การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด

นายกีรติ รัตนประทุม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2562
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Power Development Planning with Battery Energy Storage System considering Power Plant Response to Load Change

Mr. Kirati Rattanapratoom

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering
Department of Electrical Engineering
FACULTY OF ENGINEERING
Chulalongkorn University
Academic Year 2019

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด
โดย	นายกีรติ รัตนประทุม
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.สมภพ อัษฎมงคล)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

กีรติ รัตนประทุม : การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด. (Power Development Planning with Battery Energy Storage System considering Power Plant Response to Load Change) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี

จากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยที่เปลี่ยนแปลงไปอันเป็นผลมาจากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจและการพัฒนาของเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้า ภาครัฐจึงจำเป็นต้องพิจารณาวางแผนการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มสูงขึ้นและมีความผันผวนในอนาคต โดยต้องคำนึงถึงการกระจายสัดส่วนเชื้อเพลิงและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมไปพร้อม ๆ กัน ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เริ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในสัดส่วนสูง ซึ่งส่งผลต่อความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าอันมีสาเหตุมาจากปัญหาเรื่องความไม่สามารถพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้ ดังนั้นผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าจึงต้องพิจารณาจัดเตรียมโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์เพื่อมารองรับกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่อาจจะขาดหายไปจากระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์อาจไม่สามารถตอบสนองการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันมาในแต่ละชั่วโมงได้อย่างทันทีทันใด

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงนำเสนอหลักการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ ซึ่งสามารถคำนวณขนาดพิกัดติดตั้งของแบตเตอรี่ได้จากกำลังผลิตที่คาดว่าจะไม่สามารถพึ่งพาได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อช่วยลดภาระในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ อีกทั้งพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดโดยแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 ระดับ และจำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าให้มีความสอดคล้องกับระดับความต้องการใช้ไฟฟ้า มีการทดสอบกระบวนการวางแผนที่นำเสนอโดยสร้างกรณีศึกษาโดยใช้ฐานข้อมูลตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ผลลัพธ์ที่ได้แสดงให้เห็นว่า การวางแผนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและติดตั้งแบตเตอรี่ตามวิธีที่นำเสนอนั้น ทำให้ดัชนีความเชื่อถือได้ค่าดีขึ้น และอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของระบบไฟฟ้ามีค่าลดลง โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความผันผวนได้อย่างเพียงพอ อย่างไรก็ตามต้นทุนค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยมีสูงขึ้นเล็กน้อยเนื่องมากจากกำลังผลิตรวมในระบบไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า	ลายมือชื่อนิสิต .....
ปีการศึกษา	2562	ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

6070127221 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: POWER DEVELOPMENT PLAN, LOAD CLASSIFICATION, BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEM

Kirati Rattanapratoom : Power Development Planning with Battery Energy Storage System considering Power Plant Response to Load Change. Advisor: Assoc. Prof. KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D.

Thailand’s energy consumption has been increased because of economic growth and improvement of generation technology. Therefore, the government must develop the power development plan, which considering both fuel diversification and environmental impact, to deal with increased and fluctuated demands in the future. At present, renewable energy, especially solar energy, are more likely to be committed into the power system. this renewable energy penetration causes fluctuation of electricity generation and demand because of its undependability. Thus, conventional power plants must be prepared to be used as backup power plant when electricity generation from renewable energy cannot be supplied. However, these conventional power plants may not be able to response to this sudden load change immediately.

This thesis proposes the concept of power development planning with battery energy storage system to reduce the construction of new conventional power plant. The battery capacity can be calculated from undependable capacity of renewable power plant. Furthermore, the power plant’s response to load change is also considered by classifying the electricity demand into 5 levels which compatible with different groups of power plant. The proposed method has been tested by case studies based on Thailand Power Development Plan 2018 – 2037 Revision 1. The obtained result shown that the new power plant and battery installed from proposed method can improve system’s reliability and reduce average CO_2 emission with adequate fast-response generating capacity to deal with load fluctuation. However, the average cost by proposed method increased slightly since the increase of generating capacity.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Field of Study:	Electrical Engineering	Student's Signature .....
Academic Year:	2019	Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งตลอดการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ รองศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ และดร. สมภพ อัษฎมงคล ที่ได้สละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดามารดา รุ่นพี่และเพื่อน ๆ ที่ให้คำปรึกษาแกผู้วิจัยมาโดยตลอด

กีรติ รัตนประทุม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฎ

สารบัญภาพ ..... ฒ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 2

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 2

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน 3

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์ 3

1.6 เนื้อหาวิทยานิพนธ์ 4

บทที่ 2 การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด 1

2.1 แนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 1

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีต 6

2.3 แนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด 10

บทที่ 3 แบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 15

3.1 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า 16

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.1.1 เส้นโค้งความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง 16
3.1.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า 17
3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า 18
3.2.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) 19
3.2.2 ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation ; LOLE) 20
บทที่ 4 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม 26
4.1 วิธีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า 28
4.1.1 วิธีการใช้ความต้องการใช้ค่าต่ำที่สุดของระบบไฟฟ้า 28
4.1.2 วิธีการ K – Means Cluster Analysis ในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า 29
4.1.3 วิธีการประเมินจากค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด 32
4.1.4 วิธีการประเมินจากค่าเฉลี่ยร้อยละของพลังงานไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด 33
4.1.5 วิธีการประเมินจากอัตราการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Ramp rate) 35
4.2 การประยุกต์ใช้วิธีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า 36
4.2.1 การทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม 36
4.2.2 การทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม 37
บทที่ 5 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด 44
5.1 แนวทางการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าที่นำเสนอ 45
5.2 การประเมิณขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงาน 53
5.2.1 การประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน 53
5.2.2 การประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ 54
5.3 การคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิต (Energy Dispatch) 61
5.3.1 แบบจำลองโรงไฟฟ้า 61
5.3.2 การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า 68

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.3.3 การคำนวณดัชนีต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง 74
5.3.3.1 คำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า 74
5.3.3.2 คำนวณสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า 75
5.3.3.3 คำนวณค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย 75
5.3.3.4 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย 76
5.3.3.5 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ (รวมไปถึงโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ) 80
5.3.3.6 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (RM_{CPS}) 82
5.3.3.7 การพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าตัวแทนเข้าสู่ระบบ 83
บทที่ 6 ผลการทดสอบการวางแผน และวิเคราะห์ผล 88
6.1 กรณีศึกษา 88
6.2 สมมติฐานที่ใช้ 89
6.3 เงื่อนไขในการทดสอบ 91
6.4 ผลการทดสอบ และวิเคราะห์ผลการทดสอบ 92
6.4.1 การวางแผนพัฒนากำลังผลิตผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดยไม่พิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า 92
6.4.1.1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 92
6.4.1.2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 96
6.4.1.3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 100
6.4.1.4 วิเคราะห์ผลการวางแผนฯ ในกรณีศึกษาที่ 1 105
6.4.2 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดยพิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า 110
6.4.2.1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 111
6.4.2.2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 115

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

6.4.2.3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 119
6.4.2.4 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30 123
6.4.2.5 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35 127
6.4.2.6 วิเคราะห์ผลการวางแผนฯ ในกรณีศึกษาที่ 2 132
6.4.3 การวางแผนพัฒนากำลังผลิตผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดยพิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า พร้อมการพิจารณาเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่แทนโรงไฟฟ้าระดับกลางบน ในกรณีที่กำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบนมีไม่เพียงพอ 137
6.4.3.1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 138
6.4.3.2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 143
6.4.3.3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 149
6.4.3.4 วิเคราะห์ผลการวางแผนฯ ในกรณีศึกษาที่ 3 155
6.4.4 เปรียบเทียบผลการวางแผนฯทั้ง 3 กรณีศึกษา 159
6.4.4.1 ปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทน และแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ 159
6.4.4.2 ค่าดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 162
6.4.4.3 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง 164
6.4.4.4 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย และการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย 166
บทที่ 7 สรุปผล 172
7.1 สรุปผลการวิจัย 172
7.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม 174
บรรณานุกรม 176
ภาคผนวก 178
ภาคผนวก ก ข้อมูลที่ใช้ประกอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า โดยอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 179
ภาคผนวก ข ข้อมูลอื่น ๆ ที่ใช้ประกอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 233

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียน 241

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3.1 แสดงตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE 24

ตารางที่ 4.1 สรุปผลการคำนวณเส้นแบ่งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีต่าง ๆ เมื่อพิจารณาการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม 39

ตารางที่ 4.2 สรุปผลการคำนวณเส้นแบ่งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีต่าง ๆ เมื่อพิจารณาการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม 40

ตารางที่ 5.1 ประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่าง ๆ ที่นำเสนอ 48

ตารางที่ 5.2 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าจำแนกตามประเภทสัญญา 78

ตารางที่ 5.3 โรงไฟฟ้าทางเลือกสำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 84

ตารางที่ 6.1 แสดงโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในอนาคต 90

ตารางที่ 6.2 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 92

ตารางที่ 6.3 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 94

ตารางที่ 6.4 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 96

ตารางที่ 6.5 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 98

ตารางที่ 6.6 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 100

ตารางที่ 6.7 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 102

ตารางที่ 6.8 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 111

ตารางที่ 6.9 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 113

ตารางที่ 6.10 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 115

ตารางที่ 6.11 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 117

ตารางที่ 6.12 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 119

ตารางที่ 6.13 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 121

ตารางที่ 6.14 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30 123

ตารางที่ 6.15 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30 125

ตารางที่ 6.16 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35 127

ตารางที่ 6.17 ขนาดกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35 130

ตารางที่ 6.18 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 138

ตารางที่ 6.19 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 141

ตารางที่ 6.20 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 143

ตารางที่ 6.21 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 146

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.22 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 149
ตารางที่ 6.23 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 152
ตารางที่ 6.24 แสดงข้อดี และข้อด้อยของทั้ง 3 กรณีศึกษา 170
ตารางที่ ก.1 กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีข้อผูกพันและได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว 180
ตารางที่ ก.2 กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2561 – 2580 ตามแผน PDP2018 Rev.1 206
ตารางที่ ก.3 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า 211
ตารางที่ ก.4 ตัวประกอบการแปลงหน่วย (Conversion Factor) 212
ตารางที่ ก.5 ตัวประกอบการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Emission Factor) 212
ตารางที่ ก.6 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) 213
ตารางที่ ก.7 ราคารับซื้อพลังงาน 216
ตารางที่ ก.8 ต้นทุนเชื้อเพลิง (Fuel Cost) 218
ตารางที่ ก.9 ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) 219
ตารางที่ ก.10 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 222
ตารางที่ ก.11 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลม 222
ตารางที่ ก.12 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก 222
ตารางที่ ก.13 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล 222
ตารางที่ ก.14 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพและพืชพลังงาน 223
ตารางที่ ก.15 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ 223
ตารางที่ ก.16 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมาก 223
ตารางที่ ก.17 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กแบบ Hybrid Firm 223
ตารางที่ ก.18 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใหม่ 224
ตารางที่ ก.19 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมใหม่ 224

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ก.20 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลใหม่ 224
ตารางที่ ก.21 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพใหม่และขยะอุตสาหกรรม 224
ตารางที่ ก.22 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานขยะใหม่ 225
ตารางที่ ก.23 โรงไฟฟ้าทางเลือก (Candidate Power Plant)..... 226
ตารางที่ ก.24 กำลังผลิตตามแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก และแผนอนุรักษ์พลังงาน 2018 227
ตารางที่ ข.1 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) อ้างอิงตามแผน PDP2015..... 234
ตารางที่ ข.2 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) อ้างอิงตามแผน PDP2010 Rev.3 237
ตารางที่ ข.3 ข้อมูลแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนที่ใช้ในการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ 240

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 2.1 แสดงระดับความต้องการใช้ไฟฟ้า 3 กลุ่มจากกราฟ ช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve) 11

ภาพที่ 2.2 แสดงระดับความต้องการใช้ไฟฟ้า 5 กลุ่ม จากกราฟ ช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve) 12

ภาพที่ 2.3 สรุปขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด 14

ภาพที่ 3.1 แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า 16

ภาพที่ 3.2 ตัวอย่างกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของพ.ศ. 2560 17

ภาพที่ 3.3 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใน 1 ปี 18

ภาพที่ 3.4 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์ 21

ภาพที่ 3.5 ลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้า 21

ภาพที่ 3.6 ตัวอย่างLoad Duration Curve ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE 24

ภาพที่ 3.7 หลักการประเมินค่า LOLE 25

ภาพที่ 4.1 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม 27

ภาพที่ 4.2 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม 28

ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำที่สุดของระบบไฟฟ้า 29

ภาพที่ 4.4 การกำหนดจุดศูนย์กลาง (Centroid) เริ่มต้นและคำนวณระยะห่างแบบ Euclidean ระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละชั่วโมงกับจุดศูนย์กลางกลุ่ม 30

ภาพที่ 4.5 จัดกลุ่มความต้องการใช้ไฟฟ้า พร้อมทั้งคำนวณค่าเฉลี่ยให้เป็นจุดศูนย์กลางกลุ่มใหม่ 31

ภาพที่ 4.6 ตัวอย่างการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธี K – means cluster analysis . 31

ภาพที่ 4.7 ตัวอย่างการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม ด้วยวิธีการประเมินตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้า 32

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาพที่ 4.8 ตัวอย่างการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม ด้วยวิธีการประเมินตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้า 33

ภาพที่ 4.9 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีประเมินจากค่าเฉลี่ยของร้อยละของกำลังไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด 34

ภาพที่ 4.10 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยประเมินจากความชันของกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง 36

ภาพที่ 4.11 การทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม 37

ภาพที่ 4.12 การทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม 38

ภาพที่ 4.13 เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 3 กลุ่ม 41

ภาพที่ 4.14 เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 5 กลุ่ม 41

ภาพที่ 5.1 การจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจากเส้นโค้งระยะเวลาโหลด 46

ภาพที่ 5.2 ประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่าง ๆ ที่นำเสนอ 49

ภาพที่ 5.3 การคำนวณหาเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดระดับกลางบน (Cycling Load Duration Curve) 51

ภาพที่ 5.4 ขั้นตอนการประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ 57

ภาพที่ 5.5 ขั้นตอนการพิจารณาขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่เมื่อมีโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ 58

ภาพที่ 5.6 ขั้นตอนการพิจารณาขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่เมื่อมีโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ 59

ภาพที่ 5.7 ขั้นตอนการพิจารณาขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่เมื่อมีโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ 60

ภาพที่ 5.8 ตัวอย่างลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ใน 1 สัปดาห์ 62

ภาพที่ 5.9 ตัวอย่างลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำใน 1 สัปดาห์ 63

ภาพที่ 5.10 แสดงแบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ 65

ภาพที่ 5.11 แสดงแบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ 67

ภาพที่ 5.12 ลำดับขั้นตอนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า 69

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 5.13 การนำศักยภาพของระบบกักเก็บพลังงานมาลดโหลดช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง 81

ภาพที่ 5.14 การนำศักยภาพของระบบกักเก็บพลังงานมาเพิ่มโหลดช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำ 82

ภาพที่ 5.15 ขั้นตอนการเพิ่มโรงไฟฟ้า 85

ภาพที่ 5.16 แสดงขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ ในวิทยานิพนธ์ 87

ภาพที่ 6.1 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 94

ภาพที่ 6.2 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 95

ภาพที่ 6.3 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 98

ภาพที่ 6.4 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 99

ภาพที่ 6.5 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ - ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 101

ภาพที่ 6.6 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 102

ภาพที่ 6.7 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 104

ภาพที่ 6.8 เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 1 105

ภาพที่ 6.9 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ของกรณีศึกษาที่ 1 105

ภาพที่ 6.10 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ของกรณีศึกษาที่ 1 106

ภาพที่ 6.11 เปรียบเทียบระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองระดับกลางบนของกรณีศึกษาที่ 1 107

ภาพที่ 6.12 เปรียบเทียบค่าความพร้อมจ่ายของกรณีศึกษาที่ 1 108

ภาพที่ 6.13 เปรียบเทียบค่าพลังงานของกรณีศึกษาที่ 1 108

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาพที่ 6.14 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของกรณีศึกษาที่ 1 109

ภาพที่ 6.15 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 113

ภาพที่ 6.16 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 114

ภาพที่ 6.17 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 117

ภาพที่ 6.18 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 118

ภาพที่ 6.19 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 121

ภาพที่ 6.20 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 122

ภาพที่ 6.21 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30 125

ภาพที่ 6.22 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30 126

ภาพที่ 6.23 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35 129

ภาพที่ 6.24 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35 130

ภาพที่ 6.25 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35 131

ภาพที่ 6.26 เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 2 132

ภาพที่ 6.27 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ของกรณีศึกษาที่ 2 132

ภาพที่ 6.28 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ของกรณีศึกษาที่ 2 133

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 6.29 เปรียบเทียบค่าความพร้อมจ่ายของกรณีศึกษาที่ 2 135

ภาพที่ 6.30 เปรียบเทียบค่าพลังงานของกรณีศึกษาที่ 2 135

ภาพที่ 6.31 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของกรณีศึกษาที่ 2 136

ภาพที่ 6.32 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 140

ภาพที่ 6.33 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 141

ภาพที่ 6.34 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 142

ภาพที่ 6.35 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 145

ภาพที่ 6.36 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 146

ภาพที่ 6.37 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20 148

ภาพที่ 6.38 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 151

ภาพที่ 6.39 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 152

ภาพที่ 6.40 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 154

ภาพที่ 6.41เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 3 155

ภาพที่ 6.42 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ของกรณีศึกษาที่ 3 155

ภาพที่ 6.43 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ของกรณีศึกษาที่ 3 156

ภาพที่ 6.44 เปรียบเทียบค่าความพร้อมจ่ายของกรณีศึกษาที่ 3 157

ภาพที่ 6.45 เปรียบเทียบค่าพลังงานของกรณีศึกษาที่ 3 158

ภาพที่ 6.46 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของกรณีศึกษาที่ 3 158

ภาพที่ 6.47 เปรียบเทียบปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบจากทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 159

ภาพที่ 6.48 เปรียบเทียบปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบจากทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 160

ภาพที่ 6.49 เปรียบเทียบปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบจากทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 161

ภาพที่ 6.50 เปรียบเทียบปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบจากทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 161

ภาพที่ 6.51 เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 162

ภาพที่ 6.52 เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 163

ภาพที่ 6.53 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 165

ภาพที่ 6.54 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 166

ภาพที่ 6.55 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 166

ภาพที่ 6.56 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15 168

ภาพที่ 6.57 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25 168

ภาพที่ ก.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ปีฐาน (พ.ศ. 2560) 210

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของโครงร่างวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษา วิธีการดำเนินงาน และประโยชน์ที่ได้รับ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

จากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยที่เพิ่มขึ้นอันเป็นผลมาจากการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจและแนวโน้มการผลิตไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปอันเนื่องมาจากการพัฒนาเทคโนโลยี ภาครัฐจึงต้องพิจารณาการวางแผนการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นในอนาคตโดยใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม ทั้งนี้ การสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่นั้นต้องใช้เวลาในการก่อสร้างนานและมีค่าใช้จ่ายค่อนข้างสูง อีกทั้งยังต้องคำนึงถึงการจัดหาเชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอในระยะยาว ดังนั้น ภาครัฐจึงต้องกำหนดนโยบายเพื่อสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้ครอบคลุมทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้สอดคล้องกับอัตราการเพิ่มของประชากร อัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ และรองรับกรณีเหตุการณ์วิกฤตด้านพลังงาน การกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงไม่ให้พึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป ต้องคำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมโดยการสนับสนุนให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่มากขึ้น นอกจากนี้ ยังต้องคำนึงถึงแนวโน้มการพัฒนาเทคโนโลยีในอนาคตที่อาจเปลี่ยนโฉมหน้าของอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้า ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา พลังงานหมุนเวียนเริ่มมีบทบาทเพิ่มขึ้นอย่างมากในการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม การเข้ามาของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง ย่อมส่งผลต่อความผันผวนของการผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้ผู้ควบคุมระบบจำเป็นต้องพิจารณาว่าโรงไฟฟ้าที่มีอยู่และมีแผนจะก่อสร้างในอนาคตนั้น สามารถตอบสนองต่อความเปลี่ยนแปลงของการผลิตและความต้องใช้ไฟฟ้าได้หรือไม่ นอกจากนี้ การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนยังมีปัญหาเรื่องการไม่สามารถคาดการณ์ได้บางส่วน (Partial Unpredictability) ซึ่งเป็นสาเหตุของความไม่สามารถพึ่งพาได้ของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนด้วย ทำให้ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องจัดเตรียมโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพื่อมารองรับกำลังการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนที่อาจขาดหายไป ปัจจุบัน ในต่างประเทศได้เริ่มมีแนวคิดการนำระบบกักเก็บ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

พลังงานประเภทแบตเตอรี่มาใช้เพื่อช่วยลดภาระในการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมและช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้าควบคู่ไปกับการควบคุมระบบไฟฟ้าและการวางแผนกำลังการผลิตไฟฟ้า

เนื่องจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan; PDP) ของประเทศไทยหลายฉบับที่ผ่านมา ยังไม่ได้มีการพิจารณาประเด็นที่กล่าวมาข้างต้นเป็นปัจจัยร่วมในการวางแผน วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงนำเสนอแนวคิดในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด ซึ่งเป็นหัวข้อที่มีความน่าสนใจในเชิงวิชาการและสามารถนำไปใช้เป็นเครื่องมือในการกำหนดนโยบายทางพลังงานของประเทศได้อีกด้วย

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อนำเสนอการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด
2. เพื่อพัฒนาเครื่องมือช่วยในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1. ใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1)
2. พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้า
3. ไม่พิจารณาผลของระบบส่งกำลังไฟฟ้า
4. ประเมินความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยดัชนีความเชื่อถือได้ โดยพิจารณาให้แต่ละอุปกรณ์มีสภาวะการทำงานเป็นแบบ 2 สถานะ คือ สถานะดี และสถานะเสีย
5. ไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบไฟฟ้า
6. พิจารณาระบบกักเก็บพลังงานเฉพาะประเภทแบตเตอรี่ชนิดลิเธียมไอออน
7. ไม่พิจารณาผลของอุณหภูมิที่มีต่อแบตเตอรี่

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1. กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2. ศึกษาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ที่ใช้ในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้า
3. ศึกษาและรวบรวมข้อมูลที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
4. ศึกษาลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยว่ามีแนวโน้มเป็นอย่างไรบ้าง
5. ศึกษาลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ ที่มีอยู่และไม่มีในระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อใช้ประกอบการวางแผนเพิ่มชนิดโรงไฟฟ้าในอนาคต
6. พัฒนาแนวความคิดในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด
7. สร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้า กำหนดเงื่อนไขในการเลือกโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมกับลักษณความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงาน พร้อมทั้งกำหนดเงื่อนไขในการพิจารณาติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่
8. พัฒนาโปรแกรมวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด
9. ทดสอบโปรแกรมดังกล่าวกับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศ
10. สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. วิธีการวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด
2. โปรแกรมที่ใช้ในการวิเคราะห์และวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด
3. เครื่องมือที่ใช้ในการกำหนดนโยบายทางพลังงานของประเทศ

1.6 เนื้อหาวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอตามลำดับต่อไปนี้

บทที่ 1 บทนำ

บทที่ 2 การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด

บทที่ 3 แบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

บทที่ 4 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม

บทที่ 5 แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด

บทที่ 6 ผลการทดสอบการวางแผน และวิเคราะห์ผล

บทที่ 7 สรุปผล

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2
การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด

2.1 แนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

ประเทศไทยได้เคยมีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามาแล้วหลายฉบับ โดยกระทรวงพลังงานร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเป็นผู้จัดทำขึ้น โดยจัดทำแผนให้สอดคล้องตามนโยบายของรัฐบาล สถานการณ์ทางเศรษฐกิจของไทย การพัฒนาเทคโนโลยี และแผนการลงทุนด้านต่าง ๆ ในแต่ละช่วงเวลา ทำให้มีการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเรื่อยมา ณ ปัจจุบันแผนล่าสุดของประเทศไทย คือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) แล้วในการประชุมครั้งที่ 1/2563 เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563 [1]

จากการศึกษาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา กรอบการจัดทำแผนนั้นมีความสอดคล้องกัน โดยจะเน้นในเรื่องของความมั่งคงของระบบไฟฟ้าผ่านกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม ด้านเศรษฐกิจ การส่งเสริมให้ใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพื่อลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ใช้ทรัพยากรให้สมดุล และกระจายการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ ยังพิจารณาด้านสิ่งแวดล้อมโดยกำหนดเงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้าด้วย การจัดทำแต่ละแผนฯ มีเงื่อนไขรายละเอียดปลีกย่อยแตกต่างกันไปตามนโยบายของภาครัฐหรือเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เกิดขึ้น ณ ขณะนั้น เช่น เทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่กำลังเข้ามาในประเทศไทย ณ ช่วงปีที่พิจารณาวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้า

เมื่อศึกษาทบทวนแผนกำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 ถึงปี พ.ศ. 2561 นั้น สามารถสรุปสาระสำคัญของกรอบการจัดทำแผนได้ดังนี้

สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน [1-4]

- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 – 2573 (PDP 2010)
  - เป็นแผนที่จัดทำขึ้นเพื่อวางแผนในระยะ 20 ปีข้างหน้า
  - มีนโยบายลดภาวะโลกร้อน ดังนั้นจึงส่งเสริมให้มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการผลิตไฟฟ้า
  - เริ่มมีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบ Cogeneration
  - นำความคิดเห็นจาก PDP2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 มาประกอบการพิจารณาด้วย ตัวอย่างเช่น โครงการการจัดการด้านพลังงาน (Demand-Side Management ; DSM) และโครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP
  - ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดสิ้นปี พ.ศ. 2564 จะลดลงจากค่าพยากรณ์ที่ใช้จัดทำแผน PDP2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2
  - การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่หลากหลายเพื่อลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติ
  - เน้นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และมีการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านไม่เกินร้อยละ 25 ของกำลังการผลิต
  - กำหนดให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 10 ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบ และผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าถ่านหินเท่าที่จำเป็นเท่านั้น เพื่อให้พึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดอื่น ๆ

- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP 2010 Rev1)
  - แก้ไขค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มว่าจะสูงขึ้น ในปี พ.ศ. 2554-2562 จากที่ได้พยากรณ์ไว้ในแผน PDP2010
  - ปรับปรุงแผนให้สะท้อนถึงปัญหาความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)
  - แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (PDP2010 Rev.2)
  - ศึกษามาตรการด้านความปลอดภัยของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์หลังเกิดอุบัติเหตุโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา
  - ปรับปรุงแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากเลื่อนการลงทุนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ และเตรียมโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ เพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น

- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP2010 Rev.3)
  - มีนโยบายลดการใช้พลังงาน ทำให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศลดลง เนื่องจากการสนับสนุนการประหยัดพลังงาน
  - มีนโยบายใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ภายใน 10 ปี ทำให้โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลบางส่วนถูกทดแทนไปด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
  - กำหนดให้มีการกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้า การรับซื้อจากต่างประเทศ และกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15
  - การจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทุกประเภทให้ผสมผสานในสัดส่วนที่เหมาะสม เพื่อลดการใช้ก๊าซธรรมชาติ
  - จัดหาไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ โดยเลื่อนกำหนดการออกไปอีก 3 ปี จากปี 2566 เป็นปี พ.ศ. 2569
  - กำหนดเป้าหมายการลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)

- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015)
  - ยึดหลักความมั่งคงทางพลังงาน จัดหาไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า และใช้เชื้อเพลิงหลากหลายในการผลิตไฟฟ้า
  - เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมไปถึงพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่าย เพื่อรองรับพลังงานทดแทน และการเข้าสู่ AEC
  - นโยบายกระจายเชื้อเพลิง เพื่อลดความเสี่ยงต่อการพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากเกินไป
  - นโยบายผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) จะดำเนินตามสัญญาของโรงไฟฟ้าเอกชนที่มีข้อผูกพันแล้ว
  - การพยากรณ์ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า จะพิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าของรถไฟฟ้า BTS และ MRT รวมไปถึงโครงการรถไฟฟ้าอีก 10 สายที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง
  - พิจารณาแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) ร่วมด้วย โดยต้องการลดความเข้มการใช้พลังงาน เน้น 4 กลุ่มเป้าหมายคือ อุตสาหกรรม อาคาร ที่อยู่อาศัย และภาครัฐ
  - พิจารณาแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ร่วมด้วย ต้องการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

- แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP 2018)
  - พิจารณาความมั่นคงรายพื้นที่ ทั้งระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า เพื่อสร้างสมดุลของระบบไฟฟ้าตามรายภูมิภาค
  - พิจารณาโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับกรณีเกิดเหตุวิกฤตด้านพลังงานรวมถึงการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า (Grid flexibility)
  - มีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าต้นทุนต่ำ เพื่อลดภาระผู้ใช้ไฟฟ้า และไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในระยะยาว
  - มีการจัดสรรโรงไฟฟ้าหลักประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิล ตามความจำเป็นและเพียงพอต่อการรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาค ซึ่งแบ่งเป็น 7 ภูมิภาค ได้แก่ ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคตะวันออก ภาคตะวันตก ภาคกลาง ภาคใต้ และเขตนครหลวง
  - พิจารณาแผนการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด(Smart Grid) ระยะสั้น(พ.ศ. 2560 - 2564) ซึ่งครอบคลุม การตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าและระบบบริหารจัดการพลังงาน ระบบพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน และระบบไฟฟ้าโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมากและระบบกักเก็บพลังงาน
  - มีนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านผ่านความร่วมมือด้านพลังงาน เพื่อลดภาระการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าและการจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในประเทศ
  - มีการส่งเสริมโรงไฟฟ้าตามนโยบายของภาครัฐซึ่งมุ้งเน้นการแก้ไขปัญหาสังคมส่วนรวม อาทิ ขยะชุมชนและโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ
  - มีนโยบายส่งเสริมโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่และมาตรการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อให้สอดคล้องกับศักยภาพพลังงานหมุนเวียนคงเหลือของประเทศ และรองรับพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป
  - พิจารณานำแผนอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้า(EEP) มาประกอบการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า โดยพิจารณาเสมือนแหล่งผลิตไฟฟ้าประเภทหนึ่ง และต้องสามารถพิสูจน์ความเชื่อมั่นได้ แบ่งการดำเนินการเป็น 3 กลยุทธ์ คือ ภาคบังคับ ภาคสนับสนุน และภาคส่งเสริม
  - มีนโยบายการลดก๊าซเรือนกระจก ตามข้อตกลง COP21
  - การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นแบบกรณีปกติ (Business as Usual : BAU) ประกอบด้วย ความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าไทย และระบบ 3 การไฟฟ้า
  - มีการกำหนดกรอบการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองและ/หรือขายตรงที่เชื่อมต่อกับระบบ 3 การไฟฟ้า ซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

- มีการพิจารณาโรงไฟฟ้าเพื่อความมั่นคงในระดับที่เหมาะสม เพื่อรองรับเหตุการณ์วิกฤติด้านพลังงาน รวมถึงมีการเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า (Flexibility)

➢ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1)

- ใช้สมมติฐานการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ายังเป็นไปตามแผน PDP 2018
- โรงไฟฟ้าหลักประเภทเชื้อเพลิงฟอสซิลยังคงมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา และวันกำหนดเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าเป็นไปตามแผน PDP 2018
- โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีเป้าหมายรับซื้อเป็นรายปีตามนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และรับซื้อที่ราคาไม่เกินกว่า Grid Parity เพื่อรักษาระดับราคาไฟฟ้าขายปลีกไม่ให้สูงขึ้น
- แผนอนุรักษ์พลังงาน ถูกพิจารณาเสมือนแหล่งผลิตไฟฟ้าประเภทหนึ่ง และพิจารณาเฉพาะการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้าที่สามารถพิสูจน์ความเชื่อมั่นได้ มีศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานประมาณ 4,000 MW
- พิจารณาความมั่นคงรายภูมิภาค โดยแบ่งออกเป็น 7 ภูมิภาคเช่นเดียวกับแผน PDP 2018
- นโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ ได้แก่ นโยบายโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานรากและนโยบายโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้
- ปรับเป้าหมายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากเชื้อเพลิงบางประเภท แต่ยังคงเป้าหมายรวมไว้คงเดิม
- พัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด (Smart Grid) รองรับแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของผู้ใช้ไฟฟ้าแบบ Prosumer

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีต

งานวิจัยเรื่อง “Power Development Planning Considering Regional Condition and Power Plant Response to Load Change” การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด [5] ได้กล่าวถึงแนวคิดการวางแผนที่พิจารณาถึงเงื่อนไขพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เป็นปัจจัยสำคัญในการวางแผนสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มในอนาคต โดยจะระบุว่าพื้นที่แต่ละภูมิภาคนั้นสามารถรองรับโรงไฟฟ้าประเภทใดได้บ้าง อีกทั้งยังพิจารณาถึงการตอบสนองของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ช่วงได้แก่ ช่วงโหลดฐาน (Base Load) ช่วงโหลดกลาง (Intermediate Load) และช่วงโหลดสูงสุด (Peak Load) ซึ่งแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจากการประเมินความชันของกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง อย่างไรก็ตามในงานวิจัยนี้ยังไม่ได้พิจารณาถึงการใช้ระบบกักเก็บพลังงานซึ่งเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่จะนำมาพิจารณาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

งานวิจัยเรื่อง “Dynamic Economic Dispatch of Hybrid Microgrid with Energy Storage Using Quadratic Programming” [6] นำเสนอการแก้ปัญหาเศรษฐศาสตร์การจ่ายกำลังไฟฟ้า (Economic Dispatch) ของระบบ Hybrid Microgrid ซึ่งระบบดังกล่าว มีแหล่งพลังงานไฟฟ้าทั้งจากระบบโครงข่ายไฟฟ้าหลัก (Main grid) พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar cell) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (Diesel generator) และระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) เป็นต้น โดยวิธีการที่ใช้ในการแก้ปัญหาการหาค่าที่เหมาะสมที่สุด (Optimization Problem) คือ Quadratic Programming ซึ่งมีฟังก์ชันวัตถุประสงค์เป็นแบบกำลังสอง (Quadratic) โดยเป็นการหาค่าน้อยที่สุดของต้นทุนการดำเนินการ (Operation cost) และเงื่อนไขจะอยู่ในรูปแบบเชิงเส้น (Linear) ซึ่งมีทั้งแบบสมการและอสมการ ในส่วนของระบบกักเก็บพลังงานนั้นจะถูกใช้เป็นตัวแปรในฟังก์ชันวัตถุประสงค์และพิจารณาเงื่อนไขทางพลังงานไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานร่วมด้วย ผลลัพธ์ของบทความวิจัยดังกล่าวแสดงให้เห็นถึงแนวคิดการจัดสรรกำลังผลิตที่มีการใช้ระบบกักเก็บพลังงานเป็นหนึ่งในทางเลือกในการวางแผนและควบคุมระบบไฟฟ้า ซึ่งลักษณะการรับ – จ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานจะเป็นคำตอบที่ได้จากการแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังผลิตที่เหมาะสม โดยหลักการแก้ปัญหาของบทความวิจัยดังกล่าวสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในส่วนการจัดสรรกำลังผลิตภายใต้การดำเนินการวิจัยของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้

งานวิจัยเรื่อง “An Optimization Approach for Long term Investments Planning in Energy” [7] ได้นำเสนอแนวคิดในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตของประเทศอาร์เจนตินา ในช่วงปี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ค.ศ. 2010 – 2030 โดยมีวัตถุประสงค์ในการวางแผนเพื่อให้ได้ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) ของผลตอบแทนจากการวางแผนมีค่าสูงที่สุด ซึ่งพิจารณาทั้งโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนและโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตนี้ด้วย โดยมีเงื่อนไขที่ใช้ในการวางแผนคือ เวลาในการเริ่มเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าแต่ละชนิด และเงื่อนไขทางด้านสัดส่วนพลังงานที่มีอยู่ เนื่องจากข้อจำกัดทางเชื้อเพลิงเป็นประเด็นสำคัญที่สะท้อนให้เห็นถึงการควบคุมการทำงานของระบบในความเป็นจริง นอกจากนี้ วิธีการวางแผนในงานวิจัยนี้ยังให้ผลลัพธ์เกี่ยวกับการวางแผนด้านการเงินและการลงทุนอีกด้วย สรุปได้ว่าการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงแต่พิจารณาเงื่อนไขกำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ปัจจัยทางด้านการลงทุนและการพิจารณาถึงลักษณะการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ก็ส่งผลต่อการวางแผนที่เหมาะสมเช่นกัน

เอกสาร “Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards (ปรับปรุงวันที่ 13 พ.ค. 2562)” [8] ได้จัดทำเอกสารรวบรวมนิยามของคำศัพท์ต่าง ๆ ที่ใช้ในมาตรฐานด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ซึ่งได้มีการนิยามความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) คือ กำลังไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดของระบบไฟฟ้าโดยมีค่าคงที่และเกิดขึ้นตลอดระยะเวลาที่ทำการพิจารณา จากเอกสารนี้สามารถมาประยุกต์ใช้ในการกำหนดความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) ได้

งานวิจัยเรื่อง “A New Approach to Determine Base, Intermediate and Peak Demand in an Electric Power System” [9] ได้นำเสนอวิธีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศอิหร่าน โดยจำแนกออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load) และความต้องการใช้ฟ้าระดับสูง (Peak Load) ด้วยวิธีการ K-Means Cluster Analysis โดยใช้ข้อมูลจากเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Duration Curve) ในการวิเคราะห์ด้วยวิธีการ K-Means Cluster Analysis จะทำการจำแนกข้อมูลออกเป็นกลุ่มย่อย ๆ K กลุ่ม การจำแนกข้อมูลต้องมีการวัดความคล้ายผ่านด้วยการหาระยะห่างแบบ Euclidean ซึ่งผลลัพธ์หลังผ่านกระบวนการดังกล่าวจะได้ว่า หากค่าจุดศูนย์กลางของกลุ่มไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากการจัดกลุ่มแล้ว ค่าจุดศูนย์กลางดังกล่าว จะถูกใช้เป็นเกณฑ์ในการกำหนดเส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load Line) และเส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load Line)

งานวิจัยเรื่อง “Electricity Load Classification Using K-MEANS Clustering Algorithm” [10]ได้กล่าวถึงการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธี K-Means Cluster Analysis เช่นเดียวกับบทความ [9] แต่จะแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม ได้แก่ ความ

ต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediated Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak Load) และความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load) โดยใช้ข้อมูลจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve) ของประเทศไทยในการวิเคราะห์แบ่งช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจากงานวิจัย [9]และ [10] แสดงให้เห็นถึงวิธีการที่น่าสนใจซึ่งสามารถนำมาประยุกต์ใช้ในการแบ่งช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์นี้ได้

หนังสือ “Fundamental of Natural Gas: An International Perspective, 2nd Edition” [11] ได้แบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาจากกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง โดยแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ประกอบไปด้วย

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงฐานของกราฟกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ซึ่งมีค่าคงที่ ณ ระดับต่ำที่สุดของความต้องการใช้ไฟฟ้า และเกิดขึ้นต่อเนื่องตลอดเวลา ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าที่ต้องเตรียมเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าประเภทนี้นั้นจะประมาณร้อยละ 50 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Cycling Load) คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางของกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง อยู่ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับปานกลาง และมีอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับปานกลางประมาณ 1-2 ครั้งต่อวัน
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load) คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงบนของกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง อยู่ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง และอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับสูง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทความ “การวิเคราะห์ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย” [12] ได้แบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่มเช่นกัน อีกทั้งได้นำเสนอวิธีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจำนวน 3 วิธี คือ วิธีที่ 1 การประเมินจากค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด วิธีที่ 2 การประเมินจากค่าเฉลี่ยของร้อยละของพลังงานไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด และวิธีที่ 3 การประเมินจากความชันของค่าเฉลี่ยของร้อยละของกำลังไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด ซึ่งเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่ใช้ประกอบการพิจารณาแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

รายงานเรื่อง “Electrical Power Plant” โดย Public Service Commission of Wisconsin [13] ได้จำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าออกเป็น 3 ประเภทตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า อันได้แก่ โรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) คือโรงที่เดินเครื่องต่อเนื่องเกือบตลอดเวลา มีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าประมาณร้อยละ 70 – 80 อีกทั้งมีต้นทุนเชื้อเพลิงในการเดินเครื่องค่อนข้างต่ำ ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน เป็นต้น โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง คือโรงไฟฟ้าที่มีการทำงานแบบวนรอบ (Cyclic operation) ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง และมีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าประมาณร้อยละ 30 – 60 และสุดท้ายโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง คือ โรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว โดยทั่วไปนั้นจะมีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าประมาณร้อยละ 10 ได้แก่ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ รวมไปถึงเทคโนโลยีการจัดการพลังงานและอนุรักษ์พลังงานต่าง ๆ

รายงานเรื่อง “Best Practices Guide: Integrated Resource Planning For Electricity” [14] ได้จำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าออกเป็น 3 ประเภท ได้แก่ โรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องต่อเนื่องเกือบจะตลอดเวลา และมีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าประมาณร้อยละ 50 – 80- อีกทั้งมีต้นทุนการก่อสร้างที่สูง แต่มีต้นทุนเชื้อเพลิงในการสั่งเดินเครื่องค่อนข้างต่ำ นอกจากนี้โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะไม่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง คือโรงไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้า ประมาณร้อยละ 15 – 50 โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังน้ำบางประเภท และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนใต้พื้นพิภพเป็นต้น และโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง คือ คือ โรงไฟฟ้าที่มีการเดินเครื่องในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง และมีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าค่อนข้างต่ำ โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะได้แก่ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ รวมไปถึงโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ

บทความเรื่อง “สถานการณ์ระบบไฟฟ้าไทย น่าเป็นห่วงจริงหรือ” [15] ได้มีการกล่าวไว้ว่า โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน คือ โรงไฟฟ้าที่จะถูกสั่งให้เดินเครื่องตลอด 24 ชั่วโมง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และโรงไฟฟ้าชีวมวลประเภทมีสัญญาจ่ายไฟฟ้าแบบแน่นอน (Firm) ซึ่งการเดินเครื่องในลักษณะนี้จะช่วยให้มีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าสูงหรือราวร้อยละ 80 โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง จะถูกสั่งให้เริ่มเดินเครื่อง หรือเดินเครื่องเพิ่มขึ้น ตามความต้องการไฟฟ้าในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้ามาก และจะหยุด หรือเดินเครื่อง

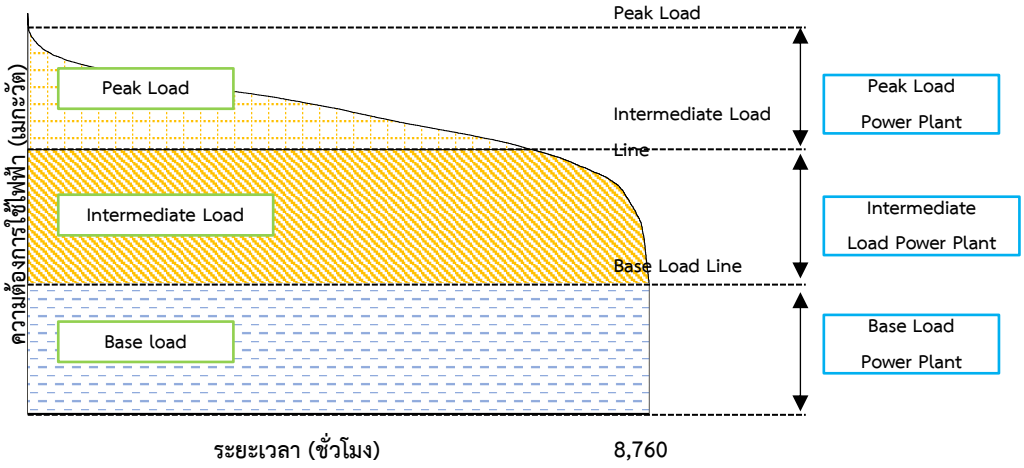
ลดลง เมื่อความต้องการไฟฟ้าของระบบลดลง ได้แก่ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ ซึ่งการเดินเครื่องในลักษณะนี้จะช่วยให้มีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าลดลงเหลือราวร้อยละ 50 – 60 และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนบางประเภท เช่น ลมและแสงอาทิตย์ เป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่สามารถสั่งจ่ายไฟฟ้าได้ตามความต้องการของระบบ หรือเรียกว่า Non - Dispatchable ซึ่งโรงไฟฟ้าประเภทนี้ไม่ต้องรอการสั่งการจากศูนย์ฯ จะได้รับอนุญาตให้ผลิตและจ่ายไฟฟ้าได้ตลอดเวลาที่ผลิตได้ ซึ่งโดยเฉลี่ยจะผลิตไฟฟ้าได้เต็มกำลังผลิตวันละ 4 - 5 ชั่วโมง โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะมีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าตามข้อจำกัดของธรรมชาติประมาณร้อยละ 15 – 18

2.3 แนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด

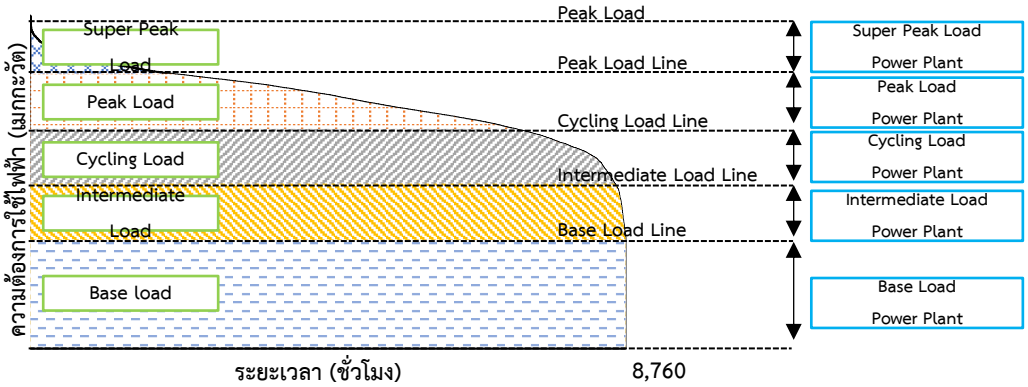
การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดนั้น เป็นการวางแผนเพื่อจัดการการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่มีความผันผวน มีสาเหตุมาจากการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปริมาณมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีความผันผวนและความไม่แน่นอนของเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ต้องรับหน้าที่ในการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบ แต่อย่างไรก็ตามความสามารถในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ อาจไม่สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันมากในแต่ละชั่วโมงได้ทันทีทันใด อาจทำให้เกิดเหตุการณ์ที่กำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในบางช่วงเวลา ด้วยเหตุนี้จึงได้ศึกษาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และจำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วง

จากการศึกษาเอกสารต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นทั้ง 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่ม โดยการแบ่งเป็น 3 กลุ่มประกอบไปด้วย ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load) และความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load) และแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าออกเป็น 3 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Peak Load Power Plant) โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load Power Plant) และโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Power Plant) ดังภาพที่

2.1 ส่วนการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 5 กลุ่มประกอบไปด้วย ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load) และความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load) และแบ่งประเภทของโรงไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม คือ โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Peak Load Power Plant) โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load Power Plant) โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load Power Plant) โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Power Plant) และโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load Power Plant) สามารถแสดงได้ดังภาพที่ 2.2



ภาพที่ 2.1 แสดงระดับความต้องการใช้ไฟฟ้า 3 กลุ่มจากกราฟ ช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve)



ภาพที่ 2.2 แสดงระดับความต้องการใช้ไฟฟ้า 5 กลุ่ม จากกราฟ ช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve)

ในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจะพิจารณาจากการคำนวณหาเส้นแบ่งกลุ่มทั้ง 3 หรือ 4 เส้น ขึ้นอยู่กับจำนวนกลุ่มที่แบ่งเป็น 3 หรือ 5 กลุ่ม เส้นแบ่งกลุ่มจะประกอบไปด้วย เส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Line) เส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load Line) เส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load Line) และเส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load Line) นอกจากนี้จะนำลักษณะการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่มมาพิจารณาความเหมาะสมสำหรับการใช้วางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยรายละเอียดในการคำนวนจะกล่าวในหัวข้อลำดับถัดไป จากข้อมูลที่กล่าวไปข้างต้น ทำให้สามารถแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และจัดประเภทโรงไฟฟ้าให้เหมาะสม เพื่อเป็นข้อมูลพื้นฐานในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคตที่พิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้

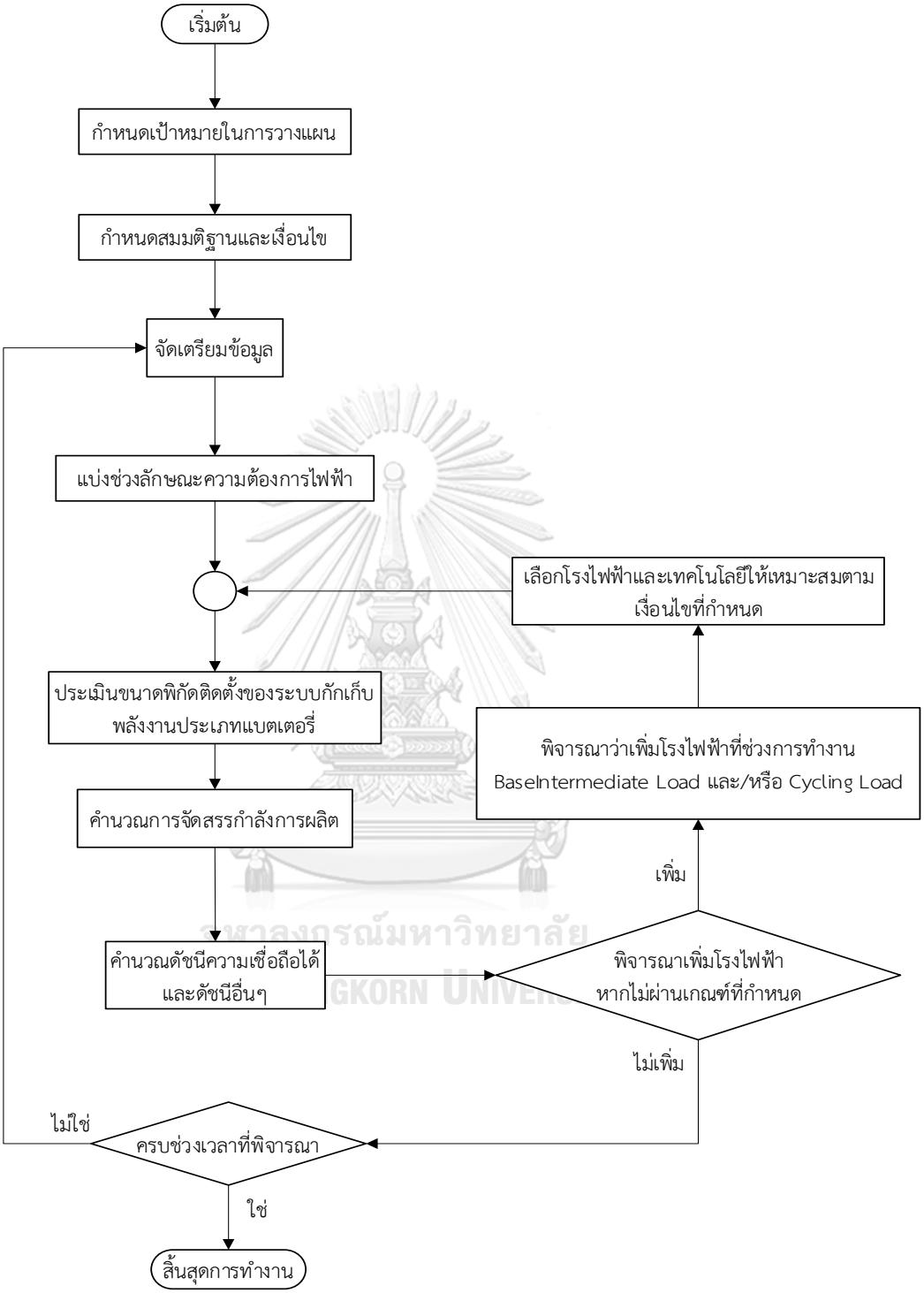
ในส่วนของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน เป็นกระบวนการวางแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและวางแผนจัดหาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตโดยจะพิจารณาวางแผนติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ร่วมกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าด้วย เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้าให้รองรับความไม่สามารถพึ่งพาได้ และความไม่สามารถคาดการณ์ได้ล่วงหน้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งสามารถประเมินได้จากตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable factor) ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท ซึ่งขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าส่วนที่คาดว่าจะพึ่งพาไม่ได้จะถูกนำมาใช้ประกอบ

กับการประเมินความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบและเงื่อนไขกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองเพื่อคำนวณขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ต่อไป

ในการพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าหรือติดตั้งแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบนั้นจะเกิดขึ้นเมื่อระบบไฟฟ้าทั้งระบบต้องการกำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติม อันเนื่องมาจากกำลังผลิตพึ่งได้ของระบบผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวมกับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยรายละเอียดการประเมินขนาดพิกัดติดตั้งแบตเตอรี่และเงื่อนไขในการติดตั้งจะอธิบายโดยละเอียดในหัวข้อถัดไป

ทั้งนี้ เมื่อนำแนวคิดการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่มาประกอบกับการแบ่งลักษณะความต้องการใชไฟฟ้าและการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้านั้น มีวัตถุประสงค์ให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มผันผวนจากปริมาณโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เข้าสู่ระบบมากขึ้น โดยไม่เพียงแต่โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์จะทำหน้าที่รับผิดชอบความผันผวนเท่านั้น แต่ยังผสมผสานการใช้ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่สามารถตอบสนองการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้รวดเร็วกว่า เข้ามาช่วยจัดการปัญหาดังกล่าว ด้วยเหตุนี้ทำให้การผลิตไฟฟ้าสามารถปรับตัวต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม และลดเหตุการณ์การจ่ายกำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังแผนภาพที่ 2.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

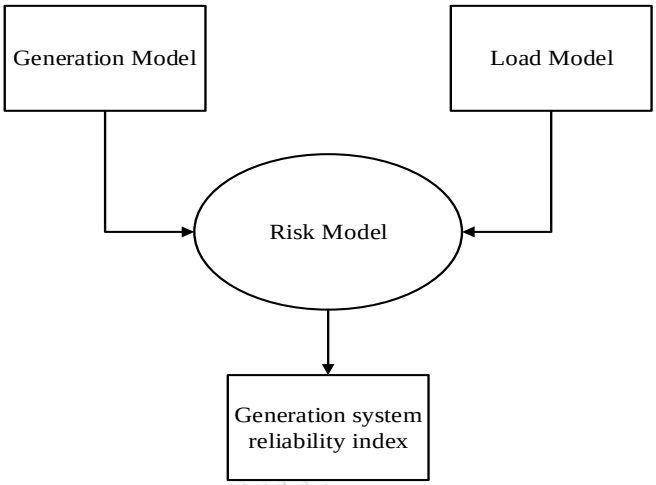


ภาพที่ 2.3 สรุปขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด

บทที่ 3
แบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

การศึกษาความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้านั้น เป็นเรื่องของการคาดการณ์ล่วงหน้าถึงเหตุการณ์ที่จะเกิดขึ้นในอนาคตที่อาจจะได้รับผลกระทบจากการหยุดเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อซ่อมบำรุงหรือการเกิดเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดการณ์ไว้ล่วงหน้าของระบบไฟฟ้าก็ตาม ซึ่งเป็นวิธีช่วยในการตัดสินใจวางแผนเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบ โดยพื้นฐานความเชื่อถือได้นั้นจะพิจารณาอยู่ 2 กรณี ได้แก่ ความเพียงพอของระบบ (System Adequacy) คือ ความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าที่จะจ่ายพลังงานทั้งหมดได้อย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า รวมถึงจัดให้มีการวางแผนการผลิตและหยุดซ่อมโรงไฟฟ้าอย่างเหมาะสม และความมั่นคงของระบบ (System Security) คือการพิจารณาถึงความมีเสถียรภาพของระบบ ความสามารถในการจัดการแก้ไขเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เช่น การเกิดไฟฟ้าลัดวงจร หรือการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าฉุกเฉิน เช่น มีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่หลุดออกจากระบบ เป็นต้น โดยจะใช้ดัชนีชี้วัดเสถียรภาพต่าง ๆ ในการประเมินในการประเมินความเชื่อถือได้

ขั้นตอนในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเริ่มจากการสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า (Generation Model) จากข้อมูลโรงไฟฟ้า และแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Model) จากรูปแบบการใช้ไฟฟ้าฐาน (Load Profile) ร่วมกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Forecast) จากนั้นนำแบบจำลองทั้งสองมาพิจารณาเพื่อสร้างแบบจำลองความเสี่ยง (Risk Model) เมื่อสร้างแบบจำลองความเสี่ยงของระบบไฟฟ้าแล้วจึงทำการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าผ่านดัชนีต่าง ๆ [16] ดังภาพที่ 3.1 ทั้งนี้ ในการสร้างแบบจำลองทั้งสองชนิดจะต้องอาศัยสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/ระบบผลิตไฟฟ้าประจำแต่ละการไฟฟ้าฯ และสถิติหรือรูปแบบความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในอดีตมาประกอบการพัฒนาแบบจำลอง โดยวิธีการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า แบบจำลองความเสี่ยง และการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า จะอธิบายในหัวข้อถัดไป



ภาพที่ 3.1 แบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

3.1 แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นการแสดงให้เห็นถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่ง ๆ ที่ไม่มีความสม่ำเสมอ เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับวางแผนในการจัดระบบผลิตให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยพื้นฐานจะแสดงในลักษณะของ กราฟของโหลด (Load Curve) คือ เส้นโค้งแสดงค่าชั่วขณะของโหลดจริงที่กำลังใช้งานอยู่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงขึ้น ๆ ลง ๆ ตลอดเวลา ตามระยะเวลา นอกจากนี้ยังแสดงกราฟความยาวนานในการใช้ไฟฟ้า (Load Duration Curve) ซึ่งทั้งสองกราฟมีความสัมพันธ์กัน สามารถแปลงกลับระหว่างกันได้ ดังรายละเอียดต่อไปนี้

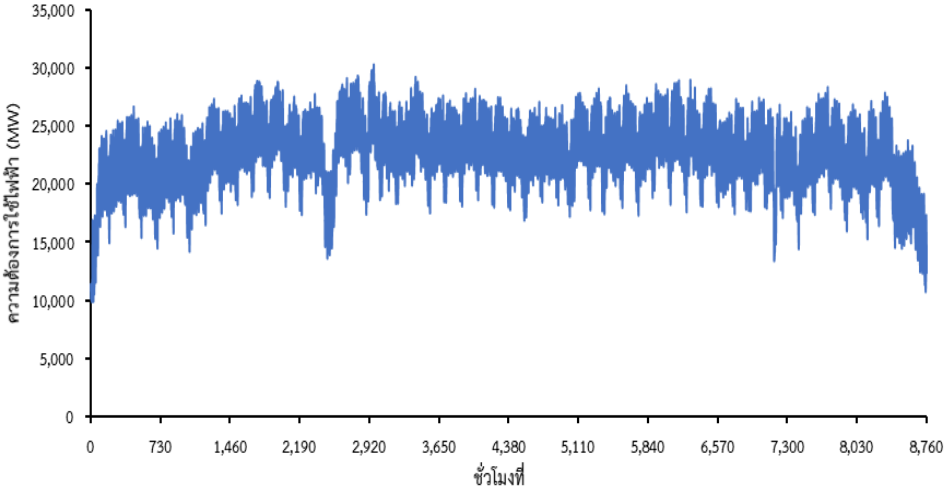
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.1.1 เส้นโค้งความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง

เส้นโค้งความต้องการใช้ไฟฟ้านี้สามารถพิจารณาได้ในแต่ละช่วงเวลา โดยที่แบ่งระยะเวลาเป็นทุก ๆ ชั่วโมงจึงเรียกได้ว่า “เส้นโค้งความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง” (Hourly Load Curve) โดยแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี (Yearly Load Curve or Annual Load Curve) ตามรูปแบบของการใช้ไฟฟ้า ดังตัวอย่างของ เส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงของปี พ.ศ. 2560 แสดงดังภาพที่ 3.2

แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบนี้ จะมีสมมติฐานในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าคือ ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในแต่ละปีมีแนวโน้มที่คล้ายคลึงกัน ทำให้สามารถสร้างแบบจำลอง

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตได้ โดยอาศัยข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าของปีฐานประกอบกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคต ทำให้ทราบข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในปีที่เราพิจารณาในอนาคตได้

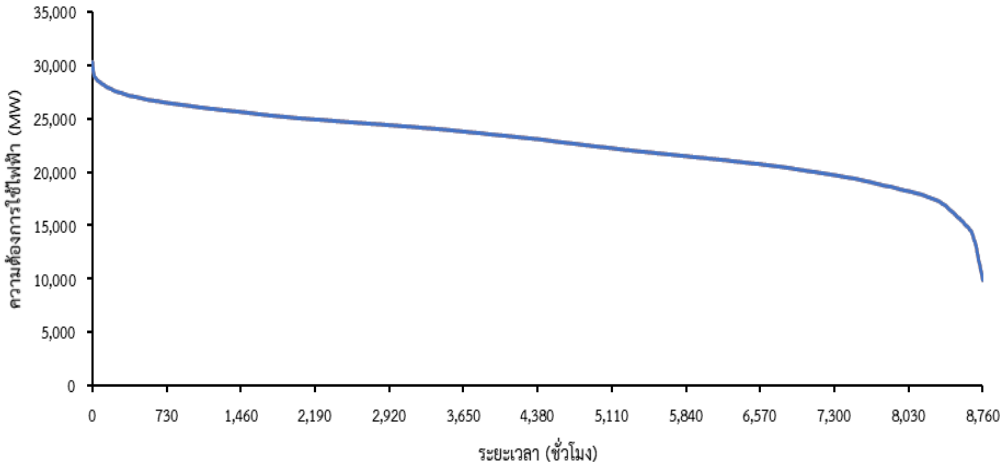


ภาพที่ 3.2 ตัวอย่างกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของพ.ศ. 2560

3.1.2 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า

เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Duration Curve) คือการนำเส้นโค้งความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง มาเรียงลำดับตามการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปสู่การใช้ไฟฟ้าต่ำสุด ตามระยะเวลาในการใช้ไฟฟ้าแต่ละระดับ อีกทั้งพื้นที่ใต้กราฟสามารถแสดงถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดในช่วงเวลาที่พิจารณา ตัวอย่างของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใน 1 ปี แสดงดังภาพที่ 3.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 3.3 เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใน 1 ปี

จากข้อมูลเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด เมื่อนำมาประกอบกับข้อมูลการพยากรณ์ ได้แก่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Damand) และความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า (Energy Damand) สามารถนำมาใช้สร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตได้ [17]

3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การประเมินความเชื่อถือได้ในกรณีของความเพียงพอของระบบ (System Adequacy) นั้นสามารถแบ่งได้ 2 วิธี [16] คือ วิธีการเชิงตัดสินใจ (Deterministic Method) ซึ่งเป็นวิธีที่ขึ้นอยู่กับประสบการณ์ ความรู้พื้นฐานและวิธีการตัดสินใจของผู้พิจารณา ทำให้วิธีการดังกล่าวสะดวกและง่ายต่อการคำนวณและทำความเข้าใจ อย่างไรก็ตามวิธีการนี้ไม่ได้พิจารณาถึงความไม่แน่นอนของพฤติกรรมของระบบไฟฟ้า ทำให้มีการใช้ควบคู่กับวิธีการที่สองนั่นคือ วิธีการเชิงความน่าจะเป็น (Probabilistic Method) เป็นวิธีการที่คำนึงถึงความเปลี่ยนแปลงที่เกิดในระบบไฟฟ้า โดยใช้หลักการทางสถิติมาช่วยอธิบายการเปลี่ยนแปลงหรือความไม่แน่นอนของระบบไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้จึงเป็นวิธีที่สื่อสารให้เข้าใจได้ยากกว่าวิธีแรก

การตัดสินใจวางแผนระบบผลิตไฟฟ้านั้นจะใช้ทั้งสองวิธีร่วมกันในการวิเคราะห์โดยวิธี Deterministic นั้นจะใช้เกณฑ์กำลังผลิตสำรอง (Reserve Margin; RM) มาพิจารณาความเชื่อถือได้

ของระบบไฟฟ้า ส่วนวิธี Probabilistic มีดัชนีหลัก ๆ ที่ใช้ประกอบการตัดสินใจคือ ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation; LOLE) โดยรายละเอียดจะอธิบายในหัวข้อถัดไป

3.2.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin)

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) [18, 19] หมายถึง กำลังผลิตไฟฟ้าที่วางแผนให้มีมากกว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในเวลาปกติจำนวนหนึ่ง เพื่อสำรองไว้สำหรับทดแทนโรงไฟฟ้าที่อาจเกิดเหตุขัดข้องหรือต้องหยุดซ่อมบำรุงอย่างไม่คาดคิด รวมทั้งรองรับเหตุการณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคตที่อาจเพิ่มสูงกว่าค่าที่พยากรณ์ไว้ ซึ่งการกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอาจจะแตกต่างกัน ตามนโยบายของแต่ละประเทศ

เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้นั้นจะคำนวณจากค่าร้อยละของส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity)กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ อีกทั้งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณานำระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่มาใช้ร่วมกับการวางแผนกำลังผลิต และพิจารณาโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydro Storage: PHS) มีลักษณะการรับ – จ่ายพลังงานเช่นเดียวกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ ทำให้ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของระบบไฟฟ้าต้องพิจารณาผลของกำลังผลิตที่ได้จากระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับด้วย ดังสมการที่ (3.1)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$RM = \frac{(DC + P_{ESS} + P_{PHS}) - PL}{PL} \times 100 \qquad (3.1)$$

โดยที่ DC คือ ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ทั้งหมดของโรงไฟฟ้า

PL คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

RM คือ ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

P_{ESS} คือ ค่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่

P_{PHS} คือ ค่ากำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

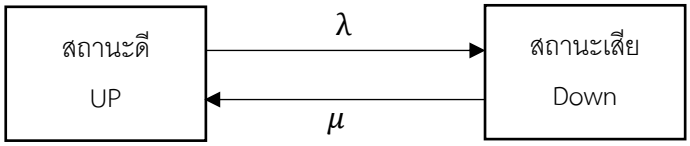
จากเอกสารอ้างอิง [20] มีการนิยามไว้ว่า ค่ากำลังผลิตพึ่งได้คือ กำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดซึ่งระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้ ในช่วงระยะเวลาหนึ่งภายใต้สภาวะแวดล้อมที่จำกัด โดยจะคิดจากกำลัง

ผลิตที่สามารถผลิตได้จริงของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง เนื่องจากโรงไฟฟ้าบางประเภทโดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานธรรมชาติ จะไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เต็มกำลังผลิตติดตั้งได้อย่างต่อเนื่องด้วยสาเหตุของความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงาน นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าบางโรงที่มีการใช้งานมาอย่างยาวนานอาจจไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เต็มตามกำลังผลิตติดตั้งที่ระบุไว้ ในการพิจารณาจึงจำเป็นต้องกำหนดค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Factor) ของแต่ละโรงไฟฟ้า แล้วนำไปคูณกับกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) เพื่อให้ได้ผลลัพธ์เป็นกำลังผลิตพึ่งได้ แล้วจึงนำไปคำนวณหาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่อไป

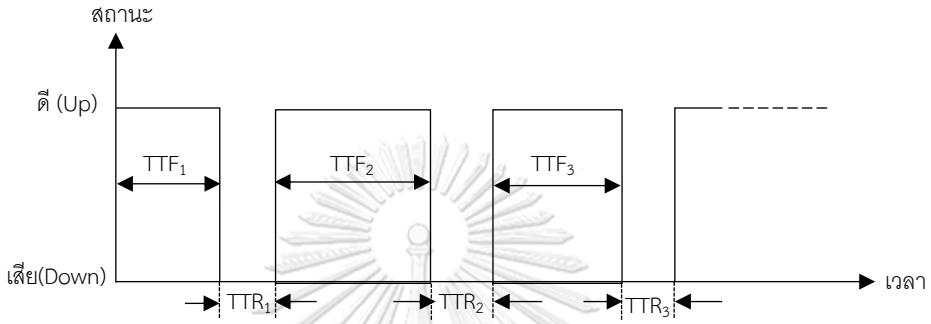
จากรูปแบบการคำนวณดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองนั้น เมื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิต จะพิจารณาเฉพาะเพียงกำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงและความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด แล้วจึงทราบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตามแผนการผลิตไฟฟ้าว่าเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้หรือไม่ แต่ไม่ได้คำนึงถึงลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าและรูปแบบการใช้ไฟฟ้าที่มีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาของผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้น หากมีระบบผลิตไฟฟ้า 2 ระบบที่มีลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าและรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกันมาก แต่มีกำลังผลิตติดตั้งและมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากัน ผลลัพธ์จากการประเมินผ่านดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะอยู่ในระดับเท่ากันตามไปด้วย

3.2.2 ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation ; LOLE)

ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ หรือ LOLE (Loss of Load Expectation) แสดงถึงจำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าเกินกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายเข้าสู่ระบบ โดยทั่วไปแล้วระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยจะให้ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับได้ไม่เกิน 1 วันต่อปี [21] หรือค่า LOLE มีค่าเท่ากับ 1 นั้นเอง ในการคำนวณค่าดัชนีนี้ จะเริ่มจากการสร้างแบบจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์จากแบบจำลอง 2 สถานะแบบมาร์คอฟฟ์ (Two – State Markov Model) ซึ่งประกอบไปด้วยสถานะการทำงานปกติ “สถานะดี” สลับกับสถานะการทำงานขัดข้อง “สถานะเสีย” ดังภาพที่ 3.4 โดยอุปกรณ์ที่ถูกจำลองสถานะการทำงานคือโรงไฟฟ้า ซึ่งสถานการณ์ทำงานของโรงฟ้านั้นจะมีค่าเป็นคาบเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ และสลับไปมาตามแบบจำลอง 2 สถานะแบบมาร์คอฟฟ์ โรงไฟฟ้าจะอยู่ในสถานะดีในช่วงระยะเวลาหนึ่งซึ่งเรียกว่า Time to Failure (TTF) จากนั้นจะเกิดเหตุขัดข้องและใช้ระยะเวลาในการซ่อมบำรุงซึ่งเรียกว่า Time to Repair (TTR) จนโรงไฟฟ้ากลับมาจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ดังเดิม และจะสลับกันเป็นวัฏจักรเช่นนี้ [16] ดังภาพที่ 3.5



ภาพที่ 3.4 แบบจำลอง 2 สถานะของอุปกรณ์



ภาพที่ 3.5 ลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้า

โดยที่ $\mathrm{TTF_i}$ คือ ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะดี” ครั้งที่ i

$\mathrm{TTR_i}$ คือ ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะเสีย” ครั้งที่ i

ทั้งระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะดี และระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะเสีย มีระยะเวลาที่ไม่สม่ำเสมอ หากต้องการจะหาค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะทั้งสองสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.2) และสมการที่ (3.3) เนื่องจากช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะดี” และ “สถานะเสีย” ในแต่ละช่วงเวลามีค่าไม่เท่ากัน

$$\mathrm{MTTF} = \frac{\mathrm{TTF_1} + \mathrm{TTF_2} + \mathrm{TTF_3} + \cdots + \mathrm{TTF_n}}{\mathrm{n}} \tag{3.2}$$

$$\mathrm{MTTR} = \frac{\mathrm{TTR_1} + \mathrm{TTR_2} + \mathrm{TTR_3} + \cdots + \mathrm{TTR_n}}{\mathrm{n}} \tag{3.3}$$

โดยที่ MTTF คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะดี”

MTTR คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ใน “สถานะเสีย”

n คือ จำนวนครั้งที่โรงไฟฟ้าอยู่ใน“สถานะดี” และ “สถานะเสีย”

เมื่อทราบค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานดี หรือเสียแล้วนั้น สามารถคำนวณอัตราเหตุขัดข้อง (Failure Rate; λ) จากส่วนกลับของค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะดี และอัตราซ่อมแซม (Repair Rate; μ) จากส่วนกลับของค่าระยะเวลาเฉลี่ยที่โรงไฟฟ้าอยู่ในสถานะเสีย ดังสมการที่ (3.4) และ (3.5)

$$\lambda = \frac{1}{\text{MTTF}} \tag{3.4}$$

$$\mu = \frac{1}{\text{MTTR}} \tag{3.5}$$

จากการจำลองสถานะการทำงานของโรงไฟฟ้าข้างต้น ทำให้สามารถหาอัตราที่โรงไฟฟ้าโรงหนึ่ง ๆ จะหลุดออกจากระบบหรืออยู่ในสถานะเสีย (Forced Outage Rate; FOR) ได้จากสมการที่ (3.6)

$$\text{FOR} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \tag{3.6}$$

ค่าอัตราการหลุดออกจากระบบ (Forced Outage Rate; FOR)นี้จะมีค่าจำเพาะประจำโรงไฟฟ้า ซึ่งสามารถนำมาใช้ในการสร้างตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table; COPT) ซึ่งเป็นแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าที่แสดงถึงกำลังผลิตมีโอกาสูญเสียไปจากระบบ และความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์นั้น ๆ พร้อมทั้งความน่าจำเป็นสะสม (Cumulative Probability) โดยใช้สมการที่ (3.7)

$$P(x) = (1 - FOR)P'(x) + (FOR)P'(x - cap) \tag{3.7}$$

โดยที่

cap คือ ขนาดของโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบนี้

FOR คือ ค่า FOR ของโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในรอบนี้

$P(x)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมในการเสียกำลังผลิตขนาด x MW หลังเพิ่มโรงไฟฟ้าขนาด c MW

$P'(x)$ คือ ความน่าจะเป็นสะสมในการสูญเสียกำลังผลิตขนาด x MW ก่อนเพิ่มโรงไฟฟ้าขนาด c MW กำหนดให้ค่าเริ่มต้น $P'(x) = 1.0$ เมื่อ $x \leq 0$ และ $P'(x) = 0$ เมื่อ $x > 0$

ในการคำนวณค่า LOLE นั้น เราจะใช้ตาราง COPT ที่ได้จากสมการที่ (3.7) เป็นแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าทั้งระบบ ซึ่งตาราง COPT ประกอบไปด้วยกำลังผลิตที่สูญเสียจำนวน n สถานะ โดยแต่ละสถานะจะมีค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์นั้น ๆ ขึ้นเป็น P_n ดังที่แสดงในตารางที่ 3.1 และใช้เส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve) ที่หักลบด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าอื่นที่ไม่ได้อยู่ในตารางCOPT เป็นแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังภาพที่ 3.6

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

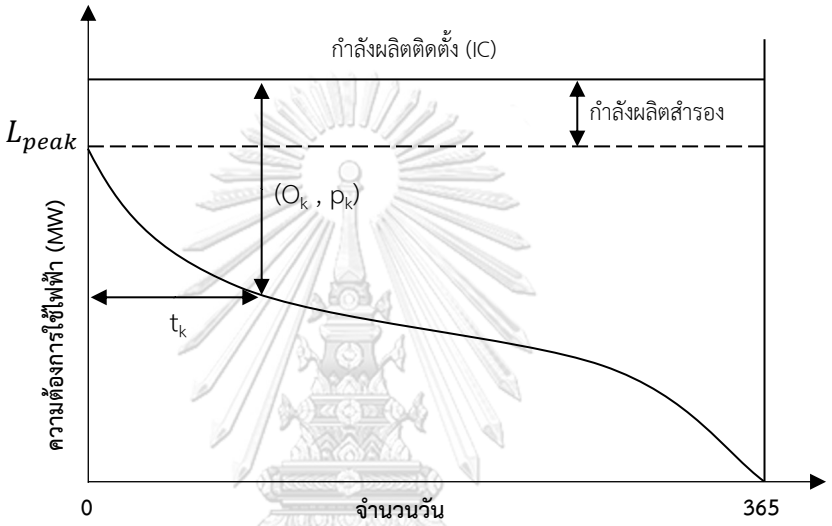
ตารางที่ 3.1 แสดงตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE

กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	กำลังผลิตที่เหลืออยู่ (MW)	ความน่าจะเป็น
O_1	IC - O_1	p_1
O_2	IC - O_2	p_2
O_3	IC - O_3	p_3
⋮	⋮	⋮
O_{RM}	IC – O_{RM} >L_{peak}	P_{RM}
⋮	⋮	⋮
O_k	IC - O_k	P_k
⋮	⋮	⋮
O_n	IC - O_n	P_n

ภาพที่ 3.6 ตัวอย่างLoad Duration Curve ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE

เมื่อนำข้อมูลในตาราง COPT ในตารางที่ 3.1 และเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดในภาพที่ 3.6 มาพิจารณาร่วมกัน โดยกำหนดให้ L_{peak} คือความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด, IC คือกำลังผลิตติดตั้ง, O_k คือขนาดของกำลังผลิตที่สูญเสียครั้งที่ k, p_k คือ ความน่าจะเป็นที่จะสูญเสียกำลังผลิต O_k, และ t_k คือระยะเวลาที่กำลังผลิตไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า หากโรงไฟฟ้า

บางส่วนเกิดการขัดข้องทำให้สูญเสียกำลังผลิตด้วยขนาดที่ต่ำกว่ากำลังผลิตสำรองแล้ว กำลังผลิตที่เหลืออยู่ในระบบจะยังคงมีค่าสูงกว่าค่า L_{peak} นั่นคือระบบไฟฟ้ายังมีกำลังผลิตเพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าในทุกสภาวะ และระยะเวลา t_k จะมีค่าเป็นศูนย์ แต่หากกำลังผลิตที่สูญเสียมีค่า O_K สูงกว่ากำลังผลิตสำรองแล้ว จะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นช่วงเวลา t_k ดังที่แสดงในภาพที่ 3.7 และสามารถคำนวณหาดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ได้ดังสมการ (3.8)



ภาพที่ 3.7 หลักการประเมินค่า LOLE

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$LOLE = \sum_{k=1}^{n} (p_k \times t_k) \tag{3.8}$$

โดยที่ p_k คือ ความน่าจะเป็นที่เกิดจากการสูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k MW

t_k คือ ระยะเวลาที่กำลังผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า

n คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้า จากตาราง COPT

บทที่ 4
การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม

ที่เกี่ยวข้องกับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ร่วมกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันนั้น ทางผู้จัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน ณ ปีพ.ศ. 2560 มาทดลองแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่มพร้อมทั้งวิเคราะห์และเปรียบเทียบเพื่อใช้ในการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วง โดยกำหนดนิยามเส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ดังต่อไปนี้

1) เส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Line) คือ เส้นแบ่งระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด กับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง
2) เส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load Line) คือ เส้นแบ่งระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง กับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน
3) เส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load Line) คือ เส้นแบ่งระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน กับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง
4) เส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load Line) คือ เส้นแบ่งระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง กับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน

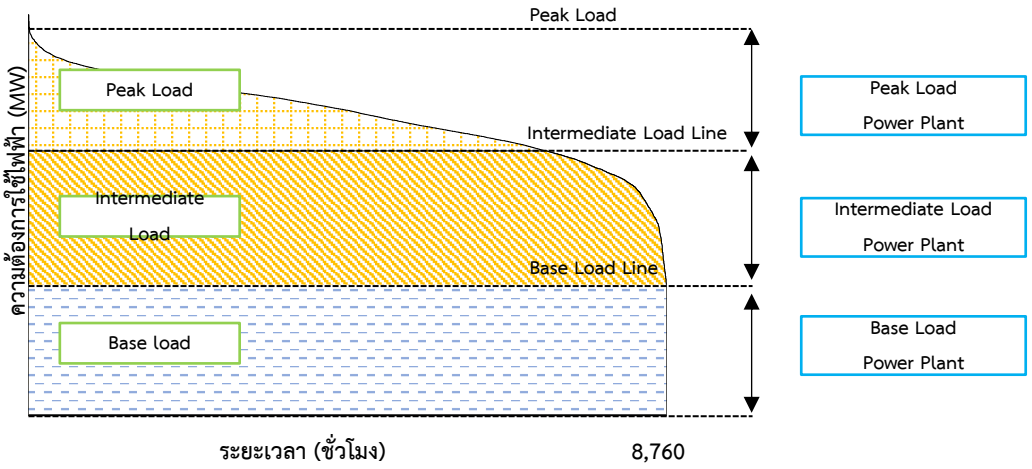
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

นิยามข้างต้นสามารถนำมาหาระดับของความต้องการใช้ไฟฟ้าในระดับต่าง ๆ ซึ่งจะใช้เป็นเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละระดับ ได้จากผลต่างของเส้นแบ่งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้า ตามนิยามดังต่อไปนี้

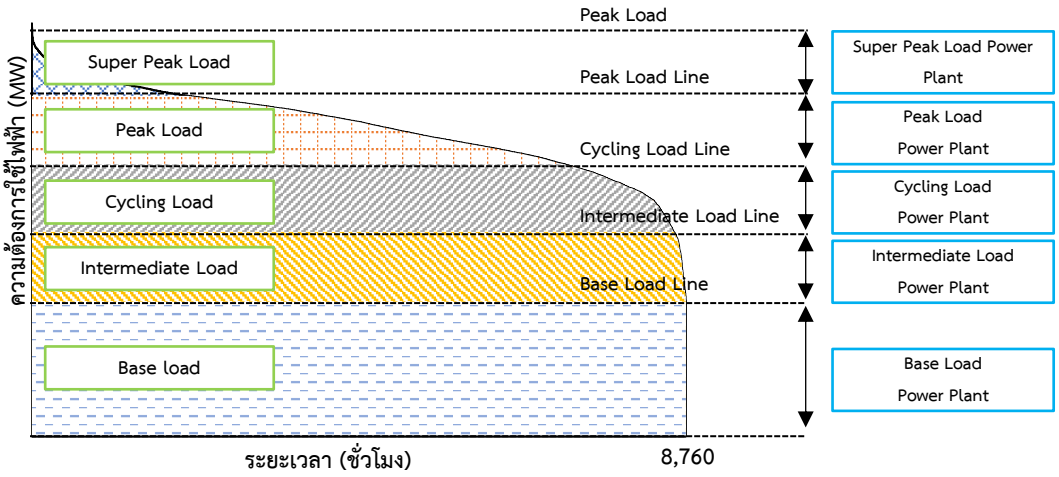
1) เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load Power Plant) คือ ผลต่างของค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด กับเส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง
2) เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Power Plant) คือ ผลต่างของเส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง กับเส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน

3) เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load Power Plant) คือ ผลต่างของเส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน กับเส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง
4) เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load Power Plant) คือ ผลต่างของเส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง กับเส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน
5) เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) จะมีค่าเท่ากับเส้นแบ่งสำหรับความต้องใช้ไฟฟ้าฐาน

ทั้งนี้ในรายงานฉบับนี้ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์ได้ทำการทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นทั้ง 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่ม ดังภาพที่ 4.1 และภาพที่ 4.2 และมีการประยุกต์วิธีการสำหรับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละระดับด้วยวิธีการต่าง ๆ ซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อต่อไป



ภาพที่ 4.1 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม



ภาพที่ 4.2 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม

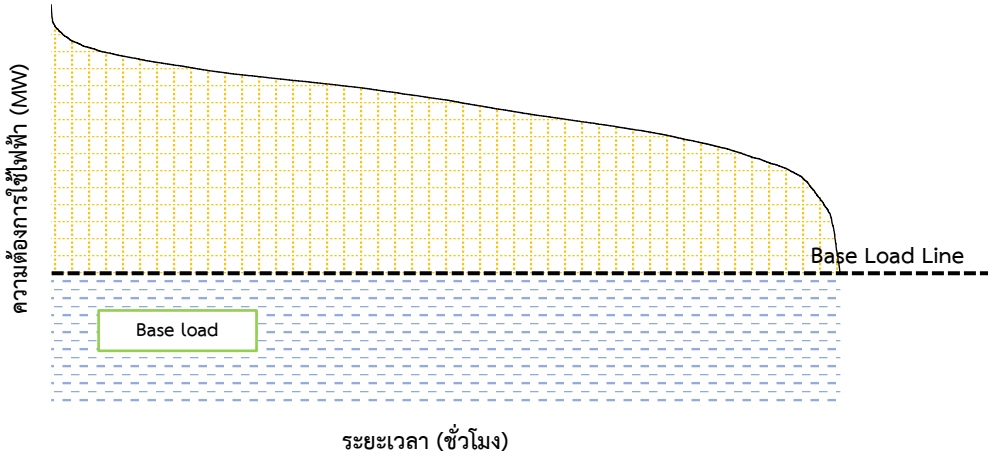
4.1 วิธีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

4.1.1 วิธีการใช้ความต้องการใช้ค่าต่ำที่สุดของระบบไฟฟ้า

วิธีการใช้ความต้องการใช้ค่าต่ำที่สุดของระบบไฟฟ้า เป็นวิธีที่ใช้สำหรับกำหนดปริมาณความต้องการใช้ฟ้าฐาน (Base Load) มีขั้นตอนดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1. สร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง (Hourly Load Curve) ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณา
2. นำแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง จากข้อ 1 มาสร้างแบบจำลองเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด
3. ลากเส้นตรงขนานแกน x ไปตัดกับจุดต่ำที่สุดของแบบจำลองเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด จะได้เส้นแบ่งสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load Line) และจุดตัดแกน y คือปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) ดังภาพที่ 4.3



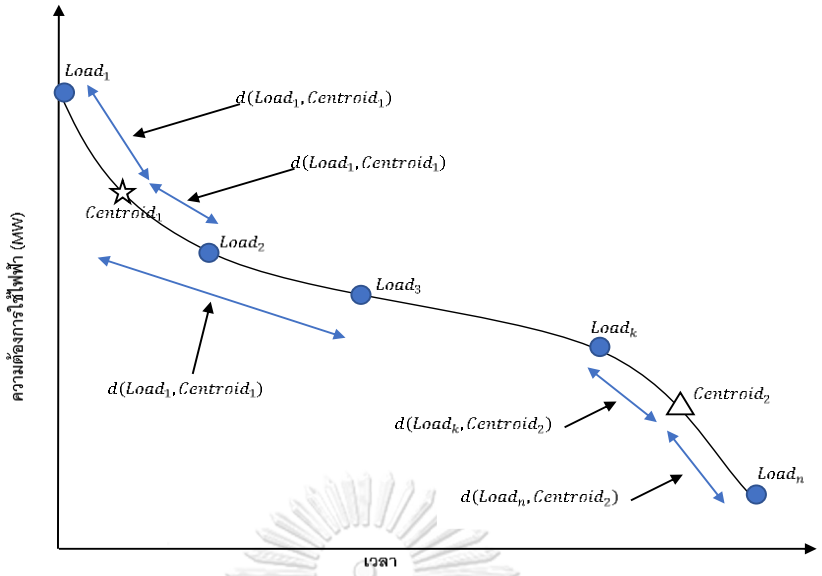
ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำที่สุดของระบบไฟฟ้า

4.1.2 วิธีการ K – Means Cluster Analysis ในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

ในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีการ K-Means Cluster Analysis นั้นจะจำแนกข้อมูลออกเป็นกลุ่มย่อย ๆ จำนวน K กลุ่ม ซึ่งการจะจำแนกข้อมูลออกเป็นกลุ่มได้นั้นจำเป็นต้องมีการวัดความคล้าย (Similarity Measure) ซึ่งนิยมวัดความคล้ายด้วยการหาระยะห่างแบบ Euclidean ทั้งนี้ เมื่อนำมาประยุกต์ใช้ในการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้า สามารถสรุปขั้นตอนการได้ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

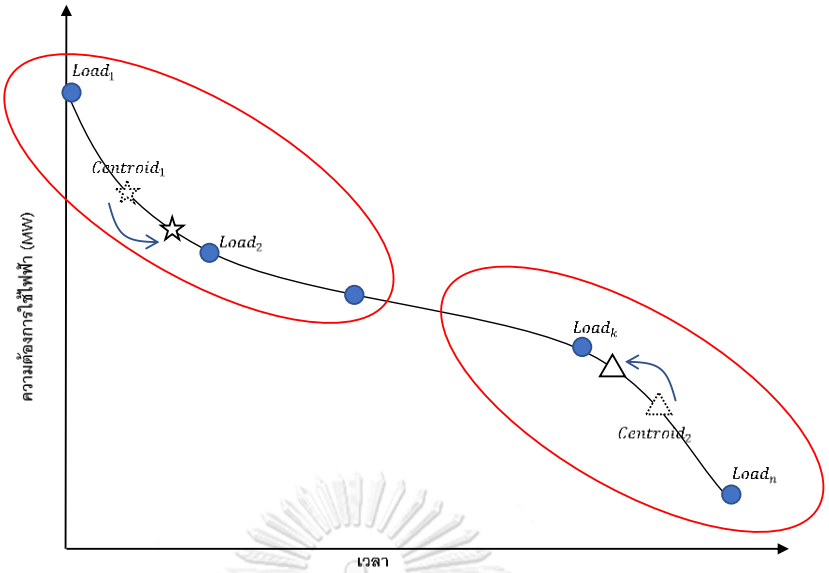
1. กำหนดจำนวนกลุ่มที่ต้องการ ซึ่งขึ้นอยู่กับว่าต้องการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม (ต้องคำนวนหาเส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้า 2 เส้น) หรือ 5 กลุ่ม (ต้องคำนวนหาเส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้า 4 เส้น) พร้อมทั้งกำหนดจุดศูนย์กลาง (Centroid) เริ่มต้นตามจำนวนเส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้า ดังภาพที่ 4.4
2. คำนวณระยะห่างแบบ Euclidean ระหว่างข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละชั่วโมงกับจุดศูนย์กลางของกลุ่ม ดังภาพที่ 4.4



ภาพที่ 4.4 การกำหนดจุดศูนย์กลาง (Centroid) เริ่มต้นและคำนวณระยะห่างแบบ Euclidean ระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละชั่วโมงกับจุดศูนย์กลางกลุ่ม

3. จัดกลุ่มข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยพิจารณาจากระยะห่างในข้อ 2 หากข้อมูลอยู่ใกล้ค่าจุดศูนย์กลางใด ให้จำแนกข้อมูลดังกล่าวอยู่ในกลุ่มของจุดศูนย์กลางนั้น ๆ ดังภาพที่ 4.5
4. คำนวณค่าเฉลี่ย (Mean) ของแต่ละกลุ่มที่ได้ พร้อมทั้งกำหนดให้ค่าดังกล่าวเป็นจุดศูนย์กลางใหม่ของกลุ่ม ดังภาพที่ 4.5

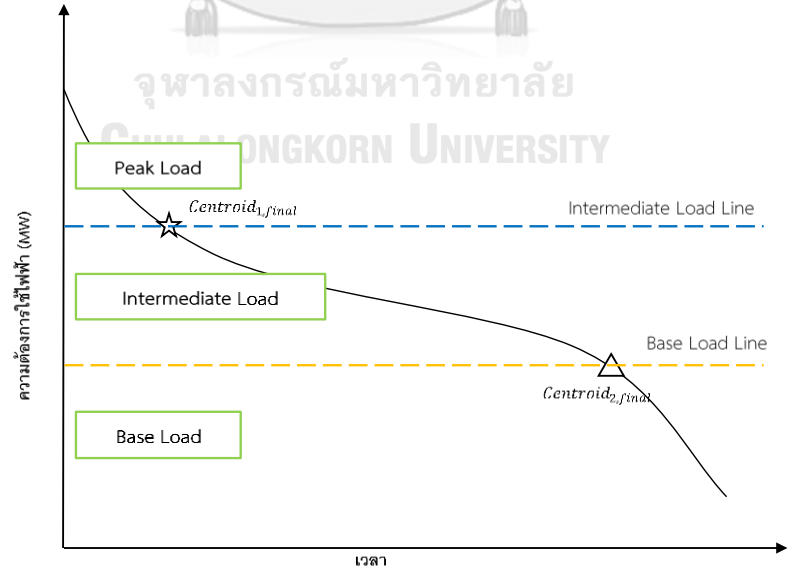
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 4.5 จัดกลุ่มความต้องการใช้ไฟฟ้า พร้อมทั้งคำนวณค่าเฉลี่ยให้เป็นจุดศูนย์กลางกลุ่มใหม่

5. ทำซ้ำข้อ 2 ถึง 4 จนกระทั่งค่าจุดศูนย์กลางในแต่ละกลุ่มไม่เปลี่ยนแปลง
6. ค่าจุดศูนย์กลางสุดท้าย จะถูกใช้เป็นเกณฑ์ในการกำหนดเส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน Base Load Line และเส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง Intermediate Load Line

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

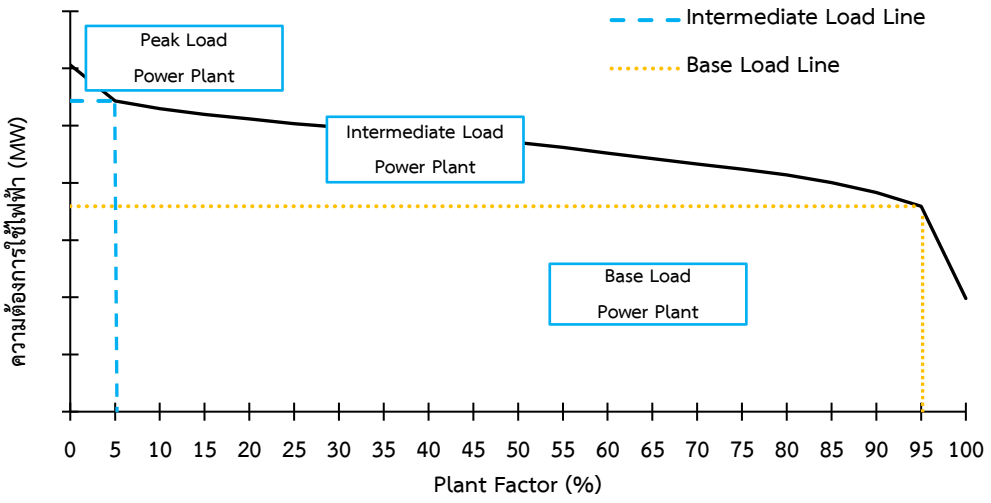


ภาพที่ 4.6 ตัวอย่างการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธี K – means cluster analysis

4.1.3 วิธีการประเมินจากค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด

วิธีนี้จะทำการประเมินลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด และทำการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจากการเปลี่ยนแปลงของค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้า อย่างไรก็ดี หากอ้างอิงตามวิธีการที่ระบุไว้ใน [12]จะสามารถแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 ช่วงเท่านั้น โดยมีขั้นตอนดังนี้

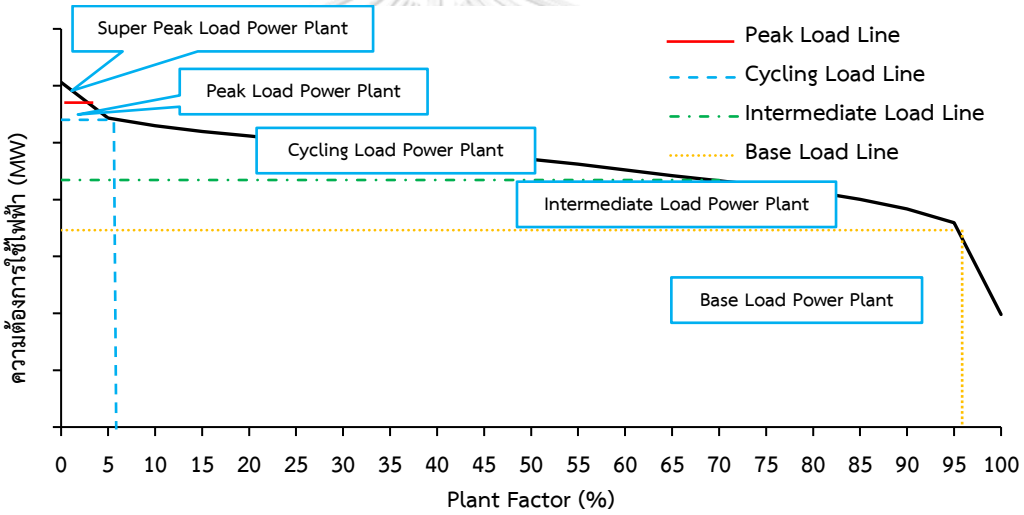
1. สร้างแบบจำลองเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดของระบบไฟฟ้าที่พิจารณา จากข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง
2. คำนวณค่าความสัมพันธ์ระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าและค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้า โดยกำหนดให้ค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้นช่วงละร้อยละ 5
3. กำหนดระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าจากตำแหน่งที่มีอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุด 2 จุด (ร้อยละ 5 และร้อยละ 95) จะได้ Intermediate Load Line และ Base Load Line ดังภาพที่ 4.7



ภาพที่ 4.7 ตัวอย่างการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม ด้วยวิธีการประเมินตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้า

ทั้งนี้ หากต้องการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 ช่วง จะต้องมีขั้นตอนเพิ่มเติม ดังนี้

4. ปรับให้ระดับระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าร้อยละ 5 เป็นเส้น Cycling Load Line
5. เพิ่มเส้น Peak Load Line โดยได้จากการนำกำลังผลิตพึ่งได้เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุดไปลดทอนแบบจำลองเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด
6. เพิ่มเส้นintermediate Load Line โดยกำหนดจากค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าระดับกลางล่างโรงสุดท้ายเท่ากับร้อยละ 40 (โดยปกติแล้วโรงไฟฟ้าระดับกลางล่างจะมีค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าเท่ากับร้อยละ 30 - 60) โดยพิจารณาร่วมกับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดที่ผ่านการลดทอนกำลังผลิตพึ่งได้เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด และโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงมาแล้ว จะได้ผลดังภาพที่ 4.8



CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 4.8 ตัวอย่างการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม ด้วยวิธีการประเมินตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้า

4.1.4 วิธีการประเมินจากค่าเฉลี่ยร้อยละของพลังงานไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด

วิธีนี้จะทำการประเมินลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด และเหมาะกับการแบ่งกลุ่มลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าผ่านความต้องการพลังงานออกเป็นได้เพียง 3 กลุ่มเท่านั้น ซึ่งสามารถคำนวณพลังงานได้จากการหาพื้นที่ใต้เส้นโค้งช่วงเวลาโหลด โดยมีขั้นตอนการคำนวณดังนี้

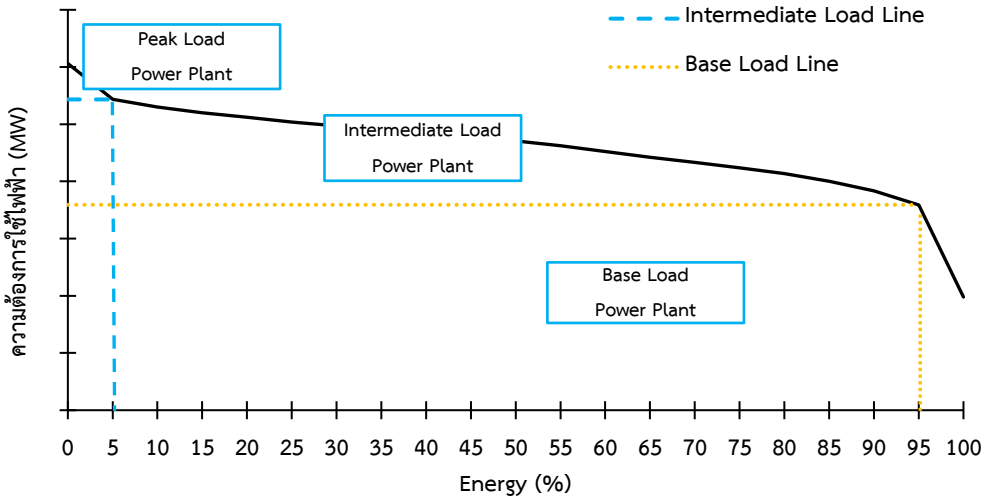
1. สร้างแบบจำลองเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดของระบบไฟฟ้าที่พิจารณา จากข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง
2. คำนวณหาความต้องการพลังงานทั้งหมดภายในระยะเวลาที่พิจารณา (E_{total}) จากพื้นที่ใต้กราฟของเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด
3. คำนวณหาอัตราส่วนความต้องการพลังงานไฟฟ้า ณ เวลา t จากสมการที่ (4.1)

$$\text{อัตราส่วนความต้องการพลังงานไฟฟ้า} = \frac{E(t)}{E_{total}} \tag{4.1}$$

โดย $E(t)$ คือ พลังงานไฟฟ้า ณ เวลา t

E_{total} คือ ความต้องการพลังงานทั้งหมดภายในระยะเวลาที่พิจารณา

4. แบ่งช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าจากอัตราส่วนความต้องการพลังงาน โดยกำหนดให้เพิ่มขึ้นช่วงละร้อยละ 5
5. กำหนดระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าจากตำแหน่งที่มีอัตราการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนความต้องการพลังงานสูงที่สุด 2 จุด (ร้อยละ 5 และร้อยละ 95) จะได้ Intermediate Load Line และ Base Load Line ดังภาพที่ 4.9

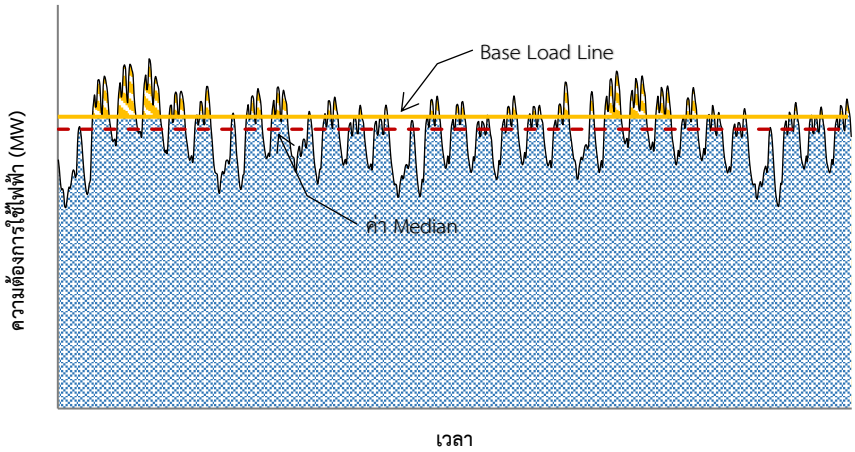


ภาพที่ 4.9 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีประเมินจากค่าเฉลี่ยของร้อยละของกำลังไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด

4.1.5 วิธีการประเมินจากอัตราการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Ramp rate)

จากงานวิจัย [5] ได้นำเสนอแนวคิดที่ว่าระบบไฟฟ้าควรจะมีโรงไฟฟ้ากลุ่มที่สามารถตอบสนองกับการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าอันเกิดจาก ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า และความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอย่างเพียงพอ โดยพิจารณาจากอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้า มีขั้นตอนดังนี้

1. จำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (Intermediate Load) ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load)
2. สร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง
3. คำนวณหาค่ามัธยฐาน (Median) จากแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากข้อ 2
4. คำนวณหาอัตราการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Ramp-up rate) จากแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากข้อ 2
5. หาค่าสูงสุดของอัตราการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Maximum Ramp-up rate) จากข้อ 4 ที่อยู่เหนือเส้นมัธยฐานจากข้อ 3 เพื่อให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางครอบคลุมช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีความผันผวน
6. เลือกค่าความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ชั่วโมงที่ค่าอัตราการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงที่สุดและอยู่เหนือเส้นมัธยฐานจากข้อ 5 เป็นเส้นแบ่งระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง ตัวอย่างผลการคำนวณแสดงในภาพที่ 4.10



ภาพที่ 4.10 การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยประเมินจากความชันของกราฟความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง

4.2 การประยุกต์ใช้วิธีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

จากวิธีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ได้กล่าวไปในหัวข้อ 4.1 นั้น ทางผู้จัดทำวิทยานิพนธ์ได้ทำการทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่ม พร้อมทั้งวิเคราะห์และเปรียบเทียบเพื่อใช้ในการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วง

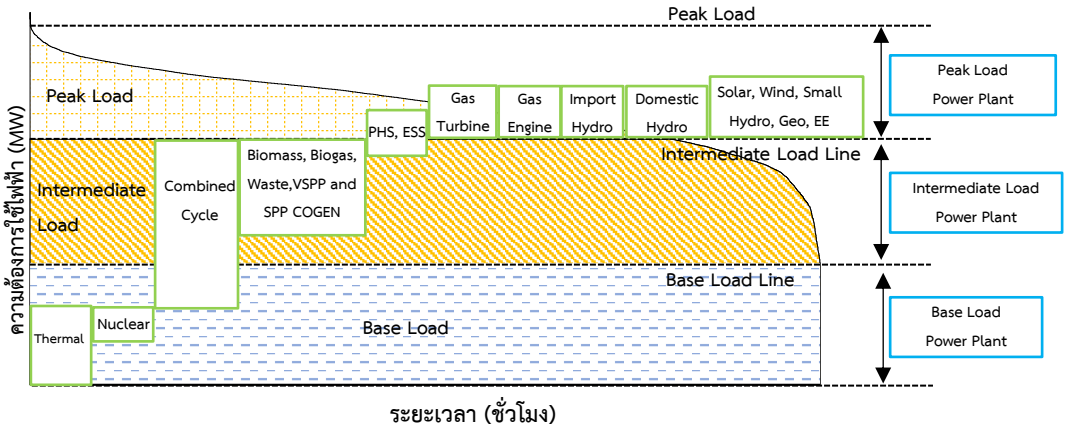
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

4.2.1 การทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม

การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่มนั้นจะมีการกำหนดเส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 2 เส้น อันได้แก่ Intermediate Load Line และ Base Load Line ซึ่งจะแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม รวมถึงการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าออกเป็น 3 ประเภท ดังภาพที่ 4.11 ทั้งนี้สามารถแสดงขั้นตอนการคำนวณได้ดังนี้

1. คำนวณหา Base Load Line และ Intermediate Load Line ด้วยวิธี K-Means Cluster Analysis โดยแบ่ง Load ออกเป็น 3 กลุ่ม
2. คำนวณหา Base Load Line และ Intermediate Load Line ด้วยวิธี Plant Factor โดยแบ่ง Load ออกเป็น 3 กลุ่ม ที่ Plant Factor 5% และ 95%

3. คำนวณหา Base Load Line และ Intermediate Load Line ด้วยวิธี พื้นที่ใต้กราฟ โดยแบ่ง Load ออกเป็น 3 กลุ่ม ที่พื้นที่ใต้กราฟ 5% และ 95%
4. กำหนด Base Load Line และ Intermediate Load Line จากค่าเฉลี่ยจากทั้ง 3 วิธี



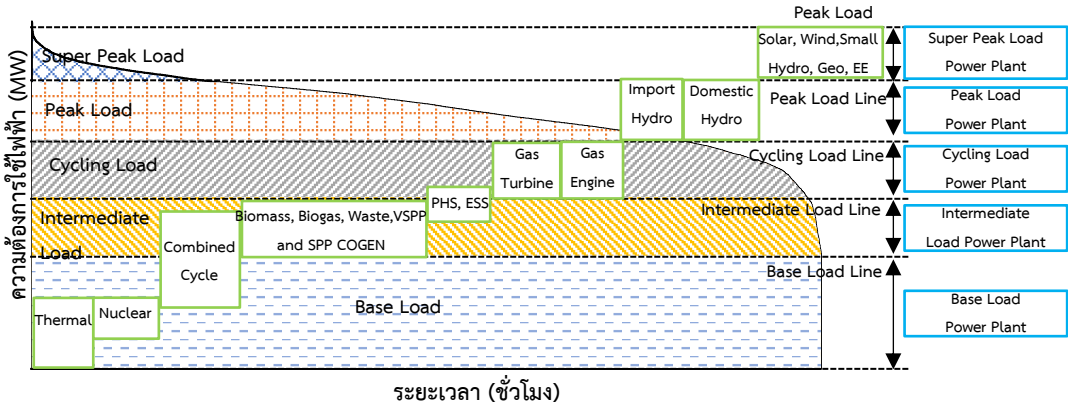
ภาพที่ 4.11 การทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม

4.2.2 การทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม

การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่มนั้นจะมีการกำหนดเส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 4 เส้น อันได้แก่ Peak Load Line, Cycling Load Line, Intermediate Load Line และ Base Load Line ซึ่งจะแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม รวมถึงการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าออกเป็น 5 ประเภท ดังภาพที่ 4.12 ทั้งนี้สามารถแสดงขั้นตอนการคำนวณได้ดังนี้

1. คำนวณหา Peak Load Line จากการหักลบความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดด้วยผลรวมกำลังผลิตพึ่งได้เฉลี่ยของ Super Peak Load Power Plant
2. คำนวณหา Cycling Load Line จากการหักลบ Peak Load Line ด้วยผลรวมกำลังผลิตพึ่งได้เฉลี่ยของ Peak Load Power Plant
3. กำหนด Base Load Line จากความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดของเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด

4. คำนวณ Cycling Load Duration Curve จากการหักลบความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงด้วยลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของ Super Peak Load Power Plant และ Peak Load Power Plant
5. นำ Cycling Load Duration Curve มาคำนวณหา Intermediate Load Line ซึ่งได้จากค่าเฉลี่ยของผลการคำนวณด้วยวิธี ค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้า, K-Means Cluster Analysis และ อัตราการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้า (Ramp Rate)



ภาพที่ 4.12 การทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ทั้งนี้ผลการทดลองแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่มนั้นจะสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4..1 และ 4.2

ตารางที่ 4.1 สรุปผลการคำนวณเส้นแบ่งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีต่าง ๆ เมื่อพิจารณาการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 กลุ่ม

วิธีการประเมินเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน	Base Load Line (MW)	Intermediate Load Line (MW)
1. วิธีการ K-Means Cluster Analysis ในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	19,671.90	24,775.76
2. วิธีการประเมินจากค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด	17,306.67	27,007.43
3. วิธีประเมินจากค่าเฉลี่ยของร้อยละของพลังงานไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด	17,954.21	27,153.87
ค่าเฉลี่ย	18,310.93	26,312.36

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

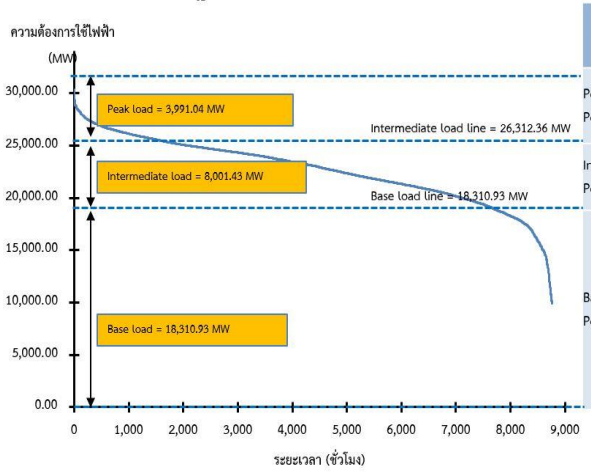
ตารางที่ 4.2 สรุปผลการคำนวณเส้นแบ่งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยวิธีต่าง ๆ เมื่อพิจารณาการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม

วิธีการประเมินเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน	Base Load Line (MW)	Intermediate Load Line (MW)	Cycling Load Line (MW)	Peak Load Line (MW)
1. วิธีการใช้ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำที่สุดของระบบไฟฟ้า	9,894.06	-	-	-
2. วิธีการประเมินจากอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้า (Ramp rate)	8,673.80	25,319.20	25,820.28	30,203.60
3. วิธีการ K-Means Cluster Analysis ในการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	8,673.80	22,288.74	25,820.28	30,203.60
4. วิธีการประเมินจากค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด	17,30[illegible]	21,717.21	27,007.43	30,203.60
5. วิธีประเมินจากค่าเฉลี่ยของร้อยละของพลังงานไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด	17,954.21	-	27,153.87	-
ค่าเฉลี่ย	9,894.06*	23,108.38	26,450.47	30,203.60

*สำหรับเส้น Base Load Line จะกำหนดโดยนำผลการคำนวณจากวิธีที่ 1 เท่านั้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

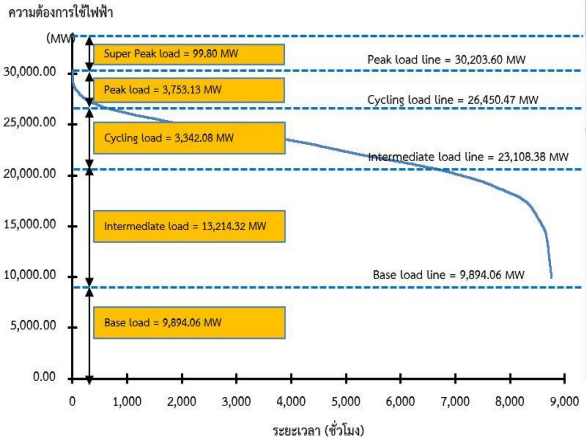
ทั้งนี้เมื่อนำผลการแบ่งลักษณะความต้องการทั้งแบบ 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่ม มาพิจารณาร่วมกับข้อมูลโรงไฟฟ้าที่มีในระบบ ณ ปี พ.ศ. 2560 จะได้ดังภาพที่ 4.13 และ 4.14



สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2560

Gen. Group	Gen. Type	Installed Capacity (MW)		Dependable
Peak Load Power Plant	Small Hydro, Solar, Wind, EE, Geo	3,263.14	8,294.53	5,775.99
	Hydro	5,031.39		
Intermediate Load Power Plant	Gas Turbine	30.40	30.40	30.40
	Gas Engine	-		
Base Load Power Plant	Combined Cycle	20,398.00	37,465.42	36,446.75
	Biomass, Biogas, Waste, SPP, Cogen	8,500.82		
	Thermal	8,566.60		

ภาพที่ 4.13 เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 3 กลุ่ม



สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้า ณ ปี 2560

Gen. Group	Gen. Type	Installed Capacity (MW)		Dependa
Super Peak Load Power plant	Small Hydro, Solar, Wind, EE, Geo	3,262.84	3,262.84	1,190.1
Peak Load Power Plant	Hydro	5,031.39	5,031.39	4,585.7
Cycling Load Power Plant	Gas Turbine	30.40	30.40	30.40
	Gas Engine	-		
Intermediate Load Power Plant	Combined Cycle	20,398.00	28,898.82	27,880.1
	Biomass, Biogas, Waste, SPP, Cogen	8,500.82		
Base Load Power Plant	Thermal	8,866.60	8,866.60	8,866.6

ภาพที่ 4.14 เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 5 กลุ่ม

จากภาพที่ 4.13 และ 4.14 จะพบว่า หากแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นเพียง 3 กลุ่ม Base Load จะอยู่ที่ระดับ 18,310 MW แต่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่เหมาะกับการทำงานเป็น Base Load Power Plant จริง ๆ มีอยู่เพียง 8,566 MW ทำให้ต้องเพิ่มปริมาณ Base Load Power Plant

เข้ามาอีกประมาณ 9,800 MW อย่างไรก็ดี ในปัจจุบัน ประเทศไทยใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมส่วนใหญ่ทำงานเป็น Base Load Power Plant แต่ในบางครั้งก็อาจเดินเครื่องไม่ต่อเนื่องบ้าง หรืออาจมีการนำเฉพาะส่วนของกังหันก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมาเดินเครื่องอย่างเดียว (Open-Cycle Gas Turbine) เพื่อทำงานในลักษณะ Intermediate Load Power Plant ด้วยซึ่งทำให้ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าลดลง และอาจไม่เหมาะเท่ากับการสร้างโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเพื่อใช้สำหรับ Intermediate Load หรือ Peak Load

เมื่อพิจารณาการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม จะพบว่า Base Load จะถูกกำหนดที่ระดับ 9,894 MW ซึ่งใกล้เคียงกับปริมาณโรงไฟฟ้าพลังความร้อน และเมื่อพิจารณา Intermediate Load ก็จะมีลักษณะใกล้เคียงกับการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของประเทศไทย ในขณะที่ Cycling Load ก็ต้องการการทำงานของโรงไฟฟ้าที่มีการตอบสนองที่รวดเร็ว เช่น โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine Power Plant) หรือแม้แต่ระบบแบตเตอรี่ (Energy Storage System; ESS) หรือการตอบสนองของโหลด (Demand Response; DR) ทั้งนี้ เมื่อพิจารณา Base Load ณ ปี 2017 จะพบว่า ประเทศไทยมีกำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของ Cycling Load Power Plant อันได้แก่ โรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซปริมาณน้อยมาก (เพียง 30.40 MW) และต่ำกว่าเกณฑ์ที่คำนวณได้ (3,342.08 MW) อย่างไรก็ดี เมื่อพิจารณา Intermediate Load Power Plant ซึ่งมีปริมาณกำลังผลิตพึ่งได้ (28,898.82 MW) สูงกว่าค่าเกณฑ์ที่คำนวณได้ (13,214.32 MW) ซึ่งน่าจะอนุมานได้ว่า ที่ผ่านมาในประเทศไทย น่าจะมีการเดินเครื่องเฉพาะส่วนกังหันก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Open-Cycle Gas Turbine) เพื่อทำหน้าที่ทดแทนโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซในส่วนของ Cycling Load Power Plant บ้างเป็นครั้งคราว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จะเห็นว่าจากการทดลองแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 3 กลุ่ม และ 5 กลุ่มนั้น ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง (สำหรับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 3 กลุ่ม) และปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (สำหรับการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็น 5 กลุ่ม) ที่มีอยู่ในระบบ ณ ปีพ.ศ. 2560 มีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่คำนวณได้อยู่ค่อนข้างมาก แต่การที่ระบบไฟฟ้าของประเทศไทย ณ ปัจจุบัน ยังสามารถรักษาเสถียรภาพได้อยู่นั้น เนื่องจากทางกฟผ. อาจจะมีการเดินเครื่องเฉพาะส่วนกังหันก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Open-Cycle Gas Turbine) หรืออาจจะสั่งเดินเครื่องโรงฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจำนวนหนึ่งเผื่อไว้เป็นกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลาง หรือระดับกลางบนในบางช่วงเวลา แต่อย่างไรก็ตาม โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่สามารถพิจารณาให้เดินเครื่องเฉพาะส่วนกังหันก๊าซได้จะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานความ

ร้อนร่วมของกฟผ.เท่านั้น ซึ่งมีปริมาณอยู่อย่างจำกัด และมีข้อจำกัดทางเทคโนโลยีในการสั่งเดินเครื่องเฉพาะส่วนกังหันก๊าซของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม จึงอาจทำให้ระบบไฟฟ้าไม่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด และรักษาเสถียรภาพในอนาคตได้ตลอดการวางแผน

เมื่อพิจารณาถึงวิธีกำหนด Intermediate Load Line จะพบว่า ผลลัพธ์ที่ได้จากทั้ง 3 วิธีมีค่าแตกต่างกันไม่มาก (อยู่ในช่วง 21,000 MW ถึง 25,000 MW) อย่างไรก็ดีการกำหนด Intermediate Load Line ด้วยวิธีการประเมินจากอัตราการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้า (Ramp rate) นั้นจำเป็นต้องพิจารณาความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง (hourly load curve) ด้วย ทำให้อาจไม่เหมาะสำหรับการวางแผนในระยะยาวที่มีความไม่แน่นอนสูง ซึ่งความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่เกิดขึ้นจริงในอนาคตนั้นอาจแตกต่างจากแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีฐานได้มาก นอกจากนี้การกำหนด Intermediate Load Line ด้วยวิธีการประเมินจากค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจากเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดนั้น ก็จะมีประเด็นปัญหาในการกำหนดค่าตัวประกอบการใช้โรงไฟฟ้าที่จะใช้เป็นเกณฑ์แบ่งว่าควรจะเป็นเท่าใดจึงจะเหมาะสมในทางปฏิบัติการ ซึ่งแตกต่างจากวิธีการ K-Means Cluster Analysis ที่ใช้เพียงข้อมูลเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดเท่านั้นโดยไม่จำเป็นต้องมีการกำหนดเกณฑ์เพิ่มเติมในการแบ่งช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าทำให้ลดความเอนเอียง (Biased) ในการแบ่งได้ ดังนั้น ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์จึงเห็นว่าการใช้วิธีการ K-Means Cluster Analysis เพียงอย่างเดียวในการกำหนด Intermediate Load Line น่าจะมีความเหมาะสม

ทั้งนี้ จากผลการวิเคราะห์ดังกล่าว พอจะสรุปได้ว่า สำหรับประเทศไทย การแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 กลุ่ม น่าจะสอดคล้องกับปริมาณโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบันและสอดคล้องกับการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีอยู่มากกว่าการแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็นเพียง 3 กลุ่ม

บทที่ 5
แนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจะเป็นการวางแผนเพื่อจัดการการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า พร้อมทั้งพิจารณาว่าระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าหรือไม่ ผ่านการประเมินความเชื่อถือได้ด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation; LOLE) และ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin; RM) ซึ่งการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจะมาจากการเพิ่มทั้งโรงไฟฟ้าพลังความร้อน(Thermal) โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle) โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine) และการเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ ขึ้นอยู่กับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าว่าอยู่ระดับใด อย่างไรก็ตามดัชนีความเชื่อถือได้ทั้งสองมีเงื่อนไขที่แตกต่างกันคือ 1) กรณีดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 1 วันต่อปี แสดงว่าในบางช่วงเวลาที่พิจารณา มีโอกาสที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงเกินการผลิต ซึ่งสะท้อนถึงปัญหาด้านพลังงานไฟฟ้า (Energy) มากกว่าปัญหาด้านกำลังผลิต (Capacity) กรณีนี้จึงพิจารณาเพิ่มเฉพาะโรงไฟฟ้าเท่านั้น เพราะการเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่จะใช้รับพลังงานไฟฟ้าจากช่วงเวลาหนึ่งไปจ่ายอีกช่วงเวลาหนึ่ง อีกทั้งการรับและจ่ายดังกล่าวยังมีผลของประสิทธิภาพของตัวแบตเตอรี่ซึ่งส่งผลให้พลังงานไฟฟ้าขาดหายไปอีกบางส่วน 2) กรณีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (RM) ไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดไว้ให้มีค่าไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 [19] จะพิจารณาเพิ่มทั้งโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ควบคู่กัน เนื่องจากนิยามของค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (RM) จะพิจารณาจากค่ากำลังผลิตพึ่งได้ทั้งระบบไฟฟ้า โดยในที่นี้มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรวมอยู่ซึ่งมีค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Factor) น้อยกว่า 1 ด้วยเหตุนี้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจึงสะท้อนถึงปัญหาด้านกำลังผลิต (Capacity) มากกว่าปัญหาด้านพลังงานไฟฟ้า (Energy) การที่เพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเพียงอย่างเดียว อาจเป็นการเพิ่มกำลังผลิต (Capacity) ที่เกินจำเป็น ในกรณีนี้จึงอาจใช้ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่เพื่อเพิ่มกำลังผลิต (Capacity) ของระบบได้ซึ่งการคำนวณขนาดและการนำไปใช้ควบคู่กับการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าจะกล่าวในลำดับถัด ๆ ไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

นอกจากการพิจารณาดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) และกำลังผลิตสำรอง (RM) แล้วนั้น เราต้องพิจารณาถึงเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิง เงื่อนไขการปล่อย CO_2 เงื่อนไขกำลังผลิตว่าเกินกว่าที่กำหนดหรือไม่ ซึ่งการจะพิจารณาเงื่อนไขดังกล่าว ต้องทำการจัดสรรกำลังการผลิตก่อน แล้วจึงค่อยมาคำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้ง สัดส่วนการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย และต้นทุนค่าไฟเฉลี่ย ซึ่งวิธีการที่กล่าวถึงข้างต้นจะอธิบายในลำดับต่อ ๆ ไป

5.1 แนวทางการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าที่นำเสนอ

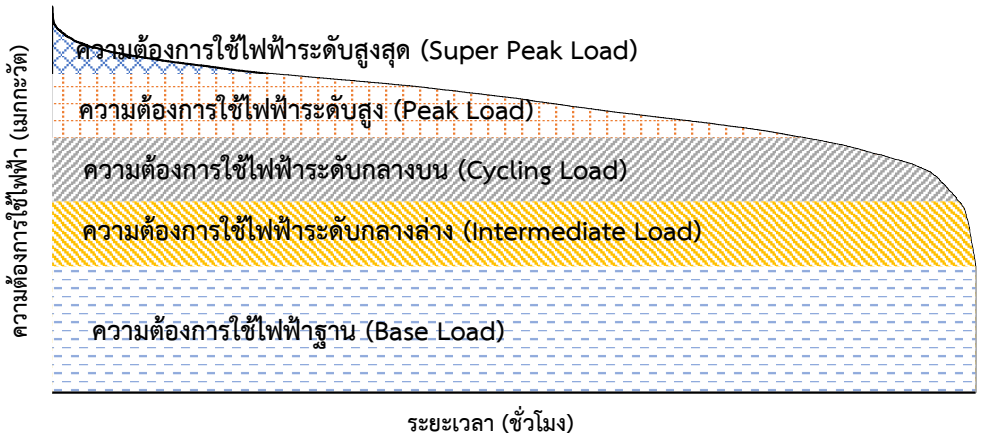
จากการวิเคราะห์ และเปรียบเทียบในบทที่ 4 นั้น ทางผู้จัดทำวิทยานิพนธ์จึงเสนอแนวทางการแบ่งลักษณะควาวมต้องการใช้ไฟฟ้าและการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าได้ดังต่อไปนี้

1) ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะสอดคล้องกับลักษณะการใช้ชีวิตของคนในประเทศ และมีการเปลี่ยนแปลงได้ทุกเมื่อ เมื่อเทคโนโลยีในระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงหรือพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนไป ทำให้ข้อมูลนี้มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า รวมถึงการจัดสรรเชื้อเพลิงให้เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าในระดับต่าง ๆ ดังนั้น เมื่อนำข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงมาวาดกราฟจะเห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาที่แตกต่างกันไป โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่นำเสนอเป็น 5 ระดับ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load), ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load), ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load), ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load) และความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load) ดังภาพที่ 5.1 ซึ่งจะทำให้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคตมีความสอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงฐานของเส้นโค้งระยะเวลาโหลดซึ่งมีชั่วโมงการทำงานที่คงที่และต่อเนื่อง แทบจะไม่มีการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวัน

- ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load) คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางล่างของเส้นโค้งระยะเวลาโหลดมีชั่วโมงการทำงานปานกลางและต่อเนื่อง โดยจะมีการเปลี่ยนแปลงตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันบ้างเล็กน้อย
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load) คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางบนของเส้นโค้งระยะเวลาโหลดโดยจะมีชั่วโมงการทำงานที่ต่อเนื่องน้อยกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง และมีการเปลี่ยนแปลงตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันค่อนข้างสูง
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load) คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงบนของเส้นโค้งระยะเวลาโหลดซึ่งมีชั่วโมงการทำงานที่ค่อนข้างจะไม่ต่อเนื่อง และมีการเปลี่ยนแปลงตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันสูง
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load) คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงบนสุดของเส้นโค้งระยะเวลาโหลดมีชั่วโมงการทำงานที่น้อยมาก และมีการเปลี่ยนแปลงตามความต้องการใช้ไฟฟ้าอย่างรวดเร็ว



ภาพที่ 5.1 การจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าจากเส้นโค้งระยะเวลาโหลด

2) ประเภทโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าแต่ละชนิดมีคุณสมบัติและความเหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกัน โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าตามแผน PDP2018

Rev.1ร่วมกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ได้ออกเป็น 5 ระดับแสดงดังตารางที่ 5.1 และ ภาพที่ 5.2 โดยคุณสมบัติของโรงไฟฟ้าที่นำมาพิจารณามีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ระดับที่ 1 โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงสุด (Super Peak Load Power Plant)

คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้สำหรับรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Super Peak Load) และมีอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้า (Ramp Rate) ที่สูง โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนสูงทั้งหมด (Variable Renewable Energy: VRE) ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังลม โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก รวมถึงการปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้ไฟฟ้าจากนโยบายอนุรักษ์พลังงาน เป็นต้น

ระดับที่ 2 โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Power Plant)

คือ โรงไฟฟ้าที่สามารถเดินเครื่องได้ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak Load) ซึ่งจะต้องเป็นโรงไฟฟ้าที่สามารถถูกสั่งให้เดินเครื่องเพิ่มขึ้นมาตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงได้อย่างทันท่วงที รวมถึงมีอัตราการการเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตไฟฟ้า (Ramp Rate) ที่สูง โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศ (Domestic Hydro) โรงไฟฟ้าพลังน้ำนำเข้าจากต่างประเทศ (Import Hydro) เป็นต้น

ระดับที่ 3 โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load Power Plant)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

คือ โรงไฟฟ้าที่สามารถสั่งเดินเครื่องได้ในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีค่า Plant Factor ระดับปานกลาง และสามารถสั่งเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่องเพื่อตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าได้หลายครั้งภายในวันเดียวกัน โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะได้แก่ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine) โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine)) โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydro Storage: PHS) และเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System)

ระดับที่ 4 โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load Power Plant)

คือ โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีค่า Plant Factor ปานกลาง และสามารถสั่งเดินเครื่องและหยุดเดินเครื่อง

ได้ภายในวันเดียวกัน โดยจะมีจำนวนครั้งของการสั่งเปลี่ยนสถานะของโรงไฟฟ้าน้อยกว่าโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน และมีชั่วโมงการทำงานต่อเนื่องที่ยาวนานกว่า โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะได้แก่ โรงพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง เช่นโรงไฟฟ้าชีวมวล โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ โรงไฟฟ้าขยะ และโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน เป็นต้น

ระดับที่ 5 โรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant)

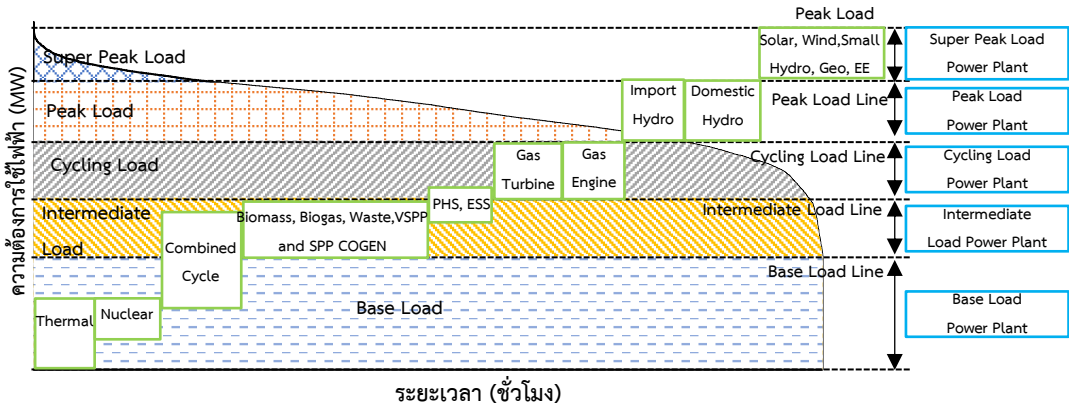
คือ โรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load) มีความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นระยะเวลาการทำงานที่ยาวนาน โรงไฟฟ้าจึงต้องมีการสั่งเดินเครื่องสม่ำเสมอ หรือมีค่า Plant Factor สูง ซึ่งเหมาะสมกับโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องด้วยกำลังผลิตคงที่และที่สำคัญต้นทุนการเดินเครื่องต่ำ โรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้าประเภทนี้จะได้แก่ โรงพลังความร้อน (Thermal) และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ (Nuclear) เป็นต้น

ตารางที่ 5.1 ประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่าง ๆ ที่นำเสนอ

ประเภทโรงไฟฟ้า	ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า				
	Base Load	Intermediate Load	Cycling Load	Peak Load	Super Peak Load
โรงไฟฟ้าพลังน้ำภายในประเทศ				✓	
โรงไฟฟ้าพลังน้ำนำเข้า				✓	
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ			✓		
โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ			✓		
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	✓				
โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์	✓				
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	✓	✓			
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (Variable Renewable Energy) เช่น แสงอาทิตย์ ลม น้ำขนาดเล็ก					✓

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประเภทโรงไฟฟ้า	ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า				
	Base Load	Intermediate Load	Cycling Load	Peak Load	Super Peak Load
โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง และโรงไฟฟ้าโคเจนเนอเรชั่น		✓			
ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ			✓		



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาพที่ 5.2 ประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับต่าง ๆ ที่นำเสนอ

ทั้งนี้ จะเห็นว่าโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่างและโรงไฟฟ้าฐานจะมีคุณสมบัติที่ค่อนข้างใกล้เคียงกัน โดยในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าภายใต้แนวคิดของวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาโรงไฟฟ้าทั้งสองประเภทร่วมกันโดยไม่ได้กำหนดเกณฑ์แบ่งระหว่างทั้งสองประเภทนี้

3) การกำหนดเส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

กำหนดเส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 4 เส้น ได้แก่ Peak Load Line, Cycling Load Line, Intermediate Load Line และ Base Load Line โดย

- เส้นแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูง (Peak Load Line) และเส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Load Line) จะคำนวณจากการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยค่ากำลังผลิตพึ่งได้เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมของแต่ละกลุ่มตามตารางที่ 5.1
- เส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน (Base Load Line) จะคำนวณจากความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด
- เส้นแบ่งความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง (Intermediate Load Line) จะคำนวณจากวิธีการ K-Means Cluster Analysis

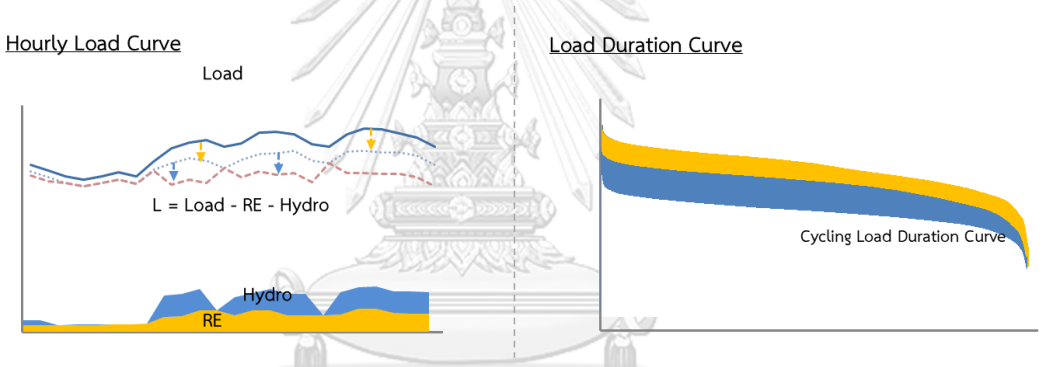
4) การกำหนดปริมาณโรงไฟฟ้า

เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าแต่ละระดับนั้นจะกำหนดจากระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละกลุ่ม โดยสามารถจำแนกลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 5 ประเภท ได้แก่ Base Load, Intermediate Load, Cycling Load, Peak Load และ Super Peak load สามารถสรุปขั้นตอนการคำนวณได้ดังนี้

1. สร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า (Hourly Load Curve) ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณาจากข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง
2. สร้างแบบจำลองเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve) ของระบบไฟฟ้าที่พิจารณาจากข้อมูลในข้อ 1
3. คำนวณ Super Peak Load โดยนำผลรวมของกำลังผลิตพึ่งได้เฉลี่ยซึ่งเป็นตัวแทนของกำลังผลิตพึ่งได้ตลอดทั้งปีของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (Variable Renewable Energy) ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์, โรงไฟฟ้าพลังลม, โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ และนโยบายอนุรักษ์พลังงานตามแผน EEP มากำหนดเป็นเกณฑ์ปริมาณ Super Peak Load (ในที่นี้ กำลังผลิตพึ่งได้ที่ควรจะเป็น จะอ้างอิงกับแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)
4. นำความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจากแบบจำลองในข้อ 2 มาลบด้วย Super Peak Load จากข้อ 3 จะได้ Peak Load Line
5. คำนวณ Peak Load โดยนำผลรวมของกำลังผลิตพึ่งได้เฉลี่ยซึ่งเป็นตัวแทนของกำลังผลิตพึ่งได้ตลอดทั้งปีของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศและโรงไฟฟ้าพลังน้ำนำเข้า มากำหนดเป็นเกณฑ์ปริมาณ Peak Load

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6. นำความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจากแบบจำลองในข้อ 4 มาลบด้วย Peak Load จากข้อ 5 จะได้ Cycling Load Line
7. กำหนด Base Load จาก Base Load Line ซึ่งคำนวณจากค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดจากแบบจำลองในข้อ 1 (หรือ 2) โดย Base Load นี้ จะใช้กำหนดเป็นเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) ขั้นต่ำที่ต้องการ
8. นำแบบจำลองในข้อ 1 ไปลดทอนปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ลดลงอันเนื่องนโยบายอนุรักษ์พลังงานตามแผน EEP, แบบจำลองการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน, และการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศและโรงไฟฟ้าพลังน้ำนำเข้า จะได้ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (Cycling Hourly Load Curve) ซึ่งสามารถสร้างเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดระดับกลางบนจากกราฟดังกล่าว (Cycling Load Duration Curve) ตามที่แสดงดังภาพที่ 5.3



ภาพที่ 5.3 การคำนวณหาเส้นโค้งช่วงเวลาโหลดระดับกลางบน (Cycling Load Duration Curve)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

9. จาก Cycling Load Duration Curve ในข้อ 8 นำไปคำนวณหา Intermediate Load Line ด้วยวิธี K-Means Cluster Analysis โดยแบ่งออกเป็น 3 กลุ่มเรียงตามลำดับจากมากไปน้อย เลือกค่าเส้นแบ่งระหว่างกลุ่มบนและกลุ่มกลางให้เป็น Intermediate Load Line
10. คำนวณหาเกณฑ์ปริมาณ Cycling Load Power Plant จากผลต่างของ Cycling Load Line กับ Intermediate Load Line ซึ่งโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะได้แก่ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ, โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ และระบบกักเก็บพลังงานแบบต่าง ๆ รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ ซึ่งสามารถเริ่มเดินเครื่องได้อย่างรวดเร็วและตอบสนองกับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว

11. คำนวณหาเกณฑ์ปริมาณ Intermediate Load Power Plant จากผลต่างของ Intermediate Load Line กับ Base Load Line

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.2 การประเมิณขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงาน

การประเมินขนาดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ จะประเมินผ่านปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (New capacity) อีกทั้งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าทำให้การประเมินปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่ม จำเป็นต้องแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ 1) การประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน 2) การประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.2.1 การประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน

การประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน เป็นการประเมินว่า กำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าระดับกลางบน อาทิ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ และระบบกักเก็บพลังงาน สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนพร้อมส่วนเผื่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน(RM^{cyc}) ที่ร้อยละ 5 ทำให้สามารถคำนวณปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน ($P_{gen}^{cyc,new}$) ได้ดังสมการที่ (5.1)

$$P_{gen}^{cyc,new} = \left[\left(L^{cyc} + RM^{cyc} \cdot (L^{cyc} + L^{p} + L^{sp})\right) - \left(\sum_{i=1} P_{gen,i}^{cyc} + \sum_{i=1} P_{ESS,i} + \sum_{i=1} P_{PHS,i}\right)\right] + \sum_{i=1}\left(1 - DF_i^{cyc}\right) \times P_{gen,i}^{cyc} \quad (5.1)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดย RM^{cyc} คือ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน

$P_{gen,i}^{cyc}$ คือ กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าระดับกลางบนตัวที่ i

$P_{ESS,i}$ คือ ขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ตัวที่ i (ในหน่วย MW)

$P_{PHS,i}$ คือ ขนาดพิกัดติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับตัวที่ i (ในหน่วย MW)

DF_i^{cyc} คือ ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าระดับกลางบน

L^{cyc} คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระดับกลางบน

L^{p} คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระดับสูง

L^{sp} คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระดับสูงสุด

เนื่องจากโรงไฟฟ้าระดับกลางบนจะมีเฉพาะโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas turbine) เท่านั้น ซึ่งค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าระดับกลางบน $\left(DF_i^{cyc}\right)$ มีค่าเท่ากับ 1 จึงส่งผลให้สมการที่ (5.1) จะเขียนได้ดังสมการที่ (5.2)

$$P_{gen}^{cyc,new} = \left[\left(L^{cyc} + RM^{cyc} \cdot (L^{cyc} + L^{p} + L^{sp})\right) - \left(\sum_{i=1} P_{gen,i}^{cyc} + \sum_{i=1} P_{ESS,i} + \sum_{i=1} P_{PHS,i}\right)\right] \qquad (5.2)$$

อีกทั้ง เงื่อนไขการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน จะถือว่า**<u>เป็นเงื่อนไขลำดับแรก (1st priority check)</u>** ที่จำเป็นต้องพิจารณาสำหรับการเพิ่มปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้า โดยหาก $P_{gen}^{cyc,new}$ มีค่ามากกว่าศูนย์ จำเป็นต้องพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าระดับกลางบน อาทิเช่น โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine) หรือ โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine) เพื่อให้สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนพร้อมส่วนเผื่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองระดับกลางบนได้ตามเกณฑ์ที่กำหนด ในทางตรงกันข้ามหาก $P_{gen}^{cyc,new}$ มีค่าน้อยกว่าศูนย์ จะทำการประเมินเงื่อนไขกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ เป็นลำดับถัดไป

5.2.2 การประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ

เมื่อผ่านการเกณฑ์การประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบนแล้วนั้น จะทำการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบซึ่งเป็นการประเมินปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ากับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งระบบผลิตไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์(ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้เท่ากับ 1) และระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้น้อยกกว่า 1) โดยหากปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าดังกล่าวมีค่ามากกว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมกับส่วนเผื่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง แสดงว่าระบบผลิตไฟฟ้าดังกล่าวสามารถรองรับกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าพร้อมทั้งรองรับกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้ ในทางตรงกันข้าม หากปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าดังกล่าวมีค่าน้อยกว่าปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมกับส่วนเผื่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง จะพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าโดยแบ่งเป็น 2 กรณี กรณีแรกคือ ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มเพื่อรองกับกับปริมาณความต้องใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นทุกปี และประเด็นที่สองคือ ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มเพื่อรองรับกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ในการประเมินปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (P_{gen}^{new}) นั้นสามารถคำนวณได้ดังสมการ (5.3) โดยหากกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จากสมการ (5.3) น้อยกว่าศูนย์จะไม่จำเป็นต้องจัดหาโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม เนื่องจากกำลังผลิตไฟฟ้ายังคงมีปริมาณเพียงพอที่จะรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าซึ่งพิจารณาปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองไว้แล้ว และสามารถรองรับกับปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้

$$P_{gen}^{new} = \left[(1+RM)\times L - \left(\sum_{i=1} P_{gen,i} + \sum_{i=1} P_{ESS,i} + \sum_{i=1} P_{PHS,i}\right)\right] + \sum_{i=1}(1-DF_i)\times P_{gen,i} \quad (5.3)$$

โดยที่ RM คือ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรอง โดยวิทยานิพนธ์นี้พิจารณาที่ร้อยละ 15

L คือ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ณ เวลาที่พิจารณา

$P_{gen,i}$ คือ ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งระบบจากโรงไฟฟ้าโรงที่ i

$P_{gen,i}^{RE}$ คือ ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโรงที่ i

DF_i คือ ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้า

$P_{ESS,i}$ คือ ขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ตัวที่ i (ในหน่วย MW)

$P_{PHS,i}$ คือ ขนาดพิกัดติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับตัวที่ i (ในหน่วย MW)

ในทางตรงกันข้าม หากกำลังการผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จากสมการ (5.3) มากกว่าศูนย์จะต้องพิจารณาก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ โดยในส่วนของปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มเพื่อรองกับกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริงในระบบ (P_{gen}^{needed}) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.4) และในส่วนของปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มเพื่อรองรับกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (P_{gen}^{backup})สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.5) ซึ่งจะแบ่งปริมาณกำลังการผลิตส่วนเพิ่มดังกล่าวออกมาส่วนนึง เพื่อติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ $(P_{ESS,i})$ โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5.6) และปริมาณกำลังการผลิตส่วนที่เหลือจะได้จากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ $(PPBackup)$ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (5.7)

$$P_{gen}^{needed} = (1+RM)\times L - \left(\sum_{i=1} P_{gen,i} + \sum_{i=1} P_{ESS,i} + \sum_{i=1} P_{PHS,i}\right) \quad (5.4)$$

$$P_{gen}^{backup} = min\left(max(0, P_{gen}^{new}) - max(0, P_{gen}^{needed}), \sum_{i=1}(1-DF_i)\times P_{gen,i}\right) \quad (5.5)$$

$$P_{ESS} = \lceil \beta \times P_{gen}^{backup} \rceil \quad (5.6)$$

$$PPBackup = \lceil (1 - \beta) \times P_{gen}^{backup} \rceil \quad (5.7)$$

โดยที่ β คือ สัดส่วนของปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ดำเนินการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดยวิทยานิพนธ์นี้กำหนดให้เป็นร้อยละ 50

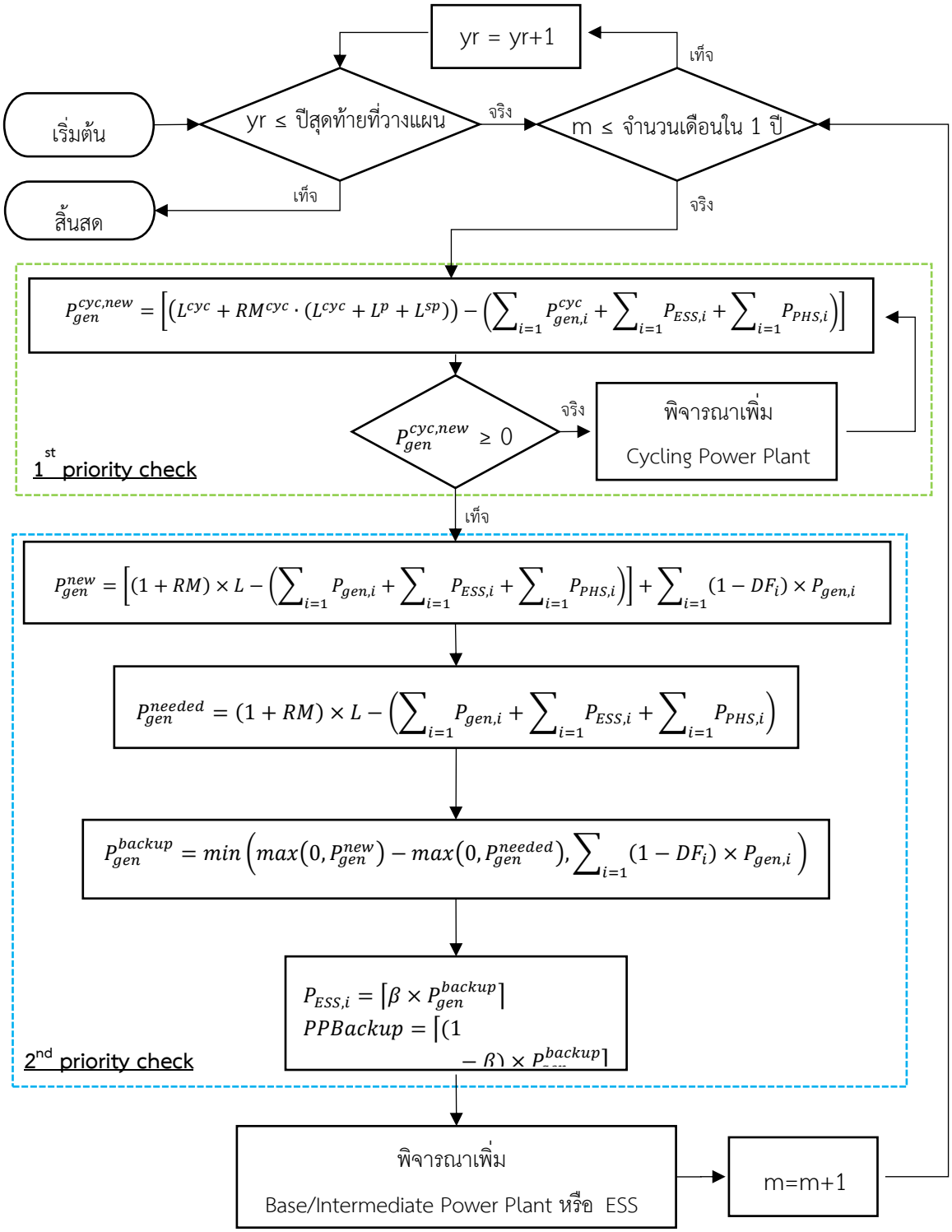
$P_{ESS,i}$ คือ ขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่

$PPBackup$ คือ ขนาดพิกัดของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์

ทั้งนี้ การแบ่งปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มเพื่อรองรับกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ไม่สามารถพึ่งพาได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (P_{gen}^{backup}) ออกเป็นการเพิ่มปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ประเภทโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal) หรือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle) เพื่อใช้รองรับความไม่แน่นอนทางพลังงาน (Uncertainty) ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และการเพิ่มปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าจากการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ ($BESS$) จะใช้เพื่อรองรับความผันผวน (Fluctuation) ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

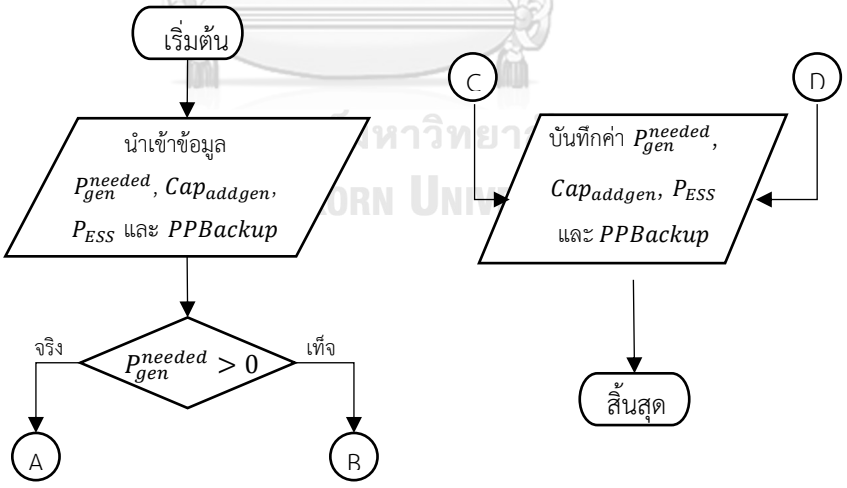
กระบวนการที่กล่าวมาทั้งการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน และการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ จะดำเนินการประเมินไปทีละเดือนโดยเริ่มจากปีพ.ศ. 2561 (ค.ศ. 2018) จนถึงปีสุดท้ายของการวางแผนพ.ศ. 2580 (ค.ศ. 2037) โดยจะบันทึกขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่ประเมินได้แยกเป็นแต่ละเดือน ซึ่งผลจากการประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่และโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์จะถูกใช้เป็นส่วนหนึ่งในการพิจารณาคัดเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบในเดือนและ/หรือปีถัด ๆ ไป โดยสามารถสรุปขั้นตอบการประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ได้ดังภาพที่ 5.4

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

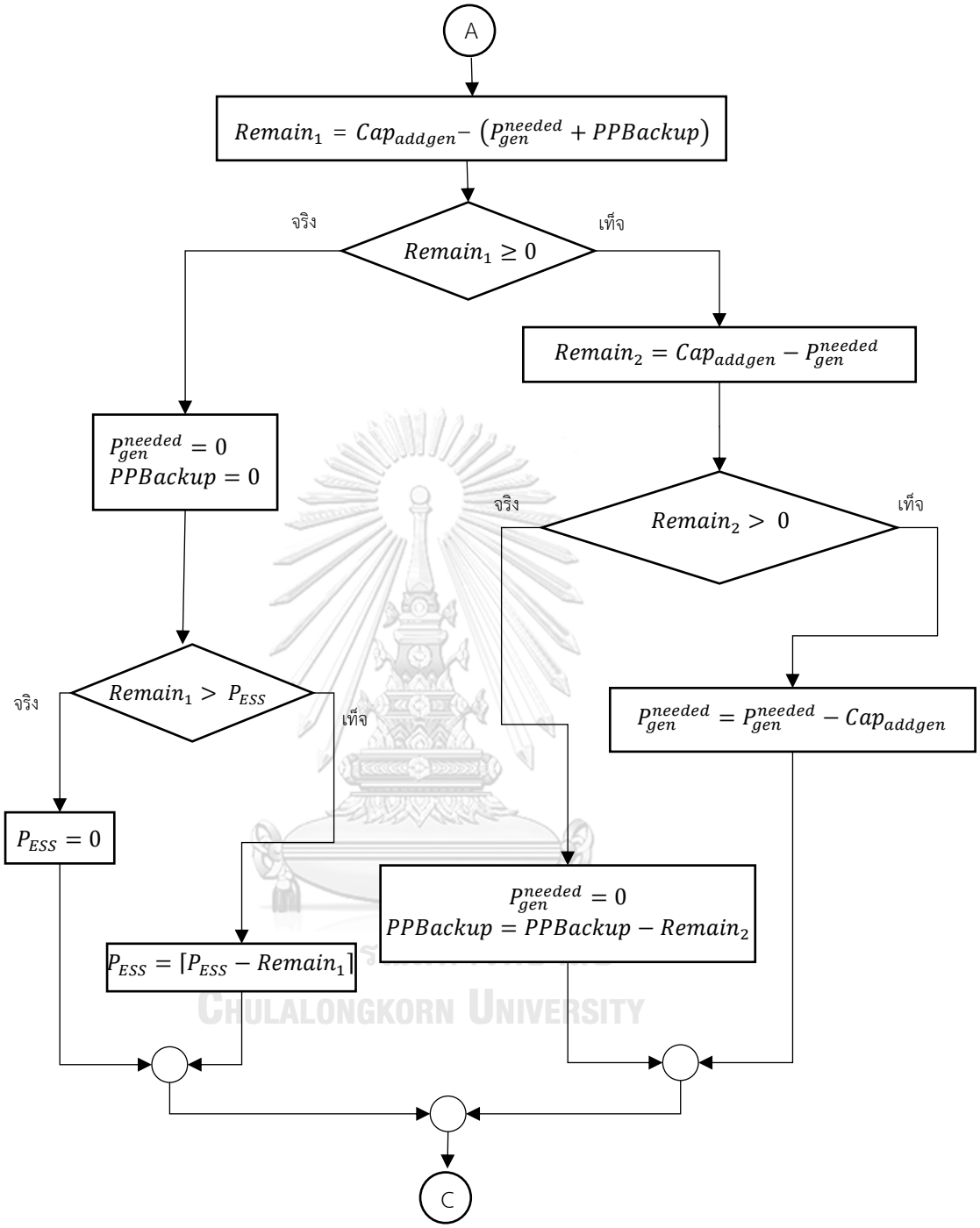


ภาพที่ 5.4 ขั้นตอนการประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่

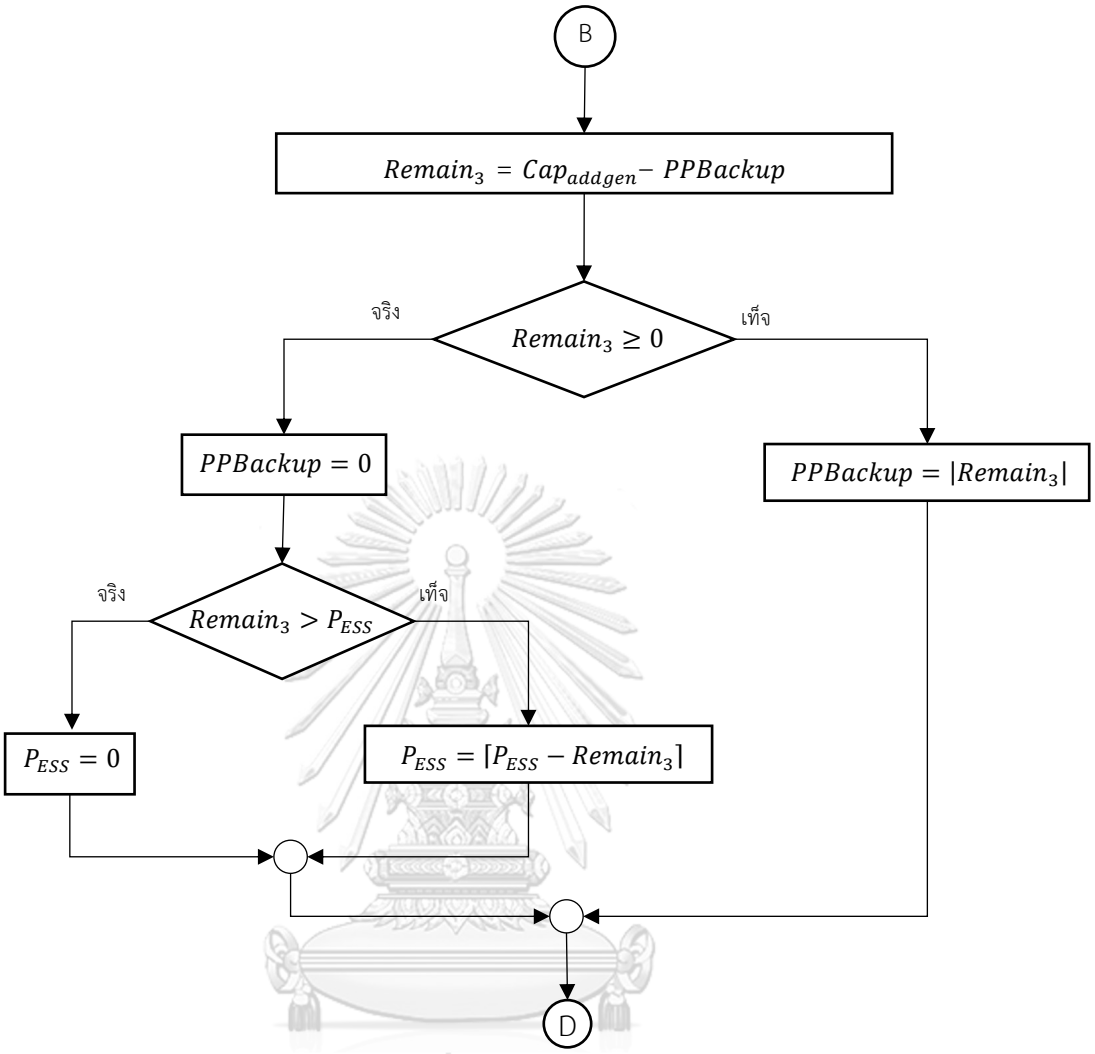
จะเห็นว่าจากกระบวนการข้างต้น ในส่วนของ 2nd priority check มีทั้งการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์และการติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ เพื่อรองรับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริงในระบบ และ/หรือรองรับความไม่สามารถพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และเนื่องจากขนาดกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าเป็นจำนวนเต็มบวกและเป็นค่าคงที่ค่าหนึ่ง เมื่อดำเนินการพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าดังกล่าวเข้าสู่ระบบแล้วนั้น กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่อาจมีกำลังการผลิตส่วนเกินที่สามารถไปหักลบกับปริมาณการผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติมที่ได้จากระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ ดังนั้น เมื่อมีการติดตั้งโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบต้องพิจารณาว่า ขนาดพิกัดติดตั้งของโรงไฟฟ้าดังกล่าวมีค่ามากว่าผลรวมระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริงในระบบ (P_{gen}^{needed}) กับปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ได้จากการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ($PPBackup$) หรือไม่ หากมีค่ามากกว่า แสดงว่ากำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ใหม่สามารถรองรับได้ทั้งค่า P_{gen}^{needed} และ $PPBackup$ อีกทั้งมีขนาดกำลังผลิตส่วนเกินที่ถูกนำไปหักลบกับขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ ($P_{ESS,i}$) ในทางตรงกันข้ามหากมีค่าน้อยกว่า แสดงว่ากำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่อาจรองรับ P_{gen}^{needed} หรือ $PPBackup$ ได้แค่บางส่วนเท่านั้น ในกรณีนี้จะต้องพิจารณานำโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจนกว่าจะสามารถรองรับได้ทั้งความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริงในระบบ (P_{gen}^{needed}) กับปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มที่ได้จากการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ($PPBackup$) กระบวนการดังกล่าวสามารถสรุปได้ดังภาพที่ 5.5 – 5.7



ภาพที่ 5.5 ขั้นตอนการพิจารณาขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่เมื่อมีโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ



ภาพที่ 5.6 ขั้นตอนการพิจารณาขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่เมื่อมีโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาพที่ 5.7 ขั้นตอนการพิจารณาขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่เมื่อมีโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบ

5.3 การคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิต (Energy Dispatch)

การจัดกรรกำลังผลิตเป็นกระบวนการคำนวณหาปริมาณกำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าแต่ละโรงจะต้องจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงที่พิจารณา โดยมีเงื่อนไขว่ากำลังผลิตไฟฟ้าทั้งระบบต้องสามารถจ่ายได้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละชั่วโมงที่พิจารณา นอกจากนี้โรงไฟฟ้าแต่ละประเภทเชื้อเพลิงจะต้องไม่ละเมิดเงื่อนไขข้อบังคับต่าง ๆ ที่กำหนดไว้ ได้แก่ ข้อจำกัดทางด้านเชื้อเพลิงที่มี หรือข้อจำกัดทางด้านการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศ เนื่องจากโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทมีเงื่อนไขในการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันออกไป ดังนั้นจึงต้องทำการสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดของโรงไฟฟ้า แยกตามคุณสมบัติ และผลกระทบที่มีต่อระบบผลิตไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็น 5 กลุ่ม ดังต่อไปนี้

5.3.1 แบบจำลองโรงไฟฟ้า

1) โรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็ก

โรงไฟฟ้าที่ใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็ก (SPP Cogeneration) นั้นจะมีการทำสัญญากับกฟผ. ในรูปแบบไม่สเถียร (Non-firm) ซึ่งจะไม่ได้ถูกควบคุมการจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากกฟผ. โดยจะจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามความพร้อมของโรงไฟฟ้าและกฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะใช้ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) เป็นตัวบ่งบอกพลังงานที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ใน 1 ปี [22] ดังสมการที่ (5.8) ทั้งนี้แบบจำลองการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะถูกพิจารณาเป็นกำลังผลิตเทียบเท่า (Equivalent Plant) ซึ่งจ่ายกำลังไฟฟ้าขนาดคงที่ตลอดปี สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.9) ทั้งนี้ในการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้านั้นจะนำกำลังผลิตเทียบเท่าไปหักลบกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ก่อนจะนำความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลือไปวิเคราะห์ต่อไป

$$\text{ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้}}{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times 100} \times 100 \qquad (5.8)$$

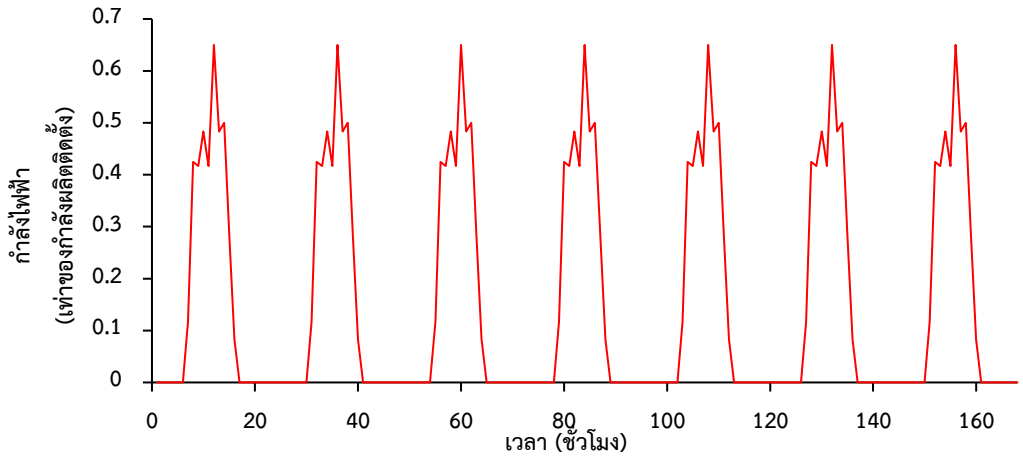
$$\text{กำลังผลิตเทียบเท่า} = \frac{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times \text{ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า}}{100} \qquad (5.9)$$

2) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็กมาก

โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) และโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็กมาก (VSPP Cogeneration) ทั้งนี้แบบจำลองการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้นั้นจะถูกพิจารณาจากข้อมูลลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้า (Generation Profile) ของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทซึ่งจะคำนวณจากค่าเฉลี่ยของกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมง ต่อ กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ดังสมการที่ (5.10) โดยสามารถแสดงตัวอย่างลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ใน 1 สัปดาห์ได้ดังภาพที่ 5.8

$$\text{กำลังผลิตเทียบเท่า} = \frac{\text{กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า} \times \text{ลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าใน } 1 \text{ ปี}}{100} \qquad (5.10)$$

ทั้งนี้ กำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดสรรกำลังการผลิตนั้นจะคำนวณจากผลคูณของลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าใน 1 ปี และกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทซึ่งมีค่าไม่คงที่ในแต่ละชั่วโมง โดยในการจัดสรรกำลังการผลิตนั้นจะนำกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดสรรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทไปหักลบกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ก่อนจะนำความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลือไปวิเคราะห์ต่อไป

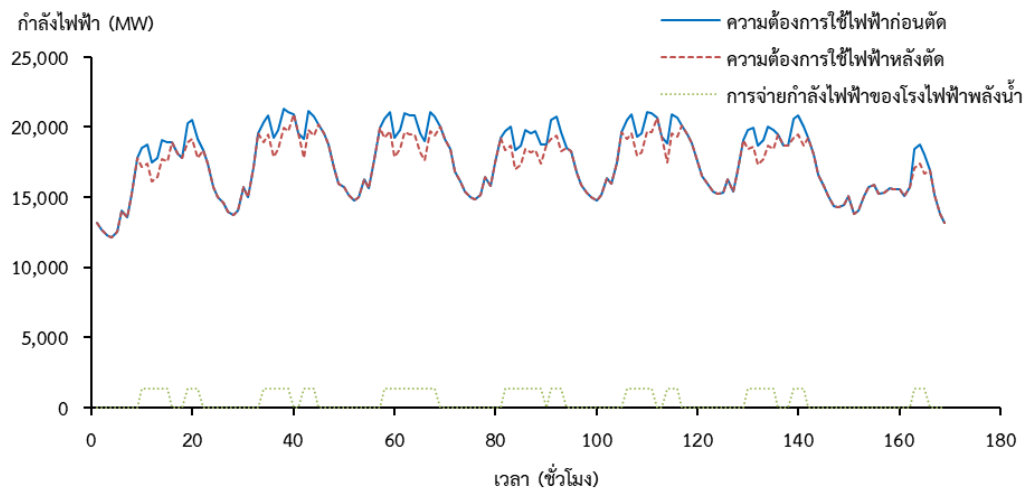


ภาพที่ 5.8 ตัวอย่างลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ใน 1 สัปดาห์

3) โรงไฟฟ้าพลังน้ำ

โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้เป็นโรงไฟฟ้าที่มีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้นั้นจะถูกจำกัดด้วยปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ และจากเงื่อนไขของกรมชลประทานในแต่ละปี ซึ่งทำให้โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะถูกใช้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีค่าสูงเท่านั้น

ในการสร้างแบบจำลองการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้า และจัดสรรกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้นั้น จะพิจารณาให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำเหล่านี้จ่ายกำลังไฟฟ้าเฉพาะช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงและเป็นค่ายอด (Peak) ที่สูงกว่าค่าเฉลี่ยของความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันเท่านั้น โดยกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในแต่ละโรงนั้นจะถูกกำหนดให้จ่ายกำลังไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละชั่วโมงเท่ากับค่ากำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) ของโรงไฟฟ้า หรือเท่ากับค่าเฉลี่ยของพลังงานที่จ่ายได้ในหนึ่งวันในกรณีที่ปริมาณนั้นไม่เพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าเทียบเท่ากับค่ากำลังผลิตพึ่งได้ ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังภาพที่ 5.9



ภาพที่ 5.9 ตัวอย่างลักษณะการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำใน 1 สัปดาห์

4) ระบบกักเก็บพลังงาน

สำหรับแบบจำลองการกักเก็บและจ่ายพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานนั้นจะมีการพิจารณาให้เหมาะสมตามข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ลบผลของแบบจำลองโรงไฟฟ้าจากข้อ 1 ถึง 3 แล้ว โดยจะให้ระบบกักเก็บพลังงานเริ่มกักเก็บพลังงานในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำและมีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำ และจ่ายพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงและมีต้นทุนค่าไฟฟ้าสูง [23, 24]

ระบบกักเก็บพลังงานในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาอยู่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาทั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ ซึ่งมีรายละเอียดสามารถอธิบายได้ดังนี้

4.1) ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ (Battery Energy storage system: BESS)

หลังจากผ่านคำนวณขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ในหัวข้อ 5.2 แล้วนั้น จำเป็นต้องพิจารณาลักษณะการรับและจ่ายกำลังและพลังงานไฟฟ้าของแบตเตอรี่ ในวิทยานิพนธ์นี้จะจำแนกกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ออกเป็น 4 ส่วน คือ กำลังไฟฟ้าที่แบตเตอรี่รับจากระบบ $\left(P_{ESS}^{sys,charge}\right)$ กำลังไฟฟ้าที่แบตเตอรี่จ่ายให้ระบบ $\left(P_{ESS}^{sys,discharge}\right)$ กำลังไฟฟ้าที่รับเข้าภายในแบตเตอรี่ $\left(P_{ESS}^{self,charge}\right)$ และกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจากแบตเตอรี่ $\left(P_{ESS}^{self,discharge}\right)$

ในส่วนของลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ (Specification) ผู้วิจัยได้กำหนดให้แบตเตอรี่มีอัตราการจ่ายหรือรับพลังงาน (C_{rate}) เท่ากับ 1 C และกำหนดให้ประสิทธิภาพไป - กลับ (Round – trip efficiency) มีค่าเท่ากับ ร้อยละ 85 [25] และเนื่องจากแบตเตอรี่มีทั้งการรับ – จ่ายจึงจำเป็นต้องคำนึงถึงประสิทธิภาพการรับกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ $\left(\eta_{ESS}^{charge}\right)$ และประสิทธิภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ $\left(\eta_{ESS}^{discharge}\right)$ ซึ่งมีความสัมพันธ์กับประสิทธิภาพไปกลับดังสมการที่ (5.11) นอกจากนี้ในวิทยานิพนธ์ได้กำหนดให้$\eta_{ESS}^{charge} = \eta_{ESS}^{discharge}$

$$\eta_{ESS}^{total} = \eta_{ESS}^{charge} \times \eta_{ESS}^{discharge} \tag{5.11}$$

จากลักษณะการรับและจ่ายกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ และลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ สามารถเขียนความสัมพันธ์ได้ตามสมการที่ (5.12) ถึง (5.16) อีกทั้งสามารถสรุปลักษณะแบบจำลองของระบับกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ได้ดังภาพที่ 5.10

$$P_{ESS}^{self,discharge} = P_{ESS}^{Cap} \tag{5.12}$$

$$P_{ESS}^{self,charge} = P_{ESS}^{self,discharge} \tag{5.13}$$

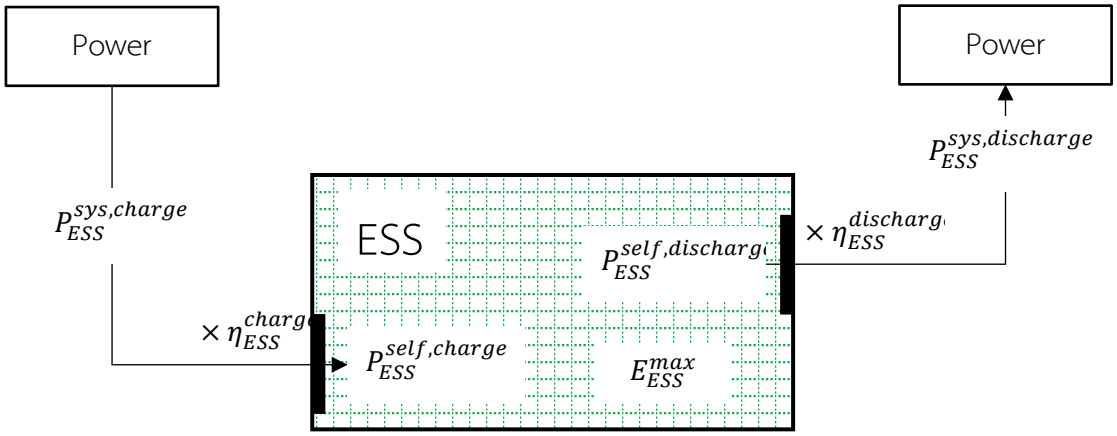
$$P_{ESS}^{sys,discharge} = P_{ESS}^{self,discharge} \times \eta_{ESS}^{discharge} \quad (5.14)$$

$$P_{ESS}^{sys,charge} = \frac{P_{ESS}^{self,charge}}{\eta_{ESS}^{charge}} \quad (5.15)$$

$$E_{ESS}^{max} = \frac{P_{ESS}^{self,discharge}}{C_{rate}} \quad (5.16)$$

โดยที่ P_{ESS}^{Cap} คือ พิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ (MW)

E_{ESS}^{max} คือ พลังงานพิกัดสะสมของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ (MWh)



ภาพที่ 5.10 แสดงแบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

4.2) โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydro Storage: PHS)

เป็นเทคโนโลยีการเก็บพลังงานในรูปของพลังงานศักย์ โดยใช้ความแตกต่างของระดับน้ำภายในอ่างเก็บน้ำที่อยู่ระดับแตกต่างกัน มีหลักการทำงาน คือ ช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ (off-peak) จะทำการสูบน้ำจากอ่างเก็บน้ำที่อยู่ระดับต่ำ ขึ้นไปยังอ่างเก็บน้ำที่อยู่ระดับสูง และเมื่อมีช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง จะปล่อยน้ำให้ไหลผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า [24]

การบอกขนาดพิกัดติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับจะอ้างอิงด้านเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงพิจารณาให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับมี

ลักษณะคล้ายกับแบตเตอรี่ โดยแบ่งกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทนี้เช่นเดียวกับแบตเตอรี่ คือ กำลังไฟฟ้าที่ PHS รับจากระบบ $\left(P_{PHS}^{sys,charge}\right)$ กำลังไฟฟ้าที่ PHS จ่ายให้ระบบ $\left(P_{PHS}^{sys,discharge}\right)$ กำลังไฟฟ้าที่รับเข้าภายใน PHS $\left(P_{PHS}^{self,charge}\right)$ และกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจาก PHS $\left(P_{PHS}^{self,discharge}\right)$ ส่วนประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ $\left(\eta_{PHS}^{total}\right)$ กำหนดเป็นร้อยละ 75 (ปกติจะอยู่ในช่วงร้อยละ 65 ถึง 80) โดยมีความสัมพันธ์กับประสิทธิภาพการรับและจ่ายกำลังไฟฟ้าสมการที่ (5.17) ซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดให้ $\eta_{PHS}^{charge} = \eta_{PHS}^{discharge}$

$$\eta_{PHS}^{total} = \eta_{PHS}^{charge} \times \eta_{PHS}^{discharge} \tag{5.17}$$

โดยที่ η_{PHS}^{total} คือ ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

η_{PHS}^{charge} คือ ประสิทธิภาพการรับกำลังไฟฟ้าเข้า PHS

$\eta_{PHS}^{discharge}$ คือ ประสิทธิภาพการจ่ายกำลังไฟฟ้าออกจาก PHS

จากกำลังผลิตไฟฟ้าทั้ง 4 ส่วน และประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแบบสูบกลับสามารถเขียนความสัมพันธ์ได้ตามสมการที่ (5.18) ถึง (5.23) และสามารถสรุปลักษณะแบบจำลองโรงไฟฟ้าแบบสูบกลับได้ดังภาพที่ 5.11

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$P_{PHS}^{sys,discharge} = P_{PHS}^{Cap} \tag{5.18}$$

$$P_{PHS}^{sys,charge} = \frac{P_{PHS}^{sys,discharge}}{\eta_{PHS}^{total}} \tag{5.19}$$

$$P_{PHS}^{self,discharge} = \frac{P_{PHS}^{sys,discharge}}{\eta_{PHS}^{discharge}} \tag{5.20}$$

$$P_{PHS}^{self,charge} = P_{PHS}^{sys,charge} \times \eta_{PHS}^{charge} \tag{5.21}$$

$$E_{PHS}^{system,discharge} = P_{PHS}^{sys,discharge} \times hr_{discharge} \tag{5.22}$$

$$E_{PHS}^{max} = \frac{E_{PHS}^{sys,discharge}}{\eta_{PHS}^{discharge}} \tag{5.23}$$

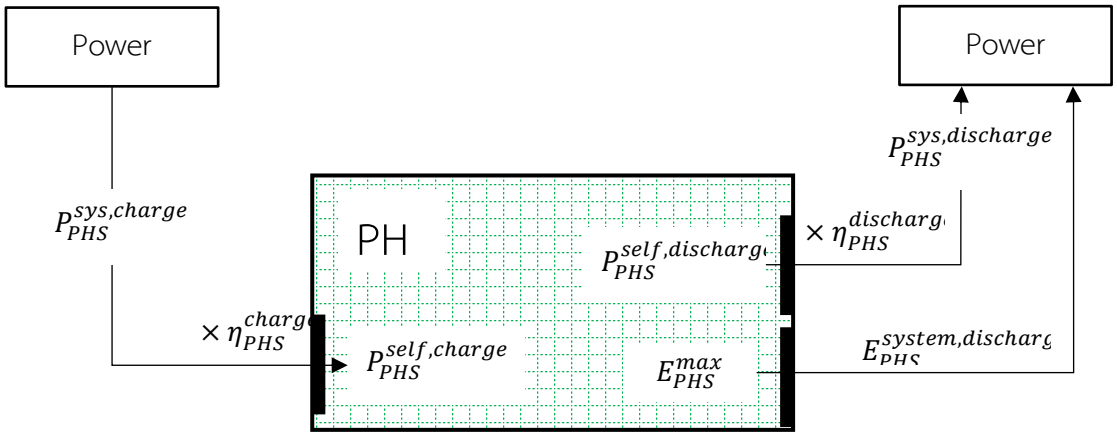
โดยที่

P_{PHS}^{Cap} คือ พิกัดติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (MW)

$E_{PHS}^{system,discharge}$ คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับจ่ายเข้าสู่ระบบ (MWh)

E_{PHS}^{max} คือ พลังงานพิกัดสะสมของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (MWh)

$hr_{discharge}$ คือ จำนวนชั่วโมงที่ปล่อยน้ำไหลผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (hr) ในวิทยานิพนธ์นี้กำหนดให้เป็น 8 ชั่วโมง



ภาพที่ 5.11 แสดงแบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ทั้งนี้ จะนำแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานไปพิจารณาร่วมกับการสั่งเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ผ่านการคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยจะอ้างอิงกำลังผลิตสูงสุดของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับผ่านทางกำลังไฟฟ้าที่รับเข้าภายใน PHS $\left(P_{PHS}^{self,charge}\right)$ และกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจาก PHS $\left(P_{PHS}^{self,discharge}\right)$ และจะอ้างอิงกำลังผลิตสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ผ่านทางกำลังไฟฟ้าที่รับเข้าภายในแบตเตอรี่ $\left(P_{ESS}^{self,charge}\right)$ และกำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจากแบตเตอรี่ $\left(P_{ESS}^{self,discharge}\right)$ พร้อมทั้งพิจารณาถึงลักษณะจำเพาะของระบบกักเก็บพลังงานทั้ง 2 ประเภทร่วมด้วย ซึ่งจะอธิบายในหัวข้อ การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

5) โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ทั่วไป

โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ นั้นจะได้แก่ โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภท ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา และน้ำมันดีเซล เป็นต้น ซึ่งโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้นั้น กฟผ. สามารถควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามความเหมาะสม โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดให้โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้มีเชื้อเพลิงใช้ได้อย่างไม่จำกัดและมีความพร้อมจ่ายของเชื้อเพลิงตลอดเวลา และโรงไฟฟ้าจะหยุดจ่ายกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการซ่อมบำรุงหรือเกิดเหตุการณ์ขัดข้องกับโรงไฟฟ้าเท่านั้น นอกจากนี้โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะมีข้อมูลทางสถิติอัตราการเกิดเหตุขัดข้อง (Failure Rate) เพื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ที่ได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

ในการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ นั้นจะพิจารณาจากต้นทุนการเดินเครื่อง และอาศัยหลักการสั่งเดินเครื่องตามรูปแบบ Merit Order ซึ่งจะสั่งการเดินเครื่องจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุดไปยังต้นทุนสูงที่สุดตามลำดับ อีกทั้งในโครงการนี้จะไม่พิจารณาการวางแผนซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า (Scheduled Maintenance) ทำให้การคำนวณหาพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่จ่ายตลอดทั้งปีใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดการซ่อมบำรุง ดังนั้นในแต่ละชั่วโมงจะกำหนดให้โรงไฟฟ้ามีกำลังผลิตเทียบเท่ากับค่าขนาดกำลังผลิตที่คาด (Expected Capacity) ดังสมการที่ (5.24)

$$Expected\ Capacity = (1 - \alpha \times OM) \times InstalledCapaity \tag{5.24}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดย OM คือ ค่าอัตราการซ่อมบำรุง (เดือน/ปี)

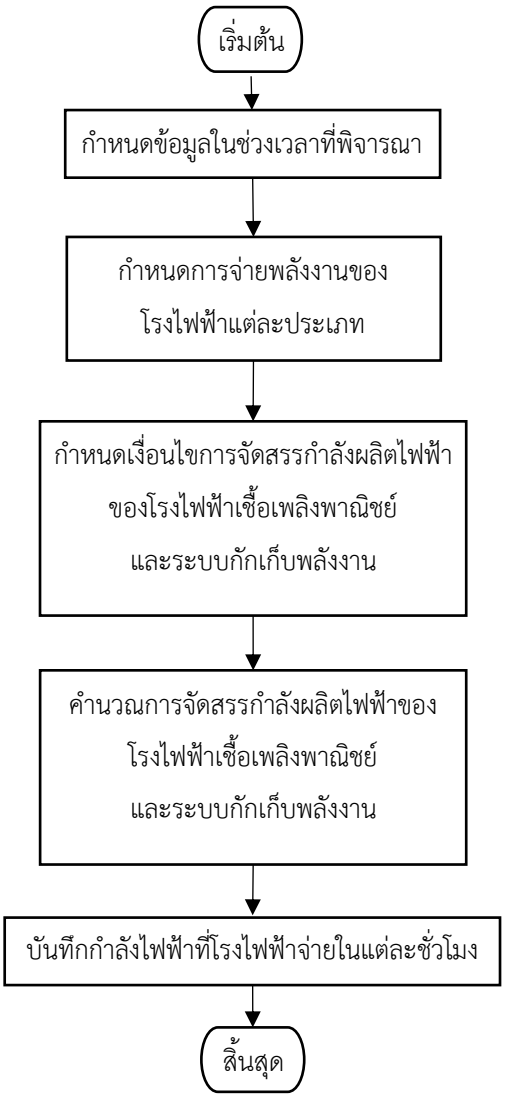
α คือ ค่าปรับแก้การซ่อมบำรุงรายเดือน มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1.5 โดย โดยจะเท่ากับ 0 ในเดือน มีนาคม ถึง เดือนมิถุนายน เดือนที่เหลือจะมีค่าเป็น 1.5 หมายความว่า จะไม่ทำการหยุดซ่อมบำรุงในช่วงเดือนที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง

5.3.2 การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

การจัดกรรกำลังผลิตเป็นกระบวนการคำนวณหาปริมาณกำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าแต่ละโรงจะต้องผลิตและจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงที่พิจารณา โดยมีเงื่อนไขว่ากำลังผลิตไฟฟ้าทั้งระบบต้องสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละชั่วโมงที่พิจารณา นอกจากนี้โรงไฟฟ้าแต่ละ

ประเภทเชื้อเพลิงจะต้องไม่ละเมิดเงื่อนไขข้อบังคับต่าง ๆ ที่กำหนดไว้ เช่น ข้อจำกัดทางด้านเชื้อเพลิงที่มี หรือข้อจำกัดทางด้านการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศ เป็นต้น

ทั้งนี้ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะนำแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทในหัวข้อ 5.3.1 มาทำการคำนวณเพื่อจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าตามขั้นตอนดังภาพที่ 5.12 และมีรายละเอียดดังต่อไปนี้



ภาพที่ 5.12 ลำดับขั้นตอนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

1) กำหนดข้อมูลในช่วงเวลาที่พิจารณา

ขั้นตอนแรกในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า ณ ช่วงเวลาใด ๆ คือ การกำหนดข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณา อันได้แก่

- โรงไฟฟ้าที่พร้อมดำเนินงานในช่วงเวลาที่พิจารณา
- ราคาเชื้อเพลิงและการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณา
- อัตราการปลดปล่อย CO_2 ในช่วงเวลาที่พิจารณา
- กำหนดเงื่อนไขสัดส่วนของเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณา
- ความต้องการไฟฟ้ารายชั่วโมงที่ต้องการพิจารณา

2) กำหนดการจ่ายพลังงานของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท (ยกเว้นโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์และระบบกักเก็บพลังงาน)

ในขั้นตอนนี้จะนำแบบจำลองโรงไฟฟ้าในหัวข้อ 5.3.1 มาทำการจัดลำดับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าตามความเหมาะสม โดยมีรายละเอียดดังนี้

- นำกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็ก (SPP Cogeneration) และโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็กมาก (VSPP Cogeneration) ไปหักลบกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง
- กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับสูงตามลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่ได้พยากรณ์ไว้ โดยจะนำไปหักลบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เหลือจากขั้นตอนก่อนหน้า
- คำนวณการจ่ายเชื้อเพลิง และการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากพลังงานที่จ่าย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

3) กำหนดเงื่อนไขการคำนวณในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์และระบบกักเก็บพลังงาน

ในขั้นตอนนี้จะเป็นการกำหนดเงื่อนไขการคำนวณในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์โดยพิจารณาจากข้อมูลของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์แต่ละโรง อันได้แก่ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า อัตราการปลดปล่อย CO_2 กำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุด และกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุด โดยจะทำพิจารณาร่วมกับข้อมูลที่ได้จากขั้นตอนที่ 2 อันได้แก่ ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านการหักลดสัดส่วนเชื้อเพลิง และอัตราการปลดปล่อย CO_2 ที่โรงไฟฟ้ายังสามารถผลิตได้

นอกจากนี้ในการที่จะพิจารณาว่า ระบบต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ และต้องการโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงใดนั้น จำเป็นต้องพิจารณาเพิ่ม Slack Gen ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าเสมือนของระบบที่มีกำลังไฟฟ้าไม่จำกัด แต่มีต้นทุนการในผลิตไฟฟ้าสูงมาก และเนื่องจากวิทยานิพนธ์นี้มีการพิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าร่วมด้วย ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์จึงได้แบ่ง Slack Gen ออกเป็น Base/Intermediate Slack Gen และ Cycling Slack Gen เพื่อเป็นตัวบ่งบอกว่าระบบไฟฟ้าต้องการโรงไฟฟ้าที่ช่วงของความต้องการใช้ไฟฟ้าใด

นอกจากนี้ ในระบบไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปริมาณสูง เมื่อนำกำลังผลิตจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มาหักลบออกจากความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง อาจทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในบางชั่วโมงนั้นเกิดค่าติดลบ ซึ่งมีความหมายว่า ณ ชั่วโมงดังกล่าว มีกำลังผลิตไฟฟ้าที่มากเกินความจำเป็น ถึงแม้ว่าจะมีทั้ง PHS และ ESS ในการรับกำลังผลิตไฟฟ้า ณ ชั่วโมงดังกล่าวเพื่อนำไปจ่ายในชั่วโมงที่เหมาะสม อย่างไรก็ตามด้วยขนาดของ PHS และ ESS ที่มีอยู่จำกัด ผู้จัดทำวิทยานิพนธ์จึงเพิ่ม Slack Storage ซึ่งเป็นระบบกักเก็บพลังงานเสมือนที่มีขนาดใหญ่มากและมีประสิทธิภาพในการรับพลังงานเท่ากับร้อยละ 100 เพื่อทำหน้าที่รับกำลังผลิตไฟฟ้าที่มากเกินกว่าที่ PHS และ ESS จะรับไว้ได้ โดยให้ต้นทุนในการรับกำลังผลิตไฟฟ้าของ Slack Storage สูงมาก

4) คำนวณการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ และระบบกักเก็บพลังงาน

ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ และระบบกักเก็บพลังงาน จะนำความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิที่ผ่านการหักลดในขั้นตอนที่ 2 แล้วไปจัดสรรกำลังผลิต โดยในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะคำนวณโดยอาศัยหลักการแก้ปัญหาในรูปแบบของโปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) [26] ซึ่งจะมีจุดมุ่งหมายเพื่อให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุด ในขณะที่กำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าและอยู่ภายใต้ข้อกำหนดเงื่อนไขในการคำนวณต่าง ๆ ทั้งนี้สามารถแสดงฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และเงื่อนไขในการคำนวณได้ดังสมการ (5.25) ถึง (5.36)

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

$$Miniminze \sum_{t \in 1month} \sum_{i \in Conv} C_i \times P_{i,t} \qquad (5.25)$$

เงื่อนไขการคำนวณ

$$NetL_t = Load_t - \sum_{i \in H_t} P_{i,t} - \sum_{i \in SPPCOGEN_t} P_{i,t} - \sum_{i \in RE\&VSPP_t} P_{i,t} \quad (5.26)$$

$$L_{req_cyc,t} = min\{PP_{cyc}, L_{cyc,t}\} \quad (5.27)$$

$$\sum_{i \in Conv} P_{i,t} + \sum_{i \in ESS_t\&PHS_t} \eta_i^{disharge} P_i^{self,discharge} = NetL_t + \sum_{i \in ESS_t\&PHS_t} \frac{P_i^{self,charge}}{\eta_i^{charge}} + \sum_{i \in SB_t} P_i^{self,charge} \quad (5.28)$$

$$\sum_{t \in 1month} \left(\sum_{i \in gen_{cyc}} P_{i,t} + \sum_{i \in ESS_t\&PHS_t} \eta_i^{disharge} P_i^{self,discharge} \right) \geq L_{req_cyc,t} \quad (5.29)$$

$$\forall i \in ESS_t\&PHS_t;\ E_{i,t} = E_{i,t-1} + P_{i,t}^{self,charge} - P_{i,t}^{self,discharge} \quad (5.30)$$

$$\forall i \in ESS_t\&PHS_t;\ \sum_{t \in hr\ in\ 1month} E_{i,t} = E_{i,0} \quad (5.31)$$

$$\forall k \sum_{i \in k} \sum_{t \in 1month} P_{i,t} \leq E_{k,limit} \quad (5.32)$$

$$\sum_{i \in k} \sum_{t \in 1month} P_{i,t} \times rCO_2 \leq CO_{2,limit} \quad (5.33)$$

$$\forall i;\ P_{min,i} \leq P_{i,t} \leq P_{max,i} \quad (5.34)$$

$$\forall i \in ESS_t;\ SOC_{ESS}^{min} x\ E_{ESS}^{max} \leq E_{i,t} \leq SOC_{ESS}^{max} x\ E_{ESS}^{max} \quad (5.35)$$

$$\forall i \in PHS_t;\ 0 \leq E_{i,t} \leq E_{PHS}^{max} \quad (5.36)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยที่

C_i	คือ ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยไฟฟ้า
$P_{i,t}$	คือ กำลังผลิตไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้า i จ่าย ณ เวลา t
$L_{cyc,t}$	คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน ณ เวลา t
PP_{cyc}	คือ เกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน
$L_{req_cyc,t}$	คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนขั้นต่ำที่ต้องผลิตได้ ณ เวลา t
$Conv$	คือ เซตของโรงไฟฟ้าพลังงานเชื้อเพลิงพาณิชย์
$Load_t$	คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ เวลา t
$NetL_t$	คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิในการคำนวณการจัดสรรกำลังผลิต ณ เวลา t

H_t	คือ เซตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ณ เวลา t
$SPPCOGEN_t$	คือ เซตของโรงไฟฟ้าที่ใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็ก
$RE\&VSPP_t$	คือ เซตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็กมาก
ESS_t	คือ เซตของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่
PHS_t	คือ เซตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ
SB_t	คือ เซตของ Slack Storage
gen_{cyc}	คือ เซตของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน
$\eta_i^{disharge}, \eta_i^{harg}$	คือ ประสิทธิภาพการจ่ายพลังงาน และประสิทธิภาพการรับพลังงาน
$P_i^{self,discharge}$, $P_i^{self,charge}$	คือ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายออกจากระบบกักเก็บพลังงาน และกำลังไฟฟ้าที่รับเข้าภายในระบบกักเก็บพลังงาน
$E_{i,t}$	คือ พลังงานสะสมในระบบกักเก็บพลังงานที่ i ณ เวลา t
$E_{i,0}$	คือ พลังงานเริ่มต้นที่มีในระบบกักเก็บพลังงานที่ i (กำหนดเท่ากับ $SOC_{min,i}$)
$E_{k,limit}$	คือ เงื่อนไขพลังงานจำกัดของเชื้อเพลิงชนิดที่ k
rCO_2	คือ อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้า
$CO_{2,limit}$	คือ เงื่อนไขจำกัดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย
SOC_{ESS}^{min}	คือ ค่าต่ำสุดของสถานภาพการอัดประจุของแบตเตอรี่ (กำหนดเท่ากับร้อยละ 10)
SOC_{ESS}^{max}	คือ ค่าสูงสุดของสถานภาพการอัดประจุของแบตเตอรี่ (กำหนดเท่ากับร้อยละ 90)
$P_{min,i}$	คือ กำลังผลิตต่ำสุดที่ต้องผลิตของโรงไฟฟ้าโรงที่ j
$P_{max,i}$	คือ กำลังผลิตสูงสุดที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าโรงที่ j

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หลังจากการคำนวณการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า หาก Slack Storage มีค่าเป็นบวก (มีการรับกำลังไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า) จะนำกำลังผลิตที่ Slack Storage รับมา ไปหักลดกับผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากลุ่มผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็ก โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็กมาก โดยเรียงลำดับจากโรงที่มีต้นทุนกำลังผลิตไฟฟ้าแพงไปถูก จนกว่าค่า Slack Storage จะมีค่าเท่ากับ 0 และหากไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ จะส่งผลให้ Base/Intermediate Slack Gen

และ/หรือ Cycling Slack Gen ต้องรับผิดชอบเหตุการณ์ดังกล่าว ส่งผลให้จำเป็นต้องพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมตามลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

เหตุผลหลักที่จำเป็นต้องเพิ่มตัวแปร Slack Gen และ Slack Storage เนื่องจาก ต้องการให้การคำนวณโปรแกรมเชิงเส้นที่ใช้ในการคำนวณการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสามารถหาคำตอบได้เสมอ แม้ว่าในระบบจะมีโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานไม่เพียงพอก็ตาม

ผลของการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้านี้จะถูกนำไปใช้เพื่อคำนวณดัชนีต่าง ๆ ของระบบผลิตไฟฟ้า เช่น ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง ฯลฯ เพื่อพิจารณารวมกันเป็นผลการวางแผนพัฒนาผลิตไฟฟ้า หรือเพื่อพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าต่อไป

5.3.3 การคำนวณดัชนีต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง

ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะมีการกำหนดเงื่อนไข และสมมติฐานต่าง ๆ เพื่อให้การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้นมีความเหมาะสม สอดคล้องกับนโยบายที่กำหนดไว้ โดยเงื่อนไขในการคำนวณหลักที่ใช้ในการการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า คือ กำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งระบบต้องสามารถจ่ายได้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละชั่วโมงที่พิจารณา และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต้องอยู่ภายใต้เกณฑ์ที่กำหนด

ทั้งนี้ นอกจากเงื่อนไขในการคำนวณดังกล่าวแล้ว ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจะมีเงื่อนไขในการคำนวณ และสมมติฐานอื่น ๆ ที่ถูกกำหนดขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับสมมติฐานตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และนโยบายของภาครัฐ อาทิเช่น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังนี้

5.3.3.1 คำนวณสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง คือร้อยละของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงแต่ละประเภทเมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (5.37)

$$FR_y = \frac{E_y}{TGE} \times 100 \tag{5.37}$$

โดยที่ FR_y คือ สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงชนิด y หน่วยร้อยละ

E_y คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิงชนิด y หน่วย kWh

TGE คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดหน่วย kWh

5.3.3.2 คำนวณสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า

สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้ง คือค่าร้อยละของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าประเภทนั้นเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมด สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (5.38)

$$CR_y = \frac{C_y}{TC} \times 100 \tag{5.38}$$

โดยที่ CR_y คือ กำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของโรงไฟฟ้าชนิด y หน่วยร้อยละ

C_y คือ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งทั้งหมดของโรงไฟฟ้า y หน่วย MW

TC คือ กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าทั้งระบบ หน่วย MW

5.3.3.3 คำนวณค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย

ค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย คือปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปลดปล่อยจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า 1 หน่วย ซึ่งคำนวณจากปริมาณพลังงานปฐมภูมิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละเครื่อง สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (5.39)

$$CO_{2\,k} = E_k \times HR_k \times EF_k \tag{5.39}$$

โดยที่ $CO_{2\,k}$ คือ ปริมาณ CO_2 ที่ปลดปล่อยจากโรงไฟฟ้าเครื่องที่ k หน่วย kg

E_k คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าเครื่องที่ k หน่วย kWh

HR_k คือ อัตราความร้อนของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ k หน่วย Btu/kWh

EF_k คือ อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อพลังงานปฐมภูมิ หน่วย Kg/Btu

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.3.3.4 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย

ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย คือค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย คำนวณจากค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าหารด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด ค่าใช้จ่ายบางส่วนนั้นจะขึ้นกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ และค่าใช้จ่ายอีกส่วนนึงเป็นค่าคงที่ตลอดปีไม่ขึ้นกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยรายละเอียดในการคำนวณค่าใช้จ่ายประเภทต่าง ๆ มีดังต่อไปนี้

1. ค่าลงทุนก่อสร้าง (Investment Cost) จะใช้สมการที่ (5.40) และ(5.41)

$$Inv.Cost_{i,k} = \frac{K_k \times C_i}{L_i} \tag{5.40}$$

$$L_i = \frac{1 - \frac{1}{(1+d)^{LS_i}}}{d} \tag{5.41}$$

โดยที่ $Inv.Cost_{i,k}$ คือ ค่าลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

K_k คือ ค่าลงทุนก่อสร้างต่อกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าชนิด k

C_i คือ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i

L_i คือ ค่าที่ใช้ปรับฐานค่าลงทุนก่อสร้างต่อปี

LS_i คือ อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า

d คือ Discount rate (ทศนิยม)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2. ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ (Fixed O&M Cost) จะใช้สมการที่ (5.42)

$$F\ Cost_{i,k} = F_k \times C_i \tag{5.42}$$

โดยที่ $F\ Cost_{i,k}$ คือ ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

F_k คือ ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ต่อกำลังผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าชนิด k

C_i คือ กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าเครื่อง i

3. ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร (Variable O&M Cost) จะใช้สมการที่ (5.43)

$$V\ Cost_{i,k} = V_k \times PE_i \tag{5.43}$$

โดยที่ $V\ Cost_{i,k}$ คือ ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปรของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

V_k คือ ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปรต่อกำลังผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าชนิด k

PE_i คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

4. ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost) จะใช้สมการที่ (5.44)

$$Fu\ Cost_{i,m} = Fuel_m \times HR_i \times PE_i \tag{5.44}$$

โดยที่ $Fu\ Cost_{i,m}$ คือ ค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ใช้เชื้อเพลิงชนิด m

$Fuel_m$ คือ ค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้าชนิด k หน่วย บาท/MMBtu

HR_i คือ อัตราค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i หน่วย Btu/kWh

PE_i คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

5. ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost) จะใช้สมการที่ (5.45)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$En\ Cost_{i,k} = En_k \times PE_i \tag{5.45}$$

โดยที่ $En\ Cost_{i,k}$ คือ ค่าพลังงานของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

En_k คือ ค่าพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากโรงไฟฟ้าชนิด k หน่วย บาท/kWh

PE_i คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ผลิต

โดยที่ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทและระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่จะจำแนกได้ตามประเภทของสัญญาแสดงได้ดังตารางที่ 5.2 ซึ่งคำนวณได้ตามสมการที่กล่าวไปแล้วข้างต้น

ตารางที่ 5.2 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าจำแนกตามประเภทสัญญา

โครงสร้างต้นทุน		EGAT	IPP	SPP Non-Firm & VSPP	ซื้อจากต่างประเทศ	โรงไฟฟ้าใหม่	โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ	ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่
ค่าลงทุนก่อสร้าง (Investment Cost)	ขึ้นกับกำลังผลิต	✓	✓			✓	✓	✓
ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ (Fixed O&M Cost)		✓	✓			✓	✓	✓
ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร (Varied O&M Cost)	ขึ้นกับพลังงานที่ผลิตได้	✓	✓			✓		
ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost)		✓	✓			✓		
ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)				✓	✓			

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดของโรงไฟฟ้าสามารถหาได้จากการรวมค่าใช้จ่ายทุกรายการของโรงไฟฟ้าเครื่องนั้น ๆ เข้าด้วยกันดังสมการที่ (5.46)

$$Cost_i = Inv.Cost_{i,k} + F\ Cost_{i,k} + V\ Cost_{i,k} + Fu\ Cost_{i,m} + En\ Cost_{i,k} \quad (5.46)$$

โดยที่ i,k คือ โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ชนิด k

i,m คือ โรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ใช้เชื้อเพลิงชนิด m

ค่าใช้จ่ายทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าคำนวณได้จากการรวมค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าทุกเครื่องกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า ดังสมการที่ (5.47)

$$Total\ cost = \sum_{i=1}^{n} Cost_i \quad (5.47)$$

เมื่อได้ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดในการผลิตไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้าแล้ว สามารถคำนวณหาต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (Average Cost) ของระบบไฟฟ้า ได้ดังสมการที่ (5.48)

$$Average\ Cost = \frac{Total\ Cost}{Total\ Produced\ Energy} \quad (5.48)$$

โดยที่ $Total\ Produced\ Energy$ คือ พลังงานที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ทั้งหมด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ค่า $Average\ Cost$ ที่ได้จากสมการที่ (5.48) คือค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วยที่คำนึงถึงค่าใช้จ่ายทั้งหมดแล้ว และนำไปใช้เป็นดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อการวางแผนจัดหากำลังผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม

5.3.3.5 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ (รวมไปถึงโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ)

ในการคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) เมื่อระบบไฟฟ้ามีระบบกักเก็บพลังงานนั้น จะไม่นำลักษณะการรับ – จ่ายกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานที่ได้จากการจัดสรรกำลังผลิตไปบวก (ในกรณีที่รับกำลังไฟฟ้า) และลบ(ในกรณีที่จ่ายกำลังไฟฟ้า)กับความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง โดยตรงเหมือนกับการพิจารณาโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ แต่จะนำศักยภาพของระบบกักเก็บพลังงานมาใช้ลดโหลดช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง และมาใช้เพิ่มโหลดช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำ

จากวิธีการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในหัวข้อที่ 3.2.2 จะนำเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve) ไปพิจารณาร่วมกับตาราง COPT เพื่อคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ แต่อย่างไรก็ตามเมื่อมีระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้า จึงต้องประเมินศักยภาพของระบบกักเก็บพลังงานดังกล่าวผ่านทาง

ในการประเมินศักยภาพของระบบกักเก็บพลังงานจะกระทำผ่านการคำนวณจำนวนรอบในการชาร์จ $(Cycle)$ ซึ่งได้กำหนดให้เป็นจำนวนเต็มอย่างน้อย 1 รอบ และจำนวนชั่วโมงที่ระบบกักเก็บพลังงานทำงาน $\left(hr_{working}\right)$ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.49) ถึง (5.51)

$$\forall i \in ESS\&PHS;\ Cycle = max\left\{1, \left\lceil \frac{\sum_{t=1}^{hr} P_{i,t}^{self,charge}}{E_i^{max} \times DOD} \right\rceil \right\} \tag{5.49}$$

$$hr_{working} = \frac{Cycle}{C_{rate}} \tag{5.50}$$

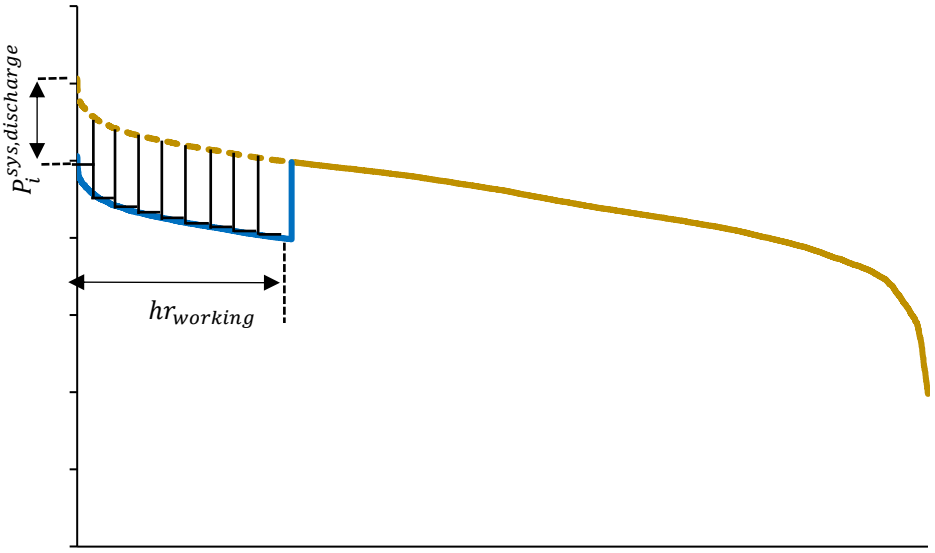
$$DOD = \%SOC_{max} - \%SOC_{min} \tag{5.51}$$

โดยที่

DOD (Depth of Discharge)	คือ ร้อยละของความสามารถในการจ่ายพลังงาน
$P_{i,t}^{self,charge}$	คือ กำลังไฟฟ้าที่รับเข้าภายในระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งได้จากการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้า
C_{rate}	คือ อัตราการจ่ายหรือรับพลังงานไฟฟ้า
$hr_{working}$	คือ จำนวนชั่วโมงทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน

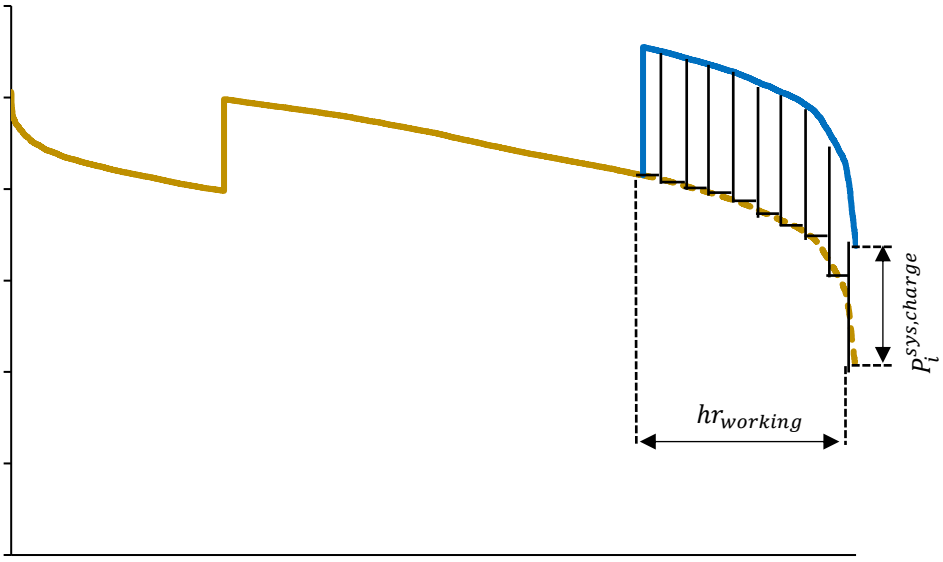
หลังจากที่คำนวณจำนวนรอบในการชาร์จ (Cycle) และจำนวนชั่วโมงที่ระบบกักเก็บพลังงานทำงานแล้วนั้น จะนำค่าดังกล่าวพร้อมทั้งค่ากำลังไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงานรับจากระบบ $(P_i^{sys,charge})$ และกำลังไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายให้ระบบ $(P_i^{sys,discharge})$ ไปบวกหรือลบเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด (Load duration curve) โดยมีวิธีการดังนี้

1) กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายพลังงานให้ระบบด้วย $P_i^{sys,discharge}$ ในช่วงระยะเวลาเท่ากับ จำนวนชั่วโมงทำงาน $(hr_{working})$ ที่คำนวณได้
2) กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานรับพลังงานจากระบบด้วย $P_i^{sys,charge}$ ในช่วงระยะเวลาเท่ากับ จำนวนชั่วโมงทำงาน $(hr_{working})$ ที่คำนวณได้
3) นำ $P_i^{sys,discharge}$ ไปหักลบเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ในชั่วโมงแรกจนกระทั่งครบระยะเวลาของชั่วโมงทำงานที่คำนวณได้ ซึ่งระยะเวลาดังกล่าวเป็นช่วงระยะเวลาโหลดที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ดังภาพที่ 5.13



ภาพที่ 5.13 การนำศักยภาพของระบบกักเก็บพลังงานมาลดโหลดช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง

4) นำ $P_i^{sys,charge}$ ไปบวกเพิ่มเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ในชั่วโมงสุดท้ายของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ย้อนกลับมาจนครบระยะเวลาของชั่วโมงทำงานที่คำนวณได้ ซึ่งระยะเวลาดังกล่าวเป็นช่วงระยะเวลาโหลดที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ ดังภาพที่ 5.14



ภาพที่ 5.14 การนำศักยภาพของระบบกักเก็บพลังงานมาเพิ่มโหลดช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำ

5) ทำการปรับลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลด ด้วยการเรียงลำดับความต้องการใช้ไฟฟ้าจากสูงไปต่ำ ใหม่ (เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานในวิทยานิพนธ์นี้ ประกอบไปด้วยระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ จึงจำเป็นต้องทำขั้นตอน 1 ถึง 5 ทีละประเภทของระบบกักเก็บพลังงาน)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

เมื่อทำการปรับลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดแล้วนั้น จะนำไปพิจารณาร่วมกับตาราง COPT เพื่อหาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับตามวิธีในหัว3.2.2 ต่อไป

5.3.3.6 ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (RM_{CPS})

ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเพิ่มเติม เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการกำหนดความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ระดับกลางบน โดยดัชนีที่จะใช้พิจารณา คือ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (5.52) โดยกำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนนั้นจะประกอบไปด้วย กำลัง

ผลิตพึ่งได้โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ ทั้งนี้ในวิทยานิพนธ์นี้ได้กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนที่ร้อยละ 5

$$RM_{cyc} = \frac{DC_{cy} - P_{L,cy}}{\left(P_{L,cy} + P_{L,p} + P_{L,sp}\right)} \times 100 \qquad (5.52)$$

โดย RM_{cyc} คือ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน

DC_{cy} คือ กำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน

$P_{L,cy}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระดับกลางบน

$P_{L,p}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระดับสูง

$P_{L,sp}$ คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระดับสูงสุด

5.3.3.7 การพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าตัวแทนเข้าสู่ระบบ

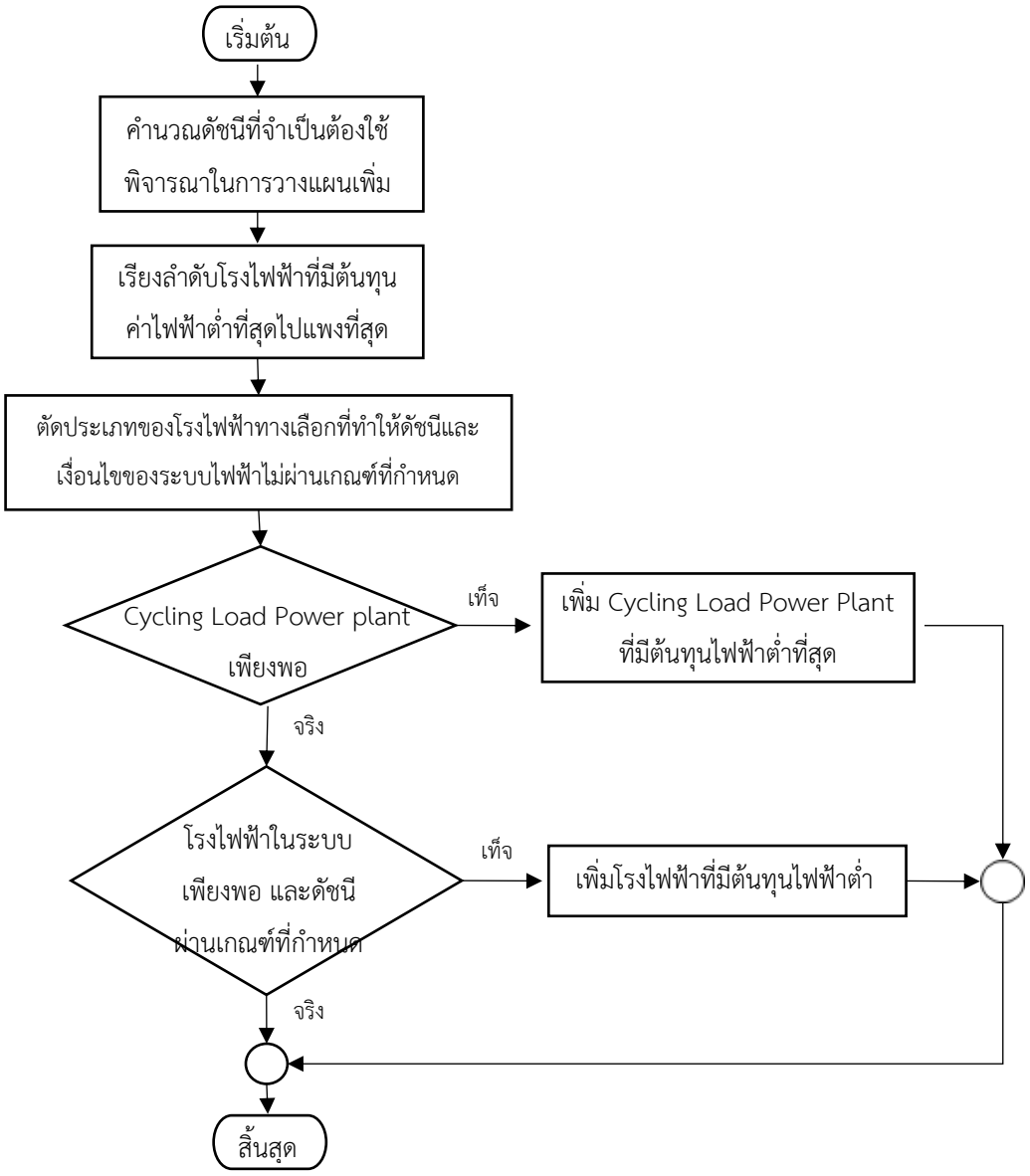
การเพิ่มโรงไฟฟ้า คือ การเลือกโรงไฟฟ้าเพิ่มเข้าไปในระบบไฟฟ้าเมื่อระบบไฟฟ้าไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไข ซึ่งโดยทั่วไปแล้วจะเกิดเมื่อค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนด หรือโรงไฟฟ้าทั้งหมดในระบบไฟฟ้าไม่เพียงพอสำหรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า สำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเกณฑ์ปริมาณโรงไฟฟ้าฐานที่นำเสนอนั้น โรงไฟฟ้าทางเลือกจะถูกกำหนดไว้ก่อนโดยพิจารณาจากความเป็นไปได้ในการก่อสร้าง และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่ กลุ่มที่ 1 คือ โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน กลุ่มที่ 2 คือ โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่าง และกลุ่มที่ 3 คือ โรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน ดังตารางที่ 5.3

โดยสำหรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนนั้นจะพิจารณาให้โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine) และโรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซเป็นโรงไฟฟ้าทางเลือก (Candidate Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าทางเลือกเท่านั้น ในขณะที่การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานและความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่างจะพิจารณาให้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle) และโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal) เป็นโรงไฟฟ้าทางเลือกเท่านั้นเช่นกัน

ตารางที่ 5.3 *โรงไฟฟ้าทางเลือกสำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า*

ประเภทโรงไฟฟ้า	ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า				
	Base Load	Intermediate Load	Cycling Load	Peak Load	Super Peak Load
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ			✓		
โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ			✓		
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน	✓				
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	✓	✓			

สำหรับขั้นตอนการเพิ่มโรงไฟฟ้านั้น จะทำโดยการเพิ่มโรงไฟฟ้าทางเลือกทีละโรงเพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีโรงไฟฟ้าเท่าที่จำเป็น ซึ่งจะเริ่มจากการตรวจสอบว่ามีโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนเพียงพอหรือไม่ ผ่านการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน หากไม่เพียงพอจะเพิ่มโรงไฟฟ้าทางเลือกที่สามารถตอบสนองกับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนก่อน เมื่อโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนเพียงพอแล้ว จึงค่อยมาพิจารณาว่ามีโรงไฟฟ้าเพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งระบบหรือไม่ ด้วยวิธีการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ พร้อมทั้งพิจารณาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (หรือระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง) ยังสูง (หรือต่ำ) กว่าเกณฑ์เป้าหมาย จึงจะพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานหรือความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่างที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุดโดยที่ไม่ทำให้ดัชนีต่าง ๆ ของระบบไฟฟ้าเกินหรือต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดไว้ ทั้งนี้ สามารถสรุปขั้นตอนการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าทางเลือกได้ดังภาพที่ 5.15



ภาพที่ 5.15 ขั้นตอนการเพิ่มโรงไฟฟ้า

ทั้งนี้ การเพิ่มโรงไฟฟ้านั้นจะต้องเป็นไปตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ และไม่ละเมิดเงื่อนไขการคำนวณที่กำหนดไว้ ดังที่นำเสนอในหัวข้อ 5.3.3 รวมถึงจะทำการพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำที่สุด ซึ่งสามารคำนวณได้ดังสมการที่ (5.53)

$$Unit\ Cost_k = \frac{K_k/L_k + F_k}{8760 \times 1000} + V_k + (Fuel_m \times HR_k) \quad (5.53)$$

โดยที่ $Unit\ Cost_k$ คือ ค่าต้นทุนต่อหน่วย หน่วย บาท/kWh

K_k คือ ค่าลงทุนก่อสร้างต่อกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าชนิด k ในหน่วย บาท

L_k คือ ค่าที่ใช้ปรับฐานค่าลงทุนก่อสร้างต่อปี

F_k คือ ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ต่อกำลังผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าชนิด k

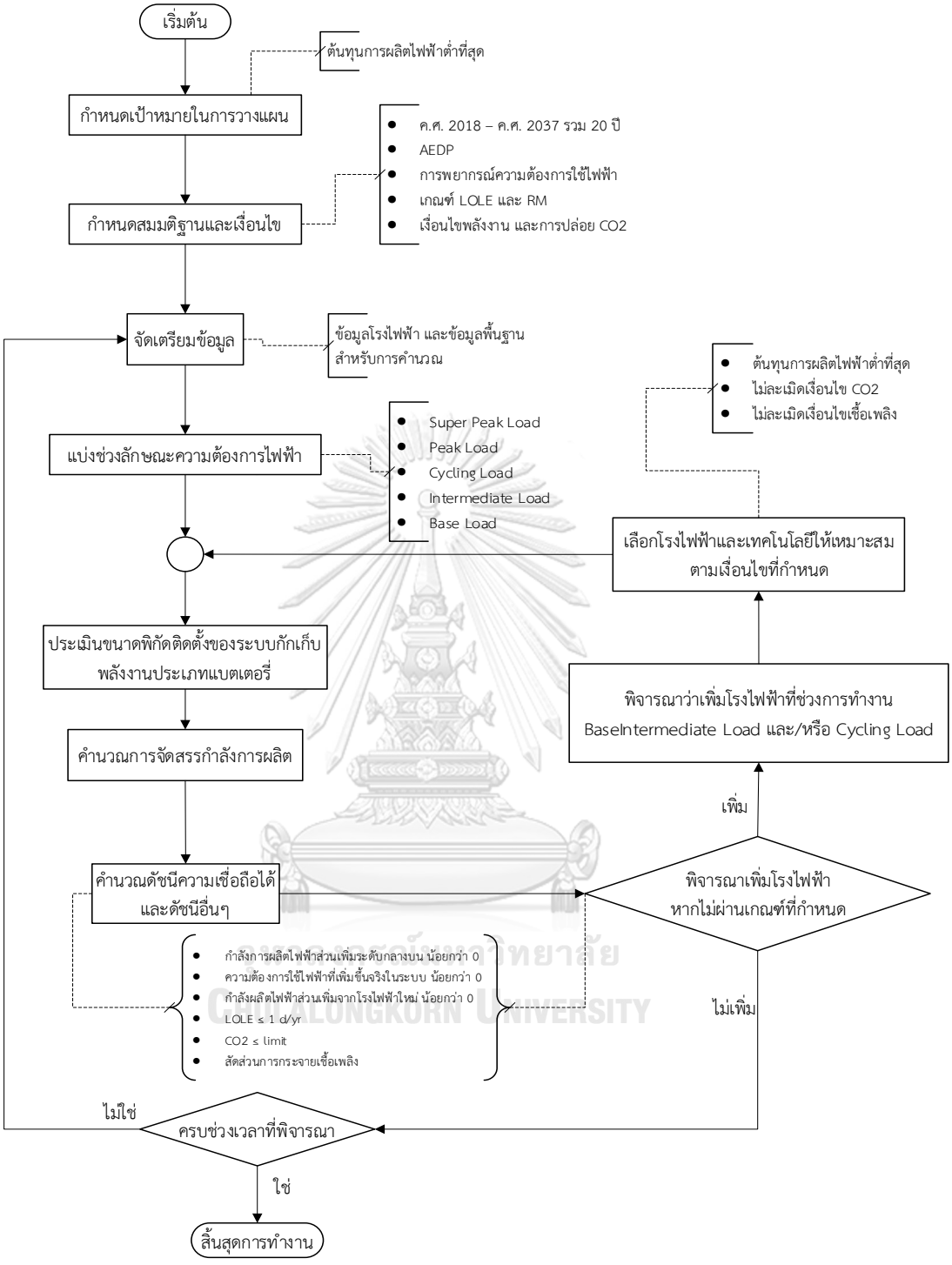
V_k คือ ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปรต่อกำลังผลิตต่อปีของโรงไฟฟ้าชนิด k

$Fuel_m$ คือ ค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้าชนิด m หน่วย บาท/MMBtu

HR_k คือ อัตราค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ k หน่วย Btu/kWh

จากกระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่ได้นำเสนอไปนั้น สามารถสรุปเป็นแผนภาพการทำงานได้ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 5.16 แสดงขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ ในวิทยานิพนธ์

บทที่ 6
ผลการทดสอบการวางแผน และวิเคราะห์ผล

บทนี้จะนำเสนอผลการจัดทำการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด ซึ่งผลการทดสอบการวางแผนในวิทยานิพนธ์นี้จะสอดคล้องกับเป้าหมายในการจัดหาไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุด (Minimum Cost) และจะแสดงผลการวางแผนฯในช่วงปี พ.ศ. 2561 ถึง พ.ศ. 2580

6.1 กรณีศึกษา

ในกรณีศึกษา จะใช้ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของปี 2560 เป็นค่าฐาน แล้วจึงพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 – 2580 โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะพิจารณาถึงความเหมาะสมในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วง อีกทั้งนำคุณสมบัติของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วมาใช้งานร่วมด้วย และตั้งสมมติฐานว่าระบบไฟฟ้าเป็นระบบเดียวกันทั้งประเทศ ไม่มีการพิจารณาแยกตามพื้นที่ ทำให้สามารถเพิ่มโรงไฟฟ้าได้ในทุกพื้นที่ของประเทศไทย โดยต้องผ่านเงื่อนไขที่กำหนดทั้งหมด อีกทั้งใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ร่วมกับการกำหนดสมมติฐานเพิ่มเติมที่จะกล่าวถึงในลำดับต่อไป และการศึกษาจะแบ่งเป็น 3 รูปแบบได้แก่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

กรณีศึกษาที่ 1 – การวางแผนพัฒนากำลังผลิตผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดย**ไม่พิจารณา**การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษาที่ 2 – การวางแผนพัฒนากำลังผลิตผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดย**พิจารณา**การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษาที่ 3 – การวางแผนพัฒนากำลังผลิตผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดย**พิจารณา**การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า พร้อมการพิจารณา**เพิ่มระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่แทนโรงไฟฟ้าระดับกลางบน** ในกรณีที่กำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบนมีไม่เพียงพอ

6.2 สมมติฐานที่ใช้

1. กำหนดให้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่อง โดยมีขนาดเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า และใช้เฉพาะเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า
2. ใช้ข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ในปีพ.ศ. 2560 เป็นลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานสำหรับการจัดทำแบบจำลองการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต
3. พิจารณาข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย จากข้อมูลล่าสุดของโรงไฟฟ้าทั้งหมดที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ ณ สิ้นปีพ.ศ. 2560 ร่วมกับข้อมูลโรงไฟฟ้าที่จะเชื่อมต่อเข้าสู่ระบบในอนาคตที่มีข้อผูกพัน และลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1)
4. ช่วงการคำนวณดัชนีต่าง ๆ คำนวณทุก ๆ 1 เดือนต่อเนื่องไปจนครบระยะเวลาของแผน
5. ไม่คำนึงถึงกำลังสูญเสียของระบบไฟฟ้า
6. กำหนดให้นำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โรงไฟฟ้าผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันขนาดเล็กและเล็กมาก ให้รับรองความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดก่อน
7. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพิจารณาเฉพาะที่มีกำหนดเข้าระบบแน่นอนแล้ว ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (AEDP)
8. พิจารณาโรงไฟฟ้าน้ำนำเข้าจากต่างประเทศทั้งหมดตามแผน PDP2018 Rev.1
9. พิจารณาโรงไฟฟ้าที่สร้างเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าเดิมทั้งหมดตามแผน PDP2018 Rev.1
10. เชื้อเพลิงฟอสซิลทุกชนิดพร้อมจ่ายตลอดเวลา และสามารถใช้ได้ไม่จำกัด
11. กำหนดข้อมูลโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบในอนาคตเอาไว้ล่วงหน้าดังตารางที่ 6.1
12. พิจารณาจัดลำดับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า ตามต้นทุนค่าพลังงานเฉลี่ยต่อหน่วย
13. การพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้าเข้าระบบส่งผลต่อขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

14. กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่มีอายุการใช้งานที่ 10 ปี อัตราการจ่ายหรือรับพลังงานไฟฟ้าที่ 1 C ค่าลงทุนก่อสร้างเป็น 845 ดอลลาร์ต่อกิโลวัตต์ และค่าบำรุงรักษาแบบคงที่เป็น 12.9 ดอลลาร์ต่อกิโลวัตต์ [25] อีกทั้งประสิทธิภาพในการกักเก็บพลังงาน (Round Trip Efficiency) เท่ากับร้อยละ 85 ค่าสถานะการกักเก็บพลังงานของแบตเตอรี่จะอยู่ระหว่างร้อยละ 10 ถึงร้อยละ 90 และพลังงานสะสม ณ สิ้นเดือนจะเท่ากับพลังงานสะสม ณ ต้นเดือน
15. กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับมีลักษณะการทำงานเหมือนกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดยมี ประสิทธิภาพในการกักเก็บพลังงาน (Round Trip Efficiency) เท่ากับร้อยละ 75 และค่าสถานะการกักเก็บพลังงานจะอยู่ตั้งแต่ร้อยละ 0 ถึงร้อยละ 100 และจะปล่อยน้ำเพื่อจ่ายพลังงานนาน 8 ชั่วโมง
16. การจัดสรรกำลังการผลิตของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ จะคำนึงถึงความคุ้มค่าเมื่อเทียบกับประสิทธิภาพในการกักเก็บพลังงาน (Round Trip Efficiency) โดยกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าต่ำแล้วจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง
17. ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยไม่รวมค่าส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งกำลังไฟฟ้า
18. ในการคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง จะพิจารณาใช้ข้อมูลค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3

ตารางที่ 6.1 แสดงโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในอนาคต

โรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)
โรงไฟฟ้าถ่านหิน	ถ่านหินนำเข้า	1,000
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	ก๊าซธรรมชาติ	700
โรงไฟฟ้าระบบเครื่องยนต์เผาไหม้	ก๊าซธรรมชาติ	200
โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	ก๊าซธรรมชาติ	250

CHULALONGKORN UNIVERSITY

โดยมีเงื่อนไขเพิ่มเติมคือ โรงไฟฟ้าทุกประเภทสามารถเข้าสู่ระบบได้ตั้งแต่ปีแรกของการเริ่มวางแผน

6.3 เงื่อนไขในการทดสอบ

1. กำหนดให้เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของทั้งประเทศ หรือ LOLE ไม่เกิน 1 วันต่อปี
2. กำลังผลิตสำรอง(กลางวัน)ต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15
3. กำลังผลิตสำรองระดับกลางบนต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 (เฉพาะระบบทดสอบที่พิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า)
4. กำหนดสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงจากถ่านหินต้องไม่เกินร้อยละ 30 ตลอดทั้งแผน โดยแบ่งเป็น
   - สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินสะอาด (Bituminous) ภายในประเทศ ไม่เกินร้อยละ 15
   - สัดส่วนการใช้ถ่านหินลิกไนต์ (โรงไฟฟ้าแม่เมาะและโรงไฟฟ้าหงสา) ไม่เกินร้อยละ 15
5. กำหนดอัตราการปลดปล่อย CO_2 ให้ปีพ.ศ. 2560 มีค่าไม่เกิน 0.519 $kgCO_2/kWh$ และลดลงร้อยละ 2 ต่อเนื่องทุกปี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

6.4 ผลการทดสอบ และวิเคราะห์ผลการทดสอบ

6.4.1 การวางแผนพัฒนากำลังผลิตผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดย<u>ไม่พิจารณา</u>การแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษานี้เป็นการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับแบตเตอรี่ โดยไม่คำนึงถึงการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและการแบ่งประเภทของโรงไฟฟ้า ทำให้จะใช้เพียงการ**<u>ประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ ร่วมกับดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ</u>**เพื่อประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของแบตเตอรี่และคัดเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเท่านั้น นอกจากนี้จะพิจารณาเพิ่มเกณฑ์ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตั้งแต่ร้อยละ 15 ถึง 25 ซึ่งผลการทดสอบที่ได้เป็นดังต่อไปนี้

6.4.1.1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

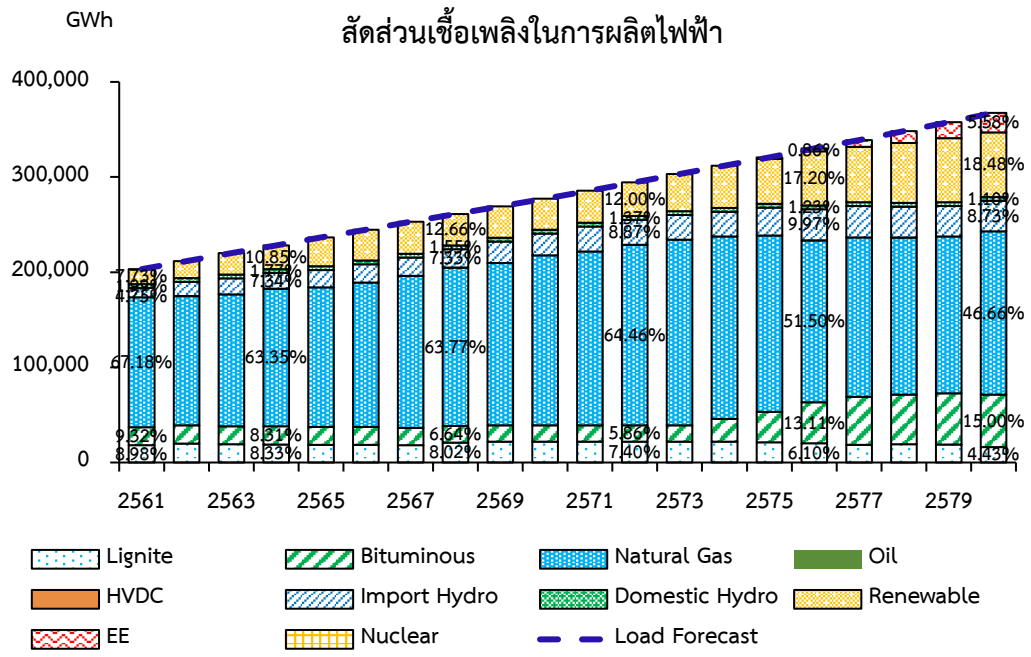
ตารางที่ 6.2 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์	แบตเตอรี่				
2561	-	-	-		2.864	0.438
2562	-	-	-		2.872	0.429
2563	-	-	-		2.891	0.413
2564	-	-	-		2.885	0.408
2565	-	-	-		2.912	0.395
2566	-	-	-		2.903	0.389
2567	-	-	-		2.894	0.384
2568	-	-	-		2.965	0.381

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)		กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์	แบตเตอรี่			
2569	-	-	-	2.912	0.379
2570	-	-	-	2.876	0.377
2571	-	-	-	2.830	0.371
2572	-	-	-	2.806	0.369
2573	-	-	-	2.790	0.365
2574	1,000	-	-	2.778	0.368
2575	2,000	-	-	2.869	0.369
2576	2,000	-	-	2.847	0.366
2577	2,000	-	-	2.863	0.367
2578	1,400	-	-	2.961	0.359
2579	2,000	-	-	2.970	0.352
2580	-	-	-	2.980	0.346
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	**10,400**	**-**		**-**	**-**
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	**10,400**			**-**	**-**
รวมทั้งระบบ	**80,712**			**-**	**-**
กำลังผลิตพึ่งได้	**59,605**			**-**	**-**
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	**53,997**			**-**	**-**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.1 และตารางที่ 6.3 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.1 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

ตารางที่ 6.3 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

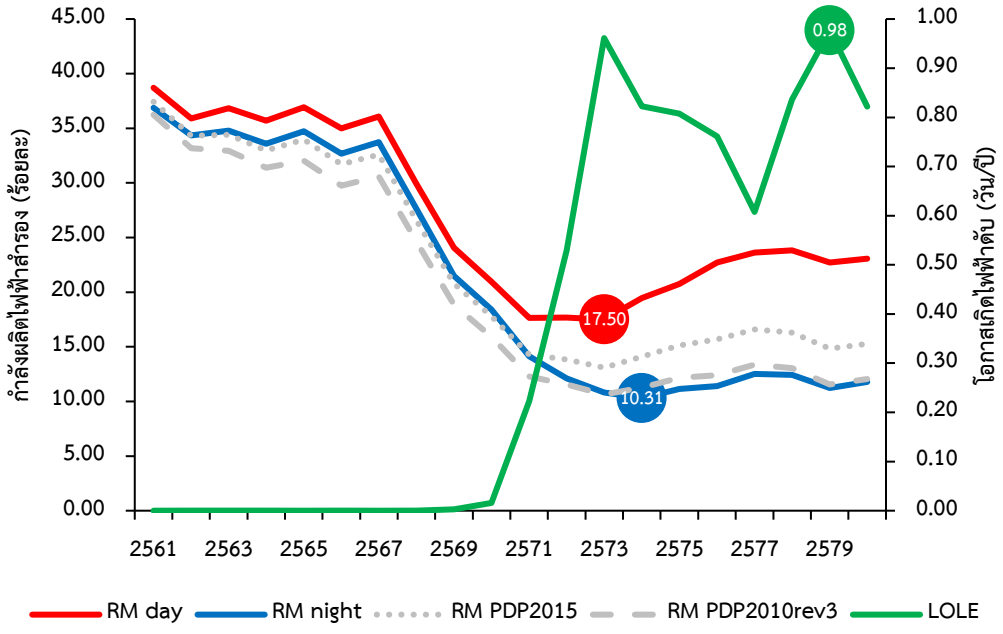
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	4.96
พลังงานหมุนเวียน	13.45	16.02	18.60	21.33	29.73	31.06
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	8.20	7.29	7.12	6.49	5.48	4.88
พลังน้ำนำเข้า	4.38	7.31	8.07	9.45	9.94	8.53
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.62	0.56	0.54	0.49	0.42	0.37
น้ำมัน*	0.79	0.71	0.69	0.63	0.53	0.08

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
ก๊าซธรรมชาติ	59.83	56.79	57.30	53.61	41.29	35.45
ถ่านหินบิทูมินัส	5.03	4.48	3.94	3.59	8.12	11.36
ลิกไนต์**	7.69	6.84	3.75	4.41	3.72	3.31

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.2



ภาพที่ 6.2 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

6.4.1.2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

ตารางที่ 6.4 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

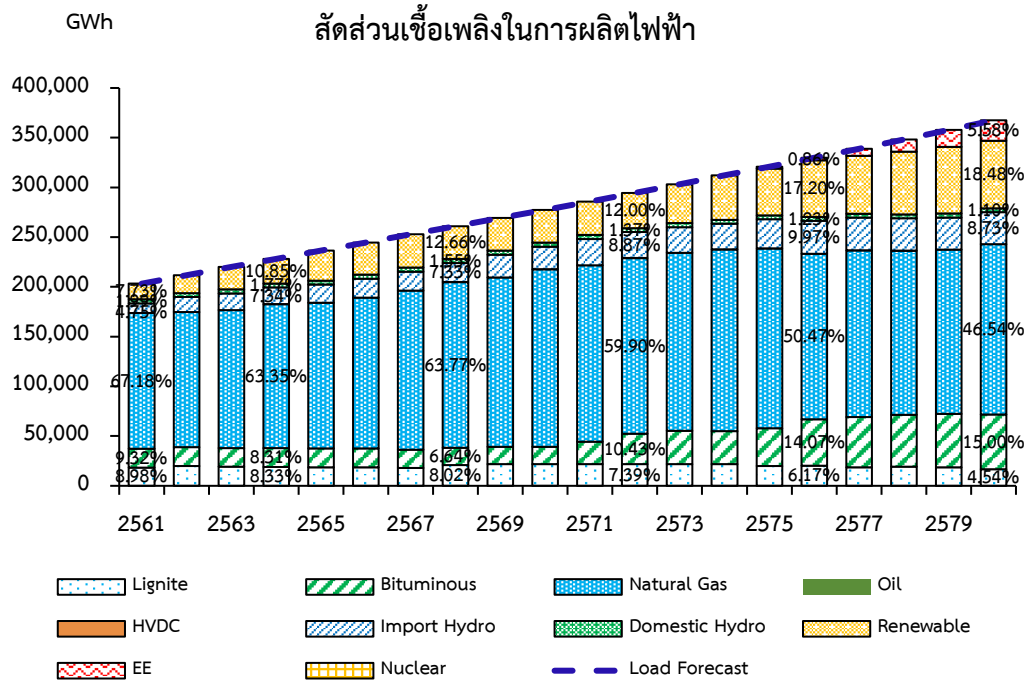
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)		กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์	แบตเตอรี่			
2561	-	-	-	2.864	0.438
2562	-	-	-	2.872	0.429
2563	-	-	-	2.891	0.413
2564	-	-	-	2.885	0.408
2565	-	-	-	2.912	0.395
2566	-	-	-	2.903	0.389
2567	-	-	-	2.894	0.384
2568	-	-	-	2.965	0.381
2569	-	-	-	2.912	0.379
2570	-	-	-	2.876	0.377
2571	1000	-	-	2.833	0.379
2572	1000	-	-	2.814	0.389
2573	-	-	-	2.798	0.389
2574	-	-	-	2.783	0.382
2575	2000	-	-	2.873	0.376
2576	2000	-	-	2.857	0.371
2577	1700	-	-	2.853	0.368

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)		กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์	แบตเตอรี่			
2578	-	-	-	2.960	0.359
2579	1000	-	-	2.969	0.352
2580	2,100	-	-	2.963	0.346
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	10,800	-			-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	10,800				
รวมทั้งระบบ	81,112				
กำลังผลิตพึ่งได้	60,005				
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997				

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.3 และตารางที่ 6.5 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 6.3 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

ตารางที่ 6.5 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

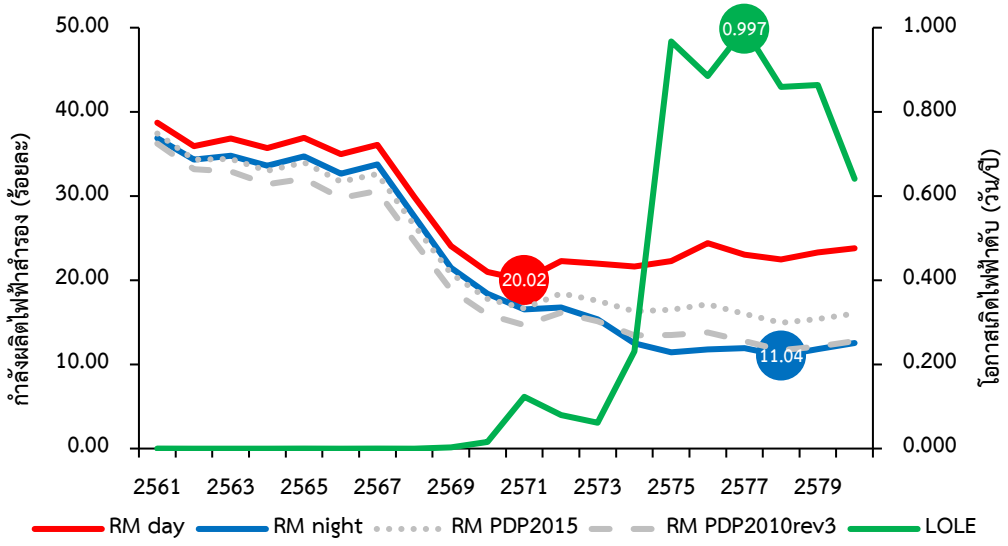
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.76	4.93
พลังงานหมุนเวียน	13.45	16.02	18.60	20.65	29.32	30.91
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	8.20	7.29	7.12	6.28	5.41	4.85
พลังน้ำนำเข้า	4.38	7.31	8.07	9.15	9.80	8.49
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.62	0.56	0.54	0.48	0.41	0.37

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
น้ำมัน*	0.79	0.71	0.69	0.61	0.52	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	59.83	56.79	57.30	51.90	40.73	37.00
ถ่านหินบิทูมินัส	5.03	4.48	3.94	6.66	9.38	10.07
ลิกไนต์**	7.69	6.84	3.75	4.27	3.67	3.30

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.4



ภาพที่ 6.4 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

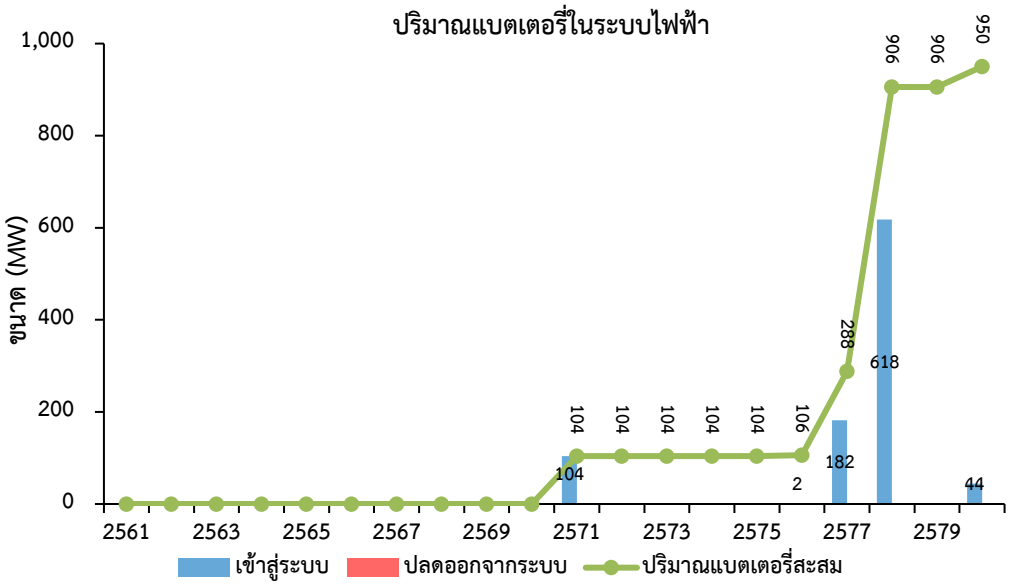
6.4.1.3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

ตารางที่ 6.6 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)		กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์	แบตเตอรี่			
2561	-	-	-	2.864	0.438
2562	-	-	-	2.872	0.429
2563	-	-	-	2.891	0.413
2564	-	-	-	2.885	0.408
2565	-	-	-	2.912	0.395
2566	-	-	-	2.903	0.389
2567	-	-	-	2.894	0.384
2568	-	-	-	2.965	0.381
2569	1000	-	-	2.916	0.388
2570	1000	-	-	2.884	0.399
2571	1000	104	-	2.845	0.404
2572	1000	-	-	2.835	0.406
2573	-	-	-	2.822	0.399
2574	-	-	-	2.804	0.391
2575	1000	-	-	2.885	0.384
2576	1000	2	-	2.860	0.373
2577	1400	182	-	2.857	0.367
2578	700	618	-	2.955	0.359

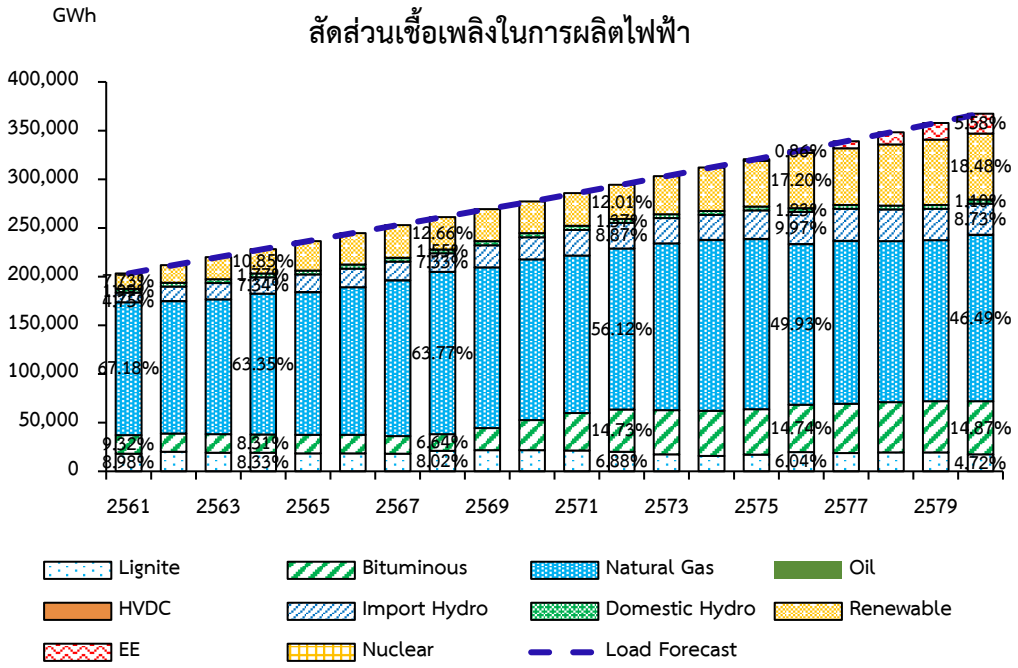
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)		กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์	แบตเตอรี่			
2579	700	-	-	2.954	0.351
2580	1700	44	-	2.957	0.346
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	10,500	950			-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	11,450				
รวมทั้งระบบ	81,762				
กำลังผลิตพึ่งได้	60,655				
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997				



ภาพที่ 6.5 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ - ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.6 และตารางที่ 6.7 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.6 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 6.7 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.76	4.95
พลังงานหมุนเวียน	13.45	16.02	18.60	20.02	29.32	31.02
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	8.20	7.29	7.12	6.09	5.41	4.87

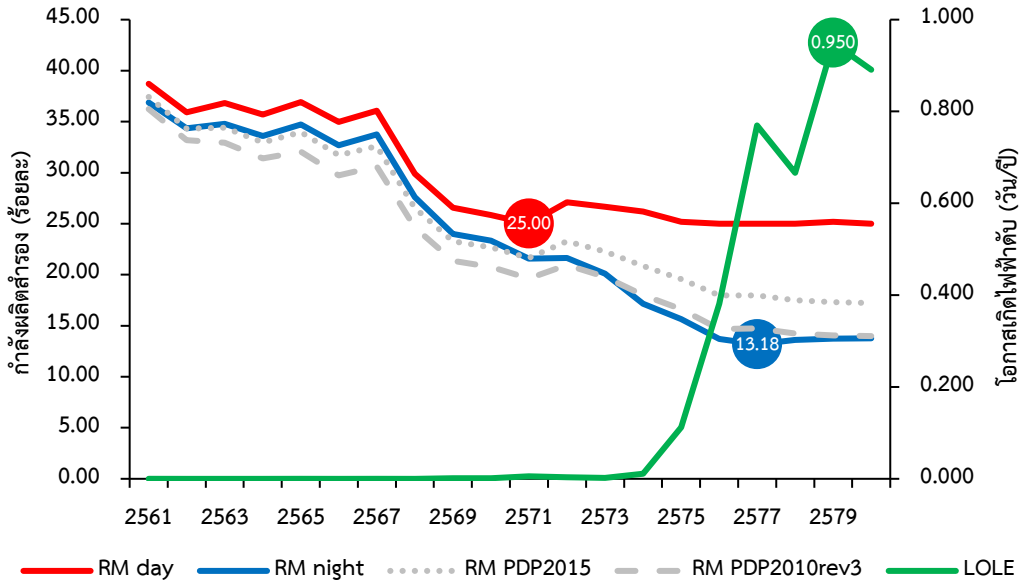
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
พลังน้ำนำเข้า	4.38	7.31	8.07	8.87	9.80	8.52
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.62	0.56	0.54	0.46	0.41	0.37
น้ำมัน*	0.79	0.71	0.69	0.59	0.52	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	59.83	56.79	57.30	50.29	40.73	38.00
ถ่านหินบิทูมินัส	5.03	4.48	3.94	9.55	9.38	8.87
ลิกไนต์**	7.69	6.84	3.75	4.13	3.67	3.31

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.7

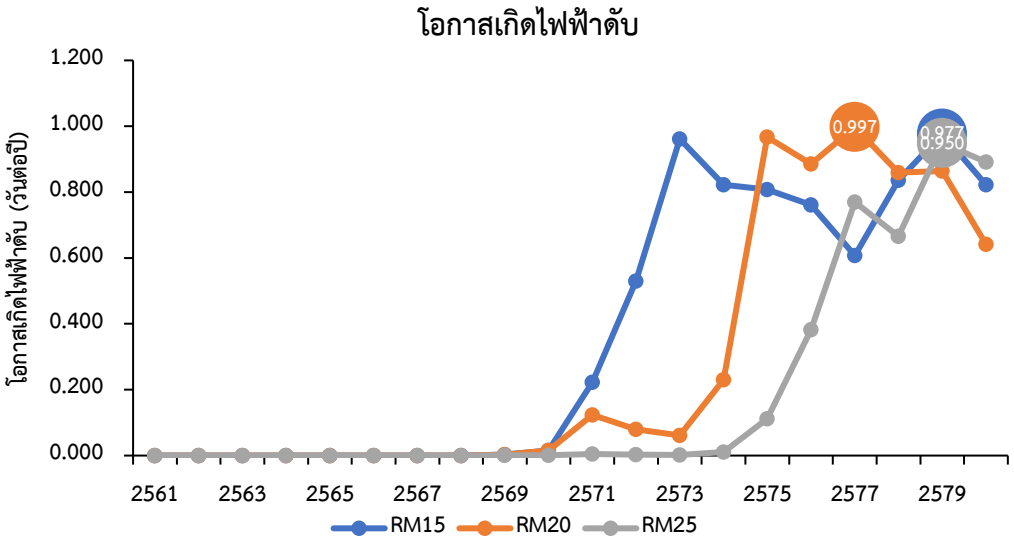
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



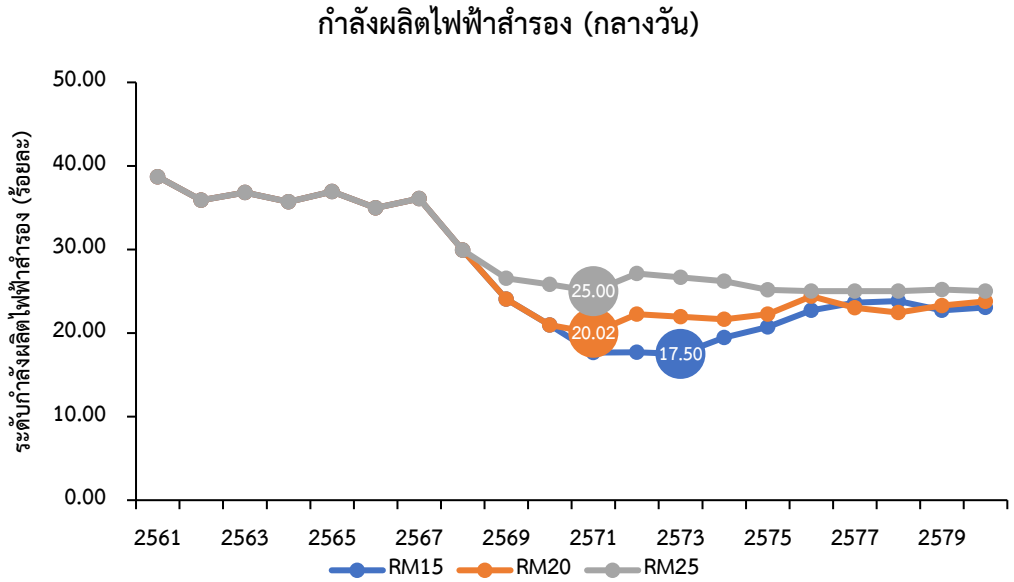
ภาพที่ 6.7 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

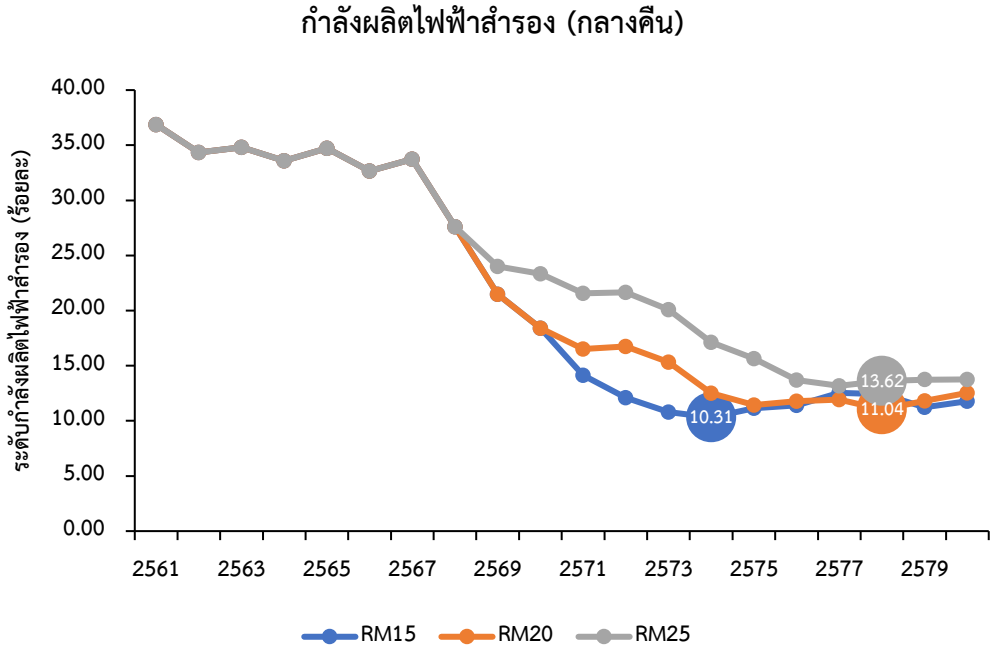
6.4.1.4 วิเคราะห์ผลการวางแผนฯ ในกรณีศึกษาที่ 1



ภาพที่ 6.8 เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 1



ภาพที่ 6.9 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ของกรณีศึกษาที่ 1

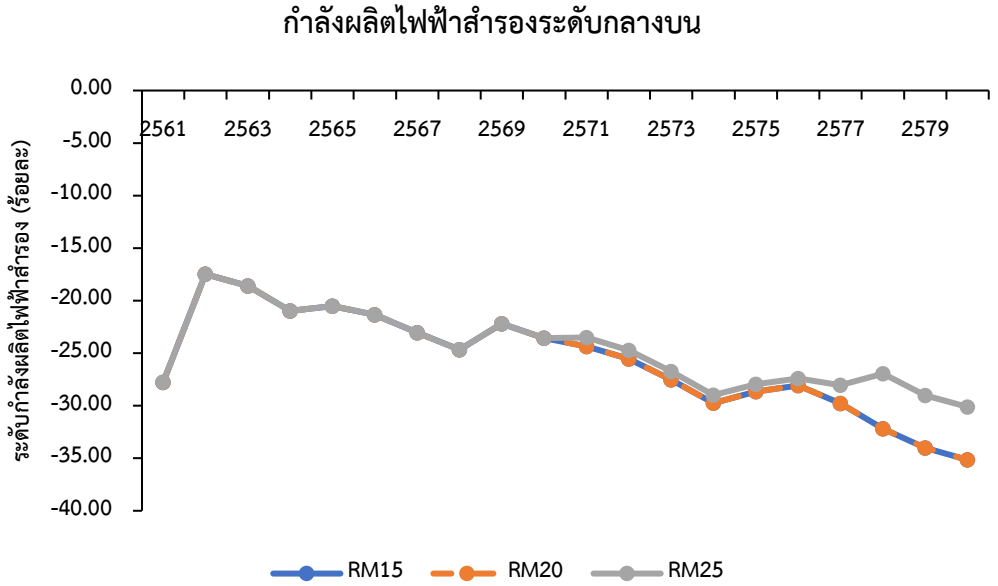


ภาพที่ 6.10 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ของกรณีศึกษาที่ 1

จากภาพที่ 6.8 6.9 และ6.10 **กรณี RM15** จะมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงที่สุดเท่ากับ 0.977 วันต่อปี ณ ปีพ.ศ. 2579 ค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง(กลางวัน)ต่ำสุดเท่ากับร้อยละ 17.50 ณ ปีพ.ศ. 2573 และค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง(กลางคืน)ต่ำที่สุดเท่ากับร้อยละ 10.31 ณ ปีพ.ศ. 2574 **ในกรณี RM20** จะมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงที่สุดเท่ากับ 0.997 วันต่อปี ณ ปีพ.ศ. 2577 ค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง(กลางวัน)ต่ำสุดเท่ากับร้อยละ 20.02 ณ ปีพ.ศ. 2571 และค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง(กลางคืน)ต่ำที่สุดเท่ากับร้อยละ 11.04 ณ ปีพ.ศ. 2578 **ในกรณี RM25** จะมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงที่สุดเท่ากับ 0.950 วันต่อปี ณ ปีพ.ศ. 2579 ค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง(กลางวัน)ต่ำสุดเท่ากับร้อยละ 25.00 ณ ปีพ.ศ. 2571 และค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง(กลางคืน)ต่ำที่สุดเท่ากับร้อยละ 13.62 ณ ปีพ.ศ. 2578 นอกจากนี้การเพิ่มขึ้นของระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจากกรณีทั้ง 3 นั้นจะส่งผลให้ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองทั้งกลางวันและกลางคืนมีค่าสูงขึ้น แต่อย่างไรก็ตามในส่วนของโอกาสเกิดไฟฟ้าดับยังคงมีค่าสูงในบางปี เนื่องจากในกรณีศึกษาที่ 1 ไม่ได้พิจารการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด ทำให้โรงไฟฟ้าตัวแทนที่ถูกเลือกเข้าสู่ระบบจะมีเพียงโรงไฟฟ้าฐาน (หรือกลางล่าง) ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ เท่านั้น ด้วยเหตุนี้ หากพิจารณาจากขนาดกำลังการผลิตที่เท่ากัน การที่โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพียง 1 โรงหลุดออกจากระบบจะมีโอกาสสูงกว่าโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจำนวนมากหลุดออกจากระบบพร้อมกัน อีกทั้งการหลุดออกจากระบบของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ยัง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ส่งผลกระทบต่อระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามากกว่าโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก ในจำนวนโรงที่เท่ากัน

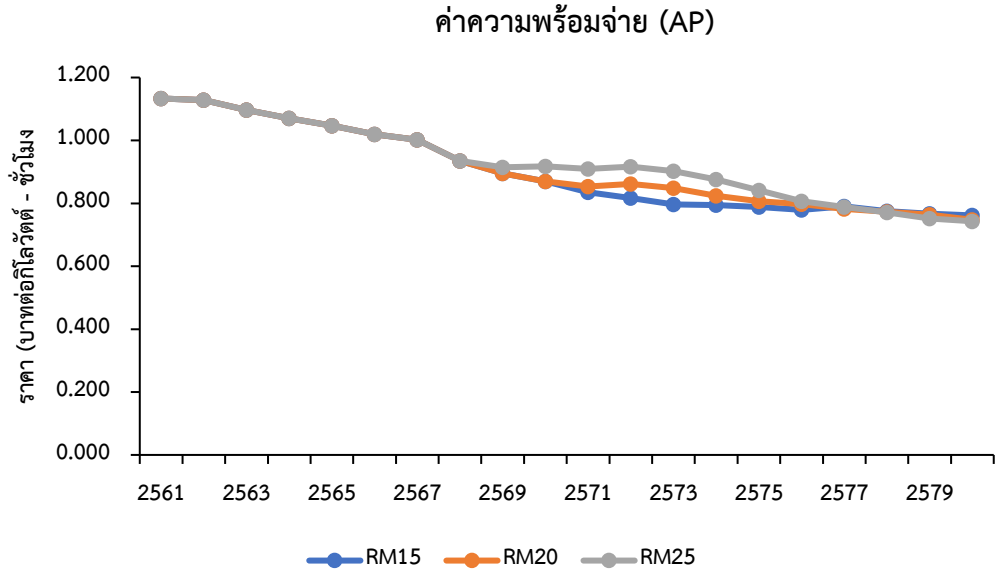


ภาพที่ 6.11 เปรียบเทียบระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองระดับกลางบนของกรณีศึกษาที่ 1

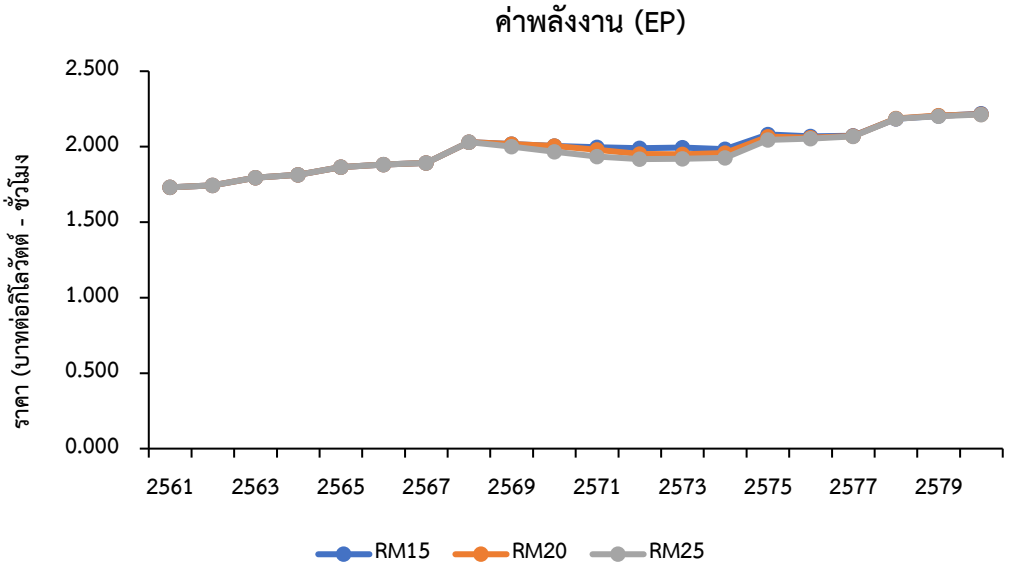
เนื่องจากในกรณีศึกษาที่ 1 ไม่ได้พิจารณาการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด จึงทำให้ไม่มีการพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน ด้วยเหตุนี้ เมื่อคำนวนระดับกำลังผลิตไฟฟ้าระดับกลางบนจึงมีค่าติดลบทั้ง 3 กรณีดังภาพที่ 6.11 อย่างไรก็ตามในกรณี RM25 ที่มีแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าระดับกลางบนจะมีค่าสูงขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากในวิทยานิพนธ์นี้ได้นิยามให้แบตเตอรี่จัดอยู่ในประเภทโรงไฟฟ้าระดับกลางบน

จากผลการวางแผนฯ ในกรณีศึกษาที่ 1 จะมีเพียงกรณี RM25 ที่มีแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบ โดยจะเริ่มเข้าสู่ระบบในปีพ.ศ. 2571 ขนาดเท่ากับ 104 MW และมีปริมาณแบตเตอรี่สะสม ณ ปีสุดท้ายของการวางแผนเท่ากับ 950 MW สาเหตุที่เป็นเช่นนี้เพราะว่า ในกรณีศึกษาที่ 1 ไม่ได้พิจารณาการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด ทำให้ไม่มีการเพิ่มโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนตั้งแต่ปีแรกของการวางแผนฯ ดังนั้น กำลังผลิตของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สที่หายไป ประกอบกับการเพิ่มระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง จะส่งผลให้การประเมินกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ (P_{gen}^{new}) มีค่าเพิ่มขึ้น จึงเป็นตัวเร่งให้แบตเตอรี่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าเร็วขึ้น แสดง

ให้เห็นว่า การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สจากการพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด สามารถทดแทนการเข้าสู่ระบบของแบตเตอรี่ได้

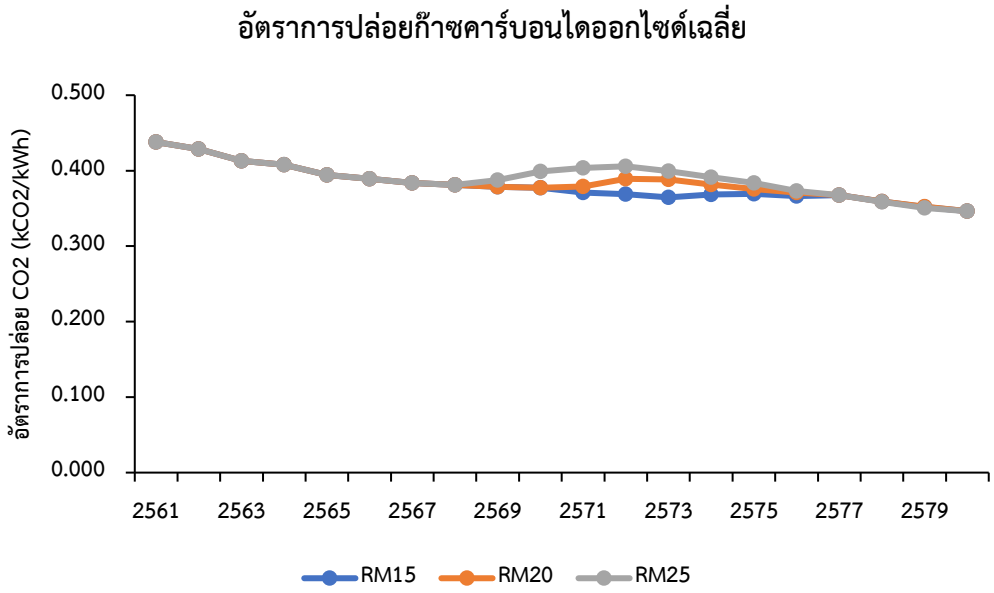


ภาพที่ 6.12 เปรียบเทียบค่าความพร้อมจ่ายของกรณีศึกษาที่ 1



ภาพที่ 6.13 เปรียบเทียบค่าพลังงานของกรณีศึกษาที่ 1

จากภาพที่ 6.12 และภาพที่6.13 จะเห็นว่าการเพิ่มระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มีค่าสูงขึ้นจะส่งผลต่อปริมาณโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบโดยในช่วงพ.ศ. 2569 ถึงพ.ศ. 2575 กรณี RM25 จะมีโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบตั้งแต่ปีพ.ศ. 2569 ต่อเนื่องจนถึงปีพ.ศ. 2572 จึงส่งผลให้ค่าความพร้อมจ่ายมีค่าสูงกว่ากรณี RM20 ที่มีโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบตั้งแต่ปีพ.ศ. 2571 และกรณี RM15 ที่มีโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบตั้งแต่ปีพ.ศ. 2574 เป็นต้นไป แต่ในส่วนของค่าพลังงานจะตรงกันข้ามกับค่าความพร้อมจ่าย เนื่องจากประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบมีค่าดีกว่าโรงไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่ในระบบ นอกจากนี้ในกรณี RM25 ที่มีปริมาณแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบตั้งแต่ปีพ.ศ. 2571 มีผลกระทบต่อราคาค่าความพร้อมจ่ายและค่าพลังงานในปริมาณไม่สูงมากนัก



ภาพที่ 6.14 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของกรณีศึกษาที่ 1

เนื่องด้วยกรณีศึกษาที่ 1 โรงไฟฟ้าถ่านหินซึ่งมีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุดจะเป็นตัวเลือกอันดับแรก หากระบบไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่ม อย่างไรก็ตามอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของโรงไฟฟ้าถ่านหินมีค่าค่อนข้างสูง จากภาพที่ 6.14 จะเห็นว่าเมื่อมีโรงไฟฟ้าถ่านหินเข้าสู่ระบบในช่วงปีพ.ศ. 2569 (กรณี RM25) และปีพ.ศ. 2571 (กรณี RM20) อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยจะสูงขึ้นอย่างเห็นได้ชัด และการที่อัตราการปล่อยก๊าซ

คาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยในช่วงท้ายของการวางแผนฯ มีค่ากลับมาใกล้เคียงกันทั้ง 3 กรณี เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าว อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยมีค่าสูงจนถึงเกณฑ์ที่กำหนดไว้แล้ว

6.4.2 ผลการทดสอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดยพิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า

กรณีศึกษานี้เป็นการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับแบตเตอรี่ โดยจะพิจารณาการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วง และใช้การ**ประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบนและการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบร่วมกับดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ**เพื่อประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของแบตเตอรี่และคัดเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเข้าสู่ระบบ หากปริมาณกำลังผลิตส่วนเพิ่มระดับกลางบนไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้จะพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน หากปริมาณกำลังผลิตส่วนเพิ่มทั้งระบบไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดจะพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางล่างหรือโรงไฟฟ้าฐานและระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ นอกจากนี้จะพิจารณาเพิ่มเกณฑ์ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตั้งแต่ร้อยละ 15 ถึง 35 ผลการทดสอบที่ได้เป็นดังต่อไปนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6.4.2.1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

ตารางที่ 6.8 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

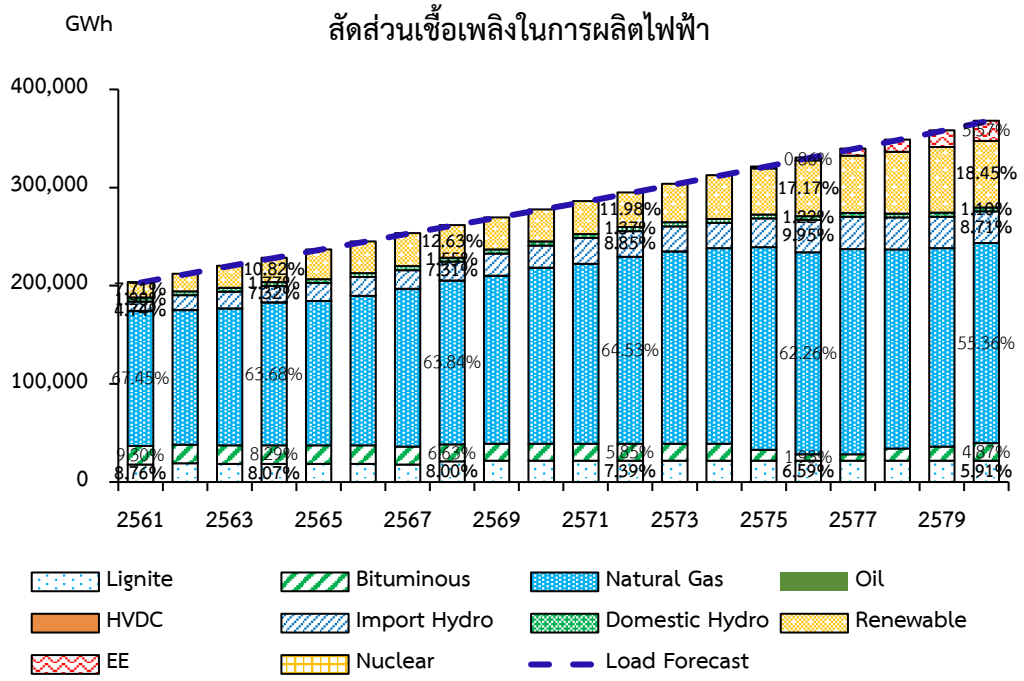
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2561	-	2500	-	-	2.893	0.439
2562	-	-	-	-	2.900	0.429
2563	-	-	-	-	2.919	0.413
2564	-	250	-	-	2.913	0.409
2565	-	-	-	-	2.943	0.396
2566	-	250	-	-	2.931	0.391
2567	-	250	-	-	2.924	0.386
2568	-	-	-	-	2.998	0.384
2569	-	-	-	-	2.942	0.381
2570	-	250	-	-	2.905	0.380
2571	-	250	-	-	2.861	0.373
2572	-	250	-	-	2.838	0.371
2573	-	250	-	-	2.823	0.367
2574	-	750	-	-	2.812	0.362
2575	-	-	-	-	2.904	0.344
2576	-	250	-	-	2.879	0.322
2577	-	500	-	-	2.875	0.319

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2578	1,000.00	750	-	-	2.980	0.318
2579	-	750	-	-	2.984	0.315
2580	1,000.00	500	-	-	2.985	0.318
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	2,000	7750	-		-	-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	9,750				-	-
รวมทั้งระบบ	80,062				-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	58,955				-	-
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997				-	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.15 และตารางที่ 6.9 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 6.15 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

ตารางที่ 6.9 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

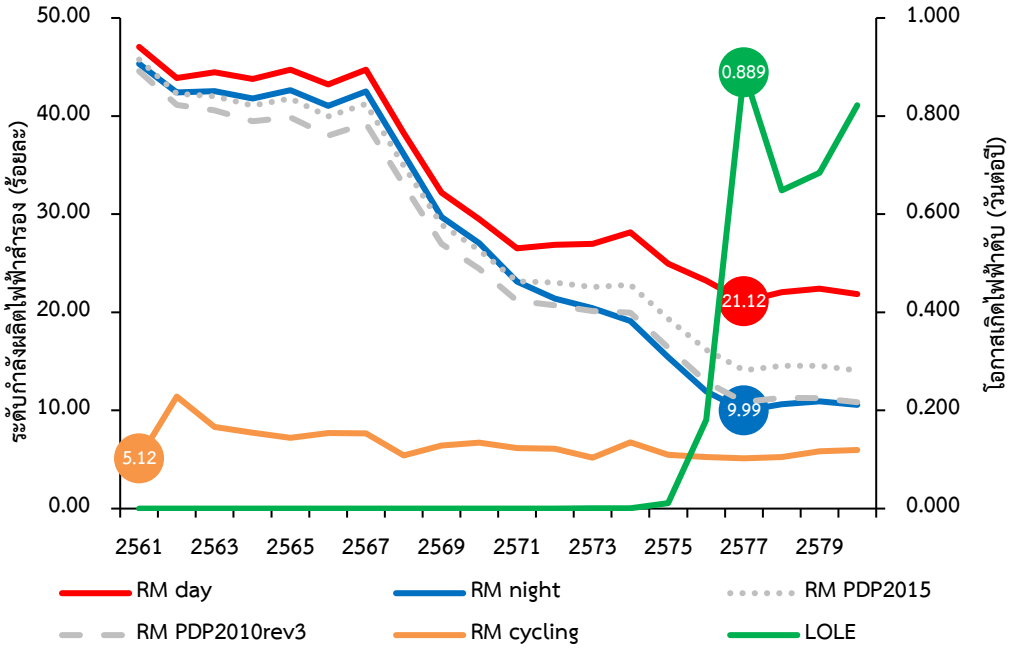
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	5.00
พลังงานหมุนเวียน	12.48	15.24	17.57	20.02	29.63	31.31
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	7.79	6.94	6.72	6.09	5.46	4.92
พลังน้ำนำเข้า	4.17	6.96	7.62	8.87	9.90	8.60
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.59	0.53	0.51	0.46	0.42	0.37

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
น้ำมัน*	0.75	0.67	0.65	0.59	0.53	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	61.81	58.89	59.67	56.48	48.43	43.67
ถ่านหินบิทูมินัส	4.79	4.26	3.72	3.37	1.15	2.71
ลิกไนต์**	7.31	6.51	3.54	4.13	3.71	3.34

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.16



ภาพที่ 6.16 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

6.4.2.2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

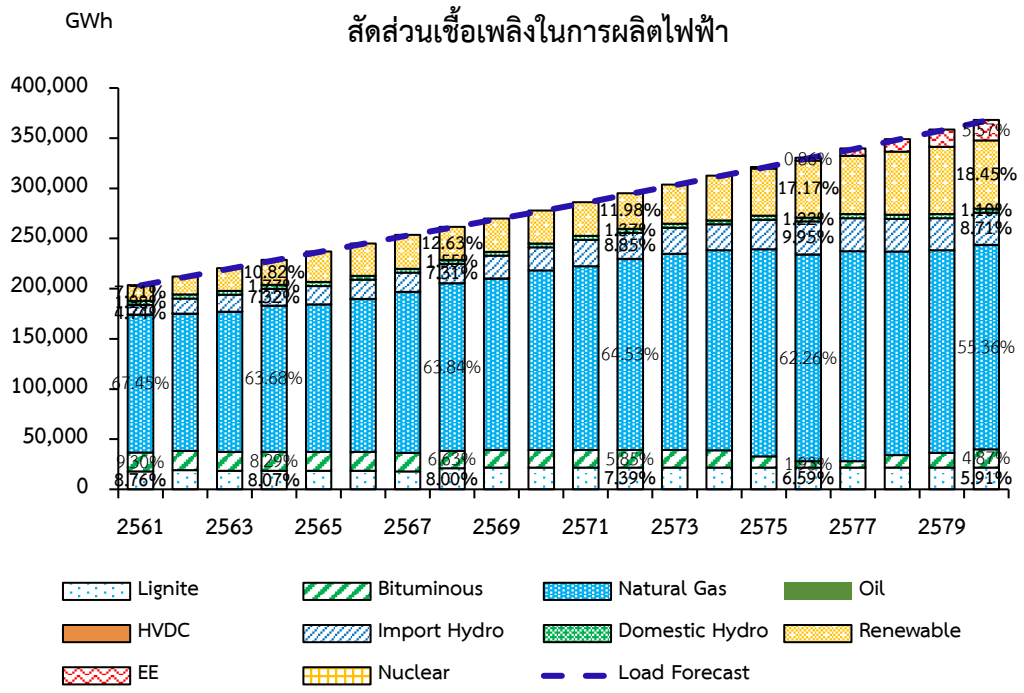
ตารางที่ 6.10 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2561	-	2500	-	-	2.893	0.439
2562	-	-	-	-	2.900	0.429
2563	-	-	-	-	2.919	0.413
2564	-	250	-	-	2.913	0.409
2565	-	-	-	-	2.943	0.396
2566	-	250	-	-	2.931	0.391
2567	-	250	-	-	2.924	0.386
2568	-	-	-	-	2.998	0.384
2569	-	-	-	-	2.942	0.381
2570	-	250	-	-	2.905	0.380
2571	-	250	-	-	2.861	0.373
2572	-	250	-	-	2.838	0.371
2573	-	250	-	-	2.823	0.367
2574	-	750	-	-	2.812	0.362
2575	-	-	-	-	2.904	0.344
2576	-	250	-	-	2.879	0.322

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2577	-	500	-	-	2.875	0.319
2578	1,000.00	750	-	-	2.980	0.318
2579	-	750	-	-	2.984	0.315
2580	1,000.00	500	-	-	2.985	0.318
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	2,000	7750	-			-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	9,750					
รวมทั้งระบบ	80,062					
กำลังผลิตพึ่งได้	58,955					
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997					

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.17 และตารางที่ 6.11 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.17 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

ตารางที่ 6.11 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

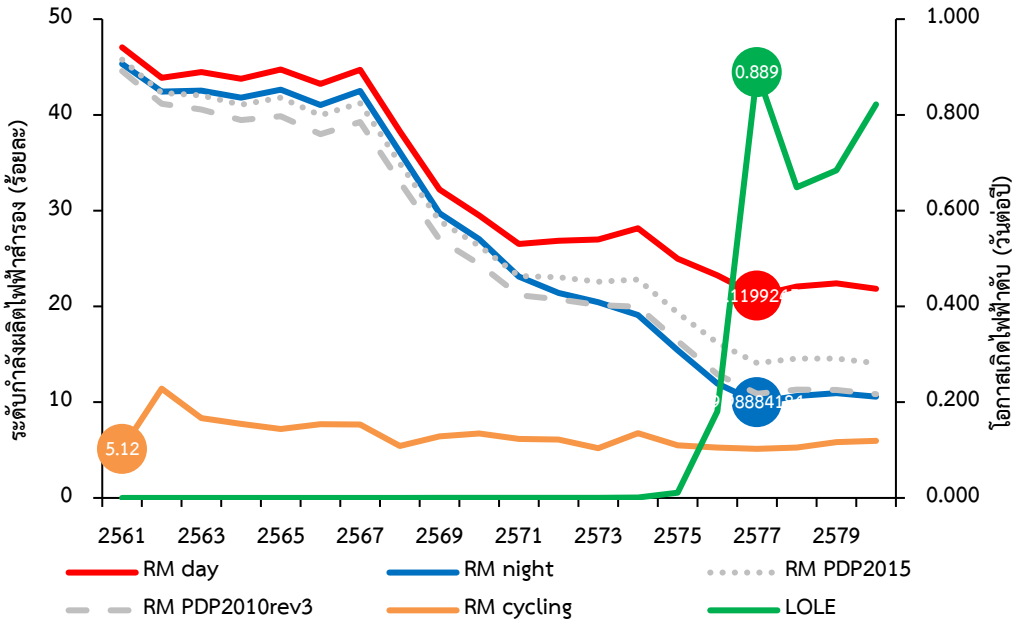
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	5.00
พลังงานหมุนเวียน	12.48	15.24	17.57	20.02	29.63	31.31
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	7.79	6.94	6.72	6.09	5.46	4.92
พลังน้ำนำเข้า	4.17	6.96	7.62	8.87	9.90	8.60

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.59	0.53	0.51	0.46	0.42	0.37
น้ำมัน*	0.75	0.67	0.65	0.59	0.53	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	61.81	58.89	59.67	56.48	48.43	43.67
ถ่านหินบิทูมินัส	4.79	4.26	3.72	3.37	1.15	2.71
ลิกไนต์**	7.31	6.51	3.54	4.13	3.71	3.34

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.18



ภาพที่ 6.18 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

6.4.2.3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

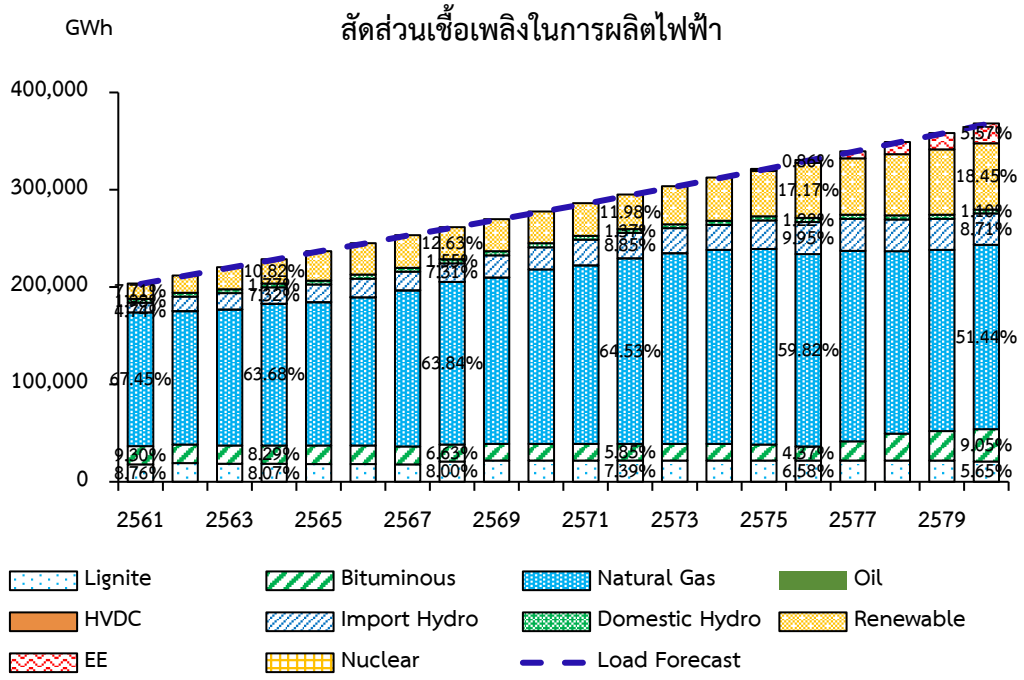
ตารางที่ 6.12 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2561	-	2500	-	-	2.893	0.439
2562	-	-	-	-	2.900	0.429
2563	-	-	-	-	2.919	0.413
2564	-	250	-	-	2.913	0.409
2565	-	-	-	-	2.943	0.396
2566	-	250	-	-	2.931	0.391
2567	-	250	-	-	2.924	0.386
2568	-	-	-	-	2.998	0.384
2569	-	-	-	-	2.942	0.381
2570	-	250	-	-	2.905	0.380
2571	-	250	-	-	2.861	0.373
2572	-	250	-	-	2.838	0.371
2573	-	250	-	-	2.823	0.367
2574	-	750	-	-	2.812	0.362
2575	1000	-	-	-	2.905	0.351
2576	-	250	-	-	2.880	0.333

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2577	1000	500	-	-	2.871	0.335
2578	1000	750	-	-	2.971	0.336
2579	-	750	-	-	2.971	0.332
2580	1000	500	-	-	2.970	0.332
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	4,000	7750	-		-	-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	11,750				-	-
รวมทั้งระบบ	82,062				-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	60,955				-	-
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997				-	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.19 และตารางที่ 6.13 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.19 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

ตารางที่ 6.13 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

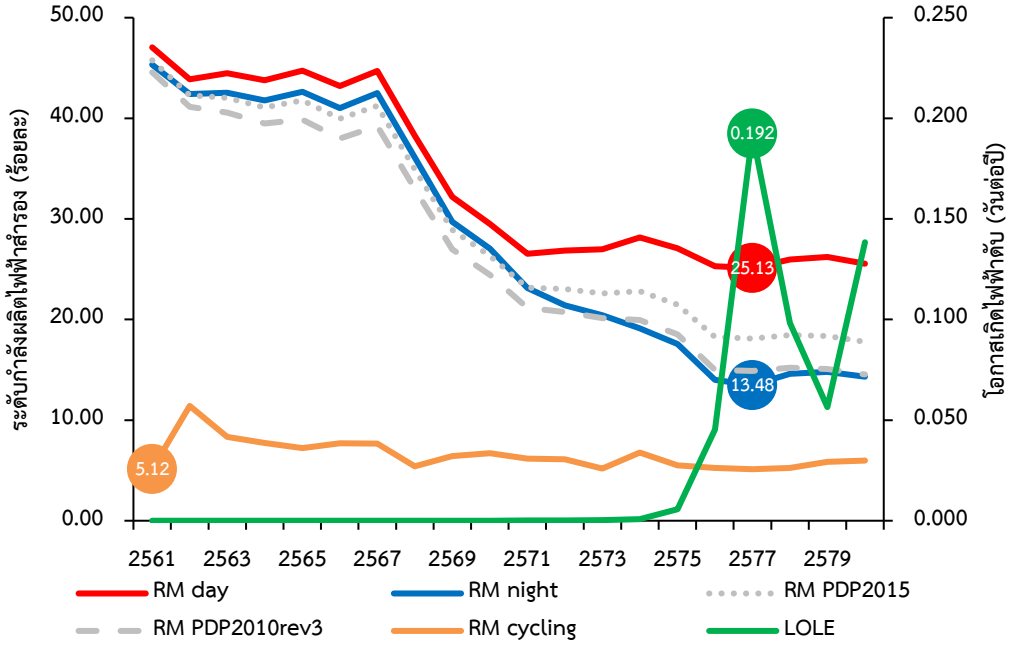
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.76	4.87
พลังงานหมุนเวียน	12.48	15.24	17.57	20.02	29.22	30.55
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	7.79	6.94	6.72	6.09	5.39	4.80
พลังน้ำนำเข้า	4.17	6.96	7.62	8.87	9.77	8.39
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.59	0.53	0.51	0.46	0.41	0.37

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
น้ำมัน*	0.75	0.67	0.65	0.59	0.52	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	61.81	58.89	59.67	56.48	47.77	42.60
ถ่านหินบิทูมินัส	4.79	4.26	3.72	3.37	2.50	5.08
ลิกไนต์**	7.31	6.51	3.54	4.13	3.66	3.26

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.20



ภาพที่ 6.20 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

6.4.2.4 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30

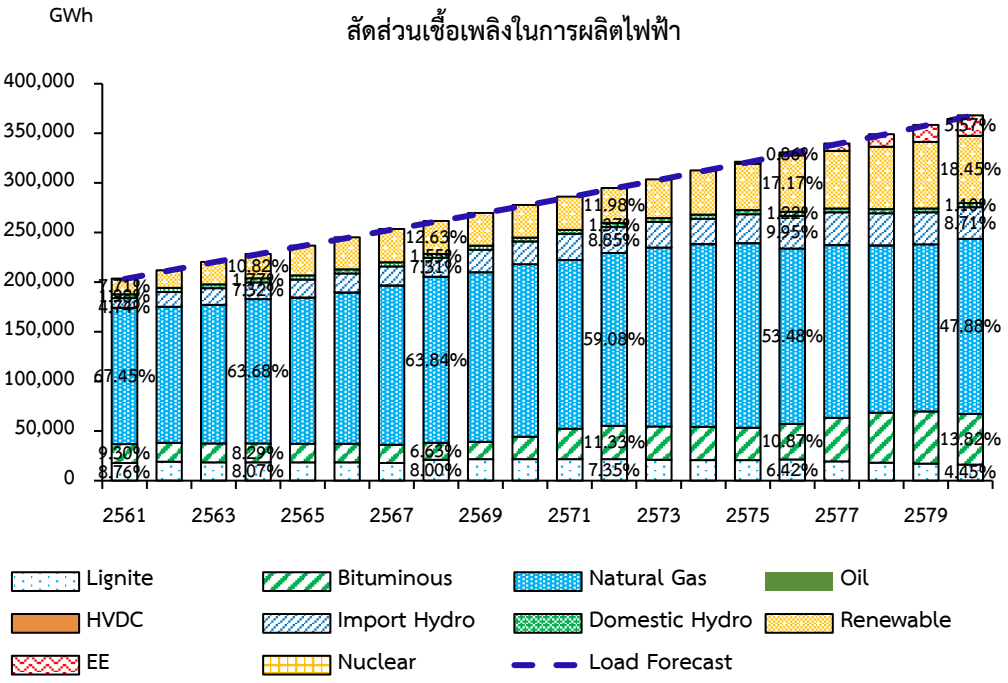
ตารางที่ 6.14 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2561	-	2500	-	-	2.893	0.439
2562	-	-	-	-	2.900	0.429
2563	-	-	-	-	2.919	0.413
2564	-	250	-	-	2.913	0.409
2565	-	-	-	-	2.943	0.396
2566	-	250	-	-	2.931	0.391
2567	-	250	-	-	2.924	0.386
2568	-	-	-	-	2.998	0.384
2569	-	-	-	-	2.942	0.381
2570	1000	250	-	-	2.908	0.388
2571	1000	250	-	-	2.869	0.394
2572	-	250	-	-	2.847	0.395
2573	-	250	-	-	2.832	0.390
2574	-	750	-	-	2.821	0.383
2575	1000	-	-	-	2.910	0.373
2576	1000	250	-	-	2.886	0.361

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2577	1000	500	-	-	2.879	0.364
2578	1000	750	-	-	2.982	0.360
2579	-	750	-	-	2.983	0.353
2580	700	500	-	-	2.978	0.345
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	6,700	7750	-		-	-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	14,450				-	-
รวมทั้งระบบ	84,762				-	-
กำลังผลิตพึ่งได้	63,655				-	-
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997				-	-

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.21 และตารางที่ 6.15 ตามลำดับ



ภาพที่ 6.21 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30

ตารางที่ 6.15 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30

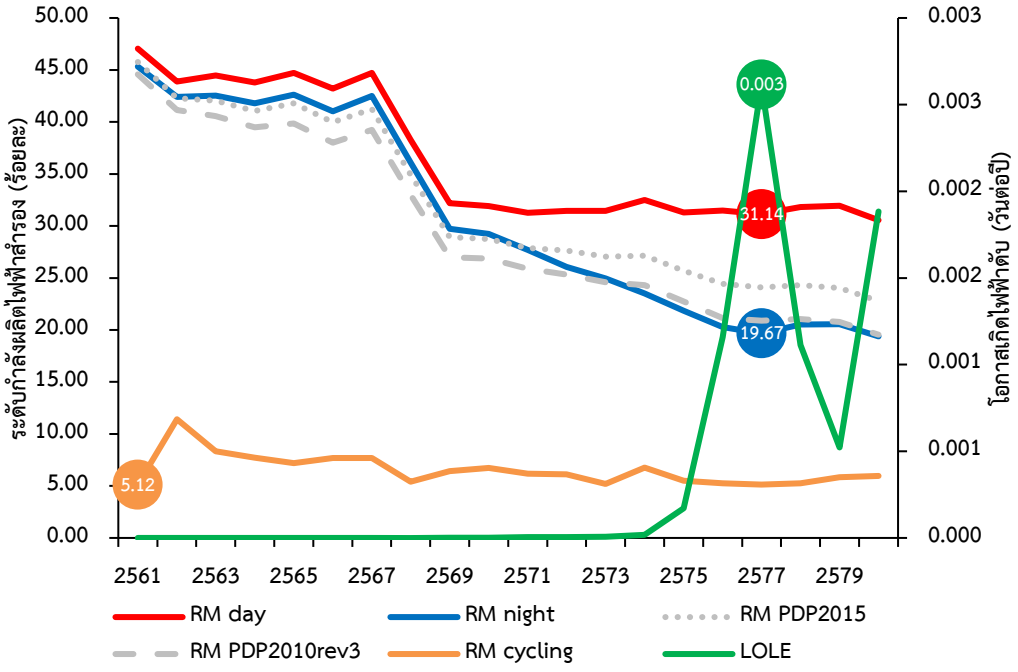
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73	4.72
พลังงานหมุนเวียน	12.48	15.24	17.57	19.41	28.07	29.57
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	7.79	6.94	6.72	5.90	5.17	4.64
พลังน้ำนำเข้า	4.17	6.96	7.62	8.60	9.38	8.13
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.59	0.53	0.51	0.45	0.39	0.35

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
น้ำมัน*	0.75	0.67	0.65	0.57	0.50	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	61.81	58.89	59.67	54.78	45.89	42.07
ถ่านหินบิทูมินัส	4.79	4.26	3.72	6.26	6.35	7.28
ลิกไนต์**	7.31	6.51	3.54	4.01	3.51	3.15

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.22



ภาพที่ 6.22 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 30

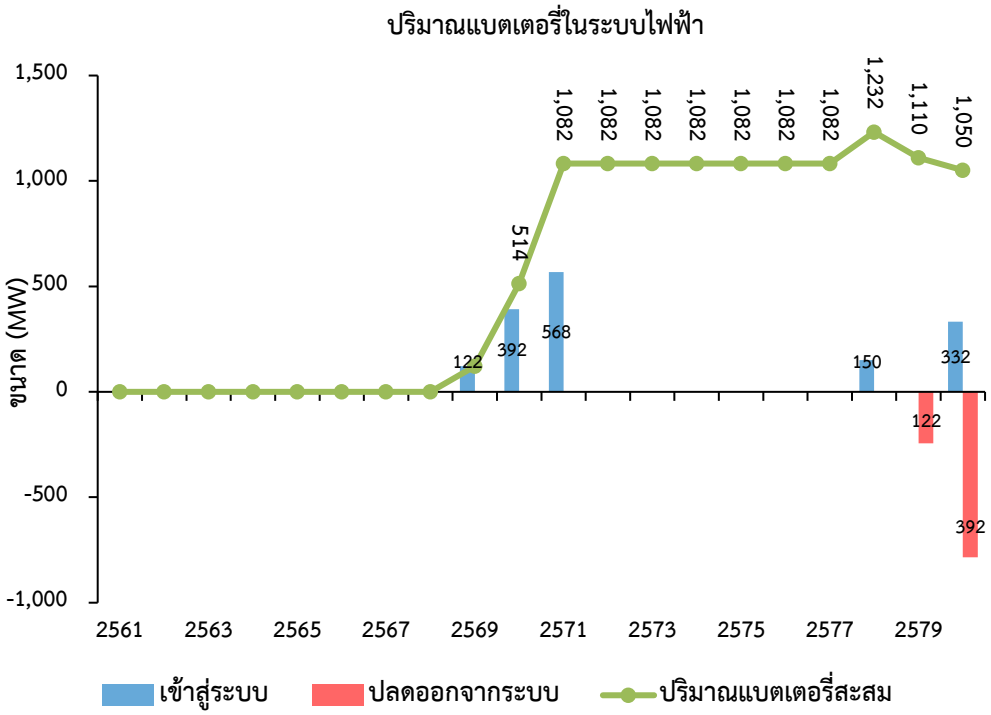
6.4.2.5 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35

ตารางที่ 6.16 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2561	-	2500	-	-	2.893	0.439
2562	-	-	-	-	2.900	0.429
2563	-	-	-	-	2.919	0.413
2564	-	250	-	-	2.913	0.409
2565	-	-	-	-	2.943	0.396
2566	-	250	-	-	2.931	0.391
2567	-	250	-	-	2.924	0.386
2568	-	-	-	-	2.998	0.384
2569	1,000	-	122	-	2.947	0.390
2570	1,000	-	392	-	2.920	0.401
2571	1,000	-	568	-	2.889	0.405
2572	-	250	-	-	2.870	0.404
2573	1,000	250	-	-	2.864	0.399
2574	-	500	-	-	2.856	0.391
2575	1,000	-	-	-	2.941	0.384
2576	1,000	250	-	-	2.915	0.374

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

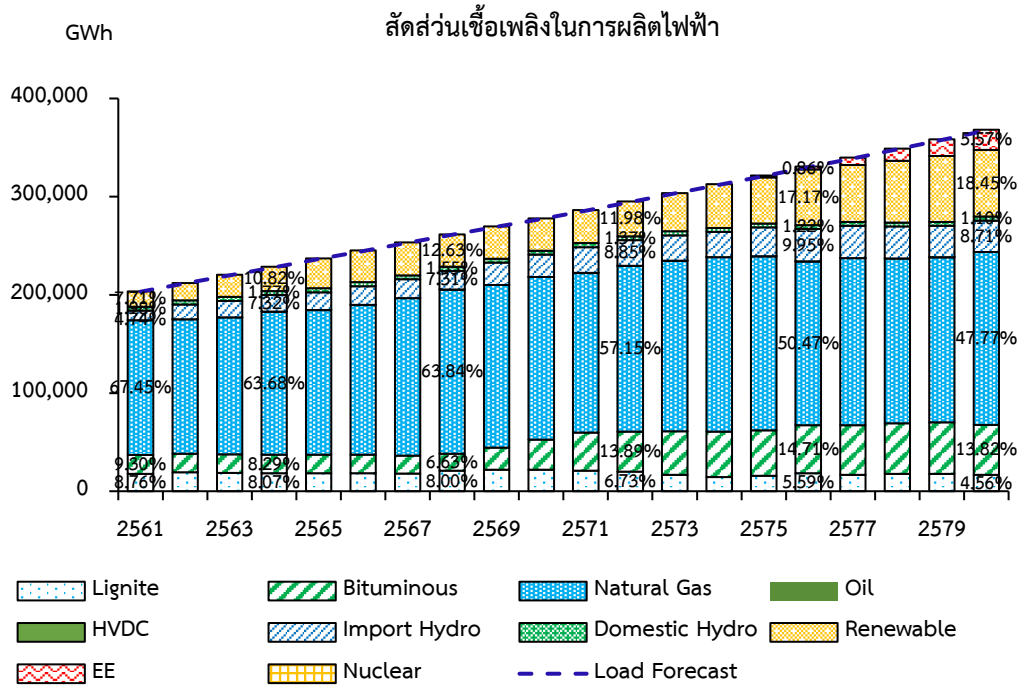
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2577	700	500	-	-	2.910	0.368
2578	700	500	150	-	3.005	0.360
2579	700	750	-	122	3.003	0.352
2580	700	750	332	392	2.998	0.345
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	8,800	7,000	1,050			-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	16,850					
รวมทั้งระบบ	87,162					
กำลังผลิตพึ่งได้	66,055					
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997					



ภาพที่ 6.23 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมใน กรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.24 และตารางที่ 6.17 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 6.24 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35

ตารางที่ 6.17 ขนาดกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35

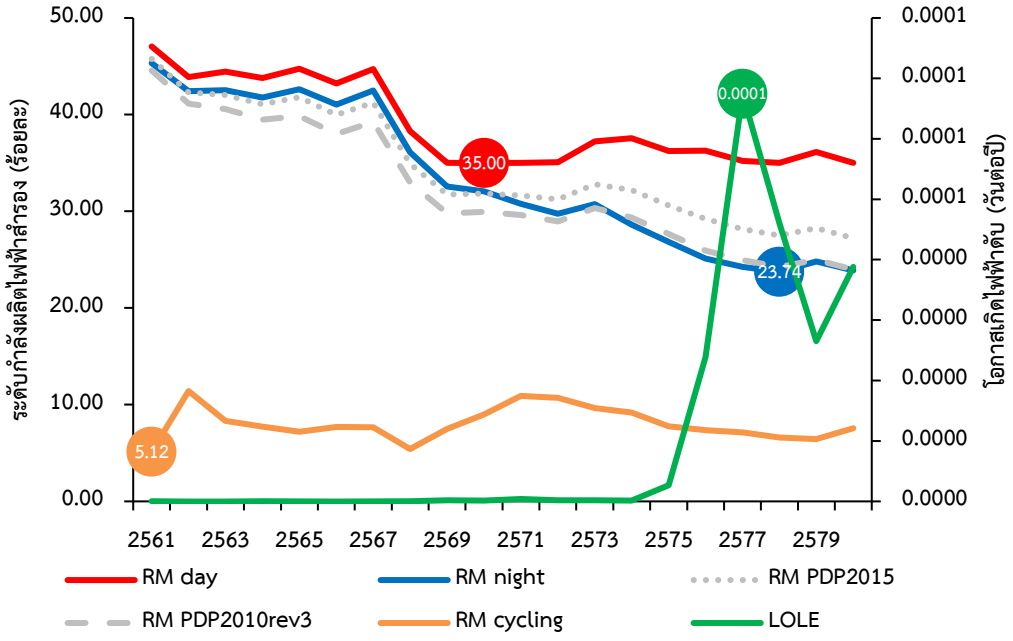
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.72	4.65
พลังงานหมุนเวียน	12.48	15.24	17.57	19.27	27.61	29.11
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	7.79	6.94	6.72	5.86	5.09	4.57
พลังน้ำนำเข้า	4.17	6.96	7.62	8.54	9.23	8.0
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.59	0.53	0.51	0.45	0.39	0.35

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
น้ำมัน*	0.75	0.67	0.65	0.57	0.49	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	61.81	58.89	59.67	53.63	44.18	42.98
ถ่านหินบิทูมินัส	4.79	4.26	3.72	7.71	8.83	7.17
ลิกไนต์**	7.31	6.51	3.54	3.98	3.46	3.10

* น้ำมันเตา และดีเซล

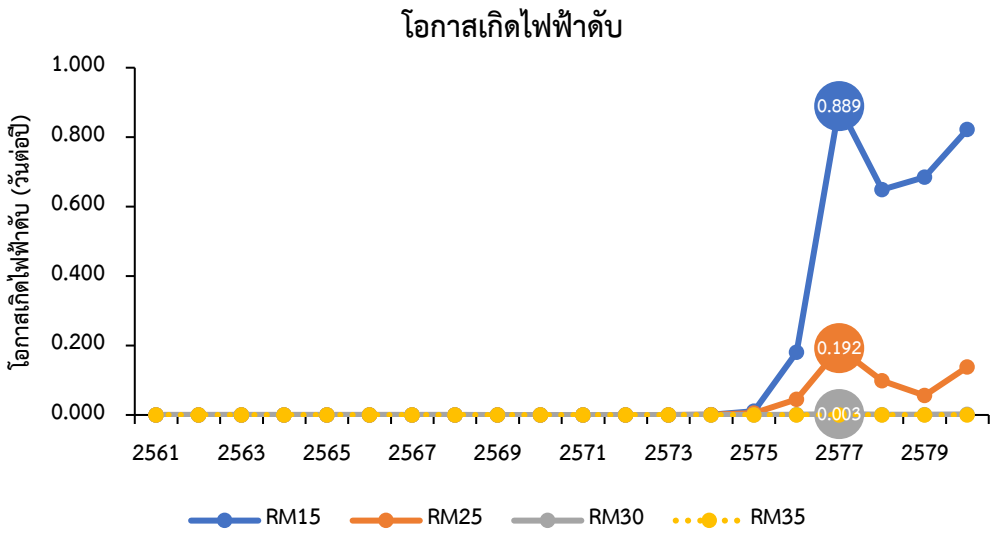
** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.25

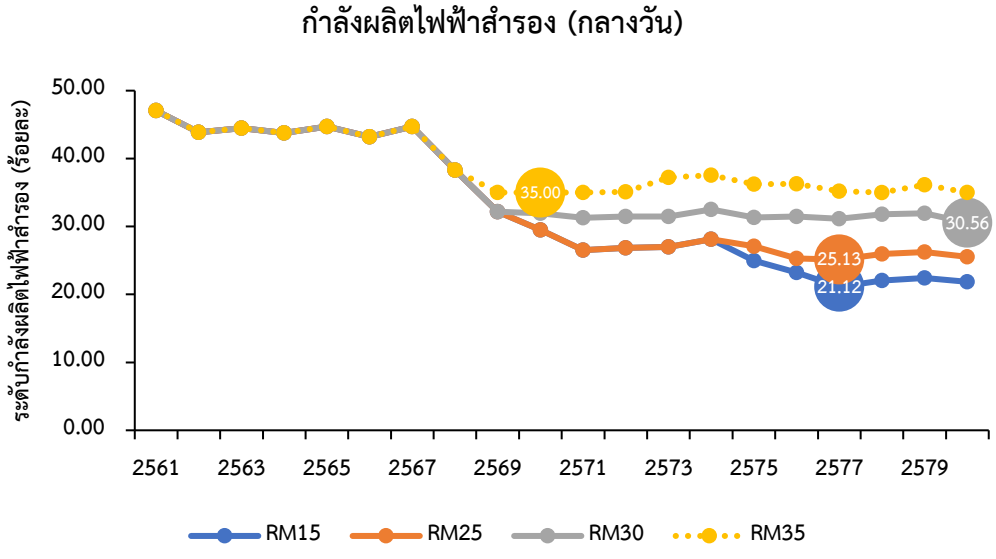


ภาพที่ 6.25 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 35

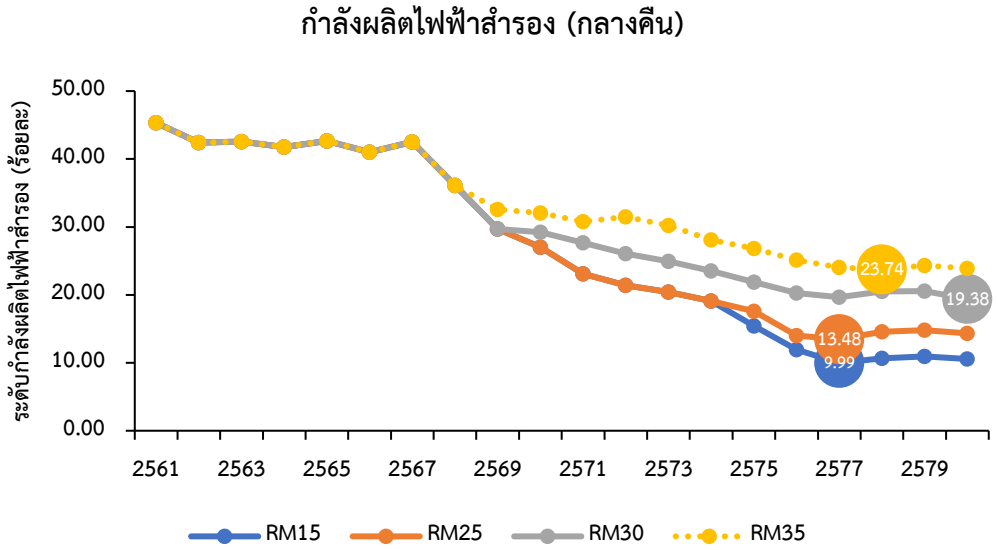
6.4.2.6 วิเคราะห์ผลการวางแผนฯ ในกรณีศึกษาที่ 2



ภาพที่ 6.26 เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 2



ภาพที่ 6.27 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ของกรณีศึกษาที่ 2



ภาพที่ 6.28 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ของกรณีศึกษาที่ 2

เนื่องด้วยการวางแผนฯ กรณี RM15 มีผลการวางแผนฯเหมือนกับกรณี RM20 กล่าวคือ หากวางแผนฯโดยพิจารณาการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด และต้องการให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าไม่เกิน 1 วันต่อปี ระบบไฟฟ้าจะต้องมีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 ในที่นี่จึงจะวิเคราะห์ผลกรณี RM15 และกรณี RM20 รวมเป็นชุดผลลัพธ์เดียวกันโดยจะอ้างอิงกับกรณี RM15 แทน

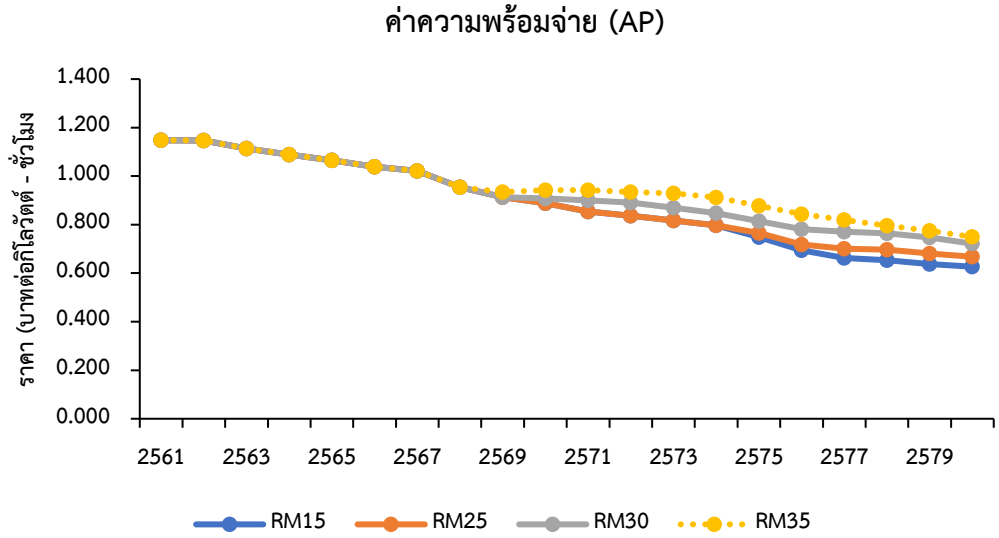
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากภาพที่ 6.26 6.227 และ6.28 **กรณี RM15** จะมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงที่สุดเท่ากับ 0.889 วันต่อปี ณ ปีพ.ศ. 2577 ค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ต่ำสุดเท่ากับร้อยละ 21.12 ณ ปีพ.ศ. 2577 และค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ต่ำที่สุดเท่ากับร้อยละ 9.99 ณ ปีพ.ศ. 2577 **ในกรณี RM25** จะมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงที่สุดเท่ากับ 0.192 วันต่อปี ณ ปีพ.ศ. 2577 ค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ต่ำสุดเท่ากับร้อยละ 25.13 ณ ปีพ.ศ. 2577 และค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ต่ำที่สุดเท่ากับร้อยละ 13.48 ณ ปีพ.ศ. 2577 **ในกรณี RM30** จะมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงที่สุดเท่ากับ 0.003 วันต่อปี ณ ปีพ.ศ. 2577 ค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ต่ำสุดเท่ากับร้อยละ 30.56 ณ ปีพ.ศ. 2580 และค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ต่ำที่สุดเท่ากับร้อยละ 19.38 ณ ปีพ.ศ. 2580 และ**ในกรณี RM35** ค่าโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจะมีค่าต่ำมาก ส่วนค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ค่าต่ำสุดเท่ากับร้อยละ 35 ณ ปีพ.ศ. 2570 และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองกลางคืนมีค่าต่ำสุดเท่ากับร้อยละ23.74 ณ ปีพ.ศ. 2578 จะเห็นว่าการเพิ่มขึ้น

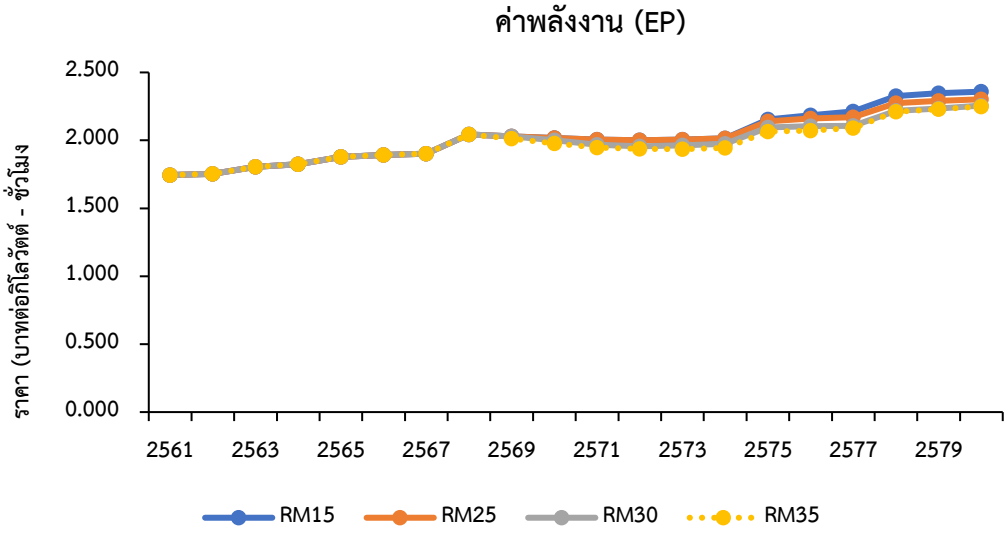
ของระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะส่งผลให้ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองทั้งกลางวันและกลางคืนมีค่าสูงขึ้น อีกทั้งยังกระทบต่อโอกาสเกิดไฟฟ้าดับมีค่าลดลงด้วย

จากผลการวางแผน ฯ ในกรณีศึกษาที่ 2 ทั้ง 5 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง จะเห็นว่า จะมีเพียงกรณี RM35 ที่มีแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบ โดยจะเริ่มเข้าสู่ระบบในปีพ.ศ. 2569 เป็นปีแรก ขนาดเท่ากับ 122 MW และมีปริมาณแบตเตอรี่สะสม ณ ปีสุดท้ายของการวางแผนเท่ากับ 1,050 MW สาเหตุที่เป็นเช่นนี้เพราะว่า ในกรณีศึกษาที่ 2 จะพบปัญหาที่มีสาเหตุมาจากเหตุการณ์ที่พลังงานไม่เพียงพอในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน (ปริมาณโรงไฟฟ้ามีไม่เพียงพอที่จะจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงดังกล่าว) และเหตุการณ์ที่กำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบนมีไม่เพียงพอตามเกณฑ์ที่ร้อยละ 5 จึงทำให้ต้องพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สเข้าสู่ระบบตั้งแต่ปีแรกของการวางแผนฯ ประกอบกับการเพิ่มระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้สูงขึ้น จะส่งผลต่อการประเมินกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ (P_{gen}^{new}) ให้มีค่าสูงขึ้น กล่าวคือ หากกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับกับปริมาณความต้องใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริงในระบบ (P_{gen}^{needed}) มีค่าน้อยกว่าศูนย์ ซึ่งหมายความว่าโรงไฟฟ้าที่มีในระบบสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจริงได้อย่างเพียงพอ แสดงว่าสัดส่วนของ P_{gen}^{new} ที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้สัดส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มเพื่อรองรับความไม่สามารถพึ่งพาได้ (P_{gen}^{backup}) กลับสูงขึ้นแทน และเมื่อพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ จะทำให้ส่วนต่างของขนาดโรงไฟฟ้าตัวแทนกับขนาดโรงไฟฟ้าที่ประเมินได้มีค่าลดลง ซึ่งส่วนต่างดังกล่าวจะเป็นปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำไปชดเชยขนาดแบตเตอรี่ที่ประเมินได้ จึงส่งผลให้มีปริมาณแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบมากขึ้น หากยิ่งปรับระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้สูงขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



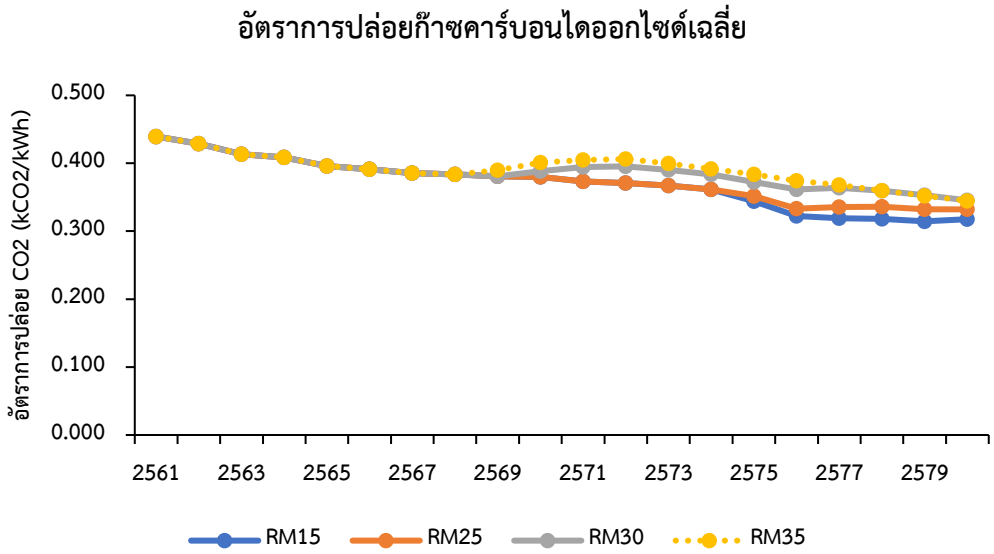
ภาพที่ 6.29 เปรียบเทียบค่าความพร้อมจ่ายของกรณีศึกษาที่ 2



ภาพที่ 6.30 เปรียบเทียบค่าพลังงานของกรณีศึกษาที่ 2

จะเห็นว่าการเพิ่มระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มีค่าสูงขึ้น จะส่งผลต่อปริมาณโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งจะสะท้อนผ่านค่าความพร้อมจ่ายที่มีแนวโน้มสูงขึ้นตามไปด้วยดังภาพที่ 6.29 แต่ในส่วนของค่าพลังงานกลับมีค่าลดลง ดังภาพที่ 6.30 เนื่องจากประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าตัว

แทนที่เข้าสู่ระบบมีค่าดีกว่าโรงไฟฟ้าเดิมที่มีอยู่ในระบบ และอัตราการใช้ความร้อนเพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Heat Rate) ที่ดีกว่า อีกทั้งในกรณี RM35 ที่มีปริมาณแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบ**มีผลกระทบ**ต่อราคาค่าความพร้อมจ่ายและค่าพลังงานในปริมาณไม่สูงมากนัก



ภาพที่ 6.31 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของกรณีศึกษาที่ 2

จากภาพที่ 6.31 จะเห็นว่าการปรับระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพิ่มขึ้น ส่งผลให้อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยสูงขึ้นตามไปด้วย ทั้งนี้การเพิ่มขึ้นของระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะส่งผลต่อปริมาณโรงไฟฟ้าฐาน (หรือกลางล่าง) ที่ถูกเลือกเข้าสู่ระบบ การที่กรณี RM35 มีอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยสูงที่สุด ในช่วงปีพ.ศ. 2569 ถึงพ.ศ. 2576 เป็นเพราะการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าถ่านหินอย่างต่อเนื่อง และตั้งแต่ช่วงปี 2034 เป็นต้นไป อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยลดระดับลงมาใกล้เคียงกับกรณี RM30 เนื่องจากช่วงเวลาดังกล่าวนั้น การเพิ่มโรงไฟฟ้าถ่านหินจะส่งผลให้เงื่อนไขการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยไม่ผ่านเกณฑ์ จึงเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติถูกเลือกเข้าสู่ระบบแทน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

6.4.3 การวางแผนพัฒนากำลังผลิตผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดยพิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า พร้อมการพิจารณาเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่แทนโรงไฟฟ้าระดับกลางบน ในกรณีที่กำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบนมีไม่เพียงพอ

กรณีศึกษานี้เป็นการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับแบตเตอรี่ โดยจะพิจารณาการแบ่งประเภทโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเช่นเดียวกับระบบทดสอบที่ 1 แต่อย่างไรก็ตามหากการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบนไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดจะพิจารณาเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่แทนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์สำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน ในส่วนของการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบนั้นยังคงพิจารณาร่วมกับดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับเพื่อประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของแบตเตอรี่และคัดเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเข้าสู่ระบบ ทำให้ในการทดสอบนี้ปริมาณพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่จะประกอบไปด้วย 2 ส่วน คือ ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่สำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่สำหรับรองรับความไม่สามารถพึ่งพาได้ของพลังงานหมุนเวียน โดยทั้ง 2 ส่วนจะถูกพิจารณารวมเป็นแบตเตอรี่หน่วยเดียวกัน นอกจากนี้จะพิจารณาเพิ่มเกณฑ์ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตั้งแต่ร้อยละ 15 ถึง 25 ผลการทดสอบที่ได้เป็นดังต่อไปนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6.4.3.1 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

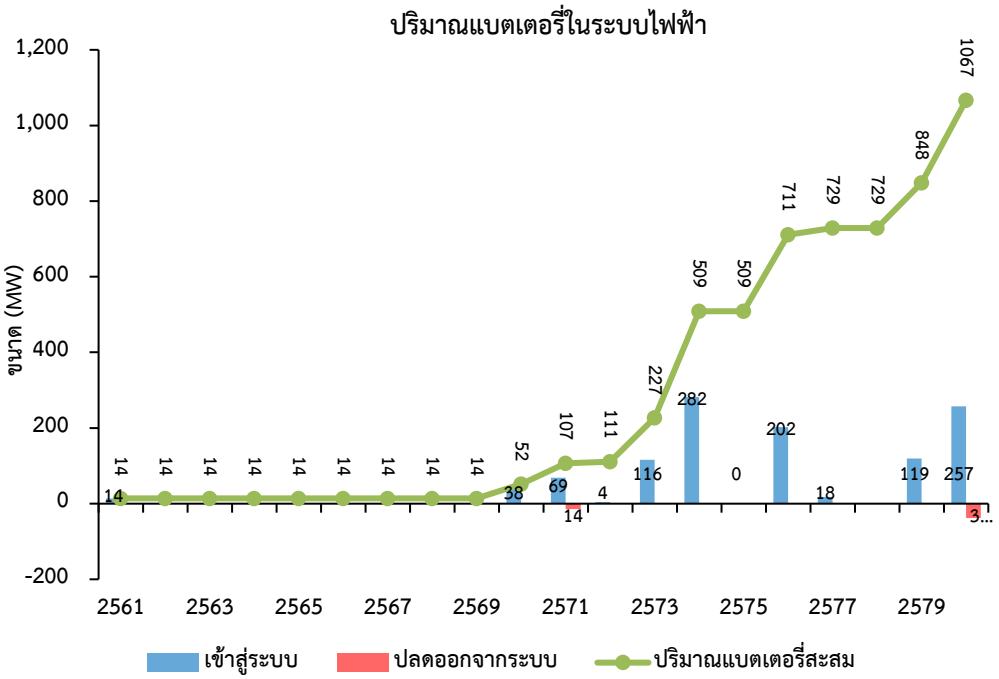
ตารางที่ 6.18 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2561	-	2500	14	-	2.899	0.439
2562	-	-	-	-	2.900	0.429
2563	-	-	-	-	2.919	0.413
2564	-	250	-	-	2.913	0.409
2565	-	-	-	-	2.943	0.396
2566	-	250	-	-	2.931	0.391
2567	-	250	-	-	2.924	0.386
2568	-	-	-	-	2.998	0.384
2569	-	-	-	-	2.942	0.381
2570	-	-	38	-	2.907	0.380
2571	-	250	69	14	2.862	0.373
2572	-	250	4	-	2.838	0.371
2573	-	250	116	-	2.824	0.367
2574	-	250	282	-	2.817	0.362
2575	-	250	-	-	2.909	0.344
2576	-	-	202	-	2.887	0.322
2577	1,000.00	500	18	-	2.880	0.324
2578	-	750	-	-	2.985	0.320

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2579	-	500	119	-	2.991	0.314
2580	2,000.00	250	257	38	2.984	0.326
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	3,000	6,500	1,067			-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	10,567					
รวมทั้งระบบ	80,879					
กำลังผลิตพึ่งได้	59,772					
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997					

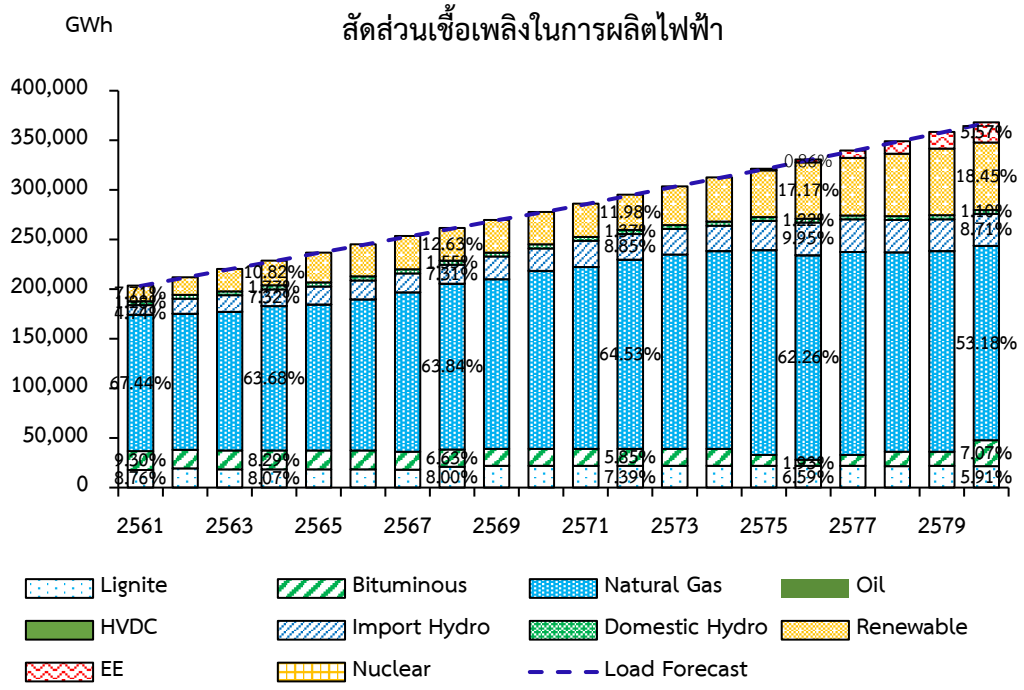
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 6.32 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.33 และตารางที่ 6.19 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 6.33 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

ตารางที่ 6.19 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

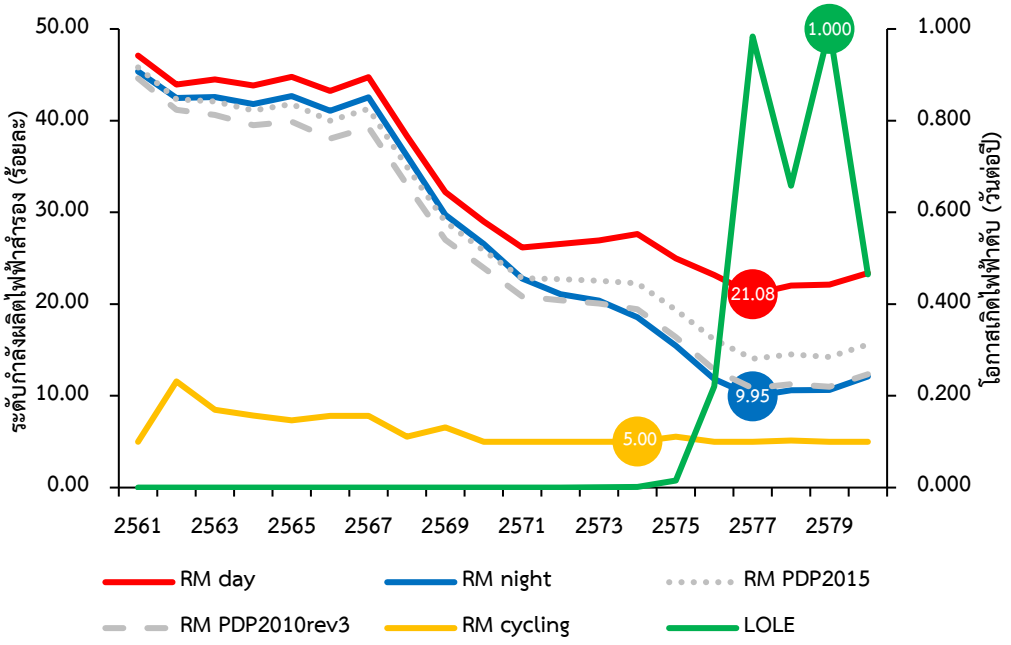
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.78	5.01
พลังงานหมุนเวียน	12.48	15.24	17.57	20.09	29.94	31.41
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	7.79	6.94	6.72	6.11	5.52	4.93
พลังน้ำนำเข้า	4.17	6.96	7.62	8.90	10.01	8.63
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.59	0.53	0.51	0.47	0.42	0.38

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
น้ำมัน*	0.75	0.67	0.65	0.59	0.53	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	61.81	58.89	59.67	56.31	47.89	42.24
ถ่านหินบิทูมินัส	4.79	4.26	3.72	3.38	1.16	3.97
ลิกไนต์**	7.31	6.51	3.54	4.15	3.75	3.35

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.34



ภาพที่ 6.34 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

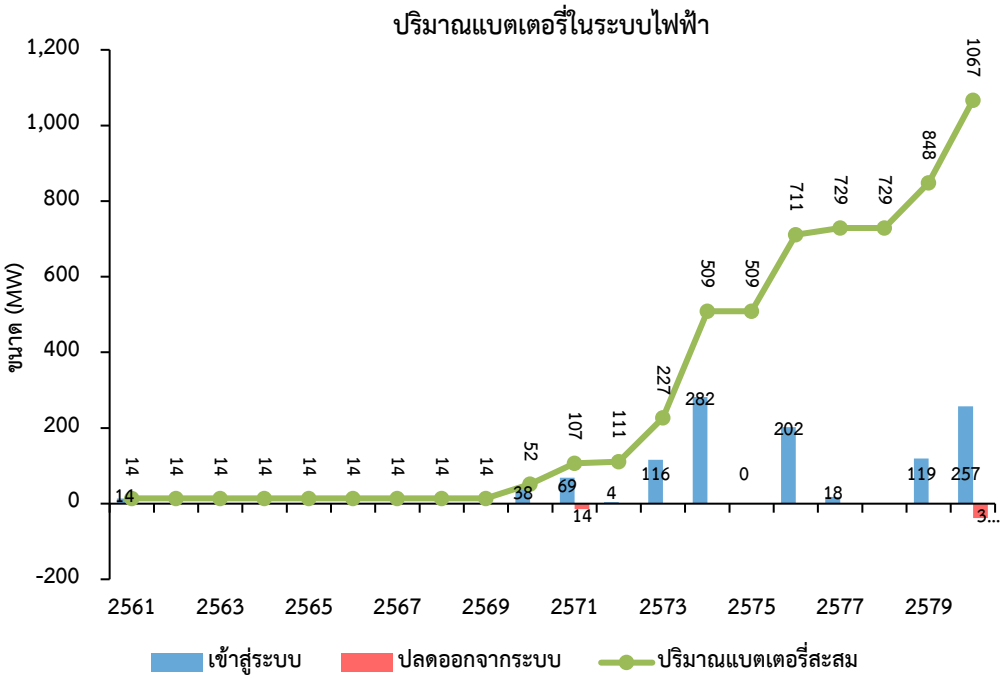
6.4.3.2 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

ตารางที่ 6.20 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2561	-	2500	14	-	2.899	0.439
2562	-	-	-	-	2.900	0.429
2563	-	-	-	-	2.919	0.413
2564	-	250	-	-	2.913	0.409
2565	-	-	-	-	2.943	0.396
2566	-	250	-	-	2.931	0.391
2567	-	250	-	-	2.924	0.386
2568	-	-	-	-	2.998	0.384
2569	-	-	-	-	2.942	0.381
2570	-	-	38	-	2.907	0.380
2571	-	250	69	14	2.862	0.373
2572	-	250	4	-	2.838	0.371
2573	-	250	116	-	2.824	0.367
2574	-	250	282	-	2.817	0.362
2575	-	250	-	-	2.909	0.344
2576	-	-	202	-	2.887	0.322

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

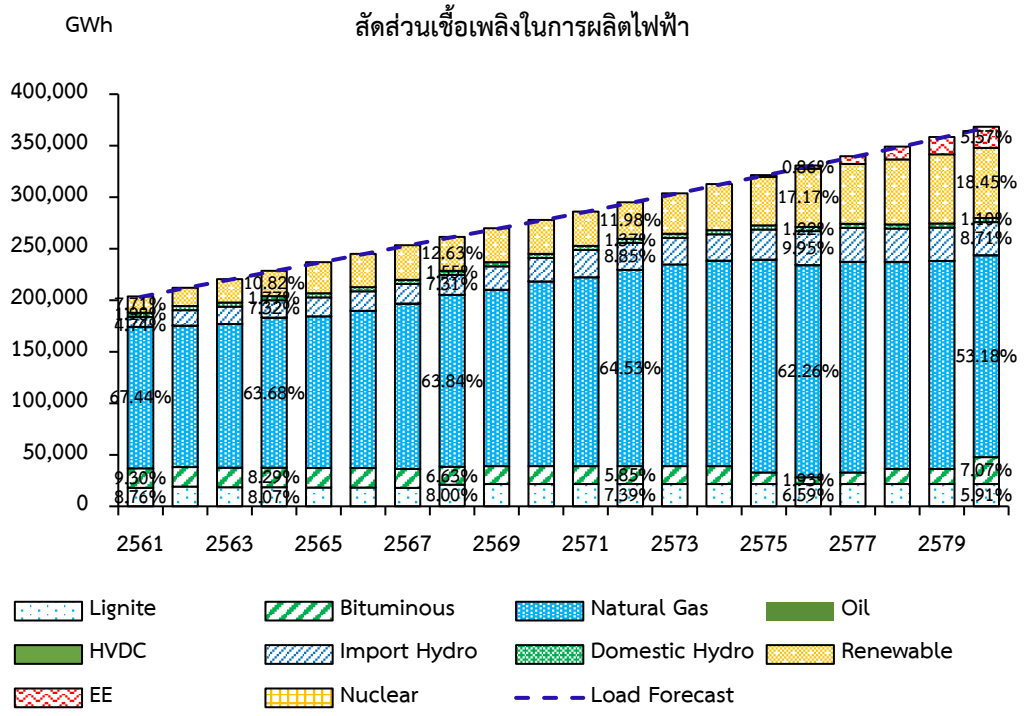
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2577	1000	500	18	-	2.880	0.324
2578	-	750	-	-	2.985	0.320
2579	-	500	119	-	2.991	0.314
2580	2,000	250	257	38	2.984	0.326
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	3,000	6,500	1,067			-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	10,567					
รวมทั้งระบบ	80,879					
กำลังผลิตพึ่งได้	59,772					
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997					



ภาพที่ 6.35 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.36 และตารางที่ 6.21 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 6.36 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

ตารางที่ 6.21 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.78	5.01
พลังงานหมุนเวียน	12.48	15.24	17.57	20.09	29.94	31.41
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	7.79	6.94	6.72	6.11	5.52	4.93
พลังน้ำนำเข้า	4.17	6.96	7.62	8.90	10.01	8.63

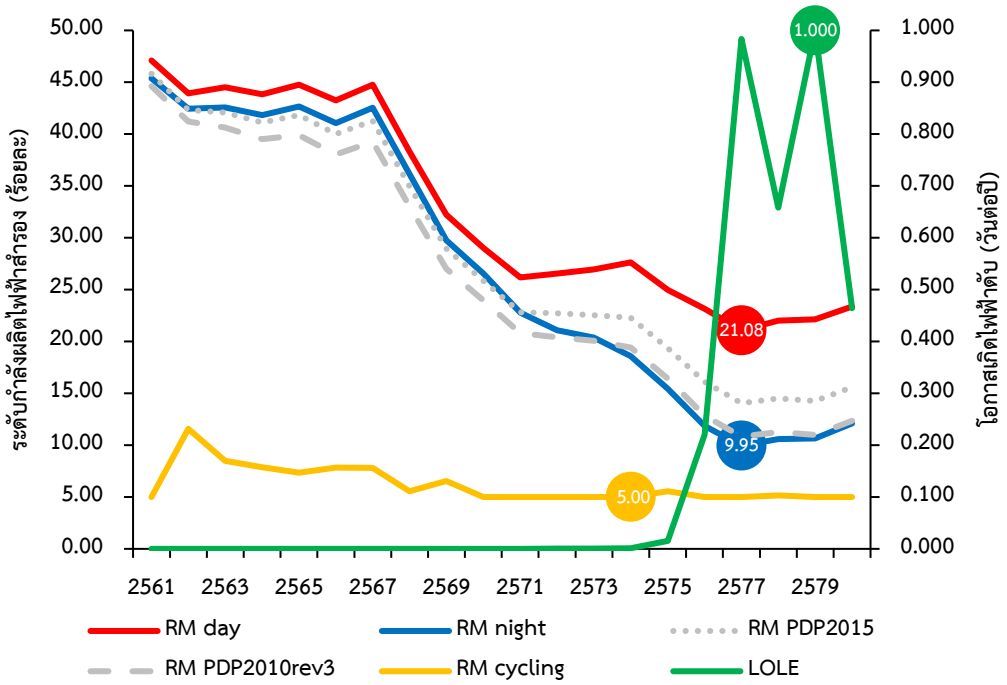
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.59	0.53	0.51	0.47	0.42	0.38
น้ำมัน*	0.75	0.67	0.65	0.59	0.53	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	61.81	58.89	59.67	56.31	47.89	42.24
ถ่านหินบิทูมินัส	4.79	4.26	3.72	3.38	1.16	3.97
ลิกไนต์**	7.31	6.51	3.54	4.15	3.75	3.35

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.37

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 6.37 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 20

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

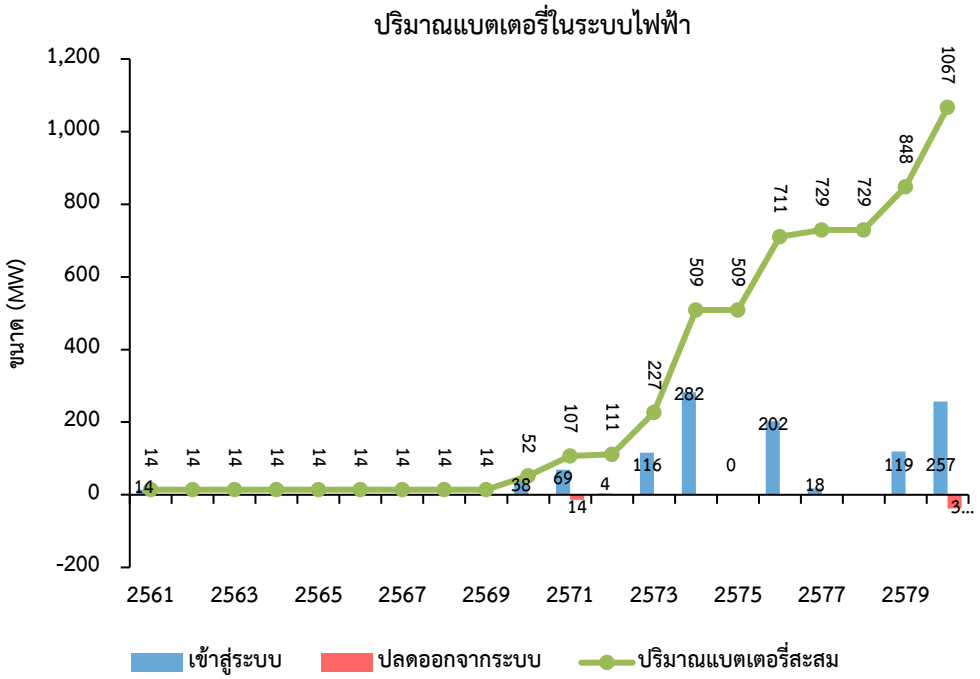
6.4.3.3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

ตารางที่ 6.22 แสดงกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทน และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)			กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่			
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load				
2561	-	2500	14	-	2.899	0.439
2562	-	-	-	-	2.900	0.429
2563	-	-	-	-	2.919	0.413
2564	-	250	-	-	2.913	0.409
2565	-	-	-	-	2.943	0.396
2566	-	250	-	-	2.931	0.391
2567	-	250	-	-	2.924	0.386
2568	-	-	-	-	2.998	0.384
2569	-	-	-	-	2.942	0.381
2570	-	-	38	-	2.907	0.380
2571	-	250	69	14	2.862	0.373
2572	-	250	4	-	2.838	0.371
2573	-	250	116	-	2.824	0.367
2574	-	250	282	-	2.817	0.362
2575	1000	250	-	-	2.910	0.351
2576	-	-	202	-	2.887	0.333

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

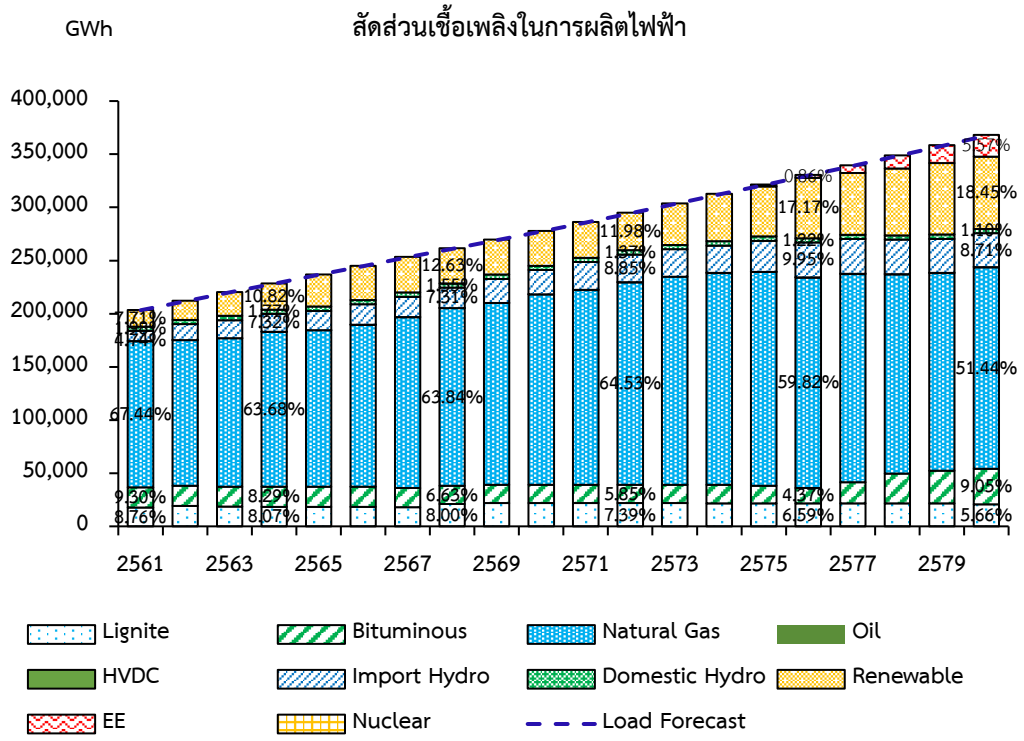
ปี	กำลังผลิตไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบ (MW)				กำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกปลดออกจากระบบ (MW)	ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย (บาท/kWh)	อัตราการปล่อย CO_2 เฉลี่ย (kCO_2/kWh)
	โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์		แบตเตอรี่				
	Base/Inter-mediate Load	Cycling Load					
2577	1000	500	18		-	2.878	0.335
2578	1000	750	-		-	2.978	0.336
2579	-	500	119		-	2.978	0.332
2580	1000	250	257		38	2.979	0.332
รวมส่วนที่เพิ่มเข้าสู่ระบบ	4,000	6,500	1,067				-
รวมส่วนที่เพิ่มสุทธิ	11,567						
รวมทั้งระบบ	81,879						
กำลังผลิตพึ่งได้	60,772						
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด	53,997						



ภาพที่ 6.38 ปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ ถูกปลดออกจากระบบ และปริมาณแบตเตอรี่สะสมในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

จากการวางแผนฯ สามารถคำนวณสัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทได้ดังภาพที่ 6.39 และตารางที่ 6.23 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 6.39 สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

ตารางที่ 6.23 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
มาตรการอนุรักษ์พลังงานไฟฟ้า	0.00	0.00	0.00	0.00	0.77	4.95
พลังงานหมุนเวียน	12.48	15.24	17.57	20.09	29.52	31.02
พลังน้ำจากเขื่อนในประเทศ	7.79	6.94	6.72	6.11	5.44	4.87
พลังน้ำนำเข้า	4.17	6.96	7.62	8.90	9.87	8.52

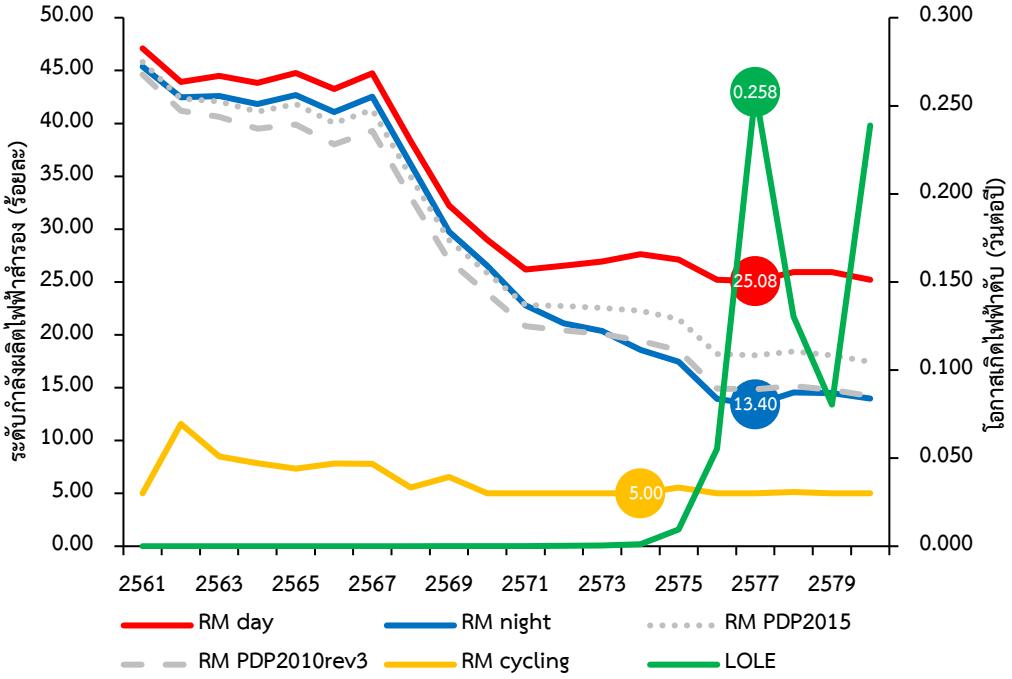
ประเภทเชื้อเพลง	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (ร้อยละ)					
	2018	2021	2025	2029	2033	2037
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย	0.59	0.53	0.51	0.47	0.41	0.37
น้ำมัน*	0.75	0.67	0.65	0.59	0.53	0.08
ก๊าซธรรมชาติ	61.81	58.89	59.67	56.31	47.23	41.72
ถ่านหินบิทูมินัส	4.79	4.26	3.72	3.38	2.53	5.16
ลิกไนต์**	7.31	6.51	3.54	4.15	3.70	3.31

* น้ำมันเตา และดีเซล

** Lignite พิจารณารวมโรงไฟฟ้าหงสา

นอกจากนี้สามารถคำนวณระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Capacity) จากแผน PDP2018 Rev.1, PDP2015 และPDP2010 Rev.3 และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ได้ผลลัพธ์ดังภาพที่ 6.40

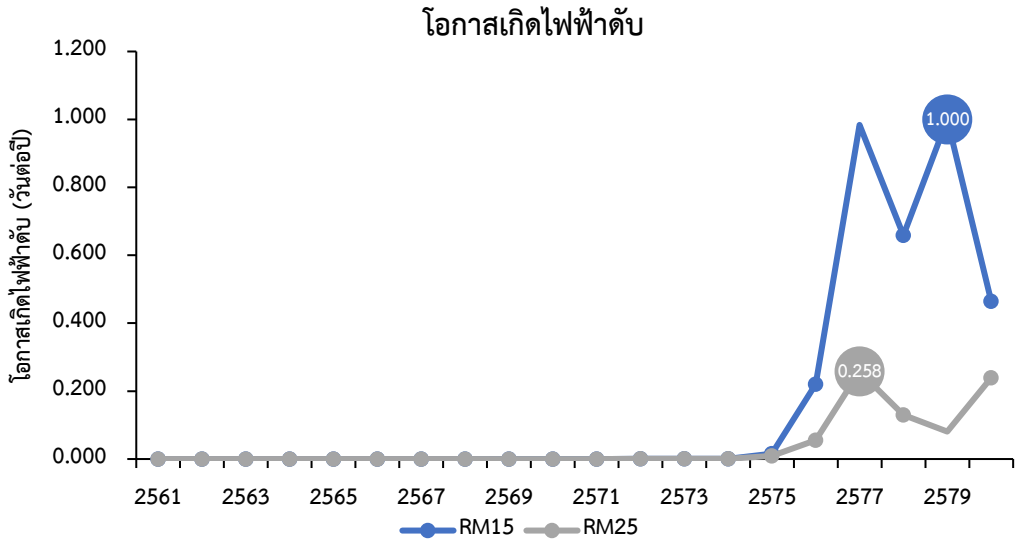
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



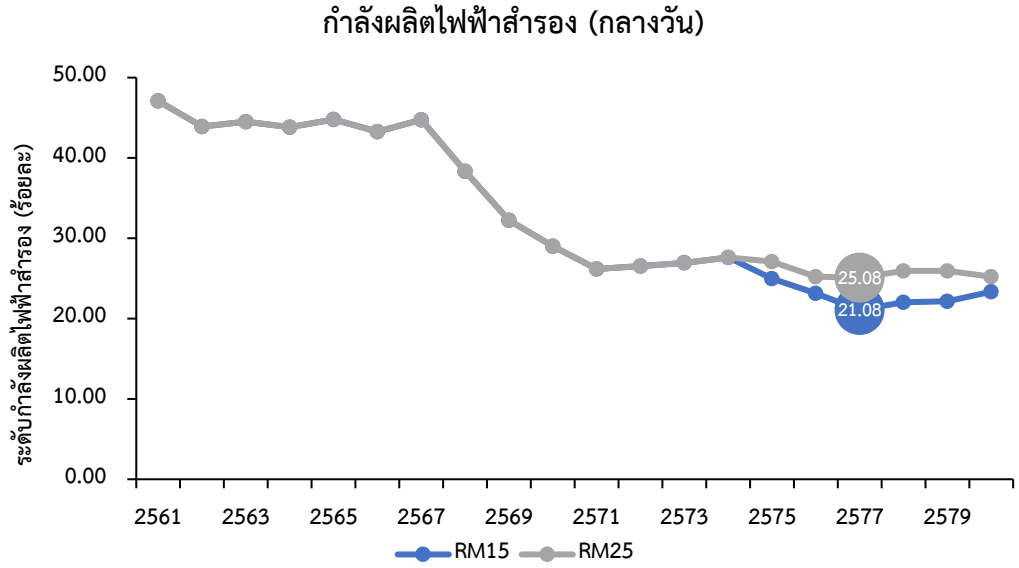
ภาพที่ 6.40 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

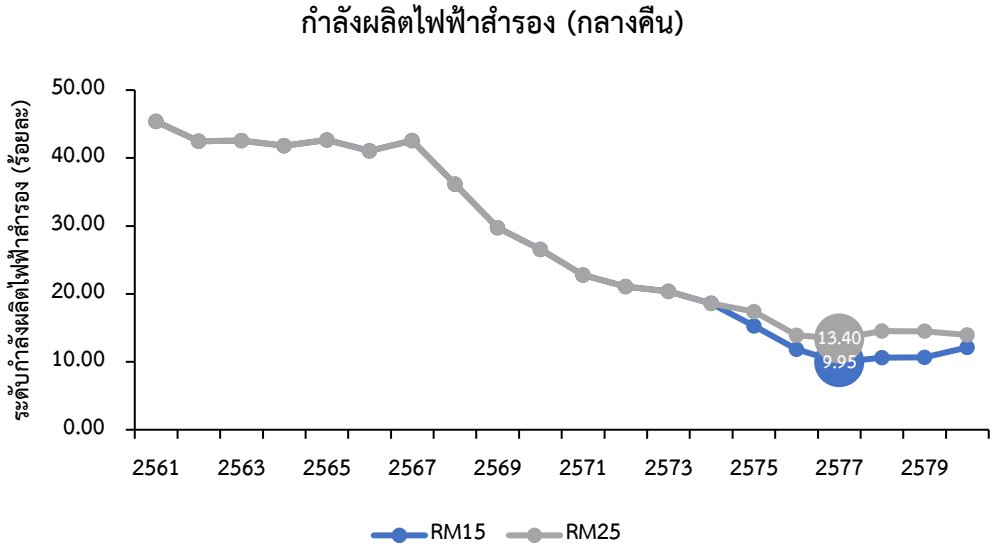
6.4.3.4 วิเคราะห์ผลการวางแผนฯ ในกรณีศึกษาที่ 3



ภาพที่ 6.41เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่ 3



ภาพที่ 6.42 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ของกรณีศึกษาที่ 3



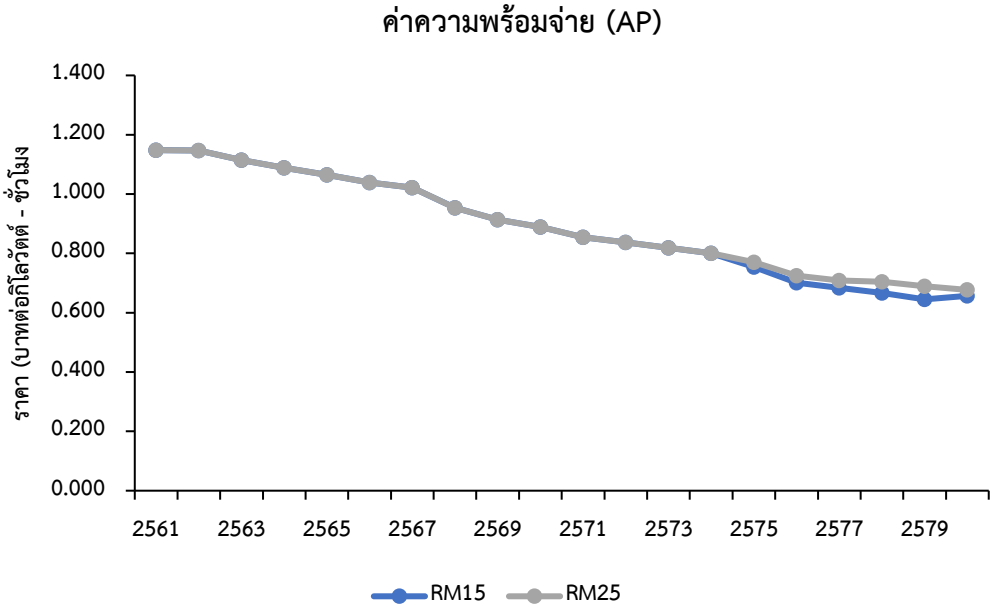
ภาพที่ 6.43 เปรียบเทียบกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ของกรณีศึกษาที่ 3

เนื่องด้วยการวางแผนฯ กรณี RM15 มีผลการวางแผนฯเหมือนกับกรณี RM 20 กล่าวคือ การวางแผนฯ ในกรณีศึกษาที่ 3 โดยต้องการให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของระบบไฟฟ้าไม่เกิน 1 วันต่อปี ระบบไฟฟ้าจะต้องมีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 ในที่นี่จึงจะวิเคราะห์ผลกรณี RM15 และกรณี RM20 รวมเป็นชุดผลลัพธ์เดียวกันโดยจะอ้างอิงกับกรณี RM15 แทน

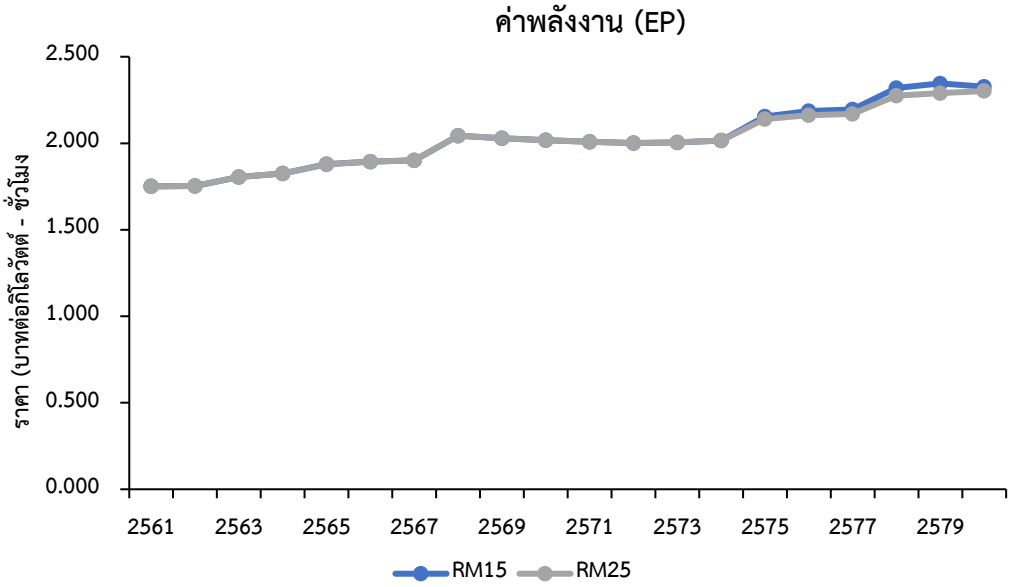
จากภาพที่ 6.41 6.42 และ6.43 **ในกรณี RM15** จะมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงที่สุดเท่ากับ 1 วันต่อปี ณ ปีพ.ศ. 2579 ค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ต่ำสุดเท่ากับร้อยละ 21.08 ณ ปีพ.ศ. 2577 และค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ต่ำที่สุดเท่ากับร้อยละ 9.95 ณ ปีพ.ศ. 2577 **ในกรณี RM25** จะมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงที่สุดเท่ากับ 0.258 วันต่อปี ณ ปีพ.ศ. 2577 ค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ต่ำสุดเท่ากับร้อยละ 25.08 ณ ปีพ.ศ. 2577 และค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ต่ำที่สุดเท่ากับร้อยละ 13.40 ณ ปีพ.ศ. 2577 นอกจากนี้ในกรณี RM25 มีโรงไฟฟ้าถ่านหินเข้าสู่ระบบตั้งแต่ปีพ.ศ. 2575 จึงทำให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับตั้งแต่ช่วงปีดังกล่าวเป็นต้นไป มีค่าต่ำกว่ากรณี RM15 และระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองทั้งกลางวันและกลางคืนต่างสูงขึ้นตามไปด้วย

เนื่องจากในกรณีศึกษาที่ 3 หากการประเมินกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบนมีไม่เพียงพอ จะพิจารณาเพิ่มแบตเตอรี่ให้มีขนาดเท่ากับกำลังผลิตไฟฟ้าที่ขาดอยู่ จึงส่งผลให้มีแบตเตอรี่

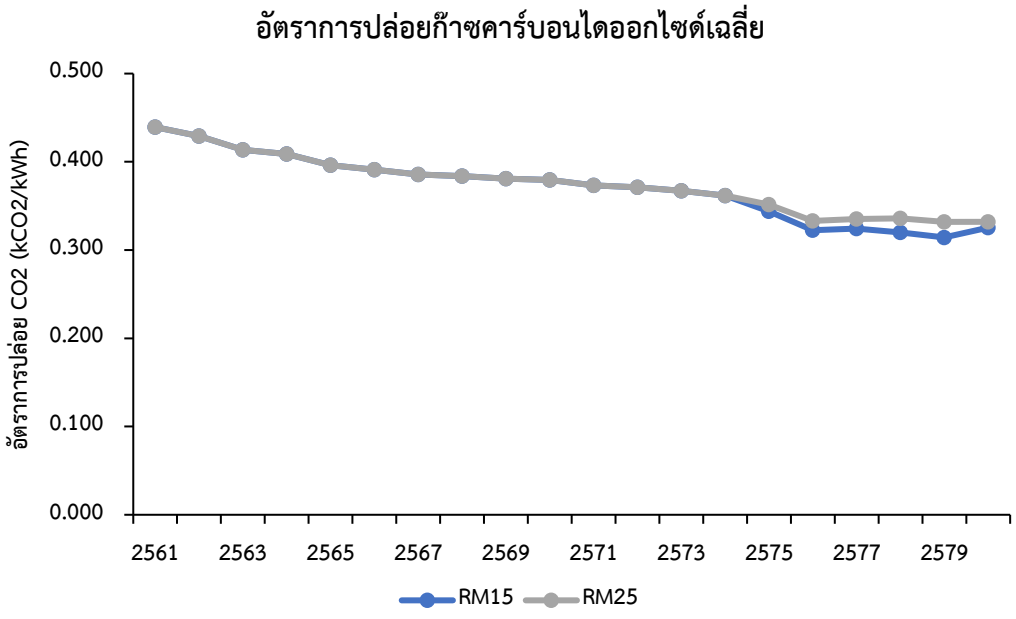
เข้าสู่ระบบตั้งแต่ปีพ.ศ. 2561 ขนาดเท่ากับ 14 MW ทั้งกรณี RM15 และ RM25 นอกจากนี้หากพิจารณาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ของการวางแผนฯกรณี RM15 จะเห็นว่า ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางวัน) ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2561 ถึงพ.ศ. 2574 มีไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ทั้งสิ้น ทำให้เมื่อทำการวางแผน ฯ ด้วย RM25 นั้น ผลการวางแผน ฯ ก่อนปีพ.ศ. 2575 จึงมีผลลัพธ์การวางแผนที่เหมือนกับกรณี RM15 แต่ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2575 เป็นต้นไป การวางแผนฯ ในกรณี RM25 จะมีปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบสูงกว่ากรณี RM15 อย่างไรก็ตามปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ของทั้ง 2 กรณีจะมีค่าเท่ากับ โดยปริมาณแบตเตอรี่สะสม ณ ปีสุดท้ายของการวางแผนมีขนาดเท่ากับ 1067 MW



ภาพที่ 6.44 เปรียบเทียบค่าความพร้อมจ่ายของกรณีศึกษาที่ 3



ภาพที่ 6.45 เปรียบเทียบค่าพลังงานของกรณีศึกษาที่ 3



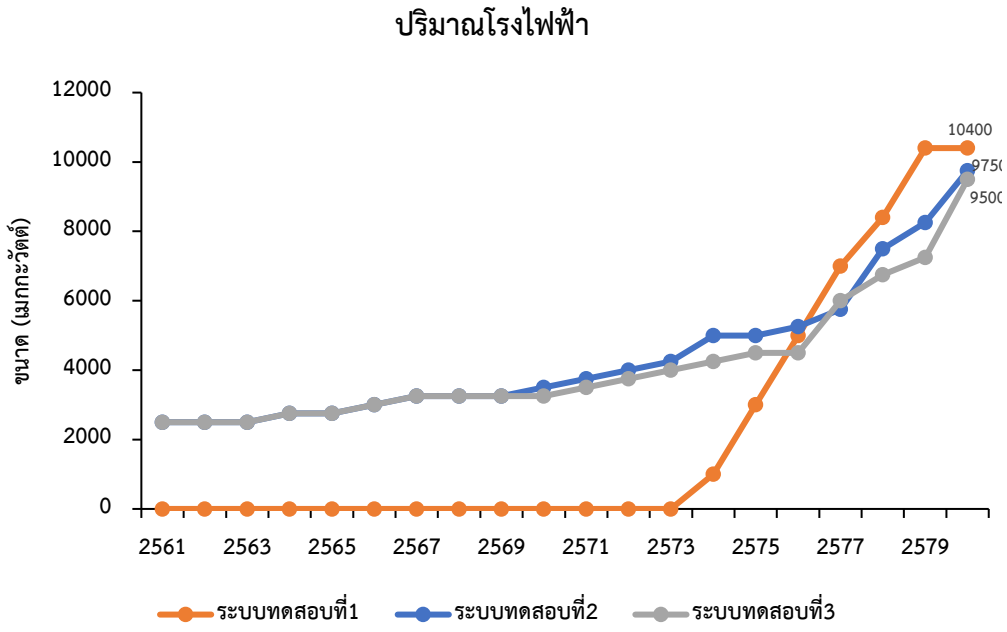
ภาพที่ 6.46 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของกรณีศึกษาที่ 3

เนื่องจากการวางแผนฯ ในกรณี RM25 มีปริมาณโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบสูงกว่ากรณี RM15 ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหิน ด้วยเหตุนี้จึงส่งผลให้ค่าความพร้อมจ่ายของกรณี RM25 มีค่าสูงขึ้นตั้งแต่ปี

พ.ศ. 2575 เป็นต้นไป แต่ในส่วนของค่าพลังงานจะมีค่าลดลง ดังภาพที่ 6.44 และ6.45 ในส่วนของอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของกรณี RM25 ที่เพิ่มขึ้นตั้งแต่ปีพ.ศ. 2575 ก็มีสาเหตุมาจากการที่มีโรงไฟฟ้าถ่านหินเข้าสู่ระบบในช่วงปีดังกล่าวมากกว่ากรณี RM15 ดังภาพที่ 6.46

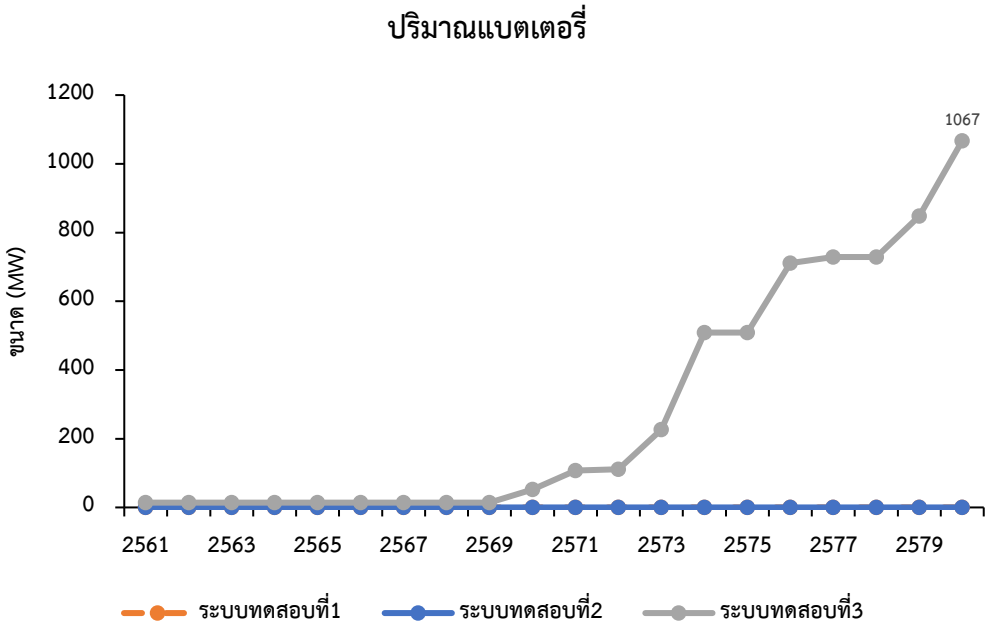
6.4.4 เปรียบเทียบผลการวางแผนฯทั้ง 3 กรณีศึกษา

6.4.4.1 ปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทน และแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบ



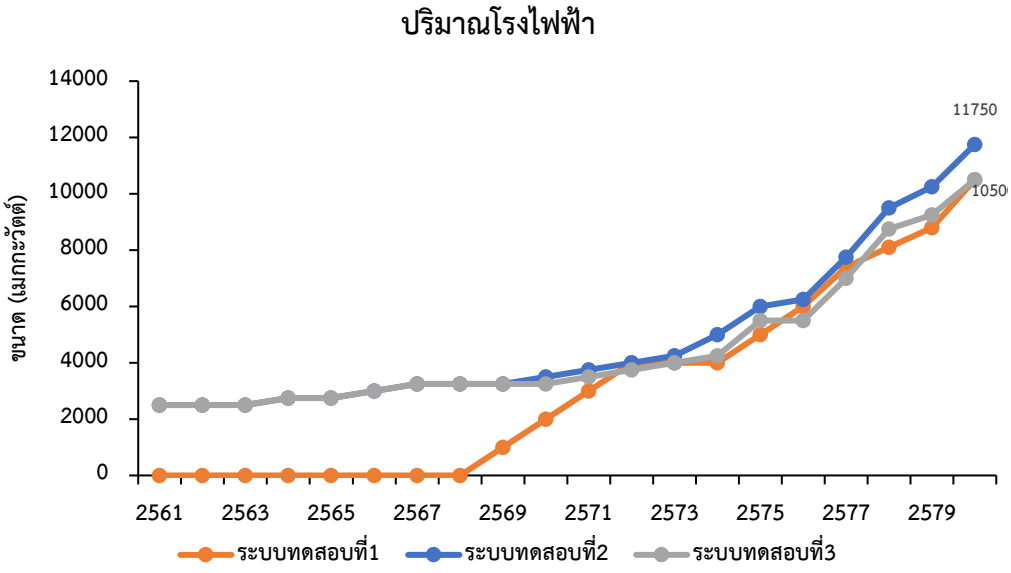
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาพที่ 6.47 เปรียบเทียบปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบจากทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

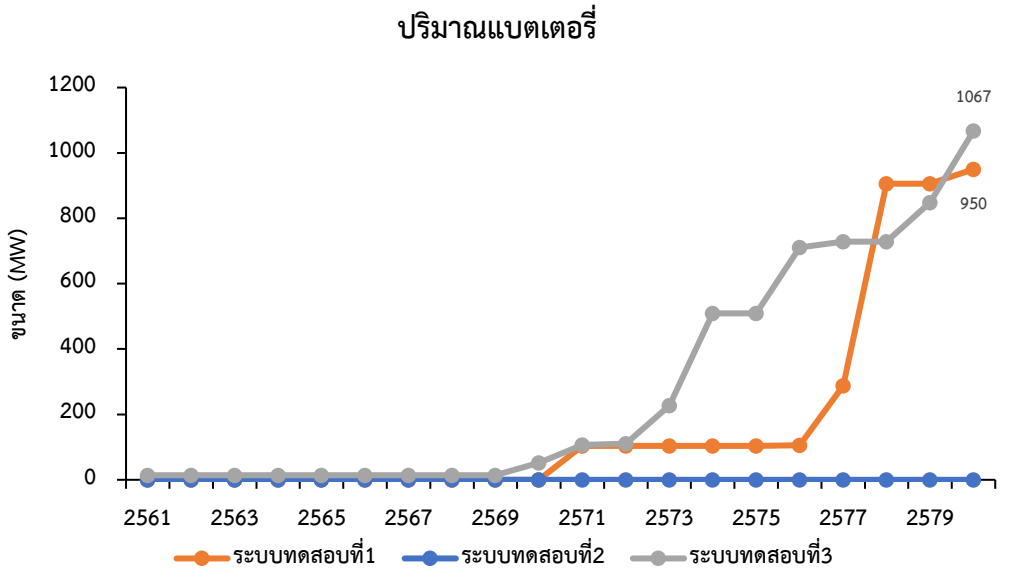


ภาพที่ 6.48 เปรียบเทียบปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบจากทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

จากภาพที่ 6.47 จะเห็นว่าปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบ ณ ปีสุดท้ายของการวางแผนฯ ของกรณีศึกษาที่ 1 มีปริมาณสูงที่สุด เนื่องด้วยกรณีศึกษาที่ 1 ไม่ได้มีการพิจารณาแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับประเภทโรงไฟฟ้า ทำให้การพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้าตัวแทนเข้าสู่ระบบจะเลือกจากโรงไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่ำที่สุด ในที่นี้คือโรงไฟฟ้าถ่านหินหรือโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ทั้งสิ้น (1,000MW และ 700 MW ตามลำดับ) ส่วนอีก 2 กรณีศึกษานั้น จะเห็นว่ากรณีศึกษาที่ 2 จะมีปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนมากกว่ากรณีศึกษาที่ 3 เนื่องจากว่าในกรณีศึกษาที่ 3 หากกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบนไม่ผ่านเกณฑ์ จะพิจารณาเพิ่มแบตเตอรี่แทนการเพิ่มโรงไฟฟ้าระดับกลางบน ด้วยเหตุนี้ในกรณีศึกษาที่ 3 เป็นกรณีศึกษาเดียวที่มีขนาดแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบดังภาพที่ 6.48 อีกทั้งกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 3 จะคำนึงถึงการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้มีโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส ทยอยเข้าสู่ระบบตั้งแต่ปีแรกของการวางแผนฯ เพื่อให้ระบบสามารถรองรับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางบนได้



ภาพที่ 6.49 เปรียบเทียบปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบจากทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

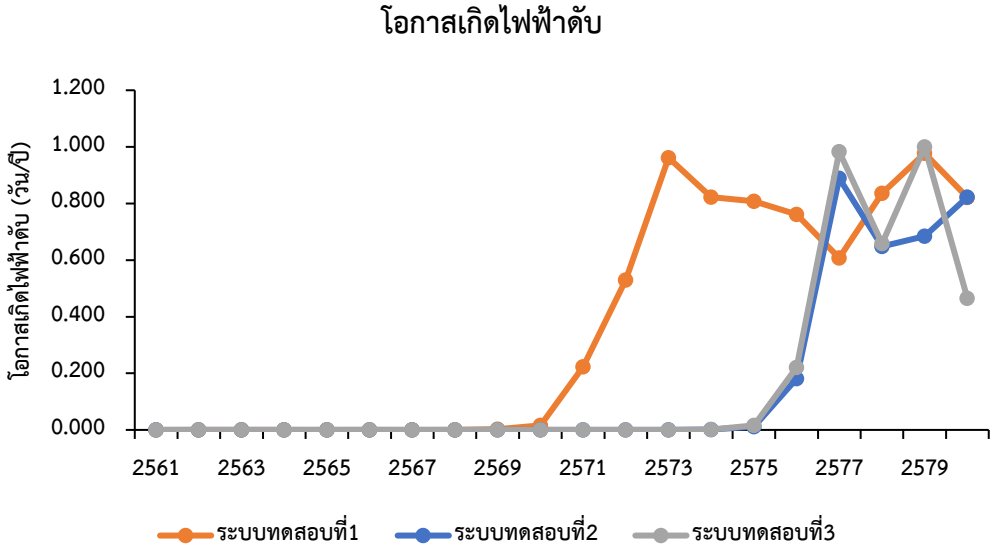


ภาพที่ 6.50 เปรียบเทียบปริมาณแบตเตอรี่ที่เข้าสู่ระบบจากทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

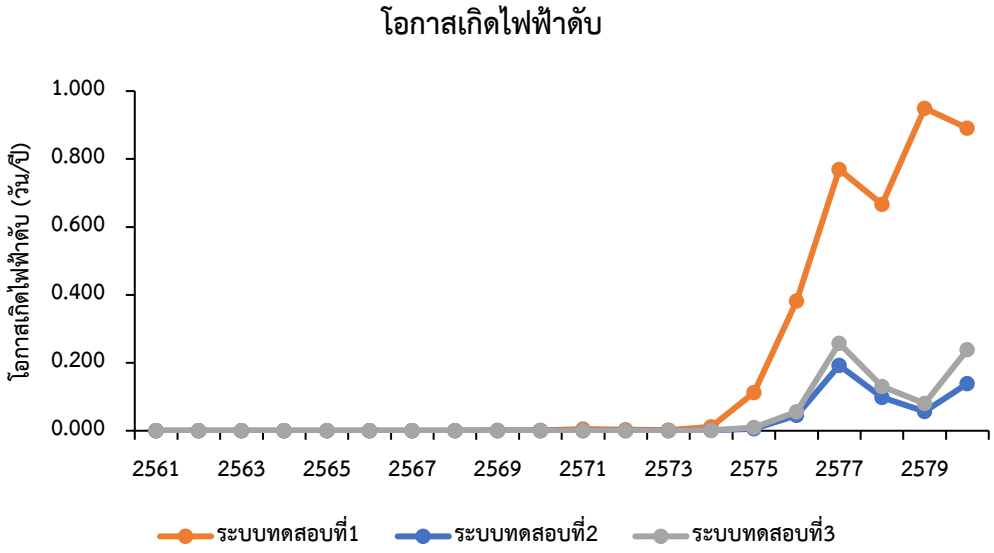
จากภาพที่ 6.49 จะเห็นว่าปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบของกรณีศึกษาที่ 1 และกรณีศึกษาที่ 3 มีปริมาณเท่ากัน แต่อย่างไรก็ตาม ในรายละเอียดของปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนยังคงแตกต่างกัน คือ ในกรณีศึกษาที่ 1 จะเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าถ่านหินจำนวน 7 โรง และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 5 โรง แต่ในกรณีศึกษาที่ 3 จะเป็นโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สที่มีขนาดเล็ก (250 MW) จำนวน 26 โรง และเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินเพียง 4 โรงเท่านั้น ในส่วนกรณีศึกษาที่ 2 ที่มีปริมาณโรงไฟฟ้าตัวแทนเข้าสู่ระบบมากที่สุดนั้น เมื่อพิจารณารายละเอียดของโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบจะเห็นว่า ปริมาณโรงฟ้าถ่านหินมี 4 โรงเท่ากับในกรณีศึกษาที่ 3 แต่ในส่วนของโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สกลับมีจำนวน 31 โรง ซึ่งส่วนต่างของจำนวนโรงดังกล่าว ปรากฏเป็นปริมาณแบตเตอรี่ในระบบทดสอบที่ 3 ดังภาพที่ 6.50

จากลักษณะการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและแบตเตอรี่ที่แตกต่างกันนั้น จะส่งผลกระทบต่อค่าดัชนีอื่น ๆ ซึ่งจะทำการวิเคราะห์ในหัวข้อถัดไป

6.4.4.2 ค่าดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ



ภาพที่ 6.51 เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15



ภาพที่ 6.52 เปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

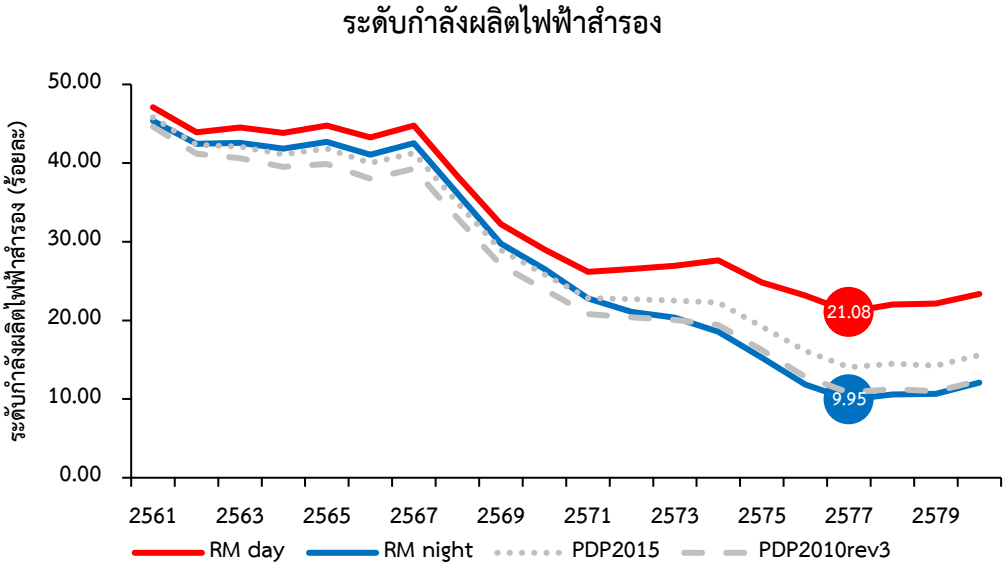
เนื่องจากกรณีศึกษาที่ 1 จะมีเฉพาะโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เข้าสู่ระบบเท่านั้น จึงทำให้ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาในระบบในแต่ละปีมีค่าสูง ในขณะที่จำนวนโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามามีปริมาณต่ำ ทำให้ส่งผลต่อระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เช่น หากโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 1,000 MW จำนวน 1 โรง ต้องหยุดจ่ายกำลังไฟฟ้าจะส่งผลต่อระบบไฟฟ้าเท่ากับโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สขนาด 250 MW ต้องหยุดจ่ายกำลังไฟฟ้าพร้อมกันถึง 4 โรง ในขณะที่โอกาสที่โรงไฟฟ้าจะต้องหยุดจ่ายกำลังไฟฟ้าพร้อมกันถึง 4 โรงนั้นมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับโอกาสที่โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่จำนวน 1 โรงจะต้องหยุดจ่ายกำลังไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้เมื่อพิจารณาระบบไฟฟ้าที่มีปริมาณกำลังผลิตติดตั้งรวมทั้งหมดเท่ากัน ระบบไฟฟ้าที่ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจำนวนมากกว่า จะมีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสูงกว่าระบบไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพียงไม่กี่โรง เห็นได้ชัดจากภาพที่ 6.52 นอกจากนี้การที่กรณีศึกษาที่ 3 มีแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบด้วยนั้น ส่งผลให้โรงไฟฟ้าในระบบมีปริมาณน้อยกว่าโรงไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 2 ด้วยเหตุนี้จึงส่งผลให้โรงไฟฟ้าในกรณีศึกษาที่ 3 มีโอกาสสูงกว่ากรณีศึกษาที่ 2 ที่อาจไม่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นได้ เนื่องจากการศักยภาพของแบตเตอรี่ อาจไม่สูงจนเทียบเท่ากับโรงไฟฟ้าในการนำมาพิจารณาคำนวนดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

6.4.4.3 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

จากการวางแผนในกรณีศึกษาที่ 1 ซึ่งไม่มีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้โรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบจะเป็นโรงไฟฟ้าฐาน(หรือกลางล่าง)ทั้งหมด เมื่อคำนวนระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองระดับกลางบน จึงมีค่าติดลบตลอดระยะเวลาฯการวางแผน ในทางกลับกันในกรณีศึกษาที่ 2 และกรณีศึกษาที่ 3 ที่มีการพิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและจัดประเภทโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า จะทำให้ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองระดับกลางบนผ่านเกณฑ์ที่กำหนดที่ร้อยละ 5 แสดงให้เห็นว่าการวางแผนฯที่มีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า จะสามารถพิจารณาสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทให้เหมาะสมกับระดับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีโอกาสผันผวนจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีสัดส่วนสูงขึ้นในอนาคตได้

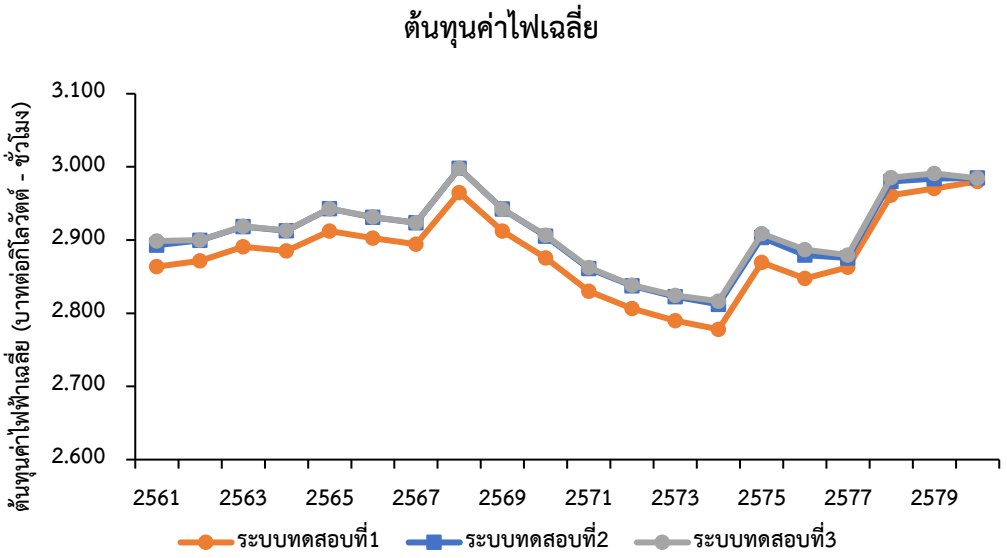
นอกจากนี้จากผลการวางแผนฯทั้ง 3 กรณีศึกษาในทุก ๆ ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง จะเห็นว่า จากตัวอย่างผลการวางแผนฯดังภาพที่ 6.53 ค่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ของแผน PDP2018 Rev.1 นั้น จะมีค่าใกล้เคียงกับระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ใช้ข้อมูลค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้จากแผน PDP2015 และ PDP2010 Rev.3 ชี้ให้เห็นว่า ระบบไฟฟ้าในปัจจุบันที่มีปริมาณโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจำนวนมาก ซึ่งโรงไฟฟ้าประเภทนี้ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตลอดเวลาเหมือนกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ในช่วงเวลากลางวัน ถึงแม้จะกำหนดค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ไว้ประมาณร้อยละ 40 – 50 เพื่อลดทอนกำลังผลิตที่ใช้ในการคำนวนค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองแล้วก็ตาม แต่หากความต้องการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางคืนมีปริมาณสูง โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์จะไม่สามารถช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ จึงอาจทำให้เกิดเหตุการณ์ที่กำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลากลางคืนอาจจะไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ ซึ่งจะสะท้อนผ่านค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (กลางคืน) ด้วยเหตุนี้ในการวางแผนฯ จึงต้องพิจารณาร่วมกับดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับเพื่อการันตีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า



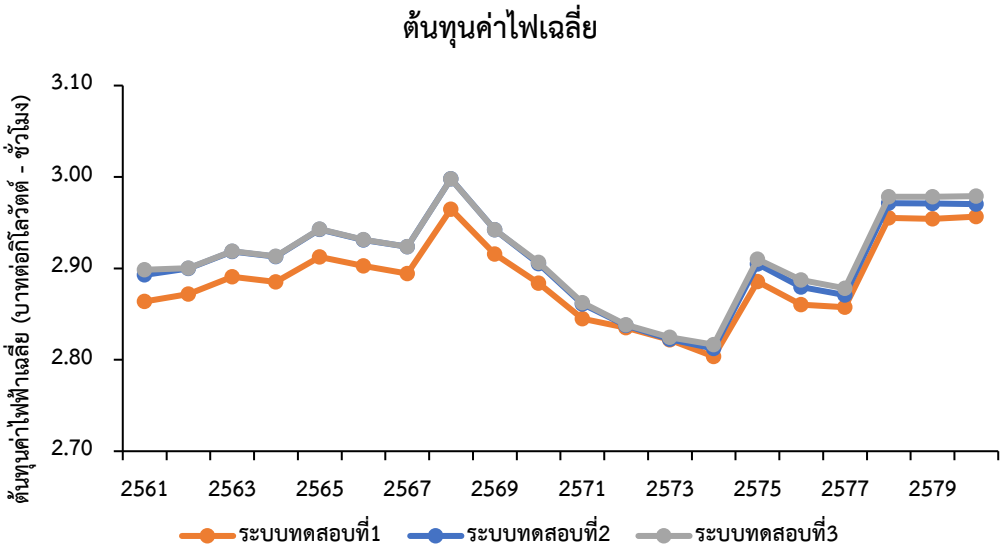
ภาพที่ 6.53 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6.4.4.4 ค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย และการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย



ภาพที่ 6.54 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15

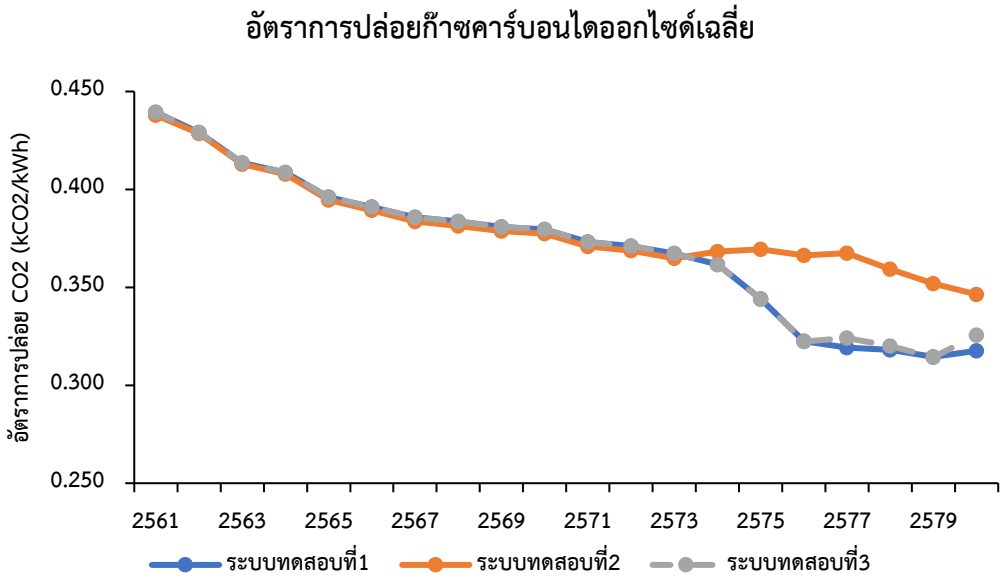


ภาพที่ 6.55 เปรียบเทียบค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

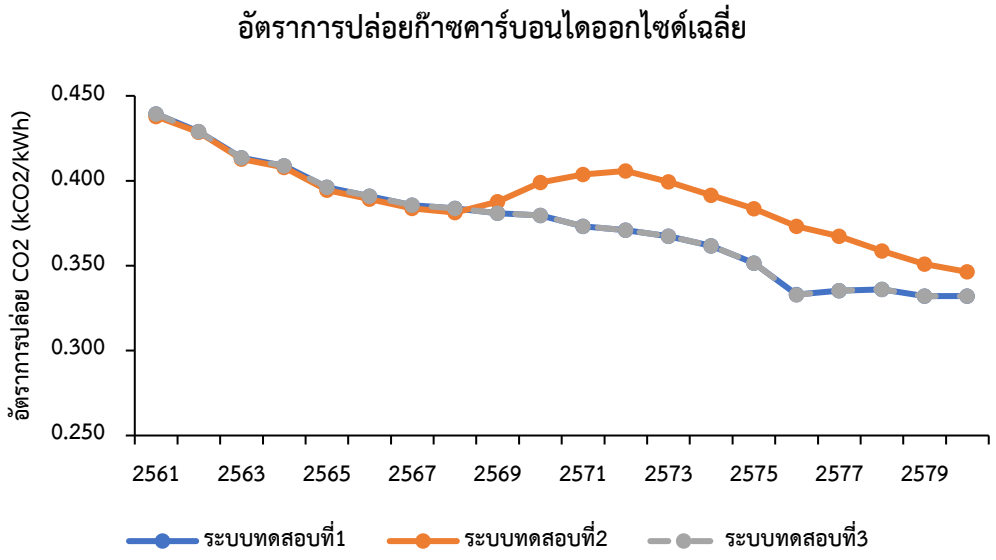
จากภาพที่ 6.54 และ 6.55 จะเห็นว่าค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยของกรณีศึกษาที่ 1 มีราคาต่ำที่สุด (ถูกกว่าอีก 2 ระบบทดสอบประมาณ 1 – 2 สตางค์ต่อกิโลวัตต์ – ชั่วโมง) เนื่องจากการเลือกโรงไฟฟ้าตัวแทนเข้าสู่ระบบจะพิจารณาเฉพาะโรงที่มีค่าใช้จ่ายต่อหน่วยถูกที่สุดที่ผ่านเงื่อนไขสัดส่วนเชื้อเพลิงและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แต่ไม่ได้พิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า จึงทำให้โรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบเป็นโรงไฟฟ้าถ่านหินเป็นส่วนใหญ่ นอกจากนี้หากเปรียบเทียบกรณีศึกษาที่ 2 และกรณีศึกษาที่ 3 จะเห็นว่า การที่พิจารณาเพิ่มแบตเตอรี่จากส่วนขาดของกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน จะกระทบต่อค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยสูงขึ้นเล็กน้อย ประมาณ 1 สตางค์ต่อกิโลวัตต์ – ชั่วโมง เนื่องจากค่าลงทุนก่อสร้างและค่าบำรุงรักษาแบบคงที่ของแบตเตอรี่ยังคงมีค่าค่อนข้างสูง ทำให้กระทบต่อค่าความพร้อมจ่าย (AP) มีค่าสูงขึ้น ด้วยเหตุนี้ ในกรณีศึกษาที่ 3 ที่มีการติดตั้งแบตเตอรี่เข้าสู่ระบบจึงมีค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยสูงขึ้นตาม

อีกทั้ง หากพิจารณาแนวโน้มในภาพรวมของค่าความพร้อมจ่าย (AP) จากภาพที่ 6.12 6.29 และ6.44 จะเห็นว่าค่า AP เป็นราคาต่อหน่วยการผลิตซึ่งมีแนวโน้มลดลงตลอดการวางแผนฯ เนื่องจากการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่สูงขึ้นในแต่ละปี ซึ่งโรงไฟฟ้าประเภทดังกล่าวจะคำนึงเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้าเท่านั้น ในส่วนของแนวโน้มในภาพรวมของค่าพลังงาน (EP) จากภาพที่ 6.13 6.30 และ 6.45 จะเห็นว่ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตลอดการวางแผนฯ ซึ่งมีสาเหตุมาจากค่าพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่เข้าสู่ระบบเพิ่มขึ้น อีกทั้งยังมีผลของราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงขึ้นด้วย

นอกจากนี้ จากภาพที่ 6.56 และ 6.57 จะเห็นว่าการที่กรณีศึกษาที่ 1 มีโรงไฟฟ้าตัวแทนที่เข้าสู่ระบบโดยส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าถ่านหิน ส่งผลให้อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยจะมีค่าสูงกว่าในกรณีศึกษาที่ 2 และกรณีศึกษาที่ 3 ที่โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส ทั้งนี้อัตราการปลดปล่อย CO_2 ของทั้ง 3 กรณีศึกษายังคงอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด



ภาพที่ 6.56 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 15



ภาพที่ 6.57 เปรียบเทียบอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของทั้ง 3 กรณีศึกษา เมื่อกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ร้อยละ 25

จากผลการวางแผน ฯ ทั้ง 3 กรณีศึกษาสามารถสรุปข้อดี และข้อด้อยของทั้ง 3 กรณีศึกษา ได้ดังตารางที่ 6.24

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 6.24 แสดงข้อดี และข้อด้อยของทั้ง 3 กรณีศึกษา

กรณีศึกษา	เกณฑ์ในการพิจารณาวางแผนฯ	ข้อดี	ข้อด้อย
1	วางแผนฯร่วมกับแบตเตอรี่ แต่ไม่พิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	• ต้นทุนไฟฟ้าเฉลี่ยมีค่าถูกที่สุด	• มีเฉพาะโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ถูกเลือกเข้าสู่ระบบเท่านั้น จึงทำให้ LOLE สูงกว่ากรณีศึกษาอื่น ๆ • ไม่มีโรงไฟฟ้าที่ใช้สำหรับรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนได้อย่างเพียงพอ • อัตราการปล่อย CO2 เฉลี่ย มีค่าสูงที่สุด
2	วางแผนฯร่วมกับแบตเตอรี่ และพิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า	• จัดหาโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนได้อย่างเพียงพอ • โรงไฟฟ้าขนาดเล็กถูกเลือกเข้าสู่ระบบ จึงส่งผลให้ LOLE มีค่าต่ำกว่ากรณีศึกษาที่ 1 • อัตราการปล่อย CO2 เฉลี่ย มีค่าต่ำ • แบตเตอรี่ได้จากการประเมินเพื่อรองรับความไม่สามารถพึ่งพาได้ของพลังงานหมุนเวียน	• ต้นทุนไฟฟ้าเฉลี่ยมีค่าสูงกว่ากรณีศึกษาที่ 1 (ประมาณ 1-2 สตางค์ต่อกิโลวัตต์ - ชั่วโมง)

กรณีศึกษา	เกณฑ์ในการพิจารณาวางแผนฯ	ข้อดี	ข้อด้อย
3	วางแผนฯร่วมกับแบตเตอรี่ และพิจารณาการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า อีกทั้งติดตั้งแบตเตอรี่ทดแทนโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการไฟฟ้าระดับกลางบน หากมีไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนด	• จัดหาโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบนได้อย่างเพียงพอ • สามารถลดปริมาณในการก่อสร้างโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ใช้สำหรับรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน • แบตเตอรี่ได้จากกำลังผลิตส่วนขาดของความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน • โรงไฟฟ้าขนาดเล็กถูกเลือกเข้าสู่ระบบ จึงส่งผลให้ LOLE มีค่าต่ำกว่ากรณีศึกษาที่ 1	• ต้นทุนไฟฟ้าเฉลี่ยมีค่าสูงกว่ากรณีศึกษาที่ 2 เพียงเล็กน้อย • ค่า LOLE สูงกว่ากรณีศึกษาที่ 2 เนื่องจากศักยภาพของแบตเตอรี่ ไม่สูงจนเทียบเท่ากับโรงไฟฟ้า

บทที่ 7
สรุปผล

7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอหลักการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด โดยการวางแผนฯ ที่นำเสนอนี้ จะเป็นการวางแผนเพื่อจัดการการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่มีความผันผวน อันมีสาเหตุมาจากการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในปริมาณมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีความผันผวน และความไม่แน่นอนของเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับผลิตไฟฟ้า โดยจะทำการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และจำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา

นอกจากนี้ในการประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ จะกระทำผ่านการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่ม ซึ่งจะจำแนกออกเป็น 2 ส่วนคือ การประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน ซึ่งเป็นการประเมินปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความผันผวนสูง และการประเมินกำลังการผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มทั้งระบบ ซึ่งเป็นการประเมินกำลังผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของระบบไฟฟ้า ทั้งนี้ปริมาณความไม่สามารถพึ่งพาได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนส่วนหนึ่งจะถูกรองรับด้วยการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และอีกส่วนหนึ่งจะใช้ระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ เพื่อเป็นการลดภาระในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ และเนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่นั้นไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ด้วยตัวเอง ต้องอาศัยการกักเก็บพลังงานจากระบบไฟฟ้าเพื่อจ่ายพลังงานออกในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้การก่อสร้างโรงไฟฟ้ายังคงมีความจำเป็นอยู่

เมื่อทำการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า และประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของแบตเตอรี่แล้ว จะคำนวณการจัดสรรกำลังการผลิต (Energy dispatch) และดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เพื่อประเมินว่าระบบไฟฟ้าต้องการโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมหรือไม่ และอยู่ในลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าช่วงใด ทั้งนี้การตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจะเลือกโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยต่ำที่สุด ที่สอดคล้องกับลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่ขาดแคลนและต้องไม่ละเมิด

เงื่อนไขสัดส่วนเชื้อเพลิงและการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ อย่างไรก็ตาม หากขนาดพิกัดติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวแทนที่ถูกเลือกเข้าสู่ระบบ มีปริมาณสูงจนสามารถครอบคลุมได้ทั้งส่วนของปริมาณโรงไฟฟ้าใหม่และแบตเตอรี่ จะทำให้ปริมาณพิกัดติดตั้งของแบตเตอรี่ที่ประเมินได้อาจถูกชดเชยจนไม่จำเป็นต้องใส่แบตเตอรี่เพิ่ม ณ ช่วงเวลาดังกล่าวได้

จากผลการวางแผนที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ เมื่อวางแผน ฯ โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด จะทำให้มีการเพิ่มโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สเข้าสู่ระบบตั้งแต่ปีแรกของการวางแผน ส่งผลต่อต้นทุนค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ยมีค่าสูงขึ้นกว่าการวางแผน ฯ โดยไม่พิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้า เนื่องจากการวางแผน ฯ โดยไม่พิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้านั้น จะพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้าจากต้นทุนค่าไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำที่สุดเท่านั้น ซึ่งคือโรงไฟฟ้าถ่านหิน และโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม ตามลำดับ แต่อย่างไรก็ตาม การวางแผน ฯ โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด จะทำให้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับมีแนวโน้มลดลง เนื่องจากโอกาสที่โรงไฟฟ้ากังหันแก๊สซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก จะหลุดออกจากระบบพร้อมกันจนมีขนาดเท่ากับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ขนาดใหญ่ 1 โรงหลุดออกจากระบบมีค่าต่ำมาก อีกทั้งอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยก็ลดลง เนื่องจากจะพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเป็นส่วนใหญ่ ซึ่งมีอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยต่ำกว่าโรงไฟฟ้าถ่านหิน นอกจากนี้การวางแผน ฯ โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด ยังทำให้ระบบไฟฟ้ามีเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าที่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีความผันผวนได้อย่างเพียงพอ เช่น โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส และระบบกักเก็บพลังงาน เป็นต้น ทั้งนี้หากพิจารณาเพิ่มเติมในส่วนของการติดตั้งแบตเตอรี่ทดแทนโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซที่มีไม่เพียงพอจากเงื่อนไขการประเมินกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเพิ่มระดับกลางบน ผลลัพธ์ของกรณีศึกษาดังกล่าวอาจกระทบต่อต้นทุนค่าใช้จ่ายต่อหน่วยเฉลี่ย และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับมีค่าสูงขึ้นเพียงเล็กน้อยเท่านั้น

จึงอาจสรุปได้ว่า การเข้าสู่ระบบของแบตเตอรี่ไม่ได้ทำให้ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้อยลงอย่างมีนัยสำคัญ และนอกจากนี้ทั้งระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่และโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซอาจสามารถนำมาใช้ทดแทนหรือสนับสนุนกันในด้านของการรองรับความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้า ที่มีสาเหตุมาจากการขาดกำลังการผลิตเนื่องจากความไม่สามารถพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และสามารถสร้างความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้าได้

จากผลของกรณีศึกษาข้างต้น แม้ว่าการวางแผน ฯ โดยพิจารณาแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและจัดประเภทโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องซึ่งกันและกัน จะทำให้ต้นทุนไฟฟ้าเฉลี่ยมีค่าสูงขึ้น

(เพียงเล็กน้อย) แต่สามารถทำให้ระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นที่สูงขึ้น และดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบฟ้าที่ดีขึ้น อีกทั้งยังทำให้ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้ามีเครื่องมือที่สามารถใช้รองรับความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่อาจจะเกิดขึ้นในอนาคตได้อย่างเพียงพอ ทั้งนี้หากต้องการวางแผน ฯ ร่วมกับการติดตั้งแบตเตอรี่เพื่อใช้เป็นระบบไฟฟ้าสำรอง (Backup System) สำหรับรองรับความไม่สามารถพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ผู้วิจัยเห็นควรว่า วิธีการที่นำเสนอในกรณีศึกษาที่ 2 จะมีความเหมาะสม เนื่องจากขนาดพิกัดติดตั้งของแบตเตอรี่ได้จากการประเมินกำลังผลิตที่คาดว่าจะไม่สามารถพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนนเวียน ทั้งนี้ยังนำแบตเตอรี่มาพิจารณาจัดสรรกำลังการผลิต เพื่อนำความสามารถในการปรับเลื่อนการใช้ไฟฟ้า (Load Shifting) มาใช้งาน แทนที่จะปล่อยแบตเตอรี่ไว้ใช้เพื่อรองรับความไม่สามารถพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพียงอย่างเดียว อย่างไรก็ตาม หากในอนาคตต้นทุนในการติดตั้งแบตเตอรี่มีแนวโน้มลดลง และมีการพัฒนาในด้านประสิทธิภาพในการรับ – จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ดีขึ้นแล้วนั้น การติดตั้งแบตเตอรี่เพื่อทดแทนกำลังไฟฟ้าส่วนขาดของโรงไฟฟ้าสำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าระดับกลางบน เช่น โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส เป็นต้น โดยนำความสามารถในการปรับเลื่อนการใช้ไฟฟ้าของแบตเตอรี่ (Load Shifting) มาใช้งานโดยตรง อาจพิจารณาเลือกใช้วิธีการที่นำเสนอในกรณีศึกษาที่ 3 จะมีความเหมาะสมกว่า

7.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

1. การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์นี้ จะพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในภาพรวมทั้งประเทศเท่านั้น หากสามารถพิจารณาเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้ารายภูมิภาคร่วมด้วย อาจทำให้การประเมินขนาดพิกัดติดตั้งและการจัดสรรกำลังการผลิตของแบตเตอรี่มีความสอดคล้องกับลักษณะการผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในภูมิภาคนั้น ๆ ได้ดียิ่งขึ้น
2. การกำหนดค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ อาจจะต้องคำนึงถึงข้อจำกัดในการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน โดยอาจปรับปรุงวิธีการกำหนดค่าตัวประกอบการพึ่งได้และเพิ่มการพิจารณาข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงระยะเวลากลางคืนเพิ่มเติม
3. ในวิทยานิพนธ์นี้ได้อ้างอิงลักษณะเฉพาะ และราคาของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่จากข้อมูล ณ ปีพ.ศ. 2563 หากในอนาคตลักษณะเฉพาะและราคาของระบบกัก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่มีแนวโน้มที่ดีขึ้น อาจส่งผลต่อการวางแผนฯ ให้มีผลลัพธ์ที่แตกต่างออกไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บรรณานุกรม

1. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, *[ร่าง]แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่1(PDP 2018 Rev.1)*. 2563.
2. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. *2561 - 2580 (PDP 2018)*. 2562.
3. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. *2558 - 2579 (PDP 2015)*. 2558.
4. คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. *2555 - 2573*. 2555.
5. วงษ์สุรไพฑูรย์, ศ., การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด, in วิทยานิพนธ์ศึกษาศาสตรมหาบัณฑิต.สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า. 2559, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
6. Wibowo, R.S., et al. *Dynamic economic dispatch of hybrid microgrid with energy storage using quadratic programming*. in *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)*. 2016.
7. Flores, J.R., J.M. Montagna, and A.J.A.e. Vecchietti, *An optimization approach for long term investments planning in energy.* 2014. **122**: p. 162-178.
8. Corporation, N.A.E.R., *Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards*. 2020.
9. Salimi-Beni, A., et al. *A new approach to determine base, intermediate and peak-demand in an electric power system*. in *2006 International Conference on Power System Technology*. 2006. IEEE.
10. Nuchprayoon, S., *Electricity load classification using K-means clustering algorithm.* 2014.
11. Chandra, V., *Fundamentals of natural gas: an international perspective*. 2017: PennWell Corporation.
12. Siritiprussamee, P., W. Suwannarat, and R. Dulyarittirong, *Analysis of Thailand Electricity Demand Pattern.* JOURNAL OF ENVIRONMENTAL MANAGEMENT, 2014. **10 ,1(1)**.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

13. Wisconsin, P.S.C.o., *Electrical Power Plants*.
14. Nichols, D. and D. von Hippel, *Best Practices Guide: Integrated Resource Planning for Electricity'.* Tellus Institute, Boston, 2000.
15. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, สถานการณ์ระบบไฟฟ้าไทย น่าเป็นห่วงจริงหรือ. 2559.
16. Billinton, R. and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power System*. 1996.
17. ไชยวุฒิเทพารักษ์, ช., การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่, in วิทยานิพนธ์ศึกษาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวศวกรรมไฟฟ้า. 2556, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.
18. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, คำศัพท์พลังงาน - *Dependable Capacity*. 2556.
19. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, กำลังผลิตสำรอง: หลักประกันความมั่นคงของระบบไฟฟ้า. 2557.
20. เจริญจิตมั่น, ป., การประเมินค่ากำลังผลิตพึ่งได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนโดยพิจารณาความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า, in วิทยานิพนธ์ศึกษาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า. 2556, จุฬาลงกรณ์มหาวทิยาลัย.
21. Diewvilai, R., R. Nidhiritdhikrai, and B. Eua-arporn. *Reserve margin evaluation for generation system using probabilistic based method*. in *The 8th Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand-Conference 2011*. 2011. IEEE.
22. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, โรงไฟฟ้ายิ่งมีประสิทธิภาพสูง ยิ่งช่วยลดโลกร้อน. 2555.
23. มูลนิธิสถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศไทย, โครงการศึกษาความเหมาะสมและแนะแนวทางในการส่งเสริมอุตสาหกรรมสำรองไฟฟ้าสำหรับโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศ (*Grid Energy Storage).* 2561.
24. กอปรสิริพัฒน์, ด.ว., รู้จักแบตเตอรี่ ตอนที่ *4*, in วารสารเทคโนโลยีวัสดุ. 2559. p. 64-70.
25. (EIA), U.S.E.I.A., *Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies*, D.o. Energy, Editor. 2020. p. 146-149.
26. Farag, A., S. Al-Baiyat, and T.J.I.T.o.P.s. Cheng, *Economic load dispatch multiobjective optimization procedures using linear programming techniques.* 1995. **10**(2): p. 731-738.
27. Carnegie, R., et al., *Utility scale energy storage systems.* 2013.
28. IRENA, *Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook, International Renewable Energy Agency, Abu* 2015.
29. (EIA, U.S.E.I.A., *Electric Power Annual 2018*, U.S.D.o. Energy, Editor. 2018. p. 169.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก
ข้อมูลที่ใช้ประกอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า โดยอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.1 กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีข้อผูกพันและได้ลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
1	เขื่อนภูมิพล	779.20	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	05 / 1964	หลังแผน
2	เขื่อนน้ำพุง	6.00	Renew	Hydro	0	6.76	122.50	6.13	0.00	10 / 1965	หลังแผน
3	เขื่อนอุบลรัตน์	25.20	Renew	Hydro	0	6.76	122.50	6.13	0.00	03 / 1966	หลังแผน
4	เขื่อนสิรินธร	36.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	11 / 1971	หลังแผน
5	เขื่อนจุฬาภรณ์	40.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	10 / 1972	หลังแผน
6	เขื่อนสิริกิติ์	500.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	01 / 1974	หลังแผน
7	เขื่อนบ้านยาง	0.12	Renew	Hydro	0	6.76	122.50	6.13	0.00	02 / 1974	หลังแผน
8	เขื่อนแก่งกระจาน	19.00	Renew	Hydro	0	6.76	122.50	6.13	0.00	08 / 1974	หลังแผน
9	เขื่อนศรีนครินทร์	720.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	02 / 1980	หลังแผน
10	เขื่อนบางลาง	76.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	07 / 1981	หลังแผน
11	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 4-7	560.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	52.70	2.64	0.00	11 / 1981	01 / 2018
12	เขื่อนห้วยกุ่ม	1.06	Renew	Hydro	0	6.76	122.50	6.13	0.00	02 / 1982	หลังแผน
13	เขื่อนบ้านสันติ	1.28	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	10 / 1982	หลังแผน
14	เขื่อนท่าทุ่งนา	39.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	12 / 1982	หลังแผน
15	เขื่อนบ้านขุนกลาง	0.20	Renew	Hydro	0	6.76	122.50	6.13	0.00	12 / 1983	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
16	เขื่อนคลองช่องกล่ำ	0.02	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	09 / 1984	หลังแผน
17	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์คลองช่องกล่ำ	0.02	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	09 / 1984	หลังแผน
18	เขื่อนวชิราลงกรณ์	300.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	02 / 1985	หลังแผน
19	เขื่อนแม่งัดสมบูรณ์ชล	9.00	Renew	Hydro	0	6.76	122.50	6.13	0.00	10 / 1985	หลังแผน
20	เขื่อนรัชชประภา	240.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	06 / 1987	หลังแผน
21	เขื่อนห้วยกุยมั่ง	0.10	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	09 / 1987	หลังแผน
22	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 8	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	52.70	2.64	0.00	03 / 1989	12 / 2024
23	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ ฝาง	0.30	Renew	Geo	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 1989	หลังแผน
24	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แหลมพรหมเทพ	0.01	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	03 / 1990	หลังแผน
25	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 9	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	52.70	2.64	0.00	03 / 1990	12 / 2024
26	โรงไฟฟ้ากังหันลม แหลมพรหมเทพ เครื่องที่ 1	0.19	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	08 / 1990	หลังแผน
27	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 10	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	52.70	2.64	0.00	04 / 1991	01 / 2025
28	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 11	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	52.70	2.64	0.00	08 / 1991	01 / 2025
29	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนบางปะกง เครื่องที่ 3	576.00	Thermal	Natural Gas	9,500	6.00	24.72	1.24	0.00	01 / 1992	01 / 2027
30	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนบางปะกง เครื่องที่ 4	576.00	Thermal	Natural Gas	9,500	6.00	24.72	1.24	0.00	06 / 1992	01 / 2028

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
31	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 4	314.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,400	7.00	24.72	1.24	0.00	07 / 1992	01 / 2018
32	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง ชุดที่ 1	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	08 / 1992	01 / 2025
33	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์สันกำแพง	0.01	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 1993	หลังแผน
34	โรงไฟฟ้าดีเซลแม่ฮ่องสอน	4.40	Gas Turbine	Diesel	10,400	10.00	27.00	1.35	0.00	08 / 1993	หลังแผน
35	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง ชุดที่ 2	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	8,400	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 1994	01 / 2025
36	บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)	45.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	05 / 1994	หลังแผน
37	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1	316.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,800	5.00	24.72	1.24	0.00	06 / 1994	06 / 2020
38	เขื่อนปากมูล	136.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	09 / 1994	หลังแผน
39	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 12	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	52.70	2.64	0.00	01 / 1995	12 / 2025
40	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 13	270.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	52.70	2.64	0.00	07 / 1995	12 / 2025
41	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 1	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	10 / 1995	10 / 2019
42	บริษัท ปัญจพล พัลพ์ อินดัสตรี้ จำกัด (มหาชน)	8.00	COGEN	Bituminous	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 1995	หลังแผน
43	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 2	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 1996	09 / 2020
44	บริษัท ทีพีที ปิโตรเคมิคอลส์ จำกัด (มหาชน)	10.00	COGEN	Bituminous	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	02 / 1997	02 / 2018
45	บริษัท ปตท. เคมิคอล จก. (มหาชน)	32.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 1997	04 / 2018

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
46	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูเวียง) จำกัด	8.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 1997	หลังแผน
47	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 1	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,800	6.00	24.72	1.24	0.00	08 / 1997	01 / 2019
48	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 2	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,700	6.00	24.72	1.24	0.00	11 / 1997	01 / 2019
49	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 2	562.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,600	7.00	24.72	1.24	0.00	12 / 1997	01 / 2022
50	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน	434.00	Renew	Hydro	0	3.58	0.00	0.00	0.00	01 / 1998	หลังแผน
51	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด 1	55.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	02 / 1998	06 / 2021
52	บริษัท ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด	41.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 1998	04 / 2023
53	กรมการพลังงานทหาร	5.00	COGEN	Oil	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	06 / 1998	06 / 2019
54	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 3	686.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,200	6.00	24.72	1.24	0.00	06 / 1998	05 / 2023
55	บริษัท กัลฟ์ โคเจนเนอเรชั่นจำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 1998	09 / 2019
56	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด 2	55.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 1998	09 / 2021
57	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 1998	09 / 2019
58	บริษัท บางกอก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	02 / 1999	02 / 2020
59	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) 1	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5.00	52.70	2.64	0.00	03 / 1999	03 / 2024
60	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด 1	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	03 / 1999	03 / 2024

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
61	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด 2	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 1999	04 / 2024
62	บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 1999	04 / 2024
63	บริษัท ไทยเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 3 จำกัด)	41.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	04 / 1999	06 / 2024
64	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด 1	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	05 / 1999	06 / 2024
65	บริษัท บีพีเค เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 2 จำกัด)	8.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	05 / 1999	05 / 2020
66	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) 2	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5.00	52.70	2.64	0.00	07 / 1999	07 / 2024
67	บริษัท สมุทรปราการ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	08 / 1999	08 / 2020
68	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด 1	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5.00	52.70	2.64	0.00	09 / 1999	09 / 2024
69	โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะ	126.00	Renew	Hydro	0	3.58	0.00	0.00	0.00	09 / 1999	09 / 2029
70	บริษัท น้ำตาลรีไฟน์ชัยมงคล จำกัด	7.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	02 / 2000	หลังแผน
71	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด 2	90.00	COGEN	Bituminous	9,100	5.00	52.70	2.64	0.00	03 / 2000	03 / 2025
72	บริษัท ไตรเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,200	5.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2000	05 / 2020
73	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (GPSC)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	24.72	1.24	0.00	08 / 2000	08 / 2025
74	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด (ไทย เนชั่นแนล พาวเวอร์ จก.)	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2000	10 / 2025
75	บริษัท หนองแค โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2000	10 / 2021

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
76	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	720.00	Thermal	Natural Gas	9,400	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2000	10 / 2025
77	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	720.00	Thermal	Natural Gas	9,400	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2000	10 / 2025
78	บริษัท ไซม์ ดาร์บี้ เพาเวอร์ จำกัด (บี.กริม เพาเวอร์ แหลมฉบัง1)	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2001	07 / 2022
79	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2001	09 / 2022
80	บริษัท ไบโอแมส เพาเวอร์ จำกัด (บริษัท บีเอ็มพี เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน))	5.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	09 / 2001	09 / 2026
81	บริษัท น้ำตาลสระบุรี จำกัด	8.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2002	หลังแผน
82	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	685.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2002	04 / 2027
83	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	675.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2002	04 / 2027
84	โครงการสายส่งเชื่อมโยง ไทย-มาเลเซีย	300.00	HVDC	HVDC	0	0.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2002	หลังแผน
85	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 3	681.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2002	11 / 2027
86	บริษัท เอ็กโก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	60.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2003	06 / 2024
87	บริษัท โกลว์ ไอพีพี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	713.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	5.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2003	01 / 2028
88	บริษัท ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จำกัด	8.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2003	หลังแผน
89	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2003	32.20	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2003	06 / 2024
90	บริษัท อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็คตริค จำกัด	350.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,000	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2003	03 / 2023

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
91	บริษัท ร้อยเอ็ดกรีน จำกัด	8.80	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	05 / 2003	06 / 2024
92	บริษัท อุตสาหกรรมอ่างเวียน จำกัด	30.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	08 / 2003	หลังแผน
93	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 5 จำกัด	50.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2003	11 / 2028
94	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 11 จำกัด	25.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2003	12 / 2028
95	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2004	89.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2004	06 / 2025
96	โรงไฟฟ้ากระบี่	315.00	Thermal	Oil	10,400	10.00	27.00	1.35	0.00	01 / 2004	01 / 2034
97	บริษัท น้ำตาลกุมภวาปี จำกัด	6.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	04 / 2004	หลังแผน
98	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ฝาบ่อง	0.50	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	04 / 2004	หลังแผน
99	บริษัท ด่านช้าง ไบโอ เอ็นเนอร์ยี จำกัด 1	27.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	07 / 2004	07 / 2025
100	เขื่อนลำตะคอง	500.00	Renew	Hydro	0	2.86	122.50	6.13	0.00	07 / 2004	หลังแผน
101	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	29.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	09 / 2004	09 / 2025
102	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2005	53.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2005	06 / 2026
103	บริษัท เอที ไบโอเพาเวอร์ จำกัด	20.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2005	12 / 2030
104	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2006	36.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2006	06 / 2027
105	บริษัท ผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็น จำกัด	65.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2006	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
106	บริษัท เบอร์ล่า คาร์บอน (ไทยแลนด์) จำกัด (มหาชน)	12.00	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	07 / 2006	หลังแผน
107	บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	673.30	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	52.70	2.64	0.00	10 / 2006	10 / 2032
108	บริษัท กัลฟ์ ยะลา กรีน จำกัด	20.20	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2006	05 / 2031
109	บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด 1	20.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2006	12 / 2027
110	บริษัท มุ่งเจริญกรีนเพาเวอร์ จำกัด	8.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2007	01 / 2028
111	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2007	113.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2007	06 / 2028
112	บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	673.30	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	52.70	2.64	0.00	02 / 2007	02 / 2032
113	บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2007	03 / 2032
114	บริษัท ยูเอซี เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	1.72	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2007	หลังแผน
115	บริษัท สุราษฎร์ธานี กรีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	8.80	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	09 / 2007	09 / 2032
116	บริษัท อินเตอร์แปซิฟิก เปเปอร์ จำกัด	3.00	COGEN	Bituminous	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2007	หลังแผน
117	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2008	179.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2008	06 / 2029
118	บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2008	03 / 2033
119	บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2008	03 / 2033
120	บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	7,100	5.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2008	06 / 2033

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
121	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ชุดที่ 1	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2008	06 / 2034
122	บริษัท ยูไนเต็ด เปเปอร์ จำกัด	3.00	COGEN	Bituminous	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2008	หลังแผน
123	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอยี่ จำกัด (โครงการ 1)	60.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2009	หลังแผน
124	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2009	83.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2009	06 / 2030
125	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2009	01 / 2035
126	โรงไฟฟ้ากังหันลม ลำตะคอง 1	2.50	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	05 / 2009	หลังแผน
127	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2009	05 / 2035
128	บริษัท ด่านช้าง ไบโอ เอ็นเนอร์ยี จำกัด 2	10.80	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2009	11 / 2034
129	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	10.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2009	11 / 2034
130	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เขื่อนสิริธร	1.01	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2009	หลังแผน
131	บริษัท ไทย อคริลิค ไฟเบอร์ จำกัด	3.00	COGEN	Bituminous	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2010	หลังแผน
132	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2010	42.80	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2010	01 / 2031
133	โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2	948.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	03 / 2010	06 / 2035
134	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอยี่ จำกัด (โครงการ 2)	40.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2010	หลังแผน
135	บริษัท เอลีท คราฟท์ เปเปอร์ จำกัด	3.00	COGEN	Bituminous	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2010	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
136	บริษัท ผลิตไฟฟ้าและพลังงานร่วม จำกัด	6.40	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2010	หลังแผน
137	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1	670.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2010	06 / 2036
138	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) 1	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	12 / 2010	12 / 2035
139	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2011	74.20	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2011	06 / 2032
140	โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2	596.60	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	03 / 2011	หลังแผน
141	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (เขื่อนคีรีธาร)	12.20	Renew	Small Hydro	0	5.00	0.00	0.00	0.00	03 / 2011	หลังแผน
142	บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด (โครงการ 2 สาขาบ่อพลอย)	30.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2011	หลังแผน
143	บริษัท พัฒนาพลังงานธรรมชาติ จำกัด	55.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2011	หลังแผน
144	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2012	74.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2012	06 / 2033
145	เขื่อนเจ้าพระยา	12.00	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	04 / 2012	หลังแผน
146	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง 3) จำกัด	25.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	05 / 2012	หลังแผน
147	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 3	74.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2012	05 / 2037
148	บริษัท บีซีพีจี จำกัด	30.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	07 / 2012	หลังแผน
149	บริษัท เก็คโค่-วัน จำกัด	660.00	Thermal	Bituminous	9,100	6.00	52.70	2.64	0.00	07 / 2012	07 / 2037
150	บริษัท มุ่งเจริญ ไบโอแมส จำกัด	15.50	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	09 / 2012	05 / 2037

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
151	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2012	05 / 2037
152	บริษัท เฟิร์ส โคราช วินด์ จำกัด (เวสต์ห้วยบง 3)	90.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2012	หลังแผน
153	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 12 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	12 / 2012	05 / 2037
154	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2013	หลังแผน
155	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (กาฬสินธุ์) จำกัด	28.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2013	หลังแผน
156	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2013	2.20	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2013	01 / 2034
157	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	02 / 2013	หลังแผน
158	บริษัท เค. อาร์. ทู จำกัด (เวสต์ ห้วยบง 2)	90.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	02 / 2013	หลังแผน
159	บริษัท กัลฟ์ เจพี ทีแอลซี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2013	หลังแผน
160	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอ็นเค จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2013	หลังแผน
161	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นแอลแอล จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2013	หลังแผน
162	บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2013	หลังแผน
163	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2013	หลังแผน
164	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซีอาร์เอ็น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2013	หลังแผน
165	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเค2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2013	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
166	บริษัท นวนครการไฟฟ้า จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2013	หลังแผน
167	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2013	หลังแผน
168	บริษัท เกษตรไทยไบโอเพาเวอร์ จำกัด	60.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	10 / 2013	หลังแผน
169	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2013	หลังแผน
170	บริษัท ไทยเซ็นทรัลเคมี จำกัด (มหาชน)	1.20	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2013	หลังแผน
171	บริษัท อีเอ โซล่า นครสวรรค์ จำกัด	90.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2013	หลังแผน
172	บริษัท อีเอส พลังงาน จำกัด	20.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2014	หลังแผน
173	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2014	8.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2014	01 / 2035
174	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 4	750.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2014	หลังแผน
175	บริษัท อุทัยธานี ไบโอ เอเนอยี่ จำกัด (โครงการ 1)	16.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	04 / 2014	หลังแผน
176	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2014	หลังแผน
177	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ชุดที่ 2.1	383.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2014	หลังแผน
178	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ชุดที่ 2.2	383.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2014	หลังแผน
179	บริษัท ราชบุรีเวอลด์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2014	หลังแผน
180	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	12 / 2014	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
181	บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	60.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2015	หลังแผน
182	บริษัท ไฟฟ้าชีวมวล จำกัด (ผลิตไฟฟ้าครบุรี)	22.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2015	หลังแผน
183	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2015	3.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2015	01 / 2036
184	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 3)	18.00	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2015	หลังแผน
185	บริษัท เสริมสร้างพลังงาน จำกัด	40.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	02 / 2015	หลังแผน
186	บริษัท อีเอ โซล่า ลำปาง จำกัด	90.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	02 / 2015	หลังแผน
187	บริษัท ราชบุรีเวอลด์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2015	หลังแผน
188	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2015	หลังแผน
189	เขื่อนขุนด่านปราการชล	10.00	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	04 / 2015	หลังแผน
190	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2015	หลังแผน
191	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา เครื่องที่ 1	491.00	Thermal	Lignite	9,100	6.00	52.70	2.64	0.00	06 / 2015	หลังแผน
192	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา เครื่องที่ 2	491.00	Thermal	Lignite	9,100	6.00	52.70	2.64	0.00	06 / 2015	หลังแผน
193	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา เครื่องที่ 3	491.00	Thermal	Lignite	9,100	6.00	52.70	2.64	0.00	06 / 2015	หลังแผน
194	โรงไฟฟ้าดีเซลบ่อทอง	10.00	Gas Turbine	Diesel	10,400	10.00	27.00	1.35	0.00	08 / 2015	หลังแผน
195	โรงไฟฟ้าดีเซลบ้านทอน	8.00	Gas Turbine	Diesel	10,400	10.00	27.00	1.35	0.00	08 / 2015	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
196	โรงไฟฟ้าดีเซลสุไหงโกลก	8.00	Gas Turbine	Diesel	10,400	10.00	27.00	1.35	0.00	08 / 2015	หลังแผน
197	บริษัท ร่วมกำลาภพาวเวอร์ จำกัด	18.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	08 / 2015	หลังแผน
198	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	55.00	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	08 / 2015	หลังแผน
199	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2015	หลังแผน
200	บริษัท เพอร์เฟค คอมพาเนียน กรุ๊ป จำกัด	4.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2015	หลังแผน
201	เขื่อนแควน้อยบำรุงแดน	30.00	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	11 / 2015	หลังแผน
202	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	12 / 2015	หลังแผน
203	บริษัท เอสพีพี ซิค จำกัด	41.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2015	หลังแผน
204	บริษัท สยามคราฟท์อุตสาหกรรม จำกัด	10.00	COGEN	Bituminous	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2016	หลังแผน
205	บริษัท บีกริม บีไอพี เพาเวอร์ 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2016	หลังแผน
206	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 2	828.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2016	หลังแผน
207	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2016	6.50	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2016	01 / 2037
208	บริษัท พีพีทีซี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2016	หลังแผน
209	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2016	หลังแผน
210	บริษัท ไทยเอกลักษณ์เพาเวอร์ จำกัด	38.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	04 / 2016	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
211	บริษัท อีเอ โซล่า พิษณุโลก จำกัด	90.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	04 / 2016	หลังแผน
212	VSPP Diesel	10.00	COGEN	Diesel	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2016	หลังแผน
213	VSPP Diesel	5.00	COGEN	Diesel	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2016	หลังแผน
214	VSPP Diesel	15.30	COGEN	Diesel	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2016	หลังแผน
215	บริษัท สยามเพียวไรซ์ จำกัด (บริษัท อ่างทอง เพาเวอร์ จำกัด)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2016	หลังแผน
216	บริษัท สุเพิร์บ พาวเวอร์ จำกัด	7.20	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2016	หลังแผน
217	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2016	หลังแผน
218	บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2016	หลังแผน
219	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2016	หลังแผน
220	บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด (รฟ.ความร้อนร่วมขนอม)	930.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2016	หลังแผน
221	บริษัท เขาค้อ วินด์ พาวเวอร์ จำกัด	60.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	08 / 2016	หลังแผน
222	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์	5.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	09 / 2016	หลังแผน
223	บริษัท บ่อวิน คลีน เอนเนอจี จำกัด (บี.กริม เพาเวอร์ WHA1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2016	หลังแผน
224	บริษัท เอสเอสยูที จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	12 / 2016	หลังแผน
225	บริษัท เอสเอสยูที จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	12 / 2016	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
226	บริษัท เอ็นเอสโอจี เอนเนอร์จี โซลูชั่นส์ (ไทยแลนด์) จำกัด	5.90	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	12 / 2016	หลังแผน
227	บริษัท ชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม จำกัด (โครงการชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม)	80.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2016	หลังแผน
228	บริษัท พัฒนาพลังงานลม จำกัด (โครงการวายุวินด์ฟาร์ม)	50.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2016	หลังแผน
229	บริษัท วะตะแบก วินด์ จำกัด	60.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2016	หลังแผน
230	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2017	20.30	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2017	หลังแผน
231	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2017	0.10	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2017	หลังแผน
232	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2017	11.60	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2017	หลังแผน
233	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2017	87.00	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2017	หลังแผน
234	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2017	129.00	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2017	หลังแผน
235	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2017	23.50	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2017	หลังแผน
236	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2017	34.50	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2017	หลังแผน
237	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2017	107.10	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2017	หลังแผน
238	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2017	80.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2017	หลังแผน
239	บริษัท แอ๊ดวานซ์ อะโกร เอเชีย จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	02 / 2017	หลังแผน
240	บริษัท รวมผลไบโอเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	25.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	03 / 2017	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
241	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด (โครงการ 1)	36.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	03 / 2017	หลังแผน
242	บริษัท กัลฟ์ วีทีพี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2017	หลังแผน
243	บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2017	หลังแผน
244	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 3)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2017	หลังแผน
245	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด (โครงการ 2)	45.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2017	หลังแผน
246	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด (โครงการ 3)	45.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2017	หลังแผน
247	(บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1) (คลองหลวง ยูทิลิตี้)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2017	หลังแผน
248	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2017	หลังแผน
249	บริษัท อี เอส พลังงาน จำกัด (โครงการ 2)	20.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	08 / 2017	หลังแผน
250	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2017	หลังแผน
251	เขื่อนนเรศวร	8.00	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	09 / 2017	หลังแผน
252	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2) (บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2017	หลังแผน
253	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 3) (บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2017	หลังแผน
254	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 3 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2017	หลังแผน
255	บริษัท ไออาร์พีซี คลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2017	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
256	บริษัท ไออาร์พีซี คลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2017	หลังแผน
257	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	0.80	Renew	Small Hydro	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
258	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	26.20	Renew	Small Hydro	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
259	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	338.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
260	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	548.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
261	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	298.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
262	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	209.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
263	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	145.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
264	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	38.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
265	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	554.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
266	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมากสะสมสิ้นปี 2017	4.40	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
267	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมากสะสมสิ้นปี 2017	20.20	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
268	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมากสะสมสิ้นปี 2017	3.50	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
269	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมากสะสมสิ้นปี 2017	4.70	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
270	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมากสะสมสิ้นปี 2017	21.90	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
271	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	10.60	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
272	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	36.70	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
273	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	31.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2017	หลังแผน
274	บริษัท ไทยเคน เปเปอร์ จำกัด (มหาชน)	9.99	COGEN	Bituminous	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2018	หลังแผน
275	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 4 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2018	หลังแผน
276	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2018	1.14	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
277	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2018	2.53	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
278	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2018	7.60	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
279	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2018	15.10	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
280	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2018	4.22	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
281	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2018	8.43	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
282	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2018	8.95	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
283	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2018	38.83	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
284	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2018	3.95	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
285	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก สะสมปี 2018	9.76	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
286	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก สะสมปี 2018	9.24	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
287	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2018	8.02	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
288	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	0.95	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2018	หลังแผน
289	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	02 / 2018	หลังแผน
290	บริษัท กัลฟ์ เอ็นซี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2018	หลังแผน
291	บริษัท กรีโนเวชั่น เพาเวอร์ จำกัด (โครงการสราญลมวินด์ฟาร์ม)	60.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	03 / 2018	หลังแผน
292	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	90.00	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	04 / 2018	หลังแผน
293	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (คลองทุ่งเพล)	9.80	Renew	Small Hydro	0	5.00	0.00	0.00	0.00	05 / 2018	หลังแผน
294	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2018	หลังแผน
295	เขื่อนบางลาง	8.00	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	06 / 2018	หลังแผน
296	เขื่อนลำตะคอง 3-4	500.00	Renew	Hydro	0	2.86	122.50	6.13	0.00	06 / 2018	หลังแผน
297	เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์	6.70	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	06 / 2018	หลังแผน
298	เขื่อนแม่กลอง 1-2	12.00	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	06 / 2018	หลังแผน
299	โรงไฟฟ้ากังหันลม ลำตะคอง 2	24.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2018	หลังแผน
300	บริษัท โคราชวินด์เอ็นเนอร์ยี จำกัด (โครงการมิตรภาพวินด์ฟาร์ม)	50.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2018	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
301	บริษัท เค.อาร์.วัน จำกัด	90.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	07 / 2018	หลังแผน
302	บริษัท เค.อาร์.เอส.ทรี จำกัด (โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมโคราช 02/3)	90.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	07 / 2018	หลังแผน
303	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูหลวง) จำกัด (โครงการ 2)	21.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	08 / 2018	หลังแผน
304	บริษัท กัลฟ์ บีแอล จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2018	หลังแผน
305	บริษัท น้ำตาลระยอง จำกัด	20.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	09 / 2018	หลังแผน
306	เขื่อนกิ่วคอหมา	5.50	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	09 / 2018	หลังแผน
307	บริษัท ทรอปิคอล วินด์ จำกัด (โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมโคราช 02/2)	90.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	09 / 2018	หลังแผน
308	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2018	หลังแผน
309	บริษัท กัลฟ์ บีพี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	11 / 2018	หลังแผน
310	แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเขื่อนสิรินธร	0.25	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2018	หลังแผน
311	บริษัท เทพารักษ์ วินด์ จำกัด (โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมโคราช 02/1)	90.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2018	หลังแผน
312	บริษัท เบญจรัตน์ พัฒนา จำกัด	42.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2018	หลังแผน
313	บริษัท โป่งนก พัฒนา จำกัด	48.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2018	หลังแผน
314	โรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทน เครื่องที่ 4-7	600.00	Thermal	Lignite	10,600	5.00	52.70	2.64	0.00	11 / 2018	หลังแผน
315	บริษัท กฤษณา วินด์ พาวเวอร์ จำกัด	90.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2018	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
316	บริษัท บ้านชวน พัฒนา จำกัด	80.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2018	หลังแผน
317	บริษัท กัลฟ์ เอ็นแอลแอล 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2019	หลังแผน
318	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูหลวง) จำกัด (โครงการ 1)	21.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2019	หลังแผน
319	เขื่อนเซเปียน	354.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2019	หลังแผน
320	บริษัท นายางกลัก พลังลม จำกัด	45.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2019	หลังแผน
321	บริษัท นายางกลัก พัฒนา จำกัด	45.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2019	หลังแผน
322	บริษัท กัลฟ์ เอ็นพีเอ็ม จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2019	หลังแผน
323	บริษัท ปัตตานี กรีน จำกัด	21.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	03 / 2019	หลังแผน
324	บริษัท วินชัย จำกัด (โครงการร่มเกล้าวินด์ฟาร์ม)	45.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	04 / 2019	หลังแผน
325	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2019	หลังแผน
326	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2019	หลังแผน
327	บริษัท ราชบุรีโคเจนเนอเรชั่น จำกัด (เบิกไพร โคเจนเนอเรชั่น)	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2019	หลังแผน
328	บริษัท สยามเพลเล็ท พาวเวอร์ จำกัด	6.80	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2019	หลังแผน
329	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ทดแทนเครื่องที่ 4-5	1220.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2019	หลังแผน
330	โรงไฟฟ้าพลังแก๊สชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2019	20.00	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2019	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
331	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2019	36.38	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2019	หลังแผน
332	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2019	88.78	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2019	หลังแผน
333	เขื่อนไชยะบุรี	1220.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2019	หลังแผน
334	เขื่อนน้ำเงี้ยบ	269.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2019	หลังแผน
335	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2018	154.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2019	หลังแผน
336	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก สะสมปี 2019	21.46	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2019	หลังแผน
337	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2019	หลังแผน
338	บริษัท บัวใหญ่ ไบโอ เพาเวอร์ จำกัด	25.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	10 / 2019	หลังแผน
339	ท้ายเขื่อนจุฬาภรณ์	1.25	Renew	Hydro	0	3.58	122.50	6.13	0.00	10 / 2019	หลังแผน
340	บริษัท รวมผลไบโอเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	13.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2019	หลังแผน
341	บริษัท อู่ทองกรีนพาวเวอร์ จำกัด	24.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	11 / 2019	หลังแผน
342	บริษัท อุตสาหกรรมโคราช จำกัด	13.84	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2019	หลังแผน
343	บริษัท อู่ทอง พลาสม่า เอ็นเนอร์ยี จำกัด	19.54	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2019	หลังแผน
344	บริษัท กัลฟ์ จะนะ กรีน จำกัด	20.62	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2020	หลังแผน
345	บริษัท ไฟฟ้าสุรินทร์ จำกัด	11.29	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	03 / 2020	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
346	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2	1386.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2020	หลังแผน
347	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2020	10.09	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2020	หลังแผน
348	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก สะสมปี 2020	59.00	Renew	Waste	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2020	หลังแผน
349	เขื่อนคลองตรอน	2.50	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	09 / 2020	หลังแผน
350	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูเวียง) จำกัด	16.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2021	หลังแผน
351	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2021	หลังแผน
352	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 1	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2021	หลังแผน
353	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2021	1.13	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2021	หลังแผน
354	เขื่อนผาจุก	14.00	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	06 / 2021	หลังแผน
355	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2021	16.00	Renew	Wind	0	5.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2021	หลังแผน
356	บริษัท เกษตรผล เพาเวอร์ แพลนท์ จำกัด	27.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	09 / 2021	หลังแผน
357	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	8,300	7.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2021	หลังแผน
358	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 2	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2021	หลังแผน
359	บริษัท ซุปเปอร์ โซล่าร์ เอนเนอร์ยี จำกัด	16.00	Renew	Biogas	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
360	บริษัท ไทยโก้ เทคโนโลยี จำกัด (กระบี่)	24.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
361	บริษัท ไทยโก้ เทคโนโลยี จำกัด (ปะทิว-ชุมพร)	16.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
362	บริษัท ไทยโก้ เทคโนโลยี จำกัด (สวี-ชุมพร)	13.85	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
363	บริษัท ไทยโก้ เทคโนโลยี จำกัด (อุดรธานี)	16.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
364	บริษัท บางไทร ภูมิพัฒน์ 16 จำกัด	13.29	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
365	บริษัท บางไทร ภูมิพัฒน์ 20 จำกัด	21.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
366	บริษัท ไบโอ เพาเวอร์ แพลนท์ จำกัด (โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานสะอาดคลองขลุง)	13.31	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
367	บริษัท ไบโอ เพาเวอร์ แพลนท์ จำกัด (โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานสะอาดทุ่งใหญ่ 2)	21.50	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
368	บริษัท พีเอสที เอนเนอร์ยี 1 จำกัด	23.42	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
369	บริษัท ศรีเจ้าพระยา จำกัด (โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานสะอาดทุ่งใหญ่ 1)	21.50	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
370	บริษัท ศรีเจ้าพระยา จำกัด (โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานสะอาดระนอง)	20.00	Renew	Biomass	13,743	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
371	บริษัท บู โซล่าร์ฟาร์ม 1 จำกัด	12.00	Renew	Solar	0	5.00	0.00	0.00	0.00	12 / 2021	หลังแผน
372	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 3	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2022	หลังแผน
373	เขื่อนน้ำเทิน 1	514.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2022	หลังแผน
374	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 4	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2022	หลังแผน
375	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 1	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2023	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
376	เขื่อนพลังน้ำบ้านจันเดย์	18.00	Renew	Small Hydro	0	5.00	122.50	6.13	0.00	04 / 2023	หลังแผน
377	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 2	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2023	หลังแผน
378	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหินกอง 1	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,284	4.00	17.28	0.98	24.50	01 / 2024	หลังแผน
379	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 3	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2024	หลังแผน
380	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 4	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2024	หลังแผน
381	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 4	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,800	4.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2024	หลังแผน

*หลังแผน หมายถึง โรงไฟฟ้าที่ไม่มีกำหนดปลดภายในแผนและไม่ทราบวันกำหนดปลดที่แน่ชัด

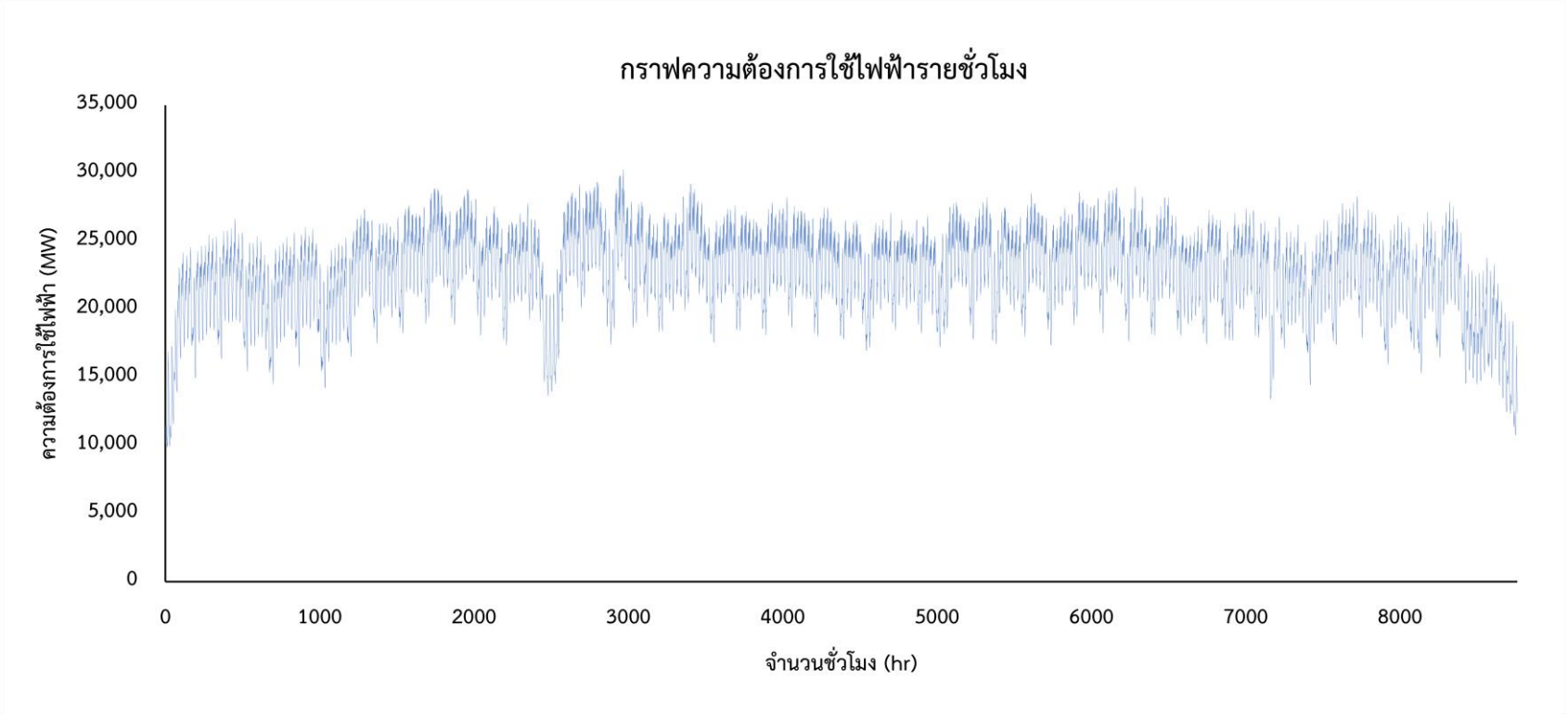
ตารางที่ ก.2 กำลังผลิตไฟฟ้าใหม่ ในช่วงปี 2561 – 2580 ตามแผน PDP2018 Rev.1

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
1	บริษัท ทีพีที ปิโตรเคมิคอลส์ จำกัด(มหาชน) (ต่ออายุ)	10.00	COGEN	Bituminous	9600	7.00	24.72	1.24	0.00	02 / 2018	06 / 2021
2	บริษัท ปตท. เคมิคอล จก. (มหาชน) (ต่ออายุ)	32.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2018	06 / 2021
3	กรมการพลังงานทหาร (ต่ออายุ)	5.00	COGEN	Oil	8300	7.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2019	หลังแผน
4	บริษัท กัลฟ์ โคเจนเนอเรชั่นจำกัด(ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2019	หลังแผน
5	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 1 จำกัด (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2019	หลังแผน
6	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 1 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2019	หลังแผน
7	บริษัท บางกอก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	02 / 2020	หลังแผน
8	บริษัท สมุทรปราการ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	08 / 2020	หลังแผน
9	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 2 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2020	หลังแผน
10	บริษัท ทีพีที ปิโตรเคมิคอลส์ จำกัด(มหาชน) (ต่ออายุ)	10.00	COGEN	Bituminous	9600	7.00	24.72	1.24	0.00	02 / 2021	หลังแผน
11	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด 1 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	02 / 2021	หลังแผน
12	บริษัท ปตท. เคมิคอล จก.(มหาชน)(ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2021	หลังแผน
13	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด 2(ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2021	หลังแผน
14	บริษัทหนองแคโคเจนเนอเรชั่นจำกัด(ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2021	หลังแผน
15	บริษัท ไซม์ ดาร์บี้ เพาเวอร์ จำกัด (บี.กริม เพาเวอร์ แหลมฉบัง1) (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	07 / 2022	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
16	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 2 จำกัด (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	09 / 2022	หลังแผน
17	บริษัท ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2023	หลังแผน
18	บริษัท เอ็กโก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	01 / 2024	หลังแผน
19	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) 1 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Bituminous	9600	5.00	52.70	2.64	0.00	03 / 2024	หลังแผน
20	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด 1 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	03 / 2024	หลังแผน
21	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด 2 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2024	หลังแผน
22	บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน) (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	04 / 2024	หลังแผน
23	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด 1 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	05 / 2024	หลังแผน
24	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) 2 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Bituminous	9600	5.00	52.70	2.64	0.00	07 / 2024	หลังแผน
25	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด 1 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Bituminous	9600	5.00	52.70	2.64	0.00	09 / 2024	หลังแผน
26	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมหินกอง 2	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	0.98	24.50	01 / 2025	หลังแผน
27	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด 2 (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Bituminous	9600	5.00	52.70	2.64	0.00	03 / 2025	หลังแผน
28	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพองทดแทน	650.00	Combine Cycle	Natural Gas	8400	7.00	24.72	1.24	0.00	06 / 2025	หลังแผน
29	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด (ไทย เนชั่นแนล พาวเวอร์ จก.) (ต่ออายุ)	30.00	COGEN	Natural Gas	7409	7.00	24.72	1.24	0.00	10 / 2025	หลังแผน
30	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2026	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
31	โรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทน เครื่องที่ 8-9	600.00	Thermal	Lignite	10600	5.00	52.70	2.64	0.00	01 / 2026	หลังแผน
32	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ เพิ่มเติม ชุดที่ 1	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	1.04	24.50	06 / 2026	หลังแผน
33	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ เพิ่มเติม ชุดที่ 2	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	1.04	24.50	01 / 2027	หลังแผน
34	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ เพิ่มเติม ชุดที่ 3	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	1.04	24.50	01 / 2027	หลังแผน
35	โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี เพิ่มเติม 1	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	1.04	24.50	06 / 2027	หลังแผน
36	บริษัท เนชั่นแนลเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1-2	270.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	6.00	52.70	2.64	0.00	11 / 2027	หลังแผน
37	บริษัท เนชั่นแนลเพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 3-4	270.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	6.00	52.70	2.64	0.00	11 / 2027	หลังแผน
38	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 1 run off	700.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2028	หลังแผน
39	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ เพิ่มเติม ชุดที่ 1	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	1.04	24.50	06 / 2028	หลังแผน
40	โรงไฟฟ้าสุราษฎร์ธานี เพิ่มเติม 2	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	1.04	24.50	06 / 2029	หลังแผน
41	โรงไฟฟ้าแข่งขัน เพิ่มเติม 5	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	0.98	24.50	06 / 2030	หลังแผน
42	โรงไฟฟ้าแข่งขัน เพิ่มเติม 6	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	0.98	24.50	01 / 2032	หลังแผน
43	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 2	700.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2032	หลังแผน
44	โรงไฟฟ้าแข่งขัน เพิ่มเติม 7	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	0.98	24.50	06 / 2032	หลังแผน
45	โรงไฟฟ้าแข่งขัน เพิ่มเติม 8	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	0.98	24.50	06 / 2032	หลังแผน

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านบาท/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านบาท/MW/ปี)	Varied O&M Cost (บาท/MW/ปี)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
46	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 3	700.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	01 / 2033	หลังแผน
47	โรงไฟฟ้าแข่งขัน เพิ่มเติม 10	1000.00	Thermal	Bituminous	8869	6.00	63.34	1.17	50.03	06 / 2033	หลังแผน
48	โรงไฟฟ้าแข่งขัน เพิ่มเติม 11	1000.00	Thermal	Bituminous	8869	6.00	63.34	1.17	50.03	06 / 2034	หลังแผน
49	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ เพิ่มเติม ชุดที่ 2	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	1.04	24.50	01 / 2035	หลังแผน
50	โรงไฟฟ้าแข่งขัน เพิ่มเติม 12	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	0.98	24.50	06 / 2035	หลังแผน
51	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 4	700.00	Renew	Hydro	0	4.00	0.00	0.00	0.00	06 / 2035	หลังแผน
52	โรงไฟฟ้าแข่งขัน เพิ่มเติม 14	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	0.98	24.50	06 / 2036	หลังแผน
53	โรงไฟฟ้าแข่งขัน เพิ่มเติม 15	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6284	4.00	17.28	0.98	24.50	01 / 2037	หลังแผน
54	โรงไฟฟ้าหลัก แข่งขัน กฟผ./IPP	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	6,284	4.00	17.28	1.04	24.50	01 / 2037	หลังแผน



ภาพที่ ก.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ณ ปีฐาน (พ.ศ. 2560)

ตารางที่ ก.3 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า

ปี	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (ล้านหน่วย)
2561	29,969	203,203
2562	31,377	211,664
2563	32,732	219,946
2564	34,006	228,131
2565	35,213	236,488
2566	36,390	244,646
2567	37,610	253,039
2568	38,780	261,100
2569	39,933	269,268
2570	41,079	277,302
2571	42,267	285,642
2572	43,541	294,501
2573	44,781	303,138
2574	46,054	312,028
2575	47,303	320,761
2576	48,627	329,945
2577	49,921	338,981
2578	51,265	348,302
2579	52,609	357,721
2580	53,997	367,458

ตารางที่ ก.4 ตัวประกอบการแปลงหน่วย (Conversion Factor)

ชนิดเชื้อเพลิง	ตัวประกอบการแปลงหน่วย	
	หน่วย	MMBtu/Unit
ถ่านหินบิทูมินัส	Million Tons (MTons)	25,000,000.00
น้ำมันดีเซล	Million Liters (MLiters)	34,520.00
ถ่านหินลิกไนต์	Million Tons (MTons)	9,920,000.00
ก๊าซธรรมชาติ	Million British Thermal Unit (MMBtu)	1.00
นิวเคลียร์	Metric Tons (Tons)	77,719,830.43
น้ำมันเตา	Million Liters (MLiters)	37,700.00

ตารางที่ ก.5 ตัวประกอบการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Emission Factor)

ประเภทเชื้อเพลิง	ตัวประกอบการปลดปล่อย ($kgCO_2/Btu$)
ถ่านหินลิกไนต์	0.0000959
ถ่านหินบิทูมินัส	0.0000944
ก๊าซธรรมชาติ	0.0000573
น้ำมันเตา	0.0000797
น้ำมันดีเซล	0.0000766

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.6 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor)

ประเภทกำลังผลิตพึ่งได้	กำลังผลิตพึ่งได้รายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เขื่อนภูมิพล (1)	91.65	90.37	85.64	80.01	67.01	68.41	69.31	71.40	88.90	91.39	91.61	95.18
เขื่อนสิริกิติ์ (1)	94.82	91.83	87.95	84.33	82.93	84.27	86.55	94.07	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนอุบลรัตน์ (1)	87.42	83.29	78.61	74.01	71.63	70.56	67.90	64.44	66.87	70.32	69.21	67.62
เขื่อนสิรินธร (1)	100.00	100.00	100.00	100.00	98.08	96.72	96.67	98.31	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนจุฬาภรณ์ (1)	99.18	98.45	97.68	97.28	97.60	98.15	98.43	98.50	99.60	100.00	100.00	100.00
เขื่อนน้ำพุง (1)	95.00	95.00	93.33	93.33	91.67	91.67	93.33	93.33	95.00	96.67	96.67	96.67
เขื่อนศรีนครินทร์ (1)	98.39	97.74	96.67	96.07	95.25	97.04	96.33	99.39	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนวชิราลงกรณ์ (1)	86.54	95.83	92.21	78.83	83.60	80.58	80.00	85.08	90.52	92.21	92.48	91.87
เขื่อนท่าทุ่งนา (1)	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44
เขื่อนแก่งกระจาน (1)	75.26	72.63	69.47	68.42	66.32	63.16	57.89	59.47	61.05	73.16	77.37	76.32
เขื่อนบางลาง (1)	100.00	100.00	99.61	99.11	98.76	98.46	98.03	96.44	95.04	94.78	98.08	99.43
เขื่อนแม่งัดสมบูรณ์ชล (1)	84.44	94.44	43.33	11.11	11.11	11.11	11.11	11.11	30.00	17.78	12.22	30.00
เขื่อนบ้านยาง เขื่อนห้วยคำ เขื่อนบ้านขุนกลาง	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนรัชชประภา (1)	75.75	72.45	69.07	65.78	62.50	59.30	57.15	57.70	63.93	70.26	72.25	72.78
เขื่อนปากมูล (1)	43.82	41.76	44.12	49.41	0.00	0.00	0.00	0.00	48.82	73.53	79.41	68.53

ประเภทกำลังผลิตพึ่งได้	กำลังผลิตพึ่งได้รายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เขื่อนลำตะคอง (1,2)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน (1)	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27
โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะ (1)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2 (1)	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2 (1)	88.54	85.90	82.62	79.06	78.49	78.49	83.84	85.32	83.99	80.77	78.49	78.49
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน (ส่วนขยาย)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนลำตะคอง 3-4	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนน้ำเงี้ยบ	95.16	89.10	83.31	82.13	86.43	84.97	92.43	94.45	90.54	89.96	87.90	95.01
เขื่อนเซเปียน	83.39	90.96	95.31	92.91	85.54	83.05	93.11	98.53	98.42	87.88	88.14	86.55
เขื่อนไซยะบุรี	65.01	58.49	54.65	54.13	55.34	71.93	91.84	91.48	92.51	99.94	88.07	73.52
พลังน้ำนำเข้า	100.00	98.33	96.09	92.80	89.78	87.87	90.28	93.30	98.09	98.65	97.29	97.78
ผู้ผลิตขนาดเล็กแบบ Firm	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
ผู้ผลิตขนาดเล็กมาก	28.81	28.81	28.81	28.81	28.81	28.81	28.81	28.81	28.81	28.81	28.81	28.81

ประเภทกำลังผลิตพึ่งได้	กำลังผลิตพึ่งได้รายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
พลังงานแสงอาทิตย์	41.86	41.86	41.86	41.86	41.86	41.86	41.86	41.86	41.86	41.86	41.86	41.86
พลังลม	14.32	14.32	14.32	14.32	14.32	14.32	14.32	14.32	14.32	14.32	14.32	14.32
ความร้อนใต้พิภพ	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
ชีวมวล	51.70	51.70	51.70	51.70	51.70	51.70	51.70	51.70	51.70	51.70	51.70	51.70
ก๊าซชีวภาพ	28.46	28.46	28.46	28.46	28.46	28.46	28.46	28.46	28.46	28.46	28.46	28.46
พลังงานขยะ	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01
พลังน้ำขนาดเล็ก	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์-จะนะ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
พลังงานแสงอาทิตย์ใหม่	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
ชีวมวลใหม่	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
ก๊าซชีวภาพใหม่	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
พลังงานลมใหม่	14.77	14.77	14.77	14.77	14.77	14.77	14.77	14.77	14.77	14.77	14.77	14.77
พลังงานขยะใหม่	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01	47.01
ขยะอุตสาหกรรม	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
มาตราการอนุรักษ์พลังงาน	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

ตารางที่ ก.7 ราคารับซื้อพลังงาน

ประเภทเชื้อเพลิง	ราคารับซื้อพลังงาน (Bath/kWh)																				
	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
พลังน้ำ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ผู้ผลิตขนาดเล็ก (ชีวมวล)	3.66	3.67	3.68	3.71	3.74	3.77	3.80	3.83	3.86	3.89	3.92	3.95	3.98	4.03	4.07	4.12	4.16	4.21	4.26	4.31	4.36
ผู้ผลิตขนาดเล็ก (ขยะ)	3.66	3.67	3.68	3.71	3.74	3.77	3.80	3.83	3.86	3.89	3.92	3.95	3.98	4.03	4.07	4.12	4.16	4.21	4.26	4.31	4.36
ชีวมวล	4.24	4.25	4.26	4.29	4.32	4.35	4.38	4.41	4.44	4.47	4.50	4.53	4.56	4.61	4.65	4.70	4.74	4.79	4.84	4.89	4.94
พลังงานลม	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06	6.06
พลังงาน แสงอาทิตย์	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12	4.12
พลังน้ำนำเข้า	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71
ถ่านหินนำเข้า	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71	1.71
ผู้ผลิตขนาดเล็กมาก	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20	2.20
ความร้อนใต้พิภพ	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
พลังงานขยะ	5.08	5.10	5.11	5.16	5.20	5.24	5.28	5.32	5.37	5.41	5.46	5.50	5.55	5.61	5.68	5.75	5.81	5.88	5.95	6.02	6.09

ประเภทเชื้อเพลิง	ราคารับซื้อพลังงาน (Bath/kWh)																				
	2560	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
ก๊าซชีวภาพ	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76
พลังน้ำขนาดเล็ก	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90	4.90
พืชพลังงาน	5.34	5.35	5.37	5.41	5.45	5.49	5.53	5.57	5.61	5.66	5.70	5.74	5.79	5.85	5.91	5.97	6.03	6.10	6.17	6.23	6.30
พลังงานแสงอาทิตย์ Hybrid	3.66	2.55	2.56	2.59	2.62	2.65	2.68	2.71	2.74	2.77	2.80	2.83	2.86	2.91	2.95	3.00	3.04	3.09	3.14	3.19	3.24
ก๊าซชีวภาพ Hybrid	3.66	2.89	2.90	2.93	2.96	2.99	3.02	3.05	3.08	3.11	3.14	3.17	3.20	3.25	3.29	3.34	3.38	3.43	3.48	3.53	3.58
ชีวมวล Hybrid	3.66	2.41	2.42	2.45	2.48	2.51	2.54	2.57	2.60	2.63	2.66	2.69	2.72	2.77	2.81	2.86	2.90	2.95	3.00	3.05	3.10
พลังงานแสงอาทิตย์ Hybrid ชุมชน	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90	2.90
ชีวมวลประชารัฐ	4.45	4.46	4.47	4.50	4.53	4.56	4.59	4.62	4.65	4.68	4.71	4.74	4.77	4.82	4.86	4.91	4.95	5.00	5.05	5.10	5.15
พลังงานหมุนเวียนใหม่	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44	2.44
แผนอนุรักษ์พลังงาน	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50	3.50

ตารางที่ ก.8 ต้นทุนเชื้อเพลิง (Fuel Cost)

ประเภทเชื้อเพลิง	ต้นทุนเชื้อเพลิง (USD/MMBtu)																			
	2561	2562	2563	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574	2575	2576	2577	2578	2579	2580
ก๊าซธรรมชาติ (EGAT/IPP)	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	7.79	8.49	8.49	8.49	9.20	9.20	9.20
ก๊าซธรรมชาติ (SPP)	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	8.08	8.08	8.08	8.08	8.08	8.08	8.08	8.82	8.82	8.82	9.55	9.55	9.55
ก๊าซธรรมชาติ (น้ำพอง)	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.30	5.83	5.83	5.83	5.83	5.83	5.83	5.83	6.36	6.36	6.36	6.89	6.89	6.89
ถ่านหินลิกไนต์	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.02	2.23	2.23	2.23	2.23	2.23	2.23	2.23	2.43	2.43	2.43	2.63	2.63	2.63
ถ่านหินบิทูมินัส	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.17	3.45	3.45	3.45	3.74	3.74	3.74
นิวเคลียร์	0.71	0.71	0.72	0.72	0.72	0.73	0.73	0.73	0.74	0.74	0.74	0.75	0.75	0.76	0.76	0.76	0.77	0.77	0.77	0.78
น้ำมันเตา	9.14	9.13	8.25	9.49	10.46	11.00	11.44	11.88	12.24	12.60	12.86	13.13	13.40	13.66	13.84	13.84	13.84	13.84	13.84	13.84
น้ำมันดีเซล	20.88	21.45	22.20	22.39	22.84	23.18	23.43	23.74	24.00	24.28	24.49	24.69	24.91	25.10	25.28	25.49	25.50	25.53	25.54	25.58

ตารางที่ ก.9 ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor)

ประเภทองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า	ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าคาดหวังรายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เขื่อนภูมิพล (1)	17.99	28.76	29.95	25.40	10.07	5.19	5.17	5.14	6.25	6.29	6.29	7.10
เขื่อนสิริกิติ์ (1)	17.12	21.78	24.81	18.54	8.00	8.00	8.00	8.00	31.15	8.41	15.11	8.00
เขื่อนอุบลรัตน์ (1)	19.15	18.36	14.72	12.51	2.88	5.24	15.84	8.91	4.02	8.69	0.22	1.33
เขื่อนสิรินธร (1)	16.28	16.25	17.59	23.57	30.24	16.20	16.20	16.24	16.24	16.24	16.24	16.24
เขื่อนจุฬาภรณ์ (1)	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	12.50	30.45	29.67	14.38	12.50
เขื่อนน้ำพุง (1)	16.58	16.62	16.58	16.67	16.58	16.67	16.58	26.66	16.67	26.66	26.62	16.58
เขื่อนศรีนครินทร์ (1)	21.17	26.65	32.42	19.03	28.80	7.91	13.37	7.01	14.56	7.33	13.55	8.16
เขื่อนวชิราลงกรณ์ (1)	25.62	34.45	31.67	15.48	16.55	35.94	25.14	13.11	17.48	3.98	19.36	1.27
เขื่อนท่าทุ่งนา (1)	36.77	43.04	50.97	60.54	16.20	16.03	22.75	16.54	16.03	16.20	16.13	22.13
เขื่อนแก่งกระจาน (1)	21.22	29.37	18.75	18.42	21.58	63.16	58.43	59.00	46.27	18.39	35.75	18.39
เขื่อนบางลาง (1)	25.00	20.83	20.83	20.83	22.10	22.65	21.45	21.17	20.83	20.83	20.83	20.83
เขื่อนแม่งัดสมบูรณ์ชล (1)	82.59	91.44	37.19	8.33	0.00	0.00	0.00	0.00	27.93	16.43	8.33	27.03
เขื่อนบ้านยาง เขื่อนห้วยคำ เขื่อนบ้านขุนกลาง	51.44	47.69	40.08	35.87	37.66	46.36	59.23	57.44	72.34	62.80	51.31	47.24
เขื่อนรัชชประภา (1)	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54	15.54
เขื่อนปากมูล (1)	7.51	7.00	7.51	8.58	0.00	0.00	0.00	0.00	35.13	48.62	32.68	13.84

ประเภทองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า	ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าคาดหวังรายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เขื่อนลำตะคอง (1,2)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน (1)	57.26	52.93	51.68	44.42	47.72	61.38	76.66	77.27	77.27	77.27	70.95	63.95
โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะ (1)	53.77	59.54	53.77	55.57	53.77	55.57	53.77	55.17	59.92	58.04	55.57	53.77
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2 (1)	51.82	51.11	50.38	50.49	51.82	52.58	55.61	56.59	56.78	55.37	52.84	51.11
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2 (1)	43.26	43.65	41.68	39.81	37.85	37.48	39.88	43.93	46.56	47.31	44.70	43.26
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน (ส่วนขยาย)	79.00	86.92	93.05	91.04	69.65	39.96	64.70	73.37	69.44	57.73	48.86	60.97
เขื่อนลำตะคอง 3-4	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนน้ำเงี้ยบ	53.96	51.45	47.47	46.47	49.47	48.53	52.46	53.96	51.63	50.97	50.08	53.96
เขื่อนเซเปียน	47.63	52.43	54.45	53.10	48.87	47.44	53.21	56.31	56.23	50.21	50.36	49.46
เขื่อนไซยะบุรี	34.15	30.86	28.97	28.69	29.31	38.37	53.98	48.59	48.84	53.21	47.93	39.00
พลังน้ำนำเข้า	53.98	53.99	52.14	50.97	51.03	54.62	66.08	70.88	75.21	66.07	54.83	52.91
ผู้ผลิตขนาดเล็กแบบ Firm	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00	80.00
ผู้ผลิตขนาดเล็กมาก	25.15	25.15	25.15	25.15	25.15	25.15	25.15	25.15	25.15	25.15	25.15	25.15

ประเภทองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า	ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าคาดหวังรายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
พลังงานแสงอาทิตย์	15.21	15.21	15.21	15.21	15.21	15.21	15.21	15.21	15.21	15.21	15.21	15.21
พลังงานลม	20.70	20.70	20.70	20.70	20.70	20.70	20.70	20.70	20.70	20.70	20.70	20.70
ความร้อนใต้พิภพ	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00
ชีวมวล	51.73	51.73	51.73	51.73	51.73	51.73	51.73	51.73	51.73	51.73	51.73	51.73
ก๊าซชีวภาพ	23.79	23.79	23.79	23.79	23.79	23.79	23.79	23.79	23.79	23.79	23.79	23.79
พลังงานขยะ	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58
พลังน้ำขนาดเล็ก	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62	28.62
พลังงานแสงอาทิตย์ใหม่	18.16	18.16	18.16	18.16	18.16	18.16	18.16	18.16	18.16	18.16	18.16	18.16
พลังงานลมใหม่	25.21	25.21	25.21	25.21	25.21	25.21	25.21	25.21	25.21	25.21	25.21	25.21
ก๊าซธรรมชาติใหม่	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
ชีวมวลใหม่	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
พลังงานขยะใหม่	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58	43.58
ขยะอุตสาหกรรม	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
มาตราการอนุรักษ์พลังงาน	58.50	58.50	58.50	58.50	58.50	58.50	58.50	58.50	58.50	58.50	58.50	58.50

ตารางที่ ก.10 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	12%	27%	39%	47%	51%	51%	47%	40%	29%	16%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

ตารางที่ ก.11 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลม

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	25%	26%	27%	27%	27%	26%	26%	23%	21%	22%	20%	18%	16%	15%	14%	14%	14%	14%	15%	18%	21%	22%	23%	24%

ตารางที่ ก.12 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%

ตารางที่ ก.13 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	52%	52%	52%	52%	52%	52%	51%	52%	52%	51%	51%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%	52%

ตารางที่ ก.14 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพและพืชพลังงาน

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	19%	19%	19%	18%	18%	18%	18%	18%	19%	25%	27%	28%	29%	29%	28%	29%	29%	28%	28%	28%	28%	27%	22%	21%

ตารางที่ ก.15 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	43%	43%	43%	43%	42%	41%	41%	41%	41%	43%	46%	47%	48%	48%	47%	46%	44%	43%	42%	43%	43%	43%	43%	43%

ตารางที่ ก.16 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กมาก

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	20%	19%	19%	21%	23%	23%	22%	23%	26%	32%	34%	32%	32%	30%	29%	29%	27%	25%	24%	24%	24%	24%	21%	21%

ตารางที่ ก.17 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กแบบ Hybrid Firm

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	65%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	65%	65%

ตารางที่ ก.18 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ใหม่

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	15%	32%	47%	56%	61%	60%	56%	47%	35%	19%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

ตารางที่ ก.19 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานลมใหม่

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	32%	33%	35%	36%	35%	34%	33%	29%	26%	27%	24%	21%	18%	16%	15%	14%	14%	14%	17%	21%	26%	27%	28%	30%

ตารางที่ ก.20 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลใหม่

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	57%	69%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	57%	57%

ตารางที่ ก.21 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพใหม่และขยะอุตสาหกรรม

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%

ตารางที่ ก.22 ลักษณะการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานขยะใหม่

ชั่วโมงที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
อัตราการผลิตไฟฟ้า	43%	43%	43%	43%	42%	41%	41%	41%	41%	43%	46%	47%	48%	48%	47%	46%	44%	43%	42%	43%	43%	43%	43%	43%

ตารางที่ ก.23 โรงไฟฟ้าทางเลือก (Candidate Power Plant)

ลำดับที่	ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	Investment Cost (ล้านดอลล่าร์/MW)	Fixed O&M Cost (ล้านดอลล่าร์/MW/ปี)	Varied O&M Cost (ดอลล่าร์/MW/ปี)
1	โรงไฟฟ้าถ่านหิน	1,000.00	Bituminous	Bituminous	30	8,869	6.00	1.836	0.034	1.45
2	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	700.00	Natural Gas	Natural Gas	25	6,284	4.00	0.504	0.028	0.71
3	โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส	250.00	Gas Turbine	Natural Gas	20	11,138	5.00	0.344	0.004	0.20
4	โรงไฟฟ้า Smart Gas Engine	200.00	Combustion Engine	Natural Gas	25	9,009	4.00	1.342	0.007	5.85

ตารางที่ ก.24 กำลังผลิตตามแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและพลังงานทางเลือก และแผนอนุรักษ์พลังงาน 2018

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิต (MW)
1	โรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ ปี 2022	Biomass	60.00
2	โรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ ปี 2023	Biomass	60.00
3	โรงไฟฟ้าขยะชุมชน ปี 2022	Waste	400.00
4	โรงไฟฟ้าชีวมวลชุมชน ปี 2020	Biomass	200.00
5	โรงไฟฟ้าชีวมวลชุมชน ปี 2021	Biomass	100.00
6	โรงไฟฟ้าชีวมวลชุมชน ปี 2022	Biomass	100.00
7	โรงไฟฟ้าชีวมวลชุมชน ปี 2023	Biomass	100.00
8	โรงไฟฟ้าชีวมวลชุมชน ปี 2024	Biomass	100.00
9	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพชุมชน (ของเสีย/น้ำเสีย) ปี 2020	Biogas	100.00
10	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพชุมชน (ของเสีย/น้ำเสีย) ปี 2021	Biogas	50.00
11	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพชุมชน (ของเสีย/น้ำเสีย) ปี 2022	Biogas	33.00
12	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพชุมชน (พืช) ปี 2020	Biogas	200.00
13	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพชุมชน (พืช) ปี 2021	Biogas	100.00
14	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพชุมชน (พืช) ปี 2022	Biogas	100.00
15	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพชุมชน (พืช) ปี 2023	Biogas	100.00

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิต (MW)
16	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพชุมชน (พืช) ปี 2024	Biogas	100.00
17	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Hybrid ชุมชน ปี 2020	Solar	200.00
18	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Hybrid ชุมชน ปี 2021	Solar	100.00
19	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Hybrid ชุมชน ปี 2022	Solar	90.00
20	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Hybrid ชุมชน ปี 2023	Solar	80.00
21	โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ Hybrid ชุมชน ปี 2024	Solar	80.00
22	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2031	Biogas	50.00
23	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2032	Biogas	100.00
24	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2033	Biogas	150.00
25	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2036	Biogas	50.00
26	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2037	Biogas	50.00
27	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2030	Biomass	400.00
28	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2031	Biomass	300.00
29	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2032	Biomass	100.00
30	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2033	Biomass	1,000.00

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิต (MW)
31	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2034	Biomass	200.00
32	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2035	Biomass	500.00
33	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2036	Biomass	280.00
34	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2020	Solar	50.00
35	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2021	Solar	50.00
36	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2022	Solar	50.00
37	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2023	Solar	50.00
38	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2024	Solar	50.00
39	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2028	Solar	850.00
40	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2029	Solar	1,650.00
41	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2030	Solar	900.00
42	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2031	Solar	2,250.00
43	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2032	Solar	450.00
44	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2033	Solar	1,600.00
45	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2035	Solar	400.00

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิต (MW)
46	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2036	Solar	390.00
47	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะอุตสาหกรรม ปี 2034	Waste	5.91
48	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะอุตสาหกรรม ปี 2035	Waste	14.82
49	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะอุตสาหกรรม ปี 2036	Waste	14.03
50	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะอุตสาหกรรม ปี 2037	Waste	9.24
51	โรงไฟฟ้าพลังงานลมรายเล็กมาก ปี 2022	Wind	90.00
52	โรงไฟฟ้าพลังงานลมรายเล็กมาก ปี 2023	Wind	90.00
53	โรงไฟฟ้าพลังงานลมรายเล็กมาก ปี 2024	Wind	90.00
54	โรงไฟฟ้าพลังงานลมรายเล็กมาก ปี 2032	Wind	130.00
55	โรงไฟฟ้าพลังงานลมรายเล็กมาก ปี 2035	Wind	299.92
56	โรงไฟฟ้าพลังงานลมรายเล็กมาก ปี 2036	Wind	656.95
57	โรงไฟฟ้าพลังงานลมรายเล็กมาก ปี 2037	Wind	128.14
58	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2025	Small Hydro	6.00
59	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2026	Small Hydro	4.25
60	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2027	Small Hydro	3.50

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิต (MW)
61	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2028	Small Hydro	6.00
62	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2029	Small Hydro	2.50
63	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2030	Small Hydro	3.50
64	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2031	Small Hydro	2.50
65	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2032	Small Hydro	3.00
66	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2033	Small Hydro	3.00
67	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2034	Small Hydro	28.00
68	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2035	Small Hydro	4.50
69	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2036	Small Hydro	1.50
70	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก ปี 2037	Small Hydro	0.75
71	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2020	Solar	45.00
72	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2023	Solar	24.00
73	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2026	Solar	298.00
74	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2027	Solar	50.00
75	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2029	Solar	280.00

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิต (MW)
76	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2030	Solar	300.00
77	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2031	Solar	250.00
78	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2032	Solar	300.00
79	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2033	Solar	438.00
80	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2034	Solar	140.00
81	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2035	Solar	325.00
82	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2036	Solar	100.00
83	พลังงานแสงอาทิตย์ทุ่นลอยน้ำ ปี 2037	Solar	175.00
84	แผนอนุรักษ์พลังงาน 2032	-	354.00
85	แผนอนุรักษ์พลังงาน 2033	-	202.00
86	แผนอนุรักษ์พลังงาน 2034	-	859.00
87	แผนอนุรักษ์พลังงาน 2035	-	1,025.00
88	แผนอนุรักษ์พลังงาน 2036	-	860.00
89	แผนอนุรักษ์พลังงาน 2037	-	700.00

ภาคผนวก ข
ข้อมูลอื่น ๆ ที่ใช้ประกอบการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ข.1 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) อ้างอิงตามแผน PDP2015

ประเภทกำลังผลิตพึ่งได้	กำลังผลิตพึ่งได้รายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เขื่อนภูมิพล (1)	91.65	90.37	85.64	80.01	67.01	68.41	69.31	71.40	88.90	91.39	91.61	95.18
เขื่อนสิริกิติ์ (1)	94.82	91.83	87.95	84.33	82.93	84.27	86.55	94.07	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนอุบลรัตน์ (1)	87.42	83.29	78.61	74.01	71.63	70.56	67.90	64.44	66.87	70.32	69.21	67.62
เขื่อนสิรินธร (1)	100.00	100.00	100.00	100.00	98.08	96.72	96.67	98.31	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนจุฬาภรณ์ (1)	99.18	98.45	97.68	97.28	97.60	98.15	98.43	98.50	99.60	100.00	100.00	100.00
เขื่อนน้ำพุง (1)	95.00	95.00	93.33	93.33	91.67	91.67	93.33	93.33	95.00	96.67	96.67	96.67
เขื่อนศรีนครินทร์ (1)	98.39	97.74	96.67	96.07	95.25	97.04	96.33	99.39	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนวชิราลงกรณ์ (1)	86.54	95.83	92.21	78.83	83.60	80.58	80.00	85.08	90.52	92.21	92.48	91.87
เขื่อนท่าทุ่งนา (1)	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44
เขื่อนแก่งกระจาน (1)	75.26	72.63	69.47	68.42	66.32	63.16	57.89	59.47	61.05	73.16	77.37	76.32
เขื่อนบางลาง (1)	100.00	100.00	99.61	99.11	98.76	98.46	98.03	96.44	95.04	94.78	98.08	99.43
เขื่อนแม่งัดสมบูรณ์ชล (1)	84.44	94.44	43.33	11.11	11.11	11.11	11.11	11.11	30.00	17.78	12.22	30.00
เขื่อนบ้านยาง เขื่อนห้วยคำ เขื่อนบ้านขุนกลาง	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนรัชชประภา (1)	75.75	72.45	69.07	65.78	62.50	59.30	57.15	57.70	63.93	70.26	72.25	72.78
เขื่อนปากมูล (1)	43.82	41.76	44.12	49.41	0.00	0.00	0.00	0.00	48.82	73.53	79.41	68.53

ประเภทกำลังผลิตพึ่งได้	กำลังผลิตพึ่งได้รายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เขื่อนลำตะคอง (1,2)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน (1)	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27
โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะ (1)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2 (1)	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2 (1)	88.54	85.90	82.62	79.06	78.49	78.49	83.84	85.32	83.99	80.77	78.49	78.49
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน (ส่วนขยาย)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนลำตะคอง 3-4	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนน้ำเงี้ยบ	95.16	89.10	83.31	82.13	86.43	84.97	92.43	94.45	90.54	89.96	87.90	95.01
เขื่อนเซเปียน	83.39	90.96	95.31	92.91	85.54	83.05	93.11	98.53	98.42	87.88	88.14	86.55
เขื่อนไซยะบุรี	65.01	58.49	54.65	54.13	55.34	71.93	91.84	91.48	92.51	99.94	88.07	73.52
พลังน้ำนำเข้า	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
ผู้ผลิตขนาดเล็กแบบ Firm	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
ผู้ผลิตขนาดเล็กมาก	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

ประเภทกำลังผลิตพึ่งได้	กำลังผลิตพึ่งได้รายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
พลังงานแสงอาทิตย์	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00
พลังลม	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
ความร้อนใต้พิภพ	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
ชีวมวล	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
ก๊าซชีวภาพ	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
พลังงานขยะ	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
พลังน้ำขนาดเล็ก	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์-จะนะ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
มาตราการอนุรักษ์พลังงาน	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

ตารางที่ ข.2 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) อ้างอิงตามแผน PDP2010 Rev.3

ประเภทกำลังผลิตพึ่งได้	กำลังผลิตพึ่งได้รายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เขื่อนภูมิพล (1)	91.65	90.37	85.64	80.01	67.01	68.41	69.31	71.40	88.90	91.39	91.61	95.18
เขื่อนสิริกิติ์ (1)	94.82	91.83	87.95	84.33	82.93	84.27	86.55	94.07	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนอุบลรัตน์ (1)	87.42	83.29	78.61	74.01	71.63	70.56	67.90	64.44	66.87	70.32	69.21	67.62
เขื่อนสิรินธร (1)	100.00	100.00	100.00	100.00	98.08	96.72	96.67	98.31	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนจุฬาภรณ์ (1)	99.18	98.45	97.68	97.28	97.60	98.15	98.43	98.50	99.60	100.00	100.00	100.00
เขื่อนน้ำพุง (1)	95.00	95.00	93.33	93.33	91.67	91.67	93.33	93.33	95.00	96.67	96.67	96.67
เขื่อนศรีนครินทร์ (1)	98.39	97.74	96.67	96.07	95.25	97.04	96.33	99.39	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนวชิราลงกรณ์ (1)	86.54	95.83	92.21	78.83	83.60	80.58	80.00	85.08	90.52	92.21	92.48	91.87
เขื่อนท่าทุ่งนา (1)	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44	97.44
เขื่อนแก่งกระจาน (1)	75.26	72.63	69.47	68.42	66.32	63.16	57.89	59.47	61.05	73.16	77.37	76.32
เขื่อนบางลาง (1)	100.00	100.00	99.61	99.11	98.76	98.46	98.03	96.44	95.04	94.78	98.08	99.43
เขื่อนแม่งัดสมบูรณ์ชล (1)	84.44	94.44	43.33	11.11	11.11	11.11	11.11	11.11	30.00	17.78	12.22	30.00
เขื่อนบ้านยาง เขื่อนห้วยคำ เขื่อนบ้านขุนกลาง	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนรัชชประภา (1)	75.75	72.45	69.07	65.78	62.50	59.30	57.15	57.70	63.93	70.26	72.25	72.78
เขื่อนปากมูล (1)	43.82	41.76	44.12	49.41	0.00	0.00	0.00	0.00	48.82	73.53	79.41	68.53

ประเภทกำลังผลิตพึ่งได้	กำลังผลิตพึ่งได้รายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
เขื่อนลำตะคอง (1,2)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน (1)	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27	77.27
โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะ (1)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2 (1)	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05	97.05
โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2 (1)	88.54	85.90	82.62	79.06	78.49	78.49	83.84	85.32	83.99	80.77	78.49	78.49
โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน (ส่วนขยาย)	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนลำตะคอง 3-4	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
เขื่อนน้ำเงี้ยบ	95.16	89.10	83.31	82.13	86.43	84.97	92.43	94.45	90.54	89.96	87.90	95.01
เขื่อนเซเปียน	83.39	90.96	95.31	92.91	85.54	83.05	93.11	98.53	98.42	87.88	88.14	86.55
เขื่อนไซยะบุรี	65.01	58.49	54.65	54.13	55.34	71.93	91.84	91.48	92.51	99.94	88.07	73.52
พลังน้ำนำเข้า	100.00	98.33	96.09	92.80	89.78	87.87	90.28	93.30	98.09	98.65	97.29	97.78
ผู้ผลิตขนาดเล็กแบบ Firm	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
ผู้ผลิตขนาดเล็กมาก	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

ประเภทกำลังผลิตพึ่งได้	กำลังผลิตพึ่งได้รายเดือน (%)											
	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
พลังงานแสงอาทิตย์	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00	27.00
พลังลม	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
ความร้อนใต้พิภพ	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
ชีวมวล	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
ก๊าซชีวภาพ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
พลังงานขยะ	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
พลังน้ำขนาดเล็ก	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00	36.00
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์-จะนะ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
มาตราการอนุรักษ์พลังงาน	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

ตารางที่ ข.3 ข้อมูลแบตเตอรี่ลิเธียมไอออนที่ใช้ในการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ

ประเภทของข้อมูล	ค่าของข้อมูล	หน่วย
ค่าต่ำสุดของสถานภาพการอัดประจุของแบตเตอรี่ (SOC_{min})	10	%
ค่าสูงสุดของสถานภาพการอัดประจุของแบตเตอรี่ (SOC_{max})	90	%
ประสิทธิภาพไป - กลับ (Round – trip efficiency)	85	%
อัตราการจ่ายหรือรับพลังงาน (C_{rate})	1	C
ค่าลงทุนก่อสร้าง	845	ดอลลาร์ต่อกิโลวัตต์
ค่าบำรุงรักษาแบบคง	12.9	ดอลลาร์ต่อกิโลวัตต์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	กีรติ รัตนประทุม
วัน เดือน ปี เกิด	4 มกราคม 2538
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
วุฒิการศึกษา	สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปีพ.ศ. 2560 เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีพ.ศ. 2560
ที่อยู่ปัจจุบัน	18/59 ซอย5A หมู่บ้านประภาทรัพย์ ถนนหทัยราษฎร์ 39 แขวงสามวาตะวันตก เขตคลองสามวา กรุงเทพฯ 10510

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University