็นทางด้านเทคนิคหรือเพราะเหตุสุดวิสัย ระบบ EMS/DMS ก็สามารถจำกัดบริเวณที่เกิดไฟฟ้าดับให้มีขนาดเล็กลงเพื่อบรรเทาความเสียหายจากการเกิดเหตุขัดข้องทางไฟฟ้าได้

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	2.0	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.9	(Best case)
	3.6	(Moderate case)
	3.1	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

สาเหตุของสัดส่วนเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องต่างๆ ในระบบจำหน่ายในปี 2554 ของการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจากรายงานการประชุมคณะกรรมการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ครั้งที่ 36/2555 เป็นดังนี้

กลุ่ม	สาเหตุ	สัดส่วนของ SAIFI [%]	
		กฟน	กฟภ
1	ไม่ทราบสาเหตุ	20	24
2	ต้นไม้, อุปกรณ์, สภาพแวดล้อม	50	50
3	คน, สัตว์, กฟผ, ลูกค้า	15	16
4	ดับไฟปฏิบัติงาน, อื่นๆ	15	10

จากข้อมูลดังกล่าว จะพบว่าสาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องในกลุ่มที่ 1 ซึ่งเป็นเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่ทราบสาเหตุมีสัดส่วนทำให้เกิดไฟฟ้าดับสูงถึง 20% - 24% ของเหตุการณ์ทั้งหมด ซึ่งถ้าการไฟฟ้าฯ ทราบสาเหตุความผิดพร่องเหล่านี้ก็จะสามารถป้องกันไม่ให้เกิดเหตุการณ์ดังกล่าวเกิดขึ้นซ้ำอีกในอนาคตได้ ส่วนสาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องในกลุ่มที่ 2 ซึ่งถือว่าเป็นเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางด้านเทคนิคมีสัดส่วนทำให้เกิดไฟฟ้าดับสูงถึง 50% ของเหตุการณ์ทั้งหมด ดังนั้นหากสามารถลดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคในกลุ่มนี้ลงได้บางส่วนก็จะทำให้สามารถเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้โดยตรง

ในเบื้องต้น เมื่อพิจารณาว่าสัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคและเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่ทราบสาเหตุในระบบจำหน่ายที่ประมาณ 70% ในปัจจุบันเทียบเท่าระดับการพัฒนา 2.0 และหากกำหนดให้ การประเมินระดับการพัฒนาในระดับดีมาก (ระดับการพัฒนา 5) ครอบคลุมถึงการทราบสาเหตุของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องได้อย่างน้อย 90% ของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่ทราบสาเหตุและสามารถลดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคได้อย่างน้อย 75% ของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคทั้งหมด จะทำให้สัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคและเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่ทราบสาเหตุในระบบจำหน่ายรวมกันมีสัดส่วนเหลือประมาณ 39% ของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทั้งหมดที่จะเกิดขึ้น ดังนั้นในเบื้องต้น การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคและเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่ทราบสาเหตุในระบบจำหน่ายภายใต้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	สัดส่วนเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง (%)
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	มากกว่า 80%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	70% - 80%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	60% - 70%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	50% - 60%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	40% - 50%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	น้อยกว่า 40%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาของสัดส่วนของเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องทางเทคนิคและเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องที่ไม่ทราบสาเหตุในระบบจำหน่ายภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	51.0 %	(Best case)
	54.0 %	(Moderate case)
	59.0 %	(Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ (Integration and Interoperability)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของสถานีไฟฟ้าที่สามารถสื่อสารได้ตามมาตรฐานการสื่อสารในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการยอมรับในระดับชาติต่อสถานีไฟฟ้าทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า [หน่วย: %] (KAI Code: %StdSub)

เป้าประสงค์: ความสามารถในการอัพเกรดและถ่ายโอนเทคโนโลยีด้านระบบสื่อสารของอุปกรณ์และมิเตอร์รวมถึงอุปกรณ์ประเภท IED ไปสู่การทำงานแบบ Interoperability

คำอธิบาย:

สถานีไฟฟ้าถือเป็นองค์ประกอบหลักของระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่เชื่อมโยงกับระบบผลิตไฟฟ้าต้นทางกับโหลดหรือความต้องการใช้ไฟฟ้าปลายทางผ่านสายส่งในระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ ยังเชื่อมโยงกับศูนย์ควบคุมสั่งการของระบบส่งและระบบจำหน่ายเพื่อทำการตรวจวัดสถานะ เฝ้าสังเกต และควบคุมการการทำงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อให้เป็นไปตามต้องการได้ ภายในสถานีไฟฟ้าประกอบด้วยอุปกรณ์ไฟฟ้า รีเลย์ และอุปกรณ์ป้องกันหลายชนิดซึ่งอาจผลิตจากบริษัทผู้ผลิตหลายราย และอาจมีคุณลักษณะจำเพาะทางเทคนิคที่แตกต่างกันไป ดังนั้น การทำงานของสถานีไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ (Substation Automation) ในบริบทของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดซึ่งจะต้องสามารถถ่ายโอนแลกเปลี่ยนข้อมูลที่ทำการวัดคุมกับอุปกรณ์ต่างๆ ภายในสถานีไฟฟ้าไม่ว่าจะมาจากผู้ผลิตรายใด และกับองค์ประกอบอื่นๆ ของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งในระบบส่ง ระบบจำหน่าย และศูนย์ควบคุมสั่งการ ตามที่กล่าวถึงข้างต้นได้อย่างมีประสิทธิภาพนั้นจึงสะท้อนความสำเร็จของการมีมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบหรือการทำงานแบบ Interoperability

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.8	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.9	(Best case)
	3.6	(Moderate case)
	3.3	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

เนื่องจากสถานีไฟฟ้าเป็นจุดตรวจวัดสถานะที่สำคัญครอบคลุมทั้งระบบส่งและระบบจำหน่ายของโครงข่ายไฟฟ้าทั้งระบบ ดังนั้น การพัฒนาให้สถานีไฟฟ้าทำงานได้แบบอัตโนมัติ (Substation Automation) ถือเป็นกิจการรมหลักที่ถูกพิจารณาให้ความสำคัญเป็นลำดับต้นของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในประเทศต่างๆ ทั่วโลก อย่างไรก็ดี การดำเนินการให้แล้วเสร็จอย่างสมบูรณ์นั้นอาจต้องใช้ระยะเวลานาน ซึ่งตามการคาดการณ์ของผู้เชี่ยวชาญในระดับโลกจะต้องใช้เวลาอีกไม่ต่ำกว่า 10 ปี ทั้งนี้ เพื่อให้อุปกรณ์ภายในสถานีไฟฟ้าสามารถทำงานแลกเปลี่ยนข้อมูลกันได้ตามมาตรฐานการสื่อสารแบบเปิด ซึ่งอ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 61850 เป็นหลัก และจากแผนงานปัจจุบันของทั้ง 3 การไฟฟ้า ในส่วน Substation Automation ที่อ้างอิงจาก IEC 61850 นี้ การไฟฟ้านครหลวงได้ดำเนินการนำร่องแล้ว 2 สถานี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอยู่ระหว่างดำเนินการสร้างสถานีไฟฟ้าอัตโนมัตินำร่องสถานีแรก ส่วนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตยังอยู่ระหว่างการ

ออกแบบและเลือกสถานีนำร่อง ดังนั้น ในเบื้องต้น การแปลผลระดับการพัฒนาสัดส่วนของจำนวนสถานีไฟฟ้าที่สามารถสื่อสารได้ตามมาตรฐานการสื่อสารในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการยอมรับในระดับชาติภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%StdSub
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	0%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	น้อยกว่า 5%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	5% - 30%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	30% - 60%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	60% - 80%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	80% - 100%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาสัดส่วนของจำนวนสถานีไฟฟ้าที่สามารถสื่อสารได้ตามมาตรฐานการสื่อสารในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการยอมรับในระดับชาติ ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 57.0 % (Best case)
48.0 % (Moderate case)
39.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ (Integration and Interoperability)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟรายสุดท้าย (End-use) ที่สามารถเข้าถึงการขอใช้บริการการจัดการพลังงานได้ [หน่วย: %] (KAI Code: %EndUse)

เป้าประสงค์: ความสามารถเข้าถึงและแลกเปลี่ยน (Accessibility &Interchangeability) ข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟอย่างเป็นมาตรฐานเพื่อใช้ในการบริหารจัดการพลังงาน

คำอธิบาย:

จำนวนผู้ใช้ไฟรายสุดท้าย (End-use) ที่สามารถเข้าถึงการขอใช้บริการการจัดการพลังงานได้สะท้อนถึงความพร้อมของโครงสร้างพื้นฐานด้านระบบสื่อสารและสารสนเทศ มาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ และความพร้อมในการให้บริการจัดการพลังงานไฟฟ้า ทั้งจากผู้ให้บริการที่เป็นหน่วยงานของการไฟฟ้าเอง และในอนาคตอาจรวมถึงผู้ให้บริการรายอื่นๆ ที่ได้รับอนุญาตจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานให้สามารถประกอบกิจการดังกล่าวได้ด้วย การจัดการพลังงานถือเป็นความสามารถของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่มีความสำคัญ และเป็นวัตถุประสงค์หลักอย่างหนึ่งของการประยุกต์ใช้ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดซึ่งจะช่วยเสริมความคุ้มค่าให้กับการลงทุนติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ทั้งในระดับผู้ใช้ไฟรายใหญ่และรายย่อย

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.3	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.4	(Best case)
	3.0	(Moderate case)
	2.4	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

นโยบายการอนุรักษ์และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน (Energy Efficiency) ถือเป็นนโยบายหลักด้านพลังงานของประเทศไทย ดังนั้น กิจกรรมที่ส่งเสริมสนับสนุนให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้มีส่วนร่วมในการอนุรักษ์พลังงานและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานจึงควรเป็นเป้าหมายที่สำคัญหนึ่งของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด อีกทั้งเพื่อให้เกิดความคุ้มค่าของการลงทุนการประยุกต์ใช้ สมาร์ทมิเตอร์ นอกจากนี้ตลาดใหม่ที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการด้านการจัดการพลังงาน (DSM) ถือเป็นการกระตุ้นเศรษฐกิจ และสร้างการตระหนักรู้ให้กับสาธารณะได้เป็นอย่างดี ความสำเร็จของกิจกรรมดังกล่าวข้างต้นนี้ สะท้อนความสามารถเข้าถึงและแลกเปลี่ยนข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟอย่างเป็นมาตรฐาน ดังนั้น การแปลผลระดับการพัฒนาสัดส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟรายสุดท้าย (End-use) ที่สามารถเข้าถึงการขอใช้บริการการจัดการพลังงานได้ จึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%EndUse
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	0%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	น้อยกว่า 5%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	5% - 20%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	20% - 40%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	40% - 60%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 60%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาสัดส่วนของจำนวนผู้ใช้ไฟรายสุดท้าย (End-use) ที่สามารถเข้าถึงการขอใช้บริการการจัดการพลังงานได้ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 28.0 % (Best case)
20.0 % (Moderate case)
11.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ (Integration and Interoperability)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของ DG (VSPP เป็นหลัก) ที่สามารถเข้าถึงข้อมูลและควบคุมสถานะได้แบบ Real time [หน่วย: %] (KAI Code: %DG_Realtime)

เป้าประสงค์: ความสามารถเข้าถึงและแลกเปลี่ยน (Accessibility &Interchangeability) ข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟอย่างเป็นมาตรฐานเพื่อใช้ในการบริหารจัดการพลังงาน

คำอธิบาย:

การเชื่อมต่อของ Distributed Generation หรือใช้คำย่อว่า DG เข้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า มีแนวโน้มจะมีจำนวนเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นแนวโน้มที่เกิดขึ้นทั่วโลก ส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก DG ในอนาคต อาจจะอยู่ในระดับที่มีนัยสำคัญต่อเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของระบบ และเนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าในปัจจุบันมีขีดจำกัดด้านเทคนิคในการรองรับการเชื่อมต่อของ DG ในรูปแบบของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ซึ่งเป็นอุปสรรคต่อนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโดยเฉพาะจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก นอกจากนี้ แหล่งผลิตไฟฟ้าประเภท DG มีข้อจำกัดและขีดความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันออกไป ดังนั้น ความสามารถในการเข้าถึงข้อมูลและควบคุมสถานะกำลังการผลิตของ DG ได้แบบ Real time นั้น จะช่วยลดผลกระทบเชิงลบของ DG ต่อเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ทำให้สามารถรองรับและใช้ประโยชน์จาก DG โดยเฉพาะประเภทที่ใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณสูงขึ้น เป็นไปตามนโยบายภาครัฐ อีกทั้งเป็นคุณสมบัติพื้นฐานสำคัญของการพัฒนาระบบไมโครกริดด้วย

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.7	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.7	(Best case)
	3.5	(Moderate case)
	3.1	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากแนวโน้มจำนวนและปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าจาก DG ที่เชื่อมต่อเข้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทั้งในประเทศไทย และทั่วโลก และเพื่อให้สามารถรองรับปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าดังกล่าวได้ตามนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งประเภทพลังงานหมุนเวียน (VSPP/Renew) และประเภทผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (VSPP/Co-gen) โดยไม่ส่งผลกระทบเชิงลบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น ความเชื่อถือได้ของระบบ ความถูกต้องในการทำงานของระบบป้องกันทางไฟฟ้าเพื่อความปลอดภัย ปัญหาแรงดันตก/แรงดันเกิน และคุณภาพไฟฟ้า ได้นั้น จำเป็นต้องอาศัยการพัฒนาและประยุกต์เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเข้ามาช่วยจัดการ ผ่านคุณลักษณะความสามารถในการเข้าถึงและแลกเปลี่ยนข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของ DG อย่างเป็นมาตรฐาน ดังนั้น การแปลผลระดับการพัฒนาสัดส่วนของ

DG (VSPP เป็นหลัก) ที่สามารถเข้าถึงข้อมูลและควบคุมสถานะได้แบบ Real time ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%DG_Realtime
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	0%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	น้อยกว่า 5%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	5% - 20%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	20% - 40%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	40% - 60%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 60%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาสัดส่วนของ DG (VSPP เป็นหลัก) ที่สามารถเข้าถึงข้อมูลและควบคุมสถานะได้แบบ Real time ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 34.0 % (Best case)
30.0 % (Moderate case)
22.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ (Integration and Interoperability)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนของผู้ใช้ไฟที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ต่อผู้ใช้ไฟทั้งหมด [หน่วย: %] (KAI Code: %DR)

เป้าประสงค์: ความสามารถเข้าถึงและแลกเปลี่ยน (Accessibility &Interchangeability) ข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟอย่างเป็นมาตรฐานเพื่อใช้ในการบริหารจัดการพลังงาน

คำอธิบาย:

จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมในโครงการ Demand Response ถือเป็นดัชนีที่สะท้อนความสำเร็จของความสามารถในการเข้าถึงและแลกเปลี่ยน (Accessibility &Interchangeability) ข้อมูลในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด และการบรรลุวัตถุประสงค์สำคัญขั้นสูงของการประยุกต์ใช้ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด กล่าวคือ ความสามารถในการบริหารจัดการกำลังผลิตและการใช้ไฟฟ้า ตลอดจนการรองรับและพึ่งพาพลังงานหมุนเวียน ได้อย่างมีประสิทธิภาพ จำเป็นต้องอาศัยปัจจัยสำคัญต่างๆ ประกอบด้วย โครงสร้างราคาพลังงานแบบ Real Time Pricing (RTP) หรือแรงจูงใจอื่น เช่น ส่วนลดราคาค่าไฟฟ้า ความพร้อมของโครงสร้างพื้นฐานด้านการตรวจวัด (AMR/AMI) และ สมาร์ทมิเตอร์ รวมถึงระบบสื่อสารข้อมูลและสารสนเทศระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่เกี่ยวข้อง

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing): 1.4

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):
3.4 (Best case)
3.0 (Moderate case)
2.3 (Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

การพัฒนา Demand Response ในแต่ละประเทศขึ้นอยู่กับปัจจัยสำคัญ คือ นโยบายและรูปแบบของตลาดซื้อขายไฟฟ้า กลไกราคาที่เปลี่ยนแปลงได้ตามเวลาจริง (Real Time Pricing: RTP) และความพร้อมของโครงสร้างพื้นฐานด้านการตรวจวัด (สมาร์ทมิเตอร์/AMI) รวมถึงการสร้างความตระหนักรู้ให้กับผู้ใช้ไฟถึงประโยชน์ที่จะได้รับทั้งโดยทางตรง และทางอ้อม (เช่น การช่วยชะลอการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ ช่วยลดค่าใช้จ่ายของ Spinning Reserve ช่วยรองรับการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีความแปรปรวนสูง (Intermittent Generation – Solar & Wind)) สำหรับประเทศไทยแล้ว นโยบาย Demand response นโยบายการพัฒนาตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบเสรีหรือกึ่งเสรี รวมถึงกลไกด้านราคาหรือการสร้างแรงจูงใจเพื่อให้ผู้ใช้ไฟรายย่อยเข้ามามีส่วนร่วมยังไม่มีความชัดเจน จึงยังคงต้องใช้ระยะเวลาดำเนินการในส่วนนี้อีกพอสมควรจึงจะเห็นผลเป็นรูปธรรม อีกทั้ง ระดับการพัฒนาจะต้องสอดคล้องกับการติดตั้ง สมาร์ทมิเตอร์ควบคู่ไปกับการพัฒนาระบบ AMI ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น การแปลผลระดับการพัฒนาสัดส่วนของผู้ใช้ไฟที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ต่อผู้ใช้ไฟทั้งหมด ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด จึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	%DR
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	0%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	น้อยกว่า 1%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	1% - 10%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	10% - 20%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	20% - 50%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 50%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาสัดส่วนของผู้ใช้ไฟที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ต่อผู้ใช้ไฟทั้งหมด ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 14.0 % (Best case)
10.0 % (Moderate case)
3.7 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม
(Competitiveness in Economics and Industries)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: จำนวนบุคลากรที่จบการศึกษา/ผ่านการอบรมด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด [หน่วย: คน/ปี] (KAI Code: No_Grad)

เป้าประสงค์: สามารถพัฒนาบุคลากรและเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศ

คำอธิบาย:

การพัฒนาประเทศให้มีความสามารถในการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม จำเป็นต้องมีบุคลากรที่มีความรู้ทางด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่มีจำนวนเพียงพอ บุคลากรเหล่านี้จะทำงานทั้งในหน่วยงานภาครัฐและภาคอุตสาหกรรม เพื่อทำให้เกิดการติดตั้งใช้งานระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในหน่วยงานต่างๆ เช่น การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง โรงงานอุตสาหกรรม และสถาบันวิจัยของรัฐและเอกชน เป็นต้น รวมทั้งเป็นทรัพยากรที่สำคัญที่จะช่วยให้เกิดการพัฒนาเทคโนโลยีทางด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศด้วย

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.4	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.4	(Best case)
	2.8	(Moderate case)
	2.3	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากข้อมูลสถิติของสำนักงานคณะกรรมการอุดมศึกษา พบว่า ณ ปัจจุบัน ประเทศไทยมีมหาวิทยาลัยของรัฐ 25 แห่ง มหาวิทยาลัยในกำกับของรัฐ 15 แห่ง รวมจำนวนมหาวิทยาลัยของรัฐทั้งหมดประมาณ 40 แห่ง นอกจากนั้นแล้วยังมีจำนวนมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคล 27 แห่ง มหาวิทยาลัยเอกชน 33 แห่ง ในบรรดาสถาบันการศึกษาทั้งหมดนี้มีอยู่ประมาณ 50 แห่งที่มีการเปิดการเรียนการสอนทางด้านวิศวกรรมศาสตร์ โดยในคณะวิศวกรรมศาสตร์ของสถาบันเหล่านั้นมักจะมีวิศวกรรมไฟฟ้ารวมอยู่ด้วยเกือบ 100% จึงพอประมาณได้ว่า ณ ปัจจุบันมีภาควิชาหรือหลักสูตรที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้าอยู่ทั่วประเทศประมาณ 50 แห่ง (หรือ หลักสูตร) และเมื่อพิจารณาตัวเลขการผลิตนิสิตในระดับปริญญาตรีของภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้าในหลายสถาบัน จะพบว่า ตัวเลขโดยเฉลี่ยของการผลิตนิสิตนักศึกษาในระดับปริญญาตรีทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้าอยู่ที่ประมาณ 120 คน/ปี/หลักสูตร ดังนั้นตัวเลขนิสิตนักศึกษาวิศวกรรมไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีรวมทุกหลักสูตรจะอยู่ที่ประมาณ 6,000 คน/ปี (ตัวเลขนี้พิจารณาจากข้อมูลนิสิตนักศึกษาในมหาวิทยาลัยของรัฐเป็นหลัก)

เนื่องจาก (1) สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลังและวิศวกรรมไฟฟ้าสื่อสารเป็นสองสาขาหลักที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด และ (2) นิสิตนักศึกษาวิศวกรรมไฟฟ้า มักจะเลือกเรียนในสองสาขานี้เป็นหลักมากกว่า 60% ของจำนวนนิสิตนักศึกษาวิศวกรรมไฟฟ้าทั้งหมด ดังนั้นจึงสามารถประมาณได้ว่าจำนวนนิสิตนักศึกษาวิศวกรรมไฟฟ้าในสาขาไฟฟ้ากำลังและสื่อสารที่ผลิตได้ต่อปีจะมีไม่น้อยกว่า 3,600 คน/ปี

ในที่นี้ หากนิสิตนักศึกษาระดับปริญญาตรีที่จบทางด้านไฟฟ้ากำลังและสื่อสารมีความรู้ความเข้าใจในเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเกินกว่า 75% ของจำนวนนิสิตนักศึกษาที่จบต่อปี (คิดเป็นมากกว่า 2,700 คน/ปี) จะถือว่า “การพัฒนาบุคลากรเพื่อรองรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด” อยู่ในระดับดีมากได้ ส่วนในระดับอื่น ๆ ก็ให้เทียบเป็นสัดส่วนได้ตามตารางที่แสดงถัดไป

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	จำนวนบุคลากรที่จบการศึกษา/ผ่านการอบรมด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด [คน/ปี]
0	มีจำนวนบุคลากรที่มีความรู้ทางด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดไม่เพียงพอ อยู่ในระดับน้อยมาก	น้อยกว่า 700
1	มีจำนวนบุคลากรเพียงพอต่อการคิดริเริ่มวางแผนการติดตั้งใช้งานระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในบางหน่วยงาน	700 - 1,200
2	มีจำนวนบุคลากรเพียงพอต่อการดำเนินการใช้ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในบางหน่วยง่านในประเทศ	1,200 - 1,700
3	มีจำนวนบุคลากรเพียงพอต่อการนำระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดไปใช้อย่างแพร่หลายในหน่วยง่านต่าง ๆ ทั่วประเทศ	1,700 - 2,200
4	มีจำนวนบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถเพียงพอต่อการทำธุรกิจระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดให้กับหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งในระดับประเทศและระดับภูมิภาค	2,200 - 2,700
5	มีจำนวนบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถเพียงพอต่อการทำธุรกิจระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดให้กับหน่วยงานต่าง ๆ ในระดับโลก	มากกว่า 2,700

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาจำนวนบุคลากรที่จบการศึกษา/ผ่านการอบรมด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 1,900 คน/ปี (Best case)
1,600 คน/ปี (Moderate case)
1,350 คน/ปี (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม
(Competitiveness in Economics and Industries)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด [หน่วย: %] (KAI Code: LcCnt)

เป้าประสงค์: สามารถพัฒนาบุคลากรและเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศ

คำอธิบาย:

การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศจำเป็นจะต้องส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาหรือส่งเสริมการกระตุ้นอุตสาหกรรมภายในประเทศด้วยไม่ว่าจะเป็นอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดหรือไม่ก็ตาม เนื่องจากหากทำการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดโดยมีแต่การนำเข้าอุปกรณ์จากต่างประเทศเพียงอย่างเดียวจะก่อให้เกิดภาระต่อประเทศในระยะยาว ดังนั้น การพัฒนาโครงการ ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดอย่างยั่งยืนจะต้องให้ความสำคัญกับการส่งเสริมอุตสาหกรรมอื่นๆ ภายในประเทศด้วย โดยภาครัฐจะต้องสนับสนุนให้โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยมีสัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการในอัตราที่สูงมากพอ ผ่านทางมาตรการสนับสนุนภาครัฐต่างๆ

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.5	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.1	(Best case)
	2.6	(Moderate case)
	2.3	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากการสืบค้นข้อมูลสัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการในหลายๆ อุตสาหกรรม จะพบว่ามีการตั้งเป้าหมายการใช้ชิ้นส่วนภายในประเทศไว้ด้วย ตัวอย่างเช่น อุตสาหกรรมยานยนต์ในประเทศไทยเคยมีการกำหนดการบังคับใช้ชิ้นส่วนในประเทศ (Local Content) สำหรับรถปิกอัพสูงถึง 70% ก่อนจะยกเลิกไปด้วยมติคณะรัฐมนตรี ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2543 ตามพันธกรณีภายใต้ความตกลง Trade-Related Investment Measures (TRIMs) ขององค์การการค้าโลก หรือในความตกลงทางการค้าระหว่างอาเซียนและญี่ปุ่น (AJCEP) ที่เสริมกับความตกลงทางการค้าระหว่างไทยและญี่ปุ่น (JTEPA) ก็ได้มีการกำหนดสินค้าที่มีนำเข้าวัตถุดิบจากกลุ่มอาเซียนแล้วนำไปส่งออกที่ญี่ปุ่น เช่น สินค้าอิเล็กทรอนิกส์ ชิ้นส่วนยานยนต์ เครื่องจักร เครื่องนุ่งห่ม ซึ่งต้องมี local content 40% ที่เป็นของไทยหรืออาเซียนอื่น โดยญี่ปุ่นยกเว้นภาษีให้ไทย 86% ของรายการค้า เป็นต้น

อย่างไรก็ดี สำหรับอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งมีความต้องการใช้เทคโนโลยีขั้นสูงและต้องนำเข้าจากต่างประเทศเป็นจำนวนมาก อาจจะไม่สามารถมีสัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการสูงดังเช่นอุตสาหกรรมอื่นๆ ได้ อย่างไรก็ดี จากการเทียบเคียงดังกล่าว หากสามารถทำให้สัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเทียบเท่ากับสัดส่วนเดียวกันในอุตสาหกรรมอื่นๆ ด้วยสัดส่วนอย่างน้อย 40% ดังเช่นที่เกิดขึ้นในข้อตกลงทางการค้าระหว่างอาเซียนและญี่ปุ่น ก็อาจถือได้ว่าสัดส่วนดังกล่าวเป็นการ

พัฒนาในระดับดีมากได้ ดังนั้นในเบื้องต้น การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	สัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการ [%]
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	น้อยกว่า 5%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	5% - 10%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	10% - 20%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	20% - 30%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	30% - 40%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 40%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาสัดส่วนเงินลงทุนค่าอุปกรณ์ที่ผลิตได้ภายในประเทศต่อมูลค่าโครงการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 21.0 % (Best case)
16.0 % (Moderate case)
13.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม
(Competitiveness in Economics and Industries)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: จำนวนสิทธิบัตรและผลิตภัณฑ์ ด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการพัฒนาในประเทศ [หน่วย: รายการ] (KAI Code: No_Patent)

เป้าประสงค์: สามารถพัฒนาบุคลากรและเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศ

คำอธิบาย:

หากเราสามารถพัฒนาเทคโนโลยีบางส่วนของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นเองภายในประเทศได้ จะทำให้ประเทศไทยมีความสามารถในการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมสูงขึ้น ศักยภาพในด้านเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่สูงขึ้นนี้ จะช่วยให้ประเทศไม่ต้องพึ่งพาการนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศแต่เพียงอย่างเดียว ช่วยลดต้นทุนของโครงการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดภายในประเทศ ช่วยยกระดับอุตสาหกรรมของประเทศให้มีมูลค่าเพิ่มขึ้น ช่วยสร้างงานที่มีมูลค่าสูงที่ต้องมีความเชี่ยวชาญเฉพาะด้าน และสามารถส่งออกเทคโนโลยีไปยังประเทศใกล้เคียงหรือในภูมิภาค หรือต่างประเทศทั่วโลกได้ ทั้งนี้จำนวนสิทธิบัตรเป็นดัชนีที่สามารถสะท้อนให้เห็นถึงระดับการพัฒนาเทคโนโลยีด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้ โดยที่ประเทศที่มีความก้าวหน้าในการพัฒนาเทคโนโลยีด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เช่น ประเทศสหรัฐอเมริกา กลุ่มสหภาพยุโรป หรือประเทศออสเตรเลีย จะมีจำนวนสิทธิบัตรทางด้านนี้สูงกว่าประเทศที่ยังไม่มีการพัฒนาเทคโนโลยีทางด้านนี้ เช่น ประเทศไทย เป็นต้น

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.3	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	2.9	(Best case)
	2.4	(Moderate case)
	1.9	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากการสืบค้นฐานข้อมูลของกรมส่งเสริมอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม ปี 2555 ในด้านการจดสิทธิบัตรเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด โดยอาศัยคำสำคัญ เช่น Smart Grid, Distribution Automation, Advanced Metering, Demand Response, Electric Vehicle, Charging Station เป็นต้น พบว่า มีการจดสิทธิบัตรในประเทศไทยเป็นภาษาไทย 30 ชิ้น เป็นภาษาอังกฤษ 10 ชิ้น รวมเป็นจำนวนสิทธิบัตรทั้งสิ้นประมาณ 40 ชิ้น เมื่อเปรียบเทียบกับการจดสิทธิบัตรในประเทศสหรัฐอเมริกาซึ่งมีถึงประมาณ 23,000 ชิ้น และในกลุ่มสหภาพยุโรปมีประมาณ 10,000 ชิ้น จึงถือว่า ยังมีจำนวนสิทธิบัตรที่จดในประเทศไทยทางด้านนี้น้อยมาก หากเปรียบเทียบกับประเทศใกล้เคียงเช่น ประเทศออสเตรเลีย ซึ่งมีจำนวนสิทธิบัตรที่จดประมาณ 750 ชิ้น ก็ยังห่างกันถึง 20 เท่า

ดังนั้นหากจะตั้งเป้าให้ประเทศไทยมีการพัฒนาเทคโนโลยีทางด้านนี้อย่างจริงจังให้อยู่ในระดับดีมาก (คิดเทียบจากปัจจุบัน) ในอีกประมาณ 20 ปีข้างหน้า (ปี 2579) ก็ควรจะมีจำนวนสิทธิบัตรเกี่ยวกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดรวมที่จดภายในประเทศมากกว่า 1,000 ชิ้นขึ้นไป ส่วนในระดับอื่น ๆ ก็ให้เทียบเป็นสัดส่วนได้โดยสังเขปตามตารางที่แสดงถัดไป

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	จำนวนสิทธิบัตรและผลิตภัณฑ์ [รายการ]
0	ไม่มีการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศหรือมีในระดับน้อยมาก	0 - 10
1	มีการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศในระดับต่ำ	10 - 100
2	มีการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศในระดับปานกลาง	100 - 500
3	มีการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศในระดับสูง	500 - 750
4	มีการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศในระดับชั้นนำในภูมิภาค	750 - 1,000
5	มีการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดขึ้นภายในประเทศในระดับโลก	มากกว่า 1,000

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาจำนวนสิทธิบัตรและผลิตภัณฑ์ ด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่ได้รับการพัฒนาในประเทศภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 460 รายการ (Best case)
260 รายการ (Moderate case)
91 รายการ (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม
(Competitiveness in Economics and Industries)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: สัดส่วนจำนวนโรงงานอุตสาหกรรม/อาคารสำนักงาน/หน่วยงาน ที่ใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน เช่น FEMS/BEMS เป็นต้น [หน่วย: %]
(KAI Code: No_FEMS_BEMS)

เป้าประสงค์: การบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้ต้นทุนทางด้านพลังงานของภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมสามารถแข่งขันได้

คำอธิบาย:

การบริหารต้นทุนทางด้านพลังงานของภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมให้อยู่ในระดับที่สามารถแข่งขันได้ที่เป็นรูปธรรมอย่างหนึ่งคือ การใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน โดยหากพิจารณาเฉพาะภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมแล้ว การนำเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดที่เกี่ยวกับด้านการบริหารจัดการพลังงานของผู้ใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม/อาคารสำนักงานขนาดใหญ่ ที่เรียกว่า FEMS/BEMS มาใช้ จะช่วยให้ภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมดังกล่าวสามารถบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้ต้นทุนทางด้านพลังงานของภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมสามารถแข่งขันได้

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.5	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.4	(Best case)
	3.1	(Moderate case)
	2.6	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากข้อมูลของกรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานเมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2555 พบว่า ในปี 2554 มีอาคารควบคุมที่ส่งรายงานการจัดการพลังงานประจำปีจำนวน 1,825 แห่ง และมีโรงงานควบคุมที่ส่งรายงานการจัดการพลังงานประจำปี จำนวน 2,910 โรง รวมเป็น 4,735 แห่ง จากอาคารและโรงงานควบคุมทั้งประเทศในปัจจุบันรวมประมาณ 5,500 แห่ง คิดเป็นประมาณ 86% ของอาคารและโรงงานควบคุมที่มีในปัจจุบัน หากทำการประเมินโดยเทียบเคียงสัดส่วนว่า ภาครัฐโดยกรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานเป็นหลัก สามารถทำความเข้าใจ ส่งเสริม และถ่ายทอดเทคโนโลยีทำให้อาคารและโรงงานในกลุ่มนี้มีการใช้เทคโนโลยี FEMS/BEMS ได้เกือบทั้งหมด ก็อาจถือได้ว่าเป็นการพัฒนาในระดับดีมากได้ ดังนั้นในเบื้องต้น การแปลผลระดับการพัฒนาของสัดส่วนจำนวนโรงงานอุตสาหกรรม/อาคารสำนักงาน/หน่วยงาน ที่ใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน เช่น FEMS/BEMS ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	สัดส่วนจำนวนโรงงาน/อาคารที่ใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน [%]
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	0%
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	น้อยกว่า 10%
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	10% - 40%
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	40% - 60%
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	60% - 80%
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 80%

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาสัดส่วนจำนวนโรงงานอุตสาหกรรม/อาคารสำนักงาน/หน่วยงาน ที่ใช้ระบบบริหารจัดการพลังงาน เช่น FEMS/BEMS ภายใต้โครงการระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 48.0 % (Best case)
42.0 % (Moderate case)
28.0 % (Worst case)

ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม
(Competitiveness in Economics and Industries)

ดัชนีชี้วัดสัมฤทธิผล: จำนวนผู้ประกอบการที่ให้บริการทางด้านการบริหารจัดการพลังงานที่ใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด [หน่วย: ราย]
(KAI Code: No_SmtESCO)

เป้าประสงค์: เกิดธุรกิจต่อยอดภายในประเทศและมีความสามารถในการส่งออกเทคโนโลยี/สินค้าหรือบริการที่เกี่ยวข้องกับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

คำอธิบาย:

การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศจำเป็นจะต้องส่งเสริมให้เกิดธุรกิจต่อยอดภายในประเทศและมีความสามารถในการส่งออกเทคโนโลยี/สินค้าหรือบริการที่เกี่ยวข้องกับ ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด ซึ่งธุรกิจบริการด้านพลังงาน (Energy Service Company; ESCO) ถือเป็นธุรกิจหนึ่งที่สามารถต่อยอดให้ครอบคลุมถึงการจำหน่ายสินค้าและ/หรือให้บริการในด้านการบริหารจัดการพลังงานด้วยเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้ ไม่ว่าจะเป็นการออกแบบและดำเนินงานสำหรับโครงการอนุรักษ์พลังงาน การให้บริการด้านการจัดหาสาธารณูปโภคด้านพลังงาน โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าและพลังงาน การให้บริการด้านเงินลงทุนสำหรับโครงการด้านพลังงาน เป็นต้น

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน (Existing):	1.4	
เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level):	3.5	(Best case)
	3.1	(Moderate case)
	2.5	(Worst case)

การแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

จากข้อมูลของสถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย จะพบว่า ในปัจจุบันมี บริษัทที่ขึ้นทะเบียนดำเนินการธุรกิจบริการด้านพลังงานหรือ ESCO จำนวน 48 บริษัท ในจำนวนนี้ 11 บริษัทไม่ได้ทำการต่อทะเบียนหลังจากหมดอายุทำให้คงเหลือ 37 บริษัทที่ยังดำเนินธุรกิจอยู่ หากทำการประเมินว่าในอีก 20 ปีข้างหน้า บริษัทเหล่านี้จำนวน 37 บริษัท สามารถดำเนินธุรกิจต่อยอดการบริหารจัดการพลังงานโดยใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้ และหากภาครัฐทำการส่งเสริมให้เกิดผู้ให้บริการในธุรกิจต่อยอดนี้จำนวนมากขึ้น ในเบื้องต้นกำหนดให้หากมีจำนวนผู้ให้บริการมากกว่า 100 บริษัทถือเป็นการพัฒนาในระดับดีมาก จะได้ว่า การแปลผลระดับการพัฒนาของจำนวนผู้ประกอบการที่ให้บริการทางด้านการบริหารจัดการพลังงานที่ใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดจึงเป็นดังตาราง

ตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนา

ระดับการพัฒนา	ความหมาย	จำนวนผู้ประกอบการ [ราย]
0	ไม่มีแผนเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบัน	0
1	มีแนวคิดเกี่ยวกับการพัฒนาด้านนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการเป็นรูปธรรม	น้อยกว่า 40
2	เริ่มดำเนินการพัฒนาด้านนี้บ้างแล้ว แต่ยังไม่ทั่วทั้งระบบ	40 - 60
3	มีการพัฒนาด้านนี้อยู่ในแผนงานปกติ	60 - 80
4	มีการพัฒนาด้านนี้มากในระดับหนึ่งแล้ว	80 - 100
5	มีการพัฒนาด้านนี้ในปัจจุบันในระดับแนวหน้าของโลก	มากกว่า 100

จากตารางแปลผลการประเมินระดับการพัฒนาที่แสดงไว้ข้างต้นจะได้ว่า เป้าหมายระดับการพัฒนาจำนวนผู้ประกอบการที่ให้บริการทางด้านการบริหารจัดการพลังงานที่ใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในแต่ละกรณี เป็นดังนี้

เป้าหมายระดับการพัฒนา (Target – Development Level): 70 ราย (Best case)
62 ราย (Moderate case)
50 ราย (Worst case)

เอกสารแนบ ง.
กรอบวงเงินและผลประโยชน์ของกิจกรรมลงทุน

คำชี้แจง

เอกสารฉบับนี้ นำเสนอประมาณการกรอบวงเงินสำหรับกิจกรรมการลงทุนพัฒนาในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดภายใต้แผนยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศ ซึ่งจัดทำขึ้นภายใต้โครงการศึกษาเพื่อกำหนดนโยบายและแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทย โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานได้ว่าจ้างสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ให้เป็นผู้ดำเนินการหลัก ทั้งนี้ กรอบวงเงินที่ระบุอยู่ในเอกสารฉบับนี้ ถูกประเมินขึ้นมาจากสมมติฐานในกรณีที่มีปัจจัยขับเคลื่อนความสำเร็จของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดอยู่ในกรณีดีที่สุด (Best case) และเป้าหมายของการพัฒนาจะครอบคลุมไปถึงปี พ.ศ. 2579 ทั้งนี้ สมมติฐานส่วนใหญ่ที่ใช้ในการประเมิน เป็นการกำหนดร่วมกันระหว่างคณะผู้จัดทำและคณะทำงานของการไฟฟ้าฯ ทั้งสามแห่ง คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยในการประมาณการเงินลงทุนบางส่วน หากเป็นข้อมูลที่ยังไม่มีในประเทศไทย จะอาศัยผลจากการศึกษาเรื่อง “Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid” ที่ทำการศึกษาโดย Electric Power Research Institute (EPRI) ซึ่งเป็นหน่วยงานวิจัยด้านระบบไฟฟ้ากำลังในสหรัฐอเมริกา

เจตนารมย์ในการจัดทำประมาณการกรอบวงเงินสำหรับกิจกรรมการลงทุนพัฒนาในระบบสมาร์ทกริดครั้งนี้ ก็เพื่อให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องในภาคนโยบายเห็นภาพรวมของปริมาณกรอบวงเงินลงทุนโดยประมาณที่ต้องใช้ในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศที่ครอบคลุมไปถึงปี พ.ศ. 2579 เพื่อให้ได้แนวทางที่ภาครัฐสามารถตัดสินใจเกี่ยวกับการกำหนดนโยบายและ/หรือโครงการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องได้อย่างชัดเจนมากขึ้น ทั้งนี้ กรอบวงเงินดังกล่าวมิได้มีผลผูกมัดให้การไฟฟ้าทั้งสามแห่งต้องจัดทำแผนงานฯ สำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด และต้องตั้งกรอบงบประมาณผูกพันกับข้อมูลกรอบวงเงินที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้ เนื่องจาก หากการไฟฟ้าแต่ละแห่งต้องจัดทำแผนงานฯ และขออนุมัติโครงการ ก็จะต้องทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ (Feasibility Study) เพื่อประเมินเงินลงทุนและความคุ้มค่าของโครงการโดยละเอียดอีกครั้ง ซึ่งอำนาจในการอนุมัติแผนงานและโครงการดังกล่าวจะอยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เป็นสำคัญ นอกจากนี้ เนื่องจากแผนยุทธศาสตร์นโยบายการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศจัดเป็นการวางแผนในระยะยาวซึ่งจะมีความไม่แน่นอนสูง ดังนั้น จะต้องมีการทบทวนอย่างสม่ำเสมอ และสามารถปรับเปลี่ยนให้มีความเหมาะสมกับสภาวะการณ์ในอนาคตที่เปลี่ยนไปได้ โดยกิจกรรมการลงทุนต่างๆ อาจถูกปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมหากเทคโนโลยีมีการพัฒนาอย่างก้าวกระโดด ซึ่งอาจจะทำให้ประมาณการกรอบวงเงินของกิจกรรมต่างๆ มีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต

สำหรับการกำหนดผลประโยชน์ที่เกิดจากการดำเนินกิจกรรมลงทุนพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของไทยใน ระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย รวมทั้งสิ้น 22 กิจกรรมนั้น ในเบื้องต้น คณะผู้จัดทำได้ทำการวิเคราะห์เทียบเคียงกับผลการศึกษาของ EPRI อย่างไรก็ดี จะนำเสนอเฉพาะเพียงประเภทของผลประโยชน์เท่านั้น เนื่องจาก ข้อมูลเชิงปริมาณจากการศึกษาดังกล่าวมีความจำเพาะต่อคุณลักษณะของระบบไฟฟ้าในสหรัฐอเมริกาเป็นหลัก จึงอาจจะไม่สามารถนำมาใช้กับกิจกรรมการลงทุนของประเทศไทยได้โดยตรง ดังนั้น การดำเนินการในช่วงต่อไป ภาครัฐจะต้องผลักดันให้มีการพัฒนาโครงการนำร่อง (Pilot Project) ของกิจกรรมต่างๆ เพื่อศึกษาถึงความเป็นไปได้ และเพื่อทำการประเมินผลประโยชน์ที่เป็นตัวเลขอ้างอิงสำหรับแต่ละกิจกรรมที่เกิดจากการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในประเทศไทยให้ชัดเจนต่อไป

ง.1 สรุปผลประโยชน์และกรอบวงเงินลงทุนพัฒนาฯ ในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าฯ

ผลประโยชน์ที่เกิดจากการดำเนินกิจกรรมการลงทุนพัฒนาฯ ในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (วิเคราะห์เทียบเคียงกับผลการศึกษาของ EPRI ประเทศสหรัฐอเมริกา)

	Activities	Improved Asset Utilization	T&D Capital Savings	T&D O&M Saving	Energy Efficiency	Electricity Cost Saving	Power Quality	Air Emissions	Productivity	Safety	Environment	Capacity	Cost	Quality	Quality of Life	Security	Reliability
1	Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)		0				0	0	0	0		0		0		0	0
2	Energy Management System (SCADA/EMS)	0	0		0	0		0	0		0	0	0				0
3	EHV/FACTS		0					0	0			0	0				
4	Substation Automation (G&T)		0					0	0	0		0		0		0	0
5	Energy Storage System (G&T)	0	0		0	0	0	0			0					0	
6	Renewable Energy Forecast System	0	0				0	0	0		0	0	0	0	0	0	0
7	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)		0			0		0	0	0		0		0		0	0
8	ICT Integration (G&T)		0			0											
9	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)		0			0		0			0		0		0	0	0
10	Intelligent Charging System/V2G (G&T)	0	0					0			0				0		
11	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)		0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	Substation Automation (Distr)		0			0		0	0	0		0	0	0		0	0
13	Distribution Management System (SCADA/DMS)	0	0		0			0	0		0	0	0		0	0	0
14	Smart Meter + AMR/AMI	0	0	0		0									0	0	
15	Inteligent Charging System/V2G (Distr)	0	0					0			0				0		0
16	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)		0			0		0			0		0		0	0	
17	Intelligent Street Lights	0	0		0	0		0	0		0	0	0		0		
18	Meter Data Management System (MDMS)		0	0		0									0		
19	Microgrid Development	0	0			0	0	0			0	0				0	0
20	Energy Storage System (Distr)	0	0		0	0	0	0			0						
21	SPP/VSPP Data Communication System (Distr)		0			0		0	0	0		0		0		0	0
22	ICT Integration (Distr)		0			0											

จากการประชุม “คณะทำงานจัดทำแผนงานการศึกษาโครงการเพื่อรองรับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด” เมื่อวันที่ 21 พฤษภาคม 2556 และการประชุมเชิงปฏิบัติการกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เมื่อวันที่ 29 – 30 พฤษภาคม 2556 เพื่อทำการประมาณการกรอบวงเงินการลงทุนและระยะเวลาดำเนินโครงการสำหรับกิจกรรมการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าฯ แต่ละแห่ง โดยกรอบวงเงินสำหรับการลงทุนฯ และระยะเวลาดำเนินโครงการของกิจกรรมการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าฯ แต่ละแห่งนั้นถูกประเมินตั้งต้นขึ้นจากสมมติฐานในกรณีปัจจัยขับเคลื่อนความสำเร็จของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดอยู่ในกรณีดีที่สุด (Best Case) จากนั้น กรอบวงเงินในกรณีกลาง (Moderate Case) และกรณีแย่ที่สุด (Worst Case) จะถูกประมาณโดยอาศัยภาพฉายอนาคตที่ได้กำหนดขึ้น

ทั้งนี้ สมมติฐานที่ใช้ในการประเมินกรอบวงเงินในกรณีดีที่สุดเป็นการกำหนดร่วมกันระหว่างที่ปรึกษาในการจัดทำแผนแม่บทฯ และคณะทำงานของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยในการประมาณการเงินลงทุนบางส่วน หากเป็นข้อมูลที่ยังไม่มีในประเทศไทยจะอาศัยผลจากการศึกษาของ EPRI และข้อมูลราคากลางของบริษัทผู้ผลิตอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย โดยผลสรุปกรอบวงเงินในกรณีต่างๆ ของทั้งสามการไฟฟ้าจะถูกแสดงในตารางที่ ง.1 – ง.3 ดังนี้

ตารางที่ ง.1 ผลสรุปกรอบวงเงินและระยะเวลาดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟผ.

กิจกรรม		ระยะเวลา (ปี)	กรอบวงเงิน (ล้านบาท)		
			Best	Moderate	Worst
1	Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)	10	543	407	136
2	Energy Management System (SCADA/EMS)	10	1,240	1,240	620
3	EHV/FACTS	10	100,000	50,000	-
4	Substation Automation (G&T)	17	15,300	11,475	3,825
5	Energy Storage System (G&T)	17	49,000	36,750	36,750
6	Renewable Energy Forecast System	10	220	165	-
7	SPP/VSPP Data Communication System (G&T)	10	2,913	2,185	728
8	ICT Integration (G&T)	10	2,000	2,000	2,000
9	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)	17	1,000	750	-
10	Intelligent Charging System/V2G (G&T)	17	1,000	250	-
Total cost			**173,216**	**105,222**	**44,059**

*หมายเหตุ ข้อมูลการประมาณเงินลงทุนบางส่วน ได้รับการปรับปรุงโดยอ้างอิงข้อมูลจาก EPRI และราคากลางของบริษัทบริษัทผู้ผลิตอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

ตารางที่ ง.2 ผลสรุปกรอบวงเงินและระยะเวลาดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟน.

กิจกรรม		ระยะเวลา (ปี)	กรอบวงเงิน (ล้านบาท)		
			Best	Moderate	Worst
1	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	15	1,500	1,125	750
2	Substation Automation (Distr)	15	2,000	1,500	1,000
3	Distribution Management System (SCADA/DMS)	15	1,500	1,125	1,125
4	Smart Meter + AMR/AMI	17	5,029	3,772	2,514
5	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	10	1,006	503	-
6	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	10	503	377	-
7	Intelligent Street Lights	15	4,250	1,062	-
8	Meter Data Management System (MDMS)	15	447	224	224
9	Microgrid Development	-	-	-	-
10	Energy Storage System (Distr)	15	100	25	-
11	SPP/VSPP Data Communication System (Distr)	10	5	1	-
12	ICT Integration (Distr)	10	300	300	300
Total cost			**16,640**	**10,014**	**5,913**

*หมายเหตุ ข้อมูลการประมาณเงินลงทุนบางส่วน ได้รับการปรับปรุงโดยอ้างอิงข้อมูลจาก EPRI และราคากลางของบริษัทบริษัทผู้ผลิตอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

ตารางที่ ง.3 ผลสรุปกรอบวงเงินและระยะเวลาดำเนินโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟภ.

กิจกรรม		ระยะเวลา (ปี)	กรอบวงเงิน (ล้านบาท)		
			Best	Moderate	Worst
1	Distribution/Feeder Automation (DA/FA)	15	3,000	2,250	1,500
2	Substation Automation (Distr)	15	6,250	4,688	3,125
3	Distribution Management System (SCADA/DMS)	15	3,000	2,250	2,250
4	Smart Meter + AMR/AMI	17	67,500	50,625	33,750
5	Intelligent Charging System/V2G (Distr)	10	2,025	1,012	-
6	Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr)	10	3,375	2,531	-
7	Intelligent Street Lights	15	8,500	2,125	-
8	Meter Data Management System (MDMS)	15	6,000	3000	3,000
9	Microgrid Development	15	2,200	1,100	550
10	Energy Storage System (Distr)	15	3,000	750	0
11	SPP/VSPP Data Communication System (Distr)	10	2,700	675	0
12	ICT Integration (Distr)	10	1,600	1,600	1,600
Total cost			**109,150**	**72,606**	**45,775**

*หมายเหตุ ข้อมูลการประมาณเงินลงทุนบางส่วน ได้รับการปรับปรุงโดยอ้างอิงข้อมูลจาก EPRI และราคากลางของบริษัทบริษัทผู้ผลิตอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

ง.2 สมมติฐานในการประเมินกรอบวงเงิน

กรอบวงเงินและผลประโยชน์ของกิจกรรมลงทุนในระบบผลิตและระบบส่ง

กิจกรรม: Wide Area Monitoring System (WAMS)/Wide Area Protection and Control (WAPC)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 2 - เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณีดีที่สุด: ระดับ 4 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 543 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน:

กิจกรรม WAMS/WAPC มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 2 ไปเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579

จากแผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟผ. ซึ่งมีเป้าหมายในการติดตั้งระบบ WAMS/WAPC ครอบคลุมสถานีไฟฟ้าแรงสูงทั้งระดับแรงดัน 500 kV และ 230 kV ทุกสถานี[(1)] รวมทั้งสิ้น 82[(2)] สถานี โดยอุปกรณ์หลักที่สำคัญในระบบ WAMS/WAPC คือ Phasor Measurement Units (PMU) มีมูลค่าการลงทุนประมาณ 3.75 ล้านบาท/ระบบ[(3)] จะทำงานร่วมกับโครงสร้างพื้นฐานระบบสื่อสาร และอื่นๆ ซึ่งมีมูลค่าการลงทุนในเบื้องต้นรวมประมาณ 2.5 ล้านบาท/ระบบ ดังนั้นค่าใช้จ่ายรวมของระบบ WAMS/WAPC จะอยู่ที่ประมาณ 6.25 ล้านบาท/ระบบ นอกจากนี้ หากจะต้องการระดับการพัฒนาเป้าหมายที่ระดับ 4 แล้ว จะต้องมีการติดตั้งโปรแกรมประยุกต์ อุปกรณ์แสดงผล และอุปกรณ์ประกอบเพิ่มเติมที่ศูนย์ควบคุมแห่งชาติ (NCC) ซึ่งมีการประมาณค่าใช้จ่ายเบื้องต้นไว้ที่ประมาณ 30 ล้านบาท

ดังนั้นจะประมาณได้ว่ากรอบวงเงินสำหรับกิจกรรมการติดตั้งระบบ WAMS/WAPC รวมทั้งสิ้น 82 สถานี จะมีค่าประมาณ 543 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์:

ระบบ WAMS/WAPC จะทำให้ กฟผ. สามารถรับรู้ข้อมูลของสถานะการทำงานของระบบไฟฟ้า สามารถควบคุมการเปิดปิดวงจรจากระยะไกล และสามารถป้องกันระบบไฟฟ้าของตนเองได้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าหลายด้าน อาทิเช่น การ

ประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- T&D Capital Savings
- Power Quality
- Air Emissions
- Productivity
- Safety
- Capacity
- Quality
- Security
- Reliability

ที่มา:

(1) แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟผ., กฟผ.

(2) รายงานประจำปี 2555, กฟผ.

(3) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Energy Management System (SCADA/EMS)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 2 - เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 4 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

เงินลงทุน: 1,240 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม SCADA/EMS มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 2 ไปเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579

จากรายงานประจำของ กฟผ. ในปี 2555 กฟผ. มีจำนวนสถานีไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 500 kV 230 kV และ 115 kV รวมทั้งสิ้น 212[(1)] สถานี สำหรับการติดตั้งระบบ SCADA/EMS นั้น EPRI ได้มีการประเมินเงินลงทุนปรับปรุงสถานีไฟฟ้าเพื่อรองรับการติดต่อสื่อสารกับระบบ SCADA/EMS กับศูนย์ควบคุมไว้ที่ประมาณ 2.0 ล้านบาท/สถานี[(2)] นอกจากนี้ จะต้องมีการติดตั้งโปรแกรมประยุกต์ อุปกรณ์แสดงผล และอุปกรณ์ประกอบเพิ่มเติมที่ศูนย์ควบคุมแห่งชาติ (NCC) และศูนย์เขต (RCC) อีก 5 แห่งของ กฟผ. ซึ่งมีค่าใช้จ่ายเบื้องต้นประมาณการไว้ที่ 150 ล้านบาท/ศูนย์ควบคุม

อย่างไรก็ดี จากข้อมูลเบื้องต้นพบว่า ในปัจจุบัน กฟผ. ได้มีการติดตั้งระบบ SCADA/EMS ไว้อยู่แล้วส่วนหนึ่ง (ซึ่งสอดคล้องกับผลการประเมินสถานะปัจจุบันที่ระดับ 2) ดังนั้น หากประเมินว่าในการพัฒนาระบบ SCADA/EMS ของ กฟผ. ให้มีเป้าหมายเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579 แล้ว กฟผ. จะต้องดำเนินการติดตั้งระบบ SCADA/EMS เพิ่มเติมอีกประมาณ 170 สถานี จะประมาณได้ว่ากรอบวงเงินสำหรับกิจกรรมการติดตั้งระบบ SCADA/EMS จะอยู่ที่ประมาณ 1,240 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: ความสามารถทางด้านการบริหารจัดการและควบคุมสมรรถนะของระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าแบบเวลาจริง (Real time) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า การจัดสรรกำลังการผลิตอย่างเหมาะสม การลดกำลังสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า และการตรวจจับและกำหนดตำแหน่งที่เกิดความผิดพร่องในระบบส่ง (Fault Location Detector) ที่ได้รับจากระบบ SCADA/EMS จะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายด้าน อาทิเช่น การใช้สินทรัพย์ของการไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- Improve Asset Utilization
- T&D Capital Savings
- Energy Efficiency
- Electricity Cost Saving
- Air Emissions
- Productivity
- Environment
- Capacity
- Cost
- Reliability

ที่มา: (1) รายงานประจำปี 2555, กฟผ.

(2) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: EHV/FACTS

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1 - มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานตามแผนงานปกติ

เงินลงทุน: 100,000 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม EHV/FACTS มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

ในอนาคตนั้นคาดว่าประเทศไทยจะมีการใช้งานอุปกรณ์ประเภท EHV/FACTS เป็นจำนวนมากขึ้น โดยมีแนวโน้มที่จะต้องมีการใช้งานระบบส่งไฟฟ้าแบบ HVDC (High Voltage Direct Current) ซึ่งนับเป็นหนึ่งในอุปกรณ์ FACTS โดยในปัจจุบัน ประเทศไทยใช้ระบบ HVDC เชื่อมต่อไปยังประเทศมาเลเซีย โดยมีขนาดการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 300 MW

จากการประมาณการของ กฟผ. จะพบว่า ภายในปี พ.ศ. 2579 กฟผ. มีแผนจะทำการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับประเทศจีนตอนใต้ผ่านระบบ HVDC ด้วยระดับแรงดัน +/-500 kV ขนาด 3000 MW แบบ Bi-pole ระยะทาง 850 กิโลเมตร ในวงเงินประมาณ 47,000 MTHB และเชื่อมต่อเพื่อรับไฟฟ้าจากพม่าผ่านระบบ HVDC ด้วยระดับแรงดัน +/-500 kV ขนาด 3150 MW แบบ Bi-pole ระยะทาง 840 km ในวงเงินอีกประมาณ 53,000 MTHB ดังนั้น จะประมาณได้ว่ากรอบวงเงินสำหรับกิจกรรม EHV/FACTS จะอยู่ที่ประมาณ 100,000 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: คุณสมบัติที่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการควบคุมและการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าในระบบส่งให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้น จะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อม โดยจะเป็นการประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ อาทิเช่น งบประมาณในการก่อสร้างสายส่ง และโรงไฟฟ้า งบประมาณในการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า เป็นต้น นอกจากนี้ยังเป็นการลดการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 เนื่องจากระบบ EHV/FACTS จะส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งขึ้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- T&D Capital
- Air Emissions – Storage

- Environment
- Capacity

ที่มา:

(1) เอกสารการนำเสนอ “Updates on APG Status: Future Projects (as of 17 January 2013)”, กฟผ.

(2) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Substation Automation (G&T)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1.5 - อยู่ระหว่างมีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการกับเริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้วแต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 4 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

เงินลงทุน: 15,300 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 17 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Substation Automation มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1.5 ไปเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579

จากแผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟผ. นั้น กฟผ. มีแผนที่จะปรับปรุงสถานีไฟฟ้าทุกระดับแรงดันให้เป็นสถานีไฟฟ้าแบบอัตโนมัติตามมาตรฐาน IEC 61,850[(1)] รวมทั้งสิ้น 212 สถานี[(2)] และจากข้อมูลของ GE Digital Energy ประเทศสหรัฐอเมริกา[(3)] จะพบว่าระบบ Substation Automation ประกอบไปด้วยอุปกรณ์พื้นฐาน 3 ประเภท ได้แก่ Substation Data Gateway, Remote Terminal Units และ Replacement Parts ซึ่งมีค่าใช้จ่ายรวมกันประมาณ 90 ล้านบาท/สถานี

อย่างไรก็ดี จากข้อมูลเบื้องต้นพบว่า ในปัจจุบัน กฟผ. ยังไม่ได้มีการติดตั้งระบบ Substation Automation หรือหากมีก็มีจำนวนน้อยมาก (ซึ่งสอดคล้องกับผลการประเมินสถานะปัจจุบันที่ระดับ 1.5) ดังนั้น หากประเมินว่าในการพัฒนาระบบ Substation Automation (G&T) ของ กฟผ. ให้มีเป้าหมายเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579 แล้ว กฟผ. จะต้องดำเนินการติดตั้งระบบ Substation Automation (G&T) เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้น 170 สถานี จะประมาณได้ว่ากรอบวงเงินสำหรับกิจกรรมการติดตั้งระบบ Substation Automation (G&T) จะอยู่ที่ประมาณ 15,300 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: คุณสมบัติของสถานีไฟฟ้าแบบอัตโนมัติในการเข้าถึงข้อมูลทั้งระยะใกล้และระยะไกล การควบคุมการทำงานอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าโดยระบบอัตโนมัติและเป็นตัวกลางในจัดการระบบข้อมูลและควบคุมระหว่างอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าและระบบควบคุมและประมวลผลแบบรวมศูนย์ จะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อม โดยจะเป็นการประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ อาทิเช่น งบประมาณในการลงทุนติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ

กระจายตัว เป็นต้น นอกจากนี้ยังเป็นการลดการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 เนื่องจากระบบ Substation Automation (G&T) จะทำให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น และส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งขึ้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- T&D Capital Savings
- Air Emissions
- Productivity
- Safety
- Capacity
- Quality
- Security
- Reliability

ที่มา:

(1) แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟผ., กฟผ.
(2) รายงานประจำปี 2555, กฟผ.
(3) https://www.gedigitalenergy.com/index.htm
(4) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Energy Storage System (G&T)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 2 - เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

เงินลงทุน: 49,000 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 17 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Energy Storage System มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 2 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

การเพิ่มขึ้นของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นจำนวนมากนั้น ทำให้ กฟผ. จำเป็นต้องลงทุนติดตั้ง Energy Storage System ในระบบส่งเพิ่มเติม โดยอาจติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าเพื่อช่วยเพิ่มความมั่นคงต่อระบบไฟฟ้าและลดความผันผวนที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้โดยทั่วไปนั้น ระบบ Energy Storage System จะประกอบไปด้วย Battery Inverter และอุปกรณ์ป้องกัน ซึ่งมีราคารวมประมาณ 50 ล้านบาท/MW[(2)]

โดยในปัจจุบัน กฟผ. มีสถานีไฟฟ้าทั้งหมด 212 สถานี[(1)] หากประเมินว่าในการพัฒนาระบบ Energy Storage System ของ กฟผ. ให้มีเป้าหมายเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579 แล้ว คาดว่า กฟผ. จะต้องดำเนินการทดลองติดตั้ง Energy Storage System เป็นจำนวน 50 สถานี และประมาณการในเบื้องต้นว่า 1 สถานีไฟฟ้าควรจะมี Energy Storage System ติดตั้งอย่างน้อย 10 MW และติดตั้ง Pump storage ที่เขื่อนจุฬาภรณ์ และศีรีธารจะได้ว่า กรอบวงเงินสำหรับกิจกรรมการติดตั้ง Energy Storage System จะอยู่ที่ประมาณ 49,000 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: ผลประโยชน์ที่ได้จาก Energy Storage System นั้นมีมากมาย อาทิเช่น การใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ของการไฟฟ้าให้ดียิ่งขึ้น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ และปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าให้ดียิ่งขึ้น นอกจากนี้ ยังเป็นการลดการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 ทางอ้อมด้วย เนื่องจาก Energy Storage System จะทำให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น และส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งขึ้น ซึ่งผลประโยชน์ที่ได้นั้นจะครอบคลุมทั้ง กฟผ. ผู้ใช้ไฟฟ้า และ สังคม/สิ่งแวดล้อม

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- Improve Asset Utilization
- T&D Capital Savings
- Energy Efficiency
- Electricity Cost Saving
- Power Quality
- Air Emissions
- Environment
- Security

ที่มา:

(1) รายงานประจำปี 2555, กฟผ.

(2) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Renewable Energy Forecast System

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1 - มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

เงินลงทุน: 220 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Renewable Energy Forecast System มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

โดยในเบื้องต้น ประมาณการราคาของระบบ Renewable Energy Forecast System จะอยู่ที่ประมาณ 20 ล้านบาท/ศูนย์ควบคุม และมีค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเซนเซอร์ตรวจจับข้อมูลสภาพภูมิอากาศและระบบสื่อสารข้อมูลระหว่างเซนเซอร์กับศูนย์ควบคุมอีกภายในวงเงินขั้นต่ำ 20 ล้านบาท

หากประเมินว่าในการพัฒนาระบบ Renewable Energy Forecast System ของ กฟผ. ให้มีเป้าหมายเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579 แล้ว กฟผ. จะต้องดำเนินการติดตั้ง Renewable Energy Forecast System ที่ศูนย์ควบคุมแห่งชาติ (NCC) และศูนย์เขต (RCC) ทั้ง 5 เขต และต้องติดตั้งเซนเซอร์ตรวจจับข้อมูลสภาพภูมิอากาศทั่วประเทศรวมทั้ง 6 เขต จะได้ว่ากรอบวงเงินสำหรับกิจกรรมการติดตั้ง Renewable Energy Forecast System จะอยู่ที่ประมาณ 220 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: คุณสมบัติที่สามารถพยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนได้ของ Renewable Energy Forecast System จะส่งผลประโยชน์ต่อการไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายด้าน อาทิเช่น การใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ของการให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้นการประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า และการลดการปล่อยก๊าซ CO_2

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- Improve Asset Utilization
- T&D Capital Savings
- Power Quality

- Air Emissions
- Productivity
- Environment
- Capacity
- Cost
- Quality
- Quality of Life
- Security
- Reliability

ที่มา: (1) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: SPP/VSPP Data Communication System (G&T)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 2 - เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3.5 - อยู่ระหว่าง มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบันอยู่ในแผนงานปกติ กับมีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

เงินลงทุน: 2,913 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน:

กิจกรรม SPP/VSPP Data Communication System มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 2 ไปเป็นระดับที่ 3.5 ภายในปี พ.ศ. 2579

ปัจจุบันจำนวนของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนประเภท SPP/VSPP มีจำนวนทั้งสิ้น 329 ราย[(1)] และมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมประมาณ 4,092MW[(2)] เมื่อพิจาณาจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ซึ่งได้พยากรณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนประเภท SPP/VSPP ไว้ที่ 12,076 MW[(2)] จะสามารถประมาณการจำนวนของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนประเภท SPP/VSPP เบื้องต้นได้เป็น 971 ราย

จากข้อมูลของ EPRI จะพบว่า SPP/VSPP Data Communication System มีต้นทุนค่าใช้จ่ายในการลงทุนประมาณ 3 ล้านบาท/ราย[(3)] ซึ่งประกอบด้วยระบบ Teleprotection/SDH, STM-1 และหากประเมินว่า ในการพัฒนา SPP/VSPP Data Communication System ของ กฟผ. ให้มีเป้าหมายเป็นระดับที่ 3.5 ภายในปี พ.ศ. 2579 กฟผ. จะต้องดำเนินการติดตั้ง SPP/VSPP Data Communication System ใหม่เป็นจำนวนเท่ากับจำนวนของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนประเภท SPP/VSPP ซึ่งรวมทั้งสิ้น 971 ราย ดังนั้นกรอบวงเงินการลงทุนของ SPP/VSPP Data Communication System ที่ประเมินได้จะอยู่ที่ประมาณ 2,913 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์:

การพัฒนาความสามารถในการติดต่อสื่อสารข้อมูลระหว่างโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมากกับศูนย์ควบคุมของ กฟผ. ให้มีประสิทธิภาพสูง และมีการใช้งานอย่างแพร่หลายขึ้น จะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้าและสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายด้าน อาทิเช่น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ และการลดการปล่อยก๊าซ CO_2

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- T&D Capital Savings
- Electricity Cost Saving
- Air Emissions
- Productivity
- Safety
- Capacity
- Quality
- Security
- Reliability

ที่มา:

(1) เอกสารข้อมูลการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP ของ กฟผ., กฟน, และ กฟภ, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

(2) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศพ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3), กระทรวงพลังงาน

(3) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: ICT integration (G&T)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 2.5 - อยู่ระหว่าง เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้วแต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลายกับ มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบันอยู่ในแผนงานปกติ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 4 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

เงินลงทุน: 2,000 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม ICT integration (G&T) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 2.5 ไปเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579

ในการพัฒนา/ปรับปรุงระบบเทคโนโลยีสารสนเทศนั้น กฟผ. จำเป็นต้องทำการคัดเลือก Platform ของระบบควบคุมและระบบการจัดการข้อมูลของ Smart Grid และลงทุนด้านเทคโนโลยีทางสารสนเทศ (IT) ระบบ Cyber security การจัดเตรียมระบบ Server รวมไปถึงค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง ซึ่งจะต้องดำเนินการติดตั้งระบบ ICT integration ที่ศูนย์ควบคุมหลักที่ส่วนกลาง 1 ระบบ และที่ส่วนควบคุมย่อยตามเขตทั้ง 5 เขต ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดการบูรณาการพัฒนาไปในทิศทางเดียวกันทั้งประเทศ การไฟฟ้าทั้งสามแห่งควรมีความร่วมมือในการเลือกใช้ Platform ที่เข้ากันได้ โดยเมื่อทำการพิจารณาร่วมกับข้อมูลการลงทุนสำหรับกิจกรรม ICT integration ของกฟภ. และกฟน. แล้ว ในเบื้องต้น จะประเมินกรอบวงเงินสำหรับการลงทุนในกิจกรรม ICT integration ของ กฟผ. ที่ประมาณ 2,000 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: กิจกรรม ICT integration จะทำให้รูปแบบการทำงานของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟผ. ดำเนินไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีความต่อเนื่อง และสามารถทำงานร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้อย่างไม่มีอุปสรรค ซึ่งจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าหลายด้าน อาทิเช่น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ การลดการปล่อยก๊าซ CO_2

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- T&D Capital Savings
- Electricity Cost Savings

ที่มา: (1) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Demand Response/Demand-Side Management (G&T)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1 - มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

เงินลงทุน: 1,000 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 17 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Demand Response/Demand-Side Management (G&T) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

โดยทั่วไป กิจกรรม Demand Response/Demand-Side Management ซึ่งดำเนินการกับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรงจะมีความใกล้ชิดกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ดังนั้น หน้าที่ของ กฟผ. จึงเป็นเพียงแค่ลงทุนและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบการรับส่งข้อมูลต่างๆ กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพื่อให้เกิดการใช้ประโยชน์จาก Demand Response/Demand-Side Management ร่วมกัน

อย่างไรก็ดี เนื่องจาก ณ ปัจจุบัน กฟผ. ยังไม่มีข้อมูลแผนการลงทุนในส่วนนี้ที่ชัดเจนมากนัก ในเบื้องต้นจึงทำการประเมินกรอบวงเงินการลงทุนของกิจกรรมดังกล่าวไว้ที่ประมาณ 1,000 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: การมีโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับการใช้ประโยชน์จากโปรแกรม Demand Response จะช่วยสร้างความสมดุลระหว่างการจัดหาไฟฟ้ากับความต้องการไฟฟ้าและช่วยลดการบริโภคพลังงานไฟฟ้าผ่านปัจจัยต่างๆ เช่น โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาจริง (Real Time Pricing; RTP) โดยเฉพาะอย่างยิ่งสามารถบริหารจัดการการผลิตและการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) และสามารถทำให้ใช้ประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนให้มากที่สุดได้ โดยจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายด้าน อาทิเช่น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- T&D Capital Savings
- Electricity Cost Savings

- Air Emissions
- Environment
- Cost
- Quality of life
- Security
- Reliability

ที่มา: (1) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Intelligent Charging System/V2G (G&T)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 0.5 - อยู่ระหว่าง ยังไม่มีแผนเกี่ยวกับกิจกรรมนี้อยู่ในปัจจุบัน กับมีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

เงินลงทุน: 1,000 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 17 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Intelligent Charging System/V2G (G&T) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 0.5 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

การติดตั้ง Intelligent Charging System ในส่วนของระบบผลิตและระบบส่งนั้น มีจุดประสงค์เพื่อบริหารจัดการความต้องการใช้พลังงานในการอัดประจุ หรือคายประจุจากยานพาหนะไฟฟ้าให้เกิดประโยชน์ต่อระบบไฟฟ้าสูงที่สุดและเป็นภาระต่อระบบไฟฟ้าน้อยที่สุด โดยระบบดังกล่าว จะต้องสามารถติดต่อสื่อสาร Intelligent Charging System ของระบบจำหน่ายเพื่อจัดลำดับการอัดประจุอย่างชาญฉลาดและบรรเทาปัญหาความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่จะเกิดกับระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้นอุปกรณ์หลักของระบบ Intelligent Charging System จะประกอบไปด้วย ระบบการจัดสรรการชาร์จ ซอฟต์แวร์ ระบบตรวจจับสถานะการชาร์จไฟฟ้า และอื่นๆ

อย่างไรก็ดี เนื่องจาก ณ ปัจจุบัน กฟผ. ยังไม่มีข้อมูลแผนการลงทุนในส่วนนี้ที่ชัดเจนมากนัก ในเบื้องต้นจึงทำการประเมินกรอบวงเงินการลงทุนของกิจกรรมดังกล่าวไว้ที่ประมาณ 1,000 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: ระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดนั้นสามารถติดต่อสื่อสารกับระบบไฟฟ้าหลักเพื่อจัดลำดับการอัดประจุอย่างชาญฉลาดและบรรเทาปัญหาความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่จะเกิดกับระบบไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ ในบางกรณี ระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดจะสามารถนำประจุไฟฟ้าที่เก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่มาจ่ายกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้า (Vehicle to Grid; V2G) เพื่อช่วยลดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในบางเวลาได้ โดยจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายด้าน อาทิเช่น การใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ของการไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- Improved Asset Utilization
- T&D Capital Savings
- Air Emissions
- Environment
- Quality of life

ที่มา: (1) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กรอบวงเงินและผลประโยชน์ของกิจกรรมลงทุนในระบบจำหน่าย

กิจกรรม: Distribution/Feeder Automation (DA/FA)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 2 - เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 4 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>
เงินลงทุน: 1,500 ล้านบาท

<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>
เงินลงทุน: 3,000 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 4,500 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 15 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน:

กิจกรรม Distribution/Feeder Automation (DA/FA) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 2 ไปเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579

ในการประเมินเงินลงทุนในกิจกรรม Distribution/Feeder Automation (DA/FA) ของ กฟน. นั้นจะประกอบไปด้วยแผนการติดตั้งระบบ Feeder Remote Terminal Unit (FRTU) ซึ่งมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนประมาณ 150,000 บาท/ระบบ ตามที่กำหนดในแผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟน. โดยในแผนที่นำทางดังกล่าวจะกำหนดกรอบเวลาการดำเนินโครงการทั้งสิ้น 15 ปี ทั้งนี้หากพิจารณาเป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณีดีที่สุดที่ระดับ 4 และพิจารณาระยะเวลาของการพัฒนากิจกรรมเริ่มตั้งแต่ปี 2014 จะทำการติดตั้งระบบ FRTU ได้ทั้งสิ้นประมาณ 10,000 ชุด ดังนั้น กรอบวงเงินสำหรับกิจกรรมการติดตั้งระบบ Distribution/Feeder Automation (DA/FA) ของกฟน. จะอยู่ที่ประมาณ 1,500 ล้านบาท

สำหรับกรอบวงเงินลงทุนติดตั้งระบบ Distribution/Feeder Automation (DA/FA) ของ กฟภ. ได้ทำการประเมินจากโครงการเพิ่มประสิทธิภาพระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟซึ่ง ในเบื้องต้น ประมาณาการว่าจะมีการติดตั้ง FRTU จำนวน 20,000 ชุด ดังนั้น กรอบวงเงินสำหรับกิจกรรมการติดตั้งระบบ Distribution/Feeder Automation (DA/FA) ของกฟภ. จะอยู่ที่ประมาณ 3,000 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: ระบบ Distribution/Feeder Automation (DA/FA) จะช่วยให้ กฟภ. และ กฟน. สามารถทำการเฝ้าระวังความผิดปกติในสายจำหน่าย และสถานีไฟฟ้าในระบบจำหน่าย โดยจะสามารถทำงานร่วมกับเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดหรืออุปกรณ์อัตโนมัติอื่นๆ ทำให้เกิดผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายด้าน อาทิเช่น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- T&D Capital Savings
- Electricity Cost Savings
- Power Quality
- Air Emissions
- Productivity
- Safety
- Environment
- Capacity
- Cost
- Quality
- Quality of Life
- Security
- Reliability

ที่มา:

(1) แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟน., กฟน.

(2) แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าฉบับที่ 11 ปี 2555 – 2559 ของ กฟน., กฟน.

(3) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Substation Automation (Distr)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 2 - เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 4 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>		**<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>**	
เงินลงทุน:	2,000 ล้านบาท	**เงินลงทุน:**	6,250 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 8,250 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 15 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน:

กิจกรรม Substation Automation ในระบบจำหน่าย มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 2 ไปเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579

แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟน. มีเป้าหมายในการติดตั้งระบบ Substation Automation (SA) ตามมาตรฐาน IEC61850จำนวนทั้งสิ้น 50[(1)] สถานี ซึ่งใช้งบประมาณทั้งสิ้น 915 ล้านบาท โดยมีกรอบเวลาในการดำเนินโครงการ 5 ปี นับตั้งแต่ปี พ.ศ. 2555 โดยกรอบงบประมาณเฉลี่ยที่ใช้ในการติดตั้งระบบ SA เฉลี่ยเท่ากับ 20 ล้านบาทต่อ 1 สถานีไฟฟ้า ทั้งนี้ หากพิจารณาเป้าหมายระดับการพัฒนาของ กฟน. ภายในปี พ.ศ. 2579 กรณีดีที่สุดที่ระดับ 4 ซึ่งจะต้องทำการติดตั้งระบบ SA กับสถานีไฟฟ้าของ กฟน. รวมทั้งสิ้น 100 สถานีจากทั้งหมด 143 สถานี ดังนั้น กรอบวงเงินลงทุนในการติดตั้งระบบ Substation Automation (Distr) ของ กฟน. จะอยู่ที่ประมาณ 2,000 ล้านบาท ซึ่งครอบคลุมระยะเวลาโครงการทั้งสิ้น 15 ปี

สำหรับกรณีของ กฟภ. ซึ่งมีแผนการลงทุนกิจกรรม SA จำนวน 250 สถานีจากทั้งหมด 501[(2)] สถานี ภายในปี พ.ศ. 2579 การพิจารณากรอบวงเงินลงทุนการติดตั้งระบบ Substation Automation (Distr) จะอาศัยการประมาณงบประมาณเฉลี่ยที่ใช้ในการติดตั้งระบบ SA เฉลี่ยเท่ากับ 25 ล้านบาทต่อ 1 สถานีไฟฟ้ามากกว่าของกรณี กฟน. เนื่องจากสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. มีความหลากหลายของพื้นที่ มีจำนวนเบย์ (Bay) และการจัดเรียบบัสที่แตกต่างกัน ดังนั้น หากพิจารณาเป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณีดีที่สุดที่ระดับ 4 จะสามารถประมาณเงินลงทุนในการติดตั้งระบบ Distribution/Feeder Automation (DA/FA) ของกฟภ. ได้รวมทั้งสิ้น 7,500 ล้านบาท เมื่อกำหนดให้โครงการมีระยะเวลาทั้งสิ้น 15 ปี

คำอธิบายผลประโยชน์: ระบบ Substation Automation (Distr) จะมีคุณสมบัติที่ทำให้สามารถเข้าถึงข้อมูลทั้งระยะไกล และระยะใกล้ การควบคุมการทำงานของอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้าโดยบุคคลและโดยระบบอัตโนมัติ และเป็นตัวกลางจัดการระบบข้อมูลและการควบคุมระหว่างอุปกรณ์จ่ายไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า หลายด้าน อาทิเช่น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับ สามารถจำแนกออกเป็นแต่ละด้านได้ดังนี้

- T&D Capital Savings
- Electricity Cost Savings
- Air Emissions
- Productivity
- Safety
- Capacity
- Cost
- Quality
- Security
- Reliability

ที่มา:

(1) แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟน., กฟน.

(2) แผนปรับปรุงและขยายระบบจำหน่ายพลังไฟฟ้าฉบับที่ 11 ปี 2555 – 2559 ของ กฟภ., กฟภ.

(3) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Distribution Management System (SCADA/DMS)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 2 - เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 4 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>		**<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>**	
เงินลงทุน:	1,500 ล้านบาท	**เงินลงทุน:**	3,000 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 4,500 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 15 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน:

กิจกรรม Distribution Management System (SCADA/DMS) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 2 ไปเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579

แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟน. มีเป้าหมายติดตั้งระบบ Distribution Management System (SCADA/DMS) ในทุกพื้นที่การให้บริการของ กฟน. รวมทั้งสิ้น 18[(1)] เขต มีกรอบงบประมาณเงินลงทุน ในเฟสแรกรวมทั้งสิ้น 518 ล้านบาท ใช้ระยะเวลาดำเนินโครงการ 5 ปี ทั้งนี้หากพิจารณาเป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณีดีที่สุดที่ระดับ 4 และพิจารณาระยะเวลาครอบคลุมถึงปี พ.ศ. 2573 จะได้ว่า กฟน. จะต้องลงทุนเพิ่มเติมในการขยายระบบ SCADA/DMS อีก 3 เฟส โดยมีมีประมาณการเงนิลงทุนเฟสละประมาณ 500 ล้านบาท ดังนั้น จะต้องมีกรอบงบประมาณทั้งสิ้น 1,500 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นการเพิ่มขีดความสามารถของระบบ EMS 500 ล้านบาท ลงทุนปรับปรุงระบบ SCADA เพิ่มเติม (Reinvestment) 500 ล้านบาท และเพิ่มความสามารถของระบบ DMS อีก 500 ล้านบาท และมีระยะเวลาดำเนินโครงการ 15 ปี

สำหรับการพิจารณาเงินลงทุนการติดตั้งระบบ Distribution Management System (SCADA/DMS) ของ กฟภ. เนื่องจาก ณ ปัจจุบัน กฟภ. ยังไม่ได้มีการกำหนดแผนการลงทุนอย่างชัดเจน จึงจะทำการประมาณกรอบวงเงินลงทุนโดยเทียบเคียงกับกรณี ของ กฟน. โดยในเบื้องต้นจะประเมินให้กรอบวงเงินลงทุนการติดตั้งระบบ SCADA/DMS ของ กฟภ. มีมูลค่าประมาณ 2 เท่าของกฟน. เนื่องจากพื้นที่ในความรับผิดชอบของ กฟภ. จำนวนลูกค้าในระบบ จำนวนสายป้อน จำนวนสถานีไฟฟ้า ฯลฯ มีมากกว่าของ กฟน. มาก ดังนั้น จะสามารถประมาณกรอบวงเงินลงทุนของกฟภ. ได้รวมทั้งสิ้น 3,000 ล้านบาท เมื่อกำหนดให้มีระยะเวลาดำเนินโครงการ 15 ปี

คำอธิบายผลประโยชน์: ระบบ Distribution Management System (DMS) มีคุณสมบัติในการบริหารจัดการและควบคุมสมรรถนะของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเวลาจริง (Real time) ให้มีความเหมาะสมที่สุด ซึ่งโดยปกติแล้วจะทำงานร่วมกับระบบควบคุม และประมวลผลแบบรวมศูนย์ (Supervisory Control and Data Acquisition; SCADA) ซึ่งจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายด้าน อาทิเช่น การใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ของการไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น การประหยัดงบประมาณในการลงทุน การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และลดการปลดปล่อย CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- Improved Asset Utilization
- T&D Capital Savings
- Energy Efficiency
- Air Emissions
- Productivity
- Environment
- Capacity
- Cost
- Quality of Life
- Security
- Reliability

ที่มา:

(1) แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟน., กฟน.

(2) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Smart Meter and AMR/AMI

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1.5 - อยู่ระหว่าง มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการกับ เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้วแต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 4 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>
เงินลงทุน: 5,029 ล้านบาท

<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>
เงินลงทุน: 67,500 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 72,529 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 17 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Smart Meter and AMR/AMI มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1.5 ไปเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579

สำหรับการพิจาณาเงินลงทุนการติดตั้งระบบ Smart Meter and AMR/AMI ของกฟน. นั้น ทางกฟน.มีแผนการจะทำการทยอยติดตั้งมิเตอร์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีศักยภาพและคุ้มค่าต่อการลงทุนทั้งสิ้นจำนวน 745,000 โดยค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนและติดตั้ง Smart Meter นั้นมีมูลค่าประมาณ 4,500 บาท/ราย และต้องมีการลงทุนปรับเปลี่ยนมิเตอร์ (Reinvestment) ทดแทนมิเตอร์เดิมทุกๆ 8 ปี (ครอบคลุมจำนวนมิเตอร์ที่ครบอายุการใช้งานประมาณ 50% ของมิเตอร์ทั้งหมดในระบบ) ดังนั้นจึงต้องมีกรอบวงเงินลงทุนในการดำเนินโครงการทั้งสิ้นประมาณ 5,029 ล้านบาท

สำหรับกรณีของกฟภ. นั้น ทาง กฟภ. มีแผนการจะทำการติดตั้งมิเตอร์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนทั้งสิ้นประมาณ 10 ล้านราย (คิดเป็นประมาณ 50% ของจำนวนลูกค้าทั้งหมดในระบบของ กฟภ.) หากกำหนดให้ ค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง Smart Meter เป็น 4,500 บาท/ราย เช่นเดียวกับกรณีของ กฟน. และต้องมีการลงทุนปรับเปลี่ยนมิเตอร์ (Reinvestment) ทดแทนมิเตอร์เดิมทุกๆ 8 ปี (ครอบคลุมจำนวนมิเตอร์ที่ครบอายุการใช้งานประมาณ 50% ของมิเตอร์ทั้งหมดในระบบ) ดังนั้น จึงต้องมีกรอบวงเงินลงทุนในการดำเนินโครงการทั้งสิ้นประมาณ 67,500 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: Smart Meter and AMR มีคุณสมบัติขั้นต่ำในการช่วยอ่านหน่วยการใช้ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติผ่านช่องทางการสื่อสารต่างๆ โดยข้อมูลต่างๆ จะถูกส่งไปเก็บที่ระบบฐานข้อมูลกลาง และมีการจัดการข้อมูลการใช้ไฟฟ้าซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตรวจสอบและดาวน์โหลดข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนผ่านทางเวปไซต์

ได้ นอกจากนี้ หากพัฒนาเทคโนโลยีเพิ่มเติมในส่วนของ AMI นั้นจะทำให้สามารถวัดพารามิเตอร์ทางไฟฟ้า และส่งสัญญาณติดต่อกับ Smart Meter และอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ได้ ซึ่งจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าหลายประการ อาทิเช่น การใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ของการไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น การประหยัดงบประมาณการลงทุน การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- Improved Asset Utilization - PEVs as Storage & Load Control
- T&D Capital Savings - Demand Response
- T&D O&M Savings - Operations Savings from AMI
- Energy Efficiency - Enhanced Energy Efficiency
- Electricity Cost Savings - Automatic Meter Reading
- Electricity Cost Savings - Customer Service Costs (Call Center)
- Quality of Life
- Security-customer
- Security-utility

ที่มา:

(1) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

(2) รายงาน What to look for in a Smart Grid Network, Silver Spring Networks

กิจกรรม: Intelligent Charging System/V2G (Distr)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1 - มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 **-** มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>
เงินลงทุน: 1,006 ล้านบาท

<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>
เงินลงทุน: 2,025 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 3,031 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Intelligent Charging System/V2G (Distr) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

มีการคาดการณ์ว่าในอนาคต 10-20 ปีข้างหน้า ยานพาหนะไฟฟ้า (Electric Vehicle; EV) จะกลายเป็นโหลดหลักที่สำคัญอย่างหนึ่งของระบบไฟฟ้าทำให้มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น โดยหากยานพาหนะไฟฟ้าจำนวนมากต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้าพร้อมกันจะทำให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในบริเวณนั้นสูงมากจนอาจทำให้อุปกรณ์ในระบบจำหน่าย เช่น สายป้อน หม้อแปลงไฟฟ้า และอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ ที่ติดตั้งบริเวณดังกล่าวรับภาระเกินพิกัด (Overloaded) จนเกิดความเสียหายหรือทำงานผิดพลาดได้ ดังนั้น จึงมีความจำเป็นจะต้องมีการพัฒนาระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาด (Intelligent charging system) ขึ้นเพื่อรองรับกับปัญหานี้ในอนาคต โดยระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดจะทำงานประสานกับสมาร์ทมิเตอร์หรือเป็นความสามารถพิเศษที่ถูกผนวกเข้ากับสมาร์ทมิเตอร์ และสามารถติดต่อสื่อสารกับระบบบริหารจัดการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Management System; DMS) เพื่อจัดลำดับการอัดประจุอย่างชาญฉลาดและบรรเทาปัญหาอุปกรณ์รับภาระเกินพิกัดได้ นอกจากนี้ ในบางกรณีระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดจะสามารถนำประจุไฟฟ้าที่เก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่มาจ่ายกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้า (Vehicle to Grid; V2G) เพื่อช่วยลดการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในบางเวลาได้ เมื่อพิจารณาถึงจำนวนสมาร์ทมิเตอร์ที่มีในระบบแล้ว ในเบื้องต้น จะประมาณการว่าค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดเป็น 30% ของค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ ดังนั้น หากประมาณการว่าจำนวนสมาร์ทมิเตอร์ทั้งหมดของ กฟน. สามารถประสานการทำงานกับระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดได้ จะได้ว่าประมาณการกรอบวงเงินลงทุนระบบ Intelligent

Charging System/V2G ของ กฟน. จะเท่ากับ 1,006 ล้านบาท และหากประมาณการว่าจำนวนสมาร์ทมิเตอร์ที่สามารถประสานการทำงานกับระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดได้ของ กฟภ. มีจำนวน 15% ของจำนวนสมาร์ทมิเตอร์ที่ได้ทำการติดตั้ง จะได้ว่าประมาณการกรอบวงเงินลงทุนระบบ Intelligent Charging System/V2G ของ กฟภ. จะเท่ากับ 2,025 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: ระบบ Intelligent Charging System/V2G จะมีคุณสมบัติในการจัดลำดับการอัดประจุไฟฟ้าอย่างชาญฉลาด และบรรเทาปัญหาอุปกรณ์รับภาระเกินพิกัดได้ อีกทั้งในบางกรณียังสามารถนำประจุไฟฟ้าที่เก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่มาจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ดังนั้นผลประโยชน์ที่ได้รับจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายประการ อาทิ เช่น การใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ของการไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น การประหยัดงบประมาณการลงทุน การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- Improved Asset Utilization
- T&D Capital Savings
- Air Emissions
- Environment
- Quality of life
- Reliability

ที่มา: (1) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Demand Response/Demand-Side Management (Distr)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1.5 - อยู่ระหว่าง มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ กับ เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>
เงินลงทุน: 503 ล้านบาท

<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>
เงินลงทุน: 3,375 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 3,875 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Demand Response/Demand-Side Management (Distr) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1.5 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

ระบบ Demand Response/Demand-Side Management (Distr) นั้นถือเป็นหนึ่งในรูปแบบฟังก์ชั่นการทำงานที่สำคัญรูปแบบหนึ่งที่เกิดขึ้นเมื่อมีการพัฒนาระบบ Smart Meter and AMR/AMI ให้มีความสามารถมากขึ้น โดยในการประเมินเงินลงทุนของระบบ Demand Response/Demand-Side Management (Distr) นั้นจะต้องขึ้นอยู่กับการส่งเสริมนโยบายของทางภาครัฐด้วย ในเบื้องต้น จะประมาณการว่าค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบ Demand Response/Demand-Side Management (Distr) เป็น 30% ของค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ ดังนั้น หากประมาณการว่าจำนวนสมาร์ทมิเตอร์ที่สามารถประสานการทำงานกับระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดได้ของ กฟน. มีจำนวน 50% ของจำนวนสมาร์ทมิเตอร์ที่ได้ทำการติดตั้ง จะได้ว่าประมาณการกรอบวงเงินลงทุนระบบ Demand Response/Demand-Side Management (Distr) ของ กฟน. จะเท่ากับ 503 ล้านบาท และหากประมาณการว่าจำนวนสมาร์ทมิเตอร์ที่สามารถประสานการทำงานกับระบบอัดประจุไฟฟ้าที่ชาญฉลาดได้ของ กฟภ. มีจำนวน 25% ของจำนวนสมาร์ทมิเตอร์ที่ได้ทำการติดตั้ง จะได้ว่าประมาณการกรอบวงเงินลงทุนระบบ Demand Response/Demand-Side Management (Distr) ของ กฟภ. จะเท่ากับ 3,375 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: ระบบ Demand Response/Demand-Side Management (Distr) มีคุณสมบัติในการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้พลังงานหรือลดการใช้พลังงานของผู้ใช้ไฟฟ้า และคุณสมบัติในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อให้เกิดการใช้

พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายประการ อาทิเช่น การประหยัดงบประมาณการลงทุน การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- T&D Capital Savings
- Air Emissions
- Environment
- Cost
- Quality of Life
- Security

ที่มา:

(1) รายงาน West Virginia Smart Grid Implementation Plan ของ National Energy Technology Laboratory

(2) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Intelligent Street Lights

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1.5 - อยู่ระหว่าง มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการกับ เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>
เงินลงทุน: 4,250 ล้านบาท

<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>
เงินลงทุน: 8,500 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 12,750 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 15 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Intelligent Street Lights มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1.5 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

ในการประเมินเงินลงทุนสำหรับกิจกรรม Intelligent Street Lights จะประมาณการราคาโคมไฟถนน LED พร้อมการติดตั้งเบื้องต้นที่ราคาชุดละ 6,000 บาทต่อเสาไฟ 1 ต้น และมีราคาของชุดควบคุม ชุดละ 2,500 บาท เมื่อพิจารณาระบบทางหลวงในประเทศไทยซึ่งมีความยาวทั้งสิ้น 64,600 กม. จะมีเสาไฟถนนประมาณ 2.5 ล้านต้น หากกำหนดให้การพัฒนาระดับ 3 จะมีการติดตั้งชุดโคมไฟอัจฉริยะในเขตพื้นที่ของ กฟน. ประมาณ 500,000 ต้น และในพื้นที่ทางหลวงเขต กฟภ. จำนวน 1,000,000 ต้น ดังนั้น จะต้องมีกรอบวงเงินลงทุนในการติดตั้งโคมไฟถนนอัจฉริยะรวม 12,750 ล้านบาท โดยแบ่งเป็น กฟน. 4,250 ล้านบาท และ กฟภ. 8,500 ล้านบาท และมีระยะเวลาดำเนินโครงการในแผนฯ ครอบคลุมระยะเวลาประมาณ 15 ปี

คำอธิบายผลประโยชน์: คุณสมบัติในการเปิด-ปิด และควบคุมความเข้มของแสงไฟถนนให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อมโดยอัตโนมัติ จะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายประการ อาทิเช่น การใช้สินทรัพย์ของการไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ การประหยัดงบประมาณการลงทุน การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ และการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- Improved Asset Utilization
- T&D Capital Savings
- Energy Efficiency

- Electricity Cost Savings
- Air Emissions
- Productivity
- Environment
- Capacity
- Cost
- Quality of Life

ที่มา: (1) รายงาน West Virginia Smart Grid Implementation Plan ของ National Energy Technology Laboratory

(2) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Meter Data Management System (MDMS)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1 - มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>
เงินลงทุน: 447 ล้านบาท

<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>
เงินลงทุน: 6,000 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 6,447 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 15 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Meter Data Management System (MDMS) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

จากข้อมูลโครงการนำร่องของ กฟภ. มีการติดตั้งระบบ MDMS เพื่อใช้กับมิเตอร์ 100,000 เครื่องภายใต้กรอบวงเงิน 60 ล้านบาท คิดเป็นค่าใช้จ่ายเฉลี่ย 600 บาทต่อการบริหารจัดการข้อมูลจากสมาร์ทมิเตอร์ 1 เครื่อง ดังนั้น จากกิจกรรมการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ (Smart Meter and AMR/AMI) ได้ประมาณการไว้ว่า กฟน. จะต้องทำการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์จำนวน 745,000 เครื่อง และ กฟภ. จะต้องทำการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์จำนวน 10,000,000 เครื่อง ดังนั้น จะต้องมีกรอบวงเงินลงทุนในการติดตั้ง Meter Data Management System รวม 6,447 ล้านบาท โดยแบ่งเป็น กฟน. 447 ล้านบาท และ กฟภ. 6,000 ล้านบาท และมีระยะเวลาดำเนินโครงการในแผนฯ ครอบคลุมระยะเวลาประมาณ 15 ปี

คำอธิบายผลประโยชน์: Meter Data Management System มีความสามารถในการจัดเก็บข้อมูลของผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ และสามารถนำข้อมูลต่างๆ มาใช้ประโยชน์ในการวางแผน การให้บริการ หรือนำเสนอบริการรูปแบบใหม่ที่เป็นประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้ ซึ่งจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าหลายประการ อาทิเช่น การประหยัดงบประมาณการลงทุน การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ เป็นต้น
โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- T&D Capital Savings Demand Response
- T&D O&M Savings - Operations Savings from AMI
- Electricity Cost Savings - Automatic Meter Reading
- Electricity Cost Savings - Customer Service Costs (Call Center)

- Quality of Life

ที่มา: (1) รายงาน West Virginia Smart Grid Implementation Plan ของ National Energy Technology Laboratory

(2) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Microgrid Development

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1 - มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>			**<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>**		
เงินลงทุน:	-	ล้านบาท	**เงินลงทุน:**	2,200	ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 2,200 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 17 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Microgrid Development มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

สำหรับ กฟน. นั้น เนื่องจากข้อจำกัดด้านการใช้พื้นที่ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล จึงทำให้คาดว่าอาจจะยังไม่เหมาะสมในการพัฒนาระบบ Microgrid ได้ ดังนั้น สำหรับแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในส่วนของ กฟน. ที่ครอบคลุมถึงปี พ.ศ. 2573 จึงยังไม่ให้ความสำคัญกับกิจกรรมนี้

สำหรับในส่วนของ กฟภ. เมื่อพิจารณาจากแผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟภ.[(1)] ที่ได้รับอนุมัติตามแผนฯ 11 ได้จัดทำงบประมาณสำหรับการพัฒนาระบบ Microgird ในช่วงปี พ.ศ. 2556-2558 เป็นจำนวน 2 โครงการ ซึ่งมีมูลค่าการลงทุนทั้งสิ้น 555 ล้านบาท เมื่อพิจารณาร่วมกับเป้าหมายระดับการพัฒนาซึ่งต้องยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1 เป็นระดับที่ 3 ในปี พ.ศ. 2573 กฟภ. คาดว่า กฟภ. น่าจะเพิ่มพื้นที่ติดตั้ง Microgrid อีกเป็น 8 โครงการครอบคลุมถึงปี พ.ศ. 2573 ดังนั้นงบประมาณที่ต้องใช้ในส่วนนี้จะประมาณ 2,200 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: ปัจจุบัน เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าของ Microgrid ได้รับการพัฒนาจนสามารถเลือกใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลายในการผลิตไฟฟ้ารวมทั้งการใช้พลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ยังสามารถนำความร้อนเหลือทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กนี้ไปใช้งานได้ (Combined Heat and Power; CHP) ส่งผลให้สามารถใช้พลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงได้อย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ การสนับสนุนให้เกิดการใช้งาน Microgrid จะเป็นการช่วยให้เกิดความหลากหลายของการใช้แหล่งพลังงานมากขึ้น และส่งเสริมให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมาก

ขึ้นซึ่งจะนำไปสู่การพัฒนาระบบการผลิตและการใช้พลังงานอย่างยั่งยืนของประเทศในอนาคต ซึ่งจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า และสังคม/สิ่งแวดล้อมหลายประการ อาทิเช่น การใช้สินทรัพย์ของการไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ การประหยัดงบประมาณการลงทุน การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ การปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- Improved Asset Utilization
- T&D Capital
- Electricity Cost Savings
- Power Quality
- Air Emissions
- Environment
- Capacity
- Security
- Reliability

ที่มา:

(1) แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟภ., กฟภ.

(2) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

กิจกรรม: Energy Storage System (Distr)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1 - มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้ แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 3 - มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>
เงินลงทุน: 100 ล้านบาท

<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>
เงินลงทุน: 3,000 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 3.100 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 17 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม Energy Storage System (Distr) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1 ไปเป็นระดับที่ 3 ภายในปี พ.ศ. 2579

จากผลการศึกษาของ EPRI[(1)] ต้นทุนในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ จะมีค่าใช้จ่ายประมาณ 20 ล้านบาท/MW ซึ่งสอดคล้องกับแผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟน.[(2)] ซึ่งได้จัดทำงบประมาณสำหรับ Energy Storage System ไว้ที่ 20.5 ล้านบาท ทั้งนี้หากพิจารณาแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดครอบคลุมถึงช่วงปี พ.ศ. 2573 โดยคาดการณ์ว่าเพื่อให้ถึงเป้าหมายระดับการพัฒนาซึ่งต้องยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1 เป็นระดับที่ 3 กฟน. จะทำการติดตั้ง Energy Storage System ขนาดชุดละ 1 MW จำนวน 5 ชุด จะสามารถประมาณกรอบวงเงินการลงทุนในการติดตั้ง Energy Storage System คิดเป็นจำนวนเงินลงทุนทั้งสิ้นประมาณ 100 ล้านบาท

สำหรับการพิจารณาเงินลงทุนการติดตั้ง Energy Storage System ของ กฟภ. ซึ่งมีแผนจะทำการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ขนาดชุดละ 10 MW จำนวน 15 ชุด แบ่งเป็น ภาคเหนือ ตะวันออกเฉียงเหนือ และใต้ ภาคละ 3 ชุด และภาคกลาง จำนวน 6 ชุด ดังนั้น ประมาณการกรอบวงเงินลงทุนในการติดตั้ง Energy Storage System ของ กฟภ. จึงคิดเป็นจำนวนรวมทั้งสิ้นประมาณ 3,000 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: ผลประโยชน์ที่ได้จาก Energy Storage System นั้นมีมากมาย อาทิเช่น การใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ของการไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เป็นต้น นอกจากนี้ยังเป็นการลดการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 เนื่องจากระบบ

Energy Storage System จะทำให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น และส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งขึ้น ซึ่งผลประโยชน์ที่ได้นั้นจะครอบคลุมทั้ง กฟผ. ผู้ใช้ไฟฟ้า และ สังคม/สิ่งแวดล้อม

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- Improved Asset Utilization
- T&D Capital Savings - Storage
- Energy Efficiency
- Electricity Cost Savings
- Power Quality
- Air Emissions
- Environment

ที่มา:

(1) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

(2) แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟน., กฟน.

กิจกรรม: SPP/VSPP Data Communication System (Distr)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 2.5 - ก้ำกึ่งระหว่าง เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย กับ มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติ

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณีดีที่สุด: ระดับ 3.5 - ก้ำกึ่งระหว่าง มีกิจกรรมนี้แล้วในปัจจุบัน อยู่ในแผนงานปกติกับมีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

การไฟฟ้านครหลวง		**การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค**	
เงินลงทุน:	5 ล้านบาท	**เงินลงทุน:**	2,700 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 2,705 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม SPP/VSPP Data Communication System (Distr) มีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 2.5 ไปเป็นระดับที่ 3.5 ภายในปี พ.ศ. 2579

เนื่องจากจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนประเภท SPP/VSPP ของ กฟน. นั้นมีจำนวนน้อย และผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท SPP ส่วนใหญ่ที่อยู่ในระบบของ กฟน. ก็มีการติดตั้งระบบเชื่อมต่อสื่อสารกับ กฟน. อยู่แล้ว ดังนั้น ในการกำหนดกรอบวงเงินลงทุนกิจกรรม SPP/VSPP Data Communication System (Distr) ของ กฟน. จึงทำการประเมินเฉพาะค่าใช้จ่ายในการลากสาย Fiber Optic เพิ่มเติมไปยังระบบสื่อสารที่เชื่อมต่อระหว่าง กฟน. และ SPP/VSPP ประมาณ 5 ล้านบาท เท่านั้น

สำหรับในกรณีของ กฟภ. นั้น จำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนประเภท SPP/VSPP ในปัจจุบันมีจำนวนประมาณ 329 ราย เมื่อพิจารณาแนวโน้มการเติบโตของการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท SPP/VSPP จากแผนพัฒนากำลังไฟฟ้าของประเทศจะสามารถประเมินได้ว่า ในภายในปี พ.ศ. 2579 จะมีผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท SPP/VSPP รวมประมาณ 900 ราย ทั้งนี้ในเบื้องต้น EPRI ได้ประเมินราคา SPP/VSPP Data Communication System[(1)] ไว้ที่ประมาณ 3.0 ล้านบาทต่อราย ดังนั้น กรอบวงเงินลงทุนสำหรับกิจกรรมการติดตั้ง SPP/VSPP Data Communication System (Distr) ของ กฟภ. จึงอยู่ที่ประมาณ 2,700 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: การพัฒนาความสามารถในการติดต่อสื่อสารข้อมูลระหว่างโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดเล็กมากกับศูนย์ควบคุมของ กฟภ. ให้มีประสิทธิภาพสูง และมีการใช้งานอย่างแพร่หลายขึ้นนั้น จะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า หลายด้าน อาทิเช่น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การ

ประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นต้น โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- T&D Capital Savings
- Electricity Cost Savings
- Air Emissions
- Productivity
- Safety
- Capacity
- Quality
- Security
- Reliability

ที่มา:

(1) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

(2) รายงาน West Virginia Smart Grid Implementation Plan ของ National Energy Technology Laboratory

กิจกรรม: ICT integration (Distr)

หน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง: การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

ระดับการพัฒนาในปัจจุบัน: ระดับ 1.5 - อยู่ระหว่าง มีแนวคิดเกี่ยวกับกิจกรรมนี้แต่ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการ กับ เริ่มดำเนินกิจกรรมบ้างแล้ว แต่ยังไม่เสร็จสิ้น/แพร่หลาย

เป้าหมายระดับการพัฒนาภายในปี พ.ศ. 2579 กรณี<u>ดีที่สุด</u>: ระดับ 4 - มีกิจกรรมนี้ใช้งานและได้รับการพัฒนามากในระดับหนึ่งแล้ว

<u>การไฟฟ้านครหลวง</u>		<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u>	
เงินลงทุน:	300 ล้านบาท	**เงินลงทุน:**	1,600 ล้านบาท

เงินลงทุนรวมตลอดโครงการ: 1,900 ล้านบาท

ระยะเวลาโครงการโดยประมาณ: 10 ปี

คำอธิบายเงินลงทุน: กิจกรรม ICT integration (Distr) จะมีเป้าหมายยกระดับการพัฒนาจากสถานะปัจจุบัน ณ. ปี 2558 ซึ่งอยู่ในระดับที่ 1.5 ไปเป็นระดับที่ 4 ภายในปี พ.ศ. 2579

สำหรับ กฟน. และ กฟภ. นั้น การพัฒนา/ปรับปรุง ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศนั้นจำเป็นต้องลงทุนด้านเทคโนโลยีทางสารสนเทศ (IT) ระบบ Cyber security การจัดเตรียมระบบ Server รวมไปถึงค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง เนื่องจาก ปัจจุบันยังไม่มีข้อมูลการลงทุนในส่วนนี้มากนัก ในเบื้องต้น กฟน. ได้ช่วยทำการประเมินกรอบวงเงินการลงทุนสำหรับกิจกรรมนี้ไว้ที่ 300 ล้านบาท และ กฟภ. ได้ช่วยทำการประเมินกรอบวงเงินการลงทุนสำหรับกิจกรรมนี้ไว้ที่ 1,600 ล้านบาท

คำอธิบายผลประโยชน์: กิจกรรม ICT integration จะทำให้รูปแบบการทำงานของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีความต่อเนื่อง และสามารถทำงานร่วมกับ กฟผ. ได้อย่างไม่มีอุปสรรค ซึ่งจะส่งผลประโยชน์แก่การไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าหลายด้าน อาทิเช่น การประหยัดงบประมาณในการลงทุนต่างๆ การประหยัดค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการต่างๆ การลดการปล่อยก๊าซ CO_2

โดยสรุปผลประโยชน์ของการลงทุนที่ได้รับจำแนกออกเป็นแต่ละด้านดังนี้

- T&D Capital Savings
- Electricity Cost Savings

ที่มา: (1) รายงาน Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, Electric Power Research Institute (EPRI): กำหนดให้ 1USD = 30THB

เอกสารแนบ จ.
โครงการนำร่องการพัฒนาระบบ
โครงข่ายสมาร์ทกริด

คำชี้แจง

เอกสารฉบับนี้ นำเสนอบทสรุปรายละเอียดโครงการนำร่องที่อยู่ภายใต้การดำเนินงานของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง อันได้แก่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้านครหลวง โดยการดำเนินการพัฒนาโครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของรัฐวิสาหกิจไฟฟ้าเป็นการดำเนินงานตามนโยบายของกระทรวงพลังงานในการกำหนดตัวชี้วัดผลการดำเนินงานประจำปี 2557 ของรัฐวิสาหกิจไฟฟ้า เพื่อให้หน่วยงานการไฟฟ้าได้ดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ในการปรับปรุงและพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันให้เป็นระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดตามบริบทของแต่ละหน่วยงาน โดยมุ่งเน้นในด้านการศึกษา วิจัย และทดสอบความสามารถของเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดทั้งด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์

โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

ความสำคัญและความจำเป็นสำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดบนเกาะสมุย

เกาะสมุยเป็นแหล่งท่องเที่ยวที่มีอัตราการเติบโตค่อนข้างสูงและมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นโดยเฉลี่ย 9-10% ต่อปี ปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้าบนเกาะสมุยมีปริมาณสูงสุดรวมประมาณ 100-120 เมกะวัตต์ โดยได้รับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority, PEA) ซึ่งมีภาระหน้าที่ในการให้บริการกระแสไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอและเพื่อสร้างความมั่นคงในระบบจำหน่ายไฟฟ้าเชื่อมโยงระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วยสายเคเบิลใต้น้ำ ระบบ 33 กิโลโวลต์ (ปี พ.ศ. 2530) เป็นระยะทาง 24 กิโลเมตร สามารถรองรับการจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงสุด 17 เมกะวัตต์ และได้มีการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าขึ้น 1 แห่ง (สถานีไฟฟ้าเกาะสมุย 1) วางสายเคเบิลใต้น้ำ ระบบ 115 กิโลโวลต์ (วงจรที่ 1) ในปี พ.ศ. 2539 ที่สามารถรองรับการจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงสุด 55 เมกะวัตต์ และระบบ 115 กิโลโวลต์ (วงจรที่ 2) ระยะทางประมาณ 27 กิโลเมตร ปัจจุบันการขยายตัวของธุรกิจท่องเที่ยวรวมถึงชุมชนบนเกาะสมุยที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องมีปริมาณความต้องการกระแสไฟฟ้าสูงสุดถึง 100 เมกะวัตต์ต่อวัน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงฤดูกาลท่องเที่ยวที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงทำให้เกิดปัญหาไฟตกไฟดับ จึงได้มีก่อสร้างสายเคเบิลใต้น้ำระบบ 115 เควี (วงจรที่ 3) โดยดำเนินการวางสายเคเบิลระยะทางทั้งหมด 54 กิโลเมตรและก่อสร้างสถานีไฟฟ้าสมุย 2 เพิ่มอีก 1 แห่งในปี พ.ศ.2556 สามารถรองรับการจ่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงสุด 100 เมกะวัตต์ รวมเป็นปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เกาะสมุยสามารถจ่ายได้จากสถานีไฟฟ้าจำนวน 2 สถานี เท่ากับ 200 เมกะวัตต์

อย่างไรก็ตาม การแก้ปัญหาดังกล่าวเป็นแค่บรรเทาการขาดแคลนไฟฟ้าได้ในระยะสั้นเท่านั้น การผลิตพลังงานและการบริหารจัดการพลังงานที่มีประสิทธิภาพยังจำเป็นต้องดำเนินการอยู่ ดังนั้นการปรับปรุงประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าเดิมและเพิ่มเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในพื้นที่ และเป็นยุทธศาสตร์ด้านพลังงานของประเทศที่จะนำระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและการใช้พลังงาน โดยการเพิ่มสัดส่วนการผลิตพลังงานทดแทนในพื้นที่บนเกาะและนอกจากนี้ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดยังสามารถสนับสนุนการการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานสำหรับการนำระบบรถไฟฟ้า (Electric Vehicles, EV) มาประยุกต์ใช้ซึ่งเป็นปัจจัยที่สำคัญประการหนึ่งในการขับเคลื่อนเกาะสมุยสู่เมืองคาร์บอนต่ำ

โครงการต่างๆ ที่ดำเนินการในพื้นที่เกาะสมุยที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

ชื่อโครงการ	ผู้สนับสนุนโครงการ	วัตถุประสงค์โครงการ	รายละเอียดการดำเนินงาน	ระยะเวลาดำเนินโครงการ
APEC Low Carbon Model Town (LCMT) Project Phase 2 at SAMUI Island (การศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาเกาะสมุยสู่เมืองคาร์บอนต่ำ)	Asia Pacific Economic Cooperation (APEC)	1. เพื่อที่จะพัฒนาแนวทางสำหรับการออกแบบเมืองคาร์บอนต่ำที่มีรูปแบบต่างๆ กันไป ซึ่งแนวทางนี้จะใช้เป็นหลักในการดำเนินงานสำหรับการออกแบบเมืองต้นแบบคาร์บอนต่ำทั่วทั้งกลุ่มประเทศสมาชิกอเปค 2. เพื่อให้ได้ข้อแนะนำหรือแนวทางในการออกแบบที่เหมาะสมและเป็นนวัตกรรมใหม่สำหรับแผนพัฒนาเมืองคาร์บอนต่ำ ซึ่งจะเป็นประโยชน์กับเจ้าหน้าที่ของรัฐบาลประเทศไทย เจ้าหน้าท้องถิ่น รวมถึงผู้ที่จะพัฒนาโครงการฯบนเกาะสมุย 3. เพื่อผลักดันแนวคิดของเมืองต้นแบบคาร์บอนต่ำจากการจัดทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการฯ และการทบทวนนโยบายต่างๆ 4. เพื่อกำหนดมาตรการสำหรับแต่ละหมวดหลักของการออกแบบเมืองคาร์บอนต่ำรูปแบบต่างๆ 5. เพื่อส่งเสริมแนวคิดของการพัฒนาเมืองคาร์บอนต่ำไปสู่เมืองต่างๆ ในกลุ่มประเทศสมาชิกของเอเปค	1. ศึกษารายละเอียดของมาตรการต่างๆ ในการพัฒนาเกาะสมุยสู่เมืองคาร์บอนต่ำ 9 ด้านได้แก่ ด้านผังเมือง ด้านการผลิตพลังงานเชิงพื้นที่ ด้านบริหารจัดการพลังงาน ด้านพลังงานทดแทน ด้านพลังงานที่ยังไม่ถูกนำมาใช้ ด้านอาคารคาร์บอนต่ำ ด้านคมนาคมขนส่ง ด้านสิ่งแวดล้อม ด้านการใช้วิตที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม 2. กำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งระยะกลาง (ปี พ.ศ. 2563) และระยะยาว (ปี พ.ศ.2573) ของแต่ละมาตรการในแต่ละด้าน 3. วิเคราะห์มูลค่าการลงทุนของแต่ละมาตรการ 4. วิเคราะห์ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดลงได้เทียบกับเงินลงทุน	พ.ศ. 2554-2555

ชื่อโครงการ	ผู้สนับสนุนโครงการ	วัตถุประสงค์โครงการ	รายละเอียดการดำเนินงาน	ระยะเวลาดำเนินโครงการ
โครงการจัดทำแผนปฏิบัติการการพัฒนาเมืองคาร์บอนต่ำ (SAMUI Low Carbon Action Plan)	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)	1. เพื่อจัดทำแผนปฏิบัติการ ประกอบด้วย แนวทาง วิธีการ รายละเอียดและระยะเวลาในการดำเนินการ และงบประมาณในการดำเนินการที่ชัดเจน 2. เพื่อจัดทำข้อกำหนดและแบบรายละเอียดที่จำเป็นต้องใช้ในการดำเนินการ 3. เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนการพัฒนาเกาะสมุยสู่เมืองคาร์บอนต่ำ 4. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้และศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจก	1. จัดทำแผนปฏิบัติการการพัฒนาเกาะสมุยสู่เมืองคาร์บอนต่ำของแต่ละมาตรการที่ได้ศึกษาไว้ใน "การศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาเกาะสมุยสู่เมืองคาร์บอนต่ำ" 2. ออกแบบแนวคิดเบื้องต้นสำหรับโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) และโครงสร้างพื้นฐานสำหรับรองรับการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle-EV) สำหรับเกาะสมุย 3. กำหนดพื้นที่นำร่องสำหรับการดำเนินการโครงข่ายสมาร์ทกริดจำนวน 1 แห่งบนเกาะสมุย พร้อมทั้งออกแบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเฉพาะพื้นที่ (Micro Grid) 4. จัดทำข้อกำหนดรายละเอียดสำหรับอุปกรณ์ที่ต้องติดตั้งในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดสำหรับพื้นที่นำร่อง	มี.ค. 2557-ก.พ. 2558
Realization of APEC Low Carbon Model Town through Smart Grid Development (LCMT-SGD) (การศึกษาออกแบบเพื่อพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในพื้นที่เกาะสมุย)	Asia Pacific Economic Cooperation (APEC)	1. เมืองต้นแบบของการนำระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมาประยุกต์ใช้ 2. ระบุปัญหาและอุปสรรคของการประยุกต์ใช้ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดพร้อมแนวทางการแก้ปัญหาเพื่อเป็นแนวทางในกลุ่มของ APEC 3. เพื่อแลกเปลี่ยนความรู้และประสบการณ์เกี่ยวกับการประยุกต์ใช้ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในกลุ่มของ APEC	1. ออกแบบโดยละเอียดสำหรับโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) และโครงสร้างพื้นฐานสำหรับรองรับการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle-EV) สำหรับเกาะสมุย 2. จัดทำข้อกำหนดรายละเอียดสำหรับอุปกรณ์ที่ต้องติดตั้งในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดสำหรับเกาะสมุย	พ.ศ. 2558-2559

โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดทำโครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (Feasibility Study in Smart Grid Pilot Project) ซึ่งเป็นตัวชี้วัดหนึ่งสำหรับประเมินผลการดำเนินงานของรัฐวิสาหกิจในกลุ่มพลังงาน (ไฟฟ้า) ประจำปี 2557 โดยเป็นการดำเนินงานสืบเนื่องจากปี 2556 ตามที่ กฟผ. ได้เสนอแผนงานโครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด จังหวัดแม่ฮ่องสอน ให้เป็นโครงการนำร่องทางด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) ในระดับประเทศของกระทรวงพลังงาน (พน.) ซึ่งสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ให้ความเห็นชอบเมื่อวันที่ 23 ธันวาคม 2556 โครงการนำร่องดังกล่าวมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้เป็นสถานที่สำหรับศึกษาเรียนรู้ วิจัยและพัฒนาร่วมกันระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในทุกภาคส่วน ก่อนที่จะขยายผลการดำเนินงาน ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดไปยังพื้นที่ส่วนต่างๆ ของประเทศต่อไปได้อย่างมีประสิทธิภาพและคุ้มค่า รวมถึงเพื่อให้ประเทศไทยเป็นผู้นำในด้านเทคโนโลยี Smart Grid และการประยุกต์ใช้งานได้อย่างเหมาะสม ในระดับภูมิภาคอาเซียน

การดำเนินงานในปี 2557 จะเป็นการเตรียมการก่อนเริ่มดำเนินการก่อสร้างโครงการนำร่อง ในพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน โดยในเดือนมีนาคม 2557 กฟผ. ได้จัดการประชุมร่วมกันระหว่างสำนักงานจังหวัดแม่ฮ่องสอน สนพ. กฟผ. กฟภ. และ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ณ ศาลากลางจังหวัดแม่ฮ่องสอน โดยได้รับเกียรติจากผู้ว่าราชการจังหวัดแม่ฮ่องสอน (นายสุรพล พนัสอำพล) เป็นประธานการประชุม และได้มีการนำเสนอแผนงานโครงการนำร่องดังกล่าวในที่ประชุม ตลอดจนได้มีการหารือและรับฟังความคิดเห็น คำแนะนำจากทางจังหวัดแม่ฮ่องสอน เพื่อร่วมกันพัฒนาโครงการดังกล่าวให้ประสบความสำเร็จ สอดคล้องกับนโยบายจังหวัดสีเขียว พร้อมทั้งใช้เป็นสถานที่เรียนรู้ วิจัยและพัฒนา ร่วมกันระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในทุกภาคส่วน อันจะก่อให้เกิดประโยชน์ทั้งต่อจังหวัดแม่ฮ่องสอนและประเทศไทยในท้ายที่สุด นอกจากนี้ คณะผู้บริหาร สนพ. กฟผ. กฟภ. และ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ยังได้ลงพื้นที่สำรวจร่วมกัน เพื่อพิจารณาความเหมาะสมศักยภาพในการพัฒนา ตลอดจนความเป็นไปได้ในเบื้องต้นของการพัฒนาโครงการนำร่องดังกล่าวในพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน จากการประชุมและการลงพื้นที่ในครั้งนั้น ทางจังหวัดแม่ฮ่องสอนได้ให้ความร่วมมือเป็นอย่างดีและยินดีให้การสนับสนุนการพัฒนาโครงการนำร่องระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด ในพื้นที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน นอกจากนี้ กฟผ. ยังได้รับข้อมูลเพิ่มเติมทั้งในมุมมองทางด้านเทคนิคและมุมมองอื่นๆ เช่น ด้านสังคม วัฒนธรรม การมีส่วนร่วมของชุมชน การถ่ายทอดองค์ความรู้ทางด้านเทคโนโลยี Smart Grid ให้กับประชาชนและนักท่องเที่ยวในจังหวัดแม่ฮ่องสอน ซึ่ง กฟผ. ได้นำมาปรับปรุงในรายละเอียดขององค์ประกอบย่อยต่างๆ ในโครงการนำร่องนี้ต่อไป

1. บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องด้วยสภาพภูมิประเทศของจังหวัดแม่ฮ่องสอนที่มีลักษณะเป็นป่าเขาและมีการสงวนพื้นที่ส่วนใหญ่ไว้เป็นพื้นที่ป่าอนุรักษ์ แม่ฮ่องสอนจึงเป็นจังหวัดเดียวในประเทศไทยที่ระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ยังเข้าไม่ถึง แหล่งพลังงานภายในจังหวัดแม่ฮ่องสอนมาจากโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายแรงดัน 22 กิโลโวลต์ ส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำ พลังแสงอาทิตย์ และพลังงานดีเซล นอกจากนี้ พลังงานไฟฟ้าบางส่วนถูกจ่ายมาจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่รับไฟฟ้ามาจากสถานีไฟฟ้าแรงสูงของ กฟผ. จังหวัดเชียงใหม่ ด้วยสายจำหน่าย 115 และ 22 กิโลโวลต์ ซึ่งมีระยะทางไกล ผ่านพื้นที่ป่าซึ่งมีต้นไม้หนาแน่น ประกอบกับสภาพภูมิอากาศมีพายุฝนฟ้าคะนอง มีดินโคลนถล่มในช่วงฤดูฝน และมีปัญหาไฟป่าในช่วงฤดูแล้ง จึงเป็นเหตุให้เกิดกระแสไฟฟ้าขัดข้องบ่อยครั้งเนื่องจากต้นไม้ล้มพาดสายไฟ อีกทั้งสภาพการจราจรยังเป็นทางลาดชัน จึงทำให้การเดินทางไปยังจุดเกิดเหตุล่าช้า ดังนั้นปัญหาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้าจึงเป็นปัญหาหลักที่ส่งผลในเชิงลบต่อการพัฒนาเศรษฐกิจในจังหวัดแม่ฮ่องสอน และควรได้รับการแก้ไขเป็นอันดับแรก

จากปัญหาดังกล่าว ทำให้หน่วยงานที่รับผิดชอบทางด้านพลังงานทุกภาคส่วน อาทิ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.), กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กฟผ., กฟภ. ร่วมกันพิจารณาหาแนวทางการพัฒนาโครงการเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในจังหวัดแม่ฮ่องสอน แต่เนื่องจากสภาพภูมิประเทศร้อยละ 88 ของจังหวัดแม่ฮ่องสอนถูกประกาศเป็นพื้นที่ป่าไม้ ซึ่งส่วนใหญ่ถูกประกาศเป็นพื้นที่ป่าไม้ลุ่มน้ำชั้น 1A ดังนั้น การก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าแรงสูง 115 กิโลโวลต์ ของ กฟผ. เพื่อส่งพลังงานไฟฟ้าจากจังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งต้องมีแนวสายพาดผ่านไปในพื้นที่ป่าจึงไม่สามารถดำเนินการได้ด้วยเหตุผลทางด้านสิ่งแวดล้อม ประกอบกับมีแนวความคิดที่ต้องการพัฒนาจังหวัดแม่ฮ่องสอนเป็นต้นแบบของจังหวัดสีเขียว (Green Province) สอดรับกับแนวทางพัฒนาการท่องเที่ยวของจังหวัด ดังนั้น โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าในจังหวัดแม่ฮ่องสอนจึงมีทิศทางไปในลักษณะการพึ่งพาแหล่งพลังงานสีเขียวในพื้นที่เป็นหลัก โดยยังคงมีโครงการก่อสร้างสายส่ง 115 กิโลโวลต์ ซึ่งดำเนินการโดย กฟภ. รับไฟฟ้าจาก สฟ.แม่แตง ของ กฟผ. ที่จังหวัดเชียงใหม่ ผ่านอำเภอปายเพื่อจ่ายไฟฟ้าไปให้อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน อย่างไรก็ตาม การก่อสร้างจะต้องดำเนินการโดยการปักเสาพาดสายไปตามแนวถนน เพื่อไม่ให้กระทบเขตพื้นที่ป่าไม้ ซึ่งระบบการจ่ายไฟฟ้าในลักษณะนี้จะมีความเชื่อถือได้ต่ำกว่าระบบส่งไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์ ของ กฟผ. ดังนั้น การพัฒนาระบบไฟฟ้าในจังหวัดแม่ฮ่องสอน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเขตอำเภอเมือง ซึ่งอยู่ห่างไกลจากระบบไฟฟ้าหลักของ กฟผ. จึงยังควรให้ความสำคัญกับการพึ่งพาแหล่งพลังงานในพื้นที่เป็นหลัก

จังหวัดแม่ฮ่องสอนมีพื้นที่การปกครองประกอบด้วย 7 อำเภอ ได้แก่ อำเภอปาย อำเภอปางมะผ้า อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน อำเภอขุนยวม อำเภอแม่ลาน้อย อำเภอแม่สะเรียง และ อำเภอสบเมย พื้นที่การจ่ายไฟในจังหวัดแม่ฮ่องสอนแบ่งออกเป็น 3 เขต แสดงดังรูปที่ 1 พื้นที่การจ่ายไฟที่ 1 ครอบคลุมอำเภอปาย

และอำเภอปางมะผ้า สำหรับพื้นที่การจ่ายไฟที่ 2 รับผิดชอบในเขตอำเภอเมืองและอำเภอขุนยวม ส่วนพื้นที่การจ่ายไฟที่ 3 คลอบคลุมอำเภอแม่ลาน้อย อำเภอแม่สะเรียง และอำเภอสบเมย

รูปที่ 1 พื้นที่การจ่ายไฟในจังหวัดแม่ฮ่องสอน

หากพิจารณาสภาพปัจจุบันของการจ่ายไฟฟ้าในจังหวัดแม่ฮ่องสอน มีประเด็นสำคัญที่ควรพิจารณาดังนี้

1) ปัจจุบัน โครงการสายจำหน่าย 115 กิโลโวลต์ แม่แตง – ปาย – แม่ฮ่องสอน ดำเนินการแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟได้ถึงจังหวัดแม่ฮ่องสอนแล้ว โดยมีระยะทางประมาณ 192 กิโลเมตร แม้ว่าโครงการดังกล่าวจะช่วยแก้ปัญหาเสถียรภาพทางด้านแรงดันไฟฟ้าและสามารถเพิ่มความสามารถในการส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้แก่จังหวัดแม่ฮ่องสอนมากขึ้นก็ตาม อย่างไรก็ตาม ปัญหาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในจังหวัดแม่ฮ่องสอนก็ยังคงเป็นปัญหาสำคัญที่ยังไม่สามารถแก้ไขให้หมดไปได้ เนื่องจากการก่อสร้างสายจำหน่าย 115 กิโลโวลต์ ใช้แนวสายเดิมของสาย 22 กิโลโวลต์ ซึ่งเดินไปตามแนวถนนที่มีลักษณะลาดชันและมีต้นไม้หนาแน่น

2) พื้นที่การจ่ายไฟที่ 1 ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าส่วนใหญ่อยู่ที่อำเภอปาย รับไฟฟ้าจากจังหวัดเชียงใหม่ด้วยสายจำหน่าย 115 กิโลโวลต์ ระยะทางประมาณ 82 กิโลเมตร มีกำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่จากเขื่อนแม่ปาย ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในพื้นที่การจ่ายไฟที่ 1 จัดว่าอยู่ในระดับที่สูงกว่าพื้นที่การจ่ายไฟที่ 2

3) สำหรับพื้นที่การจ่ายไฟที่ 3 ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าส่วนใหญ่อยู่ที่อำเภอแม่สะเรียง กฟภ. มีแผนงานพัฒนาโครงการไมโครกริดในพื้นที่ดังกล่าวแล้ว ซึ่งภายหลังโครงการแล้วเสร็จ ระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในอำเภอแม่สะเรียงจะเพิ่มขึ้น

จากประเด็นที่กล่าวมาข้างต้น กฟผ. จึงเห็นว่าการพัฒนาโครงการนำร่องระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด จังหวัดแม่ฮ่องสอน ควรเริ่มดำเนินการในพื้นที่การจ่ายไฟที่ 2 (อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน) ก่อน ซึ่งมีความเหมาะสมมากที่สุดในการพัฒนาเป็นโครงการนำร่องฯ ระดับประเทศ (National Smart Grid Pilot Project) ทั้งนี้ การนำเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดมาประยุกต์ใช้งานจะทำให้ระบบไฟฟ้าในเขตอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอนมีความมั่นคงสูงขึ้น นอกจากนี้ หากพิจารณาที่ตั้งทางภูมิศาสตร์แล้ว พื้นที่การจ่ายไฟที่ 2 สามารถเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับพื้นที่การจ่ายไฟที่ 1 และพื้นที่การจ่ายไฟที่ 3 ได้ทั้งสองพื้นที่ ซึ่งในอนาคตหากสามารถพัฒนาให้ระบบไฟฟ้าในพื้นที่จ่ายไฟที่ 2 ให้เป็นระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด ก็จะสามารถควบคุมและปฏิบัติการระบบ ให้ทำงานร่วมกับไมโครกริดที่อำเภอแม่สะเรียง รวมทั้งยังสามารถแลกเปลี่ยนพลังงานระหว่างพื้นที่การจ่ายไฟที่ 1 ด้วยสายจำหน่าย 115 กิโลโวลต์ ได้อีกด้วย

2. ยุทธศาสตร์การพัฒนาโครงการนำร่องระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด จังหวัดแม่ฮ่องสอน

ยุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเมืองแม่ฮ่องสอน แบ่งออกเป็น 4 ด้าน ดังนี้

1) การพัฒนาการผลิตและกักเก็บพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart Energy)

ยุทธศาสตร์นี้เป็นการพัฒนาระบบในด้านการจัดหาไฟฟ้า โดยพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่เป็นหลัก ซึ่งจากการสำรวจข้อมูลเบื้องต้นพบว่า ในพื้นที่จังหวัดแม่ฮ่องสอนมีศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนอยู่ในระดับที่สามารถพัฒนาเป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าสำหรับใช้ในพื้นที่ได้ นอกจากนี้ ยังเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยการติดตั้งระบบเก็บกักพลังงานประเภทแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System: BESS) ซึ่งจะทำหน้าที่เสมือนเป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรองให้แก่อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอนในยามฉุกเฉิน

2) การพัฒนาการจัดการพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart System)

ระบบควบคุมและปฏิบัติการทางไฟฟ้าเป็นตัวกลางที่ประสานงานและเชื่อมโยงระหว่างภาคการผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น เพื่อให้สามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนที่มีคุณลักษณะของการผลิตที่ไม่แน่นอน รวมทั้งเพื่อรองรับการมีส่วนร่วมจากภาคผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านทางมาตรการ Demand Response ระบบปฏิบัติการไฟฟ้าจึงควรมีความยืดหยุ่นและมีการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ ในเวลาที่ระบบไฟฟ้าในเขตอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอนแยกตัวออกจากระบบหลัก ระบบปฏิบัติการจะต้องสามารถควบคุมสมดุลระหว่างกำลังการผลิตกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้โดยอัตโนมัติ โดยไม่ให้มีผลกระทบกับความถี่ทางไฟฟ้า

3) การพัฒนาการตระหนักรู้และใช้พลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart City)

สำหรับในด้านการใช้ไฟฟ้า การมีส่วนร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นปัจจัยหลักที่สำคัญอย่างหนึ่งของความสำเร็จในการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด บทบาทของผู้ใช้ไฟฟ้ามีผลต่อการรักษาระดับความมั่นคงในระบบไฟฟ้าและประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ รวมทั้งการรักษาสิ่งแวดล้อม ดังนั้น การพัฒนาระบบเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดความตะหนักรู้ซึ่งจะทำให้เกิดการตอบสนองในพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า จึงเป็นสิ่งที่จำเป็นในการพัฒนาโครงการนำร่องระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด ในพื้นที่อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน

4) การพัฒนาศูนย์เรียนรู้เพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Smart Learning)

การพัฒนาองค์ความรู้ของประชาชนในเรื่อง Smart Grid นับเป็นปัจจัยที่สำคัญยิ่งต่อผลสำเร็จในโครงการ Smart Grid เนื่องจากความรู้ความเข้าใจของผู้ใช้ไฟฟ้าจะช่วยส่งเสริมให้การมีส่วนร่วมของภาคประชาชนเกิดประสิทธิภาพสูงสุด การพัฒนาศูนย์การเรียนรู้คู่ชุมชน จะทำให้ประชาชนในเขตพื้นที่จังหวัดแม่ฮ่องสอนตลอดจนนักท่องเที่ยวและผู้สนใจทั่วไปสามารถเรียนรู้เทคโนโลยี Smart Grid ได้โดยง่ายผ่านทางสื่อการเรียนรู้ที่ทันสมัย นอกจากนี้ ยังเป็นการสร้างเสริมศักยภาพของชุมชนในการพัฒนาโครงการ Smart Grid ของจังหวัดแม่ฮ่องสอนในอนาคตอีกด้วย ยุทธศาสตร์การพัฒนาศูนย์เรียนรู้เพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืน

3. แผนพัฒนาการผลิตและกักเก็บพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart Energy)

แผนพัฒนาการผลิตและกักเก็บพลังงานอย่างชาญฉลาด มุ่งเน้นที่การจัดหา รองรับ และพึ่งพาแหล่งพลังงานหมุนเวียน เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าตอบสนองต่อความต้องการของพื้นที่ได้อย่างเพียงพอและมีความเชื่อถือได้สูง สอดรับกับยุทธศาสตร์การเพิ่มสัดส่วนพลังงานสะอาด (Green Supply Portfolio) ภายใต้แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟผ.

ในโครงการนำร่องระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เมืองแม่ฮ่องสอนนี้ จะประกอบด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก การผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งแบบฟาร์มและแบบบนหลังคา ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โรงไฟฟ้าชีวะมวล และการแปลงขยะไปเป็นพลังงานไฟฟ้าเพื่อช่วยเสริมความมั่นคงด้านพลังงานให้กับพื้นที่ในช่วงฤดูแล้ง (ฤดูน้ำน้อย) นอกจากนี้ ยังมีโครงการย่อยเพิ่มเติมเพื่อช่วยเสริมการทำงานของระบบโดยรวม ได้แก่ ชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องยนต์ดีเซล ใช้สำหรับการเริ่มเดินเครื่องและจ่ายไฟให้กับระบบหลังจากเกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้าง (Black Start) หรือช่วยสำรองจ่ายไฟฟ้าชั่วขณะกรณีฉุกเฉิน และการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ทั้งจากพลังน้ำ พลังลม และพลังแสงอาทิตย์ที่อาจจะเพิ่มเติมการเชื่อมโยงเข้ามาในระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้อีก ต่อไปในอนาคต

แผนพัฒนาการผลิตและกักเก็บพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart Energy) ประกอบด้วยโครงการย่อยต่างๆ มีรายละเอียดดังนี้

1) การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟาร์มและแบบบนหลังคา (Component: Solar PV Farm & Solar PV Rooftop)

<u>เซลล์แสงอาทิตย์แบบฟาร์ม</u>

ขนาดพิกัด : 3 เมกาวัตต์
วัตถุประสงค์ : เพิ่มสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
สถานที่ติดตั้ง : โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผาบ่อง (กฟผ.) จำนวน 1 เมกาวัตต์ โดยปรับปรุงจากขนาดเดิม 500 กิโลวัตต์ และ ติดตั้งใหม่บริเวณพื้นที่จัดหาใหม่ จำนวน 2 เมกาวัตต์

<u>เซลล์แสงอาทิตย์แบบบนหลังคา</u>

ขนาดพิกัด : 200 กิโลวัตต์ (รวมทุกหลังคา)

จำนวน : 5 แห่ง 8 หลังคา (สำรองเพิ่มเติม 2 แห่ง 5 หลังคา)

วัตถุประสงค์ : เพิ่มสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

สถานที่ติดตั้ง :

- อาคารสำนักงานเทศบาลเมืองแม่ฮ่องสอน (กำลังผลิตประมาณ 20 กิโลวัตต์)
- อาคารจอดรถสำนักงานเทศบาลเมืองแม่ฮ่องสอน (กำลังผลิตประมาณ 20 กิโลวัตต์)
- ตลาดสดเทศบาลเมืองแม่ฮ่องสอน (กำลังผลิตประมาณ 30 กิโลวัตต์)
- โรงพยาบาลศรีสังวาลย์ (4 หลังคา กำลังผลิตรวมประมาณ 90 กิโลวัตต์)
- สถานีตำรวจภูธรเมืองแม่ฮ่องสอน (กำลังผลิตประมาณ 40 กิโลวัตต์)

2) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System, BESS)

ขนาดพิกัด : 4 เมกะวัตต์, 1 เมกะวัตต์-ชั่วโมง

วัตถุประสงค์ : รองรับความแปรปรวนของกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ รักษาระดับแรงดัน และเป็น Spinning Reserve เมื่อเกิดเหตุขัดข้องในระบบ

สถานที่ติดตั้ง : บริเวณเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโรงไฟฟ้าดีเซล ผาบ่อง (กฟผ.)

3) โรงไฟฟ้าชีวมวล (Biomass Power Plant)

ขนาดพิกัด : 1 เมกะวัตต์

วัตถุประสงค์ : เพิ่มสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะในช่วงฤดูน้ำแล้ง และเพิ่มมูลค่าของ เศษใบไม้ กิ่งไม้ และเศษวัสดุการเกษตรที่มีเป็นจำนวนมาก อีกทั้งจะช่วยลดผลกระทบปัญหาควันไฟในพื้นที่

สถานที่ติดตั้ง : บริเวณพื้นที่ในโครงการอันเนื่องมาจากพระราชดำริ ท่าโป่งแดง

4) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (Diesel Generating Units)

ขนาดพิกัด : 1 เมกะวัตต์ จำนวน 5 ชุด

วัตถุประสงค์ : เป็นแหล่งกำเนิดไฟฟ้าในภาวะฉุกเฉิน และช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าขณะทำงานเป็นไมโครกริดแบบแยกโดด

สถานที่ติดตั้ง : โรงไฟฟ้าดีเซลผาบ่อง (กฟผ.)

4. แผนพัฒนาการจัดการพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart System)

แผนพัฒนาการจัดการพลังงานอย่างชาญฉลาด มุ่งเน้นที่การ มีระบบพยากรณ์และจัดการพลังงานภายในพื้นที่ ที่ทันสมัย พร้อมด้วยระบบสื่อสารเพื่อรองรับการทำงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าแบบสมาร์ทกริด สอดรับกับยุทธศาสตร์การปฏิบัติการอย่างชาญฉลาด ผ่านระบบสื่อสารและสารสนเทศที่บูรณาการกัน (Smart Operation and Integrated ICT) ภายใต้แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟผ.

ในโครงการนำร่องระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เมืองแม่ฮ่องสอนนี้ จะประกอบด้วย ระบบการจัดการพลังงานขนาดเล็ก (Micro-EMS) สามารถบริหารจัดการการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าชีวมวล โรงไฟฟ้าดีเซล ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานภายในพื้นที่ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ คุ้มค่าและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม พร้อมด้วยโมดูลการพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า การเชื่อมต่อประสานการทำงานร่วมกับสถานีไฟฟ้าย่อย และระบบจัดการจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. (PEA-DMS) ภายใต้โครงสร้างพื้นฐานด้านระบบสื่อสารและสารสนเทศที่เหมาะสม (ICT Infrastructure)

แผนพัฒนาการจัดการพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart System) ประกอบด้วยโครงการย่อยต่างๆ มีรายละเอียดดังนี้

1) ระบบการจัดการพลังงานขนาดเล็ก (Micro-EMS)

วัตถุประสงค์ : เพื่อบริหารจัดการสมดุลพลังงานระหว่างการผลิตกับความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในพื้นที่ และเฝ้าสังเกตและแจ้งสถานการณ์การทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ภายในระบบแก่ผู้ดูแล พร้อมทั้งรักษาเสถียรภาพระบบไมโครกริดในสภาวะแยกโดด (Islanding Mode)

สถานที่ติดตั้ง : บริเวณเดียวกับโรงไฟฟ้าดีเซลแม่ฮ่องสอน (กฟผ.)

2) การบูรณาการระบบสื่อสารและสารสนเทศ (Communication and IT System Integration)

วัตถุประสงค์ : เป็นโครงสร้างพื้นฐานเพื่อให้องค์ประกอบต่างๆ ในระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดนำร่องสามารถทำงานร่วมกันได้

สถานที่ติดตั้ง :

- ใช้ระบบ IT ระบบ Data Communication และระบบโทรศัพท์ของผู้ให้บริการบริษัท TOT ในพื้นที่เมืองแม่ฮ่องสอน
- กฟผ. ติดตั้งระบบโครงข่ายสาย Optic Fiber บริเวณโรงไฟฟ้าดีเซลผาบ่อง (พื้นที่ดูแลรับผิดชอบโดย กฟผ.) ซึ่งจะเป็นที่ตั้งของระบบ Micro-EMS, BESS, และอาคารศูนย์เรียนรู้ฯ ด้วย

3) ระบบทดสอบการทำงานของ Micro-EMS จากระยะไกล (Test bed at CU)

วัตถุประสงค์ : เพื่อเป็นสถานที่วิจัย พัฒนา และสาธิต การทำงานของระบบ Micro-EMS จากระยะไกล และใช้สำหรับเฝ้าสังเกตจากระยะไกล การทำงานโดยองค์รวมของการพัฒนา Smart Energy, Smart System (รวมถึง Demand Response ต่อไปได้ในอนาคต) เมืองแม่ฮ่องสอน ติดตั้งระบบฐานข้อมูลเพื่อจัดเก็บข้อมูลที่เป็นประโยชน์สำหรับการวิจัยและพัฒนาต่อยอดด้านสมาร์ทกริด

สถานที่ติดตั้ง : คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

5. แผนพัฒนาการตระหนักรู้และใช้พลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart City)

แผนการดำเนินงานและขอบเขตงานในกลุ่ม Smart City มุ่งเน้นที่กลไกการสร้างความตระหนักรู้ให้แก่ผู้ใช้ไฟ เพื่อให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และผู้ใช้ไฟมีส่วนร่วมเชิงรุกในการจัดการพลังงาน สามารถตอบสนองต่อขีดจำกัดด้านการผลิตได้อย่างเหมาะสมในบางช่วงเวลา สอดรับกับยุทธศาสตร์การสร้างกลไกทำให้เกิดการตอบสนองจากฝั่งอุปสงค์ เพื่อช่วยในการจัดการพลังงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Enabling Demand Response) ภายใต้แผนที่นำทางระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟผ.

ในโครงการนำร่องระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เมืองแม่ฮ่องสอนนี้ จะประกอบด้วย ระบบจัดการพลังงานในอาคารแบบผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วม (Building Energy Management System, BEMS) ป้ายอัจฉริยะ (Smart Billboard) ติดตั้งในจุดสำคัญต่างๆ ของเมือง รถยนต์-รถบัสไฟฟ้า พร้อมทั้งสถานีอัดประจุ (E-Transportation) และไฟถนนชาญฉลาด (Smart Streetlight) ที่มีระบบไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายในกรณีฉุกเฉิน นอกจากนี้ ยังมีองค์ประกอบเสริม ได้แก่ รถจักรยาน-รถจักรยานยนต์ไฟฟ้า เพื่อเสริมสร้างภาพลักษณ์ความเป็นเมืองสีเขียว สังคมคาร์บอนต่ำ โดยทั้งหมดนี้ จะใช้พิพิธภัณฑ์มีชีวิต(สีเขียว) เป็นศูนย์กลางการเรียนรู้ในเมืองแม่ฮ่องสอน เพื่อสร้างการตระหนักรู้ให้กับผู้อยู่อาศัยในเมือง รวมถึงนักท่องเที่ยว

แผนพัฒนาการตระหนักรู้และใช้พลังงานอย่างชาญฉลาด ประกอบด้วยโครงการย่อยต่างๆ มีรายละเอียดดังนี้

1) ป้ายอัจฉริยะ (Smart Billboard)

จำนวน : 4 ป้าย

วัตถุประสงค์ : แสดงข้อมูลเพื่อการตระหนักรู้ด้านพลังงาน สิ่งแวดล้อม (เช่น ปัญหาควันไฟ มลพิษทางอากาศ) และสภาพภูมิอากาศ พร้อมแจ้งเตือนการมีส่วนร่วมในการจัดการพลังงานให้กับเมือง (Demand Response) และเตือนภัยพิบัติ (น้ำหลาก โคลนถล่ม ไฟป่า)

สถานที่ติดตั้ง :

- ศาลากลางเมืองแม่ฮ่องสอน
- ไปรษณีย์เมืองแม่ฮ่องสอน
- ตลาดสายหยุด เทศบาลเมืองแม่ฮ่องสอน
- โรงพยาบาลศรีสังวาลย์ จังหวัดแม่ฮ่องสอน

2) ระบบการจัดการพลังงานในอาคารแบบผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วม (BEMS)

จำนวน : 5 ระบบ

วัตถุประสงค์ : เพื่อให้ผู้ใช้ไฟตระหนักรู้ และปรับพฤติกรรมการใช้พลังงานในแต่ละช่วงเวลาได้อย่างมีประสิทธิภาพและเหมาะสม

สถานที่ติดตั้ง :

- อาคารสำนักงานเทศบาลเมืองแม่ฮ่องสอน
- อาคารโรงเรียนเทศบาลเมืองแม่ฮ่องสอน
- พิพิธภัณฑ์มีชีวิต (Green Living Museum)
- อาคารตลาดสายหยุด เทศบาลเมืองแม่ฮ่องสอน
- อาคารของโรงพยาบาลศรีสังวาลย์ จังหวัดแม่ฮ่องสอน

3) ยานพาหนะไฟฟ้า สถานีอัดประจุ และไฟถนนชาญฉลาด (E-Transportation and Smart Streetlight)

จำนวน :

- รถบัสไฟฟ้า จำนวน 2 คัน
- รถจักรยานยนต์ไฟฟ้า จำนวน 10 คัน
- รถจักรยานไฟฟ้า จำนวน 20 คัน
- สถานีอัดประจุแบบเร็ว จำนวน 2 แท่น

วัตถุประสงค์ : เพื่อสนับสนุนให้เกิดการใช้ยานพาหนะไฟฟ้า ตามนโยบายเมืองสีเขียว และปรับปรุงหลอดไฟถนนให้ประหยัดพลังงาน และสามารถส่องสว่างได้กรณีที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่เกิดเหตุขัดข้อง

สถานที่ติดตั้ง :

- รถบัสไฟฟ้า 1 คัน สำหรับวิ่งให้บริการในเมือง จอดที่สถานีขนส่งผู้โดยสารแม่ฮ่องสอน พร้อมสถานีอัดประจุแบบเร็ว
- รถบัสไฟฟ้า 1 คัน สำหรับวิ่งให้บริการระหว่างศูนย์เรียนรู้ฯ ผาบ่อง และในเมือง จอดที่ศูนย์เรียนรู้ฯ ผาบ่อง พร้อมสถานีอัดประจุแบบเร็ว
- รถจักรยานยนต์ไฟฟ้า สำหรับใช้งานตามภารกิจของเทศบาลเมืองแม่ฮ่องสอน
- รถจักรยานไฟฟ้า สำหรับให้บริการนักท่องเที่ยว ผ่านการดำเนินการของพิพิธภัณฑ์มีชีวิต(สีเขียว)
- ไฟถนนชาญฉลาดติดตั้งบริเวณถนนขุนลุมประพาส บริเวณในเมืองแม่ฮ่องสอน ระยะทางยาวประมาณ 2 กิโลเมตร (ประมาณ 60 โคม LED พร้อมระบบไฟฟ้าสำรอง UPS) บริเวณสวนสาธารณะจองคำ (วัดจองกลาง/วัดจองคำ) และบริเวณพระธาตุดอยกองมู

6. แผนพัฒนาศูนย์เรียนรู้เพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Smart Learning)

แผนงานนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อเผยแพร่ข้อมูล ความรู้ นวัตกรรมทางด้านระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด ตลอดจนเพื่อสร้างความตระหนักรู้และจิตสำนักรู้รักษ์พลังงาน และเป็นแหล่งเรียนรู้ของประเทศและภูมิภาคอาเซียนอาเซียน สอดรับกับยุทธศาสตร์การพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากร เพื่อให้สามารถพึ่งพา

เทคโนโลยีบางส่วนด้วยตนเอง ซึ่งถือเป็นปัจจัยหลักแห่งความสำเร็จของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดให้กับประเทศไทย ได้อย่างยั่งยืนต่อไป

ขอบเขตงานประกอบด้วยการก่อสร้าง Smart Learning Center บนพื้นที่โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผาบ่องของ กฟผ. โดยใช้เนื้อที่ประมาณ 400 ตารางเมตร พื้นที่จัดแสดงในศูนย์เรียนรู้แบ่งออกเป็น 4 โซน ได้แก่

1) ความยั่งยืนด้านพลังงาน (Sustainable Energy)
2) ความยั่งยืนด้านสิ่งแวดล้อม (Sustainable Environment
3) ความยั่งยืนด้านเศรษฐกิจ (Sustainable Economy)
4) ความยั่งยืนด้านการดำรงชีวิต (Sustainable Living)

นอกจากนี้ ยังมีพื้นที่สำหรับใช้เป็นห้องประชุม ฝึกอบรม และเอนกประสงค์ โดยมีความจุประมาณ 100 คน

7. การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

7.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด จังหวัดแม่ฮ่องสอน มีกรอบระยะเวลาดำเนินการ 3 ปี ค่าใช้จ่ายในการลงทุนรวมทั้งสิ้น 780 ล้านบาท

7.2 ผลประโยชน์ของโครงการ

ผลประโยชน์ที่สามารถประเมินเป็นตัวเงินจากโครงการนี้ สรุปได้ดังนี้

1) ชะลอการลงทุนในการเพิ่ม Capacity ให้กับระบบไฟฟ้า ทั้งการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการพัฒนาระบบส่งและระบบจำหน่าย จากการสร้างความตระหนักรู้ให้กับประชาชนในการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างคุ้มค่า การใช้งานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าชีวมวล และระบบกักเก็บพลังงาน
2) เพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบส่งจ่ายไฟฟ้าในพื้นที่อำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน
3) ลดค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง เนื่องจากมีระบบการจัดการการผลิตไฟฟ้าโดยอัตโนมัติเพื่อให้เลือกผลิตไฟฟ้าจากแหล่งที่มีต้นทุนต่ำเป็นลำดับแรก
4) ลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน ด้วยการผลิตไฟฟ้าภายในพื้นที่แทนการรับจากระบบส่งจ่ายไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง จังหวัดเชียงใหม่ เช่น การใช้พลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การผลิตไฟฟ้าจากเศษวัสดุทางการเกษตรและขยะ
5) จังหวัดแม่ฮ่องสอนมีรายได้เพิ่มขึ้นจากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ เช่น การท่องเที่ยวเชิงอนุรักษ์ การท่องเที่ยวและเรียนรู้เชิงการพัฒนาอย่างยั่งยืน ทั้งในด้านพลังงาน สิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และวิถีชีวิต ในพื้นที่

7.3 การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน หรือการวิเคราะห์ความเหมาะสมในการลงทุนทางการเงินของโครงการ พิจารณาจากการเปรียบเทียบมูลค่าปีปัจจุบัน (Present Value) ระหว่างค่าใช้จ่าย (Cost Stream) ได้แก่ เงินลงทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติงาน กับ ผลตอบแทนที่ได้รับได้รับจากโครงการ (Benefit Stream) เพื่อหาผลตอบแทนจากการลงทุนในการดำเนินโครงการ โดยวิเคราะห์ที่ระยะเวลาโครงการ 20 ปี

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงิน ใช้ตัวชี้วัดผลตอบแทนทางการเงิน 3 ตัว และใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ 7.32% ซึ่งเป็นค่าต้นทุนเฉลี่ยการลงทุน (WACC) ที่ กฟผ.ใช้วิเคราะห์โครงการ สรุปผลได้ดังนี้

1) มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินสุทธิ (NPV) 242.3 ล้านบาท
2) ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) 15 ปี
3) อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (EIRR) 11.19%

โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA Smart Grid)

ในขณะที่ความต้องการด้านพลังงานของมนุษย์ยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง นอกจากการสรรหาแหล่งพลังงานทางเลือกใหม่ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานน้ำ เป็นต้น การใช้พลังงานที่มีอยู่อย่างจำกัดให้มีประสิทธิภาพมากที่สุด ถือเป็นสิ่งสำคัญ พลังงานไฟฟ้าถือเป็นสาธารณูปโภคที่มีความต้องการใช้เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นอย่างมากในทุกๆ ปี ระบบไฟฟ้ารูปแบบเดิมๆ ในปัจจุบันอาจจะไม่เพียงพอต่อความต้องการในอนาคต

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

ดังนั้นหนึ่งในนโยบายที่สำคัญของ กฟภ. จึงต้องการก้าวไปสู่โครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และรองรับการให้บริการระบบจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพและความมั่นคงสูง

ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) เป็นโครงข่ายไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารมาบริหารจัดการ ควบคุมการผลิต ส่ง และจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า ซึ่งความอัจฉริยะของโครงข่ายไฟฟ้านี้ เกิดจากการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ระบบสารสนเทศ ระบบสื่อสาร เข้าไว้ด้วยกันเป็นโครงข่าย ซึ่งโครงข่ายดังกล่าวจะสนับสนุนการทำงานซึ่งกันและกันอย่างเป็นระบบ โดยอาศัยความก้าวหน้าทางเทคโนโลยี

เพื่อเตรียมการรับมือกับการเปลี่ยนแปลงด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม รวมถึงการพัฒนาของเทคโนโลยีที่เปลี่ยนไป ซึ่งจะมีผลกระทบต่อการดำเนินงานของ กฟภ. ในอนาคตข้างหน้า นอกจากนั้นผู้ใช้ไฟฟ้ายังต้องการระบบเข้าถึงบริการด้านไฟฟ้าที่มีคุณภาพและประสิทธิภาพ ต้องการข้อมูลด้านพลังงานเพื่อบริหารจัดการที่เหมาะสม รวมทั้งต้องการมีส่วนร่วมในการผลิต ส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า ในขณะที่สังคมแห่งอนาคตต้องการระบบไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมเพิ่มมากขึ้น มูลเหตุเหล่านี้ถือว่าเป็นแรงขับเคลื่อนในการเปลี่ยนแปลงของ กฟภ. ที่จำเป็นต้องศึกษาและเร่งดำเนินงานพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดให้สอดรับกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลง กฟภ. จึงได้กำหนดแนวทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด 3 ระยะดังนี้

1) ระยะที่ 1 (ปี พ.ศ. 2556 – 2559) : ปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน

เพื่อศึกษาและทดสอบการใช้งานระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดด้านต่างๆ รวมถึงระบบ Microgrid สำหรับเป็นแนวทางในการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ทกริดในพื้นที่อื่นๆ โดยระยะนี้ กฟภ. 3 โครงการ ได้แก่ โครงการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน และโครงการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่เกาะกูด เกาะหมาก จ.ตราด อีกทั้ง กฟภ. ยังมีงานวิจัยเกี่ยวกับระบบ

Smart Grid อีกด้วย ได้แก่ งานวิจัยพัฒนา Smart Meter ต้นแบบสำหรับระบบ AMI, โครงการสาธิตรถโดยสารไร้มลพิษสำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, โครงการวิจัยสถานีบริการอัดประจุแบตเตอรี่ต้นแบบสำหรับรถยนต์ไฟฟ้า รองรับมาตรฐาน CHAdeMO

2) ระยะที่ 2 (ปี พ.ศ. 2560 – 2564) : ดำเนินการขยายงานให้ผู้ใช้ไฟทุกประเภทในพื้นที่ต่างๆ ของ กฟภ. เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด

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

สำหรับความพร้อมในการดำเนินโครงการนำร่องของ กฟภ. นั้น กฟภ. ได้ดำเนินการรวบรวมข้อมูล โดยได้จัดทำเป็นรายงานศึกษาความเหมาะสมได้แก่ โครงการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี, โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน, โครงการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่เกาะกูด เกาะหมาก จ.ตราด โดยได้ประเมินถึงศักยภาพในแต่ละพื้นที่ การประเมินผลที่ได้รับจากการติดตั้งระบบ ซึ่งคาดว่าจะช่วยเพิ่มคุณภาพ ความเชื่อถือได้ และความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าในพื้นที่ได้ ดังนั้น กฟภ. จึงได้เลือกให้พื้นที่ดังกล่าว ในการดำเนินโครงการนำร่องต่อไป

สำหรับรายละเอียดรายงานทั้ง 3 โครงการ เป็นดังนี้

1. โครงการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี

โครงการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี (โครงการ คอพ.) เป็นโครงการพัฒนา Smart Grid โครงการแรกของ กฟภ. เพื่อเป็นต้นแบบโครงการนำร่องทางด้าน Smart Grid โดย กฟภ. คัดเลือกพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี เนื่องจาก กฟภ. มีความเห็นว่าเมืองพัทยามีความเหมาะสมและความพร้อมในหลายๆ ซึ่งสามารถสรุปได้ ดังนี้

- เมืองพัทยาเป็นเมืองสำคัญทางเศรษฐกิจจึงมีความต้องการไฟฟ้าสูง ทำให้สามารถเห็นประโยชน์ของระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดได้ชัดเจน
- เมืองพัทยามีการกระจายของผู้ใช้ไฟฟ้าหลายกลุ่ม เช่น ทั้งบ้านพักอาศัย, อาคารสำนักงาน, โรงแรม, ภาคธุรกิจ และโรงงานอุตสาหกรรม
- ลักษณะชุมชนมีทั้งพื้นที่หนาแน่น พื้นที่เบาบาง พื้นที่ชนบท รวมถึงพื้นที่เกาะ คือ เกาะล้าน จึงเหมาะสมกับการทดสอบการผสมผสานกันของเทคโนโลยีการสื่อสารหลายๆรูปแบบสำหรับระบบสมาร์ทมิเตอร์
- มีความร่วมมือจากพื้นที่ ซึ่งเมืองพัทยามีนโยบายที่จะพัฒนาเป็น Smart City จึงเป็นเมืองที่รองรับโครงการนำร่องหลายๆ โครงการ จึงเหมาะสมในการสาธิตเทคโนโลยีใหม่ๆ
- เมืองพัทยามีโครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายสื่อสารค่อนข้างพร้อมอยู่แล้ว

- เป็นเมืองที่มีความเจริญทางเศรษฐกิจ ธุรกิจและการท่องเที่ยว จึงเหมาะสมสำหรับการประชาสัมพันธ์

โดยจะติดตั้ง Smart Meter ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วพื้นที่เมืองพัทยา ประมาณ 116,308 ราย (ยกเว้น ผู้ใช้ที่ติดตั้ง มิเตอร์ Automatic meter reading: AMR ตามโครงการพัฒนาการอ่านหน่วยไฟฟ้าอัตโนมัติ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่) และติดตั้งระบบ Smart Grid อื่น ๆ ในพื้นที่สถานีไฟฟ้าที่จ่ายไฟให้กับพื้นที่เมืองพัทยา จำนวน 3 สถานีไฟฟ้า คือ สถานีไฟฟ้าพัทยาเหนือ สถานีไฟฟ้าพัทยาใต้ และสถานีไฟฟ้าจอมเทียน เพื่อให้สามารถทดสอบได้ครบถ้วนทุกประเด็นตามวัตถุประสงค์ของโครงการ

1.1 รายละเอียดโครงการ

1.1.1 ระยะเวลาดำเนินการ : 3 ปี (2558 - 2560)

1.1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อศึกษาเทคโนโลยีและทดสอบการออกแบบ และการใช้งานระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในด้านต่างๆ สำหรับรองรับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในพื้นที่อื่นๆต่อไป

2) เพื่อศึกษาประโยชน์ที่จะได้รับในแต่ละระบบของโครงข่ายสมาร์ทกริด

3) พัฒนาระบบไฟฟ้า เพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงให้กับระบบจำหน่าย และเพิ่มประสิทธิภาพในการเชื่อมต่อกับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก รวมทั้งลดปัญหาและค่าใช้จ่ายในด้านการปฏิบัติการต่างๆ

4) เพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผนพัฒนาระบบจำหน่าย

1.1.3 ปริมาณงาน

ตามมติของ สศช. เมื่อวันที่ 3 มี.ค. 2557 ได้เห็นชอบโครงการ คอพ. แล้ว แต่ให้ชะลอในส่วนของ EV Charging Station และรถยนต์ไฟฟ้า วงเงินลงทุน 46 ล้านบาท

และตามมติ สกพ. เมื่อวันที่ ได้เห็นชอบโครงการ คอพ. แต่ให้ชะลอในส่วนของการลงทุน Energy Storage, Solar Rooftop, EV Charging Station และรถยนต์ไฟฟ้า วงเงินลงทุน 416 ล้านบาท

ทำให้วงเงินลงทุนโครงการฯ จาก 1,485 ล้านบาท เป็น 1,069 ล้านบาท ดังนั้น กฟภ. จึงปรับปริมาณเพื่อให้สอดคล้องกับความเห็นของ 2 หน่วยงาน ดังนี้

1) ติดตั้งระบบสมาร์ทมิเตอร์ (Smart meter)	116,308	เครื่อง
2) ติดตั้งระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	1	ระบบ
3) ติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation)	3	สถานี
4) ติดตั้งระบบเชื่อมโยงเทคโนยีสารสนเทศ (IT Integration System)	1	ระบบ

1.1.4 เงินลงทุน

โครงการ คอพ. มีระยะเวลาดำเนินการ 3 ปี วงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 1,069 ล้านบาท แบ่งเป็นรายละเอียดการลงทุนในแต่ละระบบ ดังนี้

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

1.1.5 แหล่งเงินทุน

เงินกู้ในประเทศ	800	ล้านบาท
เงินรายได้ กฟภ.	269	ล้านบาท
รวม	1,069	ล้านบาท

1.1.6 ผลตอบแทนของโครงการ

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ และ การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการสรุปได้ดังนี้

ผลตอบแทน	NPV (ล้านบาท)	อัตราผลตอบแทน
ทางเศรษฐศาสตร์ Discount Rate 10%	82	11.17%
ทางการเงิน Discount Rate 7%	-354	3.81%

1.1.7 ผลประโยชน์จากโครงการ

โครงการ คอพ. จัดทำขึ้นเพื่อทดสอบการใช้งานระบบต่างๆของโครงข่ายสมาร์ทกริด เพื่อให้ กฟภ. ได้ศึกษาประโยชน์จากการใช้งานระบบเหล่านี้ และศึกษาข้อด้อย และข้อจำกัดต่างๆ เพื่อนำไปหาทางแก้ไขสำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในพื้นที่อื่นๆต่อไปในอนาคต จากการดำเนินโครงการทั้งหมด สามารถสรุปผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นได้ดังนี้

1) สามารถศึกษาการออกแบบ การใช้งานระบบต่างๆของโครงข่ายสมาร์ทกริด และข้อดี ข้อจำกัด เพื่อนำผลการประเมินจากแผนนำร่องไปวางแผนขยายผลสู่พื้นที่เป้าหมายอื่น ๆ ต่อไป

2) ช่วยลดค่าใช้จ่ายในการจ้างเหมาจดหน่วยมิเตอร์ และค่าใช้จ่ายในการออกไปดำเนินการตัด-ต่อมิเตอร์

3) ลดการสูญเสียรายได้เนื่องจากการละเมิดใช้ไฟฟ้า และอุปกรณ์ชำรุด (Non-technical Loss) และช่วยลดต้นทุนเนื่องจากกำลังสูญเสียในขดลวดของมิเตอร์จานหมุน และความคลาดเคลื่อน ในการอ่านหน่วยของมิเตอร์ (Technical Loss)

4) ช่วยลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) ของระบบ ทำให้สามารถชะลอการลงทุนในการเพิ่มกำลังการผลิตให้กับระบบไฟฟ้า

5) เพิ่มสภาพคล่องด้านกระแสเงินสด (Cash Flow) ให้ กฟภ. จากการเก็บค่าไฟฟ้าได้เร็วขึ้น และการให้บริการมิเตอร์แบบเติมเงิน (Prepayment Meter)

6) เพิ่มโอกาสในการขายไฟฟ้า และลดความเสียหายจากไฟฟ้าดับที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจาก กฟภ. สามารถลดเวลาในการแก้ไขปัญหา และสามารถทราบเหตุการณ์ไฟฟ้าดับได้ทันที

7) ลดค่าใช้จ่ายในการออกไปแก้ไขปัญหาในระบบจำหน่าย และการบำรุงรักษา

8) เพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผน และการเชื่อมต่อกับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก

9) ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกิดความเชื่อมั่นในการอ่านหน่วยเพื่อเรียกเก็บค่าไฟฟ้ารายเดือน เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตรวจสอบข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนเองได้ตลอดเวลา

2. โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน

ปัจจุบันระบบไฟฟ้าในพื้นที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน ได้รับการจ่ายไฟจากสถานีไฟฟ้าฮอด วงจรที่ 9 ซึ่งมีระยะทางประมาณ 110 กิโลเมตร เดินระบบจำหน่ายแรงสูงระบบ 22 เควี ผ่านพื้นที่ป่าเขา และมีการจ่ายไฟจากแหล่งผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ได้แก่ โรงจักรดีเซลของ กฟภ. โรงจักรพลังน้ำของกระทรวงพลังงาน โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก และ โรงจักรดีเซลสำรองฉุกเฉินของผู้ใช้ไฟรายใหญ่ เช่น โรงพยาบาลแม่สะเรียงซึ่งมีขนาดกำลังผลิต ไม่แน่นอนและเพียงพอ ทำให้เกิดปัญหาคุณภาพไฟฟ้าและเกิดเหตุขัดข้องบ่อยครั้ง นอกจากนี้ กฟภ. ต้องสูญเสียค่าใช้จ่ายจำนวนมากในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟให้โหลดในพื้นที่เมื่อเกิดไฟฟ้าดับหรือช่วงโหลดสูง

สำหรับศักยภาพแหล่งผลิตไฟฟ้า และปริมาณการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันของ อ.แม่สะเรียง ดังตาราง

แหล่งผลิต	ชนิด	ขนาด (MW)	หน่วยงาน
ระบบไฟฟ้าจาก Grid	ระบบจำหน่าย 22 kV	10 MW (Max)	กฟภ.
โรงจักรแม่สะเรียง (จ่ายเฉพาะ Peak และIslanding)	Diesel Generator	4 MW (Max 2.8 MW)	กฟภ.
โรงไฟฟ้าพลังน้ำแม่สะเรียง	พลังน้ำ	1.25 MW (จ่ายได้ 0.4 MW)	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
VSPP	PV	2 MW (จ่ายได้ 1.6 MW)	เอกชน
โรงพยาบาลแม่สะเรียง	Diesel Generator	0.5 MW	กระทรวงสาธารณสุข

ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของสถานีไฟฟ้าฮอด วงจรที่ 9 (ปี 2556) มีค่าประมาณ 9.3 MW

2.1 รายละเอียดโครงการ

2.1.1 ระยะเวลาดำเนินการ : 3 ปี (2557 - 2559)

2.1.2 วัตถุประสงค์

ศึกษาและพัฒนาระบบควบคุมโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid Controller) เพื่อการวางแผนและปฏิบัติการระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กประเภทต่างๆ ให้สามารถใช้ศักยภาพของระบบได้สูงสุด เป็นการเพิ่มความมั่นคง ความเชื่อถือได้และคุณภาพของระบบไฟฟ้าโดยรวม ลดระยะเวลาและค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการและบำรุงรักษา ลดหน่วยสูญเสียในระบบผลิตและจำหน่ายที่มีระยะทางไกล รวมถึงเป็นการสนับสนุนนโยบายของรัฐบาลในการพัฒนาระบบไฟฟ้าในพื้นที่ให้เป็นโครงข่ายสมาร์ทกริด (Smart Grid) และการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน

2.1.3 พื้นที่ดำเนินการ : อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน

2.1.4 ปริมาณงาน

1) ติดตั้ง Micro-Grid Controller
2) ติดตั้ง Battery Storage 3MW/1.5MWh
3) ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้า (Skidding)
4) Diesel Generator 3 MW
5) ระบบสื่อสาร
6) อุปกรณ์ Switching

2.1.5 เงินลงทุน

โครงการฯ มีระยะเวลาดำเนินการ 3 ปี วงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 320 ล้านบาท

2.1.6 แหล่งเงินทุน

เงินกู้ในประเทศ	240	ล้านบาท
เงินรายได้ กฟภ.	80	ล้านบาท
รวม	320	ล้านบาท

2.1.7 ผลตอบแทนของโครงการ

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ และ การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการสรุปได้ดังนี้

ผลตอบแทน	NPV (ล้านบาท)	อัตราผลตอบแทน
ทางเศรษฐศาสตร์	45.43	10.28%
ทางการเงิน	-57.2	1.52%

2.1.8 ผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) พัฒนาและปรับปรุงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ด้วยรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่สามารถรองรับเทคโนโลยีและพัฒนาให้เป็นโครงข่ายสมาร์ทกริด(Smart Grid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน
2) ระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่มีประสิทธิภาพ มั่นคงและเชื่อถือได้ ลดปัญหาไฟฟ้าขัดข้อง และเพิ่มความพึงพอใจในคุณภาพและบริการให้กับลูกค้า
3) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
4) ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ดีเซล ลดปัญหาการปฏิบัติการและบำรุงรักษา
5) ลดหน่วยสูญเสียในระบบสายส่งและจำหน่ายไฟฟ้า

3. โครงการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่เกาะกูด เกาะหมาก จ.ตราด

โครงการนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาและพัฒนารูปแบบการผลิตและจาหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่อย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีแหล่งจ่ายพลังงานทดแทนเพิ่มเป็นแหล่งพลังงานในพื้นที่ การศึกษาจะเน้นแนวทางการเพิ่มความเชื่อถือได้ (Reliability) และคุณภาพ (Quality) ของระบบไฟฟ้าในพื้นที่และศึกษาการลดหน่วยสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจาหน่ายที่มีระยะไกล การศึกษาการใช้ระบบไมโครกริดที่เหมาะสมนับเป็นวัตถุประสงค์หลักอย่างหนึ่งของโครงการนี้

ระบบไมโครกริด เป็นแนวคิดใหม่ ซึ่งจะหมายถึงระบบไฟฟ้ากำลังขนาดเล็ก ที่ประกอบด้วยกลุ่มของโหลดชนิดต่างๆ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กแบบกระจายตัว อุปกรณ์สะสมพลังงาน ทั้งหมดทำงานร่วมกันโดยมีระบบการจัดการพลังงาน ระบบควบคุม อุปกรณ์ป้องกันและซอฟแวร์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง อุปกรณ์สำคัญที่เกี่ยวข้องในไมโครกริด ได้แก่ อุปกรณ์ควบคุมที่เป็น FACTS (Flexible AC Transmission System) เช่น ตัวควบคุมการไหลกำลังไฟฟ้า (Power flow controller) ตัวควบคุมแรงดัน (Voltage regulator) และอุปกรณ์รีเลย์ป้องกันและเซอร์กิตเบรกเกอร์ เป็นต้น ในการทางานของระบบไมโครกริด จะมองตัวเองว่าประกอบด้วย กลุ่มโหลดต่างๆ รวมเป็นโหลดสุทธิและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กต่างๆ รวมเป็นแหล่งกำเนิดกาลังไฟฟ้าสุทธิ ซึ่งเมื่อรวมโหลดสุทธิและแหล่งกำเนิดไฟฟ้าสุทธิเข้าด้วยกัน ระบบไมโครกริดก็จะแสดงพฤติกรรมเฉพาะตัวของระบบออกมา

<u>การสำรวจแหล่งพลังงานหมุนเวียนบนเกาะกูด</u>

- ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

ด้วยข้อจำกัดเรื่องพื้นที่ในการติดตั้งซึ่งตั้งอยู่บริเวณโรงจักรผลิตไฟฟ้าของ กฟภ. ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่สามารถรองรับได้จะมีขนาด 200 kW

- ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานน้ำ

บนพื้นที่เกาะกูดมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังน้ำ จากการประมาณการการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ข้อมูลปริมาณน้ำและอัตราการไหลของน้ำ จึงมีความเป็นไปได้ที่จะสามารถสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำได้ 2 แห่ง โดยแห่งแรกมีขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมประมาณ 200 kW ตำแหน่งที่ตั้งบริเวณน้ำตกคลองเจ้า และแห่งที่ 2 ประมาณ 400 kW ตำแหน่งที่ตั้งบริเวณน้ำตก Secret Water Fall

- ระบบสะสมพลังงาน

ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนร่วมกับระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าของ กฟภ. จำเป็นต้องมีระบบแบตเตอรี่เป็นระบบสะสมพลังงานไฟฟ้าเพื่อช่วยให้ไฟฟ้าของเกาะกูดและเกาะหมากมีเสถียรภาพสูง โดยขนาดของแบตเตอรี่พิจารณาจาก MW และ MJ จากการประมาณการในเบื้องต้นแบตเตอรีควรจะจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองได้นานประมาณ 1 ชั่วโมง ซึ่งเป็นระยะเวลาที่เพียงพอที่การไฟฟ้าจะดำเนินการซ่อมแซมความผิดปกติต่างๆในระบบไฟฟ้าหรือการหาแหล่งจ่ายไฟอื่น

<u>การสำรวจแหล่งพลังงานหมุนเวียนบนเกาะหมาก</u>

- ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์

พื้นที่ในการติดตั้งซึ่งตั้งอยู่บริเวณโรงจักรผลิตไฟฟ้าของ กฟภ. บนเกาะหมาก ขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์สามารถรองรับการติดตั้งได้ถึง 800 kW

สำหรับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (ปี 2555) ของเกาะกูดประมาณ 820 kW และเกาะหมากประมาณ 850 kW

3.1 รายละเอียดโครงการ

3.1.1 ระยะเวลาดำเนินการ : 2 ปี (2559 - 2560)

3.1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อศึกษาและพัฒนารูปแบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่อย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีแหล่งจ่ายพลังงานทดแทนเพิ่มเป็นแหล่งพลังงานในพื้นที่
2) เพื่อศึกษาแนวทางการเพิ่มความเชื่อถือได้ (Reliability) และคุณภาพ (Quality) ของระบบไฟฟ้าในพื้นที่
3) เพื่อศึกษาการลดหน่วยสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายที่มีระยะไกล

3.1.3 พื้นที่ดำเนินการ : เกาะกูด เกาะหมาก จ.ตราด

3.1.4 ขอบเขตงาน

<u>เกาะกูด</u>

1) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 200 kW
2) ติดตั้ง Hydro Power Plant 400 kW
3) ติดตั้งระบบเก็บสะสมพลังงาน (Energy Storage) 1.5 MW/1.5 MWh
4) ติดตั้งระบบ Micro grid Energy Management System

<u>เกาะหมาก</u>

1) ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ 200 kW

3.1.5 เงินลงทุน

โครงการฯ มีระยะเวลาดำเนินการ 2 ปี วงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 374.22 ล้านบาท

3.1.6 แหล่งเงินทุน

เงินกู้ในประเทศ	281.12	ล้านบาท
เงินรายได้ กฟภ.	<u>93.1</u>	ล้านบาท
รวม	<u>374.22</u>	ล้านบาท

3.1.7 ผลตอบแทนของโครงการ

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ และ การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการสรุปได้ดังนี้

ผลตอบแทน	NPV (ล้านบาท)	อัตราผลตอบแทน
ทางเศรษฐศาสตร์	45.6	8.61%
ทางการเงิน	-261	-6.78%

3.1.8 ผลประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) ส่งเสริมสนับสนุนการผลิตและใช้พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานน้ำในการผลิตไฟฟ้า

2) ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ซึ่ง กฟภ. ต้องจ่ายในพื้นที่เกาะห่างไกล

3) ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งส่งผลให้เกิดภาวะโลกร้อน

โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
การไฟฟ้านครหลวง

บทนำ

การไฟฟ้านครหลวงได้นำเสนอแนวทางการจัดทำแผนดำเนินงานของโครงการจัดการการจ่ายพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Management System - DMS) จากการดำเนินการศึกษาพื้นที่ที่มีศักยภาพในการดำเนินโครงการนำร่อง Smart Grid การไฟฟ้านครหลวงได้ศึกษาและวิเคราะห์ผลการสำรวจพื้นที่ พบว่าพื้นที่การไฟฟ้าจำนวน 4 เขต ได้แก่ ได้แก่ การไฟฟ้าเขตสามเสน, การไฟฟ้าเขตคลองเตย, การไฟฟ้าเขตบางกะปิ และการไฟฟ้าเขตราษฎร์บูรณะ มีความเหมาะสมในการดำเนินงาน โดย กฟน. มี3 เป้าหมายหลักดังนี้

- เป้าหมายด้านระบบไฟฟ้า
- เป้าหมายด้านการให้บริการ
- เป้าหมายด้านการอนุรักษ์พลังงานและสิ่งแวดล้อม

ดังนั้น กฟน. จึงดำเนินการทำแผนงานสำหรับโครงการนำร่องพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด หรือโครงการจัดการการจ่ายพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย สำหรับ 4 การไฟฟ้าเขตนำร่อง ซึ่งประกอบด้วยรายละเอียดโดยสังเขปดังนี้

หลักการและเหตุผล

ในปัจจุบันการไฟฟ้านครหลวงมีการนำระบบควบคุมทางไกลอัตโนมัติและระบบจัดการพลังไฟฟ้าในระบบส่ง (SCADA/EMS) มาประยุกต์ใช้แต่ยังไม่มีระบบควบคุมทางไกลอัตโนมัติสำหรับระบบจำหน่ายที่สมบูรณ์และครอบคลุมพื้นที่จำหน่ายทั้งหมด 18 เขต ในอดีตการไฟฟ้านครหลวงได้นำระบบอัตโนมัติสายป้อน (Distribution Automation System) มาใช้เพื่อเพิ่มความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้า แต่ระบบดังกล่าวยังขาดฟังก์ชั่นสำคัญต่อเป้าหมายของระบบไฟฟ้าที่มั่นคงของ กฟน. เช่น การวิเคราะห์ Distribution Power Flow (DPF) เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจในการจ่ายพลังไฟฟ้าในสายป้อน, การใช้งาน Fault Isolation and Service Restoration (FISR) เพื่อความรวดเร็วในการแยกจุดลัดวงจรและแก้ไขปัญหาไฟดับได้รวดเร็ว, การใช้งาน Automatic Feeder Reconfiguration (AFR) เพื่อปรับปรุงรูปแบบการจ่ายพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายให้มีการสูญเสียน้อยที่สุด เป็นต้น

นอกจากฟังก์ชั่นสำคัญต่อเป้าหมายของระบบไฟฟ้าที่มั่นคงแล้ว กฟน. มีแผนดำเนินงานเพื่อตอบสนองการบริการระบบจำหน่ายที่ดีกว่า โดยมีเป้าหมายจะดำเนินการใช้งานระบบจัดการการจ่ายพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายในพื้นที่ 4 การไฟฟ้าเขตนำร่อง ได้แก่ การไฟฟ้าเขตสามเสน, การไฟฟ้าเขตคลองเตย, การไฟฟ้าเขตบางกะปิ และ การไฟฟ้าเขตราษฎร์บูรณะ อย่างทั่วถึง บุคลากรของการไฟฟ้าเขตสามารถใช้ข้อมูลจากระบบ DMS เช่น Switching Management System, Planned Outage Management System

(POMS), Fault Isolation and Service Restoration (FISR) เป็นต้น เพื่อตัดสินใจขั้นตอนการปฏิบัติงานและลดเวลาการแก้ไขไฟฟ้าขัดข้องทั้งในรูปแบบ Automatic และ Manual

การนำระบบ DMS มาประยุกต์ใช้ในการไฟฟ้านครหลวงจะทำให้การแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องทำได้อย่างรวดเร็ว ลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับ การเชื่อมโยงแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบ SCADA/EMS และระบบ DMS รวมทั้งการนำฟังก์ชันของระบบ DMS มาใช้งานเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพงานบริการและควบคุมการจ่ายพลังไฟฟ้าของระบบจำหน่ายให้มีความถูกต้องและเชื่อถือได้มากขึ้น และช่วยลดความสูญเสียในการจ่ายพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเป็นการลดต้นทุนในการจ่ายพลังไฟฟ้า

วัตถุประสงค์

- เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการให้บริการแก้ไขเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องลดระยะเวลาการเกิดไฟฟ้าดับและลดความสูญเสียที่เกิดขึ้นต่อผู้ใช้ไฟ
- เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการจัดการการจ่ายพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ลดความสูญเสียในระบบจำหน่าย
- เพื่อเชื่อมโยงแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบ SCADA/EMS และระบบ DMS อันจะเพิ่มประสิทธิภาพในการวิเคราะห์และวางแผนด้วยข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ครบถ้วนสมบูรณ์
- เพื่อให้บริการข้อมูลในระบบจำหน่าย แก่หน่วยงานภายใน กฟน. เพื่อให้ผู้เกี่ยวข้องทั้งในระดับปฏิบัติการและฝ่ายบริหาร ทราบข้อมูล เพื่อใช้ในการวางแผน และแก้ไขสถานการณ์ได้อย่างทันท่วงที

ขอบเขตการดำเนินงาน

ระบบจัดการการจ่ายพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (DMS) มีส่วนประกอบสำคัญอยู่ 3 ส่วนได้แก่

- ระบบคอมพิวเตอร์ เช่น เครื่องแม่ข่าย หรือ เครื่อง Workstation สำหรับการคำนวณทางไฟฟ้าต่างๆ ระบบเชื่อมต่อกับระบบงานอื่นเช่น SCADA/EMS
- ระบบสื่อสารต่างๆเช่น สายใยแก้วนำแสงที่เชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ภาคสนาม กับ ระบบคอมพิวเตอร์ในระบบ DMS
- อุปกรณ์ภาคสนามที่จำเป็น ได้แก่ Load Break Switch และ FRTU

ในส่วนของการดำเนินงานติดตั้งระบบ DMS นั้น การไฟฟ้านครหลวงจะดำเนินการจัดซื้ออุปกรณ์ต่างๆที่มีความจำเป็นดังนี้

ระบบ	จุดประสงค์	สถานที่ใช้งาน/ติดตั้ง
Server and Workstation	– เพื่อใช้เก็บข้อมูลในระบบจำหน่ายสำหรับการวิเคราะห์ข้อมูลภายหลัง หรือ การวิเคราะห์ Distribution Power Flow เก็บข้อมูล Schematic และ Geographic และ เป็นข้อมูลพื้นฐานให้กับโปรแกรมประยุกต์ต่างๆในระบบ DMS – เพื่อใช้แสดงวงจรไฟฟ้าในระบบจำหน่ายทดแทนการใช้กระดาษ ในการอัพเดทสถานะอุปกรณ์ต่างๆในระบบจำหน่าย – เพื่อให้ผู้สั่งการและบุคลากรจากการไฟฟ้าเขตสามารถสั่งการปลดสับ LBS จากระยะไกลได้ และ สามารถแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องได้รวดเร็ว	4 การไฟฟ้าเขตนำร่อง ศูนย์สั่งการชิดลม ศูนย์สั่งการแจ้งวัฒนะและ ห้อง Data Center ของ กฟน.
ระบบเชื่อมต่อกับ SCADA/EMS (EMS Interface)	– เพื่อใช้เชื่อมต่อกับระบบบริหารจัดการในระบบส่งเพื่อให้มีข้อมูลในการจ่ายพลังไฟฟ้าได้สมบูรณ์	ศูนย์สั่งการชิดลม และ ศูนย์สั่งการแจ้งวัฒนะ
โปรแกรมประยุกต์ต่างๆเช่น FISR, BLS, DPF เป็นต้น	– เพื่อเพิ่มศักยภาพในการบริหารจัดการระบบจำหน่าย ความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและคุณภาพบริการ	4 การไฟฟ้าเขตนำร่อง และ ศูนย์สั่งการชิดลม และ ศูนย์สั่งการแจ้งวัฒนะ

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียหลัก	ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ
ผู้ใช้ไฟฟ้า, ชุมชนและสิ่งแวดล้อม	1. เพิ่มประสิทธิภาพงานบริการและควบคุมการจ่ายพลังไฟฟ้าของระบบจำหน่ายให้มีความถูกต้องและเชื่อถือได้มากขึ้น 2. ช่วยลดความสูญเสียในการจ่ายพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่ายเป็นการลดต้นทุนในการจ่ายพลังไฟฟ้า

ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียหลัก	ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ
การไฟฟ้านครหลวง	3. สามารถให้บริการข้อมูลระบบจำหน่าย แก่หน่วยงานภายใน กฟน. เพื่อใช้ในการบริหาร และแก้ไขสถานการณ์ฉุกเฉิน 4. ทำให้พนักงานที่ปฏิบัติงานที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามีข้อมูลที่ครบถ้วนเกี่ยวกับสถานะของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายซึ่งเป็นข้อมูลที่จำเป็นในการประสานงานกับพนักงานสนามในการปฏิบัติงาน 5. รูปแบบการจัดการเป็นแบบรวมศูนย์ลดจำนวนบุคลากรและค่าใช้จ่ายในการดูแลและบำรุงรักษาเครื่อง Server และ Software 6. ทำให้สามารถเชื่อมโยงข้อมูลของระบบ SCADA/EMS และระบบ DMS เพื่อการจัดการการจ่ายพลังไฟฟ้าในระบบจำหน่าย 7. ช่วยในการจัดเตรียมเอกสารลำดับการปลด/สับอุปกรณ์เพื่อใช้ในการดับไฟเพื่อปฏิบัติงาน ลดความผิดพลาดและอุบัติเหตุ
ภาพรวมของประเทศ	8. ตอบสนองนโยบายภาครัฐเรื่องประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า 9. พัฒนาบุคลากรให้มีความรู้และทักษะ เทียบเท่าระดับสากล

การวิเคราะห์ความคุ้มค่าการซื้อระบบ DMS

การวิเคราะห์	NPV (ลบ.)	IRR (%)	อัตราคิดลด (%)
การเงิน	-28.14	3.97	6.06
เศรษฐศาสตร์	31.57	9.71	7.4

โดยสรุปพบว่าสามารถสร้างความคุ้มค่าในการลงทุนได้โดยมีอัตราผลตอบแทนของการลงทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ (Economic Internal Rate of Return: EIRR) ร้อยละ 9.71 และมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ในปี 2555 เป็นเงิน 31.57 ล้านบาท