

รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงาน
ร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งาน
ด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน

โดย

ศูนย์บริการวิศวกรรม คณะวิศวกรรมศาสตร์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

พฤศจิกายน ๒๕๕๙

สารบัญ

	หน้า
บทที่ ๑ บทนำ	
๑.๑ หลักการและเหตุผล	๑-๑
๑.๒ วัตถุประสงค์	๑-๒
๑.๓ ขอบเขตงานของการดำเนินงาน	๑-๒
๑.๔ โครงสร้างของรายงานฉบับนี้	๑-๓
บทที่ ๒ ประสบการณ์การดำเนินการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ในประเทศไทย	
๒.๑ นิยามและหลักการของ Demand Response	๒-๑
๒.๑.๑ นิยามของ Demand Response	๒-๑
๒.๑.๒ หลักการของ Demand Response	๒-๒
๒.๑.๓ ผลของ Demand Response ต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า	๒-๔
๒.๒ ประเภทของ Demand Response	๒-๕
๒.๒.๑ Time/Price Based Demand Response	๒-๕
๒.๒.๒ Incentive Based Demand Response	๒-๖
๒.๒.๓ การศึกษาเปรียบเทียบประสิทธิผลของมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ	๒-๘
๒.๓ ประสบการณ์การดำเนินการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งในประเทศไทย	๒-๑๔
๒.๓.๑ โครงการ Demand Response โดย กภพ.	๒-๑๔
๒.๓.๒ โครงการ Demand Response ที่ดำเนินการโดย กฟน.	๒-๒๓
๒.๓.๓ โครงการ Demand Response ที่ดำเนินการโดย กฟผ.	๒-๒๗
๒.๓.๔ โครงการสาธิตระบบ Demand Response ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ดำเนินการโดย สนพ.	๒-๓๒
บทที่ ๓ ประสบการณ์การดำเนินการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ในต่างประเทศ	
๓.๑ ประเทศอเมริกา	๓-๑
๓.๒ ประเทศญี่ปุ่น	๓-๑๘

๓.๓ ประเทศจีน	๓-๒๓
๓.๔ ประเทศเกาหลีใต้	๓-๒๕
๓.๕ ประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรป	๓-๒๗
๓.๕.๑ ประเทศสเปน	๓-๒๙
๓.๕.๒ ประเทศอิตาลี	๓-๓๐
๓.๕.๓ ประเทศฝรั่งเศส	๓-๓๑
๓.๕.๔ ประเทศไอร์แลนด์	๓-๓๒
๓.๕.๕ ประเทศเดนมาร์ก	๓-๓๓
๓.๕.๖ ประเทศอังกฤษ	๓-๓๕
๓.๖ ประเทศสิงคโปร์	๓-๓๙
๓.๗ ประเทศแอฟริกาใต้	๓-๔๒
๓.๘ ประเทศนอร์เวย์	๓-๔๓
๓.๙ ประเทศออสเตรเลีย	๓-๔๕

บทที่ ๔	การศึกษาทบทวน และ วิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง	
๔.๑	การศึกษาทบทวนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อ Demand Response	๔-๑
๔.๑.๑	แผนแม่บทและแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาในประเทศไทย	๔-๒
๔.๑.๒	โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาในประเทศไทย	๔-๒๒
๔.๑.๓	สถานะการเชื่อมโยงของระบบสื่อสารระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งในปัจจุบัน	๔-๓๒
๔.๒	การวิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง	๔-๓๔
๔.๒.๑	การวิเคราะห์แผนที่นำทางและโครงการนำร่องในด้านช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการ	๔-๔๐
๔.๒.๒	การวิเคราะห์แผนที่นำทางและโครงการนำร่องในด้านโครงการ/กิจกรรมย่อย	๔-๔๑
๔.๒.๓	การวิเคราะห์แผนที่นำทางและโครงการนำร่องในด้านมาตรการ Demand Response	๔-๔๓
๔.๒.๔	การวิเคราะห์สถานการณ์เชื่อมโยงของระบบสื่อสารระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งในปัจจุบันที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการ Demand Response	๔-๔๔

บทที่ ๕	เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response และ การกระจาย Demand Response ในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย	
๕.๑	ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response	๕-๒
๕.๑.๑	กำลังผลิตไฟฟ้า และ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทยและในแต่ละพื้นที่	๕-๒
๕.๑.๒	เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้า	๕-๑๐
๕.๒	การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในประเทศไทย	๕-๑๒
๕.๓	การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคเหนือ	๕-๑๖
๕.๔	การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	๕-๑๗
๕.๕	การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก	๕-๑๘
๕.๖	การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล	๕-๑๙
๕.๗	การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคใต้	๕-๒๑
๕.๘	การพิจารณาประโยชน์ของ Demand Response ต่อกรณีเหตุการณ์ขัดข้องในระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน. และ กฟภ.)	๕-๒๒
๕.๙	การพิจารณาการดำเนินการ Demand Response เพื่อจูงใจลูกค้า	๕-๒๔
บทที่ ๖	การศึกษาเทคโนโลยีและมาตรฐานที่เหมาะสมสำหรับพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ด้าน Demand Response	
๖.๑	มาตรฐานสำหรับเชื่อมโยงการสื่อสาร เพื่อการดำเนินการด้าน Demand Response	๖-๑
๖.๒	เทคโนโลยีด้านอุปกรณ์	๖-๓
๖.๒.๑	อุปกรณ์สำหรับ Utility	๖-๓
๖.๒.๒	อุปกรณ์สำหรับ Aggregator	๖-๕
๖.๒.๓	อุปกรณ์สำหรับ Aggregator	๖-๗
๖.๓	เทคโนโลยีด้านระบบสื่อสาร	๖-๑๑
๖.๓.๑	ชุดอินเทอร์เน็ตโพรโทคอล	๖-๑๒
๖.๓.๒	อินเทอร์เน็ตโพรโทคอล	๖-๑๔

๖.๓.๓ เทคโนโลยีสำหรับการสื่อสารระหว่าง Utility และ Aggregator	๖-๑๖
๖.๓.๔ เทคโนโลยีสำหรับการสื่อสารระหว่าง Aggregator และ DR Client	๖-๑๗
บทที่ ๗ ร่างข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response	
๗.๑ ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในต่างประเทศ	๗-๑
๗.๑.๑ ด้านการเชื่อมโยงระบบ) Architectures)	๗-๑
๗.๑.๒ ด้านรายละเอียดอุปกรณ์	๗-๑๐
๗.๑.๓ ด้านฟังก์ชันของระบบ Demand Response Software	๗-๑๓
๗.๑.๔ ด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร	๗-๑๙
๗.๑.๕ ด้านมาตรฐาน	๗-๒๐
๗.๒ ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในประเทศไทย	๗-๒๒
๗.๒.๑ ด้านการเชื่อมโยงระบบ) Architectures)	๗-๒๓
๗.๒.๒ ด้านรายละเอียดอุปกรณ์	๗-๓๗
๗.๒.๓ ด้านฟังก์ชันของระบบ Demand Response Software	๗-๔๑
๗.๒.๔ ด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร	๗-๔๗
๗.๒.๕ ด้านมาตรฐาน	๗-๔๙
๗.๓ การสำรวจความเหมาะสมของเทคโนโลยี มาตรฐานที่เหมาะสม และ ความสามารถในการจัดหาได้จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	๗-๕๒
บทที่ ๘ ร่างแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบ เทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ	
๘.๑ การวิเคราะห์ช่องว่างของสถานะการพัฒนา Demand Response ในประเทศ ไทย และ ต่างประเทศ และ การจัดลำดับความสำคัญของการวิเคราะห์ช่องว่าง	๘-๑
๘.๑.๑ การวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ	๘-๒
๘.๑.๒ การวิเคราะห์ช่องว่างของแผนพัฒนาสมรรถกิริยาในประเทศไทยสำหรับ การดำเนินการ Demand Response	๘-๑๑
๘.๑.๓ กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการเป็น Load Aggregator ในต่างประเทศ	๘-๒๕
๘.๑.๔ การวิเคราะห์ และ จัดลำดับความสำคัญช่องว่างของแผนพัฒนาระบบ โครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาในประเทศไทย	๘-๒๗
๘.๒ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบ เทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ	๘-๓๐
๘.๒.๑ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยง ระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ กฟผ.	๘-๓๕

๘.๒.๒ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ กพน.	๘-๓๘
๘.๒.๓ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ กฟภ.	๘-๔๒
๘.๒.๔ แผนการพัฒนาด้านนโยบาย ๓ การไฟฟ้า	๘-๔๕
๘.๓ แนวทางการติดตามและประเมินผล	๘-๔๘

บทที่ ๙ สรุป	๙-๑

รายการอ้างอิง

ภาคผนวก ก

ภาคผนวก ข

บทที่ ๑

บทนำ

๑.๑ หลักการและเหตุผล

๑) คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ ๑๗ มีนาคม ๒๕๕๘ ได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยมีมติ (๑) เห็นชอบแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๕๘ – ๒๕๗๙ (แผนแม่บทฯ) และมอบหมายให้กระทรวงพลังงาน กระทรวงมหาดไทย คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และหน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องรับไปดำเนินการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดตามแผนแม่บทต่อไป ทั้งนี้ จะต้องคำนึงถึงความคุ้มค่าของการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดและให้มีผลกระทบต่อภาระค่าไฟฟ้าของประชาชนให้น้อยที่สุด (๒) มอบหมายให้กระทรวงพลังงาน โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง จัดทำแผนปฏิบัติการการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด เพื่อใช้ในการขับเคลื่อนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด และให้นำเสนอคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานพิจารณาอนุมัติในรายละเอียดต่อไป

๒) ในการขับเคลื่อนการพัฒนาตามแผนแม่บทฯ สนพ. ได้พิจารณาจัดตั้งคณะทำงานศึกษาและพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดระหว่างสามการไฟฟ้าขึ้น เพื่อจัดทำแผนและขับเคลื่อนการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดระหว่างสามการไฟฟ้า ซึ่งถือเป็นกิจกรรมการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดในระยะแรกตามแผนแม่บทฯ

๓) กระทรวงพลังงานได้ให้ความสำคัญต่อการอนุรักษ์พลังงานเพื่อลดการใช้พลังงานไฟฟ้ามาอย่างต่อเนื่อง โดยในปัจจุบันได้มีการดำเนินการด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response: DR) ซึ่งมีส่วนสำคัญในการรักษาความสมดุลของกำลังไฟฟ้าในสภาวะขาดแคลนกำลังผลิต โดยเฉพาะอย่างยิ่งการขาดแคลนเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นปัญหาหลักประการหนึ่งของประเทศในช่วงระยะเวลาหลายปีที่ผ่านมา ทั้งนี้ การตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าดำเนินการโดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ซึ่งถือเป็นส่วนหนึ่งของการประยุกต์ใช้งานเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดตามแผนแม่บทฯ

๔) ในการนี้ คณะทำงานศึกษาและพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดระหว่างสามการไฟฟ้า เห็นว่าการดำเนินการพัฒนาด้านการตอบสนองด้านความต้องการไฟฟ้าเป็นเรื่องเร่งด่วนที่มีความสำคัญต่อการพัฒนาด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศในการแบ่งเบาภาระทางด้านการจัดหาพลังงาน และเป็นการลดต้นทุนด้านพลังงานในการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ และเพื่อแสดงให้เห็นถึงการประยุกต์ใช้งานของมาตรฐานความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดระหว่างสาม



การไฟฟ้า จึงได้พิจารณากำหนดให้การตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) เป็นหัวข้อ
การพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ในระยะแรก

๑.๒ วัตถุประสงค์

๑) เพื่อศึกษาและกำหนดแนวทางการใช้งานเทคโนโลยีระบบโครงข่ายสมรรถกิริยาสำหรับการประยุกต์ใช้
งานด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ระหว่างสามการไฟฟ้า และองค์กรที่
เกี่ยวข้อง

๒) เพื่อศึกษาและเสนอแนะแนวทางการพัฒนาระบบเทคโนโลยีด้านการสื่อสาร และการแลกเปลี่ยนข้อมูล
ที่จำเป็นต่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงาน (Demand Response: DR)

๓) เพื่อศึกษาและเสนอแนะการกำหนดมาตรฐานการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยีด้านการสื่อสารและ
สารสนเทศข้อมูลที่จะต้องใช้ในการปฏิบัติงานร่วมกันระหว่างสามการไฟฟ้า รวมถึงผู้ใช้ไฟฟ้าในการประยุกต์ใช้งาน
ด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR)

๑.๓ ขอบเขตงานของการดำเนินงาน

๑.๓.๑ ศึกษาสถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและต่างประเทศเพื่อ
เสนอแนะแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมรรถกิริยาเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand
Response)

๑) รวบรวม ศึกษา และวิเคราะห์ข้อมูลสถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศ
โดยเฉพาะส่วนที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมรรถกิริยาระหว่างสามการไฟฟ้าเพื่อการ
ประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response)

๒) รวบรวม ศึกษา และวิเคราะห์ข้อมูลสถานะปัจจุบันสำหรับโครงการนำร่องของระบบโครงข่ายไฟฟ้าใน
ต่างประเทศ โดยเฉพาะส่วนที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมรรถกิริยาเพื่อการ
ประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response)

๓) รวบรวม ศึกษา และวิเคราะห์แนวทางในการพัฒนาอุปกรณ์และเทคโนโลยีสำหรับระบบควบคุมและ
ตรวจตรา มาตรการหรือกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand
Response) ที่มีการดำเนินการในต่างประเทศ รวมทั้งขั้นตอนการปฏิบัติ (Implementation) ที่เกี่ยวข้องกับกลไก



การควบคุม กลไกด้านราคา และกลไกการสร้างแรงจูงใจ พร้อมทั้งเปรียบเทียบกับสถานะของประเทศไทย เพื่อเสนอแนะเทคโนโลยีสำหรับระบบควบคุมและตรวจตราที่รองรับมาตรการด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response) ที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย โดยรวมไปถึงการวิเคราะห์ช่องว่างและปัจจัยสนับสนุนของการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง

๑.๓.๒ กำหนดขอบเขตและแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า Demand Response

๑) ศึกษา วิเคราะห์ช่องว่าง (ตามหัวข้อ ๑.๓.๑ ข้อ (๓)) และเสนอแนะแนวทางการพัฒนาเทคโนโลยีจากทางเลือกต่างๆ ที่สามารถดำเนินการได้อย่างเป็นรูปธรรม

๒) เสนอแนะเทคโนโลยีและมาตรฐานที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยีการสื่อสารและสารสนเทศที่จะใช้ในการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response)

๓) จัดทำแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศที่จะใช้ในการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response)

๔) เสนอแนะแนวทางการติดตามประเมินผล เพื่อการปรับปรุงและพัฒนาต่อไปในอนาคต

๑.๔ โครงสร้างของรายงานฉบับนี้

รายงานฉบับนี้จะเป็นรายงานฉบับสมบูรณ์ซึ่งเป็นผลการดำเนินงานของโครงการ ตั้งแต่ วันที่ ๒๓ พฤศจิกายน ๒๕๕๘ ถึง วันที่ ๒๒ พฤศจิกายน ๒๕๕๙ โดยประกอบไปด้วย ๙ บท ดังต่อไปนี้

๑) บทที่ ๑ บทนำ ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อต่อไปนี้

- หลักการและเหตุผล
- วัตถุประสงค์
- ขอบเขตงานของการดำเนินงาน
- โครงสร้างของรายงานฉบับนี้



๒) บทที่ ๒ หลักการเบื้องต้นและประสบการณ์การดำเนินงานด้านการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ในประเทศไทย ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อต่อไปนี้

- นิยามและหลักการของ Demand Response
 - นิยามของ Demand Response
 - หลักการของ Demand Response
 - ผลของ Demand Response ต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า
- ประเภทของ Demand Response
 - Time/Price Based Demand Response
 - Incentive Based Demand Response
 - การศึกษาเปรียบเทียบประสิทธิผลของมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ
- ประสบการณ์การดำเนินงานการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งในประเทศไทย
 - โครงการ Demand Response โดย กกพ.
 - โครงการ Demand Response ที่ดำเนินการโดย กฟน.
 - โครงการ Demand Response ที่ดำเนินการโดย กฟผ.
 - โครงการสาธิตระบบ Demand Response ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ดำเนินการโดย สनพ.

๓) บทที่ ๓ ประสบการณ์การดำเนินงานการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ในต่างประเทศ ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อต่อไปนี้

- ประเทศสหรัฐอเมริกา
- ประเทศญี่ปุ่น
- ประเทศจีน
- ประเทศเกาหลีใต้
- ประเทศสเปน
- ประเทศอิตาลี
- ประเทศฝรั่งเศส
- ประเทศไอร์แลนด์
- ประเทศเดนมาร์ก
- ประเทศอังกฤษ



- ประเทศสิงคโปร์
- ประเทศแอฟริกาใต้
- ประเทศนอร์เวย์
- ประเทศออสเตรเลีย

๔) บทที่ ๔ การศึกษาทบทวน และ วิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อต่อไปนี้

- การศึกษาทบทวนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อ Demand Response
 - แผนแม่บทและแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตในประเทศไทย
 - โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตในประเทศไทย
 - สถานะการเชื่อมโยงของระบบสื่อสารระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งในปัจจุบัน
- การวิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้งสามแห่ง
 - การวิเคราะห์แผนที่นำทางและโครงการนำร่องในด้านช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการ
 - การวิเคราะห์แผนที่นำทางและโครงการนำร่องในด้านโครงการ/กิจกรรมย่อย
 - การวิเคราะห์แผนที่นำทางและโครงการนำร่องในด้านมาตรการ Demand Response
 - การวิเคราะห์สถานะการเชื่อมโยงของระบบสื่อสารระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งในปัจจุบันที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการ Demand Response

๕) บทที่ ๕ เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response และ การกระจาย Demand Response ในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อต่อไปนี้

- ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response
 - กำลังผลิตไฟฟ้า และ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทยและในแต่ละพื้นที่
 - เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้า
- การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในประเทศไทย
- การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคเหนือ
- การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
- การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก



- การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่ กรุงเทพฯและปริมณฑล
- การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคใต้
- การพิจารณาประโยชน์ของ Demand Response ต่อกรณีเหตุการณ์ขัดข้องในระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน. และ กฟภ.)
- การพิจารณาการดำเนินการ Demand Response เพื่อจูงใจผู้ใช้ไฟฟ้า

๖) บทที่ ๖ การศึกษาเทคโนโลยีและมาตรฐานที่เหมาะสมสำหรับพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ด้าน Demand Response ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อต่อไปนี้

- มาตรฐานสำหรับเชื่อมโยงการสื่อสาร เพื่อดำเนินการด้าน Demand Response
- เทคโนโลยีด้านอุปกรณ์
 - อุปกรณ์สำหรับ Utility
 - อุปกรณ์สำหรับ Aggregator
 - อุปกรณ์สำหรับ DR Client
- เทคโนโลยีด้านระบบสื่อสาร
 - ชุดอินเทอร์เนตโพรโทคอล
 - อินเทอร์เนตโพรโทคอล
 - เทคโนโลยีสำหรับการสื่อสารระหว่าง Utility และ Aggregator
 - เทคโนโลยีสำหรับการสื่อสารระหว่าง Aggregator และ DR Client

๗) บทที่ ๗ ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อต่อไปนี้

- ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในต่างประเทศ
 - ด้านการเชื่อมโยงระบบ (Architectures)
 - ด้านรายละเอียดอุปกรณ์
 - ด้านฟังก์ชันของระบบ Demand Response Software
 - ด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร
 - ด้านมาตรฐาน
- ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในประเทศไทย
 - ด้านการเชื่อมโยงระบบ (Architectures)
 - ด้านรายละเอียดอุปกรณ์
 - ด้านฟังก์ชันของระบบ Demand Response Software



- ด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร
- ด้านมาตรฐาน
- การสำรวจความเหมาะสมของเทคโนโลยี มาตรฐานที่เหมาะสม และ/หรือความสามารถในการ
จัดหาได้จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

๘) บทที่ ๘ การวิเคราะห์ช่องว่างของการพัฒนา แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐาน และ
แนวทางการติดตามและประเมินผล ซึ่งประกอบไปด้วยหัวข้อต่อไปนี้

- การวิเคราะห์ช่องว่างของสถานะการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทย และ
ต่างประเทศ และ การจัดลำดับความสำคัญของการวิเคราะห์ช่องว่าง
 - การวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ
 - การวิเคราะห์ช่องว่างของแผนพัฒนาสมาร์ตกริดในประเทศไทยสำหรับการดำเนินการ
Demand Response
 - กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการเป็น Load Aggregator ในต่างประเทศ
 - การวิเคราะห์ และ จัดลำดับความสำคัญช่องว่างของแผนการพัฒนาระบบโครงข่าย
ไฟฟ้าสมาร์ตกริดในประเทศไทย
- แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การ
สื่อสารและสารสนเทศ
 - แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี
การสื่อสารและสารสนเทศ กฟผ.
 - แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี
การสื่อสารและสารสนเทศ กฟน.
 - แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี
การสื่อสารและสารสนเทศ กฟภ.
 - แผนการพัฒนาด้านนโยบาย ๓ การไฟฟ้า
- แนวทางการติดตามและประเมินผล

๙) บทที่ ๙ สรุป



ดังนี้

หากพิจารณาเฉพาะเนื้อหาส่วนที่เพิ่มเติมหรือปรับปรุงจากร่างรายงานฉบับสมบูรณ์ จะสามารถสรุปได้

- สรุปผลและลำดับความสำคัญของการวิเคราะห์ช่องว่างและปัจจัยสนับสนุนในมิติต่างๆ เพื่อสามารถเสนอแนะแนวทางการพัฒนาเทคโนโลยีจากทางเลือกต่างๆ ที่สามารถดำเนินการได้อย่างเป็นรูปธรรม (ดูรายละเอียดในบทที่ ๘)
- ข้อเสนอแนะเทคโนโลยีและมาตรฐานที่เหมาะสมสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยีการสื่อสารและสารสนเทศที่จะใช้ในการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ด้าน Demand Response (ดูรายละเอียดในบทที่ ๗)
- แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ (ดูรายละเอียดในบทที่ ๘)
- ผลการสำรวจความเหมาะสมของเทคโนโลยีและมาตรฐานและ/หรือความสามารถในการจัดหาได้จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (ดูรายละเอียดในบทที่ ๗)
- แนวทางการติดตามประเมินผล เพื่อการปรับปรุงและพัฒนา ตามลำดับความสำคัญและความเหมาะสม (ดูรายละเอียดในบทที่ ๘)

หลักการเบื้องต้นและประสบการณ์การดำเนินงานด้านการ ตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ในประเทศไทย

เพื่อให้เกิดความเข้าใจที่ตรงกันก่อนที่คณะที่ปรึกษาจะเริ่มดำเนินโครงการ บทนี้จะเริ่มต้นด้วยการนำเสนอ นิยาม หลักการ และความจำเป็นของ Demand Response ก่อน จากนั้นจะนำเสนอประเภทของ Demand Response ซึ่งสามารถแบ่งได้คร่าวๆ เป็นประเภท Time/Price Based และ ประเภท Incentive Based พร้อม กับสรุปขั้นตอนการดำเนินงานตลอดจนประสิทธิผลของมาตรการ Demand Response ต่างๆ ในภาพรวม ทั้งนี้ เนื้อหาต่างๆ เหล่านี้เป็นเพียงข้อมูลเบื้องต้น ซึ่งจะถูกรวบรวมอย่างละเอียดอีกครั้งในบทต่อๆ มา สำหรับส่วน ท้ายสุดของบทนี้ จะเป็นการศึกษาทบทวนประสบการณ์การดำเนินงาน Demand Response ที่ผ่านมา ใน ประเทศไทย

๒.๑ นิยามและหลักการของ Demand Response

หัวข้อนี้จะกล่าวถึงนิยาม หลักการของ Demand Response และ ผลของ Demand Response ต่อ ความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อให้เข้าใจความหมายของ Demand Response ได้ดียิ่งขึ้น

๒.๑.๑ นิยามของ Demand Response

โดยทั่วไปนิยามของ Demand Response หรือการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า จะถูกกำหนดไว้ เหมือนกันไม่ว่าจะเป็นนิยามที่กำหนดโดยหน่วยงานหรือการไฟฟ้าในต่างประเทศ หรือกำหนดโดยสำนักงาน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ของประเทศไทย โดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการ พลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ได้นิยาม Demand Response ภายใต้อาณัติโครงการพัฒนา Demand Response สำหรับ ประเทศไทย ไว้ว่า Demand Response คือ การเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าโดยภาคอุปสงค์ (Demand Resource) ไปจากรูปแบบการใช้ไฟฟ้าปกติ เพื่อตอบสนองต่อค่าไฟฟ้า (Electricity Price) ที่เปลี่ยนแปลงไปตามต้นทุนในการ ผลิตไฟฟ้า (Marginal Cost) ขณะนั้น หรือเพื่อตอบสนองต่อเงินสนับสนุนพิเศษ (Incentive Payment) ที่ถูก กำหนดไว้ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อชักจูงให้เกิดการลดใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ต้นทุนของระบบมีค่าสูง หรือในช่วงที่มี ความเสี่ยงด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้า



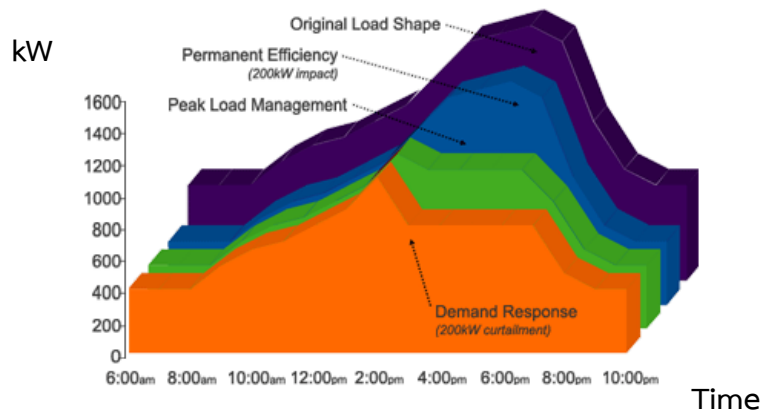
๒.๑.๒ หลักการของ Demand Response

Demand Response เป็นมาตรการสำหรับฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าที่ครอบคลุมตั้งแต่การปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า เช่น ระบบไฟฟ้าแสงสว่าง (Lighting System) ระบบทำความเย็นและระบายอากาศ (Chiller and Ventilation) ไปจนถึงการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้ใช้ไฟ (Backup Generator) (IEA, 2011) อย่างไรก็ตาม มาตรการ Demand Response นั้นเป็นมาตรการสำหรับบางช่วงเวลา ซึ่งจะแตกต่างจากมาตรการประหยัดพลังงาน (Energy Efficiency) ที่ให้ความสำคัญกับการลดการใช้ไฟฟ้าทุกช่วงเวลา

วัตถุประสงค์ของ Demand Response สามารถจำแนกออกเป็นวัตถุประสงค์หลักๆ ได้ ๔ ประเด็น คือ

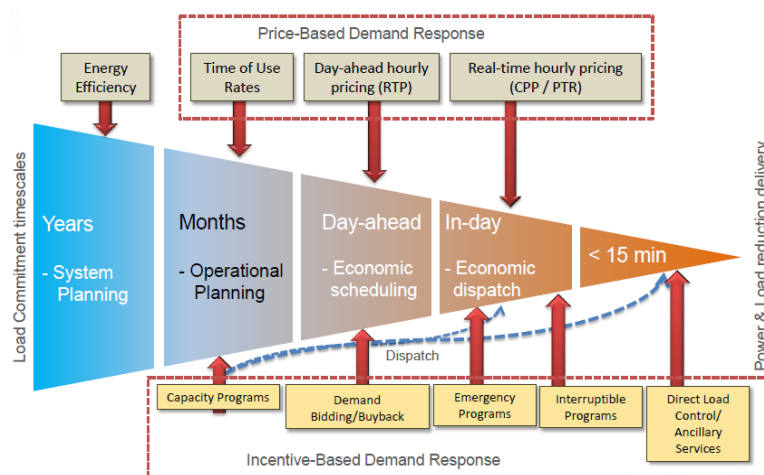
- ๑) ลดความเสี่ยงที่จะเกิดความไม่มั่นคงในระบบไฟฟ้า เช่น ในกรณีเกิดเหตุการณ์วิกฤตขาดแคลนพลังงาน และสามารถสร้างความสมดุลให้กับทรัพยากรที่มีอย่างจำกัดได้
- ๒) เพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า กล่าวคือเป็นการใช้กลไกด้านราคาเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าลดความต้องการใช้ไฟฟ้า ลดความสูญเสียในระบบสายส่ง และช่วยแก้ไขปัญหา Network Congestion เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบไฟฟ้า
- ๓) เพิ่มความมั่นคงและเพิ่มความคล่องตัวให้กับระบบไฟฟ้า กล่าวคือผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ภายในเวลารวดเร็ว เพื่อตอบสนองภาวะวิกฤตสร้างความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้า
- ๔) ลดต้นทุนค่าไฟฟ้า คือการลดการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak ของระบบ ทดแทนการเดินโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนผลิตไฟฟ้าสูง โดยใช้มาตรการในดำเนินงานของ Demand Response รูปแบบต่างๆ

Demand Response ถือได้ว่าเป็นส่วนหนึ่งของ Demand Side Management (DSM) โดยที่นอกเหนือจาก Demand Response แล้ว DSM จะเน้นเรื่องการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ สำหรับ DSM ในมุมมองของ Demand Response จะพิจารณาในด้านการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบ โดยให้ความสำคัญต่อการลดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดมากกว่าการใช้พลังงานในภาพรวมอย่างมีประสิทธิภาพ จากหลักการและวัตถุประสงค์ของ Demand Response สามารถพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติมของ Demand Response ได้ดังรูปที่ ๒.๑ และ ๒.๒



รูปที่ ๒.๑ หลักการ Demand Response
(ที่มา : Energy New England)

http://www.energynewengland.com/ECHO%20COM_DemandResponse.aspx



รูปที่ ๒.๒ มาตรการในการดำเนินการด้าน Demand Response

(ที่มา : DOE (US Department of Energy) (2006), “Benefits of Demand Response in Electricity Markets an Recommendations for Achieving Them”, A report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005, US Department of Energy.)

โดยรูปที่ ๒.๑ แสดงถึงหลักการของ Demand Response กรณีที่ไม่มีการจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้า ลักษณะการใช้ไฟฟ้าจะเป็นดังกราฟ Original Load Shape เมื่อมีการนำกระบวนการเครื่องมือต่างๆ มาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้ไฟฟ้า (Permanent Efficiency) เช่น การประหยัดพลังงาน (Energy Efficiency) ก็จะทำให้เกิดการลดใช้ไฟฟ้าลงในทุกช่วงเวลา โดยลักษณะการใช้ไฟฟ้ายังใกล้เคียงแบบเดิม เพียงแต่ปริมาณการใช้

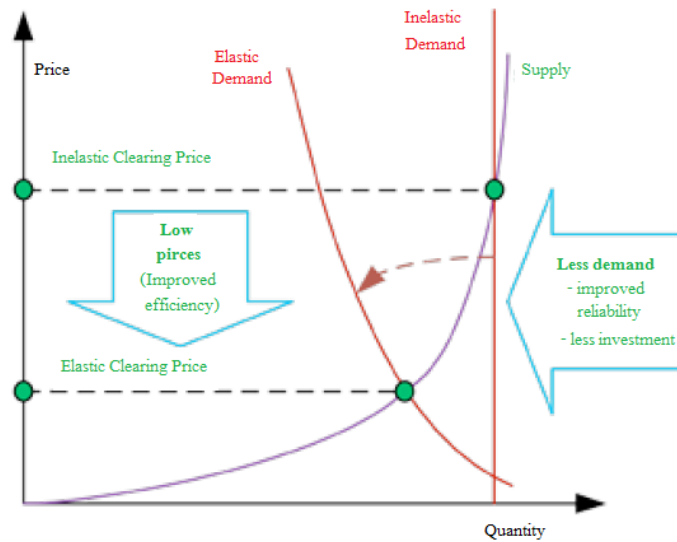


ไฟฟ้าจะลดลงดังแสดงด้วยเส้นกราฟ Permanent Efficiency อย่างไรก็ตาม การดำเนินการในลักษณะนี้ก็ยังไม่เพียงพอที่จะสามารถลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าลงในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ทำให้มีการนำมาตรการอื่นๆ ดังแสดงไว้ในรูปที่ ๒.๒ เข้ามาใช้เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดโดยเฉพาะ เช่น มาตรการ Peak Load Management หรือการกำหนดและประกาศใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภท Time of Use (TOU) ทำให้เกิดการลดหรือย้ายความต้องการใช้ไฟฟ้าจากช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปอยู่ในช่วงอื่นดังเส้นกราฟ Peak Load Management ซึ่งจะได้กล่าวในรายละเอียดต่อไป

ต่อมาเมื่อโครงสร้างพื้นฐานด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (ICT, Fiber to Home, Broadband Internet, Wi-Fi, Power Line Carrier) มีการขยายตัวและครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าในหลายพื้นที่มากขึ้น ประกอบกับโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่ทันสมัยมากขึ้น (Automatic Meter Reading: AMR, Advanced Meter Infrastructure: AMI) ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตอบสนองต่อสถานการณ์ต่างๆ ของระบบไฟฟ้าได้ดีขึ้นและรวดเร็วขึ้น ทำให้การจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยเฉพาะช่วงความต้องการสูงสุดหรือช่วงที่ระบบไฟฟ้ามีต้นทุน (Marginal Cost) สูงได้ดียิ่งขึ้นและนั่นเป็นการแสดงให้เห็นถึงหลักการ Demand Response ที่มีผลดีตั้งแต่การลดต้นทุนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงที่มีราคาสูง (น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซล) สำหรับเดินเครื่องโรงไฟฟ้า Peak Generation นอกจากนั้น ยังช่วยลดต้นทุนในการคงโรงไฟฟ้าเก่าสำหรับเดินเครื่องในช่วงเวลาสั้นๆ ไม่ก็ชั่วโมงต่อปี (Operation and Maintenance Cost) และยังช่วยลดหรือหลีกเลี่ยงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ (Investment Cost)

๒.๑.๓ ผลของ Demand Response ต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า

กลไกของ Demand Response มีหลายรูปแบบ แต่ละแบบมีปัจจัยพื้นฐานมาจากกลไกราคาดังแสดงในรูปที่ ๒.๓ พบว่าในกรณีของความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบไม่ยืดหยุ่น (Inelastic Demand) คือ ไม่ว่าราคาค่าไฟจะเป็นเท่าใดก็จะไม่เปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟ แต่ในกรณีของความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบยืดหยุ่น (Elastic Demand) นั้นเมื่อราคาค่าไฟถูกก็จะมีการใช้ไฟมาก แต่เมื่อค่าไฟแพงก็จะมีการใช้ไฟน้อย จากการใช้ไฟฟ้าทั้งสองแบบการไฟฟ้าก็ต้องผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการจึงทำให้ในกรณีของโหลด Inelastic Demand มีราคาค่าไฟสูงกว่าโหลด แบบ Elastic Demand ดังนั้น หากมีการใช้กลไกของ Demand Response โดยในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงราคาค่าไฟแพงและช่วงที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำมีราคาค่าไฟถูกจะทำให้โหลดแบบ Inelastic Demand เปลี่ยนมาเป็นโหลดแบบ Elastic Demand เพิ่มขึ้น จึงเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้า และเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและลดการลงทุน



รูปที่ ๒.๓ แนวโน้มผลทางเศรษฐศาสตร์ของ Demand Response
(ที่มา: นิตยสารไฟฟ้าสาร, วสท., ปีที่ ๑๘ ฉบับที่ ๒, พฤษภาคม - มิถุนายน ๒๕๕๔)

๒.๒ ประเภทของ Demand Response

จากผลการศึกษาในหลายประเทศที่มีการดำเนินการเกี่ยวกับ Demand Response พบว่ามีการแบ่งประเภทของ Demand Response ออกเป็น ๒ ประเภทหลัก คือ Time/Price Based Demand Response ที่เน้นการใช้อัตราค่าไฟฟ้าเป็นตัวกระตุ้นให้เกิดการปรับพฤติกรรม และ Incentive Based Demand Response ที่เน้นการใช้เงินสนับสนุนพิเศษเป็นตัวกระตุ้นให้เกิดการปรับพฤติกรรม ดังมีรายละเอียดเพิ่มเติมต่อไปนี้

๒.๒.๑ Time/Price Based Demand Response

Demand Response ประเภทนี้เป็นมาตรการที่กระตุ้นให้เกิดการปรับพฤติกรรมผ่านอัตราค่าไฟฟ้า โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

๑) Time of Use (TOU)

อัตราค่าไฟฟ้า TOU เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate) โดยค่าไฟจะแพงในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก (On Peak) เช่น ระหว่างเวลา ๐๙.๐๐ – ๒๒.๐๐ น. ของวันจันทร์ - วันศุกร์ เนื่องจากการไฟฟ้าต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงทุกชนิด ทั้งที่มีราคาถูกและแพง เพื่อ



ผลิตกระแสไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ แต่ในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย (Off Peak) เช่น ระหว่างเวลา ๒๒.๐๐ – ๐๕.๐๐ น. ของวันจันทร์ - วันศุกร์ และทั้งวันของวันเสาร์ - อาทิตย์ และวันหยุดราชการที่ไม่รวมวันหยุดชดเชย ค่าไฟจะถูก เนื่องจากไฟฟ้าสามารถเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงราคาถูกได้ ดังนั้น อัตราค่าไฟฟ้า TOU จึงเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่แท้จริงประเภทหนึ่ง

๒) Real Time Pricing (RTP)

อัตราค่าไฟฟ้าแบบ RTP เป็นการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าให้มีการเปลี่ยนแปลงทุกชั่วโมงเพื่อสะท้อนถึงต้นทุนของระบบที่เปลี่ยนแปลงตลอดเวลา เพื่อเป็นการกระตุ้นให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าตลอดช่วงเวลาของวัน

๓) Critical Peak Pricing (CPP)

อัตราค่าไฟฟ้าแบบ CPP เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่มีอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU เป็นพื้นฐานแต่เพิ่มอัตราพิเศษที่แพงขึ้นไปอีก หลายเท่าตัวในช่วง On Peak ปกติของ TOU

๔) Peak Time Rebate (PTR)

อัตราค่าไฟฟ้าแบบ PTR เป็นอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งโดยปกติจะอยู่บนโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปกติ (Flat Rate) แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับค่าชดเชย ถ้าสามารถลดการใช้ไฟฟ้าในขณะช่วงเวลาที่วิกฤตของระบบได้ (Peak or critical time) โดยลูกค้าสามารถตัดสินใจที่จะลดการใช้ไฟฟ้าในเวลาดังกล่าว

๒.๒.๒ Incentive Based Demand Response

Demand Response ประเภทนี้เป็นมาตรการที่กระตุ้นให้เกิดการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมผ่านเงินสนับสนุนพิเศษ โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

๑) Direct Load Control (DLC)

มาตรการ DLC เป็นมาตรการการควบคุมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยการทำข้อตกลงระหว่างผู้ดูแลระบบและผู้ใช้ไฟฟ้า โดยผู้ดูแลระบบสามารถสั่งการตัดการใช้ไฟฟ้าหรือเปลี่ยนแปลงรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการได้ เช่น เครื่องปรับอากาศ หรือเครื่องทำความร้อน ระบบแสงสว่าง ซึ่งปกติแล้วผู้เข้าร่วม



โครงการ DLC มักจะเป็นลูกค้าครัวเรือนหรือลูกค้าธุรกิจขนาดเล็ก โดยค่าชดเชยที่ได้รับเป็น ค่าพลังไฟฟ้า (Availability Payment)

๒) Interruptible/Curtailment

มาตรการ Interruptible/Curtailment เป็นมาตรการมีการกำหนดเงินสนับสนุนพิเศษหรือได้รับค่าไฟฟ้าในอัตราพิเศษ อย่างไรก็ตาม จะมีข้อตกลงระหว่างการไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับปริมาณและจำนวนครั้งที่จะเรียกใช้งานการลดการใช้ไฟฟ้า เช่น เรียกใช้ปีละไม่เกิน ๔๐ ครั้ง ครั้งละ ๓ ชั่วโมง เป็นต้น โดยค่าชดเชยที่ได้รับเป็น ค่าพลังไฟฟ้า (Availability Payment)

๓) Demand Bidding/Buyback Program

เป็นมาตรการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเสนอที่จะลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าตามราคาไฟฟ้าที่ถูกกำหนดโดยตลาดซื้อขายไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วมักจะเป็นลูกค้าขนาดใหญ่ ตั้งแต่ ๑ MW ขึ้นไป โดยตลาดซื้อขายไฟฟ้ามักจะตอบรับข้อเสนอเมื่อลูกค้าเสนอราคาไฟฟ้าที่ต่ำกว่าราคาไฟฟ้าที่ตลาดไฟฟ้ากำหนด โดยค่าชดเชยที่ได้รับ คือ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ที่ลูกค้าเสนอ

๔) Emergency Demand Response Program

เป็นมาตรการจ่ายเงินสนับสนุนให้กับลูกค้าสำหรับการลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงขณะที่ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองลดต่ำลงซึ่งเสี่ยงต่อการเกิดไฟฟ้าดับ โดยค่าชดเชยที่ได้รับแบ่งเป็น ๒ ส่วน คือ ค่าพลังไฟฟ้า (Availability Payment) และ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)

๕) Capacity Market Program

เป็นมาตรการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเสนอที่จะลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบของกำลังผลิตของระบบเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้า โดยปกติผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับการแจ้งในวันที่จะเกิดเหตุการณ์ สำหรับเงินสนับสนุนมักจะประกอบไปด้วยเงินล่วงหน้าสำหรับปริมาณที่จะลดได้ และโทษปรับเมื่อไม่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้เมื่อถูกร้องขอ โดยค่าชดเชยที่ได้รับแบ่งเป็น ๒ ส่วน คือ ค่าพลังไฟฟ้า (Availability Payment) และ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)



๖) Ancillary Services Market Program

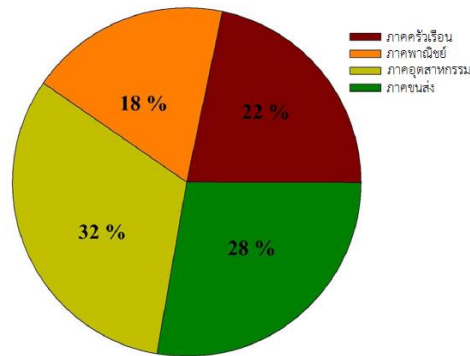
เป็นมาตรการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเสนอปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่สามารถลด ได้ในตลาดซื้อขายไฟฟ้า ในรูปแบบ Operating Reserve ถ้าข้อเสนอได้รับการคัดเลือก ผู้ใช้ไฟฟ้า จะได้รับการจ่ายเงินที่อัตราค่าไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าสำหรับความพร้อมที่จะลดถ้าเกิดเหตุการณ์ที่การใช้ไฟฟ้ามีความจำเป็น และตลาดซื้อขายไฟฟ้าร้องขอ ผู้ใช้ก็อาจจะได้รับเงินสนับสนุนที่ราคาตลาด โดยค่าชดเชยที่ได้รับแบ่งเป็น ๒ ส่วน คือ ค่าพลังไฟฟ้า (Availability Payment) และ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)

๒.๒.๓ การศึกษาเปรียบเทียบประสิทธิผลของมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ

จากผลการศึกษาบทความที่สำคัญเรื่อง A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids (ประเทศสหรัฐอเมริกา) ซึ่งเป็นการเปรียบเทียบมาตรการด้าน Demand Response ประเภทต่างๆ พบว่า มาตรการด้าน Demand Response จะมีประสิทธิผลมากขึ้นหากมีการพิจารณาจำแนกผู้ใช้ไฟฟ้าตามพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้า และ ปริมาณการใช้กำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยในหัวข้อนี้จะกล่าวรวมพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้า และปริมาณการใช้กำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าก่อน จากนั้นจะได้สรุปเกี่ยวกับความเหมาะสมการใช้มาตรการด้าน Demand Response ประเภทต่างๆ

๑) ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

โดยปกติแล้วจะแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น ๔ ประเภทคือ ภาคขนส่ง ภาคที่อยู่อาศัย ภาคอุตสาหกรรม และ ภาคพาณิชย์ เป็นอัตราส่วนดังรูปที่ ๒.๔ อย่างไรก็ตามมาตรการ Demand Response นำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าเพียง ๓ ประเภทเป็นหลัก คือ ๑) ภาคที่อยู่อาศัย ๒) ภาคอุตสาหกรรม และ ๓) ภาคพาณิชย์



รูปที่ ๒.๔ อัตราส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

(ที่มา : J. S. Vardakas, C. V. Verikoukis and N. Zorba, "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms", IEEE COMMUNICATION SURVEYS & TUTORIALS, VOL. 17, NO. 1, 2015.)

๑.๑) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย

การออกแบบมาตรการ Demand Response สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้มีความซับซ้อนมากเนื่องจากมีรูปแบบการใช้พลังงานที่ไม่แน่นอนและมีอัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าค่อนข้างน้อย การดำเนินการ Demand Response กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้จะใช้รูปแบบการลด หรือการเลื่อนเวลาการใช้กำลังไฟฟ้า

๑.๒) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์

โดยปกติแล้วในแต่ละอาคารพาณิชย์จะมีรูปแบบการใช้กำลังไฟฟ้าที่มีรูปแบบคงเดิม ซึ่งถูกกำหนดโดยฤดูกาล การออกแบบอาคาร และการบริหารจัดการภายในอาคาร พฤติกรรมการใช้กำลังไฟฟ้าโดยส่วนใหญ่ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้ขึ้นอยู่กับราคาค่าไฟฟ้า ในบางครั้งการใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่มาจากเครื่องทำความร้อน เครื่องปรับอากาศ หรือระบบระบายอากาศ ซึ่งเป็นเครื่องใช้ไฟฟ้าที่สามารถลดการใช้กำลังไฟฟ้าด้วยการปรับอุณหภูมิหากมีความจำเป็น ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าในอาคาร หรือระบบควบคุมอัตโนมัติ (Automated Control System) สามารถบริหารความยืดหยุ่นของเครื่องใช้ไฟฟ้าเหล่านี้ได้

๑.๓) ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้โดยทั่วไปแล้วมีการใช้กำลังไฟฟ้าสูงที่สุดมากถึงหลายร้อยเมกะวัตต์ รวมไปถึงระบบรักษาความปลอดภัยของข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเองก็มีความสำคัญอย่างยิ่ง เนื่องจากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเพียงพอที่จะทราบถึงเครื่องมือที่ใช้และเวลาในการเดินเครื่องอันเป็นความลับที่ส่งผลกระทบต่อมากในธุรกิจที่มีการแข่งขันสูง



ดังนั้นแล้วมาตรการ Demand Response อาจพิจารณาเพิ่มความเชื่อถือได้ และความปลอดภัยต่อข้อมูลการใช้ไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้เพื่อป้องกันความเสียหายของธุรกิจ

๒) ความเหมาะสมการใช้มาตรการด้าน Demand Response

เมื่อพิจารณามาตรการ Demand Response ประเภท Time/Price Based Pricing และ Incentive Based Pricing ที่ได้อธิบายข้างต้น และพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ประกอบกับทางคณะที่ปรึกษาได้อ้างอิงจากเอกสารเหล่านี้คือ “The impact of informational feedback on energy consumption—A survey of the experimental evidence” (A. Faruqui, S. Sergici, and A. Sharif, 2010), “Lessons learned from smart grid enabled programs” (J. Wang, M. A. Biviji, and W. M. Wang, 2011), “Real time pricing and electricity market design” (H. Allcott, 2009) สามารถจำแนกความเหมาะสมของแต่ละมาตรการ Demand Response เมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ได้ ๒ ประเภทคือ ๑) Time/Price Based Pricing และ ๒) Incentive Based Pricing

๒.๑) Time/Price Based Pricing

มาตรการ Demand Response ประเภท Time/Price Based Pricing สามารถนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ทุกประเภท และมีประสิทธิผลในการปรับพฤติกรรมด้านการใช้พลังงานแตกต่างกันไปตามกลไกราคาประเภทต่างๆ โดยสามารถสรุปประสิทธิผลของการใช้ Time/Price Based Pricing ในการปรับพฤติกรรมได้ดังนี้

- Time Of Used Pricing (TOU)

สามารถนำไปประยุกต์ใช้กับ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย, ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมได้โดยผู้ใช้ไฟฟ้าต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU เสียก่อน ซึ่งโดยมากมักพบว่ามาตรการ Demand Response ประเภทนี้มีประสิทธิผลในการปรับพฤติกรรมค่อนข้างน้อย เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ได้รับเงินสนับสนุนจากการลดการใช้พลังงาน มีเพียงการตอบสนองการใช้พลังงานต่อราคาไฟฟ้าในช่วง On Peak เท่านั้น

- Critical Peak Pricing (CPP)

เมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ แล้วพบว่ามิผลในการปรับพฤติกรรมดีกว่ามาตรการ Demand Response ประเภท Time Of Used Pricing เพราะอัตราค่าไฟฟ้าในช่วง On Peak มีค่าสูงกว่ามาก อย่างไรก็ตามเมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมที่มีพฤติกรรมการใช้กำลังไฟฟ้าต่อเนื่องแล้ว การหยุดใช้กำลังไฟฟ้าในช่วง Mid Peak และ On Peak ต่อเนื่องกันเป็นไปได้ยาก CPP จึงมีประสิทธิผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมที่ใกล้เคียงกับ TOU



- Peak Day Rebate (PDR)

มีประสิทธิภาพที่ดีกว่าในการปรับพฤติกรรมการใช้พลังงานเมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรม เนื่องจากได้รับจำนวนเงินสนับสนุนมากกว่าผู้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือน เพราะมีความยืดหยุ่นในการใช้ไฟฟ้ามากกว่าผู้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือน

- Real Time Pricing (RTP)

มาตรการ Demand Response ประเภทนี้มีประสิทธิภาพในการปรับพฤติกรรมที่ดีเมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ไฟฟ้าทั้ง ๓ ประเภท เพราะผู้ไฟฟ้าสามารถตระหนักถึงราคาค่าไฟฟ้าได้ตลอดเวลาผ่านอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ อีกทั้งในบางกรณีสามารถลดค่าไฟฟ้าจากการใช้มาตรการ RTP ได้มากกว่าที่คาดการณ์ไว้ล่วงหน้าด้วย

๒.๒) Incentive Based Pricing

มาตรการ Demand Response ประเภท Incentive Based Pricing โดยมากแล้วประยุกต์ใช้กับผู้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และประเภทอุตสาหกรรม เนื่องจากกลไกราคาบางประเภทเป็นกลไกราคาที่มีการยื่นข้อเสนอการลดกำลังไฟฟ้าแข่งขันกันในด้านราคา ทำให้ผู้ไฟฟ้ารายเล็กไม่สามารถแข่งขันในตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตามยังคงมีกลไกราคาของมาตรการ Demand Response ประเภทนี้ที่มีประสิทธิภาพในการประยุกต์ใช้กับผู้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือนอยู่ โดยสามารถสรุปประสิทธิภาพของมาตรการ Demand Response ประเภท Incentive Based Pricing ได้ดังนี้

๒.๒.๑) Direct Load Control (DLC)

มาตรการ Demand Response ประเภทนี้มีประสิทธิภาพที่ดีเมื่อประยุกต์ใช้กับผู้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือนเนื่องจากเครื่องใช้ไฟฟ้าส่วนมากเป็นเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ผู้ดูแลสามารถปิดการทำงานได้โดยไม่ส่งผลกระทบทางด้านธุรกิจเช่นเครื่องปรับอากาศ หรือเครื่องทำน้ำร้อน เป็นต้น ในทางตรงกันข้ามผู้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรมมีเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ยินยอมให้ผู้ดูแลระบบควบคุมโดยตรงไม่ได้เช่นเครื่องจักรในกระบวนการผลิตเหล็ก เป็นต้น จึงมีประสิทธิภาพไม่ดีมากนักเมื่อประยุกต์ใช้กับผู้ไฟฟ้าประเภทนี้



๒.๒.๒) Interruptible/Curtailment (I/C)

โดยมากแล้วมาตรการ Demand Response ประเภท I/C ประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรมเป็นหลักเนื่องจากต้องมีการทำข้อตกลงในด้านปริมาณการลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรมมีความยืดหยุ่นในการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือน รวมถึงถ้าไม่สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่าที่เสนอไว้ได้เมื่อผู้ดูแลระบบร้องขอจะมีโทษปรับ ผู้ใช้ไฟฟ้าจำเป็นต้องคำนึงถึงความเสี่ยงภัยที่เกิดจากการปิดเครื่องใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับโทษปรับที่ถูกกำหนดไว้

๒.๒.๓) Demand Bidding/Buyback Program (DB)

มาตรการ Demand Response ประเภท DB สามารถจำแนกเป็นประเภท Market-Based ได้ ซึ่งเหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และอุตสาหกรรมที่มีการใช้กำลังไฟฟ้าตั้งแต่ ๑ MW ขึ้นไป เพราะจำเป็นต้องเสนอการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าตามที่ตลาดซื้อขายไฟฟ้าต้องการ ความยืดหยุ่นในการใช้กำลังไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งจำเป็น

๒.๒.๔) Emergency Demand Response Programs (EDRPs)

เป็นมาตรการ Demand Response ประเภท Market-Based อีกประเภทหนึ่ง เหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และอุตสาหกรรม เนื่องจากเป็นมาตรการ Demand Response ที่เกี่ยวข้องกับความเสี่ยงต่อได้ของระบบไฟฟ้าในช่วงที่กำลังไฟฟ้าสำรองลดต่ำลง ดังนั้นปริมาณการลดการใช้กำลังไฟฟ้าจำเป็นต้องอยู่ในช่วงที่มีประสิทธิภาพมากพอ

๒.๒.๕) Capacity Market Program (CMP)

เป็นมาตรการที่เหมาะสมกับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรม เพราะมาตรการนี้จำเป็นต้องเสนอกำลังผลิตไฟฟ้าในรูปของการลดการใช้กำลังไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า ความยืดหยุ่นในการใช้กำลังไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งจำเป็นในมาตรการ Demand Response ประเภท CMP

๒.๒.๖) Ancillary Services Market Program (ASM)

เป็นมาตรการ Demand Response ที่ใกล้เคียงกับมาตรการ CMP ในด้านการซื้อขายการลดกำลังไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า จึงเหมาะสมกับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรมที่มีความยืดหยุ่นในการ



ใช้กำลังไฟฟ้าสูงกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือน

ทั้งนี้ จะสามารถสรุปประสิทธิผลของมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ ต่อการปรับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดังตารางที่ ๒.๑

ตารางที่ ๒.๑ ตารางแสดงประสิทธิผลของมาตรการ Demand Response (ที่มา: J. S. Vardakas, C. V. Verikoukis and N. Zorba, "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms", IEEE COMMUNICATION SURVEYS & TUTORIALS, VOL. 17, NO. 1, 2015.)

มาตรการ Demand Response	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า		
	Residential	Commercial	Industrial
TOU	✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓
CPP	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓
PLP	✓ ✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓
PDR	✓ ✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓
RTP	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓
DLC	✓ ✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓
I/C	✓ ✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓
EDRP	✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓
CMP	✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓
DB	✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓
ASM	✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือนแล้วมาตรการ Demand Response ประเภท Incentive Based Pricing มีประสิทธิผลน้อยมาก เนื่องมาจากกลไกราคาบางประเภทเช่น DB, ASM และ CMP เป็นกลไกราคาที่มีการยื่นข้อเสนอการลดกำลังไฟฟ้าแข่งขันกันในด้านราคา ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยเล็กไม่สามารถแข่งขันในตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้ มาตรการ Demand Response ประเภท Time/Price Based Pricing จึงมีประสิทธิผลในการปรับพฤติกรรมได้ดีกว่า

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และโรงงานอุตสาหกรรมสามารถใช้ประโยชน์จากมาตรการ Demand Response ประเภท Incentive Based Pricing ในการปรับพฤติกรรมได้มากกว่า เนื่องจากมีความยืดหยุ่นของการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าภาคครัวเรือน เมื่อพิจารณาในด้านเศรษฐศาสตร์แล้วจึงมีประสิทธิผลมากกว่าในการปรับพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้า

จากตารางแสดงประสิทธิผลของมาตรการ Demand Response มาตรการที่เหมาะสมที่สุดสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง ๓ ประเภท คือ มาตรการ RTP เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตอบสนองต่อการใช้ไฟฟ้าได้ตลอดเวลาโดยไม่ต้องประมูลแข่งขันในตลาดซื้อขายไฟฟ้า

ดังนั้นการเลือกใช้มาตรการ Demand Response ควรพิจารณาประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยเพื่อให้สามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ



๒.๓ ประสบการณ์การดำเนินการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย

ในบทนี้ได้กล่าวถึงรายละเอียดการดำเนินการด้าน Demand Response ที่ผ่านมาของประเทศไทย อันประกอบไปด้วย รายละเอียดของการดำเนินการด้าน “มาตรการ” และ รายละเอียดด้าน “กลไกราคา และ แรงจูงใจ” โดยได้แบ่งการดำเนินการมาตรการ Demand Response ออกตาม ๔ หน่วยงานหลักที่มีหน้าที่ดูแล หรือ กำหนดนโยบายเกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย ได้แก่ (๑) โครงการ Demand Response โดย คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) (๒) โครงการ Demand Response โดย การไฟฟ้านครหลวง (๓) โครงการ Demand Response โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ (๔) โครงการ Demand Response โดย สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ดังมีรายละเอียดต่อไปนี้

๒.๓.๑ โครงการ Demand Response โดย กกพ.

สำหรับโครงการ Demand Response ที่ดำเนินการโดย กกพ. ที่ผ่านมานั้น ได้กำหนดอัตราค่าชดเชย และ ดำเนินงานร่วมกับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ได้แก่ กฟผ., กฟน. และ กฟภ. โดยสามารถแบ่งออกเป็น ๓ ช่วงดังนี้ (๑) โครงการ Demand Response โดย กกพ. ในปี ๒๕๕๗, (๒) โครงการ Demand Response โดย กกพ. ครั้งที่ ๑/๒๕๕๘ และ (๓) โครงการ Demand Response โดย กกพ. ครั้งที่ ๒/๒๕๕๘

ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อลดการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง โดย กกพ. นำเงินมาจ่ายค่าชดเชยให้ลูกค้าก่อนล่วงหน้าและเก็บคืนด้วยค่า Ft สำหรับ ปี ๒๕๕๙ นั้นไม่มีโครงการ Demand Response เนื่องจากราคาน้ำมันดีเซลลดลงอย่างมาก

๑) โครงการ Demand Response โดย กกพ. ในปี ๒๕๕๗

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เริ่มดำเนินการโครงการ Demand Response ในประเทศไทย ในช่วงวันที่ ๑๙ มิถุนายน – ๗ กรกฎาคม ๒๕๕๗ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อทดลองการใช้มาตรการ Demand Response รวมถึงเป็นการเตรียมความพร้อมของหน่วยงานต่างๆ ในการพัฒนามาตรการ Demand Response ให้ใช้ได้ผลเมื่อเกิดเหตุการณ์จำเป็นในอนาคต ทั้งยังช่วยลดการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลที่มีราคาแพงในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA – 18 และช่วยลดความเสี่ยงไฟดับในภาคใต้

สำหรับผู้เข้าร่วมโครงการ ประกอบไปด้วยกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าภาคอุตสาหกรรมจำนวน ๔๓๐ ราย ใน ๑๔ จังหวัดภาคใต้ ได้แก่ กระบี่ ตรัง ชุมพร นราธิวาส นครศรีธรรมราช ประจวบคีรีขันธ์ ปัตตานี พังงา ระนอง ยะลา ภูเก็ต สตูล สงขลา และ สุราษฎร์ธานี ที่ติดตั้งมิเตอร์ระบบการอ่านหน่วยอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading – AMR)



สำหรับอัตราค่าชดเชยนั้นลูกค้าจะได้รับเงินชดเชยจากหน่วยการใช้ไฟฟ้า (kWh) ที่ลดได้
หน่วยละ ๔ บาท ซึ่งเงินค่าชดเชยดังกล่าวคิดเป็นส่วนหนึ่งในค่า Ft จำนวน 0.26 สตางค์ต่อหน่วย

จากการเฝ้าติดตามสถานการณ์การใช้ไฟฟ้าอย่างใกล้ชิดรวมทั้งมีการรณรงค์จากทุกภาคส่วนในพื้นที่ ๑๔
จังหวัดภาคใต้ โดยความร่วมมือของกองทัพภาคที่ ๔ และผู้ว่าราชการจังหวัดทุกจังหวัด ทำให้การใช้ไฟฟ้าใน
ภาคใต้มีปริมาณสูงกว่า ๒,๓๐๐ เมกะวัตต์ เพียง ๖ วันเท่านั้น ซึ่งน้อยกว่าประมาณการเดิมที่คาดว่าจะมีการใช้
ไฟฟ้าสูงกว่า ๒,๓๐๐ เมกะวัตต์ จำนวนถึง ๒๔ วัน

๒) โครงการ Demand Response โดย กกพ. ในปี ๒๕๕๘/ครั้งที่ ๑

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เริ่มดำเนินการโครงการ Demand Response ในประเทศ
ไทย ในช่วงวันที่ ๑๐, ๑๗, ๑๘, ๒๐ เมษายน พ.ศ.๒๕๕๘ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องในการใช้
มาตรการ Demand Response จากที่ได้ทดลองดำเนินการแล้วในปี ๒๕๕๗ รวมถึงเป็นการเตรียมความพร้อม
ของหน่วยงานต่างๆ ในการพัฒนามาตรการ Demand Response ให้ใช้ได้ผลเมื่อเกิดเหตุการณ์จำเป็นในอนาคต
ทั้งยังช่วยลดการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลที่มีราคาแพงในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานา
และแหล่งซอติกา ซึ่งปิดเพื่อซ่อมบำรุงในเดือนเมษายน ๒๕๕๘

สำหรับผู้เข้าร่วมโครงการจะต้องมีคุณสมบัติดังนี้

- (๑) เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง, กิจการขนาดใหญ่ และกิจการเฉพาะอย่าง (ผู้ใช้ไฟฟ้า
ประเภท ๓, ๔, ๕)
- (๒) ใช้มิเตอร์ชนิด AMR ซึ่งสามารถบันทึกการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ทุก ๑๕ นาที เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า
๓๑ วัน
- (๓) เสนอลดการใช้กำลังไฟฟ้าไม่ต่ำกว่า ๑๐๐ กิโลวัตต์ ในแต่ละช่วงเวลา

สำหรับวันและเวลาที่ขอให้ลดการใช้ไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ ๒.๒

ตารางที่ ๒.๒ ตารางแสดงวันและเวลาที่ขอให้ลดการใช้ไฟฟ้า

วันที่	ช่วงเวลา
๑๐, ๑๗, ๑๘ และ ๒๐ เมษายน ๒๕๕๘	(๑) เวลา ๑๐.๐๐ – ๑๒.๐๐ น.
	(๒) เวลา ๑๔.๐๐ – ๑๗.๐๐ น.
	(๓) เวลา ๑๘.๐๐ – ๒๒.๐๐ น.

สำหรับอัตราค่าชดเชยนั้นลูกค้าจะได้รับเงินชดเชยจากหน่วยการใช้ไฟฟ้า (kWh) ที่ลดได้
หน่วยละ ๓ บาท โดยเงื่อนไขการพิจารณาเงินชดเชยเป็นไปตามมติที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานกำหนด



ในการดำเนินการดังกล่าว การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ได้แก่ กฟผ. กฟน. และ กฟภ. ทำหน้าที่เป็นผู้ประสานงานไปยังผู้เข้าร่วมโครงการ Demand Response โดยรวมถึงกระบวนการต่างๆ เช่น การประชาสัมพันธ์ การรับสมัคร การแจ้งผู้เข้าร่วมโครงการ Demand Response ให้ลดการใช้ไฟฟ้า การวัดและคำนวณผลการลดใช้ไฟฟ้า และการจ่ายเงินชดเชยให้ผู้เข้าร่วมโครงการ Demand Response เป็นต้น

สำหรับการรับสมัครผู้ประสงค์เข้าร่วมโครงการนั้น ผู้ประสงค์เข้าร่วมโครงการต้องกรอกใบสมัคร ดังตัวอย่างในรูปที่ ๒.๕ ซึ่งประกอบด้วย ชื่อบริษัท/นิติบุคคล หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า สถานที่ ประเภทกิจการ และปริมาณพลังงานที่ต้องการจะลด เป็นต้น และยื่นแบบสมัครให้กับ กฟผ. กฟภ. หรือ กฟน. โดยจะนำเสนอไปยังคณะทำงานบริหารจัดการพลังงานเพื่อพิจารณา โดยเกณฑ์การพิจารณาจะจัดลำดับตามผู้ที่เสนอปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะลดสูงสุดเป็นลำดับแรก และให้ กฟผ. กฟภ. หรือ กฟน. แจ้งให้ผู้สมัครทราบ



เลขที่*

วันที่* เวลา*

ผู้รับเอกสาร

ใบสมัคร

“โครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) ครั้งที่ 1/2558”

ชื่อบริษัท / นิติบุคคล*

หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า* รหัสเครื่องวัด* การไฟฟ้า*

สถานที่ตั้ง เลขที่* หมู่ ซอย ถนน ตำบล/แขวง อำเภอ/เขต จังหวัด รหัสไปรษณีย์

โทรศัพท์ โทรสาร E-mail*

ชื่อผู้ติดต่อ/ประสานงาน* ตำแหน่ง

โทรศัพท์ โทรศัพท์มือถือ* โทรสาร E-mail*

ข้าพเจ้า มีความประสงค์จะเข้าร่วมโครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้าเพื่อรองรับการหยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติในเดือน
เมษายน 2558 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- ประเภทกิจการ* (กรุณากรอกเครื่องหมาย “/” ลงในช่อง ☐ ด้านล่าง)
☐ อุตสาหกรรม ☐ อาคาร สำนักงาน ☐ ส่วนราชการ ☐ โรงแรม
☐ ร้านค้า ☐ โรงเรียน/มหาวิทยาลัย ☐ ห้างสรรพสินค้า ☐ โรงพยาบาล ☐ อื่นๆ
- เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าของ ☐ กฟผ. ☐ กฟน. ☐ กฟภ. ☐ SPP ☐ อื่นๆ
- ข้าพเจ้ามีความยินดีในการร่วมลดการใช้ไฟฟ้าครั้งนี้
ข้าพเจ้าขอแสดงเจตจำนงปริมาณพลังไฟฟ้า (กิโลวัตต์) ที่จะลดในระหว่างดำเนินการ ดังนี้:

วันที่	พลังไฟฟ้าที่จะลดได้ในแต่ละช่วงเวลา (kW) *		
	10:00-12:00	14:00-17:00	19:00-22:00
10 เม.ย. 58			
17 เม.ย. 58			
18 เม.ย. 58			
20 เม.ย. 58			

(หมายเหตุ : ปริมาณขั้นต่ำ 100 kW ในแต่ละช่วงเวลาแสดงเจตจำนง และสามารถเลือกช่วงเวลาที่เหมาะสมกับแผนการผลิตของกิจการได้)

ลงชื่อ ผู้แสดงเจตจำนง
()

ตำแหน่ง

สำหรับเจ้าหน้าที่

- ผู้แสดงเจตจำนง เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ☐ 3 กิจการขนาดกลาง ☐ 4 กิจการขนาดใหญ่ ☐ 5 กิจการเฉพาะอย่าง
- เอกสารที่ใช้ประกอบการยื่นแบบแสดงเจตจำนง ☐ สำเนาใบเสร็จ / สำเนาหนังสือแจ้งค่าไฟฟ้า

ลงชื่อ (สำหรับเจ้าหน้าที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) วันที่ คัดข้อมูลในระบบ*

หมายเหตุ * เป็นข้อมูลสำคัญสำหรับเจ้าหน้าที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ส่งใบสมัครเข้าร่วมที่ : Call Center :

รูปที่ ๒.๕ ตัวอย่างใบสมัครโครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) ครั้งที่ ๑/๒๕๕๘
สำหรับการวัดและการคำนวณผลการลดใช้ไฟฟ้ามีหลักเกณฑ์ดังต่อไปนี้



(๑) การคำนวณส่วนต่างพลังงานไฟฟ้า

- พลังไฟฟ้าฐาน (Baseline) = ปริมาณพลังไฟฟ้า (kW) เฉลี่ยของ ๑๕ นาทีเดียวกับที่พิจารณา
ปริมาณพลังไฟฟ้าจริง ในระยะเวลา ๒๘ มีนาคม – ๙ เมษายน ๒๕๕๘ ยกเว้น วันอาทิตย์ที่ ๕ เมษายน และวัน
จันทร์ที่ ๖ เมษายน ๒๕๕๘

- พลังไฟฟ้าจริง (Actual) = ปริมาณพลังไฟฟ้า (kW) ในแต่ละ ๑๕ นาทีที่ร่วมดำเนินการระหว่างเวลา
๑๘.๓๐ – ๒๑.๓๐ น. ของวันที่ขอลดการใช้ไฟฟ้า

- ส่วนต่างพลังไฟฟ้า = พลังไฟฟ้าฐาน (Baseline) ลบด้วยพลังไฟฟ้าจริง (Actual) แต่ละ ๑๕ นาที
ในช่วงเวลาเดียวกัน

(๒) เงื่อนไขการพิจารณาเงินชดเชยแบ่งเป็น ๒ กรณี ดังนี้

- กรณีที่ ๑ เปรียบเทียบส่วนต่างพลังไฟฟ้า กับพลังไฟฟ้าที่ผู้เข้าร่วมโครงการเสนอลด ในช่วงเวลา
เดียวกัน ทั้งนี้ส่วนต่างพลังไฟฟ้าที่เกินกว่าร้อยละ ๑๕๐ ของพลังไฟฟ้าที่เสนอลดจะไม่ถูกนำมาคำนวณเงินชดเชย
เช่น หากผู้เข้าร่วมมาตรการเสนอพลังไฟฟ้าที่ต้องการลด ๑๐๐ กิโลวัตต์ แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดพลังไฟฟ้าได้
๑๖๐ กิโลวัตต์ พลังไฟฟ้าที่สามารถลดได้ ๑๕๐ กิโลวัตต์แรกจะถูกคำนวณเงินชดเชย ส่วน ๑๐ กิโลวัตต์ที่เหลือจะ
ไม่นำมาคิดในเงินชดเชย

- กรณีที่ ๒ เปรียบเทียบส่วนต่างพลังไฟฟ้า กับพลังไฟฟ้าฐานของผู้เข้าร่วมโครงการ โดยส่วนต่างพลัง
ไฟฟ้าที่เกินร้อยละ ๕๐ ของพลังไฟฟ้าฐานจะไม่ถูกนำมาคำนวณเงินชดเชย เช่น พลังไฟฟ้าฐานมีค่า ๑๐๐ กิโลวัตต์
และ ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าลงมาได้ ๖๐ กิโลวัตต์ กล่าวคือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน
ของผู้ใช้ไฟฟ้าคือ ๔๐ กิโลวัตต์ พลังไฟฟ้าที่ลดลงมา ๕๐ กิโลวัตต์แรกจะถูกนำมาคำนวณเงินชดเชย ส่วน ๑๐
กิโลวัตต์ที่เหลือจะไม่นำมาคิดในเงินชดเชย ทั้งนี้การพิจารณาเพื่อคำนวณเงินชดเชยจะพิจารณาพลังไฟฟ้า (kW)
ต่ำที่สุดจากสองเงื่อนไขข้างต้น

(๓) การคำนวณเงินชดเชย

- การไฟฟ้าพิจารณาส่วนต่างพลังไฟฟ้าเทียบกับเงื่อนไขการพิจารณา ส่วนต่างพลังงานไฟฟ้าที่ผ่าน
เงื่อนไขข้อ (๒) จะนำมาหารด้วย ๔ เพื่อแปลงเป็นหน่วยการใช้ไฟฟ้าที่ลดได้ในแต่ละช่วง และคูณด้วยอัตราชดเชย

สำหรับผลการลดการใช้ไฟฟ้านั้นมีเป้าหมายที่จะลดการใช้ไฟฟ้า ๖๗๖ เมกะวัตต์ สามารถลดการใช้ไฟฟ้า
ได้จริง ๕๖๐ เมกะวัตต์ เพื่อแก้ไขปัญหาวิกฤตแหล่งก๊าซชาดานา

๓) โครงการ Demand Response โดย กกพ. ในปี ๒๕๕๘/ครั้งที่ ๒

การดำเนินโครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) ครั้งที่ ๒/๒๕๕๘ เป็นการดำเนิน
โครงการต่อเนื่อง เพื่อเตรียมความพร้อมรองรับการเกิดอุบัติเหตุในระบบไฟฟ้า หรือในกรณีแหล่งก๊าซธรรมชาติซึ่ง



เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องหยุดซ่อม โดยการดำเนินโครงการในครั้งนี้เป็นการเตรียมความพร้อมรองรับการหยุดซ่อมของแหล่งก๊าซธรรมชาติ JDA-A18 เพื่อติดตั้งทางเชื่อมระหว่างแท่นผลิต (Bridge Installation) ที่ปรับปรุงระบบและรักษาความสามารถในการส่งก๊าซฯ ให้เป็นไปตามสัญญาโดยมีกำหนดหยุดซ่อมตั้งแต่วันที่ ๑๙ - ๒๓ กรกฎาคม ๒๕๕๘ ส่งผลให้โรงไฟฟ้าจะนะซึ่งใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซธรรมชาติ JDA-A18 ได้รับผลกระทบ โดยโรงไฟฟ้าจะนะชุด ๑ จำเป็นต้องเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลทดแทนขณะที่โรงไฟฟ้าจะนะชุด ๒ ไม่สามารถเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ตระหนักถึงการสร้างความสมดุลระหว่างกำลังการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า (System Balance) โดยเฉพาะในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด หรือช่วงเกิดอุบัติเหตุในระบบไฟฟ้า เพื่อรักษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าไม่ให้ออกสูงกว่าปกติ และสามารถบริหารจัดการปัญหาความไม่มั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาคใต้สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน จึงได้เริ่มดำเนินการโครงการ Demand Response ในประเทศไทย ในช่วงวันที่ ๑๙ - ๒๓ กรกฎาคม พ.ศ.๒๕๕๘ รวมระยะเวลา ๕ วัน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องในการใช้มาตรการ Demand Response จากที่ได้ทดลองดำเนินการแล้ว รวมถึงเป็นการเตรียมความพร้อมของหน่วยงานต่างๆ ในการพัฒนามาตรการ Demand Response ให้ใช้ได้ผลเมื่อเกิดเหตุการณ์จำเป็นในอนาคต ทั้งยังช่วยลดการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลที่มีราคาแพงในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA - 18 ซึ่งปิดเพื่อซ่อมบำรุงในเดือนกรกฎาคม

สำหรับผู้เข้าร่วมโครงการจะต้องมีคุณสมบัติดังนี้

(๑) เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง, กิจการขนาดใหญ่ และกิจการเฉพาะอย่าง (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ๓, ๔, ๕) ของ กกพ. หรือ กกภ. ในพื้นที่ ๑๔ จังหวัดภาคใต้ ประกอบด้วย กระบี่ ตรัง ชุมพร นราธิวาส นครศรีธรรมราช ประจวบคีรีขันธ์ ปัตตานี พังงา ระนอง ยะลา ภูเก็ต สตูล สงขลา และสุราษฎร์ธานี

(๒) ใช้มิเตอร์ AMR ซึ่งสามารถบันทึกการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ทุก ๑๕ นาที เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า ๓๐ วัน

สำหรับวันและเวลาที่ขอให้ลดการใช้ไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ ๒.๓

ตารางที่ ๒.๓ วันและเวลาที่ขอให้ลดการใช้ไฟฟ้า

วันที่	ช่วงเวลา
๑๙ - ๒๓ กรกฎาคม ๒๕๕๘	เวลา ๑๘.๓๐ - ๒๑.๓๐ น.

สำหรับอัตราค่าชดเชยนั้นลูกค้าจะได้รับเงินชดเชยจากหน่วยการใช้ไฟฟ้า (kWh) ที่ลดได้หน่วยละ ๓.๔๐ บาท โดยเงื่อนไขการพิจารณาเงินชดเชยเป็นไปตามนโยบายภาครัฐ



สำหรับผู้รวบรวมการใช้ไฟฟ้า กฟผ. และ กฟภ. ทำหน้าที่เป็นผู้รวบรวมการใช้ไฟฟ้าจากผู้เข้าร่วมโครงการ Demand Response เช่น การประชาสัมพันธ์ การรับสมัคร การแจ้งผู้เข้าร่วมโครงการ Demand Response ให้ลดการใช้ไฟฟ้า การวัดและคำนวณผลการลดใช้ไฟฟ้า และการจ่ายเงินชดเชยให้ผู้เข้าร่วมโครงการ Demand Response เป็นต้น

สำหรับการรับสมัครผู้ประสงค์เข้าร่วมโครงการนั้น ผู้ประสงค์เข้าร่วมโครงการต้องกรอกใบสมัคร ดังรูปที่ ๒.๖ ซึ่งประกอบด้วย ชื่อบริษัท/นิติบุคคล หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า สถานที่ ประเภทกิจการ และปริมาณพลังงานที่ต้องการจะลด เป็นต้น และยื่นแบบสมัครให้กับ กฟผ. และ กฟภ. โดยจะนำเสนอไปยังคณะทำงานบริหารจัดการพลังงานเพื่อพิจารณา โดยเกณฑ์การพิจารณาจะจัดลำดับตามผู้ที่เสนอปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะลดสูงสุดเป็นลำดับแรก และให้ กฟผ. และ กฟภ. แจ้งให้ผู้สมัครทราบ



การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

เลขที่*

วันที่* เวลา* น.

ผู้รับเอกสาร

ใบสมัคร

“โครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) ครั้งที่ 2/2558”
รองรับการหยุดซ่อมแหล่งก๊าซ JDA-A18 ระหว่างวันที่ 19-23 กรกฎาคม 2558

ชื่อบริษัท / นิติบุคคล*

หมายเลขผู้ใช้ไฟฟ้า* รหัสเครื่องวัด AMR* การไฟฟ้า*

สถานที่ตั้ง เลขที่* หมู่ ซอย ถนน

ตำบล/แขวง อำเภอ/เขต

จังหวัด รหัสไปรษณีย์

โทรศัพท์ โทรสาร E-mail*

ชื่อผู้ติดต่อ/ประสานงาน* ตำแหน่ง

โทรศัพท์ โทรศัพท์มือถือ* โทรสาร

E-mail*

ข้าพเจ้า มีความประสงค์จะเข้าร่วมโครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า ระหว่างวันที่ 19-23 กรกฎาคม 2558 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- ประเภทกิจการ* (กรุณากรอกเครื่องหมาย “/” ลงในช่อง ☐ ด้านล่าง)
☐ อุตสาหกรรม ☐ อาคาร สำนักงาน ☐ ส่วนราชการ ☐ โรงแรม
☐ ร้านค้า ☐ โรงเรียน/มหาวิทยาลัย ☐ ห้างสรรพสินค้า ☐ โรงพยาบาล ☐ อื่นๆ
- ข้าพเจ้าขอแสดงเจตจำนงปริมาณพลังไฟฟ้า (กิโลวัตต์) ที่จะลดในระหว่างดำเนินโครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า ดังนี้:

วันที่	พลังไฟฟ้าที่จะลดได้ในแต่ละช่วงเวลา (kW) *
	18.30 – 21.30 น. (3 ชั่วโมง)
วันอาทิตย์ ที่ 19 ก.ค.2558	
วันจันทร์ ที่ 20 ก.ค. 2558	
วันอังคาร ที่ 21 ก.ค. 2558	
วันพุธ ที่ 22 ก.ค. 2558	
วันพฤหัสบดี ที่ 23 ก.ค. 2558	

(หมายเหตุ : สามารถเลือกช่วงเวลาที่เหมาะสมในแต่ละวันได้)

ลงชื่อ ผู้แสดงเจตจำนง

(.....)

ตำแหน่ง

สำหรับเจ้าหน้าที่

- ผู้แสดงเจตจำนง เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ☐ 3 กิจการขนาดกลาง ☐ 4 กิจการขนาดใหญ่ ☐ 5 กิจการเฉพาะอย่าง
- เอกสารที่ใช้ประกอบการยื่นแบบแสดงเจตจำนง ☐ สำเนาใบเสร็จ / สำเนาหนังสือแจ้งค่าไฟฟ้า เดือน * กว.สูงสุด*

ลงชื่อ (สำหรับเจ้าหน้าที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) วันที่ คัดข้อมูลเข้าระบบ *

หมายเหตุ * เป็นข้อมูลสำคัญที่ต้องกรอก/คัด

รูปที่ ๒.๖ ใบสมัครโครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) ครั้งที่ ๒/๒๕๕๘



สำหรับการวัดและการคำนวณผลการลดใช้ไฟฟ้ามีหลักเกณฑ์ดังต่อไปนี้

(๑) การคำนวณส่วนต่างพลังงานไฟฟ้า

(๑.๑) พลังไฟฟ้าฐาน (Baseline) แบ่งเป็น ๒ ส่วน

(๑.๑.๑) พลังไฟฟ้าฐานสำหรับวันจันทร์ – ศุกร์ = ปริมาณพลังไฟฟ้า (kW) เฉลี่ยของ ๑๕ นาทีเดียวกับที่พิจารณาปริมาณพลังไฟฟ้าจริง ในระยะเวลาตั้งแต่ ๑๘.๓๐ – ๒๑.๓๐ น. ของวันที่ ๖ – ๑๗ กรกฎาคม ๒๕๕๘ ไม่รวมวันเสาร์ – อาทิตย์

(๑.๑.๒) พลังไฟฟ้าฐานสำหรับวันอาทิตย์ = ปริมาณพลังไฟฟ้า (kW) เฉลี่ยของ ๑๕ นาทีเดียวกับที่พิจารณาปริมาณพลังไฟฟ้าจริง ในระยะเวลาตั้งแต่ ๑๘.๓๐ – ๒๑.๓๐ น. ของวันที่ ๒๐ – ๒๑ มิถุนายน, ๒๗ – ๒๘ มิถุนายน, ๔ – ๕ กรกฎาคม และ ๑๑ – ๑๒ กรกฎาคม

(๑.๒) พลังไฟฟ้าจริง (Actual) = ปริมาณพลังไฟฟ้า (kW) ในแต่ละ ๑๕ นาทีที่รวมดำเนินการระหว่างเวลา ๑๘.๓๐ – ๒๑.๓๐ น. ของวันที่ขอลดการใช้ไฟฟ้า

(๑.๓) ส่วนต่างพลังไฟฟ้า = พลังไฟฟ้าฐาน (Baseline) ลบด้วยพลังไฟฟ้าจริงแต่ละ ๑๕ นาทีในช่วงเวลาเดียวกัน

(๒) เงื่อนไขการพิจารณาเงินชดเชยแบ่งเป็น ๒ กรณี ดังนี้

- กรณีที่ ๑ เปรียบเทียบส่วนต่างพลังไฟฟ้า กับพลังไฟฟ้าที่ผู้เข้าร่วมโครงการเสนอลด ในช่วงเวลาเดียวกัน ทั้งนี้ส่วนต่างพลังไฟฟ้าที่เกินกว่าร้อยละ ๑๕๐ ของพลังไฟฟ้าที่เสนอลดจะไม่ถูกนำมาคำนวณเงินชดเชย เช่น หากผู้เข้าร่วมมาตรการเสนอพลังไฟฟ้าที่ต้องการลด ๑๐๐ กิโลวัตต์ แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดพลังไฟฟ้าได้ ๑๖๐ กิโลวัตต์ พลังไฟฟ้าที่สามารถลดได้ ๑๕๐ กิโลวัตต์แรกจะถูกนำมาคำนวณเงินชดเชย ส่วน ๑๐ กิโลวัตต์ที่เหลือจะไม่นำมาคิดในเงินชดเชย

- กรณีที่ ๒ เปรียบเทียบส่วนต่างพลังไฟฟ้า กับพลังไฟฟ้าฐานของผู้เข้าร่วมโครงการ โดยส่วนต่างพลังไฟฟ้าที่เกินร้อยละ ๕๐ ของพลังไฟฟ้าฐานจะไม่ถูกนำมาคำนวณเงินชดเชย เช่น พลังไฟฟ้าฐานมีค่า ๑๐๐ กิโลวัตต์ และ ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าลงมาได้ ๖๐ กิโลวัตต์ กล่าวคือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันของผู้ใช้ไฟฟ้าคือ ๔๐ กิโลวัตต์ พลังไฟฟ้าที่ลดลงมา ๕๐ กิโลวัตต์แรกจะถูกนำมาคำนวณเงินชดเชย ส่วน ๑๐ กิโลวัตต์ที่เหลือจะไม่นำมาคิดในเงินชดเชย ทั้งนี้การพิจารณาเพื่อคำนวณเงินชดเชยจะพิจารณาพลังไฟฟ้า (kW) ต่ำที่สุดจากสองเงื่อนไขข้างต้น

(๓) การคำนวณเงินชดเชย

- การไฟฟ้าพิจารณาส่วนต่างพลังไฟฟ้าเทียบกับเงื่อนไขการพิจารณา ส่วนต่างพลังงานไฟฟ้าที่ผ่านเงื่อนไขข้อ (๒) จะนำมาหารด้วย ๔ เพื่อแปลงเป็นหน่วยการใช้ไฟฟ้าที่ลดได้ในแต่ละช่วง และคูณด้วยอัตราชดเชย



สำหรับผลการลดการใช้ไฟฟ้านั้นมีเป้าหมายที่จะลดการใช้ไฟฟ้า ๕๓ เมกะวัตต์ สามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้จริง ๒๕ เมกะวัตต์ เพื่อแก้ไขปัญหาวิกฤตแหล่งก๊าซชานา

๒.๓.๒ โครงการ Demand Response ที่ดำเนินการโดย กฟน.

การไฟฟ้านครหลวง ได้ดำเนินการมาตรการ Demand Response ตั้งแต่วันที่ ๑ มีนาคม พ.ศ. ๒๕๓๙ เป็นต้นมา ด้วยมาตรการประเภท ๒.๒.๑ มาตรการ Interruptible Rate หรือ Interruptible Tariff และ ๒.๒.๒ มาตรการ TOU โดยมีวัตถุประสงค์ ๒ ประการดังนี้

- (๑) เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ
- (๒) ช่วยลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าอันเป็นประโยชน์ต่อประเทศโดยรวม

๑) มาตรการ Interruptible Rate หรือ Interruptible Tariff

โดยอัตราค่าไฟฟ้าได้ของการไฟฟ้าฯ นครหลวงมีการประกาศ ๒ ครั้ง ครั้งแรกประกาศในปี พ.ศ. ๒๕๔๐ และใช้ต่อเนื่องกันมาจนถึงปี พ.ศ. ๒๕๕๕ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถเลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภทนี้ จะต้องเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ ๕,๐๐๐ กิโลวัตต์ขึ้นไป และมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Demand) เมื่อการไฟฟ้าร้องขอไม่น้อยกว่า ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้างดจ่ายสามารถแบ่งออกเป็น ๒ ส่วน คือ อัตราค่าจ่ายไฟฟ้าได้สำหรับผู้ไฟฟ้าประเภท TOD ประกาศใช้ปี พ.ศ. ๒๕๓๙ ดังแสดงตารางที่ ๒.๔ และ อัตราค่าจ่ายไฟฟ้าได้สำหรับผู้ไฟฟ้าประเภท TOU ประกาศใช้ปี พ.ศ. ๒๕๔๐ ดังแสดงในตารางที่ ๒.๕

ตารางที่ ๒.๔ โครงสร้างอัตราค่าจ่ายไฟฟ้าได้ TOD

ทางเลือก	ระดับแรงดัน	จำนวนครั้งและ ระยะเวลาที่สามารถ งดจ่ายไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า	
			ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/kW/เดือน)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh)
1	≥ 69 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง	69.16	1.0208
		- 2 ครั้ง/วัน		
	11-33 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน	103.74	1.0582
		- 40 ครั้ง/ปี		
2	≥ 69 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง	146.73	1.0208



ทางเลือก	ระดับแรงดัน	จำนวนครั้งและ ระยะเวลาที่สามารถ งดจ่ายไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า	
			ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/kW/เดือน)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh)
2	11-33 กิโลโวลต์	- 1 ครั้ง/วัน - 10 ครั้ง/เดือน - 20 ครั้ง/ปี	194.39	1.0582
3	≥ 69 กิโลโวลต์	- 6 ชั่วโมง/ครั้ง - 1 ครั้ง/วัน - 10 ครั้ง/เดือน - 20 ครั้ง/ปี	69.16	1.0208
	11-33 กิโลโวลต์		103.74	1.0582

ตารางที่ ๒.๕ อัตราการจ่ายไฟฟ้าได้สำหรับผู้ไฟฟ้าประเภท TOU

ทางเลือก	ระดับแรงดัน	จำนวนครั้งและ ระยะเวลาที่ สามารถงดจ่าย ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า			
			ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/kW/เดือน)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh)		
			*	1/	2/	3/
1	≥ 115 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง	44.49	1.5349	0.6671	0.6062
	69 กิโลโวลต์	- 2 ครั้ง/วัน	55.70	1.6262	0.6769	0.6153
	11-33 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน	87.29	1.7736	0.6861	0.6236
		- 40 ครั้ง/ปี				
2	≥ 115 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง	73.64	1.5349	0.6671	0.6062
	69 กิโลโวลต์	- 1 ครั้ง/วัน	107.29	1.6292	0.6769	0.6153
	11-33 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน	144.11	1.7736	0.6861	0.6236
		- 20 ครั้ง/ปี				



ทางเลือก	ระดับแรงดัน	จำนวนครั้งและ ระยะเวลาที่ สามารถงดจ่าย ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า			
			ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/kW/เดือน)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh)		
			*	1/	2/	3/
3	≥ 115 กิโลโวลท์	- 6 ชั่วโมง/ครั้ง	44.49	1.5349	0.6671	0.6062
	69 กิโลโวลท์	- 1 ครั้ง/วัน	55.70	1.6296	0.6769	0.6153
	11-33 กิโลโวลท์	- 10 ครั้ง/เดือน	87.29	1.7736	0.6861	0.6236
		- 20 ครั้ง/ปี				

หมายเหตุ

- * คิดค่าพลังไฟฟ้าในช่วง 09.00-22.00 น. ของวันจันทร์-เสาร์
- 1/ วันจันทร์-เสาร์ เวลา 09.00-22.00 น. (On Peak)
- 2/ วันจันทร์-เสาร์ เวลา 22.00-09.00 น. (Off Peak)
- 3/ วันอาทิตย์ เวลา 00.00-24.00 น. (Off Peak)

สำหรับการประกาศอัตรางดจ่ายไฟฟ้าได้ครั้งที่ ๒ ประกาศในวันที่ ๑๘ พฤศจิกายน พ.ศ. ๒๕๕๘ ผู้ใช้ไฟที่สามารถเลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภทนี้ จะต้องเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ ๕,๐๐๐ กิโลวัตต์ขึ้นไป และมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Demand) เมื่อการไฟฟ้าร้องขอไม่น้อยกว่า ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์ โครงสร้างอัตรางดจ่ายไฟฟ้าได้ครั้งใหม่สามารถแสดงดังตารางที่ ๒.๖ ซึ่ง การไฟฟ้านครหลวงจะแจ้งให้ผู้ไฟฟ้าทราบเวลางดจ่ายไฟฟ้า และ ระยะเวลางดจ่ายไฟฟ้าล่วงหน้าไม่น้อยกว่า ๑ ชั่วโมงผ่านทางโทรสาร โทรศัพท์ หรือ Internet



ตารางที่ ๒.๖ อัตราการจ่ายไฟฟ้าได้ตามอัตราการใช้ไฟฟ้าประเภท TOU

ระดับแรงดัน	จำนวนครั้งและ ระยะเวลาที่ สามารถงดจ่าย ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า				
		ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
		On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
≥ 69 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง - 2 ครั้ง/วัน	14.83	0	4.1283	2.6107	312.24
12-24 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน - 40 ครั้ง/ปี	26.59	0	4.2097	2.6295	312.24
≥ 69 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง - 1 ครั้ง/วัน	44.48	0	4.1283	2.6107	312.24
12-24 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน - 20 ครั้ง/ปี	79.76	0	4.2097	2.6295	312.24
≥ 69 กิโลโวลต์	- 6 ชั่วโมง/ครั้ง - 1 ครั้ง/วัน	14.83	0	4.1283	2.6107	312.24
12-24 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน - 20 ครั้ง/ปี	26.59	0	4.2097	2.6295	312.24

หมายเหตุ

On Peak : เวลา 09.00 - 22.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์

Off Peak : เวลา 22.00 - 09.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์ และ เวลา 00.00 - 24.00 น. วันเสาร์ - วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันพืชมงคลและวันหยุดชดเชย)

นอกเหนือจากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในตารางที่ ๒.๕ แล้ว การไฟฟ้านครหลวงได้กำหนดบทปรับกรณีผิดสัญญาผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถดับไฟฟ้าได้ตามที่ทำสัญญาไว้ (ในรอบปีนับจากวันที่เริ่มต้นสัญญา) ดังนี้

ครั้งที่ ๑ การไฟฟ้านครหลวง จะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น ๑.๕ เท่าของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ปกติในช่วง On Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่

ครั้งที่ ๒ การไฟฟ้านครหลวง จะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น ๒ เท่า ของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ปกติในช่วง On Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่



ครั้งที่ ๓ การไฟฟ้านครหลวง จะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น ๓ เท่า ของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ปกติในช่วง On Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่

ครั้งที่ ๔ การไฟฟ้านครหลวง จะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น ๓ เท่า ของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ปกติในช่วง On Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่ และการไฟฟ้านครหลวงสามารถยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ในอัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าจะกลับไปซื้อไฟฟ้าในอัตราปกติ เช่นเดิม

๒) มาตรการ TOU

สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU) เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงโดยค่าไฟฟ้าจะสูงในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก (Peak) และค่าไฟฟ้าจะต่ำในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าน้อย (Off Peak) อีกทั้งยังแบ่งตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งมีทั้งหมด ๗ ประเภท

ในเดือนกันยายน ๒๕๔๓ มีผู้ใช้ไฟฟ้าที่เลือกใช้อัตรานี้ประมาณ ๕๖๒ เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าในเขตการไฟฟ้านครหลวง ๑๒๑ ราย ต่อมาในเดือนตุลาคม ๒๕๔๓ รัฐบาลได้กำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่และอัตราค่าไฟฟ้า TOU ใหม่นี้ได้ขยายช่วง Off Peak เพิ่มขึ้นโดยกำหนดให้วันเสาร์ และ วันหยุดราชการทั้งวันเป็นช่วง Off Peak จากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ที่ใช้ในปัจจุบันอัตราค่าไฟฟ้า TOU เป็นอัตราบังคับสำหรับผู้ที่ใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๓๐ กิโลวัตต์เฉพาะรายใหม่ และ ทุกรายสำหรับกิจการเฉพาะอย่าง (กิจการโรงแรม) รวมทั้งส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไรที่ใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์ หรือ มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ามากกว่า ๒๕๐,๐๐๐ หน่วยต่อเดือน แต่เป็นอัตราทางเลือกสำหรับผู้ที่ใช้ไฟฟ้ายาวนานที่ใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ Two-Part Tariff (มี Demand Charge ค่าเดียว และ Energy Charge ค่าเดียว) ในกรณีที่เลือกอัตราค่าไฟฟ้าต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าเองส่วนบ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็กจะสามารถเลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้า TOU ได้ตั้งแต่เดือนมกราคม ๒๕๔๕ เป็นต้นไปปัจจุบันมีผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้อัตรา TOU ในเขตของ กฟน. จำนวน ๒๐๒ รายแบ่งเป็นผู้ใช้ไฟฟ้า TOU รายเดิม ๑๒๑ ราย และ เป็นผู้ใช้ไฟฟ้า TOU รายใหม่ ๘๑ ราย (ขอใช้อัตรา TOU ตั้งแต่เดือนตุลาคม ๒๕๔๓) โดยจากการประเมินค่าไฟฟ้าในเบื้องต้นพบว่าผู้ใช้ไฟฟ้า TOU ส่วนใหญ่ได้รับค่าไฟฟ้าลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับอัตราค่าไฟฟ้าเดิม (ก่อนเดือนตุลาคม ๒๕๔๓) ประมาณ ๓๐ ล้านบาทต่อเดือนหรือได้รับค่าไฟฟ้าลดลงเฉลี่ยรายละ ๑๕๐,๐๐๐ บาทต่อเดือน

๒.๓.๓ โครงการ Demand Response ที่ดำเนินการโดย กฟผ.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ดำเนินการมาตรการ Demand Response ตั้งแต่วันที่ ๑ เมษายน พ.ศ. ๒๕๓๙ เป็นต้นมา ด้วยมาตรการประเภท Interruptible Rate หรือ Interruptible Tariff และ มาตรการประเภท TOU โดยมีวัตถุประสงค์ ๒ ประการดังนี้



- (๑) เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ
(๒) ช่วยลดต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าอันเป็นประโยชน์ต่อประเทศโดยรวม

๑) มาตรการ Interruptible Rate หรือ Interruptible Tariff

โดยอัตราค่าไฟฟ้าได้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการประกาศ ๒ ครั้ง ครั้งแรกประกาศในปี พ.ศ. ๒๕๔๐ และใช้ต่อเนื่องกันมาจนถึงปี พ.ศ. ๒๕๕๘ ผู้ใช้ไฟที่สามารถเลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภทนี้ จะต้องเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ ๕,๐๐๐ กิโลวัตต์ขึ้นไป และมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Demand) เมื่อการไฟฟ้าร้องขอไม่น้อยกว่า ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวสามารถแบ่งออกเป็น ๒ ส่วน คือ อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้งานไฟฟ้าประเภท TOD ดังแสดงตารางที่ ๒.๗ และ อัตราค่าไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้งานไฟฟ้าประเภท TOU ดังแสดงในตารางที่ ๒.๘

ตารางที่ ๒.๗ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าได้ TOD

ทางเลือก	ระดับแรงดัน	จำนวนครั้งและ ระยะเวลาที่สามารถ งดจ่ายไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า	
			ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/kW/เดือน)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh)
1	≥ 69 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง - 2 ครั้ง/วัน - 10 ครั้ง/เดือน	69.16	1.0208
	11-33 กิโลโวลต์	- 40 ครั้ง/ปี	103.74	1.0582
2	≥ 69 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง - 1 ครั้ง/วัน - 10 ครั้ง/เดือน	146.73	1.0208
	11-33 กิโลโวลต์	- 20 ครั้ง/ปี	194.39	1.0582
3	≥ 69 กิโลโวลต์	- 6 ชั่วโมง/ครั้ง - 1 ครั้ง/วัน - 10 ครั้ง/เดือน	69.16	1.0208
	11-33 กิโลโวลต์	- 20 ครั้ง/ปี	103.74	1.0582



ตารางที่ ๒.๘ อัตราการจ่ายไฟฟ้าได้สำหรับผู้ไฟฟ้าประเภท TOU

ทางเลือก	ระดับแรงดัน	จำนวนครั้งและ ระยะเวลาที่ สามารถงดจ่าย ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า			
			ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/kW/เดือน)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh)		
			*	1/	2/	3/
1	≥ 115 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง	44.49	1.5349	0.6671	0.6062
	69 กิโลโวลต์	- 2 ครั้ง/วัน	55.70	1.6262	0.6769	0.6153
	11-33 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน	87.29	1.7736	0.6861	0.6236
		- 40 ครั้ง/ปี				
2	≥ 115 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง	73.64	1.5349	0.6671	0.6062
	69 กิโลโวลต์	- 1 ครั้ง/วัน	107.29	1.6292	0.6769	0.6153
	11-33 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน	144.11	1.7736	0.6861	0.6236
		- 20 ครั้ง/ปี				
3	≥ 115 กิโลโวลต์	- 6 ชั่วโมง/ครั้ง	44.49	1.5349	0.6671	0.6062
	69 กิโลโวลต์	- 1 ครั้ง/วัน	55.70	1.6296	0.6769	0.6153
	11-33 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน	87.29	1.7736	0.6861	0.6236
		- 20 ครั้ง/ปี				

หมายเหตุ

- * คิดค่าพลังไฟฟ้าในช่วง 09.00-22.00 น. ของวันจันทร์-เสาร์
- 1/ วันจันทร์-เสาร์ เวลา 09.00-22.00 น. (On Peak)
- 2/ วันจันทร์-เสาร์ เวลา 22.00-09.00 น. (Off Peak)
- 3/ วันอาทิตย์ เวลา 00.00-24.00 น. (Off Peak)

สำหรับการประกาศอัตราค่าไฟฟ้าได้ครั้งที่ ๒ ประกาศเดือน มิถุนายน พ.ศ. ๒๕๕๕ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถ
เลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภทนี้ จะต้องเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้



(Interruptible Demand) เมื่อการไฟฟ้าร้องขอไม่น้อยกว่า ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์ โครงสร้างอัตราดจ่ายไฟฟ้าได้ครั้งใหม่สามารถแสดงดังตารางที่ ๒.๙ ซึ่ง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะแจ้งให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบเวลางดจ่ายไฟฟ้า และระยะเวลางดจ่ายไฟฟ้าล่วงหน้าไม่น้อยกว่า ๑ ชั่วโมงผ่านทางโทรสาร โทรศัพท์ หรือ Internet

ตารางที่ ๒.๙ อัตราดจ่ายไฟฟ้าได้ตามอัตราการใช้ไฟฟ้าประเภท TOU

ระดับแรงดัน	จำนวนครั้งและ ระยะเวลาที่ สามารถงดจ่าย ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า				
		ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/kW)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
		On Peak	Off Peak	On Peak	Off Peak	
≥ 69 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง - 2 ครั้ง/วัน	14.83	0	3.5982	2.1572	312.24
22-34 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน - 40 ครั้ง/ปี	26.59	0	3.6796	2.1760	312.24
≥ 69 กิโลโวลต์	- 3 ชั่วโมง/ครั้ง - 1 ครั้ง/วัน	44.48	0	3.5982	2.1572	312.24
22-33 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน - 20 ครั้ง/ปี	79.76	0	3.6796	2.1760	312.24
≥ 69 กิโลโวลต์	- 6 ชั่วโมง/ครั้ง - 1 ครั้ง/วัน	14.83	0	3.5982	2.1572	312.24
12-24 กิโลโวลต์	- 10 ครั้ง/เดือน - 20 ครั้ง/ปี	26.59	0	3.6796	2.1760	312.24

หมายเหตุ

On Peak : เวลา 09.00 - 22.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์

Off Peak : เวลา 22.00 - 09.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์ และ เวลา 00.00 - 24.00 น. วันเสาร์ - วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันพืชมงคลและวันหยุดชดเชย)



นอกเหนือจากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าในตารางที่ ๒.๙ แล้ว การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดบทปรับกรณี
ผิดสัญญาผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถดับไฟฟ้าได้ตามที่ทำสัญญาไว้ (ในรอบปีนับจากวันที่เริ่มต้นสัญญา) ดังนี้

ครั้งที่ ๑ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น
๑.๕ เท่าของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ปกติในช่วง On Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่

ครั้งที่ ๒ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น
๒ เท่า ของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ปกติในช่วง On Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่

ครั้งที่ ๓ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น
๓ เท่า ของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ปกติในช่วง On Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่

ครั้งที่ ๔ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะคิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสำหรับ Interruptible Demand เป็น
๓ เท่า ของอัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ปกติในช่วง On Peak ประเภทกิจการขนาดใหญ่ และการไฟฟ้าส่วน
ภูมิภาคสามารถยกเลิกสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ในอัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าจะ
กลับไปซื้อไฟฟ้าในอัตราปกติ เช่นเดิม

๒) มาตรการ TOU

สำหรับอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU) เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงโดยค่า
ไฟฟ้าจะสูงในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก (Peak) และค่าไฟฟ้าจะต่ำในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าน้อย (Off Peak)
อัตราค่าไฟฟ้านี้ได้กำหนดใช้มาตั้งแต่มกราคม ๒๕๔๐ แต่กำหนดให้เป็นอัตราทางเลือกสำหรับผู้ใช้อุปกรณ์
ขนาดกลางและใหญ่และกิจการเฉพาะอย่างโดยช่วง Peak ในขณะนั้นคือวันจันทร์-วันเสาร์ (เวลา ๐๙.๐๐น.-
๒๒.๐๐ น.) นอกนั้นเป็นช่วง Off Peak ในเดือนกันยายน ๒๕๔๓ มีผู้ใช้ไฟฟ้าที่เลือกใช้อัตราในเขตการไฟฟ้าส่วน
ภูมิภาค (กฟภ.) ๔๓๔ ราย ในเดือนตุลาคม ๒๕๔๓ รัฐบาลได้กำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่และอัตราค่า
ไฟฟ้า TOU ใหม่นี้ได้ขยายช่วง Off Peak เพิ่มขึ้นโดยกำหนดให้วันเสาร์และวันหยุดราชการทั้งวันเป็นช่วง Off
Peak จากโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ที่ใช้ในปัจจุบันอัตราค่าไฟฟ้า TOU เป็นอัตราบังคับสำหรับผู้ใช้อุปกรณ์
ไฟฟ้ามากกว่า ๓๐ กิโลวัตต์เฉพาะรายใหม่และทุกรายสำหรับกิจการเฉพาะอย่าง (กิจการโรงแรม) รวมทั้งส่วน
ราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไรที่ใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้า
มากกว่า ๒๕๐,๐๐๐ หน่วยต่อเดือน แต่เป็นอัตราทางเลือกสำหรับผู้ใช้อุปกรณ์ไฟฟ้ารายเดิมที่ใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ Two-
Part Tariff (มี Demand Charge ค่าเดียว และ Energy Charge ค่าเดียว) ในกรณีที่เลือกอัตราค่าไฟฟ้า
ต้องเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าเองส่วนบ้านอยู่อาศัยและกิจการขนาดเล็กจะสามารถ
เลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้า TOU ได้ตั้งแต่เดือนมกราคม ๒๕๔๕ เป็นต้นไป

ในเขตการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีผู้ใช้ไฟฟ้า TOU ทั้งสิ้น ๑,๗๔๘ รายเป็นผู้ใช้ไฟฟ้า TOU เดิม ๔๓๔
รายผู้ใช้ไฟฟ้า TOU รายใหม่ ๑,๓๑๔ รายจากการประเมินค่าไฟฟ้าพบว่าผู้ใช้ไฟฟ้า TOU ได้รับค่าไฟฟ้าลดลงเมื่อ
เปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าเดิมประมาณ ๑๙๐ ล้านบาทต่อเดือนหรือได้รับค่าไฟฟ้าลดลงเฉลี่ยรายละ ๑๑๐,๐๐๐
บาทต่อเดือนผู้ใช้ไฟฟ้า TOU รายใหม่ของ กฟภ. จำนวน ๑,๓๑๔ รายส่วนใหญ่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการ



เฉพาะอย่าง ๔๘๖ รายเนื่องจากเป็นกลุ่มที่ถูกบังคับให้ใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ กฟภ. จึงเร่งติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้า TOU ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้ก่อนที่เหลือเป็นผู้ใช้ไฟฟ้ากิจการขนาดใหญ่ ๑๗๘ รายและกิจการขนาดกลาง ๑๕๐ ราย

๒.๓.๔ โครงการสาธิตระบบ Demand Response ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ดำเนินการโดย สนพ.

WADE THAI ได้สาธิตดำเนินโครงการ Demand Response ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมในปี พ.ศ. ๒๕๕๘ ด้วยเงินสนับสนุนจาก สนพ. เพื่อวัตถุประสงค์หลัก ๒ ประการ คือ

- (๑) การศึกษาศักยภาพของกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม ในการระบุสถานะปัจจุบันของการใช้เทคโนโลยี Demand Response ที่เหมาะสม และสามารถนำไปปรับใช้งานได้จริง
- (๒) เพื่อเพิ่มความสามารถในการขยายผลที่ได้จากการทำโครงการสาธิตไปยังอุตสาหกรรมอื่นๆ

โดยในโครงการสาธิตนี้ได้ศึกษาวิเคราะห์รายละเอียด และ กำหนดพื้นที่โรงงานที่จะเข้าร่วมโครงการสาธิต จำนวน ๒ โรงงาน คือ

- (๑) บริษัท ไทย มารูจัน จำกัด เป็นบริษัทผลิตแม่พิมพ์ และ ชิ้นส่วนรถยนต์ (รูปที่ ๒.๓) มีศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ประมาณ ๔๕ กิโลวัตต์ จากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ๒,๐๐๐ กิโลวัตต์ คิดเป็นร้อยละ ๕
- (๒) บริษัท คูมิ ไทยแลนด์ จำกัด เป็นบริษัทผลิตชิ้นส่วนรถยนต์ (ยาง และ พลาสติก) (รูปที่ ๒.๔) มีศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ประมาณ ๑๐๙ กิโลวัตต์ จากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ๑,๕๐๐ กิโลวัตต์ คิดเป็นร้อยละ ๗

ซึ่งแต่ละบริษัทจะติดตั้งระบบ Demand Response เข้ากับอุปกรณ์ไฟฟ้าไม่เกิน ๓ ชนิดต่อโรงงาน พร้อมติดตั้งระบบเชื่อมโยงการสื่อสาร, มิเตอร์ไฟฟ้า และ ระบบการตรวจติดตามผลลัพธ์ของโครงการสาธิต ผ่านระบบสื่อสารอินเทอร์เน็ต

สำหรับขั้นตอนการดำเนินงานต่างๆ ของโครงการสาธิตระบบ Demand Response ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมซึ่งดำเนินการโดย WADE THAI ประกอบไปด้วย

- (๑) การประเมิน และ สรุปแนวทางการจัดทำรายงานการศึกษาเบื้องต้น
- (๒) การคัดเลือกโรงงานเพื่อเข้าร่วมโครงการสาธิตฯ
- (๓) การคัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับโครงการสาธิต



- (๔) การติดตั้งอุปกรณ์ และ ทดสอบระบบ
- (๕) การตรวจวัด และ วิเคราะห์ผลในภาพรวมของระบบ DR
- (๖) การนำเสนอ และ เผยแพร่ข้อมูลผลการดำเนินโครงการสาธิตฯ แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย



รูปที่ ๒.๗ บริษัท ไทย มารูจูน จำกัด



รูปที่ ๒.๘ บริษัท คุมิ ไทยแลนด์ จำกัด

สำหรับการดำเนินมาตรการ Demand Response ในโครงการสาธิตนี้ได้ใช้มาตรฐาน OpenADR ในการติดต่อสื่อสารระหว่าง Utility และ DR Client โดยมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ ที่ถูกนำมาใช้ในการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้ามี่ดังนี้ (๑) Peak Demand Control เป็นมาตรการสำหรับการควบคุมค่าพลังไฟฟ้าไม่ให้เกินขอบเขตที่กำหนด (๒) Demand Response Event เป็นมาตรการตอบสนองด้านโหลดตามเหตุการณ์ต่างๆ ที่ Utility เป็นผู้กำหนด (๓) Dynamic Pricing เป็นมาตรการสำหรับควบคุมความต้องการใช้ไฟฟ้าตามกลไกราคาที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา โดยจะสามารถกล่าวสรุปได้ดังต่อไปนี้



(๑) Peak Demand Control

- มาตรการ Demand Response ประเภทนี้ที่ใช้ในโครงการสาธิตจะไม่มีคำสั่งการจาก Utility เนื่องจากทางผู้ประกอบการเป็นผู้ดำเนินการด้วยตนเอง โดยการควบคุมปรับอุณหภูมิของเครื่องปรับอากาศ หากความต้องการใช้ไฟฟ้าในโรงงานมีค่าสูง

(๒) Demand Response Event

- มาตรการ Demand Response Event ในโครงการสาธิตจะมีการแจ้งเตือนจาก Utility เมื่อเกิดกรณีฉุกเฉินขึ้นในระบบไฟฟ้า โดยสัญญาณแจ้งเตือนนั้นจะประกอบไปด้วย
 - ค่าพลังไฟฟ้าที่ต้องการให้ผู้เข้าร่วมมาตรการดำเนินการตอบสนองลดการใช้ไฟฟ้าหน่วย กิโลวัตต์
 - ช่วงเวลาของเหตุการณ์การตอบสนอง Demand Responseโดยจะแจ้งเตือนข้อมูลดังกล่าวผ่านทาง E-mail ไปยังผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response และ ทางผู้เข้าร่วมมาตรการได้ใช้ ADR Client ในการบริหารจัดการการตอบสนองด้านโหลดผ่านการจัดลำดับความสำคัญของโหลด และ กระบวนการในการตอบสนองด้านโหลด ศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response สำหรับมาตรการประเภทนี้อยู่ที่ประมาณร้อยละ ๔ ถึง ร้อยละ ๗

(๓) Dynamic Pricing

- มาตรการ Dynamic Pricing ในโครงการสาธิตจะมีการแจ้งเตือนล่วงหน้าจาก Utility ผ่านทาง E-mail ของสัญญาณราคาในแต่ละช่วงเวลา โดยการตอบสนองด้านโหลดของผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response จะใช้ ADR Client ควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าผ่านการจัดลำดับความสำคัญของโหลด และ กระบวนการในการตอบสนองด้านโหลด สำหรับศักยภาพของมาตรการประเภทนี้อยู่ที่ประมาณร้อยละ ๒ ถึง ร้อยละ ๓

ประสบการณ์การดำเนินงานการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ในต่างประเทศ

ในปัจจุบัน ได้เริ่มมีการตื่นตัวและให้ความสำคัญกับการพัฒนา Demand Response มากขึ้นเรื่อยๆ ในหลายประเทศทั่วโลก โดยประเทศต่างๆ อาจมีมาตรการในการพัฒนาที่เหมือนกันหรือแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับโครงสร้างพื้นฐานและลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศนั้นๆ โดยหากประเทศไทยต้องการให้การพัฒนา Demand Response เกิดประสิทธิภาพสูงสุด จึงจำเป็นที่จะต้องศึกษาตัวอย่างการดำเนินการ Demand Response ในต่างประเทศ โดยพิจารณาถึงปัจจัยด้านต่างๆ ได้แก่ ด้านมาตรการ Demand Response, ด้านกลไกราคาและแรงจูงใจ, ด้านอุปกรณ์ (ทั้งซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์), และด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร ในบทนี้คณะที่ปรึกษาจะนำเสนอการพัฒนา Demand Response ใน ๑๓ ประเทศ ที่มีความเจริญก้าวหน้าทางด้านเศรษฐกิจและด้านเทคโนโลยี ได้แก่ สหรัฐอเมริกา จีน เกาหลีใต้ แอฟริกาใต้ สิงคโปร์ ญี่ปุ่น ออสเตรเลีย นอร์เวย์ และประเทศที่อยู่ในกลุ่มสหภาพยุโรป ซึ่งได้แก่ สเปน อิตาลี ฝรั่งเศส อังกฤษ เดนมาร์ก และ ไอร์แลนด์ และเพื่อให้การศึกษาประสบการณ์การดำเนินงานด้าน Demand Response ในต่างประเทศมีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น ในบทนี้จะนำเสนอตัวอย่างอุปกรณ์และเทคโนโลยีการสื่อสารที่ใช้ในการดำเนินการ Demand Response ซึ่งคณะที่ปรึกษาได้รวบรวมจากบริษัทต่างๆ ที่เป็นผู้นำในด้านเทคโนโลยีการบริหารจัดการพลังงานด้วย

การนำเสนอในบทนี้จะแยกหัวข้อตามประเทศ โดยอาจมีหัวข้อย่อยในกรณีประเทศนั้นๆ ประกอบด้วยหลายรัฐหรือมีหลาย Utility

๓.๑ ประเทศสหรัฐอเมริกา

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในแต่ละรัฐของประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งประกอบด้วย รัฐแคลิฟอร์เนีย รัฐฟลอริดา รัฐนิวยอร์ก รัฐเท็กซัส เซตนิวอิงแลนด์ (รัฐคอนเนตทิคัต รัฐนิวแฮมป์เชียร์ รัฐเมน รัฐแมสซาชูเซตส์ รัฐโรดไอแลนด์ และ รัฐเวอร์มอนต์) รัฐวอชิงตัน และ รัฐนิวเม็กซิโก ซึ่งแต่ละรัฐจะมีรูปแบบของโปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่แตกต่างกันไป ยกตัวอย่างเช่น รัฐแคลิฟอร์เนียจะมีโปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า ๑๑ โปรแกรม แต่รัฐนิวยอร์กมีโปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าเพียง ๔ โปรแกรม สำหรับผลการดำเนินการการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่รวบรวมได้จาก RTO/ISO พบว่าในปี พ.ศ. ๒๕๕๔ มีการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า ๖.๗% ของค่า Peak Demand หรือประมาณ ๓๒,๔๘๘ MW แต่การตอบสนองดังกล่าวมีค่าลดลงในปี พ.ศ. ๒๕๕๕ เหลืออยู่ประมาณ ๒๘,๓๐๓ MW คิดเป็น ๖.๐%

หากพิจารณาในภาพรวมของประเทศสหรัฐอเมริกา จะพบว่าในปี พ.ศ. ๒๕๕๕ มีจำนวนมิเตอร์แบบ AMI ทั้งหมด ๓๗.๓ ล้านเครื่อง จากจำนวนมิเตอร์ไฟฟ้าทั้งหมด ๑๕๑.๗ ล้านเครื่อง คิดเป็นร้อยละ ๒๔.๖ (จากข้อมูล



ของ Energy Information Administration หรือ EIA) และจากการสำรวจของ FERC ในปี พ.ศ. ๒๕๕๕ มีอัตราการเข้าถึงกลุ่มเป้าหมาย AMI ซึ่งเมื่อเทียบกับมิเตอร์ทั้งหมดคิดเป็นร้อยละ ๒๒.๙ เพิ่มขึ้นจากร้อยละ ๘.๗ ในปี พ.ศ. ๒๕๕๓ โดยในปี พ.ศ. ๒๕๕๒ ประเทศสหรัฐอเมริกาได้มีการออก พ.ร.บ. American Recovery and Reinvestment Act of 2009 และอนุมัติงบประมาณจำนวน ๓.๔ พันล้านเหรียญสหรัฐ ให้แก่ DOE เพื่อปรับปรุงระบบ Smart Grid ให้ทันสมัยและเพิ่มจำนวน AMI อีกจำนวน ๑๕ ล้านเครื่อง ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี พ.ศ. ๒๕๕๗

สำหรับการกำหนดมาตรฐานคุณลักษณะ และรูปแบบข้อมูลที่เหมาะสม สำหรับการดำเนินการมาตรการ Demand Response ได้มีหน่วยงานภาคเอกชนอีกหลายหน่วยงานเข้ามามีส่วนร่วมในการกำหนดมาตรฐาน รวมถึงการกำหนดความง่ายต่อการใช้งานของผู้ใช้ไฟฟ้า Load Aggregator และหน่วยงานภาครัฐ นอกจากนี้การจัดการสิทธิการเข้าถึงข้อมูลที่บ้านทึกใน AMI เป็นอีกประเด็นหนึ่งที่ประเทศสหรัฐอเมริกาให้ความสำคัญ รวมถึงพิจารณาให้มีการกำหนดระดับการรักษาความลับและการป้องกันไม่ให้ข้อมูลรั่วไหล

๓.๑.๑ รัฐแคลิฟอร์เนีย

การพัฒนาโปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า (Demand Response Program) ของรัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา มีความก้าวหน้ามาก โดยมีประเภทโปรแกรมให้เลือก ๑๑ รูปแบบ ซึ่งแต่ละรูปแบบมีลักษณะที่มีเอกลักษณ์เฉพาะ เหมาะสมกับผู้เข้าร่วมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า (Customers) ประเภทและขนาดต่างๆ ทั้งประเภทอุตสาหกรรม อาคารพาณิชย์ เกษตรกรรม และ ที่อยู่อาศัย

รูปแบบของโปรแกรมในรัฐแคลิฟอร์เนียประกอบด้วย โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Base Interruptible Program, BIP), โปรแกรมอัตราในภาวะฉุกเฉิน (Critical Peak Pricing, CPP), Capacity Bidding Program (CBP), Demand Bidding Program (DBP), Summer Program, Scheduled Load Reduction Program (SLRP), Optional Binding Mandatory Curtailment (OBMC), Permanent Load Shifting (PLS), Technology Incentives Program, Automated Demand Response Incentive (ADR) และ Agricultural and Pumping Interruptible (PA-I) ตามลำดับ และบริษัทที่ทำหน้าที่รวบรวมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในรัฐแคลิฟอร์เนียมีจำนวน ๓ บริษัท ประกอบด้วย San Diego Gas & Electric Company (SDG&E), Pacific Gas and Electric Company (PG&E) และ Southern California Edison Company (SCE)

๑) โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Base Interruptible Program, BIP)

เป็นโปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้ที่ใช้สำหรับการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ระบบไฟฟ้ามีความเสี่ยงสูง โดยมีค่าชดเชยในอัตราที่สูงเป็นแรงจูงใจให้แก่ผู้ที่เข้าร่วมโปรแกรม ผู้เข้าร่วมจำเป็นต้องประมาณ และแสดงถึงความสามารถในการงดจ่ายไฟฟ้าได้ รวมถึงสามารถตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ภายในระยะเวลา ๓๐ นาทีเมื่อเข้าสู่เหตุการณ์งดจ่ายไฟฟ้า โดยวัตถุประสงค์หลักของโปรแกรม BIP คือ ลดปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) เพื่อแก้ปัญหาความต้องการใช้



ไฟฟ้าในช่วงที่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ในระดับวิกฤติ ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นการใช้ไฟฟ้าในฤดูร้อน ผู้เข้าร่วมโปรแกรม BIP จะเป็นลูกค้ากลุ่มที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าในขนาดกลาง และขนาดใหญ่ที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตั้งแต่ ๑๐๐ kW ขึ้นไป โดยผู้เข้าร่วมต้องเลือกระดับปริมาณไฟฟ้าที่คิดว่าสามารถลดได้ เรียกว่า Firm Service Level (FSL) ซึ่ง FSL นี้จะเป็นเหมือนเกณฑ์ขั้นต่ำที่ผู้เข้าร่วมได้ประเมินจากกำลังไฟฟ้าสำรองของตนเอง โดยแต่ละบริษัทที่ทำหน้าที่รวบรวมปริมาณการใช้ไฟฟ้า (จากนี้ไปเรียกว่า Load Aggregator) จะมีข้อตกลงของจำนวนครั้งที่สามารถร้องขอให้มีการตอบสนอง ระยะเวลา และการแจ้งเหตุการณ์ที่แตกต่างกันไป เพื่อให้ผู้เข้าร่วมเข้าใจถึงเงื่อนไข และสามารถเตรียมการสำรองการใช้ไฟฟ้าเมื่อเข้าสู่เหตุการณ์งดจ่ายไฟฟ้าได้ ซึ่งหากผู้เข้าร่วมสามารถทำได้จะได้รับค่าแรงจูงใจตามที่ได้ตกลงกันไว้ ต่อหน่วย kW โดยที่จำนวน kW มาจากผลต่างความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ผ่านมามีเทียบกับ FSL ที่ตั้งไว้ เช่น ลูกค้ามีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ ๒,๐๐๐ kW และตั้ง FSL ไว้ที่ ๕๐๐ kW ลูกค้าต้องช่วยลดการใช้จากเดิมได้ ๕๐๐ kW ซึ่งค่าชดเชยดังกล่าวจะหักลบในใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของลูกค้าต่อไป ในทางกลับกันหากไม่สามารถทำได้ตามระดับเป้าหมาย FSL ก็จะมีบทลงโทษเป็นค่าปรับแก่ผู้เข้าร่วม โดยแต่ละบริษัทจะมีวิธีการดำเนินการและเงื่อนไขที่แตกต่างกันออกไป

การแจ้งล่วงหน้าในโปรแกรม BIP จะค่อนข้างกระชั้นชิด โดยมีช่วงเวลาของการแจ้งเตือนอยู่ระหว่าง ๑๕ หรือ ๓๐ นาที และอัตราค่าปรับต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าค่อนข้างสูง รายละเอียดโปรแกรม BIP ของแต่ละบริษัทที่ทำหน้าที่รวบรวมการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า สามารถสรุปพอสังเขปได้ดังนี้

- บริษัท San Diego Gas & Electric (SDG&E)
 - บริษัท SDG&E ได้กำหนดเกณฑ์สำหรับผู้เข้าร่วมการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ไม่ใช่ภาคที่อยู่อาศัย ต้องร่วมอยู่ในโปรแกรม TOU หรือ RTP และสามารถช่วยสำรองปริมาณไฟฟ้าได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ ๑๕ ของปริมาณการใช้สูงสุดในช่วงเวลางดจ่ายไฟฟ้าของโปรแกรมได้ และไม่น้อยกว่า ๑๐๐ kW ต่อครั้ง
 - แจ้งเหตุการณ์ก่อนงดจ่ายไฟฟ้า ๓๐ นาที
 - ระยะเวลาของเหตุการณ์ ๔ ชั่วโมงต่อครั้งต่อวัน โดยจะไม่เกิน ๑๐ ครั้งต่อเดือน หรือไม่เกิน ๑๒๐ ชั่วโมงต่อปี
- บริษัท Pacific Gas & Electric (PG&E)
 - บริษัท PG&E ได้กำหนดเกณฑ์สำหรับผู้เข้าร่วมการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบ BIP โดยผู้เข้าร่วมจะต้องมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมากกว่า ๑๐๐ kW และต้องร่วมอยู่ในโปรแกรม TOU หรือ RTP และสามารถช่วยสำรองปริมาณไฟฟ้าได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ ๑๕ ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลางดจ่ายไฟฟ้าของโปรแกรมได้
 - แจ้งล่วงหน้าก่อนเหตุการณ์งดจ่ายไฟฟ้า ๓๐ นาที
 - ระยะเวลาของเหตุการณ์ ๔ ชั่วโมงต่อครั้งต่อวัน โดยจะไม่เกิน ๑๐ ครั้งต่อเดือนหรือไม่เกิน ๑๒๐ ชั่วโมงต่อปี
 - อัตราเงินสนับสนุนเท่ากันหมดทุกช่วงเวลา และ ทุกฤดูกาล



- อัตราเงินสนับสนุนจะขึ้นอยู่กับระดับของปริมาณไฟฟ้าที่สามารถสำรองได้ของผู้เข้าร่วม กล่าวคือ ยิ่งสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในปริมาณที่มากเท่าไร อัตราเงินสนับสนุนจะเพิ่มมากขึ้นเท่านั้น
 - อัตราค่าปรับเป็นอัตราค่าที่ \$ ๖ /kW ในทุกกรณี ยกเว้นในกรณีที่ผิดสัญญาจนต้องทำสัญญาใหม่ ค่าปรับในสัญญาใหม่จะอยู่ที่ \$ ๘.๕ /kW
- บริษัท Southern California Edison Company (SCE)
 - บริษัท SCE ได้กำหนดเกณฑ์สำหรับผู้เข้าร่วมการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าแบบ BIP โดยผู้เข้าร่วมจะต้องมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดต่อเดือน (Peak Demand) มากกว่า ๒๐๐ kW และต้องร่วมอยู่ในโปรแกรม TOU หรือ RTP และสามารถช่วยสำรองปริมาณไฟฟ้าได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ ๑๕ ของปริมาณการใช้สูงสุดในช่วงเวลางดจ่ายไฟฟ้า
 - ผู้เข้าร่วมจะต้องเลือกเวลาในการตอบสนองของผู้เข้าร่วม โดยตอบสนองภายใน ๑๕ นาที หรือภายใน ๓๐ นาที ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าของ BIP จะแตกต่างกันตามระยะเวลาการตอบสนอง
 - ความถี่ในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้ามีระยะเวลาของเหตุการณ์ ๖ ชั่วโมงต่อครั้งต่อวัน โดยจะไม่เกิน ๑๐ ครั้งต่อเดือน หรือไม่เกิน ๑๘๐ ชั่วโมงต่อปี

๒) โปรแกรมอัตราค่าไฟฟ้าในช่วงความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Critical Peak Pricing, CPP)

โปรแกรม CPP ถูกออกแบบมาเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคธุรกิจขนาดกลางและขนาดเล็ก ซึ่งผู้เข้าร่วมโปรแกรมสามารถเลือกการประหยัดพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาและวันได้ด้วยตัวเอง โดยอาศัยผลต่างของอัตราค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วง CPP และ Non-CPP ผู้เข้าร่วมโปรแกรมจะทำหน้าที่ในการกำหนดวันเวลา และจำนวนครั้งที่เข้าร่วมโปรแกรมด้วยตนเองผ่านทางระบบอินเทอร์เน็ต โดยการแจ้งล่วงหน้าจะมีระยะเวลา ๑ วัน

บริษัท SDG&E รับผิดชอบโครงการที่มีศักยภาพในการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าเกินกว่า ๒๐ kW โดยติดตั้งมิเตอร์เก็บข้อมูลทุกๆ ๑๕ นาที และมีการแจ้งล่วงหน้าก่อนเกิดเหตุการณ์ ๑ วัน ณ เวลา ๑๕.๐๐ น. ที่เว็บไซต์ของบริษัท SDG&E หรือผู้เข้าร่วมโครงการสามารถเลือกรับข้อมูลการแจ้งล่วงหน้าผ่านช่องทางอื่นได้ เช่น e-mail หรือ โทรศัพท์

บริษัท PG&E ได้พัฒนาโปรแกรมชื่อ Peak Day Pricing หรือ PDP โดยแยกย่อยประเภทผู้เข้าร่วมโครงการออกเป็นหลายประเภท เช่น กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปที่ติดตั้ง Demand Meter, กลุ่มเกษตรกร และกลุ่มผู้ใช้ไฟขนาดใหญ่เกิน ๑,๐๐๐ kW เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีอัตราตอบแทนซึ่งขึ้นกับลักษณะอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ และขึ้นกับประเภทของแรงดันไฟฟ้าที่ใช้อีกด้วย



๓) โปรแกรม Capacity Bidding Program (CBP)

บริษัท SDG&E ,PG&E และ SCE จัดโปรแกรม CBP เป็นโปรแกรมที่มีเหตุการณ์ลดการจ่ายไฟตลอดทั้งปี หรือบางครั้งอาจจัดในช่วงเดือนพฤษภาคม ถึง ตุลาคม โดยขึ้นอยู่กับบริษัทที่บริหารจัดการโปรแกรม ในโปรแกรมนี้ บริษัทที่รับผิดชอบจะเสนอปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการลดในเดือนหนึ่งๆ ก่อนวันที่ ๑ ของเดือน เมื่อมีการแจ้งเหตุการณ์ลดการจ่ายไฟ ผู้เข้าร่วมโปรแกรมต้องลดการใช้ไฟฟ้าตามที่ได้เสนอไว้ โดยผู้เข้าร่วมโปรแกรมจะได้ค่าชดเชยเท่ากับผลคูณของอัตราแรงจูงใจ กับปริมาณโหลดที่ได้เสนอไว้ในเดือนนั้น ผู้ที่สามารถเข้าร่วมโปรแกรมนี้นี้ได้ต้องเป็นลูกค้าในภาคอุตสาหกรรม ภาคพาณิชย์ หรือภาคเกษตรกรรม และมีมิเตอร์ที่สามารถรายงานปริมาณการใช้ไฟฟ้าเพื่อตอบสนองกับโปรแกรมได้ หรือถ้าหากไม่มี บริษัทที่จัดโปรแกรมอาจบริการติดตั้งให้โดยไม่เสียค่าใช้จ่ายได้

๔) Demand Bidding Program (DBP)

DBP เป็นโปรแกรมการตอบสนองความต้องการการใช้พลังงานสำหรับผู้เข้าร่วมที่เป็นภาคส่วนธุรกิจ ซึ่งจัดตลอดทั้งปี โดยทาง Load Aggregator จะแจ้งผู้เข้าร่วมก่อนหน้าหนึ่งวัน โดยทำการประมูลผ่านระบบอินเทอร์เน็ตพร้อมแจ้งจำนวนปริมาณไฟฟ้า และชั่วโมงที่จะเข้าร่วมดังนี้

Day-Ahead: ก่อนเวลา ๑๒.๐๐ น. จะมีการแจ้งการร้องขอจาก Load Aggregator และจะเปิดให้ผู้เข้าร่วมโครงการได้ทำการเสนอปริมาณการลดการใช้พลังงานในแต่ละชั่วโมง ในระหว่างเวลา ๑๒.๐๐ – ๑๖.๐๐ น. ผู้เข้าร่วมต้องแจ้งปริมาณการลดไฟฟ้า และระยะเวลาที่จะลดความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะดำเนินการลดในวันถัดไป

Day-Event: ในระหว่างเวลา ๑๒.๐๐ – ๑๖.๐๐ น. ผู้เข้าร่วมโปรแกรมดำเนินการลดการใช้ไฟฟ้าตามปริมาณและระยะเวลาที่ได้กำหนดไว้

บริษัท PG&E ต้องทำการเสนอการลดปริมาณพลังงานอย่างน้อย ๑๐ kW ต่อแต่ละครั้งของการเสนอ ซึ่งต้องดำเนินการติดต่อกัน ๒ ชั่วโมงระหว่างช่วงเวลาที่ร่วมกิจกรรม โดยช่วงเวลาของการร่วมกิจกรรมจะอยู่ระหว่าง ๑๒.๐๐ – ๒๐.๐๐ น. ของทุกวัน ตลอดทั้งปี (ยกเว้นวันหยุด)

๕) Summer Program

Summer Program เป็นโปรแกรมที่ออกแบบเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าสำหรับภาคธุรกิจ เน้นการใช้ระบบควบคุมทางไกลอัตโนมัติเพื่อควบคุมการเปิด/ปิด เครื่องคอมเพรสเซอร์ของเครื่องปรับอากาศเป็นระยะเวลาสั้นๆ เมื่อเห็นว่าเข้าสู่สภาวะวิกฤตพลังงานไฟฟ้า ระบบจะทำการควบคุมอุปกรณ์ที่เปิด/ปิด ผ่านศูนย์ควบคุมที่ได้กำหนดเวลาไว้ตามข้อตกลง โดยชื่อของโปรแกรมนี้อาจถูกเรียกต่างกันไปตาม Load Aggregator ซึ่งสามารถกล่าวโดยสรุปได้ดังต่อไปนี้

บริษัท SCE ออกแบบโปรแกรมชื่อ Summer Discount Plan for Business (SDP) โดยจะได้รับค่าชดเชยรายเดือนขึ้นกับเปอร์เซ็นต์การปิดการทำงานของคอมเพรสเซอร์มีให้เลือก ๓ ระดับ



ระดับที่ ๑ ปิดการทำงานของคอมเพรสเซอร์ตลอดช่วงเหตุการณ์ จะได้รับค่าชดเชย ๒๕๐ เหรียญต่อปีต่อหน่วย

ระดับที่ ๒ ปิดการทำงานของคอมเพรสเซอร์ร้อยละ ๕๐ ของช่วงเหตุการณ์ จะได้รับค่าชดเชย ๙๐ เหรียญต่อปีต่อหน่วย

ระดับที่ ๓ ปิดการทำงานของคอมเพรสเซอร์ร้อยละ ๓๐ ของช่วงเหตุการณ์ จะได้รับค่าชดเชย ๒๐ เหรียญต่อปีต่อหน่วย

บริษัท PG&E เรียกโปรแกรมนี้ว่า Smart AC program ซึ่งโปรแกรมนี้ต้องการให้ผู้เข้าร่วมจากภาคธุรกิจไปแล้ว แต่ยังคงมีโปรแกรมสำหรับภาคครัวเรือนอยู่ ผู้เข้าร่วมจะได้รับอุปกรณ์ตัดต่อฟรีและได้รับค่าชดเชยการเข้าร่วม ๕๐ เหรียญครั้งเดียว ไม่มีค่าชดเชยรายเดือน มีระยะเวลาไม่เกิน ๖ ชั่วโมงต่อ ๑ เหตุการณ์ในช่วง ๑ พฤษภาคม – ๓๑ ตุลาคม การเปิด/ปิดเครื่องคอมเพรสเซอร์จะไม่เกิน ๑๕ นาทีในทุกๆ ๓๐ นาที

บริษัท SDG&E เรียกโปรแกรมนี้ว่า Summer Saver Program (SSP) มีระยะเวลาของโปรแกรมในเดือน พฤษภาคม – เดือนตุลาคม ผู้เข้าร่วมอาจจะถูกปิด/เปิดเครื่องคอมเพรสเซอร์เพียง ๑ หรือ ๒ วันแต่จะไม่เกิน ๑๕ วัน โดยมีค่าชดเชยสำหรับการปิดใช้งานเครื่องปรับอากาศตลอดช่วงเวลาเหตุการณ์เท่ากับ \$ ๓๐/ton/month และค่าชดเชยสำหรับการใช้เครื่องปรับอากาศที่ลดลงร้อยละ ๕๐ ของช่วงเวลาเหตุการณ์เท่ากับ \$ ๑๑.๕/ton/month (๑ ton = ๑๒,๐๐๐ BTUs of cooling / hour)

๖) Scheduled Load Reduction Program (SLRP)

บริษัท SCE และ PG&E เป็นบริษัทผู้ดำเนินการ SLRP โดยทางบริษัทจะแจ้งลดภาระไฟฟ้าในการดำเนินธุรกิจในวันของสัปดาห์และเวลาล่วงหน้า ผู้เข้าร่วมต้องมีค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยเกิน ๑๐๐ kW และตกลงว่าจะลดให้ได้มากกว่าร้อยละ ๑๕ ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในรอบ ๑๒ เดือน และผู้เข้าร่วมโปรแกรมต้องไม่เข้าร่วมในโปรแกรมอื่นๆ ยกเว้น Demand Bidding Program

ผู้เข้าร่วมโปรแกรมจะต้องแจ้งวันและเวลาล่วงหน้าก่อนเข้าร่วมโปรแกรมในฤดูร้อน ๑ มิถุนายน – ๓๐ กันยายน อย่างไรก็ตามบริษัทที่ทำหน้าที่รวบรวมการใช้ไฟฟ้าจะใช้วิธี First-Come-First-Served โดยจะจำกัดค่าผลรวมทั้งหมดไม่ให้เกินกว่าเป้าหมาย เช่น บริษัท PG&E กำหนดไว้ที่ ๓๐๐ MW เป็นต้น โปรแกรม SLRP จะมี ๓ ช่วงเวลาให้เลือก ได้แก่ ตัวเลือก A: ๘.๐๐ – ๑๒.๐๐ น., ตัวเลือก B: ๑๒.๐๐ – ๑๖.๐๐ น. และ ตัวเลือก C: ๑๖.๐๐ – ๒๐.๐๐ น.

การคำนวณการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าจะใช้ผลต่างของหน่วยไฟฟ้าที่ลดลงเทียบกับค่า Customer Specific Energy Baseline (CSEB) โดยค่า CSEB คือค่าเฉลี่ยของพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ๑๐ วันของวันที่ Non-SLRP days (วันที่ไม่มีเหตุการณ์ Demand Response) ผู้เข้าร่วมโปรแกรมจะได้รับค่าชดเชยเป็นเครดิต \$ ๐.๑๐ / หน่วย



๗) โปรแกรม Optional Binding Mandatory Curtailment (OBMC)

โปรแกรม OBMC ดำเนินการโดยบริษัท SCE และ PG&E เป็นโปรแกรมที่ถูกออกแบบเพื่อหลีกเลี่ยงการเกิด Black out ในช่วงเวลาวิกฤต ผู้เข้าร่วมโปรแกรม OBMC จะได้รับการยกเว้นไม่ถูกตัดไฟฟ้า แต่เมื่อรับการแจ้งว่าจะมีกระแสไฟฟ้าดับในวงกว้างจะต้องช่วยตัดภาระให้ได้ร้อยละ ๑๕ เมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในเดือนเดียวกันของปีก่อนหน้า และเนื่องจากโปรแกรมนี้นี้ไม่มีเงินตอบแทน จึงไม่มีข้อจำกัดในการเข้าร่วมกับโปรแกรมอื่น

ผู้เข้าร่วมจะต้องให้ข้อมูลผังระบบไฟฟ้าในโรงงานหรืออาคาร และจะต้องทำแผนส่งให้กับบริษัทที่ทำหน้าที่รวบรวม โดยการแจ้งร้องขอจากบริษัทที่ทำหน้าที่รวบรวมจะทำหน้าที่ภายในเวลา ๑๕ นาที ผ่านทาง e-mail หรืออุปกรณ์การส่งข้อความ และจะไม่มีค่าชดเชยหรือสิ่งจูงใจทางการเงินในการเข้าร่วม อย่างไรก็ตาม หากไม่สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้มากกว่าร้อยละ ๑๕ ผู้เข้าร่วมจะต้องเสียค่าปรับ ๖ เหรียญต่อหน่วยไฟฟ้า

๘) โปรแกรม Permanent Load Shifting (PLS)

บริษัท SCE, SDG&E และ PG&E เป็นบริษัทผู้ดำเนินการ PLS โปรแกรมนี้ส่งเสริมการกักเก็บความเย็นสำหรับระบบปรับอากาศแบบซิลเลอร์ (Thermal Energy Storage, TES) โดยสะสมความเย็นในช่วงที่อัตราค่าไฟฟ้าต่ำหรือช่วง Off-Peak และนำกลับมาใช้ในช่วงที่อัตราค่าไฟฟ้าสูงหรือช่วง On-Peak ดังนั้นผู้เข้าร่วมต้องใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU และทำการติดตั้ง Smart meter หรือมิเตอร์ที่ได้รับการยอมรับจากบริษัทผู้ดำเนินการ

สำหรับบริษัท SCE มีอัตราชดเชยค่าเท่ากับ $PLS \text{ Incentives} \times \text{ton} \times \text{Conversion Factor}$ โดยที่ค่า PLS Incentives มีค่าเท่ากับ \$ ๘๗๕ /kW Conversion Factor ของระบบน้ำหล่อเย็นเท่ากับ ๐.๗ kW/ton และ ton คือ หน่วยไฟฟ้าที่สามารถเปลี่ยนไปใช้ช่วงอื่นได้ รวมถึงได้รับเงินสนับสนุนร้อยละ ๕๐ ของเงินลงทุนที่ใช้ในการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับโปรแกรม PLS

หากผู้เข้าร่วมไม่สามารถปฏิบัติตามความต้องการของโปรแกรมได้ทางบริษัทผู้ดำเนินการอาจขอเงินสนับสนุนคืนบางส่วนหรือทั้งหมดของค่าแรงจูงใจที่ให้ไป

๙) โปรแกรม Technology Incentives

โปรแกรม Technology Incentives ดำเนินการโดยบริษัท PG&E และ SDG&E เป็นการให้เงินสนับสนุนเพื่อส่งเสริมการลงทุนและติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้าหรือเทคโนโลยีที่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าโดยระบบควบคุมอัตโนมัติได้ สำหรับเงินสนับสนุนครั้งแรกจะจ่ายเท่ากับร้อยละ ๖๐ ต่อ \$ ๓๐๐ /kW ที่ได้รับการตรวจสอบและถูกควบคุมด้วยระบบควบคุมอัตโนมัติ ส่วนที่เหลืออีกร้อยละ ๔๐ ของค่าแรงจูงใจจะได้รับเป็นจำนวนเต็มถ้าลูกค้ามีส่วนร่วมในการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เท่ากับหรือมากกว่าการทดสอบ



โปรแกรม Technology Incentives ถูกออกแบบสำหรับผู้เข้าร่วมที่เป็นธุรกิจเชิงพาณิชย์ อุตสาหกรรม หรือการเกษตร ที่มีความต้องการใช้พลังงานสูงสุดรายเดือน ๒๐ kW หรือมากกว่า นอกจากเงินสนับสนุนที่ได้จากการติดตั้งอุปกรณ์แล้ว โปรแกรมนี้จะไม่มีความแรงจูงใจและค่าปรับในการควบคุมความต้องการใช้ไฟฟ้า

ผู้เข้าร่วมโปรแกรมนี้สามารถสมัครโปรแกรม DR อื่นๆ ได้ตามความเหมาะสมเพื่อรับค่าชดเชยในการให้ความร่วมมือต่อไป

๑๐) โปรแกรม Automated Demand Response Incentives (ADR)

บริษัท PG&E และ SCE เป็นผู้ดำเนินการโปรแกรม ADR ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ให้เงินสนับสนุนเพื่อส่งเสริมในการลงทุนในเทคโนโลยีการจัดการด้านพลังงาน เพื่อส่งเสริมการพัฒนาความสามารถในการบริหารจัดการพลังงาน ในโปรแกรม DR สำหรับบริษัท PG&E มีการให้ค่าแรงจูงใจของโปรแกรกดังนี้

● การตอบสนองความต้องการแบบอัตโนมัติ	ค่าแรงจูงใจ	\$ ๒๐๐ /kW
● เทคโนโลยีขั้นสูง HVAC/R	ค่าแรงจูงใจ	\$ ๓๕๐ /kW
● เทคโนโลยีขั้นสูงด้านแสงสว่าง	ค่าแรงจูงใจ	\$ ๔๐๐ /kW

ผู้เข้าร่วมโปรแกรมจะได้รับร้อยละ ๖๐ ของเงินสนับสนุนจากโปรแกรมหลังจากตรวจสอบการติดตั้งของ อุปกรณ์และทดสอบแผน DR เสร็จเรียบร้อยแล้ว ส่วนเงินสนับสนุนร้อยละ ๔๐ ที่เหลือจะได้รับหลังจากการ ตรวจสอบความมีส่วนร่วมของผู้เข้าร่วมโปรแกรม ซึ่งขั้นตอนนี้อาจกินเวลานานถึง ๑๒ เดือน

๑๑) โปรแกรม Agricultural and Pumping Interruptible (PA-I)

โปรแกรม PA-I ถูกออกแบบโดยบริษัท SCE สำหรับการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าภาคเกษตรกรรม ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๓๗ kW และใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภท Agricultural and Pumping Rate Schedule อยู่แล้ว

เมื่อได้รับการร้องขอให้ลดความต้องการไฟฟ้า ทางบริษัทจะตัดไฟฟ้าของปั๊มน้ำหรืออุปกรณ์การเกษตร ด้วยระบบควบคุมระยะไกล โดยมีระยะเวลาไม่เกินครั้งละ ๖ ชั่วโมง โดยเกษตรกรจะได้รับการแจ้งทางโทรศัพท์, SMS, e-mail หรือทาง Fax สำหรับค่าชดเชย ผู้เข้าร่วมโปรแกรมจะได้รับอัตราค่าไฟฟ้าแบบพิเศษที่ต่ำกว่าอัตราปกติ



๓.๑.๒ รัฐฟลอริดา

Load Aggregator ของรัฐฟลอริดามีจำนวน ๓ บริษัทประกอบด้วย Florida Power and Light (FP&L), Tampa Electric Company (TECO) และ Progress Energy

การพัฒนาโปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า (Demand Response Program) ของรัฐฟลอริดาประเทศสหรัฐอเมริกา มีโปรแกรมให้เลือก ๕ รูปแบบ ซึ่งแต่ละรูปแบบมีลักษณะและความเหมาะสมกับผู้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ได้แก่ อาคารพาณิชย์ อุตสาหกรรม สหกรณ์ และที่พักอาศัย รูปแบบของโปรแกรมประกอบด้วย Commercial Demand Reduction (CDR) , On Call Saving Program, Curtailable Service, Load Management Program และ Standby Generator Program ซึ่งจะแสดงในรายละเอียดตามลำดับ ดังนี้

๑) Commercial Demand Reduction (CDR)

CDR เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงวิกฤติ ซึ่งหากผู้เข้าร่วมสามารถทำได้จะได้รับค่าแรงจูงใจในหน่วย \$/kW เป็นเครดิตหักลบในใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าของลูกค้า แต่ในทางกลับกันหากไม่สามารถทำได้ตามที่ตกลงก็จะมิบทลงโทษเป็นค่าปรับแก่ผู้เข้าร่วม โดยบริษัท Florida Power and Light (FP&L) คิดอัตราค่าชดเชย \$ ๗.๕๕/kW และอัตราค่าปรับ \$ ๑.๐๒/kW โดยมีเงื่อนไขคือสามารถตอบสนองการลดไฟฟ้าภายในระยะเวลา ๖๐ นาทีและสามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ไม่น้อยกว่า ๒๐๐ kW ผู้เข้าร่วมในโปรแกรมนี้นี้มักจะเป็นกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรม

๒) On Call Saving Program

On Call Saving เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงวิกฤติ ซึ่งเงื่อนไขของโปรแกรมนี้นี้คือ ต้องปิดเครื่องปรับอากาศในช่วงเวลา ๑๕:๐๐-๑๗:๐๐ น. อย่างน้อย๔วัน/สัปดาห์ ในช่วงฤดูร้อน (๑ เมษายน – ๓๐ ตุลาคม) โดยบริษัท Florida Power and Light (FP&L) จะติดตั้งอุปกรณ์เพื่อควบคุมการปิด/เปิดเครื่องคอมเพรสเซอร์ของเครื่องปรับอากาศ ซึ่งเงื่อนไขคือ ปิดเครื่องปรับอากาศของผู้เข้าร่วม ๑๕ นาทีในทุกๆ ๓๐ นาทีหรือ ๑๘๐ นาที/วัน โดยอัตราค่าชดเชยคือ \$ ๒ /ton

๓) Curtailable Service

Curtailable Service เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งใช้สำหรับการควบคุมภาระไฟฟ้าในช่วงเวลาวิกฤติผู้เข้าร่วมต้องยอมรับเงื่อนไขในการลดใช้ไฟฟ้าได้ (Interruptible Condition) ใช้สำหรับลูกค้าในเชิงพาณิชย์และอุตสาหกรรมที่มีขนาด ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดมากกว่า ๕๐๐ kW ซึ่งต้องลดได้มากกว่า ๒๐๐ kWสำหรับการชดเชยเท่ากับ \$ ๑.๗๘ /kW ซึ่งถ้าไม่สามารถลดตามที่สัญญาไว้จะเสียค่าปรับ \$ ๓.๘๔ /kW



๔) Load Control Program

Load Control Program เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งที่ใช้สำหรับการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในช่วงเวลาวิกฤติในฤดูร้อนซึ่งมีค่าชดเชยให้แก่ผู้เข้าร่วมโปรแกรม โดยผู้เข้าร่วมต้องยอมรับเงื่อนไขในการปิดอุปกรณ์ไฟฟ้า อันประกอบด้วย เครื่องปรับอากาศ เครื่องทำน้ำร้อนไฟฟ้า ปั๊มของสระว่ายน้ำ น้ำ โดยจะกำหนดระยะเวลาปิดต่อวันและอัตราชดเชยตามประเภทเครื่องใช้ไฟฟ้า เช่น เครื่องทำน้ำร้อนไฟฟ้ามีระยะปิดไม่เกิน ๒๔๐ นาที/วันโดยมีอัตราชดเชย \$ ๓.๕๐ /kW, เครื่องปรับอากาศ Option C จะปิดเครื่องคอมเพรสเซอร์ ๑๕ นาทีในทุกๆ ๓๐ นาทีหรือ ๑๘๐ นาที/วันโดยมีอัตราชดเชย \$ ๖ /kW และปั๊มสระว่ายน้ำปิดไม่เกิน ๒๔๐ นาที/วันโดยมีอัตราชดเชย \$ ๓.๐๐ /kW เป็นต้น

๕) Standby Generator Program

Standby Generator Program เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งที่ใช้สำหรับการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในช่วงเวลาวิกฤติ ซึ่งเงื่อนไขของโปรแกรมนี้นี้ คือ ต้องทำการเดินเครื่อง Standby Generator ช่วงเวลาที่ร้องขอภายในระยะเวลา ๓๐ นาทีและต้องเดินเครื่อง Standby Generator ได้ไม่ต่ำกว่า ๒๕ kW โปรแกรมนี้มีอัตราชดเชย \$ ๔ /kW

๓.๑.๓ รัฐนิวยอร์ก

โปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าของรัฐนิวยอร์ก ประเทศสหรัฐอเมริกา รับผิดชอบการบริหารจัดการโดย New York Independent System Operator (NYISO) มีจำนวน ๔ โปรแกรมหลัก โดยอัตราการชดเชยเน้นเป็นแบบ Bidding ที่เสนอโดยผู้ใช้ไฟฟ้าที่สนใจจะเข้าร่วมโปรแกรม โปรแกรมทั้ง ๔ ประกอบด้วย Emergency Demand Response Program (EDRP), Installed Capacity-Special Case Resources Program (ICAP SCR), Day-Ahead Demand Response Program (DADRP) และ Demand Side Ancillary Services Program (DSASP) ซึ่งจะแสดงในรายละเอียด ตามลำดับดังนี้

๑) Emergency Demand Response Program (EDRP)

Emergency Demand Response Program (EDRP) เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาวิกฤติ โดยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าช่วยลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าหรือช่วยสำรองไฟฟ้าด้วยเครื่องสำรองไฟฟ้าเป็นเวลาอย่างน้อย ๔ ชั่วโมงเมื่อได้รับการร้องขอแบบ ๑ วันล่วงหน้า หรือ ๒ ชั่วโมงล่วงหน้า ผู้เข้าร่วมโปรแกรมจะต้องมีความสามารถในการลดภาระไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๑๐๐ kW โดยมีอัตราชดเชย \$ ๐.๕ /kWh



๒) Installed Capacity-Special Case Resources Program (ICAP SCR)

Installed Capacity-Special Case Resources Program (ICAP SCR) เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาวิกฤติ ซึ่งใช้หลักการของการประมูลล่วงหน้าว่าจะช่วยลดภาระไฟฟ้า โดยระบุจำนวนและช่วงเวลาที่ต้องการลดในช่วงวิกฤติ เงื่อนไขของโปรแกรมคือผู้เข้าร่วมจะต้องมีความสามารถในการลดภาระไฟฟ้าได้น้อย ๑๐๐ kW โดยมีอัตราชดเชย \$ ๐.๕ /kWh ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมจะได้รับการแจ้งเตือนก่อนเหตุการณ์ประมาณ ๒๑ ชั่วโมงและจะได้รับการยืนยันอีกครั้งไม่น้อยกว่า ๒ ชั่วโมงก่อนเกิดเหตุการณ์

๓) Day-Ahead Demand Response Program (DADRP)

Day-Ahead Demand Response Program (DADRP) เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องเสนอปริมาณที่ต้องการจะลดไฟฟ้าและค่าชดเชยตามที่ต้องการซึ่งจะนำเสนอต่อ NYISO เพื่อเปรียบเทียบกับราคาจากผู้ผลิตกระแสไฟฟ้าหลัก ถ้าราคาที่เสนอถูกกว่าก็จะอนุมัติให้ดำเนินการได้ โดยอัตราชดเชยจะพิจารณาจากความแตกต่างระหว่างปริมาณไฟฟ้าแบบรายชั่วโมงของวันที่ลดการใช้ไฟฟ้าเทียบกับค่า Baseline ในช่วงเวลาเดียวกัน ซึ่งถ้าหากไม่สามารถทำได้ตามที่เสนอไว้จะถูกปรับตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้เกินค่า Baseline

๔) Demand Side Ancillary Services Program (DSASP)

Demand Side Ancillary Services Program (DSASP) เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งที่มีมิเตอร์ตรวจวัด Load kW และ Response kW ในทุกๆ ๖ วินาที ซึ่งจะต้องตอบสนองไม่น้อยกว่า ๒ MW ภายในระยะเวลา ๓๐ นาที โดยอัตราชดเชยจะได้ตามข้อเสนอที่กำหนดไว้ด้วยราคาทางตลาดที่เหมาะสม

๓.๑.๔ เขตนิวอิงแลนด์

เขตนิวอิงแลนด์ประกอบไปด้วย ๖ รัฐ ได้แก่ รัฐคอนเนตทิคัต รัฐนิวแฮมป์เชียร์ รัฐเมน รัฐแมสซาชูเซตส์ รัฐโรดไอแลนด์ และรัฐเวอร์มอนต์ จำนวนประชากร ๑๔ ล้านคน มีธุรกิจเชิงพาณิชย์และบ้านพักอาศัย ๖.๕ ล้าน หลัง โปรแกรม Demand Response ในเขตนี้มีให้เลือก ๓ รูปแบบ ซึ่งประกอบด้วย Real-time Demand Response (RDR), Real-time Price Response (RPR), Day-Ahead Load Response แสดงในรายละเอียดตามลำดับดังนี้



๑) Real-time Demand Response (RDR)

Real-time Demand Response (RDR) เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งเพื่อรองรับสถานะ Extreme Emergency Operating Conditions (OP4) โดยมีเตอร์จะตรวจสอบทุกๆ ๕ นาทีซึ่งผู้เข้าร่วมจะต้องมีความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๑๐๐ kW เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า ๒ ชั่วโมง โดยมีอัตราชดเชยดังนี้

- หากลดปริมาณการใช้พลังงานอย่างต่ำ ๑๐๐ kW ได้ภายใน ๓๐ นาทีจะได้รับอัตราชดเชย \$ ๐.๕๐ /kWh
- หากลดปริมาณการใช้พลังงานอย่างต่ำ ๑๐๐ kW ได้ภายใน ๓๐ นาทีจะได้รับอัตราชดเชย \$ ๐.๓๕ /kWh

๒) Real-time Price Response (RPR)

Real-time Price Response (RPR) เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งที่เกณฑ์การลดราคาของการลดปริมาณการใช้ไฟฟ้า (Demand Reduction Threshold Price: DRTP) จะประกาศบน NE-ISO ล่วงหน้า ๑๕ วันโดยเงื่อนไขคือผู้เข้าร่วมจะต้องมีความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๑๐๐ kW และลงทะเบียนการลดไฟฟ้าใน e-Market ก่อนวันที่กำหนดซื้อขายพลังงานล่วงหน้า ซึ่งต้องลดได้เต็มชั่วโมง โดยมีอัตราชดเชย \$ ๐.๑๐ /kWh

๓) Day-Ahead Load Response

Day-Ahead Load Response เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งที่อัตราชดเชยจะประกาศล่วงหน้า ๑ วัน โดยอัตราชดเชยขั้นต่ำของการนำเสนออยู่ที่ \$๐.๐๕/kWh และอัตราชดเชยสูงสุดอยู่ที่ \$๑.๐๐/kWh โดยมีเงื่อนไขคือผู้เข้าร่วมจะต้องมีความสามารถในการลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๑๐๐ kW

๓.๑.๕ รัฐเท็กซัส

Load Aggregator ของรัฐเท็กซัสมีจำนวน ๘ บริษัท ได้แก่ CenterPoint, El Paso Electric, Texas – New Mexico Power (TNMP), Oncor, Xcel Energy, American Electric Power (AEP), CPS Energy และ Austin Energy โดยโปรแกรม Demand Response ของรัฐเท็กซัส มีอยู่ ๔ รูปแบบ ได้แก่ Load Management Program, Interruptible Credit Option, Peak Day Partners Program และ Saver's Switch for Business Program ได้แก่ ซึ่งแต่ละรูปแบบมีลักษณะและความเหมาะสมกับผู้ใช้ไฟฟ้า (Customers) ประเภทต่างๆ ได้แก่ ธุรกิจสหกรณ์ อาคารพาณิชย์ และอุตสาหกรรม



๑) Load Management Program

Load Management Program เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงวิกฤติ ซึ่งหากผู้เข้าร่วมสามารถทำได้จะได้รับค่าแรงจูงใจในหน่วย \$ ต่อ kW

● บริษัท CenterPoint

- บริษัท Centerpoint ได้กำหนดเกณฑ์สำหรับผู้เข้าร่วมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าแบบ Load Management ผู้เข้าร่วมต้องลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๑๐๐ kW หรือมากกว่า
- ผู้เข้าร่วมต้องมีขนาด Peak Demand มากกว่า ๗๕๐ kW
- มีระยะเวลาของเหตุการณ์ ๔ ชั่วโมง/ปี
- ช่วงเวลาที่ร้องขอคือ ๑ มิถุนายน – ๓๐ กันยายน, เวลา ๑๓:๐๐ – ๑๙:๐๐ น.
- อัตราชดเชยคือ \$ ๓๕/kW

● บริษัท El Paso Electric

- บริษัท El Paso Electric ได้กำหนดเกณฑ์สำหรับผู้เข้าร่วมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าแบบ Load Management ผู้เข้าร่วมต้องลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๑๐๐ kW หรือมากกว่า
- แจ้งเหตุการณ์ล่วงหน้า ๖๐ นาทีก่อนการงดจ่ายไฟฟ้า
- ความถี่ในการตอบสนองความต้องการไฟฟ้ามีระยะเวลาของเหตุการณ์ ๕ ชั่วโมง/ครั้งโดยไม่เกิน๙ครั้ง/ปีหรือไม่เกิน ๕๐ ชั่วโมง/ปี
- ช่วงเวลาที่ร้องขอคือ ๑ มิถุนายน – ๓๐ กันยายน, เวลา ๑๓:๐๐ – ๑๙:๐๐ น.
- อัตราชดเชย \$๖๐/kW

● บริษัท Oncor

- บริษัท Oncor ได้กำหนดเกณฑ์สำหรับผู้เข้าร่วมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าแบบ Load Management โดยผู้เข้าร่วมต้องลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๑๐๐ kW หรือมากกว่า
- ช่วงเวลาที่ร้องขอคือ ๑ มิถุนายน– ๓๐ กันยายน, เวลา ๑๓:๐๐ – ๑๙:๐๐ น. ตั้งแต่จันทร์–ศุกร์

● บริษัท American Electric Power (AEP)

- บริษัท AEP ได้กำหนดเกณฑ์สำหรับผู้เข้าร่วมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าแบบ Load Management ผู้เข้าร่วมต้องลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๕๐๐ kW หรือมากกว่า



- แจ้งเหตุการณ์ล่วงหน้า ๖๐ นาที ก่อนการงดจ่ายไฟฟ้า
- อัตราชดเชย \$ ๒๐-๓๕/kW ขึ้นอยู่กับตัวเลือกของโปรแกรม
 - ตัวเลือก A งดจ่ายไฟฟ้า ๔ ชั่วโมง/ปี
 - ตัวเลือก B งดจ่ายไฟฟ้า ๔ ชั่วโมง/ปีแต่ไม่เกิน ๑๒ ชั่วโมง/ปี
 - ตัวเลือก C งดจ่ายไฟฟ้า ๒ ชั่วโมง/ปีแต่ไม่เกิน ๑๒ ชั่วโมง/ปี
 - ตัวเลือก D งดจ่ายไฟฟ้า ๔ ชั่วโมง/ปีแต่ไม่เกิน ๘ ชั่วโมง/ปี
 - ตัวเลือก E งดจ่ายไฟฟ้า ๒ ชั่วโมง/ปีแต่ไม่เกิน ๘ ชั่วโมง/ปี
- บริษัท Texas – New Mexico Power
 - บริษัท Texas – New Mexico Power กำหนดเกณฑ์สำหรับผู้เข้าร่วมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าแบบ Load Management โดยผู้เข้าร่วมต้องลดการใช้ไฟฟ้าได้น้อย ๕๐ kW หรือมากกว่า
 - แจ้งเหตุการณ์ล่วงหน้า ๖๐ นาที ก่อนการงดจ่ายไฟฟ้า
 - ความถี่ในการตอบสนองความต้องการไฟฟ้ามีระยะเวลาของเหตุการณ์ ๔ ชั่วโมง/ครั้งโดยไม่เกิน ๕ ครั้ง/ปีหรือไม่เกิน ๑๘ ชั่วโมง/ปี
 - ช่วงเวลาที่ร้องขอคือ ๑ มิถุนายน– ๓๐ กันยายน, เวลา ๑๓:๐๐ – ๑๙:๐๐ น.
 - อัตราชดเชย \$ ๔๐/kW
- บริษัท Austin Energy
 - ความถี่ในการตอบสนองความต้องการไฟฟ้ามีระยะเวลาของเหตุการณ์ ๓ ชั่วโมง/ครั้งโดยไม่เกิน ๑๕ ครั้ง
 - แจ้งเหตุการณ์ล่วงหน้า ๖๐ นาที ก่อนการงดจ่ายไฟฟ้า
 - ช่วงเวลาที่ร้องขอคือ ๑ มิถุนายน– ๓๐ กันยายน, เวลา ๑๓:๐๐ – ๒๐:๐๐ น.
 - อัตราชดเชย \$ ๑.๒๕/kWh
- บริษัท CPS Energy
 - บริษัท CPS Energy ได้กำหนดเกณฑ์สำหรับผู้เข้าร่วมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าแบบ Load Management โดยผู้เข้าร่วมต้องลดการใช้ไฟฟ้าได้น้อย ๕๐ kW หรือมากกว่า
 - แจ้งเหตุการณ์ล่วงหน้า ๑๒๐ นาที ก่อนการงดจ่ายไฟฟ้า
 - ช่วงเวลาที่ร้องขอคือ ๑ มิถุนายน – ๓๐ กันยายน, เวลา ๑๓:๐๐ – ๑๙:๐๐ น. โดยส่วนใหญ่จะร้องขอในช่วงเวลา ๑๕:๐๐ – ๑๘:๓๐ น.
 - อัตราชดเชย \$ ๔๐/kW



๒) Interruptible Credit Option

Interruptible Credit Option เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่ง เพื่อใช้สำหรับการควบคุมภาระไฟฟ้าในช่วงเวลาวิกฤติซึ่งส่วนใหญ่อยู่ในฤดูร้อน โดยผู้เข้าร่วมต้องยอมรับเงื่อนไขในการลดใช้ไฟฟ้าได้ (Interruptible Condition) โปรแกรมนี้มีไว้สำหรับผู้ใช้ไฟขนาดใหญ่ที่สามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดมากกว่า ๕๐๐ kW โดยบริษัท Xcel Energy กำหนดความถี่ในการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า ซึ่งมีระยะเวลาของเหตุการณ์ ๔ ชั่วโมง/ครั้งและมีอัตราชดเชย \$ ๒.๒๓ – ๖.๕๘ /kW /เดือน

๓) Peak Day Partners Program

Peak Day Partners Program เป็นการดำเนินการ Demand Response รูปแบบหนึ่งที่ใช้สำหรับการควบคุมภาระไฟฟ้าในช่วงเวลาวิกฤติในฤดูร้อน โดยมีค่าชดเชยให้แก่ผู้เข้าร่วม โปรแกรมนี้มีวัตถุประสงค์หลักในการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยมีเงื่อนไขคือผู้ใช้ไฟต้องสามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดมากกว่า ๕๐๐ kW โดยบริษัท Xcel Energy จะเสนอราคาต่อกิโลวัตต์ให้แก่ผู้เข้าร่วมโปรแกรม

๔) Saver's Switch for Business Program

Saver's Switch for Business Program เป็นโปรแกรมที่ใช้สำหรับการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในช่วงเวลาวิกฤติโดยมีค่าชดเชยให้แก่ผู้เข้าร่วมโปรแกรม โดยผู้เข้าร่วมต้องยอมรับเงื่อนไขในการปิดเครื่องปรับอากาศ คือ ปิดเครื่องปรับอากาศของผู้เข้าร่วม ๑๕ นาที/วัน โดยมีอัตราชดเชยคือ \$ ๒๐/ตัน

๓.๑.๖ รัฐวอชิงตัน

Load Aggregator ในรัฐวอชิงตันคือบริษัท Pepco ซึ่งเป็นบริษัทจัดจำหน่ายไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าประมาณ ๘๑๕,๐๐๐ ราย (ประมาณ ๒.๒ ล้านคน) และมีสมาชิกภายในองค์กร ๑,๔๒๙ คน ซึ่งบริษัท Pepco มีโปรแกรม Demand Response ทั้งหมด ๒ โปรแกรม ได้แก่ โปรแกรม Energy Wise Reward และโปรแกรม Peak Energy Saving Credit

๑) Energy Wise Reward

โปรแกรม Energy Wise Reward จะถูกแบ่งออกเป็น ๒ มาตรการย่อย ซึ่งนำไปใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย และ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ โดยรายละเอียดของขั้นตอนการดำเนินการ Demand Response ในโปรแกรมนี้ ไม่มีความแตกต่างกันระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง ๒ ประเภท หากแต่มีอัตราชดเชยที่ต่างกัน



ในโปรแกรม Energy Wisr Reward นั้น ผู้เข้าร่วมโปรแกรมสามารถเลือกอุปกรณ์สำหรับควบคุมเครื่องปรับอากาศหรือเครื่องสูบน้ำ โดยสามารถเลือกให้บริษัท Pepco สามารถควบคุมโดยตรงได้ด้วยอุปกรณ์ Outdoor Switch หรือ สามารถเลือกที่จะควบคุมด้วยตนเองได้ด้วยอุปกรณ์ Web Programmable Thermostat ช่วงระยะเวลาของเหตุการณ์จะเป็นช่วงเวลาสั้นๆ ของฤดูร้อน เมื่อบริษัท Pepco ทำการส่งสัญญาณไปยังเครื่องปรับอากาศของผู้เข้าโปรแกรม คอมเพรสเซอร์ของเครื่องปรับอากาศจะหยุดทำงาน แต่ใบพัดของเครื่องปรับอากาศยังคงทำงานอยู่ อุณหภูมิของห้องจะลดลงประมาณ ๑ - ๗ องศาเซลเซียส ตามแต่ปริมาณการ Cycling (หน่วยระยะเวลาของเหตุการณ์ทั้งหมดในแต่ละการร้องขอ) ที่ได้ลงทะเบียนไว้ ส่วนผู้เข้าร่วมที่เลือกอุปกรณ์ควบคุมเครื่องปรับอากาศด้วยตนเองจะได้รับอัตราลดหย่อนค่าไฟฟ้าสำหรับเครื่องปรับอากาศ หรือ เครื่องสูบน้ำ ๑๐% ต่อปี

อัตราลดหย่อนสำหรับบ้านอยู่อาศัยสามารถเลือกได้ ๓ รูปแบบ แต่ละรูปแบบจะแตกต่างกันที่ระยะเวลาของการ Cycling และ อัตราลดหย่อนที่ได้รับ ในส่วนของอัตราลดหย่อนสำหรับอาคารพาณิชย์นั้น มีเพียงรูปแบบเดียวเท่านั้น โดยอัตราลดหย่อนที่ได้รับจะขึ้นอยู่กับจำนวนอุปกรณ์ที่ทำการติดตั้ง ตารางที่ ๓.๑ และ ๓.๒ จะแสดงอัตราลดหย่อนสำหรับบ้านอยู่อาศัย และอัตราลดหย่อนสำหรับอาคารพาณิชย์ ตามลำดับ

ตารางที่ ๓.๑ อัตราลดหย่อนมาตรการ Energy Wise Reward สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย

ปริมาณ CYCLING	อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น	อัตราลดหย่อนประจำปี	อัตราลดหย่อนแรกติดตั้ง	อัตราลดหย่อนที่ได้รับในช่วง ๑ ปีแรก
๕๐%	๑-๓ องศา	\$ ๔๐	\$ ๔๐	\$ ๘๐
๗๕%	๒-๔ องศา	\$ ๖๐	\$ ๖๐	\$ ๑๒๐
๑๐๐%	๔-๗ องศา	\$ ๘๐	\$ ๘๐	\$ ๑๖๐

ตารางที่ ๓.๒ อัตราลดหย่อนมาตรการ Energy Wise Reward สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์

ปริมาณ CYCLING	อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น	อัตราลดหย่อนประจำปี	อัตราลดหย่อนแรกติดตั้ง	อัตราลดหย่อนที่ได้รับในช่วง ๑ ปีแรก
๕๐%	๑-๓ องศา	\$ ๘๐ /จำนวนอุปกรณ์ที่ติดตั้ง	\$ ๘๐	\$ ๑๖๐

๒) Energy Saving Credit

โปรแกรม Energy Saving Credit เป็นโปรแกรมที่ดำเนินการโดยบริษัท Pepco ซึ่งมอบอัตราลดหย่อนให้แก่ผู้เข้าร่วมโปรแกรมที่ทำการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ต่ำกว่า Baseline โดยช่วงเวลาดำเนินการของโปรแกรม Energy Saving Credit จะอยู่ในช่วงระหว่างเดือนมิถุนายน - กันยายนของแต่ละปี ตั้งแต่ ๑๒.๐๐ - ๒๐.๐๐ น. ของแต่ละวัน โดยในแต่ละเหตุการณ์จะมีระยะเวลาประมาณ ๒ - ๓ ชั่วโมงเท่านั้น



อัตราชดเชยในมาตรการ Energy Saving Credit เท่ากับ \$ ๑.๒๕/kWh เมื่อสามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ต่ำกว่า Baseline และ ไม่มีโทษปรับสำหรับในกรณีที่ละเลยต่อการร้องขอ

ในส่วนของ Baseline สำหรับผู้เข้าร่วมมาตรการ Energy Saving Credit สามารถคำนวณได้จากค่าเฉลี่ยพลังงานไฟฟ้าของ ๓ วัน ซึ่งวันที่เลือกนำมาเฉลี่ยนี้เลือกจากวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในรอบ ๓๐ วันก่อนวันที่มีการร้องขอการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า

ผลการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของทั้งสองโปรแกรมดังกล่าว เท่ากับ ๕๒๐ MW (ในปี พ.ศ. ๒๕๕๖)

๓.๑.๗ รัฐนิวเม็กซิโก

Load Aggregator ในรัฐนิวเม็กซิโกคือ บริษัท Public Service Company of New Mexico (PNM) ซึ่งเป็นบริษัทขนาดใหญ่ที่มีกำลังผลิต ๒,๕๓๐ MW และมีลูกค้า ๔๘๘,๐๐๐ ราย สำหรับโปรแกรม Demand Response ที่บริษัท PNM ดำเนินการอยู่ในปัจจุบันคือโปรแกรม Power Saver Program ซึ่งเป็นโปรแกรมที่ออกแบบเพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงสภาวะวิกฤติในรัฐนิวเม็กซิโก

๑) Power Saver Program

Power Saver Program เป็นโปรแกรม Demand Response ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าจะถูกควบคุมเครื่องปรับอากาศ หรือ เครื่องทำความเย็น ตามแต่เหตุการณ์ที่ถูกร้องขอ ช่วงเวลาสำหรับการร้องขอจะอยู่ระหว่างเดือน มิถุนายน – กันยายน ของทุกปี และ อยู่ในช่วงเวลา ๑๓.๐๐ น. – ๑๘.๐๐ น. ของทุกวัน

สำหรับอัตราชดเชย และ รายละเอียดของ Power Saver Program จะแตกต่างกันสำหรับผู้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย และ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์

อัตราชดเชยสำหรับบ้านอยู่อาศัย : ผู้เข้าร่วมมาตรการจะได้รับค่าติดตั้งแรกเข้า \$ ๒๕ และ ได้รับอัตราชดเชยประจำปี \$ ๒๕

อัตราชดเชยสำหรับอาคารพาณิชย์ : จะแบ่งออกเป็น ๒ อัตราชดเชยย่อยคือ

- อาคารพาณิชย์ขนาดเล็ก : ผู้เข้าร่วมมาตรการจะได้รับค่าติดตั้งแรกเข้า \$ ๒๕ และ ได้รับอัตราชดเชยประจำปี \$ ๒๕
- อาคารพาณิชย์ขนาดกลางที่มีกำลังไฟฟ้าสูงสุดอยู่ระหว่าง ๕๐ kW – ๑๕๐ kW : ผู้เข้าร่วมมาตรการจะได้รับอัตราชดเชย ๒๕ \$/kW ที่ลดได้เมื่อเทียบกับ Baseline และได้รับค่าติดตั้งแรกเข้าเท่ากับอัตราชดเชยในส่วนแรกในรอบ ๑ ปี ดังแสดงในตารางที่ ๓.๓



ตารางที่ ๓.๓ อัตราชดเชยเฉลี่ยสำหรับผู้เข้าร่วมมาตรการประเภทพาณิชย์ขนาดกลาง

ประเภทธุรกิจ	ความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยที่ลดได้	อัตราชดเชยเฉลี่ยที่ได้รับ	ค่าติดตั้งแรกเข้าเฉลี่ย	อัตราชดเชยที่ได้รับในช่วง ๑ ปีแรก
ค้าส่ง	๒๕ kW – ๗๕ kW	\$ ๖๒๕ – \$ ๑๘๗๕	\$ ๖๒๕ – \$ ๑๘๗๕	\$ ๑๒๕๐ – \$ ๓๗๕๐
โกดังเก็บสินค้า	๓๕ kW – ๗๕ kW	\$ ๘๗๕ – \$ ๑๘๗๕	\$ ๘๗๕ – \$ ๑๘๗๕	\$ ๑๗๕๐ – \$ ๓๗๕๐
อาคารสำนักงาน	๕๐ kW – ๑๐๐ kW	\$ ๑๒๕๐ – \$ ๒๕๐๐	\$ ๑๒๕๐ – \$ ๒๕๐๐	\$ ๒๕๐๐ – \$ ๕๐๐๐
การผลิต	๗๕ kW – ๑๒๕ kW	\$ ๑๘๗๕ – \$ ๓๑๒๕	\$ ๑๘๗๕ – \$ ๓๑๒๕	\$ ๓๗๕๐ – \$ ๖๒๕๐

๓.๒ ประเทศญี่ปุ่น

หลังจากเกิดแผ่นดินไหวใหญ่และสึนามิที่ฟูกูชิมะความต้องการไฟฟ้าในญี่ปุ่นจำเป็นต้องลดลง เนื่องจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ญี่ปุ่นต้องทยอยกันหยุดเดินเครื่องและยังไม่มีเตาปฏิกรณ์เครื่องใดที่ถูกปิดแล้วกลับมาเดินเครื่องใหม่ได้เพราะกระแสคัดค้านพลังงานนิวเคลียร์ของประชาชนในญี่ปุ่นส่งผลให้เกิดความขาดแคลนไฟฟ้าอย่างหนัก ซึ่งญี่ปุ่นต้องนำเข้าเชื้อเพลิงฟอสซิลเพิ่มขึ้นเป็นจำนวนมากเพื่อผลิตไฟฟ้า กล่าวได้ว่าสถานการณ์อยู่ในขั้นวิกฤตจนอาจต้องใช้วิธีลัดเปลี่ยนกันหยุดจ่ายกระแสไฟฟ้า (Rolling Blackouts) ตามย่านต่างๆ ในเขตคันโตและโทโฮคุ และดำเนินการแก้ปัญหาต่างๆ เช่น แผนการจัดซื้อพลังงานจากประเทศเพื่อนบ้านหรือการปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องใช้ไฟฟ้าในประเทศ

รัฐบาลญี่ปุ่นจึงยกเรื่อง“เซ็ตซึเต็ง (Setsuden)” ที่แปลว่า การประหยัดไฟฟ้า เป็นวาระแห่งชาติ โดยให้ทุกภาคส่วนช่วยกันประหยัดไฟฟ้าให้ได้ ๑๕% จากการใช้ปกติในระหว่างวันที่ ๑ กรกฎาคม – ๒๒ กันยายน ๒๕๕๔ มาตรการต่างๆ ถูกนำมาใช้อย่างหลากหลาย นับตั้งแต่การเพิ่มอุณหภูมิเครื่องปรับอากาศ การลดความสว่างของสกายที่ต้องพึ่งพาไฟฟ้า (บันไดเลื่อน ตู้เครื่องดื่มหยอดเหรียญ ฯลฯ) การเปลี่ยนหลอดไฟเป็นหลอด LED แม้กระทั่งการเปลี่ยนเครื่องแบบชุดทำงานเป็นแบบลำลองเพื่อไม่ต้องใช้แอร์มากให้มีการดำเนินการแก้ไขปัญหาการดังกล่าว นอกจากนั้นญี่ปุ่นยังมีการบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าของภาคธุรกิจและภาคอุตสาหกรรมเพื่อเคลื่อนย้ายการใช้ไฟฟ้าบางส่วนออกจากช่วงเวลา Peak Load ไปอยู่ในช่วงเวลาที่ความต้องการไฟฟ้าไม่สูงมาก ตัวอย่างเช่น โรงงานผลิตรถยนต์เปลี่ยนวันหยุดจากวันเสาร์-อาทิตย์ เป็นวันพฤหัสบดี-ศุกร์ บริษัทห้างร้านบางส่วนเปิดทำการเร็วขึ้น ๑ ชั่วโมง โรงเรียนกวดวิชาลดเวลาการสอนในช่วงกลางวันโดยเพิ่มชั่วโมงสอนช่วงเช้า เป็นต้น

ด้วยความร่วมมือกันอย่างแข็งขันของชาวญี่ปุ่น ทำให้การรณรงค์ประหยัดไฟฟ้าครั้งนี้สามารถลดความต้องการไฟฟ้าในช่วง Peak Load ในเขตให้บริการของบริษัท TEPCO ได้ถึง ๑๐,๗๘๐ MW คือจาก ๖๐,๐๐๐ MW ในปี ๒๕๕๓ เหลือ ๔๙,๒๒๐ เมกะวัตต์ในปี ๒๕๕๔ (ความต้องการไฟฟ้าทั้งประเทศญี่ปุ่นอยู่ที่ ๑๗๘,๐๐๐ MW เมื่อปี ๒๕๕๓) และสำหรับเป้าหมายในการประหยัดพลังงานไฟฟ้าซึ่งรัฐบาลตั้งไว้ที่ ๑๕% ปรากฏว่า ในเขต



ให้บริการของ TEPCO สามารถลดได้ถึง ๒๑.๙% และเขตให้บริการของบริษัทโทโฮคุอิเล็กทริกพาวเวอร์ สามารถลดได้ถึง ๒๑.๓%

นอกจากเขตคันโตและโทโฮคุซึ่งเป็นเขตที่ระบบไฟฟ้าได้รับผลกระทบจากสึนามิและอุบัติเหตุฟูกูชิมะแล้ว ในพื้นที่อีก ๖ เขตที่เหลือของญี่ปุ่นก็มีการรณรงค์ประหยัดไฟฟ้าด้วยเช่นกัน จากข้อมูลของกระทรวงเศรษฐกิจ การค้าและอุตสาหกรรมของญี่ปุ่น การลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในหน้าร้อนปีที่ผ่านมาสามารถลดการใช้โรงไฟฟ้าทั้งหมดได้รวมกันถึง ๑๙,๐๐๐ MW เทียบเท่ากับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์รุ่นใหม่ ๑๙ โรง ซึ่งเป็นการจัดการ Demand Response ที่ดีมาก

วิธีการหนึ่งของ Demand Response ที่ช่วยให้คนญี่ปุ่นสามารถลดไฟฟ้าเพิ่มขึ้น คือ การจ่ายเงินชดเชย (Incentive) ในกรณีที่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าจากเดือนที่ผ่านมา เช่น บริษัท Osaka Gas ได้จัดการรณรงค์การประหยัดไฟฟ้าโดยมีการจ่ายเงินชดเชย ๑,๐๐๐ เยน สำหรับบ้านที่ลดการใช้ไฟฟ้าได้มากกว่า ๑๐% เทียบกับเดือนสิงหาคมในปีนั้นๆ ดังแสดงในรูปที่ ๓.๑



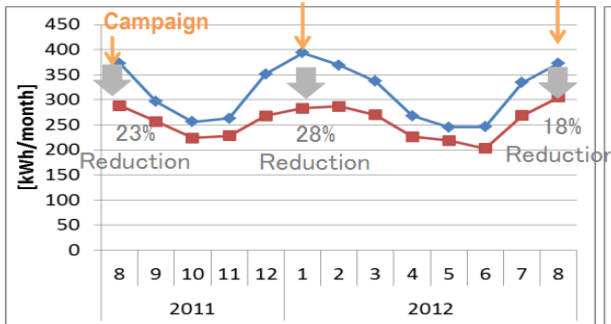
รูปที่ ๓.๑ นโยบายส่งเสริมการประหยัดพลังงานของบริษัท Osaka Gas

(ที่มา: Osaka Gas Co., Ltd. “Energy Saving Campaign and Its Effect After Fukushima Disaster in Japan”, 14 November 2012.)

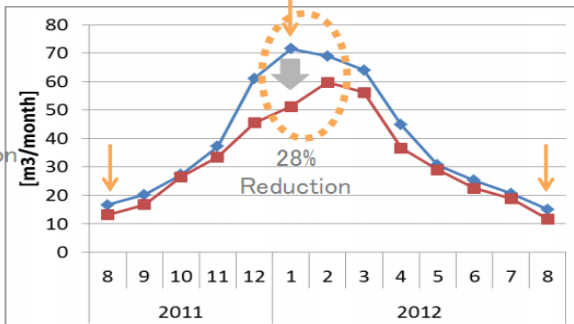
สำหรับผลการดำเนินงานของบริษัท Osaka Gas แสดงในรูปที่ ๓.๒ ในที่นี้จะแบ่งกลุ่มคนที่ให้ความร่วมมือมาก (Active) และแบ่งกลุ่มคนที่ไม่ค่อยให้ความร่วมมือ (Non-active) ซึ่งในเดือนที่ ๘ ปี ๒๐๑๑ จะเห็นว่ากลุ่มคนที่ให้ความร่วมมือมากใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าแบ่งกลุ่มคนที่ไม่ค่อยให้ความร่วมมือ ๒๓% ในเดือนที่ ๑ ปี ๒๐๑๒ กลุ่มคนที่ให้ความร่วมมือมากใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าแบ่งกลุ่มคนที่ไม่ค่อยให้ความร่วมมือ ๒๘% และ ในเดือนที่ ๘ ปี ๒๐๑๒ กลุ่มคนที่ให้ความร่วมมือมากใช้ไฟฟ้าน้อยกว่ากลุ่มคนที่ไม่ค่อยให้ความร่วมมือ ๑๘% ซึ่งจะเห็นว่าโครงการนี้ช่วยประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้ หัวข้อถัดไปจะลงรายละเอียดของการดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่สำคัญของญี่ปุ่น คือ โตเกียว และ คันไซ



Monthly average electricity consumption



Monthly average gas consumption



Frequency of checking Ener-Look PLUS webpage : Once a week or more (red line) : Less than once a week (blue line)

รูปที่ ๓.๒ ผลการดำเนินงานของบริษัท Osaka Gas

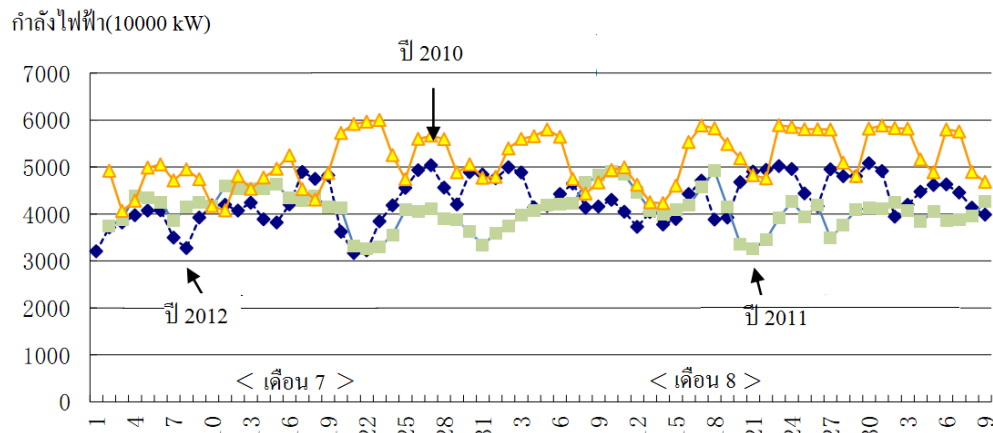
(ที่มา: Osaka Gas Co., Ltd. “Energy Saving Campaign and Its Effect After Fukushima Disaster in Japan”, 14 November 2012.)

๓.๒.๑ โตเกียว

จากสัณนิษฐานและอุบัติเหตุนิวเคลียร์ในญี่ปุ่นปี ๒๐๑๑ โตเกียวสามารถลดความต้องการสูงสุดได้ดังแสดงในตารางที่ ๓.๔ และรูปที่ ๓.๓ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงผลการดำเนินการ Demand Response ที่ดี โดยปี ๒๐๑๑ สามารถลดการผลิตไฟฟ้าสูงสุดเทียบกับปี ๒๐๑๐ ถึง ๑๘% และ ปี ๒๐๑๒ สามารถลดการผลิตไฟฟ้าสูงสุดเทียบกับปี ๒๐๑๐ ถึง ๑๕.๔%

ตารางที่ ๓.๔ กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในโตเกียว

วันที่	๒๓/๗/๒๐๑๐	๑๘/๘/๒๐๑๑	๓๐/๘/๒๐๑๒
กำลังผลิตสูงสุด	๕๙.๙๙ MW	๕๙.๒๒ MW	๕๐.๗๘ MW
สัดส่วนที่ลดลงเทียบกับปี ๒๐๑๐	-	-๑๘%	-๑๕.๔๐%
อุณหภูมิสูงสุด(°C)	๓๕.๗	๓๖.๑	๓๕.๖



รูปที่ ๓.๓ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในโตเกียว

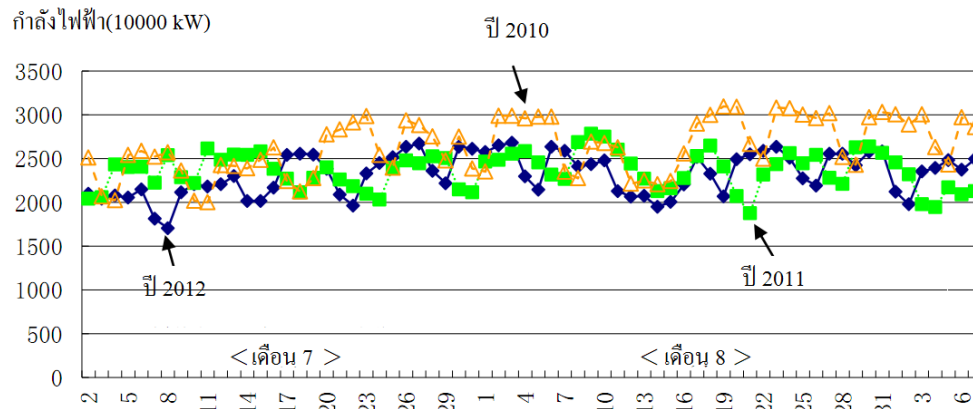
(ที่มา: Fujitsu “Demand Response in Japan”, Report No.408, July 2013.)

๓.๒.๒ คับไซ

จากสึนามิและอุบัติเหตุฟูกูชิมะในปี พ.ศ. ๒๕๕๓ โตเกียวสามารถลดความต้องการสูงสุดได้ดังแสดงในตารางที่ ๓.๕ และรูปที่ ๓.๔ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงผลการดำเนินการ Demand Response ที่ดี โดยปี ๒๐๑๑ สามารถลดการผลิตไฟฟ้าสูงสุดเทียบกับปี ๒๐๑๐ ถึง ๑๐% และ ปี ๒๐๑๒ สามารถลดการผลิตไฟฟ้าสูงสุดเทียบกับปี ๒๐๑๐ ถึง ๑๓.๔%

ตารางที่ ๓.๕ กำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในคันไซ

วันที่	๒๓/๗/๒๐๑๐	๑๘/๘/๒๐๑๑	๓๐/๘/๒๐๑๒
กำลังผลิตสูงสุด	๓๐.๙๕ MW	๒๗.๘๔ MW	๒๖.๘๑ MW
สัดส่วนที่ลดลงเทียบกับปี ๒๐๑๐	-	-๑๐%	-๑๓.๔๐%
อุณหภูมิสูงสุด(°C)	๓๖.๖	๓๕.๖	๓๖.๗



รูปที่ ๓.๔ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในคันไซ

(ที่มา: Fujitsu “Demand Response in Japan”, Report No.408, July 2013.)

นอกจากนี้ ภาพรวมการดำเนินการ Demand Response ของประเทศญี่ปุ่น จะถูกแสดงใน ๙ เขต ได้แก่ ฮอกไกโด, โตโฮกุ, โตเกียว, จุบุ, โฮคุริคิ, คันไซ, ชูโกกุ, ชิโคคุ และ คิวชู ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้ามากกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในทุกเขต โดยมีเขตที่ไม่จำเป็นต้องดำเนินการเพิ่มศักยภาพ Demand Response เพิ่มเติม ได้แก่ โตโฮกุ และ โตเกียว เนื่องจากในหัวข้อที่ ๓.๒.๑ ได้แสดงผลการดำเนินการมาตรการ Demand Response ของโตเกียวพบว่ามีความสามารถในการดำเนินการ Demand Response สูงขึ้นโดยดูจากอัตราส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดของโรงไฟฟ้าเคสิยร์ที่สามารถลดลงได้ ซึ่งมีลักษณะเช่นเดียวกันกับเขตโตโฮกุ ในขณะที่เขตอื่นๆ ไม่สามารถลดลงได้ตามเป้าหมาย ดังแสดงในตารางที่ ๓.๖

ตารางที่ ๓.๖ การดำเนินการ Demand Response ของที่เขตต่างๆประเทศญี่ปุ่น ณ วันที่ ๒๒/๐๖/๒๐๑๒

สถานที่	DR ที่ต้อง ดำเนินการเพิ่ม	ความต้องการใช้ ไฟฟ้าสูงสุด	กำลังผลิต ไฟฟ้า	สัดส่วนเทียบ กับกำลังผลิต
1. ฮอกไกโด	๗%	๔.๘๓ MW	๕.๑๒ MW	๖.๐๐%
2. โตโฮกุ	ไม่จำเป็น	๑๓.๖๔ MW	๑๔.๖๘ MW	๗.๖๐%
3. โตเกียว	ไม่จำเป็น	๕๐.๗๘ MW	๕๔.๕๓ MW	๗.๔๐%
4. จุบุ	๔%	๒๔.๗๘ MW	๒๖.๖๒ MW	๗.๔๐%
5. โฮคุริคิ	๔%	๕.๒๖ MW	๕.๗๖ MW	๙.๔๐%
6. คันไซ	๑๐%	๒๖.๘๒ MW	๒๙.๙๒ MW	๑๑.๖๐%
7. ชูโกกุ	๗%	๑๐.๘๕ MW	๑๑.๙๘ MW	๑๐.๔๐%
8. ชิโคคุ	๓%	๕.๒๖ MW	๖.๐๓ MW	๑๔.๖๐%
9. คิวชู	๑๐%	๑๕.๒๑ MW	๑๖.๒๖ MW	๖.๙๐%



๓.๓ ประเทศจีน

ความต้องการไฟฟ้าในจีนที่เพิ่มมากขึ้นอย่างรวดเร็ว เนื่องจากสภาพเศรษฐกิจที่ขยายตัวเพิ่มขึ้นมากของจีน ส่งผลให้เกิดความขาดแคลนไฟฟ้าอย่างหนัก ซึ่งรัฐบาลจีนได้ผลักดันให้มีการดำเนินการแก้ไขปัญหาการดังกล่าว เช่น แผนการจัดซื้อพลังงานจากประเทศเพื่อนบ้านหรือการปรับปรุงประสิทธิภาพเครื่องใช้ไฟฟ้าในประเทศ วิธีการหนึ่งที่ใช้แก้ปัญหาคือการขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย คือ การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM) โดยการศึกษาการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า การตอบสนองความต้องการไฟฟ้าสามารถวัดผลได้โดยตรงจากลูกค้า ซึ่งการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าออกมาเป็นอย่างดีจะเพิ่มประสิทธิภาพในแก้ปัญหาความขาดแคลนไฟฟ้าที่เกิดขึ้นได้ ซึ่งประเทศจีนได้มีความพยายามอย่างมากในการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในประเทศ เช่น ๑) การใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ Time-of-Use (TOU) และ ๒) การให้ค่าชดเชยแก่ลูกค้าที่ยินยอมให้ลดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Tariff) และ ๓) การใช้เทคนิค Off-peak Storage โดยอุปกรณ์ช่วยกักเก็บพลังงาน เช่น Ice Storage ในระบบทำความเย็นสำหรับผลการดำเนินการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าโดยในปี ๒๐๐๓ ดำเนินมาตรการ TOU มีปริมาณค่า Peak Load ลดลง ๑๐.๑ GW ดังแสดงในตารางที่ ๓.๗

ตารางที่ ๓.๗ ผลการดำเนินการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าโดยในปี ๒๕๔๖ ของจีน

Province	Peak load reduction (MW)
Jiangsu	2,800
Shanghai	1,700
Hubei	1,000
Zhejiang	250
Guangdong	1,400
Hunan	2,250
Total	10,100

ในลำดับถัดไปจะอธิบายถึงรายละเอียดการดำเนินการ Demand Response ใน ๓ มณฑลหลักของจีน ได้แก่ ปักกิ่ง, เจียงซู และ กวางตุ้ง

๓.๓.๑ ปักกิ่ง (Beijing)

ในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๕๐-๒๕๕๖ ปักกิ่งได้พยายามใช้การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM) โดยให้ความสำคัญกับการรักษาระดับของ Load factor ให้อยู่ที่ระดับร้อยละ ๘๑ ซึ่งมีการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้างานนี้



- ลูกค้าจำนวน ๖๑.๖๙% ใช้ค่าไฟฟ้าอัตรา TOU โดยสิ้นปี พ.ศ. ๒๕๔๖ เทียบกับปี พ.ศ. ๒๕๔๕ สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในช่วง Off-peak เพิ่มขึ้น ๐.๗๕% ในขณะที่สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลดลง ๐.๘๑% หรือประมาณ ๗๐๐ MW
- ลูกค้าในกลุ่มอุตสาหกรรมได้ร่วมลงนามในสัญญาการใช้ไฟฟ้าแบบ Interruptible tariff โดยบริษัท Beijing Electric Power ทำข้อตกลงการใช้ไฟฟ้าแบบ Interruptible tariff กับบริษัทขนาดใหญ่เช่น Shougang Group และกลุ่มบริษัท Yanshan Petrochemical ซึ่งสัญญาดังกล่าวสามารถปรับปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดให้ลดลงได้ประมาณ ๑๐๐ MW ต่อปี
- การสนับสนุนให้ใช้อุปกรณ์กักเก็บพลังงานเช่น Ice Storage และ Heat Storage โดยปักกิ่งได้ส่งเสริมการใช้เทคนิคการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าเพื่อลดการใช้ผลิตไฟฟ้าจากถ่านหิน โดยเมื่อสิ้นปี ๒๐๐๓ ลูกค้าประเภทที่อยู่อาศัย ๒๓,๑๗๕ ราย ได้ใช้อุปกรณ์กักเก็บพลังงานดังกล่าว ซึ่งมีปริมาณการใช้ถึง ๒๒๑ GWh โดย ๑๔๙ GWh ถูกใช้ในช่วง Off-peak หรือคิดเป็น ๖๗%

๓.๓.๒ เจียงซู (Jiangsu)

กฎหมายการอนุรักษ์พลังงานแห่งชาติได้ประกาศใช้ในปี พ.ศ. ๒๕๔๓ โดยความร่วมมือของหน่วยงานต่างๆ ณฑลเจียงซูเป็นจังหวัดแรกของจีนที่ดำเนินการโครงการนำร่องในการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในเดือนเมษายน ปี๒๐๐๒ ซึ่งมีการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้างดังนี้

- การใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU นับตั้งแต่เดือนตุลาคม ๒๕๔๒ อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ได้ถูกใช้ในอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ ๖ แห่งคิดเป็นร้อยละ ๘๓ ของลูกค้าภาคอุตสาหกรรมทั้งหมดในปี ๒๐๐๒ ซึ่งราคาไฟฟ้าในช่วง On-Peak และ Off-Peak มีความแตกต่างกันที่ ๓ ต่อ ๑ และเพิ่มขึ้นเป็น ๕ ต่อ ๑ ในกรกฎาคม ๒๐๐๓ โดยอัตราค่าไฟฟ้าปกติจะอยู่ที่ราคา ๖๒.๘๘ US\$ ต่อ MWh และสำหรับลูกค้าที่เข้าร่วมโปรแกรมจะมีราคาไฟฟ้าช่วง On-Peak ที่ ๖๖.๕๑ US\$ ต่อ MWh (๘:๐๐-๒๑:๐๐) และราคา Off-Peak ที่ ๓๖.๒๘ US\$ ต่อ MWh (๒๑:๐๐-๘:๐๐) เมื่อสิ้นปี ๒๐๐๓ มีผู้เข้าร่วมประมาณ ๗๕๐,๐๐๐ ครัวเรือนและมีการเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนการใช้ไฟฟ้า On-Peak กับ Off-Peak จาก ๖๔-๓๖ ไปเป็น ๕๕-๔๕
- การใช้ไฟฟ้าแบบ Interruptible Tariff โดยความร่วมมือของภาคอุตสาหกรรมซึ่งส่วนใหญ่เป็นบริษัทเหล็กโดยลูกค้าจะได้เงินตอบแทนที่ ๐.๑๒ US\$ ต่อ kWh เพื่อชดเชยการหยุดจ่ายไฟฟ้าในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและสามารถลดโหลดสูงสุดได้ประมาณ ๘๐๐ MW
- การใช้ Ice Storage ร่วมกับเครื่องปรับอากาศซึ่งวิธีดังกล่าวสามารถลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ประมาณ ๗๐ MW ในปี ๒๐๐๓



๓.๓.๓ กวางตุ้ง (Guangdong)

ในภาคอุตสาหกรรมของมณฑลกวางตุ้งเคยใช้ข้อกำหนดของอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU เช่นเดียวกับเมือง กวางโจวและเซินเจิ้นซึ่งเป็นผู้ริเริ่มโครงการมาตั้งแต่กันยายนปี พ.ศ. ๒๕๔๔ ต่อมาในเดือนเมษายน ๒๕๔๗ หลาย เมืองในมณฑลกวางตุ้งเริ่มเข้าร่วมโปรแกรม TOU ของพวกเขาเองซึ่งได้แบ่งช่วงเวลาของอัตรา TOU ออกเป็นสาม ช่วงช่วงละ ๘ ชั่วโมงโดยมีอัตราส่วนของราคาของแต่ละช่วงคือ ๑.๕ – ๐.๕ (On Peak – Normal – Off Peak) ซึ่งโปรแกรม TOU สามารถลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ประมาณ ๕๐๐ MW

ในปี ๒๐๐๔ มณฑลกวางตุ้งประสบปัญหาขาดแคลนพลังงานไฟฟ้า ๑๗ เมืองจำเป็นต้องปรับเปลี่ยนการ ใช้ไฟฟ้าแบบบังคับผลของมาตรการลดใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ประมาณ ๙๖๐ MW และ ๒๘,๗๑๐ MWh ซึ่งมากกว่าปี ๒๐๐๓ ที่ทำได้ ๔๖๐ MW และ ๑๐,๖๓๐ MWh เพื่อรับมือกับปัญหาการขาดแคลนไฟฟ้ามณฑลกวางตุ้งได้ใช้ โปรแกรมจัดการจ่ายไฟฟ้าแบบบังคับด้วยการจัดตั้งกลุ่มประสานจัดการการใช้ไฟฟ้า (Load Management Coordinating Group, LMC) ซึ่งดำเนินการด้วยการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าในระยะสั้นและวิเคราะห์การใช้ พลังงานที่ครอบคลุมสำหรับกลุ่มเป้าหมายโดยการพิจารณาถึงปัจจัยต่างๆเช่นขนาดของหม้อแปลงพฤติกรรมการใช้ โดยปกติและผลกระทบของการงดการจ่ายไฟฟ้าสำหรับการงดการจ่ายไฟฟ้าจะเน้นไปที่ลูกค้าภาคอุตสาหกรรม เท่านั้นโดยเริ่มจาก LMCG แจกจ่ายลูกค้าที่เกี่ยวข้องให้เตรียมปรับแผนการใช้ไฟฟ้าซึ่งอาจหมายถึงการเปลี่ยน แผนการผลิตการปิดเครื่องจักรบางประเภทหรือปรับตารางวันหยุดโดยหลังจากที่กวางตุ้งได้ดำเนินการโปรแกรม ดังกล่าวพบว่าการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าภาคอุตสาหกรรมในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดลดลง ๐.๕๗% และเพิ่มขึ้น ในช่วง Off-Peak ๑.๙๙%

๓.๔ ประเทศเกาหลีใต้

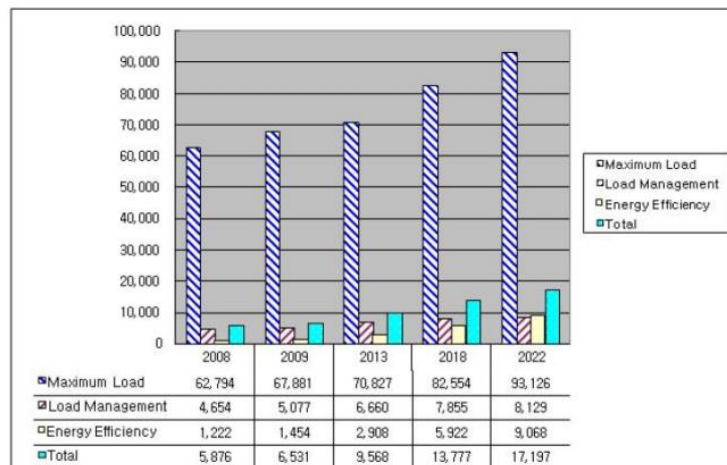
ในปี พ.ศ. ๒๕๕๙ ประเทศเกาหลีใต้มีกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าทั้งหมดอยู่ที่ ๑๐๐ GW ซึ่งตัวเลข ดังกล่าวได้รวมศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ทั้งหมด ๓.๒ GW เข้าไปด้วย โดยในช่วงเวลาของ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ประเทศเกาหลีใต้ได้ใช้มาตรการ Demand Response เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้า สูงสุดได้มากถึง ๑.๕๙ GW โดยใช้ลูกค้าประเภทอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ประมาณ ๓,๐๐๐ ราย ประเทศเกาหลีใต้ ได้เริ่มมีการจัดการเกี่ยวกับการใช้พลังงานไฟฟ้าในปี พ.ศ. ๒๕๕๒ เพื่อที่จะช่วยลดปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า สูงสุด โดยการปรับปรุงประสิทธิภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้าและรักษาสมดุลของห่วงโซ่อุปทาน Korean Electricity Power Company ได้นำเสนอโปรแกรมอัตราค่าไฟฟ้าตามฤดูกาล และอัตรา TOU

ในเกาหลีใต้มีการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM) อยู่ ๒ ลักษณะ คือ การจัดการโหลด และการปรับปรุง ประสิทธิภาพ ๑) การจัดการโหลดเป็นการดำเนินการที่ช่วยลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เช่น การขอความร่วมมือ ลดโหลดในช่วงวันหยุดฤดูร้อน อัตราค่าไฟในช่วงกลางคืน อัตราค่าไฟตามช่วงโหลด การลดโหลดตามคำขอ การ ควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าจากระยะไกล และการควบคุมโหลดโดยตรง เป็นต้น ๒) การปรับปรุงประสิทธิภาพเป็นการ พัฒนาประสิทธิภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้าให้ประหยัดไฟมากขึ้น เพื่อลดกำลังการใช้ไฟฟ้าทุกครัวเรือนในระยะยาว



การตอบสนองความต้องการไฟฟ้าในประเทศเกาหลีใต้เกือบทั้งหมดจะไม่ขึ้นอยู่กับกลไกของตลาด แต่จะขึ้นอยู่กับข้อบังคับของสัญญาณนั้นๆ ซึ่งยังไม่มีประสิทธิภาพเท่าที่ควรเพราะผู้สนใจเข้าร่วมสัญญาณมีจำนวนน้อย

สำหรับสถานะของการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าในประเทศเกาหลีใต้แสดงรูปที่ ๓.๕ สถิติในปี ๒๕๕๒ พบว่าปริมาณของความต้องการสูงสุดสามารถลดลงได้จากการจัดการโหลดและการปรับปรุงประสิทธิภาพ โดยมีประมาณ ๑๐% ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด และจากการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี พ.ศ. ๒๕๖๕ ที่จะมีปริมาณเพิ่มขึ้นประมาณ ๑.๕ เท่า ดังนั้นการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าจึงกลายเป็นประเด็นสำคัญในประเทศเกาหลีใต้ ด้วยเหตุนี้จึงได้มีแผนในการจัดการโหลดให้เพิ่มขึ้นมากกว่าสองเท่าและปรับปรุงประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ๗.๕ เท่าจากปี พ.ศ. ๒๕๕๒ เพื่อให้มีปริมาณไฟฟ้าเพียงพอกับความต้องการในอนาคต โดยสามารถกล่าวได้ว่าการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าเป็นส่วนสำคัญในการแก้ปัญหาความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศเกาหลีใต้



รูปที่ ๓.๕ กราฟแสดงการประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในประเทศเกาหลีใต้และผลของการใช้โปรแกรมการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า

(ที่มา : Sang-Seung Lee, Demand Response Prospects in South Korean Power System)

สำหรับโปรแกรมการจัดการโหลดเริ่มตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๒ ในเกาหลีใต้ได้ใช้ระบบทุนการเสนอราคาจาก KPX (Korean Power Exchange) และการลดอย่างสมัครใจในช่วงฤดูร้อนการประสานงานกันเพื่อลดโหลดอย่างต่อเนื่องตลอดช่วงฤดูร้อนจาก KEPCO ซึ่งการร่วมมือดังกล่าวกลุ่มเป้าหมายคือลูกค้าประเภทที่อยู่อาศัยและโรงงานอุตสาหกรรมที่มีความต้องการการใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๑๐๐ kW ซึ่งมีค่าแรงใจให้ที่ราคา ๖๕๐ วอนต่อกิโลวัตต์ต่อวันเนื่องจากช่วงวันหยุดมีแนวโน้มที่ความต้องการจะเพิ่มขึ้นโปรแกรมการลดโหลดอย่างสมัครใจได้นำมาใช้เพื่อช่วยลดความต้องการในช่วงเวลาบ่ายซึ่งเป็นช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในฤดูร้อนเนื่องจากมีปริมาณความต้องการไฟฟ้าอย่างหนาแน่นโดยกลุ่มเป้าหมายเหล่านั้นคือกลุ่มลูกค้าประเภทที่อยู่อาศัยโรงงานอุตสาหกรรมและกลุ่มทางการศึกษาซึ่งค่าแรงใจที่ให้คือ ๑๔๐ KRW/kW (วอนต่อกิโลวัตต์) ต่อครั้ง (ครั้งละ ๓๐ นาที) ระบบนี้เป็นโปรแกรมที่ดีที่ช่วยลดความต้องการสูงสุดได้แต่ในการปฏิบัติจริงจะเป็นไปได้ยากเนื่องจากเจ้าของอุตสาหกรรมเห็นว่าการทำนบตกเป็นเรื่องสำคัญมากกว่าสิ่งสูงใจและโรงงานอุตสาหกรรมที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๓๐๐



kW ซึ่งแจ้งเหตุการณ์เมื่อเกิดสภาวะฉุกเฉินค่าสูงใจของโปรแกรมนี้คือ ๒๗๐ วอนต่อกิโลวัตต์ต่อครั้ง (ครั้งละ ๓๐ นาที) ซึ่งระบบการเสนอราคาจะแบ่งเป็น ๒ ชนิด คือ แบบตลาดล่วงหน้า ๑ วัน (Day-Ahead Market) และแบบตลาดล่วงหน้ารายชั่วโมง (Hourly-Ahead Market)

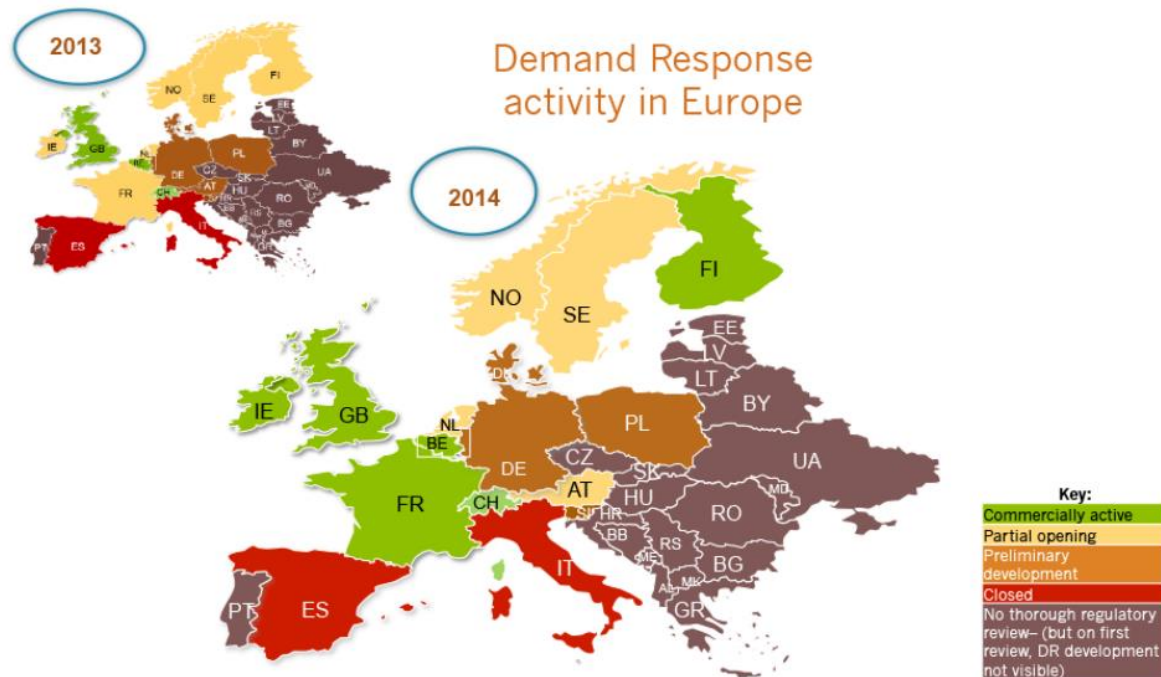
ผลลัพธ์โครงการนำร่องของระบบการเสนอราคา (Regular Fund Bidding System) ในปี พ.ศ. ๒๕๕๒ สามารถลดโหลดได้ถึง ๑๙๗ MW ในฤดูร้อนและ ๒๘๙ MW ในฤดูหนาว ซึ่งผลของการลดโหลดในฤดูร้อนคิดเป็น ๑๐๓% และฤดูหนาวคิดเป็น ๑๓๐% จากปริมาณการลดโหลดที่ตั้งเป้าไว้

๓.๕ ประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรป

กลุ่มประเทศสมาชิกสหภาพยุโรปคือ กลุ่มประเทศในแถบทวีปยุโรปที่รวมตัวกันเพื่อสหภาพทางเศรษฐกิจและการเมือง คล้ายกับการรวมตัวกันของกลุ่มประเทศอาเซียน กลุ่มประเทศสมาชิกสหภาพยุโรปประกอบด้วยสมาชิกทั้งหมด ๒๘ ประเทศ เช่น ประเทศอังกฤษ, ประเทศออสเตรีย, อิตาลี, ลิทัวเนีย หรือ ประเทศเยอรมนี เป็นต้น ซึ่งสมาชิกสหภาพยุโรปส่วนใหญ่ล้วนมีตลาดการซื้อขายไฟฟ้า และ มีการดำเนินการ Demand Response อยู่ในปัจจุบัน อย่างไรก็ตามกลุ่มประเทศสมาชิกสหภาพยุโรปยังไม่มีดำเนินการ Demand Response ระหว่างประเทศสมาชิก

การประยุกต์ใช้เทคโนโลยี Smart Meter ในกลุ่มประเทศสหภาพยุโรปค่อนข้างพัฒนาได้ช้า ซึ่งอ้างอิงจากรายงานการศึกษาต่างๆ แต่หน่วยงานการไฟฟ้าในบางประเทศได้มีการพัฒนาเทคโนโลยี Smart Energy Boxes ซึ่งมีความสามารถในการวางแผนการใช้พลังงานไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า และมีความสามารถในการจัดการการผลิตพลังงานไฟฟ้าแบบกระจายตัว Smart Energy Boxes สามารถทดแทน Smart Meter ได้เนื่องจากมีความสามารถในการเข้าถึงประวัติการใช้พลังงานไฟฟ้า และมีความสามารถในการส่งข้อมูล อย่างไรก็ตามเทคโนโลยีนี้ยังคงไม่มีการนำมาประยุกต์ใช้จริงเนื่องจากราคาที่สูง อีกเทคโนโลยีที่กำลังพัฒนาในกลุ่มประเทศสหภาพยุโรปคือ เทคโนโลยี Intelligent Electric Consumption Control Strategies ซึ่งมีความสามารถในการบริหารจัดการพลังงานกับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท เทคโนโลยีนี้สามารถทำงานร่วมกันกับการดำเนินการ Demand Side Management หรือ Demand Response ได้

จะเห็นได้ว่าการพัฒนาเทคโนโลยีของกลุ่มประเทศสหภาพยุโรปเอื้ออำนวยต่อการดำเนินการ Demand Response โดยผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายสามารถตอบสนอง และ เข้าร่วมในตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้ รวมถึงการที่ Demand Response จะมีบทบาทในตลาดการซื้อขายไฟฟ้าในอนาคต



Demand Response Map of Europe 2013-2014

รูปที่ ๓.๖ แผนที่แสดงการดำเนินการมาตรการ Demand Response ในยุโรป
(ที่มา : SEDC, 2014 Mapping Demand Response in Europe Today)

กิจกรรมการดำเนินการมาตรการ Demand Response ในทวีปยุโรปสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๓.๖ ซึ่งจะพบว่าบริเวณที่ระบายด้วยสีเขียวจะแสดงถึงประเทศที่มีการดำเนินการมาตรการ Demand Response เต็มรูปแบบในเชิงพาณิชย์ ได้แก่ ประเทศฝรั่งเศส, ประเทศฟินแลนด์, ประเทศไอร์แลนด์ และ ประเทศสวีเดน ส่วนประเทศอื่นๆ ที่กำลังพัฒนาการดำเนินการ Demand Response ได้แก่ ประเทศออสเตรีย, ประเทศสวีเดน, ประเทศเนเธอร์แลนด์ และ ประเทศนอร์เวย์

จากรายงานการศึกษา Demand Response: a decisive breakthrough for Europe (พ.ศ. ๒๕๕๙) จากบริษัทที่ปรึกษา Capgemini พบว่าการดำเนินการ Demand Response ของกลุ่มประเทศสมาชิกสหภาพยุโรปด้วยการพยากรณ์จากปี พ.ศ. ๒๕๕๑ จนถึงปี พ.ศ. ๒๕๖๓ จะสามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้สูงถึง ๑๐๐ TWh และ สามารถลดการปล่อยมลพิษ CO₂ ได้มากถึง ๓๐ ล้านตัน รวมถึงสามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า และการสร้างระบบจำหน่าย และ ระบบส่ง ได้ โดยสามารถประเมินเป็นมูลค่าประมาณ ๑ พันล้านยูโร

จากรายงานการศึกษา Vasconcelos, J. (2008), Survey of Regulatory and Technical Development Concerning Smart Metering in the European Union electricity market พบว่าศักยภาพในการทำ Demand Response ในกลุ่มประเทศสมาชิกสหภาพยุโรปมีการเติบโตขึ้น ดังสรุปในตารางที่ ๓.๘



ตารางที่ ๓.๘ อัตราการเติบโตของศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response (GW)

Country	พ.ศ. ๒๕๕๑	พ.ศ. ๒๕๕๓	พ.ศ. ๒๕๕๖	พ.ศ. ๒๕๕๘	พ.ศ. ๒๕๖๓
Italy	๔.๐๐	๔.๐๐	๔.๐๐	๔.๐๐	๔.๐๐
France	๓.๖๐	๓.๐๐	๓.๐๐	๓.๐๐	๓.๐๐
Spain	๒.๐๐	๒.๓๐	๒.๕๐	๒.๗๐	๓.๐๐
Netherlands	๑.๐๐	๑.๐๐	๑.๑๐	๑.๒๕	๑.๕๐
Greece	๐.๔๐	๐.๖๐	๐.๘๐	๑.๐๐	๑.๓๐
Germany	๐.๒๐	๐.๓๐	๐.๔๐	๐.๕๐	๐.๕๐
Belgium	๐.๒๐	๐.๒๐	๐.๒๐	๐.๒๐	๐.๒๐
Hungary	๐.๐๐	๐.๐๕	๐.๐๘	๐.๑๐	๐.๒๐
Montenegro	๐.๐๓	๐.๐๓	๐.๐๕	๐.๐๕	๐.๐๕
Luxemburg	๐.๐๒	๐.๐๒	๐.๐๒	๐.๐๒	๐.๐๒
UCTE	๑๑.๔๕	๑๑.๕๐	๑๒.๐๕	๑๒.๘๒	๑๓.๓๑

ในหัวข้อนี้ จะอธิบายถึงประสบการณ์การดำเนินการ Demand Response ในประเทศที่อยู่ในกลุ่มสมาชิกสหภาพยุโรป โดยประเทศที่เลือกนำเสนอมีทั้งหมด ๖ ประเทศ ได้แก่ ประเทศสเปน, ประเทศอิตาลี, ประเทศฝรั่งเศส, ประเทศไอร์แลนด์, ประเทศเดนมาร์ก และ ประเทศอังกฤษ ซึ่งประเทศเหล่านี้ล้วนแต่มีประสบการณ์การดำเนินการ Demand Response มาหลายปีแล้วทั้งสิ้น

๓.๕.๑ ประเทศสเปน

การพัฒนาโปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า (Demand Response Program) ของประเทศสเปนมีประเภทโปรแกรมให้เลือกหลายรูปแบบ โดยแต่ละรูปแบบมีลักษณะเฉพาะ เหมาะสมกับผู้เข้าร่วมโครงการ (Customers) หลายประเภท Load Aggregator ของประเทศสเปนมีจำนวน ๒ บริษัทประกอบด้วย TSO และ Red Eléctrica de España โดยรูปแบบโปรแกรมมีให้เลือก ๓ รูปแบบประกอบด้วย โปรแกรมควบคุมโหลดโดยตรง (Direct Load Control), โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Program : BIP) และ โปรแกรมอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU (Time of Use)

๑) โปรแกรมควบคุมโหลดโดยตรง (Direct Load Control)

โปรแกรมนี้ทางบริษัท Red Eléctrica de España อธิบายเหตุผลและสาเหตุของการลดความต้องการในการใช้ไฟฟ้าเพื่อรื้อขอแก่ลูกค้าโดยจำกัดความต้องการในระยะเวลาที่ต่างกันตั้งแต่ ๔๕ นาทีถึง ๑๒ ชั่วโมงในปี



พ.ศ. ๒๕๔๕ บริษัท Red Electrica de Espana ได้พัฒนาโปรแกรมขึ้นมาคือ โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าสามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้มากถึง ๒,๖๐๐ MW ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ทันที ๑,๐๐๐ MW

๒) โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Based Interruptible Program : BIP)

โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้ถูกพัฒนาโดยบริษัท Red Electrica de Espana โดยจะบอกถึงระยะเวลาที่งดจ่ายไฟฟ้าได้ อีกทั้งมีการแจ้งให้ทราบล่วงหน้าก่อนและกำหนดเงื่อนไขในการร้องขอ เช่น ๑ ครั้งต่อวัน (สูงสุด ๑๒ ชั่วโมงต่อวัน) โดยในปี ๒๕๔๘ มีลูกค้า ๑๘๗ รายที่ใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบงดจ่ายกระแสไฟฟ้าในช่วง High Season ในเวลา ๘.๐๐ – ๑๖.๐๐ น. และ ๒๒.๐๐ – ๒๔.๐๐ น. โดยงดจ่ายกระแสไฟฟ้ารวมได้มากถึง ๔,๖๕๖ MW

๓) โปรแกรมอัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาที่ใช้ (Time of Use)

มีจุดมุ่งหมายให้ลูกค้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรมงดใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการสูงสุดจึงเพิ่มราคาไฟฟ้าให้สูงขึ้นโดยแบ่งอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU จำนวน ๘๗๖๐ ชั่วโมงใน ๑ ปีออกเป็น ๗ ช่วงเวลาแต่ละช่วงมีระยะเวลาประมาณ ๒ เดือนซึ่งมีอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามตารางที่ ๓.๙ ซึ่งแสดงอัตราค่าไฟฟ้า TOU

ตารางที่ ๓.๙ อัตราค่าไฟฟ้า TOU ของสเปน

Component	Period 1	Period 2	Period 3	Period 4	Period 5	Period 6	Period 7
Demand (EUR/kW/Year)	31.712734	21.137602	18.118851	12.682563	12.682563	12.682563	9.752409
Energy (EUR/kWh)	0.177518	0.061463	0.061641	0.055122	0.0362	0.023543	0.018543

๓.๕.๒ ประเทศอิตาลี

โปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า (Demand Response Program) ของประเทศอิตาลีมีประเภทโปรแกรมให้เลือกหลายรูปแบบ เช่นเดียวกับ ประเทศสเปน โดยรูปแบบโปรแกรมที่ใช้ในประเทศอิตาลีจะมีอยู่ ๓ รูปแบบประกอบด้วย โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Program : BIP), โปรแกรมปลดภาระโหลด (Load Shedding Program: LSP) และ โปรแกรมอัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาที่ใช้ (Time-of-Use, TOU)

๑) โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Program : IP)

โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้เป็นโปรแกรมที่ใช้กับลูกค้าประเภทอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ในปี พ.ศ. ๒๕๕๐ มีการกำหนดค่าชดเชยอย่างเป็นทางการประกอบด้วย ๒ ส่วนคือ



- ค่าชดเชยรายปี ๑๕๐,๐๐๐ €/MW/ปี (เทียบเท่า ๑๘๙,๒๔๗ US\$ ในค่าเงินดอลลาร์ปี ๒๐๐๗) สำหรับการงดจ่ายกระแสไฟฟ้า ๑๐ ครั้ง
- ค่าชดเชย ๓๐๐๐ €/MW/ครั้ง (เทียบเท่า ๓,๖๔๓ US\$ ในค่าเงินดอลลาร์ปี พ.ศ. ๒๕๕๐) เป็นราคาที่กำหนดโดยจากการวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์หรือการประเมินผลกระทบซึ่งค่าชดเชยจะให้เมื่อมีการงดจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่ ๓ ครั้ง/ปีขึ้นไป

๒) โปรแกรมปลดภาระโหลด (Load Shedding Program : LSP)

หากเข้าร่วมโปรแกรมทางบริษัทจะติดตั้งอุปกรณ์เพื่อปลดภาระโหลดซึ่งจะได้รับค่าชดเชยตามราคาที่กำหนดไว้โปรแกรมปลดภาระโหลดมีอยู่ ๒ แบบ คือ

- โปรแกรมที่ใช้ตามเวลาจริงโดยไม่ต้องแจ้งให้ทราบล่วงหน้าคุณสมบัติของผู้เข้าร่วมต้องมีขนาดของโหลดที่ให้ปลดภาระรวม ๑๐ MW
- โปรแกรมที่แจ้งให้ทราบล่วงหน้าก่อน ๑๕ นาที คุณสมบัติของผู้เข้าร่วมต้องมีขนาดของโหลดที่ให้ปลดภาระรวม ๓ MW

๓) อัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาที่ใช้ (Time-of-Use : TOU)

ประเทศอิตาลีใช้อัตราค่าไฟฟ้านี้มานานหลายปีในอดีตที่ผ่านมาประเทศอิตาลีมีการเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าด้วยการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีราคาถูกซึ่งทำให้โรงงานอุตสาหกรรมได้เปลี่ยนเวลาการผลิตไปในช่วงนั้นทำให้ได้รับอัตราค่าไฟในราคาถูกอัตรา TOU จะมีช่วง Peak ในช่วงเวลา ๐๘:๐๐ – ๑๙:๐๐ น. ในวันจันทร์ – ศุกร์ นอกจากนั้นจะถือเป็นช่วง Off-Peak

๓.๕.๓ ประเทศฝรั่งเศส

โปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่ใช้อย่างมากในประเทศฝรั่งเศส คือ โปรแกรมอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Tempo (Tempo Electricity Tariff) โดยมีผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยประมาณ ๓๕๐,๐๐๐ ราย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจขนาดเล็กมากกว่า ๑๐๐,๐๐๐ รายที่ใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภทนี้

อัตราค่าไฟฟ้าแบบ Tempo จะมีการแบ่งออกเป็น ๖ ช่วงตามสภาพอากาศจริงในแต่ละวัน และแต่ละชั่วโมงของการใช้ไฟฟ้าโดยจะใช้สีเป็นตัวแบ่งประกอบด้วย สีฟ้าจะมีอัตราไฟฟ้าต่ำที่สุดและมีจำนวนวันสีฟ้า ๓๐๐ วันต่อ ๑ ปี สีขาวมีอัตราค่าไฟฟ้าในระดับปานกลางมีจำนวนวัน ๔๓ วันต่อ ๑ ปี และสีแดงจะมีอัตราค่าไฟฟ้าสูงที่สุด มีจำนวนวัน ๒๒ วันต่อ ๑ ปี ซึ่งสีในแต่ละวันโดยส่วนใหญ่ทางผู้ผลิตไฟฟ้า และบริษัทค้าปลีกไฟฟ้า (Retailer) จะเป็นผู้พิจารณา โดยอ้างอิงจากการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวัน ซึ่งขึ้นอยู่กับสภาพอากาศของแต่ละวัน



อัตราค่าไฟฟ้าแบบ Tempo มี ๔ รูปแบบที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับมิเตอร์การติดต๋อสื่อสารและการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมของผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งแสดงโดยสรุปดังนี้

- Standard Tempo : ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีเฉพาะ Electronic Interval Meter
- Dual Energy Tempo : ระบบทำความร้อนที่ใช้หม้อไอน้ำของผู้ใช้ไฟฟ้าจะสามารถถูกควบคุมได้
- Thermostat Tempo : ผู้ใช้ไฟฟ้ามีอุปกรณ์สำหรับการควบคุมโหลดซึ่งสามารถปรับการใช้งานของการทำความร้อนและระบบการทำความร้อนให้สอดคล้องกับราคาราค่าไฟฟ้าได้
- Comfort Tempo : ผู้ใช้ไฟฟ้ามีอุปกรณ์ควบคุมการใช้พลังงานที่ทันสมัย

ในเวลา ๒๐.๐๐ น. ของแต่ละวันผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Tempo จะได้รับข้อมูลสี่ของวันถัดไปโดยการส่งสัญญาณผ่านสายไฟฟ้าโดยใช้ระบบ Ripple Control

ผู้เข้าร่วมโครงการอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Tempo ประมาณ ๑๐๐,๐๐๐ รายในวันที่เป็นสี่ฟ้าสามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ ๑๕% ของวันที่เป็นสี่ขาวและ ๔๕% ของวันที่เป็นสีแดงเฉลี่ยแล้วประมาณ ๑ kW ต่อลูกค้า ๑ รายลูกค้าอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Tempo สามารถประหยัดได้โดยเฉลี่ย ๑๐% ของราคาราค่าไฟและ ๙๐% ของจำนวนลูกค้าทั้งหมดมีความพึงพอใจในอัตราค่าไฟ Tempo โดยอัตราชดเชยของมาตรการ Tempo Tariff เป็นดังนี้

- วันสี่ฟ้า 6:00 AM - 22:00 PM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€11.47 /kWh และ 22:00 PM - 6:00 AM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า 9.67 c€/kWh
- วันสี่ขาว 6:00 AM - 22:00 PM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€15.85 /kWh และ 22:00 PM - 6:00 AM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า 13.67 c€/kWh
- วันสีแดง 6:00 AM - 22:00 PM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€62.07 /kWh และ 22:00 PM - 6:00 AM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า 24.02 c€/kWh

๓.๕.๔ ประเทศไอร์แลนด์

ประเทศไอร์แลนด์ได้มีโครงการลดความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในช่วงฤดูหนาว (Winter Peak Demand Reduction Scheme : WPDRS) ซึ่งถูกนำมาใช้สำหรับอุตสาหกรรม และธุรกิจขนาดใหญ่ที่ได้มีการคิดที่จะลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลงในช่วงเวลาระหว่าง ๑๗.๐๐ – ๑๙.๐๐ น. ของทุกวันทำงาน ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน – กุมภาพันธ์ การลดความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดจะทำได้โดยการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในอุปกรณ์ต่างๆ หรือการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองโดยผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับการจ่ายเงินสนับสนุน ๒๑๐ EUR/MWh สำหรับการตกลงที่จะลดโหลดในปี ๒๕๔๖/๒๕๔๗ มีผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีคุณสมบัติเหมาะสม



ที่จะสามารถเข้าร่วมโครงการนี้ได้จำนวน ๖๓๙ รายและมี ๑๘๖ รายหรือคิดเป็นร้อยละ ๒๙ ที่สมัครเข้าร่วมโครงการนี้

๓.๕.๕ ประเทศเดนมาร์ก

โปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า (Demand Response Program) ของประเทศเดนมาร์กได้มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง โดยกำหนดให้ผู้ที่ใช้ไฟฟ้าที่มีการใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๑๐๐,๐๐๐ หน่วยต่อปีต้องมีมิเตอร์ชนิด Interval Meter ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้สามารถซื้อไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าเพื่อประหยัดค่าไฟฟ้าและช่วยลดการใช้ไฟฟ้าโดยรวมในประเทศได้ นอกจากนี้ ในประเทศเดนมาร์กมีการสื่อสารติดต่อข้อมูลที่มีประสิทธิภาพ การดำเนินการ Demand Response ในประเทศเดนมาร์กจะกระทำผ่านโครงการ EFFLOCOM Pilot ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

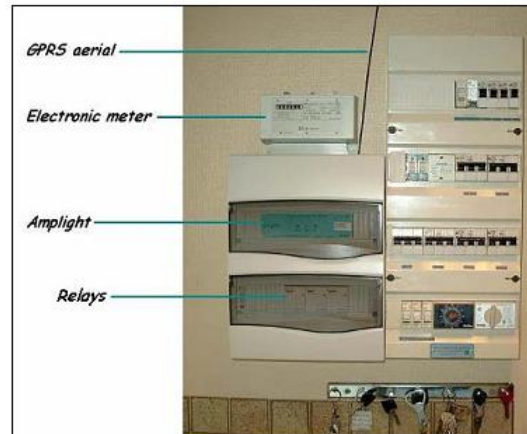
โครงการ EFFLOCOM Pilot:

โครงการนี้เริ่มตั้งแต่ปี ๒๐๐๓ ซึ่งใช้กับกลุ่มผู้อยู่อาศัย ๒๕ ครัวเรือนที่มีการใช้ฮีตเตอร์ในบ้านมากกว่า ๑๖ kWh/ปี ในขณะที่การใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยจากกลุ่มผู้อยู่อาศัยที่มีการใช้ฮีตเตอร์ในบ้านจะอยู่ที่ประมาณ ๑๑ kWh/ปี ในประเทศเดนมาร์กมีบ้าน ๑๒๕,๐๐๐ หลัง ที่ใช้งานฮีตเตอร์ในการให้ความอบอุ่น หากสามารถดำเนินการ Demand Response กับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้ประมาณ ๔,๐๐๐ ครัวเรือน จะทำให้ลดการใช้ไฟฟ้าได้ถึง ๒๐๐ MW

โครงการนี้เป็นโครงการที่ใช้มาตรการ Demand Response ประเภท Direct Load Control (DLC) ซึ่งใช้ควบคุมเครื่องทำความร้อน (Electric Heating) โดยจุดมุ่งหมายของโครงการนี้คือ เพื่อทดสอบหาประสิทธิภาพการลดไฟฟ้าจากกลุ่มลูกค้านี้, ความยืดหยุ่นของการใช้ไฟฟ้าที่ใช้กับค่าชดเชยที่ได้ออกแบบไว้เพื่อพัฒนาสู่การใช้งานกับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าในจำนวนที่มากขึ้น ในลำดับถัดไปจะอธิบายถึงอุปกรณ์และเทคโนโลยีที่ใช้ในโครงการ EFFLOCOM Pilot และอัตราชดเชยของโครงการ EFFLOCOM Pilot ตามลำดับ

● อุปกรณ์และเทคโนโลยีที่ใช้ในโครงการ

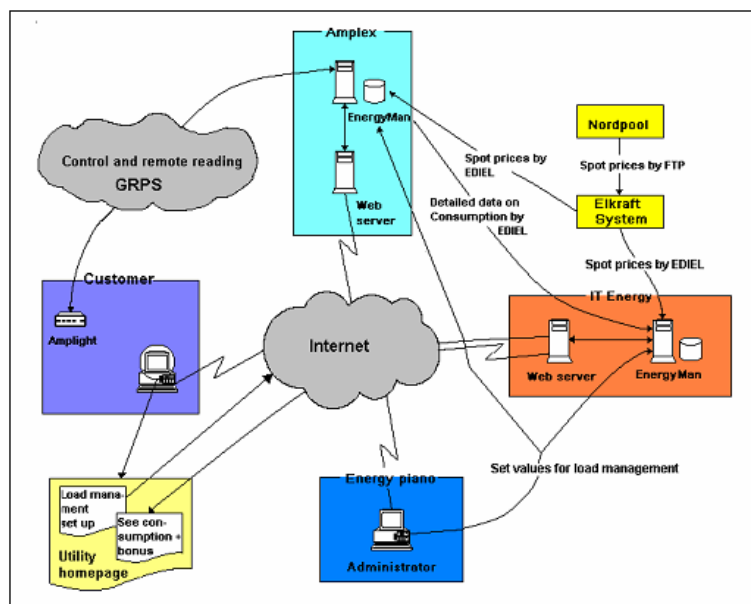
อุปกรณ์ที่ใช้สื่อสารเพื่อใช้สำหรับควบคุมและรับข้อมูลได้ในการส่งสัญญาณระยะไกล ใช้การสื่อสารระบบ GPRS และการบริการลูกค้าใช้ระบบ Internet โดยมีเตอร์จะบันทึกการใช้ไฟฟ้าทุกๆ ๑๕ นาที และมี Amplight ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่มีหน้าที่ในการควบคุมรีเลย์ (Relays) หลายขอบเขตได้พร้อมกัน ทำให้สามารถควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าได้ โดยการเชื่อมโยงของอุปกรณ์ต่างๆ จะแสดงในรูปที่ ๓.๗



รูปที่ ๓.๗ อุปกรณ์สำหรับรับข้อมูลและควบคุมการใช้ไฟฟ้าในบ้าน
(ที่มา : Norway Casper Kofod, Energy piano, DR Technologies in Denmark)

ผู้ใช้ไฟที่เข้าร่วมโครงการสามารถดูข้อมูลได้ในเว็บไซต์ซึ่งประกอบด้วย

- ช่วงเวลาที่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ในแต่ละวัน
- การใช้ไฟฟ้าเป็นรายวัน รายสัปดาห์และรายปี และค่าชดเชยที่ได้รับในการดำเนินการ Demand Response



รูปที่ ๓.๘ รูปแบบการสื่อสารของโปรแกรม
(ที่มา : Norway Casper Kofod, Energy piano, DR Technologies in Denmark)



รูปที่ ๓.๘ แสดงรูปรายละเอียดของเทคโนโลยีการสื่อสาร โดยการติดต่อสื่อสารจะดำเนินการผ่านโครงข่าย GPRS เพื่อส่งข้อมูลไปยังไปยัง Amplight ของลูกค้า ซึ่งจะควบคุมไม่ให้โหลดของผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่ากำลังผลิตที่ผลิตได้ สำหรับการกำหนดราคาไฟฟ้าจะกำหนดโดยตลาดไฟฟ้า Nordpool ซึ่งจะส่งข้อมูลราคาไปยังผู้ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า Elkraft และส่งราคาเข้าสู่ Web Server เพื่อตั้งค่าสำหรับการจัดการการใช้ไฟฟ้าและแสดงราคาซื้อขายใน Homepage ของผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านทาง Internet

● ค่าชดเชยและผลการดำเนินการ

ตลาด Nord Pool เสนอราคาซื้อขายในวันทำงาน ๒ ช่วงเวลา คือ ๐๖.๐๐ – ๑๑.๐๐ น. และ ๑๖.๐๐ – ๑๙.๐๐ น. ซึ่งมีอัตราชดเชย ๓ ค่า คือ ๐.๑๓, ๐.๒๗ และ ๐.๔๐ ยูโรต่อหน่วย ซึ่งจะมีการเสนอชั่วโมงที่ต้องลดไฟฟ้า ๑๐๐ ชั่วโมงใน ๑ ปี สำหรับผลการดำเนินการที่ผ่านมาในช่วงฤดูหนาวปี ๒๐๐๓/๒๐๐๔ ทำให้ลูกค้าได้รับค่าชดเชยประมาณ ๘๐ ยูโรต่อลูกค้า ๑ คน

๓.๕.๖ ประเทศอังกฤษ

ประเทศอังกฤษมีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยเพิ่มสูงขึ้น ๑๙% ระหว่างปี พ.ศ. ๒๕๓๓ และ ปี พ.ศ. ๒๕๔๓ โดยประเทศอังกฤษในเบื้องต้นได้มีการดำเนินการโครงการ Demand Response ประเภท TOU และ/หรือ ประเภท Interruptible Contract กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม และ ประเภทพาณิชย์ขนาดใหญ่ ซึ่งมีผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดประมาณ ๔.๕ ล้านรายในประเทศอังกฤษที่มีการใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภทดังกล่าว

เทคโนโลยี Smart Meter เป็นที่นิยมในประเทศอังกฤษเนื่องจากมีอุปกรณ์แพร่หลายในตลาด จากรายงานการศึกษา Energy Demand Research Project - Review of Progress (๒๐๐๘) จากหน่วยงาน Ofgem พบว่าหน่วยงานภาครัฐของประเทศอังกฤษได้มีการดำเนินการโครงการ Demand Response ภายใต้ชื่อ Energy Demand Research Project ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๑๐,๐๐๐ รายได้เข้าร่วมมาตรการดังกล่าวนี้

ประเทศอังกฤษเริ่มมีการดำเนินการ Demand Response มาเป็นระยะเวลานาน โดยโปรแกรม Demand Response ที่มีให้เลือกใช้ในประเทศอังกฤษจะมีอยู่ ๕ โปรแกรม ได้แก่ Economy 7, Economy 10, Short Term Operating Reserve (STOR), Firm Frequency Response และ Frequency Control by Demand Management

(๑) Economy 7

โปรแกรม Economy 7 เริ่มดำเนินการโดยหน่วยงาน UKPower ในปีพ.ศ. ๒๕๒๑ ซึ่งแต่เดิม Economy 7 ถูกออกแบบมาเพื่อเอื้ออำนวยให้ผู้ที่มีระบบกักเก็บพลังงานภายในบ้าน เช่น Electric Storage heaters และ Hot Water Tank โดยผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้มน้ำร้อนเก็บไว้ในช่วงเวลา Off-Peak และ ปล่อยความร้อนจาก Hot Water



Tank ในช่วงเวลา Peak ทดแทนการเปิดเครื่องทำความร้อน สำหรับช่วงเวลา Off-Peak ของโปรแกรม Economy 7 จะแตกต่างกันตามผู้ให้บริการ แต่โดยทั่วไปแล้วจะเป็นเวลา ๑.๐๐ น. – ๘.๐๐ น.

(๒) Economy 10

โปรแกรม Economy 10 เริ่มดำเนินการโดยหน่วยงาน UKPower ในปี พ.ศ. ๒๕๔๗ ซึ่งมาตรการ Economy 10 จะคล้ายกับมาตรการ Economy 7 เพียงแต่ช่วงเวลา Off-Peak มีการแบ่งออกเป็นช่วงเวลาย่อยๆ ทั้งหมด ๓ ช่วงเวลาระหว่างวัน ซึ่งเวลารวมทั้งหมดของช่วง Off-Peak จะมีทั้งหมด ๑๐ ชั่วโมง ซึ่งมากกว่า มาตรการ Economy 7 ที่มีเพียง ๗ ชั่วโมง เหมาะสำหรับผู้ไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นในการใช้ไฟฟ้าสูง โดยมีการแบ่งช่วงเวลา Off-Peak ดังนี้

- ๓ ชั่วโมงช่วงบ่าย เวลา ๑๓.๓๐ น. – ๑๖.๓๐ น.
- ๔ ชั่วโมงช่วงเย็น เวลา ๒๐.๓๐ น. – ๐๐.๓๐ น.
- ๓ ชั่วโมงช่วงเช้า เวลา ๔.๓๐ น. – ๗.๓๐ น.

ซึ่งการออกแบบช่วงเวลาดังนี้จะมีต่อผู้ใช้ไฟฟ้าที่สามารถยืดหยุ่นเวลาในการกักเก็บพลังงานได้ในช่วงกลางวัน และ กลางคืน เช่น โรงงานอุตสาหกรรม เป็นต้น โดยจะมีเวลาเหมาะสมที่จะสะสมพลังงานความร้อนเป็นช่วงๆ เพื่อนำมาใช้ในช่วงเวลา Peak

(๓) Short Term Operating Reserve (STOR)

STOR เป็นโปรแกรม Demand Response ดำเนินการโดย UK National Grid System Operator ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าจะถูกรั้งขอโดยหน่วยงานนี้เมื่อเกิดสถานะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าจริง และ/หรือ โรงไฟฟ้าที่ไม่พร้อมจ่ายในปัจจุบัน สูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า และ/หรือ โรงไฟฟ้าที่ไม่พร้อมจ่ายจากการ Forecast สูงมาก ในประเทศอังกฤษโปรแกรม STOR นี้มีศักยภาพในการทำ Demand Response ประมาณ ๒๐๐ – ๗๐๐ MW (ปี พ.ศ. ๒๕๕๘)

ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเข้าร่วมโปรแกรม STOR ได้โดยการเซ็นสัญญาทำข้อตกลงกับหน่วยงาน UK National Grid System Operator ก่อนทำการประมูลราคา ซึ่งทางหน่วยงานจะเลือกผู้เข้าร่วมมาตรการที่เสนอราคาต่ำสุด ๓ รายแรกเท่านั้น ความต้องการขั้นต่ำสำหรับผู้ไฟฟ้าที่ต้องการเข้าร่วมมาตรการ STOR คือ มีศักยภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๓ MW, สามารถตอบสนองเหตุการณ์เมื่อถูกรั้งขอได้ภายในระยะเวลาไม่เกิน ๒๐ นาที และสามารถค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงในการตอบสนองต่อได้ เท่ากับค่าสูงสุดของศักยภาพในการทำ Demand Response ที่ได้ตกลงกันไว้ก่อน ด้วยระยะเวลาอย่างน้อย ๒ ชั่วโมง

โปรแกรม STOR สามารถแบ่งออกเป็น ๒ โปรแกรมย่อยดังนี้



- STOR – Using Generator Load Replacement : ใช้ Back-Up Generator ของผู้เข้าร่วมมาตรการ STOR ในการลดความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งผู้เข้าร่วมมาตรการ STOR ในประเทศอังกฤษมากกว่า ๘๐% ใช้มาตรการย่อยประเภทนี้
- STOR – Turndown : ใช้การลดความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยการปิดเครื่องใช้ไฟฟ้าต่างๆ ในสำนักงาน เช่น การปิดเครื่องปรับอากาศ, การหยุดกระบวนการผลิตชั่วคราว หรือ การปิดระบบตู้เย็น เป็นต้น ซึ่งข้อดีสำหรับมาตรการย่อยนี้คือไม่ก่อให้เกิดมลภาวะเมื่อเทียบกับมาตรการย่อย STOR – Using Generator Load Replacement

ในส่วนของอัตราค่าเช่าสำหรับ ๒ โปรแกรมย่อยนั้นไม่มีความแตกต่างกัน โดยหน่วยงาน UK National Grid System Operator ได้แบ่งอัตราค่าเช่าออกเป็น ๒ ส่วน ดังนี้

- Availability Payments (£/MW/h) : ผู้เข้าร่วมมาตรการ STOR จะได้รับอัตราค่าเช่าสำหรับการเตรียมพร้อมในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าเมื่อถูกหน่วยงานร้องขอ
- Utilisation Payments (£/MWh) : อัตราค่าเช่าในส่วนนี้จะได้รับเมื่อมีการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าตามที่ร้องขอจากหน่วยงาน UK National Grid System Operator โดยในปัจจุบันมีอัตราค่าเช่าอยู่ที่ ๑๕๐ – ๒๐๐ £/MWh

(๔) Firm Frequency Response (FFR)

FFR คือ โปรแกรม Demand Response ซึ่งใช้รีเลย์ป้องกันความถี่ตกควบคุมกับแบตเตอรี่และอุปกรณ์ควบคุมแบตเตอรี่ โดยการตอบสนองต่อโปรแกรมนี้นับขึ้นอยู่กับการร้องขอจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง แต่ขึ้นอยู่กับการตรวจวัดของอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ

โปรแกรม FFR สามารถแบ่งออกเป็น ๒ โปรแกรมย่อย ตามสถานะการควบคุมความถี่ของระบบไฟฟ้าเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ดังนี้

- FFR – Primary : การตอบสนองในช่วงนี้เป็นการนำความถี่ที่แกว่งตัวเข้าสู่สถานะ Steady State ซึ่งต้องการการตอบสนองที่รวดเร็ว (ประมาณ ๒ – ๑๐ วินาที) เป็นระยะเวลาทั้งหมด ๑ – ๒ นาที และการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าขั้นต่ำสำหรับผู้เข้าร่วมมาตรการคือ ๑๐ MW โดยผู้เข้าร่วมมาตรการย่อยนี้ได้รับอัตราค่าเช่าโดยเฉลี่ยประมาณ ๑๕,๐๐๐ ถึง ๒๐,๐๐๐ £/year/MW
- FFR – Secondary : การตอบสนองในช่วงนี้เป็นการทำให้ความถี่ที่แกว่งตัวกลับเข้าสู่ค่าความถี่ปกติ (สำหรับประเทศอังกฤษคือ ๕๐ Hz) ซึ่งต้องการการตอบสนองด้วยระยะเวลาไม่เกิน ๓๐ วินาที เป็นระยะเวลาทั้งหมด ๓๐ นาที และการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าขั้นต่ำ



สำหรับผู้เข้าร่วมมาตรการคือ ๑๐ MW โดยผู้เข้าร่วมมาตรการย่อยนี้ได้รับอัตราชดเชยโดยเฉลี่ยประมาณ ๓๐,๐๐๐ ถึง ๔๐,๐๐๐ £/year/MW

การคำนวณอัตราชดเชยสำหรับ ๒ โปรแกรมย่อยข้างต้นไม่มีความแตกต่างกัน อย่างไรก็ตาม อัตราชดเชยโดยรวมของโปรแกรมย่อย FFR – Secondary จะมีค่ามากกว่า FFR – Primary เนื่องมาจากการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของมาตรการย่อย FFR – Secondary นั้นต่อเนื่องมาจากมาตรการย่อย FFR – Primary โดยอัตราชดเชยของโปรแกรมย่อยทั้ง ๒ ถูกแบ่งออกเป็น ๕ ส่วนดังนี้

- Availability Fee (£/hr) : ผู้เข้าร่วมมาตรการ FFR จะได้รับอัตราชดเชยสำหรับการเตรียมพร้อมในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งในส่วนนี้จะได้รับตั้งแต่ช่วงเวลาที่เริ่มมีการแข่งขันประกวดราคา
- Window Initiation Fee (£/window) : ผู้เข้าร่วมมาตรการ FFR ที่ได้มีการเสนอช่วงของการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าตามคำแนะนำของหน่วยงาน UK National Grid System Operator จะได้รับอัตราชดเชยในส่วนนี้
- Nomination Fee (£/hr) : อัตราชดเชยที่จะได้รับเมื่อผู้เข้าร่วมมาตรการคงสถานะการเสนอขอการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า
- Tendered Window Revision fee (£/hr) : หากหน่วยงาน UK National Grid System Operator มีการปรับช่วงเวลาการตอบสนองของผู้เข้าร่วมมาตรการโดยได้รับการยอมรับจากผู้เข้าร่วมมาตรการแล้ว ผู้เข้าร่วมมาตรการจะได้รับอัตราชดเชยในส่วนนี้
- Response Energy Fee (£/MWh) : อัตราชดเชยในส่วนนี้จะขึ้นอยู่กับพลังงานไฟฟ้าที่ตอบสนองจริงในช่วงเวลาที่ได้ตกลงไว้

(๕) Frequency Control by Demand Management (FCDM)

FCDM เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการตอบสนองต่อสถานะของระบบในกรณีที่มีแกว่งของความถี่สูงมาก เช่น โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เสียหาย เป็นต้น ซึ่งผู้เข้าร่วมมาตรการ FCDM ต้องเตรียมพร้อมในการตอบสนองการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นระยะเวลา ๓๐ นาที โดยมีระยะเวลาในการตอบสนองประมาณ ๒ – ๑๐ วินาที และมีศักยภาพในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าขั้นต่ำ ๓ MW รวมถึงมีอุปกรณ์ในการส่งสัญญาณรายงานผลการตอบสนองที่เหมาะสมด้วย ซึ่งมาตรการ FCDM มีศักยภาพในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าประมาณ ๑๕๐ – ๒๐๐ MW (ปี พ.ศ. ๒๕๕๘)

การเข้าร่วมมาตรการ FCDM จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์คอมพิวเตอร์สำหรับมาตรการ FCDM จากหน่วยงาน UK National Grid System Operator รวมถึงการติดตั้งรีเลย์และอุปกรณ์สื่อสารเท่าที่จำเป็น



สำหรับอัตราค่าเช่าของมาตรการ FCDM จะมีอยู่เพียงส่วนเดียวดังนี้

Availability Fee (£/MW/h) : อัตราค่าเช่าส่วนนี้จะได้รับตามกำลังไฟฟ้าที่ลดได้ซึ่งได้จากการวัดด้วย
อุปกรณ์ที่ติดตั้งของผู้เข้าร่วมมาตรการ โดยอัตราค่าเช่าเฉลี่ยที่ผู้เข้าร่วมมาตรการได้รับคือ ๓๐,๐๐๐ ถึง ๔๐,๐๐๐
£/MW ต่อปี

๓.๖ ประเทศสิงคโปร์

ประเทศสิงคโปร์เป็นประเทศหนึ่งในทวีปเอเชียที่มีความก้าวหน้าในการดำเนินการ Demand Response
เป็นอย่างมาก โดยวัตถุประสงค์ของ Demand Response ในสิงคโปร์ คือ ช่วยแก้ปัญหาในเรื่องการใช้ไฟฟ้าสูง
ในช่วง Peak Load ในประเทศ ในประเทศสิงคโปร์มีตลาดไฟฟ้าแห่งชาติของสิงคโปร์ที่เรียกว่า NEMS (National
Electricity Market of Singapore) ซึ่งใช้ในการซื้อขายไฟฟ้าและใช้ในการดำเนินงานโปรแกรม Demand
Response ที่เรียกว่า Capacity Market Program สำหรับโปรแกรมนี้นี้เป็นโปรแกรมที่ต้องเสนอการลดการใช้
ไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้า โดยที่ลูกค้าสามารถเสนอปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่ต้องการลดที่ราคาต่างๆ ซึ่งคล้ายกับวิธีที่
โรงไฟฟ้าเสนอจำนวนกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ตลาดไฟฟ้า โดยรายละเอียดของโปรแกรมที่กล่าวไว้ข้างต้น สามารถอธิบาย
แยกเป็นหัวข้อได้ดังนี้

(๑) เวลาที่เริ่มโครงการ

โครงการนี้จะเริ่มดำเนินการในเดือนธันวาคม ๒๐๑๕ ซึ่งมีการปรึกษาหารือเกี่ยวกับโครงการตั้งแต่ปี
๒๐๑๓ ซึ่งต้องออกแบบสอบถามทางผู้ผลิตไฟฟ้าและลูกค้า นำความคิดเห็นมาปรับปรุงแก้ไขจนสามารถ
ดำเนินการได้จริงในเดือนธันวาคม ๒๐๑๕

(๒) คุณสมบัติผู้เข้าร่วม

ผู้เข้าร่วมโปรแกรมต้องสามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๐.๑ MW ต่อครึ่งชั่วโมง ซึ่งสามารถ
ดำเนินการผ่านทางตลาดไฟฟ้าแห่งชาติของสิงคโปร์ National Electricity Market of Singapore (NEMS) ซึ่ง
เป็น Load Aggregator ที่สามารถรวบรวมข้อมูลความต้องการลดการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดของผู้ใช้ไฟฟ้าหลายๆราย ซึ่ง
สามารถลดการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีใดก็ได้ เช่น การลดการใช้เครื่องปรับอากาศแรงดันสูง (High Voltage Air
Conditioning), ระบบทำความเย็น (Chillers) และ เครื่องสูบน้ำ (Pumps) ในระยะเวลาสั้นๆ การลดการใช้ไฟฟ้า
ของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นในโรงงาน และ การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองในระยะเวลาสั้นๆ เป็นต้น



(๓) การเสนอปริมาณการลดการใช้ไฟฟ้า

ลูกค้าสามารถเสนอปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่ต้องการลดในตลาดไฟฟ้าแห่งชาติ (NEMS) และจะได้ค่าชดเชยตอบแทนเมื่อสามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ตามปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอในช่วงเวลาที่กำหนดไว้

(๔) ค่าชดเชย

ลูกค้าจะได้รับค่าชดเชยเป็นจำนวนหนึ่งในสามของการประหยัดค่าใช้ไฟฟ้าโดยรวมซึ่งมีค่าชดเชยที่ได้รับมากที่สุดไม่เกิน \$ ๔,๕๐๐ ต่อหน่วย ในที่นี้จะแสดงตัวอย่างการคำนวณอัตราค่าชดเชยที่ได้รับดังนี้

ตัวอย่าง ลูกค้ารายหนึ่งลดการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด ๒๕ MWh ซึ่งส่งผลให้ราคาค่าไฟฟ้าในตลาดลดลง \$ ๑๐ /MWh สมมติการใช้ไฟฟ้าโดยปกติ ๑,๕๐๐ MWh ทำให้สามารถลดราคาได้ทั้งหมด $๑,๕๐๐ * ๑๐ = \$๑๕,๐๐๐$ ลูกค้าจะได้รับค่าชดเชยเป็นจำนวนหนึ่งในสามของการประหยัดค่าใช้ไฟฟ้าโดยรวม ดังนั้นหนึ่งในสามของการประหยัดค่าใช้ไฟฟ้าโดยรวม = $๑/๓ * \$ ๑๕,๐๐๐ = \$ ๕,๐๐๐$ ดังนั้นอัตราค่าชดเชย = $\$ ๕,๐๐๐ / ๒๕ \text{ MWh} = \$ ๒๐๐ / \text{MWh}$

(๕) อุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการ

มิเตอร์ที่มีความสามารถในการรับส่งข้อมูลภายใน ๕ นาที (5 Minutes Interval Meter) หรือ Smart Meter

(๖) เทคโนโลยีการสื่อสาร

ใช้อินเตอร์เน็ตในการลงทะเบียนขอเข้าร่วมมาตรการ Demand Response และ ใช้โทรศัพท์ในการแจ้งเหตุการณ์ที่ต้องดำเนินการ Demand Response

(๗) ลำดับเวลาการดำเนินการ Demand Response

- ผู้ให้บริการโหลด (Load Provider) ต้องขอใบอนุญาตเป็นผู้สมัครทำ Demand Side Bidding กับ EMA (Energy Market Authority)
- ผู้ให้บริการโหลดต้องสมัครเป็นผู้เข้าร่วมเสนอการลดไฟฟ้าในตลาดกับ EMC (Energy Market Company) ภายใต้กฎหมายของตลาดซื้อขายไฟฟ้า
- ส่งปริมาณโหลดที่ต้องการลดให้กับ EMC และ ผู้จัดการระบบไฟฟ้า (PSO) โดยต้องกำหนดหมายเลขมิเตอร์ ที่อยู่ เวลาที่สามารถตอบสนองได้ (Response Time) ดังแสดงในตารางที่ ๓.๑๐



ตารางที่ ๓.๑๐ ตัวอย่างการส่งปริมาณการลดโหลด

Site	Address	Meter Number	Capacity	Response Time
Site 1	ABC	123456	๐.๕ MW	ภายใน ๕ นาที
Site 2	EDF	234567	๐.๑ MW	ภายใน ๕ นาที
Site 3	HIJ	345678	๐.๒ MW	ภายใน ๑๐ นาที
Site 4	XYZ	456789	๐.๓ MW	ภายใน ๕ นาที

- (๑) เริ่มการลดโหลดเพื่อดำเนินมาตรการ Demand Response เช่น เสนอลดโหลด ๓ MW แต่ผู้ให้บริการโหลด (load provider) มีตารางเวลาให้ลดการใช้ไฟฟ้า ๑.๕ MW ในเวลา ๑๑:๓๐ - ๑๒:๐๐ น. มีลำดับเวลาดังตารางที่ ๓.๑๑

ตารางที่ ๓.๑๑ ลำดับเหตุการณ์ในวันที่ดำเนินการมาตรการ Demand Response

ช่วงเวลา	เวลาจริง	ลำดับเหตุการณ์
เวลา T-๖๕ นาที	๑๐:๒๕:๐๐	ผู้ให้บริการโหลดตอบรับราคาที่ได้รับจากการประเมินราคาจาก EMC เช่น จากที่เสนอ ๓ MW ได้รับค่าชดเชย \$ ๒,๐๐๐/MWh
เวลา T-๒๕ นาที	๑๐:๕๕:๐๐- ๑๑:๐๕:๐๐	EMC จะตรวจสอบข้อมูลและสร้างตารางเหตุการณ์เพื่อหาความคุ้มค่าของราคาโดยดูจากปริมาณการลดการใช้ไฟฟ้าที่แจ้งมาเทียบกับทางผู้ผลิตไฟฟ้า
เวลา T-๓๐ วินาที	๑๑:๒๕:๐๐- ๑๑:๒๙:๓๐	EMC เสนอปริมาณลดไฟฟ้าก่อนดำเนินการจริง เช่น ในกรณีตัวอย่าง EMC ปริมาณที่ต้องลดโหลด ๑.๕ MW จากที่เคยลงทะเบียน ๓ MW
เวลา T	๑๑:๓๐:๐๐- ๑๒:๐๐:๐๐	ผู้เข้าร่วมโครงการดำเนินการลดโหลด ๑.๕ MW ภายในเวลา ๑๐:๔๐ ซึ่งถูกตรวจสอบโดยผู้จัดการระบบไฟฟ้า (PSO)
+ ๕ วันทำงาน		ผลการดำเนินงานจะถูกตรวจสอบจากมิเตอร์และและเปรียบเทียบกับปริมาณโหลดที่เคยลงทะเบียน
+ ๒๑ วันทำงาน		ได้รับเงินค่าชดเชย

ซึ่งจะเห็นได้ว่าประเทศสิงคโปร์มีการดำเนินการมาตรการ Demand Response ได้อย่างเป็นระบบ มีการกำหนดเวลาที่ชัดเจน และตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้าก่อนการจ่ายค่าชดเชย โดยคาดว่ามาตรการนี้จะช่วยลดการใช้ไฟฟ้าสูงในช่วง Peak Load ได้เป็นอย่างดี



๓.๗ ประเทศแอฟริกาใต้

การพัฒนาโปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า (Demand Response Program) ของประเทศแอฟริกาใต้มีประเภทโปรแกรมให้เลือกหลายรูปแบบ แต่ละรูปแบบมีลักษณะที่มีเอกลักษณ์เฉพาะ เหมาะสมกับผู้เข้าร่วมโครงการ Demand Response (Customers) ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท Eskom โดยมีประเภทโปรแกรม ๒ รูปแบบประกอบด้วย Standby Generator Programme และ Supplemental Demand Response Compensation Programme ในส่วนของรายละเอียดโปรแกรมจะกล่าวในหัวข้อต่อไป

๓.๗.๑ Standby Generator Programme

โครงการ Standby Generator Programme เริ่มในเดือนมกราคม ปี ๒๐๑๕ จัดทำโดยบริษัท Eskom ซึ่งในโครงการมีขนาดกำลังไฟฟ้าโดยรวมของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (Standby Generators) รวม ๑๒,๐๐๐ kW ใช้กับกลุ่มลูกค้าภาคธุรกิจ (พาณิชย์) มีรายละเอียดของโปรแกรmdังนี้

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (Standby Generator) ต้องสามารถจ่ายไฟได้อย่างน้อย ๑,๐๐๐ kW
- ต้องจ่ายไฟอย่างน้อย ๒ ชั่วโมงในวันที่ถูกขอให้ช่วยจ่ายไฟ และมีเหตุการณ์ดำเนินการ Demand Response มากที่สุด ๑๐๐ ครั้งต่อปี
- มีการแจ้งเหตุการณ์เวลา ๑๕.๐๐ น เพื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง (Standby Generator) ในวันถัดไป
- ค่าชดเชย ๑๘.๗๕ R/MW (๑ R (แรนด์) = ๒.๒๐ บาท) ต่อชั่วโมงที่เตรียมพร้อมจ่ายไฟในกรณีขัดข้อง
- ค่าชดเชย ๓ R/MWh (๑ R (แรนด์) = ๒.๒๐ บาท)
- ได้รับเงินเต็มจำนวนต่อเดือน ถ้าประสิทธิภาพมากกว่า ๙๐% สำหรับจำนวน MW ที่เคยติดต่อกับ

๓.๗.๒ Supplemental Demand Response Compensation Programme

โครงการ Supplemental Demand Response Compensation Programme เริ่มในเดือนมกราคม ปี ๒๐๑๕ จัดทำโดยบริษัท Eskom ซึ่งในโครงการมีขนาดโหลดของลูกค้า รวมมากกว่า ๔๕๐,๐๐๐ kW โดยใช้กับกลุ่มลูกค้าประเภทอุตสาหกรรม และ ประเภทพาณิชย์ มีรายละเอียดของโปรแกรmdังนี้

- สามารถลดโหลดได้ ๕๐๐ kW หรือ ๑๐% ของ MW เฉลี่ยของโรงงานของคุณ
- ค่าชดเชย ๑.๒๕ R/MW (๑ R (แรนด์) = ๒.๒๐ บาท) สำหรับพลังงานที่ลดได้
- มีการแจ้งเหตุการณ์เวลา ๑๕.๐๐ น เพื่อเตรียมพร้อมการลดการใช้ไฟฟ้าในวันถัดไป



- ในวันที่ลดการใช้ไฟฟ้าจะมีการแจ้งก่อนล่วงหน้า ๓๐ นาที
- ผู้เข้าร่วมสามารถเข้าร่วมโปรแกรมมากที่สุด ๑-๒ ชั่วโมง/วัน และ ๑๕๐ ครั้ง/ปี

๓.๘ ประเทศนอร์เวย์

การพัฒนาโปรแกรมการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า (Demand Response Program) ของประเทศนอร์เวย์มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการใช้ไฟฟ้ามากกว่า ๑๐๐,๐๐๐ หน่วยต่อปีต้องมีมิเตอร์ชนิด Interval Meter ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้สามารถซื้อไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าเพื่อช่วยในการประหยัดค่าไฟฟ้าได้ และช่วยลดการใช้ไฟฟ้าโดยรวมในประเทศ ซึ่งการพัฒนาโปรแกรมหากล่าวดำเนินการโดยอาศัยโครงข่ายการสื่อสารที่มีประสิทธิภาพในประเทศ ในหัวข้อนี้จะแสดงตัวอย่างการดำเนินมาตรการ Demand Response ในประเทศนอร์เวย์ จากโครงการ Remote Load Control

โครงการ Remote Load Control:

โครงการนี้เป็นโครงการขนาดใหญ่ซึ่งมีผู้เข้าร่วม ๑๐,๐๘๔ ราย ซึ่งส่วนใหญ่เป็นประเภทที่อยู่อาศัย ซึ่งใช้มิเตอร์ชนิด AMR ที่วัดการใช้ไฟฟ้าทุกๆ ๑ ชั่วโมง ในที่นี้มีเทคโนโลยีการสื่อสารระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า ๖ รูปแบบ ดังแสดงในรูปที่ ๓.๙ ซึ่งแบ่งได้ดังนี้

- ใช้เว็บไซต์และสื่อสารกับมิเตอร์ผ่าน GSM/GPRS
- ใช้ GSM (โทรศัพท์มือถือ)
- ใช้สัญญาณวิทยุโดยผ่านเสาอากาศวิทยุสื่อสาร
- ใช้ GSM ส่งข้อมูลไปยัง PLC (Programmable Logic Controller) และ ส่งต่อไปยังมิเตอร์โดยมีการควบคุมสวิตช์โหลดด้วย
- ใช้ GSM ส่งข้อมูลไปยัง PLC (Programmable Logic Controller) และ ส่งต่อไปยังมิเตอร์
- การควบคุมระยะไกล (Remote Load Control) ส่งสัญญาณผ่าน web ไปยังเสาอากาศวิทยุ และส่งสัญญาณวิทยุไป EBOX (เครื่องรับสัญญาณที่สามารถถอดรหัสเคเบิลทีวีได้) เพื่อใช้ควบคุมอุปกรณ์ต่างๆภายในบ้าน



ระบบการสื่อสารทางผู้ผลิตไฟฟ้ามีดังนี้ NIS/GIS = Network / Geographic information system

CIS = Customer Information System

RLC = Remote Load Control

MVDB = Measurement and Validation Database

FE = Fast Ethernet

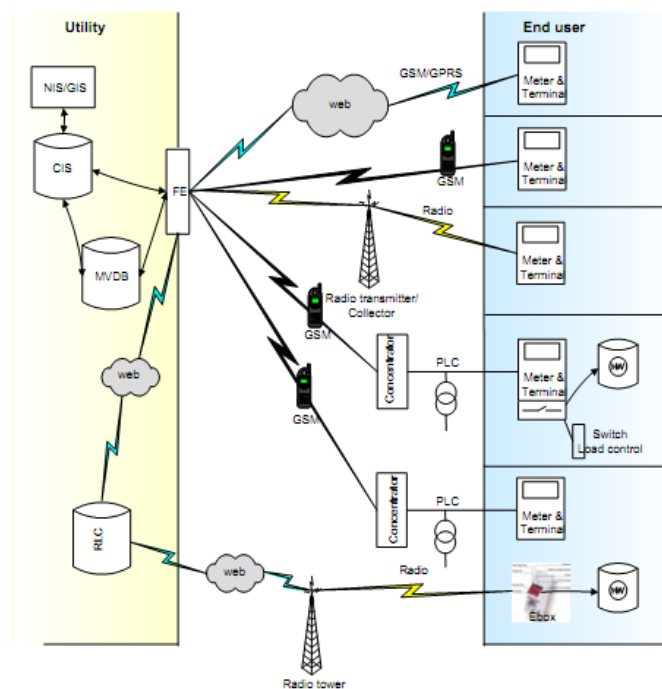
โดยรูปแบบการสื่อสารสามารถสรุปได้ดังนี้ :

NIS/GIS รับส่งข้อมูลกับ CIS

CIS รับส่งข้อมูลกับ NIS/GIS, FE, MVDB

MVDB รับส่งข้อมูลกับ CIS และ FE

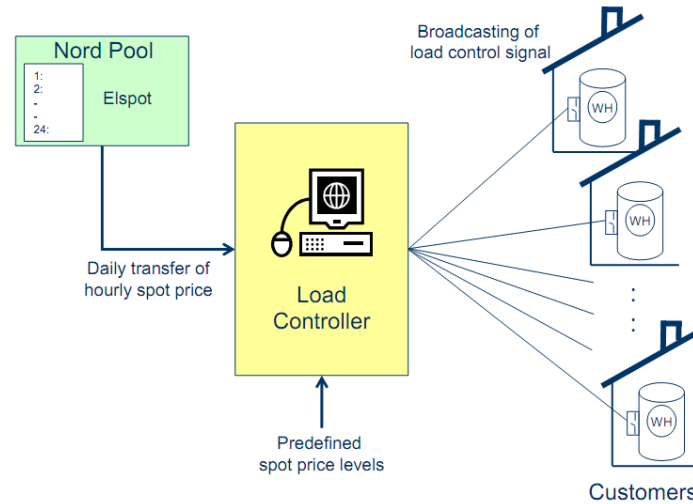
FE รับส่งข้อมูลกับ CIS, MVDB และรับส่งข้อมูลกับ RLC ผ่านทางเว็บไซต์



รูปที่ ๓.๙ รูปแบบการสื่อสารระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ากับลูกค้า

(ที่มา : Ove S. Grande and Hanne Sæle, Market based solutions for increased flexibility in electricity consumption, SINTEF Energy Research, Norway)

ในโครงการนี้มีลูกค้าที่สามารถรองรับ RLC (การควบคุมโหลดระยะไกล) ได้ถึง ๕๐% และมีค่าชดเชยประมาณ ๐.๐๐๒๕ - ๐.๐๐๖๒๕ ยูโรต่อหน่วย นอกจากนั้นมีการกำหนดราคาจากตลาดไฟฟ้า Nord Pool ที่เรียกว่า Spot Price สำหรับลูกค้ากลุ่มที่อยู่อาศัย โดยจะประกาศราคาเป็นรายชั่วโมง แสดงในรูปที่ ๓.๑๐



รูปที่ ๓.๑๐ รูปแบบการส่งข้อมูล Spot Price โดย Elspot
(ที่มา : Ove S. Grande and Hanne Sæle, Market based solutions for increased flexibility in electricity consumption, SINTEF Energy Research, Norway)

สำหรับผลลัพธ์ในโครงการนี้สามารถลด Peak Load ได้มากถึง ๓๐% เทียบกับปริมาณการใช้ไฟในกลุ่มตัวอย่าง ซึ่งทำให้เห็นถึงประสิทธิภาพการดำเนินการ Demand Response ที่ดีและสามารถนำไปต่อยอดได้ในอนาคต

๓.๙ ประเทศออสเตรเลีย

ประเทศออสเตรเลียมีประเภทโปรแกรมให้เลือกหลายรูปแบบเหมาะสมกับผู้เข้าร่วมโครงการ (Customers) ประเภทบ้านที่อยู่อาศัย Load Aggregator ของประเทศออสเตรเลียมี ๒ บริษัท ได้แก่ ETSA Utilities Residential Direct Load Control Trial และ Queanbeyan Critical Peak Pricing Trial โดยโปรแกรม Demand Response ของประเทศออสเตรเลียจะมีให้เลือก ๓ รูปแบบประกอบด้วย โปรแกรมควบคุมการเปิด-ปิดเครื่องปรับอากาศ, โปรแกรมอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU และ โปรแกรม Critical Peak Pricing (CPP) รายละเอียดการดำเนินการ Demand Response ในประเทศออสเตรเลียจะนำเสนอแยกตาม Load Aggregator ดังนี้

๑) บริษัท ETSA Utilities Residential Direct Load Control Trial

การทดลองควบคุมโหลดในที่อยู่อาศัยโดย ETSA Utilities ซึ่งดำเนินการครั้งแรกในฤดูร้อนปี พ.ศ. ๒๕๔๘ โดยมีวัตถุประสงค์ของการทดลองเพื่อเก็บรวบรวมลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) และประเมินปฏิกิริยาของผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อทำการควบคุมการเปิด-ปิดเครื่องปรับอากาศโดยมีการทดลองกับบ้านพักอาศัยจำนวน ๒๐ หลังคา



เรือนซึ่งเครื่องปรับอากาศจะถูกปิดเป็นเวลา ๗.๕ นาทีในทุกๆ ๑๕ นาที หรือ ๑๕ นาทีในทุกๆ ๓๐ นาทีซึ่งผลที่ได้คือโหลดมีการลดลงอย่างเห็นได้ชัดเจนก่อนช่วงเวลาตอนเย็นและได้มีการขยายผลการทดลองในช่วงฤดูร้อนของปี ๒๕๔๙ / ๒๕๕๐ กับบ้านพักอาศัยจำนวน ๒๐๐๐ หลังคาเรือน

๒) Queanbeyan Critical Peak Pricing Trial

เป็นการทดลองเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการลดภาระโหลดในช่วงที่มีความต้องการสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยซึ่งการทดลองนี้ได้มีการใช้อัตราค่าไฟแบบ TOU และ Critical Peak Pricing (CPP) โดยทำการติดตั้งมิเตอร์และหน่วยแสดงข้อมูลในบ้านอยู่อาศัยหน่วยแสดงข้อมูลจะประกอบด้วยอักษรและตัวเลขแสดงผลซึ่งช่วยให้ผู้เข้าร่วมได้รับข้อมูลเกี่ยวกับปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวมถึงค่าไฟฟ้าโดยมีผู้เข้าร่วมโครงการจำนวน ๒๐๐ หลังคาเรือนจะมีการร้องเตือนเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าเริ่มใช้ไฟฟ้าในช่วงของ Critical Peak สาเหตุที่มีการเลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้าทั้งสองแบบนี้เนื่องจากการใช้ไฟฟ้าในฤดูร้อนเวลา ๑๔:๐๐ – ๑๘:๐๐น. จะเป็นช่วงที่มีความต้องการสูงสุด



ตารางที่ ๓.๑๒ ตารางสรุปประสบการณ์การดำเนินงานมาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ

ประเทศ	ชื่อโครงการ	มาตรการ	กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราชดเชย	ผลการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า
California, United State	PG&E, Base Interruptible Program	Interruptible/Curtailment (I/C)	ภาคอุตสาหกรรมและ พาณิชยกรรม	500 kW หรือต่ำกว่าได้ \$8 /kW	
				501 kW - 1000 kW ได้ \$8.5 /kW	
				1001 kW หรือสูงกว่าได้รับ \$9 /kW	
				มีโทษปรับเมื่อใช้ไฟเกินค่า FSL \$6.00 /kW	
	PG&E, Peak Day Pricing	PDP	ภาคอุตสาหกรรมและ พาณิชยกรรม	ช่วง On-Peak Event Day (2.00 - 6.00 PM) มีอัตราค่าไฟ 0.85 /kW	
	PG&E, Capacity Bidding Program	CBP	-	ขึ้นอยู่กับข้อตกลงระหว่าง Aggregator และผู้ใช้ไฟฟ้า	
	SCE, Demand Bidding Program	DBP	-	50 cents /kWh	
	SCE, Base Interruptible Program	Interruptible/Curtailment (I/C)		ส่วนลดจากอัตราค่าไฟฟ้า TOU	
	SCE, Summer Discount Plan	DLC	-	100% Cycling ได้รับ \$250 /year/unit	
				50% Cycling ได้รับ \$90 /year/unit	
				30% Cycling ได้รับ \$20 /year/unit	
	SCE, Scheduled Load Reduction Program	AMR	มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมากกว่า 100 kW	\$0.1 /kWh	
	PG&E, Optional Binding Mandatory Curtailment Program	I/C		ได้รับการยกเว้นการถูก Load Shedding เมื่อเกิดสภาวะวิกฤต	
				มีโทษปรับเมื่อใช้ไฟเกินกว่าข้อตกลง \$6.00 /kWh	
	SDG&E, Permanent Load Shifting	-	-	ปัจจุบันปิดการรับสมัครผู้เข้าร่วมเนื่องจากปัญหาด้านงบประมาณ อาจมีการเปิดรับสมัครอีกครั้งวันที่ 1/1/2017	



ประเทศ	ชื่อโครงการ	มาตรการ	กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราชดเชย	ผลการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า
	SDG&E, Automated Demand Response Incentives Program	DLC		ได้รับ \$300 /kW ที่ลงทะเบียน และ ตรวจสอบเรียบร้อยแล้ว	
	PG&E, Home And Business Area Network Pilot Program	Real Time Pricing		ตามอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Real Time	
	LADWP, Commercial Lighting Incentives Program	Interruptible/Curtailment (I/C)	ภาคพาณิชย์	Lamp-only retrofits ได้รับ \$0.05 /kWh	
				Sensor-based controls ได้รับ \$0.1 /kWh	
				Lighting fixture replacement or retrofit ได้รับ \$0.15 /kWh	
	LADWP, Demand Response Pilot Program	Interruptible/Curtailment (I/C)			ลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ 97,668 kWh ในปี พ.ศ. 2558
Florida, United State	FP&L, Commercial Demand Reduction	I/C	ภาคอุตสาหกรรม	ได้รับอัตราชดเชย \$ 7.55 /kW	
				ค่าปรับ \$ 1.02 /kW	
	FP&L, On Call Saving Program		ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม	ได้รับอัตราชดเชย \$ 2 /ton	
	TECO, Curtailable Service	I/C	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม ที่มีกำลังผลิตมากกว่า 500 kW	ได้รับ \$1.78 /kW	
				ค่าปรับ \$ 3.84 /kW	
New York, United State	NYISO, Emergency Demand Response Program	Emergency Demand Response Program	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม	ได้รับ \$ 0.5 /kWh	
	NYISO, Installed Capacity-Special Case Resources Program	CBP	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม		
	NYISO, Day-Ahead Demand Response Program	CBP			
	NYISO, Demand Side Ancillary Services Program	Ancillary Services			



ประเทศ	ชื่อโครงการ	มาตรการ	กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราลด	ผลการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า
Washington, United State	Pepco, Energy Wise Reward	DLC	Residential and Small Commercial	Cycling 50% ได้รับเงินรายปี \$40 ได้รับค่าติดตั้งอุปกรณ์ \$40	520 MW ในปี พ.ศ. 2556 (รวมกับ Peak Energy Savings Program)
				Cycling 57.5% ได้รับเงินรายปี \$60 ได้รับค่าติดตั้งอุปกรณ์ \$60	
				Cycling 100% ได้รับเงินรายปี \$80 ได้รับค่าติดตั้งอุปกรณ์ \$80	
	Pepco, Peak Energy Saving Credit	Interruptible/Curtailment (I/C)	Residential	\$1.25 /kWh ที่ต่ำกว่า Baseline	
New Mexico, United State	PNE, Power Saver Program	DLC	Residential and Small Commercial	\$25 annually for participating and \$25 sign-up bonus	
			Medium Commercial	\$9 /ton of refrigerated air conditioning (\$25 /kW reduction) annually for participating and sign-up bonus equal to the earning in the first year	
New England, United State	ISO-NE, Real-time Demand Response	Interruptible/Curtailment (I/C)	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม	ได้รับ \$ 0.50 /kWh ที่ลดได้ เมื่อตอบสนองภายใน 30 นาที	
				ได้รับ \$ 0.35 /kWh ที่ลดได้ เมื่อตอบสนองภายใน 2 ชั่วโมง	
	ISO-NE, Real-time Price Response (RPR)	Emergency Demand Response Program	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม	ได้รับ \$ 0.10 /kWh ที่ลดได้	
	ISO-NE, Day-Ahead Load Response	CBP	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม	สามารถประมูลได้ในช่วง ราคาขั้นต่ำ \$ 0.05/kWh และ ราคาสูงสุด \$ 1.00/kWh	
Texas, United State	AEP, Load Management Program	Emergency Demand Response Program	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม (ลดการใช้ไฟฟ้า ได้อย่างน้อย 500 kW)	ได้รับ \$ 20-35/kW ขึ้นกับตัวเลือกของโปรแกรม โดย ตัวเลือก A งดจ่ายไฟฟ้า 4 ชั่วโมง/ปี, ตัวเลือก B งดจ่ายไฟฟ้า 4 ชั่วโมง/ปี แต่ไม่เกิน 12 ชั่วโมง/ปี, ตัวเลือก C งดจ่ายไฟฟ้า 2 ชั่วโมง/ปี แต่ไม่เกิน 12 ชั่วโมง/ปี, ตัวเลือก D งดจ่ายไฟฟ้า 4 ชั่วโมง/ปี แต่ไม่เกิน 8 ชั่วโมง/ปี, ตัวเลือก E งดจ่ายไฟฟ้า 2 ชั่วโมง/ปี แต่ไม่เกิน 8 ชั่วโมง/ปี	
	Xcel Energy, Interruptible Credit Option	Emergency Demand Response Program	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม (ลดการใช้ไฟฟ้า ได้อย่างน้อย 500 kW)	ได้รับ \$ 2.23 – 6.58/kW/เดือน มีระยะเวลาของเหตุการณ์ 4 ชั่วโมง/ครั้ง	
	Xcel Energy, Peak Day Partners Program	Emergency Demand Response Program	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม (ลดการใช้ไฟฟ้า ได้อย่างน้อย 500 kW)		



ประเทศ	ชื่อโครงการ	มาตรการ	กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราชดเชย	ผลการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า
	Xcel Energy, Saver's Switch for Business Program	DLC	ภาคพาณิชย์ และ ภาคอุตสาหกรรม	ได้รับ \$ 20/ton มีระยะเวลาของเหตุการณ์ 15-20 นาที/วัน หรือ ไม่เกิน 10-15 วัน/เดือน	
Beijing, China	Time Of Used	TOU			ลดโหลดสูงสุดได้ 700 MW ในปี พ.ศ. 2546
	Interruptible Tariff	Interruptible/Curtailment (I/C)	ภาคอุตสาหกรรม		ลดโหลดสูงสุดได้ 100 MW
	Off-peak storage		บ้านอยู่อาศัย		ลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ 149 GWh ในปี พ.ศ. 2546
Jiangsu, China	Time Of Used	TOU			
	Interruptible Tariff	Interruptible/Curtailment (I/C)	ภาคอุตสาหกรรม	Off-Peak \$62.88 /MWh	ลดโหลดสูงสุดได้ 800 MW ในปี พ.ศ. 2546
	Off-peak storage			On-Peak \$66.51 /MWh	ลดโหลดสูงสุดได้ 70 MW ในปี พ.ศ. 2546
Guangdong, China	Time Of Used	TOU		\$0.12 /kWh	
					ลดโหลดสูงสุดได้ 500 MW ในปี พ.ศ. 2546
	โปรแกรมจัดการจ่ายไฟฟ้าแบบ บังคับ	DLC		Off-Peak \$0.5 /kWh	ลดโหลดสูงสุดได้ 960 MW ในปี พ.ศ. 2547
France	Tempo Tariff	DLC, RTP (ขึ้นกับเงื่อนไขที่ตกลงกันไว้)	บ้านอยู่อาศัย 350,000 ราย และ ธุรกิจขนาดเล็ก 100,000 ราย	วันสี่ฟ้า 6:00 AM - 22:00 PM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€11.47 /kWh และ 22:00 PM - 6:00 AM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€9.67 /kWh	450 MW ปี พ.ศ. 2551
				วันสีขาว 6:00 AM - 22:00 PM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€15.85 /kWh และ 22:00 PM - 6:00 AM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€13.67 /kWh	
				วันสีแดง 6:00 AM - 22:00 PM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€62.07 /kWh และ 22:00 PM - 6:00 AM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€24.02 /kWh	
Japan	รณรงค์ลดการใช้ไฟฟ้าจากการงดใช้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ปี 2554	Emergency Demand Response Program	ทุกประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	ไม่มีอัตราชดเชย	
	Energy Saving Campaign ของ บริษัท โอซาก้า	Interruptible/Curtailment (I/C)	บ้านอยู่อาศัย	1,000 เยน สำหรับบ้านอยู่อาศัยที่ลดการใช้ไฟฟ้าได้ 10% เทียบกับเดือนสิงหาคม	



ประเทศ	ชื่อโครงการ	มาตรการ	กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราชดเชย	ผลการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า
South Korea	การลดโหลดช่วงฤดูร้อนจาก KEPCO ปี 2008	Demand Bidding/Buyback Program (DB)	บ้านอยู่อาศัย และ อุตสาหกรรม	650 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อวัน	19,000 MW
				140 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อครั้ง (ครั้งละ 30 นาที)	197 MW
				270 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อครั้ง (ครั้งละ 30 นาที) ผู้ใช้ไฟ > 300 kW	
	การลดโหลดช่วงฤดูหนาวจาก KEPCO ปี 2008	Demand Bidding/Buyback Program (DB)	บ้านอยู่อาศัย และ อุตสาหกรรม	650 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อวัน	
				140 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อครั้ง (ครั้งละ 30 นาที)	289 MW
				270 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อครั้ง (ครั้งละ 30 นาที) ผู้ใช้ไฟ > 300 kW	
Spain	มาตรการควบคุมโหลดโดยตรง	DLC			
	มาตรการงดจ่ายไฟฟ้าได้	Interruptible/Curtailment			2,600 MW
	อัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาที่ใช้	TOU		อัตราค่าไฟฟ้าตาม 7 ช่วงเวลาต่อปี	5,656 MW
Italy	มาตรการงดจ่ายไฟฟ้าได้	Interruptible/Curtailment		รายปี 150,000 €/MW/ปี (งดจ่าย 10 ครั้ง)	
				3,000 €/MW/ครั้ง	
	มาตรการปลดภาระโหลด	DLC	โหลดที่ให้ปลดภาระรวม 10 MW (ไม่ต้องแจ้งล่วงหน้า)		
			โหลดที่ให้ปลดภาระรวม 10 MW (แจ้งล่วงหน้า 15 นาที)		
	อัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาที่ใช้	TOU			
Austria	ETSA Utilities Residential Direct Load Control Trial	DLC	ที่อยู่อาศัย		
	Queanbeyan Critical Peak Pricing Trial (Summer)	TOU/CPP	ที่อยู่อาศัย		



ประเทศ	ชื่อโครงการ	มาตรการ	กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราชดเชย	ผลการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า
Ireland	Winter Peak Demand Reduction Scheme : WPDRS	Emergency Demand Response Program	ภาคอุตสาหกรรม และ พาณิชยกรรม	ค่าชดเชย 210 ยูโรต่อหน่วย	
United Kingdom	UK National Grid, Short Term Operating Reserve	Emergency Demand Response Program	ภาคอุตสาหกรรม และ พาณิชยกรรม (ลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย 3 MW)	เลือกอัตราชดเชยได้ 2 รูปแบบคือ 1. Availability Payments (£/MW/h): service providers are paid to make their unit/site available for the STOR service within an Availability Window. 2. Utilisation Payments (£/MWh): service providers are paid for the energy delivered as instructed by National Grid.	200-700 MW
	Firm Frequency Response	DLC	ภาคอุตสาหกรรม และ พาณิชยกรรม (ลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย 10 MW)	Availability Fee (£/hr) - for the hours for which a provider has tendered to make the service available for. Window Initiation Fee (£/window) - for each FFR nominated window that National Grid instructs within the Tendered Frames. Nomination Fee (£/hr) - a holding fee for each hour utilised within FFR nominated windows. Tendered Window Revision fee (£/hr) - National Grid notifies providers of window nominations in advance and, if the provider allows, this payment is payable if National Grid subsequently revises this nomination.	200-700 MW (Primary) 700-1400 (Secondary)
	Frequency Control by Demand Management	DLC	ภาคอุตสาหกรรม และ พาณิชยกรรม (ลดการใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย 10 MW)		150-200 MW
Singapore	Demand Response in the National Electricity Market of Singapore (NEMS)	Capacity Market Program	ลูกค้าที่สามารถลดการใช้ไฟฟ้า 0.1 MW ต่อครึ่งชั่วโมง	1/3 ของการประหยัดค่าใช้ไฟฟ้าโดยรวม แต่ไม่เกิน 4,500\$ ต่อหน่วย	
Denmark	EFFLOCOM pilot (2004)	DLC	ที่อยู่อาศัยที่มีเครื่องทำความร้อน 25 เครื่องที่มีการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 11 kWhต่อปี	1, 2, 3 DKK/kWh (ขึ้นกับสถานการณ์)	
Norway	Remote Load Control (2004)	DLC	ที่อยู่อาศัยและพาณิชยกรรมรวม 10,894 เครื่องเรือน	0.0025 - 0.00625 €/kWh	ลด peak ได้ 30% จากกลุ่มตัวอย่าง

การศึกษาทบทวน และ วิเคราะห์สถานะปัจจุบันของ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง

การทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้าน Demand Response จำเป็นต้องพึ่งเทคโนโลยี และระบบสื่อสารในการติดต่อสื่อสารระหว่างการไฟฟ้า โดยในประเทศไทยได้มีโครงการนำร่อง แผนแม่บท และแผนพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะ ซึ่งอาจมีแผนการพัฒนาเทคโนโลยีที่ใช้ร่วมกันได้ระหว่างเทคโนโลยีในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ และ Demand Response การทบทวนความพร้อมของระบบไฟฟ้าในปัจจุบันของประเทศไทยจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่ง เพื่อใช้ในการวางแผนพัฒนาส่วนที่ยังเป็นช่องว่างของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้าน Demand Response เนื้อหาในบทนี้ได้แบ่งออกเป็น ๒ ส่วนคือ

- ๑) การศึกษาทบทวนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิตของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อการพัฒนา Demand Response
- ๒) การวิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง

๔.๑ การศึกษาทบทวนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิตของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อการพัฒนา Demand Response

ในการศึกษาการทำงานร่วมกันได้ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อพัฒนาการใช้งานด้าน Demand Response ในประเทศไทยนั้น จะมุ่งเน้นการศึกษาข้อมูลสถานะการเชื่อมโยงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานด้าน Demand Response ระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) (เรียกรวมว่า “การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง”) และ ระหว่างการไฟฟ้ากับหน่วยงาน/องค์กร อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

อย่างไรก็ตาม เพื่อสามารถเข้าใจภาพรวมทั้งหมดของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิตในประเทศไทยโดยเฉพาะอย่างยิ่งการทำงานร่วมกันได้เพื่อพัฒนา Demand Response ในบทนี้จะเริ่มต้นจากการศึกษาทบทวนแผนพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิตในประเทศไทยที่จัดทำโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จากนั้นจึงจะเป็นการศึกษาทบทวนแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิตของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง และ การศึกษาโครงการนำร่องต่างๆ รวมถึงสถานะการเชื่อมโยงของระบบสื่อสารระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งในปัจจุบัน โดยวิธีการนำเสนอในแต่ละหัวข้อย่อจะแยกนำเสนอเป็น ก) ภาพรวมทั่วไปของแผนหรือโครงการนำร่อง และ ข) รายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการพัฒนา Demand Response



๔.๑.๑ แผนแม่บทและแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตในประเทศไทย

ในประเทศไทย การกำหนดนโยบายในการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อไปสู่ความเป็น “ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤต” นั้นจะถูกจัดทำโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) โดยนโยบายหรือแผนแม่บทจาก สนพ. จะส่งผลต่อการกำหนดนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง อันประกอบไปด้วย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

ในหัวข้อนี้จะเป็นการศึกษาทบทวนแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของ สนพ. และแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ดังแสดงต่อไปนี้

- ๑) แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)
- ๒) แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- ๓) แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)
- ๔) แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)

๑) แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของ สนพ.

ก) ภาพรวมทั่วไป

แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของประเทศไทย ซึ่งจัดทำโดยสนพ.นั้น มีระยะเวลาตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๘ – ๒๕๗๙ โดยแผนแม่บทดังกล่าวถูกจัดทำขึ้นโดยอาศัยการทำงานร่วมกันของคณะทำงานต่างๆ ที่ได้จัดตั้งขึ้นภายใต้โครงการจัดทำแผนแม่บทนี้ โดยในการจัดทำแผนแม่บทนี้มีการกำหนดภาพฉายอนาคตต่างๆ (Scenarios) และ มีกำหนดกิจกรรมการพัฒนาและการลงทุนที่จำเป็นสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤต พร้อมช่วงระยะเวลาที่ควรดำเนินการของกิจกรรมและประมาณการกรอบวงเงินที่ต้องใช้ตามภาพฉายอนาคตต่างๆ ที่สอดคล้องกัน ในเบื้องต้น แผนแม่บทนี้จัดทำขึ้นโดยอาศัยสมมติฐานของภาพฉายอนาคตกรณีกลาง (Moderate Case) ทั้งนี้หากในอนาคตปัจจัยขับเคลื่อนต่างๆ มีส่วนส่งเสริมให้สามารถพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตได้มากขึ้น ก็จะสามารถปรับแผนแม่บทไปอ้างอิงปัจจัยขับเคลื่อนในกรณีที่ดีที่สุด (Best Case) ได้ ในทางตรงกันข้าม หากในอนาคตปัจจัยขับเคลื่อนต่างๆ เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤต ก็จะสามารถปรับแผนแม่บทไปอ้างอิงกับกรณีเลวร้ายที่สุด (Worst Case) ได้เช่นกัน ทั้งนี้ กรอบเวลาสำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของไทยสามารถแบ่งออกเป็น ๔ ช่วงระยะได้แก่ (๑) ระยะเตรียมการ ครอบคลุมช่วงปี พ.ศ. ๒๕๕๘ – ๒๕๕๙ ซึ่งจะเป็นระยะเตรียมการทางด้านนโยบายต่างๆ, (๒) ระยะสั้น ครอบคลุมช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๐ – ๒๕๖๔ ซึ่งเป็นการพัฒนาโครงการนำร่องเพื่อทดสอบความเหมาะสมทางเทคนิคและความคุ้มค่า



ของการลงทุนในแต่ละเทคโนโลยี, (๓) ระยะปานกลาง ครอบคลุมช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๕ – ๒๕๗๔ ซึ่งเป็นระยะพัฒนา
โครงสร้างพื้นฐานต่างๆ ที่จำเป็นสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด และ (๔) ระยะยาว ครอบคลุมช่วงปี พ.ศ.
๒๕๗๕ – ๒๕๗๙ ซึ่งเป็นระยะที่เริ่มทดลองใช้ความสามารถของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดอย่างเต็มรูปแบบ
และเริ่มปรับปรุงความสามารถของระบบเพิ่มเติม โดยแผนการดำเนินงานในแต่ละช่วงระยะเวลาสามารถสรุปได้ดัง
รูปที่ ๔.๑



แผนแม่บทการพัฒนาความสามารถของประเทศไทย

พ.ศ. 2558 - 2579



รูปที่ ๔.๑ ภาพรวมของแผนแม่บทการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของไทย

ที่มา: แผนแม่บทการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของไทย พ.ศ. ๒๕๕๘ – ๒๕๗๙, กระทรวงพลังงาน, กุมภาพันธ์ ๒๕๕๘



เพื่อให้วิสัยทัศน์ในการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของประเทศไทยสามารถขับเคลื่อนไปได้อย่างมีประสิทธิภาพและมีผลสัมฤทธิ์ที่เป็นรูปธรรมตามแผนแม่บทที่ได้รับขั้วต้น สนพ. จึงได้กำหนดประเด็นยุทธศาสตร์ในการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาไว้ ๕ ด้าน ดังนี้

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๑ ด้านการพัฒนาความเชื่อถือได้และคุณภาพของไฟฟ้า (Power Reliability and Quality)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านความเชื่อถือได้และคุณภาพกำลังไฟฟ้าเป็นประเด็นที่การไฟฟ้าทั้งสามแห่งของประเทศไทยให้ความสำคัญ และการไฟฟ้าทั่วโลกยอมรับในการใช้ประกอบการประเมินระบบไฟฟ้า ประเด็นยุทธศาสตร์นี้เป็นการพิจารณาทางด้านเทคนิคซึ่งครอบคลุมทั้ง ความเพียงพอของพลังงานไฟฟ้า ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและคุณภาพไฟฟ้า (Capacity, Reliability, and Quality) โดยการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาจะต้องทำให้มีระบบไฟฟ้ามีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่เพียงพอ มีความต่อเนื่องของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และไม่มีปัญหาคุณภาพของแรงดันและกระแสไฟฟ้าที่อาจส่งผลให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าได้

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๒ ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน (Energy Sustainability and Efficiency)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงานเป็นประเด็นที่หลายประเทศทั่วโลกให้ความสนใจ เนื่องจากความต้องการในการหาแหล่งพลังงานแหล่งใหม่เพื่อทดแทนการใช้พลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่อย่างจำกัดและการบริหารจัดการการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพจะเป็นการช่วยลดความต้องการใช้เชื้อเพลิงลง และช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งเป็นปัญหาใหญ่ของโลกในปัจจุบันด้วย โดยการพัฒนาระบบไฟฟ้าโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะต้องช่วยให้มีการผลิตและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อช่วยลดต้นทุน บรรเทาปัญหาการจัดการแหล่งเชื้อเพลิง และช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ จะต้องรองรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในปริมาณมากได้

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๓ ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้า (Utility Operation and Service)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านการทำงานและการให้บริการของการไฟฟ้ามีความจำเป็นที่จะต้องทำการประเมินควบคู่ไปกับการพัฒนาเทคโนโลยีหรือนวัตกรรมใหม่ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยา เนื่องจากการใช้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาสามารถสื่อเป็นนัยสำคัญได้ว่าการดำเนินงานของทั้งระบบไฟฟ้าและกิจการไฟฟ้า



ต้องพัฒนาไปในทางที่ดีขึ้น ดังนั้น จึงต้องมีดัชนีวัดผลมารองรับคุณลักษณะด้านนี้ โดยการพัฒนาระบบไฟฟ้าโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะต้องช่วยให้การดำเนินงานของการไฟฟ้าฯ ทั้งทางด้านเทคนิคและการให้บริการ มีประสิทธิภาพและมีความถูกต้องแม่นยำมากขึ้น ซึ่งจะลดระยะเวลาในการปฏิบัติงานต่างๆ ลง และส่งผลต่อการให้บริการแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ดีขึ้นโดยตรง

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๔ ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ (Integration and Interoperability)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านการผสมผสานและความสามารถในการทำงานร่วมกันเป็นประเด็นสำคัญที่จะต้องได้รับการพิจารณาอย่างรอบคอบเนื่องจากการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดจะก่อให้เกิดนวัตกรรมการพัฒนาอุปกรณ์ใหม่ๆ เป็นจำนวนมาก อุปกรณ์เหล่านี้จะต้องมีการรับส่งข้อมูลระหว่างกันตลอดเวลา การรวมทุกอุปกรณ์ในระบบเข้าด้วยกันเพื่อรองรับการใช้มาตรฐานควบคุมที่มีความสอดคล้องและเป็นไปในรูปแบบเดียวกันจำเป็นที่จะต้องมีการออกแบบอย่างเป็นระบบ นอกจากมุมมองประโยชน์ในการรวมอุปกรณ์ในระบบเข้าด้วยกันแล้วยังมีประเด็นอื่นที่ต้องพิจารณาจากคุณลักษณะด้านนี้ด้วย เช่น การเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบต้องมีความง่าย การผลิตไฟฟ้าจากภาคผู้ใช้ไฟฟ้าต้องสามารถส่งเข้าสู่ระบบได้ทันที และระยะเวลาในการเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าจะต้องสั้นลง เป็นต้น โดยการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดจะต้องช่วยให้อุปกรณ์ต่างๆ ในระบบสามารถทำงานประสานกันได้มากขึ้นโดยอาศัยเทคโนโลยีของ ICT ซึ่งจะส่งเสริมให้เกิดรูปแบบการให้บริการใหม่ๆ แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้อีกด้วย

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๕ ด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรม (Economic and Industrial Competitiveness)

การพิจารณาคุณลักษณะด้านการพัฒนาศักยภาพการแข่งขันทางเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมมีความจำเป็นจะต้องนำมาพิจารณา เนื่องจากการพัฒนาระบบไฟฟ้าโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะมีผลกระทบโดยตรงต่อทั้งภาคเศรษฐกิจและภาคอุตสาหกรรมทั้งในด้านของการลงทุนในประเทศที่เพิ่มขึ้น อัตราการจ้างแรงงานที่เพิ่มขึ้น และการลงทุนในภาคอุตสาหกรรมเพื่อสร้างนวัตกรรมใหม่ เช่น เครื่องใช้ไฟฟ้าอัจฉริยะ และพาหนะไฟฟ้า (Electric Vehicle; EV) เป็นต้น การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดโดยการพึ่งพาการนำเข้าเทคโนโลยีจากต่างประเทศเพียงอย่างเดียวจะเป็นการพัฒนาที่ไม่ยั่งยืนและส่งผลเสียต่อระบบเศรษฐกิจของประเทศ ดังนั้น การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดซึ่งยังถือว่าเป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ประเทศไทยสามารถสร้างองค์ความรู้และสามารถพัฒนาเทคโนโลยีตามประเทศอื่นได้ทันจะต้องให้ความสำคัญกับการสร้างบุคลากร และการส่งเสริมอุตสาหกรรมภายในประเทศด้วย โดยการพัฒนาระบบไฟฟ้าโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะควรมีส่วนช่วยในการกระตุ้นการเติบโตของภาคเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมของประเทศไปพร้อมๆ กัน



ข) รายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการพัฒนา Demand Response

จากการศึกษาในรายละเอียดของเป้าประสงค์และดัชนีชี้วัดสัมฤทธิ์ผลของประเด็นยุทธศาสตร์ทั้ง ๕ ด้านที่กล่าวถึงในหัวข้อ ๔.๑.๑ พบว่า ประเด็นยุทธศาสตร์ด้านที่สนับสนุนการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและ/หรือการพัฒนา Demand Response ได้แก่

- ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๒ ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและใช้พลังงาน ซึ่งมีเป้าประสงค์ ๔ ข้อ คือ เพิ่มความสามารถในการพึ่งพาแหล่งพลังงานภายในประเทศ, เพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการกำลังผลิตหลักของประเทศ, เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน, และพัฒนาและใช้งานระบบไฟฟ้าแบบ Microgrid
- ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๓ ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของหน่วยงานการไฟฟ้าฯ มีเป้าประสงค์ ๔ ข้อ คือ การบริการมีประสิทธิภาพดีขึ้น, การบริการมีความถูกต้องแม่นยำ โปร่งใส, การทำงานมีประสิทธิภาพดีขึ้น, และ การทำงานมีความถูกต้องแม่นยำ
- ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๔ ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ในระบบ มีเป้าประสงค์ ๒ ข้อ คือ มีความสามารถในการอัปเดตและถ่ายโอนเทคโนโลยีด้านระบบสื่อสารของอุปกรณ์และมิเตอร์ รวมถึงอุปกรณ์ประเภท IED ไปสู่การทำงานแบบ Interoperability และสามารถเข้าถึงและแลกเปลี่ยน (Accessibility & Interchangeability) ข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟอย่างเป็นมาตรฐานเพื่อใช้ในการบริหารจัดการพลังงาน (รู้สถานะของการผลิตไฟฟ้าจาก DG และ สถานะ Demand Response แบบ Real time)

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาเฉพาะการดำเนินงานด้าน Demand Response ในระบบโครงข่าย จะสามารถคัดแยกเป้าประสงค์และดัชนีชี้วัดสัมฤทธิ์ผลของประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๒-๔ ที่เกี่ยวข้อง ได้ดังตารางที่ ๔.๑-๔.๓ ตามลำดับ

ตารางที่ ๔.๑ สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านความยั่งยืนและประสิทธิภาพของการผลิตและการใช้พลังงาน (ที่เกี่ยวข้องกับทำงานร่วมกันได้และ/หรือการพัฒนา Demand Response)

เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
เพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการกำลังผลิตหลักของประเทศ	๑. ค่าสูงสุดของผลต่างระหว่างโหลดค่ายอด (Peak Load) กับโหลดค่าฐาน (Base Load) เทียบกับโหลดค่ายอด ที่ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ามองเห็น (%) ๒. ค่าสูงสุดของอัตราส่วนระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในการปฏิบัติการ (Operation Reserve) คิดเฉพาะ



เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
	Spinning Reserve ต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ขณะนั้น

ตารางที่ ๔.๒ สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาการทำงานและการให้บริการของ
หน่วยงานการไฟฟ้าฯ (ที่เกี่ยวข้องกับทำงานร่วมกันได้และ/หรือการพัฒนา Demand Response)

เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
การบริการมีความถูกต้องแม่นยำโปร่งใส	๑. จำนวนมิเตอร์แบบอัตโนมัติ (สมาร์ทมิเตอร์และ มิเตอร์อัตโนมัติอื่นๆ) ต่อจำนวนมิเตอร์ทั้งหมดใน ระบบจำหน่าย (%) ๒. สัดส่วนของ kWh ที่จ่ายผ่านมิเตอร์แบบอัตโนมัติ (สมาร์ทมิเตอร์และมิเตอร์อัตโนมัติอื่นๆ) ต่อ kWh ทั้งหมดที่จ่ายในระบบ (%)

ตารางที่ ๔.๓ สรุปดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์ของประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการกำหนดมาตรฐานความเข้ากันได้ของ
อุปกรณ์ในระบบ (ที่เกี่ยวข้องกับทำงานร่วมกันได้และ/หรือการพัฒนา Demand Response)

เป้าประสงค์	ดัชนีชี้วัดผลสัมฤทธิ์
ความสามารถในการอัปเดตและถ่ายโอน เทคโนโลยีด้านระบบสื่อสารของอุปกรณ์และ มิเตอร์รวมถึงอุปกรณ์ประเภท IED ไปสู่การทำงาน แบบ Interoperability	๑. ร้อยละของจำนวนสถานีไฟฟ้าที่สามารถสื่อสารได้ ตามมาตรฐานการสื่อสารในระบบโครงข่ายไฟฟ้า สมรรถกิริยาที่ได้รับการยอมรับในระดับชาติ (%)
สามารถเข้าถึงและแลกเปลี่ยน (Accessibility & Interchangeability) ข้อมูลการผลิตและการใช้ ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟอย่างเป็นมาตรฐานเพื่อใช้ในการ บริหารจัดการพลังงาน (รู้สถานะ Demand Response แบบ Real Time)*	๑. ร้อยละของจำนวนผู้ใช้ไฟรายสุดท้าย (End-use) ที่ สามารถเข้าถึงการขอใช้บริการการจัดการพลังงาน ๒. ร้อยละของผู้ใช้ไฟที่เข้าร่วมโปรแกรม Demand Response ต่อ ผู้ใช้ไฟทั้งหมด (%)

*หมายเหตุ: ในแผนแม่บทการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของไทย พ.ศ. ๒๕๕๘ – ๒๕๗๙ เป้าประสงค์ข้อนี้
จะกล่าวถึงสถานะของการผลิตไฟฟ้าจาก DG ด้วย แต่เนื่องจากหัวข้อดังกล่าวไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานด้าน
Demand Response คณะที่ปรึกษาฯ จึงไม่ได้กล่าวถึงในรายงานฉบับนี้

เพื่อตอบสนองต่อเป้าประสงค์ตามหลักการประเด็นยุทธศาสตร์ทั้ง ๕ ด้าน สนพ. ได้กำหนด นโยบายและ
กิจกรรมการพัฒนาที่เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าในประเทศไทย โดยสามารถจำแนกนโยบายและกิจกรรมที่ถูก
คัดเลือกทั้งหมดออกเป็น ๓ กลุ่ม ได้ดังนี้



- ๑) นโยบายขับเคลื่อนของภาครัฐที่เกี่ยวกับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด ๑๕ นโยบาย
- ๒) กิจกรรมกลุ่มที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา/ลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า ๑๐ กิจกรรม
- ๓) กิจกรรมกลุ่มที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา/ลงทุนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ๑๒ กิจกรรม

คณะที่ปรึกษาได้คัดแยกนโยบายและกิจกรรมลงทุนต่างๆ ที่สนับสนุนการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและ/หรือเพื่อการพัฒนา Demand Response โดยจำแนกได้เป็น นโยบายขับเคลื่อนของภาครัฐ ๖ นโยบาย กิจกรรมการพัฒนา/ลงทุนในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า ๓ กิจกรรม กิจกรรมการพัฒนา/ลงทุนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า ๔ กิจกรรม ซึ่งได้แสดงในตารางที่ ๔.๔

ตารางที่ ๔.๔ นโยบายและกิจกรรมการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดที่สนับสนุนการพัฒนา Demand Response

นโยบายขับเคลื่อนของภาครัฐ
๑) สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Real Time Pricing (RTP) ๒) สนับสนุนให้มีโครงสร้าง Demand Response (DR) ๓) สนับสนุนให้มีการใช้งาน HEMS/BEMS/FEMS ๔) ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสาร และแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกัน ระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ๕) ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ๖) มีมาตรการสนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนา Software และ Hardware ที่เกี่ยวกับโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด
กิจกรรมกลุ่มที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา/ลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า
๑) Energy Management System (SCADA/EMS) ๒) ICT Integration (G&T) ๓) Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T)
กิจกรรมกลุ่มที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา/ลงทุนในระบบจำหน่ายไฟฟ้า
๑) Smart Meter + AMR/AMI ๒) Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr) ๓) Meter Data Management System ๔) ICT Integration (Distr)



๒) แผนที้นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ.

ก) ภาพรวมทั่วไป

แผนที้นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. จะแบ่งแผนการดำเนินงานที่ต้องทำ
ออกเป็นระยะเวลาต่างๆ ได้ ๔ ระยะ ดังนี้

ระยะที่ ๑ พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๖๐: Foundation and Framework Development

แผนการดำเนินงานในระยะที่ ๑ มุ่งเน้นที่การเตรียมการ การปรับปรุงโครงสร้างองค์กรเพื่อรองรับการบูร
ณาการด้านข้อมูลข่าวสาร และการจัดเตรียมโครงสร้างพื้นฐานหลักด้านการสื่อสารและสารสนเทศ เพื่อใช้ในการ
ดำเนินโครงการต่างๆ ที่จะตามมา การจัดตั้งคณะทำงาน คณะกรรมการร่วมระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง เพื่อ
ศึกษา ทำความเข้าใจ พัฒนารอบและแนวทางการดำเนินงาน ตลอดจนการออกแบบโครงการนำร่อง (Pilot
Project) และการคัดเลือกประเภทของเทคโนโลยีที่เหมาะสม พื้นที่โครงการนำร่องที่เหมาะสม และตำแหน่งติดตั้ง
อุปกรณ์ที่เหมาะสม เพื่อนำผลลัพธ์ที่ได้ไปใช้ในระยะที่ ๒ ต่อไป

ระยะที่ ๒ พ.ศ. ๒๕๖๑ – ๒๕๖๕: Pilot and Backbone Implementation

แผนการดำเนินงานในระยะที่ ๒ มุ่งเน้นที่การดำเนินการโครงการนำร่อง (Pilot Project
Implementation) ในส่วนต่างๆ และการติดตั้ง ทดสอบ ใช้งาน อุปกรณ์ในระบบส่งไฟฟ้าหลักที่ระดับแรงดัน
๕๐๐ kV การทดสอบการเชื่อมโยงและแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบผลิต ระบบส่ง (สายส่ง และสถานีไฟฟ้า)
และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. รวมถึงการทดสอบการเชื่อมโยงและแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้งสาม
แห่ง

ระยะที่ ๓ พ.ศ. ๒๕๖๖ – ๒๕๗๐: Deployment and Assessment

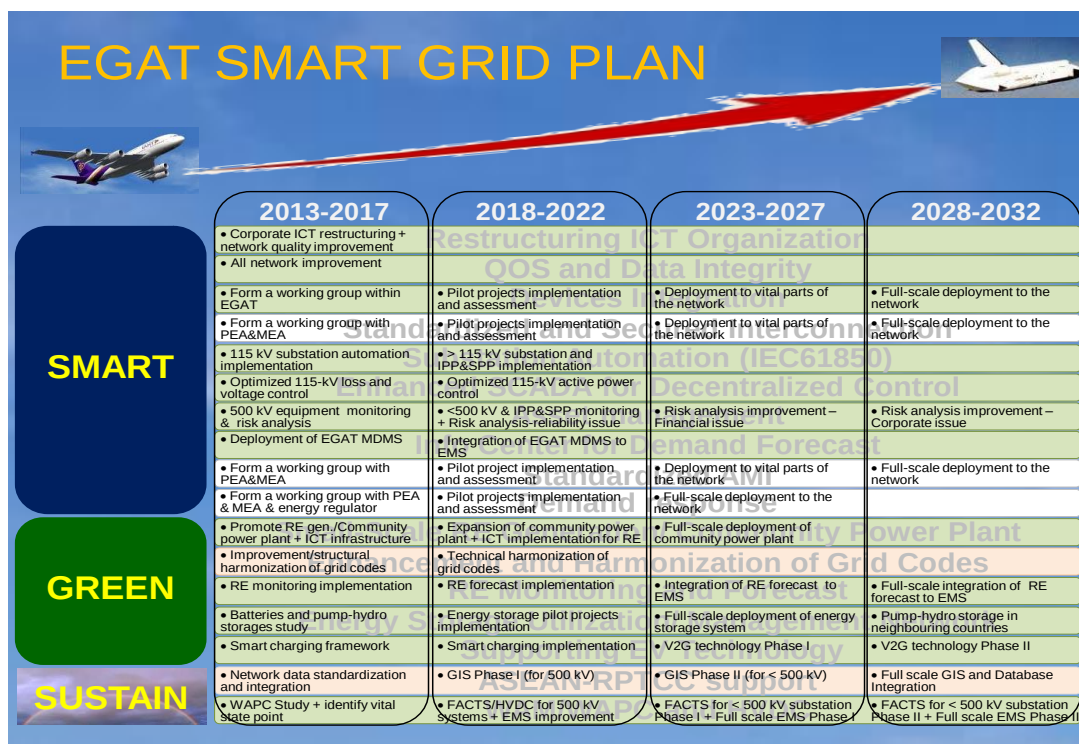
แผนการดำเนินงานในระยะที่ ๓ นำผลลัพธ์จากการดำเนินงานในระยะที่ ๒ มาใช้ในการขยายผลติดตั้งใช้
งานครอบคลุมพื้นที่กว้างขวางขึ้น เพื่อประเมินผลสัมฤทธิ์ของโครงการต่างๆ ในระดับที่จะนำไปใช้งานจริงได้อย่าง
เต็มรูปแบบ พร้อมทั้งวิเคราะห์ความเสี่ยง ข้อด้อย หรือจุดอ่อน เพื่อนำผลจากการประเมินมาปรับปรุงอุปกรณ์และ
ระบบให้มีสมรรถนะที่ดียิ่งขึ้น รวมถึงการเพิ่มระดับการบูรณาการของข้อมูลข่าวสารในส่วนต่างๆ ของทั้งระบบผลิต
ระบบส่ง ศูนย์ควบคุม และการเชื่อมโยงข้อมูลข่าวสารกับ กฟผ. และ กฟน.



ระยะที่ ๔ พ.ศ. ๒๕๖๑ – ๒๕๖๕: Full Scale Integration

การบูรณาการแบบเต็มรูปแบบ ทั้งทั้งระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อให้บรรลุผลสัมฤทธิ์ขั้นสูงสุดที่ได้กำหนดไว้
กล่าวคือ กฟผ. มีระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มั่นคงและเพียงพอเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมอีกทั้งบริหารจัดการได้อย่างมี
ประสิทธิภาพเพื่อให้สอดคล้องกับวิสัยทัศน์ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. คือ “เป็นผู้นำด้านพลังงาน
สะอาด ด้วยระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้สูง ในภูมิภาคอาเซียน”

รายละเอียดของแผนที่นำทางของ กฟผ. ที่กล่าวมาข้างต้น สามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังรูปที่ ๔.๒



รูปที่ ๔.๒ แผนภาพโดยรวมของแผนที่นำทางของ กฟผ.

ในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. ได้มีการกำหนดกลยุทธ์การพัฒนา
ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาซึ่งประกอบไปด้วย ยุทธศาสตร์ ๕ ด้าน เป้าประสงค์ ๒๔ ประการ ตัวชี้วัด ๔๔ ตัว
และโครงการหลัก (Key Initiative) ในแต่ละยุทธศาสตร์ รวมทั้งสิ้น ๑๗ โครงการ ดังสรุปไว้ในตารางที่ ๔.๕



ตารางที่ ๔.๕ องค์ประกอบของแผนกลยุทธ์การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของ กฟผ.

ยุทธศาสตร์	เป้าประสงค์	ตัวชี้วัด	โครงการหลัก
S1. Enhanced ASEAN Power Grid	๒	๖	๒
S2. Integrated ICT	๔	๔	๔
S3. Smart Operation	๖	๑๐	๓
S4. Enabling Demand Response	๓	๘	๓
S5. Green Supply Portfolio	๙	๑๖	๕

ซึ่งรายละเอียดของยุทธศาสตร์แต่ละด้าน สามารถกล่าวโดยสรุปได้ดังต่อไปนี้

ยุทธศาสตร์ที่ ๑: Enhanced ASEAN Power Grid

การเพิ่มขีดความสามารถของระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ทั้งในด้านความแข็งแกร่งของระบบส่ง ความครบถ้วนสมบูรณ์ของระบบฐานข้อมูล และความสามารถของศูนย์ควบคุมในการสั่งการระบบอย่างเหมาะสมทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อเตรียมการรองรับการเชื่อมโยงระบบ ASEAN Power Grid ในอนาคต โดยอาศัยการติดตั้งอุปกรณ์อัตโนมัติต่างๆ และระบบการจัดการข้อมูลจากโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ

ยุทธศาสตร์ที่ ๒: Integrated ICT

การบูรณาการเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (ICT) ภายใน กฟผ. ด้วยมาตรฐานสากลแบบเปิด โดยคำนึงถึงความปลอดภัยในการเชื่อมโยงและแลกเปลี่ยนข้อมูล การบูรณาการกับผู้มีส่วนเกี่ยวข้องภายนอก เช่น กฟภ. กฟน. และ กสทช. เป็นต้น อย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่อง

ยุทธศาสตร์ที่ ๓: Smart Operation

การนำเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (ICT) เทคโนโลยีการวัดคุมขั้นสูง และระบบอัตโนมัติ (Automation) มาประยุกต์ใช้ในการดำเนินธุรกิจหลักและการบริหารจัดการสินทรัพย์ของ กฟผ. ได้อย่างชาญฉลาด ส่งผลให้เพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานและเพิ่มผลผลิต (Productivity) ให้กับองค์กร



ยุทธศาสตร์ที่ ๔: Enabling Demand Response

การใช้ประโยชน์จากโครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและข้อมูลสารสนเทศที่เชื่อมโยงถึงกันได้ มาช่วยในการพยากรณ์ และบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้า ตลอดจนถึงการใช้คุณลักษณะการตอบสนองได้ของฝั่งอุปสงค์ (Demand Response) ในการเพิ่มประสิทธิภาพของการบริหารจัดการพลังงานในภาพรวมของประเทศได้อย่างคุ้มค่า

ยุทธศาสตร์ที่ ๕: Green Supply Portfolio

การใช้เทคโนโลยีระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อเพิ่มการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และรองรับเทคโนโลยีรถยนต์ไฟฟ้า

๒) รายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการพัฒนา Demand Response

เมื่อพิจารณาถึงประเด็นการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อการพัฒนาด้าน Demand Response จะพบว่า ยุทธศาสตร์ในแผนที่นำทางของ กฟผ. ที่สอดคล้องกับประเด็นดังกล่าว ได้แก่ ยุทธศาสตร์ที่ ๒: Integrated ICT และ ยุทธศาสตร์ที่ ๔: Enabling Demand Response โดยรายละเอียดของเป้าประสงค์และตัวชี้วัดของยุทธศาสตร์ที่ ๒ และ ๔ รวมไปถึงเป้าหมายหรือหลักระยะทาง (Milestone) ในแต่ละช่วงระยะเวลา ๕ ปีของการดำเนินการ ได้แสดงไว้ในตารางที่ ๔.๖ และ ๔.๗ ตามลำดับ



ตารางที่ ๔.๖ เป้าประสงค์ และตัวชี้วัด ของประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๒: Integrated ICT

เป้าประสงค์/ตัวชี้วัด	เป้าหมาย ณ สิ้นระยะ ๑ (พ.ศ. ๒๕๕๖-๒๕๖๐)	เป้าหมาย ณ สิ้นระยะ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๑-๒๕๖๕)	เป้าหมาย ณ สิ้นระยะ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๖-๒๕๗๐)	เป้าหมาย ณ สิ้นระยะ ๔ (พ.ศ. ๒๕๗๑-๒๕๗๕)
ก) โครงสร้างองค์กรที่ดูแลระบบสื่อสารและสารสนเทศของ กฟผ. พร้อมรองรับการทำงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ				
➢ ตัวชี้วัด ก-๑) ความคืบหน้าของความสำเร็จ	องค์กรดูแลระบบสื่อสารและสารสนเทศของ กฟผ. พร้อมรองรับการทำงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ			
ข) ปรับปรุงระบบจัดการกราฟฟิบบนโครงข่ายสื่อสารของ กฟผ. เพื่อรับประกันคุณภาพของบริการและคุณภาพของข้อมูล				
➢ ตัวชี้วัด ข-๑) ความคืบหน้าของความสำเร็จ	โครงข่ายสื่อสารของ กฟผ. ให้คุณภาพของบริการและคุณภาพของข้อมูลเป็นไปตามมาตรฐานสากล			
ค) อุปกรณ์ต่างๆในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟผ. สามารถทำงานร่วมกันได้เป็นระบบเดียว				
➢ ตัวชี้วัด ค-๑) ความคืบหน้าของความสำเร็จ	- มีคณะทำงานระดับบริหารจาก ๖ สายงาน - ได้ข้อตกลงร่วมกัน เกี่ยวกับการ เชื่อมต่อฯ อุปกรณ์ต่างๆ	Identify and implement independent pilots & integrated pilots	Deployment to appropriate portion of the network	Expand to all portions of the network
ง) การเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารร่วมกันระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ กฟน. เป็นไปตามมาตรฐานเดียวกัน ภายใต้นโยบายและการกำกับดูแลของภาครัฐ (กระทรวงพลังงาน กระทรวงเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร กฟพ. กสทช.)				
➢ ตัวชี้วัด ง-๑) ความคืบหน้าของความสำเร็จ	- มีคณะทำงานประกอบด้วยระดับ บริหารจากสามการไฟฟ้า - ได้ข้อตกลงร่วมกันเกี่ยวกับ มาตรฐานการเชื่อมต่อฯ ระหว่าง สามการไฟฟ้า	Identify and implement independent pilots & integrated pilots	Deployment to appropriate portion of the network	Expand to all portions of the network



ตารางที่ ๔.๗ เป้าประสงค์ และตัวชี้วัด ของประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๔: Enabling Demand Response

เป้าประสงค์/ตัวชี้วัด	เป้าหมาย ณ สิ้นระยะ ๑ (พ.ศ. ๒๕๕๖-๒๕๖๐)	เป้าหมาย ณ สิ้นระยะ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๑-๒๕๖๕)	เป้าหมาย ณ สิ้นระยะ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๖-๒๕๗๐)	เป้าหมาย ณ สิ้นระยะ ๔ (พ.ศ. ๒๕๗๑-๒๕๗๕)
ก) มีศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่แม่นยำ เชื่อมโยงกับระบบจัดการพลังงานของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า กฟผ. โดยอาศัยการเชื่อมต่อข้อมูลจากระบบ AMR/AMI ของ กฟผ. และ กฟน.				
➢ ตัวชี้วัด ก-๑) มีการติดตั้งระบบ MDMS ของ กฟผ. เพื่อใช้ในการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า	ประมวลข้อมูลได้จากพื้นที่บริการนำร่อง	ประมวลข้อมูลได้จากพื้นที่บริการทั้งหมด		
➢ ตัวชี้วัด ก-๒) ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าสามารถนำข้อมูลไปช่วยตัดสินใจเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า	ออกแบบและวางโครงสร้างพื้นฐาน	โครงการนำร่อง	ปฏิบัติการเต็มรูปแบบ	
ข) มีคณะกรรมการร่วมระหว่าง กฟผ. กฟน. และ กฟภ. เพื่อกำหนดมาตรฐานการอ่านมิเตอร์เพื่อให้สามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลการผลิตและการบริโภคไฟฟ้า ณ ตำแหน่งต่างๆ บนระบบโครงข่ายไฟฟ้า				
➢ ตัวชี้วัด ข-๑) มาตรฐานการอ่านมิเตอร์ของประเทศ	Version 1.0 (100%)	Version 1.5 (100%)	Version 2.0 (100%)	Version 2.5 (100%)
➢ ตัวชี้วัด ข-๒) มาตรฐานการอ่านมิเตอร์ของกลุ่มประเทศ ASEAN	Version 1.0 (10%)	Version 1.0 (100%)	Version 1.5 (100%)	Version 2.0 (100%)
➢ ตัวชี้วัด ข-๓) มาตรฐานการอ่านข้อมูล/รายงานเหตุการณ์จากฐานข้อมูลระยะไกล	มาตรฐานประเทศไทย ๑๐๐%			
ค) มีการพัฒนาใช้งานระบบ Demand Response ร่วมกับ กฟผ. และ กฟน. เพื่อใช้ประโยชน์ในการวางแผน และการควบคุมสั่งการกำลังผลิตไฟฟ้าหลักของประเทศและการพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนได้อย่างมีประสิทธิภาพ				
➢ ตัวชี้วัด ค-๑) พัฒนาใช้งานระบบ Demand Response		มีการกำหนดรูปแบบ วิธีการตรวจวัด และการให้ผลตอบแทนแก่ผู้ใช้ไฟ (เช่น อัตราค่าไฟฟ้าพิเศษ ส่วนลดค่าไฟฟ้า)	มีโครงการนำร่อง ศึกษาและประเมินผลสำเร็จ	มีการขยายผลใช้งานเต็มรูปแบบ
➢ ตัวชี้วัด ค-๒) Plant factor ของโรงไฟฟ้า กฟผ.				เพิ่มขึ้นได้ (หากสำเร็จ)
➢ ตัวชี้วัด ค-๓) ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ				ลดลงได้ (หากสำเร็จ)



ในส่วนของโครงการหลักของยุทธศาสตร์ทั้งสองดังกล่าว ได้สรุปไว้ในตารางที่ ๔.๘

ตารางที่ ๔.๘ สรุปกิจกรรม/โครงการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา Demand Response จากแผนพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟผ.

ยุทธศาสตร์	รายการ	โครงการ
Integrated ICT	๑	ปรับปรุงโครงสร้างองค์กรและระบบสื่อสารและสารสนเทศของ กฟผ. เพื่อให้พร้อมรองรับการทำงานของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ
	๒	ปรับปรุงระบบจัดการกราฟฟิกันโครงข่ายสื่อสารของ กฟผ. เพื่อรับประกันคุณภาพของบริการและบูรณาการของข้อมูล
	๓	เชื่อมโยงข้อมูลของอุปกรณ์และเครื่องมือวัด รวมถึงระบบการจัดการฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อให้สามารถเข้าถึงและแลกเปลี่ยนกันได้
	๔	สร้างมาตรฐานการเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารร่วมกันระหว่าง กฟผ. กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟภ. และ กฟน.) ตามนโยบายและการกำกับดูแลของภาครัฐ
Enabling Demand Response	๕	จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์การบริโภคไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า
	๖	กำหนดมาตรฐานข้อมูลที่อ่านได้จากมิเตอร์วัดไฟฟ้า ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
	๗	พัฒนาการใช้ประโยชน์จาก Demand Response ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

๓) แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ.

ก) ภาพรวมทั่วไป

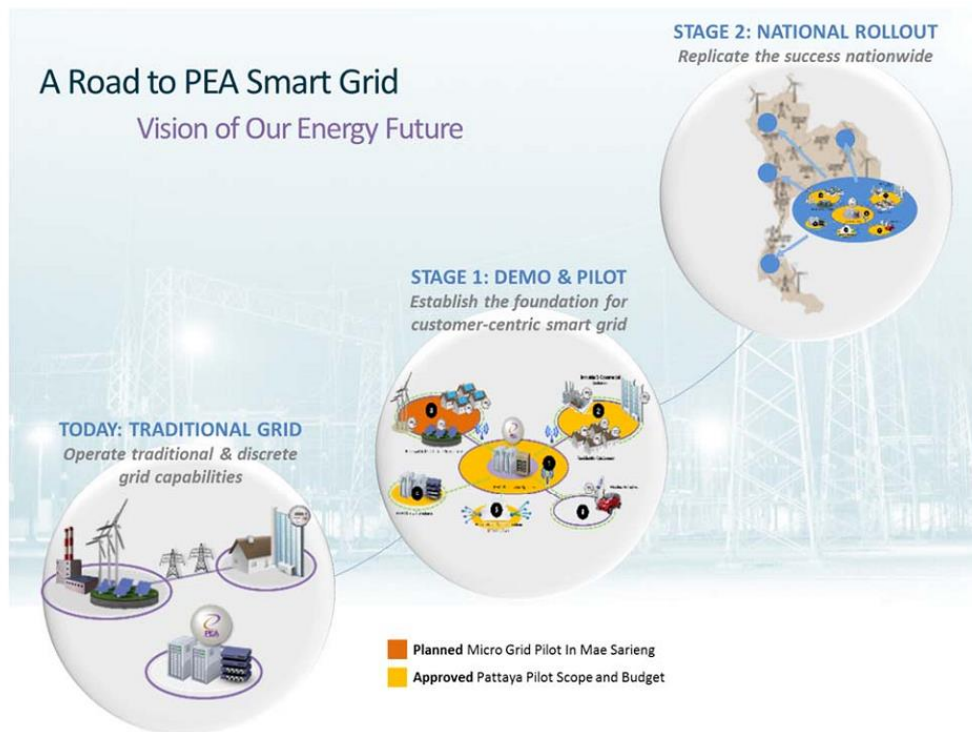
ในแผนที่นำทางฉบับล่าสุดของ กฟผ. ได้กำหนดการดำเนินงานในแผนออกเป็น ๒ ขั้นตอนใหญ่ดังนี้

ขั้นตอนที่ ๑ (ปี พ.ศ. ๒๕๕๙- ๒๕๖๔): เป็นขั้นตอนในการจัดทำโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นต่อการพัฒนาระบบโครงข่ายสมรรถกิริยาแบบลูกค้าเป็นส่วนกลาง โดยโครงการดังกล่าวนี้จะให้ความสำคัญในเรื่องของการช่วย กฟผ. ในด้านการทดสอบเทคโนโลยี และการพัฒนาในรูปแบบของธุรกิจและการปฏิบัติงาน

ระยะที่ ๒ (ปี พ.ศ. ๒๕๖๕- ๒๕๗๙): เป็นขั้นตอนการขยายผลไปสู่ระดับประเทศหลังโครงการนำร่องประสบความสำเร็จ โดยในการขยายผลนั้นจะต้องมีการนำสิ่งที่ได้เรียนรู้จากโครงการนำร่องมาปรับปรุงเพื่อให้การขยายผลราบรื่นมากยิ่งขึ้น



โดยการดำเนินงานใน ๒ ขั้นตอนดังกล่าว สามารถสรุปได้ดังรูปที่ ๔.๓



รูปที่ ๔.๓ ขั้นตอนในการก้าวไปสู่สมาร์ตกริดของ กฟผ.

(ที่มา : PEA Smart Grid Roadmap Revision Aligned with National Policy)

กฟผ. ได้กำหนดขีดความสามารถที่เหมาะสมต่อการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ตกริด และได้กำหนดแผนการดำเนินงานเพื่อพัฒนาไปสู่ขีดความสามารถดังกล่าวได้แก่ (๑) การสร้างและพัฒนาระบบหลักของโครงข่ายสมาร์ตกริดและการสร้างความผูกพันกับผู้ใช้ไฟ, (๒) การพัฒนาให้เกิดขีดความสามารถในการวิเคราะห์ข้อมูลเชิงลึกเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจสำหรับสมาร์ตกริด (Smart Grid Analytics) , (๓) การพัฒนาให้เกิดขีดความสามารถด้าน Mobile Workforce Management, (๔) การพัฒนาให้เกิดโครงสร้างของรถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicles), (๕) การพัฒนาให้เกิดขีดความสามารถด้านอาคารประหยัดพลังงาน (Energy Efficiency Building), (๖) การพัฒนาให้เกิดขีดความสามารถของโครงข่ายไฟฟ้าและการเชื่อมต่อกับระบบหลักของสมาร์ตกริด (Core Smart Grid Integration)

ทั้งนี้ประโยชน์ที่ กฟผ. คาดว่าจะได้รับจากการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด จะสอดคล้องกับเป้าหมายทั้ง ๓ ด้าน ดังต่อไปนี้

- (๑) ประโยชน์ที่จะได้จากพลังงานที่สมาร์ต เช่น สามารถจัดการพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคง เพิ่มการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานสะอาด เป็นต้น



- (๒) ประโยชน์ที่จะได้สำหรับชีวิตที่สมาร์ต เช่น ผู้ใช้ไฟสามารถบริหารจัดการไฟฟ้าเองได้ สามารถควบคุม
ค่าไฟได้อย่างเหมาะสม มีรายได้จากการขายไฟให้การไฟฟ้า เลือกใช้บริการได้อย่างเหมาะสม เป็นต้น
- (๓) ประโยชน์ที่จะได้สำหรับสังคมที่สมาร์ต เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้า ประชาชนทั่วไป สามารถชาร์ตไฟจากสถานี
บริการไฟฟ้าสาธารณะ สภาพอากาศและสิ่งแวดล้อมดีขึ้น ประหยัดค่าเชื้อเพลิงยานพาหนะขนส่ง
มวลชน เป็นต้น
- ซึ่งสะท้อนให้เห็นวิสัยทัศน์ในการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของ กฟผ. ที่กล่าวไว้ว่า
“โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเพื่อคุณภาพชีวิต เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม”

ข) รายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการพัฒนา Demand Response

เมื่อพิจารณาในรายละเอียดของแผนการดำเนินงานทั้ง ๖ ข้อ จะพบว่ามีแผนการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับ
การพัฒนาการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่าย และ/หรือการพัฒนา Demand Response ทั้งหมด ๓ แผน
ได้แก่ การสร้างและพัฒนาระบบหลักของโครงข่ายสมาร์ตกริดและการสร้างความผูกพันกับผู้ใช้ไฟ, การพัฒนาให้
เกิดขีดความสามารถในการวิเคราะห์ข้อมูลเชิงลึกเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจสำหรับสมาร์ตกริด (Smart Grid
Analytics), และ การพัฒนาให้เกิดขีดความสามารถด้านอาคารประหยัดพลังงาน (Energy Efficiency Building)
โดยรายละเอียดของกิจกรรมที่สนับสนุนการพัฒนา Demand Response ในสามแผนดังกล่าว สามารถแสดงโดย
แบ่งตามขั้นตอนการดำเนินงานที่กล่าวในตอนต้น ได้ดังตารางที่ ๔.๙

ตารางที่ ๔.๙ กิจกรรมที่สนับสนุนการพัฒนา Demand Response

แผนการดำเนินงาน	ระยะที่ ๑ (๒๕๕๙-๒๕๖๔): ดำเนินโครงการนำร่อง	ระยะที่ ๒ (๒๕๖๕-๒๕๗๙) ขยายผลสู่ระดับประเทศ
การสร้างและพัฒนาระบบหลักของโครงข่ายสมาร์ตกริดและการสร้างความผูกพันกับผู้ใช้ไฟ	- ติดตั้งโครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารและด้าน IT ในโครงการนำร่อง เมืองพัทยา - เริ่มการติดตั้งมิเตอร์ AMI จำนวน ๑๑๖,๐๐๐ เครื่อง	- ขยายโครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารและด้าน IT - ติดตั้งมิเตอร์ AMI จำนวน ๖,๐๐๐,๐๐๐ เครื่อง
Energy Efficiency Building	โครงการนำร่องด้านอาคารพลังงานประหยัดพลังงาน	ขยายการดำเนินการและบริการที่เกี่ยวข้องกับอาคารประหยัดพลังงาน
Smart Grid Analytics	ติดตั้งระบบวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อการตัดสินใจของโครงข่ายสมาร์ตกริด ในโครงการนำร่อง เมืองพัทยา	ขยายและพัฒนาระบบวิเคราะห์ข้อมูล



๔) แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริตของ กฟน.

ก) ภาพรวมทั่วไป

คณะที่ปรึกษาได้ศึกษาทบทวนเป้าประสงค์ และ รายละเอียดแผนการดำเนินงานของแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริตของหน่วยงาน กฟน. โดยเป้าประสงค์ของแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริตของ กฟน. สามารถสรุปได้ดังตารางที่ ๔.๑๐ จากการศึกษาทบทวนพบว่า กฟน. ได้กำหนดเป้าประสงค์ตามประเด็นด้านยุทธศาสตร์ซึ่งมีทั้งหมด ๓ ด้าน ดังนี้ (๑) ด้านระบบไฟฟ้า (๒) ด้านการบริการ และ (๓) ด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

ตารางที่ ๔.๑๐ เป้าประสงค์ของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริตของ กฟน.

	วัตถุประสงค์
ด้านระบบไฟฟ้า	Service Reliability
	Operating Efficiencies and Economics
	Security
ด้านการบริการ	More Services Opportunity
	More Interaction between MEA and Customers
ด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน	Provide Infrastructure to Integrate Renewable Resources
	Promote Energy Efficiency
	Research and Support the Integration of Energy Storage
	Research and Support the Integration of EV

โดยเป้าประสงค์ในด้านระบบไฟฟ้าจะเน้นไปที่ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้เกิดผลประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และ ประสิทธิภาพการควบคุมการจ่ายพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อให้เกิดผลประโยชน์ต่อหน่วยงาน กฟน. เนื่องจากกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายลดลง สำหรับในด้านการบริการนั้น เป้าประสงค์ของแผนที่นำทางจะเน้นไปในด้านการทำงานร่วมกันได้ระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้า และ หน่วยงาน กฟน. ในส่วนสุดท้ายหรือเป้าประสงค์ด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนจะเน้นไปที่นโยบายในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน, การติดตั้ง Energy Storage และ การติดตั้ง Electrical Vehicle



สำหรับรายละเอียดของแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของ กฟน. ฉบับร่าง จะแบ่งออกเป็น ๒ ช่วง ช่วงละ ๕ ปี และแบ่งประเด็นยุทธศาสตร์ออกเป็น ๓ ด้าน ได้แก่ (๑) ด้านระบบไฟฟ้า (๒) ด้านการบริการ และ (๓) ด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน ดังแสดงในตารางที่ ๔.๑๑

ตารางที่ ๔.๑๑ รายละเอียดแผนการดำเนินงานแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของ กฟน.

	ช่วงที่ ๑ พ.ศ. ๒๕๕๕-๒๕๕๙	ช่วงที่ ๒ พ.ศ. ๒๕๖๐-๒๕๖๔
ด้านระบบไฟฟ้า	มีสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติจำนวน ๔๐ สถานี	มีสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติครบทุกสถานี (ประมาณ ๑๗๐ สถานี)
	มีระบบควบคุมอุปกรณ์สวิตช์ตัดตอนในสายจำหน่ายที่สำคัญจากระยะไกลครอบคลุม ๓๐% ของพื้นที่บริการ	มีระบบควบคุมอุปกรณ์สวิตช์ตัดตอนในสายจำหน่ายที่สำคัญจากระยะไกลครอบคลุม ๑๐๐% ของพื้นที่บริการ
	มีระบบตรวจสอบสภาวะการเกิดไฟฟ้าดับ ในระดับแรงดันสูงและแรงดันกลาง	มีระบบตรวจสอบสภาวะการเกิดไฟฟ้าดับครอบคลุมถึงในระดับแรงดันต่ำ
	มีระบบสนับสนุนการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องแบบอัตโนมัติ (Self-Healing) ได้บางพื้นที่	มีระบบสนับสนุนการแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องแบบอัตโนมัติ (Self-Healing) ได้ครอบคลุมพื้นที่บริการ
ด้านการบริการ	มีระบบอ่านเครื่องวัดแบบอัตโนมัติครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม	
ด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน	มีระบบพร้อมรองรับการเชื่อมต่อ SPP/VSP และ Renewable Energy	มีระบบตรวจสอบ ควบคุม SPP/VSP และ Renewable Energy ในวงกว้าง
	มีการทดลองใช้งานรถยนต์พลังไฟฟ้า ๒๐ คัน และสถานีชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้า ๒๐ สถานี เพื่อศึกษาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า	มีระบบไฟฟ้าพร้อมรองรับการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้า และ สถานีชาร์จไฟรถยนต์ไฟฟ้า อย่างแพร่หลาย และ รองรับระบบ Electric Vehicle to Grid (V2G)
	มีการทดลองใช้งาน Energy Storage	มีการใช้งาน Energy Storage เพิ่มความมั่นคงในระบบไฟฟ้า
	มีระบบควบคุมการประหยัพลังงานในอาคารผู้ใช้ไฟฟ้า (BEMS)	มีการบูรณาการระบบควบคุมการประหยัพลังงานในอาคาร และ บ้านอยู่อาศัย (HEMS)



ในส่วนของแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของ กฟน. มีการวางแผนในด้านการจัดการพลังงานจากโครงการระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคารผู้ใช้ไฟฟ้า และ โครงการการบูรณาการระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคาร และ บ้านอยู่อาศัย ซึ่งระบบเหล่านี้มีความสามารถในการจัดการพลังงานด้านการใช้ไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคไฟฟ้าประเภทต่างๆ สำหรับโครงการระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคารผู้ใช้ไฟฟ้าเริ่มติดตั้งไปแล้วในปี พ.ศ. ๒๕๕๖ จำนวน ๕ อาคาร และจะติดตั้งแล้วเสร็จในปี พ.ศ. ๒๕๕๙ จำนวน ๑๕ อาคาร จำนวนเงินลงทุน ณ ปัจจุบัน คือ ๑๐๗ ล้านบาท

โครงการเครื่องวัดแบบอัตโนมัติมีการติดตั้งกับผู้บริโภคไฟฟ้าสำหรับกิจการขนาดเล็กจำนวน ๘,๒๕๐ เครื่องในปี พ.ศ. ๒๕๕๗ ด้วยงบประมาณ ๖๘๙ ล้านบาท นอกจากนี้หน่วยงาน กฟน. ได้วางแผนจะติดตั้งเครื่องวัดแบบอัตโนมัติกับผู้บริโภคไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดเล็ก (ประเภทที่ ๒) อีก ๔ แสนเครื่องด้วยงบประมาณ ๕,๐๐๐ ล้านบาท

ข) รายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการพัฒนา Demand Response

ทางคณะที่ปรึกษาได้ทำการศึกษาแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของ กฟน. และสรุปเฉพาะประเด็นยุทธศาสตร์ที่มีความเกี่ยวข้องกับการดำเนินงานด้าน Demand Response ได้ดังนี้

• ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๒ ด้านการบริการ

สำหรับประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๒ ด้านการบริการนั้น ทางคณะที่ปรึกษา พบว่าประเด็นยุทธศาสตร์ด้านการบริการเน้นไปที่การติดตั้งเครื่องวัดแบบอัตโนมัติ (AMR) กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม โดยเครื่องวัดแบบอัตโนมัติมีความสามารถในการตรวจวัดข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากผู้บริโภคไฟฟ้าได้แบบ Real-Time เพื่อประโยชน์โดยตรงต่อมาตรการ Demand Response เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถทำการปรับพฤติกรรมในการใช้ไฟฟ้าของตนได้จากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนเอง อีกทั้งยังสามารถนำไปใช้ในการคำนวณหา Baseline ของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายเพื่อใช้ในการคำนวณอัตราชดเชยสำหรับมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ ได้อีกด้วย อย่างไรก็ตามเครื่องวัดแบบอัตโนมัติเป็นเพียงการสื่อสารทางเดียวเท่านั้น หน่วยงานผู้ให้บริการจำเป็นต้องส่งข้อมูลการใช้ไฟฟ้าย้อนกลับมาสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยช่องทางอื่น

• ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๓ ด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน

ประเด็นยุทธศาสตร์ที่ ๓ ด้านการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน ในส่วนของระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคารผู้ใช้ไฟฟ้า และ การบูรณาการระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคาร และ บ้านอยู่อาศัย สามารถประยุกต์ใช้ร่วมกับการดำเนินการด้าน Demand Response ได้ เนื่องจากระบบเหล่านี้มีความสามารถในการควบคุมและจัดการเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในอาคารของผู้บริโภคไฟฟ้า สามารถควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าจากระยะทางไกล หรือ สามารถใช้ร่วมกับระบบควบคุมอัตโนมัติต่างๆ เพื่อที่จะตอบสนองต่อกลไกราคาไฟฟ้าและ/หรือ ตอบสนองต่อสภาวะวิกฤตพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยได้



๔.๑.๒ โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดในประเทศไทย

การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) รวมถึงหน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ได้ดำเนินการโครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดตามนโยบายของกระทรวงพลังงานในการกำหนดตัวชี้วัดผลการดำเนินงานประจำปี พ.ศ. ๒๕๕๗ เพื่อให้หน่วยงานการไฟฟ้าได้ดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ในการปรับปรุงและพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าในปัจจุบันให้เป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดตามแผนแม่บทหรือแผนที่นำทางของแต่ละหน่วยงาน ดังที่ได้กล่าวไปแล้วในหัวข้อ ๔.๑

ในหัวข้อนี้ จะเป็นการศึกษาทบทวนโครงการนำร่องปัจจุบันของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ดังต่อไปนี้

- ๑) โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด จ. แม่ฮ่องสอน โดย กฟผ. โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด เมืองพัทยา จ. ชลบุรี โดย กฟภ.
- ๒) โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน โดย กฟภ.
- ๓) โครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด โดย กฟน.

โดยถัดไปในการนำเสนอแต่ละโครงการ จะเริ่มต้นจากการนำเสนอภาพรวมของโครงการก่อน จากนั้นจะนำเสนอในส่วนของอุปกรณ์และเทคโนโลยีการสื่อสารที่สนับสนุนการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายเพื่อการพัฒนา Demand Response

นอกจากโครงการนำร่องที่ได้กล่าวไปข้างต้นแล้ว ยังมีโครงการรณรงค์การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดบนพื้นที่เกาะสมุย ซึ่งดำเนินการโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน และโครงการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่เกาะกูด เกาะหมาก ซึ่งดำเนินการโดย กฟภ. อย่างไรก็ตาม รายละเอียดของโครงการเหล่านี้จะไม่ได้ถูกนำเสนอในที่นี้ เนื่องจากโครงการทั้งสองไม่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานด้าน Demand Response

๑) โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด จ. แม่ฮ่องสอน (กฟผ.)

ก) ภาพรวมทั่วไป

แม่ฮ่องสอนเป็นจังหวัดเดียวในประเทศไทยที่ระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ยังเข้าไม่ถึง เนื่องจากสภาพภูมิประเทศของจังหวัดแม่ฮ่องสอนที่มีลักษณะเป็นป่าเขาและมีการสงวนพื้นที่ส่วนใหญ่ไว้เป็นพื้นที่ป่าอนุรักษ์ จากปัญหาดังกล่าว กฟผ. จึงได้ร่วมกับหน่วยงานที่รับผิดชอบด้านพลังงานทุกภาคส่วน อาทิเช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.), กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.), และ กฟภ. ร่วมกันพิจารณหาแนวทางการพัฒนาโครงการเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในจังหวัดแม่ฮ่องสอน จึงเป็นที่มาของโครงการ



นำร่องการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด จ. แม่ฮ่องสอน ซึ่งมียุทธศาสตร์การพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด แบ่งออกเป็น ๔ ด้าน ดังนี้

การพัฒนาการผลิตและกักเก็บพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart Energy)

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

ยุทธศาสตร์ดังกล่าวได้รับการสนับสนุนโดยแผนพัฒนาการผลิตและกักเก็บพลังงานอย่างชาญฉลาด ซึ่งประกอบด้วยโครงการย่อย ๔ โครงการ ได้แก่ (๑) การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟาร์มและแบบบนหลังคา (Component: Solar PV Farm & Solar PV Rooftop), (๒) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System, BESS), (๓) โรงไฟฟ้าชีวมวล (Biomass Power Plant) และ (๔) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (Diesel Generating Units)

การพัฒนาการจัดการพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart System)

ระบบควบคุมและปฏิบัติการทางไฟฟ้าเป็นศูนย์กลางที่ประสานงานและเชื่อมโยงระหว่างภาคการผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น เพื่อให้สามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนที่มีคุณลักษณะของการผลิตที่ไม่แน่นอน รวมทั้งเพื่อรองรับการมีส่วนร่วมจากภาคผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านทางมาตรการ Demand Response ระบบปฏิบัติการไฟฟ้าจึงควรมีความยืดหยุ่นและมีการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ ในเวลาที่ระบบไฟฟ้าในเขตอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอนแยกตัวออกจากระบบหลัก ระบบปฏิบัติการจะต้องสามารถควบคุมสมดุลระหว่างกำลังการผลิตกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้โดยอัตโนมัติ โดยไม่มีผลกระทบกับความถี่ทางไฟฟ้า

แผนพัฒนาการจัดการพลังงานอย่างชาญฉลาดซึ่งสนับสนุนยุทธศาสตร์ Smart System ประกอบด้วยโครงการย่อย ๓ โครงการ ดังนี้ (๑) ระบบการจัดการพลังงานขนาดเล็ก (Micro-EMS), (๒) การบูรณาการระบบสื่อสารและสารสนเทศ (Communication and IT System Integration) และ (๓) ระบบทดสอบการทำงานของ Micro-EMS จากระยะไกล (Test bed at CU)

การพัฒนาการตระหนักรู้และใช้พลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart City)

สำหรับในด้านการใช้ไฟฟ้า การมีส่วนร่วมของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นปัจจัยหลักที่สำคัญอย่างหนึ่งของความสำเร็จในการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด บทบาทของผู้ใช้ไฟฟ้ามีผลต่อการรักษาระดับความมั่นคงในระบบไฟฟ้าและประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ รวมทั้งการรักษาสิ่งแวดล้อม ดังนั้น การพัฒนาระบบเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้า



เกิดความตระหนักรู้ซึ่งจะทำให้เกิดการตอบสนองในพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า จึงเป็นสิ่งที่จำเป็นในการพัฒนา
โครงการ นำร่องระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด ในพื้นที่อำเภอเมือง จ. แม่ฮ่องสอน

ยุทธศาสตร์ด้านนี้ได้รับการสนับสนุนจากแผนพัฒนาการตระหนักรู้และใช้พลังงานอย่างชาญฉลาด ซึ่ง
ประกอบด้วยโครงการย่อย ๓ โครงการ ดังนี้ (๑) ป้ายอัจฉริยะ (Smart Billboard), (๒) ระบบการจัดการพลังงาน
ในอาคารแบบผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วม (BEMS) และ (๓) ยานพาหนะไฟฟ้า สถานีอัดประจุ และไฟถนนชาญฉลาด (E-
Transportation and Smart Streetlight)

การพัฒนาศูนย์เรียนรู้เพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Smart Learning)

การพัฒนาองค์ความรู้ของประชาชนในเรื่องโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด นับเป็นปัจจัยที่สำคัญยิ่งต่อ
ผลสำเร็จในโครงการนำร่องระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด เนื่องจากความรู้ความเข้าใจของผู้ใช้ไฟฟ้าจะช่วย
ส่งเสริมให้การมีส่วนร่วมของภาคประชาชนเกิดประสิทธิภาพสูงสุด การพัฒนาศูนย์การเรียนรู้ชุมชน จะทำให้
ประชาชนในเขตพื้นที่จังหวัดแม่ฮ่องสอนตลอดจนนักท่องเที่ยวและผู้สนใจทั่วไปสามารถเรียนรู้เทคโนโลยีสมาร์ท
กริดได้โดยง่าย ผ่านทางสื่อการเรียนรู้ที่ทันสมัย นอกจากนี้ ยังเป็นการสร้างเสริมศักยภาพของชุมชนในการพัฒนา
โครงการสมาร์ทกริด ของจังหวัดแม่ฮ่องสอนในอนาคตอีกด้วย

แผนพัฒนาศูนย์เรียนรู้เพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืนประกอบด้วย การก่อสร้าง Smart Learning Center โดย
พื้นที่จัดแสดงในศูนย์เรียนรู้แบ่งออกเป็น ๔ โซน ได้แก่ (๑) ความยั่งยืนด้านพลังงาน (Sustainable Energy), (๒)
ความยั่งยืนด้านสิ่งแวดล้อม (Sustainable Environment), (๓) ความยั่งยืนด้านเศรษฐกิจ (Sustainable
Economy), และ (๔) ความยั่งยืนด้านการดำรงชีวิต (Sustainable Living)

ข) อุปกรณ์และเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการพัฒนา Demand Response

เมื่อพิจารณารายละเอียดของโครงการย่อยต่างๆ ของแต่ละยุทธศาสตร์ที่กล่าวไปข้างต้น จะพบว่า
ยุทธศาสตร์ที่สอดคล้องกับการพัฒนา Demand Response มากที่สุด คือ การพัฒนาการตระหนักรู้และใช้
พลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart City) ซึ่งมีโครงการย่อยที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการด้าน Demand Response
๒ โครงการ ได้แก่ โครงการป้ายอัจฉริยะ (Smart Billboard) และโครงการจัดการพลังงานในอาคารแบบผู้ใช้ไฟฟ้า
มีส่วนร่วม (BEMS) ส่วนยุทธศาสตร์การพัฒนาการจัดการพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart System) จะสอดคล้อง
กับการพัฒนาการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดในภาพรวม

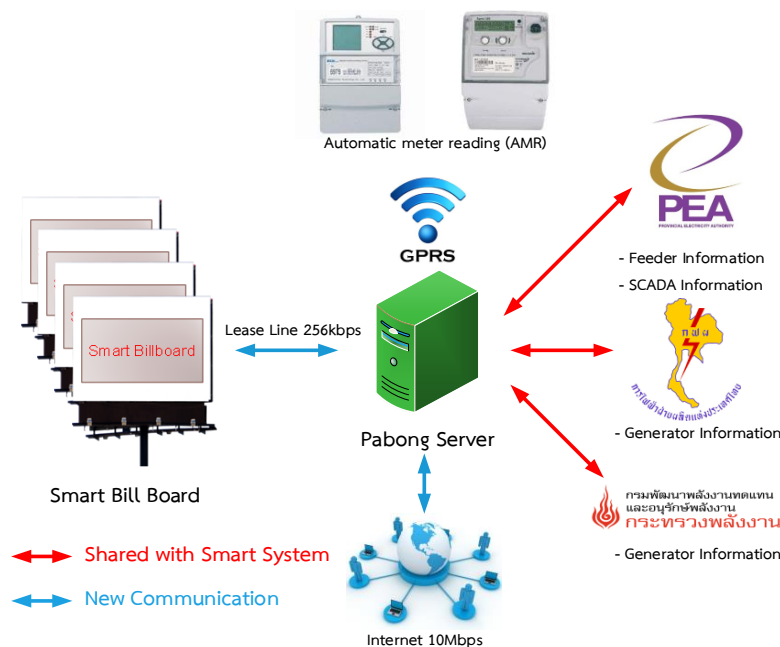
ในหัวข้อนี้จะศึกษารายละเอียดของอุปกรณ์และเทคโนโลยีการสื่อสารที่ใช้ในโครงการย่อย Smart
Billboard และ โครงการย่อย BEMS ตามลำดับ



โครงการป้ายอัจฉริยะ (Smart Billboard):

การดำเนินการในโครงการนี้อาศัยระบบหลัก ๒ ระบบ ได้แก่ (๑) ระบบ AMR (Automatic Meter Reading) ซึ่งประกอบไปด้วย มิเตอร์หรือมาตรวัดพลังงานแบบ AMR และ Data Center ซึ่งเป็นคอมพิวเตอร์สำหรับประมวลผลข้อมูล, (๒) ระบบ SCADA ซึ่งประกอบไปด้วย อุปกรณ์และระบบการสื่อสารที่เกี่ยวข้อง

มิเตอร์ AMR จะบันทึกข้อมูลโหลด (ความต้องการใช้ไฟฟ้า) จากสถานที่ต่างๆ ซึ่งครอบคลุมทั้งอำเภอเมือง จังหวัดแม่ฮ่องสอน จากนั้นจะส่งข้อมูลโหลดไปประมวลผลที่เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายที่ตั้งอยู่ที่โรงไฟฟ้าผาบ่อง ผ่านเครือข่าย GPRS (General Packet Radio Services) ส่วนระบบ SCADA จะรับข้อมูลการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในแต่ละสายป้อน และการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง แล้วส่งไปประมวลผลที่เครื่องคอมพิวเตอร์แม่ข่ายผ่านระบบ Micro-EMS โดยข้อมูลที่ถูกประมวลผลแล้วจะถูกส่งมาแสดงผลที่ป้ายอัจฉริยะทั้ง ๔ แห่ง ซึ่งมีคอมพิวเตอร์ทำหน้าที่ประมวลผลอีกต่างหาก การเชื่อมโยงข้อมูลในโครงการป้ายอัจฉริยะสามารถแสดงโดยสรุปได้ดังรูปที่ ๔.๔



รูปที่ ๔.๔ การเชื่อมโยงข้อมูลสำหรับป้ายอัจฉริยะ

(ที่มา : การออกแบบเชิงรายละเอียดและศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการนำร่องระบบโครงข่ายไฟฟ้า
อัจฉริยะ จังหวัดแม่ฮ่องสอน, กฟผ.)

ในส่วนและเทคโนโลยีการสื่อสารที่ใช้ในโครงการ จะใช้ ADSL (Asymmetric Digital Subscribers Line) ขนาด 4M (ความเร็ว ๔ Mbps) ในระบบ Leased Line (อินเทอร์เน็ตแบบวงจรเช่าซึ่งไม่เป็นสาธารณะ) เป็นตัวกลางในการส่งข้อมูลมายังป้ายอัจฉริยะจากคอมพิวเตอร์แม่ข่าย ซึ่งจะต้องสามารถเชื่อมต่ออินเทอร์เน็ตด้วยความเร็วอย่างน้อย ๔ Mbps



โครงการจัดการพลังงานในอาคารแบบผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วม (BEMS):

การดำเนินงานในโครงการจะอาศัยองค์ประกอบต่างๆ ที่จำเป็น ได้แก่ ซอฟต์แวร์ส่วนการจัดการข้อมูลในระบบ BEMS, ซอฟต์แวร์การจัดแสดงข้อมูลสารสนเทศต่อผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์สื่อสารพกพา และอุปกรณ์สื่อสารอื่นๆ, ระบบโครงข่ายโทรคมนาคมเพื่อเชื่อมโยงอุปกรณ์สื่อสารกับโครงข่ายอินเทอร์เน็ตและฐานข้อมูล, อุปกรณ์ Power/Energy Meter แบบต่างๆ ที่ติดตั้ง ณ อาคาร, ตลอดจนโครงข่ายเซนเซอร์เพื่อตรวจจับข้อมูลสถานะแวดล้อมที่เกี่ยวข้องต่างๆ

ระบบ BEMS จะสื่อสารข้อมูลสารสนเทศผ่านมาตรฐานเปิด (Open Standard) ที่สนับสนุนการเชื่อมต่อระบบกับอุปกรณ์ฮาร์ดแวร์ต่างๆ โดยมาตรฐานเปิดของระบบ BEMS จะต้องสนับสนุนให้การพัฒนาซอฟต์แวร์แจ้งเตือนสถานการณ์พลังงานสามารถทำได้โดยผ่านทาง การเชื่อมโยงแบบเปิด (Open Interface) เพื่อเข้าถึงฐานข้อมูลร่วม (Common Data Storage) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ เช่น อุปกรณ์สนับสนุนการทำงานตามมาตรฐาน IEEE 1888, ETSI M2M เป็นต้น

เทคโนโลยีการสื่อสารในโครงการนี้จะอาศัยโครงข่ายสื่อสาร Last Mile เพื่อเชื่อมโยงอุปกรณ์สื่อสารสารสนเทศของผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น โทรศัพท์มือถือหรือแท็บเล็ต เข้ามายังโครงข่ายหลัก (Core Network) เช่น ระบบโครงข่ายสื่อสารเซลลูลาร์ 3G/4G, Power-Line Carrier, XDSL เป็นต้น นอกจากนี้ ยังอาศัยโครงข่ายสื่อสารข้อมูล Zigbee หรือ 6LoPAN เพื่อสื่อสารข้อมูลจาก Power/Energy Meter, เซนเซอร์ประเภทต่างๆ และอุปกรณ์ Wireless Actuator เข้าสู่ Gateway และ Database ด้วยความถี่ เช่น ๑ นาที, ๕ นาที, ๓๐ นาที เป็นต้น โดยขึ้นกับประเภทของข้อมูล

๒) โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด เมืองพัทยา จ. ชลบุรี (กฟภ.)

ก) ภาพรวมทั่วไป

โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดเมืองพัทยา จ. ชลบุรี (กฟภ.) ได้เริ่มโครงการตั้งแต่ ปี ๒๕๕๕ เพื่อบรรลุวัตถุประสงค์ตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ ๑๑ (พ.ศ. ๒๕๕๕-๒๕๕๙) ซึ่งต้องมีโครงการนำร่องสำหรับโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดในพื้นที่เมืองจำนวน ๑ เมืองเพื่อทดสอบและใช้งานสำหรับเป็นแนวทางในการใช้งานในพื้นที่อื่นๆ ทั่วประเทศ ซึ่งมีรายละเอียดของโครงการดังต่อไปนี้

๑. ติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter)	๑๑๖,๓๐๘	เครื่อง
๒. ติดตั้งระบบแก้ไขปัญหาไฟฟ้าขัดข้องอัจฉริยะ	๑	ระบบ
๓. ติดตั้งระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation)	๓	สถานี
๔. ติดตั้งระบบเชื่อมโยงเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Integration System)	๑	ระบบ



ข) อุปกรณ์และเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการพัฒนา Demand Response

โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดเมืองพัทยา จ. ชลบุรี (กฟภ.) ได้มีการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) ทำให้สามารถเก็บรวบรวมและวิเคราะห์การใช้พลังงานผ่านเทคโนโลยีระบบสื่อสารชนิดต่างๆ เพื่อให้การดูแลควบคุมอุปกรณ์และการบริหารการใช้ทรัพยากรให้เป็นไปอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพ ซึ่งสามารถนำมาใช้ใน Demand Response ได้

สำหรับองค์ประกอบที่ใช้ในระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) มีดังนี้

(๑) Smart Meter: เป็นมิเตอร์อัจฉริยะที่มีจุดเด่นในการทำงานดังนี้

- การใช้งานในรูปแบบ TOD, TOU, Flat rate, Prepayment และอื่นๆ
- การบริหารระบบมิเตอร์จากระยะไกล (Remote Upgrade)
- การป้องกันการเปิดมิเตอร์ หรือละเมิดใช้ไฟ (Tamper Detection)
- การตรวจจับไฟตกหรือดับ (Outage Monitoring)
- การสื่อสาร ๒ ทาง (2 Ways Communication)

(๒) อุปกรณ์รวบรวมข้อมูล (Data Concentrator Unit, DCU): เป็นอุปกรณ์รวบรวมข้อมูลจากมิเตอร์ในพื้นที่ส่งไปที่ระบบส่วนกลางซึ่งมีจุดเด่นดังนี้

- เป็นศูนย์กลางในการดูแลและควบคุมระบบมิเตอร์ภายในพื้นที่
- ดูแลสถานะเครือข่ายให้มีประสิทธิภาพสูงสุด
- ค้นหาและต่อเชื่อมกับอุปกรณ์ชนิดอื่นที่อยู่ภายในเครือข่าย

(๓) อุปกรณ์ MIU (Meter Interface Unit): เป็นอุปกรณ์ที่ช่วยในการรับ-ส่งข้อมูลระหว่างมิเตอร์กับโครงข่ายสื่อสาร ซึ่งในโครงการนี้จะใช้สำหรับระบบ GPRS เท่านั้น

(๔) Meter Data Management System (MDMS): เป็นระบบบริหารข้อมูลมิเตอร์ที่สามารถบริหารการใช้ข้อมูลเพื่อบริหารฐานข้อมูลลูกค้า (CIS) บันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า วิเคราะห์และแสดงผลการใช้ไฟฟ้า ออกบิลอ่านค่าตามเวลา หรือการอ่านค่าตามเวลาที่ต้องการ (Interval and Demand Monitoring) ดูแลไฟตก หรือไฟดับในพื้นที่ (Outage Monitoring) แจ้งเตือนเมื่อมีสิ่งผิดปกติหรือเหตุขัดข้อง (Tamper Monitoring)

นอกจากนี้ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดเมืองพัทยา จ. ชลบุรี (กฟภ.) มีโครงการสร้างระบบเชื่อมโยงเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Integration System) ซึ่งทำให้ข้อมูลในระบบย่อยต่างๆ ของโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะจะต้องถูกเชื่อมโยงต่อกันและสามารถแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างระบบได้ ดังนั้นทุกระบบสามารถทำงานร่วมกันได้ ข้อมูลที่ส่งมีคุณภาพและความมั่นคงปลอดภัย และสามารถมีการบริหารจัดการข้อมูลที่ดี



ก) โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟภ.)

ก) ภาพรวมทั่วไป

โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟภ.) เกิดขึ้นเพราะว่าปัจจุบัน พื้นที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน มีปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกและดับบ่อยครั้งรวมถึงหน่วยสูญเสียในระบบจำนวนมาก (Loss) เนื่องจากระบบจำหน่ายต้องพาดผ่านพื้นที่ป่าและภูเขาเป็นระยะทางไกล ซึ่งต้องใช้เครื่องยกระดับแรงดัน (AVR) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง ทำให้สูญเสียค่าใช้จ่ายด้านน้ำมันเชื้อเพลิงและค่ารักษาจำนวนมาก ระบบไฟฟ้าที่ไม่มั่นคงและความเชื่อถือต่ำ ส่งผลให้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เช่น เซลล์พลังงานแม่สะเรียง และ Solar Farm เกิดปัญหาในการเชื่อมต่อเข้าระบบของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ดังนั้น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จึงศึกษาความเหมาะสมโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว

ตามนโยบายของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่ต้องเพิ่มความมั่นคงและคุณภาพของระบบไฟฟ้าและ พัฒนาการให้บริการลูกค้าให้มีความรวดเร็ว มีคุณภาพและทันสมัย โดยการนำเทคโนโลยีสมัยใหม่ที่เหมาะสม นำมาใช้งาน จึงได้บรรจุโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน ไว้ในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ ๑๑ (พ.ศ. ๒๕๕๕ – ๒๕๕๙)

โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน (กฟภ.) ได้เริ่มโครงการ ตั้งแต่ ปี ๒๕๕๗ โดยมีระยะเวลาในการดำเนินงาน ๓ ปี (พ.ศ. ๒๕๕๗ – ๒๕๕๙) มีรายละเอียดของโครงการดังนี้

๑) ชุดควบคุมไมโครกริด	๑	ชุด
๒) ชุดสะสมพลังงาน		
๒.๑ แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน	3 MW x ๑	ชุด
๒.๒ หม้อแปลงยกระดับแรงดัน	4.5 MVA x ๑	เครื่อง
๓) ตู้ควบคุมระบบไฟฟ้า		
- ชุด Skidding 22 kV	๒	ชุด
๔) จัดหาเครื่องจักรดีเซลใหม่	1 MW x ๓	เครื่อง
๕) ระบบสื่อสาร		
๕.๑ ติดตั้งสายFiber Optic	๕๐	กม.
๕.๒ IEDs	๑	ชุด
๖) สวิตช์ตัดต่อวงจร	๖	ชุด
๗) สำรองออกแบบ	๑	แห่ง



สำหรับแผนการดำเนินงานและระยะเวลาดำเนินการแสดงในตารางที่ ๔.๑๒ โดยตามแผนงานโครงการจะดำเนินการระหว่างปี พ.ศ. ๒๕๕๗ – ๒๕๕๙ โดยในปีแรกจะเป็นการเตรียมการ เช่น การสำรวจออกแบบ การจัดเตรียมเอกสารประกวดราคาและจ้างเหมา ส่วนใน ๒ ปีหลังจะเป็นการดำเนินการก่อสร้าง

ตารางที่ ๔.๑๒ แผนการดำเนินการและระยะเวลาในการดำเนินการ

แผนการดำเนินการ	ระยะเวลาดำเนินการ
๑.ปรับปรุงกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง	๑ ปี
๒.การออกแบบรายละเอียด	๖ เดือน
๓. จัดหาและติดตั้งระบบเก็บสะสมพลังงาน	๒ ปี
๔. จัดหาและติดตั้งระบบควบคุมไมโครกริด	๒ ปี
๕. ปรับปรุงระบบสื่อสาร	๖ เดือน
๖. การปรับปรุงรูปแบบการจ่ายไฟ	๑ ปี
๗. การปรับปรุงเครื่องจักรดีเซลและจัดหาใหม่เพิ่มเติม	๑ ปี
๘. การปรับปรุงโรงไฟฟ้าพลังน้ำแม่สะเรียง	๖ เดือน
๙. ปรับปรุงระบบไฟฟ้าสมดุล	๖ เดือน
๑๐. การรวมระบบเข้าด้วยกันการทดสอบทางวิศวกรรม	๖ เดือน

โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟภ.) เป็นโครงการหนึ่งในแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าในช่วงแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ ๑๑ (พ.ศ. ๒๕๕๕-๒๕๕๙) ของ กฟภ.เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการให้บริการพลังงานไฟฟ้าที่สามารถรองรับความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้อย่างต่อเนื่อง อีกทั้งยังเป็นการสนับสนุนการพัฒนาสมรรถนะทางเศรษฐกิจ และยกระดับคุณภาพชีวิตโดยกระจายการบริหารโครงสร้างพื้นฐานไปยังประชาชนในส่วนภูมิภาค และชนบทอย่างทั่วถึง ผลประโยชน์ที่จะได้รับจากโครงการดังกล่าว สรุปได้ดังนี้

๑) พัฒนาและปรับปรุงระบบไฟฟ้าในพื้นที่ด้วยรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก (Micro Grid) ที่สามารถรองรับเทคโนโลยีและพัฒนาให้เป็นโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน

๒) ระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่มีประสิทธิภาพ มั่นคงเชื่อถือได้ ลดปัญหาไฟฟ้าขัดข้องและเพิ่มความพึงพอใจในคุณภาพและบริการให้กับลูกค้า

๓) ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

๔) ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องยนต์ดีเซล ลดปัญหาการปฏิบัติการและบำรุงรักษา

๕) ลดหน่วยสูญเสียในระบบสายส่งและระบบจำหน่าย สามารถช่วยเพิ่มความเชื่อถือได้ในการจ่ายไฟในเขตพื้นที่ห่างไกลจากสถานีไฟฟ้าดีขึ้น



๔) โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด (กฟน.)

ก) ภาพรวมทั่วไป

หน่วยงาน กฟน. ได้นำเสนอแนวทางการจัดทำแผนดำเนินงานของโครงการนำร่องการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด หรือ โครงการจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย (Distribution Management System – DMS) ซึ่งหน่วยงานการไฟฟ้านครหลวงได้ศึกษาและวิเคราะห์พื้นที่ที่มีความเหมาะสมในการดำเนินโครงการดังกล่าว และพบว่ามีพื้นที่จำนวน ๔ เขตที่มีความเหมาะสมคือ ๑. การไฟฟ้าเขตสามเสน ๒. การไฟฟ้าเขตคลองเตย ๓. การไฟฟ้าเขตบางกะปิ และ ๔. การไฟฟ้าเขตราชบุรีบูรณะ อีกทั้งยังวางแผนที่จะติดตั้งให้ครบทั้ง ๑๘ เขตในปีพ.ศ. ๒๕๖๑ โดยเป้าหมายของโครงการมี ๓ ประการ ดังนี้ ๑. เป้าหมายด้านระบบไฟฟ้า ๒. เป้าหมายด้านการให้บริการ และ ๓. เป้าหมายด้านการอนุรักษ์พลังงานและสิ่งแวดล้อม

ในปัจจุบันหน่วยงาน กฟน. มีการนำระบบควบคุมทางไกลอัตโนมัติและระบบจัดการพลังงาน SCADA/EMS เข้ามาใช้งานในระบบไฟฟ้า แต่ยังไม่มียระบบควบคุมทางไกลอัตโนมัติที่สมบูรณ์และครอบคลุมทั้ง ๑๘ เขต อีกทั้งระบบอัตโนมัติสายป้อนในปัจจุบันยังขาดความสามารถในการทำงานที่สำคัญบางอย่างซึ่งได้วางแผนจะใช้ระบบจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในการจัดการแทน อาทิเช่น การวิเคราะห์ Distribution Power Flow เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในสายป้อน, การใช้งาน Fault Isolation and Service Restoration เพื่อความรวดเร็วในการแยกจุดลัดวงจร หรือ การใช้งาน Automatic Feeder Reconfiguration เพื่อปรับปรุงรูปแบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้มีกำลังสูญเสียน้อยที่สุด เป็นต้น โดยโครงการจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย มีจุดประสงค์หลักเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการให้บริการแก้ไขเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง, เพิ่มประสิทธิภาพในการจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย และ การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างระบบ SCADA/EMS กับ ระบบจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้า เพื่อช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการวิเคราะห์และวางแผนด้วยข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ครบถ้วนสมบูรณ์

ระบบจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเอื้อประโยชน์ต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และ หน่วยงาน กฟน. ในหลายด้าน อาทิเช่น ทำให้การควบคุมการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบจำหน่ายมีความถูกต้องและเชื่อถือได้มากขึ้น, ช่วยลดกำลังสูญเสียในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อลดต้นทุน, ทำให้รูปแบบการจัดการเป็นแบบรวมศูนย์ลดค่าใช้จ่ายในการดูแลและบำรุงรักษาเครื่อง Server และ Software หรือ ช่วยในการจัดเตรียมเอกสารลำดับการปลด/สับอุปกรณ์เพื่อใช้ในการดับไฟ ลดความผิดพลาดและอุบัติเหตุ อย่างไรก็ตามระบบจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้ายังคงไม่มีรูปแบบการทำงานที่เอื้ออำนวยต่อมาตรการ Demand Response เท่าใดนัก



ข) อุปกรณ์และเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่ายไฟฟ้าและการพัฒนา Demand Response

เนื่องจากโครงการนำร่องดังกล่าวของ กฟน. ยังไม่มีการดำเนินการที่ชัดเจนเพื่อการพัฒนา Demand Response ดังนั้นในหัวข้อนี้จึงเป็นการอธิบายถึงอุปกรณ์และเทคโนโลยี ที่สนับสนุนการทำงานร่วมกันได้ของระบบโครงข่าย โดยเน้นที่การประยุกต์ใช้งานในระบบจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้า

ในส่วนของการสนับสนุนการทำงานร่วมกันได้นั้น โครงการนำร่องนี้มีระบบที่ใช้ในการทำงานร่วมกันได้ระหว่าง ระบบจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย และ ระบบ SCADA/EMS เพื่อเชื่อมต่อกับระบบส่ง ทำให้มีข้อมูลในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่สมบูรณ์ยิ่งขึ้น การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างระบบ ๒ ระบบสามารถนำไปใช้กับเทคโนโลยีอื่นๆ ได้

อุปกรณ์ที่สำคัญที่ใช้ในโครงการจัดการการจ่ายพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่ายประกอบไปด้วย ๓ ส่วน คือ ระบบคอมพิวเตอร์สำหรับการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และ ระบบเชื่อมต่อกับระบบงานอื่นๆ เช่น SCADA/EMS, ระบบสื่อสารต่างๆ เช่น สายใยแก้วนำแสงที่เชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ภาคสนาม กับ ระบบคอมพิวเตอร์ในระบบ EMS, และอุปกรณ์ภาคสนามที่จำเป็น เช่น Load Break Switch หรือ FRTU เป็นต้น

๔.๑.๓ สถานะการเชื่อมโยงของระบบสื่อสารระหว่างไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งในปัจจุบัน

ประเทศไทยได้มีโอกาสประยุกต์ประยุกต์ใช้มาตรฐานแนวทางการพัฒนาการทำงานร่วมกันได้บางฉบับกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศ ได้แก่ มาตรฐาน NIST Interoperability Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0 และมาตรฐาน IEEE Std. 2030TM-2011: IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads ในการสร้างแผนภาพการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของประเทศไทย ภายใต้ “โครงการศึกษาทบทวนระบบเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและระหว่างประเทศ” ของสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) การสร้างแผนภาพการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของโครงการศึกษาดังกล่าวได้พิจารณาส่วนประกอบย่อยของแต่ละโดเมน ซึ่งหมายถึงระบบหรือหน่วยงานพื้นฐานที่เป็นองค์ประกอบสำคัญเพื่อให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถทำงานได้อย่างสมบูรณ์ โดยรายละเอียดของส่วนประกอบย่อยแต่ละส่วนสามารถกล่าวโดยสรุปได้ดังนี้

- ๑) องค์ประกอบเฉพาะ (Entities) หมายถึง อุปกรณ์หรือระบบที่มีหน้าที่การทำงานที่แตกต่างกัน และ เป็นส่วนที่อยู่ภายในโดเมนหนึ่ง ๆ เช่น อุปกรณ์ ระบบคอมพิวเตอร์ หรือโครงข่ายการสื่อสาร เป็นต้น
- ๒) การเชื่อมโยงกัน (Interfaces) หมายถึง การเชื่อมโยงหรือแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างองค์ประกอบเฉพาะในส่วนที่เป็นข้อมูลเชิงตรรกศาสตร์ (Logical Information) อย่างไรก็ตาม ในมุมมองด้านระบบไฟฟ้ากำลัง การเชื่อมโยงกันจะมีความหมายรวมถึงการแลกเปลี่ยนข้อมูลเชิงสารสนเทศด้วย



๔.๒ การวิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง

ในบทนี้จะเป็นการวิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง โดยการวิเคราะห์จะอาศัยแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) แผนทีมนำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) สถานะการเชื่อมโยงของระบบสื่อสารระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งในปัจจุบัน รวมถึงโครงการนำร่องต่างๆ ที่ดำเนินการโดยการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ในมิติด้านต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ และ Demand Response ดังต่อไปนี้

- ๑) ด้านช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการ
- ๒) ด้านโครงการ/กิจกรรมย่อย
- ๓) ด้านมาตรการ Demand Response
- ๔) ด้านอุปกรณ์และเทคโนโลยีการสื่อสาร

โดยการวิเคราะห์ในแต่ละมิติข้างต้น จะประกอบด้วยการเปรียบเทียบและวิเคราะห์ความสอดคล้องกันระหว่างแผนทีมนำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง การวิเคราะห์ความสอดคล้องกันของแผนทีมนำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาและโครงการนำร่องที่เกี่ยวข้องของการไฟฟ้าแต่ละแห่ง และการวิเคราะห์ความสอดคล้องกันระหว่างโครงการนำร่องต่างๆ ของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง เป็นหลัก โดยในมิติของอุปกรณ์และเทคโนโลยีการสื่อสาร จะนำรายละเอียดบางส่วนของแผนภาพการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบัน มาใช้ในการวิเคราะห์ด้วย สำหรับในมิติด้านช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการ และ มิติด้านโครงการ/กิจกรรมย่อย นั้น จะเพิ่มการวิเคราะห์ความสอดคล้องกันระหว่างแผนทีมนำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งและแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สนพ. ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา Demand Response ด้วย ทั้งนี้เนื่องจากเป้าหมายสูงสุดของการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทยนั้น ต้องการให้เกิดการพัฒนาที่มีความเป็นเอกภาพและเกิดประโยชน์ในภาพรวมสูงสุด ตลอดจนสามารถหลีกเลี่ยงการลงทุนที่ซ้ำซ้อนและไม่คุ้มค่าได้

เพื่อความสะดวกในการวิเคราะห์ข้างต้น รายละเอียดสำคัญของแผนทีมนำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาและโครงการนำร่องสมรรถกิริยา ตลอดจนแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สนพ. ที่ได้กล่าวถึงในบทที่ ๒ จะถูกนำมาสรุปและเรียบเรียงอีกครั้ง ดังแสดงในตารางที่ ๔.๑๓



ตารางที่ ๔.๑๓ แผนแม่บท แผนที่น่าสนใจ และโครงการนำร่อง

โครงการ	ช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ และการพัฒนา Demand Response	มาตรการ Demand Response ที่คาดว่าจะดำเนินการ	อุปกรณ์	เทคโนโลยีการสื่อสาร	โครงการ/กิจกรรมย่อยที่สนับสนุน Demand Response
แผนแม่บทการพัฒนา ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สท.	พ.ศ. 2558-2559: 1. ตั้งคณะทำงานเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารและแลกเปลี่ยนข้อมูลร่วมกันระหว่างโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสามแห่ง 2. ตั้งคณะทำงานกำหนด Platform ของการพัฒนา ระบบสมรรถกิริยาของโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสามแห่ง พ.ศ. 2560-2564: 1. สนับสนุนงานวิจัยเกี่ยวกับโครงการนำร่องด้าน Demand Response และด้าน HEMS/BEMS/FEMS 2. ศึกษาและทบทวนความเหมาะสมของการใช้งานเทคโนโลยีสมรรถกิริยาจากโครงการนำร่องที่ได้ดำเนินการไปแล้ว พ.ศ. 2565-2574: 1. สนับสนุนโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบ RTP 2. สนับสนุนให้ภาคเอกชนพัฒนาฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ที่เกี่ยวข้องกับสมรรถกิริยา	-	-	-	กิจกรรมในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้า: 1. Energy Management System (SCADA/EMS) 2. ICT Integration (G&T) 3. Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (G&T) กิจกรรมในระบบจำหน่ายไฟฟ้า: 1. Smart Meter + AMR/AMI 2. Demand Response (DR)/Demand-Side Management (DSM) (Distr) 3. Meter Data Management System 4. ICT Integration (Distr)
แผนที่น่าสนใจทาง การพัฒนา ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ.	พ.ศ. 2556-2560: 1. จัดเตรียมโครงสร้างพื้นฐานหลักด้านการสื่อสารและสารสนเทศ 2. จัดตั้งคณะทำงาน คณะกรรมการร่วมระหว่างโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสามแห่ง 3. ออกแบบโครงการนำร่อง โดยคำนึงถึงปัจจัยด้านพื้นที่ ด้านเทคโนโลยี และด้านอุปกรณ์ พ.ศ. 2561-2565: 1. ดำเนินการโครงการนำร่องในส่วนต่างๆ 2. ทดสอบการเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างระบบผลิต ระบบส่ง และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ กฟผ. 3. ทดสอบการเชื่อมโยงและแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสามแห่ง พ.ศ. 2566-2575:	คาดว่าจะใช้มาตรการ Demand Response ที่มีระยะแจ้งเตือนน้อยกว่า ๑ วัน เช่น Emergency Demand Response Programs, Interruptible Rate และ Critical Peak Pricing	1. ระบบ Meter Data Management System (MDMS) ซึ่งสามารถใช้เพื่อการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ด้วย 2. ระบบควบคุมแบบ SCADA ใช้กับการดำเนินงานของศูนย์ปฏิบัติงานเขต 3. ระบบบริหารจัดการพลังงาน (EMS) ซึ่งใช้งานร่วมกับ SCADA	-	Integrated ICT: 1. ปรับปรุงการดูแลระบบสื่อสาร ตลอดจนระบบจัดการกราฟิกบนโครงข่ายสื่อสารของ กฟผ. 2. เชื่อมโยงข้อมูลของอุปกรณ์และเครื่องมือวัดรวมถึงระบบการจัดการฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้อง 3. สร้างมาตรฐานการเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารร่วมกันระหว่าง กฟผ. กับโครงข่ายไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟภ. และ กฟน.) Enabling Demand Response: 1. จัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์การบริโภคไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า 2. กำหนดมาตรฐานข้อมูลที่ได้จากมิเตอร์วัดไฟฟ้า ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย



โครงการ	ช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ และการพัฒนา Demand Response	มาตรการ Demand Response ที่คาดว่าจะดำเนินการ	อุปกรณ์	เทคโนโลยีการสื่อสาร	โครงการ/กิจกรรมย่อยที่สนับสนุน Demand Response
	1. ขยายผลลัพธ์การดำเนินงานในระยะที่ 2 (พ.ศ. 2561-2565) ให้ครอบคลุมพื้นที่กว้างขวางขึ้น 2. ปรับปรุงการดำเนินงานต่างๆ ในระยะที่ 2 ให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น 3. บูรณาการเต็มรูปแบบทั่วทั้งระบบโครงข่าย (พ.ศ. 2571-2575)				3. พัฒนาการใช้ประโยชน์จาก Demand Response ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย Smart Operation: 1. ประยุกต์ใช้ SCADA/EMS กับการทำงาน ของศูนย์ปฏิบัติงานเขต
แผน ที่ นำ ทางการพัฒนา ระบบโครงข่าย ไฟฟ้าสมรรถกิริยา ของ กฟผ.	พ.ศ. 2559-2564: 1. ปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานผ่านโครงการนำร่องที่เมืองพัทยา และ อ. แม่สะเรียง รวมถึงโครงการนำร่องอาคารประหยัดพลังงาน พ.ศ. 2565-2579: 1. ประเมินและปรับปรุงผลลัพธ์จากโครงการนำร่อง 2. ขยายผลโครงการนำร่องที่ประสบความสำเร็จ ไปสู่การดำเนินงานทั่วประเทศ	คาดว่าจะมีการใช้มาตรการ Real Time Pricing ในการดำเนินการ Demand Response ในอนาคต เนื่องจากมีแผนการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะ AMI ซึ่งสามารถสื่อสารได้ 2 ทางทั้งขาไปขากลับและมีคุณสมบัติรองรับการคิดค่าไฟแบบ Real Time	1. ระบบมิเตอร์อัจฉริยะ AMI ซึ่งใช้สำหรับวัดหน่วยค่าไฟแบบ Real Time และสามารถสื่อสารกับอุปกรณ์ไฟฟ้าในอาคารได้ 2. อุปกรณ์ด้าน IT และการสื่อสาร 3. ซอฟต์แวร์สำหรับวิเคราะห์ข้อมูลในโครงข่าย 4. ซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์สำหรับบริหารจัดการพลังงาน		1. ติดตั้งระบบมิเตอร์แบบ AMI ให้ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศ 2. ขยายโครงสร้างพื้นฐานด้าน IT และด้านการสื่อสาร 3. พัฒนาระบบวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจในโครงข่ายสมรรถกิริยา 4. สนับสนุนการออกแบบอาคารประหยัดพลังงาน รวมถึงโครงการประหยัดพลังงานอื่นๆ
แผน ที่ นำ ทางการพัฒนา ระบบโครงข่าย ไฟฟ้าสมรรถกิริยา ของ กฟน.	พ.ศ. 2556-2559: 1. โครงการติดตั้งระบบระบบอ่านเครื่องวัดแบบอัตโนมัติ (AMR) ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรม เฟส 1 2. โครงการติดตั้งระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคารผู้ใช้ไฟฟ้า (BEMS) เฟส 1 พ.ศ. 2559-2564: 1. ปรับปรุงการดำเนินงานในเฟส 1 และขยายผลให้ครอบคลุมกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าที่กว้างขึ้น 2. โครงการบูรณาการระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคาร และ บ้านอยู่อาศัย (HEMS)	คาดว่า สามารถประยุกต์ใช้ มาตรการ Demand Response ประเภท DLC และ Interruptible / Curtailment ได้ เนื่องจากมีระบบควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าภายในอาคารและบ้านอยู่อาศัย ซึ่งอำนวยความสะดวกการ DLC อีก ทั้งยังมีระบบอ่านเครื่องวัดแบบอัตโนมัติ ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ใน มาตรการประเภท	1. Automatic Meter Reading เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการอ่านค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าได้แบบ Real-time และส่งข้อมูลที่อ่านได้ไปยังศูนย์ควบคุมเพื่อทำการเก็บข้อมูล อุปกรณ์นี้มีความสามารถในการทำ Demand Response ในด้าน การสร้าง Baseline สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย และ การตรวจวัดผลการดำเนินการ Demand Response เป็นต้น	-	1. ติดตั้งระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคารผู้ใช้ไฟฟ้า (BEMS) 2. บูรณาการระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคาร และ บ้านอยู่อาศัย (HEMS) 3. ติดตั้งระบบอ่านเครื่องวัดแบบอัตโนมัติ (AMR) 4. ติดตั้งและการพัฒนาเทคโนโลยี ICT โดยเน้นด้านการบูรณาการข้อมูล ด้านความปลอดภัยสารสนเทศ และด้านการทำงานร่วมกันได้



โครงการ	ช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับการทำงาน ร่วมกันได้ และการพัฒนา Demand Response	มาตรการ Demand Response ที่คาดว่าจะ ดำเนินการ	อุปกรณ์	เทคโนโลยีการสื่อสาร	โครงการ/กิจกรรมย่อยที่สนับสนุน Demand Response
		Interruptible/Curtailment ได้ เนื่องจากสามารถสร้าง Baseline สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายได้			
โครงการนำร่อง สมาร์ตกริด จ.แม่ฮ่องสอน (กฟผ.)	พ.ศ. 2557-2560	มาตรการ Demand Response จะ มี ลั ก ษ ณะ เป็น Self- awareness ของผู้ใช้ไฟฟ้า	โครงการย่อยป้ายอัจฉริยะ: 1. มิเตอร์แบบ AMR 2. คอมพิวเตอร์แม่ข่ายสำหรับประมวลผล ข้อมูล 3. ระบบควบคุมแบบ SCADA 4. ป้ายอัจฉริยะที่ติดตั้งคอมพิวเตอร์ ประมวลผล โครงการย่อย BEMS: 1. ซอฟต์แวร์จัดการข้อมูลในระบบ BEMS 2. ซอฟต์แวร์แสดงข้อมูลสารสนเทศต่อ ผู้ใช้ไฟฟ้า 3. อุปกรณ์ Power/Energy Meter แบบ ต่างๆ (รวมถึง Smart Meter ที่ใช้ในการ สาธิตระบบที่จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย) 4. อุปกรณ์สื่อสารของผู้ใช้ไฟฟ้า	โครงการย่อยป้ายอัจฉริยะ: 1. เครือข่าย GRPS 2. อินเทอร์เน็ต (ADSL) 3. โครงข่ายการสื่อสารของ ระบบ Micro-EMS โครงการย่อย BEMS: 1. โครงข่ายสื่อสาร Last Mile เพื่อเชื่อมโยงอุปกรณ์สื่อสาร ของผู้ใช้ไฟฟ้ากับโครงข่ายหลัก 2. โครงข่ายสื่อสารหลัก เช่น 3G/4G, Power-Line Carriers, XDSL 3. โครงข่ายสื่อสาร Zigbee, 6LoPAN เพื่อรับข้อมูลจาก Power/Energy Meter แบบ ต่างๆ	1. ป้ายอัจฉริยะ (Smart Billboard) 2. การจัดการพลังงานในอาคารแบบผู้ใช้ไฟฟ้ามี ส่วนร่วม (BEMS)



โครงการ	ช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ และการพัฒนา Demand Response	มาตรการ Demand Response ที่คาดว่าจะดำเนินการ	อุปกรณ์	เทคโนโลยีการสื่อสาร	โครงการ/กิจกรรมย่อยที่สนับสนุน Demand Response
โครงการนำร่อง ส ม า ร ্থ กริด เมืองพญา (กฟภ.)	พ.ศ. 2556-2558	คาดว่าจะมีการใช้มาตรการ Real Time Pricing เนื่องจากการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะ AMI ซึ่งสามารถสื่อสารได้ 2 ทางทั้งขาไป ขากลับและมีคุณสมบัติรองรับการคิดค่าไฟแบบ Real Time	อุปกรณ์และองค์ประกอบที่ใช้ในการรวบรวมข้อมูลการใช้ไฟฟ้ามี่ดังนี้ 1. Smart Meter 2. อุปกรณ์รวบรวมข้อมูล (Data Concentrator Unit, DCU) 3. อุปกรณ์ MIU (Meter Interface Unit) 4. Meter Data Management System (MDMS)	อยู่ระหว่างการพิจารณาโดยมีทางเลือก 7 โมเดล ดังนี้โมเดล ส ำ ห รั บ Narrowband Service 1. PON + Zigbee - ใช้เทคโนโลยี PON เป็น WAN และ Zigbee เป็น Last Mile 2. PON + PLC - ใช้เทคโนโลยี PON เป็น WAN และ PLC เป็น Last Mile 3. GPRS + Zigbee - ใช้ GPRS เป็น WAN และ Zigbee เป็น Last Mile 4. GPRS + PLC - ใช้ GPRS เป็น WAN และ PLC เป็น Last Mile 5. GPRS - ใช้ GPRS จนถึงอุปกรณ์มิเตอร์ปลายทางแบบ 1:1 โมเดลสำหรับ Broadband Service ซึ่งสามารถใช้ได้จนถึงมิเตอร์ปลายทาง 6. PON (FTTx) 7. Metro Ethernet	1. ติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ AMI 2. ติดตั้งระบบ IT Integration System ซึ่งสามารถติดต่อสื่อสารได้แบบ 2 ทาง 3. ติดตั้งระบบการวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อการตัดสินใจในโครงข่ายสมาร์ทกริด
โครงการ Micro Grid อ.แม่สะเรียง (กฟภ.)	พ.ศ. 2557-2559	-	มีการติดตั้ง Fiber Optic ซึ่งช่วยในการสื่อสารแบบ 2 ทิศทาง ซึ่งอาจประยุกต์ใช้กับการดำเนินการด้าน Demand Response ได้ในอนาคต	-	-



โครงการ	ช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับการทำงาน ร่วมกันได้ และการพัฒนา Demand Response	มาตรการ Demand Response ที่คาดว่าจะ ดำเนินการ	อุปกรณ์	เทคโนโลยีการสื่อสาร	โครงการ/กิจกรรมย่อยที่สนับสนุน Demand Response
โครงการ DMS (กฟน.)	พ.ศ. 2556-2561	-	1. Fiber Optic ซึ่งสามารถประยุกต์ใช้ กับ Demand Response ที่มีระบบแจ้ง เตือนผู้ใช้ไฟฟ้าผ่าน Internet ได้ 2. Server and Workstation ซึ่งเป็น อุปกรณ์ที่ใช้เพื่อเก็บข้อมูลในระบบ จำหน่ายไฟฟ้า โดยสามารถประยุกต์ใช้ เพื่อเก็บข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า แต่ละรายเพื่อประมวลผลในการสร้าง Baseline ได้ รวมถึงการประมวลผลด้าน อื่นๆ เช่น อัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึง ต้นทุนค่าไฟฟ้า (Dynamic Pricing) เป็นต้น	-	1. ติดตั้งระบบ SCADA/EMS เพื่อการทำงาน ร่วมกันได้กับระบบส่ง ในด้านการจัด การพลังงาน



๔.๒.๑ การวิเคราะห์แผนที่นำทางและโครงการนำร่องในด้านช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการ

ก่อนอื่นจะเริ่มจากการเปรียบเทียบช่วงเวลาโดยรวมของการดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา Demand Response ระหว่างแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง และแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สนพ. จากตารางที่ ๔.๑๓ จะพบได้ว่า ช่วงเวลาโดยรวมของการดำเนินการในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของทั้ง กฟผ. และ กฟภ. ค่อนข้างจะมีความสอดคล้องกับช่วงเวลาดำเนินการในแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สนพ. ในขณะที่ช่วงเวลาดำเนินการในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟน. จะสั้นกว่าแผนอื่นๆ เนื่องจากแนวทางการดำเนินงานในแผนที่นำทางของ กฟน. ที่เกี่ยวข้องกับ Demand Response นั้นจะเน้นที่การพัฒนาโครงการนำร่องด้านการบริหารจัดการพลังงาน ซึ่งสามารถดำเนินการให้แล้วเสร็จได้ภายในระยะเวลา ๑๐ ปี อย่างไรก็ตาม กฟน. อาจมีการปรับแผนที่นำทางในส่วนในช่วงเวลาดำเนินการเพื่อให้สอดคล้องกับการดำเนินการด้าน Demand Response อย่างเต็มรูปแบบในอนาคตได้

ในลำดับต่อมา จะเป็นการเปรียบเทียบช่วงเวลาดำเนินการโครงการนำร่องที่กำหนดไว้ในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง เนื่องจากโครงการนำร่องต่างๆ จะสามารถแสดงให้เห็นถึงการเตรียมพร้อมของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ก่อนที่จะขยายผลไปสู่การดำเนินการอย่างเต็มรูปแบบทั่วประเทศ ในการเปรียบเทียบดังกล่าว จะพบว่าช่วงเวลาดำเนินการโครงการนำร่องที่ระบุไว้ในแผนที่นำทางของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งต่างก็สอดคล้องกับช่วงเวลาดำเนินการในแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สนพ. ที่ระบุว่าการดำเนินการโครงการนำร่องควรแล้วเสร็จภายในปี ๒๕๖๔ นอกจากนี้เมื่อพิจารณาช่วงเวลาดำเนินการที่ระบุไว้ในโครงการนำร่องต่างๆ ของการไฟฟ้าแต่ละแห่ง จะพบว่า มีความใกล้เคียงกันและอยู่ภายในช่วงระยะเวลาที่ระบุไว้ในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของการไฟฟ้าแต่ละแห่ง อย่างไรก็ตาม การดำเนินการโครงการนำร่องของการไฟฟ้าแต่ละแห่งได้กระทำในเวลาใกล้เคียงกับการพัฒนาแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของการไฟฟ้านั้นๆ ดังนั้นการกำหนดช่วงเวลาดำเนินการในโครงการนำร่องแต่ละโครงการนั้น จึงอาจเป็นการกำหนดเพียงชั่วคราว และอาจมีการปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมได้ในภายหลัง

หากพิจารณารายละเอียดของแนวทางการดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา Demand Response จะพบว่า แนวทางการดำเนินงานในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. นั้นจะมีความสอดคล้องกับแนวทางที่ระบุไว้ในแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สนพ. ในแง่ของการดำเนินการเชื่อมโยงและแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ทั้งในด้านบุคลากร อุปกรณ์ และ เทคโนโลยี โดยการดำเนินการดังกล่าวถือว่ามีส่วนสำคัญในการพัฒนาการทำงานร่วมกันได้ (Interoperability) ของระบบโครงข่าย ซึ่งจะสนับสนุนการพัฒนา Demand Response ด้วย ในขณะที่ แนวทางการดำเนินงานในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟภ. นั้นจะเน้นที่การปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานทั้งด้านอุปกรณ์และด้านเทคโนโลยีการสื่อสารและสารสนเทศ เพื่อรองรับการดำเนินการด้าน Demand Response อย่างเต็มรูปแบบในอนาคต โดยแนวทางการดำเนินการดังกล่าวของ กฟภ. จะสอดคล้องกับแนวทางการดำเนินงาน



ในแผนแม่บทของ สนพ. ซึ่งกำหนดให้มีโครงสร้างค่าไฟฟ้าแบบ RTP ภายหลังจากปี พ.ศ. ๒๕๖๕ และยังมีส่วนสนับสนุนการดำเนินการเชื่อมโยงและแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างโครงข่ายไฟฟ้าทั้งสามแห่งที่ระบุในแผนที่นำทางของ กฟผ. และ แผนแม่บทของ สนพ. ในทางอ้อมอีกด้วย สำหรับแนวทางการดำเนินงานในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. นั้น จะเน้นการดำเนินการโครงการนำร่องต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการพลังงาน ถ้าหากโครงการดังกล่าวประสบความสำเร็จด้วยดี และสามารถทำงานสอดคล้องประสานกับ กฟผ. ซึ่งเป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบระบบส่งไฟฟ้า ก็จะนำไปสู่การขยายผลของการพัฒนา Demand Response เต็มรูปแบบทั่วประเทศอีกทางหนึ่ง

๔.๒.๒ การวิเคราะห์แผนที่นำทางและโครงการนำร่องในด้านโครงการ/กิจกรรมย่อย

นอกเหนือจากการวิเคราะห์ในด้านมิติด้านช่วงเวลาและแนวทางการดำเนินการ การวิเคราะห์ในมิติด้านโครงการย่อยหรือกิจกรรมย่อยก็จะทำให้เห็นความสอดคล้องและ/หรือความแตกต่างมากขึ้นในรายละเอียดระหว่างแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาตลอดจนโครงการนำร่องของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งในแง่ของการสนับสนุนการพัฒนา Demand Response การวิเคราะห์ในหัวข้อนี้จะเริ่มจากการเปรียบเทียบกิจกรรมย่อยที่สนับสนุน Demand Response ซึ่งระบุไว้ในแผนที่นำทางของ กฟผ. กับกิจกรรมในระบบผลิตและระบบส่งไฟฟ้าที่ระบุในแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สนพ. ซึ่งจะเห็นได้ว่ากิจกรรมย่อยที่ระบุไว้ในสองแผนดังกล่าว มีความสอดคล้องกันเป็นอย่างดี เนื่องจากกิจกรรม ICT Integration และ Demand Response/Demand Side Management ในแผนแม่บทของ สนพ. ได้ถูกกำหนดให้เป็นส่วนหนึ่งของยุทธศาสตร์สมรรถกิริยาของ กฟผ. (ดูรายละเอียดในหัวข้อ ๔.๑.๒) ในขณะที่กิจกรรม Energy Management System ในแผนแม่บทได้ถูกระบุไว้ในยุทธศาสตร์ด้าน Smart Operation ในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. ดังที่ปรากฏในตารางที่ ๔.๑๓ ทั้งนี้สาเหตุหนึ่งที่แผนที่ทั้งสองมีความสอดคล้องกันเป็นอย่างดี อาจเนื่องมาจากแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. ได้ถูกจัดทำในช่วงเวลาใกล้เคียงกับการจัดทำแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สนพ.

ในลำดับต่อมา จะเป็นการเปรียบเทียบกิจกรรมในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ระบุในแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ สนพ. กับกิจกรรมย่อยในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. และ กฟน. จะเห็นได้ว่า ในแผนที่นำทางของทั้ง กฟผ. และ กฟน. ไม่ได้ระบุกิจกรรม Demand Response/ Demand Side Management ซึ่งอยู่ในแผนแม่บท ลงไปอย่างชัดเจน แต่จะระบุกิจกรรมด้านการบริหารจัดการพลังงานในอาคาร (ในแผนที่นำทางของ กฟผ. และ กฟน.) และกิจกรรมด้านการบริหารจัดการพลังงานในบ้านเรือนที่อยู่อาศัย (ในแผนที่นำทางของ กฟน.) ซึ่งมีส่วนช่วยสนับสนุนการดำเนินการด้าน Demand Response ทางอ้อม สำหรับกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับ Smart Meter+AMR/AMI รวมถึง Meter Data Management System ในแผนแม่บทสมรรถกิริยาของ สนพ. นั้น ได้ถูกระบุไว้ในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. และ กฟน. เช่นเดียวกัน โดยในแผนที่นำทางของ กฟผ. ได้ระบุกิจกรรมการติดตั้งมิเตอร์แบบ AMI ในขณะที่การพัฒนา Meter Data Management System (MDMS) ไม่ได้ถูกระบุไว้อย่าง



ชัดเจนในแผน แต่ MDMS ถูกมองว่าเป็นส่วนหนึ่งของภาพโครงข่ายสมาร์ทกริดในระยะสุดท้ายที่เป็นไปได้ ตามแนวคิดของ กฟผ. ในขณะที่แผนที่นำทางของ กฟน. นั้นได้ระบุเพียงกิจกรรมการติดตั้งมิเตอร์แบบ AMR เท่านั้น อย่างไรก็ตาม ในอนาคต กฟน. อาจมีการปรับเปลี่ยนประเภทของมิเตอร์ในกิจกรรม จาก AMR ซึ่งสามารถสื่อสารได้ทางเดียว เป็น AMI ซึ่งสามารถสื่อสารได้สองทาง นอกจากนี้ แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟผ. และ กฟน. ยังได้ระบุกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับ ICT Integration แต่ไม่ได้ระบุชัดเจนถึงกิจกรรมด้านการเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารร่วมกันระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟผ. และ กฟน.) ซึ่งถูกระบุไว้ในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟผ.

หากพิจารณาโครงการ/กิจกรรมย่อยที่ระบุไว้ในโครงการนำร่องของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง จะพบว่าโครงการย่อยป้ายอัจฉริยะ (Smart Billboard) ในโครงการนำร่องสมาร์ทกริด จ. แม่ฮ่องสอนที่ดำเนินการโดย กฟผ. นั้น สนับสนุนกิจกรรมย่อยการจัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์การบริโภคไฟฟ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งถูกระบุไว้ในยุทธศาสตร์ Enabling Demand Response ของแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟผ. เนื่องจากในโครงการ Smart Billboard ได้มีการติดตั้งป้ายอัจฉริยะที่สามารถรายงานการใช้ไฟของผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ในบริเวณโครงการได้ (ดูรายละเอียดในหัวข้อ ๔.๒.๑) สำหรับโครงการย่อยด้านการจัดการพลังงานในอาคารแบบผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนร่วม (BEMS) ในโครงการนำร่องที่ จ. แม่ฮ่องสอนนั้น อาจสามารถมองได้ว่า เกี่ยวข้องกับกิจกรรมของยุทธศาสตร์ Integrated ICT ของแผนที่นำทางของ กฟผ. ในแง่ของการประยุกต์ใช้การเชื่อมโยงข้อมูลของอุปกรณ์และเครื่องมือวัดในระบบจัดการพลังงาน BEMS อย่างไรก็ตาม ยังไม่มีการดำเนินการที่แน่ชัดในโครงการย่อยทั้งสอง ในด้านที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อโครงข่ายสื่อสารร่วมกันระหว่าง กฟผ. กับ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟผ. และ กฟน.)

สำหรับกิจกรรมย่อยในโครงการนำร่องสมาร์ทกริด เมืองพัตยานั้นจะสอดคล้องกับกิจกรรมย่อยที่ระบุไว้ในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟผ. ในส่วนของการติดตั้งระบบมิเตอร์แบบ AMI การเตรียมโครงสร้างพื้นฐานด้านการสื่อสารและ IT และการพัฒนาซอฟต์แวร์วิเคราะห์ข้อมูลสำหรับการตัดสินใจในโครงข่ายสมาร์ทกริด เนื่องจากโครงการนำร่องที่เมืองพัตยาจะใช้ทดสอบผลลัพธ์ของการดำเนินงานด้านการปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน ก่อนขยายผลไปสู่การดำเนินงานทั่วประเทศต่อไป ในส่วนของโครงการนำร่อง Distributed Management System ซึ่งดำเนินการโดย กฟน. นั้นได้ระบุกิจกรรมย่อยในด้านติดตั้งระบบ SCADA/EMS ซึ่งถือได้ว่าเป็นส่วนหนึ่งของกิจกรรมด้านติดตั้งและการพัฒนาเทคโนโลยี ICT ตามที่ได้ระบุไว้ในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟน.

หากจะพิจารณาถึงความสอดคล้องกันระหว่างการจัดดำเนินงานในโครงการนำร่องทั้งสามในแง่ของการสนับสนุนการพัฒนา Demand Response แล้ว จะเห็นได้ว่ากิจกรรมย่อยของทั้งสามโครงการต่างก็มีส่วนช่วยสนับสนุนการพัฒนา Demand Response ในทิศทางที่ต่างกันออกไป ซึ่งถ้าหากมีการปรับทิศทางของกิจกรรมบางอย่างที่เกี่ยวข้องกับ Demand Response ให้ไปในทางที่สอดคล้องกัน ก็จะเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนา Demand Response ในภาพรวมของทั้งประเทศ



๔.๒.๓ การวิเคราะห์แผนที่นำทางและโครงการนำร่องในด้านมาตรการ Demand Response

ในหัวข้อนี้ จะเป็นการวิเคราะห์ความสอดคล้องกันของแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดและโครงการนำร่องของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งในมิติด้านมาตรการ Demand Response ซึ่งถือเป็นปัจจัยสำคัญปัจจัยหนึ่งในการพัฒนา Demand Response โดยมาตรการ Demand Response จะมีความเกี่ยวข้องเชื่อมโยงอย่างสูงกับอุปกรณ์และเทคโนโลยีการสื่อสารที่ใช้ในการดำเนินการด้าน Demand Response ด้วย อย่างไรก็ตาม เนื่องจากยังไม่มีภาระข้อมูลอย่างชัดเจนถึงมาตรการ Demand Response ที่กำลังใช้หรือคาดว่าจะใช้ในแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดและโครงการนำร่องของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ดังนั้นคณะที่ปรึกษาจะทำการคาดคะเนมาตรการ Demand Response ที่อาจมีการนำไปใช้ในอนาคต สำหรับแผนที่นำทางหรือโครงการนำร่องหนึ่งๆ โดยอาศัยข้อมูลจากกิจกรรมย่อย ตลอดจนอุปกรณ์และเทคโนโลยีการสื่อสารที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการด้าน Demand Response ซึ่งได้ระบุไว้ในแผนที่นำทางหรือโครงการนำร่องนั้นๆ โดยการคาดคะเนมาตรการ Demand Response ในหัวข้อนี้ จะยังไม่คำนึงถึงปัจจัยอื่นๆ ที่มีผลต่อการกำหนดมาตรการ Demand Response เช่น กลไกด้านราคาและกลไกการสร้างแรงจูงใจ เป็นต้น

เมื่อพิจารณาแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของ กฟผ. จะพบว่ามีเตรียมการด้านการปรับปรุงระบบสื่อสาร และด้านการเชื่อมโยงข้อมูล ตามยุทธศาสตร์ Integrated ICT การเตรียมจัดตั้งศูนย์ข้อมูลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยอาศัยระบบ Meter Data Management System รวมถึงการเตรียมนำระบบ SCADA/EMS มาใช้ในโครงข่ายไฟฟ้า ถ้าหากการเตรียมการต่างๆ ดังกล่าวเสร็จสิ้นสมบูรณ์ก็จะสามารถรองรับมาตรการ Demand Response ที่มีระยะแจ้งเตือนน้อยกว่า ๑ วัน เช่น Emergency Demand Response Programs, Interruptible Rate หรือ Critical Peak Pricing ได้ ในส่วนของแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟผ. ได้มีการระบุถึงการเตรียมติดตั้งระบบมิเตอร์แบบ AMI และการเตรียมขยายโครงสร้างพื้นฐานด้าน ICT ซึ่งการเตรียมการดังกล่าวนอกจากจะสามารถรองรับมาตรการ Demand Response ประเภทที่กล่าวไปข้างต้นแล้ว ยังสามารถรองรับมาตรการ Demand Response ประเภท Real Time Pricing ได้อีกด้วย เนื่องจากระบบมิเตอร์ AMI สามารถสื่อสารได้ ๒ ทางทั้งขาไปขากลับ และมีคุณสมบัติรองรับการคิดค่าไฟแบบ Real Time ในขณะที่แผนที่นำทางของ กฟผ. ก็ได้ระบุถึงการเตรียมโครงสร้างพื้นฐานด้าน ICT เช่นเดียวกับแผนที่นำทางของ กฟผ. โดยได้มีการเสริมในส่วนบูรณาการระบบควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคาร (BEMS) และ บ้านอยู่อาศัย (HEMS) ด้วย ดังนั้นการเตรียมการของ กฟผ. จึงอาจจะสามารถรองรับมาตรการ Demand Response ประเภท Interruptible Programs และ Direct Load Control ได้ เนื่องจากมีระบบ BEMS และ HEMS ซึ่งสามารถควบคุมเครื่องใช้ไฟฟ้าในอาคารและบ้านที่อยู่อาศัยได้โดยตรง อย่างไรก็ตามยังไม่ได้มีการกล่าวถึงแผนงานการสื่อสารควบคุมจากศูนย์ควบคุมของ กฟผ. ซึ่งหากไม่มีการสื่อสารควบคุมจากศูนย์ควบคุมนี้ก็จะไม่สามารถดำเนินมาตรการ Demand Response ประเภท Interruptible Programs และ Direct Load Control ได้ นอกจากนี้ หากการเตรียมการด้านมิเตอร์ในอนาคตของ กฟผ. เปลี่ยนประเภทมิเตอร์จาก AMR เป็น AMI หรือ Smart Meter ก็จะสามารถรองรับมาตรการ Demand Response ประเภท Real Time Pricing ได้อีกด้วย



ในส่วนของการนำร่องของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง พบว่า มีเพียงโครงการนำร่องสมรรถกฤต จ. แม่ฮ่องสอนของ กฟผ. และโครงการนำร่องสมรรถกฤตเมืองพัทยาของ กฟน. เท่านั้นที่สามารถคาดคะเนมาตรการ Demand Response ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคตได้ โดยมาตรการ Demand Response ที่อาจไปได้ในโครงการย่อย Smart Billboard ของโครงการนำร่อง จ. แม่ฮ่องสอน คือ มาตรการ TOU เนื่องจากป้ายอัจฉริยะจะรายงานเพียงข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารวมในเขตที่รับผิดชอบ โดยที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง ในขณะที่โครงการย่อย BEMS ของโครงการนำร่อง จ. แม่ฮ่องสอน อาจรองรับมาตรการ Demand Response ประเภท Interruptible Programs และ Direct Load Control ได้ ส่วนโครงการนำร่องเมืองพัทยา จะสามารถรองรับมาตรการ Demand Response ต่างๆ ที่ได้ระบุไว้ในส่วนการวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ของแผนที่นำทางสมรรถกฤตของ กฟผ. เนื่องจากการดำเนินงานทุกอย่างในโครงการนำร่องเมืองพัทยานี้ จะสอดคล้องกับกิจกรรมย่อยที่ระบุไว้ในแผนที่นำทางของ กฟผ.

เมื่อมองในภาพรวมถึงมาตรการ Demand Response ที่อาจเกิดขึ้นได้ตามแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายสมรรถกฤตของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ดังที่กล่าวไปข้างต้นแล้ว จะเห็นได้ว่ามาตรการ Demand Response ที่การไฟฟ้าทั้งสามแห่งสามารถดำเนินการร่วมกันได้ในระยะแรก อาจเป็นมาตรการประเภท Emergency หรือ Interruptible Programs โดยมาตรการ Demand Response ประเภท Real Time Pricing อาจนำมาใช้ในระยะต่อมา เมื่อมีการขยายการติดตั้งระบบ Smart Meter/AMI ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้ามากขึ้น

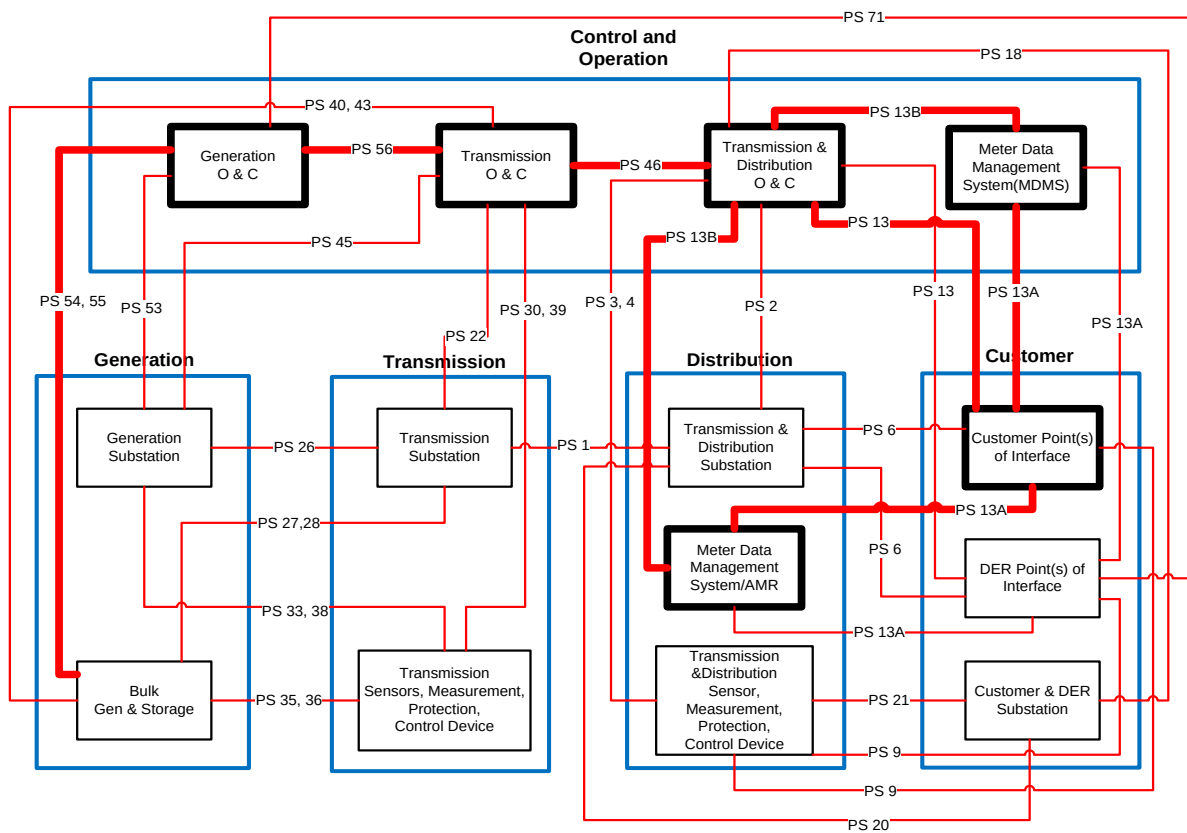
๔.๒.๔ การวิเคราะห์สถานะปัจจุบันของการเชื่อมโยงของระบบสื่อสารระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการด้าน Demand Response

แผนภาพการเชื่อมโยงด้านระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยในปัจจุบัน ในรูปที่ ๔.๖ ซึ่งจัดทำภายใต้โครงการศึกษาของสำนักงาน กกพ. นั้น ได้แสดงเพียงการเชื่อมโยงในระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตซึ่งไม่ได้เน้นการใช้งานในด้านใดด้านหนึ่งโดยเฉพาะ อย่างไรก็ตาม ยังคงมีความจำเป็นในการปรับปรุงแผนภาพการเชื่อมโยงไฟฟ้าเพิ่มเติมเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้าน Demand Response โดยเฉพาะเพื่อให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น จากเหตุผลที่กล่าวมาข้างต้น คณะที่ปรึกษาจะกำหนดแนวคิดในการปรับปรุงแผนภาพการเชื่อมโยงไฟฟ้า โดยเป้าหมายการปรับปรุงในครั้งนี้คือ การพัฒนาการทำงานร่วมกันได้ที่มีประสิทธิภาพและไม่เป็นการลงทุนซ้ำซ้อนเพื่อรองรับการประยุกต์ใช้งานด้าน Demand Response ในประเทศไทย

แนวคิดดังกล่าวเริ่มต้นจากการพิจารณาองค์ประกอบเฉพาะ (Entities) ตลอดจนการเชื่อมโยงกัน (Interfaces) ที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานด้าน Demand Response จากแผนภาพการเชื่อมโยงในปัจจุบัน ซึ่งจากการศึกษาหลักการเบื้องต้นของ Demand Response ทำให้สามารถสรุปได้ว่า การพัฒนา Demand Response จะเริ่มจากศูนย์ควบคุมระบบผลิตไฟฟ้า (Generation Operation and Control) ส่งสัญญาณแสดงความต้องการ Demand Response ไปยังศูนย์ควบคุมระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า (Transmission & Distribution Operation and Control) ซึ่งจะส่งสัญญาณต่อไปยังจุดเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Point(s) of Interface) ทำให้ผู้ใช้



ไฟฟ้าสามารถรับรู้ความต้องการ Demand Response จากแหล่งผลิตไฟฟ้าได้ ส่วนศูนย์ควบคุมระบบผลิตไฟฟ้าจะสามารถรับรู้การตอบสนองต่อ Demand Response ของผู้ใช้ไฟฟ้าจากระบบรวบรวมและประมวลผลจากมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า (Meter Data Management System) ซึ่งจะนำไปสู่การสั่งการสถานีกำเนิดไฟฟ้าย่อย (Generation Substation) ให้ลดกำลังการผลิตไฟฟ้าลง โดยรูปที่ ๔.๗ จะแสดงแผนภาพการเชื่อมโยงไฟฟ้าโดยเน้นเส้นหนาในองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับการทำ Demand Response รวมถึงองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันระบบไฟฟ้า เช่น สถานีส่งและจำหน่ายย่อย (Transmission & Distribution Substation) และ เซ็นเซอร์พร้อมอุปกรณ์ตรวจวัด, ควบคุม, และป้องกันระบบ (Transmission & Distribution Sensors, Measurement, Protection and Control Devices)



รูปที่ ๔.๗ แผนภาพการเชื่อมโยงด้านระบบไฟฟ้ากำลังของประเทศไทยโดยเน้นในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการด้าน Demand Response

รายละเอียดขององค์ประกอบเฉพาะ (Entities) ตลอดจนการเชื่อมโยงกัน (Interfaces) ที่เกี่ยวข้อง ดังที่ได้แสดงในรูปที่ ๔.๗ ซึ่งสรุปจากโครงการศึกษาทบทวนระบบเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและระหว่างประเทศ ของสำนักงาน กกพ. สามารถอธิบายได้ดังตารางที่ ๔.๑๔



ตารางที่ ๔.๑๔ รายละเอียดขององค์ประกอบเฉพาะที่เกี่ยวข้องกับการใช้งานด้าน Demand Response (ที่มา: โครงการศึกษาทบทวนระบบเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและระหว่างประเทศ ปี ๒๕๕๗, สำนักงาน กกพ.)

Entity	Description
Generation Substation	- Centralized facility แปลงแรงดันไฟฟ้าเพื่อระดับการส่งไฟฟ้าและมีโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นในการควบคุม ตรวจสอบและป้องกันการเชื่อมต่ออุปกรณ์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า - สถานีกำเนิดไฟฟ้าย่อยจะตั้งอยู่ที่เดียวกับ Generation facility และเชื่อมต่อระหว่างเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้า
Generation Operation and Control	- ศูนย์ควบคุมระบบผลิตไฟฟ้ามีการคำนึงถึงประเด็นอื่นๆ เพิ่มเติม เช่น ความเชื่อถือได้และความมั่นคงของระบบไฟฟ้า นอกเหนือจาก economic dispatch ตามปกติเท่านั้น
Transmission Operation and Control	- ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า ประกอบไปด้วยการตรวจสอบและควบคุมแบบ real-time
Distribution Operation and Control	- ศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า ประกอบไปด้วยการตรวจสอบและควบคุมแบบ real-time
Transmission Substation	- Centralized facility ช่วยการเปลี่ยนกำลังไฟฟ้าระหว่าง bulk generation and distribution system มีโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นในการควบคุม ตรวจสอบและป้องกันระบบส่งไฟฟ้า สถานีส่งไฟฟ้า ฯลฯ - สถานีส่งย่อย ประกอบด้วย facilities ที่แปลงแรงดันจากแรงดันระบบส่งไปยังแรงดันระบบส่งอื่นๆหรือแรงดันสำหรับจำหน่ายรวมทั้งสถานีเปลี่ยนระดับแรงดันระบบส่ง
Distribution Substation	- Centralized facility ที่มีโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นในการควบคุม ตรวจสอบ และป้องกันระบบจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งนี้ ประกอบไปด้วย transformers, voltage regulating transformers, circuit breakers, capacitor banks



Entity	Description
	- สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อยอาจอยู่ที่เดียวกับสถานีส่งไฟฟ้า ย่อย โดยอาจรวมถึง Distribution switching stations
Meter Data Management System	- เป็นระบบรวบรวมข้อมูลจาก meter ของผู้ใช้ไฟฟ้า และประมวลข้อมูล
Transmission & Distribution Sensors and Measurement Devices	- เซ็นเซอร์และอุปกรณ์การตรวจวัดซึ่งติดตั้งอยู่บน ระบบจำหน่ายแต่ไม่ได้อยู่ใน distribution substation โดยทั่วไปจะมีอุปกรณ์ที่เชื่อมโยงกับ อุปกรณ์การแปลง เช่น ตัวแปลงกระแสหรือแรงดัน ซึ่งประกอบไปด้วยมิเตอร์ oscillographs เซ็นเซอร์ วัดอุณหภูมิ ฯลฯ
Transmission & Distribution Protection and Control Devices	- อุปกรณ์ที่ติดตั้งอยู่บนระบบจำหน่ายที่อยู่ภายนอก สถานีจำหน่ายที่ใช้ในการควบคุมและป้องกันระบบ จำหน่ายไฟฟ้า อุปกรณ์ต่างๆ ประกอบด้วย capacitors, sectionalizers, circuit interrupters, voltage regulators, surge protective devices, ฯลฯ
Customer Point of Interface	- จุดเชื่อมต่อของผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับอุปกรณ์ในสถานที่ ที่อาจสื่อสารกับ entity ภายนอกของโดเมนผู้ใช้ไฟฟ้า อาจเป็นกล่องเชื่อมต่อ, EMS, อุปกรณ์ควบคุมหรือ เชื่อมต่อโดยตรง โดยผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายอาจจะมี จุดเชื่อมต่อมากกว่า 1 จุดได้

ต่อไปนี้จะเป็นการแสดงข้อมูลการเชื่อมโยงกัน (Interfaces) ขององค์ประกอบเฉพาะ (Entities) ในตาราง
ที่ ๔.๑๔ โดยรายละเอียดสำคัญของเส้นการเชื่อมโยง PS54, PS46 และ PS13A สามารถสรุปได้ดังตารางที่ ๔.๑๕



ตารางที่ ๔.๑๕ ข้อมูลการทำงานร่วมกันได้ของอุปกรณ์และระบบในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Interoperability)
(ที่มา: โครงการศึกษาทบทวนระบบเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและระหว่างประเทศ ปี ๒๕๕๗, สำนักงาน กกพ.)

Entity1	Entity2	Interface	การแลกเปลี่ยนข้อมูล		ระบบการสื่อสาร			มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง	
			ข้อมูล	ทิศทาง	ตัวกลาง (Physical Layer)	Data Link Layer	Network Layer	ด้านการส่ง/ รับข้อมูล	ด้านระบบ การสื่อสาร
Generation Operation and Control	Bulk Generation	PS54	1) MW and MVar Flow	ไป	1.1 Optic- fiber	1.1 Ethernet	1.1 IP/MPLS	1.1 IEEE 802.3 Series	1.1 ITU-T (G-series)
					1.2 Microwave	1.2 Ethernet	1.2 IP/MPLS	1.2 IEEE 802.3 Series	1.2 ITU-T G. 723
			2) Bus Voltage		2.1 Optic- fiber	2.1 Ethernet	2.1 IP/MPLS	2.1 IEEE 802.3 Series	2.1 ITU-T (G-series)
					2.2 Microwave	2.2 Ethernet	2.2 IP/MPLS	2.2 IEEE 802.3 Series	2.2 ITU-T G. 723
			3) CB Status		3.1 Optic- fiber	3.1 Ethernet	3.1 IP/MPLS	3.1 IEEE 802.3 Series	3.1 ITU-T (G-series)
					3.2 Microwave	3.2 Ethernet	3.2 IP/MPLS	3.2 IEEE 802.3 Series	3.2 ITU-T G. 723
			4) MW Basepoint, MW Limit		4.1 Optic- fiber	4.1 Ethernet	4.1 IP/MPLS	4.1 IEEE 802.3 Series	4.1 ITU-T (G-series)
					4.2 Microwave	4.2 Ethernet	4.2 IP/MPLS	4.2 IEEE 802.3 Series	4.2 ITU-T G. 723
			5) MVar/Voltage Setpoint, MVar Limit		5.1 Optic- fiber	5.1 Ethernet	5.1 IP/MPLS	5.1 IEEE 802.3 Series	5.1 ITU-T (G-series)
					5.2 Microwave	5.2 Ethernet	5.2 IP/MPLS	5.2 IEEE 802.3 Series	5.2 ITU-T G. 723
			6) Unit Ramprate		6.1 Optic- fiber	6.1 Ethernet	6.1 IP/MPLS	6.1 IEEE 802.3 Series	6.1 ITU-T (G-series)



Entity1	Entity2	Interface	การแลกเปลี่ยนข้อมูล		ระบบการสื่อสาร			มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง	
			ข้อมูล	ทิศทาง	ตัวกลาง (Physical Layer)	Data Link Layer	Network Layer	ด้านการส่ง/ รับข้อมูล	ด้านระบบ การสื่อสาร
					6.2 Microwave	6.2 Ethernet	6.2 IP/MPLS	6.2 IEEE 802.3 Series	6.2 ITU-T G. 723
			7) Unit Control Status		7.1 Optic-fiber	7.1 Ethernet	7.1 IP/MPLS	7.1 IEEE 802.3 Series	7.1 ITU-T (G-series)
					7.2 Microwave	7.2 Ethernet	7.2 IP/MPLS	7.2 IEEE 802.3 Series	7.2 ITU-T G. 723
			8) Protection and Special Protection		8.1 Optic-fiber	8.1 Ethernet	8.1 IP/MPLS	7.1 IEEE 802.3 Series	8.1 ITU-T (G-series)
					8.2 Microwave	8.2 Ethernet	8.2 IP/MPLS	7.2 IEEE 802.3 Series	8.2 ITU-T G. 723
			1) MW Basepoint, MW Limit	กลับ	1.1 Optic-fiber	1.1 Ethernet	1.1 IP/MPLS	1.1 IEEE 802.3 Series	1.1 ITU-T (G-series)
					1.2 Microwave	1.2 Ethernet	1.2 IP/MPLS	1.2 IEEE 802.3 Series	1.2 ITU-T G. 723
			2) MVar/Voltage Setpoint, MVar Limit		2.1 Optic-fiber	2.1 Ethernet	2.1 IP/MPLS	2.1 IEEE 802.3 Series	2.1 ITU-T (G-series)
					2.2 Microwave	2.2 Ethernet	2.2 IP/MPLS	2.2 IEEE 802.3 Series	2.2 ITU-T G. 723
			3) Unit Control Status		3.1 Optic-fiber	3.1 Ethernet	3.1 IP/MPLS	3.1 IEEE 802.3 Series	3.1 ITU-T (G-series)
					3.2 Microwave	3.2 Ethernet	3.2 IP/MPLS	3.2 IEEE 802.3 Series	3.2 ITU-T G. 723
Transmission Operation and Control	Transmission and Distribution Operation and Control	PS46	สำหรับจุด Delivery Point ระหว่าง EGAT S/S กับ PEA S/S	ไป-กลับ	1.1 Optic-fiber	1.1 Ethernet	1.1 IP/MPLS	1.1 IEEE 802.3 Series	1.1 ITU-T (G-series)
			1) Power Flow info (P,Q,V,I)						



Entity1	Entity2	Interface	การแลกเปลี่ยนข้อมูล		ระบบการสื่อสาร			มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง	
			ข้อมูล	ทิศทาง	ตัวกลาง (Physical Layer)	Data Link Layer	Network Layer	ด้านการส่ง/ รับข้อมูล	ด้านระบบ การสื่อสาร
					1.2 Microwave	1.2 Ethernet	1.2 IP/MPLS	1.2 IEEE 802.3 Series	1.2 ITU-T G. 723
			2) SW Pos, CB Pos.		2) ...	2) ...	2) ...	2) ...	2) ...
			3) U/F relay status		3) ...	3) ...	3) ...	3) ...	3) ...
			4) Voice		4.1) VHF (167.525 MHz)	ไม่มี	ไม่มี	ไม่มี	ไม่มี
					4.2) Party Line				
Meter Data Management System/AMR	Customer Point(s) of Interface	PS13A	ไม่มีการส่งข้อมูลให้ Meter	ไป					
			ข้อมูลที่ได้รับมาจาก Meter เช่น	กลับ	Optical Fiber Cable	MPLS (Multi Protocol Label Switching)	IPv4	MODBUS,	RFC 3032 (MPLS Label Stack Encoding),
			- Voltage (kV)					DLMS,	RFC 791 ,793
			- Current (A)					DNP3,	
			- Active Power (MW)					Proprietary	
			- Reactive Power (MVar)						
			- Power Factor (PF)						

อย่างไรก็ตาม พบว่าเส้นการเชื่อมโยงบางเส้นระหว่างการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ได้แก่ PS56, PS13 และ PS13B ยังคงขาดรายละเอียดของข้อมูลการเชื่อมโยง ซึ่งอาจมีสาเหตุเนื่องจากเป็นเส้นการเชื่อมโยงเฉพาะภายใน การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (สำหรับ PS56) หรือองค์ประกอบเฉพาะบางอย่างเช่น MDMS ยังไม่ได้มีการใช้งานในระบบจริง ทำให้ขาดการเชื่อมโยงกันในส่วนของ PS13 และ PS13B ซึ่งเป็นการเชื่อมโยงระหว่าง MDMS และ Transmission Distribution O&C ซึ่งอาจส่งผลให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายไม่สามารถรับรู้ความต้องการใช้ไฟฟ้า



ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของ กฟน. และ กฟภ. ได้อย่างรวดเร็วและฉับไว ประเด็นดังกล่าวอาจทำให้เกิดข้อจำกัดในการดำเนินมาตรการ Demand Response ในบางประเภท เช่น มาตรการ Direct Load Control ซึ่งการไฟฟ้าทั้งสามแห่งต้องการข้อมูลการใช้ไฟฟ้าแบบ Real Time

คณะที่ปรึกษาจะศึกษาประเด็นที่กล่าวมาข้างต้นอย่างละเอียดอีกครั้งในบทที่ ๘ พร้อมเสนอหนทางในการปรับปรุงต่อไป

เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response และการกระจาย Demand Response ในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย

ในปัจจุบันนี้ประเทศไทยได้เริ่มมีการวางแผนในการดำเนินการ Demand Response เพื่อช่วยลดการใช้ไฟฟ้าในประเทศ ซึ่งการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ได้แก่ กฟผ., กฟภ. และ กฟน. ได้เริ่มวางแผนในการดำเนินการ Demand Response ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต โดยการเริ่มมีแผนการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์และมิเตอร์ประเภท Automatic Meter Reading (AMR) ในพื้นที่ต่างๆ ของประเทศไทย เช่น แผนการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์จำนวน ๑๑๖,๓๐๘ เครื่อง ในโครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด เมืองพัทยา จ. ชลบุรี ของ กฟภ., แผนการติดตั้งมิเตอร์ประเภท Automatic Meter Reading (AMR) จำนวน ๓๐,๐๐๐ เครื่องในพื้นที่การดูแลของ กฟน., เป็นต้น นอกจากนี้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานได้มีดำริที่จะผลักดันการดำเนินการ Demand Response ให้เกิดผลสัมฤทธิ์และสามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้โดยเร็ว เช่น สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี ๒๕๖๐ เป็นต้น ดังนั้นขณะที่ปรึกษาจึงวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response ของประเทศไทย และการกระจายสัดส่วนของ Demand Response ในแต่ละพื้นที่ของประเทศ โดยผลจากการวิเคราะห์จะช่วยบ่งบอกได้ว่าประเทศไทยควรจะดำเนินการ Demand Response เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าอย่างไร เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงที่สุด

สำหรับการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response ของประเทศไทย และการกระจายสัดส่วนของ Demand Response ในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทยนั้น ขณะที่ปรึกษาจะพิจารณาการผลิตไฟฟ้าโดยรวมและการผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย โดยจะนำมาเปรียบเทียบกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งพิจารณารวมถึงสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้าที่ทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้น้อยลง เพื่อนำมาวิเคราะห์หากำลังไฟฟ้าที่ควรลดลงจากการดำเนินการ Demand Response โดยประโยชน์ที่เกิดขึ้น ได้แก่ (๑) ช่วยทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้มากขึ้น ลดการเกิดไฟฟ้าดับบริเวณกว้าง (๒) ลดต้นทุนหน่วยผลิตไฟฟ้าสุดท้าย (Marginal Generation Cost) และ (๓) ช่วยเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคต

ในบทนี้ขณะที่ปรึกษาได้แบ่งหัวข้อการนำเสนอออกเป็น ๔ หัวข้อ ดังนี้

- (๑) ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response
- (๒) การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในประเทศไทย
- (๓) การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคเหนือ
- (๔) การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
- (๕) การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก



- (๖) การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล
- (๗) การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคใต้
- (๘) การพิจารณาประโยชน์ของ Demand Response ต่อกรณีเหตุการณ์ขัดข้องในระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน. และ กฟภ.)
- (๙) การพิจารณาการดำเนินการ Demand Response เพื่อจูงใจผู้ใช้ไฟฟ้า

๕.๑ ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response

ที่มาของข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response ของประเทศไทย และการกระจายสัดส่วนของ Demand Response สามารถแบ่งออกได้เป็น ๒ ส่วน ดังนี้

- (๑) กำลังผลิตไฟฟ้า และ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทยและในแต่ละพื้นที่
- (๒) เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้า

๕.๑.๑ กำลังผลิตไฟฟ้า และ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทยและในแต่ละพื้นที่

กำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย สามารถพิจารณาได้จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๕๘ – ๒๕๗๙ (แผน PDP 2015) ซึ่งแสดงดังตารางที่ ๓.๑ โดยในข้อมูลดังกล่าว จะแสดงถึงโครงการโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างและจะปลดออกในแต่ละปี นอกจากนี้ยังแสดงถึงกำลังผลิตไฟฟ้า และความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปี



ตารางที่ ๕.๑ รายละเอียดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. ๒๕๕๘ – ๒๕๗๙

ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2557	27,633	กำลังผลิตไฟฟ้า ถึง ธันวาคม 2557		37,612	16.6
2558	29,051	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 2,377 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 988 MW กัลฟ์ เจพี ยูที ชุดที่ 1-2 (ม.ย.,ธ.ค.) 2x800 MW เขื่อนแควน้อย เครื่องที่ 1-2 2x15 MW แสงอาทิตย์ห้วยสะแก 5 MW เขื่อนขุนด่านปราการชล 10 MW เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์ 6.7 MW เขื่อนแม่กลอง เครื่องที่ 1-2 2x6 MW หงสา เครื่องที่ 1-2 (ม.ย.-พ.ย.) 2x491 MW	- - ก๊าซฯ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังน้ำ พลังน้ำ พลังน้ำ ลิกไนต์	43,623	24.7
2559	30,218	ปลด ขนอม เครื่องที่ 2 (ม.ย.) -70.2 MW ปลด ขนอม ชุดที่ 1 (ก.ค.) -678 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 271 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 1,240 MW พระนครเหนือ ชุดที่ 2 (ม.ค.) 848.3 MW ทดแทน ขนอม ชุดที่ 1 (ก.ค.) 930 MW เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 1-2 (พ.ย.) 270 MW เขื่อนบางลาง (ปรับปรุง) 12 MW แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร 0.3 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW หงสา เครื่องที่ 3 (ม.ค.) 491 MW	ก๊าซฯ/น้ำมัน ก๊าซฯ - - ก๊าซฯ ก๊าซฯ ถ่านหิน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ ลิกไนต์	46,947	35.2
2560	31,385	ปลด บางปะกง ชุดที่ 3 (ม.ค.) -314 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -180 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 283 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 1,929 MW เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 3-4 (ม.ค.) 270 MW เขื่อนก๊วกอหมา 5.5 MW ลำตะคอง ระยะที่ 2 24.0 MW	ก๊าซฯ - - - ถ่านหิน พลังน้ำ พลังลม	48,965	33.9
2561	32,429	ปลด บางปะกง ชุดที่ 4 (ม.ค.) -314 MW ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 4-7 (พ.ย.) -560 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -42 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 288 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 733 MW ลำตะคอง (สื่อกลับ) เครื่องที่ 3-4 (ก.พ.) 2x250 MW แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 4-7 (พ.ย.) 600 MW เขื่อนคลองตรอน 2.5 MW พลังน้ำห้วยเขื่อนจุฬาภรณ์ 1.3 MW ชีวมวล กฟผ. 4 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ แม่เมาะ 1 MW แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้ากระบี่ 2 MW	ก๊าซฯ ลิกไนต์ - - - พลังน้ำ ลิกไนต์ พลังน้ำ พลังน้ำ ชีวมวล พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์	50,196	33.8



ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2562	33,635	ปลต วังน้อย ชุดที่ 1-2 (ม.ค.) -1,224 MW ปลต ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -185 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 330 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 532 MW บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2 (เม.ย.) 1,300 MW พระนครใต้ ทดแทนเครื่องที่ 1-5 (เม.ย.) 1,300 MW ถ่านหินกระบี่ เครื่องที่ 1 (ธ.ค.) 800 MW แสงอาทิตย์ อ่างเก็บน้ำห้วยเป็ด 2 MW พลังน้ำบ้านจันเคย์ 18 MW หล้าเนเปียร์ จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ 4 MW พลังงานลม จังหวัดภูเก็ต 4 MW สปป.ลาว (เซเปียน) (ก.พ.) 354 MW สปป.ลาว (น้ำเจียบ 1) (ก.ค.) 269 MW สปป.ลาว (ไชยะบุรี) (ค.ค.) 1,220 MW	ก๊าซฯ - - - ก๊าซฯ ก๊าซฯ ถ่านหิน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ พืชพลังงาน พลังงานลม พลังน้ำ พลังน้ำ พลังน้ำ	54,921	36.6
2563	34,808	ปลต พระนครใต้ ชุดที่ 1 (ม.ค.) -316 MW ปลต ไตรเอนเนอีย จำกัด (มิ.ย) -700 MW ปลต ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -242 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 358 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 72 MW เชื้อเพลิงจาก 14 MW แสงอาทิตย์เขื่อนน้ำพุง 2 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์อ่างเก็บน้ำห้วยทราย 2 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2 10 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW	ก๊าซฯ ก๊าซฯ - - - พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ พลังงานลม	54,141	36.3
2564	35,775	ปลต ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -213 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 280 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 228 MW กัลฟิ เอสอาร์ซี ชุดที่ 1 (มี.ค.-ค.ค.) 1,250 MW ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1 1,000 MW พลังน้ำท้ายเขื่อนลำตะคอง 1.5 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าชัยภูมิ 2 10 MW แสงอาทิตย์ เขื่อนสิรินธร 2 MW พลังงานลม กฟผ. 2 MW	- - - ก๊าซฯ ถ่านหิน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์	56,701	35.1
2565	36,776	ปลต แม่เมาะ เครื่องที่ 8-9 (ม.ค.) -540 MW ปลต พระนครใต้ ชุดที่ 2 (ม.ค.) -562 MW ปลต ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -150 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 277 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 30 MW กัลฟิ เอสอาร์ซี ชุดที่ 2 (มี.ค.-ค.ค.) 1,250 MW แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 8-9 450 MW พระนครใต้ ทดแทนชุดที่ 1-2 1,300 MW เขื่อนลำปาว 1 MW ฝ่ายโยธธ-พนมไพร 4 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าน้ำพอง 2 MW แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร 10 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW	ลิกไนต์ ก๊าซฯ - - - ก๊าซฯ ลิกไนต์ ก๊าซฯ พลังน้ำ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ พลังงานลม	58,788	37.1



ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2566	37,740	ปลด วังน้อย ชุดที่ 3 (ม.ค.) -686 MW ปลด ฮีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็กตริก (มี.ค.) -350 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -41 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 208 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 8 MW กัลฟ์ พิตี ชุดที่ 1 (มี.ค.-ต.ค.) 1,250 MW วังน้อย ทดแทนชุดที่ 1-2 1,300 MW เขื่อนปรางมนบุรี 1.5 MW ฝ่ายมหาสารคาม 3 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าบุรีรัมย์ 2 MW พลังงานลมเขายายเที่ยงใต้ 50 MW	ก๊าซฯ ก๊าซฯ - - - ก๊าซฯ ก๊าซฯ พลังน้ำ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังลม	60,533	37.4
2567	38,750	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -680 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 420 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 126 MW กัลฟ์ พิตี ชุดที่ 2 (มี.ค.-ต.ค.) 1,250 MW ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 2 1,000 MW ฝ่ายพญาแมน 2 MW ฝ่ายธาตุน้อย 2 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW เขื่อนลำตะเพิน 1.2 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าท่าตะโก 2 MW	- - - ก๊าซฯ ถ่านหิน พลังน้ำ พลังน้ำ พืชพลังงาน พลังน้ำ แสงอาทิตย์	62,661	39.4
2568	39,752	ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 10-13 (ม.ค.) -1,080 MW ปลด น้ำพอง ชุดที่ 1-2 (ม.ค.) -650 MW ปลด โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ (ส.ค.) -700 MW ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี เครื่องที่ 1-2 (ต.ค.) -1,440 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -236 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 490 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 36 MW วังน้อย ทดแทนชุดที่ 3 1,300 MW ฝ่ายชนบท 1.5 MW แสงอาทิตย์ เขื่อนอุบลรัตน์ 2 MW ฝ่ายบางปะกง 2 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ เขื่อนน้ำพุง 2 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW	ลิกไนต์ ก๊าซฯ ก๊าซฯ ก๊าซฯ/น้ำมัน - - - ก๊าซฯ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ พลังลม	60,403	36.1
2569	40,791	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -5 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 333 MW จุฬารักษ์ (สุบกลับ) เครื่องที่ 1-2 2x400 MW เขื่อนห้วยเสลา 1.5 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW เขื่อนคลองสียัด 1.5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW พลังงานลมอ่าวไทย 10 MW ลีโอฟ้าต่างประเทศ 700 MW	- - พลังน้ำ พลังน้ำ พืชพลังงาน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	62,260	30.4



ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2570	41,693	ปลด บางปะกง เครื่องที่ 3 (ม.ค.) -576 MW ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี ชุดที่ 1-2 (เม.ย.) -1,360 MW ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี ชุดที่ 3 (ต.ค.) -681 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -7 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 303 MW ฝ่ายห้วยนา 1 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซฯ/น้ำมันเตา ก๊าซฯ ก๊าซฯ - - พลังน้ำ พลังลม พลังน้ำ	60,645	24.6
2571	42,681	ปลด บางปะกง เครื่องที่ 4 (ม.ค.) -576 MW ปลด โกลว์ โอพีที (ก.พ.) -713 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -103 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 295 MW ศรีนครินทร์ (สุมกลับ) เครื่องที่ 1-3 3x267 MW ฝ่ายลำโดมใหญ่ 2 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW ฝ่ายกมลาไสย 1 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW พลังงานลม จังหวัดสมุทรสาคร 30 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซฯ/น้ำมันเตา ก๊าซฯ - - พลังน้ำ พลังน้ำ พืชพลังงาน พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังลม พลังน้ำ	61,097	20.5
2572	43,489	ปลด สปป.ลาว (ห้วยเหาะ) (ก.ย.) -126 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 313 MW เชื้อนห้วยโสมง 1 MW แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ากำแพงเพชร 3 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	พลังน้ำ - พลังน้ำ แสงอาทิตย์ พลังลม พลังน้ำ	61,993	19.7
2573	44,424	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 313 MW เชื้อนแม่ขาน 16 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	- พลังน้ำ พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	63,037	18.4
2574	45,438	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -40 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 349 MW เชื้อนคลองหลวง 1 MW พลังงานลม กฟผ. 5 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	- - พลังน้ำ พลังลม พลังน้ำ	64,052	17.3
2575	46,296	ปลด บีแอลซีพี เพาเวอร์ เครื่องที่ 1 (ม.ค.) -673 MW ปลด บีแอลซีพี เพาเวอร์ เครื่องที่ 2 (ก.พ.) -673 MW ปลด กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น ชุดที่ 1 (พ.ค.) -734 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -9 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 356 MW บางปะกง ทดแทนชุดที่ 3-4 1,300 MW เชื้อนแม่วงศ์ 12 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ถ่านหิน ถ่านหิน ก๊าซฯ - - ก๊าซฯ พลังน้ำ พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	64,345	15.0



ปี	ความต้องการไฟฟ้า สูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/	ชนิด เชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า ตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2576	47,025	ปลด กัลป์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น ชุดที่ 2 (ก.พ.) -734 MW ปลด ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 1 (ก.พ.) -700 MW ปลด ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 2 (พ.ค.) -700 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 371 MW บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 3-4 1,300 MW ถ่านหิน เครื่องที่ 4 1,000 MW พลังงานลม กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซ ก๊าซ ก๊าซ - ก๊าซ ถ่านหิน พลังลม พลังน้ำ	65,592	15.0
2577	47,854	ปลด กระบี่ เครื่องที่ 1 (ม.ค.) -315 MW ปลด จันทะ ชุดที่ 1 (ม.ค.) -710 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -21 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 453 MW กังหันแก๊ส เครื่องที่ 1 250 MW ถ่านหิน เครื่องที่ 5 (ภาคใต้) 1,000 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	น้ำมันเตา ก๊าซ - - ดีเซล ถ่านหิน พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	66,965	15.0
2578	48,713	ปลด พระนครใต้ ชุดที่ 3 (ม.ค.) -710 MW ปลด บางปะกง ชุดที่ 5 (ม.ค.) -710 MW ปลด สป.ลาว (น้ำเหิน 2) (ม.ค.) -948 MW ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก -90 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 489 MW กังหันแก๊ส เครื่องที่ 2-4 750 MW ถ่านหิน เครื่องที่ 6 1,000 MW นิวเคลียร์ เครื่องที่ 1 1,000 MW พลังงานลม กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซ ก๊าซ พลังน้ำ - - ดีเซล ถ่านหิน ยูเรเนียม พลังลม พลังน้ำ	68,456	15.3
2579	49,655	ปลด พระนครเหนือ ชุดที่ 1 (ม.ค.) -670 MW ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก 580 MW กังหันแก๊ส เครื่องที่ 5 250 MW นิวเคลียร์ เครื่องที่ 2 1,000 MW ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 10 MW แสงอาทิตย์ กฟผ. 10 MW ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 700 MW	ก๊าซ - ดีเซล ยูเรเนียม พืชพลังงาน แสงอาทิตย์ พลังน้ำ	70,335	15.3
กำลังผลิตไฟฟ้าถึง ธันวาคม 2557				37,612	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น ในช่วงปี 2558-2579				57,459	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2558-2579				-24,736	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ ณ สิ้นปี 2579				<u>70,335</u>	เมกะวัตต์

หมายเหตุ 1/ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศเกิดขึ้นในช่วงเดือน มี.ค. - พ.ค. เวลา 14:00 - 15:00 น. ของทุกปี

2/ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ณ สิ้นปี

3/ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด ณ เดือนที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

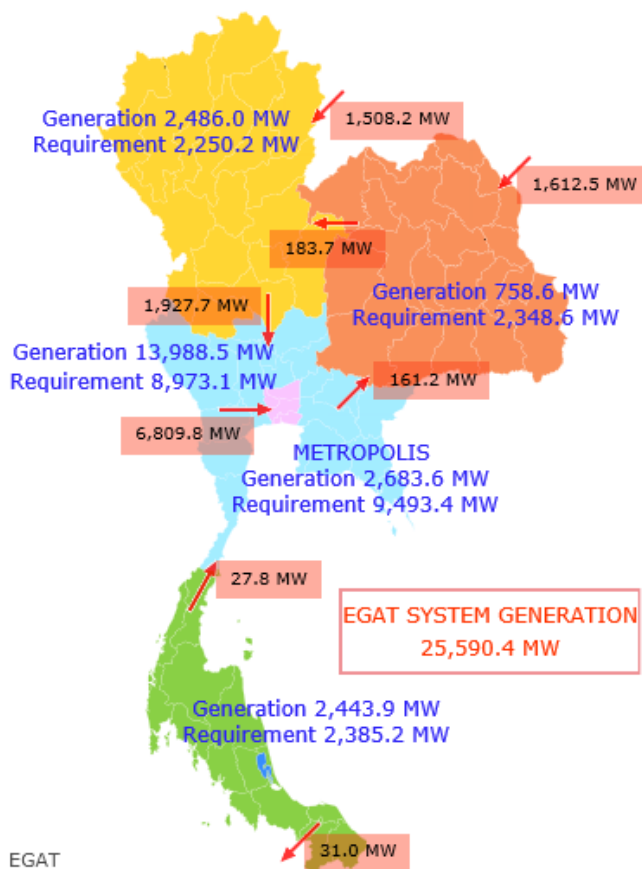
4/ กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าใหม่สามารถเปลี่ยนแปลงตามเทคโนโลยีในอนาคตที่เหมาะสม



จากตารางจะพบว่าจะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและปลดโรงไฟฟ้าออกในแต่ละปี ส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมีค่าเปลี่ยนแปลงไปในแต่ละปี โดยในปี พ.ศ. ๒๕๗๙ คาดว่าจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดรวม ๗๐,๓๓๕ เมกะวัตต์ ในส่วนของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทยก็จะมีค่าเพิ่มขึ้นในแต่ละปีเช่นเดียวกัน โดยในปี พ.ศ. ๒๕๗๙ คาดว่าจะความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของทั้งประเทศจะมีค่ารวม ๔๙,๖๕๕ เมกะวัตต์

สำหรับในการวิเคราะห์กำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ที่จะพิจารณาจาก รูปที่ ๕.๑ ซึ่งเป็นตัวอย่างข้อมูลการกระจายกำลังไฟฟ้าไปยังพื้นที่ต่างๆ โดยตัวอย่างข้อมูลดังกล่าวนำมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (www.so.egat.co.th) ซึ่งกล่าวถึงสถานการณ์ผลิตไฟฟ้าและส่งจ่ายไฟฟ้าของประเทศไทยในเวลาต่างๆ

สถานการณ์ผลิตและส่งจ่ายไฟฟ้า 17/05/2016 11:37



รูปที่ ๕.๑ สถานการณ์ผลิตไฟฟ้าและส่งจ่ายไฟฟ้าของประเทศไทยในเวลาต่างๆ
(ที่มา www.so.egat.co.th)

จากรูปจะพบว่าการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย จะสามารถแบ่งออกเป็น ๕ พื้นที่ได้ ดังนี้



๑) พื้นที่ภาคเหนือ : ในวันที่ ๑๗ พฤษภาคม ๒๕๕๙ เวลา ๑๑.๓๗ น. ภาคเหนือมีความต้องการไฟฟ้า ๒,๒๕๐.๒ เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า ๒,๔๘๖ เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ๑,๕๐๘.๒ เมกะวัตต์ รับกำลังไฟฟ้าจากภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ๑๘๓.๗ เมกะวัตต์ และจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ภาคตะวันตก ๑,๙๒๗.๗ เมกะวัตต์

๒) พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ภาคอีสาน) : ในวันที่ ๑๗ พฤษภาคม ๒๕๕๙ เวลา ๑๑.๓๗ น. ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีความต้องการไฟฟ้า ๘,๙๗๓.๑ เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า ๗๕๘.๖ เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ๑,๖๑๒.๕ เมกะวัตต์ รับกำลังไฟฟ้าจากภาคตะวันออก ๑๖๑.๒ เมกะวัตต์ และจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ภาคเหนือ ๑๘๓.๗ เมกะวัตต์

๓) พื้นที่ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก : ในวันที่ ๑๗ พฤษภาคม ๒๕๕๙ เวลา ๑๑.๓๗ น. ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตกมีความต้องการไฟฟ้า ๘,๙๗๓.๑ เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า ๑๓,๙๘๘.๕ เมกะวัตต์ รับกำลังไฟฟ้าจากภาคเหนือ ๑,๙๒๗.๗ เมกะวัตต์ รับกำลังไฟฟ้าจากภาคใต้ ๒๗.๘ เมกะวัตต์ จ่ายกำลังไฟฟ้าให้ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ๑๖๑.๒ เมกะวัตต์ และจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กรุงเทพฯและปริมณฑล ๖,๘๐๙.๘ เมกะวัตต์

๔) พื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล : ในวันที่ ๑๗ พฤษภาคม ๒๕๕๙ เวลา ๑๑.๓๗ น. กรุงเทพฯ และปริมณฑลมีความต้องการไฟฟ้า ๙,๔๙๓.๔ เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า ๒,๖๘๓.๖ เมกะวัตต์ และรับกำลังไฟฟ้าจากภาคตะวันตก ๖,๘๐๙.๘ เมกะวัตต์

๕) พื้นที่ภาคใต้ : ในวันที่ ๑๗ พฤษภาคม ๒๕๕๙ เวลา ๑๑.๓๗ น. ภาคใต้มีความต้องการไฟฟ้า ๒,๓๘๕.๒ เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า ๒,๔๔๓.๙ เมกะวัตต์ จ่ายกำลังไฟฟ้าให้ภาคตะวันตก ๒๗.๘ เมกะวัตต์ และจ่ายไฟฟ้าให้ต่างประเทศ ๓๑ เมกะวัตต์

สำหรับการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยนั้น พื้นที่ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก จะมีกำลังผลิตไฟฟ้ามากที่สุดซึ่งช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าให้พื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑลปริมาณมาก และพื้นที่ที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด คือ กรุงเทพฯ และปริมณฑล ซึ่งเป็นพื้นที่ที่เป็นศูนย์กลางของความเจริญในประเทศในด้านเศรษฐกิจและการค้า มีห้างสรรพสินค้า อาคาร และโรงแรมเป็นจำนวนมากซึ่งทำให้มีการใช้ไฟฟ้าเป็นปริมาณมาก สำหรับพื้นที่ที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าน้อย เช่น ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และ พื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล จะต้องรับกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่อื่นเป็นจำนวนมาก ซึ่งต้องควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ทั่วถึงกับความต้องการไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า



๕.๑.๒ เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้า

เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้าเป็นเหตุการณ์ที่ทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้า หรือจ่ายไฟฟ้าได้ ซึ่งทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงและความเชื่อถือได้ลดลง อาจส่งผลให้เกิดความขัดข้องในระบบไฟฟ้าและเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ ซึ่งเหตุการณ์เหล่านี้ ได้แก่ เหตุการณ์หยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า, เหตุการณ์ซ่อมบำรุงท่อจ่ายก๊าซธรรมชาติ, เหตุการณ์สายส่งไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ชำรุด, เหตุการณ์สายส่งไฟฟ้าจาก กฟผ. ไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้าขัดข้อง, และ เหตุการณ์ที่ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นต้น โดยจะสามารถแก้ปัญหาหรือบรรเทาผลกระทบจากเหตุการณ์เหล่านี้ได้ด้วยการลดการใช้ไฟฟ้า เช่น การประยุกต์ใช้มาตรการ Demand Response นั้นเอง

สำหรับตัวอย่างเหตุการณ์วิกฤตในประเทศไทยที่ผ่านมา ตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๕๘ มีดังต่อไปนี้

๑) เหตุการณ์แหล่งก๊าซฯ ยาดานาหยุดซ่อมบำรุงฯ ในวันที่ ๕ – ๑๔ เมษายน ๒๕๕๖ ซึ่งทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจำนวน ๔,๑๐๐ เมกะวัตต์ ในพื้นที่ภาคตะวันตก ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ในกรณีเหตุการณ์แหล่งก๊าซธรรมชาติยาดานาหยุดซ่อมบำรุงฯ ในวันที่ ๕ – ๑๔ เมษายน ๒๕๕๖ ทำให้ไม่สามารถรับก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่ามาใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เนื่องจากประเทศไทยใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติร้อยละ ๗๐ ในการผลิตไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยแบ่งเป็นแหล่งจ่ายจากพม่าร้อยละ ๔๐ และแหล่งจ่ายจากอ่าวไทยร้อยละ ๖๐ ก๊าซธรรมชาติจากพม่าที่ส่งให้ประเทศไทยเป็นปริมาณวันละ ๑,๑๐๐ ล้านลูกบาศก์ฟุต ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ ๖,๔๐๐ เมกะวัตต์ เทียบเท่ากับร้อยละ ๒๕ ของกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละวัน ซึ่งถ้าหากกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนนี้หายไปย่อมส่งผลกระทบต่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในประเทศ

สำหรับที่มาของก๊าซ ๑,๑๐๐ ล้านลูกบาศก์ฟุตนั้นมาจากแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติจากพม่ามายังไทย ๒ แหล่ง คือ แหล่งยาดานา ซึ่งสามารถจ่ายก๊าซได้ ๖๕๐ ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และเขตากุนจ่ายก๊าซได้ ๔๕๐ ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อย่างไรก็ตามการใช้ก๊าซในโรงไฟฟ้าฝั่งตะวันตกจะต้องนำก๊าซจากแหล่งยาดานา และเขตากุนมาผสมกัน เพราะก๊าซยาดานามีค่าความร้อนราว ๗๒๐ บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต เมื่อผสมกับก๊าซที่เขตากุนซึ่งมีความร้อนราว ๑,๑๓๐ บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต จึงจะมีค่าความร้อนตรงตามที่ต้องการแบบไว้ใช้ในโรงไฟฟ้าที่ราว ๘๓๕ บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต ซึ่งไม่สามารถใช้ก๊าซจากแหล่งเดียวมาผลิตไฟฟ้าได้ ทำให้ก๊าซขาดหายจากระบบไปรวม ๑,๑๐๐ ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยโรงไฟฟ้าฝั่งตะวันตกของประเทศไทยประกอบด้วย โรงไฟฟ้าราชบุรี โรงไฟฟ้าราชบุรี พาวเวอร์ โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าไตรเอนเนอयी และโรงไฟฟ้าวังน้อย จึงต้องหยุดการผลิตที่ใช้ก๊าซลงโดยคาดว่าจะใช้น้ำมันเตาประมาณ ๘๖ ล้านลิตร และน้ำมันดีเซล ๔๗ ล้านลิตร มาผลิตไฟฟ้าทดแทนแต่จะมีโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าวังน้อยที่ต้องหยุดเดินเครื่อง เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่ออกแบบสำหรับใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ไม่สามารถใช้น้ำมันผลิตไฟฟ้าแทนได้ ทำให้โรงไฟฟ้า



ทั้งหมดที่มีกำลังผลิต ๘,๒๐๐ เมกะวัตต์ แต่กำลังผลิตจริงประมาณ ๖,๔๐๐ เมกะวัตต์ เมื่อเปลี่ยนมาใช้น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซลกำลังผลิตไฟฟ้าที่ขาดหายไปจะมีประมาณ ๔,๑๐๐ เมกะวัตต์

๒) เหตุการณ์สภาพเมียนมาร์หยุดส่งก๊าซเพื่อหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน ในวันที่ ๓๑ ธันวาคม ๒๕๕๖ - ๑๔ มกราคม ๒๕๕๗ ซึ่งทำให้ผลิตไฟฟ้าลดลง ๓,๐๐๐ เมกะวัตต์ ในพื้นที่ภาคตะวันตก ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ในกรณีสภาพเมียนมาร์หยุดส่งก๊าซเพื่อหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน ในวันที่ ๓๑ ธันวาคม ๒๕๕๖ - ๑๔ มกราคม ๒๕๕๗ รวมเป็นเวลา ๑๕ วัน ส่งผลกระทบต่อโรงไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันตก ได้แก่ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าบางปะกง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรีเพาเวอร์ และโรงไฟฟ้าไตรเอนเนอร์ยี ซึ่งทำให้ก๊าซธรรมชาติหายไปเป็นจำนวน ๑,๑๐๐ ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เมื่อเปลี่ยนมาใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลกำลังผลิตไฟฟ้าที่ขาดหายไปจะมีประมาณ ๓,๐๐๐ เมกะวัตต์

๓) เหตุการณ์การซ่อมท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาด ๓๒ นิ้ว ของแหล่งบงกช ระหว่างวันที่ ๑๐ - ๒๗ เมษายน ๒๕๕๗ ซึ่งทำให้ผลิตไฟฟ้าลดลง ๑๐๐ เมกะวัตต์ ในพื้นที่ภาคใต้ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ในกรณีเหตุการณ์การซ่อมท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาด ๓๒ นิ้ว ของแหล่งบงกช ระหว่างวันที่ ๑๐ - ๒๗ เมษายน ๒๕๕๗ รวมเป็นเวลา ๑๗ วัน ทำให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จ่ายให้ระบบหายไป ๖๓๐ ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าในภาคใต้ต้องเปลี่ยนมาใช้น้ำมันเตา และก๊าซ LPG จากแหล่งใกล้เคียงมาช่วยเสริมในการผลิตไฟฟ้าแทน ซึ่งทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าลดลง ๑๐๐ เมกะวัตต์ ซึ่งสามารถสถานะการผลิตไฟฟ้าและการจ่ายไฟฟ้าให้อยู่ในสภาวะปกติได้

๔) เหตุการณ์ปิดซ่อมท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งก๊าซในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (JDA-A18) ระหว่างวันที่ ๑๓ มิถุนายน - ๑๐ กรกฎาคม ๒๕๕๗ ซึ่งทำให้ผลิตไฟฟ้าลดลง ๑๕๐ เมกะวัตต์ ในพื้นที่ภาคใต้ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ในกรณีเหตุการณ์ปิดซ่อมท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งก๊าซในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (JDA-A18) ระหว่างวันที่ ๑๓ มิถุนายน - ๑๐ กรกฎาคม ๒๕๕๗ รวมเป็นเวลา ๒๘ วัน ทำให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จ่ายให้ระบบหายไป ๔๒๐ ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการผลิตกระแสไฟฟ้าในภาคใต้ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA นั้น เป็นเชื้อเพลิงให้กับ โรงไฟฟ้าจะนะ โรงที่ ๑ จ.สงขลา ซึ่งมีกำลังการผลิตประมาณ ๗๐๐ เมกะวัตต์ ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าในภาคใต้มีกำลังผลิตไฟฟ้าลดลง ๗๐๐ เมกะวัตต์ ทำให้ภาคใต้ไม่รองรับมาตรฐานความมั่นคง N-1 ซึ่งต้องดำเนินการลดการใช้ไฟฟ้า หรือ Demand Response เพื่อช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือมากขึ้น



๕) เหตุการณ์ปิดซ่อมท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งก๊าซในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (JDA-A18) ระหว่างวันที่ ๒๑ - ๒๕ กรกฎาคม ๒๕๕๘ ซึ่งทำให้ผลิตไฟฟ้าลดลง ๘๔๐ เมกะวัตต์ ในพื้นที่ภาคใต้ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ในกรณีเหตุการณ์ปิดซ่อมท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งก๊าซในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (JDA-A18) ระหว่างวันที่ ๒๑ - ๒๕ กรกฎาคม ๒๕๕๘ รวมเป็นเวลา ๕ วัน ทำให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จ่ายให้ระบบหายไป ๔๒๐ ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการผลิตกระแสไฟฟ้าในภาคใต้ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA นั้น เป็นเชื้อเพลิงให้กับ โรงไฟฟ้าจะนะ โรงที่ ๒ จ.สงขลา ซึ่งมีกำลังการผลิตประมาณ ๘๔๐ เมกะวัตต์ ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าในภาคใต้มีกำลังผลิตไฟฟ้าลดลง ๘๔๐ เมกะวัตต์ ทำให้ภาคใต้ไม่รองรับมาตรฐานความมั่นคง N-1 ซึ่งต้องดำเนินการลดการใช้ไฟฟ้า หรือ Demand Response เพื่อช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือมากขึ้น

๖) เหตุการณ์วิกฤตในพื้นที่กรุงเทพฯ และ ปริมณฑล

สำหรับเหตุการณ์วิกฤตในพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑลนั้นมีเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ๒ เหตุการณ์ ได้แก่ เหตุการณ์อุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าชำรุดของ กฟน. ชำรุด ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าลดลง ๕๐ เมกะวัตต์ ในเดือนมกราคม ปี ๒๕๕๖ และ เกิดความขัดข้องในระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟน. ทำให้กำลังไฟฟ้าลดลง ๗๔.๑๙ เมกะวัตต์ ในเดือนกุมภาพันธ์ ปี ๒๕๕๗

๕.๒ การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในประเทศไทย

ในการวิเคราะห์กำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในประเทศนั้นจะพิจารณาจากข้อมูลความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ผ่านมา (จากเว็บไซต์ www.egat.co.th) ซึ่งบอกถึงการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ - ๒๕๕๘ และ พิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศในปี พ.ศ. ๒๕๕๖ - ๒๕๕๘ จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2010)

สำหรับข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๙ - ๒๕๗๙ จะนำมาจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP2015)

ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าในประเทศจะนำมาเทียบสัดส่วนกับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละชั่วโมงของเดือนในปี ๒๕๕๕ ซึ่งแบ่งเป็นวันทำงาน (วันจันทร์ - ศุกร์), วันเสาร์ และวันอาทิตย์ ดังตารางที่ ๖.๒ - ๖.๔ ซึ่งนำมาเปรียบเทียบกับอัตราส่วนให้ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและแต่ละปีให้ตรงกับข้อมูลจาก กฟผ. (พ.ศ. ๒๕๕๖ - ๒๕๕๘) และ ข้อมูลในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP2015 (พ.ศ. ๒๕๕๙ - ๒๕๗๙)



ตารางที่ ๕.๒ ตารางแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันอาทิตย์ ปี ๒๕๕๕

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	7,417.30	10,739.80	9,009.80	9,147.00	9,315.30	9,592.90	9,523.90	9,033.40	8,404.80	7,723.30	7,978.30	7,646.90
2	7,233.00	10,570.50	8,637.40	8,904.90	8,872.90	8,873.10	9,035.50	8,699.40	7,992.30	7,276.10	7,635.30	7,379.10
3	6,979.00	10,169.60	8,167.10	8,494.70	8,394.90	8,284.40	8,805.50	8,213.30	7,663.50	6,921.00	7,416.30	7,114.50
4	6,764.40	9,903.70	7,918.80	8,273.70	8,185.70	8,031.10	8,589.80	7,984.10	7,465.80	6,769.80	7,215.00	7,056.40
5	6,683.30	9,748.10	7,705.70	7,864.40	7,911.70	7,767.80	8,413.20	7,685.00	7,331.80	6,673.00	7,222.90	7,062.20
6	6,993.70	10,152.80	8,100.70	7,989.60	8,057.70	8,111.60	8,827.70	8,013.30	7,514.30	6,969.50	7,689.80	7,427.40
7	7,358.20	9,990.60	8,079.50	7,881.50	8,022.00	7,892.50	8,686.30	7,958.80	7,568.60	7,227.90	7,990.50	7,597.10
8	7,574.60	9,818.50	8,178.20	7,970.50	8,169.40	8,289.40	8,731.70	8,001.30	7,705.20	7,641.00	8,010.00	7,780.80
9	8,359.60	11,056.10	8,952.00	9,108.20	9,255.30	8,776.30	9,126.40	8,755.20	8,411.00	8,423.20	8,379.00	8,501.30
10	8,658.70	11,248.80	9,098.80	9,456.80	9,541.70	9,299.10	9,619.00	9,131.70	8,626.10	8,693.90	8,448.80	8,574.90
11	8,716.20	11,342.40	9,338.30	9,784.30	9,760.50	9,744.60	9,829.20	9,444.50	8,724.20	8,879.10	8,362.60	8,806.10
12	8,806.60	11,339.90	9,520.10	9,707.80	9,907.10	9,789.70	9,814.60	9,574.20	8,767.60	8,892.00	8,292.90	8,786.10
13	8,230.10	10,702.60	9,038.20	9,125.70	9,376.70	9,428.40	9,377.80	9,126.90	8,405.10	8,732.40	8,125.40	8,230.40
14	8,647.10	11,473.30	9,708.30	9,548.80	9,879.40	9,868.10	9,660.40	9,463.40	8,857.50	8,899.30	8,279.80	8,677.40
15	8,777.40	11,646.50	9,693.10	9,723.20	9,765.70	9,800.10	9,807.50	9,532.10	8,901.00	8,954.60	8,328.90	8,773.20
16	8,893.60	11,560.00	9,647.50	9,862.70	9,705.90	9,797.00	9,810.00	9,399.20	8,730.80	8,968.30	8,334.80	8,804.50
17	8,958.30	11,240.00	9,660.50	9,664.50	9,441.70	9,591.60	9,686.00	9,447.60	8,582.00	8,796.00	8,541.60	8,860.20
18	8,678.00	10,956.90	9,180.70	9,050.80	8,870.00	9,188.00	9,400.80	9,265.80	8,327.80	8,934.30	9,220.20	9,153.20
19	9,804.80	11,852.30	9,997.90	9,294.30	9,417.70	9,875.40	9,895.10	9,756.10	8,930.40	9,695.60	9,924.00	9,795.30
20	9,911.30	12,271.40	10,494.60	9,630.10	10,123.40	10,659.20	10,347.50	10,395.20	9,404.80	9,488.20	9,712.80	9,697.90
21	9,683.80	12,011.00	10,237.30	9,698.80	10,110.80	10,610.80	10,259.30	10,179.10	9,300.80	9,202.20	9,310.40	9,396.20
22	9,015.00	11,290.70	9,721.00	9,629.40	9,805.60	10,273.10	10,087.30	9,570.70	8,732.50	8,690.70	8,809.10	8,817.60
23	8,334.80	10,742.10	9,332.80	9,394.40	9,689.40	9,665.20	9,846.60	9,234.50	8,350.40	8,231.20	8,210.60	8,226.10
24	7,959.80	11,189.50	9,346.20	9,462.00	9,455.50	9,633.90	9,171.00	9,460.50	8,551.30	7,772.20	8,132.30	7,943.40



ตารางที่ ๕.๓ ตารางแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันเสาร์ ปี ๒๕๕๕

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	7,582.00	11,265.50	9,264.30	8,487.90	9,483.80	8,486.70	9,887.10	9,208.40	7,857.10	8,357.30	7,968.10	8,068.20
2	7,344.40	10,910.10	8,832.10	8,211.40	9,295.30	8,411.60	9,595.00	9,013.30	7,908.80	8,334.90	7,707.60	7,874.90
3	7,110.60	10,523.30	8,610.70	7,970.00	8,947.40	8,313.60	9,338.80	8,814.30	7,742.00	8,164.90	7,568.90	7,578.60
4	6,949.20	10,348.50	8,346.00	7,737.10	8,810.70	8,022.70	9,009.50	8,534.00	7,519.20	7,958.50	7,384.20	7,395.50
5	6,930.60	10,135.70	8,123.10	7,472.10	8,382.60	7,916.60	8,900.00	8,534.70	7,561.50	7,835.00	7,523.50	7,510.20
6	7,343.50	10,530.90	8,317.20	7,628.70	8,551.90	8,326.90	9,432.70	8,837.60	8,536.60	8,108.10	7,940.60	7,797.30
7	7,950.80	10,956.40	8,627.80	7,780.60	8,505.30	8,319.20	9,511.20	8,966.90	8,887.90	8,424.30	8,582.10	8,293.00
8	8,224.00	11,349.30	8,991.10	8,385.00	9,020.70	8,914.40	9,703.70	9,276.20	9,403.60	8,896.80	8,621.60	8,221.90
9	9,456.00	13,206.50	10,946.40	10,304.50	10,873.00	10,992.50	11,072.70	10,940.50	11,225.30	10,712.50	10,200.20	9,683.50
10	10,401.70	14,514.90	11,705.80	11,033.30	11,690.20	11,590.30	11,680.50	11,593.20	11,900.10	11,242.00	10,827.10	10,112.40
11	10,523.40	14,658.00	11,778.70	11,218.10	11,792.20	11,979.60	11,940.00	11,971.00	11,851.40	11,530.20	11,007.40	10,258.60
12	10,402.70	14,529.30	11,897.70	11,346.20	11,824.60	12,051.60	11,901.80	11,992.70	11,366.80	11,426.60	10,907.10	10,201.50
13	9,690.80	13,444.80	10,867.60	10,186.20	10,663.90	10,985.30	11,076.90	11,082.00	10,280.00	10,510.40	10,219.70	9,265.80
14	10,282.40	14,677.60	12,023.80	11,265.80	11,577.10	12,189.90	11,721.00	12,051.30	11,217.30	11,394.80	11,171.10	10,219.50
15	10,625.30	14,765.90	12,109.00	11,609.90	11,581.50	12,188.70	11,891.10	12,159.20	11,339.60	11,472.90	11,243.20	10,289.10
16	10,708.30	14,709.30	12,027.70	11,378.30	11,447.30	11,967.80	11,729.50	11,934.50	11,273.10	11,494.00	11,159.30	10,337.10
17	10,564.40	14,414.50	11,817.70	10,768.80	11,106.70	11,607.90	11,461.30	11,293.90	10,824.60	11,186.20	11,058.70	10,370.30
18	10,006.20	13,510.60	11,084.30	9,762.90	10,248.70	10,906.50	10,601.10	10,690.90	10,001.60	10,831.30	11,091.30	10,076.70
19	10,506.10	14,029.10	11,265.00	9,406.50	10,188.10	10,507.00	10,993.30	10,671.70	10,144.20	10,964.60	11,332.70	10,485.90
20	10,624.30	14,195.30	11,564.20	9,871.50	10,805.50	10,863.10	11,290.90	11,026.60	10,374.00	10,924.40	10,653.10	10,194.50
21	10,264.60	13,651.80	11,362.10	10,005.90	10,916.50	10,896.00	11,253.80	10,806.10	10,113.80	10,311.70	9,893.80	9,669.30
22	9,463.70	13,034.80	10,725.90	9,903.00	10,523.70	10,395.90	10,956.90	10,222.10	9,659.50	9,657.90	9,634.00	9,024.50
23	8,930.80	12,267.50	10,361.20	9,562.30	10,319.10	10,140.20	10,640.10	9,966.10	9,323.40	9,232.10	9,158.20	8,696.60
24	8,233.30	11,770.50	9,913.50	9,166.80	10,234.90	9,702.90	9,945.40	9,491.90	8,799.70	9,076.10	8,647.10	8,300.90

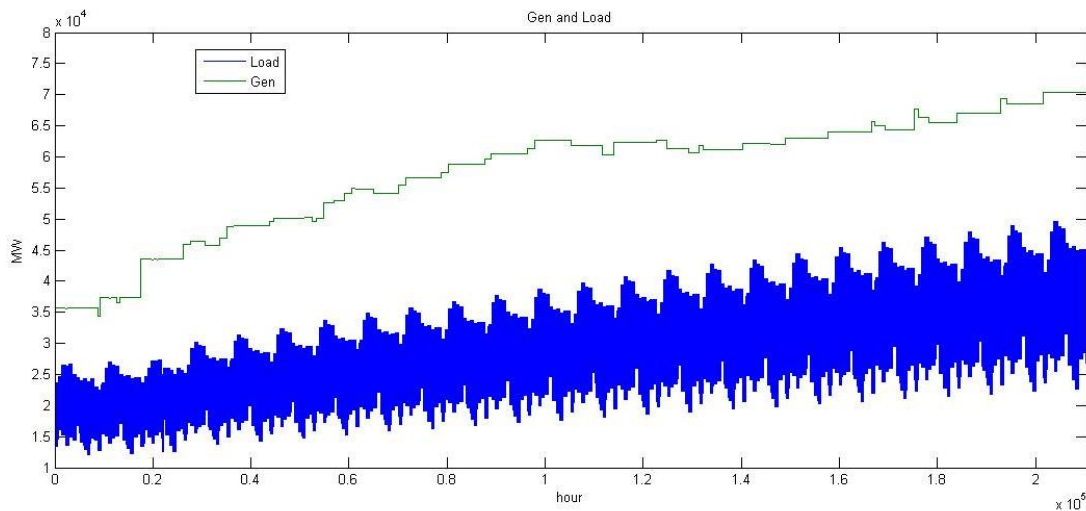


ตารางที่ ๕.๔ ตารางแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันทำงาน ปี ๒๕๕๕

ชั่วโมงที่	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายชั่วโมงในแต่ละเดือน (kW)											
	เดือน 1	เดือน 2	เดือน 3	เดือน 4	เดือน 5	เดือน 6	เดือน 7	เดือน 8	เดือน 9	เดือน 10	เดือน 11	เดือน 12
1	7,744.00	10,863.30	8,989.30	9,867.20	9,413.60	8,699.50	9,596.00	8,661.20	8,375.00	8,308.80	7,812.60	7,657.10
2	7,532.90	10,565.90	8,568.50	9,348.70	9,149.10	8,481.90	9,232.70	8,361.30	8,203.20	8,180.10	7,639.60	7,459.40
3	7,362.80	10,270.90	8,290.70	8,964.10	8,868.60	8,286.90	9,020.00	8,181.10	8,020.50	7,979.20	7,430.00	7,310.90
4	7,220.80	10,137.40	8,153.30	8,703.10	8,734.10	8,057.50	8,814.70	7,901.60	7,697.30	7,746.20	7,293.60	7,143.80
5	7,336.70	10,149.00	8,110.70	8,505.40	8,560.20	8,060.70	8,769.20	7,935.50	7,797.80	7,785.50	7,469.90	7,379.00
6	8,003.60	10,626.20	8,438.40	8,839.90	8,932.70	8,504.10	9,302.90	8,423.90	8,207.90	8,399.20	8,056.10	7,992.80
7	8,615.70	10,973.00	8,750.50	9,016.90	9,020.50	8,611.80	9,582.70	8,815.30	8,787.80	8,858.30	8,659.00	8,428.40
8	9,042.60	11,868.80	9,656.30	10,269.00	10,029.30	9,719.10	9,923.70	9,547.90	9,991.00	9,660.30	8,973.40	8,676.60
9	10,554.70	13,750.00	11,931.30	13,219.00	12,843.00	12,316.60	11,094.30	11,684.90	12,320.60	12,130.00	10,707.50	10,020.10
10	11,159.40	14,286.00	12,676.60	13,942.50	13,671.50	13,004.20	11,699.90	12,480.40	12,974.20	12,945.70	11,256.20	10,462.80
11	11,323.80	14,484.30	12,972.70	14,243.40	13,945.10	13,313.00	11,811.20	12,963.10	13,497.60	13,164.20	11,447.80	10,581.80
12	11,274.60	14,402.60	13,035.00	14,033.00	13,939.50	13,358.50	11,824.10	12,911.70	13,481.20	12,892.40	11,460.20	10,566.80
13	10,263.40	13,184.70	11,695.40	12,593.30	12,619.50	11,984.70	11,002.50	11,766.50	12,381.70	11,606.30	10,498.70	9,557.20
14	11,387.90	14,749.80	13,291.20	14,323.20	14,091.30	13,360.90	12,077.40	12,967.30	13,736.30	13,029.00	11,733.10	10,735.80
15	11,628.90	14,942.10	13,373.20	14,536.30	14,127.30	13,481.50	12,267.20	13,105.00	13,843.60	13,188.10	11,796.10	10,842.50
16	11,727.50	14,884.20	13,310.90	14,302.40	13,997.20	13,369.60	12,207.90	12,993.50	13,334.30	13,016.00	11,742.70	10,869.10
17	11,548.40	14,404.10	12,750.60	13,516.80	13,274.90	12,576.20	11,817.20	12,385.10	12,568.30	12,443.60	11,446.20	10,968.30
18	10,914.90	13,495.60	11,433.70	11,875.40	11,547.70	11,092.40	10,803.40	11,111.10	10,870.50	11,479.40	10,964.90	10,621.60
19	11,464.00	14,196.00	12,044.70	11,908.10	11,631.00	10,948.90	11,109.90	11,393.30	10,898.90	11,680.10	11,249.10	11,169.40
20	11,550.20	14,309.40	12,288.10	12,408.80	12,111.80	11,332.30	11,592.20	11,762.60	10,992.70	11,555.50	11,098.50	11,005.40
21	11,008.20	13,755.40	11,941.20	12,305.10	12,043.90	11,129.30	11,524.50	11,520.20	10,838.40	11,015.80	10,497.80	10,361.30
22	9,746.70	12,616.20	10,984.80	11,365.90	11,354.70	10,298.70	11,073.20	10,561.70	10,106.80	10,103.70	9,523.80	9,382.30
23	9,359.10	12,647.20	10,645.90	11,305.20	11,121.20	10,155.80	10,964.60	10,304.60	9,726.50	9,857.30	9,318.30	8,994.00
24	8,745.20	11,974.20	10,052.10	10,729.70	10,584.50	9,579.20	10,469.00	9,868.50	9,207.90	9,274.10	8,690.10	8,414.70



เมื่อนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๕.๒ ซึ่งแสดงถึงกำลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง



รูปที่ ๕.๒ กำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงในประเทศไทย (ปี ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙)

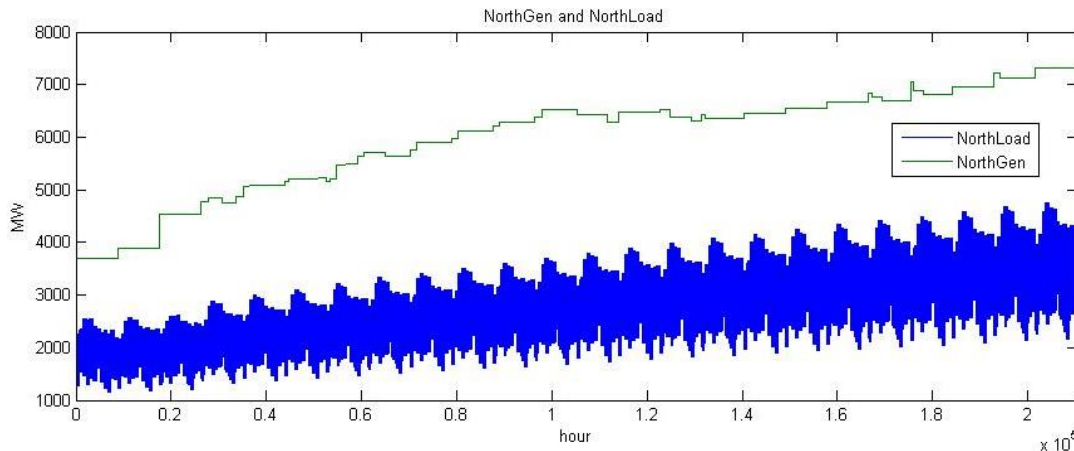
จากรูปจะเห็นว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีค่าสูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศมาก ซึ่งทำให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมากกว่าร้อยละ ๑๕ ซึ่งคิดจากสมการดังนี้

$$\text{กำลังไฟฟ้าสำรอง (\%)} = \frac{\text{กำลังผลิตไฟฟ้า} - \text{โหลด}}{\text{โหลด}} \times 100$$

ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าเปรียบเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย การดำเนินการ Demand Response อาจจะไม่มีความจำเป็น อย่างไรก็ตามการดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยให้ลดต้นทุนหน่วยผลิตไฟฟ้าสุดท้าย (Marginal Generation Cost) ได้ซึ่งเป็นประโยชน์ในด้านเศรษฐศาสตร์

๕.๓ การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคเหนือ

เมื่อนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เปรียบเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๕.๓ ซึ่งแสดงถึงกำลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง

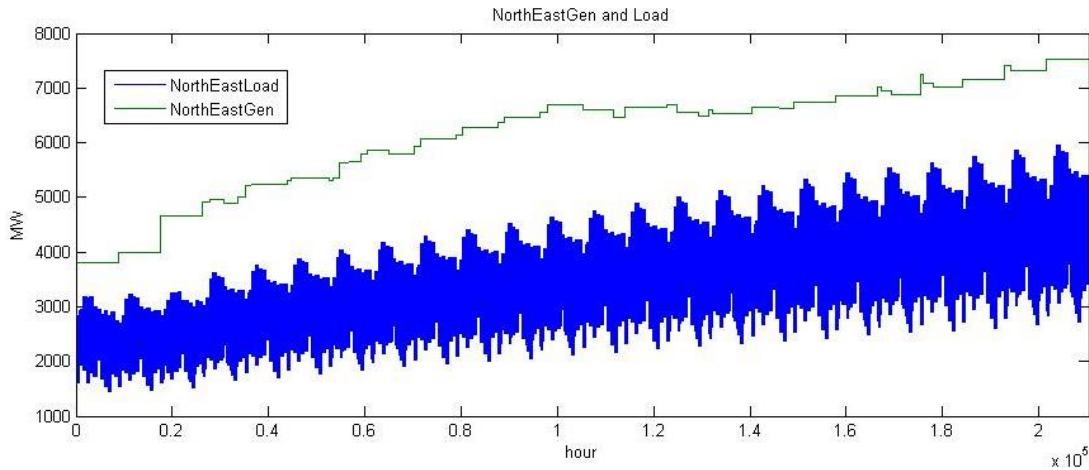


รูปที่ ๕.๓ กำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงในพื้นที่ภาคเหนือ (ปี ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙)

จากรูปจะเห็นว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมีค่าสูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศมาก ซึ่งทำให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมากกว่าร้อยละ ๑๕ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าเปรียบเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย การดำเนินการ Demand Response อาจจะไม่มีความจำเป็น อย่างไรก็ตามการดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยลดต้นทุนหน่วยผลิตไฟฟ้าสุดท้าย (Marginal Generation Cost) ได้ซึ่งเป็นประโยชน์ในด้านเศรษฐศาสตร์

๕.๔ การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

เมื่อนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๕.๔ ซึ่งแสดงถึงกำลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง

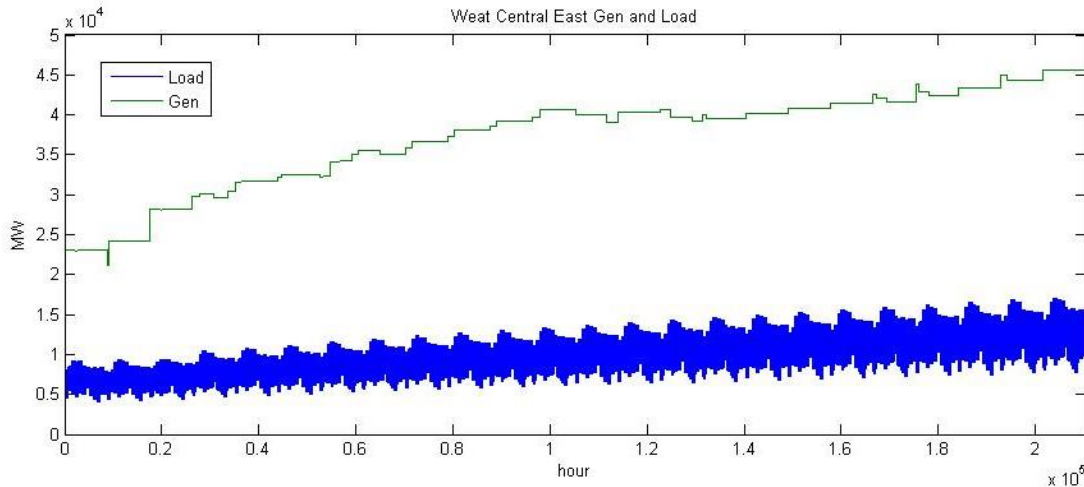


รูปที่ ๕.๔ กำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ปี ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙)

จากรูปจะเห็นว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมีค่าสูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศมาก ซึ่งทำให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมากกว่าร้อยละ ๑๕ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าเปรียบเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย การดำเนินการ Demand Response อาจจะไม่มีความจำเป็น อย่างไรก็ตามการดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยลดต้นทุนหน่วยผลิตไฟฟ้าสุดท้าย (Marginal Generation Cost) ได้ซึ่งเป็นประโยชน์ในด้านเศรษฐศาสตร์

๕.๕ การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคกลาง ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคตะวันตก

เมื่อนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๕.๕ ซึ่งแสดงถึงกำลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง

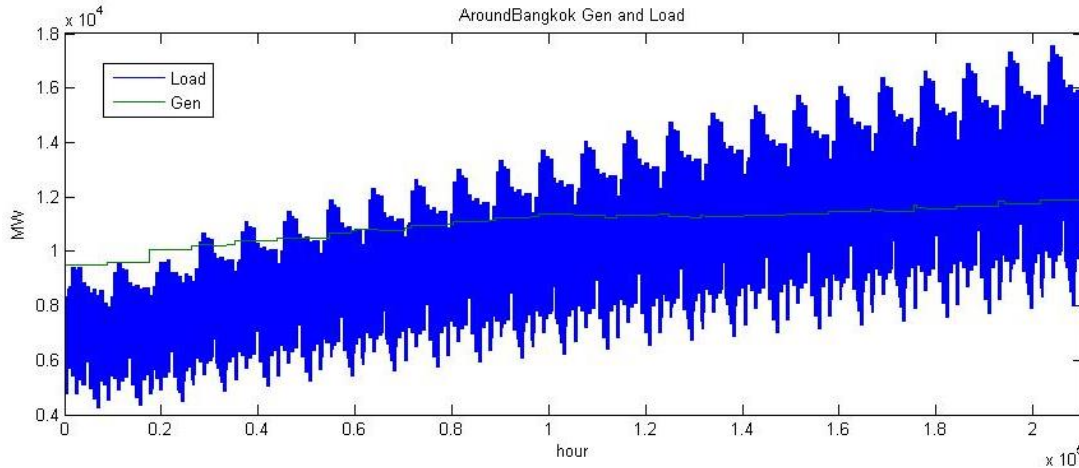


รูปที่ ๕.๕ กำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงในพื้นที่ภาคกลาง ภาคตะวันออกและภาคตะวันตก (ปี ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙)

จากรูปจะเห็นว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมีค่าสูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศมาก ซึ่งทำให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมากกว่าร้อยละ ๑๕ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าเปรียบเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย การดำเนินการ Demand Response อาจจะไม่มีความจำเป็น อย่างไรก็ตามการดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยลดต้นทุนหน่วยผลิตไฟฟ้าสุดท้าย (Marginal Generation Cost) ได้ซึ่งเป็นประโยชน์ในด้านเศรษฐศาสตร์

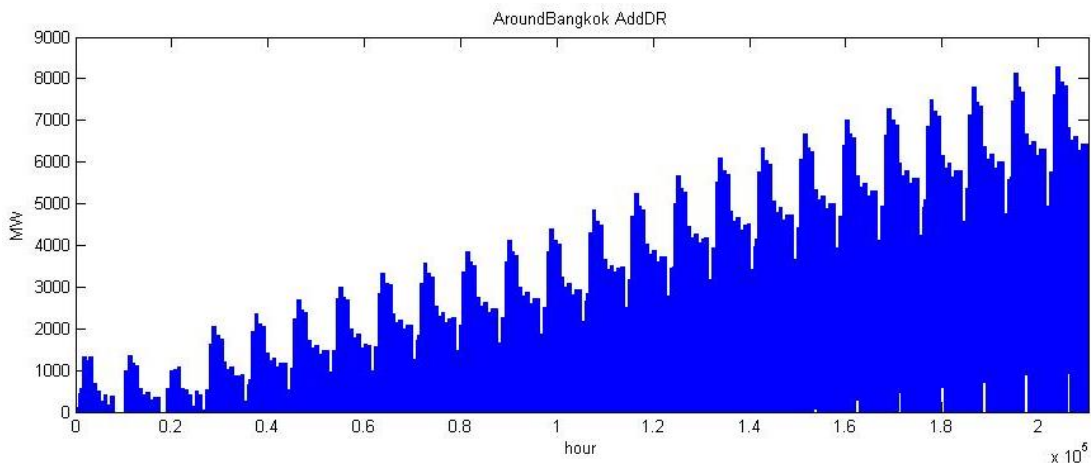
๕.๖ การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล

เมื่อนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๕.๖ ซึ่งแสดงถึงกำลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง



รูปที่ ๕.๖ กำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงในพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล (ปี ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙)

จากรูปจะเห็นว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมีค่าสูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศเพียงแค่ ๓ ปีแรกเท่านั้น อย่างไรก็ตามถ้าต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มากกว่าร้อยละ ๑๕ พบว่า เมื่อพิจารณากำลังผลิตเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล การดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยให้ระบบไฟฟ้าดีขึ้น โดยต้องดำเนินการ Demand Response ตามรูปที่ ๕.๗ ซึ่งแสดงถึงแนวโน้มในการดำเนินการ Demand Response ที่เพิ่มขึ้นทุกๆ ปี นอกจากนี้ต้องรับกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่อื่นเพิ่มขึ้นอีกด้วยถ้าศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ไม่เพียงพอ และ Demand Response มีประโยชน์ในด้านการลดต้นทุนหน่วยผลิตไฟฟ้าสุดท้าย (Marginal Generation Cost) ซึ่งเป็นประโยชน์ในด้านเศรษฐศาสตร์

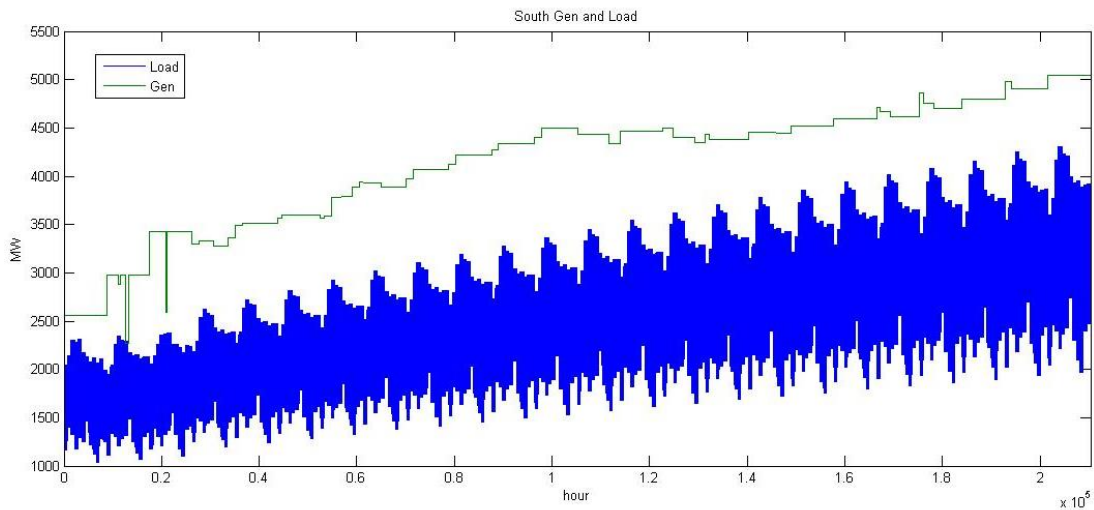


รูปที่ ๕.๗ การดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล



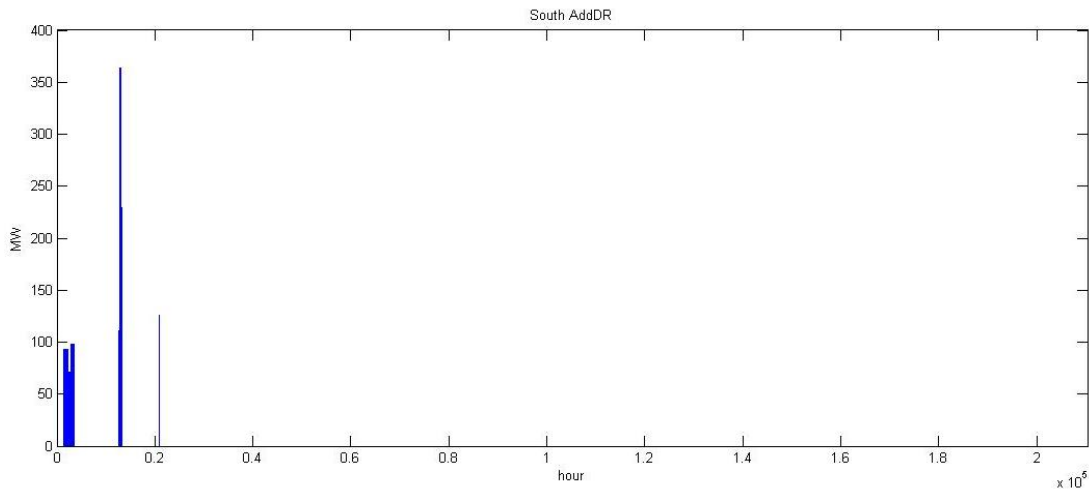
๕.๗ การวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response ในภาคใต้

เมื่อนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๕.๘ ซึ่งแสดงถึงกำลังไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมง



รูปที่ ๕.๘ กำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงในพื้นที่ภาคใต้ (ปี ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙)

จากรูปจะเห็นว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยมีค่าสูงกว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศทุกๆ ปี อย่างไรก็ตามถ้าต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มากกว่าร้อยละ ๑๕ พบว่าเมื่อพิจารณากำลังผลิตเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ภาคใต้ การดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยให้ระบบไฟฟ้าดีขึ้น โดยต้องดำเนินการ Demand Response ตามรูปที่ ๕.๙ ซึ่งมีต้องดำเนินการ Demand Response ในช่วงที่เกิดเหตุการณ์วิกฤต (ในปี ๒๕๕๖ – ๒๕๕๘) ดังนั้นพื้นที่ภาคใต้ควรดำเนินการ Demand Response ทุกๆ ปี เพื่อรองรับเหตุการณ์วิกฤตในอนาคต นอกจากนี้อาจจะต้องรับกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่อื่นเพิ่มขึ้นอีกด้วยถ้าศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ไม่เพียงพอ และ Demand Response มีประโยชน์ในด้านการลดต้นทุนหน่วยผลิตไฟฟ้าสุดท้าย (Marginal Generation Cost) ซึ่งเป็นประโยชน์ในด้านเศรษฐศาสตร์



รูปที่ ๕.๙ การดำเนินการ Demand Response ในภาคใต้

จากการวิเคราะห์พื้นที่ที่ควรดำเนินการ Demand Response ในประเทศไทย พบว่า พื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล และพื้นที่ภาคใต้ ควรจะดำเนินการ Demand Response มากที่สุด

๕.๘ การพิจารณาประโยชน์ของ Demand Response ต่อกรณีเหตุการณ์ขัดข้องในระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน. และ กฟน.)

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึง การวิเคราะห์การดำเนินการ Demand Response ในระบบปฏิบัติการของประเทศไทย เช่น ในกรณีที่เกิดความขัดข้องการจากด้านสายส่ง เช่น รถชนเสา-เกี่ยวสาย และส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับในบริเวณที่มีผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเจ้าหน้าที่จากการไฟฟ้าจำเป็นต้องแก้ปัญหาด้วยวิธีการย้ายโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าอื่น ซึ่ง Demand Response อาจช่วยให้เจ้าหน้าที่สามารถควบคุมระบบไฟฟ้าได้ดีขึ้น โดยจะแบ่งเป็นกรณีต่างๆ เพื่อวิเคราะห์ประโยชน์ของ Demand Response ต่อกรณีเหตุการณ์ขัดข้องในระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดังต่อไปนี้

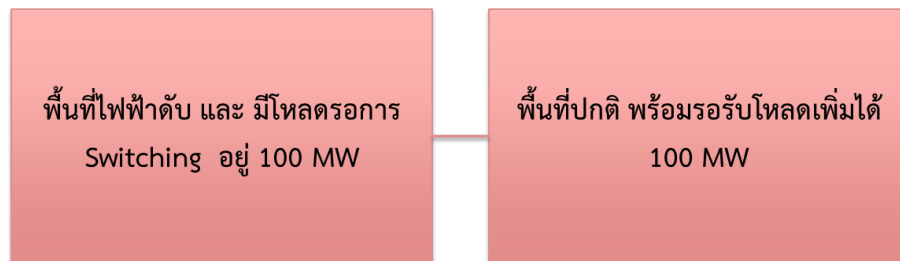
๑) กรณีโหลดอยู่ส่วนที่เป็นสายไฟฟ้าแบบ Radial และ Switching Load ช่วยเหลือไม่ได้

ในกรณีนี้โหลดจะเกิดไฟฟ้าดับถาวรเนื่องจากไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า และเจ้าหน้าที่ไม่สามารถเปลี่ยนถ่ายโหลดที่เกิดไฟฟ้าดับไปยังสถานีอื่นได้ ซึ่ง Demand Response ไม่สามารถช่วยแก้ปัญหาไฟฟ้าดับในกรณีนี้ (Demand Response ไม่มีประโยชน์)

๒) กรณีโหลดสามารถได้รับการ Switching Load เพื่อช่วยเหลือด้านไฟฟ้าดับได้ และสามารถ Switching Load ได้อย่างรวดเร็ว (ระดับวินาที)



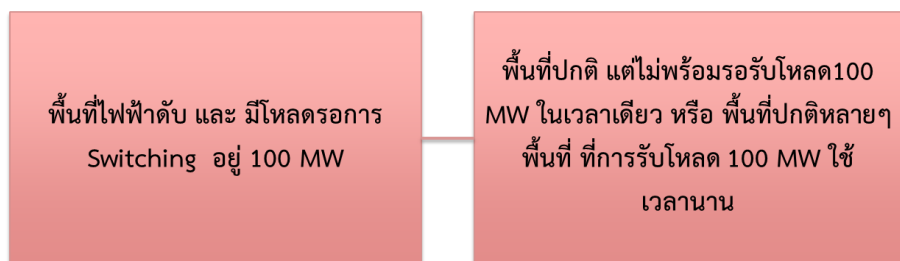
ในกรณีนี้โหลดจะเกิดไฟฟ้าดับชั่วคราวเนื่องจากเจ้าหน้าที่สามารถเปลี่ยนถ่ายโหลดที่เกิดไฟฟ้าดับไปยังสถานีอื่นได้อย่างรวดเร็ว ซึ่ง Demand Response ไม่สามารถช่วยแก้ปัญหาได้ (Demand Response ไม่มีประโยชน์) เช่น กรณีตัวอย่างในรูปที่ ๕.๑๐ มีพื้นที่ไฟฟ้าดับ และมีโหลดรอกการ Switching ๑๐๐ MW ซึ่งสามารถ Switching โหลดไปยังพื้นที่ข้างเคียงได้ทันที เนื่องจากพื้นที่นั้นมีความพร้อมรองรับโหลดเพิ่มได้ ๑๐๐ MW ซึ่งไม่จำเป็นต้องดำเนินการ Demand Response เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว



รูปที่ ๕.๑๐ กรณีโหลดสามารถได้รับการ Switching Load และสามารถ Switching Load ได้อย่างรวดเร็ว

- ๓) กรณีโหลดสามารถได้รับการ Switching Load เพื่อช่วยเหลือด้านไฟฟ้าดับได้ แต่การ Switching Load ใช้เวลานาน

ในกรณีนี้โหลดจะเกิดไฟฟ้าดับนานกว่ากรณีที่ ๒ เนื่องจากเจ้าหน้าที่ต้องเตรียมความพร้อมในการเปลี่ยนถ่ายโหลดที่เกิดไฟฟ้าดับไปยังสถานีอื่น ซึ่ง Demand Response ช่วยแก้ปัญหาได้ (Demand Response มีประโยชน์) โดยการลดการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่รองรับโหลดเพิ่มจากพื้นที่ไฟฟ้าดับ ทำให้สามารถรองรับโหลดได้เพิ่มขึ้นจากพื้นที่ไฟฟ้าดับ เช่น กรณีตัวอย่างในรูปที่ ๕.๑๑ มีพื้นที่ไฟฟ้าดับ และมีโหลดรอกการ Switching ๑๐๐ MW ซึ่งต้อง Switching โหลดไปยังพื้นที่ข้างเคียง แต่การ Switching Load ใช้เวลานานและไม่มีความพร้อมในการรับโหลด ๑๐๐ MW ในทันที ในกรณีนี้ Demand Response จะช่วยลด SAIDI และ Energy Not Supplied สำหรับโหลดที่รอกการ Switching Load อยู่

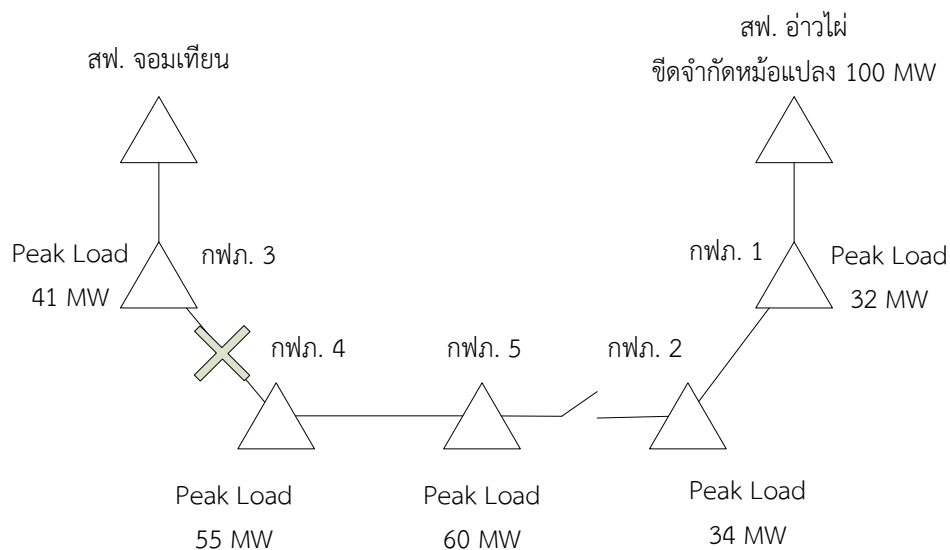


รูปที่ ๕.๑๑ กรณีโหลดสามารถได้รับการ Switching Load แต่การ Switching Load ใช้เวลานาน



ซึ่งในกรณีนี้ ๓ นี้จะเห็นได้ว่า กฟน. และ กฟภ. สามารถใช้ Demand Response เพื่อช่วยลดการเกิดไฟฟ้าดับได้ โดยไม่จำเป็นต้อง Shed Load บริเวณไฟฟ้าดับ ซึ่งถ้าผู้ใช้ไฟฟ้ามีความสมัครใจในการลดการใช้ไฟฟ้า จะทำให้ไฟฟ้าดับน้อยลง และไม่ส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจ

นอกจากนี้ยังมีกรณีที่เกิดปัญหาไฟฟ้าดับที่ พัทยา โดยเกิดจาก กฟภ. จำเป็นต้องย้ายโหลดไปยังสถานีไฟฟ้าของ กฟน. กะทันหันโดยไม่แจ้งเตือนล่วงหน้า แต่ทาง กฟน. ไม่สามารถย้ายโหลดได้เพียงพอจึงเกิดเหตุไฟฟ้าดับที่ กฟน. ดังรูปที่ ๕.๑๒ โดยระบบดังกล่าวมีการซ่อมบำรุงบ่อยครั้ง โดยในปี ๒๕๕๙ ที่ผ่านมา ได้มีการซ่อมบำรุงทั้งหมด ๑๙ ครั้ง และ มีการปลดวงจรโดยไม่ได้อวางแผนอีก ๒ ครั้ง จากเหตุการณ์ดังกล่าว กฟน. สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ระยะหนึ่งเท่านั้น เนื่องจากขีดจำกัดของหม้อแปลงใน สฟ. อ่าวไผ่ ยกตัวอย่างเช่น หากเกิดการซ่อมบำรุงสายส่งระหว่าง กฟภ. 3 และ กฟภ. 4 หน่วยงาน กฟภ. จะปิดสวิตช์ระหว่าง กฟภ. 5 และ กฟภ. 2 โดยอัตโนมัติ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ไปติดตั้ง สฟ. อ่าวไผ่ มีขนาด ๑๘๐ MW อย่างไรก็ตาม สฟ. อ่าวไผ่ มีขีดจำกัดของหม้อแปลงเพียง ๑๐๐ MW ช่วง หากช่วงที่ปิดสวิตช์เป็นช่วง Peak Load จะทำให้จ่ายไฟฟ้าได้ไม่พอ และ เกิดไฟดับขึ้น



รูปที่ ๕.๑๒ กรณีที่เกิดปัญหาไฟฟ้าดับที่พัทยา

๕.๙ การพิจารณาการดำเนินการ Demand Response เพื่อจูงใจผู้ใช้ไฟฟ้า

จากหัวข้อต่างๆ ข้างต้น จะพบว่าประโยชน์ที่เห็นได้ชัดเจนและสามารถประเมินเป็นมูลค่าทางการเงินได้จะเป็นเรื่องการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า Peaking Plant ซึ่งสำหรับประเทศไทยประโยชน์ดังกล่าวนี้จะเกิดขึ้นภายใต้การดูแลรับผิดชอบของ กฟน. ดังนั้นในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการแบ่งแรงจูงใจให้หน่วยงานอื่นๆ ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และ Load Aggregator ใดๆ รวมถึงผู้ใช้ไฟฟ้ามีแรงจูงใจในการเข้าร่วมมาตรการ Demand Response ด้วย หรือกล่าวอีกอย่างหนึ่งได้ว่าเพื่อให้เกิดแรงจูงใจทั้ง Utility (กฟน.), Load Aggregator (กฟน.

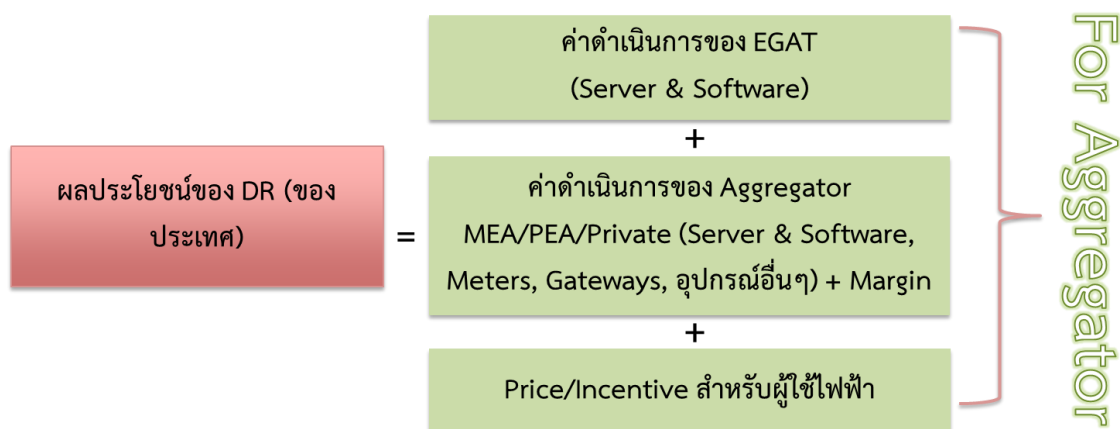


และ กฟผ. ในเบื้องต้น และ Load Aggregator ภาคเอกชนใดๆ ในอนาคต) และ DR Client (ผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response) ซึ่งจะต้องได้รับประโยชน์จากการดำเนินการ Demand Response ของแต่ละฝ่ายดังนี้

- Utility (กฟผ.) : การลดการใช้ไฟฟ้าสูงสุดช่วยเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคต, การลดต้นทุนค่าเชื้อเพลิงโดยลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูง, ความเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้าดีขึ้น
- Aggregator (กฟน. และ กฟภ.) : ค่า Commission จากการดำเนินการ Demand Response ของผู้ใช้ไฟฟ้า, ความเชื่อถือได้ระบบไฟฟ้าดีขึ้น, ลดการลงทุนสายส่ง
- DR Client (ผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response) : อัตราค่าชดเชยจากการดำเนินการ Demand Response, เกิดไฟฟ้าดับน้อยลง

นอกจากนี้ยังมีผลประโยชน์ต่อประเทศอีกด้วย ในแง่ของการประหยัดพลังงาน และลดการปลดปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์สู่บรรยากาศ ซึ่งจะเห็นได้ว่า Demand Response มีประโยชน์ต่อทุกๆ ฝ่าย อย่างไรก็ตามต้องแบ่งแรงจูงใจสำหรับอัตราค่าชดเชย Demand Response อย่างถูกต้องและเป็นธรรม ดังตัวอย่างในรูปที่ ๕.๑๓ และ ๕.๑๔

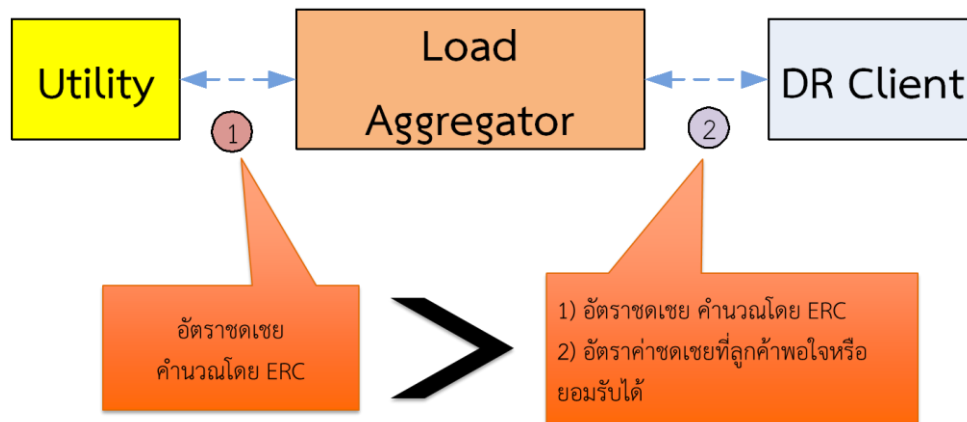
โดยรูปที่ ๕.๑๓ แสดงแนวคิดเบื้องต้นว่าผลประโยชน์ของ Demand Response ของประเทศ จะต้องเท่ากับต้นทุนที่ Utility (กฟผ.) จะต้องซื้อ Server & Software เพื่อใช้ในการดำเนินการ Demand Response รวมกับต้นทุนของ Load Aggregator (กฟน. และ กฟภ.) ที่จะต้องซื้อ Server & Software Meters, Gateways, อุปกรณ์อื่นๆ เพื่อใช้ในการดำเนินการ Demand Response และ อาจจะต้องเสียหน่วยขายไฟเมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าลดการใช้ไฟฟ้า และท้ายสุดจะต้องรวมกับแรงจูงใจสำหรับผู้ไฟฟ้า โดยผู้ไฟฟ้าจะต้องได้รับอัตราค่าชดเชยตามมาตรการ Demand Response กำหนดไว้



รูปที่ ๕.๑๓ ผลประโยชน์ของ Demand Response



เนื่องจาก DR Client (ผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response) สามารถเลือกที่จะเข้าร่วมดำเนินการ Demand Response ได้ การกำหนดอัตราค่าชดเชยจึงเป็นเรื่องสำคัญเพื่อจูงใจผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นอัตราค่าชดเชยจากการดำเนินการ Demand Response ควรจะเป็นอัตราที่ผู้ใช้ไฟฟ้าพอใจหรือยอมรับได้ นอกจากนี้ Load Aggregator ควรจะได้รับส่วนแบ่งจากเงินชดเชยเหล่านั้นอีกด้วย ดังแสดงในรูปที่ ๕.๑๔



รูปที่ ๕.๑๔ การกำหนดค่าชดเชยเพื่อเป็นแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า

การศึกษาเทคโนโลยีและมาตรฐานที่เหมาะสมสำหรับพัฒนา ความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ด้าน Demand Response

ดังที่ได้กล่าวไปในรายงานสรุปแนวทางการศึกษาเบื้องต้นว่า เทคโนโลยีของอุปกรณ์และระบบการสื่อสาร นับเป็นปัจจัยสำคัญอย่างหนึ่ง ในการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ด้าน Demand Response หากกล่าวโดยเจาะจงแล้ว การเลือกใช้เทคโนโลยีของอุปกรณ์และระบบการสื่อสารที่เหมาะสม จะทำให้อุปกรณ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในระบบสามารถทำงานร่วมกันได้อย่างราบรื่น การรับส่งข้อมูลระหว่างการดำเนินการ Demand Response เป็นไปอย่างรวดเร็วและแม่นยำ ส่งผลให้ประสิทธิภาพโดยรวมของการดำเนินการ Demand Response เพิ่มขึ้นตามไปด้วย

ในบทนี้จะเป็นการศึกษาเบื้องต้นเกี่ยวกับเทคโนโลยีของอุปกรณ์และระบบการสื่อสาร ตลอดจนมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ในการพัฒนา Demand Response ในต่างประเทศ โดยหัวข้อหลักๆ ที่จะนำเสนอ มีดังต่อไปนี้

๖.๑ มาตรฐานสำหรับเชื่อมโยงการสื่อสาร เพื่อการดำเนินการด้าน Demand Response

๖.๒ เทคโนโลยีด้านอุปกรณ์

๖.๓ เทคโนโลยีด้านระบบการสื่อสาร

โดยคณะที่ปรึกษาจะผลที่ได้จากการศึกษานี้ ไปเปรียบเทียบกับเทคโนโลยีของอุปกรณ์และระบบการสื่อสารที่ใช้ในปัจจุบันหรือคาดว่าจะใช้ในอนาคตอันใกล้ โดยการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง เพื่อวิเคราะห์ช่องว่างและนำเสนอปัจจัยที่สนับสนุนให้เกิดการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทย ซึ่งจะนำไปสู่การจัดทำแผนพัฒนาต่อไป

๖.๑ มาตรฐานสำหรับเชื่อมโยงการสื่อสาร เพื่อการดำเนินการด้าน Demand Response

มาตรฐาน OpenADR 2.0 ฉบับนี้ได้ถูกตั้งขึ้นมาโดย OpenADR Alliance เพื่อรองรับการใช้งานด้าน Demand Response แบบอัตโนมัติ (Automated Demand Response: ADR) ซึ่งการดำเนินการ Demand Response ดังกล่าวจะอยู่ภายใต้แนวคิดที่ว่า การสื่อสารระหว่างองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องในโครงข่ายไฟฟ้าจะพึ่งพาการดำเนินการของมนุษย์ให้น้อยที่สุดเท่าที่จะทำได้

การพัฒนามาตรฐาน OpenADR เริ่มต้นขึ้นจากการก่อตั้งมาตรฐาน OpenADR 1.0 ในปี ค.ศ. ๒๐๐๙ (พ.ศ. ๒๕๕๒) หลังจากนั้นก็ได้มีการปรับปรุงและพัฒนาเพิ่มเติมจนกลายเป็นมาตรฐาน OpenADR 2.0a ในปี ค.ศ. ๒๐๑๑ (พ.ศ. ๒๕๕๔) และเป็นมาตรฐาน OpenADR 2.0b ในปัจจุบัน โดยมาตรฐาน OpenADR ยังได้รับการรับรองจาก National Institute of Standards หรือ NIST ของประเทศสหรัฐอเมริกาอีกด้วย



แนวคิดของการดำเนินการ Demand Response แบบอัตโนมัตินั้นจะอาศัยเทคโนโลยีการสื่อสารแบบสองทางในการส่งข้อมูลที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ข้อมูลการแจ้งเตือนเหตุการณ์ Demand Response (Notification of DR Event) และ ข้อมูลการรายงานผลการตอบสนองด้านโหลด (Report of DR Result) โดยการดำเนินการ Demand Response แบบอัตโนมัติจะอาศัยองค์ประกอบหลัก ๔ องค์ประกอบ ได้แก่

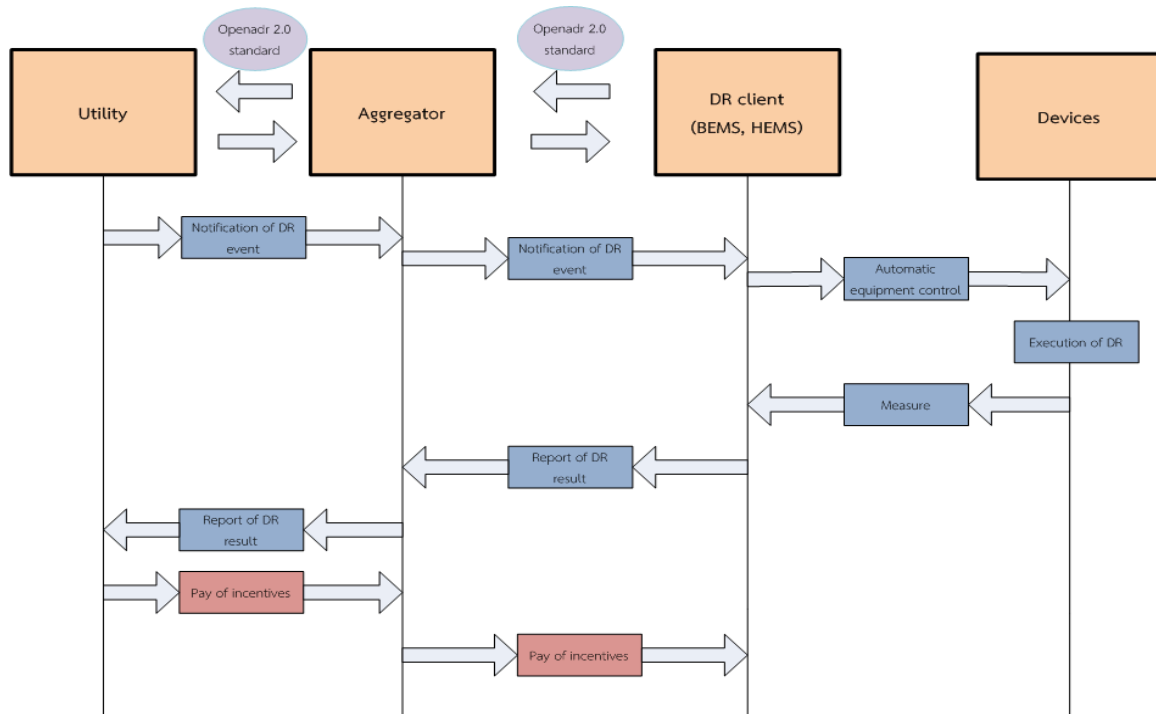
(๑) **Utility** หมายถึง หน่วยงานที่ดูแลระบบการผลิตไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการของโหลด ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าหรือโรงไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงศูนย์ควบคุมสั่งการต่างๆ

(๒) **Load Aggregator** หมายถึง ผู้ทำหน้าที่รวบรวมข้อมูลของผู้เข้าร่วมโครงการ Demand Response เพื่อนำข้อมูลไปวิเคราะห์และคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าหรือเงินสนับสนุนพิเศษสำหรับผู้เข้าร่วมโครงการ นอกจากนี้ยังทำหน้าที่รับคำสั่งแจ้งเตือนเหตุการณ์จาก Utility เพื่อดำเนินการ Demand Response กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ

(๓) **DR Client** หมายถึง ระบบหรืออุปกรณ์ของฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้า ที่ทำหน้าที่รับคำสั่งแจ้งเตือนเหตุการณ์จาก Load Aggregator และ/หรือ ส่งสัญญาณไปยังอุปกรณ์ไฟฟ้าเพื่อควบคุมการใช้พลังงานไฟฟ้า นอกจากนี้ยังทำหน้าที่ส่งข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้ารวมถึงข้อมูลการตอบสนองด้านโหลดกลับไปยัง Load Aggregator

(๔) **Devices** หมายถึง อุปกรณ์ไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมโครงการ ที่ต้องถูกควบคุมระหว่างการดำเนินการ Demand Response

โดยการเชื่อมโยงระหว่าง ๔ องค์ประกอบข้างต้น สามารถอธิบายเป็นแผนภาพได้ ดังรูปที่ ๖.๑ ในบทนี้จะศึกษาเฉพาะการเชื่อมโยงการสื่อสารจาก Utility ถึง DR Client โดยผ่าน Load Aggregator ซึ่งถูกระบุไว้ในมาตรฐาน OpenADR ว่าจะใช้การสื่อสารผ่านระบบอินเทอร์เน็ตเป็นหลักสำหรับทุกๆ มาตรการ Demand Response เนื่องจากอินเทอร์เน็ตเป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการยอมรับว่ามีความเหมาะสมสำหรับการสื่อสารในระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด (ดูหัวข้อ ๕.๓) และเป็นเทคโนโลยีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่สามารถเข้าถึงได้ ส่วนการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่าง DR Client และ Devices ซึ่งมีบทบาทสำคัญในมาตรการ Demand Response ประเภท Automatic เช่น มาตรการ Direct Load Control นั้น เนื่องจากอยู่นอกเหนือขอบเขตของโครงการ จึงไม่ได้ถูกกล่าวถึงในบทนี้ อย่างไรก็ตาม มาตรการ Direct Load Control จะถูกอ้างอิงและกล่าวถึงโดยสังเขปในบทที่ ๗ และ ๘



รูปที่ ๖.๑ การเชื่อมโยงระหว่างองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องในการดำเนินการ Demand Response

นอกจากนี้มาตรฐาน OpenADR 2.0b ยังได้กำหนดรูปแบบของการรับส่งข้อมูล (Data Model) ระหว่างองค์ประกอบต่างๆ ซึ่งขณะที่ปรึกษาได้รวบรวมรายละเอียดทั้งหมดไว้ในภาคผนวก ก

๖.๒ เทคโนโลยีด้านอุปกรณ์

ในหัวข้อนี้ จะเป็นการศึกษาอุปกรณ์ที่มีการใช้งานจริงใน ๓ องค์ประกอบหลักของการดำเนินการ Demand Response ได้แก่ Utility, Aggregator และ DR Client โดยการศึกษาบางส่วนจะอ้างอิงข้อมูลจากบริษัทผู้ผลิตและจำหน่ายอุปกรณ์/เทคโนโลยี ได้แก่ บริษัท Comverge, บริษัท Siemens, บริษัท Enernoc, บริษัท I-ON Communications, บริษัท Fujitsu, บริษัท Honeywell และ บริษัท Echelon โดยได้แบ่งหัวข้อออกเป็น ๓ หัวข้อดังนี้

๖.๒.๑ อุปกรณ์สำหรับ Utility

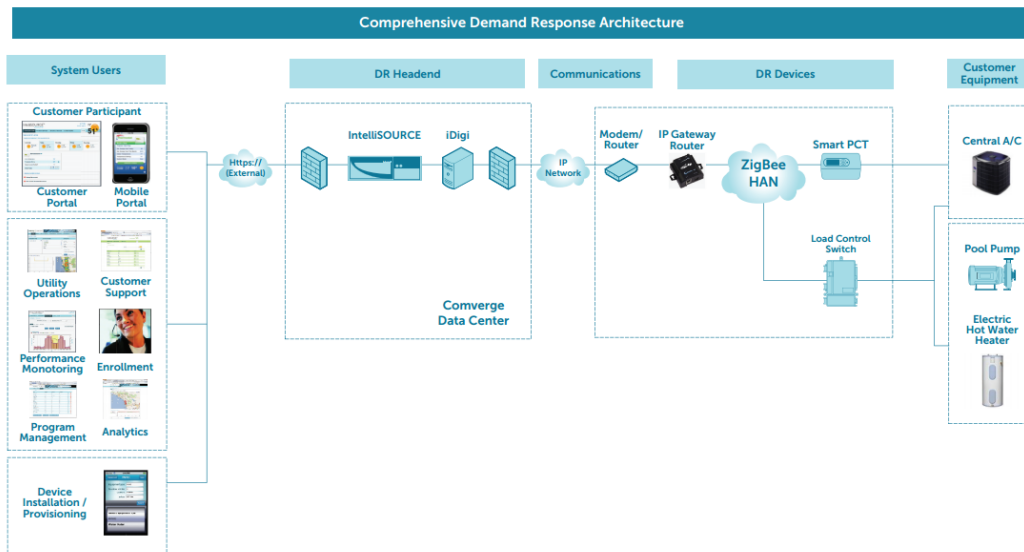
อุปกรณ์หลักที่ใช้ในการดำเนินการ Demand Response สำหรับ Utility จะประกอบด้วยเครื่องเซิร์ฟเวอร์ (Server) และซอฟต์แวร์ (Software) ซึ่งสามารถตรวจสอบสภาพทั่วไปในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ผ่านการสื่อสารกับอุปกรณ์หรือระบบที่เกี่ยวข้อง เช่น โรงไฟฟ้า ศูนย์ควบคุม ระบบป้องกันต่างๆ เป็นต้น นอกจากนี้ยังต้อง



สามารถสื่อสารแบบสองทาง เพื่อส่งข้อมูลแจ้งเตือนเหตุการณ์ Demand Response หรือรับข้อมูลการรายงานผลการตอบสนองด้านโหลดจากเครื่องเซิร์ฟเวอร์ของ Aggregator ได้ โดยบริษัท Comverge ได้ผลิตซอฟต์แวร์ IntelliSOURCE ซึ่งเป็นซอฟต์แวร์ที่สามารถช่วย Utility บริหารจัดการในการดำเนินการ Demand Response โดยซอฟต์แวร์ดังกล่าวมีความสามารถในการทำงานโดยสังเขปดังนี้

- Event Control: สามารถควบคุมรูปแบบการทำงานของอุปกรณ์ได้
- Direct Control and Pricing: สามารถควบคุมอุปกรณ์โดยตรงและตรวจสอบอัตราค่าไฟฟ้าได้
- Rate Contracts and Control Strategies: ให้อำนาจให้การไฟฟ้าฯ วางแผนการใช้ไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคแต่ละราย
- Measurement and Verification: สามารถตรวจสอบและวัดผลการดำเนินการมาตรการ Demand Response ได้ รวมถึงสามารถทำนายการใช้ไฟฟ้าในอนาคตโดยคำนวณจากการใช้ไฟฟ้าในอดีต
- Curtailment Reporting: รายงานผลการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าและประเมินประสิทธิภาพของผู้ใช้ไฟฟ้า
- Two way & Real Time Communication: สามารถสื่อสาร ๒ ทางระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้าและการไฟฟ้าฯ แบบ Real Time และยังรองรับระบบมิเตอร์ AMI ได้อีกด้วย
- Seamless Integration with Third-Party Demand Response Programs: เว็บไซต์สนับสนุนการบริหารจัดการมาตรการ Demand Response หลายมาตรการได้ในหน้าเว็บไซต์เดียวกัน

รูปแบบการเชื่อมโยงในการดำเนินการ Demand Response โดยผ่านซอฟต์แวร์ IntelliSOURCE สามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๖.๒



รูปที่ ๖.๒ รูปแบบการสื่อสารสำหรับการดำเนินการ Demand Response โดยบริษัท Comverge
(ที่มา: “The Evolution of Communications for Demand Response”, Comverge, ๒๕๕๙)

นอกจากนี้ยังมีซอฟต์แวร์ DRMS ของบริษัท Siemens ซึ่งใช้บริหารจัดการ Demand Response สำหรับ Utility ได้เช่นเดียวกัน โดยซอฟต์แวร์ DRMS สามารถทำงานร่วมกับผลิตภัณฑ์หรือบริการอื่นๆ ของบริษัท Siemens เช่น Site Enrollment & Enablement ซึ่งเป็นบริการเสนอกลุ่มลูกค้าที่พร้อมต่อการดำเนินการ Demand Response และ System Integration Services ซึ่งเป็นบริการสนับสนุนการเชื่อมต่อ DRMS เข้ากับระบบอื่นๆ ในโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด เช่น GIS, DMS และ EMS เป็นต้น

๖.๒.๒ อุปกรณ์สำหรับ Aggregator

อุปกรณ์หลักที่ใช้ในการดำเนินการ Demand Response สำหรับ Aggregator นั้น จะประกอบด้วย เครื่องเซิร์ฟเวอร์และซอฟต์แวร์ เช่นเดียวกับอุปกรณ์สำหรับ Utility อย่างไรก็ตาม เครื่องเซิร์ฟเวอร์ของ Aggregator จะต้องสื่อสารกับอุปกรณ์ทางฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้า (DR Client) เป็นจำนวนมากได้ในเวลาพร้อมๆ กัน นอกจากนี้ ยังต้องสามารถประมวลผลข้อมูลปริมาณมากที่ได้รับจาก DR Client ภายในระยะเวลาอันสั้น ดังนั้น เครื่องเซิร์ฟเวอร์สำหรับ Aggregator จึงต้องมีความจุข้อมูล หน่วยความจำ และความเร็วในการประมวลผลที่สูงกว่าเครื่องคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคลทั่วไป

ส่วนซอฟต์แวร์บริหารจัดการในการดำเนินการ Demand Response สำหรับ Aggregator นั้น ควรมีคุณสมบัติเบื้องต้นดังนี้

- สามารถสื่อสารสองทางระหว่าง Aggregator และ DR Client แบบ Real Time



- มีระบบจัดเก็บและบริหารข้อมูลที่ได้จากมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้า
- สามารถคำนวณและแสดงค่า Baseline แบบ Real Time
- มีระบบการแจ้งผลการตอบสนองด้านโหลดไปยังผู้เข้าร่วมมาตรการแต่ละราย โดยผู้เข้าร่วมมาตรการสามารถเข้าไปดูผลการตอบสนองด้านโหลดของตนเองได้ ผ่านอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ส่วนบุคคล เช่น เครื่องคอมพิวเตอร์ หรือ Smart Phone

ตัวอย่างซอฟต์แวร์บริหารจัดการด้าน Demand Response ที่ผลิตโดยบริษัทต่างๆ มีดังต่อไปนี้

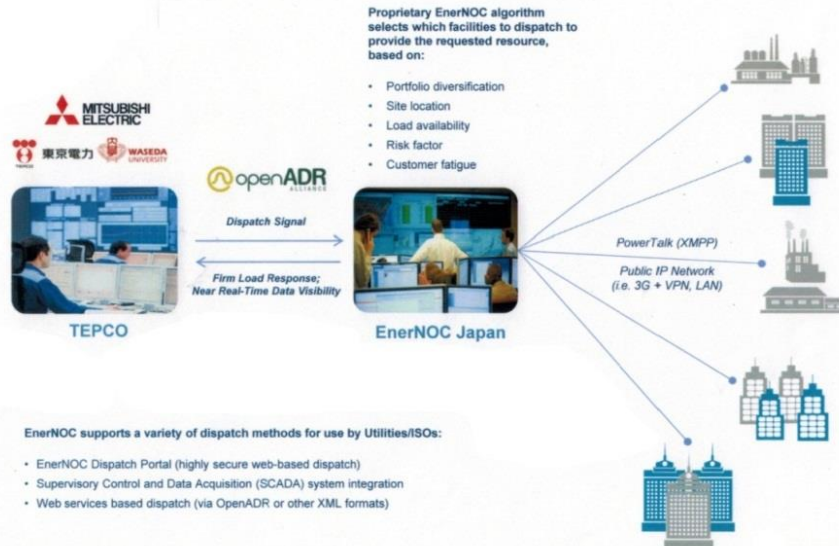
- ซอฟต์แวร์ Demand Response Automation Server 8.0 ของบริษัท Honeywell: ซอฟต์แวร์ตัวนี้สามารถบริหารจัดการด้านโปรแกรม DR, พลังงานไฟฟ้า และเหตุการณ์ต่างๆ ของโปรแกรมได้ รวมทั้งรองรับระบบกลไกราคาเปลี่ยนแปลงตามเวลา และเสริมประสิทธิภาพของระบบการรายงานข้อมูลได้
- ซอฟต์แวร์ ALOX Demand Controller - VTN ของบริษัท Fujitsu: ซอฟต์แวร์ตัวนี้มีฟังก์ชันการทำงานเสริมนอกเหนือไปจากการทำงานของซอฟต์แวร์สำหรับ Aggregator โดยทั่วไปนั่นคือ มีระบบคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน อีกทั้งบริษัท Fujitsu มีระบบสนับสนุนพัฒนาซอฟต์แวร์อย่างต่อเนื่องให้แก่ลูกค้า
- ซอฟต์แวร์ Energy Intelligence ของบริษัท Enernoc: ซอฟต์แวร์ตัวนี้มีฟังก์ชันที่ใช้วิเคราะห์ความจำเป็นของการดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่ต่างๆ รวมถึงศักยภาพในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมโครงการในพื้นที่นั้น นอกจากผู้เข้าร่วมโครงการยังสามารถตรวจสอบการใช้ไฟฟ้าในอดีต รวมถึงตรวจสอบการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของตนเองแบบ Real Time ผ่านเว็บไซต์ที่มีการประมวลผลแบบกลุ่มเมฆ (Cloud Architecture)

รูปที่ ๖.๓ จะแสดงตัวอย่างการเชื่อมโยงการสื่อสารสำหรับการดำเนินการ Demand Response โดยอาศัยซอฟต์แวร์ของบริษัท Enernoc



Japan DR pilot dispatch scheme

ENERNOC Marubeni



รูปที่ ๖.๓ รูปแบบการสื่อสารของการดำเนินการ Demand Response โดยบริษัท EnerNOC Japan
(ที่มา: “Japan Demand Response Pilot Scheme”, EnerNOC Japan, Feb 2016)

๖.๒.๓ อุปกรณ์สำหรับ DR Client

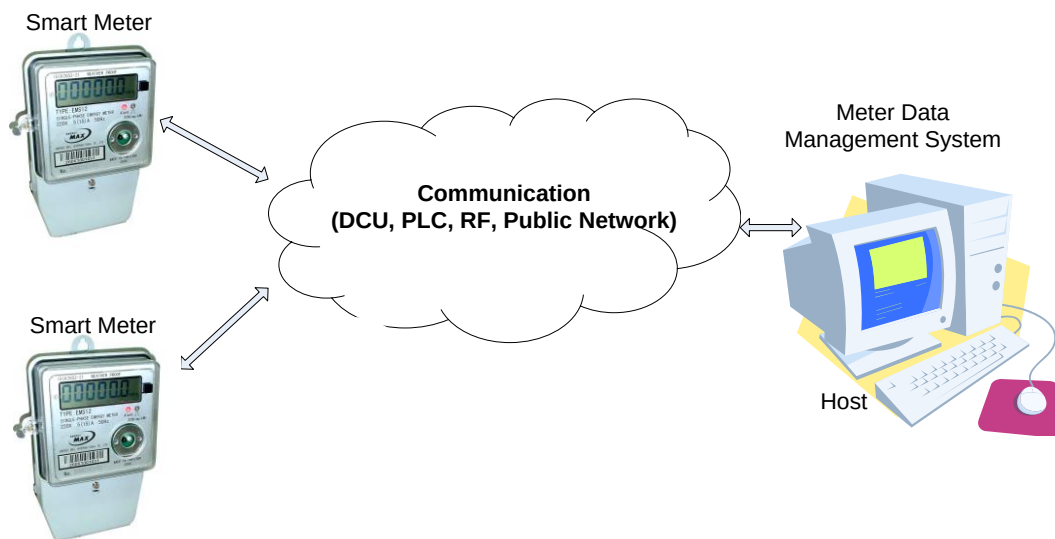
ในการดำเนินการ Demand Response แบบอัตโนมัติจำเป็นต้องอาศัยอุปกรณ์หลักๆ ๒ ประเภทสำหรับ DR Client ได้แก่ ระบบมิเตอร์แบบ AMI และ Gateway ซึ่งรองรับการสื่อสารแบบ ๒ ทางได้ ในขณะที่การดำเนินการ Demand Response แบบ “กึ่งอัตโนมัติ (Semi-Automatic)” ซึ่งกระบวนการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้า (Devices) ยังต้องอาศัยการดำเนินการของมนุษย์อยู่นั้น อุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับ DR Client อาจมีเพียงระบบมิเตอร์แบบ AMR ซึ่งสามารถรายงานผลการตอบสนองด้านโหลดได้ทางเดียว โดยลำดับต่อไป จะเป็นการแสดงรายละเอียดของอุปกรณ์ประเภทต่างๆ สำหรับ DR Client

๑) ระบบมิเตอร์แบบ AMR และ AMI

เมื่อกว่า ๒๐ ปีที่แล้ว ได้มีการเปลี่ยนมิเตอร์วัดปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากแบบกลไก (Mechanical) มาเป็นแบบดิจิตอลอิเล็กทรอนิกส์ และเปลี่ยนวิธีอ่านมิเตอร์จากการใช้พนักงานมาเป็นการใช้ระบบอิเล็กทรอนิกส์สื่อสาร โดยเรียกว่า การอ่านมิเตอร์แบบอัตโนมัติ (Automatic Meter Reading หรือ AMR) ระบบมิเตอร์แบบ AMR นี้สามารถลดค่าใช้จ่ายและความผิดพลาดของพนักงาน ทำให้การออกบิลค่าไฟฟ้ามีความรวดเร็วและถูกต้อง อย่างไรก็ตาม เมื่อเทคโนโลยีก้าวหน้ามากขึ้นและวงจรอิเล็กทรอนิกส์มีต้นทุนลดลง การปรับปรุงองค์ประกอบใน



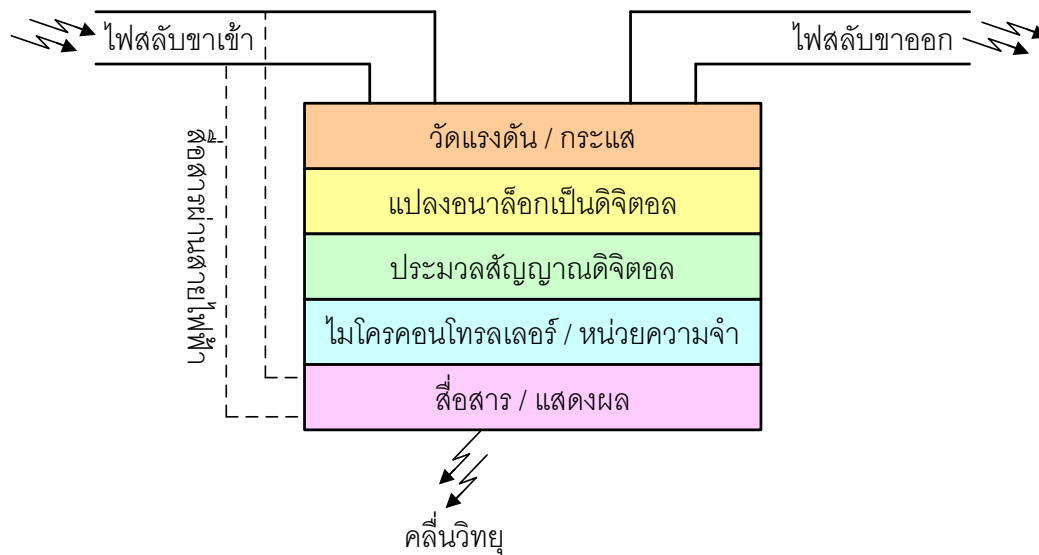
ระบบ AMR จึงเกิดขึ้น โดยพัฒนามิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ที่มีสมรรถนะเพิ่มขึ้น ได้แก่ ความสามารถเก็บข้อมูลการใช้ตามช่วงเวลา (Time of Use เช่น ทุก ๑๕ นาที) บันทึกค่าแรงดัน เวลาที่ไฟฟ้าขาดหายไป (Outage) เพิ่มการสื่อสารให้เป็นแบบ ๒ ทาง (Two-way Communication) มีความเร็วสูงสำหรับการเรียกดูข้อมูลที่ใกล้เคียงกับเวลาจริง (Real Time Monitoring) และพัฒนาซอฟต์แวร์จัดการข้อมูลมิเตอร์ (Meter Data Management Software) สำหรับข้อมูลที่มีปริมาณมาก องค์ประกอบทั้งสามส่วนที่พัฒนาขึ้นใหม่จึงประกอบขึ้นเป็นระบบของการวัดขั้นสูงซึ่งเรียกว่า Advanced Metering Infrastructure หรือ AMI ดังแสดงในรูปที่ ๖.๔



รูปที่ ๖.๔ องค์ประกอบที่สำคัญของระบบมิเตอร์แบบ AMI
(ที่มา: รายงานโครงการกริดอัจฉริยะและพลังงานหมุนเวียน, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, พ.ศ. ๒๕๕๓)

เนื่องจากระบบ AMI สามารถทำให้มิเตอร์ติดต่อกับศูนย์ข้อมูล (Meter Data Management System) แบบ ๒ ทาง ได้อย่างรวดเร็ว แม้ข้อมูลจะมีปริมาณมาก จึงต้องอาศัยส่วนประกอบต่างๆ ซึ่งมีความสามารถในการทำงานเป็นพิเศษ โดยแสดงในรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

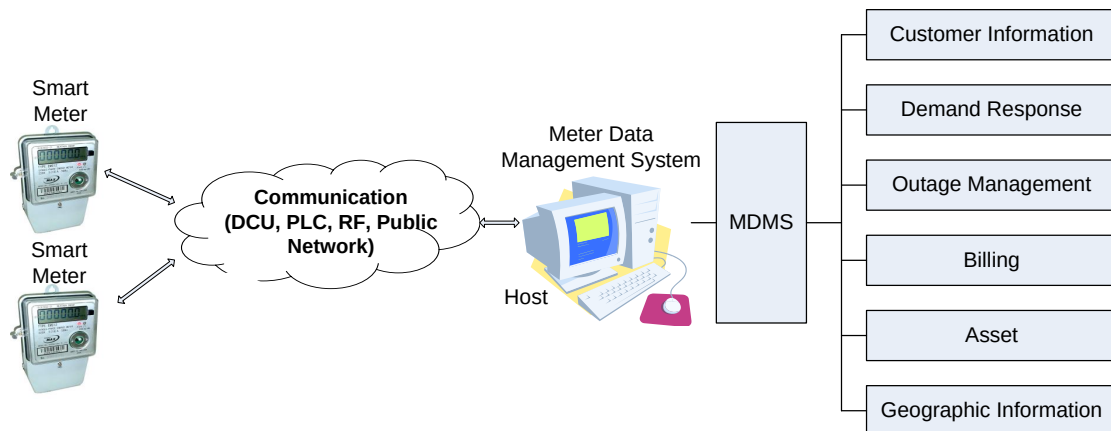
- **มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter):** มิเตอร์จัดเป็นส่วนประกอบที่สำคัญที่สุด เพราะอยู่ปลายสุดของโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง และมีจำนวนมาก มิเตอร์อัจฉริยะแต่ละแบบอาจมีความสามารถแตกต่างกัน อย่างไรก็ตาม ปริมาณพื้นฐานที่มิเตอร์ประเภทนี้ควรจะวัดได้ ได้แก่ Active / Reactive Energy (kWh / kVARh), Active / Reactive Power (kW / kVAR), Line Voltage / Current (V_{RMS} / I_{RMS}), Power Factor, Harmonics, Voltage Sag เป็นต้น โครงสร้างหลักภายในมิเตอร์อัจฉริยะจะประกอบด้วยส่วนต่างๆ ดังแสดงในรูปที่ ๖.๕



รูปที่ ๖.๕ โครงสร้างของมิเตอร์อัจฉริยะ

(ที่มา: รายงานโครงการกริดอัจฉริยะและพลังงานหมุนเวียน, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, พ.ศ. ๒๕๕๓)

- **ระบบสื่อสาร:** ระบบมิเตอร์แบบ AMI จะมีเครือข่ายสื่อสารแบบ ๒ ทาง ที่มีความเร็วสูง และสามารถครอบคลุมพื้นที่กว้างได้ เทคโนโลยีการสื่อสารที่อาจนำมาใช้สร้างเครือข่ายมีอยู่หลายชนิด ได้แก่ การสื่อสารผ่านสายไฟฟ้ากำลัง (Power Line Communication หรือ PLC), การสื่อสารทางคลื่นวิทยุ, การสื่อสารผ่านโครงข่ายโทรศัพท์เคลื่อนที่ (Cellular Network) ซึ่งรองรับเทคโนโลยี GSM (2G), 3G, และ 4G โดยเทคโนโลยีการสื่อสารข้างต้น จะถูกกล่าวถึงอย่างละเอียดอีกครั้งในหัวข้อ ๕.๓
- **ซอฟต์แวร์บริหารข้อมูล (Meter Data Management Software หรือ MDMS):** MDMS เป็นซอฟต์แวร์ที่สำคัญของ AMI มันทำหน้าที่เก็บรวบรวมข้อมูลที่ได้จากการอ่านมิเตอร์ชนิดต่างๆ ข้อมูลเหล่านี้ ได้แก่ ปริมาณพลังงานที่มิเตอร์วัดได้ในแต่ละช่วงเวลา และเหตุการณ์อื่นๆ เช่น ไฟดับ หรือ ไฟตก เป็นต้น การอ่านมิเตอร์อยู่ตลอดเวลาทำให้ได้รับข้อมูลปริมาณมาก ซึ่ง MDMS จะต้องบริหารจัดการให้เหมาะสม สำหรับการใช้งานด้าน Demand Response นั้น MDMS จะเชื่อมต่อกับ Aggregator เพื่อรายงานผลการตอบสนองด้านโหลด ในรูปของพลังงานหรือกำลังไฟฟ้าที่ถูกบันทึกไว้ในช่วงเวลาหนึ่ง นอกจากนี้ MDMS ยังต้องเชื่อมต่อเพื่อส่งข้อมูลที่จำเป็นให้กับระบบ/ซอฟต์แวร์สำหรับงานอื่นๆ ได้แก่ การออกบิลค่าไฟฟ้า (Billing) การบริการข้อมูลแก่ผู้ใช้ (Customer Information) การจัดการไฟฟ้าดับ (Outage Management) การบริหารทรัพย์สิน (Asset Management) และอื่นๆ

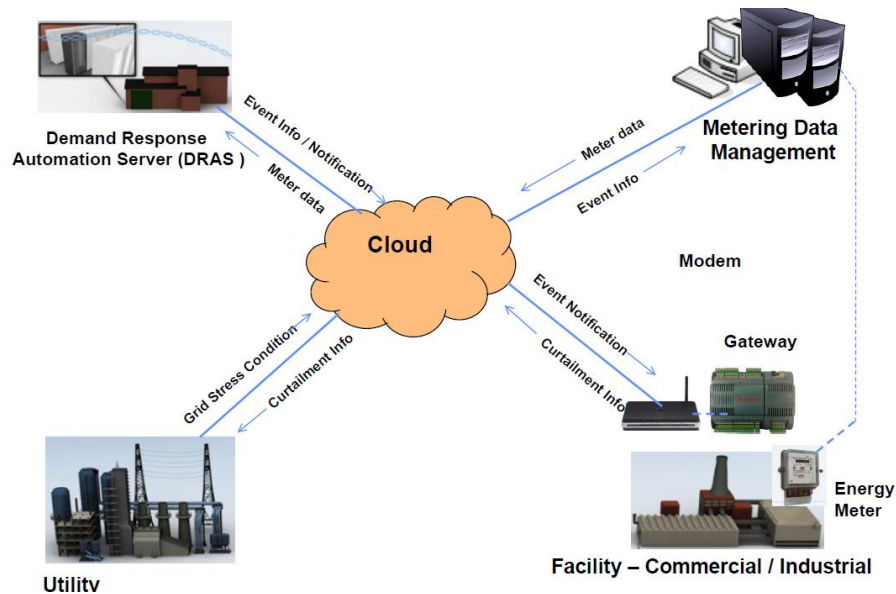


รูปที่ ๖.๖ แผนภูมิการเชื่อมต่อระหว่าง MDMS กับการใช้งานด้านต่างๆ
(ที่มา: รายงานโครงการกริดอัจฉริยะและพลังงานหมุนเวียน, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, พ.ศ. ๒๕๕๓)

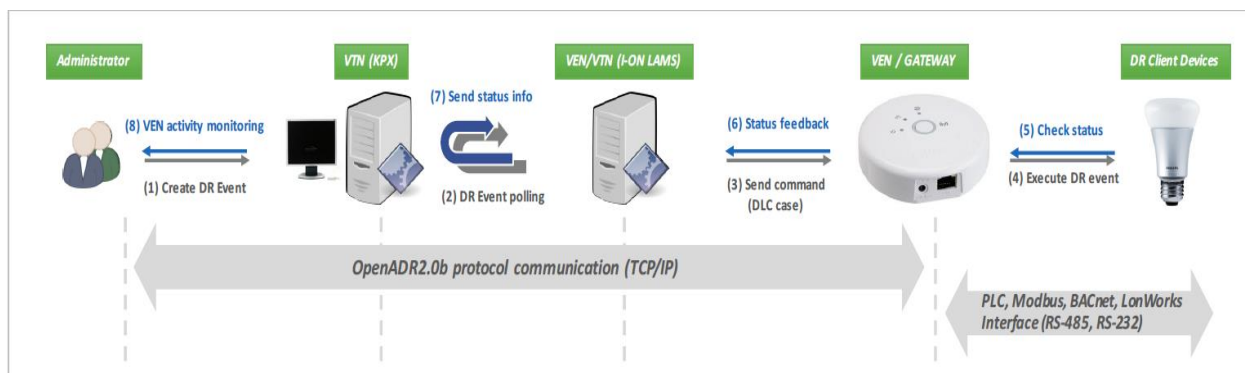
๒) Gateway

ในการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่าง Utility ถึง DR Client นั้นจะอาศัยอินเทอร์เนตโพรโทคอล (ดูหัวข้อ ๖.๓) เป็นหลัก ตามที่ระบุไว้ในมาตรฐาน OpenADR 2.0 อย่างไรก็ตามการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าด้วยระบบบริหารจัดการพลังงานในบ้าน (HEMS) หรือในอาคาร (BEMS) หรือในโรงงานอุตสาหกรรม (FEMS) จะอาศัยโพรโทคอลเฉพาะ เช่น ECHONET (ใช้ในประเศญี่ปุ่น), BACnet, Lonworks, และ Modbus (นิยมใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม) ดังนั้นจึงต้องอาศัย Gateway เป็นอุปกรณ์แปลงอินเทอร์เนตโพรโทคอล ให้เป็นโพรโทคอลที่กล่าวมาข้างต้น เพื่อให้ใช้งานกับระบบ HEMS/BEMS/FEMS ได้

อุปกรณ์ Gateway ดังกล่าวมีการใช้งานในหลายๆ บริษัท สำหรับการดำเนินการ Demand Response แบบอัตโนมัติ ตัวอย่างเช่น บริษัท Honeywell (รูปที่ ๖.๗) และ บริษัท I-ON Communications (รูปที่ ๖.๘) นอกจากนี้ยังมีบริษัท Echelon ที่ผลิตอุปกรณ์ SmartServer 2.0 FT ซึ่งทำหน้าที่เป็น Gateway ได้ด้วย



รูปที่ ๖.๗ การดำเนินการ Demand Response โดยอาศัย Gateway ของบริษัท Honeywell
(ที่มา: Automated Demand Response Overview, Honeywell, ๒๕๕๖)



รูปที่ ๖.๘ การดำเนินการ Demand Response โดยอาศัย Gateway ของบริษัท I-ON
(ที่มา: I-ON Communications, ๒๕๕๙)

๖.๓ เทคโนโลยีด้านระบบสื่อสาร

โครงข่ายสื่อสารข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response เป็นโครงข่ายขนาดใหญ่ อาจมีอุปกรณ์เชื่อมต่อเป็นจำนวนนับแสน โดยอุปกรณ์เหล่านี้ล้วนใช้เทคโนโลยีสื่อสาร สื่อกลาง และ อุปกรณ์ต่างชนิดหรือต่างผู้ผลิตกันอย่างหลากหลาย ดังนั้น การที่จะทำให้อุปกรณ์ทุกชนิดสามารถติดต่อสื่อสารกันได้ จำเป็นจะต้องมีโพรโทคอล (Protocol) หรือรูปแบบเฉพาะที่ใช้ในการติดต่อสื่อสาร



การพัฒนาโครงข่ายสื่อสารสำหรับการดำเนินการ Demand Response จะมีประเด็นต้องพิจารณาอยู่ ๓ ข้อ ข้อแรกระบบสื่อสารในโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดจะต้องก้าวไปพร้อมกันกับการเจริญเติบโตของตัวโครงข่ายสมาร์ตกริดเอง นั่นคือในช่วงแรกนี้อาจจะต้องรองรับแค่อุปกรณ์ที่สำคัญในโครงข่ายสมาร์ตกริด เช่น มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) แต่ท้ายที่สุดโครงสร้างของระบบสื่อสารจะต้องสามารถรองรับความต้องการของอุปกรณ์ทุกตัวในโครงข่ายสมาร์ตกริดทั้งโครงข่าย อันจะส่งผลให้ Demand Response สามารถถูกใช้งานร่วมกับการประยุกต์ใช้ด้านอื่นๆ ในโครงข่ายสมาร์ตกริดได้

ข้อสองการพัฒนาโครงข่ายสื่อสารในการดำเนินการ Demand Response จะต้องคำนึงการเป็นมาตรฐานที่เปิด และ มีใช้กันอย่างแพร่หลาย ซึ่งอุปกรณ์ทั้งหลายที่จะนำมาใช้ในการดำเนินการ Demand Response จะสามารถใช้งานมาตรฐานเดียวกันนี้ได้ และทำให้ผู้ผลิตรายต่างๆ สามารถพัฒนาอุปกรณ์ชนิดใหม่ๆ ขึ้นมาได้

ข้อสามการสื่อสารในการดำเนินการ Demand Response จะต้องสามารถทำให้ระบบ อุปกรณ์หรือเทคโนโลยีที่ต่างชนิดกันสามารถติดต่อสื่อสารกันได้

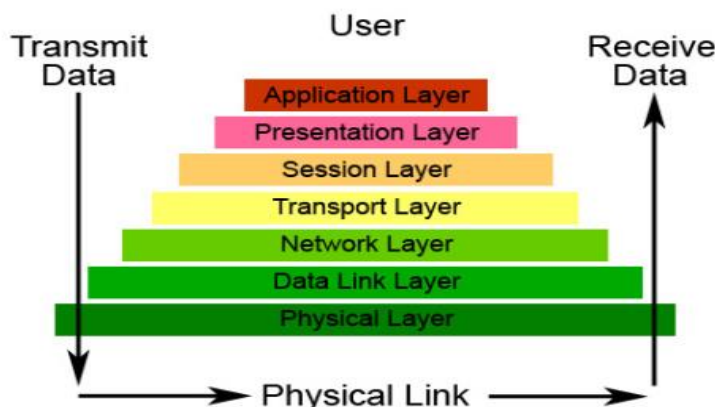
จากประเด็นทั้ง ๓ ข้อข้างต้นนี้ เป็นที่ยอมรับกันในวงกว้างว่าชุดอินเทอร์เน็ตโพรโทคอล (Internet Protocol Suite) มีความเหมาะสมมากที่สุดในการใช้งานเป็นโพรโทคอลโครงข่ายสำหรับโครงข่ายสื่อสารเพื่อการใช้งานด้าน Demand Response

๖.๓.๑ ชุดอินเทอร์เน็ตโพรโทคอล

เป็นที่ทราบกันดีว่าโพรโทคอลต่างๆ จะถูกจำแนกตามชั้น (Layer) การสื่อสาร ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น ๗ ชั้น โดยเรียงลำดับจากชั้นบนสุดลงมายังชั้นล่างสุดตามแบบจำลอง OSI ได้แก่ Application Layer, Presentation Layer, Session Layer, Transport Layer, Network Layer, Data Link Layer และ Physical Layer โดยการส่งผ่านข้อมูลจะถูกดำเนินการจากชั้นบนสุดลงไปยังชั้นล่างสุด ในขณะที่การรับข้อมูลจะถูกดำเนินการจากชั้นล่างสุดขึ้นไปเรื่อยๆ ยังชั้นบนสุด ดังรูปที่ ๖.๔



The Seven Layers of OSI



รูปที่ ๖.๙ Layer ของการสื่อสารตามแบบจำลอง OSI
(ที่มา: <http://ccna5.com/osi-layer-model/>)

หากอธิบายให้ชัดเจน ชุดอินเทอร์เน็ตโพรโทคอลก็คือ i) กลุ่มของโพรโทคอลโครงข่ายและโพรโทคอลขนส่งข้อมูล โดยข้อมูลจะมีลักษณะเป็นไอพีแพ็คเกจ (IP packet) และ ii) กลุ่มโพรโทคอลของการเราท์ติ้ง (Routing), การแมพไอพีแอดเดรส (IP Address Mapping) และการจัดการอุปกรณ์ต่างๆ ที่เชื่อมต่ออยู่ในโครงข่าย โดยชุดอินเทอร์เน็ตโพรโทคอลนี้สามารถทำให้อุปกรณ์ทุกๆ ตัวในโครงข่ายสามารถรับส่งข้อมูลกันได้ แม้ว่าอุปกรณ์เหล่านี้จะอยู่ต่างโครงข่ายกัน หรือมีเทคโนโลยีในการรับส่งข้อมูลต่างกันก็ตาม

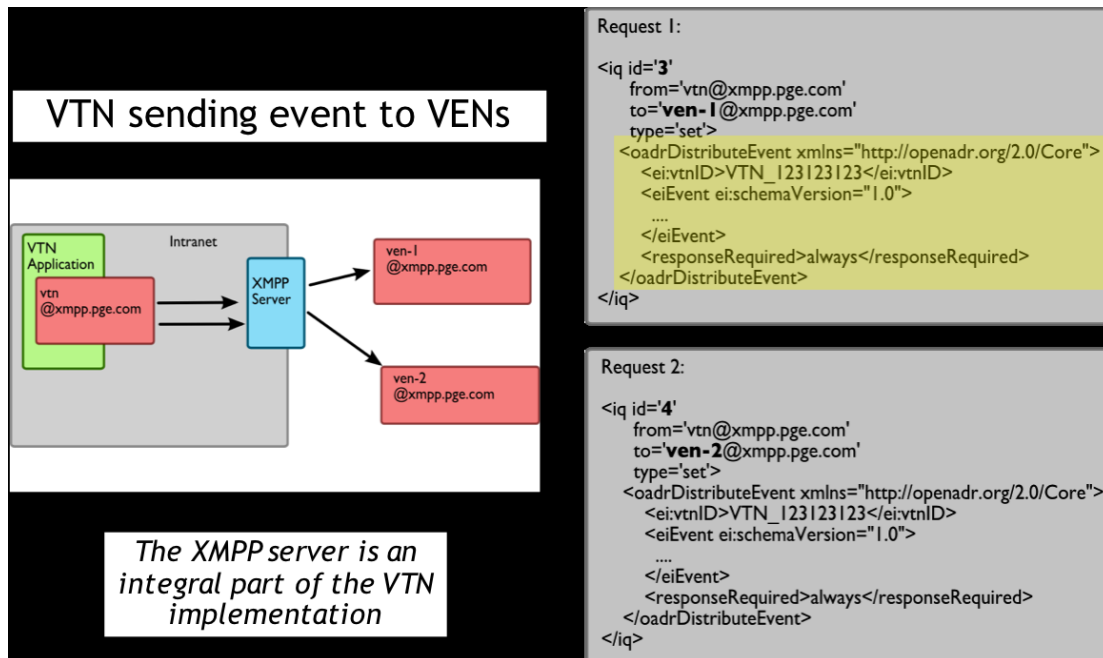
ตารางที่ ๖.๑ โครงสร้างของชุดอินเทอร์เน็ตโพรโทคอลเทียบกับแบบจำลอง OSI

Application	ทำงานร่วมกับผู้ใช้และ Transport Layer เช่น HTTP, FTP, XMPP
Network Layer	ควบคุมการสื่อสารข้ามโครงข่าย เช่น ไอพี (IP)
Link Layer	รับผิดชอบกระบวนการส่งข้อมูลผ่านสื่อกลาง เช่น Ethernet, WiFi
Physical Layer	เข้ารหัสและส่งข้อมูลผ่านสื่อตัวกลาง

โครงสร้างของชุดอินเทอร์เน็ตโพรโทคอลดังตารางที่ ๖.๑ เป็นโครงสร้างในการใช้งานกับโครงข่ายอินเทอร์เน็ต เมื่อนำมาใช้งานด้าน Demand Response อาจจำเป็นจะต้องมีการพิจารณาเพื่อให้เหมาะสมกับอุปกรณ์และลักษณะการรับส่งข้อมูลขององค์ประกอบที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ Utility, Aggregator และ DR Client โดยเฉพาะโพรโทคอลในระดับชั้น (Layer) บนๆ ที่บางโพรโทคอลอาจไม่เหมาะสมในการใช้งานด้าน Demand Response อย่างไรก็ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0 ได้กำหนดให้ใช้โพรโทคอล HTTP และ XMPP ใน Application Layer เพื่อส่งข้อมูลการแจ้งเตือนเหตุการณ์ Demand Response รวมถึงได้กำหนดให้ใช้



โพรโทคอล TLS 1.2 ในชั้น Presentation Layer ในการรักษาความปลอดภัยของข้อมูล โดยโพรโทคอลดังกล่าวสามารถรองรับการทำงานร่วมกันได้ของอุปกรณ์ต่างชนิดกัน ที่ใช้ในการเชื่อมโยงการสื่อสารระหว่าง Utility, Aggregator และ DR Client



รูปที่ ๖.๑๐ การส่งข้อมูลแจ้งเตือนเหตุการณ์ Demand Response โดยใช้โพรโทคอล XMPP
(ที่มา: I-ON Communications, ๒๕๕๙)

ในหัวข้อถัดไปจะแสดงรายละเอียดเกี่ยวกับอินเทอร์เน็ตโพรโทคอลหรือไอพี ซึ่งเป็นโพรโทคอลที่สำคัญในการประยุกต์ใช้งานด้าน Demand Response

๖.๓.๒ อินเทอร์เน็ตโพรโทคอล

อินเทอร์เน็ตโพรโทคอลหรือไอพี (Internet Protocol : IP) ถือเป็นโพรโทคอลพื้นฐานของการสื่อสารข้อมูล ซึ่งช่วยให้โครงข่ายสื่อสารข้อมูลแต่ละโครงข่ายสามารถสื่อสารกันได้ และยังสามารถช่วยตอบโจทยสำคัญๆ สำหรับระบบสื่อสารในการดำเนินการ Demand Response โดยไอพีได้ผ่านการพิสูจน์โดยการใช้ในระบบโครงข่ายขนาดใหญ่ซึ่งครอบคลุมทั่วโลกมาแล้ว ซึ่งก็คือโครงข่ายอินเทอร์เน็ตนั่นเอง เดิมทีไอพีถูกออกแบบมาเพื่อช่วยให้โครงข่ายต่างๆที่ไม่เกี่ยวข้องกันสามารถสื่อสารกันได้ ดังนั้นมันจึงถูกออกแบบมาให้มีความยืดหยุ่นต่อระบบและเทคโนโลยีที่แตกต่างกัน และยังตอบสนองต่อหลายการเชื่อมต่อทางกายภาพ ไม่ว่าจะเป็นแบบมีสาย (Wired) หรือไร้สาย (Wireless)



ไอพีเป็นโพรโทคอลที่ทำงานใน Network Layer โดยในชั้นนี้จะมีหน้าที่ควบคุมจัดการโพรโทคอลในชั้นที่ต่ำกว่าเพื่อให้สามารถส่งข้อมูลข้ามโครงข่ายได้ แม้ใน Data Link layer จะใช้โพรโทคอลที่แตกต่างกัน เช่น Ethernet, Wireless LAN (IEEE 802.11), Wireless PAN (IEEE 802.15), Frame Relay, ATM และอื่นๆ ดังนั้น แอปพลิเคชันที่ทำงานบนไอพีจะสามารถทำงานร่วมกับโพรโทคอลชั้นล่างๆ ได้หลายชนิดโดยไม่จำเป็นต้องมีการปรับเปลี่ยนในตัวแอปพลิเคชันเลย

ไอพีเป็นที่กล่าวถึงอย่างมากในการนำมาใช้งานเพื่อเป็นโพรโทคอลควบคุมการรับส่งข้อมูลภายในโครงข่ายสื่อสารของโครงข่ายสมรรถกิริยา ซึ่งครอบคลุมการประยุกต์ใช้งานด้าน Demand Response ด้วย โดยพื้นฐานในการออกแบบของไอพีนั้นสามารถตอบโจทย์สำคัญต่างๆ ของระบบสื่อสารในการใช้งานด้าน Demand Response ได้ดังนี้

สามารถรับส่งข้อมูลผ่านสื่อกลางข้อมูลหลายชนิด - ไอพีสามารถดำเนินการได้ในทุกๆ เทคโนโลยีใน Data Link layer และ Physical Layer โดยยังคงความเรียบง่ายและยืดหยุ่นในการควบคุมการสื่อสารระหว่างโครงข่ายที่มีอุปกรณ์ต่างกัน

สามารถเปลี่ยนแปลงและเติบโตตามเทคโนโลยี - หนึ่งในประโยชน์ที่สำคัญของไอพีก็คือ การเพิ่มความสามารถ (Capability) ได้ เช่น สามารถรองรับแอปพลิเคชันใหม่ๆ โดยไม่ต้องมีการเปลี่ยนแปลงในตัวโพรโทคอลไอพี ซึ่งอาจเปรียบเทียบกับรถยนต์และถนน รถยนต์ถูกออกแบบให้เปลี่ยนแปลงตามความต้องการของผู้บริโภคอย่างไรก็ตาม รถยนต์ก็ยังสามารถใช้ถนนเส้นเดิมและการควบคุมการจราจรแบบเดิมได้ ไอพีก็เช่นเดียวกัน ไอพีสามารถรองรับแอปพลิเคชันต่างๆ ที่เดิมที่ไม่ได้ออกแบบมาให้ใช้งานกับไอพีได้ เปรียบกับถนนที่สามารถรองรับการจราจรในอีกหลายสิบปีได้ ไอพีก็สามารถรองรับแอปพลิเคชันใหม่ที่จะพัฒนาในช่วงหลายๆ ทศวรรษข้างหน้าได้

สามารถเชื่อมต่อกับระบบขนาดใหญ่ได้ - หนึ่งในความท้าทายของระบบสื่อสารในกริดอัจฉริยะคือ การที่จะเชื่อมต่ออุปกรณ์ต่างๆ จำนวนมากเข้าด้วยกันได้ การที่จะทำเช่นนี้ได้ อุปกรณ์ทุกตัวจะต้องมีข้อบ่งชี้ที่ชัดเจน เช่นต้องมีชื่อหรือที่อยู่เฉพาะของอุปกรณ์ชิ้นนั้นๆ ซึ่งไอพีสามารถตอบสนองความต้องการเช่นนี้ได้ ด้วยความสามารถในการกำหนดแอดเดรส (Addressing) และกำหนดเส้นทาง (Routing) ของอุปกรณ์ต่างๆ สำหรับโครงข่ายขนาดใหญ่ของการดำเนินการ Demand Response ดังที่เคยทำได้มาแล้วในอินเทอร์เน็ต

มีความเชื่อถือได้สูง - ไอพีมีเครื่องมือหลายชิ้นที่มีความสามารถในการควบคุมโครงข่ายและมีความเชื่อถือได้สูงกว่าหลายๆ โพรโทคอล

สามารถเชื่อมต่อได้กับระบบที่แตกต่างกัน - ไอพีถือเป็นอิสระต่ออุปกรณ์ นั่นคือไอพีสามารถระบุได้ว่าข้อมูลส่งมาจากไหนและต้องการส่งไปที่ใด และยังทำให้อุปกรณ์ปลายทางแจ้งกลับอุปกรณ์ต้นทางเมื่อได้รับข้อมูลแล้วได้ โดยไม่สนใจว่าอุปกรณ์ต้นทางและปลายทางนั้นจะเป็นอุปกรณ์ชนิดใด เนื่องจากในการรับส่งข้อมูล ไอพีจะสนใจแต่ไอพีแอดเดรสเท่านั้น



มีความปลอดภัยสูง - ไอพีเป็นโพรโทคอลที่สามารถมีความปลอดภัยสูงได้ตามที่ต้องการ ถึงแม้ว่าไอพีจะถูกออกแบบมาให้มีความยืดหยุ่นและเป็นโพรโทคอลแบบเปิด แต่หลายๆ ปีที่ผ่านมาหลายเครื่องมือที่ถูกพัฒนาเพื่อเพิ่มความปลอดภัยในการสื่อสารข้อมูลผ่านโครงข่ายไอพี โดยในโพรโทคอลด้านการสื่อสารทั้งหมด ไอพีถือเป็นโพรโทคอลที่มีเครื่องมือสำหรับการรักษาความปลอดภัยและควบคุมการขนส่งข้อมูลจำนวนมาก ดังนั้นจึงสามารถมั่นใจได้ว่าการนำไอพีมาใช้เป็นโพรโทคอลหลักของระบบสื่อสารในกริดอัจฉริยะ ข้อมูลทั้งหมดจะถูกส่งไปยังปลายทางที่ถูกต้องโดยไม่ถูกขัดขวางหรือเข้าถึงข้อมูลโดยผู้ใช้ที่ไม่ได้รับอนุญาต ยกตัวอย่างในปัจจุบัน เช่นองค์กรทางการเงินก็มีการรับส่งข้อมูลผ่านอินเทอร์เน็ต ซึ่งเป็นโครงข่ายไอพีแบบสาธารณะ แต่มีความปลอดภัยอยู่ในระดับสูง ในขณะที่เดียวกันไอพีก็สามารถใช้งานร่วมกับโครงข่ายส่วนบุคคลเช่นกัน นั่นคือไม่อนุญาตให้คนนอกสามารถเข้าถึงโครงข่ายได้เลย นอกจากนี้ไม่ว่าจะเป็น ด้านการเมือง การทหารหรือภาคอุตสาหกรรมต่างๆ ที่เคยเป็นกังวลเกี่ยวกับความปลอดภัยในโครงข่ายไอพี ปัจจุบันก็ล้วนแต่ใช้ไอพีเป็นโพรโทคอลหลักในการสื่อสารข้อมูลทั้งสิ้น

อย่างไรก็ตามในการจะใช้งานไอพีแบบครบวงจรสำหรับ Demand Response ก็ยังมีประเด็นสำคัญๆ หลายข้อให้ต้องพิจารณาและทำการทดลองเพื่อหาทางออกที่เหมาะสมที่สุด เช่น ต้องทำให้ชุดอินเทอร์เน็ตโพรโทคอล สามารถสื่อสารกับมิเตอร์อัจฉริยะ ซึ่งเริ่มมีการใช้งานกันในพื้นที่แล้วโดยใช้โพรโทคอลชนิดอื่น (เช่น มาตรฐาน ANSI C12.22) รวมไปถึงศึกษาการนำอินเทอร์เน็ตโพรโทคอลเวอร์ชัน ๖ (Internet Protocol Version 6 : IPv6) มาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกำหนดไอพีแอดเดรสให้อุปกรณ์ต่างๆ แทนอินเทอร์เน็ตโพรโทคอลเวอร์ชัน ๔ (Internet Protocol Version 4 : IPv4) ที่มีการใช้งานอยู่เดิม

ในหัวข้อต่อไปจะเป็นการแสดงรายละเอียดของเทคโนโลยีการสื่อสารสำหรับการใช้งานด้าน Demand Response ใน ๒ ชั้นล่างสุด ได้แก่ Data Link Layer และ Physical Layer โดยจะนำเสนอแยกตามการเชื่อมโยงระหว่าง Utility-Aggregator และการเชื่อมโยงระหว่าง Aggregator-DR Client ตามลำดับ

๖.๓.๓ เทคโนโลยีสำหรับการสื่อสารระหว่าง Utility และ Aggregator

จากการศึกษาและรวบรวมข้อมูลการดำเนินการ Demand Response ในเบื้องต้น จาก Utility และจากบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีในหลายๆ ประเทศ พบว่าโดยส่วนใหญ่แล้วการสื่อสารระหว่าง Utility และ Aggregator มักจะใช้เทคโนโลยี Ethernet ใน Data Link Layer โดยอาศัยตัวกลางเป็น สายไฟฟ้า (Power Line), เส้นใยนำแสง (Fiber Optic) และ คลื่นไมโครเวฟ (Microwave) ใน Physical Layer รายละเอียดของเทคโนโลยีต่างๆ ที่กล่าวมาข้างต้น จะแสดงแยกตามหัวข้อในด้านล่าง

Ethernet

เป็นเทคโนโลยีเครือข่ายที่ได้รับความนิยมมาก เพราะเป็นการส่งข้อมูลด้วยความเร็วสูง ซึ่งในช่วงแรกที่มีการพัฒนาระบบ Ethernet สามารถที่จะส่งผ่านข้อมูลด้วยความเร็ว ๑๐ เมกะบิตต่อวินาที (Mbps) แต่ปัจจุบันมีการพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ที่เรียกว่า Fast Ethernet และ Gigabit Ethernet ที่ทำความเร็วได้ถึง ๑,๐๐๐ เมกะบิตต่อวินาที (Mbps) หรือ ๑ Gbps และ ๑๐,๐๐๐ เมกะบิตต่อวินาที (Mbps) หรือ ๑๐ GbE ตามลำดับ การควบคุม



มาตรฐานของ Ethernet จะทำโดยสถาบันวิชาชีพวิศวกรไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์ (Institute of Electrical and Electronics Engineers) หรือ IEEE นอกจากนี้ยังคาดว่าจะมีการใช้งาน GbE กันกว้างขวางมากขึ้นในอนาคตอันใกล้

Broadband over Power Line (BPL)

เป็นเทคโนโลยีที่ทำให้ข้อมูลดิจิทัลสามารถส่งผ่านทางสายไฟฟ้าในระดับแรงดันต่ำและปานกลางได้ ซึ่ง BPL ทำงานโดยการมอดูเลตคลื่นวิทยุความถี่สูงกับข้อมูลดิจิทัลจากอินเทอร์เน็ต โดยคลื่นวิทยุนี้จะถูกส่งเข้าสู่กริดไฟฟ้าจากจุดเชื่อมต่อที่กำหนด สัญญาณเหล่านี้จะเคลื่อนที่ไปตามสายไฟฟ้าแรงดันปานกลางและแรงดันต่ำ จากนั้นจะเคลื่อนที่ผ่าน (through) หรือข้าม (bypass) หม้อแปลงเข้าสู่ปลายทาง การใช้งานเทคโนโลยีนี้อาจจำเป็นต้องมีการเปลี่ยนแปลงตัวนำไฟฟ้า (conductor) ในกริดเพื่อให้สัญญาณ BPL สามารถเคลื่อนที่ผ่านได้

มาตรฐานของ BPL กำลังอยู่ในระหว่างการพัฒนาเพื่อให้ตลาดบรอดแบนด์ยอมรับได้ โดย BPL จะมีประสิทธิภาพในระยะทางสั้นๆ (ไม่เกิน ๑ ไมล์) เมื่อไม่มีการทวนสัญญาณ และระยะไกลมากขึ้นคือเป็นสิบๆไมล์ เมื่อมีการทวนสัญญาณที่ความถี่ ๒-๕๐ MHz ซึ่งอัตราการส่งข้อมูลของ BPL อยู่ที่ ๒๐-๔๐๐ Mbps

Microwave

การสื่อสารแบบจุดต่อจุด (Point-to-Point) โดยใช้คลื่นไมโครเวฟ มีใช้ในหลายๆย่านความถี่ เช่นที่ ย่านความถี่ ๒.๔, ๕.๘ GHz ใช้เทคโนโลยี Spread Spectrum มีแบนด์วิธประมาณ ๑๐ ถึง ๔๕ Mbps และย่านความถี่ ๖, ๑๑, ๑๘ GHz เป็นย่านความถี่ที่ต้องจดทะเบียนในการใช้งาน มีแบนด์วิธประมาณ ๕๐ ถึง ๑๕๕ Mbps เนื่องจากการสื่อสารโดยใช้ไมโครเวฟต้องการ Line of Sight คือจะต้องมีเส้นสายตาที่มองเห็นกันได้ระหว่างภาคส่งและภาครับ ดังนั้น ระยะทางการสื่อสารจะค่อนข้างถูกจำกัด โดยปกติจะได้ระยะทางประมาณ ๑๕-๒๕ ไมล์ นอกจากนี้ยังมีความเสี่ยงต่อการถูกรบกวนโดยสัญญาณอื่นๆ ในการใช้งานที่ย่านความถี่ ๒.๔ GHz

Fiber Optic

ใยแก้วนำแสงถือเป็นหนึ่งในสื่อกลางที่ดีที่สุดสำหรับการสื่อสาร ผู้ให้บริการไฟฟ้าส่วนใหญ่มักเลือกใช้สายใยแก้วนำแสงในทุกๆ ที่ที่เป็นไปได้ หากราคาไม่ถือเป็นประเด็นสำคัญ ใยแก้วนำแสงจะปลอดภัยจากปัญหาต่างๆ เช่น Ground Potential Rise และ EMI ส่วนความเชื่อถือได้ (Reliability) ของใยแก้วนำแสงจะขึ้นอยู่กับสถาปัตยกรรมในการออกแบบ

๖.๓.๔ เทคโนโลยีสำหรับการสื่อสารระหว่าง Aggregator และ DR Client

จากการศึกษาและรวบรวมข้อมูลในเบื้องต้น พบว่าการสื่อสารระหว่าง Aggregator และ DR Client จะใช้เทคโนโลยีหลากหลายใน Data Link Layer ได้แก่ Ethernet, WiFi, WiMax, 3G และ LTE โดยอาศัยตัวกลาง Fiber Optic, Power Line Communication, โครงข่ายคลื่นความถี่วิทยุ (Radio Frequency Mesh: RF-



Mesh), และโครงข่ายโทรศัพท์เคลื่อนที่ (Cellular Network) ใน Physical Layer รายละเอียดของเทคโนโลยีต่างๆ ที่กล่าวมาข้างต้น จะแสดงแยกตามหัวข้อในด้านล่าง

WiFi

WiFi ใช้มาตรฐาน IEEE802.11x เป็นเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพสูงในการสร้างโครงข่ายบรอดแบนด์แบบไร้สาย แต่จะมีพื้นที่ครอบคลุมที่ต่ำคือเพียง ๑๐๐ เมตร ดังนั้นจึงมีค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง หากจะใช้งาน WiFi ในพื้นที่ที่กว้างมากๆ WiFi มีระดับการให้บริการ (Level of Service) ที่ต่ำกว่าสายใยแก้วนำแสง หรือกระทั่งสายโคแอกเชียล และต้องการการเข้ารหัสลับ (Encryption) เพื่อความปลอดภัยของข้อมูล

WiFi สามารถใช้งานในกรณีฉุกเฉินได้โดยมีค่าใช้จ่ายต่ำ และจะทำงานได้ดีร่วมกับเซนเซอร์ไร้สายต่างๆ ของระบบสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ อัตราการขนส่งข้อมูลจะอยู่ในช่วง ๕ Mbps ถึง ๕๖ Mbps โดย WiFi เมื่อมีการเชื่อมต่อแบบตาข่าย (Mesh) จะมีความทนทานและสามารถคงสภาพการเชื่อมต่อได้ (Connectivity) แม้ส่วนประกอบบางตัวในระบบเกิดการผิดพลาด ซึ่งคุณสมบัตินี้เป็นที่น่าสนใจสำหรับการใช้งานในหลายๆ แอปพลิเคชัน อย่างไรก็ตามดังที่กล่าวมาแล้ว ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์ค่อนข้างสูงหากต้องการใช้งานในพื้นที่กว้าง จึงอาจเป็นอุปสรรคต่อการใช้งานด้าน Demand Response และจะเหมาะสมกว่าหากเป็นการใช้งานในระบบเครือข่ายภายในบ้าน (Home Area Network : HAN)

หากจะมีการใช้งาน Wi-Fi ผู้ให้บริการจำเป็นต้องตรวจสอบสัญญาณรบกวนกับอุปกรณ์ชนิดอื่นอย่างระมัดระวัง มิฉะนั้นปัญหาที่เกิดขึ้น อาจส่งผลกระทบต่อความพึงพอใจของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ Demand Response ได้

Cellular Network (for 3G)

ปัจจุบันโครงข่ายเซลลูลาร์มีความสามารถในการสนับสนุนการรับส่งข้อมูลด้วยความเร็ว ๑๐๐ Mbps (LTE 2008) เทคโนโลยีต่างๆ เช่น GSM, CDMA, 3G และ 4G เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับความนิยมอย่างสูงในโครงข่ายเซลลูลาร์ในปัจจุบัน โดยเทคโนโลยี 4G มีแนวโน้มที่จะได้รับความนิยมเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ

เทคโนโลยี 3G ได้รับการพัฒนาเพื่อให้รองรับแอปพลิเคชันมัลติมีเดีย โดย 3G สนับสนุนทั้ง Packet Switching และ Circuit Switching ซึ่งสามารถให้บริการได้ทั้งเสียงและข้อมูล ด้วยความเร็วสูงถึง ๗ Mbps จึงอาจเหมาะที่จะใช้ในการส่งข้อมูลการแจ้งเตือน Demand Response ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าโดยตรง นอกจากนี้เทคโนโลยี HSPA+ ซึ่งได้รับการพัฒนาต่อมาจาก 3G สามารถรับส่งข้อมูลด้วยความเร็วเพิ่มขึ้นถึง ๔๑ Mbps (Downlink) และ ๒๑ Mbps (Uplink)

LTE (for 4G)

LTE หรือ Long Term Evolution เป็นเทคโนโลยีในยุค 4G ซึ่งสนับสนุนการรับส่งข้อมูลด้วยความเร็วถึง ๔๐ Mbps ต่อเซลล์ มีโครงสร้างแบบไฮบริด คือ สามารถใช้งานเทคโนโลยีไร้สายแบบอื่นๆร่วมด้วยได้ ในส่วนของ LTE สามารถรับส่งข้อมูลด้วยความเร็วมากกว่า 3G ถึง ๑๐ เท่า โดยสามารถรับส่งข้อมูลด้วยความเร็วถึง ๑๐๐



Mbps (Downlink) และ ๕๐ Mbps (Uplink) และยังมีเวลาหน่วงหรือระยะเวลาที่ข้อมูลเดินทางจากต้นทางถึงปลายทาง (Latency) สูงสุดแค่ ๑๐ ms เท่านั้น

WiMax (for 4G)

WiMax (Worldwide Interoperability for Microwave Access) ใช้มาตรฐาน IEEE802.16e เริ่มมีการพัฒนามาตั้งแต่ปี ค.ศ. ๒๐๐๒ ปฏิบัติงานที่ย่านความถี่ประมาณ ๒ GHz ถึง ๖๖ GHz โดย WiMax ถือเป็นโครงข่ายไอพี ซึ่งสามารถทำการสื่อสารได้ในระยะไกลมากกว่า ๑๐ ไมล์รอบสายอากาศ และอาจถึง ๓๐ ไมล์ ในบางกรณี สายอากาศของ WiMax มีความสามารถในการส่งหลายๆ สัญญาณในแต่ละทิศทางในเวลาเดียวกัน เพื่อลดปัญหาที่สายอากาศฝั่งรับสัญญาณรับสัญญาณผิดเพี้ยนไปเนื่องจากสัญญาณเดียวกันมาถึงไม่พร้อมกันได้ WiMax มีอัตราการขนส่งข้อมูลสูงถึง ๗๕ Mbps และยังสามารถสื่อสารกับรถยนต์หรือยานพาหนะอื่นๆที่กำลังเคลื่อนที่ได้อยู่ได้ นอกจากนี้ยังเหมาะสมที่จะใช้งานในการสื่อสารกับระบบมิเตอร์แบบ AMI อีกด้วย

Power Line Communication (PLC)

เนื่องจากความต้องการในการใช้งานระบบ AMI นำไปสู่การพัฒนาของ PLC ซึ่งยังสามารถสนับสนุนระบบควบคุมการใช้ไฟฟ้าในโครงข่ายเช่น Load Shedding เทคโนโลยีนี้เหมาะสมสำหรับการสื่อสารสองทางที่มีความเร็วต่ำเช่น การสื่อสารกับมิเตอร์ในระบบ AMI อย่างไรก็ตามเทคโนโลยี PLC จะมีค่าใช้จ่ายในการติดตั้งครั้งแรกสูงมาก การใช้งาน PLC จะแบ่งเป็น ๒ ประเภทได้แก่ Narrow band PLC (ใช้งานในยุโรป) และ Ultra Narrow band PLC

Narrowband PLC โดยปกติจะใช้สำหรับแอปพลิเคชันความเร็วต่ำ เช่น Automatic Meter Reading (AMR) เนื่องจากอุปกรณ์ PLC ส่วนใหญ่จะสนับสนุนมาตรฐานการเชื่อมต่อ เช่น SPI, RS232 หรือ RS485 ซึ่งมีความเร็วต่ำ การใช้งาน Narrowband PLC สำหรับการสื่อสารระหว่างผู้ให้บริการไฟฟ้ากับผู้บริโภคในยุโรปจะมากกว่าในอเมริกาเหนือมาก เนื่องจากมีจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับหม้อแปลงแรงดันต่ำหนึ่งตัวมากกว่าในอเมริกาเหนือ ทำให้มาตรฐานระหว่างประเทศสำหรับ Narrowband PLC ส่วนใหญ่จะเป็นมาตรฐานทางยุโรป

ส่วน Ultra Narrowband PLC เป็นเทคโนโลยีที่ใช้ประโยชน์จากสายไฟฟ้าซึ่งมีอยู่แล้ว และนำไปรวมกับเทคโนโลยี Ultra Narrow Bandwidth เพื่อส่งข้อมูลระหว่างมิเตอร์ตามบ้านพักอาศัยหรือภาคธุรกิจไปยังผู้ให้บริการไฟฟ้า เพื่อประโยชน์ทางการรายงานข้อมูลและการคำนวณค่าไฟฟ้า ระบบมิเตอร์นี้มีความแม่นยำและความเชื่อถือได้ (Reliability) สูง และไม่มีภาระงานที่ต้องเดินทางไปบันทึกค่าจากมิเตอร์ทุกๆตัวอีกต่อไป จึงช่วยลดค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการบันทึกมิเตอร์ได้

RF-Mesh

เป็นโครงข่ายที่ใช้คลื่นความถี่วิทยุ (Radio Frequency) ที่ความถี่ประมาณ ๙๐๐ MHz และมีการเข้ารหัสลับข้อมูลแบบ ๑๒๘ บิต (128-bit AES) ทำให้สามารถใช้งานได้แม้ว่าในพื้นที่จะมีคลื่นวิทยุอื่นๆอยู่ด้วยก็ตาม ซึ่งถือว่ามีความสำคัญมาก เนื่องจากจะทำให้ข้อมูลไม่ถูกรบกวนจากสัญญาณอื่นๆ โดยปกติ RF-Mesh จะมีรัศมี



ครอบคลุมที่สั้น เนื่องจากมีพื้นฐานมาจาก WiFi แต่ก็ได้มีการพัฒนาสายอากาศและการปรับเปลี่ยนความถี่เพื่อเพิ่ม
รัศมีครอบคลุมได้กว้างขึ้น

ในโครงข่าย RF-Mesh เวลาหน่วง (Latency) จะขึ้นอยู่กับจำนวน hop ในเส้นทางการสื่อสาร โดยปกติ
๑ hop จะทำให้เกิดเวลาหน่วงประมาณ ๑๐ ms เช่น หากผู้ให้บริการต้องการใช้งาน VoIP ผ่านโครงข่าย WAN
ต้องมีการจำกัดจำนวน hop ไม่ให้เกิน ๕ hop เพื่อให้เวลาหน่วงไม่เกิน ๕๐ ms

ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response

ในบทนี้จะกล่าวถึงข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับการประยุกต์ใช้ Demand Response ในประเทศไทย ซึ่งในการร่างข้อกำหนดทางเทคนิคที่เหมาะสมนั้นคณะที่ปรึกษา เริ่มจากการศึกษาแนวทางการใช้งาน Demand Response รวมถึงรายละเอียดข้อมูลต่างๆ จากต่างประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งประเทศ หรือ Utility ที่มีประสบการณ์การใช้งาน Demand Response มาก่อน จากนั้นนำแนวทางและรายละเอียดข้อมูลต่างๆ มาผนวกกับผลลัพธ์จากการประชุมหารือกับ (๑) การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง (๒) หน่วยงานภาครัฐ ได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และ (๓) บริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีและหรือบริษัทผู้รับดำเนินการ Demand Response (Load Aggregator) โดยจะแบ่งหัวข้อการนำเสนอออกเป็น ๓ หัวข้อ ดังนี้

- (๑) ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในต่างประเทศ
- (๒) ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในประเทศไทย
- (๓) การสำรวจความเหมาะสมของเทคโนโลยี มาตรฐานที่เหมาะสม และ ความสามารถในการจัดหาได้จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

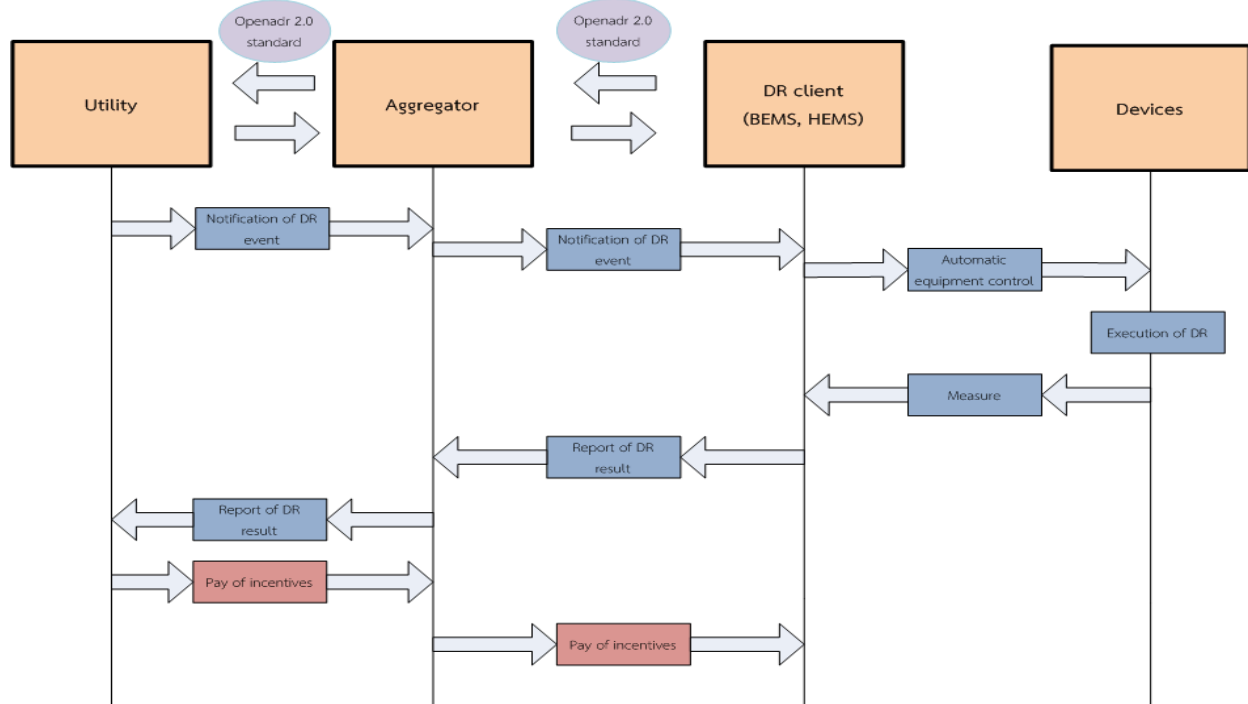
๗.๑ ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในต่างประเทศ

สำหรับข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในต่างประเทศ คณะที่ปรึกษาได้แบ่งออกเป็น ๕ ด้าน ดังต่อไปนี้

- ๗.๑.๑ ด้านการเชื่อมโยงระบบ (Architectures)
- ๗.๑.๒ ด้านรายละเอียดอุปกรณ์
- ๗.๑.๓ ด้านฟังก์ชันของระบบ Demand Response Software
- ๗.๑.๔ ด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร
- ๗.๑.๕ ด้านมาตรฐาน

๗.๑.๑ ด้านการเชื่อมโยงระบบ (Architectures)

สืบเนื่องจากมาตรฐาน OpenADR 2.0 ในบทที่ ๖ ได้กล่าวถึงรูปแบบการเชื่อมโยงของการส่งข้อมูลต่างๆ ในระบบ Demand Response ดังรูปที่ ๗.๑

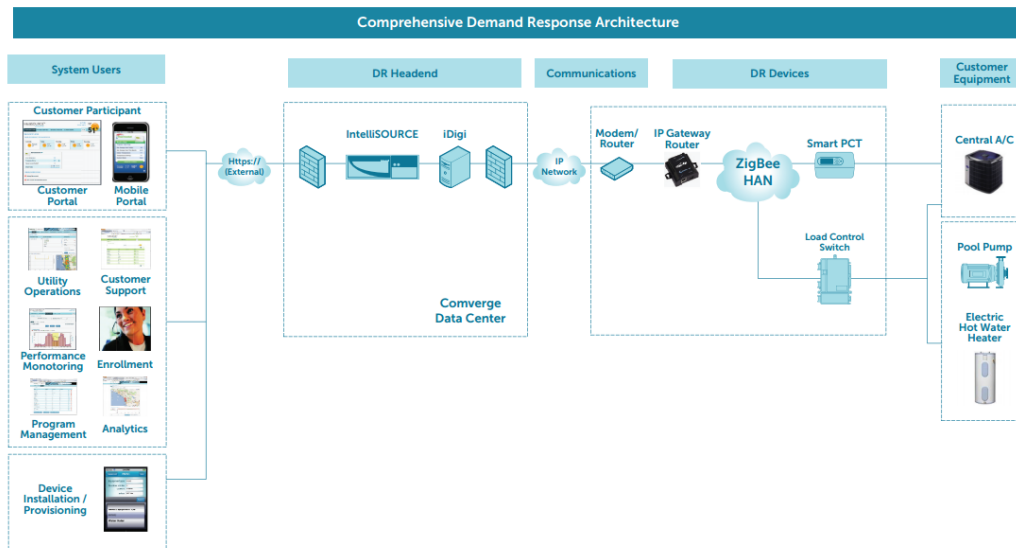


รูปที่ ๗.๑ รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0

โดยรูปที่ ๗.๑ เป็นเพียงแนวคิดเบื้องต้นสำหรับการส่งข้อมูลในระบบ Demand Response ทั้งนี้จากการศึกษาข้อมูลและประชุมหารือกับบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีและบริษัทผู้รับดำเนินการ Demand Response (Load Aggregator) จะพบว่าการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0 สามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

๑) บริษัท Comverge (ประเทศสหรัฐอเมริกา)

รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ของบริษัท Comverge สามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๗.๒



รูปที่ ๗.๒ รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response บริษัท Comverge
(ที่มา : Comverge, The Evolution of Communications for Demand Response, ๒๕๕๘)

รูปแบบการเชื่อมโยงของระบบ Demand Response ดังรูปที่ ๗.๒ มี Data Center เป็นศูนย์ประมวลผลของมาตรการ Demand Response ซึ่งประกอบไปด้วย Database Server และ Web Server สำหรับ Load Aggregator โดยขั้นตอนการรับส่งข้อมูลมีดังนี้

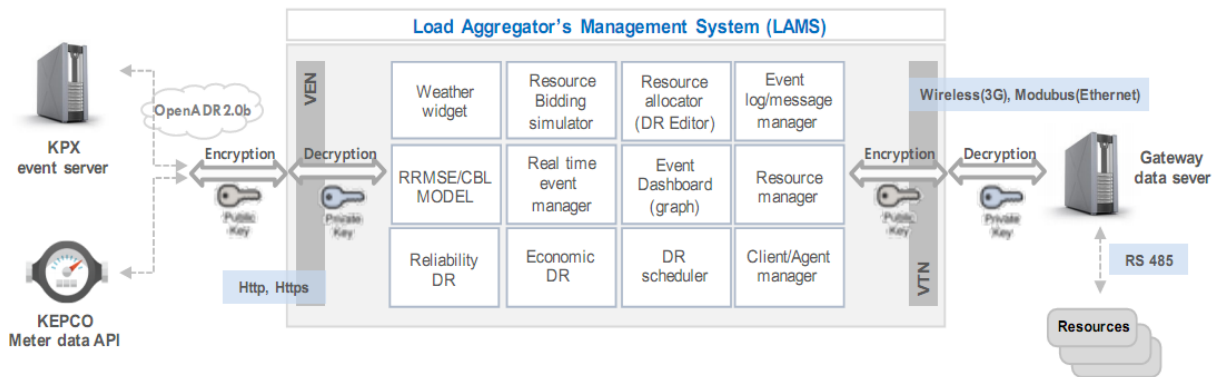
- ผู้ดูแลระบบ Demand Response ของ Load Aggregator สามารถกำหนดรายละเอียด และเงื่อนไขของมาตรการ Demand Response รวมถึงสั่งดำเนินการมาตรการ Demand Response ผ่านเว็บไซต์ด้วยโปรโตคอลการสื่อสาร http
- Data Center ทำหน้าที่ประมวลผล และ ส่งข้อมูลการแจ้งเตือน หรือ สัญญาณควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าผ่าน IP Network ไปยัง Gateway เพื่อแปลงสัญญาณ IP เป็นสัญญาณสำหรับควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้า เช่น Zigbee หรือ HAN เป็นต้น
- ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถรับรู้สถานการณ์ดำเนินการมาตรการ Demand Response ได้ผ่าน Data Center เช่นเดียวกับ Load Aggregator แต่ถูกจำกัดสิทธิ์ในการเข้าถึงข้อมูลเฉพาะความต้องการใช้ไฟฟ้าของตนเองเท่านั้น

จากกระบวนการรับส่งข้อมูลดังกล่าวจะพบว่า Data Center มีระบบป้องกันทั้งขาเข้า และ ขาออก เพราะการดำเนินการมาตรการ Demand Response ส่วนใหญ่จะตั้งอยู่บนเว็บไซต์ซึ่งสามารถเชื่อมต่อได้ผ่าน Internet การปกป้องข้อมูลของผู้เข้าร่วมมาตรการ หรือ มาตรฐานทางด้าน Cyber Security จึงเป็นเรื่องสำคัญอย่างยิ่ง



๒) บริษัท I-ON Communications (ประเทศเกาหลีใต้)

รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ของบริษัท I-ON สามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๗.๓



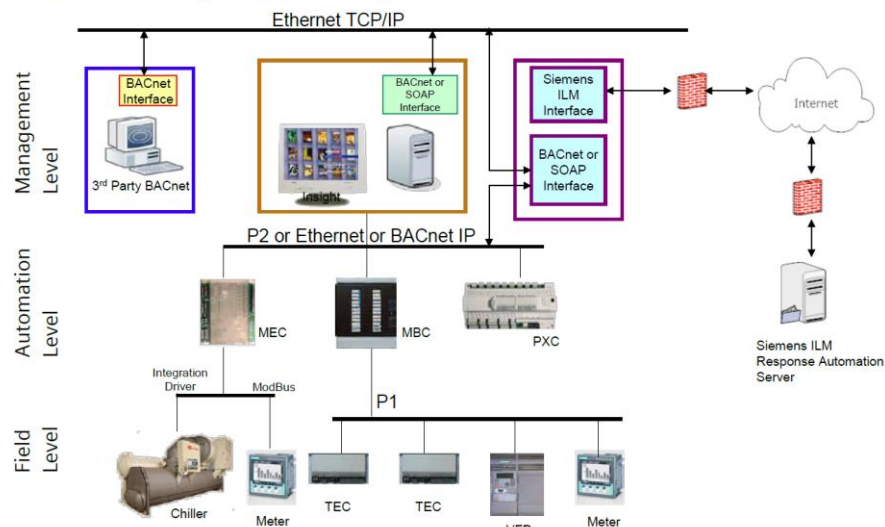
รูปที่ ๗.๓ รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ของบริษัท I-ON
(ที่มา : I-ON, LAMs for Pilot Project with AMR, ๒๕๕๙)

จากรูปที่ ๗.๓ แสดงถึงรูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ของ I-ON ซึ่งมีบริษัท KPX เป็น Utility มีบริษัท KEPCO ซึ่งเป็นตลาดไฟฟ้า และมีหน้าที่ดูแลเกี่ยวกับการจัดการระบบ MDMS โดยมี Load Aggregator's Management System (LAMS) ของบริษัท I-ON เพื่อใช้ในการดำเนินการ Demand Response สำหรับการรับส่งข้อมูลตามรูปแบบการเชื่อมโยงดังรูปข้างต้น สามารถอธิบายได้ดังนี้

- KPX Server และ KEPCO รับส่งข้อมูลกับระบบ Load Aggregator's Management System (LAMS) โดยส่งผ่านมาตรฐาน OpenADR 2.0b ด้วย protocol http, https ที่มีการควบคุมความปลอดภัยของข้อมูลโดยต้องเข้ารหัสและถอดรหัสเพื่อรับส่งข้อมูล
- ระบบ Load Aggregator's Management System (LAMS) ประมวลผลเพื่อวิเคราะห์การดำเนินการ Demand Response ของผู้ใช้ไฟฟ้า
- ระบบ Load Aggregator's Management System (LAMS) รับส่งข้อมูลกับ GATEWAY Data Server ด้วย Wireless (3G), Modbus (Ethernet) โดยต้องเข้ารหัสและถอดรหัสเพื่อรับส่งข้อมูล
- GATEWAY Data Server รับส่งข้อมูลกับผู้ใช้ไฟฟ้าโดยต้องผ่านช่องทางการสื่อสาร RS 485

๓) บริษัท Siemens (ประเทศ เยอรมนี)

รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ของบริษัท Siemens สามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๗.๔



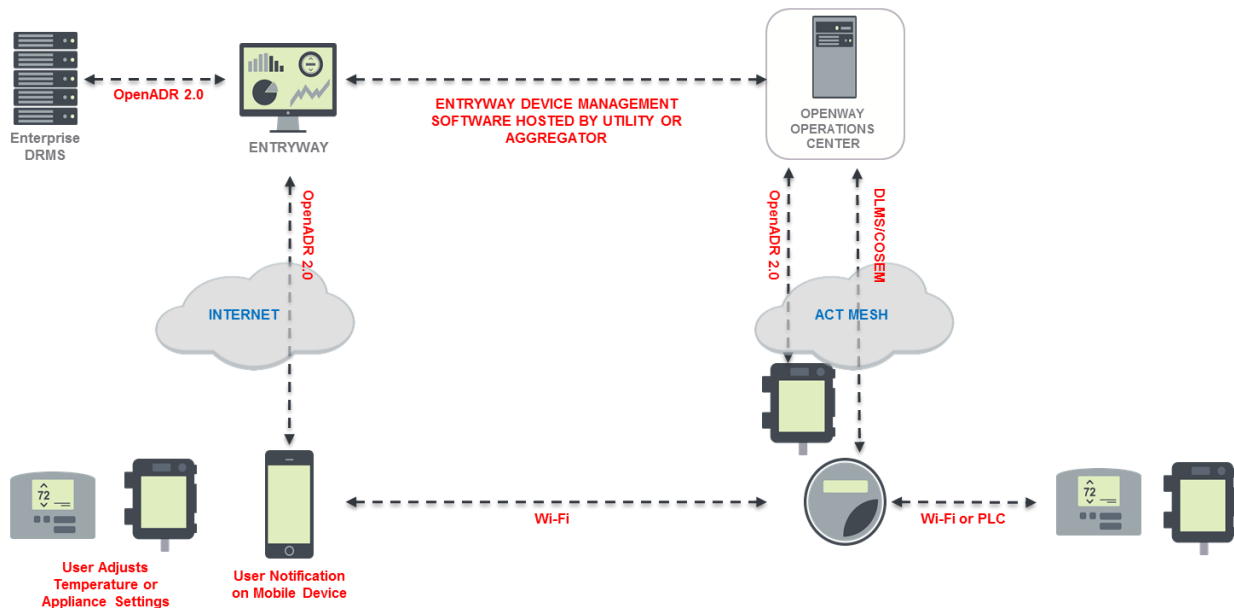
รูปที่ ๗.๔ รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ของบริษัท Siemens
(ที่มา : Siemens, Siemens Automated Demand Response Gateway, ๒๕๕๕)

จากรูปที่ ๗.๔ แสดงรูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ของบริษัท Siemens ซึ่งเป็นระบบควบคุมการดำเนินการ Demand Response ของอุปกรณ์ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ โดยมีรูปแบบการเชื่อมโยงดังนี้

- Siemens Intelligent Load Management Response Automation Server รับส่งข้อมูลกับ Siemens Intelligent Load Management Interface โดยส่งผ่าน Internet ที่มี Firewall ควบคุมความปลอดภัยของข้อมูล
- Siemens Automated Demand Response Gateway ที่ประกอบด้วย Siemens Intelligent Load Management Interface และ BACnet/SOAP Interface จะรับส่งข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response กับระบบควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยใช้ BACnetIP และ SOAP/XML

๔) บริษัท Itron (ประเทศสหรัฐอเมริกา)

รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ของบริษัท Itron โดยมากจะอิงตามมาตรฐาน OpenADR 2.0 ดังรูปที่ ๗.๕



รูปที่ ๗.๕ รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response บริษัท Itron
(ที่มา: Itron, OpenWay Riva Demand Response, ๒๕๕๙)

ขั้นตอนการรับส่งข้อมูลของรูปแบบการเชื่อมโยงรูปที่ ๗.๕ สามารถสรุปได้ดังนี้

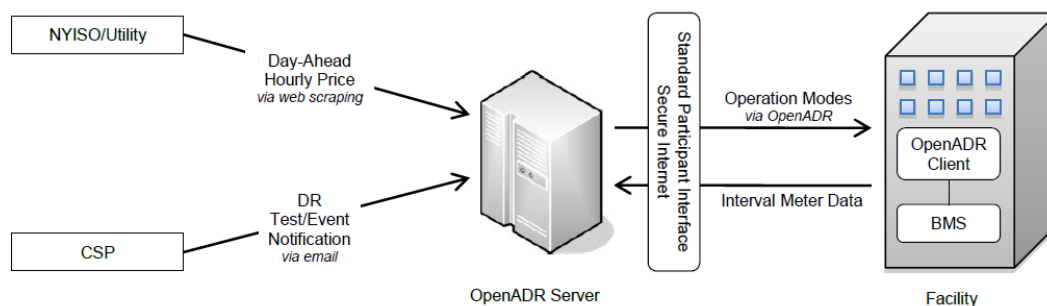
- ผู้ดูแลระบบสามารถกำหนดรายละเอียด และ เงื่อนไขของมาตรการ Demand Response ผ่าน Entryway เพื่อเก็บข้อมูลใน Enterprise DRMS หรือ สำหรับบางมาตรการ ผู้ดูแลระบบสามารถสั่งการมาตรการ Demand Response ได้โดยตรง แต่โดยทั่วไปแล้ว Enterprise DRMS จะทำหน้าที่พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า และ พยากรณ์การตอบสนองของ Demand Response เพื่อจะทำหน้าที่ช่วยในการตัดสินใจสั่งดำเนินการมาตรการ Demand Response โดยการสื่อสารระหว่าง Entryway ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าจะแบ่งออกเป็น ๒ ส่วน คือ (๑) Direct Load Control โดยจะส่งสัญญาณด้วยโปรโตคอล IPv6 ไปยัง Openway Operation Center เพื่อสั่งดำเนินการ Demand Response และ (๒) Pricing Based และ Incentives Based โดยจะส่งสัญญาณด้วยมาตรฐาน OpenADR 2.0 ผ่าน Internet ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า
- ในกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเข้าร่วมมาตรการประเภท Direct Load Control นั้น Smart Meter หรือ Gateway จะรับสัญญาณ OpenADR 2.0 จาก Openway Operation Center และ แปลงสัญญาณมาตรฐาน OpenADR 2.0 เป็นโปรโตคอล Wifi หรือ PLC เพื่อทำหน้าที่ควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าภายในบ้าน สำหรับในกรณีที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเข้าร่วมมาตรการประเภท Pricing Based และ Incentives Based ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับสัญญาณแจ้งเตือนจาก Entryway และ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะส่งสัญญาณควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าผ่าน Gateway หรือ Smart Meter



- ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถรับรู้สถานการณ์ดำเนินการมาตรการ Demand Response หรือ สถานการณ์ใช้ไฟฟ้าของตนเองได้ผ่าน Entryway

๕) โครงการ Automated Demand Response Technologies and Demonstration in New York City using OpenADR : Lawrence Berkeley National Laboratory (ประเทศ อังกฤษ)

Lawrence Berkeley National Laboratory ได้สาธิตโครงการนำร่องมาตรการ Demand Response ประเภท Auto กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอาคารพาณิชย์ที่มีระบบ BEMS ทั้งหมด ๔ ราย ในเขตแมนฮัตตัน ใช้มาตรฐาน BACnet ๓ ราย และ ใช้มาตรฐาน Lonworks ๑ ราย) มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ ๑๕ MW โดยมีรูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ดังรูปที่ ๗.๖



รูปที่ ๗.๖ รูปแบบการเชื่อมโยงโครงการ Automated Demand Response Technologies and Demonstration in New York City using OpenADR

(ที่มา: Lawrence Berkeley National Laboratory, Automated Demand Response Technologies and Demonstration in New York City using OpenADR, 2013)

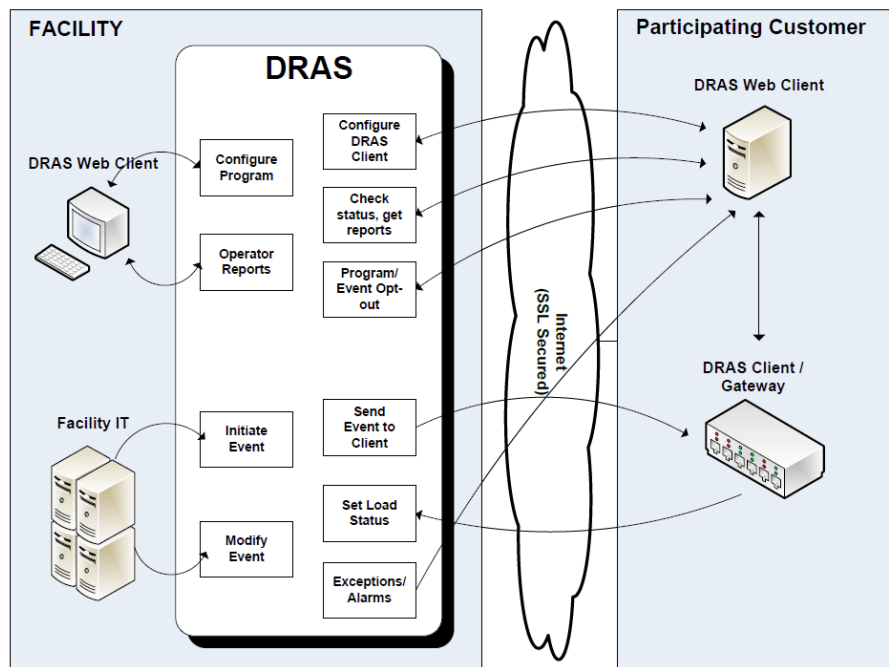
รูปแบบการเชื่อมโยงตามรูปที่ ๗.๖ สามารถอธิบายได้ดังนี้

- NYISO/Utility หรือ CSP เป็นผู้แจ้งอัตราค่าไฟฟ้า โดย NYISO/Utility จะส่งข้อมูลอัตราค่าไฟฟ้าประเภท Real Time Pricing มายัง Load Aggregator (Lawrence Berkeley National Laboratory) และ OpenADR Server ซึ่งเชื่อมต่อกับ E-mail ของ Load Aggregator จะทำการแปลงข้อมูลจาก E-mail เป็นมาตรฐาน OpenADR และ ส่งสัญญาณแจ้งเตือนไปยังผู้เข้าร่วมมาตรการทั้ง ๔ ราย
- OpenADR Client ได้รับสัญญาณแจ้งเตือนจาก OpenADR Server จะแปลงสัญญาณมาตรฐาน OpenADR เป็นสัญญาณมาตรฐาน BACnet หรือ Modbus เพื่อควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้า



๖) โครงการ Implementation of Demand Response in a University Campus : Smart Grid
Energy Research Center University of California Los Angeles (ประเทศสหรัฐอเมริกา)

โครงการ Implementation of Demand Response in a University Campus เป็นโครงการ
Demand Response ประเภท DLC ซึ่งได้ออกแบบสถาปัตยกรรมโครงสร้างให้สนับสนุนการทำงานแบบ
Automatic ดังรูปที่ ๗.๗



รูปที่ ๗.๗ รูปแบบการเชื่อมโยงโครงการ Implementation of Demand Response in a University Campus
(ที่มา: Smart Grid Energy Research Center University of California Los Angeles, Implementation of
Demand Response in a University Campus, ๒๕๕๘)

จากรูปที่ ๗.๗ สามารถอธิบายแนวคิดของรูปแบบการเชื่อมโยงได้ดังนี้

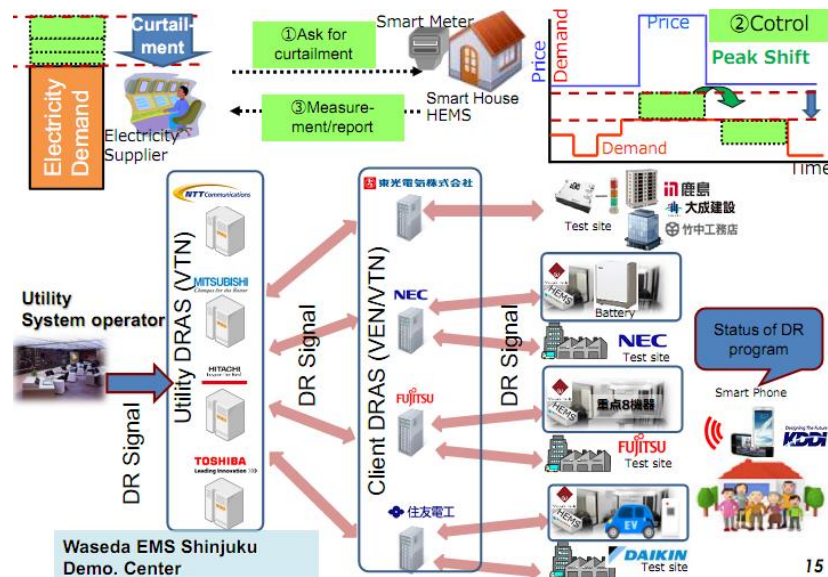
- ผู้ดูแลระบบ Demand Response หรือ DRAS Web Client สามารถกำหนดรายละเอียด และเงื่อนไขของมาตรการ Demand Response ได้ Demand Response Automation System (DRAS) รวมถึงสามารถกำหนดผู้เข้าร่วมมาตรการ เพื่อดึงข้อมูลที่เกี่ยวข้องของผู้เข้าร่วมมาตรการได้ ซึ่งเมื่อถึงวัน และ เวลาที่กำหนด หรือ สั่งการโดยตรง DRAS จะส่งสัญญาณแจ้งเตือนด้วยมาตรฐาน OpenADR ผ่าน Internet ไปยัง Gateway ของผู้เข้าร่วมมาตรการ



- Gateway เมื่อได้รับสัญญาณแจ้งเตือนจะควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้า และ ส่งสถานะการดำเนินการ Demand Response กลับไปยัง DRAS โดยที่ผู้เข้าร่วมมาตรการ และ ผู้ดูแลระบบสามารถตรวจสอบสถานะการดำเนินการ Demand Response ได้แบบ Real Time ผ่านฟังก์ชัน Operator Reports หรือ ฟังก์ชัน Check Status โดยที่ผู้เข้าร่วมมาตรการสามารถ Opt-in หรือ Opt-out ได้

๗) มหาวิทยาลัย Waseda (ประเทศญี่ปุ่น)

รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ของมหาวิทยาลัย Waseda สามารถแสดงได้ดังรูปที่ ๗.๘



รูปที่ ๗.๘ รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response มหาวิทยาลัย Waseda
(ที่มา: Waseda, OpenADR Use Case and Development, ๒๕๕๖)

ขั้นตอนการรับส่งข้อมูลของรูปแบบการเชื่อมโยงรูปที่ ๗.๘ สามารถสรุปได้ดังนี้

- ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าของ Utility ส่งสัญญาณ Demand Response ไป Utility DRAS ซึ่งถูกควบคุมโดยศูนย์ควบคุมของมหาวิทยาลัย Waseda โดยการสื่อสารนั้นต้องรองรับมาตรฐาน OpenADR 2.0a ทั้งหมด และ มาตรฐาน OpenADR 2.0b บางส่วน โดย OpenADR 2.0a เป็นมาตรฐานที่รองรับการดำเนินการ Demand Response อย่างง่าย และ OpenADR 2.0b มาตรฐานที่รองรับการดำเนินการ Demand Response ที่ซับซ้อนยิ่งขึ้น



- Utility DRAS รับส่งข้อมูลกับ Client DRAS โดยการสื่อสารสามารถใช้มาตรฐานเปิด นอกเหนือจาก OpenADR อีกทั้งผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตรวจสอบการแจ้งเตือน และข้อมูลการใช้ไฟฟ้าผ่านทาง Smart Phone

๗.๑.๒ ด้านรายละเอียดอุปกรณ์

ในหัวข้อนี้จะอธิบายถึงรายละเอียดทางเทคนิคต่างๆ ของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการมาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ ซึ่งรายละเอียดเชิงเทคนิคของอุปกรณ์ที่ใช้งานภาคสนามซึ่งจะได้อธิบายในหัวข้อที่ ๗.๒ อาจมีฟังก์ชันการทำงานที่เพิ่มเติม หรือ แตกต่างจากในหัวข้อนี้ได้ ขึ้นอยู่กับความจำเป็นของมาตรการ Demand Response ที่ดำเนินการ และ โครงสร้างของการซื้อขายไฟฟ้าภายในประเทศ โดยอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับมาตรการ Demand Response ประกอบไปด้วย Automatic Meter Reading, Operator Personal Computer, Web Server, Database Server และ MDMS Server

โดยที่ Automatic Meter Reading, MDMS Server และ Gateway ขณะที่ปรึกษาจะกล่าวถึงข้อกำหนดทางเทคนิคโดยรวม เนื่องจากอุปกรณ์เหล่านี้มีคุณสมบัติคล้ายๆกันจากการทำงานในต่างประเทศ ในขณะที่ Operator Personal Computer, Web Server และ Database Server ขณะที่ปรึกษาจะยกตัวอย่างจากบริษัทต่างๆ เนื่องจากการใช้งานกับจำนวนลูกค้าที่แตกต่างกัน

- Automatic Meter Reading

ฟังก์ชันการทำงานของ Automatic Meter Reading ในต่างประเทศประกอบไปด้วย

- มีความสามารถในการตรวจวัดความต้องการใช้ไฟฟ้า หรือ พลังไฟฟ้า ทุกๆ ๑๕ นาที เพื่อใช้ในการคำนวณ Baseline และ การคำนวณค่าชดเชยสำหรับมาตรการ Demand Response ประเภท Incentive Base
- มีความสามารถในการเปลี่ยนแปลงช่วงเวลาของการตรวจวัดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ เช่น สามารถปรับให้ Automatic Meter Reading ตรวจวัดความต้องการใช้ไฟฟ้าทุกๆ ๕ นาที หรือ ทุกๆ ๓๐ นาทีได้ เนื่องจากบางมาตรการ เช่น มาตรการ Interruptible Rate และ มาตรการ DLC การไฟฟ้าจะเรียกใช้เมื่อมีเหตุฉุกเฉินซึ่งต้องการการตรวจวัดของระบบแบบ Real Time หรือ Near Real Time มิเตอร์จึงจำเป็นต้องตรวจวัดความต้องการใช้ไฟฟ้าถี่มากขึ้น
- มีความสามารถในการสนับสนุนการคำนวณอัตราชดเชยประเภท Pricing ได้ โดยต้องสามารถปรับให้คำนวณอัตราค่าไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๖ อัตรา ได้แก่ อัตราค่าไฟฟ้าช่วง Critical Peak, Peak (CPP) และ Off-Peak (CPP) ของมาตรการ CPP รวมไปถึงอัตราค่าไฟฟ้าช่วง Peak และ Off-Peak ของอัตราค่าไฟฟ้าประเภท TOU ในกรณีที่ผู้ใช้



ไฟฟ้าต้องการยกเลิกสัญญาของมาตรการ CPP ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าของ TOU นั้นจะแตกต่างกันตามระดับแรงดันของผู้ใช้ไฟฟ้า

- มีความแม่นยำในการตรวจวัดการใช้ไฟฟ้าคลาส ๑ (มีความคลาดเคลื่อนไม่เกินร้อยละ ๑) เนื่องมาจากการคำนวณค่าชดเชยจำเป็นต้องใช้ข้อมูลการวัดที่มีความแม่นยำสูง ค่าคลาดเคลื่อนยิ่งมากจะทำให้ค่าชดเชยที่คำนวณผิดพลาดได้

- Operator Personal Computer

ตัวอย่างข้อกำหนดทางเทคนิคของอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ของบริษัท Creston สำหรับผู้ดูแลระบบ Demand Response มีดังนี้

- ระบบปฏิบัติการ : Mac® ใช้งานในระบบ OS X®; หรือ PC running Windows® XP SP2, Windows Vista®, หรือ Windows 7 หรือใหม่กว่า
- RAM: มีหน่วยความจำชั่วคราวอย่างน้อย ๒ GB
- Network interface : ๑๐/๑๐๐ Ethernet
- ความละเอียดของหน้าจอ : ๑๐๒๔ x ๗๖๘ หรือมากกว่า

- Database Server

ตัวอย่างข้อกำหนดทางเทคนิคขั้นต่ำของ Database Server ของบริษัท I-ON สำหรับระบบ Demand Response มีดังนี้

- Disk Drive: มีความจุขั้นต่ำประมาณ ๑ TB เพื่อรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าได้อย่างน้อย ๕,๐๐๐ ราย (โดยมีการเก็บข้อมูลย้อนหลังทุกๆ ๑๕ นาทีเป็นระยะเวลา ๓๑ วัน)
- RAM: มีหน่วยความจำชั่วคราวประมาณ ๖๔ GB

- Web Server

ตัวอย่างข้อกำหนดทางเทคนิคของ Web Server ของบริษัท Creston สำหรับระบบ Demand Response มีดังนี้ (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนหลายราย)

- ระบบปฏิบัติการ : Microsoft Windows Server® versions 2008 R2, 2012 หรือ 2012 R2
- ระบบประมวลผล : Dual-Core Intel® Xeon® ๒.๘ GHz



- RAM : มีหน่วยความจำชั่วคราวอย่างน้อย ๘ GB
- Disk Drive : ๒๕๐ GB
- Network interface : Gigabit Ethernet
- ความละเอียดของหน้าจอ : ๑๐๒๔ x ๗๖๘ หรือมากกว่า

ตัวอย่างข้อกำหนดทางเทคนิคของ Web Server ของบริษัท I-ON สำหรับระบบ Demand Response มีดังนี้ (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวนประมาณ ๒๕ ราย)

- Software: HAProxy
- Disk Drive: มีความจุขั้นต่ำประมาณ ๑๖ GB
- RAM: มีหน่วยความจำชั่วคราวประมาณ ๘ GB

- Meter Data Management System

จากข้อมูลของบริษัท Toshiba และ Itron ที่คณะที่ปรึกษาได้รับจากการประชุมหารือ จะสามารถสรุปข้อกำหนดทางเทคนิคของ Meter Data Management System (MDMS) หรือ ระบบจัดการข้อมูลมิเตอร์ได้ดังนี้

ข้อกำหนดทางเทคนิค

- Database Platforms : Oracle® 10gR2 หรือ Microsoft®SQL®Server 2008 R2 หรือใหม่กว่า
- ระบบปฏิบัติการ : Windows Server 2003 R2 SP2 หรือใหม่กว่า
- VMWare : Application Server รองรับระบบ 32 bit
- รองรับระบบ Oracle Partitioning บน Microsoft SQL
- ผ่านการทดสอบกับมิเตอร์จำนวน ๙.๖ ล้านเครื่องโดยเก็บข้อมูลทุกๆ ชั่วโมง
- สามารถอัปเดตได้บน Internet Explorer และ Mozilla Firefox

ความสามารถทั่วไป

- อ่านข้อมูลการใช้ไฟฟ้าทุกๆ ๑๕ นาที ดังนั้นทุกๆ ๑ ชั่วโมงจะมีการบันทึกข้อมูล ๔ ครั้ง
- ประมวลผลจากข้อมูลที่วัดได้ ประกอบด้วย ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงผลเป็นรูปกราฟเพื่อบอกถึงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในแต่ละเวลา และสามารถบอกพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ และราคาค่าไฟที่ต้องจ่าย
- ควบคุมและแก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับ โดยใช้ Google maps แสดงบริเวณที่เกิดไฟฟ้าดับ
- สามารถเชื่อมต่อกับมิเตอร์ในระยะไกลได้



- มีระบบที่รองรับมิเตอร์ใหม่เข้ามาในระบบโดยสามารถลงทะเบียนและเชื่อมต่อเข้ากับระบบจัดการข้อมูลมิเตอร์แบบอัตโนมัติ
- สามารถค้นหาข้อมูลประเภทต่างๆโดยเลือกตำแหน่ง หรือคำสำคัญที่จะค้นหา
- รองรับมาตรการ Demand Response ที่มีราคาค่าไฟแตกต่างกันในแต่ละเวลา เช่น TOU และ Critical Peak Pricing เป็นต้น
- มีระบบรักษาความปลอดภัยของข้อมูล

- Gateway

Gateway เป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับมาตรการ Demand Response ประเภท DLC และ สนับสนุนการดำเนินการ Demand Response แบบ Automatic โดยทั่วไปในต่างประเทศ Gateway จะมีความสามารถและ ข้อกำหนดทางเทคนิค ดังนี้

ข้อกำหนดทางเทคนิค

- ระบบปฏิบัติการ : ตั้งแต่ Windows Server 2003 และ Windows XP ขึ้นไป
- รองรับมาตรฐานความปลอดภัยต่างๆ เช่น TLS 1.2
- รองรับมาตรฐาน OpenADR 2.0
- รองรับการแปลงสัญญาณที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมอุปกรณ์ เช่น BACnet, Modbus หรือ LonWorks เป็นต้น

ความสามารถทั่วไป

- รองรับการสื่อสารสองทาง ได้แก่ การรับสัญญาณแจ้งเตือนจาก Load Aggregator และสามารถส่งข้อมูลสถานการณ์ใช้ไฟฟ้ากลับไปยัง Load Aggregator
- ควบคุมอุปกรณ์ หรือ ส่งข้อมูลไปยังระบบจัดการพลังงานภายในอาคารได้
- เก็บรวบรวมข้อมูลย้อนหลังของการแจ้งเตือนจาก Load Aggregator

๗.๑.๓ ด้านฟังก์ชันของระบบ Demand Response Software

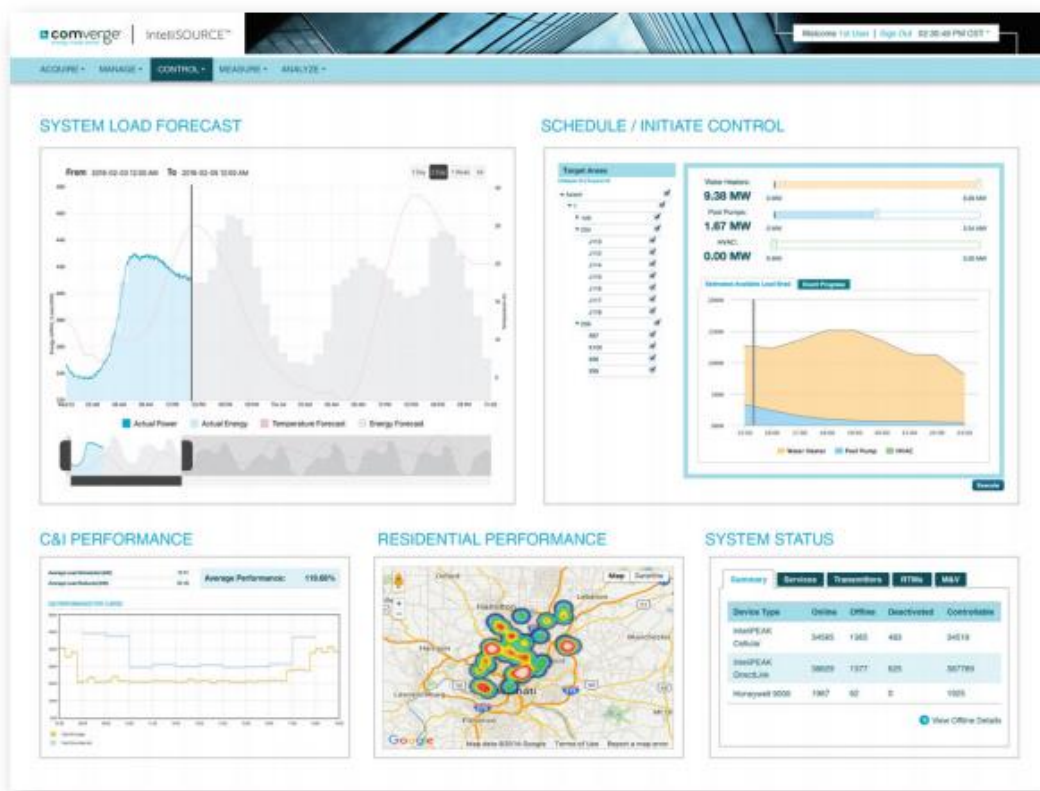
ทั้งนี้จากการศึกษาข้อมูลและประชุมหารือกับบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีและบริษัทผู้รับดำเนินการ Demand Response (Load Aggregator) จะพบว่าฟังก์ชันของระบบ Demand Response สามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้



๑) บริษัท Comverge (ประเทศสหรัฐอเมริกา)

Software จากบริษัทนี้ชื่อว่า IntelliSOURCE ซึ่งสามารถใช้ได้ทั้ง Utility และ Aggregator โดยมีคุณสมบัติดังนี้

- IntelliSOURCE-Acquire เป็นช่องทางให้ผู้บริโภคไฟฟ้าสมัครเป็นผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response แบบออนไลน์
- IntelliSOURCE-Work เป็นระบบที่ใช้ในการติดต่อผู้ใช้ไฟฟ้า และส่งข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response แบบอัตโนมัติ
- IntelliSOURCE-Control เป็นระบบควบคุมที่สามารถให้ Utility วางแผนการดำเนินการ Demand Response แบบ Real Time ซึ่งสามารถออกแบบมาตรการ Demand Response ที่เหมาะสม, คำนวณ Baseline, การจัดการด้านค่าชดเชย ดังรูปที่ ๗.๙



ดังรูปที่ ๗.๙ IntelliSOURCE-Control

(ที่มา : Comverge, The Evolution of Communications for Demand Response, ๒๕๕๘)



- IntelliSOURCE-Com เป็นระบบที่ควบคุมเกี่ยวกับการติดต่อสื่อสารกับอุปกรณ์สื่อสารมากกว่า ๑,๐๐๐ เครื่อง ผ่านการสื่อสารประเภทต่างๆ เช่น Wi-Fi, cellular, paging และ AMI โดยมีความปลอดภัยของข้อมูล และรองรับมาตรฐาน OpenADR 2.0b ดังรูปที่ ๗.๑๐



ดังรูปที่ ๗.๑๐ IntelliSOURCE-Com

(ที่มา : Comverge, The Evolution of Communications for Demand Response, ๒๕๕๘)

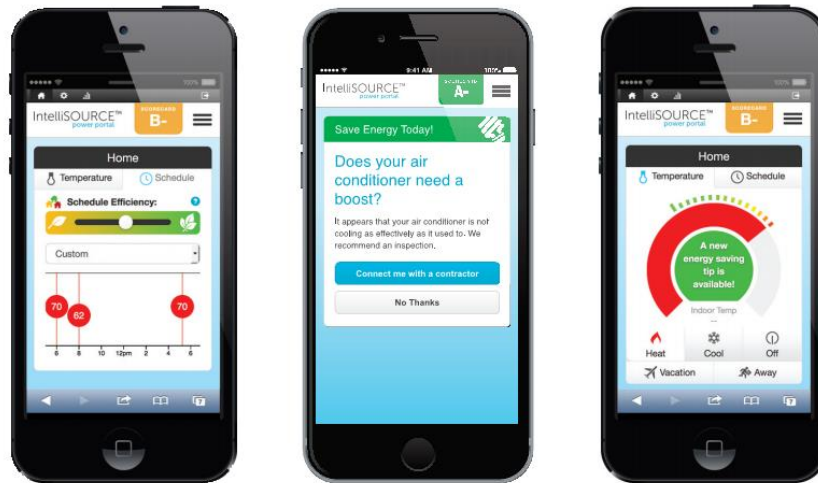
- IntelliSOURCE-Connects เป็นช่องทางที่ Utility สามารถเข้าถึงอุปกรณ์ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น Wifi Thermostats หรือ อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถควบคุมได้ ซึ่งจะมีการรักษาความปลอดภัยของอุปกรณ์ไฟฟ้า พยากรณ์การใช้ไฟฟ้า และจัดสรรการใช้งานของอุปกรณ์ไฟฟ้า ดังรูปที่ ๗.๑๑



ดังรูปที่ ๗.๑๑ IntelliSOURCE-Connects

(ที่มา : Comverge, The Evolution of Communications for Demand Response, ๒๕๕๘)

- IntelliSOURCE-Customer เป็นช่องทางที่สามารถเพิ่มความพึงพอใจให้ผู้ไฟฟ้าโดยสามารถบอกจำนวน MW ที่สามารถลดได้ด้วย Application ในโทรศัพท์มือถือ ดังรูปที่ ๗.๑๒



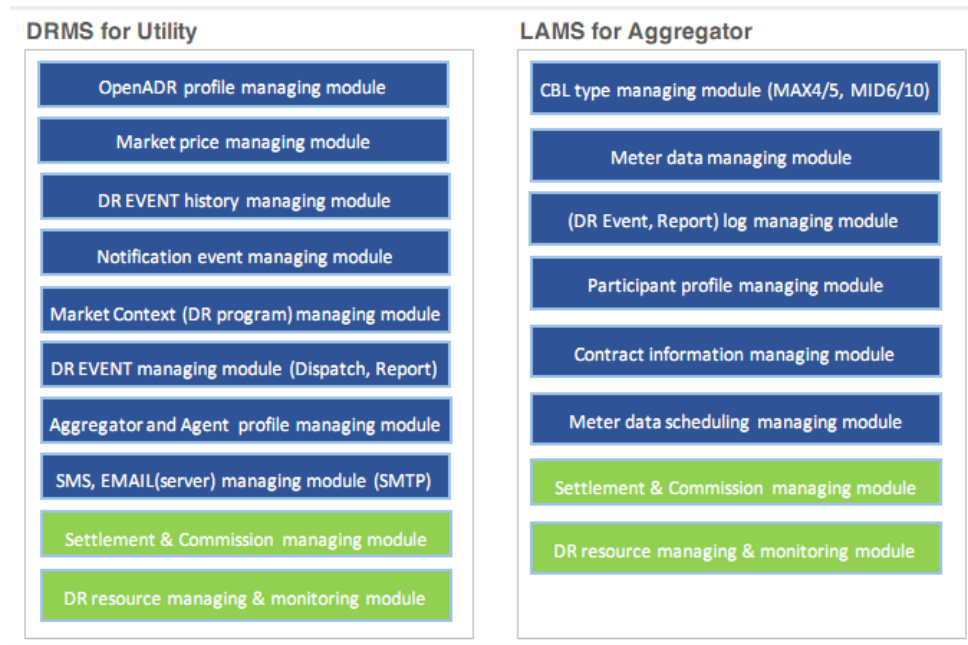
ดังรูปที่ ๗.๑๒ IntelliSOURCE-Customer

(ที่มา : Comverge, The Evolution of Communications for Demand Response, ๒๕๕๘)

- IntelliSOURCE-DERMS เป็นระบบที่คอยควบคุมการจัดการพลังงาน ในกรณีที่มีระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน, แบตเตอรี่ และ รถยนต์ไฟฟ้า
- IntelliSOURCE-Analytics เป็นระบบที่ปรับปรุงประสิทธิภาพการจัดการพลังงาน โดยการพยากรณ์จำนวน MW ที่สามารถดำเนินการ Demand Response ให้แม่นยำยิ่งขึ้น เพื่อจัดการการดำเนินการ Demand Response ให้มีประสิทธิภาพที่สุด
- IntelliSOURCE-Defence เป็นระบบที่คอยควบคุมเกี่ยวกับความปลอดภัยของกริดไฟฟ้าในระบบด้วย Cyber Security Standard

๒) บริษัท I-ON (ประเทศเกาหลีใต้)

ฟังก์ชันของ Demand Response Software ของบริษัท I-ON แบ่งออกเป็น ๒ ประเภท ได้แก่ ฟังก์ชันสำหรับ Utility และ ฟังก์ชันสำหรับ Aggregator ดังแสดงในรูปที่ ๗.๑๓



รูปที่ ๗.๑๓ ฟังก์ชัน Demand Response Software ของบริษัท I-ON
(ที่มา : I-ON, LAMs for Pilot Project with AMR, ๒๕๕๙)

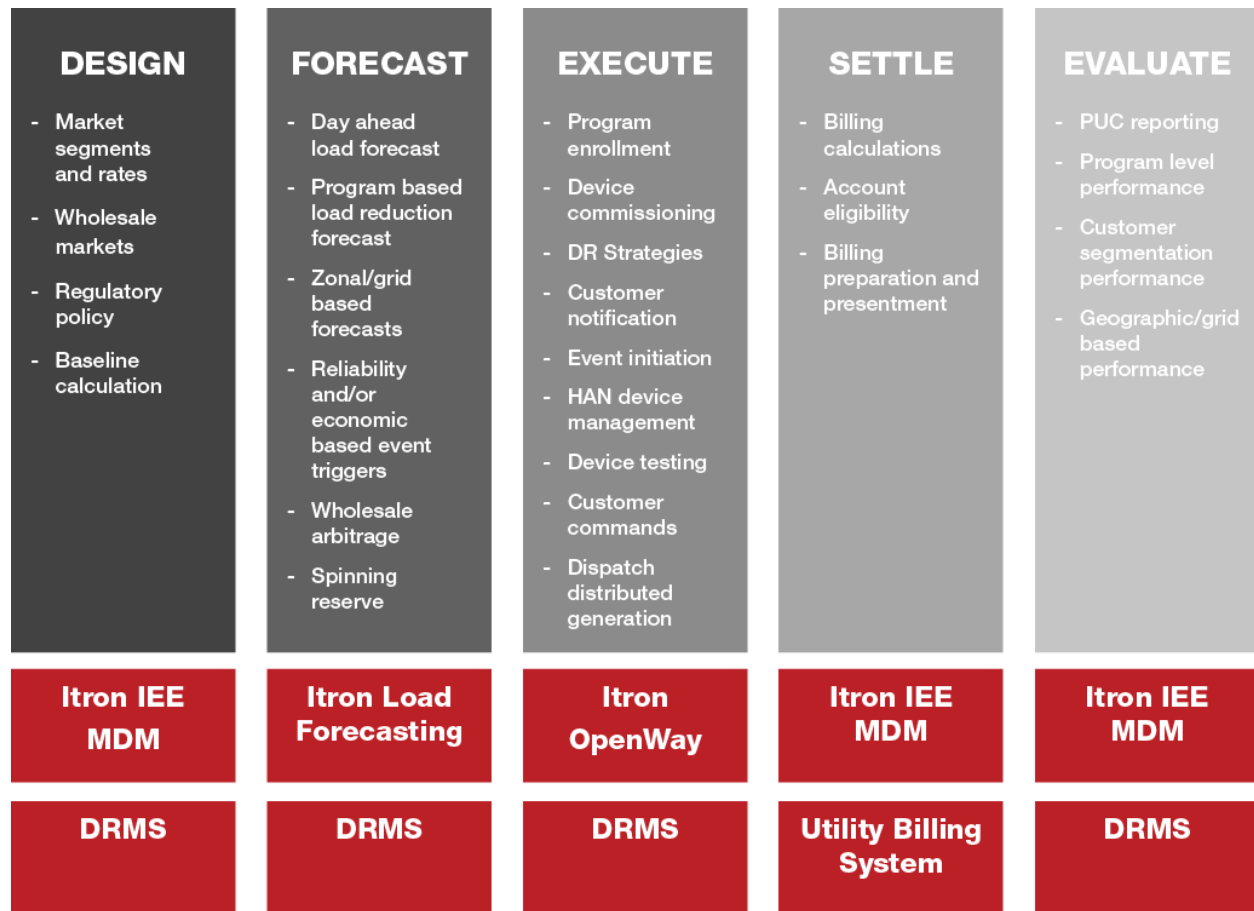
- ฟังก์ชันสำหรับ Utility มีคุณสมบัติดังนี้
 - ระบบการจัดการ Baseline ของผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น MAX4/5 และ MID6/10
 - ระบบการจัดการข้อมูลที่ได้รับจากมิเตอร์
 - ระบบการจัดการรับการแจ้งเตือนให้ดำเนินการ Demand Response และแจ้งผลการดำเนินการ Demand Response
 - ระบบการจัดการข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า
 - ระบบการจัดการข้อมูลที่ใช้ในการติดต่อสื่อสาร เช่น เบอร์โทรศัพท์, Email
 - ระบบการจัดการตารางเวลาของข้อมูลในมิเตอร์
 - ระบบการจัดการที่ดูแลเกี่ยวกับการจัดการค่าใช้จ่าย เช่น การจ่ายค่า Commission ให้แก่ Aggregator
 - ระบบการจัดการคัดเลือกพื้นที่และผู้ใช้ไฟฟ้าที่ควรดำเนินการ Demand Response
- ฟังก์ชันสำหรับ Aggregator มีคุณสมบัติดังนี้
 - รองรับมาตรฐาน OpenADR 2.0
 - ระบบการจัดการราคาค่าไฟในตลาดไฟฟ้า



- ระบบการจัดการประวัติเหตุการณ์ที่เรียกใช้ในการดำเนินการ Demand Response
- ระบบการจัดการแจ้งเตือนผู้ใช้ไฟฟ้าให้ดำเนินการ Demand Response
- ระบบการจัดการมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ
- ระบบการจัดสรรการดำเนินการ Demand Response และการรับผลการดำเนินการ Demand Response
- ระบบการจัดการข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่รวบรวมได้จาก Aggregator
- ระบบการจัดการส่งข้อมูลทาง SMS หรือ Email
- ระบบการจัดการที่ดูแลเกี่ยวกับการจัดการค่าใช้จ่าย เช่น การจ่ายค่า Commission ให้แก่ Aggregator
- ระบบการจัดการคัดเลือกพื้นที่และผู้ใช้ไฟฟ้าที่ควรดำเนินการ Demand Response

๓) บริษัท Itron (ประเทศสหรัฐอเมริกา)

DRMS จากบริษัท Itron จะรวบรวมโปรแกรมต่างๆ เพื่อทำงานร่วมกันในการบริหารจัดการมาตรการ Demand Response ดังรูปที่ ๗.๑๔ โดยฟังก์ชันการทำงานทั้งหมดของ DRMS จะครอบคลุมขั้นตอนการกำหนดอัตราค่าชดเชยของมาตรการ Demand Response การคำนวณ Baseline การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเชิงพื้นที่ การพยากรณ์การตอบสนองของความต้องการใช้ไฟฟ้า รวมไปถึงการรับสมัครผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response และ การคำนวณค่าชดเชย



รูปที่ ๗.๑๔ Demand Response Management System จากบริษัท Itron
(ที่มา: Itron, OpenWay Riva Demand Response, ๒๕๕๙)

๗.๑.๔ ด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร

จากการรวบรวมข้อมูลเทคโนโลยีการสื่อสารจากต่างประเทศ จะสามารถแบ่งข้อกำหนดทางเทคนิคออกเป็น ๒ ส่วน ส่วนแรก เป็นเทคโนโลยีการสื่อสารระหว่าง Utility – Aggregator และ เทคโนโลยีการสื่อสารระหว่าง Aggregator – DR Client ดังตารางที่ ๗.๑



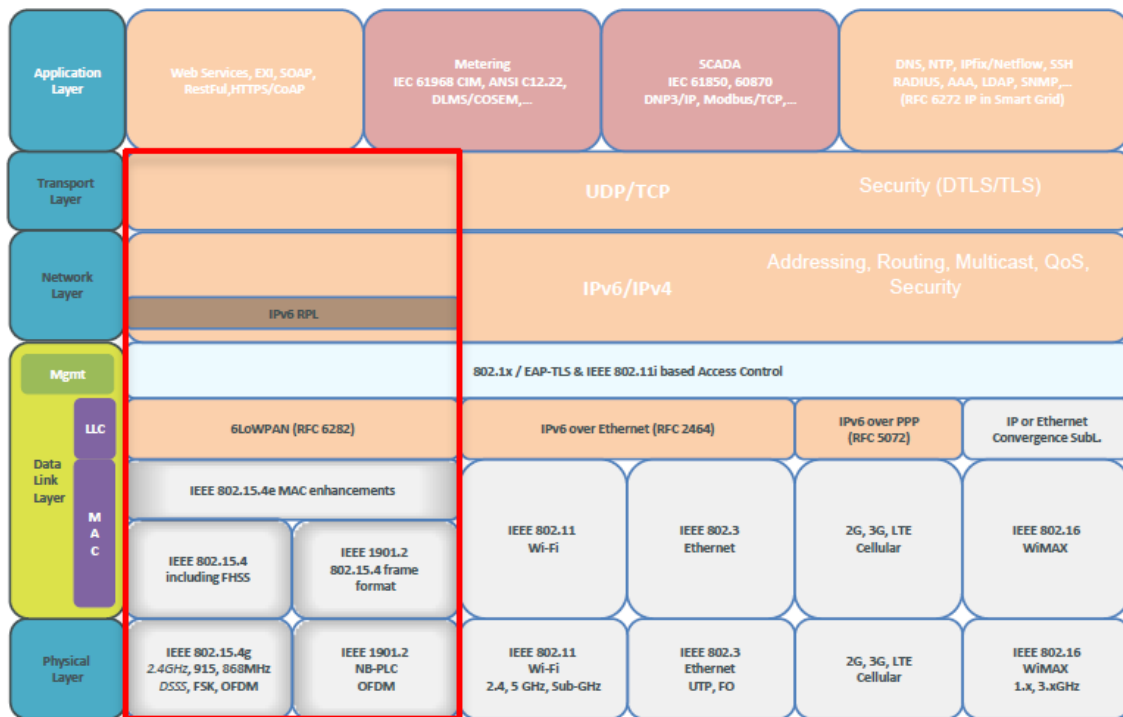
ตารางที่ ๗.๑ เทคโนโลยีการสื่อสารสำหรับมาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ

Utility – Aggregator	Physical Layer	- Broadband Power Line - Fiber Optic - Microwave - Radio Frequency
	Datalink Layer	- Ethernet
	Network Layer	- TCP/IP
	Transmission Layer	- TLS 1.2
Aggregator - DR Client	Physical Layer	- PLC - Fiber Optic - Microwave - Radio Frequency - Cellular
	Datalink Layer	- Ethernet - WIMAX (4G) - Wi-Fi - LTE (4G) - 3G
	Network Layer Transmission Layer	- TCP/IP - TLS 1.2

จากตารางที่ ๗.๑ คณะที่ปรึกษาได้สรุปเทคโนโลยีที่นิยมใช้ในต่างประเทศของระดับการสื่อสารที่สำคัญ ได้แก่ Physical Layer, Datalink Layer, Network Layer และ Transmission Layer เท่านั้น โดยการสื่อสารระหว่าง Aggregator – DR Client จะเป็นการสื่อสารแบบไร้สายเป็นส่วนใหญ่

๗.๑.๕ ด้านมาตรฐาน

มาตรฐานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการสื่อสารในระบบไฟฟ้ากำลังของระดับการสื่อสารต่างๆ เช่น SCADA/EMS หรือ MDMS เป็นต้น สามารถสรุปได้ดังรูปที่ ๗.๑๕ สำหรับเทคโนโลยี Demand Response ในส่วนของ Physical Layer, Data Link Layer, Network Layer และ Transport Layer สามารถใช้ช่องประกอบเดิมของระบบไฟฟ้ากำลังในแต่ละประเทศ มีเพียงมาตรฐาน Application Layer ที่เกี่ยวข้องกับ Demand Response จะใช้มาตรฐาน OpenADR เพื่อสนับสนุนการดำเนินการ Demand Response อย่างมีประสิทธิภาพ และ รองรับมาตรการทั้งประเภท Price Based และ Incentives Based



รูปที่ ๗.๑๕ ตารางสรุปมาตรฐานที่ใช้ใน Layer ต่างๆ
(ที่มา : Wi-Sun Alliance, Open Standard Reference Model)

จากรูปที่ ๗.๑๕ อธิบายถึงมาตรฐานในระดับการสื่อสารต่างๆ ที่นิยมใช้ในระบบไฟฟ้าต่างประเทศ โดยสามารถสรุปเป็นมาตรฐานที่ใช้ในแต่ละการเชื่อมโยงและ Layer ดังตารางที่ ๗.๒



ตารางที่ ๗.๒ มาตรฐานสำหรับมาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ

Utility – Aggregator	Physical Layer	- IEEE 1901.2 - IEEE 802.3 - IEEE 802.15.4g
	Datalink Layer	- IEEE 802.3
	Network Layer	- TCP/IP
	Transmission Layer	- TLS 1.2
Aggregator - DR Client	Physical Layer	- IEEE 1901.2 - IEEE 802.3 - IEEE 802.15.4g - Cellular
	Datalink Layer	- IEEE 802.3 - IEEE 802.16 - IEEE 802.11 - LTE (4G) - 3G
	Network Layer Transport Layer Transmission Layer	- TCP/IP - TLS 1.2

สำหรับการดำเนินการมาตรการ Demand Response ประเภท DLC หรือ ประเภท Automatic ในส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าจะใช้มาตรฐาน BACnet หรือ Lonworks ในการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าในอาคารเพิ่มเติม

๗.๒ ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในประเทศไทย

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับระบบ Demand Response ในประเทศไทย เพื่อเป็นแนวทางในการติดตั้งเทคโนโลยีสำหรับการดำเนินการ Demand Response และรูปแบบการส่งข้อมูลของระบบ Demand Response โดยคณะที่ปรึกษาได้แบ่งเป็นหัวข้อการนำเสนอเป็น ๕ ด้าน ดังนี้

- ๗.๒.๑ ด้านการเชื่อมโยงระบบ (Architectures)
- ๗.๒.๒ ด้านรายละเอียดอุปกรณ์
- ๗.๒.๓ ด้านฟังก์ชันของ Demand Response Software
- ๗.๒.๔ ด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร
- ๗.๒.๕ ด้านมาตรฐาน



โดยข้อกำหนดฯ นี้ คณะที่ปรึกษาได้จัดทำขึ้นโดยการวิเคราะห์จากรูปแบบการส่งข้อมูลทางไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน (โครงการศึกษาทบทวนระบบเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและระหว่างประเทศ, สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, ๒๕๕๗) และ การพิจารณาเทคโนโลยีที่เหมาะสมในการติดตั้งระบบต่างๆ เพิ่มเติมตามผลการศึกษาข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในต่างประเทศดังที่ได้นำเสนอในหัวข้อ ๗.๑ ทั้งนี้ข้อกำหนดทางเทคนิคที่จะได้นำเสนอในหัวข้อนี้เป็นเพียงข้อกำหนดเบื้องต้นที่ควรจะมีสำหรับการดำเนินการมาตรการ Demand Response การไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง และ Load Aggregator ใดๆ โดยเมื่อนำไปใช้งานจริงอาจมีข้อกำหนดทางเทคนิคบางประการที่นอกเหนือจากสิ่งที่คณะที่ปรึกษานำเสนอได้ ทั้งนี้เพื่อความเหมาะสมกับสถานะการพัฒนาเทคโนโลยี และเหมาะสมกับบทบาทของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง และ Load Aggregator อย่างไรก็ตามคณะที่ปรึกษาเห็นควรที่จะต้องยึดหลักการ “การทำงานร่วมกันได้” หรือ “Interoperability” เพื่อให้การใช้งาน Demand Response มีประสิทธิภาพสูงสุด รวมถึงมีการลงทุนในระบบที่ต่ำสุดและไม่ซ้ำซ้อน

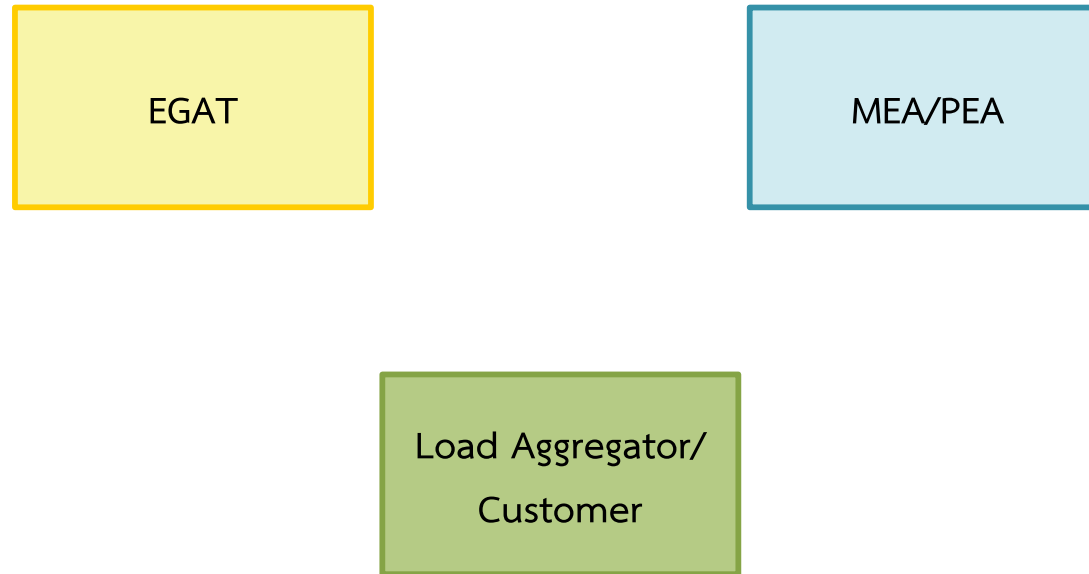
๗.๒.๑ ด้านการเชื่อมโยงระบบ (Architectures)

จากการวิเคราะห์รูปแบบการส่งข้อมูลทางไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน การพิจารณาเทคโนโลยีที่เหมาะสมในต่างประเทศ และ ผลการประชุมหารือกับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง คณะที่ปรึกษาได้นำเสนอรูปแบบการเชื่อมโยงของระบบ Demand Response ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ออกเป็น ๔ ระยะ คือ ระยะที่ ๑ (ปี ๒๕๕๙ – ๒๕๖๐) , ระยะที่ ๒ (ปี ๒๕๖๑ – ๒๕๖๒) , ระยะที่ ๓ (ปี ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔) และระยะที่ ๔ (ตั้งแต่ปี ๒๕๖๕ เป็นต้นไป) โดยมีการพัฒนาด้านการเชื่อมโยงระบบดังตารางที่ ๗.๓ และแสดงรูปแบบการเชื่อมโยงระบบในระยะที่ ๑ – ๓ ดังรูปที่ ๗.๑๖ – ๗.๑๘



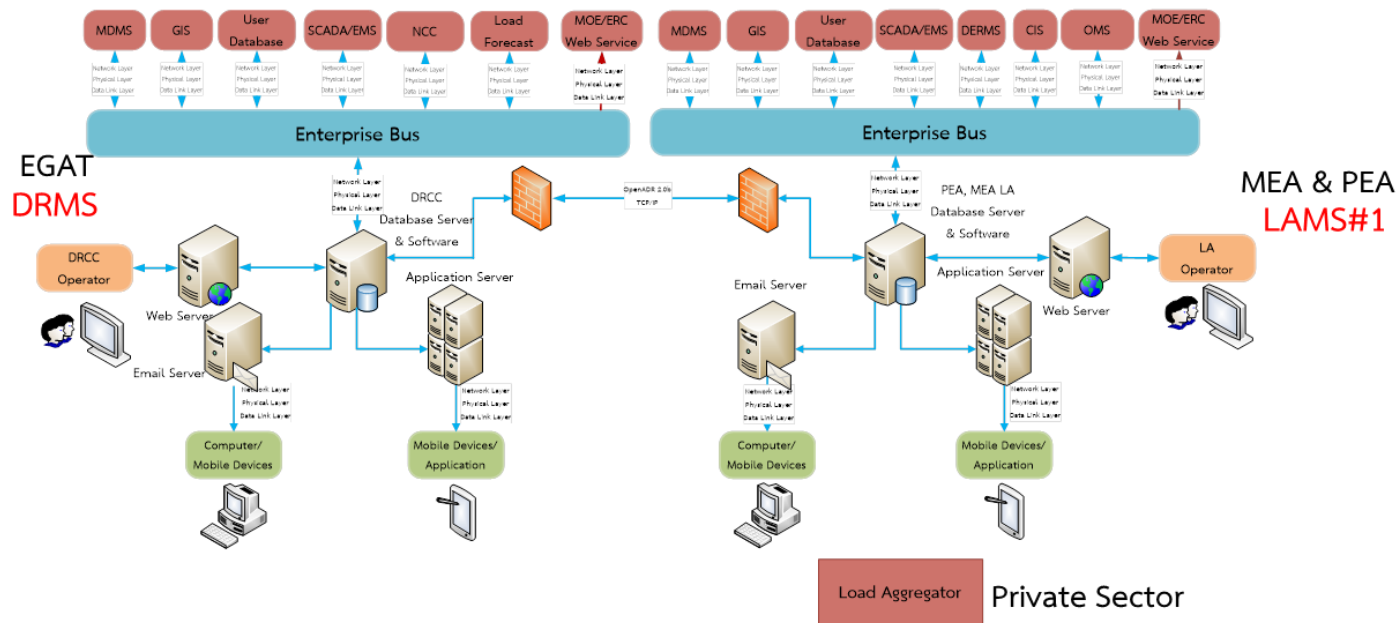
ตารางที่ ๗.๓ การพัฒนาด้านการเชื่อมโยงระบบในช่วงเวลาต่างๆ

การพัฒนาด้าน Architecture	ระยะที่ ๑ ปี ๒๕๕๙- ๒๕๖๐	ระยะที่ ๒ ปี ๒๕๖๑- ๒๕๖๒	ระยะที่ ๓ ปี ๒๕๖๓- ๒๕๖๔	ระยะที่ ๔ ปี ๒๕๖๕ เป็นต้นไป
๑. ไม่มี Interoperability ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง				
๒. เริ่มมี Load Aggregator เอกชน แต่ยังไม่มี Interoperability กับการไฟฟ้า				
๓. ไม่มี Gateway สำหรับมาตรการ DLC				
๔. มี Interoperability ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง				
๕. เริ่มมี Load Aggregator เอกชนที่มี Interoperability กับ PEA และ MEA				
๖. เริ่มมี Gateway สำหรับมาตรการ DLC (นำร่องในปี พ.ศ. ๒๕๖๒ และดำเนินการเต็มรูปแบบตั้งแต่ พ.ศ. ๒๕๖๓ เป็นต้นไป)				
๗. Load Aggregator เอกชนสามารถจดทะเบียนกับการไฟฟ้าได้ ได้ โดยต้องมี Interoperability กับการไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง				



รูปที่ ๗.๑๖ รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ระยะที่ ๑ (ปี ๒๕๕๙ - ๒๕๖๐)

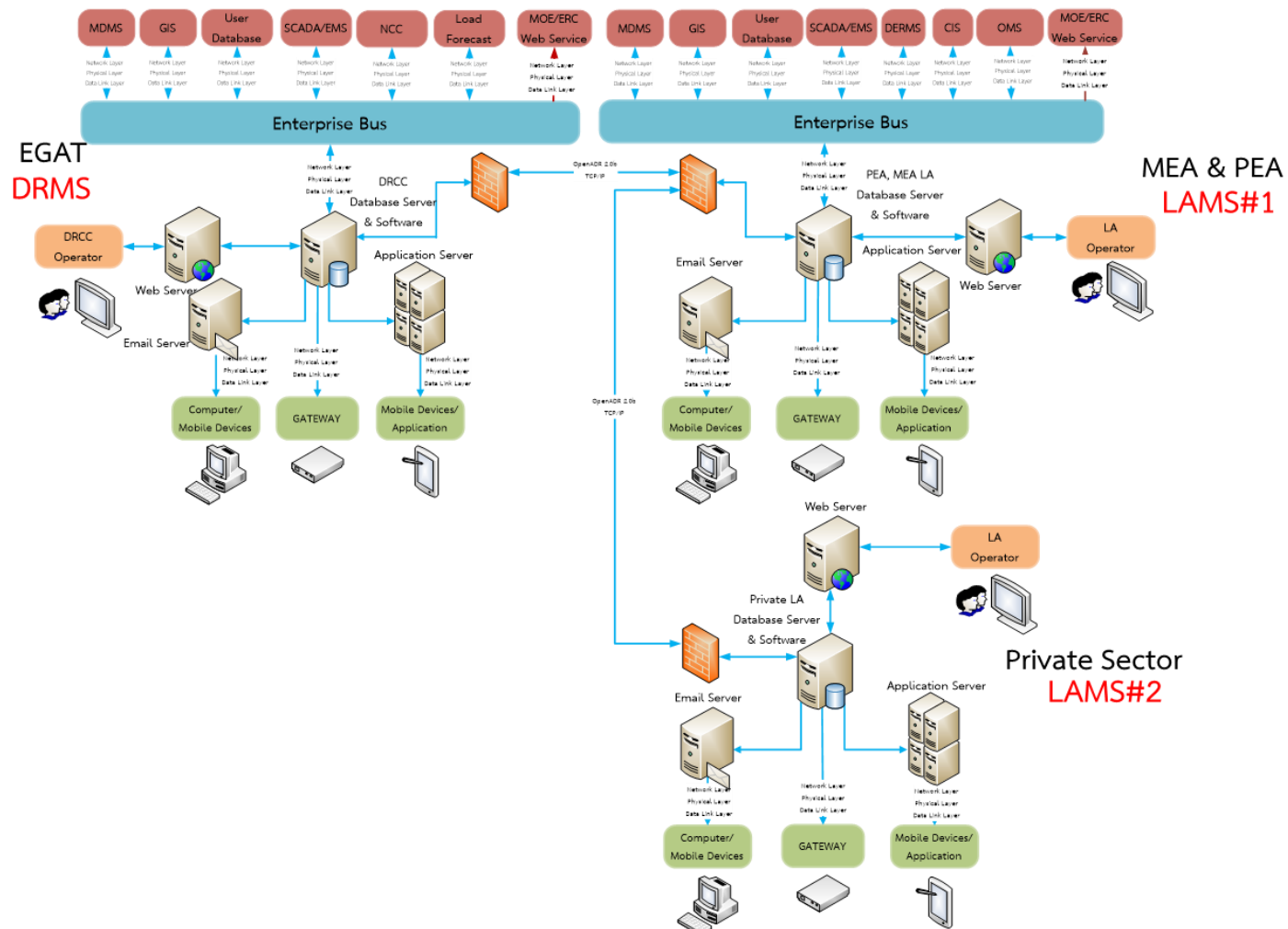
ในระยะนี้ EGAT, MEA/PEA และ Load Aggregator/Customer ยังไม่มี Interoperability ระหว่างกัน ในการดำเนินการ Demand Response อย่างไรก็ตาม ยังคงมีธุรกรรมทางการเงินระหว่างหน่วยงานทั้งสามในขั้นตอนของการจ่ายอัตราค่าชดเชยสำหรับ Demand Response ส่วนการดำเนินการ Demand Response ในระยะนี้ยังคงยึดตามการดำเนินการ Demand Response ที่ผ่านมาในประเทศไทย



รูปที่ ๗.๑๗ รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ระยะที่ ๒ (ปี ๒๕๖๑ – ๒๕๖๒)

ในระยะนี้ระบบดำเนินการ Demand Response ของ กฟผ. (เรียกโดยย่อว่า DRMS) และ ระบบดำเนินการ Demand Response ของ กฟน. และ กฟภ. (เรียกโดยย่อว่า LAMS#1) ต้องมีความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ (Interoperability) ในขณะที่ Load Aggregator เอกชน ยังไม่มี Interoperability ร่วมกับการไฟฟ้าฯ นั่นคือ Load Aggregator ในระยะนี้เป็นเพียง Business Unit เท่านั้น อย่างไรก็ตาม การดำเนินการ Demand Response ต้องถูกควบคุมโดย Regulator และ หลักการ Interoperability จะถูกจัดทำเป็นระเบียบปฏิบัติ

หมายเหตุ: การลงทุนในด้านต่างๆ ของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ไม่ควรลงทุนซ้ำซ้อนในด้านเทคโนโลยีหรืออุปกรณ์ กับโครงการเดิม (Application เดิม) ที่มีอยู่ก่อนแล้ว และสามารถใช้ร่วมกันได้ (เช่น ข้อมูลที่ได้จาก MDMS ในโครงการ DR ควรจะสามารถนำไปใช้ใน OMS และ CIS ได้ เป็นต้น รวมถึงสามารถส่งข้อมูลต่อไปยังหน่วยงานภาครัฐได้



รูปที่ ๗.๑๘ รูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ระยะที่ ๓ (ปี ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)



การดำเนินการด้าน Demand Response ในระยะนี้ สามารถสรุปโดยสังเขปได้ดังต่อไปนี้

- DRMS ต้องสามารถทำงานร่วมกันได้กับ LAMS#1 ในขณะเดียวกัน Load Aggregator เอกชนต้องมีระบบดำเนินการ Demand Response (เรียกโดยย่อว่า LAMS#2) ที่สามารถทำงานร่วมกันได้กับ LAMS#1
- เริ่มมีการดำเนินมาตรการ Demand Response แบบ DLC โดยอาศัย Gateway
- อาจมีช่องทางการสื่อสารการสื่อสารเพิ่มเติม เพื่อให้ LAMS#2 สามารถรายงานผลโดยตรงไปยัง DRMS ของ EGAT ได้ อย่างไรก็ตามการรายงานผลดังกล่าวไม่ใช่ข้อบังคับ โดย Load Aggregator เอกชนสามารถเลือกที่จะรายงานหรือไม่รายงานผลไปยัง DRMS ได้
- เช่นเดียวในระยะที่ ๒ การดำเนินการ Demand Response ต้องถูกควบคุมโดย Regulator และ หลักการ Interoperability จะถูกจัดทำเป็นระเบียบปฏิบัติ



สำหรับรูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ระยะที่ ๔ (ตั้งแต่ปี ๒๕๖๕ เป็นต้นไป) จะมีรายละเอียดเพิ่มเติมจากรูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ระยะที่ ๓ (ปี ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔) ดังนี้

- Load Aggregator เอกชนสามารถจดทะเบียนกับการไฟฟ้าได้ก็ได้ (ไม่ว่าจะเป็น EGAT, MEA, PEA) แต่ต้องมี Interoperability ร่วมกับการไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง รวมถึงไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อความมั่นคงและคุณภาพทางไฟฟ้า
- ในกรณีที่ Load Aggregator เอกชนจดทะเบียนกับ EGAT โดยตรง จำเป็นต้องมีช่องทางการสื่อสารเพื่อรายงานผลการดำเนินการ Demand Response ไปยัง MEA/PEA

โดยระบบ Demand Response ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง จะเรียกใช้เพื่อลด Peak Load ของระบบไฟฟ้าเป็นสำคัญ หรือ เพื่อตอบสนองต่อสถานะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า (Reliability/Security) โดยจะสามารถอธิบายรายละเอียดของการส่งสัญญาณแจ้งเตือน และการรับข้อมูลสถานะการดำเนินการ Demand Response ได้ดังนี้

- NCC (National Control Center ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย) เป็นผู้ตรวจสอบประเมินสถานะของระบบไฟฟ้าด้วยระบบการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า และ กำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้า, ระยะเวลา และ พื้นที่ที่ต้องการลดความต้องการใช้ไฟฟ้า จากนั้นส่งสัญญาณ Demand Response (Demand Response Command) ให้กับ DRCC (Demand Response Control Center ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย) เพื่อตอบสนองต่อสถานะฉุกเฉินของระบบไฟฟ้าผ่าน Web Application
- DRCC ทำหน้าที่ประเมินศักยภาพ Demand Response ในแต่ละมาตรการ และ จัดสรรการดำเนินการ Demand Response อย่างเหมาะสมต่อสถานะของระบบไฟฟ้า ด้วยปริมาณกำลังไฟฟ้า, ระยะเวลา และ พื้นที่ซึ่ง NCC เป็นผู้กำหนด โดยส่งการแจ้งเตือนไปยังการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือ LA Database Server ด้วยมาตรฐาน OpenADR
ในส่วนของการรับข้อมูลสถานะการดำเนินการ Demand Response จะรับข้อมูลด้วยมาตรฐาน OpenADR จาก LA Database Server แบบเรียลไทม์ในกรณีที่สั่งดำเนินการมาตรการ DLC และ มาตรการ IR สำหรับมาตรการอื่นๆ จะรับข้อมูลแบบรายครั้ง หรือ แบบเรียลไทม์เพื่อใช้ในการคำนวณค่าชดเชย
- Load Aggregator ทำหน้าที่จัดสรรการดำเนินการ Demand Response ตามมาตรการ, พื้นที่ และ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องการลดลงซึ่ง DRCC เป็นผู้กำหนด Load Aggregator อาจต้องคัดกรองกลุ่มผู้เข้าร่วมมาตรการที่เชื่อถือได้ในการดำเนินการ Demand Response ด้วยข้อมูลทางสถิติย้อนหลังของผู้เข้าร่วมมาตรการแต่ละราย โดยการแจ้งเตือนของ Load Aggregator



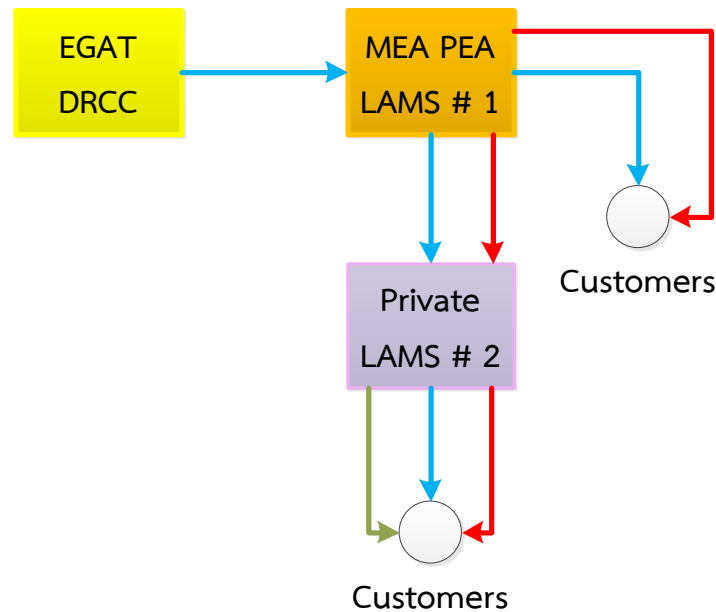
สามารถทำได้ผ่าน Email Server หรือ Application Server (มีครับ) ไปยังอุปกรณ์พกพาของผู้เข้าร่วมมาตรการ เช่น โทรศัพท์มือถือ, Application ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีอยู่ ได้แก่ MEA Smartlife และ PEA Mobile เป็นต้น ในกรณีของการดำเนินการ Demand Response ประเภท Direct Load Control นั้น Load Aggregator จำเป็นต้องส่งสัญญาณแจ้งเตือนด้วยมาตรฐาน OpenADR ไปยัง Gateway ของผู้เข้าร่วมมาตรการโดยตรง เพื่อทำการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้า

ในส่วนของการรับข้อมูลสถานะการดำเนินการมาตรการ Demand Response จะรับข้อมูลจาก MDMS ซึ่งทำหน้าที่บริหารจัดการข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้เข้าร่วมมาตรการ และ MDMS จำเป็นต้องมีความสามารถในการส่งข้อมูลสถานะการดำเนินการแบบเรียลไทม์

- ผู้เข้าร่วมมาตรการแต่ละรายสามารถตรวจสอบสถานะการดำเนินการมาตรการ Demand Response ได้ผ่านทาง Application เช่น MEA Smartlife, PEA Mobile หรือ ผ่านทาง Website ของ Load Aggregator เป็นต้น

สำหรับการเรียกให้ผู้เข้าร่วมมาตรการดำเนินการ Demand Response นั้นมี ๓ รูปแบบ (แสดงดังรูปที่ ๗.๑๙) ดังนี้

- กฟผ. เรียกใช้ Demand Response โดยแจ้งเตือนผ่าน กฟน. หรือ กฟภ. ซึ่ง กฟน. และ กฟภ. สามารถแจ้งเตือนไปยังผู้เข้าร่วมมาตรการ หรือ Aggregator เอกชน และ Aggregator เอกชน จะแจ้งเตือนไปยังผู้เข้าร่วมมาตรการของ Aggregator เอกชนนั้น โดยมีช่องทางการจ่ายค่าชดเชยตามเส้นทางการแจ้งเตือนให้ดำเนินการ Demand Response ซึ่งคาดว่าค่าชดเชยที่ได้จ่ายไปนั้นจะนำไปคำนวณเพิ่มไปยังค่า Ft ของค่าไฟ
- กฟน. และ กฟภ. เรียกใช้ Demand Response โดยแจ้งเตือนผ่านผู้เข้าร่วมมาตรการ หรือ Aggregator เอกชน และ Aggregator เอกชน จะแจ้งเตือนไปยังผู้เข้าร่วมมาตรการของ Aggregator เอกชนนั้น โดยมีช่องทางการจ่ายค่าชดเชยตามเส้นทางการแจ้งเตือนให้ดำเนินการ Demand Response ซึ่งคาดว่าค่าชดเชยที่ได้จ่ายไปนั้นจะนำไปคำนวณเพิ่มไปยังค่า Ft ของค่าไฟ
- Aggregator เอกชน เรียกใช้ Demand Response โดยแจ้งเตือนผ่านผู้เข้าร่วมมาตรการของ Aggregator เอกชนนั้น โดยมีช่องทางการจ่ายค่าชดเชยตามเส้นทางการแจ้งเตือนให้ดำเนินการ Demand Response ซึ่งคาดว่าค่าชดเชยที่ได้จ่ายไปนั้นจะนำไปคำนวณเพิ่มไปยังค่า Ft ของค่าไฟ

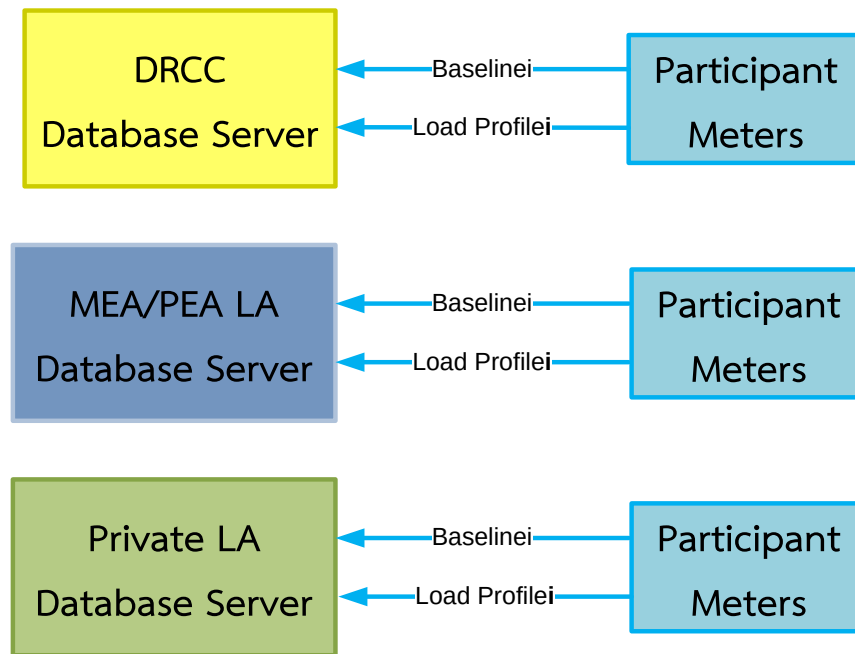


รูปที่ ๗.๑๙ รูปแบบการเรียกใช้ Demand Response และ เส้นทางการจ่ายเงินค่าชดเชย

สำหรับการตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้านั้น ในเบื้องต้นอาจกระทำได้ ๒ วิธี ได้แก่ ๑) การตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้าแบบรายพื้นที่ ๒) การตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้าเฉพาะผู้เข้าร่วมมาตรการ โดยการอธิบายในรายละเอียด จะแบ่งตามระยะที่ ๑ – ๓ ดังที่ระบุไว้ในรูปแบบการเชื่อมโยงระบบ Demand Response

๑) การตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้าแบบรายพื้นที่: ตรวจสอบจาก Total Baseline ของพื้นที่นั้น (Regional Total Baseline) เทียบกับ Total Load Profile ซึ่งรูปแบบการตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้าในระยะที่ ๑ – ๓ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- การรายงาน Total Baseline แบบรายพื้นที่ ระยะที่ ๑ (ปี ๒๕๕๙ – ๒๕๖๐) : กฟผ. กฟภ. และ กฟน. ทำได้เพียงรับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า และยังไม่มีการรายงาน Total Baseline แบบรายพื้นที่ระหว่างการใช้ไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งและ Load Aggregator เอกชน เนื่องจากยังไม่มีการทำงานร่วมกันได้ (Interoperability) ระหว่างหน่วยงานดังกล่าว ซึ่งแนวคิดของการตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้าในระยะนี้ ได้แสดงดังรูปที่ ๗.๒๐

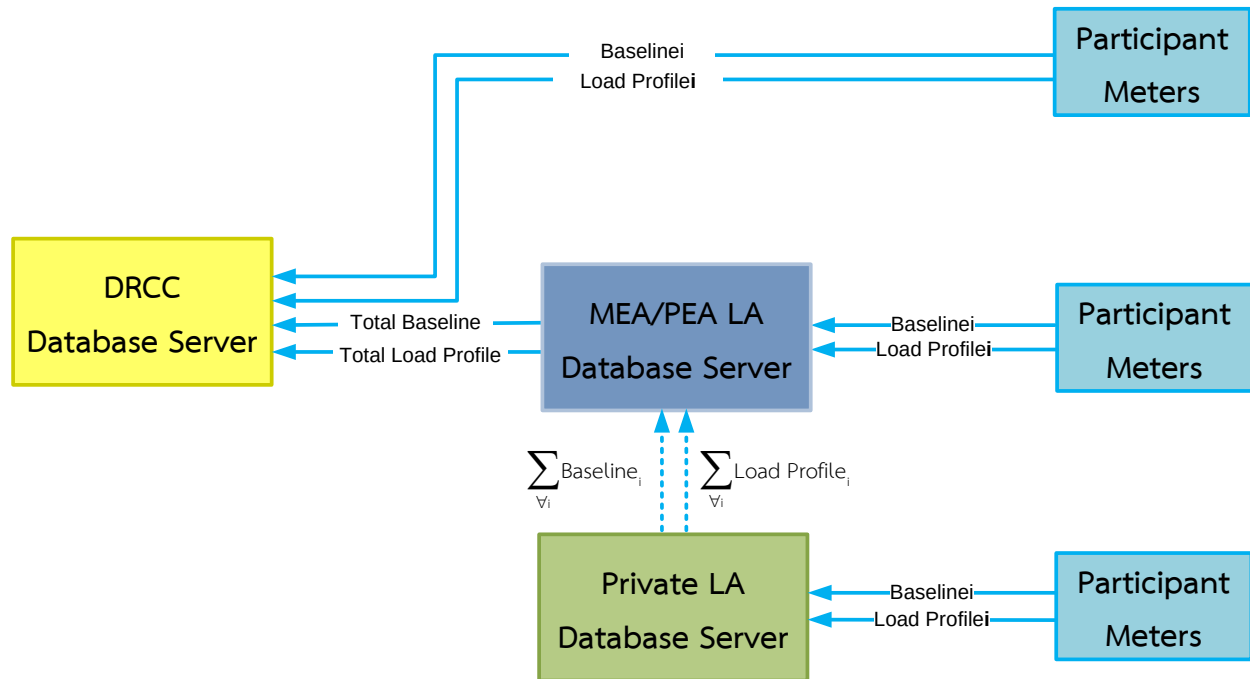


รูปที่ ๗.๒๐ การรับข้อมูล Individual Baseline จากผู้เข้าร่วมโครงการ ระยะที่ ๑ (ปี ๒๕๕๙ – ๒๕๖๐)

- การรายงาน Total Baseline แบบรายพื้นที่ ระยะที่ ๒ (ปี ๒๕๖๑ – ๒๕๖๒) : กฟภ. และ กฟน. รับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า และรวบรวมข้อมูลการลดการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่เพื่อส่งไปยัง กฟผ. เนื่องจากเริ่มมี Interoperability ของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งแล้ว และ Aggregator เอกชน รับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า แต่ยังไม่สามารถส่งข้อมูลให้ กฟภ. และ กฟน. แบบ Real Time เนื่องจากยังไม่มี Interoperability ระหว่างกันซึ่งแสดงดังรูปที่ ๗.๒๑

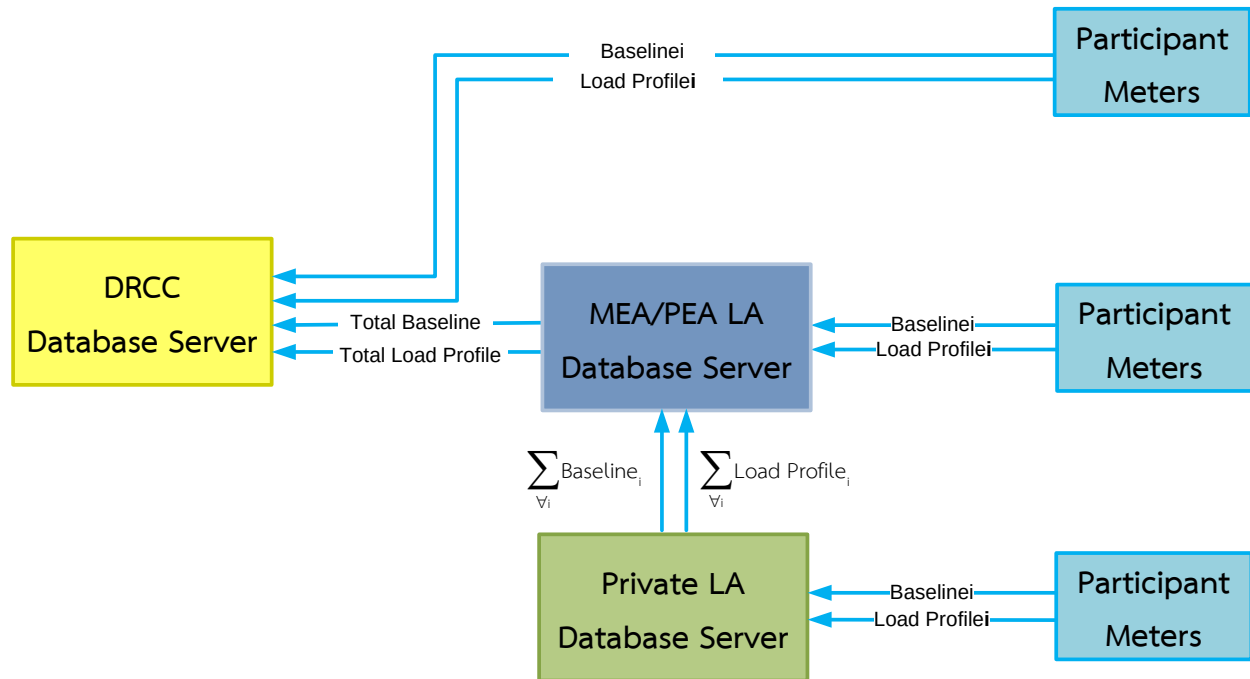
หมายเหตุ: เส้นประในรูป หมายความว่า Load Aggregator เอกชน สามารถส่งข้อมูลไปยัง กฟน. หรือ กฟภ. ได้ ๒ วิธี ได้แก่

- Load Aggregator เอกชน ติดตั้งมิเตอร์ของตนเอง เพื่อรายงานข้อมูลการใช้ไฟฟ้ากลับไปยัง กฟน. หรือ กฟภ.
- Load Aggregator เอกชน รายงานข้อมูลกลับไปยัง กฟน. หรือ กฟภ. ด้วยวิธีอื่นๆ โดย กฟน. หรือ กฟภ. ต้องตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลเอง จากมิเตอร์ของการไฟฟ้าฯ



รูปที่ ๗.๒๑ การรายงาน Total Baseline แบบรายพื้นที่ ระยะที่ ๒ (ปี ๒๕๖๑ – ๒๕๖๒)

- การรายงาน Total Baseline แบบรายพื้นที่ ระยะที่ ๓ (ปี ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔) : Aggregator เอกชน รับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า และส่งข้อมูลไปยัง กฟผ. และ กฟน. เนื่องจากมี Interoperability ระหว่างกันแล้ว ต่อมา กฟผ. และ กฟน. รับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้า และ Aggregator เอกชน ที่อยู่ภายใต้การดูแลของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า และรวบรวมข้อมูลการลดการใช้ไฟฟ้ายกพื้นที่เพื่อส่งไปยัง กฟผ. เนื่องจากเริ่มมี Interoperability ของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งแล้ว ซึ่งแสดงดังรูปที่ ๗.๒๒



รูปที่ ๗.๒๒ การรายงาน Total Baseline แบบรายพื้นที่ ระยะที่ ๓ (ปี ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔)

๒) การตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้าเฉพาะผู้เข้าร่วมมาตรการ: ตรวจสอบจากผลรวม Baseline ของผู้เข้าร่วมมาตรการแต่ละคน (Total Individual Baseline) เทียบกับผลรวม Load Profile ของผู้เข้าร่วมมาตรการ (Total Individual Load Profile) ซึ่งรูปแบบการตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้าในระยะที่ ๑ – ๓ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

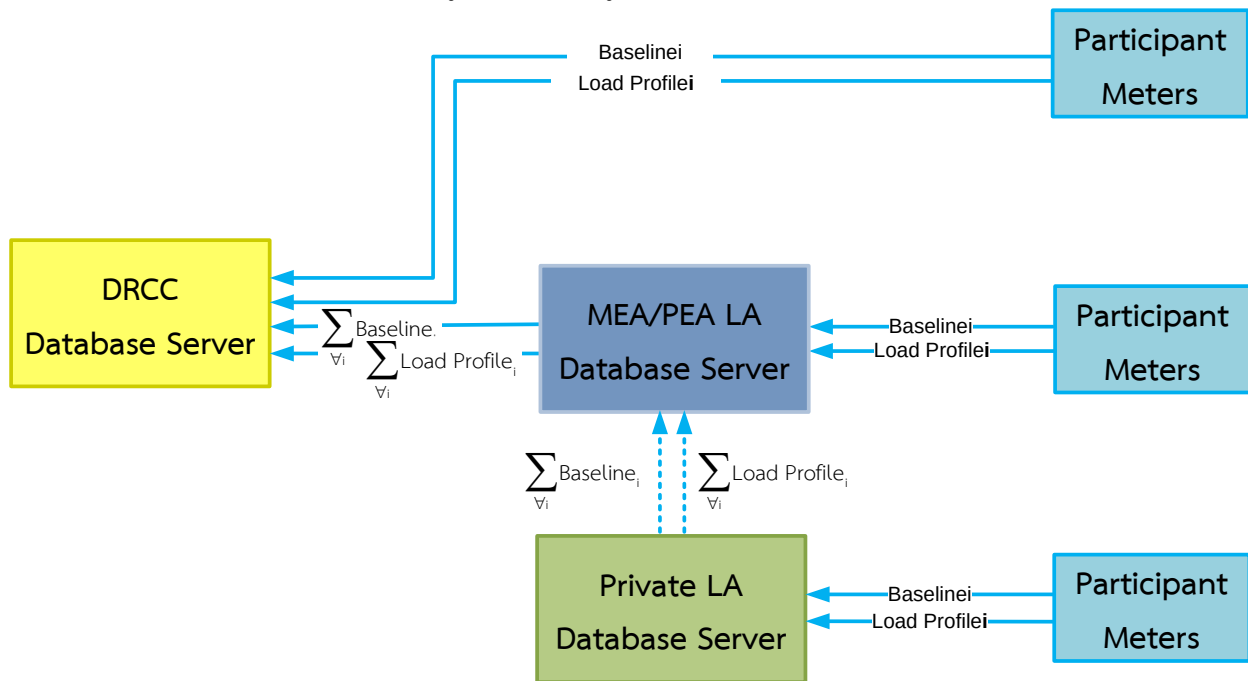
- การรายงาน Total Individual Baseline ระยะที่ ๑ (ปี ๒๕๕๙ – ๒๕๖๐) : การไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งและ Load Aggregator เอกชน รับเพียงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าผู้เข้าร่วมมาตรการของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า เนื่องจากยังไม่มี Interoperability ระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดังนั้นแนวคิดของการรายงานผลในระยะนี้ จะเหมือนกับการรายงาน Total Baseline แบบรายพื้นที่ ระยะที่ ๑ ซึ่งได้แสดงก่อนหน้านี้ในรูปที่ ๗.๒๐

- การรายงาน Total Individual Baseline ระยะที่ ๒ (ปี ๒๕๖๑ – ๒๕๖๒) : กฟภ. และ กฟน. รับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าผู้เข้าร่วมมาตรการของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า และรวบรวมข้อมูลการลดการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าผู้เข้าร่วมมาตรการเพื่อส่งไปยัง กฟผ. เนื่องจากเริ่มมี Interoperability ของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งแล้ว และ Aggregator เอกชน รับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า แต่ยังไม่สามารถส่งข้อมูลให้ กฟภ. และ กฟน. แบบ Real Time เนื่องจากยังไม่มี Interoperability ระหว่างกันซึ่งแสดงดังรูปที่ ๗.๒๓



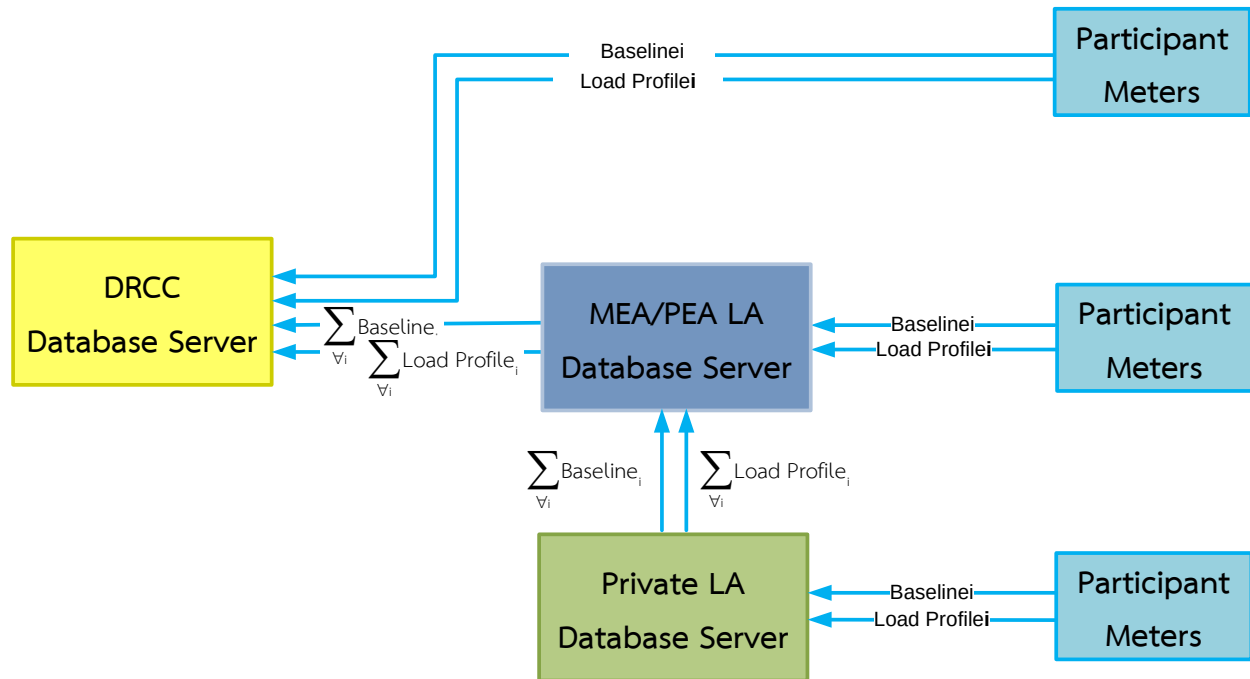
หมายเหตุ: เส้นประในรูป หมายความว่า Load Aggregator เอกชน สามารถส่งข้อมูลไปยัง กฟน. หรือ กฟภ. ได้ ๒ วิธี ได้แก่

- Load Aggregator เอกชน ติดตั้งมิเตอร์ของตนเอง เพื่อรายงานข้อมูลการใช้ไฟฟ้ากลับไปยัง กฟน. หรือ กฟภ.
- Load Aggregator เอกชน รายงานข้อมูลกลับไปยัง กฟน. หรือ กฟภ. ด้วยวิธีอื่นๆ โดย กฟน. หรือ กฟภ. ต้องตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลเอง จากมิเตอร์ของการไฟฟ้า



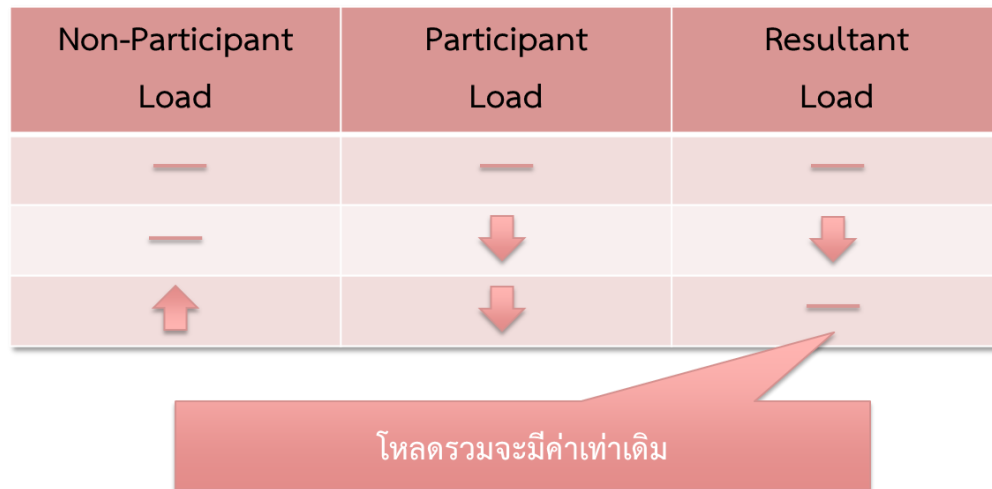
รูปที่ ๗.๒๓ การรายงาน Total Individual Baseline ระยะที่ ๒ (ปี ๒๕๖๑ – ๒๕๖๒)

- การรายงาน Total Individual Baseline ระยะที่ ๓ (ปี ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔) : Aggregator เอกชน รับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า และส่งข้อมูลไปยัง กฟน. และ กฟภ. เนื่องจากมี Interoperability ระหว่างกันแล้ว ต่อมา กฟน. และ กฟภ. รับข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากลูกค้าผู้เข้าร่วมมาตรการ และ Aggregator เอกชน ที่อยู่ภายใต้การดูแลของตนเองเพื่อใช้ในการคำนวณการลดการใช้ไฟฟ้า และรวบรวมข้อมูลการลดการใช้ไฟฟ้าจากผู้เข้าร่วมมาตรการเพื่อส่งไปยัง กฟน. เนื่องจากเริ่มมี Interoperability ของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งแล้ว ซึ่งแสดงดังรูปที่ ๗.๒๔



รูปที่ ๗.๒๔ การรายงาน Total Individual Baseline ระยะที่ ๓ (ปี ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔)

อย่างไรก็ตามการตรวจสอบผลการลดการใช้ไฟฟ้าที่ได้กล่าวนั้น อาจจะมีกรณีที่ผู้เข้าร่วมมาตรการสามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ตามที่ต้องการ ในขณะที่ผู้ไม่เข้าร่วมมาตรการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเท่ากับกำลังไฟฟ้าที่ผู้เข้าร่วมมาตรการลดได้ จะพบว่าการใช้ไฟฟ้าโดยรวมรายพื้นที่จะมีค่าเท่าเดิม ดังแสดงในรูปที่ ๗.๒๕ ซึ่งจะส่งผลให้เกิดปัญหาในการจ่ายค่าชดเชยได้ เนื่องจากไม่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นั้นได้ ซึ่งอาจจะมี ๒ รูปแบบ คือ ๑) จ่ายค่าชดเชยโดยพิจารณาจากการใช้ไฟฟ้าที่ลดได้รายพื้นที่ ๒) จ่ายค่าชดเชยโดยพิจารณาจากการใช้ไฟฟ้าที่ลดได้ของผู้เข้าร่วมมาตรการ ซึ่งจะเห็นได้ว่า Aggregator เอกชนสามารถบริหารจัดการการดำเนินการ Demand Response ได้ง่ายกว่า กฟภ. และ กฟน. เนื่องจาก Aggregator เอกชน มีเฉพาะผู้เข้าร่วมมาตรการที่เป็นลูกค้าเท่านั้น ในขณะที่ กฟภ. และ กฟน. มีทั้งผู้เข้าร่วมมาตรการ และผู้ไม่เข้าร่วมมาตรการ ทำให้บริหารจัดการได้ยากกว่า



รูปที่ ๗.๒๕ โหลรวมจากกรณีต่างๆ หลังจากการดำเนินการ Demand Response

๗.๒.๒ ด้านอุปกรณ์

ในหัวข้อนี้จะอธิบายถึงรายละเอียดด้านเทคนิคของอุปกรณ์ที่ใช้งานภาคสนามของประเทศไทยโดยมีฟังก์ชันการทำงานที่ขึ้นอยู่กับความจำเป็นของ มาตรการ Demand Response ที่ดำเนินการ และ โครงสร้างของการซื้อขายไฟฟ้าภายในประเทศ โดยอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับมาตรการ Demand Response ประกอบไปด้วย Automatic Meter Reading, Gateway, MDMS Server และ Server (สำหรับ DRMS หรือ LAMS)

- Automatic Meter Reading

Automatic Meter Reading เป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับมาตรการ Demand Response เพื่อตรวจวัดการใช้ไฟฟ้าของลูกค้า โดย Automatic Meter Reading ควรจะมีข้อกำหนดทางเทคนิค และฟังก์ชันการทำงานดังนี้

ข้อกำหนดทางเทคนิค

- ข้อกำหนดทางเทคนิคของ AMR เป็นไปตามข้อกำหนดเดิมที่การไฟฟ้าฯ พิจารณา

ฟังก์ชันการทำงาน

- รองรับการสื่อสารสองทาง ได้แก่ การรับสัญญาณแจ้งเตือนจาก Load Aggregator และสามารถส่งข้อมูลสถานะการใช้ไฟฟ้ากลับไปยัง Load Aggregator ได้ มีความสามารถในการตรวจวัดความต้องการใช้ไฟฟ้า หรือ พลังไฟฟ้า ทุกๆ ๑๕ นาที เพื่อใช้ในการคำนวณ Baseline



- มีความสามารถในการเปลี่ยนแปลงช่วงเวลาของการตรวจวัดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ เช่น สามารถปรับให้ AMR ตรวจวัดความต้องการใช้ไฟฟ้าทุกๆ ๕ นาที หรือ ทุกๆ ๓๐ นาทีได้ (หรือ อ้างอิงตามมิเตอร์ TOU ๑๕ นาที)
- มีความแม่นยำในการตรวจวัดการใช้ไฟฟ้ามีความคลาดเคลื่อนไม่เกินร้อยละ ๑
- มีคุณสมบัติอื่นๆ เป็นไปตามข้อกำหนด AMR เดิมที่การไฟฟ้าพิจารณา

ทั้งนี้ คาดว่าในกรณีของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ กฟน. และ กฟภ. จะสามารถเลือกใช้มิเตอร์ Automatic Meter Reading ที่ได้ติดตั้งให้ลูกค้าตามแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดที่มีอยู่ โดยไม่จำเป็นต้องจัดหามิเตอร์ใหม่

● Gateway

Gateway เป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับมาตรการ Demand Response ประเภท DLC และ สนับสนุนการดำเนินการ Demand Response แบบ Automatic ซึ่งคาดว่าจะมีการใช้งานในปี ๒๕๖๓ ดังนั้นจะต้องติดตั้ง Gateway เพิ่มเติมให้กับลูกค้า โดย Gateway ควรจะมีความสามารถ และ ข้อกำหนดทางเทคนิคดังนี้

ข้อกำหนดทางเทคนิค

- ระบบปฏิบัติการ : ขึ้นอยู่กับบริษัทผู้ผลิต Gateway
- รองรับมาตรฐานความปลอดภัยต่างๆ เช่น อย่างน้อย TLS 1.2
- รองรับมาตรฐานเปิด เช่น อย่างน้อย OpenADR 2.0b หรือเทียบเท่า
- รองรับการแปลงสัญญาณที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมอุปกรณ์ เช่น Zigbee, Econet, BACnet, Modbus, z-wave ,Thread หรือ LonWorks เป็นต้น
- ผ่านการทดสอบว่าสามารถควบคุมอุปกรณ์ได้ ตามมาตรฐานที่การไฟฟ้า กำหนด

ฟังก์ชันการทำงาน

- รองรับการสื่อสารสองทาง ได้แก่ การรับสัญญาณแจ้งเตือนจาก Load Aggregator และสามารถส่งข้อมูลสถานะการใช้ไฟฟ้ากลับไปยัง Load Aggregator ได้
- ควบคุมอุปกรณ์ หรือ ส่งข้อมูลไปยังระบบจัดการพลังงานภายในอาคารได้
- เก็บรวบรวมข้อมูลย้อนหลังของการแจ้งเตือนจาก Load Aggregator ได้.

● Meter Data Management System

สำหรับระบบ Management System (MDMS) หรือระบบจัดการข้อมูลมิเตอร์เพื่อใช้ในการดำเนินการ Demand Response ควรจะมีความสามารถ และ ข้อกำหนดทางเทคนิคดังนี้



ข้อกำหนดทางเทคนิค

- รองรับจำนวน AMR/Smart Meter ทั้งหมดของแต่ละการไฟฟ้าได้
- สามารถอัปเดตเวอร์ชันของระบบ MDMS จากบริษัทผู้ผลิตได้บน IE11+, Edge, Firefox, Chrome, Safari ฯลฯ
- ผ่านการทดสอบกับมิเตอร์ว่าสามารถใช้งานได้ ตามมาตรฐานที่การไฟฟ้าฯ กำหนด

ฟังก์ชันการทำงาน

- อ่านข้อมูลการใช้ไฟฟ้าทุกๆ ๑๕ นาที ดังนั้นทุกๆ ๑ ชั่วโมงจะมีการบันทึกข้อมูล ๔ ครั้ง
- ประมวลผลจากข้อมูลที่วัดได้ ประกอบด้วย ข้อมูลการใช้ไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ และราคาไฟฟ้าที่ต้องจ่าย
- มีระบบที่รองรับมิเตอร์ใหม่เข้ามาในระบบโดยสามารถลงทะเบียนและเชื่อมต่อเข้ากับระบบจัดการข้อมูลมิเตอร์แบบอัตโนมัติ
- รองรับมาตรการ Demand Response ที่มีราคาไฟฟ้าแตกต่างกันในแต่ละเวลา เช่น TOU และ Critical Peak Pricing
- มีระบบรักษาความปลอดภัยของข้อมูล
- สามารถประมาณข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในกรณีการส่งข้อมูลขัดข้องชั่วคราว (Estimation)
- สามารถตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลการใช้ไฟฟ้าได้ (Evaluation)
- สามารถรองรับ Browser ได้หลายประเภท เช่น IE11+, Edge, Firefox, Chrome, Safari ฯลฯ
- มีคุณสมบัติอื่นๆ เป็นไปตามข้อกำหนด MDMS เดิมที่การไฟฟ้าฯ พิจารณา เช่น สามารถควบคุมและแก้ไขปัญหาไฟฟ้าดับ โดยใช้ระบบแผนที่แสดงบริเวณที่เกิดไฟฟ้าดับ

- Server (สำหรับ DRMS หรือ LAMS)

สำหรับ Server (สำหรับ DRMS หรือ LAMS) เพื่อใช้ในการดำเนินการ Demand Response นั้นต้องรองรับจำนวน AMR/Smart Meter ทั้งหมดของแต่ละการไฟฟ้าได้, มีคุณสมบัติ Scalability เพื่อรองรับการเพิ่มจำนวน AMR/Smart Meter ในอนาคต และมีระบบสำรอง (Backup) ข้อมูล โดยแผนการติดตั้ง AMR/Smart Meter แสดงดังตารางที่ ๗.๔



ตารางที่ ๗.๔ แผนการติดตั้ง AMR และ Smart Meter ของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง

แผนการติดตั้ง AMR/Smart Meter	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
	๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
EGAT : รองรับ AMR/Smart Meter ๘ เครื่อง						
MEA : รองรับ AMR ๘,๒๕๐ เครื่อง						
MEA : รองรับ AMR ๓๐,๐๐๐ เครื่อง						
PEA : รองรับ AMR ๙๕,๒๕๐ เครื่อง สำหรับธุรกิจ อุตสาหกรรม (ดำเนินการติดตั้งเสร็จสิ้นแล้ว)						
PEA : รองรับ Smart Meter ที่พื้นที่ พัทยา จ.ชลบุรี จำนวน ๑๑๖,๐๐๐ เครื่อง รวมเป็น ๒๑๑,๒๕๐ เครื่อง ในปี ๒๕๖๑						
PEA : รองรับ Smart Meter (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มธุรกิจ อุตสาหกรรม) จำนวน ๘๖,๐๐๐ เครื่อง (อยู่ระหว่างการขอ อนุมัติโครงการ) รวมเป็น ๒๙๗,๒๕๐ เครื่อง ในปี ๒๕๖๔						
PEA : รองรับ Smart Meter (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยใน ๔ เมืองใหญ่) จำนวน ๗๓๙,๐๐๐ เครื่อง (อยู่ระหว่างการ ขออนุมัติโครงการ) รวมเป็น ๑,๐๓๖,๒๕๐ เครื่อง ในปี ๒๕๖๕						ถึงปี ๒๕๖๕

สำหรับตัวอย่างข้อกำหนดทางเทคนิคของ Server สำหรับ DRMS และ LAMS ตลอดจน Server อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องนั้น ได้แสดงโดยสังเขปดังนี้ (รายละเอียดต่างๆ การไฟฟ้าฯ สามารถปรับเปลี่ยนได้ตามความเหมาะสม โดยขณะที่ปรึกษาได้นำเสนอเพียงตัวอย่างเท่านั้น)

- Operator Personal Computer ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้
 - ระบบปฏิบัติการ : Microsoft Windows, Linux หรืออื่นๆ
 - RAM: มีหน่วยความจำชั่วคราวอย่างน้อย 16 GB
 - Network interface : Gigabit 10/100/1000
 - ความละเอียดของหน้าจอ : Full HD (1080p) หรือมากกว่า โดยอาจมีหน้าจอได้มากกว่า ๑ หน้าจอ



- DRMS, LAMS Server ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้
 - ระบบปฏิบัติการ : Microsoft Windows, Linux หรืออื่นๆ
 - Platforms : Oracle®, Habu® หรืออื่นๆ
 - Network interface : Gigabit 10/100/1000
 - ระบบประมวลผล, RAM, Disk Drive : รองรับจำนวน AMR/Smart Meter ทั้งหมดของแต่ละการไฟฟ้าได้
- Web Server ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้
 - ระบบปฏิบัติการ : Microsoft Windows, Linux หรืออื่นๆ
 - Network interface : Gigabit 10/100/1000
 - ระบบประมวลผล, RAM, Disk Drive : รองรับจำนวน AMR/Smart Meter ทั้งหมดของแต่ละการไฟฟ้าได้

หมายเหตุ:

- (๑) จำนวน Server ที่จำเป็นสำหรับ Load Aggregator และ Utility อาจแตกต่างกันได้ โดยขึ้นอยู่กับความจุของข้อมูลที่ต้องจัดการ
- (๒) ข้อกำหนดทางเทคนิคของ Server ในที่นี้เป็นเพียงข้อกำหนดทางเทคนิคคร่าวๆ เท่านั้น โดยการไฟฟ้าแต่ละแห่งอาจเพิ่มเติมรายละเอียดตามความเหมาะสมได้ในภายหลัง
- (๓) การไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งอาจพิจารณาใช้ Cloud Server หรือ Virtual Machine แทน Server แบบดั้งเดิม โดย Server แบบใหม่จะมีจุดเด่นด้าน ความยืดหยุ่น (Flexibility), ความสามารถในการขยายตัว (Scalability) และ ความปลอดภัย (Security) ซึ่งเหมาะสมกับระบบที่มีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องของผู้เข้าร่วมโครงการ Demand Response

๗.๒.๓ ด้านฟังก์ชันของ Demand Response Software

คณะที่ปรึกษาได้แบ่งฟังก์ชันของ Demand Response Software ซึ่งจะใช้งานในปี ๒๕๖๑-๒๕๖๔ ตามประเภทของ Software ซึ่งแบ่งออกเป็น ๓ ประเภทดังนี้

- ๑) Software สำหรับ DRMS Server ของ กฟผ.
- ๒) Software สำหรับ LAMS#1 Server ของ กฟน. และ กฟภ.
- ๓) Software สำหรับ LAMS#2 Server ของ Aggregator เอกชนที่เชื่อมต่อกับ กฟน. หรือ กฟภ.

โดยมีฟังก์ชันของ Software ประเภทต่างๆ ข้างต้น มีรายละเอียดดังต่อไปนี้



- ๑) ฟังก์ชันของ Software สำหรับ DRMS Server (กฟผ.) แบ่งออกเป็น ๕ ด้าน ได้แก่ Notification, Report, Analysis, Payment และ Basic โดยมีรายละเอียดดังนี้
- Notification
 - รองรับการสื่อสารแบบ ๒ ทางกับ Aggregator ด้วยมาตรฐานเปิด เช่น อย่างน้อย OpenADR 2.0b
 - รองรับการสื่อสารแบบ ๒ ทางกับ Customer Gateway (กรณี DLC) ด้วยมาตรฐานเปิด เช่น อย่างน้อย OpenADR 2.0b หรือเทียบเท่า
 - สามารถส่งข้อมูลทางโทรศัพท์ SMS หรือ Email ฯลฯ
 - มีระบบการแจ้งเตือน Aggregator แบบอัตโนมัติโดยให้ดำเนินการ Demand Response อย่างรวดเร็ว (Nearly Real-Time)
 - Report (รวมทั้ง Report ภายในหน่วยงาน และ Report ไปยัง VTN)
 - สามารถจัดการข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่รวบรวมได้จาก Aggregator, MDMS หรือมิเตอร์ของลูกค้าโดยตรงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
 - สามารถแสดงสถานะ ติดตาม ประมวลผลและรายงานผลอย่างรวดเร็ว (Nearly Real-Time)
 - Analysis
 - สามารถจัดสรรการดำเนินการ Demand Response โดยอาศัยข้อมูลจากส่วนอื่นๆ ในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
 - มีระบบการคัดเลือกพื้นที่ที่ควรดำเนินการ Demand Response ซึ่งแบ่งตามเขตของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยสามารถระบุข้อมูลพื้นที่ในการแจ้งเตือนแต่ละครั้งได้
 - มีระบบการคัดเลือกลูกค้าที่ควรดำเนินการ Demand Response โดยพิจารณาประวัติการดำเนินการ Demand Response ที่ผ่านมา และจำนวน MW ที่ลดได้
 - ปรับเปลี่ยนฟังก์ชันที่สามารถปรับให้เหมาะสมตามรูปแบบการดำเนินการ (Flexibility) เช่น รองรับการมาตรการ Demand Response ประเภท CPP, EMDR, IR, DLC และมาตรการอื่นๆในอนาคต
 - มีระบบการประมวลผลแจ้งล่วงหน้าผลประโยชน์ที่ Aggregator คาดว่าจะได้รับ
 - Centralized Demand Bidding Function เพื่อให้ต้นทุนการดำเนินการต่ำที่สุดและเห็นเป้าหมายที่ชัดเจนคาดการณ์ล่วงหน้าได้



- Payment

- มีระบบการคำนวณผลตอบแทนสำหรับ Aggregator (ดูหมายเหตุ)

หมายเหตุ: การคำนวณผลตอบแทนสำหรับ Aggregator (LAMS#1) นั้นต้องเป็นไปตามวิธีที่สำนักงาน กกพ. กำหนดซึ่งอาจทำได้ ๒ วิธี ดังนี้

วิธีแรก คำนวณจากจุดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Regional)

วิธีที่สอง คำนวณจากผลการตอบสนองต่อมาตรการ DR จากลูกค้าที่เข้าร่วมมาตรการ ตลอดจน Aggregator เอกชนแต่ละราย (Individual)

- Basic

- สามารถทำงานร่วมกับระบบเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ และต้องรองรับระบบใหม่ในอนาคต
- มีระบบการรับสมัครและจัดการฐานข้อมูลของลูกค้า ตลอดจน Aggregator เอกชน ที่เข้าร่วมมาตรการ Demand Response กับ EGAT
- มีระบบบันทึกและจัดเก็บข้อมูลเหตุการณ์ย้อนหลังอย่างน้อย ๑ ปี
- มีระบบ Cyber Security
- มีการรักษา Privacy ของผู้ใช้ไฟฟ้า

๒) ฟังก์ชันของ Software สำหรับ LAMS#1 Server (PEA และ MEA) แบ่งออกเป็น ๕ ด้าน ได้แก่ Notification, Report, Analysis, Payment และ Basic โดยมีรายละเอียดดังนี้

- Notification

- รองรับการสื่อสารแบบ ๒ ทางกับ EGAT และ Aggregator เอกชน ด้วยมาตรฐานเปิด เช่น อย่างน้อย OpenADR 2.0b
- รองรับการสื่อสารแบบ ๒ ทางกับ Customer Gateway (กรณี DLC) ด้วยมาตรฐานเปิด เช่น อย่างน้อย OpenADR 2.0b หรือเทียบเท่า
- สามารถส่งข้อมูลทางโทรศัพท์ SMS หรือ Email ฯลฯ
- มีระบบการแจ้งเตือนลูกค้า และ Aggregator เอกชนแบบอัตโนมัติโดยให้ดำเนินการ Demand Response อย่างรวดเร็ว (Nearly Real-Time)



- Report (รวมทั้ง Report ภายในหน่วยงาน และ Report ไปยัง VTN)
 - สามารถจัดการข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่รวบรวมได้จาก Aggregator เอกชน, MDMS, มิเตอร์ของลูกค้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หรือระบบอื่นๆ ที่ได้รับการรับรองจาก Regulator
 - สามารถแสดงสถานะ ติดตาม ประมวลผลและรายงานผลอย่างรวดเร็ว (Nearly Real-Time)
 - สามารถรายงาน Load Profile และ Baseline ของลูกค้าแต่ละราย ตลอดจนผลรวม Load Profile และ Baseline ของลูกค้าหรือ Aggregator เอกชนโดยแยกตามพื้นที่ให้ผู้เกี่ยวข้อง เช่น EGAT หรือ ลูกค้าได้ และฟังก์ชันอื่น ๆ ที่จำเป็น
 - มีฟังก์ชันส่วนการรับแจ้งความพร้อมดำเนินการหรือปริมาณ ที่ลูกค้าและ Aggregator เอกชนสามารถดำเนินการได้ตามช่วงเวลา
- Analysis
 - สามารถจัดสรรการดำเนินการ Demand Response โดยอาศัยข้อมูลจากส่วนอื่นๆ ในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
 - มีระบบการคัดเลือกพื้นที่ที่ควรดำเนินการ Demand Response ซึ่งแบ่งตามเขตของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยสามารถระบุข้อมูลพื้นที่ในการแจ้งเตือนแต่ละครั้งได้
 - มีระบบการคัดเลือกลูกค้าหรือ Aggregator เอกชนที่ควรดำเนินการ Demand Response โดยพิจารณาประวัติการดำเนินการ Demand Response ที่ผ่านมา และจำนวน MW ที่ลดได้
 - ปรับเปลี่ยนฟังก์ชันที่สามารถปรับให้เหมาะสมตามรูปแบบการดำเนินการ (Flexibility) เช่น รองรับการมาตรการ Demand Response ประเภท CPP, EMDR, IR, DLC และมาตรการอื่นๆในอนาคต
 - มีระบบการคำนวณ Baseline ของผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น Average10/10
 - มีระบบการประมวลผลเพื่อแจ้งล่วงหน้าผลประโยชน์ที่ลูกค้าคาดว่าจะได้รับ และระบบคำนวณรายได้ล่วงหน้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (ในฐานะที่เป็น Load Aggregator)
 - Centralized Demand Bidding Function เพื่อให้ต้นทุนการดำเนินการต่ำที่สุดและเห็นเป้าหมายที่ชัดเจนคาดการณ์ล่วงหน้าได้
- Payment
 - มีระบบการคำนวณผลตอบแทน (ดูหมายเหตุ) สำหรับ Aggregator เอกชน และ ลูกค้าที่เข้าร่วมมาตรการแต่ละราย ทั้งในรูปแบบของการลดค่าไฟฟ้า (สำหรับมาตรการ DR



ประเภท Pricing) และ การจ่ายเงินค่าชดเชย (สำหรับมาตรการ DR ประเภท Incentive)

หมายเหตุ: การคำนวณผลตอบแทนระหว่าง Load Aggregator กับลูกค้าที่เข้าร่วมมาตรการต้องเป็นไปตามวิธีที่สำนักงาน กกพ. กำหนด หรือแล้วแต่สัญญาที่ตกลงกันระหว่าง Load Aggregator กับ ลูกค้าที่เข้าร่วมมาตรการ (ภายใต้การกำกับดูแลของสำนักงาน กกพ.)

- Basic

- สามารถทำงานร่วมกับระบบเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ และต้องรองรับระบบใหม่ในอนาคต
- มีระบบการรับสมัครและจัดการฐานข้อมูลลูกค้า ตลอดจน Aggregator เอกชน ที่เข้าร่วมมาตรการ Demand Response กับ PEA หรือ MEA
- มีระบบบันทึกและจัดเก็บข้อมูลเหตุการณ์ย้อนหลังอย่างน้อย ๑ ปี
- มีระบบ Cyber Security
- มีการรักษา Privacy ของผู้ใช้ไฟฟ้า

๓) ฟังก์ชันของ Software สำหรับ LAMS#2 Server (Aggregator เอกชนที่เชื่อมต่อกับ PEA หรือ MEA) แบ่งออกเป็น ๕ ด้าน ได้แก่ Notification, Report, Analysis, Payment และ Basic โดยมีรายละเอียดดังนี้

- Notification

- รองรับการสื่อสารแบบ ๒ ทางกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ด้วยมาตรฐานเปิด เช่น อย่างน้อย OpenADR 2.0b
- รองรับการสื่อสารแบบ ๒ ทางกับ Customer Gateway (กรณี DLC) ด้วยมาตรฐานเปิด เช่น อย่างน้อย OpenADR 2.0b หรือเทียบเท่า
- สามารถส่งข้อมูลทางโทรศัพท์ SMS หรือ Email ฯลฯ
- มีระบบการแจ้งเตือนลูกค้าแบบอัตโนมัติโดยให้ดำเนินการ Demand Response อย่างรวดเร็ว (Nearly Real-Time)

- Report (รวมทั้ง Report ภายในหน่วยงาน และ Report ไปยัง VTN)

- สามารถจัดการข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่รวบรวมได้จากมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมมาตรการ DR ที่ภายใต้การดูแลของ Aggregator นั้นๆ
- สามารถแสดงสถานะ ติดตาม ประมวลผลและรายงานผลอย่างรวดเร็ว (Nearly Real-Time)



- สามารถรายงาน Individual Load Profile, Total Load Profile และ Total Base line โดยแยกตามพื้นที่ให้ผู้เกี่ยวข้อง เช่น EGAT, PEA, MEA หรือลูกค้าได้ และฟังก์ชันอื่น ๆ ที่จำเป็น
- มีฟังก์ชันส่วนการรับแจ้งความพร้อมดำเนินการจากกลุ่มลูกค้า หรือปริมาณที่ลูกค้าสามารถดำเนินการได้ตามช่วงเวลา
- Analysis
 - มีระบบการคัดเลือกพื้นที่ที่ควรดำเนินการ Demand Response ซึ่งแบ่งตามพื้นที่ที่ Aggregator เอกชนให้การดูแลลูกค้า
 - มีระบบการคัดเลือกลูกค้าที่ควรดำเนินการ Demand Response โดยพิจารณาประวัติการดำเนินการ Demand Response ที่ผ่านมา และจำนวน MW ที่ลดได้
 - ปรับเปลี่ยนฟังก์ชันที่สามารถปรับให้เหมาะสมตามรูปแบบการดำเนินการ (Flexibility) เช่น รองรับมาตรการ Demand Response ประเภท CPP, EMDR, IR, DLC และมาตรการอื่นๆในอนาคต
 - มีระบบการคำนวณ Baseline ของผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น Average10/10
 - มีระบบการประมวลผลแจ้งล่วงหน้าผลประโยชน์ที่ลูกค้าคาดว่าจะได้รับ และการคำนวณรายได้ล่วงหน้าของ Load Aggregator
- Payment
 - มีระบบการคำนวณผลตอบแทนสำหรับลูกค้าที่เข้าร่วมมาตรการแต่ละราย ทั้งในรูปแบบของการลดค่าไฟฟ้า (สำหรับมาตรการ DR ประเภท Pricing) และ การจ่ายเงินค่าชดเชย (สำหรับมาตรการ DR ประเภท Incentive)
- Basic
 - มีระบบการรับสมัครและจัดการฐานข้อมูลของลูกค้าที่เข้าร่วมมาตรการ Demand Response
 - มีระบบบันทึกและจัดเก็บข้อมูลเหตุการณ์ย้อนหลังอย่างน้อย ๑ ปี
 - มีระบบ Cyber Security
 - มีการรักษา Privacy ของผู้ใช้ไฟฟ้า



๗.๒.๔ ด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร

เทคโนโลยีการสื่อสารของระบบ Demand Response สำหรับประเทศไทย แบ่งออกเป็น ๒ ช่องทาง ได้แก่ Route: Internet ซึ่งใช้กับกรณีที่ไม่มี Smart Meter และ AMR และ Route: Meter ซึ่งใช้กับกรณีที่มี Smart Meter หรือ AMR สามารถสรุปได้ดังตารางที่ ๗.๕ – ๗.๖ สำหรับรายละเอียดทั้งหมดของเทคโนโลยีการสื่อสารที่เกี่ยวข้อง ได้ยกนำเสนอในภาคผนวก ก

ตารางที่ ๗.๕ ตารางสรุปเทคโนโลยีการสื่อสารของระบบ Demand Response ในประเทศไทย Route: Internet (กรณีไม่มี Smart Meter และ AMR)

Utility <--> Aggregator	ไป-กลับ	Media/Physical Layer	- Fiber Optic
		Datalink Layer	- Ethernet
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
Aggregator#1 <--> Aggregator#2	ไป-กลับ	Media/Physical Layer	- Fiber Optic
		Datalink Layer	- Ethernet
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
Aggregator --> DR Client	ไป	Media/Physical Layer	- Fiber Optic - PLC - Radio Frequency - Cellular
		Datalink Layer	- Ethernet - Wi-Fi - LTE (4G) - 3G
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2



ตารางที่ ๗.๖ ตารางสรุปเทคโนโลยีการสื่อสารของระบบ Demand Response ในประเทศไทย Route: Meter (กรณีที่มี Smart Meter หรือ AMR)

Utility <--> Aggregator	ไป-กลับ	Media/Physical Layer	- Fiber Optic
		Datalink Layer	- Ethernet
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
LAMS <--> MDMS (Smart Meter Case) LAMS <-- MDMS (AMR Case)	ไป-กลับ (กรณี Smart Meter) กลับ (กรณี AMR)	Media/Physical Layer	- Fiber Optic
		Datalink Layer	- Ethernet
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
MDMS <-- AMR (MEA)	กลับ	Media/Physical Layer	- Fiber Optic
		Datalink Layer	- MPLS (Multi Protocol Label Switching)
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
MDMS <--> Smart Meter (PEA) MDMS <-- AMR (PEA)	ไป-กลับ (กรณี Smart Meter) กลับ (กรณี AMR)	Media/Physical Layer	- Wireless (GPRS)
		Datalink Layer	- Ethernet
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2

นอกจากนี้คณะที่ปรึกษายังได้เสนอตัวอย่างการคำนวณ Bandwidth ของการสื่อสารระหว่าง LAMS-MDMS-Smart Meter โดยสมมุติกรณีที่มี Smart Meter ๑๐๐,๐๐๐ เครื่อง เพื่อดำเนินมาตรการ DLC ใช้เวลาในการส่งข้อมูล ๕ นาที และสมมุติให้เวลาหน่วงจาก Smart Meter ไปยัง MDMS เป็น ๖๐% ของเวลาในการส่งข้อมูลทั้งหมด และกำหนดให้ LAMS กับ MDMS มี Bandwidth เท่ากัน โดยข้อมูลที่ส่งจากมิเตอร์ ๑ ครั้ง มีความจุ ๑ kB โดยประมาณ ซึ่ง $1 \text{ B} = 8 \text{ bit}$ โดยการคำนวณ Bandwidth สามารถแสดงเป็นขั้นตอนได้ดังต่อไปนี้

- เวลาหน่วง Smart Meter ไปยัง MDMS = $0.6 \times 5 = 3$ นาที
- เวลาที่ใช้ในการส่งข้อมูลจาก Smart Meter ไปยัง MDMS = ๑ นาที



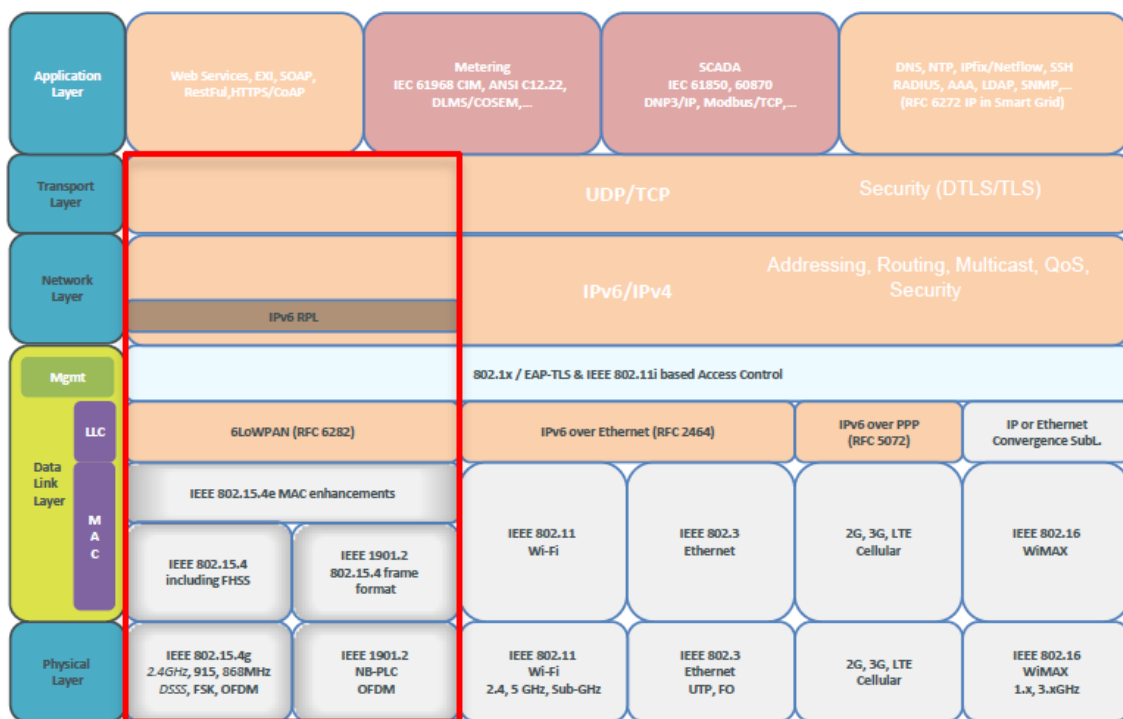
- เวลาที่ใช้ในการส่งข้อมูลจาก MDMS ไปยัง LAMS = ๑ นาที

ดังนั้น
$$\text{Bandwidth} = \frac{๓๐๐,๐๐๐ \times (๓ \times ๘)}{๓ \times ๖๐ \times ๑,๐๐๐} = ๑๓.๓๓ \text{ Mbs}$$

ในส่วนของมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการสื่อสาร ใน Layer ต่างๆ จะอธิบายในหัวข้อถัดไป

๗.๒.๕ ด้านมาตรฐาน

มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการสื่อสาร ใน Layer ต่างๆ สามารถสรุปได้ดังรูปที่ ๗.๒๖



รูปที่ ๗.๒๖ ตารางสรุปมาตรฐานที่ใช้ใน Layer ต่างๆ
(ที่มา : Wi-Sun Alliance, Open Standard Reference Model)

สำหรับเทคโนโลยี Demand Response ในส่วนของ Physical Layer, Data Link Layer และ Network Layer สามารถใช้องค์ประกอบเดิมของระบบไฟฟ้ากำลังในประเทศไทย มีเพียงมาตรฐาน Application Layer ที่เกี่ยวข้องกับ Demand Response โดยจะใช้มาตรฐาน OpenADR เพื่อสนับสนุนการดำเนินการ Demand Response อย่างมีประสิทธิภาพ และ รองรับมาตรการทั้งประเภท Price Based และ Incentives Based มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีการสื่อสาร ใน Layer ต่างๆ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ ๗.๗ – ๗.๘



ตารางที่ ๗.๗ มาตรฐานสำหรับมาตรการ Demand Response ในประเทศไทย Route: Internet (กรณีไม่มี Smart Meter และ AMR)

Utility <--> Aggregator	ไป-กลับ	Media/Physical Layer	- IEEE 802.3
		Datalink Layer	- IEEE 802.3
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
Aggregator#1 --> Aggregator#2	ไป	Media/Physical Layer	- IEEE 802.3
		Datalink Layer	- IEEE 802.3
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
Aggregator --> DR Client	ไป	Media/Physical Layer	- IEEE 802.3 - IEEE 802.15.4g
		Datalink Layer	- IEEE 802.3 - IEEE 802.16 - IEEE 802.11 - LTE (4G) - 3G
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2

หมายเหตุ:

- (๑) มาตรฐานสำหรับชั้น Application Layer ในการรับส่งข้อมูลจาก Utility จนถึง DR Client ควรเป็นมาตรฐานเปิด เช่น อย่างน้อย OpenADR 2.0b
- (๒) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมมาตรการ DLC ให้ใช้มาตรฐานเปิด เช่น Zigbee, Econet, BACnet , Lonworks หรือ Modbus ในการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าในอาคาร
- (๓) นอกจากนี้ควรมีข้อกำหนด มาตรฐาน หรือ ข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการรักษาความลับของผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มเติม (Privacy Policy)



ตารางที่ ๗.๘ มาตรฐานสำหรับมาตรการ Demand Response ในประเทศไทย Route: Meter (กรณีมี Smart Meter หรือ AMR)

Utility <--> Aggregator	ไป-กลับ	Media/Physical Layer	- IEEE 802.3
		Datalink Layer	- IEEE 802.3
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
LAMS <--> MDMS (Smart Meter Case) LAMS <-- MDMS (AMR Case)	ไป-กลับ (กรณี Smart Meter) กลับ (กรณี AMR)	Media/Physical Layer	- IEEE 1901.2
		Datalink Layer	- IEEE 802.3
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
MDMS <-- AMR (MEA)	กลับ	Media/Physical Layer	- IEEE 1901.2
		Datalink Layer	- MPLS (Multi Protocol Label Switching)
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
MDMS <--> Smart Meter (PEA) MDMS <-- AMR (PEA)	ไป-กลับ (กรณี Smart Meter) กลับ (กรณี AMR)	Media/Physical Layer	- IEEE 802.3
		Datalink Layer	- IEEE 802.3
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2

หมายเหตุ: MEA และ PEA อาจใช้มาตรฐานเปิด เช่น DLMS หรือเทียบเท่าในการสื่อสารระหว่าง MDMS - Smart Meter

กล่าวโดยสรุป การส่งข้อมูลในชั้น Application Layer จาก Utility-Aggregator-DR Client เพื่อดำเนินการ Demand Response ในทุกๆ มาตรการ จะใช้มาตรฐานเปิด เช่น OpenADR 2.0b และการดำเนินการมาตรการ Demand Response ประเภท DLC หรือ ประเภท Automatic จะใช้มาตรฐานเปิดที่มีอยู่ เช่น BACnet หรือ Lonworks ในการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าในอาคาร ซึ่งจำเป็นต้องใช้ Gateway ในการเปลี่ยนสัญญาณมาตรฐาน OpenADR เป็นสัญญาณมาตรฐาน BACnet หรือ Lonworks สำหรับรายชื่อของมาตรฐาน



ทั้งหมดที่เกี่ยวข้อง รวมถึงรายละเอียดต่างๆ เช่น รูปแบบการส่งข้อมูล (Data Model) ตามมาตรฐาน OpenADR 2.0b ได้ยกนำเสนอในภาคผนวก ก

๗.๓ การสำรวจความเหมาะสมของเทคโนโลยี มาตรฐานที่เหมาะสม และ/หรือ ความสามารถในการจัดหาได้จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

ตั้งแต่ช่วงเริ่มต้นของโครงการ คณะที่ปรึกษาได้มีการจัดประชุมอย่างต่อเนื่องกับบริษัทผู้ขายผลิตภัณฑ์ (Vendors) รวมถึงบริษัทที่ให้บริการต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการด้าน Demand Response เพื่อรับทราบข้อมูลเกี่ยวกับอุปกรณ์และเทคโนโลยีล่าสุด ตลอดจนแนวทางการดำเนินการด้าน Demand Response ในต่างประเทศ ซึ่งนำไปสู่การสรุปข้อกำหนดทางด้านเทคนิคของการดำเนินการ Demand Response ในต่างประเทศ (หรือ ประเทศไทย) ดังที่ได้แสดงในหัวข้อ ๗.๑ และ ๗.๒

คณะที่ปรึกษาได้ดำเนินการประชุมร่วมกับบริษัทผู้ขายรวมทั้งสิ้น ๑๔ ครั้ง แบ่งเป็นการประชุม ๒ ฝ่าย ระหว่างคณะที่ปรึกษากับบริษัทผู้ขาย ๑๑ ครั้ง และการประชุมร่วมระหว่าง คณะที่ปรึกษา บริษัทผู้ขาย และ หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง และ สำนักงาน กกพ. อีก ๓ ครั้ง โดยภาพรวมของการประชุม ๒ ฝ่าย และการประชุมร่วม สามารถสรุปได้ดังตารางที่ ๗.๙ และ ๗.๑๐ ตามลำดับ

ตารางที่ ๗.๙ กำหนดการประชุมระหว่างคณะที่ปรึกษากับบริษัทผู้ขาย

วันที่	รายชื่อ Vendors	เวลา	สถานที่
๑๖ กุมภาพันธ์ ๒๕๕๙	EnerNOC	๑๓:๐๐-๑๕:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
๑๗ กุมภาพันธ์ ๒๕๕๙	I-ON Comm.	๑๔:๐๐-๑๖:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
๑๙ กุมภาพันธ์ ๒๕๕๙	Precise	๑๔:๐๐-๑๖:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
๒๓ กุมภาพันธ์ ๒๕๕๙	Ittron	๑๓:๐๐-๑๕:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
๒๙ กุมภาพันธ์ ๒๕๕๙	Schneider	๑๐:๐๐-๑๒:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
๑๖ มีนาคม ๒๕๕๙	EnerNOC	๑๕:๐๐-๑๗:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
๒๕ มีนาคม ๒๕๕๙	Precise	๑๔:๐๐-๑๖:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



วันที่	รายชื่อ Vendors	เวลา	สถานที่
๒๗ พฤษภาคม ๒๕๕๙	Daikin	๑๓:๐๐-๑๕:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
๒๙ มิถุนายน ๒๕๕๙	Siemens	๑๐:๐๐-๑๒:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
๑๘ สิงหาคม ๒๕๕๙	Hitachi	๑๐:๐๐-๑๒:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
๒๕ ตุลาคม ๒๕๕๙	Siemens	๙:๐๐-๑๑:๐๐ น.	บริษัท Siemens สำนักงานใหญ่ อาคารชาบูอิสระ ๒

หมายเหตุ: นอกเหนือจากการประชุม ๒ ฝ่าย คณะที่ปรึกษายังได้มีการติดต่อกับบริษัทผู้ขายทางโทรศัพท์ อีเมล หรืองานสัมมนาต่างๆ อีกหลายครั้ง ซึ่งรายละเอียดไม่ได้บันทึกในตารางที่ ๗.๙

ตารางที่ ๗.๑๐ กำหนดการประชุมร่วมระหว่าง คณะที่ปรึกษา บริษัทผู้ขาย การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง และ สำนักงาน กกฟ.

วันที่	รายชื่อ Vendors	เวลา	สถานที่	ผู้เข้าร่วม
๒๖ สิงหาคม ๒๕๕๙	ltron	๑๔:๐๐-๑๖:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวะฯ จุฬาฯ	<u>การไฟฟ้านครหลวง</u> ๑. คุณ จารุวัตร วงศ์บุญมาก (ผู้อำนวยการศูนย์ ปฏิบัติการระบบอ่านเครื่องวัดฯอัตโนมัติ ฝ่ายอุปกรณ์งาน จำหน่าย) ๒. คุณ โสภภาพรณ อัสวชัยไพศาล (ผู้ช่วยผู้อำนวยการ ศูนย์ปฏิบัติการระบบอ่านเครื่องวัดฯอัตโนมัติ ฝ่าย อุปกรณ์งานจำหน่าย) ๓. คุณ กิตติ สุคนธ์ขจร (วิศวกรไฟฟ้า 9 ฝ่ายอุปกรณ์งาน จำหน่าย) ๔. คุณ พรศักดิ์ อุดมทรัพย์ากุล (ผู้ช่วยฝ่ายเศรษฐกิจพลัง ไฟฟ้า) ๕. คุณ คุณพิรภัทร อัสวชัย (ฝ่ายเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า) ๖. คุณ ณัฐชนน โชติหิรัญคัย (ฝ่ายวางแผนระบบ ไฟฟ้า) ๗. ผู้เข้าร่วมท่านอื่นๆ ที่ไม่ได้รับแจ้งชื่อ หรือไม่ทราบชื่อ



วันที่	รายชื่อ Vendors	เวลา	สถานที่	ผู้เข้าร่วม
				<u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u> - <u>การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย</u> ๑. คุณ วันชัย รัตกจินากร (ฝ่ายการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า) <u>สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน</u> (ดร.ภูวนารถ ชุณหปราณ ไม่ได้เข้าร่วมประชุม แต่ได้ฝากคำถามถึง Vendor)
๓๑ สิงหาคม ๒๕๕๙	I-ON	๑๓:๐๐-๑๕:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาฯ	<u>การไฟฟ้านครหลวง</u> ๑. คุณ โสภภาพรณ อัสวชัยไพศาล (ผู้ช่วยผู้อำนวยการศูนย์ปฏิบัติการระบบอ่านเครื่องวัดฯอัตโนมัติ ฝ่ายอุปกรณ์งานจำหน่าย) ๒. คุณ กิตติ สุคนธ์ขจร (วิศวกรไฟฟ้า ๙ ฝ่ายอุปกรณ์งานจำหน่าย) ๓. คุณ พิรภัทร อัสวชีพ (นักวิชาการ ๕ ด้านเศรษฐกิจ, ฝ่ายเศรษฐกิจพลังงานไฟฟ้า) <u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u> ๑. ดร. จักรเพชร มัทราช (Smart Grid Planning Division) ๒. คุณ ปริญญา สอนสอาด (Chief of Smart Building and Smart Home System Section, Smart Grid Planning Division) <u>การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย</u> ๑. คุณ วันชัย รัตกจินากร (ฝ่ายการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า) <u>สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน</u> -



วันที่	รายชื่อ Vendors	เวลา	สถานที่	ผู้เข้าร่วม
๑๕ กันยายน ๒๕๕๙	EnerNOC (& Marubeni)	๑๔:๐๐-๑๖:๐๐ น.	ชั้น ๑๒ อาคาร ๔ คณะวิศวกรรม วิทยา จุฬาฯ	<u>การไฟฟ้านครหลวง</u> ๑. คุณ พรศักดิ์ อุดมทรัพย์กุล (ฝ่ายเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า) ๒. คุณ กาญจนา อนุฉนิษฐเวช (ฝ่ายพัฒนาระบบงาน ประยุกต์) ๓. คุณ อารยา เซ็นเชาวนิช (ฝ่ายพัฒนาระบบงาน ประยุกต์) ๔. คุณ กิตติ สุคนธ์ขจร (ฝ่ายอุปกรณ์งานจำหน่าย) ๕. คุณ วัฒนรัฐ ชมทรัพย์ (ฝ่ายอุปกรณ์งานจำหน่าย) ๖. คุณ พีรภัทร อัสวชิพ (ฝ่ายเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า) <u>การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค</u> ๑. คุณ ปริญญา สอนสะอาด (Chief of Smart Building and Smart Home System Section, Smart Grid Planning Division) <u>การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย</u> ๑. คุณ วันชัย รัตจินากร (ฝ่ายการจัดการด้านการใช้ ไฟฟ้า) <u>สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน</u> ๑. ดร. ภูวนารถ ชุณหปราณ ๒. คุณ มรรษพร

สำหรับรูปถ่ายตัวอย่างกิจกรรมการประชุม ได้แสดงดังรูปที่ ๗.๒๗



รูปที่ ๗.๒๗ บรรยากาศการประชุมร่วมระหว่าง คณะที่ปรึกษา, Vendors และหน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง



ในลำดับต่อไปจะกล่าวถึงความเหมาะสมของเทคโนโลยีและมาตรฐานที่เหมาะสมในการดำเนินการ Demand Response ในประเทศไทย ตลอดจนความสามารถในการจัดหาได้จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยพิจารณาจากข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในประเทศไทย ดังแสดงในหัวข้อที่ ๗.๒ ซึ่งคณะที่ปรึกษาได้รวบรวมรายชื่อบริษัทผู้ขายผลิตภัณฑ์หรือสนับสนุนการดำเนินการด้าน Demand Response เพื่อเป็นแนวทางสำหรับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ในการนำผลการศึกษาของคณะที่ปรึกษาไปดำเนินการให้เป็นรูปธรรมต่อไป ตารางแสดงความสามารถในการจัดหาเทคโนโลยี สามารถแสดงโดยแบ่งตามองค์ประกอบสำคัญของการดำเนินการด้าน Demand Response ได้ดังนี้

ตารางที่ ๗.๑๑ เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการ Demand Response ที่สามารถจัดหาได้

องค์ประกอบที่เกี่ยวข้อง	บริษัทผู้ขายผลิตภัณฑ์หรือสนับสนุนการดำเนินการด้าน Demand Response
Demand Response Server & Software	Comverge Siemens EnerNOC I-ON Itron Alstom
MDMS, AMR และ Smart Meter	Itron Toshiba Schneider Mitsubishi
Gateway	Itron Honeywell Samsung Gridwiz Siemens



สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติมจากตารางที่ ๗.๑๑ ซึ่งแสดงถึงเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบ Demand Response ได้แก่ Demand Response Server & Software, Meter Data Management System (MDMS) AMR, Smart Meter และ Gateway จะสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

- Demand Response Server & Software

สำหรับ Demand Response Server & Software นั้นเป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ยังไม่เริ่มใช้งานในประเทศไทย ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่สามารถเก็บรวบรวมข้อมูล และประมวลผลการดำเนินการ Demand Response โดยคณะที่ปรึกษาได้รวบรวมบริษัทผู้ผลิต Demand Response Software อันประกอบไปด้วย Comverge, Siemens, EnerNOC, I-ON, Itron และ Alstom โดยที่บริษัท Comverge, EnerNOC, Itron และ Alstom เป็นบริษัทผู้ผลิต Demand Response Software ชั้นนำของประเทศสหรัฐอเมริกาซึ่งเป็นประเทศที่มีการใช้งาน Demand Response ที่มีประสิทธิภาพสูงมากเป็นอันดับต้นๆ ของโลก และมีบริษัท Siemens จากประเทศเยอรมนี เป็นบริษัทผู้ผลิต Demand Response Software ที่มีการใช้งานในหลายๆ ประเทศ นอกจากนี้มีบริษัท I-ON Communication ของประเทศเกาหลี เป็นบริษัทผู้ผลิต Demand Response Software ที่มีการใช้งานจริงกับลูกค้าประเภทพาณิชย์และอุตสาหกรรม (C&I) ในประเทศเกาหลี และมีฟังก์ชันของ Demand Response Software ที่หลากหลายดังที่ได้แสดงในหัวข้อที่ ๗.๑.๓ สำหรับ Demand Response Server นั้นสามารถจัดหาได้จากผู้ผลิต Demand Response Software ดังกล่าว หรือสามารถจัดหาจากบริษัทอื่นๆ ตามข้อกำหนดทางเทคนิคของ Server ซึ่งได้นำเสนอในหัวข้อที่ ๗.๒

- MDMS, AMR และ Smart Meter

สำหรับ MDMS, AMR และ Smart Meter นั้น เป็นเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องการตรวจวัดการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า และการจัดการกับมิเตอร์ ทั้งนี้จากการศึกษาแผนที่นำทางการพัฒนาระบบไฟฟ้าสมาร์ตกริดของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง พบว่าการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง มีแผนที่จะติดตั้งในอนาคต โดยคณะที่ปรึกษาได้รวบรวมบริษัทผู้ผลิต MDMS และ มิเตอร์ ซึ่งพบว่าประกอบไปด้วยบริษัท Itron, Toshiba, Schneider และ Mitsubishi โดยที่บริษัท Itron เป็นบริษัทผู้ผลิต MDMS, AMR และ Smart Meter ชั้นนำของอเมริกาซึ่งเป็นประเทศที่มีการใช้งาน Demand Response ที่มีประสิทธิภาพสูงมากเป็นอันดับต้นๆ ของโลก และมีบริษัท Schneider เป็นบริษัทผู้ผลิต MDMS, AMR และ Smart Meter ชั้นนำของเยอรมนีซึ่งจะเน้นขายเทคโนโลยี MDMS เป็นส่วนใหญ่ นอกจากนี้มีบริษัท Toshiba และ Mitsubishi เป็นบริษัทผู้ผลิต MDMS, AMR และ Smart Meter ชั้นนำจากประเทศญี่ปุ่น ซึ่งบริษัท Mitsubishi จะเน้นการขายเทคโนโลยี AMR และ Smart Meter เป็นส่วนสำคัญ อย่างไรก็ตามการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง อาจจะไม่จำเป็นต้องซื้อมิเตอร์เพิ่มเติมเนื่องจากสามารถใช้งานมิเตอร์ AMR ที่ได้ติดตั้งไว้แล้ว



- Gateway

สำหรับ Gateway นั้นเป็นเทคโนโลยีที่แปลงสัญญาณแจ้งเตือนจากผู้ที่ต้องการให้ลดการใช้ไฟฟ้า ซึ่งก็คือ Load Aggregator นั้นเอง โดยจะใช้สำหรับผู้เข้าร่วมมาตรการ Direct Load Control ซึ่งคาดว่าจะมีการติดตั้งเพิ่มเติมมากขึ้นเพื่อรองรับการดำเนินการ Demand Response แบบ Auto ในอนาคต โดยคณะที่ปรึกษาได้รวบรวมบริษัทผู้ผลิต Gateway อันประกอบไปด้วยบริษัท Itron, Honeywell, Samsung, Gridwiz และ Siemens โดยที่บริษัท Itron และ Honeywell เป็นบริษัทผู้ผลิต Gateway ชั้นนำของอเมริกา บริษัท Samsung และ Gridwiz เป็นบริษัทผู้ผลิต Gateway ชั้นนำของประเทศเกาหลี และ บริษัท Siemens เป็นบริษัทผู้ผลิต Gateway ชั้นนำของประเทศเยอรมนี

จากตารางดังกล่าวจะเห็นได้ว่ามีบริษัทที่สามารถจัดหาเทคโนโลยีสำหรับการดำเนินการ Demand Response มากกว่า ๑ ประเภท ได้แก่ บริษัท Itron ที่สามารถจัดหา Demand Response Server & Software, MDMS, Smart Meter และ Gateway นอกจากนี้มีบริษัท Siemens ที่สามารถจัดหา Demand Response Server & Software และ Gateway

นอกจากนี้ จากความเห็นในที่ประชุมยังสรุปได้ว่า มาตรฐานที่เหมาะสมสำหรับการดำเนินการ Demand Response คือ มาตรฐาน OpenADR 2.0b ซึ่งเป็นมาตรฐานใหม่ล่าสุดสำหรับการส่งข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response ซึ่งได้รับการยอมรับจากบริษัทพันธมิตร (Alliance) เป็นจำนวนมาก แสดงดังรูปที่ ๗.๒๘ ตัวอย่างบริษัทชั้นนำของโลกที่ยอมรับมาตรฐาน OpenADR 2.0b ได้แก่ Alstom, I-ON, Itron, Toshiba, EnerNOC, Comverge และ Siemens เป็นต้น



รูปที่ ๗.๒๘ บริษัทที่ยอมรับมาตรฐาน OpenADR 2.0b
(ที่มา : OpenADR2.0, OpenADR Alliance)

การวิเคราะห์ช่องว่างของการพัฒนา แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและ ปรับปรุงมาตรฐาน และ แนวทางการติดตามและประเมินผล

ในบทนี้คณะที่ปรึกษาจะได้แสดงการวิเคราะห์ช่องว่างของสถานะการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทยโดยการเปรียบเทียบกับระบบ Demand Response ในต่างประเทศ ทั้งนี้จะอ้างอิงเนื้อหาจากบทที่ ๓ การดำเนินการตอบสนองด้านการ Demand Response ในต่างประเทศ และ บทที่ ๔ การวิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

นอกจากนี้ คณะที่ปรึกษาได้นำผลการวิเคราะห์ช่องว่างดังกล่าว รวมถึงผลสรุปจากการประชุมหารือต่างๆ ได้แก่ (๑) การประชุมหารือร่วมกับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง และ (๒) การประชุมหารือร่วมกับบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับ Demand Response หรือบริษัทผู้สนับสนุนการดำเนินการเป็น Load Aggregator มาใช้ในการกำหนดแผนการพัฒนาเชิงนโยบาย อีกทั้งยังนำมาใช้ในแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ สำหรับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง

เนื้อหาการนำเสนอในบทที่ ๘ นี้ สามารถแบ่งออกได้เป็น ๒ หัวข้อ ดังนี้

- (๑) การวิเคราะห์ช่องว่างของสถานะการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทย และ ต่างประเทศ และ การจัดลำดับความสำคัญของการวิเคราะห์ช่องว่าง
- (๒) แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ
- (๓) แนวทางการติดตามและประเมินผล

๘.๑ การวิเคราะห์ช่องว่างของสถานะการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทย และ ต่างประเทศ และ การจัดลำดับความสำคัญของการวิเคราะห์ช่องว่าง

ทางคณะที่ปรึกษาได้ศึกษา และ วิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ โดยแบ่งออกเป็นประเด็นต่างๆ พร้อมทั้งวิเคราะห์ และ จัดลำดับความสำคัญของระหว่างช่องว่างของการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทย (เช่น ข้อมูลจากแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดในประเทศไทย ข้อมูลโครงการนำร่องต่างๆ เป็นต้น) และ การพัฒนา Demand Response ในต่างประเทศ โดยได้แบ่งเนื้อหาเป็นดังนี้

- (๑) การวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ
- (๒) การวิเคราะห์ช่องว่างของแผนพัฒนาสมาร์ตกริดในประเทศไทยสำหรับการดำเนินการ Demand Response
- (๓) กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการเป็น Load Aggregator ในต่างประเทศ



(๔) การวิเคราะห์ และ จัดลำดับความสำคัญช่องว่างของแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด
ในประเทศไทย

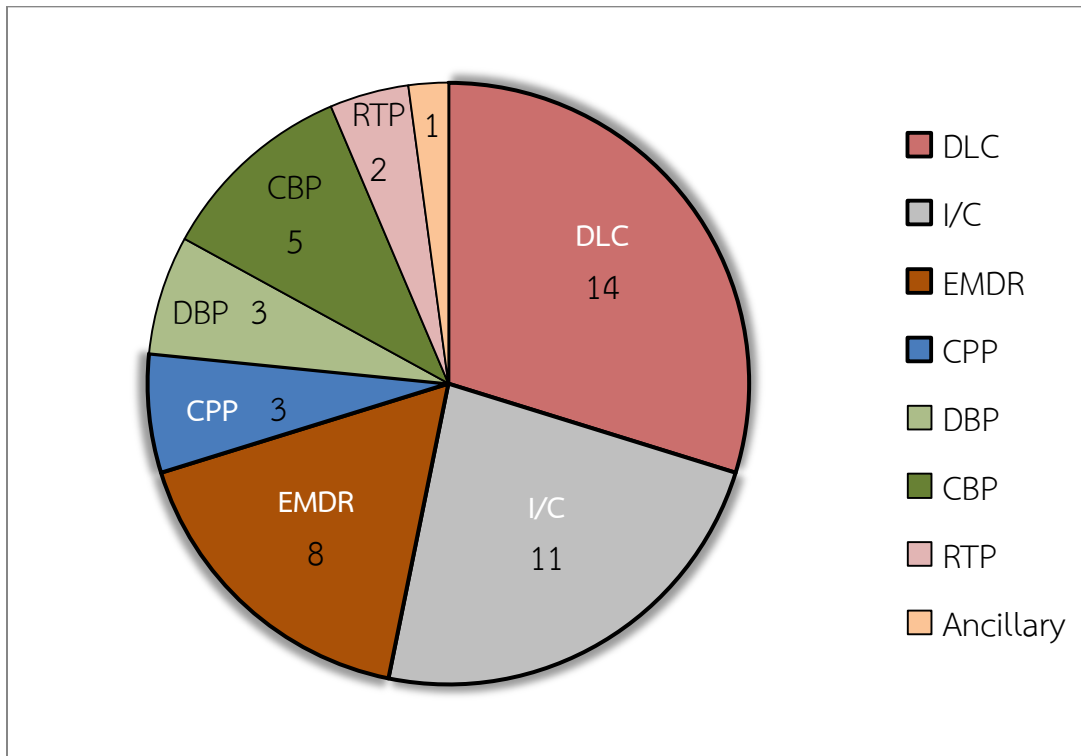
๘.๑.๑ การวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ

คณะที่ปรึกษาได้ทำการวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ รวมทั้งสิ้น ๑๓ ประเทศ ได้แก่ ประเทศอเมริกา, ประเทศฝรั่งเศส, ประเทศญี่ปุ่น, ประเทศเกาหลีใต้, ประเทศไอร์แลนด์, ประเทศอังกฤษ, ประเทศสิงคโปร์, ประเทศเดนมาร์ก, ประเทศจีน, ประเทศอิตาลี, ประเทศสเปน, ประเทศออสเตรเลีย และ ประเทศนอร์เวย์ และ แบ่งออกเป็นการไฟฟ้า (Utility) ประมาณ ๒๐ แห่ง เนื่องจากในบางประเทศมีการไฟฟ้ามากกว่า ๑ แห่ง ทั้งนี้สามารถรวบรวมมาตรการ Demand Response ได้ทั้งสิ้น ๕๐ มาตรการ

โดยคณะที่ปรึกษาได้สรุปประเด็นการวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศออกเป็น ๓ ด้าน ได้แก่ (๑) การวิเคราะห์ประเภทของมาตรการ Demand Response, (๒) การวิเคราะห์ความเหมาะสมต่อประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าของมาตรการ Demand Response และ (๓) การวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนของมาตรการ Demand Response

๘.๑.๑.๑ การวิเคราะห์ประเภทของมาตรการ Demand Response

จากผลลัพธ์การวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ รวมทั้งสิ้นประมาณ ๕๐ มาตรการ สามารถสรุปประเภทของมาตรการต่างๆ ได้ดังรูปที่ ๘.๑ และสามารถสรุปมาตรการที่มีจำนวนการใช้ไฟฟ้านิยมใช้งานเรียงลำดับจากมากไปน้อยได้ ดังนี้



รูปที่ ๘.๑ ประเภทของมาตรการ Demand Response

- (๑) **มาตรการ Direct Load Control (DLC):** มาตรการนี้เป็นมาตรการที่ Load Aggregator สามารถควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าได้โดยตรง และเป็นมาตรการที่นิยมใช้มากที่สุดเนื่องจากเทคโนโลยีในต่างประเทศเอื้ออำนวยต่อการดำเนินมาตรการ DLC เช่น มาตรการ Summer Discount Plan ของบริษัท SCE (Utility) ซึ่งติดตั้ง อุปกรณ์ Smart Thermostat ให้ผู้เข้าร่วมมาตรการโดยไม่คิดค่าใช้จ่าย และ เรียกลดอุณหภูมิของเครื่องปรับอากาศ เมื่อระบบไฟฟ้าอยู่ในสภาวะวิกฤติ หรือ ต้นทุนการซื้อพลังงานไฟฟ้าจาก TSO (Transmission System Operator) มีราคาสูง
- (๒) **มาตรการประเภท Interruptible Curtailment (I/C):** เป็นมาตรการที่แจ้งเตือนผู้ใช้ไฟฟ้าล่วงหน้าประมาณครึ่งชั่วโมง เพื่อตอบสนองต่อสภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้า (Contingency) หรือ เรียกใช้ผ่านการวิเคราะห์ด้วยระบบพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นมาตรการที่นิยมใช้ เนื่องจากสามารถตอบสนองต่อสภาวะฉุกเฉินในระบบไฟฟ้ารวดเร็ว และ เทคโนโลยีการสื่อสารรองรับ
- (๓) **มาตรการประเภท Emergency Demand Response (EMDR):** เป็นมาตรการที่แจ้งเตือนล่วงหน้าสูงสุด ๑ วัน เพื่อตอบสนองต่อสภาวะฉุกเฉินเมื่อกำลังไฟฟ้าสำรองในระบบไฟฟ้าลดต่ำลง
- (๔) **มาตรการประเภท Capacity Bidding Program (CBP):** เป็นมาตรการที่แจ้งเตือนล่วงหน้าอย่างช้าที่สุดประมาณ ๑ วัน โดยผู้เข้าร่วมมาตรการต้องแข่งขันกันประมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ตนเอง



- สามารถลดได้ เรียกใช้เมื่อมีการคาดการณ์ว่าจำเป็นต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีต้นทุนเชื้อเพลิงสูง หรือ เมื่อทำการพยากรณ์แล้วพบว่ากำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอสำหรับการจ่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า
- (๕) **มาตรการประเภท Critical Peak Pricing (CPP):** เป็นมาตรการที่มีการแจ้งเตือนล่วงหน้า ๑ วัน โดยจะแจ้งเตือนในรูปแบบของกลไกราคาไฟฟ้า ช่วงที่พยากรณ์ว่าอุณหภูมิ หรือ ต้นทุนการผลิต กำลังไฟฟ้าสูงจะมีอัตราค่าไฟฟ้าสูง ในทางกลับกัน ช่วงที่พยากรณ์ว่าอุณหภูมิ หรือ ต้นทุนการผลิต กำลังไฟฟ้าน่าจะมีอัตราค่าไฟฟ้าต่ำ เช่นกัน
- (๖) **มาตรการประเภท Demand Bidding Program (DBP):** เป็นมาตรการที่มีการแจ้งเตือนล่วงหน้า ๑ วัน โดยจะเรียกใช้เมื่อพยากรณ์ว่าอุณหภูมิของบริเวณที่มีผู้เข้าร่วมมาตรการสูงเกินกว่าค่าที่กำหนดไว้
- (๗) **มาตรการประเภท Real Time Pricing (RTP):** เป็นมาตรการที่มีอัตราค่าไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงตาม ต้นทุนการผลิตกำลังไฟฟ้าแบบเรียลไทม์ โดยการพยากรณ์การผลิตกำลังไฟฟ้า และ แจ้งเตือนผู้ใช้ ไฟฟาล่วงหน้าประมาณ ๑ วัน
- (๘) **มาตรการประเภท Ancillary Services:** เป็นมาตรการที่เรียกใช้เพื่อสนับสนุนระบบไฟฟ้าในด้าน ต่างๆ ตามที่มาตรการได้กำหนดไว้ โดยแจ้งเตือนผู้ใช้ไฟฟาล่วงหน้าประมาณ ๑๕ – ๓๐ นาที

สำหรับในประเทศไทยนั้น คณะที่ปรึกษาได้มีโอกาสรับข้อมูลความก้าวหน้าการศึกษาประเภทการ ดำเนินการด้าน Demand Response ที่เหมาะสมโดยสำนักงาน กกพ. (ปัจจุบันอยู่ระหว่างการรับฟังความคิดเห็น) โดยพบว่ามาตรการที่คาดว่าจะเป็นที่เหมาะสมตามผลการศึกษาจะได้แก่มาตรการดังต่อไปนี้ (๑) มาตรการ EMDR (๒) มาตรการ I/C และ (๓) มาตรการ CPP โดยสองมาตรการแรกประเทศไทยเคยได้มีการดำเนินการที่ใกล้เคียง มาแล้วดังแสดงในบทที่ ๒ และ จะพบว่ามาตรการทั้งสามนี้มีความสอดคล้องกันกับผลการศึกษาการดำเนินการ Demand Response ในต่างประเทศที่พบว่ามีแนวโน้มที่การไฟฟ้าหรือบริษัทจำหน่ายไฟฟ้าในต่างประเทศจะ เลือกใช้มาตรการทั้งสามค่อนข้างมาก

นอกจากคณะที่ปรึกษาจะให้ความสำคัญกับมาตรการทั้งสามดังกล่าวข้างต้นแล้ว เนื่องจากมาตรการ DLC เป็นมาตรการที่มีการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีของระบบสมรรถกิริยามากที่สุด ดังนั้นทางคณะที่ปรึกษาจึงจะนำ มาตรการ DLC ร่วมเป็นอีกหนึ่งมาตรการสำคัญที่ได้นำมาพิจารณารายละเอียดเพิ่มเติม เช่น การเสนอ Data Model ตามมาตรฐาน OpenADR, การเสนออุปกรณ์และระบบการสื่อสารที่เหมาะสม, เป็นต้น

กล่าวโดยสรุป คณะที่ปรึกษาให้ความสำคัญแก่มาตรการ Demand Response ดังต่อไปนี้ (๑) มาตรการ EMDR (๒) มาตรการ I/C (๓) มาตรการ CPP และ (๔) มาตรการ DLC



๘.๑.๑.๒ การวิเคราะห์ความเหมาะสมของมาตรการ Demand Response ต่อประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

ทางคณะที่ปรึกษาได้รวบรวมข้อมูลประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าที่การไฟฟ้าหรือบริษัทจำหน่ายไฟฟ้าในต่างประเทศกำหนดในมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ โดยคัดเลือกเฉพาะมาตรการที่มีแนวโน้มจะดำเนินการในประเทศไทย และสามารถสรุปได้ดังตารางที่ ๘.๑

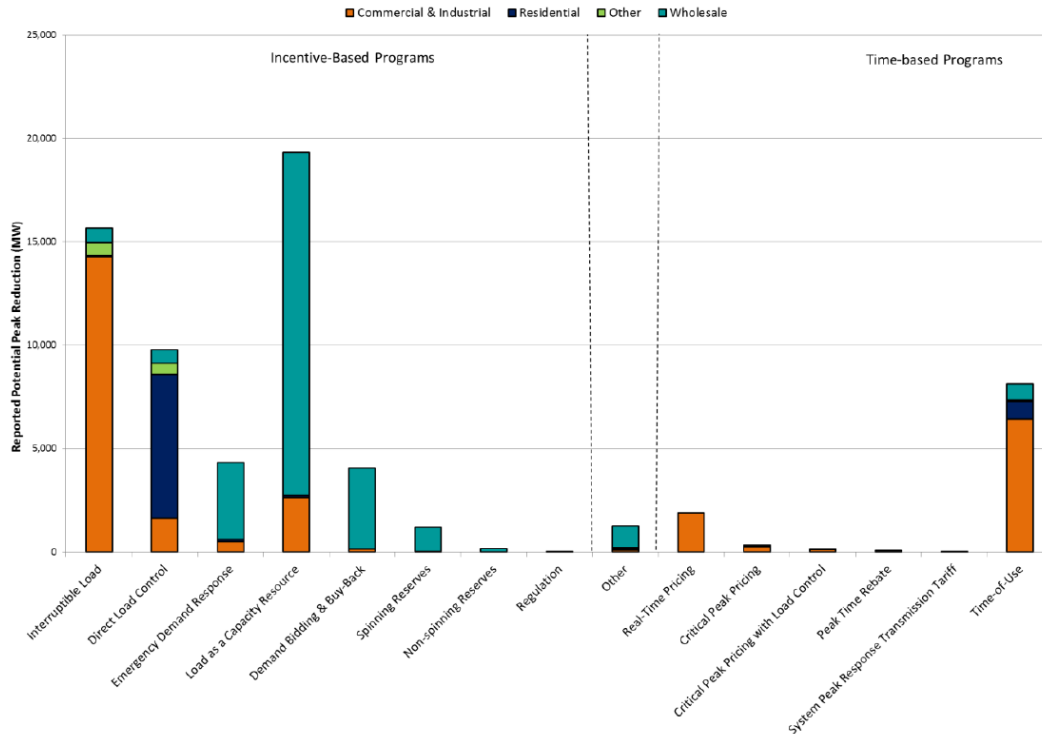
ตารางที่ ๘.๑ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าที่การไฟฟ้าหรือบริษัทจำหน่ายไฟฟ้าในต่างประเทศกำหนด ในมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ

มาตรการ Demand Response	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า		
	บ้านอยู่อาศัย	พื้นที่ธุรกิจ	พื้นที่อุตสาหกรรม
CPP	2	2	2
DLC	7	9	1
I/C	2	9	10
EMDR	1	7	7

อีกทั้งทางคณะที่ปรึกษาได้รับข้อมูลเพิ่มเติมจากเอกสาร “A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms (๒๕๕๘)” และ เอกสาร “Assessment of Demand Response & Advanced Metering Staff Report (๒๕๕๕)” ซึ่งสามารถสรุปประสิทธิภาพของประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อดำเนินมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ ดังตารางที่ ๘.๒ และ ศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ของมาตรการประเภทต่างๆ ได้ดังรูปที่ ๘.๒

ตารางที่ ๘.๒ ประสิทธิภาพของประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อดำเนินมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ

มาตรการ Demand Response	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า		
	บ้านอยู่อาศัย	พื้นที่ธุรกิจ	พื้นที่อุตสาหกรรม
CPP	★★★★	★★★★	★★★
DLC	★★★★	★★★	★★★
I/C	★★★	★★★★	★★★★★
EMDR	★	★★★★	★★★★



รูปที่ ๘.๒ ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าที่การไฟฟ้าหรือบริษัทจำหน่ายไฟฟ้าในต่างประเทศกำหนด ในมาตรการ Demand Response ของประเทศสหรัฐอเมริกา (ที่มา: Federal Energy Regulatory Commission , “Assessment of Demand Response & Advanced Metering Staff Report” , ๒๕๕๕)

จากข้อสรุปดังกล่าวที่ ๘.๑, ตารางที่ ๘.๒ และ รูปที่ ๘.๒ สามารถสรุปความเหมาะสมของมาตรการต่างๆ ต่อประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดังนี้

- (๑) มาตรการ CPP มีความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับผู้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย และประเภทพื้นที่ธุรกิจ เนื่องจากมาตรการ CPP เนื่องจากเป็นมาตรการด้านอัตราค่าไฟฟ้า จึงสามารถสะท้อนถึงต้นทุนการผลิตได้ดี หากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่มีการปรับพฤติกรรมจะทำให้มีค่าไฟฟ้าสูง
- (๒) มาตรการ DLC มีความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับผู้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย เนื่องจาก ในบ้านอยู่อาศัยจะมีระบบ HEMS น้อยราย การควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าโดยตรงจะสามารถปรับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าได้มีประสิทธิภาพมากกว่า และ อัตราค่าชดเชยโดยมากแล้วจะอยู่ในรูปแบบคงที่ เพราะหากพิจารณาอัตราชดเชยตามพลังงานไฟฟ้าเฉพาะรายแล้ว เงินชดเชยถือว่าต่ำมาก
- (๓) มาตรการ I/C มีความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับผู้ไฟฟ้าประเภทพื้นที่อุตสาหกรรม เนื่องจาก มาตรการนี้ต้องการศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ค่อนข้างมาก เพื่อช่วยสนับสนุนระบบในสภาวะวิกฤต ประกอบกับแจ้งเตือนล่วงหน้าถึงช่วงเวลาของเหตุการณ์



ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประมาณ ๑ ชั่วโมง หากภาคอุตสาหกรรมมีระบบ FEMS จะทำให้อัตราการตอบสนองสูงกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น

- (๔) มาตรการ EMDR มีความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพื้นที่ธุรกิจ และ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพื้นที่อุตสาหกรรม เนื่องจาก มาตรการนี้ต้องการศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ค่อนข้างมากเพื่อช่วยสนับสนุนระบบในสถานะที่กำลังไฟฟ้าสำรองต่ำ ประกอบกับแจ้งเตือนล่วงหน้าถึงช่วงเวลาของเหตุการณ์ และ จำนวนพลังไฟฟ้าที่ต้องการลดให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประมาณ ๑ วัน หากผู้ใช้ไฟฟ้ามีระบบจัดการพลังงาน จะทำให้อัตราการตอบสนองสูงกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่น

๘.๑.๑.๓ การวิเคราะห์อัตราค่าเฉลี่ยของมาตรการ Demand Response

ทางคณะที่ปรึกษาได้รวบรวมข้อมูลของอัตราค่าเฉลี่ยสำหรับมาตรการ Demand Response ในต่างประเทศจำนวน ๑๓ ประเทศ ซึ่งมีการใช้งานมาตรการ Demand Response รวมทั้งสิ้น ๕๐ มาตรการ และได้คัดเลือกเฉพาะมาตรการที่มีข้อมูลด้านอัตราค่าเฉลี่ย โดยสามารถสรุปได้ดังตารางที่ ๘.๓

ตารางที่ ๘.๓ อัตราค่าเฉลี่ยสำหรับมาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ

ประเทศ	ชื่อโครงการ	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราค่าเฉลี่ย
California, United State	PG&E, Base Interruptible Program	500 kW หรือต่ำกว่าได้ \$8 /kW
		501 kW - 1000 kW ได้ \$8.5 /kW
		1001 kW หรือสูงกว่าได้รับ \$9 /kW
		มีโทษปรับเมื่อใช้ไฟเกินค่า FSL \$6.00 /kW
	PG&E, Peak Day Pricing	ช่วง On-Peak Event Day (2.00 - 6.00 PM) มีอัตราค่าไฟ 0.85 /kWh
	PG&E, Capacity Bidding Program	ขึ้นอยู่กับข้อตกลงระหว่าง Aggregator และผู้ใช้ไฟฟ้า
	SCE, Demand Bidding Program	50 cents /kWh
	SCE, Summer Discount Plan	100% Cycling ได้รับ \$250 /year/unit
		50% Cycling ได้รับ \$90 /year/unit
		30% Cycling ได้รับ \$20 /year/unit
	SCE, Scheduled Load Reduction Program	\$0.1 /kWh
	PG&E, Optional Binding Mandatory Curtailment	ได้รับการยกเว้นการถูก Load Shedding เมื่อเกิดสภาวะวิกฤต
		มีโทษปรับเมื่อใช้ไฟเกินกว่าข้อตกลง \$6.00 /kWh



ประเทศ	ชื่อโครงการ	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราชดเชย
	SDG&E, Permanent Load Shifting Program	ปัจจุบันปิดการรับสมัครผู้เข้าร่วมเนื่องจากปัญหาด้านงบประมาณ อาจมีการเปิดรับสมัครอีกครั้งวันที่ 1/1/2017
Florida, United State	FP&L, Commercial Demand Reduction	ได้รับอัตราชดเชย \$ 7.55 /kW ค่าปรับ \$ 1.02 /kW
	FP&L, On Call Saving Program	ได้รับอัตราชดเชย \$ 2 /ton
	TECO, Curtailable Service	ได้รับ \$1.78 /kW
Washington, United State	Pepco, Energy Wise Reward	Cycling 50% ได้รับเงินรายปี \$40 ได้รับค่าติดตั้งอุปกรณ์ \$40
		Cycling 75% ได้รับเงินรายปี \$60 ได้รับค่าติดตั้งอุปกรณ์ \$60
		Cycling 100% ได้รับเงินรายปี \$80 ได้รับค่าติดตั้งอุปกรณ์ \$80
	Pepco, Peak Energy Saving Credit	\$1.25 /kWh ที่ต่ำกว่า Baseline
New Mexico, United State	PNE, Power Saver Program	\$25 annually for participating and \$25 sign-up bonus
		\$9 /ton of refrigerated air conditioning (\$25 /kW reduction) annually for participating and sign-up bonus equal to the earning in the first year
New England, United State	ISO-NE, Real-time Demand Response	ได้รับ \$ 0.50 /kWh ที่ลดได้ เมื่อตอบสนองภายใน 30 นาที
		ได้รับ \$ 0.35 /kWh ที่ลดได้ เมื่อตอบสนองภายใน 2 ชั่วโมง
	ISO-NE, Real-time Price Response (RPR)	ได้รับ \$ 0.10 /kWh ที่ลดได้
	ISO-NE, Day-Ahead Load Response	สามารถประมูลได้ในช่วง ราคาขั้นต่ำ \$ 0.05/kWh และ ราคาสูงสุด \$ 1.00/kWh
Texas, United State	AEP, Load Management Program	ได้รับ \$ 20-35/kW ขึ้นกับตัวเลือกของโปรแกรม โดย
		ตัวเลือก A งดจ่ายไฟฟ้า 4 ชั่วโมง/ปี, ตัวเลือก B งดจ่ายไฟฟ้า 4 ชั่วโมง/ปี แต่ไม่เกิน 12 ชั่วโมง/ปี, ตัวเลือก C งดจ่ายไฟฟ้า 2 ชั่วโมง/ปี แต่ไม่เกิน 12 ชั่วโมง/ปี, ตัวเลือก D งดจ่ายไฟฟ้า 4 ชั่วโมง/ปี แต่ไม่เกิน 8 ชั่วโมง/ปี, ตัวเลือก E งดจ่ายไฟฟ้า 2 ชั่วโมง/ปี แต่ไม่เกิน 8 ชั่วโมง/ปี
	Xcel Energy, Interruptible Credit Option	ได้รับ \$ 2.23 – 6.58/kW/เดือน มีระยะเวลาของเหตุการณ์ 4 ชั่วโมง/ครั้ง
	Xcel Energy, Peak Day Partners Program	ได้รับ \$ 2.23 – 6.58/kW/เดือน มีระยะเวลาของเหตุการณ์ 4 ชั่วโมง/ครั้ง
	Xcel Energy, Saver's Switch for Business Program	ได้รับ \$ 20/ton มีระยะเวลาของเหตุการณ์ 15-20 นาที/วัน หรือ ไม่เกิน 10-15 วัน/เดือน



ประเทศ	ชื่อโครงการ	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราชดเชย
France	Tempo Tariff	วันสัปดาห์ 6:00 AM - 22:00 PM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€11.47 /kWh และ 22:00 PM - 6:00 AM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€9.67 /kWh
		วันสัปดาห์ 6:00 AM - 22:00 PM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€15.85 /kWh และ 22:00 PM - 6:00 AM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€13.67 /kWh
		วันสีแดง 6:00 AM - 22:00 PM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€62.07 /kWh และ 22:00 PM - 6:00 AM จะมีอัตราค่าไฟฟ้า c€24.02 /kWh
Japan	รณรงค์ลดการใช้ไฟฟ้าจากการ งดใช้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ปี 2554	ไม่มีอัตราชดเชย
	Energy Saving Campaign ของบริษัท โอซาก้า	1,000 เยน สำหรับบ้านอยู่อาศัยที่ลดการใช้ไฟฟ้าได้ 10% เทียบกับเดือน สิงหาคม
South Korea	การลดโหลดช่วงฤดูร้อนจาก KEPCO ปี 2008	650 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อวัน
		140 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อครั้ง (ครั้งละ 30 นาที)
		270 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อครั้ง (ครั้งละ 30 นาที) ผู้ใช้ไฟ > 300 kW
	การลดโหลดช่วงฤดูหนาวจาก KEPCO ปี 2008	650 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อวัน
		140 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อครั้ง (ครั้งละ 30 นาที)
		270 วอนต่อกิโลวัตต์ต่อครั้ง (ครั้งละ 30 นาที) ผู้ใช้ไฟ > 300 kW
Ireland	Winter Peak Demand Reduction Scheme : WPDRS	ค่าชดเชย 210 ยูโรต่อหน่วย
United Kingdom	UK National Grid, Short Term Operating Reserve	เลือกอัตราชดเชยได้ 2 รูปแบบคือ
		1. Availability Payments (£/MW/h): service providers are paid to make their unit/site available for the STOR service within an Availability Window.
		2. Utilisation Payments (£/MWh): service providers are paid for the energy delivered as instructed by National Grid.
	Firm Frequency Response	Availability Fee (£/hr) - for the hours for which a provider has tendered to make the service available for.
		Window Initiation Fee (£/window) - for each FFR nominated window that National Grid instructs within the Tendered Frames.
		Nomination Fee (£/hr) - a holding fee for each hour utilised within FFR nominated windows.
		Tendered Window Revision fee (£/hr) - National Grid notifies providers of window nominations in advance and, if the provider allows, this payment is payable if National Grid subsequently revises this nomination.



ประเทศ	ชื่อโครงการ	อัตราค่าไฟฟ้า, อัตราชดเชย
Singapore	Demand Response in the National Electricity Market of Singapore (NEMS)	1/3 ของการประหยัดค่าใช้ไฟฟ้าโดยรวม แต่ไม่เกิน 4,500\$ ต่อหน่วย
Denmark	EFFLOCOM pilot (2004)	1, 2, 3 DKK/kWh (ขึ้นกับสถานการณ์)
Norway	Remote Load Control (2004)	0.0025 - 0.00625 €/kWh

จากตารางที่ ๘.๓ จะสามารถจำแนกอัตราชดเชยออกเป็นรูปแบบต่างๆ ทั้งหมด ๔ รูปแบบดังนี้

(๑) Energy Payment

- Energy Payment คือ อัตราชดเชยที่คำนวณด้วยค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้า หรือ ผู้เข้าร่วมมาตรการสามารถลดลงมาได้ต่ำกว่า Base Line ของผู้ใช้ไฟฟ้าเอง ซึ่งจากมาตรการต่างๆ ในต่างประเทศ อัตราชดเชยต่ำสุดเทียบเป็นเงินสกุลไทย คือ ๓ บาทต่อหน่วยไฟฟ้า และ มีค่าสูงที่สุดเทียบเป็นเงินสกุลไทย คือ ๓๐ บาทต่อหน่วยไฟฟ้า

(๒) Availability Payment

- Availability Payment คือ อัตราชดเชยที่คำนวณด้วยค่าศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละรายได้กำหนดไว้ มาตรการในต่างประเทศโดยมากมีช่วงเวลาในการจ่ายอัตราชดเชยออก ๓ รูปแบบ คือ
 - รูปแบบรายครั้ง: มีอัตราชดเชยเทียบเป็นเงินสกุลไทยอยู่ที่ ๙๐ บาทต่อกิโลวัตต์ – ๓๐๐ บาทต่อกิโลวัตต์
 - รูปแบบรายเดือน: มีอัตราชดเชยเทียบเป็นเงินสกุลไทยอยู่ที่ ๑๐๐ บาทต่อกิโลวัตต์ – ๒๐๐ บาทต่อกิโลวัตต์
 - รูปแบบรายปี: มีอัตราชดเชยเทียบเป็นเงินสกุลไทยอยู่ที่ ๗๕๐ บาท – ๒๔๐๐ บาท สำหรับบ้านอยู่อาศัยในบางมาตรการ และ ๗๕๐ บาทต่อกิโลวัตต์ – ๑,๐๐๐ บาทต่อกิโลวัตต์

(๓) Pricing

- Pricing คือ อัตราชดเชยที่ใช้ความเปลี่ยนแปลงของอัตราค่าไฟฟ้าในการจูงใจผู้ใช้ไฟฟ้า โดยอัตราค่าไฟฟ้าจะมีค่าสูงในบางช่วงซึ่งจะเรียกช่วงดังกล่าวว่า Critical Pricing และ อัตราค่าไฟฟ้าจะมีค่าน้อยในบางช่วงซึ่งจะเรียกช่วงดังกล่าวว่า Off-Peak



(๔) Other

- Other คือ กลุ่มของอัตราค่าชดเชยที่ไม่ขึ้นกับปัจจัยทางด้านศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response โดยตรง กล่าวคือ ถึงแม้สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้มาก หรือ มีศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response สูง ค่าชดเชยของอัตราค่าชดเชยในกลุ่มนี้ไม่เพิ่มขึ้นแต่อย่างใด เช่น มาตรการ Power Saver Program ของบริษัท PNE อัตราค่าชดเชยแรกเข้าที่ได้รับเมื่อเข้าร่วมมาตรการจะถูกกำหนดตายตัวอยู่ที่ ๗๐๐ บาท และ ได้รับอัตราค่าชดเชยรายปีเท่ากับอัตราค่าชดเชยแรกเข้า

๘.๑.๒ การวิเคราะห์ช่องว่างของแผนพัฒนาสมาร์ตกริดในประเทศไทยสำหรับการดำเนินการ Demand Response

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์ช่องว่างของแผนพัฒนาสมาร์ตกริดในประเทศไทยสำหรับการดำเนินการ Demand Response ซึ่งจะมุ่งเน้นการลงทุนเพิ่มเติมเพื่อที่จะดำเนินการ Demand Response ในอนาคตโดยพิจารณาในด้านอัตราค่าชดเชย และการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม ในโครงการนำร่องสมาร์ตกริดของประเทศไทยสำหรับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง คือ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. เพื่อเตรียมพร้อมสำหรับการดำเนินการ Demand Response ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในเร็วๆ นี้

ในแผนพัฒนาสมาร์ตกริดของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง จะพบว่ามีโครงการนำร่อง ๔ โครงการ ดังนี้

- ๘.๑.๒.๑ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด อ. เมือง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟผ.)
- ๘.๑.๒.๒ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด เมืองพัทยา จ. ชลบุรี (กฟภ.)
- ๘.๑.๒.๓ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟภ.)
- ๘.๑.๒.๔ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด (กฟน.)

ทั้งนี้ในโครงการเหล่านี้หากจะดำเนินการ Demand Response จำเป็นต้องเตรียมความพร้อมในการลงทุนเพิ่มเติม ๒ ด้าน ได้แก่

- ๑) การลงทุนด้านเงินค่าชดเชย
- ๒) การลงทุนด้านการติดตั้งอุปกรณ์

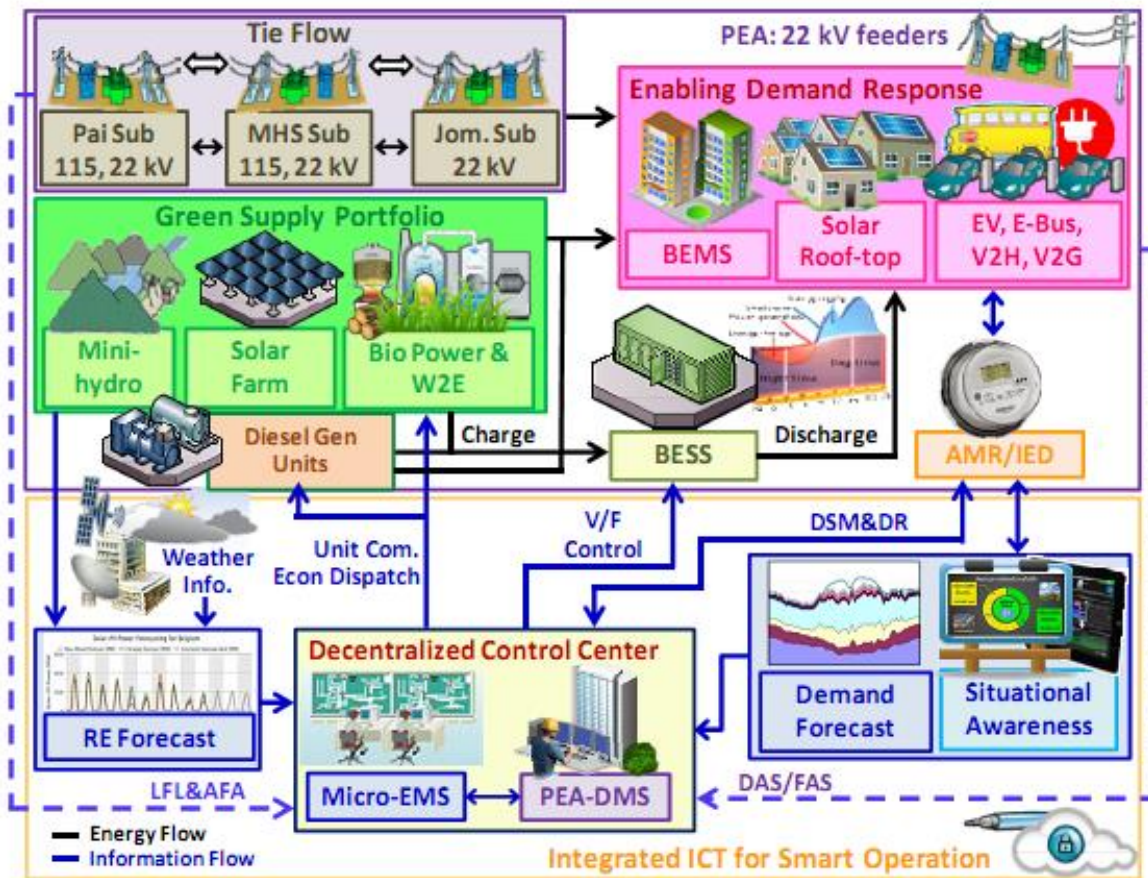
๘.๑.๒.๑ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด อ. เมือง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟผ.)

แม่ฮ่องสอนเป็นจังหวัดเดียวในประเทศไทยที่ระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. ยังเข้าไม่ถึง เนื่องจากสภาพภูมิประเทศของจังหวัดแม่ฮ่องสอนที่มีลักษณะเป็นป่าเขาและมีการสงวนพื้นที่ส่วนใหญ่ไว้เป็นพื้นที่ป่าอนุรักษ์ จากปัญหาดังกล่าว กฟผ. จึงได้ร่วมกับหน่วยงานที่รับผิดชอบด้านพลังงานทุกภาคส่วน อาทิเช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.), กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.), และ กฟภ. ร่วมกันพิจารณาหาแนว



ทางการพัฒนาโครงการเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในจังหวัดแม่ฮ่องสอน จึงเป็นที่มาของโครงการ
นำร่องการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด จ. แม่ฮ่องสอน ซึ่งมียุทธศาสตร์การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้า
สมาร์ทกริด แบ่งออกเป็น ๔ ด้าน ได้แก่ การพัฒนาการผลิตและกักเก็บพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart Energy),
การพัฒนาการจัดการพลังงานอย่างชาญฉลาด (Smart System), การพัฒนาการตระหนักรู้และใช้พลังงานอย่าง
ชาญฉลาด (Smart City) และการพัฒนาศูนย์เรียนรู้เพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Smart Learning)

สำหรับแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าที่ อ.เมือง จ.แม่ฮ่องสอน ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต แสดงดังรูปที่ ๘.๓ ซึ่งมีแผน
ที่จะดำเนินการ Demand Response และมีหน่วยงานพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าในอนาคตเพื่อวิเคราะห์การเรียกใช้
Demand Response นอกจากนี้มีการติดตั้ง BEMS ที่เอื้อต่อการดำเนินการ Demand Response เช่นกัน



รูปที่ ๘.๓ แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าที่ อ.เมือง จ.แม่ฮ่องสอน
(ที่มา : คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, “โครงการการออกแบบเชิงรายละเอียดและศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการนำร่องระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด จังหวัดแม่ฮ่องสอน”, ๒๕๕๗)

สำหรับตัวอย่างการวิเคราะห์การลงทุนเพิ่มเติมสามารถแบ่งได้ดังนี้



(๑) การลงทุนด้านเงินค่าชดเชย

ตัวอย่างการคำนวณค่าชดเชยในกรณีที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ๑๐ เมกะวัตต์ โดยมีเป้าหมายการลดไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าว ร้อยละ ๕ ซึ่งเท่ากับ ๕๐๐ กิโลวัตต์ ($0.05 \times 10 \times 1,000$) มีการเรียกใช้เพื่อดำเนินการ Demand Response ๒๐ ครั้งต่อปี ครั้งละ ๓ ชั่วโมง (เรียกใช้ปีละ ๖๐ ชั่วโมง) มีอัตราค่าชดเชย ๔ บาทต่อหน่วย (นำค่านี้จากอัตราค่าชดเชยในการดำเนินการ Demand Response ที่เคยเรียกใช้เมื่อปี ๒๕๕๗) ดังนั้นใน ๑ ปี ต้องจ่ายเงินค่าชดเชยดังนี้

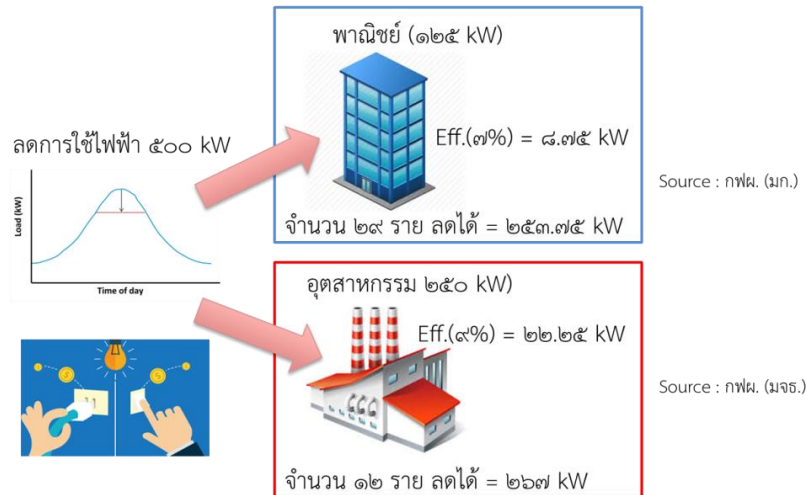
$$\begin{aligned}\text{เงินค่าชดเชย} &= \text{กำลังไฟฟ้าที่ลด} \times \text{ชั่วโมงที่เรียกใช้} \times \text{อัตราค่าชดเชย} \\ &= 500 \times 60 \times 4 \\ &= 120,000 \text{ บาท}\end{aligned}$$

(๒) การลงทุนด้านการติดตั้งอุปกรณ์

ตัวอย่างการคำนวณในกรณีที่ต้องการลดการใช้ไฟฟ้า ๕๐๐ กิโลวัตต์ จะเลือกใช้กับผู้ไฟฟ้า ๒ ประเภท คือ กลุ่มพาณิชย์ และกลุ่มอุตสาหกรรม โดยแบ่งกำลังไฟฟ้าที่ต้องการลดให้แต่ละกลุ่มเป็นจำนวนครึ่งหนึ่ง หรือเท่ากับ ๒๕๐ กิโลวัตต์ แสดงดังรูปที่ ๘.๔

กลุ่มพาณิชย์มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๑๒๕ กิโลวัตต์ มีประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าร้อยละ ๗ ของการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (อ้างอิงจากรายงานจากการวิจัยของมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ที่ทาง กฟผ. เป็นผู้สนับสนุนทุนวิจัย) ดังนั้นกลุ่มพาณิชย์สามารถลดการใช้ไฟฟ้า ๘.๗๕ กิโลวัตต์ต่อ ๑ ราย ถ้าต้องการลดการใช้ไฟฟ้า อย่างน้อย ๒๕๐ กิโลวัตต์ จะต้องมีส่วนร่วมโครงการที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ ๒๙ ราย (ลดการใช้ไฟฟ้า ๒๕๓.๗๕ กิโลวัตต์)

และกลุ่มอุตสาหกรรมมีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๒๕๐ กิโลวัตต์ มีประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าร้อยละ ๙ ของการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (อ้างอิงจากรายงานจากการวิจัยของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ที่ทาง กฟผ. เป็นผู้สนับสนุนทุนวิจัย) ดังนั้นกลุ่มอุตสาหกรรมสามารถลดการใช้ไฟฟ้าสามารถลดการใช้ไฟฟ้า ๒๒.๒๕ กิโลวัตต์ต่อ ๑ ราย ถ้าต้องการลดการใช้ไฟฟ้า อย่างน้อย ๒๕๐ กิโลวัตต์ จะต้องมีส่วนร่วมโครงการที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม ๑๒ ราย (ลดการใช้ไฟฟ้า ๒๖๗ กิโลวัตต์)



รูปที่ ๘.๔ ตัวอย่างการลดการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชยกรรม และอุตสาหกรรม

สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์นั้นผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องติดตั้ง AMR เพื่อใช้ในการอ่านการใช้ไฟฟ้า และ Gateway เพื่อใช้ในการแปลงสัญญาณโปรโตคอล ซึ่งในโครงการนี้มีผู้เข้าร่วมโครงการ ๔๑ ราย ดังนั้นจึงต้องติดตั้ง AMR ๔๑ เครื่อง และ Gateway ๔๑ เครื่อง นอกจากนั้น กฟผ. ต้องติดตั้ง DR Server เพื่อใช้ในการแจ้งเตือน, ประมวลผล และเก็บข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response และ ติดตั้ง Load Forecast เพื่อพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าของลูกค้าให้เกิดความผิดพลาดน้อยที่สุด

อุปกรณ์ที่ติดตั้งและเงินลงทุนทั้งหมดมีดังนี้

- ๑) AMR ราคาประมาณการเครื่องละ ๑๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๔๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๔๑๐,๐๐๐ บาท
 - ๒) Gateway ราคาประมาณการเครื่องละ ๑๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๔๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๔๑๐,๐๐๐ บาท
 - ๓) DR Server ราคาประมาณการระบบละ ๓๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๓๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท
 - ๔) Load Forecast ราคาประมาณการระบบละ ๑๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๑๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท
- ซึ่งคิดรวมเป็นราคาค่าอุปกรณ์ที่ต้องลงทุนเท่ากับ ๔๐,๘๒๐,๐๐๐ บาท

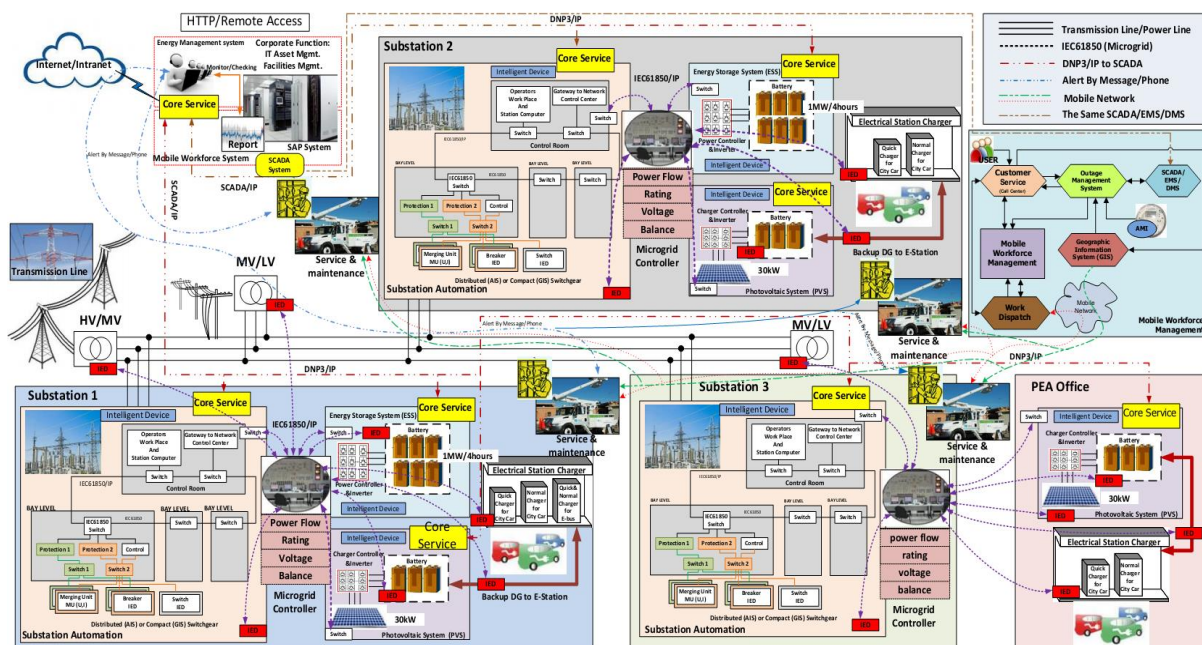
หมายเหตุ: การคำนวณราคาดังกล่าวเป็นการประมาณการจากข้อมูลราคาที่คณะที่ปรึกษาได้ศึกษามาในเบื้องต้น ราคาดังกล่าวสามารถเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับการใช้ดำเนินงาน Demand Response ในรายละเอียด และ แหล่งจัดหาอุปกรณ์ (ขึ้นกับ Vendor ผู้ผลิตและ/หรือขายอุปกรณ์)



๘.๑.๒.๒ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด เมืองพัทยา จ. ชลบุรี (กฟภ.)

โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดเมืองพัทยา จ. ชลบุรี (กฟภ.) ได้เริ่มโครงการตั้งแต่ปี ๒๕๕๕ เพื่อบรรลุวัตถุประสงค์ตามแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ ๑๑ (พ.ศ. ๒๕๕๕-๒๕๕๙) ซึ่งต้องมีโครงการนำร่องสำหรับโครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดในพื้นที่เมือง จำนวน ๑ เมือง เพื่อทดสอบและใช้งานสำหรับเป็นแนวทางในการใช้งานในพื้นที่อื่นๆ ทั่วประเทศ

สำหรับแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าที่ เมืองพัทยา จ.ชลบุรี ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต แสดงดังรูปที่ ๘.๕ ซึ่งมีการติดตั้งสมาร์ตมิเตอร์ซึ่งเอื้อต่อการดำเนินการ Demand Response ในอนาคต



รูปที่ ๘.๕ แผนพัฒนาระบบไฟฟ้าที่ เมืองพัทยา จ.ชลบุรี

(ที่มา : คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, “โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในพื้นที่เมือง
พัทยา จ.ชลบุรี”, ๒๕๕๗)

สำหรับตัวอย่างการวิเคราะห์การลงทุนเพิ่มเติมสามารถแบ่งได้ดังนี้

(๑) การลงทุนด้านเงินค่าชดเชย

ตัวอย่างการคำนวณค่าชดเชยในกรณีที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ๒๘๕ เมกะวัตต์ โดยมีเป้าหมายการลดไฟฟ้า
ในพื้นที่ดังกล่าว ร้อยละ ๕ ซึ่งเท่ากับ ๑๔,๒๕๐ กิโลวัตต์ (๐.๐๕ x ๒๘๕ x ๑,๐๐๐) มีการเรียกใช้เพื่อดำเนินการ
Demand Response ๒๐ ครั้งต่อปี ครั้งละ ๓ ชั่วโมง (เรียกใช้ปีละ ๖๐ ชั่วโมง) มีอัตรา



ค่าชดเชย ๔ บาทต่อหน่วย (นำค่านี้จากอัตราค่าชดเชยในการดำเนินการ Demand Response ที่เคยเรียกใช้เมื่อปี ๒๕๕๗) ดังนั้นใน ๑ ปี ต้องจ่ายเงินค่าชดเชยดังนี้

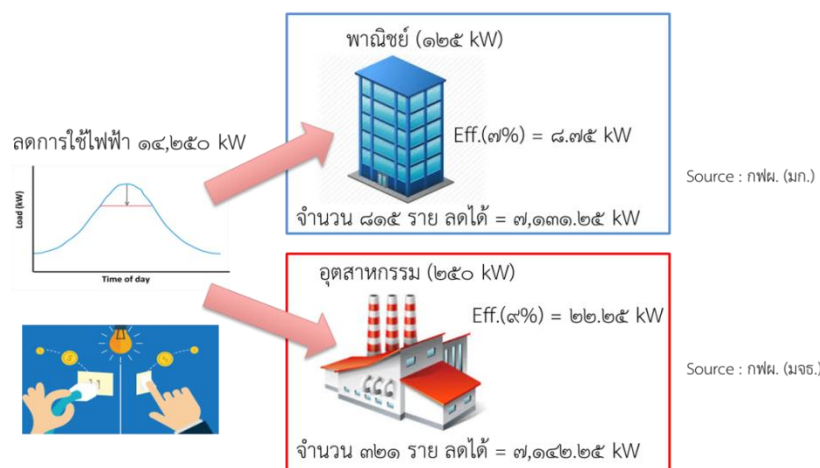
$$\begin{aligned}\text{เงินค่าชดเชย} &= \text{กำลังไฟฟ้าที่ลด} \times \text{ชั่วโมงที่เรียกใช้} \times \text{อัตราค่าชดเชย} \\ &= ๑๔,๒๕๐ \times ๖๐ \times ๔ \\ &= ๓,๔๒๐,๐๐๐ \text{ บาท}\end{aligned}$$

(๒) การลงทุนด้านการติดตั้งอุปกรณ์

ในกรณีที่ต้องการลดการใช้ไฟฟ้า ๑๔,๒๕๐ กิโลวัตต์ จะเลือกให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ๒ ประเภท คือ กลุ่มพาณิชย์ และกลุ่มอุตสาหกรรม โดยแบ่งกำลังไฟฟ้าที่ต้องการลดให้แต่ละกลุ่มเป็นจำนวนครั้งหนึ่ง หรือเท่ากับ ๗,๑๒๕ กิโลวัตต์ แสดงดังรูปที่ ๘.๖

กลุ่มพาณิชย์มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๑๒๕ กิโลวัตต์ มีประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าร้อยละ ๗ ของการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (อ้างอิงจากรายงานจากการวิจัยของมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ที่ทาง กฟผ. เป็นผู้สนับสนุนทุนวิจัย) ดังนั้นกลุ่มพาณิชย์สามารถลดการใช้ไฟฟ้า ๘.๗๕ กิโลวัตต์ต่อ ๑ ราย ถ้าต้องการลดการใช้ไฟฟ้า อย่างน้อย ๒๕๐ กิโลวัตต์ จะต้องมีส่วนร่วมโครงการที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ ๘๑๕ ราย (ลดการใช้ไฟฟ้า ๗,๑๓๑.๒๕ กิโลวัตต์)

และกลุ่มอุตสาหกรรมมีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๒๕๐ กิโลวัตต์ มีประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าร้อยละ ๘ ของการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (อ้างอิงจากรายงานจากการวิจัยของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ที่ทาง กฟผ. เป็นผู้สนับสนุนทุนวิจัย) ดังนั้นกลุ่มอุตสาหกรรมสามารถลดการใช้ไฟฟ้าสามารถลดการใช้ไฟฟ้า ๒๒.๒๕ กิโลวัตต์ต่อ ๑ ราย ถ้าต้องการลดการใช้ไฟฟ้า อย่างน้อย ๒๕๐ กิโลวัตต์ จะต้องมีส่วนร่วมโครงการที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม ๓๒๑ ราย (ลดการใช้ไฟฟ้า ๗,๑๔๒.๒๕ กิโลวัตต์)



รูปที่ ๘.๖ ตัวอย่างการลดการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และอุตสาหกรรม



สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์นั้นผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องติดตั้ง มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) เพื่อใช้ในการอ่านการใช้ไฟฟ้า และ Gateway เพื่อใช้ในการแปลงสัญญาณโปรโตคอล ซึ่งในโครงการนี้มีผู้เข้าร่วมโครงการ ๑,๑๓๖ ราย ดังนั้นจึงต้องติดตั้ง มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ๑,๑๓๖ เครื่อง (ติดตั้งแล้ว) และ Gateway ๑,๑๓๖ เครื่อง นอกจากนี้ กฟภ. ต้องติดตั้ง DR Server เพื่อใช้ในการแจ้งเตือน, ประมวลผล และเก็บข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response และ ติดตั้ง Load Forecast เพื่อพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าของลูกค้าให้เกิดความผิดพลาดน้อยที่สุด

อุปกรณ์ที่ติดตั้งและเงินลงทุนทั้งหมดมีดังนี้

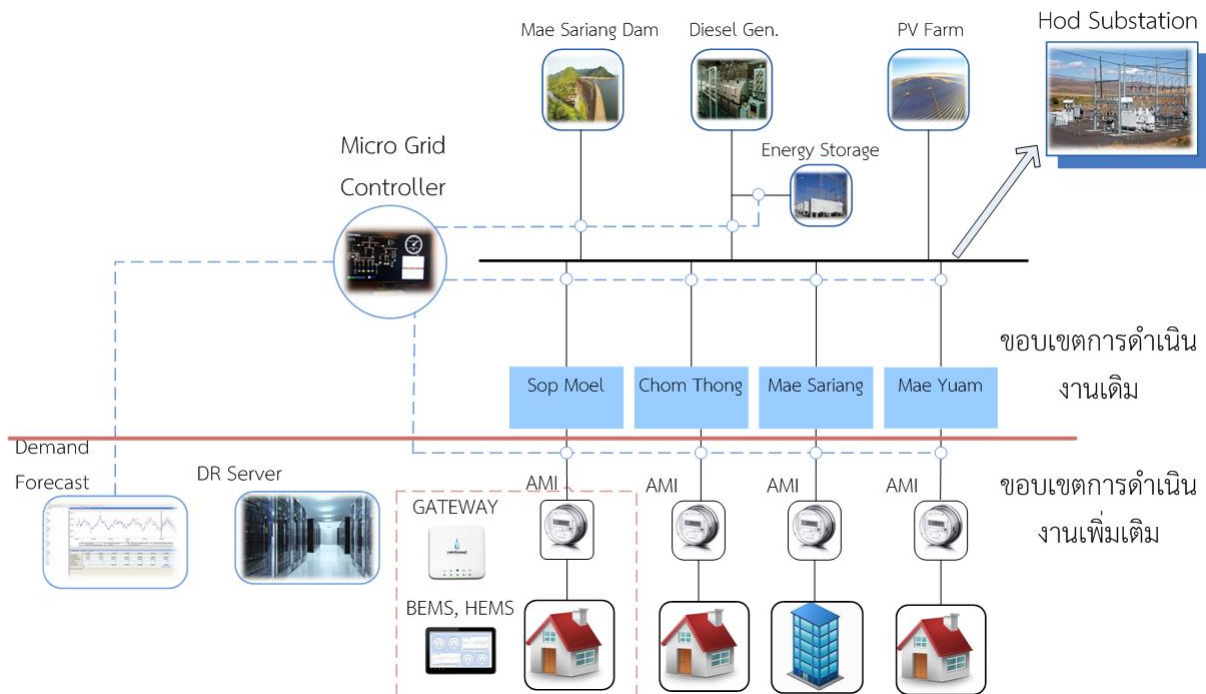
- ๑) Gateway ราคาประมาณการเครื่องละ ๑๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๑,๑๓๖ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๑๑,๓๖๐,๐๐๐ บาท
 - ๒) DR Server ราคาประมาณการระบบละ ๓๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๓๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท
 - ๓) Load Forecast ราคาประมาณการระบบละ ๑๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๑๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท
- ซึ่งคิดรวมเป็นราคาค่าอุปกรณ์ที่ต้องลงทุนเท่ากับ ๕๑,๓๖๐,๐๐๐ บาท

หมายเหตุ: การคำนวณราคาดังกล่าวเป็นการประมาณการจากข้อมูลราคาที่คณะที่ปรึกษาได้ศึกษามาในเบื้องต้น ราคาดังกล่าวสามารถเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับการใช้ดำเนินงาน Demand Response ในรายละเอียด และ แหล่งจัดหาอุปกรณ์ (ขึ้นกับ Vendor ผู้ผลิตและ/หรือขายอุปกรณ์)

๘.๑.๒.๓ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟภ.)

โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟภ.) เกิดขึ้นเพราะว่าปัจจุบัน พื้นที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน มีปัญหาแรงดันไฟฟ้าตกและดับบ่อยครั้งรวมถึงหน่วยสูญเสียในระบบจำนวนมาก (Loss) เนื่องจากระบบจำหน่ายต้องพาดผ่านพื้นที่ป่าและภูเขาเป็นระยะทางไกล ซึ่งต้องใช้เครื่องยกระดับแรงดัน (AVR) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง ทำให้สูญเสียค่าใช้จ่ายด้านน้ำมันเชื้อเพลิง และค่ารักษาจำนวนมาก ระบบไฟฟ้าที่ไม่มั่นคงและความเชื่อถือต่ำ ส่งผลให้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เช่น เชื้อเพลิงน้ำแม่สะเรียง และ Solar Farm เกิดปัญหาในการเชื่อมต่อเข้าระบบของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ดังนั้น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จึงศึกษาความเหมาะสมโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว

สำหรับการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟภ.) เพื่อรองรับการดำเนินการ Demand Response ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต แสดงดังรูปที่ ๘.๗ ในระบบมีการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์, Gateway, BEMS, DR Server ซึ่งมีประโยชน์ต่อการดำเนินการ Demand Response



รูปที่ ๘.๗ ตัวอย่างการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน (กฟภ.) เพื่อรองรับการดำเนินการ Demand Response

สำหรับตัวอย่างการวิเคราะห์การลงทุนเพิ่มเติมสามารถแบ่งได้ดังนี้

(๑) การลงทุนด้านเงินค่าชดเชย

ตัวอย่างการคำนวณค่าชดเชยในกรณีที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ๘ เมกะวัตต์ โดยมีเป้าหมายการลดไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าว ร้อยละ ๕ ซึ่งเท่ากับ ๔๐๐ กิโลวัตต์ (๐.๐๕ x ๘ x ๑,๐๐๐) มีการเรียกใช้เพื่อดำเนินการ Demand Response ๒๐ ครั้งต่อปี ครั้งละ ๓ ชั่วโมง (เรียกใช้ปีละ ๖๐ ชั่วโมง) มีอัตราค่าชดเชย ๔ บาทต่อหน่วย (นำค่านี้จากอัตราค่าชดเชยในการดำเนินการ Demand Response ที่เคยเรียกใช้เมื่อปี ๒๕๕๗) ดังนั้นใน ๑ ปี ต้องจ่ายเงินค่าชดเชยดังนี้

$$\begin{aligned}\text{เงินค่าชดเชย} &= \text{กำลังไฟฟ้าที่ลด} \times \text{ชั่วโมงที่เรียกใช้} \times \text{อัตราค่าชดเชย} \\ &= 400 \times 60 \times 4 \\ &= 96,000 \text{ บาท}\end{aligned}$$

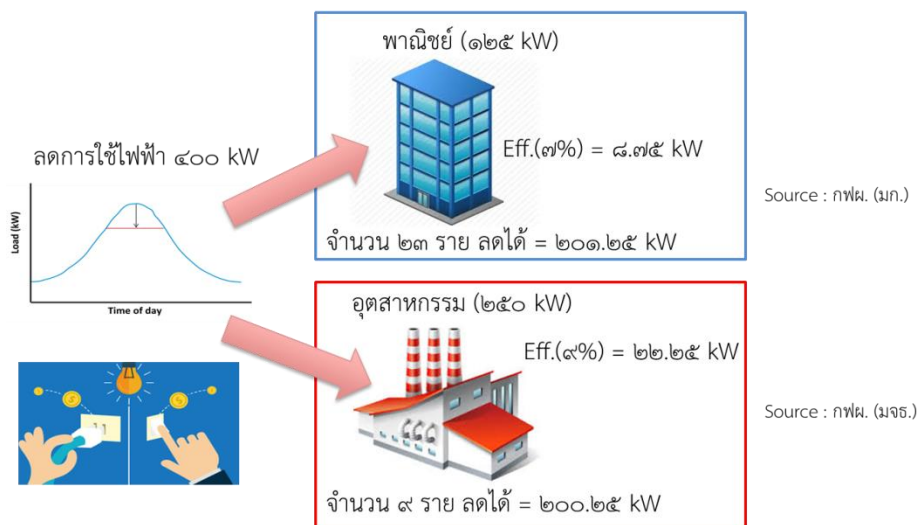


(๒) การลงทุนด้านการติดตั้งอุปกรณ์

ในกรณีที่ต้องการลดการใช้ไฟฟ้า ๔๐๐ กิโลวัตต์ จะเลือกใช้กับผู้ไฟฟ้า ๒ ประเภท คือ กลุ่มพาณิชย์ และกลุ่มอุตสาหกรรม โดยแบ่งกำลังไฟฟ้าที่ต้องการลดให้แต่ละกลุ่มเป็นจำนวนครึ่งหนึ่ง หรือเท่ากับ ๒๐๐ กิโลวัตต์ แสดงดังรูปที่ ๘.๘

กลุ่มพาณิชย์มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๑๒๕ กิโลวัตต์ มีประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าร้อยละ ๗ ของการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (อ้างอิงจากรายงานจากการวิจัยของมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ที่ทาง กฟผ. เป็นผู้สนับสนุนทุนวิจัย) ดังนั้นกลุ่มพาณิชย์สามารถลดการใช้ไฟฟ้า ๘.๗๕ กิโลวัตต์ต่อ ๑ ราย ถ้าต้องการลดการใช้ไฟฟ้า อย่างน้อย ๒๕๐ กิโลวัตต์ จะต้องมีผู้เข้าร่วมโครงการที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ ๒๓ ราย (ลดการใช้ไฟฟ้า ๒๐๑.๒๕ กิโลวัตต์)

และกลุ่มอุตสาหกรรมมีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๒๕๐ กิโลวัตต์ มีประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าร้อยละ ๙ ของการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (อ้างอิงจากรายงานจากการวิจัยของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ที่ทาง กฟผ. เป็นผู้สนับสนุนทุนวิจัย) ดังนั้นกลุ่มอุตสาหกรรมสามารถลดการใช้ไฟฟ้าสามารถลดการใช้ไฟฟ้า ๒๒.๒๕ กิโลวัตต์ต่อ ๑ ราย ถ้าต้องการลดการใช้ไฟฟ้า อย่างน้อย ๒๕๐ กิโลวัตต์ จะต้องมีผู้เข้าร่วมโครงการที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม ๓๒๑ ราย (ลดการใช้ไฟฟ้า ๒๐๐.๒๕ กิโลวัตต์)



รูปที่ ๘.๘ ตัวอย่างการลดการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และอุตสาหกรรม

สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์นั้นผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องติดตั้ง มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) เพื่อใช้ในการอ่านการใช้ไฟฟ้า และ Gateway เพื่อใช้ในการแปลงสัญญาณโปรโตคอล ซึ่งในโครงการนี้มีผู้เข้าร่วมโครงการ ๓๒ ราย ดังนั้นจึงต้องติดตั้ง มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ๓๒ เครื่อง และ Gateway ๓๒ เครื่อง นอกจากนั้น กฟผ. ต้องติดตั้ง DR Server เพื่อใช้ในการแจ้งเตือน, ประมวลผล และเก็บข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response และ ติดตั้ง Load Forecast เพื่อพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าของลูกค้าให้เกิดความผิดพลาดน้อยที่สุด



อุปกรณ์ที่ติดตั้งและเงินลงทุนทั้งหมดมีดังนี้

- ๑) มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ราคาประมาณการเครื่องละ ๑๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๓๒ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๓๒๐,๐๐๐ บาท
 - ๒) Gateway ราคาประมาณการเครื่องละ ๑๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๓๒ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๓๒๐,๐๐๐ บาท
 - ๓) DR Server ราคาประมาณการระบบละ ๓๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๓๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท
 - ๔) Load Forecast ราคาประมาณการระบบละ ๑๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๑๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท
- ซึ่งคิดรวมเป็นราคาค่าอุปกรณ์ที่ต้องลงทุนเท่ากับ ๔๐,๖๔๐,๐๐๐ บาท

หมายเหตุ: การคำนวณราคาดังกล่าวเป็นการประมาณการจากข้อมูลราคาที่คณะที่ปรึกษาได้ศึกษามาในเบื้องต้น ราคาดังกล่าวสามารถเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับการใช้ดำเนินงาน Demand Response ในรายละเอียด และ แหล่งจัดหาอุปกรณ์ (ขึ้นกับ Vendor ผู้ผลิตและ/หรือขายอุปกรณ์)

๘.๑.๒.๔ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริด (กพน.)

ในโครงการนี้มีการวางแผนการติดตั้งสมาร์ตมิเตอร์ AMR เพื่อใช้ในการอ่านค่าไฟให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น ซึ่งสามารถบันทึกการใช้ไฟฟ้าได้ทุกๆ ๑๕ นาที นอกจากนี้ยังมีการติดตั้งระบบการควบคุมการประหยัดพลังงานในอาคารผู้ใช้ไฟฟ้า (BEMS) และระบบการควบคุมการประหยัดพลังงานในบ้านอยู่อาศัย (HEMS) ซึ่งสิ่งเหล่านี้มีประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response

ในปัจจุบันนี้ กพน. ได้ติดตั้งสมาร์ตมิเตอร์ AMR แล้วจำนวน ๗,๕๐๐ เครื่อง ซึ่งติดตั้งกับลูกค้า ๓ ประเภท ได้แก่ ลูกค้าประเภทที่ ๓ (กิจการขนาดกลาง), ลูกค้าประเภทที่ ๔ (กิจการขนาดใหญ่) และ ลูกค้าประเภทที่ ๕ (กิจการเฉพาะอย่าง) โดยติดตั้งสมาร์ตมิเตอร์ AMR ให้ลูกค้าประเภทที่ ๓ จำนวน ๒,๖๐๐ เครื่อง ติดตั้งสมาร์ตมิเตอร์ AMR ให้ลูกค้าประเภทที่ ๔ จำนวน ๒,๓๐๐ เครื่อง และติดตั้งสมาร์ตมิเตอร์ AMR ให้ลูกค้าประเภทที่ ๕ จำนวน ๒,๖๐๐ เครื่อง แสดงดังรูปที่ ๘.๔

สำหรับการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยต่อรายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจะทำการคำนวณจากการใช้จำนวนลูกค้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (ตารางที่ ๘.๔), สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเทียบกับโหลดสูงสุดของ กพน. และ ค่าตัวประกอบโหลด (ตารางที่ ๘.๕) อย่างไรก็ตามในการคำนวณ ทางคณะที่ปรึกษาได้มีการปิดหน่วยทศนิยมต่างๆ ตามความเหมาะสม

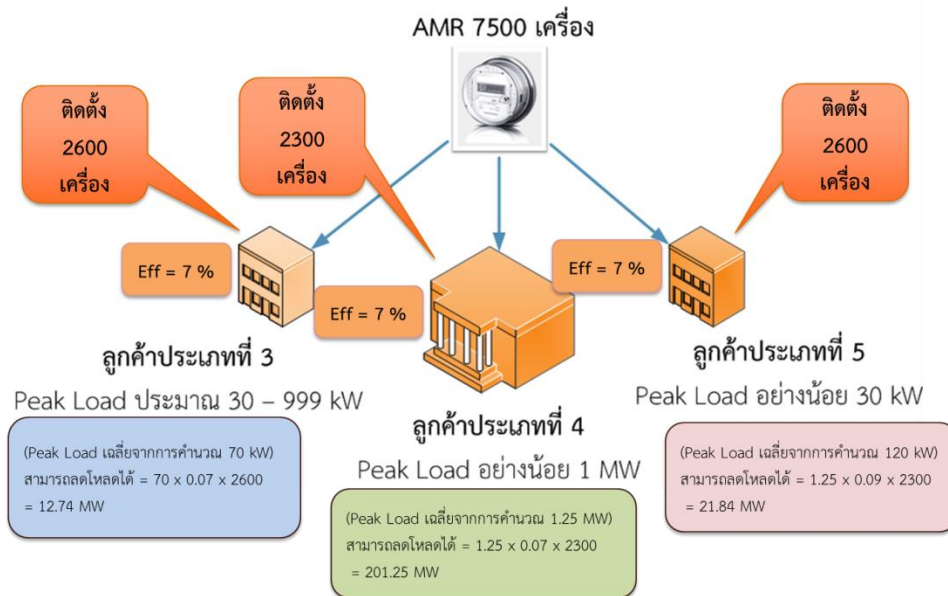


ตารางที่ ๘.๔ จำนวนลูกค้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (ที่มา: การไฟฟ้านครหลวง, “สถิติจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภท”, ๒๕๕๙)

ปี	บ้านอยู่อาศัย	กิจการ	กิจการ	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	ไฟชั่วคราว	รวม
2558	2,961,051	509,086	22,167	2,215	2,959	324	-	24,236	3,522,038
2559	2,991,132	510,946	22,239	2,300	2,962	336	-	24,590	3,554,505

ตารางที่ ๘.๕ สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า และ ค่าตัวประกอบโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (ที่มา: มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, “โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost)”, ๒๕๕๖)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้า (ร้อยละ)	ค่าตัวประกอบโหลด
บ้านอยู่อาศัย	๒๓.๘๙	๐.๔๖
กิจการขนาดเล็ก	๑๔.๙๒	๐.๔๐
กิจการขนาดกลาง	๑๘.๙๔	๐.๓๐
กิจการขนาดใหญ่	๓๗.๗๑	๐.๖๔
กิจการเฉพาะอย่าง	๔.๐๒	๐.๖๘
องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	๐.๕๒	๐.๒๗



รูปที่ ๘.๙ การแบ่ง AMR ให้ลูกค้าประเภทต่างๆ

สำหรับศักยภาพของการลดการใช้ไฟฟ้า จะกำหนดให้ ลูกค้าประเภทที่ ๓ ลูกค้าประเภทที่ ๔ และลูกค้าประเภทที่ ๕ มีประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าได้ร้อยละ ๗ (ประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทพาณิชย์อ้างอิงจากรายงานจากการวิจัยของมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ที่ทาง กฟผ. เป็นผู้สนับสนุนทุนวิจัย) ซึ่งลูกค้าประเภทที่ ๓ มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๗๐ กิโลวัตต์ต่อราย ทำให้ประเภทที่ ๓ จำนวน ๒,๖๐๐ ราย ลดการใช้ไฟฟ้าได้ ๑๒.๗๔ เมกะวัตต์, ลูกค้าประเภทที่ ๔ มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๑.๒๕ เมกะวัตต์ต่อราย ทำให้ประเภทที่ ๔ จำนวน ๒,๓๐๐ ราย ลดการใช้ไฟฟ้าได้ ๒๐๑.๒๕ เมกะวัตต์ และลูกค้าประเภทที่ ๕ มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๑๒๐ กิโลวัตต์ต่อราย ทำให้ประเภทที่ ๕ จำนวน ๒,๖๐๐ ราย ลดการใช้ไฟฟ้าได้ ๒๑.๘๔ เมกะวัตต์ โดยลูกค้าทั้ง ๓ ประเภทนี้สามารถลดการใช้ไฟฟ้ารวมได้ ๒๓๕.๘๓ เมกะวัตต์

สำหรับตัวอย่างการวิเคราะห์การลงทุนเพิ่มเติมสามารถแบ่งได้ดังนี้

(๑) การลงทุนด้านเงินค่าชดเชย

ตัวอย่างการคำนวณค่าชดเชยในกรณีสามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ ๒๓๕.๘๓ เมกะวัตต์ มีการเรียกใช้เพื่อดำเนินการ Demand Response ๒๐ ครั้งต่อปี ครั้งละ ๓ ชั่วโมง (เรียกใช้ปีละ ๖๐ ชั่วโมง) มีอัตราค่าชดเชย ๔ บาทต่อหน่วย (นำค่านี้จากอัตราค่าชดเชยในการดำเนินการ Demand Response ที่เคยเรียกใช้เมื่อปี ๒๕๕๗) ดังนั้นใน ๑ ปี ต้องจ่ายเงินค่าชดเชยดังนี้



$$\begin{aligned}\text{เงินค่าชดเชย} &= \text{กำลังไฟฟ้าที่ลด} \times \text{ชั่วโมงที่เรียกใช้} \times \text{อัตราค่าชดเชย} \\ &= (๒๓๕.๘๓ \times ๑,๐๐๐) \times ๖๐ \times ๔ \\ &= ๕๖,๕๙๙,๒๐๐ \text{ บาท}\end{aligned}$$

(๒) การลงทุนด้านการติดตั้งอุปกรณ์

สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์นั้นผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องติดตั้ง มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) เพื่อใช้ในการอ่านการใช้ไฟฟ้า และ Gateway เพื่อใช้ในการแปลงสัญญาณโปรโตคอล ซึ่งในโครงการนี้มีผู้เข้าร่วมโครงการ ๗,๕๐๐ ราย ดังนั้นจึงต้องติดตั้ง มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ๗,๕๐๐ เครื่อง (ติดตั้งแล้ว) และ Gateway ๗,๕๐๐ เครื่อง นอกจากนั้น กฟน. ต้องติดตั้ง DR Server เพื่อใช้ในการแจ้งเตือน, ประมวลผล และเก็บข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response และ ติดตั้ง Load Forecast เพื่อพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าของลูกค้าให้เกิดความผิดพลาดน้อยที่สุด

อุปกรณ์ที่ติดตั้งและเงินลงทุนทั้งหมดมีดังนี้

- ๑) Gateway ราคาประมาณการเครื่องละ ๑๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๗,๕๐๐ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๗๕,๐๐๐,๐๐๐ บาท
- ๒) DR Server ราคาประมาณการระบบละ ๓๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๓๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท
- ๓) Load Forecast ราคาประมาณการระบบละ ๑๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๑ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๑๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท

ซึ่งคิดรวมเป็นราคาค่าอุปกรณ์ที่ต้องลงทุนเท่ากับ ๑๑๕,๐๐๐,๐๐๐ บาท

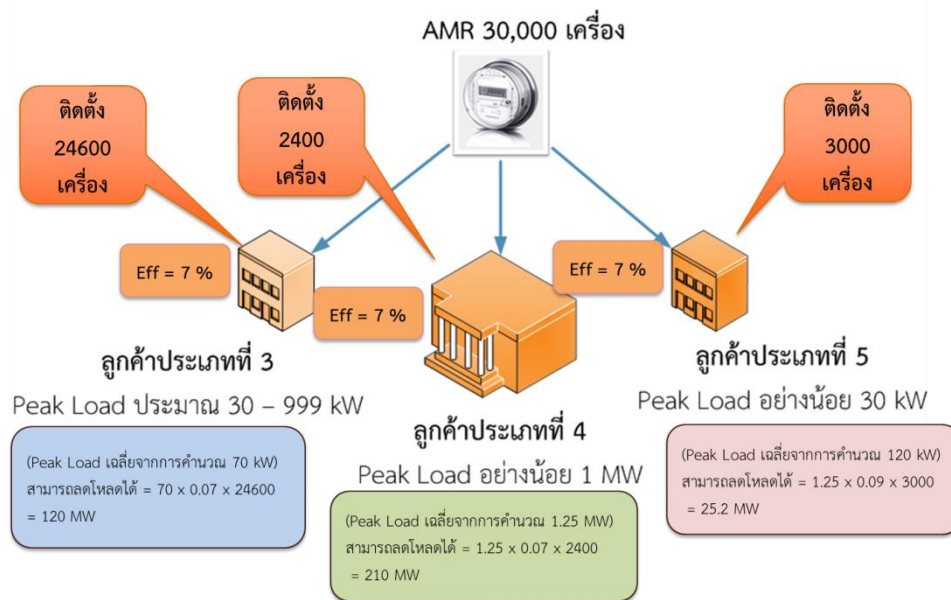
หมายเหตุ: การคำนวณราคาดังกล่าวเป็นการประมาณการจากข้อมูลราคาที่คณะที่ปรึกษาได้ศึกษามาในเบื้องต้น ราคาดังกล่าวสามารถเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับการใช้ดำเนินงาน Demand Response ในรายละเอียด และ แหล่งจัดหาอุปกรณ์ (ขึ้นกับ Vendor ผู้ผลิตและ/หรือขายอุปกรณ์)

โครงการนี้มีการวางแผนการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ AMR เพิ่มเป็น ๓๐,๐๐๐ เครื่อง ซึ่งคาดว่า กฟน. พยายามจะติดตั้งให้กับลูกค้าประเภทที่ ๓ (กิจการขนาดกลาง), ลูกค้าประเภทที่ ๔ (กิจการขนาดใหญ่) และ ลูกค้าประเภทที่ ๕ (กิจการเฉพาะอย่าง) ทั้งหมดของ กฟน. โดยติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ AMR ให้ลูกค้าประเภทที่ ๓ จำนวน ๒๔,๖๐๐ เครื่อง ติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ AMR ให้ลูกค้าประเภทที่ ๔ จำนวน ๒,๔๐๐ เครื่อง และติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์ AMR ให้ลูกค้าประเภทที่ ๕ จำนวน ๓,๐๐๐ เครื่อง แสดงดังรูปที่ ๘.๑๐

สำหรับการคำนวณกำลังไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยต่อรายของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจะทำการคำนวณจากการใช้จำนวนลูกค้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท (ตารางที่ ๘.๔), สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท



เทียบกับโหลดสูงสุดของ กฟน. และ ค่าตัวประกอบโหลด (ตารางที่ ๘.๕) อย่างไรก็ตามในการคำนวณ ทางคณะที่
ปรึกษาได้มีการปรับหน่วยทศนิยมต่างๆ ตามความเหมาะสม



รูปที่ ๘.๑๐ การแบ่ง AMR ให้ลูกค้าประเภทต่างๆ

สำหรับศักยภาพของการลดการใช้ไฟฟ้า จะกำหนดให้ ลูกค้าประเภทที่ ๓ ลูกค้าประเภทที่ ๔ และลูกค้าประเภทที่ ๕ มีประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าได้ร้อยละ ๗ (ประสิทธิภาพในการลดการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทพาณิชย์อ้างอิงจากรายงานจากการวิจัยของมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ที่ทาง กฟน. เป็นผู้สนับสนุนทุนวิจัย) ซึ่งลูกค้าประเภทที่ ๓ มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๗๐ กิโลวัตต์ต่อราย ทำให้ประเภทที่ ๓ จำนวน ๒๔,๖๐๐ ราย ลดการใช้ไฟฟ้าได้ ๑๒๐ เมกะวัตต์, ลูกค้าประเภทที่ ๔ มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๑.๒๕ เมกะวัตต์ต่อราย ทำให้ประเภทที่ ๔ จำนวน ๒,๔๐๐ ราย ลดการใช้ไฟฟ้าได้ ๒๑๐ เมกะวัตต์ และลูกค้าประเภทที่ ๕ มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ย ๑๒๐ กิโลวัตต์ต่อราย ทำให้ประเภทที่ ๕ จำนวน ๓,๐๐๐ ราย ลดการใช้ไฟฟ้าได้ ๒๕.๒ เมกะวัตต์ โดยลูกค้าทั้ง ๓ ประเภทนี้สามารถลดการใช้ไฟฟ้ารวมได้ ๓๘๕.๒ เมกะวัตต์

สำหรับตัวอย่างการวิเคราะห์การลงทุนเพิ่มเติมสามารถแบ่งได้ดังนี้

(๑) การลงทุนด้านเงินค่าชดเชย

ตัวอย่างการคำนวณค่าชดเชยในกรณีสามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้ ๓๘๕.๒ เมกะวัตต์ มีการเรียกใช้เพื่อดำเนินการ Demand Response ๒๐ ครั้งต่อปี ครั้งละ ๓ ชั่วโมง (เรียกใช้ปีละ ๖๐ ชั่วโมง) มีอัตราค่าชดเชย ๔



บาทต่อหน่วย (นำค่านี้จากอัตราค่าชดเชยในการดำเนินการ Demand Response ที่เคยเรียกใช้เมื่อปี ๒๕๕๗) ดังนั้นใน ๑ ปี ต้องจ่ายเงินค่าชดเชยดังนี้

$$\begin{aligned}\text{เงินค่าชดเชย} &= \text{กำลังไฟฟ้าที่ลด} \times \text{ชั่วโมงที่เรียกใช้} \times \text{อัตราค่าชดเชย} \\ &= (๓๘๕.๒ \times ๑,๐๐๐) \times ๖๐ \times ๔ \\ &= ๙๒,๔๔๘,๐๐๐ \text{ บาท}\end{aligned}$$

(๒) การลงทุนด้านการติดตั้งอุปกรณ์

สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์นั้นผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องติดตั้ง มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) เพื่อใช้ในการอ่านการใช้ไฟฟ้า และ Gateway เพื่อใช้ในการแปลงสัญญาณโปรโตคอล ซึ่งในโครงการนี้มีผู้เข้าร่วมโครงการ ๓๐,๐๐๐ ราย ดังนั้นจึงต้องติดตั้ง มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) เพิ่มเติม ๒๒,๕๐๐ เครื่อง และ Gateway เพิ่มเติม ๒๒,๕๐๐ เครื่อง

อุปกรณ์ที่ติดตั้งและเงินลงทุนทั้งหมดมีดังนี้

- ๑) มิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ราคาประมาณการเครื่องละ ๑๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๒๒,๕๐๐ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๒๒๕,๐๐๐,๐๐๐ บาท
 - ๒) Gateway ราคาประมาณการระบบละ ๑๐,๐๐๐ บาท จำนวน ๒๒,๕๐๐ เครื่อง รวมเป็นเงิน ๒๒๕,๐๐๐,๐๐๐ บาท
- ซึ่งคิดรวมเป็นราคาอุปกรณ์ที่ต้องลงทุนเท่ากับ ๔๕๐,๐๐๐,๐๐๐ บาท

หมายเหตุ: การคำนวณราคาดังกล่าวเป็นการประมาณการจากข้อมูลราคาที่คุณสมบัติที่ปรึกษาได้ศึกษามาในเบื้องต้น ราคาดังกล่าวสามารถเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับการใช้ดำเนินงาน Demand Response ในรายละเอียด และ แหล่งจัดหาอุปกรณ์ (ขึ้นกับ Vendor ผู้ผลิตและ/หรือขายอุปกรณ์)

๘.๑.๓ กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการเป็น Load Aggregator ในต่างประเทศ

ในหัวข้อนี้ ทางคณะที่ปรึกษาได้ยกตัวอย่างกฎหมายสำหรับการดำเนินมาตรการ Demand Response ระหว่าง Utility และ Aggregator จาก PJM ซึ่งเป็นบริษัทผู้ทำหน้าที่ดูแลระบบส่งไฟฟ้า (RTO) ที่ดูแลระบบส่งไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุด และ คอยติดตามการเคลื่อนไหวของกระแสไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา ในปี พ.ศ. ๒๕๕๑ Federal Energy Regulatory Commission องค์การกำกับดูแลกิจการพลังงานประเทศสหรัฐอเมริกา ได้ออกคำสั่งให้ RTO / ISOs แจกจ่ายสิทธิ์สำหรับการดำเนินมาตรการ Demand Response และ กำหนดถึงอำนาจของ Demand Response Provider หรือ Curtailment Service Providers ในตลาดขายส่ง ซึ่งบริษัท PJM มีสิทธิที่จะยื่นขอเสนอการซื้อ และการบริการพลังงานที่เกี่ยวข้องในตลาดพลังงานไฟฟ้าประเภท Day-Ahead และ ตลาด



พลังงานแบบ Real-time โดยบริษัท PJM เองมีหน้าที่ทั้งเป็นผู้ซื้อในตลาด (Market Buyers), ผู้ขายในตลาด (Market Sellers), หน่วยงานบริการโหลด (Load Serving Entities) และ ผู้ให้บริการการลดโหลด (Curtailment Service Providers) ซึ่งทางบริษัท PJM ได้ออกกฎต่างๆ สำหรับผู้ที่ต้องการจะเป็น Curtailment Service Providers ไว้ดังนี้คือ

- ข้อกำหนดสำหรับผู้ที่ต้องการเป็นผู้ให้บริการการลดโหลดนั้นจะต้องเป็นสมาชิกในตลาด PJM ซึ่งผู้ให้บริการการลดโหลดต้องดำเนินการลงทะเบียนในโปรแกรม PJM eSuite ที่เหมาะสม ซึ่งระบุเลขรหัส (Electric Distribution Company: EDC) และ ผู้ให้บริการการลดโหลดนั้นจะต้องให้ข้อมูลที่ถูกต้องในการลงทะเบียนให้กับ PJM สำหรับ Demand Resources แต่ละราย
- ในการลงทะเบียน Demand Resources ผู้ให้บริการลดโหลดจำเป็นต้องให้ข้อมูลทั้งหมดตามที่กำหนดไว้ในคู่มือการใช้ eLRS ได้แก่
 - ประเภทของผู้เข้าร่วมมาตรการ - ผู้ให้บริการลดโหลดจะจำแนกตามจุดประสงค์ของสถานที่ตั้งหรือการดำเนินการทางธุรกิจ ซึ่งอาจเป็นหนึ่งในประเภทต่อไปนี้ คือ โรงพยาบาล, อุตสาหกรรม/การผลิต, อาคารสำนักงาน, ที่อยู่อาศัย, บริการขายปลีก หรือ เกี่ยวกับสิ่งอำนวยความสะดวกหรือโรงเรียน เป็นต้น แต่ในกรณีที่ประเภทของการดำเนินการทางธุรกิจไม่สอดคล้องกับประเภทแรกแล้วผู้ให้บริการลดโหลด จะต้องเลือกจากหนึ่งในประเภทต่อไปนี้ คือ “เกษตรป่าไม้ และ ประมง”, “เหมืองแร่”, “การขนส่ง, การสื่อสาร, ไฟฟ้า, ก๊าซ และบริการสุขภาพ” หรือ “บริการ”
 - วิธีการลดโหลด - ผู้ให้บริการลดโหลด ต้องกำหนดวิธีการลดโหลดในแต่ละสถานที่ และตรวจสอบความสามารถในการลดโหลด ซึ่งวิธีการลดโหลดจะบ่งชี้ถึงชนิดของอุปกรณ์ไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วย เครื่องทำความร้อน, เครื่องระบายอากาศ, เครื่องปรับอากาศ (HVAC), โคมไฟ, เครื่องทำความเย็น, การผลิต, เครื่องทำน้ำอุ่น, แบตเตอรี่ และ การผลิตกำลังไฟฟ้า ในกรณีที่ผู้ให้บริการลดโหลด มีหลายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าควรจะรายงานศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ผู้ให้บริการลดโหลดจะทำการจัดลำดับความสามารถในการลดโหลดสำหรับการลดโหลดด้วยวิธีต่างๆ ซึ่งแสดงถึงการประมาณการที่เหมาะสมของการลดโหลดที่จะดำเนินการในช่วงที่ระบบไฟฟ้าเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน หรือ เมื่ออัตราค่าไฟฟ้าสูง ซึ่งความสามารถในการลดโหลดอาจจะมี ความแตกต่างอย่างมีนัยสำคัญกับศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response ที่ ได้ตกลงไว้ในสัญญา ถ้าในสถานที่ใดๆ มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จะนำมาใช้เพื่อลดโหลด และมีวิธีการลดโหลดอื่นๆ แล้วความสามารถเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในการลดโหลดควรจะสะท้อนถึงศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response (ผลรวมของแต่ละ ความสามารถในการลดโหลดที่จะสะท้อนให้เห็นถึงความสามารถในการลดโหลดทั้งหมดสำหรับสถานที่)
 - ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสถานที่ (On-Site Generator Type) - ผู้ให้บริการลดโหลด จะต้องแจ้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ในสถานที่สำหรับการลดโหลดให้ PJM เช่น



เครื่องยนต์สันดาปภายใน, เครื่องยนต์ไอน้ำ หรือ เครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อน
รวม เป็นต้น

- ชนิดของเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตกำลังไฟฟ้า- ผู้ให้บริการลดโหลด ควรรายงานเกี่ยวกับแหล่งที่มาของเชื้อเพลิงดังกล่าว รวมถึงประเภทของเชื้อเพลิงที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในสถานที่ใช้งาน เช่น ถ่านหิน, ดีเซล, ก๊าซธรรมชาติ, น้ำมัน, น้ำมันเบนซิน, น้ำมันก๊าด, ก๊าซฝึกลบ และ ของเสีย
- Generator Vintage – ปี พ.ศ. ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าถูกสร้างขึ้น (ปกติแล้วจะอยู่ใน Nameplate) ถ้าผู้ให้บริการลดโหลดไม่ทราบปี พ.ศ. ที่แน่นอนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ผู้ให้บริการลดโหลดควรใช้ค่าประมาณที่เหมาะสม
- Generator Retrofit Year – ถ้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเคยถูกดัดแปลงด้วยอุปกรณ์ควบคุมมลภาวะ ผู้ให้บริการลดโหลดจำเป็นต้องรายงานถึงปี พ.ศ. ที่ดัดแปลงเครื่องกำเนิดไฟฟ้า หากไม่ทราบปีที่แน่ชัด ให้ประมาณอย่างเหมาะสม
- Nameplate Capacity – กำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในหน่วย เมกะวัตต์

จะพบว่า ในต่างประเทศนั้นคำนึงถึงเชื่อถือได้ของผู้เข้าร่วมมาตรการค่อนข้างมาก เช่น ทาง PJM ต้องการทราบข้อมูลตั้งแต่ประเภทของผู้เข้าร่วมมาตรการ (Demand Resources) แต่ละราย ไปจนถึงในกรณีของผู้ที่ใช้การผลิตกำลังไฟฟ้าภายในอาคารเพื่อลดโหลดของตนเองต้องแจ้งรายละเอียดของปี พ.ศ. ที่มีการดัดแปลงอุปกรณ์ของตนเอง เพราะปัจจัยดังกล่าวมีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยรวม หากพลังไฟฟ้าเสมือนที่เกิดจากมาตรการ Demand Response ไม่สามารถเชื่อถือได้ จะไม่สามารถสะท้อนถึงประโยชน์ที่แท้จริงของ Demand Response ได้ เช่น การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า หรือ การเลื่อนการขยายระบบจำหน่ายไฟฟ้า เป็นต้น

๘.๑.๔ การวิเคราะห์ และ จัดลำดับความสำคัญช่องว่างของแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะในประเทศไทย

จากการวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศในหัวข้อที่ ๘.๑.๑, การวิเคราะห์ช่องว่างของแผนพัฒนาสมรรถกิริยาในประเทศไทยสำหรับการดำเนินการ Demand Response ในหัวข้อที่ ๘.๑.๒ และ การวิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในประเทศไทยในบทที่ ๒ ทางคณะที่ปรึกษาได้สรุป และ แบ่งประเด็นของช่องว่างระหว่างการพัฒนามาตรการ Demand Response ในประเทศไทย และ ต่างประเทศ ดังตารางที่ ๘.๖



ตารางที่ ๘.๖ สรุปการจัดลำดับความสำคัญช่องว่างแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะในประเทศไทย

ประเภทของช่องว่าง	ประเทศไทย	ต่างประเทศ	การพัฒนาแผนด้านนโยบาย
มาตรการ	- ที่ผ่านมาในประเทศไทยได้ดำเนินมาตรการ Demand Response ประมาณ ๔ ประเภท คือ EMDR, Interruptible Rate, TOU และ DLC โดยที่บางมาตรการใช้การสื่อสารเน้นหนักประเภท Manual ส่งผลให้ไม่มีความยืดหยุ่นในการปรับใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ	- ในต่างประเทศมีมาตรการ Demand Response หลากหลายรูปแบบ เหมาะกับผู้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ และลักษณะการดำเนินธุรกิจรูปแบบต่างๆ ทำให้มีความยืดหยุ่น และมีอำนาจในการชักจูงใจมากขึ้น เช่น ประเทศสหรัฐอเมริกามีมาตรการประมาณ ๑๕ ประเภท	- ในประเทศไทยมีมาตรการเพียง ๔ ประเภทเท่านั้นดังที่ได้กล่าวไปแล้ว จึงได้มีแผนการพัฒนาด้านมาตรการซึ่งได้เพิ่มมาตรการ CPP และ DLC
กลไกด้านราคา และ แรงจูงใจ	- ในประเทศไทยไม่มีกลไกด้านราคา และ แรงจูงใจที่ชัดเจน โดยทาง กกพ. ได้กำหนดอัตราค่าชดเชยเป็นรายครั้ง ทุกครั้งที่มีการดำเนินการ Demand Response ประเภท EMDR	- ในต่างประเทศมีอัตราค่าชดเชย และ แรงจูงใจหลากหลายรูปแบบดังที่ได้กล่าวในหัวข้อที่ ๘.๑.๑.๓ ซึ่งจะพบว่าแรงจูงใจที่มากจะทำให้มีผู้สนใจเข้าร่วมมาตรการ Demand Response มากขึ้น เช่น มาตรการ Automated Demand Response ของบริษัท SCE จะติดตั้งระบบสื่อสาร และ อุปกรณ์ควบคุมให้ผู้เข้าร่วมมาตรการโดยไม่คิดค่าใช้จ่าย	- กลไกด้านราคาและแรงจูงใจตามแผนการพัฒนานี้ในปัจจุบัน กกพ. ได้มีการกำหนดแรงจูงใจเป็น 2 ประเภทหลักคือ Pricing และ Incentives ซึ่งครอบคลุมประเภทของกลไกราคาและแรงจูงใจบางส่วน
อุปกรณ์	- การดำเนินมาตรการ Demand Response ในประเทศไทยที่ผ่านมาเป็นประเภท Manual ซึ่งใช้การส่งการโดยการส่งข้อความผ่านโทรศัพท์มือถือ หรือ การโทรศัพท์โดยตรงจากผู้ส่งการฝั่ง Utility หรือ Load Aggregator ไปยัง DR Client	- ในต่างประเทศเป็นการดำเนินการมาตรการ Demand Response ทั้งประเภท Semi-Auto และ Auto โดยมีการใช้ DR Server เพื่อส่งข้อมูลการแจ้งเตือนอัตโนมัติผ่านโทรศัพท์มือถือ, E-mail หรือ GATEWAY ของ DR Client ซึ่ง DR Client จะสามารถตอบสนองได้แบบอัตโนมัติ โดยใช้ GATEWAY เพื่อแปลงโปรโตคอลการ	- ได้มีการกำหนดแผนการพัฒนาด้านอุปกรณ์และเทคโนโลยี เช่น กำหนดให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS และ Gateway เพื่อทดสอบการดำเนินการ DR ประเภท Auto ส่งผลให้ศักยภาพ DR สูงขึ้น



ประเภทของช่องว่าง	ประเทศไทย	ต่างประเทศ	การพัฒนาแผนด้านนโยบาย
		สื่อสารก่อนส่งต่อไปยัง BEMS หรือ HEMS (Auto) หรือ DR Client สามารถปรับลดความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยตนเอง (Semi-Auto)	
	- มิเตอร์ตรวจวัดความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอยู่อาศัยโดยมากแล้วเป็นมิเตอร์แบบจานหมุน ซึ่งไม่สามารถบันทึกความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ ทำให้ไม่สามารถทราบถึงพฤติกรรม และ คำนวณพลังไฟฟ้าฐานได้ จึงไม่สนับสนุนต่อการดำเนินการด้าน Demand Response เท่าที่ควร	- ในต่างประเทศมิเตอร์ตรวจวัดความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นประเภท AMR ซึ่งสนับสนุนการดำเนินการด้าน Demand Response ทั้งในด้าน การบริหารจัดการ, การคำนวณ ความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ และ การวางแผนก่อสร้าง โรงไฟฟ้า	- แผนการพัฒนาได้ กำหนดการติดตั้งมิเตอร์ประเภท AMR และ สนับสนุนการเข้าร่วมมาตรการ DR โดยเน้น ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท อุตสาหกรรม และ อาคารพาณิชย์ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง
เทคโนโลยีการสื่อสาร	- โดยมากแล้ว ในประเทศไทยใช้การประกาศรับสมัครผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response ผ่านทางสื่อสิ่งพิมพ์ หรือ โทรทัศน์ และ ผู้เข้าร่วมมาตรการจำเป็นต้องกรอกเอกสารด้วยตนเองไปส่งยังการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งด้วยตนเอง	- โดยมากต่างประเทศจะใช้มาตรฐาน Open ADR ซึ่งใช้เทคโนโลยีการสื่อสารผ่าน Internet ในการรับส่งข้อมูล และ การรับสมัครผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response โดย DR Client สามารถกรอกข้อมูลเพื่อขอเข้าร่วมมาตรการได้ผ่านทาง Internet	- แผนการพัฒนาได้ กำหนดให้พัฒนาเทคโนโลยีการสื่อสารด้วยมาตรฐาน อย่างน้อย OpenADR 2.0b เพื่อให้สามารถดำเนินการ DR ผ่าน Internet ได้อย่างรวดเร็วและรักษาความปลอดภัยด้วยมาตรฐาน TLS1.2
	- ในประเทศไทยยังไม่มีช่วงความถี่ของคลื่นวิทยุเฉพาะสำหรับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง ส่งผลให้การติดต่อสื่อสารระหว่างการไฟฟ้าฯ รวมถึงการรับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้าผ่าน AMR เป็นไปด้วยความยากลำบาก ไม่เอื้ออำนวยต่อการดำเนินการมาตรการ Demand Response	- ในต่างประเทศมีช่วงความถี่สำหรับ Utility โดยเฉพาะเพื่อให้ระบบสื่อสารดำเนินการได้อย่างราบรื่น เช่น PG&E (Utility ของ ประเทศสหรัฐอเมริกา) มีช่วงความถี่ ๙๐๒ – ๙๒๘ MHz ในการรับข้อมูลจาก Smart Meter ของผู้ใช้ไฟฟ้า	- เทคโนโลยีการสื่อสารด้วยคลื่นวิทยุเฉพาะสำหรับการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เป็นคลื่นวิทยุที่ใช้ในการพาณิชย์ จำเป็นต้องขออนุญาตจากรัฐบาล



จากตารางการวิเคราะห์ด้านบน ลำดับความสำคัญของประเภทช่องว่างจะเรียงจากบนลงล่าง กล่าวคือ ภาครัฐจำเป็นต้องกำหนดมาตรการ Demand Response ให้ชัดเจน ต่อมาจึงกำหนดอัตราชดเชย และ แรงจูงใจที่ชัดเจน เพื่อให้ภาคเอกชน และการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งสามารถคำนวณเงินลงทุนต่างๆ ในการดำเนินการ Demand Response ได้ เช่น งบประมาณของ DR Server งบประมาณของ AMR งบประมาณของ GATEWAY หรือ งบประมาณของอัตราชดเชย เป็นต้น รวมไปถึงการวางแผนเสริมความมั่นคงของระบบสื่อสาร เช่น ภาครัฐอาจสนับสนุนสัมปทานช่วงความถี่ของคลื่นสัญญาณวิทยุให้กับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งโดยเฉพาะ เนื่องจากหากมีผู้เข้าร่วมมาตรการเป็นจำนวนมาก ระบบสื่อสารที่มีอยู่เดิมอาจไม่เพียงพอต่อการติดต่อสื่อสารได้

๘.๒ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ

ในหัวข้อนี้คณะที่ปรึกษาจะกล่าวถึงแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ ตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๙ – ๒๕๖๔ เพื่อใช้ในการดำเนินการ Demand Response อย่างเป็นขั้นตอนและมีประสิทธิภาพมากขึ้นในอนาคต โดยในการพัฒนาแผนการพัฒนานี้ คณะที่ปรึกษาได้อาศัยข้อมูลจากแผนแม่บทการพัฒนาโครงข่ายสมรรถกิริตของประเทศไทย, แผนที่น่าทางการพัฒนาโครงข่ายสมรรถกิริตของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง, ผลลัพธ์จากการประชุมหารือระหว่างคณะที่ปรึกษา และการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) นอกจากนี้ คณะที่ปรึกษาได้เพิ่มแผนการพัฒนาบางขั้นตอนขึ้นมาเพื่อให้สามารถดำเนินการ Demand Response ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น ตามข้อมูลและข้อคิดเห็นจากการศึกษาประสบการณ์การใช้งาน Demand Response ในต่างประเทศ และ จากการประชุมหารือกับผู้เชี่ยวชาญจากต่างประเทศที่ได้ให้ความอนุเคราะห์เดินทางมาประชุมหารือ ณ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สำหรับรายละเอียดของแผนการพัฒนาเทคโนโลยี และ ปรับปรุงมาตรฐาน สำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการมาตรการ Demand Response คณะที่ปรึกษาได้กำหนดแผนการพัฒนาแบ่งออกเป็น ๔ แผน คือ แผนการพัฒนาเชิงนโยบาย และ แผนการพัฒนาเทคโนโลยี และปรับปรุงมาตรฐานตาม ๓ องค์การที่ทำหน้าที่ดูแล ควบคุมระบบไฟฟ้าในประเทศไทย ซึ่งในแผนพัฒนาสำหรับการไฟฟ้าแต่ละแผนดังกล่าวประกอบไปด้วย ๒ ส่วน คือ

- ๑) แผนการพัฒนาด้านเทคโนโลยี
- ๒) แผนการพัฒนาด้านมาตรฐาน

คณะที่ปรึกษาจัดทำแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานในรูปแบบของตารางเวลาเพื่อให้ง่ายต่อความเข้าใจ โดยแสดงตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๙ – ๒๕๖๔ ดังตารางที่ ๘.๗ – ตารางที่ ๘.๑๐



ตารางที่ ๘.๗ แผนการพัฒนาด้านนโยบายสำหรับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง

๑. การพัฒนาด้านนโยบาย	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
	๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๑.๑ การกำหนดรูปแบบ วิธีการตรวจวัดการใช้ไฟฟ้า เพื่อการคำนวณอัตราค่าชดเชยสำหรับมาตรการ Demand Response						
๑.๒ การกำหนดรายละเอียด เงื่อนไข และการจ่ายอัตราค่าชดเชย ของมาตรการ Demand Response ประเภท CPP, EMDR, IR และ DLC						
๑.๓ สานิตโครงการนำร่อง ศึกษา และ ติดตามผลการดำเนินการของมาตรการ Demand Response (ที่มี Interoperability) ประเภท CPP, EMDR และ IR โดยกำหนดให้ กฟน. และ กฟภ. เป็น Load Aggregator						
๑.๔ เผยแพร่ผลการดำเนินการ ผลิตสื่อ และ ประชาสัมพันธ์พร้อมเปิดช่องทางรับฟังความคิดเห็นจากกลุ่มผู้มีส่วนร่วมในการดำเนินการ Demand Response (ที่มี Interoperability) ประเภท CPP, EMDR และ IR รวมถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง						
๑.๕ ร่างกฎระเบียบ ข้อบังคับ สำหรับการดำเนินการเป็น Load Aggregator (ที่มี Interoperability) สำหรับภาคเอกชน						
๑.๖ ขยายผล และ ดำเนินการเต็มรูปแบบ เป็นมาตรการ Demand Response ประเภท Semi-Auto หรือ Auto สำหรับมาตรการ Demand Response ประเภท CPP, EMDR และ IR โดยอนุญาตให้ภาคเอกชนเป็น Load Aggregator ได้						
๑.๗ รวมผลการดำเนินงาน Demand Response เข้าในแผน PDP						
๑.๘ สานิตโครงการนำร่อง ศึกษา และ ติดตามผลการดำเนินการของมาตรการ Demand Response ประเภท DLC						
๑.๙ เผยแพร่ผลการดำเนินการ ผลิตสื่อ และ ประชาสัมพันธ์พร้อมเปิดช่องทางรับฟังความคิดเห็นจากกลุ่มผู้มีส่วนร่วมในการดำเนินการ Demand Response (ที่มี Interoperability) ประเภท CPP, EMDR, IR และ DLC รวมถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง						
๑.๑๐ ขยายผล และ ดำเนินการเต็มรูปแบบ สำหรับมาตรการ Demand Response ประเภท DLC						



ตารางที่ ๘.๘ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ สำหรับ กฟผ.

๑. การพัฒนาด้านเทคโนโลยี (EGAT)	ดำเนินการไปแล้ว	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
		๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๑.๑ ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประเมินผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR			เริ่มจัดซื้อ	ติดตั้ง			
๑.๒ ติดตั้ง DR Software และ พัฒนา Algorithm สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR			เริ่มจัดซื้อ	ติดตั้ง			
๑.๓ ติดตั้ง Load Forecast Server เพื่อใช้ในการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า และ พยากรณ์การตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของมาตรการ Demand Response			เริ่มจัดซื้อ	ติดตั้ง			
๑.๔ ติดตั้งระบบ MDMS							
๑.๕ ติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto					นำร่อง		
๑.๖ ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto					นำร่อง		
๒. การพัฒนาด้านมาตรฐาน (EGAT)	ดำเนินการไปแล้ว	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
		๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๒.๑ พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ DR			เริ่มต้น	เสร็จสิ้น			
๒.๒ พัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น เช่น อย่างน้อย TLS 1.2			เริ่มต้น	เสร็จสิ้น			
๒.๓ พัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61968 หรือ IEC 61970							
๒.๔ พัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้มาตรการ DLC เช่น ModBus, BACNet, Lonworks, Echonet, Zigbee etc.					นำร่อง		
๒.๕ พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อประยุกต์ใช้ในมาตรการ Demand Response					นำร่อง		



ตารางที่ ๘.๙ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ สำหรับ กฟน.

๑. การพัฒนาด้านเทคโนโลยี (MEA)	ดำเนินการไป แล้ว	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
		๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๑.๑ ติดตั้ง AMR 8,250 เครื่อง สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3, 4 และ 5							
๑.๒ ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประเมินผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR			เริ่มจัดซื้อ	ติดตั้ง			
๑.๓ ติดตั้ง DR Software และ พัฒนา Algorithm สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR			เริ่มจัดซื้อ	ติดตั้ง			
๑.๔ ติดตั้ง ติดตั้งระบบ MDMS							
๑.๕ ติดตั้ง AMR 21,750 เครื่อง ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3, 4 และ 5							
๑.๖ ติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อบริการดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto							
๑.๗ ติดตั้ง GATEWAY เพื่อบริการดำเนินการ DR ประเภท Auto							
๒. การพัฒนาด้านมาตรฐาน (MEA)	ดำเนินการไป แล้ว	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
		๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๒.๑ พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ DR			เริ่มต้น	เสร็จสิ้น			
๒.๒ พัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น เช่น อย่างน้อย TLS 1.2			เริ่มต้น	เสร็จสิ้น			
๒.๓ พัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61968 หรือ IEC 61970							
๒.๔ พัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้มาตรการ DLC เช่น ModBus, BACNet, Lonworks, Echonet, Zigbee etc.							
๒.๕ พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อประยุกต์ใช้ในมาตรการ Demand Response							



ตารางที่ ๘.๑๐ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ สำหรับ กฟภ.

๑. การพัฒนาด้านเทคโนโลยี (PEA)	ดำเนินการแล้ว	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
		๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๑.๑ ติดตั้งมิเตอร์ AMR สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มธุรกิจ อุตสาหกรรม จำนวน 95,250 เครื่อง							
๑.๒ ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประเมินผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR			เริ่มจัดซื้อ	ติดตั้ง			
๑.๓ ติดตั้ง DR Software และ พัฒนา Algorithm สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR			เริ่มจัดซื้อ	ติดตั้ง			
๑.๔ ติดตั้ง Smart Meter ที่พื้นที่ พทยา จ.ชลบุรี จำนวน 116,000 เครื่อง ปี 2560-2561							
๑.๕ ติดตั้งระบบ MDMS							
๑.๖ ติดตั้ง Smart Meter (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มธุรกิจ อุตสาหกรรม) จำนวน 86,000 เครื่อง ปี 2560 – 2564 (อยู่ระหว่างการขออนุมัติโครงการ)							
๑.๗ ติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto					นำร่อง		
๑.๘ ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto					นำร่อง		
๑.๙ ติดตั้ง Smart Meter (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยใน 4 เมืองใหญ่) จำนวน 739,000 เครื่อง ปี 2563 – 2565 (อยู่ระหว่างการขออนุมัติโครงการ)							ถึงปี 2565
๒. การพัฒนาด้านมาตรฐาน (PEA)	ดำเนินการแล้ว	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
		๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๒.๑ พัฒนา มาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ DR			เริ่มต้น	เสร็จสิ้น			
๒.๒ พัฒนา มาตรฐาน สำหรับ Cyber Security เช่น อย่างน้อย TLS 1.2			เริ่มต้น	เสร็จสิ้น			
๒.๓ พัฒนา มาตรฐาน CIM เช่น IEC 61968 หรือ IEC 61970							
๒.๔ พัฒนา มาตรฐาน สำหรับการประยุกต์ใช้มาตรการ DLC เช่น ModBus, BACNet, Lonworks, Echonet, Zigbee etc.					นำร่อง		
๒.๕ พัฒนา มาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อประยุกต์ใช้ในมาตรการ Demand Response					นำร่อง		



จากตารางที่กล่าวมาข้างต้นทั้ง ๔ ตาราง จะสามารถแจกแจงรายละเอียดได้ดังนี้

๘.๒.๑ แผนการพัฒนาด้านนโยบายสำหรับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง

๑) แผนการพัฒนาด้านนโยบาย

๑.๑) การกำหนดรูปแบบ วิธีการตรวจวัดการใช้ไฟฟ้า เพื่อการคำนวณอัตราค่าชดเชยสำหรับมาตรการ Demand Response : ระยะที่ ๑ (พ.ศ. ๒๕๕๙ - ๒๕๖๐)

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานกำหนดรูปแบบการตรวจวัดการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกันทั้ง ๓ การไฟฟ้า เนื่องจากการคำนวณอัตราค่าชดเชยจะไม่สอดคล้องกันหากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าที่นำมาคำนวณมีรูปแบบการเก็บข้อมูลที่แตกต่างกัน เพื่อให้ค่าชดเชยจากการดำเนินการ Demand Response โปร่งใส เป็นธรรม และ ตรวจสอบได้ จึงต้องกำหนดรูปแบบการตรวจวัดการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกัน

๑.๒) การกำหนดรายละเอียด เงื่อนไข และ อัตราค่าชดเชย ของมาตรการ CPP, EMDR, DLC และ IR : ระยะที่ ๑ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานศึกษา และ กำหนด รายละเอียด เงื่อนไข และ อัตราค่าชดเชย สำหรับมาตรการ Demand Response ที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย ได้แก่ มาตรการ Critical Peak Pricing มาตรการ Emergency Demand Response มาตรการ Direct Load Control และ มาตรการ Interruptible Rate เช่น รายละเอียดข้อจำกัดในการเรียกใช้งานสำหรับผู้เข้าร่วมมาตรการแต่ละราย การคัดเลือกผู้เข้าร่วมมาตรการที่เหมาะสม รวมไปถึงอัตราค่าชดเชยสำหรับมาตรการต่างๆ ซึ่งคำนวณจากต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided Cost) เป็นต้น โดยระยะเวลาของแผนอ้างอิงตามระยะเวลาในโครงการศึกษาของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

๑.๓) สานิตโครงการนำร่อง ศึกษา และ ติดตามผลการดำเนินการของมาตรการ Demand Response ประเภท Critical Peak Pricing, Emergency Demand Response และ Interruptible Rate โดย ให้ กฟน. และ กฟภ. เป็น Load Aggregator : ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๑)

สานิตมาตรการ Demand Response ประเภท Critical Peak Pricing, Emergency Demand Response และ Interruptible Rate ในโครงการนำร่องเกี่ยวกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะต่างๆ เช่น โครงการระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะเมืองพัทยา โครงการระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน หรือ นโยบายประหยัดไฟฟ้าไร ๓ ต่อของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เป็นต้น โดยในการสานิตโครงการนำร่องมาตรการ Demand Response จะให้การไฟฟ้าจำหน่ายประพติตัวเป็น Load



Aggregator เนื่องจากมีความพร้อมทางด้านระบบสื่อสาร และ ข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินมาตรการ Demand Response มากที่สุด โดยใช้รายละเอียด เงื่อนไข และ อัตราค่าชดเชยที่กำหนดโดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน โดยระยะเวลาของสาธิตโครงการนำร่องได้ปรับให้สอดคล้องกับนโยบายประหยัดไฟฟ้า ๓ ต่อ ซึ่งต้องการให้ลดการใช้ไฟฟ้าสูงสุดช่วงฤดูร้อนของปี พ.ศ. ๒๕๖๐ และ ดำเนินการต่อเนื่องจนถึงปี พ.ศ. ๒๕๖๑ อย่างไรก็ตามการจัดซื้อจัดจ้าง และ การติดตั้งทดสอบ DR Software ไม่สามารถทำได้ทันในปี พ.ศ. ๒๕๖๐ จึงได้เลื่อนกำหนดการทดสอบมาเป็นปี พ.ศ. ๒๕๖๑ แทน เพื่อทำการศึกษาเชิงเทคนิคถึงความเป็นไปได้ในการทดแทนโรงไฟฟ้าด้วยศักยภาพในการดำเนินการ Demand Response

- ๑.๔) เผยแพร่ผลการดำเนินการ ผลลัพธ์ และ ประชาสัมพันธ์พร้อมเปิดช่องทางรับฟังความคิดเห็นจากกลุ่มผู้มีส่วนร่วมในการดำเนินการ Demand Response รวมถึงผู้ที่สนใจเข้าร่วม มาตรการประเภท Critical Peak Pricing, Emergency Demand Response และ Interruptible Rate : ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๒)

เผยแพร่ผลการดำเนินการของโครงการนำร่องมาตรการ Demand Response เพื่อให้ภาครัฐได้ตัดสินใจในการนำ Demand Response รวมเป็นส่วนหนึ่งของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan : PDP) และ ผลลัพธ์ ประชาสัมพันธ์พร้อมเปิดช่องทางรับฟังความคิดเห็นจากกลุ่มผู้มีส่วนร่วมในการดำเนินการ Demand Response รวมถึงผู้ที่สนใจเข้าร่วม เพื่อนำความคิดเห็นไปปรับปรุงมาตรการ Demand Response และ จูงใจภาคเอกชนให้มีส่วนร่วมในการประพัตตัวเป็น Load Aggregator อีกทั้งผลลัพธ์ของโครงการนำร่องจะช่วยให้เข้าใจถึงศักยภาพในการดำเนินมาตรการ Demand Response รูปแบบต่างๆ และ เข้าใจถึงพฤติกรรมตอบสนองของมาตรการ Demand Response แต่ละประเภท โดยระยะเวลาของนโยบายสอดคล้องกับสาธิตโครงการนำร่องของมาตรการ Demand Response ในระยะที่ ๒ ปี พ.ศ. ๒๕๖๑

- ๑.๕) ร่างกฎระเบียบ ข้อบังคับ สำหรับการดำเนินการเป็น Load Aggregator : ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๒)

การดำเนินการเป็น Load Aggregator จำเป็นต้องมีกฎข้อบังคับเพื่อให้ดำเนินการไปได้อย่างราบรื่น และ เป็นที่พึงพอใจทั้งฝ่ายของการไฟฟ้า และ ฝ่ายผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น บังคับให้ Load Aggregator ส่งข้อมูลสถานะการดำเนินการ Demand Response ให้การไฟฟ้าจำหน่าย เพื่อประโยชน์ของการไฟฟ้าที่จะได้สามารถควบคุมระบบไฟฟ้าให้ดำเนินการได้อย่างปกติมีเสถียรภาพ หรือ กำหนดมาตรฐานทางด้าน Cyber Security เพื่อประโยชน์ของการรักษาความลับให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ เป็นต้น โดยคณะที่ปรึกษาได้วางแผนให้การร่างกฎข้อบังคับสำหรับ Load Aggregator สอดคล้องกับช่วงเวลาของการขยายผลมาตรการ Demand Response เต็มรูปแบบที่อนุญาตให้มี Load Aggregator เป็นภาคเอกชน (พ.ศ. ๒๕๖๒ – ๒๕๖๓) เพื่อรองรับกับการเพิ่มขึ้นของ Load Aggregator ในอนาคต



- ๑.๖) ขยายผล และ ดำเนินการเต็มรูปแบบ สำหรับมาตรการ Demand Response ประเภท CPP, EMDR และ IR โดยอนุญาตให้ภาคเอกชนเป็น Load Aggregator ได้ : ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๓)

ขยายผลของสาธิตโครงการนำร่องไปสู่การดำเนินการเต็มรูปแบบสำหรับมาตรการ Demand Response ประเภทประเภท CPP, EMDR และ IR โดยการนำผลการศึกษา เช่น ศักยภาพในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละมาตรการ หรือ สถิติการเข้าร่วมของมาตรการต่างๆ มาประยุกต์ใช้เต็มรูปแบบในเชิงธุรกิจ ซึ่งอนุญาตให้ Load Aggregator เป็นภาคเอกชนได้ เพื่อให้เกิดการแข่งขันในตลาด Demand Response และ ได้ราคาค่าชดเชยที่ยุติธรรมสำหรับ การไฟฟ้า, Load Aggregator และ ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยช่วงเวลาของนโยบายนี้คือ พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๓ และ ถูกกำหนดให้ต่อเนื่องกับนโยบายของการเผยแพร่ผลการดำเนินการ ผลลัพธ์ และ ประชาสัมพันธ์ ของสาธิตโครงการนำร่อง (พ.ศ. ๒๕๖๑) และ ร่างกฎระเบียบ ข้อบังคับ สำหรับการดำเนินการเป็น Load Aggregator (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๓)

- ๑.๗) รวม Demand Response เข้าในแผน PDP : ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๓)

รวมความสามารถในการตอบสนองด้านโหลดของมาตรการ Demand Response เป็นส่วนหนึ่งของแผนแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เนื่องจากมาตรการ Demand Response สามารถประพฤติตัวเป็นโรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plant : VPP) หากมาตรการ Demand Response ดังกล่าวมีความเชื่อถือได้สูงจะสามารถทดแทนโรงไฟฟ้าที่ผลิตพลังไฟฟ้ารองรับช่วง Peak Load ได้ นอกจากนี้ควรจะมีการคำนึงถึงการเรียกใช้งาน Demand Response ตามความจำเป็นรายพื้นที่ ดังที่ได้นำเสนอไปในบทที่ ๕ ร่วมด้วย

- ๑.๘) สาธิตโครงการนำร่อง ศึกษา และ ติดตามผลการดำเนินการของมาตรการ Demand Response ประเภท DLC : ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

มาตรการ Direct Load Control (DLC) เป็นมาตรการที่พึ่งพาเทคโนโลยีการสื่อสารแบบเรียลไทม์ค่อนข้างมาก เนื่องมาจากทั้งการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้า และการตรวจวัดสถานะการดำเนินการ Demand Response จำเป็นต้องดำเนินการแบบเรียลไทม์ เพื่อให้การไฟฟ้าสามารถที่จะควบคุมระบบไฟฟ้าให้ดำเนินการได้อย่างปกติมีเสถียรภาพ โดยวัตถุประสงค์ของการสาธิตโครงการนำร่องเพื่อที่จะศึกษาศักยภาพ และ พฤติกรรมการตอบสนองของการดำเนินการมาตรการ Demand Response ประเภท DLC ผลลัพธ์ของการสาธิตโครงการนำร่องจะส่งเสริมให้การไฟฟ้า และ Load Aggregator สามารถประยุกต์ใช้มาตรการ DLC ได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ โดยระยะเวลาของแผนนโยบายในส่วนนี้คือ ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔) ต่อเนื่องกับแผนการพัฒนาเทคโนโลยีว่าด้วยการติดตั้ง AMR, การติดตั้งระบบจัดการพลังงาน (BEMS, HEMS หรือ FEMS) และ แผนส่งเสริมการติดตั้ง Gateway



- ๑.๙) เผยแพร่ผลการดำเนินการ ผลผลิต และ ดำเนินการ ประชาสัมพันธ์พร้อมเปิดช่องทางรับฟังความคิดเห็นจากกลุ่มผู้มีส่วนร่วมในการดำเนินการ DR รวมถึงผู้ที่สนใจเข้าร่วม มาตรการประเภท DLC :
ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔)

เผยแพร่ผลการดำเนินการของโครงการนำร่องมาตรการ Demand Response ประเภท DLC เพื่อให้ภาครัฐได้ตัดสินใจในการนำ Demand Response รวมเป็นส่วนหนึ่งของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan : PDP) และ ผลผลิต ประชาสัมพันธ์พร้อมเปิดช่องทางรับฟังความคิดเห็นจากกลุ่มผู้มีส่วนร่วมในการดำเนินการ Demand Response รวมถึงผู้ที่สนใจเข้าร่วม เพื่อนำความคิดเห็นไปปรับปรุงมาตรการ Demand Response และ จูงใจภาคเอกชนให้มีส่วนร่วมในการประพฤติตัวเป็น Load Aggregator อีกทั้งผลลัพธ์ของโครงการนำร่องจะช่วยให้เข้าใจถึงศักยภาพในการดำเนินมาตรการ Demand Response รูปแบบต่างๆ และ เข้าใจถึงพฤติกรรมกรรมการตอบสนองของมาตรการ Demand Response ประเภท DLC โดยระยะเวลาของนโยบายนี้คือ ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔) สอดคล้องกับสาคิตโครงการนำร่องของมาตรการ Demand Response ประเภท DLC

- ๑.๑๐) ขยายผล และ ดำเนินการเต็มรูปแบบ สำหรับมาตรการ Demand Response ประเภท DLC :
ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔)

ขยายผลของสาคิตโครงการนำร่อง ไปสู่การดำเนินการเต็มรูปแบบสำหรับมาตรการ Demand Response ประเภทประเภท DLC โดยการนำผลการศึกษา เช่น ศักยภาพในการตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของมาตรการ DLC, พฤติกรรมการตอบสนองของมาตรการ DLC หรือ สถิติการเข้าร่วมของมาตรการต่างๆ มาประยุกต์ใช้เต็มรูปแบบในเชิงธุรกิจ เพื่อให้เกิดการแข่งขันในตลาด Demand Response และ ได้ราคาค่าชดเชยที่ยุติธรรมสำหรับ การไฟฟ้า, Load Aggregator และ ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยช่วงเวลาของนโยบายนี้คือ ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔) และ ถูกกำหนดให้ต่อเนื่องกับนโยบายของการเผยแพร่ผลการดำเนินการ ผลผลิต และ ประชาสัมพันธ์ ของสาคิตโครงการนำร่อง (พ.ศ. ๒๕๖๓ – ๒๕๖๔) และ ร่างกฎระเบียบ ข้อบังคับ สำหรับการดำเนินการเป็น Load Aggregator (พ.ศ. ๒๕๖๒)

๘.๒.๒ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ สำหรับ กฟผ.

- ๑) แผนการพัฒนาด้านเทคโนโลยี

- ๑.๑) ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประเมินผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR :
ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)



เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในช่วงระยะเวลาที่ ๑ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑) ดังนั้นการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งจึงต้องติดตั้ง DR Server ซึ่งใช้ร่วมกับ DR Software สำหรับการดำเนินการมาตรการ Demand Response โดยจะเริ่มจัดซื้อในระยะที่ ๑ ปี พ.ศ. ๒๕๖๐ และ เริ่มติดตั้งในระยะที่ ๒ ตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๖๑ ซึ่ง DR Server เป็นเทคโนโลยีใหม่ กฟผ. ยังไม่มี ดังนั้นจึงต้องประกวดราคา, จัดซื้อ และติดตั้ง โดย DR Server ต้องรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมมาตรการ Demand Response ทั้งหมด

๑.๒) ติดตั้ง DR Software สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๐ ดังนั้นการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งจึงต้องติดตั้ง DR Software สำหรับการดำเนินการ Demand Response เพื่อเก็บรวบรวมข้อมูล และประมวลผลการดำเนินการ Demand Response ของผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response แต่ไม่สามารถของบประมาณ จัดซื้อจัดจ้าง และ ติดตั้งได้ทันปีดังกล่าว จึงจะเริ่มจัดซื้อในปี พ.ศ. ๒๕๖๐ และ เริ่มติดตั้งตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๖๑ เนื่องจาก DR Software เป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ กฟผ. ยังไม่มี ดังนั้นจึงต้องประกวดราคา, จัดซื้อ และติดตั้ง โดยที่ DR Software ต้องมีคุณสมบัติในการรองรับมาตรการ Critical Peak Pricing, Emergency Demand Response และ Interruptible Rate และรองรับมาตรการ Direct Load Control ที่จะมีการดำเนินการในอนาคตโดยผู้ใช้ไฟฟ้าต้องติดตั้ง Gateway เพิ่มเติม เพื่อใช้แปลงสัญญาณในการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ

๑.๓) ติดตั้ง Load Forecast Server เพื่อใช้ในการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในช่วงระยะเวลาที่ ๑ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑) โดย กฟผ. อาจจะต้องติดตั้ง Load Forecast Server สำหรับการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ เพื่อที่ กฟผ. สามารถพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างแม่นยำ และสามารถใช้ประโยชน์จากมาตรการ Demand Response เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศได้โดยจะเริ่มจัดซื้อในระยะที่ ๑ ปี พ.ศ. ๒๕๖๐ และ เริ่มติดตั้งในระยะที่ ๒ ตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๖๑ ดังนั้นจึงต้องประกวดราคา, จัดซื้อ และติดตั้ง โดย Load Forecast Server ต้องสามารถพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ และรายพื้นที่ได้ เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวางแผนการดำเนินการ Demand Response ในกรณีที่ระบบไฟฟ้ามีความเสี่ยงต่อการเกิดสภาวะวิกฤต



๑.๔) ติดตั้งระบบ MDMS : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟผ. ได้กล่าวถึงระยะเวลาในการติดตั้งระบบ MDMS ของ กฟผ. คือ ปี ๒๕๕๙ - ๒๕๖๑ ซึ่งใช้เวลาติดตั้ง ๓ ปี ดังนั้นจึงคาดว่า กฟผ. จะติดตั้งใน ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑) โดยที่ระบบ MDMS นี้เป็นระบบที่ใช้ควบคุมการทำงานของ มิเตอร์ และรวบรวมการใช้ไฟฟ้าที่ได้จากมิเตอร์ทั้งหมด ซึ่งมีประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response

๑.๕) ติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto : ระยะที่ ๒ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการพัฒนาการดำเนินการ Demand Response ให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้นในอนาคต เพื่อรองรับการดำเนินการ Demand Response แบบ Semi-Auto และ Auto ดังนั้น กฟผ. จึงต้องติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อใช้ควบคุมจัดการการใช้พลังงานของอาคาร, บ้านอยู่อาศัย, โรงงาน และชุมชน ให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น ซึ่งคาดว่าจะติดตั้งในช่วงระยะเวลาที่ ๒ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

๑.๖) ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto : ระยะที่ ๒ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการพัฒนาการดำเนินการ Demand Response ให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น และเริ่มดำเนินการ Demand Response รวมถึงสาธิตโครงการนำร่อง แบบ Auto ในช่วงระยะเวลาที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔) ดังนั้น กฟผ. จึงต้องทดสอบติดตั้ง GATEWAY เพื่อใช้ในการแปลงสัญญาณที่ได้ส่งให้ลูกค้าตรรกะของ กฟผ. เองเพื่อใช้ในการควบคุมอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ ขึ้น ซึ่งคาดว่าจะติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ Demand Response ประเภท Auto ในช่วงระยะเวลาที่ ๒ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

๒) แผนการพัฒนาด้านมาตรฐาน

๒.๑) พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ Demand Response : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากแผนการจัดซื้อ DR Server และ DR Software ดำเนินการในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑ ดังนั้นจึงต้องพัฒนา และใช้มาตรฐาน OpenADR 2.0b ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลที่ใช้ในการดำเนินการ Demand Response ในหลายๆประเทศ ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b ในช่วงระยะเวลาที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)



๒.๒) พัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น TLS 1.2 : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากแผนการจัดซื้อ DR Server และ DR Software ดำเนินการในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑ ดังนั้นจึงต้องพัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น TLS 1.2 ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลที่ใช้รักษาความปลอดภัยในการส่งข้อมูลโดยอินเทอร์เน็ต ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security ในช่วงระยะเวลาที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

๒.๓) พัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61850, IEC 61968 และ IEC 61970 : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากแผนการติดตั้ง MDMS ดำเนินการในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑ ดังนั้นจึงต้องพัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61850, IEC 61968 และ IEC 61970 ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลที่ใช้ในการสื่อสาร และรับส่งข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐาน CIM ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

๒.๔) พัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้มาตรการ DLC (Direct Load Control) เช่น ModBus, BACNet, Lonworks และอื่นๆ : ระยะที่ ๒ และ ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการให้มีการดำเนินการ Demand Response อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นในอนาคต ดังนั้นจึงควรพัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้มาตรการ DLC (Direct Load Control) เช่น ModBus, BACNet, Lonworks เป็นต้น โดยมาตรฐาน BACNet และ Lonworks จะใช้งานกับอาคาร และมาตรฐาน ModBus จะใช้งานกับโรงงาน โดยช่วงเวลาในการพัฒนามาตรฐานนี้อยู่ในช่วงระยะที่ ๒ และ ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

๒.๕) พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ Demand Response : ระยะที่ ๒ และ ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการให้มีการดำเนินการ Demand Response อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นในอนาคต ดังนั้นจึงควรพัฒนาใช้มาตรฐานที่เข้มงวดมากขึ้น ได้แก่ OpenADR 2.0c และใช้งานกับการดำเนินการ Demand Response แบบ Semi-Auto และ Auto ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c ในช่วงระยะที่ ๒ และ ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)



๘.๒.๓ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ สำหรับ กฟน.

๑) แผนการพัฒนาด้านเทคโนโลยี

- ๑.๑) ติดตั้ง AMR ๘,๒๕๐ เครื่อง สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ๓, ๔ และ ๕ : ระยะที่ ๑ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๒)

แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของ กฟน. ได้กล่าวถึงโครงการติดตั้ง AMR ๘,๒๕๐ เครื่อง สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ๓, ๔ และ ๕ ซึ่งคาดว่าจะติดตั้งเสร็จในช่วงระยะที่ ๑ (พ.ศ. ๒๕๕๙ - ๒๕๖๐) โดยที่ AMR ชนิดนี้สามารถใช้ในการดำเนินการ Demand Response ได้

- ๑.๒) ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประเมินผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในช่วงระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑) ดังนั้นการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งจึงต้องติดตั้ง DR Server ซึ่งใช้ร่วมกับ DR Software สำหรับการดำเนินการมาตรการ Demand Response โดยจะเริ่มจัดซื้อภายในปี พ.ศ. ๒๕๖๐ และ ติดตั้งในปี พ.ศ. ๒๕๖๑ ซึ่ง DR Server เป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ กฟน. ยังไม่มีประสบการณ์ในการใช้งานมาก่อน ดังนั้นจึงต้องประกวดราคา, จัดซื้อ และติดตั้งทดสอบการใช้งาน โดย DR Server ต้องรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วม มาตรการ Demand Response ทั้งหมด

- ๑.๓) ติดตั้ง DR Software สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๐ ดังนั้นการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งจึงต้องติดตั้ง DR Software สำหรับการดำเนินการ Demand Response เพื่อเก็บรวบรวมข้อมูล และประมวลผลการดำเนินการ Demand Response ของผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response แต่ไม่สามารถของบประมาณ จัดซื้อจัดจ้าง และ ติดตั้งได้ทันปีดังกล่าว จึงจะเริ่มจัดซื้อในปี พ.ศ. ๒๕๖๐ และ เริ่มติดตั้งตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๖๑ เนื่องจาก DR Software เป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ กฟน. ยังไม่มี ดังนั้นจึงต้องประกวดราคา, จัดซื้อ และติดตั้ง โดยที่ DR Software ต้องมีคุณสมบัติในการรองรับมาตรการ Critical Peak Pricing, Emergency Demand Response และ Interruptible Rate และรองรับมาตรการ Direct Load Control ที่จะมีการดำเนินการในอนาคตโดยผู้ใช้ไฟฟ้าต้องติดตั้ง Gateway เพิ่มเติม เพื่อใช้แปลงสัญญาณในการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ



๑.๔) ติดตั้งระบบ MDMS : ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๒)

กฟน. ได้กำหนดแผนการพัฒนาด้านเทคโนโลยีในข้อนี้ให้ติดตั้งในช่วงระยะเวลาที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๒) ทางคณะที่ปรึกษาจึงได้กำหนดกรอบการติดตั้งระบบ MDMS ในช่วงเวลาดังกล่าว โดยที่ระบบ MDMS นี้เป็นระบบที่ใช้ควบคุมการทำงานของมิเตอร์ และรวบรวมการใช้ไฟฟ้าที่ได้จากมิเตอร์ทั้งหมด ซึ่งมีประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response

๑.๕) ติดตั้ง AMR ๒๑,๗๕๐ เครื่อง สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ๓, ๔ และ ๕ : ระยะที่ ๒ และ ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกิริยาของ กฟน. ได้กล่าวถึงโครงการติดตั้ง AMR เพิ่ม ๒๑,๗๕๐ เครื่อง รวมเป็น ๓๐,๐๐๐ เครื่องครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท ๓, ๔ และ ๕ ซึ่งคาดว่าจะติดตั้งเสร็จในช่วงระยะที่ ๒ และ ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔) โดยที่ AMR ชนิดนี้สามารถใช้ในการดำเนินการ Demand Response ได้

๑.๖) ติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto : ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการพัฒนาการดำเนินการ Demand Response ให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้นในอนาคต เพื่อรองรับการดำเนินการ Demand Response แบบ Semi-Auto และ Auto ดังนั้น กฟน. จึงต้องติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อใช้ควบคุมจัดการการใช้พลังงานของอาคาร, บ้านอยู่อาศัย, โรงงาน และชุมชน ให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น ซึ่งคาดว่าจะติดตั้งในช่วงระยะเวลาที่ ๒ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

๑.๗) ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto : ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการพัฒนาการดำเนินการ Demand Response ให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น และเริ่มดำเนินการ Demand Response รวมถึงสาธิตโครงการนำร่อง แบบ Auto ในช่วงระยะเวลาที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔) ดังนั้น กฟน. จึงต้องทดสอบติดตั้ง GATEWAY เพื่อใช้ในการแปลงสัญญาณที่ได้รับจาก กฟผ. เพื่อใช้ในการควบคุมอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ ซึ่งคาดว่าจะติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ Demand Response ประเภท Auto ในช่วงระยะเวลาที่ ๒ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)



๒) แผนการพัฒนาด้านมาตรฐาน

๒.๑) พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ Demand Response : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในปี ๒๕๖๐ ดังนั้นจึงต้องพัฒนา และใช้มาตรฐาน OpenADR 2.0b ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลที่ใช้ในการดำเนินการ Demand Response ในหลายๆ ประเทศ อย่างไรก็ตามการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งไม่สามารถของบประมาณและจัดซื้อจัดจ้างได้ทันปี พ.ศ. ๒๕๖๐ ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b ในช่วงระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

๒.๒) พัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น TLS 1.2 : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในช่วงระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑) ดังนั้นจึงต้องพัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น TLS 1.2 ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลที่ใช้รักษาความปลอดภัยในการส่งข้อมูลโดยอินเทอร์เน็ต ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security ในช่วงระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

๒.๓) พัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61850, IEC 61968 และ IEC 61970 : ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๒)

เนื่องจาก กฟน. ได้กำหนดกรอบการติดตั้งระบบ MDMS ในปี พ.ศ. ๒๕๖๑ ดังนั้นจึงต้องพัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61850, IEC 61968 และ IEC 61970 ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลที่ใช้ในการสื่อสาร และรับส่งข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐาน CIM ระยะที่ ๑ (พ.ศ. ๒๕๖๒)

๒.๔) พัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้มาตรการ DLC (Direct Load Control) เช่น ModBus, BACNet, Lonworks และอื่นๆ : ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการให้มีการดำเนินการ Demand Response อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นในอนาคต ดังนั้นจึงควรพัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้มาตรการ DLC (Direct Load Control) เช่น ModBus, BACNet, Lonworks เป็นต้น โดยมาตรฐาน BACNet และ Lonworks จะใช้งานกับอาคาร และมาตรฐาน ModBus จะใช้งานกับโรงงาน โดยช่วงเวลาในการพัฒนามาตรฐานนี้อยู่ในช่วงระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)



- ๒.๕) พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ Demand Response
: ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการให้มีการดำเนินการ Demand Response อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นในอนาคต ดังนั้นจึงควรพัฒนาใช้มาตรฐานที่เข้มงวดมากขึ้น ได้แก่ OpenADR 2.0c และใช้งานกับการดำเนินการ Demand Response แบบ Semi-Auto และ Auto ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c ในช่วงระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

๘.๒.๔ แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ สำหรับ กฟภ.

- ๑) แผนการพัฒนาด้านเทคโนโลยี

- ๑.๑) ติดตั้ง Smart Meter ๙๕,๒๕๐ เครื่อง : ดำเนินการแล้ว

กฟภ. ได้ดำเนินการติดตั้งมิเตอร์ Smart Meter เสร็จสิ้นแล้ว ๙๕,๒๕๐ เครื่อง โดยที่ Smart Meter ชนิดนี้สามารถใช้ในการดำเนินการ Demand Response ได้เนื่องจากเป็นมิเตอร์ที่สามารถบันทึกความต้องการใช้ไฟฟ้าทุกๆ ๑๕ นาที หรือน้อยกว่าได้นั่นเอง

- ๑.๒) ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประเมินผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR
: ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในช่วงระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑) ดังนั้นการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งจึงต้องติดตั้ง DR Server ซึ่งใช้ร่วมกับ DR Software สำหรับการดำเนินการมาตรการ Demand Response โดยจะเริ่มจัดซื้อภายในปี พ.ศ. ๒๕๖๐ และติดตั้งในปี พ.ศ. ๒๕๖๑ ซึ่ง DR Server เป็นเทคโนโลยีที่ กฟภ. ไม่มีประสบการณ์ในการใช้งานมาก่อน ดังนั้นจึงต้องประกวดราคา, จัดซื้อ และติดตั้ง โดย DR Server ต้องรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมมาตรการ Demand Response ทั้งหมด



- ๑.๓) ติดตั้ง DR Software สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๖๐ ดังนั้นการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งจึงต้องติดตั้ง DR Software สำหรับการดำเนินการ Demand Response เพื่อเก็บรวบรวมข้อมูล และประมวลผลการดำเนินการ Demand Response ของผู้เข้าร่วมมาตรการ Demand Response แต่ไม่สามารถของบประมาณ จัดซื้อจัดจ้าง และ ติดตั้งได้ทันปีดังกล่าว จึงจะเริ่มจัดซื้อในปี พ.ศ. ๒๕๖๐ และ เริ่มติดตั้งตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๖๑ เนื่องจาก DR Software เป็นเทคโนโลยีใหม่ที่ กฟผ. ยังไม่มีประสบการณ์ในการใช้งานดังนั้นจึงต้องประกวดราคา, จัดซื้อ และติดตั้ง โดยที่ DR Software ต้องมีคุณสมบัติในการรองรับมาตรการ Critical Peak Pricing, Emergency Demand Response และ Interruptible Rate และรองรับมาตรการ Direct Load Control ที่จะมีการดำเนินการในอนาคตโดยผู้ใช้ไฟฟ้าต้องติดตั้ง Gateway เพิ่มเติม เพื่อใช้แปลงสัญญาณในการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ

- ๑.๔) ติดตั้ง Smart Meter ๑๑๖,๐๐๐ เครื่อง : ระยะที่ ๑ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟผ. ได้กล่าวถึงโครงการติดตั้ง Smart Meter ๑๑๖,๐๐๐ เครื่อง ซึ่งคาดว่าจะติดตั้งเสร็จในช่วงระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑) โดยที่ Smart Meter ชนิดนี้สามารถใช้ในการดำเนินการ Demand Response ได้

- ๑.๕) ติดตั้งระบบ MDMS : ระยะที่ ๑ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๓)

แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟผ. ได้กล่าวถึงระยะเวลาในการติดตั้งระบบ MDMS ของ กฟผ. คือ ปี ๒๕๕๙ - ๒๕๖๑ ซึ่งใช้เวลาติดตั้ง ๓ ปี และ กฟผ. ยังไม่มี MDMS เช่นกัน ดังนั้นจึงคาดว่า กฟผ. จะติดตั้งในช่วงระยะที่ ๑ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๓) โดยที่ระบบ MDMS นี้เป็นระบบที่ใช้ควบคุมการทำงานของมิเตอร์ และรวบรวมการใช้ไฟฟ้าที่ได้จากมิเตอร์ทั้งหมด ซึ่งมีประโยชน์ในการดำเนินการ Demand Response

- ๑.๖) ติดตั้ง Smart Meter ๘๖,๐๐๐ เครื่อง : ระยะที่ ๑ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๔)

แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของ กฟผ. ได้กล่าวถึงโครงการติดตั้ง Smart Meter ๑๑๖,๐๐๐ เครื่อง กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจ และ อุตสาหกรรม ซึ่งคาดว่าจะติดตั้งในช่วงระยะที่ ๑ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๔) ที่ Smart Meter ชนิดนี้สามารถใช้ในการดำเนินการ Demand Response ได้



- ๑.๗) ติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto : ระยะที่ ๒ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการพัฒนาการดำเนินการ Demand Response ให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้นในอนาคต เพื่อรองรับการดำเนินการ Demand Response แบบ Semi-Auto และ Auto ตามแผนการพัฒนาด้านนโยบาย ดังนั้น กฟผ. จึงต้องติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อใช้ควบคุมจัดการการใช้พลังงานของอาคาร, บ้านอยู่อาศัย, โรงงาน และชุมชน ให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น ซึ่งคาดว่าจะติดตั้งในช่วงระยะเวลาที่ ๒ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

- ๑.๘) ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto : ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการพัฒนาการดำเนินการ Demand Response ให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น และเริ่มดำเนินการ Demand Response แบบ Auto ตามแผนการพัฒนาด้านนโยบายในระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔) ดังนั้น กฟผ. จึงต้องติดตั้ง GATEWAY เพื่อใช้ในการแปลงสัญญาณที่ได้รับจากการไฟฟ้าเพื่อใช้ในการควบคุมอุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ ซึ่งคาดว่าจะติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ Demand Response ประเภท Auto ในช่วงระยะที่ ๒ - ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๒ - ๒๕๖๔)

๒) แผนการพัฒนาด้านมาตรฐาน

- ๒.๑) พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ Demand Response : ระยะที่ ๑ - ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการผลักดันให้มีการดำเนินการ Demand Response ในปี ๒๕๖๐ ดังนั้นจึงต้องพัฒนา และใช้มาตรฐาน OpenADR 2.0b ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลที่ใช้ในการดำเนินการ Demand Response ในหลายๆ ประเทศ อย่างไรก็ตามการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่งไม่สามารถของบประมาณและจัดซื้อจัดจ้างได้ทันปี พ.ศ. ๒๕๖๐ ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b ในช่วงระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

- ๒.๒) พัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น TLS 1.2 : ระยะที่ ๑ และ ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

การติดตั้ง Server และ Software สำหรับการดำเนินการ Demand Response จะอยู่ในช่วงระยะที่ ๑ - ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑) ดังนั้นจึงต้องพัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น TLS 1.2 ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลที่ใช้รักษาความปลอดภัยในการส่งข้อมูลโดยอินเทอร์เน็ต ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐานสำหรับ



Cyber Security ในช่วงระยะที่ ๑ - ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑) ควบคู่กับการพัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b

๒.๓) พัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61850, IEC 61968 และ IEC 61970 : ระยะที่ ๑ - ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

เนื่องจาก กฟผ. ได้กำหนดกรอบการติดตั้งระบบ MDMS ในปี พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๓ ดังนั้นจึงต้องพัฒนา มาตรฐาน CIM เช่น IEC 61850, IEC 61968 และ IEC 61970 ควบคู่กันไป ซึ่งมาตรฐานที่กล่าวถึงเป็น มาตรฐานสากลที่ใช้ในการสื่อสาร และรับส่งข้อมูลในการดำเนินการ Demand Response ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนา มาตรฐาน CIM ระยะที่ ๑ - ระยะที่ ๒ (พ.ศ. ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑)

๒.๖) พัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้มาตรการ DLC (Direct Load Control) เช่น ModBus, BACNet, Lonworks และอื่นๆ : ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการให้มีการดำเนินการ Demand Response อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นใน อนาคต ดังนั้นจึงควรพัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้มาตรการ DLC (Direct Load Control) เช่น ModBus, BACNet, Lonworks เป็นต้น โดยมาตรฐาน BACNet และ Lonworks จะใช้งานกับอาคาร และ มาตรฐาน ModBus จะใช้งานกับโรงงาน โดยช่วงเวลาในการพัฒนามาตรฐานนี้อยู่ในช่วงระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

๒.๗) พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ Demand Response : ระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

เนื่องจากทางภาครัฐต้องการให้มีการดำเนินการ Demand Response อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นใน อนาคต ดังนั้นจึงควรพัฒนาใช้มาตรฐานที่เข้มงวดมากขึ้น ได้แก่ OpenADR 2.0c และใช้งานกับการดำเนินการ Demand Response แบบ Semi-Auto และ Auto ดังนั้นจึงเริ่มพัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c ใน ช่วงระยะที่ ๓ (พ.ศ. ๒๕๖๓ - ๒๕๖๔)

๘.๓ แนวทางการติดตามและประเมินผล

ในหัวข้อนี้คณะที่ปรึกษาได้กำหนดแนวทางการติดตาม และ ประเมินผลสำหรับนโยบายด้านต่างๆ เพื่อใช้ เป็นดัชนีชี้วัดความก้าวหน้าของความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อการ ประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า เกณฑ์ที่จะใช้ชี้วัดคือ เกณฑ์การประเมินผลโครงการ โดยจะเปรียบเทียบผลของการดำเนินกิจกรรมกับเป้าหมายที่กำหนดตามแผนการประเมินความก้าวหน้า โดยจะมี



ตัวชี้วัดคือ ร้อยละความสำเร็จของกิจกรรมตามสัดส่วนของผลลัพธ์เทียบกับสัดส่วนของเวลาที่เหลือในกิจกรรม
เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จกิจกรรมตามแผนการพัฒนา ปัญหาและอุปสรรคที่พบในระหว่างทำกิจกรรม และ แนว
ทางการแก้ไขปัญหาเพื่อให้กิจกรรมสำเร็จตามแผน แนวทางการประเมินผลแผนการพัฒนาความสามารถในการ
ทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมรรถกิริตเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้
ไฟฟ้า จะแบ่งออกเป็นแนวทางการติดตามและประเมินผลด้านนโยบาย และ แนวทางการติดตามและประเมินผล
สำหรับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง รวมทั้งหมด ๔ แนวทางสามารถสรุปได้ดังตารางที่ ๘.๑๑ – ๘.๑๔

ตารางที่ ๘.๑๑ การประเมินผลแผนการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมรรถกิริตเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าด้านนโยบาย

กิจกรรม	ระยะเวลา เริ่มต้นกิจกรรม	ร้อยละของ ความสำเร็จ ของกิจกรรม (%)	เดือน-ปี ที่คาด ว่าจะสำเร็จ ตามแผน ร้อย ละ ๑๐๐ (ใน กรณีที่กิจกรรม ยังไม่สำเร็จตาม แผน)	ปัญหาและ อุปสรรค (หาก มี)	แนวทางการ แก้ไขปัญหา และอุปสรรค (หากมี)
๑. กำหนดรูปแบบ วิธีการตรวจวัดการใช้ไฟฟ้า เพื่อ การคำนวณอัตราค่าชดเชยสำหรับมาตรการ Demand Response โดยหน่วยงาน กกพ.	ปี พ.ศ. ๒๕๕๙				
๒. กำหนดรายละเอียด เงื่อนไข และ การจ่ายอัตรา ค่าชดเชย ของมาตรการ Demand Response ประเภท CPP, EMDR, IR และ DLC โดยหน่วยงาน กกพ.	ปี พ.ศ. ๒๕๕๙				
๓. สานิตโครงการนำร่อง ศึกษา และ ติดตามผลการ ดำเนินการของมาตรการ Demand Response (ที่ มี Interoperability) ประเภท CPP, EMDR และ IR โดยกำหนดให้ กฟน. และ กฟภ. เป็น Load Aggregator	ปี พ.ศ. ๒๕๖๑				
๔. เผยแพร่ผลการดำเนินการ ผลិតสื่อ และ ประชาสัมพันธ์พร้อมเปิดช่องทางรับฟังความคิดเห็น จากกลุ่มผู้มีส่วนร่วมในการดำเนินการ Demand Response (ที่มี Interoperability) ประเภท CPP, EMDR และ IR รวมถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๕. ร่างกฎระเบียบ ข้อบังคับ สำหรับการดำเนินการ เป็น Load Aggregator (ที่มี Interoperability) สำหรับภาคเอกชน โดยหน่วยงาน กกพ.	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๖. ขยายผล และ ดำเนินการเต็มรูปแบบ เป็น มาตรการ Demand Response ประเภท Semi- Auto หรือ Auto สำหรับมาตรการ Demand Response ประเภท CPP, EMDR และ IR โดย อนุญาตให้ภาคเอกชนเป็น Load Aggregator ได้	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				



กิจกรรม	ระยะเวลา เริ่มต้นกิจกรรม	ร้อยละของ ความสำเร็จ ของกิจกรรม (%)	เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จ ตามแผน ร้อย ละ ๑๐๐ (ใน กรณีที่กิจกรรม ยังไม่สำเร็จตาม แผน)	ปัญหาและ อุปสรรค (หาก มี)	แนวทางการ แก้ไขปัญหา และอุปสรรค (หากมี)
๗. รวมผลการดำเนินงาน Demand Response เข้าในแผน PDP	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๘. สาธิตโครงการนำร่อง ศึกษา และ ติดตามผลการ ดำเนินการของมาตรการ Demand Response ประเภท DLC โดยการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง	ปี พ.ศ. ๒๕๖๓				
๙. เผยแพร่ผลการดำเนินการ ผลិតสื่อ และ ประชาสัมพันธ์พร้อมเปิดช่องทางรับฟังความคิดเห็น จากกลุ่มผู้มีส่วนร่วมในการดำเนินการ Demand Response (ที่มี Interoperability) ประเภท CPP, EMDR, IR และ DLC รวมถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ปี พ.ศ. ๒๕๖๓				
๑๐. ขยายผล และ ดำเนินการเต็มรูปแบบ สำหรับ มาตรการ Demand Response ประเภท DLC	ปี พ.ศ. ๒๕๖๓				

ตารางที่ ๘.๑๒ การประเมินผลแผนการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับ กฟผ.

กิจกรรม	ระยะเวลา เริ่มต้นกิจกรรม	ร้อยละของ ความสำเร็จ ของกิจกรรม (%)	เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จตาม แผน ร้อยละ ๑๐๐ (ในกรณีที่ กิจกรรมยังไม่ สำเร็จตาม แผน)	ปัญหาและ อุปสรรค (หาก มี)	แนวทางการ แก้ไขปัญหา และอุปสรรค (หากมี)
๑. ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประเมินผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๒. ติดตั้ง DR Software และ พัฒนาAlgorithm สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๓. พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อ ประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ DR	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๔. พัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น เช่น อย่างน้อย TLS 1.2	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๕. ติดตั้ง Load Forecast Server เพื่อใช้ในการ พยากรณ์การใช้ไฟฟ้า และ พยากรณ์การ ตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของมาตรการ Demand Response	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๖. ติดตั้งระบบ MDMS	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				



กิจกรรม	ระยะเวลา เริ่มต้นกิจกรรม	ร้อยละของ ความสำเร็จ ของกิจกรรม (%)	เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จตาม แผน ร้อยละ ๑๐๐ (ในกรณีที่ กิจกรรมยังไม่ สำเร็จตาม แผน)	ปัญหาและ อุปสรรค (หาก มี)	แนวทางการ แก้ไขปัญหา และอุปสรรค (หากมี)
๗. พัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61968 หรือ IEC 61970	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๘. ติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อ รองรับการดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๙. ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๑๐. พัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้ มาตรการ DLC เช่น ModBus, BACNet, Lonworks, Echonet, Zigbee etc.	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๑๑. พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อ ประยุกต์ใช้ในมาตรการ Demand Response	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				

ตารางที่ ๘.๑๓ การประเมินผลแผนการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับ กฟน.

กิจกรรม	ระยะเวลา เริ่มต้นกิจกรรม	ร้อยละของ ความสำเร็จ ของกิจกรรม (%)	เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จ ตามแผน ร้อย ละ ๑๐๐ (ใน กรณีที่กิจกรรม ยังไม่สำเร็จตาม แผน)	ปัญหาและ อุปสรรค (หาก มี)	แนวทางการ แก้ไขปัญหา และอุปสรรค (หากมี)
๑. ติดตั้ง AMR 8,250 เครื่อง สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภท 3, 4 และ 5	ปี พ.ศ. ๒๕๕๙				
๒. ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประเมินผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๓. ติดตั้ง DR Software และ พัฒนา Algorithm สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๔. พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อ ประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ DR	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๕. พัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น เช่น อย่างน้อย TLS 1.2	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๖. ติดตั้งระบบ MDMS	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๗. พัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61968 หรือ IEC 61970	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				



กิจกรรม	ระยะเวลา เริ่มต้นกิจกรรม	ร้อยละของ ความสำเร็จ ของกิจกรรม (%)	เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จ ตามแผน ร้อย ละ ๑๐๐ (ใน กรณีที่กิจกรรม ยังไม่สำเร็จตาม แผน)	ปัญหาและ อุปสรรค (หาก มี)	แนวทางการ แก้ไขปัญหา และอุปสรรค (หากมี)
๘. ติดตั้ง AMR 21,750 เครื่อง ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภท 3, 4 และ 5	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๙. ติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อรองรับ การดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto	ปี พ.ศ. ๒๕๖๓				
๑๐. ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto	ปี พ.ศ. ๒๕๖๓				
๑๑. พัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้ มาตรการ DLC เช่น ModBus, BACNet, Lonworks, Echonet, Zigbee etc.	ปี พ.ศ. ๒๕๖๓				
๑๒. พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อ ประยุกต์ใช้ในมาตรการ Demand Response	ปี พ.ศ. ๒๕๖๓				

ตารางที่ ๘.๑๔ การประเมินผลแผนการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับ กฟผ.

กิจกรรม	ระยะเวลา เริ่มต้นกิจกรรม	ร้อยละของ ความสำเร็จ ของกิจกรรม (%)	เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จ ตามแผน ร้อย ละ ๑๐๐ (ใน กรณีที่กิจกรรม ยังไม่สำเร็จตาม แผน)	ปัญหาและ อุปสรรค (หาก มี)	แนวทางการ แก้ไขปัญหา และอุปสรรค (หากมี)
๑. ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประเมินผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๒. ติดตั้ง DR Software และ พัฒนา Algorithm สำหรับการดำเนินการมาตรการ DR	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๓. พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อ ประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ DR	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๔. พัฒนามาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น เช่น อย่างน้อย TLS 1.2	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๕. ติดตั้ง Smart Meter ที่พื้นที่ พัทยา จ.ชลบุรี จำนวน 116,000 เครื่อง ปี 2560-2561	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๖. ติดตั้งระบบ MDMS	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๗. พัฒนามาตรฐาน CIM เช่น IEC 61968 หรือ IEC 61970	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				



กิจกรรม	ระยะเวลา เริ่มต้นกิจกรรม	ร้อยละของ ความสำเร็จ ของกิจกรรม (%)	เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จ ตามแผน ร้อย ละ ๑๐๐ (ใน กรณีที่กิจกรรม ยังไม่สำเร็จตาม แผน)	ปัญหาและ อุปสรรค (หาก มี)	แนวทางการ แก้ไขปัญหา และอุปสรรค (หากมี)
๘. ติดตั้ง Smart Meter (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่ม ธุรกิจ อุตสาหกรรม) จำนวน 86,000 เครื่อง ปี 2560 – 2564 (อยู่ระหว่างการขออนุมัติโครงการ)	ปี พ.ศ. ๒๕๖๐				
๙. ติดตั้ง BEMS, HEMS, FEMS, CEMS เพื่อรองรับ การดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๑๐. ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๑๐. พัฒนามาตรฐานสำหรับการประยุกต์ใช้ มาตรการ DLC เช่น ModBus, BACNet, Lonworks, Echonet, Zigbee etc.	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๑๒. พัฒนามาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อ ประยุกต์ใช้ในมาตรการ Demand Response	ปี พ.ศ. ๒๕๖๒				
๑๓. ติดตั้ง Smart Meter (สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าราย ย่อยใน 4 เมืองใหญ่) จำนวน 739,000 เครื่อง ปี 2563 – 2565 (อยู่ระหว่างการขออนุมัติโครงการ)	ปี พ.ศ. ๒๕๖๓				

ตารางการติดตามและประเมินผลด้านบนคือ ตารางสรุปกิจกรรมต่างๆ ในแผนการพัฒนาซึ่งประกอบไปด้วย

- ชื่อ และ รายละเอียดกิจกรรม : รายละเอียดของกิจกรรมที่จะดำเนินการ
- ปี พ.ศ. ที่เริ่มดำเนินกิจกรรม : ระยะเวลาเริ่มต้นกิจกรรมนับตามแผนการพัฒนา
- ระยะเวลาที่ใช้ไปแล้วในการดำเนินกิจกรรม : ระยะเวลาที่ใช้ในการดำเนินการนับตั้งแต่ ปี พ.ศ. ที่เริ่มดำเนินกิจกรรม
- ร้อยละของความสำเร็จของกิจกรรม : ความก้าวหน้าของกิจกรรมเทียบเป็นสัดส่วนต่องานทั้งหมด
- เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จตามแผน ร้อยละ ๑๐๐ (ในกรณีที่กิจกรรมยังไม่สำเร็จตามแผน) : วันเดือนปีที่คาดว่าจะแล้วเสร็จของกิจกรรมที่เลยกำหนดการตามแผนที่วางไว้
- ปัญหา และ อุปสรรคที่พบ : ปัญหาและอุปสรรคที่ทำให้กิจกรรมดำเนินการไม่ตรงตามแผนการพัฒนาที่วางไว้
- แนวทางการแก้ไขปัญหา และอุปสรรค : แนวทางการแก้ไขปัญหาที่ทำให้กิจกรรมไม่สำเร็จตามแผนการที่กำหนดไว้



สำหรับแนวทางการติดตามและประเมินผลสำหรับภาคนโยบาย และ การไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง นั้นควรมีการจัดทำเป็นระยะๆ เช่น ทุกๆ ครึ่งปี หรือ ทุกๆ ๑ ปี เป็นต้น เพื่อสำรวจความก้าวหน้า ระดับความสำเร็จตามแผนการพัฒนา รวมถึงสำรวจปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินกิจกรรมต่างๆ เพื่อให้ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทั้งหมดช่วยสนับสนุนให้กิจกรรมต่างๆ ดำเนินการได้ตามแผนการพัฒนาดังกล่าวไว้ และทำให้การทำงานร่วมกันได้ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง และ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า หรือ Demand Response สามารถประสบความสำเร็จได้

บทที่ ๙

สรุป

รายงานฉบับสมบูรณ์นี้ ประกอบไปด้วย ๙ บท (รวมบทที่ ๙ นี้) ซึ่งเนื้อหาในรายงานสามารถกล่าวโดยสรุปได้ดังต่อไปนี้

บทที่ ๑ ได้กล่าวถึงหลักการและเหตุผล, วัตถุประสงค์, ขอบเขตการดำเนินงาน, ทบทวนการดำเนินงานที่ผ่านมา และ โครงสร้างของรายงาน ซึ่งประกอบไปด้วย (๑) บทนำ (๒) ประสพการณ์การดำเนินงานการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ในประเทศไทย (๓) ประสพการณ์การดำเนินงานการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ในต่างประเทศ (๔) การศึกษาทบทวน และ วิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้งสามแห่ง (๕) เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของ Demand Response และ การกระจาย Demand Response ในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย (๖) การศึกษาเทคโนโลยีและมาตรฐานที่เหมาะสมสำหรับพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ด้าน Demand Response (๗) ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response (๘) การวิเคราะห์ช่องว่างของการพัฒนาแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐาน และ แนวทางการติดตามและประเมินผล (๙) สรุป (บทนี้)

บทที่ ๒ ได้กล่าวถึงนิยามและหลักการของ Demand Response และได้กล่าวถึงรายละเอียดการดำเนินการด้าน Demand Response ที่ผ่านมาของประเทศไทย อันประกอบไปด้วย รายละเอียดของการดำเนินการด้าน “มาตรการ” และ รายละเอียดด้าน “กลไกราคา และ แรงจูงใจ” โดยได้แบ่งการดำเนินการมาตรการ Demand Response ออกตาม ๔ หน่วยงานหลักที่มีหน้าที่ดูแล หรือ กำหนดนโยบายเกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย ได้แก่ (๑) โครงการ Demand Response โดย คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) (๒) โครงการ Demand Response โดย การไฟฟ้านครหลวง (๓) โครงการ Demand Response โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ (๔) โครงการ Demand Response โดย สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

(๑) โครงการ Demand Response โดย คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

- สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้เริ่มดำเนินการโครงการ Demand Response ในประเทศไทย ในช่วงวันที่ ๑๙ มิถุนายน – ๗ กรกฎาคม ๒๕๕๗ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อทดลองการใช้นโยบาย Demand Response รวมถึงเป็นการเตรียมความพร้อมของหน่วยงานต่างๆ ในการพัฒนามาตรการ Demand Response ต่อมาในปี พ.ศ. ๒๕๕๘ หน่วยงาน กกพ. ได้ดำเนินการโครงการ Demand Response ในประเทศไทย ในช่วงวันที่ ๑๐, ๑๗, ๑๘, ๒๐ เมษายน พ.ศ. ๒๕๕๘ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องในการใช้นโยบาย Demand Response จากที่ได้ทดลองดำเนินการแล้วในปี ๒๕๕๗ รวมถึงเป็นการ



เตรียมความพร้อมของหน่วยงานต่างๆ ในการพัฒนามาตรการ Demand Response ให้ใช้ได้ผลเมื่อเกิดเหตุการณ์จำเป็นในอนาคต ทั้งยังช่วยลดการใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลที่มีราคาแพงในการผลิตไฟฟ้าทดแทนก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานา และแหล่งซอติกา ซึ่งปิดเพื่อซ่อมบำรุงในเดือนเมษายน ๒๕๕๘ และ ๓ เดือนถัดมาเป็นการดำเนินโครงการต่อเนื่อง เพื่อเตรียมความพร้อมรองรับการเกิดอุบัติเหตุในระบบไฟฟ้า หรือในกรณีแหล่งก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องหยุดซ่อม โดยการดำเนินโครงการในครั้งนี้เป็นการเตรียมความพร้อมรองรับการหยุดซ่อมของแหล่งก๊าซธรรมชาติ JDA-A18 เพื่อติดตั้งทางเชื่อมระหว่างแท่นผลิต (Bridge Installation) ที่ปรับปรุงระบบและรักษาความสามารถในการส่งก๊าซฯ ให้เป็นไปตามสัญญาโดยมีกำหนดหยุดซ่อมตั้งแต่วันที่ ๑๙ - ๒๓ กรกฎาคม ๒๕๕๘ ส่งผลให้โรงไฟฟ้าจะนะซึ่งใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซธรรมชาติ JDA-A18 ได้รับผลกระทบโดยโรงไฟฟ้าจะนะชุด ๑ จำเป็นต้องเดินเครื่องด้วยน้ำมันดีเซลทดแทน ขณะที่โรงไฟฟ้าจะนะชุด ๒ ไม่สามารถเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้

(๒) โครงการ Demand Response ที่ดำเนินการโดย กฟน.

- การไฟฟ้านครหลวง ได้ดำเนินการมาตรการ Demand Response ตั้งแต่วันที่ ๑ มีนาคม พ.ศ. ๒๕๓๙ เป็นต้นมา ด้วยมาตรการประเภท Interruptible Rate (Interruptible Tariff) และมาตรการ TOU โดยอัตราค่าไฟฟ้าได้ของการไฟฟ้านครหลวงมีการประกาศ ๒ ครั้ง ครั้งแรกประกาศในปี พ.ศ. ๒๕๔๐ และใช้ต่อเนื่องกันมาจนถึงปี พ.ศ. ๒๕๕๘ ผู้ใช้ไฟที่สามารถเลือกอัตราค่าไฟฟ้าประเภทนี้ จะต้องเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ ๕,๐๐๐ กิโลวัตต์ขึ้นไป และมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Demand) เมื่อการไฟฟ้าร้องขอไม่น้อยกว่า ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์

(๓) โครงการ Demand Response ที่ดำเนินการโดย กฟภ.

- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้ดำเนินการมาตรการ Demand Response ตั้งแต่วันที่ ๑ เมษายน พ.ศ. ๒๕๓๙ เป็นต้นมา ด้วยมาตรการ มาตรการ Interruptible Rate (Interruptible Tariff) และ มาตรการ TOU โดยอัตราค่าไฟฟ้าได้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีการประกาศ ๒ ครั้ง ครั้งแรกประกาศในปี พ.ศ. ๒๕๔๐ และใช้ต่อเนื่องกันมาจนถึงปี พ.ศ. ๒๕๕๘ ผู้ใช้ไฟที่สามารถเลือกอัตราค่าไฟฟ้าประเภทนี้ จะต้องเป็นผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดใหญ่ ที่มีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ ๕,๐๐๐ กิโลวัตต์ขึ้นไป และมีปริมาณพลังไฟฟ้าที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Demand) เมื่อการไฟฟ้าร้องขอไม่น้อยกว่า ๑,๐๐๐ กิโลวัตต์



(๔) โครงการสาธิตระบบ Demand Response ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ดำเนินการโดย สนพ.

- WADE THAI ได้สาธิตดำเนินโครงการ Demand Response ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมในปี พ.ศ. ๒๕๕๘ ด้วยเงินสนับสนุนจาก สนพ. Response ในโครงการสาธิตนี้ได้ใช้มาตรฐาน OpenADR ในการติดต่อสื่อสารระหว่าง Utility และ DR Client โดยมาตรการ Demand Response ประเภทต่างๆ ที่ถูกนำมาใช้ในการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้ามีดังนี้ (๑) Peak Demand Control เป็นมาตรการสำหรับการควบคุมค่าพลังไฟฟ้าไม่ให้เกินขอบเขตที่กำหนด (๒) Demand Response Event เป็นมาตรการตอบสนองด้านโหลดตามเหตุการณ์ต่างๆ ที่ Utility เป็นผู้กำหนด (๓) Dynamic Pricing เป็นมาตรการสำหรับควบคุมความต้องการใช้ไฟฟ้าตามกลไกราคาที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา

บทที่ ๓ คณะที่ปรึกษาได้ศึกษาวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับประสบการณ์การดำเนินงานการตอบสนองด้านการใช้พลังงานไฟฟ้า (Demand Response: DR) ในต่างประเทศ โดยพิจารณาถึงองค์ประกอบด้านต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา Demand Response ได้แก่ ด้านมาตรการ Demand Response, ด้านกลไกราคาและแรงจูงใจ, ด้านอุปกรณ์ (ทั้งซอฟต์แวร์และฮาร์ดแวร์), และด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร

ในบทนี้คณะที่ปรึกษาได้นำเสนอการพัฒนา Demand Response ใน ๑๓ ประเทศที่มีความเจริญก้าวหน้าทางด้านเศรษฐกิจและด้านเทคโนโลยี ได้แก่ สหรัฐอเมริกา จีน เกาหลีใต้ แอฟริกาใต้ สิงคโปร์ ออสเตรเลีย และประเทศที่อยู่ในกลุ่มสหภาพยุโรป ซึ่งได้แก่ สเปน อิตาลี ฝรั่งเศส อังกฤษ เดนมาร์ก นอร์เวย์ และไอร์แลนด์ นอกจากนี้ คณะที่ปรึกษาได้นำเสนอตัวอย่างอุปกรณ์และเทคโนโลยีที่ใช้ในการดำเนินการ Demand Response ซึ่งรวบรวมจากบริษัทต่างๆ ที่เป็นผู้นำในด้านเทคโนโลยีการบริหารจัดการพลังงาน

เริ่มจากประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นประเทศที่มีความก้าวหน้าในการดำเนินมาตรการ Demand Response มากที่สุด มีรูปแบบมาตรการให้ลูกค้าเลือกมากมาย เช่น โปรแกรมงดจ่ายไฟฟ้าได้ (Base Interruptible Program, BIP) และ โปรแกรมอัตราในภาวะฉุกเฉิน (Critical Peak Pricing, CPP) เป็นต้น สำหรับการกำหนดมาตรฐานคุณลักษณะ และรูปแบบข้อมูลที่เหมาะสม ได้มีหน่วยงานภาคเอกชนอีกหลายหน่วยงานเข้ามามีส่วนร่วมในการกำหนดมาตรฐาน รวมถึงการกำหนดความง่ายต่อการใช้งานของผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้รวบรวม และหน่วยงานภาครัฐ นอกจากนี้มีการกำหนดอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการ เช่น Smart Meter ชนิด AMI รวมถึงต้องมีการกำหนดระดับการรักษาความลับและการป้องกันไม่ให้ข้อมูลรั่วไหล

ในประเทศจีน รัฐบาลจีนได้ผลักดันให้มีการดำเนินการแก้ไขปัญหาความต้องการไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นอย่างรวดเร็ว ด้วยวิธีการดำเนินมาตรการ Demand Response โดยการศึกษาการตอบสนองความต้องการไฟฟ้า ซึ่งการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่ออกแบบมาเป็นอย่างดีจะเพิ่มประสิทธิภาพในแก้ไขปัญหาความขาดแคลนไฟฟ้าที่เกิดขึ้นได้ สำหรับตัวอย่างมาตรการที่ดำเนินในประเทศจีนมีดังนี้ ๑) การใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ Time-of-Use (TOU), ๒) การให้ค่าชดเชยแก่ลูกค้าที่ยินยอมให้งดจ่ายไฟฟ้าได้ (Interruptible Tariff) และ ๓) การใช้เทคนิค Off-peak Storage โดยอุปกรณ์ช่วยกักเก็บพลังงาน เช่น Ice Storage



ในประเทศญี่ปุ่น มีการดำเนินมาตรการ Demand Response ครั้งใหญ่ หลังจากเกิดแผ่นดินไหวใหญ่ และสึนามิที่ ฟูกูชิมะ ทำให้โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ญี่ปุ่นต้องทยอยกันหยุดเดินเครื่อง รัฐบาลจึงขอความร่วมมือจาก ประชากรให้ลดการใช้ไฟฟ้าลงเป็นจำนวนมาก ด้วยความร่วมมือของชาวญี่ปุ่นทำให้สามารถเอาตัวรอดจาก เหตุการณ์ร้ายแรงนี้ได้

ในเกาหลีใต้มีการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (DSM) อยู่ ๒ ลักษณะ คือ การจัดการโหลด และการปรับปรุง ประสิทธิภาพ ๑) การจัดการโหลดเป็นการดำเนินการที่ช่วยลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เช่น การขอความร่วมมือ ลดโหลดในช่วงวันหยุดฤดูร้อน อัตราค่าไฟในช่วงกลางคืน อัตราค่าไฟตามช่วงโหลด การลดโหลดตามคำขอ การ ควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าจากระยะไกล และการควบคุมโหลดโดยตรง เป็นต้น ๒) การปรับปรุงประสิทธิภาพเป็นการ พัฒนาประสิทธิภาพของอุปกรณ์ไฟฟ้าให้ประหยัดไฟมากขึ้น เพื่อลดกำลังการใช้ไฟฟ้าทุกครัวเรือนในระยะยาว

สำหรับประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรป มีประเทศการดำเนินการมาตรการ Demand Response เต็ม รูปแบบในเชิงพาณิชย์ ได้แก่ ประเทศฝรั่งเศส, ประเทศฟินแลนด์, ประเทศไอร์แลนด์ และ ประเทศสวีเดน ส่วนประเทศอื่นๆ ที่กำลังพัฒนาการดำเนินการ Demand Response ได้แก่ ประเทศออสเตรเลีย, ประเทศสวีเดน, ประเทศเนเธอร์แลนด์ และ ประเทศนอร์เวย์

สำหรับประเทศอังกฤษ เป็นประเทศที่มีการจัดการ Demand Response หลายรูปแบบ เช่น Economy 7, Economy 10, Short Term Operating Reserve (STOR), Firm Frequency Response และ Frequency Control by Demand Management ซึ่งมีความก้าวหน้าในการดำเนิน Demand Response เป็นอย่างมาก

บทที่ ๔ เริ่มต้นจากการศึกษาทบทวนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) (เรียกรวมว่า “การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง”) โดยมุ่งเน้นไปยังการพัฒนาการทำงานร่วมกันได้ และ การพัฒนา Demand Response โดยเริ่มจากการนำเสนอแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของประเทศไทยที่จัดทำ ขึ้นโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) จากนั้นจึงจะเป็นการศึกษาทบทวนแผนที่นำทางการพัฒนา ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง รวมถึงโครงการนำร่องต่างๆ พร้อมกันนี้ คณะที่ปรึกษา ได้ทบทวนบางส่วนของโครงการศึกษาที่ผ่านมาของ สำนักงาน กกพ. เกี่ยวกับการจัดทำแผนภาพการเชื่อมโยงของ ระบบไฟฟ้ากำลังในประเทศไทย ซึ่งสะท้อนให้เห็นถึงสถานะในปัจจุบันและในอนาคตอันใกล้ ของการเชื่อมโยง โครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้งสามแห่ง

ต่อมาจะเป็นการวิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้งสามแห่ง โดยการ วิเคราะห์จะอาศัยแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) แผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) รวมถึงโครงการนำร่องต่างๆ ที่ดำเนินการโดยการ ไฟฟ้าทั้งสามแห่ง ในมิติด้านต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการทำงานร่วมกันได้ และ Demand Response ดังต่อไปนี้

(๑) ด้านช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการ



- (๒) ด้านโครงการ/กิจกรรมย่อย
- (๓) ด้านมาตรการ Demand Response
- (๔) ด้านอุปกรณ์และเทคโนโลยีการสื่อสาร

โดยการวิเคราะห์ในแต่ละมิติข้างต้น จะประกอบด้วยการเปรียบเทียบและวิเคราะห์ความสอดคล้องกันระหว่างแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง การวิเคราะห์ความสอดคล้องกันของแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตและโครงการนำร่องที่เกี่ยวข้องของการไฟฟ้าแต่ละแห่ง และการวิเคราะห์ความสอดคล้องกันระหว่างโครงการนำร่องต่างๆ ของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง เป็นหลัก โดยในมิติของอุปกรณ์และเทคโนโลยีการสื่อสาร จะนำรายละเอียดบางส่วน of แผนภาพการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบัน มาใช้ในการวิเคราะห์ด้วย สำหรับในมิติด้านช่วงเวลาและแนวทางดำเนินการ และ มิติด้านโครงการ/กิจกรรมย่อย นั้น จะเพิ่มการวิเคราะห์ความสอดคล้องกันระหว่างแผนที่นำทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของการไฟฟ้าทั้งสามแห่งและแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมรรถกฤตของ สนพ. ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา Demand Response ด้วย ทั้งนี้เนื่องจากเป้าหมายสูงสุดของการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทยนั้น ต้องการให้เกิดการพัฒนาที่มีความเป็นเอกภาพและเกิดประโยชน์ในภาพรวมสูงสุด ตลอดจนสามารถหลีกเลี่ยงการลงทุนที่ซ้ำซ้อนและไม่คุ้มค่าได้

บทที่ ๕ ทางคณะที่ปรึกษาได้วิเคราะห์ความจำเป็นที่แท้จริงของ Demand Response ของประเทศไทย และ โครงสร้างการกระจายสัดส่วนของ Demand Response ในแต่ละพื้นที่ของประเทศ โดยแบ่งเป็นประเด็นต่างๆ ดังนี้

(๑) ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ความจำเป็นที่แท้จริงของ Demand Response

- ในหัวข้อนี้ได้กล่าวถึงข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ความจำเป็นที่แท้จริงของ Demand Response ซึ่งประกอบด้วย กำลังการผลิตไฟฟ้า และความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทย และในแต่ละพื้นที่ รวมถึงเหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้า

(๒) การวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในประเทศไทย

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในประเทศไทยโดยนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อพิจารณา กำลังผลิตเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย การดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยเฉพาะการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตเท่านั้น



(๓) การวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในภาคเหนือ

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในประเทศไทยโดยนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อพิจารณากำลังผลิตเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ การดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยเฉพาะการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตเท่านั้น

(๔) การวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อพิจารณากำลังผลิตเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ การดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยเฉพาะการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตเท่านั้น

(๕) การวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก โดยนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อพิจารณากำลังผลิตเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก การดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยเฉพาะการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตเท่านั้น

(๖) การวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่กรุงเทพ และปริมณฑล

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่กรุงเทพ และปริมณฑลโดยนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อ



พิจารณากำลังผลิตเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่กรุงเทพ และปริมณฑล การดำเนินการ Demand Response สามารถช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงทางพลังงาน และควรจะสนับสนุนให้ดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่ดังกล่าว

(๗) การวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในภาคใต้

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการวิเคราะห์ความจำเป็นในการดำเนินการ Demand Response ในภาคใต้ โดยนำข้อมูลที่ได้มาสร้างเป็นกราฟกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า เทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๖ – ๒๕๗๙ ซึ่งจะเห็นว่าเมื่อพิจารณากำลังผลิตเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ การดำเนินการ Demand Response ช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเมื่อเกิดเหตุการณ์วิกฤต และควรจะสนับสนุนให้ดำเนินการ Demand Response ในพื้นที่ดังกล่าว

(๘) การพิจารณาประโยชน์ของ Demand Response ต่อกรณีเหตุการณ์ขัดข้องในระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน. และ กฟภ.)

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงประโยชน์ของ Demand Response ต่อกรณีเหตุการณ์ขัดข้องในระบบโครงข่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน. และ กฟภ.) ซึ่งยกกรณีตัวอย่างที่เป็นประโยชน์ เช่น กรณีโหลดสามารถได้รับการเปลี่ยนถ่ายโหลดเพื่อช่วยเหลือด้านไฟฟ้าดับได้ แต่การเปลี่ยนถ่ายโหลดใช้เวลานาน ดังนั้นสามารถใช้ Demand Response ช่วยลด SAIDI และ Energy Not Supplied (ENS) สำหรับโหลดที่รอการเปลี่ยนถ่ายได้ แต่จะไม่ช่วยลด SAIFI ได้

(๙) การพิจารณาการดำเนินการ Demand Response เพื่อจูงใจผู้ใช้ไฟฟ้า

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงการจูงใจให้ลูกค้าเข้าร่วมโครงการ Demand Response โดยเงินชดเชยจากการลดการใช้ไฟฟ้าต้องอัตราที่ผู้ใช้ไฟฟ้าพึงพอใจ นอกจากนี้การคำนวณอัตราชดเชยต้องคำนึงถึงผลประโยชน์ให้เกิดความยุติธรรมต่อ Utility, Load Aggregator และ DR Client ด้วย

บทที่ ๖ ศึกษาเกี่ยวกับเทคโนโลยีด้านอุปกรณ์และระบบสื่อสารที่เหมาะสมสำหรับพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้ด้าน Demand Response โดยผลการศึกษาเบื้องต้นสามารถสรุปได้ดังนี้



- (๑) การเชื่อมโยงระหว่างองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องในการดำเนินการ Demand Response จะอาศัยแนวทางที่ระบุไว้ในมาตรฐาน OpenADR 2.0 โดยองค์ประกอบหลักที่เกี่ยวข้องจะประกอบด้วย Utility, Aggregator, DR Client และ Devices
- (๒) อุปกรณ์ที่มีการใช้งานใน ๓ องค์ประกอบแรก ได้แก่ Utility, Aggregator, DR Client จะสามารถแจกแจงโดยสังเขปได้ดังนี้
- อุปกรณ์สำหรับ Utility ได้แก่ เครื่องเซิร์ฟเวอร์และซอฟต์แวร์บริหารจัดการ Demand Response สำหรับ Utility โดยบริษัทที่ผลิตซอฟต์แวร์ดังกล่าว ได้แก่ บริษัท Comverge และบริษัท Siemens
 - อุปกรณ์สำหรับ Aggregator ได้แก่ เครื่องเซิร์ฟเวอร์และซอฟต์แวร์บริหารจัดการ Demand Response สำหรับ Aggregator โดยบริษัทที่ผลิตซอฟต์แวร์ดังกล่าว ได้แก่ บริษัท Enernoc, บริษัท I-ON Communications, บริษัท Fujitsu, และบริษัท Honeywell
 - อุปกรณ์สำหรับ DR Client ได้แก่ ระบบมิเตอร์แบบ AMI และ Gateway ซึ่งรองรับการสื่อสารแบบ ๒ ทาง โดยระบบมิเตอร์แบบ AMI จะประกอบด้วยมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter), ระบบสื่อสารที่เกี่ยวข้อง, และ ซอฟต์แวร์บริหารข้อมูล (Meter Data Management Software) ส่วน Gateway จะทำหน้าที่แปลงอินเทอร์เน็ตโพรโทคอลให้เป็นโพรโทคอลที่ใช้งานกับระบบบริหารจัดการพลังงานในอาคาร (BEMS) หรือในบ้านที่อยู่อาศัย (HEMS) หรือในโรงงาน (FEMS)
- (๓) ระบบการสื่อสารที่ใช้สำหรับเชื่อมโยง ๓ องค์ประกอบหลัก ได้แก่ Utility, Aggregator, DR Client สามารถแจกแจงโดยสังเขปโดยยึดตามแบบจำลอง OSI ได้ดังนี้
- การสื่อสารระหว่าง Utility และ Aggregator ในชั้น Application Layer จะใช้โพรโทคอล HTTP หรือ XMPP ซึ่งสนับสนุนรูปแบบข้อมูลการแจ้งเตือนเหตุการณ์ Demand Response ตามที่ระบุไว้ในมาตรฐาน OpenADR 2.0, ในชั้น Network Layer จะใช้อินเทอร์เน็ตโพรโทคอล (IP), ในชั้น Data Link Layer จะใช้เทคโนโลยี Ethernet, ส่วนในชั้น Physical Layer จะอาศัย Power Line (Broadband), Fiber Optic และ Microwave เป็นตัวกลางในการสื่อสาร
 - การสื่อสารระหว่าง Aggregator และ DR Client ในชั้น Application Layer จะใช้โพรโทคอล HTTP หรือ XMPP, ในชั้น Network Layer จะใช้อินเทอร์เน็ตโพรโทคอล (IP), ในชั้น Data Link Layer จะใช้เทคโนโลยี Ethernet, Wifi, Wimax (4G), LTE (4G), 3G, ส่วนในชั้น Physical Layer จะอาศัย Power Line Communication, Fiber Optic, Radio Frequency และ Cellular Network เป็นตัวกลางในการสื่อสาร



- การรักษาความปลอดภัยของข้อมูลในการสื่อสารระหว่าง Utility-Aggregator-DR Client จะอาศัยโปรโตคอล TLS 1.2 ในชั้น Presentation Layer

บทที่ ๗ ทางคณะที่ปรึกษาได้นำเสนอข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response เริ่มจากแนวทางการใช้งาน Demand Response รวมถึงรายละเอียดข้อมูลต่างๆ จากต่างประเทศ โดยเฉพาะอย่างยิ่งประเทศหรือ Utility ที่มีประสบการณ์การใช้งาน Demand Response มาก่อน จากนั้นนำแนวทางและรายละเอียดข้อมูลต่างๆ มาผนวกกับผลลัพธ์จากการประชุมหารือกับ (๑) การไฟฟ้าทั้งสามแห่ง (๒) หน่วยงานภาครัฐ ได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และ (๓) บริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีและหรือบริษัทผู้รับดำเนินการ Demand Response (Load Aggregator) โดยจะแบ่งหัวข้อการนำเสนอออกเป็น ๓ หัวข้อ ดังนี้

(๑) ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในต่างประเทศ

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงตัวอย่างของการใช้เทคโนโลยีสำหรับการดำเนินการ Demand Response ในต่างประเทศใช้เป็นแนวทางในการกำหนดข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในประเทศไทย ซึ่งประกอบด้วยบริษัทที่เป็นผู้นำทางด้าน Demand Response ได้แก่ Enernoc, Comverge, Siemens, Itron และ I-ON Communications เป็นต้น

(๒) ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในประเทศไทย

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับ Demand Response ในประเทศไทยเพื่อเป็นแนวทางในการติดตั้งเทคโนโลยีสำหรับการดำเนินการ Demand Response และรูปแบบการส่งข้อมูลของระบบ Demand Response ในประเทศไทย แบ่งเป็นหัวข้อออกเป็น ๕ ด้าน ดังนี้ (๑) ด้านการเชื่อมโยงระบบ (Architectures) (๒) ด้านรายละเอียดอุปกรณ์ (๓) ด้านฟังก์ชันของ Demand Response Software (๔) ด้านเทคโนโลยีการสื่อสาร (๕) ด้านมาตรฐาน

(๓) การสำรวจความเหมาะสมของเทคโนโลยี มาตรฐานที่เหมาะสม และ ความสามารถในการจัดหาได้จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

- ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงช่องทางในการจัดหาเทคโนโลยี และมาตรฐานที่เหมาะสมสำหรับการดำเนินการ Demand Response ซึ่งคณะที่ปรึกษาได้รวบรวมจากการประชุมกับบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีชั้นนำ เพื่อให้เป็นทางเลือกในการจัดหาเทคโนโลยีและมาตรฐานที่เหมาะสม ในการดำเนินการด้าน Demand Response สำหรับประเทศไทย ต่อไป



บทที่ ๘ ในบทนี้คณะที่ปรึกษาจะได้แสดงการวิเคราะห์ช่องว่างของสถานะการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทยโดยการเปรียบเทียบกับระบบ Demand Response ในต่างประเทศ ทั้งนี้จะอ้างอิงเนื้อหาจากบทที่ ๓ ร่างการดำเนินงานการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าในต่างประเทศ และ บทที่ ๔ ร่างการวิเคราะห์สถานะปัจจุบันของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศไทย

นอกจากนี้ คณะที่ปรึกษาได้นำผลการวิเคราะห์ช่องว่างดังกล่าว รวมถึงผลสรุปจากการประชุมหารือต่างๆ ได้แก่ (๑) การประชุมหารือร่วมกับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง และ (๒) การประชุมหารือร่วมกับบริษัทผู้ผลิตเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับ Demand Response หรือบริษัทผู้สนับสนุนการดำเนินการเป็น Load Aggregator มาใช้ในการกำหนดแผนการพัฒนาเชิงนโยบาย อีกทั้งยังนำมาใช้ในแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ สำหรับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง

เนื้อหาการนำเสนอในบทที่ ๘ นี้ สามารถแบ่งออกได้เป็น ๓ หัวข้อ ดังนี้

(๑) การวิเคราะห์ช่องว่างของสถานะการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทย และ ต่างประเทศ และ การจัดลำดับความสำคัญของการวิเคราะห์ช่องว่าง

- ในหัวข้อนี้ทางคณะที่ปรึกษาได้ศึกษา และ วิเคราะห์มาตรการ Demand Response ในต่างประเทศ โดยแบ่งออกเป็นประเด็นต่างๆ พร้อมทั้งวิเคราะห์ และ จัดลำดับความสำคัญของระหว่างช่องว่างของการพัฒนา Demand Response ในประเทศไทย (เช่น ข้อมูลจากแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ตกริดในประเทศไทย ข้อมูลโครงการนำร่องต่างๆ เป็นต้น) และการพัฒนา Demand Response ในต่างประเทศ

(๒) แผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ

ในหัวข้อนี้คณะที่ปรึกษาจะกล่าวถึงแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐานสำหรับการเชื่อมโยงระบบเทคโนโลยี การสื่อสารและสารสนเทศ ตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๕๙ – ๒๕๖๔ เพื่อใช้ในการดำเนินการ Demand Response อย่างเป็นขั้นตอนและมีประสิทธิภาพมากขึ้นในอนาคต โดยในการพัฒนาแผนการพัฒนาฯ นี้ คณะที่ปรึกษาได้อาศัยข้อมูลจากแผนแม่บทการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ตกริดของประเทศไทย, แผนที่น่าทางการพัฒนาโครงข่ายสมาร์ตกริดของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง, ผลลัพธ์จากการประชุมหารือระหว่างคณะที่ปรึกษา และ การไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และ สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) นอกจากนี้ คณะที่ปรึกษาได้เพิ่มแผนการพัฒนาบางขั้นตอนขึ้นมาเพื่อให้สามารถดำเนินการ Demand Response ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น ตามข้อมูลและข้อคิดเห็นจากการศึกษาประสบการณ์การใช้



งาน Demand Response ในต่างประเทศ และ จากการประชุมหารือกับผู้เชี่ยวชาญจากต่างประเทศที่ได้ให้ความ
อนุเคราะห์เดินทางมาประชุมหารือ ณ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

(๓) แนวทางการติดตามและประเมินผล

ในหัวข้อนี้คณะที่ปรึกษาได้กำหนดแนวทางการติดตาม และ ประเมินผลสำหรับนโยบายด้านต่างๆ เพื่อใช้
เป็นดัชนีชี้วัดความก้าวหน้าของความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดเพื่อการ
ประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า เกณฑ์ที่จะใช้ชี้วัดคือ เกณฑ์การประเมินผลโครงการ
โดยจะเปรียบเทียบผลของการดำเนินกิจกรรมกับเป้าหมายที่กำหนดตามแผนการประเมินความก้าวหน้า โดยจะมี
ตัวชี้วัดคือ ร้อยละความสำเร็จของกิจกรรมตามสัดส่วนของผลลัพธ์เทียบกับสัดส่วนของเวลาที่เหลือในกิจกรรม
เดือน-ปี ที่คาดว่าจะสำเร็จกิจกรรมตามแผนการพัฒนา ปัญหาและอุปสรรคที่พบในระหว่างทำกิจกรรม และ แนว
ทางการแก้ไขปัญหาเพื่อให้กิจกรรมสำเร็จตามแผน แนวทางการประเมินผลแผนการพัฒนาความสามารถในการ
ทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้
ไฟฟ้า จะแบ่งออกเป็นแนวทางการติดตามและประเมินผลด้านนโยบาย และ แนวทางการติดตามและประเมินผล
สำหรับการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง

สำหรับแนวทางการติดตามและประเมินผลสำหรับภาคนโยบาย และ การไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง นั้นควรมีการ
จัดทำเป็นระยะๆ เช่น ทุกๆ ครึ่งปี หรือ ทุกๆ ๑ ปี เป็นต้น เพื่อสำรวจความก้าวหน้า ระดับความสำเร็จตาม
แผนการพัฒนา รวมถึงสำรวจปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินกิจกรรมต่างๆ เพื่อให้ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทั้งหมดช่วย
สนับสนุนให้กิจกรรมต่างๆ ดำเนินการได้ตามแผนการพัฒนาที่ได้วางไว้ และทำให้การทำงานร่วมกันได้ระหว่าง
การไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง และ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า หรือ Demand
Response สามารถประสบความสำเร็จได้

บทที่ ๙ บทสรุป (บทนี้)



รายการอ้างอิง

- ๑ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, “โครงการศึกษาการตอบสนองด้านโหลดในสภาวะวิกฤตด้านพลังงานไฟฟ้าในระยะสั้นระยะยาว,” ๑๓ มีนาคม ๒๕๕๘.
- ๒ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, “การใช้ไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย,” <http://www.eppo.go.th/power/power2554.pdf>.
- ๓ J. S. Vardakas, C. V. Verikoukis and N. Zorba, "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms".
- ๔ A. Faruqui, S. Sergici, and A. Sharif, “The impact of informational feedback on energy consumption—A survey of the experimental evidence,” Energy, vol. 35, no. 4, pp. 1598–1608, Apr. 2010.
- ๕ J. Wang, M. A. Biviji, and W. M. Wang, “Lessons learned from smart grid enabled pricing programs,” in Proc. IEEE PECO 2011, Urbana, IL, USA, Feb. 25–26, 2011.
- ๖ H. Allcott, “Real time pricing and electricity market design,” Working Paper, Harvard Univ., Cambridge, MA, USA, Feb. 2009.
- ๘ นิตยสารไฟฟ้าสาร, วสท., ปีที่ ๑๘ ฉบับที่ ๒, พฤษภาคม - มิถุนายน ๒๕๕๔.
- ๙ มนยศ วรรณะภุติ, Demand Response กับจุดเปลี่ยนอุตสาหกรรมในวิกฤตพลังงาน, Energy Symposium ๒๐๑๔, ๑๒ พฤศจิกายน ๒๕๕๗.
- ๑๐ นายชวลิต พิชาลัย, ทิศทางและยุทธศาสตร์พลังงานของประเทศ, ๑๒ พฤศจิกายน ๒๕๕๗.
- ๑๑ Consolidate Edison Company of New York, Inc., “Interoperability of Demand Response Resources Demonstration in NY”, 2015.
- ๑๒ Honeywell, Demand Response Automation Server 8.0, <http://products.openadr.org/product/honeywell-akuacom-dras>.
- ๑๓ Fujitsu, ALOX Demand Controller, <http://products.openadr.org/product/fujitsu-limited-alox-demand-controller-vtn/>.
- ๑๔ Hitachi, Hitachi Demand Response Automation Server, <http://products.openadr.org/product/hitachi-ltd-hitachi-demand-response-automation-server/>.
- ๑๕ Honeywell, Honeywell Comfort Point TM, <http://products.openadr.org/product/honeywell-international-inc-honeywell-comfortpoint-tm/>.
- ๑๖ Universal Devices, ISY99i Z Series, <http://sales.universal-devices.com/commercial/isy-994i-z-series/>.
- ๑๗ IPkeys, EISSBox, <http://www.ipkeys.com/products/eiss/eissbox-ven/>.
- ๑๘ PG&E, Base Interruptible Program, <http://www.pge.com/mybusiness/energysavingsrebates>



/demandresponse/baseinterruptible/.

- ๑๙ SDG&E, Base Interruptible Program, <http://www.sdge.com/business/demand-response/bip>.
- ๒๐ PG&E, Peak Day Pricing,
<http://www.pge.com/en/mybusiness/rates/tvp/peakdaypricing.page?>.
- ๒๑ SCE, Summer Advantage Incentives, https://www.sce.com/wps/wcm/connect/d2dd5b62-bc88-4c76-a33a-58f547afd444/SAI_Fact_Sheet_Below200.pdf?MOD=AJPERES.
- ๒๒ SDG&E, Critical Peak Pricing, <http://www.sdge.com/business/demand-response/cpp>.
- ๒๓ SCE, Capacity Bidding Program, https://www.sce.com/wps/wcm/connect/06f06444-92dd-4ca4-a32d-2454f09fb321/SCE_Capacity+Bidding+Program_NR-2232-V1-0513.pdf?MOD=AJPERES.
- ๒๔ PG&E, Capacity Bidding Program,
<http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/cbp/index.page>.
- ๒๕ SDG&E, Capacity Bidding,
<http://www.sdge.com/business/demand-response/capacitybidding>.
- ๒๖ [SCE, Demand Bidding Program, https://www.sce.com/wps/wcm/connect/96702c0a-c759-4efe-b302-f874e4407c32/090217_Demand_Bidding_Fact_Sheet.pdf?MOD=AJPERES](https://www.sce.com/wps/wcm/connect/96702c0a-c759-4efe-b302-f874e4407c32/090217_Demand_Bidding_Fact_Sheet.pdf?MOD=AJPERES).
- ๒๗ [PG&E, Demand Bidding Program,
http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/dbp/index.page](http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/dbp/index.page).
- ๒๘ [SCE, Summer Discount Plan, https://www.sce.com/wps/portal/home/business/savings-incentives/summer-discount-plan](https://www.sce.com/wps/portal/home/business/savings-incentives/summer-discount-plan).
- ๒๙ PG&E, Smart AC Program,
<http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/smartac/index.page>.
- ๓๐ SDG&E, Summer Saver Program,
<http://www.sdge.com/save-money/summer-saver-program>.
- ๓๑ SCE, Scheduled Load Reduction Program,
https://www.sce.com/wps/wcm/connect/7561ade8-c853-48f3-b56b-4c48d7582ef9/NR569V20810_SLRP.pdf?MOD=AJPERES.
- ๓๒ [PG&E, Scheduled Load Reduction Program,
http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/slrp/index.page](http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/slrp/index.page).
- ๓๓ SCE, Optional Bidding Mandatory Curtailment Program,
<https://www.sce.com/wps/wcm/connect/863f59ac-299d-4461-b6d9-662405c2814d/574CI0303OBMCpdf.pdf?MOD=AJPERES>.



- ๓๔ [PG&E, Optional Bidding Mandatory Curtailment Program,](http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/obmcp/index.page)
[http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/obmcp/index.page.](http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/obmcp/index.page)
- ๓๕ [SCE, Permanent Load Shifting, https://www.sce.com/wps/portal/home/business/savings-](https://www.sce.com/wps/portal/home/business/savings-incentives/demand-response/permanent-load-shifting)
[incentives/demand-response/permanent-load-shifting.](https://www.sce.com/wps/portal/home/business/savings-incentives/demand-response/permanent-load-shifting)
- ๓๖ [PG&E, Permanent Load Shifting,](http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/pls/index.page)
[http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/pls/index.page.](http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/pls/index.page)
- ๓๗ [SDG&E, Permanent Load Shifting,](http://www.sdge.com/business/demand-response/permanent-load-shifting)
[http://www.sdge.com/business/demand-response/permanent-load-shifting.](http://www.sdge.com/business/demand-response/permanent-load-shifting)
- ๓๘ SDF&E, Technology Incentives, Technology Incentives help off-set the install ation and
equipment costs of fully automated Demand Response measures,
[http://www.sdge.com/business/demand-response/technology-incentives.](http://www.sdge.com/business/demand-response/technology-incentives)
- ๓๙ SCE, Automated Demand Response With Express Technology Incentives, Use less energy,
Save more money, It's easy with AOTO-DR,
[https://www.sce.com/wps/wcm/connect/245ea9e7-fda8-4a4c-854d-4a1ecf6ea201/24135_](https://www.sce.com/wps/wcm/connect/245ea9e7-fda8-4a4c-854d-4a1ecf6ea201/24135_SCE_AutoDR_Xpress_v4.pdf?MOD=AJPERES)
[SCE_AutoDR_Xpress_v4.pdf?MOD=AJPERES.](https://www.sce.com/wps/wcm/connect/245ea9e7-fda8-4a4c-854d-4a1ecf6ea201/24135_SCE_AutoDR_Xpress_v4.pdf?MOD=AJPERES)
- ๔๐ PG&E, Automated Demand Response Program,
[http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/adrp/index.page.](http://www.pge.com/en/mybusiness/save/energymanagement/adrp/index.page)
- ๔๑ [SCE, Agricultural and Pumping Interruptible, PA-I, Boost Your Bottom Line With Year – Round](https://www.sce.com/wps/wcm/connect/bed771c5-9e2f-4246-a539-919248499b1d/AgriculturalPumpingFactSheet.pdf?MOD=AJPERES)
[Bill Credits, https://www.sce.com/wps/wcm/connect/bed771c5-9e2f-4246-a539-](https://www.sce.com/wps/wcm/connect/bed771c5-9e2f-4246-a539-919248499b1d/AgriculturalPumpingFactSheet.pdf?MOD=AJPERES)
[919248499b1d/AgriculturalPumpingFactSheet.pdf?MOD=AJPERES.](https://www.sce.com/wps/wcm/connect/bed771c5-9e2f-4246-a539-919248499b1d/AgriculturalPumpingFactSheet.pdf?MOD=AJPERES)
- ๔๒ Jianhui Wang , Cary N. Bloyd , Zhaoguang Hu , Zhongfu Tan , Demand Response in China,
Energy 35 (2010) 1592-1597.
- ๔๓ Review of Load Management and Demand Response in Australia, Tempo Electricity Tariff –
France, P. 45-46.
- ๔๔ California Energy Commission, "Open Automated Demand Response Communication
Specification (Version 1.0)", 2009.
- ๔๕ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, “แผนพัฒนาพลังงานในประเทศไทย PDP 2558,”
[http://division.dwr.go.th/TNMC/images/NAP/JP-Doc/PDP2015.pdf.](http://division.dwr.go.th/TNMC/images/NAP/JP-Doc/PDP2015.pdf)
- ๔๖ “โครงการศึกษาทบทวนระบบเชื่อมโยงโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศและระหว่างประเทศ”, สำนักงาน
คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, กุมภาพันธ์ ๒๕๕๗.
- ๔๗ “Energy Interoperation Version 1.0: OASIS Standard” [Online], Organization for the
Advancement of Structured Information Standards, June 2014. Available: [http://docs.oasis-](http://docs.oasis-open.org/energyinterop/ei/v1.0/os/energyinterop-v1.0-os.html)
[open.org/energyinterop/ei/v1.0/os/energyinterop-v1.0-os.html.](http://docs.oasis-open.org/energyinterop/ei/v1.0/os/energyinterop-v1.0-os.html)



- ๔๘ DOE (US Department of Energy) (2006), “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them”, A report to the United States Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005, US Department of Energy.
- ๔๙ Energy New England,
http://www.energynewengland.com/ECHO%20COM_DemandResponse.aspx.
- ๕๐ “Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0”, Smart Grid and Cyber-Physical Systems Program Office and Energy and Environment Division, Engineering Laboratory, National Institute of Standards and Technology, 2014. “Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 2.0”, Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability, Engineering Laboratory, National Institute of Standards and Technology, 2012.
- ๕๑ “OpenADR 2.0 Profile Specification: A Profile”, OpenADR Alliance, 2011-12.
- ๕๒ “IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads”, IEEE Standards Coordinating Committee 21, 2011.
- ๕๓ Page, J., Kiliccote, S., Dudley, J.H., Piette, M.A., Chiu, A.K., Kellow, B., Koch, E., and Lipkin, P., “Automated Demand Response Technology Demonstration for Small and Medium Commercial Buildings”, 2011.
- ๕๔ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, “โครงการสาธิตระบบ Demand Response ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม,” ๖ มกราคม ๒๕๕๙.
- ๕๕ การไฟฟ้านครหลวง, “อัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้,” ๒๕๕๘.
- ๕๖ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, “อัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่สามารถงดจ่ายไฟฟ้าได้สำหรับอัตราตามช่วงเวลาของการใช้, มิถุนายน ๒๕๕๕”.
- ๕๗ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, “โครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้าครั้งที่ ๑/๒๕๕๘,” http://www.dsm.egat.co.th/file/DR_bro.pdf, ๒๕๕๘.
- ๕๘ การไฟฟ้าฝ่ายภูมิภาค, “โครงการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้าครั้งที่ ๒/๒๕๕๘,” https://www.pea.co.th/documents/demand_response_2_2558.pdf, ๒๕๕๘.
- ๕๙ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, “ปัญหาจากการหยุดจ่ายก๊าซจากพม่า,” <http://www.iecm.co.th/Gas-news.html>, ๒๕๕๖.
- ๖๐ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, “ข่าวพม่าหยุดจ่ายก๊าซต้นปี ๒๕๕๗,” <http://www.manager.co.th/iBizchannel/ViewNews.aspx?NewsID=9560000158961>, ๒๕๕๗
- ๖๑ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, “กำหนดการซ่อมบำรุงแหล่งจ่ายก๊าซให้ประเทศไทย ๒๕๕๗-๒๕๕๘,”



- <http://tcijthai.com/tcijthainews/view.php?ids=4103>, ๒๕๕๘
- ๖๒ กระทรวงพลังงาน, “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.๒๕๕๘ – ๒๕๗๙ (PDP2015),” ๓๐ มิถุนายน ๒๕๕๘.
- ๖๓ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, www.so.egat.co.th
- ๖๔ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, “ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด,” http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=348&Itemid=116
- ๖๕ Federal Energy Regulatory Commission, “Assessment of Demand Response & Advanced Metering Staff Report,” ๒๕๕๕.
- ๖๖ J. S. Vardakas, C. V. Verikoukis and N. Zorba, "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms," ๒๕๕๘.
- ๖๗ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, “โครงการการออกแบบเชิงรายละเอียดและศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการนำร่องระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ จังหวัดแม่ฮ่องสอน,” ๒๕๕๗.
- ๖๘ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, “โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ในพื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี,” ๒๕๕๗.
- ๖๙ การไฟฟ้านครหลวง, “สถิติจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภท,” ๒๕๕๙.
- ๗๐ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ, “โครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost),” ๒๕๕๖.
- ๗๑ Comverge, The Evolution of Communications for Demand Response, 2015.
- ๗๒ EnerNOC Japan, Japan Demand Response Pilot Scheme, Feb 2016.
- ๗๓ Echelon, Smart Server 2.0 FT, <http://www.echelon.com/products/smartservers>.
- ๗๔ Fujitsu, ALOX Demand Controller, <http://products.openadr.org/product/fujitsu-limited-alox-demand-controller-vtn/>.
- ๗๕ Honeywell, Automated Demand Response Overview, 2013.
- ๗๖ I-ON Communications, Discussion on DR Implementation in Korea, 2016.
- ๗๗ SIEMEN, GUI DRMS, <http://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/software-solutions/grid-applications/demand-response/Pages/drms.aspx>.
- ๗๘ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, “รายงานโครงการกิริยาอัจฉริยะและพลังงานหมุนเวียน”, ๒๕๕๓.
- ๗๙ OpenADR Alliance, “OpenADR 2.0 Profile Specification: A Profile”, 2011-12.
- ๘๐ “Integrated Communications”, Appendix B1: A Systems View of the Modern Grid”, February 2007.
- ๘๑ “A Compendium of Smart Grid Technologies”, NETL Modern Grid Strategy Powering our 21st-Century Economy, July 2009.

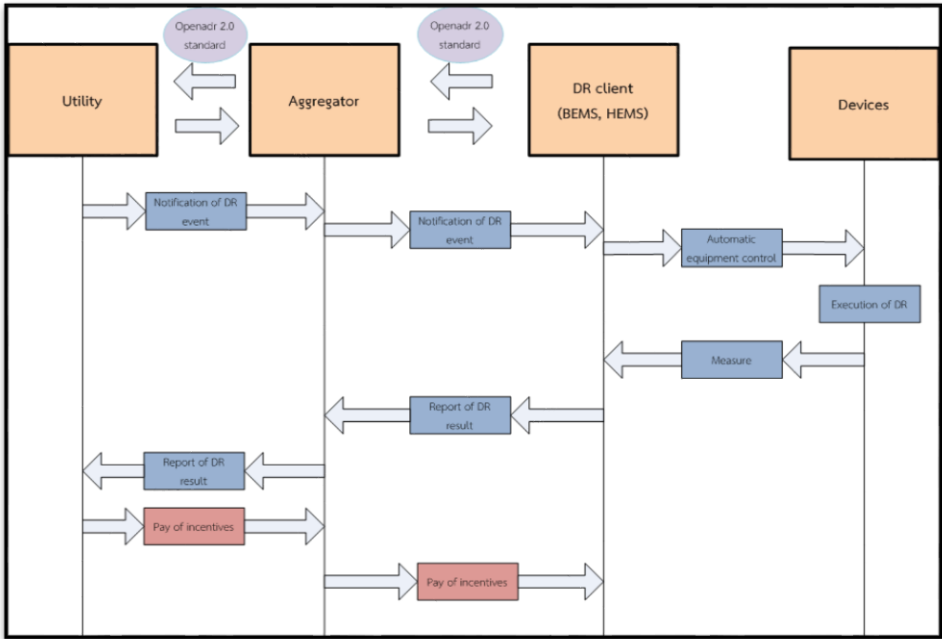


- ๘๒ “Why IP Is the Right Foundation for the Smart Grid”, Cisco Publication, pp. 1-4, 2010.
- ๘๓ “แนวโน้มของโทรคมนาคม 4G”, ไฟฟ้าสาร, พฤษภาคม-มิถุนายน ๒๕๕๔.
- ๘๔ “รายงานโครงการกริดอัจฉริยะและพลังงานหมุนเวียน”, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, พ.ศ. ๒๕๕๓
- ๘๕ “The Seven Layers of IOS”, <http://ccna5.com/osi-layer-model/>
- ๘๖ I-ON, “LAMs for Pilot Project with AMR”, ๒๕๕๔
- ๘๗ Siemens, “Siemens Automated Demand Response Gateway”, ๒๕๕๕
- ๘๘ Itron, “OpenWay Riva Demand Response”, ๒๕๕๔
- ๘๙ Lawrence Berkeley National Laboratory, “Automated Demand Response Technologies and Demonstration in New York City using OpenADR”, 2013
- ๙๐ Smart Grid Energy Research Center University of California Los Angeles, “Implementation of Demand Response in a University Campus”, ๒๕๕๘
- ๙๑ Waseda, “OpenADR Use Case and Development”, ๒๕๕๖
- ๙๒ Wi-Sun Alliance, “Open Standard Reference Model”, ๒๕๕๖

ภาคผนวก ก

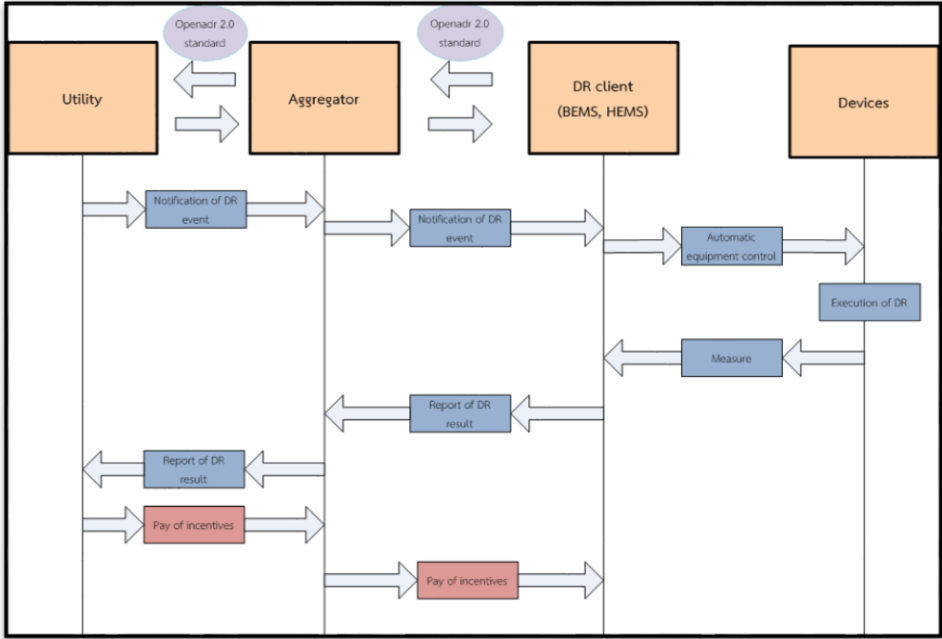
Utility - Aggregator					ภาคผนวก ก							
Type of Information	Event for Notification				Data Model for Notification							
	Critical Peak Pricing	Emergency Demand Response	Interruptible Rate	Direct Load Control	Critical Peak Pricing		Emergency Demand Response		Interruptible Rate		Direct Load Control	
Notification of DR event	- เรียกใช้เพื่อลดต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ หรือเรียกใช้เมื่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลง	- เรียกใช้ในช่วงสภาวะวิกฤตที่ Reserve Margin ของประเทศลดลง เช่น เหตุการณ์หยุดจ่ายก๊าซจากแหล่งจ่ายก๊าซธรรมชาติต่างๆ	- เรียกใช้เมื่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลงอย่างกะทันหัน เช่น เกิดความขัดข้องของระบบไฟฟ้า	- เรียกใช้เมื่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลงอย่างกะทันหัน เช่น เกิดความขัดข้องของระบบไฟฟ้า	OpenADR 2.0 [OpenADR Alliance] - Notification: Day before event - Start Time:1pm - Duration: 4 hours - Randomization: None - Ramp Up: None - Recovery: None - Number of signals: 2 - Event Targets: venID_1234 - Priority: 1 - VEN Response Required: always - VEN Expected Response: optIn	- Signal Name: simple o Signal Type: level o Units: N/A o Number of interval 1 o Interval Duration(s):4 hours o Typical Interval Value(s): 1 or 2 o Signal Target: None - Signal Name: ELECTRICITY_PRICE o Signal Type: price o Units: USD per Kwh o Number of interval 1 o Interval Duration(s):4 hours o Typical Interval Value(s): \$0.10 to \$1.00 o Signal Target: None	OpenADR 2.0 [OpenADRAlliance] - Notification: 10 minutes - Start Time:1pm - Duration: 30 minutes - Randomization: None - Ramp Up: 5 minutes - Recovery: 5 minutes - Number of signals: 2 - Event Targets: venID_1234 - Priority: 1 - VEN Response Required: always	- Signal Name: simple o Signal Type: level o Units: N/A o Number of intervals 1 o Interval Duration(s): 30 minutes o Typical Interval Value(s): 1 or 2 o Signal Target: None - Signal Name: LOAD_DISPATCH o Signal Type: delta o Units: powerReal o Number of intervals 1 o Interval Duration(s): 30 minutes o Typical Interval Value(s): 500 kW to 2MW o Signal Target: None	OpenADR 2.0 [OpenADR Alliance] - Notification: 10 minutes - Start Time:1pm - Duration: 30 minutes - Randomization: None - Ramp Up: 5 minutes - Recovery: 5 minutes - Number of signals: 2 - Event Targets: venID_1234 - Priority: 1 - VEN Response Required: always	- Signal Name: simple o Signal Type: level o Units: N/A o Number of intervals 1 o Interval Duration(s): 30 minutes o Typical Interval Value(s): 1 or 2 o Signal Target: None - Signal Name: LOAD_DISPATCH o Signal Type: delta o Units: powerReal o Number of intervals 1 o Interval Duration(s): 30 minutes o Typical Interval Value(s): 500 kW to 2mW o Signal Target: None	OpenADR 2.0 [OpenADR Alliance] - Notification: Day before event - Start Time:1pm - Duration: 4 hours - Randomization: 10 minutes - Ramp Up: None - Recovery: None - Number of signals: 2 - Event Targets: Resource_1 - Priority: 1 - VEN Response Required: always - VEN Expected Response: optIn, Possible outOut (oadrCreateOpt)	- Signal Name: simple o Signal Type: level o Units: N/A o Number of intervals 1 o Interval Duration(s):4 hours o Typical Interval Value(s): 1 or 2 o Signal Target: None - Signal Name: LOAD_CONTROL o Signal Type: x-loadControlLevelOffset o Units: Temperature o Number of intervals 1 o Interval Duration(s):4 hours o Typical Interval Value(s): 2 to 6 Fahrenheit o Signal Target: None
Notification of Pricing or Incentive Information		หลังจากคำนวณผลการตอบสนอง และ ค่าชดเชยให้กับ Aggregator		หลังจากคำนวณผลการตอบสนอง และ ค่าชดเชยให้กับ Aggregator								
Type of Information	Event for Receiving Report				Data Model for Report							
	Critical Peak Pricing	Emergency Demand Response	Interruptible Rate	Direct Load Control	Critical Peak Pricing		Emergency Demand Response		Interruptible Rate		Direct Load Control	
Receiving Report of DR Result	- รับผลการดำเนินการโดยอัตโนมัติจาก Aggregator	- รับผลการดำเนินการโดยอัตโนมัติจาก Aggregator	- รับผลการดำเนินการโดยอัตโนมัติจาก Aggregator	- รับผลการดำเนินการโดยอัตโนมัติจาก Aggregator	OpenADR [I - ON] 1) Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที 2) Base Line เช่น [U.S., PJM] - Weekdays (HIGH 5 of 10) เฉลี่ย Load Profile ของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 5 วันจาก 10 วัน (Weekdays) ย้อนหลัง - Weekends (HIGH 2 of 3)เฉลี่ย Load Profile ของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 2 วันจาก 3 วัน (Weekends) ย้อนหลัง		OpenADR [I - ON] 1) Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที 2) Base Line เช่น [U.S., PJM] - Weekdays (HIGH 5 of 10) เฉลี่ย Load Profile ของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 5 วันจาก 10 วัน (Weekdays) ย้อนหลัง - Weekends (HIGH 2 of 3)เฉลี่ย Load Profile ของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 2 วันจาก 3 วัน(Weekends) ย้อนหลัง		OpenADR [I - ON] 1) Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที 2) Base Line เช่น [U.S., PJM] - Weekdays (HIGH 5 of 10) เฉลี่ย Load Profile ของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 5 วันจาก 10 วัน (Weekdays) ย้อนหลัง - Weekends (HIGH 2 of 3)เฉลี่ย Load Profile ของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 2 วันจาก 3 วัน(Weekends) ย้อนหลัง		OpenADR [I - ON] 1) Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที 2) Base Line เช่น [U.S., PJM] - Weekdays (HIGH 5 of 10) เฉลี่ย Load Profile ของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 5 วันจาก 10 วัน (Weekdays) ย้อนหลัง - Weekends (HIGH 2 of 3)เฉลี่ย Load Profile ของวันที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุด 2 วันจาก 3 วัน (Weekends) ย้อนหลัง	

Utility - Aggregator											
Type of Information	Notification Time				Servers & Software for Sending Information	Communication Technology			Standards		
	Critical Peak Pricing	Emergency Demand Response	Interruptible Rate	Direct Load Control		Physical	Data Link Layer	Network Layer	For Sending/Receiving Information	For Communication Technologies	For Security
Notification of DR event	- 1 วันล่วงหน้า	- 1 วันล่วงหน้า	- 1 ชั่วโมงล่วงหน้า	- 30 นาทีล่วงหน้า [OpenADR2.0] - 15 นาทีล่วงหน้า [ประเทศไทย]	- Servers (Commercially Available) - Software (Commercially Available) - มีรูปแบบในการเชื่อมต่อกับ Enterprise Bus อย่างไร	[USA] 1) Fiber Optic	[OpenADR 2.0, Japan, USA, Korea] 1) Ethernet	[OpenADR 2.0] 1) TCP/IP	[Open Standard Model] 1) IEEE 802.3 Series (Ethernet)	1) ITU-T (ประเภท G-Series)	1) TLS 1.2
Notification of Pricing or Incentive Information					- Servers (Commercially Available) - Software (Commercially Available) - มีรูปแบบในการเชื่อมต่อกับ Enterprise Bus อย่างไร	[USA] 1) Fiber Optic	[OpenADR 2.0, Japan, USA, Korea] 1) Ethernet	[OpenADR 2.0] 1) TCP/IP	[Open Standard Model] 1) IEEE 802.3 Series (Ethernet)	1) ITU-T (ประเภท G-Series)	1) TLS 1.2
Type of Information	Report Frequency				Servers & Software for Receiving Information	Communication Technology			Standards		
	Critical Peak Pricing	Emergency Demand Response	Interruptible Rate	Direct Load Control		Physical	Data Link Layer	Network Layer	For Sending/Receiving Information	For Communication Technologies	For Security
Receiving Report of DR Result	- ทุกๆ 15 นาที [PG&E]	- ทุกๆ 15 นาที [PG&E]	- ทุกๆ 15 นาที [PG&E]	- ทุกๆ 15 นาที [PG&E]	- Servers (Commercially Available) - Software (Commercially Available) - มีรูปแบบในการเชื่อมต่อกับ Enterprise Bus อย่างไร	[USA] 1) Fiber Optic	[OpenADR 2.0, Japan, USA, Korea] 1) Ethernet	[OpenADR 2.0] 1) TCP/IP	[Open Standard Model] 1) IEEE 802.3 Series (Ethernet)	1) ITU-T (ประเภท G-Series)	1) TLS 1.2



Aggregator – DR Client													
Type of Information	Event for Notification				Data Model for Notification								
	Critical Peak Pricing	Emergency Demand Response	Interruptible Rate	Direct Load Control	Critical Peak Pricing		Emergency Demand Response		Interruptible Rate		Direct Load Control		
Notification of DR event	- เรียกใช้เพื่อลดต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ หรือเรียกใช้เมื่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลง	- เรียกใช้ในช่วงสภาวะวิกฤตที่ Reserve Margin ของประเทศลดลง เช่น เหตุการณ์หยุดจ่ายก๊าซจากแหล่งจ่ายก๊าซธรรมชาติต่างๆ	- เรียกใช้เมื่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลงอย่างกะทันหัน เช่น เกิดความขัดข้องของระบบไฟฟ้า	- เรียกใช้เมื่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลงอย่างกะทันหัน เช่น เกิดความขัดข้องของระบบไฟฟ้า	OpenADR 2.0 [OpenADR Alliance] - Notification: Day before event - Start Time:1pm - Duration: 4 hours - Randomization: None - Ramp Up: None - Recovery: None - Number of signals: 2 - Event Targets: venID_1234 - Priority: 1 - VEN Response Required: always - VEN Expected Response: optIn	- Signal Name: simple o Signal Type: level o Units: N/A o Number of interval 1 o Interval Duration(s):4 hours o Typical Interval Value(s): 1 or 2 o Signal Target: None - Signal Name: ELECTRICITY_PRICE o Signal Type: price o Units: USD per Kwh o Number of interval 1 o Interval Duration(s):4 hours o Typical Interval Value(s): \$0.10 to \$1.00 o Signal Target: None	OpenADR 2.0 [OpenADRAlliance] - Notification: 10 minutes - Start Time:1pm - Duration: 30 minutes - Randomization: None - Ramp Up: 5 minutes - Recovery: 5 minutes - Number of signals: 2 - Event Targets: venID_1234 - Priority: 1 - VEN Response Required: always	- Signal Name: simple o Signal Type: level o Units: N/A o Number of intervals 1 o Interval Duration(s): 30 minutes o Typical Interval Value(s): 1 or 2 o Signal Target: None - Signal Name: LOAD_DISPATCH o Signal Type: delta o Units: powerReal o Number of intervals 1 o Interval Duration(s): 30 minutes o Typical Interval Value(s): 500 kW to 2MW o Signal Target: None	OpenADR 2.0 [OpenADR Alliance] - Notification: 10 minutes - Start Time: 1 pm - Duration: 30 minutes - Randomization: None - Ramp Up: 5 minutes - Recovery: 5 minutes - Number of signals: 2 - Event Targets: venID_1234 - Priority: 1 - VEN Response Required: always	- Signal Name: simple o Signal Type: level o Units: N/A o Number of intervals 1 o Interval Duration(s): 30 minutes o Typical Interval Value(s): 1 or 2 o Signal Target: None - Signal Name: LOAD_DISPATCH o Signal Type: delta o Units: powerReal o Number of intervals 1 o Interval Duration(s): 30 minutes o Typical Interval Value(s): 500 kW to 2mW o Signal Target: None	OpenADR 2.0 [OpenADR Alliance] - Notification: Day before event - Start Time:1pm - Duration: 4 hours - Randomization: 10 minutes - Ramp Up: None - Recovery: None - Number of signals: 2 - Event Targets: Resource_1 - Priority: 1 - VEN Response Required: always - VEN Expected Response: optIn, Possible outOut (oadrCreateOpt)	- Signal Name: simple o Signal Type: level o Units: N/A o Number of intervals 1 o Interval Duration(s):4 hours o Typical Interval Value(s): 1 or 2 o Signal Target: None - Signal Name: LOAD_CONTROL o Signal Type: x-loadControlLevelOffset o Units: Temperature o Number of intervals 1 o Interval Duration(s):4 hours o Typical Interval Value(s): 2 to 6 Fahrenheit o Signal Target: None	
Notification of Pricing or Incentive Information		หลังจากคำนวณผลการตอบสนอง และ ค่าชดเชยให้กับ DR Client		หลังจากคำนวณผลการตอบสนอง และ ค่าชดเชยให้กับ DR Client									
Type of Information	Event for Receiving Report				Data Model for Report								
	Critical Peak Pricing	Emergency Demand Response	Interruptible Rate	Direct Load Control	Critical Peak Pricing		Emergency Demand Response		Interruptible Rate		Direct Load Control		
Receiving Report of DR Result	- รับผลการดำเนินการโดยอัตโนมัติจาก DR Client	- รับผลการดำเนินการโดยอัตโนมัติจาก DR Client	- รับผลการดำเนินการโดยอัตโนมัติจาก DR Client	- รับผลการดำเนินการโดยอัตโนมัติจาก DR Client	OpenADR [I - ON] 1) Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที		OpenADR [I - ON] 1) Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที		OpenADR [I - ON] 1) Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที		OpenADR [I - ON] 1) Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที		

Aggregator – DR Client											
Type of Information	Notification Time				Servers & Software for Sending Information	Communication Technology			Standards		
	Critical Peak Pricing	Emergency Demand Response	Interruptible Rate	Direct Load Control		Physical	Data Link Layer	Network Layer	For Sending/Receiving Information	For Communication Technologies	For Security
Notification of DR event	- 1 วันล่วงหน้า	- 1 วันล่วงหน้า	- 1 ชั่วโมงล่วงหน้า	- 30 นาทีล่วงหน้า [OpenADR2.0] - 15 นาทีล่วงหน้า [ประเทศอิตาลี]	- Servers (Commercially Available) - Software (Commercially Available) - มีรูปแบบในการเชื่อมต่อกับ Enterprise Bus อย่างไร	[USA] 1) Fiber Optic 2) Microwave	[OpenADR 2.0, Japan, USA, Korea] 1) Ethernet 2) WIMAX (4G) 3) Wifi 4) Cellular (3G)	[OpenADR 2.0] 1) TCP/IP	[Open Standard Model] 1) IEEE 802.3 Series (Ethernet) 2) IEEE 802.16 (WIMAX) 3) IEEE 802.11(Wifi)	1) ITU-T (ประเภท G-Series)	1) TLS 1.2
Notification of Pricing or Incentive Information					- Servers (Commercially Available) - Software (Commercially Available) - มีรูปแบบในการเชื่อมต่อกับ Enterprise Bus อย่างไร	[USA] 1) Fiber Optic 2) Microwave	[OpenADR 2.0, Japan, USA, Korea] 1) Ethernet 2) WIMAX (4G) 3) Wifi 4) Cellular (3G)	[OpenADR 2.0] 1) TCP/IP	[Open Standard Model] 1) IEEE 802.3 Series (Ethernet) 2) IEEE 802.16 (WIMAX) 3) IEEE 802.11(Wifi)	1) ITU-T (ประเภท G-Series)	1) TLS 1.2
Type of Information	Report Frequency				Servers & Software for Receiving Information	Communication Technology			Standards		
	Critical Peak Pricing	Emergency Demand Response	Interruptible Rate	Direct Load Control		Physical	Data Link Layer	Network Layer	For Sending/Receiving Information	For Communication Technologies	For Security
Receiving Report of DR Result	- ทุกๆ 15 นาที [PG&E]	- ทุกๆ 15 นาที [PG&E]	- ทุกๆ 15 นาที [PG&E]	- ทุกๆ 15 นาที [PG&E]	- Servers (Commercially Available) - Software (Commercially Available) - มีรูปแบบในการเชื่อมต่อกับ Enterprise Bus อย่างไร	[USA] 1) Fiber Optic 2) Microwave	[OpenADR 2.0, Japan, USA, Korea] 1) Ethernet 2) WIMAX (4G) 3) Wifi 4) Cellular (3G)	[OpenADR 2.0] 1) TCP/IP	[Open Standard Model] 1) IEEE 802.3 Series (Ethernet) 2) IEEE 802.16 (WIMAX) 3) IEEE 802.11(Wifi)	1) ITU-T (ประเภท G-Series)	1) TLS 1.2



ภาคผนวก ข

ภาคผนวก ข

ใบรายชื่อผู้เข้าร่วมประชุม ภาพบรรยากาศการประชุม และ เนื้อหานำเสนอในที่ประชุม

ใบลงนามเข้าร่วมประชุม
โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกับได้
สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)
วันศุกร์ที่ 18 พฤศจิกายน 2559 เวลา 13:30-16:00 น. ณ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ลำดับที่	ชื่อ-นามสกุล	ตำแหน่ง	หน่วยงาน	ลงนาม
1	ผศ.ดร. ดมส์ เพ็ชรรักษ์	อาจารย์	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	ดมส์ เพ็ชร
2	ศ.ดร. วาทีต เบญจพลกุล	อาจารย์	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	วาทีต
3	ผศ.ดร. วันเฉลิม โปรา	อาจารย์	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	วันเฉลิม
4	ผศ.ดร. สุรัช ชัยทัตบิย์	อาจารย์	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	สุรัช
5	ดร. ธนกร เจณณวาสน์	นักวิจัย	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	ธนกร
6	คุณกรเทวินทร์ บุญช่วย	นักวิจัย	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	กรเทวินทร์ บุญช่วย
7	คุณชัชชัย นาเจริญกุล	นักวิจัย	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	ชัชชัย นาเจริญกุล
8	คุณปณณพัทธ์ สมหวัง	นักวิจัย	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย	ปณณพัทธ์ สมหวัง
9				
10				

ใบลงนามเข้าร่วมประชุม

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้
สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้ด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)
วันที่ 18 พฤศจิกายน 2559 เวลา 13:30-16:00 น. ณ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ลำดับที่	ชื่อ-นามสกุล	ตำแหน่ง	หน่วยงาน	ลงนาม
1	คุณทวีชัย กุศลสิทธิธารก	ผู้เชี่ยวชาญด้านการวางแผนระบบไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตหลวง	
2	ดร. อรรถ พยอมหอม	วิศวกรไฟฟ้า 9 / ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตหลวง	อรก
3	คุณณัฐธนาภรณ์ โชติศิริวิทยุทัศน์	วิศวกรไฟฟ้า 8 / ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตหลวง	ณัฐ
4	คุณจารุวัตร วงษ์บุญมาก	ผู้เชี่ยวชาญการพัฒนาระบบปฏิบัติการระบบอ่าน เครื่องวัดอัตโนมัติ / ฝ่ายอุปกรณ์งานจำหน่าย	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตหลวง	
5	คุณอมร สังข์เมือง	วิศวกรไฟฟ้า 8 / ฝ่ายวางแผนและบริหาร ทรัพยากรสินทรัพย์เทคโนโลยี	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตหลวง	อมร
6	คุณพิชญ์ บุญเลิศ	วิศวกรไฟฟ้า 4 / ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตหลวง	คุณพิชญ์
7	คุณวิฑูรย์ จำเริญ	วิศวกร 9 / ฝ่ายแผนการพัฒนาระบบ พลังงาน	PEA	คุณวิฑูรย์
8	คุณสุภัทราภรณ์ จำเริญ	วิศวกร 4 / ฝ่ายสนับสนุนเชิงเทคนิค	PEA	สุภัทรา
9				
10				

ใบลงนามเข้าร่วมประชุม

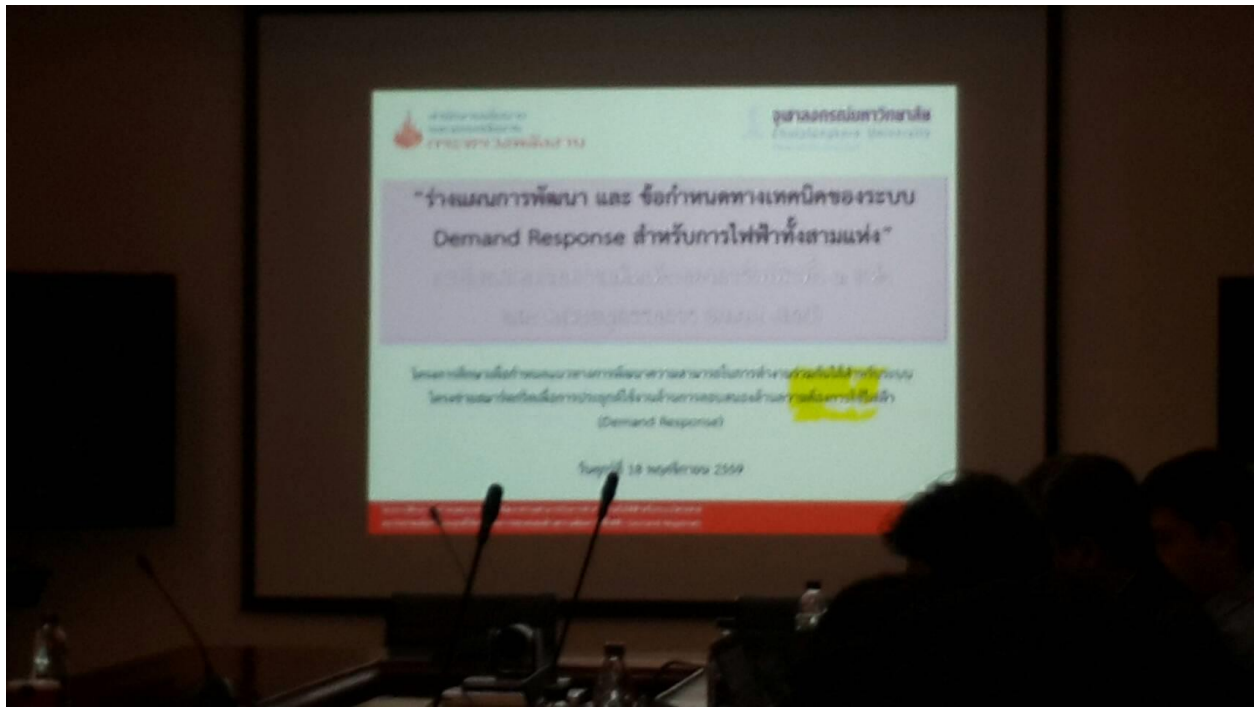
โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้
สำหรับระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดเพื่อการใช้ประโยชน์ด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)
วันศุกร์ที่ 18 พฤศจิกายน 2559 เวลา 13:30-16:00 น. ณ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ลำดับที่	ชื่อ-นามสกุล	ตำแหน่ง	หน่วยงาน	ลงนาม
1	คุณพงศ์กร ยุทธโกวิท	รองผู้อำนวยการฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	
2	คุณปานทอง กิบสกิจย์	ผู้อำนวยการกองแผนระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	
3	ดร. จักรเพชร มักราช	Assistant Manager of Smart Grid Planning Division	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	
4	คุณปริญญา สอนสะอาด	Chief of Smart Building and Smart Home System Section	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	
6	พาสพงษ์ ปิยะพงษ์ ทรัพย์กิจฯ	ผู้จัดการ ระดับ ๖	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	
7	น.ส. สุธาสินี วารุณกร	หัวหน้าแผนกแผนกอุปกรณ์	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	
8	นายชัชวาลย์ ประทีป	รองผู้อำนวยการสายงานระบบไฟฟ้า	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	
9	นาย ฐิติ วัฒนวิทย์	วิศวกร ระดับ 5	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	
10				

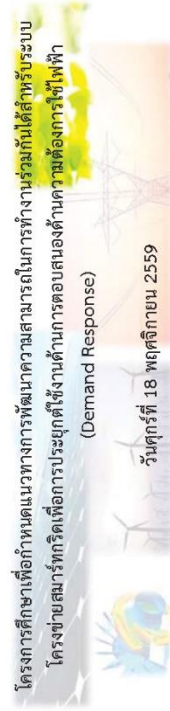
โรงเรียนการศึกษานานาชาติเพื่อการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกับได้
สำหรับระบบโครงสร้างพื้นฐานการประยุกต์ใช้ด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)
วันที่ 18 พฤศจิกายน 2559 เวลา 13:30-16:00 น. ณ จัตุรัสอภิมหาวิทยาลัย

৫





“ร่างแผนการพัฒนา และ ข้อกำหนดทางเทคนิคของระบบ Demand Response สำหรับไฟฟ้าสามแห่ง” (ฉบับแก้ไขตามความคิดเห็นของการไฟฟ้าทั้ง ๓ แห่ง และ คณะอนุกรรมการ Smart Grid)



วันที่ 18 พฤศจิกายน 2559

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบ
โครงข่ายสมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า
(Demand Response)

แผนการพัฒนาในระบบ Demand Response

1. ด้านนโยบาย
2. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3. การไฟฟ้านครหลวง
4. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

แผนการพัฒนาในระบบ Demand Response

ข้อกำหนดทางเทคนิคของระบบ Demand Response

ส่วนเสริม : ประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านรูปแบบธุรกิจ

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

ร่างแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐาน

๑. การพัฒนาเทคโนโลยี	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
	๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๑.๑ การกำหนดรูปแบบ วิธีการตรวจวัดการใช้ไฟฟ้าเพื่อการ คำนวณอัตราค่าไฟฟ้าตามความต้องการ Demand Response						
๑.๒ การกำหนดสายเคเบิล โดรน และ การใช้งาน ค่าเฉลี่ย ของสมรรถนะ Demand Response ประเภท CPP, EMDR, IR และ DLC						
๑.๓ การจัดการข้อมูล การสื่อสาร และ การแลกเปลี่ยนข้อมูล ของสมรรถนะ Demand Response (ที่มี interoperability) ประเภท CPP, EMDR และ IR โดยกำหนดให้ กฟผ. และ กฟช. เป็น Load Aggregator						
๑.๔ แผนพัฒนาระบบการสื่อสาร และ ประสิทธิภาพ หรือประสิทธิภาพของระบบการสื่อสารที่มีส่วนร่วมในการ ดำเนินการ Demand Response (ที่มี interoperability) ประเภท CPP, EMDR และ IR รวมถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง						

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมาร์ตกริดเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

ร่างแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐาน

๑. การพัฒนาระบบนิเวศ	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
	๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๑.๑ วัตถุประสงค์ของระบบ ข้อบังคับ สำหรับดำเนินการเป็น Load Aggregator (มี Interoperability) สำหรับภาคเอกชน						
๑.๒ ขยายผลและ ดำเนินการเชิงรูปแบบ เป็นมาตรการ Demand Response ประเภท Semi-Auto หรือ Auto สำหรับภาคเอกชน Demand Response ประเภท CPP, EMUR และ IR โดยอนุญาตให้ภาคเอกชนเป็น Load Aggregator ได้						
๑.๓ ความสามารถดำเนินการ Demand Response เข้าแบบ PDP						
๑.๔ สาขารับทราบข้อบังคับ พลัง และ มาตรการดำเนินการของมาตรการ Demand Response ประเภท DLC						
๑.๕ แผนแผนการดำเนินการ คัดเลือก และ ประเมินผลเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการคัดเลือกผู้สมัครเข้าร่วมการดำเนินการ Demand Response (มี Interoperability) ประเภท CPP, EMUR, IR และ DLC รวมถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง						
๑.๑๐ ขยายผล และ ดำเนินการเชิงรูปแบบ สำหรับมาตรการ Demand Response ประเภท DLC						

โครงการศึกษาเพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบนิเวศการดำเนินงานภายใต้ระบบโครงข่าย
สมรรถนะเชิงการประยุกต์ใช้ด้านความมั่นคงและด้านความยืดหยุ่น (Demand Response)

ร่างแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐาน

๒. การพัฒนาระบบมาตรฐาน (EGAT)	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
	๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๒.๑ พัฒนาระบบมาตรฐาน OpenADR 2.0b เพื่อประยุกต์ใช้ในการดำเนินการ DR		เริ่มต้น	เสร็จสิ้น			
๒.๒ พัฒนาระบบมาตรฐานสำหรับ Cyber Security เช่น เช่น มาตรฐาน TLS 1.2		เริ่มต้น	เสร็จสิ้น			
๒.๓ พัฒนาระบบมาตรฐาน CIM เช่น IEC 61968 หรือ IEC 61970				นำร่อง		
๒.๔ พัฒนาระบบมาตรฐานสำหรับมาตรฐานเชิงเทคนิคการ DLC เช่น Modbus, BACnet, Lonworks, Echonet, Zigbee etc.						
๒.๕ พัฒนาระบบมาตรฐาน OpenADR 2.0c เพื่อประยุกต์ใช้ในการจัดการ Demand Response				นำร่อง		

โครงการศึกษาเพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบนิเวศการดำเนินงานภายใต้ระบบโครงข่าย
สมรรถนะเชิงการประยุกต์ใช้ด้านความมั่นคงและด้านความยืดหยุ่น (Demand Response)

ร่างแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐาน

๑. การพัฒนาระบบเทคโนโลยี (EGAT)	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
	๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๑.๑ ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประมวลผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR		เริ่มต้น	ติดตั้ง			
๑.๒ ติดตั้ง DR Software และ พัฒนา Algorithm สำหรับดำเนินการ		เริ่มต้น	ติดตั้ง			
๑.๓ ติดตั้ง Load Forecast Server เพื่อใช้ในการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้า และ พยากรณ์การตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าของมาตรการ Demand Response		เริ่มต้น	ติดตั้ง			
๑.๔ ติดตั้งระบบ MMS						
๑.๕ ติดตั้ง BEHS, HBMS, FBMS, CBMS เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto				นำร่อง		
๑.๖ ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto					นำร่อง	

โครงการศึกษาเพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบนิเวศการดำเนินงานภายใต้ระบบโครงข่าย
สมรรถนะเชิงการประยุกต์ใช้ด้านความมั่นคงและด้านความยืดหยุ่น (Demand Response)

ร่างแผนการพัฒนาเทคโนโลยีและปรับปรุงมาตรฐาน

๑. การพัฒนาระบบเทคโนโลยี (MEA)	ระยะที่ ๑		ระยะที่ ๒		ระยะที่ ๓	
	๒๕๕๙	๒๕๖๐	๒๕๖๑	๒๕๖๒	๒๕๖๓	๒๕๖๔
๑.๑ ติดตั้ง AMR 8.250 เพื่อรองรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3, 4 และ 5						
๑.๒ ติดตั้ง DR Server เพื่อจัดเก็บข้อมูล และ ประมวลผลการดำเนินการ สำหรับมาตรการ DR			ติดตั้ง			
๑.๓ ติดตั้ง DR Software และ พัฒนา Algorithm สำหรับดำเนินการ			ติดตั้ง			
๑.๔ ติดตั้ง AMR 21.750 เพื่อ รองรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3, 4 และ 5						
๑.๕ ติดตั้งระบบ MMS						
๑.๖ ติดตั้ง BEHS, HBMS, FBMS, CBMS เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Semi-Auto และ Auto						
๑.๗ ติดตั้ง GATEWAY เพื่อรองรับการดำเนินการ DR ประเภท Auto						

โครงการศึกษาเพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาระบบนิเวศการดำเนินงานภายใต้ระบบโครงข่าย
สมรรถนะเชิงการประยุกต์ใช้ด้านความมั่นคงและด้านความยืดหยุ่น (Demand Response)

ข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้าน Architecture

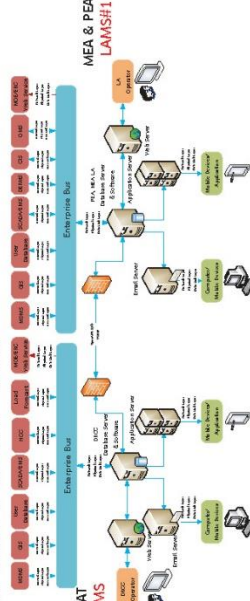
แบ่งออกเป็น 3 ระยะหลักตามแผนการพัฒนา และ ระยะหลังจากปี 2565 ดังตารางต่อไปนี้

ภาพพัฒนา Architecture	ระยะที่ 1 ปี 2559-2560	ระยะที่ 2 ปี 2561-2562	ระยะที่ 3 ปี 2563-2564	ตั้งแต่ ปี 2565 เป็นต้นไป
1. ไม่มี Interoperability ระหว่างการไฟฟ้า 3 แห่ง				
2. เริ่มมี Load Aggregator เชื่อมแต่ไม่มี Interoperability ในการไฟฟ้า				
3. ไม่มี Gateway สำหรับมาตรการ DLC				
4. มี Interoperability ระหว่างการไฟฟ้า 3 แห่ง				
5. เริ่มมี Load Aggregator เชื่อมกันมี Interoperability กับ PEA และ MEA				
6. เริ่มมี Gateway สำหรับมาตรการ DLC (นำร่องใน พ.ศ. 2562 และดำเนินการเต็มรูปแบบตั้งแต่ พ.ศ. 2563 เป็นต้นไป)				
7. Load Aggregator เชื่อมสามารถเชื่อมกับการไฟฟ้าได้ทั้งได้ และไม่มี Interoperability				

โครงการศึกษาเพื่อศึกษาแผนทางเทคนิคด้านระบบการดำเนินงานร่วมกันได้สำหรับประเทศไทย
สมมติฐานเพื่อการประยุกต์ใช้ในด้านกลไกของระบบการดำเนินงานร่วมกันได้ (Demand Response)

ข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้าน Architecture ระยะที่ 2 (ปี 2561 – 2562)



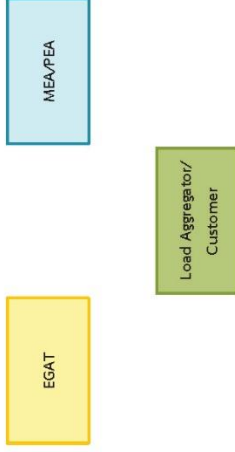
- DRMS และ LAMS#1 มี Interoperability ร่วมกัน
- LAMS#2 ยังไม่มี Interoperability ร่วมกับการไฟฟ้า (เป็นเพียง Business Unit)
- **ภาคต้นน้ำ Demand Response คือจากกลุ่ม Regulator และ เข้มการ Interoperability ถูกจำกัด**

หมายเหตุ: การเชื่อมกันดังกล่าว ของการไฟฟ้า ๓ แห่ง ไม่ครอบคลุมทั้งระบบได้คือที่อุปสงค์ กับโครงการเดิม (Application เดิม) ที่อยู่ก่อนแล้ว และ สามารถใช้ร่วมกันได้ (เช่น ข้อมูลที่ใช้จาก MCMS ในโครงการ DR โครงการนำร่องที่ใช้กับ GMS และ CES ได้ เป็น ต้น) รวมถึงสามารถประยุกต์ใช้ข้อมูลไปอย่างหลากหลายมากขึ้นได้

โครงการศึกษาเพื่อศึกษาแผนทางเทคนิคด้านระบบการดำเนินงานร่วมกันได้สำหรับประเทศไทย
สมมติฐานเพื่อการประยุกต์ใช้ในด้านกลไกของระบบการดำเนินงานร่วมกันได้ (Demand Response)

ข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้าน Architecture ระยะที่ 1 (ปี 2559 – 2560)

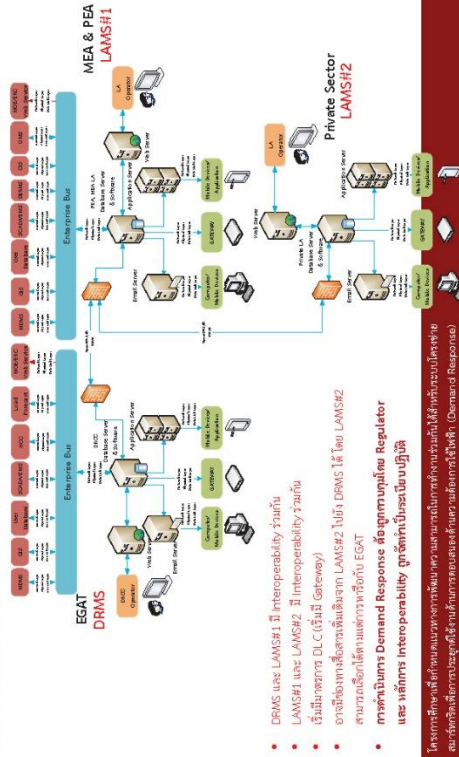


- ในระยะนี้ EGAT, MEA/PEA และ Load Aggregator/Customer ยังไม่มี Interoperability ร่วมกัน ในการดำเนินการ Demand Response อย่างจริงจัง มีการรวมกันระหว่างหน่วยงานในขั้นตอนของการแจ้งอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับ Demand Response
- การดำเนินการ Demand Response ในระยะนี้ดำเนินการดำเนินการ Demand Response ที่เฉพาะ

โครงการศึกษาเพื่อศึกษาแผนทางเทคนิคด้านระบบการดำเนินงานร่วมกันได้สำหรับประเทศไทย
สมมติฐานเพื่อการประยุกต์ใช้ในด้านกลไกของระบบการดำเนินงานร่วมกันได้ (Demand Response)

ข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้าน Architecture ระยะที่ 3 (ปี 2563 – 2564)



- DRMS และ LAMS#1 มี Interoperability ร่วมกัน
- LAMS#1 และ LAMS#2 มี Interoperability ร่วมกัน
- เริ่มมีมาตรการ DLC (เริ่มมี Gateway)
- อาจเริ่มมีการเชื่อมกันเชิงจาก LAMS#2 ไปยัง DRMS ได้ โดย LAMS#2 สามารถเชื่อมได้ผ่านตัวกลางหรือกับ EGAT
- **ภาคต้นน้ำ Demand Response คือจากกลุ่ม Regulator และ เข้มการ Interoperability ถูกจำกัดในระดับปฏิบัติ**

โครงการศึกษาเพื่อศึกษาแผนทางเทคนิคด้านระบบการดำเนินงานร่วมกันได้สำหรับประเทศไทย
สมมติฐานเพื่อการประยุกต์ใช้ในด้านกลไกของระบบการดำเนินงานร่วมกันได้ (Demand Response)

ร่างข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้าน Architecture ระยะตั้งแต่ปี 2565 เป็นต้นไป

- Load Aggregator เอกชนสามารถจดทะเบียนรับบริการไฟฟ้าได้ (ไม่ว่าจะเป็น EGAT, MEA, PEA) แต่ต้องมี Interoperability ร่วมกับการไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง รวมถึงก่อให้เกิดผลกระทบต่อความมั่นคงและคุณภาพทางไฟฟ้า
- ในกรณีที่ Load Aggregator เอกชนจดทะเบียนกับ EGAT โดยตรง จำเป็นต้องมีการสื่อสารเพื่อรายงานผลการดำเนินการ Demand Response ไปยัง MEA/PEA

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
ศูนย์จัดเก็บข้อมูลเพื่อการศึกษาที่ใช้ในด้านการสอนบนระบบความรู้ที่ฝังลึก (Demand Response)

ร่างข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้านฟังก์ชันของ DR Software (สำหรับปี 2560-2564)

[illegible]

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการที่งานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมรรถนะดีเพื่อการประยุกต์ใช้กับด้านการตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

ร่างข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้านฟังก์ชันของ DR Software (สำหรับปี 2560-2564)

[illegible]

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย

ร่างข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้านฟังก์ชันของ DR Software (สำหรับปี 2560-2564)

ทำเว็บ DMWS Server (EGAT)	ทำเว็บ LAMHS1 Server (PEA และ MEA)
Feature - ใช้คอมพิวเตอร์ระบบงานส่วนใหญ่ Agent หรือ Agent ที่ใช้สำหรับจัดการเรื่อง การขึ้นทะเบียนของรถแล้วให้ใช้คอมพิวเตอร์เครื่องเดิมที่เป่าอยู่ ไม่มีการเปลี่ยนแปลง (ใช้คอมพิวเตอร์ QR System Printer ไม่มีการเปลี่ยนแปลง) (ใช้คอมพิวเตอร์ QR System Incentive) Back - คอมพิวเตอร์ส่วนใหญ่เป็นคอมพิวเตอร์ที่ใช้สำหรับพิมพ์ และส่งไปทำเว็บ LAMHS1 Server - ใช้คอมพิวเตอร์ที่เดิมและใช้คอมพิวเตอร์ที่เก่าๆ หลาย Agent หรือ อาจจะใช้คอมพิวเตอร์ Demand Response ที่ PEA หรือ MEA - ใช้คอมพิวเตอร์และใช้คอมพิวเตอร์ที่เก่าๆ หลาย Agent หรือ อาจจะใช้คอมพิวเตอร์ Demand Response ที่ PEA หรือ MEA - ใช้ Cyber Security - มีการทำ Privacy ของข้อมูล	Feature - ใช้คอมพิวเตอร์ระบบงานส่วนใหญ่ Agent หรือ Agent ที่ใช้สำหรับจัดการเรื่อง การขึ้นทะเบียนของรถแล้วให้ใช้คอมพิวเตอร์เครื่องเดิมที่เป่าอยู่ ไม่มีการเปลี่ยนแปลง (ใช้คอมพิวเตอร์ QR System Printer ไม่มีการเปลี่ยนแปลง) (ใช้คอมพิวเตอร์ QR System Incentive) Back - คอมพิวเตอร์ส่วนใหญ่เป็นคอมพิวเตอร์ที่ใช้สำหรับพิมพ์ และส่งไปทำเว็บ LAMHS1 Server - ใช้คอมพิวเตอร์ที่เดิมและใช้คอมพิวเตอร์ที่เก่าๆ หลาย Agent หรือ อาจจะใช้คอมพิวเตอร์ Demand Response ที่ PEA หรือ MEA - ใช้คอมพิวเตอร์และใช้คอมพิวเตอร์ที่เก่าๆ หลาย Agent หรือ อาจจะใช้คอมพิวเตอร์ Demand Response ที่ PEA หรือ MEA - ใช้ Cyber Security - มีการทำ Privacy ของข้อมูล

* การคำนวณผลตอบแทนระหว่าง EGAT และ LAMS#1 ให้ขึ้นไปตามที่ กฟผ. กำหนด เช่น

วิธีแรก คำนวณจากจุดซื้อขายไฟฟ้ากระพว้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และการไฟฟ้าฝ่ายขาย (Regional)

๖๖ การคำนวณผลตอบแทนระหว่าง LA และ ผู้เข้าร่วมโครงการ DR จากค่าที่ใช้รวมมาครครา ตลอดจน Aggregator แต่ละราย (Individual)

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการแข่งขันร่วมกันได้สำหรับระบบโครงข่าย
สมรรถกิริยาเพื่อการประยุกต์ใช้กับด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

ร่างข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้านอุปกรณ์ : MDMS

ข้อดีของระบบเน็ตเวิร์ก MDMS

- รองรับระบบงาน (MIME) Web browser หรือระบบงานที่ทำการแก้ไขไฟล์
- สามารถหาข้อมูลเกี่ยวกับเครื่องคอมพิวเตอร์ที่เชื่อมต่อเข้ามาจากที่อื่น ว่ามาจากไหน ได้ตามความต้องการในการใช้งาน
- สามารถเชื่อมต่อกับระบบอื่นได้ เช่น LANS ได้

โครงการศึกษาเพื่อศึกษานโยบายทางการพัฒนาความสามารถในการแข่งขันร่วมกันได้แก่ระบบโครงข่าย
ศูนย์ผลิตเพื่อต้องการประหยัดใช้ทางด้านกระบวนการขนส่งด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

ร่างข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

Route: Meter

Utility ↔ Aggregator	Utility	Network Layer	Transport Layer	Datalink Layer	Media/Physical Layer
LAMS ↔ MDMS (Smart Meter Case) LAMS ↔ MDMS (AMR Case)	Tn-nfdu (nrf Smart Meter) (nrf AMR)	IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
	nfu (nrf AMR)	IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
MDMS ↔ Smart Meter (PEA) MDMS ↔ AMR (PEA)	Tn-nfdu (nrf Smart Meter) nfu (nrf AMR)	IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
	nfu (nrf AMR)	IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic
		IP	TCP	Ethernet	Fiber Optic

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำความเข้าใจกับได้อินทรีย์ระบบโครงข่าย
สมารัตติคดีเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

ร่างข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้านการสื่อสาร

ด้านการสื่อสาร Route: Internet (การไม่มี Smart Meter) *การสื่อสารระหว่าง Aggregator <=> Smart Meter ใช้สายเคเบิล ในหน้าตู้ไป ** การสื่อสารระหว่าง Aggregator <- ANR ใช้สายเคเบิลในหน้า ตู้ไป	Utility <=> Aggregator	ไป-กลับ	Media/Physical Layer Datalink Layer Network Layer Transport Layer	- Fiber Optic - Ethernet - IP - TCP
	Aggregator#1 <=> Aggregator#2	ไป-กลับ	Datalink Layer Network Layer Transport Layer Presentation Layer	- Fiber Optic - Ethernet - IP - TCP - TLS 1.2
	Aggregator -> DR Client MDMS <- ANR	ไป กลับ (กรณี ANR)	Media/Physical Layer Datalink Layer Network Layer Transport Layer Presentation Layer	- Fiber Optic - PLC - Radio Frequency - Cellular - Ethernet - WLAN - IEEE (4G) - 3G - IP - TCP - TLS 1.2

โครงการศึกษาเพื่อกำหนดแนวทางการพัฒนาความสามารถในการทำงานร่วมกันให้สำหรับระบบโครงข่าย
สมรรถกิริยาเพื่อการประยุกต์ใช้งานด้านการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

ร่างข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้านมาตรฐาน

ด้านมาตรฐาน Route: Internet (กรณีไม่มี Smart Meter)	Utility <=> Aggregator	ใบถิ่น	Media/Physical Layer - IEEE 802.3 DataLink Layer - IEEE 802.3 Network Layer - IP Transport Layer - TCP Presentation Layer - TLS 1.2 Media/Physical Layer - IEEE 802.3 DataLink Layer - IEEE 802.3 Network Layer - IP Transport Layer - TCP Presentation Layer - TLS 1.2
	Aggregator#1 --> Aggregator#2	ใบ	Media/Physical Layer - IEEE 802.3 DataLink Layer - IEEE 802.16 Network Layer - IEEE 802.11 - LTE (4G) - 3G - IP Transport Layer - TCP Presentation Layer - TLS 1.2
	Aggregator --> DR Client MDMS <-- AMR	ใบ ถิ่น (กรณี AMR)	Media/Physical Layer - IEEE 802.15.4g - IEEE 802.3 - IEEE 802.16 - IEEE 802.11 - LTE (4G) - 3G - IP Transport Layer - TCP Presentation Layer - TLS 1.2

*** การสื่อสารจาก Utility-DR Client ขึ้นชั้น Application Layer ใช้มาตรฐานเปิด เช่น อย่างน้อย OpenADR 2.0b

*** ลำดับผู้ให้ไฟฟ้า DLC ใช้มาตรฐาน Zigbee, Econet, BACnet, Lonworks ในการควบคุมอุปกรณ์ไฟฟ้าในอาคาร

*** นอกจากนี้การมีข้อกำหนดมาตรฐาน หรือ ข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการรักษาความลับของผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มเติมนั้น (Privacy Policy)

ร่างข้อกำหนดทางเทคนิค DR (ประเทศไทย)

ด้านมาตรฐาน
Route: Meter

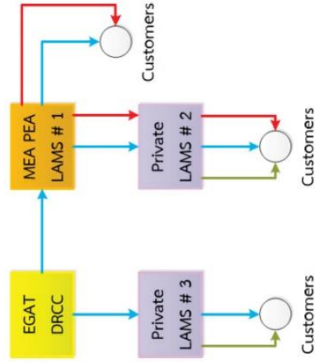
Utility <=> Aggregator	ไม่สนับสนุน	Media/Physical Layer	- IEEE 802.3
		Datalink Layer	- IEEE 802.3
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
		Media/Physical Layer	- IEEE 1901.2
LAMS <=> MDMS (Smart Meter Case)	ไม่สนับสนุน (กรณี Smart Meter) สนับสนุน (กรณี AMI)	Datalink Layer	- IEEE 802.3
LAMS <=> MDMS (AMI Case)		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
		Media/Physical Layer	- IEEE 1901.2
MDMS <=> AMR (MEA)	สนับสนุน	Datalink Layer	- MPLS (Multi Protocol Label Switching)
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2
		Media/Physical Layer	- IEEE 802.3
MDMS <=> Smart Meter (PEA) MDMS <=> AMR (PEA)	ไม่สนับสนุน (กรณี Smart Meter) สนับสนุน (กรณี AMI)	Datalink Layer	- IEEE 802.3
		Network Layer	- IP
		Transport Layer	- TCP
		Presentation Layer	- TLS 1.2

* ในด้านมาตรฐานที่ใช้ในการแลกเปลี่ยนข้อมูลกัน จำเป็นต้องมีการตกลงกัน ระหว่าง 3 การให้ข้อมูล เพื่อให้เป็นไปในทิศทาง เดียวกันและสามารถ สื่อสารร่วมกันได้

โปรดศึกษาเพื่อทำความเข้าใจความหมายและขั้นตอนการทำงานที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างระบบโครงข่าย Smart Grid ซึ่งเกี่ยวข้องกับการใช้ระบบตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

ส่วนเสริม : ประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านรูปแบบธุรกิจ

รูปแบบการจ่ายเงินค่าชดเชย Demand Response



* เงินค่าชดเชยที่จ่ายให้ผู้บริโภคไฟฟ้า ไม่ว่าจะเป็นไปตามสัญญา สัญญา หรือ สัญญา การจ่ายจะใช้เป็นค่าตอบแทนในส่วนที่ไฟฟ้า
** LAMS#1 สามารถใช้งานได้

โปรดศึกษาเพื่อทำความเข้าใจความหมายและขั้นตอนการทำงานที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างระบบโครงข่าย Smart Grid ซึ่งเกี่ยวข้องกับการใช้ระบบตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

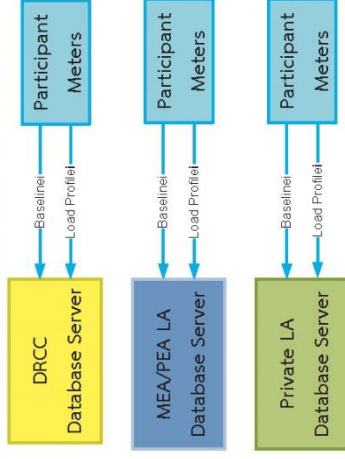
ส่วนเสริม : ประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านรูปแบบธุรกิจ

1. รูปแบบการจ่ายเงินค่าชดเชย Demand Response
2. การรายงาน Total Baseline และ Total Load Profile
3. การตรวจสอบผลการดำเนินการ Demand Response

โปรดศึกษาเพื่อทำความเข้าใจความหมายและขั้นตอนการทำงานที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างระบบโครงข่าย Smart Grid ซึ่งเกี่ยวข้องกับการใช้ระบบตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

ส่วนเสริม : ประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านรูปแบบธุรกิจ

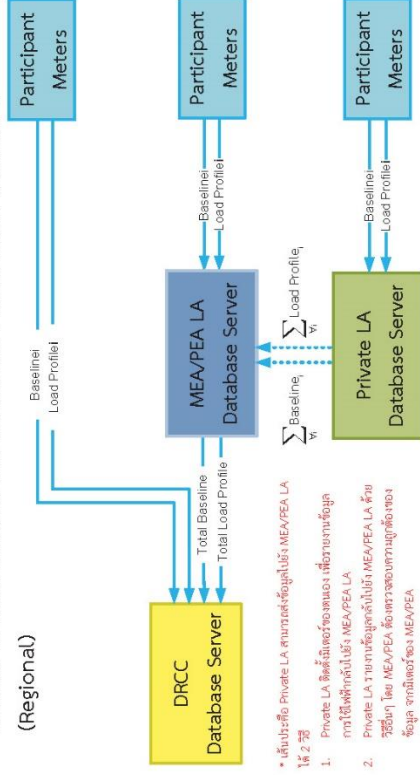
การรายงาน Total Baseline และ Total Load Profile ระยะที่ 1



โปรดศึกษาเพื่อทำความเข้าใจความหมายและขั้นตอนการทำงานที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างระบบโครงข่าย Smart Grid ซึ่งเกี่ยวข้องกับการใช้ระบบตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

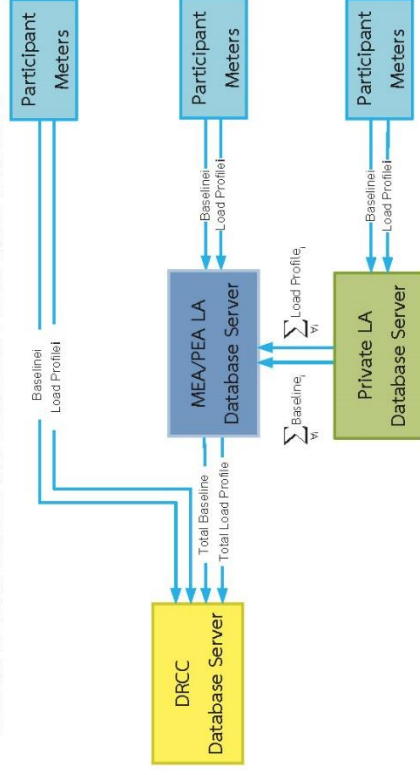
ส่วนเสริม : ประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านรูปแบบธุรกิจ

การรายงาน Total Baseline และ Total Load Profile ระยะที่ 2 : แบบที่ 1



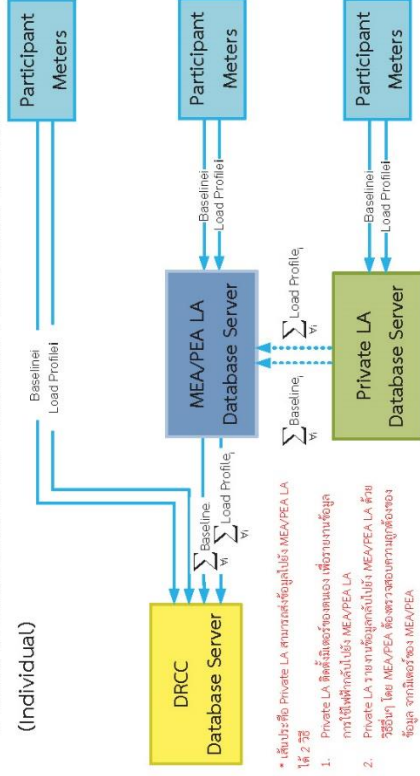
ส่วนเสริม : ประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านรูปแบบธุรกิจ

การรายงาน Total Baseline และ Total Load Profile ระยะที่ 3 : แบบที่ 1



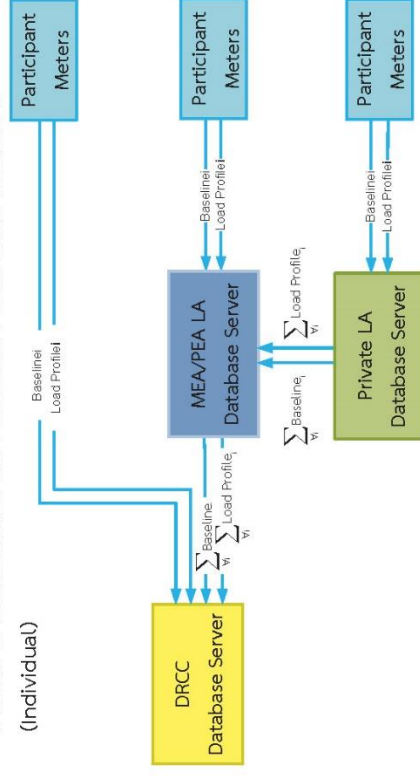
ส่วนเสริม : ประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านรูปแบบธุรกิจ

การรายงาน Total Baseline และ Total Load Profile ระยะที่ 2 : แบบที่ 2



ส่วนเสริม : ประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านรูปแบบธุรกิจ

การรายงาน Total Baseline และ Total Load Profile ระยะที่ 3 : แบบที่ 2



ส่วนเสริม : ประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านรูปแบบธุรกิจ

การตรวจสอบผลการดำเนินการ Demand Response

Non-Participant Load	Participant Load	Resultant Load
—	—	—
—	↓	↓
↑	↓	↓

โหลดรวมจะมีค่าเท่าเดิม

โครงการศึกษาเพื่อคำนวณผลกระทบความมั่นคงในการที่หน่วยงานผู้ให้บริการระบบโครงข่ายส่วนที่ผลิตไฟฟ้าจะยุติการใช้งานของส่วนความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)

จบการนำเสนอ ขอขอบพระคุณ

คำถาม-คำตอบ และ ความคิดเห็น



โครงการศึกษาเพื่อคำนวณผลกระทบความมั่นคงในการที่หน่วยงานผู้ให้บริการระบบโครงข่ายส่วนที่ผลิตไฟฟ้าจะยุติการใช้งานของส่วนความมั่นคงในการใช้ไฟฟ้า (Demand Response)