รายงานฉบับสมบูรณ์

พร้อมบทสรุปสำหรับผู้บริหาร

(Final Report)

โครงการศึกษา
แนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าและพัฒนานโยบายการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่

เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

กระทรวงพลังงาน

โดย

คณะวิศวกรรมศาสตร์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กันยายน 2558

รายงานฉบับสมบูรณ์

พร้อมบทสรุปสำหรับผู้บริหาร

(Final Report)

โครงการศึกษา
แนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าและพัฒนานโยบายการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่

เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

กระทรวงพลังงาน

โดย

คณะวิศวกรรมศาสตร์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กันยายน 2558

สารบัญ

หน้า

บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

บทที่ 1 บทนำ

1.1 ที่มาและเหตุผล 1-1
1.2 วัตถุประสงค์ 1-2
1.3 ขอบเขตของการดำเนินงาน 1-2
1.4 ทิศทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 1-3

บทที่ 2 ปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

2.1 ข้อจำกัดของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 2-1
2.2 ผลกระทบทางเทคนิคของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้ากำลัง 2-11
2.3 ปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังที่เกิดขึ้นในต่างประเทศ 2-30
2.4 แนวทางการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังในต่างประเทศ 2-90
2.5 แนวโน้มการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังสำหรับประเทศไทย 2-153

บทที่ 3 แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและความต้องการใช้ไฟฟ้า

3.1 แบบจำลองความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท 3-1
3.2 รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในแต่ละภูมิภาคของไทย 3-24
3.3 การจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทที่มีต่อระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในภาพรวม 3-34

บทที่ 4 เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานและรูปแบบการนำไปใช้

4.1 แนวคิดของระบบกักเก็บพลังงาน 4-1
4.2 เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานที่มีอยู่ในปัจจุบัน และการนำไปใช้งานในรูปแบบต่างๆ 4-7
4.3 แนวโน้มการพัฒนาเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในอนาคต 4-102
4.4 รูปแบบเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมกับการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง 4-118
4.5 ต้นทุนของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้ากำลัง 4-126

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 5 แนวทางการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้า

5.1 ข้อกำหนด และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการออกแบบ และติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ 5-3

5.2 ข้อกำหนด การออกแบบและติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ 5-9

5.3 ตัวอย่างโครงการออกแบบ และก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงาน 5-25

บทที่ 6 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

6.1 แนวทางการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง 6-3

6.2 กรณีศึกษาที่ 1 : การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 6-6

6.3 กรณีศึกษาที่ 2 : การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อย 6-15

6.4 กรณีศึกษาที่ 3 : ผลของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) 6-30

บทที่ 7 นโยบายและรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

7.1 แนวคิดของนโยบายการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน 7-1

7.2 สมมติฐานทางเทคนิคที่ใช้ในการวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน 7-7

7.3 สมมติฐานทางการเงินที่ใช้ในการวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน 7-9

7.4 การกำหนดอัตราการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน 7-14

บทที่ 8 การวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง

8.1 ผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงในระบบผลิตและระบบส่ง 8-1

8.2 การวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน 8-5

8.3 คุณค่าด้านอื่นๆ ของการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงาน 8-16

บทที่ 9 สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ

9.1 สรุปผลการศึกษา 9-1

9.2 ข้อเสนอแนะ 9-6

ภาคผนวก ก.

ภาคผนวก ข.

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ที่มาและเหตุผล

ไฟฟ้าเป็นพลังงานประเภทหนึ่งที่มีรูปแบบการใช้งานที่หลากหลายที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับพลังงานประเภทอื่นๆ โครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็นในการผลิต การส่ง การจำหน่าย และการใช้ไฟฟ้าได้ถูกออกแบบมาอย่างยาวนาน โครงสร้างพื้นฐานเหล่านี้มีส่วนสำคัญต่อการเติบโตทางด้านอุตสาหกรรมและเศรษฐกิจของโลกในช่วงหลายทศวรรษที่ผ่านมา ถ้าหากไม่มีไฟฟ้า การดำเนินกิจกรรมในด้านต่างๆ ไม่ว่าจะเป็น ด้านอุตสาหกรรมหรือแม้แต่การดำเนินชีวิตทั่วไปจะมีอุปสรรคหรือหยุดชะงักได้ ความต้องการพลังงานไฟฟ้านับวันจะมีอัตราเพิ่มสูงมากขึ้นเรื่อยๆ อีกทั้งการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจที่สูงขึ้น ส่งผลให้มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอและมีความเชื่อถือได้สูงมากขึ้นตามไปด้วย ทั้งนี้ การเกิดเหตุขัดข้องเพียงเล็กน้อยในระบบไฟฟ้า ก็อาจก่อให้เกิดความเสียหายเป็นวงกว้างได้

ปัจจุบันการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้มีการปล่อยก๊าซ CO_2 ออกมาเป็นปริมาณมาก ทั้งนี้ มลภาวะที่เกิดจากการปล่อย CO_2 ที่มากขึ้น รวมถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้น ผลักดันให้เกิดการเปลี่ยนแปลงในอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้าที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม แนวทางที่จะบรรลุเป้าหมายในการแก้ปัญหาดังกล่าวก็คือ จะต้องมีการจัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอเพื่อรองรับความต้องการที่เพิ่มสูงขึ้นและในขณะเดียวกันจะต้องมีการปล่อยก๊าซ CO_2 ที่ลดน้อยลง รวมถึงจะต้องมีการจัดการในด้านการผลิต การส่ง การจำหน่าย และด้านการใช้พลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงสุดควบคู่กับการใช้พลังงานหมุนเวียน เพื่อให้เกิดการพัฒนาทางด้านการผลิตและการใช้พลังงานอย่างยั่งยืน

ความท้าทายที่กำลังจะเกิดขึ้นคือ การจัดการระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เติบโตอย่างรวดเร็วโดยมีประสิทธิภาพ และสามารถรองรับการขยายตัวของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มที่สูงขึ้น เนื่องจากผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังมีปัญหาในเรื่องของความไม่แน่นอนของแหล่งผลิตและความไม่ต่อเนื่องหรือไม่สม่ำเสมอของพลังงานที่ได้รับ (เช่นลมและแสงอาทิตย์) ดังนั้น ระบบไฟฟ้าสมัยใหม่จะต้องใช้เทคโนโลยีเพื่อผสมผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังแบบดั้งเดิมให้ได้ เพื่อทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังมีความทนทานและมีความยืดหยุ่นต่อการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าไปในระบบที่มีมากขึ้นได้อย่างมีเสถียรภาพ

เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานเป็นสิ่งที่มีบทบาทสำคัญต่อการพัฒนาความสามารถของระบบไฟฟ้าในอนาคต ส่งผลให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพและมีความเชื่อถือได้สูง และยังช่วยลดภาระในการลงทุนด้านการปรับปรุงสาธารณูปโภคด้านพลังงานต่างๆ ได้ นอกจากนี้ ระบบกักเก็บพลังงานยังเป็นการเตรียมพร้อมให้สามารถรองรับเหตุการณ์หรือวิกฤตฉุกเฉินที่อาจจะเกิดขึ้นได้ จากความสามารถในการสำรองพลังงานและช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ระบบการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Grid scale energy storage) จึงมีแนวโน้มเป็นส่วนสำคัญส่วนหนึ่งในการพัฒนาระบบไฟฟ้าในอนาคตอันใกล้

จากที่กล่าวข้างต้น การศึกษานโยบายเตรียมการพัฒนาระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงรวมถึงการนำระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้ามาใช้ จึงมีความสำคัญอย่างมากในอนาคต อย่างไรก็ดี เนื่องจากเจ้าหน้าที่ สนพ. มีจำนวนจำกัด และการดำเนินการดังกล่าวจำเป็นต้องใช้ความรู้ความสามารถในหลากหลายด้าน เช่น ด้านเทคนิควิศวกรรมระบบไฟฟ้ากำลัง ด้านการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม ฯลฯ ด้วยเหตุนี้ ศูนย์บริการวิชาการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ซึ่งมีประสบการณ์และความรู้ความเชี่ยวชาญในการศึกษา วิจัย และพัฒนาด้านระบบไฟฟ้ากำลัง และงานด้านการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน จึงมีความยินดีที่จะทำหน้าที่ ที่ปรึกษาเพื่อดำเนินการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลด้านวิชาการของโครงการศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าและพัฒนานโยบายการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ เพื่อศึกษาถึงแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง รวมถึงแนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง และนำเสนอรูปแบบการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเพื่อสนับสนุนนโยบายพลังงานหมุนเวียนของไทย เพื่อให้สามารถรองรับกับการพัฒนาระบบไฟฟ้าสมัยใหม่ที่มีการพัฒนาอย่างยั่งยืนได้

1.2 วัตถุประสงค์

1) ศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง
2) ศึกษาแนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง
3) ศึกษาและวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเพื่อสนับสนุนนโยบายพลังงานหมุนเวียนของไทย

1.3 ขอบเขตของการดำเนินงาน

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ได้เสนอขอบเขตการดำเนินงานที่สอดคล้องกับรายละเอียดและข้อกำหนดการจ้างที่ปรึกษาดำเนินโครงการศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าและพัฒนานโยบายการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ โดยแบ่งขอบเขตการดำเนินงานให้สอดคล้องตามวัตถุประสงค์ และบรรลุตามผลสัมฤทธิ์ของโครงการ ดังนี้

กิจกรรมที่ 1 : ศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

(1) วิเคราะห์สิ่งที่จำเป็นสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังในการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

(2) วิเคราะห์ลักษณะของระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง ปัญหาอุปสรรค สิ่งที่ท้าทายในการเดินระบบสำหรับผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง และผู้ผลิตไฟฟ้า จากพลังงานเชิงพาณิชย์และพลังงานหมุนเวียน

(3) วิเคราะห์แนวทางและเทคโนโลยีในการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อการผสมสานระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงทั้งในปัจจุบันและแนวโน้มในอนาคต

กิจกรรมที่ 2 : ศึกษาแนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง

(1) ทบทวนเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานที่มีอยู่ในปัจจุบัน

(2) ทบทวนรูปแบบการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไปใช้งานในรูปแบบต่างๆ

(3) วิเคราะห์คุณลักษณะเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท เช่น การพัฒนาเทคโนโลยี รูปแบบการใช้งานที่เหมาะสม ประสิทธิภาพการกักเก็บพลังงาน อายุการใช้งาน ช่วงขนาดและพลังงานที่ใช้ในการกักเก็บพลังงาน เป็นต้น

(4) ศึกษารูปแบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท

(5) จัดทำโมเดลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท

(6) ทำการวิเคราะห์รูปแบบการใช้ไฟฟ้าของไทยและความต้องการระบบกักเก็บพลังงานต่อระบบไฟฟ้าที่ทำให้ระบบไฟฟ้าภายใต้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงยังคงมีเสถียรภาพ

กิจกรรมที่ 3 : ศึกษาและวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเพื่อสนับสนุนนโยบายพลังงานหมุนเวียนของไทย

(1) ทำการวิเคราะห์ต้นทุนการลงทุนเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท

(2) ต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่เหมาะสมในการใช้งานแต่ละประเภท

(3) วิเคราะห์นโยบายและรูปแบบการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานทั้งในและต่างประเทศ

(4) จัดทำกรณีศึกษาการใช้ประโยชน์จากระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ภายใต้รูปแบบต่างๆ

(5) จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานของประเทศไทย

(6) จัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นด้านนโยบายการพัฒนาเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานของประเทศไทย โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาไม่น้อยกว่า 100 ท่าน

(7) จัดสัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น จำนวนไม่น้อยกว่า 10 ครั้ง

1.4 ทิศทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

1.4.1 แนวโน้มการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนของโลก

แรงขับเคลื่อนสำคัญของการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั่วโลกนั้นเกิดขึ้นจากสาเหตุสำคัญ 3 ประการ คือ (1) เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (2) เพื่อความมั่นคงทางพลังงานในระยะยาว และ (3) เพื่อรองรับการเติบโตของความต้องการใช้พลังงานของประเทศกำลังพัฒนา

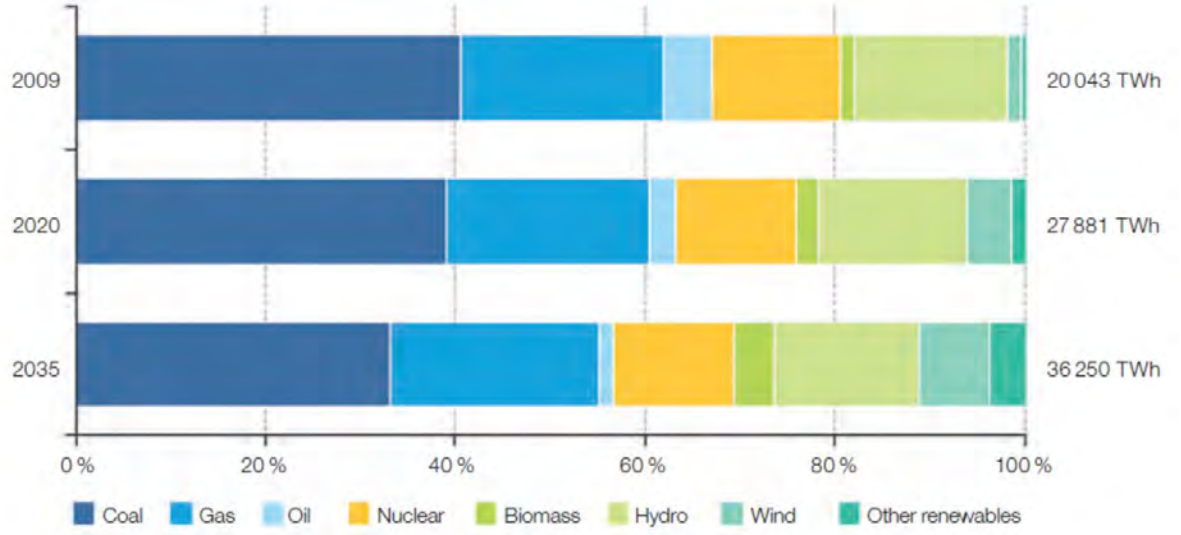
(1) การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกหรือ CO_2 มีความเกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานถึง 70% ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด และปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนั้นครึ่งหนึ่งมาจากการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น รัฐบาลในหลายประเทศทั่วโลก จึงมีนโยบายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคพลังงาน เนื่องจาก การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นจะไม่ปล่อยก๊าซเรือนกระจก ดังนั้น การเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจึงช่วยลดสัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าได้

ในหลายประเทศมีการพัฒนานโยบายเพื่อส่งเสริมการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนอย่างจริงจัง เช่น ในหลายรัฐในประเทศสหรัฐอเมริกาได้มีการออกกฎหมายประจำรัฐในการกำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียน ประเทศเยอรมนีได้ประกาศใช้อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบ Feed-in-Tariff สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในส่วนของประเทศจีนก็ได้มีการกำหนดเป้าหมายของศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมไว้ในระดับ 150 – 180 GW และพลังงานแสงอาทิตย์ในระดับ 20 GW ภายในปี 2020 และประเทศญี่ปุ่นได้ตั้งเป้าหมายผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ 53 GW ภายในปี 2030 โดยเป้าหมายและนโยบายเหล่านี้จะเป็นปัจจัยเร่งให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีการเติบโตเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว

(2) การสร้างความมั่นคงทางพลังงาน

เนื่องจากปัจจุบัน เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า (เชื้อเพลิงฟอสซิล) มีแนวโน้มที่จะจัดหาได้ยากมากขึ้นและมีราคาสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังนั้น เพื่อแก้ปัญหาการขาดแคลนพลังงานในระยะยาว หลายประเทศโดยเฉพาะในยุโรปได้ดำเนินนโยบายกระจายแหล่งเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานโดยเฉพาะไฟฟ้ามากขึ้นโดยมีเป้าหมายเพื่อลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตพลังงานในระยะยาวและส่งเสริมให้มีการลงทุนในเทคโนโลยีประเภทพลังงานหมุนเวียนอย่างต่อเนื่อง เช่น ประเทศเยอรมันได้ตั้งเป้าหมายผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพ ประเทศจีนมีการตั้งเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และประเทศญี่ปุ่นมีการตั้งเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น สำหรับประเทศสหรัฐอเมริกา แม้จะยังมีศักยภาพในการผลิตก๊าซธรรมชาติได้อีกเป็นจำนวนมาก แต่ภาครัฐก็ทุ่มงบประมาณเพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้าโดยเฉพาะจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม นอกจากประโยชน์ในด้านความมั่นคงทางด้านพลังงานแล้ว การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังสามารถใช้เป็นเครื่องมือเพื่อป้องกันความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงฟอสซิลจากอุปสงค์และอุปทานของเชื้อเพลิงได้ด้วย ทั้งนี้ IEA ได้ทำการประเมินสัดส่วนเชื้อเพลิงที่จะมีบทบาทในการใช้ผลิตไฟฟ้าในอนาคตตามภาพฉาย New Policies ได้เป็นดังรูปที่ 1.1 ซึ่งจะพบว่า พลังงานหมุนเวียนจะมีบทบาทสำคัญอย่างมากในการผลิตไฟฟ้าในอนาคต



รูปที่ 1.1 : สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงต่างๆ ทั่วโลกจนถึงปี 2035 โดย IEA, 2011

(3) การรองรับการเติบโตของความต้องการใช้พลังงานของประเทศกำลังพัฒนา

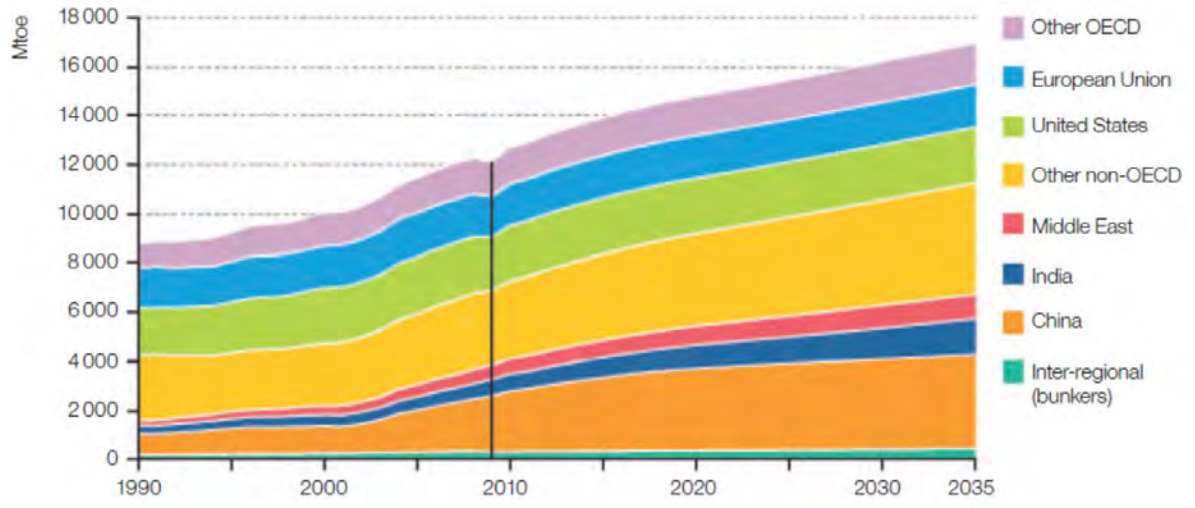
ความต้องการพลังงานในประเทศกำลังพัฒนามีอัตราเพิ่มมากขึ้นอย่างรวดเร็ว ทั้งนี้ IEA ได้ทำการพยากรณ์ไว้ว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของโลกจะเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ย 2.4% ต่อปี โดยในปี 2035 ทั่วโลกจะมีความต้องการในการใช้ไฟฟ้า 31,722 TWh ดังแสดงใน

ตารางที่ 1.1 ซึ่งคิดเป็นปริมาณเชื้อเพลิงขั้นต้น (Primary Energy) ที่ต้องการสูงมาก ดังรูปที่ 1.2 เพื่อให้สามารถจัดหาพลังงานได้เพียงพอกับความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้นมากโดยเฉพาะในกลุ่มประเทศกำลังพัฒนา พลังงานหมุนเวียนจึงเป็นหนึ่งในกุญแจสำคัญที่เข้ามามีบทบาทสำคัญควบคู่ไปกับการจัดหาแหล่งทรัพยากรอื่นๆ

จากแรงขับเคลื่อนของการใช้พลังงานหมุนเวียนในบริบทของทั้งโลกดังกล่าว จะเห็นเป็นที่ชัดเจนว่านโยบายของแต่ละประเทศจะมุ่งไปในการวางแผนการใช้ประโยชน์และการเติบโตของการเพิ่มศักยภาพการผลิตและการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อชะลอผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อสร้างความมั่นคงจากการกระจายแหล่งพลังงาน และบรรเทาปัญหาการจัดหาพลังงานให้เพียงพอกับการเติบโตของการใช้พลังงานอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงนี้ จะส่งผลกระทบอย่างมากต่อการบริหารจัดการ การวางแผน การดำเนินการ และการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งจะกล่าวถึงในลำดับถัดไป

ตารางที่ 1.1 : ประมาณการความต้องการใช้ไฟฟ้าของโลก โดย IEA-New Policy Scenario

			New Policies Scenario		Current Policies Scenario		450 Scenario	
	1990	2009	2035	2009-2035**	2035	2009-2035**	2035	2009-2035**
OECD	**6 593**	**9 193**	**12 005**	**1.0%**	**12 554**	**1.2%**	**11 343**	**0.8%**
Americas	3 255	4 477	5 940	1.1%	6 119	1.2%	5 612	0.9%
United States	*2 713*	*3 725*	*4 787*	*1.0%*	*4 898*	*1.1%*	*4 505*	*0.7%*
Europe	2 321	3 088	4 028	1.0%	4 244	1.2%	3 802	0.8%
Asia Oceania	1 017	1 628	2 037	0.9%	2 191	1.1%	1 930	0.7%
Japan	*759*	*950*	*1 158*	*0.8%*	*1 225*	*1.0%*	*1 075*	*0.5%*
Non-OECD	**3 492**	**8 024**	**19 717**	**3.5%**	**21 798**	**3.9%**	**16 978**	**2.9%**
E. Europe/ Eurasia	1 585	1 280	1 934	1.6%	2 238	2.2%	1 742	1.2%
Russia	*909*	*791*	*1 198*	*1.6%*	*1 401*	*2.2%*	*1 057*	*1.1%*
Asia	1 049	4 796	13 876	4.2%	15 334	4.6%	11 666	3.5%
China	*559*	*3 263*	*9 070*	*4.0%*	*10 201*	*4.5%*	*7 447*	*3.2%*
India	*212*	*632*	*2 465*	*5.4%*	*2 590*	*5.6%*	*2 117*	*4.8%*
Middle East	190	600	1 393	3.3%	1 525	3.7%	1 264	2.9%
Africa	263	532	1 084	2.8%	1 152	3.0%	1 000	2.5%
Latin America	404	816	1 430	2.2%	1 550	2.5%	1 306	1.8%
Brazil	*211*	*408*	*750*	*2.4%*	*792*	*2.6%*	*675*	*2.0%*
World	**10 084**	**17 217**	**31 722**	**2.4%**	**34 352**	**2.7%**	**28 321**	**1.9%**
European Union	2 227	2 793	3 530	0.9%	3 716	1.1%	3 351	0.7%



รูปที่ 1.2 : ปริมาณเชื้อเพลิงขั้นต้น (Primary Energy) ที่ต้องการของโลก โดย IEA-New Policy Scenario

1.4.2 นโยบายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของไทย

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 ได้เห็นชอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-พ.ศ.2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) ซึ่งพัฒนามาจากกรอบนโยบายรัฐบาลตามที่แถลงต่อรัฐสภา ทั้งนี้ แผนดังกล่าวทำการปรับเพิ่มเป้าหมายการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนแต่ไม่นับรวมการส่งเสริมก๊าซธรรมชาติในภาคขนส่ง (NGV) ในแผนการส่งเสริม โดยมีเป้าหมายให้มีการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นจากปี 2554 ที่ 7,413 ktoe ไปเป็น 25,000 ktoe ในปี 2564 โดยส่วนของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้ารวม 3,353 ktoe หรือคิดเป็น 9,198 MW

ต่อมาคณะรัฐมนตรีได้มีมติ เมื่อวันที่ 2 พฤศจิกายน 2555 รับทราบและให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องไปดำเนินการจัดทำแผนปฏิบัติการการบูรณาการยุทธศาสตร์ประเทศ (Country Strategy) ตามที่สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) เสนอเพื่อเป็นกรอบในการจัดสรรงบประมาณประจำปี 2557 โดยที่ยุทธศาสตร์ประเทศฉบับนี้ เป็นกรอบสร้างฐานเศรษฐกิจที่มั่นคงและยั่งยืน โดยรัฐบาลได้กำหนดทิศทางการขับเคลื่อนหลัก ใน 3 ด้านยุทธศาสตร์ที่เรียกว่า Country Strategy ประกอบด้วย

1) ยุทธศาสตร์การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ (Growth and Competitiveness) เพื่อให้ประเทศไทยหลุดพ้นจากกับดักประเทศรายได้ปานกลาง “Middle Income trap” ซึ่งมีเป้าหมายให้เศรษฐกิจขยายตัวและคนไทยมีรายได้ต่อหัวมากขึ้น
2) ยุทธศาสตร์สร้างโอกาสบนความเสมอภาคและเท่าเทียมกันในสังคม (Inclusive Growth) เพื่อลดความเหลื่อมล้ำ
3) ยุทธศาสตร์การเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Green Growth) มีเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

กระทรวงพลังงาน จึงได้กำหนดทิศทางและนโยบายในการขับเคลื่อนการพัฒนาพลังงานให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ประเทศ โดยให้ความสำคัญกับความสมดุลทางนโยบายระหว่างการพัฒนาพลังงานที่มีอยู่เพื่อความมั่นคงทางพลังงานและการพัฒนาพลังงานทดแทนเพื่ออนาคต โดยมีแนวทางและนโยบายที่สำคัญ 7 ข้อ ได้แก่

1) นโยบายการสร้างให้ประเทศไทยเป็นศูนย์กลางการค้าพลังงานในภูมิภาค
2) นโยบายกำหนดราคาน้ำมันเท่ากันทั่วประเทศ ลดความเหลื่อมล้ำในการเข้าถึงพลังงานให้กับพี่น้องประชาชน
3) นโยบายสำรองน้ำมันทางยุทธศาสตร์
4) การพัฒนาวิสาหกิจพลังงานทดแทนในชุมชน การผลิตพลังงานจากหญ้าเนเปียร์ สร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน เป็นการพัฒนาพลังงานทดแทน ลดความเหลื่อมล้ำ และเพิ่มรายได้ให้เกษตรกร
5) การพัฒนาต่อยอดอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องจากภาคเกษตรเพื่อสร้าง New Growth และสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับสินค้าภาคเกษตร
6) ด้านอนุรักษ์พลังงาน เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ
7) การกำกับราคาพลังงาน โดยปรับโครงสร้างราคาพลังงานให้สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง

เมื่อวันที่ 16 สิงหาคม 2556 กระทรวงพลังงานได้เสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเพื่อทำการปรับเป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) ให้สอดคล้องตาม Country Strategy และเป็นไปตามยุทธศาสตร์หลักทั้ง 3 ด้านของรัฐบาล คือ Growth and Competitiveness, Inclusive Growth และ Green Growth

โดยในส่วนของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น กระทรวงพลังงาน ได้ทำการปรับเป้าหมายการส่งเสริมเพิ่มขึ้นจากเดิม 9,201 MW ซึ่งเทียบเท่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 39,336 GWh ไปเป็น 13,927 MW ซึ่งเทียบเท่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 63,025 GWh หรือเพิ่มขึ้นมากกว่าร้อยละ 60 ดังแสดงในตารางที่ 1.2 : การปรับเป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)ตารางที่ 1.2

ตารางที่ 1.2 : การปรับเป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)

ประเภทเชื้อเพลิง	เป้าหมายตามแผน REDP ปี 2551 - 2565			เป้าหมายตามแผน AEDP ปี 2555 - 2564			เป้าหมายตามแผน AEDP ใหม่ ปี 2555 - 2564		
	MW	GWh	ktoe	MW	GWh	ktoe	MW	GWh	ktoe
1. พลังงานแสงอาทิตย์	500	657	56	2,000	2,628	224	3,000	3,942	336
2. พลังงานลม	800	1,044	89	1,200	1,577	134	1,800	2,365	202
3. พลังงานน้ำ	324	993	85	1,608	8,866	756	324	993	85
พลังน้ำขนาดเล็ก	*324*	*993*	*85*	*324*	*993*	*85*	*324*	*993*	*85*
พลังงานสูบกลับ				*1,284*	*7,873*	*671*			
4. พลังงานชีวมวล	3,700	22,685	1,933	3,630	22,259	1,896	4,800	29,434	2,508
5. ก๊าซชีวภาพ	120	633	54	600	3,154	270	3,600	24,178	2,060
น้ำเสีย/ของเสีย	*120*	*633*	*54*	*600*	*3,154*	*270*	*600*	*3,154*	*269*
หญ้าเนเปียร์							*3,000*	*21,024*	*1,791*
6. พลังงานจากขยะ	160	845	72	160	841	72	400	2,102	179
7. พลังงานรูปแบบใหม่	3	10	1	3	10	1	3	10	1
รวมทั้งสิ้น	5,607	26,867	2,290	9,201	39,336	3,352	13,927	63,025	5,370

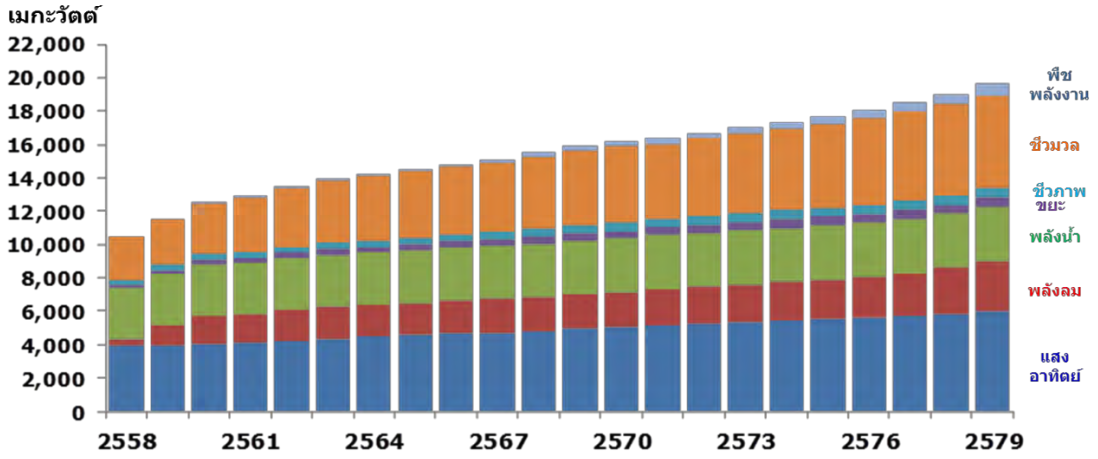
จากเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ดังกล่าว หากมีการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) จากผลการวิเคราะห์เบื้องต้นจะพบว่า การปรับเพิ่มเป้าหมายแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) จะส่งผลให้สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ณ ปี 2564 เพิ่มขึ้นจากเดิมร้อยละ 14.2 เป็นร้อยละ 20.3 ซึ่งถือเป็นสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่สูงมาก อย่างไรก็ดี การมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนเข้ามาร่วมในการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนสูงอาจก่อให้เกิดปัญหาทางเทคนิคต่อระบบไฟฟ้ากำลังได้ เช่น ปัญหาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และปัญหาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า เป็นต้น ดังนั้น ระบบไฟฟ้าสมัยใหม่จึงต้องการเทคโนโลยีเพื่อผสมผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังแบบดั้งเดิมให้ได้ เพื่อทำให้ระบบไฟฟ้ากำลังมีความทนทานและมีความยืดหยุ่นต่อการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าไปในระบบที่มีมากขึ้นได้อย่างมีเสถียรภาพ

นอกจากพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ที่กล่าวไปแล้ว เมื่อพิจารณาจากแผนพัฒนาจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ฉบับ พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015) ซึ่งในแผนดังกล่าวจะมี

รายละเอียดของประมาณการการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในระยะยาว แยกตามประเภทและตามภูมิภาคต่างๆ ในแต่ละปี ดังรายละเอียดที่แสดงอยู่ในตารางที่ 1.3 และแสดงเป็นกราฟได้ดังรูปที่ 1.3 ตามลำดับ ยิ่งทำให้เห็นว่าปริมาณการไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมจะยิ่งมีสัดส่วนสูงขึ้นมาก ดังนั้น การเตรียมการทางด้านนโยบายเกี่ยวกับการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าเพื่อจุดประสงค์ในการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง จึงเป็นสิ่งจำเป็นที่ไม่อาจหลีกเลี่ยงได้ในอนาคตอันใกล้

ตารางที่ 1.3 : ปริมาณการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามสมมติฐานที่ได้จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ฉบับ พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015)

ประเภท	ปริมาณการส่งเสริมในมิติของขนาดกำลังผลิตติดตั้งสะสม (หน่วย เมกกะวัตต์)							
	แสงอาทิตย์	พลังลม	พลังน้ำ	ขยะ	ก๊าซชีวภาพ	ชีวมวล	พืชพลังงาน	รวม
2557	1,570	220	3,016	48	226	2,199	-	7,279
2579	**6,000**	**3,002**	**3,282**	**501**	**600**	**5,570**	**680**	**19,635**



รูปที่ 1.3 : ปริมาณการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามสมมติฐานที่ได้จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ฉบับ พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015)

ในอนาคต เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานจะเป็นสิ่งที่มีบทบาทสำคัญต่อการพัฒนาความสามารถของระบบไฟฟ้า ซึ่งจะช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพและมีความเชื่อถือได้สูงขึ้น และยังช่วยลดภาระในการลงทุนด้านการปรับปรุงสาธารณูปโภคด้านพลังงานต่างๆ ได้ นอกจากนี้ ระบบกักเก็บพลังงานยังเป็นการเตรียมพร้อมให้สามารถรองรับเหตุการณ์หรือวิกฤตฉุกเฉินที่อาจจะเกิดขึ้นได้ จากความสามารถในการสำรองพลังงานและช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

ทั้งนี้ ศูนย์บริการวิชาการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย จึงได้ทำการศึกษาโครงการศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าและพัฒนานโยบายการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ โดยรายละเอียดของการดำเนินงานในส่วนต่างๆ จะสรุปอยู่ในบทถัดไป สำหรับเนื้อหาที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้แบ่งออกเป็น 9 บท โดยแต่ละบทมีรายละเอียดดังนี้

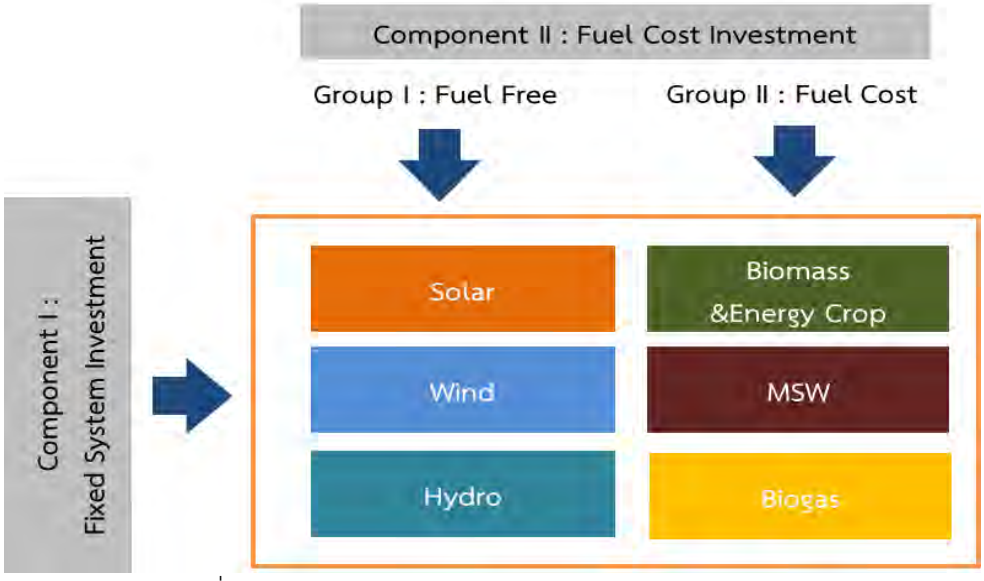
บทที่ 1 บทนำ
บทที่ 2 ปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง
บทที่ 3 แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและความต้องการใช้ไฟฟ้า
บทที่ 4 เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานและรูปแบบการนำไปใช้
บทที่ 5 แนวทางการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ในระบบไฟฟ้า
บทที่ 6 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง
บทที่ 7 นโยบายและรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน
บทที่ 8 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานของประเทศไทย
บทที่ 9 สรุปผลการดำเนินงานโครงการและข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานของประเทศไทย

บทที่ 2
ปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

ในบทนี้ จะกล่าวถึงทิศทางการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องเพื่อสร้างความยั่งยืนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าและลดความเสี่ยงที่เกิดจากการพึ่งพาพลังงานเชิงพาณิชย์ที่มีปริมาณจำกัด และเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกอันส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของโลก จากนั้น จะกล่าวถึงลักษณะของปัญหาที่อาจเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลังเมื่อมีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในสัดส่วนที่สูง ซึ่งจะต้องมีการศึกษาแนวทางการนำพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงมาผสานเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังอย่างรอบคอบและรัดกุมเพียงพอ โดยจะกล่าวถึงแนวคิดสำหรับการศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง และแนวคิดการศึกษาแนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในการผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง ในส่วนสุดท้ายจะนำเสนอแนวคิดของรูปแบบและนโยบายการส่งเสริมการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่เพื่อช่วยสนับสนุนการผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง

2.1 ข้อจำกัดของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 กลุ่มหลัก คือ (1) กลุ่มเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานธรรมชาติซึ่งประกอบด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังน้ำขนาดเล็ก และ (2) กลุ่มเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพ ได้แก่ เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และการผลิตไฟฟ้าจากขยะ ทั้งนี้ การผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีแต่ละกลุ่มจะมีความท้าทายที่แตกต่างกันไป โดยการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีในกลุ่มแรก แม้ว่าจะเป็นพลังงานที่สะอาดและไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง แต่พลังงานที่ได้ก็มีความไม่แน่นอน และไม่สามารถคาดการณ์ปริมาณการผลิตไฟฟ้าได้โดยง่าย ซึ่งจะส่งผลให้การวางแผน การดำเนินการ และการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังมีความสลับซับซ้อนมากขึ้น สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีในกลุ่มที่สอง พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีความแน่นอน สม่ำเสมอ และสามารถคาดการณ์ได้โดยง่าย แต่ก็ยังมีความท้าทายในด้านการจัดหาวัตถุดิบเพื่อมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และก็ยังมีความเสี่ยงทางด้านราคาวัตถุดิบที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในอนาคต อย่างไรก็ดี หากมีแผนการจัดหาวัตถุดิบอย่างเป็นระบบ การดำเนินการต่างๆ ทางด้านระบบไฟฟ้ากำลังสำหรับเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนในกลุ่มนี้ จะไม่มีความแตกต่างกับการดำเนินการกับระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ซึ่งใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ในปัจจุบันเท่าใดนัก



รูปที่ 2.1 : เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ดังนั้น ในงานวิจัยนี้จะเน้นที่แนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนเฉพาะในกลุ่มเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานธรรมชาติโดยเฉพาะ โดยจะพิจารณาปัญหาและผลกระทบของการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้าโดยเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีความไม่แน่นอน (Uncertainty) และมีความผันแปร (Variability) ค่อนข้างมาก ซึ่งทำให้ต้องมีกระบวนการจัดการแบบพิเศษเพื่อบรรเทาปัญหาที่อาจเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลังในอนาคต

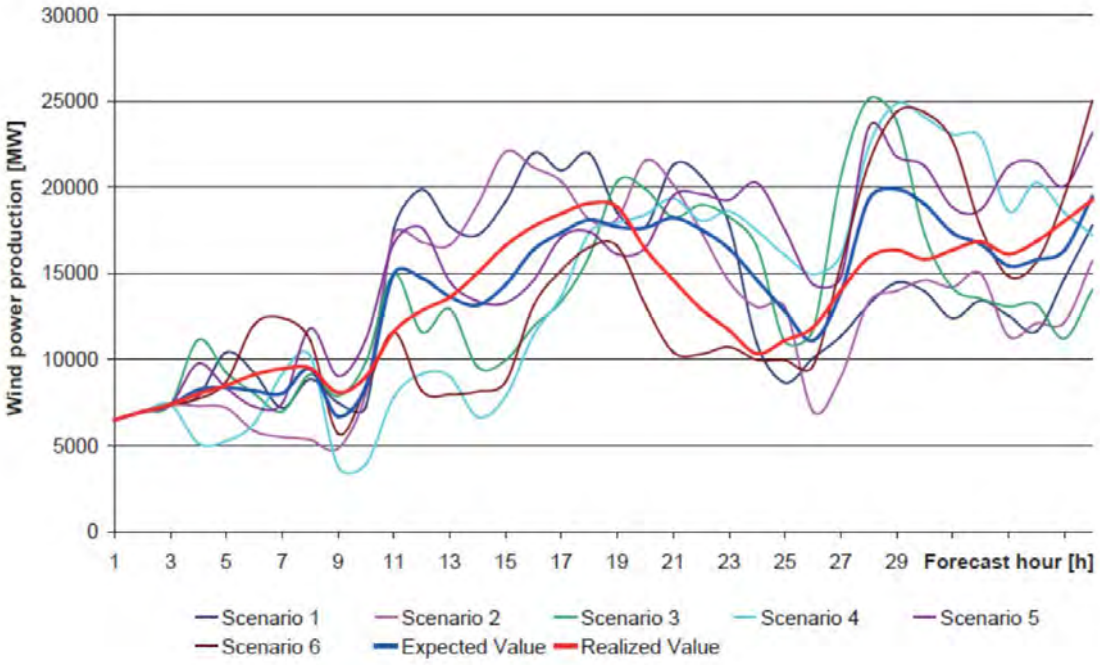
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ได้ประสบปัญหาในหลายๆ อย่าง ในการนำมาผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า เนื่องจากการที่พลังงานดังกล่าวไม่สามารถคาดการณ์ได้ และไม่สามารถควบคุมความผันแปรได้ทั้งหมด นอกจากนี้ ความสามารถในการผลิตไฟฟ้ายังขึ้นอยู่กับศักยภาพและความจำเพาะของพื้นที่นั้นๆ ซึ่งแต่ละปัญหาดังกล่าวนั้นได้สร้างความท้าทายสำหรับผู้ประกอบการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์รวมถึงภาครัฐในการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน โดยสามารถอธิบายได้ดังนี้

(1) การไม่สามารถคาดการณ์ได้ (Partial Unpredictability)

ความสามารถในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ไม่สามารถคาดการณ์อย่างแน่นอนได้เนื่องจากในสภาวะการทำงานจริงมีตัวแปรที่ควบคุมไม่ได้และมีความไม่แน่นอนมากมายที่ส่งผลกระทบต่อสภาวะแวดล้อมตามธรรมชาติ ทั้งนี้ กังหันลมจะผลิตพลังงานไฟฟ้าเมื่อมีลมที่มีความเร็วมากเพียงพอผ่านกังหันลมเท่านั้น เช่นเดียวกับเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต้องการแสงอาทิตย์ที่เพียงพอเพื่อการผลิตไฟฟ้า รูปที่ 2.2 แสดงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลมที่เกิดขึ้นจริงรายชั่วโมง (Realized Value) ซึ่งแตกต่างจากปริมาณไฟฟ้าที่คาดการณ์ด้วยแบบจำลอง (Expected Value) ล่วงหน้า 1 วัน (Day-ahead) ของการไฟฟ้า PJM ประเทศสหรัฐอเมริกา

สำหรับปัญหาการที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้บางส่วนหรือความไม่แน่นอนนั้น ในอีกแง่มุมหนึ่งเป็นผลที่เกิดจากการไม่สามารถที่จะคาดการณ์ปริมาณการผลิตไฟฟ้าล่วงหน้าจากเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าเหล่านี้ได้อย่างแม่นยำ ไม่ว่าจะเป็นรายชั่วโมง หรือรายวัน ซึ่งจะสร้างปัญหาอย่างมากให้กับผู้ดูแลระบบหรือการไฟฟ้า เนื่องจากจะทำให้การวางแผนการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Generation Dispatch) มี

ความยุ่งยากและไม่สามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่แต่ละโรงจะต้องสำรองกำลังผลิตไฟฟ้าเอาไว้ส่วนหนึ่งเผื่อในกรณีฉุกเฉินที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามที่คาดการณ์ไว้ล่วงหน้า ซึ่งส่งผลให้ต้องทำการสำรองกำลังผลิตของระบบไว้ส่วนหนึ่งเพื่อให้พร้อมที่จะเข้าทดแทนการขาดหายไปเมื่อปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้อย่างมีนัยสำคัญ



รูปที่ 2.2 : ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลมเทียบกับที่คาดการณ์ล่วงหน้า 1 วัน
ของการการไฟฟ้า PJM ประเทศสหรัฐอเมริกา

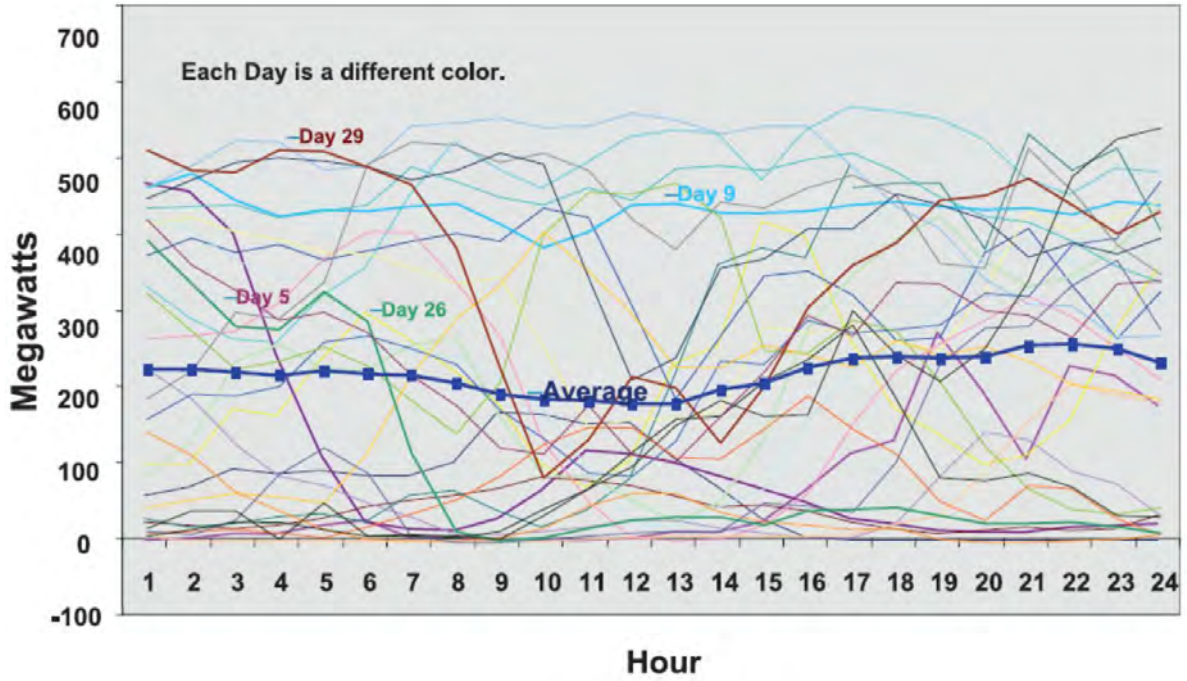
นอกจากนี้ การวางแผนในระยะปานกลางในระดับรายสัปดาห์หรือรายเดือน ก็จะมีความซับซ้อนมากขึ้น เนื่องจากปัญหาความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้จะกระทบกับการวางแผนสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Unit Commitment) และส่งผลกระทบต่อแผนการจัดหาเชื้อเพลิงล่วงหน้า (Fuel Allocation) ในที่สุด ทำให้ต้องมีการสำรองเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา หรือถ่านหิน เพิ่มเติมมากกว่าที่ควรจะเป็น ประการสุดท้ายในระยะยาว ปัญหาความไม่แน่นอนนี้จะส่งผลต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Power Development Plan; PDP) โดยภาครัฐยังจำเป็นจะต้องสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จำนวนมากอยู่เนื่องจากความไม่แน่นอนทำให้แหล่งพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้มีความสามารถในการพึ่งได้ (Dependability) ต่ำ อันจะส่งผลให้ต้องมีการลงทุนระบบผลิตซ้ำซ้อนและเป็นภาระกลับมาสู่ภาคประชาชน

ในการบรรเทาปัญหาการไม่สามารถคาดการณ์ได้หรือความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น ผู้ดูแลระบบซึ่งสำหรับประเทศไทย ก็คือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะทำการก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพิ่มเติมและสำรองไว้เผื่อในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามที่คาดการณ์ โดยปัจจุบัน กฟผ. ดำเนินการผ่านมาตรการกำหนดกำลังผลิตพึ่งได้ให้เหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท

(2) การไม่สามารถควบคุมความผันแปร (Non-controllable variability)

ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละช่วงเวลา จะมีความแตกต่างออกไปตามปริมาณพลังงานจากแหล่งพลังงานที่ไม่สามารถควบคุมได้ เนื่องจากความเร็วลมและปริมาณแสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงได้อย่างรวดเร็วซึ่งจะส่งผลทำให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้เปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วด้วย ความผันแปรในการผลิตพลังงานดังกล่าวจะก่อให้เกิดผลกระทบโดยตรงต่อการควบคุมเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Stability) ซึ่งจำเป็นจะต้องบริหารจัดการให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าและความสามารถในการผลิตไฟฟ้าสมดุลกันตลอดเวลา ความผันแปรของปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังกล่าว หากมีความรุนแรงมากก็จะส่งผลต่อปัญหาด้านการรักษาความถี่และระดับแรงดันไฟฟ้าของทั้งระบบไฟฟ้ากำลังได้

ตัวอย่างความผันแปรของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม Tehachapi ในมลรัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา เมื่อวัดในเดือนเมษายน ปี 2005 ต่อเนื่องกัน 29 วัน เป็นดังรูปที่ 2.3 ซึ่งจะพบว่าปริมาณการผลิตไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงตลอด 1 วันใดๆ มีความผันแปรค่อนข้างมาก ตัวอย่างเช่น ในวันที่ 5 (Day 5) ปริมาณการผลิตไฟฟ้าตลอด 1 วันมีความแตกต่างกันมากถึง 500 MW



รูปที่ 2.3 : ตัวอย่างความผันแปรของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม Tehachapi ในมลรัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา

ปัญหาการไม่สามารถคาดการณ์ได้บางส่วน (Partial Unpredictability) หรือที่เรียกว่า ความไม่แน่นอน (Uncertainty) และปัญหาความผันแปรของแหล่งพลังงาน (Variability) แม้จะมีความคล้ายกันแต่ก็ส่งผลต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าที่แตกต่างกันอย่างมาก ความผันแปรในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์เป็นผลมาจากการที่พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วตลอดเวลาและมีผลต่อระบบในระดับวินาทีถึงนาที เช่น เวลาที่มีเมฆผ่านเข้าไปในบริเวณระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ (Solar Farm) ก็จะทำให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้หายไปชั่วขณะ แต่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะกลับมาเป็นปกติภายในไม่กี่วินาทีเมื่อเมฆลอยผ่านไป การที่ปริมาณไฟฟ้าที่

ผลิตได้มีความผันแปรสูงจะก่อให้เกิดความท้าทายต่อผู้ดูแลระบบ (Grid Operator) โดยจะต้องรับมือกับความผันแปรของความถี่และระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบ ซึ่งหากปล่อยทิ้งไว้จะส่งผลต่อปัญหาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังได้ ดังนั้น ผู้ดูแลระบบจะต้องสั่งการให้มีการเพิ่มพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบหรือลดพลังงานออกจากระบบอย่างรวดเร็วเพื่อที่จะรักษาความสมดุลของการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าไว้เพื่อรักษาความถี่และแรงดันไฟฟ้าในระบบ พลังงานไฟฟ้าที่สำรองไว้เพื่อรักษาสมดุลของระบบไฟฟ้าอย่างรวดเร็วนี้มีหลายประเภทแต่รวมเรียกว่าเป็นบริการเสริมความมั่นคง (Ancillary Service) ซึ่งจะประกอบไปด้วย

(1) การควบคุมความถี่ (Frequency Regulation): เป็นการควบคุมอย่างอัตโนมัติในระดับวินาทีถึงนาที โดยจะดำเนินการผ่านระบบควบคุมอัตโนมัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Automatic Generation Control; AGC) ซึ่งจะดำเนินการได้ทันทีโดยไม่ต้องมีการสั่งการจากผู้ดูแลระบบ
(2) กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve): คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถจ่ายเข้าสู่ระบบได้ในระดับนาที โดยพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้จะได้จากการสั่งการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เดินเครื่องอยู่ในระบบอยู่แล้วให้เพิ่มระดับกำลังการผลิตมากขึ้นเมื่อมีเหตุการณ์ฉุกเฉินที่ไม่ได้คาดการณ์ไว้ล่วงหน้า
(3) กำลังผลิตสำรองไม่พร้อมจ่ายทันที (Non-spinning Reserve): บริการเสริมความมั่นคงในส่วนนี้จะมีลักษณะเช่นเดียวกับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย แต่จะต้องมีการสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขึ้นมาใหม่ซึ่งจะต้องใช้เวลาในการตอบสนองนานกว่ากำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย โดยอาจสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ในระดับหลายนาทีถึงชั่วโมง
(4) แรงดันเสริม (Voltage Support): เป็นบริการเสริมความมั่นคงโดยการสั่งการให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power) เพิ่มเติมเข้าสู่ระบบเพื่อเป็นการเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้า
(5) บริการเสริมอื่นๆ: เป็นการสั่งการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจุดประสงค์อย่างอื่น เช่น การชดเชยกำลังไฟฟ้าสูญเสีย (Loss Compensation) เป็นต้น

บริการเสริมความมั่นคงเหล่านี้ไม่ใช่เรื่องใหม่ เนื่องจากผู้ดูแลระบบต่างคุ้นเคยกับฟังก์ชันการทำงานของระบบผลิตเหล่านี้อยู่แล้วในการควบคุมความถี่และแรงดันไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าจากการเปลี่ยนแปลงแบบทันทีทันใดของความต้องการใช้ไฟฟ้า รวมทั้งมีจัดทำแผนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่คาดคิดเป็นปกติด้วย อย่างไรก็ดี ปัญหาความผันแปรของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ยังเป็นปัญหาใหม่ที่ผู้ดูแลระบบยังคงมีความคุ้นเคยไม่มากนัก เนื่องจาก เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้ เพิ่งมีบทบาทเข้ามาร่วมผลิตพลังงานไฟฟ้าในระบบได้ไม่นาน และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเทคโนโลยีเหล่านี้ก็ยังคิดเป็นสัดส่วนในระบบผลิตอยู่ไม่มาก แต่หากในอนาคตสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าที่มาจากเทคโนโลยีเหล่านี้มีมากขึ้น อาจจะต้องทำให้มีการพิจารณาการจัดการปัญหาความผันแปรของการผลิตไฟฟ้าโดยเฉพาะหรือต้องมีการเตรียมบริการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเป็นพิเศษ เนื่องจากความผันแปรของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเทคโนโลยีพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์มีความรุนแรงและรวดเร็วกว่าการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าค่อนข้างมากโดยอาจจะต้องการบริการเสริมความมั่นคงที่มีความรวดเร็วในระดับวินาที ทำให้การใช้งานบริการเสริมความมั่นคงเพื่อทำให้ระบบพลังงานมีความสมดุลจะกลายเป็นปัญหาที่จัดการได้ยากขึ้นและในบางครั้งอาจจะเป็นไปไม่ได้ที่จะจัดการกับความท้าทายเหล่านี้ด้วยเทคโนโลยีบริการเสริมความมั่นคงเฉพาะเท่าที่มีอยู่ในปัจจุบัน

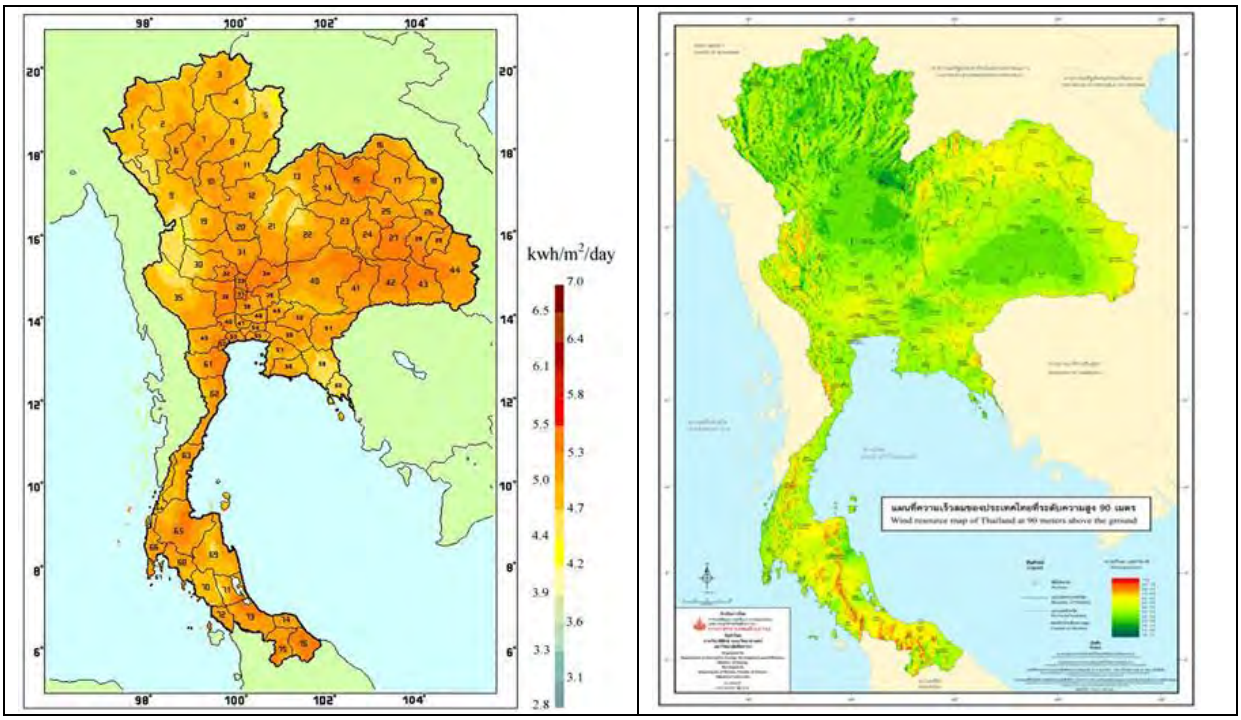
กล่าวโดยสรุป จะเห็นว่า ปัญหาความผันแปรของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลต่อการดำเนินการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Operation) ซึ่งจะต้องรักษาสมดุลของการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างรวดเร็วในระดับวินาที แต่ปัญหาความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลต่อการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Planning) ในระยะปานกลางถึงระยะยาว ในระดับหลายชั่วโมงถึงรายวัน รายเดือน หรือรายปี ซึ่งจะกระทบต่อทั้งการวางแผนการผลิตไฟฟ้า การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า การจัดหาและจัดเตรียมเชื้อเพลิง และสุดท้ายการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

(3) ศักยภาพการผลิตจำเพาะเจาะจงตามพื้นที่ (Location dependence)

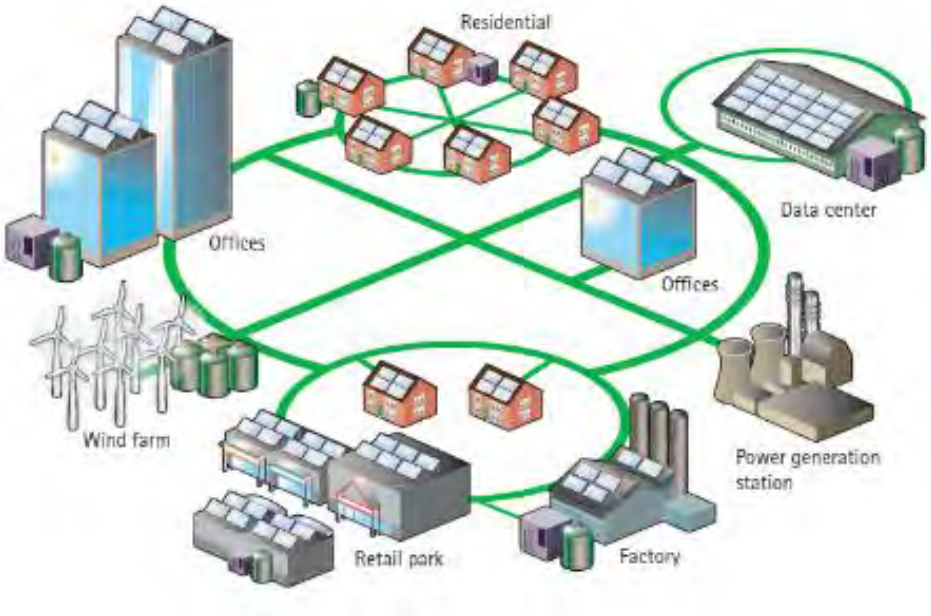
โดยปกติ แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมจะนำมาผลิตไฟฟ้ามากที่สุดนั้นจะอยู่ในสถานที่จำเพาะเจาะจงซึ่งไม่สามารถเคลื่อนย้ายไปยังพื้นที่ที่มีโครงสร้างสาธารณูปโภคที่เหมาะสมได้ เช่น พลังงานลมหรือพลังงานแสงอาทิตย์ หรือหากทำการเคลื่อนย้ายวัตถุดิบพลังงานหมุนเวียนได้ เช่น เชื้อเพลิงชีวมวล หรือขยะ ก็มักมีต้นทุนที่สูง ซึ่งแตกต่างจากเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน หรือแม้แต่เชื้อเพลิงยูเรเนียม ที่สามารถเคลื่อนย้ายไปยังโรงไฟฟ้าบริเวณต่างๆ ได้อย่างสะดวกและมีต้นทุนที่ไม่แพงมากนัก

ปัญหานี้ เป็นปัญหาสำคัญประการหนึ่งของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเนื่องจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมโดยส่วนใหญ่มักจะอยู่ห่างไกลจากแนวสายส่งไฟฟ้า และมักอยู่ในบริเวณที่ไม่ค่อยมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงนัก ทำให้ต้องมีการลงทุนก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมต่อพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลัก (Main Grid) นอกจากนี้ กระบวนการวางแผนการขยายระบบส่งไฟฟ้าเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียนยังจะต้องคำนึงถึงความไม่แน่นอนและความผันแปรของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วย ปัญหาการกระจุกตัวของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งจะก่อให้เกิดปัญหาการติดขัดในระบบส่งและระบบจำหน่ายตามมา และในบางกรณี การกระจุกตัวของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ ยังอาจเสี่ยงต่อการเกิดปัญหาแรงดันเกิน ปัญหากำลังไฟฟ้าไหลย้อน และปัญหาพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าอีกด้วย

ในระยะสั้น ประเทศไทยได้แก้ปัญหานี้โดยพิจารณาการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับเงื่อนไขความสามารถระบบส่งและระบบจำหน่าย (Grid Capacity/Zoning) โดยกระทรวงพลังงาน ร่วมกับสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง กำหนดโควต้าของปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่อนุญาตให้สามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ออกมาพร้อมกับเงื่อนไขการประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมในแต่ละปี อย่างไรก็ดี ความยากลำบากของการวางแผนขยายระบบส่งเพื่อรองรับการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทำให้เกิดแนวความคิดในทางตรงกันข้าม ก็คือ แทนที่จะต้องก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าเพื่อเชื่อมระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก ก็พยายามทำให้ปริมาณการผลิตและการต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นั้นเกิดความสมดุลกันแทน ซึ่งจะทำให้ไม่จำเป็นต้องก่อสร้างระบบส่งเป็นระยะทางไกล โดยคงไว้แค่การเชื่อมต่อถึงกันเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในสภาวะฉุกเฉินแทน แนวคิดนี้นำไปสู่การพัฒนาระบบไมโครกริด (Micro-grid) ขึ้นในระยะยาวนั่นเอง



รูปที่ 2.4 : ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย



รูปที่ 2.5 : แนวคิดของระบบไมโครกริด

(4) ปัญหาและอุปสรรคด้านอื่นๆ

ปัญหาและอุปสรรคที่เกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายและการกำหนดราคา

- อุปสรรคที่สำคัญที่ไม่เกี่ยวข้องกับการบริหารต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ คือ การขาดความก้าวหน้าทางเทคนิค เทคโนโลยี และความรู้เฉพาะทาง ตลอดจนบุคลากรที่มีคุณภาพ ทำให้มีผลกระทบต่อต้นทุนหน่วยสุดท้ายของพลังงานทดแทนได้
- โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน (นอกจากพลังน้ำ) จะมีกำลังการผลิตติดตั้งน้อยมากเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้ารูปแบบอื่น
- ขาดความตระหนักเกี่ยวกับพลังงานทดแทน และมีข้อมูลเกี่ยวกับศักยภาพของพลังงานทดแทนไม่เพียงพอ อีกทั้งมีความไม่แน่นอนของการผลิตพลังงาน ซึ่งทำให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนมีความเสี่ยงสูง
- มีข้อมูลไม่เพียงพอและไม่ครอบคลุมสำหรับการวางแผนที่มีความเสี่ยงสูงให้มีคุณภาพ ซึ่งจะนำไปสู่การมีต้นทุนที่สูงขึ้น

ปัญหาและอุปสรรคที่เกี่ยวข้องกับการเข้าถึงเงินทุน

- ประเทศกำลังพัฒนาหลายๆประเทศที่มีศักยภาพเกี่ยวกับพลังงานทดแทนต้องต่อสู้กับการลงทุนจากต่างประเทศ ทำให้เกิดความท้าทายเนื่องจากปัจจัยเสี่ยง เช่น ความปลอดภัยทางกฎหมาย การคาดการณ์ความเสี่ยงของนโยบาย การเข้าถึงเงินลงทุน เป็นต้น
- มีอัตราเสี่ยงของผลตอบแทนจากการลงทุน เนื่องจากมีข้อมูลที่ไม่เพียงพอเกี่ยวกับพลังงานทดแทนและประสบการณ์ในอดีตเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนที่มีประสิทธิภาพต่ำ ทำให้แหล่งเงินทุนมีความลังเลที่จะให้เงินสนับสนุนโครงการเนื่องจากไม่มีหลักประกันที่มีความแน่นอน

ปัญหาและอุปสรรคที่เกี่ยวข้องกับกรอบของกฎหมายและกฎระเบียบรวมถึงการเข้าถึงตลาด

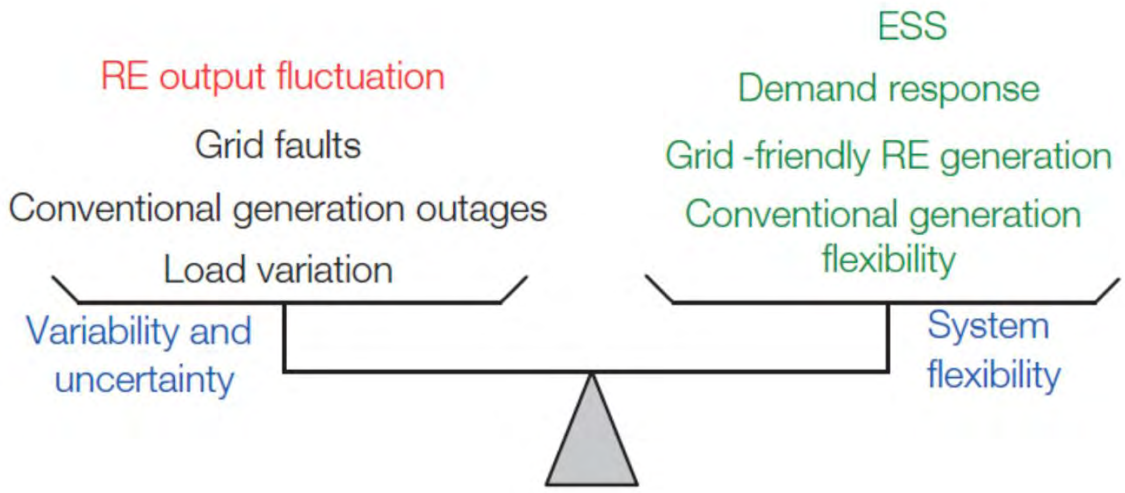
- ในประเทศกำลังพัฒนา ระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าจะเป็นแบบผูกขาด ซึ่งจะให้ความสนใจในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแบบเดิมมากกว่า ซึ่งอาจนำไปสู่การละเลยในการเสนอนโยบายเกี่ยวกับพลังงานทดแทนต่อระบบสาธารณูปโภค
- ระบบสาธารณูปโภคพิจารณาพลังงานทดแทนเป็นการกระจายอำนาจของการผลิตไฟฟ้าไปสู่ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ทำให้มีความเป็นไปได้ที่จะมีการป้องกันการเพิ่มขึ้นของพลังงานทดแทนเข้าสู่ระบบไฟฟ้า
- กฎหมายเกี่ยวกับ Tariff ส่วนใหญ่จะมีการออกแบบที่ป้องกันการมีบทบาทของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและการออกใบอนุญาต

ปัญหาและอุปสรรคที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบทางสังคมและสิ่งแวดล้อม

- พื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนจะไม่เหมือนกับโรงไฟฟ้าแบบเดิม เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนจะมีการสร้างกระจายไปทั่วพื้นที่ต่างๆ เช่น กังหันลมจะใช้พื้นที่บริเวณกว้างในการก่อสร้างและมีผลกระทบโดยตรงต่อมลพิษทางเสียง ซึ่งอาจจะก่อให้เกิดการต่อต้านจากชุมชนได้

แนวคิดการแก้ไขปัญหาทางเทคโนโลยีสำหรับพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่

จากที่ทราบมาแล้วว่า ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่นั้นจะมีปัญหาความผันแปรและความไม่แน่นอนเกิดขึ้น รวมทั้งยังมีปัญหาความจำเพาะเจาะจงของศักยภาพการผลิตต่อพื้นที่ซึ่งมักจะอยู่ห่างไกลจากระบบไฟฟ้าหลัก ในขณะเดียวกัน ในระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิมก็มีปัญหาการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Variation) ปัญหาความผิดพร่องของระบบไฟฟ้า (Grid Faults) และปัญหาการหยุดเดินเครื่องเพื่อซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า (Generation Outage/Maintenance) อยู่แล้ว จากการศึกษาพบว่าปัญหาดังกล่าวสามารถบรรเทาได้หลายวิธี โดยแต่ละวิธีจะมุ่งเน้นทำให้ระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่น ซึ่งสามารถทำได้จากทั้งด้านการผลิตไฟฟ้า คือ ติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้งกรณีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล อย่างไรก็ดี ควรจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ประเภท Grid-friendly ในระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน หรือระบบควบคุมอินเวอร์เตอร์ที่ช่วยลดความผันแปรของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตออกจากระบบ เป็นต้น ซึ่งจะช่วยลดผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและนำไปสู่การเพิ่มความสามารถในการพึ่งได้ของระบบผลิตประเภทนี้ นอกจากนี้ ความยืดหยุ่นนี้สามารถปรับใช้ได้กับฝั่งความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือโหลด เช่น การสร้างความสามารถของการตอบสนองของโหลด (Demand Response) ให้สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามการผลิตไฟฟ้า หรือการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานซึ่งสามารถทำหน้าที่เป็นตัวผลิตไฟฟ้าหรือโหลดได้ เป็นต้น นอกจากนี้ การเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้ายังเหมาะสมต่อการดำเนินการระบบไมโครกริดอย่างมาก



รูปที่ 2.6 : แนวคิดเรื่องการสร้างความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า
โดย International Electrotechnical Commission (IEC)

จากแนวคิดที่แสดงในรูปที่ 2.6 เพื่อแก้ไขความผันแปรและความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ ระบบไฟฟ้าจะต้องมีความยืดหยุ่นมากขึ้นเพื่อที่จะรักษาความสมดุลระหว่างกำลังการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งการดำเนินการดังกล่าว สามารถสรุปเป็นประเด็นหลักๆ ได้แก่

1) ความยืดหยุ่นของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Grid-friendly RE generation) สามารถทำได้โดยการติดตั้งระบบพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะ (Renewable Energy Forecast System) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานร่วมกับระบบควบคุมอินเวอร์เตอร์เข้ากับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อช่วยลดความผันแปรของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ เป็นต้น

2) ความยืดหยุ่นของระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงแบบดั้งเดิม (Conventional Generation Flexibility) สามารถทำได้โดย การปรับปรุงระบบควบคุมอัตโนมัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Automatic Generation Control; AGC) ให้สามารถตอบสนองต่อความไม่สมดุลของระบบไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ยังอาจทำได้โดยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารุ่นใหม่ๆ ที่มีอัตราการเพิ่มหรือลดกำลังผลิตได้สูง (Ramp Rate) ในระยะเวลาสั้นๆ เป็นต้น

3) การขยายระบบส่งไฟฟ้าแบบยืดหยุ่น (Flexible Transmission Expansion) ปัจจุบัน การประยุกต์เทคโนโลยีอิเลคทรอนิกส์กำลังเข้ากับระบบส่งไฟฟ้าสมัยใหม่ทำให้สามารถก่อสร้างระบบส่งที่มีประสิทธิภาพสูงมาก ระบบส่งไฟฟ้าสมัยใหม่นี้ สามารถปรับเปลี่ยนคุณสมบัติการส่งผ่านพลังงานได้ตามสภาวะแวดล้อมทางไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป เช่น อุปกรณ์ตระกูล FACTS (Flexible AC Transmission System) เป็นต้น นอกจากนี้ ยังสามารถทำการส่งไฟฟ้าได้ที่ระดับแรงดันสูงมากๆ ทั้งแบบระบบส่งไฟฟ้ากระแสตรงแรงดันสูง (HVDC) และระบบส่งไฟฟ้ากระแสสลับแรงดันสูง (EHV) เป็นต้น ทำให้สามารถส่งไฟฟ้าในปริมาณมากได้เป็นระยะทางไกลๆ และมีกำลังไฟฟ้าสูญเสียน้อย

4) การตอบสนองของโหลด (Demand Response) การตอบสนองของโหลดจะเป็นช่องทางให้เกิดการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพจากส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า (End-use) โดยตรง ทำให้สามารถใช้พลังงานได้อย่างคุ้มค่า ช่วยลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เพิ่มความมั่นคงต่อระบบไฟฟ้าและพลังงาน และอาจช่วยชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้ ซึ่งจะก่อให้เกิดผลประโยชน์ต่อสังคมและต่อประเทศชาติโดยรวมได้ ผู้ใช้ไฟฟ้าอาจตอบสนองการใช้ไฟฟ้าต่อราคาค่าไฟฟ้า (Price Signal) ที่เปลี่ยนแปลงไปหรือตอบสนองต่อค่าตอบแทนจูงใจอื่นๆ ที่ได้รับ (Incentive Payment) ซึ่งภาครัฐสามารถส่งสัญญาณไปยังผู้ใช้ผ่านช่องทางกลไก หรือโครงสร้างการตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีอยู่ ตัวอย่างของการมีโครงสร้างการตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้าที่สมบูรณ์ได้แก่ การที่ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าส่งข้อมูลอัตราค่าไฟฟ้าตามเวลาจริงไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านทางระบบมิเตอร์อัจฉริยะที่ติดตั้งที่ส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า เมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับข้อมูลดังกล่าวก็จะตอบสนองต่อสัญญาณนั้นและทำการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของตนเองให้เหมาะสม เป็นต้น ในระบบไฟฟ้าอัจฉริยะที่มีการพัฒนาอย่างมาก การตอบสนองการใช้พลังงานไฟฟ้าอาจดำเนินการโดยระบบอัตโนมัติ เช่น ในอาคารที่มีระบบบริหารจัดการพลังงาน (Building Energy Management System; BEMS) เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณมาก ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าอาจส่งสัญญาณไปยัง BEMS ผ่านทางมิเตอร์อัจฉริยะเพื่อกระตุ้นให้เกิดการชาร์จรถไฟฟ้าหรือแบตเตอรี่ เป็นต้น ทั้งนี้ เพื่อทำให้เกิดความสมดุลระหว่างการผลิตไฟฟ้ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

5) ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System; ESS) ระบบกักเก็บพลังงานในที่นี้ หมายถึงอุปกรณ์ที่สามารถเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าให้เป็นพลังงานในรูปแบบอื่นที่สามารถกักเก็บได้ และสามารถเปลี่ยนพลังงานนั้นกลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าเพื่อนำมาใช้ใหม่ได้ ซึ่งอุปกรณ์หลักที่สามารถทำหน้าที่นี้ ได้แก่ แบตเตอรี่ชนิดต่างๆ (Battery Energy Storage System; BESS) ระบบกักเก็บก๊าซชีวภาพ (Biogas Tank) ล้อตุนกำลัง (Flywheel) และอาจรวมถึงระบบกักเก็บน้ำท้ายเขื่อน (Pumped-storage Hydro Power Plant) ด้วย จุดประสงค์หลักประการหนึ่งที่มีการนำระบบกักเก็บพลังงานมาใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ก็คือ เพื่อช่วยลดความผันแปรของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทำให้ระบบไฟฟ้ายังคงมีความมั่นคงและมีความเชื่อถือได้สูงแม้ในบางเวลาโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบได้ก็ตาม

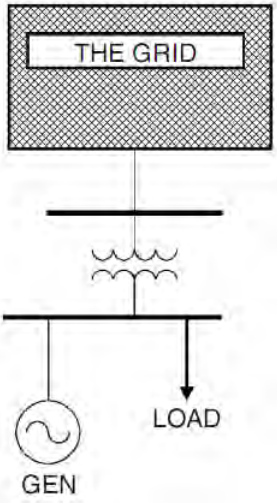
อย่างไรก็ดี ระบบกักเก็บพลังงานสามารถนำไปใช้ได้กับการบริหารจัดการความไม่แน่นอนและการบริหารจัดการระบบผลิตไฟฟ้าด้วย เช่น ใช้เก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่สามารถผลิตได้มากกว่าความต้องการหรือในช่วงที่ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามีราคาถูก และนำกลับมาใช้ใหม่ในช่วงเวลาที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการหรือในช่วงเวลาที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าแพง หรือใช้ในการบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เป็นต้น ซึ่งจะทำให้การวางแผนการผลิตไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นมากขึ้น

จากแนวคิดของการสร้างความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าที่นำเสนอโดย IEC ดังกล่าว จะพบว่า การบรรเทาปัญหาที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถทำได้หลายวิธี แต่แนวทางหนึ่งที่สามารถดำเนินการได้ในปัจจุบัน คือ การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเข้ากับระบบไฟฟ้า ทั้งแบบที่เป็นการติดตั้งเข้ากับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อบรรเทาปัญหาความผันแปรของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ และการติดตั้งเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่เข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังที่สถานีไฟฟ้าย่อย (Substation) โดยตรงเพื่อเป็นระบบกำลังผลิตสำรองเพื่อบรรเทาปัญหาความไม่แน่นอนหรือการไม่สามารถคาดการณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนล่วงหน้าได้อย่างแม่นยำ นอกจากนี้ การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่เข้ากับระบบไฟฟ้า ยังสามารถช่วยให้การบริหารจัดการความสมดุลระหว่างการผลิตและการใช้ไฟฟ้าสามารถทำได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งกับการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าในระบบไมโครกริด ดังนั้น ในงานวิจัยนี้ จะมุ่งเน้นการวิเคราะห์แนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานมาใช้ช่วยในการผสานการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง โดยจะมุ่งเน้นวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการใช้ระบบกักเก็บพลังงานชนิดต่างๆ ให้เหมาะสมกับปัญหาแต่ละประเภท นอกจากนี้ จะนำเสนอแนวทางการส่งเสริมให้เกิดการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานมากขึ้นในอนาคตผ่านทางมาตรการด้านราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผ่านระบบกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท

2.2 ผลกระทบทางเทคนิคของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้ากำลัง

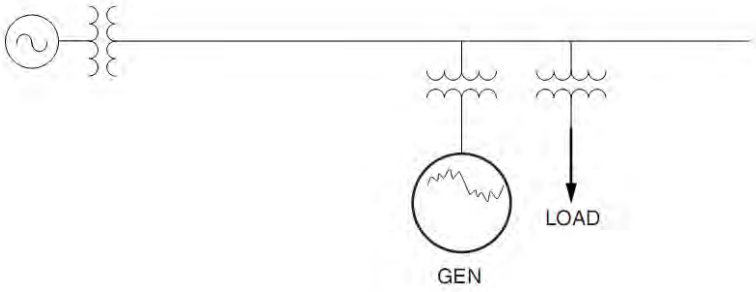
การเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน หรือโครงการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation: DG) เข้ากับระบบไฟฟ้า สามารถพิจารณาอย่างง่ายว่าเป็นการเพิ่มแหล่งจ่ายไฟฟ้าเข้าไปยังระบบไฟฟ้าจากโดยทั่วไปที่มักจะมีแหล่งจ่ายเพียงแหล่งเดียว โดยสามารถแบ่งผลกระทบออกเป็น 2 มุมมอง คือ มุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามา และมุมมองของผู้ดูแลระบบไฟฟ้าเดิม

จากมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า จะพบว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะมีขนาดเล็กเมื่อเปรียบเทียบกับระบบไฟฟ้า ตำแหน่งของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะอยู่ห่างไกลจากระบบไฟฟ้าแต่จะใกล้กับผู้ใช้ไฟฟ้า (โหลด) ในบริเวณของตนเองหรือบริเวณใกล้เคียง นอกจากนี้ยังมีหม้อแปลงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อคั่นกลางระหว่างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 2.7 โดยผลกระทบต่างๆ ของการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีต่อระบบไฟฟ้าจะเกิดขึ้นโดยผ่านหม้อแปลงไฟฟ้า เช่น กระแสความผิดพร่อง ขนาดการเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตไฟฟ้า เป็นต้น



รูปที่ 2.7 : มุมมองการเชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของผู้ผลิตไฟฟ้าเอง

ในทางตรงกันข้าม มุมมองของระบบไฟฟ้าที่มีต่อการเชื่อมต่อของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จะพบว่า โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะถูกพิจารณาเป็นส่วนหนึ่งของระบบไฟฟ้าถึงแม้จะมีหม้อแปลงเชื่อมต่อคั่นกลางอยู่ก็ตาม ดังนั้น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจึงสามารถส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าได้อย่างมีนัยสำคัญ นอกจากนี้ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจมีปัญหาคุณภาพการผลิตไฟฟ้าที่ไม่ได้มาตรฐานตามที่กำหนด รวมถึงปัญหาการขาดการดูแลบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในระยะยาวที่ดีอีกด้วย ซึ่งหากการดูแลบำรุงรักษาที่ไม่ได้มาตรฐานที่ดีเพียงพอย่อมจะส่งผลต่อระบบไฟฟ้าโดยรวม



รูปที่ 2.8 : มุมมองการเชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของระบบไฟฟ้า

2.2.1 ผลกระทบทางเทคนิคของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ผลกระทบ (Impacts) ต่อระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นนั้น หมายรวมถึง ผลกระทบต่อการปฏิบัติงานของการไฟฟ้าซึ่งเป็นผู้ควบคุมระบบไฟฟ้า (Operation conflicts) และผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้า (Power quality) ของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วย ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องมีการพิจารณาอย่างละเอียดรอบคอบ ทั้งก่อนและหลังจากการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ เข้ากับระบบไฟฟ้า โดยผลกระทบจะมีอยู่หลายด้านด้วยกัน อย่างไรก็ตาม ในการวิจัยฉบับนี้ จะมุ่งนำเสนอในบางประเด็นที่มีความสำคัญในการ

พิจารณาผลกระทบทางเทคนิคของการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น ซึ่งสามารถสรุปผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าได้ดังนี้

- การป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent protection)
- การทำ Reclosing
- กำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า
- การควบคุมแรงดันไฟฟ้า
- การเกิดการแยกตัวเป็นอิสระ (Islanding)
- ความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า
- ฮาร์มอนิก
- รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงไฟฟ้า
- การกระเพื่อมของแรงดันและไฟกระพริบ

(1) การป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent protection)

ระบบไฟฟ้าประเภทเรเดียล (Radial Distribution System) ที่ไม่มีโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้ากระแสลัดวงจรจะไหลในทิศทางเดียว ดังนั้น จึงอาศัยอุปกรณ์ป้องกันเพียงทิศทางเดียวในการกำจัดกระแสลัดวงจรได้ อย่างไรก็ตาม เมื่อมีเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้า จะส่งผลให้โครงสร้างของระบบไฟฟ้าเปลี่ยนไป ซึ่งทำให้กระแสลัดวงจรไหลได้จากหลายทิศทางและมีการจ่ายกระแสลัดวงจรจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมาสมทบด้วยจึงทำให้กระแสลัดวงจรรวมมีขนาดเพิ่มสูงขึ้นและส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันไฟฟ้าได้ โดยกระแสลัดวงจรสมทบนั้นจะขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ เช่น (1) ขนาดกำลังการผลิต (2) โหมดการทำงาน และ (3) ตำแหน่งการเชื่อมต่อ

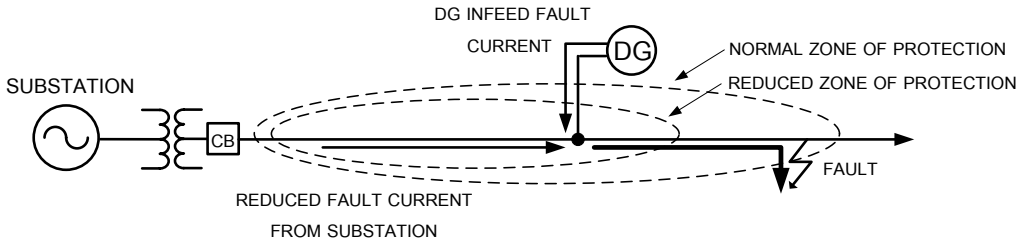
ค่ากระแสลัดวงจรจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยทั่วไปสามารถพิจารณาได้จากประเภทของโครงการผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบ ดังแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 : ค่ากระแสลัดวงจรของโครงการผลิตไฟฟ้าสำหรับแหล่งจ่ายไฟฟ้าแต่ละประเภท

ชนิดของแหล่งจ่ายไฟฟ้า	กระแสลัดวงจร (% ของค่า Rated current)
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัส (Synchronous generator)	เริ่มต้นที่ 500-1000% สำหรับระยะเวลา 2-3 รอบ (Cycle) ของกระแสไฟฟ้าสลับ และต่อมาจะลดลงไปที่ 200-400%
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำ (Induction generator)	เริ่มต้นที่ 500-1000% สำหรับระยะเวลา 2-3 รอบ (Cycle) ของกระแสไฟฟ้าสลับ และจะเริ่มลดลงจนสามารถละเลยได้เมื่อผ่านไปประมาณ 10 รอบของกระแสไฟฟ้าสลับ
แหล่งจ่ายไฟฟ้าแบบอินเวอร์เตอร์ (Inverter)	เริ่มต้นที่ 100-400% สำหรับเมื่อเวลาผ่านไปจะขึ้นอยู่กับการตั้งค่าของตัวควบคุมของอินเวอร์เตอร์

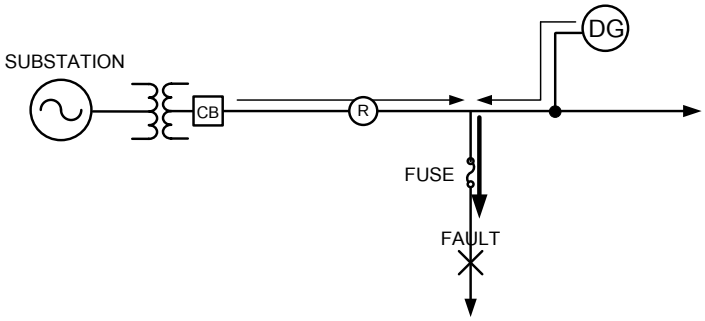
จากกระแสลัดวงจรที่เพิ่มขึ้นนี้ สามารถส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent) ในระบบไฟฟ้าได้ โดยผลกระทบสามารถจำแนกออกได้เป็นประเภทต่างๆ ดังนี้

1) **การลดขอบเขตอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (Reach Reduction)** คือ การเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะทำให้ขอบเขตการป้องกันของอุปกรณ์ป้องกันมีระยะการป้องกันที่สั้นลงกว่าเดิม เมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่ออยู่ในระบบไฟฟ้า ดังแสดงดังรูปที่ 2.9



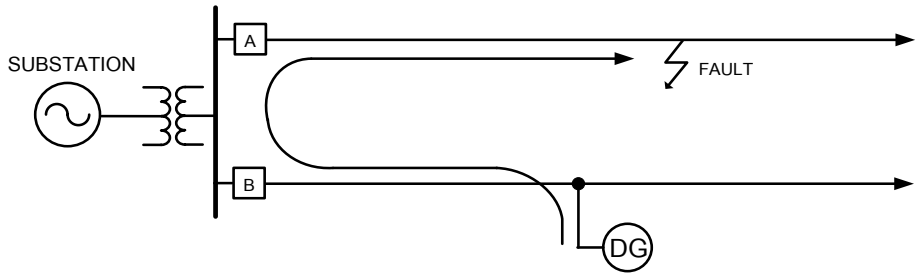
รูปที่ 2.9 : การลดขอบเขตอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า

2) **ฟิวส์ทำงานโดยไม่จำเป็น (Defeat of fuse saving scheme)** คือ ฟิวส์ซึ่งเป็นอุปกรณ์ป้องกันเดิมในระบบไฟฟ้าอาจสูญเสียการประสานงานกับเบรกเกอร์ หรือรีโคลสเซอร์ที่สายป้อนหลักได้ เมื่อมีการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหลายเครื่องเข้ามาในระบบไฟฟ้าในขณะเกิดการลัดวงจรจะทำให้กระแสลัดวงจรมีค่าเพิ่มขึ้นมาก ดังแสดงได้ดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 : การทำงานของฟิวส์โดยไม่จำเป็น

3) **การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้านอกขอบเขต (Sympathetic tripping)** คือ อุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินสามารถตรวจจับการลัดวงจรในสายป้อนข้างเคียงที่ไม่ได้เกิดการลัดวงจรได้ ส่งผลให้ทำงานโดยไม่จำเป็นดังแสดงได้ดังรูปที่ 2.11 ซึ่งจะพบว่าเซอกิตเบรกเกอร์ (Circuit breaker: CB) ที่สายป้อนด้านล่างจะทำงานทั้งที่เกิดการลัดวงจรที่สายป้อนด้านบน

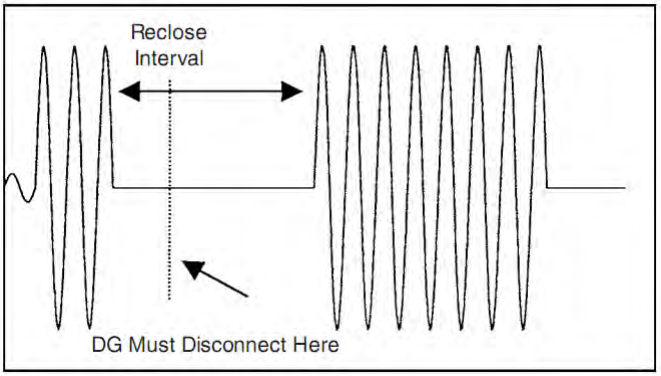


รูปที่ 2.11 : การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้านอกขอบเขต

(2) การทำ Reclosing

การลัดวงจรในระบบไฟฟ้าโดยทั่วไปจะเป็นการลัดวงจรแบบชั่วคราว (Temporary fault) ดังนั้นในระบบไฟฟ้าจึงมีการใช้สวิทช์ปิดซ้ำอัตโนมัติ (Auto-recloser switch) และเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้า โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะต้องถูกปลดออกจากระบบ เพื่อให้อุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าทำงานได้อย่างถูกต้องมากที่สุดและเพื่อความปลอดภัยจากการเกิดแยกตัวเป็นอิสระ (Islanding) ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานสากล ดังนั้น โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจึงต้องมีระบบตรวจจับการลัดวงจรและปลดตัวเองออกจากระบบไฟฟ้าก่อน

ทั้งนี้ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำเป็นต้องปลดตัวเองออกก่อนที่จะมีการทำงานของสวิทช์ปิดซ้ำอัตโนมัติดังแสดงในรูปที่ 2.12 หากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกปลดออกจากระบบช้าเกินไป (ช้ากว่าช่วงเวลา Reclose interval) อาจทำให้เกิดเหตุการณ์ Out of phase reclosing คือ มุมเฟสของแรงดันไฟฟ้าของวงจรไฟฟ้าที่ถูกแยกออก (ที่มีโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่) ไม่ตรงกับมุมเฟสของแรงดันของระบบไฟฟ้าหลัก หรือเกิดการ Out of frequency reclosing คือ ความถี่ของวงจรไฟฟ้าที่ถูกแยกออก (มีที่โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่) มีความถี่ไม่ตรงกับความถี่ของระบบไฟฟ้าหลัก ผลจากปรากฏการณ์เหล่านี้อาจทำให้เกิดความเสียหายต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเอง และความเสียหายของระบบไฟฟ้าหลักได้



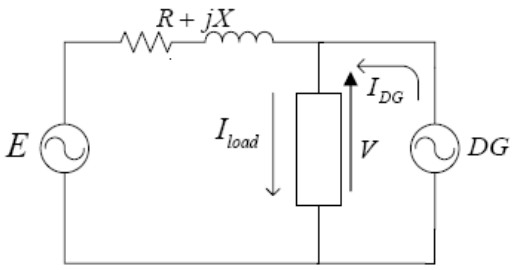
รูปที่ 2.12 : เวลาการทำงานของสวิทช์ปิดซ้ำอัตโนมัติ

ปัญหาเวลาการทำงานของสวิทช์ปิดซ้ำอัตโนมัตินี้จะเกิดได้ง่ายในกรณีที่ระบบไฟฟ้ามีการใช้งานอุปกรณ์ที่ทำการ Instantaneous reclosing แม้ว่าอุปกรณ์นี้จะสามารถช่วยในด้านคุณภาพไฟฟ้าได้ก็ตาม ทั้งนี้เพราะโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจถูกปลดออกจากระบบไฟฟ้าไม่ทันช่วงเวลา Reclose interval ซึ่งมีระยะเวลาสั้นมากดังกล่าว (Instantaneous)

(3) กำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้า

ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้าสามารถแยกพิจารณาออกได้เป็น 3 ประการดังนี้

1) ผลกระทบเนื่องจากขนาดกำลังผลิต



รูปที่ 2.13 : แบบจำลองอย่างง่ายของระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

จากแบบจำลองในรูปที่ 2.13 แสดงถึงระบบไฟฟ้าที่มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าเพียงแหล่งเดียว ซึ่งทำการจ่ายแรงดันไฟฟ้า *E* โวลต์ ผ่านสายส่งที่มีอิมพีแดนซ์เท่ากับ *R+jX* โอห์ม มายังโหลดซึ่งจะทำให้ขนาดแรงดันที่ขั้วโหลดเท่ากับ *V* โวลต์ และเมื่อเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ปลายอีกด้านหนึ่งของระบบไฟฟ้าซึ่งจะทำให้กำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีค่าเปลี่ยนแปลงไปมีค่าเท่ากับ

$$S_{loss}^{DG} - S_{loss} = -(E\text{-}V)(I_{DG,real} - jI_{DG,imag})^{*} \qquad (2.1)$$

โดย S_{loss}^{DG} คือ กำลังสูญเสียเมื่อไม่มีการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
S_{loss} คือ กำลังสูญเสียเมื่อมีการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

จากความสัมพันธ์ดังกล่าวนี้ สรุปได้ว่ากำลังสูญที่เปลี่ยนแปลงไปในระบบนี้จะขึ้นอยู่กับ ขนาดการผลิตหรือกระแสไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่เชื่อมต่ออยู่

2) ผลกระทบเนื่องจากตำแหน่ง

ในทางปฏิบัติระบบไฟฟ้าไม่ได้มีโหลดเพียงแค่จุดโหลดเดียว และลักษณะการกระจายตัวของโหลดตามความเป็นจริงในระบบก็มีความไม่แน่นอน ทั้งในด้านมิติของการกระจายตัวและในด้านมิติช่วงเวลาการใช้งานของโหลด (Space and time dimension) ส่งผลให้กำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้ามีค่าไม่คงที่ด้วยเช่นกัน ดังนั้นตำแหน่งที่เชื่อมต่อของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจึงมีผลกระทบต่อกำลังสูญในระบบจำหน่ายด้วย

3) ผลกระทบเนื่องจากโหมดการทำงาน

ในทางปฏิบัติโหมดการทำงานของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะถูกแบ่งออกเป็น 2 โหมด ประกอบด้วย โหมดการควบคุมค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (Power factor control mode หรือ PQ mode) และโหมดการความคุมค่าแรงดัน (Voltage control mode หรือ PV mode) ซึ่งแต่ละโหมดการทำงานจะมีผลกระทบต่อกำลังสูญเสียในระบบดังต่อไปนี้

(1) โหมดการควบคุมค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ (Power factor control mode หรือ PQ mode) คือ การควบคุมค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์หรือค่าตัวประกอบกำลังให้มีค่าคงที่ โดยกำหนดให้มีการจ่ายหรือรับค่ากำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟหรือกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นสัดส่วนคงที่เทียบกับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟหรือกำลังไฟฟ้าจริง ซึ่งสามารถแยกได้เป็น 2 กรณีดังนี้

- PQ mode ชนิดจ่ายกำลังไฟฟ้าเสมือนให้กับระบบไฟฟ้า จะมีโอกาสทำให้ระดับแรงดันที่บัสเชื่อมต่อ (จุดเชื่อมต่อ) ให้สูงขึ้นได้ทำให้มีแนวโน้มว่าแรงดันทั้งระบบจะสูงขึ้นซึ่งสามารถช่วยลดกระแสที่ไหลในระบบได้จึงช่วยให้กำลังสูญเสียในระบบลดลง
- PQ mode ชนิดรับกำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบไฟฟ้า จะมีโอกาสทำให้ระดับ แรงดันที่บัสเชื่อมต่อต่ำลงได้ ทำให้มีแนวโน้มว่าแรงดันทั้งระบบจะต่ำลงซึ่งจะเพิ่ม กระแสที่ไหลในระบบได้จึงทำให้กำลังสูญเสียในระบบเพิ่มสูงขึ้น

(2) โหมดการความคุมค่าแรงดัน (Voltage control mode หรือ PV mode) คือ การควบคุมค่ากำลังไฟฟ้าจริง และ ค่าแรงดัน ให้มีค่าคงที่ ในโหมดการทำงานนี้ขนาดของกำลังไฟฟ้าเสมือนที่ผลิตออกมาจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจมีค่าไม่คงที่ในแต่ละช่วงเวลาขึ้นอยู่กับปริมาณการจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าเสมือนเพื่อการคุมค่าแรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ดังนั้นจึงไม่มีแนวโน้มที่จะส่งผลกระทบต่อกำลังสูญเสียของระบบมากนัก

(4) การควบคุมแรงดันไฟฟ้า

ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อค่าของแรงดันไฟฟ้าสามารถแยกพิจารณาออกได้เป็น 3 ปัจจัยดังนี้

1) ผลกระทบเนื่องจากขนาดกำลังผลิต

จากรูปที่ 2.13 เมื่อทำการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบ จะทำให้แรงดันไฟฟ้าตก ณ จุดโหลดมีค่าเปลี่ยนแปลงไปตามขนาดของผลรวมของกระแสจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกับกระแสจากโครงการผลิตไฟฟ้าหลักของระบบ ดังสมการคือ

$$\Delta VD = \left|I_{load} - I_{DG}\right|\left(R\cos\theta + X\sin\theta\right) \qquad (2.2)$$

โดย ΔVD คือค่าแรงดันไฟฟ้าตก (Voltage drop: VD) บนสายไฟฟ้า $R+jX$ ณ จุดโหลดเทียบกับแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าต้นทางเมื่อมีการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Distributed Generation: DG)

θ คือ มุมของโหลดเมื่อเทียบกับแหล่งแรงดันต้นทาง (แหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้า)

$R+jX$ คือ ค่าอิมพีแดนซ์ของสายไฟฟ้า

ซึ่งจะพบว่าขนาดของแรงดันไฟฟ้าตกอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้ ขึ้นอยู่กับขนาดของการผลิตหรือค่ากระแสไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้ยังขึ้นกับทิศทางการไหลของกระแสไฟฟ้าของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วย ทั้งนี้ แรงดันไฟฟ้าตกส่วนที่เพิ่มและลดนั้นจะเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดปัญหาการรักษาระดับแรงดัน (Voltage regulation) ในระบบไฟฟ้าต่อไปได้

2) ผลกระทบเนื่องจากตำแหน่ง

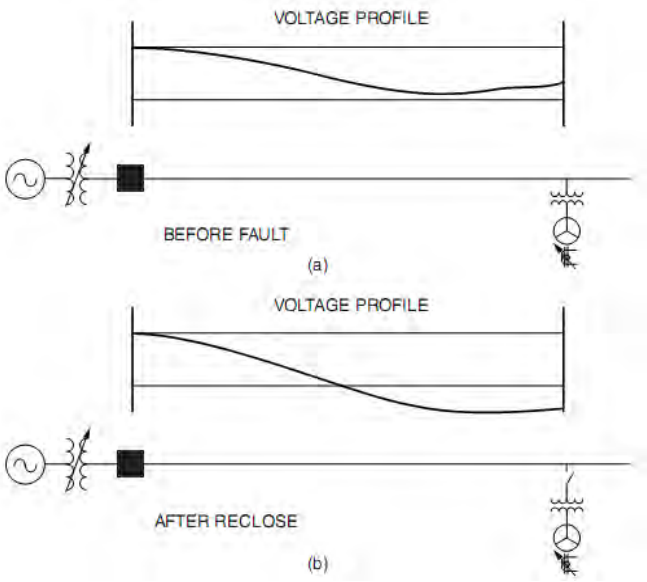
จากสมการแรงดันไฟฟ้าตกข้างต้น (สมการที่ 2.2) จะทำให้ทราบว่าตำแหน่งการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลต่อค่าของแรงดันไฟฟ้าตกด้วยเช่นกัน นอกจากนี้ในทางปฏิบัติระบบไฟฟ้ามิได้มีโหลดเพียงแค่จุดเดียวเหมือนดังแบบจำลองอย่างง่ายในรูปที่ 2.13 และลักษณะการกระจายตัวของโหลดตามความเป็นจริงในระบบจะมีความไม่แน่นอน ทั้งในด้านมิติของการกระจายตัวและในด้านมิติช่วงเวลาการใช้งานของโหลด (Space and time dimension) ดังที่กล่าวไปข้างต้นในเรื่องกำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้าซึ่งจะมีความสัมพันธ์กับค่าของแรงดันไฟฟ้าตกด้วย

3) ผลกระทบเนื่องจากโหมดการทำงาน

โหมดการทำงานของแหล่งผลิตไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย 2 โหมดดังที่กล่าวไว้ข้างต้นอย่างไรก็ตาม สภาวะการทำงานใน PV mode จะไม่ส่งผลกระทบต่อการควบคุมแรงดันมากนัก เนื่องจากโหมดดังกล่าวสามารถควบคุมแรงดันที่บัสเชื่อมต่อได้ เมื่อพิจารณา PQ mode พบว่าผลกระทบของ PQ mode ที่มีการจ่ายค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนให้กับระบบ จะส่งผลให้แรงดันที่บัสเชื่อมต่อมีค่าสูงขึ้นได้ และผลกระทบของ PQ mode ที่มีการรับค่ากำลังไฟฟ้าเสมือนจากระบบ จะส่งผลให้แรงดันที่บัสเชื่อมต่อมีค่าต่ำลงได้

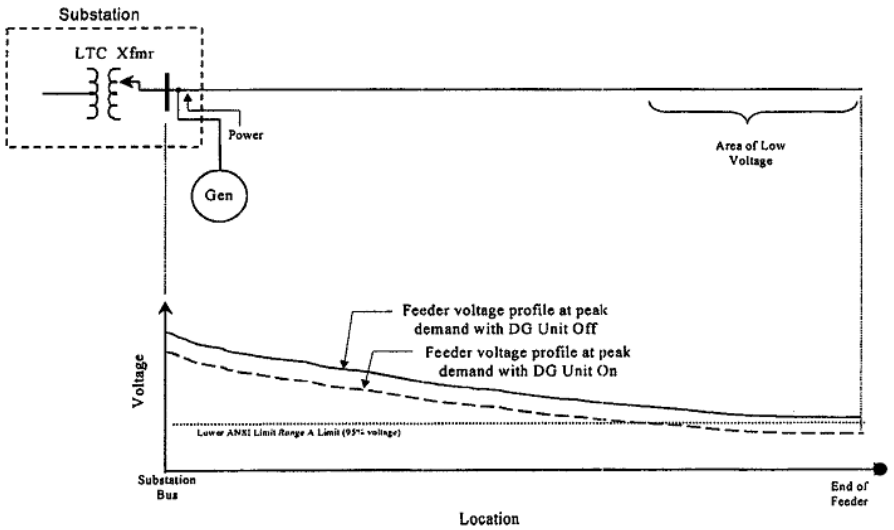
นอกจากผลกระทบต่อเรื่องแรงดันที่เกิดจากการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาผลกระทบจากปัจจัยทั้ง 3 ข้างต้น ยังมีผลกระทบต่อการควบคุมแรงดันเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้าด้วย โดยเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะถูกปลดออกจากระบบตามข้อกำหนด/ระเบียบ (Grid code) ด้านระบบป้องกันไฟฟ้า ซึ่งอาจจะส่งผลให้เกิดการเปลี่ยนของแรงดันต่ำกว่ามาตรฐานที่ได้กำหนดไว้ได้ ดังแสดงไว้ในรูปที่ 2.14 และรูปที่ 2.15

รูปที่ 2.14 (a) ค่าแรงดันก่อนการลัดวงจรจะอยู่ในเกณฑ์ตามมาตรฐาน อย่างไรก็ดี เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะถูกปลดออกจากระบบ และอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าจะทำการกำจัดการลัดวงจร หลังจากทำการกำจัดการลัดวงจรออกจากระบบแล้ว อุปกรณ์ป้องกันจะทำงานสับวงจรกลับมาเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าอีกครั้ง (Reclosing) อย่างไรก็ตาม โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจจะยังไม่ถูกเชื่อมต่อกลับเข้ามายังระบบไฟฟ้า อาจส่งผลให้ค่าแรงดันไฟฟ้า ณ ปลายสายป้อนมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์มาตรฐานได้ ดังแสดงในรูปที่ 2.14 (b) ซึ่งส่งผลให้คุณภาพแรงดันไฟฟ้าของระบบลดลงได้



รูปที่ 2.14 : ผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าเมื่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกปลดออกจากระบบ

สำหรับการติดตั้งหม้อแปลงประเภทปรับระดับแรงดันตามโหลด (Load Tap Changing Transformer: LTCT) ก็จะสามารถส่งผลต่อค่าของแรงดันไฟฟ้าได้เช่นกันโดยหากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกเชื่อมต่อ ณ ต้นสายป้อน จะส่งผลทำให้สถานีไฟฟ้าต้นตรวจจับปริมาณโหลดที่มีค่าลดลง ซึ่งจะส่งผลต่อการทำงานของหม้อแปลงประเภทปรับระดับแรงดันตามโหลดนี้ ทำให้ค่าแรงดันที่ปลายทางเกิดความผิดพลาดจากค่าเป้าหมายที่ต้องการได้ ดังแสดงดังรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 : ผลกระทบต่อแรงดันเมื่อแหล่งผลิตไฟฟ้าถูกเชื่อมต่อที่ต้นสายป้อน

(5) การเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding)

การเกิดการแยกตัวอิสระ (Islanding) คือการที่อุปกรณ์ป้องกันของระบบไฟฟ้าทำการแยกวงจรบางส่วนออกจากระบบไฟฟ้าหลักในขณะที่วงจรส่วนที่ถูกแยกออกมานั้นมีโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ทำให้วงจรส่วนนั้นยังคงได้รับการจ่ายไฟจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยการเกิดการแยกตัวอิสระนี้จะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าได้ดังต่อไปนี้

1) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจไม่สามารถปรับเปลี่ยนค่ากำลังไฟฟ้าที่จ่ายอยู่ได้ และไม่สามารถรองรับโหลดที่เชื่อมต่อในวงจรไฟฟ้าส่วนที่เชื่อมต่ออยู่ได้ โดยที่ไม่มีแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าหลักช่วยจ่ายโหลด เช่น สถานีไฟฟ้า
2) แรงดันและความถี่ของระบบส่วนที่เชื่อมต่อกับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะเกิดการเปลี่ยนแปลงโดยเจ้าของระบบไฟฟ้าหรือการไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมได้ซึ่งอาจจะส่งผลเสียต่อผู้ใช้ไฟฟ้าได้
3) การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในส่วนที่เหลือของวงจรอาจไม่สามารถทำงานได้ตามปกติ และอาจเกิดความเสียหายเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นได้
4) ระบบไฟฟ้าที่เกิดการแยกตัวอิสระอาจก่อให้เกิดอันตรายกับผู้ปฏิบัติงานที่ทำการบำรุงรักษา เนื่องจากระบบยังคงได้รับการจ่ายพลังงานจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหลังจากตัดวงจรออกจากระบบไฟฟ้าหลักแล้ว
5) ระบบไฟฟ้าที่เกิดการแยกตัวอิสระอาจเกิดความเสียหายเมื่อมีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักอีกครั้ง (Reclosing) เนื่องจากปัญหาแรงดันและความถี่ไฟฟ้าอาจเข้ากับระบบไฟฟ้าหลักไม่ได้ (Synchronization problem)

(6) ความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้า

การเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้า อาจทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลงหรือเพิ่มขึ้นได้ โดยปัจจัยที่จะส่งผลให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลงมีดังต่อไปนี้

เนื่องจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนบางประเภทมีกำลังการผลิตกำลังไฟฟ้าที่ไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อม ณ ขณะนั้นๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม เป็นต้น ดังนั้นถ้ามีการพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวมากเกินไป อาจจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลงโดยค่ากำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable capacity) ของแหล่งพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทอ้างอิงจากรายงานการศึกษาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าฟ้าพลังงานหมุนเวียน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (พ.ศ. 2554) แสดงได้ดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 : กำลังผลิตพึ่งได้ของพลังงานหมุนเวียน

ประเภทโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	กำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ (%)
พลังงานแสงอาทิตย์	35
พลังงานลม	2
พลังงานน้ำจากเขื่อนขนาดเล็ก	36
พลังงชีวมวล - กากอ้อย - แกลบ - เศษไม้ และไม้สับ - ทะลายปาล์ม	36 24 57 0 18
พลังงานก๊าซชีวภาพ	24
พลังงานขยะชุมชน	60

1) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีขนาดเล็ก และมีความเชื่อถือได้น้อยกว่าโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ กล่าวคือ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนซึ่งโดยทั่วไปจะมีแหล่งผลิตไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานฟอสซิลหรือโรงไฟฟ้าจากเขื่อนที่มีขนาดใหญ่กว่า โดยแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจะมีโอกาสที่จะขัดข้องหรือเสีย (Outage rate) มากกว่าโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้ ดังนั้นถ้ามีการพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวมากเกินไปอาจจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลงได้
2) เมื่อมีการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบเป็นปริมาณมาก อาจทำให้เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบ โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะจ่ายกระแสลัดวงจรเข้าสู่ระบบเพิ่มมากขึ้น จนทำให้ระบบป้องกันไฟฟ้าทำงานผิดพลาดได้ ซึ่งส่งผลให้เกิดการเปิดวงจรบางบริเวณของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าอย่างไม่จำเป็น ซึ่งส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับในบริเวณดังกล่าวได้และทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยรวมลดลง
3) หากมีการตั้งค่าระบบอุปกรณ์ป้องกันไม่เหมาะสม เมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบ อาจทำให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกปลดตัวออกจากระบบไฟฟ้าโดยไม่จำเป็นได้ทำให้ความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าลดลงและส่งผลเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียงได้

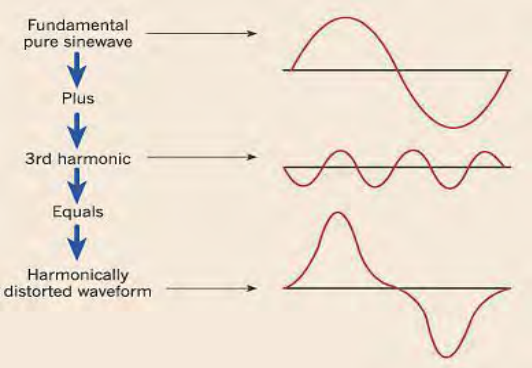
โดยทั่วไป ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสามารถวัดผ่านดัชนีต่างๆ ซึ่งดัชนีชี้วัดความเชื่อถือได้ทางไฟฟ้าที่เป็นที่นิยม ได้แก่ SAIFI, SAIDI และ EENS

1) **System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)** คือ ดัชนีความถี่ของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็นครั้งต่อปีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า
2) **System Average Interruption Duration Index (SAIDI)** คือ ดัชนีระยะเวลาของการเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับของระบบโดยเฉลี่ย มีหน่วยเป็นชั่วโมงต่อปีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า
3) **Expected Energy Not Supplied (EENS)** คือ ดัชนีพลังงานไฟฟ้าที่ไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าและส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับ มีหน่วยเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้าต่อปี

แม้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลกระทบให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าลดลง ในทางกลับกัน การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าได้ กล่าวคือกรณีที่เกิดการขัดข้องของแหล่งพลังงานไฟฟ้าหลักของระบบไฟฟ้า และมีการอนุญาตให้เกิดการแยกตัวอิสระได้ ดังนั้นโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะสามารถจ่ายไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในบริเวณใกล้เคียงได้ ส่งผลให้จำนวนและระยะเวลาที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบจากไฟฟ้าดับมีจำนวนลดน้อยลงได้ ทำให้ดัชนี SAIDI และ EENS มีค่าลดลงได้ซึ่งแสดงถึงความเชื่อถือได้ของระบบดีขึ้น อย่างไรก็ตาม เหตุการณ์ดังกล่าวนั้นจะไม่มีผลต่อดัชนี SAIFI เนื่องจากโดยทั่วไปเมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติในระบบไฟฟ้าอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าทั้งหมดในระบบจะต้องทำการเปิดวงจร ทำให้เกิดไฟฟ้าดับขึ้นในช่วงระยะเวลาหนึ่งได้

(7) ฮาร์มอนิก (Harmonic)

ปัญหาผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิกเป็นผลมาจากความผิดเพี้ยนของรูปคลื่นของทั้งกระแสและแรงดันไฟฟ้าที่เกิดจากการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 2.16 จากรูป คลื่นรูปแรก คือ คลื่นของกระแสและแรงดันไฟฟ้าในสภาวะปกติ โดยเมื่อระบบเกิดปัญหาฮาร์มอนิกจะส่งผลให้รูปคลื่นของกระแสและแรงดันเกิดความผิดเพี้ยนดังแสดงได้ในคลื่นรูปที่ลำดับที่สองและสาม



รูปที่ 2.16 : การเกิดฮาร์มอนิกของกระแสและแรงดันไฟฟ้า

โดยความผิดเพี้ยนของรูปคลื่นสามารถแบ่งออกได้เป็น 5 ประเภทหลัก คือ

1) DC Offset คือ การที่มีกระแสหรือแรงดันไฟตรงปะปนอยู่ในระบบไฟฟ้ากระแสสลับ
2) ฮาร์มอนิก คือ กระแสหรือแรงดันไฟฟ้าที่มีความถี่เป็นจำนวนเท่าที่เป็นจำนวนเต็มของความถี่มูลฐาน
3) อินเตอร์ฮาร์มอนิก (Inter-harmonic) คือ กระแสหรือแรงดันไฟฟ้าที่มีความถี่ไม่เป็นจำนวนเต็มของความถี่มูลฐาน
4) Notching คือ ความผิดปกติทางแรงดันไฟฟ้าแบบเป็นคาบที่เกิดจากการใช้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังเมื่อกระแสถูกเปลี่ยนจากเฟสหนึ่งไปยังอีกเฟสหนึ่ง
5) สัญญาณรบกวน (Noise) คือสัญญาณทางไฟฟ้าที่ไม่ต้องการมักจะปะปนในสัญญาณกระแสหรือแรงดันในสายเฟสซึ่งเป็นผลเกิดจากการต่อลงดินของระบบไฟฟ้าที่ไม่ถูกต้อง

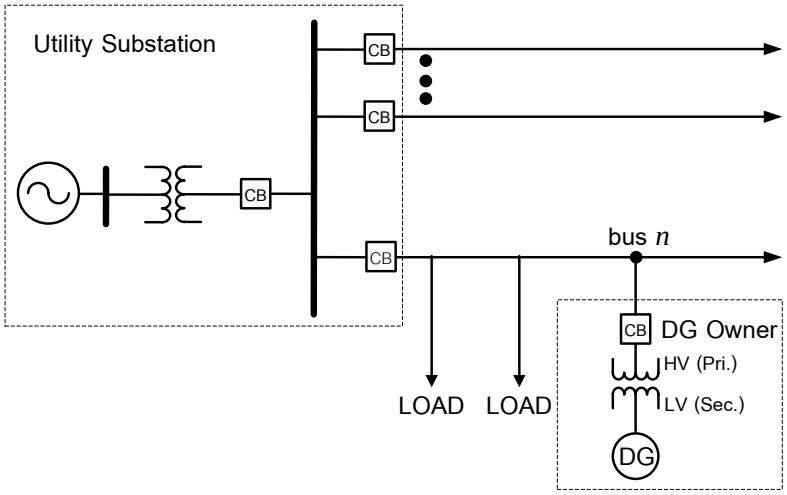
สืบเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าด้วยอินเวอร์เตอร์ (Inverter-type) เพื่อที่จะทำการแปลงปริมาณไฟฟ้ากระแสตรง (Direct Current: DC) เป็นปริมาณไฟฟ้ากระแสสลับ (Alternative Current: AC) และจ่ายไฟฟ้าเข้าส่ระบบไฟฟ้า ในอดีตนั้นอินเวอร์เตอร์จะใช้ SCR (Silicon-Controlled Rectifier) ในการสร้างรูปคลื่นไซน์ ซึ่งจะสร้างปริมาณกระแสฮาร์มอนิกที่สูง อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่ใช้มักจะเป็น IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor) ซึ่งใช้วิธี PWM (Pulse-Width Modulation) ในการสร้างรูปคลื่นไซน์ มีการทำงานที่ความถี่สูง (High-frequency switching) และมีเทคนิคการกรองปริมาณฮาร์มอนิกที่ทันสมัยทำให้มีกระแสฮาร์มอนิกปะปนน้อยมาก อย่างไรก็ตาม ผลกระทบทางด้านฮาร์มอนิกยังอาจเกิดขึ้นได้จากการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนดังนี้

1) ค่าอิมพีแดนซ์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีค่าเป็นหลายเท่าของอิมพีแดนซ์ของระบบไฟฟ้า เมื่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกปลดออกจากระบบไฟฟ้า และเกิดการแยกตัวอิสระขึ้น ค่าอิมพีแดนซ์ของแหล่งจ่ายที่เพิ่มขึ้นนี้จะส่งผลให้แรงดันมีความผิดเพี้ยนเพิ่มสูงขึ้นได้
2) ในกรณีที่เชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่เข้ากับสายป้อนโดยตรงไม่มีการเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลง อาจส่งผลให้กระแสฮาร์มอนิกสูงขึ้น หรืออาจเกิดเรโซแนนซ์ (Resonance) กับสายป้อนหรือ ตัวเก็บประจุที่สถานีไฟฟ้าย่อยได้

3) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเมื่อต่ออยู่กับสายป้อนจะทำให้ความถี่สั่นพ้อง (Resonance frequency) ของระบบเปลี่ยนไปได้ ถ้าความถี่สั่นพ้องเคลื่อนมาใกล้กับความถี่ของกระแสฮาร์มอนิกของโหลดไม่เป็นเชิงเส้นอื่นๆ จะส่งผลให้มีความผิดเพี้ยนของแรงดันเพิ่มสูงขึ้น

(8) รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงไฟฟ้า

การเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าโดยส่วนมากจะมีระดับแรงดันที่ไม่เท่ากับระบบไฟฟ้า ดังนั้นในการเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าจึงต้องอาศัยหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าเพื่อปรับให้มีระดับแรงดันที่เท่ากัน ดังรูปที่ 2.17 ซึ่งรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงไฟฟ้าที่แตกต่างกันจะส่งผลต่อการคำนวณกระแสลัดวงจรและแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อเกิดการลัดวงจรประเภทที่มีการเชื่อมต่อลงดิน เช่น การลัดวงจรแบบหนึ่งเฟสลงดิน เป็นต้น ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลงไฟฟ้าจะส่งผลต่ออิมพีแดนซ์ในวงจรลำดับศูนย์แต่ไม่ส่งผลกระทบต่ออิมพีแดนซ์ในวงจรลำดับบวกและลบ



รูปที่ 2.17 : การเชื่อมต่อ DG เข้ากับระบบไฟฟ้า

(9) การกระเพื่อมของแรงดันและไฟกระพริบ

การกระเพื่อมของแรงดันจะเกิดจากโหลดอุตสาหกรรมซึ่งเป็นโหลดที่มีกระแสไฟฟ้าไม่คงที่ (Fluctuating load) ทำให้เกิดไฟกระพริบ (Light flicker) กับผู้ใช้ไฟฟ้าเช่น Mini steel mills, Crusher operation, Industrial induction furnaces เป็นต้น นอกจากสาเหตุที่เกิดจากโหลดในอุตสาหกรรมแล้ว ปัญหาการเกิดไฟกระพริบยังสามารถเกิดจากการเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย เช่น พลังงานลม และ พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่มีความไม่แน่นอนสูง หรือการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบเหนี่ยวนำ (Induction Generator) จะทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าตกชั่วขณะ (Voltage dip) ซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดไฟกระพริบ เช่น เกิดแรงดันไฟฟ้าตกอย่างกะทันหันขณะเพิ่มโหลด หรือ การเพิ่มขึ้นของแรงดันอย่างช้าๆ ขณะเร่งความเร็ว อย่างไรก็ตาม แรงดันไฟฟ้าตกที่เกิดขึ้นนี้เกิดขึ้นไม่บ่อยนัก โดยทั่วไปเกิดขึ้นน้อยกว่าสามครั้งต่อหนึ่งชั่วโมง

2.2.2 การป้องกันผลกระทบทางเทคนิคที่เกิดจากการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

จากผลกระทบต่างๆ ที่เกิดขึ้นข้างต้น มีวิธีการป้องกันเบื้องต้นที่เหมือนกัน คือการจำกัดขนาดของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้อยู่ในปริมาณที่เหมาะสมเพื่อป้องกันผลกระทบที่จะเกิดขึ้น อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาในมุมมองการเพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงพลังงานฟอสซิล และการกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงหรือแหล่งพลังงานไฟฟ้าชนิดต่างๆในการผลิตไฟฟ้านั้น การป้องกันด้วยการจำกัดขนาดของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจเป็นสิ่งที่ควรหลีกเลี่ยงหากสามารถใช้วิธีการป้องกันปัญหาประเภทอื่นได้ ดังนี้

(1) การป้องกันกระแสเกิน (Overcurrent protection)

ผลกระทบต่อการป้องกันกระแสเกินสามารถจำแนกออกเป็น 3 กรณีดังได้กล่าวไปแล้วข้างต้น ซึ่งในแต่ละกรณีมีวิธีการป้องกันที่แตกต่างกันดังต่อไปนี้

1) การลดขอบเขตของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า (Reach reduction)

- ปรับตั้งอุปกรณ์ป้องกันโดยการลดขนาดของกระแสลัดวงจรที่อุปกรณ์ป้องกันจะตรวจจับได้ (Pick-up current) เพื่อเพิ่มขอบเขตการป้องกันของอุปกรณ์ป้องกันให้มีขอบเขตที่มากขึ้น
- ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มขึ้นเพื่อสร้างขอบเขตการป้องกันให้เพิ่มขึ้นอีกหนึ่งขอบเขต เช่น การติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันเพิ่มที่กลางสายป้อน
- ใช้การเชื่อมต่อของหม้อแปลงเพื่อทำให้ขนาดกระแสลัดวงจรมีค่าต่ำลงแต่ต้องพิจารณาถึงความปลอดภัยด้วย ซึ่งวิธีการนี้จะส่งผลเฉพาะกรณีการลัดวงจรเป็นแบบไม่สมดุลเท่านั้น
- เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า กำหนดให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต้องถูกปลดออกจากระบบก่อน

2) การทำงานของฟิวส์โดยไม่จำเป็น (Defeat of fuse saving scheme)

- เลือกประเภทการเชื่อมต่อหม้อแปลงกับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้มีการจำกัดขนาดกระแสลัดวงจรให้มีค่าต่ำลง
- ตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันใหม่ และมีลำดับการทำงานที่สอดคล้องกัน
- เพิ่มขนาดของฟิวส์ให้ทนกระแสได้มากขึ้น แต่จะเสียค่าใช้จ่ายในการลงทุนมากขึ้นด้วย
- เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า กำหนดให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต้องถูกปลดออกจากระบบก่อน

3) การทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้านอกขอบเขต (Sympathetic tripping)

- เปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกันรีเลย์กระแสเกินเป็นแบบสามารถตรวจจับทิศทางได้ (Directional overcurrent relaying)
- ตั้งค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันใหม่ และมีลำดับการทำงานที่สอดคล้องกัน
- ตั้งค่าการทำงานของกระแสลัดวงจรต่ำสุดที่อุปกรณ์ป้องกันตรวจจับได้ ให้มีรูปแบบการทำงานหรือเวลาในการทำงานที่เท่ากัน

- เมื่อเกิดการลัดวงจรในระบบไฟฟ้า กำหนดให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต้องถูกปลดออกจากระบบก่อน

(2) การทำ Reclosing

วิธีป้องกันเบื้องต้นสำหรับการทำ Reclosing จะประกอบด้วย

1) กำหนดให้ช่วงเวลาการต่อกลับ (Reclosing interval) มีค่าประมาณ 1 วินาทีหรือมากกว่า เพื่อที่จะทำให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีเวลามากพอที่จะตัดตัวเองออกจากระบบไฟฟ้าได้
2) ติดตั้งอุปกรณ์ Direct Transfer Trip (DTT) เพื่อให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกปลดจากระบบไฟฟ้าทันทีที่เกิดการลัดวงจร

(3) กำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้า

จากสมการค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียของระบบฟ้าจะเห็นว่าค่าของกำลังสูญเสียจะขึ้นอยู่กับค่าของแรงดันและกระแสของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังนั้นวิธีการที่จะลดผลกระทบ คือ

1) กำหนดโหมดการทำงานแบบ PV mode เพื่อให้แรงดันที่บัสเชื่อมต่อมีค่าคงที่ ซึ่งการที่แรงดันที่บัสเชื่อมต่อมีค่าคงที่นั้น จะมีผลกระทบต่อกำลังสูญเสียไม่มากนัก หรือ กำหนดโหมดการทำงานแบบ PQ mode โดยจ่ายค่ากำลังเสมือนให้กับระบบ ซึ่งโหมดการทำงานดังกล่าวจะช่วยลดกระแสที่ไหลในระบบได้ จึงช่วยให้กำลังสูญเสียในระบบลดลงเช่นเดียวกัน
2) โดยหลักการนั้น แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนควรอยู่ในตำแหน่งจุดศูนย์กลางโหลด (Load center) ทั้งนี้เพื่อให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้นเดินทางไปจ่ายโหลดไฟฟ้าได้ทันทีและเกิดกำลังสูญเสียต่ำ อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่ไม่สามารถกระทำได้ อาจมีวิธีพิจารณาดังต่อไปนี้ คือ (1) กรณีขนาดกำลังการผลิตของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีค่าไม่มากนัก อาจสามารถติดตั้งที่ปลายสายป้อนได้ เพื่อช่วยลดระยะทางการจ่ายไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าต้นทาง อีกทั้งเพื่อเป็นการป้องกันผลกระทบบรรเทาผลกระทบที่จะเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าส่วนที่อยู่เหนือสถานีไฟฟ้าต้นทางด้วย (2) กรณีขนาดกำลังการผลิตของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีค่ามาก และมากกว่าปริมาณโหลดของสายป้อน ในกรณีนี้ควรเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในตำแหน่งที่ต้นสายป้อนทั้งนี้เพื่อให้เกิดการไหลย้อนของกำลังไฟฟ้าไปยังสถานีไฟฟ้าต้นทางเป็นระยะทางที่สั้นที่สุดที่จะเป็นไปได้ (ระยะที่สั้นที่สุด จะเท่ากับหม้อแปลงแรงดันที่สถานีไฟฟ้าต้นทาง)

(4) การควบคุมแรงดัน

ผลกระทบจากแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อการควบคุมแรงดันมีวิธีการป้องกันได้ดังต่อไปนี้

1) ติดตั้งอุปกรณ์เพื่อเพิ่มระดับแรงดันให้มีค่าที่สูงขึ้น โดยอุปกรณ์จะแบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ
   - หม้อแปลงปรับค่าแรงดัน (Tap-changing transformer) เพื่อปรับค่าแรงดันไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือที่ต้นสายป้อน

- อุปกรณ์รักษาระดับแรงดัน (Voltage regulator) เพื่อที่จะสามารถเพิ่มระดับแรงดัน ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งอุปกรณ์นี้
- อุปกรณ์การชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟหรือกำลังไฟฟ้าเสมือน (Reactive power compensation) เช่นตัวเก็บประจุ, Static VAr compensatorsเป็นต้น เพื่อที่จะชดเชยค่าอินดักทีฟของอิมพีแดนซ์ในสายสายไฟฟ้า ลดค่าของกระแส และช่วยปรับมุมของกระแสให้มีค่าใกล้เคียงกับมุมของแรงดันมากขึ้น

2) ในกรณีที่แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าในระบบต่ำลง อาจสามารถเพิ่มระดับแรงดันไฟฟ้าได้ด้วยการลดแรงดันไฟฟ้าตกในสายไฟฟ้าด้วยการเปลี่ยนขนาดของสายป้อนให้มีขนาดที่ใหญ่ขึ้นเพื่อที่จะลดค่าอิมพีแดนซ์สายให้ลดลง หรือการเปลี่ยนอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ในระบบเพื่อให้มีอิมพีแดนซ์ค่าต่ำลง
3) ในกรณีที่มีแรงดันไฟฟ้าตกมาก และโหลดไฟฟ้าบางประเภทมีความไวต่อระดับแรงดันมาก อาจจำเป็นต้องปล่อยให้โหลดนั้นถูกปลดออกด้วยรีเลย์ตรวจจับแรงดันไฟฟ้า นอกจากนี้ การปลดออกของโหลดเหล่านี้ยังสามารถช่วยเพิ่มระดับของแรงดันในระบบไฟฟ้าได้ด้วย
4) ในกรณีที่เกิดการลัดวงจร และโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกปลดออกจากระบบไฟฟ้า ให้ตั้งค่าเวลาให้แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกลับมาเชื่อมต่อกับระบบเร็วขึ้นภายหลังที่มีการกำจัดการลัดวงจรนั้นแล้ว เพื่อลดระยะเวลาที่เกิดแรงดันไฟฟ้าตกในขณะที่ไม่มีการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

(5) การเกิดการแยกตัวเป็นอิสระ (Islanding)

การป้องกันในเรื่องของการเกิดการแยกตัวเป็นอิสระ ส่วนใหญ่จะเป็นการป้องกันไม่ให้เกิดการแยกตัวเป็นอิสระในระบบไฟฟ้า โดยจะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) ใช้การตรวจจับหาการแยกตัวเป็นอิสระถ้าไม่สามารถตรวจจับได้จะมีวิธีป้องกันคือเวลาเกิดการแยกตัวเป็นอิสระจะบังคับให้ระบบเกิดการสูญเสียเสถียรภาพ เพื่อใช้ในการตรวจจับด้านเสถียรภาพแทน
2) ใช้ DTT (Direct transfer trip) เพื่อให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนถูกปลดจากระบบไฟฟ้าทันทีที่มีการลัดวงจร
3) ใช้รีเลย์ในการช่วยตรวจจับค่าของแรงดันและความถี่ เพื่อที่จะใช้เป็นข้อมูลในการปลดโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนออกจากระบบ
4) ใช้อินเวอร์เตอร์ ประเภท Line-commutated โดยอินเวอร์เตอร์ประเภทนี้จะใช้แหล่งกำเนิดไฟฟ้าจากภายนอกมาสร้างสัญญาณไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อเป็นสัญญาณสั่งการทำงาน กล่าวได้คืออินเวอร์เตอร์ประเภทนี้จะไม่สามารถทำงานได้ ถ้าไม่มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าภายนอก ดังนั้นในกรณีที่ระบบไฟฟ้าเกิดความผิดพร่องขึ้น ทำให้ความถี่และแรงดันมีการเปลี่ยนแปลง อุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าทำงานมีการตัวงจรออกจากระบบ ซึ่งจะส่งผลให้ อินเวอร์เตอร์ไม่สามารถทำงานได้เนื่องจากไม่มีแหล่งกำเนิดไฟฟ้าจากภายนอก ซึ่งสามารถป้องกันการเกิดการแยกตัวเป็นอิสระได้

(6) ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้น จะมีประเด็นหลักอยู่ 2 ประเด็น คือ (1) ความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และ (2) ผลจากการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันไฟฟ้า ซึ่งแต่ละประเด็นมีวิธีป้องกันดังนี้

1) ความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

- ไม่พึ่งพาแหล่งพลังงานหมุนเวียนบางประเภทมากเกินไป เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีความไม่แน่นอนสูงขึ้นอยู่กับสภาพแวดล้อมหรือฤดูกาล หรือเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนชนิดอื่น ที่สามารถกักเก็บ หรือในขณะนั้นมีปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ค่อนข้างมากนอกจากนี้ความหลากหลายของแหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆสามารถช่วยผลิตกำลังไฟฟ้าในขณะที่แหล่งพลังงานหมุนเวียนบางประเภทไม่มีความพร้อมได้
- มีการพยากรณ์ความเข้มแสงอาทิตย์ และความเร็วลม เพื่อประเมินว่าควรพึ่งพิงแหล่งพลังงานดังกล่าวได้มากน้อยเพียงใดในช่วงเวลาต่างๆ และนำไปจัดการวางแผนในการปรับเปลี่ยนการใช้แหล่งพลังงานรวมถึงโรงไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ทดแทน เพื่อให้พอเพียงต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าดีขึ้น
- มีการกักเก็บสำรองไฟฟ้าเพื่อรองรับความไม่แน่นอนของพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม หรือแหล่งพลังงานหมุนเวียนอื่น ในกรณีที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนนั้นๆ ได้

2) ผลจากการทำงานผิดพลาดของระบบป้องกันไฟฟ้า

- การปรับเปลี่ยนระบบป้องกันในระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น การปรับค่าการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบ หรือการเปลี่ยนอุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้าในระบบ เป็นต้น

(7) ฮาร์มอนิก (Harmonics)

การป้องกันผลกระทบของการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้า ในด้านฮาร์มอนิกจะประกอบไปด้วยวิธีการดังต่อไปนี้

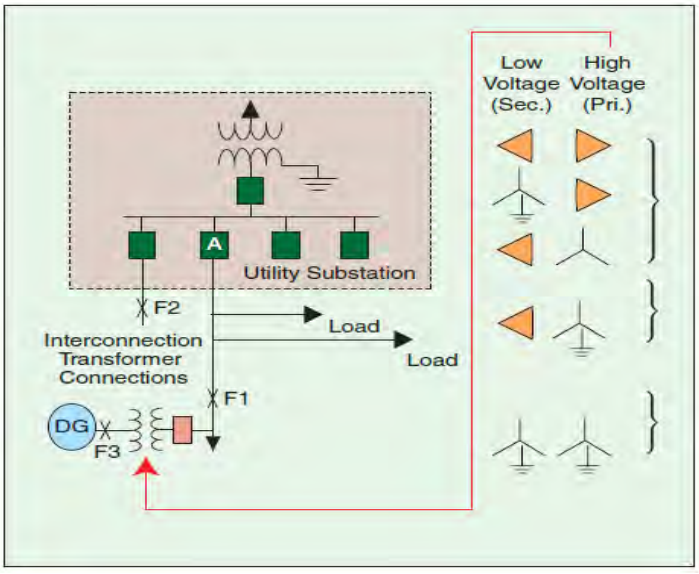
1) เลือกอินเวอร์เตอร์ที่ใช้อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังที่เป็น IGBT (Insulated-Gate Bipolar Transistor) ซึ่งใช้วิธี PWM (Pulse-Width Modulation) ในการสร้างรูปคลื่นไซน์ มีการทำงานที่ความถี่สูง (High-frequency switching) และมีเทคนิคการกรองปริมาณฮาร์มอนิกที่ทันสมัยทำให้มีกระแสฮาร์มอนิกปะปนน้อยมาก
2) ในกรณีที่โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนใช้เครื่องผลิตไฟฟ้าทั่วไป (Generators) เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้ากระแสสลับจะสามารถป้องกันผลกระทบได้โดยการกำหนดค่า Pitch factor ให้เหมาะสม เพื่อที่จะลดหรือกำจัดฮาร์มอนิกในรูปคลื่นของแรงดันโดยมีหลักการดังต่อไปนี้
   - Full Pitch จะไม่ส่งผลกระทบต่อฮาร์มอนิกเลย
   - 2/3 Pitch จะสามารถกำจัดฮาร์มอนิกลำดับที่ 3, 9, 15, 21, 27 และ อื่นๆ
   - 4/5 Pitch จะสามารถกำจัดฮาร์มอนิกลำดับที่ 5

- 6/7Pitch จะสามารถกำจัดฮาร์มอนิกลำดับที่ 7
- 5/6 Pitch จะสามารถลดฮาร์มอนิกลำดับที่ 5 และ 7 ซึ่งจะไม่เหมือนกับ 4/5 Pitch กับ 6/7Pitch ที่จะกำจัดไปเลย

3) การเพิ่ม Reactor ที่มี Shorting switch

(8) รูปแบบการเชื่อมต่อหม้อแปลง

การป้องกันผลกระทบที่เกิดจากการเชื่อมต่อแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านหม้อแปลงนั้นไม่ได้มีวิธีการป้องกันที่ชัดเจน ซึ่งการเชื่อมต่อผ่านหม้อแปลงแต่ละแบบจะมีข้อดีและข้อเสียแตกต่างกันไป ดังนั้นการที่จะเลือกการเชื่อมต่อหม้อแปลงประเภทใดขึ้นอยู่กับความต้องการที่จะป้องกันปัญหาเฉพาะด้านด้วย โดยการต่อหม้อแปลงที่ใช้กันอย่างแพร่หลายสำหรับการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมี 5 แบบดังแสดงในรูปที่ 2.18 ซึ่งแต่ละแบบมีทั้งข้อดีและข้อเสีย โดยการต่อทั้งหม้อแปลงทั้ง 5 แบบนี้สามารถจัดกลุ่มได้เป็น 3 กลุ่มหลัก ดังนี้



รูปที่ 2.18 : การต่อหม้อแปลงแบบต่างๆ สำหรับการเชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

1) **Delta หรือ Ungrounded Wye (HV)**
   - ข้อดี คือ ไม่มีกระแสลัดวงจรลงดินในกรณีที่เกิดการลัดวงจรที่ F1 และ F2 มากวน Ground relay coordination และเมื่อเกิดการลัดวงจรลงดิน (Ground fault) ที่หลังหม้อแปลงที่ตำแหน่ง F3 แล้ว Breaker A จะไม่ทำงาน
   - ข้อเสีย คือ เมื่อเกิดการลัดวงจรลงดินและ Breaker A ทำงาน (Trip) จะเกิด Overvoltage ของเฟสที่ไม่เกิดการลัดวงจร
2) **Grounded Wye (HV)/Delta (LV)**
   - ข้อดี คือ ไม่มีปัญหาเรื่องการเกิด Overvoltage เมื่อเกิดการลัดวงจรลงดินที่ F1และเมื่อเกิดการลัดวงจรลงดินที่หลังหม้อแปลงที่ตำแหน่ง F3 แล้ว breaker A จะไม่ทำงาน

- ข้อเสีย คือ มีกระแสลัดวงจรลงดินในกรณีที่เกิดความผิดพร่องที่ F1 และ F2 มากวน Ground relay coordination กระแสที่ไม่สมดุล (Unbalance current) สามารถไหลวนในหม้อแปลงด้านเดลต้า ทำให้เกิดกำลังงานสูญเสียและหม้อแปลงรับโหลดได้น้อยลง

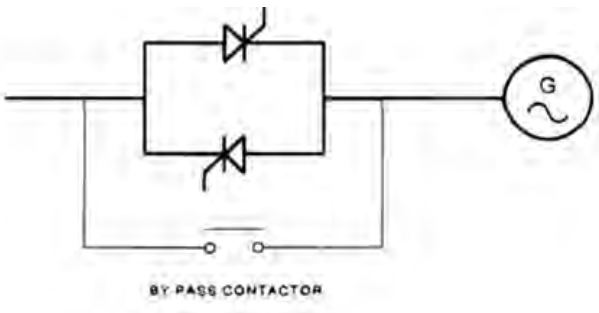
3) Grounded Wye (HV)/ Grounded Wye (LV)

- ข้อดี คือ ไม่มีปัญหาเรื่อง Overvoltage เมื่อเกิดการลัดวงจรลงดินที่ตำแหน่ง F1 ถ้าแหล่งผลิตไฟฟ้าต่อแบบ Solidly grounded
- ข้อเสีย คือ เมื่อเกิดการลัดวงจรลงดินหลังหม้อแปลงที่ตำเหน่ง F3 แล้ว Breaker A จะทำงาน และเมื่อมีการลัดวงจรลงดินที่ F1 ถ้าแหล่งผลิตไฟฟ้ามีการต่อลงดินผ่านค่าความต้านทานที่จุดนิวทรอล ค่า Zero sequence impedance จะมีค่าสูงซึ่งสามารถส่งผลกระทบไปยังระบบส่วนที่ไม่ได้ต่อลงดินได้

(9) การกระเพื่อมของแรงดันและไฟกระพริบ

ผลกระทบการกระเพื่อมของแรงดันและไฟกระพริบนั้นเกิดจากการกระชากกระแสในขณะเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีวิธีป้องกันได้ดังนี้

1) การใช้วิธี Soft start ในการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อช่วยลดกระแสในขณะเริ่มต้นซึ่งเป็นการลดการกระเพื่อมของแรงดันได้ วิธี Soft start จะเป็นการต่ออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์เพื่อควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 19 การใช้วิธี Soft start นอกจากจะลดแรงดันกระเพื่อมและไฟกระพริบแล้วยังสามารถช่วยลดค่ากำลังสูญเสียได้อีกด้วย



รูปที่ 2.19 : การใช้วิธี Soft start ต่อเชื่อมกับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

2) เลือกใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็ก เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กจะมีการกระชากของกระแสในขณะเริ่มเดินเครื่องน้อยกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดใหญ่
3) เชื่อมต่อโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า ณ ตำแหน่งที่มีความแข็งแรงทางไฟฟ้าสูง (Infinite bus)และมีค่า Stiffness ratio ≥ 300

จากที่กล่าวมาข้างต้น ผลกระทบของการผสานโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้าจะก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าโดยแบ่งออกเป็น 2 มุมมอง กล่าวคือ มุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และมุมมองของระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน การแก้ไขปัญหา

ที่เกิดขึ้นนั้นสามารถพิจารณาได้ด้วยการจำกัดขนาดของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน แต่เนื่องจากแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) ได้สนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือกมากขึ้น แทนการใช้พลังงานเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ที่มีราคาปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และบางส่วนประเทศไทยยังต้องนำเข้าเชื่อเพลิงเหล่านี้จากต่างประเทศ ดังนั้นการพิจารณาทางเลือกแก้ไขปัญหาดังกล่าวโดยการจำกัดพิกัดของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนอาจเป็นปัญหาอุปสรรคในการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือก อย่างไรก็ตาม ทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอแนวทางการแก้ไขปัญหาทางเทคนิควิศวกรรมไฟฟ้าที่อาจเกิดขึ้นในการผสานโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้า ซึ่งวิธีการเหล่านั้นสามารถบรรเทาปัญหาต่างๆ ในเชิงเทคนิค และปัญหาคุณภาพไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี

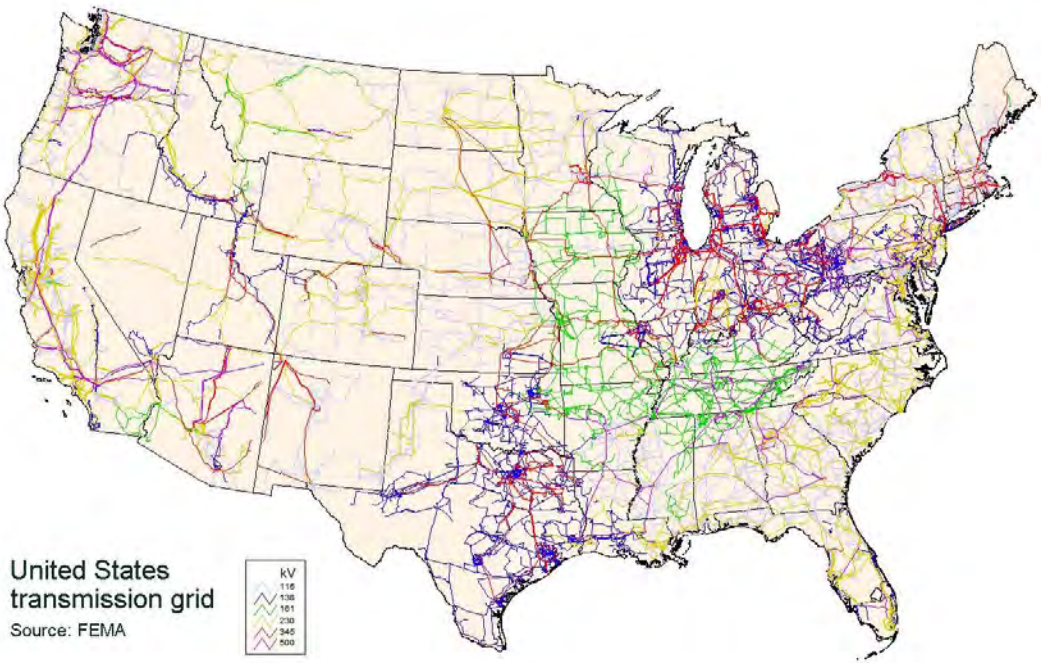
2.3 ปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังที่เกิดขึ้นในต่างประเทศ

ในหัวข้อนี้จะเป็นการรวบรวมข้อมูลปัญหาที่เกี่ยวกับการผสานพลังงานหมุนเวียนที่เกิดขึ้นในต่างประเทศ ที่มีการใช้พลังงานหมุนเวียนค่อนข้างสูง โดยจะกล่าวถึงโครงสร้างระบบไฟฟ้าและข้อมูลเชิงสถิติของการใช้พลังงานหมุนเวียน และปัญหาที่เกิดหรือคาดว่าจะเกิดขึ้น

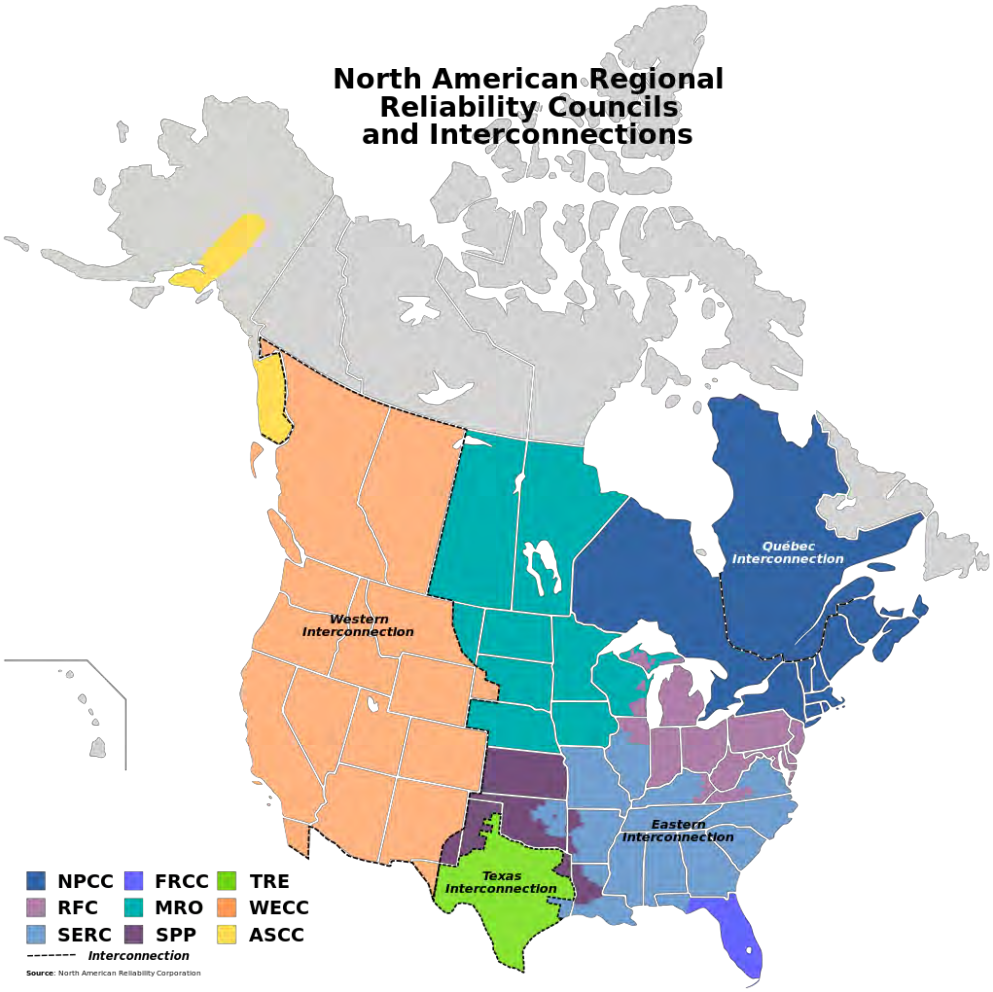
2.3.1 ประเทศสหรัฐอเมริกา

2.3.1.1 โครงสร้างของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

โครงสร้างของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกาดังแสดงในรูปที่ 2.20 มีความยาวรวมทั้งสิ้นประมาณ 300,000 กิโลเมตร และอยู่ภายใต้การดำเนินการโดยบริษัทมากกว่า 500 บริษัท โดยระบบส่งไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกามีหน่วยงาน NERC (North American Electric Reliability Corporation) ทำหน้าที่ดูแลรับผิดชอบการรักษาคุณภาพและความเชื่อถือได้ของระบบส่งขนาดใหญ่ของประเทศ หน่วยงานดังกล่าวประกอบด้วย NERC Regional Reliability Council ทั้งหมด 9 แห่ง ดูแลรับผิดชอบโครงข่ายของระบบไฟฟ้ากระจายตามพื้นที่ต่างๆ ดังแสดงในรูปที่ 2.21 โดยการเชื่อมต่อโครงข่ายระบบไฟฟ้าของพื้นที่อเมริกาเหนือสามารถจำแนกได้เป็น 5 ส่วน ดังแสดงในรูปที่ 2.22 ซึ่งสามารถอธิบายได้ดังนี้



รูปที่ 2.20 : โครงข่ายไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา



รูปที่ 2.21 : หน่วยงานที่ดูแลโครงข่ายของระบบไฟฟ้าแบ่งตามพื้นที่

1) การเชื่อมต่อโครงข่ายทางด้านตะวันออก (Eastern Interconnection) ซึ่งเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าครอบคลุมพื้นที่ของ 6 หน่วยงาน ได้แก่

- Florida Reliability Coordinating Council (FRCC)
- Midwest Reliability Coordinating Council (MRO)
- Northwest Power Coordinating Council (NPCC)
- ReliabilityFirst Corporation (RFC)
- SERC Reliability Corporation (SERC)
- Southwest Power Pool, Inc. (SPP)

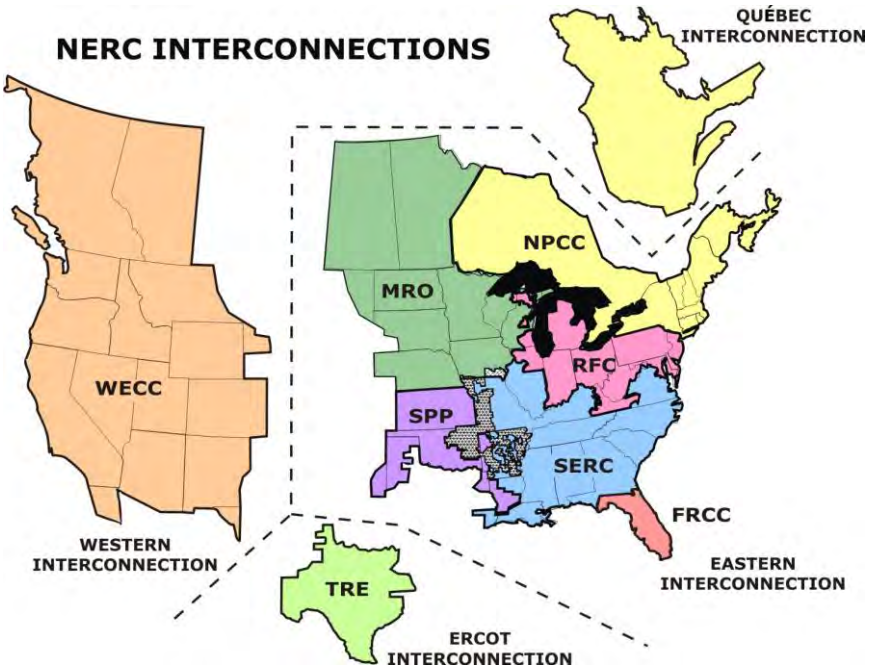
นอกจากนี้ Eastern Interconnection ยังมีการเชื่อมต่อไปยัง โครงข่ายด้านตะวันตก (Western Interconnection) ด้วยระบบส่งแรงดันสูงชนิดไฟฟ้ากระแสตรง (High-Voltage DC; HVDC Transmission) และยังเชื่อมต่อไปยังโครงข่ายไฟฟ้าที่ไม่ได้อยู่ในการดูแลของ NERC รวมไปถึงโครงข่ายระบบไฟฟ้าทางด้านเหนือของแคนาดาอีกด้วย (ดูรูปที่ 2.23)

2) การเชื่อมต่อโครงข่ายทางด้านตะวันตก (Western Interconnection) ครอบคลุมพื้นที่ส่วนใหญ่ทางด้านตะวันตกเฉียงเหนือ โดยมีหน่วยงานในพื้นที่คือ Western Electricity Coordinating Council (WECC) การเชื่อมต่อระหว่างโครงข่ายด้านตะวันตกและโครงข่ายด้านตะวันออก (Eastern Interconnection) จะมีอยู่ด้วยกัน 6 จุด (ดังแสงในรูปที่ 2.23) นอกจากนี้ยังมีการเชื่อมต่อไปยังโครงข่ายที่ไม่ได้อยู่ในการดูแลของ NERC และโครงข่ายทางด้านเหนือของประเทศแคนาดา และโครงทางด้านตะวันตกเฉียงเหนือของประเทศเม็กซิโกอีกด้วย

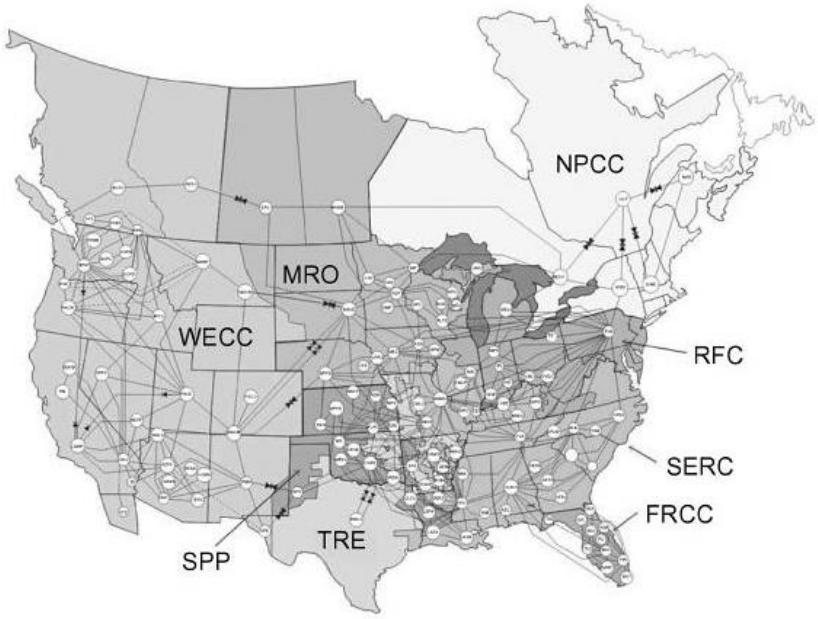
3) การเชื่อมต่อโครงข่ายแท็กซัส (Electricity Reliability Council of Texas; ERCOT Interconnection) จะคลอลคลุมพื้นที่เกือบทั้งหมดของรัฐแท็กซัส หน่วยงานที่ดูแลพื้นที่ดังกล่าวคือ Texas Reliability Entity (TRE) โครงข่ายนี้จะเชื่อมต่อไปที่โครงข่ายด้านตะวันออก (Eastern Interconnection) ทั้งหมด 2 จุด รวมถึงเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าที่ไม่ได้อยู่ในการดูแลของ NERC ในประเทศเม็กซิโก

4) การเชื่อมต่อโครงข่ายคิวเบก (Quebec Interconnection) ครอบคลุมพื้นที่ของคิวเบก ประเทศแคนาดา โดยจะเชื่อมต่อกับโครงข่ายด้านตะวันออก (Eastern Interconnection) ทั้งหมด 2 จุด หน่วยงานที่รับผิดชอบพื้นที่นี้คือ Northeast Power Coordinating Council (NPCC)

5) การเชื่อมต่อโครงข่ายอลาสกา (Alaska Interconnection) ครอบคลุมเพียงพื้นที่ของรัฐอลาสกา เนื่องจากลักษณะการแยกโดดทางภูมิประเทศ จึงไม่มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายอื่นๆ หน่วยงานที่เป็นสมาชิกของ NERC และรับผิดชอบพื้นที่ส่วนนี้คือ Alaska Systems Coordinating Council (ASCC) ในกรณีทั่วไปโครงข่ายอลาสกานี้จะไม่นับอยู่ในพื้นที่ของโครงข่ายของอเมริกาเหนือ



รูปที่ 2.22 : การแบ่งพื้นที่การเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้า



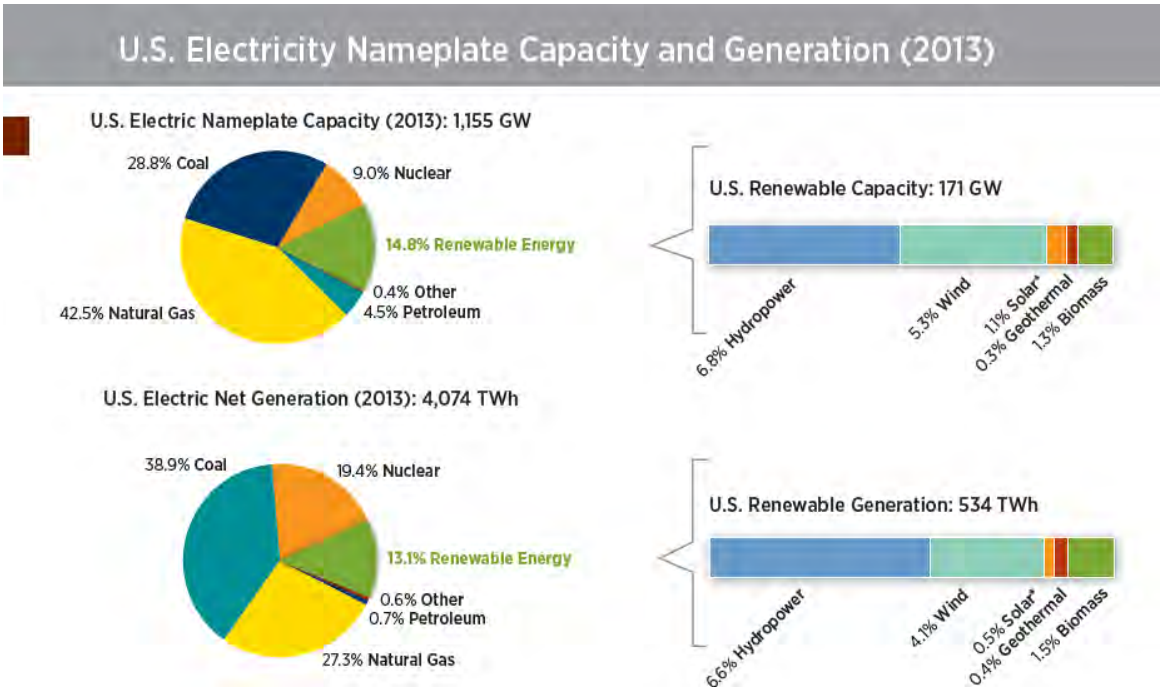
รูปที่ 2.23 : สายส่งที่เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าภายในพื้นที่และระหว่างพื้นที่

2.3.1.2 ข้อมูลเชิงสถิติของการใช้พลังงานหมุนเวียน

สัดส่วน พลังงานหมุนเวียน

การผลิตไฟฟ้าของประเทศสหรัฐอเมริกาจะพึ่งพาแหล่งพลังงานหลักจากถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และพลังงานนิวเคลียร์ ตามลำดับ อย่างไรก็ดี ในช่วงปี 2000 ถึง 2013 การใช้พลังงานหมุนเวียนเองก็มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นตามลำดับ ในปี 2013 ประเทศสหรัฐอเมริกามีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง (Installed Capacity) ของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีสัดส่วนสูงถึง 15% (171 GW) ของกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจาก

พลังงานในรูปแบบอื่นๆทั้งหมด และมีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 13% (534 TWh) ของการผลิตทั้งหมด (ตามรูปที่ 2.24 - รูปที่ 2.26)



รูปที่ 2.24 : กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งและการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแหล่งพลังงานต่างๆในปี ค.ศ. 2013

U.S. Electricity Generating Capacity by Source

	Coal	Petroleum	Natural Gas	Other Gases	Nuclear	Renewables	Other	Total Capacity (MW)
2000	39.6%	8.0%	28.6%	0.3%	12.3%	11.0%	0.1%	848,112
2001	37.6%	8.2%	31.6%	0.2%	11.7%	10.6%	0.1%	895,186
2002	35.2%	6.9%	36.7%	0.2%	10.9%	10.0%	0.1%	960,306
2003	33.2%	6.6%	39.9%	0.2%	10.4%	9.6%	0.1%	1,012,402
2004	32.5%	6.3%	41.0%	0.2%	10.2%	9.5%	0.1%	1,030,056
2005	32.1%	6.2%	41.7%	0.2%	10.1%	9.7%	0.1%	1,047,704
2006	31.8%	6.1%	41.9%	0.2%	10.0%	9.9%	0.1%	1,056,289
2007	31.5%	5.8%	42.1%	0.2%	9.9%	10.3%	0.1%	1,066,961
2008	30.5%	5.6%	41.4%	0.2%	9.6%	11.0%	0.1%	1,083,175
2009	30.7%	5.7%	41.7%	0.2%	9.7%	11.9%	0.1%	1,102,331
2010	30.6%	5.6%	41.7%	0.3%	9.5%	12.3%	0.1%	1,120,188
2011	30.2%	5.1%	42.1%	0.2%	9.4%	12.9%	0.1%	1,135,959
2012	29.2%	4.6%	42.3%	0.2%	9.4%	14.2%	0.1%	1,167,503
2013	28.8%	4.5%	42.5%	0.3%	9.0%	14.8%	0.1%	1,151,812

รูปที่ 2.25 : กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งแยกตามแหล่งผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆระหว่างปี ค.ศ. 2000-2013

U.S. Electricity Generation by Source

	Coal	Petroleum Liquids	Petroleum Coke	Natural Gas	Other Gases	Nuclear	Renewables	Other	Total Generation (GWh)
2000	51.6%	2.7%	0.2%	15.8%	0.4%	19.8%	9.4%	0.1%	3,807,955
2001	50.8%	3.1%	0.3%	17.1%	0.2%	20.5%	7.7%	0.3%	3,745,745
2002	50.0%	2.0%	0.4%	17.9%	0.3%	20.2%	8.9%	0.3%	3,867,498
2003	50.7%	2.6%	0.4%	16.7%	0.4%	19.6%	9.1%	0.4%	3,892,115
2004	49.7%	2.5%	0.5%	17.8%	0.4%	19.8%	8.8%	0.4%	3,979,023
2005	49.5%	2.5%	0.6%	18.7%	0.3%	19.2%	8.8%	0.3%	4,062,458
2006	48.9%	1.1%	0.5%	20.1%	0.3%	19.3%	9.5%	0.3%	4,071,962
2007	48.4%	1.2%	0.4%	21.5%	0.3%	19.4%	8.5%	0.3%	4,164,748
2008	48.1%	0.8%	0.3%	21.4%	0.3%	19.5%	9.3%	0.3%	4,127,019
2009	44.4%	0.7%	0.3%	23.3%	0.3%	20.2%	10.6%	0.3%	3,956,990
2010	44.7%	0.6%	0.3%	23.9%	0.3%	19.5%	10.4%	0.3%	4,133,854
2011	42.2%	0.4%	0.3%	24.7%	0.3%	19.2%	12.6%	0.3%	4,112,181
2012	37.3%	0.3%	0.2%	30.3%	0.3%	18.9%	12.4%	0.3%	4,067,551
2013	38.9%	0.3%	0.3%	27.3%	0.3%	19.4%	13.1%	0.3%	4,074,457

รูปที่ 2.26 : การผลิตไฟฟ้าแยกตามแหล่งต่างๆระหว่างปี ค.ศ. 2000-2013

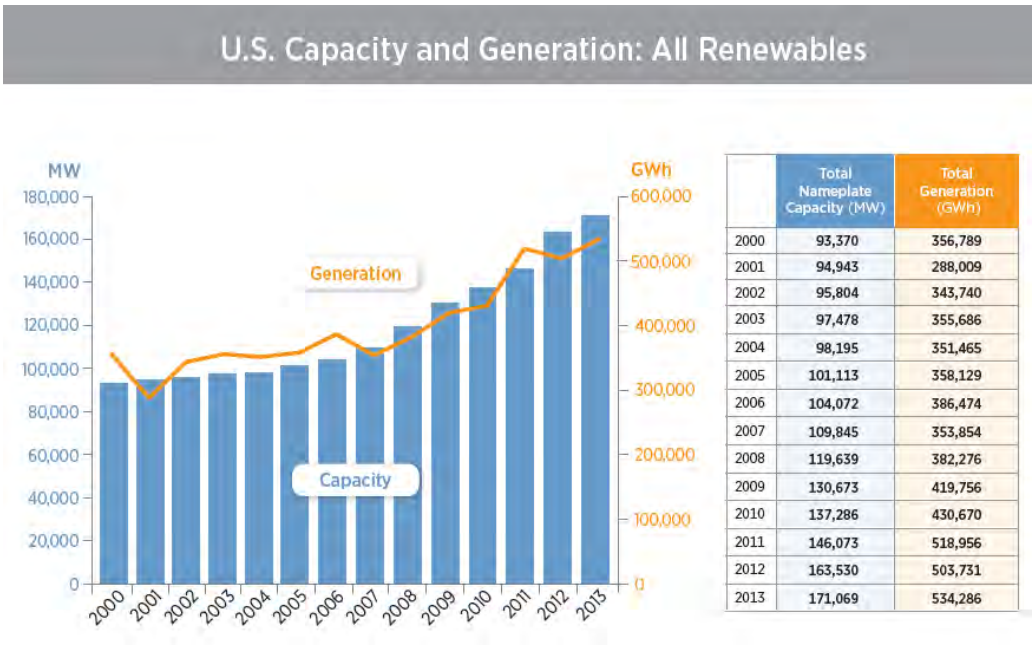
กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท

จากปี 2000 จนถึงปี 2013 มีกำลังการผลิตติดตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นเกือบหนึ่งเท่าตัว (93,370 MW ในปี 2000 และ 171,069 MW ในปี 2013) และหากคิดเป็นอัตราการเติบโตแต่ละปีแบบโดยรวม (Compound Annual Growth Rate; CAGR) จะมีกำลังการผลิตติดตั้งเพิ่มขึ้น 4.8% ต่อปี (จากปี 2000 ถึง ปี 2013) โดยในปี 2013 มีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งเพิ่ม (added capacity) เพิ่มขึ้น 4.6%

หากพิจารณาในช่วงปี 2008 ถึง ปี 2013 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นสูงถึง 40% ทั้งนี้หากไม่นับรวมพลังน้ำแล้ว การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะเพิ่มขึ้นถึงสองเท่า เมื่อพิจารณาเฉพาะในปี 2013 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (Solar PV และ CSP) มีการเติบโตสูงสุด โดยมีการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของ Solar PV ประมาณ 63% (เพิ่มขึ้นจาก 7.3 GW ในปี 2012 เป็น 12.0 GW ในปี 2013) และการเพิ่มขึ้นของ CSP อีก 81% สำหรับพลังงานลมนั้นถึงแม้ว่าในปี 2013 จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งเพิ่มขึ้นเพียง 1.8% (เพิ่มขึ้นจาก 60,005 MW ในปี 2012 เป็น 61,101 MW ในปี 2013) อย่างไรก็ดีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเพิ่มขึ้นเกือบ 20% (เพิ่มขึ้นจาก 140,089 GWh ในปี 2012 เป็น 167,663 GWh ในปี 2013)

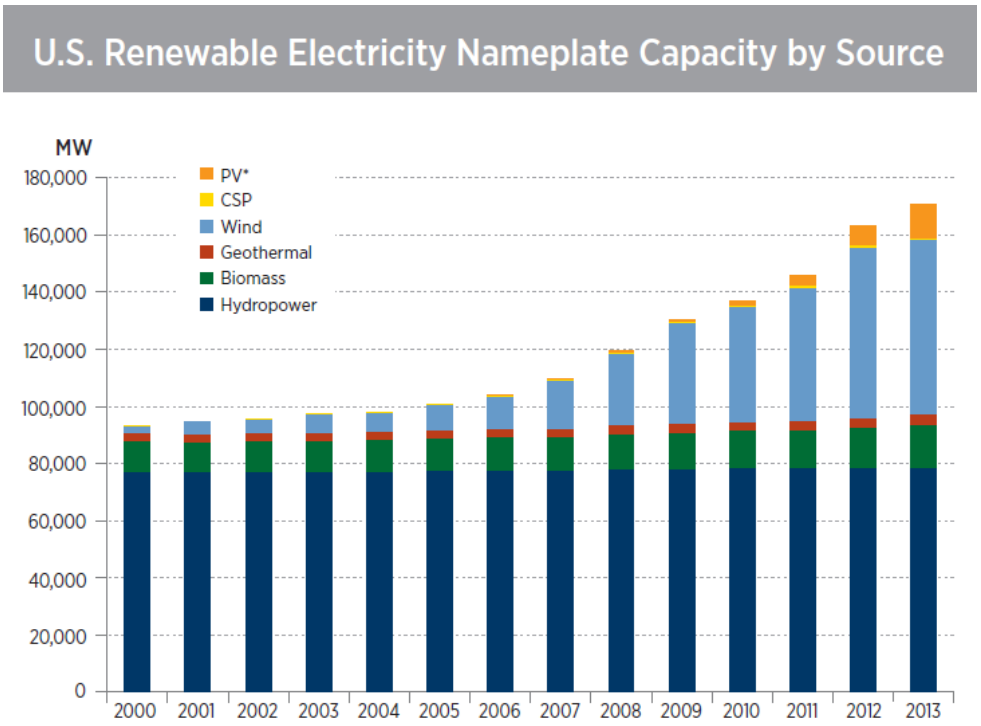
สำหรับพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ อาทิเช่น ชีวมวล (Biomass), ความร้อนใต้พิภพ (Geothermal) และ พลังงานน้ำ (Hydropower) นั้น กำลังการผลิตติดตั้งไม่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยตลอดช่วงปี 2000 ถึงปี 2013 กำลังการผลิตติดตั้งของพลังงานหมุนเวียนกลุ่มนี้ทั้งหมดเพิ่มขึ้นเพียง 9% ในปี 2013 มีการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆมีสัดส่วนดังนี้ พลังงานน้ำผลิต 50% พลังงานลม 31% ชีวมวล 11% แสงอาทิตย์ (PV และ CSP) 4% และความร้อนใต้พิภพ 3%

จากข้อมูลในรูปที่ 2.27 - รูปที่ 2.33 สรุปได้ว่าในช่วงปี 2000 ถึงปี 2013 พลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นมากขึ้นทั้งในด้านกำลังการผลิตติดตั้งและการผลิตไฟฟ้า รูปที่ 2.35 แสดงถึงการกระจายของแหล่งพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทในพื้นที่ต่างๆของสหรัฐอเมริกา จะเห็นได้ว่า บริเวณภาคตะวันตกในพื้นที่ดูแลของ WECC (Western Interconnection) มีทรัพยากรของแหล่งพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทในสัดส่วนที่สูงมาก ในขณะที่พื้นที่ภาคตะวันออก (Eastern Interconnection) และภาคใต้ (Texas Interconnection) จะมีแหล่งพลังงานลมที่มาก รูปที่ 2.34, และรูปที่ 2.36 - รูปที่ 2.37 แสดงถึงกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ต่างๆ ในปี 2013 มลรัฐแคลิฟอร์เนียร์มีการติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทรวมกันสูงถึง 26 GW ซึ่งเป็นการติดตั้งสูงที่สุดเมื่อเทียบกันทุกรัฐในสหรัฐอเมริกา นอกจากนี้ยังเป็นรัฐที่มีกำลังการผลิตติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ PV ชนิดเชื่อมต่อกริด (Grid-Connected PV System) สูงถึง 5.1 GW หากพิจารณาถึงกำลังการผลิตติดตั้งของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อประชากรแล้ว มลรัฐวอชิงตันจะอยู่ในอันดับสูงสุด โดยมีอันดับรองลงมาได้แก่ รัฐมอนตานา และนอร์ธดาโกต้า สำหรับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมแล้ว มลรัฐเท็กซัสมีกำลังการผลิตติดตั้งในปริมาณสูงถึง 12.3 GW

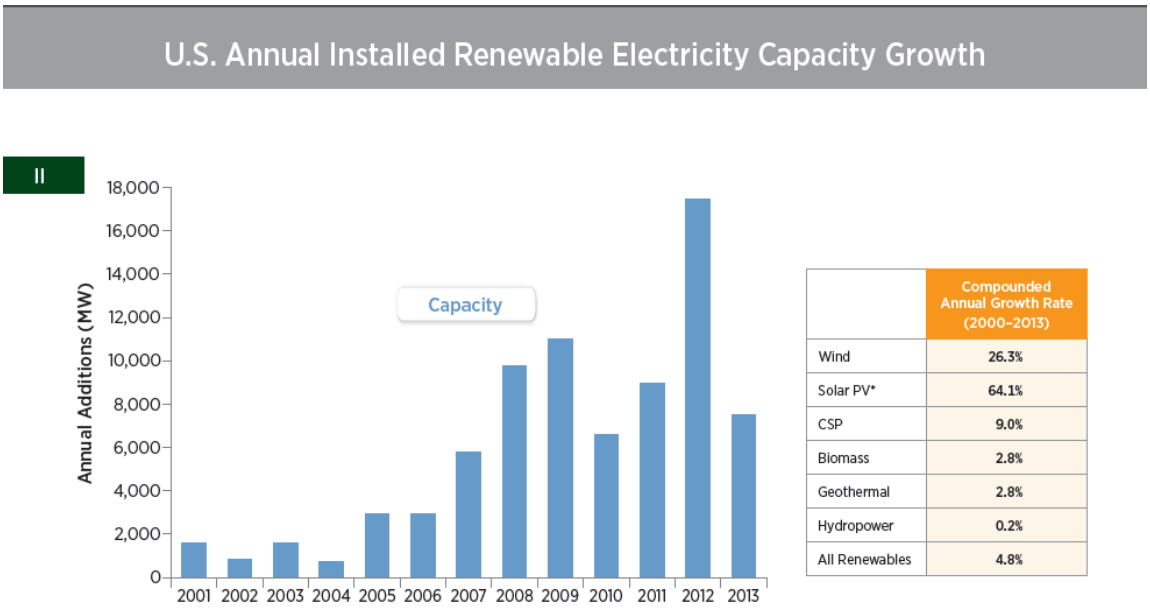


	Total Nameplate Capacity (MW)	Total Generation (GWh)
2000	93,370	356,789
2001	94,943	288,009
2002	95,804	343,740
2003	97,478	355,686
2004	98,195	351,465
2005	101,113	358,129
2006	104,072	386,474
2007	109,845	353,854
2008	119,639	382,276
2009	130,673	419,756
2010	137,286	430,670
2011	146,073	518,956
2012	163,530	503,731
2013	171,069	534,286

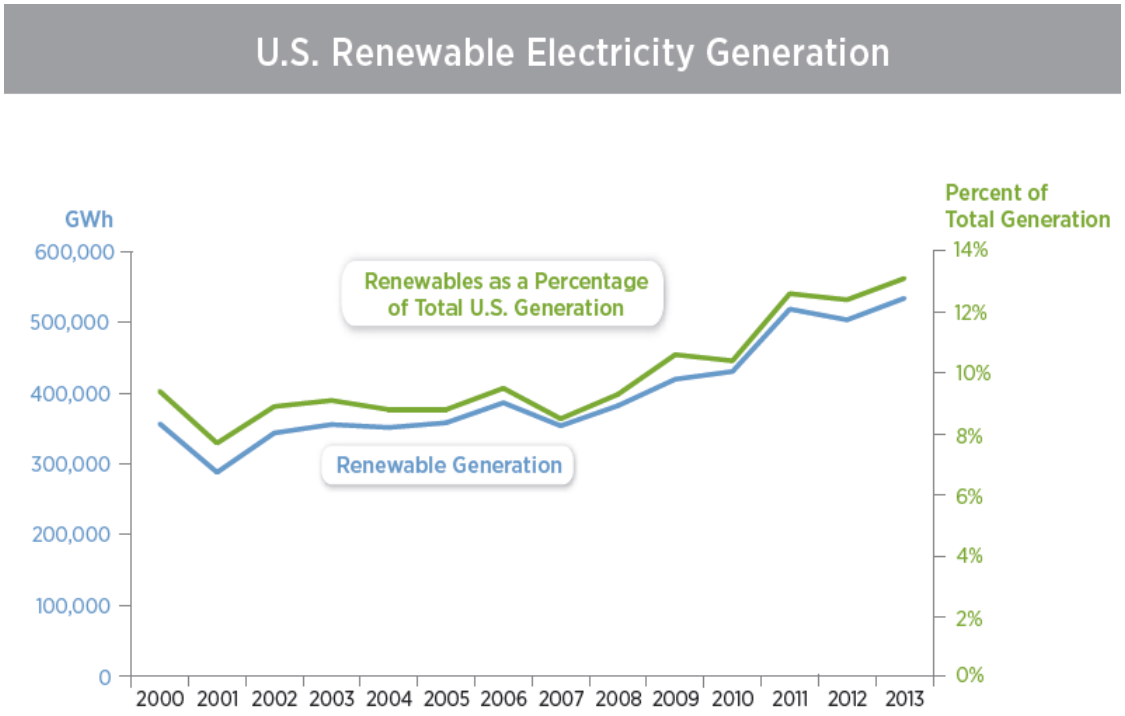
รูปที่ 2.27 : กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระหว่างปี ค.ศ. 2000-2013



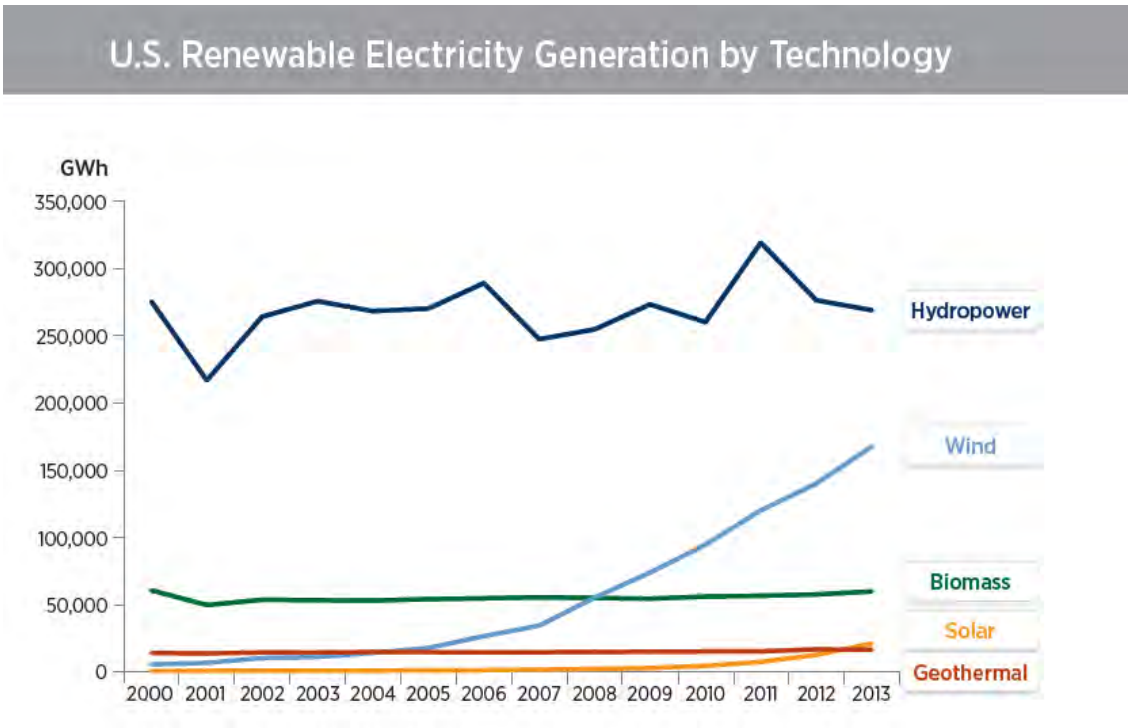
รูปที่ 2.28 : กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งแยกตามพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆระหว่างปี ค.ศ. 2000-2013



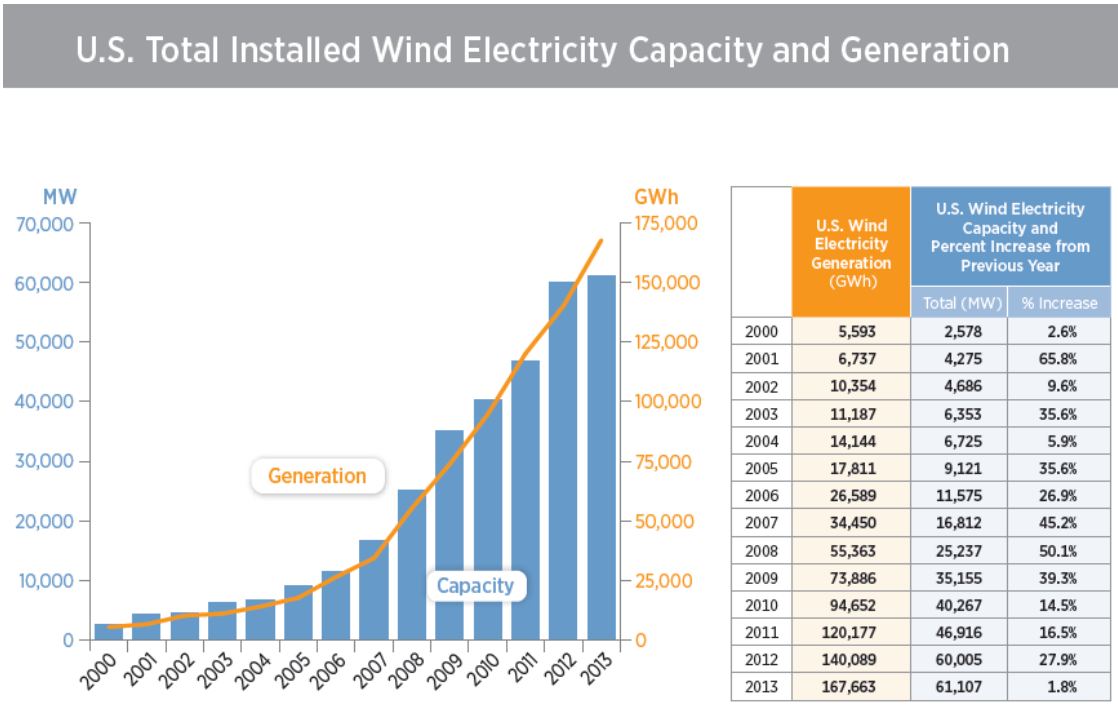
รูปที่ 2.29 : การเติบโตของการติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระหว่างปี ค.ศ. 2000-2013



รูปที่ 2.30 : การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระหว่างปี ค.ศ. 2000-2013

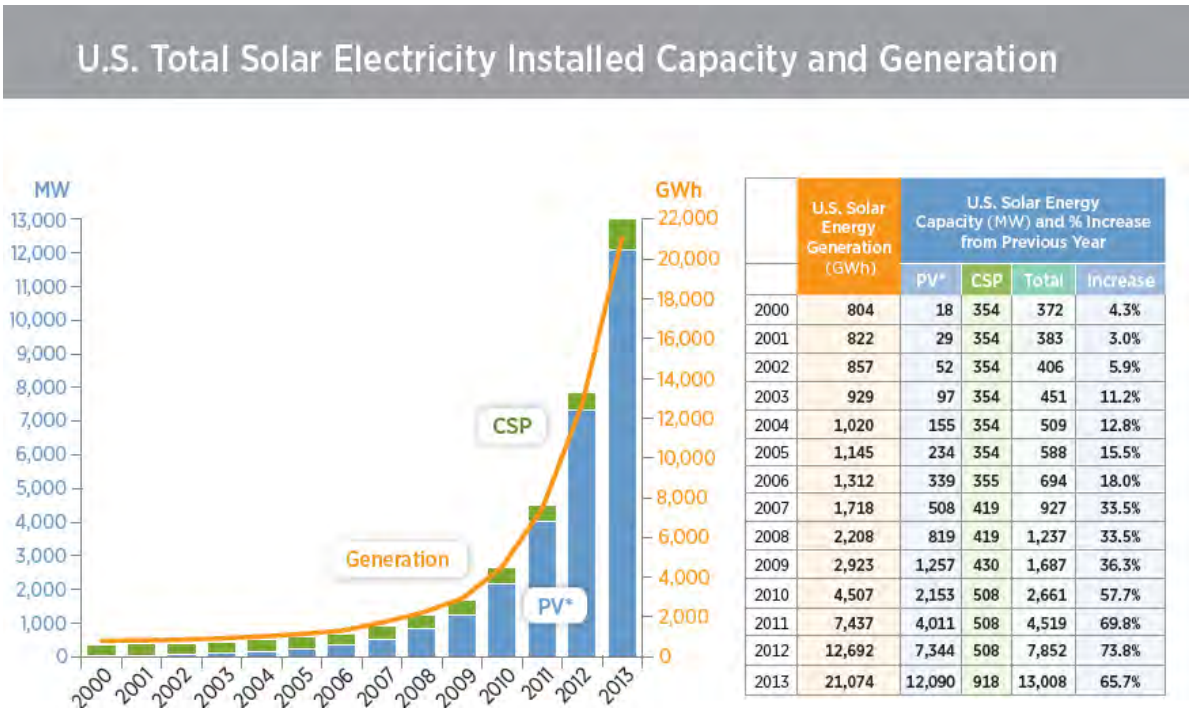


รูปที่ 2.31 : การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแยกตามเทคโนโลยีระหว่างปี ค.ศ. 2000-2013



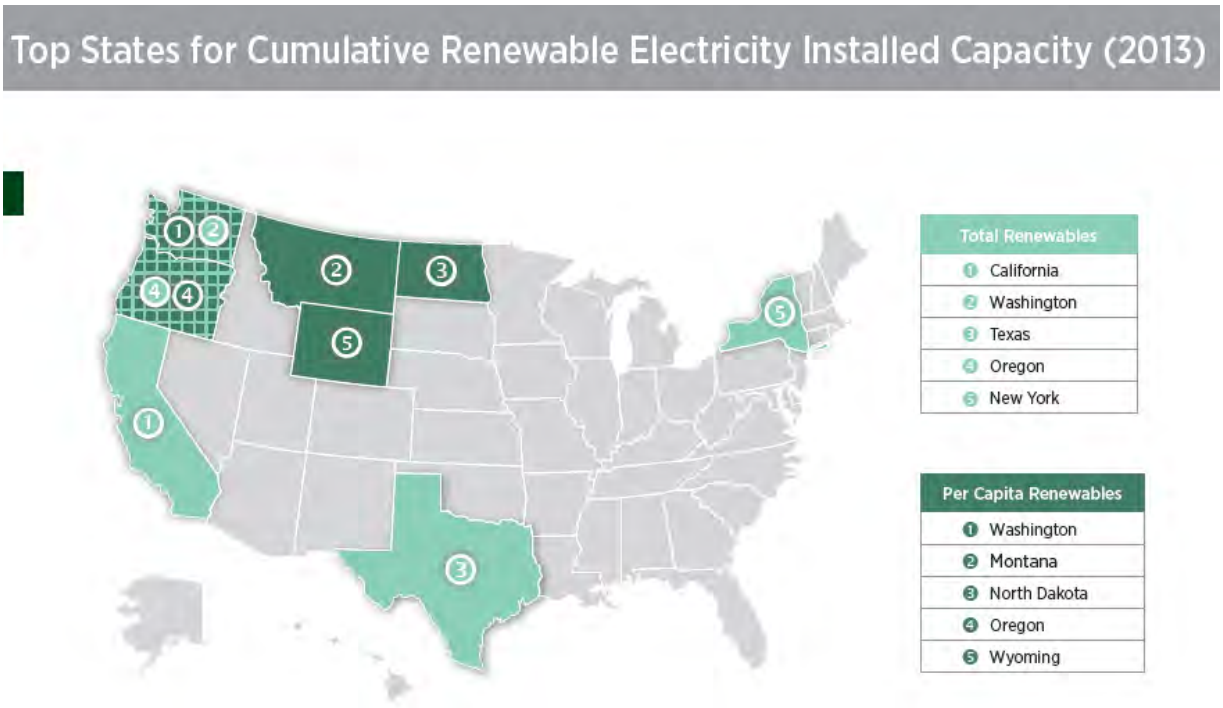
	U.S. Wind Electricity Generation (GWh)	U.S. Wind Electricity Capacity and Percent Increase from Previous Year	
		Total (MW)	% Increase
2000	5,593	2,578	2.6%
2001	6,737	4,275	65.8%
2002	10,354	4,686	9.6%
2003	11,187	6,353	35.6%
2004	14,144	6,725	5.9%
2005	17,811	9,121	35.6%
2006	26,589	11,575	26.9%
2007	34,450	16,812	45.2%
2008	55,363	25,237	50.1%
2009	73,886	35,155	39.3%
2010	94,652	40,267	14.5%
2011	120,177	46,916	16.5%
2012	140,089	60,005	27.9%
2013	167,663	61,107	1.8%

รูปที่ 2.32 : กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมระหว่างปี ค.ศ. 2000-2013



	U.S. Solar Energy Generation (GWh)	U.S. Solar Energy Capacity (MW) and % Increase from Previous Year			
		PV*	CSP	Total	Increase
2000	804	18	354	372	4.3%
2001	822	29	354	383	3.0%
2002	857	52	354	406	5.9%
2003	929	97	354	451	11.2%
2004	1,020	155	354	509	12.8%
2005	1,145	234	354	588	15.5%
2006	1,312	339	355	694	18.0%
2007	1,718	508	419	927	33.5%
2008	2,208	819	419	1,237	33.5%
2009	2,923	1,257	430	1,687	36.3%
2010	4,507	2,153	508	2,661	57.7%
2011	7,437	4,011	508	4,519	69.8%
2012	12,692	7,344	508	7,852	73.8%
2013	21,074	12,090	918	13,008	65.7%

รูปที่ 2.33 : กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างปี ค.ศ. 2000-2013



รูปที่ 2.34 : กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งโดยรวมของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแยกตามรัฐต่างๆ

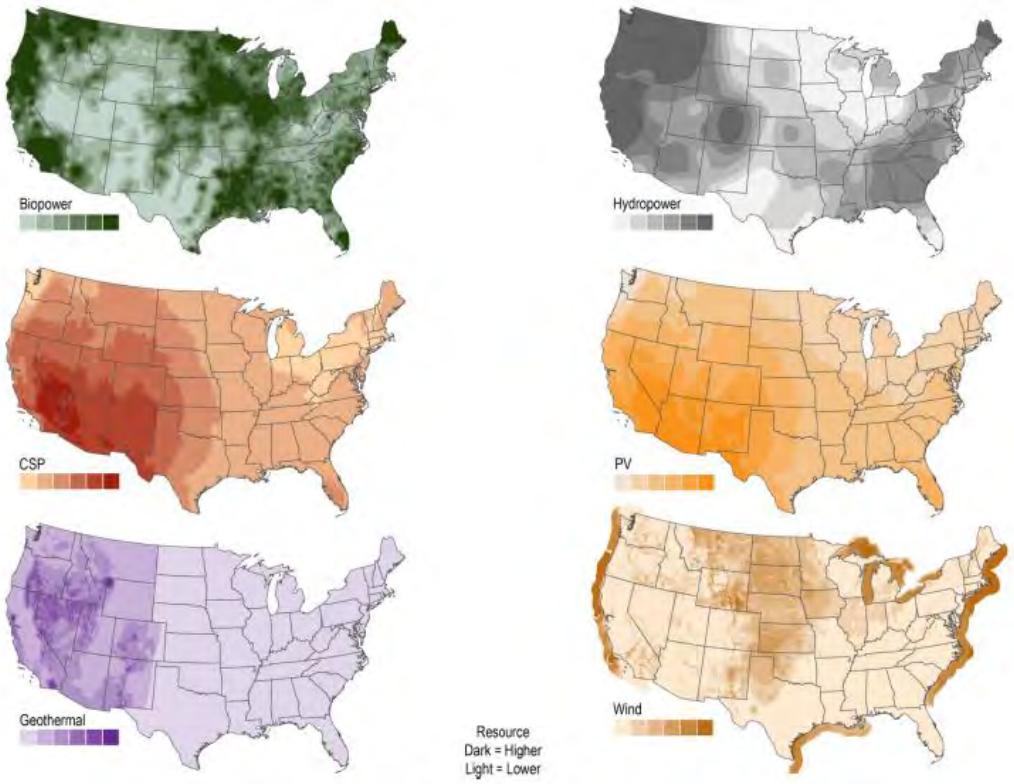
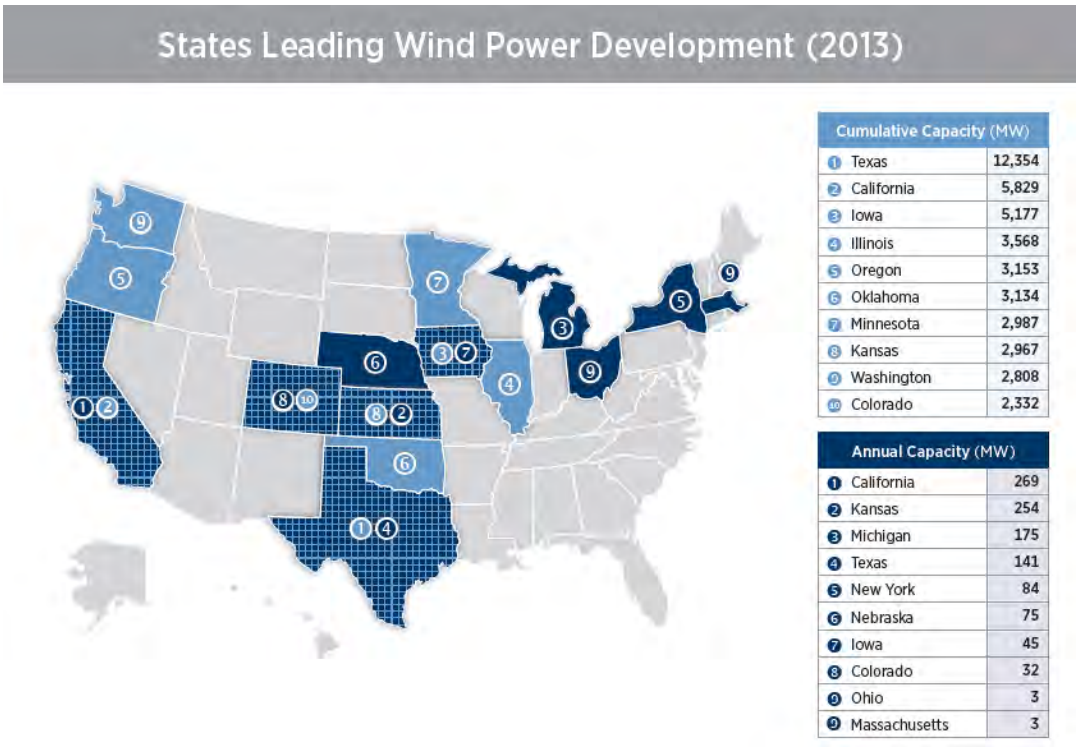
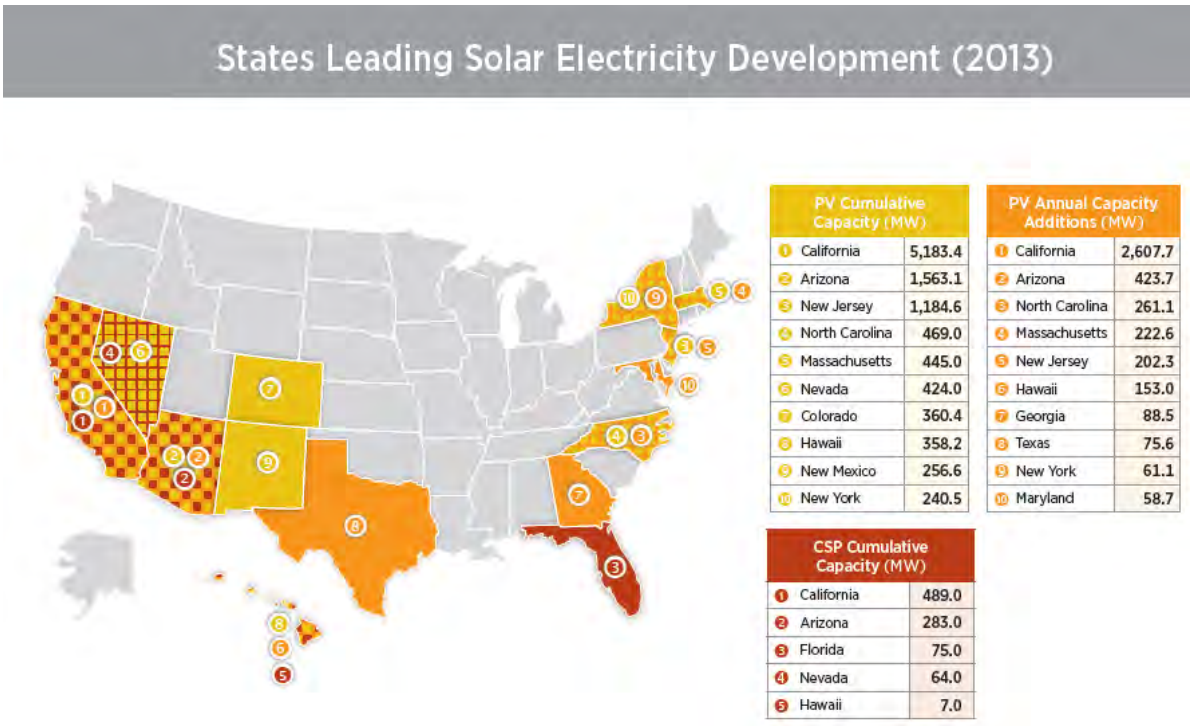


Figure ES-2. Geographic distribution of renewable resources in the contiguous United States

รูปที่ 2.35 : การกระจายของแหล่งพลังงานงานหมุนเวียนของประเทศสหรัฐอเมริกา



รูปที่ 2.36 : ศักยภาพของรัฐต่างๆ ในการพัฒนาแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม



รูปที่ 2.37 : ศักยภาพของรัฐต่างๆ ในการพัฒนาแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

การศึกษาการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนปริมาณสูงสำหรับอนาคตปี 2050

ประเทศสหรัฐอเมริกามีการศึกษาของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในปริมาณสูงในอนาคตถึงปี 2050 โดยพิจารณาถึงสถานการณ์ของความเป็นไปได้ที่จะใช้พลังงานหมุนเวียนในสัดส่วน 80% (Exploratory Scenarios) ที่สามารถรักษาสมดุลระหว่างการผลิตและการบริโภคในทุกๆชั่วโมงสำหรับทุกพื้นที่ การศึกษาดังกล่าวชี้ให้เห็นว่าการใช้เทคโนโลยีของพลังงานหมุนเวียนร่วมกับการจัดสรรการผลิตไฟฟ้าที่ยืดหยุ่น อาทิเช่น การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งจ่ายดั้งเดิมที่มีความยืดหยุ่น การใช้เทคโนโลยีสะสมพลังงานในโครงข่ายไฟฟ้า การเพิ่มสายส่งใหม่ โหลดที่สามารถตอบสนองได้ และรวมถึงการเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติการในระบบไฟฟ้ากำลัง องค์ประกอบเหล่านี้จะสามารถช่วยการใช้พลังงานหมุนเวียนในสัดส่วน 80% มีความเป็นไปได้ การศึกษาดังกล่าวมีกรอบการพิจารณาถึงองค์ประกอบที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

1) ประสิทธิภาพของการใช้พลังงาน (Energy Efficiency): พิจารณาถึงการการใช้พลังงานไฟฟ้าที่มีมาตรการการประหยัดพลังงานไฟฟ้าทั้งในภาคประชาชนทั่วไป ภาคธุรกิจพาณิชย์ และภาคอุตสาหกรรม ซึ่งจะสะท้อนถึงการเติบโตของอุปสงค์ในช่วง 40 ปี และแบ่งเป็น 2 กรณีคือ กรณีอุปสงค์ระดับต่ำ (Low-Demand Baseline) และ กรณีอุปสงค์สูงระดับสูง (High-Demand Baseline) ซึ่งจะสูงกว่ากรณีของอุปสงค์ระดับต่ำอยู่ประมาณ 30%

2) การขนส่ง (Transportation): พิจารณาการขนส่งที่เปลี่ยนจากการใช้พลังงานจากปิโตรเคมีมาเป็นพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบของรถยนต์ไฟฟ้า

3) ความยืดหยุ่นของโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Flexibility): มีสมมติฐานเกี่ยวกับการปรับปรุงระบบปฏิบัติการของไฟฟ้ากำลังให้มีความยืดหยุ่นทั้งในด้านอุปสงค์และอุปทาน ซึ่งในส่วนอุปทานมีการ

พิจารณาถึงการใช้เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานมาช่วยรองรับความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วย

4) การพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน (RE Technology Improvement): พิจารณาถึงการพัฒนาเทคโนโลยีของพลังงานหมุนเวียนในระดับต่างๆ

5) ระบบสายส่งไฟฟ้า (Transmission): พิจารณาถึงสาธารณูปโภคของระบบสายส่งไฟฟ้าทั้งในด้านของการสร้างระบบสายส่งไฟฟ้าเพิ่มเติม และการเข้าถึงการใช้ระบบสายส่งไฟฟ้าที่มีอยู่ เพื่อรองรับกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

6) ตำแหน่งที่ตั้งและการยินยอม (Siting and Permitting): ในสถานการณ์ต่างๆที่ศึกษาจะพิจารณาถึงโครงการและตำแหน่งติดตั้งที่ได้รับความยินยอมในการพัฒนาการใช้พลังงานงานหมุนเวียนและการขยายระบบส่ง

ผลการศึกษาในรูปที่ 2.39 แสดงให้เห็นว่าการใช้พลังงานหมุนเวียนในระดับสูงถึง 80% มีความเป็นไปได้ โดยมีการพึ่งพาพลังงานลมสำหรับการผลิตในสัดส่วนที่สูงถึง 35% สำหรับการใช้พลังงานแสงอาทิตย์นั้น ในกรณีที่สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนทั้งหมดน้อยกว่า 60% การผลิตไฟฟ้าจาก PV จะมีสัดส่วนสูงเมื่อเทียบกับในกรณีของ CSP แต่เมื่อสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนโดยร่วมสูงถึง 70% หรือมากกว่า CSP จะมีสัดส่วนสูงขึ้นทั้งกำลังการผลิตติดตั้งและการผลิต ทั้งนี้เนื่องจาก CSP สามารถเก็บสะสมพลังงานในรูปความร้อนได้ ซึ่งจะทำให้สามารถจัดสรรการใช้พลังงานในการผลิตไฟฟ้าได้ นอกจากนี้พลังงานชีวมวลก็มีสัดส่วนที่มีนัยสำคัญเช่นกันสำหรับกำลังการผลิตติดตั้ง เทคโนโลยีสะสมพลังงานเข้ามามีบทบาทและมีสัดส่วนเพิ่มขึ้นเมื่อมีการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น การศึกษานี้ยังได้แสดงให้เห็นถึงบทบาทของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานตามสัดส่วนที่เพิ่มมากขึ้นของการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยแสดงให้เห็นว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานจะเพิ่มขึ้นจาก 20 GW ในปี 2010 เป็น 100-152 GW ในปี 2050

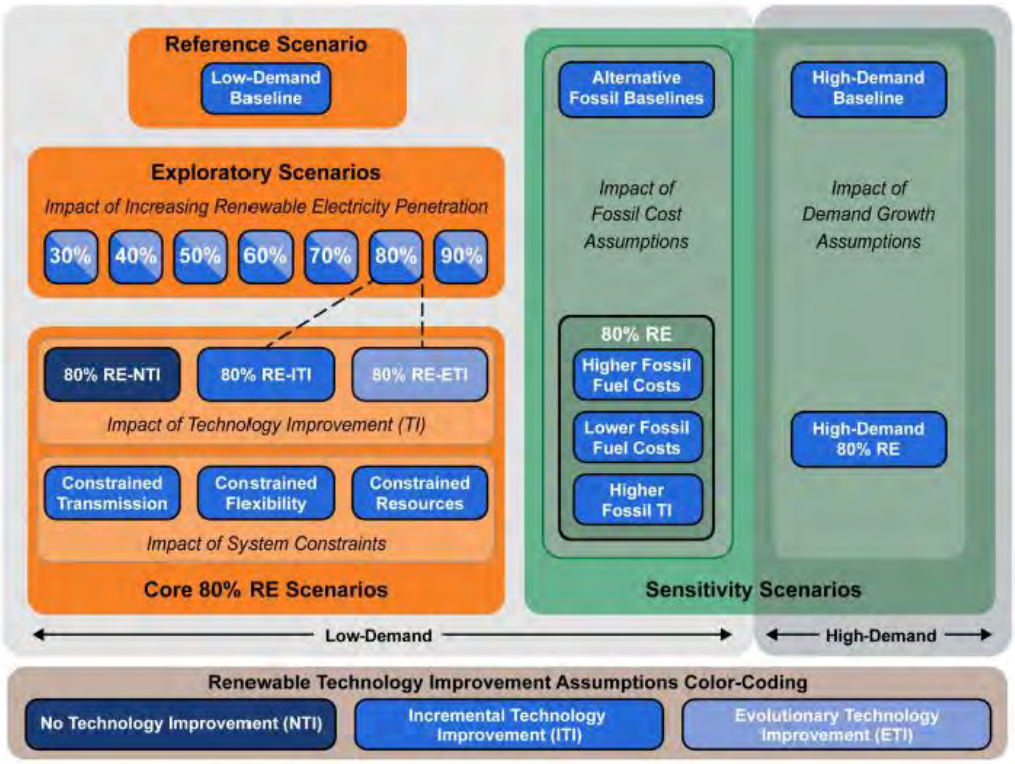
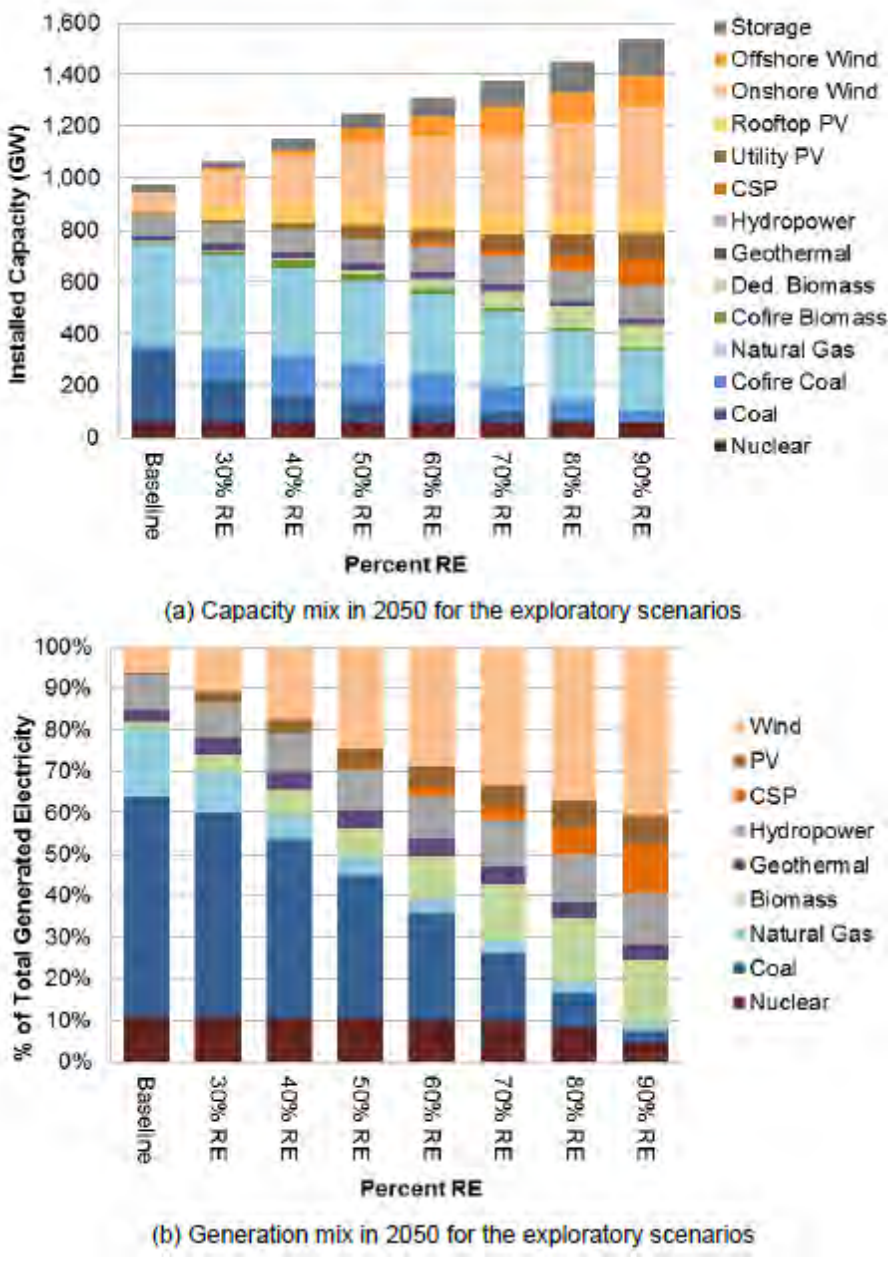


Figure ES-1. Modeling scenario framework for RE Futures

Dotted lines indicate that the 80% RE exploratory scenarios are the same as the 80% RE-ITI and 80% RE-ETI scenarios.

รูปที่ 2.38 : กรอบแนวคิดในการจำลองสถานการณ์การใช้พลังงานหมุนเวียนในอนาคต



รูปที่ 2.39 : กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งและการผลิตไฟฟ้าในปี 2050 เมื่อพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนเพิ่มมากขึ้น (เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานที่พิจารณาในที่นี้ได้แก่ PHS, CAES และ Battery)

2.3.1.3 ปัญหาที่เกิดหรือคาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต

จากสถานการณ์ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของอเมริกาที่มีสัดส่วนมากขึ้นจากในอดีต ความท้าทายของการบูรณาการพลังงานหมุนเวียนเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้าสามารถจัดการได้โดยระบบไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่น ซึ่งมีเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานเป็นองค์ประกอบที่สำคัญ

1) การสำรองตามการวางแผนและค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิต (Planning Reserves and Capacity Value) กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตที่ไม่ผกผันหรือสามารถจัดสรรได้ (Non-Variable/Dispatchable Generation) สามารถนับค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าตามที่ระบุใน Name Plate ของแหล่งผลิตดังกล่าวเป็นค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองแหล่งผลิตตามการวางแผนได้ ในทางกลับกันแหล่งผลิตที่มีความผกผัน เช่น พลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีค่าต่ำกว่าค่ากำลังไฟฟ้าตาม Name Plate มาก โดยทั่วไปค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย (Average Capacity Value) ของพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์จะลดลงเมื่อมีสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น การสำรองกำลังการผลิตไฟฟ้าตามการวางแผนมีวัตถุประสงค์หลักในการรองรับกับปริมาณโหลดสูงสุด (Peak Load) ในระบบไฟฟ้า

เนื่องจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ไม่สามารถนับเป็นกำลังไฟฟ้าสำรองได้ ประกอบกับเพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการในการวางแผนกำลังไฟฟ้าสำรอง แทนที่จะไปลดสัดส่วนการติดตั้งแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีความผกผัน จึงยังพบว่า แหล่งผลิตที่ไม่ผกผัน (Non-Variable Electric Generation) (ทั้งที่เป็นพลังงานหมุนเวียน และแหล่งผลิตแบบดั้งเดิม และแหล่งกักเก็บพลังงาน) ยังคงมีอยู่โดยไม่ได้มีการปลดออก ถึงแม้ว่าจะมีการเดินเครื่องค่อนข้างน้อย

รูปที่ 2.40(a) เป็นตัวอย่างที่แสดงให้เห็นว่าภายใต้การสถานการณ์ที่มีพลังงานหมุนเวียนที่มีการแปรเปลี่ยนสัดส่วนจากปริมาณต่ำ 20% ที่สถานการณ์ฐาน (Low-Demand Baseline Scenario) จนถึงปริมาณสูงที่ 90% นั้นการผลิตพลังงานไฟฟ้าของแหล่งผลิตที่ไม่ผกผันและกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งกักเก็บพลังงานสำรองในปี 2050 ในเกือบทุกสถานการณ์ (ซึ่งมีสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนมากกว่า 30%-90%) จะมีค่าน้อยกว่าที่สถานการณ์ฐาน ยกตัวอย่างเช่น กำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งผลิตที่ไม่ผกผันและแหล่งกักเก็บพลังงานจะลดลง 6% (จาก 880 GW ลดลงเหลือ 830 GW) จากในกรณีสถานการณ์ฐานเทียบกับสถานการณ์ที่มีพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วน 90% ในขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งผลิตดังกล่าวลดลงเกือบ 40% (ลดลงจาก 3,890 TWh/yr เหลือ 2,340 TWh/yr) เมื่อเปรียบเทียบระหว่างรูปที่ 2.40(a) และรูปที่ 2.40(b) จะเห็นว่าค่ากำลังการผลิตติดตั้งของแหล่งพลังงานหมุนเวียนสามารถพิจารณาเป็นค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองได้เพียงส่วนน้อยโดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อมีการติดตั้งพลังงานหมุนเวียนในประมาณสูง อาทิเช่น ที่สถานการณ์ 90% RE ถึงแม้ว่าจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งสูงถึง 700 GW ที่มาจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ แต่สามารถพิจารณาว่าเป็นค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองตามการวางแผนได้เพียง 100 GW รูปที่ 2.40(b) ยังแสดงถึงในกรณีของโหลดสูงสุดที่มีการคาดการณ์ว่าจะอยู่ในระดับ 780 GW ในปี 2050 แหล่งผลิตสำรองตามการวางแผนทั้งหมดมีค่าประมาณ 900 GW ซึ่งยังคงสอดคล้องการเผื่อการสำรองที่มีค่าเฉลี่ยที่ 15% อาจกล่าวได้ว่าสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่มีความผกผันจะต้องมีกำลังการผลิตไฟฟ้าของแหล่งสำรองชนิดที่ไม่ผกผันและ/หรือแหล่งกักเก็บพลังงานในสัดส่วนที่เท่ากันหรือมากกว่า (ยกตัวอย่างเช่นจากรูปที่ 2.40(a) ในกรณี 90% RE ซึ่งมีกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งประมาณ 720 GW จะต้องมีแหล่งสำรองชนิดไม่ผกผันในปริมาณ 830 GW)

2) การสำรองไฟฟ้าสำหรับการปฏิบัติการ (Operating Reserves) เป็นแหล่งสำรองที่ใช้ช่วยบริหารจัดการกับการเปลี่ยนแปลงและ/หรือความไม่แน่นอนของโหลดและการผลิตไฟฟ้า (รวมถึงความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน) ซึ่งจะทำงานในช่วงเวลาสั้น (ระยะเวลาวินาทีจนถึงนาที) แหล่งสำรองดังกล่าวจะเพิ่มมากขึ้นตามสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน ในการศึกษานี้ได้พิจารณาถึงความผิดพลาดจากการพยากรณ์กำลังการผลิตจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ (PV) ซึ่งเป็นปัจจัยให้เกิดความต้องการการสำรองในลักษณะนี้เพิ่มมากยิ่งขึ้น

รูปที่ 2.41 (a) แสดงให้เห็นว่าเมื่อพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วนเพิ่มขึ้น จะมีความต้องการแหล่งสำรองสำหรับปฏิบัติการมากขึ้นเช่นเดียวกัน รูปที่ 2.41(b) แสดงถึงเทคโนโลยีต่างๆที่ใช้เป็นแหล่งสำรอง แบ่งได้เป็น 3 กลุ่ม ได้แก่ 1) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (โดยมีก๊าซและพลังน้ำเป็นแหล่งพลังงานต้นกำลัง) 2) การกักเก็บพลังงาน และ 3) โหลดที่หยุดจ่ายได้ เมื่อพิจารณาที่สถานการณ์ 80% RE จะเห็นว่ามีเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานมีสัดส่วนสูงถึง 20 GW

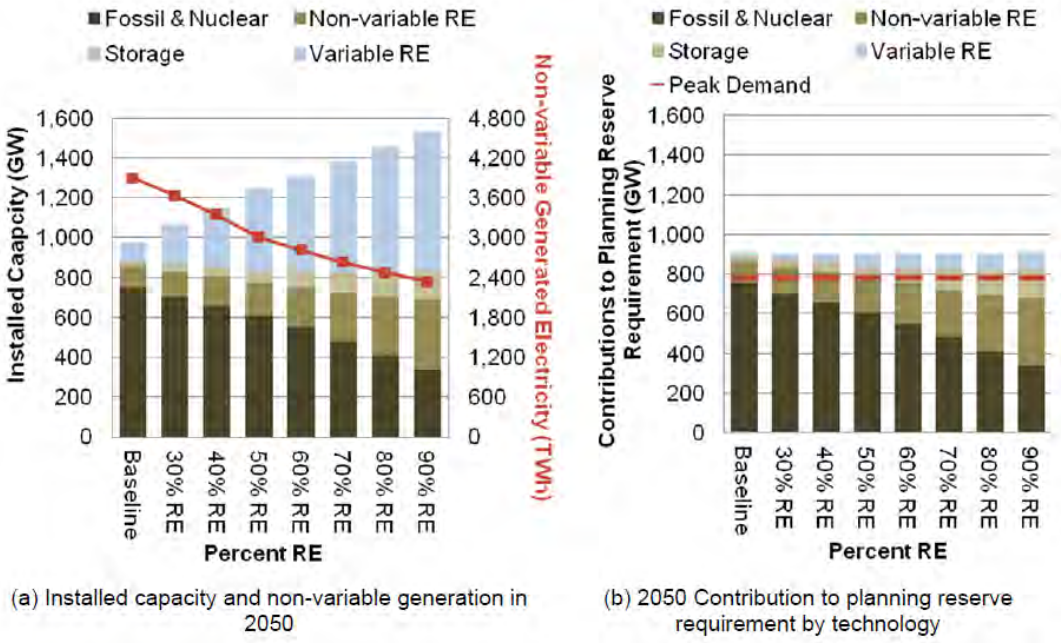
3) การจำกัดการเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียนและการกักเก็บพลังงาน (Curtailment and Storage) ความท้าทายของการใช้พลังงานหมุนเวียนมิได้มีเฉพาะด้านที่การขาดแคลนพลังงานที่ตอบสนองต่อโหลดได้ในบางขณะเท่านั้น แต่ยังคงรวมถึงการจำกัดการเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ในบางขณะเวลาที่อุปสงค์โดยรวมทั้งหมดมากกว่าอุปทานและความจุของแหล่งกักเก็บพลังงานที่มีอยู่ รูปที่ 2.40 แสดงถึงตัวอย่างจากประสบการณ์จริงของโครงข่ายไฟฟ้าในมลรัฐโคโรลาโดที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อาศัยความร้อนจากเชื้อเพลิงต่างๆ และมีสัญญาระยะยาวกับโรงไฟฟ้าพลังงานลม ในเวลากลางคืนที่มีพลังงานลมสูงแต่มีโหลดในระดับต่ำ แม้ว่าจะปรับลดกำลังผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อนจนถึงระดับต่ำสุดแล้ว ก็ยังมีจำเป็นต้องจำกัดการเชื่อมต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมเพื่อรักษาสมดุลโหลด กลไกในการจำกัดนั้นตัวควบคุมการผลิตแบบอัตโนมัติ (Automatic Generation Control; AGC) จะควบคุมให้ค่าความผิดพลาด (Area Control Error; ACE) อยู่ในย่านที่เหมาะสม ในรูปที่ 2.42 กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมจะถูกจำกัดไฟไว้ที่ 300 MW ในช่วงเวลาหนึ่งเพื่อควบคุมค่า ACE

รูปที่ 2.43 (a) แสดงการประเมินรายปี (สำหรับปี 2050) ของปริมาณพลังงานที่ถูกจำกัดการเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีความผันผวน จากรูปแสดงให้เห็นว่า ที่สถานการณ์ RE 30% ร้อยละ 2 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์จะถูกจำกัดการเชื่อมต่อ และเพิ่มขึ้น ร้อยละ 7 สำหรับกรณี RE 90% พลังงานที่ถูกจำกัดการเชื่อมต่อจะเพิ่มสูงขึ้นตามสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้น การเพิ่มปริมาณของการกักเก็บพลังงานสามารถช่วยลดการจำกัดการเชื่อมต่อของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ผันผวนได้โดยสะสมพลังงานส่วนเกินในช่วงเวลาที่อุปสงค์น้อย รูปที่ 2.43(b) แสดงการประมาณการติดตั้งแหล่งกักเก็บพลังงานทั้งหมดที่จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นตามปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มขึ้นและการเพิ่มขึ้นของแหล่งกักเก็บพลังงานสามารถติดตามการเพิ่มขึ้นโดยรวมของการผลิตไฟฟ้าที่ผันผวนได้ การเพิ่มปริมาณสายส่งใหม่และการเชื่อมต่อใหม่ระหว่างโครงข่ายสามารถช่วยรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณสูงถึง 80% ได้ มีการศึกษาว่ามีความต้องการสูงถึง 110-190 ล้าน MW-Miles สำหรับสายส่งใหม่ และการเชื่อมต่อ (Intertie) เพิ่มเติมระหว่าง 3 โครงข่ายหลัก

รูปที่ 2.44 แสดงถึงการคาดการณ์ของการเพิ่มขึ้นของสายส่งใหม่ที่ต้องการในระหว่าง 40 ปีข้างหน้า โดยรูปที่ 2.45 เปรียบเทียบระหว่างปริมาณสายส่งที่มีอยู่ในปัจจุบันและสายส่งใหม่ที่ต้องการเพิ่มเติม อย่างไรก็ดีมิติทางด้านเศรษฐศาสตร์ก็เป็นประเด็นที่ต้องพิจารณาเช่นกัน

4) การผลิตที่ยืดหยุ่น (Flexible Generation) การใช้พลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงมีผลอย่างมีนัยสำคัญต่อการปฏิบัติการของโรงไฟฟ้าประเภทฟอสซิลและโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

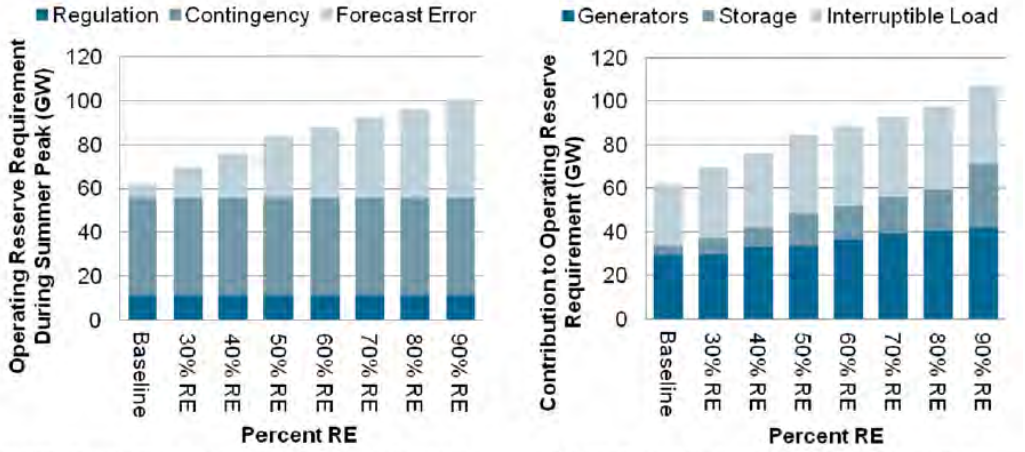
รูปที่ 2.46 แสดงการจัดสรรการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานต่างๆรวมถึงการกักเก็บพลังงาน โดยแยกตามฤดูกาลและช่วงเวลาในแต่ละวัน ในสถานการณ์ฐานที่อุปสงค์ต่ำ (Low-Demand Baseline) โรงไฟฟ้านิวเคลียร์และโรงไฟฟ้าถ่านหินจะทำงานในโหมดที่รองรับโหลดฐาน โรงไฟฟ้าพลังน้ำจะทำงานในโหมดที่เป็นตัวกลางที่มีการแปรผันในช่วงเวลาหนึ่งๆ และโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะทำงานรองรับโหลดสูงสุดหรือการผันผวนที่มากของโหลด ในสถาการณ์ 60% RE นั้น โรงไฟฟ้าชีวมวลจะเข้ามาทดแทนโรงไฟฟ้าถ่านหินและทำงานรองรับโหลดฐานตลอดทั้งปี โดยโรงไฟฟ้าถ่านหินที่ยังเหลืออยู่จะทำงานรองรับการเปลี่ยนแปลงของ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระหว่างวัน สำหรับโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะทำงานเพื่อรองรับความต้องการในช่วงโหลดสูงสุด ในขณะที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะคงที่ตลอดทั้งปี นอกจากนี้ยังเห็นถึงบทบาทของการกักเก็บพลังงานจากพลังงานลมในเวลากลางคืนและจ่ายพลังงานไฟฟ้ากลับคืนในช่วงโหลดสูงสุดในฤดูร้อน ในกรณี 90% RE มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมากต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิม กำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์มีการปรับเปลี่ยนตามฤดูกาล และสามารถสังเกตเห็นการทำงานของโรงไฟฟ้าถ่านหินเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของโหลดในแต่ละวัน โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะใช้เฉพาะสำหรับโหลดสูงสุดในฤดูร้อนเท่านั้น โรงไฟฟ้า CSP มีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าในเวลาเย็นและกลางคืนจากความสามารถในการสะสมความร้อนในระหว่างวัน



(a) Installed capacity and non-variable generation in 2050

(b) 2050 Contribution to planning reserve requirement by technology

รูปที่ 2.40 : กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งและแหล่งสำรองที่ต้องมีตามการวางแผนในปี 2015 เมื่อสัดส่วนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสูงขึ้น



(a) 2050 operating reserve requirement during the summer peak by reserve type

(b) 2050 contributions toward total operating reserve requirement by technology type

Figure 2-7. Operating reserve requirements as renewable energy levels increase

รูปที่ 2.41 : กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองเพิ่มมากขึ้นเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นในระบบ

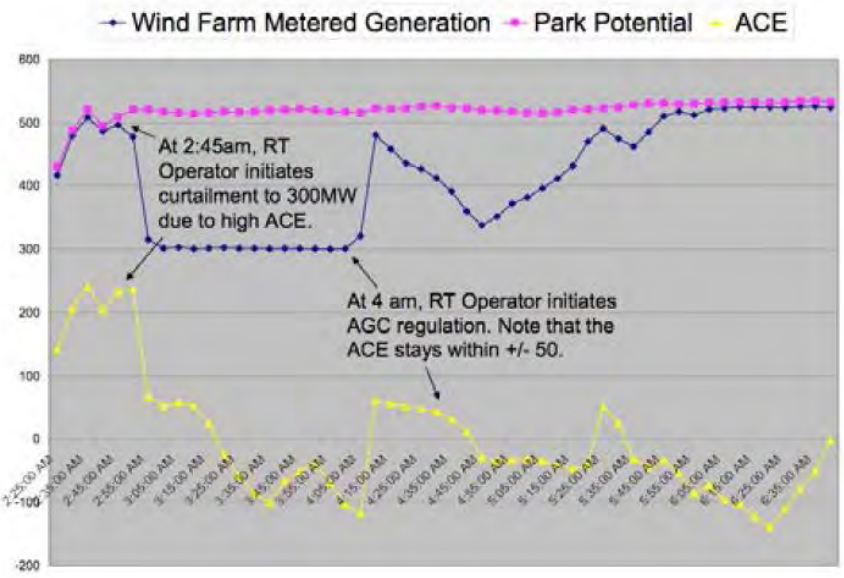
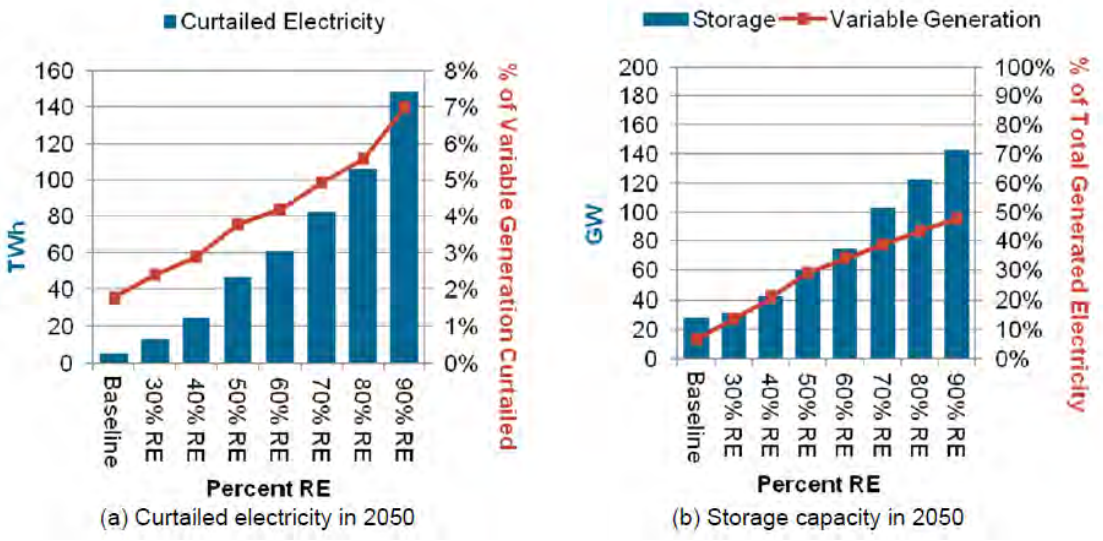


Figure 4. ACE during wind on block curtailment and wind on AGC [9].

รูปที่ 2.42 : การจำกัดการเชื่อมต่อของพลังงานลม



รูปที่ 2.43 : การจำกัดการเชื่อมต่อและปริมาณของการกักเก็บพลังงานเมื่อระดับพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น

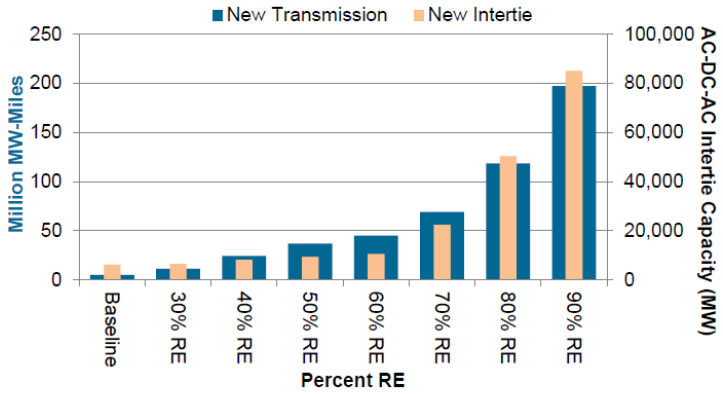
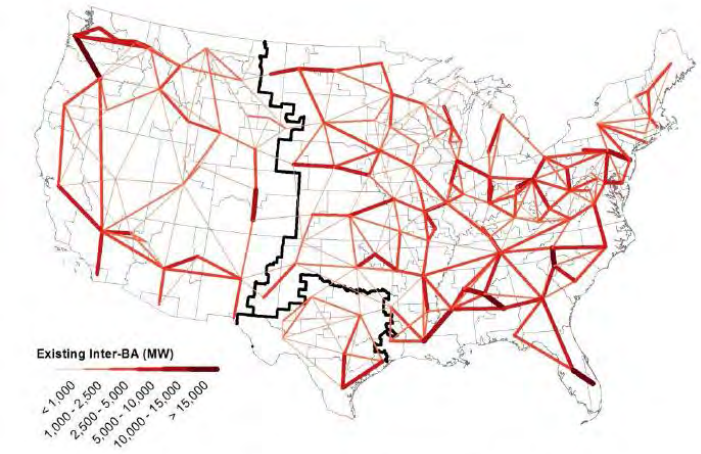


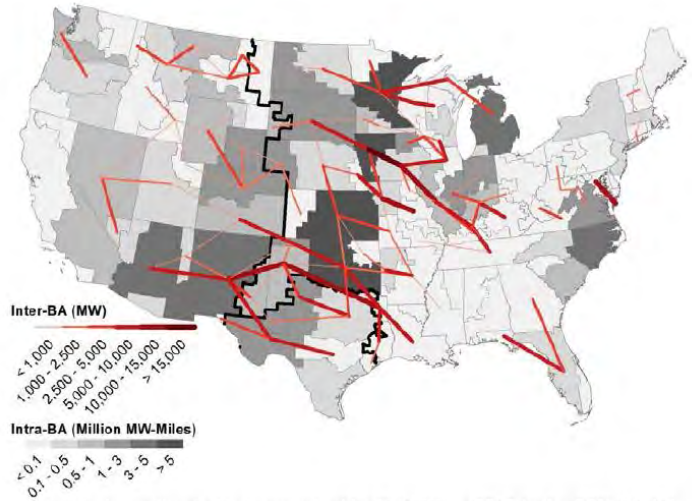
Figure ES-8. New transmission capacity requirements in the baseline and exploratory scenarios

Existing total transmission capacity in the contiguous United States is estimated at 150–200 million MW-miles[35]

รูปที่ 2.44 : การคาดการณ์ความต้องการสายส่งใหม่เพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน



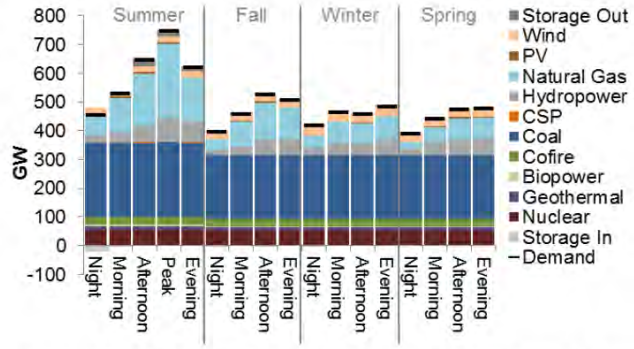
(a) Existing transmission grid representation in ReEDS



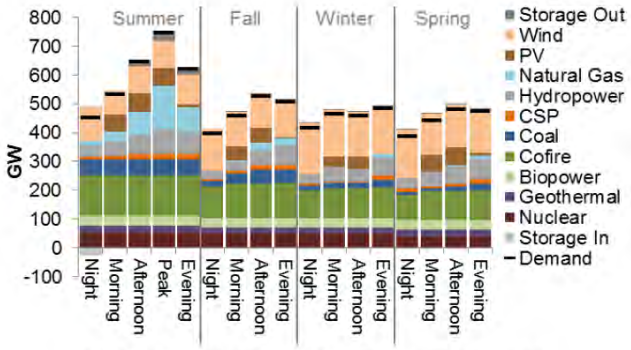
(b) New transmission estimated to be required by ReEDS by 2050 in the 80% RE-ITI scenario

Figure 3-9. Existing and new transmission required in the 80% RE-ITI scenario

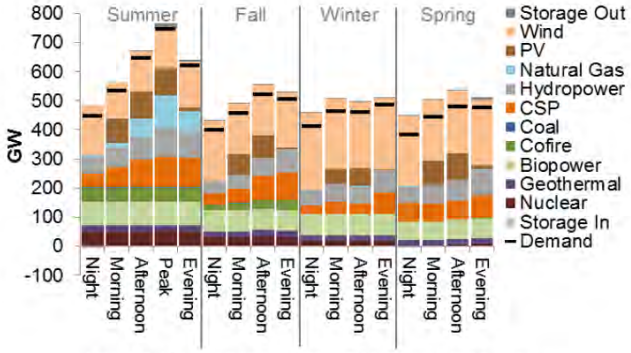
รูปที่ 2.45 : สายส่งที่มีอยู่และสายส่งใหม่ที่ต้องการเพิ่มรองรับสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน 80%



(a) Low-Demand Baseline scenario – 2050 dispatch by time slice



(b) 60% RE scenario – 2050 dispatch by time slice



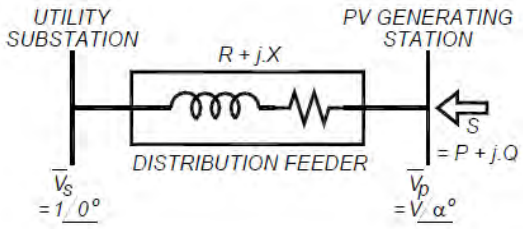
(c) 90% RE scenario – 2050 dispatch by time slice

รูปที่ 2.46 : การจัดสรรแหล่งผลิตไฟฟ้าสำหรับสถานการณ์ต่างๆ

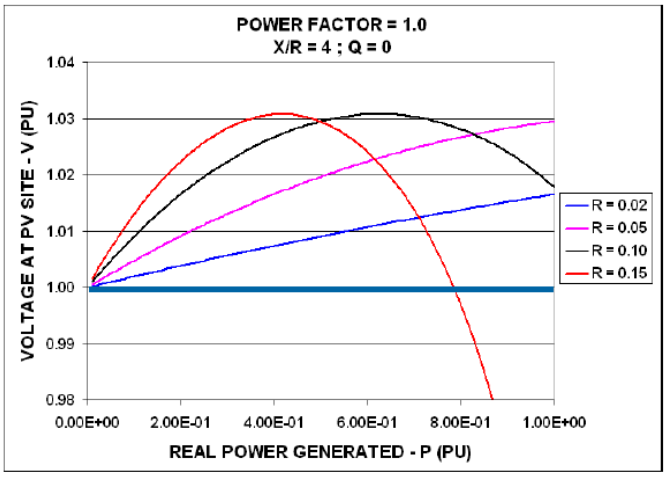
(1) ผลกระทบต่อแรงดันในระบบไฟฟ้า

การติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนปริมาณสูงจะมีผลกระทบต่อแรงดันในระบบส่งและระบบจำหน่าย รูปที่ 2.47 แสดงวงจรสมมูลของระบบไฟฟ้ากำลังที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้า PV โดยรูปที่ 2.48 แสดงให้เห็นว่าระดับแรงดันจะแปรเปลี่ยนไปตามพารามิเตอร์ของสายส่ง (R, X) และปริมาณกำลงไฟฟ้าจริง (P) จากแหล่งจ่าย รูปที่ 2.49 แสดงตัวอย่างของระบบไฟฟ้าที่มีการติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้า PV ซึ่งจะเห็นว่าระดับแรงดันไฟฟ้าอาจมีผลกระทบจนอาจสูงกว่ามาตรฐานที่กำหนดไว้ (5%) รูปที่ 2.50 แสดงอีกตัวอย่างของผลกระทบต่อแรงดันจากแหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานลม จะเห็นได้ว่าแรงดันที่แปรเปลี่ยนไปจะขึ้นกับตำแหน่งติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากำลังด้วย

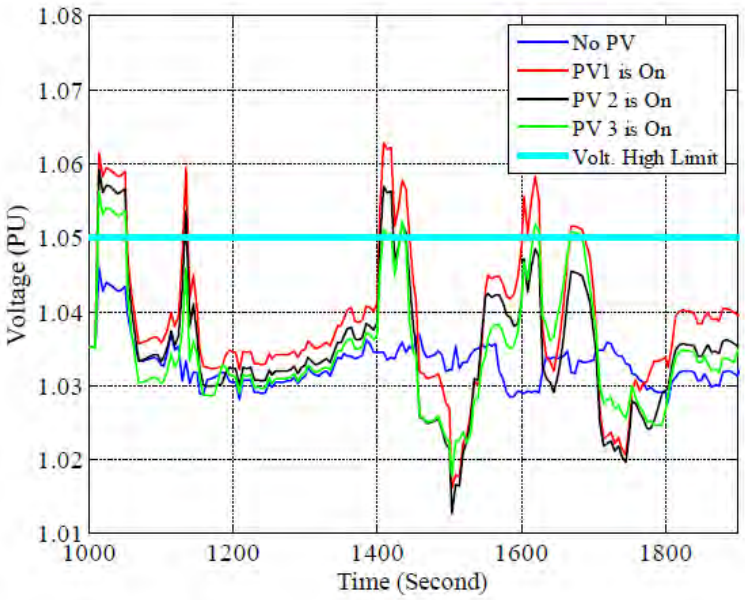
การแก้ไขปัญหาแรงดันไฟฟ้าสามารถทำได้ด้วยการควบคุมกำลังรีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์ รูปที่ 2.51 แสดงถึงการทำงานของอินเวอร์เตอร์ที่มีการป้อนกำลังรีแอกทีฟควบคู่กับการป้อนกำลังไฟฟ้าจริงเข้าสู่ระบบไฟฟ้ากำลัง อินเวอร์เตอร์ในปัจจุบันมีฟังก์ชันการควบคุมกำลังรีแอกทีฟพร้อมมีส่วนสื่อสารรองรับการสั่งการควบคุมดังแสดงในรูปที่ 2.52 โดยรูปที่ 2.53 แสดงให้เห็นถึงสมรรถนะของการควบคุมกำลังรีแอกทีฟที่สามารถช่วยควบคุมแรงดันและลดปัญหาแรงดันเกินได้ นอกจากนี้การใช้เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานก็สามารถช่วยแก้ปัญหาแรงดันเกินได้ รูปที่ 2.54 แสดงถึงการใช้แบตเตอรี่ที่กระจายในระบบจำหน่ายเพื่อช่วยรักษาแรงดันของระบบได้



รูปที่ 2.47 : วงจรสมมูลอย่างง่ายของระบบจำหน่ายที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้า PV เชื่อมต่อ



รูปที่ 2.48 : ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันบัสที่แหล่งผลิตไฟฟ้า PV เชื่อมต่อและกำลังจริงที่ผลิต เมื่ออินเวอร์เตอร์ทำงานที่ตัวประกอบกำลังเท่ากับ 1



รูปที่ 2.49 : ตัวอย่างของแรงดันของระบบจำหน่ายที่ได้รับผลกระทบจากแหล่งจ่ายไฟฟ้า PV

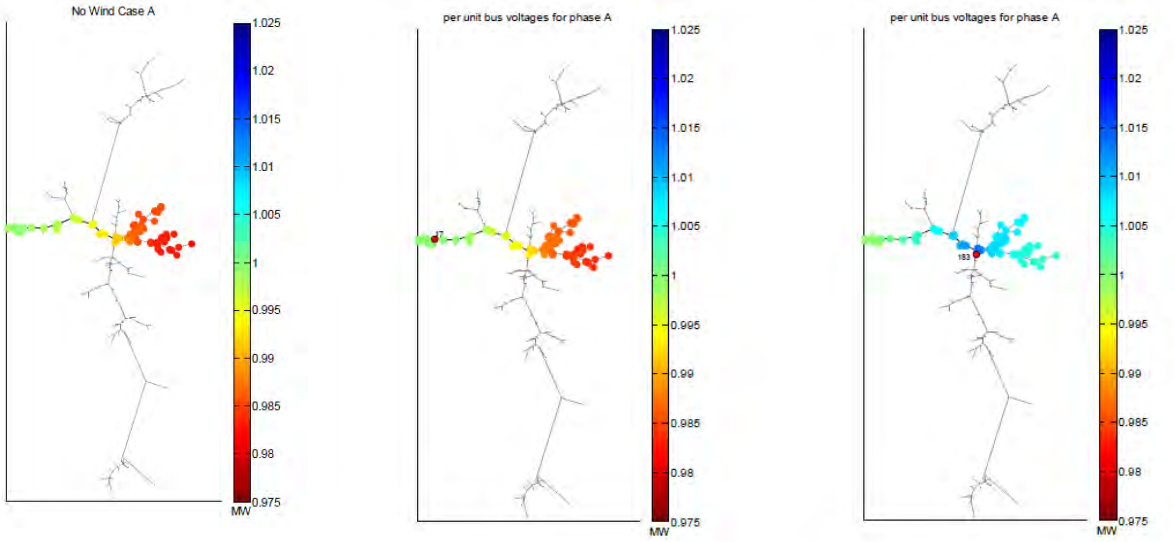


Figure 7.
Feeder R1-12.47-2. Heat map of Phase A per-unit bus voltages with 3,000 kW of wind power connected to Bus 17

Figure 8.
Feeder R1-12.47-2. Heat map of Phase A per-unit bus voltages with 3,000 kW of wind power connected to Bus 183

รูปที่ 2.50 : ผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมต่อแรงดันในระบบ

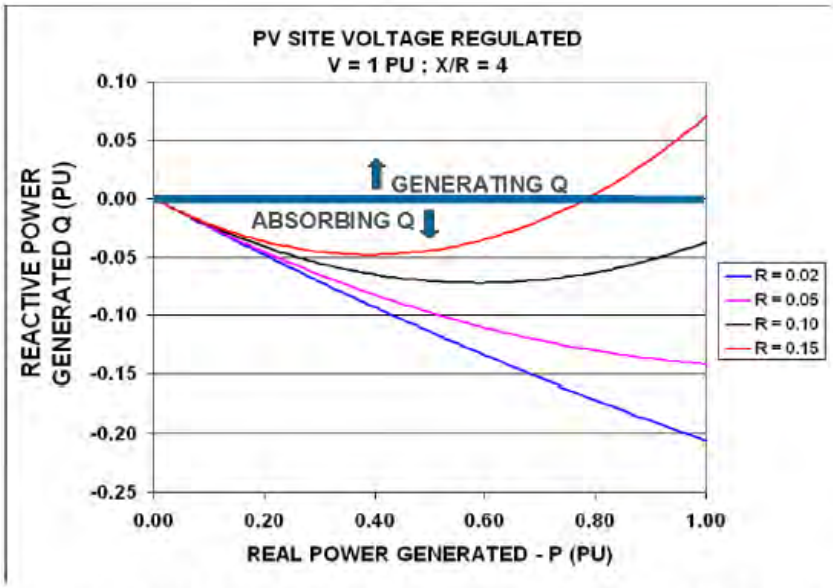
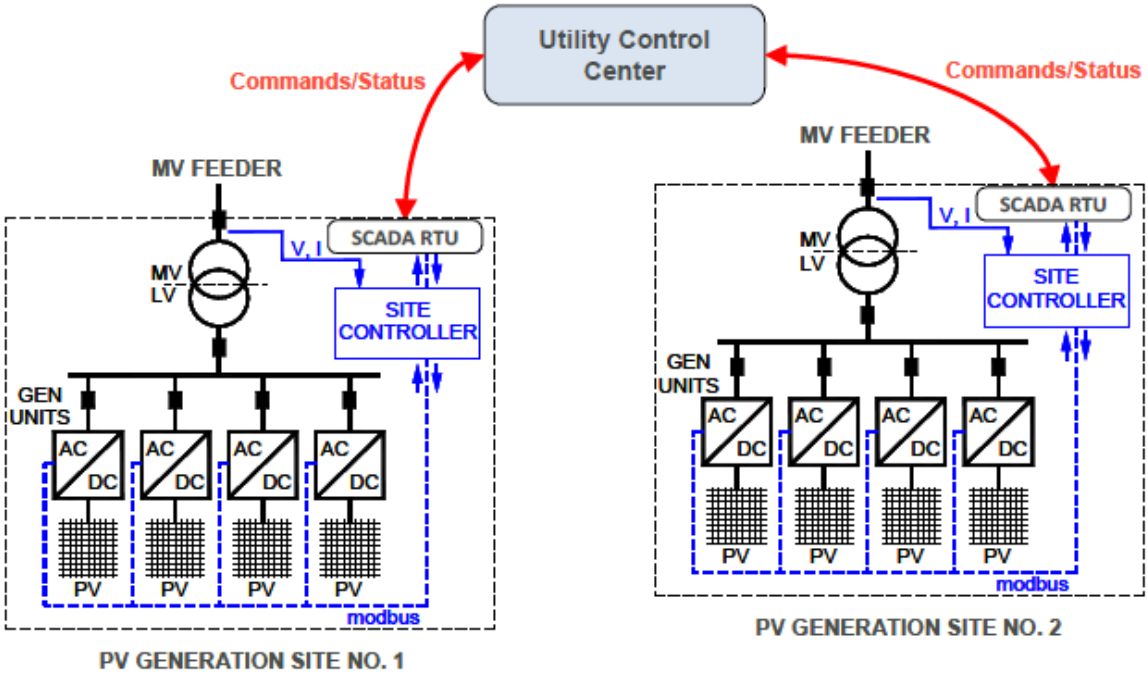
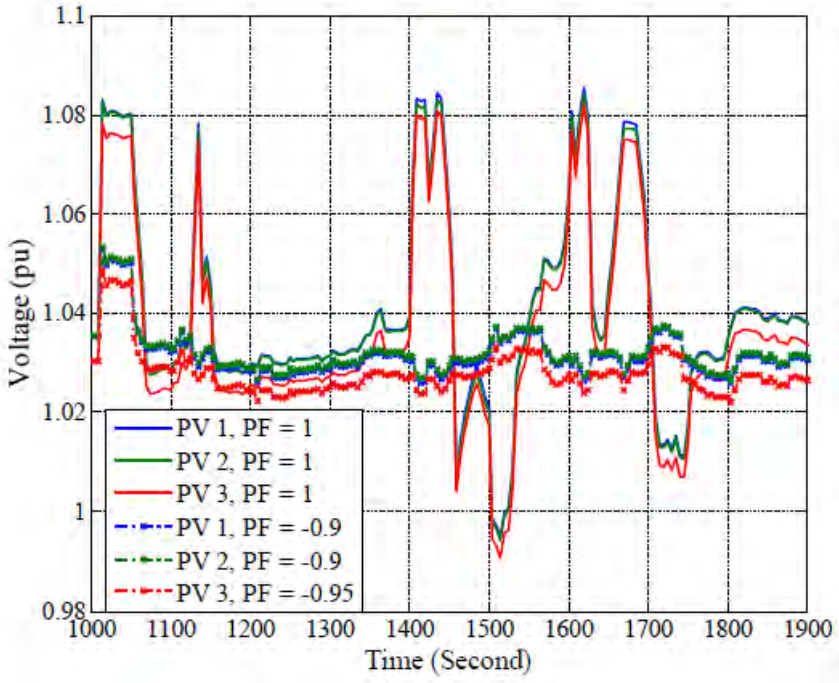


Figure 8a. PV reactive power output versus real power generated. PV inverter holds the bus voltage at 1 pu.

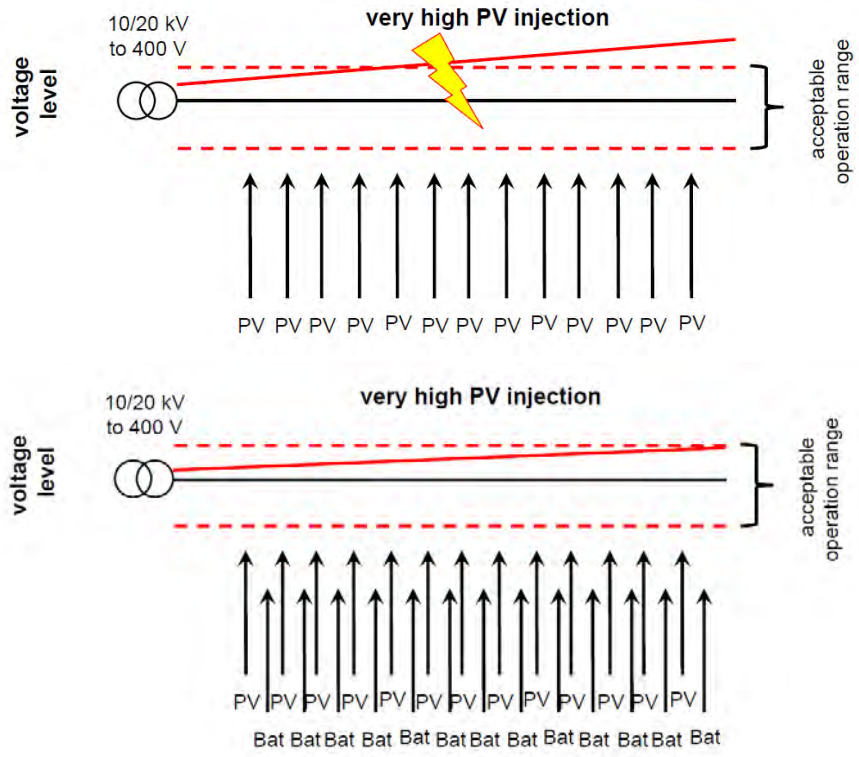
รูปที่ 2.51 : กำลังรีแอกทีฟ และกำลังงานจริง ที่ด้านออกของอินเวอร์เตอร์ PV เพื่อรักษาแรงดันบัสที่ 1 pu



รูปที่ 2.52 : การสั่งการควบคุมกำลังจริงและกำลังรีแอกทีฟสำหรับอินเวอร์เตอร์ PV ขนาดใหญ่



รูปที่ 2.53 : เปรียบเทียบแรงดันบัสเมื่ออินเวอร์เตอร์ PV มีการความคุมกำลังรีแอกทีฟ ที่ตัวประกอบกำลังค่าต่างๆ



รูปที่ 2.54 : การใช้เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานเพื่อลดทอนปัญหาแรงดันเกิน ที่มีสาเหตุมาจากแหล่งผลิตไฟฟ้า PV

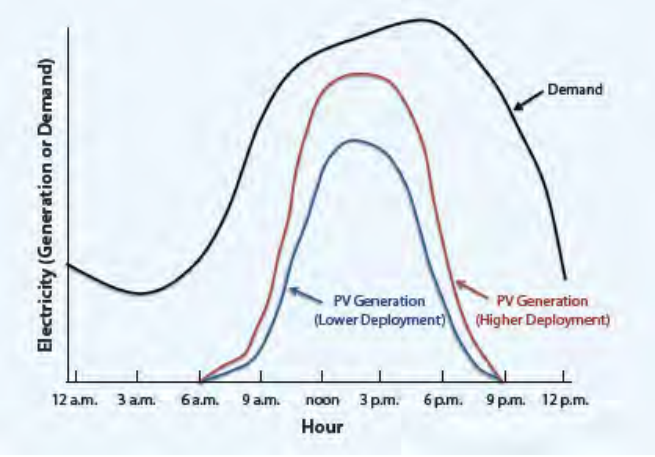
(2) ผลกระทบจากอัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังผลิตไฟฟ้าในปริมาณสูง

อัตราการเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในปริมาณสูง จะส่งผลกระทบเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังได้ รูปที่ 2.55 เปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้า จะเห็นว่าการผลิตไฟฟ้าจาก PV จะมีอัตราการเปลี่ยนแปลงที่สูงในช่วงเช้าและช่วงเย็น ทำให้แหล่งผลิตอื่นๆจะต้องมีผลตอบสนองที่ไวเพียงพอต่อการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า หากพิจารณากราฟโหลดสุทธิ (Net Load; ผลต่างระหว่างการผลิตไฟฟ้าของ PV และความต้องการการใช้ไฟฟ้า) ในรูปที่ 2.56 จะเห็นว่าอัตราการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้ามีขนาดสูงถึง 13,000 MW ใน 3 ชั่วโมง ซึ่งถือว่าเป็นอัตราการเปลี่ยนแปลงที่สูงมากสำหรับการวางแผนกำลังการผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิม การแก้ปัญหาดังกล่าวโดยใช้ฟังก์ชันการควบคุมกำลังจริงของอินเวอร์เตอร์ PV เพื่อจำกัดการเปลี่ยนแปลงกำลังจริงสามารถลดทอนปัญหาได้ในระดับหนึ่ง

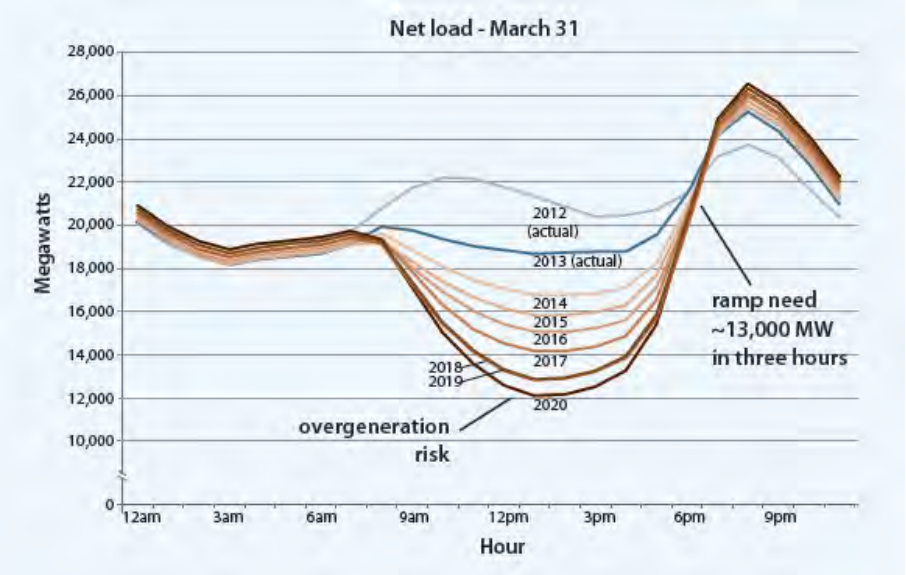
อัตราการเปลี่ยนแปลงที่สูงของการผลิตกำลังไฟฟ้าส่งผลกระทบโดยตรงต่อความถี่ของระบบ รูปที่ 2.57 แสดงถึงผลตอบสนองชั่วครู่ของความถี่เมื่อแหล่งจ่ายถูกปลดออกจากระบบ เช่นช่วงเวลาเย็นที่แหล่งผลิตไฟฟ้า PV ลดกำลังการผลิตอย่างรวดเร็ว พารามิเตอร์ที่บ่งบอกถึงสมรรถนะของระบบคือความถี่ต่ำสุดที่ลดลงในสภาวะชั่วครู่ (Minimum Frequency หรือ Nadir Frequency) และความถี่คงตัว (Settling Frequency) ในสภาวะอยู่ตัว ดังนั้นแหล่งผลิตไฟฟ้าสำรองจะต้องมีอัตราแรมป์สูง (Ramp Rate; MW/Hz) เพื่อให้ระบบมีผลตอบสนองเชิงความถี่ (Frequency Response) ที่ดี

ตารางที่ 2.3 เปรียบเทียบเห็นถึงเทคโนโลยีต่างๆที่ใช้ในการควบคุมผลตอบสนองเชิงความถี่ จะเห็นว่าอัตราแรมป์ของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานอยู่ในระดับสูงและสะท้อนไปยังผลตอบสนองทางความถี่ที่ดีเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่นๆดังตารางที่ 2.4

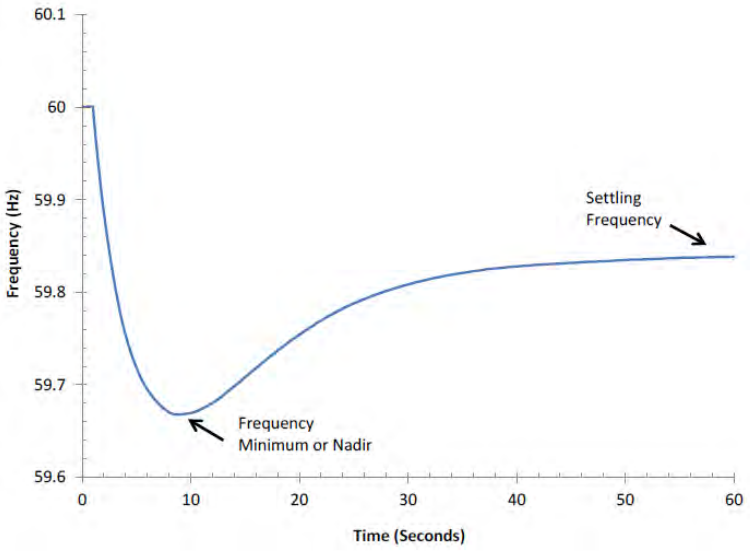
รูปที่ 2.58 แสดงถึงผลตอบสนองของการใช้เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานเพื่อควบคุมความถี่ จะเห็นว่าตัวกักเก็บพลังงานสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วช่วยให้ระบบมีผลตอบสนองความถี่ที่ดี



รูปที่ 2.55 : ตัวอย่างรูปโครงร่างของโหลดและการผลิตไฟฟ้าจาก PV ใน 1 วัน



รูปที่ 2.56 : ปริมาณสุทธิของเส้นโค้งโหลดใน 1 วัน โดยคาดการณ์ถึงปี ค.ศ. 2020



รูปที่ 2.57 : ผลตอบสนองของความถี่ไฟฟ้าเมื่อแหล่งจ่ายถูกปลดออก

ตารางที่ 2.3 : อัตราแรมป์ของเทคโนโลยีต่างๆ

Table 2. Summary of Frequency Response

	Light Spring Frequency Response (MW/0.1Hz)								
	FRO	Base	Hi-Mix	Wind Governor Control	Wind Inertial Control	Wind Governor and Inertial Controls	Utility-Scale PV Governor Control	Energy Storage with Governor Control	Extreme Hi-Mix
WECC	840	1,352	1,311	1,610	1,323	1,571	2,065	1,513	1,055
By Region									
CALIFORNIA	296	305	312	335	315	334	562	369	295
DESERT SOUTHWEST	220	215	119	240	111	215	475	224	97
NORTHEAST	82	61	47	140	40	129	135	85	51
NORTHWEST	131	434	483	528	507	528	537	487	280

ตารางที่ 2.4 : ผลตอบสนองความถี่ของเทคโนโลยีต่างๆ

Table 3. Summary of Frequency Nadir and Settling Frequency for Light Spring Cases

	Light Spring WECC System Frequency Measures (Hz)							
	Base	Hi-Mix	Wind Governor Control	Wind Inertial Control	Wind Governor and Inertial Controls	Utility-Scale PV Governor Control	Energy Storage with Governor Control	Extreme Hi-Mix
Frequency Nadir	59.668	59.646	59.654	59.685	59.691	59.752	59.688	59.613
Settling Frequency	59.839	59.844	59.864	59.853	59.877	59.893	59.861	59.814

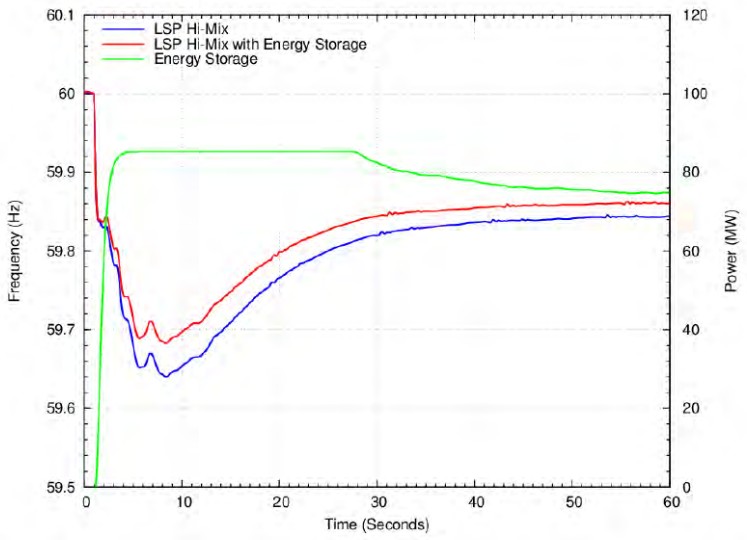


Figure 80. Frequency and power output of an Arizona energy storage plant for LSP Hi-Mix case.

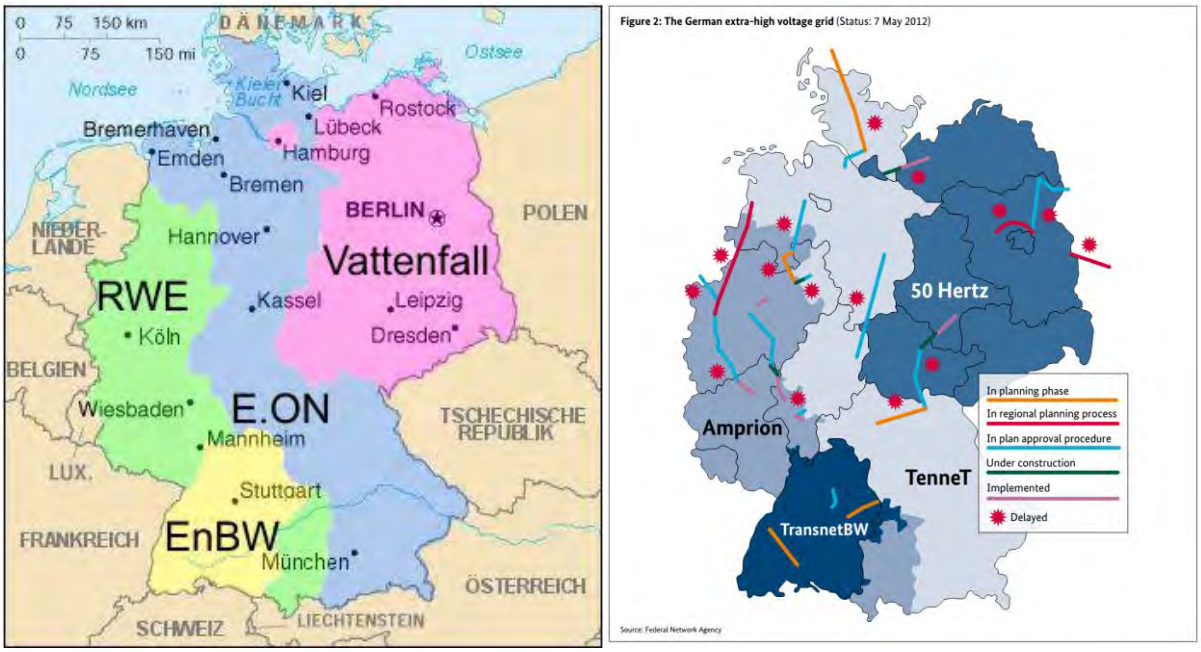
รูปที่ 2.58 : สมรรถนะในการความคุมความถี่ของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน

2.3.2 ประเทศเยอรมัน

ประเทศเยอรมันเป็นอีกประเทศหนึ่งที่มีแผนยุทธศาสตร์ในการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้า แต่เนื่องจากความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าจาพลังงานหมุนเวียน ทำให้ประเทศเยอรมันประสบกับปัญหาการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งสามารถสรุปข้อมูลทั่วไปของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และประเด็นปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้าได้ดังรายละเอียดในหัวข้อต่อไปนี้

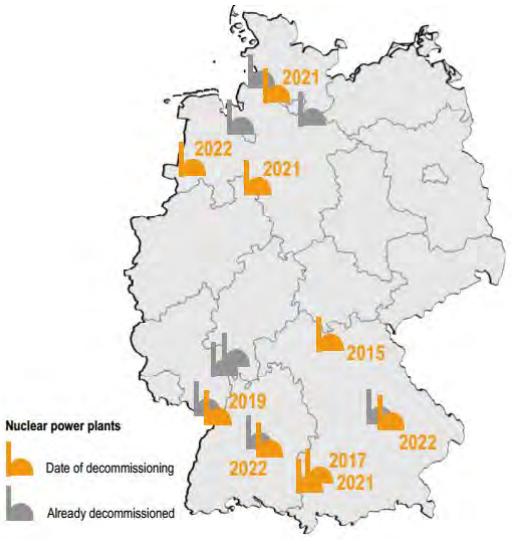
2.3.2.1 โครงสร้างของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของเยอรมันดังแสดงในรูปที่ 2.59 ประกอบด้วยผู้ประกอบการรายใหญ่ 4 ราย คือ EnBW, Eon, RWE, Vattenfall (ณ ปัจจุบันมี TransnetBW, TenneT, Amprion, 50 Hertz ทำหน้าที่ Transmission grid operators (TSO) บริหารโครงข่ายระบบไฟฟ้าทั้งสี่พื้นที่) และ มี distribution grid operators อีกประมาณกว่า 800 ราย กิจการการไฟฟ้าในเยอรมันได้เปิดเสรีโดยมีตลาดซื้อขายไฟ European Energy Exchange (EEX) เป็นตัวกำหนดราคาค่าไฟจากการประมูล ส่วน TSO มีหน้าที่ต้องจัดหากำลังไฟฟ้าผ่านกลไกตลาดเสรีเช่นกัน เพื่อรักษาสมดุลระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้ากับกำลังการผลิตตลอดเวลา



รูปที่ 2.59 : โครงสร้างระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศเยอรมัน

เยอรมันได้กำหนดแผนปฏิรูปพลังงาน Energy Transformation (Energiewende) โดยจะเปลี่ยนจากการผลิตไฟฟ้าที่พึ่งพาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (รูปที่ 2.60) และถ่านหินไปพึ่งพาพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ดังแสดงเป็นตารางในรูปที่ 2.61 และได้ออกกฎหมาย Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare Energien Gesetz: EEG) เพื่อผลักดันให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น จากแผนดังกล่าวปริมาณกำลังผลิตติดตั้งในเยอรมันที่คาดการณ์ว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตจะเป็นดังรูปที่ 2.62

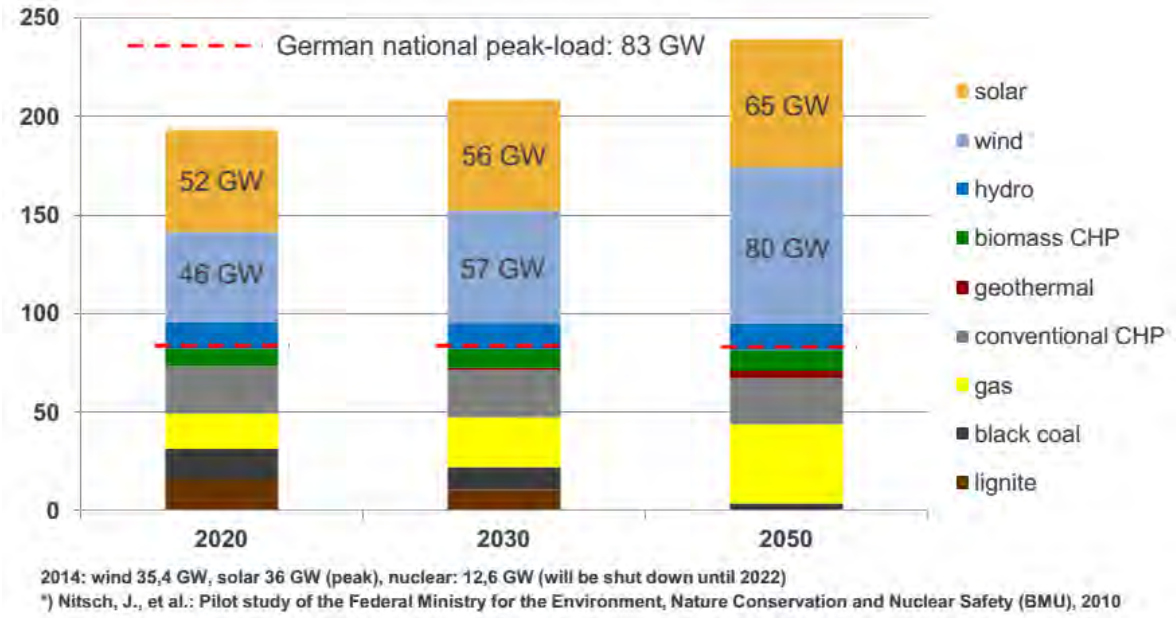


รูปที่ 2.60 : แผนการปลดโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ของเยอรมัน

Status Quo and Main Targets of the Energiewende

	2011	2020	2030	2040	2050
Greenhouse Gas Emissions					
GHG (against 1990)	-26.4 %	-40%	-55%	-70%	-80 to -95%
Efficiency					
primary energy use (against 2008)	-6%	-20%	–	–	-50%
electricity demand (against 2008)	-2.1%	-10%	–	–	-25%
heat in residential sector	n.a.	-20%	–	–	–
energy use in transport sector (against 2005)	-0.5%	-10%	–	–	-40%
Renewable Energy					
share in electricity consumption	20.3%	≥ 35%	≥ 50%	≥ 65%	≥ 80%
share in final energy use	12.1%	18%	30%	45%	60%

รูปที่ 2.61 : ตัวเลขจากนโยบาย Energiewende ของเยอรมัน

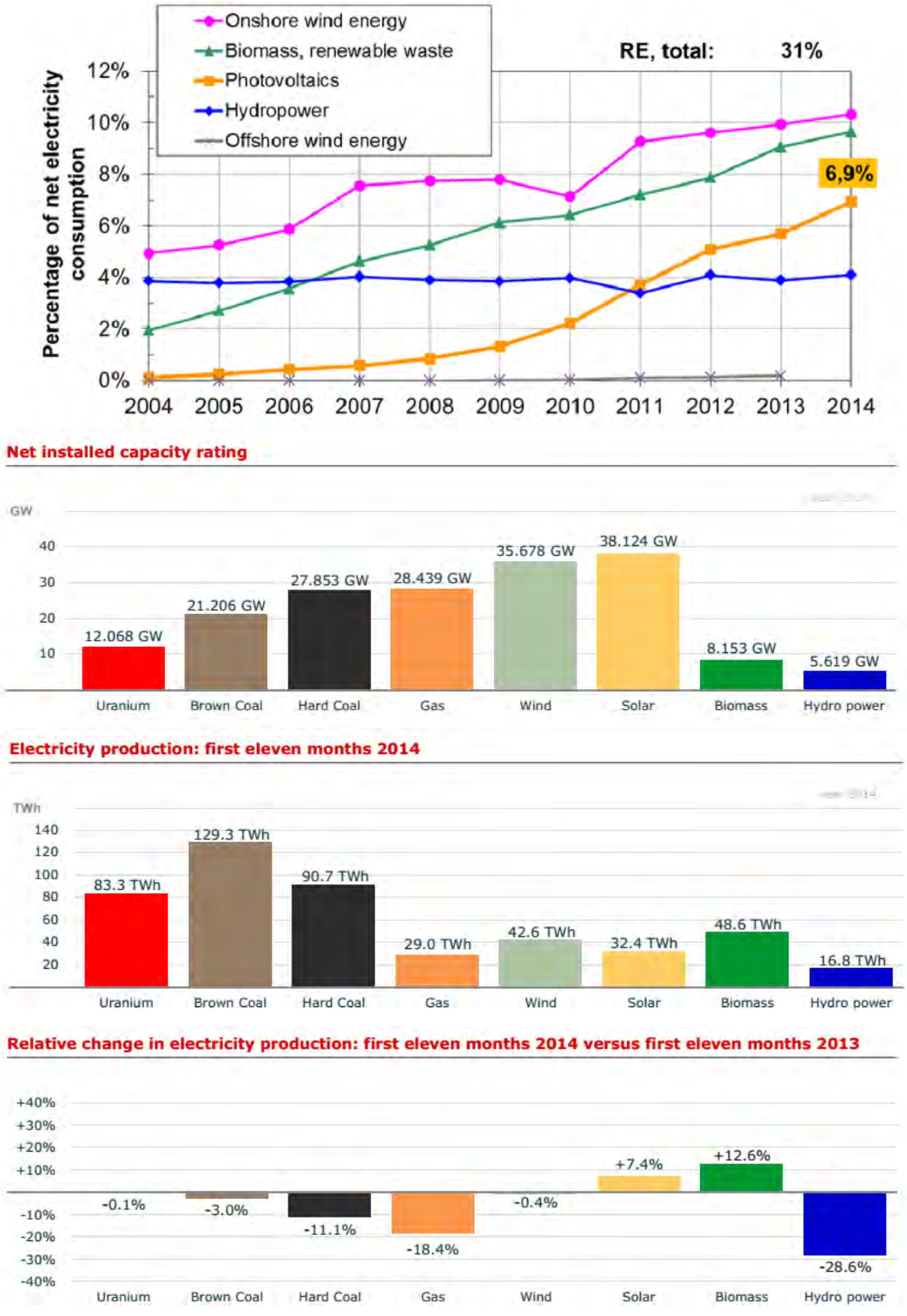


รูปที่ 2.62 : คาดการณ์กำลังผลิตติดตั้งในอนาคตของเยอรมัน

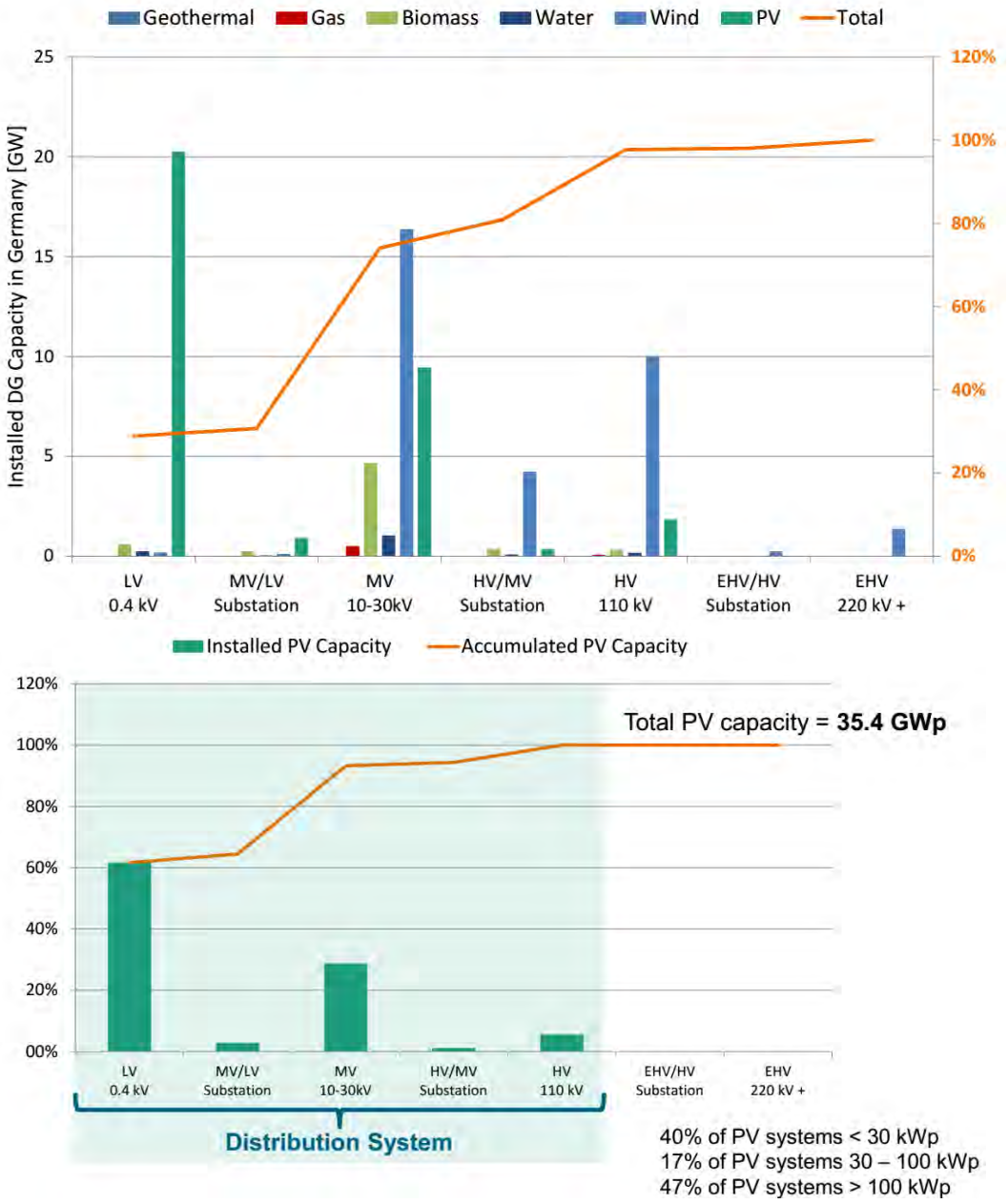
2.3.2.2 ข้อมูลเชิงสถิติของการใช้พลังงานหมุนเวียนของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าทั้งหมด

เยอรมันมีพื้นที่ที่มีศักยภาพทางด้านพลังงานลมสูงอยู่ทางตอนเหนือและพื้นที่ที่มีศักภาพทางพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ทางตอนใต้ของประเทศ และศูนย์กลางการใช้ไฟฟ้าก็อยู่ทางตอนใต้เช่นกัน จากรูปที่ 2.63 ในปี 2014 เยอรมันผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนคิดเป็น 31% ของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าสุทธิ (Net energy consumption) และคิดเป็น 27% ของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารวม(Gross energy consumption) เยอรมันผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 35.2 TWh (ประมาณการเบื้องต้นโดย BDEW) ซึ่งคิดเป็นประมาณ 6.9% ของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าสุทธิ และคิดเป็น 6.1% ของปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารวม ในวันทำงานที่แสงแดดดีอาจจะมีกำลังผลิตจากแสงอาทิตย์สูงถึง 35% ของความต้องการกำลังไฟฟ้า และถ้าเป็นวันหยุดสุดสัปดาห์ค่านี้จะเพิ่มขึ้นถึง 50% ได้

ณ ปลายปี 2014 กำลังผลิตติดตั้งของการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์มีขนาดรวม 38.5 GW กระจายใน 1.4 ล้านแห่ง ซึ่งเป็นตัวเลขที่มากที่สุดเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าชนิดอื่น ๆ อย่างไรก็ตาม 98% ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ถูกติดตั้งในระบบจำหน่ายแรงต่ำ และมีเพียง 15% ของโรงไฟฟ้าเท่านั้นที่มีขนาดมากกว่า 1 MW (รูปที่ 2.64) ดังนั้นในช่วงที่มีแสงแดดดีในบริเวณสายจำหน่ายที่มีการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมาก ก็อาจจะเกิดปัญหากำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับไปยังระบบแรงดันปานกลาง ซึ่งทำให้หม้อแปลงทำงานเกินพิกัดได้

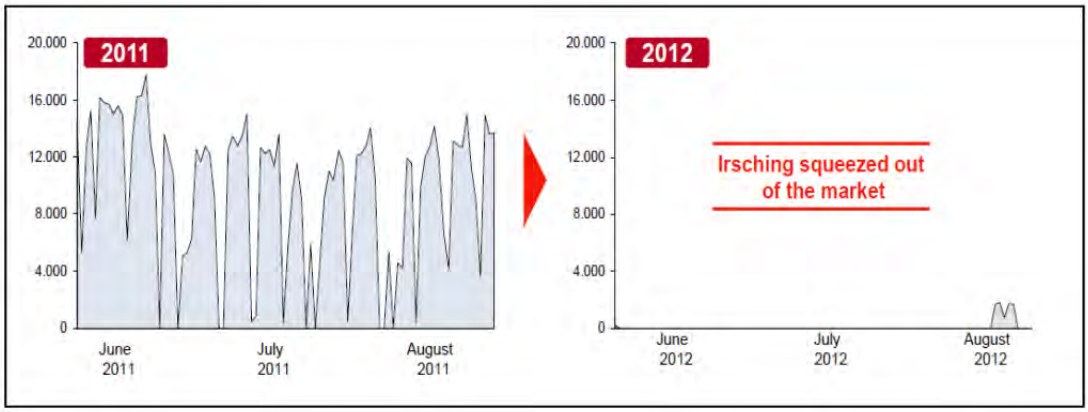


รูปที่ 2.63 : สัดส่วนของการใช้พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของเยอรมันระหว่างปี 2004-2013



รูปที่ 2.64 : สัดส่วนเจ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ของเยอรมันในปลายปี 2010
และสัดส่วนขนาดกำลังติดตั้ง

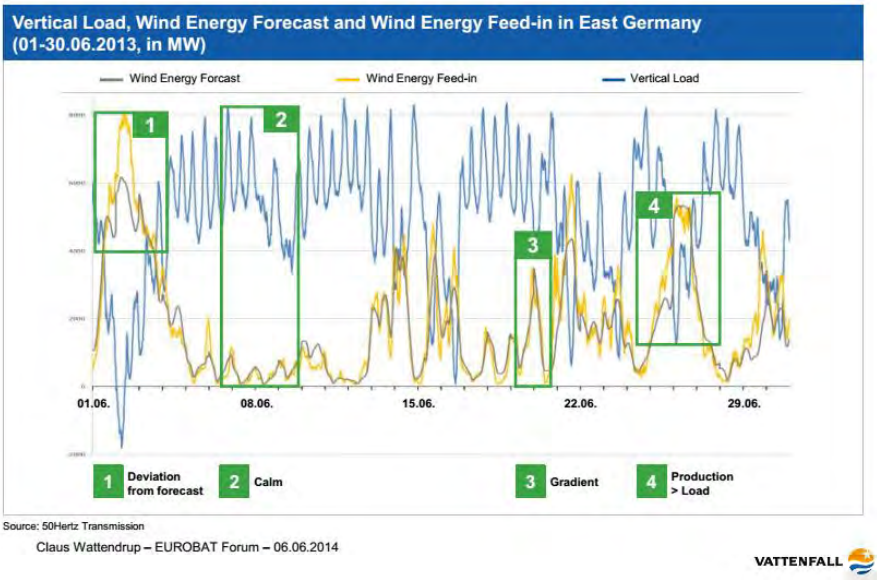
จากข้อมูลในปี 2010 ในเยอรมัน เจ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนใหญ่คือ เอกชน ในขณะที่ 4 การไฟฟ้าใหญ่ (EnBW, Eon, RWE, Vattenfall) ของเยอรมันมีสัดส่วนเพียง 0.2% (รูปที่ 2.64) ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ปริมาณมากนี้ทำให้การไฟฟ้าต้องลดการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าถ่านหินลง โดยเฉพาะในช่วง peak load ตอนกลางวัน ส่งผลให้ราคาค่าไฟในตลาดลดลงด้วย และอาจทำให้ต้องปิดโรงไฟฟ้าได้ (รูปที่ 2.65)



รูปที่ 2.65 : ตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ต้องหยุดจ่ายไฟในเยอรมัน (Irsching gas power plant E.ON)

ในด้านพลังงานลมนั้น เยอรมันมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมที่สูงมาก ยกตัวอย่างเช่น ในวันที่ 12 ธ.ค. 2014 กำลังผลิตจากพลังงานลมมีค่าสูงสุดถึง 29.7 GW และมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อวันสูดสุด 562 GWh เช่นกัน ในวันเดียวกันกำลังผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าสูงสุด 4.9 GW รวมกำลังผลิตสูงสุดจากทั้งสองแหล่งเท่ากับ 34 GW ในกรณีนี้การไฟฟ้าต้องลดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ลง 10% และของโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์ลง 30% จึงจะสามารถรักษาสมดุลของกำลังไฟฟ้าได้

ตัวอย่างข้อมูลความผันผวนของพลังงานลมและความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ Vattenfall แสดงได้ดังรูปที่ 2.66 จากข้อมูลจะเห็นปรากฏการณ์หรือปัญหาหลายประเด็น เช่น การพยากรณ์คลาดเคลื่อน การหายไปของพลังงานลมเนื่องจากสภาพอากาศ อัตราการเพิ่มของพลังงานลมที่สูง หรือ กำลังผลิตจากพลังงานลมมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ เป็นต้น

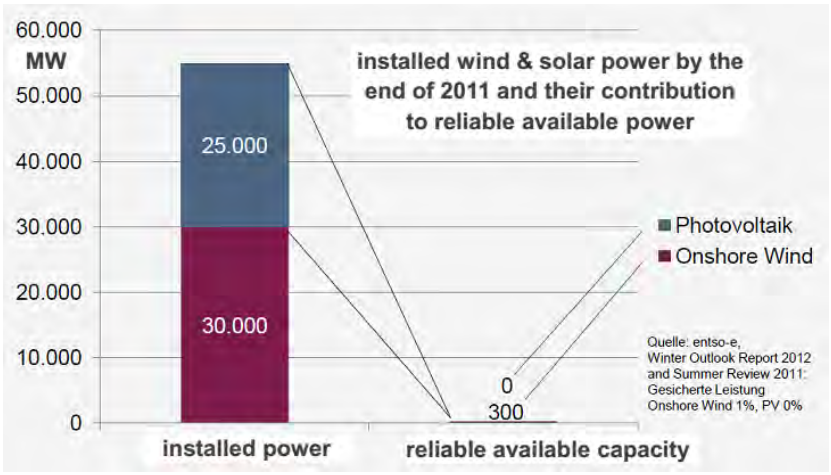


รูปที่ 2.66 : ตัวอย่างข้อมูลความผันผวนของพลังงานลมและความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ Vattenfall

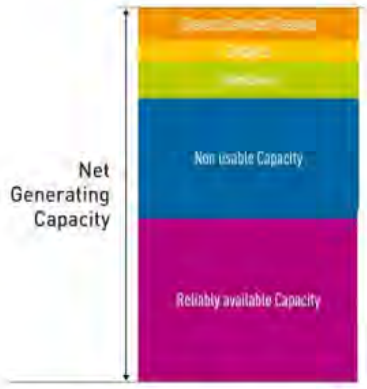
2.3.2.3 ปัญหาที่เกิดหรือคาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต

1) ปัญหากำลังผลิตพึ่งพา (Reliable available capacity) ได้ไม่เพียงพอ

สำหรับประเทศเยอรมัน กำลังผลิตพึ่งพาได้จะพิจารณาตามที่แสดงในรูปที่ 2.67 ซึ่งจะเห็นว่า กำลังผลิตจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ไม่สามารถใช้หรือนับเป็นกำลังผลิตพึ่งพาได้อย่างจริงจัง ดังนั้นเมื่อเยอรมันมีสัดส่วนกำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นถึง 80% ตามที่วางแผนไว้ในระยะยาว (ปี 2050) ก็จะเกิดปัญหากำลังผลิตพึ่งพาได้ไม่เพียงพอได้ นอกจากนั้นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนซึ่งเดิมเคยใช้เป็นกำลังผลิตฐาน (Base load) ก็ต้องเปลี่ยนบทบาทมาทำหน้าที่เป็นกำลังผลิตสำรอง (Back-up) หรือ รักษาสมดุล (Balancing power) ให้กับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน แทน การทำงานในลักษณะดังกล่าวทางเทคนิคจะถือว่าไม่มีประสิทธิภาพ ต้องหยุดทำงานบ่อย (Cycling) อายุสั้นลง และทำให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้น



Reliable available capacity = net generating capacity - system reserves - outages - overhauls - not usable capacity



Reliable available capacity share of the nominal power:

- **90% fossil & nuclear power plants,**
- **70% to 90% storage and pumped storage power plants**
- **5-8% wind farms off-shore**
- **1% wind farms on-shore**
- **0% solar**

***) ENTSO-E: System Adequacy forecast SAF 2009-2020. Online: https://www.entsoe.eu/news-events/former-associations/ucte/system-adequacy/Pages/default.aspx**

รูปที่ 2.67 : วิธีคิดกำลังผลิตพึ่งพาได้ของเยอรมัน

ปัญหากำลังผลิตเกิน (Surplus generation)

ความต้องการกำลังไฟฟ้าของเยอรมัน ณ ปัจจุบัน จะอยู่ในช่วง 40-80 GW ซึ่งยังคงมากกว่าค่ากำลังผลิตติดตั้งจากพลังงานแสงอาทิตย์ แต่เมื่อพิจารณารวมโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และโรงไฟฟ้าถ่านหินซึ่งไม่สามารถปรับกำลังผลิตได้รวดเร็ว อาจจะทำให้เกิดการผลิตกำลังไฟฟ้าเกินในบางช่วงเวลาได้ ส่งผลให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องส่งออก (Export) มีปริมาณสูง (รูปที่ 2.68) ทำให้ราคาค่าไฟในตลาดติดลบได้ (รูปที่ 2.69) ด้วยสภาพภูมิอากาศของเยอรมัน กำลังผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมักจะเสริมกันพอดี ทำให้ขนาดกำลังผลิตรวมระหว่างพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานในทุกช่วงเวลาจะไม่เกิน 50% ของกำลังผลิตติดตั้งรวม

รูปที่ 2.68 : ปริมาณการซื้อขายไฟระหว่างเยอรมันกับประเทศข้างเคียงในปี 2014

German Institute for Economic Research (DIW) ได้ให้ความเห็นว่า ปัญหากำลังผลิตเกินสามารถจัดการได้ โดยลดกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมประเภทนิวเคลียร์และถ่านหิน (Must-run conventional power plants) ที่มีอยู่ประมาณ 20 GW แล้วหันไปเพิ่มโรงไฟฟ้าชีวมวล (CHP) ที่มีความยืดหยุ่น (Flexibility) มากกว่าแทน (ณ ปี 2010 เยอรมันมีโรงไฟฟ้า CHP ติดตั้งแล้วประมาณ 20 MW)

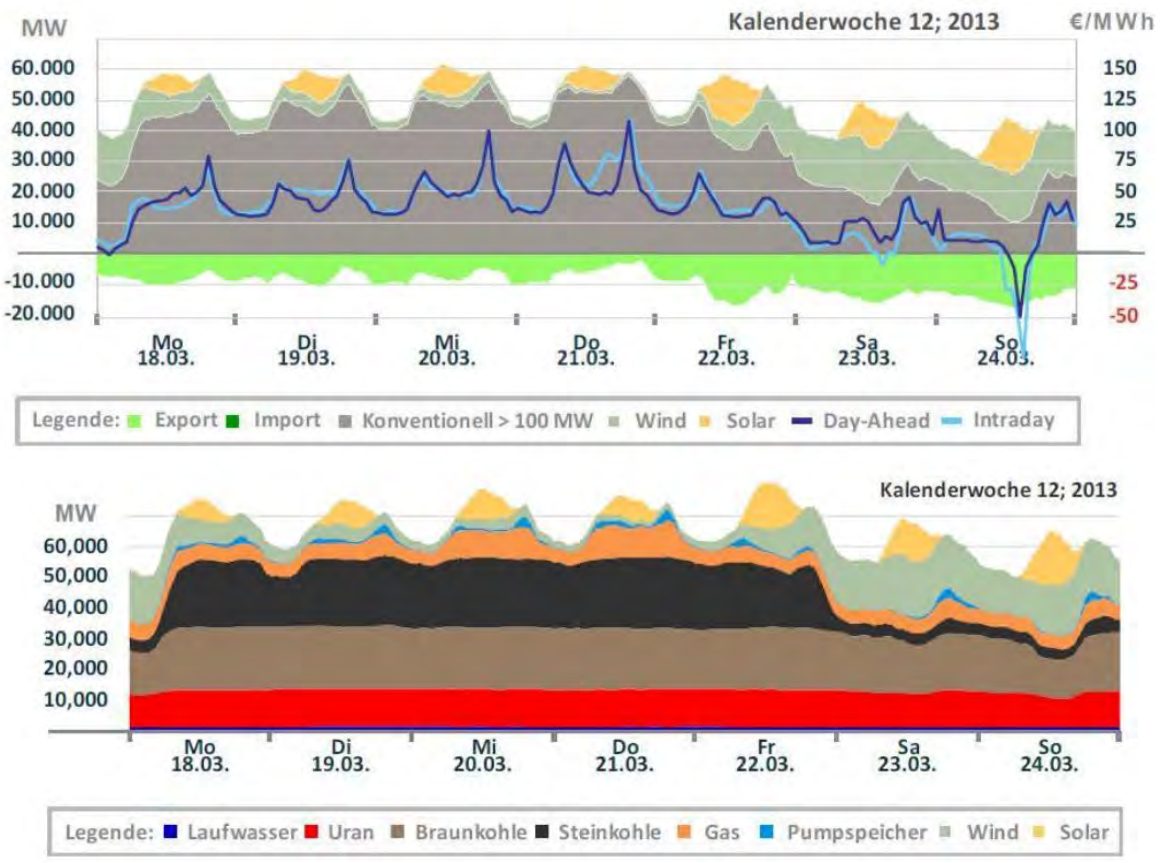


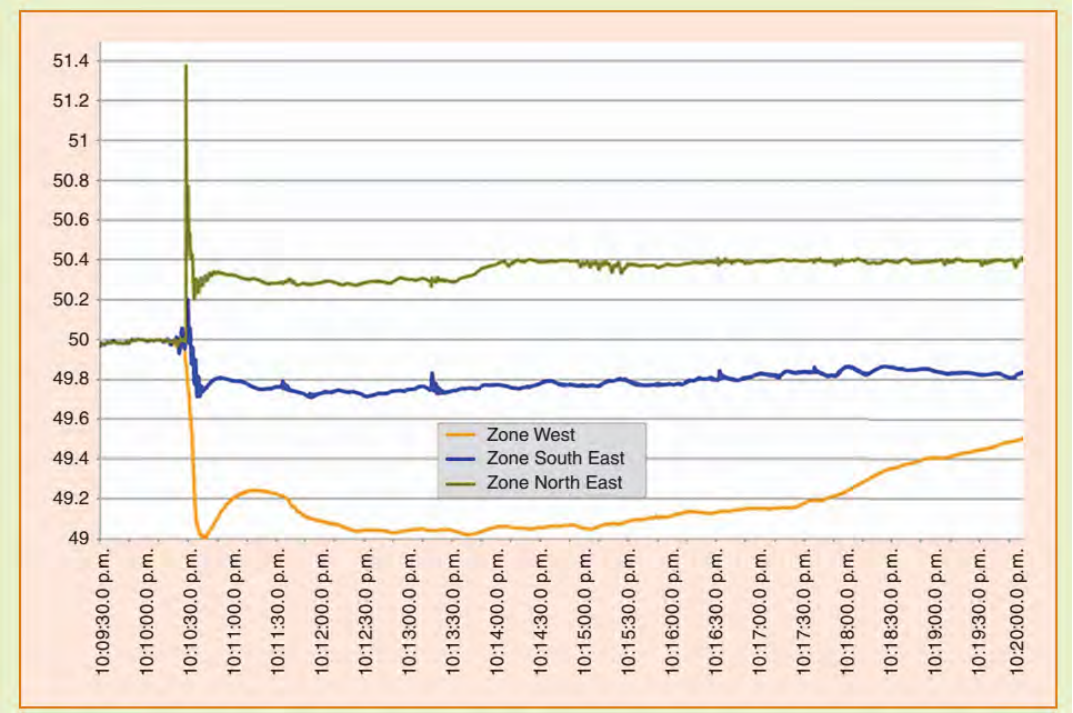
Figure 36: Example showing course of electricity trading price, conventional and renewable electricity in the 12th calendar week (March 2013)

รูปที่ 2.69 : การเกิดปัญหากำลังผลิตเกินของเยอรมัน

2) ปัญหาเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

หากความถี่ของระบบเปลี่ยนแปลงเกินขอบเขตที่ยอมรับได้คือ 50.2 Hz (50.2 Hz problem) จะทำให้เกิดการปลดตัวออกของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมากพร้อมๆ กัน ซึ่งเป็นอันตรายต่อเสถียรภาพของระบบได้ การเปลี่ยนแปลงของความถี่เกินขอบเขตอาจเกิดได้จากหลายสาเหตุ เช่น กรณีเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นกับระบบ ENTSO-E ในปี 2006 (รูปที่ 2.70) คือ เกิดการแยกตัวของระบบในโครงข่าย ENTSO-E อันมีสาเหตุจากการปลดสายส่งที่ไม่ได้วางแผนไว้ล่วงหน้า ส่งผลให้พื้นที่ที่มีกำลังผลิตเกิน (เยอรมัน) มีความถี่ที่สูงขึ้นเกิน 50.2 Hz หรือในกรณีที่ ผลจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปริมาณมากในระบบก็คาดการณ์ได้ว่ามีแนวโน้มทำให้ความถี่ของระบบผันผวนมากขึ้นเข้าใกล้ค่าจำกัด 50.2 Hz ได้ กรณีดังกล่าวเหล่านี้จะส่งผลให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมดในระบบปลดตัวออกจากการเชื่อมต่อเนื่องจากความถี่เกิน 50.2 Hz แต่ระบบโครงข่าย ENTSO-E โดยรวมมีกำลังผลิตสำรองเพียง 3 GW

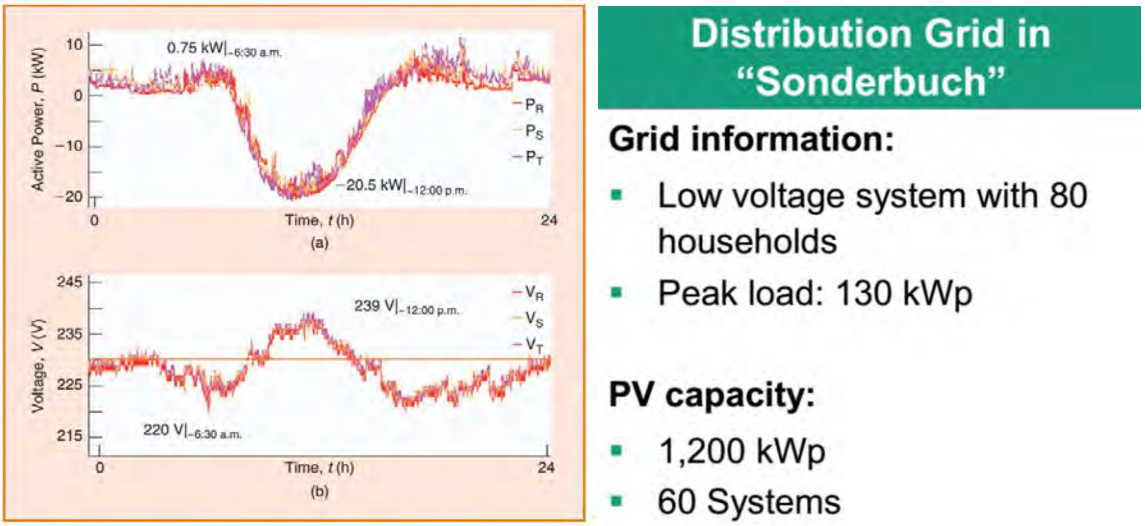
(Primary reserve capacity) ในขณะที่กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังแสงอาทิตย์ของเยอรมันอยู่ที่ 20 GWp จึงอาจจะทำให้ระบบไม่สามารถรักษาสมดุลกำลังงานได้



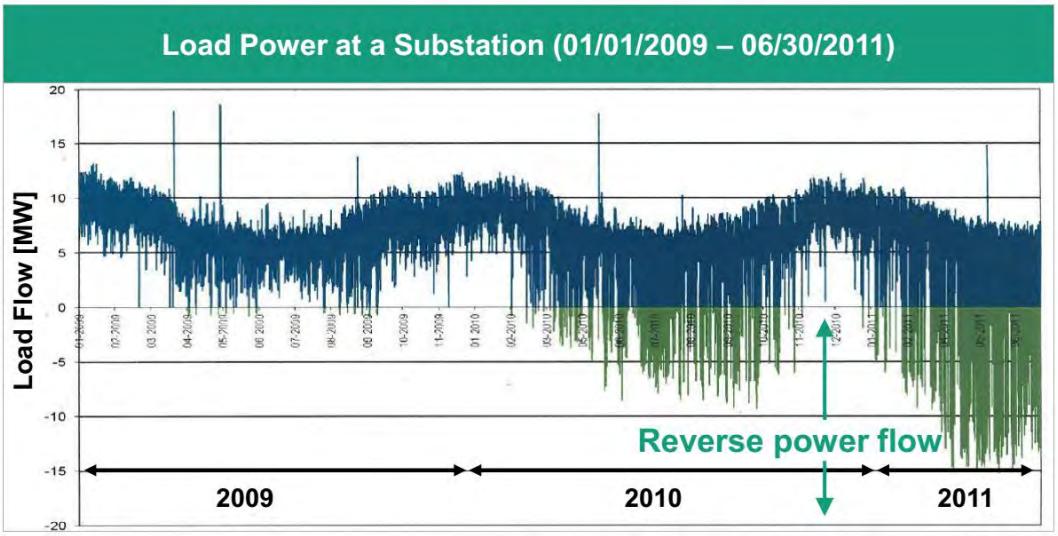
รูปที่ 2.70 : บันทึกค่าความถี่หลังเกิดเหตุการณ์แยกตัวของระบบในโครงข่าย ENTSO-E ในปี 2006

3) ปัญหากำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับในระบบจำหน่าย (Reverse power flow)

หากมีกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับไปยังหม้อแปลงในระบบจำหน่าย จะทำให้เกิดปัญหาแรงดันเกินได้ ดังแสดงตัวอย่างข้อมูลในรูปที่ 2.71 ซึ่งเป็นกรณีที่กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สูงกว่าค่าโหลดของสายจำหน่ายกว่า 900% หรือ ในบางกรณีอาจเกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนไปถึงระบบส่งดังแสดงในรูปที่ 2.72



รูปที่ 2.71 : ตัวอย่างข้อมูลแรงดันเกินในระบบจำหน่ายทางตอนใต้ของเยอรมัน



รูปที่ 2.72 : ตัวอย่างข้อมูลกำลังไฟฟ้าไหลย้อนกลับที่สถานีไฟฟ้าย่อย

4) ปัญหาการไหลอ้อมของกำลังไฟฟ้าในประเทศข้างเคียง (Loop flow)

ในปี 2014 ระบบโครงข่ายของ ENTSO-E ประกาศว่ามีความกังวลว่าจะเกิดปัญหา Loop flow จากการเพิ่มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มากขึ้น ทั้งนี้ก็เนื่องมาจากการเชื่อมต่อโครงข่ายของระบบไฟฟ้าในประชาคมยุโรปมีลักษณะเป็น Mesh ทำให้มีความยากลำบากในการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า ยกตัวอย่างเช่น ในกรณีที่ต้องการส่งไฟจากเยอรมันไปยังฝรั่งเศส นอกจากกำลังไฟฟ้าที่ไหลตรงจากประเทศเยอรมันไปยังประเทศฝรั่งเศสตามที่ควรจะเป็น ส่วนหนึ่งของกำลังไฟฟ้าจะไหลอ้อมประเทศที่อยู่ข้างเคียงไปยังฝรั่งเศสด้วย ปัญหานี้เรียกว่า ปัญหา Loop flow หรือ จากสภาวะที่มีกำลังผลิตจากพลังงานลมมากในพื้นที่ตอนเหนือและมีการปิดโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ในตอนใต้ ทำให้มีความจำเป็นต้องส่งพลังงานไฟฟ้าจากภาคเหนือไปยังภาคใต้ของประเทศ กรณีนี้ก็อาจนำไปสู่การเกิดความคับคั่งในสายส่งภายในประเทศเยอรมัน ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าจะไม่ไหลจากภาคเหนือลงไปภาคใต้ผ่านสายส่งภายในประเทศได้ แต่จะอ้อมไปไหลผ่านสายส่งของประเทศข้างเคียงแทน หรือ ในกรณีที่ความผันผวนจากพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถจัดการได้หมดหรือจำกัดให้อยู่ภายในประเทศเยอรมันเองได้ ส่วนที่เหลือก็จะไหลไปยังประเทศข้างเคียงและก่อให้เกิดผลกระทบต่อการบริหารจัดการสมดุลระหว่างการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าได้เช่นกัน กรณีนี้เคยเกิดกับประเทศเบลเยี่ยม ทำให้เบลเยี่ยมต้องติดตั้งหม้อแปลงเลื่อนเฟสเพื่อควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้า สาธารณรัฐเชก และ โปแลนด์ ก็กำลังดำเนินการแก้ปัญหานี้ในลักษณะเช่นเดียวกัน (รูปที่ 2.73)

นอกจากปัญหาที่ได้กล่าวมาในข้อ 1-5 แล้ว เมื่อมีพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบเป็นปริมาณสูง ทำให้การไฟฟ้าต้องลดสัดส่วนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ส่งผลให้ผู้ประกอบการไม่สามารถดำเนินธุรกิจได้ โรงไฟฟ้าบางแห่งจึงต้องยกเลิกกิจการ การมีจำนวนโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ลดลง ทำให้ปริมาณกำลังผลิตสำรองสำหรับ LFC ไม่เพียงพอตามนโยบายการบริหารระบบไฟฟ้า ในหลายประเทศจึงเริ่มใช้วิธีการจ่ายชดเชยให้กับโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้ผลิตไฟฟ้าแต่จะเป็นต้องมีเพื่อเป็นกำลังผลิตสำรอง ซึ่งในมุมมองเชิงเศรษฐศาสตร์ถือว่าเป็นปัญหาที่ต้องแก้ไขเช่นกัน

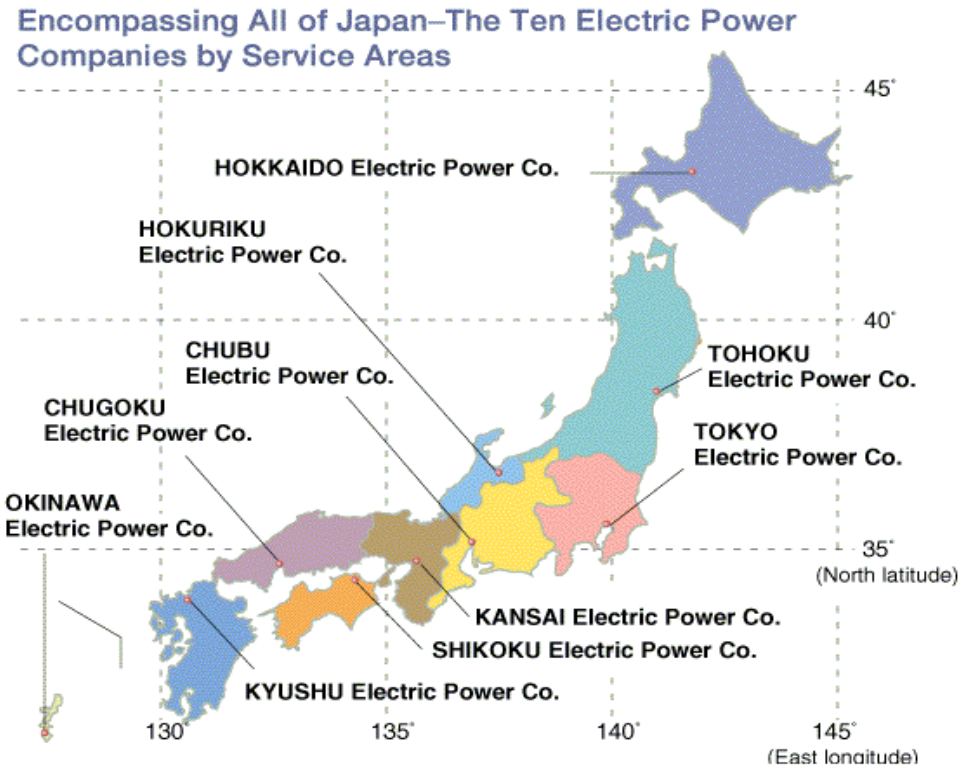
รูปที่ 2.73 : ปัญหา Loop flow ในโครงข่าย ENTSO-E อาจนำไปสู่งปัญหาความคับคั่งในระบบสายส่ง
Source: NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 9 章 系統サポート技術, NEDO, 2014.

2.3.3 ประเทศญี่ปุ่น

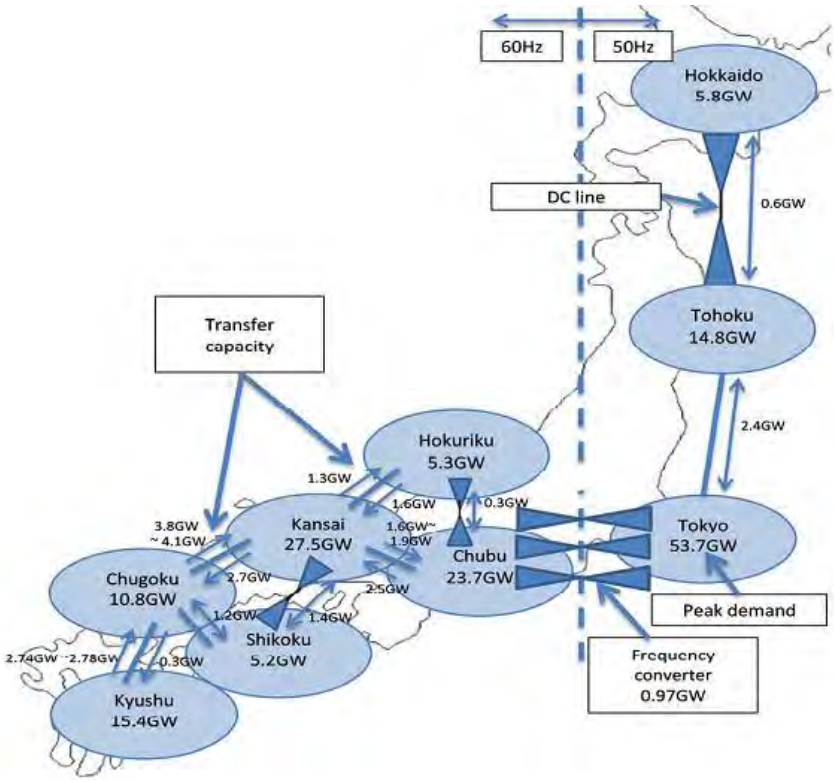
2.3.3.1 โครงสร้างของระบบโครงข่ายไฟฟ้า

โครงสร้างของระบบโคร่งข่ายไฟฟ้าของญี่ปุ่นเป็นดังแสดงในรูปที่ 2.74 พื้นที่ทั้งประเทศถูกแบ่งออกเป็น 10 พื้นที่ โดยแต่ละพื้นที่มีการไฟฟ้าของแต่ละพื้นที่รับผิดชอบตั้งแต่การผลิต ส่งและจำหน่าย การไฟฟ้าแต่ละแห่งมีการเชื่อมต่อกันและสามารถซื้อขายไฟกับพื้นที่ข้างเคียงได้แต่ในปริมาณที่จำกัด ตัวเลขความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและกำลังไฟฟ้าที่สามารถซื้อขายได้ระหว่างพื้นที่แสดงไว้ในรูปที่ 2.75 ตัวเลขในกราฟในรูปที่ 2.76 เป็นค่ากำลังผลิตที่จ่ายได้จริงโดยรวมของประเทศ ซึ่งมีค่าลดลงหลังเกิดเหตุการณ์สึนามิ นอกจากนั้นแล้วประเทศญี่ปุ่นยังมีลักษณะพิเศษคือ พื้นที่ด้านตะวันออกจะเป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ความถี่ 50 Hz ในขณะที่พื้นที่ทางด้านตะวันตกจะเป็นความถี่ 60 Hz การเชื่อมต่อระหว่างสองพื้นที่นี้กระทำโดยอุปกรณ์แปลงผันความถี่(Frequency converters) ซึ่งมีขนาดกำลังที่จำกัด

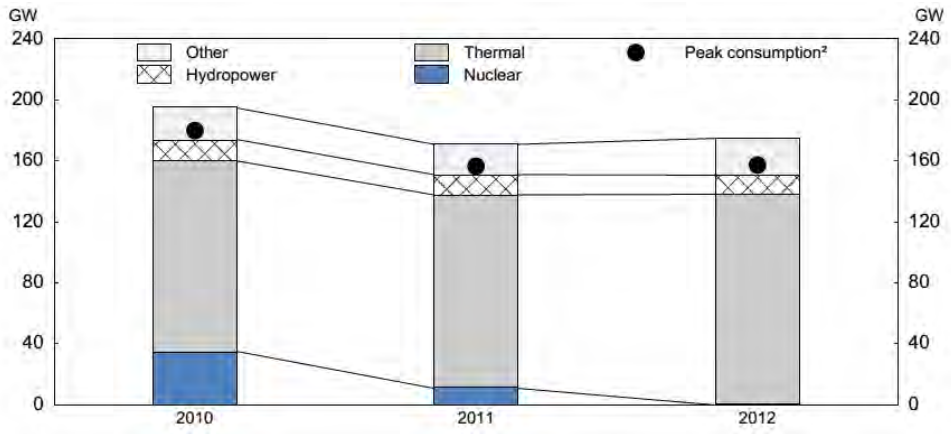
ข้อมูลเชิงสถิติของการใช้พลังงานและกำลังการผลิตจำแนกตามแหล่งเชื้อเพลิง แสดงในรูปที่ 2.77 และรูปที่ 2.78 จากรูปจะเห็นว่า หลังเหตุการณ์สึนามิและอุบัติเหตุที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้ลดลงจนเกือบจะเป็นศูนย์เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า 2011 ที่ญี่ปุ่นพึ่งพากำลังไฟฟ้าจากนิวเคลียร์ถึงประมาณ 30% ญี่ปุ่นจึงได้ปรับนโยบายทางด้านพลังงานใหม่ดังแสดงในรูปที่ 2.79



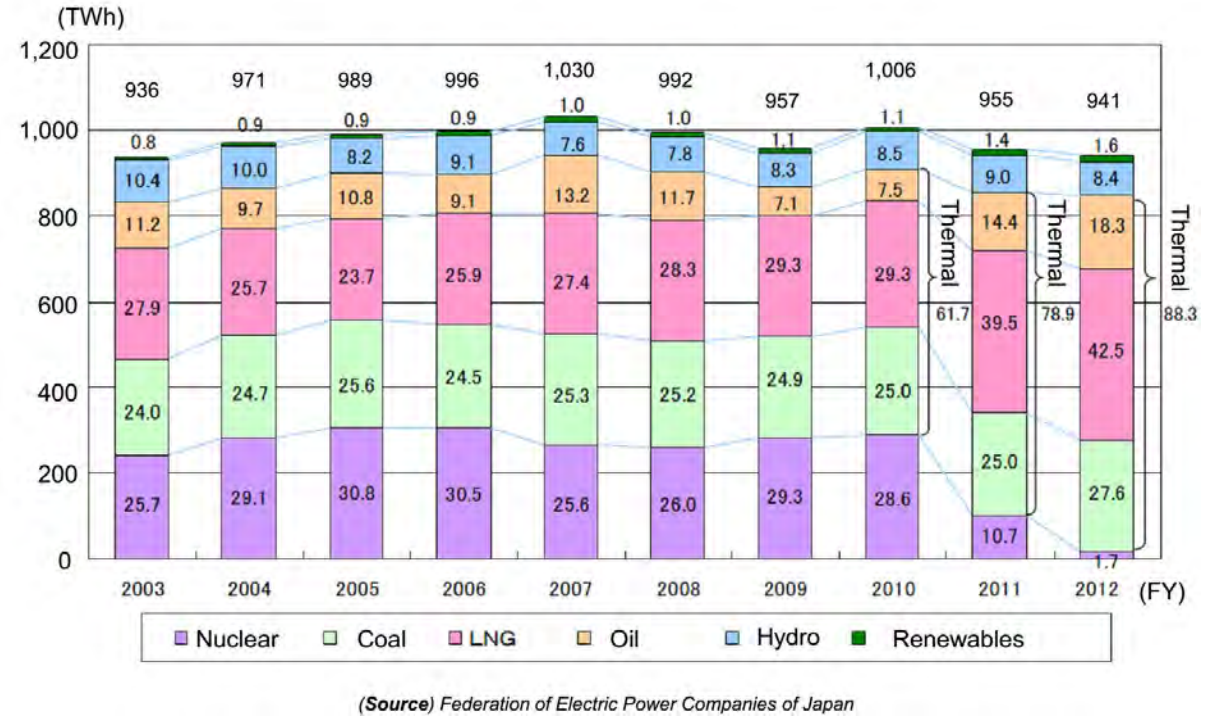
รูปที่ 2.74 : โครงสร้างระบบไฟฟ้าของประเทศญี่ปุ่น



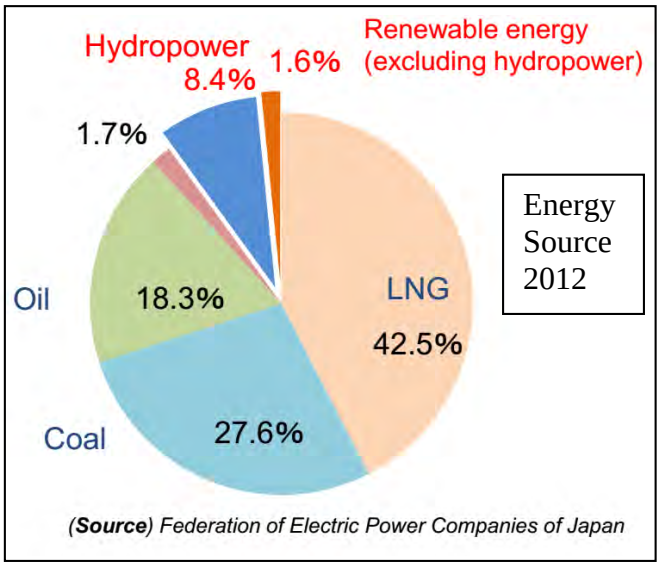
รูปที่ 2.75 : ตัวอย่างตัวเลขความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและปริมาณการซื้อขายไฟระหว่างพื้นที่ของประเทศญี่ปุ่น



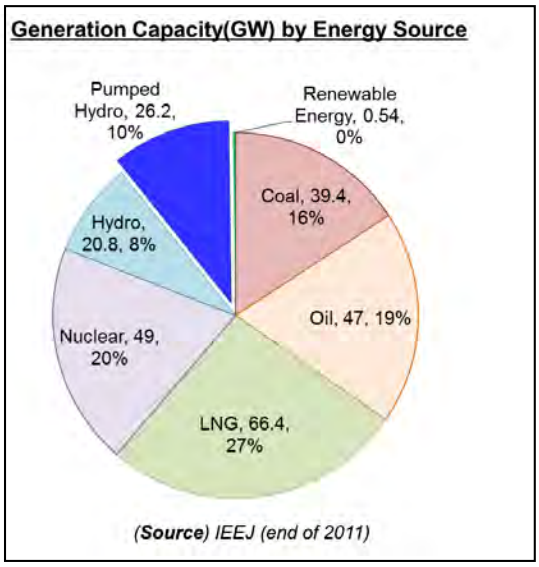
รูปที่ 2.76 : ตัวเลขความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจริงของประเทศญี่ปุ่นในช่วงปี 2010-2012 (ไม่รวมการไฟฟ้า Okinawa)



*(**Source**) Federation of Electric Power Companies of Japan*



*(**Source**) Federation of Electric Power Companies of Japan*



*(**Source**) IEEJ (end of 2011)*

รูปที่ 2.77 : ข้อมูลเชิงสถิติของการใช้พลังงานของประเทศญี่ปุ่นแยกตามเชื้อเพลิง

◆ **Installed generating Capacity and Electric Power Generation by Electric Utilities** (As of March, 2012)

Company	Thermal		Nuclear		Hydroelectric		Wind		Solar Cell		Geothermal		Total	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Hokkaido EPCo	4,065	20,564	2,070	10,663	1,237	3,773	–	–	1	1	50	82	7,424	32,898
Tohoku EPCo	10,885	51,081	3,274	–	2,434	6,427	–	–	2	0*	224	1,037	16,818	72,657
Tokyo EPCo	40,148	210,287	17,308	28,067	8,982	10,808	1	1	30	15	3	15	66,472	264,065
Chubu EPCo	23,969	115,995	3,617	2,616	5,218	9,297	22	51	9	6	–	–	32,835	123,723
Hokuriku EPCo	4,400	23,701	1,746	–	1,905	6,444	5	4	2	2	–	–	8,058	30,151
Kansai EPCo	16,907	75,321	9,768	32,252	8,197	14,984	–	–	10	9	–	–	34,882	131,522
Chugoku EPCo	7,800	38,255	1,280	5,919	2,906	3,981	–	–	3	1	–	–	11,989	45,222
Shikoku EPCo	3,797	16,270	2,022	6,698	1,141	2,340	0*	0*	2	3	–	–	6,963	29,408
Kyusyu EPCo	11,577	52,435	5,258	14,481	3,582	4,760	3	5	3	4	210	1,349	20,633	80,580
Okinawa EPCo	1,933	6,761	–	–	–	–	0*	1	–	–	–	–	1,933	6,728
Subtotal	**125,483**	**610,670**	**46,343**	**100,696**	**35,602**	**62,814**	**32**	**62**	**61**	**41**	**487**	**2,482**	**208,008**	**821,989**
J-POWER	8,412	57,109	–	–	8,566	11,557	–	–	–	–	15	36	16,993	68,902
JAPC	–	–	2,617	1,065	–	–	–	–	–	–	–	–	2,617	16,961
Others	2,237	10,747	–	–	1	7	53	118	–	–	–	–	2,291	10,385
Total	**136,132**	**678,527**	**48,960**	**101,761**	**44,168**	**74,378**	**85**	**180**	**61**	**41**	**502**	**2,518**	**229,908**	**918,236**

*less than a unit
Source: FEPC

◆ **Peak Capacity, Peak Load, Energy Requirement, Revserve Margin and Load Factor**

	FY 2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Peak Capacity (GW)*	192.6	198.3	198.7	198.6	194.5	199.5	201.5	199.0	175.9
Peak Load (GW)*	167.3	175.8	174.9	175.5	181.3	181.0	160.8	178.9	156.4
Energy Requirement (TWh)**	906.0	942.1	961.9	970.8	1,004.5	971.4	941.8	974.3	926.8
Reserve (GW)***	25.3	22.5	23.8	23.2	13.2	18.5	40.7	20.1	19.5
Reserve Margin (%)***	15.1	12.8	13.6	13.2	7.3	10.2	25.3	11.2	12.5
Load Factor (%)****	61.5	61.2	62.8	63.2	63.1	61.3	66.9	62.2	67.5

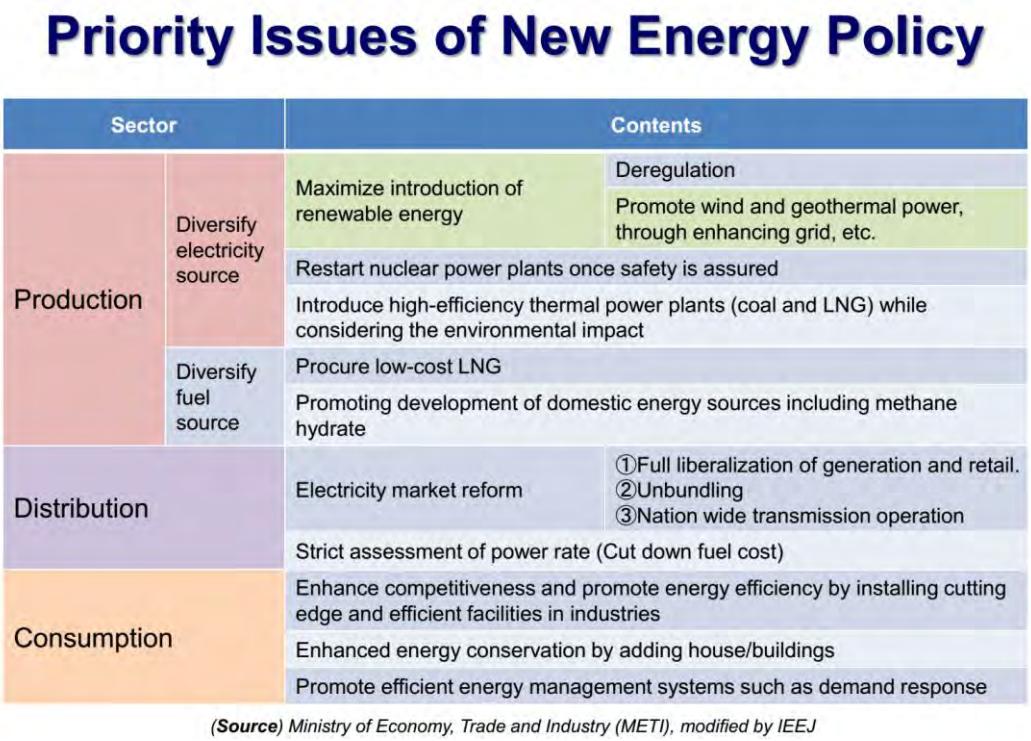
*Peak capacity and peak load are for all electric utilities in Japan. Peak capacity is the largest possible supply capacity; peak load is the average value of the three highest daily loads at the transmission end occurring during the month in which the annual peak in recorded.
**Energy requirement is the total annual demand for electric utilities in Japan.
***Reserve = Peak Capacity – Peak Load

$$\text{Reserve Margin} = \frac{\text{Reserve} \times 100}{\text{Peak Load}}$$

$$\text{****Load Factor} = \frac{\text{Energy Requirement} \times 100}{\text{Peak Load} \times 365(366) \times 24\text{hours}}$$

Source: Japan Electric Power Survey Committee

รูปที่ 2.78 : ข้อมูลเชิงสถิติของการผลิตไฟฟ้าของแต่ละการไฟฟ้าของประเทศญี่ปุ่น



Priority Issues of New Energy Policy

Sector		Contents	
Production	Diversify electricity source	Maximize introduction of renewable energy	Deregulation
			Promote wind and geothermal power, through enhancing grid, etc.
		Restart nuclear power plants once safety is assured	
		Introduce high-efficiency thermal power plants (coal and LNG) while considering the environmental impact	
	Diversify fuel source	Procure low-cost LNG	
		Promoting development of domestic energy sources including methane hydrate	
Distribution		Electricity market reform	①Full liberalization of generation and retail. ②Unbundling ③Nation wide transmission operation
		Strict assessment of power rate (Cut down fuel cost)	
Consumption		Enhance competitiveness and promote energy efficiency by installing cutting edge and efficient facilities in industries	
		Enhanced energy conservation by adding house/buildings	
		Promote efficient energy management systems such as demand response	

*(**Source**) Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), modified by IEEJ*

รูปที่ 2.79 : นโยบายด้านพลังงานแผนใหม่ของประเทศญี่ปุ่นภายหลังเหตุการณ์สึนามิ

2.3.3.2 ข้อมูลเชิงสถิติของการใช้พลังงานหมุนเวียน

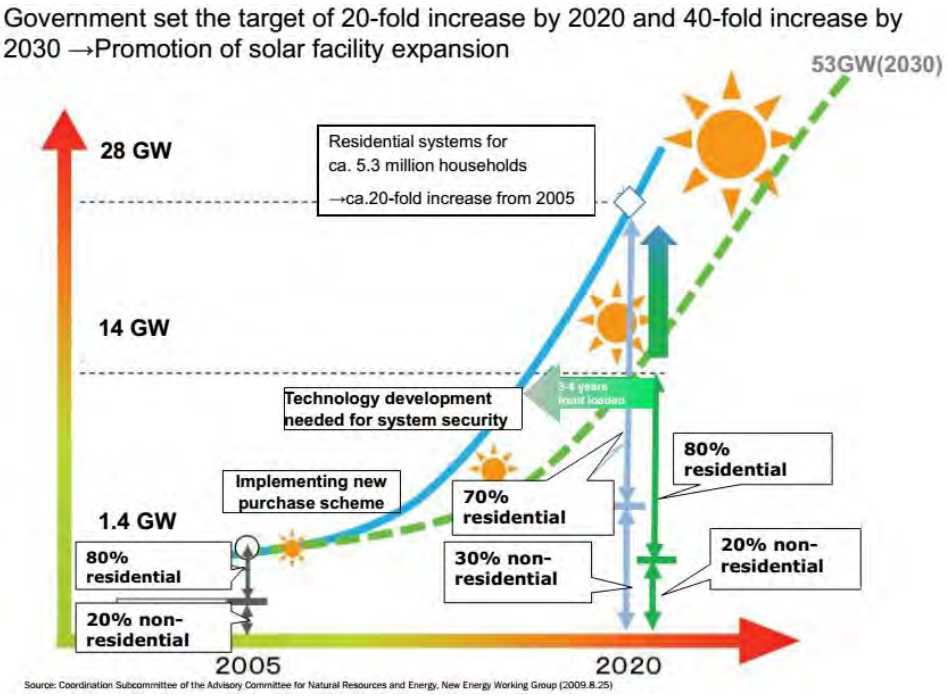
จากการที่รัฐบาลมีนโยบายผลักดันให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้นภายหลังเหตุการณ์สึนามิ ด้วยการประกาศใช้ Feed-in-Tariff เมื่อเดือนกรกฎาคม ค.ศ. 2012 และนโยบายผลักดันการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ (รูปที่ 2.80) ทำให้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีปริมาณมากขึ้นอย่างเห็นได้ชัด สัดส่วนปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศญี่ปุ่นเป็นดังรูปที่ 2.81

เมื่อเปรียบเทียบสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งต่างๆ ก่อนและหลังปี ค.ศ. 2011 ในรูปที่ 2.82 ก็จะเห็นแนวโน้มการเพิ่มขึ้นของพลังงานหมุนเวียนเมื่อญี่ปุ่นไม่สามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้ และต้องหันมาพึ่งพาแหล่งพลังงานฟอสซิลมากขึ้น ณ ปี 2013 ญี่ปุ่นมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอยู่ที่ประมาณ 2.2% (ไม่รวมพลังน้ำ รูปที่ 2.83 แสดงถึงตัวเลขกำลังผลิตติดตั้งและที่ได้รับการอนุมัติของพลังงานหมุนเวียนประเภทต่าง ๆ ณ ปี 2014 เปรียบเทียบกับค่าเป้าหมายที่กำหนด ตัวเลขการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับการอนุมัติโดยเฉพาะโครงการขนาดใหญ่ มีค่าเกินกว่าเป้าหมายที่ตั้งไว้ในปี 2030 ที่ 53 GW แล้ว) แนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่ของการไฟฟ้า Tokyo แสดงในรูปที่ 2.84 ในส่วนพลังงานลมก็มีอัตราการเพิ่มขึ้นเช่นกันแต่ไม่สูงเท่าพลังงานแสงอาทิตย์ดังแสดงในรูปที่ 2.85 พื้นที่ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะอยู่บริเวณเกาะฮอกไกโดและทางตอนเหนือของเกาะฮอนชู (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ)

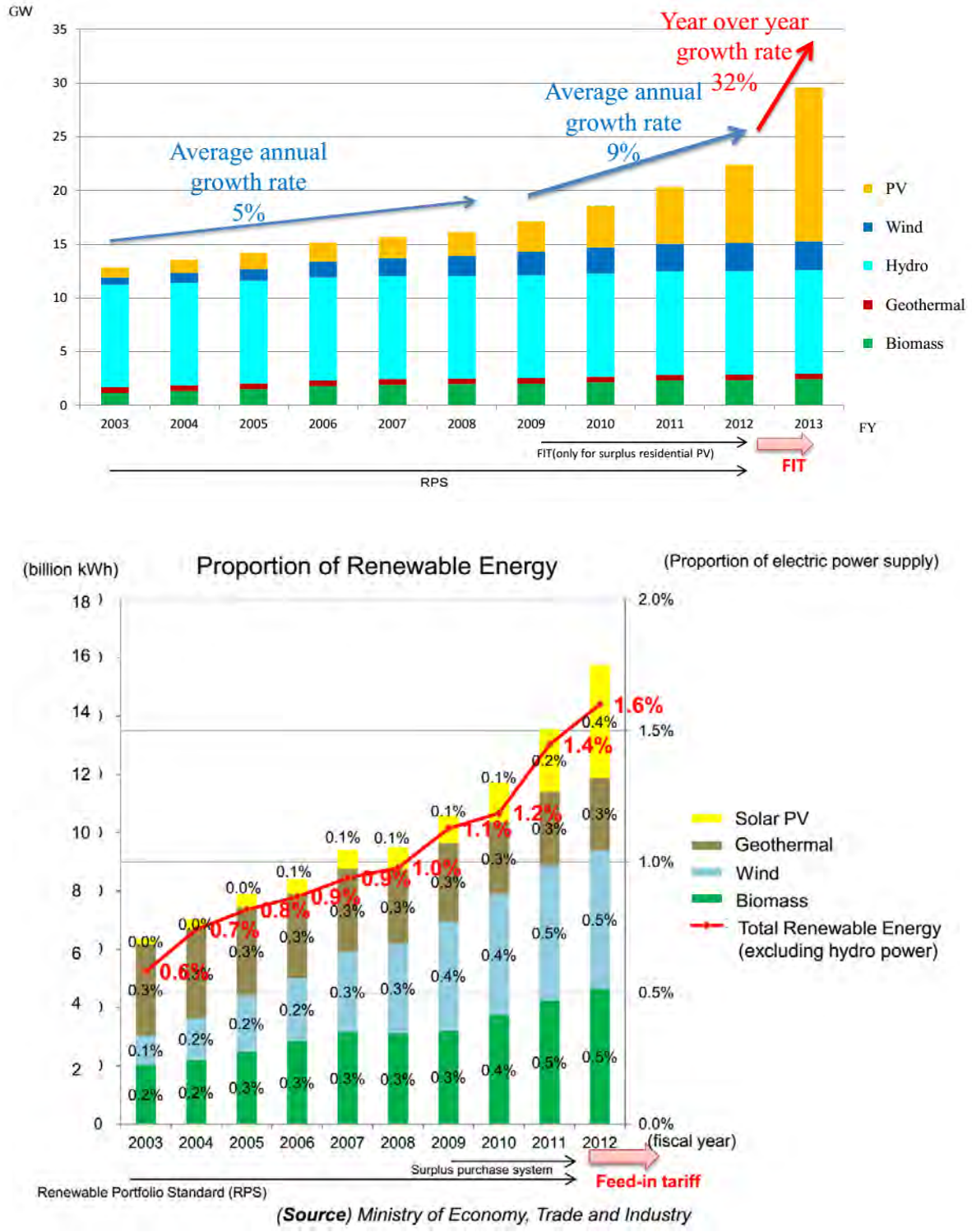
■ Act on Purchase of Renewable Energy Sourced Electricity by Electric Utilities
(Feed-in Tariff Scheme for Renewable Energy)
Approved at the 177th session of the Diet 2011 and started on July 1st, 2012.

Energy source	Solar PV		Wind power		Offshore Wind	Geothermal power	
Procurement category	10 kW or more	Less than 10 kW (purchase of excess electricity)	20 kW or more	Less than 20 kW	20 kW or more	15,000 kW or more	Less than 15,000 kW
Tariff (per kWh)	32 yen (+ tax)	37 yen	22 yen (+ tax)	55 yen (+ tax)	36 yen (+ tax)	26 yen (+ tax)	40 yen (+ tax)
Procurement period	20years	10years	20years	20years	20years	15years	15years

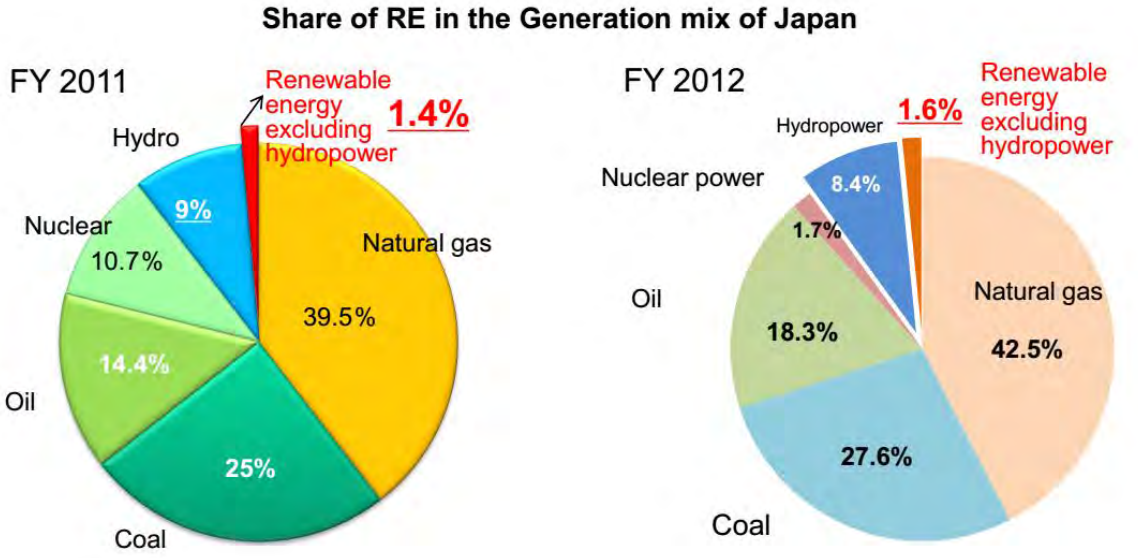
Energy source	Small- and medium-scale hydraulic power			Small- and medium-scale hydraulic power(Utilization of existing headrace)		
Procurement category	1,000 kW or more but less than 30,000 kW	200 kW or more but less than 1,000 kW	Less than 200 kW	1,000 kW or more but less than 30,000 kW	200 kW or more but less than 1,000 kW	Less than 200 kW
Tariff (per kWh)	24 yen (+ tax)	29 yen (+ tax)	34 yen (+ tax)	14 yen (+ tax)	21yen (+ tax)	25 yen (+ tax)
Procurement period	20years			20years		



รูปที่ 2.80 : นโยบาย Feed-in-Tariff และนโยบายการผลักดันพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศญี่ปุ่น



รูปที่ 2.81 : ปริมาณการผลิตกำลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศญี่ปุ่น

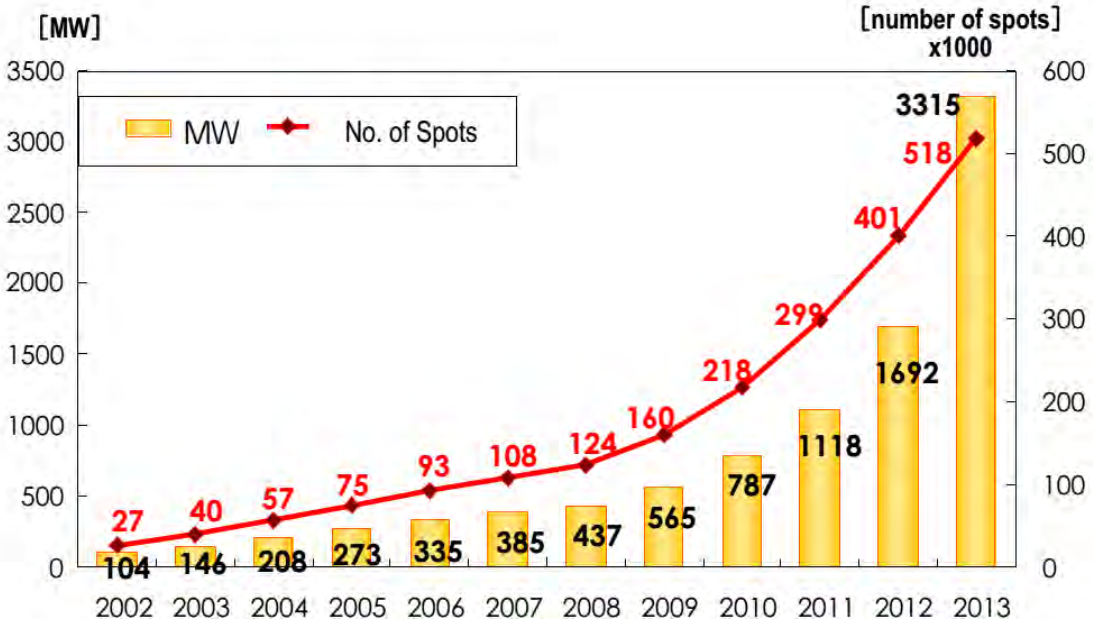


รูปที่ 2.82 : สัดส่วนแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าก่อนและหลังเหตุการณ์สึนามิ

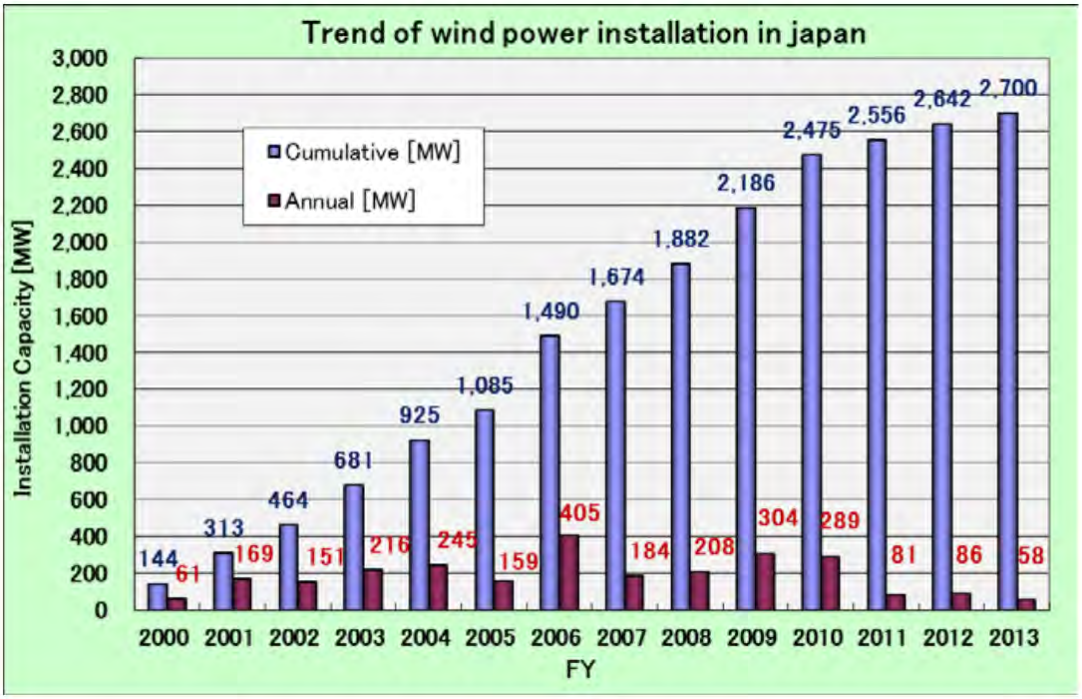
<Deployment of renewable energy (as of the end of March 2014) >

	Accumulated capacity before FIT started	Deployed capacity after FIT started (July 2012)	Certivied capacity in FIT As of March, 2014	Target as of 2030
Solar power (residential)	4.7 GW	2.28 GW	2.69 GW	53.00 GW
Solar power (non-residential)	0.9 GW	6.,44 GW	63.04 GW	
Wind	2.6 GW	0.11 GW	1.04 GW	10.00 GW
Mid- to small-sized hydraulic (Less than 30MW)	9.6 GW	0.01 GW	0.30 GW	5.56 GW
Biomass	2.3 GW	0.12 GW	1.57 GW	-
Geothermal	0.5 GW	0.00 GW	0.01 GW	1.65 GW
Total	20.6 GW	8,95 GW	68.6 GW	

รูปที่ 2.83 : เป้าหมายและปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2014



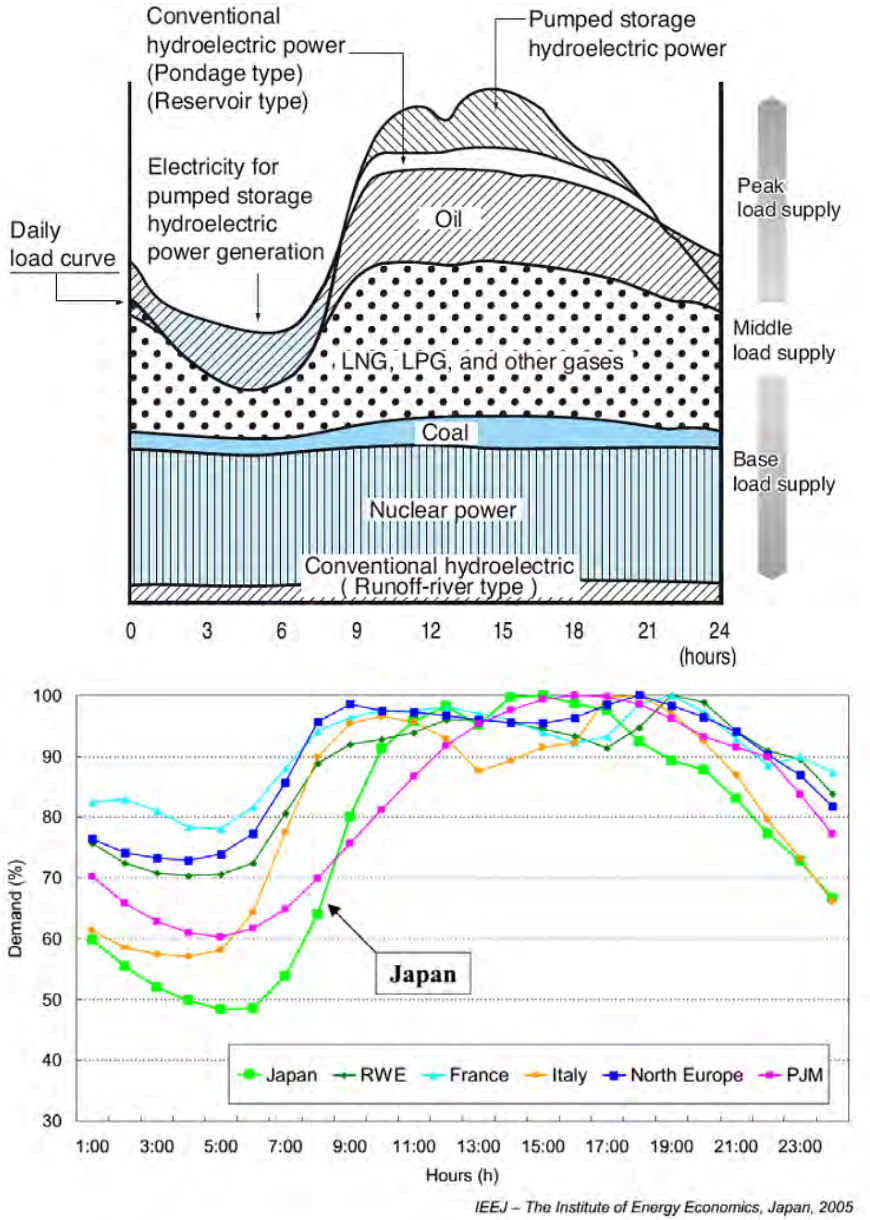
รูปที่ 2.84 : แนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่ของการไฟฟ้า Tokyo



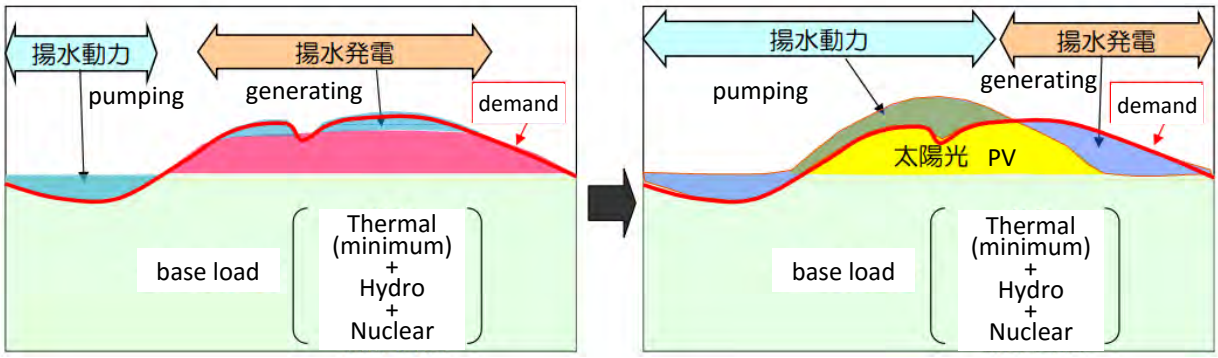
รูปที่ 2.85 : แนวโน้มของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมระหว่างปี 2000-2013

2.3.3.3 ปัญหาที่เกิดหรือคาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต

ลักษณะการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของญี่ปุ่นเป็นดังรูปที่ 2.86 โรงไฟฟ้าพลังความร้อนปกติจะใช้เป็นโรงไฟฟ้าสำรองสำหรับพลังงานหมุนเวียนและมีประสิทธิภาพที่ต่ำเมื่อทำงานที่ Partial load นอกจากนั้นแล้วโรงไฟฟ้าพลังความร้อนยังไม่สามารถเดินเครื่องต่ำกว่าค่ากำลังการผลิตต่ำสุด (Must-run level) ได้เพราะจะไม่เสถียร และหากหยุดเครื่องจะต้องใช้เวลาในการเดินเครื่องเป็นระยะเวลาหลายชั่วโมง ส่วนโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับจะมีกำลังสูญเสียประมาณ 30% และอาจจะมีความจุของอ่างน้ำไม่เพียงพอหากปริมาณของพลังงานหมุนเวียนสูงขึ้นและอาจทำให้เกิดลักษณะการทำงานที่ไม่ปกติ เช่น การเปลี่ยนโหมดการทำงานในระยะเวลาอันสั้น (รูปที่ 2.87)



รูปที่ 2.86 : ลักษณะการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ของญี่ปุ่น และ กราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายวัน



การบริหารกำลังผลิตกรณีที่ไม่มี PV (โหลดน้อย) การบริหารกำลังผลิตกรณีที่มี PV (โหลดน้อย แสงแดดดี)

รูปที่ 2.87 : ลักษณะการใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับในสภาวการณ์ต่าง ๆ ของญี่ปุ่น

Source: 電気学会公開シンポジウム,TEPCO, 2014.

ตำแหน่งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีลักษณะที่จะกระจุกตัวในพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงดังแสดงในตารางที่ 2.5 เช่น กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีสัดส่วนสูงในพื้นที่การไฟฟ้า Shikoku และ Kyushu ส่วนพลังงานลมจะมีสัดส่วนสูงในพื้นที่การไฟฟ้า Hokkaido และ Tohoku

ตารางที่ 2.5 : สัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในการไฟฟ้าทั้ง 10 แห่งของประเทศญี่ปุ่นในปี 2014 (ค่า peak demand เป็นของปี 2013)

PV	Hokkaido	Tohoku	Tokyo	Chubu	Hokuriku	Kansai	Chukoku	Shikoku	Kyushu	Okinawa	Total
Installed (10MW)	35	81	335	221	22	169	118	68	272	18	1340
% of max. demand	7.8	6.1	6.6	8.4	4.2	6.0	10.6	12.4	16.6	11.8	8.2

Wind	Hokkaido	Tohoku	Tokyo	Chubu	Hokuriku	Kansai	Chukoku	Shikoku	Kyushu	Okinawa	Total
Installed (10MW)	32	62	37	22	15	12	30	12	43	2	267
% of max. demand	7.1	4.7	0.7	0.8	2.9	0.4	2.7	2.2	2.6	1.3	1.6

Demand	Hokkaido	Tohoku	Tokyo	Chubu	Hokuriku	Kansai	Chukoku	Shikoku	Kyushu	Okinawa	Total
(10MW)	450	1,322	5,093	2,623	526	2,816	1,112	549	1,634	152	16,277

Source: 再生可能エネルギー導入拡大に伴う技術的課題と対応策について, 2014, 8,
http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/shoene_shinene/shin_ene/pdf/002_04_00.pdf

<Installed and approved capacity by areas> (10MW)

Company	System capacity (2012)	Max. demand (2013)	Approved capacity (6/2014)	% of max. demand	Installed capacity (6/2014)	% of max. demand
Hokkaido	755	540	367	68	75	14
Tohoku	1,777	1,395	1,288	92	188	13
Kanto	6,558	5,093	1,715	34	436	9
Chubu	3,403	2,623	1,004	38	334	13
Hokuriku	806	526	129	25	45	9
Kansai	3,496	2,816	605	22	227	8
Chukoku	1,199	1,112	609	55	180	16
Shikoku	696	549	293	52	99	18
Kyushu	2,014	1,634	1,981	121	382	23
Okinawa	218	153	69	45	23	15
East Japan	8,335	6,488	3,002	46	624	10
West Japan	11,614	9,261	4,621	50	1,268	14
Total	20,922	16,442	8,059	49	1,990	12

<Intertie capacity and renewable energy capacity by areas> (10MW)

Company	Wind connection limit	PV connection limit	Wind and PV installed capacity	Wind and PV approved capacity	Minimum demand	Intertie capacity	Pump storage capacity	% installed RE at min. demand	% approved RE at min. demand
Hokkaido	56		70	301	270	60	40	19	93
Tohoku	200		167	1,103	970	560	306	9	67
Kanto			378	1,647		210	820		
Chubu			296	902	250	449			
Hokuriku	45		39	101		190	22		
Kansai			203	563		790			
Chukoku	100		160	549		550	212		
Shikoku	60		90	263	250	260	69	15	49
Kyushu	100		355	1,868	800	278	235	27	146
Okinawa	2.5	31	21	66		0	0		
East Japan	200		545	2,750		160	1,127		
West Japan	305		1,144	4,246		100	1,510		
Total	564	1,000	1,779	7,364	6,430	0	2,676		

Source:系統連系問題と自然エネルギー本格的導入のための方策再生可能 2014.
http://www.isep.or.jp/library /6891

2.3.3.4 ตัวอย่างกรณีปัญหาการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน

ในหัวข้อนี้ ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอตัวอย่างของปัญหาการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าของประเทศญี่ปุ่น

วันที่ 17 เม.ย. 2013: เนื่องจากการเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดตั้งแต่ 500 kW ขึ้นไปใกล้ถึงขีดจำกัดแล้ว การไฟฟ้า Hokkaido จึงประกาศมาตรการเพื่อรองรับ โดย 1) การปรับแก้ไขเงื่อนไขการ

เชื่อมต่อสำหรับพื้นที่เฉพาะ โดยจะยอมให้เชื่อมต่อได้ถ้ายอมรับเงื่อนไขการลดกำลังการผลิตได้ปีละไม่เกิน 30 วันโดยไม่ต้องจ่ายค่าชดเชย 2) การขยายกรอบของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อย 3) การบริหารจัดการระบบไฟฟ้าโดยพิจารณาพื้นที่ของหลายการไฟฟ้ารวมกัน

วันที่ 3 ธ.ค. 2013: เนื่องจากการเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดตั้งแต่ 300 kW ขึ้นไปใกล้ถึงขีดจำกัดแล้ว การไฟฟ้า Okinawa จึงประกาศมาตรการเพื่อรองรับ โดย 1) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ 2) การขยายสายส่งด้วยการส่งเสริมให้มีบริษัทเอกชนเป็นผู้สร้างตามมาตรการของรัฐบาล

วันที่ 25 ก.ค. 2014: การไฟฟ้า Kyushu หยุดรับเรื่องพิจารณาการขอเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นเวลา 1 ปีสำหรับเกาะหลายเกาะในโครงข่าย เนื่องด้วย กำลังการผลิตที่ติดตั้งในเกาะมีแนวโน้มที่จะสูงเกินกว่าความต้องการกำลังไฟฟ้าของเกาะ

วันที่ 31 ก.ค. 2014: การไฟฟ้า Okinawa หยุดพิจารณาการขอเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดต่ำกว่า 300 kW เนื่องด้วย กำลังการผลิตที่ติดตั้งมีแนวโน้มที่จะสูงเกินค่าความสามารถในการเชื่อมต่อของระบบ

วันที่ 30 ก.ย. 2014: ในเดือนพฤษภาคม 2014 ปริมาณกำลังผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับอนุมัติมีค่าถึง 3 GW ซึ่งสูงกว่าค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในพื้นที่เกาะฮอกไกโดคือ 2.7 GW การไฟฟ้า Hokkaido จึงประกาศหยุดรับเรื่องพิจารณาการขอเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ยกเว้นกรณีที่มีกำลังผลิตไม่เกิน 10 kW หรือ ยอมรับการลดกำลังการผลิตได้ปีละไม่เกิน 30 วันโดยไม่ต้องจ่ายค่าชดเชยในกรณีที่กำลังผลิตตั้งแต่ 500 kW ขึ้นไป

การไฟฟ้า Tohoku ก็มีปัญหาในทำนองเดียวกันคือ ในเดือนพฤษภาคม 2014 ปริมาณกำลังผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับอนุมัติมีค่าถึง 10 GW ซึ่งเมื่อรวมกับปริมาณกำลังผลิตจากพลังงานลมที่จะเกิดขึ้นอีก 2 GW จะมีค่าเป็น 12 GW ซึ่งสูงกว่าค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด (ในช่วงกลางวันของวันที่ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย) ของพื้นที่ตะวันออกเฉียงเหนือของเกาะฮอนชูที่รับผิดชอบคือ 9.7 GW จึงประกาศหยุดการพิจารณาโครงการเชื่อมต่อจากพลังงานหมุนเวียนเช่นกัน ทั้งนี้ การไฟฟ้า Tohoku มีแผนที่จะติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ที่สถานีไฟฟ้า Nishisendai รวมทั้งการใช้ประโยชน์จากสายเชื่อมต่อกับการไฟฟ้า Tokyo เพื่อให้รองรับพลังงานลมได้มากขึ้น

การไฟฟ้า Shikoku ก็มีปัญหาในทำนองเดียวกันคือ ในเดือนสิงหาคม 2014 ปริมาณกำลังผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ได้รับอนุมัติมีค่าถึง 1.9 GW ซึ่งเมื่อรวมกับปริมาณกำลังผลิตจากพลังงานลมที่จะเกิดขึ้นอีก 0.6 GW จะมีค่าเป็น 2.5 GW ซึ่งใกล้เคียงกับค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด ในช่วงกลางวันของวันที่ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย) ของพื้นที่เกาะ Shikoku ที่รับผิดชอบคือ 2.5 GW จึงประกาศหยุดการพิจารณาโครงการเชื่อมต่อจากพลังงานหมุนเวียนเช่นกัน

การไฟฟ้า Kyushu ก็เกิดปัญหาในทำนองเดียวกัน และได้เสนอแนวทางแก้ไขโดยจะพิจารณาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีการปรับเพิ่มฟังก์ชันให้หยุดการจ่ายไฟได้ (ในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึง

เดือนเมษายนที่มีปัญหาการรักษาสมดุลกำลังไฟฟ้า) หรือมีการติดตั้งแบตเตอรี่เพื่อใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์ในช่วงกลางวันทั้งหมดในการประจุแบตเตอรี่และคายประจุในช่วง 18:00-1:00 น. แทน)

จึงสามารถสรุปได้ว่า ประเทศญี่ปุ่นประสบปัญหาปริมาณกำลังผลิตติดตั้งจากพลังงานหมุนเวียนมีค่าเกินค่าที่ยอมรับได้เกือบทุกพื้นที่ ทำให้การไฟฟ้าทุกแห่งปฏิเสธหรือชะลอการอนุมัติโครงการที่เสนอเข้ามา

แนวทางการคำนวณค่าสูงสุดของปริมาณกำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ยอมรับได้ที่ใช้ในญี่ปุ่นมีขั้นตอนการคำนวณดังนี้

[1] ประเมินความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนจากข้อมูลที่วัดจริงในอดีต (A)
[2] ประเมินความผันผวนของความต้องการกำลังไฟฟ้าเนื่องจากโหลด (B)
[3] พิจารณาให้ความผันผวนไม่มีความสัมพันธ์กัน และคำนวณค่าความผันผวนรวม(C)แบบค่าเฉลี่ยกำลังสอง ($C = \sqrt{A^2 + B^2}$)
[4] ความสามารถในการปรับกำลังการผลิตหรือกำลังผลิตสำรอง(D)
[5] ปริมาณความผันผวนที่เหลือหลังปรับ LFC (E)
[6] ความสามารถในการปรับกำลังของระบบสุทธิ $= \sqrt{D^2 + E^2}$
[7] กำหนดค่าสูงสุดของปริมาณกำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ยังคงความสัมพันธ์ต่อไปนี้ได้

$$\sqrt{D^2 + E^2} \geq \sqrt{A^2 + B^2}$$

ยกตัวอย่างเช่น การไฟฟ้า Tohoku มีปริมาณการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมเป็นจำนวนมาก จึงได้ประเมินค่าต่างๆ ดังนี้

[1] Capacity ของระบบโครงข่าย = 6300 MW และมีความผันผวนของโหลดประมาณ 1.13% = 71 MW
[2] ประเมินความผันผวนของพลังงานลมจากสถิติประมาณ 23% ที่พลังงานลม 470 MW = 108 MW
[3] ความผันผวนรวม = 129 MW
[4] LFC range = 2% ของ Capacity ของระบบโครงข่าย = 126 MW
[5] ปริมาณความผันผวนที่เหลือหลังปรับ LFC =1% ของ Capacity ของระบบโครงข่าย = 63 MW
[6] ความสามารถในการปรับกำลังของระบบสุทธิ = 141 MW > 129 MW
[7] ดังนั้นระบบจึงยังคงรองรับการเชื่อมต่อของพลังงานลมที่ 470 MW ได้
[8] เราสามารถคำนวณย้อนกลับและหาความผันผวนสูงสุดของพลังงานลมที่สามารถเชื่อมต่อได้ในกรณีนี้เป็น 122 MW หรือคิดเป็นพลังงานลมสูงสุดที่สามารถเชื่อมต่อได้เท่ากับ 520 MW เป็นต้น

นอกจากวิธีคำนวณดังกล่าวแล้ว การไฟฟ้ายังอาจจะใช้การจำลองการทำงานของระบบโครงข่ายด้วยคอมพิวเตอร์เพื่อหาค่าสูงสุดของการเชื่อมต่อโดยพิจารณาจากปริมาณความผันผวนที่เหลือหลังปรับ LFC ว่ามีค่าสูงเกินค่าที่กำหนดหรือไม่ได้

ความผันผวนและผลกระทบที่มีต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแสดงไว้ในตารางที่ 2.6 เนื่องจากกำลังการผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมเปลี่ยนแปลงได้ตามสภาพอากาศ จึงมีความจำเป็นต้องมีกำลังผลิตสำรองที่สามารถเรียกใช้ได้ซึ่งมักจะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนติดตั้งในระบบในปริมาณที่สามารถ

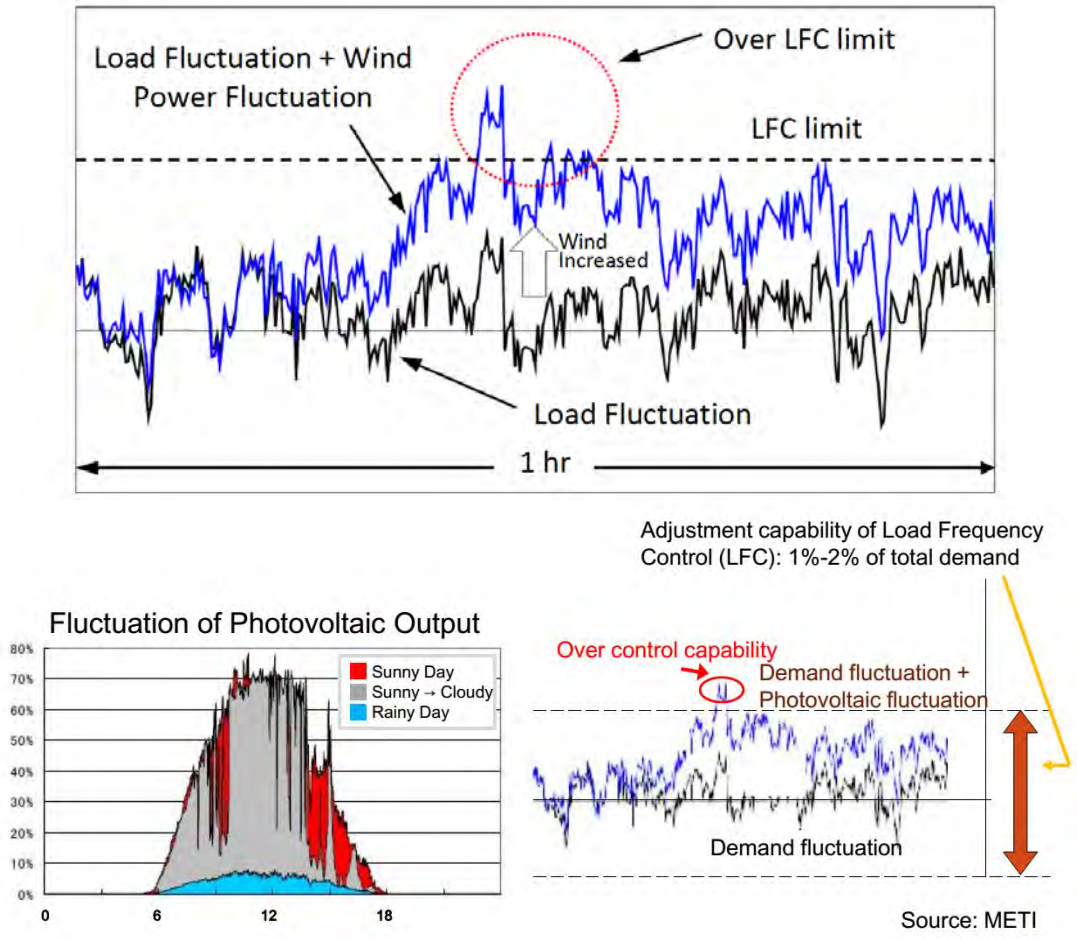
ทดแทนกำลังการผลิตที่หายไปได้ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนดังกล่าวจึงทำงานน้อยมาก ถือเป็นการทำงานที่ไม่มีประสิทธิภาพในมุมมองเศรษฐศาสตร์

ตารางที่ 2.6 : ความผันผวนและผลกระทบที่มีต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า

	Short Term	Middle Term	Long Term
Time Period	<several minutes	several-20 minutes	>20 minutes
Control Method	Governor Free	Load Frequency Control	Economic Dispatch Control
Problems	Frequency variation	Unbalance of demand and supply due to insufficient adjustable capacity Frequency variation	Too large minimum generation Insufficient adjustable capacity

ปกติการไฟฟ้าจะใช้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับในการปรับกำลังผลิตตามการเปลี่ยนแปลง (ความผันผวน) ของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะสั้นหรือปานกลาง (Load Frequency Control: LFC) ขนาดกำลังไฟฟ้าที่สามารถปรับได้จะเรียกว่า กำลังไฟฟ้าสำรอง (Reserve generation) สำหรับ LFC ซึ่งถือว่าเป็นความยืดหยุ่นของระบบ หรือ ความสามารถในการปรับกำลังการผลิตของระบบ หากกำลังสำรองสำหรับ LFC มีไม่พอเพียง จะทำให้การไฟฟ้าไม่สามารถปรับเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตให้เกิดความสมดุลกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ ส่งผลให้เกิดความถี่เปลี่ยนแปลงและอาจนำไปสู่ความไม่เสถียรหรือไฟฟ้าดับได้ (รูปที่ 2.88)

ความผันผวนของแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เกิดจากสภาพดินฟ้าอากาศถือเป็นการเปลี่ยนแปลงระยะสั้นหรือปานกลาง ซึ่งการไฟฟ้าจะต้องเตรียมระบบให้มีความยืดหยุ่นเพียงพอสำหรับความผันผวนนี้ หน่วยงาน ESCJ ของญี่ปุ่นกำหนดให้ระบบต้องมีกำลังผลิตสำรองสำหรับ LFC อย่างน้อย 1-2% ของกำลังผลิตของระบบการไฟฟ้าแต่ละแห่งได้กำหนดค่าปริมาณกำลังผลิตสำรองไว้ดังแสดงในรูปที่ 2.89



รูปที่ 2.88 : ตัวอย่างลักษณะความผันผวนของพลังงานลมและแสงอาทิตย์
ที่ทำให้เกิดปัญหากำลังผลิตสำรองไม่เพียงพอ

Company	Concept of LFC requirement	required LFC capacity
Hokkaido	2% of Network capacity	60 MW
Tohoku	2% of Network capacity	160 MW
Hokuriku	1.5% of Network capacity	30 MW
Chukoku	2% of Network capacity	105 MW
Shikoku	1% of Network capacity	30 MW
Kyushu	1.5% of Network capacity	120 MW
Okinawa	LFC capacity of one (oil) thermal power plant	7 MW

รูปที่ 2.89 : ขนาดกำลังผลิตสำรองสำหรับ LFC ที่กำหนดโดยการไฟฟ้าแต่ละแห่งในประเทศญี่ปุ่น

Source: NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 9 章 系統サポート技術, NEDO, 2014.

ในส่วนความผันผวนในระยะยาวนั้น ยกตัวอย่างเช่น ในช่วงเวลาตอนเช้าตรู่หรือช่วงวันหยุดยาวที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำมาก หากมีกำลังการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนใกล้เคียงหรือเกินกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า การไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องลดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานความร้อนเพื่อรักษาสมดุลของกำลังไฟฟ้า แต่โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนไม่สามารถหยุดทำงานได้เพราะจำเป็นต้องมี Spinning หรือ Hot reserve เพื่อให้ระบบมีความยืดหยุ่นเพียงพอดังที่ได้กล่าวมาแล้ว โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนจึงต้องทำงานที่ระดับกำลังการผลิตต่ำสุดเท่าที่ทำได้ (ประมาณ 15-30%) หากกำลังการผลิตต่ำสุดนี้รวมกับกำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียนมีค่าเกินกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าก็จะทำให้ระบบไม่สามารถรักษาสมดุลกำลังไฟฟ้าได้เช่นกัน ปัญหานี้เรียกว่า เป็นปัญหากำลังการผลิตต่ำสุดเกินความต้องการใช้ไฟฟ้า (Surplus generation)

ญี่ปุ่นยังคงพิจารณาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เป็น Base generation อยู่ในการวางแผนหรือประเมินค่ากำลังการผลิต (ตามนโยบายเดิม) ถึงแม้ว่าโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ส่วนใหญ่จะไม่สามารถเดินเครื่องได้ในปัจจุบัน แต่ญี่ปุ่นยังคงคิดว่าจะสามารถเดินเครื่องได้ในอนาคต นโยบายดังกล่าวมีส่วนทำให้เกิดปัญหากำลังการผลิตเกินด้วย รวมทั้งปัญหาการใช้สายส่งที่ต้องกันขนาดกำลังไว้สำหรับโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ด้วยเช่นกัน ยกตัวอย่างเช่น การไฟฟ้า Hokkaido มีกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 8.3 GW และมีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ถึง 3.3 GW (ประมาณ 40%) ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดอยู่ที่ 3 GW หรือ การไฟฟ้า Tohoku มีกำลังการผลิตติดตั้งประมาณ 22 GW และมีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ถึง 7.5 GW (ประมาณ 30%) ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดอยู่ที่ 7 GW

แนวทางในการแก้ปัญหากำลังผลิตต่ำสุด อาจจะทำได้โดยคาดการณ์ช่วงเวลาหรือวันที่จะมีสภาวะดังกล่าวเกิดขึ้น แล้วให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมหยุดจ่ายไฟเข้าระบบ ประเทศญี่ปุ่นมีข้อกำหนดให้สามารถทำได้ไม่เกิน 30 วัน หากเกิน 30 วัน การไฟฟ้าจะต้องชดเชยค่าสูญเสียรายได้ให้กับโรงไฟฟ้าที่ขอให้หยุดการผลิตไฟฟ้า ในกรณีที่ในพื้นที่นั้นมีโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ การหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ก็อาจจะนับเป็นวิธีการลดกำลังการผลิตต่ำสุดได้

อย่างไรก็ตามปัญหากำลังสำรองสำหรับ LFC ไม่เพียงพอเป็นปัญหาระยะสั้นหรือปานกลางที่เกิดขึ้นตลอดเวลา จึงไม่สามารถจะใช้มาตรการให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมหยุดทำงานในวันนั้นได้เพราะความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนเกิดได้ทุกวันทุกเวลาไม่แน่ไม่นอน ดังนั้นจึงต้องแยกแยะให้ชัดเจนว่าปัญหานั้นเป็นปัญหาความผันผวนระยะสั้น(ปัญหากำลังสำรองสำหรับ LFC ไม่เพียงพอ) หรือระยะยาว (ปัญหากำลังการผลิตเกิน) โดยการพิจารณาจากปัญหาความผันผวนระยะสั้นและระยะยาว รวมทั้งขนาดกำลังผลิตที่ยอมให้มีการปลดได้ การไฟฟ้าแต่ละแห่งจึงได้กำหนดค่าจำกัดของขนาดกำลังไฟฟ้าพลังงานลมที่สามารถรองรับได้ดังรูปที่ 2.90

(MW)		Hokkaido	Tohoku	Hokuriku	Chukoku	Shikoku	Kyushu	Okinawa
Limit	Short-term fluctuation	410	850	250	800	450	1,300	25
	Long-term fluctuation (MW to minimum)	-	850	-	620	200	1,000	-
	Long-term fluctuation (LFC)	310	-	150	-	250	-	-
	Limit due to fluctuation	310	850	150	620	200	1,000	25
Allowed disconnection capacity		50	33	-	-	5	-	-
Finalized connection Limit		360	118	150	620	250	1,000	25

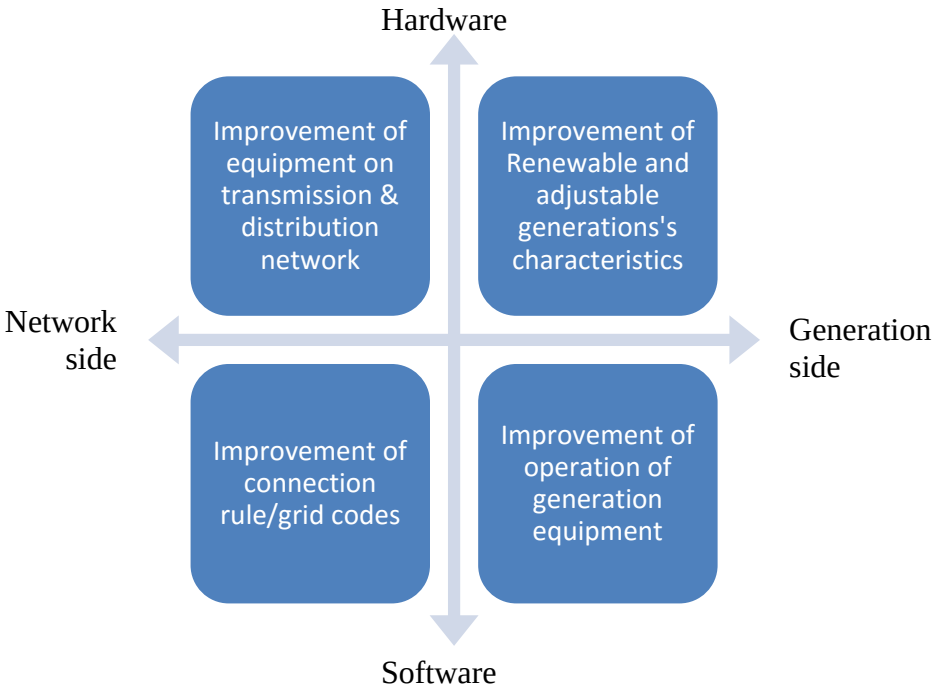
รูปที่ 2.90 : ค่าจำกัดของขนาดกำลังไฟฟ้าพลังงานลมที่พิจารณาโดยการไฟฟ้าแต่ละแห่งในประเทศญี่ปุ่น

Source: NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 9 章 系統サポート技術, NEDO, 2014.

2.4 แนวทางการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังในต่างประเทศ

จากข้อมูลปัญหาที่เกิดขึ้นเมื่อมีการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงที่ได้กล่าวมาแล้วในหัวข้อก่อนหน้านี้ เนื้อหาในหัวข้อนี้จะเป็นการรวบรวมตัวอย่างการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนที่เกิดขึ้นในต่างประเทศในเชิงนโยบายหรือข้อกำหนดการเชื่อมต่อและการพัฒนาระบบไฟฟ้า รวมทั้งการใช้เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน (แบตเตอรี่) ใน 3 ประเทศนั้นๆ โดยทั่วไปแล้วเราอาจกล่าวได้ว่า วิธีการแก้ปัญหาสามารถมองได้สองมิติดังแสดงใน

รูปที่ 2.91 เนื่องจากแต่ละประเทศมีบริบทที่แตกต่างกัน จึงมีแนวนโยบายในการแก้ปัญหาที่เน้นคนละแนวทางได้ อย่างไรก็ตาม ระบบกักเก็บพลังงาน โดยเฉพาะเทคโนโลยีแบตเตอรี่นั้น ถือเป็นองค์ประกอบสำคัญในเกือบทุกประเทศที่มีปัญหาทางด้านการผสานพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า ตัวเลขการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ทั่วโลกในสเกลขนาดใหญ่ตั้งแต่ 1,000 kW ขึ้นไปแสดงได้ดังรูปที่ 2.92 และรูปที่ 2.93



รูปที่ 2.91 : แนวทางแก้ปัญหาการใช้พลังงานหมุนเวียนปริมาณสูงในระบบ

รูปที่ 2.92 : ข้อมูลการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Electro-Chemical) ขนาด 1-10 MW

รูปที่ 2.93 : ข้อมูลการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (Electro-Chemical) ขนาด 10 MW ขึ้นไป

2.4.1 ประเทศสหรัฐอเมริกา

เนื่องจากประเทศสหรัฐอเมริกามีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงมากขึ้นกว่าในอดีต ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมีสัดส่วนที่สูงมากเป็นอันดับหนึ่ง อย่างไรก็ตาม แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจก่อให้เกิดปัญหาในระบบไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นตามที่ได้นำเสนอไปในหัวข้อที่ 2.3 ในส่วนนี้ ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอแผนยุทธศาสตร์ของอเมริกาที่ใช้ในการแก้ปัญหาการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงด้วยการใช้ระบบกักเก็บพลังงาน และตัวอย่างการใช้เทคโนโลยีในการแก้ปัญหาจะถูกนำเสนอในส่วนถัดไป

ยุทธศาสตร์และนโยบายเกี่ยวกับเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน

ประเทศสหรัฐอเมริกาให้ความสำคัญกับเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน โดยมุ่งเน้นที่เป้าหมายหลัก 4 ด้าน ได้แก่ราคาที่สามารถแข่งขันได้ ความน่าเชื่อถือได้และความปลอดภัย กฎเกณฑ์ที่เป็นธรรม การยอมรับจากภาคอุตสาหกรรม ซึ่งมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 2.7

ตารางที่ 2.7 : เป้าหมายและยุทธศาสตร์ของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน

Challenge/Goal	Strategy Summary
Cost competitive energy storage technology	• Targeted scientific investigation of fundamental materials, transport processes, and phenomena enabling discovery of new or enhanced storage technologies with increased performance • Materials and systems engineering research to resolve key technology cost and performance challenges of known and emerging storage technologies (including manufacturing) • Seeded technology innovation of new storage concepts • Development of storage technology cost models to guide R&D and assist innovators • Resolution of grid benefits of energy storage to guide technology development and facilitate market penetration
Validated reliability and safety	• R&D programs focused on degradation and failure mechanisms and their mitigation, and accelerated life testing • Development of standard testing protocols and independent testing of prototypic storage devices under accepted utility use cases • Track, document, and make available performance of installed storage systems
Equitable Regulatory Environment	• Collaborative public-private sector characterization and evaluation of grid benefits of storage • Exploration of technology-neutral mechanisms for monetizing grid services provided by storage • Development of industry and regulatory agency-accepted standards for siting, grid integration, procurement, and performance evaluation
Industry acceptance	• Collaborative, co-funded field trials and demonstrations enabling accumulation of experience and evaluation of performance – especially for facilitating renewable integration and enhanced grid resilience • Adaptation of industry-accepted planning and operational tools to accommodate energy storage • Development of storage system design tools for multiple grid services

มลรัฐแคลิฟอร์เนียมีแผนที่นำทางเกี่ยวกับการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานเพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนในปริมาณสูง โดยตั้งเป้าหมายการติดตั้งการกักเก็บพลังงานโดยรวมทั้งหมด 1,325 MW ภายในปี ค.ศ. 2020 ซึ่งจะมีการติดตั้งทั้งในระบบส่ง ระบบจำหน่าย และส่วนผู้ใช้ไฟ (ดูตารางที่ 2.8) ทั้งนี้รัฐอื่นก็ได้ติดตามกรณีของรัฐแคลิฟอร์เนียเป็นกรณีศึกษา หน่วยงาน NY-BEST (New York Battery and

Energy Storage Technology Consortium) คาดการณ์ว่าในอีก 10 ปีข้างหน้ามลรัฐนิวยอร์กสามารถบรรลุเป้าหมายที่จะมีปริมาณการติดตั้งเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานเพิ่มขึ้นอีก 1 GW สำหรับระบบไฟฟ้าและการคมนาคมขนส่ง

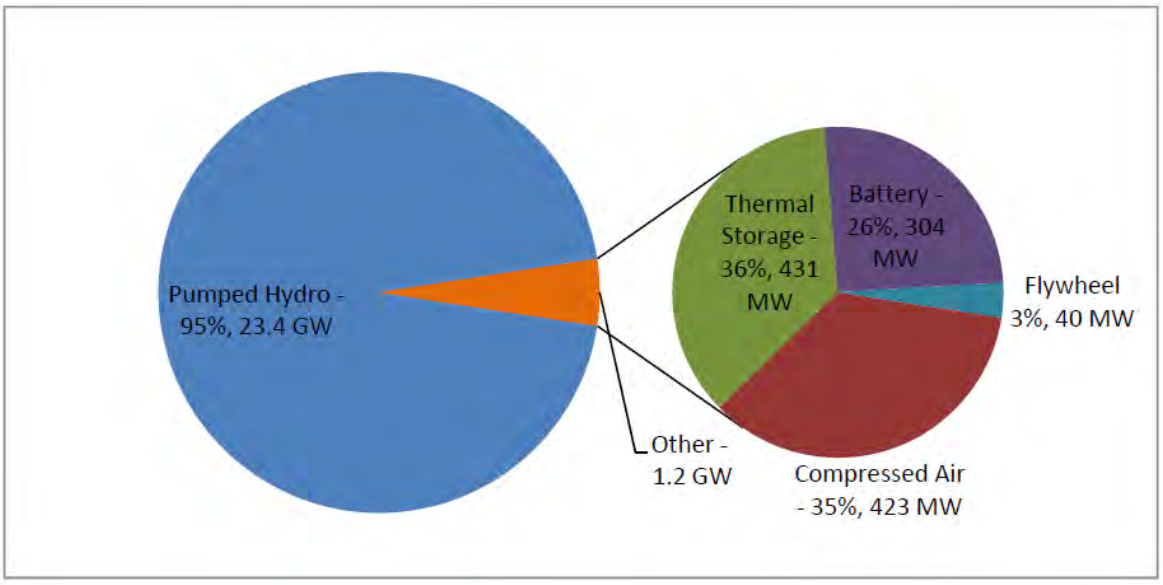
ตารางที่ 2.8 : แผนที่นำทางการติดตั้งเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานของมลรัฐแคลิฟอร์เนียภายในปี ค.ศ. 2020

Energy Storage Procurement Targets (in Megawatts (MW))

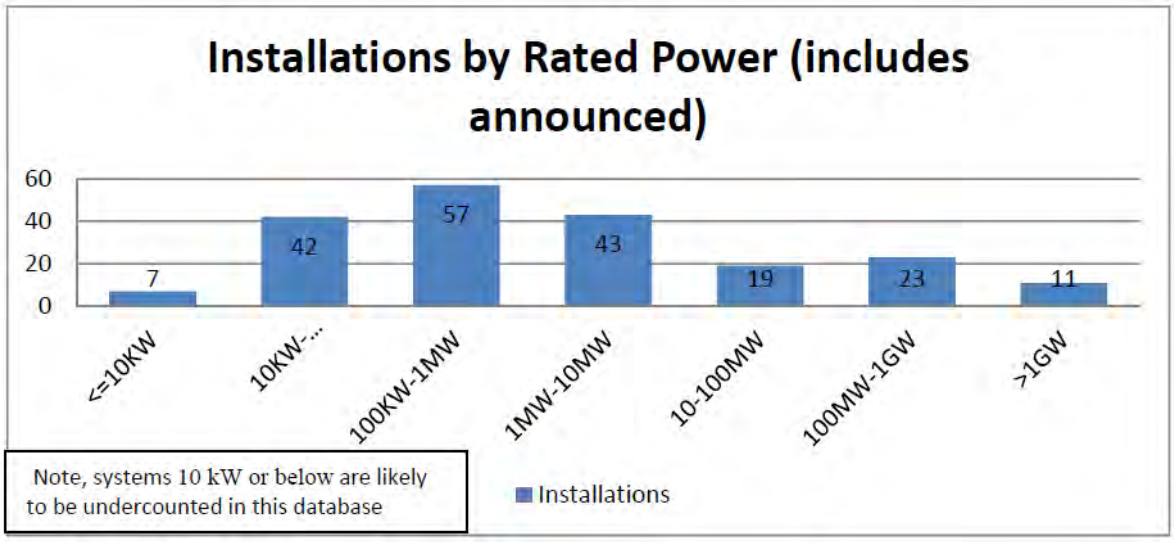
Storage Grid Domain (Point of Interconnection)	2014	2016	2018	2020	Total
Southern California Edison					
Transmission	50	65	85	110	310
Distribution	30	40	50	65	185
Customer	10	15	25	35	85
Subtotal SCE	**90**	**120**	**160**	**210**	**580**
Pacific Gas and Electric					
Transmission	50	65	85	110	310
Distribution	30	40	50	65	185
Customer	10	15	25	35	85
Subtotal PG&E	**90**	**120**	**160**	**210**	**580**
San Diego Gas & Electric					
Transmission	10	15	22	33	80
Distribution	7	10	15	23	55
Customer	3	5	8	14	30
Subtotal SDG&E	**20**	**30**	**45**	**70**	**165**
Total - all 3 utilities	**200**	**270**	**365**	**490**	**1,325**

สถานะปัจจุบันของการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานในประเทศสหรัฐอเมริกา

จากฐานข้อมูลถึงปี ค.ศ. 2013 ได้รายงานว่ามีระบบกักเก็บพลังงานจำนวน 202 ระบบ ที่ประยุกต์ใช้ในอเมริกาซึ่งมีค่าพิกัดโดยรวมเท่ากับ 24.6 GW โดยมีการผสมผสานเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานหลายรูปแบบดังแสดงในรูปที่ 2.94 เทคโนโลยีพลังน้ำแบบสูบกลับมีสัดส่วนที่สูงที่สุดถึง 95% ในส่วน 5% ที่เหลือประกอบด้วยการกักเก็บพลังงานด้วยการอัดเป็นอากาศ การกักเก็บพลังงานในรูปแบบความร้อน แบตเตอรี่ และการสะสมพลังงานในล้อตุนกำลัง รูปที่ 2.95 แสดงถึงระบบกักเก็บพลังงานที่มีการติดตั้งที่แยกตามขนาดพิกัดกำลัง

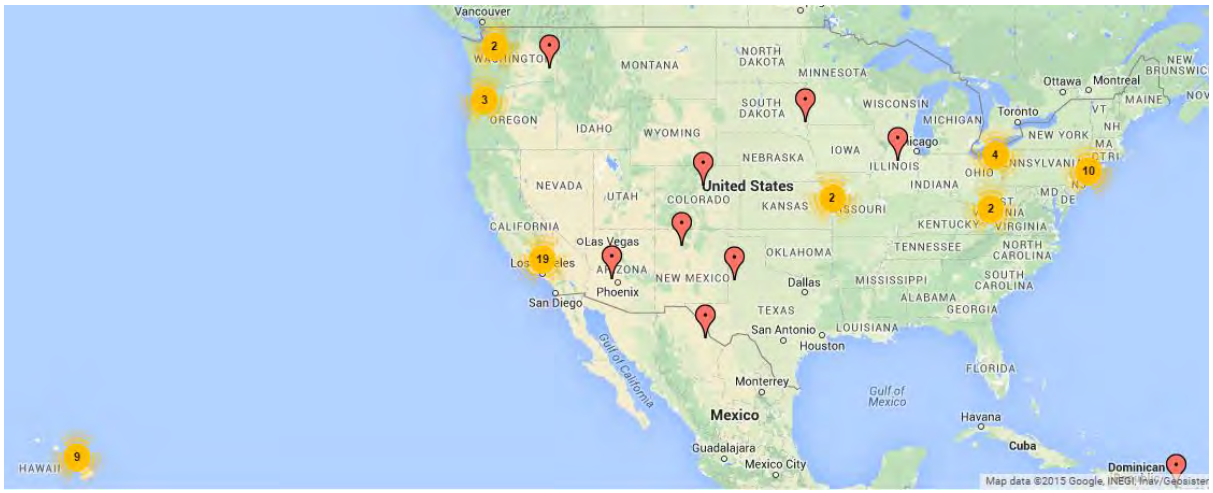


รูปที่ 2.94 : พิกัดกำลังของโครงการต่างๆที่เกี่ยวกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในประเทศสหรัฐอเมริกา

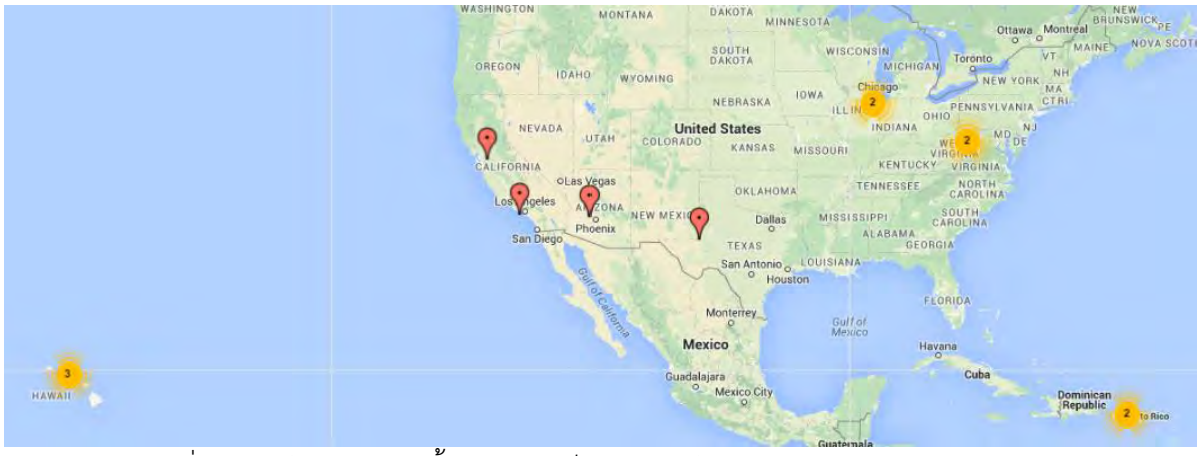


รูปที่ 2.95 : ปริมาณการติดตั้งเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานแยกตามพิกัดกำลัง

จากการศึกษาภายใต้กรอบแนวคิด RE Future จะพิจารณาเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน 3 ประเภท ได้แก่ PSH, CAES และ แบตเตอรี่ รูปที่ 2.96 และรูปที่ 2.97 แสดงข้อมูลการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วย Electro-Chemical ขนาด 1-10 MW และมากกว่า 10 MW ตามลำดับ



รูปที่ 2.96 : ข้อมูลการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วย Electro-Chemical ขนาด 1-10 MW ในประเทศสหรัฐอเมริกา



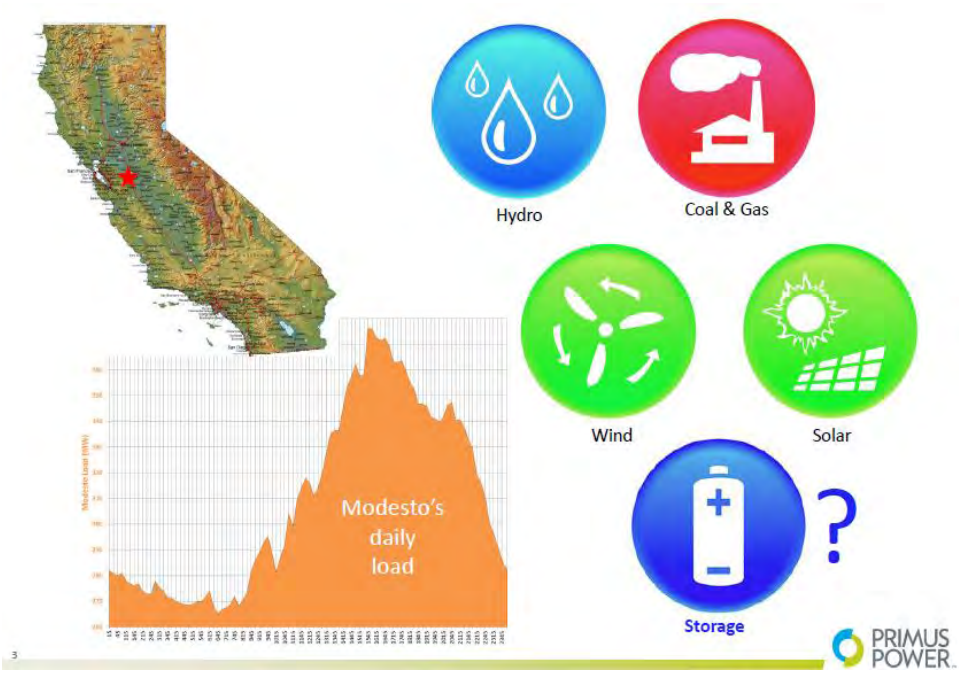
รูปที่ 2.97 : ข้อมูลการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วย Electro-Chemical ขนาด > 10 MW ในประเทศสหรัฐอเมริกา

จากการศึกษาภายใต้กรอบแนวคิด RE Future จะพิจารณาเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน 3 ประเภท ได้แก่ PSH, CAES และ แบตเตอรี่

ตัวอย่างการติดตั้งใช้งานจริง

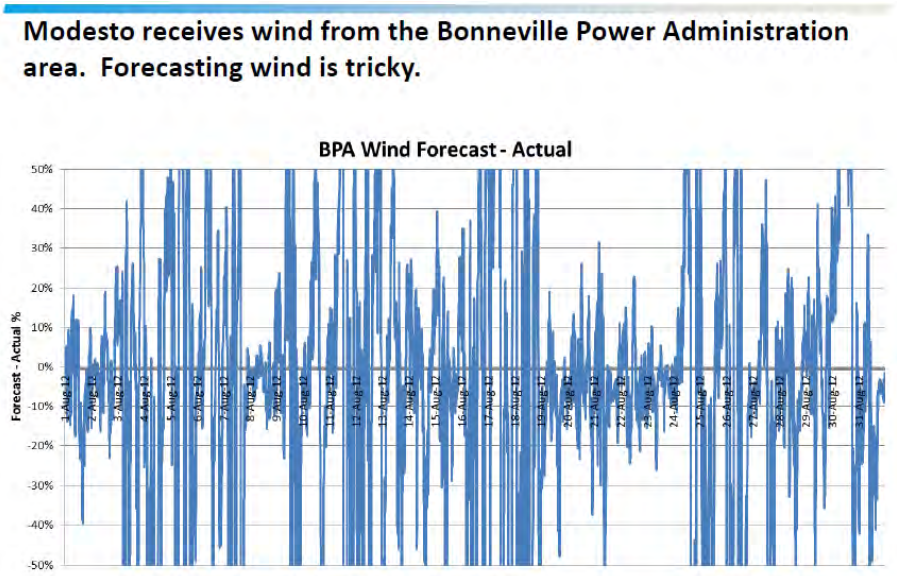
1) เมือง Modesto มลรัฐแคลิฟอร์เนีย (Zinc Flow Battery 25 MW/ 75 MWh)

ในมลรัฐแคลิฟอร์เนียมีแผนติดตั้งแบตเตอรี่ขนาด 25MW/75MWh ที่เมือง Modesto ซึ่งใช้เทคโนโลยี Zinc-Flow Battery โดยมีวัตถุประสงค์หลักในการช่วยทำให้เกิดความราบเรียบของการผลิตไฟฟ้าของพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ และยังสามารถใช้ลดปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดระหว่างวัน นอกจากนี้ยังทำหน้าที่แทนการเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดก๊าซธรรมชาติ ซึ่งสามารถลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์อีกด้วย



รูปที่ 2.98 : แนวคิดในใช้แบตเตอรี่สำหรับเมือง Modesto มลรัฐแคลิฟอร์เนีย

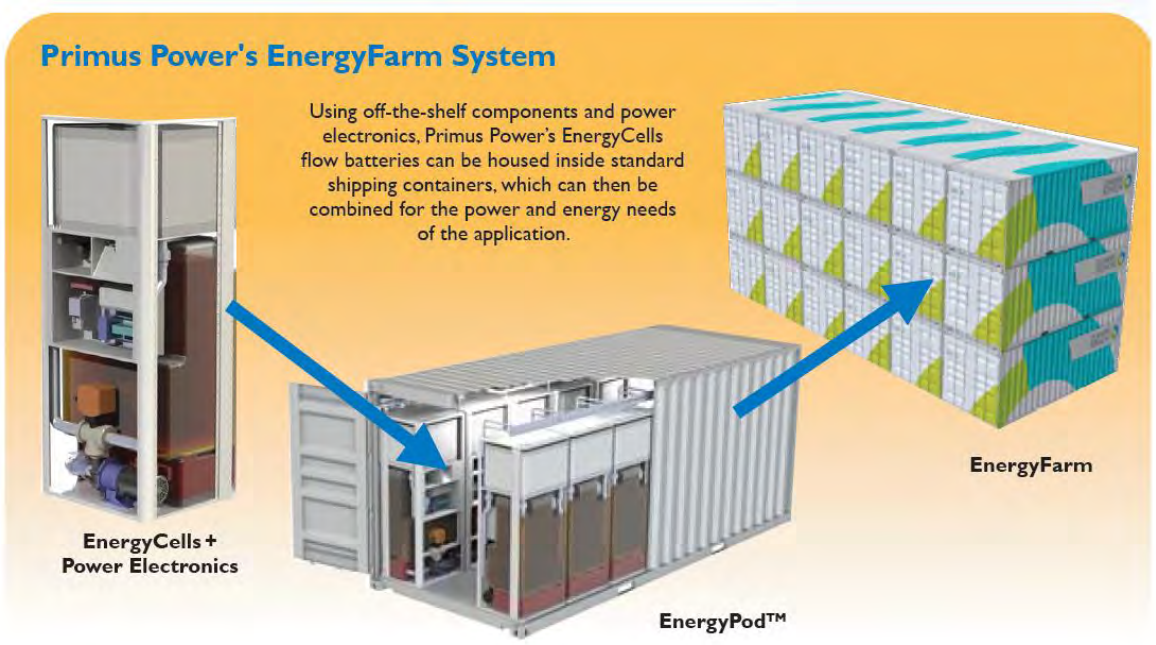
รูปที่ 2.99 : โซลาฟาร์มในขนาด 25 MW ในเมือง Modesto มลรัฐแคลิฟอร์เนีย

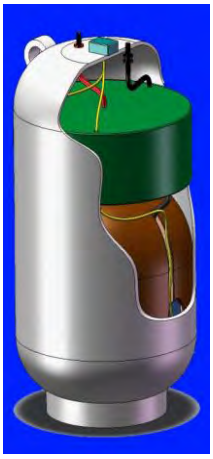


รูปที่ 2.100 : ความผิดพลาดจากการพยากรณ์อัตราเร็วลม

Firming range (MW)	4 to 50	-25 to 25
Cost	$73M	<<$73M
Time to full power (sec)	300	5
Water use (liters)	66,000	0
Natural gas (mmBTU)	2,900,000	0
Pollutants (metric tons)	20 NOx, 72 CO, 72 VOC	0
CO_2 emissions (metric tons)	66,000	0
Sound (dB)	95 (jackhammer)	30 (whisper)
Installation time (months)	36 to 54	3 to 6
Area (acre)	1	¼

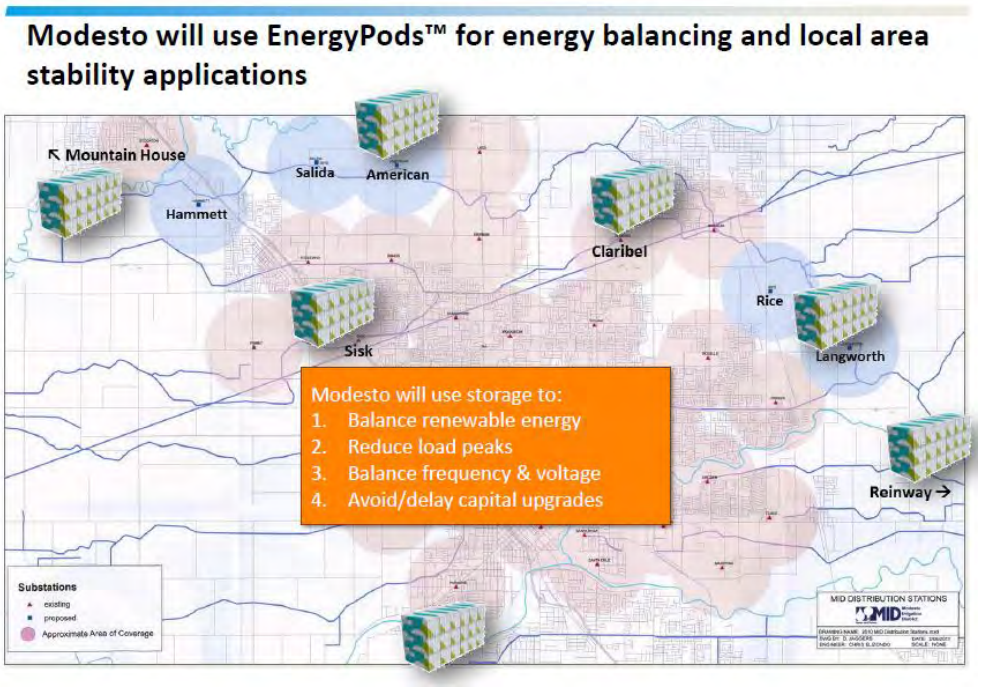
รูปที่ 2.101 : เปรียบเทียบการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันก๊าซและแบตเตอรี่
สำหรับการรักษาสมดุลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน





Totally sealed battery module with a ZnCl electrolyte and zinc and tungsten electrodes

รูปที่ 2.102 : โครงสร้างโมดูลของแบตเตอรี่ชนิด Zinc-Flow ขนาด 25MW/75MWh

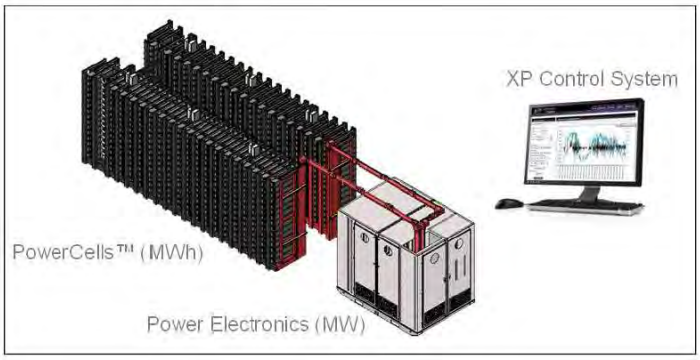


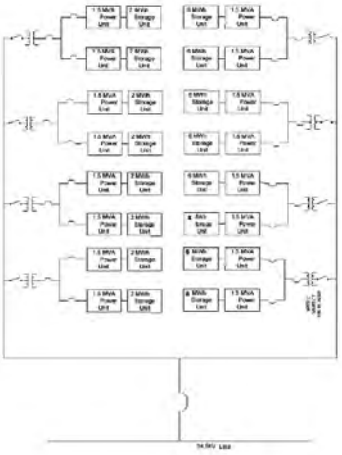
รูปที่ 2.103 : การติดตั้งแบตเตอรี่กระจายตามจุดต่างๆภายในเมือง Modesto มลรัฐแคลิฟอร์เนีย

2) มลรัฐเท็กซัส Notrees Battery Storage Project (Advance Lead Acid Battery 36 MW/ 24 MWh)

โครงการนี้ติดตั้งแบตเตอรี่ชนิด Advance Lead Acid สำหรับทุ่งกังหันลมขนาด 153 MW (Notrees Wind Park) ที่ภาคตะวันตกของรัฐเท็กซัส นอกจากยังใช้แบตเตอรี่ทำงานบริการเสริมได้แก่ การควบคุมแรมป์ การควบคุมความถี่ การควบคุมแรงดัน

รูปที่ 2.104 : โครงการ Notrees Battery Storage ที่มลรัฐเท็กซัส



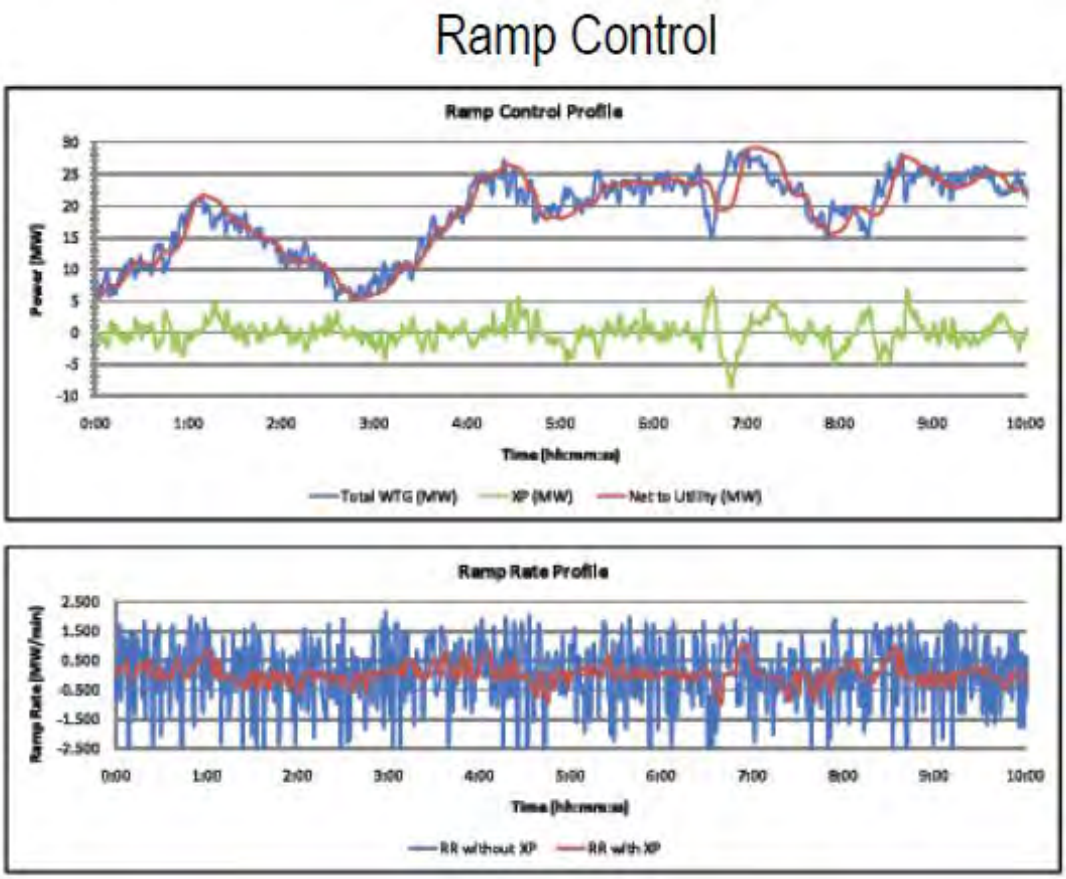


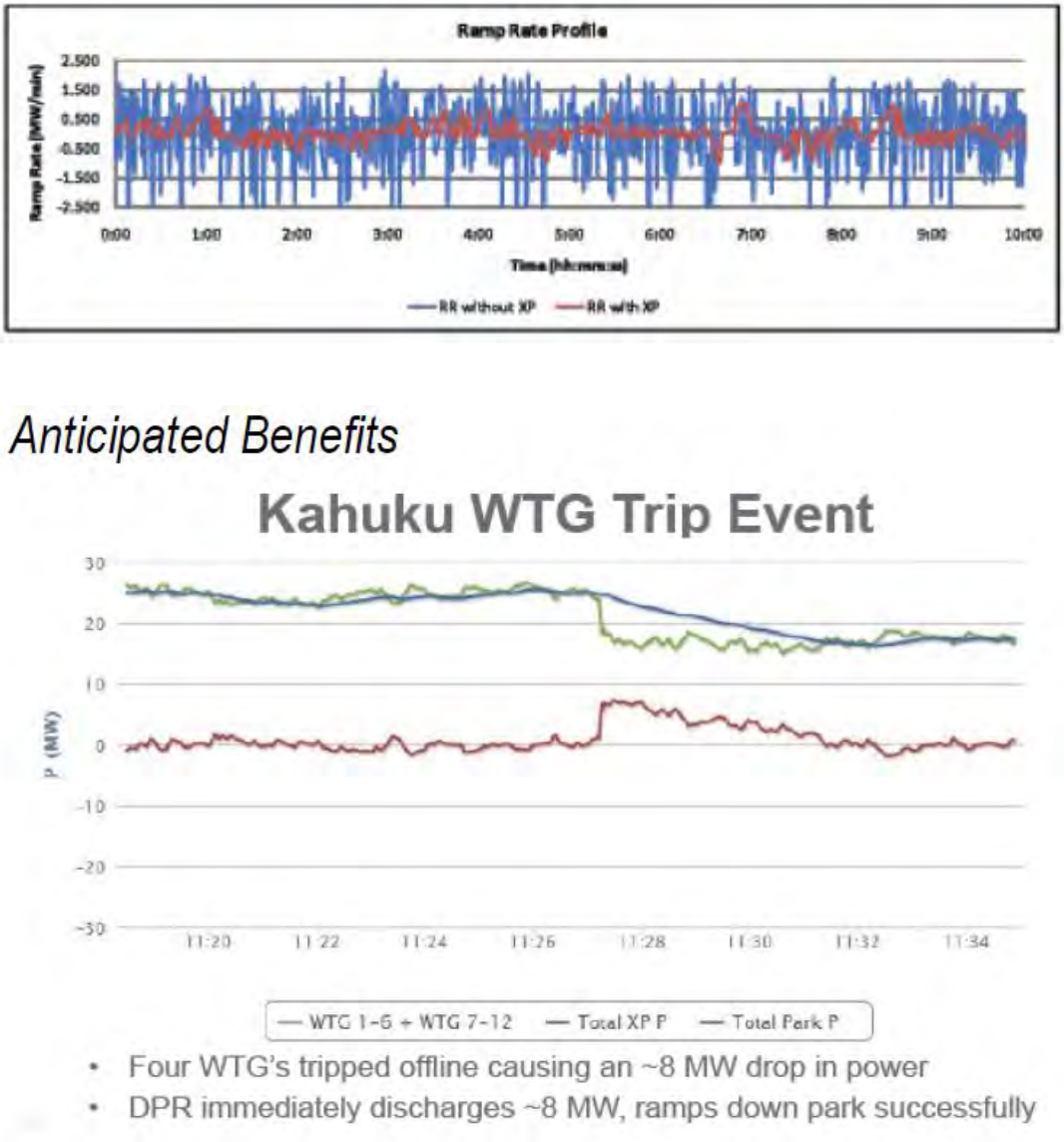
Notrees Battery Storage System

Location:	**Notrees, TX**
Application:	Notrees Wind Farm
ESS	Xtreme Power – DPR 36 MW / 24 MWh
COD	Q4 2012
Value:	▪ Frequency Regulation ▪ Energy Arbitrage ▪ Voltage Support ▪ Wind Firming ▪ Curtailment Mitigation ▪ Other Ancillary Services (Non-Spinning Reserve, Black Start)
Price:	$43.6 million

- 36MW/24MW battery storage integrated with an existing Duke wind farm in West Texas
- Storage system consists of 24 x 1.5 MVA/1 MWh modules
- Connected to the 34.5 kV wind farm collector system
- Separate storage control system to enable full visibility by TDSP & ERCOT of storage system

รูปที่ 2.105 : โครงสร้างโมดูลของแบตเตอรี่ชนิด Advance Lead Acid ขนาด 36MW/24MWh



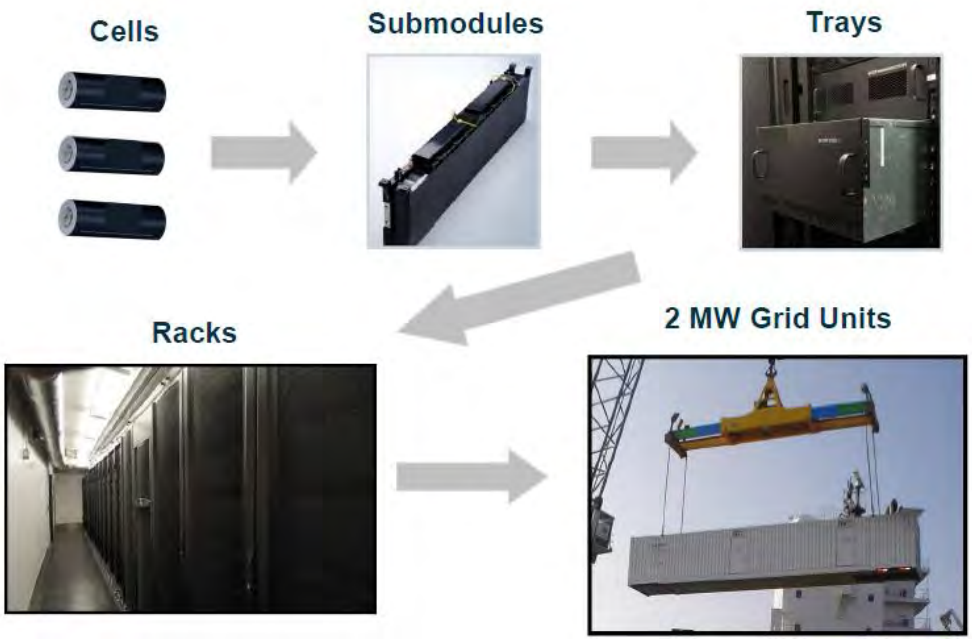


รูปที่ 2.106 : ประโยชน์ของแบตเตอรี่ที่ช่วยควบคุมแรมป์

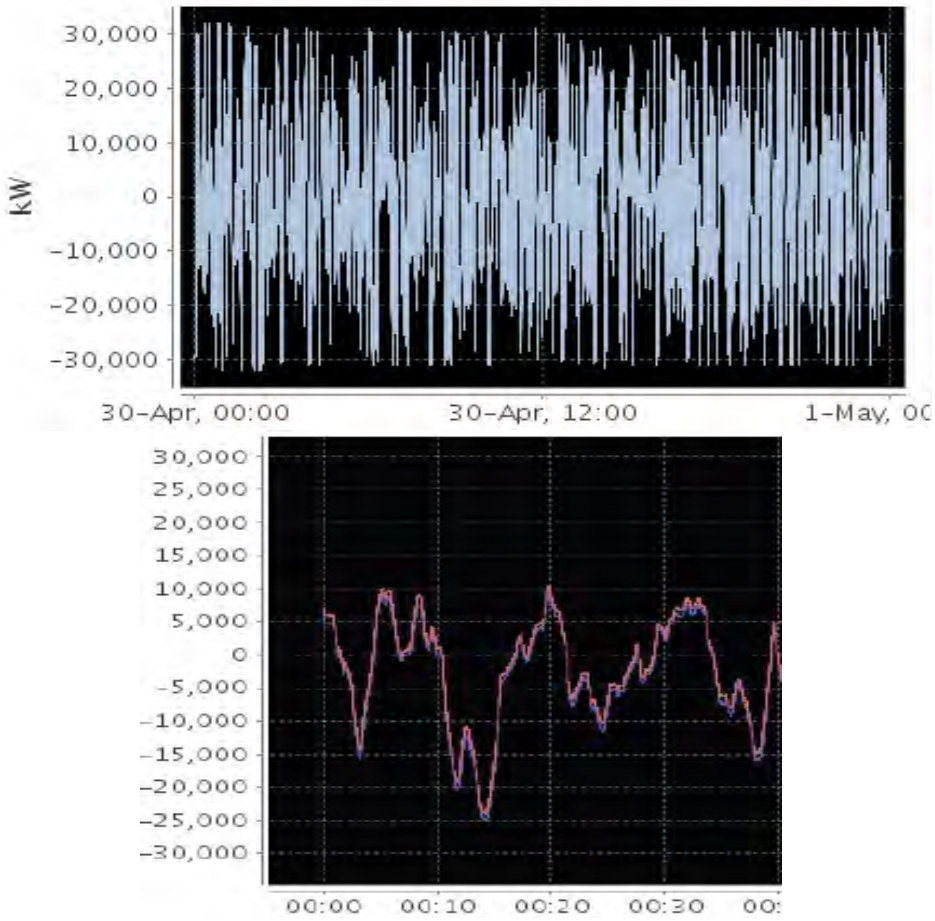
3) มลรัฐเวอร์จิเนีย Laurel Mountain Project (Lithium-ion Battery 32 MW / 8 MWh)

โครงการนี้ใช้แบตเตอรี่ควบคู่กับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขนาด 98 MW โดยมีการควบคุมอัตราแรมป์ที่มีผลตอบสนองสูง และยังใช้เป็นการสำรองสำหรับปฏิบัติการ (Operating Reserve) อีกด้วย

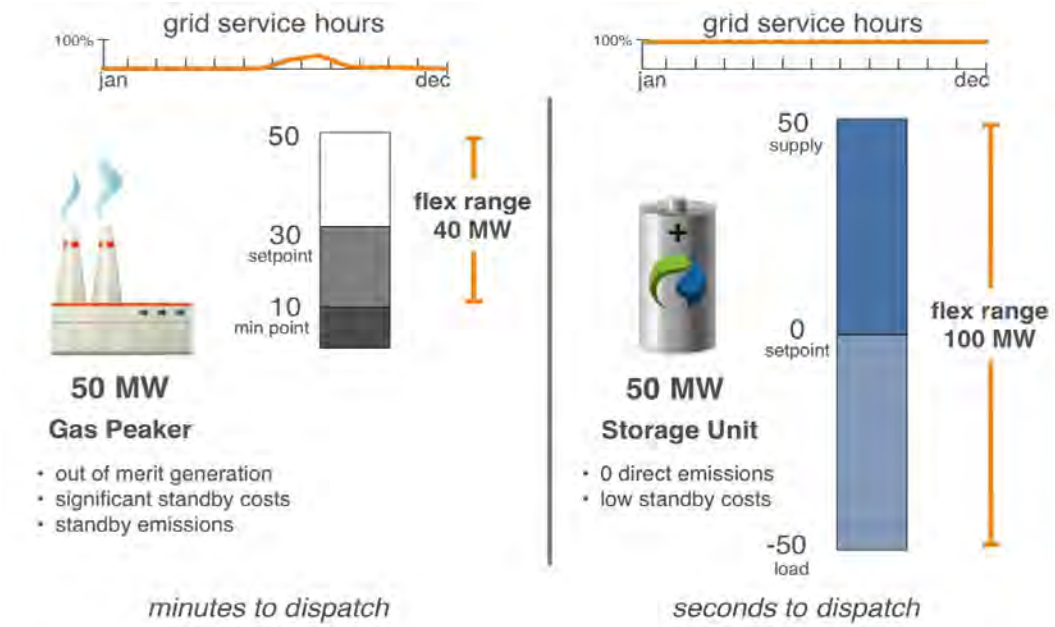
รูปที่ 2.107 : โครงการ Laurel Mountain Battery Storage ที่มลรัฐเวอร์จิเนีย



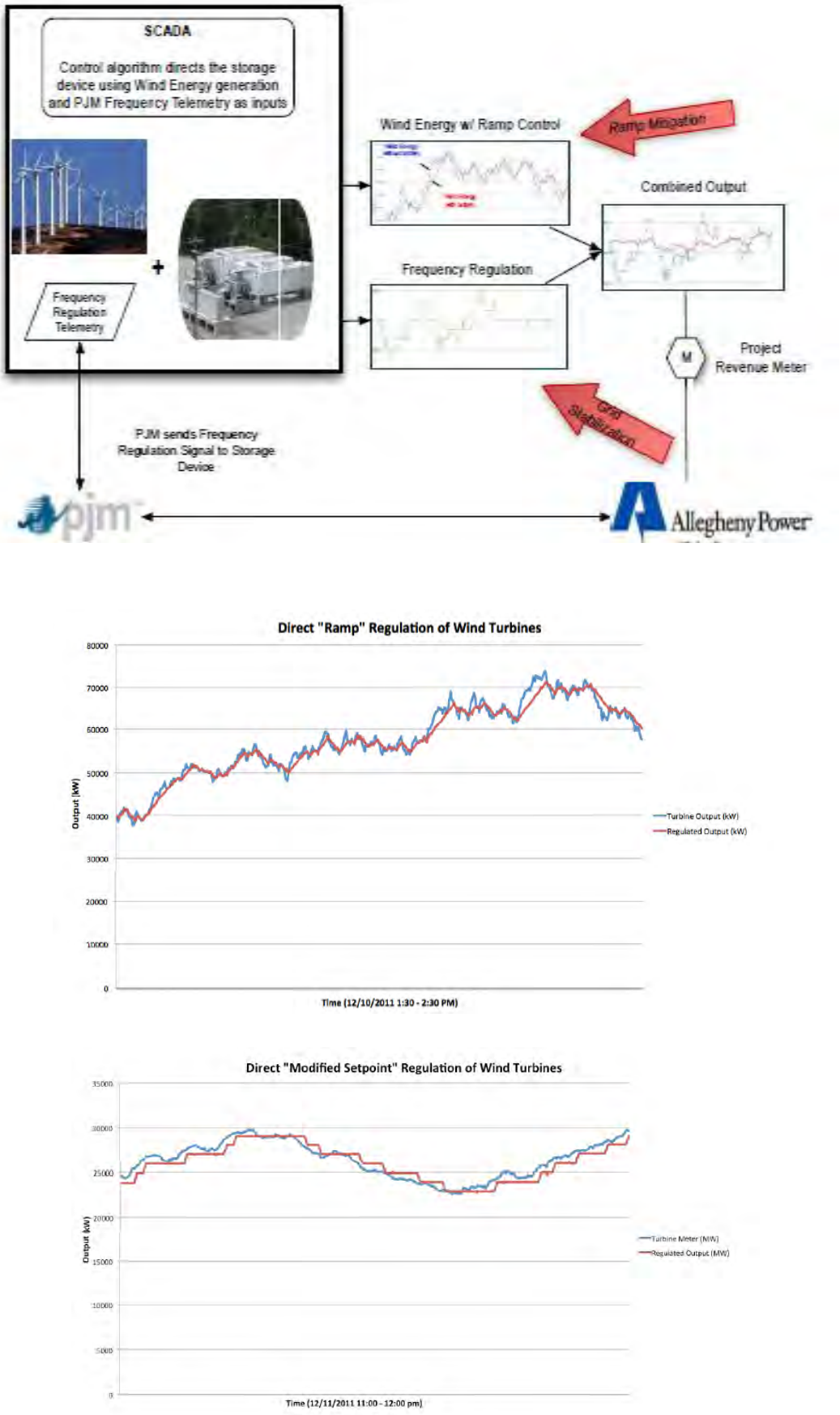
รูปที่ 2.108 : โครงสร้างโมดูลของแบตเตอรี่ชนิด Lithium-ion



รูปที่ 2.109 : ผลตอบสนองของระบบแบตเตอรี่ในการอัดและคายประจุ



รูปที่ 2.110 : เปรียบเทียบการใช้งานโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมและระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ในการจัดสรรการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 2.111 : ผลตอบสนองของระบบแบตเตอรี่ในการควบคุมอัตราแรมป์

4) มลรัฐแคลิฟอร์เนีย Tehachapi Wind Energy Storage Project (Lithium-ion Battery 8 MW / 32 MWh)

โครงการดังกล่าวจะติดตั้งระบบแบตเตอรี่อยู่ในบริเวณที่มีศักยภาพพลังงานลมสูง ซึ่งเป็นที่คาดการณ์ว่าจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมสูงถึง 4,500 MW ภายในปี ค.ศ. 2015 แบตเตอรี่จึงมีหน้าที่หลักในการช่วยปรับปรุงสมรรถนะของระบบส่งเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียนในปริมาณสูง และยังมีประโยชน์ต่อระบบส่ง เช่น การช่วยรักษาเสถียรภาพของแรงดัน การลดกำลังสูญเสียในสายส่ง และการชะลอการลงทุนระบบส่ง รวมถึงประโยชน์ต่อโครงข่ายไฟฟ้า อาทิเช่น การควบคุมความถี่ การจัดการอัตราแรมป์ และการสำรองกำลังไฟฟ้า

รูปที่ 2.112 : โครงการ Tehachapi Wind Energy Storage ที่มลรัฐแคลิฟอร์เนีย

2.4.2 ประเทศเยอรมัน

<u>การปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อ</u>

แนวทางในการแก้ปัญหาหลักของเยอรมันคือ การปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อของแหล่งพลังงานหมุนเวียนในระบบแรงดันต่ำและแรงดันปานกลางให้มีคุณสมบัติตามรูปที่ 2.113 ดังต่อไปนี้

Ancillary Service	Currently valid for	Controlled Output	Control Hierarchie	References
Frequency Support	All Generators	Active Power	Local Control	(1), (2)
Static Voltage Support	All Generators	Reactive Power	Local Control/ Remote Control	(1), (2)
Dynamic Voltage Support	Generators at MV level	Reactive Power	Local Control	(1)
Energy Management according to EEG or EnWG	>= 30 kWp	Active Power	Remote Control	(1), (2), (3), (4)

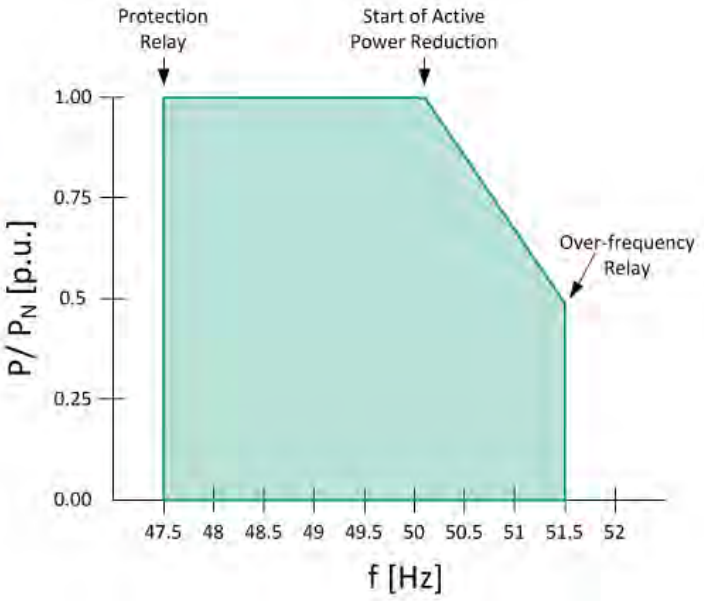
(1) German Association of Energy and Water Industries BDEW, Guideline for the connection and parallel operation of genertors at MV level
(2) German Association for Electrical, Electronic & Information Technologies VDE, FNN Guideline for the connection and parallel operation of genertors at LV level
(3) German Renewable Energy Sources Act EEG
(4) German Energy Industry Act EnWG

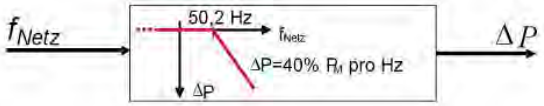
รูปที่ 2.113 : ฟังก์ชันที่ระบบผลิตพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ต้องมีตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อใหม่ของเยอรมัน

1) การควบคุมความถี่ (Frequency support)

ข้อกำหนด VDE AR-N 4105 ของเยอรมัน ระบุให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ต้องลดกำลังการผลิตทีละน้อยตามเส้นกราฟที่กำหนด เพื่อให้ระบบตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของความถี่ของระบบอย่างนุ่มนวล (droop) ดังแสดงในรูปที่ 2.114 เยอรมันกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เก่าที่ติดตั้งตั้งแต่ 1 ก.ย. 2005 และมีกำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 10 kWp เปลี่ยนระบบการควบคุมให้สอดคล้องตามข้อกำหนดการควบคุมความถี่ใหม่ ระบบที่ต้องเปลี่ยนมีจำนวนประมาณ 315,000 ยูนิต คิดเป็นกำลังประมาณ 9 GW (ใช้งบประมาณกว่า 175 ล้าน EUR)

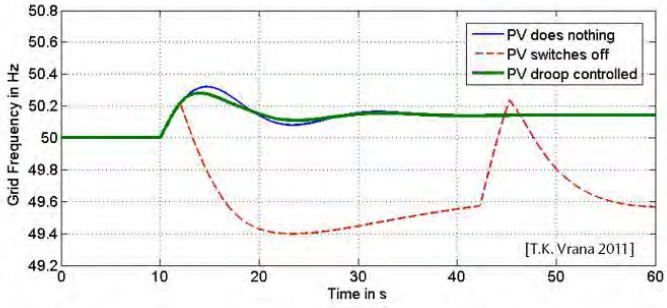
- **Former LV/MV GridCodes:**
  Fast disconnection (< 200ms) of PV-plants if frequency limits (47.5 and 50.2Hz) are violated. → Worst case: Loss of > 15 GW PV-generation
  Retrofitting procedure for PV systems > 10kWp was requested
- **Latest LV GridCode:**
  Automatic reduction of active power according to a droop, if f_{grid} > 50.20Hz with:
  $P_m = P_{max}*(1 - 0.4/(f_{grid} - 50.2Hz))$
- Default setpoints for protection functions
  - Underfrequ. trip: f_{grid} < 47.5 Hz
  - Overfrequ. trip: f_{grid} > 51.5 Hz

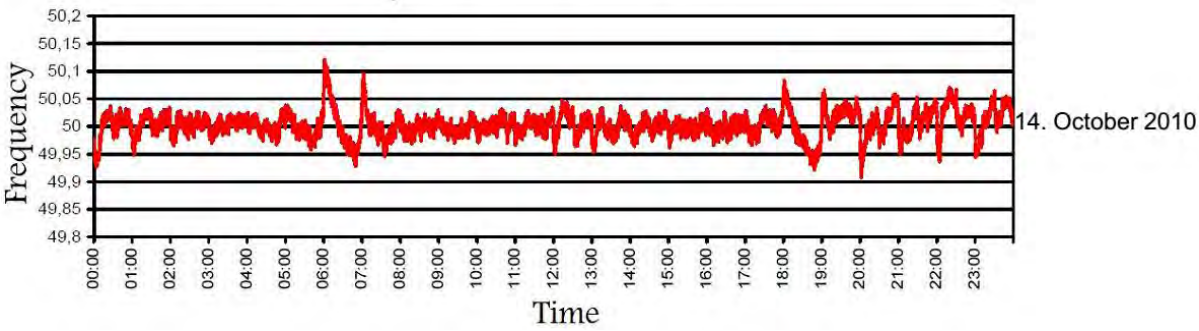




Droop function at over-frequency as suggested in the technical conditions for the connection to the medium voltage network and low voltage network

Frequency Support

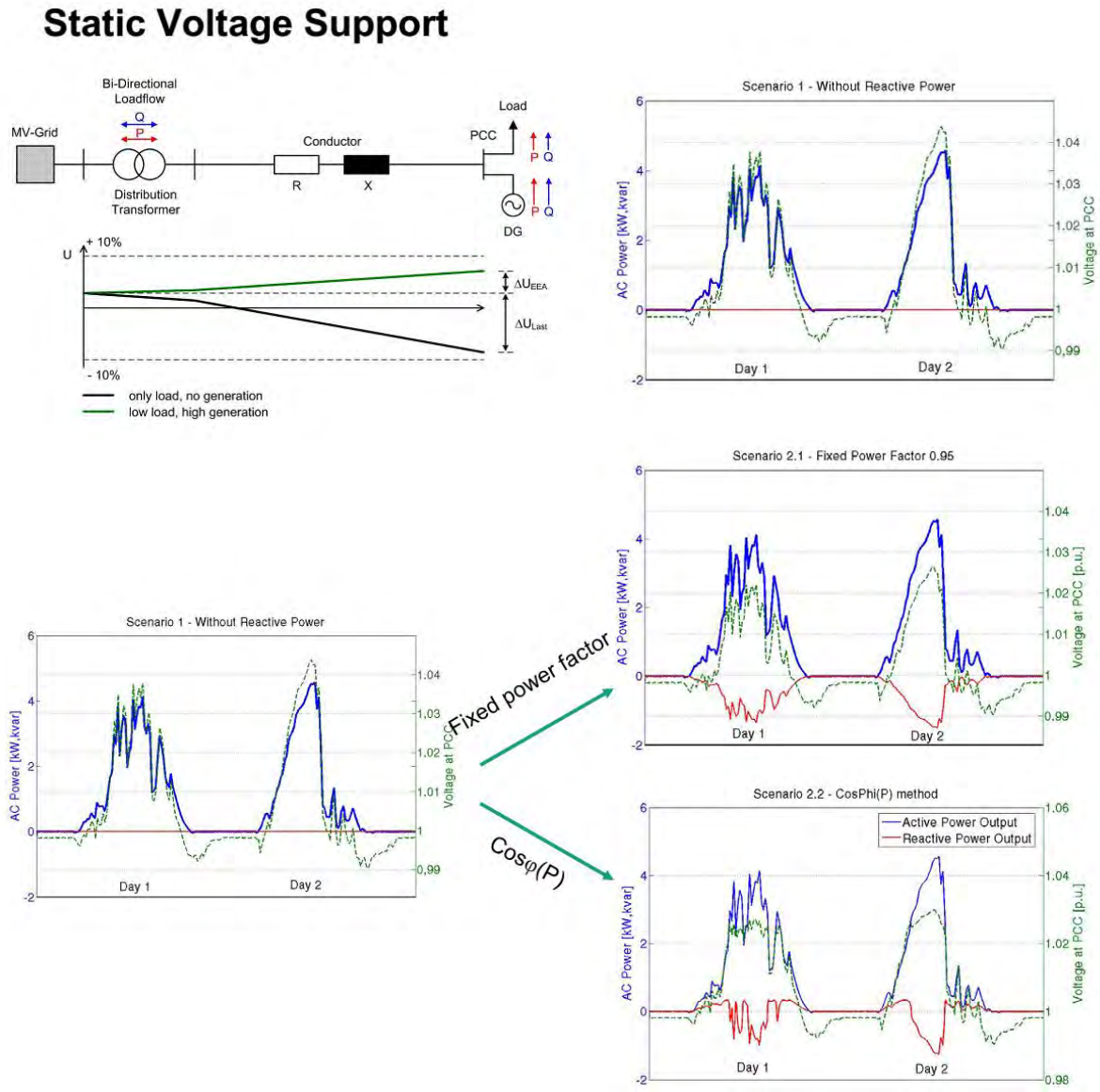


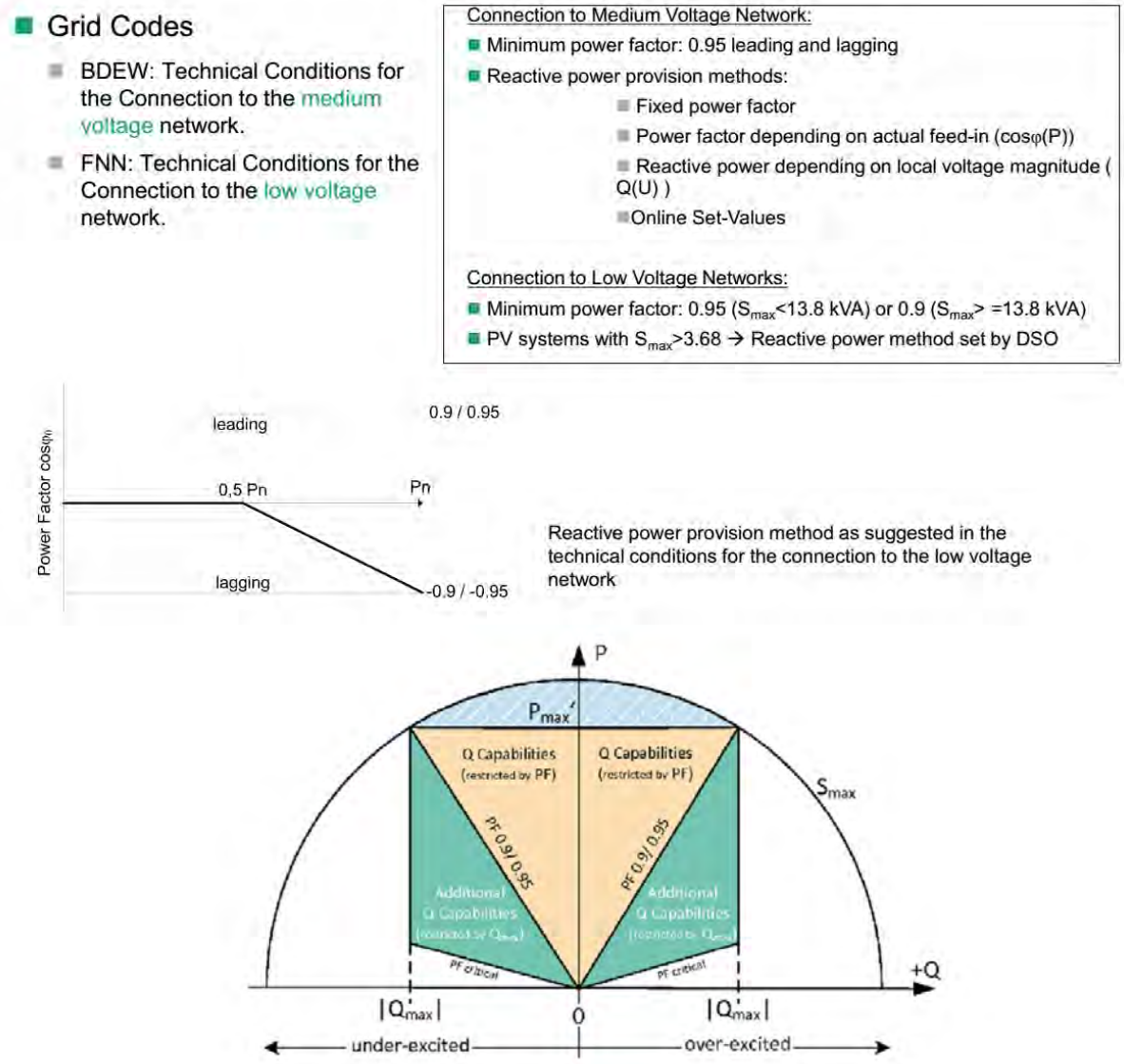


รูปที่ 2.114 : ข้อกำหนดการควบคุมความถี่และตัวอย่างข้อมูลความผันผวนของความถี่ของระบบ

2) การควบคุมแรงดันเชิงสถิตย์ (Static voltage support)

ตามกฎหมายของเยอรมัน ถ้ามีปัญหาทางเทคนิคที่ทำให้ไม่สามารถเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบได้ การไฟฟ้าระบบจำหน่าย (distribution system operator) จะต้องเป็นผู้รับผิดชอบปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อแก้ปัญหานั้นๆ เช่น โดยการเปลี่ยนหม้อแปลง หรือเพิ่มขนาดสายไฟ ทั้งนี้ค่าใช้จ่ายทั้งหมดการไฟฟ้าระบบจำหน่ายจะเป็นผู้รับภาระ อย่างไรก็ตามระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนก็มีข้อบังคับให้ช่วยควบคุมแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ โดยการจ่ายกำลังรีแอกทีฟ (Q) หรือ การลดกำลังผลิต (P) ดังแสดงในรูปที่ 2.115 การที่จะเลือกใช้วิธีการใดในการจ่ายกำลังรีแอกทีฟขึ้นอยู่กับการไฟฟ้าระบบจำหน่ายแต่ละแห่ง กฎหมายกำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดเล็ก (ไม่เกิน 30 kWp) ต้องสามารถจำกัดกำลังผลิตที่ 70% ของกำลังผลิตติดตั้งได้หรือ ต้องสามารถควบคุมระยะไกลเพื่อลดกำลังการผลิตได้โดยการไฟฟ้าระบบจำหน่าย

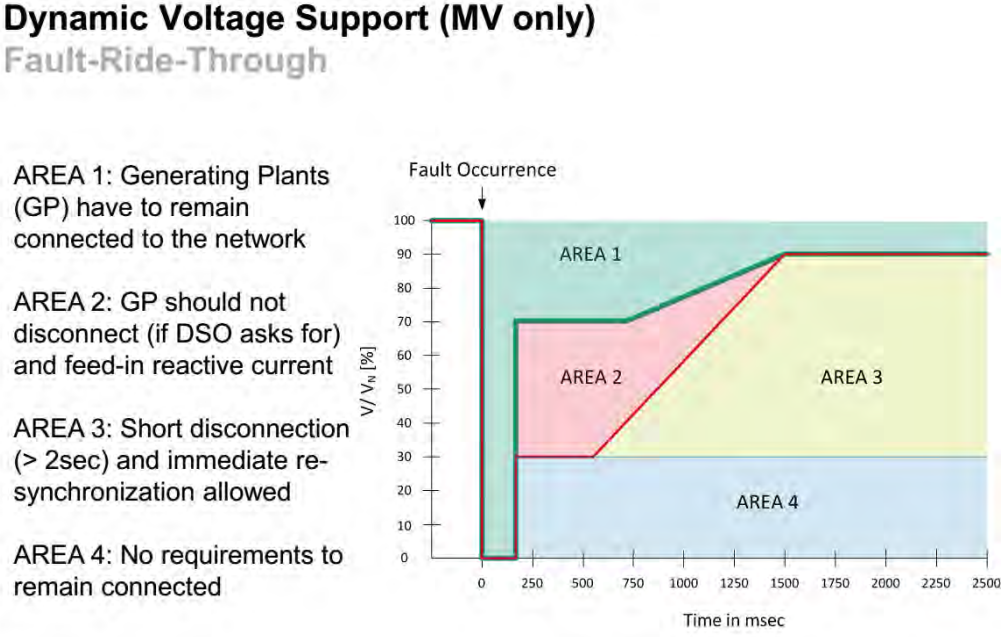




รูปที่ 2.115 : ข้อกำหนดการควบคุมแรงดันและตัวอย่างข้อมูลความผันผวนของแรงดันของระบบ

3) การควบคุมแรงดันเชิงพลวัต (Dynamic voltage support)

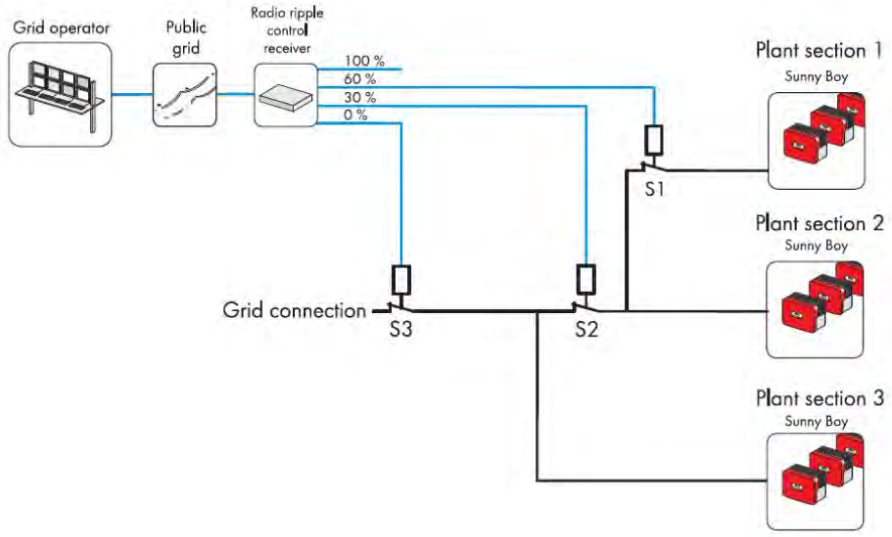
เพื่อป้องกันมิให้เกิดการปลดตัวของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำนวนมากพร้อมกัน เมื่อเกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ข้อกำหนดในเยอรมันจึงกำหนดคุณสมบัติ Fault Ride Through (FRT) ดังแสดงในรูปที่ 2.116

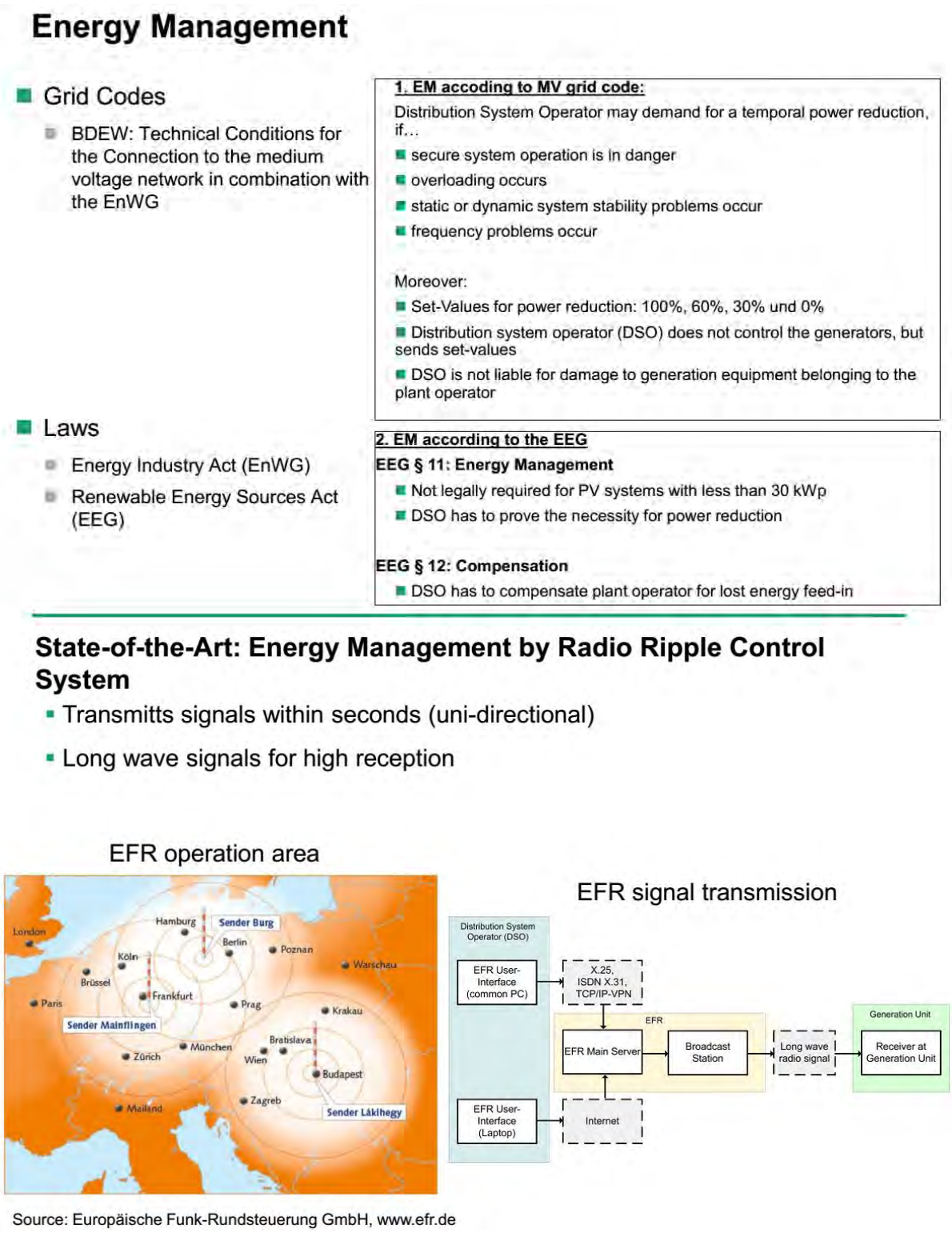


รูปที่ 2.116 : คุณสมบัติ FRT ที่กำหนดให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต้องมี

4) การบริหารจัดการกำลังการผลิต

ในกรณีที่มีเหตุสุดวิสัยตามที่กำหนด การไฟฟ้าสามารถควบคุมให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนลดกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ โดยส่งสัญญาณผ่านระบบสื่อสาร ดังแสดงในรูปที่ 2.117



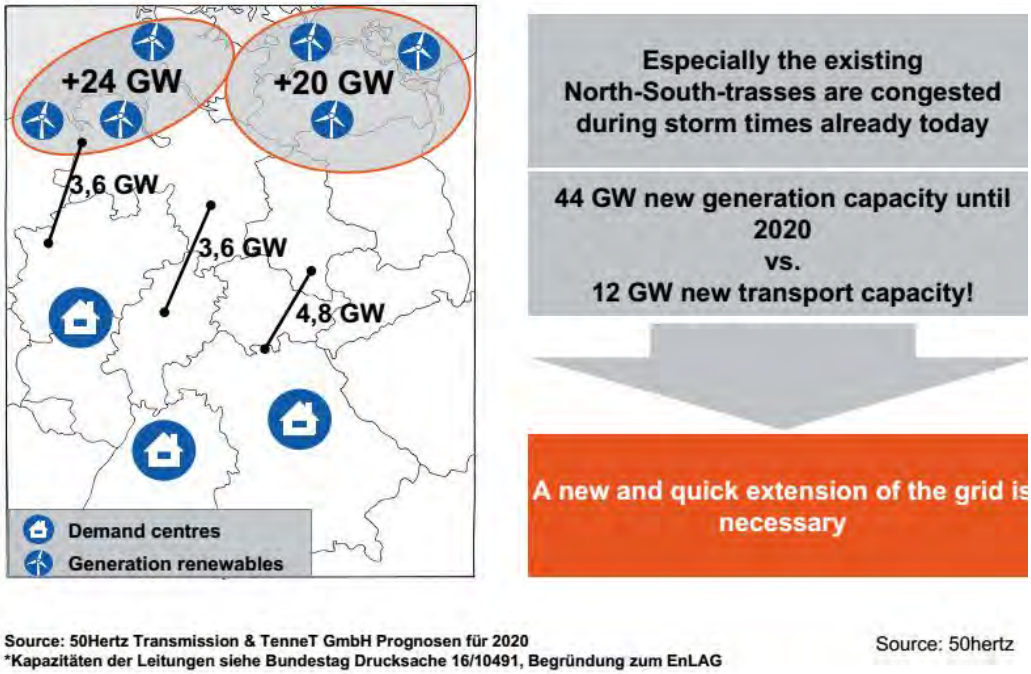


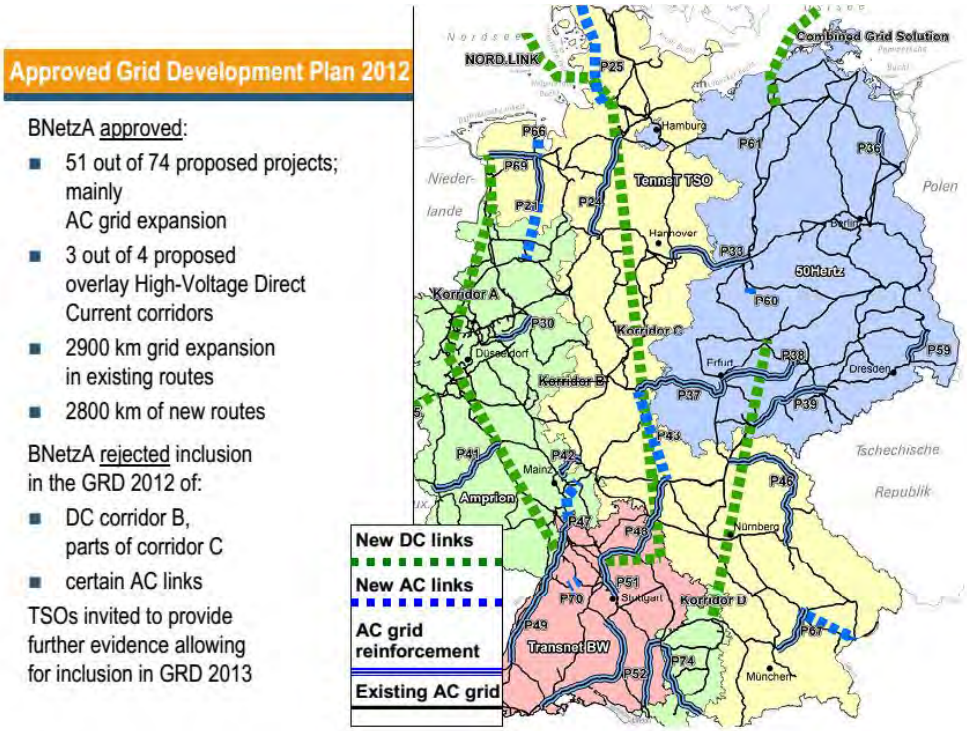
รูปที่ 2.117 : ข้อกำหนดการบริหารจัดการกำลังการผลิต

นอกจากการแก้ไขข้อกำหนดการเชื่อมต่อแล้ว ในเชิงนโยบายอื่นๆ ก็มีการพิจารณาหรือดำเนินการอยู่ด้วย เช่น การยกเว้นภาษี (electricity tax) หรือ ค่าใช้โครงข่าย (Grid fee) โบนัสสำหรับระบบกักเก็บพลังงาน (Storage bonus) รวมทั้งการสนับสนุนงบประมาณกับโครงการสาธิตของกระทรวงต่าง ๆ เป็นต้น

การพัฒนาโครงข่ายและโรงไฟฟ้าในระบบ

เพื่อรองรับการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีมากในทางตอนเหนือของประเทศเยอรมันได้วางแผนก่อสร้างระบบส่งเพิ่มเติม (Grid development plan 2012) ดังแสดงในรูปที่ 2.118 โดยได้ออกเป็นกฎหมาย Energy Line Expansion Act แต่การดำเนินการยังล่าช้าอยู่เพราะการต่อต้านจากประชาชนและขั้นตอนการขออนุมัติที่ซับซ้อน





รูปที่ 2.118 : แผนการสร้างสายส่งเพิ่มเติมในประเทศเยอรมันเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียน

<u>การแก้ปัญหากำลังผลิตพึ่งพาได้ไม่เพียงพอ</u>

1) การปรับปรุงแนวคิดการบริหารจัดการโรงไฟฟ้าแบบฟอสซิล

เพื่อรองรับความผันผวนของกำลังการผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ระบบผลิตไฟฟ้าในเยอรมันจำเป็นจะต้องมีความยืดหยุ่นสูงและมีปริมาณมากพอเพียงที่จะชดเชยความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน ความยืดหยุ่นนี้ในระยะสั้นจะได้มาจากโรงไฟฟ้าดั้งเดิมที่ใช้ฟอสซิลเป็นเชื้อเพลิง แต่ก็มีความจำเป็นที่จะต้องสร้างเพิ่มเติมเมื่อปริมาณพลังงานหมุนเวียนมีมากขึ้นในอนาคต รวมทั้งวิธีการบริหารการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแบบฟอสซิลก็ต้องเปลี่ยนแปลงให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้นด้วย ในอนาคตโรงไฟฟ้าชีวมวลและพลังงานความร้อนร่วม (CHP) จะมีจำนวนมากขึ้นและจะมีบทบาทสำคัญที่สนับสนุนความยืดหยุ่นของระบบ การใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยมากขึ้นจะช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นของโรงไฟฟ้าแบบฟอสซิลได้ เช่น ลดกำลังการผลิตต่ำสุด (Minimum feed-in or must-run level) เพิ่มอัตราการเพิ่มกำลังการผลิต (ramp rate) ลดเวลาในการเดินเครื่อง เป็นต้น ดังแสดงในรูปที่ 2.119

Flexibility of Fossil Fuel Power Plants

Optimization potential (first figure) and typical status today (figure in parentheses) per 1000 MW

		Hard coal power plant	Lignite coal power plant	Combined cycle power plant	Gas turbines
Minimum load	MW	200 (400)	400 (600)	300 (500)	200 (500)
Maximum change in load within 5 minutes	MW	300 (75)	200 (50)	400 (100)	750 (400)
Start-up time cold start	h	4 (10)	6 (10)	2 (4)	<0.1

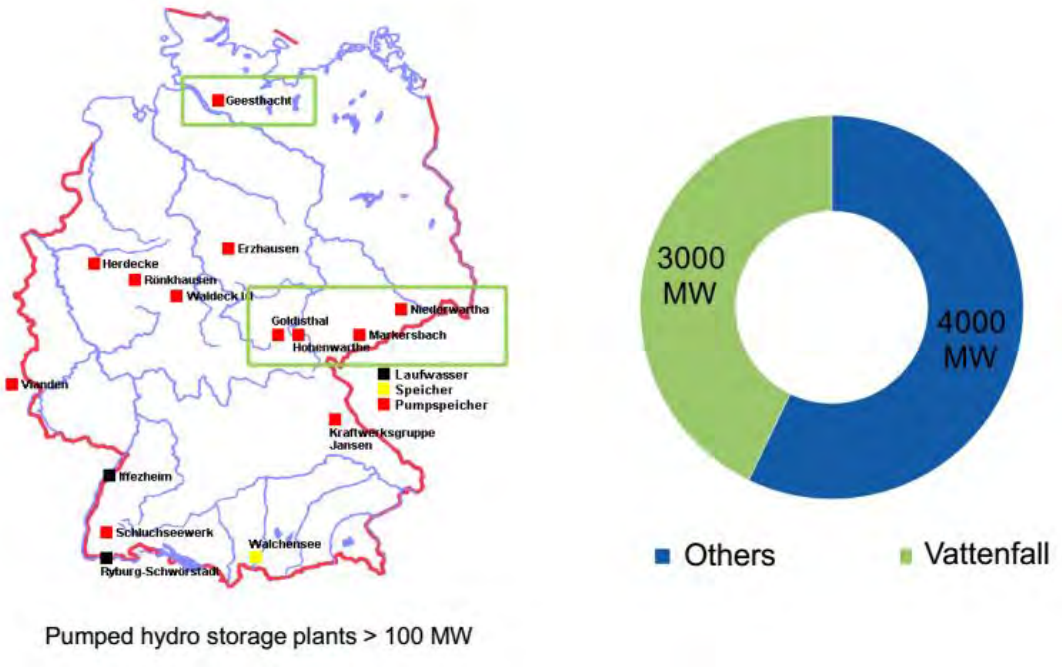
Illustration based on VDE (2102a)

รูปที่ 2.119 : การปรับปรุงเทคโนโลยีที่ใช้กับโรงไฟฟ้าแบบฟอสซิลประเภทต่างๆ

2) การใช้ระบบกักเก็บพลังงาน

ก) การใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของเยอรมันถือเป็นส่วนหนึ่งของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประชาคมยุโรปด้วย เยอรมันมีขนาดกำลังเชื่อมต่อกับประเทศข้างเคียงประมาณ 20 GW ซึ่งสามารถใช้ในการจัดการปัญหาความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ (สวิตเซอร์แลนด์มีโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ 2 GW, ออสเตรียมี 4 GW, ฝรั่งเศสมี 25 GW) ยกตัวอย่างเช่น เมื่อวันที่ 27 มิ.ย. 2012 มีโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับเชื่อมต่อกับระบบโครงไฟฟ้าเยอรมันอยู่ประมาณ 9,229 MW ในจำนวนนี้ เป็นโรงไฟฟ้าในเยอรมัน 6,352 MW, ออสเตรีย 1,781 MW, ลักเซมเบอร์ก 1,096 MW ณ ปัจจุบัน เยอรมันมีโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับประมาณ 6.4 GW 38 GWh (รูปที่ 2.120) กระจายตัวอยู่ทั่วประเทศดังแสดงในรูปที่ 2.121 รวมทั้งมีการวางแผนสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับเพิ่มเติมดังแสดงในรูปที่ 2.122



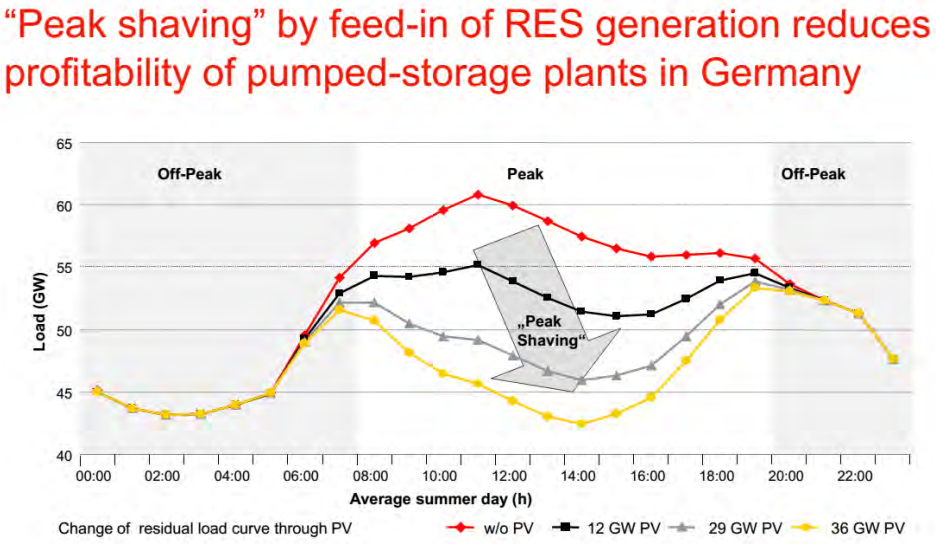
รูปที่ 2.120 : โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับขนาดมากกว่า 100 MW ในเยอรมัน

รูปที่ 2.121 : ข้อมูลการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับขนาด>10 MW ในประเทศเยอรมัน

Name of the power station	Power [MW]	Status	Corporation
Atdorf	1.400	Plan approval procedure	Schluchseewerk AG
Blautal	60	Regional planning procedure	Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm GmbH, Eduard Merkle GmbH & Co. KG
Forbach	200	Regional planning decision received	EnBW AG
Sorpeberg-Ermecketal	420	Planning	Mark-E Aktiengesellschaft, Grünwerke GmbH
RIO	300	Regional planning decision received	Stadtwerke Trier
Halde Sundern	10-15	Feasibility study	RWE Innogy GmbH, RAG Montan Immobilien GmbH
Energiespeicher Riedl	300	Plan approval procedure	Donaukraftwerk Jochenstein AG
Waldeck 2+	300	Investment decision pending	E.ON SE
Einöden	150	Planning	Pumpspeicherwerk Einöden GmbH
Lippe	320	Feasibility study	HOCHTIEF AG
Jochberg	700	Planning	Energieallianz Bayern GmbH & Co. KG
Nethe	390	Regional planning decision and regional planning modification received	Trianel GmbH
Leinetal	200	Regional planning decision received	HOCHTIEF AG
Rottachsee	40-60	Planning	Allgäuer Überlandwerk GmbH
Breitenstein	60	Planning	Allgäuer Überlandwerk GmbH
Leutenberg	380	Planning	STRABAG AG
Ellrich	640	Planning	STRABAG AG
Schmalwasser	Über 1.000	Regional planning procedure	Trianel GmbH
Heimbach	280-320	Regional planning procedure	Stadtwerke Mainz AG
Naturstromspeicher Gaildorf	16	Plan approval procedure	MBS Naturstromspeicher GmbH
Osser	n.s.	Planning	Visprion Engineering GmbH
Hainleite	240-500	Regional planning procedure	HOCHTIEF AG
Poschberg	450	Feasibility study	Max Aicher Poschberg Projekt GmbH
Summation	**7.856 – 8.181 MW**		

รูปที่ 2.122 : โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับที่อยู่ในแผนที่จะก่อสร้างของเยอรมัน

อย่างไรก็ตาม ณ ปัจจุบัน ระบบกักเก็บพลังงานยังถูกจัดอยู่ในหมวดเดียวกับผู้ใช้ไฟฟ้า จึงต้องมีค่าใช้บริการโครงข่าย (Grid fee) กฎระเบียบของ EEG ยังไม่รวมถึงข้อกำหนดด้านการกักเก็บพลังงาน ค่าใช้โครงข่ายทำให้ระบบกักเก็บพลังงานประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับเสียเปรียบและลดความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดจะลดลงเมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น (รูปที่ 2.123) การเปลี่ยนแปลงนี้จะทำให้มูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับที่ขึ้นกับความแตกต่างระหว่างค่าสูงสุดและต่ำสุดของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันลดลง



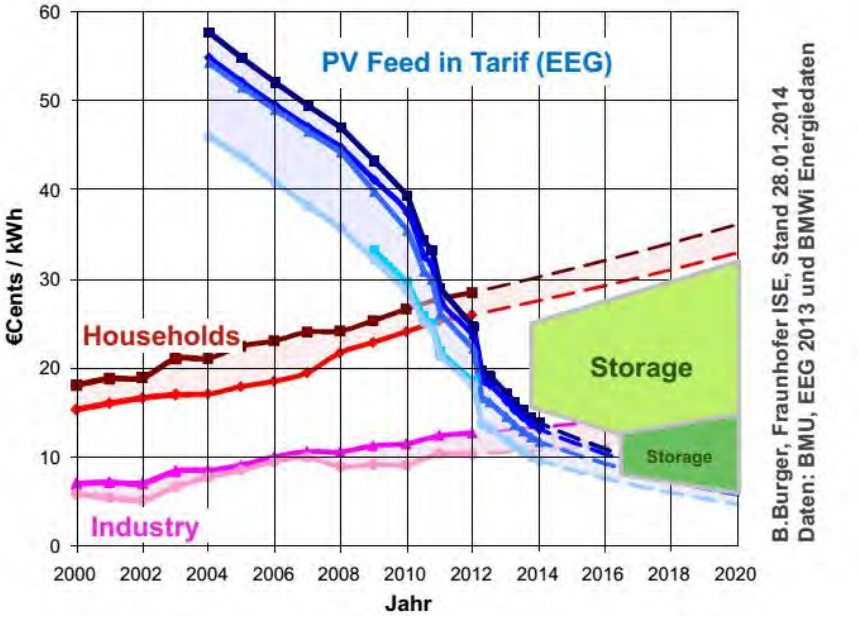
รูปที่ 2.123 : ค่าความต้องการสูงสุดที่ลดลงเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น

ข) การใช้แบตเตอรี่ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

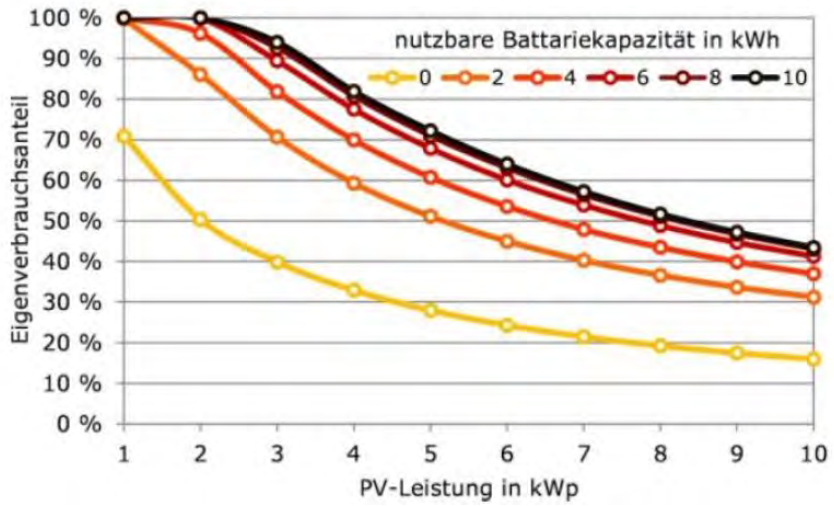
ในปี 2012 เยอรมันลดการสนับสนุนแบบ Feed-in Tariff (FIT) กับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เหลือเพียง 13.5-19.5 Euroct/kWh จนมีราคาต่ำกว่าค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้า (ซึ่งรวมค่าใช้โครงข่าย ฯลฯ ไว้ด้วยดังแสดงในรูปที่ 2.124) ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าหันไปใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากแสงอาทิตย์เองภายในบ้านแทน (self-production/consumption) การติดตั้งแบตเตอรี่ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะช่วยลดกำลังผลิตที่ป้อนคืนไปยังระบบในช่วงเวลากลางวันและช่วยลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาเย็นได้ ทำให้ระบบสามารถรองรับปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากขึ้น ดังแสดงการประเมินในรูปที่ 2.125 ในปี 2013 รัฐบาลเยอรมันได้ออกนโยบายให้เงินสนับสนุนไม่เกิน 600 EUR/kWp (ของแบตเตอรี่)แก่ผู้ติดตั้งแบตเตอรี่กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดไม่เกิน 30 kWp เพื่อผลักดันให้มีการติดตั้งแบตเตอรี่มากขึ้น

Cost of power	12.20
Charges	16.91
Grid fee	7.00
Concession fee	1.80
EEG levy	5.30
Offshore liability levy	0.25
KWK levy	0.13
§19 power levy	0.33
Electricity tax	2.10
Total retail power price	29.11

(Euroct/kWh)



รูปที่ 2.124 : โครงสร้างค่าไฟในเยอรมันและค่า FIT เปรียบเทียบในปีต่าง ๆ



รูปที่ 2.125 : เปอร์เซ็นต์การใช้พลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ภายในบ้าน (on-site consumption) เมื่อมีการติดตั้งแบตเตอรี่ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่บ้านที่มีการใช้ไฟฟ้าขนาด 4700 kWh

นอกจากการติดตั้งแบตเตอรี่กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังแสงอาทิตย์ที่บ้านแล้ว เยอรมันมีการติดตั้งแบตเตอรี่ในระบบการไฟฟ้าหลายแหล่ง เพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนในระบบด้วยเช่นกัน แต่ยังมีจำนวนโครงการไม่มากนักเมื่อเทียบกับประเทศอื่น ๆ สำหรับระบบกักเก็บพลังงานขนาด 1-10 MW ที่ติดตั้ง ณ ปัจจุบัน มีอยู่ประมาณ 6 แห่งดังแสดงในรูปที่ 2.126

Project Name	Type	Power in kW	Duration	Status	Service	City
WEMAG Younicos Battery Park	Lithium-ion	5000	1	Operational	Frequency Regulation Voltage Support Black Start	Schwerin
Younicos and Vattenfall Project: Sodium Sulfur	Sodium-sulfur	1000	6	Operational	Frequency Regulation	Berlin
M5BAT (Modular Multi-Megawatt Multi-Technology Medium-Voltage Battery Storage)	Lead-acid	5000	1	Contracted	Electric Energy Time Shift Electric Supply Capacity Frequency Regulation Voltage Support	Aachen
Regionale Regelkraftwerk Feldheim	Lithium-ion	10000	-	Under Construction	Frequency Regulation Onsite Renewable Generation Shifting Transmission upgrades due to wind Renewables Capacity Firming	Feldheim
Bosch Braderup ES Facility: Li-Ion Battery	Lithium-ion	2000	1	Operational	Transmission Congestion Relief Onsite Renewable Generation Shifting Frequency Regulation	Braderup
Energy Buffer Unit (EBU)	Advanced Lead-acid	1500	0.4	Operational	Frequency Regulation	Alt Daber

รูปที่ 2.126 : ข้อมูลการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วย Electro-Chemical ขนาด 1-10 MW ในประเทศเยอรมัน

1) โครงการ Regionale Regelkraftwerk Feldheim

ในเยอรมันมีโครงการระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาดใหญ่ที่สุดคือ 10 MW ติดตั้งที่ Feldheim, Brandenburg (รูปที่ 2.127) เพื่อใช้สำหรับทำหน้าที่ primary control ช่วยรักษาเสถียรภาพของความถี่(อยู่ในพื้นที่ของ 50Hertz)โดยจะเข้าร่วมในตลาด load-balancing power capacity และยังช่วยจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับหมู่บ้าน Feldheim ด้วย ทั้งนี้ พลังงานไฟฟ้าของ Feldheim มาจากพลังงานหมุนเวียน 100%

รูปที่ 2.127 : โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนที่ Feldheim

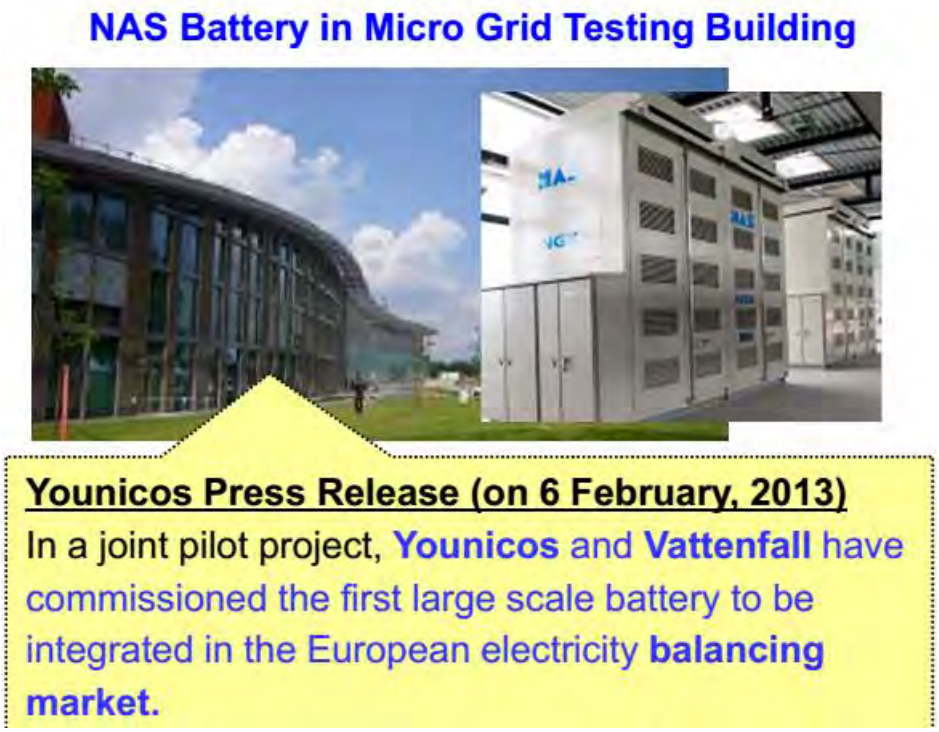
2) WEMAG Younicos battery park

เป็นโครงการเชิงพาณิชย์โครงการแรกของยุโรป ระบบนี้จะเข้าร่วมในตลาดกลาง Primary frequency regulation เพื่อเสนอขายกำลังไฟฟ้า primary reserve โดยรับการสนับสนุนงบประมาณจากรัฐ 1.3 ล้าน EUR ความสามารถของระบบเทียบเท่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนแบบดั้งเดิมขนาด 50 MW (รูปที่ 2.128)

รูปที่ 2.128 : ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนที่ WEMAG Younicos Battery Park

3) Younicos/Vattenfall NAS Project

การไฟฟ้า Younicos ร่วมกับ Vattenfall ติดตั้งแบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์ขนาด 1 MW/6 MWh ร่วมกับแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน 200 kW200 kWh เพื่อช่วยรักษาสมดุลกำลังผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะสั้นของระบบ (รูปที่ 2.129)



รูปที่ 2.129 : ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ NAS ของ Younicos/Vattenfall

4) โครงการ Bosch Braderup ES Facility

โครงการนี้ติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาด 2 MWh ร่วมกับ แบตเตอรี่ Vanadium redox flow ขนาด 1 MWh (ขนาดโดยรวมคือ 2.3 MWp 3 MWh) เพื่อกักเก็บพลังงานไฟฟ้าจากทุ่งกังหันลมที่ Braderup ที่เหลือใช้แล้วขายคืนไปยังระบบของการไฟฟ้าในตลาด Frequency regulation ระบบนี้ช่วยป้องกันไม่ให้เกิดการโหลดเกินในระบบไฟฟ้าในช่วงลมแรงซึ่งนำไปสู่การหยุดการผลิตไฟฟ้าของกังหันลม แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนใช้รักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าในระยะสั้น ส่วนแบตเตอรี่ Vanadium redox flow จะช่วยในระยะยาว (รูปที่ 2.130)

รูปที่ 2.130 : แบตเตอรี่ลิเธียมไอออน และ Vanadium redox flow ในโครงการที่ Braderup

5) โครงการ Energy Buffer Unit

โครงการนี้ติดตั้งแบตเตอรี่ตะกรั่วกรดขนาด 2 MWh ที่เมือง Alt Daber เพื่อใช้สำหรับสนับสนุน primary operating reserve power ให้กับระบบแรงสูง 110 kV โดยเป็นโครงการแรกๆที่ใช้แบตเตอรี่ที่ระดับแรงดัน 1500 V การติดตั้งระบบแบตเตอรี่ช่วยให้โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ Alt Daber มีคุณสมบัติเหมือนโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมได้และรองรับความผันผวนของโหลดได้มากกว่าด้วย (รูปที่ 2.131)

รูปที่ 2.131 : แบตเตอรี่ตะกั่วกรดในโครงการที่ Alt Daber

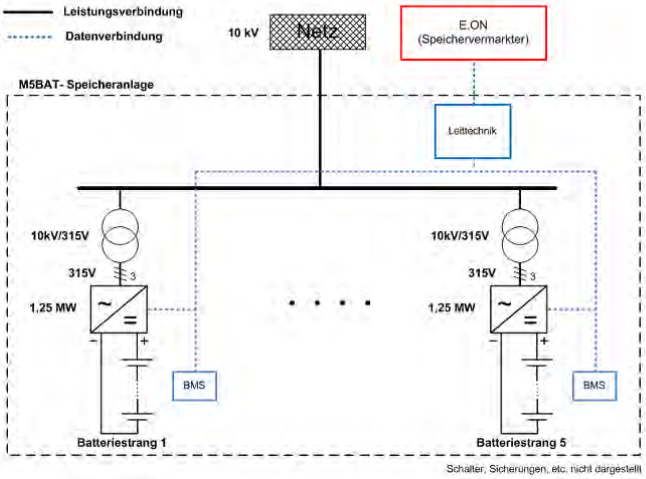
6) โครงการ M5BAT

โครงการนี้มีเป้าหมายที่จะสร้างและศึกษาระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่แบบไฮบริดเพื่อใช้รองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 100% ระบบจะติดตั้งที่ ACHEN (รูปที่ 2.132) โดยได้รับงบประมาณสนับสนุนจากกระทรวง BMWi 65 ล้าน EUR แบตเตอรี่ในโครงการมีหลายชนิดเพื่อแบ่งภาระความรับผิดชอบ เช่น แบตเตอรี่ลิเธียมใช้ในระยะสั้น ส่วนแบตเตอรี่ตะกั่วกรดใช้ในระยะเวลายาว

The M5BAT Project

Modular Multi-Megawatt Multi-Technology Medium Voltage Battery

- 5 parallel strings (voltage level between 450-820 V DC)
- Nominal power rating: 5 MW (AC) / overall capacity: 4,2 MWh
- 2 parallel inverters per string à 630 kVA nominal power



Battery type	Power / Capacity	Manufacturer
Lead-Acid(OCSM)	1,25 MW / 1,48 MWh	GNB Industrial Power (Partner)
VRLA Lead-Acid(OPzV)	0,85 MW / 0,85 MWh	GNB Industrial Power (Partner)
Lithium-Ion (NMC)	2,50 MW / 0,77 MWh	beta-motion (Partner)
Lithium-Ion (LFP, LTO or LMO)	1,25 MW / 0,6 MWh	Tendered
NaNiCl	0,25 MW / 0,5 MWh	Tendered

Capacity at 1h discharge (C1)
Usable capacity of lead acid batteries is larger at slower discharge
VRLA = Valve Regulated Lead Acid

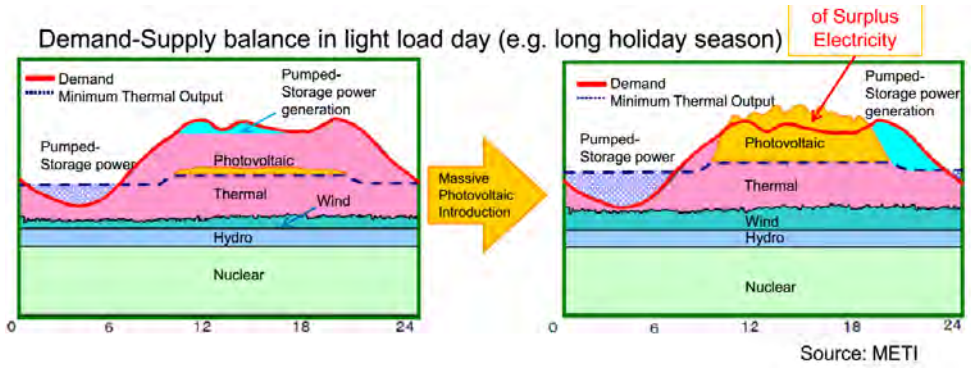
รูปที่ 2.132 : ข้อมูลทางเทคนิคของแบตเตอรี่ในโครงการ M5BAT

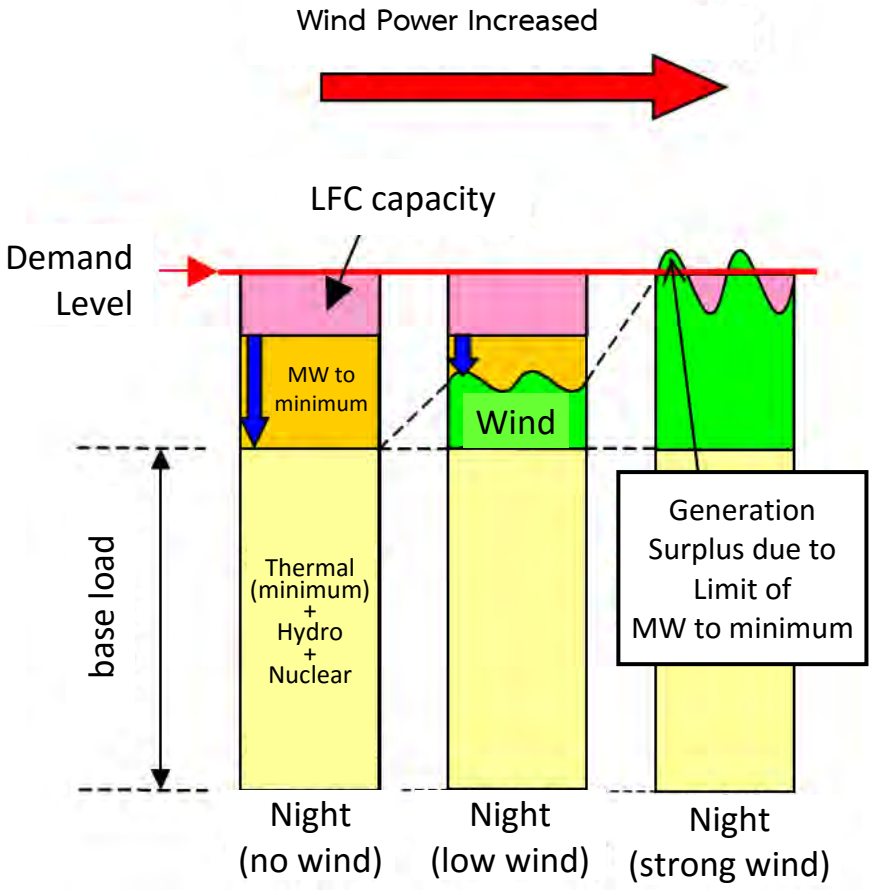
2.4.3 ประเทศญี่ปุ่น

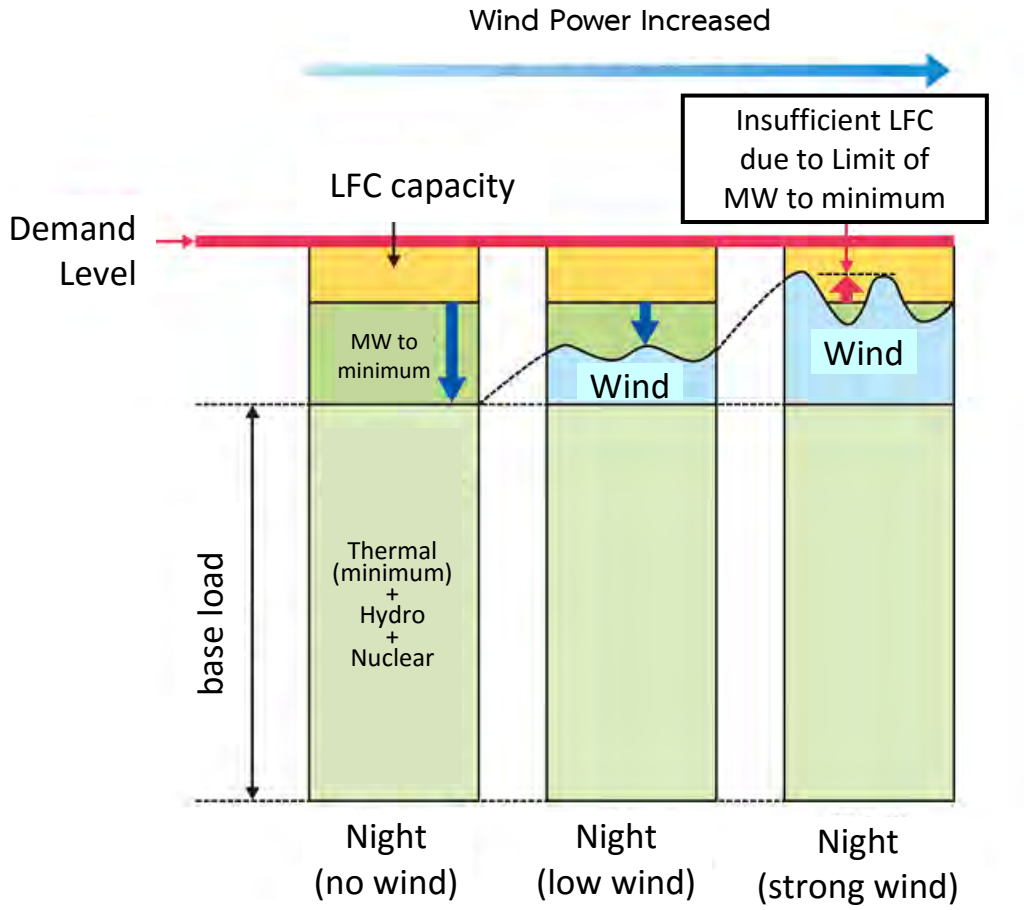
ปัญหาที่เกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าของญี่ปุ่นและแนวทางการแก้ไขสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

<u>ปัญหากำลังการผลิตเกิน (Surplus Generation)</u>

ปัญหานี้มีสองลักษณะคือ ปัญหาการไม่สามารถรักษาสมดุลกำลังผลิตกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ และ ปัญหากำลังผลิตสำรองมีค่าน้อยกว่าที่กำหนด ดังแสดงในรูปที่ 2.133



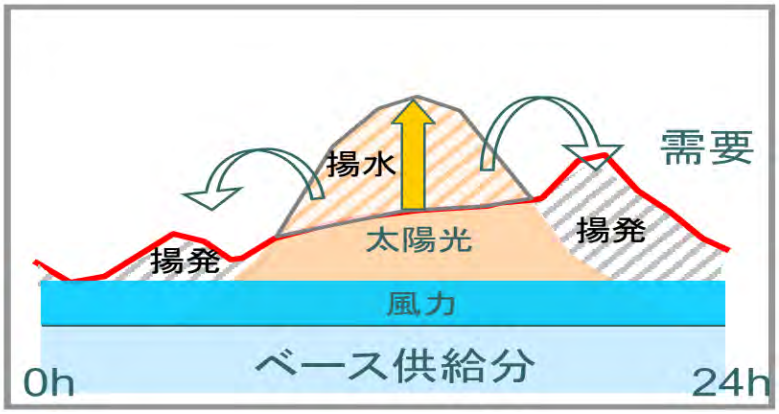




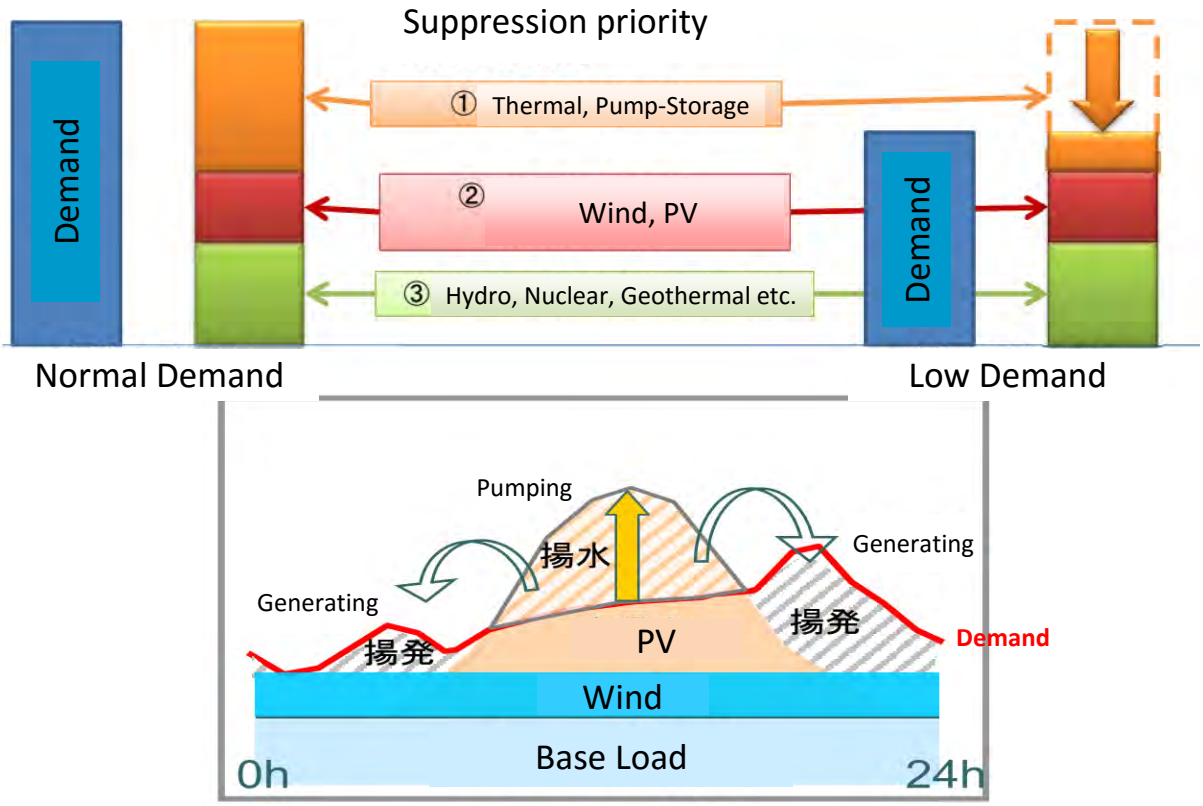
รูปที่ 2.133 : ปัญหากำลังผลิตเกินเมื่อมีพลังงานสูงในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ

วิธีการแก้ปัญหามีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ลดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน และ ใช้ประโยชน์จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (ปกติมีประสิทธิภาพประมาณ 70%) ช่วยในการปรับกำลังผลิต (

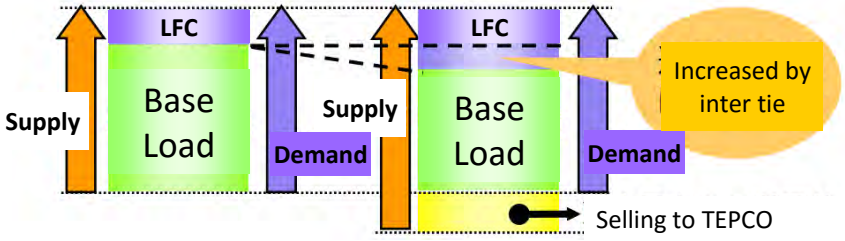


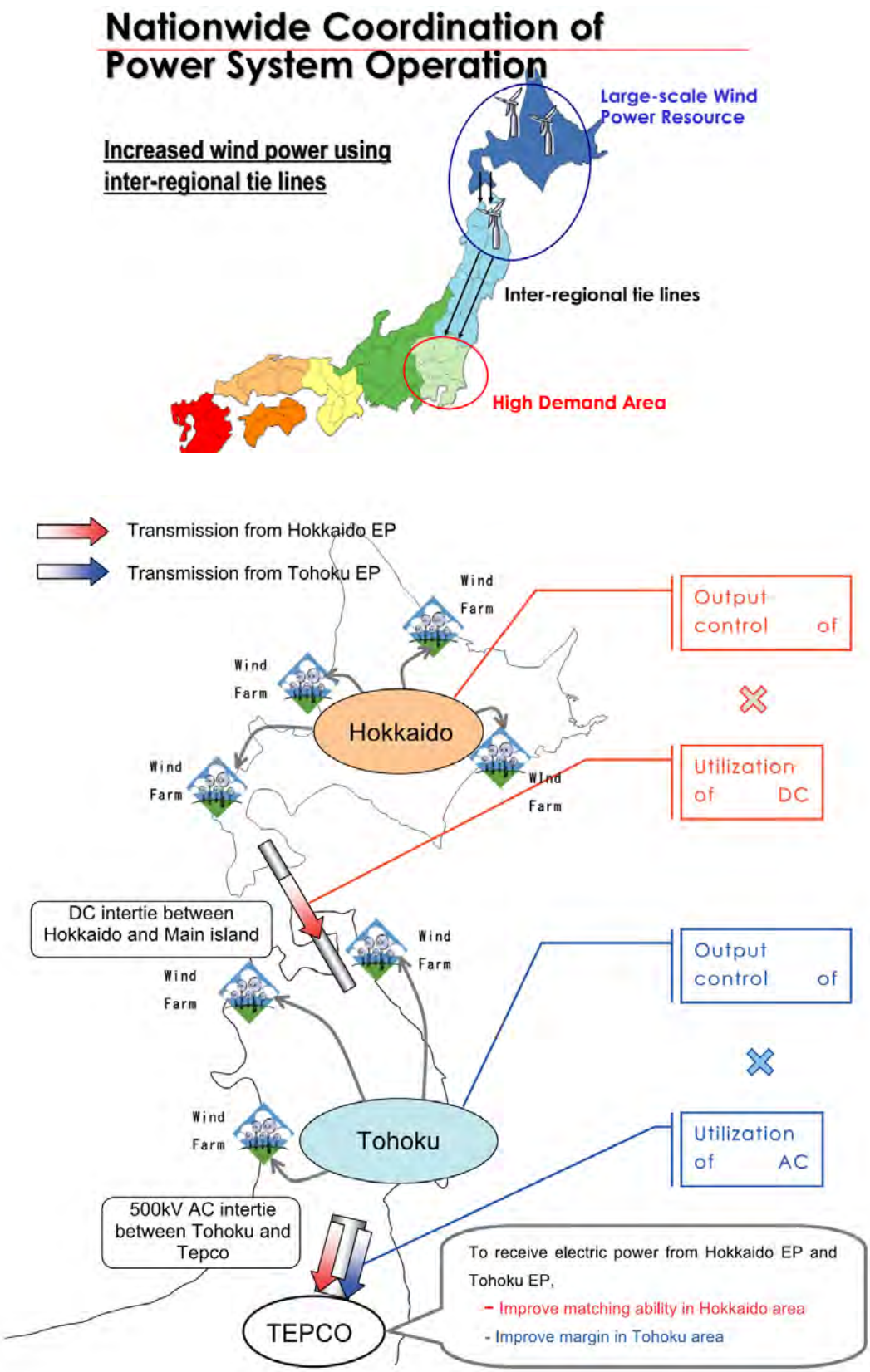
1. รูปที่ 2.134) ซึ่งญี่ปุ่นมีปริมาณโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับอยู่ในระบบประมาณ 24 GW รวมทั้งการปรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับที่มีอยู่แล้วให้เป็นแบบปรับความเร็วรอบได้และสร้างใหม่เพิ่มเติม



รูปที่ 2.134 : การใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับในการแก้ปัญหากำลังผลิตเกิน

2. ลดหรือหยุดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (มีแนวโน้มที่จำนวนวันที่ต้องหยุดการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอาจจะเกิน 30 วันตามที่กำหนดในระเบียบของญี่ปุ่นได้ในบางพื้นที่ เช่น เกาะฮอกไกโด) เช่น ในช่วงวันหยุดยาว หรือ ปีใหม่
3. ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่
4. ขายกำลังไฟฟ้าส่วนเกินให้กับการไฟฟ้าในพื้นที่ข้างเคียง เช่น การไฟฟ้า Hokaidao และ Tohoku มีพลังงานลมสูงแต่มีขนาดกำลังของระบบต่ำ เมื่อใช้การขายไฟกับการไฟฟ้า Tokyo ที่อยู่ข้างเคียงซึ่งมีขนาดกำลังของระบบสูงแต่มีพลังงานลมต่ำ จะช่วยลดกำลังผลิตที่เกินในระบบของการไฟฟ้า Hokaido และ Tohoku ได้ (รูปที่ 2.135)
5. สร้างความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มเติมหรือใช้ประโยชน์จากอุปกรณ์ทำความร้อนที่สามารถสะสมพลังงานได้





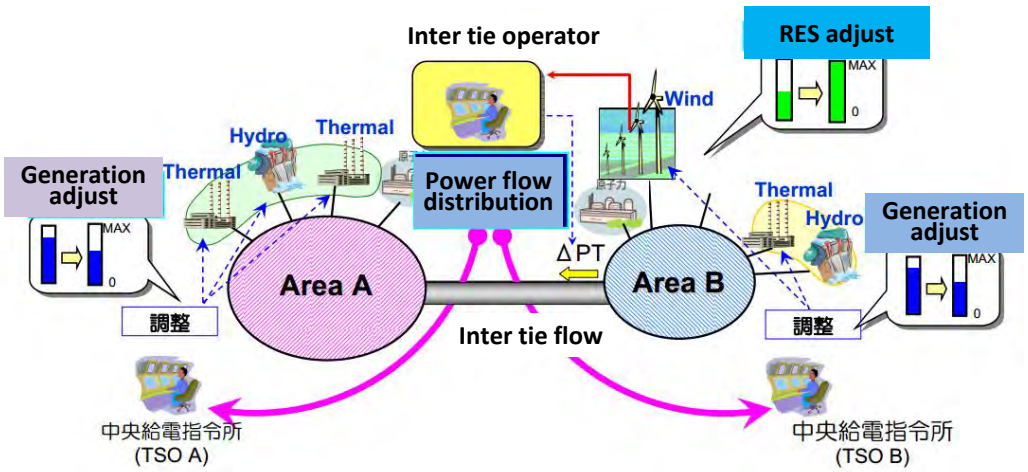
รูปที่ 2.135 : การขายไฟให้การไฟฟ้าในพื้นที่ใกล้เคียงเพื่อลดกำลังผลิตที่เกินในระบบ

ปัญหากำลังผลิตสำรอง LFC ไม่เพียงพอ (Insufficient reserve margin)

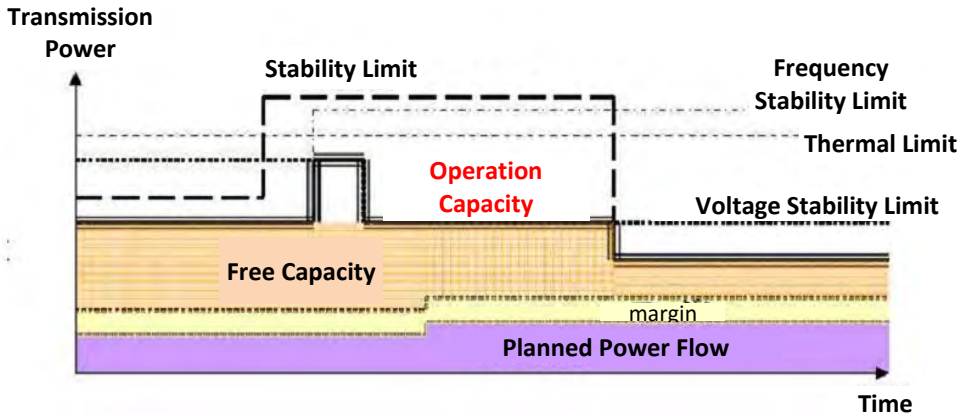
ปัญหานี้มี 3 ประเด็นคือ 1) การเตรียมกำลังผลิตสำรองเพียงพอต่อ LFC ฟังก์ชัน (spinning reserve generation) เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงในระยะสั้นของพลังงานหมุนเวียน 2) การเตรียมกำลังผลิตสำรอง (backup generation) ในกรณีที่พลังงานหมุนเวียนหายไปเพราะสภาพดินฟ้าอากาศ 3) การเตรียมกำลังผลิตสำรองจากแหล่งอื่นๆ (เช่น แบตเตอรี่) นอกจากโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมสำหรับ LFC ฟังก์ชันในกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ ซึ่งจะมีจำนวนโรงไฟฟ้าที่ทำงานน้อย กำลังผลิตสำรองจึงอาจไม่เพียงพอตามที่กำหนดโดย ESCJ ได้ (1-2%) ซึ่งวิธีการแก้ไขปัญหามีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. ใช้ประโยชน์จากโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

ขยายพื้นที่การควบคุมให้กว้างขึ้น โดยอาศัยการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างพื้นที่หรือทั้งประเทศ (รูปที่ 2.136) ปัจจุบันหากพิจารณาจากข้อมูลขนาดกำลังไฟฟ้าที่สามารถส่งผ่านสายเชื่อมโยงระหว่างการไฟฟ้าในญี่ปุ่นจะพบว่า ส่วนใหญ่มีเปอร์เซ็นต์การใช้งานที่ต่ำกว่าค่าพิกัดอุปกรณ์มาก กล่าวคือมีขนาดกำลังเหลือใช้งานที่สามารถนำมาใช้ประโยชน์ในการรองรับพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ได้มากขึ้น แนวคิดในการกำหนดค่ากำลังเหลือใช้งานเป็นดังแสดงในรูปที่ 2.137



รูปที่ 2.136 : การขยายพื้นที่ควบคุมให้กว้างขึ้นเพื่อเพิ่มกำลังผลิตสำรองโดยรวม



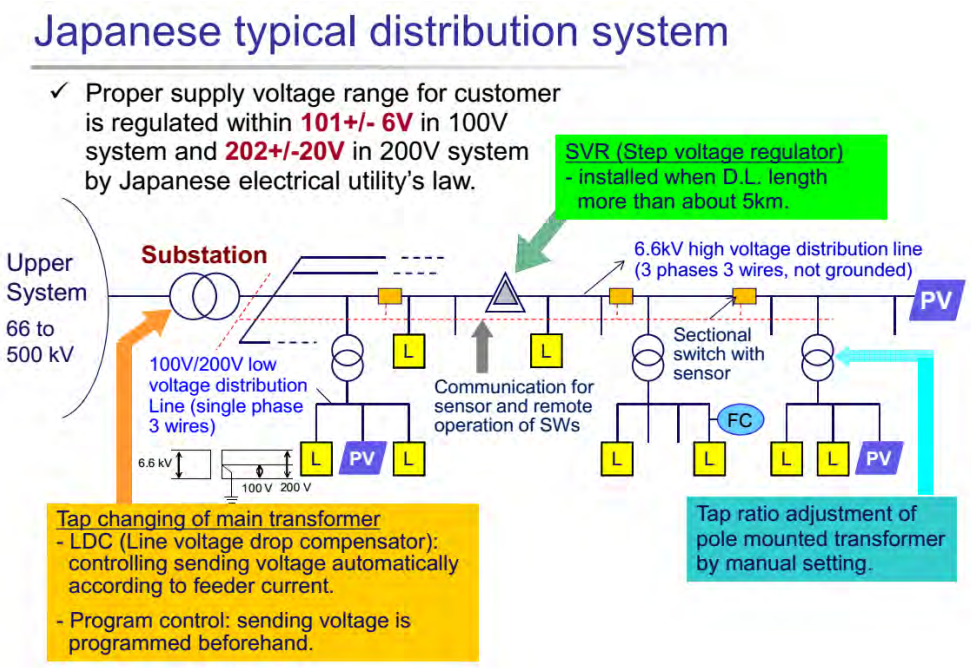
รูปที่ 2.137 : แนวคิดในการกำหนดขนาดกำลังใช้งานได้(allowable operation capacity) และกำลังที่เหลือใช้งาน(free capacity)ของสายเชื่อมโยงระหว่างการไฟฟ้า

2. ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ เพื่อควบคุมให้กำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียนมีความผันผวนน้อยลง
3. หยุดหรือลดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ด้วยคำสั่งจากศูนย์ควบคุมของการไฟฟ้า

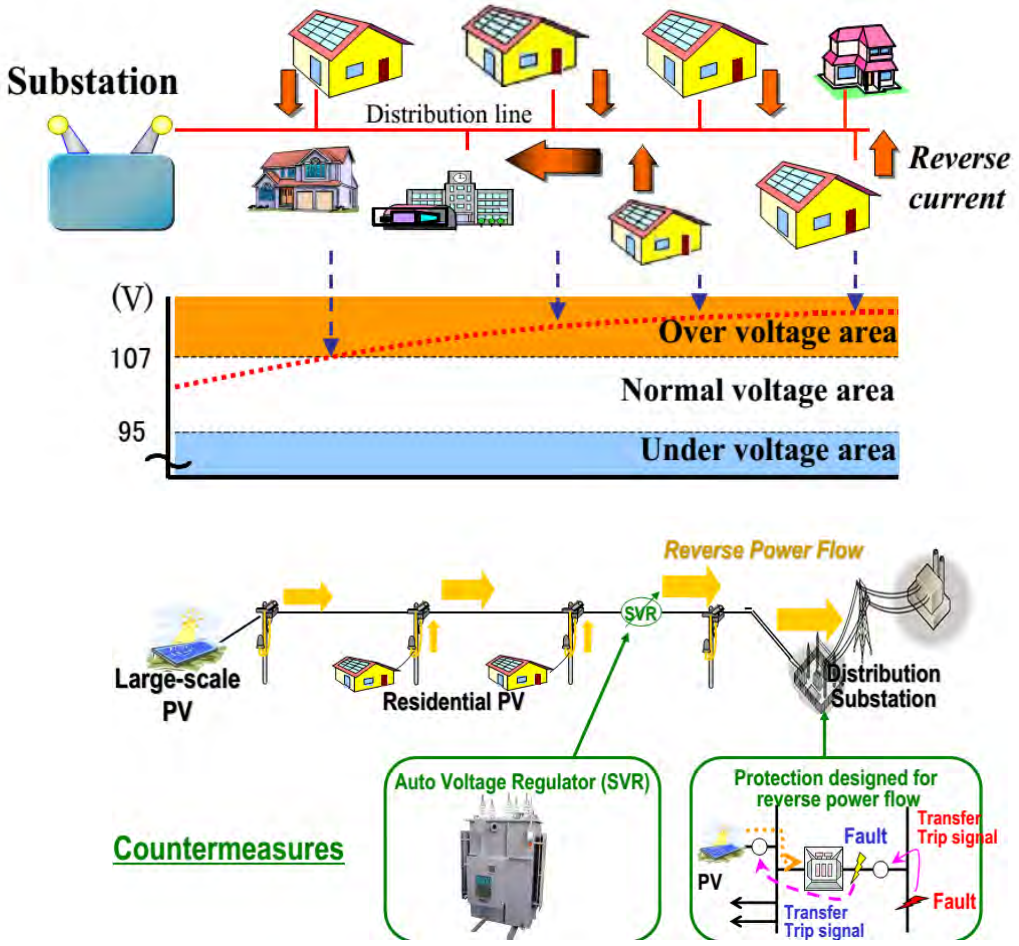
<u>ปัญหาแรงดันเกิน (Upper voltage limit violation)</u>

ระบบจำหน่ายของประเทศญี่ปุ่นเป็นดังรูปที่ 2.138 หากมีการไหลย้อนของกระแสไฟฟ้าเนื่องกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสูงกว่าโหลดที่อยู่ปลายสาย (Reverse Power Flow) ก็จะทำให้แรงดันในสายจำหน่ายสูงเกินค่าขอบเขตที่กำหนดได้ (รูปที่ 2.139) ปัญหาดังกล่าวนี้อาจแก้ได้ดังนี้

1. ใช้การควบคุมกำลังรีแอกทีฟจากอุปกรณ์แปลงผันพลังงานของพลังงานแสงอาทิตย์หรือลม
2. การจำกัดหรือหยุดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน แต่ก็จะทำให้เกิดการสูญเสียเชิงเศรษฐกิจ
3. ติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มเติมเพื่อให้โหลด(กระแส)โดยรวมของหม้อแปลงแต่ละตัวลดลง
4. ติดตั้งอุปกรณ์ปรับแรงดัน เช่น Static var compensator, Step voltage regulator, Loop power flow controller
5. แก้ปัญหากำลังไฟฟ้าไหลย้อนที่สถานีไฟฟ้าย่อย ไม่ก่อให้เกิดปัญหาต่ออุปกรณ์ป้องกัน
6. เพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าของครัวเรือน
7. รัฐบาลได้ปรับแก้ขอบเขตแบ่งความรับผิดชอบต่อค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อแก้ปัญหากำลังไฟฟ้าไหลย้อน โดยจะกระจายความรับผิดชอบค่าใช้จ่ายไปยังผู้ประกอบการทุกรายที่เชื่อมต่อกับระบบสายส่ง หรือระบบจำหน่ายที่เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อน (เดิมให้ผู้ประกอบการหลายสุดท้ายที่ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนเป็นผู้รับผิดชอบผู้เดียว)



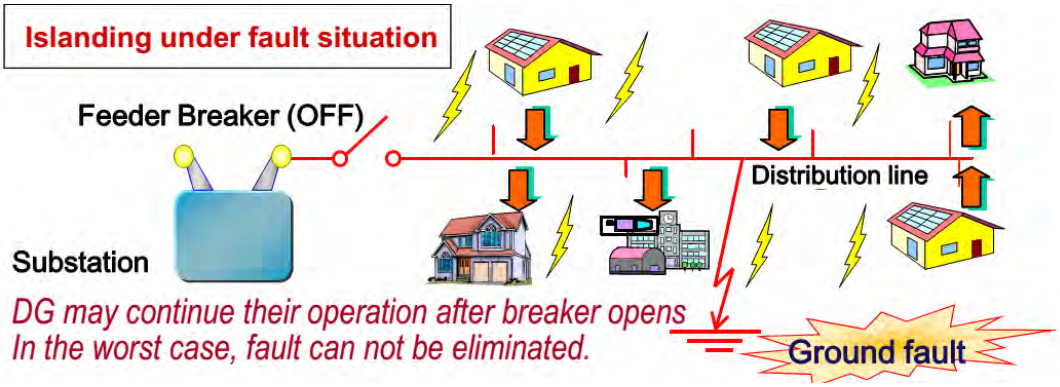
รูปที่ 2.138 : โครงสร้างระบบจำหน่ายของประเทศญี่ปุ่น



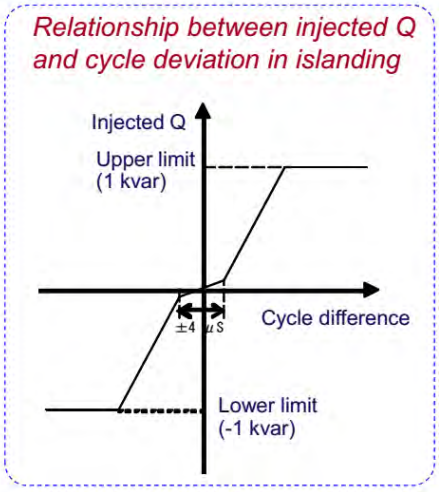
รูปที่ 2.139 : ปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่ายของประเทศญี่ปุ่น

ปัญหา Islanding

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อของญี่ปุ่นกำหนดให้อินเวอร์เตอร์ของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในระบบแรงต่ำต้องมีวิธีการป้องกัน Islanding ตามที่ระบุในข้อกำหนด (วิธีฉีดกำลังรีแอกทีฟแบบขั้นบันได) เพื่อป้องกันปัญหาการรบกวนกันระหว่างอินเวอร์เตอร์และช่วยให้ความเร็วในการตรวจจับเร็วขึ้น (รูปที่ 2.140 และรูปที่ 2.141)



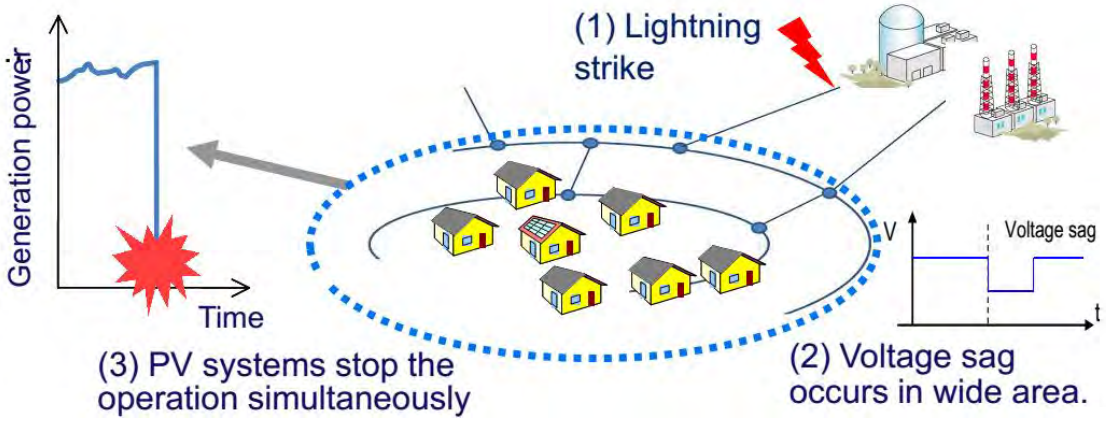
รูปที่ 2.140 : ปัญหา Islanding ในระบบจำหน่ายของประเทศญี่ปุ่น



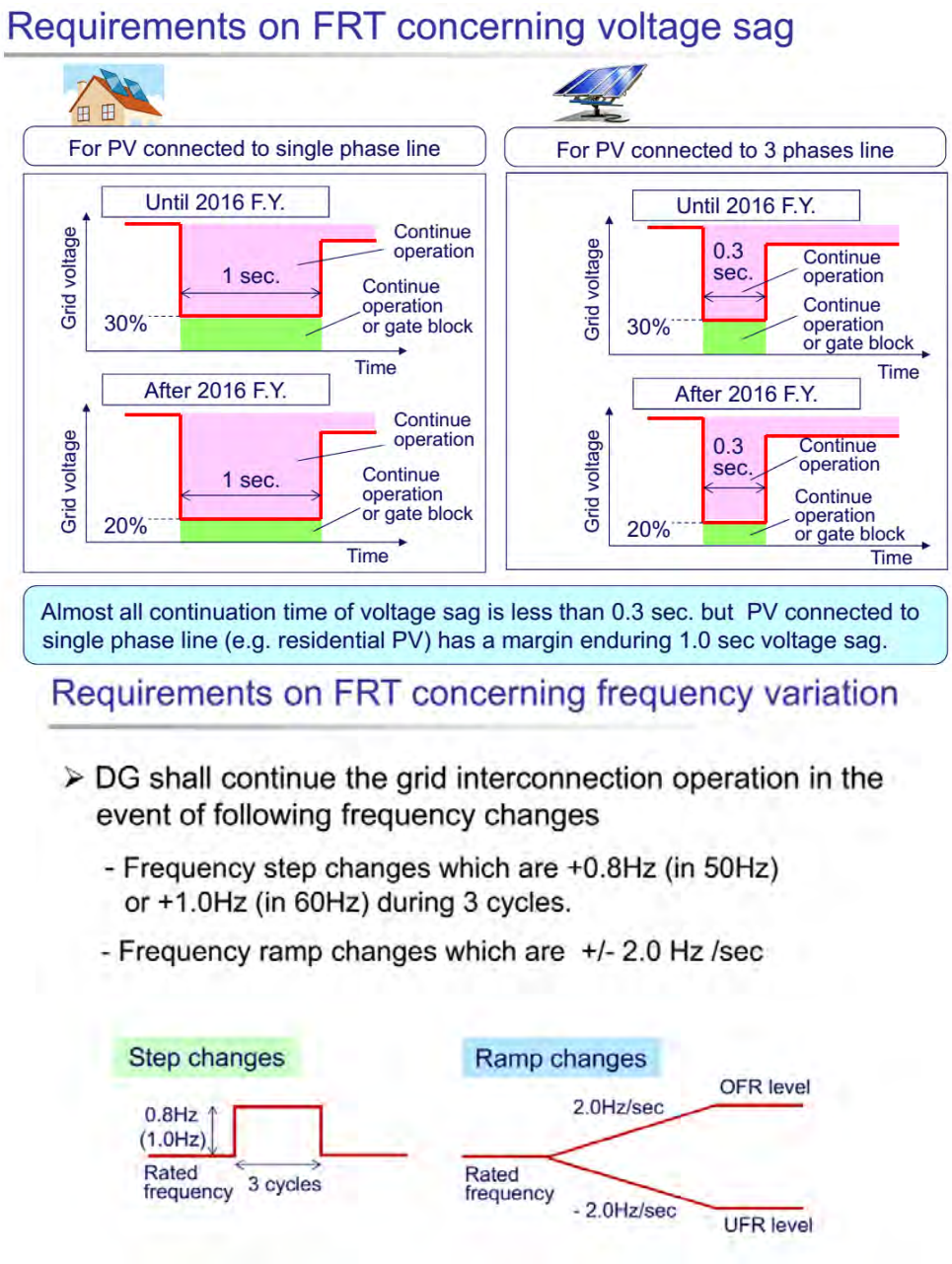
รูปที่ 2.141 : การฉีดกำลังรีแอกทีฟ สำหรับฟังก์ชัน Active Islanding Detection ที่กำหนดใน Grid Code ของประเทศญี่ปุ่น

<u>ปัญหาการหยุดจ่ายกำลังไฟฟ้าเนื่องจากความผิดพร่องในระบบโครงข่าย</u>

ในกรณีที่โรงไฟฟ้าจำนวนมากหยุดจ่ายไฟฟ้าพร้อมกันเนื่องจากความผิดพร่อง (Fault) ในระบบไฟฟ้าอาจจะทำให้ระบบขาดเสถียรภาพได้เพราะไม่มีโรงไฟฟ้าเพียงพอ (รูปที่ 2.142) ณ ปัจจุบัน ญี่ปุ่นได้กำหนดคุณสมบัติ FRT ไว้ในข้อกำหนดการเชื่อมต่อเพื่อแก้ปัญหานี้แล้ว (รูปที่ 2.143)



รูปที่ 2.142 : ปัญหาการปลดตัวเองของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

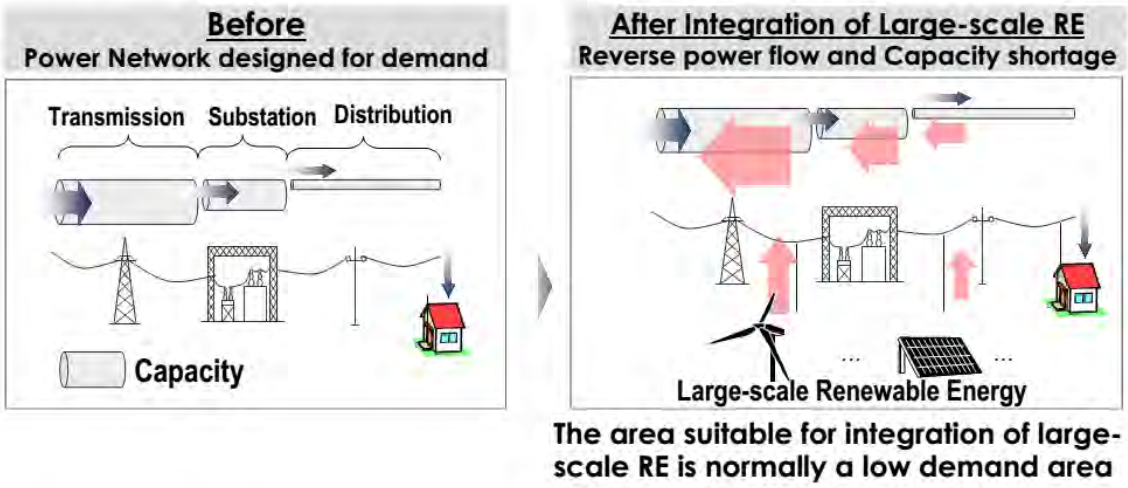


รูปที่ 2.143 : FRT Grid Code สำหรับอินเวอร์เตอร์ของประเทศญี่ปุ่น

<u>ปัญหาขนาดกำลังฟ้าของสายส่งไม่เพียงพอ</u>

เกิดในกรณีมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายในพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ ทำให้ขนาดกำลังของสายส่ง สายจำหน่าย หรืออุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าไม่สามารถรองรับปริมาณกระแสที่เพิ่มขึ้นจากพลังงานหมุนเวียนได้ (รูปที่ 2.144) การสร้างสายส่งหรือสายป้อนโดยปกติอาจจะกินเวลานานหลายปีถึงสิบปี ปัญหานี้แก้ไขได้โดยการเพิ่มขนาดกำลังของสายส่ง สายป้อน หรือกำลังของอุปกรณ์ในระบบ แต่อาจจะต้องหาวิธีการกระจายภาระค่าใช้จ่ายให้เป็นธรรม เช่น

- รัฐออกนโยบายให้การไฟฟ้าแต่ละแห่งต้องเปิดเผยข้อมูลของระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น ปริมาณกำลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่สามารถรองรับได้ ฯลฯ รวมทั้งแสดงส่วนของระบบที่มีข้อจำกัด เช่น สายส่ง สถานีไฟฟ้า เป็นต้น
- รัฐบาลออกนโยบายให้เงินสนับสนุนการก่อสร้างสายส่งแก่ผู้ประกอบการผลิตพลังงานลมที่รวมตัวกันลงทุนเกินกว่า 50% เพื่อจัดตั้งบริษัทพิเศษที่ดำเนินกิจการก่อสร้างสายส่ง ทั้งนี้บริษัทที่จัดตั้งขึ้นนี้จะมีรายได้จากการเก็บค่าใช้สายส่งจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานลมที่เชื่อมต่อกับสายส่งที่ก่อสร้างขึ้นใหม่นี้ โดยผู้ประกอบการที่ร่วมลงทุนจะมีสิทธิในการขอใช้สายส่งก่อน

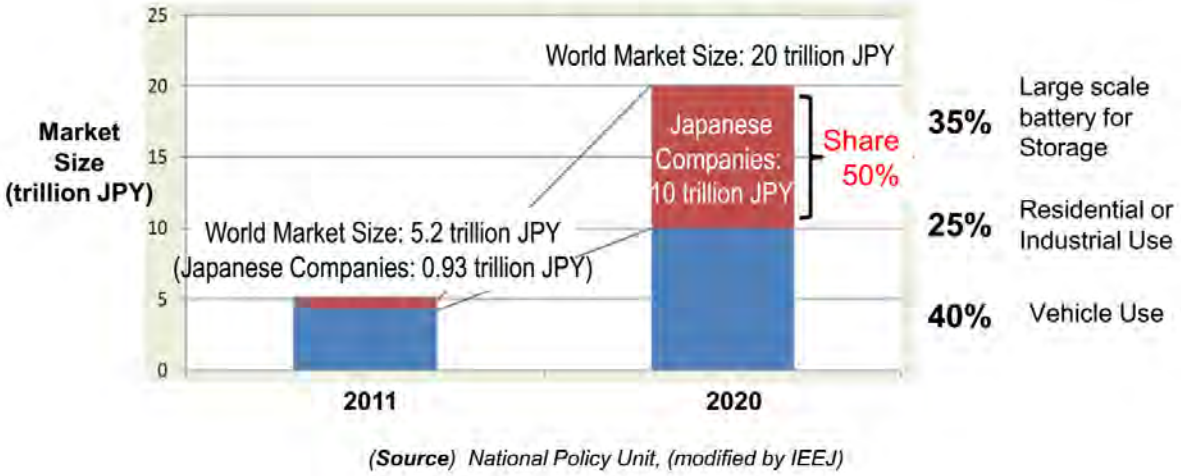


รูปที่ 2.144 : ปัญหาขนาดกำลังของสายส่งหรืออุปกรณ์ในระบบส่งไม่เพียงพอ

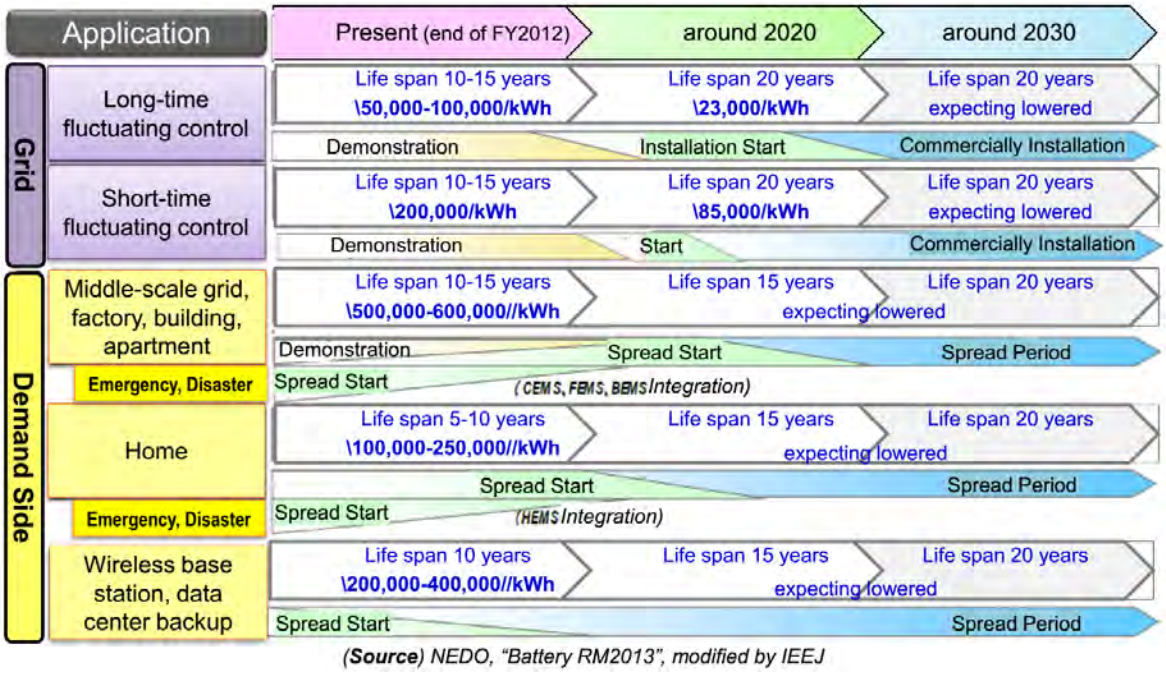
<u>การใช้ระบบกักเก็บพลังงานแก้ปัญหาพลังงานหมุนเวียนปริมาณสูงที่เข้ามาในระบบ</u>

กระทรวงเศษฐกิจการค้าและอุตสาหกรรม (METI) ของญี่ปุ่นได้จัดตั้งคณะทำงานเพื่อวางแผนยุทธศาสตร์ทางด้านระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ โดยมีโครงสร้างดังแสดงในรูปที่ 2.145 METI ได้ประกาศยุทธศาสตร์เกี่ยวกับแบตเตอรี่ในปี 2012 และวางเป้าหมายให้ญี่ปุ่นครองตลาดแบตเตอรี่ประมาณ 50% ในปี 2020 โดยจะเป็นระบบแบตเตอรี่ขนาดใหญ่มากกว่า 30% (รูปที่ 2.146) NEDO ได้ทบทวนแผนที่นำทางเกี่ยวกับแบตเตอรี่เพื่อการกักเก็บพลังงานใหม่ในปี 2013 ดังแสดงในรูปที่ 2.147 ญี่ปุ่นได้ตั้งเป้าให้ราคาของระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่มีค่าเท่ากับราคาของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับในปี 2020 (23,000 YEN/kWh) เพื่อให้สามารถใช้ทดแทนกันได้ในเชิงเศรษฐศาสตร์ ในด้านอายุการใช้งานได้ตั้งเป้าไว้ที่ 20 ปี สำหรับการใช้งานในระบบโครงข่ายไฟฟ้ากำลัง และ 15 ปีสำหรับการติดตั้งที่ผู้ใช้ไฟ หัวข้อเชิงวิจัยที่ท้าทายและต้องพัฒนาตามแผนที่นำทางได้สรุปไว้ในรูปที่ 2.148 จำนวนโครงการที่ได้รับการสนับสนุนจากรัฐระหว่างปี 2012-2013 เป็นดังตารางในรูปที่ 2.149 ข้อมูลระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สำรวจโดย DOE ประเทศสหรัฐอเมริกา แสดงในรูปที่ 2.150 และรูปที่ 2.151

รูปที่ 2.145 : โครงสร้างคณะทำงานเพื่อวางแผนยุทธศาสตร์ทางด้านระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่



รูปที่ 2.146 : สัดส่วนตลาดตามยุทธศาสตร์ทางด้านระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ของญี่ปุ่น



รูปที่ 2.147 : แผนที่นำทางเกี่ยวกับการพัฒนาแบตเตอรี่เพื่อการกักเก็บพลังงาน
ที่ทบทวนโดย NEDO ในปี 2013

Battery	Current Features	Challenges	Major Manufacturer
Li-ion	200 Wh/L 80 Wh/kg 100 W/kg	cost reduction, enhanced safety, temperature character, .overcharge, recycle technology	GS Yuasa, Hitachi, Hitachi Maxell, Mitsubishi Heavy Industry, NEC, Panasonic (Sanyo), Toshiba etc.
Lead Acid	40 Wh/L 10 Wh/kg 300 W/kg	discharge/charge efficiency, cycle degradation, corrosion, maintenance	GS Yuasa, Shin-kobe Electric Machinery etc.
NiMH	84 Wh/L 20 Wh/kg 100 W/kg	cost reduction, discharge/charge efficiency, energy efficiency, temperature character, rare earth	Kawasaki Heavy Industry FDK(Fujitsu) Panasonic (Sanyo) etc.
NAS	160 Wh/L	enhanced safety, cost reduction, energy efficiency, recycle technology	NGK Insulators
Redox Flow	8.5 Wh/L	environmental acceptability, cost reduction, durability, energy density, resource restriction	Sumitomo Electric
Common Challenges	cost reduction of power conditioner (inverter), long time backup (more than 24hours). V2H/V2G, secondary use, recycle, residual performance, standardization, etc.		

*(**Source**) NEDO, "Battery RM2013", modified by IEEJ*

รูปที่ 2.148 : ประเด็นที่ต้องการการพัฒนาสำหรับแบตเตอรี่เพื่อการกักเก็บพลังงานที่กำหนดโดย NEDO ในปี 2013

Governing Agency	Program Name	Maximum Subsidy	Note
METI	Stationary Li-ion battery	1/3	Total 21bn JPY
	Large-scale battery	plan	-
	Stand alone renewable energy generation (with batteries)	1/2	less than 30m JPY
	Smart Energy System	1/3 (SMEs:1/2)	Earthquake affected area
	Smart Community	2/3	
	Renewable energy generation (with batteries)	1/3	
MOE	Storage battery for renewable energy generation	1/2	>1MW
	Renewable energy in local area	1/2	Total 1bn JPY

- METI: Ministry of Economy, Trade and Industry
- MOE: Ministry of Environment

*(**Source**) Several materials, (modified by IEEJ)*

รูปที่ 2.149 : จำนวนโครงการเกี่ยวกับแบตเตอรี่เพื่อการกักเก็บพลังงานที่ได้รับการสนับสนุนจากรัฐระหว่างปี 2012-2013

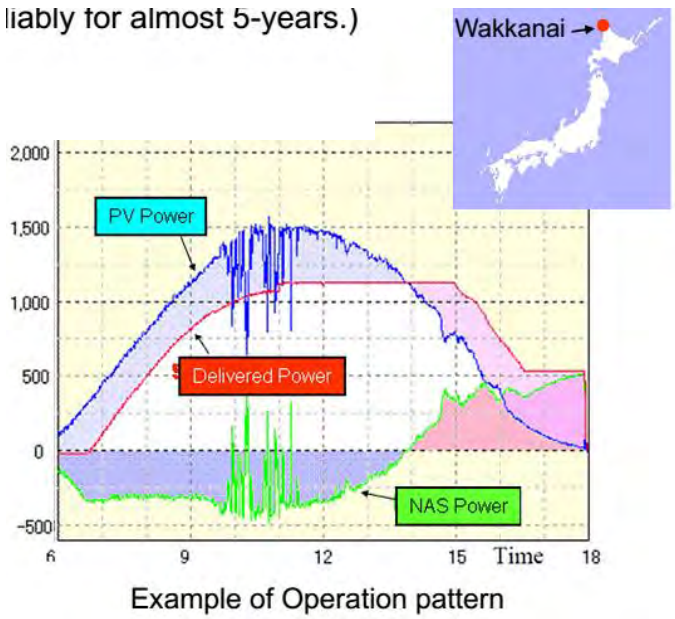
รูปที่ 2.150 : ข้อมูลการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วย Electro-Chemical ขนาด 1-10 MW ในประเทศญี่ปุ่น

รูปที่ 2.151 : ข้อมูลการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วย Electro-Chemical ขนาด > 10 MW ในประเทศญี่ปุ่น

Wakanai Mega Solar Project

เป็นโครงการสาธิตเทคนิคการรักษาเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ด้วยระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ (รูปที่ 2.152) ระยะเวลาดำเนินการระหว่างปี 2006-2010 โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5 MW (4700 MWh/year) ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ NAS ขนาด 1.5 MW 7 hrs สามารถลดการกระเพื่อมของกำลังการผลิตได้ถึง 80% ภายในระยะเวลา 30 นาที งบประมาณ 6.98 billion YEN

*(**Source**) NGK Insulators, Ltd.*

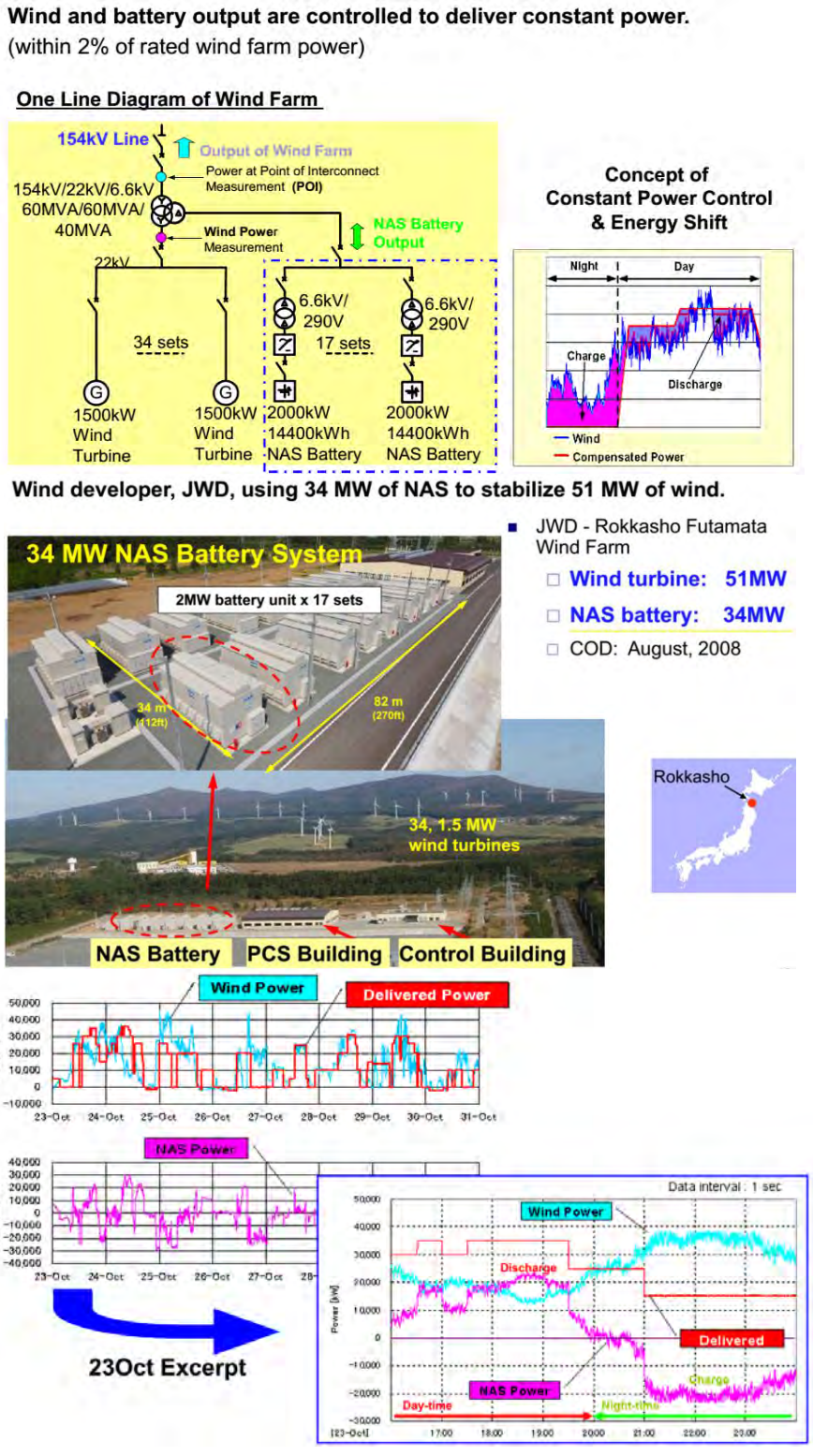


Example of Operation pattern

รูปที่ 2.152 : Wakanai Mega Solar Project

Rokkasho Wind Farm

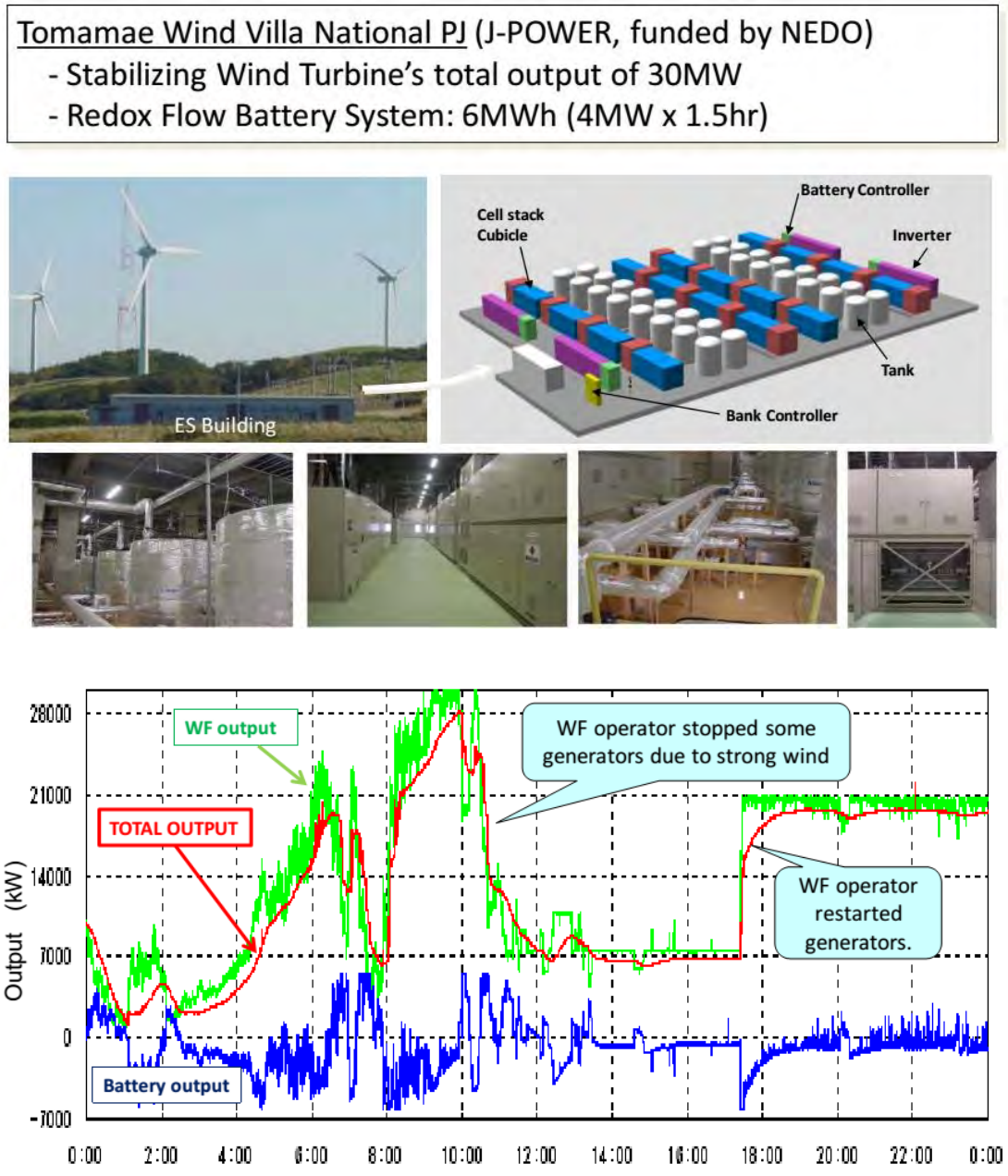
เป็นโครงการสาธิตการทำให้กำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมราบเรียบเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือเมื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังลมขนาด 51 MW (รูปที่ 2.153)



รูปที่ 2.153 : การใช้แบตเตอรี่ NAS ปรับกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ Rokkasho Village

Tomamae Wind Farm Project

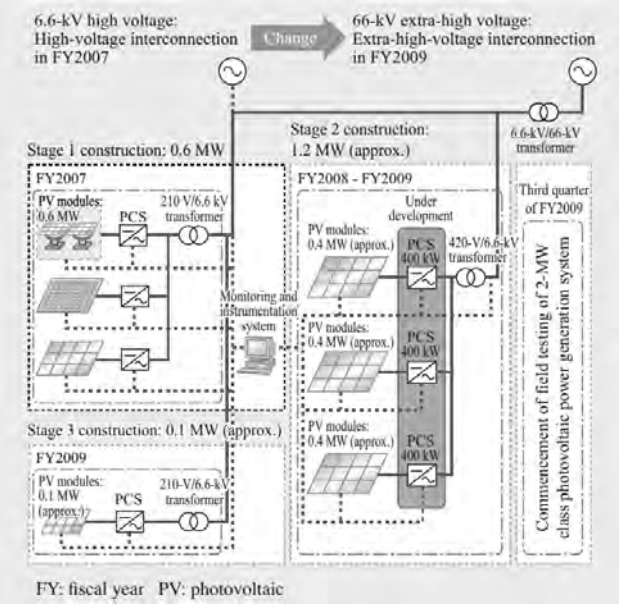
เป็นโครงการสาธิตการทำให้กำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมราบเรียบ เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในเกาะฮอกไกโด เมื่อเชื่อมต่อโรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 30.6 MW (รูปที่ 2.154)



รูปที่ 2.154 : การใช้แบตเตอรี่ Redox flow ปรับกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ Tomamae

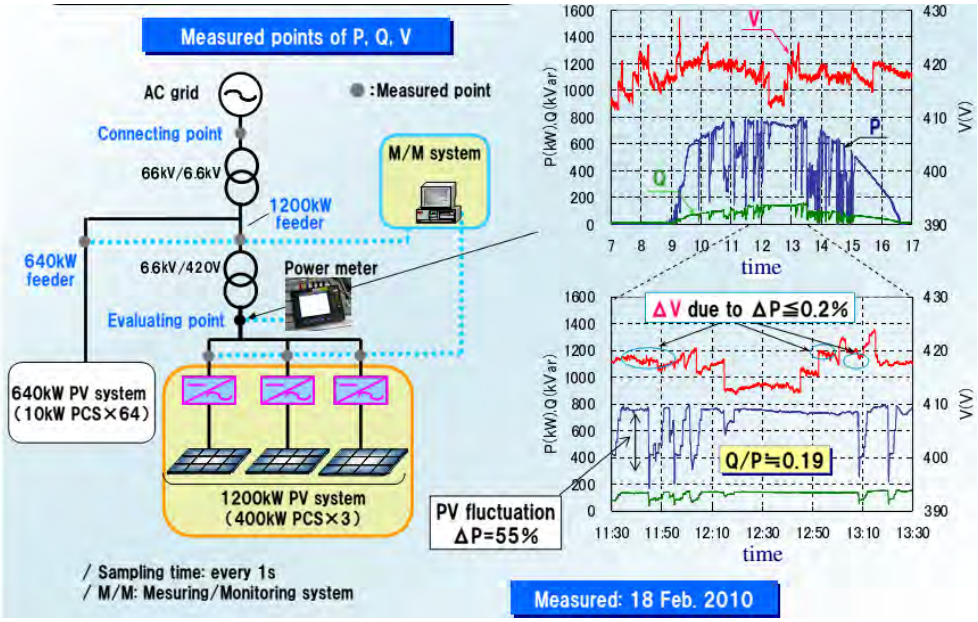
Hokuto Mega Solar Project

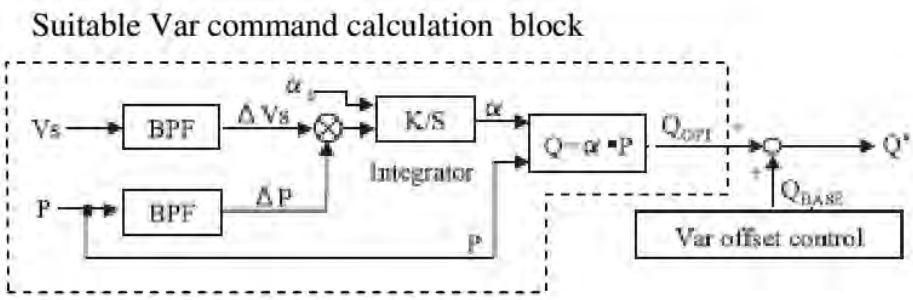
เป็นโครงการสาธิตเทคนิคการรักษาเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1.8 MW (2,400 MWh/year) PCS 400 kw งบประมาณ 3.23 billion YEN โครงการนี้มีเป้าหมายเพื่อลดการกระเพื่อมของแรงดันโดยปรับกำลังรีแอกทีฟ(ไม่ใช้แบตเตอรี่) และควบคุมคุณภาพไฟฟ้ารวมทั้งทดสอบฟังก์ชัน FRT (รูปที่ 2.155 และรูปที่ 2.156)



Capacity	420kVA/400kW
AC voltage	420Vac±10%
Insulation	Transformerless (Non-insulation)
DC voltage	400Vdc
Input DC voltage	230-600Vdc
Switching freq.	4 kHz
Conversion efficiency	> 95 % from 30-100% output
Control functions	/ MPPT by choppers
	/ Suppression of Δ Vac ≦2%
	/ Low voltage ride-through ≧60%, within 200ms
	/ Suppression of low-order harmonics ≦80%of the guide-line

รูปที่ 2.155 : ข้อมูลทางเทคนิคของ Hokuto Mega Solar Project

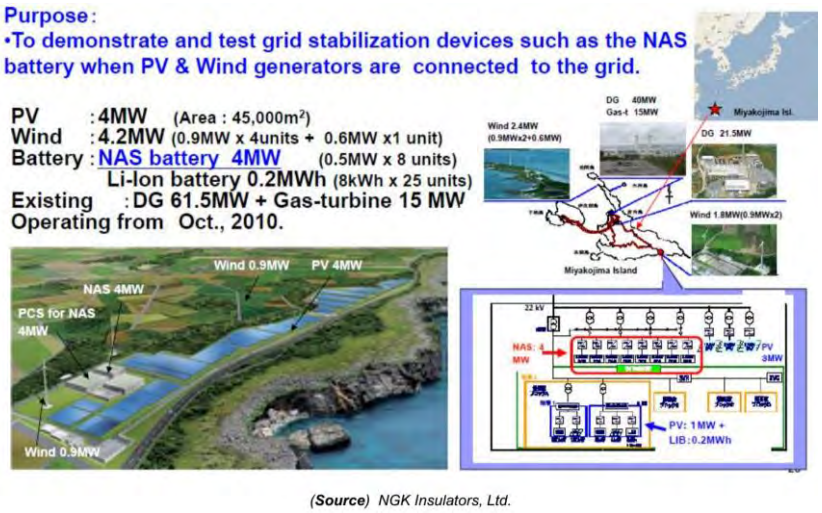




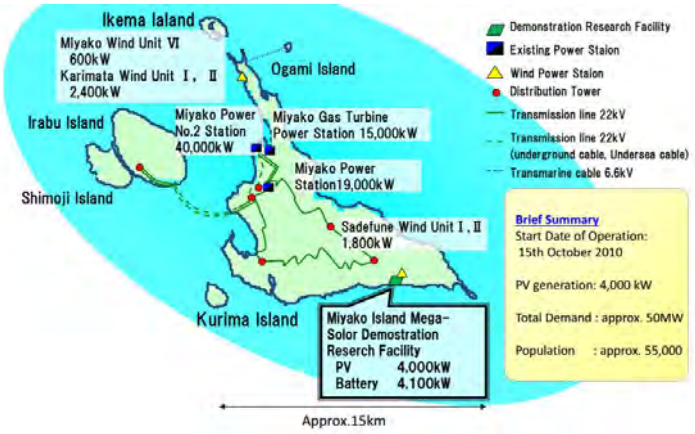
รูปที่ 2.156 : วิธีการคำนวณหาค่ากำลังรีแอกทีฟเพื่อควบคุมการกระเพื่อมของแรงดัน และผลจากการวัดที่ Hokuto Site

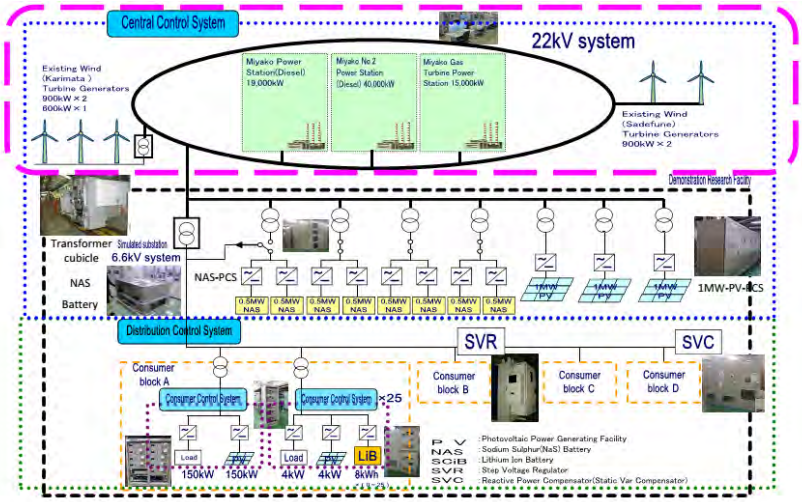
Miyakoji Island Microgrid Project

เป็นโครงการสาธิตเทคนิคการรักษาเสถียรภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับไมโครกริดที่มีปริมาณพลังงานหมุนเวียนในระบบสูง (รูปที่ 2.157 และรูปที่ 2.158) โดยเฉพาะกับระบบไฟฟ้าของเกาะที่อยู่ห่างไกลจากแผ่นดินใหญ่

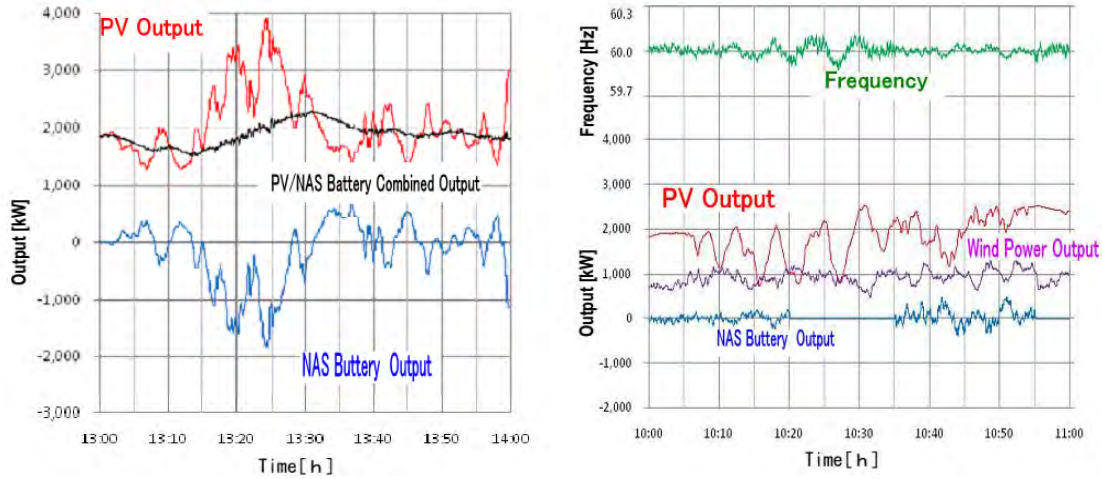


(Source) NGK Insulators, Ltd.





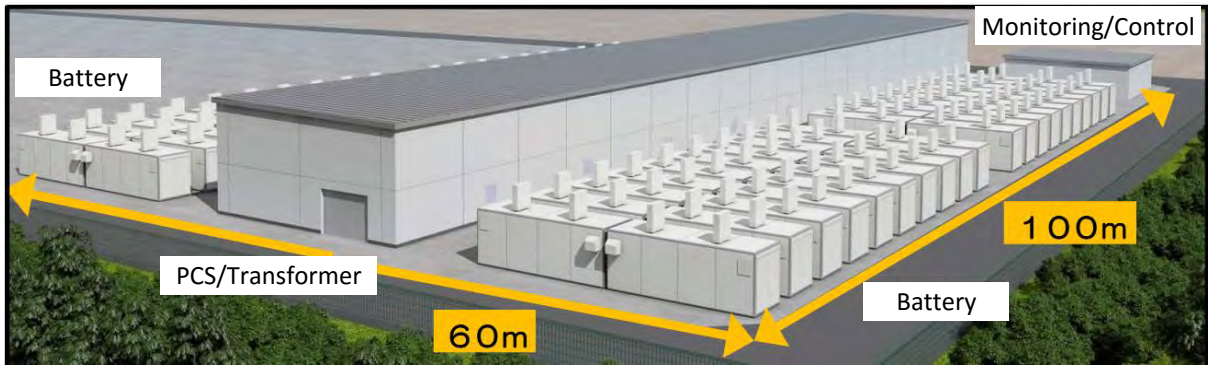
รูปที่ 2.157 : รายละเอียดโครงสร้างระบบไฟฟ้าของ Miyako Island

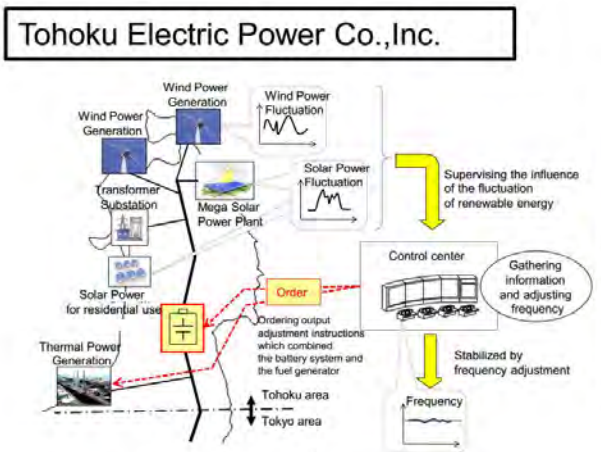


รูปที่ 2.158 : ผลการทดสอบการควบคุมความผันผวนความถี่
และกำลังผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยแบตเตอรี่

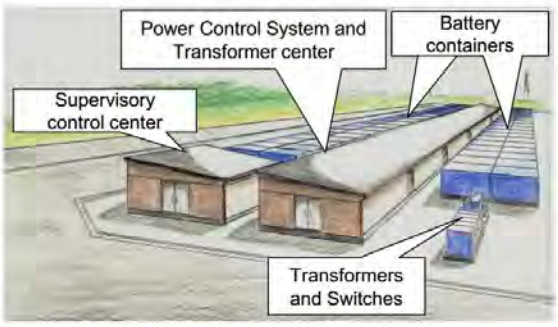
Nishisendai Substation BESS Project

เป็นโครงการสาธิตการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาด 20 MW 20 MWh ร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนในการควบคุมผลกระทบจากความผันผวนของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (ปัญหากำลังผลิตเกินและความถี่เปลี่ยนแปลง) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของญี่ปุ่น (กำหนดติดตั้งเสร็จในเดือน ก.พ. 2015) (รูปที่ 2.159)





Overview of battery system
(Toshiba)



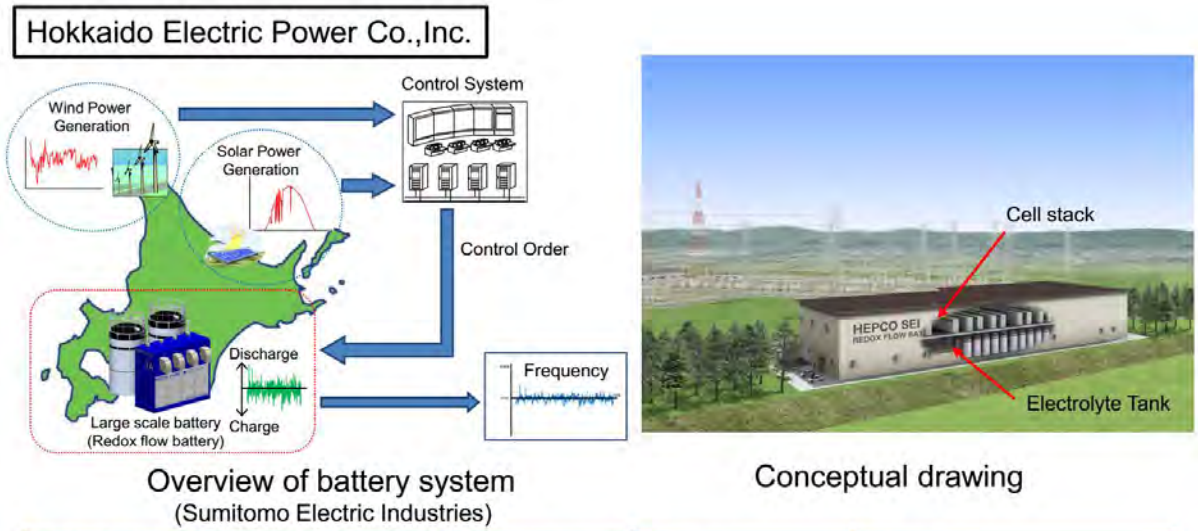
Conceptual drawing

Subsidized Company	Battery type	System Capacity	Location
Tohoku Electric Power Co., Inc.	Lithium ion Battery	20 MWh	Substation in Tohoku

รูปที่ 2.159 : โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาดใหญ่ที่สุดในโลก ที่สถานีไฟฟ้าย่อย Nishisendai

Minamihayakita Substation BESS Project

เป็นโครงการสาธิตการใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ในการควบคุมผลกระทบจากความผันผวนของกำลังไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์และลมในประเด็นปัญหากำลังผลิตเกินและความถี่เปลี่ยนแปลง แบตเตอรี่เป็นแบบ Redox flow ขนาด 15 MW 60 MWh ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยที่เกาะฮอกไกโด ระยะเวลาของโครงการคือปี 2013-2017 (รูปที่ 2.160)

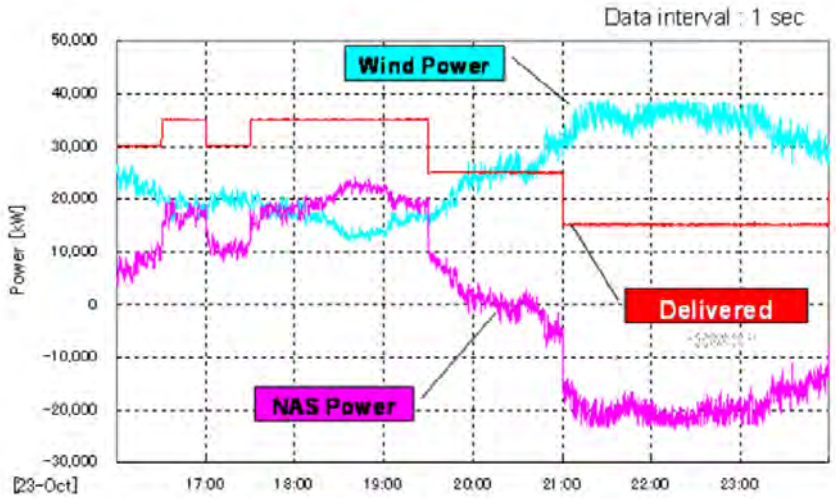


Subsidized Company	Battery type	System Capacity	Location
Hokkaido Electric Power Co., Inc. Sumitomo Electric Industries Ltd	Redox Flow battery	60 MWh	Substation in Hokkaido

รูปที่ 2.160 : โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ Redox flow ที่สถานีไฟฟ้าย่อย Minamihayakita

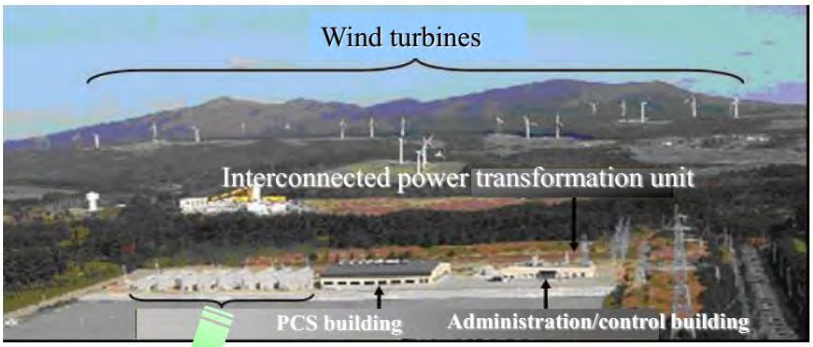
Futamata Wind Farm Project

เป็นโครงการติดตั้งแบตเตอรี่ NAS ขนาด 34 MW (2 MW x 17 sets) ที่โรงไฟฟ้าพลังงานลม Futamata, จังหวัด Aomori ทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือของญี่ปุ่น (รูปที่ 2.161)



Example operational results of constant output control over 8 hours

Futamata windfarm : The Japan Wind Development Co. Ltd.



Located in Aomori prefecture since 2008

Wind Turbines: 51 MW
1,500 kW x 34 units
NAS Battery: 34 MW
2,000 kW x 17 units

รูปที่ 2.161 : โครงการติดตั้งแบตเตอรี่ NAS เพื่อควบคุมกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังลมที่ Futamata

Hachijo Island Wind Farm Project

เป็นโครงการติดตั้งแบตเตอรี่ NAS ขนาด 400 kW ที่โรงไฟฟ้าพลังงานลมบนเกาะ Hachijo เพื่อควบคุมกำลังผลิตจากพลังงานลมให้มีค่าคงที่

Hachijo-island (240km south of Tokyo)

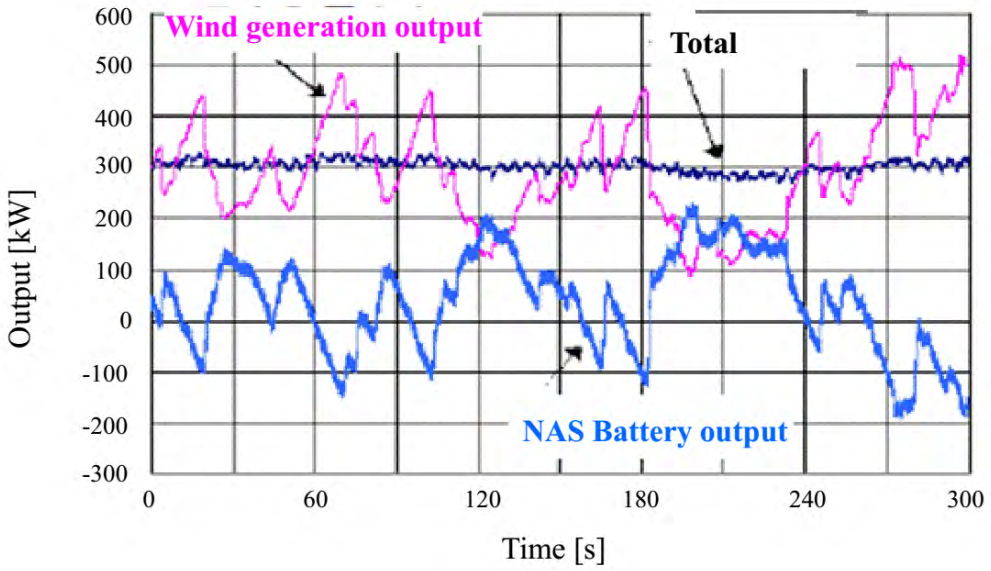
http://en.wikipedia.org/wiki/Hachij%C5%8D-jima

Population: 8,273 (as of August 31,2012)

Power demand
- •Peak: 11,000 kW
- •Off-peak: 3,500 kW

Generation facilities
- •Thermal: 11,100 kW
- •Geothermal: 3,300 kW
- •Wind: 500kW

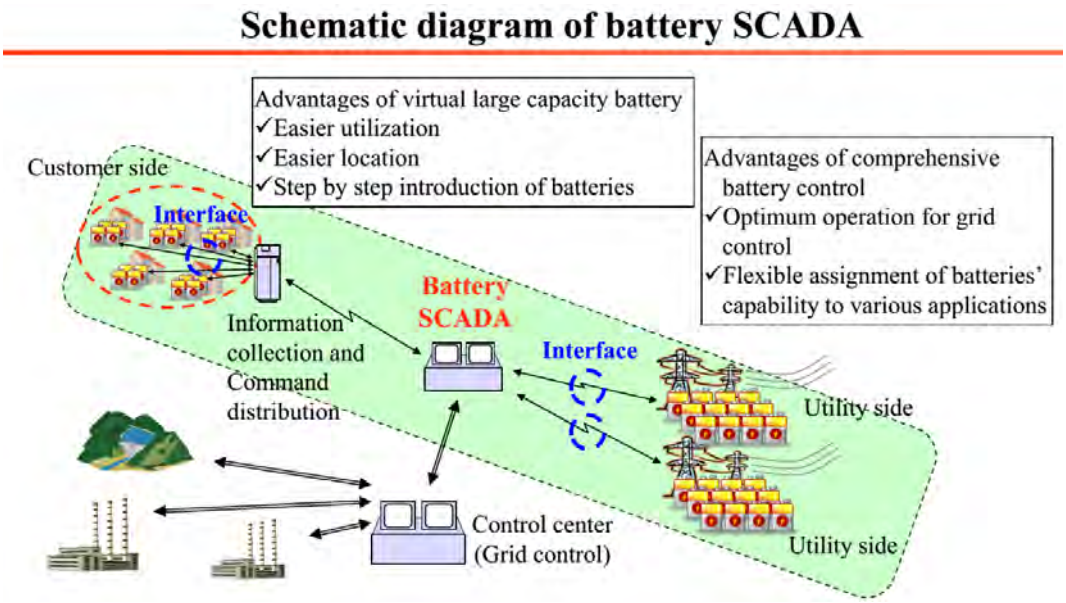
400kW NAS battery at the wind generation site for field test (from Aug. 2000 to Feb. 2002)



รูปที่ 2.162 : โครงการติดตั้งแบตเตอรี่ NAS เพื่อควบคุมกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังลมที่เกาะ Hachijo

โครงการ Battery SCADA

เป็นการใช้เทคโนโลยีสารสนเทศในการบริหารจัดการระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ที่คุณสมบัติแตกต่างกันและติดตั้งในลักษณะกระจายตัวอยู่ตามที่ต่าง ๆ ให้ประพฤติตัวเสมือนเป็นแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ (virtual battery) ดังแสดงในรูปที่ 2.163 เพื่อใช้ช่วยการไฟฟ้าในการบริหารจัดการระบบโครงข่ายไฟฟ้า เช่น การควบคุมความถี่ การปรับความต้องการใช้ไฟฟ้าให้เรียบ การควบคุมกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายส่ง เป็นต้น แนวคิดนี้มีการทดลองใช้ที่ Yokohama



รูปที่ 2.163 : ระบบ Battery SCADA

ตัวอย่างอื่นๆ

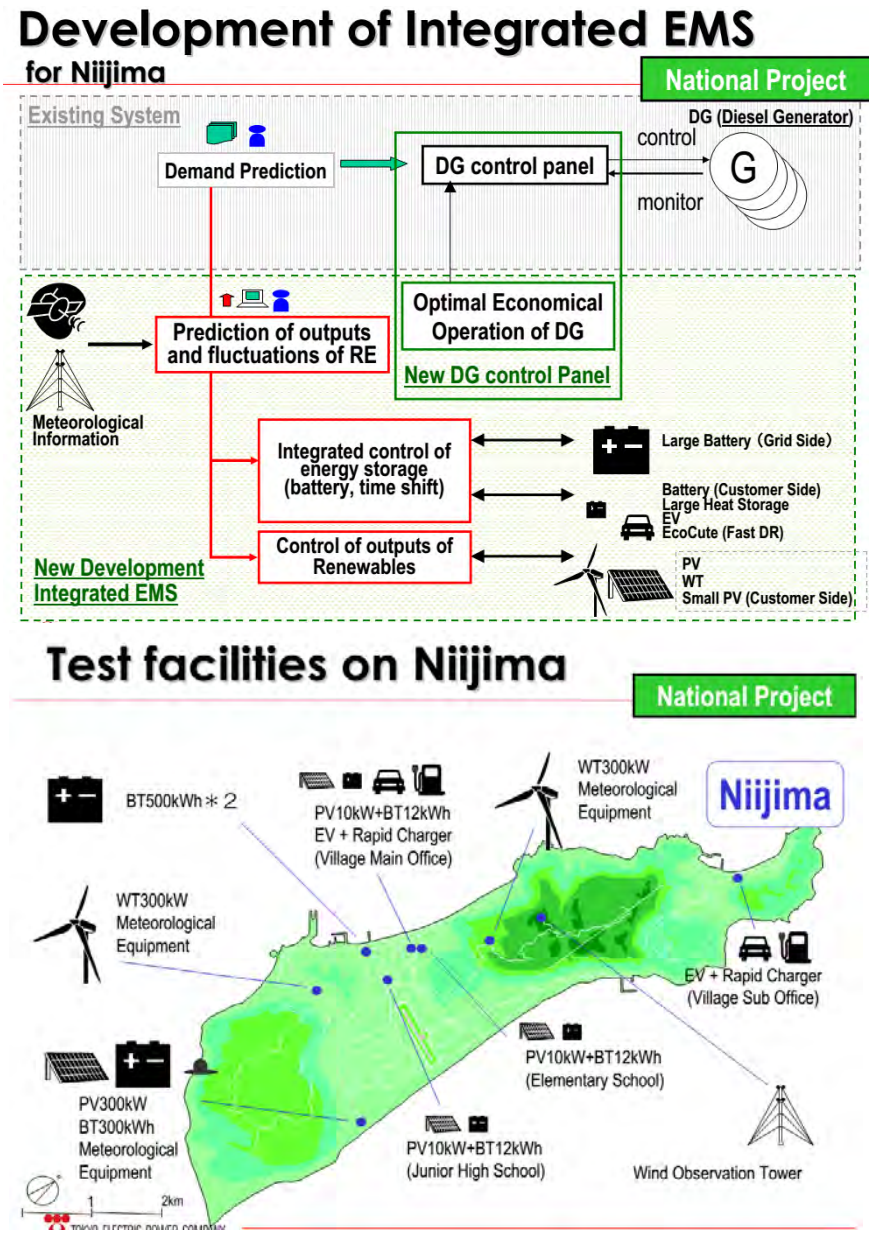
การติดตั้งแบตเตอรี่ตะกั่วกรด ขนาด 4.5 MW 10.4 MWh ที่โรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ Shiura จังหวัด Aomori ในปี 2010 เพื่อลดความผันผวนของกำลังไฟฟ้า ขนาดกำลังของโรงไฟฟ้าพลังงานลมคือ 15.44 MW (รูปที่ 2.164)

รูปที่ 2.164 : การติดตั้งแบตเตอรี่ตะกั่วกรด ขนาด 10.4 MWh ที่โรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ Shiura

การติดตั้งแบตเตอรี่ NiMH ขนาด 100 kWh ที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ Sakai, Osaka เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า

รูปที่ 2.165 : การติดตั้งแบตเตอรี่ NiMH ขนาด 100 kWh ที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ Sakai, Okakahiura

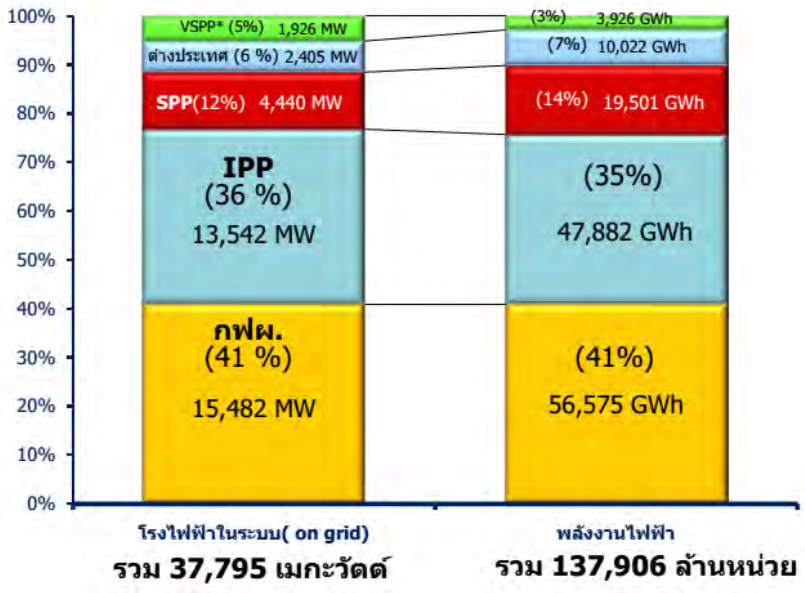
โครงการพัฒนาระบบ EMS ที่พิจารณาโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนร่วมด้วยที่เกาะ Niijima



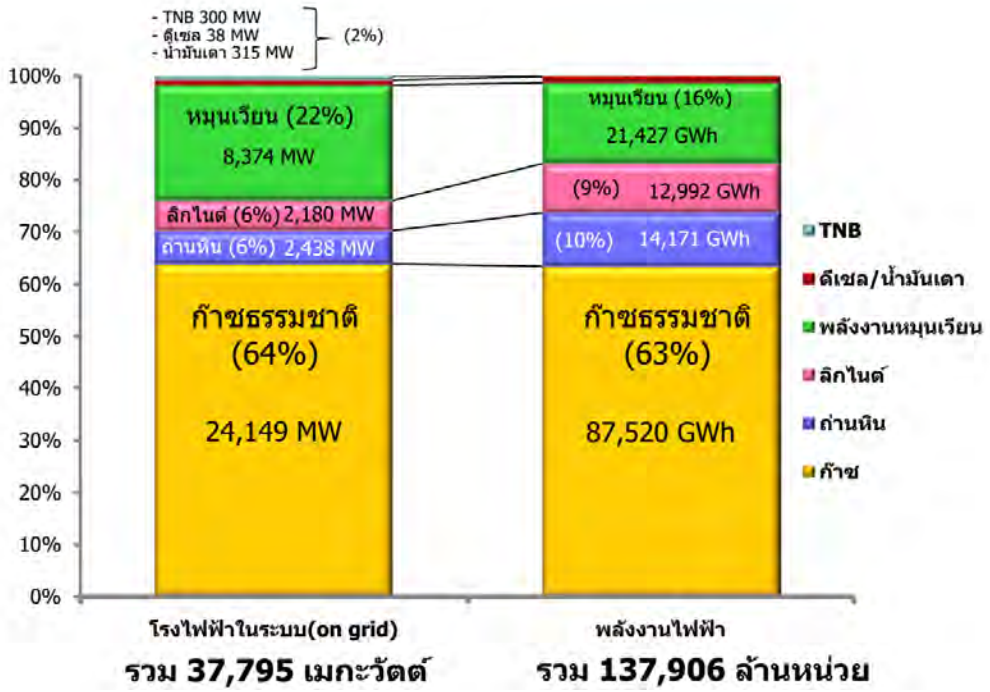
รูปที่ 2.166 : โครงการพัฒนาระบบ EMS แบบบูรณาการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนด้วย

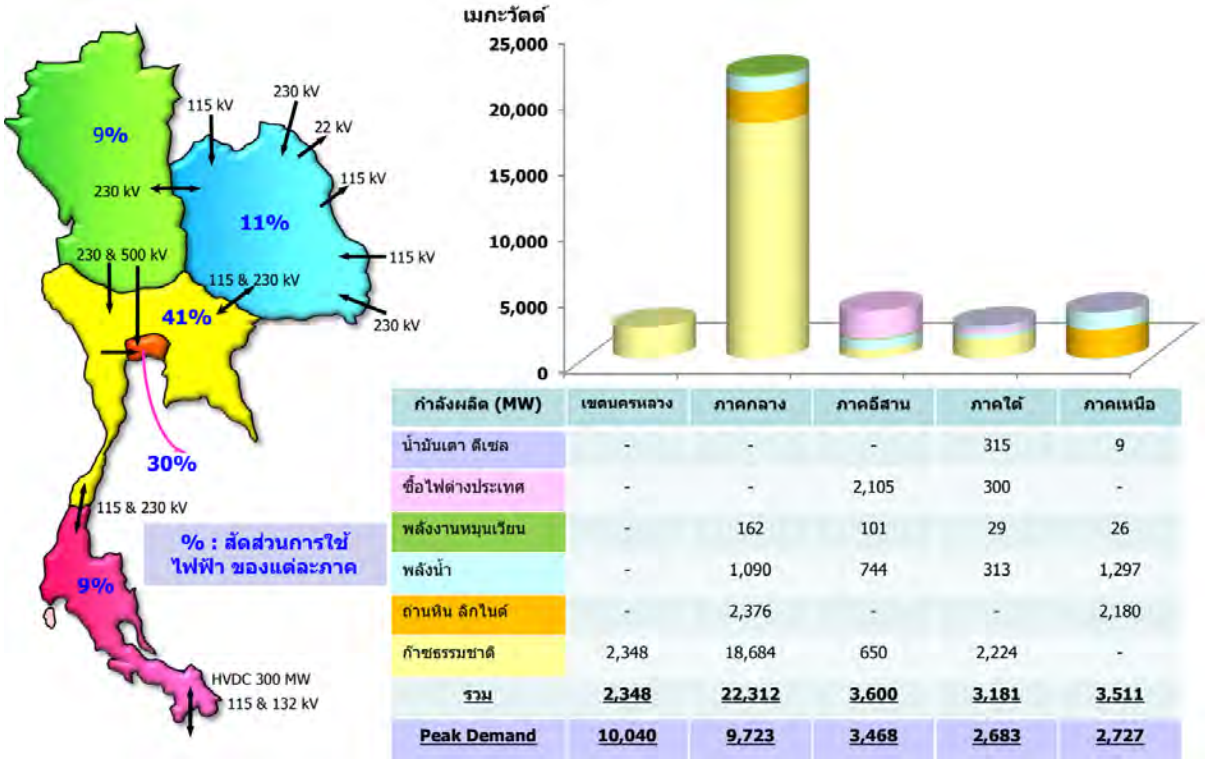
2.5 แนวโน้มการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังสำหรับประเทศไทย

ณ เดือนกันยายน ปี 2557 กำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยแยกตามผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.167 ในขณะที่สัดส่วนกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยแยกตามเชื้อเพลิง เป็นดังรูปที่ 2.168 สัดส่วนพลังงานหมุนเวียนซึ่งรวมพลังน้ำมีถึง 22% ในตัวเลขนี้มีกำลังผลิตติดตั้งจากพลังงานแสงอาทิตย์และลมประมาณ 1,288 MW และ 225 MW ตามลำดับ หรือ คิดเป็นประมาณ 4% ของกำลังการผลิตทั้งหมด โดยทั่วไปแล้วการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) จะพิจารณาว่า ถ้าสัดส่วนกำลังไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนมีเกินกว่าประมาณ 10% ก็จะถือว่ามีสัดส่วนที่สูงและต้องมีการพิจารณามาตรการเพื่อรองรับความผันผวนที่จะเกิดขึ้นดังนั้น ณ ขณะนี้ สำหรับประเทศไทย สัดส่วนกำลังไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังถือว่าไม่สูงมาก แต่หากพิจารณาตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP 2555-2564) แล้ว สัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าจะมากถึงประมาณ 20% ในปี 2579 ประเทศไทยจึงมีความจำเป็นต้องศึกษาและพัฒนาวิธีการเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียนปริมาณมากในอนาคต และถึงแม้ในขณะนี้จะยังไม่มีปัญหาในเชิงภาพรวมของระบบแต่ก็มีปัญหาเกิดขึ้นในพื้นที่ติดตั้งพลังงานหมุนเวียนบ้างแล้ว ทำให้ กฟผ. กำลังพิจารณาปัญหาต่าง ๆ ที่กำลังเกิดหรืออาจจะเกิดขึ้นเพื่อหามาตรการมารองรับ เช่น ข้อกำหนดการเชื่อมต่อที่จำกัดปริมาณพลังงานหมุนเวียนเพื่อไม่ให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนในระบบจำหน่าย เป็นต้น การกระจายตัวของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่าง ๆ ในประเทศไทยเป็นรูปที่ 2.169



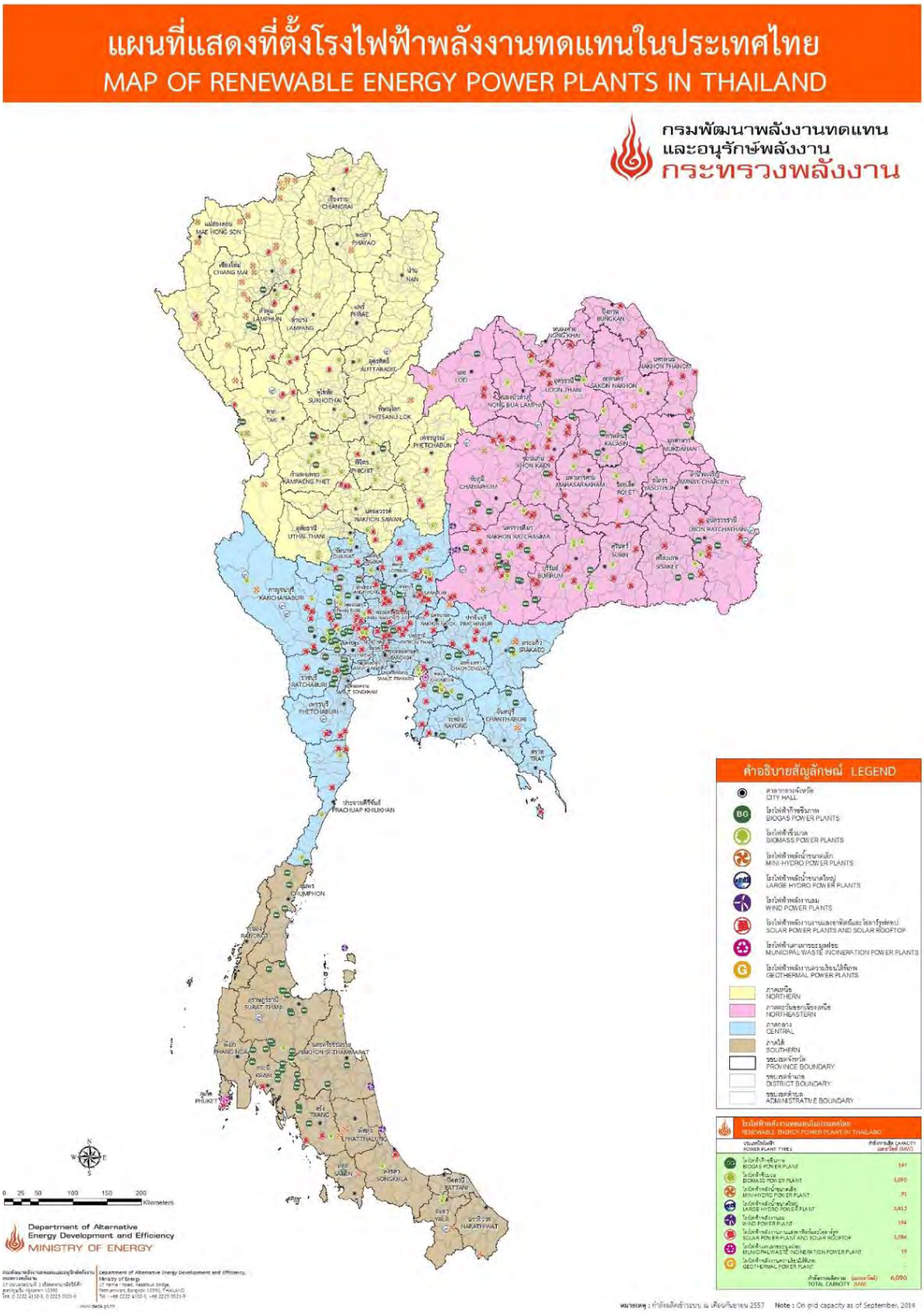
รูปที่ 2.167 : กำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย แยกความเป็นเจ้าของ (ณ กันยายน 2557)





กำลังผลิต (MW)	เขตนครหลวง	ภาคกลาง	ภาคอีสาน	ภาคใต้	ภาคเหนือ
น้ำมันเตา ดีเซล	-	-	-	315	9
ซื้อไฟต่างประเทศ	-	-	2,105	300	-
พลังงานหมุนเวียน	-	162	101	29	26
พลังน้ำ	-	1,090	744	313	1,297
ถ่านหิน ลิกไนต์	-	2,376	-	-	2,180
ก๊าซธรรมชาติ	2,348	18,684	650	2,224	-
รวม	**2,348**	**22,312**	**3,600**	**3,181**	**3,511**
Peak Demand	**10,040**	**9,723**	**3,468**	**2,683**	**2,727**

รูปที่ 2.168 : สัดส่วนกำลังการผลิตและพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยแยกตามเชื้อเพลิง ในภาพรวมและแยกตามภาค (ณ กันยายน 2557)



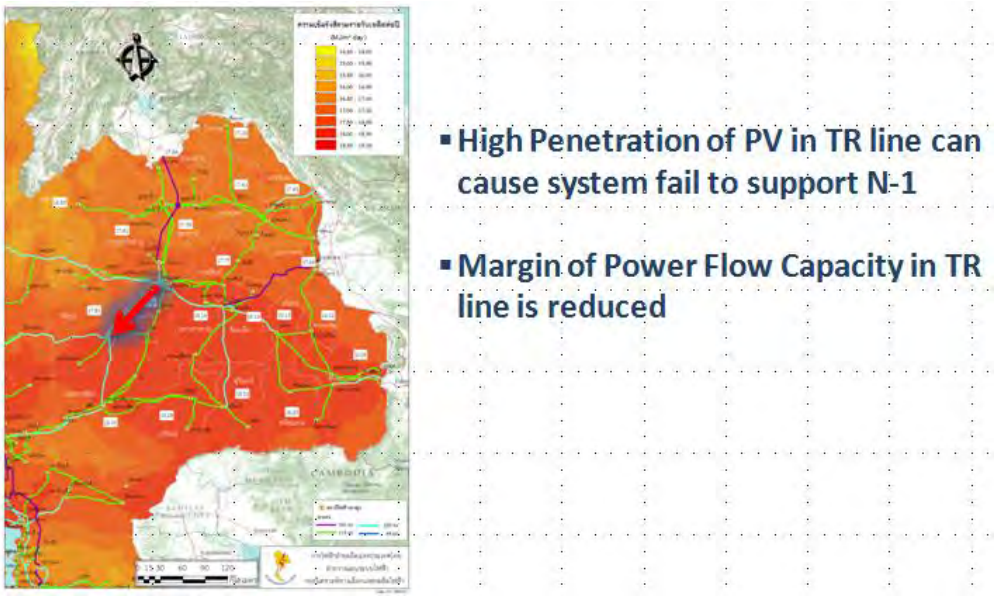
รูปที่ 2.169 : แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนในประเทศไทย

จากข้อมูลที่ได้รวบรวมมาทั้งหมดเกี่ยวกับปัญหาที่เกิดจากการผสานระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนปริมาณสูง พบว่าในเกือบทุกประเทศจะประสบปัญหาที่เหมือนกัน แต่วิธีการหรือแนวนโยบายในการแก้ปัญหาอาจจะแตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับบริบทแวดล้อมที่ไม่เหมือนกันในแต่ละประเทศ ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยจะเป็นโซลาร์ฟาร์มขนาดใหญ่มากกว่าประเภทติดตั้งบนหลังคาผู้ใช้ไฟรายย่อย และกระจายตัวอยู่ในภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือเป็นหลัก (รูปที่ 2.169)

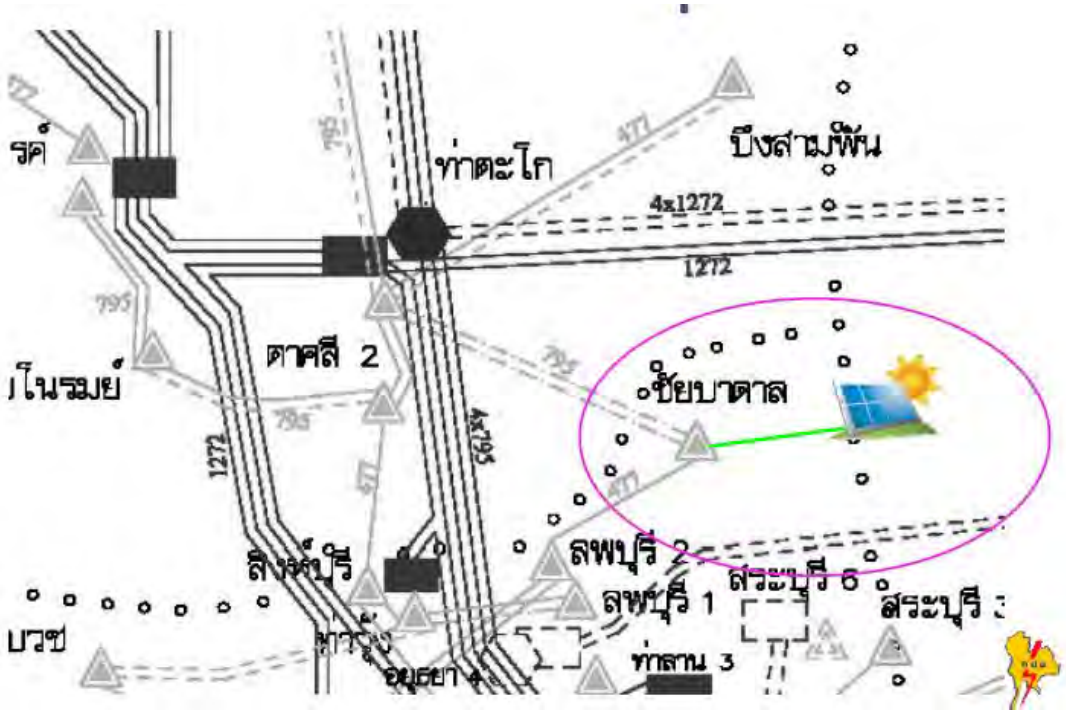
ปัญหาที่พบในประเทศไทยมี เช่น ปัญหาแรงดันเกิน ปัญหาขนาดสายส่งไม่เพียงพอ ปัญหากำลังไฟฟ้าไหลย้อน เป็นต้น การไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ณ ปัจจุบัน ยังจำกัดปริมาณการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนค่อนข้างมาก เพราะเกรงว่าจะกระทบการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันในระบบแต่ค่าจำกัดที่กำหนดไว้มีค่าค่อนข้างต่ำมาก เช่น การไฟฟ้านครหลวง (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) จำกัดการเชื่อมต่อไว้ที่ 15% (25%) ของขนาดกำลังของหม้อแปลงในระบบจำหน่าย เพื่อไม่ให้เกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนผ่านไปยังสถานีไฟฟ้า ทางคณะผู้วิจัยจะพิจารณาแบ่งปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังได้เป็นสองประเภทคือ

(1) ปัญหาที่เกิดเฉพาะพื้นที่ติดตั้ง ซึ่งสามารถแบ่งเป็นปัญหาหลักๆดังนี้

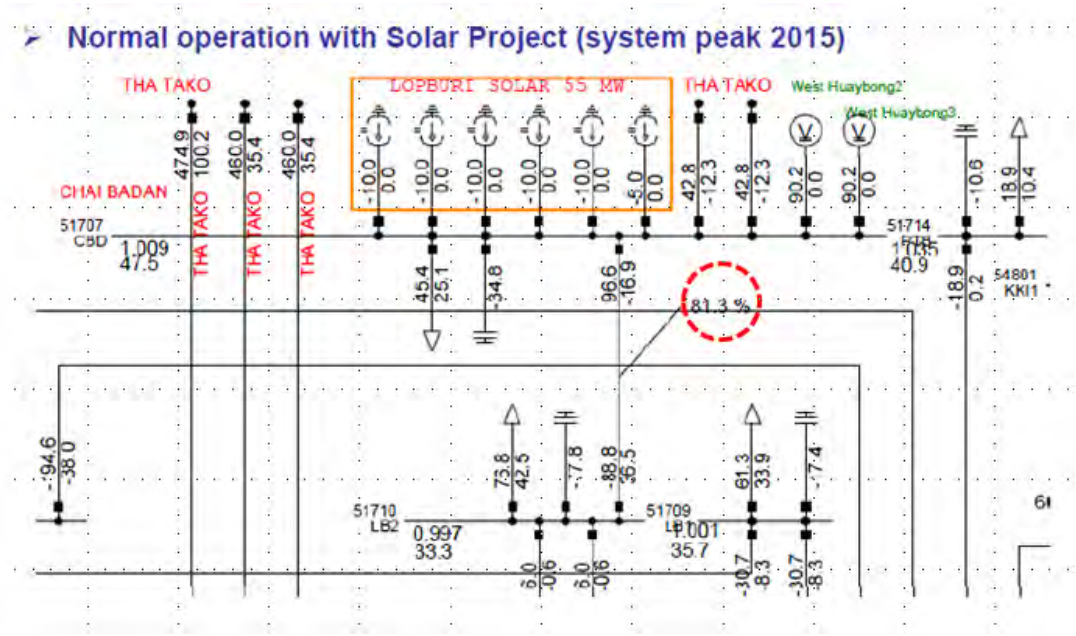
1. ปัญหาการรับโหลดเกินของสายส่งและหม้อแปลง เป็นปัญหาที่พบในภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่สายส่งต้องรองรับสัญญาณการซื้อไฟฟ้าจากประเทศลาวและการมีความคับคั่งของโซลาฟาร์มภายในพื้นที่ (รูปที่ 2.170-2.171) ซึ่งมีผลกระทบทำให้โหลดเกินสายส่งและระบบไม่สามารถรองรับความเชื่อถือได้แบบ N-1 (รูปที่ 2.173)



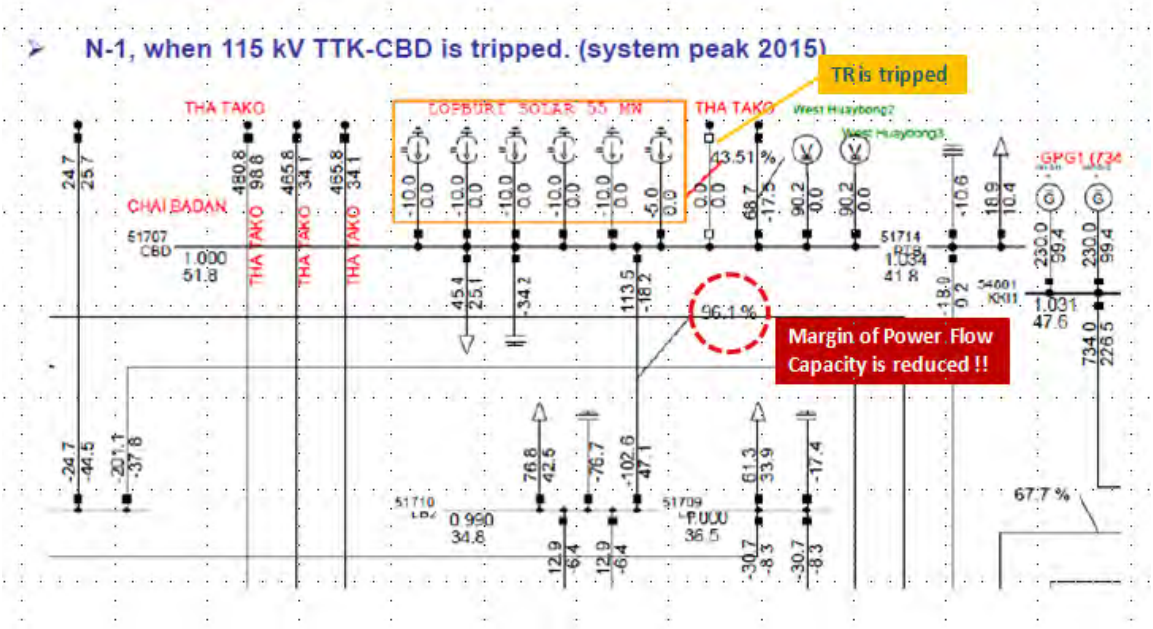
รูปที่ 2.170 : ปัญหาโหลดเกินของสายส่งในภาคตะวันออกเฉียงเหนือเนื่องจากความคับคั่งของโซล่าฟาร์ม (ข้อมูลจากฝ่ายวิจัย กฟผ)



รูปที่ 2.171 : โครงการโซล่าฟาร์มขนาด 55 MW ที่ อ. ชัยบาดาล จ. ลพบุรี (ข้อมูลจากฝ่ายวิจัย กฟผ)



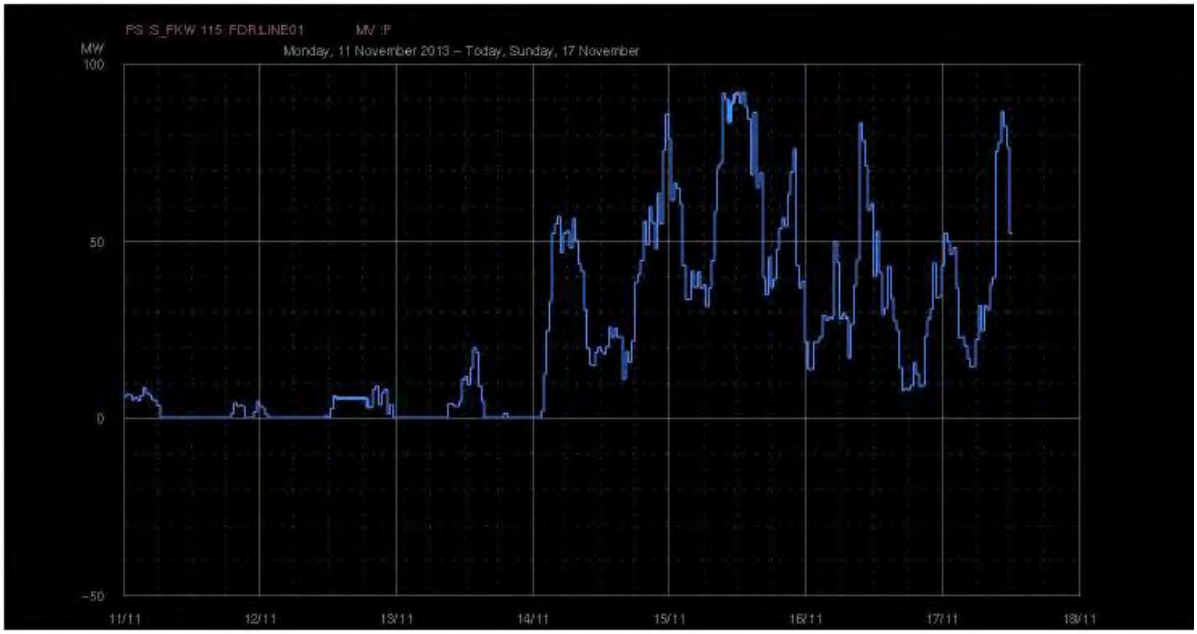
(ก) การทำงานในภาวะปกติ



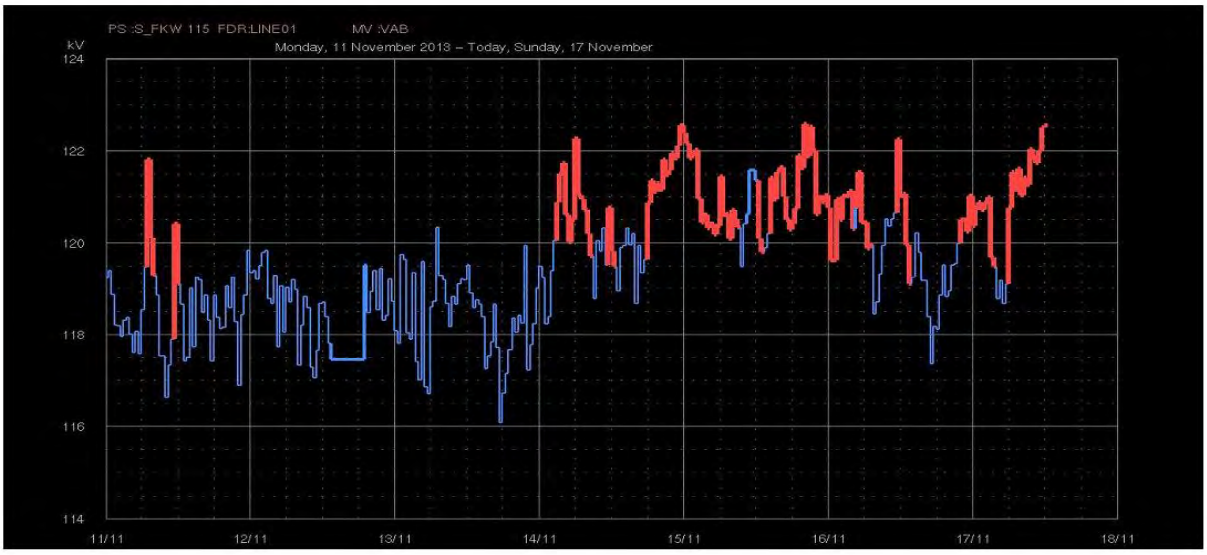
(ข) เมื่อสายส่งขอ อ. ท่าตะโก เกิดตัดตอน

รูปที่ 2.172 : ตัวอย่างปัญหาความคับคั่งของสายส่งที่เกิดจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
(ข้อมูลจากฝ่ายวิจัย กฟผ)

2. ปัญหาแรงดันเกิน เป็นปัญหาที่พบมากทั้งในสายจำหน่ายและในสายส่ง รูปที่ 2.173 แสดงถึงความผันผวนของกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้ากังหันลมขนาด 90 MW (โครงการห้วยบง 3) และทำให้เกิดแรงดันเกินในสายส่ง 115 kV และรูปที่ 2.174 แสดงถึงปัญหาแรงดันเกินในสายจำหน่าย 22 kV จากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 MW การแก้ปัญหาแรงดันสามารถทำได้โดยการปรับปรุงสายส่ง (รูปที่ 2.175)

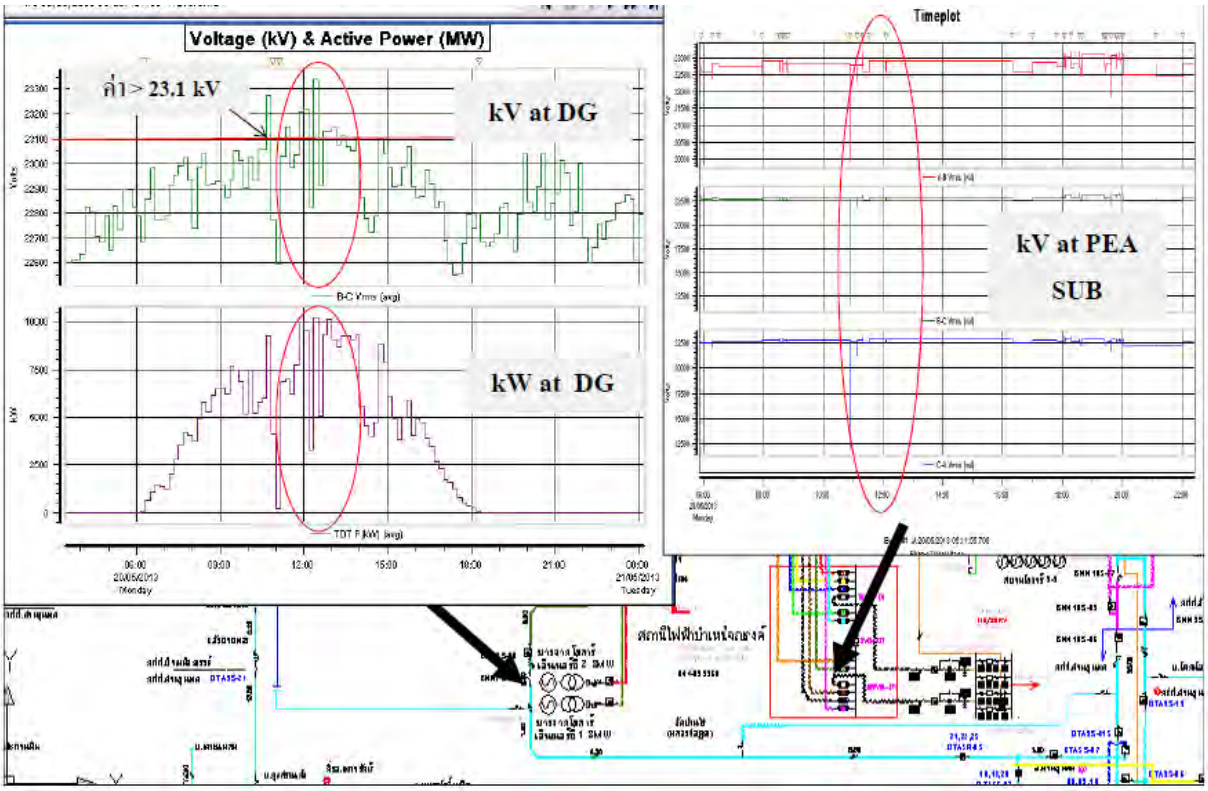


(ก) กำลังไฟฟ้าที่ผลิต

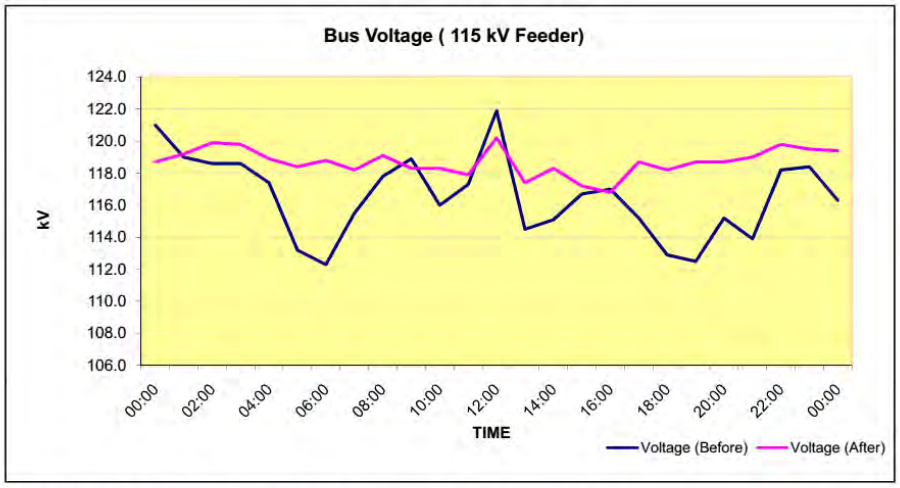


(ข) แรงดันไฟฟ้าที่สายส่ง 115 kV

รูปที่ 2.173 : ตัวอย่างปัญหาแรงดันเกินที่สายส่ง 115 kV ที่เกิดจากโรงไฟฟ้ากังหันลม (โครงการห้วยบง 3 ข้อมูลจากฝ่ายวิจัย กฟผ)



รูปที่ 2.174 : ปัญหาแรงดันเกินในสายจำหน่ายจากโซล่าฟาร์มขนาด 8 MW (ข้อมูลจากฝ่ายวิจัย กฟภ)



Example of voltage fluctuation – before and after having the transmission system reinforcement in order to improve the system voltages and to enhance system reliability.

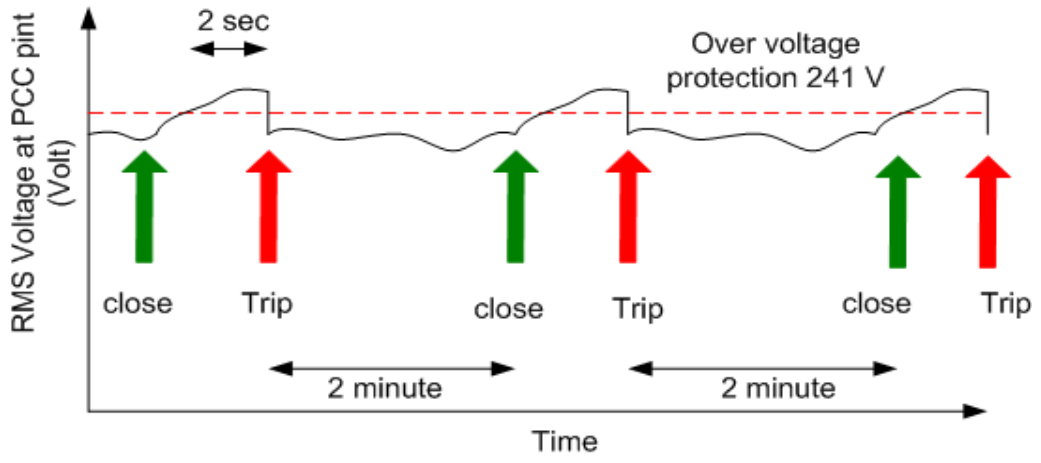
รูปที่ 2.175 : ตัวอย่างการแก้ปัญหาแรงดันเกินด้วยการปรับปรุงสายส่งของ กฟผ.

ตารางที่ 2.9 แสดงกรณีตัวอย่างปัญหาแรงดันเกินในสายจำหน่าย 230 V และทำให้อินเวอร์เตอร์ปลดวงจร ซึ่งสูญเสียโอกาสในการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV แรงดันเกินมีสาเหตุจาก ในช่วงเวลากลางวัน หม้อแปลงในระบบจำหน่ายจะมีโหลดน้อยประกอบกับเป็นช่วงที่ PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้มาก ทำให้แรงดันที่จุดเชื่อมต่อเกินค่าที่กำหนด 241 V (5%) ทำให้อินเวอร์เตอร์ปลดวงจรออกภายใน 2 วินาที และจะ Autoreclose กลับมาภายในเวลา 2 นาที หากแรงดันอยู่ในระดับแรงดันเกิน อินเวอร์เตอร์ก็จะปลดวงจรซ้ำ

จนกระทั่งแรงดันจุดเชื่อมต่อจะอยู่ในสภาวะปกติ (รูปที่ 2.176) รูปที่ 2.177 แสดงถึงการกระเพื่อมของแรงดันในสายจำหน่าย 230 V

ตารางที่ 2.9 : กรณีตัวอย่างปัญหาแรงดันเกินในระบบจำหน่าย 230 V ที่มีระบบผลิตไฟฟ้า PV และอินเวอร์เตอร์ 1 เฟส (ข้อมูลจากฝ่ายวิจัย กฟน)

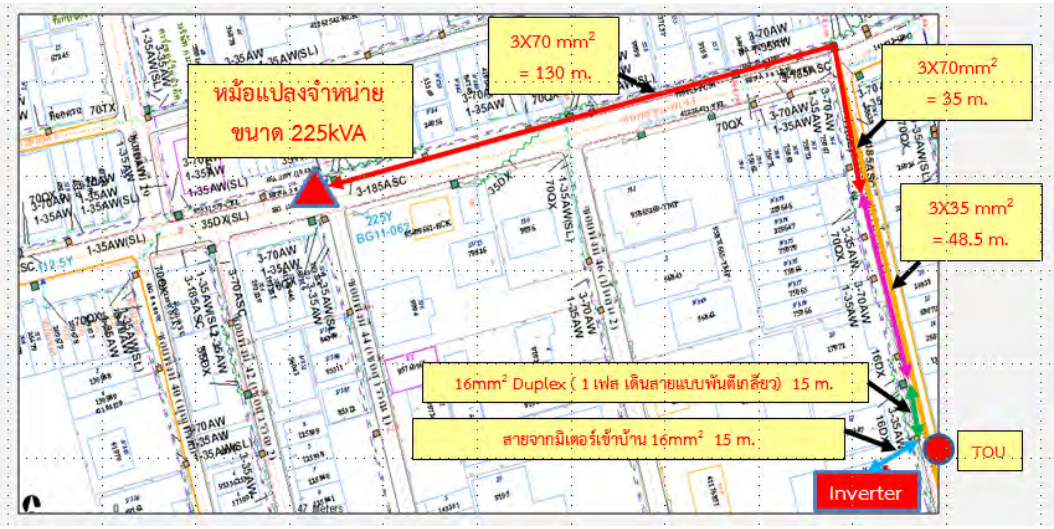
กรณี	ขนาด PV	ขนาดอินเวอร์เตอร์	ปัญหา
1	9.6 kWp	8 kVA 1 เครื่อง	อินเวอร์เตอร์ปลดวงจรเนื่องจากแรงดันเกิน
2	9.9 kWp	6 kVA 1 เครื่อง 4.6 kVA 1 เครื่อง	
3	9.6 kWp	6 kVA 2 เครื่อง	

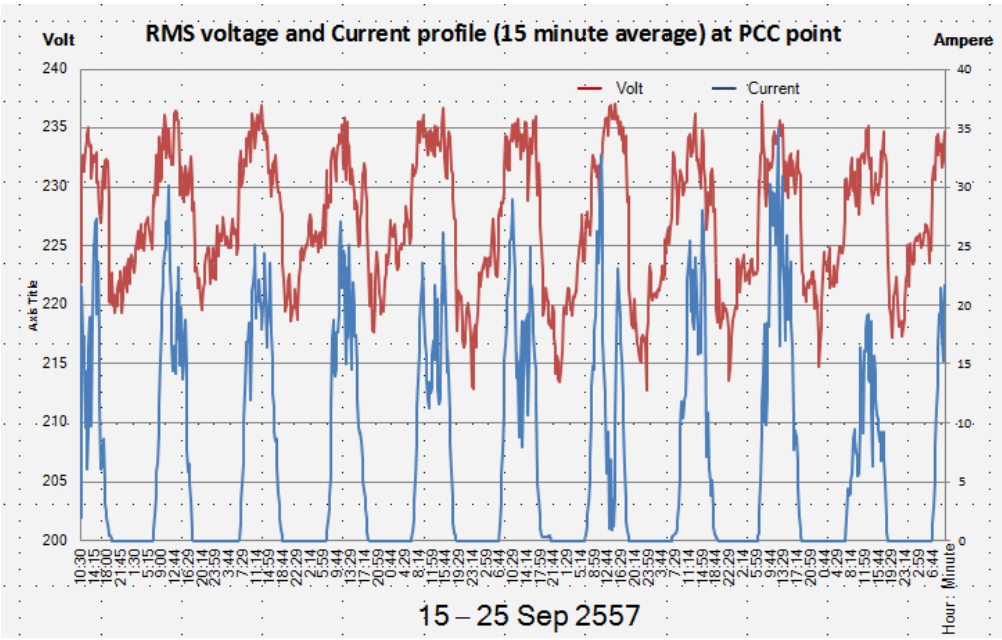


รูปที่ 2.176 : ปัญหาแรงดันเกินในสายจำหน่ายที่ทำให้อินเวอร์เตอร์ต้องปลดวงจร (ข้อมูลจากฝ่ายวิจัย กฟน)

มีข้อศึกษาและเสนอแนวทางแก้ไขปัญหาแรงดันเกินในสายจำหน่าย 230 V ดังนี้

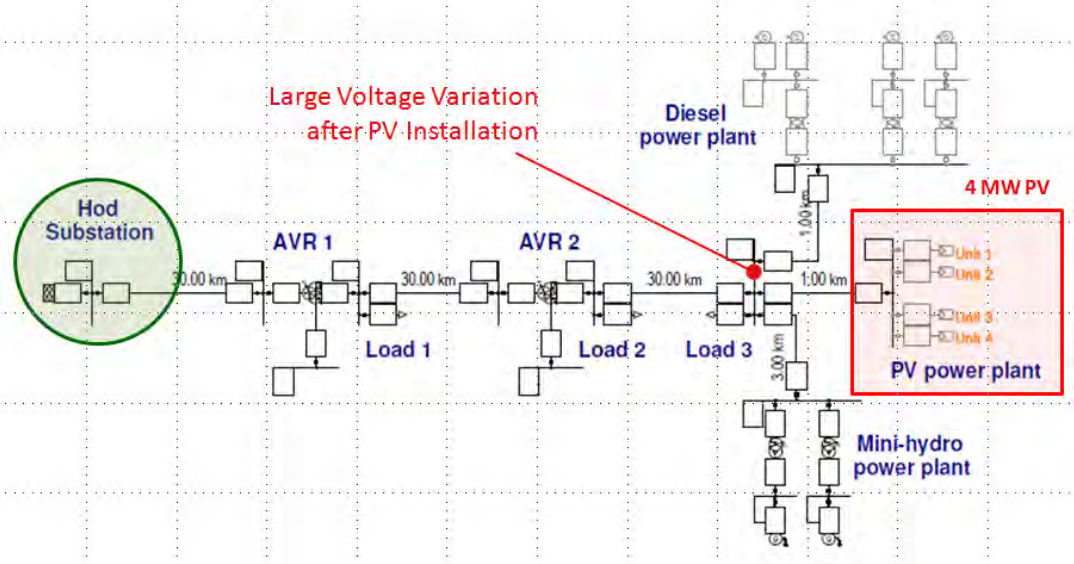
1) เปลี่ยนสายจำหน่ายให้มีขนาดใหญ่ขึ้น
2) ให้อินเวอร์เตอร์ทำงานในโหมดควบคุมกำลังรีแอกทีฟ
3) จัดสมดุลของเฟส โดยปรับการเชื่อมต่อระบบที่มีอินเวอร์เตอร์ 2 เครื่องที่เดิมเชื่อมต่อที่เฟสเดียวกัน เป็นการเชื่อมต่อคนละเฟส
4) พิจารณาปรับ Tap หม้อแปลง
5) ทบทวนข้อกำหนด โดยปรับเพิ่มค่าลิมิตแรงดันเกิน



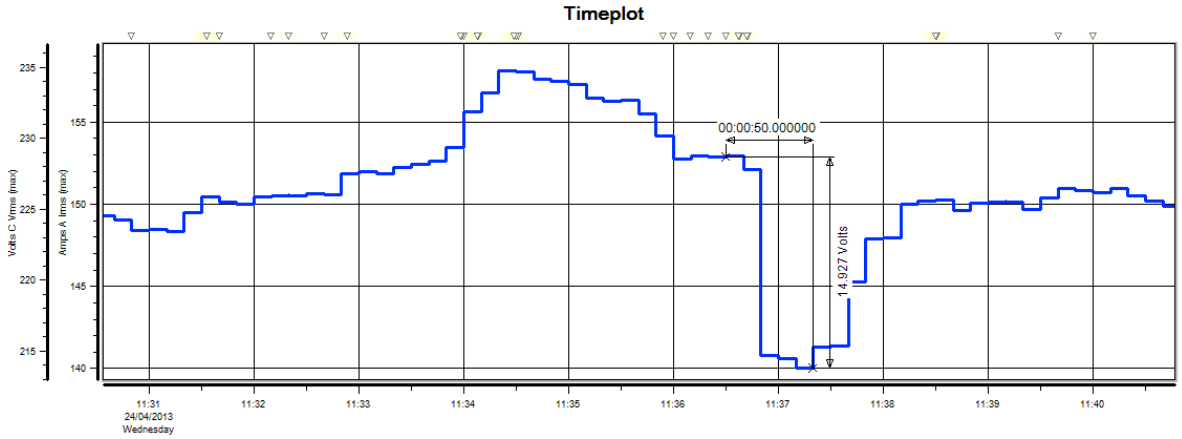


รูปที่ 2.177 : การกระเพื่อมของแรงดันในสายจำหน่าย 230 V ที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้า PV (ข้อมูลจากฝ่ายวิจัย กฟน)

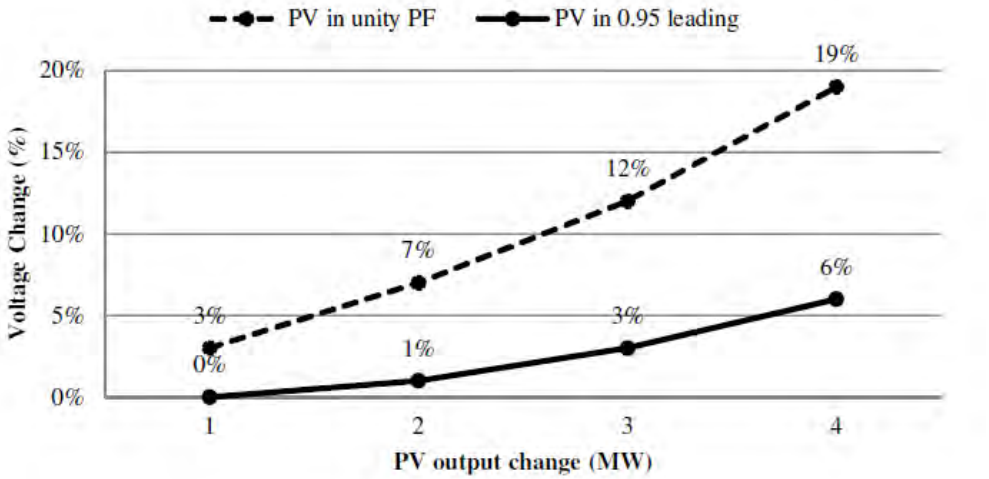
3. ปัญหาแรงดันกระเพื่อม เป็นปัญหาที่พบในสายจำหน่ายที่มีระยะทางยาว (มากกว่า 100 กิโลเมตร) รูปที่ 2.178 แสดงตัวอย่างสายจำหน่ายที่มีความยาวที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 4 MWp โดยรูปที่ 2.179 แสดงถึงแรงดันที่กระเพื่อมเมื่อมีการปลด PV อินเวอร์เตอร์ 1 MW ออก (เช่นการเกิดเมฆบังแผงโซลาเซลล์) จะเห็นว่าในกรณีนี้ AVR ไม่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวได้ทัน และทำให้มีช่วงที่แรงดันกระเพื่อม (ลดลง 15 V จากค่าปกติ) เป็นเวลานานกว่า 1 นาที เพื่อการปัญหาดังกล่าวมีการศึกษาถึงการใช้โหมดควบคุมกำลังรีแอกทีฟของอินเวอร์เตอร์เพื่อช่วยแก้ปัญหาแรงดันกระเพื่อม ดังแสดงในรูปที่ 2.180



รูปที่ 2.178 : สายจำหน่ายของอำเภอแม่สะเรียงที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 4 MW

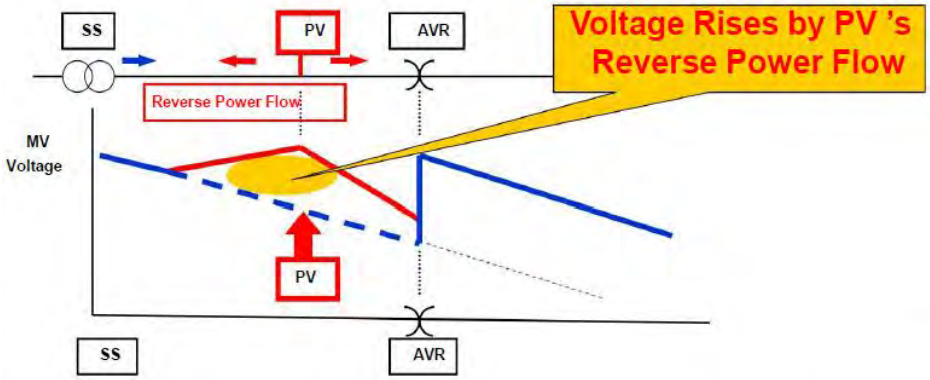


รูปที่ 2.179 : ปัญหาแรงดันกระเพื่อมของสายจำหน่ายของอำเภอแม่สะเรียง

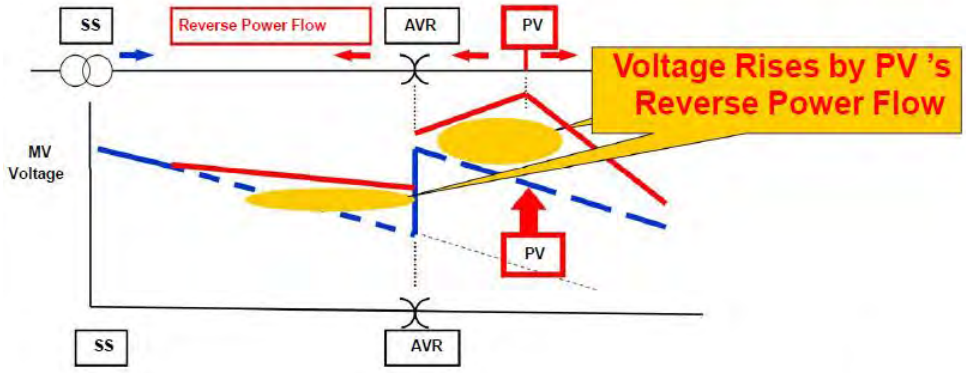


รูปที่ 2.180 : การแก้ปัญหาการกระเพื่อมของแรงดันด้วยการฉีดกำลังรีแอกทีฟ

4. ปัญหา AVR ทำงานบ่อย ปัจจัยส่งผลให้ AVR ทำงานบ่อยได้แก่ ขนาดโหลด ขนาดแหล่งผลิตกระจายตัว และการตั้งค่าการทำงานของ AVR ไม่สัมพันธ์กับตำแหน่งแหล่งผลิตกระจายตัว แหล่งผลิตแบบที่กระจายตัวอยู่บนสายจำหน่ายทำให้การตั้งค่าการทำงานของ AVR ทำได้ยาก หรือ AVR ไม่สามารถทำงานได้เนื่องจากไม่มีฟังก์ชันรองรับการทำงานแบบอัตโนมัติเมื่อกำลังไหลย้อนกลับ หรือในบางกรณีทำให้ AVR ทำงานบ่อย และอายุการใช้งานสั้นลง ตำแหน่งการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนสายจำหน่ายมีผลโดยตรงต่อการทำงานของ AVR โดย AVR จะทำงานบ่อยครั้งเมื่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่หลัง AVR (รูปที่ 2.181 (ก) และรูปที่ 2.182) ในขณะที่การติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ด้านหน้า AVR ทำให้ไม่สามารถช่วยควบคุมระดับในสายจำหน่ายได้ (รูปที่ 2.181 (ข))

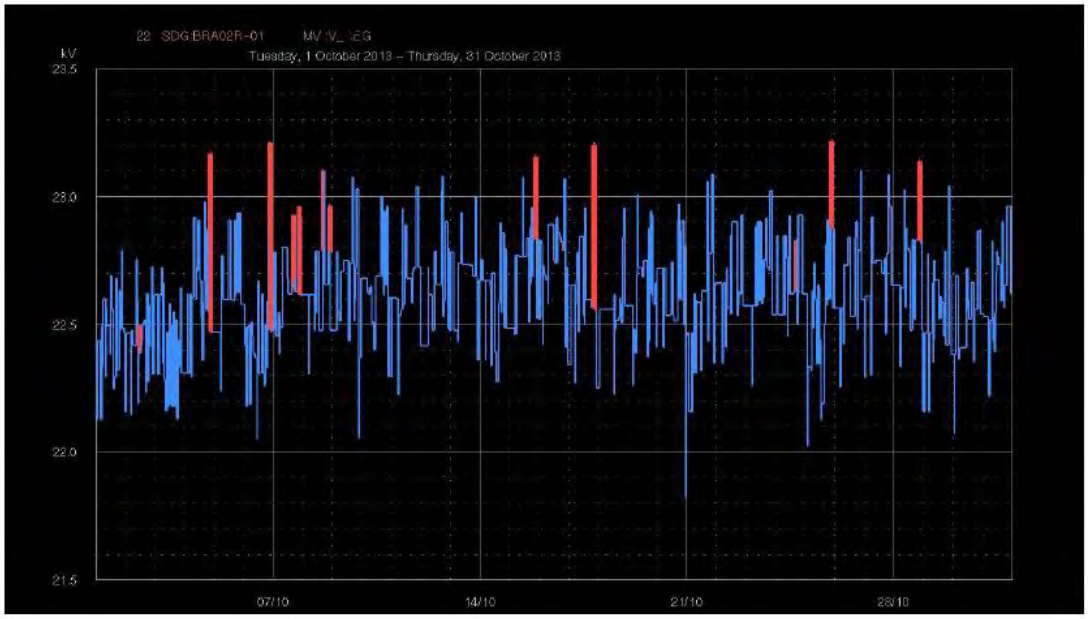


(ก) สายจำหน่ายที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ด้านหน้า AVR

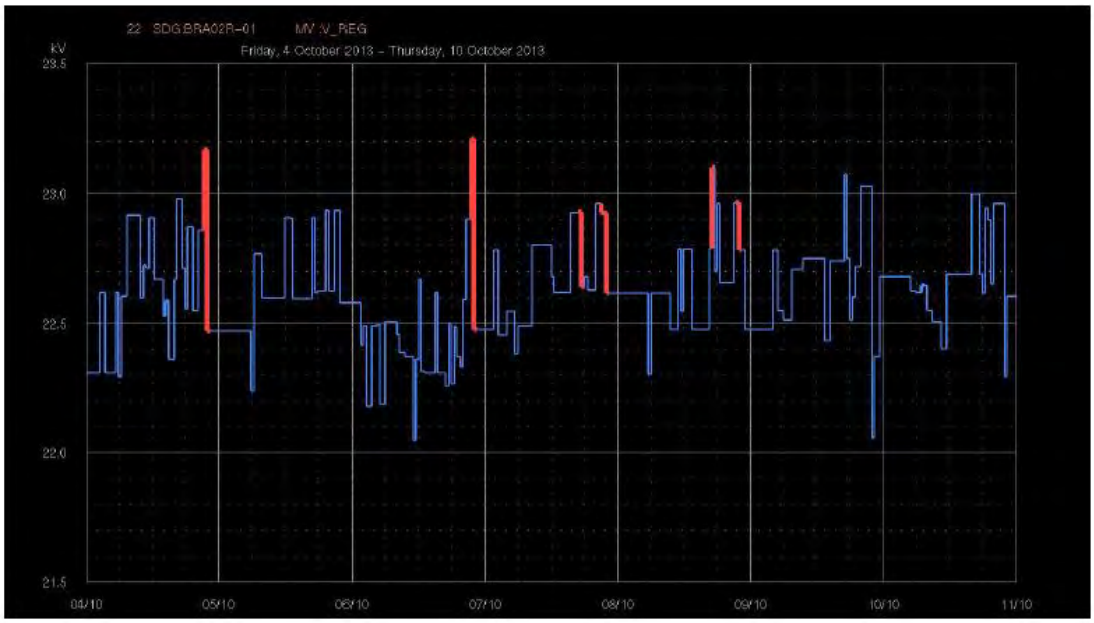


(ข) สายจำหน่ายที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ด้านหลัง AVR

รูปที่ 2.181 : ผลกระทบของแหล่งผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อการทำงานของ AVR ในสายจำหน่าย



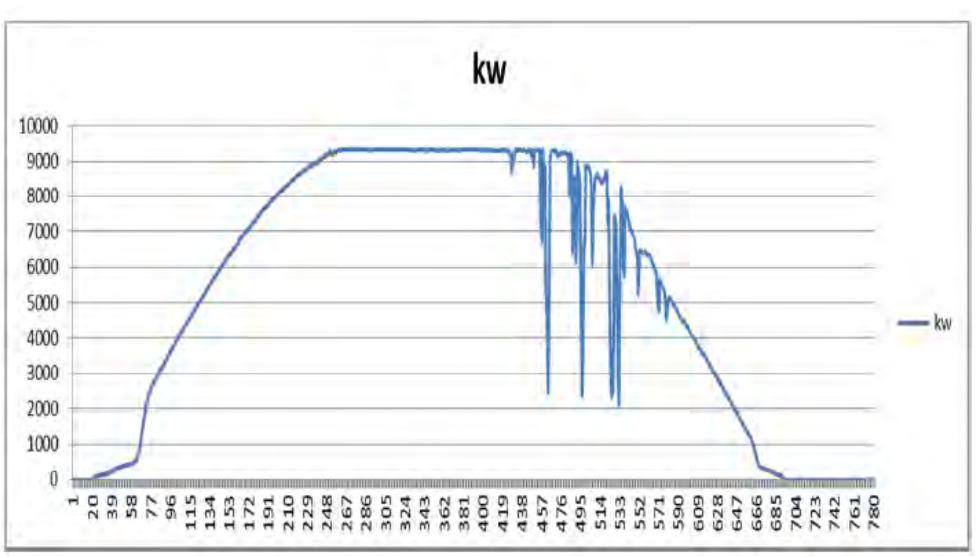
(ก) ข้อมูลในช่วงเวลา 1 เดือน



(ข) ภาพขยายใน 1 สัปดาห์

รูปที่ 2.182 : รูปคลื่นแรงดันที่ด้านหลัง AVR ของสายจำหน่ายที่มีแหล่งผลิตไฟฟ้ากระจายตัวขนาด 6.5 MW ต่ออยู่ที่ด้านหลัง AVR

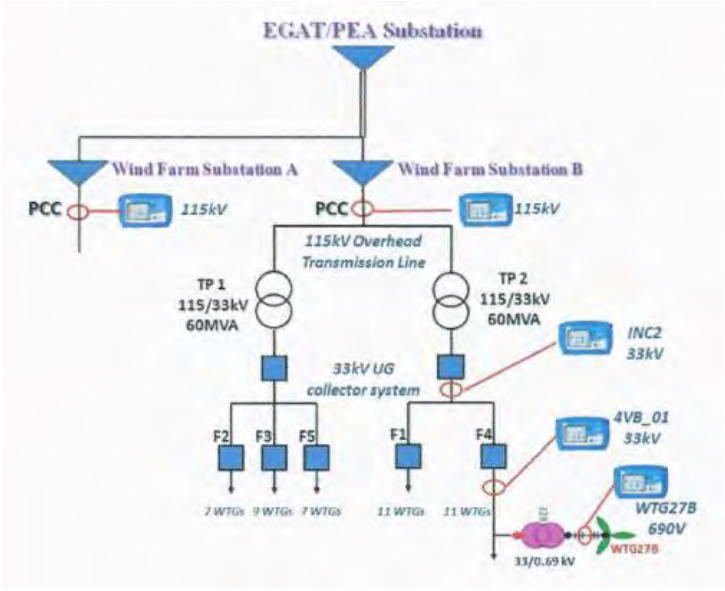
5. ปัญหาการจ่ายกำลังเกินสัญญา รูปที่ 2.183 แสดงถึงการจ่ายกำลังเกินสัญญา ซึ่งมีสาเหตุมาจากการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ที่มีขนาดพิกัดสูงกว่าสัญญาซื้อขาย เพื่อให้มีการผลิตใกล้เคียงกับการผลิตของโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมที่สามารถจัดสรรกำลังการผลิตได้ การแก้ปัญหาดังกล่าวสามารถทำได้โดยจำกัดกำลังด้านออกของอินเวอร์เตอร์หรือสะสมพลังงานที่แหล่งกักเก็บพลังงาน



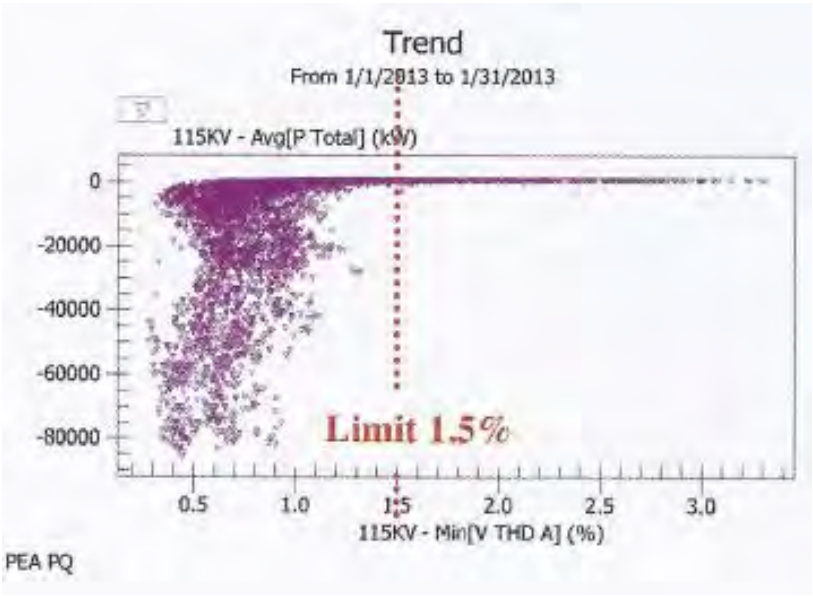
รูปที่ 2.183 : การจ่ายกำลังเกินสัญญา (ทำสัญญาไว้ที่ 8 MW)

6. ปัญหาฮาร์มอนิก

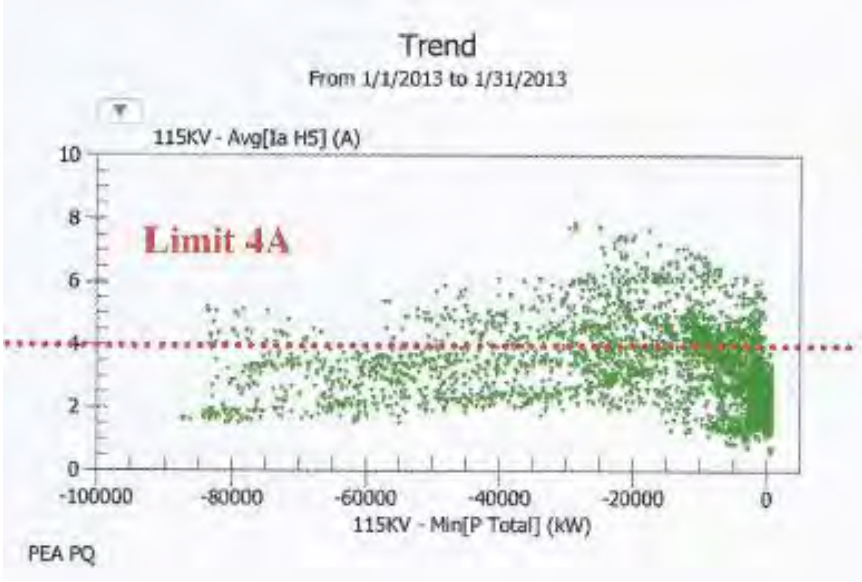
ในประเทศไทยมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมขนาด 2x90 MW ซึ่งถือเป็นขนาดที่ใหญ่ที่สุดในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (รูปที่ 2.184) จากการตรวจสอบระบบได้พบปัญหาฮาร์มอนิกแรงดัน THDv และองค์ประกอบฮาร์มอนิกอันดับ 5 ของกระแส (Ih5) มีปริมาณเกินข้อกำหนด (รูปที่ 2.185) การแก้ปัญหาได้มีการติดตั้งวจรกรองฮาร์มอนิกดังแสดงในรูปที่ 2.186 ซึ่งผลการทดสอบสามารถแก้ไขปัญหาฮาร์มอนิกได้ดังแสดงในรูปที่ 2.187



รูปที่ 2.184 : การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมขนาดใหญ่ 2x90 MW ในประเทศไทย

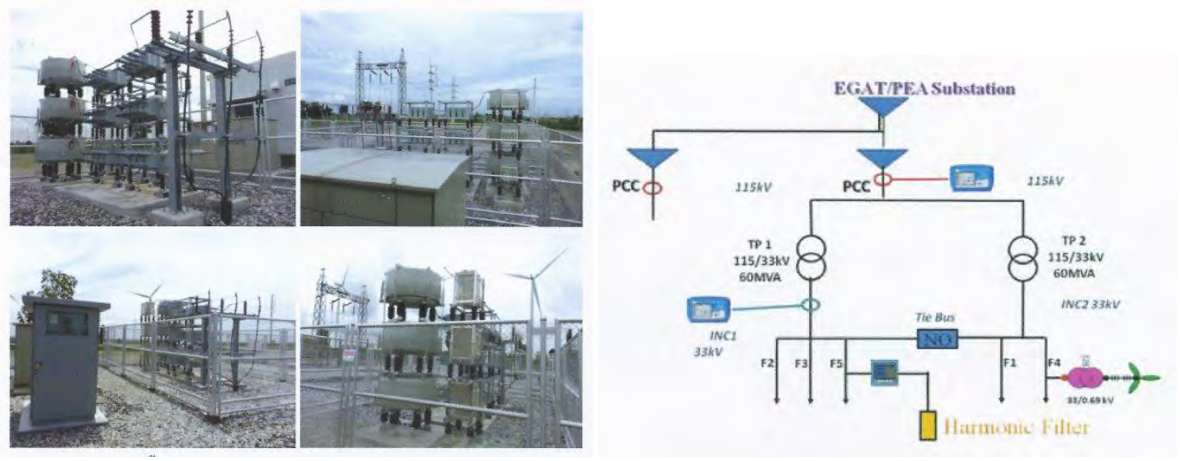


(ก) THDv เกินข้อกำหนดในช่วงการผลิตประมาณ 0-30%

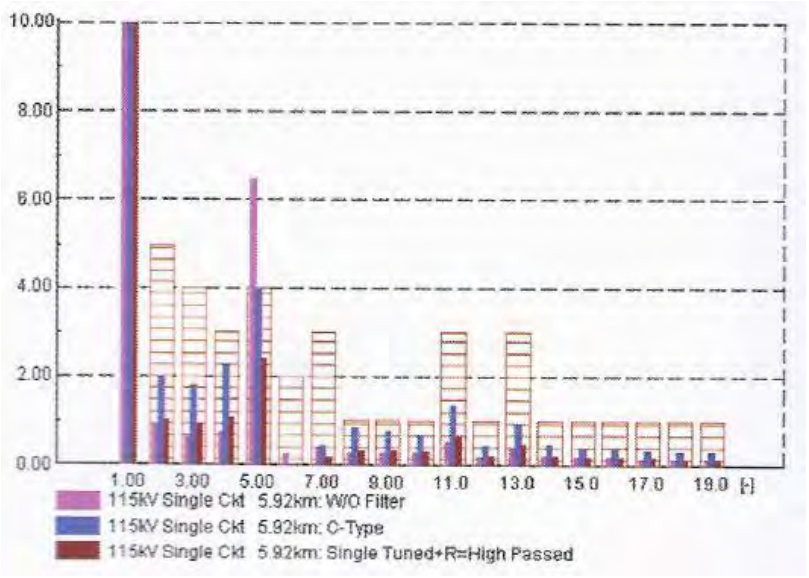


(ข) 80% ของกระแสฮาร์มอนิกอันดับ 5 (I_{h5}) เกินข้อกำหนด เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าประมาณ 0-70%

รูปที่ 2.185 : ผลกระทบของฮาร์มอนิกจากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลมต่อระบบไฟฟ้ากำลัง



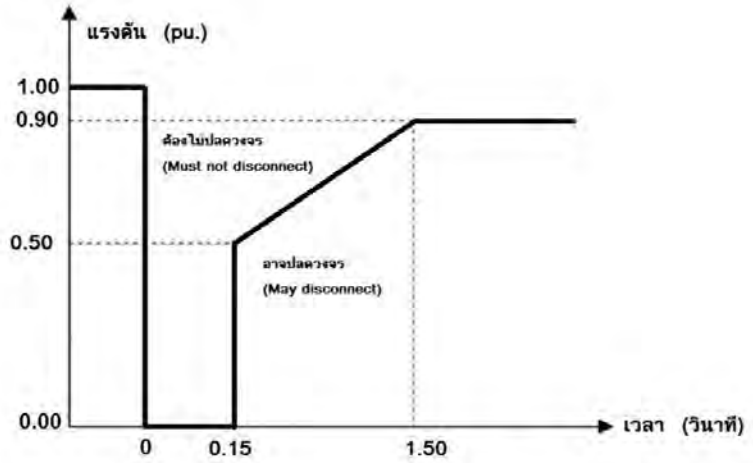
รูปที่ 2.186 : การติดตั้งวงจรกรองฮาร์มอนิกที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม



รูปที่ 2.187 : ผลการปรับปรุงปัญหาฮาร์มอนิกด้วยวงจรกรองที่ติดตั้ง

นอกจากการแก้ปัญหาดังกล่าวข้างต้นแล้ว แนวทางแก้ไขหรือบรรเทาปัญหาเหล่านี้อาจทำได้โดยใช้การปรับปรุงข้อกำหนดการเชื่อมต่อเป็นหลักเหมือนในประเทศเยอรมัน หรือ ญี่ปุ่น เช่น การกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีคุณสมบัติ การป้องกันการจ่ายไฟฟ้าแบบระบบไฟฟ้าแยกโดด (Islanding), ความสามารถในการทนต่อสภาวะแรงดันตกชั่วขณะ (FRT), การจ่ายกำลังรีแอกทีฟ เป็นต้น ซึ่ง ณ ปัจจุบัน การไฟฟ้านครหลวงและภูมิภาคก็ได้มีการกำหนดไว้แล้วในข้อกำหนดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (รูปที่ 2.188) แต่ตัวเลขที่กำหนดไว้ ณ ปัจจุบัน อาจจะต้องทบทวนเพื่อให้ไม่เกิดการจำกัดการสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียน หรือการเพิ่มปริมาณ Self Production/Consumption ด้วยการติดตั้งแบตเตอรี่

ระดับแรงดัน ณ จุด PCC	* ความสามารถในการปรับค่า Power factor	วิธีการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ
1) ระดับแรงดันต่ำ 2) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 500 กิโลวัตต์)	0.95 lagging to 0.95 leading เป็นอย่างน้อย	ควบคุมได้อย่างน้อย 1 วิธี คือ A fixed displacement factor cos θ
3) ระดับแรงดันปานกลางหรือระดับแรงดันสูง (กำลังผลิตติดตั้งมากกกว่า 500 กิโลวัตต์)	0.90 lagging to 0.90 leading เป็นอย่างน้อย	ควบคุมได้อย่างน้อย 2 วิธี คือ 1) A fixed displacement factor cos θ 2) A variable reactive power depending on the voltage Q(U)



รูปที่ 2.188 : ตัวอย่าง ข้อกำหนด FRT และข้อกำหนดการควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

Fuel Type	Plant Factor (%)	Dependable Capacity Factor * (%)
Solar	14	27
Wind	12	2
Biomass	30	36
- Bagasse	19	24
- Rice Husk	53	57
- Wood Chip	11	0
- Palm	29	18
Biogas	22	0
Municipal Solid Waste	43	36
Mini Hydro	50	36
Cogeneration	80	100

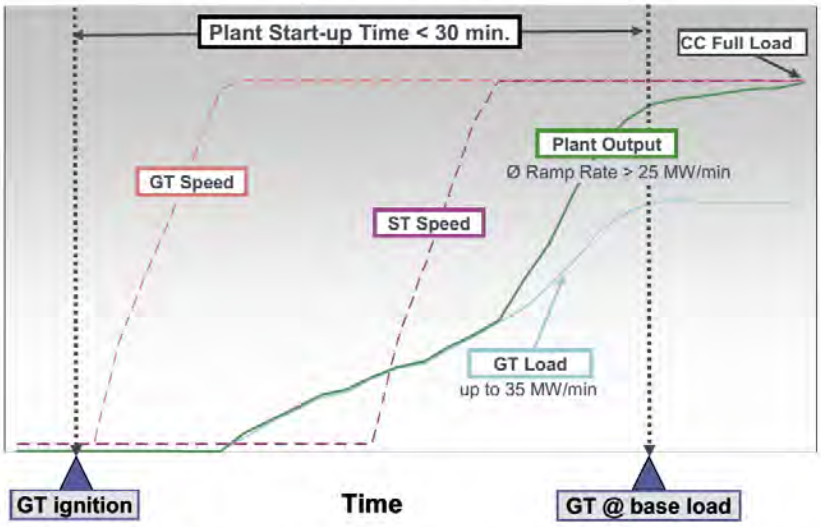
Note : * Dependable Capacity of Renewable Power Plant Report is considered at generation expectation level at 80% during Mar-May 2.00-3.00 pm (System Peak Period).

รูปที่ 2.189 : ตัวเลขกำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้โดย กฟผ.

(2) ปัญหาในภาพรวมทั้งระบบไฟฟ้า เช่น ปัญหากำลังการผลิตเกิน ปัญหากำลังผลิตสำรองไม่เพียงพอ ปัญหาความผันผวนของความถี่ ปัญหาการปลดตัวของระบบเมื่อเกิดความผิดพร่องในโครงข่าย เป็นต้น ปัญหาเหล่านี้เป็นปัญหาที่จำเป็นต้องแก้ในเชิงนโยบายระดับประเทศ หรือระดับแนวคิดในการบริหารโรงไฟฟ้าหรือโครงข่าย เช่นเดียวกันกับที่ประเทศเยอรมันหรือญี่ปุ่นดำเนินการ คือ การเพิ่มความยืดหยุ่นของกำลังการผลิตในระบบ เพื่อให้สอดคล้องกับปริมาณของพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณเพิ่มขึ้น ทั้งนี้เพราะความไม่แน่นอนของการผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ทำให้การไฟฟ้าไม่สามารถนับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนโดยเฉพาะจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเป็นโรงไฟฟ้าที่พึ่งได้ (Dependable capacity) (รูปที่ 2.189) ในการวางแผนการผลิตไฟฟ้าจึงมีความจำเป็นที่ระบบโดยรวมต้องมีกำลังผลิตสำรองที่มีความยืดหยุ่นเพียงพอเพื่อชดเชยความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน ซึ่งแนวทางการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบมีดังต่อไปนี้คือ

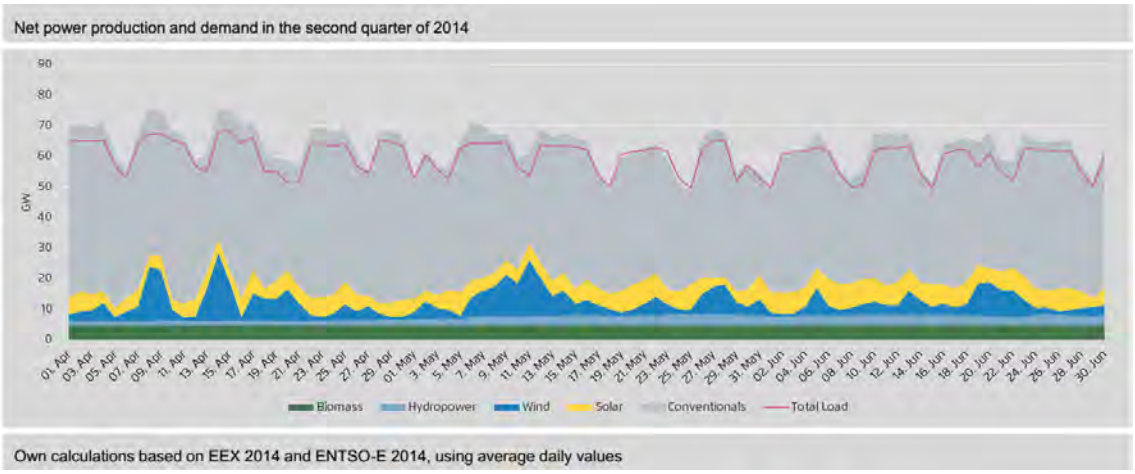
(ก) การปรับพฤติกรรมการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนให้มีความยืดหยุ่นสูงขึ้น เดิมทีเดียวโรงไฟฟ้าถ่านหินหรือโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมักจะถือว่ามีความยืดหยุ่นต่ำและไม่สามารถใช้ในการรองรับความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนได้ อย่างไรก็ตามด้วยการพัฒนาเทคโนโลยีในปัจจุบัน เราสามารถปรับให้โรงไฟฟ้าถ่านหินหรือโรงไฟฟ้าพลังความร้อนมีความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องได้มากขึ้น (รูปที่ 2.190) ซึ่งจะทำให้การวางแผนการเดินโรงไฟฟ้าจะเปลี่ยนแปลงไปจากปัจจุบัน ที่เราใช้โรงไฟฟ้าถ่านหินเป็น Base load เหมือนที่เยอรมันเปลี่ยนแนวคิดในการบริหารโรงไฟฟ้าใหม่ให้เป็นไปตามกฎหมายที่บังคับให้ต้องใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นอันดับแรก พลังงานหมุนเวียนจึงทำหน้าที่เป็น Base load แทน แต่พฤติกรรมจะไม่เหมือน Base load แบบเดิมๆ เพราะมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ด้วยเทคโนโลยีใหม่ที่ใช้กับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined cycle power plant) สามารถทำให้เพิ่มความยืดหยุ่นในการทำงาน (รูปที่ 2.191) เช่น สามารถเดินเครื่องได้เร็วภายใน 30 นาที หยุดทำงานในตอนกลางคืนได้ (Daily startup/shutdown) ประสิทธิภาพการทำงานสูงที่โหลดไม่เต็มพิกัด (Partial load) อายุไม่สั้นลงจากการทำงานที่เปลี่ยนแปลงมากขึ้น Ramp up/down rate สูงเพียงพอสำหรับ Primary/secondary reserve ลดค่ากำลังการผลิตต่ำสุดกำลังผลิตต่ำสุดที่สามารถเดินเครื่องได้

จากตัวอย่างข้างต้น โดยปกติแล้วการเดินเครื่องของของโรงไฟฟ้าทั่วไป จะเดินอยู่ในช่วงที่กำหนด คือ จากค่าต่ำสุด (Minimum) ถึงค่าสูงสุด Maximum เช่นโรงไฟฟ้า RB-T1 สามารถเดินเครื่องได้ที่ 280 – 700 MW หากว่าปัจจุบันกำลังเดินเครื่องอยู่ที่ 500 MW นั่นหมายความว่า จะสามารถลดกำลังผลิตของ RB-T1 ลงได้อีก 500 – 280 = 220 MW ค่า 220 MW นี้ เราเรียกว่า MW to Minimum แต่ในระบบไฟฟ้ามีโรงไฟฟ้ากระจัดกระจายอยู่เป็นจำนวนมาก ค่า MW to Minimum ของโรงไฟฟ้าทุกๆโรงเมื่อนำมารวมกัน จะเป็นตัวเลขที่ช่วยให้พนักงานศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติตัดสินใจปลดโรงไฟฟ้าออกจากระบบเพิ่มเติมได้หรือไม่



Start-up test on the SCC5-8000H 1S in Irsching (FACY™, Hot start on-the-fly)

รูปที่ 2.190 : ตัวอย่างเทคโนโลยีที่ช่วยให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนมีความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องมากขึ้น



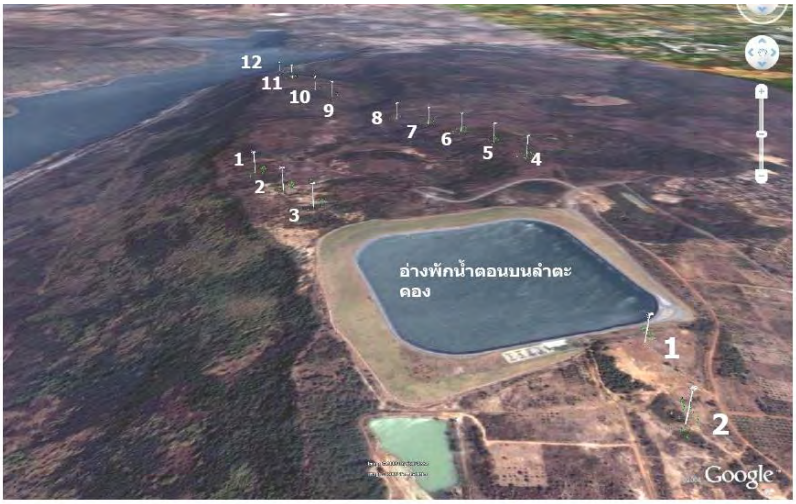
รูปที่ 2.191 : การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็น base load แทนโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมในเยอรมัน

(ข) การปรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำให้เป็นแบบสูบกลับที่ปรับความเร็วรอบได้ การพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกับเพิ่มเติมทั้งในประเทศและในประเทศเพื่อนบ้าน

ข้อดี ระบบมีต้นทุนต่ำที่สุด และเหมาะสำหรับใช้เป็นแหล่งสะสมพลังงานรวมศูนย์ขนาดใหญ่ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังน้ำแบบนี้มีความสามารถในการจ่ายสูง หมายความว่า ระบบจ่ายกระแสไฟเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้เร็วมาก โดยทั่วไปประมาณภายใน 15 วินาที จึงเหมาะที่จะใช้เป็นตัวรองรับความผันผวนของความต้องการการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า

ข้อจำกัดทางเทคนิค ปัญหาหลักของระบบเก็บสะสมและจ่ายพลังงานไฟฟ้าโดยวิธีการสะสมเป็นพลังน้ำด้วยการปั๊ม คือต้องมีแหล่งเก็บน้ำสองแหล่งที่มีระดับความสูงต่างกันมากและต้องการเงินลงทุนที่สูง

ปัจจุบันทั่วโลกมีระบบเก็บสะสมและจ่ายพลังงานไฟฟ้าโดยวิธีการสะสมเป็นพลังงานศักย์ของน้ำด้วยการปั๊ม รวมกันมากกว่า 90 GW หรือคิดเป็นประมาณ 3% ของกำลังผลิตทั้งหมดในโลก ในประเทศไทยมีโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (รูปที่ 2.192) มีกำลังการผลิต 1,000 MW และกำลังจะดำเนินการในเฟสที่ 2 เพื่อติดตั้งเพิ่มอีก 500 MW นอกจากนั้นก็มีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน่วยที่ 8 กำลังผลิต 175 MW ของเขื่อนภูมิพล และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหน่วยที่ 4 และ 5 กำลังผลิตหน่วยละ 180 MW ของเขื่อนศรีนครินทร์ เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบกลับ และมีแผนที่จะเพิ่มปริมาณโรงไฟฟ้าชนิดนี้เพิ่มขึ้นในอนาคตด้วย



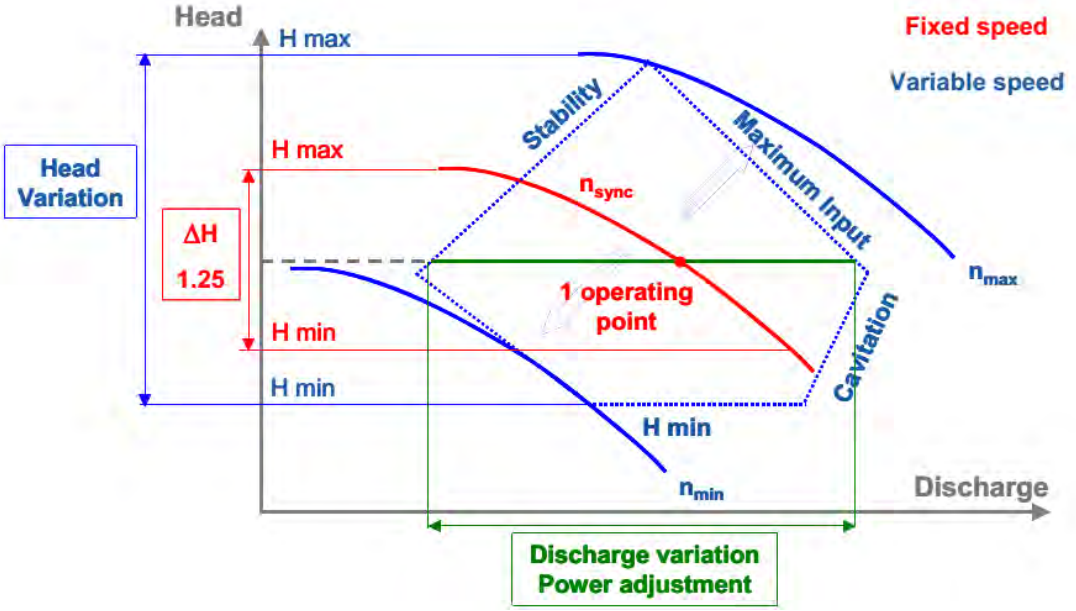
รูปที่ 2.192 : ตัวอย่างโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับที่ลำตะคอง

การพัฒนาด้วยเทคโนโลยีการปรับความเร็วรอบ (Variable-Speed PHS)

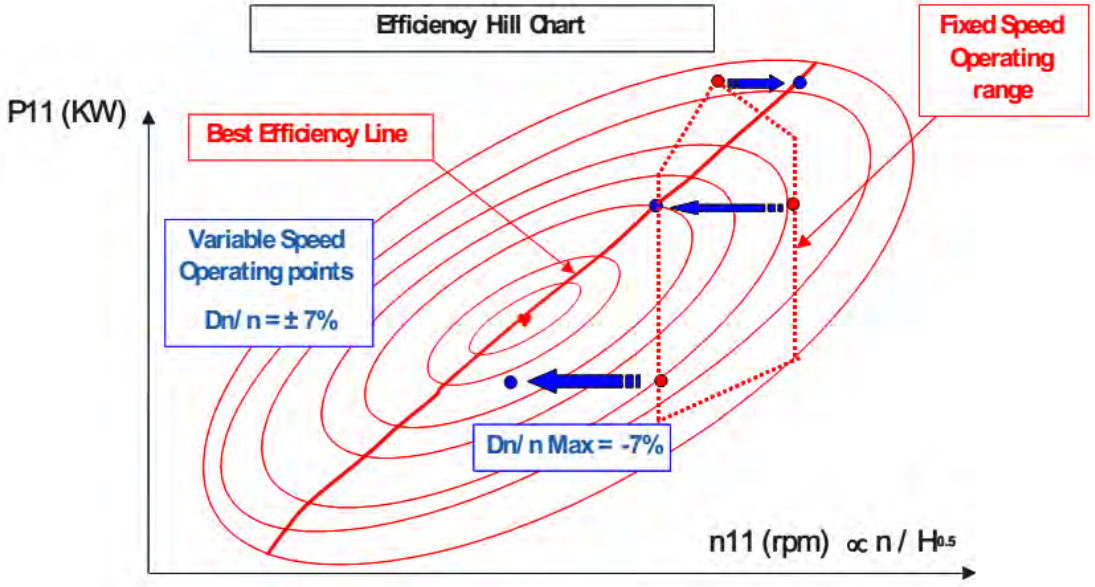
ปัจจุบันมีการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีการปรับความเร็วรอบ ซึ่งมีข้อดีเมื่อเทียบกับระบบดั้งเดิมที่คงค่าความเร็วดังนี้

- สามารถควบคุมการพลังงานในโหมดทำงานปั๊ม ซึ่งเป็นการขยายย่านการทำงาน กักเก็บพลังงานได้มากขึ้น รวมทั้งสามารถกักเก็บพลังงานในระดับต่ำได้ นอกจากนี้ยังสามารถลดจำนวนครั้งในการเปิดและปิดระบบ ซึ่งเป็นการเพิ่มคุณภาพของระบบไฟฟ้าในส่วนการควบคุมความถี่และระดับแรงดัน (รูปที่ 2.193 และรูปที่ 2.194)
- สามารถทำงาน ณ ตำแหน่งหรือตำแหน่งใกล้เคียงกับจุดทำงานที่มีประสิทธิภาพสูงสุดของกังหันน้ำได้ ทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบเพิ่มขึ้น (รูปที่ 2.195)
- สามารถทำงานในย่านระดับความแตกต่างของความสูงน้ำได้กว้างขึ้น หรือสามารถทำงานได้ดี โดยไม่ต้องการระดับความสูงของแหล่งกักเก็บน้ำมากนัก ช่วยบรรเทาข้อจำกัดทางภูมิศาสตร์ของการหาสถานที่ติดตั้ง

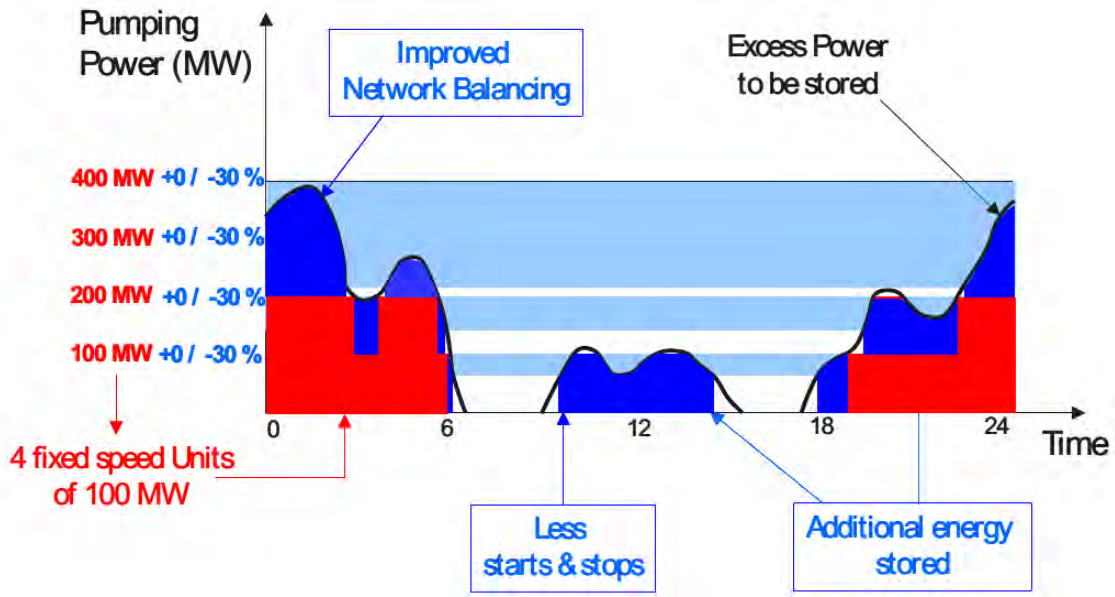
(ค) การใช้ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ในระดับ Grid scale ได้รับการพัฒนามาอย่างต่อเนื่องและเริ่มมีการนำไปใช้เพิ่มความยืดหยุ่นในระบบหรือ แก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงของความถี่ของระบบ ระบบแบตเตอรี่มีข้อดีคือมีความเร็วในการตอบสนองสูง ใช้พื้นที่ในการติดตั้งไม่มาก แต่ยังคงมีราคาที่สูง ซึ่งหากมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องก็คาดได้ว่าน่าจะมีราคาลดลง ในประเทศไทยเองก็มีโครงการเกี่ยวกับการใช้แบตเตอรี่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอดีต และก็มีการวางแผนที่จะสร้างระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ในอนาคตด้วยเช่นกัน



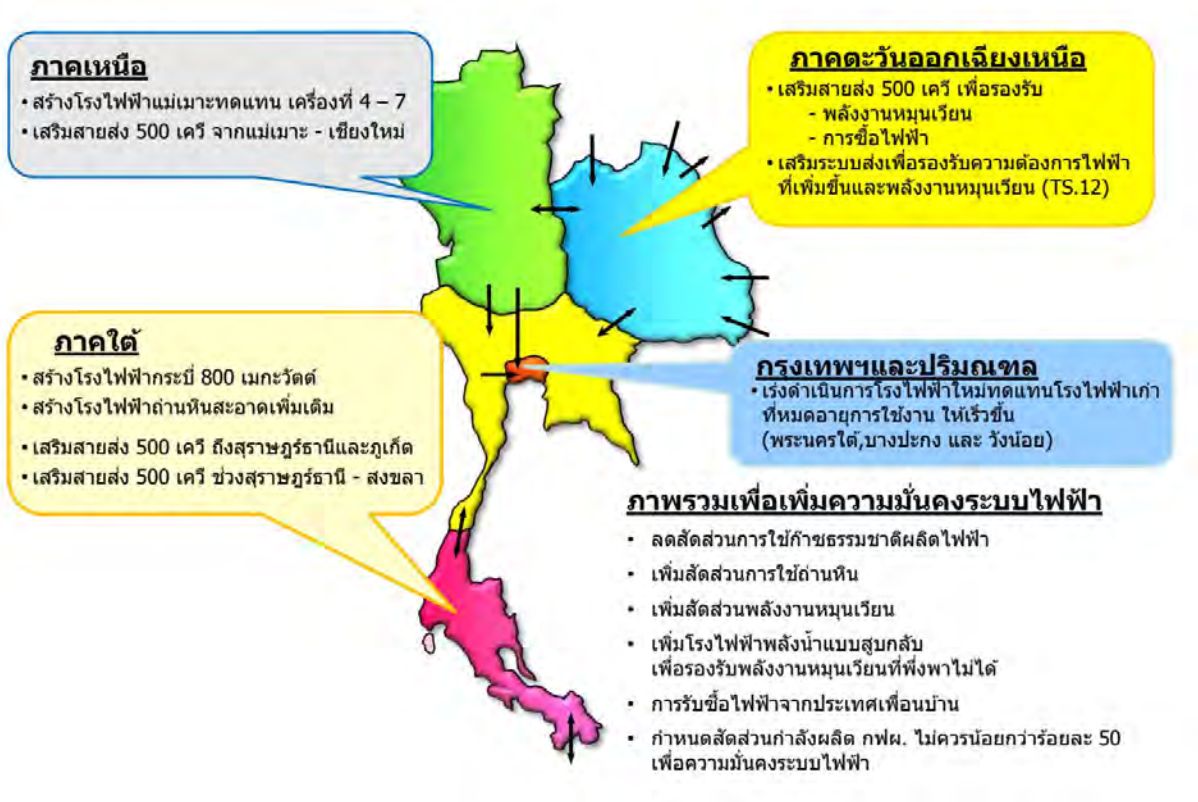
รูปที่ 2.193 : เปรียบเทียบย่านการทำงานระหว่างการปั๊มน้ำด้วยความเร็วคงที่และด้วยการปรับความเร็ว



รูปที่ 2.194 : เปรียบเทียบประสิทธิภาพระหว่างการปั๊มน้ำด้วยความเร็วคงที่และด้วยการปรับความเร็ว



รูปที่ 2.195 : เปรียบเทียบการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับที่ความเร็วคงที่
และที่มีการปรับความเร็ว



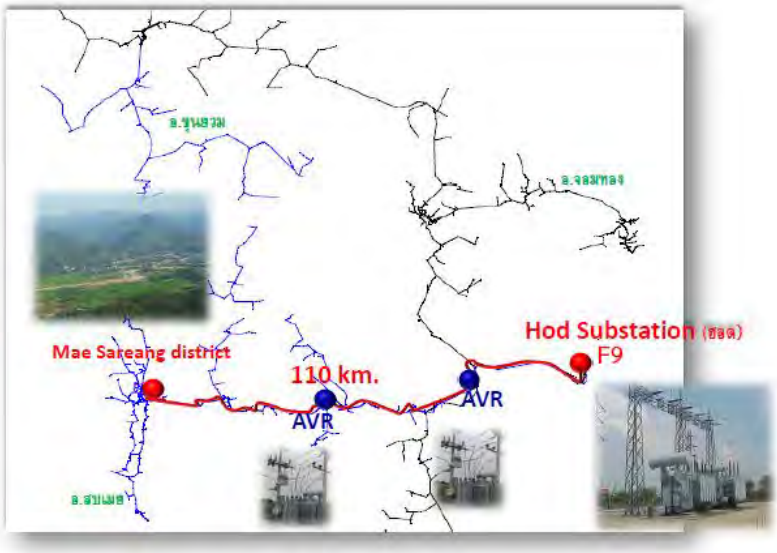
รูปที่ 2.196 : แนวทางการเสริมสร้างความมั่นคงของระบบในอนาคตโดย กฟผ.

นอกจากการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบแล้ว การพัฒนาเพิ่มความสามารถในการส่งกำลังไฟฟ้าของสายส่งก็เป็นสิ่งที่ควรดำเนินการคู่ขนานไปด้วย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตก็มีการพิจารณาเรื่องนี้อยู่แล้ว ณ ปัจจุบัน (รูปที่ 2.196) รวมทั้งควรมีการพัฒนาระบบวัดคุม หรือพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อใช้ในการวางแผนกำลังการผลิตและกำลังไฟฟ้าสำรองได้อย่างถูกต้องแม่นยำ ในหัวข้อถัดไป ทางคณะผู้วิจัยจะสรุปข้อมูลเบื้องต้นของโครงการตั้งแต่อดีต ปัจจุบัน จนถึงอนาคต เช่น โครงการไมโครกริดแม่สะเรียงและเกาะกูด ของ กฟภ. และโรงไฟฟ้าผาบ่อง และโครงการนำร่องระบบไฟฟ้าอัจฉริยะที่จังหวัดแม่ฮ่องสอน ของ กฟผ. เป็นต้น

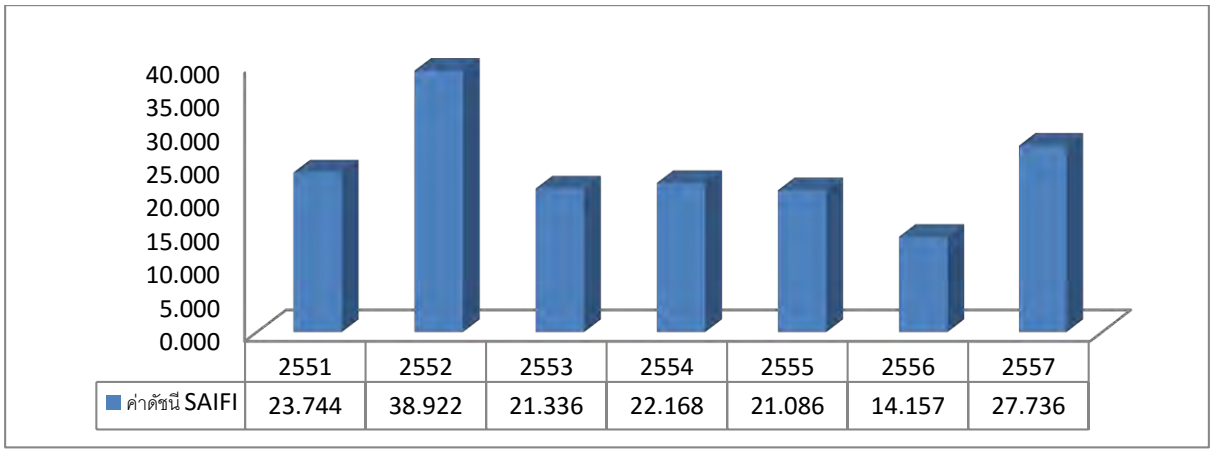
2.5.1 โครงการไมโครกริดแม่สะเรียง

อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน ส่วนใหญ่เป็นพื้นที่ป่าไม้ลุ่มน้ำชั้น 1A ซึ่งมีต้นไม้หนาแน่น โดยรับไฟจากระบบจำหน่ายยาวกว่า 100 กิโลเมตร (ดูรูปที่ 2.197 และรูปที่ 2.198) ทำให้เกิดไฟฟ้าขัดข้องจากต้นไม้บ่อยครั้ง และเป็นเวลานาน ซึ่งจะเห็นได้จากค่าดัชนี SAIFI และ SAIDI ในรูปที่ 2.199 และรูปที่ 2.200ที่มีค่าสูงกว่าค่าเฉลี่ยของประเทศ

รูปที่ 2.197 : สภาพภูมิประเทศ อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน

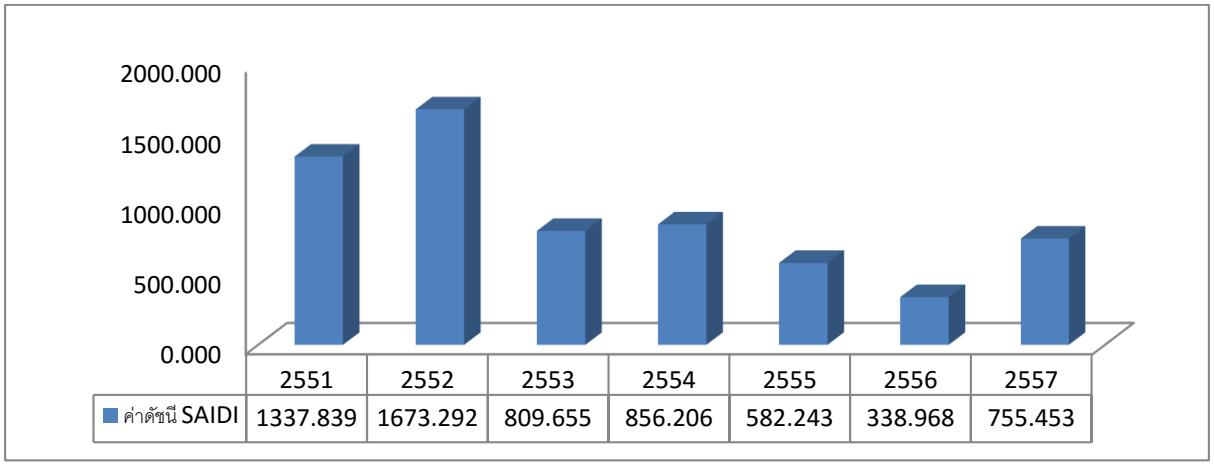


รูปที่ 2.198 : การจ่ายไฟของ อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน



	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557
ค่าดัชนี SAIFI	23.744	38.922	21.336	22.168	21.086	14.157	27.736

รูปที่ 2.199 : ค่าดัชนี SAIFI ของ อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน



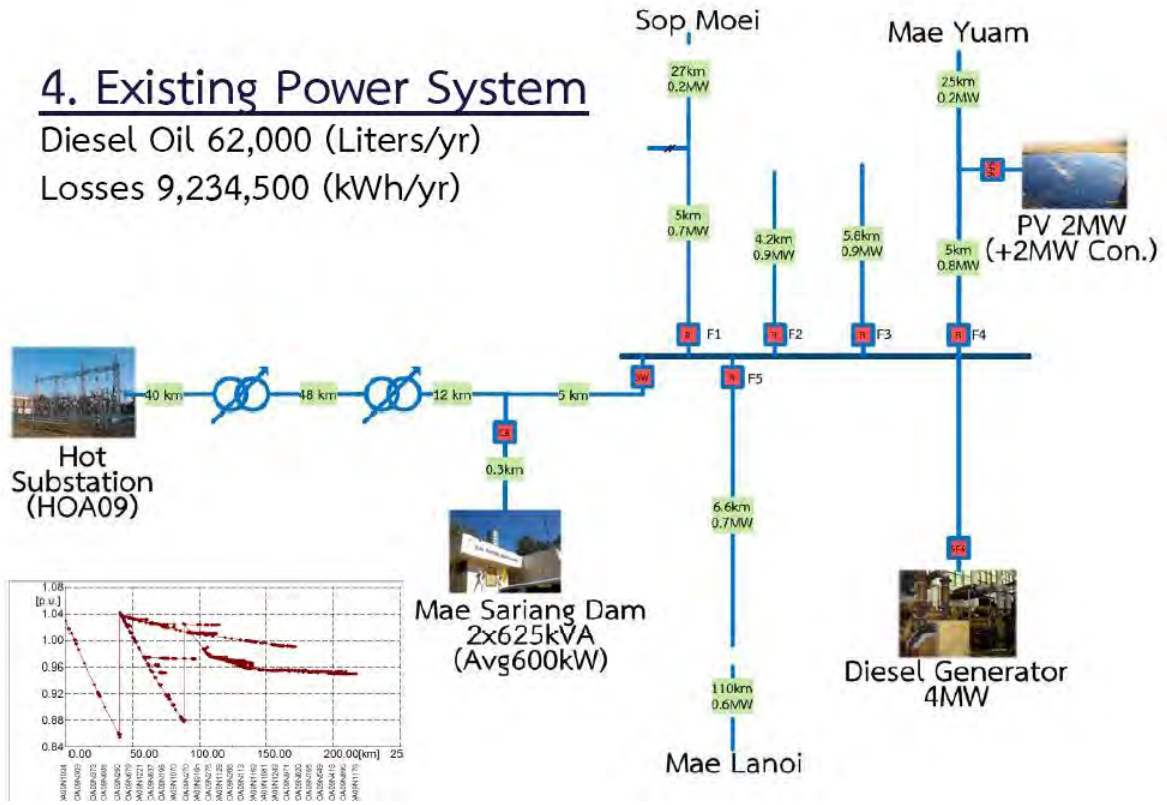
	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557
ค่าดัชนี SAIDI	1337.839	1673.292	809.655	856.206	582.243	338.968	755.453

รูปที่ 2.200 : ค่าดัชนี SAIDI ของ อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้บรรจุโครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่ อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน เป็นหนึ่งในโครงการในแผนพัฒนาโครงข่ายของ กฟภ. ให้เป็นโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ โดยมีวัตถุประสงค์ดังนี้

1) เพิ่มความมั่นคง ความเชื่อถือได้และคุณภาพของระบบไฟฟ้า
2) ลดหน่วยสูญเสียในระบบผลิตและจำหน่ายที่มีระยะทางไกล
3) ลดระยะเวลาและค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการและบำรุงรักษา
4) สนับสนุนนโยบายของรัฐบาลในการพัฒนาระบบไฟฟ้าในพื้นที่ให้เป็นโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทน

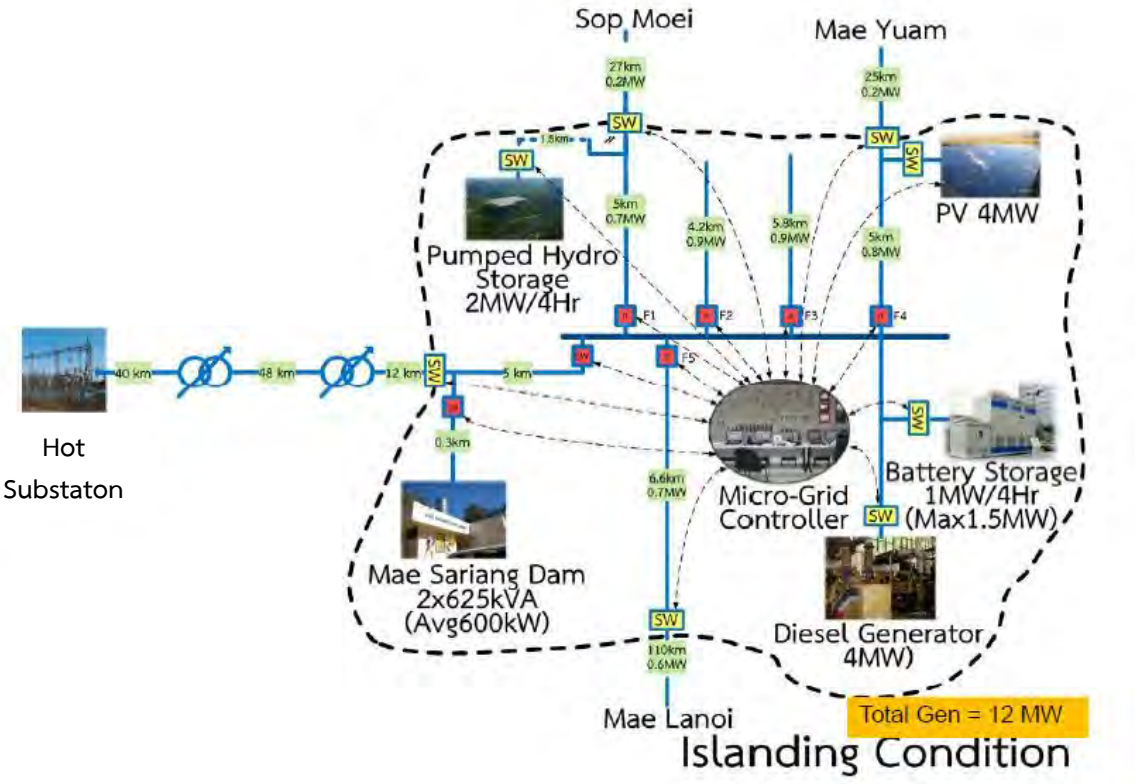
พื้นที่จ่ายไฟฟ้า อ. แม่สะเรียง รับไฟฟ้าด้วยที่ระดับแรงดัน 22 kV จากสถานีไฟฟ้าฮอด ฟีดเดอร์ 9 ขนานกับแหล่งผลิตในพื้นที่ โดยเปิดวงจร Load break Switch SF6 รหัส MHA1S-29 บริเวณสำนักงานป่าไม้ อ.ขุนยวม ระยะทางระบบจำหน่ายทั้งหมด 196 วงจร-กม. โหลดสูงสุดประมาณ 9.3 MW อัตราการเติบโตการใช้ไฟเพิ่มขึ้น 6% สถิติไฟฟ้าขัดข้อง 3 ปีย้อนหลังเฉลี่ย SAIFI 21 ครั้ง/ปี SAIDI 559 นาที/ปี คิดเป็นค่าเฉลี่ยเวลาไฟดับประมาณ 26.6 นาที/ครั้ง โดยแหล่งผลิตไฟฟ้าในพื้นที่เป็นดังตารางที่ 2.10



รูปที่ 2.201 : ระบบโครงข่ายไฟฟ้า ณ ปัจจุบันในพื้นที่จ่ายไฟ อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน

ตารางที่ 2.10 : แหล่งจ่ายและระบบผลิตในปัจจุบันของพื้นที่จ่ายไฟ อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน

Source	Capacity/Supply (MW)	Owner
Distribution Line 22kV	10 MW (Max)	PEA
Diesel Generator	4 MW (2.8 MW)	PEA
Hydro Power Plant	1.25 MW (0.3-0.8 MW)	DEDE Department of Alternative Energy Development and Efficiency
PV Power Plant	4 MW	VSPP
Diesel Generator	0.5 MW	Hospital

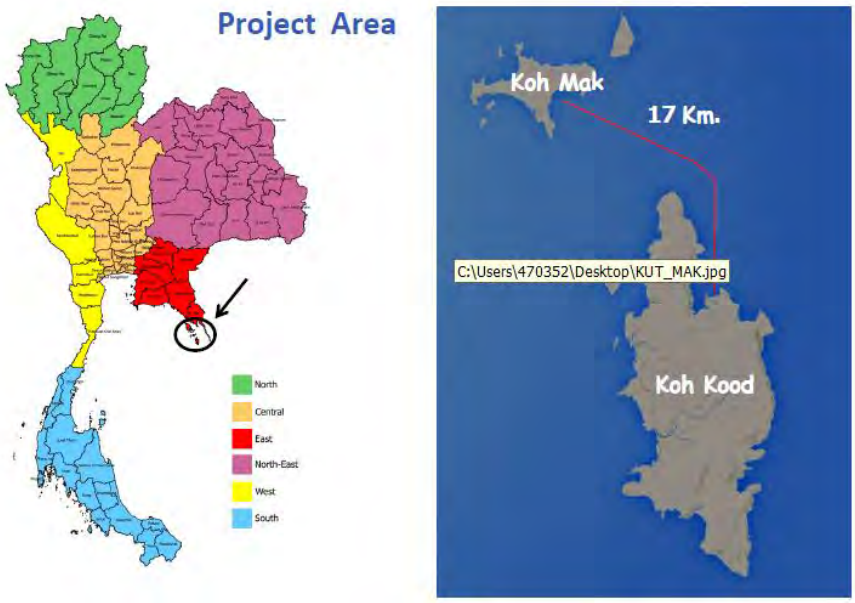


รูปที่ 2.202 : แนวคิดของระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมากของ กฟภ. ในพื้นที่ อ. แม่สะเรียง จ. แม่ฮ่องสอน

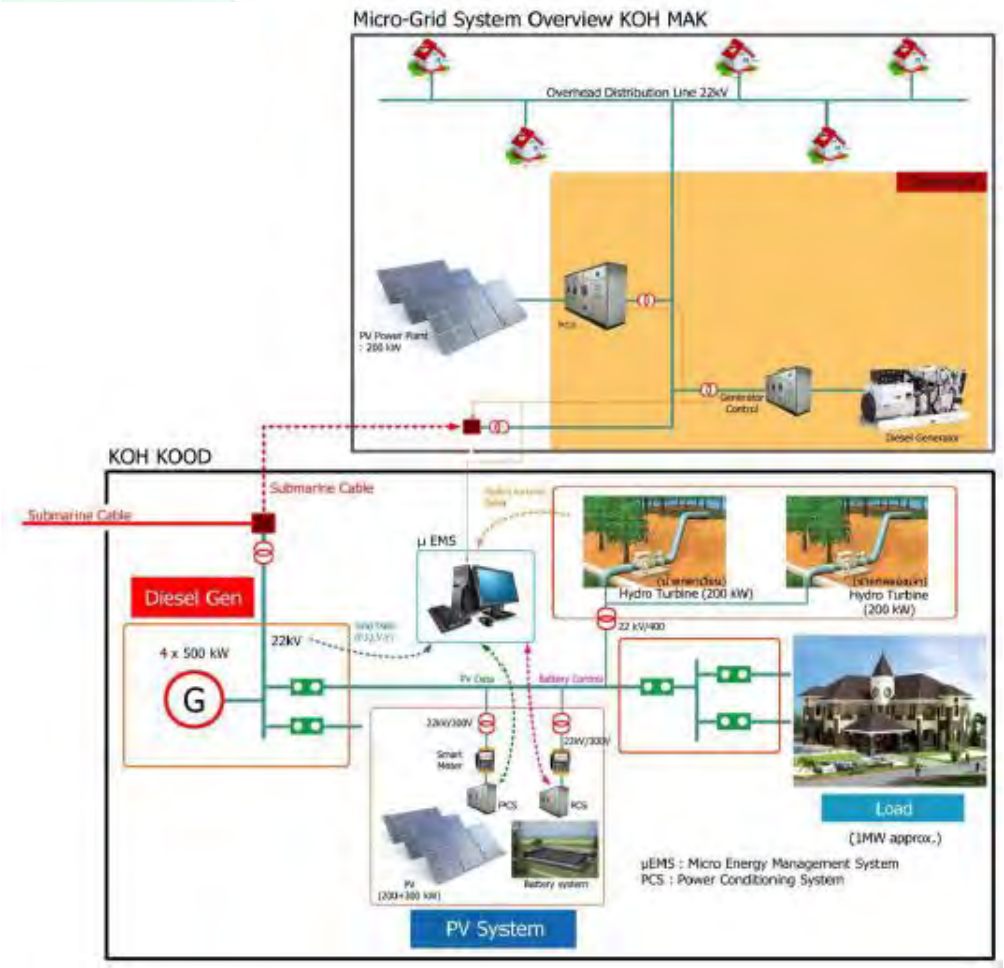
ในโครงการนี้ ส่วนที่ติดตั้งเพิ่มเติม (รูปที่ 2.202) คือระบบกักเก็บพลังงานจาก Pumped Hydro และแบตเตอรี่ ในส่วน Pumped Hydro ของโครงการอ่างเก็บน้ำผาผ่า(ห้วยแม่ป่าน) ในแผน จะมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าต่อเนื่อง 1 ชั่วโมง 14.96 MW หรือ ผลิตไฟฟ้าต่อเนื่อง > 7 ชั่วโมง 2 MW โดยที่ใช้น้ำ 150,000 ลบ.ม. สำหรับกำลังผลิต 2 MW/4 ชั่วโมง สำหรับระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่ จะมีขนาด 1 MW/4Hr (Max 1.5 MW) และใช้พื้นที่ประมาณ 50 X 28 ตร.ม.

2.5.2 โครงการไมโครกริดเกาะกูดและเกาะหมาก

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้จัดเตรียมโครงการไมโครกริดบนเกาะกูดและเกาะหมาก (รูปที่ 2.203) ซึ่งเป็นโครงการปรับปรุงระบบไฟฟ้ารองรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาจากพลังงานหมุนเวียน โดยรองรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก และแก้ไขปัญหาคุณภาพไฟฟ้าจากการเชื่อมต่อ โครงการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่เกาะกูด เกาะหมาก จ.ตราด จะมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำ ระบบกักเก็บพลังงาน และติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ (รูปที่ 2.203 และรูปที่ 2.205และตารางที่ 2.11) เพื่อให้มีพลังงานไฟฟ้าอย่างเพียงพอ ตลอดจนรองรับการจ่ายไฟแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก



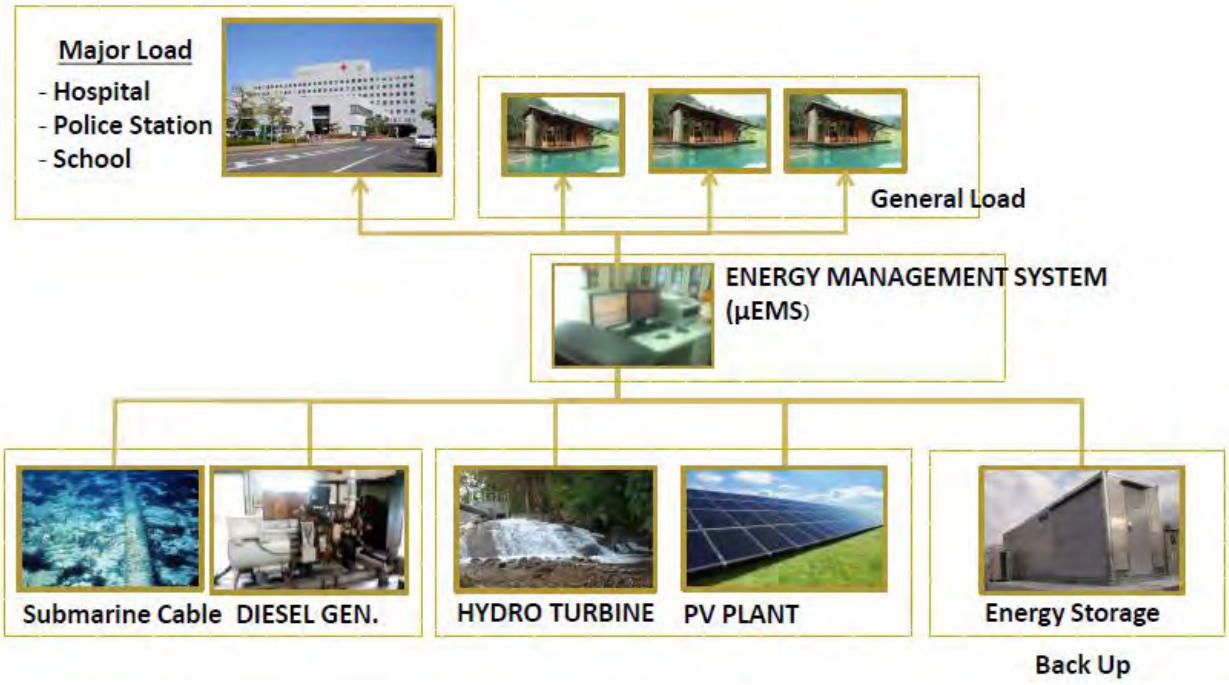
รูปที่ 2.203 : พื้นที่โครงการไมโครกริดเกาะกูด เกาะหมาก



รูปที่ 2.204 : ระบบบริหารจัดการไมโครกริดของเกาะกูดและเกาะหมาก

ตารางที่ 2.11 : แหล่งจ่ายและอุปกรณ์ที่จะติดตั้งเพิ่มในโครงการ

เกาะกูด	
1) PV Power Plant	200 kW
2) Hydro Power Plant	400 kW
3) Battery Energy Storage System	1.5 MW/1.5 MWh
4) Micro Grid Controller	
เกาะหมาก	
1) PV Power Plant	200 kW



รูปที่ 2.205 : การบริหารจัดการพลังงานด้วยไมโครอีเอ็มเอส

2.5.3 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผาบ่อง

โรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ผาบ่อง เป็นความร่วมมือระหว่าง กฟผ. กับ สนพ. ถือเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แห่งแรกของประเทศที่มีการใช้แบตเตอรี่ขนาดใหญ่ผสานการทำงานร่วมกับพลังงานหมุนเวียน ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (รูปที่ 2.206 และรูปที่ 2.207) ประกอบด้วย

1. แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Module)

เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำจากซิลิกอนแบบผลึกรวม (Poly Crystalline) กำลังผลิตต่อแผง 300 วัตต์ จำนวน 1,680 แผง มีประสิทธิภาพแผง (Module Efficiency) ประมาณ 13.0% ภายใต้สภาวะแวดล้อม ตามมาตรฐานการทดสอบ (JIS C8918, IEC1215) คือความเข้มแสงที่ตกกระทบตั้งฉากกับแผงเซลล์ 1,000 วัตต์ต่อตารางเมตรและอุณหภูมิแผงเซลล์ 25 องศาเซลเซียส เพื่อนำแผงเซลล์ขนาด 300 วัตต์มาต่ออนุกรม 12 แผงต่อสตริง(String) รวมจำนวน 140 สตริง จะได้แรงเคลื่อนไฟฟ้า 614.4 โวลต์ต่อสตริง

รูปที่ 2.206 : โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (500 kWp PV)
พร้อมระบบแบตเตอรี่ชนิดตะกั่วกรดขนาด 560 V/1200 Ah

2. เครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า (Inverter/Converter)

จำนวน 2 ชุด พร้อมระบบควบคุม ประกอบด้วย Inverter ขนาดกำลังผลิต 250 kVA. จำนวน 2 เครื่อง ใช้กับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ และ Power Converter ขนาดกำลังผลิต 200 kVA. จำนวน 2 เครื่อง (รูปที่ 2.208 และรูปที่ 2.209) เมื่อใช้งานร่วมกับระบบ Batterry จะมีประสิทธิภาพในการแปลงกระแสไฟฟ้าไม่ต่ำกว่า 94 % ได้ค่าแรงเคลื่อน ไฟฟ้าด้าน DC-Side 450-650 V. ด้าน AC-Side 400 V. 3 Phase โดยมีค่า Power Factor ไม่ต่ำกว่า 95 %

3. แบตเตอรี่ (Battery Storage)

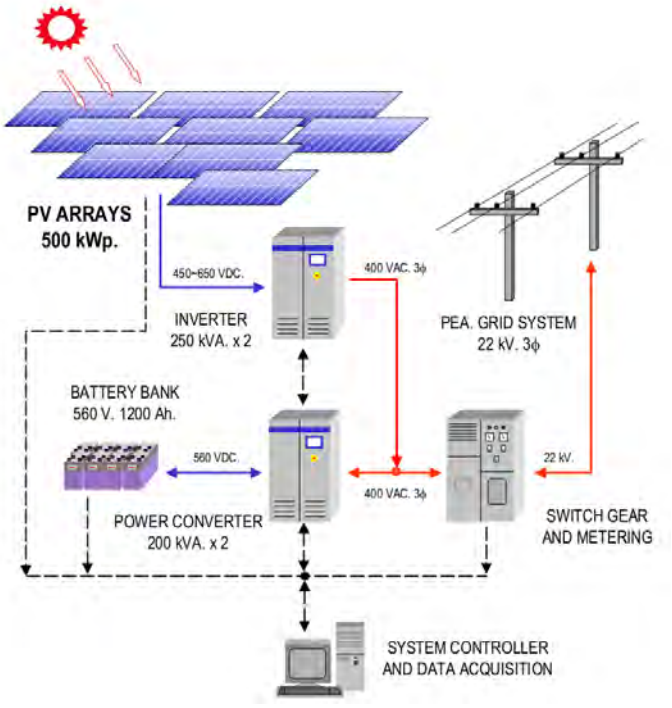
เป็นชนิดตะกั่วกรด แบบ Stationary Battery จำนวน 280 ลูก มีแรงดันไฟฟ้า 560 V. รวมความจุ 1,200 Ah. (รูปที่ 2.210) แบตเตอรี่จะจ่ายไฟฟ้าเสริมให้กับเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า เมื่อกำลังผลิตจากเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงกะทันหัน (เช่น ในกรณีที่เมฆเคลื่อนตัวเข้าบดบังแสงอาทิตย์อย่างรวดเร็ว) การใช้แบตเตอรี่เพื่อแก้ปัญหากำลังผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่อาจเปลี่ยนแปลงกะทันหันนี้ จะช่วยลดผลกระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีสภาพไม่มั่นคง เช่น ที่เป็นอยู่ในเขตอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอนลงได้

4. ระบบควบคุมและเก็บข้อมูล (System Controller and Data Acquisition)

จะทำหน้าที่ควบคุมการทำงานของเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้าทั้ง 2 ชุด ควบคุมการเก็บประจุและคายประจุไฟฟ้าของแบตเตอรี่ เพื่อให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีค่าสม่ำเสมอ ระบบเก็บข้อมูลและประมวลผลจะมีข้อมูลระบบไฟฟ้าที่ผลิตขึ้นทั้งหมดทุกช่วงเวลา สามารถเรียกมาตรวจสอบได้ตลอดเวลา

5. ระบบจำหน่าย ประกอบด้วย Transformer, Switch Gear, ระบบป้องกัน และ Metering

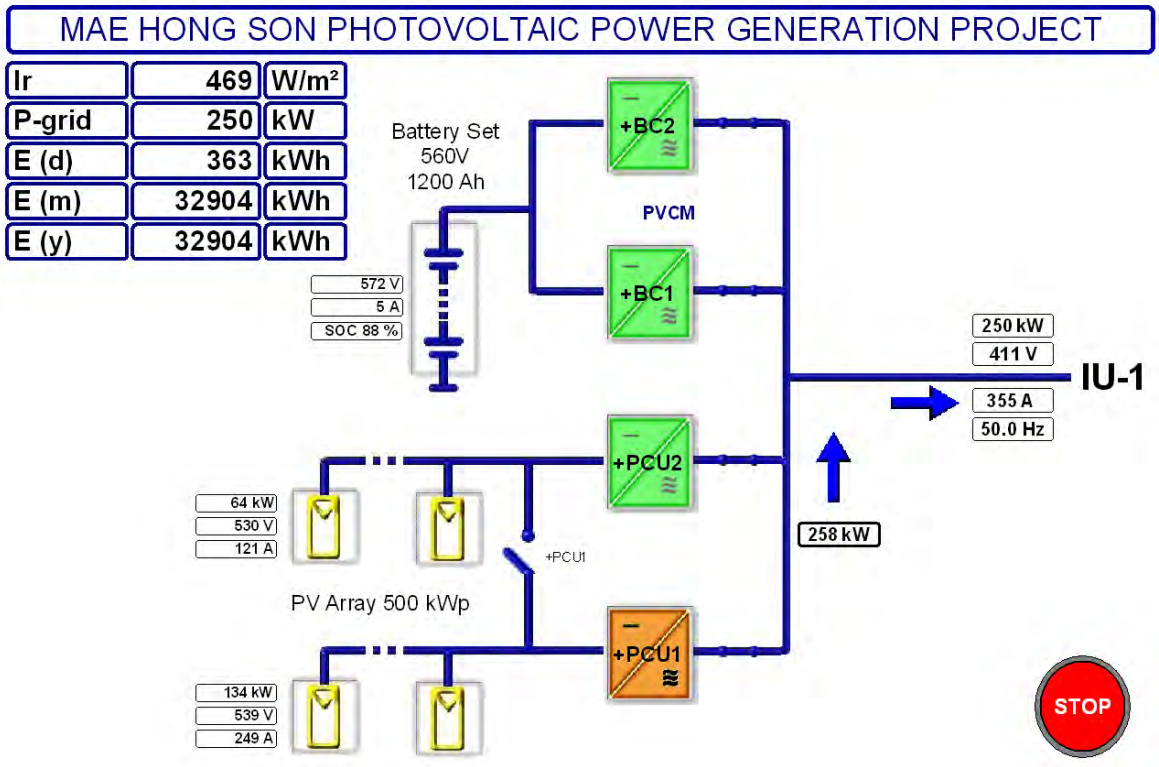
ระบบนี้ จะทำหน้าที่เพิ่มแรงดันให้มากพอสำหรับจ่ายเข้าระบบส่งของ กฟภ. โดยมีอุปกรณ์ตรวจวัด เก็บข้อมูล และแสดงผลค่าทางไฟฟ้าต่างๆ ที่ใช้ในการซื้อขายไฟฟ้า รวมทั้งมีระบบควบคุมความปลอดภัยที่เชื่อมต่อกับระบบส่งของ กฟภ.



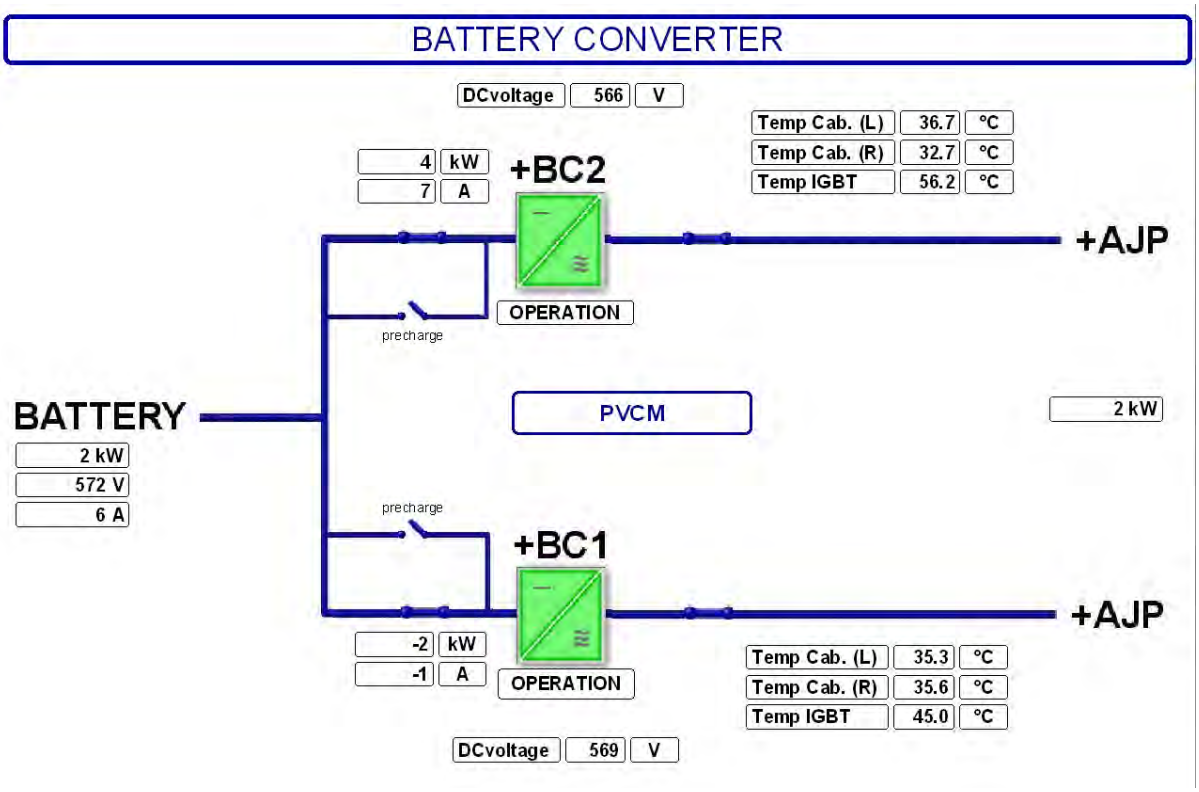
รูปที่ 2.207 : ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่โรงไฟฟ้าผาบ่อง

แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นไฟฟ้ากระแสตรง ขนาดแรงดันประมาณ 600 โวลต์ ผ่านระบบควบคุม เข้าเครื่องแปลงกระแสไฟฟ้า เปลี่ยนเป็นกระแสสลับ 400 โวลต์ 3 เฟส จากนั้นก็จะปรับเป็นแรงดันขนาด 22 กิโลโวลต์ สำหรับความเข้มของแสงอาทิตย์ในแต่ละวันจะสร้างพลังไฟฟ้า ได้ประมาณ 900 วัตต์ต่อตารางเมตร ได้เป็นกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ประมาณ 350-400 กิโลวัตต์ ในขณะที่กำลังการผลิตติดตั้งอยู่ที่ 500 กิโลวัตต์ ซึ่งประสิทธิภาพการผลิตคงที่อยู่ที่ 10% ตลอด (รูปที่ 2.211) โครงการนี้ทำให้ผลิตไฟฟ้าได้ปีละ 700,000 หน่วย ต้นทุนค่าผลิตประมาณ 13.35 บาทต่อหน่วย ลดการใช้น้ำมันดีเซลได้ประมาณ 200,000 ลิตรต่อปี ประหยัดเงินได้ประมาณ 3 ล้านบาทต่อปี ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ประมาณ 500,000 ไมโครกรัม/ปี เริ่มก่อสร้างเมื่อเดือน กุมภาพันธ์ 2546 และทดลองจ่ายกระแสไฟเข้าระบบส่ง 22 kV ของ กฟภ. เมื่อ 20 มีนาคม 2547 ก่อนนำโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์เข้าใช้งานโดยสมบูรณ์เมื่อ 9 เมษายน 2547

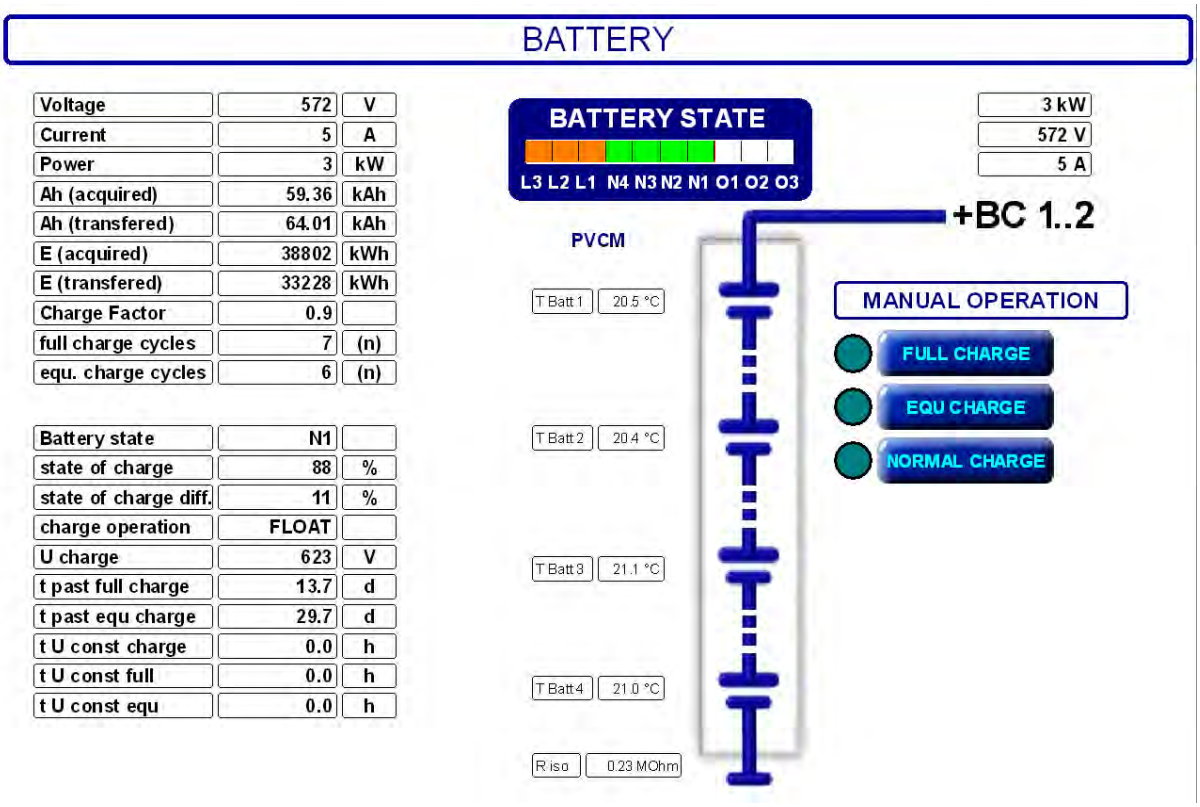
ระบบผลิตโดยรวมยังเป็นระบบมาตรฐานทำงานอัตโนมัติเต็มรูปแบบ เมื่อมีแสงจากดวงอาทิตย์ ระบบจะเริ่มทำงานอัตโนมัติโดยไม่ต้องอาศัยการควบคุม เจ้าหน้าที่ประจำโรงไฟฟ้าดีเซลในบริเวณใกล้เคียงจะเข้ามาดูแลบ้างในกรณีฉุกเฉิน ในกรณีที่เมฆหรือหมอกควันบังดวงอาทิตย์อย่างกะทันหันทำให้แสงอาทิตย์อ่อนลง กำลังผลิตไฟฟ้าที่แผงเซลล์ผลิตได้จะอ่อนลง ส่งผลต่อไฟฟ้าในระบบจำหน่าย เนื่องจากทำให้ความถี่และแรงเคลื่อนไฟฟ้าของระบบส่งเปลี่ยนไป กรณีดังกล่าวกำลังผลิตจะลดลงเป็นช่วงเวลาสั้นๆ ประมาณ 1-3 นาที ในช่วงนี้ระบบจะใช้พลังงานที่เก็บไว้ในแบตเตอรี่เข้ามาแทนที่ ที่แม่ฮ่องสอนนี้มีการ Back Up ระบบด้วยแบตเตอรี่เพื่อเสริมกับพลังงานไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมตั้งแต่ออกแบบในตอนแรกแล้ว



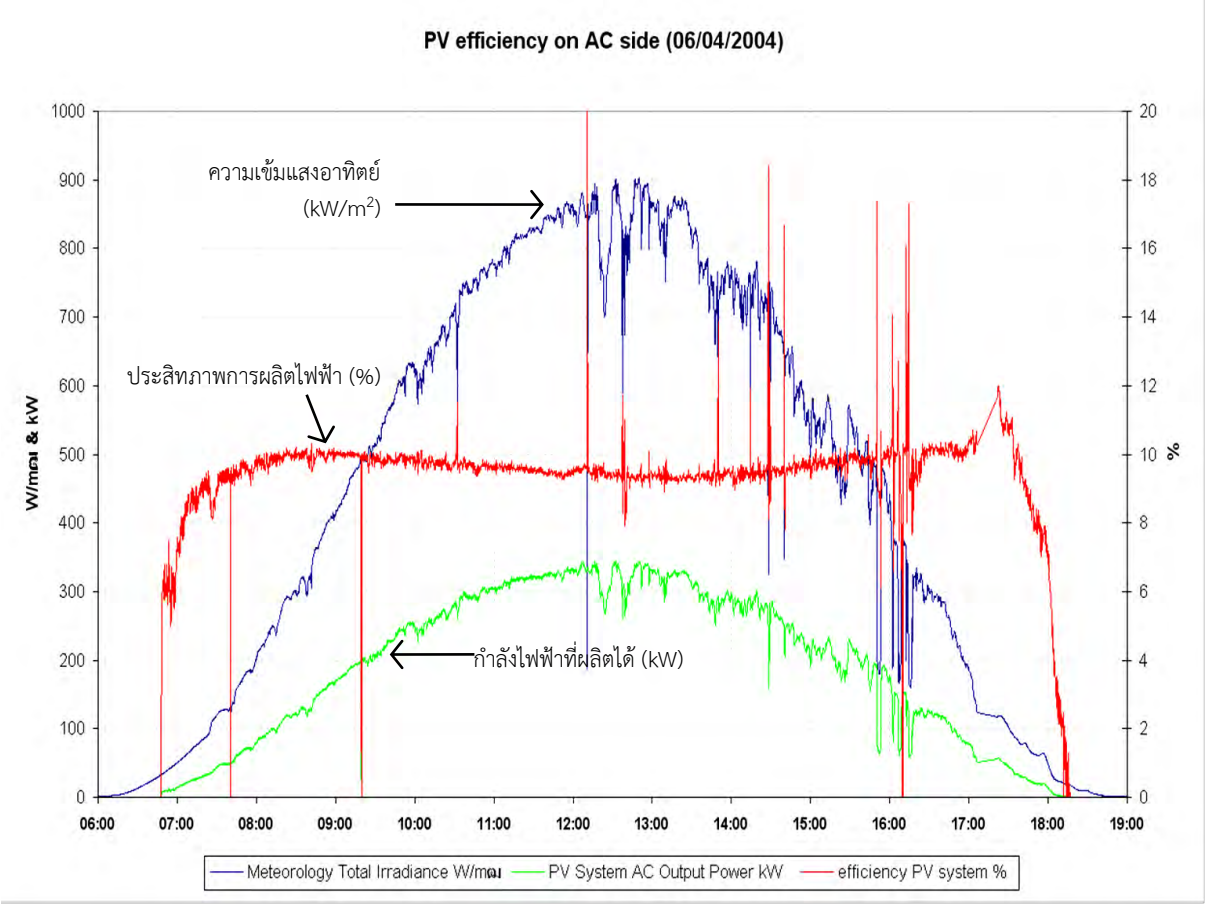
รูปที่ 2.208 : ระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่ทำงานร่วมกับแบตเตอรี่และเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า



รูปที่ 2.209 : ไดอะแกรมของคอนเวอร์เตอร์สำหรับแบตเตอรี่



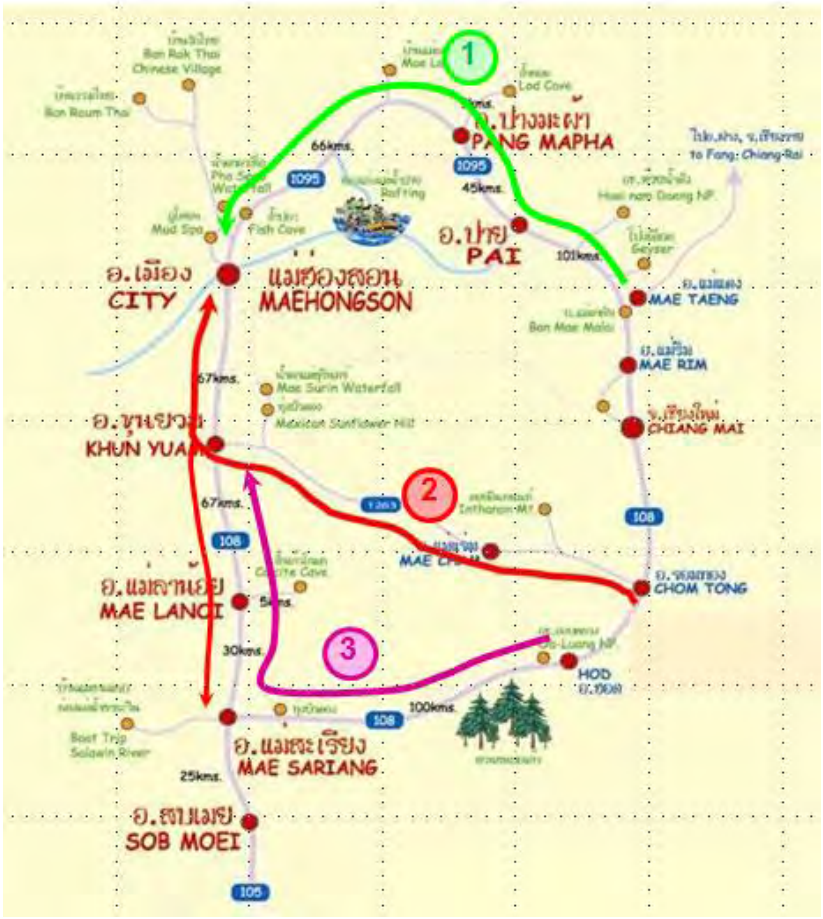
รูปที่ 2.210 : ไดอะแกรมการเชื่อมต่อของแบตเตอรี่



รูปที่ 2.211 : การผลิตไฟฟ้าในหนึ่งวันของระบบผลิตไฟฟ้าที่ผาบ่อง

2.5.4 โครงการนำร่องระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะที่แม่ฮ่องสอน

โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ มีวัตถุประสงค์ที่จะช่วยลดปัญหาไฟฟ้าขัดข้องในจังหวัดแม่ฮ่องสอนเป็นหลัก (พื้นที่โซน 2 ในรูปที่ 2.212) ปัญหาดังกล่าวเกิดจากความผิดพร่องของสายส่ง 115 kV และ 22 kV ซึ่งส่งผลทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ (ดูข้อมูลสถิติไฟดับในตารางที่ 2.12) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่จะช่วยสนับสนุนระบบไฟฟ้าในภาวะฉุกเฉินเพื่อรักษาสมดุลระหว่างกำลังการผลิตไฟฟ้ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาสั้นๆ ก่อนที่โรงไฟฟ้าดีเซลจะเริ่มเดินเครื่องเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตในพื้นที่ให้เพียงพอ นอกจากนั้นในภาวะปกติระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ยังสามารถใช้ช่วยปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าในด้านแรงดันหรือความถี่ได้ด้วย ทำให้สามารถนำระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้โดยไม่มีปัญหาเรื่องแรงดันหรือความถี่ ผลการดำเนินงานของโครงการนี้จะทำให้เกิดความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับการบริหารจัดการระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ซึ่งถือเป็นเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าอัจฉริยะที่สำคัญอันหนึ่ง



รูปที่ 2.212 : พื้นที่การจ่ายไฟในจังหวัดแม่ฮ่องสอน

ตารางที่ 2.12 : สถิติการเกิดไฟดับในจังหวัดแม่ฮ่องสอน ระหว่างปี 2553-2556

การไฟฟ้า	ปี 2553		ปี 2554		ปี 2555		ปี 2556	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
กฟจ.แม่ฮ่องสอน	72.79	851.02	47.13	1,143.85	8.53	349.89	29.38	1,135.63
กฟส.ปาย	24.63	1,508.17	17.61	553.51	6.05	269.47	26.16	697.17
กฟย.ขุนยวม	28.74	817.26	57.30	1,836.98	15.01	522.60	48.75	1,302.20
กฟส.แม่สะเรียง	10.67	404.83	22.17	856.21	4.65	88.50	14.16	338.97
กฟย.แม่ลาน้อย	17.63	597.91	28.28	1,019.28	6.08	195.56	18.47	633.52

Source: สถิติการเกิดไฟดับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กฟจ แม่ฮ่องสอน

โครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ มีวัตถุประสงค์ดังนี้คือ

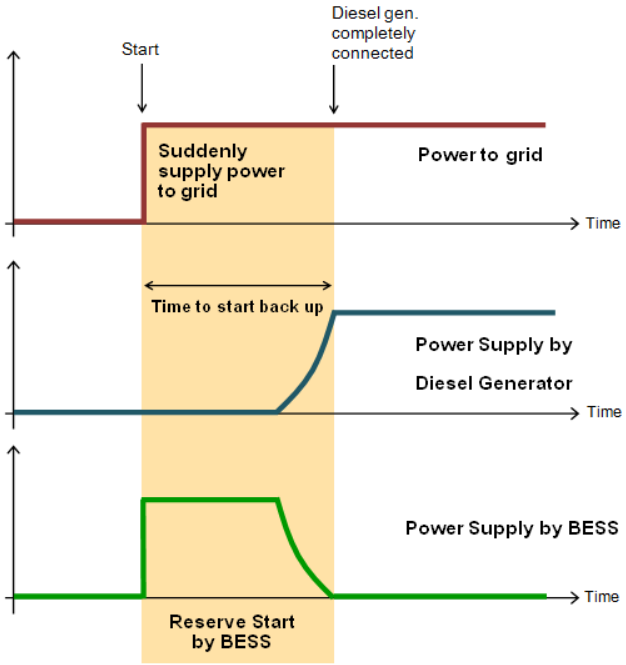
1) ในภาวะฉุกเฉินที่สายส่ง 115 kV หรือ 22 kV เกิดความผิดพร่อง ระบบกักเก็บพลังงานจะทำหน้าที่เป็น Spinning Reserve เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอำเภอเมืองแม่ฮ่องสอน (หน้าที่หลัก รูปที่ 2.213และรูปที่ 2.214)

2) ในภาวะปกติ ระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่สามารถใช้ช่วยปรับปรุงคุณภาพของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในด้านแรงดันหรือความถี่ (หน้าที่รอง)

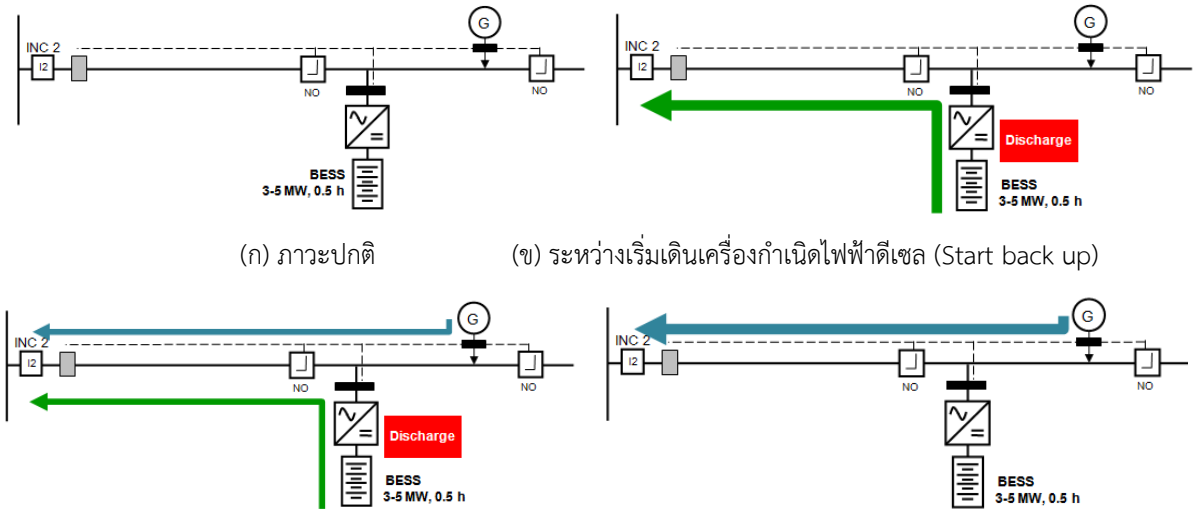
3) ช่วยให้สามารถนำระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะจากเซลล์แสงอาทิตย์เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้โดยไม่มีปัญหาเรื่องแรงดันหรือความถี่

โหมดการทำงาน

- โหมดปกติ สำหรับช่วยระบบโครงข่ายไฟฟ้าในฟังก์ชัน Voltage/Frequency regulation
- โหมด Spinning reserve สำหรับกรณีกำลังไฟฟ้าในพื้นที่ไม่เพียงพอ (เพราะเกิดความผิดพร่องของสายส่ง 115 kV, 22 kV)
- โหมด Islanding (Voltage droop control) สำหรับกรณีที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าทำงานในสถานะ Microgrid และจำเป็นต้องให้ระบบกักเก็บพลังงานช่วยผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 2.213 : การทำงานในโหมด Reserve Start ของระบบแบตเตอรี่

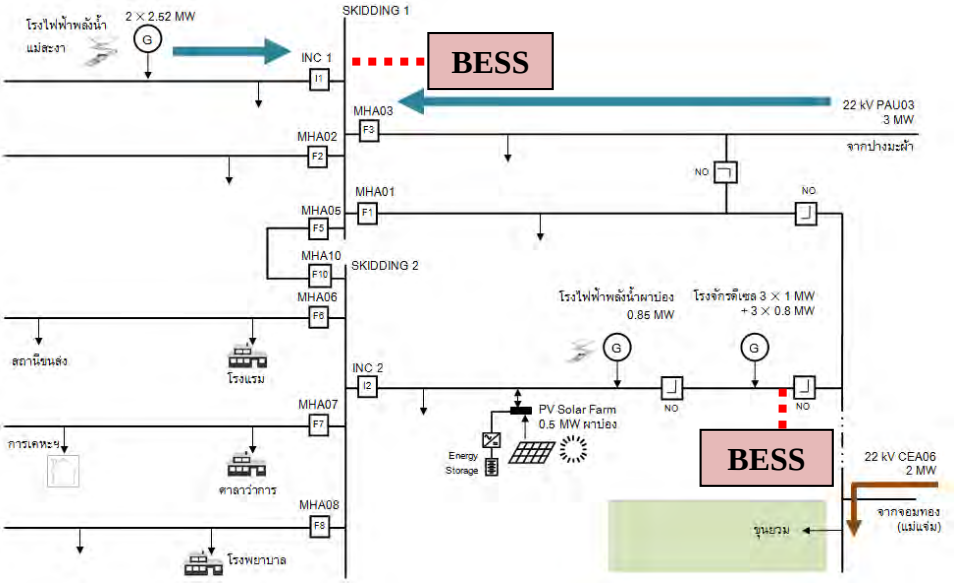


(ก) ภาวะปกติ (ข) ระหว่างเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (Start back up)

(ค) ช่วงถ่ายโอนโหลดระหว่าง BESS และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (ง) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนานกับกริดอย่างสมบูรณ์

รูปที่ 2.214 : กลไกการทำงานรวมกันระหว่าง BESS และ DMS
เป็น Reserve Start ให้แก่ Diesel Generator

จุดเด่นของระบบโครงข่ายไฟฟ้าในพื้นที่ อ. เมือง แม่ฮ่องสอน คือ 1) มีแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ เช่น โรงไฟฟ้าพลังน้ำแม่สะงา และโรงจักรดีเซล ซึ่งมีกำลังผลิตพอสมควรโดยเฉพาะฤดูฝน และ 2) การเชื่อมต่อของสายส่งจากหลายเส้นทาง ดังนั้นการพัฒนาระบบควบคุมสำหรับระบบจำหน่ายให้เป็นอัตโนมัติ จะช่วยให้สามารถใช้แหล่งผลิตไฟฟ้าต่างๆ และระบบส่งในการเป็นระบบไฟสำรองซึ่งกันและกันได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ สามารถลดเวลาในการถ่ายโอนโหลดระหว่างสายส่ง ทำให้ลดระยะเวลาในการเกิดไฟดับ และเมื่อมีการนำระบบแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System; BESS) มาใช้เพิ่มเติมนอกจากจะช่วยให้การถ่ายโอนโหลดระหว่างสายส่งไร้รอยต่อแล้ว ยังทำหน้าที่เป็น Reserve Start ให้แก่โรงจักรดีเซลอีกด้วยดังรูปที่ 2.215



รูปที่ 2.215 : การติดตั้งระบบแบตเตอรี่กับระบบไฟฟ้าใน อ. เมือง จ. แม่ฮ่องสอน

บทที่ 3
แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และความต้องการใช้ไฟฟ้า

จากที่ได้นำเสนอในบทที่ 2 นั้น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นจะมีความซับซ้อนทำให้เกิดความยุ่งยากในการวางแผนล่วงหน้าได้ อันเนื่องมากจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถคาดการณ์ได้ (Partial Unpredictability) ซึ่งมีความแตกต่างจากการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงแบบดั้งเดิมที่ทางผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถวางแผนกำลังการผลิตล่วงหน้าได้ค่อนข้างแน่นอน อีกทั้งลักษณะของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นยังไม่สามารถควบคุมการผันแปร (Non-controllable Variability) ได้อีกด้วย ลักษณะของการไม่สามารถควบคุมได้ของพลังงานหมุนเวียนนี้เป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ารักษาความสมดุลให้กับระบบไฟฟ้าได้ยาก อันเนื่องมาจากความไม่แน่นอนของตัวแปรควบคุมที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทนั้นเอง นอกจากความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแล้ว ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบก็ยังมีความไม่แน่นอนอีกด้วย กล่าวคือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าก็มีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาขึ้นอยู่กับผู้ใช้ไฟฟ้า แต่อย่างไรก็ดี ความไม่แน่นอนในส่วนที่เกิดจากความต้องการใช้ไฟฟ้านี้มีรูปแบบที่สามารถคาดการณ์ได้ง่ายกว่าความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และทางผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าก็คุ้นเคยกับพฤติกรรมความไม่แน่นอนอันเกิดจากความต้องการใช้ไฟฟ้ามานานแล้วและมีวิธีจัดการควบคุมระบบผลิตไฟฟ้าให้สามารถรับรองความต้องการในระบบได้อย่างเพียงพอ เมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนทั้ง 2 ส่วนข้างต้นรวมกันแล้ว ความไม่แน่นอนอันเกิดจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นก็สามารถพิจารณาเสมือนความไม่แน่นอนของระบบไฟฟ้าอันเกิดจากความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ แต่ความไม่แน่นอนดังกล่าวจะมีความรุนแรงและมีการเปลี่ยนแปลงที่รวดเร็วกว่าความไม่แน่นอนจากความต้องการใช้ไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว

เพื่อให้สามารถทำการวิเคราะห์ผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงที่มีต่อระบบไฟฟ้ากำลัง และเพื่อให้สามารถวิเคราะห์ถึงปัญหาทางวิศวกรรมไฟฟ้ากำลังที่กล่าวถึงในบทที่ผ่านมาได้อย่างชัดเจน ผู้วิจัยจำเป็นจะต้องทำการสร้างแบบจำลองต่างๆ ให้เหมาะสม และนำมาใช้จำลองเหตุการณ์ต่างๆ เพื่อให้สอดคล้องกับความเป็นจริงเพื่อให้สามารถทำการทดสอบการแก้ปัญหาที่มีแนวโน้มจะเกิดขึ้นด้วยเทคโนโลยีทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้าไฟฟ้ากำลังได้ ดังนั้น ในบทนี้ จะนำเสนอแบบจำลองความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภท รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทแยกตามภูมิภาคของประเทศไทย และทำการจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทที่มีต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าภาพรวมของประเทศไทย

3.1 แบบจำลองความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท

ในส่วนนี้ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอแบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท ซึ่งทางคณะผู้วิจัยจะอธิบายถึงปัจจัยทางกายภาพของสิ่งแวดล้อมที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้า แบบจำลองที่ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอในส่วนนี้จะแสดงความสัมพันธ์ของตัวแปรสิ่งแวดล้อมที่มีต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าของ

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภท ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทนั้นจะมีลักษณะการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับลักษณะของพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่ใช้ในการแปลงพลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้า ดังนั้น ในการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทจึงมีองค์ประกอบหลักด้วยกัน 2 ส่วน คือ

1. แบบจำลองพลังงานหมุนเวียน
2. แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า

ในส่วนแรกนั้น ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอแบบจำลองของพลังงานหมุนเวียนซึ่งแสดงถึงความไม่แน่นอนของตัวแปรสิ่งแวดล้อมที่มีผลต่อกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และในส่วนที่สอง ผลของตัวแปรสิ่งแวดล้อมเหล่านั้นจะสัมพันธ์กับการผลิตไฟฟ้าอย่างไรจะถูกนำเสนอเป็นลำดับถัดไป แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท ซึ่งประกอบไปด้วย พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก และกลุ่มเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพ ได้แก่ เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และการผลิตไฟฟ้าจากขยะ จะมีรายละเอียดดังนี้

3.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมเป็นการใช้ประโยชน์จากลมที่พัดผ่านตามพื้นที่ต่างๆ ซึ่งมีความเร็วแตกต่างกันไปขึ้นกับลักษณะภูมิประเทศนั้น โดยปกติแล้ว กระแสลมมีความเร็วที่ไม่แน่นอน ดังนั้นในการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจึงแบ่งได้เป็น 2 ส่วน คือ แบบจำลองความเร็วลม และแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ดังนี้

1. แบบจำลองความเร็วลม

โดยในงานวิจัยนี้ จะพิจารณาแบบจำลองความเร็วลม ($v_{k,t}$) เป็น 2 ส่วนดังแสดงในสมการที่ (3.1) โดยส่วนแรกคือความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ k ($v_{trend,k}$) ซึ่งใช้แทนความเร็วลมเฉลี่ยที่แปรตามฤดูกาลและเวลา ความเร็วลมในส่วนนี้จะมีการเปลี่ยนแปลงเฉลี่ยช้า จึงถือว่าความเร็วลมเฉลี่ยในส่วนนี้มีค่าประมาณคงที่ ส่วนต่อมาคือตัวแทนความไม่แน่นอนของความเร็วลม ($v_{noise,t}$) ที่ใช้แทนการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมในช่วงเวลาสั้นๆ รอบความเร็วลมเฉลี่ย

$$v_{k,t} = v_{trend,k} + v_{noise,t} \quad (3.1)$$

ในการสร้างแบบจำลองความเร็วลมจากข้อมูลการตรวจวัดรายชั่วโมง จะกำหนดให้ $v_{trend,k}$ มีค่าคงที่ในแต่ละชั่วโมงแต่เปลี่ยนแปลงไปตามฤดูกาล ส่วนค่า $v_{noise,t}$ จะเป็นความเร็วลมที่เปลี่ยนแปลงในช่วงเวลาสั้นๆ ภายใน 1 ชั่วโมง ซึ่งในแบบจำลองนี้ ทางคณะผู้วิจัยได้กำหนดให้ความเร็วลมในส่วนนี้เป็นความเร็วลมที่เกิดขึ้นในช่วงเวลา 1 นาที ซึ่งความเร็วลมในส่วนนี้จะอาศัยค่าทางสถิติจากการสุ่มที่ได้จากกระบวนการเชิงสุ่ม (Stochastic Process) ซึ่งรายละเอียดของแบบจำลองได้อธิบายในภาคผนวก ก. ซึ่งความเร็วลมในช่วงเวลา 1 นาทีสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.2)

$$v_{k,t} = v_{trend,k} + Z \times \sigma_k \times v_{trend,k} \quad (3.2)$$

โดย $v_{k,t}$ คือ ความเร็วลมรายนาทีในชั่วโมงที่ k

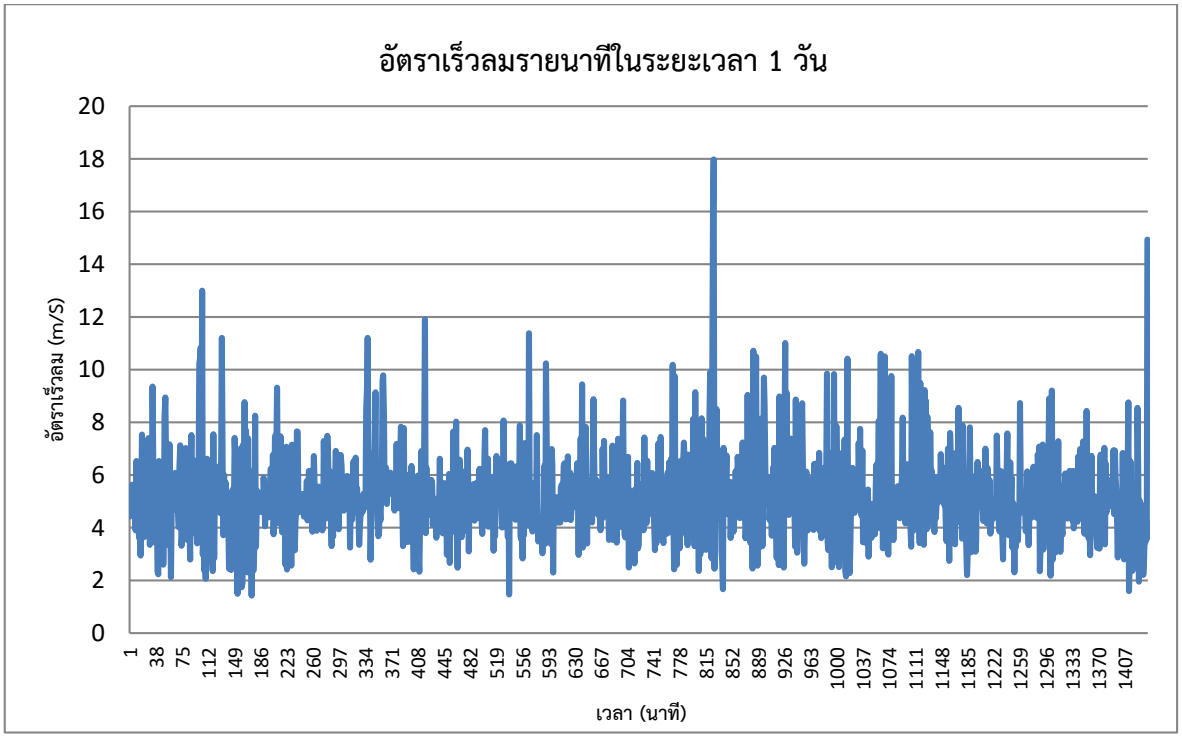
$v_{trend,k}$ คือ ความเร็วลมเฉลี่ยนรายชั่วโมงที่ k

Z คือ ค่าสุ่มจากการแจกแจงแบบปกติมีค่าอยู่ในช่วง (-3,3)

σ_k คือ ค่าความแปรปรวนของความเร็วลมในชั่วโมงที่ k

t คือ จุดเวลาที่ต้องการพิจารณานับจากต้นชั่วโมงที่ k

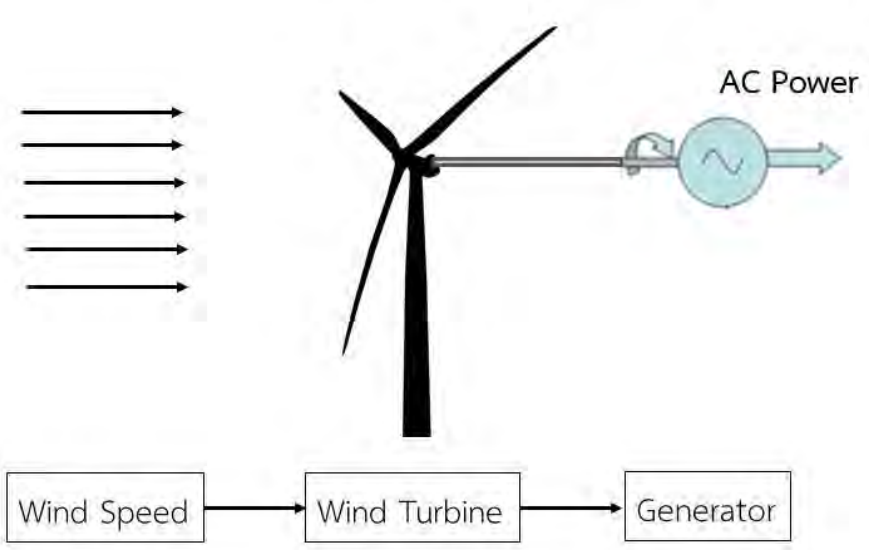
จากสมการข้างต้น เมื่อมีข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ย และค่าความแปรปรวนของความเร็วลมรายชั่วโมงก็จะสามารถหาความเร็วลมในแต่ละช่วงเวลาได้ ซึ่งในแบบจำลองความเร็วลมในงานวิจัยฉบับนี้จะกำหนดให้เป็นช่วงเวลาดังกล่าวเป็น 1 นาที ตัวอย่างสถิติความเร็วลมสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 : ตัวอย่างความเร็วลมราย 1 นาที ในเวลา 1 วันของประเทศไทย

2. แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมมีหลักการทำงานแสดงดังรูปที่ 3.2 กล่าวคือ เมื่อมีกระแสลมพัดผ่านใบพัดของกังหันลม ใบพัดจะทำหน้าที่รับกระแสลมและเปลี่ยนให้เป็นพลังงานกล โดยใบพัดจะเชื่อมต่อกับชุดแกนหมุนและเพลาแกนหมุนซึ่งจะเป็นตัวรับแรงจากแกนหมุนใบพัดเพื่อปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากนั้นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจึงทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานกลให้เป็นพลังงานไฟฟ้า ดังนั้นจะเห็นได้ว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจึงขึ้นกับความเร็วลมเป็นสำคัญ



รูปที่ 3.2 : แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

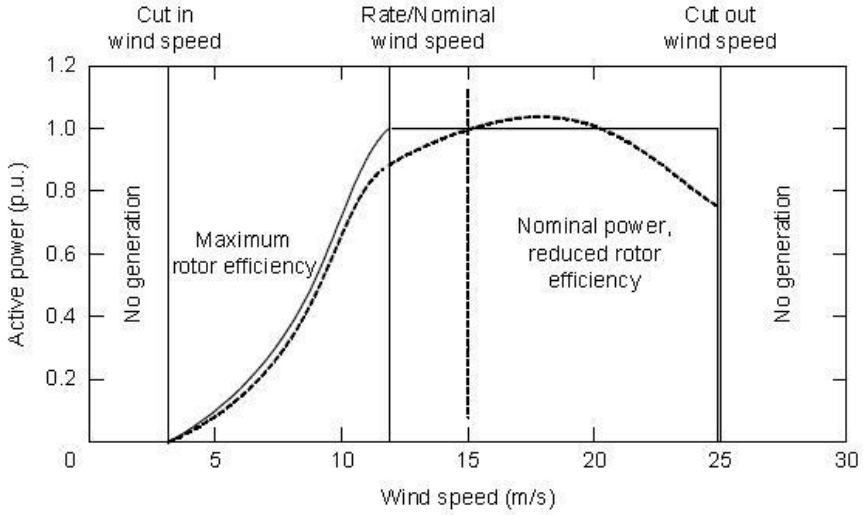
จากที่กล่าวไปแล้วในส่วนของแบบจำลองความเร็วลม ระดับความเร็วลมจะเปลี่ยนแปลงตามเวลาและมีความไม่แน่นอน แต่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมจะสามารถแปลงพลังงานกลจากกังหันลมเป็นพลังงานไฟฟ้าได้ตามช่วงการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยขึ้นกับกับระดับความเร็วลม ซึ่งระดับความเร็วลมที่พัดผ่านกังหันเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าถูกแบ่งได้เป็น 4 ระดับ ดังนี้

1) ความเร็วลมเข้าระบบ (Cut-in Wind Speed) คือ ความเร็วลมที่กังหันลมสามารถเริ่มต้นทำงานและผลิตไฟฟ้าได้ โดยปกติแล้วจะมีค่าประมาณ 2.5-4 เมตรต่อวินาที ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมแต่ละรุ่น ซึ่งถ้าความเร็วลมมีค่าน้อยกว่าค่านี้ระบบจะไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้

2) ความเร็วลมที่ทำให้กังหันลมทำงานได้ประสิทธิภาพสูงสุด (Maximum Rotor Efficiency) คือ ความเร็วลมที่อยู่ในช่วงที่มากกว่าความเร็วเข้าระบบแต่น้อยกว่าความเร็วลมเต็มพิกัด โดยกำลังผลิตที่ได้จากความเร็วลมระดับนี้จะขึ้นกับมุมของกังหันลม (Pith Angle) และอัตราส่วนความเร็วยอด

3) ความเร็วลมเต็มพิกัด (Nominal or Rated Wind Speed) คือ ความเร็วลมที่กังหันลมสามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มพิกัดอย่างต่อเนื่อง ซึ่งจะมีความเร็วประมาณ 12-15 เมตรต่อวินาที ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานลมแต่ละรุ่น และเป็นระดับความเร็วลมที่กังหันลมทำงานอยู่บนพิกัดกำลังสูงสุดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งหากความเร็วลมมากว่าค่านี้ก็จะไม่ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้

4) ความเร็วลมตัดออก (Cut-out Wind Speed) คือ ความเร็วลมสูงสุดที่อาจก่อให้เกิดความเสียหายกับกังหันลมได้ ระบบจึงต้องหยุดการทำงานที่ความเร็วลมระดับนี้ โดยทั่วไปจะมีค่าตั้งแต่ 25 เมตรต่อวินาทีขึ้นไป



รูปที่ 3.3 : ตัวอย่างระดับความเร็วลมกับกำลังการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม

เนื่องจากในการประเมินค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น เป็นการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าในสภาวะอยู่ตัว จึงใช้สมการในการคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมตามสมการที่ (3.3)

$$P_w = \begin{cases} 0 & v < v_{ci}, v_{co} < v \\ \left(\dfrac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3}\right) P_r & v_{ci} < v < v_r \\ P_r & v_r < v < v_{co} \end{cases} \qquad (3.2)$$

โดยที่ P_w คือ กำลังไฟฟ้า (วัตต์)
P_r คือ กำลังไฟฟ้าพิกัด (วัตต์)
v_{ci} คือ ความเร็วลมเข้าระบบ (เมตรต่อวินาที)
v_r คือ ความเร็วลมเต็มพิกัด (เมตรต่อวินาที)
v_{co} คือ ความเร็วลมตัดออก (เมตรต่อวินาที)

โดยปกติแล้ว เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานลมจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ Converter เพื่อช่วยรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบ และอุปกรณ์ Converter จะมีประสิทธิภาพในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าค่าหนึ่ง ซึ่งสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบได้ดังสมการ

$$P_{e,w} = P_w \times eff_w \qquad (3.3)$$

โดยที่ eff_w คือ ประสิทธิภาพของ Converter ที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลัก

3.1.2 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้า แต่การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นจะขึ้นอยู่กับปัจจัยของอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมด้วย ดังนั้นในการจำลองระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ จะต้องพิจารณาทั้งความไม่แน่นอนของปัจจัยสิ่งแวดล้อม 2 ส่วน คือความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมซึ่งปัจจัยทั้งสองส่วนนั้นมีความสัมพันธ์กันดังรายละเอียดต่อไปนี้

1. แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม

ในการสร้างแบบจำลองปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งก็คือความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม จะต้องพิจารณาว่าทั้งสองปัจจัยมีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลาและสภาพภูมิอากาศ กล่าวคือ ความเข้มแสงจะขึ้นกับช่วงเวลา เช่น ในช่วงเช้าความเข้มแสงในประเทศไทยจะค่อยๆเพิ่มขึ้นจนมากสุดในช่วงเที่ยงแล้วค่อยๆลดลงในช่วงเย็น และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจะขึ้นกับสภาพอากาศและภูมิประเทศ เช่น พื้นที่สูงอุณหภูมิจะต่ำ อย่างไรก็ตาม ปัจจัยทั้งสองไม่เป็นอิสระต่อกัน และอาจจะมีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกัน กล่าวคือ ช่วงเวลาที่ความเข้มแสงอาทิตย์สูง อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมก็อาจจะสูงตามไปด้วย ในทางกลับกันช่วงเวลาที่ความเข้มแสงอาทิตย์ต่ำ อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมก็อาจจะต่ำตามไปด้วย ดังนั้นในการสร้างแบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจึงไม่เหมาะสมนักที่จะสร้างโดยให้ปัจจัยทั้งสองเป็นอิสระต่อกัน โดยแบบจำลองดังกล่าวควรสร้างให้มีลักษณะที่มีความสัมพันธ์กันหรือขึ้นต่อกันด้วย จากที่กล่าวมาข้างต้นในส่วนนี้จะอธิบายถึงแบบจำลองของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา จากนั้นแบบจำลองที่แสดงความสัมพันธ์ของตัวแปรความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจะอธิบายเป็นลำดับถัดไป

(ก) แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา

แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่แปรตามเวลาจะมีลักษณะคล้ายกันกับแบบจำลองความเร็วลม โดยจะประกอบไปด้วยส่วนที่เป็นค่าเฉลี่ยรายชั่วโมง ($G_{trend,k}$, $T_{trend,k}$) และส่วนของความไม่แน่นอนของปัจจัยดังกล่าว ($G_{noise,t}$, $T_{noise,t}$) ซึ่งอธิบายได้ด้วยกระบวนการสุ่มที่มีการกระจายแบบปกติที่มีค่าเฉลี่ยเท่ากับศูนย์ และมีความแปรปรวนเปลี่ยนแปลงตามค่าเฉลี่ยของปัจจัยและเวลา โดยสามารถแสดงเป็นสมการได้ดังต่อไปนี้

$$G_{k,t} = G_{trend,k} + G_{noise,t} \quad (3.4)$$

$$T_{k,t} = T_{trend,k} + T_{noise,t} \quad (3.5)$$

ในทำนองเดียวกันกับแบบจำลองของความเร็วลม จากสมการข้างต้นสามารถจัดรูปแบบได้ใหม่ตามรายละเอียดในภาคผนวก ข ซึ่งจะได้แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาดังนี้

$$G_{k,t} = G_{trend,k} + Z_G \times \sigma_{G,k} \times G_{trend,k} \quad (3.7)$$

$$T_{k,t} = T_{trend,k} + Z_T \times \sigma_{T,k} \times T_{trend,k} \quad (3.8)$$

โดย $G_{k,t}$ คือ ความเข้มแสงอาทิตย์รายนาทีในชั่วโมงที่ k

$T_{k,t}$ คือ อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมรายนาทีในชั่วโมงที่ k

$G_{trend,k}$ คือ ความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยนรายชั่วโมงที่ k

$T_{trend,k}$ คือ อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมรายชั่วโมงที่ k

Z_G, Z_T คือ ค่าสุ่มจากการแจกแจงแบบปกติมีค่าอยู่ในช่วง (-3,3)

$\sigma_{G,k}$ คือ ค่าความแปรปรวนของความเข้มแสงอาทิตย์ในชั่วโมงที่ k

$\sigma_{T,k}$ คือ ค่าความแปรปรวนของอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมในชั่วโมงที่ k

t คือ จุดเวลาที่ต้องการพิจารณานับจากต้นชั่วโมงที่ k

จากที่กล่าวมาข้างต้น เป็นแบบจำลองของความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงตามเวลา แต่เนื่องจากตัวแปรทั้งสองมีความสัมพันธ์ขึ้นแก่กัน เพื่อให้แบบจำลองที่ได้แสดงความสัมพันธ์ของตัวแปรทั้งสองส่วน แบบจำลองความสัมพันธ์ของตัวแปรทั้งสองจะอธิบายในหัวข้อถัดไป

(ข) แบบจำลองความสัมพันธ์ของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม

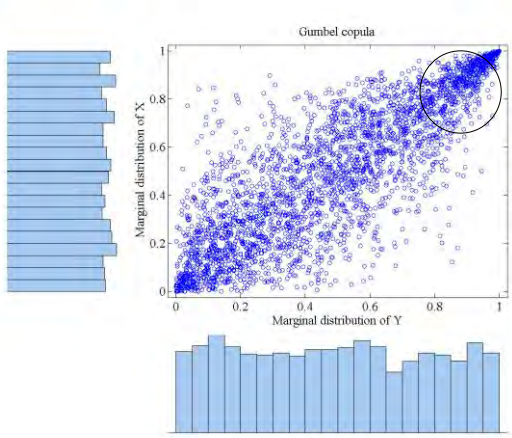
ในการสร้างแบบจำลองความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่ม 2 ตัวนั้น จำเป็นต้องรู้ถึงโครงสร้างความสัมพันธ์ของตัวแปรทั้งสองตัวซึ่งโดยทั่วไปสิ่งที่ใช้วัดความสัมพันธ์ดังกล่าวคือ สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ (Correlation coefficient; ρ) โดยถ้า ρ มีค่าใกล้ 0 แสดงว่าตัวแปรทั้งสองมีความสัมพันธ์เชิงเส้นน้อย แต่ถ้ามีค่าใกล้ ± 1 แสดงว่ามีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกันหรือตรงกันข้ามเป็นอย่างดี แต่อย่างไรก็ตาม สัมประสิทธิ์ดังกล่าวก็บอกได้เพียงระดับและทิศทางของความสัมพันธ์แบบเชิงเส้นเท่านั้น

คอปปูลา (Copulas) เป็นทฤษฎีใช้อธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่ม โดยในทางคณิตศาสตร์ คอปปูลาเป็นฟังก์ชันการแจกแจงร่วมของตัวแปรสุ่มโดยที่แต่ละตัวแปรสุ่มมีการแจกแจงตามขอบ (Marginal distribution) แบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution) บนช่วง [0, 1] ในงานวิจัยฉบับนี้ ได้ทำการประยุกต์ใช้ทฤษฎีดังกล่าวในการสร้างแบบจำลองสำหรับการสุ่มความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่มีความสัมพันธ์เกี่ยวเนื่องกันซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่ใช้การประเมินกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ คอปปูลาที่ใช้อธิบายลักษณะความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่มมีหลายรูปแบบด้วยกัน เช่น Gumbel Copula, Clayton Copula และ Frank Copula เป็นต้น ทั้งนี้รายละเอียดของรูปแบบคอปปูลาที่ใช้อธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรที่มีความสัมพันธ์กันจะอยู่ในภาคผนวก ข

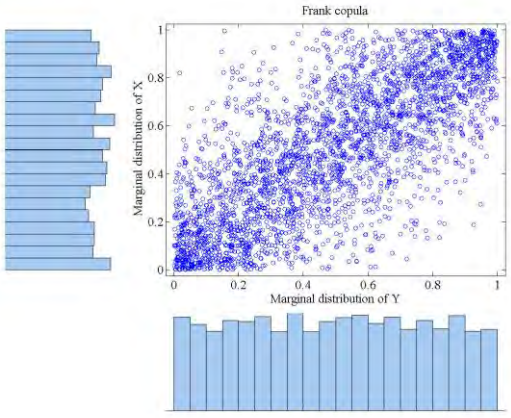
จากรูปแบบของคอปปูลาที่กล่าวมาข้างต้นนั้น ในงานวิจัยฉบับนี้จะกำหนดให้ในช่วงเวลาเช้าจนถึงกลางวัน (7.00-13.00 น.) ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์กับอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเป็น Gumbel Copula เนื่องจากในช่วงเวลาเช้านั้น การที่ปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์สูง อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจะมีค่าสูงด้วย แต่ในช่วงเวลาที่ความเข้มแสงอาทิตย์มีค่าต่ำๆ นั้น อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจะมีค่าสูงหรือต่ำก็ได้ สำหรับช่วงบ่ายของวันนั้น (14.00-18.00 น.) จะกำหนดให้ความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมมีความสันพันธ์กับในรูปแบบ Frank Copula โดยในช่วงเวลานี้ ความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจะมีทิศทางเพิ่มขึ้นหรือลดลงไปในทิศทางเดียวกัน รูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.4 และ3.5

ตารางที่ 3.1 : ความสัมพันธ์คอปปูลาของความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม

ช่วงเวลา	รูปแบบความสัมพันธ์คอปปูลา
07.00-13.00 น.	Gumbel Copula
14.00-18.00 น.	Frank Copula



รูปที่ 3.4 : ฟังก์ชั่นการกระจายสะสมแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสง และอุณหภูมิ ในช่วงเวลาเช้าจนถึงบ่าย (7.00-13.00 น.) ซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วย Gumbel Copula

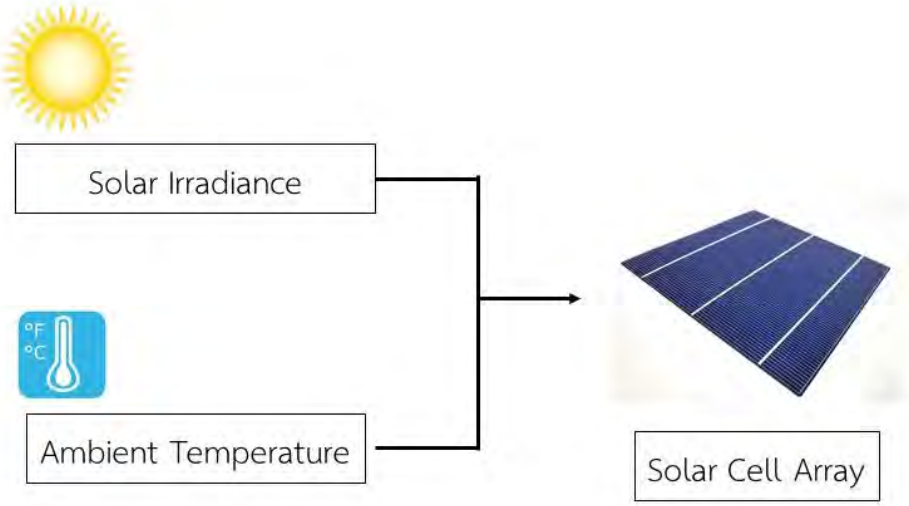


รูปที่ 3.5 : ฟังก์ชั่นการกระจายสะสมแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสง และอุณหภูมิ ในช่วงเวลาบ่ายจนถึงเย็น (14.00-18.00 น.) ซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วย Frank Copula

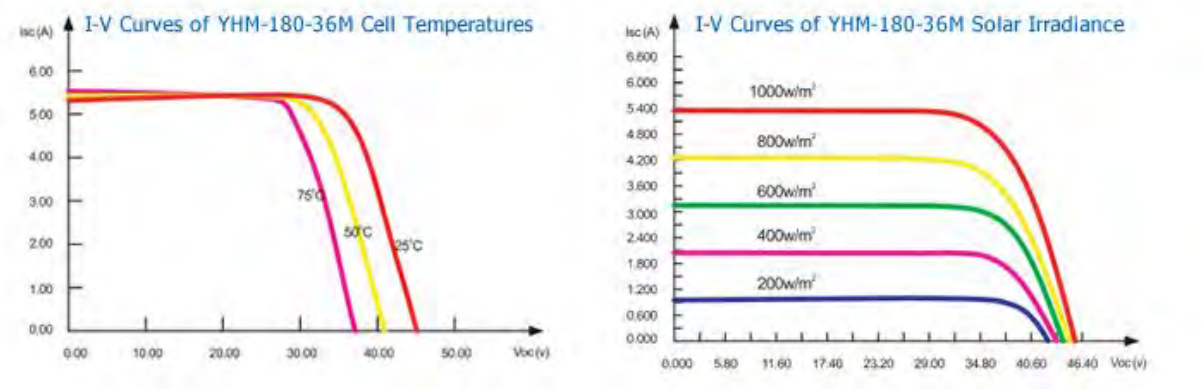
2. แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีหลักการทำงานโดยทั่วไป คือ เมื่อเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ จะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานดังกล่าวให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้า ดังนั้นปัจจัยที่สำคัญที่สุดที่ส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีนี้ก็คือ ความเข้มแสงอาทิตย์ที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับ กล่าวคือ ความเข้มแสงอาทิตย์จะส่งผลเป็นสัดส่วนโดยตรงกับกระแสไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่แรงดันที่ได้จะไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก ส่วนปัจจัยสำคัญรองลงมา คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นผลมาจากอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม โดยเมื่ออุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงแต่

กระแสไฟฟ้าที่ได้จะไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.6 และความสัมพันธ์ของกระแสและแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามการเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสงและอุณหภูมิ แสดงได้ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.6 : แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 3.7 : ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มแสงอาทิตย์ 1 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร กับ การเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิ

จากปัจจัยความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ที่กล่าวมาข้างต้น สมการในการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์สามารถแสดงได้ดังนี้

$$P_{pv,t} = P_m \frac{G_t}{G_{STC}} (1 - \gamma (T_{cell,t} - T_{STC})) \quad (3.6)$$

โดยที่ P_m คือ กำลังไฟฟ้าพิกัด (วัตต์)
G_t คือ ความเข้มแสงอาทิตย์ที่จุดเวลา t ใดๆ (วัตต์ต่อตารางเมตร)
G_{STC} คือ ความเข้มแสงที่ STC (Standard Test Condition) มีค่าเท่ากับ 1000 วัตต์ต่อตารางเมตร
γ คือ ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิ (องศาเซลเซียส$^{-1}$) มีค่าอยู่ในช่วง -0.005 – 0.003
T_{cell} คือ อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ (องศาเซลเซียส)
T_{STC} คือ อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC มีค่าเท่ากับ 25 องศาเซลเซียส

จากสมการข้างต้น การคำนวณกำลังไฟฟ้าจะต้องพิจารณาอุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย สมการที่ใช้แสดงความสัมพันธ์ระหว่างอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมกับอุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแสดงได้ดังนี้

$$T_{cell} = T_{amb} + (\frac{NOCT - 20^{\circ}}{800})G_t \quad (3.7)$$

โดยที่ T_{amb} คือ อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม (องศาเซลเซียส)
$NOCT$ คือ อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ ณ จุดทำงาน ที่อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม 20 องศาเซลเซียส ความเข้มแสงเป็น 800 วัตต์ต่อตารางเมตร และมีความเร็วลม 1 เมตรต่อวินาที (Nominal Operating Cell Temperature) ซึ่งมีค่าเป็น 46 องศาเซลเซียส

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าในรูปแบบไฟฟ้ากระแสตรง ดังนั้น ก่อนทำการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักต้องมีการเชื่อมต่อกับ Converter เพื่อแปลงเป็นไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับก่อน ซึ่งจะส่งผลให้มีกำลังสูญเสียใน Converter บางส่วนด้วย ดังนั้น กำลังไฟฟ้าสุทธิจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จึงมีค่าเท่ากับ

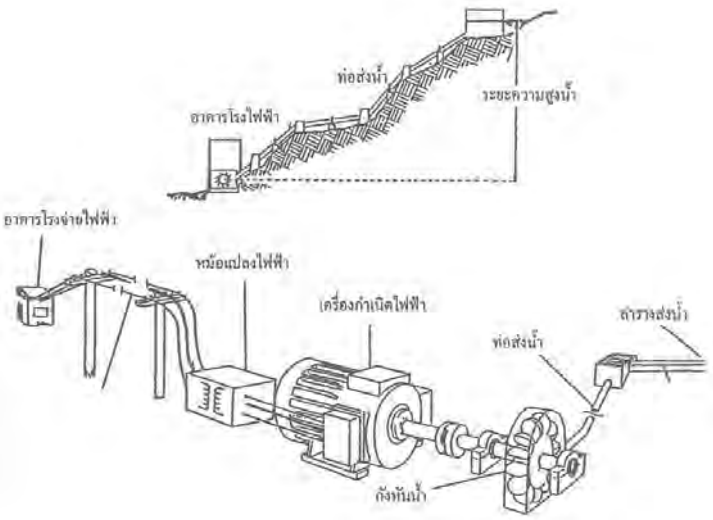
$$P_{e,pv} = P_{pv} \times eff_s \quad (3.8)$$

โดยที่ eff_s คือ ประสิทธิภาพของ Converter ที่เชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลัก

3.1.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก

โดยทั่วไป ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กในประเทศไทยนั้นจะมีกำลังผลิตตั้งแต่ 15 กิโลวัตต์ จนถึง 30 เมกะวัตต์ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ใช้น้ำเป็นปัจจัยสำคัญในการผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นปัจจัยที่มีความไม่แน่นอนและในการผลิตไฟฟ้านั้นจะขึ้นกับลักษณะการบังคับน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าเป็นสำคัญ โดยเมื่อแบ่งประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กตามลักษณะการบังคับน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าจะพบว่าสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภทดังนี้

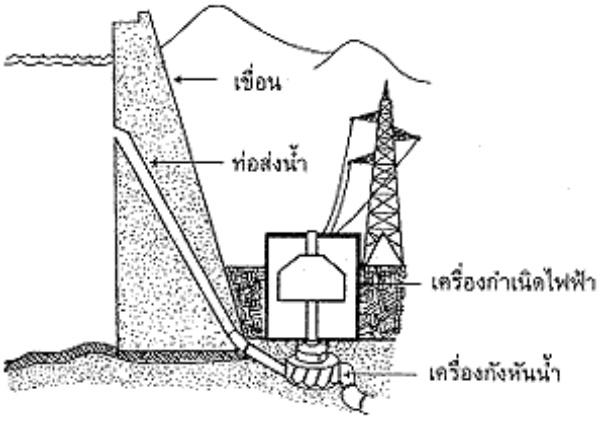
1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี (Run-of-river Hydro Power Plant) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำลักษณะนี้จะไม่มีอ่างเก็บน้ำและผลิตไฟฟ้าโดยการใช้น้ำที่ไหลตามธรรมชาติของลำน้ำ ส่วนใหญ่แล้วระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้จะติดตั้งอยู่กับเขื่อนผันน้ำชลประทานซึ่งมีน้ำไหลผ่านตลอดปีซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.8 โดยหากน้ำมีอัตราการไหลมากเกินกว่าที่กังหันน้ำจะรับได้ก็จะต้องทำการปล่อยน้ำทิ้งไป และหากมีอัตราการไหลของน้ำช้ากว่าที่จะทำให้กังหันขับเคลื่อนได้ก็จะไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ ลักษณะการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำรูปแบบนี้จะมีลักษณะคล้ายกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม



รูปที่ 3.8 : ระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี

2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำ (Regulating Pond Hydro Power Plant)

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำขนาดเล็กที่สามารถบังคับการไหลของน้ำได้ในช่วงสั้นๆ เช่น ประจำวัน หรือประจำสัปดาห์ การผลิตไฟฟ้าจะสามารถควบคุมให้สอดคล้องกับความต้องการได้ดีกว่าโรงไฟฟ้าแบบแรก แต่อยู่ในช่วงเวลาที่จำกัดตามขนาดของอ่างเก็บน้ำ ดังรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 : โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบมีอ่างเก็บน้ำ

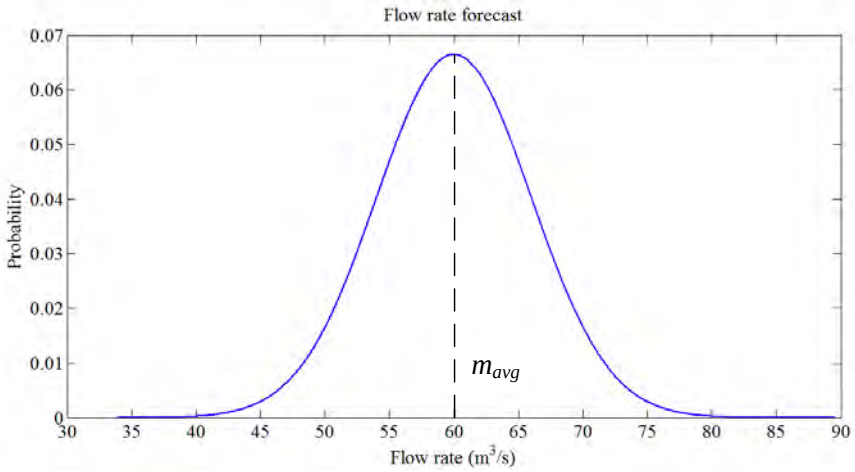
3) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Storage Hydro Power Plant)

ระบบผลิตไฟฟ้ารูปแบบนี้มีเครื่องสูบน้ำที่สามารถสูบน้ำที่ปล่อยจากอ่างเก็บน้ำลงมาแล้วนำกลับขึ้นไปเก็บไว้ในอ่างเก็บน้ำเพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าได้อีก ประโยชน์ของระบบผลิตไฟฟ้าชนิดนี้เกิดจากการแปลงพลังงานที่เหลือใช้ในช่วงที่ระบบไฟฟ้ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ เช่น ในเวลาเที่ยงคืน ไปสะสมไว้ในรูปของการเก็บน้ำในอ่างน้ำเพื่อที่จะสามารถใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้อีกครั้งหนึ่งในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง เช่น เวลาหัวค่ำ

จากที่กล่าวมาข้างต้น เพื่อนำเสนอความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานงานน้ำขนาดเล็ก ในงานวิจัยฉบับนี้จะทำการประเมินการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปี ซึ่งจะผลิตไฟฟ้าจากน้ำที่ไหลตามธรรมชาติของลำน้ำ ดังนั้นการจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำประเภทนี้จึงแบ่งได้เป็น 2 ส่วน ดังนี้

1. แบบจำลองอัตราการไหลของน้ำ

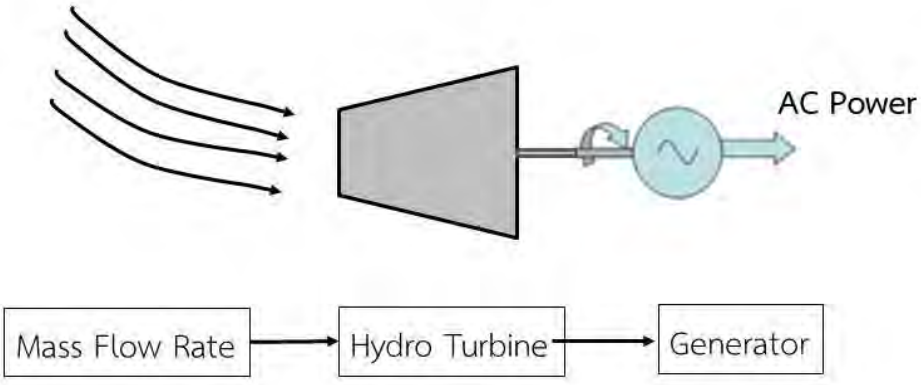
จากที่กล่าวมาข้างต้น โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กนั้นอาศัยหลักการของอัตราการไหลของน้ำในการผลิตไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วตามแหล่งน้ำในธรรมชาติที่มีน้ำไหลตลอดนั้นจะมีค่าเฉลี่ยของอัตราการไหลของน้ำค่อนข้างคงที่ตลอดลำน้ำ แต่อัตราการไหลของน้ำอาจมีค่าแตกต่างกันตามช่วงเวลา และฤดูกาล ดังนั้นในงานวิจัยฉบับนี้ จะนำเสนอแบบจำลองอัตราการไหลของน้ำเพื่อประกอบแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำด้วยแบบจำลองอย่างง่าย โดยกำหนดให้อัตราการไหลของน้ำมีการกระจายตัวแบบปกติ (Normal Distribution) รอบค่าเฉลี่ยค่าหนึ่งและความแปรปรวนขึ้นกับขนาดของค่าเฉลี่ยอัตราการไหลของน้ำ $m_t \sim N(m_{avg}, \sigma^2)$ ทั้งนี้ตัวอย่างอัตราการไหลของลำน้ำที่มีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 60 ลิตรต่อวินาที และมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 10% ของค่าเฉลี่ย แสดงได้ดังรูปที่ 3.10



รูปที่ 3.10 : ตัวอย่างแบบจำลองความไม่แน่นอนของอัตราการไหลของน้ำ

2. แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำมีองค์ประกอบหลัก 3 ส่วน คือ ท่อส่งน้ำ เครื่องกังหันน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้าจะเริ่มจากการปล่อยน้ำจากเขื่อนผ่านท่อส่งน้ำ โดยน้ำจะไหลจากระดับที่สูงกว่าไปสู่ระดับที่ต่ำกว่าโดยผ่านกังหันน้ำที่อยู่ระหว่างทางไหลของน้ำ ความเร็วของน้ำจะขับกังหันน้ำให้หมุน การหมุนของกังหันจะส่งผ่านเพลาที่ต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.11



รูปที่ 3.11 : แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ

ลักษณะการทำงานและข้อจำกัดของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปีนั้นจะมีลักษณะคล้ายกันกับการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม กล่าวคือ ระบบผลิตไฟฟ้าเหล่านี้จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ก็ต่อเมื่อมีลมหรือมีน้ำไหลผ่าน ซึ่งระดับความเร็วลมหรืออัตราการไหลของน้ำนั้นจะเป็นตัวกำหนดกำลังผลิตที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้ เนื่องจากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ขึ้นอยู่กับอัตราการไหลของน้ำ ดังนั้นในการสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำจึงทำการประยุกต์ใช้สมการคำนวณกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำแบบทั่วไปดังสมการ

$$P_{out} = g \cdot m \cdot H_{net} \cdot \eta_{system} \quad (3.9)$$

โดยที่ P_{out} คือ กำลังไฟฟ้า (วัตต์)
g คือ ค่าคงที่แรงโน้มถ่วง (9.81 เมตรต่อวินาทีกำลังสอง)
m คือ อัตราการไหลของน้ำ (ลิตรต่อวินาที)
H_{net} คือ ความสูงของหัวน้ำสุทธิ (เมตร)
η_{system} คือ ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ มีค่าเท่ากับ 68.4%

ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ (η_{system}) ในที่นี้ประกอบไปด้วยประสิทธิภาพในส่วนของกังหันน้ำ (Hydro turbine) ระบบขับเคลื่อน (Drive system) และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะมีค่าประสิทธิภาพรวมอยู่ที่ 60-70% เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปีนั้นความสูงของหัวน้ำสุทธิจะมีค่าคงที่ แต่สิ่งที่มีความไม่แน่นอนคืออัตราการไหลของน้ำ และโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กนั้นจะผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดที่พิกัดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเมื่อลำน้ำมีอัตราการไหลมากเกินกว่าพิกัดของกังหันน้ำจะรับได้ ระบบก็จะตัดการทำงาน ดังนั้นแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กสามารถเขียนให้อยู่ในรูปของสัดส่วนกำลังการผลิตเมื่อเปรียบเทียบกับพิกัดกำลังได้ดังสมการ

$$P_t = \frac{m_t}{m_{rated}} \cdot P_{rated} \quad (3.10)$$

โดยที่ P_{rated} คือ พิกัดกำลังไฟฟ้า (วัตต์)
m_t คือ อัตราการไหลของน้ำ (ลิตรต่อวินาที)
m_{rated} คือ อัตราการไหลของน้ำสูงสุดที่กังหันสามารถรับได้ (ลิตรต่อวินาที)

เมื่อนำแบบจำลองดังกล่าวมาประกอบกันกับแบบจำลองอัตราการไหลของน้ำ ก็จะสามารถคำนวณกำลังผลิตที่ได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กแบบมีน้ำไหลผ่านตลอดปีได้

3.1.4 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ

ในส่วนนี้ ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอแบบจำลองของความไม่แน่นอนของการจัดหาเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวภาพทั้ง 3 ประเภท คือโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โรงไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ และการผลิตไฟฟ้าจากขยะ ซึ่งแบบจำลองในการจัดหาเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าเหล่านั้นมีลักษณะความไม่แน่นอนที่คล้ายคลึงกัน จากนั้นจะกล่าวถึงแบบจำลองในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภทเป็นลำดับถัดไป

1. แบบจำลองของการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพ

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพนั้นจะผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยปริมาณเชื้อเพลิงที่เข้าสู่ระบบเป็นสำคัญ ซึ่งปริมาณเชื้อเพลิงนี้จะขึ้นกับความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงที่ระบบผลิตไฟฟ้านั้นๆ สามารถจัดหาได้ ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพในแต่ละประเภทจะใช้เชื้อเพลิงสำหรับผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันไป ดังนี้

(ก) เชื้อเพลิงชีวมวล

ชีวมวลที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยนั้นจะเป็นวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรซึ่งมีอยู่กระจัดกระจายไปในภูมิภาคต่างๆ ทั่วประเทศ หรือเป็นวัสดุเหลือใช้ที่ได้จากอุตสาหกรรมแปรรูปผลผลิตทางการเกษตรซึ่งเศษวัตถุดิบเหลือใช้เหล่านี้ในบางครั้งยังไม่อยู่ในสภาพที่พร้อมนำไปผลิตไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องผ่านขั้นตอนการและเทคโนโลยีต่างๆแปรรูปเพื่อให้พร้อมใช้งาน ชีวมวลในแต่ละชนิดมีคุณสมบัติ ค่าความร้อนและศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกัน สำหรับประเทศไทยที่เป็นประเทศเกษตรกรรมมีชีวมวลที่ถูกนำมาใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าอยู่หลายชนิดดังแสดงในตารางที่ 3.2 คุณสมบัติบางอย่างของชีวมวลที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าได้แก่

- **การกระจายตัวของแหล่งชีวมวล** : เนื่องจากการกระจายตัวของพื้นที่เพาะปลูกที่มีอยู่ในประเทศไทย ทำให้การจัดหาชีวมวลเพื่อนำมาผลิตไฟฟ้านั้นทำได้ค่อนข้างยาก จึงถือว่าการจัดหาชีวมวลเพื่อนำไปผลิตไฟฟ้านั้นเป็นความไม่แน่นอนที่เป็นปัจจัยสำคัญในการประเมินค่ากำลังผลิตพึ่งได้
- **ความชื้น** : ชีวมวลบางชนิดมีความชื้นสูงมาก เช่น กากมันสำปะหลัง ซึ่งมีความชื้นประมาณ 80-90% จำเป็นต้องนำเข้าสู่กระบวนการเพื่อลดความชื้นก่อนนำไปเผา
- **สิ่งเจือปน** : ชีวมวลที่จัดหามาได้ในบางครั้งมีสิ่งเจือปนหลายชนิด ทำให้ไม่สามารถใช้ได้ทั้งหมด บางครั้งอาจต้องมีการคัดแยกก่อนนำไปใช้

ตารางที่ 3.2 : ศักยภาพชีวมวลของประเทศไทย

ชนิด	ผลผลิต (ตัน)	วัสดุเหลือใช้	ค่าความร้อน(MJ/kg)
อ้อย	68,807,800	ชานอ้อย	14.40
		ยอดและใบ	11.22
ข้าว	31,974,084	แกลบ	12.45
		ฟางข้าว	10.12
น้ำมันปาล์ม	9,032,635	ทะลายปาล์ม	8.65
		เส้นใย	17.62
		กะลา	18.46
ข้าวโพด	4,488,906	ซัง	15.65
ไม้สวนป่า	8,950,000	เศษไม้	14.98
ยูคาลิปตัส	6,800,000	ไม้ฟืน	14.98
		เปลือกไม้	12.34

หมายเหตุ 1.ผลผลิตทางการเกษตร จากสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร ปี พ.ศ.2553
2.ค่าความร้อนวัสดุ จากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและและอนุรักษ์พลังงาน ปี พ.ศ.2553

จากคุณสมบัติของชีวมวลแต่ละชนิดจะส่งผลให้เทคโนโลยีที่ถูกนำมาใช้เพื่อผลิตไฟฟ้ามีความแตกต่างกันและให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่แตกต่างกันไปด้วย

(ข) เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ

ก๊าซชีวภาพโดยปกติแล้วเกิดจากการย่อยสลายสารอินทรีย์โดยกลุ่มจุลินทรีย์ มีองค์ประกอบ คือ ก๊าซมีเทน (CH_4) 65-70% ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) 28-32% และส่วนผสมอื่นๆอีก 2-3% ได้แก่ ก๊าซไนโตรเจน (N_2) ไฮโดรเจน (H_2) และไฮโดรเจนซัลไฟล์ (H_2S) ก๊าซชีวภาพที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้านั้นเกิดจากการใช้เทคโนโลยีในการเปลี่ยนของเสียให้กลายเป็นก๊าซชีวภาพ ซึ่งแหล่งกำเนิดของเสียนั้นแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท คือ

- กลุ่มปศุสัตว์ ได้แก่ ของเสียหรือน้ำเสียที่มาจากฟาร์มปศุสัตว์ และกิจการที่เกี่ยวเนื่อง เช่น สุกร โค กระบือ เป็นต้น
- กลุ่มอุตสาหกรรม ได้แก่ ของเสีย หรือน้ำเสีย ที่มาจากกระบวนการผลิตของอุตสาหกรรม เช่น กลุ่มอุตสาหกรรมแป้ง กลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม กลุ่มอุตสาหกรรมอาหาร เป็นต้น
- กลุ่มขยะชุมชน ได้แก่ ของเสีย หรือน้ำเสียที่มาจากชุมชน

หากพิจารณาจากศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งน้ำเสียที่จัดทำโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ดังตารางที่ 3.3 จะพบว่า ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อนำไปผลิตไฟฟ้าถึง 530 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปี

ตารางที่ 3.3 : ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพของระบบผลิตก๊าซชีวภาพขนาดต่างๆ

ปริมาณการผลิตก๊าซชีวภาพต่อแห่ง (ล้าน ลบ.ม./ปี)	ศักยภาพการผลิตไฟฟ้า (MW)	ปริมาณการผลิตก๊าซชีวภาพรวม	
		(ล้าน ลบ.ม./ปี)	ร้อยละ
0-5	0-1.5	139	26.2
5-10	1.5-3.0	136	25.7
10-30	3.0-9.0	255	48.1
รวมทั้งสิ้น		530	100.0

(ค) เชื้อเพลิงขยะชุมชน

ในประเทศไทยและประเทศอื่นทั่วโลก ขยะมีแนวโน้มที่จะเพิ่มปริมาณขึ้นทุกปี ซึ่งเป็นผลมาจากการเพิ่มขึ้นของประชากรและการขยายตัวทางเศรษฐกิจอย่างต่อเนื่อง ในการนำขยะมาเป็นวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้านั้นจำเป็นต้องพิจารณาถึงคุณสมบัติและองค์ประกอบของขยะ ซึ่งปัจจัยเหล่านี้จะเป็นตัวกำหนดเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงขยะ จากข้อมูลของกรมควบคุมมลพิษขยะสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

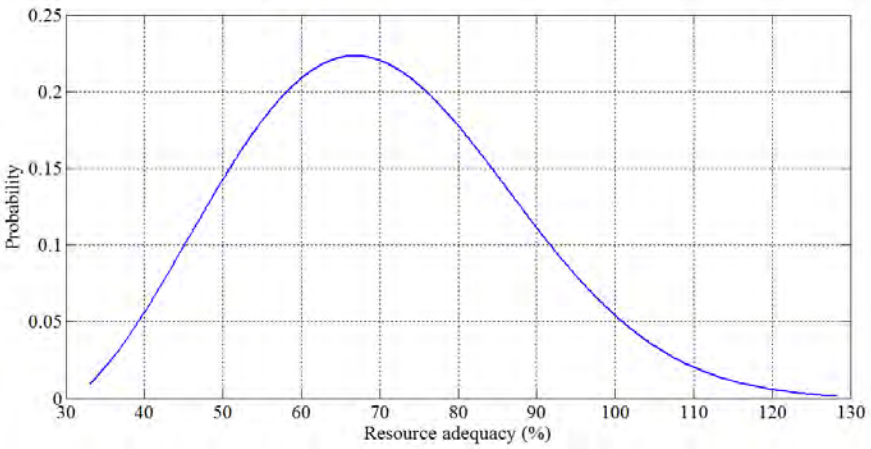
- ขยะที่เผาไหม้ได้ (Combustible Waste) ได้แก่ ผักผลไม้ เศษอาหาร กระดาษ พลาสติก ผ้า ไม้ ยาง และหนัง โดยมีสัดส่วนสูงถึง 94.43%
- ขยะที่เผาไหม้ไม่ได้ (Non-Combustible Waste) ได้แก่ แก้ว โลหะ หินและกระเบื้อง ขยะอื่นๆ เพียง 5.57%

จากการประเมินของสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) จะพบว่า เทศบาลที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากขยะสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 323 เมกะวัตต์ จากปริมาณขยะ 21,811 ตันต่อวัน โดยมีปริมาณขยะทั้งประเทศมากกว่า 41,000 ตันต่อวัน ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 3.4 : ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากขยะเทศบาลต่างๆทั่วประเทศไทย

พื้นที่รวบรวมขยะ	ปริมาณขยะรวม (ตัน/วัน)	ศักยภาพการผลิตไฟฟ้า (MW)
1. กรุงเทพมหานคร	9,350	158
2. เทศบาลที่มีขยะ 501-1,000 ตัน/วัน	2,219	36
3. เทศบาลที่มีขยะ 251-500 ตัน/วัน	3,829	65
4. เทศบาลที่มีขยะ 101-250 ตัน/วัน	4,429	46
5. เทศบาลที่มีขยะน้อยกว่า100 ตัน/วัน	2,074	18
รวมทั้งสิ้น	21,811	323

ปัจจัยของเชื้อเพลิงชีวภาพที่กล่าวมาข้างต้นเป็นสิ่งที่ส่งผลต่อความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพซึ่งความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพในที่นี้หมายถึง ปริมาณเชื้อเพลิงชีวภาพที่สามารถนำไปผลิตไฟฟ้าได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ ดังนั้น ในการสร้างแบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิง จะพิจารณาคิดเป็นเปอร์เซ็นต์ของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้านั้นๆ และมีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลาหรือฤดูกาล เช่น ถ้าระบบผลิตไฟฟ้ามีความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงเท่ากับ 100% ของกำลังผลิตติดตั้งจะสามารถนำเชื้อเพลิงเหล่านั้นไปผลิตไฟฟ้าได้เต็มค่าพิกัดกำลังของระบบผลิตไฟฟ้านั้นๆ เป็นต้น แต่โดยปกติแล้วระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้จะไม่สามารถจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพเพื่อผลิตไฟฟ้าได้เต็มค่าพิกัดของโรงไฟฟ้าเนื่องจากมีการกระจายตัวของแหล่งเชื้อเพลิง หรือมีข้อจำกัดในการรวบรวมเชื้อเพลิงตามพื้นที่ต่างๆ ในงานวิจัยฉบับนี้กำหนดให้แบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงสามารถอธิบายได้ด้วยตัวแปรสุ่มที่มีการกระจายตัวแบบไวบูลล์ (Weibull distribution) ซึ่งแสดงถึงแนวโน้มของการจัดหาเชื้อเพลิงโดยเฉลี่ยจะทำได้ในง่ายระดับหนึ่งแต่โอกาสในการจัดหาเชื้อเพลิงให้ได้ในปริมาณมากขึ้นจากค่าเฉลี่ยจะลดลงอย่างรวดเร็ว ดังรูปที่ 3.12



รูปที่ 3.12 : ความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพ

ทั้งนี้แบบจำลองความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพที่อธิบายได้ด้วยการกระจายตัวแบบ Weibull สามารถเขียนได้ดังสมการ

$$f(x_t) = \frac{k}{\lambda}\left(\frac{x_t}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(\frac{x_t}{\lambda})^k} \quad ; \quad x_t \geq 0 \qquad (3.11)$$

โดยที่ x_t คือ ความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิง ณ เวลา t
λ, k คือ พารามิเตอร์ของแบบจำลอง

ซึ่งจากข้อมูลพบว่าโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพนั้นในปัจจุบันมีความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณร้อยละ 60-70 จากแบบจำลองของการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพข้างต้นนั้น ในส่วนถัดไปจะนำเสนอถึงแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพทั้ง 3 ประเภท

2. แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ

จากแบบจำลองความไม่แน่นอนของความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวภาพ ในส่วนต่อไปจะอธิบายถึงแนวคิดในการสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพ ซึ่งจะขึ้นกับเทคโนโลยีในการแปลงเชื้อเพลิงชีวภาพที่มีเพื่อนำไปผลิตเป็นไฟฟ้า โดยเชื้อเพลิงชีวภาพแต่ละประเภท ได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพและขยะ นั้นมีเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันไป ดังนี้

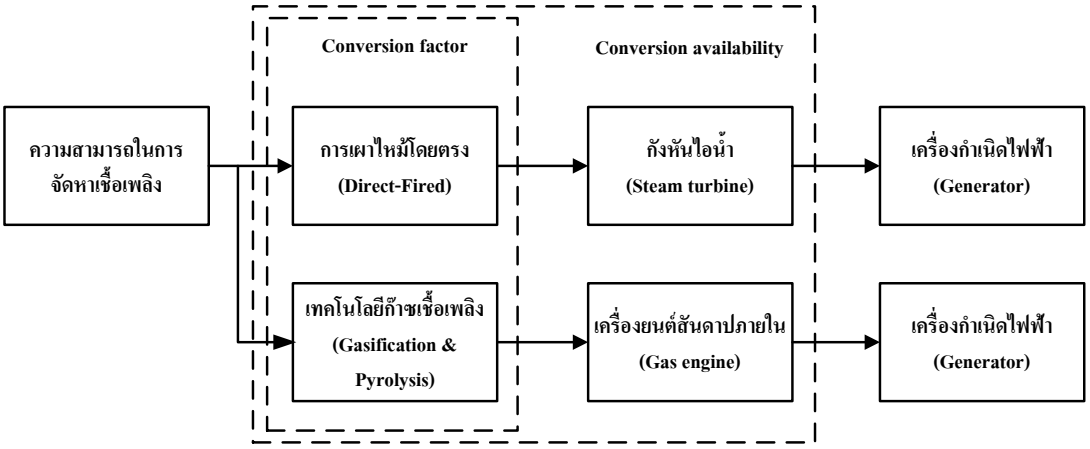
(ก) แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล

เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตพลังงานจากชีวมวลนั้นมีอยู่มากมาย แต่ในประเทศไทยยังคงมีใช้แค่เพียงบางเทคโนโลยีเท่านั้น การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลนั้นแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

1) กระบวนการทางเคมีความร้อน (Thermo-chemical) เป็นการใช้ความร้อนไปทำลายโครงสร้างทางเคมีของชีวมวลเพื่อให้โครงสร้างทางเคมีของชีวมวลเปลี่ยนแปลงไป แบ่งได้เป็น 2 ระบบคือ

1.1 การเผาไหม้โดยตรง (Direct-fired) เป็นการนำชีวมวลไปเผาโดยตรงในหม้อไอน้ำ (Boiler) เพื่อถ่ายเทความร้อนที่เกิดขึ้นให้กับน้ำในหม้อไอน้ำจนกลายเป็นไอน้ำที่ร้อนจัดและมีความดันสูง จากนั้นไอน้ำเหล่านี้จะถูกนำไปปั่นกังหันไอน้ำ (Steam turbine) ที่ต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป ดังแสดงได้ในรูปที่ 3.13 แต่การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบนี้มีข้อจำกัดคือ โรงไฟฟ้าควรมีขนาดใหญ่มากกว่า 5 เมกะวัตต์ขึ้นไป เนื่องจากมีต้นทุนสูง

1.2 เทคโนโลยีก๊าซเชื้อเพลิง (Gasification & Pyrolysis) เป็นการเผาชีวมวลโดยควบคุมปริมาณอากาศเพื่อให้เกิดการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ จากกระบวนการดังกล่าวจะได้ก๊าซที่มีองค์ประกอบ คือ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) และก๊าซมีเทน (CH_4) ซึ่งมีค่าความร้อนประมาณ 4.5 -5.5 เมกะจูลล์ต่อลูกบาศก์เมตร ซึ่งจะถูกนำไปใช้เดินเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Gas Engine) เพื่อผลิตไฟฟ้า ชีวมวลที่มีความเหมาะสมกับกับการผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีการนี้ควรมีขนาดใกล้เคียงกันและไม่ควรเล็กมากจนเกินไปเพื่อให้อากาศสามารถผ่านได้ โดยทั่วไป ระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้จะมีกำลังผลิตอยู่ในช่วง 1 – 100 กิโลวัตต์



รูปที่ 3.13 : แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลโดยใช้กระบวนการความร้อน

2) กระบวนการทางเคมีชีวภาพ (Bio-chemical) เป็นการนำชีวมวลไปเข้าสู่กระบวนการทางเคมีชีวภาพ แต่ในประเทศไทยมีการใช้งานน้อยมาก แบ่งได้เป็น 2 ระบบ คือ

2.1 การย่อยสลาย (Digestion) เป็นการย่อยสลายชีวมวลเพื่อให้ก๊าซชีวภาพ จากนั้นจึงนำไปผลิตไฟฟ้าต่อไป

2.2 การหมัก (Fermentation) เป็นการหมักชีวมวลเพื่อกลายเป็นเอทานอล

จากรูปที่ 3.13 ในงานวิจัยฉบับนี้จะกำหนดให้ความสามารถในการแปลงพลังงานของระบบ ($Conv.factor$) มีความไม่แน่นอนที่สามารถอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) รอบค่าเฉลี่ยค่าหนึ่ง จากส่วนประกอบของแบบจำลองดังกล่าว ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (C_t) ณ เวลาใดๆ สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$C_t = x_t \times Conv.factor \tag{3.12}$$

จากสมการข้างต้นจะสามารถคำนวณกำลังผลิตที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ($P_{biomass,t}$) ณ เวลา t ใดๆ ได้เท่ากับ

$$P_{biomass,t} = C_t \times Installed\ Capacity_{biomass} \tag{3.13}$$

โดยที่ $Conv.factor$ คือ ความสามารถในการแปลงเชื้อเพลิง

(ข) แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

เทคโนโลยีในการผลิตก๊าซชีวภาพที่ใช้ในประเทศไทยมีอยู่หลายรูปแบบ ขึ้นอยู่กับชนิดและปริมาณของน้ำเสีย หรือของเสีย ซึ่งเทคโนโลยีแต่ละชนิดก็มีประสิทธิภาพและความไม่แน่นอนในการผลิตก๊าซชีวภาพที่แตกต่างกัน เทคโนโลยีที่ใช้งานในประเทศไทยมีดังนี้

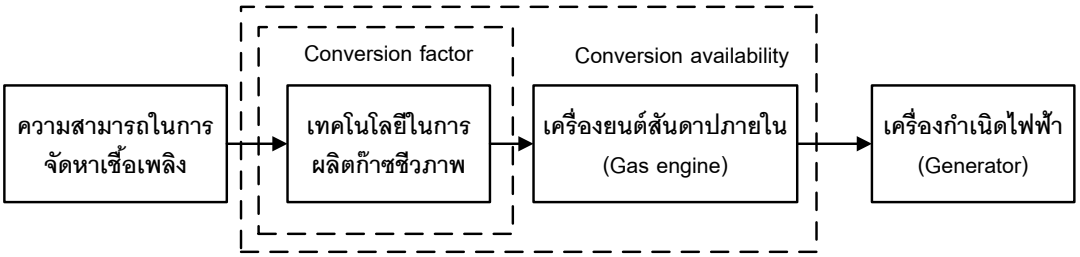
1) ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบยูเอเอสบี (Up-flow Anaerobic Sludge Blanket: UASB) หรือระบบชั้นตะกอนอากาศแบบไหลขึ้น จะอาศัยการทำงานของจุลินทรีย์แขวนลอยในการผลิตก๊าซชีวภาพ โดยในประเทศไทยมีการใช้เทคโนโลยี UASB ในการบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศในกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรม

2) ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบตรึงฟิลม์จุลินทรีย์ (Anaerobic Fixed Film or Anaerobic Filter: AF) เป็นถังปฏิกรณ์แบบตรึงฟิลม์ซึ่งมีวัสดุตัวกลางที่ใช้ คือ เซอกไนลอน ตาข่าย เป็นต้น เพื่อให้จุลินทรีย์เติบโตโดยยึดเกาะบนผิววัสดุตัวกลาง และมีน้ำเสียไหลอย่างสม่ำเสมอ

3) ระบบผลิตก๊าซชีวภาพแบบถังกวนสมบูรณ์ (Continuous Stirred Tank Reactor: CSTR) เป็นระบบที่ใช้ถังปฏิกรณ์ในอุดมคติ (Ideal Reactor) ซึ่งทำให้ความเข้มข้นของสารละลายในถังเท่ากันทุกจุด (Completely Mixed) แต่มีประสิทธิภาพต่ำเนื่องจากอาจมีการกวนผสมของสารไม่ดี

4) ระบบบ่อไร้อากาศแบบคลุมบ่อ (Anaerobic Covered Lagoon) เป็นระบบที่พัฒนามาจากบ่อบำบัดน้ำเสียโดยทำการปิดคลุมพลาสติกที่ปากบ่อเพื่อกักเก็บก๊าซชีวภาพเอาไว้ และใช้หลักการของจุลินทรีย์แขวนลอยในการผลิตก๊าซชีวภาพ

สำหรับแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพนั้นจะมีลักษณะคล้ายกันกับแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล กล่าวคือ ประกอบไปด้วยส่วนของความไม่แน่นอนของความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงและความสามารถของกระบวนการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม เนื่องจากเทคโนโลยีในการผลิตก๊าซชีวภาพนั้นมีประสิทธิภาพไม่สูงนัก และมีความไม่แน่นอนของส่วนผสมที่ได้จากการผลิตก๊าซชีวภาพอยู่ด้วย ดังนั้นแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพจึงสามารถแสดงเป็นแผนภาพได้ดังนี้



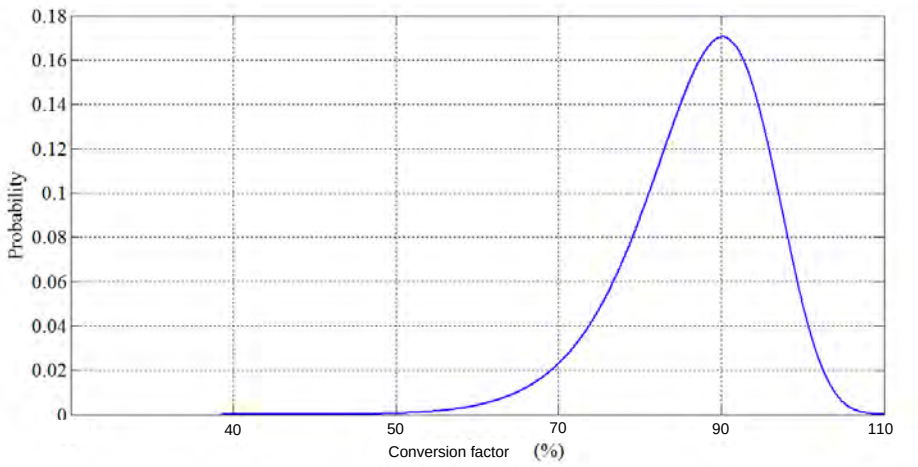
รูปที่ 3.14 : แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

จากแบบจำลองในรูปที่ 3.14 ส่วนของการแปลงพลังงานหรือการผลิตก๊าซชีวภาพ ($Conv.factor$) นั้นจะไม่ใช่ค่าคงที่ เนื่องจากก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้นั้นจะมีสัดส่วนมีเทนที่ผสมอยู่ไม่แน่นอน ซึ่งส่งผลถึงความสามารถในการนำไปผลิตไฟฟ้า โดยค่าความร้อนของก๊าซชีวภาพเทียบกับสัดส่วนมีเทนแสดงได้ดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5 : ค่าความร้อนของก๊าซชีวภาพที่เทียบกับสัดส่วนมีเทน

สัดส่วนมีเทน	ค่าความร้อน (MJ/Nm3-BG)	ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อก๊าซชีวภาพ 1 ลบ.ม. (kWh/Nm3-BG)
50% CH_4	17.5	1.689
55% CH_4	19.3	1.858
60% CH_4	21.0	2.027

ดังนั้นในงานวิจัยฉบับนี้ จึงกำหนดให้แบบจำลองในส่วนของ $Conv.factor$ นี้ อธิบายได้ด้วยปริมาณของสัดส่วนมีเทน และกำหนดให้ค่าสัดส่วน 60% CH_4 มี $Conv.factor$ เป็น 100% ส่วนค่าสัดส่วนมีเทนค่าอื่นๆ นั้นจะหาเทียบได้กับสัดส่วนมีเทน CH_4 ที่มีในก๊าซชีวภาพ ซึ่งกระบวนการดังกล่าวสามารถอธิบายได้ด้วยการกระจายตัวแบบไวบูลล์ ดังรูปที่ 3.15 จากนั้นเมื่อได้แบบจำลองส่วน $Conv.factor$ แล้วจึงนำก๊าซชีวภาพที่ได้เข้าสู่ส่วนแปลงพลังงาน ($Conv.availability$) เพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป



รูปที่ 3.15 : ความสามารถในการแปลงเชื้อเพลิงจากก๊าซชีวภาพ

ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ (C_t) เป็นสมการได้ดังนี้

$$C_t = x_t \times Conv.factor \tag{3.14}$$

โดยที่ x_t คือ ความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิง (ร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้ง)
$Conv.factor$ คือ ความสามารถในการแปลงเชื้อเพลิงจากก๊าซชีวภาพ (ร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้ง)

และสามารถคำนวณกำลังผลิตที่ได้จาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ ณ เวลา t ใดๆ ได้ดังนี้

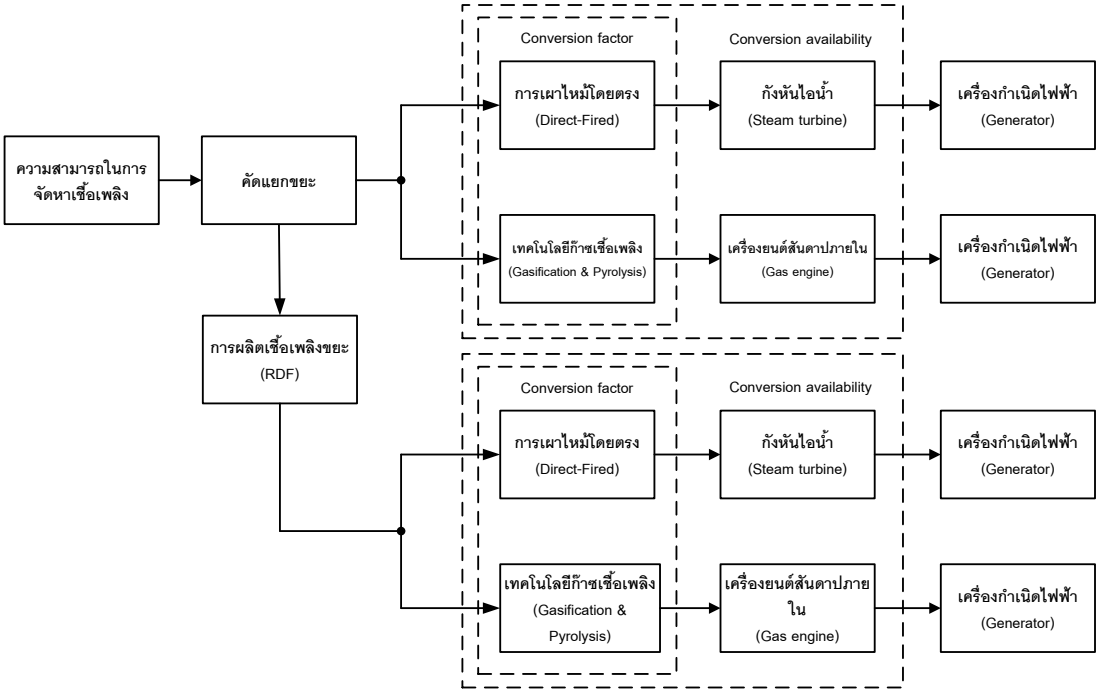
$$P_{biogas,t} = C_t \times Installed\ Capacity_{biogas} \tag{3.15}$$

(ค) แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขยะนั้น จะมีลักษณะคล้ายกันกับเทคโนโลยีที่ใช้ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล โดยสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

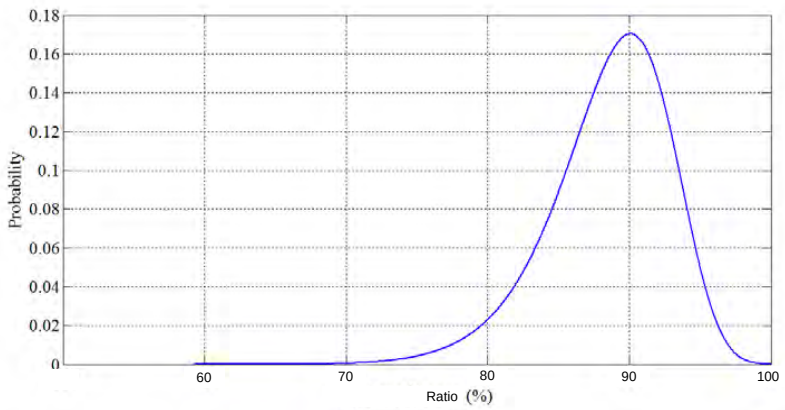
1) เทคโนโลยีความร้อน (Thermal Technology)
   1.1 เทคโนโลยีเตาเผาขยะมูลฝอย (Incineration)
   1.2 เทคโนโลยีไพโรไลซิส/ก๊าซซิฟิเคชั่น (Pyrolysis/Gasification)
   1.3 เทคโนโลยีพลาสมาอาร์ค
2) เทคโนโลยีชีวภาพ (Biological Technology)
   2.1 เทคโนโลยีการย่อยสลายแบบไร้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion)
   2.2 เทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพจากหลุมฝังกลบขยะ (Landfill Gas to Energy)
3) เทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงจากขยะมูลฝอย เป็นการแปรรูปขยะมูลฝอยโดยปรับปรุงคุณสมบัติทางกายภาพและทางเคมีของขยะมูลฝอยเพื่อทำให้กลายเป็นเชื้อเพลิง (Refuse Derived Fuel: RDF)

แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขยะนั้นเนื่องจากมีการใช้เทคโนโลยีที่มีลักษณะเหมือนกันกับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล นั่นก็คือ การใช้เทคโนโลยีความร้อนโดยการเผาโดยตรงและกระบวนการก๊าซซิฟิเคชั่น ดังนั้น แบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าในส่วนนี้จึงใช้แบบจำลองเดียวกัน แต่จะเพิ่มในส่วนของกระบวนการคัดแยกขยะ และส่วนของการผลิต RDF ซึ่งมีความไม่แน่นอน จากนั้น จึงนำไปเข้าสู่กระบวนการทางความร้อนเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป



รูปที่ 3.16 : แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะชุมชน

จากแบบจำลอง ในส่วนของการคัดแยกขยะนั้นสามารถอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบไวบูลล์ โดยตัวอย่างการคัดแยกขยะที่มีค่าเฉลี่ยของสัดส่วนขยะที่สามารถนำไปผลิตไฟฟ้าได้อยู่ที่ 90% ของปริมาณขยะทั้งหมดที่สามารถจัดหาได้ สามารถดังแสดงในรูปที่ 3.17



รูปที่ 3.17 : สัดส่วนของขยะที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ต่อปริมาณขยะทั้งหมดที่สามารถจัดหาได้

การใช้เทคโนโลยีเพื่อผลิต RDF นั้นเป็นการเพิ่มศักยภาพให้กับกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขยะ ซึ่งจะเป็นการเพิ่มค่า $Conv.factor$ แต่เนื่องจากการผลิต RDF นั้นมีความไม่แน่นอนดังนั้นจึงกำหนดให้แบบจำลองส่วน RDF นั้นมีการกระจายตัวแบบปกติรอบค่าๆหนึ่ง และในส่วนของความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงจะยังคงใช้แบบจำลองเดียวกันกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โดยสามารถแสดงกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะชุมชน (P_{total}) ได้ดังนี้

$$C_1 = (100\% - RDF_t) \cdot (A_t \cdot x_t) \times Conv.factor_1 \quad (3.16)$$

$$C_2 = RDF_t \cdot (A_t \cdot x_t) \times Conv.factor_2 \quad (3.17)$$

$$P_{total,t} = C_{1,t} \cdot IC_1 + C_{2,t} \cdot IC_2 \quad (3.18)$$

โดยที่

C_1	คือ	ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากกระบวนการเผาตรง (ร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้า)
C_2	คือ	ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากการใช้เทคโนโลยีเชื้อเพลิง RDF (ร้อยละเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้า)
A_t	คือ	สัดส่วนขยะที่คัดแยกแล้วสามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้เทียบกับความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงขยะ (x_t)
RDF_t	คือ	ร้อยละของสัดส่วน RDF ที่ผลิตได้ต่อสัดส่วนขยะที่สามารถนำมาผลิตไฟฟ้าได้ ($A_t \cdot x_t$) ซึ่งหาได้จากกระบวนการสุ่มที่มีการกระจายแบบปกติ
$Conv.factor_1$	คือ	ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีความร้อนกับขยะทั่วไป
$Conv.factor_2$	คือ	ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีความร้อนกับเชื้อเพลิง RDF
P_{total}	คือ	กำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ (วัตต์)
IC_1	คือ	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะที่ใช้กระบวนการความร้อน
IC_2	คือ	กำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีเชื้อเพลิง RDF

จากที่กล่าวมาทั้งหมดนั้น เป็นแบบจำลองในการพิจารณากำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท หากพิจารณาวิเคราะห์ในรายละเอียดแล้วจะเห็นได้ว่าโรงไฟฟ้าพลังงานชีวภาพ ซึ่งประกอบไปด้วย โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ และโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ หากมีการบริหารจัดการด้านจัดหาเชื้อเพลิงที่รัดกุมเพียงพอ เช่น มีการจัดการด้านการขนส่งวัตถุดิบ หรือมีระบบบริหารจัดการคุณภาพของชีวมวลให้สามารถนำมาเป็นวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง จะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนั้นสามารถวางแผนได้ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กนั้น ถึงแม้จะมีความไม่แน่นอนของต้นกำลังในการหมุนกังหัน ซึ่งก็คือความไม่แน่นอนของอัตราไหลของน้ำ อย่างไรก็ หากมีการศึกษาในเรื่องของพื้นที่ติดตั้งที่ดี พื้นที่ดังกล่าวจะมีกระแสน้ำที่ไหลด้วยอัตราเฉลี่ยตลอดทั้งปีคงที่ ไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก ในกรณีนี้ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กก็สามารถวางแผนกำลังการผลิตได้

ในทางตรงกันข้าม กระแสลม ความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์นั้น เป็นตัวแปรที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา ยากแก่การพยากรณ์ การวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม และแสงอาทิตย์จึงมีความไม่แน่นอนสูง จึงอยากแก่การวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าในระยะยาว ดังนั้นความไม่แน่นอนหลักของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจึงอาจมาจากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลม และแสงอาทิตย์เป็นสำคัญ

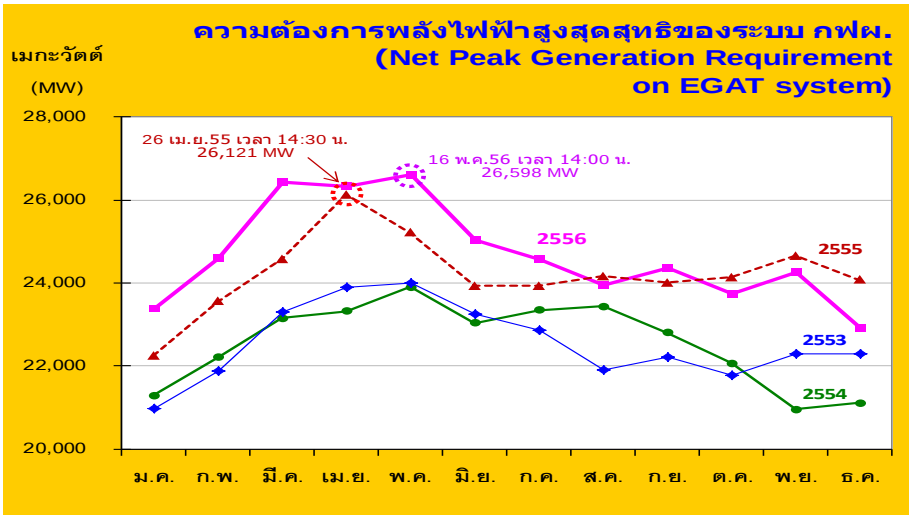
3.2 รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทในแต่ละภูมิภาคของไทย

ในส่วนนี้ ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอข้อมูลปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ จากแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ได้กล่าวถึงในหัวข้อที่ผ่านมา ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ปัจจัยในการผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับปัจจัยสิ่งแวดล้อมทางกายภาพที่มีความไม่แน่นอน และไม่สามารถควบคุมได้สูง ซึ่งนอกจากความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวแล้ว ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบยังเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่มีความไม่แน่นอนจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทด้วย อย่างไรก็ตาม ความไม่แน่นอนดังกล่าวนี้สามารถคาดการณ์ได้ไม่ยากนัก เนื่องมาจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทมีพฤติกรรมที่สามารถคาดการณ์ได้ในแต่ละช่วงเวลา ซึ่งโดยปกติแล้ว ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวันจะมีปริมาณสูงกว่าช่วงเวลากลางคืนที่กิจกรรมการใช้ไฟฟ้ามีอยู่น้อย และปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุดของวันจะอยู่ในช่วงเวลา 11.00-22.00 น. ขึ้นอยู่กับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภท

ในสภาวะปกติ ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าสามารถวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าในเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบได้ ถึงแม้ว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบจะมีความไม่แน่นอนอยู่ แต่ผู้ควบคุมระบบคุ้นเคยและสามารถวางแผนรองรับกับความไม่แน่นอนดังกล่าวได้ในช่วงเวลาสั้นๆ ทั้งนี้ เนื่องจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทสามารถคาดการณ์ได้หากไม่มีเหตุการณ์เปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในโอกาสพิเศษอื่นๆ เช่น โครงการประหยัดพลังงาน การจัดงานเทศกาล หรือการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง เป็นต้น ในส่วนนี้ ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายปี ข้อมูลกำลังไฟฟ้าสูงสุดรายวัน ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภท และในส่วนสุดท้ายจะนำเสนอแบบจำลองความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ ซึ่งสะท้อนให้เห็นถึงความไม่แน่นอนในพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ ซึ่งเมื่อพิจารณาความไม่แน่นอนทั้งสองส่วน คือ ความไม่แน่นอนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบแล้ว การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้าจะถูกนำเสนอในหัวข้อถัดไป

3.2.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายปี

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาในการพิจารณา โดยเมื่อทำการพิจารณาเป็นรายปี จะพบว่า ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทยจะเกิดขึ้นในฤดูร้อนช่วงระหว่างเดือนมีนาคม-พฤษภาคม ของทุกปี ทั้งนี้ เนื่องจากพฤติกรรมการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในฤดูร้อน เช่น การใช้เครื่องปรับอากาศ เป็นต้น ทำให้ในช่วงเวลานี้ของปี ประเทศไทยจะมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุด ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าสามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้ หากระบบไฟฟ้าไม่มีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงพิเศษอื่นๆ



รูปที่ 3.18 : ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตปี พ.ศ. 2553-2556

ตารางที่ 3.6 : ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตปี พ.ศ. 2553-2556

เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือน; PEAK (MW)			
	2553	2554	2555	2556
มกราคม	21,510	21,288	22,251	23,391
กุมภาพันธ์	22,449	22,207	23,554	24,589
มีนาคม	23,886	23,156	24,572	26,423
เมษายน	24,495	23,322	**26,121**	26,325
พฤษภาคม	**24,630**	**23,900**	25,207	**26,598**
มิถุนายน	23,813	23,029	23,927	25,038
กรกฎาคม	23,574	23,351	23,933	24,568
สิงหาคม	22,417	23,443	24,156	23,942
กันยายน	22,731	22,809	24,009	24,364
ตุลาคม	22,360	22,062	24,131	23,742
พฤศจิกายน	22,884	20,955	24,658	24,251
ธันวาคม	22,964	21,105	24,074	22,905
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี	**24,630**	**23,900**	**26,121**	**26,598**

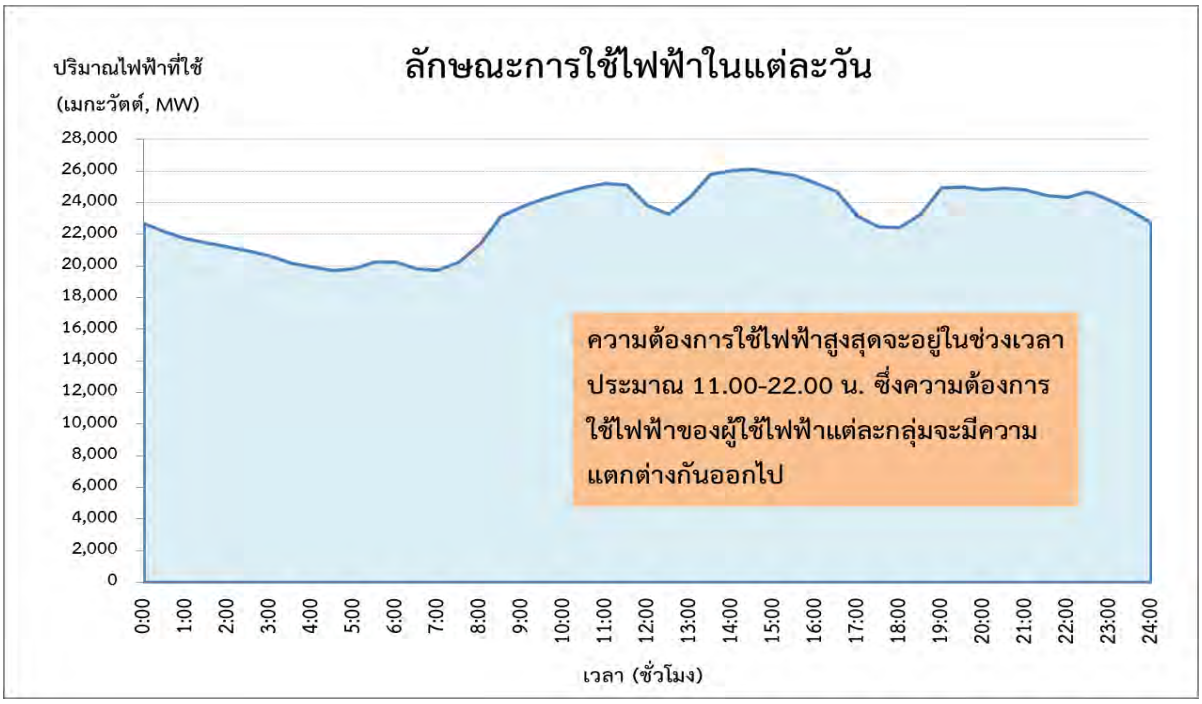
ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปีของไทย มีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปี โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นจาก 24,630 MW ในปี พ.ศ. 2553 เป็น 26,598 MW ในปี พ.ศ. 2556 ซึ่งเกิดขึ้นในวันที่ 16 พฤษภาคม พ.ศ. 2556 โดยเพิ่มขึ้นคิดเป็นอัตราเฉลี่ยร้อยละ 2.7 ต่อปี

ทั้งนี้ จากรูปความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายปีในปี พ.ศ. 2556 ดังตารางที่ 3.6 จะเห็นได้ว่าเดือนมีนาคม เมษายน และพฤษภาคม มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมากกว่า 26,000 MW ทั้ง 3 เดือน แต่ไม่แตกต่างจากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปี พ.ศ. 2555 มากนัก เนื่องจากในปี พ.ศ. 2556 มีเหตุการณ์พิเศษเฉพาะหลายเหตุการณ์ ได้แก่ เหตุการณ์หยุดซ่อมบำรุงท่อก๊าซธรรมชาติของประเทศพม่าในเดือนเมษายน ส่งผลให้รัฐบาลจัดการรณรงค์และขอความร่วมมือจากภาคอุตสาหกรรม ภาคประชาชน ตลอดจนหน่วยงานราชการและเอกชนต่างๆ ดำเนินมาตรการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเข้มข้น และเหตุการณ์ไฟฟ้าดับที่ภาคใต้ในเดือนพฤษภาคมปี พ.ศ. 2556 ส่งผลให้มีการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าดีเซลในช่วงที่เกิดไฟฟ้าดับเนื่องจากไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการในภาคใต้จากกรณีที่สายส่งเกิดความบกพร่อง ดังนั้นในการวิเคราะห์การใช้ไฟฟ้าที่จะจัดทำต่อไปจะดำเนินการวิเคราะห์จากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าปี พ.ศ. 2555 เป็นหลัก เนื่องจากสะท้อนการใช้ไฟฟ้าจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าแบบปกติมากกว่า และไม่มีเหตุการณ์พิเศษใดๆ เกิดขึ้น

3.2.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวัน

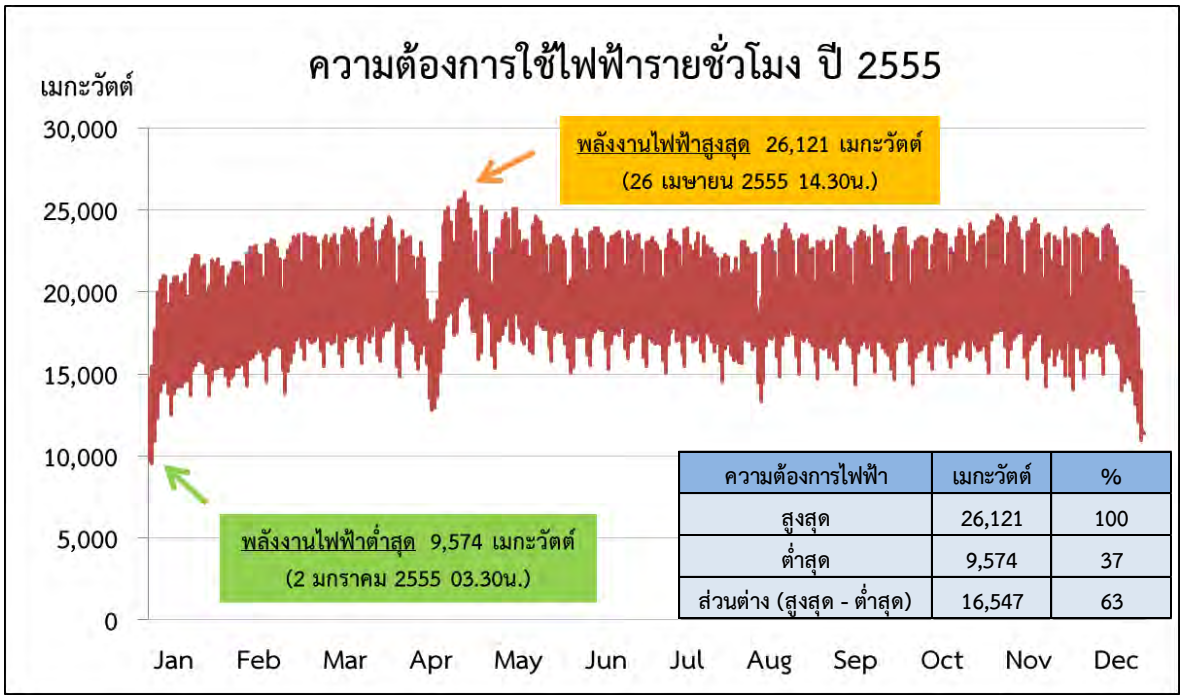
นอกจากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายปีแล้ว การจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามช่วงเวลารายวันก็เป็นสิ่งที่ต้องพิจารณา ทั้งนี้ จากลักษณะการใช้ไฟฟ้ารายวัน (Daily Load Pattern) ของประเทศไทยจะพบว่ามีความต้องการกำลังไฟฟ้าในระดับสูงเกิดขึ้นใน 3 ช่วงเวลา ได้แก่ 11:00-12:00 น. 14.00-15:00 น. และ 19.00-21:00 น. ทั้งนี้ ในปัจจุบัน ประเทศไทยมีการดำเนินมาตรการระดับนโยบายเพื่อจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายวันดังกล่าว ด้วยการใช้นโยบายการพิจารณาค่าไฟฟ้าตามปริมาณการใช้ไฟฟ้าในระบบ หรืออัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU กับผู้ใช้ไฟฟ้าบางกลุ่ม ซึ่งจะคิดอัตราค่าไฟฟ้าในอัตราสูงสำหรับช่วงที่ระบบไฟฟ้ามีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงมากกว่าการใช้ไฟฟ้าในช่วงอื่นๆ



รูปที่ 3.19 : ตัวอย่างลักษณะการใช้ไฟฟ้ารายวันของไทย ณ วันที่ 26 เมษายน 2555

3.2.3 ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจะต้องทำการวิเคราะห์จากความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ซึ่งจะสามารถพิจารณาถึงความแตกต่างกันของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้อย่างชัดเจน โดยจากข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในปี 2555 จะพบว่า การใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงสูงสุดมีค่ามากกว่าการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงต่ำสุด มากกว่าร้อยละ 60 โดยความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงสูงสุดในรอบปีอยู่ที่ 26,121 MW ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงต่ำสุดในรอบปีอยู่ที่ 9,574 MW หรือมีส่วนต่าง 16,547 MW คิดเป็นร้อยละ 63

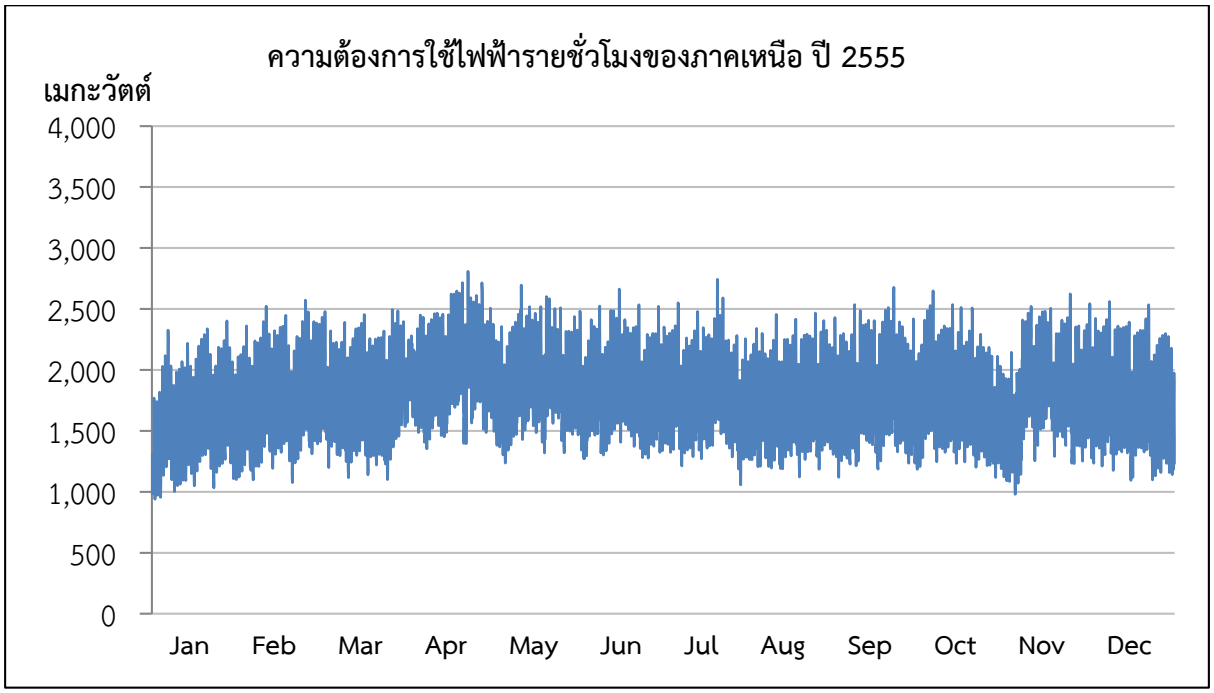


รูปที่ 3.20 : ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ปี 2555

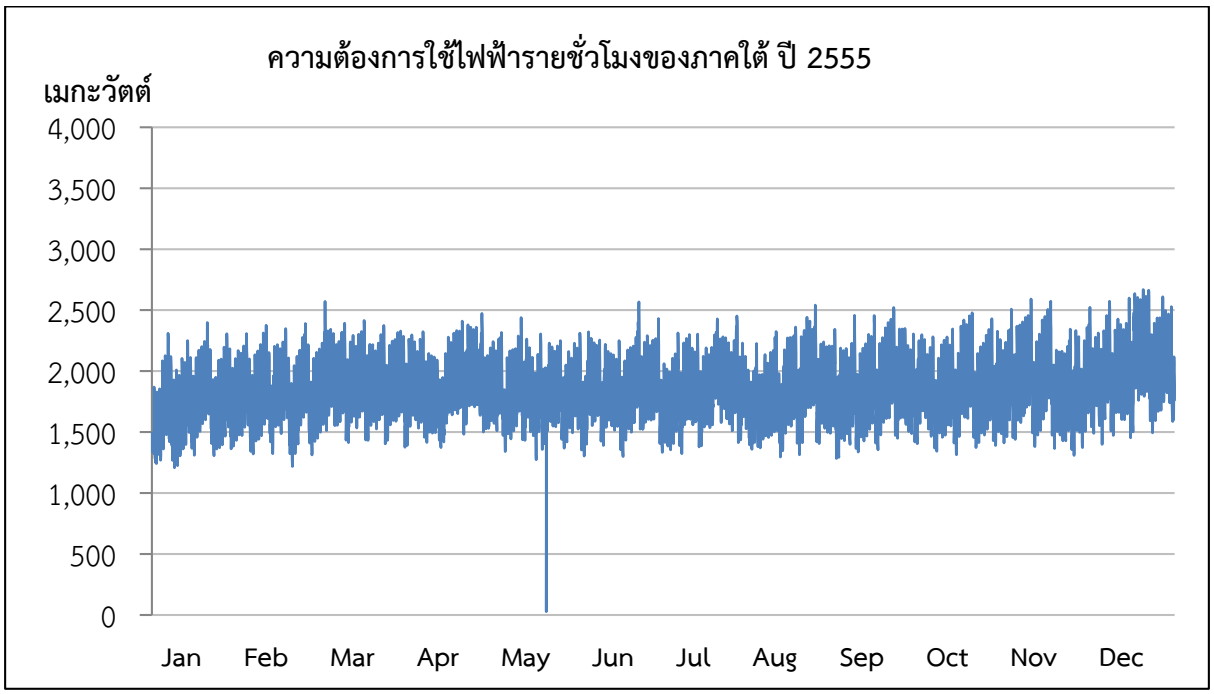
ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าสามารถจำแนกได้หลายรูปแบบ โดยในงานวิจัยฉบับนี้จะทำการแบ่งลักษณะการใช้ไฟฟ้าออกเป็นลักษณะการใช้ไฟฟ้ารายภูมิภาค ซึ่งจะมีการแบ่งออกเป็นภูมิภาค ดังนี้

- ภาคเหนือ
- ภาคใต้
- ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
- ภาคกลางตอนบน
- ภาคกลางฝั่งตะวันออก
- ภาคกลางฝั่งตะวันตก

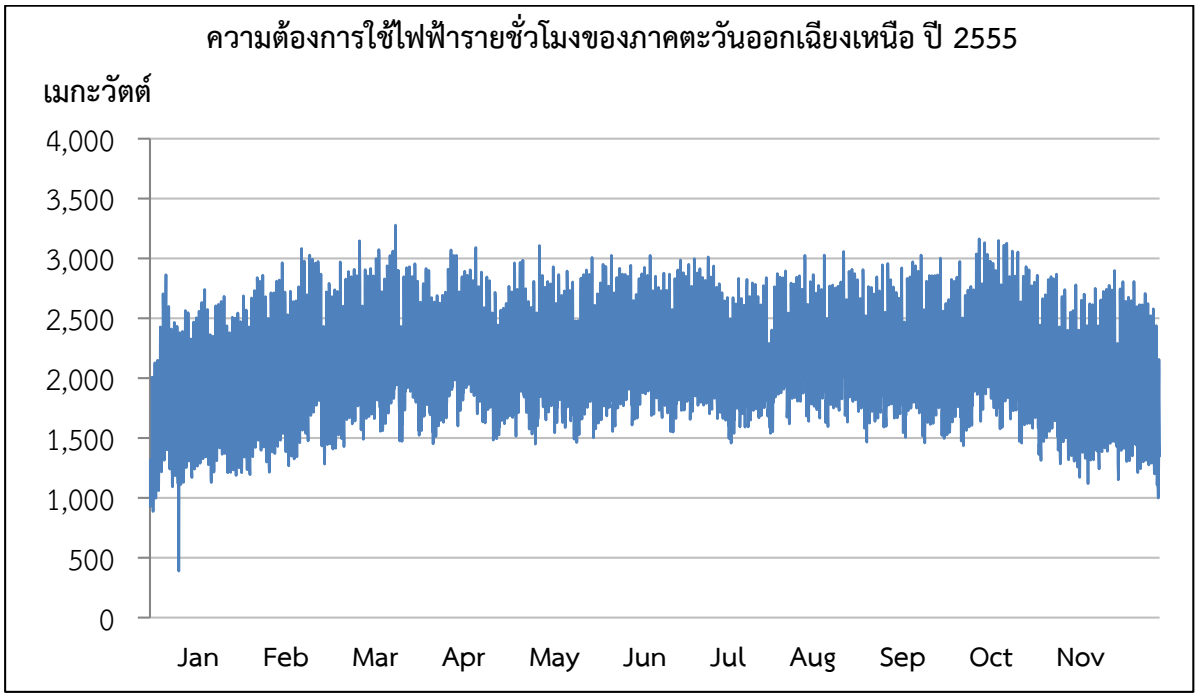
ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละภูมิภาค
(ข้อมูล พ.ศ. 2555)



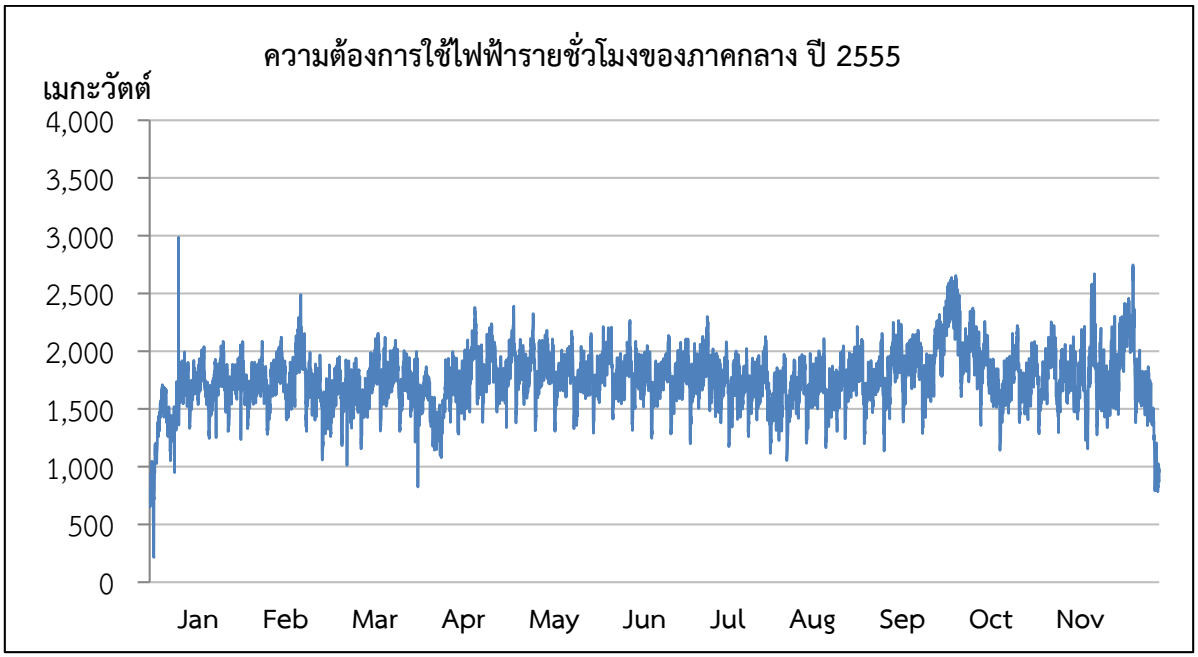
รูปที่ 3.21 : ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของภาคเหนือ ปี 2555



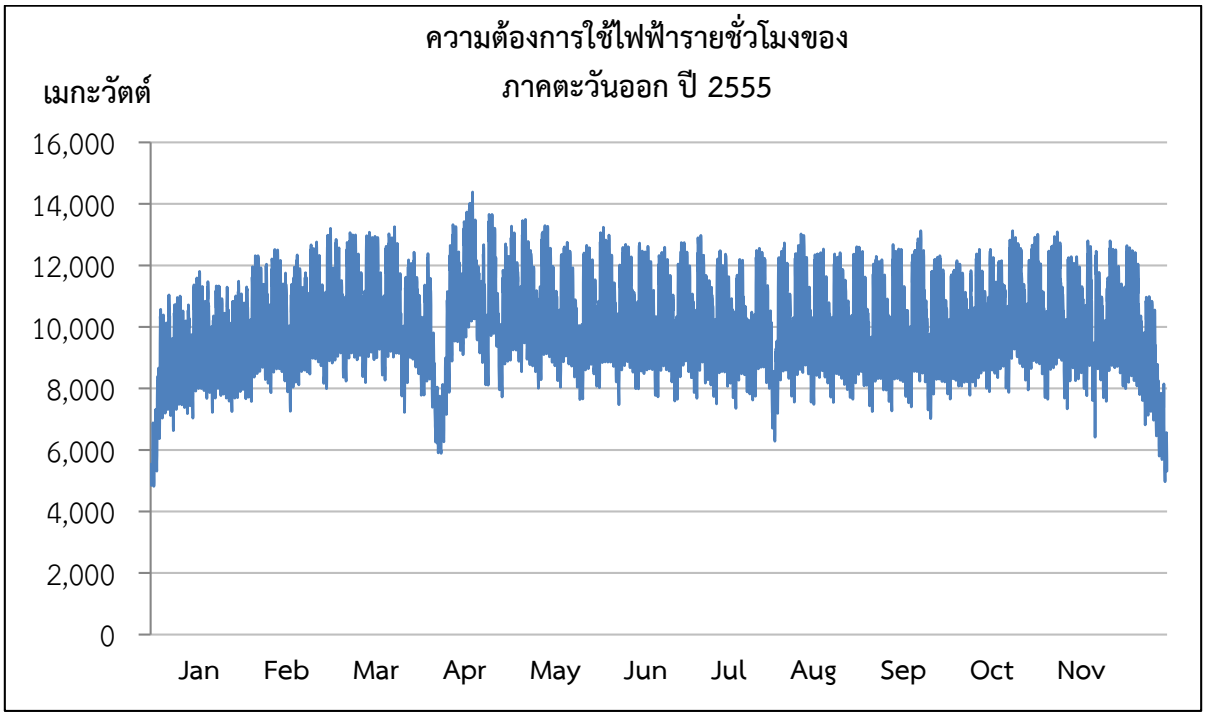
รูปที่ 3.22 : ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของภาคใต้ ปี 2555



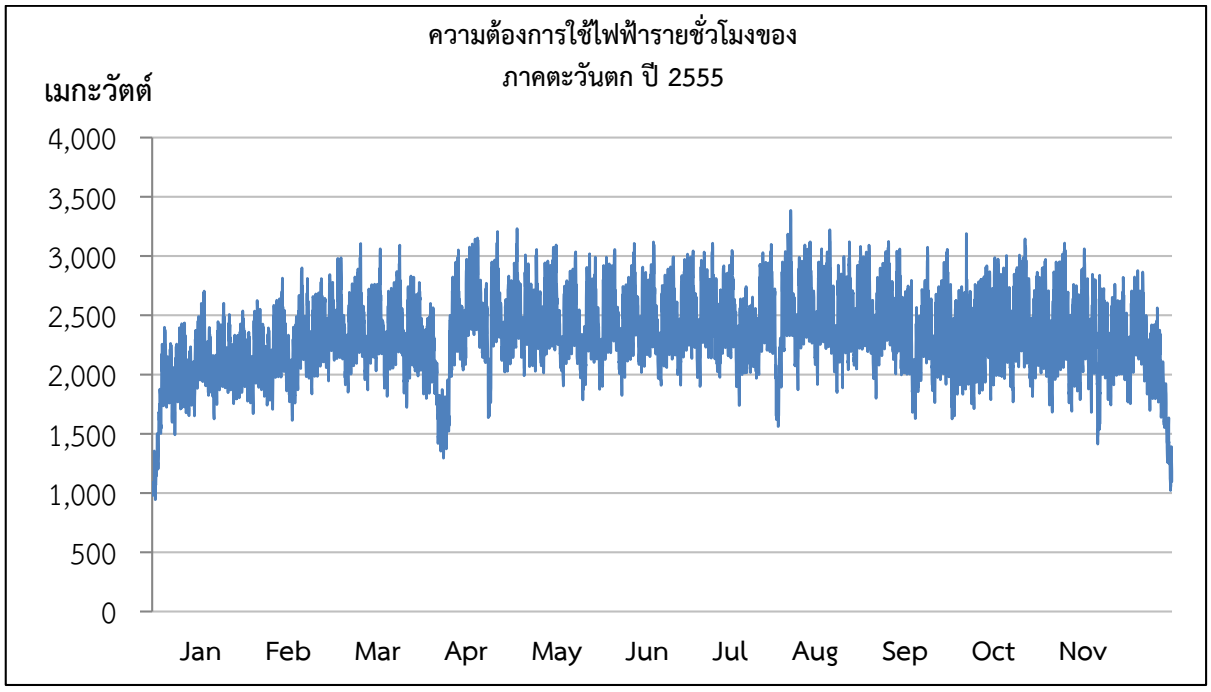
รูปที่ 3.23 : ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี 2555



รูปที่ 3.24 : ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของภาคกลาง ปี 2555



รูปที่ 3.25 : ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของภาคตะวันออก ปี 2555



รูปที่ 3.26 : ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของภาคตะวันตก ปี 2555

จากข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคที่ได้แสดงข้างต้น จะพบว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ภาคใต้ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลางตอนบน และภาคกลางฝั่งตะวันตก มีความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่สูงมาก โดยอยู่ในช่วง 1,000-3,500 เมกะวัตต์ เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นกลุ่มบ้านพักอาศัย แต่สำหรับในบริเวณภาคกลางฝั่งตะวันออกซึ่งได้รวมพื้นที่กรุงเทพและปริมณฑลเข้าไปด้วย จะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงมาก โดยอยู่ในช่วงตั้งแต่ 4,500-15,000 เมกะวัตต์ เนื่องจากในภูมิภาคนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นกลุ่มโรงงานหรือนิคมอุตสาหกรรม และแหล่งเศรษฐกิจสำคัญๆ ของประเทศซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าในปริมาณสูง

เมื่อพิจารณาการใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งปี จะพบว่า ประเทศไทยจะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าแตกต่างกันในแต่ละเดือน ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่าง อาทิเช่น ฤดูกาล สภาพภูมิอากาศ วันหยุดเทศกาลต่างๆ เป็นต้น ซึ่งจะส่งผลให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นหรือต่ำลง แตกต่างกันตามปัจจัยข้างต้น แต่ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันยังคงมีรูปแบบใกล้เคียงเดิมหรือแตกต่างจากเดิมไม่มากนัก เนื่องจากพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภทมักมีรูปแบบที่ไม่แตกต่างกันในแต่ละวัน ทำให้ลักษณะการใช้ไฟฟ้ามีรูปแบบที่คล้ายคลึงกัน แต่ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าจะแตกต่างกันตามฤดูกาลในแต่ละช่วงของปี

3.2.4 แบบจำลองความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้า

การวิเคราะห์ความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้าในงานวิจัยนี้จะต้องใช้การเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงนาที จึงได้มีการทำการประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าจากข้อมูลเบื้องต้นที่มีเป็นความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง โดยใช้สมการ (3.22) และ (3.23) ซึ่งผลของความไม่แน่นอนในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าดังกล่าว สามารถถูกจำลองได้ด้วยการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) ซึ่งค่ากำลังจริงของโหลดจะเท่ากับค่าการพยากรณ์โหลดบวกกับค่าความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ ดังนี้

$$P_j = P_j^{forecast} + Z \times \sigma_{P_j} \tag{3.19}$$

$$\sigma_{P_j} = \beta \times \sqrt{P_j} \tag{3.20}$$

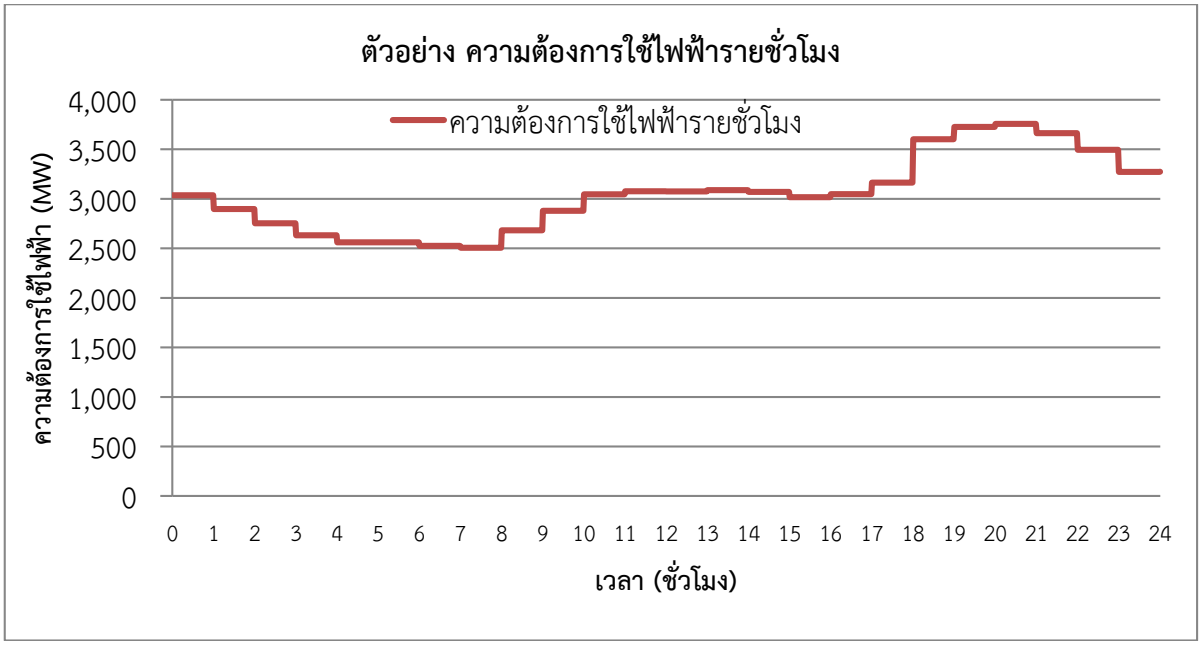
โดยที่ Z คือ ตัวเลขสุ่มจากการแจกแจงแบบปกติ

P_j คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เวลา j

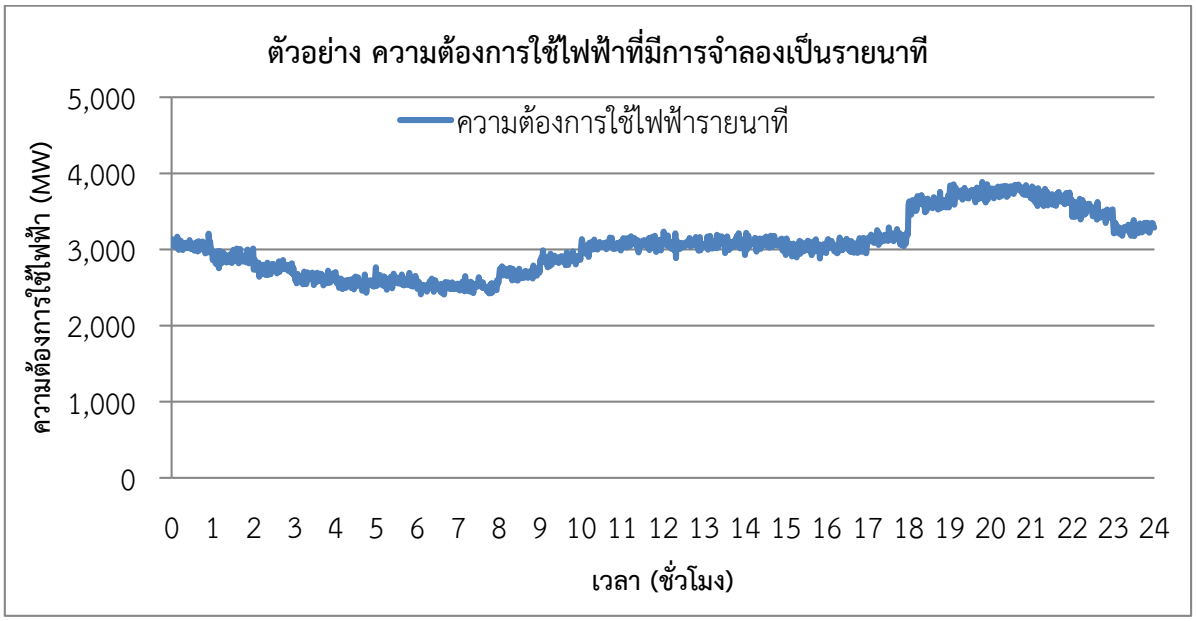
σ_{P_j} คือ การกระจายของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เวลา j ซึ่งสามารถประมาณได้จากสมการที่ (3.23)

β คือ พารามิเตอร์การกระจายตัวของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบซึ่งใช้ในการปรับค่าความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load forecast error)

จากสมการข้างต้น เมื่อมีข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงก็จะสามารถทำการจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้ารายนาทีได้ ดังแสดงในตัวอย่างในรูปที่ รูปที่ 3.27 และรูปที่ 3.28



รูปที่ 3.27 : ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ใน 1 วัน



รูปที่ 3.28 : ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีการจำลองเป็นรายนาที ใน 1 วัน

จากรูปที่ 3.28 จะเห็นได้ว่า เมื่อพิจารณาปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นระดับนาทีแล้ว ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลา ซึ่งมาจากแบบจำลองความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ได้นำเสนอไปแล้วข้างต้น

3.3 การจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทที่มีต่อระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในภาพรวม

ในส่วนนี้ ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอผลการจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทที่มีผลต่อระบบไฟฟ้ากำลัง จากแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 3.1 ซึ่งจะเห็นได้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพ ซึ่งประกอบไปด้วย การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และการผลิตไฟฟ้าจากขยะ จะมีความไม่แน่นอนหลักมาจากความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงจากแหล่งต่างๆ ซึ่งแหล่งเชื้อเพลิงอาจอยู่ในพื้นที่การเกษตรรอบโรงไฟฟ้า หรือพื้นที่ห่างไกลจากโรงไฟฟ้า นอกจากนี้ ปริมาณของเชื้อเพลิงที่มีจะเปลี่ยนแปลงไปตามฤดูกาลและพฤติกรรมการเพาะปลูกของเกษตรกรในประเทศ ปัจจัยเหล่านี้ล้วนพิจารณาเป็นความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพทั้งสิ้น แต่หากมีระบบการบริหารจัดการเชื้อเพลิงที่ดีเพียงพอ เช่น การจัดพื้นที่การขนส่ง การบริหารการจัดเก็บเชื้อเพลิง การทำสัญญากับผู้ผลิตเชื้อเพลิง รวมไปถึงการควบคุมคุณภาพของเชื้อเพลิง เป็นต้น ผลของความไม่นอนของความสามารถในการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงของระบบผลิตไฟฟ้าจากกลุ่มพลังงานชีวภาพดังกล่าวก็อาจจะมีค่าลดลงได้

ในทางตรงกันข้าม สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากกลุ่มพลังงานธรรมชาติ อันประกอบด้วย พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานน้ำขนาดเล็กนั้น จะมีความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าสูง ทั้งนี้ เนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทดังกล่าวมีปัจจัยมาจากธรรมชาติ เช่น กระแสลม ความเข้มแสงอาทิตย์ อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม และอัตราการไหลของน้ำ ตามลำดับ ปัจจัยสิ่งแวดล้อมที่กล่าวมาข้างต้นนั้นมี

ความไม่แน่นอนสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากกลุ่มพลังงานชีวภาพมาก เนื่องจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมเหล่านั้นยากแก่การคาดการณ์ และไม่สามารถควบคุมได้ จึงทำให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในกลุ่ม พลังงานธรรมชาติมีความซับซ้อนในการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าในระยะยาว แต่การผลิตไฟฟ้าจากกลุ่มพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวไม่มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานมาจากธรรมชาติ ซึ่งเป็นข้อดีของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในกลุ่มนี้

นอกจากความไม่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว ในระบบไฟฟ้ากำลังยังมีความไม่แน่นอนจากปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบด้วย ในหัวข้อที่ 3.2 ทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอข้อมูลปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าบางประเภทตามการแบ่งกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 7 ประเภทของการไฟฟ้าระบบจำหน่ายนั้น มีลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่คล้าย ดังนั้น ในงานวิจัยฉบับนี้ได้แบ่งประเภทการใช้ไฟฟ้าจากประเภทของมิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าระบบจำหน่ายออกเป็น 3 กลุ่ม คือ บ้านอยู่อาศัย อุตสาหกรรม และอื่นๆ อย่างไรก็ตาม ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าดังกล่าวยังมีข้อมูลอยู่ในระดับรายชั่วโมง ดังนั้น เพื่อให้การศึกษาผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีความละเอียดเพียงพอ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจะถูกพิจารณาผ่านแบบจำลองความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อจำลองค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับราย 1 นาที ทั้งนี้ เนื่องจากในช่วงเวลา 1 ชั่วโมงนั้น ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอาจมีค่าเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลาอันเนื่องมาจากความไม่แน่นอนของตัวแปรสิ่งแวดล้อมในการผลิตไฟฟ้านั่นเอง

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนใช้ข้อมูลทางกายภาพของสิ่งแวดล้อมในการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั้ง 6 ประเภท ในส่วนแรก ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอข้อมูล และสมมติฐานในการพิจารณาข้อมูลสิ่งแวดล้อมต่างๆ เช่น ข้อมูลของกระแสลม ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ ข้อมูลอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ข้อมูลอัตราการไหลของลำน้ำ รวมถึงข้อมูลความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิง ในส่วนถัดไป จะนำเสนอการจำลองผลเบื้องต้นซึ่งแสดงให้เห็นถึงผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบต่อไป

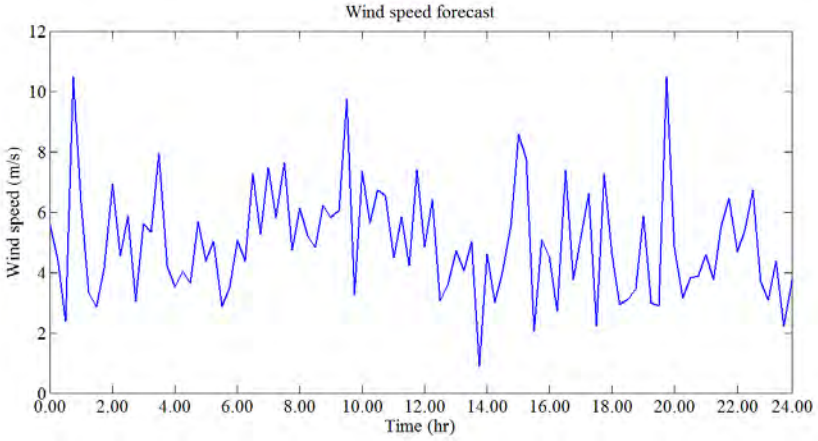
3.3.1 ข้อมูล และสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ในส่วนนี้ จะนำเสนอข้อมูลพื้นฐาน และสมมติฐานที่ใช้งานการจัดทำแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท ดังรายละเอียดต่อไปนี้

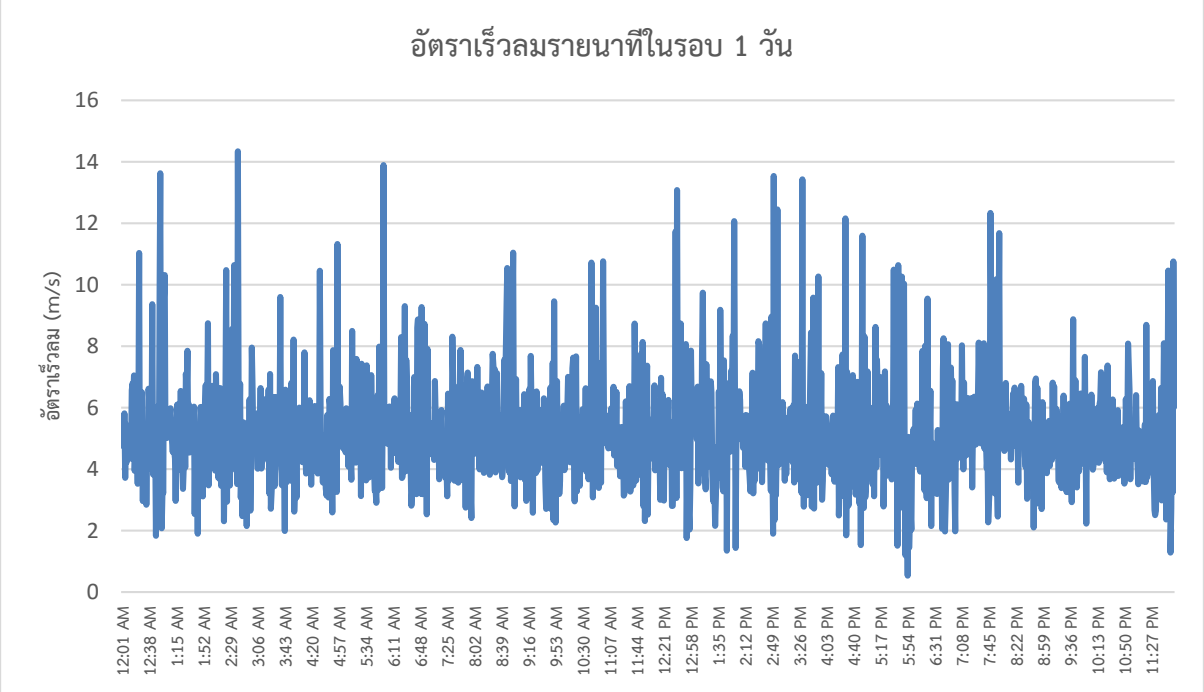
1) ข้อมูล และสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม

ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะใช้กระแสลมในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจากที่กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 3.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้จากกระแสลมค่าหนึ่ง หรือ Cut-in Speed จากนั้น จะผลิตไฟฟ้าได้ต่อเนื่องจนถึงกำลังไฟฟ้าพิกัดที่สามารถผลิตได้ แต่หากกระแสลมมีความเร็วมากกว่าพิกัดของกังหันลม หรือ Cut-off Speed กังหันลมจะป้องกันการเสียหายจากความเร็วลมโดยการปรับมุมของกังหันลมและปล่อยให้ลมผ่านไป ซึ่งในสภาวะดังกล่าวจะไม่ผลิตไฟฟ้าออกมา ดังนั้น ข้อมูลที่ใช้งานการประเมินกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ก็คือ อัตราเร็วลมเฉลี่ยซึ่งมีการเก็บข้อมูลเป็นรายชั่วโมงในระยะเวลา 1 ปี อย่างไรก็ตาม เพื่อให้การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมมีความละเอียดมากขึ้น การประเมินผลดังกล่าวจะพิจารณาในระดับ 1 นาทีตามแบบจำลองที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 3.1 ซึ่งทางคณะผู้วิจัยจะใช้สมมติฐานว่าอัตราเร็วลมจะมีการเปลี่ยนแปลงรอบค่าเฉลี่ยของอัตราเร็วลมเฉลี่ยใน 1 ชั่วโมง

โดยข้อมูลอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงในรอบ 1 วัน สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.29 และตัวอย่างอัตราเร็วลมที่เปลี่ยนแปลงในช่วงเวลา 1 นาที ในรอบ 1 วัน แสดงได้ดังรูปที่ 3.30



รูปที่ 3.29 : ตัวอย่างลักษณะอัตราเร็วลมรายชั่วโมงในรอบ 1 วัน

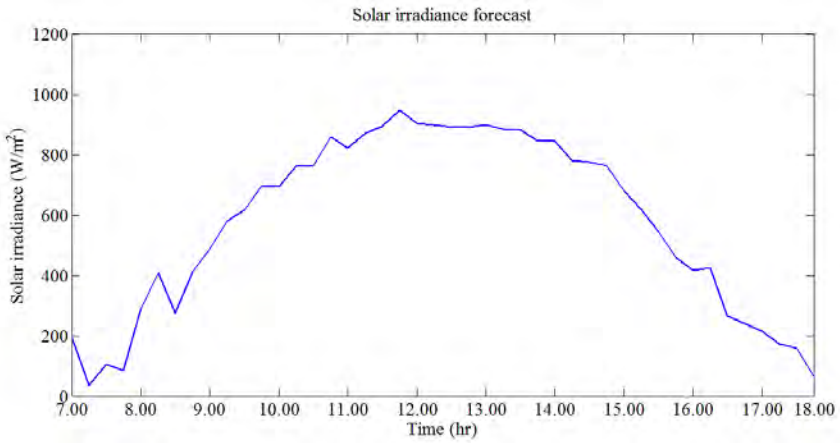


รูปที่ 3.30 : ตัวอย่างการเปลี่ยนแปลงของอัตราเร็วลมรายนาทีในรอบ 1 วัน

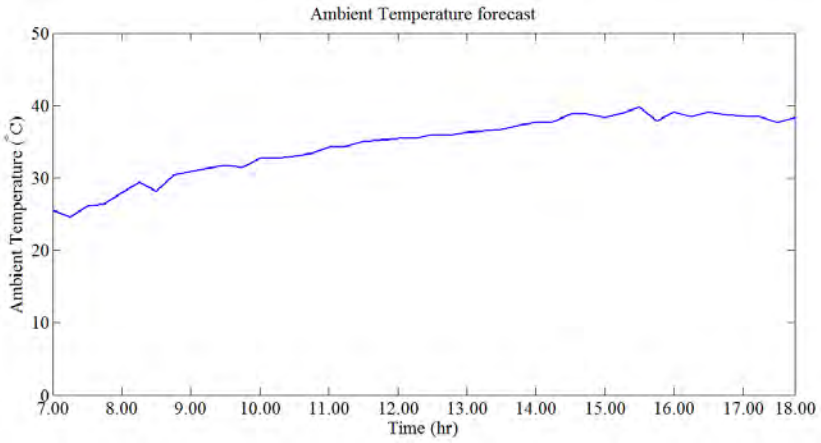
2) ข้อมูล และสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะอาศัยปัจจัยความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมในการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น ในการประเมินกำลังผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะใช้ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง ซึ่งการประเมินผลกระทบของระบบผลิตดังกล่าวจะประเมินในลักษณะเดียวกันกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมข้างต้น คือจะพิจารณารายละเอียดในระดับราย 1 นาทีตามแบบจำลองที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 3.1 และมีสมมติฐานเช่นเดียวกันกับอัตราเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงคือ

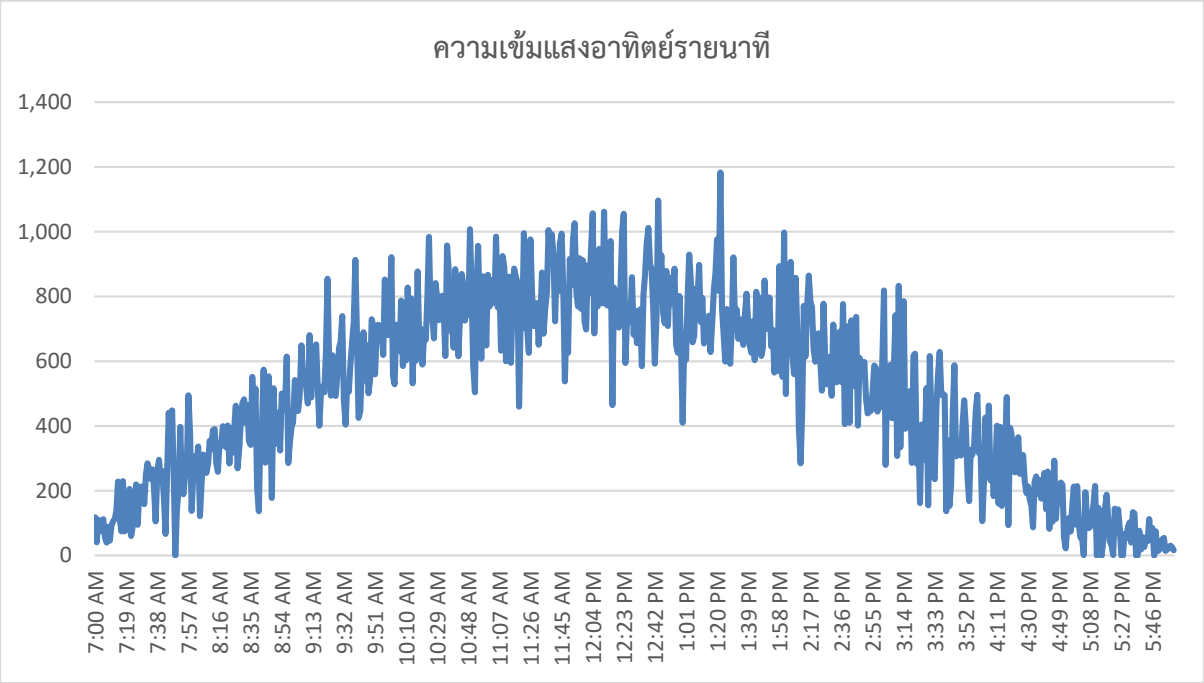
ความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจะเปลี่ยนแปลงตามเวลารอบค่าเฉลี่ยรายชั่วโมงของปัจจัยดังกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม ปัจจัยทั้งสองส่วนนี้จะมีความสัมพันธ์ขึ้นแก่กัน ไม่สามารถพิจารณาแยกกันได้ในการจัดทำแบบจำลอง ดังนั้น สมมติฐานที่ต้องพิจารณาเพิ่มเติมในการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ก็คือ ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ซึ่งในงานวิจัยฉบับนี้กำหนดให้การพิจารณาความสัมพันธ์ของตัวแปรดังกล่าวด้วย Copula function ซึ่งได้กล่าวไปแล้วในหัวข้อ 3.1 โดยในการวิเคราะห์นั้นจะเริ่มจากการพิจารณาความสัมพันธ์ของตัวแปรทั้งสอง และนำมาพิจารณาค่าการเปลี่ยนแปลงรอบค่าเฉลี่ยรายชั่วโมง ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมรายชั่วโมงในรอบ 1 วัน ในช่วงเวลา 7.00 - 18.00 น. แสดงได้ดังรูปที่ 3.31 และรูปที่ 3.32 และตัวอย่างการเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมรายนาที ในช่วงเวลา 7.00 - 18.00 น. สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.33 และรูปที่ 3.34



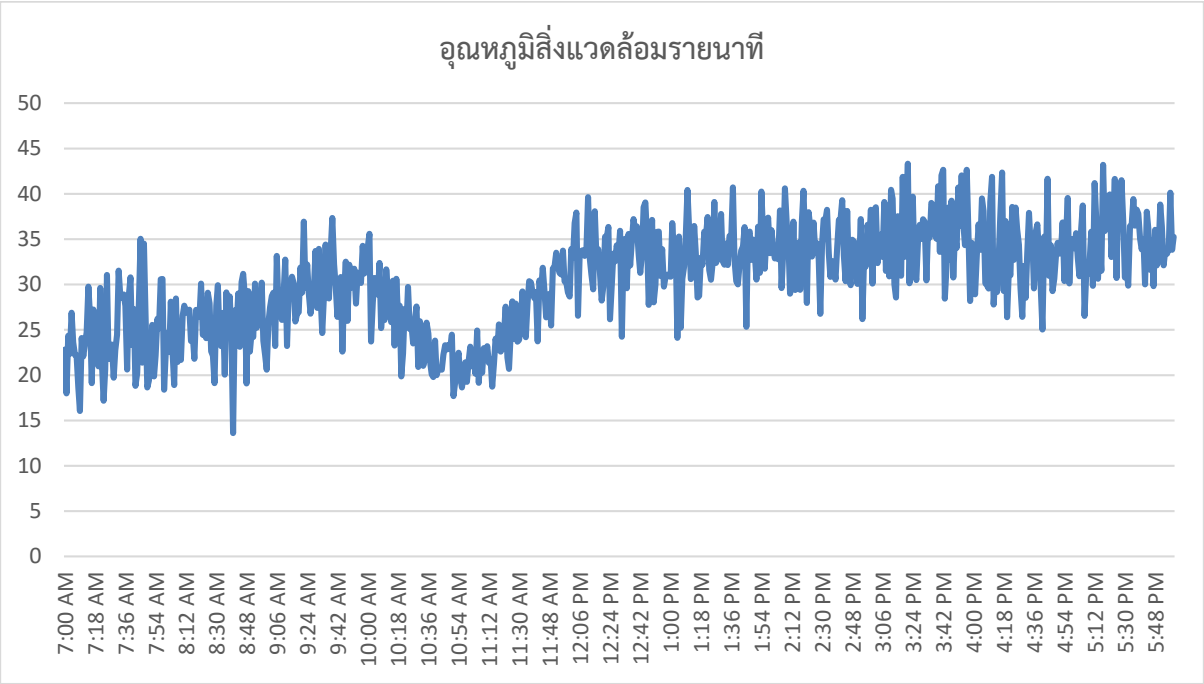
รูปที่ 3.31 : ตัวอย่างลักษณะความเข้มแสงอาทิตย์รายชั่วโมง ณ ช่วงเวลา 7.00 น.-18.00 น.



รูปที่ 3.32 : ตัวอย่างอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมรายชั่วโมงในรอบ 1 วัน ณ ช่วงเวลา 7.00 น.-18.00 น.



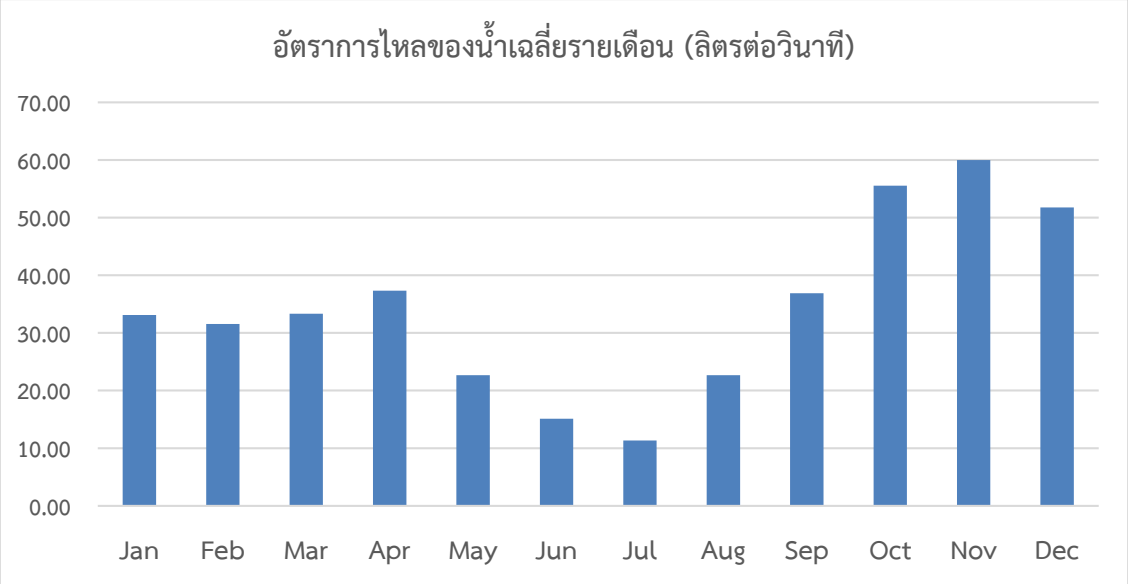
รูปที่ 3.33 : ตัวอย่างการเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสงอาทิตย์รายนาทีในช่วงเวลา 7.00 น.-18.00 น.



รูปที่ 3.34 : ตัวอย่างการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมรายนาทีในช่วงเวลา 7.00-18.00 น.

3) ข้อมูล และสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก

ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กขึ้นอยู่กับอัตราการไหลของน้ำ ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กนี้จะมีลักษณะที่คล้ายคลึงกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม กล่าวคือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้จากอัตราการไหลขั้นต่ำค่าหนึ่ง และเมื่ออัตราการไหลของน้ำมีค่ามากขึ้นระบบผลิตไฟฟ้าก็จะสามารถผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้นด้วย แต่เมื่อถึงอัตราการไหลของน้ำมีค่าสูงกว่าพิกัดกำลังของกังหันน้ำ ระบบก็จะตัดการทำงานของกังหันน้ำออกและไม่ผลิตไฟฟ้า ในรายงานวิจัยฉบับนี้กำหนดให้อัตราการไหลของน้ำที่เปลี่ยนแปลงตามเวลาสามารถพิจารณาได้จากอัตราการไหลของน้ำเฉลี่ยจากข้อมูลอัตราการไหลของน้ำรายเดือน โดยการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวเป็นการเปลี่ยนแปลงรอบค่าเฉลี่ยซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) ทั้งนี้ ข้อมูลอัตราการไหลเฉลี่ยของน้ำรายเดือนแสดงได้ดังรูปที่ 3.35

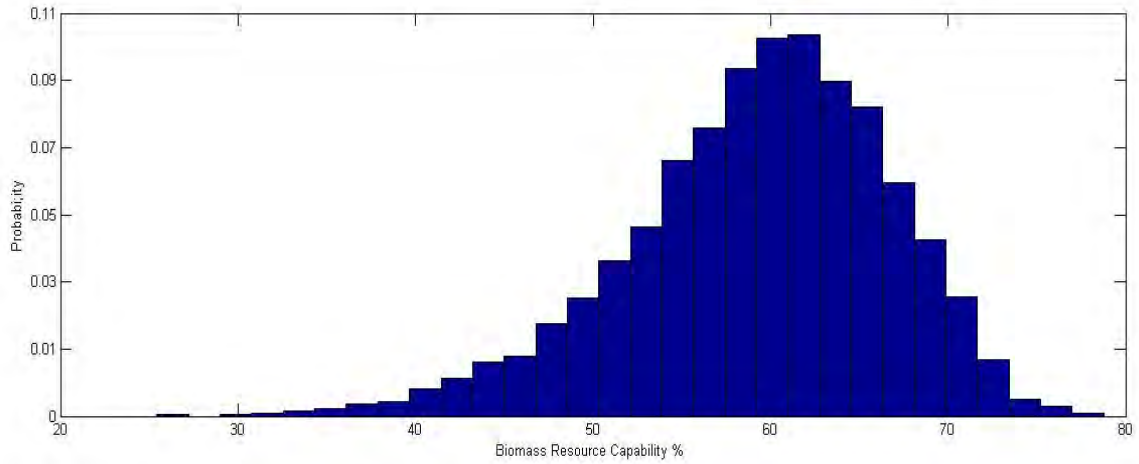


รูปที่ 3.35 : ตัวอย่างอัตราการไหลของน้ำรายเดือนในช่วงเวลา 1 ปี

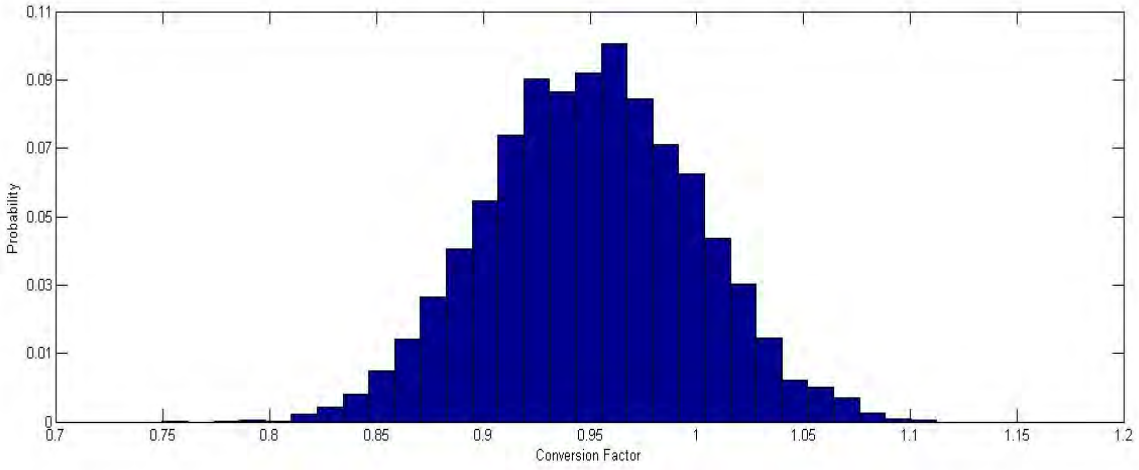
4) ข้อมูล และสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพนั้นจะแตกต่างจากระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 ชนิดที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม แสงอาทิตย์ และพลังงานน้ำขนาดเล็กนั้น พลังงานที่ได้จะมาจากปัจจัยทางสิ่งแวดล้อมเป็นหลัก แต่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพนั้น จะมาจากการรวบรวมแหล่งเชื้อเพลิงที่ใช้เป็นต้นกำลังในการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น ในการพิจารณาความไม่แน่นอนจากการผลิตไฟฟ้าดังกล่าวจะต้องอาศัยการพิจารณาความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิง ซึ่งในงานวิจัยฉบับนี้จะอ้างอิงสมมติฐานความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงให้มีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 60-70% เช่นเดียวกับที่ใช้ในการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และกำหนดให้โอกาสในการจัดหาเชื้อเพลิงให้มีปริมาณมากกว่าค่าเฉลี่ยดังกล่าวนั้นเป็นไปได้ยากแต่การจัดหาเชื้อเพลิงได้น้อยกว่าค่าเฉลี่ยดังกล่าวมีโอกาสมากกว่า ซึ่งลักษณะความไม่แน่นอนดังกล่าวสามารถอธิบายได้ด้วยการกระจายแบบ Weibull โดยเมื่อมีแหล่งเชื้อเพลิงแล้ว การนำเชื้อเพลิงชีวมวลมาเผาไหม้นั้นก็จะมีการสูญเสียพลังงานบางส่วน และมีความสามารถในการแปลงพลังงานซึ่ง

เรียกว่า Conversion Factor โดยได้กำหนดให้ค่าการแปลงพลังงานดังกล่าวมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 95% ซึ่งค่าการแปลงพลังงานจะมีความไม่แน่นอน และเปลี่ยนแปลง 5% โดยประมาณ และสามารถอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution)



รูปที่ 3.36 : ความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงชีวมวล

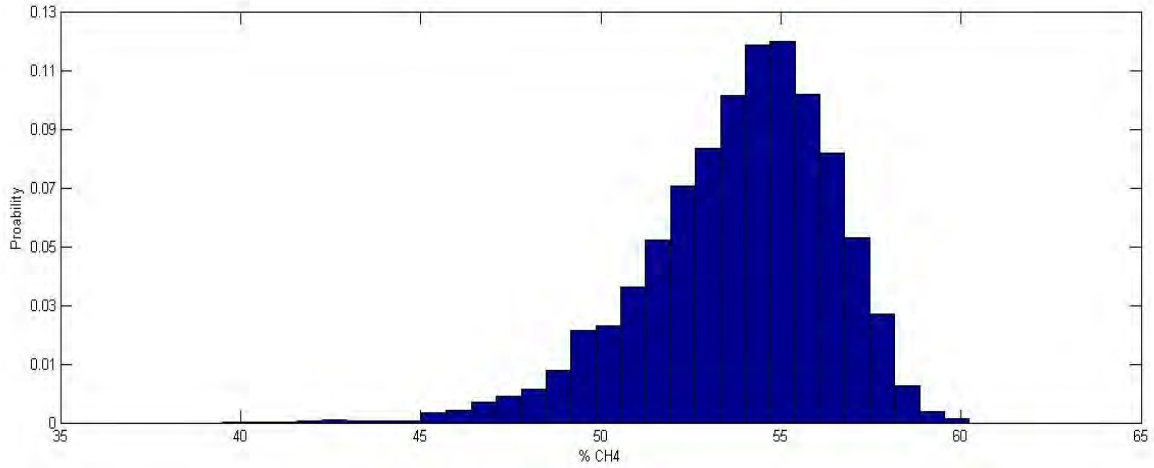


รูปที่ 3.37 : ความสามารถในการแปลงพลังงานชีวมวล

5) ข้อมูล และสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

ระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพนั้นจะมีลักษณะคล้ายกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งจะต้องพิจารณาปัจจัยความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงเช่นเดียวกัน แต่ระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพนั้นจะต้องพิจารณาปริมาณของก๊าซมีเทน (CH_4) ที่อยู่ในก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้ด้วย โดยหากสัดส่วนของก๊าซมีเทนเป็น 60% จะถือว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพมีความสามารถในการแปลงพลังงานเป็น 100% และความสามารถในการแปลงพลังงานจะลดลงตามสัดส่วนของก๊าซมีเทนที่มี ซึ่งในงานวิจัยนี้จะกำหนดให้ลักษณะของความสามารถในการแปลงพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบ

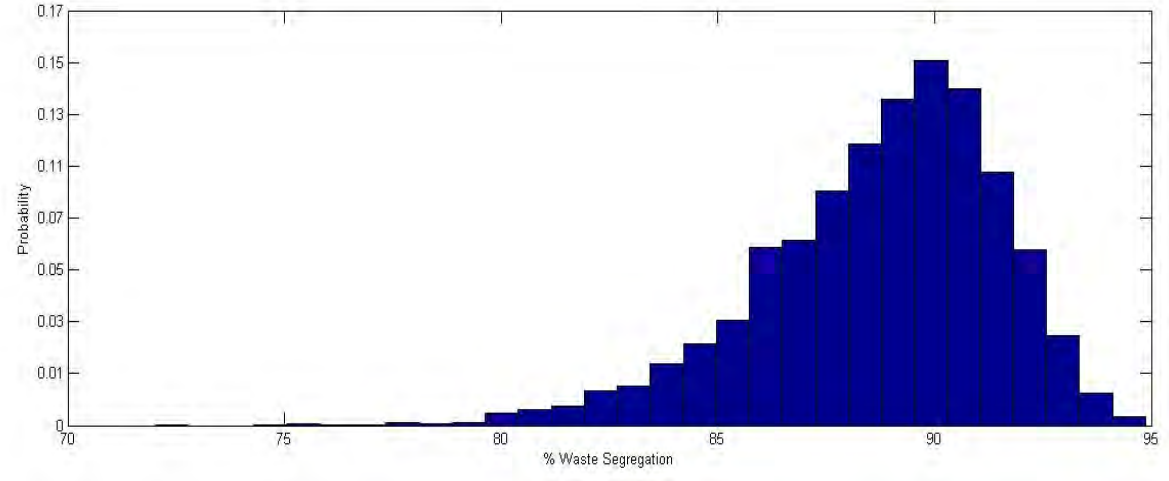
Weibull ที่มีค่าพารามิเตอร์รูปร่าง (Shape parameter) และค่าพารามิเตอร์สเกล (Scale parameter) เป็น 25 และ 55 ตามลำดับ ซึ่งความสามารถในการแปลงพลังงานดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.38



รูปที่ 3.38 : ความสามารถในการแปลงพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานก๊าซชีวภาพ

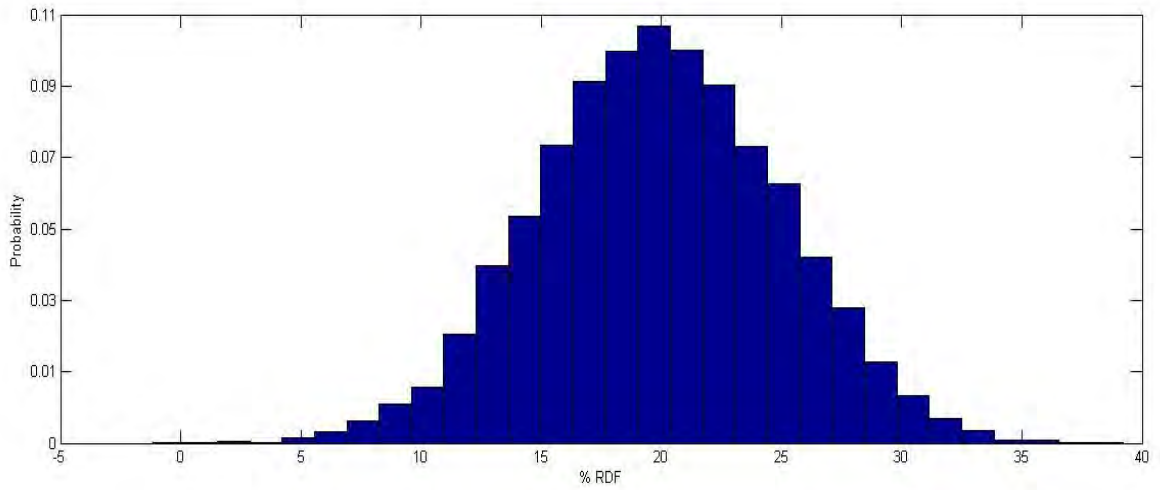
6) ข้อมูล และสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานขยะจะมีปัจจัยของความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงเช่นเดียวกับระบบผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลและก๊าซชีวภาพข้างต้น แต่ในกระบวนการผลิตไฟฟ้านั้นจะต้องมีการคัดแยกขยะและนำขยะบางส่วนมาผ่านกระบวนการให้เป็นเชื้อเพลิง RDF ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่สามารถนำมาเผาเพื่อเป็นพลังงานในการผลิตไฟฟ้าได้ดี และขยะอีกส่วนหนึ่งซึ่งเป็นขยะเปียกจะนำไปผลิตไฟฟ้าโดยการเผาตรงหรือฝังกลบเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพต่อไป โดยทั่วไป ความสามารถในการคัดแยกขยะจะมีค่าเฉลี่ยที่ 80% โดยมีลักษณะการกระจายตัวของความสามารถในการคัดแยกขยะอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบ Weibull ที่มีค่าพารามิเตอร์รูปร่าง (Shape parameter) และค่าพารามิเตอร์สเกล (Scale parameter) เท่ากับ 40 และ 90 ตามลำดับ ลักษณะของความสามารถในการคัดแยกขยะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะแสดงได้ดังรูปที่ 3.39



รูปที่ 3.39 : ความสามารถในการคัดแยกขยะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานขยะ

ด้วยเทคโนโลยี RDF จะทำให้สามารถผลิตเชื้อเพลิงที่มีความหนาแน่นในการแปลงพลังงานความร้อนได้ดี ซึ่งโดยปกติสัดส่วนของปริมาณขยะที่คัดแยกแล้วและสามารถนำมาผลิตเป็น RDF ได้โดยเฉลี่ยจะอยู่ที่ประมาณ 20% ของขยะที่คัดแยกมาแล้ว ดังนั้น ในงานวิจัยฉบับนี้จะกำหนดให้สัดส่วนของปริมาณ RDF จากขยะที่ได้รับการคัดแยกแล้วมีการแจกแจงแบบปกติ ซึ่งมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 20% และมีความไม่แน่นอนอยู่ที่ 5% ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.40



รูปที่ 3.40 : สัดส่วนปริมาณ RDF จากการเปลี่ยนรูปขยะที่ผ่านกระบวนการคัดแยก

สำหรับปริมาณขยะจากการคัดแยกอีกส่วนที่เหลือ สามารถใช้เทคโนโลยีการเผาตรงหรือการฝังกลบเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพในการผลิตไฟฟ้าก็ได้

จากข้อมูล และสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ได้นำเสนอไปแล้วข้างต้นสามารถสรุปแหล่งข้อมูล และสมมติฐานที่ใช้ในแบบจำลองได้ดังตารางที่ 3. และตารางที่ 3.

ตารางที่ 3.7 : ข้อมูล และสมมติฐานในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม แสงอาทิตย์ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก

ระบบผลิตไฟฟ้า	ข้อมูล	สมมติฐาน
พลังงานลม	อัตราเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง	มีความไม่แน่นอนรอบค่าเฉลี่ย
พลังงานแสงอาทิตย์	1. ความเข้มแสงอาทิตย์รายชั่วโมง 2. อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมรายชั่วโมง	1. มีความไม่แน่นอนรอบค่าเฉลี่ย 2. ความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสัมพันธ์ต่อกัน
พลังงานน้ำขนาดเล็ก	อัตราการไหลของน้ำรายเดือน	มีความไม่แน่นอนรอบค่าเฉลี่ย

ตารางที่ 3.8 : ข้อมูล และสมมติฐานในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และพลังงานขยะ

ระบบผลิตไฟฟ้า	สมมติฐาน
พลังงานชีวมวล	ความสามารถในการแปลงพลังงานมีค่าเป็น 95% และมีความไม่แน่นอน 5% ซึ่งอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution)
พลังงานก๊าซชีวภาพ	ความสามารถในการแปลงพลังงานมีค่าเป็น 100% เมื่อมีสัดส่วนมีเทนในก๊าซชีวภาพ เป็น 55% และจะลดลงตามสัดส่วนของปริมาณมีเทน ซึ่งอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบ Weibull
พลังงานขยะ	1. ความสามารถในการคัดแยกขยะมีค่าเฉลี่ยอยู่ในช่วง 80%-90% ซึ่งอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบ Weibull 2. สัดส่วนของเชื้อเพลิง RDF ที่ผลิตได้มีค่าเฉลี่ยเป็น 20% และมีความไม่แน่นอน 5% ซึ่งอธิบายได้ด้วยการแจกแจงแบบปกติ

3.3.2 การจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้า

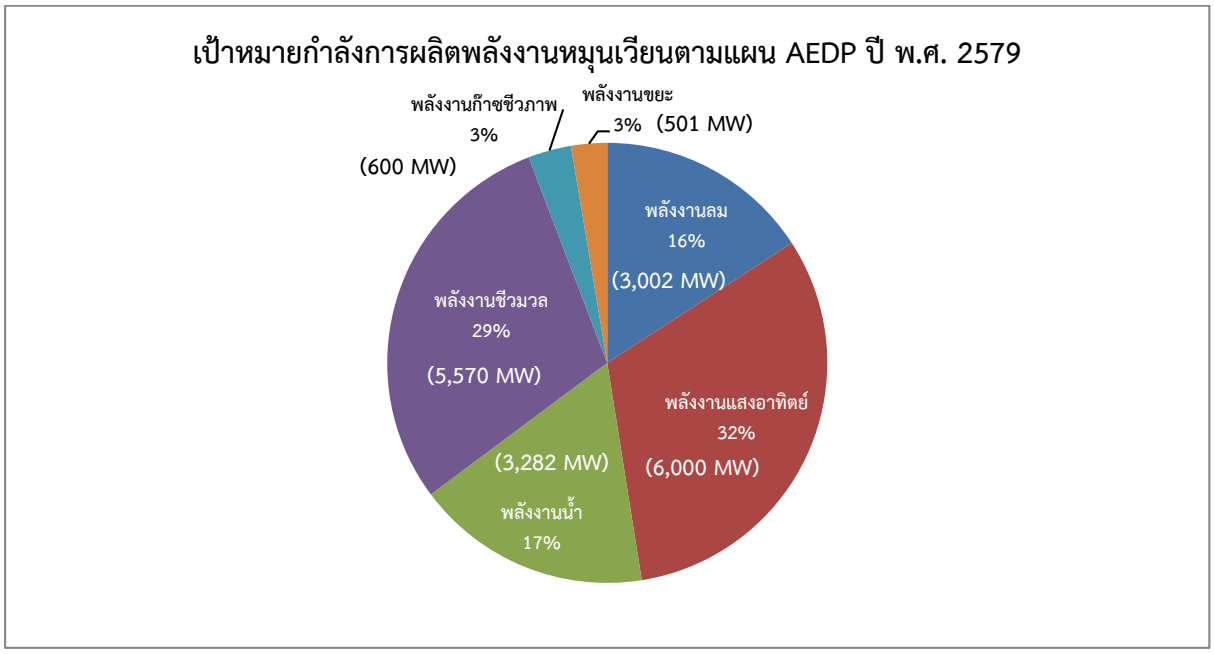
ในหัวข้อที่ผ่านมา ทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอการจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้ากำลัง ในหัวข้อนี้ จะทำการการจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้า โดยการพิจารณาผลกระทบดังกล่าวจะต้องอาศัยการพิจารณาความไม่แน่นอนทั้งสองส่วนที่มาจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ เมื่อนำข้อมูลทั้งสองส่วนมาพิจารณาร่วมกันก็จะได้ข้อมูลปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่พิจารณาผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งข้อมูลดังกล่าวทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะสามารถนำไปวางแผนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานเชิงพาณิชย์อื่นๆ ได้ นอกจากใช้ในการพิจารณาวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าแล้ว ค่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาถึงระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนยังสามารถแสดงให้เห็นถึงความไม่แน่นอนในการวางแผนกำลังการผลิตในระบบไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ด้วย

จากที่กล่าวไปแล้วในหัวข้อที่ 3.2 ทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอแบบจำลองความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ และปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2555 อย่างไรก็ตาม ในส่วนนี้จะทำการจำลองผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีต่อระบบไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2579 ซึ่งเป็นปีสุดท้ายของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับล่าสุด (PDP2015) โดยในแผนฉบับดังกล่าว ได้มีการประมาณการสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ดังแสดงในรูปที่ 3.41 โดยมี ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 6,000 MW, พลังงานลม 3,002 MW, พลังงานน้ำ 3,282 MW, พลังงานชีวมวล 5,570 MW, พลังงานก๊าซชีวภาพ 600 MW และพลังงานขยะ 501 MW

จากข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในปีฐาน พ.ศ. 2555 จะสามารถทำการประมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2579 ได้จากความสัมพันธ์

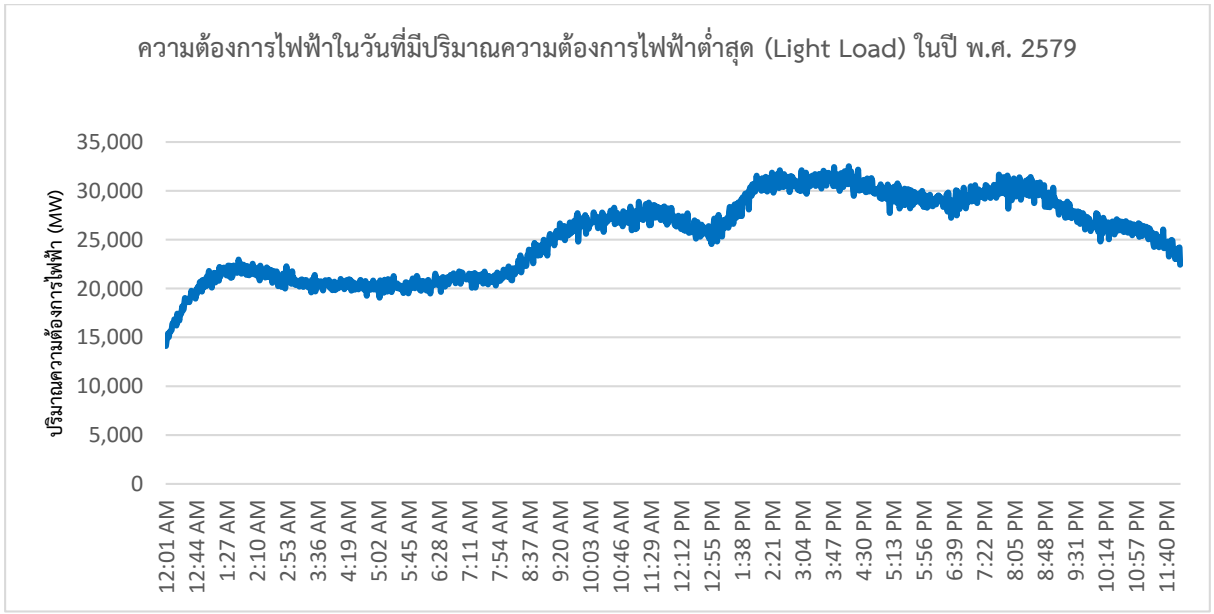
$$P_d^k = \frac{P_{Peak}^k}{P_{Peak}^{base}} \times P_d^{base} \qquad (3.21)$$

โดยที่ P_d^k คือ กำลังไฟฟ้าในปีที่ k
P_d^{base} คือ กำลังไฟฟ้าในปีฐาน พ.ศ. 2555
P_{Peak}^k คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ในปีที่ k
P_{Peak}^{base} คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ในปีฐาน

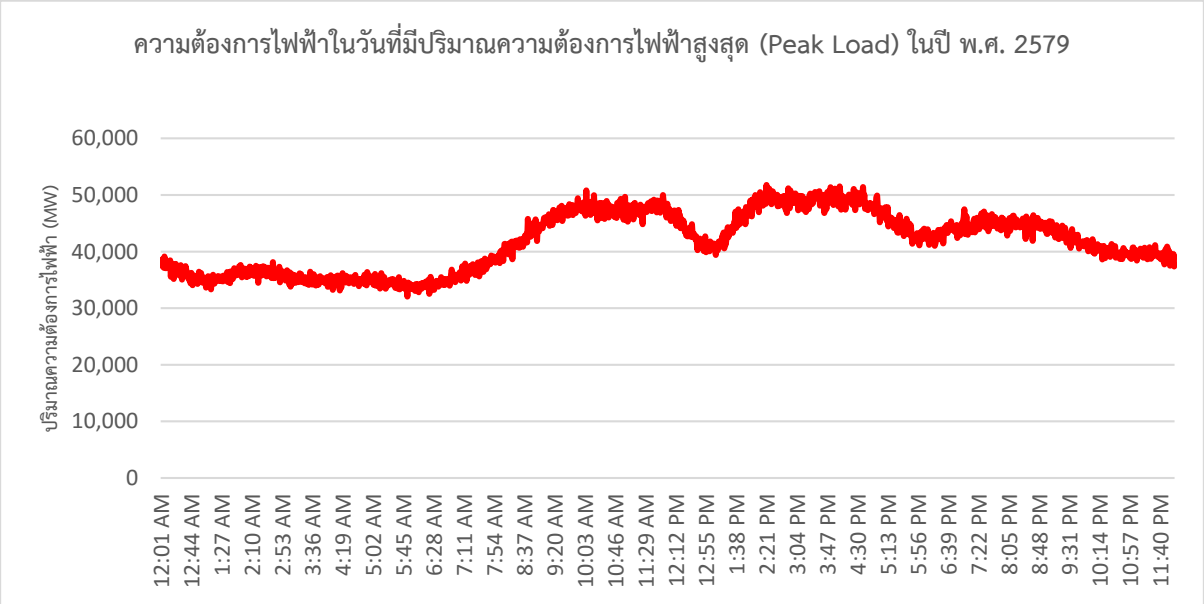


รูปที่ 3.41 : เป้าหมายพลังงานหมุนเวียนในปี พ.ศ. 2579 ตามแผน AEDP ฉบับใหม่

ทั้งนี้ข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ. 2579 เป็นข้อมูลตามแผน PDP ฉบับใหม่ พ.ศ. 2558 ซึ่งปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าราย 1 นาที ของวันที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด และสูงสุดในปี พ.ศ. 2579 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.42 และรูปที่ 3.43 ทั้งนี้ ในวันที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดนั้นจะเป็นวันที่ 2 ม.ค. เวลา 04.57 น. และมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดเป็น 32,522.43 MW สำหรับวันที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดนั้นจะเป็นวันที่ 26 เม.ย. เวลา 15.03 น. และมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็น 51,775.81 MW

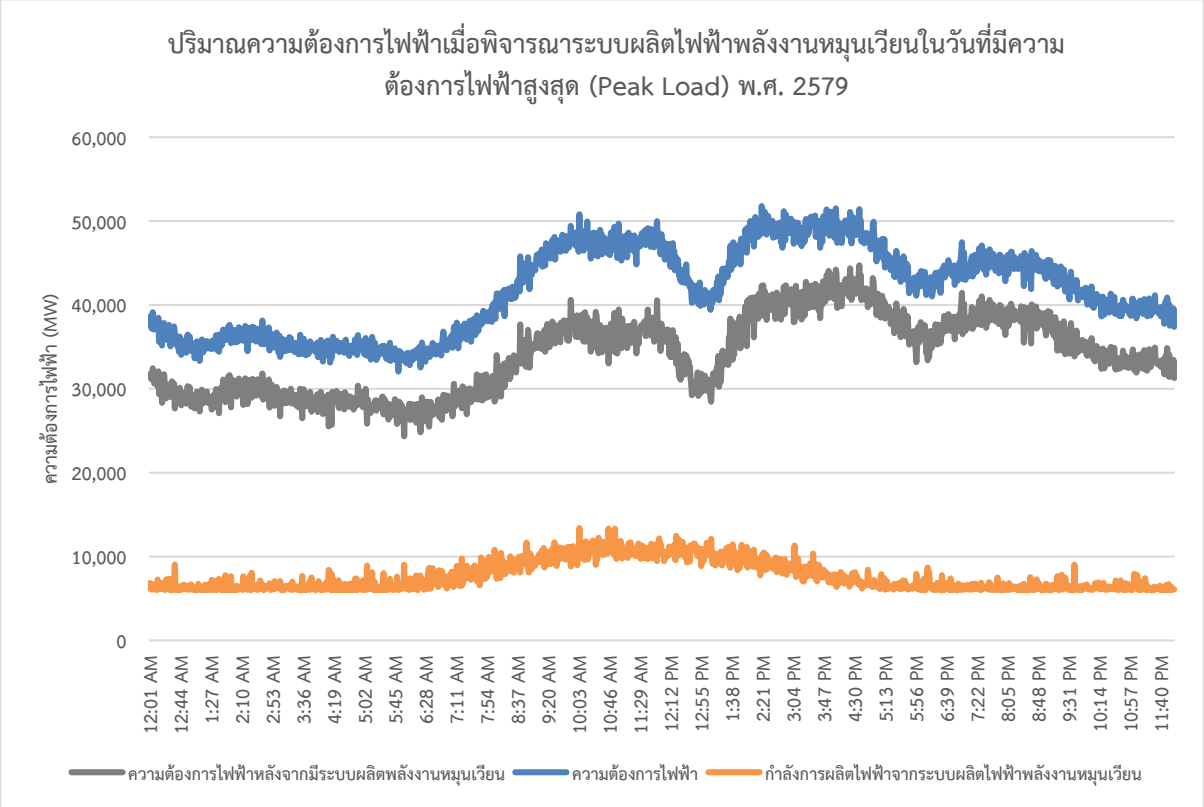


รูปที่ 3.42 : ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในวันที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในปี พ.ศ. 2579



รูปที่ 3.43 : ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในวันที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ. 2579

จากเป้าหมายการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP ฉบับใหม่ข้างต้น เมื่อเราทราบข้อมูลของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วก็สามารถที่จะประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีต่อระบบไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศไทยได้ดังรูปที่ 3.44



รูปที่ 3.44 : ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงในวันที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เมื่อมีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ตารางที่ 3.9 : เปรียบเทียบข้อมูลการเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อนและหลังพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ข้อมูล	ค่าเฉลี่ย (MW/นาที)	ค่าสูงสุด (MW/นาที)
ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ยังไม่พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	464.65	2,910.09
ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	1,143.98	5,444.81

ทั้งนี้เมื่อพิจารณาปริมาณการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้าในระบบเปรียบเทียบก่อน และหลังการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.9 จากข้อมูลดังกล่าวจะเห็นได้ว่าหลังจากการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ระบบไฟฟ้าจะมีปริมาณการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นว่าในกรณีที่ยังไม่มีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยมีค่าเฉลี่ยและค่าสูงสุดเป็นปริมาณเกือบ 2 เท่าตัว ซึ่งเมื่อพิจารณาในด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้าแล้ว โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่มีอยู่ในระบบจะต้องสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มสูงขึ้นนี้เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบได้

จากที่กล่าวมาข้างต้น ทางคณะวิจัยได้ประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากข้อมูลการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP ซึ่งพิจารณาเสมือนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกระจุกตัวอยู่เพียงตำแหน่งเดียวในระบบ และมีปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งตามแผน AEDP อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติแล้วระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้กระจายตัวตามพื้นที่ต่างๆของประเทศไทย ทั้งนี้การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนข้างต้นจึงอาจมีความคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริง

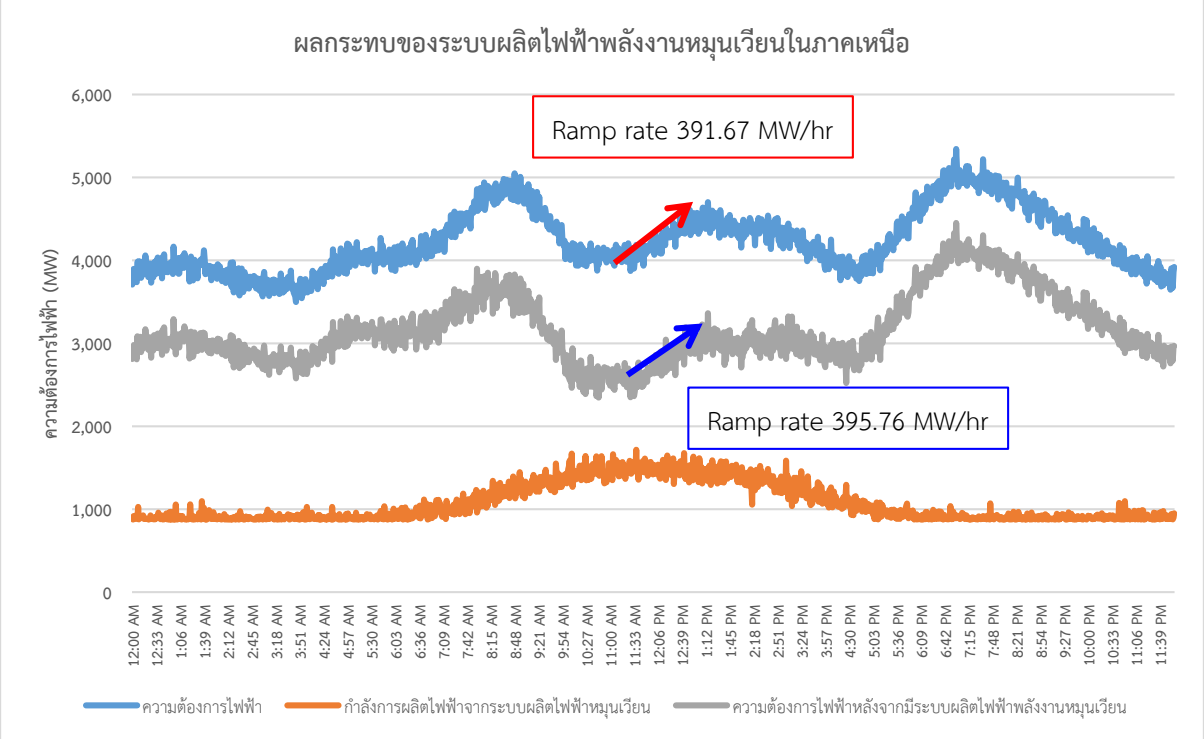
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีศักยภาพที่แตกต่างกันตามแต่ละสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อมในพื้นที่นั้นๆ ดังนั้น ในความเป็นจริงแล้วตามภูมิภาคต่างๆ ของประเทศไทยจะมีสัดส่วนของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทที่แตกต่างกัน เช่น ในพื้นที่ภาคกลางของประเทศไทยอาจมีความเข้มแสงอาทิตย์มาก แต่อาจมีปริมาณเฉลี่ยของกระแสของลมน้อย จึงทำให้พื้นที่ภาคกลางมีศักยภาพในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มากกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานลม ในขณะที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือบางพื้นที่ มีปริมาณกระแสลมเฉลี่ยค่อนข้างสูง ดังนั้น พื้นที่บริเวณดังกล่าวจึงมีศักยภาพในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากพลังงานลมด้วย หรือในบางภูมิภาคอาจประสบปัญหาด้านการขนส่งวัตถุดิบทางการเกษตร เนื่องจากอยู่ไกลจากแหล่งผลิตก็อาจเป็นอุปสรรคในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากกลุ่มพลังงานชีวภาพได้ เป็นต้น

จากตัวอย่างข้างต้น สัดส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจึงถูกกระจายตัวไปตามภูมิภาคต่างๆ ของประเทศไทย จากผลการศึกษาของโครงการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าตามพื้นที่ (Regional PDP) ของ สนพ. ซึ่งในโครงการดังกล่าวได้ทำการศึกษาแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยแยกตามภูมิภาค โดยในการพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าของแต่ละภูมิภาคโครงการดังกล่าวได้มีการประเมินกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภท โดยพิจารณาจากศักยภาพการผลิตไฟฟ้าของภูมิภาคต่างๆ ในประเทศไทยทั้ง 6 พื้นที่ ซึ่งประกอบไปด้วย ภาคเหนือ, ภาคใต้, ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ, ภาคกลาง, ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก ทั้งนี้ ผลการศึกษาปริมาณกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ของโรงไฟฟ้าทั้ง 6 ประเภท แยกตามภูมิภาคทั้ง 6 ของประเทศไทยสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.10

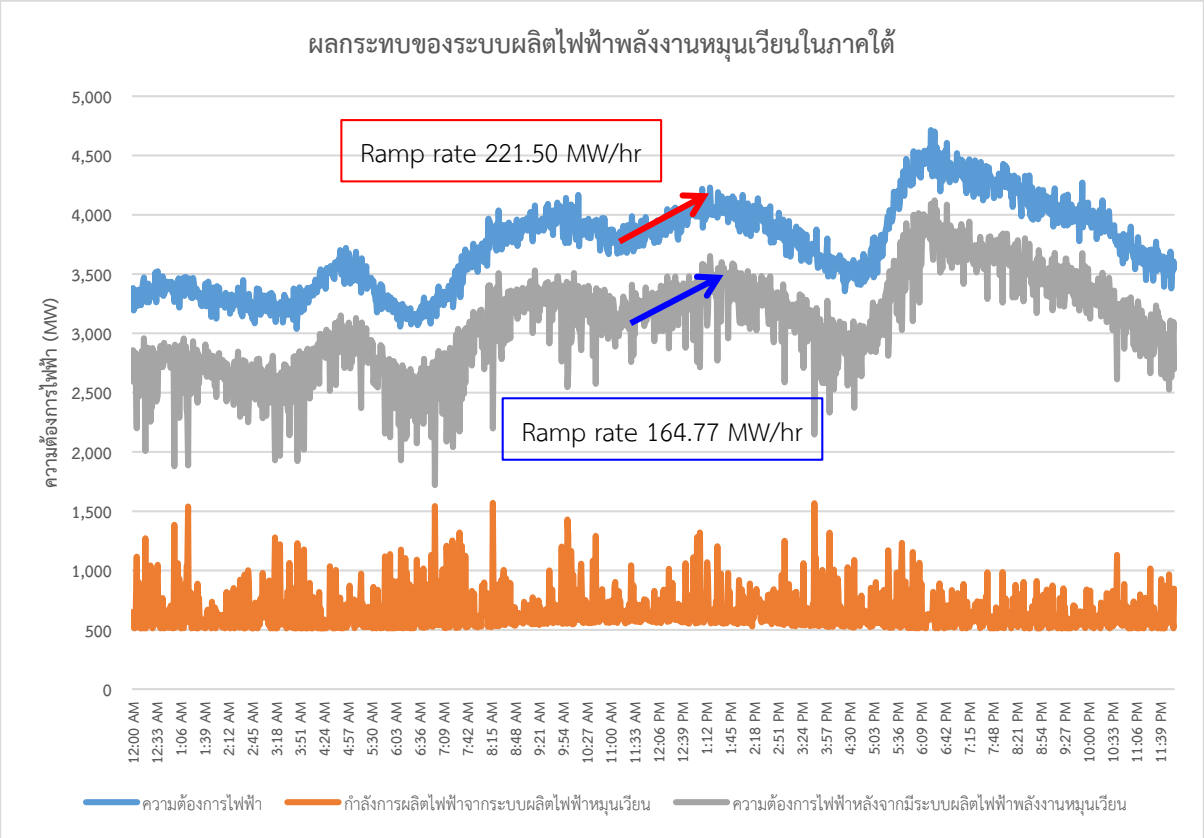
ตารางที่ 3.10 : กำลังการผลิตไฟฟ้า (MW) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 6 ประเภท แยกตามภูมิภาค

ภูมิภาค	Solar	Wind	Small Hydro	Waste	Biogas	Biomass
ภาคเหนือ	793.95	221.78	222.10	27.38	27.90	1,397.65
ภาคใต้	69.08	1,026.68	9.95	41.82	169.13	822.51
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	1,292.09	1,544.62	47.48	68.90	176.13	1,796.97
ภาคกลาง	2,020.64	-	27.21	246.20	65.83	409.64
ภาคตะวันออก	551.24	19.56	36.40	68.30	69.97	619.37
ภาคตะวันตก	1,272.98	189.36	32.87	48.30	91.05	523.86

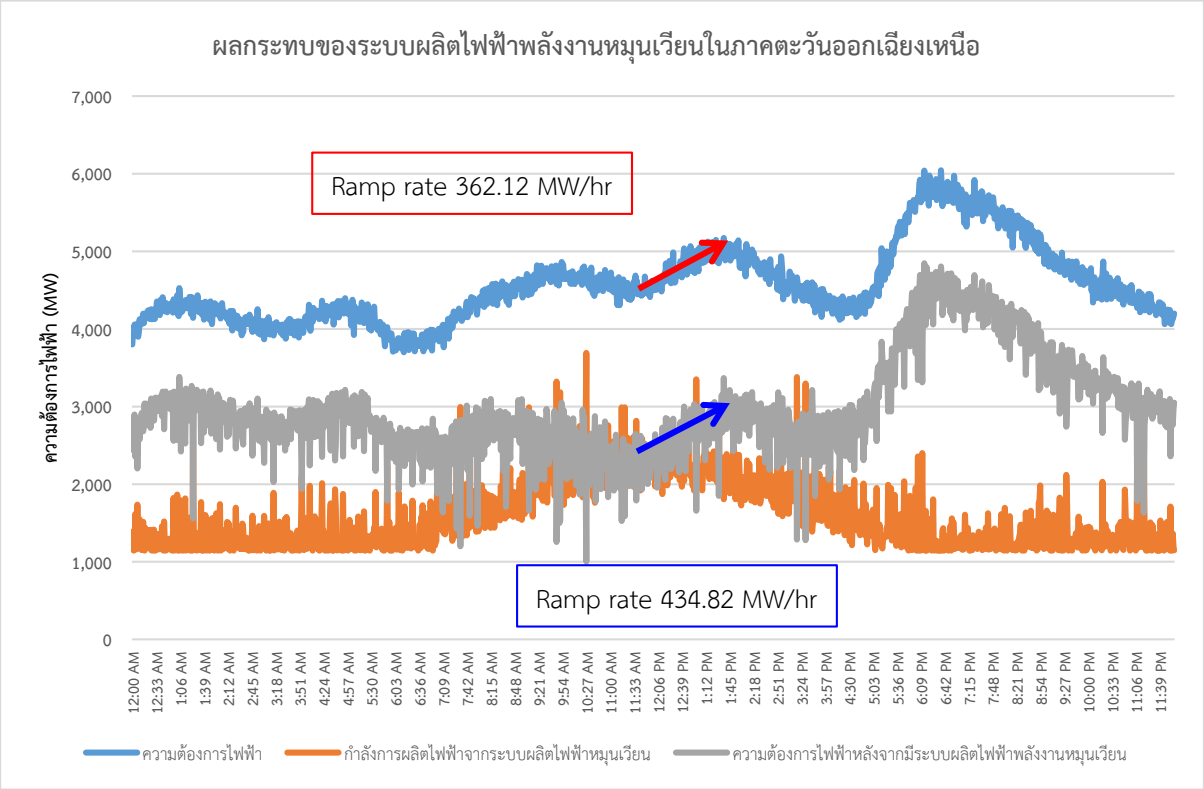
จากข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแยกตามภูมิภาคข้างต้น หากนำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าตามรายพื้นที่มาพิจารณาร่วมกันแล้ว ก็จะสามารถประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกตามรายพื้นที่ได้ ซึ่งจะแสดงให้เห็นถึงผลกระทบของการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับแตกต่างกันตามศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละพื้นที่ ผลการประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกตามภูมิภาคของประเทศไทยในวันที่มีความต้องการการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.45 – 3.50 และปริมาณการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบหลังจากการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้วสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.11 ซึ่งทางคณะวิจัยได้พิจารณาค่าเฉลี่ย และค่าสูงสุดเพื่อนำมาพิจารณาการเปลี่ยนแปลงก่อน และหลังการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน



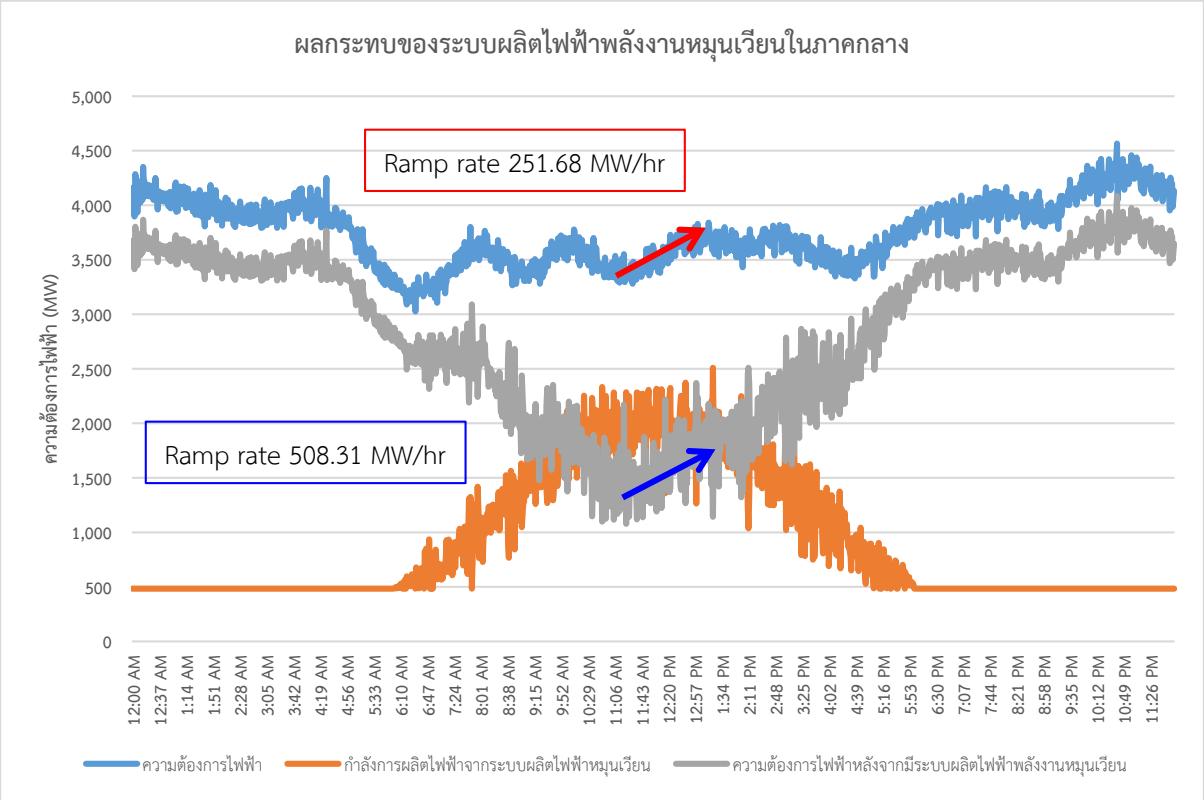
รูปที่ 3.45 : การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภาคเหนือ



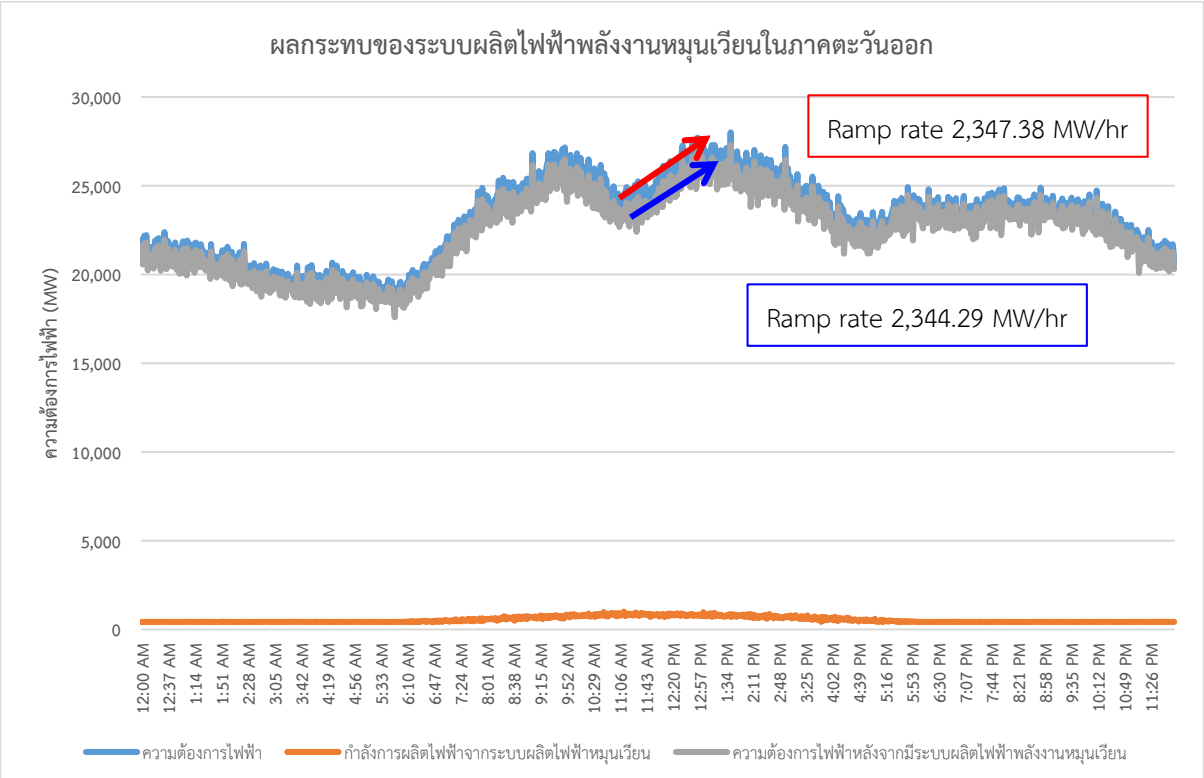
รูปที่ 3.46 : การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภาคใต้



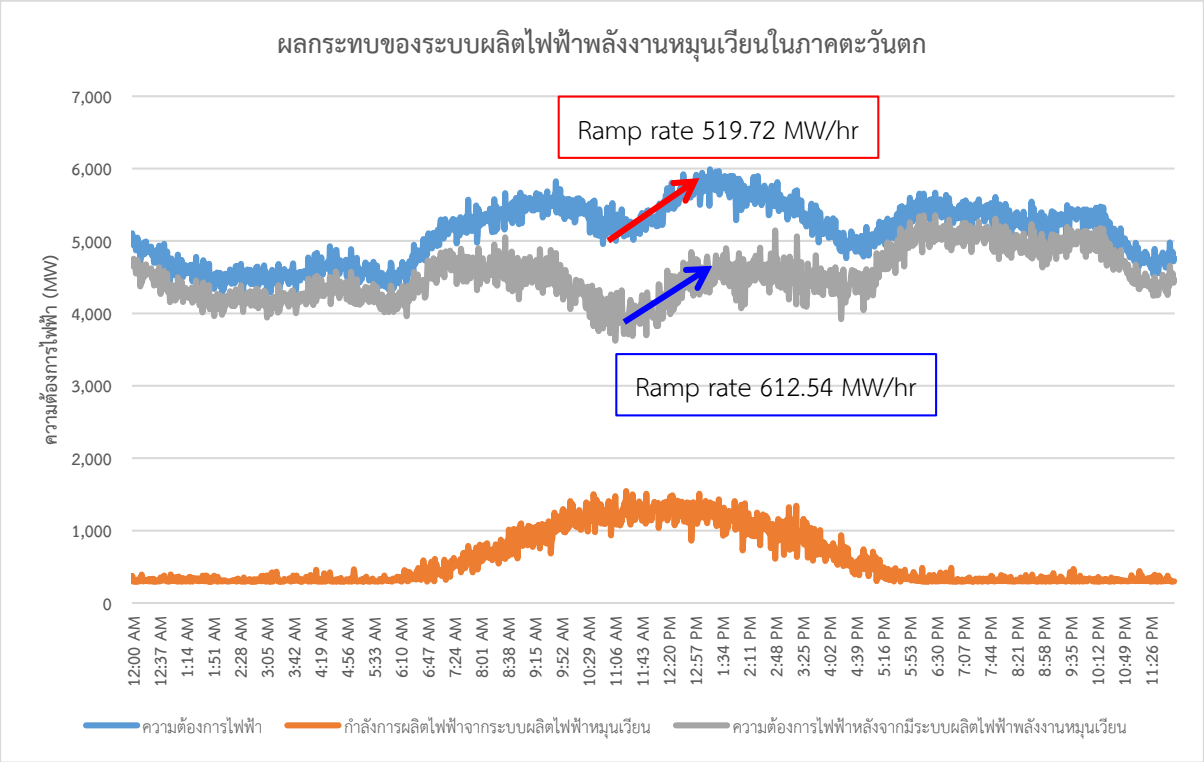
รูปที่ 3.47 : การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 3.48 : การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภาคกลาง



รูปที่ 3.49 : การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภาคตะวันออก



รูปที่ 3.50 : การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภาคตะวันตก

จากการประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกตามภูมิภาคข้างต้น โดยภาพรวมแล้วจะเห็นได้ว่า ในภูมิภาคของประเทศที่มีสัดส่วนของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณน้อย เช่น ในภาคตะวันออก ค่าเฉลี่ยของการเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า (MW ต่อนาที) จะมีค่าไม่เปลี่ยนไปจากก่อนการพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมากนัก แต่สำหรับภูมิภาคที่มีสัดส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมาก เช่น ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ค่าเฉลี่ยของปริมาณการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นเป็นเท่าตัว และเมื่อพิจารณาค่าสูงสุดของการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วจะมีปริมาณเพิ่มขึ้นถึง 4 เท่าตัว ซึ่งการเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นนี้ ระบบผลิตไฟฟ้าจำเป็นจะต้องมีจัดเตรียมโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ที่มีความสามารถในการปรับเปลี่ยนปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าให้ทันอัตราการเปลี่ยนแปลงเพื่อรองรับกับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าดังกล่าว

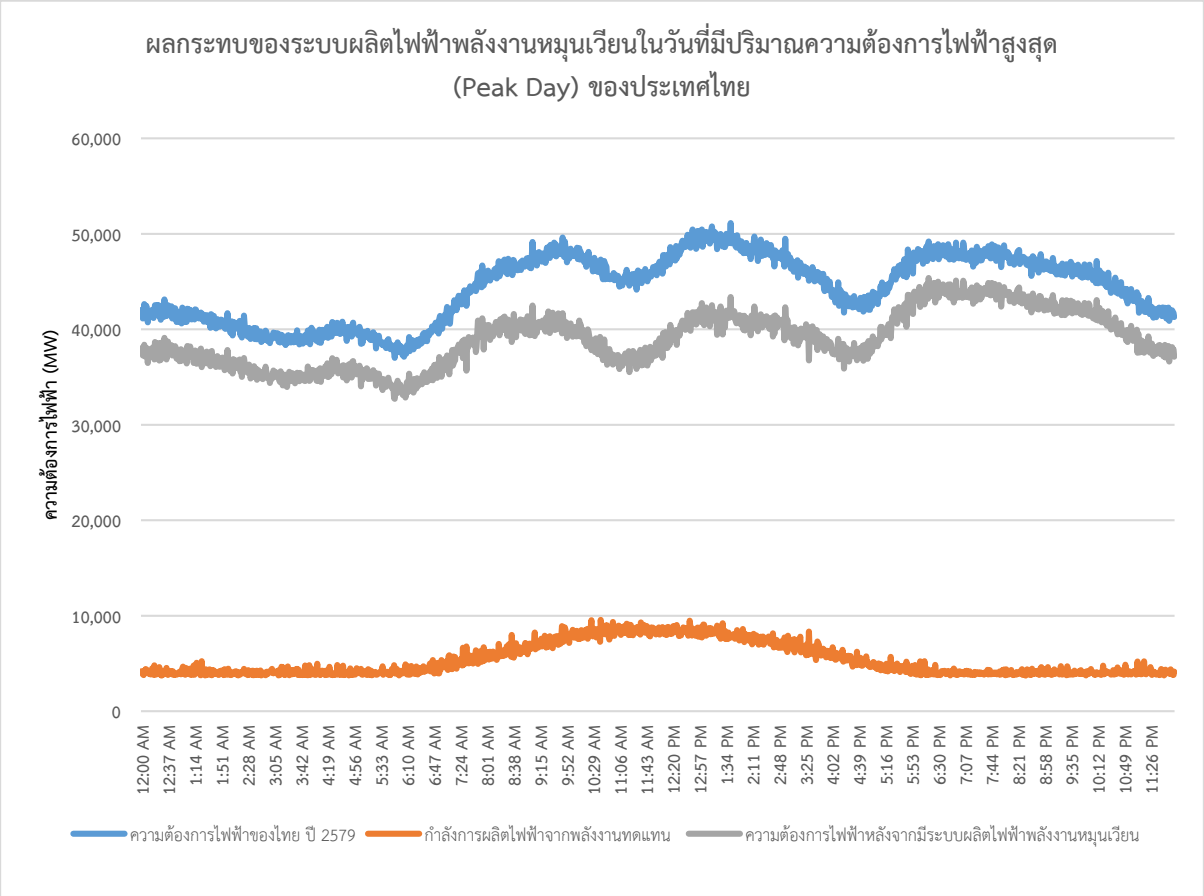
นอกจากนี้ เมื่อพิจารณา Ramp rate ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งมีหน่วยเป็น MW ต่อชั่วโมง จากรูปที่ 3.45 – 3.50 จะเห็นได้ว่าในภาคกลางของประเทศนั้น เมื่อมีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว มีค่า Ramp rate เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นเป็น 2 เท่าตัว ซึ่งทำให้ผู้ควบคุมระบบต้องดำเนินการวางแผนการปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ในระบบเพื่อให้สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้า ในช่วงที่ระบบไฟฟ้ามีช่วงของ Ramp rate เป็นระยะเวลานานหลายชั่วโมง ผู้ควบคุมระบบอาจจะต้องพิจารณาเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบเพิ่มเติม ซึ่งส่งผลทำให้เดินโรงไฟฟ้าฐานได้น้อยลง และจำเป็นที่จะต้องเดินโรงไฟฟ้าที่มีการตอบสนองที่รวดเร็วมากขึ้น ทำให้ต้นทุนในการควบคุมระบบไฟฟ้าอาจมีค่าสูงขึ้นตามมา

ตารางที่ 3.11 : เปรียบเทียบข้อมูลการเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อนและหลังพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกตามรายภูมิภาคของประเทศไทย

ข้อมูล	ค่าเฉลี่ย (MW/นาที)		ค่าสูงสุด (MW/นาที)	
	ก่อน	หลัง	ก่อน	หลัง
ภาคเหนือ	96.47	112.23	362.71	519.35
ภาคใต้	86.08	181.59	433.47	1,041.95
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	101.07	259.92	485.01	1,642.91
ภาคกลาง	82.59	146.69	517.59	1,132.52
ภาคตะวันออก	523.03	526.21	2,829.06	2,829.53
ภาคตะวันตก	239.37	250.58	719.00	719.00

จากผลการประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนข้างต้นจะเห็นได้ว่า ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าหลังจากพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าจาพลังงานหมุนเวียนแล้ว จะมีค่าเปลี่ยนแปลงแตกต่างกันตามสัดส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภูมิภาคต่างๆ ของประเทศ โดยทั่วไปแล้วโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลมจะเป็นโรงไฟฟ้าที่มีความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเภทอื่นเนื่องจากต้นกำลังในการผลิตไฟฟ้าซึ่งมาจากปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้ ซึ่งโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ สามารถวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ เช่น สามารถวางแผนจัดส่งวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทชีวมวลหรือก๊าซชีวภาพได้ เป็นต้น นอกจากนี้ แม้โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจะมีความไม่แน่นอนของปริมาณน้ำ แต่ในภาพรวม ปริมาณการส่งเสริมก็มีจำนวนไม่มาก (ไม่นับรวมพลังน้ำแบบสูบกลับของ กฟผ.) อีกทั้งสามารถวางแผนสำรองปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำขนาดเล็กได้ ดังนั้น เฉพาะในภูมิภาคที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลมในสัดส่วนสูงเท่านั้น ที่จะทำให้การวางแผนกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์มีความยากลำบากยิ่งขึ้น และในด้านการวางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในระยะยาว กฟผ. อาจจำเป็นต้องทราบสถานะการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทเหล่านี้มาประกอบการพิจารณาวางแผนด้วย เพื่อที่จะทำให้สามารถวางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าให้มีศักยภาพในการรองรับกับความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้

ในลำดับถัดมา หากพิจารณาผลกระทบภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้าของประเทศไทยแล้วสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.51 ซึ่งจากผลการประเมินข้างต้นแสดงให้เห็นว่าในภาพรวมของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีส่วนช่วยในการลดค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของวันได้ ซึ่งโดยปกติแล้ว รูปแบบของการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยจะมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ในช่วงเวลากลางวัน แต่ในช่วงเวลากลางวัน ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนที่ค่อนข้างสูงอันเนื่องมาจากผลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในภาพรวม ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจึงมีส่วนช่วยในการลดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของประเทศได้

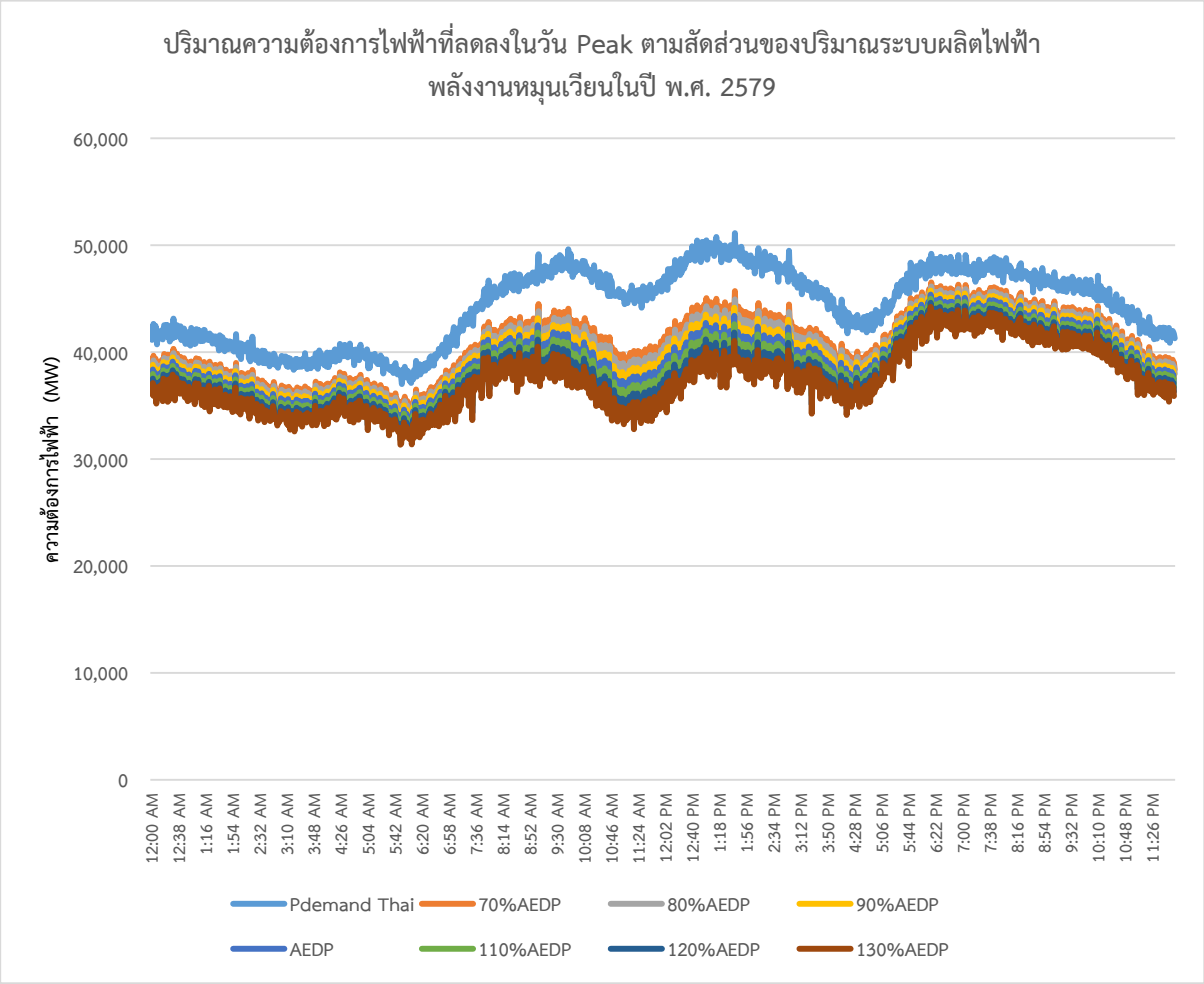


รูปที่ 3.51 : การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนภาพรวมของประเทศไทย ในวันที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

เพื่อแสดงผลกระทบของปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผนที่ระบุไว้ใน PDP2015 ทางคณะผู้วิจัย จะนำเสนอผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาจากปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่เหลืออยู่เมื่อพิจารณาถึงกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแล้ว ซึ่ง กฟผ. จะต้องนำข้อมูลดังกล่าวไปวางแผนพัฒนากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ต่อไป ทั้งนี้ ทางคณะผู้วิจัยจะใช้สมมติฐานในการนำเสนอผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2579 ดังกรณีศึกษาต่อไปนี้

1) กำลังการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณเป็น 120% ของแผน AEDP
2) กำลังการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณเป็น 130% ของแผน AEDP
3) กำลังการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณเป็น 110% ของแผน AEDP
4) กำลังการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณเป็นไปตามแผน AEDP
5) กำลังการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณเป็น 90% ของแผน AEDP
6) กำลังการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณเป็น 80% ของแผน AEDP
7) กำลังการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณเป็น 70% ของแผน AEDP

ผลการประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้าตามกรณีศึกษาทั้ง 7 กรณีข้างต้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.52 และตารางที่ 3.12 ซึ่งแสดงให้เห็นถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงอันเกิดจากการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน



รูปที่ 3.52 : ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงในวันที่มีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามสัดส่วนของปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ตารางที่ 3.12 : ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ลดลงจากผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

กรณีศึกษา	ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า
ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load)	51,134.42 MW
ปริมาณเป็น 130% ของแผน AEDP	44,299.96 MW (-13.50%)
ปริมาณเป็น 120% ของแผน AEDP	44,612.85 MW (-12.75%)
ปริมาณเป็น 110% ของแผน AEDP	44,955.74 MW (-12.00%)
ปริมาณตามแผน AEDP ปี พ.ศ. 2579	45,378.64 MW (-11.26%)
ปริมาณเป็น 90% ของแผน AEDP	45,761.53 MW (-10.51%)
ปริมาณเป็น 80% ของแผน AEDP	46,144.42 MW (-9.76%)
ปริมาณเป็น 70% ของแผน AEDP	46,527.31 MW (-9.01%)

ถึงแม้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะสามารถลดปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ แต่หากพิจารณาค่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าในระดับรายนาทีแล้วสามารถพิจารณาได้ดังตารางที่ 3.13 จากตารางดังกล่าว ทางคณะวิจัยได้พิจารณาเปรียบเทียบผลของการเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ากับวิธีการที่ประเมินผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภาพรวม (หัวข้อ 2) กับวิธีการประเมินแบบกระจายพื้นที่ (หัวข้อ 3) จะเห็นได้ได้ว่าค่าสูงสุด และค่าเฉลี่ยของการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าเมื่อด้วยวิธีที่พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตามพื้นที่มีค่าน้อยกว่าการประเมินผลกระทบในภาพรวม ทั้งนี้เนื่องมาจากการประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแบบกระจายตามพื้นที่นั้น ผลของความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กระจายตัวตามพื้นที่ต่างๆ จะหักล้างกัน จึงทำให้การเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าจากการประเมินด้วยวิธีดังกล่าวนี้มีค่าน้อยกว่าการประเมินในภาพรวม

ตารางที่ 3.13 : เปรียบเทียบข้อมูลการเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อนและหลังพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

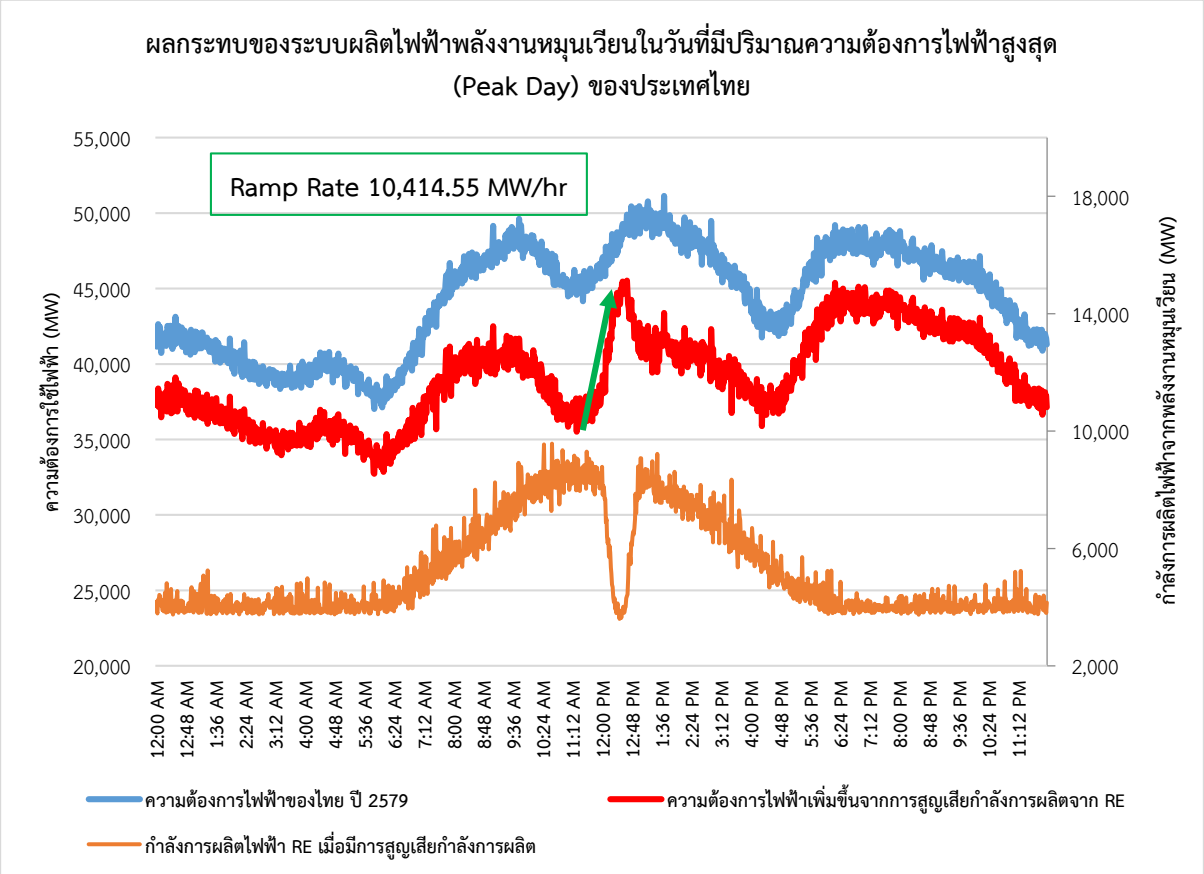
ข้อมูล	ค่าเฉลี่ย (MW/นาที)	ค่าสูงสุด (MW/นาที)
1. ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ยังไม่พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	464.65	2,910.09
2. ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เมื่อพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภาพรวม	1,143.98	5,444.81
3. ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เมื่อพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนกระจายตามพื้นที่	651.81	3,499.93

ในความเป็นจริงแล้ว ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะถูกติดตั้งกระจายตัวตามพื้นที่ศักยภาพที่สามารถผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในประเภทต่างๆ จึงทำให้มีสัดส่วนกำลังการผลิตติดตั้งที่แตกต่างกัน ขึ้นอยู่กับภูมิประเทศเอื้ออำนวยในการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทใด การประเมินผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าในภาพรวมนั้นอาจเป็นวิธีที่ง่ายต่อการประเมิน แต่อาจทำให้ผลลัพธ์จากการประเมินมีค่าการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงมากเกินจากความเป็นจริง การประเมินผลกระทบของระบบไฟฟ้าที่มีการผสานพลังงานหมุนเวียนด้วยวิธีการกระจายตัวตามพื้นที่ดังกล่าวสามารถแสดงผลลัพธ์การประเมินที่ใกล้เคียงกับผลกระทบในระบบไฟฟ้าจริง อย่างไรก็ตาม การประเมินผลกระทบข้างต้นอาจจะยังไม่สมบูรณ์ครบถ้วน เนื่องมาจากในอนาคตระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอาจถูกติดตั้งแบบกระจายตัวตามพื้นที่ในระดับที่ย่อยกว่าระบบภูมิภาคตามสมมติฐานของงานวิจัยฉบับนี้ แต่การประเมินผลกระทบตามพื้นที่ของทางคณะวิจัยก็นำเสนอผลกระทบที่ใกล้เคียงกับความเป็นจริง และทำให้การวางแผนระบบไฟฟ้าที่มีการผสานพลังงานหมุนเวียนแม่นยำมากยิ่งขึ้นในทางปฏิบัติ

นอกจากนี้ การจะพิจารณาว่าระบบผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าได้หรือไม่นั้นจะต้องทำการศึกษาในเชิงเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Stability) ซึ่งโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระบบจะต้องความสามารถในการปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตไฟฟ้าให้ตอบสนองต่อปริมาณความต้องการไฟฟ้าในระบบที่เปลี่ยนแปลงไปได้ หากระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวไม่มีศักยภาพในการรองรับการเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าดังกล่าวอาจทำให้ระบบไฟฟ้าขาดเสถียรภาพได้ ซึ่งแนวทางการลดผลกระทบดังกล่าวอาจดำเนินการได้โดยพิจารณาติดตั้งระบบ

กักเก็บพลังงานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อลดการเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบให้อยู่ในช่วงที่ระบบไฟฟ้ายังทำงานอย่างมีเสถียรภาพได้

เมื่อมีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว อีกสถานการณ์หนึ่งซึ่งอาจเกิดขึ้นได้ก็คือการขาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ทางคณะวิจัยจะขอนำเสนอตัวอย่างการขาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จากรูปที่ 3.53 แสดงการขาดกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงเวลา 12.00-13.00 น. เมื่อเปรียบเทียบกับผลการประเมินผลกระทบของการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปที่ 3.51 แล้วพบว่า การผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนช่วยส่งเสริมการลดปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน อันเกิดจากปัจจัยการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ อย่างไรก็ตาม การขาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงเวลาดังกล่าวจะทำให้ระบบมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าขึ้นเป็นอย่างมาก ซึ่งอาจเกิดทำให้เกิดปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงเกินกว่าช่วง Peak ในระยะเวลาสั้นได้ ซึ่งผู้ควบคุมระบบอาจจะต้องแก้ปัญหาโดยการปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตโรงไฟฟ้าที่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) หรือในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขาดกำลังการผลิตเป็นเวลานาน และมีปริมาณมาก การเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถเดินเครื่องได้เร็วก็เป็นอีกแนวทางเลือกหนึ่งในการแก้ปัญหา ซึ่งการแก้ปัญหาข้างต้นอาจเป็นการเพิ่มภาระค่าใช้จ่ายให้กับผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ามากขึ้น อีกแนวทางแก้ไขปัญหาหนึ่งที่สามารถลดผลกระทบข้างต้นได้ก็คือการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบสายส่ง เพื่อเป็น Back-up ให้กับระบบไฟฟ้าในช่วงที่มีการขาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน



รูปที่ 3.53 : ผลกระทบของระบบไฟฟ้าเมื่อระบบเกิดการขาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ในประเด็นต่อมา ในการพิจารณาวางแผนระบบไฟฟ้านั้น ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าสูง การวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าจึงจะต้องมีการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ (Dependable capacity) ซึ่งทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) ได้กำหนดตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทเอาไว้ดังตารางที่ 3.14 ซึ่งข้อมูลดังกล่าวเป็นค่าที่ปรับปรุงใหม่ (พ.ศ. 2557) สำหรับใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปี พ.ศ. 2558

ตารางที่ 3.14 : กำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ประเภทโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	กำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ (%)	กำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (MW)	กำลังการผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้า (MW)
พลังงานแสงอาทิตย์	35	6,000	2,100
พลังงานลม	2	3,002	60
พลังงานน้ำจากเขื่อนขนาดเล็ก	36	3,282	1,182
พลังงานชีวมวล	36	5,570	2,005
พลังงานก๊าซชีวภาพ	24	600	144
พลังงานขยะชุมชน	60	501	301

จากตารางข้างต้นจะเห็นได้ว่า จากกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปี พ.ศ. 2579 นั้น เมื่อคำนึงถึงปัจจัยความไม่แน่นอนจากสิ่งแวดล้อม ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตพลังงานหมุนเวียนอาจไม่เป็นไปตามขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่ออกแบบไว้ และเพื่อรองรับความไม่แน่นอนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน การวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าจำเป็นจะต้องพิจารณากำลังการผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าด้วยซึ่งมีค่าแสดงดังในตารางที่ 3.14 ดังนั้น ส่วนต่างระหว่างค่ากำลังการผลิตติดตั้งและค่ากำลังการผลิตพึ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีค่าเท่ากับ 13,163 MW การไฟฟ้าจะต้องจัดหาโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์มารองรับความไม่แน่นอนเอาไว้ ดังนั้น หากมีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงตามแผน AEDP แล้ว การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) จะต้องสำรองกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานเชิงพาณิชย์ในปริมาณดังกล่าวซึ่งคิดเป็นสัดส่วนกำลังไฟฟ้าที่สูงมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อคำนึงถึงสถานการณ์ปัจจุบันที่การก่อสร้างโรงไฟฟ้าทำได้ยากขึ้นเรื่อยๆ เนื่องจากได้รับการต่อต้านจากภาคประชาชน การพิจารณาทางเลือกอื่นแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า เช่น การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน จึงเป็นทางเลือกที่มีความเหมาะสมในการแก้ไขปัญหาเพื่อรองรับความไม่แน่นอนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมากกว่า

เนื่องจากในปัจจุบัน ประเทศไทยยังมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมคิดเป็นสัดส่วนยังไม่สูงมากนัก อย่างไรก็ดี จากนโยบายของรัฐบาลที่มีการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนอย่างต่อเนื่อง ทำให้การเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงเป็นสถานการณ์ที่อาจจะเกิดขึ้นได้ในอนาคต ทั้งนี้ สถานการณ์ดังกล่าวเป็นสถานการณ์ที่สามารถศึกษาเรียนรู้ได้จากปัญหาที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าในต่างประเทศที่มีการเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงเช่นเดียวกัน ดังนั้น การกำหนดแนวทางการศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าและพัฒนานโยบายการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ภายใต้การศึกษานี้ จึงจะทำการศึกษาเรียนรู้จากกรณีศึกษาที่เกิดขึ้นในต่างประเทศ และนำประเด็นดังกล่าวมาปรับปรุงให้เข้ากับสถานการณ์และแบบจำลองของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ก่อนที่จะ

วิเคราะห์และนำเสนอแนวทางแก้ไขผ่านแนวทางการบริหารจัดการโดยใช้ระบบกักเก็บพลังงานซึ่งเป็นแนวทางที่มีความสำคัญในการบริหารจัดการพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงรูปแบบหนึ่ง

จากที่กล่าวมาข้างต้น การควบคุมการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจึงเป็นสิ่งที่ท้าทายสำหรับผู้ควบคุมระบบไฟฟ้า เนื่องจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมที่เป็นแหล่งพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทนี้มีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการผลิตไฟฟ้า เช่น อุปกรณ์กักเก็บพลังงานจะช่วยให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีเสถียรภาพมากขึ้น และสามารถควบคุมการจ่ายไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง หากพิจารณาอุปกรณ์กักเก็บพลังงานเป็นแบตเตอรี่ไฟฟ้า ในช่วงที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าได้มากเกินกว่าความต้องการก็จะเก็บพลังงานไฟฟ้าในแบตเตอรี่ และเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าปริมาณที่ต้องการเนื่องจากความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงานหมุนเวียน แบตเตอรี่ก็จะสามารถจ่ายไฟฟ้าส่วนที่ขาดเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้

2.6 สรุปปัญหาและแนวทางแก้ไขการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

จากข้อมูลในหัวข้อ 2.3-2.4 จะสามารถสรุปประเด็นปัญหาและแนวทางการแก้ไขสำหรับการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังได้ดังตารางที่ 2.13 และจากข้อมูลในหัวข้อ 2.5 สามารถสรุปประเด็นปัญหาและแนวทางการแก้ไขสำหรับการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงสำหรับประเทศไทยได้ดังตารางที่ 2.14

ตารางที่ 2.13 : สรุปประเด็นปัญหาและแนวทางแก้ไขสำหรับการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงในต่างประเทศ

แนวทางแก้ไข	ปัญหา										
	กำลังผลิตสำรองสำหรับการวางแผนเพื่อรองรับความไม่แน่นอนของ RE	กำลังไฟฟ้าสำรองสำหรับการปฏิบัติการ เพื่อรองรับความผันผวนของ RE	Surplus generation	ปัญหา Ramp rate เกิน	Frequency regulation	Output variation	แรงดันเกิน	สายส่งคับคั่ง	การตัดการเชื่อมต่อเมื่อเกิดความผิดพร่อง	กรณีฉุกเฉินหรือเกิดความไม่เสถียรในระบบ	การทำงานแบบแยกอิสระ
ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)	X	X	X	X	X	X	X	X		X	
Non-variable reserve generation	X										
เพิ่มความยืดหยุ่น (Flexibility)		X	X								
การจำกัดการเชื่อมต่อ (Curtailment)	X		X	X	X		X	X			
ขยายสายส่ง		X						X			
Demand Response	X	X	X								
ฉีดกำลังรีแอกทีฟ							X				
Wide area operation (Intertie)		X	X		X						
แก้ไข Grid Code					X		X		X		X
Remote control ผ่านระบบสื่อสาร										X	
แก้ไขโดยนโยบาย เช่น การกระจายความรับผิดชอบอย่างเป็นธรรม การเปิดเผยข้อมูลระบบ การสร้างกลไกให้เอกชนลงทุนในสายส่ง							X	X			

ตารางที่ 2.14 : สรุปประเด็นปัญหาและแนวทางแก้ไขสำหรับการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงในประเทศไทย

แนวทางแก้ไข	ปัญหา				
	แรงดันเกิน	ฮาร์มอนิก	Tap change ทำงานบ่อย	จ่ายกำลังเกินสัญญา	สายส่งคับคั่ง
ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)	X	X	X	X	X
การจำกัดการเชื่อมต่อ (Curtailment)				X	X
ขยายสายส่ง	X			X	X
ฉีดกำลังรีแอกทีฟ	X		X		
แก้ไข Grid Code	X			X	X
วงจรกรองกำลัง		X			

บทที่ 4
เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานและรูปแบบการนำไปใช้

4.1 แนวคิดของระบบกักเก็บพลังงาน

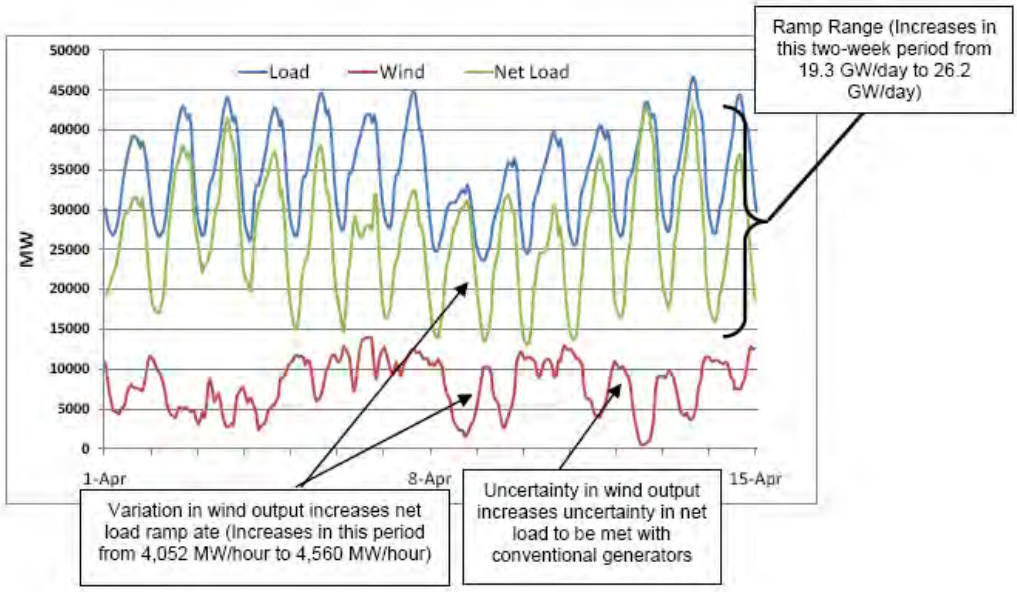
ปัจจุบันการเติบโตทางด้านเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นอย่างรวดเร็ว ทำให้มีความต้องการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเพิ่มสูงขึ้นส่งผลให้มีปริมาณเชื้อเพลิงสำรองลดลง นอกจากนี้การเผาไหม้เชื้อเพลิงดังกล่าวยังมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่สิ่งแวดล้อม ก่อให้เกิดภาวะโลกร้อน จากสถิติการใช้พลังงานของโลกในปี 2556 พบว่ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาคิดเป็นร้อยละ 2.3(EIA, 2014) สำหรับประเทศไทยมีการใช้พลังงานรวมเป็น 75,214 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบโดยมีการใช้พลังงานไฟฟ้า 14,002 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2555 คิดเป็นร้อยละ 1.6 ดังนั้นเพื่อลดปัญหาการขาดแคลนเชื้อเพลิงฟอสซิลและลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่สิ่งแวดล้อมที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในอนาคต การผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานทางเลือกที่ยั่งยืนจึงเข้ามามีบทบาทสำคัญเป็นอย่างมาก ประเทศไทยได้มีการส่งเสริมการใช้พลังงานจากแหล่งพลังงานทางเลือกอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งจากแหล่งพลังงานภายในประเทศได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะโดยปี 2556 มีการใช้พลังงานทางเลือกเหล่านี้ 13,978 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2555 คิดเป็นร้อยละ 7.72 (DEDE, 2014) ภาพรวมการใช้พลังงานของประเทศไทยปี 2554-2556 แสดงได้ดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 : ภาพรวมการใช้พลังงานของประเทศไทยปี 2554-2556(DEDE, 2014)

การใช้พลังงานจำแนกตามชนิดพลังงาน	ปริมาณ (พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		
	2554	2555	2556
การใช้พลังงานรวม	70,562	73,316	75,214
พลังงานเชิงพาณิชย์	57,424	60,340	61,236
น้ำมันสำเร็จรูป	33,078	34,881	35,948
ไฟฟ้า	12,671	13,783	14,002
ถ่านหิน/ลิกไนต์	7,190	6,582	5,947
ก๊าซธรรมชาติ	4,485	5,094	5,339
พลังงานหมุนเวียน	13,138	12,976	13,978

การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทางเลือกต่างๆ เช่น พลังงานชีวมวล พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อลดปัญหาการขาดแคลนพลังงานได้รับความสนใจอย่างมาก เนื่องจากเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนและยั่งยืน อย่างไรก็ดี ในปัจจุบันการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทางเลือกยังคงมีอยู่อย่างจำกัดและปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ไม่ต่อเนื่องเนื่องจากไม่สามารถคาดการณ์ถึงปริมาณแหล่งพลังงานที่นำมาผลิตพลังงานไฟฟ้าอย่างชัดเจน เช่น การผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์จะผลิตได้เฉพาะช่วงเวลากลางวัน

หรือการผลิตพลังงานจากกังหันลมก็จะสามารถผลิตได้เฉพาะช่วงที่เวลาที่มีลมแรงเท่านั้น รูปที่ 4.1 แสดงความไม่แน่นอนของปริมาณไฟฟ้าที่ได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลม



รูปที่ 4.1 : แสดงความไม่แน่นอนของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานลม
(Denholm et al., 2010)

พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจะช่วยลดภาระของโรงไฟฟ้าหลัก ทำให้มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลลดลงและมีผลต่อเนื่องไปถึงปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยสู่บรรยากาศลดลงด้วย อย่างไรก็ตามจากข้อจำกัดของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ทำให้ระบบเก็บสะสมพลังงานเข้ามามีบทบาทสำคัญกับระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อเก็บพลังงานส่วนเกินจากที่ผลิตได้ไว้ใช้ในช่วงที่ขาดแคลน รวมไปถึงช่วยให้การผสานการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้าหลักเป็นไปอย่างมีเสถียรภาพ โดยระบบเก็บสะสมพลังงานถูกใช้เป็นส่วนประกอบหนึ่งทั้งระบบจ่ายไฟฟ้าขนาดเล็กและขนาดใหญ่ โดยการใช้งานในระบบจ่ายไฟขนาดเล็กส่วนใหญ่จะเป็นการเก็บพลังงานของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ต่างๆ เช่น แบตเตอรี่โทรศัพท์มือถือคอมพิวเตอร์โน้ตบุ๊ก ที่สามารถเก็บพลังงานได้เป็นหลักชั่วโมง หรือแบตเตอรี่สำหรับรถยนต์ ซึ่งสามารถจ่ายไฟให้รถยนต์สามารถวิ่งได้จำกัดระยะทางที่ประมาณ 100 กิโลเมตร สำหรับการใช้งานในระบบจ่ายไฟฟ้าขนาดใหญ่ เช่น โรงไฟฟ้าที่จ่ายไฟฟ้าทั้งในระดับชุมชนไปจนถึงระดับประเทศ มุ่งเน้นเพื่อสร้างสมดุลระหว่างปริมาณพลังงานที่ผลิตได้กับความต้องการใช้พลังงานในช่วงเวลาต่างๆ ซึ่งมีอัตราการบริโภคพลังงานที่เปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา โดยการจ่ายไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเข้าสู่สายส่งจำเป็นที่จะต้องมีความต่อเนื่องและมีปริมาณเพียงพอต่อความต้องการใช้งาน เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถใช้งานได้อย่างสม่ำเสมอและป้องกันความเสียหายที่จะเกิดกับสายส่งไฟฟ้าระบบเก็บสะสมพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Grid Energy Storage) มีแนวโน้มเป็นส่วนหนึ่งในการพัฒนาระบบไฟฟ้าในอนาคตอันใกล้ โดยจะทำให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพและความน่าเชื่อถือสูงขึ้น

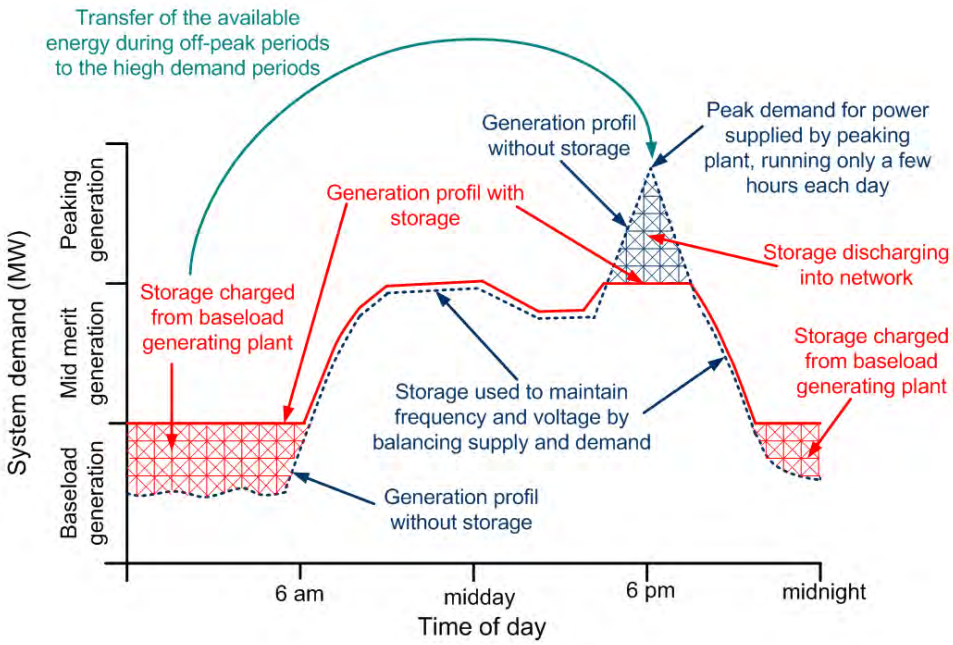
4.1.1 บทบาทของระบบกักเก็บพลังงาน

ระบบกักเก็บพลังงานได้เข้ามามีบทบาทสำคัญในระบบโครงข่ายไฟฟ้า เพื่อช่วยลดปัญหาต่างๆ เช่น ความแออัดของสายส่ง ความผันแปรของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น โดยบทบาทของระบบเก็บสะสมพลังงานในมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้าหลัก ผู้ใช้ไฟฟ้า และผู้ผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน สามารถสรุปได้ดังนี้

(1) บทบาทของระบบกักเก็บพลังงานในมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้าหลัก

1.1) ความผันแปรของความต้องการใช้ไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า (Time Shifting)

ในช่วงโหลดสูงสุด(Peak load)ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากช่วงโหลดพื้นฐาน (Base load) ซึ่งเป็นปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่มีค่าคงที่ตลอดเวลา โดยโรงไฟฟ้าที่รองรับปริมาณไฟฟ้านี้จะใช้เวลาในการเริ่มเดินเครื่องนาน มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่ำ และมีความยืดหยุ่นสูง ดังนั้นเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลง โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูง แต่มีระยะเวลาในการเริ่มเดินเครื่องเร็ว เช่น โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส ที่ถูกเดินเครื่องขึ้นมาเพื่อรองรับปริมาณโหลดที่เพิ่มสูงขึ้นกว่าโหลดพื้นฐานนั้นจะหยุดทำงาน จากเหตุผลข้างต้น ระบบเก็บสะสมพลังงานสามารถเข้ามามีบทบาทเพื่อลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมได้ โดยในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าต่ำ (Off peak) โดยเฉพาะช่วงเวลากลางคืนระบบดังกล่าวจะทำหน้าที่เก็บสะสมไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำ และจะจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่งเมื่อความต้องการไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นแทนการเริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูง ทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของกระบวนการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้น ดังนั้นผู้ผลิตไฟฟ้าหลายรายจึงมีการลงทุนเพื่อติดตั้งระบบสะสมพลังงานน้ำแบบสูบกลับ และเริ่มมีการติดตั้งระบบสะสมพลังงานที่เป็นแบตเตอรี่ขนาดใหญ่เพิ่มขึ้น บทบาทของระบบเก็บสะสมพลังงานในช่วงเวลาต่างๆแสดงได้ดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 : บทบาทของระบบเก็บสะสมพลังงานในช่วงเวลาต่างๆ (Akinyele and Rayudu, 2014)

1.2) คุณภาพของกำลังไฟฟ้า (Power Quality)

การจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่งจำเป็นต้องปรับแรงดันไฟฟ้าและความถี่ให้อยู่ในช่วงที่กำหนด เพื่อป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับระบบสายส่งไฟฟ้า การติดตั้งระบบสะสมพลังงานจะช่วยทำให้การส่งจ่ายไฟฟ้าเป็นไปด้วยความราบเรียบโดยจะทำหน้าที่ควบคุมแรงดันไฟฟ้าให้คงที่ ระบบสะสมพลังงานจะถูกติดตั้งไว้ที่ส่วนปลายของสายส่งไฟฟ้าแรงสูง และทำหน้าที่จ่ายไฟออกเมื่อแรงดันไฟฟ้าลดลง และจะถูกใช้เป็นตัวสะสมพลังงานเมื่อแรงดันไฟฟ้าในสายส่งเพิ่มสูงขึ้น

1.3) เพิ่มประสิทธิภาพของโครงข่ายไฟฟ้า (Making More Efficient Use of The Network)

ระบบส่งจ่ายไฟฟ้าอาจเกิดความแออัด (Congestion) ขึ้นในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น กรณีนี้ระบบสะสมพลังงานชนิดแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ที่ถูกติดตั้งไว้ตามสถานีย่อยต่างๆ จะช่วยลดปัญหาการแออัดของสายส่งได้ ทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถยืดระยะเวลาในการลงทุนกับระบบไฟฟ้า

1.4) ระบบไฟฟ้าในพื้นที่ห่างไกล (Isolated Grid)

ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าในบริเวณพื้นที่ที่อยู่ห่างไกล หรือพื้นที่ที่ถูกแยกจากระบบไฟฟ้าหลัก เช่น บริเวณเกาะต่างๆ ไฟฟ้าที่ผลิตและจ่ายออกจากหน่วยผลิตไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันดีเซล หรือพลังงานหมุนเวียนเป็นแหล่งพลังงานจะต้องมีปริมาณสอดคล้องกับปริมาณความต้องการไฟฟ้า ดังนั้นการติดตั้งระบบเก็บสะสมพลังงานจะช่วยทำให้มีการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้งานได้อย่างสม่ำเสมอ

1.5) เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นกับระบบส่งจ่ายไฟฟ้า (Emergency Power Supply for Protection and Control Equipment)

ความน่าเชื่อถือ (Reliability) ของการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้งานเป็นเรื่องสำคัญสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า ระบบสะสมพลังงานชนิดแบตเตอรี่มักถูกนำมาติดตั้งสำหรับแก้ปัญหานี้ โดยจะทำหน้าที่จ่ายไฟกรณีที่ระบบไฟฟ้าหลักไม่สามารถจ่ายไฟได้

(2) บทบาทของระบบกักเก็บพลังงานในมุมมองของผู้ใช้ไฟฟ้า

2.1)ความผันแปรของความต้องการใช้ไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า/การประหยัดงบประมาณ (Time Shifting/Cost Savings)

โดยทั่วไปผู้ผลิตไฟฟ้าจะกำหนดราคาค่าไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงตามช่วงเวลา โดยจะมีราคาถูกในช่วงกลางคืน และจะสูงขึ้นในช่วงเวลากลางวัน เพื่อเป็นการกระตุ้นให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีการใช้งานอย่างคงที่สม่ำเสมอ ดังนั้นผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดค่าไฟฟ้าโดยการติดตั้งระบบเก็บสะสมพลังงานไว้สำหรับเก็บไฟฟ้าในช่วงที่มีราคาถูกไว้ใช้แทนการซื้อไฟฟ้าในช่วงที่มีราคาสูง นอกจากนี้ยังสามารถสร้างรายได้จากขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงได้อีกด้วย

2.2) เหตุขัดข้องที่เกิดจากระบบส่งจ่ายไฟฟ้า (Emergency Power Supply)

ระบบเก็บสะสมพลังงานอาจติดตั้งไว้เพื่อทำหน้าที่จ่ายกระแสไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์ด้านความปลอดภัยที่ต้องการไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอโดยเฉพาะ เช่น อุปกรณ์ดับเพลิงต่าง ๆ หรือใช้สำหรับจ่ายไฟฟ้าในกรณีที่ไฟฟ้าดับไปชั่วขณะเพื่อป้องกันความเสียหายต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ และเพื่อควบคุมคุณภาพของสินค้าที่ผลิต เช่น การผลิตเซมิคอนดัคเตอร์ หรือจอแอลซีดี จำเป็นต้องใช้ไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอ ในกรณีนี้ระบบสะสมพลังงาน

ประเภทแบตเตอรี่ขนาดใหญ่ ตัวเก็บประจุแบบพิเศษชนิดอีดีแอลซี และระบบเก็บสะสมพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด สามารถติดตั้งเพื่อจ่ายไฟฟ้าในกรณีที่ไฟฟ้าดับเพื่อป้องกันปัญหาที่อาจเกิดได้

2.3) รถยนต์ไฟฟ้าและอุปกรณ์สื่อสาร (Electric Vehicles and Mobile Appliances)

ปัจจุบันได้มีการสนับสนุนให้ใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าเพื่อลดปัญหาเรื่องการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยจะใช้แบตเตอรี่ประสิทธิภาพสูง เช่น นิกเกิล-แคดเมียม และลิเธียมไอออน เป็นแหล่งจ่ายพลังงาน นอกจากนี้แบตเตอรี่สำหรับรถยนต์ยังถูกคาดหวังให้สามารถให้พลังงานแก่อุปกรณ์ไฟฟ้าในบ้านร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์ และเซลล์เชื้อเพลิงด้วย แต่อย่างไรก็ตามแนวคิดนี้ยังอยู่ในขั้นตอนของการวิจัย ขณะเดียวกันยังมีแนวคิดที่จะเชื่อมโยงรถยนต์ไฟฟ้านี้เข้ากับระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลักด้วย

(3) บทบาทของระบบกักเก็บพลังงานในมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน

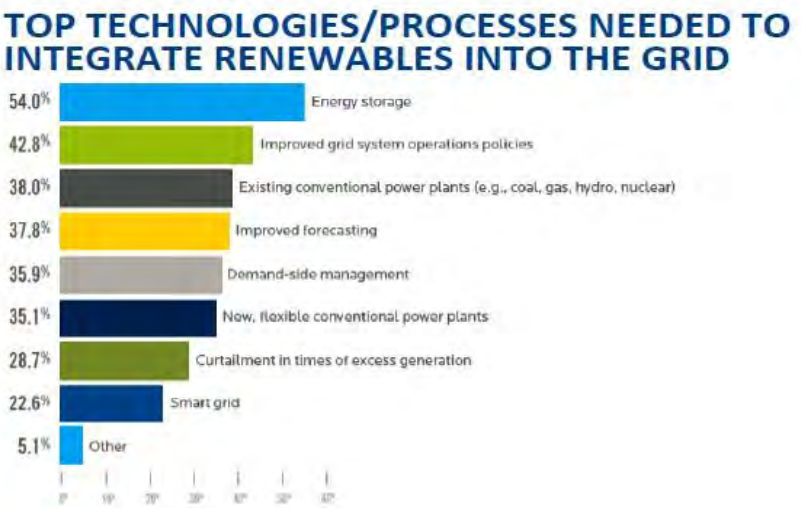
3.1) ความผันแปรของความต้องการใช้ไฟฟ้าและค่าไฟฟ้า (Time Shifting)

ระบบเก็บสะสมพลังงานจะถูกใช้จัดการกับความไม่แน่นอนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น ระบบเก็บพลังงานจะเก็บสะสมพลังงานที่ได้จากลมไว้ใช้ในช่วงเวลาที่ลมสงบซึ่งไม่สามารถผลิตพลังงานได้ หรือเก็บพลังงานจากแสงอาทิตย์ไว้ใช้ในช่วงเวลากลางคืน เป็นต้น นอกจากนี้ยังสามารถขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการใช้งานให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นในช่วงที่ราคาไฟฟ้าสูงได้อีกด้วย

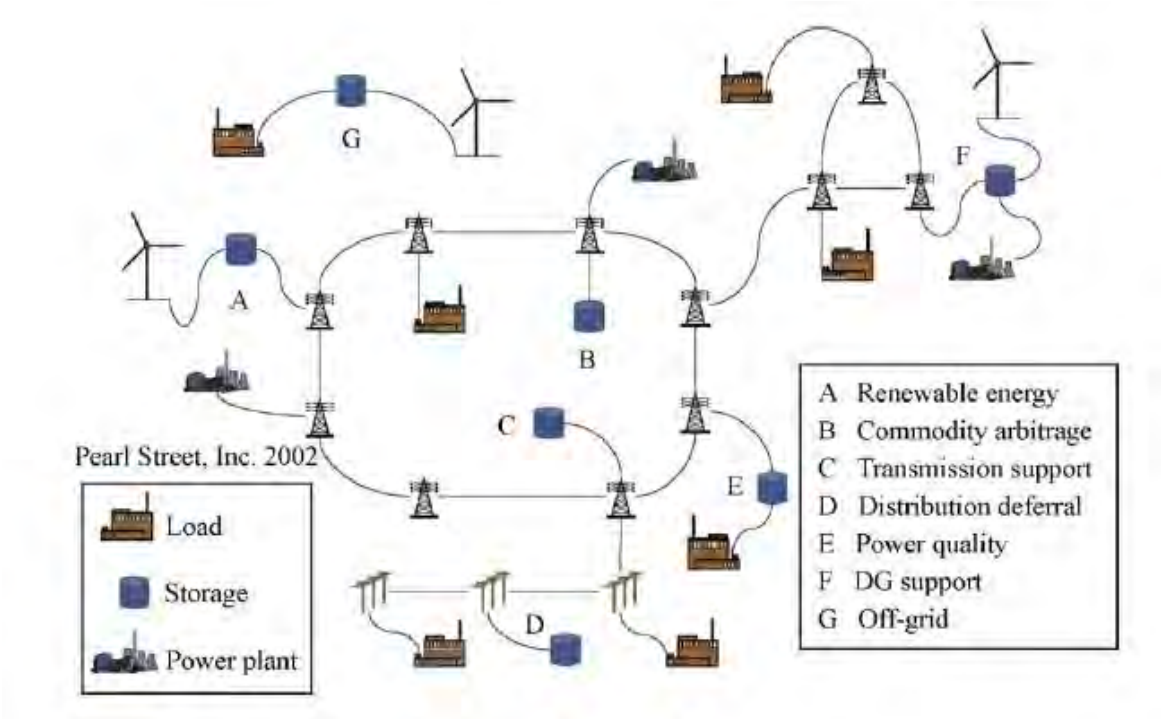
3.2) ผสานแหล่งพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก (Effective Connection to Grid)

ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ จะขึ้นอยู่กับสภาพอากาศและความเร็วลม ซึ่งมีความไม่แน่นอนสูง ทำให้การผสานพลังงานที่ผลิตได้เข้ากับระบบไฟฟ้าหลักจะทำได้ยากเนื่องจากจะส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าในระบบเกิดการกระเพื่อม (Fluctuation) และจ่ายไฟฟ้าได้ไม่สม่ำเสมอ การติดตั้งระบบสะสมพลังงานเป็นเทคโนโลยีหนึ่งที่ใช้แก้ปัญหาดังกล่าวและช่วยสร้างเสถียรภาพให้กับระบบรวมได้ดีเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่น (รูปที่ 4.3)

รูปที่ 4.4 แสดงตำแหน่งของการติดตั้งระบบสะสมพลังงานในโครงข่ายไฟฟ้าทั้งส่วนผลิตและส่วนส่งจ่าย โดยสามารถติดตั้งบริเวณโรงไฟฟ้าหลัก โรงไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน สายส่งไฟฟ้า แหล่งชุมชน ตลอดจนถึงบ้านเรือนของผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ของการใช้งาน



รูปที่ 4.3 : เปรียบเทียบเทคโนโลยีที่ใช้ผสานแหล่งพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้าหลัก (Black & Veatch report, 2013)



รูปที่ 4.4 : การเชื่อมโยงระบบเก็บสะสมพลังงานเข้ากับระบบผลิตและจ่ายไฟฟ้า (Chen et al., 2009)

4.1.2 ประเภทของระบบกักเก็บพลังงาน (type of energy storage system)

ระบบเก็บสะสมพลังงานในปัจจุบันมีอยู่หลายรูปแบบ มีทั้งที่พัฒนาสำเร็จแล้ว (Mature) และที่ยังอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยและพัฒนา (Research and Development) โดยแต่ละรูปแบบจะใช้เทคโนโลยีสำหรับการเก็บพลังงานแตกต่างกัน นอกจากนี้ในแต่ละเทคโนโลยียังมีจุดเด่นจุดด้อยแตกต่างกันด้วย เช่น ระบบเก็บสะสมพลังงานศักย์ของน้ำด้วยการปั๊ม (Pumped Hydroelectric Storage: PHS) เป็นระบบเก็บพลังงานที่มีเสถียรภาพสูง และใช้เงินลงทุนต่ำ แต่มีข้อจำกัดในเรื่องผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเนื่องจากต้องการพื้นที่จำนวนมากในการกักเก็บน้ำเป็นต้น ดังนั้นการเลือกระบบเก็บสะสมพลังงานที่เหมาะสมจะต้องคำนึงถึงวัตถุประสงค์ของการเก็บพลังงาน ปริมาณและระยะเวลาที่ต้องการเก็บระบบเก็บสะสมพลังงานสามารถจำแนกตามรูปแบบการจัดเก็บพลังงาน ได้แก่ พลังงานกล(พลังงานจลน์ และพลังงานศักย์) พลังงานไฟฟ้า ไฟฟ้าเคมี อุณหเคมี สารเคมี และความร้อนตารางที่ 4.2 แสดงตัวอย่างของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน

ตารางที่ 4.2 : เทคโนโลยีกักเก็บพลังงานโดยจำแนกตามรูปแบบการจัดเก็บพลังงาน (Chen et al., 2009)

รูปแบบการจัดเก็บพลังงาน	เทคโนโลยีที่ใช้ในการกักเก็บพลังงาน
พลังงานกล (Mechanical)	- ล้อตุนกำลัง (Flywheels) -การเก็บพลังงานโดยการปั๊มน้ำเก็บไว้ (Pumped Hydroelectric Storage: PHS) -การเก็บพลังงานโดยการอัดอากาศเก็บไว้(Compressed Air Energy Storage: CAES)
ไฟฟ้าเคมี (Electrochemical)	-แบตเตอรี่ (Batteries) -แบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน (Flow Batteries)
ไฟฟ้า (Electrical)	-ตัวเก็บประจุ(Capacitor) -ตัวเก็บประจุแบบพิเศษ (Super-capacitor) -การเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด (Superconducting magnetic energy)
อุณหเคมี (Thermochemical)	-เซลล์แสงอาทิตย์(Solar hydrogen)
สารเคมี (Chemical)	- ไฮโดรเจน (Hydrogen) ซึ่งเกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีอิเล็กโตรไลเซอร์ (Electrolyser) และเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel cell) -แก๊สชีวภาพ (Biogas)
ความร้อน (Thermal)	-การเก็บความร้อนสัมผัส(Sensible heat) -การเก็บความร้อนแฝง(Latent heat) - การสะสมพลังงานความร้อน (Heat storage)

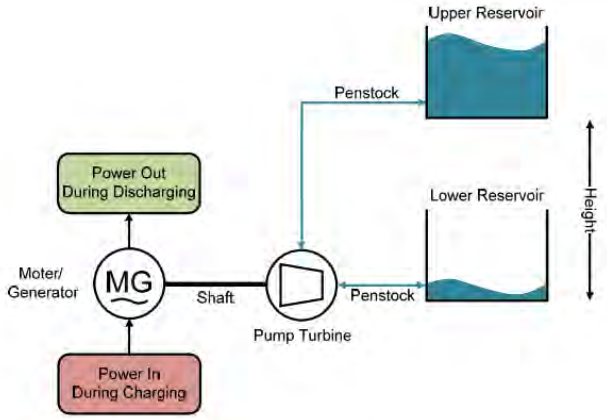
4.2 เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานที่มีอยู่ในปัจจุบันและการนำไปใช้งานในรูปแบบต่างๆ

4.2.1 การเก็บพลังงานโดยใช้การปั๊มน้ำเก็บไว้ (pumped hydroelectric storage; PHS)

(1) หลักการทำงาน

เป็นเทคโนโลยีการเก็บพลังงานที่เก่าแก่ที่สุด เริ่มใช้งานตั้งแต่ปี ค.ศ. 1929 โดยเป็นการกักเก็บพลังงานในรูปของพลังงานกล (พลังงานศักย์) มีหลักการทำงานคือ ระบบประกอบด้วยอ่างเก็บน้ำขนาดใหญ่ 2 อ่าง ซึ่งมีระดับความสูงที่แตกต่างกัน เช่น อ่างเก็บน้ำบนเขาและอ่างเก็บน้ำที่อยู่ในหุบเขา ทั้งสองอ่างเก็บน้ำจะเชื่อมต่อกันด้วยท่อนำน้ำเข้าสู่เครื่องกังหัน (Penstock) โดยในขั้นตอนของการกักเก็บพลังงาน จะจ่ายไฟฟ้าไปที่มอเตอร์ (Motor) เพื่อปั๊มน้ำจากอ่างเก็บน้ำที่อยู่ในระดับต่ำกว่าขึ้นไปยังอ่างเก็บน้ำที่อยู่ในระดับที่สูงกว่า ส่วนในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน น้ำในอ่างที่อยู่ในระดับสูงจะถูกปล่อยออกมาตามท่อ เพื่อขับกังหัน (Turbine) ให้หมุนและไหลไปยังอ่างเก็บน้ำที่อยู่ในระดับต่ำกว่า โดยที่กังหันจะต่ออยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เมื่อกังหันหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าก็จะทำงาน ณ ปัจจุบัน เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและมอเตอร์คืออุปกรณ์เดียวกัน ดังนั้นเมื่อต้องการใช้ไฟฟ้า มอเตอร์จะถูกหมุนและผลิตไฟฟ้า เมื่อต้องการกักเก็บพลังงาน

ไฟฟ้า ไฟฟ้าจะเป็นตัวทำให้มอเตอร์หมุนเพื่อไปปั๊มน้ำขึ้นไปเก็บต่อไป ดังรูปที่ 4.5 ทั้งนี้ มี 2 ปัจจัยที่ควบคุมกำลังและพลังงานของระบบ ประกอบด้วย ระดับความสูงที่แตกต่างกันของอ่างเก็บน้ำทั้งสอง (หรือที่รู้จักกันในนามของ “Head”) และประมาณน้ำในอ่างเก็บที่อยู่ในระดับสูงดังนั้น การมีปริมาตรของน้ำที่มากและระดับความสูงที่แตกต่างกันมากจะทำให้สามารถเก็บพลังงานได้มาก นอกจากนี้อัตราการไหลของน้ำที่สูงจะทำให้ได้กำลังไฟฟ้าที่สูงด้วย (Bradbury, 2010)



รูปที่ 4.5 : ระบบกักเก็บพลังงานโดยใช้การปั๊มน้ำเก็บไว้ (Fuchs et al., 2012)

(2) ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

PHS เป็นระบบที่สามารถออกแบบได้ง่าย มีต้นทุนในการผลิตหรือกักเก็บพลังงานต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าที่ต่ำ มีประสิทธิภาพสูง สามารถใช้งานได้เป็นเวลานาน มีการปลดปล่อยพลังงานออกเองต่ำ ทำให้เหมาะที่จะใช้กักเก็บพลังงานสำหรับการเลื่อนเวลาใช้งาน (Time shifting) นอกจากนี้ยังใช้เวลาในการเพิ่มกำลังเป็นกำลังสูงสุด (Ramp up)น้อย ประมาณ 10 วินาที กรณีกังหันยังหมุนอยู่ และประมาณ 1 นาที ถ้าระบบหยุดนิ่ง

ข้อจำกัด

จากการที่ต้องใช้อ่างเก็บน้ำขนาดใหญ่ 2 อ่าง ที่มีระดับความสูงที่แตกต่างกัน จึงต้องการพื้นที่ที่มีลักษณะพิเศษ และทำให้มีต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างที่ค่อนข้างสูง มีระยะเวลาคืนทุนที่นาน (มากกว่า 30 ปี) ทั้งยังส่งผลกระทบต่อระบบนิเวศวิทยาอีกด้วย นอกจากนี้ ยังมีข้อจำกัดในเรื่องความหนาแน่นของพลังงานที่ต่ำ ดังนั้นในการสร้างระบบPHSจึงต้องเป็นระบบขนาดใหญ่เท่านั้นจึงจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (Fuchs et al., 2012)

(3) คุณลักษณะของเทคโนโลยี

ระบบPHSที่มีการใช้โดยรวมในปัจจุบันมีกำลังไฟฟ้าเท่ากับ 125 กิกะวัตต์ (GW) คิดเป็น 3%ของระบบผลิตพลังงานทั้งหมดของโลก และคิดเป็น 99% ของระบบการกักเก็บไฟฟ้า PHS ถือเป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ระบบเดียวที่ไม่ต้องพึ่งเชื้อเพลิงจากภายนอกในการเริ่มใช้งานระบบ คุณลักษณะเฉพาะตัวของ PHS คือเป็นเทคโนโลยีเก็บกำลังขนาดใหญ่ 100-2000 เมกะวัตต์ (MW) มีอายุการใช้งานที่ยาวนาน มีระยะเวลาของการปลดปล่อยพลังงานที่นานและมีประสิทธิภาพที่สูง จุดเด่นของ PHS เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานอื่นก็คือ สามารถเก็บพลังงานในแต่ละวันไว้สำหรับใช้งานเป็นฤดูๆ ได้และ PHS ยังสามารถทำหน้าที่ร่วมกับระบบสนับสนุนอื่นๆ (บริการช่วยเหลืออื่นๆ) เช่น การปรับความถี่ให้นิ่งในโหมดกังหัน การใช้ความเร็วในระหว่างปั๊มที่แตกต่างกันจะทำให้ระบบมีความจุขนาดอื่นๆ ได้ด้วย นอกจากนี้ระบบ PHS ยัง

สามารถประยุกต์ใช้ในการปรับสมดุลความถี่และเป็นพลังงานสำรองได้ด้วยทั้งนี้ มีการใช้เทคโนโลยี PHS ในรูปของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ โดยที่ไม่ต้องมีอ่างเก็บน้ำที่อยู่ในระดับที่ต่ำกว่า ซึ่งค่าพลังงานต่อกำลังไฟฟ้าจะมีค่าสูงพอที่จะสามารถจ่ายไฟฟ้าได้หลายสัปดาห์หรือหลายเดือน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเก็บน้ำในฤดูน้ำหลากหรือฤดูฝนและผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งปี

ราคาต้นทุนรวมของการก่อสร้าง PHS ขึ้นอยู่กับลักษณะภูมิประเทศและลักษณะทางธรณีวิทยา ราคาต้นทุนมีความแปรปรวนอย่างมีนัยสำคัญคือ จาก 10 USD/ กิโลวัตต์ (kWh)ถึง 169 USD/kWh นอกจากนี้ยังมีลักษณะเฉพาะของพื้นที่ที่เป็นอีกหนึ่งส่วนในการคิดราคาต้นทุน ซึ่งทำให้ราคาขึ้นอยู่กับขนาดของระบบด้วย เช่น ราคา 69 USD/kWh สำหรับระบบ 14.4 GWh และมีราคา 103 USD/kWh สำหรับระบบ 11 GWhโดยราคาเฉลี่ย มีค่าเท่ากับ 91 USD/kWh และราคาของระบบแปลงกำลัง (Power Conversion System; PCS) เท่ากับ 684 USD/kWh (Zakeri and Syri, 2015)

(4) ตัวอย่างการใช้งาน

มีการริเริ่มโครงการสำหรับการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและการเปิดตลาดไฟฟ้าเสรีในยุโรป โดยเป็นโครงการ PHS 7.4 MW ในช่วงปี 2009 ถึงปี 2018 ซึ่งเป็นการเพิ่มปริมาณการกักเก็บพลังงานด้วย PHS อีก 20%โครงการเดอะซัมมิท (The Summit) ในโอไฮโอ (Ohio) โครงการเดอะเมาท์โฮป (The Mount Hope) ในนิวเจอร์ซี่ (New Jersey) นอกจากนี้ กำลังมีการพัฒนาโครงการพลังงานลมและแสงอาทิตย์ร่วมกับ PHS ซึ่งจะช่วยให้พลังงานหมุนเวียนสามารถถูกแยกหรือกระจายโครงข่ายได้ เช่น ณ ปัจจุบัน ระบบไฟฟ้ากำลังที่เกาะไอกาเรีย (Ikaria) เป็นการใช้งานพลังงานลม 3x900 กิโลวัตต์ (kW) ร่วมกับ PHS มีบางประเทศที่มีลักษณะภูมิประเทศเหมาะที่จะใช้ PHS เช่น ประเทศ นอร์เวย์ ซึ่งเป็นหนึ่งในไม่กี่ประเทศที่อ้างว่าสามารถใช้พลังงานหมุนเวียนได้ 100% ทั้งนี้ โครงการของ PHS ที่สำคัญๆ ซึ่งมีกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Power rating) อยู่ในช่วง 1 MW ถึง 3003 MW มีประสิทธิภาพประมาณ 70 – 85%และมีอายุการใช้งานมากกว่า 40 ปี มีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 : โครงการสำคัญๆ ของการเก็บพลังงานโดยใช้การปั๊มน้ำเก็บไว้ (Luo et al., 2015)

ชื่อโครงการ	ประเทศ	กำลังไฟฟ้าสูงสุด	ลักษณะเด่น
โครงการ PHS แม่น้ำร็อคกี้ (Rocky river PHS plant)	สหรัฐอเมริกา	32 เมกะวัตต์	โครงการ PHS ทางการค้าขนาดใหญ่แห่งแรกของโลก
โครงการ PHS อ่างเก็บน้ำชนบท (Bath country PHS plant)	สหรัฐอเมริกา	3,003 เมกะวัตต์	โครงการ PHS ขนาดใหญ่ที่สุดในโลก
PHS โอกินาวา ยันบารุ (Okinawa Yanbaru PHS)	ญี่ปุ่น	~30 เมกะวัตต์	โครงการ PHS ทางการค้าด้วยน้ำทะเล
สิ่งอำนวยความสะดวก PHS โดยบริษัท ฮาวายเอียน อีเล็ค (Hawaiian Elec. Co. PHS facility)	สหรัฐอเมริกา	-	ประสิทธิภาพในแต่ละรอบอ้างว่าสูงถึง 87%
HPS ของเกาะไอกาเรีย (HPS of Ikaria island)	กรีซ	2.655 เมกะวัตต์	โครงการใช้งาน PHS ร่วมกับพลังงานลมแห่งแรก (อยู่ในระหว่างการก่อสร้าง)

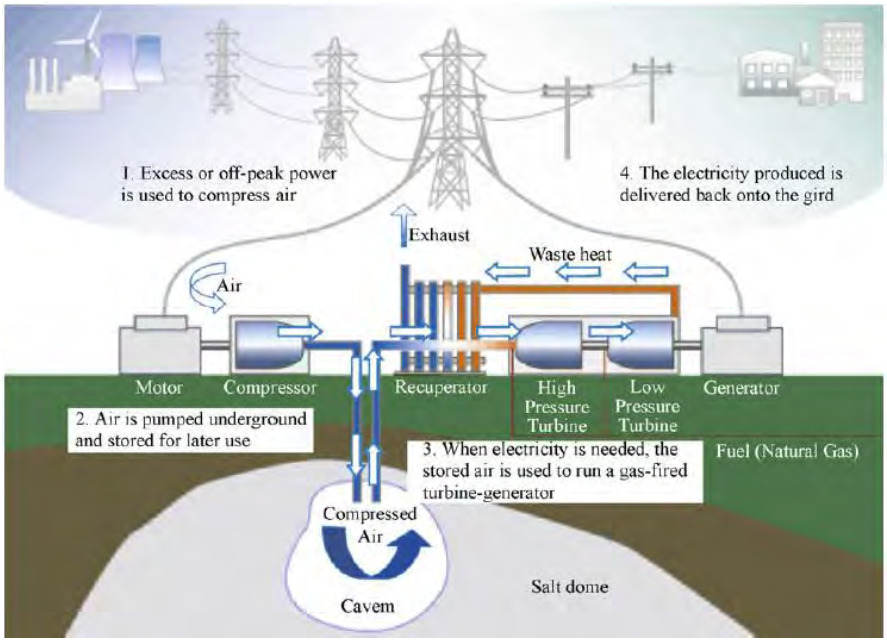
(5) แนวโน้มการพัฒนาในอนาคต

แนวทางการพัฒนา PHS ประกอบด้วย การสร้าง Hydroelectric set ที่มีความเร็วสูงและมีความจุขนาดใหญ่เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีในปัจจุบัน การติดตั้งการตรวจวัดและการใช้ระบบควบคุมที่ชาญฉลาด นอกจากนี้ มีการศึกษา PHS ใต้ดิน โดยนักวิทยาศาสตร์และวิศวกรชาวเยอรมัน ถึงความเป็นไปได้ของการใช้เหมืองเก่าใต้ดินเป็นอ่างเก็บน้ำระดับล่าง ซึ่ง PHS รูปแบบนี้ จะเป็นการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม อย่างไรก็ตาม ในความเป็นจริงโครงการ PHS ใต้ดินทำได้ยากมากและมีราคาแพงกว่าแบบบนดิน PHS ใต้ดินนี้ยังเป็นแค่แนวคิด เนื่องจากยังมีปัญหาในหลายๆส่วน เช่น ไม่มีพื้นที่ที่เหมาะสม การที่ปั๊มต้องมีขนาดใหญ่เพื่อปั๊มน้ำขึ้นไปด้วยความดันสูง และยังมีความเสี่ยงต่อการแตกของดิน ในกรณีที่เลวร้ายอาจเกิดการพังทลายได้ จึงต้องมีการศึกษาเรื่องนี้กันให้มากก่อนที่จะทำการทดสอบการใช้งาน และจากข้อจำกัดของ PHS ซึ่งคือ การต้องลงทุนแบบนั่งนิ่ง ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การขออนุญาต ความต้องการที่ดิน การใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างที่ยาวนานและราคาต้นทุนที่สูงทั้งนี้ เพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว จึงมีโครงการสร้าง PHS ในรูปแบบใหม่ๆ เช่น การสร้างถังเก็บน้ำด้วยระบบบำบัดน้ำเสีย โดยใช้ลูกสูบที่ลอยน้ำได้ในระบบการเติมน้ำใต้ดิน การเชื่อมต่อ PHS กับพลังงานลมในทะเล การเติมน้ำในบอลลูนด้วยความดันจากทรายและ PHS ที่ติดตั้งใต้ดิน เป็นต้น (Luo et al., 2015)

4.2.2 การกักเก็บพลังงานอากาศความดันสูง (compressed air energy storage, CAES)

CAES เป็นเทคโนโลยีในการเก็บพลังงานไฟฟ้าโดยการเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าให้อยู่ในรูปพลังงานลมที่ความดันสูงในช่วง Off-peak ซึ่งจะทำการอัดอากาศหรือลมประมาณ 4.0-8.0 MPa ลงไปเก็บในถังเก็บหรือที่นิยมใช้จะเป็นถ้ำหรืออุโมงค์ใต้ดิน จากนั้นในช่วง On-peak จะทำการเปลี่ยนพลังงานลมนี้ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบันเทคโนโลยีนี้มีการนำมาใช้จริงซึ่งสามารถกักเก็บเพื่อนำมาใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงกว่า 100 MW โดยเทคโนโลยีนี้ประกอบไปด้วย 5 ส่วนสำคัญแสดงดังรูปที่ 4.6 ดังนี้

1. Motor หรือ Generator ทำหน้าที่เพื่อขับเคลื่อน Compressor
2. Air compressor ทำหน้าที่อัดความดันอากาศลงไปในหลุม (Cavity)
3. Turbine ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้อากาศที่ความดันสูง
4. Cavity หรือ Container ทำหน้าที่เก็บอากาศที่ถูกอัดความดัน
5. Equipment control และ Auxiliary ทำหน้าที่ควบคุมระบบ รวมไปถึงอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ เช่น เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน เป็นต้น



รูปที่ 4.6 : องค์ประกอบของเทคโนโลยี CAES

(1) หลักการทำงาน

สำหรับหลักการทำงานของ CAES ขั้นแรกจะมีการป้อนอากาศเข้าไปในเครื่องอัดอากาศ (Compressor)โดย เครื่องอัดอากาศ จะทำการขับเคลื่อนโดยใช้มอเตอร์มาขับเคลื่อน ซึ่งการขับเคลื่อนมอเตอร์นี้จะใช้กระแสไฟฟ้าในช่วง Off-peak โดยอากาศที่ถูกอัดความดันจะถูกเก็บไว้ในถ้ำใต้ดินและอากาศนี้จะถูกนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าโดยการนำมาเผาไหม้กับเชื้อเพลิง จากนั้นจะป้อนเข้าสู่ก๊าซเทอร์ไบน์ (Gas turbine) ทำให้ได้พลังงานไฟฟ้าออกมาใช้ในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูง (Peak load)

(2) ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

เทคโนโลยี CAES จะสามารถแก้ไขปัญหาการผลิตพลังงานที่ไม่เสถียรในช่วง Start-up หรือ Shutdown นอกจากนั้นยังเป็นเทคโนโลยีที่สามารถสำรองพลังงานได้เป็นระยะเวลานาน ต้นทุนต่ำ และประสิทธิภาพสูง โดยทั่วไปแล้วเทคโนโลยีนี้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ตั้งแต่ 50-300 MW ซึ่งผลิตได้มากกว่าเทคโนโลยีการกักเก็บแบบอื่น แต่อย่างไรก็ตามต้นทุนของเทคโนโลยีนี้จะขึ้นอยู่กับพื้นที่ที่ใช้เก็บอากาศที่ถูกอัดความดันลงไป

ข้อเสีย

ต้องใช้พื้นที่ในการกักเก็บปริมาณอากาศเป็นจำนวนมากอีกทั้งยังต้องใช้เงินลงทุนสูงสำหรับการก่อสร้าง และยังต้องใช้เวลาในการก่อสร้างที่ค่อนข้างนาน

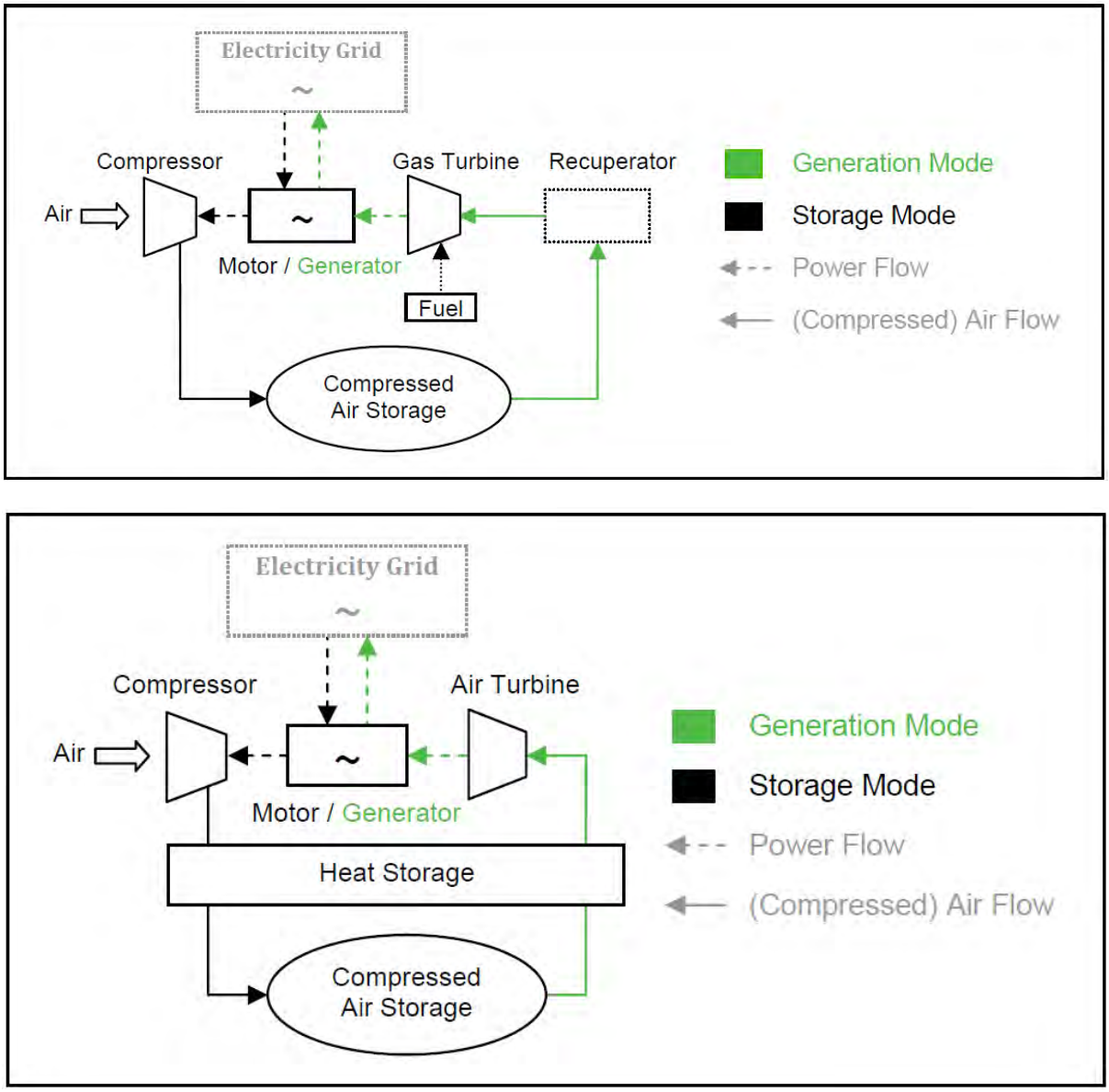
(3) ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

เนื่องจากในการผลิตไฟฟ้าจะต้องใช้อากาศที่กักเก็บไว้มาเผาไหม้กับเชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อทำการปั่นก๊าซเทอร์ไบน์ ส่งผลให้มีการปลดปล่อยแก๊สคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาซึ่งเป็นมลพิษต่อสิ่งแวดล้อม

(4) แนวโน้มการพัฒนา

เทคโนโลยี CAES ที่ใช้ในปัจจุบัน คือDiabatic CAES ในขณะที่อัดความดันจะทำให้อากาศมีอุณหภูมิสูงขึ้นจึงต้องทำการลดอุณหภูมิก่อนที่จะทำการกักเก็บ ดังนั้นเมื่อเวลานำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าจำเป็นต้องทำการเพิ่มอุณหภูมิโดยการเผาไหม้ซึ่งปกติจะเผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยจะใช้ก๊าซเทอร์ไบน์ในการผลิตไฟฟ้าเป็นเหตุให้เทคโนโลยีนี้ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอีกทั้งยังต้องสูญเสียความร้อนในขณะทำการกักเก็บ ดังนั้นจึงได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีนี้ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นเรียกว่าเทคโนโลยี Advanced CAES หรือ Adiabatic CAES (AA-CAES) ซึ่งจะมีการใช้เทคโนโลยี Thermal storage ในการกักเก็บความร้อนที่ได้จากการอัดอากาศ ความร้อนที่ได้นี้จะถูกนำมาให้ความร้อนกับอากาศเพื่อจะทำการป้อนเข้าสู่ Air turbine เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า โดยหลักการทำงานของเทคโนโลยี CAES และ AA-CAES แสดงดังรูปที่ 4.7ระบบ Thermal storage (Heat storage) ของเทคโนโลยี AA-CAES สามารถใช้ตัวกลางที่เป็นของแข็ง เช่น คอนกรีตหรือหิน หรือตัวกลางที่เป็นของเหลว เช่น น้ำมันหรือเกลือหลอมเหลว (Molten salt) ดังนั้นเทคโนโลยี AA-CAES จะไม่มีการใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ (เชื้อเพลิงฟอสซิล) ในการให้ความร้อนทำให้เทคโนโลยีมีประสิทธิภาพโดยรวมสูงขึ้น

นอกจากเทคโนโลยี AA-CAES แล้วยังมีเทคโนโลยี Un-cooled CAES เป็นเทคโนโลยีที่ใช้การกักเก็บอากาศโดยการให้ความร้อนและอัดความดัน (Combined heat and compress) แต่อย่างไรก็ตามเทคโนโลยีนี้มีการสูญเสียความร้อนในปริมาณมาก นอกจากนี้ยังมีเทคโนโลยี Ambient Heat CAES (AH-CAES) เทคโนโลยีนี้จะทำการป้อนความร้อนจากกระบวนการอัดความดันเข้าไปในระบบ Thermalheat grid โดยตรง



รูปที่ 4.7 : หลักการทำงานของเทคโนโลยี CAES และ AA-CAES

(5) ตัวอย่างการใช้ในต่างประเทศ

ในปัจจุบันเทคโนโลยี CAES มีอยู่ 2 แหล่งบนโลก โดยที่แรกถูกสร้างเมื่อปี 1978 ในเมือง Huntorf ประเทศ Germany ด้วยพื้นที่ 310,000 m^2 โดยอากาศถูกอัดความดันที่ 10 MPa สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 290 MW โดยข้อมูลเทคโนโลยีของแหล่งนี้แสดงดังสำหรับแหล่งที่ 2 ถูกสร้างเมื่อปี 1991 ในเมือง McIntosh, Alabama ประเทศ USA ด้วยพื้นที่ 500,000 m^2อัดอากาศที่ความดันประมาณ 7.5 MPa ซึ่งสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 110 MW สำหรับเทคโนโลยี AA-CAES ในปัจจุบันยังไม่มีการสร้างขึ้นมาแต่ได้มีโครงการที่จะทำการสร้างเทคโนโลยีนี้ขึ้นมาในปี 2016 ของประเทศเยอรมัน โดยมีชื่อโครงการว่า ADELE

ตารางที่ 4.4 : ข้อมูลเทคโนโลยี CAES โดยอ้างอิงจาก Huntorf ประเทศ Germany

Technology	Compressed Air Energy Storage (CAES)			
	2015	2020	2030	2040
Energy/technical data				
Generating capacity for one unit (MW)	100 - 350			
Electricity efficiency (%) net	60	71	71	71
Time for warm start-up (hours)	0	0	0	0
Starting reliability (%)	99	99	99	99
Availability (%)	95	95	95	95
Technical lifetime (years)	30	30	30	30
Construction time (years)	3	3	3	3
Environment				
NO_X (kg per GJ fuel)	< 0,006	< 0,002	< 0,002	< 0,002
CH_4 (kg per GJ fuel)	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015
N_2O (kg per GJ fuel)	0.0022			
Financial data				
Investment storage, € per kWh storage volume	240	246	246	246
Investment converter, € per kW output capacity	2000	1970	1970	1970
Fixed O&M (€/MW/year)	< 14,000	< 14,000	< 14,000	< 14,000
Variable O&M (€/MW/year)	-	-	-	-
Regulation ability				
Fast reserve (MW per 15 minutes)	100 %	100 %	100 %	100 %

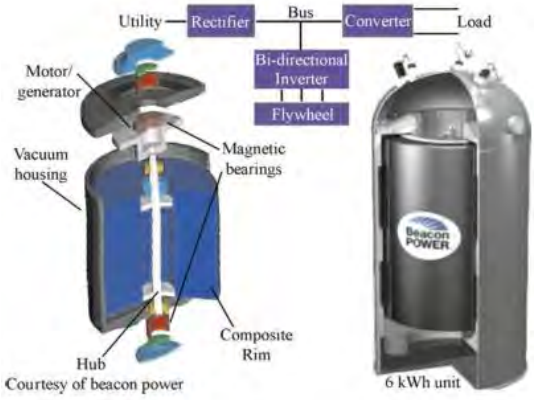
4.3.3 ล้อตุนกำลัง (Flywheels)

(1) หลักการทำงาน

ล้อตุนกำลังถูกใช้ในการกักเก็บพลังงานมานานหลายร้อยปีแล้ว โดยเป็นการกักเก็บพลังงานโดยอาศัยโมเมนตัมเชิงมุม (Angular momentum) ของการหมุนมวล ในระหว่างการกักเก็บพลังงาน มอเตอร์จะเป็นตัวขับให้ล้อตุนกำลังหมุน และในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน มอเตอร์ตัวเดียวกันจะทำหน้าที่เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อสร้างพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานการหมุนของล้อตุนกำลัง (Chen et al., 2009) ในส่วนของการลดลมเฉือน (Wind shear) และการลดการสูญเสียพลังงานจากแรงต้านอากาศ สามารถทำได้โดยการใช้ล้อตุนกำลังในสภาวะแวดล้อมที่เป็นสุญญากาศ (Luo et al., 2015) ทั้งนี้พลังงานทั้งหมดของระบบล้อตุนกำลังจะขึ้นอยู่กับขนาดและความเร็วของตัวหมุน (Rotor) และกำลังไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับมอเตอร์-เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Chen et al., 2009)ดังรูปที่ 4.8 ล้อตุนกำลังแบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือแบบความเร็วต่ำและแบบความเร็วสูง ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

1. แบบความเร็วต่ำ จะทำงานที่ความเร็วประมาณ 6000 รอบต่อนาที ล้อตุนกำลังแบบนี้ ตัวหมุนจะทำจากเหล็กธรรมดาและใช้แบริ่ง (Bearing) ซึ่งเป็นตัวช่วยกลไกการหมุนเพื่อเปลี่ยนกำลังและควบคุมการทำงานโดยทั่วไป พลังงานจำเพาะที่ได้มีค่าประมาณ 5 Wh/kg โดยมีการประยุกต์ใช้สำหรับการใช้งานในช่วงเวลาสั้นๆ และกำลังไฟฟ้าปานกลางถึงสูง

2. แบบความเร็วสูง จะทำงานที่ความเร็วประมาณ 50,000 รอบต่อนาที จะใช้วัสดุผสมที่มีความคงทนกว่าเป็นตัวหมุนร่วมกับการใช้แบริ่งชนิดพิเศษที่มีการเสียดสีต่ำ (Ultra-low friction bearing) ซึ่งวัสดุที่ใช้นี้จะมีน้ำหนักเบาและมีความทนทานสูง ทำให้ค่าพลังงานจำเพาะมีค่าสูงถึง 100 Wh/kg ล้อตุนกำลังรูปแบบนี้จะอยู่ในสภาวะที่ไม่มีอากาศหรือมีการเติมก๊าซฮีเลียมเพื่อลดการสูญเสียจากการเคลื่อนที่ของอากาศและลดแรงผลักของตัวหมุน (Hadjipaschalis et al., 2009) โดยล้อตุนกำลังลักษณะนี้เป็นการประยุกต์ใช้สำหรับการรักษาคุณภาพของกำลัง (Luo et al., 2015)



รูปที่ 4.8 : ส่วนประกอบของล้อตุนกำลัง (Chen et al., 2009)

(2) ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

เป็นระบบกักเก็บพลังงานที่มีอัตราการกักเก็บและปลดปล่อยพลังงานที่สูง มีจำนวนรอบของการใช้งานที่สูงด้วย โดยที่ไม่ขึ้นกับอัตราการกักเก็บและปลดปล่อยพลังงาน จำนวนรอบของการใช้งานแบบเต็มรอบอยู่ระหว่าง 10^5ถึง 10^7รอบ หรือประมาณ 20 ปี นอกจากนี้ยังมีประสิทธิภาพที่สูงประมาณ 90% ที่กำลังไฟฟ้าปกติ (Hadjipaschalis et al., 2009) ต้องการการบำรุงรักษาต่ำและมีอายุการใช้งานที่นาน (Fuchs et al., 2012) ทำงานโดยไม่ต้องคำนึงถึงอุณหภูมิสามารถปลดปล่อยพลังงานออกได้จนเกือบหมด (depth of discharge) และมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่ต่ำ (Zakeri and Syri, 2015)

ข้อจำกัด

มีราคาแพง มีอัตราการปลดปล่อยพลังงานออกเอง (self-discharge) ที่สูง กล่าวคือ ไม่ต่ำกว่า 20% ของความสามารถในการเก็บพลังงานต่อชั่วโมง การมีอัตราการปลดปล่อยพลังงานออกเองที่สูงนี้มีผลทำให้ประสิทธิภาพของระบบต่ำลงด้วยเมื่อไม่มีการใช้งานอย่างต่อเนื่อง (Hadjipaschalis et al., 2009) ความหนาแน่นของพลังงานต่ำและจำเป็นต้องใช้ถังสุญญากาศ (Fuchs et al., 2012)

(3) คุณลักษณะของเทคโนโลยี

ล้อตุนกำลัง คือเทคโนโลยีหนึ่งซึ่งมีการใช้งานจริงในระยะยาวแล้ว มีการใช้งานเป็นอุปกรณ์ให้กำลังไฟฟ้าในยานพาหนะไฟฟ้าคงที่ ล้อตุนกำลังมีการตอบสนองที่เร็วในระดับมิลลิวินาที แต่มีระยะเวลาของการปลดปล่อยพลังงานที่ต่ำในระดับวินาทีถึงนาที จึงมีความเหมาะสมสำหรับการใช้งานเป็น UPS (Uuinterupted Power Supply) ล้อตุนกำลังสามารถใช้ร่วมกับแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลมได้ โดยไปช่วยปรับความแปรปรวนหรือความไม่เป็นระเบียบของพลังงานดังกล่าวซึ่งเน้นในเรื่องการปรับกำลังไฟฟ้าให้มีความสม่ำเสมอ เนื่องจากล้อตุนกำลังมีอัตราการกักเก็บและปลดปล่อยพลังงานที่สูง

ราคาของล้อตุนกำลังแบบความเร็วสูงซึ่งสร้างจาก Magnetic bearing จะมีราคาสูงกว่าแบบความเร็วต่ำถึง 5 เท่า จากการที่ล้อตุนกำลังมีเป้าหมายในการประยุกต์ใช้ในแง่ของกำลังไฟฟ้าที่แน่นอน จึงสามารถคำนวณราคาได้ค่อนข้างแม่นยำในหน่วย ราคาต่อกำลังไฟฟ้า (ราคาต่อกิโลวัตต์) มากกว่า ในหน่วย ราคาต่อพลังงาน (ราคาต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง) ในรายงานของ DOE (US-Department of energy) ซึ่งเป็นการใช้งานล้อตุนกำลังร่วมกับแบตเตอรี่ตะกั่วแบบ Valve-regurated สำหรับเป็น UPS จากการเปรียบเทียบกัน พบว่า เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายในระหว่างใช้งาน ล้อตุนกำลังจะถูกกว่าแบตเตอรี่ตะกั่ว 57% คิดที่อายุการใช้งาน 20 ปี สำหรับการใช้งานในลักษณะเดียวกัน แต่ในแง่ของราคาต้นทุนล้อตุนกำลังมีราคาสูงกว่าแบตเตอรี่ตะกั่ว 42% นอกจากนี้ การใช้ล้อตุนกำลัง ซึ่งใช้หลักการของไฟฟ้าเชิงกล ยังเหนือกว่าแบตเตอรี่ซึ่งใช้หลักการไฟฟ้าเคมี ในเรื่องผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมซึ่งมีน้อยกว่า และแบตเตอรี่ยังมีอีกหลายส่วนที่ต้องระวัง เช่น การล้นออกของสารละลาย ต้องมีการตรวจวัดก๊าซไฮโดรเจนที่เกิดขึ้น ต้องมีจุดทำความสะอาด และต้องมีระบบระบายอากาศที่ดี

ทั้งนี้ ราคาของล้อตุนจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาของการคายพลังงานเป็นสำคัญ ราคาของการดำเนินการและการซ่อมบำรุงก็เช่นเดียวกัน กำหนดได้แค่ในช่วงกว้างๆ มีแค่ในส่วนของราคาของระบบแปลงกำลังเท่านั้นที่คงที่ ประมาณ 402 USD/kW และราคาของการคืนสภาพให้ระบบสำหรับล้อตุนกำลังแบบความเร็วสูง มีค่าอยู่ระหว่าง 114 ถึง 288 USD/kW ที่ช่วงของการใช้งาน 10 ปี (Zakeri and Syri, 2015)

(4) ตัวอย่างการใช้งาน

มีการใช้งานล้อตุนกำลังดังแสดงในตารางที่ 4.5(Luo et al., 2015) โดยในปี 2011 มีการใช้งานล้อตุนกำลังขนาด 20 MW ที่สร้างโดย Beacon Power ใน New York ซึ่งเป็นระบบกักเก็บพลังงานที่ใหญ่ที่สุดในอเมริกาเหนือ โดยเป็นการใช้ล้อตุนกำลังแบบความเร็วสูง 200 ตัวเพื่อใช้ในการปรับความถี่ของโครงข่ายไฟฟ้า คิดเป็น 10% ของความต้องการใช้งานในรูปแบบนี้ของทั้งรัฐ โดยทั่วไปล้อตุนกำลังจะปลดปล่อยกำลังไฟฟ้าให้อย่างเพียงพอในช่วงเวลาสั้นๆ ด้วยปริมาณพลังงานพอประมาณ ดังนั้นจึงไม่สามารถใช้เป็นตัวสำรองกำลังได้ เว้นแต่ใช้งานคู่กับเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานอื่นหรือระบบสร้างกำลัง ตัวอย่างระบบของล้อตุนกำลังของ Beacon Power ดังแสดงในรูปที่ 4.9 (EPRI, 2010)

ปัจจุบันล้อตุนกำลังมีขนาดที่ใหญ่ถึงหลักสิบเมกะวัตต์สำหรับการประยุกต์ใช้ร่วมกับโครงข่ายระบบไฟฟ้าได้แก่ ระบบปรับความถี่ 20 MW ในเมือง Stephen รัฐนิวยอร์ก โดย Beacon Power การใช้ล้อตุนกำลังในระบบพลังงานร่วมที่เรียกว่า Wind-diesel นอกจากนี้ยังมีการใช้ล้อตุนกำลังขนาด 200 kW ซึ่งสามารถเก็บพลังงานได้ 5 kWh ในระดับวินาที ในระบบ Wind-hydrogen ในเมือง Utsira ประเทศนอร์เวย์ และมีการใช้ล้อตุนกำลังในการสำรองไฟ 24 ชั่วโมง 7 วัน เช่น ใช้กับศูนย์ข้อมูล ใช้เพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดกำลังไฟฟ้าตกเป็นเวลาหลายวินาทีหรือใช้เชื่อมต่อกับระบบสนับสนุนอื่น

ตารางที่ 4.5 : โครงการสำคัญๆ ของการกักเก็บพลังงานโดยใช้ล้อตุนกำลัง (Luo et al., 2015)

หน่วยงาน	คุณลักษณะ	ลักษณะการประยุกต์ใช้งาน
บริษัท Active Power	แหล่งพลังงานสะอาดต่ออนุกรม 100-2000 kW	แหล่งพลังงานสำรองและระบบ UPS
บริษัท Beacon Power	ยูนิตละ 100 kW/150 kW h, โครงการ 20 MW/5 MW h	ปรับความถี่ ปรับคุณภาพกำลัง สนับสนุนศักย์ไฟฟ้า
โรงงาน Boeing Phantom	100 kW / 5 kW h ใช้แบริงแม่เหล็กอุณหภูมิสูง	ปรับคุณภาพกำลังและ peak shaving
ศูนย์ Japan Atomic Energy	235 MVA ล้อตุนกำลังเหล็ก	หน่วยสนับกำลังไฟฟ้าสูงสำหรับเตาหลอมนิวเคลียร์
Piller power system Ltd.	3600-15000 rpm, 2.4 MW สำหรับ 8 วินาที	Ride-through power และแหล่งพลังงานสำรอง
ศูนย์วิจัย NASA Glenn	$2 \times 10^4 - 6 \times 10^4$ rpm, 3.6 MW h	สนับสนุนวิชาการบินในอวกาศและการขนส่งอื่นๆ

รูปที่ 4.9 : การประยุกต์ใช้ล้อตุนกำลังขนาด 1 MW/15 นาที ของ Beacon Power ในการบริการช่วยเหลือผู้ทำงานของระบบอิสระ (EPRI, 2010)

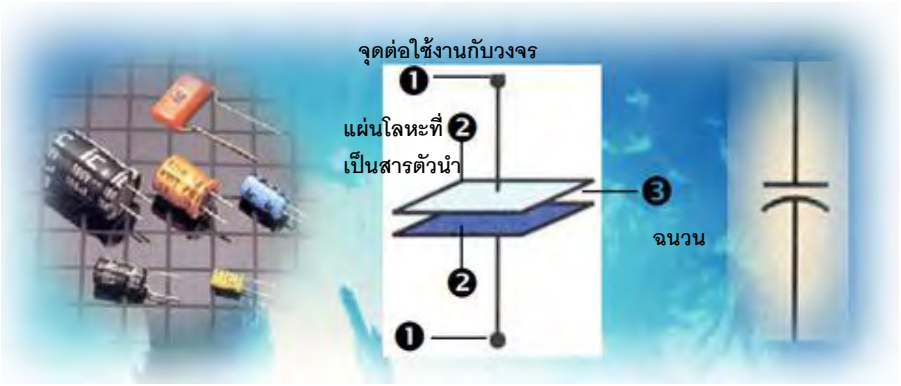
(5) แนวโน้มการพัฒนาในอนาคต

การวิจัยและพัฒนาล้อตุนกำลังในปัจจุบัน คือการพัฒนาวัสดุที่ใช้ทำ เพื่อเพิ่มความเร็วในการหมุนและความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้า ทั้งนี้มีเทคโนโลยีล้อตุนกำลังขั้นสูงนั่นคือ High Temperature Superconductor (HTS) ซึ่งจะช่วยปรับปรุงประสิทธิภาพของแบริ่งโดย The US Argonne National Laboratory ได้พัฒนาระบบล้อตุนกำลัง 2kWh ซึ่งใช้ HTS และแม่เหล็กถาวรเป็นแบริ่งที่อยู่กับที่ (Passive bearing) สำหรับใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพในระบบ High power pulse นอกจากนี้มีการประยุกต์ใช้ล้อตุนกำลังสำหรับอุตสาหกรรมรถรางเพื่อควบคุมค่าศักย์ไฟฟ้าให้คงที่ และอีกหนึ่งส่วนที่อยู่ในความสนใจคือ การพัฒนาล้อตุนกำลังให้มีความเหมาะสมสำหรับการใช้งานในระยะเวลานานๆ (หลายชั่วโมง) สำหรับใช้ในยานพาหนะและโรงไฟฟ้า (Luo et al., 2015)

4.2.4 ตัวเก็บประจุ (capacitor)

เป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ทำหน้าที่สะสมหรือเก็บประจุไฟฟ้า สามารถจ่ายพลังงานออกมาในรูปแบบของพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง นิยมนำไปประกอบในวงจรอิเล็กทรอนิกส์ทั่วไป เช่น วงจรกรองกระแส (Filter) วงจรผ่านสัญญาณ(By pass) วงจรสตาร์ทเตอร์ (Starter) วงจรถ่ายทอดสัญญาณ และการเชื่อมโยงระหว่างวงจร (Coupling) เป็นต้น ลักษณะโครงสร้างพื้นฐานของตัวเก็บประจุไฟฟ้าประกอบด้วยแผ่นโลหะบางๆ ที่เป็นวัสดุนำไฟฟ้าสองชนิดวางซ้อนกัน โดยมีฉนวนที่เรียกว่า ไดอิเล็กทริค (Dielectric) คั่นระหว่างโครงสร้างของตัวเก็บประจุและสัญลักษณ์แสดงได้ดัง

รูปที่ 4.10 ฉนวนไดอิเล็กทริคที่มีการใช้งานมีหลายชนิด เช่น อากาศ กระดาษ น้ำมัน ไมก้า และเซรามิค เป็นต้น ประจุไฟฟ้าจะถูกเก็บไว้ที่ผิวหน้าของแผ่นโลหะ ซึ่งแต่ละแผ่นจะเก็บประจุชนิดตรงข้ามกันในประมาณที่เท่ากัน ดังนั้นประจุสุทธิในตัวเก็บประจุจะมีค่าเป็นศูนย์เสมอ



(ก) (ข) (ค)

รูปที่ 4.10 : แสดงรูปร่าง (ก) โครงสร้าง (ข) และสัญลักษณ์ (ค) ของตัวเก็บประจุ

(1) หลักการทำงาน

ในขั้นตอนของการเก็บประจุซึ่งเป็นการเก็บอิเล็กตรอนไว้ที่ผิวหน้าของแผ่นโลหะ โดยเมื่อต่อตัวเก็บประจุเข้ากับแบตเตอรี่ อิเล็กตรอนจากแบตเตอรี่จะเข้าไปรวมกันที่แผ่นโลหะนั้น ทำให้เกิดประจุลบขึ้นและส่งสนามไฟฟ้าไปผลักอิเล็กตรอนที่อยู่บนแผ่นโลหะอีกแผ่นหนึ่ง ซึ่งโดยปกติจะประกอบด้วยประจุบวกและประจุลบปะปนกัน ทำให้เหลือประจุบวกมากกว่าประจุลบ ยิ่งอิเล็กตรอนถูกผลักออกไปมากเท่าไหร่ แผ่นโลหะนั้นก็จะเป็นประจุบวกมากขึ้นด้วย สำหรับขั้นตอนการคายประจุ คือ การที่อิเล็กตรอนวิ่งจากแผ่นที่เป็นประจุลบผ่านวงจรภายนอกไปยังแผ่นที่เป็นประจุบวก

ชนิดของตัวเก็บประจุ

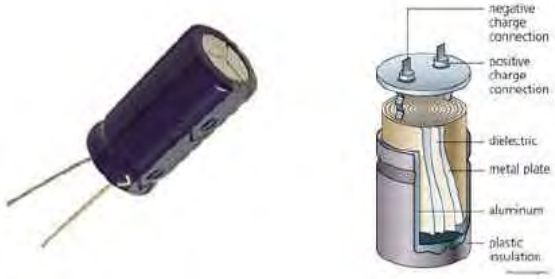
สามารถจำแนกชนิดของตัวเก็บประจุตามโครงสร้าง ตามสารที่นำมาใช้เป็นไดอิเล็กทริค หรือจำแนกตามลักษณะการใช้งานที่แตกต่างกัน ซึ่งสามารถจำแนกได้ 2 ชนิด คือ ชนิดค่าคงที่ (Fixed capacitor) และชนิดปรับค่าได้ (Variable capacitor) โดยจะมีรูปแบบแตกต่างกันไป

1.1) ตัวเก็บประจุชนิดค่าคงที่ (Fixed capacitor)

คือ ตัวเก็บประจุที่ไม่สามารถเปลี่ยนแปลงค่าได้ โดยปกติจะมีลักษณะเป็นวงกลม หรือเป็นทรงกระบอก ซึ่งมักแสดงค่าที่ตัวเก็บประจุ แผ่นตัวนำที่ใช้มักเป็นโลหะและมีไดอิเล็กทริคประเภทไมก้า เซรามิค หรืออิเล็กโทรไลต์ การเรียกชื่อตัวเก็บประจุแบบค่าคงที่นี้จะเรียกตามชนิดของไดอิเล็กทริคที่ใช้ เช่น ตัวเก็บประจุชนิดไมก้า ชนิดเซรามิค เป็นต้น โดยตัวเก็บประจุแบบค่าคงที่ที่มีการใช้งานในวงจรอิเล็กทอร์นิกส์ทั่วไปมีดังนี้

ตัวเก็บประจุชนิดอิเล็กโทรไลต์ (Electrolyte capacitor)

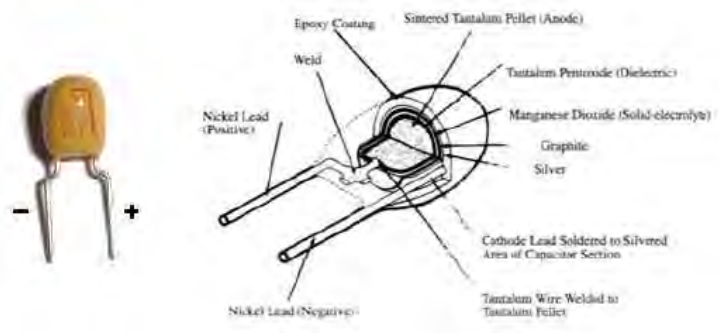
ตัวเก็บประจุชนิดอิเล็กโทรไลต์แสดงได้ดังรูปที่ 4.11 เป็นที่นิยมใช้กันมากเพราะให้ค่าความจุสูง มีขั้วบวกและขั้วลบ เวลาใช้งานต้องติดตั้งให้ถูกขั้ว โครงสร้างภายในคล้ายกับแบตเตอรี่ นิยมใช้กับงานที่ความถี่ต่ำหรือใช้สำหรับไฟฟ้ากระแสตรง มีข้อเสียคือกระแสรั่วไหลง่ายและความผิดพลาดสูงมาก



รูปที่ 4.11 : แสดงรูปร่างตัวเก็บประจุชนิดอิเล็กโทรไลต์

ตัวเก็บประจุชนิดแทนทาลัมอิเล็กโทรไลต์ (Tantalum electrolyte capacitor)

ตัวเก็บประจุชนิดแทนทาลัมอิเล็กโทรไลต์แสดงได้ดังรูปที่ 4.12 ในวงจรอิเล็กทรอนิกส์ที่ต้องการความผิดพลาดน้อยใช้กับไฟฟ้ากระแสตรงได้อย่างมีประสิทธิภาพ มักจะใช้ตัวเก็บประจุชนิดแทนทาลั่มอิเล็กโตรไลต์แทนชนิดอิเล็กโตรไลต์ธรรมดา เพราะให้ค่าความจุสูงเช่นกัน โครงสร้างภายในประกอบด้วยแผ่นตัวนำที่ทำจากแทนทาลั่มและแทนทาลั่มเปอร์ออกไซค์ นอกจากนี้ยังมีแมงกานิสไดออกไซค์ เงิน และเคลือบด้วยเรซิน



รูปที่ 4.12 : ตัวเก็บประจุชนิดแทนทาลัมอิเล็กโทรไลต์

ตัวเก็บประจุชนิดไบโพล่าร์ (Bipolar capacitor)

นิยมใช้กันมากในวงจรภาคจ่ายไฟฟ้ากระแสตรงของเครื่องขยายเสียง เป็นตัวเก็บประจุจำพวกเดียวกับชนิดอิเล็กโตรไลต์ แต่ไม่มีขั้วบวกและลบ บางครั้งเรียกสั้น ๆ ว่า ไบแคปแสดงได้ดังรูปที่ 4.13

รูปที่ 4.13 : ตัวเก็บประจุชนิดไบโพล่าร์

ตัวเก็บประจุชนิดเซรามิค (Ceramic capacitor)

เป็นตัวเก็บประจุที่มีค่าไม่เกิน 1 ไมโครฟารัด แสดงได้ดังรูปที่ 4.14 นิยมใช้กันโดยทั่วไป เนื่องจากมีราคาถูก เหมาะสำหรับการเชื่อมโยงระหว่างวงจร (Coupling) ความถี่วิทยุ ข้อเสียของตัวเก็บประจุชนิดนี้ คือมีการสูญเสียพลังงานมาก

รูปที่ 4.14 : ตัวเก็บประจุชนิดเซรามิค

ตัวเก็บประจุชนิดไมลาร์ (Mylar capacitor)

เป็นตัวเก็บประจุที่มีค่ามากกว่า 1 ไมโครฟารัด (รูปที่ 4.15) มีความผิดพลาดและการรั่วไหลของกระแสน้อยกว่าชนิดเซรามิค เหมาะสำหรับวงจรกรองความถี่สูง วงจรภาคไอเอฟของวิทยุโทรทัศน์ ตัวเก็บประจุชนิดนี้มีตัวถังที่ใหญ่กว่าเซรามิคที่อัตราการทนแรงดันเท่ากัน

รูปที่ 4.15 : ตัวเก็บประจุชนิดไมลาร์

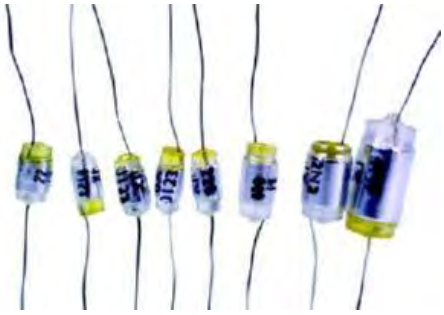
ตัวเก็บประจุชนิดฟีดทรู (Feed-through capacitor)

ลักษณะโครงสร้างเป็นตัวถังทรงกลมมีขาใช้งานหนึ่งหรือสองขา แสดงได้ดังรูปที่ 4.16 ใช้ในการกรองความถี่รบกวนที่เกิดจากเครื่องยนต์มักใช้ในวิทยุรถยนต์

รูปที่ 4.16 : ตัวเก็บประจุชนิดฟีดทรู

ตัวเก็บประจุชนิดโพรลีสไตรีน (Polystyrene capacitor)

เป็นตัวเก็บประจุที่มีค่าน้อยระดับนาโนฟารัด มีข้อดีคือ ให้ค่าการสูญเสียและกระแสรั่วไหลน้อยมาก นิยมใช้ในงานเชื่อโยงระหว่างวงจรความถี่วิทยุและวงจรที่ต้องการความละเอียดสูง ดังรูปที่ 4.17



รูปที่ 4.17 : ตัวเก็บประจุชนิดโพรลีสไตรีน

ตัวเก็บประจุชนิดซิลเวอร์ไมก้า (Silver mica capacitor)

เป็นตัวเก็บประจุที่มีค่า 10 พิโกฟารัด ถึง 10 นาโนฟารัด มีความผิดพลาดน้อย นิยมใช้กับวงจรความถี่สูง จัดเป็นตัวเก็บประจุที่มีประสิทธิภาพสูงแสดงได้ดังรูปที่ 4.18

รูปที่ 4.18 : ตัวเก็บประจุชนิดซิลเวอร์ไมก้า

1.2) ตัวเก็บประจุชนิดปรับค่าได้ (Variable capacitor)

คือ ตัวเก็บประจุที่ค่าการเก็บประจุเปลี่ยนแปลงไปตามการเคลื่อนที่ของการหมุน โครงสร้างภายในประกอบด้วยแผ่นโลหะ 2 แผ่นหรือมากกว่าวางใกล้กัน แผ่นหนึ่งจะอยู่กับที่อีกแผ่นหนึ่งจะเคลื่อนที่ได้ ไดอิเล็กทริคที่ใช้มีหลายชนิดด้วยกัน คือ อากาศ ไมก้า เซรามิค และพลาสติก ตัวอย่างตัวเก็บประจุชนิดนี้แสดงได้ดังรูปที่ 4.19

รูปที่ 4.19 : รูปร่างและสัญลักษณ์ของตัวเก็บประจุแบบปรับค่าได้

ปัจจัยที่มีผลต่อการเก็บประจุ

1. พื้นที่หน้าตัดของแผ่นโลหะที่เป็นสารตัวนำ ถ้ามีพื้นที่หน้าตัดมากจะสามารถเก็บประจุได้มาก
2. ระยะห่างระหว่างแผ่นโลหะตัวนำทั้งสอง ถ้ามีค่าน้อยจะมีค่าความจุสูง
3. ค่าคงที่ไดอิเล็กทริค ซึ่งเป็นค่าที่แสดงความสามารถในการทำให้เกิดเส้นแรงแม่เหล็กขึ้นเมื่อนำวัสดุต่างชนิดกันมาทำเป็นฉนวนกั้นระหว่างแผ่นโลหะตัวนำ โดยค่าคงที่ไดอิเล็กทริคจะแตกต่างกันไป ดังนั้นตัวเก็บประจุที่ใช้ไดอิเล็กทริคต่างกันถึงแม้จะมีขนาดเท่ากันก็จะมีค่าความจุและอัตราการทนแรงดันแตกต่างกันไป โดยวัสดุที่มีค่าไดอิเล็กทริคน้อยจะมีประสิทธิภาพต่ำสุด ตัวอย่างค่าคงที่ไดอิเล็กทริคของวัสดุชนิดต่าง ๆ แสดงได้ดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 : แสดงค่าคงที่ไดอิเล็กทริคของวัสดุชนิดต่าง ๆ

วัสดุ	ค่าคงที่ไดอิเล็กทริค	วัสดุ	ค่าคงที่ไดอิเล็กทริค
สุญญากาศ	1	ไมก้า	5.5
อากาศ	1.0006	ไมล่า	3
เซรามิค	30-7500	น้ำมัน	4

(2) ลักษณะเฉพาะของตัวเก็บประจุ

ลักษณะเฉพาะของตัวเก็บประจุโดยทั่วไปแสดงได้ดังตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 : ลักษณะเฉพาะของตัวเก็บประจุ (Chen et al., 2009; Beaudin,et al., 2010)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ความหนาแน่นพลังงานและกำลังงาน (energy and power density)	
ความหนาแน่นพลังงาน (energy density)	
ความหนาแน่นกำลัง (power density)	0.05-5 Wh/kg
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยและการเสียพลังงานด้วยตัวเอง (power rating and discharge time)	~ 100,000 W/kg
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (power rating)	
ระยะเวลาในการปล่อยพลังงาน (discharge time)	0-50 kW
ช่วงเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	มิลลิวินาที -1 ชั่วโมง
การสูญเสียพลังงานด้วยตัวเอง (self-discharge per day)	
ระยะเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	20-40%
อายุและจำนวนรอบของการใช้งาน (life time and life duration)	วินาที-ชั่วโมง
อายุการใช้งาน (life)	
จำนวนรอบของการใช้งาน (cycle life)	ประมาณ 5 ปี
ประสิทธิภาพในแต่ละรอบการทำงาน (cycle efficiency)	มากกว่า 50,000 รอบ
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (influence on environment)	60-70%
	น้อย- มีวัสดุเหลือทิ้งในปริมาณน้อย
ขั้นการพัฒนาเทคโนโลยี (maturity)	มีการใช้งานจริงในปัจจุบัน
ราคา (capital cost)	200-400 $/kW, 500-1000 $/kWh

(3) ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

ตัวเก็บประจุมีประสิทธิภาพในแต่ละรอบการทำงานที่ 60-70 เปอร์เซ็นต์ อายุการใช้งานประมาณ 5 ปี สามารถประจุไฟได้อย่างรวดเร็ว จำนวนรอบของการใช้งานสูง 100,000 รอบ

ข้อจำกัด

มีความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้าต่ำใช้เฉพาะในอุปกรณ์ขนาดเล็ก

(4) การประยุกต์ใช้งาน

นำไปประกอบในวงจรอิเล็กทรอนิกส์ทั่วไป เช่น วงจรกรองกระแส (Filter) วงจรผ่านสัญญาณ(By pass) วงจรสตาร์ทเตอร์ (Starter) วงจรถ่ายทอดสัญญาณ และการเชื่อมโยงระหว่างวงจร (Coupling) เป็นต้น และใช้เป็นส่วนประกอบของอุปกรณ์อิเล็กทรอนิคขนาดเล็ก

(5) แนวโน้มการพัฒนา

เป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาแล้ว และมีการใช้งานจริงในปัจจุบัน

4.2.5 ตัวเก็บประจุแบบพิเศษ (Supercapacitor)

เนื่องจากตัวเก็บประจุแบบธรรมดา (Capacity) มีค่าความหนาแน่นของพลังงานต่ำ ดังนั้นจึงได้มีการพัฒนาตัวเก็บประจุแบบพิเศษที่เก็บประจุไฟฟ้าเคมีบนพื้นผิวของวัสดุที่ใช้ทำขั้วไฟฟ้าทำให้สามารถเก็บประจุได้มากกว่าและมีความหนาแน่นพลังงานสูงกว่าตัวเก็บประจุแบบธรรมดา ตัวอย่างของตัวเก็บประจุชนิดพิเศษแสดงได้ดังรูปที่ 4.20 โดยทั่วไปวัสดุที่นิยมใช้ทำขั้วไฟฟ้าได้แก่คาร์บอนที่มีการปรับปรุงสภาพพื้นผิว (Activatedcarbon) ผงคาร์บอนแบล็คเส้นใยคาร์บอนแบบผืนผ้า (Woven carbon fiber cloth) ท่อนาโนคาร์บอน (Carbon nanotube) ฯลฯ การที่ขั้วไฟฟ้ามีพื้นที่ผิวมากและมีระยะทางระหว่างแผ่นใกล้กันน้อยกว่า 1 นาโนเมตรทำให้สามารถเก็บประจุได้มากกว่าตัวเก็บประจุแบบธรรมดา 10-100 เท่า

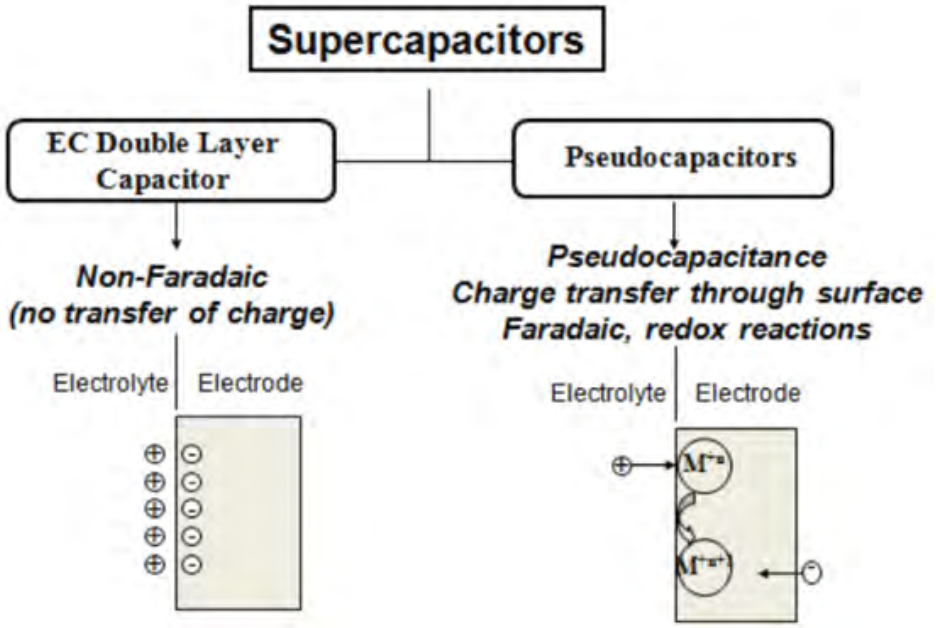
รูปที่ 4.20 : แสดงตัวอย่างของตัวเก็บประจุแบบพิเศษ

ตัวเก็บประจุแบบพิเศษสามารถนำไปประยุกต์ใช้งานเป็นอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับเก็บสะสมพลังงานที่ผลิตได้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม ไว้ใช้ในช่วงที่ไม่สามารถผลิตพลังงานได้ และมีการนำไปใช้ร่วมกับแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในรถยนต์ไฮบริดจ์ เพื่อให้สามารถเก็บพลังงานได้อย่างรวดเร็วในช่วงที่รถเบรค และปล่อยพลังงานออกมาในช่วงสตาร์ทได้อย่างรวดเร็ว ทำให้สามารถลดปริมาณการใช้น้ำมันลงได้ นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาเพื่อใช้งานกับโทรศัพท์มือถือ และอุปกรณ์การแพทย์ที่ต้องการความสม่ำเสมอของกระแสไฟฟ้า เช่น เครื่องช่วยฟัง (Hearing aid) เครื่องวัดระดับน้ำตาลสำหรับผู้ป่วยเบาหวาน (Diabetes monitoring systems) และอุปกรณ์ที่ช่วยให้อัตราการเต้นของหัวใจสม่ำเสมอ (Pacemaker) เป็นต้น

(1) หลักการทำงานและรายละเอียดทางเทคนิค

ชนิดของตัวเก็บประจุแบบพิเศษ

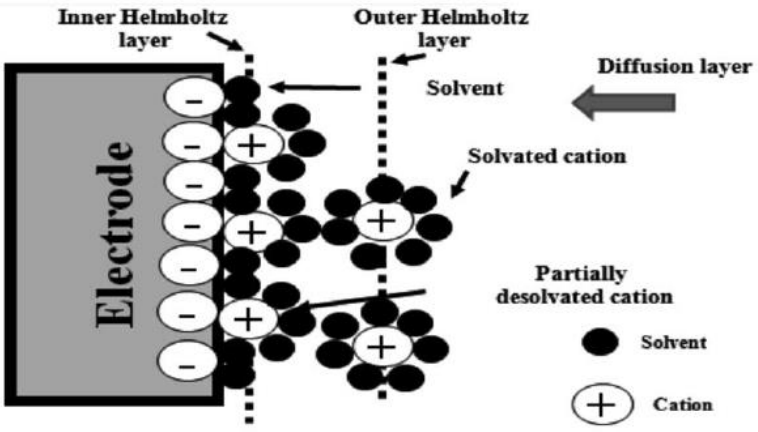
ตัวเก็บประจุแบบพิเศษแบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ อีดีแอลซี (Electrochemical Double Layer Capacitor, EDLC) หรือตัวเก็บประจุไฟฟ้าเคมีสองชั้น โดยสารละลายอิเล็กโทรไลต์จะถูกดูดซับสองชั้นบนขั้วไฟฟ้าของตัวเก็บประจุ ชนิดที่สอง คือ ซูโดคาร์ปาซิเตอร์ (Pseudocapacitors) จะเก็บประจุบนพื้นผิวของขั้วไฟฟ้าเช่นเดียวกับอีดีแอลซี และมีการถ่ายเทอิเล็กตรอน หรือเกิดปฏิกิริยารีดอกซ์เกิดขึ้นภายในวัสดุที่ถูกใช้เป็นขั้วไฟฟ้า(รูปที่ 4.21) ส่งผลให้ตัวเก็บประจุแบบพิเศษชนิดซูโดคาร์ปาซิเตอร์สามารถเก็บประจุไฟฟ้าได้สูงกว่าชนิดอีดีแอลซี



รูปที่ 4.21 : ชนิดของตัวเก็บประจุแบบพิเศษ(มนตรี, 2013)

1.1) ตัวเก็บประจุแบบพิเศษชนิดอีดีแอลซี

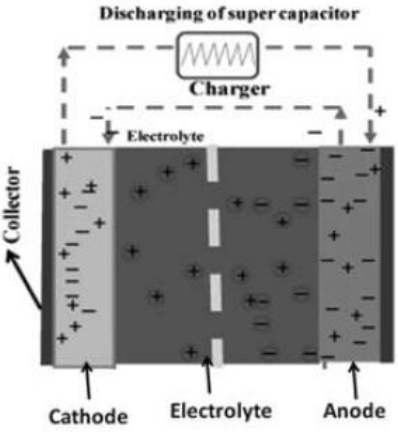
การเก็บประจุไฟฟ้าของตัวเก็บประจุแบบพิเศษชนิดอีดีแอลซี แสดงได้ดังรูปที่ 4.22 ตัวเก็บประจุชนิดนี้จะเก็บประจุไฟฟ้าเคมีสองชั้น โดยชั้นในถูกเรียกว่า อินเนอร์ เฮล์มโฮลทซ์(Inner Helmholtz) และชั้นนอกถูกเรียกว่า เอาเตอร์ เฮล์มโฮลทซ์ (Outer Helmholtz) โดยในชั้นอินเนอร์ เฮล์มโฮลทซ์ จะประกอบด้วยประจุบวกของอิเล็กโตรไลต์ที่ถูกล้อมรอบด้วยตัวทำละลายลักษณะครึ่งทรงกลมเกาะที่ผิวของขั้วไฟฟ้าของอีดีแอลซีที่ถูกเหนี่ยวนำให้เกิดประจุลบด้วยการให้ศักย์ไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าภายนอก ในขณะที่ชั้นที่สอง หรือ เอาเตอร์ เฮล์มโฮลทซ์ ประกอบด้วยประจุบวกที่ถูกล้อมรอบด้วยโมเลกุลตัวทำละลายมีลักษณะเป็นทรงกลมถัดจากนั้นก็จะเป็นชั้นการแพร่ของสารละลาย ตัวเก็บประจุแบบพิเศษชนิดอีดีแอลซี สามารถเก็บประจุไฟฟ้าเคมีได้สูงกว่าตัวเก็บประจุทั่วไปหลายร้อยเท่า บริษัท แมกซ์เวล เทคโนโลยี (Maxwell Technologies) ได้ผลิต อีดีแอลซี เชิงพาณิชย์ ที่สามารถเก็บประจุสูงถึง 3 กิโลฟารัด ทำให้ราคาของอีดีแอลซีลดลง จาก 5,000 เหรียญสหรัฐ ในปี ค.ศ. 2000 เหลือเพียง 50 เหรียญสหรัฐ ในปี ค.ศ. 2014



รูปที่ 4.22 : การเก็บประจุไฟฟ้าของตัวเก็บประจุแบบพิเศษชนิดอีดีแอลซี(มนตรี, 2013)

1.2) ตัวเก็บประจุแบบพิเศษชนิดซูโดคาร์ปาซิเตอร์

การเก็บประจุไฟฟ้าของตัวเก็บประจุแบบพิเศษชนิดซูโดคาร์ปาซิเตอร์จะมีค่าการเก็บประจุสูงกว่าชนิดอีดีแอลซีเนื่องจากซูโดคาร์ปาซิเตอร์เก็บประจุไฟฟ้า เช่น Na+ และ H+ ที่พื้นผิวเหมือนกับอีดีแอลซี แล้วยังมีการเก็บประจุ (อิเล็กตรอน) ผ่านปฏิกิริยารีดอกซ์ภายในวัสดุที่ใช้ทำขั้วไฟฟ้า (รูปที่ 4.23) โดยกระบวนนี้คล้ายกับปฏิกิริยารีดอกซ์ของแบตเตอรี่



รูปที่ 4.23 : การเก็บประจุไฟฟ้าของตัวเก็บประจุแบบพิเศษชนิดซูโดคาร์ปาซิเตอร์ (มนตรี, 2013)

องค์ประกอบของตัวเก็บประจุแบบพิเศษ

องค์ประกอบหลักของตัวเก็บประจุแบบพิเศษแสดงได้ดังรูปที่ 4.24 โดยประกอบด้วย

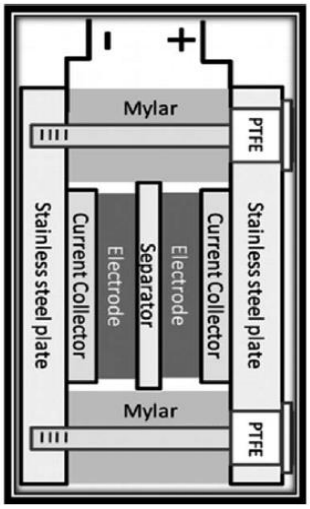
1) ขั้วไฟฟ้า (Electrodes) ที่ทำมาจากวัสดุที่สามารถเก็บประจุไฟฟ้าได้สูง เช่น กราฟีน แมงกานีสออกไซด์ และพอลีอะนีลีน เป็นต้น

2) ตัวแยกขั้วไฟฟ้า (Separators) ส่วนใหญ่ต้องดูดซับสารละลายอิเล็กโทรไลต์ได้ ไม่นำไฟฟ้า เช่น กระดาษไข และพอลิโพรพิลีน เป็นต้น

3) ตัวเก็บกระแส (Current collectors) ต้องนำไฟฟ้าได้ดี ราคาถูก เช่น กราไฟต์ เป็นต้น

4) ฉนวนป้องกันการรั่วซึมของสารละลายอิเล็กโทรไลต์ เช่น ไมลาร์ เป็นต้น

5) แผ่นโลหะนำไฟฟ้า เช่น เหล็กกล้าไม่เป็นสนิม (Stainless steel) ทำหน้าที่หุ้มส่วนประกอบต่างๆ



รูปที่ 4.24 : ส่วนประกอบของตัวเก็บประจุแบบพิเศษ (มนตรี, 2013)

(2) ลักษณะเฉพาะของตัวเก็บประจุแบบพิเศษ

ลักษณะเฉพาะของตัวเก็บประจุแบบพิเศษแสดงได้ดังตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 : ลักษณะเฉพาะของตัวเก็บประจุแบบพิเศษ (Chen et al., 2009; Beaudin,et al., 2010)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ความหนาแน่นพลังงานและกำลังงาน (energy and power density)	
ความหนาแน่นพลังงาน (energy density)	2.5-15 Wh/kg
ความหนาแน่นกำลัง (power density)	500-5,000 W/kg
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยและการเสียพลังงานด้วยตัวเอง (power rating and discharge time)	
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (power rating)	0-300 kW
ระยะเวลาในการปล่อยพลังงาน (discharge time)	มิลลิวินาที -1 ชั่วโมง
ช่วงเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	
การสูญเสียพลังงานด้วยตัวเอง (self-discharge per day)	20-40%
ระยะเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	วินาที-ชั่วโมง
อายุและจำนวนรอบของการใช้งาน (life time and life duration)	
อายุการใช้งาน (life)	มากกว่า 20 ปี
จำนวนรอบของการใช้งาน (cycle life)	มากกว่า 100,000 รอบ
ประสิทธิภาพในแต่ละรอบการทำงาน (cycle efficiency)	84-98%
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (influence on environment)	น้อย- มีวัสดุเหลือทิ้งในปริมาณน้อย
ขั้นการพัฒนาเทคโนโลยี (maturity)	อยู่ในขั้นตอนการพัฒนา
ราคา (capital cost)	100-300 $/kW, 300-2000 $/kWh

(3) ข้อดี-ข้อจำกัด

<u>ข้อดี</u>

เนื่องจากสามารถอัดและคายประจุได้รวดเร็ว จึงเหมาะสำหรับการใช้งานที่ต้องการความรวดเร็วในการตอบสนองเช่น การควบคุมความถี่ของระบบเป็นต้น

<u>ข้อจำกัด</u>

ตัวเก็บประจุชนิดพิเศษสามารถให้กำลังงานสูง แต่การสะสมพลังงานจะต่ำเมื่อเทียบกับแบตเตอรี่ อย่างไรก็ดี ในปัจจุบันมีการพัฒนาตัวเก็บประจุนี้ในหลายด้านคือ เพิ่มปริมาณความจุในการสะสมพลังงาน เพิ่มกำลังงานในการอัดและคายประจุ ลดต้นทุนการผลิต และเพิ่มช่วงแรงดันไฟฟ้าที่ใช้งาน

(4) การประยุกต์ใช้งาน

เนื่องจากตัวเก็บประจุชนิดพิเศษนี้สามารถอัดและคายประจุได้รวดเร็ว จึงถูกใช้สำหรับปรับคุณภาพไฟฟ้า และใช้รักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า ตัวอย่างของตัวเก็บประจุแบบพิเศษที่มีใช้ในเชิงพาณิชย์แสดงได้ดังรูปที่ 4.25

NESS
5000 F

EPCOS
5000 F

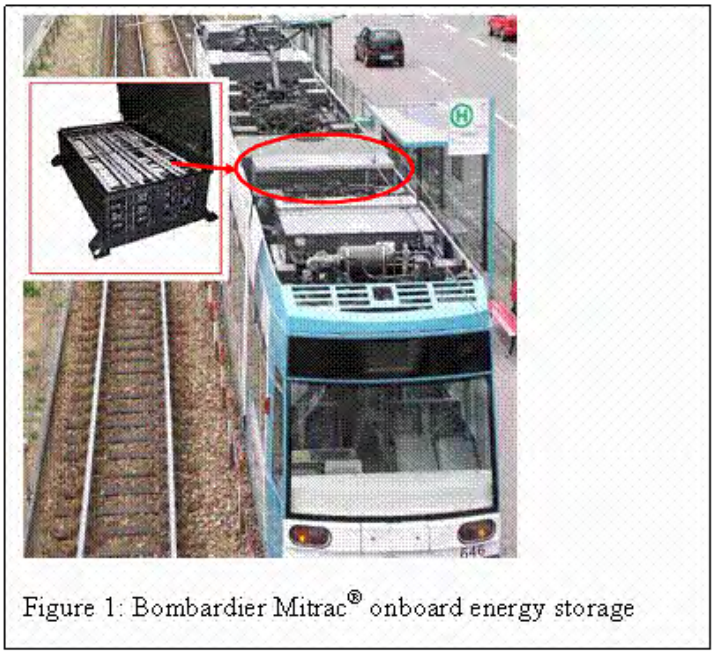
Capacity	Up to 5,000 F
Internal Resistance	< 1 mΩ
Nominal Voltage	2.5 – 2.7 V
Life Cycle	500,000
Energy (2.5 V, 5,000F)	15,625 Ws

รูปที่ 4.25 : ตัวอย่างซูเปอร์คาปาซิเตอร์ที่ใช้สำหรับการสะสมพลังงานในเชิงพาณิชย์

ในปี 2001 มีการติดตั้งซูเปอร์คาปาซิเตอร์ในรถประจำทางร่วมกับเครื่องยนต์ดีเซลครั้งแรกในยุโรปที่เมืองนูเรมเบิร์ก (Nuremberg) ประเทศเยอรมนี มีชื่อเรียกว่า อัลตราแคปบัส (ultracapbus) แสดงได้ดังรูปที่ 4.26 ซึ่งมีการทดลองใช้งานจริงในปี 2001-2002 โดยซูเปอร์คาปาซิเตอร์จะเก็บพลังงานในช่วงที่รถเบรกมาใช้งานในช่วงสตาร์ทเครื่อง ผลการทดสอบพบว่าสามารถลดการใช้เชื้อเพลิงลงได้ 10-15% เทียบกับเครื่องยนต์ดีเซลทั่วไป นอกจากนี้ยังช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่บรรยากาศด้วย

รูปที่ 4.26 : ตัวอย่างการใช้งานซูเปอร์คารปาซิเตอร์ในรถประจำทางที่ประเทศเยอรมัน

นอกจากนี้ซูเปอร์คาปาซิเตอร์ถูกใช้ร่วมกับแบตเตอรี่ในระบบสตาร์ทของรถไฟ เช่น รถไฟของบริษัทบอมบาร์ดิเออร์ ทรานสปอร์ทเทชัน(Bombardier Transportation) แสดงได้ดังรูปที่ 4.27 โดยเก็บพลังงานในช่วงที่รถเบรคมาใช้ในช่วงสตาร์ทเครื่องยนต์ดีเซลและช่วงเร่งเครื่อง พบว่าสามารถประหยัดพลังงานได้ถึง 30%



รูปที่ 4.27 : รถไฟของบริษัท บอมบาร์ดิเออร์ ทรานสปอร์ทเทชันที่ติดตั้งซูเปอร์คาปาซิเตอร์

นอกจากนี้รถไฟฟ้าที่ปารีส ประเทศฝรั่งเศส สาย T3 ได้มีการติดตั้งซูเปอร์คาปาซิเตอร์ ทำให้สามารถวิ่งได้โดยไม่ต้องโยงกับสายไฟฟ้าที่ด้านบน และสามารถใช้พลังงานลดลง 16% (แสดงได้ดังรูปที่ 4.28)

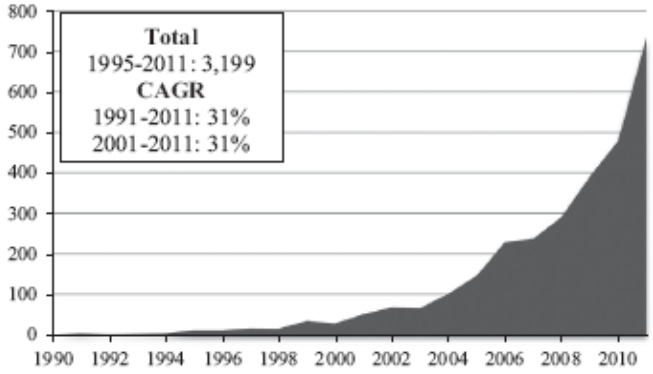
รูปที่ 4.28 : รถไฟฟ้าสาย ParisT3 ที่ติดตั้งซูเปอร์คาปาซิเตอร์

(5) แนวโน้มในการพัฒนา

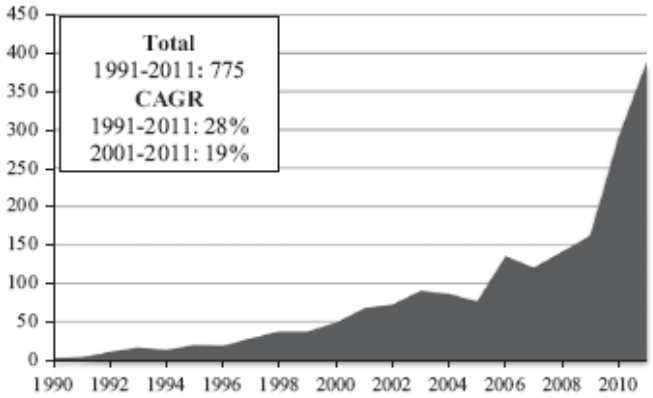
ผลงานวิจัย สิทธิบัตร และมูลค่าเชิงพาณิชย์

เนื่องจากตัวเก็บประจุแบบพิเศษมีอัตราเร็วในการบรรจุ และการคายพลังงานสูงกว่าแบตเตอรี่มาก เพราะไม่ขึ้นกับจลนศาสตร์ของปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมี ดังนั้นตัวเก็บประจุแบบพิเศษจึงได้รับความสนใจในการศึกษาวิจัยอย่างแพร่หลายมาเป็นเวลากว่า 20 ปี โดยสังเกตได้จากจำนวนบทความตีพิมพ์และสิทธิบัตรที่

เพิ่มขึ้นจากปี ค.ศ. 1991 ถึงร้อยละ 39(รูปที่ 4.29) โดยเป็นบทความตีพิมพ์ของประเทศจีนมากที่สุด รองลงมาเป็นสหรัฐอเมริกา ฝรั่งเศส เกาหลีใต้ และอินเดีย ตามลำดับ ในส่วนของจำนวนสิทธิบัตรก็มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเช่นเดียวกัน โดยเพิ่มขึ้นจากปี ค.ศ. 1991 คิดเป็นร้อยละ 24 (รูปที่ 4.30)

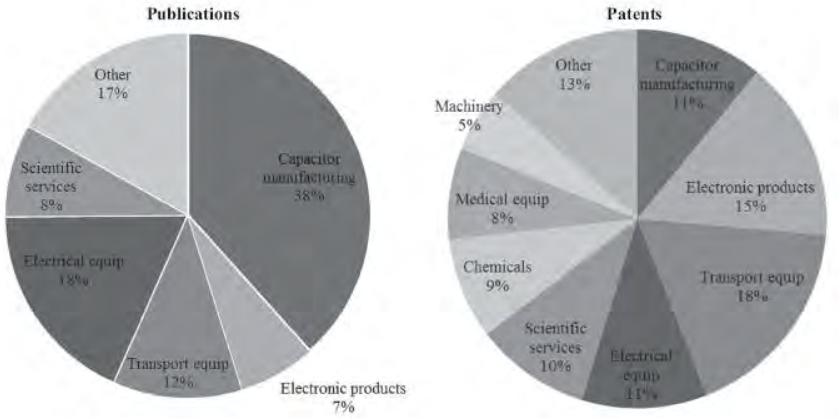


รูปที่ 4.29 : จำนวนบทความตีพิมพ์ตั้งแต่ปี 1991-2010 (Schultz and Querques, 2014)



รูปที่ 4.30 : จำนวนสิทธิบัตรตั้งแต่ปี 1991-2010 (Schultz and Querques, 2014)

เมื่อพิจารณาจำนวนผลงานตีพิมพ์และสิทธิบัตรจำแนกตามความเกี่ยวเนื่องกับอุตสาหกรรมประเภทต่างๆ พบว่าภาคการผลิตตัวเก็บประจุมีปริมาณสูงที่สุด รองลงมาเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้า และยานพาหนะตามลำดับ แสดงได้ตามรูปที่ 4.31



รูปที่ 4.31 : จำนวนบทความตีพิมพ์ และสิทธิบัตร จำแนกตามประเภทอุตสาหกรรม (Schultz and Querques, 2014)

เนื่องจากตัวเก็บประจุแบบพิเศษยังคงมีข้อจำกัดในเรื่องของการเก็บพลังงานได้ค่อนข้างน้อยขึ้นอยู่กับพื้นผิวของวัสดุที่ใช้ทำขั้วไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปจะมีความหนาแน่นของพลังงานอยู่ประมาณ 5-7 วัตต์ชั่วโมงต่อกิโลกรัมของวัสดุที่ใช้ทำขั้วไฟฟ้า ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนที่ใช้ปริมาณของวัสดุที่ทำขั้วไฟฟ้าเท่ากันแล้ว พบว่าแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสามารถเก็บพลังงานได้มากกว่าถึง 25 เท่า ดังนั้นงานวิจัยในปัจจุบันจึงมุ่งเน้นการศึกษาเกี่ยวกับการปรับปรุงคุณสมบัติของขั้วไฟฟ้า โดยมีการนำวัสดุนาโน เช่น กราฟีน นาโนแมงกานีสออกไซด์ที่มีพื้นที่ผิวต่อปริมาตรสูงมาใช้ผลิตเป็นขั้วไฟฟ้า (El-Kadyet al., 2012; Sawangphruk and Limtrakul, 2012) ทำให้ในปัจจุบันสามารถพัฒนาตัวเก็บประจุแบบพิเศษที่มีประสิทธิภาพ และรอบการใช้งานสูงกว่าแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนได้

ตัวอย่างบริษัทผู้ผลิตตัวเก็บประจุแบบพิเศษ

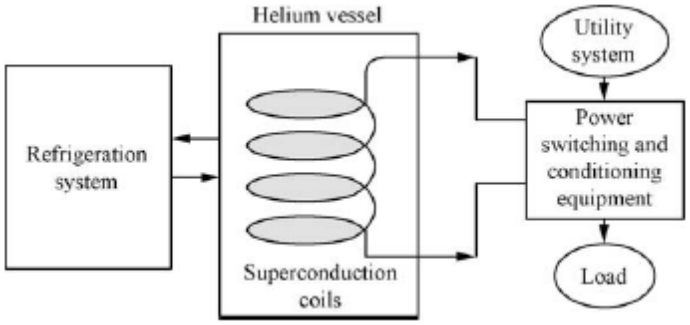
ข้อมูลผู้ผลิต จำนวนบทความตีพิมพ์ สิทธิบัตร รวมไปถึงปีที่ก่อตั้ง เงินลงทุนและรายได้ของบริษัทแสดงรายละเอียดได้ดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 : ข้อมูลผู้ผลิตตัวเก็บประจุแบบพิเศษ (Schultz and Querques, 2014)

บริษัท	จำนวนบทความตีพิมพ์	จำนวนสิทธิบัตร	ปี ค.ศ. ที่ก่อตั้ง	เงินลงทุน (ล้าน USD)	รายได้ (ล้าน USD)
A123 Systems	0	0	2001	503	159.1
CAP-XX	7	7	1997	27.3	3.5
EEStor	0	0	2001	13.1	NA
FastCAP System	0	0	2008	9.2	NA
Ioxus	4	1	2007	34.5	NA
Maxwell Technologies	34	5	1965	NA	157.3
Nesscap	0	4	1998	37.5	18

4.2.6 ระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด (Superconducting Magnetic Energy Storage: SMES)

เป็นเทคโนโลยีการเก็บพลังงานโดยจะเก็บพลังงานในสนามแม่เหล็กที่ถูกสร้างขึ้นโดยการไหลของไฟฟ้ากระแสตรงในขดลวดตัวนำยิ่งยวดที่ทำให้เย็นตัวที่อุณหภูมิต่ำกว่าอุณหภูมิยิ่งยวดวิกฤตของมัน โดยทั่วไประบบเก็บสะสมพลังงานชนิดนี้จะประกอบด้วย 3 ส่วนหลักๆ ได้แก่ ขดลวดตัวนำยิ่งยวด (superconducting coil) ระบบปรับสภาพไฟฟ้า (power conditioning system) และระบบทำความเย็น (refrigeration system) ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 4.32



รูปที่ 4.32 : แสดงองค์ประกอบของระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด (Chen et al., 2009)

(1) หลักการทำงานและรายละเอียดทางเทคนิค

ในขั้นตอนของการเก็บพลังงานจะเก็บในรูปของสนามแม่เหล็กโดยการผ่านไฟฟ้ากระแสตรงไปในขดลวดตัวนำที่ทำจากวัสดุตัวนำยิ่งยวด เช่น ไนโอเบียม-ไทเทเนียม การทำให้สามารถคงพลังงานที่เก็บไว้อย่างสม่ำเสมอนั้นจะต้องควบคุมอุณหภูมิของขดลวดตัวนำให้ต่ำอยู่เสมอ เพื่อให้วัสดุตัวนำคงสถานการณ์นำยิ่งยวดไว้ ซึ่งสามารถทำได้โดยการจุ่มลงในฮีเลียมเหลวที่อยู่ในฉนวนสุญญากาศอุณหภูมิต่ำที่ 1.8-4.2 เคลวิน ซึ่งเป็นกระบวนการที่ต้องใช้เงินลงทุนสูง อย่างไรก็ตามที่สภาวะนี้กระแสจะไม่สลายตัวและพลังงานแม่เหล็กสามารถถูกเก็บไว้ได้ตลอดสำหรับขั้นตอนการคายพลังงานนั้น พลังงานแม่เหล็กไฟฟ้าที่เก็บสะสมจะถูกเปลี่ยนรูปเป็นกระแสไฟฟ้าและปล่อยผ่านขดลวดสู่ระบบไฟฟ้ากำลัง ระบบปรับสภาพไฟฟ้าใช้ตัวเรียงกระแส เพื่อแปลงไฟฟ้ากระแสสลับ (AC) ให้เป็นกระแสตรง (DC) หรือใช้อินเวอร์เตอร์แปลงกระแสตรงกลับไปเป็นกระแสสลับ อินเวอร์เตอร์และตัวเรียงกระแสทำให้เกิดการสูญเสียพลังงานประมาณ 2-3 เปอร์เซ็นต์ในแต่ละทิศทาง ระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดนี้จะสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในขั้นตอนการจัดเก็บน้อยที่สุดเมื่อเทียบกับระบบจัดเก็บพลังงานชนิดอื่น ๆลักษณะเฉพาะของระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดแสดงได้ดัง
ตารางที่ 4.10

ระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในแง่ของการปล่อยของเสีย เนื่องจากไม่ได้มีส่วนประกอบที่เป็นวัสดุหรือสารเคมีอันตราย และไม่ก่อให้เกิดเสียงรบกวนขณะใช้งาน อย่างไรก็ตามผลกระทบของสนามแม่เหล็กแรงสูงที่ถูกเก็บในระบบนี้ ที่มีต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของมนุษย์จะต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม โดยเฉพาะอย่างยิ่งในระบบขนาดใหญ่นอกจากนี้การที่ระบบเก็บพลังงาน

ชนิดนี้ทำงานที่อุณหภูมิต่ำมากเพื่อให้วัสดุตัวนำมีสภาวะการนำยิ่งยวด ดังนั้นจะต้องมีการบริหารจัดการสารทำความเย็นอย่างถูกต้อง เพื่อลดอันตรายที่อาจเกิดขึ้นจากการสัมผัสโดนสารดังกล่าว

ตารางที่ 4.10 : ลักษณะเฉพาะของระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด (Chen et al., 2009; Beaudin,et al., 2010)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ความหนาแน่นพลังงานและกำลังงาน (Energy and power density)	
ความหนาแน่นพลังงาน (Energy density)	0.5-5 Wh/kg
ความหนาแน่นกำลัง (Power density)	500-2,000 W/kg
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยและการเสียพลังงานด้วยตัวเอง (Power rating and discharge time)	
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (Power rating)	100 kW-10 MW
ระยะเวลาในการปล่อยพลังงาน (Discharge time)	มิลลิวินาที -8 วินาที
ช่วงเวลาในการเก็บประจุ (Storage duration)	
การสูญเสียพลังงานด้วยตัวเอง (Self-discharge per day)	10-15%
ระยะเวลาในการเก็บประจุ (Storage duration)	นาที-ชั่วโมง
อายุและจำนวนรอบของการใช้งาน (Life time and life duration)	
อายุการใช้งาน (Life)	มากกว่า 20 ปี
จำนวนรอบของการใช้งาน (Cycle life)	มากกว่า 100,000 รอบ
ประสิทธิภาพในแต่ละรอบการทำงาน (Cycle efficiency)	90-97%
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (Influence on environment)	อาจมีอันตรายจากสนามแม่เหล็ก
ขั้นการพัฒนาเทคโนโลยี (Maturity)	อยู่ในขั้นตอนการพัฒนา
ราคา (Capital cost)	200--300 $/kW, 1000-10,000 $/kWh

(2) ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

สามารถปล่อยพลังงานได้อย่างรวดเร็ว มีประสิทธิภาพสูงกว่า 97 เปอร์เซ็นต์ และไม่จำกัดจำนวนรอบการใช้งาน ดังนั้นจึงมีความพยายามที่จะพัฒนาระบบเก็บพลังงานชนิดนี้เพื่อรองรับระบบขนาดใหญ่ โดยให้สามารถเก็บพลังงานได้ในปริมาณมาก

ข้อจำกัดทางเทคนิค

มีความเป็นสนามแม่เหล็กที่แรงและราคาของวัสดุที่นำมาผลิตสูงมาก 1,000-10,000 $/kW เนื่องจากต้องมีการทำให้โลหะอยู่ในอุณหภูมิที่ต่ำ (Cryogenics) ซึ่งใช้สำหรับการคงสภาวะการนำไฟฟ้ายิ่งยวด และสามารถใช้งานได้เฉพาะในช่วงเวลาสั้น ๆเท่านั้น

(3) การประยุกต์ใช้งาน

เมื่อเปรียบเทียบกับระบบสะสมพลังงานชนิดอื่น ๆ ระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดจะมีประสิทธิภาพสูงกว่า คือมากกว่า 97 เปอร์เซ็นต์ และสามารถปล่อยพลังงานได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ยังใช้ระยะเวลาบรรจุพลังงานสั้น และสามารถบรรจุพลังงานใหม่ได้หลายรอบ ดังนั้นระบบสะสมพลังงานชนิดนี้เหมาะสำหรับระบบที่ต้องการเก็บพลังงานในระยะเวลาอันสั้น โดยตัวเก็บพลังงานชนิดนี้ได้รับความสนใจนำมาใช้แก้ปัญหาเรื่องเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้าและคุณภาพของกำลังไฟฟ้าสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ และระบบสาธารณูปโภค นอกจากนี้ยังมีการติดตั้งที่หน่วยผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม ซึ่งขาดความต่อเนื่องและไม่สม่ำเสมอเพื่อปรับปรุงคุณภาพของกำลังไฟฟ้าที่ได้ และช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า นอกจากนี้ยังป้องกันไม่ให้ระบบหยุดทำงานกะทันหันกรณีเกิดปัญหาที่ระบบไฟฟ้าส่วนกลาง ตัวอย่างของระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดมีใช้ในเชิงพาณิชย์แสดงได้ดังรูปที่ 4.33

ระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดที่มีขนาด 1-10 MW มีการผลิตในเชิงการค้าแล้ว และมีการติดตั้งไปแล้วกว่า 30 หน่วยในส่วนต่าง ๆ ของประเทศสหรัฐอเมริกาซึ่งคิดเป็นความจุรวมประมาณ 50 MW โดยถูกใช้เพื่อปรับคุณภาพกำลังไฟฟ้าหรือใช้เป็นระบบสำรองไฟฟ้า ในปี ค.ศ. 2000 ได้มีการติดตั้งระบบขนาดใหญ่ของระบบเก็บพลังงานชนิดนี้ไปประมาณ 6-7 หน่วย ที่รัฐวิสคอนซิน โดยบริษัท อเมริกัน ซูเปอร์คอนดัคเตอร์ และมีการติดตั้งระบบขนาด 3 MW/0.83 kWh ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท อเมริกัน ทรานส์มิสชัน เพื่อใช้ปรับคุณภาพกำลังไฟฟ้า ปัจจุบันได้มีการติดตั้งระบบเก็บพลังงานงานนี้ไปแล้วมากกว่า 100 MW ทั่วโลก

รูปที่ 4.33 : ตัวอย่างระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดจริง

(4) แนวโน้มในการพัฒนา

ระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด ถูกเสนอครั้งแรกโดยเฟอรีริน ตั้งแต่ ค.ศ. 1969 ที่ประเทศฝรั่งเศส ต่อมาในปี ค.ศ. 1971 ได้ถูกพัฒนาโดยนักวิจัยจากมหาวิทยาลัยวอชิงตัน ประเทศสหรัฐอเมริกา และนำไปสู่การสร้างระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดเครื่องแรกขึ้น ในระยะแรกของการพัฒนาวัสดุตัวนำที่สามารถให้สภาวะของการนำยิ่งยวดที่อุณหภูมิสูง (High Temperature Superconductors SMES: HTS-SMES) ยังไม่ถูกค้นพบ ทำให้ระบบเก็บพลังงานนี้มีราคาสูง

และยากต่อการใช้งาน อย่างไรก็ตามการค้นพบวัสดุตัวนำที่มีคุณสมบัติดังกล่าวในเวลาต่อมาทำให้ระบบเก็บพลังงานชนิดนี้มีการพัฒนาและติดตั้งใช้งานเพิ่มมากขึ้น

ใน ค.ศ. 1997 ได้มีการเสนอ HTS-SMES ขนาดใช้งานที่พัฒนาได้สำเร็จครั้งแรก โดยบริษัท อเมริกัน ซูเปอร์คอนดัคเตอร์ (American Superconductor) และมีการนำไปใช้งานกับระบบสายส่งไฟฟ้าในประเทศเยอรมนี การออกแบบและทดลองใช้งานที่ประสบความสำเร็จเป็นเครื่องพิสูจน์ได้ว่า HTS-SMES สามารถใช้ได้ในเชิงการค้า

ปัจจุบัน Department of Energy, Advanced Research Projects Agency for Energy (ARPA-E) ได้สนับสนุนโครงการพัฒนาระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid) และได้รับความร่วมมือจากบริษัท เอบีบี (ABB) บริษัท ซูเปอร์คอนดัคติ้ง ไวร์ เมนูแฟคเจอเรอ ซูเปอร์พาวเวอร์ (Superconducting Wire Manufacturer Superpower) ห้องปฏิบัติการบรูคเฮเว่น เนชันเนล (Brookhaven National Laboratory) และมหาวิทยาลัยฮูสตัน โดยมีเป้าหมายที่จะพัฒนาระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดในเชิงการค้า ขนาด 1-2 MWh เพื่อแข่งขันกับแบตเตอรี่แบบตะกั่ว

นอกจากนี้ได้มีการเสนอโครงการอื่น ๆ ที่มุ่งเน้นเพื่อพัฒนาระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด โดย High Energy Accelerator Research Organization ประเทศญี่ปุ่น ได้มีแนวคิดที่จะนำระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดที่ใช้ระบบทำความเย็นเป็นไฮโดรเจนเหลวมาต่อร่วมกับระบบเซลล์เชื้อเพลิง โดยเมื่อระบบไฟฟ้าส่วนกลางเกิดเหตุขัดข้องและต้องหยุดจ่ายไฟกะทันหัน ระบบเก็บพลังงานนี้จะจ่ายไฟทดแทนอย่างรวดเร็วในเวลาไม่กี่วินาที จากนั้นเซลล์เชื้อเพลิงจะทำหน้าที่จ่ายไฟต่อ อย่างไรก็ตามระบบร่วมนี้ยังอยู่ในขั้นตอนของการออกแบบและสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ยังไม่ได้มีการก่อสร้างจริงแต่อย่างใด ขณะเดียวกันก็ยังคงมีการพิจารณาเรื่องความปลอดภัยของการนำไฮโดรเจนเหลวมาใช้เป็นสารทำความเย็นด้วย

ระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดได้มีการพัฒนาจนสามารถผลิตในเชิงการค้าแล้ว แต่อย่างไรก็ตามระบบเก็บพลังงานชนิดนี้ยังคงมีข้อจำกัดในเรื่องของราคาที่สูงเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่น ทำให้การนำไปใช้รองรับระบบใหญ่ที่ต้องการเก็บพลังงานในปริมาณมากนั้นยังคงอยู่ในวงจำกัดโครงการพัฒนาระบบเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดขนาดใหญ่ 100 MWh คาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2020-2030 และระบบขนาด 1 GWh สำหรับรองรับการใช้พลังงานในแต่ละวันคาดว่าจะปรากฏในช่วง ปี 2030-2040 โดยขนาดใหญ่ที่สุดพบในปัจจุบัน คือ 100 MWh แนวทางการลดเงินลงทุนของระบบนี้คือ การติดตั้งร่วมกับระบบแปลงกระแสที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน เพื่อลดค่าใช้จ่ายในส่วนของระบบปรับสภาพไฟฟ้า ซึ่งเป็นส่วนที่ต้องใช้เงินลงทุนสูงที่สุด นอกจากนี้การพัฒนาวัสดุตัวนำที่สามารถให้สภาวะการนำยิ่งยวดที่อุณหภูมิสูงก็เป็นสิ่งที่จำเป็น เนื่องจากจะช่วยลดค่าใช้จ่ายในส่วนของระบบทำความเย็น

4.2.7 แบตเตอรี่ (Battery)

แบตเตอรี่คือ เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานรูปแบบหนึ่ง ซึ่งกักเก็บพลังงานในรูปของพลังงานเคมี โดยใช้หลักการทางไฟฟ้าเคมี กล่าวคือเป็นการใช้ประโยชน์จากเซลล์ไฟฟ้าเคมี แบตเตอรี่แบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือแบตเตอรี่ปฐมภูมิ คือไม่สามารถเก็บพลังงานซ้ำได้ และแบตเตอรี่ทุติยภูมิ ซึ่งสามารถเก็บพลังงานซ้ำได้ ในที่นี้จะเน้นไปที่แบตเตอรี่ทุติภูมิ สิ่งสำคัญที่ควรทราบสำหรับการศึกษาการทำงานของแบตเตอรี่ คือ หลักการของเซลล์ไฟฟ้าเคมี ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

(1) หลักการของเซลล์ไฟฟ้าเคมี

เซลล์ไฟฟ้าเคมี คืออุปกรณ์ที่ใช้ในการแปลงพลังงานไฟฟ้าไปเป็นพลังงานเคมีแล้วจะถูกกักเก็บไว้ที่ขั้วไฟฟ้าหรือในสารละลายอิเล็กโทรไลท์ในขั้นตอนของการกักเก็บพลังงาน และทำหน้าที่แปลงพลังงานเคมีที่เก็บไว้นั้นไปเป็นพลังงานไฟฟ้าเมื่อต้องการใช้พลังงาน (หรือในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน) โดยผ่านปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีหรือที่เรียกว่าปฏิกิริยารีดอกซ์ (Redox reaction) ที่เกิดขึ้นที่ขั้วไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วยปฏิกิริยาการให้อิเล็กตรอน (Oxidation reaction) และปฏิกิริยาการรับอิเล็กตรอน (Reduction reaction) เซลล์ไฟฟ้าเคมี 1 เซลล์จะประกอบไปด้วย ขั้วไฟฟ้า 2 ขั้วคือขั้วแอโนด (Anode) ซึ่งเกิดปฏิกิริยาการให้อิเล็กตรอน และขั้วแคโทด (Cathode) ซึ่งเกิดปฏิกิริยาการรับอิเล็กตรอน จุ่มอยู่ในสารละลายอิเล็กโทรไลท์ (Electrolyte solution) อย่างไรก็ดี ในการใช้งานระบบแบตเตอรี่นิยมเรียกขั้วไฟฟ้า 2 ขั้วที่กล่าวมานี้เป็นขั้วบวกและขั้วลบโดยในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน ขั้วบวกจะทำหน้าที่เป็นขั้วแคโทด นั่นคือ รับอิเล็กตรอน และขั้วลบจะทำหน้าที่เป็นขั้วแอโนด นั่นคือ ให้อิเล็กตรอน ดังรูปที่ 4.34ก ในขั้นตอนนี้อิเล็กตรอนจะเคลื่อนที่จากขั้วลบไปยังขั้วบวก ส่วนกระแสไฟฟ้าจะไหลในทิศทางตรงข้ามกับทิศทางการเคลื่อนที่ของอิเล็กตรอน คือจะไหลจากขั้วบวกไปขั้วลบ แต่ในขั้นตอนของการกักเก็บพลังงาน ขั้วไฟฟ้าทั้งสองจะทำหน้าที่ตรงข้ามกัน กล่าวคือขั้วบวกจะทำหน้าที่เป็นขั้วแอโนด (ให้อิเล็กตรอน) และขั้วลบจะทำหน้าที่เป็นขั้วแคโทด (รับอิเล็กตรอน) ดังรูปที่ 4.34ข ในขั้นตอนนี้อิเล็กตรอนจะเคลื่อนที่จากขั้วบวกไปยังขั้วลบ ส่วนกระแสไฟฟ้าจะไหลจากขั้วลบไปยังขั้วบวก โดยในแบตเตอรี่แต่ละชนิดจะมีตัวรีดิวซ์ (Reductant) หรือตัวให้อิเล็กตรอน และตัวออกซิไดส์ (Oxidant) หรือตัวรับอิเล็กตรอนที่แตกต่างกันออกไป (Hadjipaschalis et al., 2009) ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นภายในแบตเตอรี่และค่าศักย์ไฟฟ้าต่อเซลล์ของแบตเตอรี่แต่ละชนิด ดังแสดงในตารางที่ 4.11

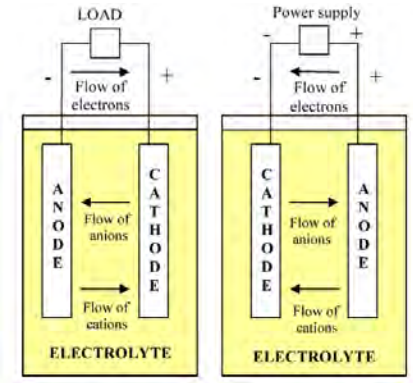
ประเภทของแบตเตอรี่ทั้งที่ยังอยู่ในระหว่างการวิจัยพัฒนาและที่มีการใช้ประโยชน์แล้ว สามารถแบ่งออกเป็น 2 ประเภทหลักๆ ตามลักษณะการทำงาน คือ แบตเตอรี่ธรรมดาและแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

แบตเตอรี่ธรรมดา ประกอบด้วย

1. ตะกั่ว (Lead acid batteries)
2. นิกเกิล (Nickel-electrode batteries)
3. ลิเธียมไอออน (Lithium-ion batteries)
4. โซเดียม-ซัลเฟอร์ (Sodium-sulfur batteries; NaS)
5. โซเดียม-นิกเกิลคลอไรด์ (Sodium nickel chloride batteries; ZEBRA)
6. ลิเธียม - ซัลเฟอร์ (Lithium – sulfur batteries)
7. โลหะ–อากาศ (Metal – air batteries)

แบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน (Flow batteries) ประกอบด้วย

1. สังกะสี-โบรมีน (Zinc-bromine flow batteries)
2. โพลีซัลไฟด์-โบรไมด์ (Polysulfide-bromide flow batteries)
3. วานาเดียม (Vanadium Redox flow batteries)



(ก) (ข)

รูปที่ 4.34 : หลักการทำงานของเซลล์ไฟฟ้าเคมี (Hadjipaschalis et al., 2009)

ตารางที่ 4.11 : ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นภายในแบตเตอรี่และค่าศักย์ไฟฟ้าต่อเซลล์ของแบตเตอรี่แต่ละชนิด (Luo et al., 2015)

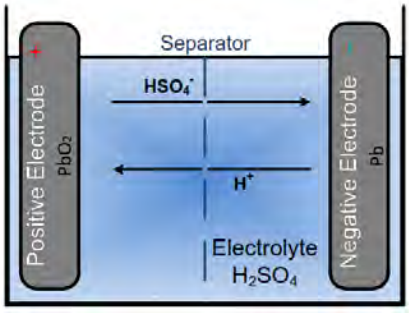
ชนิดแบตเตอรี่	ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้น	ค่าศักย์ไฟฟ้าต่อเซลล์ (โวลต์)
ตะกั่ว	แอโนด: $Pb+SO_4^{2-} \Leftrightarrow PbSO_4+2e^-$	2.0
	แคโทด: $PbO_2+SO_4^{2-}+4H^++2e^- \Leftrightarrow PbSO_4+2H_2O$	
ลิเธียมไอออน	แอโนด: $C+nLi^++ne^- \Leftrightarrow Li_nC$	3.7
	แคโทด: $LiXXO_2 \Leftrightarrow Li_{1-n}XXO_2+nLi^++ne^-$	
โซเดียม-ซัลเฟอร์	แอโนด: $2Na \Leftrightarrow 2Na^++2e^-$	~2.08
	แคโทด: $\chi S+2e^- \Leftrightarrow \chi S^{2-}$	
นิกเกิล-แคดเมียม	แอโนด: $Cd+2OH^- \Leftrightarrow Cd(OH)_2+2e^-$	1.0-1.3
	แคโทด: $2NiOOH+2H_2O+2e^- \Leftrightarrow 2Ni(OH)_2+2OH^-$	
นิกเกิล-เมทัลไฮไดรด์	แอโนด: $H_2O+e^- \Leftrightarrow 1/2H_2+OH^-$	1.0-1.3
	แคโทด: $Ni(OH)_2+OH^- \Leftrightarrow NiOOH+H_2O+e^-$	
โซเดียม-นิกเกิลคลอไรด์ (ZEBRA)	แอโนด: $2Na \Leftrightarrow 2Na^++2e^-$	~2.58
	แคโทด: $NiCl_2+2e^- \Leftrightarrow Ni+2Cl^-$	
แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์	แอโนด $V^{3+}+e^- \leftrightarrow V^{2+}$ แคโทด $V^{5+}+e^- \leftrightarrow V^{4+}$	1.4-1.6
แบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน	แอโนด $Zn^{2+}+2e^- \leftrightarrow Zn$ แคโทด $Br_2+2e^- \leftrightarrow 2Br^-$	1.8
แบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมด์	แอโนด $S+2e^- \leftrightarrow 2S^{2-}$ แคโทด $Br_2+2e^- \leftrightarrow 2Br^-$	1.5

แบตเตอรี่ธรรมดา

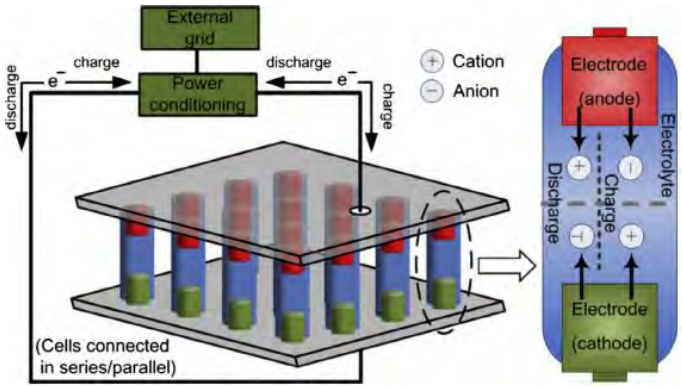
1.1) แบตเตอรี่ตะกั่ว (Lead acid batteries)

หลักการทำงาน

แบตเตอรี่ตะกั่วถูกสร้างขึ้นครั้งแรกในปี 1860 ถือเป็นแบตเตอรี่ที่มีความเก่าแก่ที่สุด และมีการใช้งานอย่างแพร่หลายมากที่สุด แบตเตอรี่ตะกั่วใช้หลักการของเซลล์ไฟฟ้าเคมี ดังที่ได้กล่าวมาแล้ว โดยขั้วไฟฟ้าลบมีลักษณะเป็นตะแกรงของโลหะผสมตะกั่วและมีตะกั่วบริสุทธิ์เป็นส่วนที่เกิดปฏิกิริยาเกาะอยู่ ในส่วนของขั้วไฟฟ้าบวกมีลักษณะเป็นตะแกรงของโลหะผสมเช่นเดียวกันและมีตะกั่วออกไซด์เป็นส่วนที่เกิดปฏิกิริยาเกาะอยู่ (Bradbury, 2010) ซึ่งทั้งสองขั้วไฟฟ้าจะจุ่มอยู่ในสารละลายอิเล็กโทรไลท์ นั่นคือ กรดซัลฟิวริคเข้มข้น 37% (5.99 mol L^{-1}) ดังรูปที่ 4.35 ในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน ทั้งสองขั้วไฟฟ้าจะกลายเป็น เลดซัลเฟต (Lead Sulphate; $PbSO_4$) และสารละลายอิเล็กโทรไลท์จะเสียซัลเฟตให้กับขั้วไฟฟ้าทั้งสอง สารละลายอิเล็กโทรไลท์จึงกลายไปเป็นน้ำ ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นภายในเซลล์ไฟฟ้าเคมี ดังแสดงในตารางที่ 4.11(Chen et al., 2009) โดยมีค่าศักย์ไฟฟ้าต่อ 1 เซลล์ เท่ากับ 2 โวลต์ แบตเตอรี่หนึ่งระบบจะมีอยู่หลายเซลล์ไฟฟ้าเคมีที่ต่อกันแบบอนุกรม (Series) หรือแบบขนาน (Parallel) ขึ้นอยู่กับค่าพลังงาน ค่ากำลังไฟฟ้า และค่าศักย์ไฟฟ้า (Potential) ที่ต้องการใช้งาน ดังรูปที่ 4.36



รูปที่ 4.35 :ลักษณะของเซลล์ไฟฟ้าเคมีในแบตเตอรี่ตะกั่ว (Fuchs et al., 2012)



รูปที่ 4.36 :ระบบการทำงานของแบตเตอรี่ (Luo, et al., 2015)

แบตเตอรี่ตะกั่ว แบ่งออกเป็นหลายชนิด ได้แก่

แบตเตอรี่ตะกั่วแบบเปียก (Flooded or Vented (VLA)) แบตเตอรี่ชนิดนี้ในระหว่างการใช้งานต้องมีการเช็คระดับและเติมน้ำกลั่นให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม แบตเตอรี่ชนิดนี้แบ่งตามประเภทการใช้งานได้เป็น

- Strating, Lighting และ Ignition (SLI) แบตเตอรี่ชนิดนี้มีราคาถูกที่สุด แบตเตอรี่ตะกั่วโดยส่วนใหญ่เป็นชนิดนี้ จำนวนรอบของการใช้งานต่ำที่รอบของการปลดปล่อยพลังงานเกือบหมด มีอายุการใช้งานประมาณ 5-7 ปี

- Deep cycle แบตเตอรี่ชนิดนี้ใช้งานสำหรับการปลดปล่อยพลังงานเกือบหมดในแต่ละรอบ ซึ่งจะมีขั้วไฟฟ้าที่มีความหนาและแข็งกว่าแบบ SLI จึงทำให้จำนวนรอบที่สามารถปลดปล่อยพลังงานออกได้เกือบหมดมีมากกว่า มีอายุของการใช้งานประมาณ 3-5 ปี

- Stationary ใช้งานในกรณีพิเศษเท่านั้น ดังนั้นโดยส่วนใหญ่แบตเตอรี่ชนิดนี้จะอยู่ในสถานะของการกักเก็บพลังงานในขั้นตอน Float-charge มีอายุของการใช้งานประมาณ 15-30 ปี

แบตเตอรี่ตะกั่วแบบแห้ง(Sealed; SLA and Valve-Regulated; VRLA) ในระหว่างการใช้งานไม่ต้องมีการเช็คหรือเติมน้ำกลั่น ลักษณะพิเศษของของแบตเตอรี่ชนิดนี้คือ มีการใช้โลหะตะกั่วบริสุทธิ์ที่ขั้วไฟฟ้าลบในปริมาณที่มากกว่าตะกั่วออกไซด์ซึ่งเป็นส่วนที่เกิดปฏิกิริยาที่ขั้วไฟฟ้าบวก โดยจะช่วยในการรวมตัวกันของก๊าซออกซิเจนที่เกิดที่ขั้วไฟฟ้าของแบตเตอรี่เมื่อเกิด Overcharge หรือ อยู่ในสภาวะ Float-charge ทำให้ไม่ต้องเช็คและเติมสารละลายอิเล็กโทรไลท์หรือน้ำกลั่นเพิ่ม(Bradbury, 2010)

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

ราคาถูก โดยราคาโดยส่วนใหญ่จะขึ้นอยู่กับราคาของตะกั่ว ซึ่งมีช่วงค่อนข้างกว้างขึ้นอยู่กับ ผู้จัดจำหน่ายวัตถุดิบ การออกแบบโครงสร้างของระบบ หน้าที่ในแต่ละรอบและการออกแบบอายุการใช้งาน (Luo et al., 2015) จากการที่มีราคาถูกจึงใช้เงินลงทุนต่ำและคืนทุนในระยะเวลาสั้น เป็นระบบที่ไม่ซับซ้อนจึงไม่ต้องมีการจัดการ มีประสบการณ์สำหรับการใช้งานเป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ มีการใช้งานกันอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน สามารถยอมรับได้ในเรื่องความหนาแน่นของพลังงานและกำลังไฟฟ้าสำหรับการใช้งานแบบอยู่กับที่ มีความปลอดภัยเนื่องจากมีการควบคุมปฏิกิริยาที่ทำให้เกิดการ Overcharge(Fuchs et al., 2012)

ข้อจำกัด

มีจำนวนรอบของการใช้งานที่ต่ำ (ประมาณ 2000 รอบ) ความหนาแน่นของพลังงานต่ำ (50-90 Wh/L) พลังงานจำเพาะต่ำ (25-50 Wh/kg) การกักเก็บและการปลดปล่อยพลังงานเกิดขึ้นแบบไม่สมมาตรกัน นอกจากนี้ยังมีเรื่องอุณหภูมิของการใช้งานซึ่งต้องอยู่ระหว่าง -5 ถึง 40 องศาเซลเซียส ถ้านอกเหนือจากช่วงนี้จะทำให้ระบบมีอายุการใช้งานที่ลดลงและต้องเพิ่มราคาของการบำรุงรักษา (Zakeri and Syri, 2015) ทั้งนี้ยังต้องการพื้นที่ที่มีระบบถ่ายเทอากาศอีกด้วย (Fuchs et al., 2012)

คุณลักษณะของเทคโนโลยีมีรายละเอียด ดังแสดงในตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 : ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ตะกั่ว (Fuchs et al., 2012)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ประสิทธิภาพ	75% ถึง 80%
ความหนาแน่นของพลังงาน	50 Wh/L ถึง 100 Wh/L
ความหนาแน่นของกำลัง	10 W/L ถึง 500 W/L
จำนวนรอบของการใช้งาน	500 รอบ ถึง 2000 รอบ
อายุการใช้งานตามปฏิทิน	5 ปี ถึง 15 ปี (ขึ้นอยู่กับอุณหภูมิและ SOC)
ระดับของการปลดปล่อยพลังงาน	70%
การปลดปล่อยพลังงานออกเอง	0.1% ต่อวัน ถึง 0.4 % ต่อวัน
ราคาการติดตั้งต่อหน่วยกำลัง	150 USD/kW ถึง 600 USD/kW
ราคาติดตั้งต่อหน่วยพลังงาน	180 USD/kWh ถึง 400 USD/kWh
ราคาการดำเนินการและราคาการซ่อมบำรุง	4.3 ถึง 17.5 USD/kW ต่อ 1 ปี
ราคาของระบบแปลงกำลัง	431-536 USD/kW
ระยะเวลาพร้อมใช้งานระบบ	3 ms ถึง 5 ms
การประยุกต์ใช้งาน	ระบบควบคุมความถี่ (frequency control), Peak shaving, Load leveling, โครงข่ายไฟฟ้าของเกาะ (island grids), ระบบเก็บพลังงานของบ้านพักอาศัย (residential storage systems), ระบบสำรองไฟ (UPS)

ตัวอย่างการใช้งาน

ตัวอย่างการใช้งานของแบตเตอรี่ตะกั่ว ดังแสดงในตารางที่ 4.13 แบตเตอรี่ตะกั่วสามารถถูกประยุกต์ใช้กับอุปกรณ์ที่ไม่มีการเคลื่อนที่ คือเป็นแหล่งสำรองกำลังสำหรับระบบข้อมูลและการสื่อสารระยะไกล รวมถึงการประยุกต์ใช้สำหรับการจัดการพลังงาน นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาเป็นแหล่งพลังงานลูกผสม (Hybrid) หรือพลังงานทั้งหมดสำหรับยานพาหนะอีกด้วย

ตารางที่ 4.13 : โครงการสำคัญๆ ของการกักเก็บพลังงานโดยแบตเตอรี่ตะกั่ว

ชื่อ/สถานที่	คุณลักษณะ	การประยุกต์ใช้งาน
BEWAG, เบอร์ลิน	8.5 MW/8.5 MW h	Spinning reserve, ควบคุมความถี่
Chino, แคลิฟอร์เนีย	10 MW/40 MW h	Spinning reserve, Load leveling
PREPA, เปอร์โตริโก	20MW/ 14 MW h	Spinning reserve, ควบคุมความถี่
Metlakatla, อลาสกา ดังรูปที่ 4.37	1MW/1.4 MW h	เพิ่มความเสถียรให้โครงข่ายไฟฟ้าบนเกาะ
แหล่งพลังงานลม Kahuku, ฮาวาย	15 MW/3.75 MW h	การจัดการกำลังไฟฟ้า การทำให้โหลดมั่นคง การใช้งานร่วมกับโครงข่ายไฟฟ้า
โครงการกักเก็บพลังงานไฟฟ้า Notrees, สหรัฐอเมริกา	36 MW/ 24 MW h	แก้ปัญหาความไม่แน่นอนของการปลดปล่อยพลังงานลม

แนวโน้มการพัฒนาในอนาคต

การวิจัยและพัฒนา มุ่งเน้นไปที่ 2 ส่วน คือ (1) การพัฒนาวัสดุชนิดใหม่เพื่อการพัฒนาประสิทธิภาพ เช่น เพื่อการขยายจำนวนรอบของการใช้งาน และการเพิ่มความสามารถในการปลดปล่อยพลังงานในระดับลึก (2) การเตรียมแบตเตอรี่สำหรับการประยุกต์ใช้ร่วมกับพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์และกลุ่มของยานยนต์ ทั้งนี้ กำลังมีการพัฒนาแบตเตอรี่ตะกั่วให้มีการตอบสนองเร็วเทียบเท่ากับล้อตุนกำลังและตัวเก็บประจุแบบพิเศษ ซึ่งอยู่ในขั้นของการทดลอง เช่น ระบบอัจฉริยะ Ecoult UltraBattery โครงการ Hampton Wind Smoothing ในประเทศออสเตรเลีย ดังรูปที่ 4.38และการใช้เซลล์แห้งของแบตเตอรี่ตะกั่วแบบกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Luo et al., 2015) เป็นต้น นอกจากนี้ เพื่อเป็นการเพิ่มอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ตะกั่ว จึงมีการพัฒนาแบตเตอรี่ตะกั่วแบบ Valve-regulated lead acid (VRLA) ขึ้น โดยใช้ขั้วไฟฟ้าเป็นคาร์บอน ซึ่งสามารถเพิ่มจำนวนรอบของการใช้งานได้ถึง 10 เท่าของแบบเก่า (Zakeri and Syri, 2015)

รูปที่ 4.37 : ระบบแบตเตอรี่ตะกั่ว 1 MW/1.4 MW h ที่ Metlakatla (EPRI, 2010)

รูปที่ 4.38 : ระบบอัจฉริยะ Ecoult UltraBattery โครงการ Hampton Wind Smoothing ในประเทศออสเตรเลีย

1.2) แบตเตอรี่นิกเกิล (Nickel-electrode batteries)

หลักการทำงาน

เป็นแบตเตอรี่ที่มีความเก่าแก่ (นับตั้งแต่ปี 1990)รองลงมาจากแบตเตอรี่ตะกั่ว หรืออาจกล่าวได้ว่ามีการพัฒนาควบคู่กันมาโดยตลอด แบตเตอรี่ชนิดนี้มีค่าพลังงานจำเพาะที่สูงกว่าแบตเตอรี่ตะกั่ว และมีความ

คงทนต่อสภาวะที่เลวร้ายได้มากกว่า สามารถปลดปล่อยพลังงานออกหมดได้โดยไม่เป็นการทำลายความสามารถในการเก็บพลังงาน มีอายุการใช้งานและประสิทธิภาพที่ดีกว่าแบตเตอรี่ตะกั่ว แต่มีราคาที่แพงกว่า แบตเตอรี่นิกเกิลเป็นเซลล์ไฟฟ้าเคมีชนิดหนึ่งเช่นเดียวกันกับแบตเตอรี่ตะกั่ว ในหนึ่งระบบจะประกอบไปด้วยหลายเซลล์ไฟฟ้าเคมีเชื่อมต่อกันเพื่อให้ได้ค่าพลังงาน ค่ากำลังไฟฟ้าและค่าศักย์ไฟฟ้าตามที่ต้องการ โดยสารละลายอิเล็กโทรไลท์ที่ใช้คือ โปแตสเซียมไฮดรอกไซด์ (Potassium Hydroxide; $KOH(H_2O)$) ในส่วนของขั้วไฟฟ้าบวก เป็นส่วนประกอบของนิกเกิลไฮดรอกไซด์ (Nickel Hydroxide; $Ni(OH)_2$) ส่วนขั้วลบมีอยู่หลายชนิด ทำให้แบตเตอรี่นิกเกิลมีอยู่หลายชนิดตามขั้วไฟฟ้าลบ ดังนี้ (Bradbury, 2010)

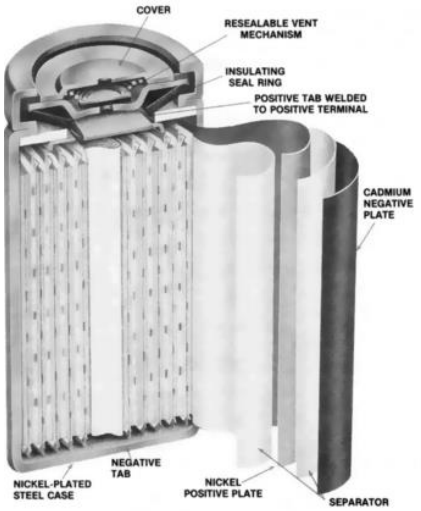
นิกเกิล-แคดเมียม (Nickel-Cadmium; NiCd)แบตเตอรี่นิกเกิลโดยส่วนใหญ่คือแบตเตอรี่ชนิดนี้ ซึ่งใช้ขั้วไฟฟ้าลบเป็นแคดเมียมไฮดรอกไซด์ (Cadmium ydroxide; $Cd(OH)_2$)โดยขั้วไฟฟ้าบวกและขั้วไฟฟ้าลบจะถูกแยกกันด้วยแผ่นแยก (Separator) แล้วจะถูกม้วนเป็นวงใส่ไว้ในกล่องครอบ (Case) ดังรูปที่ 4.39 ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นเป็นดังตารางที่ 4.11

นิกเกิล-เหล็ก (Nickel-Iron; NIFe)เป็นแบตเตอรี่นิกเกิลที่มีความเก่าแก่ที่สุด ซึ่งขั้วไฟฟ้าลบที่ใช้คือสารประกอบของเหล็ก มีความคงทนค่อนข้างมาก ทนต่อการใช้งานที่ผิดปกติ เช่น การ Overcharge การ Overdischarge การอยู่ในสภาวะวงจรเปิดในระยะยาวและการลัดวงจร เป็นต้น แต่มีข้อเสียคือ การเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิมีผลต่อประสิทธิภาพการทำงานค่อนข้างมากและเกิดก๊าซในระหว่างการทำงานปกติ

นิกเกิลไฮโดรเจน (Nickel-Hydrogen; NiH_2) ถือเป็นลูกผสมระหว่างแบตเตอรี่กับเซลล์เชื้อเพลิง เนื่องจากมีการใช้ก๊าซไฮโดรเจนที่ขั้วไฟฟ้าลบ ส่วนขั้วไฟฟ้าบวกที่ใช้คือ นิกเกิลออกซีไฮดรอกไซด์ (Nickel Oxyhydroxide) ข้อดีของแบตเตอรี่นิกเกิลชนิดนี้คือ มีอายุการใช้งานที่นาน ต้องการการบำรุงรักษาน้อย แต่มีข้อเสียคือ มีราคาแพงที่สุดในบรรดาแบตเตอรี่นิกเกิล

นิกเกิลเมทัลไฮไดรด์ (Nickel-Metal-Hydride; NiMH) ขั้วไฟฟ้าลบใช้ไฮโดรเจนเช่นเดียวกันกับแบตเตอรี่นิกเกิลไฮโดรเจน แต่เป็นไฮโดรเจนที่ถูกดูดซับบนโลหะผสม แบตเตอรี่ชนิดนี้มีจำนวนรอบของการใช้งานที่สูง ไม่เกิดการสูญเสียการเก็บพลังงานได้ง่ายเหมือนแบตเตอรี่นิกเกิลแคดเมียม แต่เกิด Overcharge ได้เร็วและมีอัตราการคายพลังงานออกสูงปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นภายในเซลล์ไฟฟ้าเคมี ดังแสดงในตารางที่ 4.11

นิกเกิลสังกะสี (Nickel-Zinc; NiZn)ยังอยู่ในขั้นตอนของการพัฒนา ซึ่งคาดว่าน่าจะให้พลังงานจำเพาะที่สูง



รูปที่ 4.39 : ลักษณะของแบตเตอรี่นิกเกิล-แคดเมียม(Akinyele and Rayudu, 2014)

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

เป็นแบตเตอรี่ที่มีความทนทานมากและต้องการการบำรุงรักษาที่ต่ำ

ข้อจำกัด

แบตเตอรี่ชนิดนี้ทำจากโลหะหนัก เช่น แคดเมียมและนิกเกิล ซึ่งเป็นพิษ ทำให้เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม จึงมีปัญหาเรื่องการจัดการกับโลหะหนัก นอกจากนี้ยังมีผลเรื่องการมีความจำ (Memory effect) ซึ่งคือความสามารถในการเก็บพลังงานสูงสุดจะลดลงถ้าแบตเตอรี่ถูกนำไปใช้เก็บพลังงานอีกครั้งหลังจากการปลดปล่อยพลังงานบางส่วนในรอบที่ผ่านมา เกิด Overcharging ได้ง่าย

คุณลักษณะของเทคโนโลยี

แบตเตอรี่นิกเกิลแคดเมียม มีการประยุกต์ใช้ในหลายรูปแบบ เช่น การปรับคุณภาพของกำลังไฟฟ้า ระบบไฟฉุกเฉินสำหรับระบบการสื่อสารและอุปกรณ์เคลื่อนที่ แบตเตอรี่ชนิดนี้มีลักษณะเฉพาะ ดังแสดงในตารางที่ 4.14

ตารางที่ 4.14 : ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่นิกเกิล (Fuchs et al., 2012)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ประสิทธิภาพ	60% ถึง 70%
ความหนาแน่นของพลังงาน	60 Wh/L ถึง 150 Wh/L
จำนวนรอบของการใช้งาน	800 รอบ ถึง 3500 รอบ
การคายพลังงานออกเอง	0.2% ต่อวัน ถึง 0.6 % ต่อวัน
ราคาการติดตั้งต่อหน่วยกำลัง	500 USD/kW ถึง 1500USD/kW
ราคาติดตั้งต่อหน่วยพลังงาน	800 USD/kWh ถึง 1500 USD/kWh

ตัวอย่างการใช้งาน

ปัจจุบัน แบตเตอรี่นิกเกิล-แคดเมียม ประสบความสำเร็จทางการค้าค่อนข้างน้อยสำหรับการใช้งานเป็นระบบเก็บพลังงานไฟฟ้า ตัวอย่างเดียว คือที่ Golden Valley, อาลาสก้า ในสหรัฐอเมริกา โดยเริ่มใช้งานในปี 2003 ซึ่งเป็นการประยุกต์ใช้ในการสำรองปั่นไฟ (Spinning Reserve) การสนับสนุนด้านกำลังไฟฟ้าและการชดเชยระบบไฟฟ้าของเกาะเนื่องจากข้อจำกัดทางด้านลักษณะภูมิประเทศ กล่าวคือเป็นพื้นที่ที่อยู่ห่างไกล ความสามารถของระบบคือมีกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Rated power) 27MW สำหรับ 15 นาที หรือ 40 MW สำหรับ 7 นาที มีประสิทธิภาพอยู่ในช่วง 72-78% ที่ช่วงของอุณหภูมิ 233-323 เคลวิน อุณหภูมิที่หนาวเย็นของพื้นที่คือสิ่งที่ทำให้เลือกใช้แบตเตอรี่นิกเกิล-แคดเมียม จากโครงการนี้พบว่า แบตเตอรี่นิกเกิล-แคดเมียมไม่เหมาะที่จะใช้สำหรับระบบเก็บพลังงานขนาดใหญ่ (Luoet al., 2015)

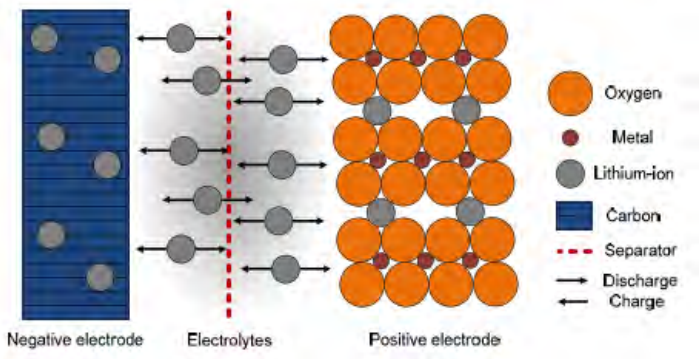
แนวโน้มการพัฒนาในอนาคต

จากการที่แบตเตอรี่นิกเกิลมีปัญหาเรื่องการมีความจำ (Memory effect) เกิด Overcharging ได้ง่าย และการมีประสิทธิภาพที่ต่ำ ดังนั้น แนวทางในการวิจัยและพัฒนาจึงเป็นไปเพื่อแก้ปัญหาดังกล่าว ทั้งนี้เนื่องจากแบตเตอรี่นิกเกิล ไม่เหมาะที่จะใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ การวิจัยและพัฒนาจึงไม่ได้รับความนิยมเท่าที่ควร (Zakeri and Syri, 2015)

1.3) แบตเตอรี่ลิเธียมไอออน (Lithium-ion batteries)

หลักการทำงาน

แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนมีการนำเสนอครั้งแรกเมื่อปี 1960 และมีการผลิตเพื่อการค้าครั้งแรกในปี 1990 โดยบริษัท โซนี่ (Sony) เป็นแบตเตอรี่ที่ได้รับความสนใจเป็นอย่างมาก เนื่องจากมีความหนาแน่นของพลังงาน ความหนาแน่นของกำลังและประสิทธิภาพที่สูงมาก แต่มีราคาค่อนข้างสูงจึงยังไม่เหมาะที่จะใช้สำหรับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนใช้หลักการของเซลล์ไฟฟ้าเคมีเช่นเดียวกันกับแบตเตอรี่ชนิดอื่นตามที่ได้กล่าวไว้แล้ว มีขั้วไฟฟ้าบวกคือ โลหะที่มีส่วนประกอบของลิเธียมไอออนออกไซด์ (Lithiated Metal Oxide) เช่น $LiCoO_2$ $LiMO_2$ $LiNiO_2$เป็นต้น และมีขั้วไฟฟ้าลบเป็นแผ่นกราไฟท์ที่ซ้อนกันอยู่เป็นชั้นๆ (Layered Graphitic Carbon) สารละลายอิเล็กโทรไลท์ที่ใช้คือ เกลือของลิเธียม ($LiPF_6$) ละลายในสารอินทรีย์คาร์บอเนต ในขั้นตอนของการกักเก็บพลังงาน อะตอมของลิเธียมที่ขั้วไฟฟ้าบวกจะกลายเป็นไอออนและเคลื่อนย้ายผ่านสารละลายอิเล็กโทรไลท์ไปยังขั้วไฟฟ้าลบ ซึ่งเป็นกราไฟท์แล้วรวมตัวกับอิเล็กตรอนซึ่งเคลื่อนที่ผ่านวงจรภายนอกแล้วไปเกาะอยู่ระหว่างชั้นของแกรไฟท์ในรูปของอะตอมลิเธียม ส่วนในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน ปฏิกิริยาจะเกิดในทิศทางตรงข้าม ดังแสดงในรูปที่ 4.40 ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นภายในเซลล์ไฟฟ้าเคมีและค่าศักย์ไฟฟ้า 1 เซลล์ ดังแสดงในตารางที่ 4.11



รูปที่ 4.40 : หลักการทำงานของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน (Fuchs et al., 2012)

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

มีความหนาแน่นของพลังงานสูง มีการตอบสนองที่รวดเร็ว (ระดับมิลลิวินาที) มีขนาดเล็กและน้ำหนักเบา (ประมาณ 1,500-10,000 W/L, 75-200 W h/kg, 150-2,000 W/kg) นอกจากนี้ยังมีประสิทธิภาพสูงถึงประมาณ 97% มีอายุการใช้งานที่ยาวนาน(~10000 รอบ)

ข้อจำกัด

มีราคาแพง ต้องการระบบควบคุมที่ดี (Fuchs et al., 2012) เนื่องจากบรรจุภัณฑ์และการระบายความร้อนทำได้ยากขึ้นอยู่กับลักษณะของเซลล์จึงไม่มีความปลอดภัยในแง่ของความร้อน นอกจากนี้ เมื่อใช้งานแบบปลดปล่อยพลังงานออกในระดับลึก (Depth-of-Discharge) จะทำให้อายุการใช้งานของแบตเตอรี่สั้นลง และต้องการระบบควบคุมในการจัดการระหว่างการใช้งาน ซึ่งเป็นการเพิ่มราคาโดยรวมให้สูงขึ้น (Luo et al., 2015)

คุณลักษณะของเทคโนโลยีมีรายละเอียด ดังแสดงในตารางที่ 4.15

ตารางที่ 4.15 : ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน (Fuchs et al., 2012)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ประสิทธิภาพ	85% ถึง 98%
ความหนาแน่นของพลังงาน	200 Wh/L ถึง 350 Wh/L
ความหนาแน่นของกำลัง	100 W/L ถึง 3,500 W/L
จำนวนรอบของการใช้งาน	1,000 รอบ ถึง 10,000 รอบ
อายุการใช้งานตามปฏิทิน	5 ปี ถึง 20 ปี (ขึ้นอยู่กับอุณหภูมิและ SOC)
ระดับของการคายพลังงาน	สูงถึง 100%
การคายพลังงานออกเอง	5% ต่อเดือน
ราคาการติดตั้งต่อหน่วยกำลัง	1,200 USD/kW ถึง 4,000USD/kW
ราคาติดตั้งต่อหน่วยพลังงาน	600 USD/kWh ถึง 2,500 USD/kWh
ราคาของระบบแปลงพลังงาน	620 USD/kW
ราคาของการปรับสมดุลกำลัง	107 USD/kW
ระยะเวลาพร้อมใช้งานระบบ	3 ms ถึง 5 ms
การประยุกต์ใช้งาน	ระบบควบคุมความถี่, ระบบควบคุมศักย์ไฟฟ้า (Voltage control), Peak shaving, Load leveling, ไฟฟ้าสำหรับอุปกรณ์เคลื่อนที่ (Electromobility) ระบบเก็บพลังงานของบ้านพักอาศัย

ตัวอย่างการใช้งาน

ระบบแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน ที่ใหญ่ที่สุดอยู่ที่ The Laurel Mountain Wind Farm ใน Moraine, Ohio โดยโครงการนี้มีกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Power rating) เท่ากับ 32 MW (8 MWh) สร้างขึ้นในปี 2011 ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อ เป็นตัวเสริมกำลังของระบบพลังงานลม (98 MW) และช่วยให้โครงข่ายระบบไฟฟ้ามีความคงตัว นอกจากนี้ ในปี 2010 มีโครงการกักเก็บพลังงานในสหรัฐอเมริกา โดยเป็นการใช้งานในทางการค้าของระบบแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน ขนาด 8 MW/2MWh และเพิ่มเป็น 16 MW ในปี 2011 ที่นิวยอร์กสำหรับการปรับความถี่ให้เป็นปกติ ในปี 2012 มีการทดลองแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาดใหญ่ใน UK โดยโครงการนี้จะใช้แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาด 6MW/10 MW h ซึ่งโครงการนี้จะใช้เพื่อสร้างสมดุลให้กับความไม่แน่นอนของพลังงานลมและพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ นอกจากนี้ ในเดือนธันวาคม 2013บริษัทToshiba ได้แถลงโครงการติดตั้งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาด 40 MW/20 MW h ใน Tohoku ซึ่งจะช่วยในการรวมพลังงานหมุนเวียนเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า (Grid) อีกหนึ่งโครงการคือ การประยุกต์ใช้แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในยานพาหนะทั้งแบบลูกผสมและแบบใช้ไฟฟ้าทั้งหมด (Hybrid and full Electric Vehicles; HEVs and EVs) ซึ่งจะใช้เซลล์หลากหลายรูปแบบด้วยความจุ 15-20 kW h สำหรับ HEVs และความจุสูงถึง 50 kW h สำหรับ EVs (Zakeri and Syri, 2015; Luoet al., 2015) ตัวอย่างระบบแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาด 1MW/ 250 kW h ที่สามารถขนส่งได้ของ Altairnano ดังแสดงในรูปที่ 4.41 ตัวอย่างระบบขนาด 6 kW/ 20 kW h กับระบบควบคุมและ Inverter โดยหน่วยงานการจัดการด้านพลังงานของ GreenSmith ดังแสดงในรูปที่ 4.42

แนวโน้มการพัฒนาในอนาคต

การพัฒนาในปัจจุบันและอนาคต ประกอบด้วย 2 วัตถุประสงค์หลัก คือ 1) การเพิ่มความสามารถกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่โดยการใช้วัสดุในระดับนาโน 2) การเพิ่มพลังงานจำเพาะโดยการพัฒนาขั้วไฟฟ้าและสารละลายอิเล็กโทรไลท์ชนิดพิเศษ ทั้ง 2 วัตถุประสงค์เป็นไปเพื่อให้แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนมีราคาที่ถูกลง ซึ่งจะทำให้สามารถใช้ในระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ได้ รวมไปถึงการเพิ่มอายุการใช้งานและการปรับปรุงเรื่องของความปลอดภัย มีการประมาณการถึงส่วนแบ่งทางการตลาดของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนว่าจะสูงถึง 35 GWh ในปี 2015 โดยเป็นการประยุกต์ใช้ในเรื่องการปรับความถี่และเรื่องคุณภาพของกำลังไฟฟ้า (Zakeri and Syri, 2015; Luoet al., 2015; EPRI, 2010)

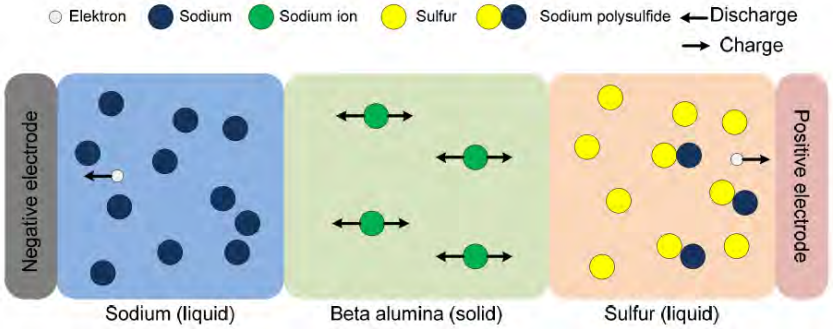
รูปที่ 4.41 : ระบบกักเก็บพลังงานโดยแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาด 1 MW/ 250 kWh ของ Altairnano (EPRI, 2010)

รูปที่ 4.42 : ระบบ 6 kW/ 20 kW h กับระบบควบคุมและ Inverter โดยหน่วยงานการจัดการด้านพลังงานของ GreenSmith (EPRI, 2010)

1.4) แบตเตอรี่โซเดียม-ซัลเฟอร์ (Sodium-Sulfur Batteries; NaS)

หลักการทำงาน

เป็นแบตเตอรี่ที่ทำงานที่อุณหภูมิสูงประมาณ 300 องศาเซลเซียส เพื่อให้ได้ขั้วไฟฟ้าที่เป็นการหลอมเหลวของเกลือโลหะโดยขั้วไฟฟ้าบวกคือของเหลวซัลเฟอร์ (Molten sulfur) และขั้วไฟฟ้าลบคือของเหลวโซเดียม (Molten sodium) และใช้อิเล็กโทรไลท์เป็นของแข็งเซรามิคเบตาอลูมินา (Solid beta alumina ceramic electrolyte) ซึ่งอิเล็กโทรไลท์นี้จะยอมให้ไอออนของโซเดียมเท่านั้นผ่านได้ ในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงานไอออนของโซเดียมจากขั้วไฟฟ้าลบจะเคลื่อนที่ผ่านของแข็งอิเล็กโทรไลท์ไปรวมตัวกับไอออนของซัลเฟอร์ที่อยู่ที่ขั้วบวก พร้อมกับการที่อิเล็กตรอนเคลื่อนที่ผ่านวงจรภายนอก แล้วได้เป็นโซเดียมโพลีซัลไฟด์ (Sodium Polysulfur; Na_2S_4) ในขั้นตอนของการกักเก็บพลังงานกระบวนการที่เกิดขึ้นจะเป็นไปในทิศทางตรงกันข้าม ดังแสดงในรูปที่ 4.43 ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นภายในเซลล์และค่าศักย์ไฟฟ้าต่อ 1 เซลล์ ดังแสดงในตารางที่ 4.11 ในหนึ่งระบบจะมีหลายเซลล์ต่อกันเพื่อให้ได้พลังงาน กำลังไฟฟ้าและศักย์ไฟฟ้าตามที่ต้องการใช้งาน



รูปที่ 4.43 : หลักการทำงานของหนึ่งเซลล์ไฟฟ้าเคมีในแบตเตอรี่โซเดียมซัลไฟด์ (Fuchs et al., 2012)

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

จุดเด่นของแบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์คือมีจำนวนรอบของการใช้งานที่สูงและสามารถใช้งานที่กำลังไฟฟ้าสูงกว่ากำลังไฟฟ้าปกติของระบบได้ถึง 6 เท่าในช่วงเวลาสั้นๆ จึงเหมาะที่จะใช้เป็น ตัวปรับคุณภาพของกำลังไฟฟ้า มีความหนาแน่นของพลังงานสูง (Fuchs et al., 2012) ราคาไม่แพง วัสดุไม่เป็นพิษสามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ประมาณ 99% (Luo et al., 2015)

ข้อจำกัด

มีอัตราการปลดปล่อยพลังงานออกเองค่อนข้างสูงเนื่องจากต้องรักษาอุณหภูมิของการทำงานไว้ที่ประมาณ 300 องศาเซลเซียส มีการสูญเสียความร้อนในระหว่างการเตรียมพร้อมใช้งาน มีความอันตรายเนื่องจากการใช้งานที่อุณหภูมิสูงมีค่าใช้จ่ายรายปีในระหว่างการดำเนินการที่สูง (80 USD/kW ต่อปี) จากการที่ต้องควบคุมอุณหภูมิ

คุณลักษณะของเทคโนโลยีมีรายละเอียด ดังแสดงในตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 : ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์ (Fuchs et al., 2012)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ประสิทธิภาพ	75% ถึง 90%
ความหนาแน่นของพลังงาน	150 Wh/L ถึง 250 Wh/L
จำนวนรอบของการใช้งาน	2500 รอบ ถึง 4,500 รอบ
อายุการใช้งานตามปฏิทิน	15 ปี ถึง 20 ปี
ระดับของการคายพลังงาน	100%
การคายพลังงานออกเอง	20% ต่อวัน
ราคาการติดตั้งต่อหน่วยกำลัง	180 USD/kW ถึง 1,000 USD/kW
ราคาติดตั้งต่อหน่วยพลังงาน	250 USD/kWh ถึง 500 USD/kWh
ราคาของระบบแปลงกำลัง	460 USD/kW
ระยะเวลาพร้อมใช้งานระบบ	3 ms ถึง 5 ms
การประยุกต์ใช้งาน	ระบบควบคุมความถี่, Peak shaving, Load leveling, UPS

ตัวอย่างการใช้งาน

มีการติดตั้งแบตเตอรี่โซเดียม-ซัลเฟอร์เพื่อใช้งานร่วมกับ PHS ขนาด 160 MW ภายในโตเกียว โดย NGK ซึ่งระบบแบตเตอรี่ชนิดนี้มีใช้งานเฉพาะระบบขนาด 1 MW/6 MW h หลายๆ ระบบนำมาเชื่อมต่อกันจนมีขนาดอยู่ระหว่าง 2 ถึง 10 MW (EPRI, 2010) ในเดือนมกราคมปี 2014 มีการติดตั้งระบบแบตเตอรี่โซเดียม-ซัลเฟอร์ ที่มีขนาดใหญ่ที่สุดโดย NGK ซึ่งมีขนาด 70 MW (490 MWh) โดยมี Italian transmission system operator (TSO) เป็นผู้ว่าจ้าง ติดตั้งที่ Terna S.p.A. ซึ่งมีราคาต้นทุนเริ่มต้นรวมเท่ากับ 1918 USD/kW (273 USD/kWh) ราคานี้เป็นราคาสำหรับโครงการที่มีขนาดหลายสิบเมกะวัตต์ (Zakeri and syri, 2015) ตัวอย่างโครงการที่มีการใช้งาน ดังแสดงในตารางที่ 4.17

ตารางที่ 4.17 : โครงการสำคัญๆ ของการกักเก็บพลังงานโดยแบตเตอรี่โซเดียม-ซัลเฟอร์ (Luo et al., 2015)

ชื่อโครงการ/สถานที่	กำลังไฟฟ้าสูงสุด/ความจุ	การประยุกต์ใช้งาน
ระบบทดสอบการกักเก็บพลังงาน Kawasaki, ญี่ปุ่น	0.05 MW	ระบบขนาดใหญ่ระบบแรก เพื่อพิสูจน์หลักการ ทำงานได้ในปี 1992
ระบบ Long Island Bus's BES, นิวยอร์ก, สหรัฐอเมริกา รูปที่ 4.44	1 MW / 7 MW h	การเติมเชื้อเพลิงในยานพาหนะบนเส้นทางที่กำหนด
โครงการกักเก็บพลังงาน Rokkasho wind farm	34 MW / 244.8 MW h	ปรับความแปรปรวนของพลังงานลม
Saint Andre, La reunion, ฝรั่งเศส	1 MW	ใช้ร่วมกับพลังงานลมบนเกาะ
เกาะ Graciosa, Younicos, เยอรมัน	3 MW / 18 MW h	ระบบเก็บพลังงานลมและแสงอาทิตย์สำหรับเกาะ เริ่มใช้งานในปี 2013
Abu Dhabi, สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์	40 MW	Load levelling

แนวโน้มงานวิจัยในอนาคต

งานวิจัยและการพัฒนาหลักๆ มุ่งเน้นไปที่ การเพิ่มประสิทธิภาพและการลดอุณหภูมิการทำงานที่สูง ตัวอย่างเช่น Sumitomo Electric Industries และมหาวิทยาลัยเกียวโตได้พัฒนาแบตเตอรี่โซเดียม-ซัลเฟอร์ที่อุณหภูมิต่ำ โดยใช้วัสดุผสมของโซเดียม ซึ่งสามารถหลอมได้ที่อุณหภูมิ 57 องศาเซลเซียส ทางผู้ผลิตอ้างว่าแบตเตอรี่ชนิดใหม่นี้มีค่าความหนาแน่นของพลังงานสูงถึง 290 W h/L นอกจากนี้ยังมีโครงการ Wind to battery โดย Xcel energy ซึ่งเป็นการใช้ แบตเตอรี่โซเดียม-ซัลเฟอร์เป็นระบบเก็บพลังงานสำหรับสนับสนุนพลังงานลม (Luo et al., 2015)

รูปที่ 4.44 : ระบบแบตเตอรี่โซเดียม-ซัลเฟอร์ขนาด 1 MW / 7 MW h
ในนิวยอร์ก สหรัฐอเมริกา (EPRI, 2010)

1.5) แบตเตอรี่โซเดียม-นิกเกิลคลอไรด์ (Sodium Nickel Chloride Batteries; ZEBRA)

หลักการทำงาน

แบตเตอรี่โซเดียมนิกเกิลคลอไรด์หรือที่รู้จักกันในนามของแบตเตอรี่ ZEBRA (Zero Emission Battery Research) มีการขายเป็นสินค้าตั้งแต่ประมาณปี 1995 เป็นแบตเตอรี่ที่ทำงานที่อุณหภูมิสูงอีกรูปแบบหนึ่งเช่นเดียวกับแบตเตอรี่โซเดียม-ซัลเฟอร์ แต่มีจุดเด่นกว่าตรงที่สามารถเกิด Overdischarging ได้ช้ากว่า สามารถปลดปล่อยพลังงานออกเกือบหมดได้ดีกว่าและเป็นอุปกรณ์ที่มีความปลอดภัยมากกว่า แต่มีจุดด้อยในเรื่องความหนาแน่นของพลังงานและกำลังไฟฟ้าที่ต่ำกว่าแบตเตอรี่โซเดียม-ซัลเฟอร์ แบตเตอรี่ ZEBRA ใช้หลักการของเซลล์ไฟฟ้าเคมีเช่นเดียวกับแบตเตอรี่อื่นๆ โดยมีขั้วไฟฟ้าลบเป็นของเหลวโซเดียมเช่นเดียวกันกับแบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์ ซึ่งถูกแยกจากขั้วบวกด้วยของแข็งอิเล็กโทรไลท์เบตาอะลูมินา (Solid Beta Alumina Electrolyte) ขั้วไฟฟ้าบวกที่ใช้คือนิกเกิลคลอไรด์ซึ่งอยู่ในรูปของของแข็ง นอกจากนี้ยังใช้ของเหลวอิเล็กโทรไลท์โซเดียมคลอโรอลูมิเนต (Sodium Chloroaluminate) ร่วมด้วยเพื่อให้การเคลื่อนย้ายของโซเดียมไอออนเกิดได้เร็วขึ้น

จากการที่เกลือที่ใช้มีจุดหลอมเหลวที่ 157 องศาเซลเซียส อุณหภูมินี้จึงเป็นอุณหภูมิของการทำงานที่น้อยที่สุดในทางทฤษฎี แต่ช่วงของอุณหภูมิในการทำงานจริงคือ 270-350 องศาเซลเซียส จุดเด่นอีกอย่างของแบตเตอรี่ ZEBRA คือ ถ้าในระบบ เซลล์ไฟฟ้าเคมีไม่ทำงานประมาณ 5-10% ของเซลล์ทั้งหมด เซลล์ที่เหลือยังสามารถทำงานได้ จึงค่อนข้างทนทานและต้องการการบำรุงรักษาต่ำ (Bradbury, 2010)

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

สามารถสร้างกำลังแบบ Pulse ได้ดี ไม่ต้องการการบำรุงรักษา มีจำนวนรอบการใช้งานที่สูง

ข้อจำกัด

แบตเตอรี่ชนิดนี้ต้องการเวลาสำหรับการให้ความร้อนเพื่อให้พร้อมใช้งานหลังจากขั้วไฟฟ้ากลายเป็นของแข็งนานถึง 12-15 ชั่วโมง (Luo et al., 2015)

คุณลักษณะของเทคโนโลยีมีรายละเอียด ดังแสดงในตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.18 : ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่โซเดียม-นิกเกิลคลอไรด์ (Fuchs et al., 2012; Luo et al., 2015)

ตัวแปร	รายละเอียด
ประสิทธิภาพ	85% ถึง 90%
ความหนาแน่นของพลังงาน	150 Wh/L ถึง 180 Wh/L
ความหนาแน่นของกำลัง	220 W/L ถึง 300 W/L
พลังงานจำเพาะ	~94 ถึง 120 W h/kg
กำลังไฟฟ้าจำเพาะ	150 ถึง 170 W/kg
จำนวนรอบของการใช้งาน	มากกว่า 2,500 รอบ
การปลดปล่อยพลังงานออกเอง	15% ต่อวัน
อายุการใช้งาน	8 ถึง 10 ปี
ราคาการติดตั้งต่อหน่วยกำลัง	150 USD/kW ถึง 300 USD/kW
ราคาติดตั้งต่อหน่วยพลังงาน	100 USD/kWh ถึง 200 USD/kWh
การประยุกต์ใช้	load levelingม ใช้ร่วมกับพลังงานหมุนเวียน และใช้เป็นระบบสนับสนุนสำหรับโครงข่ายระบบไฟฟ้าขนาดใหญ่

ตัวอย่างการใช้งาน

แบตเตอรี่ชนิดนี้มีการประยุกต์ใช้งานในการจัดแสดงยานพาหนะไฟฟ้า (Electric Vehicles) และ Rolls Royce ยังใช้แบตเตอรี่ชนิดนี้แทนแบตเตอรี่ตะกั่วในการประยุกต์ใช้กับเรือทั้งนี้มีการเปิดบริษัทเพื่อผลิตแบตเตอรี่ ZEBRA ชื่อ GE Durathon ในนิวยอร์ก ในปี 2012 และเร็วๆนี้จะมีอีกหนึ่งบริษัทชื่อ FIAMM Energy Storage Solution เพื่อผลิตแบตเตอรี่ชื่อ SoNick สำหรับการประยุกต์ใช้กับระบบกักเก็บพลังงานแบบอยู่กับที่

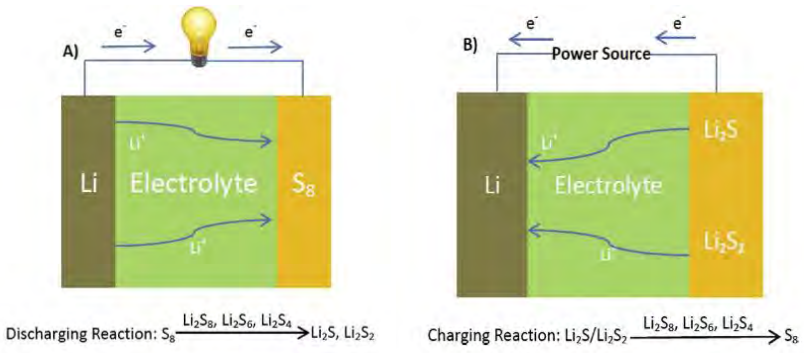
แนวโน้มการพัฒนาในอนาคต

การวิจัย มุ่งเน้นไปที่ การพัฒนาแบตเตอรี่ ZEBRA ขั้นสูง ให้มีค่าความหนาแน่นของพลังงานที่สูงขึ้นสำหรับการประยุกต์ใช้เป็น Load leveling และการใช้งานร่วมกับพลังงานหมุนเวียน (Zakeri and syri, 2015) และมีการพิจารณาเรื่องผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเป็นสำคัญ

1.6) แบตเตอรี่ลิเธียม - ซัลเฟอร์ (Lithium – Sulfur Batteries)

หลักการทำงาน

แบตเตอรี่ลิเธียม-ซัลเฟอร์ประกอบไปด้วย 3 ส่วนหลักๆ ได้แก่ ขั้วแคโทด ขั้วแอโนด และอิเล็กโทรไลท์แบบที่ไม่มีน้ำเป็นองค์ประกอบ (Non-Aqueous Electrolyte) โดยขั้วแคโทด (ขั้วบวก) และแอโนด (ขั้วลบ) จะถูกแยกด้วยตัวแยกที่เป็นรูพรุนจุ่มอยู่ในอิเล็กโทรไลท์ ซึ่งจะยอมให้ไอออนผ่านได้ แต่จะป้องกันไม่ให้อิเล็กตรอนผ่านเพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดการลัดวงจร ขั้วแคโทดและขั้วแอโนดจะถูกเชื่อมต่อกันด้วยวงจรภายนอก ในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน ไอออนของลิเธียมจากขั้วแอโนดจะแพร่ผ่านไปยังขั้วแคโทด ในขณะที่อิเล็กตรอนจะเคลื่อนที่ผ่านวงจรภายนอกไปยังขั้วแคโทด โดยซัลเฟอร์ที่ขั้วแคโทดจะอยู่ในรูปของโมเลกุลขนาดใหญ่ นั่นคือ ไซโคลออกตะซัลเฟอร์ (Cyclooctasulfur; S_8) ดังนั้น ซัลเฟอร์จึงไม่สามารถกลับไปเป็น Li_2S ได้ในขั้นตอนเดียว เมื่อไอออนของลิเธียมที่มาจากแอโนดทำปฏิกิริยากับซัลเฟอร์ที่แคโทดจะได้เป็นสายโซ่ยาวของลิเธียมโพลีซัลไฟด์ (Lithium Polysulfides; Li_2S_x, $4 \leq x \leq 8$) ซึ่งมีความไม่เสถียร จากนั้นจะกลายเป็น Li_2S_2 ซึ่งไม่ละลายในอิเล็กโทรไลท์ และสุดท้ายจะกลายเป็น Li_2S ดังรูปที่ 4.45(ก) และในขั้นตอนของการกักเก็บพลังงาน จะเกิดกระบวนการผันกลับของขั้นตอนการปลดปล่อยพลังงาน โดยจะมีแหล่งพลังงานภายนอกเป็นตัวขับให้อิเล็กตรอนเคลื่อนที่จากแคโทดไปยังแอโนดโดยผ่านวงจรภายนอก ในขณะเดียวกัน ไอออนของลิเธียมก็จะแพร่ผ่านตัวแยกกลับไปยังขั้วแอโนดเช่นเดียวกัน ดังแสดงในรูปที่ 4.45(ข)



(ก) (ข)

รูปที่ 4.45 : หลักการทำงานของแบตเตอรี่ลิเธียม-ซัลเฟอร์
(ก) ขั้นตอนของการคายพลังงาน (ข) ขั้นตอนของการเก็บพลังงาน (Chen and Shaw, 2014)

คุณลักษณะของเทคโนโลยี

จากการที่โลหะลิเธียมมีความสามารถในการดึงดูดอิเล็กตรอนเข้าหาตัวเอง (Electronegativity)ที่สูงแต่มีความหนาแน่นต่ำที่สุดในบรรดาโลหะต่างๆ จึงทำให้มีค่าความจุจำเพาะ (Specific capacity) สูงที่สุด (3861 mAh g^{-1}) ทำให้เป็นโลหะที่ได้รับการพิจารณาเป็นขั้วแอโนดของแบตเตอรี่ทุติยภูมิ (Rechargeable battery) ที่ดีที่สุดส่วนความจุในทางทฤษฎีของธาตุซัลเฟอร์มีค่าเท่ากับ 1673 mAh-g^{-1} ดังนั้น แบตเตอรี่ลิเธียม-ซัลเฟอร์ จึงเป็นแบตเตอรี่ที่มีความหนาแน่นของพลังงานเมื่อเทียบกับน้ำหนักและเมื่อเทียบกับปริมาตร (Gravimetric and volumetric energy density) สูงที่สุด ซึ่งมีค่าเท่ากับ 2500 Wh-kg^{-1}และ2800 Wh-L^{-1} ตามลำดับ (บนสมมติฐานที่ว่าปฏิกิริยาเกิดอย่างสมบูรณ์ไปเป็น Li_2S) นอกจากนี้ยังมีราคาที่ถูกว่าแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน เนื่องจากซัลเฟอร์พบได้มากในโลก และขั้วแคโทดซัลเฟอร์สามารถทำงานได้อย่างปลอดภัยในช่วงศักย์ไฟฟ้าของลิเธียม (1.5 – 2.5 V เทียบกับ Li/Li^+) ข้อดีอีกอย่างของซัลเฟอร์ คือ ไม่เป็นพิษ จึงทำให้

แบตเตอรี่ลิเธียม-ซัลเฟอร์เป็นทางเลือกที่สำคัญสำหรับการเก็บพลังงาน ซึ่งจะทำให้สามารถใช้แหล่งพลังงานได้อย่างหลากหลาย เช่น การใช้ร่วมกับพลังงานหมุนเวียน จึงเป็นการบรรเทาภาวะโลกร้อนที่เกิดขึ้นและเป็นการลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอีกด้วย

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

มีความหนาแน่นของพลังงานที่สูงมากนอกจากนี้ขั้วแคโทดซัลเฟอร์ยังไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อมอีกด้วย

ข้อจำกัด

ขั้วซัลเฟอร์มีการนำไฟฟ้าต่ำ การขยายตัวของปริมาตรของซัลเฟอร์ทำให้ประสิทธิภาพของระบบลดลง

ตัวอย่างการใช้งาน

เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีที่ยังอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยพัฒนาจึงยังไม่มีตัวอย่างการใช้งาน

แนวโน้มการพัฒนาในอนาคต (Chen and Shaw, 2014)

ปัจจุบันแบตเตอรี่ลิเธียม-ซัลเฟอร์ ยังอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยและพัฒนา เนื่องจากยังมีปัญหาที่รอการแก้ไขอยู่อีกหลายเรื่อง สิ่งที่ต้องทำการวิจัยและพัฒนาต่อประกอบไปด้วย

1. ธรรมชาติความเป็นฉนวนของซัลเฟอร์และสารผลิตภัณฑ์ที่เกิดจากปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีของซัลเฟอร์ ซึ่งยอมให้ไอออนและอิเล็กตรอนแพร่ผ่านได้แค่ที่พื้นผิวเท่านั้น ดังนั้น จึงต้องมีวัสดุที่นำไฟฟ้าได้ไปผสมกับซัลเฟอร์ที่ขั้วแคโทดเพื่อเพิ่มความนำไฟฟ้า

2. โพลีซัลไฟด์ที่เกิดขึ้นในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงานที่ไม่เสถียร สามารถละลายในอิเล็กโทรไลท์อินทรีย์ ซึ่งทำให้ซัลเฟอร์ที่ทำงานได้ในขั้วแคโทดมีปริมาณลดลง นอกจากนี้ โพลีซัลไฟด์ที่ละลายในในอิเล็กโทรไลท์ยังสามารถแพร่ผ่านไปยังขั้วแอโนดลิเธียมได้เนื่องจากศักย์ไฟฟ้าเคมีและความแตกต่างกันของความเข้มข้นระหว่างขั้วแคโทดและแอโนด เมื่อแพร่ผ่านไปแล้วจะถูกรีดิวซ์เป็น Li_2S และ Li_2S_2 และเกาะที่ขั้วแอโนดลิเธียม นำไปสู่การเกิดปฏิกิริยาข้างเคียง การเกาะที่เกิดขึ้นนี้จะเป็นการเพิ่มความต้านทานของขั้วแอโนด และในกรณีที่มีการเกาะมากขึ้นๆ อาจถึงขั้นทำให้เมมเบรนของเซลล์ทะลุได้

3. การขยายตัวของปริมาตรของซัลเฟอร์ที่สูงมาก สูงถึงประมาณ 80% ในระหว่างรอบ การขยายตัวของซัลเฟอร์ที่ขั้วแคโทดนี้จะเกิดในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงานและจะหดตัวในขั้นตอนของการกักเก็บพลังงาน การเปลี่ยนแปลงปริมาตรนี้จะทำให้สูญเสียผิวสัมผัสระหว่างขั้วไฟฟ้ากับตัวเก็บกระแส (Current collector) และทำให้ความสามารถในการเก็บพลังงานลดลง

จึงถือเป็นความท้าทายของนักวิจัย ที่ต้องหาทางแก้ไขปัญหาดังที่กล่าวมา เพื่อให้ได้มาซึ่งระบบเก็บพลังงานที่มีพลังงานจำเพาะและความหนาแน่นของพลังงานที่สูงมากต่อไป

1.7) แบตเตอรี่โลหะ–อากาศ (Metal – Air Batteries)

คุณลักษณะของเทคโนโลยี

แบตเตอรี่โลหะ-อากาศ เกิดขึ้นครั้งแรกในปี 1960 และมีการประยุกต์ใช้งานหลากหลายรูปแบบก่อนปี 1970 (Bulrton, 1979) จากการที่ต้องการเพิ่มความหนาแน่นของพลังงาน จึงมีแนวคิดในการสร้างแบตเตอรี่ที่ขั้วไฟฟ้าด้านหนึ่งใช้เชื้อเพลิงจากออกซิเจนในอากาศ แบตเตอรี่โลหะ-อากาศ แบ่งเป็นหลายชนิด

ตามลักษณะของขั้วไฟฟ้าลบ ประกอบด้วย แบตเตอรี่ลิเธียม-อากาศ (Lithium-air batteries) แบตเตอรี่แคลเซียม-อากาศ (Calcium-air batteries) แบตเตอรี่อะลูมิเนียม-อากาศ (Aluminium-air batteries) แบตเตอรี่สังกะสี-อากาศ (Zinc-air batteries) แบตเตอรี่เหล็ก-อากาศ (Iron-air batteries) แบตเตอรี่แคดเมียม-อากาศ (Cadmium-air batteries) และแบตเตอรี่แมกนีเซียม-อากาศ (Magnesium-air batteries) ในส่วนของขั้วไฟฟ้าบวกจะใช้อากาศเป็นเชื้อเพลิงและใช้ขั้วไฟฟ้าที่มีตัวเร่งปฏิกิริยาคุณลักษณะของแบตเตอรี่ชนิดต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 4.19 (NY-Best, 2012)

ตารางที่ 4.19 : คุณลักษณะของแบตเตอรี่โลหะ-อากาศชนิดต่างๆ

โลหะที่ขั้วแอโนด	สมมูลทางไฟฟ้าเคมีของโลหะ (Ah/kg)	ศักย์ไฟฟ้าทางทฤษฎีเทียบกับขั้วออกซิเจน (โวลต์)	พลังงานจำเพาะทางทฤษฎีของคู่โลหะกับออกซิเจน (Wh/kg)	ศักย์ไฟฟ้าที่ใช้ได้จริงเทียบกับขั้วออกซิเจน (โวลต์)
ลิเธียม	3,861	3.3	12,741	2.4
แคลเซียม	1,337	3.4	4,547	2
แมกนีเซียม	2,205	3.1	6,837	1.4
อะลูมีเนียม	2,980	2.7	8,046	1.6
สังกะสี	820	1.6	1,350	1.1
เหล็ก	960	1.3	1,248	1
แคดเมียม	478	1.2	572	0.9

อิเล็กโทรไลท์ที่ใช้ในแบตเตอรี่โลหะ-อากาศ เป็นได้ทั้งกรดและด่าง แต่โดยส่วนมากจะเป็นด่าง เพราะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของขั้วไฟฟ้าแคโทดอากาศที่ pH สูงได้ อย่างไรก็ตาม ในเซลล์ที่ใช้อิเล็กโทรไลท์เป็นด่าง CO_2จะถูกดูดซับจากบรรยากาศ ซึ่งจะทำให้เกิดการตกตะกอนของคาร์บอเนตในรูพรุนของตัวเร่งที่ขั้วแคโทด โดยเฉพาะอย่างยิ่งในแบตเตอรี่ทุติยภูมิโลหะ-อากาศ เพื่อไม่ให้เกิดการดูดซับ CO_2จึงมีการใช้อิเล็กโทรไลท์แบบกรด

ข้อดีจำเพาะของแบตเตอรี่โลหะ-อากาศ คือ .มีประสิทธิภาพฟาราเดย์ที่สูง สามารถประจุไฟจนเต็มในช่วงเวลาเป็นนาทีมากกว่าเป็นชั่วโมง ซึ่งเป็นสิ่งสำคัญสำหรับแบตเตอรี่ทุติยภูมิ ขั้วแอโนดสำหรับ Recharge สามารถถูกทำให้เหมือนเดิม ได้ในปริมาณที่มากๆ พร้อมกันโดยใช้อุปกรณ์ขนาดใหญ่และยังมีคุณภาพที่ดี ทั้งนี้ แบตเตอรี่โลหะ-อากาศ ชนิดที่ยังมีการพัฒนาและวิจัยอยู่ในปัจจุบันมีอยู่ 2 ชนิด ประกอบด้วย แบตเตอรี่สังกะสี-อากาศและแบตเตอรี่ลิเธียม-อากาศ รายละเอียดของแต่ละชนิดเป็นดังนี้

แบตเตอรี่สังกะสี-อากาศ (Zinc-Air Batteries)

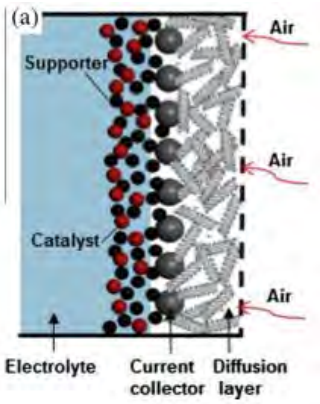
หลักการทำงาน

ในหนึ่งเซลล์ประกอบด้วย 2 ขั้วไฟฟ้า คือ ขั้วไฟฟ้าลบเป็นโลหะสังกะสี และขั้วไฟฟ้าบวกซึ่งประกอบด้วยเมมเบรนที่ไม่ชอบน้ำที่มีลักษณะเป็นรูพรุน (Porous Hydrophobic Membrane) ชั้นของตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalytic layer) และตัวเก็บกระแส (Current collector) ดังรูปที่ 4.46และอิเล็กโทรไลท์ ซึ่งคือสารละลายโปแตสเซียมไฮดรอกไซด์ (KOH) ลักษณะการทำงานของเซลล์ในแบตเตอรี่สังกะสี-อากาศดังแสดงในรูปที่ 4.47โดยมีปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นในเซลล์ เป็นดังนี้ (Pei et al., 2014)

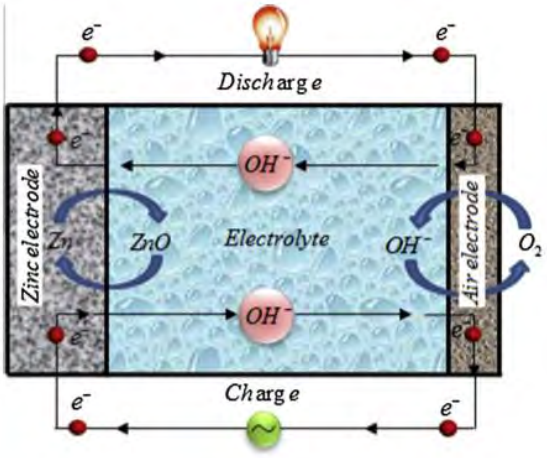
ขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน (discharging)

ขั้วไฟฟ้าลบ	$Zn+4OH^- \rightarrow Zn(OH)_4^{2-}+2e^-$	$E_0=-1.25V$
	$Zn(OH)_4^{2-} \rightarrow ZnO+H_2O+2OH^-$	
ขั้วไฟฟ้าบวก	$1/2O_2+H_2O+2e^- \rightarrow 2OH^-$	$E_0=0.401V,pH=11$
ปฏิกิริยารวม	$2Zn+O_2 \rightarrow 2ZnO$	$E_0=1.59V$

ในส่วนของขั้นตอนของการกักเก็บพลังงาน (charging) ปฏิกิริยาจะเกิดในทิศทางตรงข้าม



รูปที่ 4.46 : ลักษณะของขั้วไฟฟ้าบวกสำหรับอากาศ (Pei et al., 2014)



รูปที่ 4.47 : หลักการทำงานของแบตเตอรี่สังกะสี-อากาศแบบ 2 ขั้วไฟฟ้า (Pei et al., 2014)

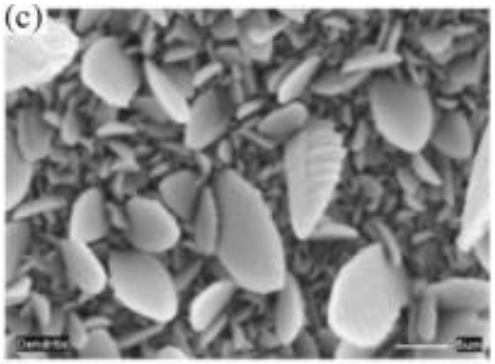
ข้อดี-ข้อจำกัด

<u>ข้อดี</u>

แบตเตอรี่สังกะสี-อากาศ มีจุดเด่นคือ การมีความหนาแน่นของพลังงานที่สูง ค่าพลังงานจำเพาะในทางทฤษฎีอยู่ที่ 1350 Wh-kg^{-1}(แต่ในการใช้งานจริง ใช้ได้แค่ 200 Wh-kg^{-1})เชื้อเพลิงหาได้ง่าย ราคาถูก มีความปลอดภัยและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม มากกว่าแบตเตอรี่ลิเธียม-อากาศ แบตเตอรี่อลูมิเนียม-อากาศและแบตเตอรี่แมกนีเซียม-อากาศ

ข้อจำกัด

มีจำนวนรอบของการใช้งานที่ต่ำ เนื่องจากการเกิดการจับตัวกันแบบเดนไดรติค (Dendritic growth) ที่ขั้วของสังกะสี ดังรูปที่ 4.48 ทำให้รูปร่างของขั้วไฟฟ้าเปลี่ยนไป และการที่ขั้วไฟฟ้าของอากาศไม่ทำงาน (Air electrode failure)



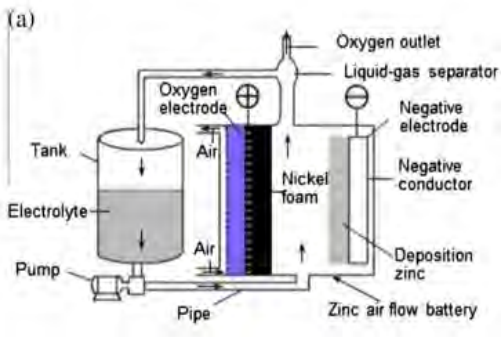
รูปที่ 4.48 : ลักษณะการเกิดการจับตัวกันแบบเดนไดรติคที่ขั้วของสังกะสี (Pei et al., 2014)

ตัวอย่างการใช้งาน

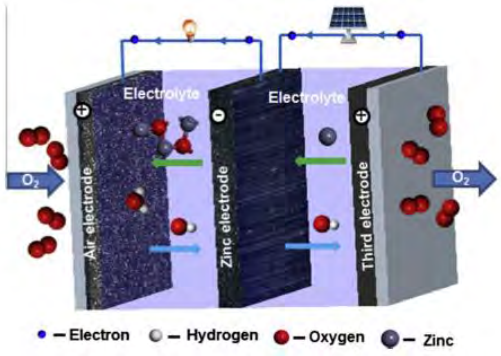
ปัจจุบันแบตเตอรี่สังกะสี – อากาศ มีการประยุกต์ใช้งานกับ เครื่องช่วยฟัง (Hearing aids) แสงนำทาง (Navigation lights) และสัญญาณของทางรถไฟ (Rail-way signals) ซึ่งยังอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยและพัฒนาเพื่อแก้ปัญหาดังที่กล่าวมา

แนวโน้มการพัฒนาในอนาคต

จากปัญหาการจับตัวกันแบบเดนไดรติคที่ขั้วไฟฟ้าสังกะสี จึงมีการเสนอแนวทางการแก้ไขโดยการทำให้สารละลายอิเล็กโทรไลท์ด้านสังกะสีมีการไหล ซึ่งมีลักษณะดังแสดงในรูปที่ 4.49 ข้อดีของการทำให้อิเล็กโทรไลท์มีการไหลคือ (1) ช่วยให้การเปลี่ยนขั้วแอโนดหรืออิเล็กโทรไลท์ทำได้ง่ายขึ้น (2) ช่วยแก้ไขปัญหาการเกาะติดของโลหะ (3) ช่วยในการควบคุมอุณหภูมิ (4) ช่วยให้ I^2R loss ที่เกิดในขั้นตอนของการกักเก็บพลังงานจากการเกิดออกซิเจนขึ้นภายในเซลล์ลดลง แต่มีข้อจำกัดคือ ทำให้ระบบมีความซับซ้อนมากขึ้น ในส่วนของการแก้ปัญหาของขั้วไฟฟ้าในด้านอากาศ มีการปรับปรุงและพัฒนาจากการใช้ขั้วไฟฟ้า 2 ขั้วไปเป็นการใช้ขั้วไฟฟ้า 3 ขั้วในหนึ่งเซลล์ ดังรูปที่ 4.50 ซึ่งคือการใช้ขั้วไฟฟ้าบวก 2 ขั้ว โดยแยกหน้าที่กันระหว่างขั้วบวกที่ใช้ในขั้นตอนการกักเก็บพลังงาน ซึ่งต้องมีความคงทนต่อปฏิกิริยาการเกิดออกซิเจน (Oxygen evolution reaction) และขั้วบวกที่ใช้ในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน ซึ่งจะต้องมีความคงทนต่อการเกิดปฏิกิริยาการรับอิเล็กตรอนของออกซิเจน (Oxygen reduction reaction) เซลล์แบตเตอรี่แบบ 3 ขั้วไฟฟ้ามีจำนวนรอบของการใช้งานมากกว่า แต่มีขนาดใหญ่กว่าและมีความซับซ้อนกว่าแบบ 2 ขั้วไฟฟ้า



รูปที่ 4.49 : แบตเตอรี่สังกะสี-อากาศที่มีการไหลของสารละลายอิเล็กโทรไลท์ในด้านสังกะสี (Pei et al., 2014)



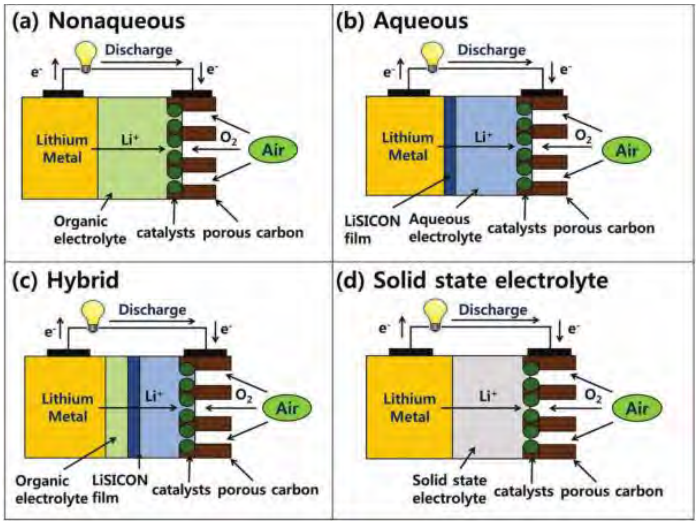
รูปที่ 4.50 : หลักการทำงานของแบตเตอรี่สังกะสี-อากาศแบบ 3 ขั้วไฟฟ้า (Pei et al., 2014)

แบตเตอรี่ลิเธียม-อากาศ

หลักการทำงาน

แบตเตอรี่ลิเธียม-อากาศ ใช้หลักการของเซลล์ไฟฟ้าเคมี เช่นเดียวกับแบตเตอรี่โดยทั่วไป จึงมีองค์ประกอบเป็น ขั้วไฟฟ้า 2 ขั้ว ได้แก่ ขั้วแอโนดซึ่งเป็นขั้วของโลหะลิเธียมและขั้วแคโทดซึ่งเป็นขั้วของอากาศที่ทำจากคาร์บอน ตัวเร่งปฏิกิริยาและโพลิเมอร์ที่เป็นตัวเชื่อมประสานทั้งสองส่วนเข้าด้วยกันสารอิเล็กโทรไลท์ที่ใช้คือ เกลือของลิเธียมที่ละลายอยู่ในตัวทำละลายชนิดต่างๆ แบตเตอรี่ลิเธียมอากาศแบ่งตามประเภทของอิเล็กโทรไลท์ได้เป็น 4 ประเภท ประกอบด้วย

1) อิเล็กโทรไลท์ที่ใช้ตัวทำละลายแบบที่ไม่มีน้ำเป็นองค์ประกอบ (Non-aqueous (aprotic) solvent)
2) อิเล็กโทรไลท์ที่ใช้ตัวทำละลายที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบ (aqueous solvent)
3) อิเล็กโทรไลท์ที่ใช้ตัวทำละลายผสมระหว่างแบบที่ 1 และแบบที่ 2 (Hybrid solvent)
4) อิเล็กโทรไลท์ที่มีลักษณะเป็นของแข็งทั้งหมด (All solid state electrolyte) ดังรูปที่ 4.51 (Lee et al., 2011)



รูปที่ 4.51 : ลักษณะของแบตเตอรี่ลิเธียม-อากาศแต่ละประเภท แบ่งตามลักษณะของอิเล็กโทรไลท์ที่ใช้

หลักการทำงาน คือ ในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงานโลหะลิเธียมจะถูกออกซิไดซ์ที่แอโนดอยู่ในรูปของไอออนลิเธียมและอิเล็กตรอน จากนั้นอิเล็กตรอนจะเคลื่อนที่ผ่านวงจรภายนอกได้เป็นพลังงานไฟฟ้า ส่วนไอออนของลิเธียมจะแพร่ข้ามอิเล็กโทรไลท์ไปรีดิวซ์ออกซิเจนที่แคโทด และในขั้นตอนของการกักเก็บพลังงาน เมื่อมีการให้ศักย์ไฟฟ้าที่สูงกว่าค่าศักย์ไฟฟ้ามาตรฐานของการเกิดปฏิกิริยา โลหะลิเธียมจะถูกชุบที่แอโนดและออกซิเจนจะถูกสร้างที่แคโทด

ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นภายในแบตเตอรี่ประเภทที่ใช้อิเล็กโทรไลท์แบบไม่มีน้ำเป็นองค์ประกอบ เป็นดังสมการที่ (4.1)และสมการที่ (4.2)(Christensen et al., 2012)

$$2Li+1/2O_2 \leftrightarrow Li_2O \quad (4.1)$$

$$2Li+O_2 \leftrightarrow Li_2O_2 \quad (4.2)$$

และปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นภายในแบตเตอรี่ประเภทที่ใช้อิเล็กโทรไลท์แบบมีน้ำเป็นองค์ประกอบ แบ่งออกเป็น 2 ปฏิกิริยา ตามค่า pH โดยในกรณีที่อิเล็กโทรไลท์เป็นด่าง ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นเป็นดังสมการที่ (4.3)และในกรณีที่อิเล็กโทรไลท์เป็นกรด ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นเป็นดังสมการที่ (4.4)(Christensen et al., 2012)

$$2Li+1/2O_2+H_2O \leftrightarrow 2LiOH \quad (4.3)$$

$$2Li+1/2O_2+2H^+ \leftrightarrow 2Li+H_2O \quad (4.4)$$

ข้อดี – ข้อจำกัด

<u>ข้อดี</u>

จุดเด่นของแบตเตอรี่ลิเธียม-อากาศ คือ การมีความหนาแน่นของพลังงานที่สูงมาก พลังงานจำเพาะที่สูงมากและมีค่าศักย์ไฟฟ้าต่อเซลล์ที่สูง

<u>ข้อจำกัด</u>

มีราคาแพง จำนวนรอบของการใช้งานที่ต่ำสามารถเกิดปฏิกิริยากับความชื้นในอากาศได้ง่าย ต้องการตัวทำละลายแบบที่ไม่มีน้ำ (Non-aqueous solvent) เป็นธาตุที่มีอยู่อย่างจำกัด ปัจจุบัน แบตเตอรี่ประเภทที่

มีอิเล็กโทรไลท์เป็นตัวทำละลายที่ไม่มีน้ำเป็นองค์ประกอบมีจุดเด่นมากกว่าแบบอื่น จึงมีการมุ่งเน้นไปที่ประเภทนี้

ตัวอย่างการใช้งาน

เนื่องจากยังเป็นเทคโนโลยีที่อยู่ในขั้นตอนของการวิจัยและพัฒนาจึงยังไม่มีตัวอย่างการใช้งาน แต่มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อใช้งานกับยานพาหนะ

แนวโน้มการพัฒนาในอนาคต

ถึงแม้แบตเตอรี่โลหะ-อากาศ จะมีพลังงานจำเพาะที่สูงมาก แต่ยังมีหลายส่วนที่ต้องทำการวิจัยและพัฒนาเพื่อแก้ปัญหาเรื่องจำนวนรอบของการใช้งานที่ต่ำ โดยมุ่งเน้นไปที่การวิจัยและพัฒนาขั้วไฟฟ้าแอโนดและแคโทด ตัวเร่งปฏิกิริยาและสารละลายอิเล็กโทรไลท์ รวมไปถึงการการออกแบบโครงสร้างของเซลล์ให้มีความเหมาะสม เทคโนโลยีนี้จึงยังอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยและพัฒนา

(2) การจัดการด้านของเสียของแบตเตอรี่

เมื่อแบตเตอรี่เสื่อมสภาพจนไม่สามารถใช้งานได้จะกลายเป็นของเสีย ซึ่งอาจกล่าวว่าเป็นของเสียอันตราย เนื่องจากประกอบไปด้วย โลหะหนักและอิเล็กโทรไลท์ซึ่งเป็นของเหลวกัดกร่อนหรือเป็นสารกึ่งของเหลว นั่นคือ กรดแก่และด่างแก่ โดยทั่วไป แบตเตอรี่มีส่วนประกอบของโลหะหนัก ประกอบด้วย ตะกั่ว ปรอท นิกเกิล แคดเมียม ลิเธียม ซิลเวอร์ ซิงค์ และแมงกานีส ซึ่งมีความเป็นพิษและมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (Colorado Department of Public Health & Environment, 2002) การจัดการและการทำลายด้วยวิธีการฝังกลบที่ไม่เหมาะสมจะปล่อยของไหลที่สามารถกัดกร่อนได้ออกมา ซึ่งสามารถทำให้เกิดการไหม้ทางเคมีและการทำลายโลหะหลายชนิดและไปสะสมในน้ำใต้ดิน นอกจากนี้ ยังสามารถสะสมในพืชในสัตว์และในสิ่งแวดล้อมได้ จึงต้องมีการจัดการกับของเสียแบตเตอรี่อย่างเหมาะสม โดยวิธีการจัดการของเสียแบตเตอรี่ จะขึ้นอยู่กับประเภทของแบตเตอรี่ซึ่งมีส่วนประกอบที่แตกต่างกัน ดังแสดงในตารางที่ 4.20 นอกจากนี้แต่ละประเทศก็มีวิธีในการจัดการที่แตกต่างกัน รวมถึงมาตรฐานที่ใช้ในการรีไซเคิลและการกำจัดก็แตกต่างกันด้วย สำหรับวิธีการจัดการของเสียแบตเตอรี่สามารถแบ่งได้เป็น 3 วิธีหลักๆ ได้แก่ Hydrometallurgy Pyrometallurgy และการกลั่นปรอท (mercury distillation) ซึ่งแต่ละวิธีมีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 4.20 : แสดงร้อยละของส่วนประกอบต่างๆ ของแบตเตอรี่ชนิดต่างๆ (Fisher et al., 2006)

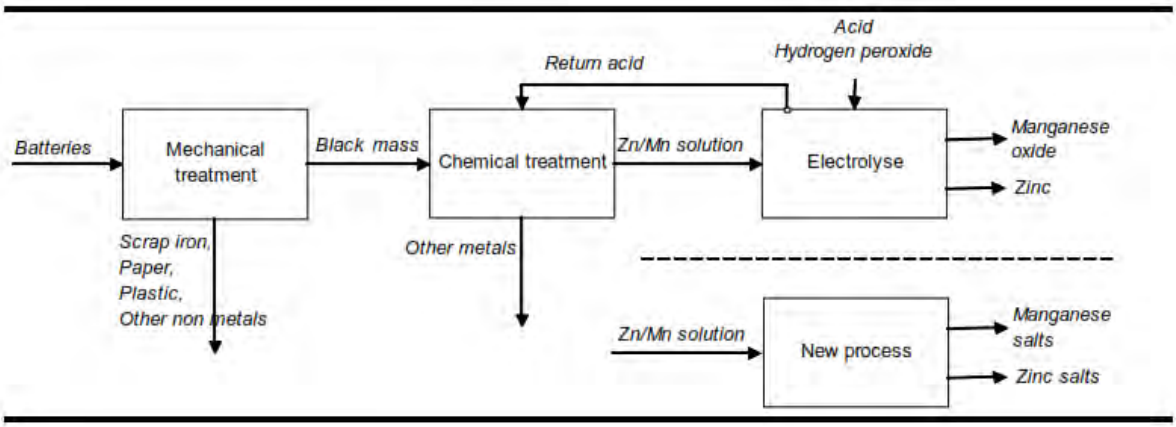
แบตเตอรี่ตะกั่ว	
องค์ประกอบ	**ร้อยละของทั้งหมด**
ตะกั่ว	65
โลหะอื่น	4
กรดซัลฟิวริค	16
พลาสติก	10
วัสดุอื่น	5
แบตเตอรี่นิกเกิลเมทัลไฮไดร์	
องค์ประกอบ	**ร้อยละของทั้งหมด**
โคบอลท์	4
เหล็กและเหล็กกล้า	20
แมงกานีส	1
นิกเกิล	35
สังกะสี	1
โลหะอื่นๆ	10
อัลคาไล	4
พลาสติก	9
น้ำ	8
อื่นๆ ที่ไม่ใช่โลหะ	8

แบตเตอรี่ลิเธียม	
องค์ประกอบ	**ร้อยละของทั้งหมด**
เหล็กและเหล็กกล้า	22
อลูมิเนียม	5
โคบอลท์	18
ลิเธียม	3
โลหะอื่นๆ	11
น้ำ	13
อื่นๆ ที่ไม่ใช่โลหะ	28
แบตเตอรี่นิกเกิล-แคดเมียม	
องค์ประกอบ	**ร้อยละของทั้งหมด**
แคดเมียม	15
เหล็กและเหล็กกล้า	35
นิกเกิล	22
อัลคาไล	2
พลาสติก	10
น้ำ	5
อื่นๆ ที่ไม่ใช่โลหะ	11

1) วิธีการ Hydrometallurgy

เป็นกระบวนการจัดการกับของเสียแบตเตอรี่ซึ่งเกี่ยวข้องกับขั้นตอนทางกายภาพและขั้นตอนทางเคมี โดยในส่วนของทางกายภาพ แบตเตอรี่จะถูกแยกชิ้นส่วน กลายเป็น โลหะ กระดาษ พลาสติกและมวลดำ (คือส่วนที่มีหลายองค์ประกอบรวมกันอยู่) ซึ่งในส่วนของมวลดำนี้จะถูกนำไปผ่านขั้นตอนทางเคมีให้อยู่ในรูปของสารละลาย โดยใช้วิธีอิเล็กโทรไลซีสหรือกระบวนการอื่นๆ เพื่อแยกโลหะที่ละลายได้ออกมา มีหลายบริษัทในยุโรปที่รับดำเนินการด้วยวิธีการนี้ เช่น Recupyl (ฝรั่งเศส) Eurodieuze (ฝรั่งเศส) และ Revatch (เบลเยียม) ทั้งนี้มีการพัฒนากระบวนการสำหรับการจัดการกับแบตเตอรี่ลิเธียมด้วย

ตัวอย่างขั้นตอนของ Recupyl ซึ่งเป็นบริษัทพัฒนากระบวนการ ที่ตั้งอยู่นอกเมือง Grenoble ประเทศฝรั่งเศส โดยมีสิทธิบัตรสำหรับการจัดการของเสียแบบพิเศษหลายชนิด ซึ่งมีชื่อเรียกว่า กระบวนการเฉพาะว่า Recuply โดยใช้กระบวนการ Hydrometallurgy แบบ Batch สำหรับแบตเตอรี่ผสม รายละเอียดของวิธีการ ดังรูปที่ 4.52



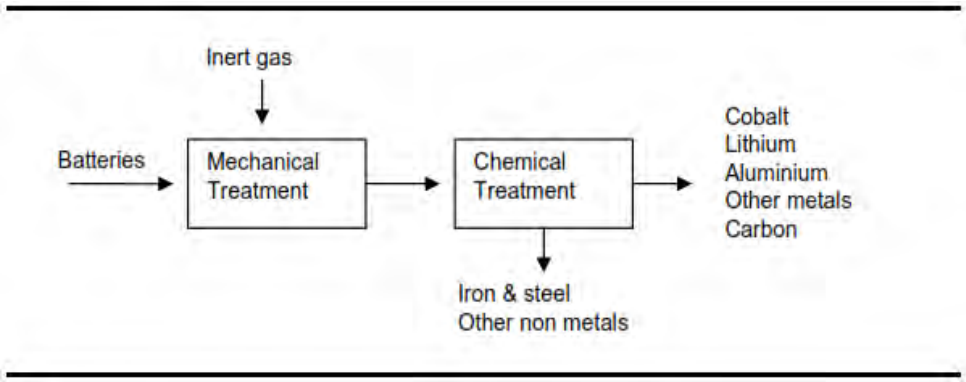
รูปที่ 4.52 : การจัดการของเสียแบตเตอรี่โดยวิธี Recuply

วิธีการนี้จะเริ่มจากการแยกแบตเตอรี่ตามขนาดเป็นชิ้นๆ เพื่อเข้าสู่ขั้นตอนทางกายภาพ ซึ่งเป็นการคัดกรองและแยกโลหะด้วยแม่เหล็ก แยกกระดาษและพลาสติก และเหลือมวลดำไว้ จากนั้น มวลดำจะถูกจัดการด้วยกรด ทำให้ได้สารละลาย Zn/Mn และแยกปรอทออกรวมถึงโลหะอื่นที่ไม่ใช่เหล็ก โดยการทำให้สารละลาย ZnMn มีความบริสทธิ์สามารถทำได้ 2 วิธี คือ 1) การใช้วิธีอิเล็กโทรไลซีสแบบธรรมดา ซึ่ง Zn จะถูกแยกจาก Mn โดยการใช้กรดและไฟฟ้า 2) วิธีการนี้เป็นวิธีที่พัฒนาขึ้นมาใหม่ โดยการแยกเป็นเกลือของ Zn และเกลือของ Mn ทั้งนี้วิธีการ Recupyl จะให้ผลิตภัณฑ์สุดท้ายที่แตกต่างกัน ประกอบด้วย

-สารละลาย ZnMn โดยวิธีการจัดการทางเคมี
-ออกไซด์ของ Zn และ Mn โดยวิธีการอิเล็กโทรไลซีส
-เกลือของ Zn และ Mn โดยวิธีการใหม่

นอกจากที่กล่าวมานี้ กระบวนการ Recupyl ยังสามารถใช้ในการจัดการแบตเตอรี่ลิเธียมได้ด้วย ซึ่งมีชื่อเรียกวิธีการนี้โดยเฉพาะว่าวิธี Valibat ขั้นตอนของวิธีการนี้ คือ การจัดการแบตเตอรี่ด้วยก๊าซเฉื่อยแล้วให้สารผลิตภัณฑ์เป็นเกลือของลิเธียมและโลหะอื่นๆ ดังแสดงใน

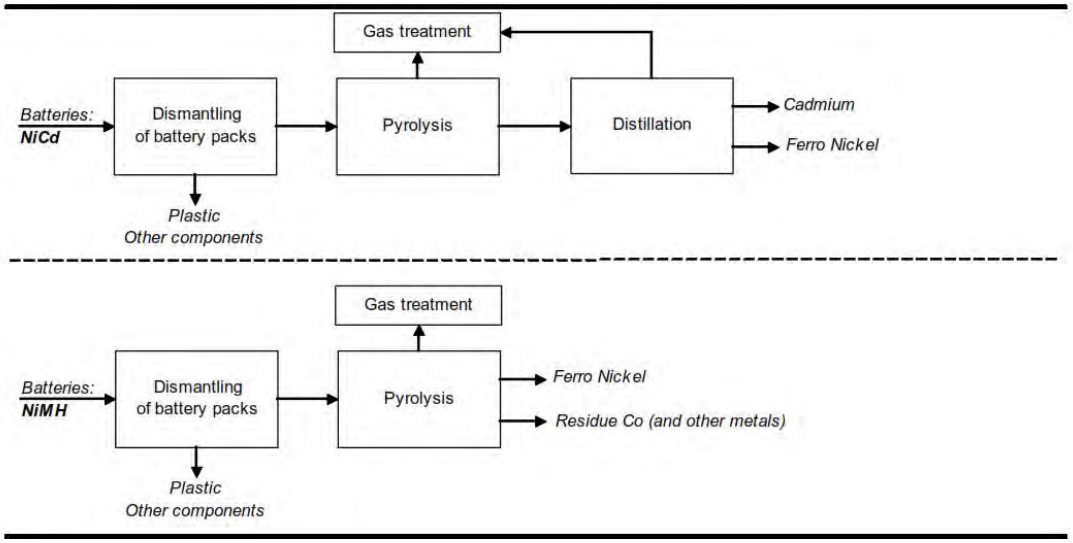
รูปที่ 4.53



รูปที่ 4.53 : การจัดการแบตเตอรี่ลิเธียมด้วยวิธี Valibat

2) วิธีการ Pyrometallurgy

วิธีการนี้ใช้ในการจัดการแบตเตอรี่ NiMH NiCd และ Li-ion โดยจะใช้อุณหภูมิสูงในการเปลี่ยนรูปของโลหะ ตัวอย่างวิธีการจัดการกับแบตเตอรี่ NiMH และ NiCd ซึ่งคือกระบวนการ SNAM (ประเทศฝรั่งเศส) โดยมีขั้นตอนดังแสดงในรูปที่ 4.54



รูปที่ 4.54 : การจัดการแบตเตอรี่ NiMH NiCd ด้วยวิธี Pyrometallurgy

โดยในขั้นแรก แบตเตอรี่จะถูกแยกเซลล์ออกจากพลาสติก จากนั้นจะถูกนำเข้าสู่เตาเผาความร้อนสูง (Pyrolysis reactor) ที่อุณหภูมิ 500 องศาเซลเซียส เป็นเวลา 16 ชั่วโมง เมื่อเสร็จสิ้นกระบวนการนี้จะยังมีปรอทปริมาณเล็กน้อยที่ยังแยกออกไม่สมบูรณ์ ซึ่งจะถูกแยกออกอีกครั้งด้วยแอคทีฟคาร์บอน สุดท้ายจะได้ผลิตภัณฑ์เป็นสารประกอบของเหล็กและนิกเกิล (Ferro-nickel) ที่สามารถนำไปใช้ในการกระบวนการผลิตเหล็กกล้าได้

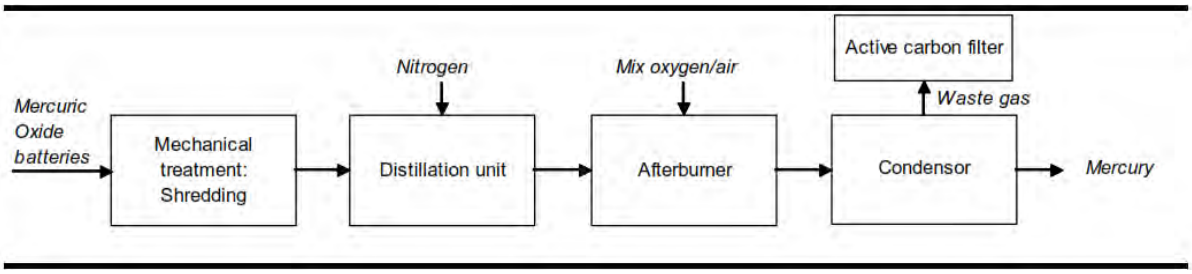
สำหรับการจัดการกับแบตเตอรี่ NiCd จะมีการเพิ่มขั้นตอนเข้าไปหลังจากกระบวนการเผาที่อุณหภูมิสูงเพื่อเป็นการแยกแคดเมียมออกมา โดยการใส่ส่วนที่เหลือจากการเผาเข้าไปในเตากลั่นเหล็ก (Steel distillation oven) ซึ่งจะถูกปิดอย่างแน่นหนา จากนั้นจะเป็นการให้ความร้อนด้วยไฟฟ้าที่ 900 องศาเซลเซียส เป็นเวลา 16 ชั่วโมง แล้วทิ้งไว้ให้เย็น 8 ชั่วโมง ที่อุณหภูมินี้การรวมกันของการกลั่นโลหะแคดเมียม แคดเมียมออกไซด์และแคดเมียมไฮดรอกไซด์จะเกิดขึ้น แคดเมียมจะเกิดการควบแน่นจากก๊าซและถูกทำให้บริสุทธิ์โดยการกลั่นอย่างต่อเนื่อง

ในส่วนของวิธีการจัดการแบตเตอรี่ตะกั่ว คือวิธีการที่เรียกว่า Compine ซึ่งเป็นวิธีการจัดการกับโลหะที่ไม่ใช่เหล็ก (Non-ferrous metal) โดยเริ่มจากการนำแบตเตอรี่ที่ใช้แล้วมาแยกชิ้นส่วนและปล่อยให้กรดซัลฟิวริคถูกดักจับในหลุมที่จัดเตรียมไว้ จากนั้นจะปั๊มกรดซัลฟิวริคผ่านตัวกรองและนำไปเก็บในถังเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่ สำหรับชิ้นส่วนของแบตเตอรี่ตะกั่วที่เหลือจะถูกผสมกับวัสดุอื่นๆ (ถ่านหิน เศษเหล็ก หินปูน และเศษแร่) ก่อนผ่านเข้าสู่เตาไฟฟ้าทั้งนี้ จะใส่พลาสติกห่อหุ้มแบตเตอรี่ซึ่งส่วนใหญ่คือ โพลีโพพิลีน เข้าไปด้วยเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงและสารรีดิวซ์ โดยเตาเผานี้จะใช้อุณหภูมิ 1200-1300 องศาเซลเซียส สิ่งที่ได้จากการเผาหลักๆ คือ ตะกั่ว ที่มีความบริสุทธิ์ 86-87% ซึ่งจะต้องถูกทำให้บริสุทธิ์โดยการเอาพลวง (Antimony) และแคลเซียมออก นอกจากนี้ ยังมีส่วนของเศษแร่ที่เหลืออีกประมาณ 78% ของส่วนที่สามารถถูกนำไปใช้ใน

เตาเผาได้และบางส่วนจะถูกส่งไปฝังกลบ และส่วนสุดท้ายคือก๊าซพิษซึ่งจะถูกกัก กรองและทำให้เย็นลงด้วยอากาศ ซึ่งเป็นการป้องกันการรวมตัวของ Dioxin ทั้งนี้ ส่วนที่ปล่อยออกที่มีคาร์บอนรวมอยู่จะถูกออกซิไดซ์อย่างสมบูรณ์ในตัวเผาอื่นภายหลัง และในขั้นตอนของการทำให้ตะกั่วบริสุทธิ์โดยการแยกพลวงและแคลเซียมออกจะใช้การออกซิเดชัน ซึ่งจะเกิดเป็นออกไซด์ขึ้นและถูกแยกด้วยวิธีการเชิงกล

3) วิธีการกลั่นปรอทและกระบวนการคืนกลับของซิลเวอร์

ในระหว่างขั้นตอนการกลั่นปรอท จะเป็นการนำปรอทจากของเสียที่มีส่วนประกอบของปรอทกลับมาใช้ใหม่ โดยใช้เซลล์ที่เป็นปรอทออกไซด์ ที่เรียกว่าเซลล์ Button กระบวนการที่เกิดขึ้นคือ การจัดการด้วยความร้อนภายในสภาวะสุญญากาศในระหว่างการระเหยของปรอท จากนั้นจะเป็นการลดอุณหภูมิลง แล้วปรอทจะควบแน่นกลายเป็นโลหะปรอท ดังแสดงในรูปที่ 4.55



รูปที่ 4.55 : การจัดการของเสียแบตเตอรี่ด้วยวิธีการกลั่นปรอท

ใน 1 batch จะใช้ เซลล์ Button ประมาณ 200 กิโลกรัม โดยในขั้นแรกเซลล์นี้จะถูกแยกและใส่เข้าไปในหน่วยของการกลั่น ซึ่งมีอุณหภูมิสูงถึง 600 องศาเซลเซียส ในขั้นนี้ปรอทจะระเหยกลายเป็นก๊าซ โดยจะถูกล้างด้วยก๊าซไนโตรเจนอย่างต่อเนื่องเพื่อเอาก๊าซอื่นๆ ออก จากนั้น ของผสมระหว่างออกซิเจนกับอากาศจะถูกฉีดเข้าไปรวมกับก๊าซอื่นๆ ที่อุณหภูมิประมาณ 800 องศาเซลเซียส ซึ่งที่อุณหภูมินี้สารอินทรีย์ทุกประเภทจะเกิดการเผาไหม้ ทั้งนี้ ปรอทจะถูกนำกลับคืนมาจากก๊าซของเสียโดยการควบแน่นที่อุณหภูมิ -6 องศาเซลเซียส และก๊าซที่เหลือจะถูกกรองผ่านแอคทีฟคาร์บอน ระยะเวลาของกระบวนการนี้จะอยู่ระหว่าง 24-40 ชั่วโมง ส่วนที่ยังเหลือหลังจากกระบวนการนี้จะถูกผ่านกระบวนการต่อไปเพื่อนำซิลเวอร์กลับคืน โดยส่วนที่เหลือนี้จะถูกผสมกับวัสดุซิลเวอร์อื่นๆ ร่วมกับตะกั่วแล้วไหลผ่านเข้าไปในเตาไฟฟ้า เพื่อสร้างโลหะผสมซิลเวอร์-ตะกั่วกับซิลเวอร์บริสุทธิ์ 50% จากนั้นตะกั่วจะถูกกำจัดออกด้วยการออกซิเดชันที่ชอบเกิดมากกว่าเพื่อให้ได้ซิลเวอร์คุณภาพสูง (98%) และตะกั่วออกไซด์ทั้งนี้ มีตัวอย่างของผู้ดำเนินการสำหรับการจัดการของเสียแบตเตอรี่ ด้วยกระบวนการข้างต้น ดังแสดงในตารางที่ 4.21

ตารางที่ 4.21 : ตัวอย่างผู้ดำเนินการ ในอังกฤษและยุโรป เรื่องการนำของเสียแบตเตอรี่กลับมาใช้ใหม่

บริษัท/ผู้ดำเนินการ	สถานที่	ประเภทกระบวนการ	ชนิดแบตเตอรี่
Recuply	EU	Hydrometallurgical	AlMn, ZnC, ZnO, Li, LiMn, Li-ion
G&P	UK	Hydrometallurgical (ในขั้นตอนเชิงกลเท่านั้น)	AlMn, ZnC, ZnO
Citron	EU	Pyrometallurgical	AlMn, ZnC, ZnO
Batrec	EU	Pyrometallurgical	AlMn, ZnC, ZnO, Li, LiMn, Li-ion
Valdi	EU	Pyrometallurgical	AlMn, ZnC, ZnO
Indaver Relight	EU	การกลั่นปรอท	AgO
SNAM	EU	Pyrometallurgical และการกลั่นปรอท	Nicd,NiMH
Campine	EU	Pyrometallurgical	PbA

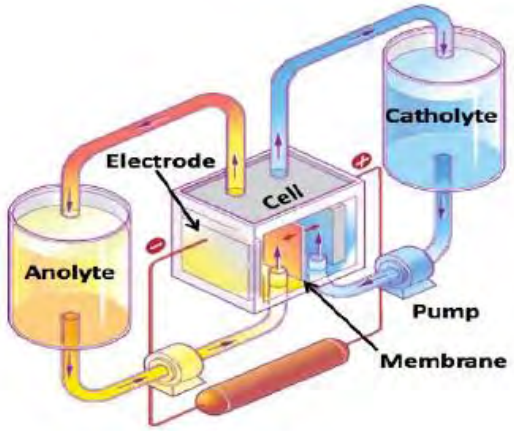
สำหรับในประเทศไทย หน่วยงานรัฐบาลที่รับผิดชอบเรื่องการรีไซเคิลและการกำจัดของเสียอันตราย โดยตรงคือ กรมควบคุมมลพิษ (Pollution Control Department) โดยวิธีการที่ใช้ในการกำจัดของเสีย ประกอบไปด้วย 2 วิธีคือ การฝังกลบ (Landfill) และการเผาด้วยเตาเผา ซึ่งเป็นการเผาที่มีการควบคุมประมาณก๊าซต่างๆที่เกี่ยวข้อง ทั้งที่เป็นส่วนที่ช่วยให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์และก๊าซที่เกิดจากการเผาไหม้ โดยการเผานี้จะใช้อุณหภูมิสูง ประมาณ 1000 – 1200 องศาเซลเซียส

และในส่วนของบริษัทที่รับรีไซเคิลของเสียอันตรายในประเทศไทย (กรมควบคุมมลพิษ, 2550) ประกอบด้วย

- บริษัท บริหารและพัฒนาเพื่อการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม จำกัด (มหาชน) (GENCO)
- บริษัท ยูมิคอร์ มาร์เก็ตติ้ง เซอร์วิสเซส (ประเทศไทย) จำกัด
- บริษัท โปรเฟสชั่นนอล เวสต์ เทคโนโลยี (1999) จำกัด (มหาชน)

4.2.8 แบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน (Flow Battery)

รูปที่ 4.56 แสดงแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน เป็นเทคโนโลยีการเก็บพลังงานที่เก็บพลังงานในรูปของพลังงานเคมีและใช้หลักการทางไฟฟ้าเคมี เช่นเดียวกับแบตเตอรี่ทั่วไปแบตเตอรี่ชนิดนี้จะมีการไหลของสารละลายอิเล็กโทรไลท์ซึ่งเป็นส่วนที่เก็บพลังงานผ่านเซลล์ไฟฟ้าเคมี โดยอิเล็กโทรไลท์ประกอบด้วยธาตุ หรือสารประกอบหนึ่งชนิดหรือมากกว่าที่มีคุณสมบัติทางไฟฟ้าเคมี ส่วนเซลล์ไฟฟ้าเคมีเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการเปลี่ยนพลังงานเคมีไปเป็นพลังงานไฟฟ้า เซลล์ไฟฟ้าเคมี ประกอบด้วยขั้วแคโทดและขั้วแอโนดที่แยกกันโดยเยื่อเลือกผ่าน (Membrane) สารละลายอิเล็กโทรไลท์จะบรรจุอยู่ในถังภายนอกเซลล์และถูกปั๊มผ่านเข้าไปในเซลล์เพื่อเกิดปฏิกิริยา ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นจะเป็นปฏิกิริยาแบบผันกลับโดยจะเกี่ยวข้องกับขั้นตอนการเก็บและการคายประจุ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับจำนวนเซลล์และพื้นที่ของเซลล์ ส่วนพลังงานจะขึ้นอยู่กับความเข้มข้นและปริมาณของสารละลายอิเล็กโทรไลท์ แบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานจะสามารถปล่อยพลังงานต่อเนื่องได้มากกว่า 10 ชั่วโมง สามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภท ตามชนิดของอิเล็กโทรไลท์ที่ใช้ ดังนี้



รูปที่ 4.56 : แสดงแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน (Chen et al., 2009)

(1) แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ (Vanadium Redox Battery: VRB)

หลักการทำงานและรายละเอียดทางเทคนิค

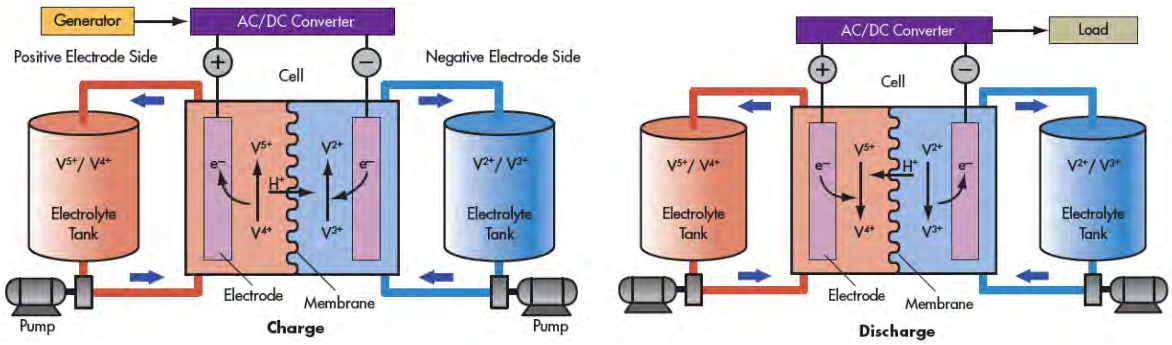
แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์เก็บพลังงานโดยใช้สารละลายอิเล็กโทรไลท์ที่เป็นสารละลายวานาเดียมในกรดซัลฟิวริกเจือจางโดยด้านแอโนดจะเป็นสารละลายวานาเดียมที่มีเลขออกซิเดชัน +2 และ +3 ส่วนด้านแคโทดจะเป็นสารละลายวานาเดียมที่มีเลขออกซิเดชัน +4 และ +5 (สมการที่ (4.5)-(4.6))

ขั้วลบ $$V^{3+}(tetravalent) + e^- \leftrightarrow V^{2+}(bivalent) \quad (4.5)$$

ขั้วบวก $$VO^{2+}(trivalent) + H_2O \leftrightarrow VO_2^+(pentavalent) + 2H^+ + e^- \quad (4.6)$$

ในขั้นตอนการประจุไฟฟ้าปฏิกิริยาจะดำเนินไปจากด้านซ้ายไปขวาของสมการที่ (4.5) และ(4.6)ส่วนการคายประจุจะเกิดปฏิกิริยาย้อนกลับ การประจุและคายประจุจะเกิดการแลกเปลี่ยนไฮโดรเนียมไอออน (H^+) ระหว่างสารละลายอิเล็กโทรไลท์ทั้งสองชนิดที่บรรจุอยู่ในถังเก็บภายนอก โดยไฮโดรเนียมไอออนจะแพร่ผ่านเยื่อเลือกผ่านที่ทำจากสารพอลิเมอร์ ทำให้เกิดความต่างศักย์ไฟฟ้าในแต่ละเซลล์อยู่ที่ 1.4-1.6 V แบตเตอรี่

ชนิดนี้จะมีประสิทธิภาพสูงถึง 85 % องค์ประกอบและการทำงานของแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์แสดงได้ดังรูปที่ 4.57 ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์แสดงได้ดังตารางที่ 4.22



รูปที่ 4.57 : แสดงองค์ประกอบและการทำงานของแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์

ตารางที่ 4.22 : ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ (Chen et al., 2009; Beaudin,et al., 2010)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ความหนาแน่นพลังงานและกำลังงาน (energy and power density)	
ความหนาแน่นพลังงาน (energy density)	10-30 Wh/kg
ความหนาแน่นกำลัง (power density)	16-33 W/L
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยและการเสียพลังงานด้วยตัวเอง (power rating and discharge time)	
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (power rating)	30 kW-3 MW
ระยะเวลาในการปล่อยพลังงาน (discharge time)	วินาที –10 ชั่วโมง
ช่วงเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	
การสูญเสียพลังงานด้วยตัวเอง (self-discharge per day)	น้อยมาก
ระยะเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	ชั่วโมง-เดือน
อายุและจำนวนรอบของการใช้งาน (life time and life duration)	
อายุการใช้งาน (life)	5-10 ปี
จำนวนรอบของการใช้งาน (cycle life)	มากกว่า 12,000 รอบ
ประสิทธิภาพในแต่ละรอบการทำงาน (cycle efficiency)	75-80%
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (influence on environment)	มีสารพิษตกค้าง
ขั้นการพัฒนาเทคโนโลยี (maturity)	อยู่ในขั้นตอนการพัฒนา/ มีใช้เชิงการค้า
ราคา (capital cost)	600-1500$/kW, 150-1000$/kWh

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

พิกัดกำลังและขนาดของความจุพลังงานสามารถออกแบบได้อย่างอิสระต่อกัน โดยพิกัดกำลังจะกำหนดโดย Cell Stack และความจุพลังงานจะกำหนดโดยขนาดของ Electrolyte Tank สามารถอัดประจุไฟฟ้าเข้าไปในแบตเตอรี่ได้ใหม่หลายครั้งอย่าง รวดเร็ว ในปริมาณความจุที่ไม่จำกัดของแหล่งกักเก็บ โดยการนำสารละลายอิเล็กโตรไลต์ที่ใช้แล้วออกมาจากแบตเตอรี่ แล้วนำสารละลายอิเล็กโตรไลต์ที่อัดประจุไฟฟ้าแล้วเข้าไปแทนที่ แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ สามารถประจุ/คายประจุได้มากกว่า 10,000 ครั้ง มีกำลังสูญเสียจากการคายประจุภายในแบตเตอรี่น้อย ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ 70% (รวมปั๊ม)

ข้อจำกัดทางเทคนิค

ในปัจจุบันแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ยังมีความจุพลังงานไฟฟ้าต่อน้ำหนักค่อนข้างต่ำอยู่ที่ประมาณ 20-50 Wh/kg และราคาแพงทำให้ยังต้องมีการพัฒนาอีกมาก

การประยุกต์ใช้งาน

แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์เหมาะสำหรับใช้เป็นระบบเก็บสะสมพลังงานสำหรับโรงไฟฟ้า และโรงงานอุตสาหกรรม รวมไปถึงการใช้เพื่อปรับปรุงคุณภาพกำลังไฟฟ้า (Power Quality) ใช้สำรองไฟฟ้า (UPSs) ใช้ลดความต้องการกำลังไฟฟ้า (Peak shaving) และรักษาเสถียรภาพในการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ขาดความต่อเนื่องและไม่สม่ำเสมอ

ใน ค.ศ. 1980 แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ถูกริเริ่มที่มหาวิทยาลัยแห่งนิวเซาท์เวลล์ (University of New South Wales: UNSW) ประเทศออสเตรเลีย ต่อมาในปี 1998 บริษัท ออสเตรเลียน พินนาเคิล วีอาร์บี (Australian Pinnacle VRB) ได้จดสิทธิบัตรและได้ให้สิทธิสำหรับผลิตเชิงการค้าขายแก่บริษัท ซูมิโตโม อิเล็กทริค อินดัสทรี (Sumitomo Electric Industries: SEI) และบริษัท วีอาร์บี พาวเวอร์ ซิสเต็ม (VRB Power Systems) โดยแบตเตอรี่วานาเดียม ขนาดความจุ 500 KW ที่สามารถจ่ายพลังงานได้เป็นเวลา 10 ชั่วโมงถูกติดตั้งโดยบริษัท ซูมิโตโม อิเล็กทริค อินดัสทรี ประเทศญี่ปุ่น และมีการติดตั้งเพื่อใช้ปรับปรุงคุณภาพกำลังไฟฟ้าที่บริษัท ทตโตริ ซันโย อิเล็กทริค (Tottori Sanyo Electric) ตัวอย่างของแบตเตอรี่วานาเดียมที่มีการติดตั้งใช้งานจริงแสดงได้ดังรูปที่ 4.58 นอกจากนี้ยังมีการติดตั้งระบบสะสมพลังงานชนิดนี้ที่แหล่งผลิตไฟฟ้าพลังงานลมหลายแห่ง เช่น ปี 2005 มีการติดตั้งแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ขนาด 4 MW/6 MWh เพื่อทำให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานลม (ขนาด 30.6 MW) ราบเรียบขึ้น ที่เมือง Tomamae ประเทศญี่ปุ่นและในปี 2007 ประเทศไอร์แลนด์มีการติดตั้งแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ขนาด 2 MW/12 MWh กับทุ่นกังหันลมขนาด 32 MW การติดตั้งติดตั้งแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์กับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมแสดงได้ดังรูปที่ 4.59

รูปที่ 4.58 : ภาพตัวอย่างจริงของแบตเตอรี่แบบไหลเวียนชนิดวานาเดียมรีดอกซ์

รูปที่ 4.59 : การติดตั้งแบตเตอรี่วานาเดียมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

สำหรับประเทศไทย ในเดือนกรกฎาคม ปี 2553 บริษัท ปตท จำกัด (มหาชน) ได้เซ็นสัญญาร่วมมือกับ บริษัท เซลเลนเนียม (ประเทศไทย) ในการศึกษาวิจัยและพัฒนาการประยุกต์ใช้งานเทคโนโลยีแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ โดยเน้นเป็นแหล่งกักเก็บและจ่ายพลังงานไฟฟ้าแบบติดตั้งในโรงงาน และแบบเคลื่อนที่ให้กับภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง รวมทั้งเพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนผลิตกระแสไฟฟ้า บริษัท เซลเลนเนียม (ประเทศไทย) จำกัด ได้ทำการจดสิทธิบัตรแบตเตอรี่วานาเดียมรีด็อกซ์ในปี 2521

ในเดือนตุลาคม ปี2551 บริษัทเซลเลนเนียม (ประเทศไทย) ร่วมกับ บริษัทอสังหาริมทรัพย์ ฮอร์สชูพอยท์ จำกัด เปิดตัวโครงการ Eco-Village Prototype Horse Shoe Pointที่พัทยา บนเนื้อที่ 5,000 ไร่ ภายในโครงการมีการใช้เทคโนโลยีแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ เป็นแหล่งกักเก็บและจ่ายพลังงานไฟฟ้าควบคู่กับการผลิตไฟฟ้าจากเซลแสงอาทิตย์(รูปที่ 4.60) และยังได้ขยายแนวคิด Eco village นี้กับโครงการของการเคหะแห่งชาติในการใช้เทคโนโลยีสะสมพลังงานด้วยแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ กับโครงการที่อยู่อาศัยที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม จำนวน 50,000 หน่วย โดยเริ่มดำเนินการตั้งแต่ปี 2555-2561

รูปที่ 4.60 : การใช้แหล่งสะสมพลังงานด้วยแบตเตอรี่แบบไหลเวียนชนิดวานาเดียมรีดอกซ์
สำหรับโครงการEco-Village ในประเทศไทย

ปัจจุบันบริษัทผู้ผลิตและจำหน่ายแบตเตอรี่วานาเดียม ได้แก่ บริษัท วีอาร์บี พาวเวอร์ ซิสเต็ม (VRB Power Systems) บริษัท ซูมิโตโม อิเล็กทริค อินดัสทรี (Sumitomo Electric Industries: SEI) บริษัท ออสเตรเลียน พินนาเคิล วีอาร์บี (Australian Pinnacle VRB) บริษัท เซลเลเนียม (ประเทศไทย) จำกัด (Cellenium (Thailand) Company Limited) และบริษัท พรูเดนท์ เอนเนอจี (Prudent energy)

แนวโน้มในการพัฒนา

เนื่องจากแบตเตอรี่วานาเดียมยังมิได้เป็นเทคโนโลยีที่ถูกพัฒนาโดยสมบูรณ์ ดังนั้นยังคงจำเป็นต้องทำการวิจัยและพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อให้เป็นเทคโนโลยีที่สมบูรณ์ ที่มีราคาคุณสมบัติ และขนาดของระบบที่สามารถแข่งขันกับเทคโนโลยีอื่นได้ ปัจจุบันได้มีการศึกษาวิจัยอย่างต่อเนื่อง โดยมีการจัดตั้งห้องปฏิบัติการขึ้นในประเทศออสเตรเลีย จีน ญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา ไอแลนด์ ออสเตรีย อังกฤษ และเยอรมนี ส่วนประเทศสิงคโปร์ เกาหลี แคนนาดา สเปน อยู่ในขั้นตอนของการจัดตั้ง ซึ่งมีการเผยแพร่วารสารทางวิทยาศาสตร์ที่ศึกษาเกี่ยวกับแบตเตอรี่วานาเดียมแล้วกว่า 100 ฉบับในช่วง 6 เดือนแรกของปี 2556 งานวิจัยส่วนใหญ่มุ่งเน้นศึกษาเพื่อหาโครงสร้างและคุณสมบัติที่เหมาะสมของสารที่ใช้ทำเป็นขั้วไฟฟ้า โดยมุ่งทำความเข้าใจเกี่ยวกับปฏิกิริยาที่เกี่ยวข้องให้มากขึ้น เช่น ศึกษาปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีบริเวณพื้นผิวของขั้วไฟฟ้า การเคลื่อนที่ของประจุผ่านเยื่อเลือกผ่าน ศึกษาพฤติกรรมการไหลของอิเล็กโทรไลท์ผ่านขั้วไฟฟ้า การปรับปรุงคุณสมบัติของสารอิเล็กโทรไลท์ช่วยให้สามารถใช้งานได้ในช่วงอุณหภูมิที่กว้างขึ้น นอกจากนี้โครงสร้างระดับนาโนของขั้วไฟฟ้าจะช่วยปรับปรุงความหนาแน่นของพลังงานให้มากขึ้นมีการรายงานผลการทดลองที่สามารถเพิ่มความหนาแน่นของกำลังงานและพลังงานของแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ได้สูงกว่าที่มีใช้ในเชิงการค้า

ความพยายามในการลดต้นทุนการผลิตมุ่งเน้นไปที่การหาวัสดุชนิดใหม่สำหรับทำเยื่อเลือกผ่านที่มีแรงดันสูญเสียเนื่องจากความต้านทาน (Ohmic losses) ต่ำ แทนการใช้แนฟอน (Nafion) ที่มีราคาสูง นอกจากจะช่วยให้แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์มีราคาถูกลงแล้วยังมีความหนาแน่นของกำลังงานสูงด้วย

ด้านวิศวกรรมมุ่งเน้นการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อหาสภาวะการทำงานที่เหมาะสม รวมไปถึงการออกแบบระบบควบคุมตัวแปรการผลิตต่าง ๆ เช่น การไหลของอิเล็กโทรไลท์ รวมไปถึงการออกแบบระบบควบคุมอัตโนมัติสำหรับระบบขนาดใหญ่ที่อยู่ไกลออกไปด้วยนอกจากนี้ยังใช้แบบจำลองที่ได้นำมาวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ด้วย

(2) แบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน (Zinc Bromine Battery: ZnBr)

หลักการทำงานและรายละเอียดทางเทคนิค

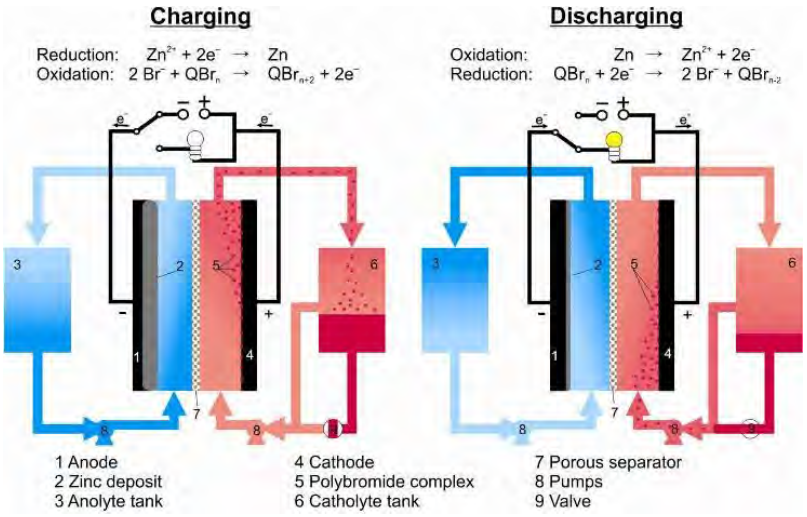
ในแต่ละเซลล์ของแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน จะมีสารละลายอิเล็กโทรไลท์ที่แตกต่างกัน 2 ชนิด ไหลผ่านขั้วไฟฟ้าที่เป็นคาร์บอนพลาสติก โดยขั้วไฟฟ้าทั้งสองถูกแยกจากกันโดยใช้เยื่อเลือกผ่านที่ทำจากพอลิโอเลฟินส์ที่มีรูพรุนขนาดเล็ก ปฏิกิริยาที่เกี่ยวข้องแสดงได้ดังสมการที่ (4.7)-(4.9)

ขั้วลบ $Zn^{2+}(aq) + 2e^{-} \leftrightarrow Zn(s)$ (4.7)

ขั้วบวก $2Br^{-}(aq) \leftrightarrow Br_2(aq) + 2e^{-}$ (4.8)

ปฏิกิริยารวม $Zn^{2+}(aq) + 2Br(aq) \leftrightarrow Zn(s) + Br_2(aq)$ (4.9)

ในระหว่างการเก็บประจุจะเกิดปฏิกิริยาจากด้านซ้ายไปขวาโลหะสังกะสีจะถูกเก็บเป็นฟิลม์บางๆ ที่ด้านหนึ่งของขั้วไฟฟ้า ในขณะที่โบรมีนจะเกิดปฏิกิริยากับสารอินทรีย์ที่เป็นเอมีน (Organic amine) เกิดเป็นน้ำมันโบรมีนตกตะกอนลงสู่ก้นถังอิเล็กโทรไลต์ ทำให้สารละลายอิเล็กโทรไลท์อีกด้านหนึ่งของเมมเบรนเจือจาง และมีค่าความต่างศักย์ไฟฟ้าของเซลล์ประมาณ 1.8 โวลต์ ในระหว่างการคายประจุ Zn และ Br จะรวมตัวกันกลายเป็นซิงค์โบรไมด์ (ปฏิกิริยาย้อนกลับ) ทำให้เกิดความต่างศักย์คร่อมเซลล์ 1.8 โวลต์ซึ่งจะเป็นการเพิ่มความหนาแน่นของ Zn2+ และ Br- ในสารละลายอิเล็กโทรไลท์ ประสิทธิภาพโดยรวมของแบตเตอรี่ชนิดนี้อยู่ที่ประมาณ 75 เปอร์เซ็นต์ องค์ประกอบและการทำงานของแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน แสดงได้ดังรูปที่ 4.61 ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน แสดงได้ดังตารางที่ 4.23



รูปที่ 4.61 : แสดงองค์ประกอบและการทำงานของแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน

ตารางที่ 4.23 : ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน (Chen et al., 2009; Beaudin,et al., 2010)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ความหนาแน่นพลังงานและกำลังงาน (energy and power density)	
ความหนาแน่นพลังงาน (energy density)	30-50 Wh/kg
ความหนาแน่นกำลัง (power density)	30-60 W/L
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยและการเสียพลังงานด้วยตัวเอง (power rating and discharge time)	
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (power rating)	50 kW-2 MW
ระยะเวลาในการปล่อยพลังงาน (discharge time)	วินาที –10 ชั่วโมง
ช่วงเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	
การสูญเสียพลังงานด้วยตัวเอง (self-discharge per day)	น้อย
ระยะเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	ชั่วโมง-เดือน
อายุและจำนวนรอบของการใช้งาน (life time and life duration)	
อายุการใช้งาน (life)	5-10 ปี
จำนวนรอบของการใช้งาน (cycle life)	มากกว่า 2,000 รอบ
ประสิทธิภาพในแต่ละรอบการทำงาน (cycle efficiency)	66-80%
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (Influence on environment)	มีสารพิษตกค้าง
ขั้นการพัฒนาเทคโนโลยี (maturity)	อยู่ในขั้นตอนการพัฒนา/ มีใช้เชิงการค้า
ราคา (capital cost)	700-2500 $/kW, 150-1000 $/kWh

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

จุดเด่นของแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีนเมื่อเทียบกับแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ คือสามารถประยุกต์ใช้กับการสะสมพลังงานขนาดใหญ่และมีราคาถูกกว่าสามารถทำงานได้ที่อุณหภูมิห้อง

ข้อจำกัด

ยังคงอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยและพัฒนา

การประยุกต์ใช้งาน

แบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีนมีการนำไปใช้เพื่อสำรองไฟในระบบขนาดเล็ก ปัจจุบันได้มีการพัฒนาแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน ขนาดความจุ 200 kW เพื่อรองรับการใช้งานในระบบสายส่งไฟฟ้า ซึ่งสามารถใช้สะสมพลังงานในช่วง Off peak จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน และติดตั้งเพื่อชะลอการลงทุนในการปรับปรุงระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า เป็นต้น

แบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน ถูกพัฒนาครั้งแรกโดยบริษัท เอ็กซอน (Exxon) ในปี 1970 หลายปีต่อมาแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน ขนาดเป็นกิโลวัตต์ชั่วโมงได้ถูกสร้างและทดสอบใช้งาน เมดิชา (Meidisha) ได้ทดสอบแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีนขนาด 1MW/4MWh ในปี 1991 ที่บริษัท คิวชู อิเล็กทริค พาวเวอร์ (Kyushu Electric Power Company) ปัจจุบันบริษัทผู้ผลิตและจำหน่ายหลักคือ บริษัท แซดบีบี เอนเนอจี คอปเปอเร

ชัน (ZBB Energy Corporation) และบริษัท พรีเมียม พาวเวอร์ คอปเปอเรชัน (Premium Power Corporation) โดยบริษัท แซดบีบี เอนเนอจี คอปเปอเรชัน สามารถผลิตแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน รุ่น F2500 ขนาด 500 kWh (250 x 2 h) ที่ใช้ต่อร่วมกับระบบสายส่งไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการติดตั้งแบตเตอรี่ชนิดนี้ในขนาด 50 kWh กับหน่วยผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย รูปที่ 4.62 และรูปที่ 4.63 แสดงตัวอย่างแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีนของบริษัทเรดโฟรล์ที่มีการจำหน่ายเพื่อติดตั้งใช้งานจริง

รูปที่ 4.62 : แสดงตัวอย่างแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน ขนาดเล็ก ที่มีการติดตั้งใช้งานจริง

รูปที่ 4.63 : แสดงตัวอย่างแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน ขนาดใหญ่ 200 kW
สำหรับใช้งานกับในระบบสายส่งไฟฟ้า

ตัวอย่างบริษัทผู้ผลิตและจำหน่ายแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน ได้แก่ บริษัท แซดบีบี เอนเนอจี คอปเปอเรชัน (ZBB Energy Corporation) บริษัท พรีเมียม พาวเวอร์ คอปเปอเรชัน (Premium Power Corporation) และบริษัท เรดโฟลว์ (Redflow Limited)

แนวโน้มในการพัฒนา

แบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีนมีการวิจัยพัฒนาทั้งในระดับห้องปฏิบัติการและในโรงงานต้นแบบ (Pilot scale) อย่างต่อเนื่องโดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศสหรัฐอเมริกาและออสเตรเลีย มุ่งเน้นการผลิตขั้วไฟฟ้า และศึกษาการเปลี่ยนแปลงสถานะของสารละลายที่ใช้เป็นขั้วไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการสร้างแบบจำลองเพื่อหาสภาวะการทำงานที่เหมาะสม และการพัฒนาระบบควบคุมที่มีประสิทธิภาพ ตลอดจนถึงการออกแบบระบบเพื่อป้องกันการรั่วไหลของสารเคมีที่เป็นส่วนประกอบซึ่งสามารถส่งผลกระทบต่อสุขภาพและความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานและชุมชนใกล้เคียง

(3) แบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมด์ (Polysulphide Bromide Battery: PSB)

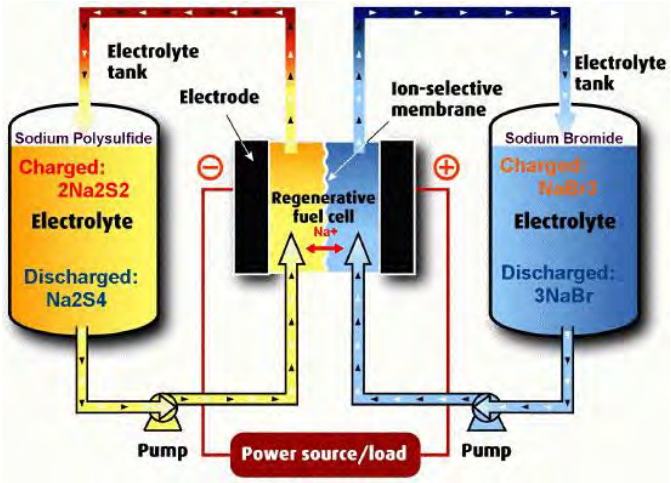
หลักการทำงานและรายละเอียดทางเทคนิค

ในแบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมด์ จะเกิดปฏิกิริยาเคมีที่ผันกลับได้ระหว่างสารละลายเกลือ 2 ชนิด คือ โซเดียมโบรไมด์ (NaBr) และโซเดียมโพลีซัลไฟด์ (Na_2S) โดยสารละลายอิเล็กโทรไลท์ทั้งสองจะถูกแยกกันด้วยเยื่อเลือกผ่านที่ทำจากพอลิเมอร์ ที่ยอมให้ไอออนของโซเดียมผ่าน ทำให้เกิดความต่างศักย์คร่อมเยื่อเลือกผ่าน 1.5 โวลล์ปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นแสดงได้ดังสมการที่ (4.10)และ (4.11)

ขั้วลบ $$S + 2e^- \leftrightarrow 2S^{2-} (Na_2S_4 + 2e^- + 2Na^+ \leftrightarrow 2Na_2S_2) \quad (4.10)$$

ขั้วบวก $$Br_2 + 2e^- \leftrightarrow 2Br^- (3NaBr^- \leftrightarrow NaBr_3 + +2Na^+ + 2e^-) \quad (4.11)$$

ในระหว่างการเก็บประจุปฏิกิริยาจะเกิดจากซ้ายไปขวาส่วนในขั้นตอนการคายประจุจะเกิดปฏิกิริยาในทิศทางตรงกันข้ามการใช้งานจะนำเซลล์มาต่อแบบอนุกรมหรือขนานเพื่อให้ได้แรงดันและกระแสไฟฟ้าตามต้องการ ประสิทธิภาพโดยรวมของแบตเตอรี่ชนิดนี้อยู่ที่ประมาณ 75 เปอร์เซ็นต์ และทำงานที่อุณหภูมิห้อง องค์ประกอบและการทำงานของแบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมด์ แสดงได้ดังรูปที่ 4.64 ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมด์ แสดงได้ดังตารางที่ 4.24



รูปที่ 4.64 : องค์ประกอบและการทำงานของแบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมด์

ตารางที่ 4.24 : ลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมต์ (Chen et al., 2009; Beaudin,et al., 2010)

ลักษณะเฉพาะ	รายละเอียด
ความหนาแน่นพลังงานและกำลังงาน (energy and power density)	
ความหนาแน่นพลังงาน (energy density)	-
ความหนาแน่นกำลัง (power density)	20-30 W/L
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ยและการเสียพลังงานด้วยตัวเอง (power rating and discharge time)	
กำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (power rating)	1-15 MW
ระยะเวลาในการปล่อยพลังงาน (discharge time)	วินาที –10 ชั่วโมง
ช่วงเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	
การสูญเสียพลังงานด้วยตัวเอง (self-discharge per day)	น้อย
ระยะเวลาในการเก็บประจุ (storage duration)	ชั่วโมง-เดือน
อายุและจำนวนรอบของการใช้งาน (life time and life duration)	
อายุการใช้งาน (life)	10-15 ปี
จำนวนรอบของการใช้งาน (cycle life)	-
ประสิทธิภาพในแต่ละรอบการทำงาน (cycle efficiency)	60-75%
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (influence on environment)	มีสารพิษตกค้างจากสารโบรมีน
ขั้นการพัฒนาเทคโนโลยี (maturity)	อยู่ในขั้นตอนการพัฒนา
ราคา (capital cost)	700-2500 $/kW, 150-1000 $/kWh

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

จุดเด่นของแบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมด์คือสามารถประยุกต์ใช้กับการสะสมพลังงานขนาดใหญ่ราคาถูก และมีอายุการใช้งานนาน

ข้อจำกัด

ยังคงอยู่ในขั้นตอนของการวิจัยและพัฒนา

การประยุกต์ใช้งาน

แบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมด์ สามารถนำไปใช้เก็บพลังงานเพื่อวัตถุประสงค์ต่างๆ รวมไปถึงการนำไปใช้เพื่อปรับลดกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Load leveling) ลดความต้องการกำลังไฟฟ้า (Peak shaving) หรือใช้ผสานพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบสายส่งไฟฟ้าส่วนกลาง

บริษัท รีเจเนซีส เทคโนโลยี (Regenesys Technologies) ได้สร้างระบบเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมต์ ขนาด 120 MWh, 15 MW ที่สถานีจ่ายไฟฟ้าในประเทศอังกฤษ อย่างไรก็ตามจากปัญหาทางด้านวิศวกรรมเรื่องการขยายขนาด (Scale up) ของเทคโนโลยีนี้ ทำให้ยังไม่ได้เดินเครื่องแต่อย่างใด นอกจากนี้ยังมีสร้างหน่วยสาธิตของแบตเตอรี่ชนิด ขนาด 12 MW, 120 MWh นี้ที่รัฐมิสซิสซิปปี ประเทศ

สหรัฐอเมริกา แต่โครงการก็ถูกยกเลิกไปเช่นกัน ทำให้ยังไม่มีข้อมูลรองรับสำหรับการทดลองใช้งานจริงของแบตเตอรี่ชนิดนี้ในระบบขนาดใหญ่

ปัจจุบันบริษัท วีอาร์บี พาวเวอร์ ซิสเต็ม (VRB Power Systems) ได้ซื้อเทคโนโลยีของบริษัท รีเจเนซีส เทคโนโลยี (Regenesys Technologies) ปัจจุบันยังไม่มีการจำหน่ายในเชิงการค้า

แนวโน้มในการพัฒนา

แบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมต์ได้รับความนิยมนำมาใช้งานในระบบเก็บพลังงานขนาดใหญ่ เนื่องจากอิเล็กโตรไลท์มีราคาถูกงานวิจัยส่วนใหญ่มุ่งเน้นการศึกษากลไกของการเกิดปฏิกิริยาที่เกี่ยวข้อง การพัฒนาเยื่อเลือกผ่านที่มีคุณสมบัติเหนี่ยวนำโซเดียมไอออนได้ดี (High Sodium Ion Conductivity) และเจาะจงให้เฉพาะโซเดียมไอออนผ่านได้ดี (High Sodium Ion Selectivity) การพัฒนาวัสดุที่ใช้ทำขั้วไฟฟ้าที่สามารถเกิดปฏิกิริยาได้ดีและมีเสถียรภาพสูง (High Electrochemical Activity and Chemical Stability) นอกจากนี้ยังมุ่งเน้นการพัฒนา Seal material ที่มีประสิทธิภาพสูง และการออกแบบโครงสร้างของระบบรวมให้มีขนาดที่เหมาะสม

(4) การเปรียบเทียบแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานทั้งสามชนิด

เนื่องจากแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานมุ่งเน้นพัฒนาสำหรับระบบขนาดใหญ่ ที่มีกำลังไฟฟ้าที่แน่นอนและต้องการการตอบสนองที่รวดเร็ว โดยแบตเตอรี่พอลิซัลไฟต์โบรไมด์เน้นการพัฒนาสำหรับระบบขนาดใหญ่ที่มีกำลังไฟฟ้าหลายเมกกะวัตต์ ในขณะที่แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์และแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีนมักใช้กับระบบที่มีขนาดน้อยกว่า 1 เมกกะวัตต์

ตารางที่ 4.25:แสดงการเปรียบเทียบแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานทั้ง 3 ชนิด

รายละเอียด	วานาเดียมรีดอกซ์	สังกะสี-โบรมีน	พอลิซัลไฟต์โบรไมด์
ขนาดกำลังไฟฟ้า(MWe)	< 3	< 1	< 15
ขนาดของระบบ (MWh)	0.5 - 5	0.01 - 5	0 - 120
ความหนาแน่นพลังงาน (Energy density, (Wh/liter))	16 - 33	60 – 90	20 - 30
ประสิทธิภาพในแต่ละรอบการทำงาน(cycle efficiency)	70 – 85	65 – 75	60 – 75
จำนวนรอบของการใช้งาน(cycle)	>12,000	>2,000	N/A
อายุการใช้งาน(life)	5 – 10	5 – 10	15
ขั้นการพัฒนาเทคโนโลยี (maturity)	อยู่ในขั้นตอนการพัฒนา/มีใช้ในเชิงการค้า	อยู่ในขั้นตอนการพัฒนา/มีใช้ในเชิงการค้า	อยู่ในขั้นตอนการพัฒนา
บริษัทที่พัฒนา	VRB, SEI, Pinnacle, Cellenium	ZBB, Premium Power	TVA, VRB (using Regenesys technology)

4.2.9 เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในรูปของพลังงานไฮโดรเจน

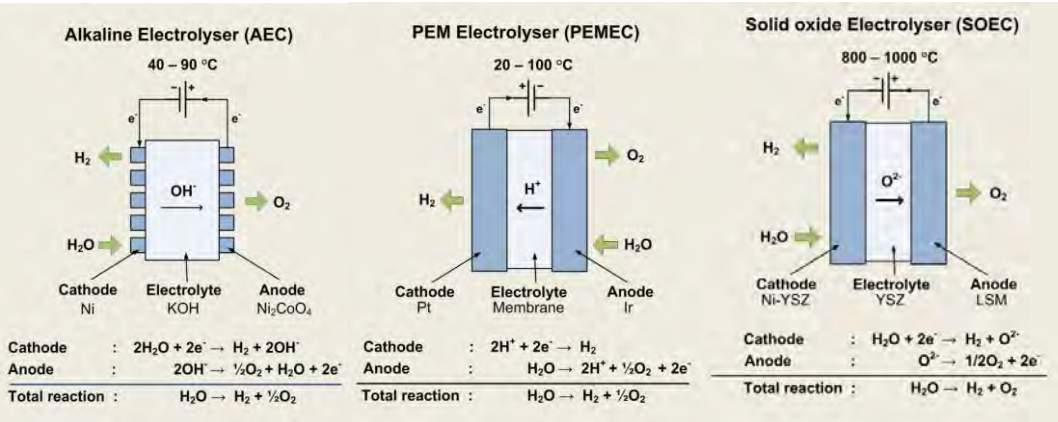
เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในรูปของพลังงานไฮโดรเจนเป็นการเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้ามาเก็บในรูปของพลังงานไฮโดรเจนในช่วงที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่ำ และไฮโดรเจนจะถูกนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูง สำหรับเทคโนโลยีการเก็บพลังงานในรูปของพลังงานไฮโดรเจนจะใช้เทคโนโลยีทั้งหมด 2 เทคโนโลยี คือ เทคโนโลยีอิเล็กโทรไลเซอร์และเซลล์เชื้อเพลิง ซึ่งทั้ง 2 เทคโนโลยีเป็นเทคโนโลยีที่ทำงานย้อนกลับกันโดยทำงานตามหลักทางไฟฟ้าเคมี โดยขั้นแรกพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการเก็บจะถูกนำมาใช้เพื่อผลิตไฮโดรเจนด้วยเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลเซอร์ ในกรณีที่ต้องการผลิตไฟฟ้าจะนำไฮโดรเจนที่เก็บไว้มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยผ่านเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง ในปัจจุบันทั้ง 2 เทคโนโลยีได้มีการพัฒนาให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นมาโดยตลอดทำให้เทคโนโลยีเหล่านี้มีอยู่หลายประเภท ซึ่งแต่ละประเภทจะมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน ประสิทธิภาพ รวมถึงมีลักษณะการใช้งานที่แตกต่างกันอีกด้วย ดังนั้นการเลือกใช้เทคโนโลยีต่างๆ จะต้องเป็นไปตามความเหมาะสมของงานและสภาวะแวดล้อมต่างๆ

(1) อิเล็กโทรไลซิสเซลล์ (Electrolysis Cell)

อิเล็กโทรไลซิสเซลล์หรืออิเล็กโทรไลเซอร์ (Electrolyzer) เป็นเทคโนโลยีที่ทำงานย้อนกลับของเซลล์เชื้อเพลิงซึ่งใช้พลังงานไฟฟ้าทำให้โมเลกุลของน้ำแยกออกเป็นไฮโดรเจนและออกซิเจนโดยใช้ปฏิกิริยาทางไฟฟ้าเคมี สำหรับโครงสร้างของเซลล์มีลักษณะเช่นเดียวกับเซลล์เชื้อเพลิงและในปัจจุบันเทคโนโลยีมีอยู่ 3 เทคโนโลยีนั้นคือ

1. อิเล็กโทรไลเซอร์แบบอัลคาไลน์ (Alkaline Electrolysis Cell, AEC)
2. อิเล็กโทรไลเซอร์แบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (Proton Exchange Membrane Electrolysis Cell, PEMEC)
3. อิเล็กโทรไลเซอร์แบบออกไซด์แข็ง (Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC)

อย่างไรก็ตามในปัจจุบันเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลเซอร์ที่สามารถใช้ในเชิงพาณิชย์ได้มีอยู่ 2 เทคโนโลยีนั้นคือ AEC และ PEMEC โดยทั้ง 2 เทคโนโลยีทำงานที่อุณหภูมิต่ำ ส่วนเทคโนโลยี SOEC จะทำงานที่อุณหภูมิปานกลางและอุณหภูมิสูงซึ่งยังอยู่ในขั้นวิจัยและพัฒนา โดยเทคโนโลยีนี้จะมีสมรรถนะและประสิทธิภาพสูงกว่าทั้งสองเทคโนโลยี สำหรับหลักการทำงานและปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นของเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลซิสแต่ละประเภทแสดงดังรูปที่ 4.65



รูปที่ 4.65 : หลักการทำงานและปฏิกิริยาของเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลซิสแต่ละประเภท

1.1) อิเล็กโทรไลเซอร์แบบอัลคาไลน์ (Alkaline Electrolysis Cell, AEC)

อิเล็กโทรไลเซอร์แบบอัลคาไลน์ (AEC) เป็นเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดแรกที่ถูกสร้างขึ้นซึ่งทำงานที่อุณหภูมิต่ำ ขั้วอิเล็กโทรดทั้งสองขั้วจะอยู่ในสารละลายโพแทสเซียมไฮดรอกไซด์ผสมกับน้ำเข้มข้น 20-30 % ซึ่งเป็นสารอิเล็กโทรไลท์ที่เป็นเบสและมีฤทธิ์กัดกร่อน โดยจะมีแผ่นไดอะแฟรม (Diaphragm) ขั้นกลางอยู่ระหว่างขั้วทั้งสองซึ่งจะคอยป้องกันไม่ให้โมเลกุลของไฮโดรเจนเคลื่อนที่ผ่านจากขั้วหนึ่งไปยังอีกขั้วหนึ่ง แต่จะยอมให้โมเลกุลของน้ำและไฮดรอกไซด์ไอออน (OH^-) โดยน้ำจะถูกรีดิวซ์ที่ขั้วแคโทดได้เป็นไฮโดรเจนและไฮดรอกไซด์ไอออน จากนั้นไฮดรอกไซด์ไอออนจะเคลื่อนที่ผ่านไปยังแอโนดแล้วเกิดปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีกลายเป็นออกซิเจนและน้ำ

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

อิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ได้รับการพัฒนาจนถึงจุดที่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ทำให้สามารถนำมาใช้ในโรงงานได้อย่างคุ้มค่า ซึ่งในปัจจุบันได้มีการใช้เทคโนโลยีชนิดนี้อย่างแพร่หลายทั้งในอุตสาหกรรมผลิตแอมโมเนีย และอุตสาหกรรมโรงกลั่น นอกจากนั้นอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ยังมีราคาถูกเนื่องจากไม่ต้องใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงในการเกิดปฏิกิริยาทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายในการลงทุนลงได้ และที่สำคัญอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้จะมีอายุการใช้งานยาวนานเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลเซอร์แบบต่างๆ (มากกว่า 60,000 ชั่วโมง)

ข้อจำกัด

เนื่องจากอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ใช้สารอิเล็กโทรไลท์ที่เป็นเบสจึงทำให้ขั้วอาจเกิดการกัดกร่อนได้ นอกจากนั้นยังทำงานได้แค่ความดันต่ำจึงทำให้มีปัญหาในการอัดแก๊สไฮโดรเจนสู่ถังเก็บ ซึ่งแก๊สไฮโดรเจนที่ได้นี้จะมีความบริสุทธิ์อยู่เพียง 99.9 เปอร์เซ็นต์เท่านั้น เนื่องจากใช้เพียงแค่แผ่นไดอะแฟรมในการป้องกันไม่ให้ไฮโดรเจนเคลื่อนที่ผ่าน อีกทั้งอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้จะต้องใช้ความหนาแน่นของกระแสที่ต่ำจึงทำให้ต้องใช้แรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้นเป็นสาเหตุให้ต้องใช้กำลังไฟฟ้าสูงขึ้นนั้นเอง

แนวทางการพัฒนา

การทำงานที่ความดันต่ำของอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ส่งผลให้ไม่สามารถส่งไฮโดรเจนไปสู่ถังกักเก็บด้วยตัวเองได้จึงมีความจำเป็นที่จะต้องใช้คอมเพลสเซอร์ในการเพิ่มความดันให้กับไฮโดรเจนซึ่งทำให้ต้องใช้เงินลงทุนมากยิ่งขึ้น ดังนั้นในปัจจุบันได้มีแนวโน้มในการพัฒนาอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ให้สามารถทำงานที่ความดันและอุณหภูมิสูงได้ ซึ่งการทำงานที่อุณหภูมิจะช่วยให้สามารถลดพลังงานไฟฟ้าที่ต้องใช้ลงได้

1.2) อิเล็กโทรไลเซอร์แบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (Proton Exchange Membrane Electrolysis Cell, PEMEC)

อิเล็กโทรไลเซอร์แบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (PEMEC) เป็นอิเล็กโทรไลเซอร์ที่ใช้อิเล็กโทรไลท์ที่ทำมาจากเยื่อเลือกผ่านชนิดซัลโฟเนตพอลิสไตรีนแข็ง (Solid Sulfonated Polystyrene Membrane) ซึ่งจะยอมให้เฉพาะโปรตรอน (H^+) เคลื่อนที่ผ่านได้เท่านั้น ส่วนขั้วอิเล็กโทรดจะทำมาจากตัวเร่งปฏิกิริยาแพล็ทตินัมซึ่งเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงทำให้มีราคาแพงตามไปด้วย โดยเทคโนโลยีนี้จะทำงานที่อุณหภูมิต่ำประมาณ 20-100 °C ซึ่งจะทำการป้อนน้ำทางฝั่งแอโนดจากนั้นจะเกิดรีดิวซ์กลายเป็นโปรตรอนและออกซิเจน ออกซิเจนจะเคลื่อนที่ออกทางแอโนดอีกด้านส่วนโปรตรอนจะเคลื่อนที่ผ่านชั้นของอิเล็กโทรไลท์ จากนั้นโปรตอนจะเกิดการรวมตัวกันที่ขั้วแคโทดกลายเป็นโมเลกุลของไฮโดรเจน

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

อิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ใช้เยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอนเป็นอิเล็กโทรไลท์ทำให้ไฮโดรเจนที่ผลิตได้จะมีความบริสุทธิ์สูงมาก (มากกว่า 99.99 เปอร์เซ็นต์) และมีประสิทธิภาพสูงกว่าเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลซิสแบบอัลคาไลน์ อีกทั้งอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ยังมีขนาดเล็กกะทัดรัดทำให้สามารถเคลื่อนย้ายได้ง่าย

ข้อจำกัด

วัสดุที่ใช้ทำขั้วอิเล็กโทรดเป็นตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงทำให้อิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้มีราคาแพง อีกทั้งตัวเร่งปฏิกิริยาชนิดนี้นี้ยังอ่อนไหวต่อแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ทำให้น้ำที่ใช้เป็นวัตถุดิบต้องปราศจากสิ่งเจือปน ดังนั้นจึงจำเป็นต้องใช้การทำให้บริสุทธิ์ (Purification unit) เพื่อให้ได้น้ำที่สะอาดทำให้ต้องใช้ต้นทุนของระบบเพิ่มมากยิ่งขึ้น อีกทั้งอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ยังมีความทนทานต่ำที่สุดจึงทำให้ต้องมีค่าใช้จ่ายในด้านการซ่อมบำรุงมากยิ่งขึ้น

แนวทางการพัฒนา

ในปัจจุบันการพัฒนาอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้จะเน้นการพัฒนาเพื่อลดพลังงานไฟฟ้าที่ต้องใช้ลงโดยการเพิ่มอุณหภูมิในการทำงานให้สูงขึ้นทำให้สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลงได้ นอกจากนั้นยังได้มีการพัฒนาโดยการใช้เอทานอลมาผสมกับน้ำ เนื่องจากสามารถทำให้เกิดปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีของการรีฟอร์มมิ่งทำให้สามารถเกิดการแลกเปลี่ยนอิเล็กตรอนมากขึ้นซึ่งเป็นสาเหตุให้สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลงได้ โดยจะใช้พลังงานไฟฟ้าเพียงแค่ประมาณ 0.22 โวลต์ ซึ่งโดยปกติการย่อยสลายน้ำจะใช้พลังงานไฟฟ้าประมาณ 1.23 โวลต์

1.3) อิเล็กโทรไลเซอร์แบบออกไซด์แข็ง (Solid Oxide Electrolysis Cell, SOEC)

อิเล็กโทรไลเซอร์แบบออกไซด์แข็ง (SOEC) เป็นเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลซิสที่มีสมรรถนะและประสิทธิภาพสูงสุดซึ่งจะทำงานที่อุณหภูมิสูงตั้งแต่ 800-1000 ºC ทำให้ปฏิกิริยาอิเล็กโทรไลซิสสามารถเกิดขึ้นได้ดีทำให้ไม่จำเป็นต้องใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงจึงสามารถลดต้นทุนในการผลิตลงได้ นอกจากนั้นยังช่วยลดพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ลงได้ทำให้สามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้ โดยจะใช้พลังงานไฟฟ้า 2.8-3.0kWh/Nm^3H_2 และพลังงานความร้อน 0.4-0.5 kWh/Nm^3H_2 เนื่องจากเทคโนโลยีนี้ทำงานที่อุณหภูมิสูงทำให้ชั้นของอิเล็กโทรไลท์ที่ใช้จะทำมาจากเซรามิก โดยมีหลักการทำงานคือไอน้ำจะเข้าทางขั้วแคโทดจากนั้นจะถูกรีดิวซ์กลายเป็นไฮโดรเจนและออกไซด์ ไฮโดรเจนจะเคลื่อนที่ออกจากขั้วแคโทดส่วนออกไซด์จะเคลื่อนที่ผ่านชั้นของอิเล็กโทรไลท์ซึ่งจะยอมให้เฉพาะออกไซด์ผ่านเท่านั้นทำให้ออกไซด์เกิดการรวมตัวกันกลายเป็นโมเลกุลของออกซิเจนที่ขั้วแอโนด

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

เมื่อเปรียบเทียบประสิทธิภาพทางพลังงานของทั้ง 3 เทคโนโลยี พบว่า เทคโนโลยีอิเล็กโทรไลซิสแบบออกไซด์แข็งเป็นเทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพสูงที่สุด เนื่องจากมีการใช้พลังงานความร้อนเข้ามาช่วยในการทำงานทำให้สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าลงได้ อีกทั้งการใช้พลังงานความร้อนยังสามารถช่วยให้เกิดปฏิกิริยาได้ดีโดยไม่ต้องใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูง ซึ่งช่วยให้สามารถรถต้นทุนของอิเล็กโทรไลเซอร์ลงได้ และ

เนื่องจากชั้นของอิเล็กโทรไลท์มีสภาพเป็นของแข็งจึงทำให้สามารถทำงานที่ความดันสูงได้ ซึ่งช่วยในการลดต้นทุนของระบบสำหรับการอัดความดันไฮโดรเจนเพื่อนำไปเก็บลงได้

ข้อจำกัด

ในการทำงานที่อุณหภูมิมากจะทำให้เซลล์ของอิเล็กโทรไลเซอร์เกิดการเสื่อมสภาพอันเนื่องมาจากความร้อนนั้นคือ การเกิดการแตกหักอันเนื่องมาจากความร้อน ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มสูงขึ้น รวมถึงอิเล็กโทรไลเซอร์ยังมีขนาดใหญ่ทำให้เคลื่อนย้ายได้ลำบาก และที่สำคัญที่สุด เทคโนโลยีนี้ยังอยู่ในขั้นวิจัยและพัฒนา จึงทำให้ในปัจจุบันยังไม่มีการนำอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้มาใช้ในปัจจุบัน

แนวทางการพัฒนา

การพัฒนาของอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้จะเน้นการพัฒนาขั้วอิเล็กโทรดเพื่อให้สามารถทำงานได้อย่างทนทานมากยิ่งขึ้นที่อุณหภูมิสูง นอกจากนั้นยังได้มีการจำลองเพื่อนำเทคโนโลยีนี้มาใช้ร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์เป็นกระบวนการที่ผลิตความร้อนมาก ดังนั้นการนำความร้อนนี้มาใช้ร่วมกับอิเล็กโทรไลเซอร์แบบออกไซด์แข็งจะสามารถช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของกระบวนการได้มากยิ่งขึ้น แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากปัญหาจากการดำเนินงานที่อุณหภูมิสูงจึงได้มีแนวคิดที่จะทำการศึกษาในการดำเนินงานที่อุณหภูมิต่ำเพื่อลดปัญหาอันเนื่องมาจากความร้อน

การประยุกต์ใช้อิเล็กโทรไลซิสเซลล์

สำหรับเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลซิสแบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน ได้มีผู้ผลิตหลายบริษัทที่ผลิตเทคโนโลยีนี้ขึ้นมา โดยรูปที่ 4.66 เป็นเทคโนโลยีของบริษัท PROTON on site ซึ่งเป็นบริษัทหนึ่งที่ผลิตเทคโนโลยีอิเล็กโทรไลซิสที่ได้รับความนิยม อีกทั้งยังมีหลายรุ่นทำให้สามารถเลือกซื้อได้อย่างคุ้มค่าตามความเหมาะสมของการใช้งาน ตารางที่ 4.26 แสดงรายละเอียดของข้อมูลทางเทคนิคของอิเล็กโทรไลเซอร์แบบเยื่อเลือกผ่านโปรตอน โดยมีทั้งหมด 3 รุ่น นั้นคือ G200 G400 และ G600

เทคโนโลยีอิเล็กโทรไลซิสแบบอัลคาไลน์ของบริษัท NEL Hydrogen ซึ่งเป็นบริษัทที่ผลิตเทคโนโลยีนี้โดยเฉพาะและเปิดกิจการเป็นเวลานานทำให้ได้รับความนิยมเป็นอย่างมาก โดยลักษณะของเทคโนโลยีแสดงดังรูปที่ 4.67 และข้อมูลทางเทคนิคแสดงดังตารางที่ 4.27

รูปที่ 4.66 : อิเล็กโทรไลซิสแบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตรอนของบริษัท PROTRON on site

ตารางที่ 4.26 : ข้อมูลทางเทคนิคของอิเล็กโทรไลซิสแบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตรอน

TECHNICAL FEATURES	G200	G400	G600
FLOW RATE*	200 cc/min	400 cc/min	600 cc/min
TECHNOLOGIES EMPLOYED	Proton Exchange Membrane (PEM) Solid Electrolyte Maintenance-Free and Caustic-Free		
OUTPUT PRESSURE	3 to 8 barg / 43 to 116 psig		
PURITY	99.9995% (H_2O < 5 ppmv, O_2 < 1 ppmv)		
DI WATER SUPPLY	Deionized, ASTM Type II, > 1 Meg Ohm-cm (< 1 microSiemen/cm) < 0.5 ppm, Total Dissolved Solids		
DI WATER FEED PRESSURE SPEC FOR AUTO-FILL	> 0.7 barg (10 psig)		
WATER CONSUMPTION RATE	12 cc/hr 0.29 L/day	24 cc/hr 0.58 L/day	36 cc/hr 0.86 L/day
POWER CONSUMPTION RATE	< 110 W	< 180 W	< 250 W
ELECTRICAL SUPPLY	120 - 230 VAC, Auto Ranging, 50/60 Hz		
INGRESS PROTECTION RATING	IP20		
OPERATING TEMPERATURE	40°F to 104°F / 5°C to 40°C		
ENVIRONMENTAL MOISTURE	80% RH, non-condensing		
MAX ALTITUDE	2000 m / 6560 ft above sea level		
UNIT DIMENSIONS	14.5"(H) x 20.5" (D) x 9" (W) 36.8 cm (H) x 52 cm (D) x 22.9 cm (W)		
UNIT WEIGHT	67 lbs / 30 kg		

รูปที่ 4.67 : อิเล็กโทรไลซิสแบบอัลคาไลน์ของบริษัท NEL Hydrogen

ตารางที่ 4.27 : ข้อมูลทางเทคนิคอิเล็กโทรไลซิสแบบอัลคาไลน์ของบริษัท NEL Hydrogen

Capacity/Nominal Flow Rate	
Capacity range (Nm^3 H_2/hr) per unit	50 - 485
Energy (electrolyser cell stack)	
Power consumption at maximum capacity (kWh/Nm^3 H_2)	4.4 ± 0.1
Purity (measured on dry basis)	
H_2 purity (%)	99.9 ± 0.1
O_2 purity (%)	99.5 ± 0.1
After purification	
O_2-content	< 2 ppm
H_2O-content	< 2 ppm
Pressure	
H_2 outlet pressure after electrolyser	200 - 500 mm WG
Maximum H_2 outlet pressure after compressor	250 bar g

Operation	
Operating temperature	80°C
Operation	Automatic, 20 - 100% of max capacity
Electrolyte	25% KOH aqueous solution
Feed water consumption	0.9 litre / Nm^3 H_2

ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

เทคโนโลยีอิเล็กโทรไลเซอร์เป็นเทคโนโลยีที่ไม่ส่งผลต่อสิ่งแวดล้อม ยกเว้นแต่พลังงานไฟฟ้าที่นำมาใช้จะถูกผลิตจากกระบวนการที่ส่งผลต่อสิ่งแวดล้อม เช่น การผลิตจากถ่านหิน เป็นต้น

สรุป

เทคโนโลยีอิเล็กโทรไลซิสเป็นเทคโนโลยีที่ทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าไปเป็นพลังงานไฮโดรเจนและยังสามารถผลิตออกซิเจนออกมาได้อีกด้วย โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้จะมีความบริสุทธิ์สูงมากกว่า 99.9 %ในปัจจุบันเทคโนโลยีนี้มีอยู่ 3 ประเภทคือ AEC, PEMEC และ SOEC โดย SOEC มีสมรรถนะและประสิทธิภาพสูงที่สุดแต่ยังอยู่ในขั้นวิจัยแล้วพัฒนา ส่วน AEC และ PEMEC เป็นเทคโนโลยีที่สามารถใช้ในเชิงพาณิชย์ได้ เมื่อทำการเปรียบเทียบสมรรถนะของทั้ง 2 เทคโนโลยีพบว่า AEC เป็นอิเล็กโทรไลเซอร์ที่พัฒนาไปจนถึงจุดที่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ทำให้มีความเหมาะสมที่จะนำมาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมมากที่สุด

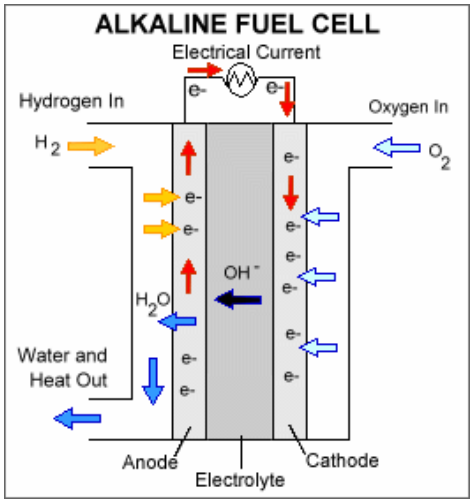
(2) เซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell)

เซลล์เชื้อเพลิง เป็นเทคโนโลยีสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยอาศัยหลักการทางไฟฟ้าเคมี ในเซลล์เชื้อเพลิงหนึ่งเซลล์ประกอบด้วยโครงสร้างทั้งหมด 3 ชั้น ได้แก่ แอโนด อิเล็กโทรไลท์ และแคโทด ซึ่งแต่ละเซลล์จะถูกนำมาต่อกันโดยมีแผ่นประสานระหว่างเซลล์เป็นตัวเชื่อมทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้มากยิ่งขึ้น ในปัจจุบันเซลล์เชื้อเพลิงมีอยู่ด้วยกันหลายประเภทซึ่งแต่ละประเภทจะมีลักษณะการทำงานและข้อดีข้อเสียที่แตกต่างกัน สารตั้งต้นที่ใช้ในเซลล์เชื้อเพลิงจะมี 2 ส่วนคือ เชื้อเพลิง (Fuel) และสารออกซิไดซ์ (Oxidant) โดยเชื้อเพลิงที่ใช้จะเป็นไฮโดรเจน และสารออกซิไดซ์จะเป็นออกซิเจนหรืออากาศ ดังนั้นเมื่อเกิดปฏิกิริยาจะได้กระแสไฟฟ้า และน้ำเป็นผลิตภัณฑ์ ทำให้เทคโนโลยีนี้เป็นเทคโนโลยีในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่ไม่มีการปลดปล่อยแก๊สเรือนกระจก โดยเซลล์เชื้อเพลิงที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในปัจจุบันมีอยู่ 5 ประเภท คือ

1. เซลล์เชื้อเพลิงแบบอัลคาไลน์ (Alkaline Fuel Cell, AFC)
2. เซลล์เชื้อเพลิงแบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตรอน (Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC)
3. เซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)
4. เซลล์เชื้อเพลิงแบบกรดฟอสโฟริก (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC)
5. เซลล์เชื้อเพลิงแบบคาร์บอเนตหลอมเหลว (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC)

2.1) เซลล์เชื้อเพลิงแบบอัลคาไลน์ (Alkaline Fuel Cell, AFC)

เซลล์เชื้อเพลิงแบบอัลคาไลน์ (AFC) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงชนิดแรกที่ถูกสร้างขึ้นโดยใช้สารละลายโพแทสเซียมไฮดรอกไซด์ผสมกับน้ำเป็นชั้นของอิเล็กโทรไลท์ สำหรับของแอโนดและแคโทดทำด้วยตัวเร่งปฏิกิริยาทั่วไปทำให้เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีราคาถูก โดยอุณหภูมิการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จะทำงานที่อุณหภูมิต่ำกว่า 100 °C แต่อย่างไรก็ตามเซลล์เชื้อเพลิงนี้มีข้อเสียคือ เซลล์เสื่อมสภาพได้ง่ายเมื่อได้รับคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้นอากาศที่เข้าสู่เซลล์จะต้องมีปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่น้อยทำให้จำเป็นต้องใช้หน่วยแยกเพื่อทำให้อากาศที่เข้ามามีความบริสุทธิ์สูง หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้แสดงรูปที่ 4.68 และปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นแสดงดังสมการที่ (4.12)ถึง (4.14)โดยไฮโดรเจนจะถูกป้อนเข้าสู่เซลล์ทางด้านแอโนด ส่วนออกซิเจนจะป้องเข้าสู่ทางด้านแคโทด จากนั้นไฮโดรเจนจะทำปฏิกิริยากับไฮดรอกไซด์จะได้อิเล็กตรอนและน้ำ โดยอิเล็กตรอนจะเคลื่อนที่ไปตามวงจรเพื่อนำไปใช้ในอุปกรณ์ต่างๆ ส่วนน้ำที่ได้จะเคลื่อนที่ออกทางด้านแอโนด ในปัจจุบันเทคโนโลยีนี้สามารถใช้ในเชิงพาณิชย์ได้แล้วซึ่งสามารถทำงานได้ในระยะเวลาที่ยาวนานมากกว่า 40,000 ชั่วโมง



Anode $2H_2 + 4OH^- \rightarrow 4H_2O + 4e^-$ (4.12)

Cathode $O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightarrow 4OH^-$ (4.13)

Overall $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$ (4.14)

รูปที่ 4.68 : กลไกทำงานของ AFC

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

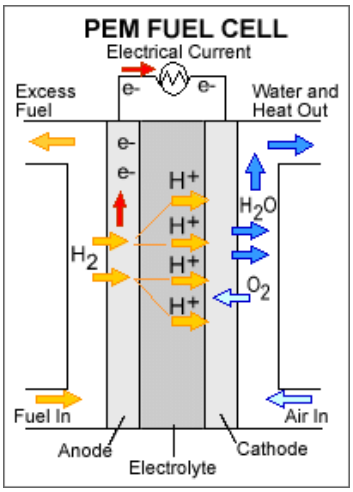
เซลล์เชื้อเพลิงแบบอัลคาไลน์จะมีราคาถูกเนื่องจากไม่มีการใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงจึงทำให้ลดต้นทุนในการผลิตลงได้ อีกทั้งอายุการใช้งานที่ยาวนาน และยังสามารถทำงานได้ที่อุณหภูมิต่ำซึ่งช่วยให้สามารถใช้เวลาในการเริ่มที่รวดเร็วเมื่อเทียบกับเซลล์เชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ

ข้อจำกัด

เมื่อได้รับคาร์บอนไดออกไซด์จะทำให้เซลล์เกิดการเสื่อมสภาพเป็นสาเหตุให้ชำรุดได้ง่าย จึงจำเป็นต้องใช้หน่วยแยก (Purification unit) เพื่อทำการแยกเชื้อเพลิงไฮโดรเจนออกจากสิ่งเจือปนต่างๆ ทำให้ระบบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีราคาสูงมากยิ่งขึ้น นอกจากนั้นเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ยังมีขนาดใหญ่มากจึงทำให้ไม่เหมาะสำหรับการทำงานที่จำเป็นต้องมีการเคลื่อนย้าย

2.2) เซลล์เชื้อเพลิงแบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตรอน (Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC)

เซลล์เชื้อเพลิงแบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตรอน (PEMFC) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่ใช้พอลิเมอร์เป็นชั้นของอิเล็กโทรไลท์เพื่อทำหน้าที่เป็นเยื่อเลือกผ่านเฉพาะโปรตรอน (H^+) เพื่อให้โปรตรอนแพร่จากขั้วแอโนดไปยังขั้วแคโทดได้เพียงอย่างเดียว โดยหลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้แสดงรูปที่ 4.69 และปฏิกิริยาทั้งหมดที่เกิดขึ้นภายในเซลล์แสดงดังสมการที่ (4.15)ถึง (4.17)โดยไฮโดรเจนทางขั้วแอโนดจะเกิดปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีได้อิเล็กตรอนและโปรตรอนซึ่งโปรตรอนจะเคลื่อนที่ผ่านชั้นของอิเล็กโทรไลท์ไปทางขั้วแคโทด จากนั้นโปรตรอนจะทำปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีกับออกซิเจนทำให้ได้น้ำออกมาทางขั้วแอโนด สำหรับอุณหภูมิการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงนี้จะทำงานที่อุณหภูมิต่ำกว่า 120 °C เช่นเดียวกับ AFC



$$\text{Anode} \quad 2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^- \qquad (4.15)$$

$$\text{Cathode} \quad O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O \qquad (4.16)$$

$$\text{Overall} \quad 2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O \qquad (4.17)$$

รูปที่ 4.69 : กลไกทำงานของ PEMFC

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

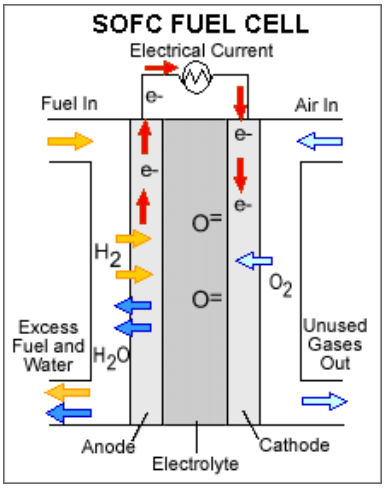
เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ทำงานที่อุณหภูมิต่ำจึงทำให้ไม่จำเป็นต้องใช้พลังงานความร้อนจากภายนอกและเหมาะสำหรับการใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าเนื่องจากการทำงานที่อุณหภูมิต่ำจะทำให้อุณหภูมิสามารถไปถึงเป้าหมายในการทำงานได้อย่างรวดเร็ว หรือเรียกว่า มีเวลาในการเริ่ม (Startup time) ที่รวดเร็ว อีกทั้งยังมีขนาดเล็กและน้ำหนักเบาจึงทำให้ในปัจจุบันได้มีการนำเอาเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มาติดตั้งในยานพาหนะเพื่อใช้เป็นตัวผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งเป็นพลังงานที่ใช้การขับเคลื่อนยานพาหนะ หรือการนำไปใช้ในการทหารอีกด้วย นอกจากนั้นอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ยังสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าที่มีความหนาแน่นของกระแส (Current density) สูงมากอีกด้วย

ข้อจำกัด

เนื่องจากการใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงจึงทำให้ต้องใช้เงินลงทุนสูงมาก อีกทั้งตัวเร่งปฏิกิริยานี้จะอ่อนไหวต่อคาร์บอนมอนอกไซด์ทำให้ต้องใช้ไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูงมากจึงจำเป็นต้องใช้หน่วยแยกเพื่อทำให้สามารถผลิตไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูงเป็นผลให้ต้องใช้เงินลงทุนในระบบสูงยิ่งขึ้นด้วย ดังนั้นข้อเสียหลักๆ ของเทคโนโลยีนี้คือ การใช้เงินลงทุนในการจัดซื้อและราคาในการดำเนินงานสูง

2.3) เซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง (Solid Oxide Fuel Cell, SOFC)

เซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง (SOFC) จะใช้เซรามิกซ์มาทำเป็นชั้นของอิเล็กโทรไลท์จึงทำให้เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีสภาพเป็นของแข็งทั้งหมด สำหรับหลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้แสดงรูปที่ 4.70 และปฏิกิริยาทั้งหมดที่เกิดขึ้นภายในเซลล์แสดงดังสมการที่ (4.18)ถึง (4.20) โดยออกซิเจนจากขั้วแคโทดจะรเกิดปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีได้เป็นออกไซด์ซึ่งจะแพร่ผ่านชั้นของอิเล็กโทรไลท์ไปทางขั้วแอโนดแล้วมาทำปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีกับไฮโดรเจนทำให้ได้อิเล็กตรอนและน้ำเป็นผลิตภัณฑ์ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จะทำงานที่อุณหภูมิสูงประมาณ 800 – 1,000 ºC จึงทำให้ไม่จำเป็นที่จะต้องใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงทำให้สามารถลดต้นทุนลงได้ เนื่องจากการทำงานที่อุณหภูมิสูงจะทำให้อัตราการเกิดปฏิกิริยาสูงขึ้นส่งผลให้มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าที่สูงประมาณ 60 % นอกจากนั้นยังสามารถใช้เชื้อเพลิงไฮโดรคาร์บอนได้อย่างหลากหลายเนื่องจากการทำงานที่อุณหภูมิสูงจะสามารถเกิดปฏิกิริยารีฟอร์มมิ่งในเซลล์ได้และมีความทนทานต่อการกัดกร่อนของซัลเฟอร์จึงทำให้เป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสำหรับนำไปใช้ในโรงงานผลิตไฟฟ้ามากที่สุด แต่อย่างไรก็ตามเซลล์เชื้อเพลิงนี้ยังต้องได้รับการพัฒนาเนื่องจากการทำงานที่อุณหภูมิจึงต้องใช้เวลาในการเริ่มต้น (startup time) ที่นาน อีกทั้งการทำงานที่อุณหภูมิสูงจะส่งผลต่อการเสื่อมสภาพของเซลล์จึงทำให้ปัจจุบันได้มีการวิจัยวัสดุที่สามารถทนต่อการกัดกร่อนเนื่องจากอุณหภูมิสูงมากยิ่งขึ้น รวมไปถึงยังมีงานวิจัยที่ได้ศึกษาการทำงานที่อุณหภูมิต่ำกว่า 800 ºC เพื่อป้องกันการเสื่อมสภาพของเซลล์อีกด้วย



Anode $2H_2 + 2O^{2-} \rightarrow 2H_2O + 4e^-$ (4.18)

Cathode $O_2 + 4e^- \rightarrow 2O^{2-}$ (4.19)

Overall $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$ (4.20)

รูปที่ 4.70 : กลไกทำงานของ SOFC

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

เมื่อเปรียบเทียบเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงชนิดชนิดต่างๆ พบว่า เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จะมีประสิทธิภาพทางพลังงานสูงสุด เนื่องจากเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จะใช้ทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนทำให้สามารถช่วยลดพลังงานไฟฟ้าลงได้ซึ่งเป็นสาเหตุให้สามารถลดค่าใช้จ่ายในการทำงานลงได้ นอกจากนั้นการทำงานที่อุณหภูมิสูงยังสามารถช่วยให้ปฏิกิริยาเกิดได้รวดเร็วจึงไม่จำเป็นต้องใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงซึ่งเป็นสาเหตุให้ลดต้นทุนลงได้ และที่สำคัญคือ เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้สามารถใช้เชื้อเพลิงที่หลากหลาย เช่น ไฮโดรเจน หรือสารไฮโดรคาร์บอนต่างๆ ทำให้ไม่จำเป็นต้องใช้ไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูง เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าในประมาณที่สูงตั้งแต่ 100 วัตต์ ถึง 2 เมกะวัตต์

ข้อจำกัด

การทำงานที่อุณหภูมิสูงของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้จะส่งผลให้เซลล์เกิดการเสื่อมสภาพได้ง่าย อีกทั้งยังต้องใช้เวลาในการเริ่มต้นที่นานเนื่องจากต้องรอให้อุณหภูมิเพิ่มสูงขึ้นจนถึงอุณหภูมิในการทำงานและต้องรอให้ระบบเย็นลงเพื่อลดการขยายหรือหดตัวของวัสดุ

2.4) เซลล์เชื้อเพลิงแบบกรดฟอสโฟริก (Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC)

เซลล์เชื้อเพลิงแบบกรดฟอสโฟริก (PAFC) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่มีหลักการทำงานและปฏิกิริยาที่เกิดขึ้นเช่นเดียวกับ PEMFC โดยใช้สารละลายกรดฟอสโฟริกเป็นชั้นของอิเล็กโทรไลท์ที่บรรจุใน Teflon-bonded silicon carbide matrix และขั้วอิเล็กโทรดทำมาจากคาร์บอนทีผสมด้วยตัวเร่งปฏิกิริยาแพลทตินัม แต่จะทำงานที่อุณหภูมิ 150 -200 ºC PAFC จะเสื่อมสภาพได้ง่ายเมื่อได้รับคาร์บอนมอนอกไซด์ส่งผลให้ประสิทธิภาพของเซลล์ลดต่ำลง เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้เหมาะสำหรับใช้ในโรงไฟฟ้าหรือโรงงานเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าได้เพียงอย่างเดียวเนื่องจากมีน้ำหนักและขนาดที่ค่อนข้างใหญ่

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

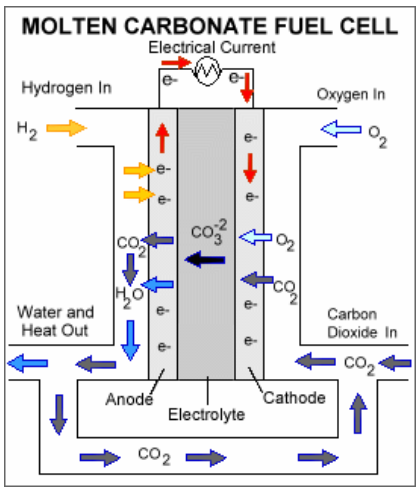
เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้สามารถทนทานต่อแก๊สคาร์บอนมอนอกไซด์ถึงแม่ว่าใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงจึงทำให้มีอายุการใช้งานที่ยาวนานยิ่งขึ้น อีกทั้งการทำงานที่อุณหภูมิสูงในระดับหนึ่งจึงช่วยให้สามารถลดพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ลงได้และสามารถใช้พลังงานความร้อนได้อย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนั้นอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดนี้ยังมีการทำงานที่มีความเสถียร และมีความหนาแน่นของกระแสสูงอีกด้วย

ข้อจำกัด

เซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีประสิทธิภาพต่ำเนื่องจากเกิดปฏิกิริยารีดักชันที่ช้าจึงมีความจำเป็นต้องใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงจึงทำให้ต้องใช้เงินลงทุนสูงขึ้นตามไปด้วย อีกทั้งยังมีขนาดที่ใหญ่และน้ำหนักที่มากทำให้เคลื่อนย้ายได้ลำบาก นอกจากนั้นเซลล์เชื้อเพลิงนี้จะมีความทนทานที่ต่ำเนื่องจากเกิดการกัดกร่อนของกรดฟอสฟอริกจึงทำให้มีอายุการใช้งานที่ต่ำอีกด้วย

2.5) เซลล์เชื้อเพลิงแบบคาร์บอเนตหลอมเหลว (Molten Carbonate Fuel Cell, MCFC)

เซลล์เชื้อเพลิงแบบคาร์บอเนตหลอมเหลว (MCFC) เป็นเซลล์เชื้อเพลิงที่ใช้คาร์บอนไดออกไซด์เป็นวัตถุดิบร่วมกับออกซิเจน โดยทำงานที่อุณหภูมิสูงประมาณ 600 - 700 ºC เช่นเดียวกับ SOFC โดยชั้นของอิเล็กโทรไลท์จะใช้เกลือคาร์บอเนตหลอมเหลว สำหรับตัวเร่งปฏิกิริยาของขั้วอิเล็กโทรดจะใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาทั่วไปทำให้สามารถลดต้นทุนลงได้ หลักการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้แสดงรูปที่ 4.71 และปฏิกิริยาทั้งหมดที่เกิดขึ้นภายในเซลล์แสดงดังสมการที่ (4.21)ถึง (4.23)โดยออกซิเจนและคาร์บอนไดออกไซด์จะถูกป้อนเข้าทางด้านแคโทดจากนั้นจะเกิดปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีได้เป็นคาร์บอเนตซึ่งจะเคลื่อนที่ผ่านชั้นของอิเล็กโทรไลท์ไปทางขั้วแอโนดและเกิดปฏิกิริยาไฟฟ้าเคมีกับไฮโดรเจนได้เป็นอิเล็กตรอน คาร์บอนไดออกไซด์และน้ำ โดยคาร์บอนไดออกไซด์ที่ผลิตได้จะถูกรีไซเคิลกลับไปที่ทางขั้วแคโทดเพื่อนำมาใช้ในการเกิดปฏิกิริยา สำหรับเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้มีความทานทนต่อการกัดกร่อนของคาร์บอนไดออกไซด์รวมไปถึงยังทำงานที่อุณหภูมิสูงทำให้สามารถเกิดปฏิกิริยารีฟอร์มมิ่งของเชื้อเพลิงฟอสซิลภายในเซลล์ได้เรียกว่า internal reforming ทำให้สามารถลดต้นทุนของกระบวนการลงได้อีกรวมไปถึง แต่อย่างไรก็ตามการทำงานที่อุณหภูมิจะทำให้ความทนทานของเซลล์ลดลงเนื่องจากเกิดการกัดกร่อนของอิเล็กโทรไลท์ทำให้อายุการใช้งานของเซลล์ลดลง



Anode $2H_2 + 2CO_3^{2-} \rightarrow 2H_2O + 2CO_2 + 4e^-$ (4.21)

Cathode $O_2 + 2CO_2 + 4e^- \rightarrow 2CO_3^{2-}$ (4.22)

Overall $2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$ (4.23)

รูปที่ 4.71 : กลไกทำงานของ MCFC

ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

การทำงานที่อุณหภูมิสูงของเซลล์เชื้อเพลิดชนิดนี้จะช่วยให้สามารถเกิดปฏิกิริยาได้ดีโดยไม่ต้องใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงจึงทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายในการลงทุนลงได้ อีกทั้งการทำงานที่อุณหภูมิสูงจะสามารถนำความร้อนที่ผลิตสูญเสียมาใช้ในกระบวนการซึ่งทำให้ระบบมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น นอกจากนั้นเซลล์เชื้อเพลิงชนิดนี้ยังสามารถใช้ไฮโดรเจนที่ไม่บริสุทธิ์หรือมีสิ่งปนเปื้อนได้ ดังนั้นจึงมีความทานทนต่อความเป็นพิษของคาร์บอนไดออกไซด์

ข้อจำกัด

ความทนทานของเซลล์ลดลงเนื่องจากเกิดการกัดกร่อนของอิเล็กโทรไลท์ทำให้อายุการใช้งานของเซลล์ลดลง นอกจากนั้นยังมีผลจากการทำงานที่อุณหภูมิซึ่งทำให้ความทนทานของวัสดุมีค่าต่ำลง จึงทำให้ในปัจจุบันได้มีการพัฒนาทางด้านวัสดุมากยิ่งขึ้น

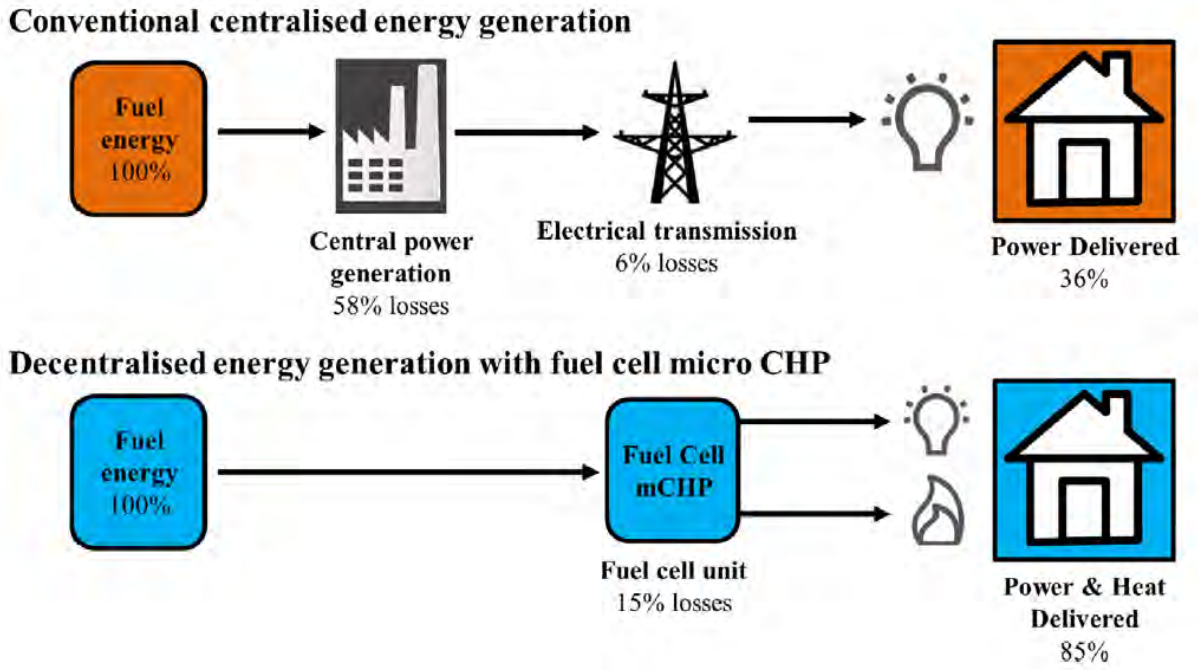
จากที่ได้อธิบายหลักการทำงานและข้อดีข้อเสียของเซลล์เชื้อเพลิงแต่ละชนิดสามารถสรุปได้โดยแสดงดังตารางที่ 4.28 ซึ่งจะแสดงรายละเอียดต่างๆ เช่น ปริมาณไฟฟ้าและประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าหรือการนำเซลล์เชื้อเพลิงไปใช้ เป็นต้น

ตารางที่ 4.28 : การเปรียบเทียบคุณสมบัติของเซลล์เชื้อเพลิงแต่ละชนิด

Fuel Cell Type	Common Electrolyte	Operating Temperature	Typical Stack Size	Electrical Efficiency (LHV)	Applications	Advantages	Challenges
Polymer Electrolyte Membrane (PEM)	Perfluoro sulfonic acid	<120°C	<1 kW - 100 kW	60% direct H_2;[i] 40% reformed fuel[ii]	• Backup power • Portable power • Distributed generation • Transportation • Specialty vehicles	• Solid electrolyte reduces corrosion & electrolyte management problems • Low temperature • Quick start-up and load following	• Expensive catalysts • Sensitive to fuel impurities
Alkaline (AFC)	Aqueous potassium hydroxide soaked in a porous matrix, or alkaline polymer membrane	<100°C	1 - 100 kW	60%[iii]	• Military • Space • Backup power • Transportation	• Wider range of stable materials allows lower cost components • Low temperature • Quick start-up	• Sensitive to CO_2 in fuel and air • Electrolyte management (aqueous) • Electrolyte conductivity (polymer)
Phosphoric Acid (PAFC)	Phosphoric acid soaked in a porous matrix or imbibed in a polymer membrane	150 - 200°C	5 - 400 kW, 100 kW module (liquid PAFC); <10 kW (polymer membrane)	40%[iv]	• Distributed generation	• Suitable for CHP • Increased tolerance to fuel impurities	• Expensive catalysts • Long start-up time • Sulfur sensitivity
Molten Carbonate (MCFC)	Molten lithium, sodium, and/or potassium carbonates, soaked in a porous matrix	600 - 700°C	300 kW - 3 MW, 300 kW module	50%[v]	• Electric utility • Distributed generation	• High efficiency • Fuel flexibility • Suitable for CHP • Hybrid/gas turbine cycle	• High temperature corrosion and breakdown of cell components • Long start-up time • Low power density
Solid Oxide (SOFC)	Yttria stabilized zirconia	500 - 1000°C	1 kW - 2 MW	60%[vi]	• Auxiliary power • Electric utility • Distributed generation	• High efficiency • Fuel flexibility • Solid electrolyte • Suitable for CHP • Hybrid/gas turbine cycle	• High temperature corrosion and breakdown of cell components • Long start-up time • Limited number of shutdowns

แนวทางการพัฒนา

ในปัจจุบันนี้เทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงที่นิยมใช้ในการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้ามากที่สุดคือ เทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงแบบ PEMFC และ SOFC เนื่องจาก SOFC มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูงและ PEMFC มีประสิทธิภาพในการเปลี่ยนพลังงานโดยรวมสูง (ความร้อนและไฟฟ้า) แต่อย่างไรก็ SOFC ได้มีการพัฒนาให้สามารถทำงานที่อุณหภูมิต่ำได้ซึ่งจะช่วยให้จึงช่วยให้ลดต้นทุนในการสร้างลงเหลือเพียง 400 €/kWe เมื่อเปรียบเทียบกับอุณหภูมิสูงราคา 1000 €/kWe นอกจากนั้น SOFC ยังไม่ใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงทำให้ในอนาคตนักพัฒนาเชื่อว่า SOFC จะได้รับความนิยมในการนำไปใช้ในอุตสาหกรรมและโรงงานไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น การนำเซลล์เชื้อเพลิงไปใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในโรงงานไฟฟ้าจะนิยมใช้กระบวนการ combined heat and power (CHP) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าโดยรวมของระบบให้สูงขึ้นแสดงดังรูปที่ 4.72



รูปที่ 4.72 : การเปรียบเทียบประสิทธิภาพของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงอย่างเดียวกับการทำงานร่วมกันของ micro CHP กับเซลล์เชื้อเพลิง

ตัวอย่างการใช้งานในต่างประเทศ

ในปัจจุบันได้มีผู้ผลิตระบบการทำงานร่วมกันของเซลล์เชื้อเพลิงกับ CHP เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจำนวนมากขึ้น ผู้ผลิตแต่ละรายจะมีสมรรถนะและราคาของระบบที่แตกต่างกันแสดงดังตารางที่ 4.29 ซึ่งเป็นเซลล์เชื้อเพลิงแบบ PEMFC และ SOFC

ตารางที่ 4.29 : ระบบการทำงานร่วมกันของเซลล์เชื้อเพลิงกับ CHP ของผู้ผลิตแต่ละราย

Manufacturer (country of origin[a])	Stack type	Electrical capacity (kWe)	Electrical efficiency (%)	Thermal output (kWth)	Auxiliary heater included	Cost	Commercial availability	Partners/ projects	Comments
Baxi (UK)	PEM	1	32	1.7	20 kWth	–	2015	Ballard/ Callux	Requires external heater
Toshiba (JPN)	PEM	0.7	35	1	–	$20,000	Japan 2009 EU – 2015	EneFarm	80,000 operational hours expected
Viessmann (GER)	PEM	0.75	37	1.3	19 kWth	€ 35,000	Germany -2014 Europe – 2015	Panasonic	Uses Japanese stack
Elcore (GER)	PEM	0.3	33	0.6	–	€ 9,000	Enefield – 2013	Enefield	Low electrical/heat output means fuel cell runs continuously
Dantherm Power (DEN)	PEM	1.7, 2.5 and 5	–	–	–	–	Danish field trials	Ballard	Only short duration tests thus far
Panasonic (JPN)	PEM	0.7	40	0.9	Yes	€ 25,000	Japan – 2011 Europe – 2014	EneFarm	European R&D stared in 2012
JX Eneos (JPN)	PEM	0.7	40	–	–	–	Japan – 2011	EneFarm	Now pursuing SOFC technology
Vaillant (GER)	PEM	5		25–50	–	–	–	PlugPower	Aimed at multi-family homes
Plug Power (USA)	HT-PEM	0.3–3	30	1.65	Yes (7–25 kW)	–	–	–	Operates on natural gas
CFCL (AUS)	SO	1.5	60	0.6–1	No	£20,000	Yes	E.On	Highest electrical efficiency on market
Hexis (SUI)	SO	1	30–35	1.8	20 kW	–	Callux – 2012	Viessmann/ Callux	Electrical efficiency similar to PEMFC
Ceres Power (UK)	SO	1	–	–	–	–	2016	British Gas/ KD Navien	External reformer
Vaillant (GER)	SO	1	30	1.7	–	–	2013	Staxera/ Callux	Unit focussed on reliability
Kyocera (JPN)	SO	0.7	46.5	0.65	–	–	Japan – 2012	Osaka Gas	Uses flat tubular cells
Aisin Seiki (JPN)	SO	0.7	46.5	–	Yes	£21,000	Japan – 2012 Europe – 2014	Osaka Gas/ Bosch	Highest Japanese SOFC product efficiency
JX Eneos (JPN)	SO	0.7	45	–	40 kWth	$31,000	Japan – 2012	Kyocera	Robust unit
Topsoe (DEN)	SO	1		–	–	–	–	Wärtsilä/ Dantherm	Robust cells
Acumentrics (US)	SO	0.25–1.5	< 35	–	–	–	2013	–	Able to respond to thermal cycling
SOFC power (SUI)	SO	0.5/1	30–32	–	–	–	–	–	Poor electrical efficiency for SOFC
Acumentrics (USA)	SO	1/2.5 peak	30	–	Up to 24 kW	–	Not yet in general availability; qualified customers only	–	Operates on natural gas

[a] UK=United Kingdom, JPN=Japan, GER=Germany, DEN=Denmark, AUS=Australia, SUI=Switzerland, USA=United States of America.

ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

เนื่องจากเซลล์เชื้อเพลิงบางชนิดจะมีการใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาขั้นสูงทำให้เมื่อเซลล์เชื้อเพลิงเสื่อมสภาพตัวเร่งปฏิกิริยานี้จะถูกทิ้งไป แต่ในปัจจุบันได้มีงานวิจัยที่จะนำตัวเร่งปฏิกิริยารวมถึงวัสดุที่มีราคาแพงกลับมาใช้ใหม่โดยการนำมาสร้างเป็นเซลล์เชื้อเพลิง ในปัจจุบันประเทศอังกฤษได้ทำการศึกษาและวิจัยประเด็นนี้อยู่

สรุป

เทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงเป็นเทคโนโลยีสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้ปฏิกิริยาทางไฟฟ้าเคมีซึ่งเทคโนโลยีนี้มีอยู่ด้วยกันหลายชนิดโดยเซลล์เชื้อเพลิงแบบ PEMFC และ SOFC มีความเหมาะสมสำหรับนำมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าในโรงไฟฟ้ามากที่สุด

4.2.10 เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในรูปของก๊าซชีวภาพ (Biogas)

(1) หลักการทำงานและรายละเอียดทางเทคนิค

ก๊าซชีวภาพ เป็นก๊าซที่เกิดจากมูลสัตว์หรือของเสียอินทรีย์จากกระบวนการผลิตอาหารและอุตสาหกรรมต่างๆ รวมไปถึงกระบวนการย่อยสลายของชีวมวลโดยปราศจากออกซิเจน (Anaerobic Digester) ก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้จะมีองค์ประกอบของมีเทน (50-75 %) และคาร์บอนไดออกไซด์ (25-50 %) เป็นหลัก นอกจากนั้นจะเป็นก๊าซไนโตรเจน ไฮโดรเจน และไฮโดรเจนซัลไฟด์ ในปริมาณเล็กน้อย ทำให้สามารถนำก๊าซชีวภาพมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าและความร้อนได้โดยผ่านกระบวนการ Combined heat and power

การผลิตกระแสไฟฟ้าในช่วง Peak เราสามารถที่จะนำก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อช่วยเพิ่มกำลังการผลิตได้ แต่ในทางกลับกันในช่วงเวลา Off-peak เราไม่สามารถที่จะนำกระแสไฟฟ้ามาเปลี่ยนเป็นก๊าซชีวภาพได้จึงทำให้เทคโนโลยีนี้เป็นเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้เพียงอย่างเดียวเช่นเดียวกับ Thermal Energy Storage

(2) ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

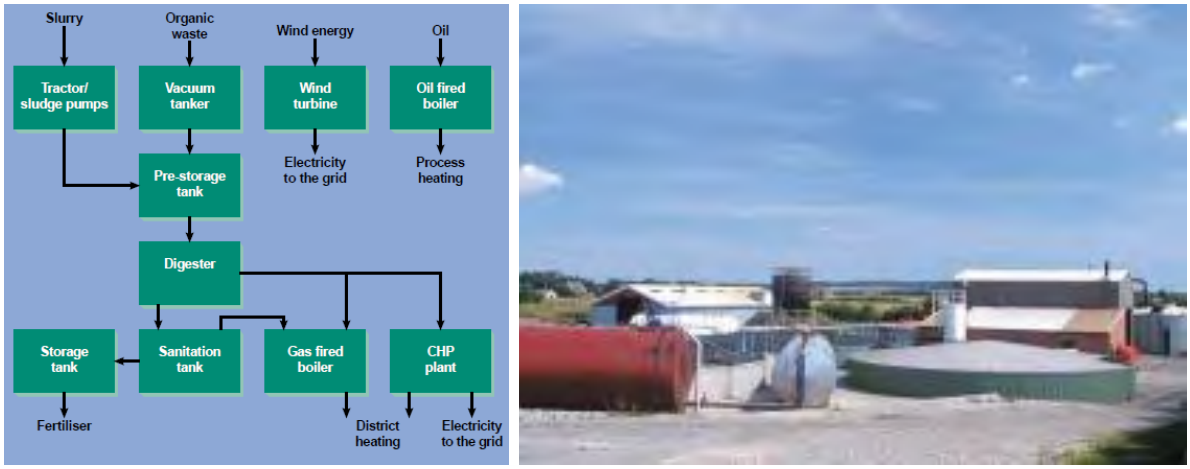
- ช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้เนื่องจากขยะหรือสิ่งปฏิกูลจะถูกเปลี่ยนไปเป็นก๊าซมีเทนซึ่งใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ได้
- สามารถช่วยลดปริมาณขยะลงได้
- ใช้ต้นทุนในการก่อสร้างที่ต่ำ

ข้อจำกัด

-ต้องใช้เงินลงทุนสูงสำหรับระบบกักเก็บก๊าซชีวภาพ เนื่องจากต้องป้องกันเรื่องกลิ่นเหม็นที่ส่งผลต่อบริเวณโดยรอบโรงงาน

(3) ตัวอย่างการนำมาใช้

ในประเทศเดนมาร์คได้มีโรงงานที่มีการผลิตก๊าซชีวภาพและนำก๊าซนี้ไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก โดยปริมาณขยะอินทรีย์ที่ใช้เฉลี่ยต่อโรงงานจะมีอยู่ 50– 600 ตัน ซึ่งรวบรวมจากฟาร์มทั้งหมด 10 – 100 ฟาร์ม ก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้จะมีปริมาณ 1,000 – 25,000 Nm^3ซึ่งสามารถนำไปผลิตกระแสไฟฟ้าได้ประมาณ 0.1 – 3 MW ยกตัวอย่างเช่น โรงงาน Vester Hjermitslev โดยมีกระบวนการผลิตและลักษณะของโรงงานแสดงดังรูปที่ 4.73(ก) และรูปที่ 4.73(ข) ตามลำดับ ซึ่งโรงงานนี้ได้ทำการผลิตกระแสไฟฟ้าแบบ CHP โดยมีมอเตอร์ก๊าซชีวภาพอยู่ 2 เครื่อง ทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 840 kWและ 770 kWตามลำดับ สำหรับข้อมูลในการทำงานแสดงดังตารางที่ 4.30



(ก) (ข)

รูปที่ 4.73 : ภาพแสดง (ก) แผนผังกระบวนการผลิต และ (ข) ลักษณะภายนอกของโรงงาน

ตารางที่ 4.30 : ข้อมูลการดำเนินงานและลงทุน

มูลสัตว์ (ตันต่อวัน)	41
ชีวมวล (ตันต่อวัน)	13
ก๊าซชีวภาพที่ผลิตได้ (ล้าน Danish Krone)	1
ความจุของถังย่อยสลาย (ลูกบาศก์เมตร)	1500
อุณหภูมิในการดำเนินงาน (องศาเซลเซียส)	37
ความสามารถในการเก็บก๊าซ (ลูกบาศก์เมตร)	50
การใช้ประโยชน์ของก๊าซชีวภาพ	CHP-plant/gas boiler
ระยะทางการขนส่ง (1.5 กิโลเมตร)	1.5
เงินลงทุน (ล้าน Danish Krone)	12.4
เงินช่วยของภาครัฐ (ล้าน Danish Krone)	4.3
บริษัทรับเหมาก่อสร้าง	Krüger Ltd
ปีที่เริ่มดำเนินงาน	1984

(4) ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

กระบวนการผลิตก๊าซชีวภาพจะเกิดจากการย่อยสลายสารอินทรีย์หรือการหมักของมูลสัตว์ทำให้ส่งกลิ่นเหม็นหรือก๊าซซัลเฟอร์ไฮดรอกไซด์ (H_2S) สู่บรรยากาศ เป็นเหตุให้บรรยายบริเวณรอบๆ โรงงานไม่น่าอยู่อาศัย อีกทั้งยังส่งผลกระทบต่อสภาพร่างกายของมนุษย์อีกด้วย นอกจากนั้นก๊าซชีวภาพมีส่วนประกอบที่สำคัญคือก๊าซมีเทนและก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งทั้งคู่เป็นก๊าซเรือนกระจก ดังนั้นถ้าระบบกักเก็บไม่ดีอาจทำให้มีการกระจายของก๊าซชนิดนี้ได้

4.2.11 การกักเก็บพลังงานความร้อน (Thermal Energy Storage, TES)

การกักเก็บพลังงานความร้อนเป็นเทคโนโลยีที่ทำงานร่วมกับเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์ เทคโนโลยีทั้งสองมีใช้อยู่ในปัจจุบัน วัสดุที่ใช้จะเป็นฉนวนหรือสารโดยมีสามารถในการกักเก็บสารที่มีอุณหภูมิสูงหรือต่ำได้ ความร้อนหรือความเย็นที่ถูกกักเก็บสามารถนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ Heat engine cycle อย่างไรก็ตามประสิทธิภาพของกระบวนการนี้จะค่อนข้างต่ำประมาณ 30-60% ถึงแม้ว่า Heat engine cycle จะมีประสิทธิภาพสูงประมาณ 70-30% สำหรับกระบวนกาทำงานของ TES จะประกอบด้วย 3 ส่วนหลักคือการเปลี่ยนพลังงานจากรูปแบบหนึ่งไปเก็บอีกรูปแบบหนึ่ง (Charging) การเก็บพลังงานในแท็งก์ (Storing) และการนำพลังงานที่เก็บไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า (Discharging)

(1) หลักการทำงาน

เทคโนโลยี TES เป็นเทคโนโลยีที่ทำงานในช่วงอุณหภูมิ 120-600 ºC โดยมีอยู่ 3 ประเภท คือ Sensible heat storage เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของสาร Latent heat storage เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงวัฏภาคของสาร และ Chemical heat storage เกี่ยวข้องกับปฏิกิริยาทางเคมีที่สามารถย้อนกลับได้ในปัจจุบัน Sensible storage ได้รับการพัฒนาจนสามารถนำมาใช้จริงได้แล้ว ส่วน Latent storage และ Chemical heat storage ยังอยู่ภายใต้การพัฒนาอย่างไรก็ตาม Sensible storage ยังเป็นเทคโนโลยีที่มีข้อจำกัดเนื่องจาก Specific heat ของสารที่ใช้เป็นตัวเก็บพลังงานในแท็งก์ ส่วน Latent storage และ chemical heat storage จะมีประสิทธิภาพสูงกว่า แสดงดังตารางที่ 4.31 ซึ่งจะเห็นได้ว่า Sensible storage มีประสิทธิภาพต่ำสุดและมีความสามารถในการกักเก็บพลังงานที่ต่ำที่สุดด้วย ซึ่งความสามารถในการกักเก็บพลังงาน (Capacity) จะขึ้นอยู่กับตัวกลางหรือสารที่ใช้สะสมพลังงานภายในแท็งก์เก็บพลังงานด้วย

ตารางที่ 4.31 : ดัชนีชี้วัดสมรรถนะและราคาของเทคโนโลยี TES ทั้ง 3 เทคโนโลยี

ระบบ TES	Capacity (kWh/time)	Power (MW)	Efficiency (%)	Storage period (h, d, m)	Cost (€/kWh)
Sensible (Hot water)	10 – 50	0.001 – 10	50 -90	d/m	0.1 – 10
PCM	50 – 150	0.001 – 1	75 – 90	h/m	10 – 50
Chemical reaction	120 – 250	0.01 -1	75 - 100	h/d	8 - 100

(2) ตัวกลางที่ใช้เก็บพลังงาน

Sensible heat storage: เทคโนโลยีนี้เป็นการใช้ตัวกลางในการเก็บพลังงานโดยการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของตัวกลางทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของพลังงานภายใน โดยตัวกลางที่ใช้เก็บพลังงานสามารถใช้ตัวกลางได้ทั้งของแข็งหรือของเหลว ถ้าเป็นของแข็งจะทำมาจาก Concrete ซึ่งเป็นวัสดุที่มี Specific heat ที่สูงทำให้สามารถเก็บพลังงานความร้อนที่อุณหภูมิสูงได้ นอกจากนั้นยังมีราคาถูกและมีความทนทานสูงในกรณีที่เป็นของเหลว ตัวกลางที่ใช้จะเป็น Molten salt, Oil และ Synthesis oil

Latent heat storage: เทคโนโลยีนี้เป็นเทคโนโลยีในการเก็บพลังงานโดยการเปลี่ยนวัฏภาคซึ่งพลังงานที่ใช้ในการเปลี่ยนวัฏภาคมีอยู่ 2 รูปแบบคือ ความร้อนในการหลอมละลาย (การเปลี่ยนวัฏภาคแบบของแข็ง-ของเหลว) และความร้อนในการระเหย (การเปลี่ยนวัฏภาคแบบของเหลว-ของแก๊ส) แต่ในปัจจุบันนิยมใช้การเปลี่ยนวัฏภาคแบบของแข็ง-ของเหลว ซึ่งสารที่ใช้ในเทคโนโลยีนี้จะเรียกว่า Phase change material (PCM) ซึ่งวัสดุนี้สามารถเก็บพลังงานในปริมาณที่สูงและมีปริมาตรที่ต่ำจึงทำให้มีค่าใช้จ่ายสำหรับตัวกลางที่ใช้น้อย

Chemical heat storage: กลไกในการกักเก็บพลังงานจะเป็นการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีซึ่งจะเป็นปฏิกิริยาเคมีที่สามารถผันกลับได้อย่างสมบูรณ์ โดยแหล่งพลังงานความร้อนที่นำมาใช้เพื่อให้เกิดปฏิกิริยาดูดความร้อนจะได้มาจาก Solar receiver เทคโนโลยีเก็บพลังงานแบบเกิดปฏิกิริยาจะมีข้อดีคือ Storage energy density สูง และมีระยะเวลาในการเก็บพลังงานอย่างไม่จำกัด แต่อย่างไรก็ตามเทคโนโลยีนี้ยังอยู่ภายใต้การวิจัย

(3) เทคโนโลยีในการกักเก็บพลังงานความร้อน

การกักเก็บพลังงานความร้อนของเทคโนโลยีนี้สามารถแบ่งออกเป็นระบบ Active และ Passive สำหรับระบบ Active จะเป็นการแลกเปลี่ยนพลังงานความร้อน (อาจเป็น Solar receiver หรือ Steam generator) แล้วนำไปเก็บไวภายในแท็งก์เก็บพลังงานซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 2 แบบ คือ Direct และ Indirect สำหรับระบบ Passive จะเป็นการแลกเปลี่ยนพลังงานเพื่อ Charge หรือ Discharge เท่านั้นจะไม่มีการนำพลังงานที่ Charge ไปเก็บในแท็งก์

Active direct storage system เป็นระบบที่ประกอบด้วยแท็งก์เก็บพลังงาน 2 แท็งก์ซึ่งบรรจุเกลือ (molten salts, $NaNO_3$และ KNO_3) ทำหน้าที่เป็น HTF สำหรับแท็งก์อุณหภูมิต่ำและอุณหภูมิสูงแสดงดังรูปที่ 4.74 โดย HTF จะบรรจุใน Hot tank เพื่อนำมาใช้ในเวลากลางคืน ส่วน HTF ที่เย็นจะถูกปั๊มเข้าสู่ Cold tank

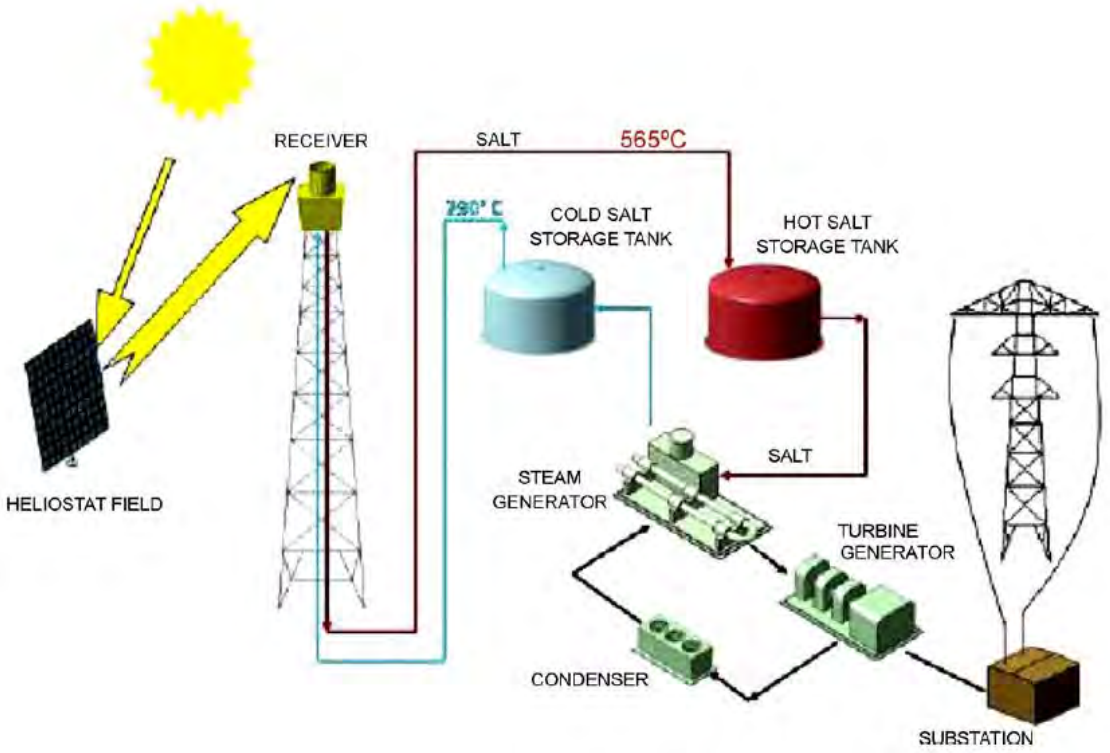
ข้อดี-ข้อจำกัด

<u>ข้อดี</u>

HTF ที่ร้อนและเย็นจะถูกเก็บแยกออกจากกัน, สามารถเพิ่มอุณหภูมิขาออกของ Solar field ให้สูงขึ้นเป็นผลให้ประสิทธิภาพของ Rankine cycle สูงขึ้นตามไปด้วย

<u>ข้อจำกัด</u>

ราคา HTF และแท็งก์เก็บค่อนข้างแพงรวมไปถึงราคาของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนด้วย นอกจากนั้นยังมีความเสี่ยงของการแข็งตัวของ HTF เนื่องจากเกลือมีจุดเยือกแข็งที่ค่อนข้างสูง



รูปที่ 4.74 : แผนภาพของระบบ Active direct storage system

Active indirect storage system มีอยู่ 2 แบบคือ 2 แท็งก์และแท็งก์เดี่ยว สำหรับ 2 แท็งก์ HTF จะมีการทำงานคล้ายกับระบบ Direct แต่พลังงานจะไม่ถูกเก็บใน HTF โดยตรงแต่จะถูกเก็บใน Second heat fluid (น้ำมัน) แล้วนำมาแลกเปลี่ยนความร้อนกับ HTF โดยน้ำมันจะไหลวนอยู่ใน Solar field เพื่อคอยรับพลังงานแสดงดังรูปที่ 4.75 ในกรณี Discharge เกลือไนเตรท (HTF) จะให้ความร้อนแก่น้ำมันเพื่อนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับ Steam generator

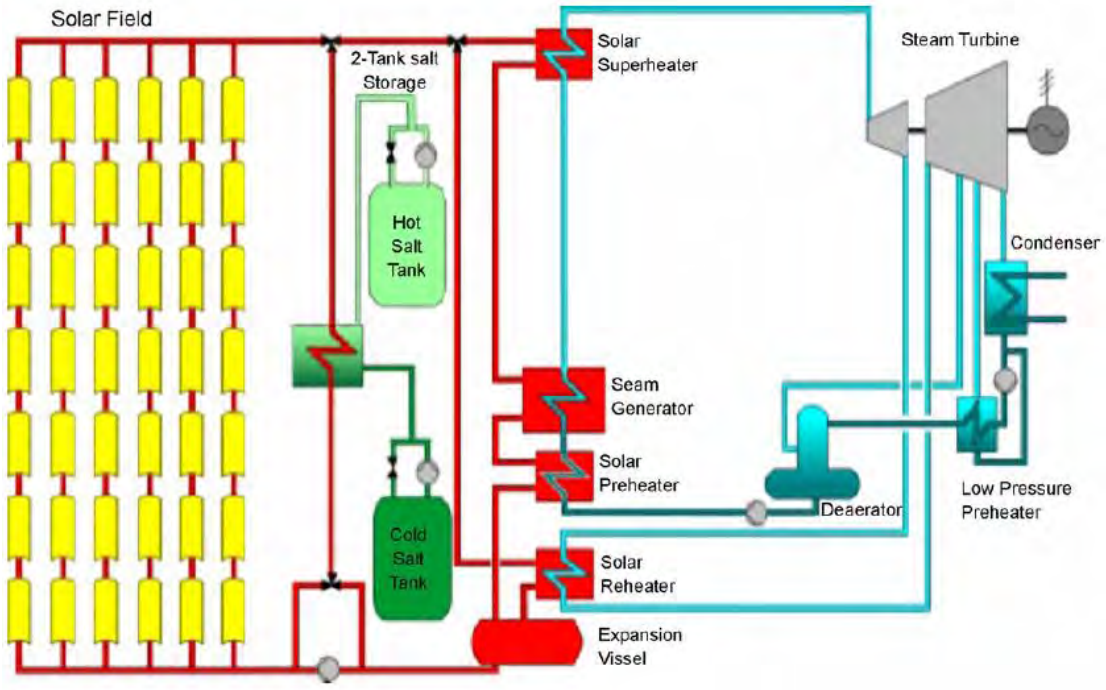
ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

- HTF ที่ร้อนและเย็นจะถูกเก็บแยกออกจากกัน
- HTF จะเคลื่อนที่บริเวณ 2 แท็งก์เท่านั้นไม่เคลื่อนที่ไปยัง Solar field

ข้อจำกัด

ราคา HTF และแท็งก์เก็บค่อนข้างแพงรวมไปถึงราคาของเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนด้วย นอกจากนั้นยังมีความเสี่ยงของการแข็งตัวของ HTF เนื่องจากเกลือมีจุดเยือกแข็งที่ค่อนข้างสูง



รูปที่ 4.75 : แผนภาพของระบบ Active indirect storage system (2 tank)

Active indirect storage system แบบแท็งก์เดี่ยว HTF ที่ร้อนและเย็นจะบรรจุรวมกันในแท็งก์เดียวทำให้ลดต้นทุนของแท็งก์ลงได้ โดย HTF ที่ร้อนและเย็นจะถูกแยกออกจากกันโดยแบ่งเป็นชั้นซึ่งระบบนี้เรียกว่า Thermocline storage system แสดงดังรูปที่ 4.76 โดย HTF ที่ร้อนจะอยู่ด้านบนส่วน HTF ที่เย็นจะอยู่ด้านล่างจึงทำให้วัสดุที่ใช้เก็บสาร (Filler) ต้องเป็นวัสดุที่ทนต่อ Thermocline effect ซึ่งวัสดุที่ใช้จะเป็นหินและทราย

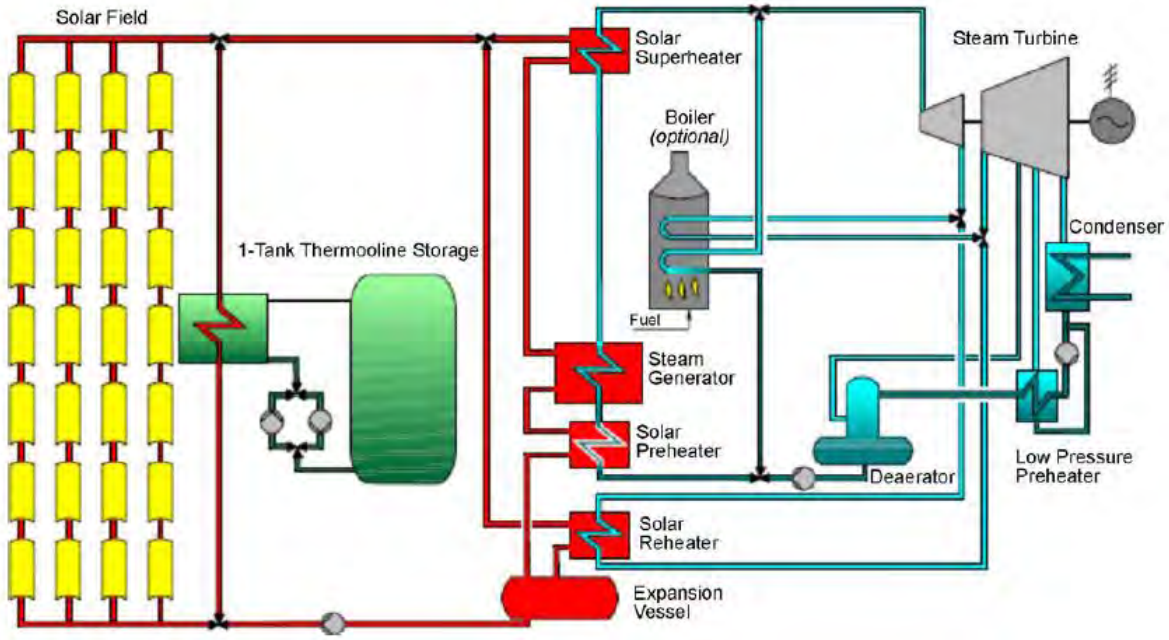
ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

ต้นทุนต่ำเนื่องจากมีแท็งก์เดียวและวัสดุที่นำมาใช้จะสร้างจากหินและทราย โดยระบบนี้มีราคาต่ำกว่าระบบ 2 แท็งก์ 35 เปอร์เซ็นต์

ข้อจำกัด

HTF มีโอกาสที่จะเป็นของแข็งเนื่องจากมีจุดเยือกแข็งที่สูงจึงทำให้ต้องทำการควบคุมอุณหภูมิขั้นต่ำของระบบที่ดี นอกจากนั้น HTF ที่ร้อนและเย็นจะแยกได้ยากทำให้อาจมีการผสมกันได้ และระบบนี้ยังต้องอาศัยการควบคุมที่ดีในระหว่าง Charge และ Discharge รวมถึงประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าค่อนข้างต่ำ



รูปที่ 4.76 : แผนภาพของระบบ Active indirect storage system (single tank)

Passive storage systemเป็นการแลกเปลี่ยนพลังงานโดยผ่านตัวกลางเพื่อ Charge หรือ Discharge เท่านั้นซึ่งตัวกลางที่ใช้นี้จะทำมาจากของแข็งหรือคอนกรีต โดยที่ HTF จะได้รับพลังงานความร้อนจาก Solar field แล้วจะถูกนำมาแลกเปลี่ยนความร้อนกับ Concrete storage ซึ่งภายในจะมี Tubular heat exchanger บรรจุอยู่ด้านใน Concrete storage สำหรับหลักการทำงานแสดงดังรูปที่ 4.77

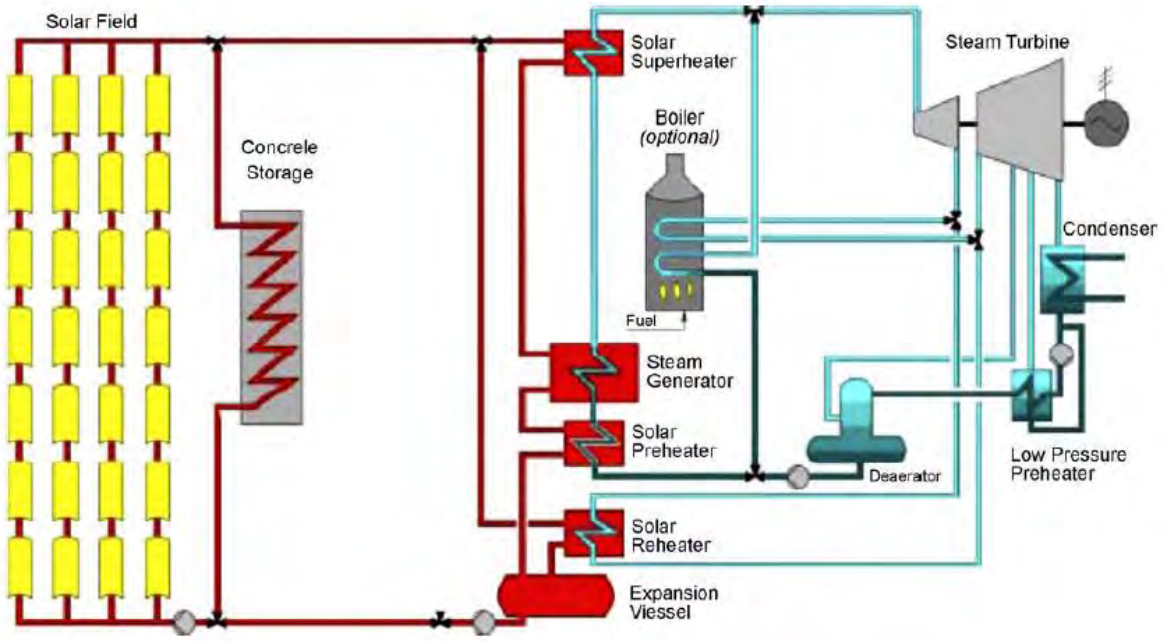
ข้อดี-ข้อจำกัด

ข้อดี

ต้นทุนต่ำมากเนื่องจากตัวกลางที่ใช้เป็น Concreteอัตราการถ่ายเถความร้อนสูงการเสื่อมสภาพระหว่าง Heat exchanger และ Concrete ค่อนข้างต่ำ

ข้อจำกัด

ต้องใช้เงินลงทุนในการสร้าง Tubular heat exchangerภายใน Concrete storage



รูปที่ 4.77 : แผนภาพของระบบ Passive storage system

จากที่ได้อธิบายไปจะเห็นได้ว่าเทคโนโลยี TES จะทำงานร่วมกับ Solar field ซึ่งจะทำให้เทคโนโลยี TES ทำงานที่อุณหภูมิสูง แต่ในปัจจุบันมีเทคโนโลยี TES ที่ทำงานที่อุณหภูมิไม่สูงมาก (< 100 °C) ซึ่งจะเป็นการเก็บความร้อนของน้ำที่ร้อนลงในแท็งก์ โดยแท็งก์นี้จะถูกฝังอยู่ในใต้ดินเรียกเทคโนโลยีนี้ว่า Underground TES เทคโนโลยีมีการใช้อย่างแพร่หลายแสดงดังรูปที่ 4.78 สำหรับ HTF ที่ใช้โดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นน้ำมัน ซึ่งนิยมใช้สำหรับเก็บพลังงานเพื่อใช้ในอาคารพาณิชย์

รูปที่ 4.78 : Underground TES

(4) เทคโนโลยีในการกักเก็บพลังงานความเย็น

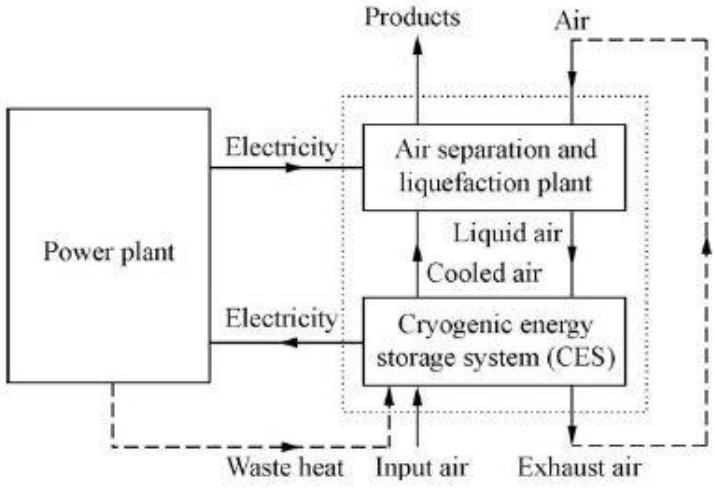
นอกจากเทคโนโลยี TES ที่อุณหภูมิสูงแล้วในปัจจุบันยังมีเทคโนโลยี TES ที่อุณหภูมิต่ำ (Cold storage) นั้นคือ

1) Aquiferous Low-Temperature TES (AL-TES)

น้ำจะถูกทำให้เย็นลงโดยใช้เครื่องทำความเย็นที่ชั่วโมงที่มีการใช้กระแสไฟฟ้าต่ำ (Off-peak hour) และถูกกักเก็บสำหรับนำไปใช้ในเวลาที่มีการใช้กระแสไฟฟ้า (Peak time) ภายหลัง โดยที่ AL-TES เป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสำหรับโรงงานที่มีการระบายความร้อนในช่วงกลางวันโดยเฉพาะ อย่างยิ่งอาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่เพื่อทำให้ลดค่าใช้จ่ายของระบบปรับอากาศหรือเครื่องทำความเย็น

2) Cryogenic Energy Storage (CES)

CES เป็นเทคโนโลยีการเก็บพลังงานรูปแบบใหม่ โดยหลักการทำงานของ CES แสดงดังรูปที่ 4.79 Cryogen (ไนโตรเจนเหลวหรืออากาศเหลว) จะถูกผลิตโดยพลังงานไฟฟ้าในช่วง Off-peak แต่ในช่วง Peak timeความร้อนจากสิ่งแวดล้อมจะถูกนำมาให้ความร้อนแก่สาร Cryogen โดยสาร Cryogen ที่ร้อนจะถูกนำมาใช้ผลิตไฟฟ้าด้วย Cryogenic heat engine และในเวลาเดียวกันความร้อนที่สูญเสียจาก Flue gas ของโรงไฟฟ้าจะถูกนำกลับมาใช้ใน CES โดยประสิทธิภาพของ CES จะมีประสิทธิภาพต่ำประมาณ 40-50% ซึ่งในปัจจุบันยังอยู่ในขั้นวิจัยและพัฒนา



รูปที่ 4.79 : หลักการทำงานของ Cryogenic Energy Storage (CES)

(5) ตัวอย่างการนำไปใช้งานในต่างประเทศ

จากที่ได้กล่าวไปด้านบนพบว่าเทคโนโลยี TES แต่ละประเภทมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกันและบางเทคโนโลยียังอยู่ในขั้นวิจัยและพัฒนาซึ่งในปัจจุบันเทคโนโลยี TES มีอยู่ด้วยกันหลายเทคโนโลยีแสดงดังตารางที่ 4.32 จะเห็นได้ว่าเทคโนโลยี TES ที่สามารถนำมาใช้เชิงพาณิชย์ได้อยู่ 2 ประเภทคือ Sensible heat storage และ Latent heat storage โดย Sensible heat storage แบบ 2 tank จะมีการนำไปใช้จริงในปัจจุบันแสดงดังตารางที่ 4.33 พบว่าเทคโนโลยีนี้จะถูกใช้ทั้งแบบActive และ Passive system

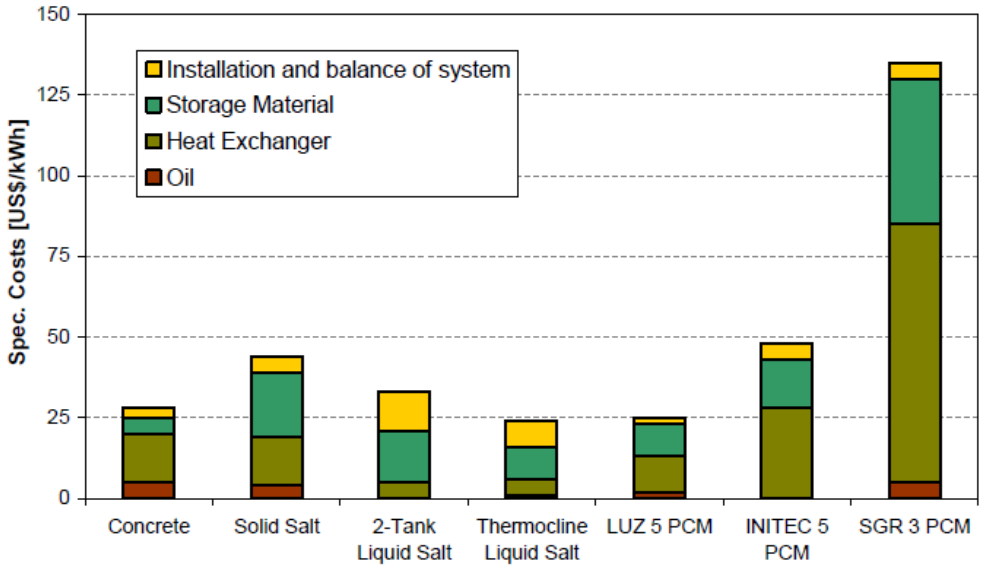
ตารางที่ 4.32 : สภาวะการพัฒนาและขีดจำกัดของเทคโนโลยี TES ต่างๆ

เทคโนโลยี	สถานะ (%) ตลาด / R&D	ข้อจำกัด	Main R&D topics
Sensible heat storage			
Hot water tank	95/5		Super insulation
Large water tanks	25//75	System integration	Material tank, Stratification
Underground TES	25/75	Regulation, high cost and low capacity	System integration
High temp. solids	10/90	Cost, low capacity	High temp materials
High temp. liquids	50/50	Cost, temp < 400 °C	Materials
Latent heat storage			
Cold storage (ice)	90/10	Low temp.	Ice production
Cold storage (other)	75/25	High cost	Materials (slurries)
Passive cooling (building)	75/25	High cost	Materials (encapsulation)
High temp, PCM (waste heat)	0/100	High cost, Mat.stability	Materials (PCM containers)
Chemical heat storage			
Adsorption TES	5/95	High cost, complexity	Material and reactor design
Absorption TES	5/95	High cost, complexity	Material and reactor design
Other chemical reaction	5/95	High cost, complexity	Material and reactor design

ตารางที่ 4.33 : ข้อมูลเทคโนโลยี TES ที่สามารถใช้ในเชิงพาณิชย์ได้ในปัจจุบัน

Plant configuration	Storage concept	Experiences/projects	Year	Thermal capacity (MWh_{th})	Total capacity (MWe)	Operating range temperature (°)	Annual capacity factor	HTF	TES media
Trough plant	Passive system	LS3-SSPS-PSA, Spain	2004	0.48	n.a.	n.a.	n.a.	Mineral Oil	High-temperature concrete vs. Catastable ceramics
	Active Indirect system (Two-Tanks)	ANDASOL I-SENER/Cobra, Guadix, Spain	2008	1010	n.a.	384–291	14.70%	Steam	Molten salts (60% $NaNO_3$ + 40% KNO_3)
				1010	50	560–260			
				880 (6–12 h)	n.a.	382–296 384–292			
	Active Indirect system (Two-Tanks)	ANDASOL II-SENER/Cobra, Guadix, Spain	2009	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Steam	Molten salts
	Active Indirect system (Two-Tanks)	EXTRESOL I-SENER/Cobra	Project (scheduled in 2010)	(12 h)	50	n.a.	n.a.	Synthetic Oil	Molten salts
	n.a.	SOLANA, Phoenix, AR, USA	Project (scheduled in 2011)	n.a.	280	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	Active Direct system (Two-Tanks)	SEGS I, Dagget, CA, USA	1984–2001	115	14	307–n.a.	n.a.	Mineral Oil (CALORIA)	Mineral Oil (CALORIA)
				120		n.a.			
				120 (3 h)		307–240			
	Active Direct system (Two-Tanks)	SEGS II, Dagget, CA, USA	1985	n.a.	30	316–n.a.	n.a.	Mineral Oil (ESSO 500)	Mineral Oil (ESSO 500)
	Active Direct system (Two-Tanks)	SSPS DCS, PSA Spain	1981	0.5	–	180–290	n.a.	Mineral Oil (Santotherm 55)	Mineral Oil (Santotherm 55)
				–	1.2				
	n.a.	HELIOS I-Abengoa, Ciudad Real	Project	n.a.	50	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	n.a.	HELIOS II-Abengoa, Ciudad Real	Project	n.a.	50	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Central receiver plant	Active Indirect system (Single Tank)	Solar One, Barstow, CA, USA	1982–1988	182	10	304–224	16%	Steam	Mineral oil + sand + rocks
	Active Direct system (Two-Tanks)	Solar Two, Barstow, CA, USA	1996–1999	105	10	n.a.	19%	Molten salt	Molten salt
			1995–1999	105	10	565–275		Molten nitrate (40% KNO_3 + 60% $NaNO_3$)	Molten nitrate
				114 (3 h)	n.a.	565–290			
	Active Indirect system (Two-Tanks)	CESA I-PSA, Spain	1983	7	1.2	340–220	n.a.	Steam	Molten salts
			1982	n.a.	1	n.a.		Steam	Molten salts (nitrate)
				12		520		Steam (100 bar)	Molten salts
	Active Indirect system (Two-Tanks)	CERS-SSPS PSA, Spain	1981	2.7	0.5	n.a.	n.a.	Molten salt (liquid sodium)	Molten salt (sodium)
	Active Direct system (Two-Tanks)	THEMIS, Targasonne, France	1982 1984	40	2.5	450–250	n.a.	Molten salt (High technology)	Molten salt (High technology)
	Active Direct system (Direct steam generation)	PS10-Abengoa, Sevilla, Spain	2007	15 (50 min)	11	n.a.	n.a.	Steam	Steam–ceramic
	Active Direct system (Direct steam generation)	PS20-Abengoa, Sevilla, Spain	2007	n.a.	20	n.a.	n.a.	Steam	Steam–ceramic
	Active Direct system (Two-Tanks)	SOLAR TRES-PSA, Spain (SENER)	2002–2007	588 (16 h)	17	565–288	13.81%	Molten salts ($NaNO_3$ + KNO_3)	Molten salts ($NaNO_3$ + KNO_3)
					15	565–290			
PCM	Passive system (Cascade PCM storage)	LUZ proposal for Solar Plant	1990	875	–	345–295	n.a.	Synthetic oil	$MgCl_2$/KCl/NaCl; KOH; KNO_3; KNO_3/KCl; $NaNO_3$
	Passive system (PCM-sensible-PCM)	DLR-ZSW proposal for Solar Plant	1993	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	Synthetic oil	$NaNO_3$/Concrete/NaOH/NaCl
Solar dish	Ammonia Dissociation/Synthesis	Theoretical and laboratory-scale experiences	1998	0.015	–	750 (20 MPa)		Ammonia	Ammonia
				1			13.94	Ammonia	Ammonia
				10			19.14	Ammonia	Ammonia
	Metal Oxide/Metal (SnO_x/Sn)	Theoretical	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

ตารางที่ 4.33 จะเห็นว่าเทคโนโลยี TES แบบ sensible heat 2 tank เป็นเทคโนโลยีที่สามารถนำมาใช้ในเชิงพาณิชย์ได้ นอกจากนั้นเมื่อดูราคาที่ต้องใช้ของแต่ละเทคโนโลยีที่แสดงดังรูปที่ 4.80 พบว่าเทคโนโลยีแบบ 2 tank โดยใช้เกลือเหลวจะใช้งบประมาณในการสร้างทั้งระบบที่ไม่สูงทำให้เทคโนโลยี TES แบบ sensible heat 2 tank มีความเหมาะสมมากที่สุดสำหรับการเก็บพลังงานความร้อนในปริมาณมากโดยข้อมูลของเทคโนโลยีนี้แสดงดังตารางที่ 4.34 ซึ่งเป็นข้อมูลของ AndaSol Project



รูปที่ 4.80 : ราคาของเทคโนโลยี TES ของแต่ละระบบ

ตารางที่ 4.34 : ข้อมูลเทคโนโลยี TES แบบ 2 tank ของ AndaSol Project

ชนิด	2-Tank Molten Salt Storage
ของไหลที่ใช้ในการกักเก็บ	Nitrate salt mixture (60% NaNO3 and 40% KNO3)
จุดหลอมเหลวของของไหล	221°C
ปริมาณในการเก็บ	880 MWh
ขนาดของถังเก็บ	13 m high 38 m diameter
ปริมาณของไหล	25 000 tons
อัตราการไหล	948 kg/s
อุณหภูมิของถังเก็บความเย็น	292°C
อุณหภูมิของถังเก็บความร้อน	384°C

สรุป

TES เป็นเทคโนโลยีที่ทำหน้าที่เก็บหรือสำรองพลังงานในรูปของพลังงานความร้อนหรือความเย็นเพื่อนำมาใช้ในเวลาที่เหมาะสม โดยจะทำการเก็บพลังงานในรูปของแข็งหรือของเหลวขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีแต่ละประเภท เทคโนโลยี TES สามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ Sensible, Latent และ Chemical TES ซึ่งในปัจจุบันเทคโนโลยีเหล่านี้กำลังได้รับการพัฒนาในทวีปยุโรปแต่เทคโนโลยี sensible TES ทั้งแบบ Active และ Passive ได้มีการนำมาใช้ในเชิงพาณิชย์แล้ว นอกจากนั้นเทคโนโลยีนี้ยังใช้งบประมาณในการสร้างระบบที่ไม่สูงมากอีกด้วยทำให้เทคโนโลยีนี้เหมาะสมที่จะนำมาใช้มากที่สุด

4.3 แนวโน้มการพัฒนาเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในอนาคต

4.3.1 สถานการณ์ของระบบเก็บสะสมพลังงาน (Status of Energy Storage System)

จากความตระหนักถึงปัญหาทางสิ่งแวดล้อมและปัญหาเรื่องปริมาณพลังงานที่ได้จากเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งมีอยู่อย่างจำกัด ทำให้หลายๆ ประเทศมีการส่งเสริมการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานจากแสงอาทิตย์ หรือพลังงานจากลม ขึ้นมาทดแทนหรือนำมาใช้งานร่วมกันกับแหล่งพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีอยู่ แต่เนื่องจากพลังงานที่ได้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมีข้อจำกัดในเรื่องของความไม่สม่ำเสมอและไม่แน่นอน ดังนั้นการที่จะผสานพลังงานที่ได้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังที่มีอยู่ จึงจำเป็นจะต้องคำนึงถึงปัญหาที่กล่าวมาข้างต้นการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานมาใช้ร่วมกับการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นแนวทางหนึ่งในการแก้ปัญหาดังกล่าวปัจจุบัน ประเทศต่างๆ มีการกำหนดและวางแผนนโยบายทางด้านพลังงาน เพื่อให้มีพลังงานใช้อย่างยั่งยืน ซึ่งรายละเอียดของนโยบายการจัดการด้านพลังงานและแนวทางการพัฒนาการกักเก็บพลังงานของประเทศต่างๆ มีดังนี้

สหราชอาณาจักร (UK)

มีเป้าหมายในการลดคาร์บอน 80% ให้ได้ในปี 2050 โดยยังมีช่วงว่างของนโยบายที่ต้องแก้ไขและจัดการ ซึ่งประเด็นที่สำคัญคือการขาดการกักเก็บพลังงานซึ่งควรจะถูกวางแผนไว้อย่างเหมาะสม การกักเก็บพลังงานถือเป็นส่วนประกอบสำคัญเพื่อเป็นหลักประกันสำหรับความมั่นคงทางพลังงานและทำให้เกิดความน่าเชื่อถือของการใช้พลังงานหมุนเวียนที่มีความแปรปรวน จากการที่แหล่งพลังงานหมุนเวียนสามารถใช้งานได้เฉพาะในบางสถานที่และในบางช่วงเวลา จึงจำเป็นต้องกักเก็บพลังงานเพื่อสนองความต้องการใช้งานของผู้ใช้ นอกจากนี้การกักเก็บพลังงานยังช่วยลดภาระโครงข่ายไฟฟ้าภายในประเทศ

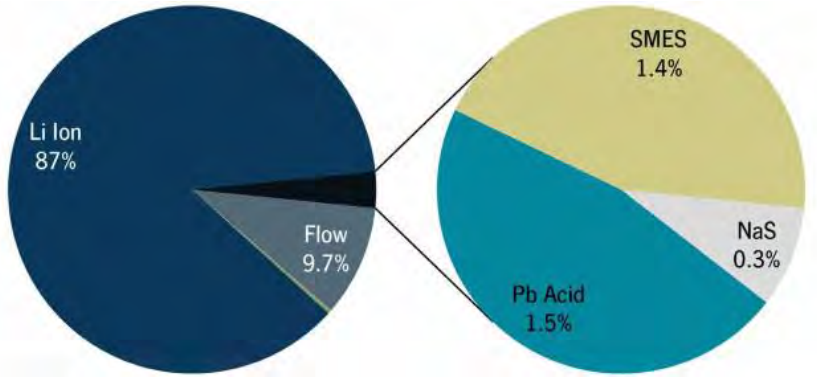
ประเด็นความท้าทายหลักของการศึกษาระบบการกักเก็บพลังงานของสหราชอาณาจักรคือ

- เข้าใจถึงประเภทของการกักเก็บพลังงานที่จำเป็นปริมาณความต้องการ และการใช้งานที่เหมาะสมสำหรับระบบการจัดการพลังงานภายในประเทศ
- พัฒนานโยบายให้สอดคล้องกับการกักเก็บพลังงาน
- กระตุ้นต้นแบบทางระบบการจัดการและธุรกิจเพื่อทำให้การกักเก็บพลังงานเกิดขึ้นอย่างรวดเร็ว

การเก็บพลังงานโดยทั่วไปมีอยู่หลายรูปแบบ เช่น เชิงกล เชิงไฟฟ้า เชิงเคมีและในรูปของความร้อน แต่ในสหราชอาณาจักรนอกเหนือจากการกักเก็บในรูปพลังงานศักย์ของน้ำด้วยการปั๊มแล้ว เทคโนโลยีอื่นที่ใช้มีอยู่ในปริมาณที่น้อยมาก เมื่อพิจารณาความยืดหยุ่นในการสนับสนุนด้านพลังงานจำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานที่มีความหลากหลาย ทั้งนี้เนื่องจากแต่ละเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานมีข้อจำกัดที่แตกต่างกัน เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานบางประเภทสามารถเริ่มดำเนินงานได้อย่างรวดเร็ว ในขณะที่บางเทคโนโลยีต้องการระยะเวลาในการเริ่มเปิดใช้งาน นอกจากนี้ จากการที่สถานที่ที่ต้องการใช้เทคโนโลยี การกักเก็บพลังงานชนิดต่างๆ มีความแตกต่างกัน และเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานบางประเภทไม่สามารถติดตั้งใกล้กับแหล่งที่ต้องการใช้งานได้ จึงต้องมีการพิจารณาถึงแผนการการกระจายโครงข่าย การจัดส่งและความสามารถในการเติบโตของการกักเก็บรูปแบบต่างๆ ด้วย (Tayler et al., 2012)

จีน

จีนได้จัดทำแผนการพัฒนาและการใช้พลังงานขึ้น โดยมีวัตถุประสงค์ของโครงการคือ การพัฒนาระบบโครงข่ายอัจฉริยะเพื่อทำงานร่วมกับระบบการกักเก็บพลังงานภายในเซี่ยงไฮ้ กิจกรรมของการวิจัยและพัฒนาภายในโครงการนี้มุ่งเน้นไปที่การใช้เทคโนโลยีแบตเตอรี่ (ประกอบด้วย โซเดียม-ซัลเฟอร์ม วานาเดียมรีดอกซ์ และลิเธียม) ร่วมกับโครงข่ายอัจฉริยะขนาดเล็ก (Tayler et al., 2012) ซึ่งข้อมูลการใช้ระบบกักเก็บพลังงาน ณ ปี 2011 พบว่า มีการใช้แบตเตอรี่ลิเธียม (Li Ion) มากที่สุด รองลงมาคือแบตเตอรี่ที่มีการไหล (Flow) แบตเตอรี่ตะกั่ว (Pb Acid) การใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด (SMES) และแบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์ (NaS) ดังแสดงในรูปที่ 4.81



รูปที่ 4.81 : การติดตั้งและใช้งานระบบกักเก็บพลังงานต่างๆ ในประเทศจีน
(ข้อมูลปี 2011)(Poper et al., 2012)

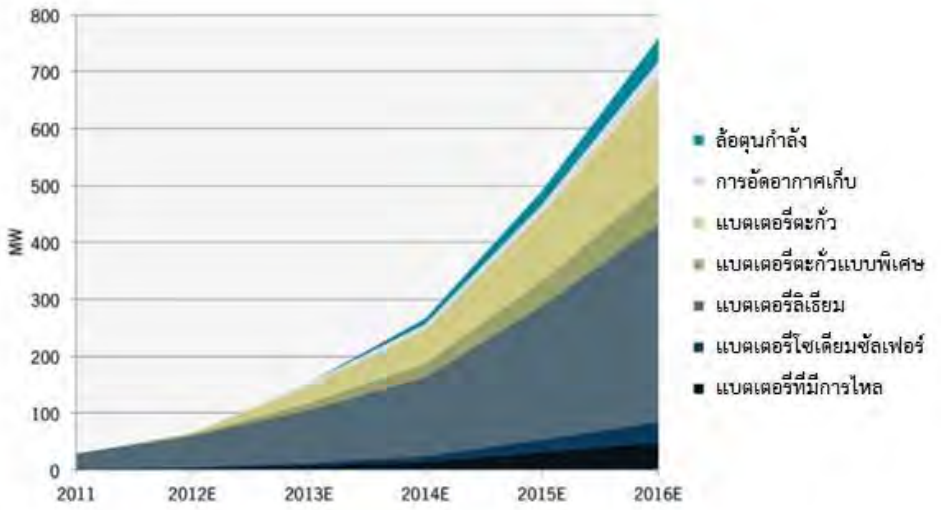
ทั้งนี้ ขนาดและอัตราการพัฒนาของตลาดภายในประเทศของจีนสำหรับการกักเก็บพลังงานจะขึ้นอยู่กับพลังงานลมที่มีอยู่จำนวนมากเป็นสำคัญ เนื่องจากลักษณะภูมิประเทศที่แตกต่าง ทำให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานลมและความต้องการใช้พลังงานไม่สอดคล้องกัน จึงต้องอาศัยเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานหรือเทคโนโลยีอื่น (เช่นโครงการผลิตไฟฟ้ากระแสตรงที่มีศักย์ไฟฟ้าสูงเพื่อการส่งผ่านไปยังสถานที่ห่างไกล) เพื่อให้สามารถรวมเอากำลังไฟฟ้าที่ได้จากแหล่งพลังงานลมเข้ากับโครงข่าย

รายละเอียดของแผนพัฒนาเทคโนโลยีด้านพลังงานแห่งชาติฉบับที่ 12 ของจีนใน 5 ปี (2011-2016) ประกอบด้วย แผนการดำเนินการเกี่ยวกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเป็นหลัก รูปที่ 4.82 แสดงแนวโน้มการใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

โครงการวิจัยและพัฒนาในแผนพัฒนาเทคโนโลยีด้านพลังงานแห่งชาติมีดังนี้ (Poper et al., 2012)

- โครงการจัดแสดงระบบกักเก็บพลังงานโดยการอัดอากาศเก็บแบบ Supercritical ขนาดใหญ่ 10MW
- โครงการจัดแสดงระบบกักเก็บพลังงานโดยล้อตุนกำลังในระดับเมกะวัตต์
- โครงการระบบกักเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวดในระดับเมกะวัตต์
- โครงการจัดแสดงระบบกักเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์ในระดับเมกะวัตต์
- โครงการจัดแสดงระบบกักเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอรี่ที่มีการไหล (Flow Batt) ในระดับเมกะวัตต์
- พัฒนาเทคโนโลยีแบตเตอรี่โลหะอากาศและแบตเตอรี่รูปแบบใหม่ชนิดพิเศษ

- พัฒนาการใช้งานเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานโดยการอัดอากาศเก็บแบบSupercriticalขนาดใหญ่
- พัฒนาเยื่อแลกเปลี่ยนไอออนสำหรับใช้ในแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน
- สร้างมาตรฐานสำหรับการพัฒนาเทคโนโลยีและมาตรฐานด้านวิศวกรรม
- สร้างระบบที่มีความแข็งแกร่งสำหรับการป้องกันทางคุณสมบัติของระบบกักเก็บพลังงานอย่างเข้าใจ
- สร้างความสัมพันธ์กับนานาชาติและความร่วมมือสำหรับการพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ให้ดีขึ้น



รูปที่ 4.82 : ภาพรวมการติดตั้งเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในจีนในปี 2011 – 2016

สหภาพยุโรป (EU)

แผนกลยุทธ์ทางพลังงานของสหภาพยุโรป (The EC Strategic Energy Technology Plan; SET plan) คือขั้นแรกของการพัฒนาและการทำนโยบายทางเทคโนโลยีพลังงานของยุโรปให้เป็นรูปเป็นร่าง (EC, 2009) โดยแผนนี้เริ่มต้นเมื่อปี 2007 ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อเปลี่ยนเป้าหมายการลงทุนไปยัง กิจกรรม RD&D โดยเป็นการเน้นไปที่เรื่องเศรษฐศาสตร์คาร์บอนต่ำ (low carbon economy) ซึ่งมีวิสัยทัศน์ เพื่อให้เกิดการร่วมทุนที่สามารถเร่งการพัฒนาและการใช้งานเทคโนโลยีคาร์บอนต่ำได้ โดยแผน SET มีกลวิธีสำหรับเทคโนโลยีคาร์บอนต่ำเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์เศรษฐศาสตร์คาร์บอนต่ำในปี 2020 ซึ่งเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานร่วมอยู่ในขอบเขตของกลวิธีโครงข่ายกำลังนี้ด้วย โดยเป็นการใช้งานร่วมกับเทคโนโลยีพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากการกักเก็บพลังงานสามารถชดเชยความผันผวนของแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวนได้

ในส่วนของกลวิธีในระดับสูง จะเป็นกลวิธี RD&D สำหรับวัสดุที่สามารถใช้ในเทคโนโลยีคาร์บอนต่ำได้ โดยนำเสนอโปรแกรมการวิจัยและนวัตกรรมในช่วงปี 2012-2022 ซึ่งมีวัตถุประสงค์สนับสนุนการพัฒนาความรู้บนพื้นฐานของเศรษฐศาสตร์คาร์บอนต่ำ

โปรแกรมการเข้าร่วมของการกักเก็บพลังงานมีขึ้นในปี 2011 โดยการจัดการของสหพันธ์การวิจัยพลังงานยุโรป (The European Energy Research Alliance) มีวัตถุประสงค์เพื่อเร่งการพัฒนาเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานให้สามารถใช้ในทางอุตสาหกรรมได้ โดยโปรแกรมนี้จะบอกถึงรายละเอียดกลวิธีของ 4 เทคโนโลยี ประกอบด้วย การกักเก็บทางไฟฟ้าเคมี การกักเก็บทางเคมี การกักเก็บความร้อน และการกักเก็บพลังงานโดยใช้สนามแม่เหล็กของตัวนำยิ่งยวด ภายใต้หัวข้อทางเศรษฐศาสตร์

วัตถุประสงค์ของการริเริ่มโครงข่ายไฟฟ้ายุโรปคือ เพื่อการใช้งานการส่งพลังงานของโครงข่ายอัจฉริยะ โดยในช่วงปี 2010-2030 เป็นการสร้างพันธมิตรเพื่อแบ่งเบาความเสี่ยงร่วมกับการพัฒนาเทคโนโลยีโครงข่ายไฟฟ้าที่รวดเร็ว ซึ่งในช่วงเริ่มต้นปี 2010-2018 มีการลงทุน 60 ล้านยูโร ใน RD&D ของการกักเก็บพลังงาน (Tayler et al., 2012)

เยอรมัน

การกักเก็บพลังงานมีบทบาทสำคัญในเยอรมัน โดยมีโครงการสำหรับการส่งผ่านความน่าเชื่อถือ การใช้งานได้ในทางเศรษฐศาสตร์และไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ให้สำเร็จในปี 2050 ความต้องการรวมเอาแหล่งพลังงานหมุนเวียนเข้าไปในโครงข่ายของเยอรมันเพื่อขับเคลื่อนโครงสร้างพื้นฐานทางพลังงานให้ทันสมัย หมายรวมถึงการขยายบทบาทของการกักเก็บพลังงานอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งความท้าทาย 2 อย่างสำหรับการกักเก็บพลังงานคือ 1) การพัฒนาและสนับสนุนการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานมาใช้ และ 2) การปรับขนาดของตลาด (ในบริบทของการเพิ่มตลาดอิสระและการแข่งขัน) เพื่อเปิดการรวมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานภายในระบบ โดยรัฐบาลเยอรมันได้กำหนดการดำเนินการเพื่อสนับสนุนการขยายความสามารถของการกักเก็บพลังงานภายในประเทศ ดังนี้

- <u>การดำเนินการทันที</u> การออกกฎหมายให้ทันสมัย เพื่ออนุมัติโครงการระบบกักเก็บพลังงานสำหรับใช้ในการควบคุมตลาดและการขยายช่วงเวลาการยกเว้นภาษีสำหรับโครงการกักเก็บพลังงานใหม่ (โดยเฉพาะอย่างยิ่งการกักเก็บพลังงานศักย์ของน้ำด้วยการปั๊ม)
- <u>การดำเนินการระยะสั้น</u> การสำรวจสิ่งกระตุ้นอย่างเหมาะสมเพื่อสนับสนุนการใช้ชีวมวลเป็นหลักสำหรับการรวมพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (ลมและแสงอาทิตย์) ในระหว่างการขยายความสามารถของการกักเก็บพลังงานในการดำเนินการระยะกลาง
- <u>การดำเนินการระยะกลาง</u> ดำเนินการเรื่องสถานที่ตั้ง ความเป็นไปได้ทั้งหมด ทั้งทางด้านเทคโนโลยีและทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยการกักเก็บพลังงานศักย์ของน้ำด้วยการปั๊มสามารถทำได้ภายในเยอรมัน
- <u>การดำเนินการระยะยาว</u> ร่วมมือกับประเทศอื่น (นอร์เวย์) เพื่อให้เข้าถึงความสามารถการกักเก็บพลังงานศักย์ของน้ำด้วยการปั๊มภายนอกเยอรมัน

ในเดือนพฤษภาคม ปี 20113 หน่วยงาน ประกอบด้วย กระทรวงเศรษฐกิจและเทคโนโลยี กระทรวงสิ่งแวดล้อม และกระทรวงการศึกษาและวิจัยการเปลี่ยนแปลงทางธรรมชาติและความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ ได้จัดพิมพ์โครงร่างสำหรับ RD&D เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานที่อยู่กับที่ โดยจัดสรรงบประมาณ 200 ล้านยูโร และกลุ่มแรกของโครงการได้เริ่มดำเนินการแล้ว มีการจัดแสดงระบบต่างๆ เช่น โครงการพลังงานลมร่วมกับการเก็บสะสมพลังงานศักย์ของน้ำด้วยการปั๊ม หรือระบบการเก็บความดันของอากาศแบบไม่มีการถ่ายเทความร้อนและอุณหภูมิคงที่ (adiabatic) ซึ่งจะเริ่มดำเนินการในฤดูใบไม้ผลิ ปี 2012

นอกจากนี้ มีกิจกรรม RD&D เพื่อสนับสนุนการส่งต่อเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานให้เกิดผลประโยชน์ทางการตลาดในปัจจุบันจากแหล่งเงินทุนขนาดใหญ่อื่น (12.2 ล้านยูโร สำหรับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในปี 2010) และเงินทุนในหัวข้อที่เกี่ยวข้อง (20.7 ล้านยูโร สำหรับเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน 16.8 ล้านยูโร สำหรับยานพาหนะไฟฟ้า และ 12.3ล้านยูโร สำหรับโครงข่ายอัจฉริยะในปี 2010) ทั้งนี้ เพื่อสนับสนุนกิจกรรม RD&D ที่กล่าวมาแล้ว มีความต้องการการวิจัยที่มีพื้นฐานแข็งแรงในด้านวัสดุและวิทยาศาสตร์กายภาพ ซึ่งมีความสำคัญสำหรับโครงการการวิจัยพลังงานพื้นฐาน ในปี 2020โดยมีรายละเอียด

เพื่อการพัฒนายุทธวิธีร่วมกันระหว่างหน่วยของสาธารณะและหน่วยส่วนตัวเพื่อเร่งการส่งผ่านเทคโนโลยีไปยังตลาด

ซึ่งการร่วมทุนในขั้นต้นของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจะเน้นไปที่ การสร้างเทคโนโลยีการกักเก็บความร้อนให้สามารถใช้งานได้ในแง่เศรษฐศาสตร์ (เพื่อลดความต้องการพลังงานภายในสิ่งก่อสร้าง รวมพลังงานความร้อนจากแสงและลดความต้องการสำหรับการกักเก็บไฟฟ้า) การสนับสนุนการพัฒนาทางเคมี (ไฮโดรเจนและมีเทน) และเทคโนโลยีการกักเก็บทางไฟฟาเคมีสำหรับการประยุกต์ใช้งานแบบเคลื่อนที่และแบบไม่เคลื่อนที่ (Tayler et al., 2012)

ญี่ปุ่น

โครงการเทคโนโลยีพลังงานนวัตกรรมใหม่เพื่อโลกเย็น (The Cool Earth Innovative Energy Technology Programme) ระบุถึง 21 เทคโนโลยี ซึ่งรัฐบาลญี่ปุ่นจะสนับสนุน เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลง 50% ในปี 2050 (โดยใช้ข้อมูลของปี 2007 เป็นเกณฑ์) รวมทั้งการบำรุงรักษาและปรับปรุงการแข่งขันทางเศรษฐศาสตร์ กลุ่มของเทคโนโลยีที่ระบุไว้ ประกอบด้วยทั้งการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าสมรรถนะสูงและการกักเก็บไฮโดรเจน แต่ไม่รวมเทคโนโลยีที่สัมพันธ์กับการกักเก็บความร้อน กลวิธีสำหรับการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าสมรรถนะสูงจะมุ่งเน้นไปที่ แบตเตอรี่และตัวเก็บประจุ เนื่องจากเป็นจุดแข็งที่อุตสาหกรรมของญี่ปุ่นมีอยู่แล้ว และมีความเข้าใจในการวิจัยการกักเก็บพลังงานขนาดเล็ก (แบตเตอรี่สำหรับอุปกรณ์เคลื่อนที่) เพื่อให้มีจุดเด่นในการแข่งขันในตลาดสำหรับการประยุกต์ใช้ในการกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ (นั่นคือ การใช้ร่วมกับพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน) โดยกลวิธีบอกถึงแนวทางการกระจายของเทคโนโลยี ซึ่งเป็นการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนการประยุกต์ใช้งาน 2 รูปแบบ คือ 1) การประยุกต์ใช้ในยานพาหนะ/แบบเคลื่อนที่ (แนวทางจากปี 2010-2050) และ 2) การประยุกต์ใช้งานแบบไม่เคลื่อนที่ (แนวทางจากปี 2010-2050) จากการปรับปรุงคุณภาพกำลัง โดยการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าแบบกระจาย

สำหรับแต่ละแนวทางการประยุกต์ใช้ มีเป้าหมายของแต่ละส่วนเช่น สามารถประยุกต์ใช้กับอุปกรณ์เคลื่อนที่ได้ในปี 2030 โดยมีความหนาแน่นของพลังงาน 500 Wh/kg และราคา 5,000 เยน / kWh และการประยุกต์ใช้งานแบบอยู่กับที่ มีอายุการใช้งาน 20 ปี และราคา 15,000 เยน /kWh

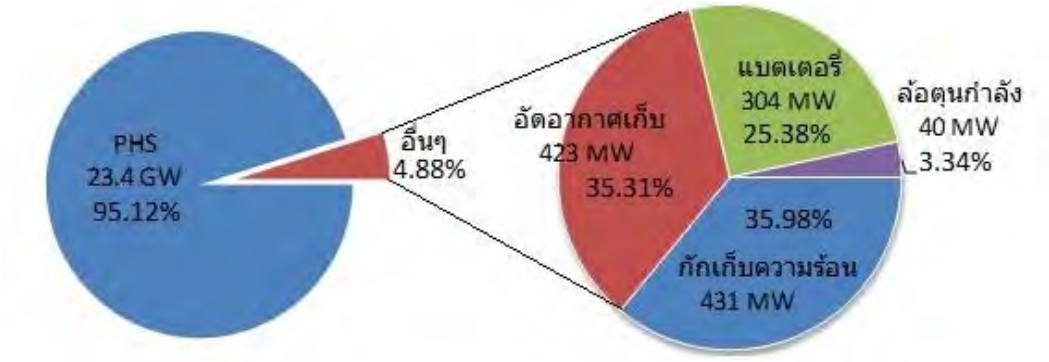
จากการเกิดแผ่นดินไหวและโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ Fukushima ได้รับความเสียหายในเดือนมีนาคม ปี 2011 ทำให้มีการทบทวนแผนด้านพลังงานของญี่ปุ่นใหม่ โดยการลดการเพิ่งพาพลังงานนิวเคลียร์และหันมาให้ความสำคัญกับพลังงานหมุนเวียนและให้ความสำคัญกับการกักเก็บพลังงานมากขึ้น (Tayler et al., 2012)

เกาหลีใต้

ในเดือนพฤษภาคม 2011 กระทรวงที่ดูแลเรื่องเศรษฐกิจของเกาหลีใต้ ได้ประกาศลงทุน 5.4 พันล้าน USD โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นผู้นำในการผลิตระบบกักเก็บพลังงาน ประมาณ 1 ใน 3 ของเงินลงทุนจะถูกใช้ไปในการวิจัยและพัฒนา และส่วนที่เหลือจะเป็นการลงทุนเพื่อการจัดแสดงโครงการและการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานการกักเก็บพลังงานของเกาหลีใต้ โดยใช้รายได้ของโครงการจัดแสดงโครงข่ายอัจฉริยะเจจู (Jeju) (เงินลงทุนของรัฐบาลประมาณ 50 ล้าน USD) เป็นตัวบ่งชี้การพัฒนาวิธีสำหรับการลงทุนเป็นหลักซึ่งการกักเก็บพลังงานมีบทบาทสำคัญในการใช้งานร่วมกันของแหล่งพลังงานหมุนเวียนในระดับโครงข่ายอัจฉริยะ (Tayler et al., 2012)

สหรัฐอเมริกา

สถานการณ์ด้านการกักเก็บพลังงานของสหรัฐอเมริกาจากข้อมูลในเดือนสิงหาคม ปี 2013 พบว่า มีการใช้งานการกักเก็บพลังงานโดยใช้การสะสมพลังงานศักย์ของน้ำด้วยการปั๊มในปริมาณมากที่สุดเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีอื่นๆ คือ มีค่าสูงถึงร้อยละ 95 ของระบบเก็บสะสมพลังงานทั้งหมดในสหรัฐอเมริกา เนื่องจากสามารถเก็บพลังงานได้มาก และส่วนที่เหลืออีกร้อยละ 5 เป็นเทคโนโลยีอื่นๆ ได้แก่ การอัดอากาศเก็บไว้ การเก็บพลังงานความร้อน แบตเตอรี่ และล้อตุนกำลังโดยสัดส่วนของแต่ละเทคโนโลยีดังแสดงในรูปที่ 4.83 ซึ่งขนาดของระบบกักเก็บพลังงานมีตั้งแต่ขนาดเล็ก (น้อยกว่า 10 กิโลวัตต์) ไปจนถึงขนาดใหญ่ตั้งแต่ 1 เมกกะวัตต์



รูปที่ 4.83 : สัดส่วนของระบบเก็บสะสมพลังงานแต่ละรูปแบบในประเทศสหรัฐอเมริกา
(U.S. Department of Energy, 2013)

ทั้งนี้ หน่วยงานด้านพลังงานของสหรัฐอเมริกา (the US Department of Energy; USDOE) ได้จัดตั้งโครงการเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานด้วยวัตถุประสงค์หลัก 2 อย่าง คือ 1) ปรับปรุงประสิทธิภาพความยืดหยุ่นทางเศรษฐศาสตร์ ความน่าเชื่อถือและความแข็งแกร่งของโครงข่ายกำลังของสหรัฐอเมริกา และ 2) การสร้างผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจผ่านการส่งผ่านเทคโนโลยีไปสู่ทางการค้า (ซึ่งคาดว่าจะได้ผลประโยชน์ประมาณ 2-4 พันล้าน USD ในระยะเวลา 20 ปี) โดยโครงการนี้มีผู้นำคือ ห้องปฏิบัติการแห่งชาติ ร่วมกับมหาวิทยาลัยและหน่วยงานทางด้านอุตสาหกรรม ซึ่งโครงการจัดแสดงการกักเก็บพลังงานจะได้ผลตอบแทนจาก DOE

วัตถุประสงค์โครงการของ DOE คือ เพื่อลดค่าใช้จ่ายสำหรับการกักเก็บพลังงานลง 30% ในปี 2015 โดยลงทุน 200 ล้าน USD (ในช่วงเวลา 2011-2015) ในหลายส่วนดังนี้

-<u>การวิจัย</u> มุ่งเน้นไปที่การเก็บพลังงานทางเคมีและแบตเตอรี่และการลงทุนในพื้นที่อื่นๆ

-<u>การจัดแสดงและการใช้งาน ในระดับอุตสาหกรรม</u> มุ่งเน้นไปที่ การผสมผสานเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (ประกอบด้วยแบตเตอรี่ ล้อตุนกำลัง CAES เป็นต้น)

-<u>การวิเคราะห์ระบบ</u> มุ่งเน้นไปที่การรวมกันของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานอย่างมีประสิทธิผลภายในโครงข่าย

ตัวอย่างเรื่องสำคัญที่ต้องดำเนินการสำหรับการพัฒนาเทคโนโลยี ซึ่งหมายรวมถึงความเข้าใจในตลาดและสถาบันที่ใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานนี้และโอกาสทางธุรกิจร่วมกับการกักเก็บพลังงาน มีดังนี้

- การพัฒนาและการจัดแสดง ระบบต้นแบบ 5kW ของแบตเตอรี่โซเดียมเบตาอลูมินา ที่สามารถทำงานได้ที่อุณหภูมิต่ำกว่า 250 ^{0}C
- การให้รางวัล 2.8 ล้าน USD สำหรับมหาวิทยาลัยที่มีสัญญาการทำวิจัยการใช้งานระบบเก็บพลังงาน
- รายงานอุปสรรคจากจากการใช้งานในตลาดขนาดใหญ่ของระบบกักเก็บพลังงานแบบไม่เคลื่อนที่
- จัดทำรายงานเพื่อเปรียบเทียบมูลค่าของการกักเก็บพลังงานและการใช้งานจากโครงข่ายโดยตรง
- รายงานการออกแบบตลาดเพื่อการสนับสนุนการใช้การเก็บพลังงาน

กิจกรรมของรัฐบาล ล้วนเป็นไปเพื่อให้มีความชัดเจนของบทบาทการส่งผ่านเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไปสู่ตลาด ตัวอย่างเช่น หน่วยงานที่รับผิดชอบด้านพลังงานในแคลิฟอร์เนีย ที่กำลังทำอยู่ คือการวิเคราะห์กลวิธีของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานที่สามารถเป็นไปได้สำหรับการใช้งานในปี 2020 ดังนี้

- การระบุเป้าหมายของรัฐแคลิฟอร์เนียในการใช้งานไฟฟ้า 33% ที่ได้จากพลังงานหมุนเวียนในปี 2020 ซึ่งทำให้มีความต้องการความสามารถของการกักเก็บพลังงานมากขึ้นภายในโครงข่าย เพื่อให้สามารถใช้งานพลังงานหมุนเวียนร่วมกันได้
- การจัดหาข้อสรุปสำหรับช่วงของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (ประกอบด้วย CAES เทคโนโลยีแบตเตอรี่และไฮโดรเจน) ของเทคโนโลยีที่มีความพร้อมอยู่ ณ ปัจจุบัน ข้อจำกัดและโอกาสของการพัฒนาต่อ
- การทำแผนเครื่องมือที่เป็นนโยบายซึ่งกระทบต่อการพัฒนาเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานภายในรัฐแคลิฟอร์เนีย
-การบ่งชี้ช่องว่างของเทคโนโลยี การต้องการการวิจัยและการปฏิรูปนโยบายเพื่อแก้ปัญหาภายใต้การควบคุมขององค์กร ในการสนับสนุนการส่งผ่านเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานออกสู่ตลาด (Tayler et al., 2012)

ไอร์แลนด์

รัฐบาลไอร์แลนด์มีขอบเขตของนโยบายพลังงานสำหรับปี 2007-2020 และระบุถึง RD&D สำหรับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานว่าเป็นเรื่องที่มีความสำคัญอันดับต้นๆที่รัฐบาลต้องสนับสนุน โดยตั้งเป้าหมายสำหรับการใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนให้ได้ 50% ในปี 2025 และโดยธรรมชาติของโครงสร้างพื้นฐานพลังงานของไอร์แลนด์ ซึ่งมีขนาดเล็กและมีข้อจำกัดเรื่องการเชื่อมต่อ เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจึงมีส่วนสำคัญโดยเฉพาะอย่างยิ่งความสนใจในการนำมาใช้ร่วมกับแหล่งพลังงานลมที่มีความไม่แน่นอนในโครงข่ายไฟฟ้าของไอร์แลนด์ โดยความสนใจนี้มีมาก่อนประเทศอื่นๆ (ตั้งแต่ปี 2004) ในขณะที่ยังไม่มีกลวิธีสำหรับการกักเก็บพลังงาน กลวิธีมีบทบาทชัดเจนมากขึ้นใน กลวิธีโครงข่ายอัจฉริยะของไอร์แลนด์ (SEAI, 2011) ซึ่งเป็นการบอกว่าโครงข่ายการส่งผ่านแบบอัจฉริยะของไอร์แลนด์สามารถเกิดขึ้นได้อย่างไรในปี 2050 ด้วยการใช้พลังงานความร้อนในปริมาณที่น้อยลง และการใช้งานต้นแบบของระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่คาดหวังให้เกิดขึ้นจากปี 2020-2035 (Tayler et al., 2012)

เดนมาร์ก

นโยบายพลังงานของเดนมาร์ก (รัฐบาลเดนมาร์ก 2011a) ระบุถึงการสร้างพลังงานและระบบขนส่งเป็น 100% มาจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2050 โดยมีเรื่องสำคัญๆ ที่ถูกระบุไว้ประกอบด้วย การจัดแสดงที่มุ่งเน้นไปที่การใช้แหล่งพลังงานลม (50% ของความต้องการใช้พลังงานต้องมาจากลมให้ได้ในปี 2020) และการปล่อยกระแสไฟฟ้าเพื่อให้เกิดความต้องการใช้ความร้อนจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (พลังงานไฟฟ้าและความร้อนสนับสนุนที่ได้คืนมาจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในปี 2035) การกักเก็บพลังงานคือจุดศูนย์กลางของวิสัยทัศน์นี้ของระบบเก็บพลังงานของเดนมาร์กในปี 2050 ด้วยวิธีการต่างๆ ดังนี้ เพื่อให้สามารถเข้าใกล้มูลค่าที่มีความสำคัญในอนาคต ในขณะที่ วิธีการของโครงข่ายอัจฉริยะของเดนมาร์กในปัจจุบันยังคงไม่เชื่อในเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

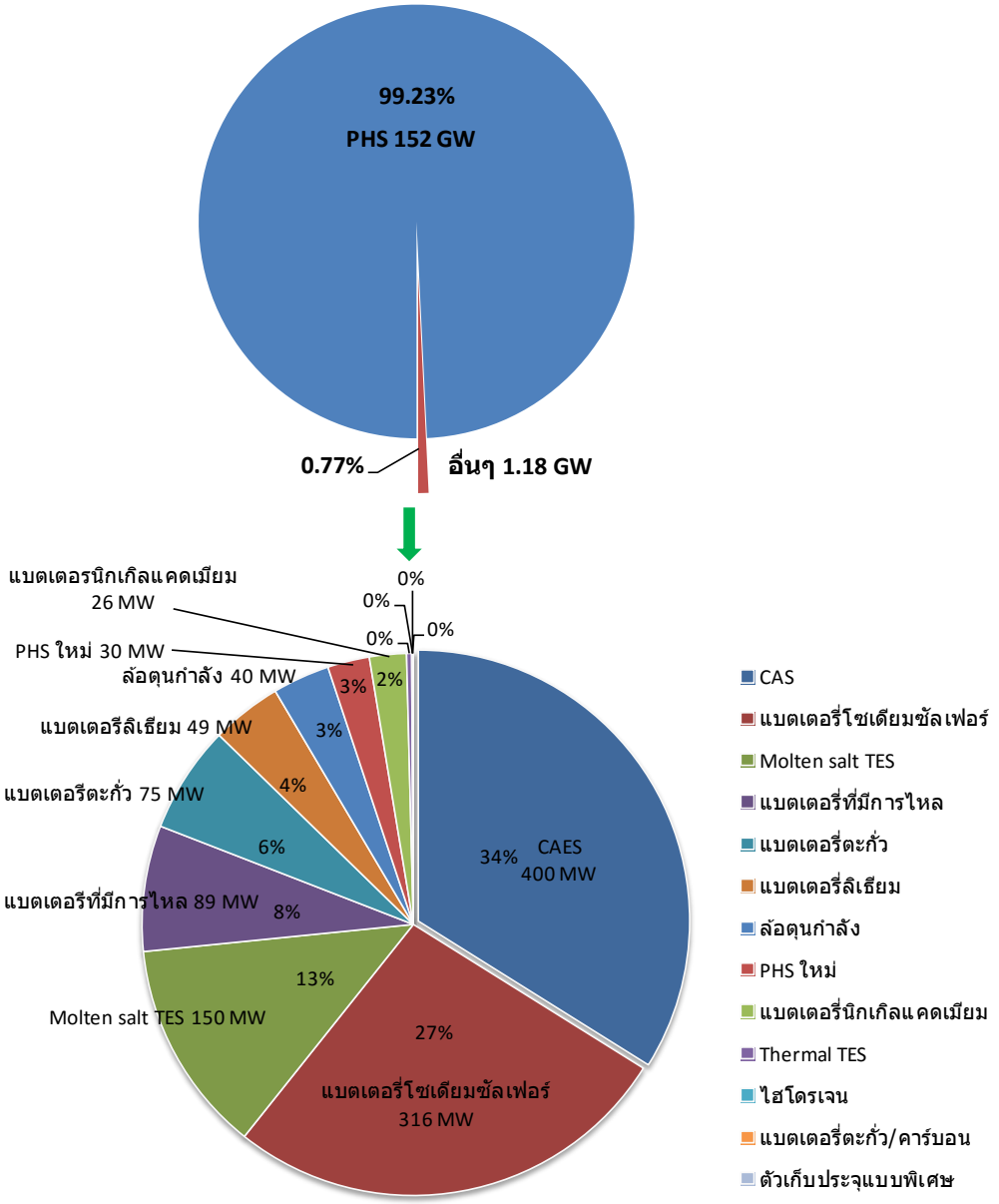
- การใช้โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติของเดนมาร์ก เพื่อเก็บพลังงานส่วนเกินจากการติดตั้งระบบกังหันลม ภายใต้ความคิดที่ว่าพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจะถูกใช้เพื่อสร้างก๊าซไฮโดรเจนซึ่งสามารถเก็บ กระจาย หรือใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการสร้างไฟฟ้าเมื่อมีความต้องการใช้งานได้
- การพัฒนาความสัมพันธ์และโครงสร้างพื้นฐานเพื่อให้สามารถเข้าถึงการกักเก็บพลังงานศักย์ของน้ำด้วยการปั๊มในประเทศนอร์เวย์และสวีเดน
- การใช้งานการติดตั้งเครื่องกำเนิดความร้อนขนาดใหญ่ภายในขอบเขตระบบความร้อนเพื่อเก็บความร้อนที่เปลี่ยนรูปมาจากพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินโดยการปั๊มความร้อน(Tayler et al., 2012)

4.3.2 การใช้ระบบกักเก็บพลังงานทั่วโลก

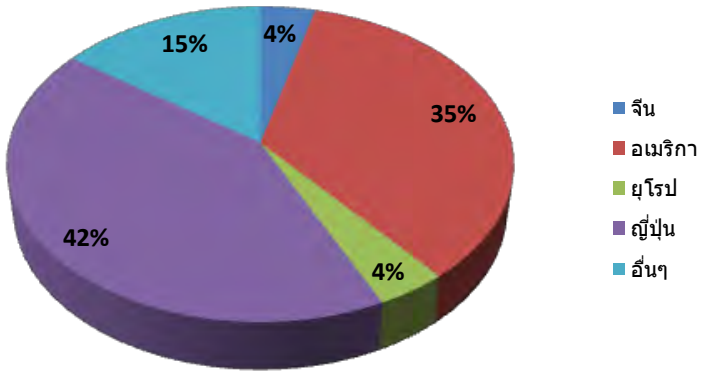
ระบบกักเก็บพลังงานที่มีการใช้ทั่วโลกคิดตามขนาดของกำลังของระบบ พบว่า 99% เป็นการใช้ระบบ PHS และที่เหลือประมาณ 1% เป็นการใช้งานเทคโนโลยีอื่นๆ ดังรูปที่ 4.84 เนื่องจาก PHS เป็นระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่กว่าประเภทอื่นๆ มาก ทั้งนี้ในส่วนของเทคโนโลยีอื่นๆ มีรายละเอียดของการใช้งานแบ่งตามภูมิภาคและขนาดความสามารถในการกักเก็บ ดังแสดงในตารางที่ 4.35 นอกจากนี้ ยังสามารถจำแนกตามสถานที่ติดตั้งและใช้งานระบบกักเก็บพลังงานหรืออาจกล่าวว่าจำแนกตามส่วนแบ่งทางการตลาดของแต่ละประเทศ ดังแสดงในรูปที่ 4.85 ซึ่งพบว่า ญี่ปุ่นมีการติดตั้งและใช้งานระบบกักเก็บพลังงานมากที่สุด คิดเป็นส่วนแบ่งทางการตลาดเท่ากับ 42% ของการกักเก็บพลังงานทั้งโลก (โดยไม่รวม PHS) รองลงมาคือสหรัฐอเมริกา 35% รองลงมาคือจีนและยุโรป ซึ่งมีส่วนแบ่งทางการตลาดเท่ากันที่ 4% (Poper et al., 2012)

ตารางที่ 4.35 : โครงการกักเก็บพลังงานโดยรวมแบ่งตามภูมิภาคและขนาดความสามารถในการกักเก็บ (นอกเหนือจากระบบกักเก็บพลังงาน PHS) (Rodrigueset al., 2014)

เทคโนโลยี	จำนวนโครงการแบ่งตามภูมิภาค					ขนาดความสามารถในการกักเก็บ	
	อเมริกาเหนือ	ยุโรปตะวันตก	เอเชีย	อื่นๆ	รวม	กำลังไฟฟ้า (MW)	% โดยรวม
CAES	1	1	0	0	2	400	33.9
แบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์	8	3	171	0	182	316	26.8
Molten salt TES	0	3	0	0	3	150	12.7
แบตเตอรี่ที่มีการไหล	11	2	19	1	33	89	7.5
แบตเตอรี่ตะกั่ว	19	1	0	0	20	75	6.4
แบตเตอรี่ลิเธียม	6	1	5	2	14	49	4.2
ล้อตุนกำลัง	1	0	1	0	2	40	3.4
PHS ใหม่	0	0	1	0	1	30	2.5
แบตเตอรี่นิกเกิลแคดเมียม	1	0	0	1	1	26	2.2
Thermal TES	68	4	9	1	82	3	0.3
ไฮโดรเจน	2	2	0	0	4	1	0.1
แบตเตอรี่ตะกั่ว/คาร์บอน	0	0	1	0	1	0	0
ตัวเก็บประจุแบบพิเศษ	0	0	0	0	0	0	0
รวม (ยกเว้น PHS)	117	17	207	5	345	1179	100



รูปที่ 4.84 : การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานทั่วโลก (Rodrigueset al., 2014)



รูปที่ 4.85 : สัดส่วนทางการตลาดของการกักเก็บพลังงานทั่วโลก (ไม่รวม PHS)
(ข้อมูลจาก: AZURE International)(Poper et al., 2012)

4.3.3 ภาพรวมของเทคโนโลยีระบบเก็บสะสมพลังงาน (Technology Overview)

จากการที่เทคโนโลยีการเก็บสะสมพลังงานมีอยู่หลายรูปแบบและหลากหลายประเภท ซึ่งแต่ละประเภทมีข้อดีและข้อจำกัดที่แตกต่างกันออกไป ในการเลือกใช้งานเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานให้มีความเหมาะสมกับความต้องการใช้งานจึงจำเป็นต้องพิจารณาปัจจัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้องอย่างรอบคอบเพื่อให้สามารถเลือกใช้งานได้ตรงตามความต้องการมากที่สุด ทั้งนี้ บางความต้องการใช้งานอาจไม่สามารถใช้เทคโนโลยีเดียวได้ กล่าวคือ ในบางครั้งอาจต้องมีการใช้งานเทคโนโลยีหลายๆ ประเภทร่วมกัน โดยการนำเอาข้อดีหรือจุดเด่นของเทคโนโลยีหนึ่งมาช่วยเสริมข้อจำกัดหรือจุดด้อยของอีกเทคโนโลยีหนึ่ง ดังนั้น ในการเลือกใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจึงควรเริ่มต้นที่วัตถุประสงค์ของการนำไปใช้งานเป็นหลัก จากนั้น สิ่งที่ควรพิจารณาเพื่อเลือกใช้งานเทคโนโลยี คือ ปัจจัยต่างดังต่อไปนี้

- ความเติบโตของเทคโนโลยี
- ขนาดของกำลังและระยะเวลาของการปลดปล่อยพลังงาน
- ความหนาแน่นของกำลังและความหนาแน่นของพลังงาน
- พลังงานจำเพาะและกำลังจำเพาะ
- ประสิทธิภาพในหนึ่งรอบ
- อายุการใช้งานและจำนวนรอบของการใช้งาน
- การปลดปล่อยพลังงานออกเอง
- ราคา
- ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ปัจจัยดังกล่าวเหล่านี้บางปัจจัยมีผลเกี่ยวเนื่องกัน เช่น ปัจจัยในเรื่องของอายุการใช้งานและราคา กล่าวคือ ถ้าราคาถูกแต่อายุการใช้งานน้อย ก็มีค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนอุปกรณ์เพิ่มเติมเข้ามา รวมทั้งการต้องเสียเวลาดำเนินการเปลี่ยนอุปกรณ์ต่างๆ ด้วย อีกหนึ่งตัวอย่างคือ ปัจจัยในเรื่องของความเติบโตของเทคโนโลยีและประสิทธิภาพ กล่าวคือ ถ้าเทคโนโลยีมีความเติบโตน้อย ยังอยู่ในขั้นของการวิจัยและพัฒนา จะแสดงให้เห็นว่า ยังสามารถพัฒนาประสิทธิภาพให้เพิ่มขึ้นได้อีก เป็นต้น ซึ่งการเปรียบเทียบเทคโนโลยีแต่ละประเภทโดยใช้ปัจจัยต่างๆ ข้างต้น มีรายละเอียด ดังนี้

(1) ความเติบโตของเทคโนโลยี (Technical Maturity)

มีความเชื่อมโยงกับระดับทางการค้า ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับความเสี่ยงและสัมพันธ์กับผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ เพื่อให้เห็นภาพที่ชัดเจน จึงมีการเปรียบเทียบความเติบโตของเทคโนโลยีประเภทต่างๆ ดังรูปที่ 4.86 ทั้งนี้สามารถแบ่งความเติบโตทางเทคโนโลยีได้เป็น 5 กลุ่ม ดังนี้ (luo et al., 2015)

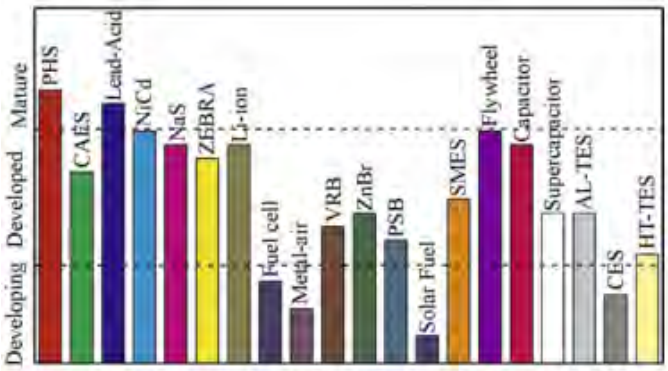
1.1 เทคโนโลยีที่กำลังพัฒนา (Developing) ได้แก่ CAES แบบพิเศษและ PSB

1.2 เทคโนโลยีที่จัดแสดง (Demonstration) ได้แก่ แบตเตอรี่ลิเธียม VRB ZnBr ตัวเก็บประจุชนิดพิเศษ SMES เซลล์เชื้อเพลิงและ TES

1.3 เทคโนโลยีก่อนทำการค้า (Early commercialized) ได้แก่ CAES ขนาดเล็กบนพื้นดินและล้อตุนกำลัง

1.4 เทคโนโลยีที่ทำการค้า (Commercialized) ได้แก่ CAES NaS NiCd และตัวเก็บประจุ

1.5 เทคโนโลยีที่มีความเติบโต (Mature) ได้แก่ PHS และแบตเตอรี่ตะกั่ว



รูปที่ 4.86 : ความเติบโตของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานรูปแบบต่างๆ (Chen et al., 2009)

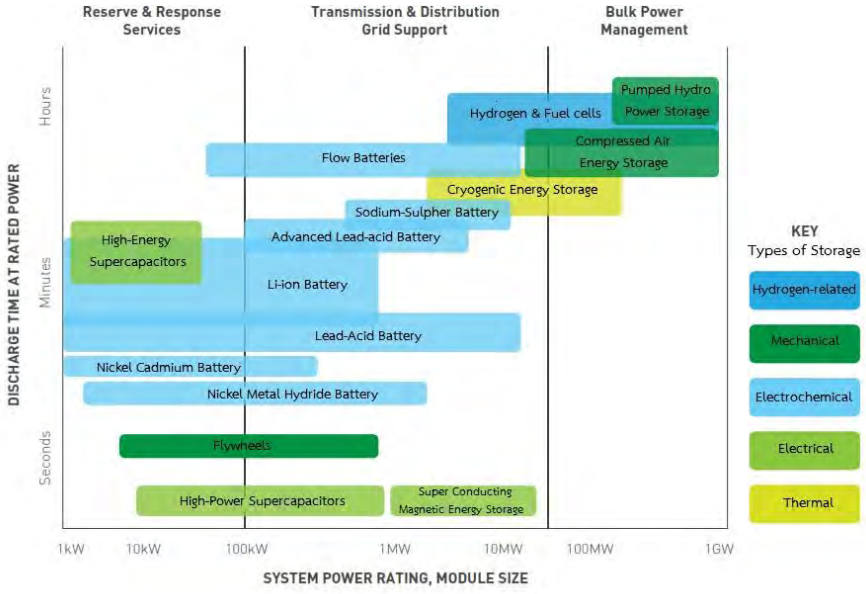
(2) ขนาดของกำลังและระยะเวลาของการปลดปล่อยพลังงาน (Power rating and Discharging time)

ส่วนนี้จะนำไปสู่การพิจารณาเพื่อประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานให้มีความเหมาะสมกับความต้องการใช้งาน ดังแสดงในรูปที่ 4.87 ซึ่งสามารถพิจารณาปริมาณของพลังงานที่สามารถใช้งานได้ โดยใช้ระยะเวลาของการปลดปล่อยพลังงานคูณกับขนาดของกำลังไฟฟ้า ทั้งนี้ สามารถแบ่งระยะเวลาของการปลดปล่อยพลังงานได้เป็น 3 ช่วงหลักๆ ดังนี้

2.1 ระยะเวลาปลดปล่อยพลังงานเป็นวินาที ได้แก่ ล้อตุนกำลัง ตัวเก็บประจุแบบพิเศษกำลังไฟฟ้าสูง และ SMES

2.2 ระยะเวลาปลดปล่อยพลังงานเป็นนาที ได้แก่ แบตเตอรี่นิกเกิลเมทัลไฮไดร์ แบตเตอรี่นิกเกิลแคดเมียม แบตเตอรี่ตะกั่ว แบตเตอรี่ลิเธียม ตัวเก็บประจุแบบพิเศษพลังงานสูง แบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์

2.3 ระยะเวลาปลดปล่อยพลังงานเป็นชั่วโมง ได้แก่ TES แบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน CAES ไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง และ PHS



รูปที่ 4.87 : ความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของกำลังและระยะเวลาของการปลดปล่อยพลังงาน (Taylor et al., 2012)

(3) ความหนาแน่นของกำลังและความหนาแน่นของพลังงาน (Power density and Energy density)

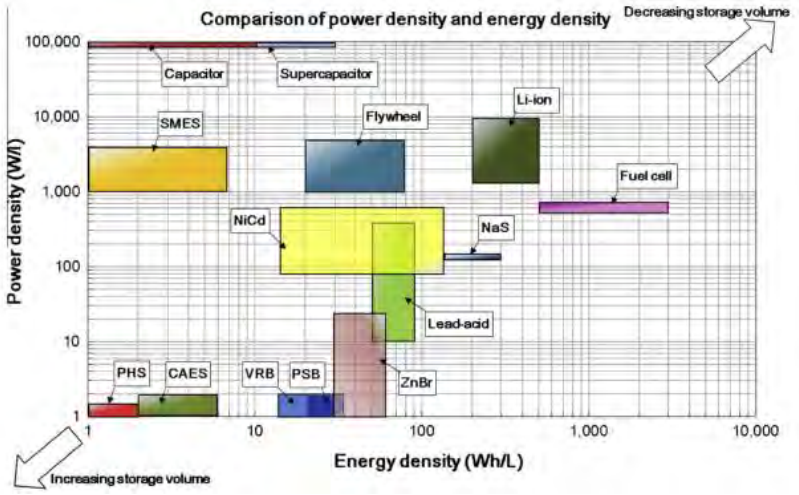
เป็นปัจจัยสำคัญสำหรับการประยุกต์ใช้งาน โดยความหนาแน่นของพลังงานและกำลังที่สูงจะทำให้ระบบมีปริมาตรขนาดเล็กนั่นหมายถึงต้องการสถานที่ในการติดตั้งน้อย ดังแสดงในรูปที่ 4.88(บริเวณมุมบนขวา) โดยสามารถแบ่งความหนาแน่นของการกักเก็บพลังงานได้ ดังนี้

3.1 ความหนาแน่นพลังงานขนาดกลางได้แก่ แบตเตอรี่โดยส่วนใหญ่ ล้อตุนกำลังและเซลล์เชื้อเพลิง

3.2 ความหนาแน่นพลังงานต่ำ ได้แก่ PHS และ CAES ดังนั้นทั้ง 2 ประเภทนี้จึงเหมาะที่จะประยุกต์ใช้กักเก็บพลังงานแบบไม่เคลื่อนที่

3.3 ความหนาแน่นพลังงานไฟฟ้าสูง ได้แก่ แบตเตอรี่ลิเธียม ซึ่งมีความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้าสูงอีกด้วย

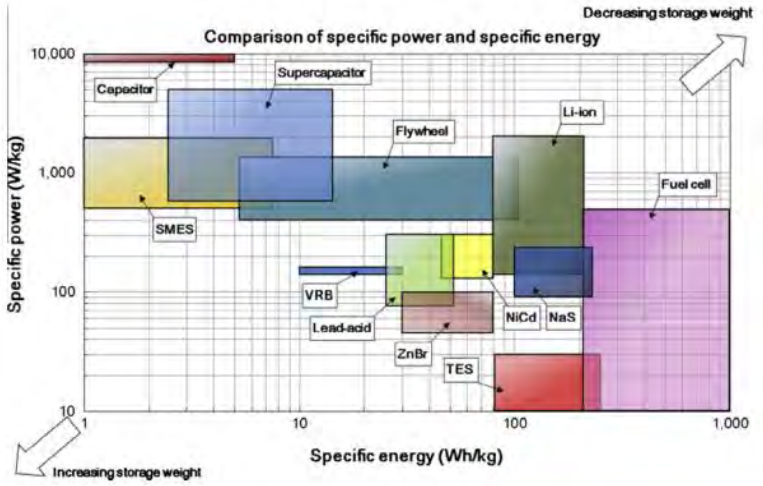
ในส่วนของตัวเก็บประจุและตัวเก็บประจุแบบพิเศษ มีความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้าสูง แต่มีความหนาแน่นของพลังงานที่ต่ำ สำหรับแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานจะมีความหนาแน่นของทั้งสองส่วนต่ำกว่าแบตเตอรี่ปกติ



รูปที่ 4.88 : การเปรียบเทียบความหนาแน่นของพลังงานและความหนาแน่นของกำลังไฟฟ้า (Luo et al., 2015)

(4) พลังงานจำเพาะและกำลังจำเพาะ (Specific energy and Specific power)

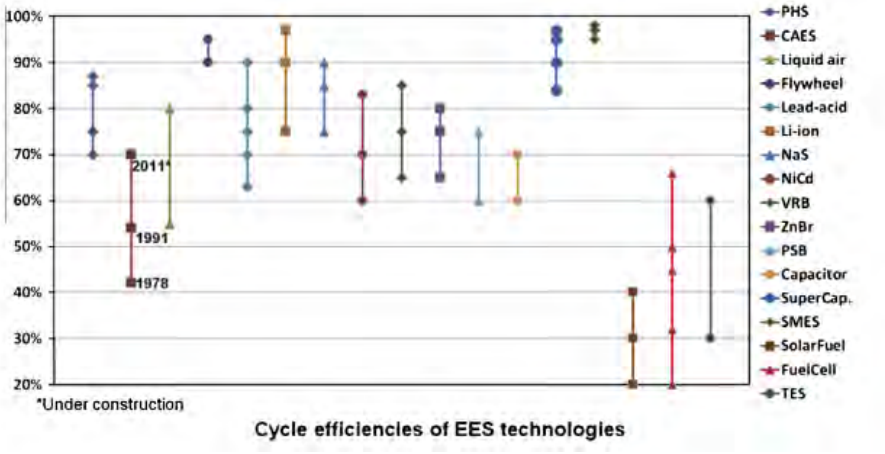
เป็นอีกหนึ่งปัจจัยที่สำคัญสำหรับการขนส่งและติดตั้ง ซึ่งบอกถึงพลังงานและกำลังไฟฟ้าต่อน้ำหนักของระบบ โดยเทคโนโลยีที่มีพลังงานจำเพาะและกำลังจำเพาะสูงจะมีน้ำหนักเบา ทั้งนี้ พบว่า SMES ตัวเก็บประจุและตัวเก็บประจุแบบพิเศษ มีกำลังไฟฟ้าจำเพาะที่สูงแต่มีพลังงานจำเพาะที่ต่ำ ดังแสดงในรูปที่ 4.89 เพราะมีระยะเวลาการตอบสนองที่เร็ว ดังนั้น จึงเหมาะที่จะใช้ในเรื่องการปรับคุณภาพของกำลัง เซลล์เชื้อเพลิงและ TES มีพลังงานจำเพาะที่สูงแต่มีกำลังจำเพาะที่ต่ำ ล้อตุนกำลัง แบตเตอรี่ที่มีการไหลและแบตเตอรี่ธรรมดามีพลังงานจำเพาะและกำลังจำเพาะอยู่ในช่วงกลางๆ มีแบตเตอรี่ลิเธียมเท่านั้นที่ทั้งสองส่วนมีค่าสูง



รูปที่ 4.89 : การเปรียบเทียบพลังงานจำเพาะและกำลังจำเพาะ

(5) ประสิทธิภาพในหนึ่งรอบ (Cycle Efficiency)

ประสิทธิภาพในหนึ่งรอบหรือที่เรียกว่า Round-trip Efficiency คืออัตราส่วนระหว่างพลังงานทั้งหมดที่ระบบปลดปล่อยออกมาต่อพลังงานทั้งหมดที่ต้องใส่เข้าไป การเปรียบเทียบประสิทธิภาพในหนึ่งรอบของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานดังแสดงในรูปที่ 4.90 จากรูปพบว่า เทคโนโลยีก่อนทำการค้าและกำลังทำการค้าโดยส่วนใหญ่มีประสิทธิภาพอยู่ในช่วงกลางๆ ไปถึงสูง (มากกว่า 60%) เช่น PHS ล้อตุนกำลัง แบตเตอรี่ธรรมดา แบตเตอรี่ที่มีการไหล ตัวเก็บประจุ ตัวเก็บประจุแบบพิเศษและ SMES ในส่วนของ CAES TES และเซลล์เชื้อเพลิง มีประสิทธิภาพในหนึ่งรอบที่ต่ำ (น้อยกว่า 60%) ทั้งนี้ ประสิทธิภาพจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาและความพยายามในการพัฒนาด้วย เช่น CAES มีประสิทธิภาพเท่ากับ 42% ในปี 1978 และมีประสิทธิภาพสูงขึ้นเป็น 54% ในปี 1991 เป็นต้น ดังนั้นในการพิจารณาประสิทธิภาพของเทคโนโลยีจึงต้องพิจารณาถึงความเติบโตของเทคโนโลยีร่วมด้วย



รูปที่ 4.90 : การเปรียบเทียบประสิทธิภาพของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Luo et al., 2015)

(6) อายุการใช้งานและจำนวนรอบของการใช้งาน (Lifetime and Cycling Times)

เป็นส่วนที่มีผลต่อการลงทุน โดยอายุการใช้งานที่สั้นและจำนวนรอบของการใช้งานที่ต่ำจะทำให้ค่าการบำรุงรักษาและค่าการเปลี่ยนอุปกรณ์มีค่าสูง ซึ่งอายุการใช้งานและจำนวนรอบของการใช้งานของแต่ละเทคโนโลยี ดังแสดงในตารางที่ 4.36 จากตารางจะพบว่า ทั้งสองส่วนขึ้นอยู่กับประเภทของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน กล่าวคือ การกักเก็บพลังงานกล ซึ่งประกอบด้วย PHS CAES และล้อตุนกำลัง มีจำนวนรอบของการใช้งานที่สูง (มากกว่า 10,000 รอบ) โดยขึ้นอยู่กับส่วนประกอบเชิงกล ในส่วนของจำนวนรอบของการกักเก็บในรูปพลังงานไฟฟ้า ที่ประกอบด้วย SMES ตัวเก็บประจุและตัวเก็บประจุแบบพิเศษ จะมีจำนวนรอบของการใช้งานสูงกว่า 20,000 รอบ นอกจากนี้ ยังพบว่า จำนวนรอบของการใช้งานสำหรับแบตเตอรี่ธรรมดามีค่าค่อนข้างต่ำ เมื่อเทียบกับสองส่วนที่กล่าวมา เนื่องจากการเสื่อมสภาพทางเคมีเมื่อมีการใช้งานในระยะเวลานาน

ตารางที่ 4.36 : การเปรียบเทียบอายุการใช้งาน จำนวนรอบของการใช้งานและการปลดปล่อยพลังงานออกเองในแต่ละวัน

เทคโนโลยี	อายุการใช้งาน (ปี)	จำนวนรอบของการใช้งาน (รอบ)	การปลดปล่อยพลังงานออกเองในแต่ละวัน (%)
PHS	40-60	10,000-30,000	น้อยมาก
CAES ขนาดใหญ่	20-40	8,000-12,000	น้อย
CAES ขนาดเล็ก (บนดิน)	23	ทดลองที่ 30,000	น้อยมาก
ล้อตุนกำลัง	15-20	20,000	มากกว่า 20% ต่อชั่วโมง
Lead-acid	5-15	500-1,800	0.1-0.3
Li-ion	5-16	1,000-20,000	0.1-0.3
NaS	10-20	2,500-4,500	โดยส่วนใหญ่เป็น 0
NiCd	10-20	2,000-3,500	0.2-0.6
VRB	5-30	12,000	น้อย
ZnBr	5-10	2,000	น้อย
PSB	10-15	-	น้อย
ตัวเก็บประจุ	5-10	50,000, 5,000 (100% DoD)	50% ใน 15 นาที
ตัวเก็บประจุแบบพิเศษ	10-30	100,000	20 - 40
SMES	20-30	100,000	10-15
เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน	5-20	20,000	โดยส่วนใหญ่เป็น 0
TES	5-20		0.01-1

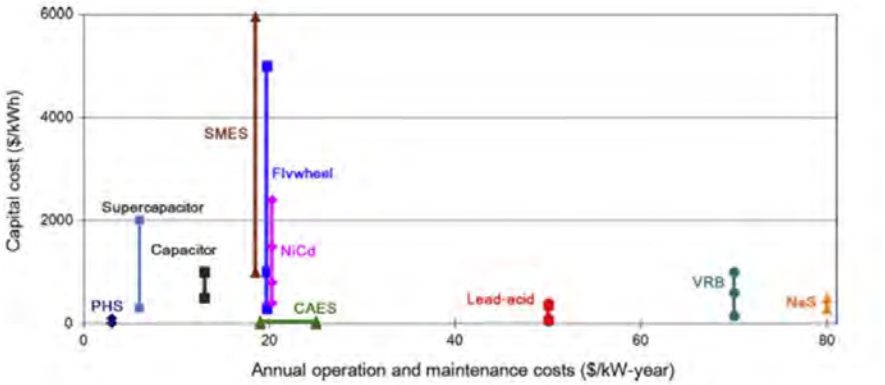
(7) การปลดปล่อยพลังงานออกเอง (Self-Discharge)

เป็นปัจจัยสำคัญที่ช่วยในการออกแบบหรือเลือกใช้ระบบกักเก็บพลังงานให้มีความเหมาะสมกับระยะเวลาใช้งาน ซึ่งเกี่ยวข้องกับการสูญเสียพลังงานในรูปของความร้อน การรั่วของอากาศใน CAES และการสูญเสียทางไฟฟ้าเคมีในแบตเตอรี่ เป็นต้น ดังนั้นแต่ละเทคโนโลยีจึงมีอัตราการปลดปล่อยพลังงานออกเองที่แตกต่างกันออกไป ดังแสดงในตารางที่ 4.36 โดยพบว่า PHS CAES แบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์ แบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานและเซลล์เชื้อเพลิงมีอัตราการปลดปล่อยพลังงานออกเองต่อวันที่น้อยมาก ดังนั้น

จึงเหมาะที่จะใช้ในการกักเก็บพลังงานในระยะเวลานาน (เป็นเดือน) ในส่วนของแบตเตอรี่ธรรมดา (ยกเว้นแบตเตอรี่โซเดียมซัลเฟอร์) มีอัตราการปลดปล่อยพลังงานออกเองต่อวันที่ประมาณ 0.03% ถึง 5% ซึ่งสามารถใช้ในการกักเก็บพลังงานในระยะเวลากลางๆ (หลายชั่วโมง) ได้ สำหรับเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานที่มีอัตราการปลดปล่อยพลังงานออกเองต่อวันที่สูงมาก ได้แก่ SMES ล้อตุนกำลัง ตัวเก็บประจุและตัวเก็บประจุแบบพิเศษ โดยมีค่าประมาณ 10% ถึง 100% จึงเหมาะที่จะใช้เก็บพลังงานในช่วงเวลาสั้นๆ เท่านั้น (เป็นวินาทีถึงนาที)

(8) ราคา (cost)

แบ่งเป็น 2 ส่วน คือราคาต่อความสามารถในการกักเก็บพลังงานและราคาสำหรับการดำเนินการและการบำรุงรักษา (operating and maintenancecost) ซึ่งในการเปรียบเทียบราคาของแต่ละเทคโนโลยีต้องคำนึงถึงทั้งสองส่วนนี้ ดังรูปที่ 4.91 ตัวอย่างเช่น แบตเตอรี่ตะกั่วมีราคาต้นทุน (Capital cost) ที่ต่ำมากแต่มีราคาสำหรับการดำเนินการและการบำรุงรักษาที่สูง เนื่องจากมีอายุการใช้งานต่ำ จึงอาจไม่ใช่เทคโนโลยีที่มีประสิทธิผลในแง่ของราคาที่ดีที่สุด ทั้งนี้ราคาของเทคโนโลยียังมีความสอดคล้องกับการวิจัยและพัฒนา โดยจะมีราคาที่ถูกลงเมื่อมีการวิจัยและพัฒนาที่มากขึ้น จากรูปที่ 4.91 พบว่า PHS และ CAES มีราคาต้นทุนต่อหน่วยพลังงานต่ำที่สุด แบตเตอรี่โซเดียมซัลไฟด์ แบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานวานาเดียมและแบตเตอรี่ตะกั่ว มีราคาสำหรับการดำเนินการและการบำรุงรักษาที่สูง นอกจากนี้ ยังพบว่า SMES และล้อตุนกำลัง มีราคาต่อกำลังไฟฟ้าที่ต่ำ แต่มีราคาต่อพลังงานไฟฟ้าที่สูง ทั้งนี้ ราคาของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานยังขึ้นอยู่กับ ขนาดของโครงสร้าง สถานที่และขนาดของระบบ ซึ่งในการเปรียบเทียบต้องพิจารณาทุกส่วนด้วย



รูปที่ 4.91 : การเปรียบเทียบราคาต้นทุนและราคาการดำเนินการ
และการบำรุงรักษาของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

(9) ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (Influence on Environment)

เป็นอีกหนึ่งส่วนสำคัญที่ต้องพิจารณา โดยแต่ละเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่แตกต่างกัน เช่น การสร้างระบบ PHS เป็นการทำลายพื้นที่สีเขียวและเป็นการทำให้ระบบนิเวศน์เกิดการเปลี่ยนแปลงซึ่งกระทบกับสิ่งแวดล้อม สำหรับระบบ CAES ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับการเริ่มใช้งานระบบ จะเป็นการปล่อยก๊าซพิษออกสู่สิ่งแวดล้อมอีกทางหนึ่ง ในส่วนของแบตเตอรี่จะเกี่ยวข้องกับของเสียอันตรายและสารพิษที่จะสะสมอยู่ในธรรมชาติเป็นเวลานานเช่นเดียวกับแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานและเซลล์เชื้อเพลิง นอกจากนี้ เทคโนโลยี SEMS ก็เป็นอีกหนึ่งส่วนที่เป็นอันตรายต่อสุขภาพของคน เนื่องจากเป็นระบบที่มีการใช้งานสนามไฟฟ้าที่แรงมาก (Chen et al., 2009)

4.4 รูปแบบเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมกับการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

พลังงานหมุนเวียนเป็นพลังงานรูปแบบหนึ่งที่ได้มาจากแหล่งพลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังงานน้ำ พลังงานเหล่านี้จัดเป็นแหล่งพลังงานที่สะอาดและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ทำให้ในปัจจุบันได้มีการมุ่งเน้นในเรื่องการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น เนื่องจากการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยส่วนใหญ่จะผลิตจากเชื้อเพลิงถ่านหินและแก๊สธรรมชาติซึ่งเป็นแหล่งพลังงานที่มีอยู่อย่างจำกัดอีกทั้งการใช้เชื้อเพลิงเหล่านี้ยังส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม อย่างไรก็ตามการใช้พลังงานหมุนเวียนสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้ายังมีปัญหาหลายด้านที่จำเป็นต้องแก้ไขทั้งนี้เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนเป็นแหล่งพลังงานที่มีความไม่แน่นอน และไม่สามารถคาดการณ์พลังงานไฟฟ้าที่จะสามารถผลิตได้โดยง่าย ส่งผลให้การวางแผน การดำเนินงาน และการควบคุมระบบไฟฟ้ามีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น ปัญหาต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก็คือ ปัญหาการไม่สามารถคาดการณ์ได้ ความผันผวนจากพลังงานหมุนเวียน

ปัญหาดังกล่าวข้างต้นจะส่งผลอย่างมากต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยปัญหาการไม่สามารถคาดการณ์ได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลต่อการวางแผนระบบไฟฟ้ากำลังซึ่งจะกระทบต่อทั้งการวางแผนการผลิตไฟฟ้า การสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า การจัดหาและจัดเตรียมเชื้อเพลิง และสุดท้ายการก่อสร้างโรงไฟฟ้า สำหรับปัญหาความผันผวนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะส่งผลต่อการดำเนินการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง (Power system operation) ซึ่งจะต้องรักษาสมดุลของการผลิตและตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างรวดเร็วในระดับวินาทีซึ่งปัญหาต่างๆ เหล่านี้ที่เกิดขึ้นสามารถที่จะจัดการได้หลากหลายวิธี ทั้งนี้ในบทที่ 3 ได้กล่าวถึงการแก้ไขปัญหาของระบบไฟฟ้าจากการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในส่วนต่อไปจะกล่าวถึงความจำเป็นในการใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

4.4.1 ความจำเป็นของการใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานร่วมกับพลังงานหมุนเวียน

เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานถูกใช้อย่างมากในส่วนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน เช่น การใช้สำหรับกักเก็บพลังงาน การใช้เป็นเครื่องมือสนับสนุนการจ่ายพลังงาน และการใช้เป็นเครื่องมือเพื่อช่วยเพิ่มคุณภาพของกำลังไฟฟ้าให้มีความเสถียรมากยิ่งขึ้น เป็นต้น นอกจากการใช้เบื้องต้นแล้ว การใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานร่วมกับพลังงานหมุนเวียนยังคงมีความจำเป็นอื่นๆ อีกมากเพื่อช่วยให้ระบบกำลังไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูงขึ้น โดยความจำเป็นต่างๆ แสดงรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. การจัดการของความต้องการพลังงาน

เทคโนโลยีในการกักเก็บพลังงานทางไฟฟ้าสามารถใช้เก็บพลังงานที่ผลิตได้ในช่วงการผลิตไฟฟ้าที่เกินความต้องการ รวมถึงยังสามารถกระจายพลังงานในช่วงเวลาที่มีความต้องการสูงได้ซึ่งการจัดการพลังงานทั้งหมดของระบบจะเกี่ยวข้องกับการทำให้ปริมาณการผลิตและปริมาณความต้องการของผู้ใช้มีความสมดุลให้ได้มากที่สุด โดยพลังงานที่ผลิตได้อาจจะถูกเก็บในช่วงเวลากลางคืนสำหรับพลังงานลม และในช่วงความต้องการพลังงานต่ำสำหรับพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ทำให้ในช่วงที่มีความต้องการสูง การสำรองพลังงานจะช่วยให้สามารถป้องกันเงื่อนไขต่างๆ ที่เป็นข้อจำกัดของแต่ละเทคโนโลยี เช่น การเปลี่ยนแปลงของโหลด และ

ความถี่ เป็นต้น รวมถึงยังช่วยป้องกันการเสื่อมสภาพของเทคโนโลยีได้อีกด้วย ดังนั้นระบบการจัดการพลังงานที่มีประสิทธิภาพจะช่วยให้ผู้ใช้สามารถลดความต้องการในช่วงที่สูงลงได้ทำให้ราคาพลังงานไฟฟ้ามีค่าต่ำลง

2. การลดความผันผวนจากพลังงานหมุนเวียน

แหล่งพลังงานหมุนเวียนทั้งพลังงานลมและแสงอาทิตย์จะมีความผันผวนหรือความไม่แน่นอนอยู่ตลอดเวลาซึ่งพฤติกรรมนี้ส่งผลให้การผลิตกระแสไฟฟ้าเกิดความไม่แน่นอนตามไปด้วย ดังนั้นเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจะสามารถช่วยในการแก้ปัญหานี้ได้โดยทำการสำรองพลังงานไว้ใช้ในกรณีฉุกเฉิน เช่น กรณีที่มีเมฆมากจนไม่สามารถรับแสงอาทิตย์ได้ หรือในกรณีที่ความเร็วลมต่ำหรือไม่สม่ำเสมอ เป็นต้น โดยกรณีเหล่านี้จะทำให้ไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้ารวมไปถึงไม่สามารถจ่ายพลังงานได้อย่างต่อเนื่องทำให้การใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจะช่วยในการเก็บพลังงานที่ผลิตไว้และทำการจ่ายพลังงานในช่วงที่มีความผันผวนได้อย่างต่อเนื่องนั้นเอง

3. การสำรอง (Back-up) และการจัดการคุณภาพของกำลังไฟฟ้า

การที่จะทำให้แน่ใจว่าผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องและกำลังไฟฟ้าที่ได้ยังคงคุณภาพไปสู่ผู้ใช้จะต้องมีการสำรองพลังงานที่ผลิตได้เก็บไว้โดยการใช้ระบบสำรองพลังงานนั้นคือ เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้า ในปัจจุบันระบบสำรองพลังงานจะดำเนินงานโดยใช้เชื้อเพลิงที่ราคาแพงจะถูกแทนที่ด้วยเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเพื่อที่จะทำให้สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ในช่วงที่พลังงานไฟฟ้าที่ส่งออกมีปริมาณน้อยในบางชั่วโมงหรือบางวัน ดังนั้นการรวมเทคโนโลยีการ กักเก็บพลังงานเพื่อใช้เป็นตัวสำรองร่วมกับโครงข่ายผลิตกระแสไฟฟ้าจะสามารถชดเชยพลังงานไฟฟ้าที่สูญเสียเมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต

4. ความจำเป็นในด้านการขยายระบบการขนส่งพลังงานไฟฟ้า

ในบางครั้งการขยายการขนส่งก็เป็นสิ่งที่จำเป็นโดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อมีความต้องการพลังงานไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น เนื่องจากทำให้เกิดภาระของระบบอันเป็นสาเหตุให้ระบบผลิตเกิดปัญหาได้ ดังนั้นการพัฒนาระบบขนส่งพลังงานไฟฟ้าจะสามารถช่วยแก้ปัญหานี้ได้ซึ่งสามารถทำได้โดยการทำงานร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานซึ่งเทคโนโลยีนี้จะติดตั้งอยู่บริเวณสายส่งซึ่งสามารถช่วยแก้ไขปัญหาเรื่องการเปลี่ยนแปลงของความต้องการพลังงานไฟฟ้าได้ในสายส่งได้ นอกจากนั้นเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจะสามารถช่วยเก็บพลังงานในช่วงความต้องการไฟฟ้าต่ำและสามารถจ่ายพลังงานที่เก็บไว้เพื่อใช้ในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงเพื่อเป็นการเพิ่มความเสถียรและความมั่นใจให้กับระบบการขนส่งพลังงานไฟฟ้า

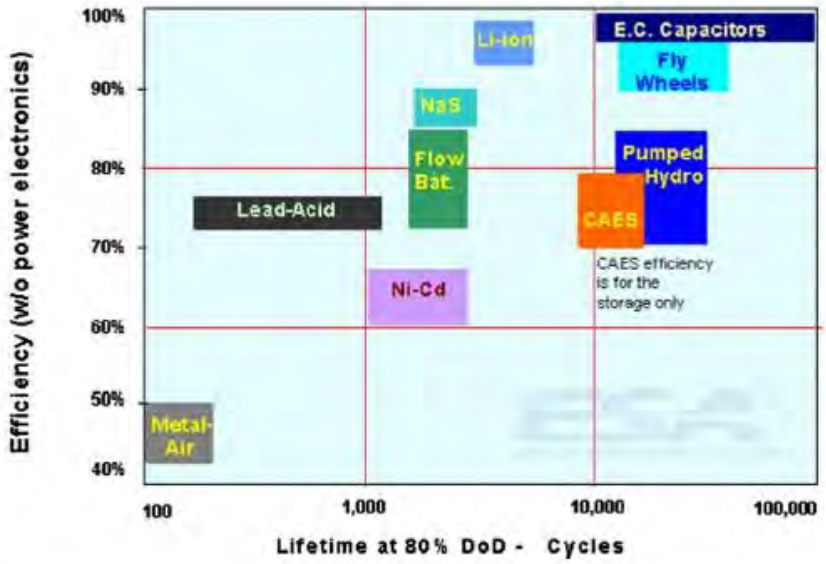
ด้วยความจำเป็นต่างๆ เหล่านี้ การใช้เทคโนโลยีการการกักเก็บพลังงานเพื่อเก็บพลังงานไว้ใช้ในกรณีฉุกเฉินเป็นวิธีที่เหมาะสำหรับพลังงานหมุนเวียนอย่างมาก ซึ่งในปัจจุบันได้มีเทคโนโลยีการ กักเก็บพลังงานหลากหลายเทคโนโลยี โดยแต่ละเทคโนโลยีจะมีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน ดังนั้นการเลือกใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานให้เหมาะสมกับพลังงานหมุนเวียนจะมีปัจจัยต่างๆ ที่ต้องคำนึงเป็นพิเศษ

4.4.2 ปัจจัยสำหรับการเลือกเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานมาใช้ร่วมกับพลังงานหมุนเวียน

ในการเลือกเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานมาใช้ร่วมกับพลังงานหมุนเวียนให้เหมาะสมจะมีปัจจัยที่สำคัญ 4 ปัจจัย ที่จำเป็นต้องพิจารณาและศึกษา โดยแสดงรายละเอียดต่างๆ ดังต่อไปนี้

1. ศักยภาพทางเศรษฐกิจ ประสิทธิภาพ และช่วงอายุการใช้งาน

การพิจารณาทางด้านศักยภาพทางเศรษฐกิจเป็นสิ่งที่สำคัญอย่างมาก ซึ่งต้นทุนในการสร้างระบบกักเก็บพลังงานเป็นปัจจัยที่สำคัญรวมไปถึงราคาในการดำเนินงานและซ่อมบำรุง โดยทั้งสองปัจจัยนี้สามารถกำหนดแนวทางในการเลือกเทคโนโลยีได้ สำหรับประสิทธิภาพและช่วงอายุการใช้งาน บางเทคโนโลยีจะมีประสิทธิภาพและช่วงอายุการใช้งานที่โดดเด่นเช่น Li-ion, NaS, flow battery, PHES และ lead acid แสดงดังรูปที่ 4.92



รูปที่ 4.92 : อายุการใช้งานและประสิทธิภาพของของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

2. ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม

การพิจารณาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมเป็นสิ่งที่สำคัญอันดับต้นๆ ในการเลือกเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานสำหรับพลังงานหมุนเวียน เนื่องจากสิ่งที่เป็นอันตรายของสสารที่ปล่อยออกมาจากเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานสามารถไปเจือปนกับอากาศทำให้คุณภาพของอากาศต่ำลง ทำลายสภาพของดินและสภาพของน้ำ นอกจากนั้นโครงสร้างของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานที่ใหญ่ก็จะส่งผลต่อสภาพแวดล้อมด้วย เช่น เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแบบปั้มน้ำเป็นเทคโนโลยีที่สิ่งผลต่อสิ่งแวดล้อมอย่างมากเมื่อเปรียบเทียบกับเทคโนโลยีแบตเตอรี่และเซลล์เชื้อเพลิง เนื่องจากจำเป็นต้องใช้พื้นที่ในการก่อสร้างเป็นจำนวนมากเป็นสาเหตุให้เกิดการทำลายทรัพยากรทางธรรมชาติ เช่น ป่าไม้ และที่อยู่อาศัยต่างๆ เป็นต้น ดังนั้นการเลือกใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานควรพิจารณาผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมเป็นอย่างมาก

3. ปัจจัยทางเทคนิคของการทำงานร่วมกันทั้ง 2 ระบบ

ปัจจัยทางด้านเทคนิคของการทำงานมีอยู่หลากหลายปัจจัยที่จำเป็นต้องพิจารณานั้นคือ ช่วงเวลาทั้งหมดที่ใช้ในการดำเนินงาน การคายประจุด้วยตัวเอง ความสามารถในการกักเก็บพลังงาน ช่วงเวลาในการเก็บพลังงาน ความหนาแน่นของพลังงาน อัตราการขนส่งพลังงาน ระยะเวลาที่ใช้ในการคายประจุ การตอบสนองของระบบของการล่าช้า (Delay) ความทนทานของเทคโนโลยี และลักษณะการดำเนินงานที่ง่าย ปัจจัยต่างๆ ที่แสดงนี้จะสามารถใช้เป็นตัวกำหนดหรือแนวทางในการเลือกใช้ร่วมกับพลังงานหมุนเวียนได้

4. ความจุของระบบ

ความจุของระบบเป็นความสามารถในการกักเก็บกำลังไฟฟ้าของแต่ละเทคโนโลยี โดยเทคโนโลยี PHES เป็นเทคโนโลยีที่สามารถกักเก็บกำลังไฟฟ้าได้สูงที่สุด อีกทั้งยังสามารถใช้เป็นตัวสำรองกำลังไฟฟ้าให้กับโรงผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ในกรณีที่โรงผลิตมีปัญหาทำให้ไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้

ปัจจัยต่างๆ ที่ได้อธิบายไปด้านบนนี้เป็นสิ่งที่ต้องพิจารณาและให้ความสำคัญเป็นอย่างมากเพื่อเป็นตัวช่วยให้สามารถเลือกใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานได้อย่างเหมาะสมมากที่สุด อย่างไรก็ตามนอกจากกฎเกณฑ์ที่แสดงดังรูปด้านบนแล้ว การเลือกใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานร่วมกับพลังงานทางเลือกจำเป็นต้องมีกฎเกณฑ์อื่นที่ต้องพิจารณาให้มากยิ่งขึ้นเพื่อให้เกิดการใช้งานที่เหมาะสม โดยกฎเกณฑ์นี้แสดงดังตารางที่ 4.37

ตารางที่ 4.37 : กฎเกณฑ์สำหรับการทำงานร่วมกันระหว่างเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานและพลังงานทางเลือก

กฎเกณฑ์	ระดับเวลา	คำอธิบาย	ประโยชน์	ตัวอย่างของ EES
การเปลี่ยนแปลงของช่วงเวลาของระดับการโหลด	ชั่วโมงถึงวัน	EES จะเก็บพลังงานในช่วง off-peak จากนั้นจะถูกนำมาใช้ในช่วง on-peak	สามารถแก้ปัญหาในช่วงกลางวันจากปริมาณโหลดที่ไม่เหมาะสม	แบตเตอรี่ NaS CAES และ PHS
การเปลี่ยนแปลงของฤดูกาล	เดือน	EES จะกักเก็บพลังงานเป็นเดือนเพื่อนำไปใช้ในกรณีที่ RE มีการผลิตไฟฟ้าที่ต่ำ	ช่วยเพิ่มความมั่นใจในกรณีที่ผลิตไฟฟ้าจาก RE ได้น้อย (เช่นแสงน้อย)	ไฮโดรเจน
การเปลี่ยนแปลงโหลด	นาทีถึงชั่วโมง	โหลดจะเกิดเปลี่ยนแปลงทุกชั่วโมงในช่วงเวลาที่มีความต้องการสูง	ช่วยเพิ่มความมั่นใจของพลังงานที่ผลิตได้ในช่วงเวลาโหลดที่สูง	แบตเตอรี่ ล้อตุนกำลัง PHS และ CAES
คุณภาพของกำลังและความเสถียร	น้อยกว่า 1 วินาที	การจัดหากำลังไฟฟ้าในการเข้าสู่ grid เพื่อควบคุมลักษณะทางไฟฟ้า	ช่วยเพิ่มความเสถียรทางไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการผันผวนที่ไม่สามารถควบคุมได้	LA และ NaS แบตเตอรี่ล้อตุนกำลัง
ความถี่	วินาทีถึงนาที	การเพิ่มขึ้นหรือลดลงของการตอบสนองของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพื่อรักษาความเสถียรของความถี่	ช่วยเพิ่มความสามารถในการควบคุมและลดการผันผวนของการผลิตไฟฟ้าแบบ RE	Li-ion และ NaS แบตเตอรี่ ล้อตุนกำลัง และ PHS
กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย	10 นาที	พลังงานที่ผลิตได้ซึ่งทำการสำรองไว้เพื่อป้องกันเหตุฉุกเฉิน	ช่วยจัดหาพลังงานเมื่อแหล่งทรัพยากร RE มีปัญหา	แบตเตอรี่ ล้อตุนกำลัง และ PHS
การสำรองเพิ่มเติม	นาทีถึงชั่วโมง	เพื่อแทนที่กำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย	ช่วยจัดหาพลังงานไฟฟ้าในกรณีที่ RE output มีปัญหา	PHS
การสนับสนุน grid จากภายนอก	วินาทีถึงชั่วโมง	EES สามารถช่วยในการรวม RE กับ grid ขนาดเล็ก	ช่วยลดการผันผวนและการผลิตไฟฟ้าที่คาดการณ์ไม่ได้	LA แบตเตอรี่
การจ่ายกำลังไฟฟ้าอย่างฉุกเฉิน	นาทีถึงชั่วโมง	EES อาจถูกใช้เพื่อรีสตาร์ทระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน	ช่วยเพิ่มระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า	LA แบตเตอรี่

ตารางที่ 4.37 แสดงรายละเอียดต่างๆ เกี่ยวกับกฎเกณฑ์ในการเลือกใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน แต่อย่างไรก็ตามปัญหาที่สำคัญของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมาจากความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจากข้อมูลดังตารางนี้พบว่า การแก้ไขปัญหาด้านการผันผวนของพลังงานหมุนเวียน เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่และล้อตุนพลังงานเป็นเทคโนโลยีที่มีความเหมาะสมสำหรับการแก้ปัญหานี้ นอกจากการพิจารณากฎเกณฑ์ต่างๆ แล้วยังจำเป็นต้องหาแนวทางในการจัดการปัญหานี้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานของระบบพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน

แนวทางในการจัดการความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนโดยการใช้เทคโนโลยีการสะสมพลังงาน

การจัดการปัญหาเรื่องความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนซึ่งเป็นปัญหาที่สำคัญต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทำให้ระบบพลังงานไฟฟ้าเกิดปัญหาต่างๆ มากมาย ดังนั้นการจัดการความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนจะมีแนวทางดังต่อไปนี้

1. คุณภาพของกำลังไฟฟ้า (Power Quality)

อุปกรณ์แปลงกำลังไฟฟ้าเป็นสิ่งที่จำเป็นสำหรับเทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งจะมีผลต่อความไม่เสถียรของระบบไฟฟ้าทำให้อุปกรณ์ทางไฟฟ้าอาจจะเกิดความเสียหายได้ นอกจากนั้นพลังงานแสงอาทิตย์จะมีปัญหาในด้านการบดบังของเมฆ ส่วนพลังงานลมจะมีปัญหาด้านความไม่แน่นอนซึ่งส่งผลให้ความเสถียรของระบบลดต่ำลง ดังนั้นการควบคุมเรื่องคุณภาพกำลังไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งที่จำเป็นอย่างยิ่ง สำหรับระบบกำลังไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้มีงานวิจัยที่แนะนำว่าคุณภาพของกำลังไฟฟ้าที่ใช้กับความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียนควรทำการแก้ปัญหาเมื่อศักย์ไฟฟ้าเกิดการเปลี่ยนแปลงมากกว่า 10 เปอร์เซ็นต์ หรือต่ำกว่า 15 เปอร์เซ็นต์ของค่าที่ประเมิน ดังนั้นเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจะสามารถช่วยจัดการกับผลของคุณภาพของกำลังไฟฟ้าเหล่านี้ได้

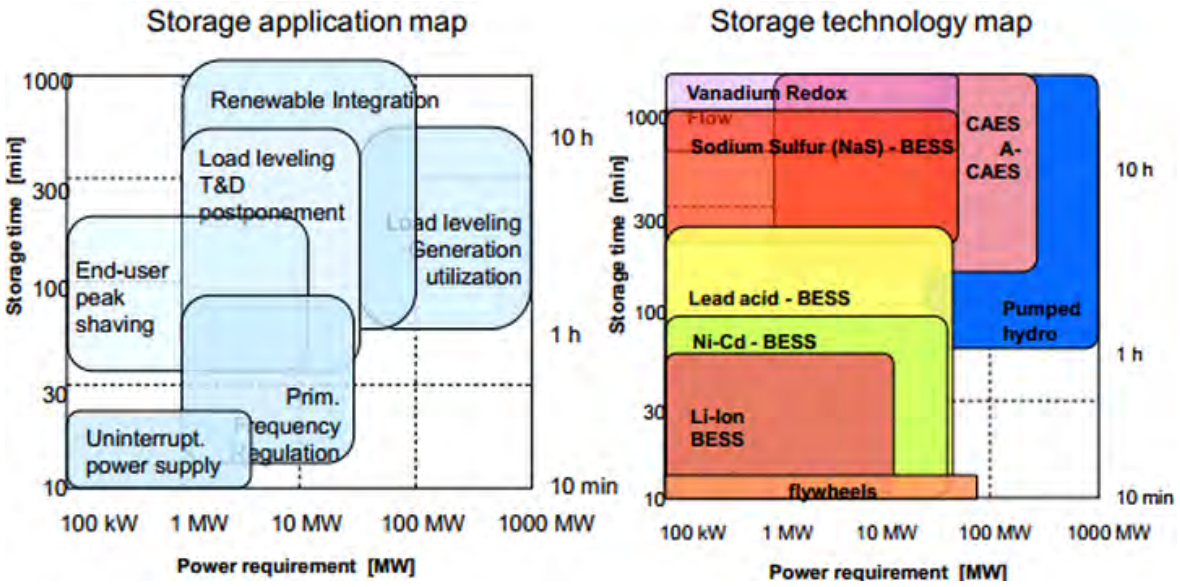
2. การควบคุม (Regulation)

การตอบสนองของการเปลี่ยนแปลงโหลดและการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตอันเนื่องมาจากความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนจะอยู่ในระดับเวลาตั้งแต่วินาทีไปจนถึงนาทีเมื่อการเปลี่ยนแปลงเหล่านี้เกิดการเบี่ยงเบนจากค่าที่กำหนดหรือคาดเดาไว้จะทำให้โรงไฟฟ้าเกิดความผิดพลาดของการส่งพลังงานชั่วคราวซึ่งเป็นสาเหตุของอาการที่เรียกว่าไฟตกหรือไฟดับได้ ดังนั้นการควบคุมจึงต้องการแผนการควบคุมการผลิตแบบอัตโนมัติที่ใช้อุปกรณ์เพื่อเปลี่ยนพลังงานขาออกให้ตอบสนองร่วมกับการผันผวนที่เล็กน้อยเพื่อคงสภาพสมดุลของระบบ โดยที่ระบบของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าสามารถทำงานทั้งการควบคุมและการใช้กำลังไฟฟ้าได้อย่างมีคุณภาพได้ ซึ่งจะมีประโยชน์อย่างยิ่งเมื่อใช้ในกรณีที่เกิดการเบี่ยงเบนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากที่คาดคะเนไว้

3. ความต้องการพลังงานที่เปลี่ยนแปลง (Load-following)

ความต้องการพลังงานที่เปลี่ยนแปลงจะเป็นการเปลี่ยนแปลงอย่างมากของความต้องการพลังงานไฟฟ้าในแต่ละวัน โดยปกติความต้องการพลังงานไฟฟ้าจะมีค่าต่ำในช่วงกลางคืนแต่จะมีค่าสูงในช่วงกลางวัน ซึ่งการเปลี่ยนแปลงนี้จะอยู่ในระดับนาทีถึงชั่วโมงจึงทำให้การใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานจะสามารถแก้ไขปัญหาในกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงของความต้องการ โดยจะทำการเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนไว้แล้วนำมาจ่ายในกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงของความต้องการพลังงาน

แนวทางในการจัดการปัญหาความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนดังที่กล่าวไปเบื้องต้นเป็นสิ่งจำเป็นที่ต้องพิจารณาเพื่อให้ระบบไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนมีความเสถียรและมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น แต่อย่างไรก็ตามเนื่องจากเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเป็นเทคโนโลยีที่สามารถกักเก็บพลังงานหรือสำรองพลังงานไว้ใช้ซึ่งมีอยู่หลากหลายเทคโนโลยี โดยจะทำการเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าให้อยู่ในพลังงานรูปแบบอื่นซึ่งเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับพลังงานทางเลือกแสดงดังรูปที่ 4.93 เมื่อทำการเปรียบเทียบกันระหว่าง 2 กราฟจะเห็นว่าบริเวณ Renewable Integration และเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานอากาศความดันสูงกับโซเดียมซัลเฟอร์แบตเตอรี่ มีบริเวณเดียวกันจึงทำให้เทคโนโลยีนี้มีความเหมาะสมมากที่สุด



รูปที่ 4.93 : กราฟแสดงการเปรียบเทียบกฎเกณฑ์กับเทคโนโลยี EES ต่างๆ

อย่างไรก็ตามการแก้ไขปัญหาการรวมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำเป็นต้องดำเนินงานร่วมกันทั้งรัฐบาลและเอกชนซึ่งได้มีงานวิจัยที่ทำการแนะนำการแก้ปัญหานี้โดยให้คำแนะนำต่างๆ ที่สามารถนำมาใช้เพื่อให้เกิดประโยชน์ได้

คำแนะนำการแก้ไขปัญหา

International Electrotechnical Commission (IEC) ได้เสนอการแก้ปัญหาของการรวมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยทางกลุ่ม IEC ได้เสนอหัวข้อหลักๆ ซึ่งจะเกี่ยวข้องกับการให้คำแนะนำสำหรับนโยบายของผู้บริหารและในด้านอุตสาหกรรมรวมถึงการวิจัยต่างๆ แสดงดังต่อไปนี้

<u>คำแนะนำสำหรับผู้สร้างและผู้ควบคุมนโยบาย</u>

- การประสานงานของผู้ดำเนินงานทั้งหมด
  เนื่องจากทำงานร่วมกันระหว่าง 2 เทคโนโลยีต้องการผู้ดำเนินงานเป็นจำนวนมาก ดังนั้น IEC จึงแนะนำว่ารัฐบาลและองค์กรระหว่างรัฐบาลต้องรับผิดชอบต่อผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทั้งหมดที่ทำการตั้งกฎ รวมถึงพัฒนามาตรฐานให้ดีขึ้น และการตัดสินใจในสิ่งต่างๆ

- เค้าโครงสำหรับการเชื่อมต่อและการควบคุมพลังงานทางเลือก
  การพึ่งพาอาศัยกันของส่วนต่างๆ ทั้งส่วนของการควบคุมและส่วนของตัวเก็บพลังงานที่กระจายอยู่ซึ่งจะต้องการหนึ่งโครงสร้างซึ่งประกอบด้วยกฎหรือข้อบังคับของการเชื่อมต่อ การตั้งราคาและการลงทุน ดังนั้น IEC ได้แนะนำว่าโครงสร้างเช่นนี้ควรจะดำเนินการไปพร้อมๆ กันทั้งทางเทคนิคและนโยบายต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง อีกทั้งควรที่จะดำเนินงานให้สามารถอยู่ในระดับนานาชาติภายใต้การควบคุมของรัฐบาล

<u>คำแนะนำสำหรับสาธารณูปโภค อุตสาหกรรม และงานวิจัย</u>

- การวิจัยสำหรับการทำนายและแบบจำลองที่ซับซ้อน
  IEC ให้คำแนะนำกับอุตสาหกรรม และหน่วยงานวิจัยว่าควรพัฒนาในด้านการทำนายและแบบจำลองทางพฤติกรรมของ grid
- การวิจัยสำหรับกลุ่มการเชื่อมต่อและควบคุม
  IEC ให้คำแนะนำกับอุตสาหกรรม และหน่วยงานวิจัยว่าควรพัฒนาระบบพลังงานไฟฟ้าและเทคนิคการควบคุมการผลิตความถี่ แรงดันไฟฟ้า และการควบคุมแบบหลายระดับ (multilevel control) เพื่อที่จะใช้กับโรงงานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือก
- การวิจัยเทคโนโลยี EES
  IEC ให้คำแนะนำกับอุตสาหกรรม และหน่วยงานวิจัยว่าควรพยายามให้ความสำคัญในการพัฒนาเทคโนโลยี EES เพื่อที่จะทำให้สามารถใช้กับระบบผลิตกระแสไฟฟ้าในปริมาณสูงจากพลังงานทางเลือก
- การทำนายความต้องการพลังงานไฟฟ้า (อุปสงค์)
  IEC ให้คำแนะนำกับอุตสาหกรรม และหน่วยงานวิจัยว่าควรพัฒนาแบบจำลองและเทคนิคการทำนายความต้องการไฟฟ้าเพื่อเป็นการเพิ่มความน่าเชื่อถือ

กล่าวโดยสรุป ในบทที่นี้ ทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอแนวคิดของระบบกักเก็บพลังงานที่ช่วยในการบริหารความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งหากระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องแล้วอาจเกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าในภาพรวมได้ ทั้งนี้ระบบกักเก็บพลังงานมีการพัฒนาเทคโนโลยีอย่างแพร่หลาย มีระบบกักเก็บพลังงานที่ใช้งานจริงส่วนใหญ่จะเป็นแบบ PHS อย่างไรก็ตาม การพิจารณาเลือกชนิดของระบบกักเก็บพลังงานนั้นมีหลายปัจจัยที่ควรพิจารณาทั้งในด้านของต้นทุน ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา อายุการใช้งาน ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม แต่ประเด็นที่มีความสำคัญในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานก็คือ การเข้ากันได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานสามารถตอบสนองต่อความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพถึงแม้จะมีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงในรายงานฉบับสมบูรณ์ คณะผู้วิจัยจะให้คำแนะนำในการเลือกชนิดของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมสำหรับการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท และจะทำการประเมินโครงสร้างต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมนั้น

4.5 ต้นทุนของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้ากำลัง

ต้นทุนของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน แบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลักๆ ได้แก่ ต้นทุนรวมและค่าใช้จ่ายในระหว่างการใช้งาน

1. ต้นทุนรวม (total capital cost, TCC)

โดยทั่วไปต้นทุนรวมในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประกอบด้วย

1.1 ค่าใช้จ่ายของระบบแปลงกำลัง (cost of power conversion system, C_{PCS}) จะเกี่ยวข้องกับระบบแปลงพลังงานจากพลังงานในรูปแบบต่างๆ ที่เก็บไว้ในระบบกักเก็บพลังงานไปเป็นพลังงานไฟฟ้าที่พร้อมใช้งานหรือกลับกัน ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นต้นทุนของอินเวอร์เตอร์นั่นเอง ค่าใช้จ่ายดังกล่าวจะอยู่ในรูปของราคาต่อหน่วยของกำลังไฟฟ้า (ราคาต่อ kW)

1.2 ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน (energy storage related costs, C_{Stor}) เป็นค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดของวัสดุที่นำมาใช้ในการสร้างระบบกักเก็บพลังงาน เช่น ลิเธียม หรือวานาเดียม เป็นต้น ซึ่งค่าใช้จ่ายดังกล่าวจะอยู่ในหน่วยของราคาต่อปริมาณพลังงานที่สามารถกักเก็บได้ (ราคาต่อ kWh)

1.3 ค่าใช้จ่ายในระบบส่วนอื่นๆ (balance of power cost, C_{BOP}) เป็นส่วนของค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวกับการเชื่อมต่อระบบทั้งจากแหล่งพลังงานภายนอกเข้าสู่ระบบกักเก็บพลังงานและการจ่ายพลังงานเข้ากับโครงข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง (grid) ที่มีอยู่ กล่าวคือ เป็นราคารวมของทั้งโครงการสำหรับทุกๆ การเชื่อมต่อรวมทั้งอุปกรณ์อำนวยความสะดวกอื่นๆ (Zakeri and Syri, 2015) ซึ่งสามารถถูกอธิบายได้ทั้งในรูปแบบของราคาต่อ kW และราคาต่อ kWh ก็ได้

2. ค่าใช้จ่ายในระหว่างการใช้งาน (life cycle costs, LCC)

ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้เป็นส่วนที่มีความสำคัญ ซึ่งจะใช้ในการเปรียบเทียบความเหมาะสมของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท ซึ่งประกอบด้วย ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุงแบบคงที่ (fixed operation and maintenance, FOM) ค่าดำเนินการและการซ่อมบำรุงแบบผันแปร (variable operation and maintenance, VOM) ค่าการเปลี่ยนอุปกรณ์ (replacement) ค่าการกำจัด (disposal) และการนำกลับมาใช้ใหม่ (recycling) เป็นต้น (Zakeri and Syri, 2015)

4.5.1 การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายของระบบแบตเตอรี่ลิเธียม วานาเดียมรีดอกซ์และสังกะสี-โบรมีน

ในการศึกษาเรื่องต้นทุนและค่าใช้จ่ายในระหว่างการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในครั้งนี้ จะมุ่งเน้นไปที่แบตเตอรี่ลิเธียม (Li-ion) แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์ (VRB) และแบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน (Zn-Br) เป็นหลัก การนำเสนอค่าใช้จ่ายของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานทั้ง 3 ประเภท จะมีรายละเอียดตามหัวข้อต่างๆ ที่กล่าวไว้ข้างต้น โดยแบ่งเป็นราคาต้นทุนรวมและค่าใช้จ่ายในระหว่างการใช้งานระบบ

1. การเปรียบเทียบต้นทุนรวมของระบบ

1.1 ค่าใช้จ่ายของระบบแปลงกำลัง (cost of power conversion system, C_{PCS})

ค่าใช้จ่ายของระบบแปลงกำลังในระบบกักเก็บพลังงาน จะเป็นค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับอินเวอร์เตอร์เป็นหลัก ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.38 และในการพิจารณาต้นทุนของอินเวอร์เตอร์ในรายงานฉบับนี้จะใช้ต้นทุนของอินเวอร์เตอร์ที่เป็นศูนย์กลางของระบบ หรืออินเวอร์เตอร์สำหรับแรงดันสูงที่มีการติดตั้งที่บริเวณโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนหรือติดตั้งกับบริเวณสถานีไฟฟ้า

ตารางที่ 4.38 : แสดงราคาอินเวอร์เตอร์ของการติดตั้งในระบบต่างๆ

ชนิดของอินเวอร์เตอร์	ช่วงราคา (USD/kWac)
สำหรับอาคาร บ้านอยู่อาศัย (แรงดันต่ำ)	300 - 600
สำหรับอุตสาหกรรม (แรงดันปานกลาง)	200 - 350
สำหรับระบบศูนย์กลาง (แรงดันสูง)	100 - 250

ที่มา : Bloomberg New Energy Finance, 2015 Solar Inverter Market Outlook

1.2 ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน (energy storage related costs, C_{Stor})

ค่าใช้จ่ายในส่วนของอุปกรณ์กักเก็บพลังงานในที่นี้จะแสดงต้นทุนของ แบตเตอรี่สังกะสีโบรมีน แบตเตอรี่วานาเดียมและแบตเตอรี่ลิเธียม (ขนาดใหญ่) เท่านั้น ดังแสดงในตารางที่ 4.39

ตารางที่ 4.39 : แสดงราคาแบตเตอรี่ชนิดต่างๆ

เทคโนโลยี	ราคาต่อหน่วยพลังงาน USD/kWh	ประสิทธิภาพทั้งหมด (%)	จำนวนรอบการใช้งาน
แบตเตอรี่สังกะสีโบรมีน	400	70	3000
แบตเตอรี่วานาเดียม	600	65	4000
แบตเตอรี่ลิเธียม (ขนาดใหญ่)	600	85	5000

ที่มา : Sandia report, SAND2011-2730, Energy Storage System Cost Update

เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์การกักเก็บพลังงาน (ราคาต่อปริมาณพลังงานที่เก็บได้) พบว่า ราคาของแบตเตอรี่ลิเธียมและแบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์มีค่าสูงที่สุด 19,200.00 บาทต่อหน่วย

พลังงานที่เก็บได้ และสุดท้ายแบตเตอรี่สังกะสีโบรมีนมีค่าถูกที่สุด 12,800.00 บาทต่อหน่วยพลังงานที่เก็บได้ จะเห็นได้ว่าราคาของเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานทั้งสามประเภทมีนี้ในปัจจุบันมีต้นทุนที่ใกล้เคียงกัน

1.3 ค่าใช้จ่ายในระบบส่วนอื่นๆ (balance of power cost, C_{BOP})

ค่าใช้จ่ายในระบบส่วนอื่นๆนอกเหนือจากอินเวอร์เตอร์และแบตเตอรี่ที่เป็นอุปกรณ์หลักแล้ว จะแสดงได้ดังตารางที่ 4.40 เมื่อพิจารณาค่าใช่จ่ายในส่วนอื่นๆจากตาราง พบว่า ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบต่างๆของระบบกักเก็บพลังงานที่ใช้แบตเตอรี่จะแพงกว่าค่าใช้จ่ายของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ใช้แบตเตอรี่สังกะสีโบรมีนและแบตเตอรี่วานาเดียม

ตารางที่ 4.40 : แสดงค่าใช้จ่ายในระบบส่วนอื่นๆ

เทคโนโลยี	ราคาต่อหน่วยกำลังไฟฟ้า USD/kW
แบตเตอรี่สังกะสีโบรมีน	28.75
แบตเตอรี่วานาเดียม	28.75
แบตเตอรี่ลิเธียม (ขนาดใหญ่)	92.00

ที่มา : Zakeri and Syri, Electrical energy storage systems A comparative life cycle cost analysis
อัตราแลกเปลี่ยน 1.15 Euro/USD

2. การเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในระหว่างการใช้งานระบบ

ค่าใช้จ่ายในระหว่างการใช้งานระบบ ประกอบไปด้วย ค่าการดำเนินการและซ่อมบำรุงคงที่และค่าการดำเนินการและซ่อมบำรุงผันแปร ซึ่งเมื่อพิจารณาสัดส่วนค่าการดำเนินการและซ่อมบำรุงคงที่เทียบกับเงินลงทุนทั้งระบบ พบว่า แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์มีค่าสูงที่สุด รองลงมาคือแบตเตอรี่สังกะสีโบรมีน ส่วนแบตเตอรี่ลิเธียมมีค่าการดำเนินการและซ่อมบำรุงถูกที่สุด เมื่อพิจารณาสัดส่วนค่าการดำเนินการและซ่อมบำรุงผันแปรต่อเงินลงทุนของอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน พบว่า แบตเตอรี่ลิเธียมมีค่าการดำเนินการต่อหน่วยแพงที่สุด ในขณะที่แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์และแบตเตอรี่สังกะสีโบรมีนจะค่าใช้จ่ายระหว่างดำเนินการต่อหน่วยเท่ากัน ทั้งนี้ค่าค่าดำเนินการและการซ่อมบำรุงแบบผันแปรนี้จะขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งานด้วย คือ ถ้าหากมีการประจุพลังงานไฟฟ้าและจ่ายพลังงานพลังงานไฟฟ้าหลายหน่วยจะต้องมีค่าดำเนินการเพิ่มขึ้นด้วย

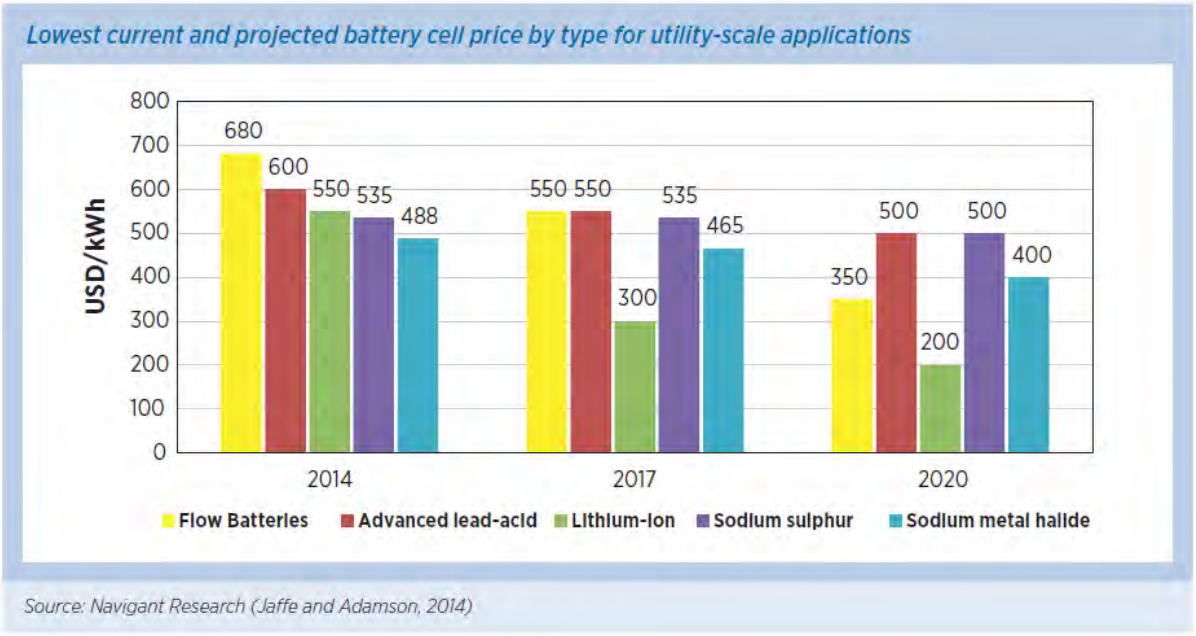
ตารางที่ 4.41 : แสดงการเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในระหว่างการใช้งานระบบ

เทคโนโลยี	ค่าดำเนินการและ ซ่อมบำรุงแบบคงที่ (ร้อยละของเงินลงทุนทั้งหมด)	ค่าดำเนินการและ การซ่อมบำรุงแบบผันแปร (ร้อยละของเงินลงทุนทั้งหมด/kWh)
แบตเตอรี่สังกะสีโบรมีน	0.67	0.00009
แบตเตอรี่วานาเดียม	0.89	0.00009
แบตเตอรี่ลิเธียม (ขนาดใหญ่)	0.55	0.00017

ที่มา : Zakeri and Syri, Electrical energy storage systems A comparative life cycle cost analysis

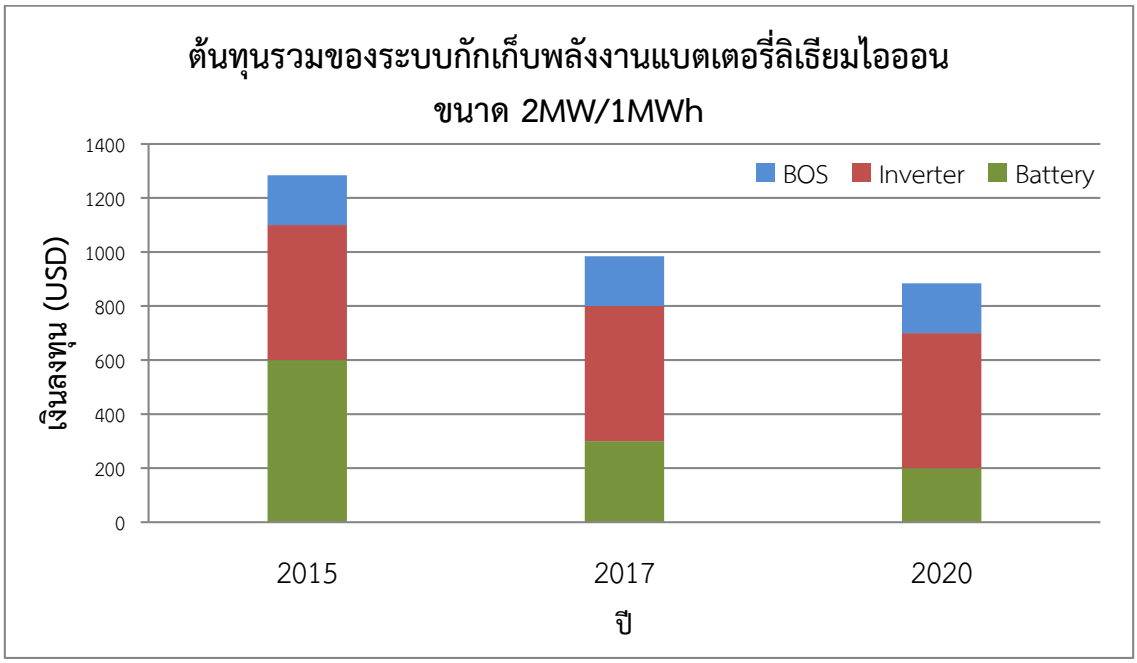
จากต้นทุนค่าใช้จ่ายต่างๆสำหรับระบบกักเก็บพลังงาน จะเห็นได้ว่ายังมีค่าการลงทุนที่สูงอยู่จึงอาจจะยังไม่เหมาะสมเท่าใดนักในบางเทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ในปัจจุบัน และได้มีการคาดการณ์ว่าในอนาคตว่าต้นทุน

ของระบบกักเก็บพลังงานจะลดลง แต่จะสัดส่วนที่ลงส่วนใหญ่มาจากส่วนของแบตเตอรี่เอง เนื่องจากปัจจุบันเทคโนโลยีของการผลิตอินเวอร์เตอร์และอุปกรณ์อื่นๆที่ใช้ในระบบพลังงานเป็นเทคโนโลยีที่มีมานานแล้วและค่อนข้างอิ่มตัว จะมีเพียงแต่แบตเตอรี่ที่ยังอยู่ในช่วงการพัฒนาซึ่งสามารถทำให้ต้นทุนของแบตเตอรี่สามารถลดลงได้อีกมาก หากมีการใช้งานอย่างแพร่หลายในอนาคต มีการคาดการณ์ราคาของแบตเตอรี่จาก Navigant Research ว่าจะมีแนวโน้มที่ลดลงอย่างรวดเร็วเมื่อถึงปี 2020 ดังแสดงในรูปที่ 4.94



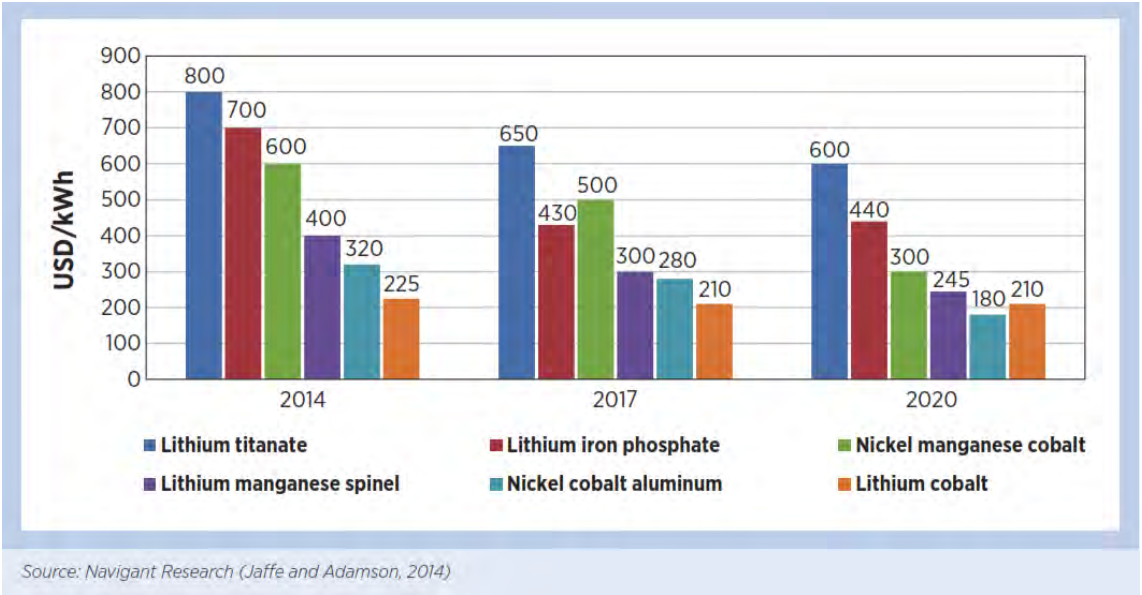
รูปที่ 4.94 : การทำนายการลดลงของราคาแบตเตอรี่ในปี 2017 และปี 2020 (IRENA, 2015)

จากข้อมูลต้นทุนในแต่ละส่วนของระบบกักเก็บพลังงานและแนวโน้มของราคาแบตเตอรี่ที่มีแนวโน้มลดลงในอนาคต เมื่อพิจารณาต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาด 2MW / 1MWh ซึ่งสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ในกรณีทั่วไป 1 MW ต่อเนื่องเป็นเวลา 1 ชั่วโมง หรือสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้มากขึ้นเป็น 2 เท่า (2 C-rate) คือจ่ายกำลังไฟฟ้าได้สูงสุด 2 MW ต่อเนื่องเป็นเวลา 30 นาที ซึ่งในกรณีนี้จะต้องออกแบบระบบให้สามารถรองรับการจ่ายกำลังไฟฟ้า 2 เท่านี้ด้วย กล่าวคือ ต้องใช้ขนาดอินเวอร์เตอร์และอุปกรณ์ส่วนอื่นๆให้มีขนาดใหญ่หรือพิกัดเพิ่มขึ้นอีก ดังนั้น จึงได้กำหนดสมมติฐานของเงินลงทุนของอินเวอร์เตอร์และอุปกรณ์ส่วนอื่นๆเป็น 2 เท่า ตามพิกัดกำลังไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากการทำงานกรณีทั่วไป จะได้ต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานแสดงดังรูปที่ 4.95



รูปที่ 4.95 : ต้นทุนรวมของระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน เมื่อต้นทุนของแบตเตอรี่ลดลง

หากพิจารณาเฉพาะแบตเตอรี่ลิเธียมซึ่งโดยทั่วไปสามารถแบ่งได้หลายประเภท ตามลักษณะของวัสดุที่ใช้ทำขั้วไฟฟ้าบวกโดยแบตเตอรี่ลิเธียมแต่ละประเภทจะมีคุณลักษณะแตกต่างกันเล็กน้อย เมื่อพิจารณาค่าใช้จ่ายหรือราคาต้นทุนเฉพาะของแบตเตอรี่ลิเธียมแต่ละประเภทต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า โดยแยกเป็นค่าต่ำสุดและค่าสูงสุดจะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.96



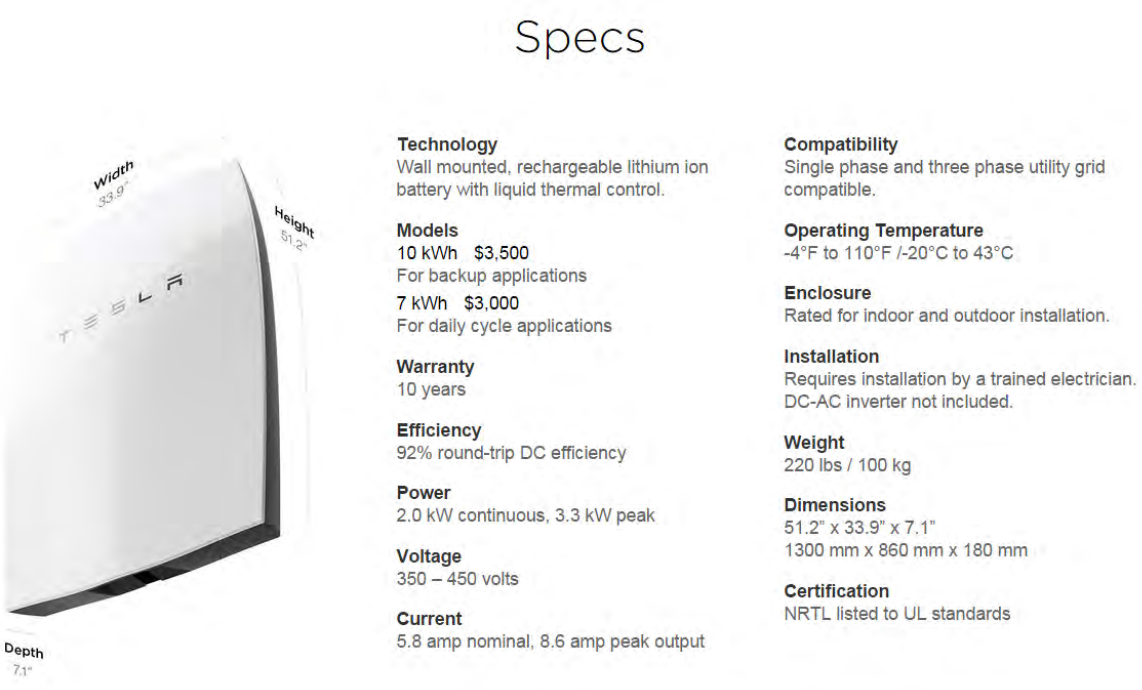
รูปที่ 4.96 : การทำนายการลดลงของราคาแบตเตอรี่ลิเธียมในปี 2017 และปี 2020 (IRENA, 2015)

จากรูปที่ 4.96 ในอนาคตถ้าแบตเตอรี่ลิเธียมเริ่มมีการใช้งานอย่างแพร่หลายในอุตสาหกรรมหลายประเภท เช่น อุปกรณ์อิเลคทรอนิกส์ ยานพาหนะไฟฟ้า และประยุกต์ใช้กับระบบไฟฟ้า จึงมีการทำนายว่า ในอนาคตต้นทุนของแบตเตอรี่ลิเธียมแต่ละประเภทโดยประมาณการราคาในปี 2017 และปี 2020 จะมีราคาลดลงอย่างมีนัยสำคัญ

4.5.2 ตัวอย่างเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่มีในปัจจุบัน

จากการสำรวจต้นทุนราคาของแบตเตอรี่ในหัวข้อข้างต้น พบว่า แบตเตอรี่ยังคงมีราคาแพงถึงแม้จะมีการคาดการณ์ว่าราคาจะลดลงดังที่ผ่านมา แต่ก็ไม่สามารถยืนยันหรือรับประกันได้ว่าราคาของแบตเตอรี่จะถูกลงตามที่คาดการณ์ไว้

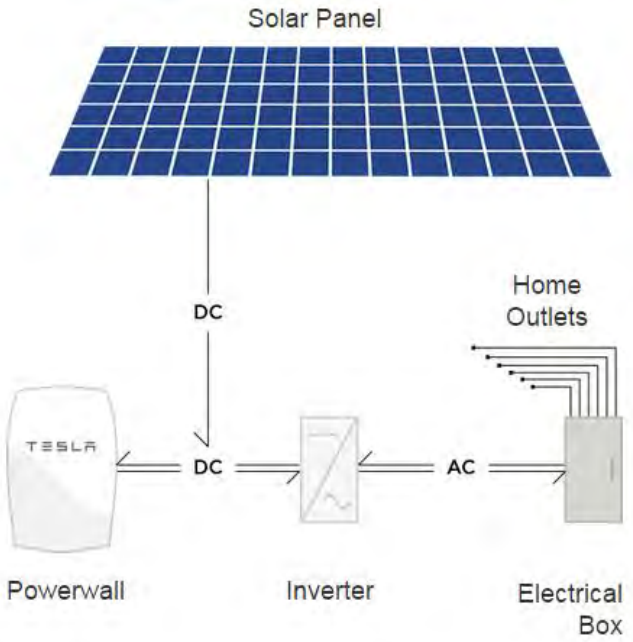
ในปัจจุบันราคาของแบตเตอรี่ได้มีความเป็นไปได้ที่จะมีราคาถูกลง จะเห็นได้จากมีการเปิดตัวแบตเตอรี่ที่เป็นสินค้าใหม่ในเชิงพาณิชย์ ซึ่งมีต้นทุนที่ถูกกว่าต้นทุนของแบตเตอรี่ที่ใช้ติดตั้งในระบบไฟฟ้า คือ แบตเตอรี่ของบริษัทเทสลา (Tesla Motor) ที่มีชื่อว่า “Tesla Power Wall” ซึ่งเป็นแบตเตอรี่สำรองไฟสำหรับอาคารบ้านเรือน โดยมีความจุในการเก็บพลังไฟของแบตเตอรี่ แบ่งเป็นรุ่น 10 กิโลวัตต์ชั่วโมงและ 7 กิโลวัตต์ชั่วโมง มีต้นทุนของแบตเตอรี่ที่ 3,500 เหรียญสหรัฐและ 3,000 เหรียญตามลำดับ และสามารถติดตั้งเพิ่มเติมให้สามารถเก็บพลังงานได้ถึง 90 กิโลวัตต์ชั่วโมง ซึ่งราคาของระบบกักเก็บพลังงานที่ได้กล่าวมานั้นเป็นราคาสำหรับอุปกรณ์ทั้งหมดของระบบที่รวมระบบอินเวอร์เตอร์และแบตเตอรี่แล้ว และหากในอนาคตมีผู้ผลิตเข้ามาแข่งขันกันมากขึ้นก็ยิ่งจะทำให้ราคาของแบตเตอรี่ลงได้อีกเช่นกัน



รูปที่ 4.97 : Tesla Power Wall

ระบบกักเก็บพลังงาน Tesla Power Wall ถูกออกแบบลักษณะการจ่ายพลังงานมาให้เหมาะกับรูปแบบของการใช้ไฟฟ้าในอาคารบ้านเรือนขนาดเล็ก ที่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าต่ำและใช้ไฟฟ้าต่อเนื่องเป็น

เวลานาน จะเห็นได้จากกำลังไฟฟ้าที่สามารถจ่ายออกมาอย่างต่อเนื่องของระบบกักเก็บพลังงานที่ 2 kW ซึ่งสามารถจ่ายไฟฟ้าได้ประมาณ 5 ชั่วโมง และสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าออกมาได้สูงสุดที่ 3.3 kW ระบบกักเก็บพลังงานนี้ได้ถูกออกแบบมาให้สามารถกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) ได้ด้วย รวมถึงสามารถตั้งค่าให้กักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีค่าไฟถูกและนำมาจ่ายให้ระบบในเวลาที่มีค่าไฟแพง



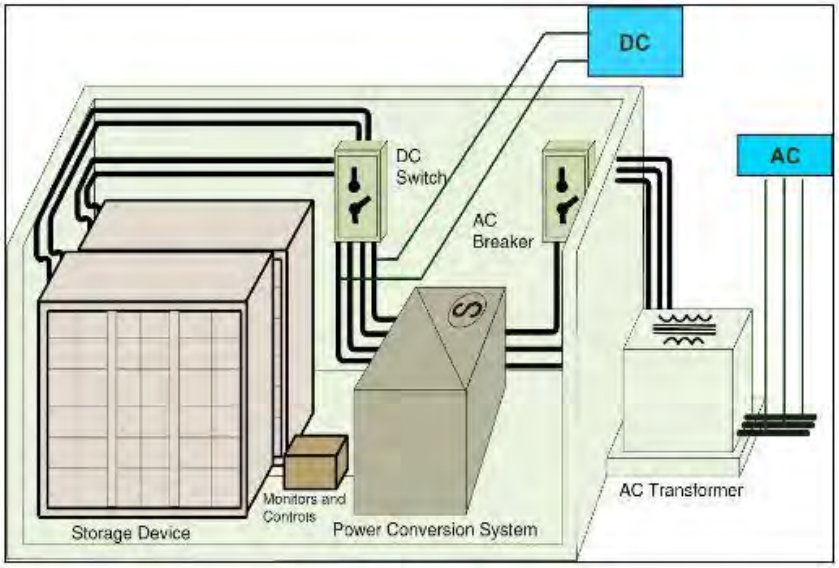
รูปที่ 4.98 : การใช้ Tesla Power Wall ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

อีกหนึ่งจุดประสงค์ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานภายในบ้านร่วมกับการเก็บพลังงานไฟฟ้าทั้งจากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) และการซื้อไฟฟ้าในช่วงที่มีราคาถูก ก็คือ การนำมาร่วมจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับรถยนต์ไฟฟ้าที่จะเข้ามามีบทบาทมากขึ้นในอนาคตอีกด้วย

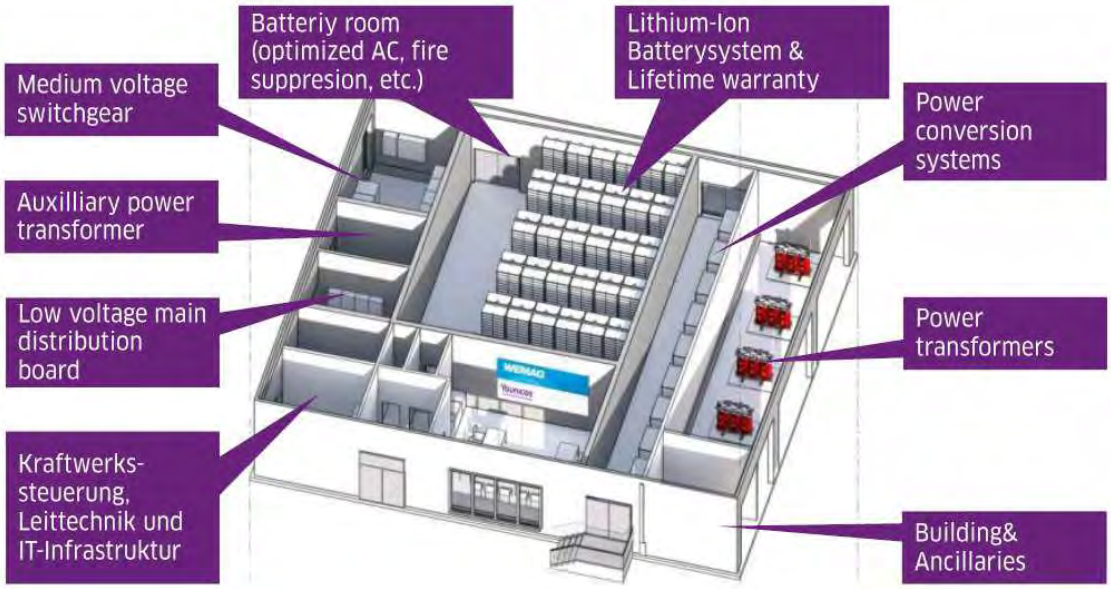
บทที่ 5
แนวทางการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่สถานีไฟฟ้า

โดยทั่วไปแล้วในการนำระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่มาใช้ร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียนนั้นจะติดตั้งภายในสถานีไฟฟ้า โดยอาจจะติดตั้งในบริเวณที่เป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียนหรือบริเวณสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่อยู่ในระบบส่งของ กฟผ. ทั้งนี้ จะทำการติดตั้งแบบใด ก็ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์การใช้งาน ประเภทของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน และปัจจัยอื่นๆ

โครงสร้างพื้นฐานของระบบกักเก็บพลังงานที่เชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้าจะประกอบด้วยส่วนประกอบสำคัญ 2 องค์ประกอบ ได้แก่ เทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน และอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง นอกจาก 2 องค์ประกอบหลักแล้ว ยังจำเป็นต้องมีองค์ประกอบอื่นที่จำเป็นสำหรับระบบไฟฟ้าพื้นฐาน อาทิ เช่น ระบบควบคุม และติดตาม เพื่อใช้ในการดูแล ควบคุม และป้องกันในกรณีที่เกิดความผิดพร่องขึ้นในโครงข่ายไฟฟ้า อุปกรณ์ตัดตอนต่างๆ เป็นต้น โดยแผนผังสำหรับระบบกักเก็บพลังงานที่สมบูรณ์พร้อมเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 5.1 ทั้งนี้ ระบบกักเก็บพลังงานอาจมีการออกแบบให้อยู่ในรูปของอาคารที่ประกอบด้วยองค์ประกอบหลายส่วนร่วมกันดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.1 : โครงสร้างพื้นฐานระบบกักเก็บพลังงานที่เชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า



รูปที่ 5.2 : อาคารระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่

จากรูปที่ 5.1 และ 5.2 จะพบว่าระบบกักเก็บพลังงานที่สมบูรณ์จะประกอบด้วยองค์ประกอบดังต่อไปนี้

1. เทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน (Storage device)

ประเภทของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานนั้นขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์การใช้งาน ซึ่งจะส่งผลถึงขนาด พื้นที่ในการใช้งาน และการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเชื่อมต่อเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้าโดยที่นิยมจะใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่

2. ระบบเชื่อมต่อ (Power Conversion System, Power Conditioning System)

ระบบเชื่อมต่อนั้นโดยทั่วไปประกอบด้วยอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังเป็นหลัก ซึ่งจะมีหน้าที่ในการแปลงไฟฟ้ากระแสตรงจากแบตเตอรี่ เป็นไฟฟ้ากระแสสลับเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า รวมถึงทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสสลับจากโครงข่ายไฟฟ้า เป็นไฟฟ้ากระแสตรงเข้าสู่แบตเตอรี่ ระบบอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลัง เป็นอุปกรณ์สำคัญในการควบคุมการไหลของกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ทั้งนี้ในระบบเชื่อมต่อนั้นยังประกอบด้วยอุปกรณ์ตัดตอน และอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินภายในระบบเชื่อมต่อด้วย

3. ระบบควบคุมและติดตาม (Monitors and Controls)

เป็นระบบที่ใช้สำหรับการควบคุมการทำงานของแบตเตอรี่รวมถึงอุปกรณ์ป้องกันต่างๆในระบบกักเก็บพลังงานทั้งนี้สำหรับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ และแบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานนั้นระบบควบคุมและติดตามนั้นอาจจะรวมเข้ากับระบบเชื่อมต่อ

4. อุปกรณ์ป้องกันและตัดต่อ (Disconnecting Switch and Protective Devices)

อุปกรณ์ป้องกันและตัดต่อวงจรนั้นจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ อุปกรณ์ป้องกันและตัดต่อวงจรสำหรับไฟฟ้ากระแสตรง และอุปกรณ์ป้องกันและตัดต่อวงจรสำหรับไฟฟ้ากระแสสลับ ทั้งนี้อุปกรณ์ป้องกัน และตัดต่อวงจรนั้นมีหน้าที่ในการเพิ่มความเชื่อมั่น และความปลอดภัยให้แก่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า และระบบกักเก็บพลังงาน

5. หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังและอุปกรณ์ตรวจวัด (Instrument and Metering)

หม้อแปลงไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการยกระดับแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับเพื่อให้สามารถเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้า อุปกรณ์ตรวจวัด ได้แก่ หม้อแปลงกระแส (Current transformer) และหม้อแปลงแรงดัน (Voltage transformer) ซึ่งอุปกรณ์ทั้งคู่ใช้ในการตรวจวัด กระแส และแรงดันเพื่อส่งต่อไปยังระบบควบคุม และติดตามเพื่อใช้ในการควบคุมอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบกักเก็บพลังงาน

5.1 ข้อกำหนด และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการออกแบบ และติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงข้อกำหนด และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการออกแบบ และติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ทั้งนี้มาตรฐานบางประเภทอาจไม่เกี่ยวข้องกับระบบกักเก็บพลังงานโดยตรง แต่ในการออกแบบ และติดตั้งจำเป็นต้องพิจารณาร่วมด้วย เช่น มาตรฐาน IEEE 519-1992 IEEE Recommend Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power System เป็นมาตรฐานที่ใช้ในการควบคุมฮาร์มอนิคในระบบไฟฟ้า ทั้งนี้เมื่อติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าแล้วนั้นต้องมีค่าเป็นไปตามข้อกำหนดมาตรฐาน อย่างไรก็ตามมาตรฐาน และข้อกำหนดที่นำเสนอทั้งหมดนั้นไม่จำเป็นที่ผู้ผลิต หรือเจ้าของแบตเตอรี่ หรือการไฟฟ้าต้องผ่านทุกประเภท เนื่องจากมาตรฐานบางประเภทเป็นมาตรฐานเฉพาะในบางประเทศ หรือเป็นมาตรฐานเฉพาะการใช้งานบางประเภท เช่น UL1741 Inverters, Converters and Controllers for Use in Generating Facility เป็นมาตรฐานที่ใช้เฉพาะภายในระบบผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ไม่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งภายในสถานีไฟฟ้า และไม่สามารถรับรองการใช้งานในยุโรปได้ โดยประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งถือเป็นประเทศผู้นำด้านระบบกักเก็บพลังงาน ได้มีการพัฒนามาตรฐาน และแนวทางการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ก้าวหน้า และสามารถนำมาเป็นต้นแบบสำหรับแนวทางการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในประเทศไทย ทั้งนี้มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในประเทศสหรัฐอเมริกาแสดงดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 : มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบกักเก็บพลังงานในประเทศสหรัฐอเมริกา

หมายเลขมาตรฐาน	ชื่อมาตรฐาน
ACI 301-84	Specifications for Structural Concrete for Building
ACI 304-85	Guide for Measuring, Mixing, Transporting and Placing Concrete
ACI 318-08	Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary, 2008 Edition
AISI S200-07	North American Standard for Cold-Formed Steel Framing General Provision, 2007 Edition
AISI S100-07 S2-09	Supplement No.2 to the North American Specification for the Design of Cold-Formed Steel Structural Members, 2007 Edition
AISI S110-07 w/S1-09	Standard for Seismic Design of Cold-Formed Steel Structures – Special Bolted Moment Frames, 2007 Edition with Supplement No.1
ANSI/AISC 360-10	Specification for Structural Steel Buildings
ANSI/IEEE C2-2007	National Electrical Safety Code
ANSI/IEEE C37.06-2000	American National Standard AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis-Preferred Ratings and Related Required Capabilities
ANSI/IEEE C57.12.25-1990	Pad-Mounted Transformer Requirements
ANSI/IEEE C57.12.28-2005	Pad-Mounted Equipment Enclosure Integrity
ANSI/IEEE 242	IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems
ANSI/IEEE Z535 – 2002	Product Safety Signs and Labels
ASTM F1959/F1959M-06ae1	Standard Test Method for Determining the Arc Rating of Materials for Clothing
DNP3 An2011-001	DNP3 Profile for Basic Photovoltaic and Storage
FCC 15.109 and 15.209	FCC Code of Federal Regulations Radiated Emission Limits; General Requirements
IEC 61427	Secondary Cells and batteries
IEC 61480	Live working – Protective clothing against the thermal hazards of an electric arc
IEC 61850	Standard on the design of electrical substation automation
IEC 62271-202	High-voltage switchgear and control gear
IEEE 519-1992	IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Power Systems

หมายเลขมาตรฐาน	ชื่อมาตรฐาน
IEEE 1202-2006	IEEE Standard for Flame-Propagation Testing of Wire and Cable
IEEE 1547-2003 (R2008)	IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
IEEE P1547.1	Standard for Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
IEEE P1547.2	Application Guide for IEEE Std. 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
IEEE P1547.3	Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected With Electric Power Systems
IEEE P1547.4	Draft Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems
IEEE P1547.5	Draft Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10 MVA to the Power Transmission Grid
IEEE P1547.6	Draft Recommended Practice For Interconnecting Distributed Resources With Electric Power Systems Distribution Secondary Networks
IEEE P1547.7	Draft Guide to Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection
IEEE P1584-2002	IEEE Guide for Arc Flash Hazard Calculations
IEEE 1679-2010	IEEE Recommend Practice for the Characterization and Evaluation of Emerging Energy Storage Technologies in Stationary Applications
IEEE 1815-2010	IEEE Standard for Electric Power Systems Communications – Distributed Network Protocol (DNP3)
IEEE C37.20.2-1999	IEEE Standard for Metal-Clad Switchgear
IEEE C37.90	IEEE Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electrical Power Apparatus
IEEE C37.90.2-2004	IEEE Standard Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers

หมายเลขมาตรฐาน	ชื่อมาตรฐาน
IEEE C37.90.1-2002	IEEE Standard for Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Protective Relays and Relay Systems (ANSI)
IEEE C37.111-1999	IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems
IEEE C57.12.00	IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers
IEEE C57.12.01-1979	IEEE Standard General Requirements for Dry-Type Distribution and Power Transformers
IEEE C57.12.01-2010	IEEE Standard Requirements for Liquid-Immersed Power Transformers
IEEE C62.41 -1991(R1995)	IEEE Recommend Practice on Surge Voltages in Low Voltage AC Power Circuits
IEEE C62.41.1 -2002	IEEE Guide on the Surges Environment in Low-Voltage (1000V and Less) AC Power Circuits
IEEE C62.41.2 -2002	IEEE Recommend Practice on Characterization of Surge in Low-Voltage (1000V and Less) AC Power Circuits
IEEE C62.45 -2002	IEEE Recommend Practice on Characterization of Surge in Low-Voltage (1000V and Less) AC Power Circuits

สำหรับโครงการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในประเทศแคนาดามีแนวทางการออกแบบ และติดตั้งโดยพิจารณามาตรฐานที่ใช้ภายในประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นต้นแบบ แต่จำเป็นต้องพิจารณามาตรฐานเฉพาะภายในประเทศแคนาดาเพิ่มเติมด้วย ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 : มาตรฐานที่เกี่ยวกับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานภายในประเทศแคนาดา

หมายเลขมาตรฐาน	ชื่อมาตรฐาน
OESC	Ontario Electrical Safety Code.
C22.2 No. 107.1-01	General Use Power Supplies
CSA C22.3 No-9/08	Interconnection of Distributed Resources and Electricity Supply Systems
CAN/CSA C22.2 No. 257	Interconnecting Inverter-Based Micro-Distributed Resources to Distribution Systems
CAN/CSA-CEI/IEC 61000-4-3	Electromagnetic Compatibility (EMC) – Part 4-3: Testing and Measurement Techniques – Radiated, Radio-Frequency, Electromagnetic Field Immunity Test [Using Level X, 35 V/m, in accordance with IEEE 37.90.2]

หมายเลขมาตรฐาน	ชื่อมาตรฐาน
UL 1741	Inverters, Converters and Controllers for Use in Generating Facility
HONI-NOP041	Condition of Sevices (COS) and Metering Policy
Ontario Energy Board	Distribution System Code
Ontario Power Authority	“microFIT” Program

นอกจากประเทศสหรัฐอเมริกาแล้ว กลุ่มประเทศยุโรป เช่น ประเทศเยอรมนี ถือเป็นกลุ่มประเทศที่มีแนวทางออกแบบ และติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ก้าวหน้าเช่นกัน อันเนื่องมากจากสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ค่อนข้างสูง ซึ่งมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบกักเก็บพลังงานในกลุ่มประเทศยุโรปนั้นสามารถแสดง ดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 : มาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบกักเก็บพลังงานภายในกลุ่มประเทศยุโรป

หมายเลขมาตรฐาน	ชื่อมาตรฐาน
CLC/TC 8X/WG 03	Requirements for connection of generators to distribution networks
DIN EN 60204-1	Safety of Machinery
DIN EN 55011	Standard industrial, scientific and medical equipment
DIN EN 55022	Information technology equipment
DIN EN 61000-2-2	Electromagnetic compatibility (EMC)
DIN EN 61000-2-4	Electromagnetic compatibility (EMC)
DIN EN 61000-3-2	Electromagnetic compatibility (EMC)
DIN EN 61000-3-3	Electromagnetic compatibility (EMC)
DIN EN 61000-4-7	Electromagnetic compatibility (EMC)
DIN EN 61000-4-13	Electromagnetic compatibility (EMC)
DIN EN 61000-6-2	Electromagnetic compatibility (EMC)
DIN EN 61000-6-4	Electromagnetic compatibility (EMC)

หมายเลขมาตรฐาน	ชื่อมาตรฐาน
DIN EN 62040-2	Uninterruptible power systems (UPS)
IEC 61427	Secondary cells and batteries
IEC 62124	Photovoltaic, stand-alone systems
IEC 61427	Secondary cells and batteries
IEC 62124	Photovoltaic, stand-alone systems
IEC 62281	Safety of primary and secondary lithium cells and batteries during transport
DIN EN 60950	Information Technology Equipment
DIN EN 60086-4	Safety of Lithium batteries
DIN EN 50272-2	Safety requirements of secondary batteries and batteries installations
DIN EN 60038	Standard voltage
DIN EN 62271	Standards for High-voltage switchgears and control gear
DIN EN 61243	Standard live working
DIN EN 60446	Wiring colors
DIN EN 60625	Electro acoustics
DIN EN 61230	Portable equipment for earthing or earthing and short-circuiting
DIN EN 50065	Signaling on low-voltage electrical installation in the frequency range
DIN EN 50160	Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks
DIN EN 60044	Instrument transformers
DIN EN 60071	Insulation coordination
DIN EN 60529	Degrees of protection provided by enclosures

หมายเลขมาตรฐาน	ชื่อมาตรฐาน
DIN EN 60865	Short-circuit currents
DIN EN 60909	Calculation of currents
DIN EN 60439	Low-voltage switchgear and control assemblies
DIN EN 60664	Insulation coordination for equipment within low-voltage systems
DIN EN 60947	Standards for low-voltage switchgears and control gear
DIN EN 61082	Preparation of documents used in electro technology
DIN EN 61117	Low-voltage switchgear and control assemblies
IEC 62116	Test Procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters
EN/IEC 62281:2004	Safety of primary and secondary lithium cells and batteries during transport

5.2 ข้อกำหนด การออกแบบและติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่

ในการออกแบบ และก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่นั้นมีปัจจัยหลายประการที่ต้องพิจารณาเพื่อที่จะก่อให้เกิดความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงาน และเมื่อเกิดความผิดพร่องให้น้อยที่สุด รวมถึงเมื่อเกิดความผิดพร่องสามารถแก้ไขเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นได้ยังรวดเร็ว และก่อให้เกิดความเสียหายน้อยที่สุด ซึ่งในการออกแบบ และก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่นั้นมีหลักการที่ต้องพิจารณาดังต่อไปนี้

5.2.1 พื้นที่และคุณลักษณะของโครงข่ายไฟฟ้า (Service and Site Condition)

ในการออกแบบและก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าปัจจัยประการแรกที่สำคัญที่สุด คือ การพิจารณาพื้นที่ที่จะทำการก่อสร้าง รวมถึงคุณลักษณะของโครงข่ายไฟฟ้าที่จะทำการเชื่อมต่อระบบกักเก็บพลังงาน

- สถานที่ติดตั้ง และสภาพแวดล้อม

  การติดตั้งแบตเตอรี่นั้นควรจะพิจารณาถึงสภาพแวดล้อม สภาพอากาศ ภูมิประเทศของพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้งแบตเตอรี่ ควรพิจารณาถึงพื้นที่สำรองสำหรับการติดตั้งแบตเตอรี่เพิ่มเติมในอนาคต โดยบริเวณดังกล่าวควรจะปราศจากการสั่นสะเทือนใดๆ และเป็นพื้นที่ที่ สะอาด แห้ง แสงสว่างเพียงพอ และอากาศถ่ายเทสะดวก นอกจากนี้ควรจะมีการเตรียมพื้นที่สำหรับช่องทางหรือถนนในการขนส่งอุปกรณ์โดยอาจจะเป็นช่องทางชั่วคราว หรือถาวรขึ้นอยู่กับการออกแบบในแต่ละพื้นที่ และควรพิจารณาถึงพื้นที่สำหรับการบำรุงรักษาในอนาคตด้วย

- คุณลักษณะของโครงข่ายไฟฟ้า

  การติดตั้งแบตเตอรี่นั้นควรจะพิจารณาถึงลักษณะ และข้อมูลของโครงข่ายไฟฟ้าที่จะทำการเชื่อมต่อระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ อาทิเช่น แรงดัน ความถี่ ประเภทการเชื่อมต่อหม้อแปลง ณ จุดเชื่อมต่อ รวมไปถึงกระแสลัดวงจร

5.2.2 การขนส่งและการถ่ายเทอุปกรณ์ (Containerization and Transportability)

การขนส่ง หรือการถ่ายเทอุปกรณ์เพื่อใช้ในการก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงานนั้นตู้คอนเทนเนอร์ที่ใช้ในการขนส่ง หรือวิธีการขนส่งต้องเป็นไปตามมาตรฐานการขนส่งแบตเตอรี่ ทั้งนี้เพื่อป้องกันการอันตรายที่อาจก่อให้เกิดแก่อุปกรณ์ภายในตู้คอนเทนเนอร์ไม่ว่าจะเป็นอันตรายจากสภาพภูมิอากาศ การสั่นสะเทือน โดยต้องสามารถขนส่งได้ทั้งบนทะเล และบนบกนอกจากนี้ควรจะพิจารณารวมถึงสถานที่ในการจัดวางแบตเตอรี่สำหรับการขนส่ง และระยะทางในการขนส่งร่วมด้วย

5.2.3 อายุการใช้งานและรอบการทำงาน (Design Life and Life-Cycle Costs)

อายุการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่นั้นจะอยู่ที่ประมาณ 10 ปี นับตั้งแต่เริ่มเชื่อมต่อเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า โดยระหว่างการใช้งานนั้น อาจมีการปรับปรุง หรือทดแทนอุปกรณ์ต่างๆที่เสื่อมสภาพได้ หรือหมดอายุ โดยเฉพาะแบตเตอรี่นั้นเป็นอุปกรณ์ที่มีโอกาสในการทดแทนมาก โดยการเปลี่ยนทดแทนนั้นไม่ควรจะเป็นช่วงระยะเวลา 2 ปีแรกที่เริ่มใช้งาน ทั้งนี้อายุการใช้งานจะขึ้นกับปัจจัยหลายประการไม่ว่าจะเป็นความลึกในการชาร์จ (Depth) และอุณหภูมิที่ใช้งาน

5.2.4 ความเชื่อถือได้และความพร้อมในการจ่ายไฟ (Reliability and Availability)

ระบบกักเก็บพลังงานนั้นต้องมีการออกแบบให้มีความเชื่อถือได้ และความพร้อมในการจ่ายไฟที่สูง โดยเฉพาะการใช้งานในช่วงระยะเวลา 2 ปีแรกทั้งนี้ความเชื่อถือได้หมายถึง จำนวนครั้งที่สามารถใช้งานได้ในระยะเวลา 1 ปี เช่น ระบบกักเก็บพลังงานมีความเชื่อถือได้ 99 % คือ เมื่อมีการเริ่มใช้งาน 100 ครั้งต้องสามารถใช้งานได้ 99 ครั้ง เป็นต้น สำหรับ ความพร้อมในการจ่ายไฟ คือ จำนวนชั่วโมงที่ระบบกักเก็บพลังงานสามารถทำงานได้ในระยะเวลา 1 ปี สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.1

$$\text{ความพร้อมในการจ่ายไฟ} = \left(1 - \frac{\text{ระยะเวลาที่ระบบกักเก็บพลังงานไม่สามารถทำงานได้(ชม.)}}{8{,}760\text{ชม.}}\right) \times 100 \qquad (5.1)$$

ทั้งนี้ระยะเวลาที่ระบบกักเก็บพลังงานไม่สามารถทำงานได้ จะพิจารณารวมถึงระยะเวลาที่ระบบกักเก็บพลังงานไม่สามารถใช้งานตามความจุที่ได้ระบุไว้ โดยเหตุการณ์ที่พิจารณานั้นจะพิจารณาร่วมทั้งเหตุการณ์ที่เจตนา และไม่เจตนาให้ระบบกักเก็บพลังงานไม่สามารถทำงานได้ เช่น ความล้มเหลวของอุปกรณ์ภายในระบบกักเก็บพลังงาน, การสูญเสียความจุของแบตเตอรี่, การทำงานของอุปกรณ์ป้องกัน, การซ่อมบำรุงประจำปี เป็นต้น

5.2.5 การประยุกต์ใช้งาน (System Use Cases)

ระบบกักเก็บพลังงานนั้นอาจประยุกต์การใช้งานได้หลายประเภทขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ของผู้ใช้งาน ทั้งนี้การประยุกต์การใช้งานนั้น ไม่ได้หมายถึงโหมดการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน แม้ว่าบางครั้งจะมีชื่อเรียกที่คล้ายกัน การประยุกต์การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานนั้นหมายถึงเป้าหมายการใช้งาน แต่ โหมดการทำงานนั้นเป็นการทำงานเพื่อให้บรรลุตามเป้าหมายของอุปกรณ์ ทั้งนี้วัตถุประสงค์การใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานนั้นจะส่งผลต่อ ขนาดของแบตเตอรี่ที่เหมาะสม รวมถึงความสามารถในการใช้งานอุปกรณ์ต่างๆ ระบบกักเก็บพลังงานสามารถแบ่งการประยุกต์การใช้งานได้ดังนี้

- การจัดการความต้องการการใช้ไฟฟ้า (Peak Management)

  ระบบกักเก็บพลังงานสามารถช่วยในการบริหารจัดการความต้องการการใช้ไฟฟ้าได้โดยระบบกักเก็บพลังงานจะจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูง ซึ่งการประยุกต์การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานรูปแบบนี้ข้อมูลที่สำคัญ คือ จำนวนครั้งที่ต้องใช้งานใน 1 ปี โดยทั่วไปแล้วการใช้งานรูปแบบนี้ระบบกักเก็บพลังงานจะทำการคายประจุเพื่อจ่ายไฟฟ้า และอัดประจุเพื่อรบไฟฟ้าเพียงครั้งเดียวใน 1 วัน ทั้งนี้ช่วงเวลาที่ระบบกักเก็บพลังงานใช้ในการอัด และคายประจุนั้นต้องมีคำนวณ และกำหนดให้ชัดเจน เช่น กำหนดให้มีการคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานเพื่อช่วยลดความต้องการการใช้ไฟฟ้าในช่วง เช้า และบ่าย โดยกำหนดให้มีการอัดประจุช่วงเที่ยง และเย็น เป็นต้น การประยุกต์การใช้งานรูปแบบนี้ แบ่งการใช้งานได้เป็น 2 ประเภท คือ

  - กำลังไฟฟ้าคงที่ (Constant Power) คือ การคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานที่กำลังไฟฟ้าคงที่ระดับเดียว ซึ่งกำลังไฟฟ้าดังกล่าวต้องไม่เกินกว่าพิกัดของอุปกรณ์กำหนดไว้ โดยทั่วไปแล้วการใช้งานประเภทนี้มีระยะเวลาการใช้งานได้นานถึงกว่า 6 ชั่วโมง

  - การจำกัดความต้องการการใช้ไฟฟ้า (Peak Limiting) คือ การคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานที่กำลังไฟฟ้าหลายระดับ โดยระบบกักเก็บพลังงานจะช่วยในการป้องกันไม่ให้หม้อแปลง หรือสายป้อนทำงานเกินกว่ากำหนด (Overloading) และการใช้งานประเภทนี้มีระยะเวลาการใช้ได้เพียงไม่กี่ชั่วโมงเท่านั้น

- กำลังผลิตสำรอง (Spinning Reserve)

  การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในการเป็นกำบังผลิตสำรองของโครงข่ายไฟฟ้านั้นจำเป็นต้องใช้ระบบกักเก็บพลังงานจำนวนหลายยูนิต จึงจะเห็นผลการทำงานอย่างชัดเจน การทำงานรูปแบบนี้ระบบกักเก็บพลังงานต้องสามารถตอบสนองการทำงานได้อย่างทันที (Real-time control) โดยระบบกักเก็บพลังงานต้องสามารถคายประจุเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าได้ในช่วงเวลาใดๆ ก็ตาม และในช่วงที่ทำการอัดประจุนั้นระบบกักเก็บพลังงานจะเสมือนโหลดตัวหนึ่ง ทำให้ต้องมีการวางแผนการจัดสรรกำลังการผลิตที่แน่นอน และชัดเจน ทั้งนี้การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นกำลังผลิตสำรองนั้นไม่ควรที่จะใช้งานร่วมกับการประยุกต์การใช้งานรูปแบบอื่นๆ ที่ต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง

- การชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ และควบคุมแรงดัน (VAR Compensation/Voltage Support)

  การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ และควบคุมแรงดัน จะทำในช่วงเวลาที่คายประจุ หรืออัดประจุกำลังไฟฟ้าจริง หรือช่วงเวลาที่แสตนด์บายอยู่ก็สามารถทำได้ และอาจทำงานในรูปแบบของ Dynamic หรือ Static โดยการทำงานประเภทนี้ระบบกักเก็บพลังงานจะทำหน้าที่คล้ายคลึงกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทซิงโครนัส (Synchronous Generator)

- การควบคุมความถี่ (Frequency Regulation)

  การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในการควบคุมความถี่นั้น ระบบกักเก็บพลังงานต้องสามารถคายประจุ และอัดประจุได้ตลอดเวลา (24 ชั่วโมง หรือ 365 วัน)และการใช้งานรูปแบบนี้มักจะไม่ทำงานพร้อมกับการใช้ในการคาย หรืออัดประจุสำหรับกำลังไฟฟ้าจริง รูปแบบอื่น แต่สามารถใช้งานร่วมกับการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ หรือควบคุมแรงดันได้

- ความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน (Intermittent Resource Support)

  ระบบกักเก็บพลังงานสามารถช่วยลดความไม่ต่อเนื่องของการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียนที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยจะไปลดความผันผวนของแรงดัน หรือกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าซึ่งการใช้งานประเภทนี้ระบบกักเก็บพลังงานมักจะอยู่ในสถานีไฟฟ้าของแหล่งผลิตไฟฟ้า หรือบริเวณใกล้เคียง การใช้งานประเภทนี้สามารถแบ่งได้เป็น3 ประเภทคือ

  - การควบคุมแรงดันกระเพื่อม (Voltage Flicker)คือ การใช้ระบบกักเก็บพลังงานในการควบคุมแรงดันกระเพื่อมที่เกิดขึ้นในสายป้อน หรือโหลดของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยจะควบคุมแรงดันผ่านทางกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งการใช้งานประเภทนี้ระบบกักเก็บพลังงานต้องมีการตอบสนองทันที และภายในระยะเวลาอันสั้น ทั้งนี้ปัจจัยที่สำคัญคือ กำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน, ความต้องการการใช้ไฟฟ้าบริเวณใกล้เคียง, ความยาวสายส่งและตำแหน่งที่ติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงาน และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน

  - การควบคุมการเปลี่ยนของกำลังการผลิตไฟฟ้า (Ramp Rate Control) คือ การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในการจำกัดการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน โดยการทำงานประเภทนี้จะควบคุมผ่านกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจากพลังงานหมุนเวียนเช่นเดียวกับการควบคุมแรงดันกระเพื่อมแต่วัตถุประสงค์จะแตกต่างกัน ดังนั้นมาตรฐานที่ใช้ในการพิจารณาจึงแตกต่างกัน

  - การชดเชยความไม่แน่นอนการกำลังผลิตไฟฟ้า (Generation-Following)คือ การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานเพื่อชดเชยความไม่แน่นอนของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจ่ายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน โดยจะควบคุมการทำงานผ่านกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจาก

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ทำให้กำลังไฟฟ้าโดยรวมที่จ่ายออกจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าคงที่ การใช้งานประเภทนี้แบตเตอรี่ไม่ควรคาย และอัดประจุภายในวันเดียวกัน

- การใช้งานร่วมกันหลายรูปแบบ (Combination Use Case Requirements)

  จากหัวข้อที่กล่าวมา จะพบว่าการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานแต่ละรูปแบบนั้นจะมีจำนวนรอบในการใช้งาน หรือระยะเวลาในการใช้งานแตกต่างกัน ดังนั้นในบางกรณีระบบกักเก็บพลังงานอาจสามารถใช้งานร่วมกันได้หลายรูปแบบโดยอาจกำหนดให้การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานแต่ละรูปแบบนั้นทำงานในช่วงวัน และเวลาที่แตกต่างกัน เช่น การใช้งานระบบกักเก็บพลังงานเพื่อช่วยจำกัดความต้องการการใช้ไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้าร่วมกับการควบคุมความถี่ โดยอาจกำหนดให้ ใน 1 ปีระบบกักเก็บพลังงานช่วยในการจำกัดความต้องการการใช้ไฟฟ้า60 วัน และช่วยในการควบคุมความถี่ 305 วัน เป็นต้น ซึ่งการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานเพื่อวัตถุประสงค์การใช้งานหลายเป้าหมายร่วมกันนั้นจำเป็นต้องมีการพิจารณาร่วมกับผู้ผลิตอย่างใกล้ชิด เพื่อตรวจสอบถึงความเป็นไปได้ในการใช้งาน

5.2.6 การอัดประจุ (Charging Requirements)

การอัดประจุของแบตเตอรี่นั้นควรกำหนดระยะเวลาในการอัดประจุให้ชัดเจน เช่น ในช่วงวันธรรมดากำหนดให้อัดประจุเสร็จไม่เกิน 8 ชั่วโมง และในช่วงสุดสัปดาห์นั้นสามารถอัดประจุด้วยระยะเวลาเท่าใดก็ได้ภายใน 1 วัน เป็นต้น ทั้งนี้ปัจจัยที่สำคัญที่ต้องคำนึงถึงในการอัดประจุแบตเตอรี่ได้แก่ อุณหภูมิขณะทำการชาร์จแบตเตอรี่ สภาพแวดล้อมที่ทำการติดตั้งแบตเตอรี่ และอุณหภูมิที่เหมาะสมสำหรับขั้วชาร์จแบตเตอรี่ ซึ่งการอัดประจุแบตเตอรี่นั้นจะส่งผลต่ออายุการใช้งาน และความปลอดภัยของแบตเตอรี่ด้วย

5.2.7 ระบบการทำงานของแบตเตอรี่ (Battery Subsystem Design Requirements)

ในระบบกักเก็บพลังงานนั้น ระบบแบตเตอรี่เป็นองค์ประกอบสำคัญ ซึ่งประกอบด้วยองค์ประกอบหลายส่วน ดังต่อไปนี้

- เซลล์ไฟฟ้าเคมี (Electrochemical Cells)

  เซลล์ไฟฟ้าเคมีของระบบกักเก็บพลังงานนั้น โดยทั่วไปหมายถึงแบตเตอรี่และแบตเตอรี่ในระบบกักเก็บพลังงานต้องระบุอายุการใช้งาน และกำหนดการเปลี่ยนแบตเตอรี่ที่ชัดเจน รวมถึงในการออกแบบต้องคำนึงถึงวัสดุในการติดตั้ง หรือปกคลุมที่ไม่ติดไฟ และทนทานความเครียดทางกล ทั้งนี้ต้องมีการพิจารณาการสั่นสะเทือน และแผ่นดินไหวด้วย โดยทั่วไปแล้วอุณหภูมิเหมาะสมสำหรับแบตเตอรี่ควรอยู่ที่ประมาณ 20 องศาเซลเซียส ถึง 25 องศาเซลเซียส อย่างไรก็ตามอุณหภูมิที่เหมาะสมขึ้นอยู่กับประเภท และชนิดของแบตเตอรี่ หากอุณหภูมิบริเวณพื้นที่ใช้งานของแบตเตอรี่ต่ำกว่าอุณหภูมิที่เหมาะสมจะทำให้ความจุของแบตเตอรี่ลดลง และหากอุณหภูมิบริเวณพื้นที่ใช้งานของแบตเตอรี่สูงกว่าอุณหภูมิที่เหมาะสมจะทำให้อายุการใช้งานของแบตเตอรี่สั้นลง และอาจทำให้เกิดเหตุการณ์ความร้อนเกินพิกัด (Thermal runaway)

- ระบบกักเก็บพลังงาน(Storage System)

  ระบบกักเก็บพลังงานอาจจะประกอบด้วยแบตเตอรี่หลายชุด ทั้งนี้หากแบตเตอรี่มากกว่า 1 ชุด ต้องมีการพิจารณารูปแบบการต่อแบตเตอรี่ว่าจะเป็นการต่อประเภท ขนาน หรืออนุกรม เพื่อให้ได้ถึงความจุ และกำลังไฟฟ้าตามที่ต้องการ และระดับแรงดันไฟฟ้ากระแสตรงของแบตเตอรี่นั้นอาจจะเป็นเท่าใดก็ได้ตามที่ผู้ใช้งานต้องการ ทั้งนี้ในระบบกักเก็บพลังงานควรมีสวิตซ์เซคชั่นนัลล์(Sectionalizing Switch) และสวิตซ์ตัดตอน (Load Break Switches) เพื่อใช้ในกรณีที่จะตัดการจ่ายไฟฟ้าสำหรับการบำรุงรักษา

  ในแบตเตอรี่แต่ละชุดที่เชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้านั้นควรจะประกอบด้วย อุปกรณ์ตัดตอน และอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกิน เช่น ฟิวส์ที่สามารถรองรับได้ทั้งการทำงานในสภาวะปกติ และสภาวะที่เกิดผิดพร่องเกิดขึ้น การทำงานของอุปกรณ์ตัดตอน และอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินต้องมีการตัดวงจรอย่างชัดเจน และสามารถยืนยันได้ว่าไม่มีกระแสไหลอยู่ในภายในชุดการทำงานแบตเตอรี่แล้วทั้งนี้เพื่อความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานที่จะเข้าไปทำการบำรุงรักษา

  อุปกรณ์ป้องกันภายในระบบกักเก็บพลังงานนั้นควรต้องมีการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันแต่ละชุดของแบตเตอรี่โดยเมื่อเกิดความผิดพร่องขึ้นในแบตเตอรี่แต่ละชุดนั้นต้องไม่รบกวนการทำงานซึ่งกัน และกัน ทั้งนี้อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้ากระแสตรงของแบตเตอรี่ ไม่ว่าจะเป็น เซอร์กิตเบรกเกอร์ ฟิวส์ สายไฟ หรืออุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินต่างๆ ควรมีการพิจารณาออกแบบขนาดที่เหมาะสม มีการฉนวนที่ครอบคลุมแรงดันที่ดันแบตเตอรี่ทำงาน และควรมีการเชื่อมต่อลงดินอุปกรณ์ต่างๆ ด้วย เพื่อใช้ในการตรวจจับการลัดวงจรลงดิน

  ระบบกักเก็บพลังงานควรมีระบบติดตาม และแจ้งเตือน(Monitoring and Alarming) เมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติขึ้นในแบตเตอรี่แต่ละชุดเพื่อใช้ในการป้องกันการทำงานที่ผิดพลาดซึ่งอาจก่อให้เกิดความเสียหายแก่แบตเตอรี่ หรือโครงข่ายไฟฟ้า โดยเหตุการณ์ผิดปกติที่ควรได้รับการพิจารณาได้แก่

  - แบตเตอรี่เสื่อมภาพไม่สามารถอัดประจุได้ตามที่กำหนดไว้
  - แบตเตอรี่มีการเปิดวงจร ทั้งในชุดของแบตเตอรี่ หรือ เปิดวงจรที่จุดเชื่อมต่อแบตเตอรี่
  - อุณหภูมิขณะทำงานของแบตเตอรี่แต่ละตัวนั้นเกินกว่าที่กำหนดไว้
  - เกิดการลัดวงจรขึ้นภายในแบตเตอรี่

  นอกจากนี้การออกแบบนั้นควรพิจารณาถึงการจัดวางแบตเตอรี่ โดยควรมีการออกแบบให้สามารถใช้ความหนาแน่นของพลังงานของแบตเตอรี่ได้มากสุด โดยต้องมีการออกแบบให้สามารถทำการเปลี่ยน หรือเคลื่อนย้ายแบตเตอรี่ได้โดยใช้ระยะเวลาไม่นาน และควรมีการสำรองพื้นที่สำหรับการบำรุงรักษาแบตเตอรี่ด้วย

5.2.8 ระบบเชื่อมต่อ (Power Conditioning System Design Requirements: PCS)

ระบบเชื่อมต่อเป็นระบบที่เชื่อมต่อระหว่างวงจรไฟฟ้ากระแสตรง และวงจรไฟฟ้ากระแสสลับของระบบกักเก็บพลังงาน และเป็นส่วนสำคัญในการอัดและคายประจุของแบตเตอรี่ ทั้งนี้ในระบบกักเก็บพลังงานอาจมีระบบเชื่อมต่อมากกว่า 1 ชุดขนานกันได้ และระบบเชื่อมต่อนั้นต้องเป็นอุปกรณ์ที่ไม่มีส่วนเคลื่อนไหว (Non-rotational) ภายในระบบเชื่อมต่อควรมีระบบทำความเย็นที่จะไม่ปล่อยอากาศเสียแก่บรรยากาศข้างเคียง และมีการกรองอากาศเพื่อกรองฝุ่นละอองภายในระบบเชื่อมต่อนอกจากนี้ในการออกแบบควร

พิจารณาร่วมถึงตัวประกอบภาระ (Load Factor)ของระบบเชื่อมต่อ ความสูญเสียภายในระบบเชื่อมต่อ ประสิทธิภาพการใช้งาน และกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบเชื่อมต่อสามารถรองรับได้

- ระบบควบคุม และป้องกันของระบบเชื่อมต่อ (Power Conditioning System Protection and Control)

  ระบบควบคุม และป้องกันของระบบเชื่อมต่อนั้นต้องสามารถรองรับการทำงานหลายประเภทได้ ไม่ว่าจะเป็นการทำงานเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นในระบบกักเก็บพลังงาน รวมถึงความผิดปกติในระบบเชื่อมต่อด้วย โดยการผิดปกติทั้งหมดนั้นควรได้รับการกำจัดโดยอุปกรณ์ป้องกันกระแสเกินของระบบเชื่อมต่อ การป้องกันตัวเอง (Self-protection) การเชื่อมต่อระบบกักเก็บพลังงานเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า (Synchronizing and paralleling) และการปลดตัวเองออกจากโครงข่ายไฟฟ้า ระบบควบคุมของระบบเชื่อมต่อนั้นต้องเชื่อมต่อเข้ากับระบบควบคุมทั้งหมดภายในระบบกักเก็บพลังงานโดยในการออกแบบระบบป้องกันของระบบเชื่อมต่อนั้นต้องมีการออกมีการทำงานที่ปลอดภัย มีความเชื่อถือได้ที่สูง ที่การตัดวงจรที่น้อยที่สุด มีการจัดลำดับการทำงานของอุปกรณ์ป้องกันภายในระบบกักเก็บพลังงานทั้งหมดด้วย

- ระบบเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า (Power Conditioning System AC Interface with Utility Host Equipment)

  ในการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้านั้นปัจจัยที่สำคัญสองประการที่ต้องคำนึงถึงคือ ฮาร์มอนิคของโครงข่ายไฟฟ้า และระดับแรงดัน โดยการเชื่อมต่อระบบกักเก็บพลังงานนั้นฮาร์มอนิค และระดับแรงดันของโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อต้องเป็นไปตามที่มาตรฐานของการไฟฟ้ากำหนดไว้ โดยอาจใช้หม้อแปลง ณ จุดเชื่อมต่อในการช่วยลดฮาร์มอนิคในโครงข่ายไฟฟ้า

  ระบบเชื่อมต่อนั้นต้องมีการกำหนดให้ขณะที่จะทำการบำรุงรักษานั้นมีการปลดระบบเชื่อมต่อออกจากระบบทั้งทางฝั่งไฟฟ้ากระแสตรง และไฟฟ้ากระแสสลับ ต้องมีการระบุจุดที่ทำการแยกอย่างชัดเจน และมีการอุปกรณ์เพื่อใช้สำหรับการดิสชาร์จก่อนทำการบำรุงรักษา นอกจากนี้ระบบเชื่อมต่อควรมีการออกแบบเพื่อรองรับ แรงดันตก หรือเหตุการณ์ความผิดปกติที่เกิดจากโครงข่ายไฟฟ้าด้วย

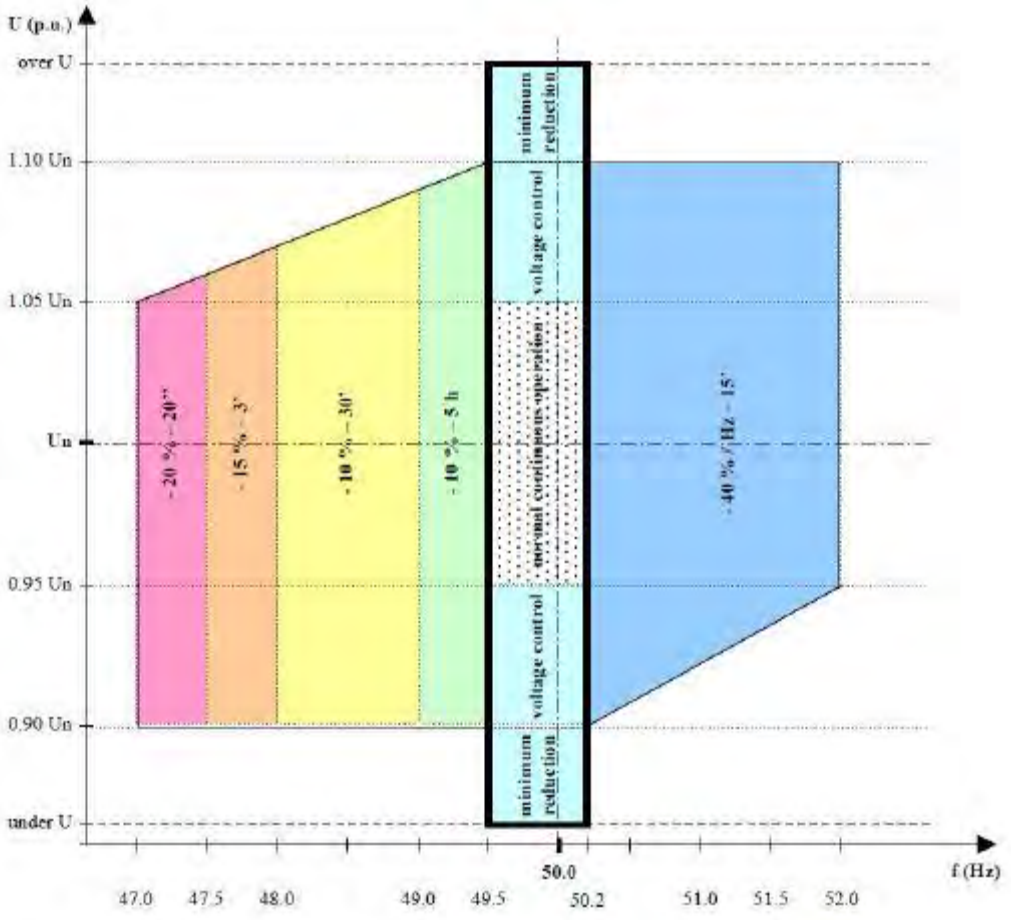
- การรบกวนทางแม่เหล็กไฟฟ้า (Electromagnetic Interference)

  ระบบเชื่อมต่อควรออกแบบให้ไม่เกิดการรบกวนทางแม่เหล็กไฟฟ้า อันจะนำมาซึ่งการทำงานที่ผิดพลาดของอุปกรณ์ที่ใช้ในการวัด การสื่อสาร หรืออุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ต่างๆ ภายในระบบกักเก็บพลังงาน หรือโครงข่ายไฟฟ้า

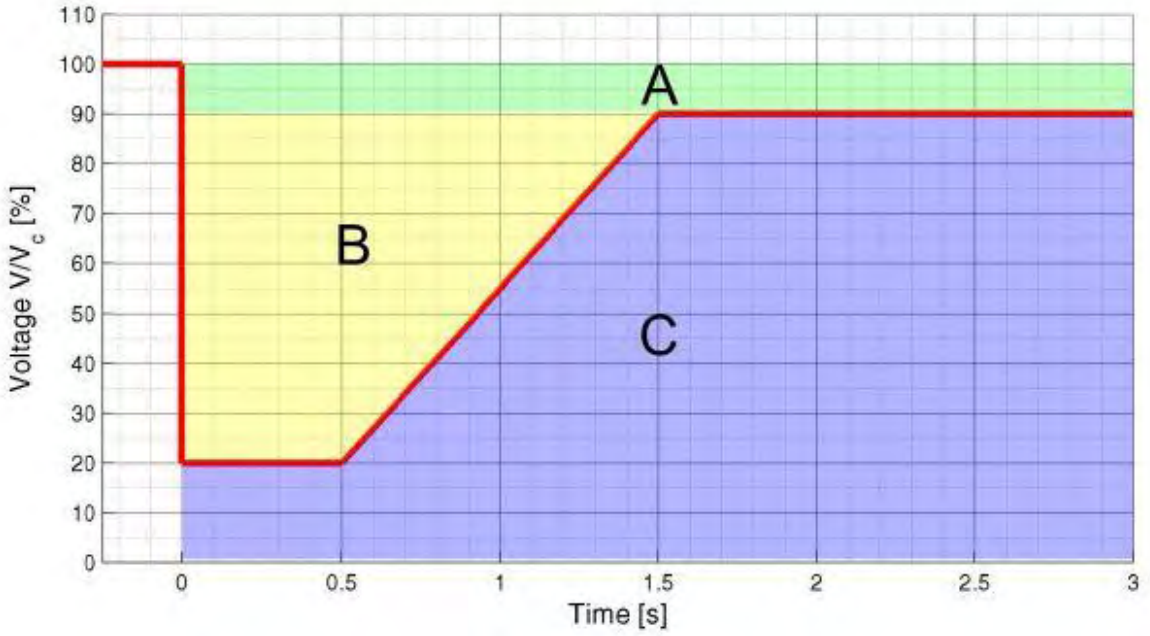
- การแยกตัวอิสระ (Islanding)

  ระบบเชื่อมต่อควรมีการออกแบบเพื่อรองรับการแยกตัวอิสระของระบบกักเก็บพลังงาน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้ใช้งาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในยุโรปนั้นควรจะมีการออกแบบเพื่อให้รองรับข้ามผ่านการลัดวงจร (Fault ride through) แสดงดังรูปที่ 5.3 และ 5.4โดยหากมีระบบกักเก็บพลังงานเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้าเดียวกันมาก 1 ระบบ ควรจะมีการตรวจจับว่า

ระบบกักเก็บพลังงานที่ทำการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้านั้นระบบใดบ้างมีการแยกตัวอิสระ หรือระบบได้มีการเชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้าอยู่ รวมไปถึงควรมีการพิจารณาร่วมไปถึงการทำงานของอินเวอร์เตอร์ว่ามีการทำงานที่สอดคล้องกับระบบกักเก็บพลังงาน และโครงข่ายไฟฟ้าหรือไม่



รูปที่ 5.3 : การทำงานของระบบเชื่อมต่อในภาวะปกติ



รูปที่ 5.4 : การทำงานของระบบเชื่อมต่อในภาวะที่เกิดการลัดวงจร

5.2.9 ระบบไฟฟ้ากระแสสลับ (AC System)

ระบบไฟฟ้ากระแสสลับของระบบกักเก็บพลังงานนั้นหมายถึงอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้สำหรับการเชื่อมต่อระบบกักเก็บพลังงานกับโครงข่ายไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อ ซึ่งรวมถึง อุปกรณ์ตัดตอน บัสบาร์ สายเคเบิ้ล อุปกรณ์เชื่อมต่อ หม้อแปลง และอุปกรณ์ป้องกันต่างๆซึ่งควรพิจารณาถึงกระแสอินรัชที่เกิดขึ้นขณะที่ระบบกักเก็บพลังงานเริ่มเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้าด้วย

5.2.10 ระบบไฟฟ้าสนับสนุน (Auxiliary Power)

ระบบไฟฟ้าสนับสนุนของระบบกักเก็บพลังงาน คือ ระบบไฟฟ้าที่ใช้สำหรับจ่ายไฟให้อุปกรณ์เสริม เช่น ระบบแสงสว่าง พัดลมปรับอากาศ และอุปกรณ์อื่นๆ ที่ไม่ใช่อุปกรณ์หลักของระบบกักเก็บพลังงาน โดยระบบไฟฟ้าเสริมนี้อาจจะรับไฟจากหม้อแปลงของระบบเชื่อมต่อ หรือรับจากการไฟฟ้าก็ได้ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับการออกแบบ ระบบไฟฟ้าเสริมประกอบด้วย หม้อแปลงแรงดันลง (Step-down transformer) เซอร์กิตเบรกเกอร์ ฟิวส์ สตาร์ทเตอร์ รีเลย์ ตู้จ่ายไฟ และอื่นๆ ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำหรับการสนับสนุนการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน และระบบไฟฟ้าเสริมควรมี หม้อแปลงแรงดัน(Voltage Transformer) และหม้อแปลงกระแส (Current Transformer) แยกออกมาโดยเฉพาะสำหรับระบบไฟฟ้าเสริม ไม่เกี่ยวข้องกับการทำงานของระบบเชื่อมต่อ หรือ การไหลของกำลังไฟฟ้าภายในแบตเตอรี่ ประการสำคัญคือ ระบบไฟฟ้าเสริมนั้นต้องทำงานไม่ว่าจะเป็นการทำงานในภาวะปกติ หรือการทำงานในภาวะฉุกเฉิน ระบบไฟฟ้าสนับสนุนควรมีแหล่งพลังงานสำรองสำหรับการทำงานในกรณีใดๆ ก็ตาม

5.2.11 ระบบควบคุมและสื่อสาร (Control and Communications)

ระบบควบคุมของระบบกักเก็บพลังงานนั้นต้องออกแบบเพื่อรองรับกับการทำงานในทุกรูปแบบของการประยุกต์การใช้งาน (System Use Cases) และทุกเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ซึ่งต้องสามารถควบคุมได้ทั้ง

ระยะใกล้ ระยะไกล และควบคุมได้ทั้งรูปแบบอัตโนมัติ และควบคุมด้วยมือ โดยฟังก์ชันในการควบคุมนี้จะเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 61850ซึ่งกล่าวถึงฟังก์ชัน และโหมดการควบคุมการทำงานของแหล่งกำเนิดไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้สำหรับโปรโตคอลการสื่อสารนั้นควรเป็นไปตามมาตรฐาน IEEE 1815-2010, Standard for Electrical Power Communications – Distributed Network Protocol (DNP3) ซึ่งกล่าวถึงการสื่อสาร หรือการเชื่อมโยงระหว่างฟังก์ชันการทำงานต่างๆ ตามมาตรฐาน IEC 61850 ทั้งนี้หากระบบกักเก็บพลังงานมีฟังก์ชันนอกเหนือจากที่กล่าวไว้ในมาตรฐาน IEC 61850 นั้นควรมีการระบุที่ชัดเจนและมีการพิจารณาความเข้ากันได้ของอุปกรณ์ต่างๆ ภายในระบบกักเก็บพลังงานด้วย ตารางที่ 5.5 แสดงฟังก์ชันการทำงานที่ระบบกักเก็บพลังงานควรรองรับ

ตารางที่ 5.5 : ฟังก์ชันการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน

ฟังก์ชันการทำงาน	รายละเอียด	ข้อกำหนด/มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง
ฟังก์ชันการบริหารการอัด และคายประจุ (CF1: Direct Charge/discharge management mode)	การสั่งการระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าให้อัด หรือคายประจุเพื่อประยุกต์การใช้งานรูปแบบต่างๆ เช่น การจำกัดโหลด (Peak limiting) การควบคุมความถี่ เป็นต้น โดยฟังก์ชันนี้อาจสั่งการร่วมกับระบบ Distribution Management System หรือสั่งการจากสถานีไฟฟ้า หรือสั่งการจากระบบอื่นข้างเคียงก็เป็นได้	-รายงาน EPRI 1023056 - มาตรฐาน IEC 61850-90-7 -โปรโตคอลการเชื่อมโยง DNP3
ฟังก์ชันการบริหารการอัดและคายประจุตามที่กำหนด (CF2: Scheduled charge/discharge management mode)	การกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้ามีการอัด หรือคายประจุตามช่วงเวลาที่กำหนด เป็นการวางแผนการทำงานไว้ล่วงหน้าการทำงานรูปแบบนี้มีลักษณะคล้ายกับการบริหารการอัด และคายประจุแบบทั่วไป แต่จะแตกต่างที่การอัด และคายประจุนั้นจะถูกกำหนดช่วงเวลาไว้ล่วงหน้า อาจจะเป็นรายวัน รายสัปดาห์ หรือรายเดือน ทั้งนี้ฟังก์ชันนี้จะใช้เพื่อที่ระบบกักเก็บพลังงานสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง แม้ขาดการสื่อสาร หรือสั่งการจากศูนย์ควบคุม ฟังก์ชันนี้จึงไม่เหมาะการประยุกต์การใช้งานกับเหตุการณ์ที่ไม่สามารถคาดเดาได้	-รายงาน EPRI 1023056 - มาตรฐาน IEC 61850-90-7 - โปรโตคอลการเชื่อมโยง DNP3
ฟังก์ชันการควบคุมแรงดัน และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟอัตโนมัติ (CF3: Autonomous volt-VAR mode)	การควบคุมให้ระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้ารับ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ เพื่อใช้ระบบกักเก็บพลังงานควบคุมแรงดัน และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟให้เป็นไปตามโครงข่ายไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ	-รายงาน EPRI 1023056 - มาตรฐาน IEC 61850-90-7 - โปรโตคอลการเชื่อมโยง DNP3
ฟังก์ชันตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ (CF4: Constant Power Factor Mode)	การควบคุมให้ระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้ารับ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟตามตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่กำหนด	-รายงาน EPRI 1023056 - มาตรฐาน IEC 61850-90-7 - โปรโตคอลการเชื่อมโยง DNP3
ฟังก์ชันการควบคุมความถี่อัตโนมัติ (CF5: Autonomous frequency-watt mode)	การควบคุมระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าให้รับ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้าเพื่อใช้ในการควบคุมความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ภายในเกณฑ์โดยอัตโนมัติ	-รายงาน EPRI 1023056 - มาตรฐาน IEC 61850-90-7

ฟังก์ชันการทำงาน	รายละเอียด	ข้อกำหนด/มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง
ฟังก์ชันการควบคุมแรงดัน และกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ (CF6: Autonomous volt-watt mode)	การควบคุมระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าให้รับ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ เพื่อใช้ในการควบคุมแรงดันไฟฟ้าฟังก์ชันการทำงานนี้มีลักษณะใกล้เคียงกับฟังก์ชันการควบคุมความถี่ เพียงแต่จะเป็นการควบคุมระบบกักเก็บพลังงานให้มีการเปลี่ยนแปลงแรงดันตามแรงดันของโครงข่ายไฟฟ้าอย่างอัตโนมัติ และสัมพันธ์กับการทำงานของฟังก์ชันการควบคุมแรงดัน และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟอัตโนมัติ	-รายงาน EPRI 1023056 - มาตรฐาน IEC 61850-90-7
ฟังก์ชันการจำกัดกำลังไฟฟ้า (CF7: Peak limiting mode)	การจำกัดกำลังไฟฟ้าจริงของระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้า ให้ไม่จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงเกินตามค่าที่กำหนดไว้	-รายงาน EPRI 1023056
ฟังก์ชันการติดตามความต้องการ และกำลังผลิตไฟฟ้า (CF8: Loading/generation-following mode)	การควบคุมกำลังไฟฟ้าแอคทีฟของระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าเพื่อให้เปลี่ยนไปตามกำลังการผลิต หรือโหลดของโครงข่ายไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ	-รายงาน EPRI 1023056
ฟังก์ชันการทำให้กำลังไฟฟ้าแอคทีฟเรียบ (CF9: Power smoothing mode)	การควบคุมกำลังไฟฟ้าแอคทีฟที่รับ หรือจ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้า ให้มีค่าตรงกับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ ณ จุดที่ทำการวัด	-รายงาน EPRI 1023056
ฟังก์ชันการตอบสนองของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (CF10: Dynamic reactive current support mode)	การควบคุมกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟของระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าให้มีการรับ หรือจ่าย เพื่อให้มีการเปลี่ยนแปลงแรงดันของโครงข่ายไฟฟ้าตามที่กำหนด	-รายงาน EPRI 1023056 - มาตรฐาน IEC 61850-90-7
ฟังก์ชันการตอบสนองของกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ (CF11: Dynamic volt-watt mode)	การควบคุมกำลังไฟฟ้าแอคทีฟของระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าให้มีการรับ หรือจ่าย เพื่อให้มีการเปลี่ยนแปลงแรงดันของโครงข่ายไฟฟ้าตามที่กำหนด	-รายงาน EPRI 1023056
ฟังก์ชันการควบคุมการเชื่อมต่อ หรือปลดออกจากโครงข่ายไฟฟ้า (CF12: Managed connect/disconnect function)	การควบคุมการเขื่อมต่อ หรือปลดตัวออกจากโครงข่ายไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้า ซึ่งการปลดออกจากโครงข่ายไฟฟ้านั้นต้องเป็นไปตามหลักการดังนี้	-รายงาน EPRI 1023056 - มาตรฐาน IEC 61850-90-7 - การเชื่อมโยง DNP3

ฟังก์ชันการทำงาน	รายละเอียด	ข้อกำหนด/มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง
	- เซอร์กิตเบรกเกอร์ของระบบกักเก็บพลังงานส่วนที่เป็นไฟฟ้ากระแสตรงต้องทำการปลดตัวออกจากระบบ - ระบบควบคุม และกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานต้องไม่มีส่วนที่จ่ายไฟฟ้าอยู่	
ฟังก์ชันการปรับเวลา (CF13: Time adjustment)	การตั้งค่า หรือปรับเวลาในการทำงานภายในระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้า	-รายงาน EPRI 1023056 - มาตรฐาน IEC 61850-90-7 - การเชื่อมโยง DNP3

การเชื่อมโยงฟังก์ชันต่างๆ ร่วมกับการประยุกต์การใช้งาน

จากฟังก์ชันต่างๆ ที่ได้กล่าวไปในหัวข้อที่แล้วนั้นสามารถนำมาประยุกต์การใช้งานตามรูปแบบการใช้งานที่ได้นำเสนอในตารางที่ 5.5 ได้ดังตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 : ฟังก์ชันการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานกับการประยุกต์การใช้งานรูปแบบต่างๆ

การประยุกต์การใช้งาน	ฟังก์ชันที่สนับสนุน
การจัดการความต้องการการใช้ไฟฟ้า (Peak Management) -กำลังไฟฟ้าคงที่(Constant Power)	ระบบกักเก็บพลังงานสามารถประยุกต์การใช้งานรูปแบบการจัดการความต้องการการใช้ไฟฟ้า ที่ให้กำลังไฟฟ้าคงที่ ผ่านการใช้งาน3 ฟังก์ชัน ได้แก่ - ฟังก์ชันการบริหารการอัด และคายประจุ (CF1) ให้ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายกำลังไฟฟ้าตามที่ต้องการ - ฟังก์ชันการบริหารการอัดและคายประจุตามที่กำหนด (CF2) ให้ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายกำลังไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ล่วงหน้า - ฟังก์ชันการติดตามความต้องการ และกำลังผลิตไฟฟ้า(CF8) .ให้ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายหรือรับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟชดเชยโหลด หรือกำลังการผลิต เกินหรือต่ำกว่าขอบเขที่กำหนด
การจัดการความต้องการการใช้ไฟฟ้า (Peak Management) -การจำกัดความต้องการการใช้ไฟฟ้า (Peak Limiting)	ระบบกักเก็บพลังงานสามารถประยุกต์การใช้งานรูปแบบการจัดการความต้องการการใช้ไฟฟ้า ที่ต้องการจำกัดความต้องการการใช้ไฟฟ้า ผ่านการใช้งานฟังก์ชันการจำกัดกำลังไฟฟ้า (CF7)
กำลังผลิตสำรอง (Spinning Reserve)	ระบบกักเก็บพลังงานสามารถประยุกต์การใช้งานรูปแบบกำลังผลิตสำรอง ผ่านการใช้งานฟังก์ชันการบริหารการอัด และคายประจุ (CF1) ให้ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายกำลังไฟฟ้าตามที่ต้องการ
การชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ และควบคุมแรงดัน (VAR Compensation and Voltage Support)	ระบบกักเก็บพลังงานสามารถประยุกต์การใช้งานรูปแบบการชดเชยกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟและควบคุมแรงดัน ผ่านการใช้งาน 2 ฟังก์ชัน ได้แก่ - ฟังก์ชันตัวประกอบกำลังไฟฟ้าคงที่ (CF4) ให้ระบบกักเก็บพลังงานจ่าย หรือรับกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟตามค่าตัวประกอบกำลังที่กำหนด - ฟังก์ชันการควบคุมแรงดัน และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟอัตโนมัติ (CF3) ให้ระบบกักเก็บพลังงานควบคุมแรงดัน และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟให้เป็นไปตามโครงข่ายไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ โดยทั้ง 2 ฟังก์ชันนี้ต้องทำงานร่วมกับ ฟังก์ชันการควบคุมแรงดัน และกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ (CF6) ซึ่งใช้กำหนดกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟที่ระบบกักเก็บพลังงาน รับหรือจ่ายได้

การประยุกต์การใช้งาน	ฟังก์ชันที่สนับสนุน
การควบคุมความถี่(Frequency Regulation)	ระบบกักเก็บพลังงานสามารถประยุกต์การใช้งานรูปแบบการควบคุมความถี่ ผ่านการใช้งาน 2 ฟังก์ชัน ได้แก่ - ฟังก์ชันการบริหารการอัด และคายประจุ (CF1) ให้ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายกำลังไฟฟ้าแอคทีฟเพื่อควบคุมความถี่ไฟฟ้า - ฟังก์ชันการควบคุมความถี่อัตโนมัติ(CF5) ให้ระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้ารับ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ เพื่อใช้ในการควบคุมความถี่ไฟฟ้าให้อยู่ภายในเกณฑ์ที่กำหนดตามโครงข่ายไฟฟ้า โดยอัตโนมัติ
การชดเชยความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน (Intermittent Resource Support) - การควบคุมแรงดันกระเพื่อม (Voltage Flicker Control)	ระบบกักเก็บพลังงานสามารถประยุกต์การใช้งานรูปแบบการชดเชยความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน ที่ต้องการควบคุมแรงดันกระเพื่อม ผ่านการใช้งาน 3 ฟังก์ชัน ได้แก่ - ฟังก์ชันการตอบสนองของกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (CF10) ให้ระบบกักเก็บพลังงานรับ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ ให้มีแรงดันไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงตามที่ต้องการ - ฟังก์ชันการตอบสนองของกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ (CF11) ให้ระบบกักเก็บพลังงานรับ หรือจ่ายกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ ให้มีแรงดันไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงตามที่ต้องการ - ฟังก์ชันการทำให้กำลังไฟฟ้าแอคทีฟเรียบ (CF9) ให้ระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้า ให้มีค่าตรงกับกำลังไฟฟ้าแอคทีฟ ณ จุดที่ทำการวัด
การชดเชยความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน (Intermittent Resource Support) - การควบคุมการเปลี่ยนของกำลังการผลิตไฟฟ้า (Ramp Rate Control)	ระบบกักเก็บพลังงานสามารถประยุกต์การใช้งานรูปแบบการชดเชยความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน ที่ต้องการควบคุมการเปลี่ยนแปลงของกำลังการผลิตไฟฟ้า ผ่านการใช้งานฟังก์ชันการทำให้กำลังไฟฟ้าแอคทีฟเรียบ (CF9)
การชดเชยความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน (Intermittent Resource Support) - การชดเชยความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้า (Generation-following)	ระบบกักเก็บพลังงานสามารถประยุกต์การใช้งานรูปแบบการชดเชยความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน ที่ต้องการการชดเชยความไม่แน่นอนของกำลังการผลิตไฟฟ้า ผ่านการใช้งานฟังก์ชันการติดตามความต้องการ และกำลังผลิตไฟฟ้า (CF8) เพื่อให้เปลี่ยนไปตามกำลังการผลิต หรือโหลดของโครงข่ายไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

5.2.12 ระบบการต่อลงดิน (Grounding)

อุปกรณ์ต่างที่เป็นโลหะทุกชนิดภายในระบบกักเก็บพลังงานต้องมีการเชื่อมต่อลงดิน และทำการเชื่อมต่อร่วมกับระบบการต่อลงดินของสถานีไฟฟ้าเดิมที่ติดตั้งอยู่ ระบบการต่อลงดินนี้ต้องมีการออกแบบที่เหมาะสม ซึ่งสามารถตรวจพบ และกำจัดการลัดวงจรลงดินที่เกิดขึ้นได้ ระบบการต่อลงดินต้องไม่ทำให้เกิดแรงดันเกิน เกินกว่าพิกัดของอุปกรณ์

5.2.13 วิศวกรรมโยธาและโครงสร้าง (Civil/Structural)

อุปกรณ์ และโครงสร้างต่างๆ ภายในระบบกักเก็บพลังงานนั้นควรมีการออกแบบโดยคำนึงถึงการทนทานต่อการเคลื่อนไหว การเคลื่อนย้าย หรือต่อเหตุการณ์ต่างๆ ที่จะส่งผลกระทบต่อโครงสร้างของอุปกรณ์ อาทิเช่น อาคาร หรือโครงสร้างภายในระบบกักเก็บพลังงานควรมีการออกแบบให้รองรับต่อเหตุการณ์แผ่นดินไหวได้สำหรับบางพื้นที่ นอกจากนี้ควรมีการพิจารณาถึงอายุการใช้งานของอุปกรณ์ต่างๆ รวมถึงกันป้องกันสนิม และการกัดกร่อนสำหรับอุปกรณ์ที่เป็นโลหะ

พื้นดินบริเวณที่ใช้สำหรับระบบกักเก็บพลังงานควรรองรับการสไลด์ตัวของดิน และสามารถรองรับน้ำหนักสำหรับการขนส่งอุปกรณ์ หรือการเคลื่อนไหวต่างๆ

5.2.14 เสียงรบกวน (Noise Levels)

บริเวณสถานที่ตั้งของระบบกักเก็บพลังงานควรจะมีการกำหนดเสียงรบกวนที่เกิดจากระบบกักเก็บพลังงานให้อยู่ในมาตรฐาน หรือข้อบังคับของในแต่ละพื้นที่ ไม่ควรก่อให้เกิดเสียงรบกวนต่อชุมชน

5.2.15 ระบบป้องกันอัคคีภัย (Fire Protection)

ในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานต้องมีการติดตั้งระบบอัคคีภัยที่ได้ตรงตามข้อกำหนดมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ซึ่งรวมถึงวัสดุที่ใช้งานภายในระบบกักเก็บพลังงานควรเป็นวัสดุที่ไม่ติดไฟ ทั้งนี้ในกรณีที่เป็นระบบกักเก็บพลังงานประเภทตู้คอนเทนเนอร์นั้นควรจะพิจารณาระบบอัคคีภัยที่สามารถดับไฟภายในตู้คอนเทนเนอร์โดยไม่จำเป็นต้องเปิดออกมาสู่ภายนอก นอกจากนี้ยังควรพิจารณาถึงระบบการแจ้งเตือนอัคคีภัย (Fire alarm protection) ด้วย

5.2.16 อุปกรณ์และอะไหล่สำรอง (Spare Parts and Equipment)

ในการออกแบบระบบกักเก็บพลังงานนั้นควรมีการพิจารณาถึงชิ้นส่วนอะไหล่ และอุปกรณ์สำรองในกรณีที่หากมิอุปกรณ์ใดชำรุด หรือเสียหาย โดยการพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุนนั้นควรพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ด้วย

5.3 ตัวอย่างโครงการออกแบบ และก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงาน

ปัจจุบันนี้ โครงการออกแบบ และก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าประเภทแบตเตอรี่นั้นกำลังขยายตัว และมีโครงการเพิ่มขึ้นเป็นจำนวนมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศสหรัฐอเมริกา และจีน อ้างอิงจาก www.energystorageexchange.org ปัจจุบันนี้โครงการระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ทั้งโลกนั้นมีทั้งสิ้น 639 โครงการ คิดเป็นขนาดกำลังไฟฟ้าพิกัดรวม 1.45 GW โดยแบ่งเป็นโครงการที่ได้รับการใช้งานแล้ว 381 โครงการ อยู่ระหว่างการซ่อมบำรุง 4 โครงการ อยู่ระหว่างการก่อสร้าง 133 ปลด

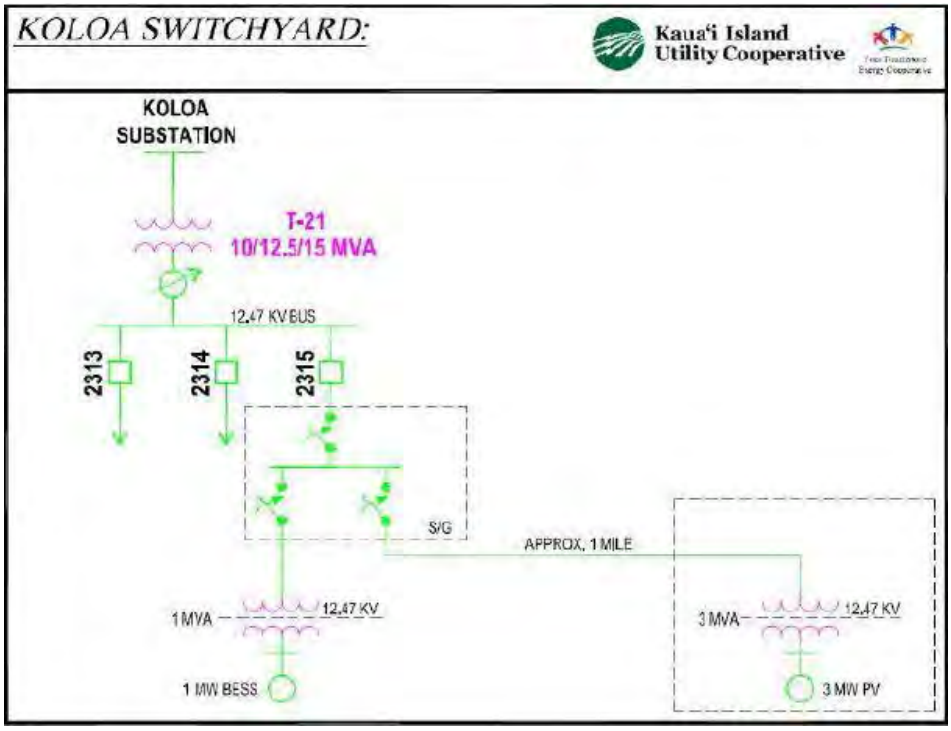
ประจำการใช้งาน 21 โครงการ อยู่ระหว่างการเจรจา 40 โครงการ และโครงการที่พึ่งประกาศอีก 60 โครงการ ทั้งนี้ ในรายงานฉบับนี้ได้นำเสนอตัวอย่างโครงการระบบกักเก็บพลังงานบนเกาะคาวายอี (The Island of Kaua'i) ประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งถูกนำเสนอใน รายงาน DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA ของ Sandia National Laboratories

5.3.1 รายละเอียดโครงการเบื้องต้น

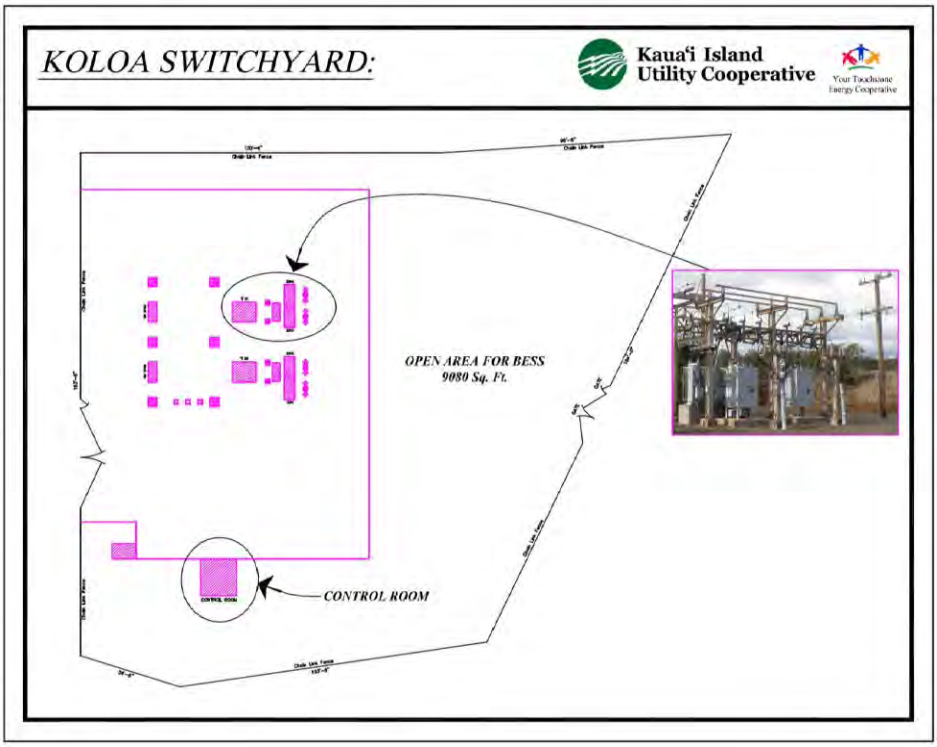
เกาะคาวายอี เป็นเกาะขนาดใหญ่เป็นอันดับ 4 ในบรรดาหมู่เกาะฮาวาย ประกอบด้วยประชากรประมาณ 65,000 ราย ซึ่งโดยส่วนใหญ่จะประกอบอาชีพด้านเกษตรกรรม และการท่องเที่ยว เกาะคาวายอีนั้นหน่วยงานที่ให้บริการด้านพลังงานไฟฟ้าคือ Kaua'i Island Utility Cooperative : KIUC ซึ่งดำเนินการควบคุมทั้งระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย ทั้งนี้เกาะคาวายอีนั้นมีความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ 78 MW สถานีไฟฟ้าทั้งสิ้น 13 สถานี และแหล่งผลิตไฟฟ้า 3 แห่ง

เกาะคาวายอีถูกเลือกเป็นสถานที่ในการทดสอบระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้า เนื่องด้วยเป็นระบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยระบบกักเก็บพลังงานบนเกาะคาวายอีนั้นมีการใช้งานเพื่อใช้ในการลดความไม่แน่นอนของแหล่งกำเนิดพลังงานหมุนเวียน และลดผลกระทบที่เกิดขึ้นกับการเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า

KIUC ได้เลือกที่จะติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าโคโลอาซึ่งเป็นสถานีไฟฟ้าระดับแรงดัน 12.47 kV ความต้องการการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ 9.4 MW ระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้านี้มีวัตถุประสงค์เพื่อลดความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาด 3 MW, ควบคุมแรงดันไฟฟ้า, เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และควบคุมความถี่ ทั้งนี้โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์นั้นอยู่ห่างจากสถานีไฟฟ้าโคโลอาประมาณ 1 ไมล์ และเชื่อมต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้าที่แรงดัน 12.47 kV โดยSingle Line Diagram ดังรูปที่ 5.6 และพื้นที่ในการติดตั้งโครงการขนาดประมาณ 844 ตารางเมตรดังรูปที่ 5.7 และ 5.8



รูปที่ 5.6 : Single Line Diagram ของระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าโคโลอา



รูปที่ 5.7 : ขนาดพื้นที่ในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานบริเวณสถานีไฟฟ้าโคโลอา

รูปที่ 5.8 : พื้นที่ในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานบริเวณสถานีไฟฟ้าโคโลอา

5.3.2 ข้อมูลการออกแบบ

สถานที่ตั้งบนสถานีไฟฟ้าโคโลอานั้นมีอุณหภูมิโดยประมาณ 55 – 100 องศาฟาเรนไฮต์ และอยู่บนพื้นที่แผ่นดินไหวระดับที่ 1 โดยมีการใช้งานที่ระดับแรงดัน 12.47 kV ความถี่ไฟฟ้าที่ 60 Hertz

- ระดับเสียงรบกวน

  ระดับเสียงรบกวนที่เกิดจากสถานีไฟฟ้าโคโลอา และระบบกักเก็บพลังงานนั้นต้องไม่เกิน 65 เดซิเบลในระยะ 50 Feet โดยรอบของสถานีไฟฟ้าโคโลอา

- ลักษณะของระบบกักเก็บพลังงาน

  ระบบกักเก็บพลังงานมีขนาดพิกัดระหว่าง1000 kW/1000 kWh – 1500 kW/1000 kWh โดยมีระยะเวลาการคายประจุที่ขนาดพิกัด 30 นาที และทำการคายประจุ 1 ครั้งต่อสัปดาห์โดยมีการคายประจุ 70% ของขนาดพิกัด ซึ่งใช้เวลาประมาณ 2 นาที และเกิดขึ้น 50 ครั้งใน 1 วัน

- รูปแบบการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน

  - ใช้ควบคุมกำลังไฟฟ้าที่รับ หรือจ่ายจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ให้ไม่รบกวนเสถียรภาพหรือความมั่นคงของระบบไฟฟ้า KIUC โดยจะทำงานอัตโนมัติเมื่อได้รับสัญญาณจาก หม้อแปลงกระแส และหม้อแปลงแรงดันที่ทำการติดตั้ง

    - ใช้เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้าสำรอง ในช่วงเวลาที่ต้องการ
    - Automatic Scheduling
    - Automatic Generation Control
    - Power System Stabilizer
    - VAR Support
    - SCADA Integration

บทที่ 6
การวิเคราะห์ความเหมาะสมของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

จากแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่นำเสนอในบทที่ 3 ทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอผลกระทบของการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งผลการประเมินแสดงให้เห็นว่าการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามเป้าหมายการส่งเสริมนั้น อาจทำให้เกิดปัญหาการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งปัญหาดังกล่าวเกิดขึ้นเนื่องจากลักษณะเฉพาะของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้ (Partial Unpredictability) และไม่สามารถควบคุมการผันแปรได้ (Non-controllable Variability) เมื่อพิจารณาในเชิงของการเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบหลังจากพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว จะพบว่า การเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่ กฟผ. ต้องจัดการ มีค่าเพิ่มมากขึ้น ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบ จะทำให้ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าจะต้องคำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของกำลังการผลิตในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มอีกปัจจัยหนึ่งด้วย ทั้งนี้ ในอดีตผู้ควบคุมระบบสามารถควบคุมระบบไฟฟ้าจะพิจารณาเฉพาะการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่เกิดจากความไม่แน่นอนในการพยากรณ์ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวเท่านั้น ดังนั้น การส่งเสริมให้มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงอาจเพิ่มความท้าทายในการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าในอนาคตของประเทศ

จากการวิเคราะห์เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานประเภทต่างๆ ที่เหมาะสมในการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังที่กล่าวถึงในบทที่ 4 นั้น พบว่า ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System; BESS) ระบบกักเก็บพลังงานชนิดพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydroelectric Storage; PHS) และระบบกักเก็บพลังงานในรูปของก๊าซชีวภาพ (Biogas Tank) เป็นเทคโนโลยีที่สามารถช่วยในการบริหารจัดการความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังพลังงานหมุนเวียนได้ ทั้งนี้ เทคโนโลยีทั้งสามประเภทจะเหมาะสำหรับใช้บรรเทาปัญหาที่เกิดจากการไม่สามารถคาดการณ์ได้ โดยจะทำหน้าที่เป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำรองให้กับระบบไฟฟ้ากำลังในเวลาฉุกเฉินซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนบางส่วนหายไปจากระบบอย่างทันทีทันใด โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาประเภทนี้ เหมาะสมที่จะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งไฟฟ้าแรงสูง อย่างไรก็ดี สำหรับปัญหาความผันแปรของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมซึ่งความผันผวนมีความรวดเร็วอยู่ในระดับวินาที การใช้เทคโนโลยีประเภทแบตเตอรี่จะมีความเหมาะสมที่จะใช้แก้ปัญหามากที่สุด โดยแบตเตอรี่จะทำการเก็บพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เข้าไปเมื่อระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าที่คาดไว้ และจะจ่ายพลังงานไฟฟ้าออกมาชดเชยเมื่อผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าที่คาด ทั้งนี้ การติดตั้งแบตเตอรี่ที่เหมาะสมสำหรับการแก้ปัญหาดังกล่าว ควรจะทำการติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยตรง แสดงดังตัวอย่างรูปที่ 6.1

ในบทนี้คณะผู้วิจัยจะนำเสนอแนวทางการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้าที่มีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง โดยจะเป็นการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานว่าสามารถช่วยในการบริหารจัดการความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้อย่างไร

รูปที่ 6.1 : แนวคิดการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน ขนาด 125 kWh ควบคู่กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ขนาด 1.5 MW ของ Dongtang Electric Company ในประเทศจีน

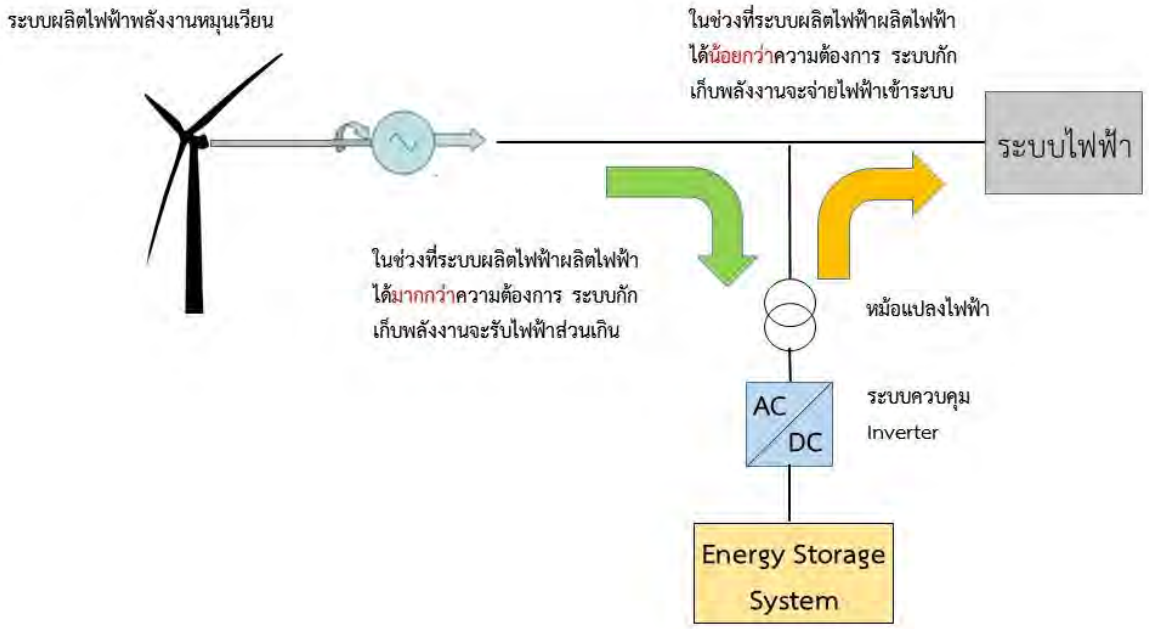
นอกจากแนวทางการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแล้ว ในบทนี้คณะผู้วิจัยจะนำเสนอผลการประเมินการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าย่อยของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ซึ่งการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานทั้ง 2 ส่วนจะมีรายละเอียดที่แตกต่างกันในเชิงเทคนิค การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นจะต้องการระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถเก็บและปล่อยพลังงานไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วเพื่อให้สามารถรองรับกับความผันผวนของต้นกำลังในการผลิตไฟฟ้าได้ แต่ระบบกักเก็บพลังงานดังกล่าวไม่จำเป็นที่จะต้องเก็บหรือจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เป็นเวลานาน ในทางตรงกันข้าม การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าในระบบส่งนั้นมีจุดประสงค์เพื่อเสริมความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จึงต้องการระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถเก็บหรือจ่ายพลังงานได้เป็นเวลานาน แต่อาจไม่จำเป็นต้องการความรวดเร็วในการเก็บหรือปล่อยพลังงาน ในส่วนสุดท้าย ทางคณะผู้วิจัยจะกล่าวถึงผลของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่มีผลกระทบต่อการวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) ในอนาคต

6.1 แนวทางการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้ากำลังที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง

ในหัวข้อนี้ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอแนวทางการวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้าที่มีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จุดประสงค์หลักของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้าก็คือการทำให้ระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นในการบริหารจัดการมากขึ้น ในบางกรณี ระบบไฟฟ้าอาจมีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าที่คาดการณ์ไว้ ระบบกักเก็บพลังงานก็จะช่วยรับปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินนี้แล้วนำมาเก็บไว้ ในทางตรงกันข้ามเมื่อระบบไฟฟ้ามีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่าที่ผู้ดูแลระบบคาดการณ์ไว้ ระบบกักเก็บพลังงานก็จะจ่ายไฟฟ้าชดเชยเข้าสู่ระบบเพื่อให้มีพลังงานไฟฟ้าเพียงพอตามที่คาดการณ์ จากพฤติกรรมดังกล่าวของระบบกักเก็บพลังงาน จะทำให้ผู้ดูแลระบบไฟฟ้าสามารถควบคุมระบบไฟฟ้าให้มีความยืดหยุ่น สามารถลดความไม่แน่นอนและความไม่สม่ำเสมอของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า อีกทั้งยังลดภาระของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ในการปรับเปลี่ยนการผลิตไฟฟ้าตามความไม่แน่นอนของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าอีกด้วย

สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงแล้ว นอกจากความไม่แน่นอนในการพยากรณ์ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้วยังมีความไม่แน่นอนจากการผลิตไฟฟ้าด้วย เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเช่น โรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ หรือโรงไฟฟ้าพลังงานลมพึ่งพาปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมเป็นหลัก ซึ่งไม่สามารถคาดการณ์และควบคุมปัจจัยเหล่านั้นได้ ทำให้ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าต้องบริหารจัดการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ให้สามารถผลิตไฟฟ้าให้สามารถชดเชยกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่มีความไม่แน่นอนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งในบางกรณีสัดส่วนของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ กับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าอาจมีค่าที่แตกต่างกันมาก ทำให้โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ดังกล่าวต้องผลิตไฟฟ้าตามการเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าและความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอัตราการเปลี่ยนแปลงที่สูงมาก และอาจมีความเสี่ยงต่อปัญหาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลัง (Power System Stability Problem) ในภาพรวม การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้าจะช่วยลดผลกระทบของความผันผวนในการควบคุมระบบไฟฟ้าที่มีปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงได้ ทำให้ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าบริหารจัดการปริมาณการผลิตไฟฟ้าได้มีเสถียรภาพยิ่งขึ้น

จากที่กล่าวไปแล้วข้างต้น ระบบกักเก็บพลังงานจะช่วยกักเก็บพลังงานในช่วงที่ระบบไฟฟ้ามีปริมาณการผลิตไฟฟ้ามากเกินความต้องการในระบบ และเมื่อระบบไฟฟ้ามีปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่าการผลิตไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงานก็จะช่วยจ่ายไฟฟ้าชดเชยปริมาณไฟฟ้าดังกล่าว การทำงานของระบบกักเก็บพลังงานสามารถอธิบายได้ดังรูปที่ 6.2 ซึ่งเป็นตัวอย่างของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยระบบกักเก็บพลังงานจะถูกเชื่อมต่อเข้ากับชุดหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อทำหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้เหมาะสมกับระบบไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่และชุดควบคุมอินเวอร์เตอร์ ซึ่งทำหน้าที่ในการแปลงไฟฟ้าจากไฟฟ้ากระแสสลับเป็นไฟฟ้ากระแสตรงเข้ากับชุดแบตเตอรี่



รูปที่ 6.2 : แผนภาพแสดงหลักการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน

จากลักษณะการเชื่อมต่อดังกล่าว ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเมื่อมีการติดตั้งควบคู่กับระบบกักเก็บพลังงานจะทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าและจ่ายเข้าสู่ระบบได้สม่ำเสมอมากขึ้น ดังนั้น ในมุมมองของการไฟฟ้าฯ ในฐานะผู้รับซื้อไฟฟ้าเองก็จะได้รับประโยชน์จากความสม่ำเสมอของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วย ทำให้ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าสามารถวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ได้แม่นยำขึ้น เนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความต่อเนื่องสม่ำเสมอ ซึ่งจะลดภาระของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ที่ใช้ในการควบคุมปรับเปลี่ยนกำลังการผลิตไฟฟ้าให้สมดุลกับโหลดอีกด้วย

จากประโยชน์ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่กล่าวมาข้างต้นนั้น เมื่อผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต้องการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน คำถามที่ตามมาก็คือ ควรติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานชนิดใดและขนาดพิกัดติดตั้งควรมีขนาดเท่าใด

คำตอบสำหรับในประเด็นแรก การติดตั้งอุปกรณ์กักเก็บพลังงานเพื่อลดความผันแปรของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Power Fluctuation) เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ หรือพลังงานลม ควรจะใช้แบตเตอรี่ที่มีการตอบสนองได้อย่างรวดเร็ว และสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้สูงโดยไม่ต้องมีขนาดใหญ่มากนัก ซึ่งแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน (Lithium-Ion Battery) มีคุณสมบัติที่เหมาะสมที่สามารถนำมาใช้ได้ โดยในปัจจุบันก็มีการพัฒนาเทคโนโลยีในการผลิตแบตเตอรี่ดังกล่าวให้มีต้นทุนการผลิตที่ไม่สูงมากนัก และเริ่มมีใช้อย่างแพร่หลายในวงการอุตสาหกรรม ข้อดีดังกล่าวจึงมีความเหมาะสมที่จะติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่สถานีไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อลดความผันแปรในการผลิตไฟฟ้า

สำหรับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้าอีกส่วนหนึ่งนั้นจะถูกติดตั้งที่สถานีย่อยไฟฟ้าของระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในลักษณะนี้จะเป็นการเพิ่มความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Power System Security and Reliability) ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบอย่างทันทีทันใด หรือไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามที่วางแผนโดยไม่สามารถ

คาดการณ์ล่วงหน้าซึ่งอาจมีปริมาณสูงหรือน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบก็ได้ ในกรณีนี้ การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าย่อยจะช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นในการควบคุมระบบไฟฟ้าที่มีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ดียิ่งขึ้น โดยระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งนั้นจะทำหน้าที่ในการเป็นระบบไฟฟ้าสำรอง (Backup System) เผื่อในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามที่วางแผนไว้ ดังนั้น ระบบกักเก็บพลังงานจะต้องสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องได้เป็นเวลานานในระดับชั่วโมง แต่อาจไม่จำเป็นต้องมีการตอบสนองที่รวดเร็วหรือต้องจ่ายกำลังไฟฟ้าค่าสูงๆ เหมือนกับกรณีที่ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งสำหรับการประยุกต์ใช้งานดังกล่าว แบตเตอรี่ตะกั่ว แบตเตอรี่ลิเธียมไอออน แบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน (Flow Battery) ระบบกักเก็บพลังงานชนิดพลังน้ำแบบสูบกลับ และระบบกักเก็บพลังงานในรูปของก๊าซชีวภาพ มีคุณสมบัติเหมาะสมที่จะนำมาใช้ได้

ในประเด็นเรื่องของการพิจารณาเลือกขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมที่จะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น ในมุมมองของการควบคุมระบบไฟฟ้าในภาพรวมแล้ว การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่เพื่อรองรับความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าในกรณีเลวร้ายที่สุดเป็นสิ่งที่ควรดำเนินการด้วยเหตุผลด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้า แต่ในมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเอง การลงทุนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่เพื่อรองรับความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของตนเองอาจไม่คุ้มค่าในทางปฏิบัติ ในทางตรงกันข้าม หากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยขนาดที่น้อยเกินไป ก็อาจจะไม่ได้มีผลแตกต่างอย่างมีนัยสำคัญที่จะช่วยบรรเทาปัญหาเสถียรภาพของระบบได้ ทำให้ผู้ควบคุมระบบยังต้องลงทุนเพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าวเช่นเดิม และเป็นการลงทุนที่ซ้ำซ้อนและสิ้นเปลืองทั้งสองฝ่าย ดังนั้น การพิจารณาวิธีการเลือกใช้ขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมจึงเป็นสิ่งที่ควรประเมินอย่างรอบด้านเพื่อให้เกิดความเหมาะสมทั้งด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์

จากการศึกษางานวิจัยในต่างประเทศของทางคณะผู้วิจัยพบว่า การพิจารณาคัดเลือกขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมจะต้องพิจารณาผสมผสานระหว่างแนวคิด คือ การพิจารณาผลกระทบด้านเทคนิคและการพิจารณาผลกระทบด้านการลงทุน โดยจะเป็นพิจารณาปัญหาในมุมมองของปัญหาค่าเหมาะสม (Optimization Problem) ซึ่งจะมีการกำหนดเป้าหมาย (Objective Function) ในการพิจารณาปัญหาเป็นการหาขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งที่น้อยที่สุดแต่ทำให้ผลกระทบทางด้านเทคนิคของระบบไฟฟ้า เช่น ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้าและความถี่ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากความผันแปรของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ยังอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ซึ่งส่วนใหญ่จะต้องดำเนินการควบคู่ไปกับการศึกษาในสภาวะชั่วครู่ของระบบไฟฟ้า (Transient Stability Study) สำหรับในโครงการวิจัยนี้ ทางคณะผู้วิจัยจะทำการพิจารณาคัดเลือกขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมจะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยจะพิจารณาการลดผลกระทบของปัญหาความผันแปรของการผลิตไฟฟ้าหรือการลดปัญหา Power Fluctuation เป็นหลัก โดยทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอแนวทางการเลือกขนาดระบบกักเก็บพลังงานชนิดที่เหมาะสมที่จะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นกรณีศึกษาที่ 1

สำหรับการพิจารณาเลือกขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่จะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งไฟฟ้า จะพิจารณาจากประเด็นด้านการเป็นระบบไฟฟ้าสำรองเพื่อรองรับการขาดหายไปของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในภาพรวมที่ต่ออยู่กับสถานีไฟฟ้านั้นและบริเวณใกล้เคียงเป็นหลัก โดยแนวคิดสำคัญก็คือ การกำหนดสัดส่วนที่เหมาะสมเพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานเป็นทางเลือกหนึ่งที่เข้ามาทดแทนโรงไฟฟ้าเฉพาะที่ก่อสร้างเพื่อสำรองการเข้ามาในระบบของพลังงานหมุนเวียนได้ ซึ่งจะกล่าวโดยละเอียดต่อไป โดยทาง

คณะผู้วิจัยจะนำเสนอแนวทางการเลือกขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมที่จะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งเป็นกรณีศึกษาที่ 2

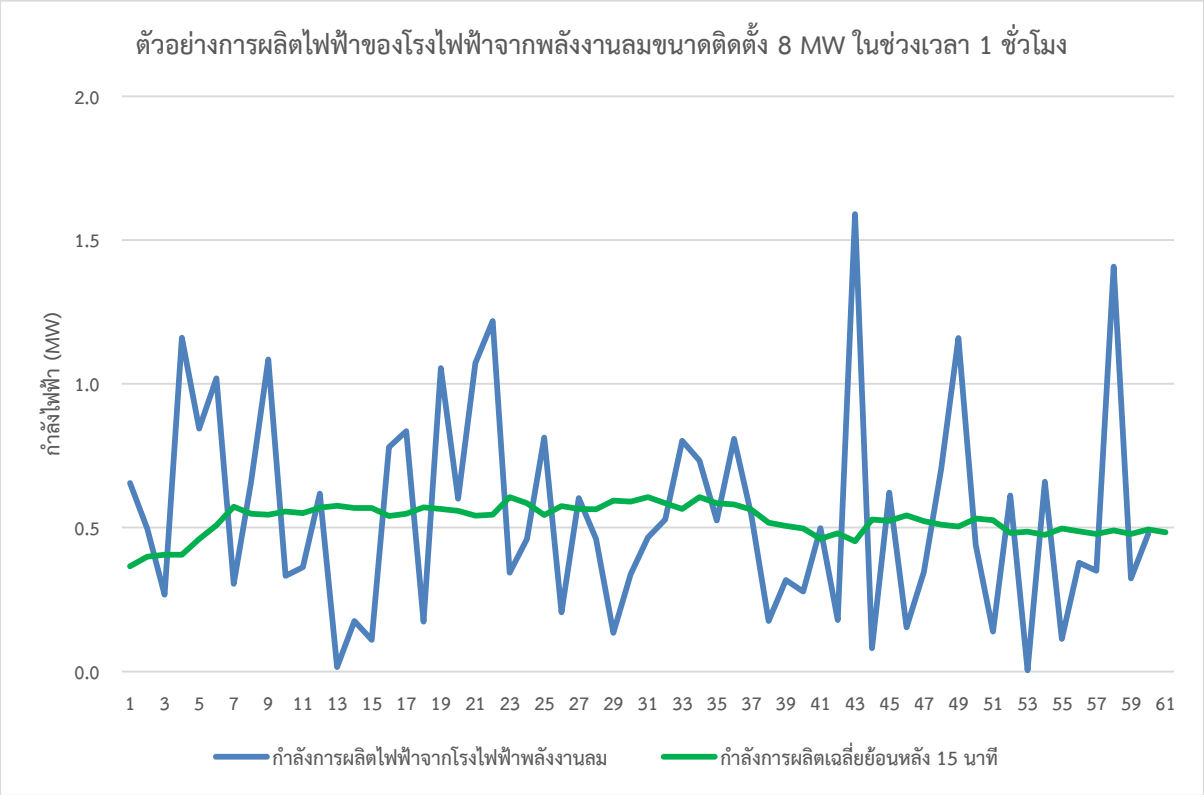
ในส่วนสุดท้าย คณะผู้วิจัยจะทำการวิเคราะห์เพื่อสรุปผลการประเมินทั้ง 2 กรณีศึกษาว่าการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในทั้ง 2 ส่วนของระบบไฟฟ้า จะส่งผลกระทบอย่างไรต่อการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยต่อไป

6.2 กรณีศึกษาที่ 1: การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

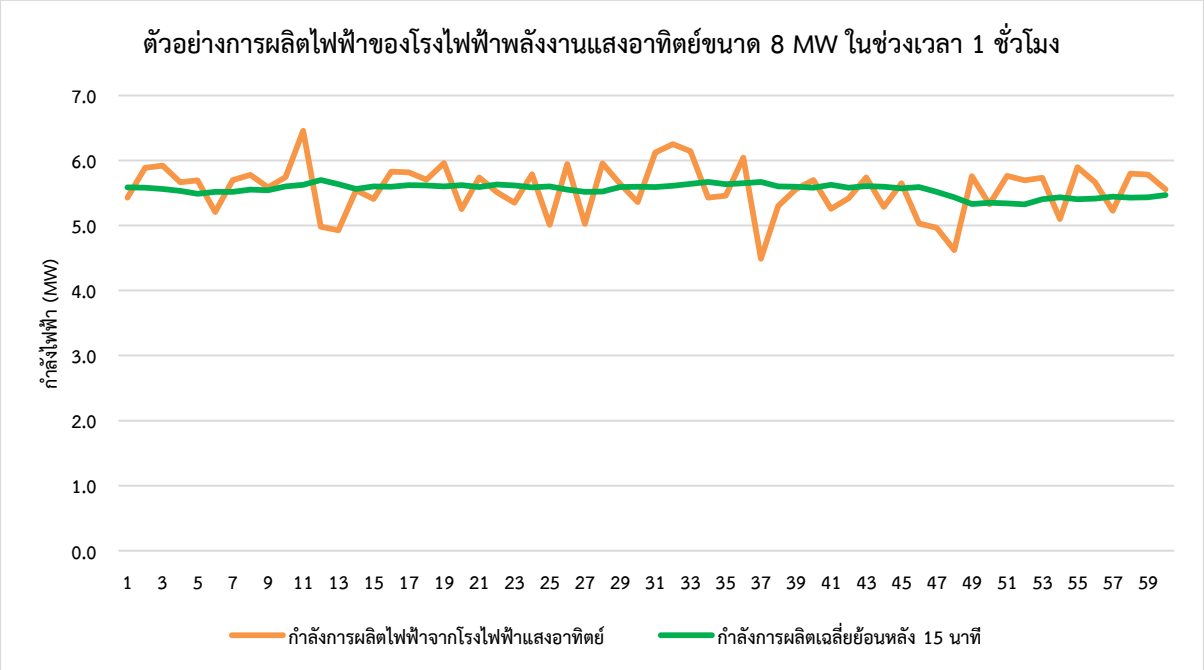
ในส่วนนี้ทางคณะผู้วิจัยจะนำเสนอวิธีการและผลการประเมินขนาดของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนที่เหมาะสมที่จะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยจะพิจารณาการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม เป็นหลัก

การพิจารณาวางแผนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. มีความจำเป็นที่จะต้องวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ความผันผวนจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอาจทำให้เกิดความซับซ้อนในการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ในระบบที่ต้องตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ดังนั้น เพื่อลดปัญหาความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ระบบกักเก็บพลังงานจะต้องรองรับปริมาณการผลิตไฟฟ้าของระบบโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนได้โดยทำให้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความต่อเนื่องในช่วงเวลาหนึ่ง เช่น ช่วงเวลา 15 นาที ซึ่งเป็นระยะเวลาในการส่งข้อมูลการควบคุมกำลังการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ เป็นต้น ซึ่งหากออกแบบให้ระบบกักเก็บพลังงานสามารถควบคุมปริมาณการผลิตไฟฟ้าได้อย่างสม่ำเสมอในช่วงเวลาดังกล่าวแล้ว ก็จะลดความซับซ้อนในการบริหารจัดการปริมาณการผลิตไฟฟ้าเพื่อตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบได้ ซึ่งหากระบบกักเก็บพลังงานสามารถรองรับกับการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน การควบคุมกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบจะเหลือเพียงปัจจัยความไม่แน่นอนในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งผู้ควบคุมระบบสามารถพิจารณาวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าได้เสมือนระบบไฟฟ้าที่ไม่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นเอง

จากแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทลม และแสงอาทิตย์ ซึ่งทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอในบทที่ 3 หากพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยราย 15 นาทีย้อนหลัง เทียบกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ จะสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.3 และรูปที่ 6.4 ตามลำดับ จากรูปจะเห็นได้ว่าในเวลา 1 ชั่วโมง ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้ง 2 ประเภทจะมีช่วงที่ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าค่าเฉลี่ย และต่ำกว่าค่าเฉลี่ย และมีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดเวลา การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานนั้นจะมีจุดประสงค์เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของการผลิตไฟฟ้าดังกล่าวนี้ โดยพยายามทำให้มีปริมาณการผลิตไฟฟ้าใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยให้มากที่สุด



รูปที่ 6.3 : ตัวอย่างปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมเมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยราย 15 นาที



รูปที่ 6.4 : ตัวอย่างปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยราย 15 นาที

จากที่กล่าวมาแล้วข้างต้น ทางคณะผู้วิจัยจะอาศัยแนวคิดการควบคุมปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนให้มีค่าใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยมากที่สุดเป็นประเด็นในการพิจารณาคัดเลือกขนาดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงาน โดยในช่วงที่ปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่ามากกว่าค่าเฉลี่ยย้อนหลังราย 15 นาที ระบบกักเก็บพลังงานจะทำหน้าที่รับพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินนั้นไว้ และเมื่อการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าต่ำกว่าค่าเฉลี่ย ระบบกักเก็บพลังงานจะทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ด้วยวิธีการดังกล่าวนี้ จะทำให้ระบบกักเก็บพลังงานสามารถรองรับกับการเปลี่ยนแปลงของการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยจะช่วยให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้มีความสม่ำเสมอ สามารถคาดการณ์จากค่าเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งในมุมมองของผู้ควบคุมระบบ ความสม่ำเสมอของการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ก็ช่วยทำให้สามารถวางแผนการผลิตไฟฟ้าได้แม่นยำมากขึ้น

จากหลักการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานข้างต้น หากเราพิจารณาครอบคลุมพฤติกรรมความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว เราอาจเลือกให้ระบบกักเก็บพลังงานมีขนาดติดตั้งที่สามารถรับหรือจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ครอบคลุมความไม่สม่ำเสมอของการผลิตไฟฟ้าในทุกกรณี ซึ่งการพิจารณาในลักษณะนี้อาจทำให้ต้องเลือกขนาดระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาดใหญ่มากเกินไป ใช้เงินลงทุนในการติดตั้งและเสียค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาสูง ทางคณะผู้วิจัย จะนำเสนอการประเมินขนาดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานด้วยวิธีการจำลองเหตุการณ์โดยการประเมินค่าพลังงานไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงานต้องรองรับในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีการเปลี่ยนแปลงจากค่าเฉลี่ย ซึ่งการจำลองเหตุการณ์จะเก็บค่าพลังงานดังกล่าวเป็นรายนาที และระยะเวลาในการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมด 1 ปี ซึ่งจะได้ข้อมูลเหตุการณ์ทั้งหมด 525,600 เหตุการณ์ โดยจะกำหนดสมมติฐานเพิ่มเติมว่าขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมจะต้องรองรับเหตุการณ์ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 95 ของเหตุการณ์ทั้งหมดที่เป็นไปได้ทั้งหมด

เนื่องจากทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสำหรับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในการประเมินขนาดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานด้วยวิธีจำลองเหตุการณ์ข้างต้นจะต้องพิจารณาพฤติกรรมของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนด้วย ในปัจจุบันนี้เทคโนโลยีของแบตเตอรี่ได้ถูกพัฒนามากขึ้น ต้นทุนในการผลิตแบตเตอรี่จึงมีราคาต่ำลงกว่าในอดีตมาก และแบตเตอรี่ยังมีลักษณะพิเศษในการอัดและคายพลังงานที่ระบุเป็นค่า C-Rate ได้สูง เช่น 2C - 3C หรือมากกว่า

โดยปกติแล้วแบตเตอรี่จะมีอัตราในการรับและคายประจุที่เรียกว่า C-Rate ยกตัวอย่างเช่น แบตเตอรี่ขนาด 1,000 Ah ถูกชาร์จไฟฟ้าด้วยกระแสไฟฟ้าคงที่ปริมาณ 1,000 A ก็จะถูกอัดประจุจนเต็มในเวลา 1 ชั่วโมง และหากแบตเตอรี่ปริมาณดังกล่าวจ่ายพลังงานที่อัตรา 2C ก็จะสามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าคงที่ 2,000 A แต่เวลาในการจ่ายไฟฟ้าจะสั้นลงเหลือเพียง 30 นาที แต่ในทางตรงกันข้าม หากควบคุมให้แบตเตอรี่จ่ายกระแสไฟฟ้าคงที่ด้วยอัตรา C/5 หรือเทียบเท่าปริมาณกระแสไฟฟ้า 200 A ก็จะสามารถจ่ายไฟฟ้าได้นานขึ้นเป็นระยะเวลาประมาณ 5 ชั่วโมง เป็นต้น แต่ในทางปฏิบัติ ระยะเวลาในการจ่ายไฟฟ้าอาจน้อยกว่า 5 ชั่วโมงเล็กน้อยเนื่องจากมีพลังงานไฟฟ้าสูญเสียบางส่วนในแบตเตอรี่

จากตัวอย่างข้างต้น ลักษณะการรับและจ่ายพลังงานของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนจึงเหมาะสมในการนำมาติดตั้งเป็นระบบกักเก็บพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เนื่องจากความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอาจมีการเปลี่ยนแปลงในช่วงเวลาสั้นค่อนข้างมาก แต่ใช้เวลาเพียงชั่วครู่ก็สามารถกลับมาผลิตไฟฟ้าได้เป็นปกติ เช่น แสงอาทิตย์ซึ่งเป็นปัจจัยในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หากมีเมฆมาปกคลุมบริเวณโรงไฟฟ้า ก็อาจทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าลดลง แต่เมื่อก้อนเมฆลอยผ่านไป ซึ่งอาจใช้เวลาไม่นานนัก ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ก็สามารถกลับมาผลิตไฟฟ้า

ได้เป็นปกติ จะเห็นได้ว่าระบบกักเก็บพลังงานในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่ต้องการ ระบบกักเก็บพลังงานที่มีความจุมาก เพียงแต่สามารถปรับเปลี่ยนการรับและจ่ายพลังงานขนาดสูงๆ ได้ในเวลาอันสั้นเพื่อตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ด้วยความสามารถในการรับและจ่ายพลังงานตามอัตรา C-Rate ที่สูงของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน จึงทำให้สามารถรองรับความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้เป็นอย่างดี อย่างไรก็ตาม การรับและจ่ายพลังงานไฟฟ้าด้วยอัตรา C-Rate สูงๆ นั้นอาจทำให้อายุแบตเตอรี่ลดลง ซึ่งอายุของแบตเตอรี่จะวัดโดยจำนวนรอบของการอัดประจุ

นอกจากคุณสมบัติการรับและจ่ายพลังงานด้วยอัตรา C-Rate ดังที่กล่าวมาข้างต้น คุณสมบัติอีกประเด็นหนึ่งที่ต้องพิจารณาก็คือ Stage of Charge (SOC) เป็นปริมาณที่บ่งบอกสถานะของแบตเตอรี่ว่ามีปริมาณพลังงานเหลือเท่าใด เช่น SOC 100 % หมายถึงแบตเตอรี่มีปริมาณประจุเต็ม หรือ SOC 50% หมายถึงปริมาณประจุเหลือเพียงครึ่งหนึ่งของค่าพิกัด เป็นต้น เนื่องจากการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่ อาจมีการรับและจ่ายพลังงานไฟฟ้าเพื่อตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ทำให้ในบางกรณีระบบกักเก็บพลังงานจะเหลือปริมาณประจุน้อย หรือในบางกรณีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณมากเกินกว่าค่าเฉลี่ย ระบบกักเก็บพลังงานก็จะเก็บไฟฟ้าไว้ในปริมาณมาก

โดยปกติแล้ว แบตเตอรี่แต่ละชนิดจะมีความสามารถในการทำงานในช่วงการรับ หรือจ่ายพลังงานที่มีค่าแตกต่างกัน เช่น แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนจะสามารถรับและจ่ายพลังงานได้ในช่วงการทำงาน SOC 10% ถึง 90% แต่แบตเตอรี่ตะกั่วจะมีช่วงการทำงาน SOC 50% ถึง 90% เป็นต้น การปล่อยให้แบตเตอรี่รับและจ่ายพลังงานเกินกว่าค่าความสามารถดังกล่าวจะทำให้แบตเตอรี่มีอุณหภูมิใช้งานสูงกว่าปกติ และเป็นการลดอายุการใช้งานของแบตเตอรี่ ค่า SOC จึงเป็นค่าที่บ่งบอกสถานะของแบตเตอรี่ว่าเหลือความสามารถในการรับและจ่ายพลังงานอย่างไร

จากการเปรียบเทียบช่วงความสามารถในการรับและจ่ายพลังงานของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนและจะเห็นว่าการเลือกติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานจากแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนนั้นมีข้อดีที่ระบบกักเก็บพลังงานสามารถรับและจ่ายพลังงานได้ในช่วงที่กว้างกว่าระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ตะกั่ว ทำให้การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานจากแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนมีความสามารถในการรับและจ่ายพลังงานได้มากกว่าระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ตะกั่วที่มีพิกัดติดตั้งเท่ากัน ด้วยความสามารถในการรับและจ่ายพลังงานในช่วงกว้างของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนจึงเป็นเหตุผลสนับสนุนในการเลือกพิจารณาแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

นอกจากนั้น การพิจารณาเลือกขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ยังต้องพิจารณาถึงประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ และปริมาณการใช้ไฟฟ้าของอุปกรณ์ช่วยอื่นๆ (Internal Usage) ของชุดควบคุมแบตเตอรี่ เช่น ประสิทธิภาพของระบบอินเวอร์เตอร์ หรือระบบควบคุมความเย็นในชุดแบตเตอรี่ เป็นต้น ซึ่งปกติแล้วประสิทธิภาพรวมทั้งหมดของแบตเตอรี่ชนิดนี้จะมีค่าประมาณ 85% - 90% ซึ่งเมื่อทำการพิจารณาคัดเลือกขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ที่ครอบคลุมเหตุการณ์ร้อยละ 95% จากการจำลองเหตุการณ์แล้วยังต้องพิจารณาเผื่อขนาดของแบตเตอรี่จากปัจจัยดังกล่าวด้วย จากที่กล่าวมาข้างต้น ในการประเมินขนาดของระบบกักเก็บพลังงานจากแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนจะต้องพิจารณาถึงปัจจัยดังต่อไปนี้

1. ค่า C-Rate ซึ่งแสดงความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน
2. ค่า SOC ซึ่งแสดงช่วงการรับหรือจ่ายพลังงานของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน
3. ค่าประสิทธิภาพโดยรวมของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน

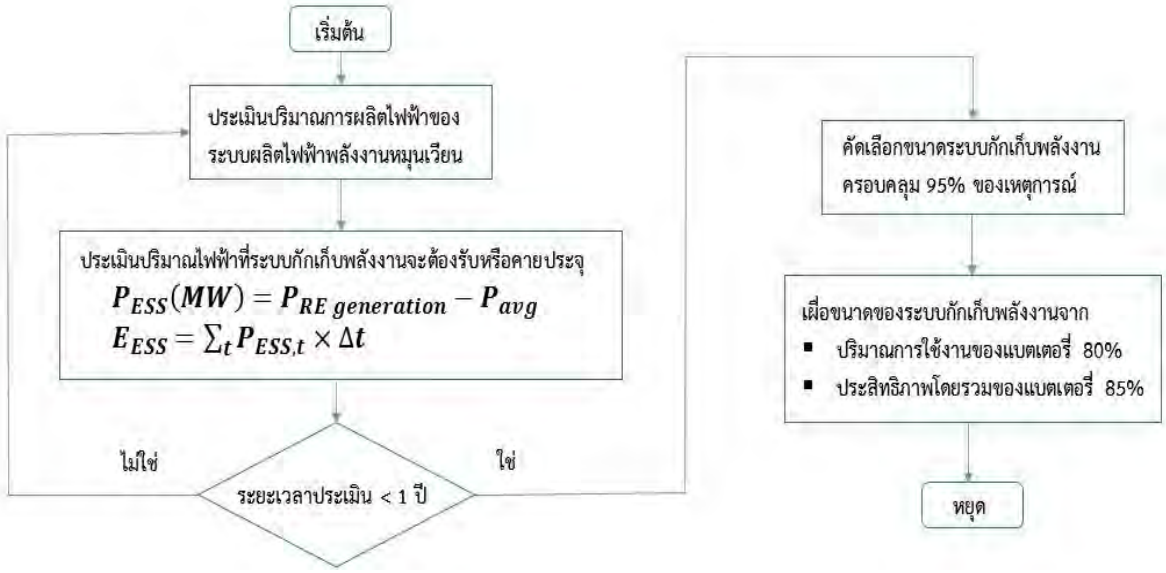
ในแต่ละช่วงเวลาระหว่างการจำลองเหตุการณ์เพื่อคัดเลือกขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนนั้น จะต้องทำการประเมินค่ากำลังไฟฟ้า และค่าพลังงานของแบตเตอรี่ที่รับ หรือจ่ายพลังงานในแต่ละเหตุการณ์ ซึ่งในงานวิจัยฉบับนี้เลือกพิจารณาช่วงเวลา 1 นาที เมื่อคำนวณค่ากำลังไฟฟ้า และปริมาณพลังงานที่แบตเตอรี่จะต้องรับหรือจ่ายพลังงานแล้วก็จะนำเป็นข้อมูลตั้งต้นในการคำนวณเหตุการณ์ลำดับถัดไปด้วย ซึ่งในแต่ละเหตุการณ์สามารถคำนวณค่ากำลังไฟฟ้า และพลังงานที่แบตเตอรี่จะต้องรับหรือจ่ายพลังงานดังสมการต่อไปนี้

$$P_{ESS} = P_{RE\ Generation} - P_{avg} \quad (6.1)$$

$$E_{ESS} = \sum_t P_{ESS,t} \times \Delta t \quad (6.2)$$

โดยที่ P_{ESS} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงานรับหรือจ่าย (MW)
$P_{RE\ Generation}$ คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผลิตได้
P_{avg} คือ ค่ากำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้โดยเฉลี่ยย้อนหลัง 15 นาที
E_{ESS} คือ ค่าพลังงานที่ระบบกักเก็บพลังงานรับหรือจ่าย (MWh)
Δt คือ ช่วงเวลาในการพิจารณาซึ่งในงานวิจัยฉบับนี้กำหนดเป็นราย 1 นาที

ขั้นตอนการประเมินขนาดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสามารถสรุปได้ดังรูปที่ 6.5



รูปที่ 6.5 : แผนภาพสรุปขั้นตอนการพิจารณาขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่

ขั้นตอนการพิจารณาเริ่มจากการจำลองเหตุการณ์เพื่อหาปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจากแบบจำลองที่ทางคณะผู้วิจัยนำเสนอในบทที่ 3 เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 15 นาที เพื่อหาปริมาณไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงานจะต้องรับหรือจ่ายพลังงาน ซึ่งพิจารณาในด้าน

ของกำลังไฟฟ้า (หน่วยเป็น MW) ซึ่งเป็นอัตราการรับและคายประจุของแบตเตอรี่ หรือ C-Rate ของแบตเตอรี่ โดยหากค่ากำลังไฟฟ้าติดลบ (พลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนน้อยกว่าค่าเฉลี่ย) ระบบกักเก็บพลังงานจะต้องจ่ายไฟฟ้าเพื่อชดเชยปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตฟ้าพลังงานหมุนเวียน และในทางตรงกันข้าม หากค่ากำลังไฟฟ้าเป็นบวก (พลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมากกว่าค่าเฉลี่ย) ระบบกักเก็บพลังงานจะต้องรับปริมาณไฟฟ้าดังกล่าวไว้ และในด้านของปริมาณพลังงานไฟฟ้า (หน่วยเป็น MWh) เพื่อนำทั้ง 2 พารามิเตอร์มาพิจารณาคัดเลือกขนาดที่เหมาะสมของแบตเตอรี่ โดยแบตเตอรี่ที่เหมาะสมจะต้องรองรับเหตุการณ์ร้อยละ 95% ของเหตุการณ์ทั้งหมด โดยการจำลองเหตุการณ์ทั้งหมดจะจำลองโดยใช้เวลา 1 ปี ทั้งนี้ทางคณะผู้วิจัยจะพิจารณากำหนดขนาดของโรงไฟฟ้าทั้งพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ค่าหนึ่งเพื่อการนำเสนอผลการทดสอบ ทั้งนี้ค่าพารามิเตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 ค่าพารามิเตอร์ของระบบกักเก็บพลังงานชนิดแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในการจำลองเหตุการณ์

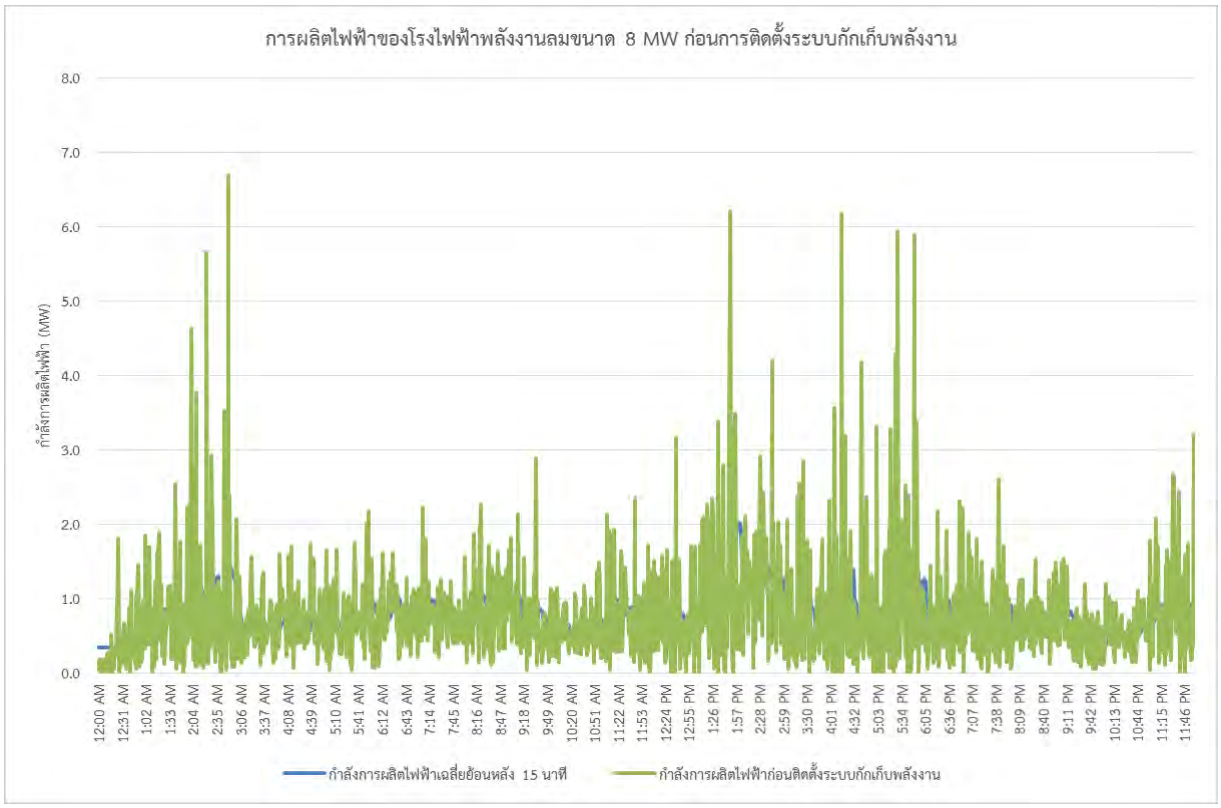
รายการข้อมูล	ข้อมูล
1. ค่า C-Rate	2C
2. ช่วงการทำงานของแบตเตอรี่	SOC 10%-90% (ระดับพลังงานเริ่มต้น 25%)
3. ประสิทธิภาพรวมของแบตเตอรี่ (ค่าประสิทธิภาพของ Inverter, ระบบควบคุมความเย็น)	85%

สำหรับการคัดเลือกขนาดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมในทางปฏิบัตินั้น จะต้องดำเนินการทำการจำลองเหตุการณ์ตามวิธีที่คณะผู้วิจัยเสนอใหม่ ผลการทดสอบที่จะนำเสนอต่อไปนี้เป็นเพียงตัวอย่างในการประเมินเบื้องต้นเท่านั้น โดยผลการประเมินขนาดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนในโรงไฟฟ้าพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 MW สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.2

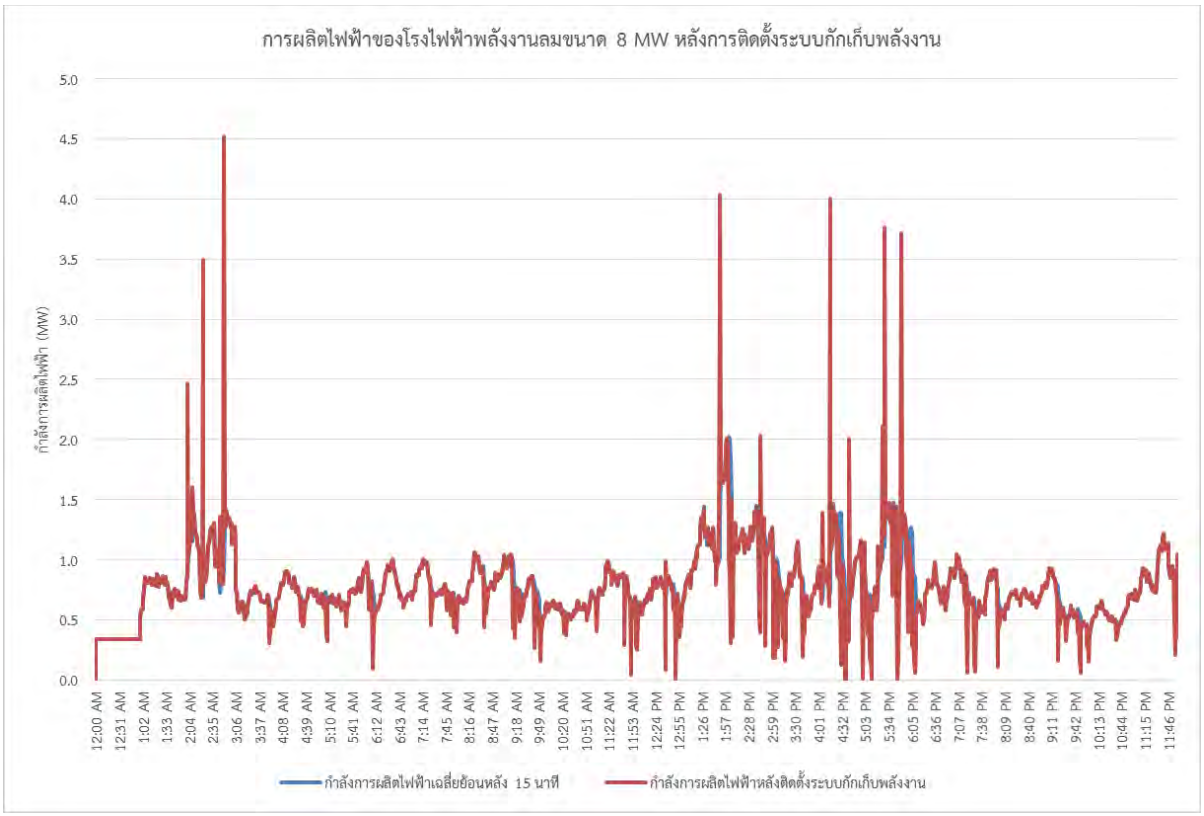
ตารางที่ 6.2 : ผลการประเมินขนาดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงาน

ระบบผลิตไฟฟ้า	ขนาดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงาน (MWh)
พลังงานลม	1.3688
พลังงานแสงอาทิตย์	1.1046

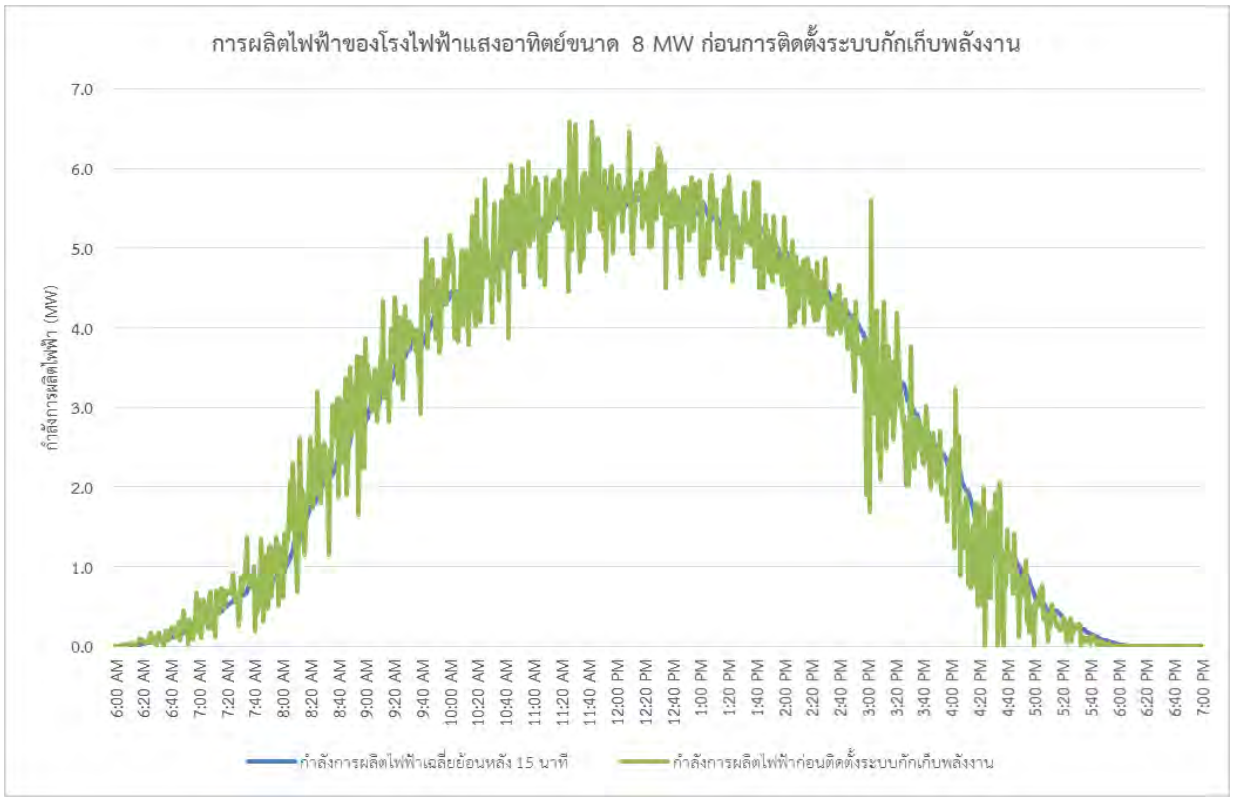
จากผลการประเมินในตารางที่ 6.2 เพื่อทดสอบว่าระบบกักเก็บพลังงานตามที่ประเมินขนาดโดยวิธีที่ทางคณะผู้วิจัยนำเสนอจะสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์อย่างไร ทางคณะผู้วิจัยจึงทดสอบผลการประเมินขนาดของระบบกักเก็บพลังงานโดยติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาด 1 MWh ในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งประเภทพลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ผ่านการจำลองเหตุการณ์ ผลการจำลองเหตุการณ์ดังกล่าวแสดงได้ดังรูปที่ 6.6 - 6.9 เมื่อเปรียบเทียบค่าความแตกต่างของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยย้อนหลัง 15 นาที ระหว่างก่อนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน และหลังการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเป็นดังตารางที่ 6.3



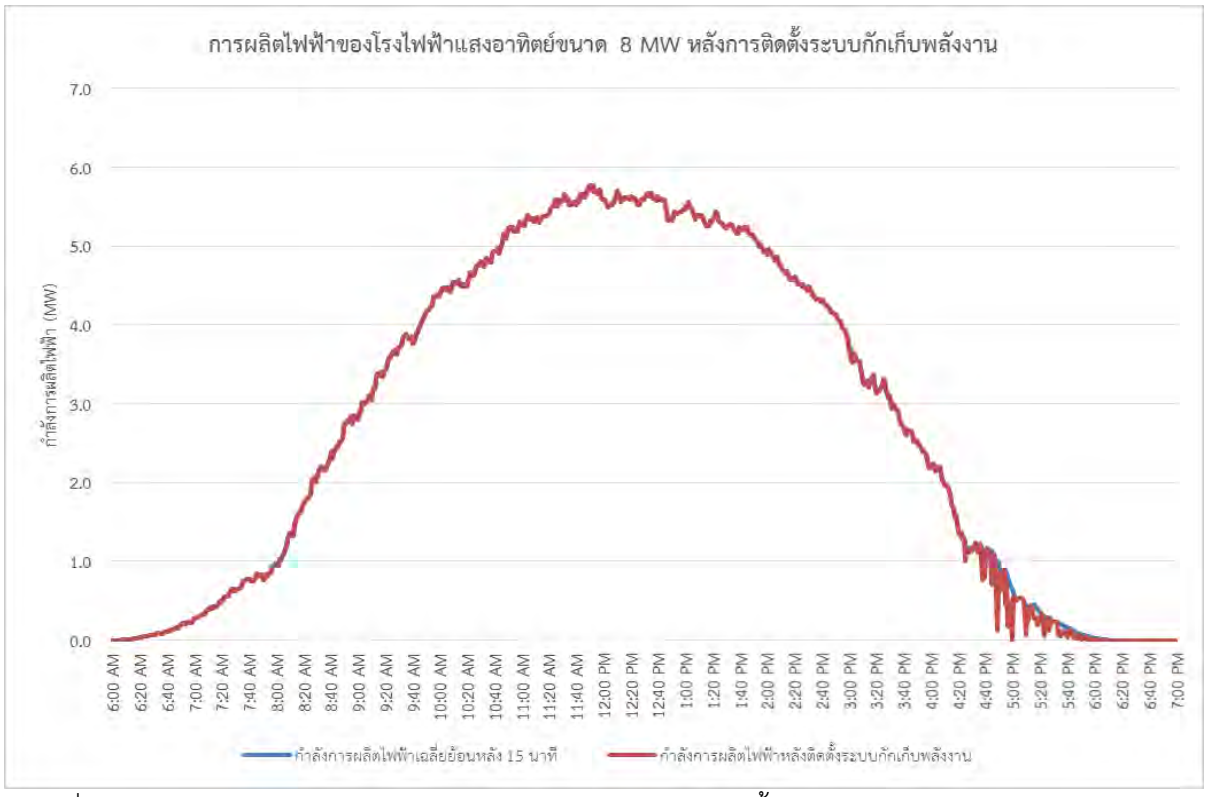
รูปที่ 6.6 : การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมก่อนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน



รูปที่ 6.7 : การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมหลังติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาด 1 MWh



รูปที่ 6.8 : การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ก่อนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน



รูปที่ 6.9 : การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์หลังติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาด 1 MWh

ตารางที่ 6.3 : เปรียบเทียบค่าความแตกต่างระหว่างปริมาณการผลิตไฟฟ้า กับค่าเฉลี่ยย้อนหลังราย 15 นาที ก่อนและหลังการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน

ค่าพารามิเตอร์ทางสถิติ	โรงไฟฟ้าพลังงานลม		โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	
	ก่อนติดตั้ง ESS (MW)	หลังติดตั้ง ESS (MW)	ก่อนติดตั้ง ESS (MW)	หลังติดตั้ง ESS (MW)
ค่าเฉลี่ย	0.0018	0.0207	0.1683	0.0069
ค่าสูงสุด	5.7671	3.5978	2.0762	0.8718

จากรูปที่ 6.6 และ 6.8 แสดงปริมาณการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก่อนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งปริมาณการผลิตไฟฟ้ามีความไม่สม่ำเสมอ และเบี่ยงเบนจากค่าเฉลี่ยย้อนหลังราย 15 นาทีค่อนข้างมาก แต่เมื่อทำการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ปริมาณการผลิตไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 6.7 และ 6.9 ซึ่งแสดงให้เห็นได้ว่าเมื่อติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความสม่ำเสมอมากขึ้น มีปริมาณการผลิตไฟฟ้าเบี่ยงเบนน้อยกว่าระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ได้ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน

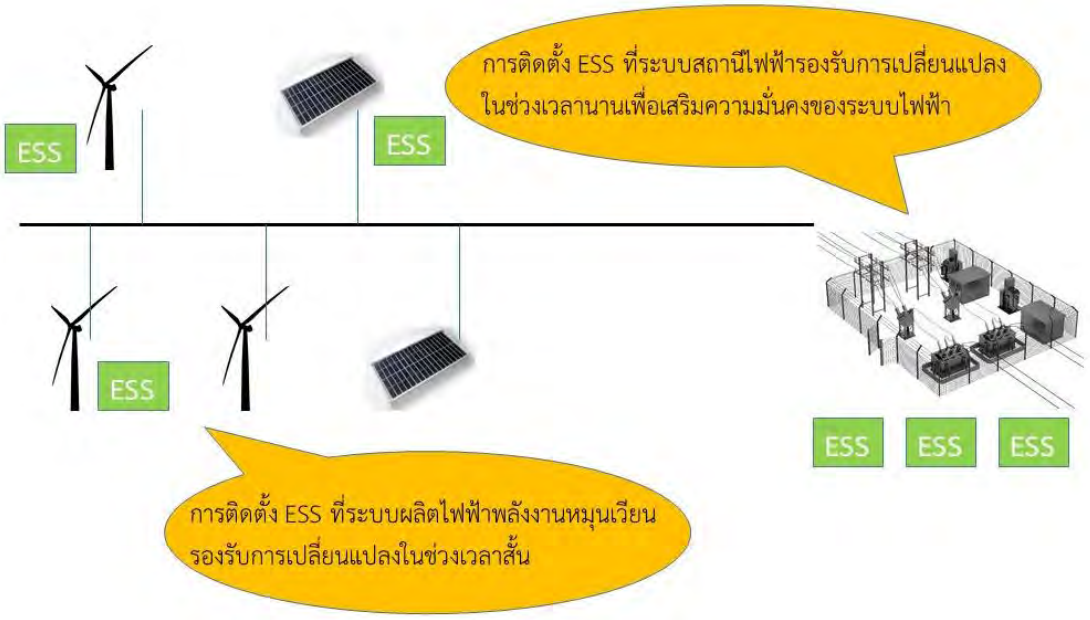
เมื่อพิจารณาจากค่าเฉลี่ย และค่าสูงสุดของความแตกต่างระหว่างปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน กับค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 15 นาทีสามารถพิจารณาได้จากตารางที่ 6.3 พบว่าค่าทางสถิติดังกล่าวมีค่าที่ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับก่อนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน อย่างไรก็ตาม ยังคงมีบางช่วงเวลาที่ปริมาณการผลิตไฟฟ้ายังคงมีค่าเปลี่ยนแปลงมาก ทั้งนี้เนื่องจากขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่ทางคณะผู้วิจัยนำมาติดตั้งในการจำลองเหตุการณ์นั้นถูกพิจารณาคัดเลือกจากขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่ครอบคลุมร้อยละ 95 ของเหตุการณ์ที่เป็นไปได้ จึงยังคงมีบางกรณีที่ระบบกักเก็บพลังงานยังไม่สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ ซึ่งอาจเกิดจากการที่แบตเตอรี่ถูกอัดประจุจนเต็ม มีปริมาณ SOC ถึงค่าพิกัดจนไม่สามารถรับพลังงานจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งกรณีนี้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก็จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้ามากกว่าปกติ หรือในเหตุการณ์ตรงกันข้ามเมื่อโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าได้น้อย และปริมาณพลังงานในแบตเตอรี่มีน้อยจนไม่สามารถจ่ายไฟฟ้ากลับเข้าในระบบได้ตามที่ต้องการ โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก็จะผลิตไฟฟ้าได้ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยราย 15 นาที

จากผลการคัดเลือกขนาดของระบบกักเก็บพลังงานจากวิธีที่คณะผู้วิจัยนำเสนอนั้นอาจไม่ได้รองรับกับการเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในทุกกรณี แต่การพิจารณาเลือกขนาดของระบบกักเก็บพลังงานให้ครอบคลุมการรองรับการเปลี่ยนแปลงของการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในทุกกรณีอาจเป็นการลงทุนที่สูงจนเกินไป การเลือกขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมโดยวิธีที่นำเสนอนั้นเป็นทางเลือกในการพิจารณาขนาดของระบบกักเก็บพลังงานโดยการเลือกยอมรับค่าความเสี่ยงค่าหนึ่ง ซึ่งในทางปฏิบัติแล้ว กรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณการเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าเบี่ยงเบนจากค่าเฉลี่ยในปริมาณมากนั้นมีโอกาสเกิดขึ้นน้อย ดังนั้นการคัดเลือกขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่ทางคณะผู้วิจัยนำเสนอจึงมีความสมเหตุสมผลในทางปฏิบัติ และผลการทดสอบข้างต้นแสดงให้เห็นว่าเมื่อพิจารณาใช้ระบบกักเก็บพลังงานขนาดดังกล่าวกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถลดความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าได้อยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานมีความต่อเนื่องและสม่ำเสมอในการผลิตไฟฟ้า

6.3 กรณีศึกษาที่ 2: การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อย

ในหัวข้อ 6.2 ที่ผ่านมาทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอวิธีการประเมินขนาดระบบกักเก็บพลังงานเพื่อติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนของกำลังไฟฟ้า ในหัวข้อนี้ คณะผู้วิจัยจะนำเสนอวิธีการประเมินขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมจะติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งไฟฟ้า แนวคิดของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งนี้ จะแตกต่างกับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยจุดประสงค์หลักของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งนั้น คือเป็นระบบไฟฟ้าสำรองเผื่อในกรณีฉุกเฉินหากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในบริเวณดังกล่าวไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เป็นเวลานาน โดยระบบกักเก็บพลังงานนี้จะทำหน้าที่เพื่อเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาพรวม

โดยปกติแล้ว โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะขนานเข้าระบบไฟฟ้าในลักษณะดังรูปที่ 6.10 โดยสถานีไฟฟ้าอาจต้องรองรับโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหลายโรง ซึ่งแต่ละโรงไฟฟ้าอาจมีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานหรืออาจไม่ได้ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานปะปนอยู่ในสายส่งที่สถานีไฟฟ้าเชื่อมต่ออยู่ อย่างไรก็ตาม การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นจะทำหน้าที่รองรับเพียงแค่ความไม่สม่ำเสมอในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตนเองเท่านั้น หากเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ เช่น ท้องฟ้ามีเมฆปกคลุมเป็นเวลานาน หรือพื้นที่ดังกล่าวไม่มีลมพัดผ่านเป็นเวลานาน ระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น อาจช่วยรองรับกับการเปลี่ยนแปลงที่ไม่เอื้ออำนวยของสภาพแวดล้อมได้ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง แต่ก็ไม่สามารถรองรับกับการเปลี่ยนแปลงในช่วงเวลานานได้ ในกรณีดังกล่าวนี้ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอาจไม่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าออกมาได้มากเพียงพอ จนอาจส่งผลกระทบต่อการบริหารจัดการระบบผลิตไฟฟ้าให้สมดุลกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศได้



รูปที่ 6.10 : แนวคิดในการเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าที่มีการผสานพลังงานหมุนเวียน

การประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้านั้น จะต้องพิจารณาทั้งในมิติของปริมาณเทียบเท่ากำลังผลิตไฟฟ้า (หน่วย MW) ที่ระบบกักเก็บพลังงานต้องจ่ายออกมาเพื่อรองรับและช่วงระยะเวลาที่ต้องการให้ระบบกักเก็บพลังงานรองรับเหตุการณ์ผิดปกติซึ่งอาจจะต้องพิจารณาให้สามารถรองรับเหตุการณ์ไม่ปกติดังกล่าวเป็นระยะเวลาระดับชั่วโมงก่อนที่ผู้ดูแลระบบจะสามารถจัดหาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเข้ามาในระบบได้อย่างเพียงพอได้ สำหรับในประเด็นแรกนั้น หากเราสามารถประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าที่อาจไม่เพียงพอได้ ก็จะสามารถออกแบบระบบกักเก็บพลังงานให้เข้ามาชดเชยได้ สำหรับในประเด็นถัดมาในส่วนของระยะเวลาในการรองรับการจ่ายไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานนั้น อาจจะต้องพิจารณาจากระยะเวลาในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่สามารถเดินเครื่องได้รวดเร็ว เช่น โรงไฟฟ้าประเภทกังหันก๊าซ (Gas Turbine) เครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine) หรือโรงจักรไฟฟ้าดีเซล เป็นต้น เพื่อมาผลิตไฟฟ้าเติมเต็มกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าส่วนที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตได้เนื่องจากความไม่พร้อมของปัจจัยสภาวะแวดล้อม

จากแนวคิดข้างต้น เมื่อเกิดความแปรปรวนขอสภาพแวดล้อมต่างๆ ที่เป็นปัจจัยในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพียงชั่วครู่ เช่น มีปริมาณเมฆบดบังแสงอาทิตย์ในช่วงระยะเวลาสั้นๆ โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก็จะอาศัยระบบกักเก็บพลังงานของตนเองในการรองรับความไม่สม่ำเสมอในช่วงระยะเวลาสั้นๆ นั้น แต่เมื่อเกิดความแปรปรวนของสภาพอากาศเป็นเวลานาน เช่น มีเมฆปกคลุมพื้นที่เป็นเวลานาน เกิดฝนตก หรือกระแสลมสงบเป็นเวลานาน ในกรณีนี้ระบบกักเก็บพลังงานของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอาจไม่สามารถรับมือกับการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวได้ ระบบกักเก็บพลังงานที่ถูกติดตั้งในสถานีไฟฟ้าจะรับหน้าที่ในการรองรับกับเหตุการณ์การขาดกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแทนก่อนที่ผู้ดูแลระบบจะจัดหาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมเข้ามาในระบบได้

รูปที่ 6.11 : เครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบสามารถเดินเครื่องชดเชยปริมาณการผลิตไฟฟ้าส่วนขาดจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

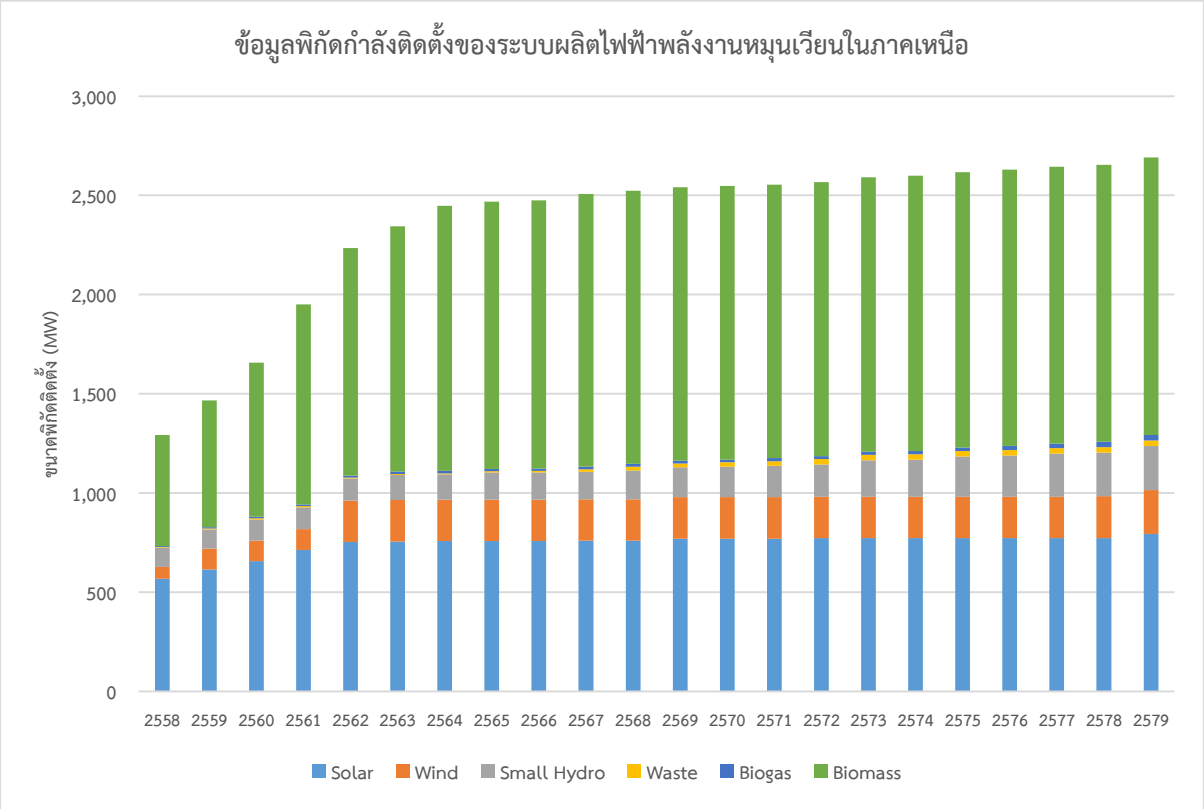
สำหรับการประเมินขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าส่วนขาดจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นสามารถประเมินได้จากสัดส่วนที่พึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยตารางที่ 6.3 แสดงสัดส่วนที่

พึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภท ซึ่งข้อมูลดังกล่าวทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้ใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ฉบับปี พ.ศ. 2558-2579 ซึ่งจากข้อมูลดังกล่าว สามารถนำมาประเมินกำลังการผลิตส่วนขาดจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ ยกตัวอย่างเช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดพิกัดติดตั้ง 100 MW ซึ่งมีตัวประกอบกำลังการผลิตพึ่งได้เป็น 35% แสดงว่ากำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 100 MW นี้ จะมีค่าเป็น 35 MW โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เหลืออีก 65 MW นั้น ถือว่าเป็นขนาดการผลิตไฟฟ้าที่มีความไม่แน่นอนและจะไม่ถูกนำมาพิจารณาในการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า ในมิตินี้ ทางคณะผู้วิจัยจะพิจารณาว่ากำลังไฟฟ้า 65 MW ในส่วนนี้ ก็คือกำลังไฟฟ้าที่ควรถูกสำรองโดยระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าในระบบส่งเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในกรณีที่ขาดการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าวนั่นเอง

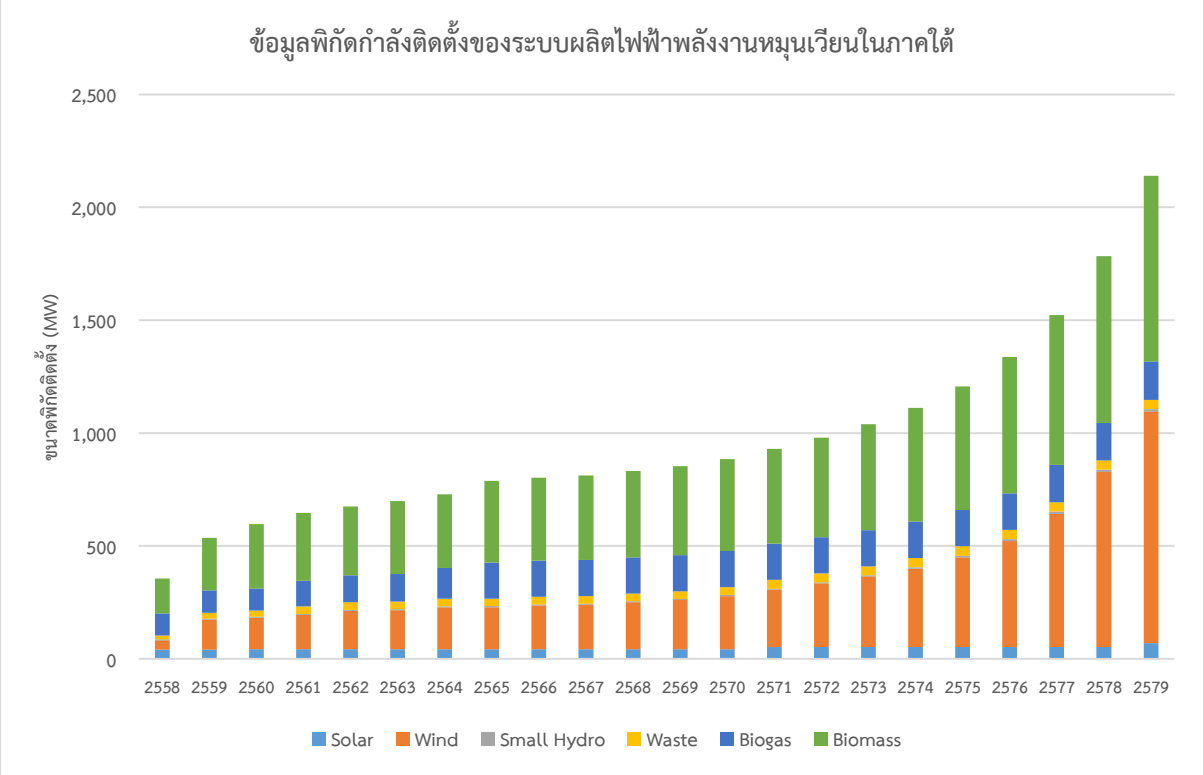
ตารางที่ 6.3 : กำลังการผลิตพึ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ประเภทโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	กำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ (%)
พลังงานแสงอาทิตย์	35
พลังงานลม	2
พลังงานน้ำจากเขื่อนขนาดเล็ก	36
พลังงานชีวมวล	36
พลังงานก๊าซชีวภาพ	24
พลังงานขยะชุมชน	60

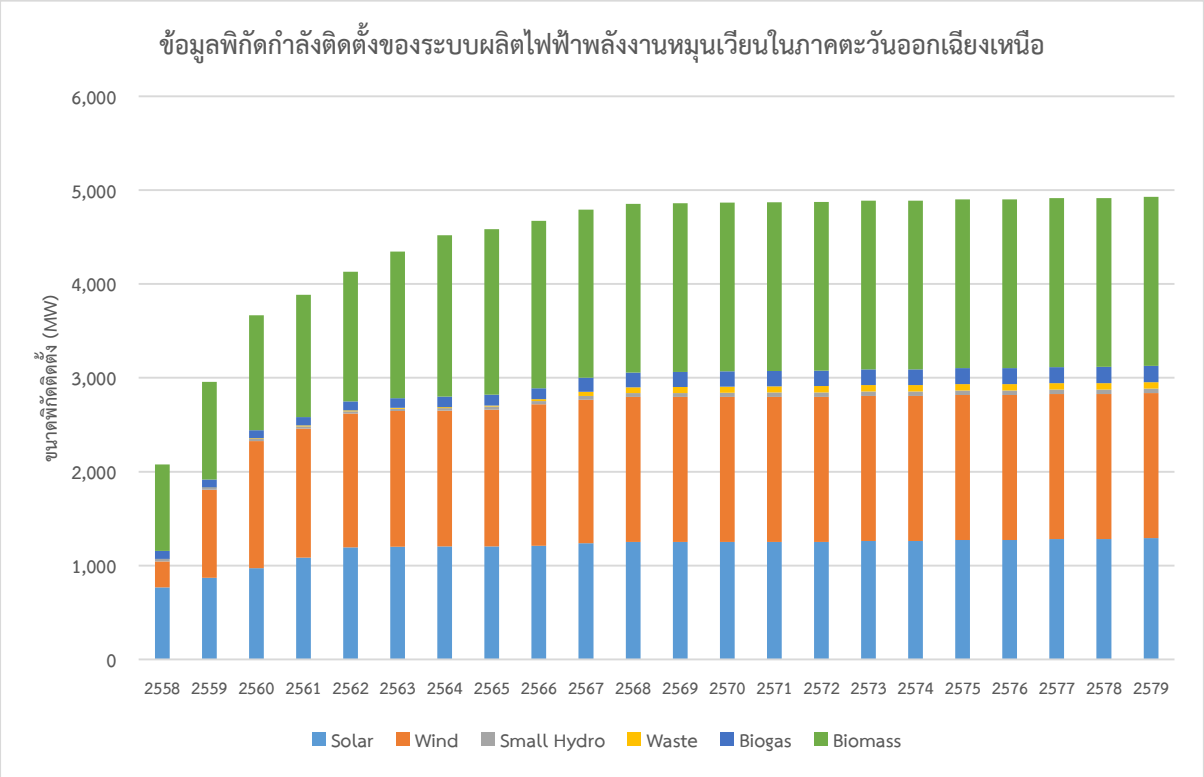
ในการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้านั้นจะต้องมีข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่กระจายอยู่ในสายส่ง ซึ่งข้อมูลดังกล่าวมีปริมาณมากและระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีการก่อสร้างขึ้นในอนาคตเพิ่มเติมขึ้นเรื่อยๆ ตามการสนับสนุนจากภาครัฐบาล ทางคณะผู้วิจัยจึงใช้ข้อมูลจากโครงการศึกษาแนวคิดการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ (Regional PDP) ของ สนพ. ซึ่งในขั้นตอนของการศึกษาจะมีการประเมินขนาดพิกัดกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกตามภูมิภาคของประเทศไทยทั้ง 6 ภูมิภาค ทั้งนี้ข้อมูลพิกัดกำลังติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนแยกตามภูมิภาคทั้ง 6 ของประเทศไทยสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.12 - 6.17 ซึ่งขนาดพิกัดกำลังติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานทดแทนจะมีค่าแตกต่างกันตามศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแต่ละภูมิภาค เช่น ในพื้นที่ทางภาคใต้ของประเทศมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมมากกว่าการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในประเภทอื่น จึงมีสัดส่วนของโรงไฟฟ้าพลังงานลมมากกว่าโรงไฟฟ้าประเภทอื่น ในขณะที่ภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือจะมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหลากหลายประเภท จึงมีพิกัดกำลังติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปริมาณที่สูงกว่าภูมิภาคอื่นๆ และในส่วนของภาคกลางเองก็มีโรงไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มากกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น แต่ในส่วนของภาคกลางนั้นไม่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม เป็นต้น



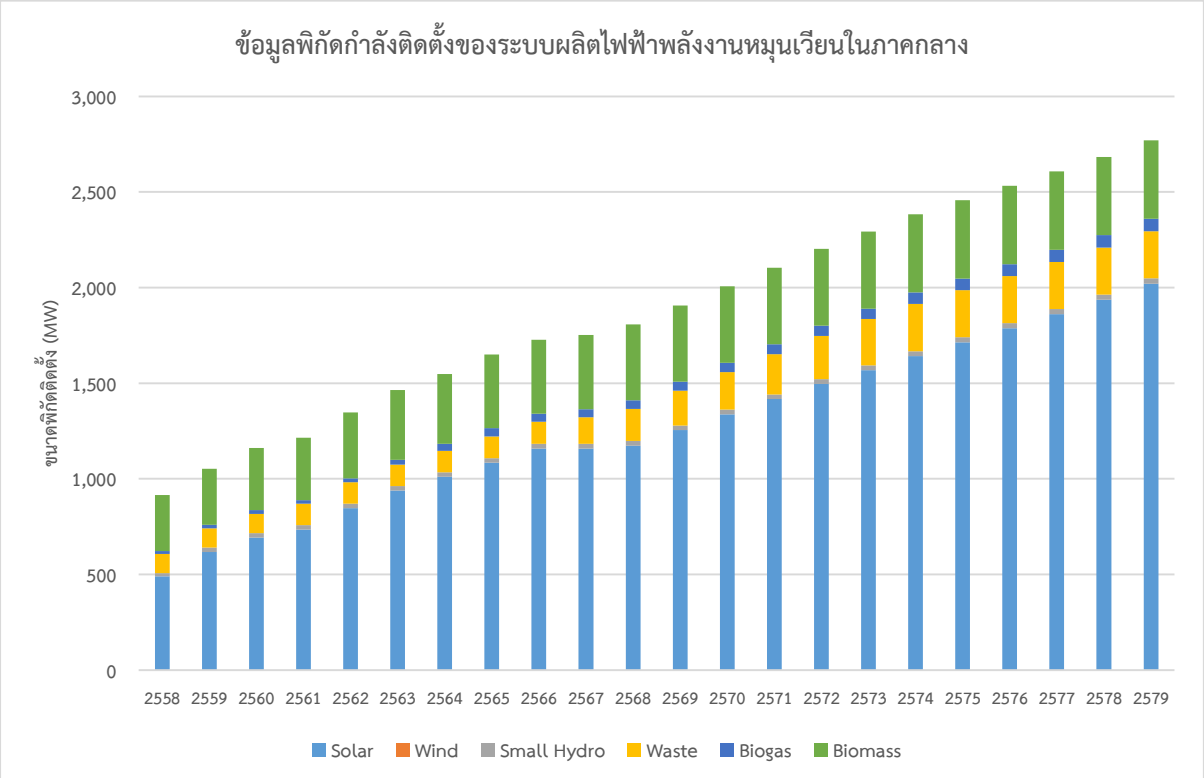
รูปที่ 6.12 : พิกัดกำลังติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ในภาคเหนือ



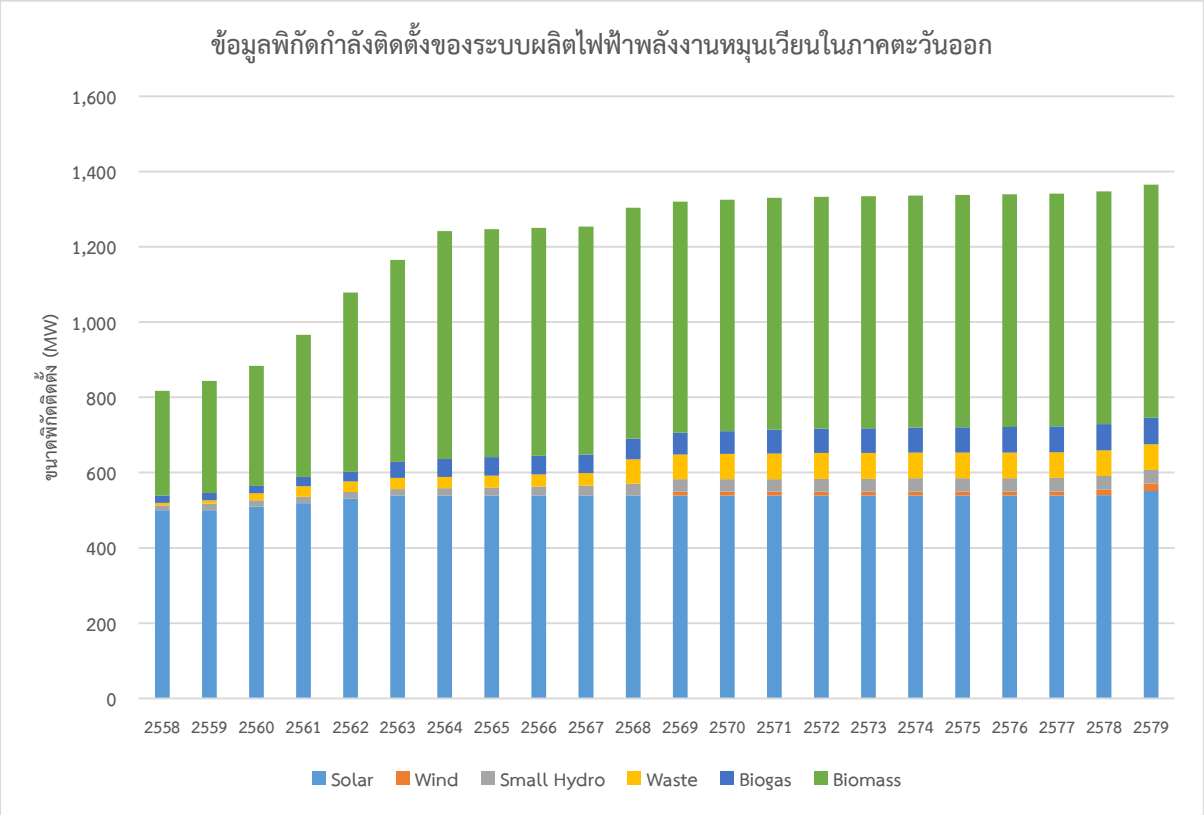
รูปที่ 6.13 : พิกัดกำลังติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ในภาคใต้



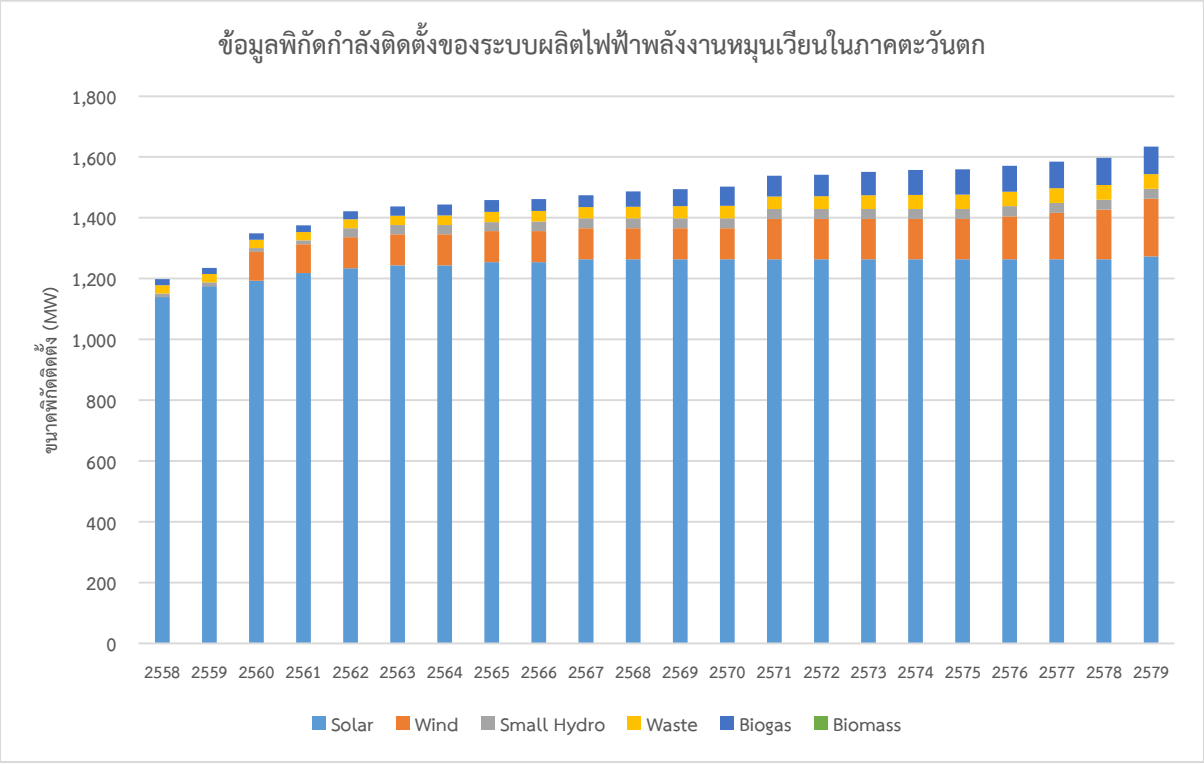
รูปที่ 6.14 : พิกัดกำลังติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 6.15 : พิกัดกำลังติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ในภาคกลาง



รูปที่ 6.16 : พิกัดกำลังติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ในภาคตะวันออก



รูปที่ 6.17 : พิกัดกำลังติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ในภาคตะวันตก

ในการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศนั้น จะอาศัยการประเมินปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบ โดยทั่วไปแล้ว การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (กฟผ.) จะพิจารณาเงื่อนกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองไว้ที่ 15% หากระบบผลิตไฟฟ้าซึ่งมีทั้งโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีปริมาณมากกว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบและมีส่วนเผื่อปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอีก 15% ก็จะถือว่าระบบผลิตไฟฟ้ามีความสามารถเพียงพอที่จะรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ แต่หากระบบผลิตไฟฟ้ามีปริมาณต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบรวมกับส่วนเผื่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองแล้ว กฟผ. จะต้องพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มเติมเพื่อรองรับกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าดังกล่าว แต่เนื่องจากตามแผน AEDP แล้วในทุกปีจะมีการเพิ่มปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนที่ทาง กฟผ. ได้ประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้เอาไว้ นอกจากการพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ตามปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นแล้ว ในกรณีนี้ กฟผ. จะต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้าให้มีปริมาณกำลังการผลิตชดเชยกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากการเพิ่มปริมาณโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย

จากประเด็นที่กล่าวมาข้างต้น การเพิ่มปริมาณโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าอาจเป็นภาระทำให้ต้องมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ในการรองรับกับความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนด้วย ดังนั้น การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อมาชดเชยปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการพิจารณาการรองรับความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เนื่องจากในระยะยาว การก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวอาจไม่สามารถแก้ปัญหาความไม่สามารถพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าประเภทนี้ได้ เนื่องจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์แบบดั้งเดิมไม่สามารถทำงานได้อย่างรวดเร็วและยืดหยุ่นมากพอ ดังนั้น การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าจึงเป็นการลดภาระในการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมและช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้าด้วย

ในโครงการวิจัยนี้ ทางคณะผู้วิจัย นำเสนอวิธีการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าโดยการประเมินปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ากับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP ซึ่งกำลังการผลิตดังกล่าวพิจารณาทั้งระบบผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์และระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยหากปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าดังกล่าวมีค่ามากกว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบก็แสดงว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถรองรับกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบได้ พร้อมทั้งสามารถรองรับกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ แต่ในทางตรงกันข้ามหากระบบผลิตไฟฟ้ามีปริมาณน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบรวมกับส่วนเผื่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ในกรณีนี้ทาง กฟผ. จะต้องพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าซึ่งปริมาณพิกัดกำลังผลิตติดตั้งนั้นอาจจะต้องแบ่งพิจารณาออกเป็น 2 ประเด็น ในประเด็นแรก คือ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่เพิ่มขึ้นทุกๆ ปี และประเด็นถัดมาก็คือปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ต้องรองรับกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาหมุนเวียน

อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่ต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อรองรับกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น ทางคณะผู้วิจัยเสนอว่าทาง กฟผ. สามารถพิจารณาเลือกพิจารณาติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าเพื่อลดภาระการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์เพื่อรองรับความไม่แน่นอนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ ดังนั้น แทนที่จะก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์สำหรับรองรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด ก็สามารถแบ่งปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมบางส่วนมาพิจารณาเป็นการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแทน ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับ

เทคโนโลยีและความคุ้มค่าในการลงทุนว่าควรติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทใด เช่น แบตเตอรี่ลิเธียมไอออน แบตเตอรี่ที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงาน ระบบกักเก็บพลังงานพลังน้ำแบบสูบกลับ หรือระบบกักเก็บพลังงานแบบก๊าซชีวภาพ หรือเป็นการผสมผสานเทคโนโลยีต่างๆ เข้าด้วยกัน ซึ่งรายละเอียดความคุ้มค่าจะต้องทำการประเมินลงลึกด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับแต่ละโครงการต่อไป

ในการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาเพิ่มเติมเมื่อมีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 6.3 และ 6.4 ในลำดับถัดไปจะต้องพิจารณาค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาเพิ่มเติม (New Generation) โดยหากกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จากสมการที่ 6.3 มีค่าน้อยกว่าศูนย์ ในกรณีนี้ไม่จำเป็นจะต้องจัดหาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม เนื่องจากกำลังการผลิตไฟฟ้ายังคงมีปริมาณเพียงกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ หรือกำลังการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP สามารถรองรับกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบซึ่งพิจารณาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง 15% ไว้แล้ว และยังสามารถรองรับกับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอีกส่วนหนึ่งด้วย

ในทางตรงกันข้าม หากปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาเพิ่มเติมมีค่ามากกว่าศูนย์ ในกรณีนี้ทาง กฟผ. จะต้องมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์เพิ่มเติมเพื่อรองรับกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ รวมทั้งกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอแนวทางการพิจารณาจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าโดยแทนที่จะต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์เพิ่มเติมทั้งหมด โดยเสนอให้แบ่งปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาใหม่เพิ่มเติมส่วนหนึ่งมาติดตั้งเป็นระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้าและเป็นการชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่

$$New\ Generation = (1 + R_M) \times P_{Demand} - P_{Gen} \tag{6.3}$$

$$P_{Generation} = P_{Gen}^{conv.} + \sum_i DF_i \times P_{Gen,i}^{RE} \tag{6.4}$$

โดยที่ R_M คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองซึ่งทาง กฟผ. พิจารณาอยู่ที่ 15%

P_{Demand} คือ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบ

P_{Gen} คือ ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าซึ่งประกอบด้วยโรไฟฟ้าเชื่อเพลิงพาณิชย์ และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

$P_{Gen}^{conv.}$ คือ ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ตามแผน PDP

DF_i คือ ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

$P_{Gen,i}^{RE}$ คือ ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP

จากที่กล่าวมาข้างต้น กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาใหม่เพิ่มเติมจะมาจากปัจจัย 2 ส่วน คือปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่เพิ่มขึ้น และปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในส่วนของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นมาอันเนื่องจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของประเทศเป็นพฤติกรรมการเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบที่ปกติ โดยหลักการแล้ว การจัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมในส่วนนี้จะเป็นการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นสิ่งที่ดำเนินการอยู่แล้วตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า PDP

สำหรับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น โดยปกติแล้วทาง กฟผ. จะต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ขึ้นมาเพื่อชดเชยกำลังการผลิตไฟฟ้าในส่วนนี้

อย่างไรก็ตาม ทางคณะผู้วิจัยนำเสนอแนวคิดการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าย่อยเพื่อช่วยแบ่งเบาภาระในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ โดยสามารถพิจารณาแบ่งปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อชดเชยกำลังการผลิตที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนส่วนหนึ่งมาติดตั้งเป็นระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าย่อย เพื่อให้เข้าใจปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาใหม่ทั้ง 2 ส่วนมากขึ้น สมการที่ 6.3 และ 6.4 สามารถเขียนใหม่ได้ดังนี้

$$New\ Generation = (1 + R_M) \times P_{Demand} - P_{Gen}^{conve.} - \sum_i DF_i \times P_{Gen,i}^{RE} + \sum_i P_{Gen,i}^{RE} - \sum_i P_{Gen,i}^{RE}$$

จากสมการข้างต้นสามารถจัดรูปได้ใหม่เป็นดังสมการที่ 6.5

$$New\ Generation = (1 + R_M) \times P_{Demand} - \left[P_{Gen}^{conv.} + \sum_i P_{Gen,i}^{RE}\right] + \sum_i (1 - DF_i) \times P_{Gen,i}^{RE} \quad (6.5)$$

ทั้งนี้ กำหนดให้

$$Needed\ Power\ Plant = (1 + R_M) \times P_{Demand} - \left[P_{Gen}^{conv.} + \sum_i P_{Gen,i}^{RE}\right] \quad (6.6)$$

$$Backup = \sum_i (1 - DF_i) \times P_{Gen,i}^{RE} \quad (6.7)$$

ดังนั้น จะเขียนสมการที่ 6.5 ใหม่ได้เป็น

$$New\ Generation = Needed\ Power\ Plant + Backup \quad (6.8)$$

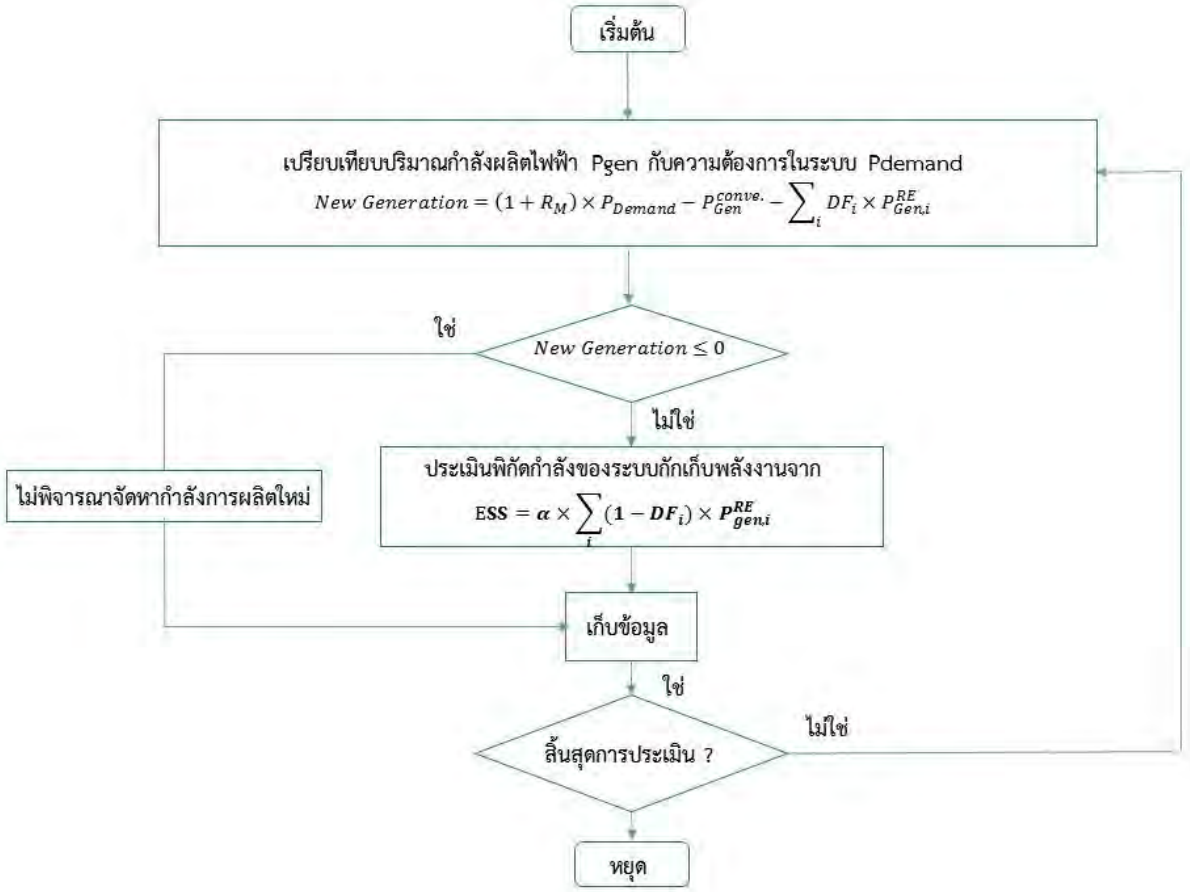
จากสมการที่ 6.8 ข้างต้นจะเห็นได้ว่า กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาใหม่ประกอบไปด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในระบบ (Needed Power Plant) ซึ่งสามารถประเมินได้จากผลต่างของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรอง กับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งในระบบ ($Needed\ Power\ Plant = Demand - Installed\ Capacity$) และกำลังการผลิตไฟฟ้าอีกส่วนหนึ่งก็คือกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาเนื่องจากกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งสามารถประเมินได้จากสมการที่ 6.7 ซึ่งกำลังการผลิตไฟฟ้าในส่วนแรกนั้นจะต้องจัดหามาจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ เนื่องจากปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาเพิ่มเติมในส่วนนี้มาจากการเพิ่มปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ

สำหรับปริมาณกำลังไฟฟ้าในส่วนที่พิจารณาจากปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น โดยปกติแล้ว ทาง กฟผ. จะต้องพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ แต่ในสถานการณ์ปัจจุบันนั้น การก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่อาจจะเป็นวิธีการที่ดำเนินการได้ยาก เนื่องจากข้อจำกัดด้านพื้นที่ในการก่อสร้างและผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ทางคณะผู้วิจัยจึงนำเสนอแนวทางการแก้ไข โดยพิจารณาแบ่งปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาเพิ่มเติมส่วนหนึ่งมาดำเนินการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้า และปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนที่เหลือจะจัดหามาจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ ทั้งนี้การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อชดเชยปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าในส่วนนี้ทั้งหมดอาจเป็นการไม่เหมาะสมในทาง

ปฏิบัตินัก เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ด้วยตนเอง ต้องอาศัยการกักเก็บพลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายพลังงานออกในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า การก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อชดเชยกำลังการผลิตไฟฟ้าในส่วนนี้จึงยังคงมีความจำเป็น เพื่อเป็นการรับประกันความมั่นคงของระบบไฟฟ้าหากเกิดการขาดกำลังการผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ปริมาณพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานและพิกัดติดตั้งของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์สามารถประเมินได้จากสมการที่ 6.9 และ 6.10 ตามลำดับ

$$ESS = \alpha \times \sum_i (1 - DF_i) \times P^{RE}_{Generation,i} \quad (6.9)$$

$$Conventional\ Power\ Plant = New\ Generation - Needed\ Power\ Plant - Backup \quad (6.10)$$



รูปที่ 6.18 : วิธีการประเมินขนาดของระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้า

วิธีการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าสามารถสรุปได้ดังรูปที่ 6.18 โดยในขั้นตอนแรกประเมินความเพียงพอในระบบไฟฟ้า (Power System Adequacy) โดยพิจารณาเงื่อนไขปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง 15% และสำหรับระบบผลิตไฟฟ้านั้นพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ และระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้ ปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์จะใช้ข้อมูลจากแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า PDP ฉบับ พ.ศ. 2558 – 2579 สำหรับข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะอาศัยข้อมูลจากแนวคิดการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

ของ สนพ. และอาศัยตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้ (Dependable Factor) ของ กฟผ. ในการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

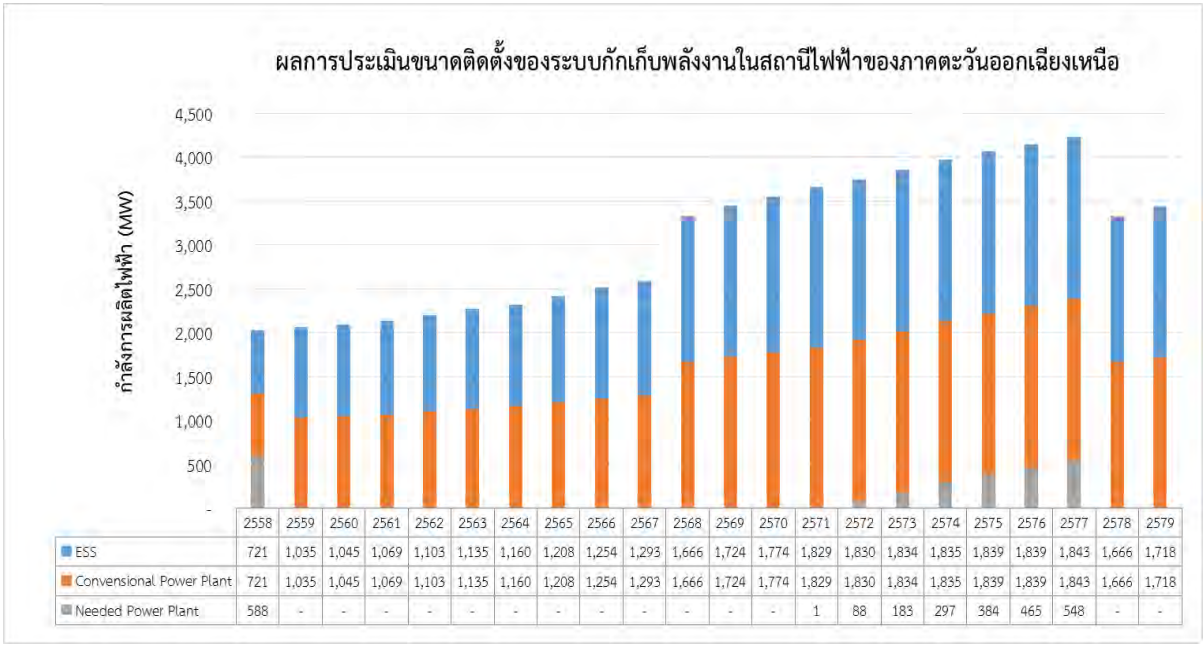
เมื่อมีข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้า และข้อมูลปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบแล้ว ในขั้นตอนถัดไป พิจารณาว่ากำลังการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือไม่ หากปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าเพียงพอ (ปริมาณ Needed Power Plant มีค่าน้อยกว่าศูนย์) ก็ไม่จำเป็นที่จะต้องพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม ในทางตรงกันข้ามหากปริมาณการผลิตไฟฟ้ามีค่าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ (ปริมาณ Needed Power Plant มีค่ามากกว่าศูนย์) ในกรณีนี้จะต้องพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ เพื่อรองรับกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และกำลังการผลิตที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน สำหรับการผลิตโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับกับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น ในงานวิจัยฉบับนี้ ทางคณะผู้วิจัยมีข้อเสนอแนะว่าในการวางแผนรองรับปริมาณกำลังการผลิตในส่วนนี้สามารถแบ่งกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนหนึ่งมาวางแผนก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าได้ ขนาดของระบบกักเก็บพลังงานจะประเมินจากกำลังการผลิตไฟฟ้าที่แบ่งเบามาจากภาระที่ต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ และระยะเวลาในการรองรับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าในส่วนดังกล่าวนี้ต้องรองรับการจ่ายไฟฟ้าได้เพียงพอกับช่วงเวลาในการเดินโรงไฟฟ้าขึ้นมาเพื่อชดเชยปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งโรงไฟฟ้าที่ต้องเดินเครื่องขึ้นมาใหม่ดังกล่าวจะต้องมีความสามารถในการเดินเครื่องได้ในระยะเวลาสั้น เช่น โรงไฟฟ้า Gas Turbine หรือ Gas/Diesel Engine เป็นต้น

เมื่อประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว สำหรับการแบ่งสัดส่วนของปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่กับติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้า ทางคณะผู้วิจัยมีความเห็นว่าการพิจารณาค่าสัดส่วนดังกล่าวขึ้นอยู่กับนโยบายความคุ้มค่าในการลงทุน และข้อจำกัดด้านการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศ อย่างไรก็ตาม อาจกำหนดสัดส่วน 50% ในการพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ และระบบกักเก็บพลังงานเพื่อลดภาระของ กฟผ. ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ จากนั้น ทำการเก็บข้อมูลการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานเป็นรายปี ทำการประเมินขนาดติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าต่อโดยเริ่มจากปี พ.ศ. 2558-2579 เพื่อพิจารณาปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP

ทางคณะผู้วิจัยได้ทำการประเมินขนาดของระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าโดยการพิจารณาสัดส่วนในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเป็น 50% ของปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ผลการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานแยกรายภูมิภาคของประเทศไทยสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 6.19-6.22 สำหรับผลการประเมินระบบกักเก็บพลังงานในภาคใต้ และภาคกลางนั้นไม่มีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน เนื่องจากปริมาณการผลิตไฟฟ้าเพียงพอต่อปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า ถึงแม้จะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน แต่โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ก็สามารถรองรับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่แน่นอนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้

	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579
ESS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	96	146	185	229	281	324	360	401	444	489
Convensional Power Plant	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	96	146	185	229	281	324	360	401	444	489
Needed Power Plant	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

รูปที่ 6.19 : ผลการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานของภาคเหนือ



	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579
ESS	721	1,035	1,045	1,069	1,103	1,135	1,160	1,208	1,254	1,293	1,666	1,724	1,774	1,829	1,830	1,834	1,835	1,839	1,839	1,843	1,666	1,718
Convensional Power Plant	721	1,035	1,045	1,069	1,103	1,135	1,160	1,208	1,254	1,293	1,666	1,724	1,774	1,829	1,830	1,834	1,835	1,839	1,839	1,843	1,666	1,718
Needed Power Plant	588	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	88	183	297	384	465	548	-	-

รูปที่ 6.20 : ผลการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579
ESS	264	273	76	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105	394	428	428	347	429	432	439
Convensional Power Plant	264	273	76	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	105	394	428	428	347	429	432	439
Needed Power Plant	2,448	786	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	600	1,186	-	118	1,813	2,139

รูปที่ 6.21 : ผลการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานของภาคตะวันออก

	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579
ESS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	596	654	658	679	683	687	691	693	700	706	712	729
Convensional Power Plant	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	596	654	658	679	683	687	691	693	700	706	712	729
Needed Power Plant	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	2,166	2,250	2,344	2,455	2,580	2,688	4,169	4,266	4,367	4,455

รูปที่ 6.22 : ผลการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานของภาคตะวันตก

จากผลการประเมินจะเห็นได้ว่าในภาพรวมนั้นปริมาณการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานมีค่าเพิ่มขึ้นทุกปี อันเนื่องมาจากแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP แต่ในช่วงปีท้ายของการประเมิน (พ.ศ. 2575 เป็นต้นไป) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคตะวันออก และภาคตะวันตกนั้นจะมีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบเพิ่มขึ้นด้วย (Needed Power Plant) ทั้งนี้เนื่องจากตามแผน PDP ฉบับปรับปรุงใหม่ ม.ค. 2558 นี้ยังไม่มีแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มเติม จึงทำให้มีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ต้องจัดหาเพิ่มเติมจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ในผลการประเมินข้างต้น อย่างไรก็ตาม จากผลการประเมินในบางภูมิภาค เช่น ภาคเหนือ และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มีปริมาณการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานลดลง ทั้งนี้เนื่องมาจากข้อมูลของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการประเมินนี้พิจารณาจากแผน PDP มีการพิจารณาการก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในช่วงท้ายของการประเมินด้วย จึงทำให้ปริมาณการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานลดลงตามปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่ก่อสร้างเพิ่มเข้ามาในระบบ

สำหรับในภาคตะวันออกนั้นในช่วงกลางของการประเมิน (พ.ศ. 2562-2571) จะพบว่าไม่มีความต้องการในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ทั้งนี้เนื่องจากตามแผน PDP จะมีโรงไฟฟ้าถูกก่อสร้างเข้ามาในภาคตะวันออก จึงทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณเพียงพอกับความต้องการของระบบ และชดเชยกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน จึงทำให้ในช่วงเวลาดังกล่าวไม่มีความจำเป็นที่จะต้องติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งในกรณีนี้ทางผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าอาจนำความสามารถของระบบกักเก็บพลังงานมาช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าได้ เช่น นำระบบกักเก็บพลังงานมาช่วยจ่ายไฟฟ้าในช่วงที่ระบบผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์เกิดขัดข้อง ช่วยลดเวลาในการขาดกำลังการผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ก่อนที่ผู้ควบคุมระบบจะดำเนินการเดินโรงไฟฟ้าสำรอง

เมื่อพิจารณาในภาพรวมของทั้งประเทศแล้ว ในช่วงเริ่มต้นของการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้นไม่มีความจำเป็นที่จะต้องก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้า ซึ่งแตกต่างจากผลการประเมินแยกรายภูมิภาค เนื่องจากเมื่อพิจารณาในภาพรวมของประเทศแล้ว ในช่วงแรกของการพัฒนากำลังการผลิตจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP นั้นปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนยังคงมีปริมาณไม่มาก และโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์สามารถรองรับกำลังการผลิตไฟฟ้าในส่วนที่ไม่สามารถพึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และในช่วงปี พ.ศ. 2578 นั้น จะมีปริมาณการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานลดลง เนื่องจากตามแผน PDP จะมีโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์เข้ามาในระบบเพิ่มเติม จึงทำให้ปริมาณการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานลดลง ลักษณะคล้ายกับผลการประเมินปริมาณระบบกักเก็บพลังงานรายพื้นที่

อย่างไรก็ตาม การประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานในภาพรวมนี้ยังไม่ได้สะท้อนถึงกำลังการผลิตที่ไม่สามารถพึ่งพาได้ของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแยกรายพื้นที่ ในบางภูมิภาคของประเทศอาจมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลางตอนบน ในกรณีนี้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ดังกล่าวอาจมีความไม่แน่นอนมากกว่าบริเวณภูมิภาคอื่น ในทางเทคนิคควรติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานมากกว่าภูมิภาคอื่นๆ ซึ่งจากผลการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานของภาคตะวันออกเฉียงเหนือให้ผลการประเมินตามที่กล่าวมาข้างต้น

จากตัวอย่างข้างต้น การประเมินพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานในภาพรวมของทั้งประเทศ อาจทำให้การพิจารณาติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อรองรับความไม่แน่นอนจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนคลาดเคลื่อนไป เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะถูกติดตั้งกระจายตัวตามพื้นที่ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย ดังนั้นหากประเมินพิกัดติดตั้งระบบกักเก็บ

บทที่ 7
นโยบายและรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

จากผลการรายงานที่ได้กล่าวมาในบทข้างต้น ที่ได้มีการพิจารณาในการเลือกรูปแบบของเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมเพื่อนำมาประยุกต์ใช้แก้ปัญหาผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงในระบบไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคต และแนวทางของการวิเคราะห์ความเหมาะสมของเทคโนโลยีและขนาดของระบบกักเก็บพลังงานในการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 6 ทำให้ได้ข้อมูลที่เพียงพอที่จะนำมาใช้พิจารณาในการออกรูปแบบและนโยบายการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอแนวคิดของนโยบายการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน โดยจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลัก ตามรูปแบบของการแก้ปัญหาที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 6 คือ การกำหนดรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการกำหนดรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อย นอกจากนั้นจะนำเสนอสมมติฐานทางเทคนิคและทางการเงินที่ใช้ในการวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสม และในตอนท้ายจะสรุปอัตราการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน และกล่าวถึงประโยชน์ด้านอื่นๆของการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้าด้วย

7.1 แนวคิดของนโยบายการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

จากปัญหาความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้น ในต่างประเทศที่มีประสบการณ์การผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงได้มีเครื่องมือที่ช่วยในการบริหารจัดการความไม่แน่นอนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังพลังงานหมุนเวียนซึ่งก็คือ ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) ทางคณะผู้วิจัยได้ทบทวนเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับระบบกักเก็บพลังงานและแนวโน้มการพัฒนาเทคโนโลยีดังกล่าวในอนาคต พร้อมทั้งวิเคราะห์รูปแบบ, แนวทางการติดตั้ง รวมถึงโครงสร้างต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานเพื่อประยุกต์ใช้ในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย อย่างไรก็ดี ในเชิงของนโยบายและรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน การพิจารณาเลือกชนิดของระบบกักเก็บพลังงานนั้นมีหลายปัจจัยที่ควรพิจารณาทั้งในด้านของต้นทุน ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา อายุการใช้งาน ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม แต่ประเด็นที่มีความสำคัญในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานก็คือ การเข้ากันได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานสามารถตอบสนองต่อความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีเสถียรภาพถึงแม้จะมีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง โดยได้นำเสนอเนื้อหาดังกล่าวในบทที่ 4

นอกจากนี้ ในบทที่ 6 ทางคณะผู้วิจัยยังได้นำเสนอการวิเคราะห์ความเหมาะสมของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง รวมถึงผลการประเมินการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานทั้ง 2 ส่วนจะมีรายละเอียดที่

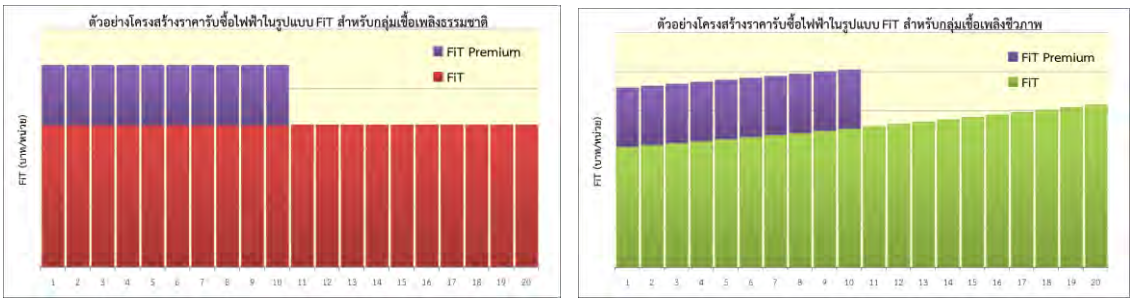
แตกต่างกันในเชิงเทคนิค การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นจะต้องการระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถเก็บและปล่อยพลังงานไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว เพื่อรองรับกับความไม่แน่นอนของต้นกำลังในการผลิตไฟฟ้า แต่ระบบกักเก็บพลังงานดังกล่าวไม่จำเป็นที่จะต้องเก็บหรือปล่อยพลังงานไฟฟ้าได้เป็นเวลานาน เนื่องจากต้องการลดปัญหาความไม่แน่นอนในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ในทางตรงกันข้าม การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้านั้นมีจุดประสงค์เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า จึงต้องการระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถเก็บหรือปล่อยพลังงานได้เป็นเวลานาน แต่อาจไม่ต้องการความรวดเร็วในการเก็บหรือปล่อยพลังงาน

ดังนั้น ในงานวิจัยนี้ได้กำหนดแนวคิดของนโยบายการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน ออกเป็น 2 ส่วนหลัก ได้แก่

- การกำหนดรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- การกำหนดรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อย

7.1.1 การกำหนดรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

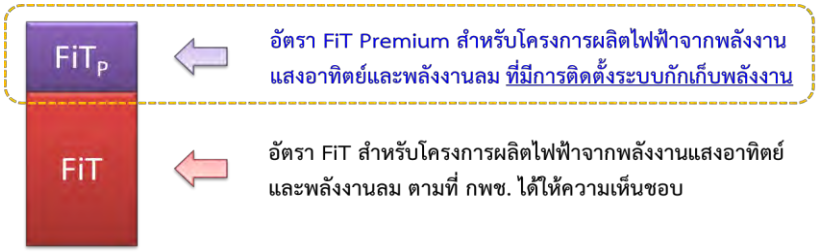
ที่ผ่านมาภาครัฐได้มีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) และได้มีการประกาศอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT ครบทุกประเภทเชื้อเพลิงแล้วในปี 2557 โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT นั้นจะมีระยะเวลาสนับสนุน 20-25 ปี ขึ้นอยู่กับประเภทของเทคโนโลยี ซึ่งจะมีความสอดคล้องกับต้นทุนของพลังงานหมุนเวียนในแต่ละประเภทอย่างแท้จริง มีการกำหนดผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสมและเป็นธรรมกับทุกฝ่าย เป็นการช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน เนื่องจากมีการอุดหนุนแบบค่อยเป็นค่อยไปตามช่วงเวลาของโครงการ นอกจากนี้ยังช่วยให้ภาครัฐสามารถวางแผนการจัดหาไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้อย่างชัดเจนอีกด้วย โดยรูปแบบของการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 กลุ่มหลัก คือ (1) กลุ่มที่ไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง (พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม และพลังน้ำ) จะกำหนดอัตรา FiT คงที่ตลอดอายุสัญญา (2) กลุ่มที่มีต้นทุนเชื้อเพลิง (เชื้อเพลิงขยะ เชื้อเพลิงชีวมวล และเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ) จะมีการปรับเพิ่มอัตรา FiT ตามต้นทุนเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นทุกปี นอกจากนี้ ภาครัฐยังได้มีการประกาศอัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษในรูปแบบ FiT (FiT Premium; FiT_P) เพิ่มเติมจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ปกติ สำหรับกลุ่มเชื้อเพลิงชีวภาพและในพื้นที่จังหวัดชายแดนภาคใต้ เพื่อลดภาระการลงทุนของผู้พัฒนาโครงการและจูงใจให้เกิดการพัฒนาโครงการอย่างรวดเร็ว ให้สอดคล้องกับนโยบายของรัฐบาลที่ต้องการเร่งแก้ไขปัญหา ตลอดจนการส่งเสริมการใช้ประโยชน์จากทรัพยากรอย่างยั่งยืน



รูปที่ 7.1 : ตัวอย่างโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT

ทั้งนี้ การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยส่วนใหญ่แล้วผู้ลงทุนจะเป็นผู้ประกอบการหรือเจ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนนั้นๆเป็นผู้ลงทุนเอง ซึ่งจะทำให้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเกิดภาระการลงทุนที่มากขึ้น ส่งผลให้ผู้ประกอบการมีความเสี่ยงในการดำเนินธุรกิจมากขึ้น รวมถึงกระทบต่อความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และระยะเวลาคืนทุนของโรงไฟฟ้า และจากข้อจำกัดของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะพลังงานหมุนเวียนในกลุ่มเชื้อเพลิงธรรมชาติ ที่แม้ว่าจะเป็นพลังงานที่สะอาดและไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง แต่พลังงานที่ได้ก็มีความไม่แน่นอน และไม่สามารถคาดการณ์ปริมาณการผลิตไฟฟ้าได้โดยง่าย ซึ่งจะส่งผลให้การวางแผน การดำเนินการ และการควบคุมระบบไฟฟ้ากำลังมีความสลับซับซ้อนมากขึ้น โดยในงานวิจัยนี้จึงเน้นที่แนวทางการผสานระบบกักเก็บพลังงานเฉพาะในกลุ่มเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานธรรมชาติเท่านั้น โดยเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้มีความไม่แน่นอน และมีความผันแปรค่อนข้างมาก ซึ่งทำให้ต้องมีกระบวนการจัดการแบบพิเศษเพื่อบรรเทาปัญหาที่อาจเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้ากำลังในอนาคต ดังนั้น การกำหนดรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จะพิจารณาเฉพาะกลุ่มพลังงานธรรมชาติ ที่ประกอบไปด้วยโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเท่านั้น เพื่อเป็นนโยบายจูงใจให้ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้าทำการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพิ่มเข้าไปในระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าก่อนจ่ายเข้าสู่ระบบต่อไป

อย่างไรก็ดี เพื่อให้นโยบายส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีความสอดคล้องและเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน ในงานวิจัยนี้จะอ้างอิงการรูปแบบของการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT ผ่านโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT Premium; FiT_P) ซึ่งถือเป็นนโยบายของภาครัฐในการแก้ไขปัญหาการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง โดยอัตรา FiT_P จะช่วยลดภาระการลงทุนของผู้พัฒนาโครงการ และจูงใจให้เกิดการพัฒนาการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และพลังงานลมอย่างรวดเร็ว



รูปที่ 7.2 : โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT สำหรับโครงการที่มีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน

7.1.2 การกำหนดรูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อย

ที่ผ่านมาภาครัฐเริ่มมีนโยบายในการส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2532 ประกอบไปด้วย ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) ซึ่งเป็นนโยบายที่ภาครัฐส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีบทบาทมากขึ้นในกิจการไฟฟ้าของประเทศ โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะมีหน้าที่สั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้า จึงกำหนดโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าเป็นสองส่วน (Two Part Tariff) ได้แก่

- ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) หรือ ค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment : CP) กำหนดจากต้นทุน ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าของเอกชน และค่าใช้จ่ายคงที่อื่นๆ (Fixed Cost) ซึ่งค่าความพร้อมจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายที่ต้องจ่าย ไม่ว่า กฟผ. จะมีการสั่งเดินเครื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนหรือไม่ เนื่องจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะต้องเตรียมความพร้อมของโรงไฟฟ้าให้พร้อมที่จะจ่ายไฟได้ตลอดเวลาเมื่อ กฟผ. สั่งเดินเครื่อง ซึ่งในกรณีที่เป็นโรงไฟฟ้าของ กฟผ. เอง แม้ว่าโรงไฟฟ้าจะไม่เดินเครื่อง กฟผ. ก็ต้องจ่ายค่าดอกเบี้ย เงินต้น และค่าใช้จ่ายคงที่อื่นๆ เช่นกัน แต่ค่าใช้จ่ายดังกล่าว ได้รวมอยู่ในค่าไฟฟ้าฐาน ที่เรียกเก็บกับประชาชนแล้ว ดังนั้น การจ่ายค่าความพร้อมจ่าย จึงอยู่บนหลักการเดียวกัน หรือ
- ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP) กำหนดจากค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายผันแปรอื่นๆ ที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า เพื่อจำหน่ายเข้าระบบของ กฟผ. และจะผันแปรไปตามราคาเชื้อเพลิงเป็นหลัก

ทั้งนี้ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าดังกล่าวจะไม่ใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีสัญญาแบบ Non-firm ที่จะได้รับเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้าเท่านั้นและ กฟผ.จะไม่มีการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า แต่จะรับซื้อปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด

โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อยนั้นมีจุดประสงค์เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้ระบบไฟฟ้า เพิ่มความเร็วในการตอบสนองการเปลี่ยนแปลงของระบบผลิตไฟฟ้า และเพิ่มความมั่นคงของระบบไฟฟ้า โดยลักษณะการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานจะเป็นการกักเก็บพลังงานไว้ (Power back up) และปล่อยพลังงานออกมาในสถานการณ์ฉุกเฉินที่ระบบไฟฟ้ามีความต้องการเท่านั้น ซึ่งระบบกักเก็บพลังงานจะไม่ได้มีการปล่อยพลังงานไฟฟ้าออกมาตลอดเวลา ทำให้การกำหนดรูปแบบการส่งเสริมให้เกิดการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อยนั้น ไม่สามารถสนับสนุนราคารับซื้อไฟฟ้าในส่วนที่ระบบกักเก็บพลังงานปล่อยออกมาเพียงอย่างเดียวได้ เพราะหากในช่วงใดช่วงหนึ่งระบบไฟฟ้าไม่เกิดความผิดปกติเลย ก็จะไม่มีการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งจะส่งผลต่อความเสี่ยงของผู้ดำเนินธุรกิจระบบกักเก็บพลังงานนี้ ดังนั้น ที่ปรึกษาฯ จะขอเสนอรูปแบบการส่งเสริมให้เกิดการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อยที่มีความเหมาะสมในลักษณะคล้ายกับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่เป็นสองส่วน (Two Part Tariff) ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) โดยจะพิจารณาโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าจากการลงทุนที่มาจาก 2 ส่วน ได้แก่ ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) จะสะท้อนส่วนของการลงทุนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน และ ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) จะสะท้อนส่วนของการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งแนวคิดของการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าทั้ง 2 ส่วน สามารถสรุปรายละเอียดได้ดังนี้

- <u>ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP)</u> กำหนดจากต้นทุนในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานและค่าใช้จ่ายคงที่อื่นๆ (Fixed Cost) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M Cost) อายุการใช้งานของอุปกรณ์ต่างๆ โดยจะสะท้อนถึงการลงทุนที่แท้จริงและคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสม

$$AP = \frac{R_T}{yearly\ expected_kWh}$$

โดยที่ $$yearly\ expected_kWh = kW \times 8760 \times P.F.$$

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{(R_t - O\&M_t)}{(1+IRR)^t} - C_{ESS} = 0$$

โดย AP คือ ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) [หน่วย: THB/kWh]
R_T คือ รายได้คงที่ในแต่ละปีที่จะสะท้อนต้นทุนในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ค่าใช้จ่ายคงที่อื่นๆ (Fixed Cost) และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M Cost) โดยคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสม [หน่วย: THB/ปี]
kW คือ ขนาดของระบบกักเก็บพลังงาน [หน่วย: kW]
$P.F.$ คือ ความสามารถในการเดินระบบกักเก็บพลังงานต่อปี [หน่วย: %]
R_i คือ รายได้จากการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ณ ปีที่ i [หน่วย: MTHB]
$O\&M_i$ คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา ณ ปีที่ i [หน่วย: MTHB]
C_{ESS} คือ เงินลงทุนรวมระบบกักเก็บพลังงาน ณ ปีเริ่มต้น [หน่วย: MTHB]
IRR คือ ผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม [หน่วย: %]

หมายเหตุ สามารถใช้โปรแกรมสำเร็จรูป MSExcel®-Solver ช่วยในการหาคำตอบ (R_i) ของสมการได้ โดยทำการกำหนดสมมติฐานผลตอบแทน IRR ที่เหมาะสม

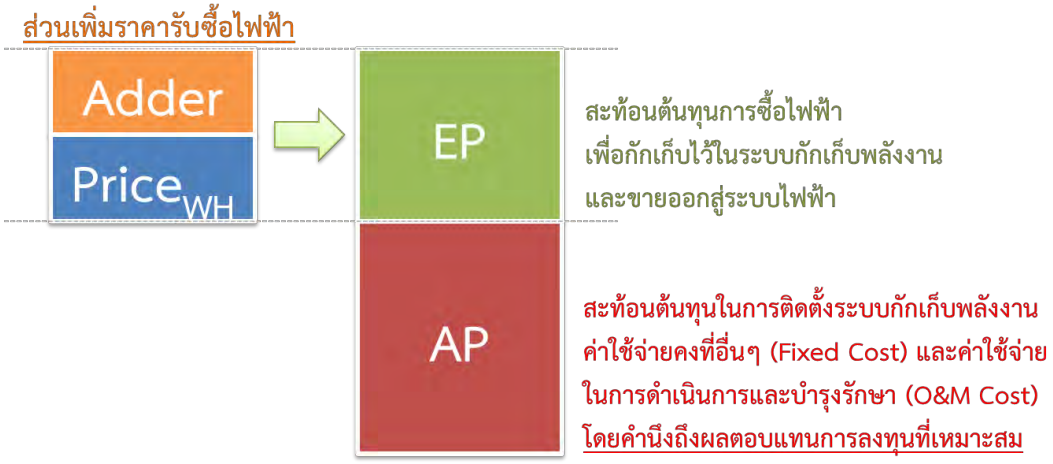
- <u>ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP)</u> กำหนดจากต้นทุนการซื้อไฟฟ้า (ค่าไฟฟ้าขายส่ง; $Price_{WH}$) เพื่อกักเก็บไว้ในระบบกักเก็บพลังงาน รวมกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เพื่อเป็นการสะท้อนถึงการลงทุนที่แท้จริงในส่วนของการซื้อไฟฟ้าเพื่อกักเก็บไว้ในระบบกักเก็บพลังงานและขายออกสู่ระบบไฟฟ้า

$$EP = \frac{Price_{WH} + Adder}{(1 - Loss)}$$

โดยที่ $$Adder = r \times AVG_Price_{WH}$$

โดย EP คือ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment [หน่วย: THB/kWh]
$Price_{WH}$ คือ ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย [หน่วย: THB/kWh]

$Adder$	คือ	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า [หน่วย: THB/kWh]
r	คือ	อัตราดอกเบี้ยการกู้เงิน [หน่วย: %]
AVG_Price_{WH}	คือ	ค่าเฉลี่ยของราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย [หน่วย: THB/kWh]
$Loss$	คือ	สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบ [หน่วย: %]



รูปที่ 7.3 : โครงสร้างอัตรารับซื้อไฟฟ้าสำหรับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบส่งไฟฟ้า

ทั้งนี้ โครงสร้างอัตรารับซื้อไฟฟ้าสำหรับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบส่งไฟฟ้าที่มาจาก 2 ส่วน ได้แก่ ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment : AP) และ ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) สามารถสรุปรายได้รวมจากการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ได้ดังนี้

$$\text{รายได้รวมจากการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน} = AP \times kWh_{Standby} + EP \times kWh_{Sell}$$

โดย	$kWh_{Standby}$	คือ	ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่พร้อมจ่าย ซึ่งเป็นความสัมพันธ์ระหว่างขนาดระบบกักเก็บพลังงาน (kW) กับ จำนวนชั่วโมงใน 1 เดือน หรือ 1 ปี [หน่วย: kWh]
	kWh_{Sell}	คือ	ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่จำหน่ายออกสู่ระบบไฟฟ้าจริง [หน่วย: kWh]

7.2 สมมติฐานทางเทคนิคที่ใช้ในการวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

7.2.1 สมมติฐานทางเทคนิคของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

จากการพิจารณาต้นทุนของการลงทุนการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานตามที่ได้กล่าวมาแล้วในบทที่ 4 พบว่า ต้นทุนจะถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลักๆ ได้แก่ ต้นทุนรวมและค่าใช้จ่ายในระหว่างการใช้งาน โดยทั่วไปต้นทุนรวมในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายของระบบแปลงกำลัง (cost of power conversion system, C_{PCS}) ค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน (energy storage related costs, C_{Stor}) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 7.1 และค่าใช้จ่ายในระหว่างการใช้งาน คือ ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา ($O\&M_{ESS}$) ได้ดังตารางที่ 7.2 นอกจากนี้ เมื่อมีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเข้ามาในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนของกำลังการผลิตให้มีคุณภาพไฟฟ้าที่ดีขึ้นจะเกิดความสูญเสียของพลังงานไฟฟ้าบางส่วนอีกด้วย ซึ่งสามารถสรุปสมมติฐานทางเทคนิคของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมได้ดังตารางที่ 7.3

ตารางที่ 7.1 : สรุปสมมติฐานทางเทคนิคของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

เทคโนโลยี	ค่าใช้จ่ายของระบบแปลงกำลัง (PCS) (THB/kW)	ค่าใช้จ่ายในระบบส่วนอื่นๆ (BOS) (THB/kW)	ราคาแบตเตอรี่ (THB/kWh)
แบตเตอรี่ลิเธียมไอออน	8,000.00	3,200.00	19,200.00
แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์	8,000.00	1,000.00	19,200.00
แบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน	8,000.00	1,000.00	12,800.00

หมายเหตุ อัตราแลกเปลี่ยน 32 บาท/USD

ตารางที่ 7.2 : สรุปสมมติฐานทางเทคนิคของค่าดำเนินการและซ่อมบำรุง

เทคโนโลยี	ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุงแบบคงที่ (ร้อยละของเงินลงทุนทั้งหมด)	ค่าดำเนินการและการซ่อมบำรุงแบบผันแปร (ร้อยละของเงินลงทุนทั้งหมด/kWh)
แบตเตอรี่ลิเธียมไอออน	0.55	0.00017
แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์	0.89	0.00009
แบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน	0.67	0.00009

ตารางที่ 7.3 : สรุปสมมติฐานทางเทคนิคของพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในระบบไฟฟ้าที่ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน

เทคโนโลยี	พลังงานไฟฟ้าสูญเสีย		
	ติดตั้งที่ระบบส่งไฟฟ้า[1]	ติดตั้งที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์[2]	ติดตั้งที่โรงไฟฟ้าพลังงานลม[2]
แบตเตอรี่ลิเธียมไอออน	10%	1%	3%
แบตเตอรี่วานาเดียมรีดอกซ์	10%	1%	3%
แบตเตอรี่สังกะสี-โบรมีน	10%	1%	3%

หมายเหตุ 1) เป็นพลังไฟฟ้าสูญเสียเทียบกับ 1 รอบการอัดและคายประจุของแบตเตอรี่เอง
2) กำหนดให้พลังงานไฟฟ้าสูญเสียสำหรับกรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 1% เทียบกับพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผลิตได้ และกรณีโรงไฟฟ้าพลังงานลม 3% พลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนผลิตได้ โดยการติดตั้งที่โรงไฟฟ้าพลังงานลมมีค่าสูงกว่าเนื่องจากมีความผันผวนมากกว่า ทำให้ต้องมีรอบการทำงานสูงกว่า

7.2.2 สมมติฐานทางเทคนิคของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

ในงานวิจัยนี้จะอ้างอิงสมมติฐานทางเทคนิคสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่ใช้ในการจัดทำอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่ผ่านความเห็นชอบจาก กพช. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 และวันที่ 15 ธันวาคม 2557 แล้ว เพื่อให้การวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีความสอดคล้องและเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน โดยสมมติฐานทางเทคนิคที่จำเป็นสำหรับการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มพิเศษ (FiT_P) เพื่อจัดทำเป็นข้อเสนอในการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน จะพิจารณาเฉพาะในส่วนของความสามารถในการผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ประกอบด้วย ค่าตัวประกอบโรงไฟฟ้า (Plant Factor) และค่าอัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (กรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์) เพื่อหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ ซึ่งจะนำไปพิจารณาร่วมกับกำลังสูญเสียในระบบหากมีการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานร่วมด้วย สามารถสรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 7.4 : สรุปสมมติฐานทางเทคนิคของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

ประเภท	**ขนาดกำลังผลิต**	**ค่า P.F.** (%)
พลังงานแสงอาทิตย์		
- แบบติดตั้งบนหลังคา บ้านอยู่อาศัย	≤10 kWp	14.84%
- แบบติดตั้งบนหลังคา อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	>10-250 kWp	14.84%
- แบบติดตั้งบนหลังคา อาคารธุรกิจขนาดใหญ่/โรงงาน	>0.25-1.0 MWp	14.84%
- แบบติดตั้งบนพื้นดิน	ทุกขนาด	16.0%
พลังงานลม		
- กังหันลม/ทุ่งกังหันลม	ทุกขนาด	18.0%

7.3 สมมติฐานทางการเงินที่ใช้ในการวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

ในส่วนนี้จะกล่าวสรุปถึงผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสม รวมถึงแบบจำลองทางการเงินที่ใช้ในการวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน ผ่านโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) หรือส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ภาครัฐได้มีการประกาศใช้สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน

7.3.1 ผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสมสำหรับการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

การกำหนดสมมติฐานทางการเงินที่สอดคล้องกับสภาวะเศรษฐกิจในปัจจุบันจะช่วยให้โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าเพื่อสนับสนุนการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน มีความสัมฤทธิผลเมื่อถูกนำไปใช้มากขึ้น ซึ่งเครื่องมือทางการเงินหลักที่ภาครัฐได้กำหนดเป็นนโยบายการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยนั้น คือ การกำหนดอัตราผลตอบแทนภายในทางการเงินของโครงการโดยรวม (Project-IRR หรือ $FIRR_a$) ที่เหมาะสม เพื่อส่งสัญญาณไปยังนักลงทุนโดยจะกำหนดให้ราคารับซื้อไฟฟ้าสะท้อนผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ (Return on Project) ไม่ต่ำกว่าการลงทุนในกิจการอื่นที่มีความเสี่ยง (Risk) ในระดับเดียวกัน ทั้งนี้ การกำหนดอัตราผลตอบแทนภายในทางการเงินของโครงการจะเป็นการมองภาพรวมของสินทรัพย์ทั้งหมดของโครงการโดยไม่ขึ้นกับสมมติฐานการกู้ยืมเงินจากสถาบันการเงิน ซึ่งจะทำให้เห็นผลตอบแทนโดยรวมของโครงการชัดเจนมากขึ้น และเหมาะสำหรับการพิจารณาปล่อยเงินกู้ให้กับโครงการของนักลงทุนหรือสถาบันการเงินอีกด้วย

ที่ผ่านกระทรวงพลังงานได้มีการศึกษาและจัดทำนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT และมีประกาศอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ FiT สำหรับปี 2557 ตามมติการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 และมีประกาศอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ FiT สำหรับปี 2558 (ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์) ตามมติการประชุม กพช. เมื่อวันที่ 15 ธันวาคม 2557 มาแล้วนั้น

ทั้งนี้ เพื่อให้การวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานมีความสอดคล้องและเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบัน ในงานวิจัยนี้จะอ้างอิงการกำหนดอัตราผลตอบแทนภายในทางการเงินของโครงการโดยรวม (Project-IRR หรือ $FIRR_a$) สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนที่ใช้เพื่อการจัดทำอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ที่ผ่านความเห็นชอบจาก กพช. แล้ว เป็นตัวแทนในการวิเคราะห์หาราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT Premium; FiT_P) ที่เหมาะสมสำหรับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมถึงการวิเคราะห์หาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบส่งไฟฟ้าต่อไป ทั้งนี้ จะสรุปได้ว่า **การกำหนดผลตอบแทนของโครงการโดยรวม (Project IRR) ไม่ควรต่ำกว่าร้อยละ 10**

7.3.2 แบบจำลองทางการเงินที่ใช้ในการวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

แบบจำลองเพื่อประเมินราคารับซื้อไฟฟ้าจะอยู่ในลักษณะของแบบจำลองทางการเงิน (Financial Model) เพื่อทำการประเมินมูลค่าของกระแสเงินสดในอนาคตตลอดอายุโครงการ ซึ่งประกอบไปด้วยกระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่าย การกำหนดค่าผลตอบแทนการลงทุนให้เหมาะสมก็มีส่วนสำคัญและมีผลกระทบต่อการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าเป็นอย่างมาก ซึ่งผลตอบแทนที่เหมาะสมนี้จะต้องชดเชยความเสี่ยงทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการลงทุนติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานได้ เพื่อเป็นการจูงใจให้นักลงทุนเข้ามาร่วมลงทุน แต่อย่างไรก็ดีจะต้องไม่สูงมากจนทำให้ราคารับซื้อไฟฟ้าสูงเกินไปจนเป็นภาระกับผู้ใช้ไฟในระยะยาว ในเบื้องต้นกระแสเงินสดของการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน จะประกอบด้วยกระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่ายซึ่งมีรายละเอียดสรุปได้ดังนี้

- **<u>กระแสเงินสดรับ</u>** ประกอบด้วย รายได้จากการขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในแต่ละปีที่ผู้ประกอบการจะได้รับซึ่งคำนวณได้จากผลคูณของราคารับซื้อต่อหน่วย (THB/kWh) กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจำหน่ายในแต่ละปี (kWh/year)
- **<u>กระแสเงินสดจ่าย</u>** ประกอบด้วย เงินลงทุนเริ่มต้น (Initial Investment) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M) ค่าซื้อไฟฟ้าจากระบบ (กรณีติดตั้งที่ระบบส่ง) ค่าเสื่อมราคา (Depreciation) และค่าใช้จ่ายทางด้านภาษี (Tax)

ทั้งนี้ ข้อมูลสมมติฐานต่างๆ เหล่านี้จะต้องมีการปรับค่าให้ทันสมัยอย่างสม่ำเสมอเพื่อให้การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าสอดคล้องกับสถานการณ์การลงทุนจริงในปัจจุบัน โดยรายละเอียดของแบบจำลองทางการเงินจะเริ่มจากการอธิบายรายละเอียดของการประเมินกระแสเงินสดประเภทต่างๆ ซึ่งจะมีความสัมพันธ์กับการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยกระแสเงินสดแต่ละประเภทที่นำเสนอในส่วนนี้จะถูกประเมินโดยอาศัยหลักการเงินประกอบกับการกำหนดสมมติฐานเพิ่มเติมดังต่อไปนี้

- เงินลงทุนโครงการทั้งหมดเกิดขึ้นในปีเริ่มต้น (ปีที่ 0)
- ข้อมูลทางการเงินทั้งหมดถูกกำหนดที่ปีเริ่มต้น ดังนั้น ผลของเงินเฟ้อและปรับเปลี่ยนของปริมาณต่างๆ จะถูกพิจารณาตั้งแต่ปีที่ 1 เป็นต้นไป
- กระแสเงินสดทั้งหมด (ทั้งกระแสเงินสดรับ และกระแสเงินสดจ่าย) ที่เกิดขึ้นระหว่างปีจะถูกกำหนดให้รับรู้ทั้งจำนวน ณ ตอนสิ้นปี

(ก) รายได้จากการขายไฟฟ้าต่อปี

ในแบบจำลองทางการเงินของการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอจะกำหนดให้รายได้จากการขายไฟฟ้าต่อปีเป็นกระแสเงินสดรับเพียงอย่างเดียวของโครงการฯ และจะไม่พิจารณารายได้ทางอ้อมอื่นๆ โดยรายได้จากการขายไฟฟ้าสำหรับการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานนั้นจะมาจากราคารับซื้อไฟฟ้าที่ภาครัฐกำหนดขึ้น โดยในกรณีติดตั้งที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะได้รับการสนับสนุนผ่านโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT Premium; FiT_P) และในกรณีติดตั้งที่ระบบส่งไฟฟ้า จะได้รับการสนับสนุนผ่านโครงสร้างอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่มาจาก 2 ส่วน ได้แก่ ค่าความพร้อมจ่าย

(Availability Payment : AP) และ ค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) ผ่านส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สามารถประเมินได้จาก

$$R_t = FiT_p \times E_t$$

$$R_t = AP \times kWh_{Standby} + EP_t \times kWh_{Sell}\ ;\ EP = \frac{Price_{WH,t}+Adder}{(1-Loss)}$$

โดย R_t คือ รายได้จากการขายไฟฟ้าต่อปี ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
FiT_p คือ ราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT Premium; FiT_P) [หน่วย: THB/kWh]
AP คือ ค่าพลังไฟฟ้า (Availability Payment : AP) [หน่วย: THB]
EP_t คือ ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP) ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
$kWh_{Standby}$ คือ ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่พร้อมจ่าย ซึ่งเป็นความสัมพันธ์ระหว่าง ขนาดระบบกักเก็บพลังงาน (kW) กับ จำนวนชั่วโมงใน 1 เดือน หรือ 1 ปี [หน่วย: kWh]
kWh_{Sell} คือ ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่จำหน่ายออกสู่ระบบไฟฟ้าจริง [หน่วย: kWh]
$Price_{WH,t}$ คือ ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ณ ปีที่ t [หน่วย: THB/kWh]
$Adder$ คือ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า [หน่วย: THB/kWh]
E_t คือ พลังงานไฟฟ้าที่จำหน่ายรวมทั้งปี ณ ปีที่ t [หน่วย: kWh]

(ข) เงินลงทุนเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน (Investment Cost)

เงินลงทุนเริ่มต้นของโครงการในแบบจำลองที่ใช้เพื่อกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้านั้น จะพิจารณาเป็นค่าใช้จ่ายสำหรับงานก่อสร้าง ค่าจ้างที่ปรึกษาออกแบบและควบคุม ราคาอุปกรณ์/เครื่องจักร และอื่นๆ ซึ่งเป็นต้นทุนที่แท้จริงโดยไม่รวมค่าธรรมเนียมต่างๆ เกี่ยวกับการกู้เงินหรือการผ่อนชำระระหว่างทำการก่อสร้าง (ถ้ามี) หรือเรียกว่าเป็นต้นทุนแบบ Overnight Cost ทั้งนี้ เงินที่ใช้ในการซื้อที่ดินจะไม่ถูกคิดรวมในส่วนของเงินลงทุนเริ่มต้น เนื่องจากการซื้อที่ดินจะไม่ถือเป็นค่าใช้จ่าย (Expense) แต่จะพิจารณาเสมือนการเปลี่ยนสินทรัพย์ประเภทเงินสดเป็นสินทรัพย์อีกประเภทหนึ่ง จึงคิดเทียบเท่ากับค่าเช่าใช้ที่ดินรายปีแทน

(ค) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M Cost)

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาในแต่ละปี สำหรับการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกิดขึ้นระหว่างการดำเนินงาน เช่น ค่าจ้างคนดูแล ค่าบำรุงรักษา ค่าดำเนินการเปลี่ยนแปลง/ซ่อมแซมอุปกรณ์ ค่าเช่าที่ดิน เป็นต้น โดยอาจจะถูกกำหนดให้เป็นมีค่าขึ้นกับขนาดของระบบกักเก็บพลังงาน (THB/MW หรือ THB/MWh) หรือกำหนดให้สัดส่วนโดยตรงกับจำนวนเงินลงทุนของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน (%ของเงินลงทุน) ก็ได้ ทั้งนี้จะถูกพิจารณาให้มีค่าเพิ่มขึ้นตามเวลาด้วยอัตราเงินเฟ้อด้วย โดยค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาในแต่ละปี สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$C_{OM,t} = O\&M \times (1 + r_i)^t$$

โดย $C_{O\&M,t}$ คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
$O\&M$ คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา ณ ปีเริ่มต้น [หน่วย: THB]
r_i คือ อัตราเงินเฟ้อต่อปี (Inflation Rate) [หน่วย: -]

(ง) ค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าจากระบบ

ในกรณีที่มีการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบส่งไฟฟ้านั้น ระบบกักเก็บพลังงานไม่ได้ทำหน้าที่ในการผลิตพลังงาน แต่จะเข้ามาเพิ่มความยืดหยุ่นให้ระบบไฟฟ้าและเพิ่มความเร็วในการตอบสนองการเปลี่ยนแปลงของระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงเป็นการสำรองไฟฟ้ายามเกิดเหตุฉุกเฉินได้ ซึ่งไฟฟ้าที่นำเข้ามากักเก็บไว้จะต้องซื้อมาจากระบบไฟฟ้าหลักของประเทศ ซึ่งราคาค่าไฟฟ้าจะเทียบเท่ากับราคาค่าไฟฟ้าขายส่ง ($Price_{WH,t}$) ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$C_{E,t} = Price_{WH} \times E_t$$

โดย $C_{E,t}$ คือ ค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าจากระบบต่อปี ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
$Price_{WH}$ คือ ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย [หน่วย: THB/kWh]
E_t คือ พลังงานไฟฟ้าที่ซื้อเข้ามารวมทั้งปี ณ ปีที่ t [หน่วย: kWh]

(จ) ค่าเสื่อมราคา

ค่าใช้จ่ายในส่วนที่คิดเป็นค่าเสื่อมราคาต่อปีนั้น ในความเป็นจริงแล้วไม่ได้เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง เป็นเพียงแค่การทยอยตัดมูลค่าของเงินลงทุนเริ่มต้นของโครงการเฉพาะส่วนที่เป็นค่าก่อสร้างระบบและเงินลงทุนอุปกรณ์ (ที่เกิดขึ้น ณ ปีที่ 0) มาคิดเป็นค่าใช้จ่ายทางบัญชีในแต่ละปีเพื่อผลประโยชน์ในการหักภาษีเงินได้ของโครงการ ในทางบัญชีนั้น การคิดค่าเสื่อมราคามีได้หลายวิธีโดยค่าเสื่อมราคาที่ได้จากแต่ละวิธีก็จะทำให้กระแสเงินสดของโครงการมีความแตกต่างกันไป โดยวิธีที่นิยมใช้อย่างแพร่หลาย คือ วิธีตัดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง ซึ่งค่าใช้จ่ายในส่วนที่คิดเป็นค่าเสื่อมราคาต่อปีจะถูกกำหนดให้มีค่าเท่าๆกันทุกปีตลอดอายุของโครงการ โดยในปีเริ่มต้น (ปีที่ 0) เงินลงทุนส่วนที่สรรพากรไม่อนุญาตให้นำมาคิดเป็นค่าเสื่อมราคา เช่น อาคารสำนักงาน ที่ดิน ฯลฯ จะถูกหักออกไป ดังนั้น ค่าใช้จ่ายในส่วนที่คิดเป็นค่าเสื่อมราคาต่อปีตามวิธีแบบเส้นตรง สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$DC_t = \frac{C\delta}{T}$$

โดย DC_t คือ ค่าเสื่อมราคาต่อปีตามวิธีแบบเส้นตรง ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
δ คือ สัดส่วนของเงินลงทุนเริ่มต้นที่นำมาคิดค่าเสื่อมราคาได้ [หน่วย: -]
T คือ อายุโครงการ [หน่วย: year]

(ฉ) การคิดภาษีเงินได้

ในมุมมองของนักลงทุน ภาษีเงินได้สามารถประเมินได้จากกำไรสุทธิคูณด้วยอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล (T_C) แต่ในวิธีการคิดภาษีของกรมสรรพากรนั้น ภาษีที่คำนวณได้จากวิธีดังกล่าวจะต้องถูกปรับปรุงให้เข้ากับเงื่อนไขตามประมวลรัษฎากร เช่น ต้องบวกกับรายจ่ายต้องห้าม เป็นต้น ส่วนต่างนี้จะถูกบันทึกลงในหมวดภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี (Deferred Income Tax) อย่างไรก็ดี สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยทั่วไปจะมีส่วนของภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีไม่สูงมากเมื่อเทียบกับกระแสเงินสดอื่นๆ ดังนั้น เราจึงสามารถประมาณได้ว่าภาษีเงินได้ของโครงการฯ มีค่าเท่ากับ

$$Tax_t = \left(R_t - C_{OM,t} - C_{E,t} - DC_t\right) \times T_C$$

โดย Tax_t คือ ภาษีเงินได้ของโครงการ ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
T_C คือ อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล [หน่วย: -]

ทั้งนี้ สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย นักลงทุนยังสามารถขอรับการสนับสนุนทางด้านภาษีได้จากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment; BOI) โดยจะได้รับการยกเว้นภาษีทั้งหมดใน 8 ปีแรกของโครงการ นั่นคือ อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยจะมีค่าเท่ากับ 0% ในปีที่ 1-8 และหลังจากนั้นจึงจะมีค่าเท่ากับ T_C จนสิ้นสุดอายุโครงการ

(ช) กระแสเงินสดของโครงการ

กระแสเงินสดของโครงการ (Cash-flow to Project) ที่นำมาใช้ในการพิจารณาอัตราผลตอบแทนภายในทางการเงินของโครงการโดยรวม (Project-IRR หรือ $FIRR_a$) เพื่อเป็นสมมติฐานในการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT_P) ในกรณีติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหรือส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ในกรณีติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบส่งไฟฟ้า สามารถประเมินได้ดังนี้

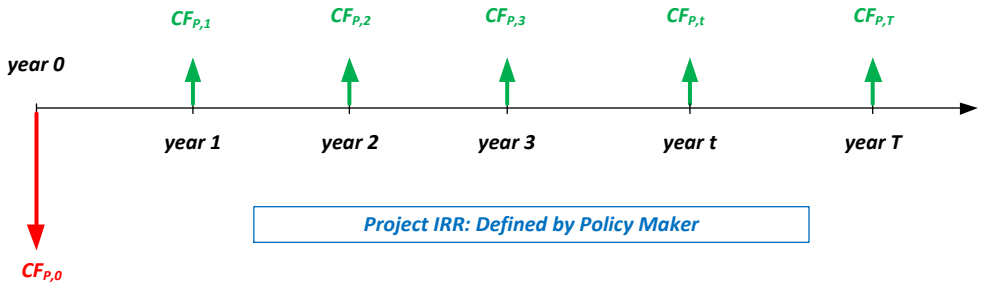
$$CF_{P,t} = R_t - C_{OM,t} - C_{E,t} - Tax_t$$

$$CF_{P,0} = -C$$

โดย $CF_{P,t}$ คือ กระแสเงินสดของโครงการ ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
$CF_{P,0}$ คือ กระแสเงินสดของโครงการ ณ ปีเริ่มต้น [หน่วย: THB]

(ซ) การประเมินผลตอบแทนภายในทางการเงินของโครงการ

เมื่อเราทราบกระแสเงินสดของการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในแต่ละปีแล้ว จะสามารถประเมินหาผลตอบแทนจากการลงทุนได้ โดยจะเห็นว่านอกจากเงินลงทุนโครงการในปีที่ 0 แล้วกระแสเงินสดตั้งแต่ปีที่ 1 จนถึงปีสุดท้าย (ปีที่ T) จะมีค่าขึ้นอยู่กับราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT_P) หรือส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ภาครัฐกำหนดขึ้นเท่านั้น ซึ่งเราสามารถนำกระแสเงินสดดังกล่าวไปประเมินหาอัตราผลตอบแทนของโครงการ ($FIRR_a$) ได้ โดยแผนภาพแสดงกระแสเงินสดของโครงการฯ สามารถแสดงได้ดังนี้



รูปที่ 7.4 : รายละเอียดของกระแสเงินสดของโครงการ

การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT_P) หรือส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน ภาครัฐจะกำหนดผลตอบแทนการลงทุนของโครงการซึ่งมีค่าเท่ากับ $FIRR_a$ ให้เหมาะสมเพื่อชดเชยความเสี่ยงทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการลงทุนโครงการ เมื่อพิจารณาข้อมูลกระแสเงินสดของโครงการแล้วพบว่าหากเรากำหนด $FIRR_a$ ให้มีค่าคงที่ที่เหมาะสมค่าหนึ่งเราจะสามารถคำนวณย้อนกลับเพื่อหาราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT_P) หรือส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่เหมาะสม ได้จากสมการ

$$\mathrm{FiT}_P = \left\{ x \in \mathcal{R}^+ \left| \sum_{\mathrm{t}=0}^{\mathrm{T}} \frac{CF_{P,t}(x)}{(1+FIRR_a)^t} = 0 \right. \right\}$$

ซึ่งในการหาคำตอบของสมการดังกล่าว หากผู้วิเคราะห์ใช้โปรแกรมสำเร็จรูป MSExcel® ช่วยในการวิเคราะห์กระแสเงินสดแล้ว ผู้วิเคราะห์จะสามารถใช้ความสามารถของ MSExcel®-Solver ช่วยในการหาคำตอบได้โดยง่าย

7.4 การกำหนดอัตราการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน

7.4.1 อัตราการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

จากข้อมูลสมมติฐานทางเทคนิคของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม และสมมติฐานทางการเงินที่แสดงในหัวข้อ 7.2-7.3 ที่ปรึกษาฯ ได้จัดทำสรุปสมมติฐานที่เป็นตัวแทนในการกำหนดอัตราส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 7.5 : สรุปสมมติฐานที่ใช้เป็นตัวแทนในการกำหนดอัตราการส่งเสริม

ประเภท	ขนาดตัวแทนโรงไฟฟ้า (MW)	ขนาดตัวแทนระบบ ESS	เงินลงทุนระบบ ESS (MTHB)	ค่า O&M ระบบ ESS (MTHB/ปี)	พลังงานสูญเสีย (%)
พลังงานแสงอาทิตย์	8	2MW / 1MWh	41.60	0.268	1.0%
พลังงานลม	8	2MW / 1MWh	41.60	0.446	3.0%

หมายเหตุ : ระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีการจ่ายพลังงานทั้งหมด 569,459.65 หน่วยต่อปี
ระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งกับโรงไฟฟ้าพลังงานลมมีการจ่ายพลังงานทั้งหมด 3,118,056.95 หน่วยต่อปี

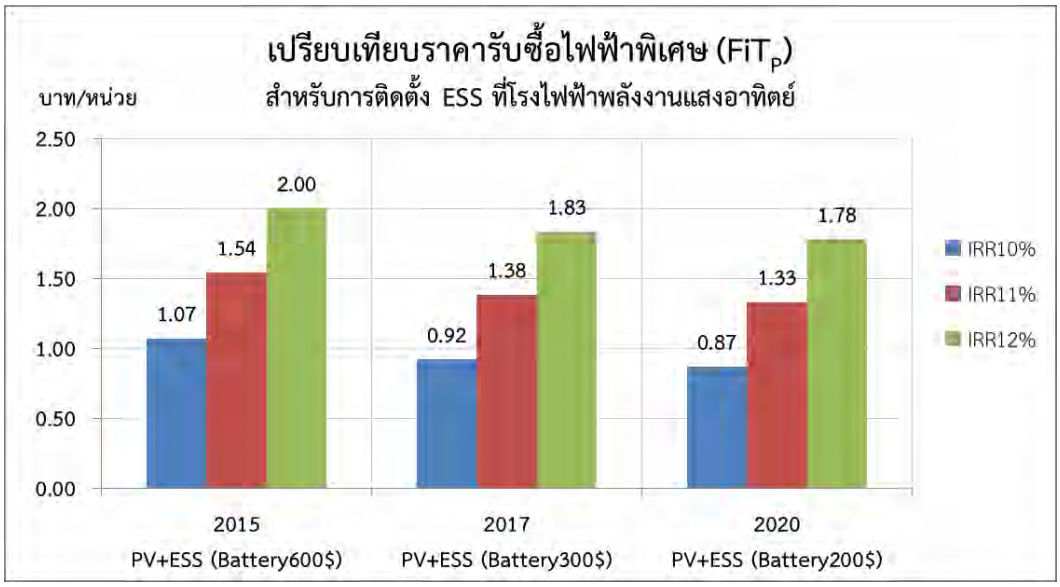
เราสามารถนำสมมติฐานดังกล่าวมาประเมินราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT_P) ที่เหมาะสมสำหรับการส่งเสริมการติดตั้งเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมได้ โดยจะกำหนดให้ราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT_P) มีค่าคงที่สอดคล้องกับอายุการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงาน 10 ปี สรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 7.6 : สรุปราคารับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT และราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT_P) สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

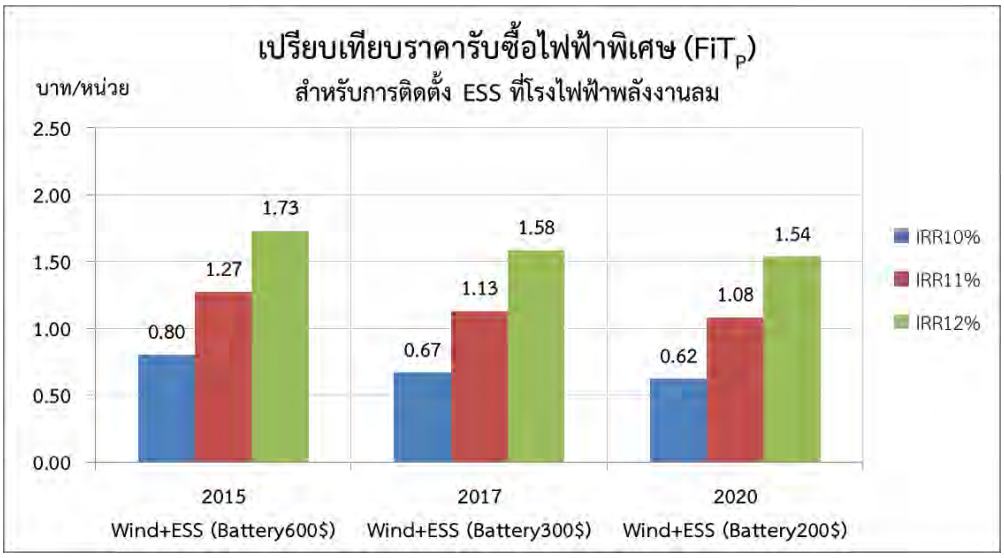
ประเภท	ตามมติ กพช. (1)		นโยบาย ESS (2)	
	อัตรา FiT (THB/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	อัตรา FiT_P ปี 2558 (THB/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
พลังงานแสงอาทิตย์	5.66	25	1.07	10
พลังงานลม	6.06	20	0.80	10

หมายเหตุ (1) อัตรา FIT อ้างอิงตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม 2557 และ 15 ธันวาคม 2557
(2) อ้างอิงสมมติฐานผลตอบแทนของโครงการ (Project IRR) ร้อยละ 10

จากผลการศึกษาราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT Premium; FiT_P) จะเห็นได้ว่ามีราคาที่สูงมากหากจะมีการส่งเสริมในปัจจุบัน เนื่องจากต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานที่ยังสูงอยู่ แต่อย่างไรก็ดี ทิศทางต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานในอนาคตจากการศึกษาของ Navigant Research ที่มีการคาดการณ์ของการลดต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานให้คงเหลือ 300 USD/kWh และ 200 USD/kWh ในปี 2017 และ 2020 ตามลำดับ ซึ่งสามารถนำมาสรุปเป็นทิศทางของราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT_P) หากต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานลดลงตามเป้าหมายดังกล่าวได้ดังนี้



รูปที่ 7.5 : แนวโน้มอัตรา FiT Premium สำหรับการติดตั้ง ESS ที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 7.6 : แนวโน้มอัตรา FiT Premium สำหรับการติดตั้ง ESS ที่โรงไฟฟ้าพลังงานลม

7.4.2 อัตราการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อย

จากข้อมูลสมมติฐานทางเทคนิคของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในตารางที่ 7.1 ถึง 7.3 ซึ่งทางคณะผู้วิจัยได้เลือกเทคโนโลยีระบบกักเก็บที่เหมาะสมที่จะนำมาใช้ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้า คือ ระบบกักเก็บพลังงานแบตเตอรี่ลิเธียมไอออน และจากสมมติฐานทางการเงินที่ได้แสดงในหัวข้อ 7.2-7.3 จึงสามารถสรุปสมมติฐานที่ใช้เป็นตัวแทนในการกำหนดอัตราการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อยได้ดังตารางที่ 7.7

ตารางที่ 7.7 : สรุปสมมติฐานที่ใช้เป็นตัวแทนในการกำหนดอัตราการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อย

รายการ	สมมติฐาน
1. ขนาดระบบกักเก็บพลังงาน	1MW / 1MWh
2. เงินลงทุนระบบกักเก็บพลังงาน	30.4 ล้านบาท
3. ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (O&M Cost)	0.186 ล้านบาท/ปี
4. ความสามารถในการเดินระบบ (P.F.)	330 วัน/ปี คิดเป็น P.F.=90.4%
5. ผลตอบแทนการลงทุน (Project IRR)	10-12%
6. ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย ณ มิถุนายน 2558	2.91 บาท/หน่วย
7. ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย 10 ปีข้างหน้า (ตามแผน PDP2015)	4.01 บาท/หน่วย
8. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	7%
9. พลังงานสูญเสียในระบบกักเก็บพลังงาน	10.0%
10. ระยะเวลาโครงการ (อายุของระบบกักเก็บพลังงาน)	10 ปี

หมายเหตุ (1) อ้างอิงราคาค่าแบตเตอรี่ 600 USD/kWh (อัตราแลกเปลี่ยน 32 USD/THB)
(2) ค่า O&M จะเติบโตตามอัตราเงินเฟ้อ (Inflation rate 2.5% ต่อปี)

จากการกำหนดสมมติฐานของอัตราการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าย่อย จะสามารถนำมาประเมินค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payment : AP) ที่เป็นต้นทุนสำหรับการลงทุนก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงาน และผู้ลงทุนของระบบกักเก็บพลังงานจะต้องเตรียมความพร้อมของระบบกักเก็บพลังงานให้พร้อมที่จะจ่ายไฟได้ตลอดเวลาเมื่อมีการสั่งให้จ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ ถึงแม้ว่าจะไม่มีการสั่งให้จ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบผู้ลงทุนก็ต้องได้รับเงินตอบแทนตามจำนวนชั่วโมงที่พร้อมจะจ่ายไฟ ทั้งนี้ การประเมินค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (Availability Payment : AP) ที่กำหนดผลตอบแทนโครงการโดยรวม (Project IRR) เท่ากับ 10%, 11% และ 12% สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7.8

ตารางที่ 7.8 : สรุปอัตราการส่งเสริมในส่วนของค่าความพร้อมจ่าย AP

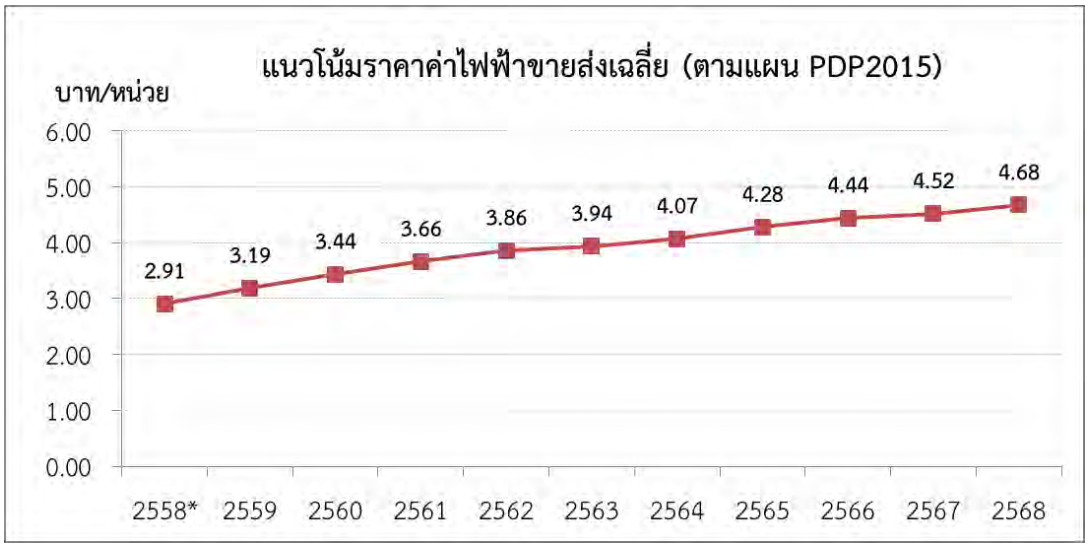
ประเภทอัตราค่าไฟฟ้า	**ค่าความพร้อมจ่าย AP**		
	Project IRR 10%	Project IRR 11%	Project IRR 12%
ค่าความพร้อมจ่าย AP (บาท/หน่วย)	0.66	0.69	0.72
ค่าความพร้อมจ่าย AP (บาท/kW/เดือน)	436	454	473

หมายเหตุ ค่าความพร้อมจ่าย (AP) นี้ไม่ใช่ต้นทุนต่อหน่วยของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานจริงๆ เป็นต้นทุนต่อหน่วยของความพร้อมจ่ายของระบบกักเก็บพลังงาน ที่จะสะท้อนเงินลงทุนที่แท้จริงและคำนึงถึงผลตอบแทนที่เหมาะสมให้แก่ผู้ลงทุนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเท่านั้น ซึ่งต้นทุนต่อหน่วยของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานจะกล่าวถึงในบทต่อไป

ตัวอย่างเช่น ในเวลา 1 เดือน ระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาด 1MW/1MWh มีความสามารถในการเดินระบบ 330 วัน/ปี คิดเป็น P.F.= 90.4% ก็จะได้ค่าตอบแทนเป็นค่าความพร้อมจ่ายต่อเดือน ดังนี้

ค่าความพร้อมจ่าย AP (บาท/kW/ปี) = ค่าความพร้อมจ่าย AP (บาท/หน่วย) x 8760 x P.F.
= 0.66 x 8760 x 90.4%
= 5,227 (บาท/kW/ปี)
คิดเป็น = 436 (บาท/kW/เดือน)

นอกจากนี้ การวิเคราะห์ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP) ที่คำนึงถึงต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้านั้นจะทำการอ้างอิงราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยจริง ณ เดือนมิถุนายน 2558 และภายหลังจากนั้น จะอ้างอิงราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยตามแผน PDP2015 ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 7.7 ทั้งนี้ จากข้อมูลดังกล่าวจะสามารถประเมินหาค่าพลังงานไฟฟ้า (EP) สรุปได้ดังนี้



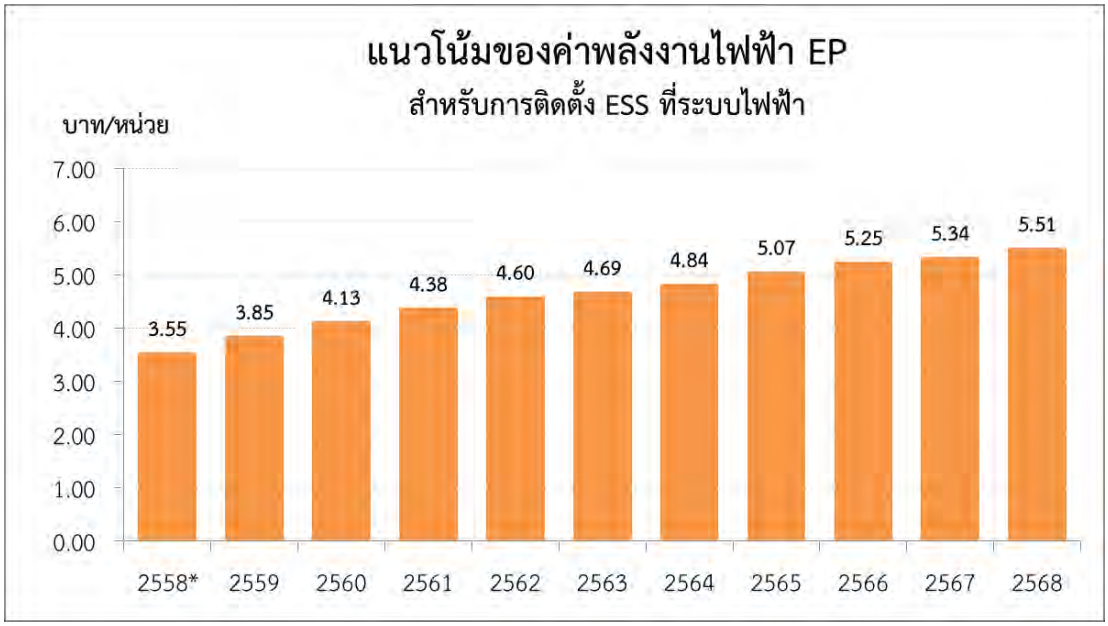
หมายเหตุ *ข้อมูลจริง ณ เดือนมิถุนายน 2558

รูปที่ 7.7 : แนวโน้มราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย (ตามแผน PDP2015)

ตารางที่ 7.9 : สรุปอัตราการส่งเสริมในส่วนของค่าพลังงานไฟฟ้า EP

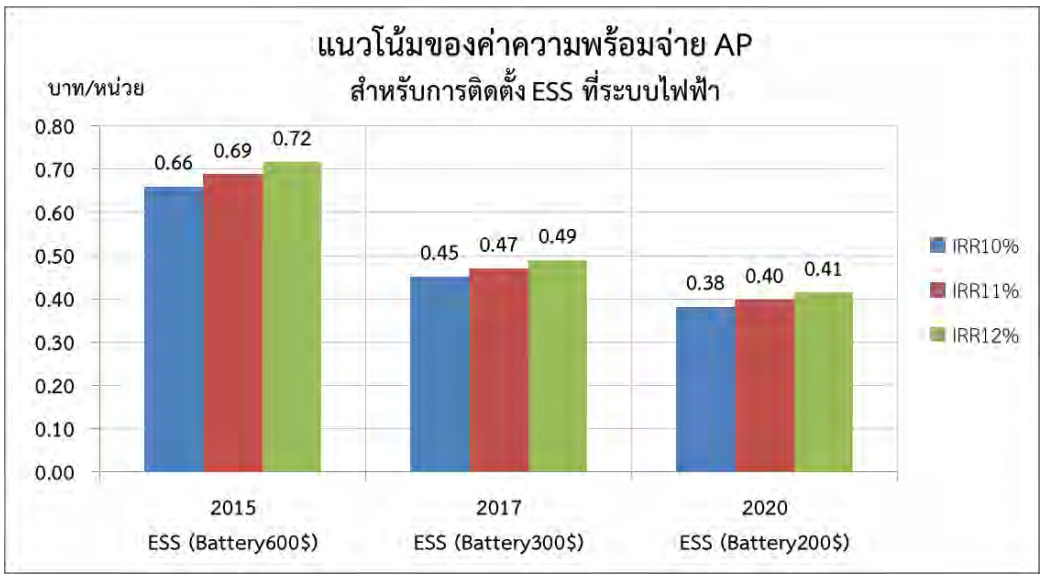
ประเภทอัตราค่าไฟฟ้า	ค่าพลังงานไฟฟ้า EP (บาทต่อหน่วย)		
	ปี 2558	ปี 2563	ปี 2568
ค่าพลังงานไฟฟ้า EP	**3.55**	**4.69**	**5.51**
- ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย $Price_{WH}$	2.91	4.01	4.68
- ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า Adder	0.28	0.28	0.28

หมายเหตุ ค่าเฉลี่ยของราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ย (ตามแผน PDP2015) ใน 10 ปีข้างหน้า เท่ากับ 4.07 บาท/หน่วย

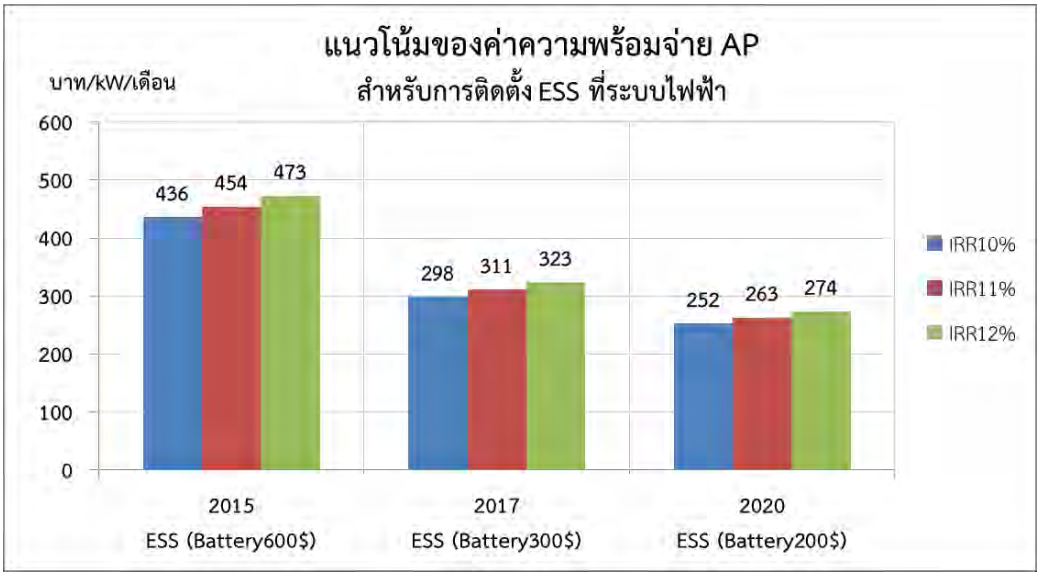


รูปที่ 7.8 : แนวโน้มของค่าพลังงานไฟฟ้า EP (หน่วย: บาท/หน่วย)

อย่างไรก็ดีทิศทางต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานในอนาคตจากการศึกษาของ Navigant Research ที่มีการคาดการณ์ของการลดต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานให้คงเหลือ 300 USD/kWh และ 200 USD/kWh ในปี 2017 และ 2020 ตามลำดับ สามารถนำสรุปเป็นทิศทางของอัตราการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบส่งไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าในในส่วนของค่าความพร้อมจ่าย AP สรุปได้ดังนี้



รูปที่ 7.9 : แนวโน้มของค่าความพร้อมจ่าย AP (หน่วย: บาท/หน่วย)



รูปที่ 7.10 : แนวโน้มของค่าความพร้อมจ่าย AP (หน่วย: บาท/kW/เดือน)

พลังงานในภาพรวมของประเทศอาจทำให้มีบางภูมิภาคของประเทศต้องการกำลังการผลิตไฟฟ้าจากภูมิภาคอื่นมาเติมเต็มกับความไม่แน่นอนจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในภูมิภาคของตน และในทางปฏิบัติอาจเกิดข้อจำกัดด้าน Grid Capacity ของระบบไฟฟ้าด้วย เนื่องจากสายส่งไฟฟ้าระหว่างภูมิภาคอาจรับภาระใกล้เคียงกับค่าพิกัดของสายส่ง

จากที่กล่าวมาข้างต้น ทางคณะผู้วิจัยจึงมีข้อเสนอแนะว่าควรพิจารณาขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานแยกตามภูมิภาค เนื่องจากสามารถพิจารณาติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแยกตามภูมิภาคได้ สำหรับภูมิภาคที่มีปริมาณการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนมากก็ควรติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าปริมาณมากด้วย เพื่อรองรับกับกรณีเกิดเหตุการณ์ผิดปกติ และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามที่คาดการณ์ไว้ สำหรับภูมิภาคที่มีปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนน้อยก็ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานน้อยลงตามสัดส่วนพิกัดติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เมื่อสามารถประเมินพิกัดติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแยกตามภูมิภาคแล้ว ในขั้นตอนต่อไปทาง กฟผ. หรือ กฟภ. ซึ่งเป็นผู้ทำสัญญารับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะต้องพิจารณารายละเอียดทางเทคนิคในการเลือกติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าที่มีระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนติดตั้งอยู่ เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานรองรับกับเหตุการณ์ขาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นเวลานาน เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้าที่มีการผสานระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

บทที่ 8
การวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง

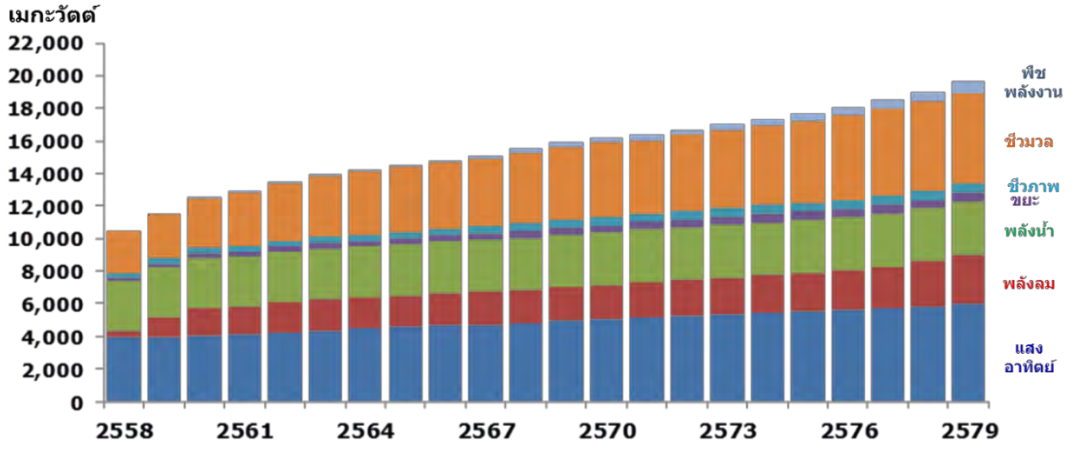
ในบทนี้จะนำเสนอ แนวแนวคิดของการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง โดยจะทำการพิจารณาใน 2 ประเด็นหลัก คือ (1) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเนื่องจากไม่สามารถควบคุมความผันแปรได้ และ (2) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรองสำหรับเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในกรณีที่แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบแบบไม่สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้

8.1 ผลกระทบจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงในระบบผลิตและระบบส่ง

สำหรับการวิเคราะห์ในหัวข้อนี้ จะอาศัยสมมติฐานที่ได้จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ฉบับ พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015) ซึ่งในแผนดังกล่าวจะมีรายละเอียดของประมาณการแผนการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แยกตามประเภทและตามภูมิภาคต่างๆ ในแต่ละปี ดังรายละเอียดที่แสดงอยู่ในตารางที่ 8.1 และแสดงเป็นกราฟได้ดังรูปที่ 8.1 ตามลำดับ

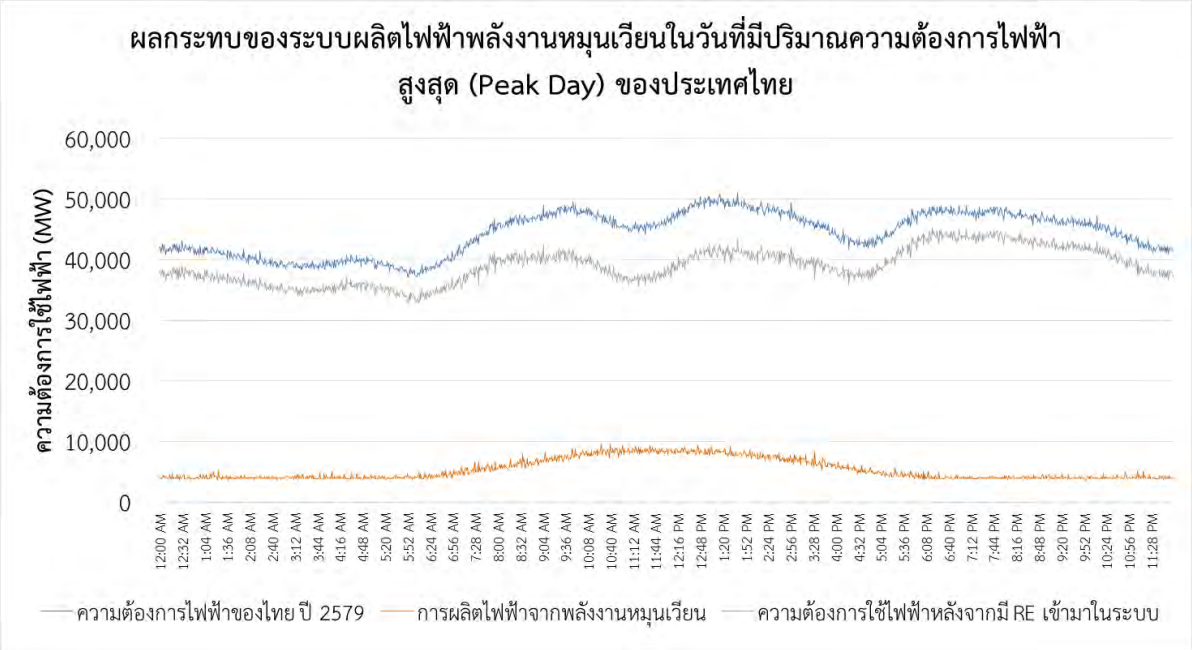
ตารางที่ 8.1 : ปริมาณการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามสมมติฐานที่ได้จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ฉบับ พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015)

ประเภท	ปริมาณการส่งเสริมในมิติของขนาดกำลังผลิตติดตั้งสะสม (หน่วย เมกะวัตต์)							
	แสงอาทิตย์	พลังลม	พลังน้ำ	ขยะ	ก๊าซชีวภาพ	ชีวมวล	พืชพลังงาน	รวม
2557	1,570	220	3,016	48	226	2,199	-	7,279
2579	6,000	3,002	3,282	501	600	5,570	680	19,635



รูปที่ 8.1 : ปริมาณการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามสมมติฐานที่ได้จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ฉบับ พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015)

เมื่อนำข้อมูลดังกล่าวมาวิเคราะห์ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศโดยพิจารณาร่วมกับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในวันที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Day) ของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2579 จะได้ผลดังแสดงในรูปที่ 8.2



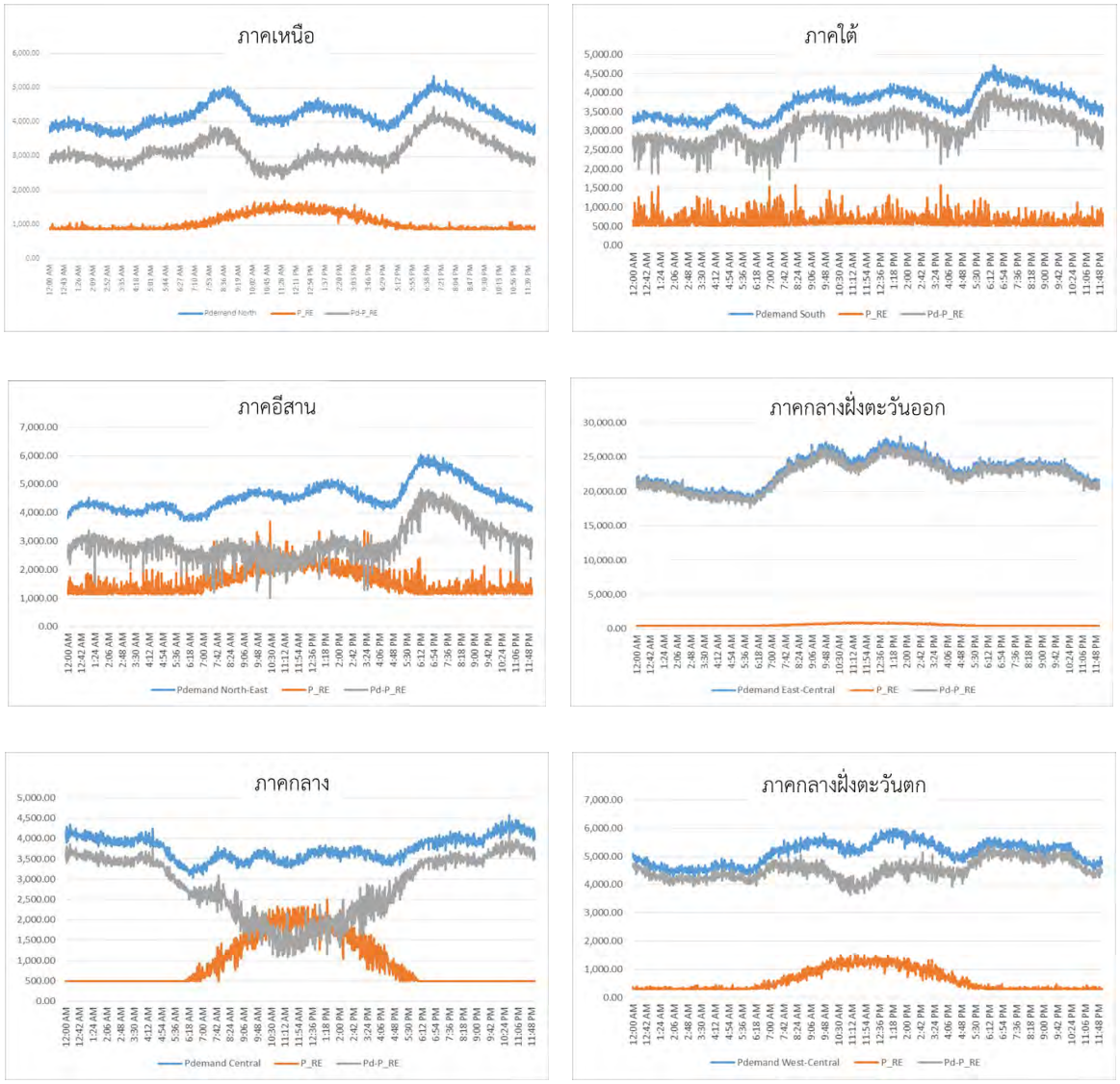
รูปที่ 8.2 : ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในวันที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Day) ในปี พ.ศ. 2579

จากรูปที่ 8.2 เมื่อทำการเปรียบเทียบความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยระหว่างกรณีที่ไม่มีพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบไฟฟ้ากับกรณีที่มีพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบ พบว่า ความผันผวนของความต้องการไฟฟ้า(Power Fluctuation) มีค่าเฉลี่ยและค่าสูงสุดเพิ่มมากขึ้น ดังแสดงในตารางที่ 8.2 ซึ่งอาจจะก่อให้เกิดปัญหาในการปฏิบัติงานของการไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าเพิ่มเข้ามาในระบบในช่วงเวลาอันสั้น เนื่องจากระบบไม่มีความยืดหยุ่นมากพอเมื่อเกิดความผันผวนในระบบสูง

ตารางที่ 8.2 : แสดงความผันผวนของความต้องการไฟฟ้าเมื่อมีพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบ

ข้อมูล	ความผันผวนของความต้องการไฟฟ้า	
	ค่าเฉลี่ย (MW/นาที)	ค่าสูงสุด (MW/นาที)
ความต้องการไฟฟ้าที่ยังไม่พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	464.65	2,910.09
ความต้องการไฟฟ้าที่พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	651.81	3,499.93

ความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีความชัดเจนมากขึ้น เมื่อมีการพิจารณาถึงผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในแต่ละภูมิภาค ดังรูปที่ 8.3 ซึ่งภาคที่มีความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมากอย่างเห็นได้ชัด คือ ภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เนื่องจากทั้ง 2 ภูมิภาคนี้ได้มีระบบผลิตพลังไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทที่มีความไม่แน่นอนสูงเข้ามาในพื้นที่จำนวนมาก



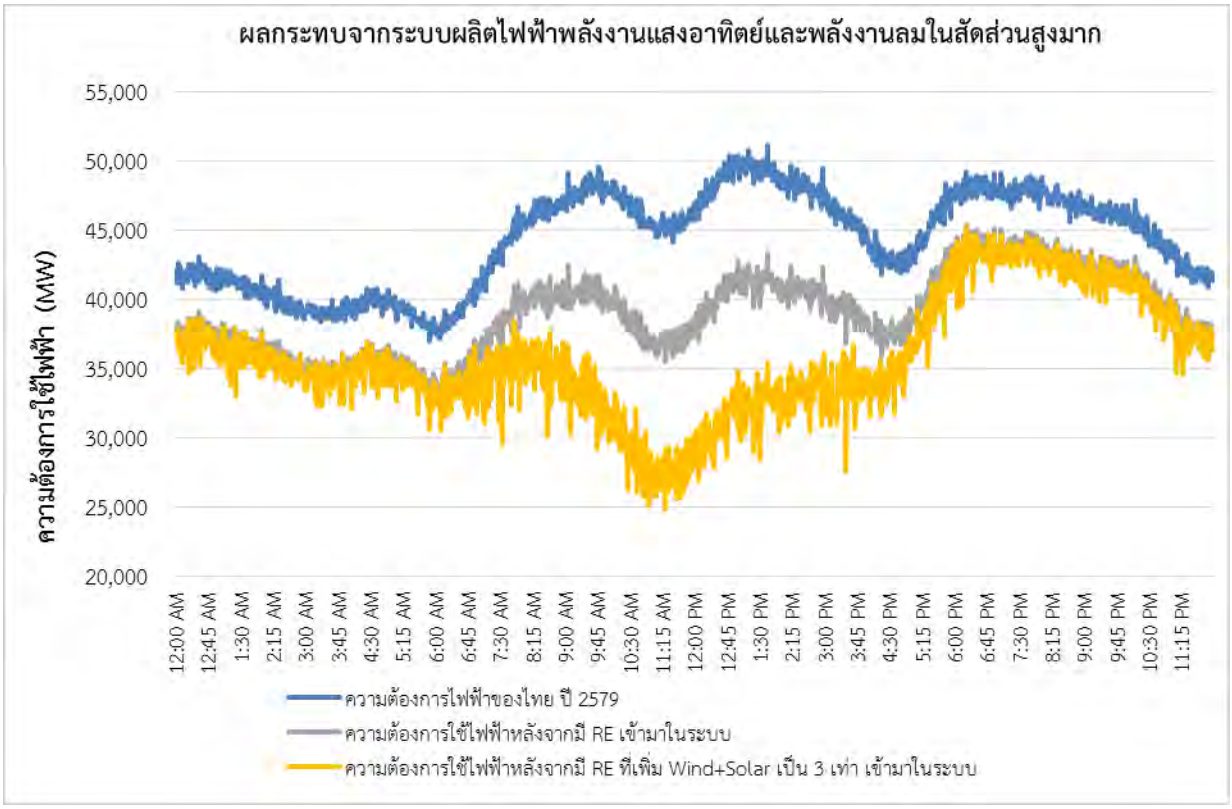
รูปที่ 8.3 : ผลกระทบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อระบบผลิตไฟฟ้าของแต่ละภูมิภาค

เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนสูงเข้ามาในระบบจำนวนมาก เมื่อเกิดเหตุการณ์ที่พลังงานหมุนเวียนเหล่านั้นไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามต้องการในทันทีทันใด จะก่อให้เกิดผลเสียต่อระบบการผลิตไฟฟ้าเป็นอย่างมาก เมื่อเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าเหล่านั้นหายไปจากระบบ เช่น มีเมฆบังโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์พร้อมๆกันหลายโรงไฟฟ้า เป็นต้น จะเปรียบเสมือนว่าความต้องการไฟฟ้าในระบบที่มีอยู่จะเพิ่มสูงขึ้นในทันที อาจจะทำให้ไม่สามารถที่จะเดินเครื่องโรงไฟฟ้าประเภทอื่นเพื่อรองรับกับความต้องการไฟฟ้าได้ทันท่วงที ดังรูปที่ 8.4 ที่แสดงตัวอย่างของความต้องการไฟฟ้าจะเพิ่มสูงขึ้นทันทีเมื่อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบ

รูปที่ 8.4 : ตัวอย่างของความต้องการไฟฟ้าจะเพิ่มสูงขึ้นทันที
เมื่อมีการสูญเสียกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ในอนาคตการเพิ่มขึ้นของพลังงานหมุนเวียนในระบบอาจจะมีมากกว่าการวางแผนที่ได้กำหนดไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ ฉบับ พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP2015) เนื่องจากในอนาคตต้นทุนต่อหน่วยของค่าไฟฟ้าจากการติดตั้งพลังงานหมุนเวียนจะมีค่าลดลง ซึ่งจะทำให้มีความคุ้มค่าและคุ้มทุนมากขึ้นที่จะมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อใช้เอง รวมถึงแนวโน้มของความต้องการพลังงานสะอาดในอนาคตที่มีแนวโน้มมากขึ้น

ผลกระทบของพลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มเข้ามาในระบบจำนวนมาก หากเป็นพลังงานหมุนเวียนที่มีความไม่แน่นอนสูง เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม จะก่อให้เกิดปัญหาความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบเป็นอย่างมาก และจะก่อให้เกิดปัญหาของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเนื่องจากมีอัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตไฟฟ้า (Ramp rate) ที่สูงขึ้นมากจนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตไม่สามารถเพิ่มกำลังผลิตตามความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ ดังรูปที่ 8.5



รูปที่ 8.5 : ผลกระทบจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมสัดส่วนสูงมาก

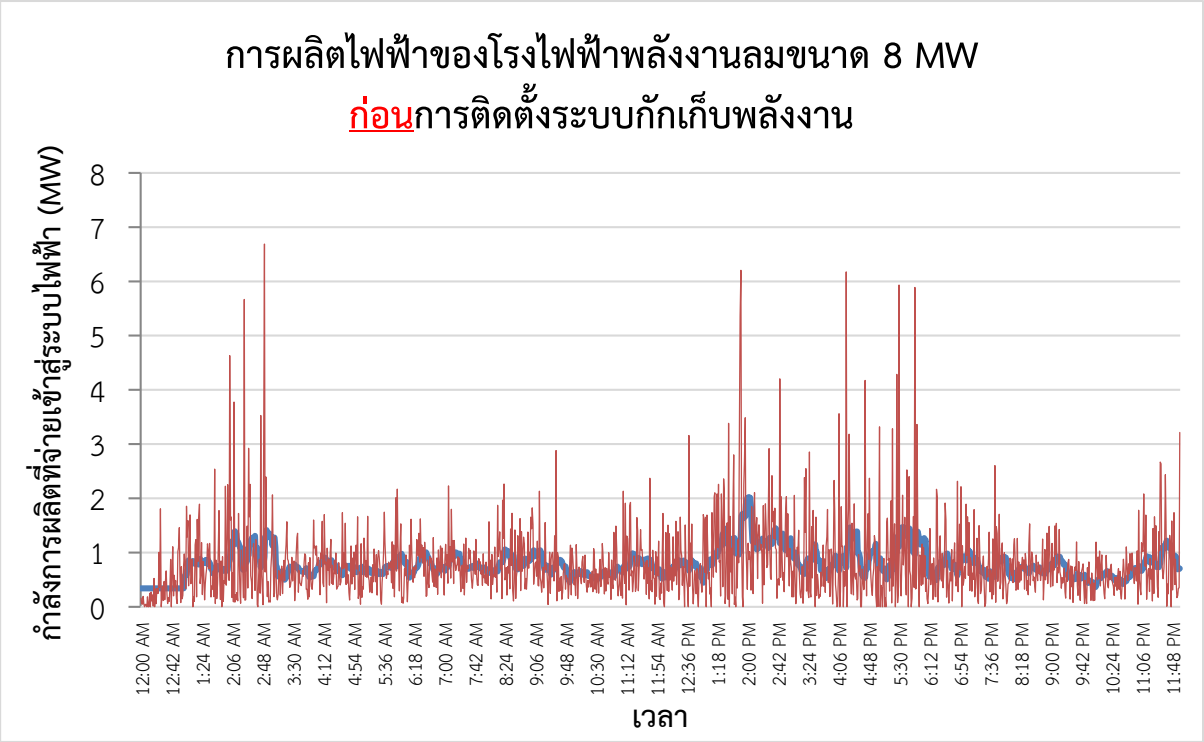
8.2 การวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน

สำหรับการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง โดยจะทำการพิจารณาใน 2 ประเด็นหลัก คือ (1) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเนื่องจากไม่สามารถควบคุมความผันแปรได้ ซึ่งจะเป็นการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเข้าบริเวณที่ใกล้กับโรงไฟฟ้าหรือติดตั้งภายในโรงไฟฟ้าเพื่อปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้าก่อนที่จะขายไฟเข้าสู่ระบบ และ (2) การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรองสำหรับเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในกรณีที่แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบแบบไม่สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้ ซึ่งจะเป็นการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ไว้ที่สถานีไฟฟ้าหรือในบริเวณที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำนวนมากเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้

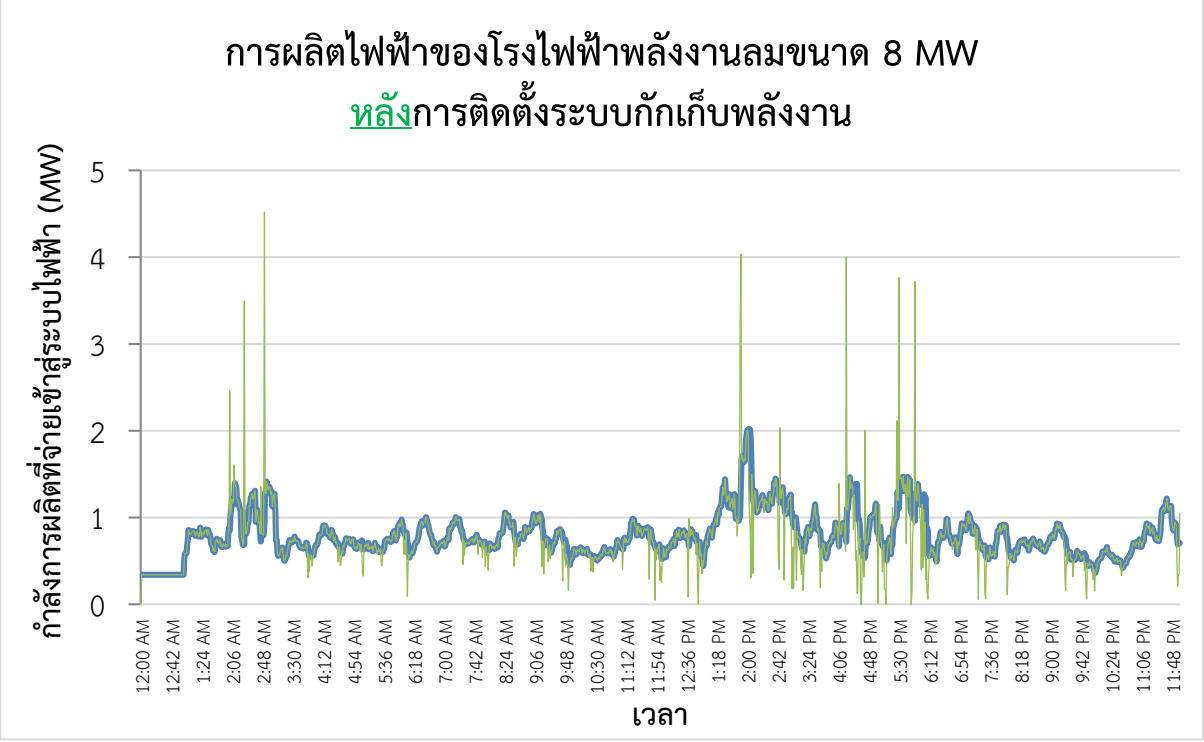
8.2.1 การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเนื่องจากไม่สามารถควบคุมความผันแปรได้

จากการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเนื่องจากไม่สามารถควบคุมความผันแปรได้ พบว่า การ

ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเข้าบริเวณโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถลดความผันผวนของกำลังการผลิตไฟฟ้าได้ ดังแสดงในรูปที่ 8.6 และรูปที่ 8.7

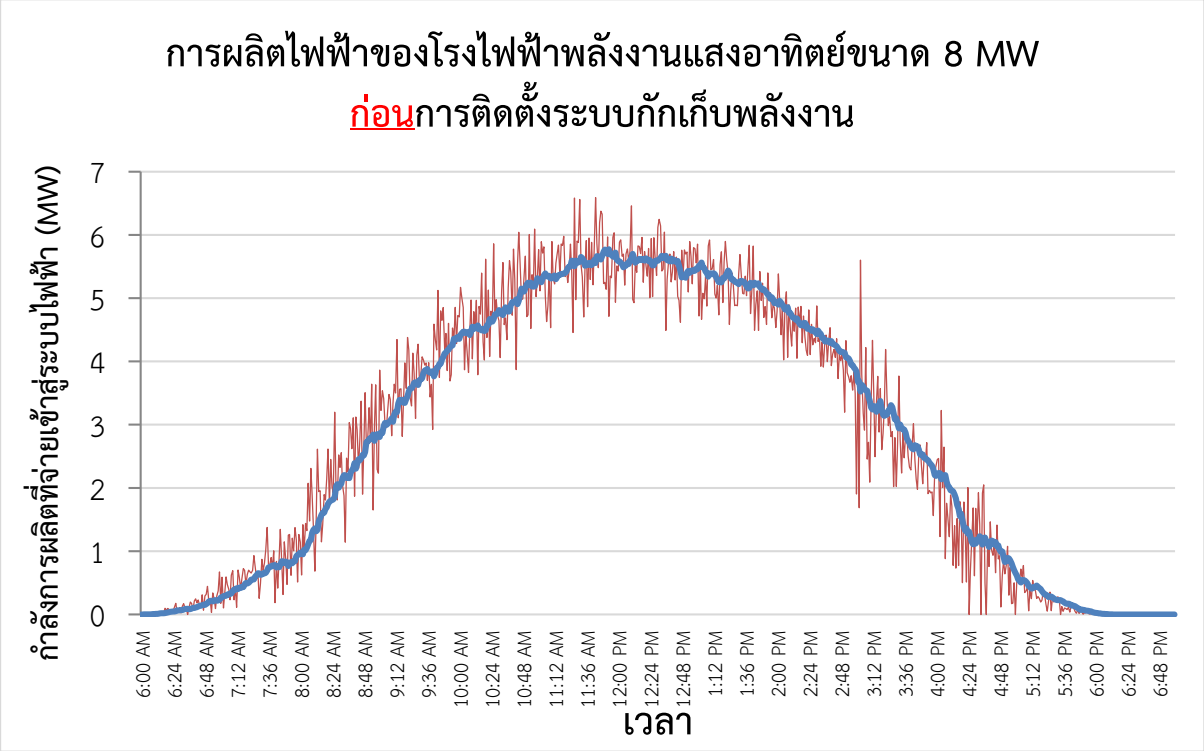


(ก)

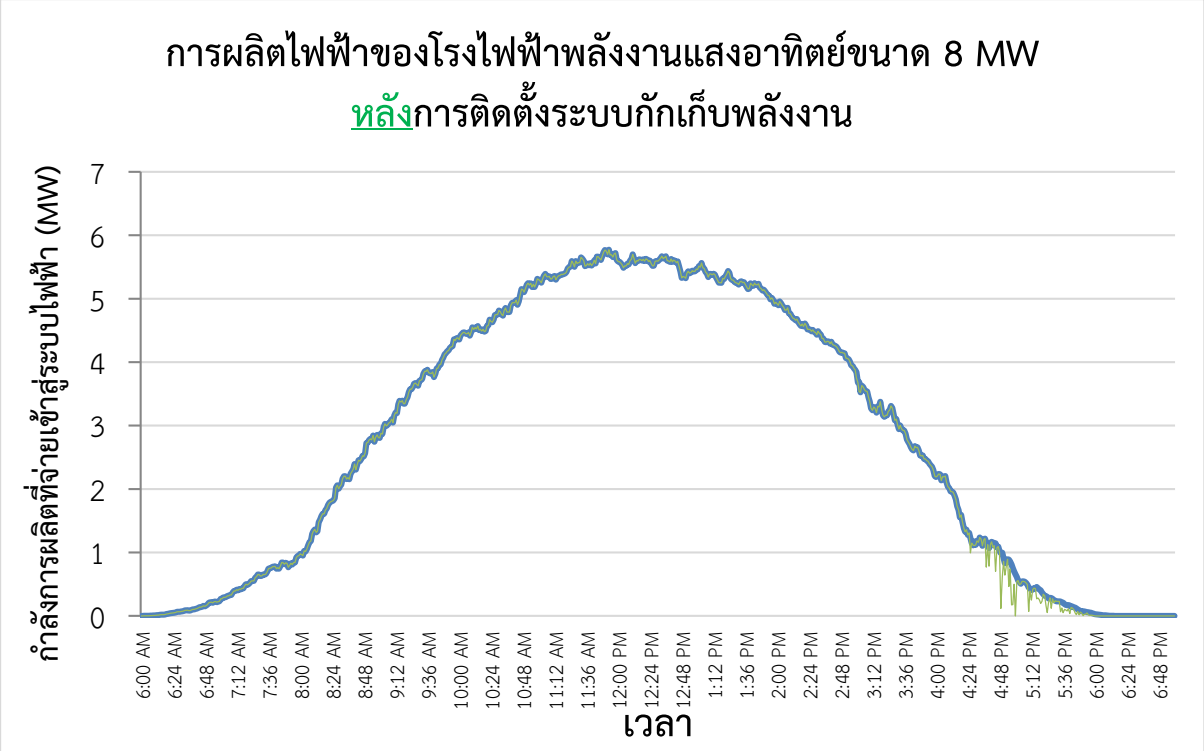


(ข)

รูปที่ 8.6 : การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อลดความผันผวนที่โรงไฟฟ้าพลังงานลมขนาด 8 MW โดยใช้แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาด 1 MWh ที่มีความสามารถในการจ่ายไฟ 2C



(ก)



(ข)

รูปที่ 8.7 : การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อลดความผันผวนที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 8 MW โดยใช้แบตเตอรี่ลิเธียมไอออนขนาด 1 MWh ที่มีความสามารถในการจ่ายไฟ 2C

การวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาความผันผวน

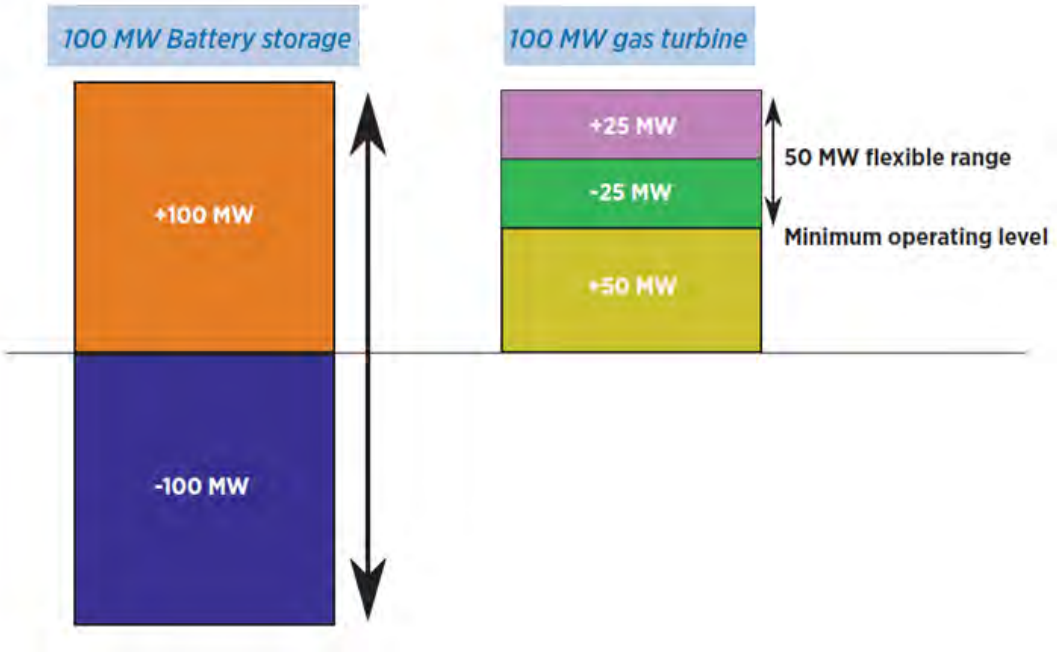
การวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้ ได้มีการวิเคราะห์ถึงต้นทุนของการสนับสนุนเพิ่มเติมจากการลงทุนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในบทที่ 7 แล้ว ดังแสดงในตารางที่ 8.3 และในหัวข้อนี้จะนำส่วนของการสนับสนุนเพิ่มเติมนี้มาเปรียบเทียบกับต้นทุนการแก้ปัญหาความผันผวนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตในปัจจุบันที่ใช้การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองได้รวดเร็วเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบ

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองได้อย่างรวดเร็วที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตใช้งาน เช่น โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันดีเซล โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส เป็นต้น ซึ่งโรงไฟฟ้าเหล่านี้จะมีต้นทุนของการเดินเครื่องที่สูงกว่าต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยผลิต ที่มีค่าเท่ากับ 1.93 บาทต่อหน่วย ดังแสดงในรูปที่ 8.9 เมื่อวิเคราะห์ถึงต้นทุนที่เพิ่มขึ้นของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเหล่านี้เพื่อแก้ปัญหาความผันผวนในระบบ พบว่า ต้นทุนในส่วนที่เพิ่มขึ้นจากต้นทุนพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยผลิตที่มีค่า 1.93 บาทต่อหน่วย จะทำให้มีค่าต้นทุนที่เพิ่มขึ้นตั้งแต่ 1.5789-3.7451 บาทต่อหน่วย

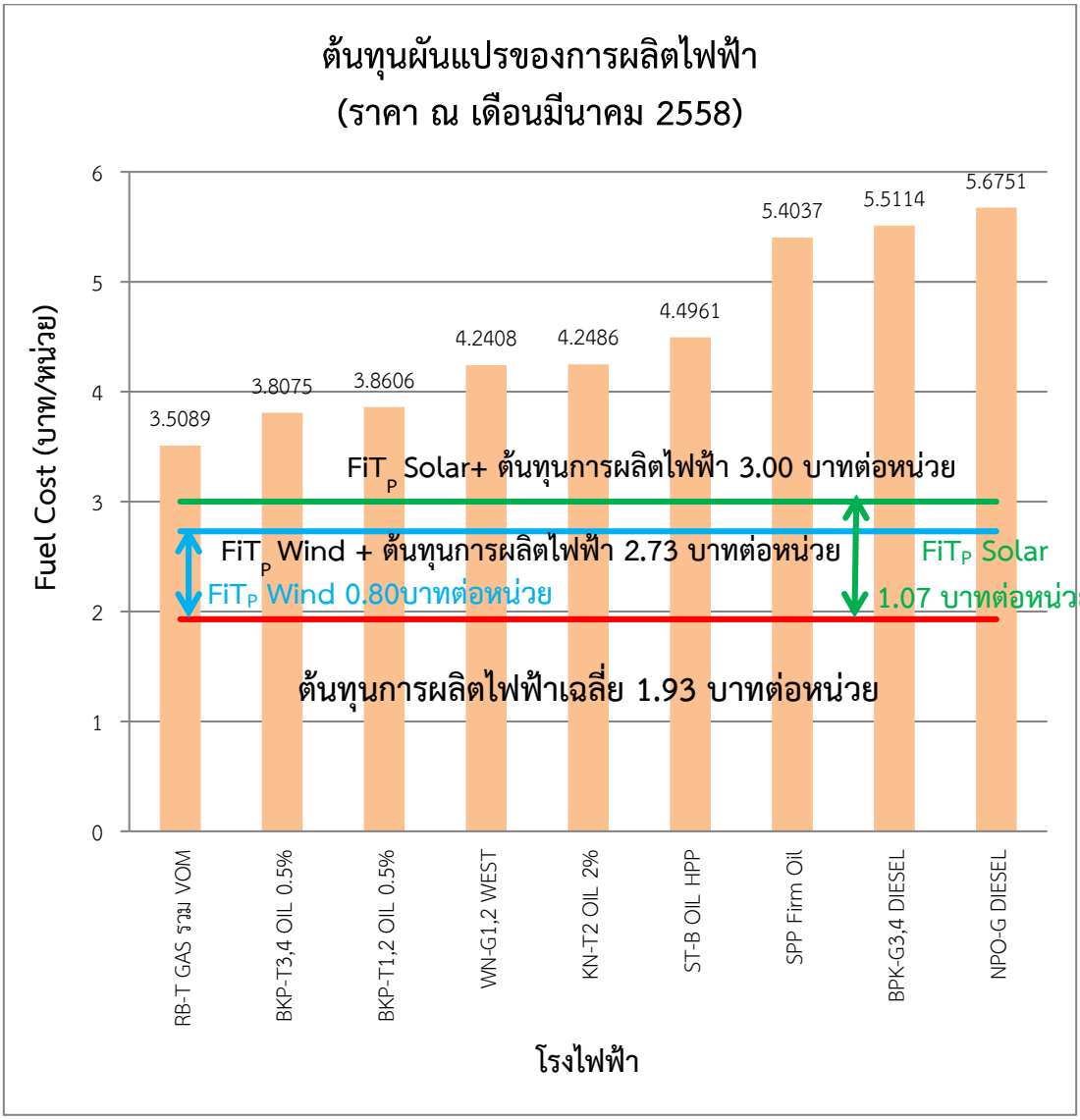
ตารางที่ 8.3 : สรุปราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ)FiT$_P$) สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

ประเภท	ราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiTP)	
	อัตรา FiTP ปี 2558 (THB/kWh)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
พลังงานแสงอาทิตย์	1.07	10
พลังงานลม	0.80	10

หมายเหตุ อ้างอิงสมมติฐานผลตอบแทนของโครงการ (Project IRR) ร้อยละ 10



รูปที่ 8.8 : แสดงให้เห็นความยืดหยุ่นในการทำของของแบตเตอรี่เทียบกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันแก๊ส



รูปที่ 8.9 : ต้นทุนผันแปรของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองได้รวดเร็ว

ดังนั้น จึงสามารถสรุปได้ว่าการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีความคุ้มค่าและเป็นทางเลือกที่เหมาะสมในการแก้ปัญหานี้

จากผลการศึกษาราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT Premium; FiTP) ในบทที่ 7 พบว่า ต้นทุนในส่วนที่เพิ่มเติมของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ได้ทำการประเมินที่ต้นทุนของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน ณ ปี 2558 มีราคารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiTP) สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเท่ากับ 1.07 บาทต่อหน่วยและ 0.80 บาทต่อหน่วยตามลำดับ ซึ่งเมื่อนำไปเปรียบเทียบกับต้นทุนส่วนที่ต้องใช้เพิ่มขึ้นจากการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ตอบสนองได้รวดเร็วซึ่งมีต้นทุนในส่วนที่เพิ่มขึ้นเท่ากับ 1.5789-3.7451 บาทต่อหน่วย จะพบว่า การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานมีความคุ้มค่ากว่ามากกว่าในการแก้ปัญหาความผันผวนของปริมาณไฟฟ้า

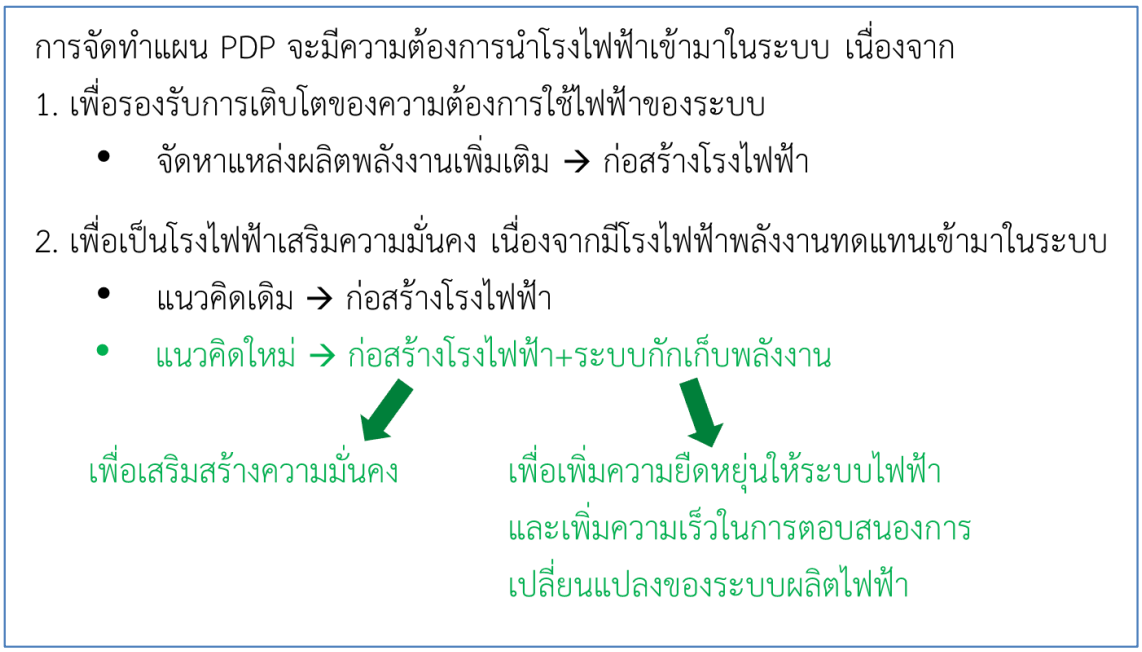
8.2.2 การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรองสำหรับเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในกรณีที่แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบแบบไม่สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้

การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาในหัวข้อนี้ จะเป็นการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ไว้ที่สถานีไฟฟ้าหรือในบริเวณที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำนวนมากเพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรองสำหรับเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในกรณีที่แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบ

โดยแนวคิดของปริมาณที่เหมาะสมของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานจะมาจากแนวคิดเดิมที่จะต้องการสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบเมื่อมีพลังงานหมุนเวียนซึ่งเป็นพลังงานที่มีความไม่แน่นอนและไม่สามารถคาดการณ์ได้เข้ามาในระบบเพื่อให้สามารถผลิตไฟฟ้ามาทดแทนเมื่อเกิดเหตุการณ์ที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเหล่านั้นไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามต้องการ โรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างมาเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงจะเป็นโรงไฟฟ้าที่มีความแน่นอนสูงและสามารถสั่งให้เดินเครื่องได้เมื่อมีความต้องการ แต่โรงไฟฟ้าเหล่านี้ก็จะมีข้อเสียในส่วนของการตอบสนองซึ่งต้องใช้เวลาในการเริ่มต้นเดินเครื่องนานเพื่อที่จะได้กำลังผลิตตามที่ต้องการ ซึ่งเมื่อเกิดเหตุการณ์แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบก็ไม่สามารถตอบสนองเพื่อชดเชยกำลังการผลิตเหล่านั้นได้ทันท่วงที

จึงมีแนวคิดใหม่ที่ต้องการเพิ่มความยืดหยุ่นให้ระบบพร้อมทั้งยังทำให้ระบบมีความมั่นคงเหมือนเดิม โดยการเปลี่ยนแปลงแนวคิดที่จะสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อมารองรับและเสริมสร้างความมั่นคงของระบบเนื่องจากมีพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบเพียงอย่างเดียว เป็นการสร้างโรงไฟฟ้าร่วมกับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่เข้ามาในระบบ โดยติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเข้าในบริเวณที่มีโรงไฟฟ้าหมุนเวียนประเภทที่มีความไม่แน่นอนสูง

เมื่อเกิดปัญหาแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบ ในช่วงแรกจะใช้ระบบกักเก็บพลังงานเป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบก่อนเนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานสามารถตอบสนองได้อย่างรวดเร็วในระดับวินาที แล้วจึงสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าประเภทอื่นที่มีความมั่นคงเพื่อเข้ามาจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบแทน



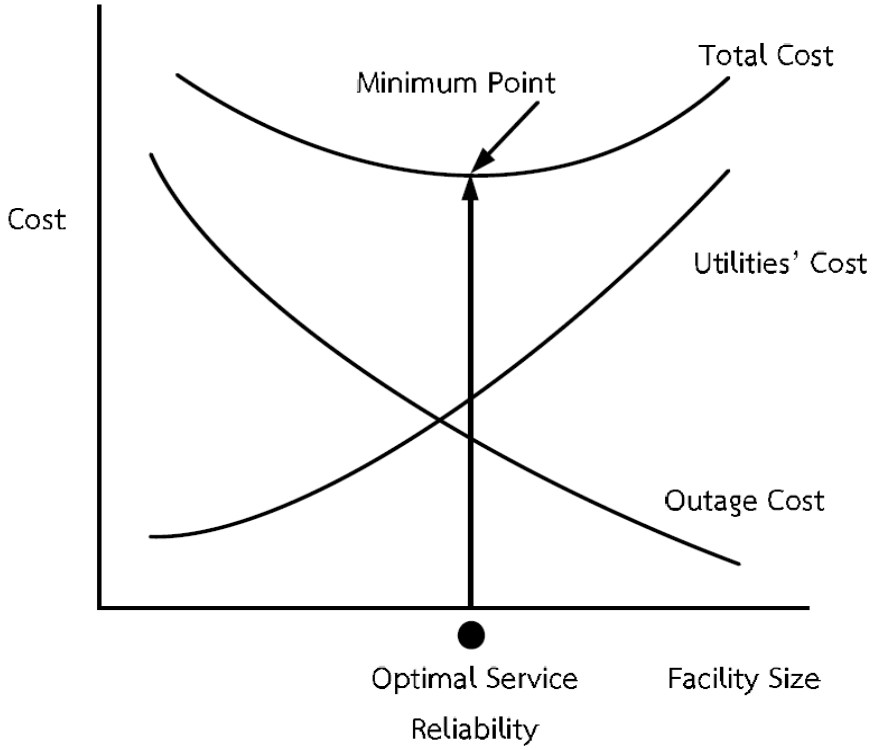
รูปที่ 8.10 : แนวคิดของปริมาณเป้าหมายการติดตั้ง ESS ในระบบไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้า

การวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรอง

สำหรับการวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรองและเพื่อนำมาแก้ปัญหากรณีที่แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบแบบไม่สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้ จะเป็นการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของต้นทุนของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ที่ได้กล่าวถึงในบทที่ 7 แล้ว เปรียบเทียบกับต้นทุนของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าประเภทอื่นที่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วเมื่อมีปัญหาจากกรณีพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบจำนวนมากในเวลาอันสั้น และเนื่องจากปัญหานี้หากไม่สามารถจัดการได้ในทันทีอาจก่อให้เกิดผลกระทบเนื่องจากการสูญเสียกำลังการผลิตในระบบเป็นจำนวนมากและสามารถก่อให้เกิดปัญหาไฟดับบริเวณกว้างตามมาได้ จึงต้องนำไปวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเปรียบเทียบกับอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับด้วย

จากโครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost) (โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่) ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ ในปี 2556 ได้มีการกล่าวถึงหน้าที่หลักอย่างหนึ่งของการไฟฟ้า คือ การจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าให้มีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์มากที่สุดที่จะเป็นไปได้ ขณะที่มีความสมดุลกันระหว่างค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้และคุณค่าของความเชื่อถือได้ ค่าใช้จ่ายของความเชื่อถือได้สะท้อนออกมาในรูปของค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้า ขณะที่คุณค่าของความเชื่อถือได้สะท้อนออกมาในรูปของค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ดังนั้นค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าจึงเป็นข้อมูลสำคัญสำหรับการตัดสินใจทางการวางแผนและการดำเนินงานของการไฟฟ้าเพื่อให้เกิดความเหมาะสมทางด้านค่าใช้จ่ายและการใช้ทรัพยากร ขณะที่สามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม

แนวคิดของการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายและคุณค่าของความเชื่อถือได้นั่นค่อนข้างตรงไปตรงมา และสามารถแทนด้วยรูปที่ 8.11 ซึ่งได้แสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้าและค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายรวม คือ ผลบวกของค่าใช้จ่ายของทั้งสองรวมกัน แสดงให้เห็นว่าหากการลงทุนของการไฟฟ้าน้อยก็จะทำให้เกิดไฟฟ้าดับบ่อยและยาวนาน นั่นคือ ความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าก็จะมีค่าใช้จ่ายรวมสูงขึ้น ในทางกลับกันค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับลดลงเมื่อความเชื่อถือได้ในระบบสูงขึ้นก็จะทำให้ค่าใช้จ่ายรวมมีค่าสูง ดังนั้น เราสามารถหาจุดเป้าหมายของค่าใช้จ่ายรวมในระบบต่ำที่สุดและให้ความสมดุลกันระหว่างด้านการไฟฟ้าและด้านผู้ใช้ไฟฟ้า ที่จุดดังกล่าว ต้นทุนส่วนเพิ่มของการไฟฟ้าที่ต้องการนำไปใช้ในการปรับปรุงความเชื่อถือได้ที่เพิ่มขึ้นจะถูกชดเชยอย่างเท่ากันโดยต้นทุนส่วนลดของค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ



รูปที่ 8.11 : ค่าใช้จ่ายในการลงทุนของการไฟฟ้า ค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับ และค่าใช้จ่ายรวม

การสำรวจความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับในโครงการศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost) นี้มีจุดประสงค์หลัก คือ การประเมินผลกระทบทางเศรษฐกิจเนื่องจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าภายใต้การดูแลของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งการศึกษาความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับใช้วิธีการสำรวจความเสียหายผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งอ้างอิงกับหลักความจริงที่ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าอยู่ในสถานะที่เหมาะสมที่สุดในการประเมินผลกระทบทางเศรษฐกิจสำหรับเหตุการณ์เกิดไฟฟ้าดับ

โครงการนี้ได้ทำการประเมินค่าดัชนีความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับด้วยแบบสอบถามและนำข้อมูลมาประมวลผล จากตัวอย่างข้อมูลทั้ง 6,088 ตัวอย่าง ครอบคลุม 60 จังหวัดทั่วประเทศ ประกอบด้วย ลูกค้าตรง กฟผ. จำนวน 7 ราย กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าจำนวน 1,759 รายจาก กฟน. และกลุ่มผู้ใช้ไฟจำนวน 4,322 รายของ กฟภ.

ผลของการดำเนินโครงการ พบว่า อัตราค่าความเสียหายต่อพลังงานเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Interruption Energy Rate : IER) และอัตราค่าความเสียหายต่อครั้งเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (Interruption Cost per Event : ICPE) สำหรับลูกค้าของ กฟผ. กฟน. กฟภ. และค่าเฉลี่ยของภาพรวมทั้งประเทศสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 8.4 ซึ่งค่าเหล่านี้สามารถใช้เป็นแหล่งข้อมูลของการพัฒนาระบบไฟฟ้าทั้งด้านผลิตไฟฟ้าและด้านระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้

ตารางที่ 8.4 : แสดงผลการศึกษาเปรียบเทียบระหว่างอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ

ระบบที่เสียหาย	อัตราค่าความเสียหายต่อพลังงาน เมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (IER) (บาทต่อหน่วย)	อัตราค่าความเสียหายต่อครั้ง เมื่อเกิดไฟฟ้าดับ (ICPE) (บาทต่อครั้ง)
รวมทั้งประเทศ	81.94	85,609
การไฟฟ้าฝ่ายผลิต	41.99	756,333
การไฟฟ้านครหลวง	74.96	80,213
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	86.30	87,877

ความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับกรณีที่เกิดจากพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่หายไปจากระบบนั้น จะนำมาเปรียบเทียบกับอัตราความเสียหายของไฟฟ้าดับในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่จะเชื่อมต่ออยู่กับระบบส่งไฟฟ้าและเมื่อเกิดไฟฟ้าดับจึงมีผลกระทบต่อระบบของ กฟผ. มากกว่า ซึ่งจะส่งผลโดยตรงต่อภาพรวมของระบบไฟฟ้าของประเทศ

การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบไฟฟ้า

การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบไฟฟ้า สามารถทำได้โดยการประเมินกระแสเงินสดของโครงการที่เกิดขึ้น พร้อมทั้งกำหนดผลตอบแทนการลงทุนโดยรวมที่เหมาะสม ($FIRR_a$) แล้วคำนวณย้อนกลับเพื่อหาต้นทุนต่อหน่วยของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบไฟฟ้า ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$\mathrm{R}_0 = \left\{ x \in \mathcal{R}^+ \left| \sum_{\mathrm{t}=0}^{\mathrm{T}} \frac{CF_{P,t}(x)}{(1+FIRR_a)^t} = 0 \right. \right\}$$

โดยที่ $CF_{P,t} = R_t - C_{OM,t} - C_{E,t}$ และ $CF_{P,0} = -C$

$$R_t = R_0 \times E_t \times (1-L)$$

$$C_{OM,t} = O\&M_0 \times (1+r_t)^t$$

$$C_{E,t} = Price_{WH} \times E_t$$

โดย $CF_{P,t}$ คือ กระแสเงินสดของโครงการ ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
$CF_{P,0}$ คือ กระแสเงินสดของโครงการ ณ ปีเริ่มต้น [หน่วย: THB]
R_t คือ รายได้จากการขายไฟฟ้าต่อปี ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
R_0 คือ ต้นทุนต่อหน่วยของระบบกักเก็บพลังงาน [หน่วย: THB/kWh]
E_t คือ พลังงานไฟฟ้าที่ซื้อเข้ามารวมทั้งปี ณ ปีที่ t :หน่วย]kWh]
L คือ พลังงานสูญเสียในระบบกักเก็บพลังงาน [หน่วย: %]
$C_{O\&M,t}$ คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา ณ ปีที่ t [หน่วย: THB]
$O\&M$ คือ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา ณ ปีเริ่มต้น [หน่วย: THB]

r_t คือ อัตราเงินเฟ้อต่อปี (Inflation Rate) [หน่วย: %]

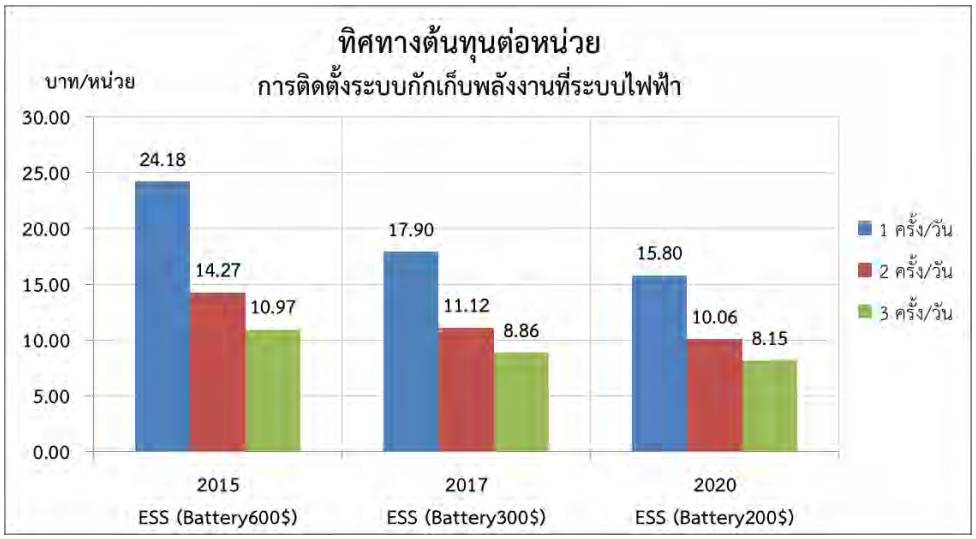
$Price_{WH}$ คือ ราคาค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย [หน่วย: THB/kWh]

ทั้งนี้ การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบไฟฟ้าจากสมการดังกล่าว จะอ้างอิงสมมติฐานการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบไฟฟ้าจากบทที่ 7 โดยกำหนดผลตอบแทนการลงทุนโดยรวมที่เหมาะสม ($FIRR_a$) ร้อยละ 10 และกำหนดสมมติฐานการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานในทุกๆวันตลอดทั้งปี โดยในแต่ละวันจะแบ่งจำนวนครั้งของการใช้งานออกเป็น 3 กรณี ได้แก่ 1 ครั้งต่อวัน 2 ครั้งต่อวัน และ 3 ครั้งต่อวัน (ตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศ) นอกจากนี้ ระยะเวลาการใช้งานที่เหมาะสมมีค่าประมาณ 1 ชั่วโมงต่อครั้ง ซึ่งจะเพียงพอในการรองรับปัญหาอัตราการเพิ่มของกำลังไฟฟ้า (Ramp Rate) ในช่วงแรกก่อนที่โรงไฟฟ้าหลักจะเดินเครื่องและจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ทัน ซึ่งผลการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบไฟฟ้า สรุปได้ดังนี้

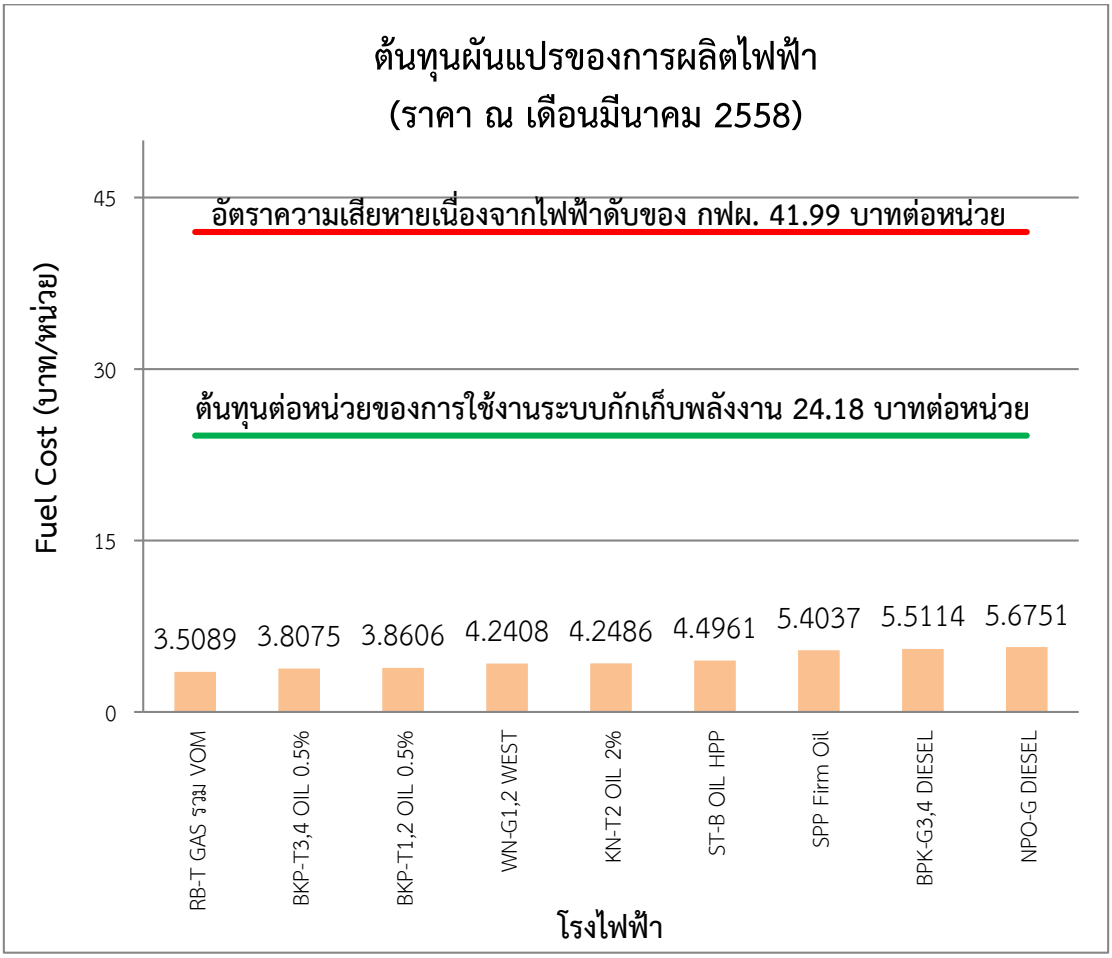
ตารางที่ 8.5 : ต้นทุนต่อหน่วยของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบไฟฟ้า

จำนวนครั้งการใช้งานต่อวัน		**ต้นทุนต่อหน่วย (บาท/หน่วย)**
กรณี 1	ใช้งาน 1 ครั้ง/วัน	24.18
กรณี 2	ใช้งาน 2 ครั้ง/วัน	14.27
กรณี 3	ใช้งาน 3 ครั้ง/วัน	10.97

อย่างไรก็ดี ทิศทางต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานในอนาคตจากการศึกษาของ Navigant Research ที่มีการคาดการณ์ของการลดต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานให้คงเหลือ 300USD/kWh และ 200USD/kWh ในปี 2017 และ 2020 ตามลำดับ สามารถนำมาสรุปเป็นทิศทางของต้นทุนต่อหน่วยของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานได้ดังนี้



รูปที่ 8.12 : ทิศทางต้นทุนต่อหน่วยของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ระบบไฟฟ้า



รูปที่ 8.13 : แสดงอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของ กฟผ. และต้นทุนผันแปรของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองได้รวดเร็ว

เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรองจากรูปที่ 8.13 จะพบว่า ต้นทุนของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ที่บริเวณสถานีไฟฟ้าที่ได้ทำการประเมินมาแล้วในบทที่ 7 สำหรับกรณีใช้งานระบบกักเก็บพลังงานอย่างน้อยวันละ 1 ครั้ง ครั้งละ 1 ชั่วโมง ตลอดระยะเวลาโครงการ 10 ปี จะมีต้นทุนของการติดตั้งประมาณ 24.18 บาทต่อหน่วย ซึ่งยังสูงกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าตัวที่แพงที่สุดของ กฟผ. อยู่มาก อย่างไรก็ดี ในความเป็นจริง เมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินที่แหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหายไปจากระบบแบบไม่สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้ โรงไฟฟ้าของ กฟผ. อาจไม่สามารถเพิ่มอัตรากำลังการผลิตได้ทันท่วงที หรือไม่สามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเพิ่มเติมได้ทัน และอาจส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับได้ และหากพิจารณาว่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับเป็นต้นทุนของประเทศ เมื่อนำไปเปรียบเทียบกับความเสียหายต่อผู้ใช้ไฟฟ้าเมื่อเกิดไฟฟ้าดับที่ 41.99 บาทต่อหน่วยแล้ว จะพบว่า การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานก็อาจจะมีความคุ้มค่าหากสามารถที่จะป้องกันไม่ให้เกิดไฟฟ้าดับได้

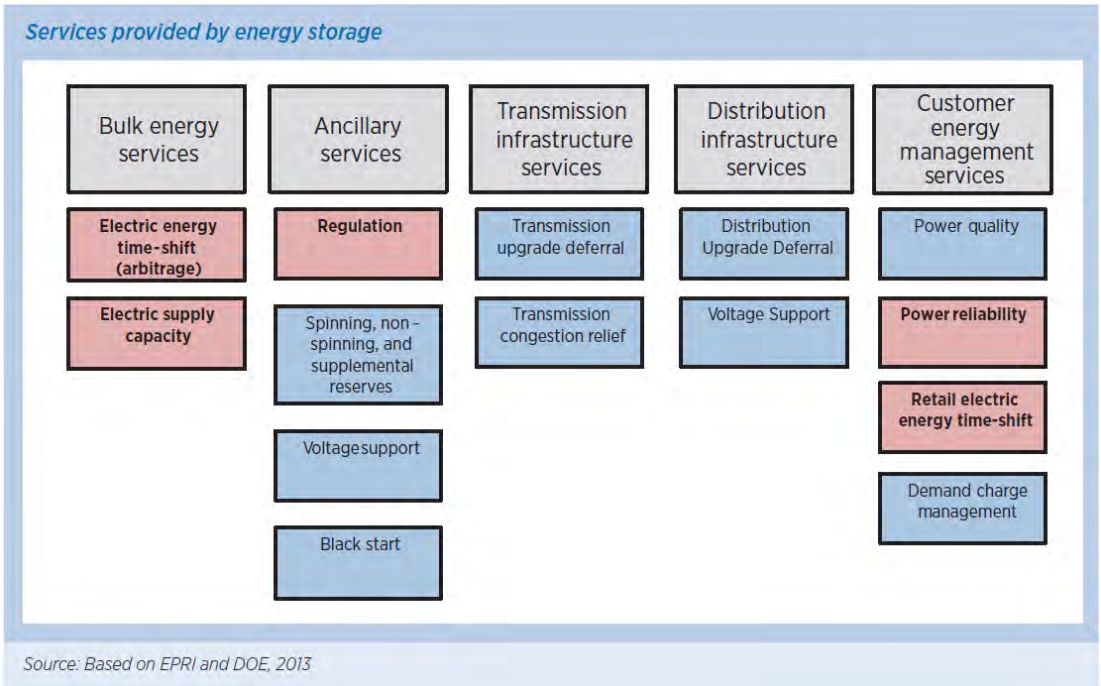
จากการวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานในปัจจุบันยังคงมีต้นทุนที่สูงถึงแม้จะมีความคุ้มค่าเมื่อนำมาติดตั้งในระบบไฟฟ้าเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงของระบบไม่ให้เกิดไฟฟ้าดับดังที่แสดงในรูปที่ 8.12 อย่างไรก็ดี จากการคาดการณ์ในอนาคตเมื่อต้นทุนของแบตเตอรี่ที่ลดลง จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลงด้วย เช่น ในปี 2017 และ 2020 เมื่อต้นทุนเฉพาะตัวแบตเตอรี่ลดลงเหลือ 300USD/kWh และ 200USD/kWh

ตามลำดับ จากราคา 600 USD/kWh ในปัจจุบัน จะทำให้ต้นทุนของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานลดลงเหลือ 17.90 ในปี 2017 และต้นทุนลดลงเหลือ 15.80 ในปี 2020 ซึ่งจะทำให้มีความคุ้มค่าในการใช้งานมากขึ้น ในทำนองเดียวกัน เมื่อพิจารณาให้มีเวลาการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานมากขึ้น จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยของการใช้งานลดลงอย่างมากเช่นกัน ตัวอย่างเช่น ต้นทุนต่อหน่วยของระบบกักเก็บพลังงานเมื่อมีการใช้งานวันละ 1 ครั้ง จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 24.18 บาทต่อหน่วย แต่เมื่อมีการกำหนดให้ใช้งานระบบกักเก็บพลังงานมากขึ้นเป็น 2 ครั้งต่อวัน และ 3 ครั้งต่อวัน ต้นทุนต่อหน่วยของการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานจะเหลือพียง 14.27 และ 10.97 บาทต่อหน่วยเท่านั้น และในอนาคตที่ต้นทุนของแบตเตอรี่มีค่าลดลง รวมถึงมีการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานหลายๆครั้งต่อวัน ก็จะทำให้มีต้นทุนของการใช้งานลดลงมากขึ้น ซึ่งจะสะท้อนให้มีความคุ้มค่าในการนำระบบกักเก็บพลังงานมาใช้งานมากยิ่งขึ้นด้วย

จากการการวิเคราะห์คุณค่าของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง ทั้งการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรองที่บริเวณสถานีไฟฟ้า มีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งในด้านการปฏิบัติงานของการไฟฟ้าและด้านความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ทั้งนี้ เมื่อระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นและมีความมั่นคงเพิ่มมากขึ้นจึงมีความสามารถที่จะรองรับปริมาณพลังงานทดแทนได้มากขึ้นกว่าแผน AEDP ในปัจจุบันหรืออาจช่วยให้สามารถรองรับนโยบายของการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแบบเสรีได้

8.3 คุณค่าด้านอื่นๆของการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงาน

นอกจากประโยชน์ในด้านของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อแก้ปัญหาเพื่อแก้ปัญหาความผันผวนของไฟฟ้าที่ผลิตได้และการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่สถานีไฟฟ้าเพื่อเป็นแหล่งพลังงานสำรองสำหรับเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าแล้ว การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานยังมีประโยชน์กับระบบไฟฟ้าและสามารถแก้ปัญหาอื่นๆได้ด้วย ดังแสดงในรูปที่ 8.14



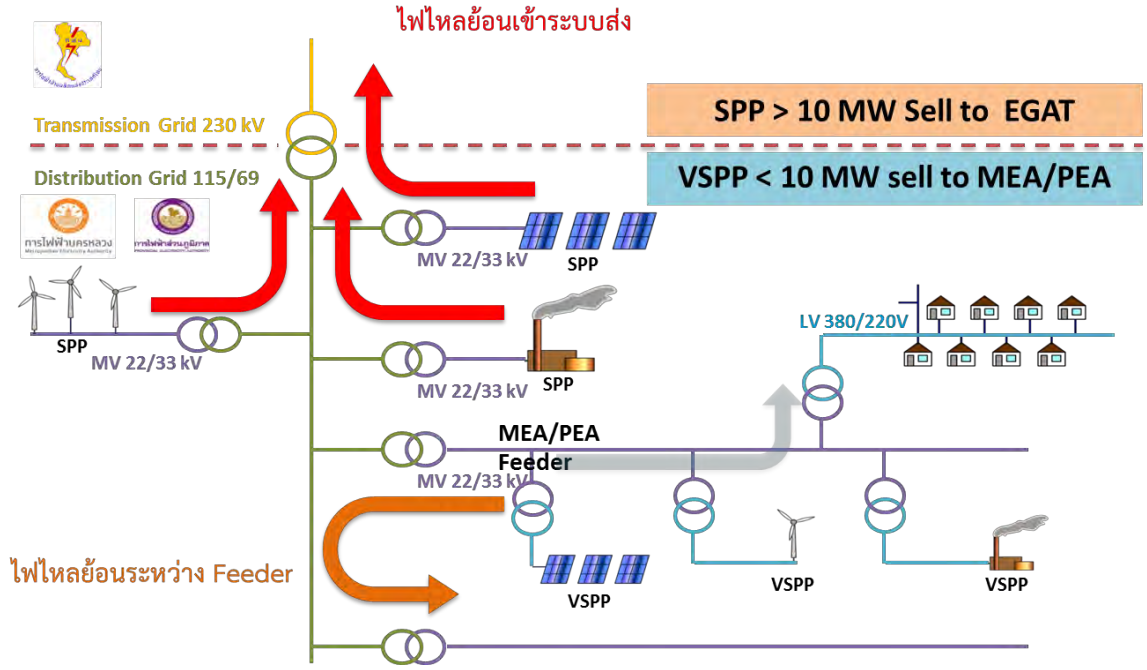
รูปที่ 8.14 : ประโยชน์ของระบบกักเก็บพลังงาน

ตัวอย่างการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาไฟไหลย้อนในระบบไฟฟ้าของไทย

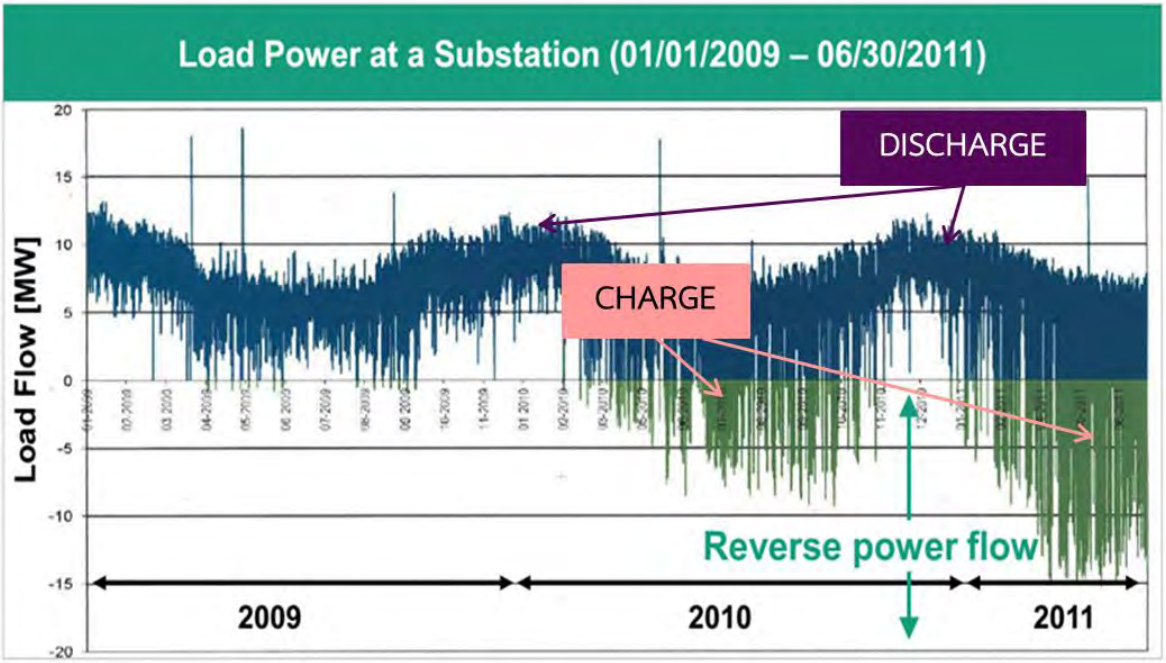
ปัญหาไฟไหลย้อนในระบบไฟฟ้าเนื่องจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย มีสาเหตุมาจากลักษณะของการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ไม่มีความสอดคล้องกันทั้งด้านตำแหน่งที่ตั้งและความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่นั้นๆ เมื่อมีพลังงานในระบบไฟฟ้าที่มากเกินไปในพื้นที่พลังงานไฟฟ้าเหล่านั้นก็จะไหลไปพื้นที่อื่น หรือย้อนกลับเข้าไปในระบบส่งกำลังไฟฟ้า

ลักษณะปัญหาของไฟไหลย้อนในระบบไฟฟ้า จะแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบใหญ่ๆ คือ ปัญหาไฟไหลย้อนเข้าสู่ระบบส่ง และปัญหาไฟไหลน้อยระหว่างสายป้อน(Feeder) ดังรูปที่ 8.15 ซึ่งปัญหาของไฟไหลย้อนจะก่อให้เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าทั้งระบบจำหน่ายและระบบส่งไฟฟ้าที่จะทำให้อุปกรณ์ป้องกันต่างๆในระบบไฟฟ้าทำงานผิดพลาดได้เนื่องจากมีการกลับทิศทางของการไหลของพลังงานไฟฟ้าในระบบ

ซึ่งการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานที่มีการติดตั้งที่บริเวณสถานีไฟฟ้าสามารถนำมาประยุกต์ใช้แก้ปัญหาไฟไหลย้อนได้โดยการกักเก็บพลังงานในช่วงที่มีกำลังการผลิตเกินและเกิดไฟไหลย้อนในพื้นที่ และสะสมพลังงานไว้เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบเมื่อมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงหรือในช่วงที่มีกำลังการผลิตน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 8.16



รูปที่ 8.15 : ปัญหาไฟไหลย้อนในระบบไฟฟ้าของประเทศไทย



รูปที่ 8.16 : การประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาไฟไหลย้อนในระบบไฟฟ้าของไทย

ตัวอย่างการประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานเพื่อช่วยชะลอการลงทุนและยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้า

เมื่อระบบไฟฟ้ามีความต้องการไฟฟ้ามากขึ้นทำให้การไฟฟ้าต้องมีการวางแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าให้สามารถรองรับกับความต้องการที่เพิ่มขึ้น ซึ่งอาจจะทำได้โดยการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหรือโรงไฟฟ้าเข้าไปในพื้นที่นั้นๆ หรือการวางแผนขยายระบบไฟฟ้าหรือเพิ่มขนาดสายส่งไฟฟ้าเพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามความต้องการ เมื่อมีการปรับปรุงพัฒนาระบบไฟฟ้าสิ่งที่จำเป็นต้องทำควบคู่กันไป คือ การปรับปรุงระบบการทำงานและระบบป้องกันที่ต้องมีความสามารถในการทำงานที่สอดคล้องกันด้วย จึงต้องเพิ่มความสามารถของอุปกรณ์ต่างๆในระบบใหม่ด้วย เช่น การปรับตั้งอุปกรณ์ตัดไฟฟ้า การเพิ่มพิกัดของหม้อแปลงไฟฟ้าให้สามารถรองรับโหลดได้มากขึ้น การเพิ่มพิกัดของอุปกรณ์ป้องกันเนื่องจากกระแสไฟฟ้าที่สูงขึ้น เป็นต้น

สำหรับการเปลี่ยนหม้อแปลงเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่สูงขึ้นนั้น จำเป็นต้องเลือกหม้อแปลงที่มีขนาดใหญ่ขึ้นเพื่อรองรับการเติบโตของความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต 15-20 ปี ซึ่งเป็นการลงทุนที่สูงมากเพราะต้องลงทุนเพิ่มสำหรับหม้อแปลงและอุปกรณ์ป้องกันที่เกี่ยวข้องในระบบใหม่ แต่ในบางครั้งหม้อแปลงที่ถูกเปลี่ยนออกยังไม่หมดอายุการใช้งานและสามารถใช้งานได้อีกหลายปีจึงทำให้เกิดการสิ้นเปลืองและใช้ทรัพยากรอย่างไม่คุ้มค่า ดังนั้นจึงมีแนวคิดที่จะใช้ระบบกักเก็บพลังงานมาแบ่งเบาภาระของหม้อแปลงเพื่อยืดอายุการใช้งานของหม้อแปลงด้วย

การใช้ระบบกักเก็บพลังงานเพื่อยืดอายุการใช้งานของหม้อแปลงนั้นสามารถทำได้โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเข้ากับระบบไฟฟ้าที่มีการคาดการณ์ไว้ว่าจะมีความต้องการไฟฟ้าสูงขึ้นและจะต้องเปลี่ยนหม้อแปลงเพื่อเพิ่มพิกัดการรองรับกับความต้องการ แล้วให้ระบบกักเก็บพลังงานมาช่วยจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดร่วมกับหม้อแปลงซึ่งจะเป็นช่วงสั้นๆ ทำให้หม้อแปลงชุดเดิมยังสามารถทำงานได้อย่างปกติและยืดอายุการทำงานหม้อแปลงได้

รูปที่ 8.17 : การประยุกต์ใช้ระบบกักเก็บพลังงานเพื่อแก้ปัญหาไฟไหลย้อนในระบบไฟฟ้าของไทย

เมื่อหม้อแปลงหมดอายุการใช้งานหรือว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงมากขึ้นจะกระทั่งการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อช่วยการทำงานของหม้อแปลงไม่สามารถดำเนินการได้ จึงทำการลงทุนสำหรับเปลี่ยนหม้อแปลงและพัฒนาระบบใหม่ ส่วนระบบกักเก็บพลังงานที่ถูกปลดออกก็สามารถนำไปใช้กับหม้อแปลงอื่นได้

6.4 กรณีศึกษาที่ 3: ผลของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP)

จากวิธีการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทน และสถานีไฟฟ้าที่ทางคณะผู้วิจัยนำเสนอในหัวข้อที่ 6.2 และ 6.3 ในหัวข้อนี้ทางคณะผู้วิจัยจะวิเคราะห์ผลกระทบของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่มีผลต่อแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า หรือ แผน PDP จากแนวทางการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานที่ทางคณะผู้วิจัยนำเสนอนั้น จุดประสงค์หลักในการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก็เพื่อลดความไม่สม่ำเสมอในการผลิตไฟฟ้า (Power Fluctuation) โดยขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมจะต้องรองรับการเปลี่ยนแปลงของการผลิตไฟฟ้าเมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยราย 15 นาที เมื่อติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้วจะทำให้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีการผลิตไฟฟ้าที่สม่ำเสมอใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนราย 15 นาที

สำหรับแนวทางการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้านั้นจะอาศัยการประเมินผ่านกำลังการผลิตที่ไม่สามารถพึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งทางคณะผู้วิจัยมีความเห็นว่าแทนที่ กฟผ. จะต้องลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์มารองรับกับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้ขากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดนั้น เราสามารถพิจารณาแบ่งปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าบางส่วนมาติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าได้ จุดประสงค์ของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้านี้เพื่อเป็นหลักประกันในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในช่วงระยะเวลานาน ซึ่งในกรณีนี้ระบบกักเก็บพลังงานที่ถูกติดตั้งในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถรองรับได้ ซึ่งระบบกักเก็บพลังงานในสถานีไฟฟ้าดังกล่าวนี้จะต้องสามารถรองรับกับเหตุการณ์ข้างต้นนี้ได้ระยะเวลาหนึ่ง ซึ่งจะต้องมีระยะเวลาเพียงพอให้โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่สามารถเดินเครื่องได้เร็วมาผลิตไฟฟ้าชดเชยปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนที่ขาด เช่น โรงไฟฟ้า Gas Turbine เป็นต้น

จากที่กล่าวมาข้างต้น จะเห็นได้ว่าเมื่อมีการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะสามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องมากขึ้น ซึ่งสามารถแก้ไขปัญหาการผลิตไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน แต่ไม่ได้เป็นสิ่งรับประกันว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจะมีกำลังการผลิตไฟฟ้าใกล้เคียงกับกำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) หรืออาจกล่าวได้ว่าการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่ได้ทำให้กำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นมา หากเกิดเหตุการณ์ผิดปกติเกิดขึ้น เช่น มีก้อนเมฆปกคลุมพื้นที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นเวลานาน หรือ กระแสลมหยุดนิ่งเป็นเวลานาน ระบบกักเก็บพลังงานที่ถูกติดตั้งอยู่ที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก็ไม่สามารถรองรับเหตุการณ์ดังกล่าวได้ จึงทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนยังคงมีกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) ที่ปริมาณเท่าเดิม ซึ่งประเด็นในเรื่องของการรองรับความไม่สม่ำเสมอของระบบผลิตฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงาน และสัดส่วนของกำลังการผลิตไฟฟ้าที่พึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นคนละประเด็นกัน การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก็ยังมีโอกาสที่ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เมื่อเกิดเหตุการณ์ผิดปกติดังตัวอย่างข้างต้น

อย่างไรก็ตาม เพื่อรองรับโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ผิดปกติจนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ได้วางแผนไว้ การติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสถานี

บทที่ 9
สรุปผลการดำเนินงานและข้อเสนอแนะ

9.1 สรุปผลการศึกษา

เมื่อพิจารณาแผนงานโครงการซึ่งครอบคลุมระยะเวลา 12 คือตั้งแต่วันที่ 4 กันยายน 2557 ถึงวันที่ 3 กันยายน พ.ศ.2558 ดังแสดงในตารางที่ 9.1 นั้น จะพบว่ากิจกรรมการดำเนินงานในโครงการแบ่งออกเป็น 3 กลุ่มหลัก คือ

- การศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งจะทำการวิเคราะห์ปัญหาต่างๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเมื่อมีการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูง
- การศึกษาแนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง ซึ่งจะทำการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานประเภทต่างๆ และทำการวิเคราะห์เลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับการแก้ไขปัญหาแต่ละประเภทที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคต
- การศึกษาและวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเพื่อสนับสนุนนโยบายพลังงานหมุนเวียนของไทย ซึ่งจะทำการรวบรวมข้อมูลต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงาน นำเสนอโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าที่จ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท แต่ประเมินตัวอย่างราคารับซื้อฯ เบื้องต้น

ในรายงานความก้าวหน้าฉบับที่ 1 นี้ ซึ่งได้จัดส่งไปเมื่อวันที่ 3 มีนาคม 2558 ทางคณะผู้วิจัยได้นำเสนอความก้าวหน้าในโครงการดังรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. ศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง
    - 1.1 วิเคราะห์สิ่งที่จำเป็นสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังในการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง
    - 1.2 วิเคราะห์ลักษณะของระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง ปัญหาอุปสรรค สิ่งที่ท้าทายในการเดินระบบสำหรับผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง และผู้ผลิตไฟฟ้า จากพลังงานเชิงพาณิชย์และพลังงานหมุนเวียน
    - 1.3 วิเคราะห์แนวทางและเทคโนโลยีในการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อการผสมผสานระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงทั้งในปัจจุบันและแนวโน้มในอนาคต จากผลการศึกษาจากต่างประเทศ 3 ประเทศ คือ สหรัฐอเมริกา เยอรมัน และญี่ปุ่น

2. ศึกษาแนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง
    - 2.1 ทบทวนเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานที่มีอยู่ในปัจจุบัน
    - 2.2 ทบทวนรูปแบบการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไปใช้งานในรูปแบบต่างๆ

2.3 วิเคราะห์คุณลักษณะเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท เช่น การพัฒนาเทคโนโลยี รูปแบบการใช้งานที่เหมาะสม ประสิทธิภาพการกักเก็บพลังงาน อายุการใช้งาน ช่วงขนาดและพลังงานที่ใช้ในการกักเก็บพลังงาน เป็นต้น

2.4 ศึกษารูปแบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท

2.5 จัดทำโมเดลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท

2.6 ทำการวิเคราะห์รูปแบบการใช้ไฟฟ้าของไทยและความต้องการระบบกักเก็บพลังงานต่อระบบไฟฟ้าที่ทำให้ระบบไฟฟ้าภายใต้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงยังคงมีเสถียรภาพ

2.7 จัดสัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น หรือบรรยายให้ความรู้แก่เจ้าหน้าที่ สนพ.

สำหรับการดำเนินงานในระยะต่อมาจนกระทั่งปัจจุบัน คณะผู้วิจัยได้นำเสนอรายงานฉบับสมบูรณ์โดยได้ดำเนินงานเพิ่มเติม ดังต่อไปนี้

1. ศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

ปรับปรุงผลการศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังให้มีความสมบูรณ์มากขึ้น โดยจะนำเสนอ

1.1 กรณีศึกษาการวิเคราะห์ความเหมาะสมของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในการแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง

1.2 ผลของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่มีต่อการจัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (AEDP) และการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP)

2. ศึกษาแนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง

ปรับปรุงผลการศึกษาแนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงให้มีความสมบูรณ์มากขึ้น โดยจะนำเสนอ

2.1 ประเภทของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมกับการแก้ปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลังแต่ละปัญหา

2.2 สรุปโครงสร้างต้นทุนของการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้ากำลัง

3. ศึกษาและวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเพื่อสนับสนุนนโยบายพลังงานหมุนเวียนของไทย

3.1 ทำการวิเคราะห์ต้นทุนการลงทุนเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท

3.2 ต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่เหมาะสมในการใช้งานแต่ละประเภท

3.3 วิเคราะห์นโยบายและรูปแบบการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานทั้งในและต่างประเทศ

3.4 จัดทำกรณีศึกษาการใช้ประโยชน์จากระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่

3.5 จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

3.6 จัดสัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น หรือบรรยายให้ความรู้แก่เจ้าหน้าที่ สนพ. จำนวนรวมทั้งโครงการ 10 ครั้ง และจัดสัมมนาเผยแพร่ผลการศึกษาจำนวน 1 ครั้ง

สำหรับในส่วนของการจัดสัมมนา คณะผู้วิจัยได้ประสานกับ สนพ. เพื่อจัดการประชุมสัมมนาโดยมีผู้เข้าร่วมประกอบด้วยตัวแทนจาก สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน นักวิชาการ นิสิต นักศึกษา และผู้ที่สนใจ โดยรายละเอียดของการจัดสัมมนาแต่ละครั้ง เป็นดังนี้

1) สัมมนาครั้งที่ 1 จัดเมื่อวันที่ 15 ต.ค. 2557 เวลา 13:00 – 16:00 น. ที่ห้องประชุมสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย โดยเป็นการนำเสนอ “เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานที่มีการไหลของส่วนเก็บพลังงานแบบวานาเดียม รีดอกซ์ (Vanadium Redox Flow Baterry) ของบริษัท Sumitomo Electric Industries, Ltd. (Japan)” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 55 ท่าน

2) สัมมนาครั้งที่ 2 จัดเมื่อวันที่ 27 พ.ค. 2558 เวลา 09:00 – 12:00 น. ที่ห้องประชุม ชั้น 2 สนพ. โดยเป็นการสัมมนาให้ความรู้แก่บุคลากร สนพ. ในหัวข้อ “ปัญหา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 64 ท่าน

3) สัมมนาครั้งที่ 3 จัดเมื่อวันที่ 27 พ.ค. 2558 เวลา 13:00 – 16:00 น. ที่ห้องประชุม ชั้น 2 สนพ. โดยเป็นการสัมมนาให้ความรู้แก่บุคลากร สนพ. ในหัวข้อ “เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานและรูปแบบการนำไปใช้” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 62 ท่าน

4) สัมมนาครั้งที่ 4 จัดเมื่อวันที่ 9 มิ.ย. 2558 เวลา 13:00 – 16:00 น. ที่ห้องประชุมตึก 100 ปี คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย โดยเป็นการนำเสนอ “เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานและการประยุกต์ใช้กับระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียนในอนาคต - มุมมองจากสถาบันวิจัยและเทคโนโลยี ปตท.” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 99 ท่าน

5) สัมมนาครั้งที่ 5 จัดเมื่อวันที่ 16 มิ.ย. 2558 เวลา 13:00 – 16:00 น. ที่ห้องประชุมตึก 100 ปี คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย โดยเป็นการนำเสนอ “เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานและการประยุกต์ใช้กับระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียนในอนาคต - แนวคิดและเทคโนโลยีของ Mitsubishi Electric Corporation (Japan)” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 87 ท่าน

6) สัมมนาครั้งที่ 6 จัดเมื่อวันที่ 6 ก.ค. 2558 เวลา 13:00 – 16:00 น. ที่ห้องประชุมตึก 100 ปี คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย โดยเป็นการนำเสนอ “เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานและการประยุกต์ใช้กับระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียนในอนาคต - แนวคิดและเทคโนโลยีของ Toshiba Asia Pacific” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 90 ท่าน

7) สัมมนาครั้งที่ 7 จัดเมื่อวันที่ 10 ก.ค. 2558 เวลา 09:00 – 12:00 น. ที่ห้องประชุม ชั้น 2 สนพ. โดยเป็นการสัมมนาให้ความรู้แก่บุคลากร สนพ. ในหัวข้อ “เทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานและการประยุกต์ใช้กับระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับพลังงานหมุนเวียน – วิทยาลัยพลังงานทดแทน มหาวิทยาลัยนเรศวร” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 53 ท่าน

8) สัมมนาครั้งที่ 8 จัดเมื่อวันที่ 22 ก.ค. 2558 เวลา 09:00 – 12:00 น. ที่ห้องประชุม ชั้น 6 สนพ. โดยเป็นการหารือร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในหัวข้อ “แนวคิดการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานกับระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการเติบโตของพลังงานทดแทนในอนาคต – มุมมองของ กฟผ.” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 50 ท่าน

9) สัมมนาครั้งที่ 9 จัดเมื่อวันที่ 27 ก.ค. 2558 เวลา 13:00 – 16:00 น. ที่ห้องจัดสัมมนาโรงแรม โนโวเทล สยามสแควร์ โดยเป็นการหารือร่วมกับผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้าเอกชน ในหัวข้อ “นโยบายการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่เพื่อผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้า” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 55 ท่าน

10) สัมมนาครั้งที่ 10 จัดเมื่อวันที่ 29 ก.ค. 2558 เวลา 13:30 – 16:00 น. ที่ห้องประชุม ชั้น 2 สนพ. โดยเป็นการหารือร่วมกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในหัวข้อ “แนวคิดการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานกับระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับการเติบโตของพลังงานทดแทนในอนาคต – มุมมองของ กฟภ.” โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาจำนวน 49 ท่าน

นอกจากนี้ คณะผู้วิจัยยังได้จัดสัมมนาเพื่อเผยแพร่ผลการศึกษาในหัวข้อ “แนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าและพัฒนานโยบายการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่” เมื่อวันที่ 4 ส.ค. 2558 เวลา 09:00 – 12:30 น. ที่ห้องจัดสัมมนาโรงแรมโนโวเทล สยามสแควร์ โดยมีผู้สนใจเข้าร่วมการสัมมนามากกว่า 110 คน

ตารางที่ 9.1: แผนงานโครงการภายใต้ระยะเวลาการดำเนินโครงการทั้งหมด 12 เดือน

รายการ	เดือน											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. ศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง												
1.1 วิเคราะห์สิ่งที่จำเป็นสำหรับระบบไฟฟ้ากำลังในการผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงกับระบบไฟฟ้ากำลัง												
1.2 วิเคราะห์ลักษณะของระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง ปัญหาอุปสรรค สิ่งที่ท้าทายในการเดินระบบสำหรับผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ากำลัง และผู้ผลิตไฟฟ้า จากพลังงานเชิงพาณิชย์และพลังงานหมุนเวียน												
1.3 วิเคราะห์แนวทางและเทคโนโลยีในการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้ากำลังเพื่อการผสมสานระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงทั้งในปัจจุบันและแนวโน้มในอนาคต												
2. ศึกษาแนวทางการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในการผสมผสานพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูง												
2.1 ทบทวนเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานที่มีอยู่ในปัจจุบัน												
2.2 ทบทวนรูปแบบการนำเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไปใช้งานในรูปแบบต่างๆ												
2.3 วิเคราะห์คุณลักษณะเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท เช่น การพัฒนาเทคโนโลยี รูปแบบการใช้งานที่เหมาะสม ประสิทธิภาพการกักเก็บพลังงาน อายุการใช้งาน ช่วงขนาดและพลังงานที่ใช้ในการกักเก็บพลังงาน เป็นต้น												
2.4 ศึกษารูปแบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท												
2.5 จัดทำโมเดลการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท												
2.6 ทำการวิเคราะห์รูปแบบการใช้ไฟฟ้าของไทยและความต้องการระบบกักเก็บพลังงานต่อระบบไฟฟ้าที่ทำให้ระบบไฟฟ้าภายใต้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสัดส่วนสูงยังคงมีเสถียรภาพ												
3. ศึกษาและวิเคราะห์รูปแบบการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเพื่อสนับสนุนนโยบายพลังงานหมุนเวียนของไทย												
3.1 ทำการวิเคราะห์ต้นทุนการลงทุนเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท												
3.2 ต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่เหมาะสมในการใช้งานแต่ละประเภท												
3.3 วิเคราะห์นโยบายและรูปแบบการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานทั้งในและต่างประเทศ												
3.4 จัดทำกรณีศึกษาการใช้ประโยชน์จากระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ภายใต้รูปแบบต่างๆ												
3.5 จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานของประเทศไทย												
3.6 จัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นด้านนโยบายการพัฒนาเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานของประเทศไทย												
3.7 จัดสัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น จำนวนไม่น้อยกว่า 10 ครั้ง												
4. รายงานสรุปแนวทางการศึกษา/รายงานผลการดำเนินงาน												

9.2 ข้อเสนอแนะ

ประเด็นที่ สนพ. ควรจะดำเนินการในลำดับต่อไป ก็คือ

1) ทำการศึกษาโครงสร้างราคาสำหรับการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้า และทำการสำรวจข้อมูลต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานโดยละเอียด เนื่องจากเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในปัจจุบันได้พัฒนาอย่างรวดเร็วมาก นอกจากนี้ ราคาของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับระบบกักเก็บพลังงานโดยเฉพาะแบตเตอรี่ ก็มีแนวโน้มลดลงอย่างรวดเร็ว ดังนั้น ในขั้นตอนของการกำหนดโครงสร้างราคาและอัตรารับซื้อ จะต้องพิจารณาราคาต้นทุนที่เป็นปัจจุบันเสมอ

2) กำหนดนโยบายให้ระบบกักเก็บพลังงานเป็นทางเลือกหนึ่งเพื่อทดแทนการการก่อสร้างโรงไฟฟ้าบางส่วน โดยจะต้องคำนึงถึงในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศในอนาคต เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้าและเพิ่มเครื่องมือให้กับผู้ดูแลระบบไฟฟ้า

3) ส่งเสริมให้ดำเนินโครงการนำร่องที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่เข้ากับระบบไฟฟ้าทั้งในกรณีที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และกรณีที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งไฟฟ้า

ทั้งนี้ การทบทวนผลการศึกษาจากต่างประเทศและการศึกษาผลกระทบจากการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยที่ได้นำเสนอข้างต้นพบว่า ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System; ESS) เป็นสิ่งที่จำเป็นต่อการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงอย่างมาก ทั้งนี้ปริมาณการกักเก็บพลังงานและระยะเวลาการกักเก็บพลังงานของ ESS ที่มีสะสมอยู่ในระบบไฟฟ้าโดยรวมจะมีความสัมพันธ์และส่งผลกระทบต่อความสามารถในการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนและการผสานพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง (Renewable Energy Integration)

การผสานพลังงานทดแทนกับระบบไฟฟ้ากำลังสามารถดำเนินการได้หลายรูปแบบผ่านการใช้งานของเทคโนโลยี ESS โดยมีรูปแบบและเทคนิคในการดำเนินการที่แตกต่างกันสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากฟาร์มพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่สามารถการใช้งาน ESS ในหลายรูปแบบ ได้แก่ ESS ที่มุ่งเน้นการชดเชยกำลังผลิตไฟฟ้า (Power-oriented) เพื่อทำให้การผลิตกำลังไฟฟ้าที่มีความผันผวนในระยะสั้นของระบบมีความสม่ำเสมอและราบเรียบมากขึ้น ป้องกันการเพิ่มขึ้นหรือลดลงอย่างรวดเร็วของกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้านั้น สำหรับระบบ ESS ที่มุ่งเน้นจัดเก็บพลังงาน (Energy-oriented) นั้น จะสามารถช่วยในการผสานระบบพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบผลิตไฟฟ้ากำลังในหลายรูปแบบ เช่น การเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าให้มีความแน่นอนมากขึ้นได้จากการปรับปรุงการผลิตไฟฟ้าให้มีความใกล้เคียงกับการพยากรณ์มากขึ้น นอกจากนั้น ยังสามารถปรับเลื่อนกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีการผลิตในช่วง Off-peak มาช่วยผลิตไฟฟ้าในช่วง Peak ได้ และสามารถดูดซับพลังงานส่วนเกินจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อป้องกันไม่ให้ระบบไฟฟ้าภาพรวมเกิดปัญหา และยังช่วยลดการลงทุนระบบส่งไฟฟ้าและอุปกรณ์ต่างๆในระบบส่งไฟฟ้าให้มีขนาดเล็กลงอีกด้วย นอกจากนี้ ระบบ ESS ยังส่งผลดีต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าในลักษณะการสร้างความสมดุล

ระหว่างการผลิตและการใช้ไฟฟ้าในเกิดการผลิตเองใช้เองได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดปัญหาของไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้าโดยการจำกัดให้การผลิตไฟฟ้าในระบบไม่เกินกว่าขนาดมิเตอร์ฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้า

สำหรับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของไทย การพัฒนาระบบ ESS ก็ยังคงมีความจำเป็นอย่างมาก แม้ว่าประเทศไทยจะแก้ไขปัญหาการเพิ่มขึ้นของพลังงานหมุนเวียนไปแล้วบางส่วน เช่น การเพิ่มความสามารถของระบบส่งไฟฟ้าในการรองรับพลังงานหมุนเวียน การจำกัดพื้นที่ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน อย่างไรก็ดีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบส่งไฟฟ้าที่มีเม็ดลงทุนมหาศาลนั้น หรือการจำกัดพื้นที่ในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น ไม่สามารถแก้ไขปัญหาการผสานพลังงานหมุนเวียนได้ในระยะยาว หากปราศจากการบริหารจัดการกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยี ESS เนื่องจากภาครัฐไม่สามารถพัฒนาระบบส่งได้ทันกับการเติบโตของพลังงานหมุนเวียนที่มีการเปลี่ยนอย่างรวดเร็ว ตลอดจนการจำกัดพื้นที่ก็ยังไม่ได้แก้ไขปัญหาการบริหารจัดการการใช้โครงสร้างพื้นฐานอย่างมีประสิทธิภาพ เป็นเพียงการจำกัดขอบเขตของปัญหาที่คาดว่าจะเกิดขึ้นเท่านั้น

ดังนั้น ผู้กำหนดนโยบายและผู้เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ตลอดจนผู้วางแผนการพัฒนาระบบไฟฟ้าในอนาคต ควรพิจารณาในการพัฒนาการส่งเสริมระบบ ESS เพื่อผสานการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลัง โดยมีข้อเสนอแนะที่มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) ด้านนโยบาย กฎหมายและระเบียบ

1.1) การกำหนดเป้าหมายของระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวถึงความสำคัญของปริมาณ ESS ต่อการพัฒนาพลังงานทดแทนแล้ว เพื่อให้เกิดการพัฒนาระบบ ESS ต่อไปในอนาคตอย่างเป็นรูปธรรม ภาครัฐจำเป็นต้องทำการกำหนดเป้าหมายของ ESS ในปริมาณที่เหมาะสมกับเป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้ภาครัฐสามารถส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ตามเป้าหมายที่กำหนดไว้จริง โดยไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้า ทั้งนี้จากการศึกษา IEC ได้แสดงให้เห็นว่าการวางแผนการผลิตไฟฟ้าและการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนของประเทศต่างๆ หลายประเทศ ไม่สามารถดำเนินการจริงและ/หรือไม่สามารถบริหารจัดการได้ในอนาคต หากปราศจากการวางแผนระยะยาวสำหรับระบบผลิตพลังงานขนาดใหญ่ ในระดับความจุ TWh

ดังนั้นประเทศไทย จึงมีความจำเป็นต้องทำการกำหนดเป้าหมายในการพัฒนา ESS ให้ชัดเจนในแผนการผลิตไฟฟ้าระยะยาว อย่างเป็นรูปธรรม และเพื่อเป็นการสร้างแรงจูงใจให้ภาคเอกชนเข้ามามีบทบาทในการร่วมพัฒนาด้วย โดยแนวทางการกำหนดเป้าหมายของระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้าเป็นดังนี้

(1) กำหนดนโยบายเป้าหมายการจัดสร้างระบบกักเก็บพลังงานทดแทนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าบางส่วน และดำเนินการบรรจุเป้าหมายดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศในอนาคต เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้าและเพิ่มเครื่องมือให้กับผู้ดูแลระบบไฟฟ้า

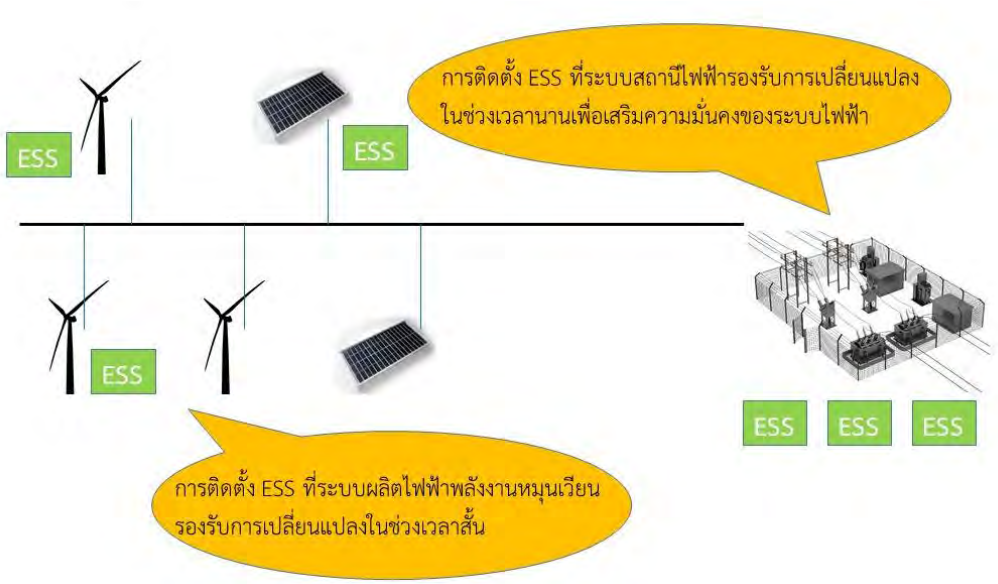
ทั้งนี้จากการศึกษาโดยกำหนดสัดส่วนร้อยละ 50 ของปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อลดภาระของ กฟผ. ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ ภายในปี 2579 สอดคล้องกับกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP พบว่าควรมีการกำหนดเป้าหมายไม่น้อยกว่า 3,375 MW โดยควรมีการกำหนดการติดตั้งระบบ ESS ให้สอดคล้องกับภูมิภาค ทั้งนี้ภูมิภาคที่มีความเหมาะสมในการส่งเสริมการติดตั้งระบบ ESS ได้แก่ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก

ตารางที่ 9.2: เป้าหมายการส่งเสริมระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอ

เป้าหมาย ESS	ปี			
	2564	2569	2574	2579
รวม (MW)	1,160	2,427	3,234	3,375
ภาคเหนือ	-	50	280	489
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	1,160	1,723	1,835	1,718
ภาคตะวันออก	-	-	428	439
ภาคตะวันตก	-	654	691	729

(2) นโยบายการติดตั้งระบบ ESS ณ จุดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่

โดยกำหนดสัดส่วนและปริมาณการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานในสอดคล้องกับเป้าหมายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ทั้งนี้จากการศึกษาพบว่าอัตราส่วนที่เหมาะสมควรไม่ต่ำกว่า 0.125 MWh ต่อ 1 MW



(3) นโยบาย ESS ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าและการพัฒนาไมโครกริด (Microgrid)

ระบบ ESS ยังสามารถนำมาใช้บริหารจัดการในด้านระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยจะสามารถสร้างความสมดุลระหว่างการผลิตและการใช้ไฟฟ้าในเกิดการผลิตเองใช้เองได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดปัญหาของไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยการพัฒนาระบบ ESS ที่ติดกับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีการบริหารจัดการร่วมกับแหล่งความต้องการใช้ไฟฟ้าผ่านเทคโนโลยีไมโครกริด ทั้งนี้เทคโนโลยีไมโครกริดเป็นกุญแจสำคัญในการพัฒนาระบบการใช้พลังงานอย่างชาญฉลาดในระดับชุมชน โรงงาน อาคารต่างๆ โดยมีเทคโนโลยี EES เป็นองค์ประกอบที่มีความจำเป็นสำหรับ microgrids เพื่อให้เกิดการใช้พลังงานที่มีความเหมาะสมและคุ้มค่า โดยระบบไมโครกริดจะทำการควบคุมการผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยเชื่อมต่อระบบ ESS ไปยังระบบไฟฟ้า เพื่อให้ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงในระดับที่ยอมรับได้

(4) นโยบายการติดตั้งระบบ ESS เพื่อปรับเลื่อนเวลาการผลิตไฟฟ้า (Time-Shifting)

ในระยะยาวที่ระบบ ESS มีราคาลดลงจนมีความคุ้มค่ามากขึ้น ควรมีการเริ่มนำระบบ ESS มาใช้ประโยชน์ในการปรับเลื่อนเวลาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ทั้งนี้การปรับเลื่อนกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีการผลิตในช่วง Off-peak มาช่วยผลิตไฟฟ้าในช่วง Peak ได้ ซึ่งจะช่วยในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีประสิทธิภาพสูงสุด

1.2) ระเบียบการเชื่อมต่อและการทำงานร่วมกันของ ESS

ในขณะที่ตลาดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว และมีความจำเป็นต้องทำการพัฒนาเทคโนโลยี EES ในปริมาณมากในอนาคตตามไปด้วยนั้น เมื่อลดการเกิดปัญหาของความหลากหลายของเทคโนโลยีรวมถึงให้ ESS สนับสนุนการผสานการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนอย่างมีประสิทธิภาพจำเป็นต้องมีการกำกับดูแลดังนี้

(1) กำหนดข้อกำหนดทางเทคนิค กรอบการใช้งาน และระเบียบในการเชื่อมต่อ ESS เข้าสู่ระบบไฟฟ้า เพื่อควบคุมกรอบการทำงานของระบบ ESS ให้มีฟังก์ชันการทำงานเป็นไปตามที่กำหนด

(2) กำหนดมาตรฐานการควบคุมอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้เกิดการทำงานร่วมกัน (Interoperability) ระหว่าง ESS ในระบบ ได้แก่ มาตรฐานการเชื่อมต่อและเชื่อมโยงเทคโนโลยี ESS ที่มีความแตกต่างกัน มาตรฐานในการเชื่อมโยงและควบคุมระบบ ESS ที่มีการกระจายตัวรวมถึงระบบ ESS ในไมโครกริด เข้าสู่ระบบไฟฟ้า มาตรฐานการเชื่อมต่อและควบคุมระบบ ESS จากเจ้าของระบบ ESS ทั้งที่เป็นองค์กร นิติบุคคลและบุคคล ที่แตกต่างและหลากหลาย ทั้งนี้ต้องมีการกำหนด Protocol ในการแลกเปลี่ยนข้อมูล กฎการควบคุมข้อมูลต่างๆที่มีความชัดเจน

(3) กำหนดมาตรฐานด้านความปลอดภัยการการควบคุมด้านสิ่งแวดล้อม หากมีการเติบโตของตลาด ESS อย่างรวดเร็ว ประเด็นที่ด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมเป็นสิ่งที่ต้องคำนึงถึงตั้งแต่ต้น เนื่องจากหากมีการกำหนดมาตรฐานดังกล่าวเพื่อควบคุมในภายหลังอาจกระทบต่อต้นทุนการพัฒนาระบบและการส่งเสริมที่นอกเหนือการคาดหมายได้

2) ด้านมาตรการทางการเงิน

2.1) การสนับสนุนเงินอุดหนุนในการนำร่องเทคโนโลยีต่างๆ

เนื่องจากปัจจุบันยังไม่การการดำเนินการใช้งานเทคโนโลยี ESS ในประเทศไทย การใช้มาตรการสนับสนุนการลงทุนผ่านกลไกอุดหนุนการลงทุนที่ปราศจากการพิสูจน์ทราบในการประยุกต์การใช้งาน ย่อมไม่อาจสร้างความมั่นใจแก่ผู้ประกอบการได้ ดังนั้นในระยะเริ่มต้นภาครัฐจำเป็นต้องจัดให้มีงบประมาณในการอุดหนุนการลงทุน หรือต้องลงทุนการสาธิตการใช้งานเทคโนโลยี ESS ในรูปแบบต่าง ก่อนที่จะขยายผลต่อไป

2.2) การอุดหนุนการเงินผ่านมาตรการราคารับซื้อไฟฟ้า

เนื่องจากเงินลงทุนระบบ ESS มีมูลค่าการลงทุนที่สูงมากจำเป็นต้องมีการอุดหนุนการส่งเสริมระบบ ESS ทั้งนี้จากการศึกษาการส่งเสริมการการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานที่ได้วิเคราะห์ไว้แล้วนั้นพบว่าควรมีการส่งเสริมอุดหนุนระบบ ESS เพื่อควบคุมเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า (Grid Stabilization) และผสานระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้ากำลังดังนี้

(1) การติดตั้งระบบ ESS ณ สถานีไฟฟ้า มีวัตถุประสงค์เพื่อรองรับการชดเชยกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีผลต่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในระบบไฟฟ้าภาพรวมของประเทศโดย ดังนั้น จำเป็นต้องมีการอุดหนุนในลักษณะที่สอดคล้องกับการชดเชยกำลังผลิตไฟฟ้าดังกล่าว โดยได้เสนอแนะโครงสร้างการอุดหนุนในลักษณะของค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment; AP) ที่สะท้อนการลงทุนเพื่อชดเชยกำลังผลิตไฟฟ้าโดยตรง และค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment; EP) ที่สอดคล้องกับค่าดำเนินการจ่ายพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมกับระบบ ESS

(2) การติดตั้งระบบ ESS ณ จุดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดใหญ่ สามารถดำเนินการส่งเสริมโดยให้อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT premium) เพิ่มเติมจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ FiT ปกติ โดยการศึกษาอัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษสำหรับ ESS ณ จุดติดตั้ง ในปัจจุบันพบว่า ต้องมีการสนับสนุน 1.07-2.00 บาท/หน่วย สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และ 0.80-1.73 บาท/หน่วย สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม

อย่างไรก็ดี จากการคาดการณ์ต้นทุนราคา ESS ในอนาคตจากองค์กรและบริษัทด้านพลังงานหลายแห่งแสดงให้เห็นแนวโน้มการลดลงของราคาระบบ ESS อย่างรวดเร็ว จนถึงระดับที่สามารถเข้าสู่เชิงพาณิชย์ได้โดยเฉพาะในปี 2020 ดังนั้นจึงควรมีการศึกษาโครงสร้างราคาสำหรับการส่งเสริมการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานเพื่อผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้า และทำการสำรวจข้อมูลต้นทุนของระบบกักเก็บพลังงานโดยละเอียด เนื่องจากเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในปัจจุบันได้พัฒนาอย่างรวดเร็วมาก นอกจากนี้ ราคาของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับระบบกักเก็บพลังงานโดยเฉพาะแบตเตอรี่ ก็มีแนวโน้มลดลงอย่างรวดเร็ว ดังนั้น ในขั้นตอนของการกำหนดโครงสร้างราคาและอัตรารับซื้อ จะต้องพิจารณาราคาต้นทุนที่เป็นปัจจุบันเสมอ

2.3) การสนับสนุนมาตรการการเงินอื่นๆ

การส่งเสริมระบบ ESS มีความจำเป็นในลักษณะเดียวกันกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบทั่วไปที่จำเป็นต้องได้รับการส่งเสริมมาตรการทางการเงินในรูปแบบอื่นๆ ได้แก่ การใช้สิทธิประโยชน์ทางภาษี มาตรการเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ

3) ด้านการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี ESS

3.1) ส่งเสริมการวิจัยและสาธิต

(1) การสาธิต/นำร่องเทคโนโลยี ESS

เนื่องจากการใช้เทคโนโลยี ESS เพื่อสนับสนุนให้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนสามารถผสานเข้ากับระบบไฟฟ้ากำลังได้นั้น เป็นเรื่องที่ยังไม่ได้มีการเริ่มดำเนินการในประเทศไทย ก่อนที่จะดำเนินการส่งเสริมขยายผลนั้นควรเริ่มจากการสาธิตการใช้งานส่วนที่เกี่ยวข้องก่อน นอกจากนี้จากการวิเคราะห์ความต้องการ ESS ในระบบไฟฟ้าของไทยในระยะสั้น พบว่ายังไม่มีความต้องการ ESS มากนัก เนื่องจากระบบไฟฟ้ากำลังของไทยในปัจจุบันมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในระดับสูงและสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังไม่สูงมากนัก ในระยะสั้นจึงควรดำเนินโครงการนำร่อง ESS ในรูปแบบต่างๆ เพื่อให้เกิดการเรียนรู้และเป็นเตรียมความพร้อมในการขยายผล ESS ต่อไปในอนาคตดังนี้

- ส่งเสริมให้ดำเนินโครงการนำร่องที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่เข้ากับระบบไฟฟ้ากรณีที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าย่อยในระบบส่งไฟฟ้า
- ส่งเสริมให้ดำเนินโครงการนำร่องที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่เข้ากับระบบไฟฟ้ากรณีที่ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
- ส่งเสริมการนำร่องระบบไมโครกริดในพื้นที่นำร่องที่เหมาะสมของประเทศไทย โดยศึกษารูปแบบการทำงานของ ESS ร่วมกับระบบไมโครกริดด้วย

(2) การวิจัยพัฒนาเทคโนโลยี ESS

การวิจัยพัฒนาเทคโนโลยี ESS นั้นมีประเด็นการวิจัยพัฒนาที่กว้างขวางทั้งในแง่ของการวิจัยพัฒนาพื้นฐาน (Basic Research) และการวิจัยพัฒนาเชิงประยุกต์ (Apply Research) อย่างไรก็ดีพบว่าประเด็นที่น่าสนใจในการวิจัยพัฒนาเทคโนโลยี ESS สามารถสรุปได้ดังนี้

- การวิจัยการพัฒนาระบบและอุปกรณ์ส่วนควบ (Balance of Plant; BOP) การพัฒนาด้านซอฟท์แวร์ในการควบคุมระบบ ESS ทั้งนี้การพัฒนา BOP และซอฟท์แวร์ด้านการควบคุมระบบ ESS เป็นสิ่งที่สามารถทำได้ในประเทศ ภาครัฐควรให้ความสำคัญในการมุ่งสนับสนุนการวิจัยในส่วนดังกล่าว ครอบคลุมการศึกษาอิทธิพลของพลังงานหมุนเวียนต่อระบบไฟฟ้ากำลัง และพัฒนาอุปกรณ์ เทคนิค รวมถึงฟังก์ชันที่เหมาะสมในการควบคุมระบบ ESS อย่างต่อเนื่อง
- การวิจัยพัฒนาเพื่อลดต้นทุนวัสดุและเทคโนโลยีในการลดต้นทุนกระบวนการผลิตแบตเตอรี่ ถึงแม้ว่าประเทศไทยจะอยู่ในสถานะผู้นำเข้าเทคโนโลยี แต่จากการคาดการณ์ว่าน่าจะมีขยายตัวของตลาด ESS ในประเทศอย่างมากในอนาคต จึงควรมีการตั้งเป้าหมายให้เกิดการวิจัยพัฒนาเพื่อลดต้นทุนวัสดุและเทคโนโลยีในการลดต้นทุนกระบวนการผลิตแบตเตอรี่ และให้สามารถดำเนินการพัฒนาได้เองในประเทศ และส่งผลให้สามารถเพิ่มสัดส่วนการผลิตเทคโนโลยี ESS ในประเทศโดยรวมได้
- การศึกษาตำแหน่งที่เหมาะสมในการจัดสร้างระบบ ESS ของไทย เนื่องจากระบบ ESS จะมีประสิทธิภาพในการผสานกับพลังงานหมุนเวียนมากที่สุดเมื่ออยู่ติดกับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น และจะมีความคุ้มค่ามากขึ้นเมื่ออยู่ใกล้เคียงกับแหล่งความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วย
- การพัฒนาระบบบริหารจัดการ ESS ที่มีอยู่ให้มีความสามารถที่หลากหลายมากขึ้น เนื่องจากต้นทุนการลงทุนระบบ ESS ที่สูง และในปัจจุบันมักจะมีการดำเนินการออกแบบและพัฒนาระบบบริหารจัดการ ESS เพื่อใช้งานในฟังก์ชันเฉพาะอย่างใดอย่างหนึ่งเท่านั้น และมีการควบคุมอย่างอิสระจากผู้ควบคุมรายใดรายหนึ่งเท่านั้น เช่น ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้จำหน่ายไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น จึงควรมีการพัฒนาระบบบริหารจัดการระบบ ESS ที่มีการใช้งานในแต่ละระบบซึ่งอาจถือเป็นโครงสร้างพื้นฐานรูปแบบหนึ่งนั้น ให้มีความสามารถในการประยุกต์ใช้งานที่หลากหลายรูปแบบร่วมกัน ซึ่งอาจจำเป็นต้องพัฒนารูปแบบกลไก ระเบียบ และระบบบริหารจัดการร่วมกัน ตลอดจนการพัฒนาเทคโนโลยีและสถาปัตยกรรมในการเชื่อมต่อระบบ ESS ขนาดย่อยเพื่อให้ระบบไฟฟ้าโดยรวมสามารถใช้ประโยชน์ได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด
- การส่งเสริมการพัฒนาระบบ ESS ในยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle; EV) การพัฒนาตลาด EV ในอนาคตคาดว่าจะมีการเติบโตอย่างรวดเร็วควบคู่กับราคาต้นทุนแบตเตอรี่ที่ลดลง ทำให้ระบบ ESS ใน EV นั้นเป็นแหล่งกักเก็บพลังงานที่มีศักยภาพอย่างมากที่จะสนับสนุนการทำงานของระบบไฟฟ้าและมีการใช้งานนอกเหนือจากฟังก์ชันการทำงานใน EV เท่านั้น อย่างไรก็ดี จำเป็นต้องทำการวิจัยและพัฒนาแนว

ทางการพัฒนา Vehicle-to-Grid และ Vehicle-to-home ซึ่งครอบคลุมทั้งด้านพัฒนารูปแบบกลไก ระเบียบ ตลอดจนการพัฒนาเทคโนโลยีเช่นเดียวกัน

- การศึกษาค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งาน (Life time cost) โดยควรพิจารณาไม่เพียงค่าใช้จ่ายในการติดตั้งเท่านั้น แต่ยังมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและการกำจัดขยะจาก ESS
- การศึกษาและพัฒนาเทคโนโลยีการจัดเก็บพลังงานเพื่อให้สามารถเพิ่มระยะเวลาการเก็บขึ้นนานหลายเดือน เช่น เทคโนโลยีไฮโดรเจน ก๊าซธรรมชาติสังเคราะห์ (SNG) Supercritical Compress Air และ Flow แบตเตอรี่ เป็นต้น

3.2) สนับสนุนองค์ความรู้และการพัฒนาความรู้แก่บุคลากรและผู้ประกอบการด้าน ESS

การสนับสนุนด้านองค์ความรู้และการพัฒนาผู้เล่นด้าน ESS ให้เพิ่มมากขึ้นเป็นปัจจัยสนับสนุนที่สำคัญต่อการส่งเสริมและพัฒนาระบบ ESS ในอนาคตโดยมีข้อเสนอแนะในการดำเนินการดังนี้

(1) การพัฒนาศักยภาพผู้เล่นในตลาด ESS มากขึ้น

- สนับสนุนให้มีการอบรมและพัฒนาการวางแผนและวิธีการติดตั้งระบบ ESS แก่ผู้ประกอบการ/ผู้เกี่ยวข้อง ทั้งนี้เนื่องจากสิ่งที่จะทำให้การพัฒนา ESS ประสบความสำเร็จคือการพัฒนาผู้เล่นในตลาดที่มีศักยภาพการพัฒนาความรู้ด้านเทคนิค การพัฒนาศักยภาพผู้ประกอบการด้าน ESS ของไทยจึงเป็นสิ่งสำคัญ ทั้งนี้ควรมีการพัฒนาที่ครอบคลุมความรู้และข้อมูลอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับระบบ ESS ด้วย เช่น พฤติกรรมของระบบ ESS แต่ละประเภท ลักษณะคุณสมบัติต่างๆ ค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งาน ค่าใช้จ่ายในการกำจัดระบบ ESS ที่หมดอายุ กฎระเบียบการควบคุมระบบ ESS เป็นต้น
- สนับสนุนการถ่ายโอนเทคโนโลยี (Technology Transfer) จากผู้ประกอบการจากต่างชาติที่จะเข้ามาทำการลงทุนเพื่อผลิตและจำหน่ายในประเทศไทย

(2) การพัฒนาบุคลากรสนับสนุนด้าน ESS

- ควรมีการจัดหลักสูตรให้ความรู้ และการพัฒนางานวิจัยด้าน ESS ระดับมหาวิทยาลัย ครอบคลุมรูปแบบหลักสูตรการเรียนการสอนในสถานศึกษาหรือมหาวิทยาลัย และการให้ทุนการพัฒนางานวิจัยเทคโนโลยี ESS เพื่อให้เกิดการพัฒนาบุคลากรในด้านดังกล่าวเพิ่มมากขึ้น

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ภาคผนวก ก
แบบจำลองความเร็วลม

ความเร็วลมเป็นปริมาณที่ขึ้นอยู่กับสภาพภูมิอากาศและพื้นที่ โดยในงานวิจัยนี้ จำลองความเร็วลม ($v_{k,t}$) เป็น 2 ส่วนดังแสดงในสมการที่ (ก.1) โดยส่วนแรกคือความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง ณ ชั่วโมงที่ k ($v_{trend,k}$) ซึ่งใช้แทนความเร็วลมเฉลี่ยที่แปรตามฤดูกาลและเวลา ความเร็วลมในส่วนนี้จะมีการเปลี่ยนแปลงเฉลี่ยช้า จึงถือว่าความเร็วลมเฉลี่ยในส่วนนี้มีค่าประมาณคงที่ ส่วนต่อมาคือตัวแทนความไม่แน่นอนของความเร็วลม ($v_{noise,t}$) ที่ใช้แทนการเปลี่ยนแปลงความเร็วลมในช่วงเวลาสั้นๆ รอบความเร็วลมเฉลี่ย

$$v_{k,t} = v_{trend,k} + v_{noise,t} \qquad \text{(ก.1)}$$

ในการสร้างแบบจำลองความเร็วลมจากข้อมูลการตรวจวัดรายชั่วโมง จะกำหนดให้ $v_{trend,k}$ มีค่าคงที่ในแต่ละชั่วโมงแต่เปลี่ยนแปลงไปตามฤดูกาล ส่วนค่า $v_{noise,t}$ จะเป็นค่าที่สุ่มได้จากกระบวนการเชิงสุ่ม (Stochastic Process) การพิจารณาการเปลี่ยนแปลงของกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในงานวิจัยฉบับนี้จะพิจารณาการเปลี่ยนแปลงในระดับรายนาที ซึ่งโดยปกติแล้วค่าความเร็วลมรายนาทีจะมีค่าที่ไม่เปลี่ยนแปลงจากความเร็วลมรายชั่วโมงมากนัก หรืออาจกล่าวได้ว่าค่าความเร็วของกระแสลมในช่วงเวลา 1 ชั่วโมงจะมีค่าเปลี่ยนแปลงจากค่ากระแสลมเฉลี่ยรายชั่วโมงไม่มากนัก และสามารถประมาณได้ว่าค่ากระแสลมรายนาทีมีการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) รอบค่าเฉลี่ยของกระแสลมเฉลี่ยรายชั่วโมง

$$v_{k,t} = v_{trend,k} + Z \times \sigma_k \times v_{trend,k} \qquad \text{(ก.2)}$$

โดย $v_{k,t}$ คือ ความเร็วลมรายนาทีในชั่วโมงที่ k

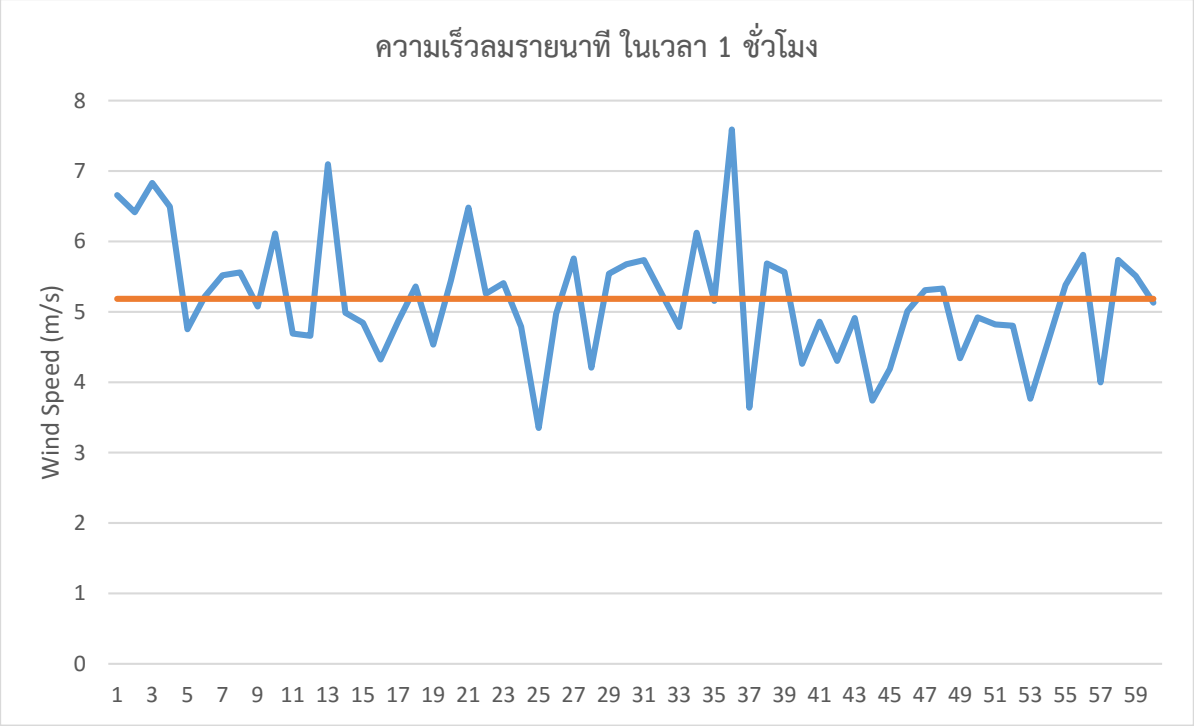
$v_{trend,k}$ คือ ความเร็วลมเฉลี่ยนรายชั่วโมงที่ k

Z คือ ค่าสุ่มจากการแจกแจงแบบปกติมีค่าอยู่ในช่วง (-3,3)

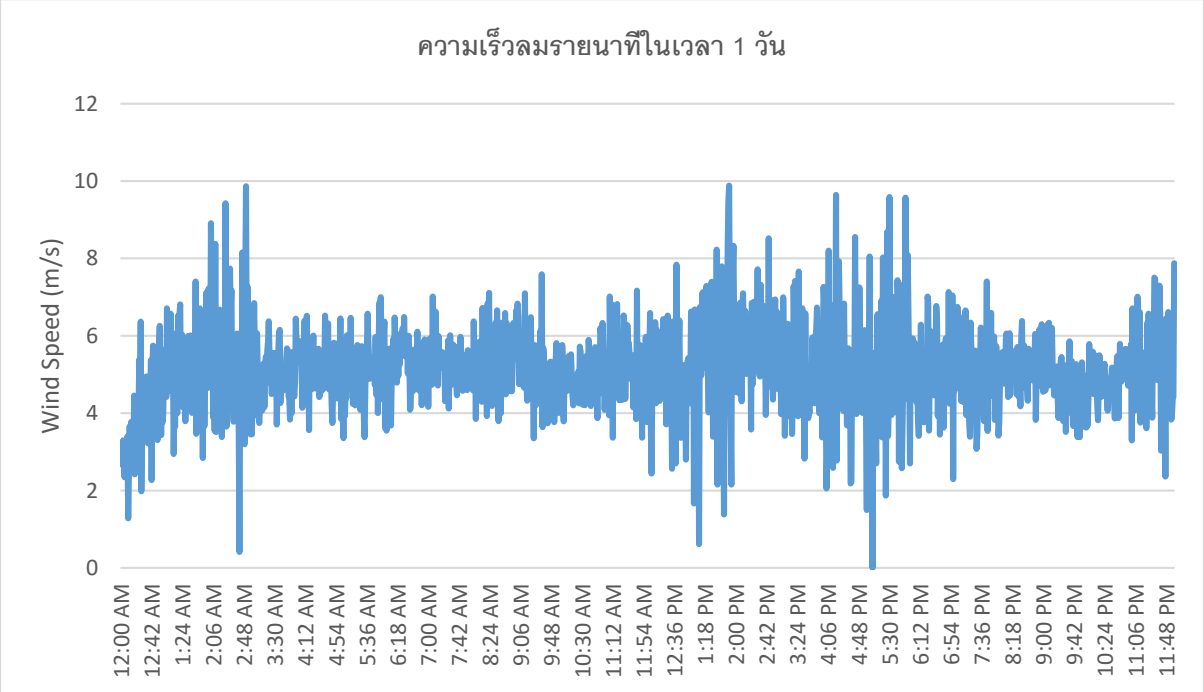
σ_k คือ ค่าความแปรปรวนของความเร็วลมในชั่วโมงที่ k

t คือ จุดเวลาที่ต้องการพิจารณานับจากต้นชั่วโมงที่ k

ตัวอย่างค่ากระแสลมรายนาทีในเวลา 1 ชั่วโมงแสดงได้ดังรูปที่ ก.1 จากรูปแสดงให้เห็นว่าค่าความเร็วลมรายนาทีจะเปลี่ยนแปลงจากค่าความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมง ซึ่งความเร็วลมอาจมีค่ามากกว่า หรือต่ำกว่าค่าเฉลี่ยรายชั่วโมง และค่าความเร็วลมรายนาทีในช่วงเวลา 1 วัน สามารถแสดงได้ดังรูปที่ ก.2 เมื่อมีข้อมูลของความเร็วลมเฉลี่ยแล้วก็สามารถนำมาพิจารณาหาค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลมได้จากแบบจำลองในบทที่ 3 ต่อไป ทั้งนี้ข้อมูลกระแสลมที่ทางคณะวิจัยใช้ในการจำลองความเร็วลมเพื่อประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมสามารถแสดงได้ดังตารางที่ ก.1-ก.3



รูปที่ ก.1 : ตัวอย่างความเร็วลมรายนาที ในเวลา 1 ชั่วโมง



รูปที่ ก.2 : ตัวอย่างความเร็วลมรายนาทีใน 1 วัน

ตารางที่ ก.1 : ข้อมูลความเร็วลมเฉลี่ยของแต่ละเดือนในปี 2005 วัดที่แหลมพรหมเทพ จังหวัดภูเก็ต

เดือน	ความเร็วลม (m/s)
มกราคม	6.03
กุมภาพันธ์	4.80
มีนาคม	5.22
เมษายน	4.00
พฤษภาคม	5.24
มิถุนายน	7.08
กรกฎาคม	7.38
สิงหาคม	6.39
กันยายน	6.48
ตุลาคม	4.74
พฤศจิกายน	4.21
ธันวาคม	5.64

ตารางที่ ก.2 : ความเร็วลมเฉลี่ยรายชั่วโมงในแต่ละฤดูกาล

ชั่วโมง	ความเร็วลมในแต่ละฤดู (m/s)		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
1	5.361823	6.114633	5.023097
2	5.107254	6.230987	5.333031
3	5.380161	5.665252	5.021410
4	5.411383	6.046494	5.191660
5	5.040668	6.354089	5.002902
6	5.393733	6.280955	5.235122
7	5.528281	6.035546	5.291449
8	5.365979	6.286418	5.085919
9	5.101217	6.325065	5.652379
10	5.56653	6.429313	4.775389
11	5.255554	6.083991	5.317346
12	5.178833	6.753120	5.075287
13	5.328746	6.135622	5.273727
14	5.183230	6.521348	5.708895
15	5.382313	6.146731	5.356315
16	5.634856	6.340065	5.289101
17	5.004967	6.417576	5.087979
18	5.495877	5.953362	5.130245
19	5.347554	6.536653	5.069434
20	5.169870	5.987508	5.235235
21	5.354199	6.219599	5.197467
22	5.349153	6.357155	4.733282
23	5.494930	6.298403	5.177131
24	5.367475	6.398169	4.965493

ตารางที่ ก.3 : ความแปรปรวนของความเร็วลมในแต่ละฤดูกาล

ชั่วโมง	ค่าความแปรปรวนของความเร็วลมในแต่ละฤดู (σ)		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
1	0.4848	0.5146	0.5897
2	0.7100	0.4080	0.5383
3	0.5014	0.8183	0.6660
4	0.5270	0.4830	0.4901
5	0.6427	0.5772	0.4637
6	0.5755	0.4912	0.4878
7	0.6085	0.5656	0.4592
8	0.7257	0.7816	0.4467
9	0.7010	0.5750	0.4730
10	0.5117	0.6054	0.5434
11	0.7001	0.5955	0.4493
12	0.5127	0.5614	0.5023
13	0.4702	0.5942	0.5813
14	0.6100	0.5396	0.7104
15	0.5248	0.4482	0.5114
16	0.6020	0.6979	0.5757
17	0.6447	0.5980	0.6290
18	0.4848	0.5146	0.5897
19	0.7100	0.4080	0.5383
20	0.5014	0.8183	0.6660
21	0.5270	0.4830	0.4901
22	0.6427	0.5772	0.4637
23	0.5755	0.4912	0.4878
24	0.6085	0.5656	0.4592

ไฟฟ้าด้วยขนาดพิกัดติดตั้งที่ประเมินจากกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจึงเป็นสิ่งที่ควรพิจารณาหากภาครัฐบาลสนับสนุนการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP จากที่ทางคณะผู้วิจัยนำเสนอข้อมูลข้างต้นจะเห็นได้ว่าระบบกักเก็บพลังงานไม่ได้ทำให้โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีกำลังการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้มากขึ้น เพียงแต่ลดการผลิตไฟฟ้าที่อาจไม่สม่ำเสมอของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น แต่การติดระบบกักเก็บพลังงานไฟฟ้าที่สถานีไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอาจชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม เมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้นในระบบ ดังนั้น ในการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศจึงสามารถใช้ข้อมูลของกำลังการผลิตพึ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ทาง กฟผ. นำเสนอในการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้าได้โดยไม่ต้องพิจารณาปรับปรุงข้อมูลในส่วนดังกล่าวเพิ่มเติม

จากแนวคิดการประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และในสถานีไฟฟ้าที่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเชื่อมต่ออยู่ที่ทางคณะผู้วิจัยนำเสนอผ่านมานั้น นอกจากพิจารณาถึงขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานแล้ว ในทางปฏิบัติ การพิจารณาติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานอาจยังต้องพิจารณาปัจจัยด้านอื่นๆ ประกอบการดำเนินโครงการติดตั้ง เช่น ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์, ประเภทของเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน, ค่าดำเนินการและบำรุงรักษารายปี เป็นต้น ซึ่งการประเมินความคุ้มค่าต่างๆ นั้นอาจมีความแตกต่างในแต่ละโครงการ วิธีการประเมินขนาดติดตั้งของทางคณะผู้วิจัยเป็นเพียงแนวคิดในการประเมินเบื้องต้นเพื่อให้ทาง สนพ. พิจารณาออกนโยบายในการสนับสนุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน พร้อมประเมินพิกัดของระบบกักเก็บพลังงาน เพื่อจุดประสงค์ในการลดความไม่สม่ำเสมอ (Power Fluctuation) ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์โดยการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานจากการประเมินกำลังการผลิตที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

ภาคผนวก ข

ภาคผนวก ข
แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิ

ข.1 การสร้างแบบจำลองตัวแปรสุ่มที่มีความสัมพันธ์กัน

ในการสร้างแบบจำลองปัจจัยที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งก็คือ ความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม จะต้องพิจารณาว่าทั้งสองปัจจัยมีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลาและสภาพภูมิอากาศ กล่าวคือ ความเข้มแสงจะขึ้นกับช่วงเวลา เช่น ในช่วงเช้าความเข้มแสงในประเทศไทยจะค่อยๆเพิ่มขึ้นจนมากสุดในช่วงเที่ยงแล้วค่อยๆลดลงในช่วงเย็น และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจะขึ้นกับสภาพอากาศและภูมิประเทศ เช่น พื้นที่สูงอุณหภูมิจะต่ำ อย่างไรก็ตาม ปัจจัยทั้งสองไม่เป็นอิสระต่อกัน และอาจจะมีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกัน กล่าวคือ ช่วงเวลาที่ความเข้มแสงอาทิตย์สูง อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมก็อาจจะสูงตามไปด้วย ในทางกลับกันช่วงเวลาที่ความเข้มแสงอาทิตย์ต่ำ อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมก็อาจจะต่ำตามไปด้วย ดังนั้นในการสร้างแบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจึงไม่เหมาะสมนักที่จะสร้างโดยให้ปัจจัยทั้งสองเป็นอิสระต่อกัน โดยแบบจำลองดังกล่าวควรสร้างให้มีลักษณะที่มีความสัมพันธ์กันหรือขึ้นต่อกันด้วย

ในการจำลองความเข้มแสงและอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจะกำหนดให้ทั้งสองปัจจัยเป็นตัวแปรสุ่ม ดังนั้นการจำลองเหตุการณ์ก็คือ การสุ่มตัวแปร 2 ตัวที่มีความสัมพันธ์ต่อกัน ซึ่งตัวชี้วัดความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่มที่มักใช้กันทั่วไปคือ สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ (Correlation Coefficient; ρ) โดยถ้า ρ มีค่าใกล้ 0 แสดงว่าตัวแปรทั้งสองไม่มีความสัมพันธ์กัน ถ้ามีค่าใกล้ 1 แสดงว่ามีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกัน และถ้ามีค่าใกล้ -1 แสดงว่ามีความสัมพันธ์ตรงข้ามกัน อย่างไรก็ตาม สัมประสิทธิ์ดังกล่าวก็บอกได้เพียงระดับของความสัมพันธ์แบบเชิงเส้นเท่านั้น

ในงานวิจัยนี้ จะสร้างความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมด้วยวิธีการทางความน่าจะเป็นแบบ คอปปูลา (Copulas) ซึ่งเป็นทฤษฎีที่บอกรายละเอียดของความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่มมากกว่าสองตัวแปรขึ้นไปในรูปของฟังก์ชันการแจกแจงร่วม (Joint Distribution) โดยที่ตัวแปรสุ่มแต่ละตัวแปรมีการแจกแจงสะสม (Cumulative Marginal Distribution) เป็นการแจงแจงแบบสม่ำเสมอ (Uniform Distribution) บนช่วง [0, 1] กล่าวอีกนัยหนึ่ง วิธีการคอปปูลาอธิบายทิศทางความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรสุ่มจากคู่อันดับการแจกแจงสะสมร่วมของตัวแปรสุ่ม โดยบริเวณที่มีความหนาแน่นมากแสดงว่าตัวแปรสุ่มมีความสัมพันธ์ไปในทิศทางดังกล่าว

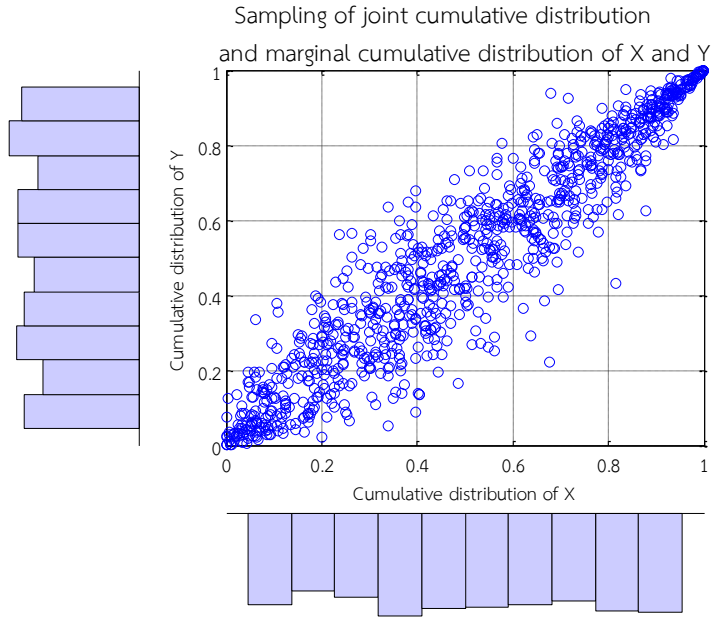
ทฤษฎีบทของสกลาร์ (Sklar's Theorem) เป็นทฤษฎีบทที่สำคัญในการศึกษาคอปปูลา โดยทฤษฎีบทนี้จะกล่าวไว้ว่า H จะเป็นฟังก์ชันการแจกแจงร่วมของตัวแปรสุ่มก็ต่อเมื่อมีคอปปูลา C ที่ทำให้

$$H(x,y) = C(U(x), V(y)) \tag{ข.1}$$

โดยที่ $x, y \in R$ และ $U(x), V(y)$ เป็นการแจกแจงแบบมาร์จินัลของ x และ y ตามลำดับ ซึ่งมีค่าอยู่บนช่วง [0,1]

ในงานวิจัยนี้ ใช้กล่องเครื่องมือ “Copula” ในโปรแกรม MATLAB เพื่อศึกษาและจำลองความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม โดยประเภทคอปปูลาที่นำมาใช้มีดังนี้

1) **Gumbel Copula** เป็นคอบปูลาที่มีคู่อันดับการแจกแจงสะสมกระจายตัวหนาแน่นบริเวณบน-ขวา ของแผนภาพการกระจาย ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรสุ่ม X และ Y ว่ามีทิศทางไปทางเดียวกันเมื่อการแจกแจงสะสมของตัวแปรมีค่ามาก กล่าวคือ ถ้าหากตัวแปรสุ่ม X มีค่ามากแล้วมีโอกาสที่ตัวแปรสุ่ม Y จะมีค่ามากสูงตามไปด้วย แต่หากตัวแปรสุ่ม X มีค่าน้อยแล้วมีโอกาสที่ตัวแปรสุ่ม Y จะมีค่าได้หลากหลายมีอยู่สูง

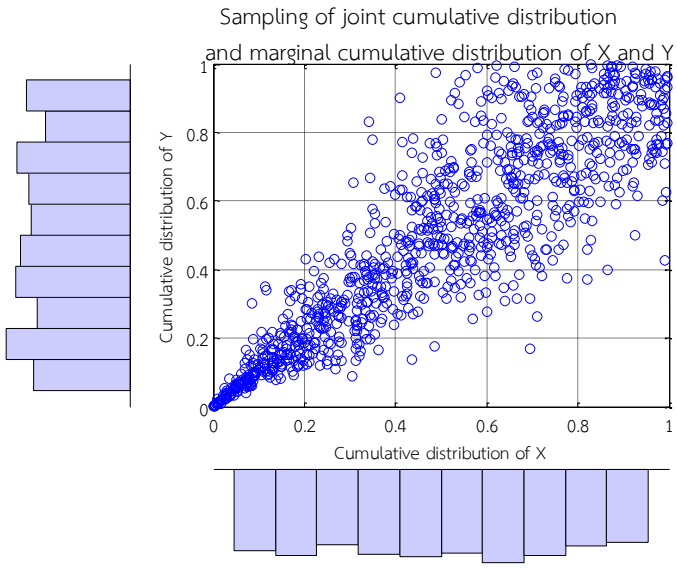


รูปที่ ข.1: การกระจายคอปปูลาประเภท Gumbel ของคู่อันดับของตัวแปรสุ่ม X และ Y

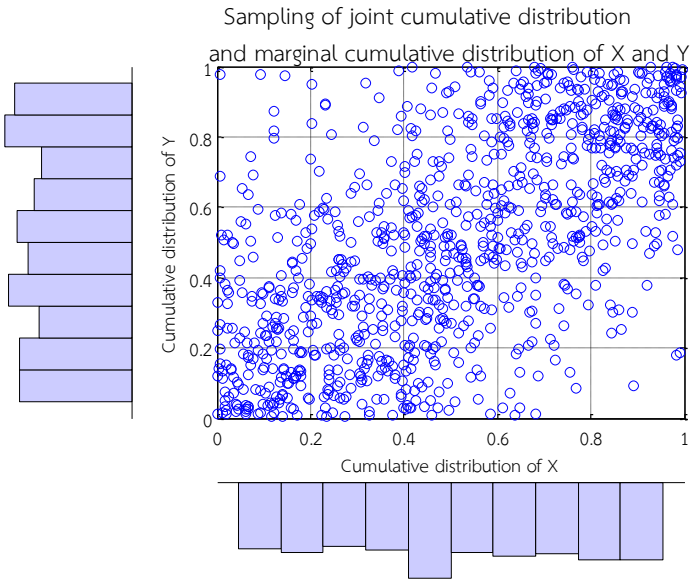
2) **Clayton Copula** เป็นคอบปูลาที่มีคู่อันดับการแจกแจงสะสมกระจายตัวหนาแน่นบริเวณล่าง–ซ้าย ของแผนภาพการกระจาย ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรสุ่ม X และ Y ว่ามีทิศทางไปทางเดียวกันเมื่อการแจกแจงสะสมของตัวแปรมีค่าน้อย กล่าวคือ ถ้าหากตัวแปรสุ่ม X มีค่าน้อยแล้วมีโอกาสที่ตัวแปรสุ่ม Y จะมีค่าน้อยตามไปด้วย แต่หากตัวแปรสุ่ม X มีค่ามากแล้วมีโอกาสที่ตัวแปรสุ่ม Y จะมีค่าได้หลากหลายมีอยู่สูง

3) **Frank Copula** เป็นคอบปูลาที่มีคู่อันดับการแจกแจงสะสมกระจายตัวหนาแน่นบริเวณแนวทแยงจากล่าง-ซ้าย ไปยังขวา-บน ของแผนภาพการกระจาย ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรสุ่ม X และ Y ว่ามีทิศทางไปทางเดียวกันตลอดการแจกแจงสะสมของตัวแปรช่วง [0,1] กล่าวคือ ถ้าหากตัวแปรสุ่ม X มีค่ามากแล้วตัวแปรสุ่ม Y จะมีค่ามากตาม หรือถ้าตัวแปรสุ่ม X มีค่าน้อยแล้วตัวแปรสุ่ม Y จะมีค่าน้อยด้วย

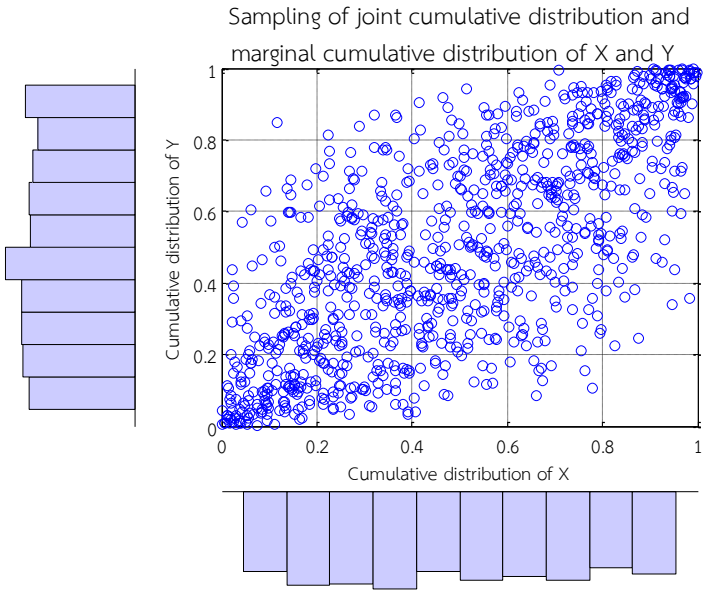
4) **Gaussian Copula** เป็นคอปปูลาที่มีคู่อันดับการแจกแจงสะสมกระจายตัวบริเวณตรงกลางของแผนภาพการกระจาย ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรสุ่ม X และ Y ว่ามีทิศทางไปทางเดียวกันตลอดการแจกแจงสะสมของตัวแปรช่วง [0,1] เหมือนคอปปูลาประเภท Frank แต่คู่อันดับการแจกแจงสะสมจะเกาะกลุ่มมันตรงกลางมากกว่า



รูปที่ ข.2 การกระจายคอปปูลาประเภท Clayton ของคู่อันดับของตัวแปรสุ่ม X และ Y



รูปที่ ข.3: การกระจายคอปปูลาประเภท Frank ของคู่อันดับของตัวแปรสุ่ม X และ Y



รูปที่ ข.4: การกระจายคอปปูลาประเภท Gaussian ของคู่อันดับของตัวแปรสุ่ม X และ Y

ข.2 แบบจำลองความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม

จากหัวข้อที่ผ่านมา เราสามารถหาความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมโดยใช้ทฤษฎีของคอปปูลาได้ดังนี้ กำหนดให้ ความเข้มแสงอาทิตย์หรืออุณหภูมิสิ่งแวดล้อมขณะใดๆ สามารถอธิบายได้ดังสมการที่ (ข.2) และ (ข.3) ดังนี้

$$G_{k,t} = G_{trend,k} + G_{noise,t} \quad \text{(ข.2)}$$

$$T_{k,t} = T_{trend,k} + T_{noise,t} \quad \text{(ข.3)}$$

เนื่องจากค่าความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิรายนาทีจะมีค่าที่เปลี่ยนแปลงจากค่าเฉลี่ยรายชั่วโมง ตัวแปร $G_{noise,t}$ และ $T_{noise,t}$ จะมีค่าประมาณตามกระบวนการสุ่มที่มีการแจกแจงแบบปกติ ดังนี้

$$G_{noise,t} \approx \sigma_{G,k} G_{trend,k} \sqrt{t} \times Z_G \quad \text{(ข.4)}$$

$$T_{noise,t} \approx \sigma_{T,k} T_{trend,k} \sqrt{t} \times Z_T \quad \text{(ข.5)}$$

จากสมการที่ (ข.2) – (ข.5) เมื่อให้ t มีระยะเวลาเท่ากับ 1 ชั่วโมงแล้ว จึงประมาณได้ว่า

$$G_k - G_{trend,k} \approx \sigma_{G,k} G_{trend,k} \times Z_G \quad \text{(ข.6)}$$

$$T_k - T_{trend,k} \approx \sigma_{T,k} T_{trend,k} \times Z_T \quad \text{(ข.7)}$$

ดังนั้นค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของ $\sigma_{G,k}$ และ $\sigma_{T,k}$ จึงหาได้จากการประมาณภาวะความน่าจะเป็นสูงสุด (MLE) ของชุดข้อมูลที่ถูกสร้างขึ้นจากสมการที่ (ข.8) และ (ข.9) ซึ่งเป็นการแจกแจงความเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ที่มีการแจกแจงแบบปกติโดยมีค่าเฉลี่ยเท่ากับศูนย์ และมีค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ $\sigma_{G,k}$ และ $\sigma_{T,k}$ ตามลำดับ ดังนี้

$$\left(G_k - G_{trend,k}\right)/G_{trend,k} \sim N\left(0, \sigma_{G,k}^2\right) \quad \text{(ข.8)}$$

$$\left(T_k - T_{trend,k}\right)/T_{trend,k} \sim N\left(0, \sigma_{T,k}^2\right) \quad \text{(ข.9)}$$

โดย G_k คือ เซตของข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ ณ ชั่วโมงที่ k ของแต่ละฤดูกาล

T_k คือ เซตของข้อมูลอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ณ ชั่วโมงที่ k ของแต่ละฤดูกาล

ในขั้นตอนต่อมา จะทำการหาค่าการแจกแจงสะสมร่วมของข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเพื่อหารูปแบบความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมโดยคอปปูลาที่เหมาะสมกับการแจกแจงของข้อมูลดังกล่าวนั้นสามารถหาได้ ดังนี้

$$H(Z_G, Z_T) = C(\Phi(Z_G), \Phi(Z_T)) \quad \text{(ข.10)}$$

โดย $\Phi(Z_G) = u$ คือ ฟังก์ชั่นการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐาน (Standard Normal Distribution) ของ $Z_G = \left(G_k - G_{trend,k}\right)/\sigma_{G,k}G_{trend,k}$

$\Phi(Z_T) = v$ คือ ฟังก์ชั่นการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐาน (Standard Normal Distribution) ของ $Z_T = \left(T_k - T_{trend,k}\right)/\sigma_{T,k}T_{trend,k}$

$C(u, v)$ คือ ฟังก์ชั่นคอปปูลาของตัวแปร u และ v

$H(Z_G, Z_T)$ คือ ฟังก์ชั่นการแจกแจงร่วมระหว่าง Z_G และ Z_T

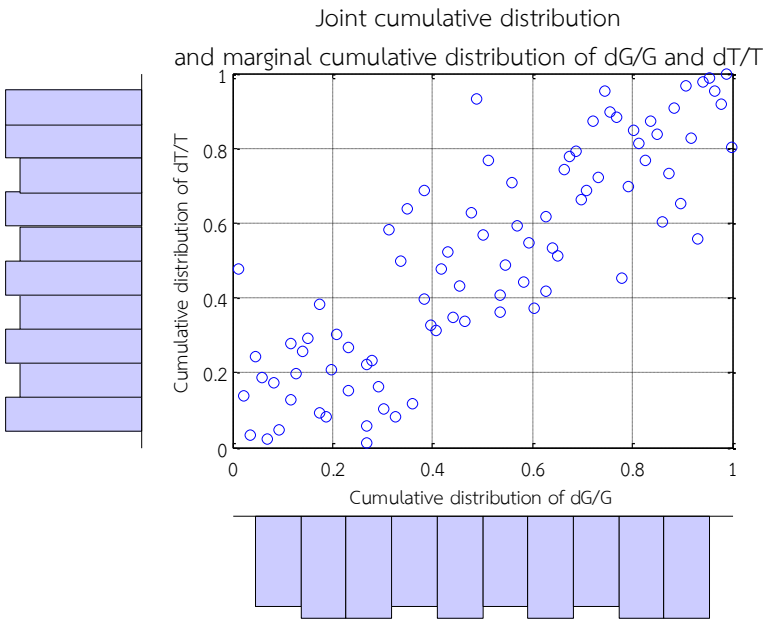
เมื่อได้คู่อันดับความสัมพันธ์ (u, v) จากการแทนค่า (Z_G, Z_T) ลงไปในฟังก์ชั่นการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐานแล้ว จะทำการเลือกรูปแบบคอปปูลา $C(u, v)$ ซึ่งแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรสุ่มที่เหมาะสมโดยใช้วิธีประมาณค่าความน่าจะเป็นสูงสุด (MLE) ซึ่งสามารถทำได้โดยอาศัยกล่องเครื่องมือรูปแบบคอปปูลาใน MATLAB ชื่อ “copulafit”

เมื่อได้รูปแบบคอปปูลาที่เหมาะสมจากรูปแบบคอปปูลามาตรฐานแล้ว ในงานวิจัยฉบับนี้ จะทำการสุ่มตัวแปร (Z_G, Z_T) ที่มีความสัมพันธ์กันกลับมาโดยอาศัยกล่องเครื่องมือรูปแบบคอปปูลาใน MATLAB ชื่อ “copularnd” ซึ่งจะให้ค่าตัวแปร (u, v) ออกมาก่อน ส่วนค่าตัวแปรสุ่ม Z_G และ Z_T นั้นสามารถหาได้โดยทำการแปลงผ่านฟังก์ชั่นผกผันของการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐาน (Inverse Standard Normal cdf) ซึ่งงานวิจัยนี้ใช้กล่องเครื่องมือ “icdf” ของโปรแกรม MATLAB เพื่อหาการแจกแจงของตัวแปรสุ่ม Z_G และ Z_T ดังสมการต่อไปนี้

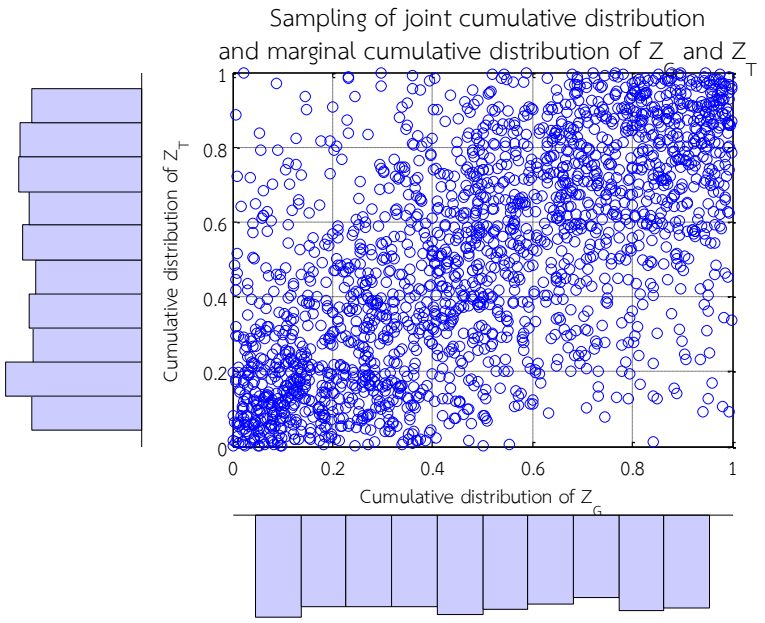
$$Z_G = \Phi^{-1}(u) \quad \text{(ข.11)}$$

$$Z_T = \Phi^{-1}(v) \quad \text{(ข.12)}$$

ตัวอย่างเช่น รูปที่ ข.5 แสดงการกระจายของคู่อันดับและการแจกแจงสะสมของการเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ในฤดูร้อน ณ ช่วงเวลา 7.00-8.00 น. ซึ่งมีการกระจายที่สามารถใช้คอปปูลาประเภท Frank มาจำลองความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ณ ช่วงเวลานี้ได้ และรูปที่ ข.6 แสดงการกระจายของคู่อันดับของการแจกแจงสะสมของตัวแปรสุ่ม Z_G (แกน X) และ Z_T (แกน Y) ที่ได้จากการสุ่มในช่วงเวลาเดียวกันโดยใช้คอปปูลาประเภท Frank



รูปที่ ข.5 การกระจายตัวของคู่อันดับการแจกแจงสะสมและการแจกแจงสะสมการเปลี่ยนแปลง ของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ช่วงเวลา 7.00-8.00 น. ในฤดูร้อน



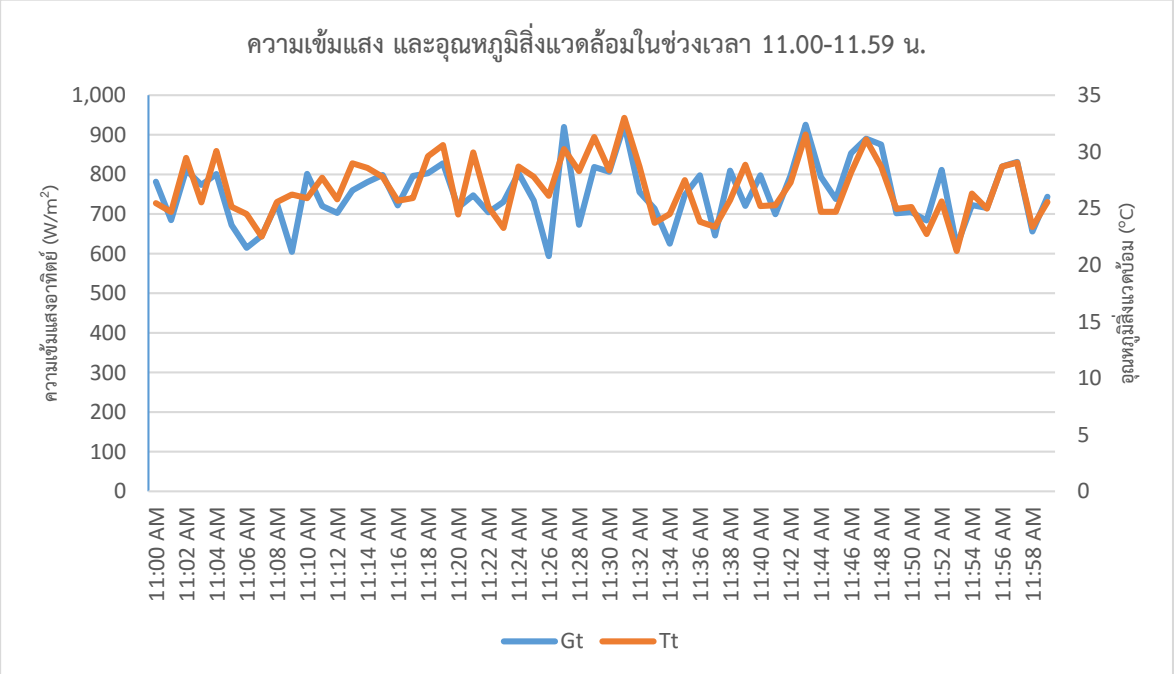
รูปที่ ข.6 การกระจายตัวของคู่อันดับการแจกแจงและการแจกแจงสะสมของตัวแปรสุ่ม Z_G และ Z_T ที่ได้จากการสุ่ม โดยคอปปูลาประเภท Frank ช่วงเวลา 7.00-8.00 น. ในฤดูร้อน

เมื่อสามารถหารูปแบบของคอปปูลาที่เหมาะสมในการประเมินความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมก็จะสามารถหาค่าตัวแปรสุ่ม Z_G และ Z_T ซึ่งเป็นค่าตัวแปรสุ่มที่มีการแจกแจงแบบปกติ และค่าตัวแปรสุ่ม Z_G และ Z_T ดังกล่าวยังคงแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ซึ่งสะท้อนให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างสองตัวแปรดังกล่าวในสถานการณ์จริง จากสมการที่ ข.2 และ ข.3 เราสามารถเขียนใหม่ได้ดังสมการที่ ข.13- ข.14

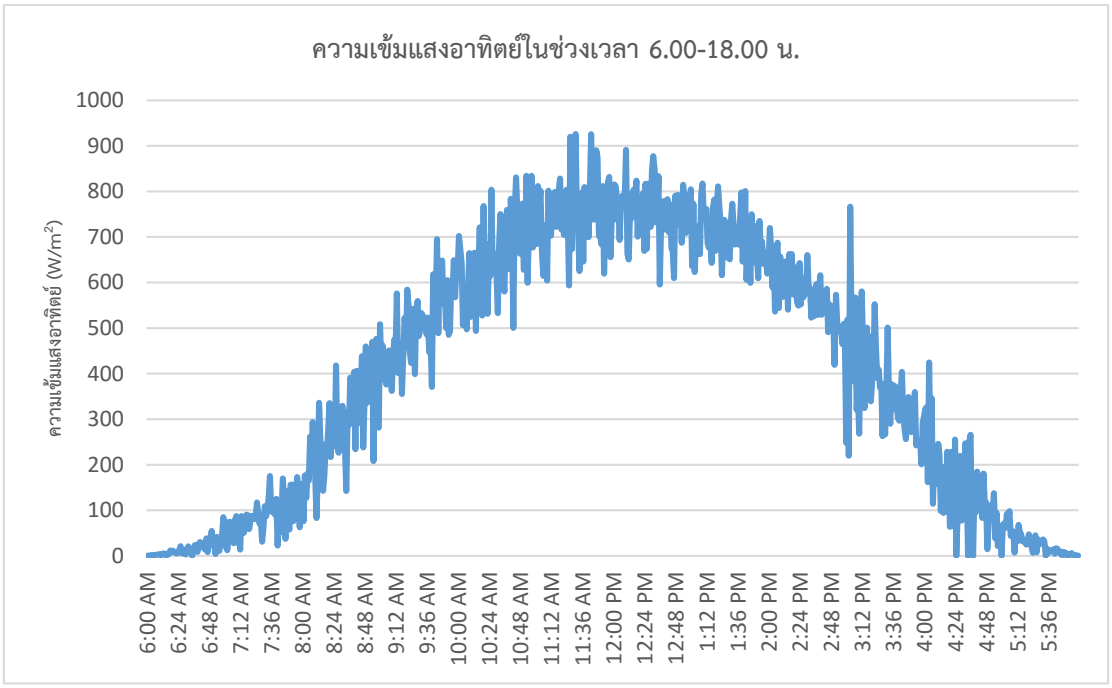
$$G_{k,t} = G_{trend,k} + Z_G \times \sigma_{G,k} \times G_{trend,k} \quad \text{(ข.13)}$$

$$T_{k,t} = T_{trend,k} + Z_T \times \sigma_{T,k} \times T_{trend,k} \quad \text{(ข.14)}$$

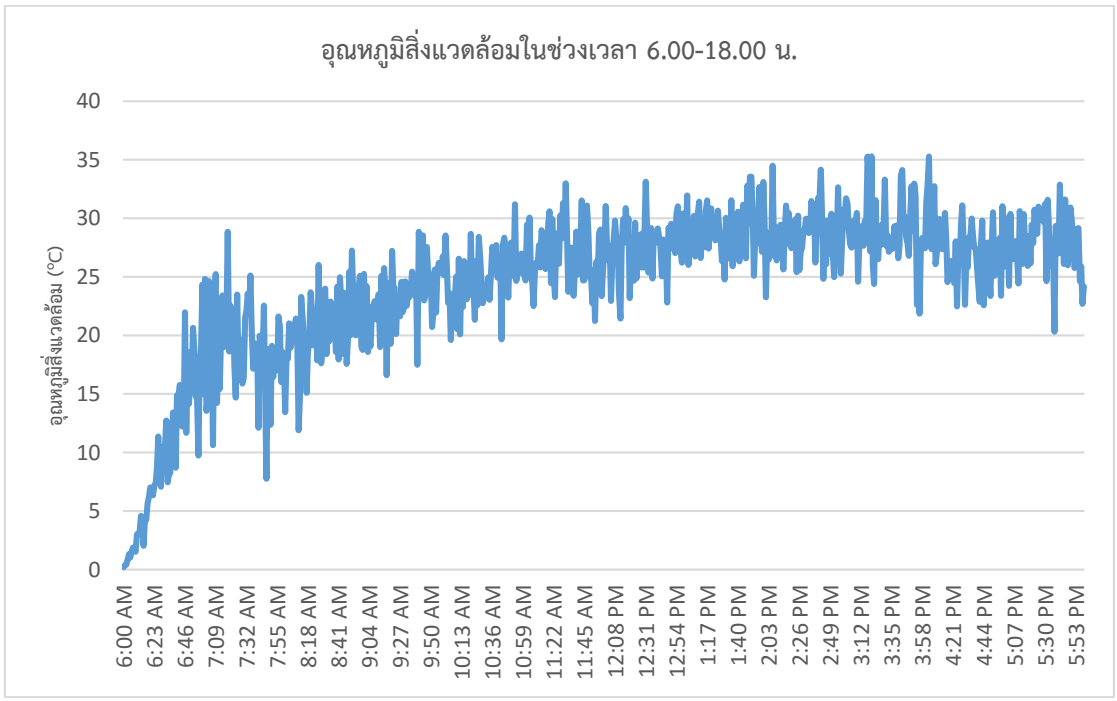
จากสมการข้างต้นสามารถคำนวณค่าความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมได้ โดยการพิจารณาว่าค่าความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมมีค่าเปลี่ยนแปลงในช่วงเวลา 1 ชั่วโมงรอบค่าเฉลี่ย โดยการพิจารณาเป็นการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution) และตัวแปรทั้งสองมีความสัมพันธ์ต่อกันตามรูปแบบของคอปปูลา รูปที่ ข.7 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมในช่วงเวลา 11.00-11.59 น. โดยการพิจารณาความสัมพันธ์ของสองตัวแปรโดยคอปปูลาประเภท Frank ซึ่งแสดงความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกัน กล่าวคือเมื่อความเข้มแสงอาทิตย์มีค่ามากอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมก็จะมีค่ามากขึ้นตามไปด้วย รูปที่ ข.8-ข.9 แสดงตัวอย่างข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมในช่วงเวลา 6.00-18.00 น. เมื่อสามารถหาค่าความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมได้แล้วก็จะสามารถหาค่ากำลังการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตามแบบจำลองที่ทางคณะที่ปรึกษานำเสนอในบทที่ 3 ทั้งนี้ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่ทางคณะวิจัยใช้ในการจำลองเพื่อประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถแสดงได้ดังตารางที่ ข.1-ข.4



รูปที่ ข.7 : ความสัมพันธ์ของความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม โดยคอปปูลาประเภท Frank



รูปที่ ข.8 : ความเข้มแสงอาทิตย์ในช่วงเวลา 6.00-18.00 น.



รูปที่ ข.9 : อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมในช่วงเวลา 6.00-18.00 น.

ตารางที่ ข.1 : ความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมงตามฤดูกาล ปี พ.ศ.2550 จ.เชียงใหม่

ชั่วโมง	ความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมง (W/m^2)		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
7.00	91.966	140.5029	40.0182
8.00	266.2377	328.7382	172.7004
9.00	475.9938	540.3159	403.3151
10.00	660.5154	681.329	599.3716
11.00	791.8056	823.7473	720.2755
12.00	836.1574	857.7142	774.918
13.00	803.9105	463.8126	749.7495
14.00	693.3704	418.2825	650.5692
15.00	529.3488	383.1536	479.2418
16.00	331.858	232.3765	261.7372
17.00	138.9012	105.1688	68.7796
18.00	19.5648	37.5272	0.7149

ตารางที่ ข.2 : อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมงตามฤดูกาล ปี พ.ศ.2550 จ.เชียงใหม่

ชั่วโมง	อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง (°C)		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
7.00	91.966	140.5029	40.0182
8.00	266.2377	328.7382	172.7004
9.00	475.9938	540.3159	403.3151
10.00	660.5154	681.329	599.3716
11.00	791.8056	823.7473	720.2755
12.00	836.1574	857.7142	774.918
13.00	803.9105	463.8126	749.7495
14.00	693.3704	418.2825	650.5692
15.00	529.3488	383.1536	479.2418
16.00	331.858	232.3765	261.7372
17.00	138.9012	105.1688	68.7796
18.00	19.5648	37.5272	0.7149

ตารางที่ ข.3 : ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมง เมื่อหาด้วยวิธี MLE

ชั่วโมง	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมง		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
7.00	1.0758	0.6244	0.4709
8.00	0.4306	0.4289	0.3463
9.00	0.2473	0.2771	0.2521
10.00	0.1959	0.2657	0.138
11.00	0.1644	0.1707	0.1046
12.00	0.1557	0.2366	0.0925
13.00	0.156	0.2365	0.0764
14.00	0.1539	0.2815	0.0759
15.00	0.1976	0.4129	0.079
16.00	0.3128	0.2047	0.1966
17.00	0.37	0.7776	0.5651
18.00	0.7151	4.3724	0.5651

ตารางที่ ข.4 : ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง เมื่อหาด้วยวิธี MLE

ชั่วโมง	ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง		
	ฤดูร้อน	ฤดูฝน	ฤดูหนาว
7.00	0.1925	0.0393	0.1993
8.00	0.1707	0.0489	0.1765
9.00	0.1312	0.0503	0.1423
10.00	0.1066	0.0574	0.1162
11.00	0.0966	0.0637	0.0879
12.00	0.0967	0.0655	0.0816
13.00	0.0994	0.0703	0.0795
14.00	0.1059	0.0751	0.0769
15.00	0.1198	0.0862	0.0785
16.00	0.1285	0.085	0.0858
17.00	0.1252	0.0838	0.0918
18.00	0.1182	0.0836	0.0888