การกำหนดขนาดกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

นายธนวรรธน์ จงพิพัฒน์มงคล

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย
The abstract and full text of theses from the academic year 2011 in Chulalongkorn University Intellectual Repository (CUIR)
are the thesis authors' files submitted through the University Graduate School.

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Determination of Appropriate Reserve Margin for Thailand's Generation System

Mr. Thanawat Chongphipatmongkol

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การกำหนดขนาดกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
โดย	นายธนวรรธน์ จงพิพัฒน์มงคล
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร.สมภพ อัษฎมงคล)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ธนวรรธน์ จงพิพัฒน์มงคล : การกำหนดขนาดกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Determination of Appropriate Reserve Margin for Thailand's Generation System) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รศ. ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี, 191 หน้า.

ภาครัฐมีนโยบายพัฒนาแผนพลังงานไฟฟ้าของประเทศเพื่อให้ประเทศมีความมั่นคงทางด้านพลังงานอย่างยั่งยืนและคำนึงถึงสิ่งแวดล้อม เพื่อให้รองรับนโยบายดังกล่าวข้างต้น กระทรวงพลังงานจึงมีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและมีการลงทุนอย่างเหมาะสม โดยใช้เกณฑ์สำคัญที่ใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ คือ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin: RM) ซึ่งเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าที่รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในสถานการณ์ฉุกเฉิน โดยในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมาได้กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งเกณฑ์ดังกล่าวมีการใช้มาเป็นระยะเวลานาน ประกอบกับในปัจจุบัน ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 มีนโยบายสำคัญในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง อีกทั้งยังมีความเสี่ยงในกรณีที่ไม่สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้จริงตามแผนอนุรักษ์พลังงานที่คาดไว้ รวมถึงยังไม่ได้คำนึงถึงผลกระทบจากความพร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงซึ่งอาจส่งผลทำให้โรงไฟฟ้าขาดแคลนเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าได้ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการประเมินเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองใหม่ให้มีความเหมาะสมกับสภาพปัจจุบันมากยิ่งขึ้น

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอแนวทางการประเมินกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีความเหมาะสมเพื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเดิม และนำเสนอแนวทางการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีความเหมาะสมและสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน โดยมีการพิจารณาในส่วนของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูง ความเสี่ยงของการดำเนินการของแผนอนุรักษ์พลังงาน และความพร้อมในการจัดหาเชื้อเพลิงด้วย ซึ่งสามารถใช้เป็นข้อเสนอแนะในการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคตต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

ปีการศึกษา 2560

5970183921 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEYWORDS: RESERVE MARGIN / LOSS OF LOAD EXPECTATION / POWER DEVELOPMENT PLAN / RELIABILITY ASSESSMENT

THANAWAT CHONGPHIPATMONGKOL: Determination of Appropriate Reserve Margin for Thailand's Generation System. ADVISOR: ASSOC. PROF. KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D., 191 pp.

The government has a policy to develop country's energy plan to ensure energy security, sustainability, and environmental friendly. To support the above policy, the ministry of energy developed a Power Development Plan (PDP) to efficiently supply the increasing electricity demand in the future with appropriate investment. The major criteria used in the PDP is the reserve margin, which is the electricity generation capacity that securely supports the electricity demand in the emergency situation. Under earlier Thailand's PDPs, the reserve margin was set at no less than 15% of the peak demand. This criterion has been used for a long time. Nowadays, according to the PDP2015-2036, there is a policy of promoting high penetration of renewable energy. In addition, there is also the risk of not being able to reduce the actual electricity demand according to the energy efficiency plan (EEP). Furthermore, the impact of unavailability of fuel supply systems which may result in a shortage of fuel for power generations has not been taken into account. Therefore, it is necessary to assess the new reserve margin that is more suitable for the current situation.

This thesis proposes a suitable approach for estimating the reserve margin in comparison with the current criterion used in earlier PDP and also proposes a suggestion on how to determine a reserve margin that is suitable and in line with the current Thailand's PDP. It considers the promotion of high penetration of renewable energy, risks of the energy efficiency plan, and the impact of unavailability of fuels. This can be used as a suggestion to improve the future power development plan of Thailand.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Department: Electrical Engineering Student's Signature .....
Field of Study: Electrical Engineering Advisor's Signature .....
Academic Year: 2017

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลือเป็นอย่างดียิ่งจาก รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้คำาแนะนำและแนวคิดอันเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาของวิทยานิพนธ์จนเสร็จสมบูรณ์ ข้าพเจ้าจึงขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทั้ง 3 ท่าน อันได้แก่ รองศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ และดร.สมภพ อัฎมงคล ที่ได้เสียสละเวลาอันมีค่ามาให้ข้อเสนอแนะและตรวจสอบแก้ไขวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

สุดท้ายนี้ ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่คอยช่วยเหลือ ให้คำปรึกษาและเป็นกำลังใจที่ดีเสมอมา รวมถึงรุ่นพี่และเพื่อนๆทุกคนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญภาพ ..... ฎ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 หลักการและเหตุผล 1

1.2 วัตถุประสงค์ 2

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 2

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน 2

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์ 3

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 3

บทที่ 2 แนวคิดในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยและในต่างประเทศ 5

2.1 บทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง 5

2.2 กระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan: PDP) 7

2.3 แนวคิดของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 23

2.4 หลักการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย 30

2.5 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 36

2.6 หลักการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในต่างประเทศ 41

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

บทที่ 3 ความพร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงและผลกระทบต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรอง 59

3.1 ก๊าซธรรมชาติ 59

3.2 ถ่านหิน 68

3.3 พลังงานน้ำจากต่างประเทศ 70

บทที่ 4 แนวทางการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่นำเสนอ 72

4.1 แนวทางการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่นำเสนอ 72

4.2 หลักการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเมื่อพิจารณาผลกระทบของความเสี่ยงของความสำเร็จจากดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงานต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 84

4.3 ผลกระทบจากความไม่พร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของประเทศ .. 87

บทที่ 5 ผลการทดสอบ 89

5.1 ระบบทดสอบ 89

5.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ 90

5.3 เงื่อนไขในการทดสอบ 92

5.4 ผลการทดสอบ 93

บทที่ 6 สรุปผล 106

6.1 สรุปผลการวิจัย 106

6.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม 108

รายการอ้างอิง 109

ภาคผนวก 111

ภาคผนวก ก. ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ 112

ภาคผนวก ข. ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ 187

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 191

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

ตารางที่ 2.1 สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ผ่านมา 8
ตารางที่ 2.2 ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE 29
ตารางที่ 2.3 สรุปข้อมูลที่ต้องการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 38
ตารางที่ 2.4 รายละเอียดหน่วยงานต่างๆ ภายใต้การดูแลของ NERC 42
ตารางที่ 2.5 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของหน่วยงานต่างๆ ภายใต้การดูแลของ NERC 46
ตารางที่ 2.6 สมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในรายงาน BPE ฉบับที่ 7 52
ตารางที่ 3.1 ระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกของไทย 62
ตารางที่ 3.2 โรงไฟฟ้าที่ต้องการการจัดส่งก๊าซธรรมชาติผ่านระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก 62
ตารางที่ 3.3 ระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออกของไทย 63
ตารางที่ 3.4 โรงไฟฟ้าที่ต้องการการจัดส่งก๊าซธรรมชาติผ่านระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออก 63
ตารางที่ 3.5 เหตุขัดข้องในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2552 65
ตารางที่ 3.6 เหตุขัดข้องในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออกตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2552 66
ตารางที่ 3.7 อัตราความพร้อมจ่ายของแหล่งก๊าซในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ 68
ตารางที่ 3.8 คุณสมบัติของถ่านหินชนิดต่างๆ 69
ตารางที่ 4.1 เป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) ณ ปี 2579 ด้านไฟฟ้าจำแนกตามภาคเศรษฐกิจ 85
ตารางที่ 5.1 โรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในอนาคต 91
ตารางที่ 5.2 อัตราขัดข้องของระบบการจัดหาเชื้อเพลิง 92
ตารางที่ 5.3 สมมติฐานการจำลองเพื่อวิเคราะห์ความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ 95
ตารางที่ 5.4 ผลกรทบจากความเสี่ยงของความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 100

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 5.5 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก 102

ตารางที่ 5.6 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออก 103

ตารางที่ 5.7 โรงไฟฟ้าที่พึ่งพาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งจ่ายก๊าซ JDA โดยตรง 104

ตารางที่ 5.8 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของแหล่งจ่ายก๊าซธรรมชาติและมีมาตราการรองรับ 104

ตารางที่ 5.9 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศ 105

ตารางที่ 5.10 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของการนำเข้าพลังงานน้ำจากต่างประเทศ 105

ตารางที่ ก.1 กำลังผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 - 2579 113

ตารางที่ ก.2 กำลังผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 140

ตารางที่ ก.3 กำลังผลิตไฟฟ้า ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 151

ตารางที่ ก.4 กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีกำหนดการเข้าสู่ระบบอย่างแน่นอนแล้ว (SCOD) จากฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 169

ตารางที่ ก.5 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 – 2579 174

ตารางที่ ก.6 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) อ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 177

ตารางที่ ก.7 ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 - 2579 180

ตารางที่ ก.8 ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) อ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 183

ตารางที่ ก.9 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 185

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.10 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังงานลม 185
ตารางที่ ก.11 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก 185
ตารางที่ ก.12 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าชีวมวล 185
ตารางที่ ก.13 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพและพืชพลังงาน 185
ตารางที่ ก.14 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ 186
ตารางที่ ก.15 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก 186
ตารางที่ ก.16 ตัวประกอบการแปลงหน่วย (Conversion Factor) 186
ตารางที่ ข.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 - 2579 188
ตารางที่ ข.2 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า อ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 189

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญภาพ

รูปที่ 2.1 แนวคิดการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้า 24
รูปที่ 2.2 แบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า 26
รูปที่ 2.3 เส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve) 29
รูปที่ 2.4 หลักการประเมินค่า LOLE 30
รูปที่ 2.5 ขั้นตอนการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน 33
รูปที่ 2.6 สรุปเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่ผ่านมา 34
รูปที่ 2.7 สรุปเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ผ่านมา 35
รูปที่ 2.8 กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 36
รูปที่ 2.9 พื้นที่การดูแลของหน่วยงานต่างๆ ภายใต้การดูแลของ NERC 42
รูปที่ 2.10 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงของหน่วยงานต่างๆ ภายใต้การดูแลของ NERC 49
รูปที่ 2.11 เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของหน่วยงานภายใต้การดูแลของ NERC 50
รูปที่ 2.12 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศเกาหลีใต้ 51
รูปที่ 2.13 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเกาหลีใต้ 52
รูปที่ 2.14 การติดตามระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตามระยะเวลาจริง 53
รูปที่ 2.15 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงของกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 56
รูปที่ 2.16 เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 57
รูปที่ 2.17 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงของประเทศต่างๆ 58
รูปที่ 2.18 เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศต่างๆ 58
รูปที่ 3.1 การเชื่อมโยงของระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติและระบบผลิตไฟฟ้า 60

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 4.1 ตัวอย่างข้อมูลโรงไฟฟ้าและตาราง COPT 73
รูปที่ 4.2 ตัวอย่าง Load Duration Curve ใหม่ที่ได้จากการพยากรณ์ 77
รูปที่ 4.3 ขั้นตอนการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากค่าพยากรณ์ 78
รูปที่ 4.4 ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง และ Load Duration Curve..... 79
รูปที่ 4.5 ตัวอย่างการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE..... 80
รูปที่ 4.6 ตัวอย่างความสัมพันธ์ระหว่างเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงสุด..... 81
รูปที่ 4.7 ตัวอย่างการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยที่ LOLE ไม่เกิน 1 วัน/ปี..... 81
รูปที่ 4.8 ตัวอย่างการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยที่กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 17.62..... 82
รูปที่ 4.9 ตัวอย่างการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำให้ LOLE มีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้.. 83
รูปที่ 4.10 ตัวอย่างการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าด้วยเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม..... 83
รูปที่ 4.11 ขั้นตอนการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีความละเอียดทศนิยม 2 ตำแหน่ง ... 84
รูปที่ 4.12 แนวโน้มการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้าตามแผน EEDP 2015..... 85
รูปที่ 5.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่คำนวณได้เทียบกับแผน PDP 2015 93
รูปที่ 5.2 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีเมื่อทำการวิเคราะห์โดยใช้สมมติฐานตามแผน PDP 2015..... 94
รูปที่ 5.3 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี เมื่อทำการจำลองแผน PDP 2015 ที่มีการปรับเปลี่ยนการนำเข้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ จำนวน 5 โรง เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากัน..... 96
รูปที่ 5.4 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี เมื่อทำการจำลองแผน PDP 2015 ที่มีการเปลี่ยนการนำเข้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ จำนวน 11 โรง เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากัน..... 96
รูปที่ 5.5 ผลการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าโดยการกำหนดเงื่อนไขระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมสำหรับโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้มีค่าไม่เกิน 1 วัน/ปี..... 97

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 5.6 ผลการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้มีค่าไม่เกิน 0.5 วัน/ปี 98

รูปที่ 5.7 ผลการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้มีค่าไม่เกิน 0.3 วัน/ปี 98

รูปที่ 5.8 ผลการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าโดยการกำหนดเงื่อนไขระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมสำหรับโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้มีค่าไม่เกิน 0.1 วัน/ปี 99

รูปที่ 5.9 ความสัมพันธ์ระหว่างโอกาสเกิดไฟฟ้าดับและเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง 100

รูปที่ 5.10 ผลกรทบจากความเสี่ยงของความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน .. 101

รูปที่ ข.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ปี พ.ศ. 2556 190

รูปที่ ข.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ปี พ.ศ. 2560 190

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1
บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล

ภาครัฐมีนโยบายพัฒนาพลังงานไฟฟ้าของประเทศเพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานไฟฟ้า โดยมีการกำหนดนโยบายจัดหาไฟฟ้าให้มีการกระจายชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดความเสี่ยงในการพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งในการผลิตไฟฟ้า เน้นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมถึงมีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพและมีต้นทุนที่เหมาะสม เพื่อให้ประเทศมีความมั่นคงทางด้านพลังงานอย่างยั่งยืนและคำนึงถึงสิ่งแวดล้อม เพื่อให้รองรับนโยบายดังกล่าว กระทรวงพลังงานจึงมีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Power Development Plan: PDP) เพื่อให้การจัดหาและการขยายการผลิตไฟฟ้ารองรับความต้องการไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและมีการลงทุนอย่างเหมาะสม

การจัดทำแผนจัดหาไฟฟ้าที่ผ่านมา ได้ใช้เกณฑ์สำคัญที่ใช้ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ของประเทศ คือ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin: RM) ซึ่งเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าที่จะมารองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในกรณีที่โรงไฟฟ้าบางโรงไม่สามารถเดินเครื่องได้หรือระบบส่งไฟฟ้าไม่สามารถส่งผ่านกำลังไฟฟ้าได้ โดยในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมาได้กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้า สำรองไว้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งเกณฑ์ดังกล่าวมีการใช้มาเป็นระยะเวลานาน ประกอบกับในปัจจุบันตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 [1] มีนโยบายสำคัญในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น ซึ่งอดีตที่ผ่านมาในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ ยังไม่ได้คำนึงถึงการเข้าสู่ระบบของไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมากนัก อีกทั้งในการจัดทำ PDP 2015 ยังมีการนำปริมาณเป้าหมายพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะประหยัดได้ 100% ตามการดำเนินการของแผนอนุรักษ์พลังงานมาใช้ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องคำนึงถึง ความเสี่ยงในกรณีที่ไม่สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้จริงตามที่คาดไว้ รวมถึงผลกระทบจากความพร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิง ทำให้โรงไฟฟ้าไม่มีเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า ซึ่งอาจส่งผลให้เกิดการขาดแคลนไฟฟ้าใช้ ดังนั้น เพื่อให้การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีความเหมาะสมกับสภาพปัจจุบันที่พลังงานหมุนเวียนเข้ามามีบทบาทสำคัญในการผลิตไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องมีการปรับปรุงเกณฑ์ใหม่ให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้ศึกษาแนวทางการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองใหม่ เพื่อทบทวนความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเดิม รวมถึงนำเสนอเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองใหม่ที่มีความเหมาะสมและสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน รวมถึงข้อเสนอแนะในการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคตต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อทบทวนความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเดิม
2. เพื่อศึกษาแนวทางการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองใหม่ และนำเสนอเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองใหม่ที่มีความเหมาะสม/สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. ใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561
2. พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าเท่านั้น
3. โรงไฟฟ้าทุกโรงมีสภาวะการทำงานเป็นแบบ 2 สถานะคือ ดี และ เสีย
4. ไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัติของระบบไฟฟ้า
5. ไม่คำนึงถึงกรณีที่แหล่งเชื้อเพลิงมากกว่า 1 แหล่งไม่พร้อมจ่ายพร้อมกัน
6. ไม่คำนึงถึงผลของความต้องการใช้ไฟฟ้านอกระบบ (Captive demand)

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1. กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2. ศึกษาแนวคิดและสมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่ผ่านมา
3. รวบรวมข้อมูลเกณฑ์และสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในต่างประเทศ และเปรียบเทียบเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของไทยและต่างประเทศ

4. ศึกษาและรวบรวมข้อมูลที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าและข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย
5. ศึกษาวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า
6. สร้างแบบจำลองระบบผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า
7. ศึกษาความสัมพันธ์ของขนาดกำลังผลิตสำรองที่มีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
8. ศึกษาผลกระทบของความเสี่ยงของความสำเร็จในการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน
9. ศึกษาผลกระทบของความไม่พร้อมของการจัดหาเชื้อเพลิงต่อการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทย
10. รวบรวมข้อมูลความพร้อมของการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของประเทศ
11. ประเมินขนาดกำลังผลิตสำรองของระบบไฟฟ้าภายใต้เกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่กำหนด
12. สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

1.5 ประโยชน์ที่ได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. วิธีการประเมินเกณฑ์กำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมที่มีความเหมาะสมกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศในปัจจุบัน
2. เกณฑ์กำลังผลิตสำรองใหม่ ซึ่งมีความเหมาะสมเพื่อเป็นแนวทางสำหรับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคต

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอตามลำดับดังต่อไปนี้

บทที่ 1 จะกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตงานวิจัย ขั้นตอนการดำเนินงานและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 จะกล่าวถึงแนวคิดในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยและในต่างประเทศ โดยจะอธิบายถึงแนวคิดในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ผ่านมาของประเทศไทยและต่างประเทศ

บทที่ 3 จะกล่าวถึงความพร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงและผลกระทบต่อกำลังการผลิตสำรอง

บทที่ 4 จะกล่าวถึงแนวทางการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่นำเสนอ ซึ่งจะอธิบายวิธีการทั้งหมดที่ใช้ในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 5 จะกล่าวถึงระบบที่ใช้ในการทดสอบ สมมติฐาน เงื่อนไขในการทดสอบ ผลการทดสอบ การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า และวิเคราะห์ผลการวางแผน

บทที่ 6 จะกล่าวถึงบทสรุปงานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ รวมถึงข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนาต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 2
แนวคิดในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยและในต่างประเทศ

พื้นฐานสำคัญในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง คือ การรักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า เนื้อหาในบทนี้จะเป็นการทบทวนถึงแนวทางการวางแผนการผลิตไฟฟ้า อันประกอบด้วย การวางแผนเชิงตัดสินใจ (Deterministic Planning) และการวางแผนเชิงความน่าจะเป็น (Probabilistic Planning) รวมทั้งหลักการพื้นฐานในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและการประเมินกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง จากนั้น จะนำเสนอหลักการและข้อมูลพื้นฐานสำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย รวมถึงการทบทวนและการรวบรวมข้อมูลหลักการวางแผนพัฒนาผลิตไฟฟ้าและเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของต่างประเทศ พร้อมทั้งวิเคราะห์ความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศภายใต้สมมติฐานของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปัจจุบัน

2.1 บทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

จากการศึกษางานวิจัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดขนาดกำลังผลิตสำรองพบว่า บทความวิจัย เรื่อง “Reserve Margin Evaluation for Generation System Using Probabilistic Based Method” [2] เป็นบทความที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่งได้กล่าวถึง การกำหนดขนาดกำลังผลิตสำรองในอดีต โดยวิธีการที่ใช้ในบทความนี้คือ การเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจนกระทั่งคำนวณค่าโอกาสการเกิดไฟฟ้าดับได้ตามที่กำหนด แล้วจึงคำนวณขนาดกำลังผลิตสำรอง ซึ่งข้อดีของวิธีดังกล่าวคือ มีการนำวิธีการประเมินความเชื่อถือได้แบบ Deterministic Planning และ Probabilistic Planning มาใช้ร่วมกัน นั่นคือ การประเมินความเชื่อถือได้ โดยอาศัยหลักการทางความน่าจะเป็นซึ่งสะท้อนถึงคุณสมบัติระบบผลิตไฟฟ้าโดยตรงและสามารถสื่อสารให้บุคคลอื่นเข้าใจได้โดยง่าย อย่างไรก็ตาม ในบทความนี้พิจารณาโรงไฟฟ้าประเภท Conventional เท่านั้น ยังไม่มีการพิจารณาถึงโรงไฟฟ้าประเภทอื่นๆ รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นส่วนสำคัญที่มีผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้นำข้อดีของบทความนี้มาใช้คือ การนำวิธีการประเมินความเชื่อถือได้แบบ Deterministic Planning และ Probabilistic Planning มาใช้ร่วมกัน และมีการพิจารณาการนำโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามาร่วมในระบบผลิตไฟฟ้าด้วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทความวิจัย เรื่อง “Impact of Renewable Energy on Thailand Power Development Plan” [3] ได้กล่าวถึง ผลกระทบเมื่อมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามาเชื่อมต่อในระบบไฟฟ้า โดยวิธีการที่ใช้ในบทความนี้คือการเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบเรื่อยๆ จนกระทั่งความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าถึงเกณฑ์ที่กำหนด ซึ่งการนำโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดเข้ามานั้น มีวิธีดำเนินการที่แตกต่างกัน เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีรูปแบบกำลังผลิตเฉพาะตามความเข้มแสง โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำมีพลังงานที่สามารถจ่ายให้กับระบบไฟฟ้าได้จำกัดขึ้นโดยอยู่กับปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ เป็นต้น แล้วจึงทำการเปรียบเทียบความแตกต่างกับการนำโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พบว่าระบบไฟฟ้าทั้งสองมีความเชื่อถือได้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด แต่ต้นทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพื่อนำมาใช้ในระบบไฟฟ้ามีค่าสูง อย่างไรก็ตาม อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีค่าที่ต่ำกว่า ซึ่งหมายความว่า การใช้พลังงานหมุนเวียน เป็นทางเลือกที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่า โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำวิธีการที่ใช้ในการนำโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเข้ามาร่วมผลิตไฟฟ้ามาปรับใช้ เพื่อให้เข้ากับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก

บทความวิจัย เรื่อง “Renewable and Conventional Electricity Generation Systems: Technologies and Diversity of Energy Systems” [4] ได้อธิบายเกี่ยวกับเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ และโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์แต่ละประเภทเช่นกัน จากนั้นจึงทำการเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ สรุปได้ว่า โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมีข้อดีเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ คือ ด้านราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และ ด้านการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แต่มีราคาที่ใช้ในการติดตั้งสูง ซึ่งยังเป็นข้อด้อยของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำวิธีการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภททั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์มาใช้ เพื่อให้สามารถวิเคราะห์การทำงานของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยได้อย่างถูกต้อง

บทความวิจัย เรื่อง “Power Development Planning Considering Power Plant Response to Load Change” [5] ได้นำเสนอการวางแผนพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าโดยคำนึงถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วง โดยการเลือกโรงไฟฟ้าเพิ่มเข้ามาในระบบจนกระทั่งระบบมีดัชนีความเชื่อถือได้ถึงเกณฑ์ที่กำหนดและโรงไฟฟ้าที่เลือกนั้นต้องมีต้นทุนต่ำที่สุดโดยที่มี Ramp rate ตรงกับช่วงของความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าที่พิจารณาให้เข้ามาเพิ่มในระบบเป็นโรงไฟฟ้าที่มีในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 มีทั้งหมดมี 5 ประเภท ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม โรงไฟฟ้ากังหันแก๊ส และโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ส่วนโรงไฟฟ้า Smart Gas Engine ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่อยู่นอกเหนือจากแผนพัฒนา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

กำลังผลิตไฟฟ้าจะถูกนำมาพิจารณาด้วย ซึ่งแนวทางที่ใช้ในการวางแผนเป็นการเปรียบเทียบการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้ามาในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP2015) กับ การเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบโดยไม่ยึดตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ได้ผลสรุปว่า การพิจารณาให้โรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบโดยไม่ยึดตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า มีโรงไฟฟ้าในระบบน้อยกว่าการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบโดยไม่ยึดตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งหมายถึง หากวางแผนแบบพิจารณาให้โรงไฟฟ้าเข้ามาในระบบโดยไม่ยึดตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ที่ความเชื่อถือได้เท่ากันจะมีต้นทุนที่ใช้ต่ำกว่า โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำการวางแผนโดยใช้การกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้เป็นเงื่อนไขในการดำเนินการมาใช้

บทความวิจัยเรื่อง “Impact of Load Pattern Variation in Iran Power System on Generation System Planning” [6] ได้กล่าวถึง ลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศอิหร่าน ซึ่งมีช่วง Peak Load ตั้งแต่เวลากลางวันจนถึงกลางคืน ซึ่งเป็นความท้าทายที่จะใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำผลิตไฟฟ้าให้ได้ครอบคลุมระยะเวลาของโหลด แต่ประเทศอิหร่านมีข้อจำกัดเรื่องปริมาณน้ำทำให้ไม่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเป็นเวลานานได้ จึงจำเป็นที่จะต้องพิจารณาถึงโรงไฟฟ้าประเภทอื่นที่สามารถเดินเครื่องช่วง Peak Load ได้ โดยในงานวิจัยดังกล่าวได้นำโรงไฟฟ้ากังหันแก๊สมาใช้ผลิตไฟฟ้าในช่วง Peak Load และนำโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์มาผลิตไฟฟ้าในช่วง Base Load เป็นหลัก ซึ่งบทความนี้แสดงให้เห็นถึงความแตกต่างของรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเทศ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จำเป็นต้องใช้รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยที่ถูกเก็บข้อมูลมาในอดีตมาใช้เป็นฐานในการกำหนดรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2 กระบวนการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan: PDP)

ในอดีตที่ผ่านมา ประเทศไทยได้มีการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศมาแล้วหลายครั้ง โดยมีการปรับปรุงทั้งแผนหลักและแผนย่อยตามสถานการณ์ทางเศรษฐกิจ การพัฒนาเทคโนโลยี และ/หรือ มาตรการทางนโยบายต่างๆ ของภาครัฐที่เปลี่ยนแปลงไป จนถึงปัจจุบันแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศที่ใช้อยู่ คือ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555 -2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (PDP 2010 Revision 3) ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) แล้วในการประชุมครั้งที่ 3/2555 (ครั้งที่ 142) เมื่อวันที่ 8 มิถุนายน 2555 [1]

ในการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของไทย การกำหนดกรอบการจัดทำแผนฯ ส่วนใหญ่จะเน้นให้ความสำคัญกับการกำหนดทิศทางของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในด้านต่างๆ เช่น เน้นด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้าผ่านการกำลังระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม เน้นด้าน

การใช้ทรัพยากรที่สมดุลโดยกำหนดสัดส่วนการกระจายเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และเน้นด้านการรักษาสิ่งแวดล้อมโดยการกำหนดปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น นอกจากนี้ ในการปรับแผนแต่ละครั้งอาจจะถูกขับเคลื่อนโดยการปรับเปลี่ยนนโยบายของภาครัฐหรือเหตุการณ์สำคัญต่างๆ ที่เกิดขึ้นในโลก เช่น การปรับแผนฯ ตามแผนการกระตุ้นเศรษฐกิจตามนโยบายรัฐบาล ปี 2555-2558 หรือ การปรับแผนตามเหตุการณ์วิกฤตโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา เป็นต้น

จากการศึกษาทบทวนแผนกำลังผลิตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 ถึงปี พ.ศ. 2556 ที่ผ่านมานั้น จะสามารถสรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผนแต่ละแผน [7] ได้ดังที่ปรากฏในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ผ่านมา

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	**สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน**
PDP 1992 (พ.ศ.2535 - 2549)	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนกันยายน 2534 โดยค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 8,045 MW ในปี พ.ศ. 2534 และเพิ่มขึ้นเป็น 25,515 MW ในปี พ.ศ. 2549
	➢ ใช้ก๊าซธรรมชาติจากในประเทศและจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย โดยมีปริมาณก๊าซที่ส่งให้ กฟผ. ระหว่าง 700-900 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
	➢ ระหว่างปี พ.ศ. 2535 ถึง 2549 จะมีกำลังผลิตติดตั้งสุทธิ 21,441 MW และจะมีกำลังผลิตติดตั้งในปลายปี พ.ศ. 2549 มีจำนวน 31,051 MW
	➢ มีโครงการที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้างทั้งสิ้น 50 โครงการ รวมกำลังการผลิต 13,365 MW และมีกำลังการผลิตแล้วเสร็จที่สามารถจ่ายเพิ่มขึ้นได้ในช่วงของแผน 5,525 MW
PDP 1995 (พ.ศ.2538 - 2554)	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนมิถุนายน 2537 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,009 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 33,532 MW ในปี พ.ศ. 2554
	➢ มีแผนในการจัดซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเป็นจำนวน 1,611 MW ได้แก่ โครงการใน สปป. ลาว จำนวน 4 โครงการ คือ เทิน-หินบูน (210 MW) น้ำเทิน 2 (675 MW) ห้วยโห้ (126 MW) และโครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินลิกไนต์หงสา (600 MW)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	➢ เริ่มดำเนินการโครงการ DSM จำนวน 3 โครงการ ได้แก่ DSM1 (พ.ศ.2541-2545) DSM2 (พ.ศ.2546-2550) และ DSM3 (พ.ศ.2551-2554) โดยคาดว่าจะสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ 1,712 MW 2,002 MW และ 2,681 MW ตามลำดับ
	➢ เน้นโครงการในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 7 และ 8 ให้โดดเด่น
	➢ เพิ่มความหลากหลายของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า เพื่อลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว โดยศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในระยะยาว
PDP 1996 (พ.ศ.2539 - 2554)	➢ เป็นแผนการระยะสั้นเพื่อแก้ปัญหากำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอ เนื่องจากค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าค่าที่พยากรณ์เอาไว้
	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนเมษายน 2539 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,789 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 42,649 ในปี พ.ศ. 2554
	➢ การแก้ปัญหาระยะสั้น - เร่งรัดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และพิจารณาเพิ่มปริมาณการรับซื้อให้มากขึ้น - ดำเนินการโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี เครื่องที่ 3 และ 4 พร้อมกับการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศลาว จำนวน 1,518 MW - เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP อีก 700 MW จากเดิม 4,200 MW - เร่งรัดการนำ Interruptible Rate มาใช้ให้เป็นรูปธรรมโดยเร็ว
	➢ การปรับแผนระยะยาว - กำหนดให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี 2545

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	- ปรับปรุงตัวเลขปริมาณก๊าซธรรมชาติ จากอ่าวไทยและประเทศเพื่อนบ้าน - เพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP) เป็นประมาณร้อยละ 50 ของกำลังผลิตที่ต้องการเพิ่มขึ้นสูงสุด - รับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพัฒนาไฟฟ้าในประเทศลาวเพิ่มเติม - ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยโครงการ DSM ที่ดำเนินการไปแล้วและที่กำลังจะดำเนินการ
PDP 1997 (พ.ศ.2540 - 2554)	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนตุลาคม 2539 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,311 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 41,683 ในปี พ.ศ. 2554
	➢ รับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน (IPP) รวมทั้งสิ้น 5,780 MW
	➢ รับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว รวมทั้งสิ้น 3,000 MW
	➢ เพิ่มปริมาณก๊าซธรรมชาติที่คาดว่าจะสามารถจัดหาได้เป็น 4,100 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี พ.ศ. 2548
	➢ ดำเนินโครงการ DSM ต่อไป
	➢ มีการจัดทำ Sensitivity Study เป็นแผนศึกษาในกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่เพิ่มขึ้นตามที่ประมาณการไว้ โดยใช้ผลพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้ากรณีต่ำ
PDP 1998 (พ.ศ.2541 - 2554)	➢ เป็นแผนระยะสั้นเพื่อแก้ไขปัญหาเนื่องจากความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้นน้อยกว่าประมาณการ
	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนกันยายน 2540 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,311 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 37,047 ในปี พ.ศ. 2554
	➢ การปรับแผนระยะสั้น - ชะลอโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี เครื่องที่ 3 และ 4, โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ เครื่องที่ 2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว และชะลอการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชน
	➢ การปรับแผนระยะยาว - ปรับปรุงปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก - กำหนดให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี 2544 - นอกจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้ากระบี่ สุราษฎร์ธานี ทับสะแก และโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับแล้ว กำลังผลิตส่วนที่เหลือกำหนดให้รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนและรับซื้อจากประเทศเพื่อนบ้าน
PDP 1999 - 1 (พ.ศ.2542 - 2554)	➢ เห็นว่าควรมีการจัดทำการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าโดยยึดหลักการคาดการณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคตมากกว่าย้อนดูสถิติที่ผ่านมา และควรทำทุกๆ 3 เดือน
	➢ ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องต้องการไฟฟ้าใหม่เมื่อ กันยายน 2541 โดยจัดทำเป็น 3 กรณี ได้แก่ กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวเร็ว กรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลาง และกรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวช้า (กรณีแผนเดิม) พบว่ากรณีเศรษฐกิจฟื้นตัวปานกลางมีผลพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าน้อยกว่าผลพยากรณ์กรณีเดิม (กรณีต่ำมาก) ประมาณร้อยละ 14.9 18.1และ 17.4 เมื่อสิ้นแผนพัฒนาฉบับ 8 9 และ 10 ตามลำดับทำให้ กฟผ. มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสูงเกินหากยังคงแผนเดิม โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 16,214 MW ในปี พ.ศ. 2544 และเพิ่มขึ้นเป็น 30,587 MW ในปี พ.ศ. 2554
	➢ กำลังผลิตติดตั้ง ณ สิ้นปี พ.ศ. 2554 จะมีค่า 39,672.9 MW
	➢ เลื่อนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับลำตะคองเครื่องที่ 3 และ 4 โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรีเครื่องที่ 3 และ 4 (และให้เป็น IPP)
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทั้งหมด 5,943.5 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2000-2007

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทั้งหมด 1,958.4 MW ระหว่างปี ค.ศ. 1996-2003
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ทั้งหมด 3,300 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2006-2008
PDP 1999 - 2 (พ.ศ.2542-2554 ฉบับที่ 2)	➢ เป็นร่างแก้ไขของ PDP ฉบับก่อนหน้าโดยคำนึงถึงปัจจัยต่างๆ ที่ส่งผลต่อการพยากรณ์การเพิ่มขึ้นของความต้องการไฟฟ้า เช่น การพยากรณ์เปลี่ยนแปลงอุปสงค์-อุปทานของก๊าซ การเลื่อนโครงการต่างๆ การแปรรูปโรงไฟฟ้าราชบุรี และการขยายตัวทางเศรษฐกิจ
	➢ เลื่อนโครงการต่างๆ ให้เริ่มดำเนินการช้าลงเพื่อแก้ไขปัญหาระยะสั้นเนื่องจากความต้องการไฟฟ้าน้อยกว่าประมาณการ
	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนกันยายน 2540 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 13,311 MW ในปี พ.ศ. 2539 และเพิ่มขึ้นเป็น 37,047 ในปี พ.ศ. 2554
	➢ กำลังผลิตติดตั้ง ณ สิ้นปี พ.ศ. 2554 จะมีค่า 39,296.9 MW
	➢ เลื่อนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับลำตะคองเครื่องที่ 3 - 4 โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี เครื่องที่ 3 - 4 (และกำหนดให้เป็น IPP)
	➢ ย้ายเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากไทรน้อยไปยังสุราษฎร์ธานี (แทน)
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทั้งหมด 5,943.5 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2000-2007
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทั้งหมด 1,958.4 MW ระหว่างปี ค.ศ. 1996-2003
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ทั้งหมด 3,300 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2006-2008
PDP 2001 (พ.ศ.2544 - 2559)	➢ ใช้การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2544 โดยค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ 16,184 MW ในปี พ.ศ. 2544 และเพิ่มขึ้นเป็น 40,699 MW ในปี พ.ศ. 2554

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	➢ กำลังผลิตติดตั้ง ณ สิ้นปี พ.ศ. 2559 จะมีค่า 48,271.5 MW
	➢ ชะลอโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำลำตะคองแบบสูบกลับเครื่องที่ 3 และ 4 โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่เครื่องที่ 2 และโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสุราษฎร์ธานี (ส่วนกังหันไอน้ำ)
	➢ เพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าโดยการ Repowering
	➢ ปรับปรุงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น
	➢ ซื้อไฟฟ้าจาก IPP ทั้งหมด 5,943.5 MW ระหว่างปี ค.ศ. 2000-2007
	➢ คาดว่าจะซื้อไฟฟ้าจาก SPP ทั้งหมด 2,057 MW ระหว่างปี ค.ศ. 1996-2007
	➢ เลื่อนการซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว ทั้งหมด 3,300 MW ออกไป 9 เดือน
PDP 2004 (พ.ศ. 2547 - 2558)	➢ ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (MEG : เดือนมกราคม 2547)
	➢ นโยบายกระทรวงพลังงานเรื่อง Peak Cut ปริมาณ 500 เมกะวัตต์ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 เป็นต้นไป
	➢ กำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability : LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมงต่อปี และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประมาณร้อยละ 15
	➢ โรงไฟฟ้าใหม่สมมุติฐานว่าเป็นโรงไฟฟ้าในประเทศ และประเทศเพื่อนบ้าน
	➢ นโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Portfolio Standard : RPS) โดยกำหนดโรงไฟฟ้าใหม่จะต้องมีโรงไฟฟ้า RPS ร้อยละ 5 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 เป็นต้นไป
	➢ พิจารณาความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้านเพื่อให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ความร่วมมือพลังงานระหว่างประเทศ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
PDP 2007 (พ.ศ.2550 - 2564)	➢ ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าที่จัดทำโดยคณะอนุกรรมการการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าเดือนมีนาคม 2550 เป็นกรณีฐาน
	➢ ราคาเชื้อเพลิง ในส่วนของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) น้ำมัน ประมาณการโดยบริษัท ป.ต.ท. จำกัด (มหาชน) และในส่วนของนิวเคลียร์ ถ่านหินนำเข้า และ ลิกไนต์ ประมาณการโดย กฟผ.
	➢ โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบในช่วง พ.ศ. 2550-2564 ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าของ กฟผ. รวมกำลังการผลิต 4,933 MW และ โรงไฟฟ้าของเอกชนรวมกำลังการผลิต 2,756 MW
	➢ โรงไฟฟ้าที่นำมาคัดเลือกเข้าแผนฯ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (ถ่านหิน) 700 MW โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (ก๊าซธรรมชาติ/LNG) 700 MW โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (ดีเซล) 230 MW และโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (นิวเคลียร์) 1,000 MW
	➢ โรงไฟฟ้าถ่านหินที่นำมาคัดเลือกเข้าแผน เข้าระบบเร็วที่สุดปี พ.ศ. 2557 และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์เข้าระบบเร็วที่สุดปี พ.ศ. 2563
	➢ พิจารณาความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้ากับประเทศเพื่อนบ้าน
	➢ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 เป็นต้นไป ไม่ต้องนำนโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน (Renewable Portfolio Standard : RPS) มาใช้ เนื่องจากนโยบายรัฐให้นำการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (SPP) และรายเล็กมาก (VSPP) ไว้ในความต้องการใช้ไฟฟ้า
	➢ รับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนรายเล็ก (SPP) ประเภท Firm เพิ่มให้ครบ 4,000 MW ในปัจจุบันรับซื้อแล้ว 2,300 MW
	➢ กำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability: LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมง ต่อปี และกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองประมาณร้อยละ 15

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	➢ พิจารณาการจัดการด้านแหล่งผลิต โดยดำเนินการเพิ่มประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ด้วยการติดตั้งระบบ Combined Heat and Power (CHP) ที่โรงไฟฟ้าของ กฟผ. ทำให้ได้กำลังผลิตเพิ่มขึ้น
	➢ ยกเลิกโครงการ Peak Cut เนื่องจากราคาน้ำมันดีเซลมีราคาสูงขึ้น และความต้องการไฟฟ้าลดลงทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศยังคงมีเพียงพอ
PDP 2007Rev1 (พ.ศ. 2550 - 2564 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1)	➢ ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในอนาคต (Energy Demand) ตามแนวโน้มของสถิติในปี พ.ศ. 2550 โดยค่าพลังงานไฟฟ้าในช่วงปี พ.ศ. 2550-2564 จะลดลงประมาณ 2,592-5,321 ล้านหน่วย หรือประมาณร้อยละ 1.6-1.9 สำหรับค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ยังคงใช้เท่ากับค่าพยากรณ์ฉบับเดือนมีนาคม ปี พ.ศ. 2550
	➢ ใช้ปริมาณก๊าซธรรมชาติ สำหรับการผลิตไฟฟ้าตามประมาณการของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2550
	➢ ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาถ่านหินนำเข้า และราคาน้ำมันดีเซล อ้างอิงตามประมาณการของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ส่วนราคาถ่านลิกไนต์อ้างอิงตามประมาณการโดย กฟผ.
	➢ ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) ได้รับการคัดเลือกจากกระทรวงพลังงาน และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 7 ธันวาคม 2550 จำนวน 4,400 เมกะวัตต์ กำหนดแล้วเสร็จระหว่างปี พ.ศ. 2555-2558 โดยแยกเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 3,200 เมกะวัตต์ และเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 1,200 เมกะวัตต์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	➢ รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) สัญญาประเภท Firm เพิ่มขึ้น 1,700 เมกะวัตต์ (ให้ครบ 4,000 เมกะวัตต์ตามมติ กพช.) สำหรับในปี พ.ศ. 2550 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าชนิด Co-generation จำนวน 500 เมกะวัตต์ แต่มีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กเสนอขายจำนวนมาก เมื่อพิจารณาข้อจำกัดของระบบส่งไฟฟ้าแล้วสามารถรับได้จำนวน 760 เมกะวัตต์ ในระหว่างปี พ.ศ. 2555-2559 ส่วนการรับซื้อไฟฟ้าชนิดพลังงานหมุนเวียน สนพ. ประกาศรับซื้อจำนวน 530 เมกะวัตต์ มีผู้เสนอขายจำนวน 335 เมกะวัตต์ ในระหว่างปี พ.ศ. 2552-2555 อย่างไรก็ตาม ตามแผน PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 นี้ ยังคงรับซื้อไฟฟ้าได้อีกจนกว่าจะครบตามมติ กพช.
	➢ รวมพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) สัญญาประเภท Non-Firm จำนวน 303 เมกะวัตต์ คิดเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้า 691 ล้านหน่วยต่อปี
	➢ รวมการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศที่มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) หรือลงนามในบันทึกความเข้าใจเรื่องอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff MOU) แล้ว ซึ่งประกอบด้วย โครงการเทิน-หินบุนส่วนขยาย (220 เมกะวัตต์) โครงการน้ำงึม 3 (440 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเทิน 1 (523 เมกะวัตต์) โครงการน้ำเงี้ยบ (261 เมกะวัตต์) โครงการน้ำอู (1,043 เมกะวัตต์) และโครงการลิกไนต์หงสา (1,470 เมกะวัตต์) ส่วนโครงการอื่นๆที่อยู่ระหว่างเจรจา เช่น โครงการเขื่อนฮัทจี โครงการโรงไฟฟ้าถ่านหินเกาะกง โครงการเขื่อนท่าซาง และโครงการใน สปป.ลาว อื่นๆ จะพิจารณาบรรจุไว้ในแผนเมื่อสามารถบรรลุข้อตกลงกับบริษัทผู้ได้รับสัมปทานแล้ว
PDP 2007Rev2 (พ.ศ. 2550 - 2564 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2)	➢ ปรับปรุงค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าให้สอดคล้องกับสถานการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มลดลง โดยค่าพยากรณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak) เมื่อสิ้นปี 2564 ประมาณ 44,281 เมกะวัตต์ ซึ่งลดลงจากค่าพยากรณ์ความ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	ต้องการไฟฟ้าที่ใช้ในการจัดทำแผน PDP 2007 : ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ประมาณ 4,333 เมกะวัตต์
	➢ ปรับปรุงกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) เฉพาะโครงการ SPP ประเภทสัญญา Firm ให้เร็วขึ้น เพื่อสนองนโยบายรัฐบาลในเรื่องการขับเคลื่อนเศรษฐกิจโดยเร่งรัดการลงทุนเพื่อกระตุ้นเศรษฐกิจของประเทศและไม่ก่อให้เกิดหนี้สาธารณะ
	➢ ปรับปรุงกำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) (บริษัทสยามเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด ชุดที่ 1-2 และบริษัทเนชั่นแนลเพาเวอร์ซัพพลาย จำกัด เครื่องที่ 1-4) โดยเลื่อนกำหนดการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบออกไปอีก 1 ปี เพื่อให้ประเทศมีระดับกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองอยู่ในระดับที่เหมาะสม และเพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ลดลง
	➢ ทบทวนการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ โดยเฉพาะโครงการใน สปป.ลาว เนื่องจากบันทึกความเข้าใจเรื่องอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff MOU) หมดอายุ ได้แก่ โครงการน้ำเทิน 1 และน้ำงึม 3 รวมถึงโครงการที่ได้มีการยกเลิก Tariff MOU เนื่องจากราคาค่าก่อสร้างได้เพิ่มสูงขึ้นมากจนโครงการไม่สามารถดำเนินการต่อไปได้ และคงโครงการที่จะต้องมีการเจรจาใหม่ ซึ่งได้แก่ โครงการหงสา น้ำเงี้ยบ และน้ำอู
	➢ ปรับเลื่อนโครงการโรงไฟฟ้าใหม่ในอนาคต และปรับลดกำลังการผลิตโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ในปี พ.ศ. 2563 และ ปี พ.ศ. 2564 จากปีละ 2,000 เมกะวัตต์ เหลือปีละ 1,000 เมกกะวัตต์ เพื่อให้ประเทศมีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองอยู่ในระดับที่เหมาะสม และสอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มีแนวโน้มลดลง
	➢ ประมาณการพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อจาก SPP สัญญาประเภท Non-Firm จำนวน 365.3 ล้านหน่วยต่อปี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	➢ พิจารณาการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP) ซึ่งเป็นข้อมูล VSPP ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟภ. และ กฟน.)
PDP 2010 (พ.ศ.2553 - 2573)	➢ ขยายแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจาก 15 ปี เป็น 20 ปี (พ.ศ. 2553-2573)
	➢ ปรับค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าตามผลการศึกษาเบื้องต้นของโครงการประมาณการแนวโน้มเศรษฐกิจไทยระยะยาว
	➢ วิเคราะห์ผลประหยัดพลังงานไฟฟ้าจากโครงการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management: DSM) ในการพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า และการจัดทำแผน
	➢ ปรับประมาณการการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามกรอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (พ.ศ. 2551-2565) ของกระทรวงพลังงาน เข้ามาบรรจุในแผน
	➢ ปรับสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ให้สอดคล้องกับการดำเนินการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ในช่วงปี พ.ศ. 2552-2558 และสอดคล้องกับมติ กพช. เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2552 เรื่องแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration
	➢ ทบทวนสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และบรรจุโครงการที่มีความชัดเจนในอนาคต
	➢ พิจารณาปรับลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
	➢ การพิจารณาสัดส่วนการใช้ทรัพยากรพลังงานและเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าพิจารณาดังนี้ - พลังงานหมุนเวียน ตามกรอบแผนฯพลังงานทดแทน 15 ปี และ SPP Cogeneration ถูกกำหนดเข้าแผนฯก่อนเป็นลำดับแรกหลังจากนั้นจึงจัดสัดส่วนที่เหลือด้วยโรงไฟฟ้าทางเลือกประเภทอื่น - โรงไฟฟ้านิวเคลียร์พิจารณาให้มีการพัฒนาไม่เกินปีละ 1 หน่วย ติดต่อกัน 2 ปี และเว้นช่วง 2 ปี เพื่อลดภาระการลงทุน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	- กำหนดให้การรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านมีสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 25 ของกำลังการผลิต - โรงไฟฟ้าส่วนที่เหลือเป็นการพิจารณาระหว่างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งกำหนดให้ก่อสร้างบนพื้นที่โรงไฟฟ้าเดิมของกฟผ. ที่ปลดออกจากระบบไปและโรงไฟฟ้าถ่านหินซึ่งใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาด
	➢ ใช้ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) กรณีฐาน เป็นเกณฑ์ในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า
PDP 2010Rev1 (พ.ศ.2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1)	➢ แก้ไขปัญหาระยะสั้น (ปี 2554-2562) เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่สูงขึ้นกว่า ที่พยากรณ์ไว้ตามแผน PDP2010 และมีแนวโน้มสูงเพิ่มขึ้น
	➢ ปรับแผนให้สะท้อนปัญหาความล่าช้าของโรงไฟฟ้าเอกชน (IPP)
	➢ ปรับแผนย่อยโดนมีสมมติฐานดังนี้ - เร่งดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าพระนครเหนือชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. - ปรับแผนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (SPP Cogeneration) - ปรับแผนให้มีการเร่งโครงการโรงไฟฟ้าวังน้อยหน่วยที่ 4 (800 เมกะวัตต์) และโครงการโรงไฟฟ้าจะนะ หน่วยที่ 2 (800 เมกะวัตต์) ของ กฟผ. ให้แล้วเสร็จเร็วขึ้นกว่าเดิมอีก 3 เดือน
PDP 2010Rev2 (พ.ศ.2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2)	➢ ทบทวนมาตรการด้านความปลอดภัยภายหลังเกิดอุบัติเหตุในโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมา โดย - ปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบโรงไฟฟ้านิวเคียร์ออกไปอีก 3 ปี ทำให้มีโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์บรรจุในแผนรวมทั้งสิ้น 4 โรง แล้วเลื่อนกำหนดจ่ายไฟฟ้าจาก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเข้ามาทดแทนให้เร็วขึ้นจากปี 2565 เป็นปี 2563
	➢ ปรับแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นจากการเลื่อนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับความต้องการก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นให้เหมาะสม
PDP 2010Rev3 (พ.ศ.2553 – 2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)	➢ ปรับผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าให้สอดคล้องกับความต้องการไฟฟ้าที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นจากการบริหารราชการแผ่นดินฉบับใหม่ของรัฐบาล - ใช้ค่า GDP และ GRP ของ สศช. เมื่อวันที่ 29 พ.ย. 2554 ซึ่งได้ประมาณการความต้องการไฟฟ้าใหม่ตามแผนการกระตุ้นเศรษฐกิจตามนโยบายรัฐบาล และผลกระทบจากอุทกภัยที่เกิดขึ้น โดยในระยะสั้นปี 2555-2558 ใช้ผลการประเมินตาม สศช. และในระยะยาวปี 2559-2573 ใช้ตามแบบจำลองของสถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์ โดยรวมผลกระทบโครงการรถไฟฟ้า 12 สายของรัฐบาลในการประมาณการเศรษฐกิจแล้ว - ใช้แบบจำลอง End Use Model - พยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุดโดยใช้ Load Profile ของปี 2550 - คำนึงถึงรถยนต์ไฟฟ้าในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า
	➢ ปรับแผนให้สอดคล้องกับนโยบายทางด้านพลังงานของรัฐบาล โดย - ปรับแผนให้สอดคล้องตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและทางเลือก 25% ใน 10 ปี โดยเพิ่มส่วนทดแทนพลังงานไฟฟ้าจากเดิม 6% เป็น 10% ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด โดยปี 2555-2564 จะพิจารณาปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามกรอบแผน AEDP ส่วนปี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า	สรุปสาระสำคัญและกรอบการจัดทำแผน
	2565-2573 จะขยายปริมาณพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาสูงขึ้น - ปรับแผนให้สอดคล้องตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี โดยใช้กรณีค่าพยากรณ์ EE20% โดยตั้งเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงาน จำนวน 96,653 กิกกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี 2573
	➢ กำหนดให้มีการกระจายสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงการผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ การรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ และการกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้ไม่ต่ำกว่า 15%
	➢ กำหนดนโยบายให้คงสัดส่วนปริมาณ CO2 Emission ไม่เกิน 0.386 kgCO2/kWh เทียบเท่าผลจากแผน PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2

จากการศึกษาแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจากปี พ.ศ. 2535 ถึงปี พ.ศ. 2556 สามารถสรุปกรอบ แนวคิดของการจัดทำแผนหลักๆ ที่ผ่านมา ได้ดังนี้

1) การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 เป็นการพยากรณ์จากค่าสถิติความต้องการใช้ไฟฟ้าจากปีที่ผ่านมา แต่แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2542 ได้พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยยึดหลักการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งควรจะต้องทำทุก 3 เดือน และต้องคำนึงถึงผลเศรษฐกิจของประเทศที่จะส่งผลต่อการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

2) เนื่องจากค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องในทุกปี จึงมีโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระหว่างการก่อสร้างเป็นจำนวนมาก พร้อมทั้งต้องขยายมีการรับซื้อไฟฟ้าจากจากเอกชนทั้งผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ (IPP) และผู้ผลิตเอกชนรายเล็ก (SPP) และมีการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ เช่น จากประเทศลาว เพื่อให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างประเทศ

3) มีการใช้มาตรการอนุรักษ์พลังงาน (DSM) เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

4) มีการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับโครงการในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และนโยบายต่างๆ เช่น แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2538 มีการจัดทำแผนโดยเน้นให้โครงการในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 7 และ 8 มี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ความโดดเด่นยิ่งขึ้น และแผนพัฒนากำลังการผลิตในปี พ.ศ. 2547 ได้ใช้นโยบายกระทรวงพลังงาน เรื่อง Peak Cut

5) มีการเพิ่มความหลากหลายของการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แทนที่จะเป็นการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว เช่น มีการใช้พลังงานทดแทน การใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และการศึกษาเรื่องโรงไฟฟ้านิวเคลียร์

6) มีการแก้ไขแผนในระยะสั้นเพื่อแก้ปัญหาเฉพาะหน้า เช่น การแก้ไขปัญหากำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอ โดยการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจาก IPP ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2539 การชะลอโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่ โครงการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว และการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากเอกชนในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2541

7) มีการกำหนดความมั่นคงของระบบไฟฟ้าด้วยตัวชี้วัดโอกาสไฟฟ้าดับ (Loss of Load Probability: LOLP) ไม่เกิน 24 ชั่วโมง ต่อปี และมีการกำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม เช่น ในการแก้ไขแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2539 ได้กำหนดให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุดร้อยละ 25 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2545 แต่มีการแก้ไขเป็นร้อยละ 15 ในแผนฉบับถัดมา

8) ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาถ่านหินนำเข้า และราคาน้ำมันดีเซลใช้ตามประมาณการของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) เพื่อใช้ประเมินข้อเสนอของผู้ผลิตเอกชนรายใหญ่ ส่วนราคาถ่านลิกไนต์ใช้การประมาณการโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

9) แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2550 ฉบับปรับปรุง 1 กำหนดให้รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้า Tariff MOU แต่แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า ปี พ.ศ. 2550 ฉบับปรับปรุง 2 มีการยกเลิก Tariff MOU เนื่องจากราคาค่าก่อสร้างได้เพิ่มสูงขึ้นจนทำให้โครงการไม่สามารถดำเนินการต่อไปได้

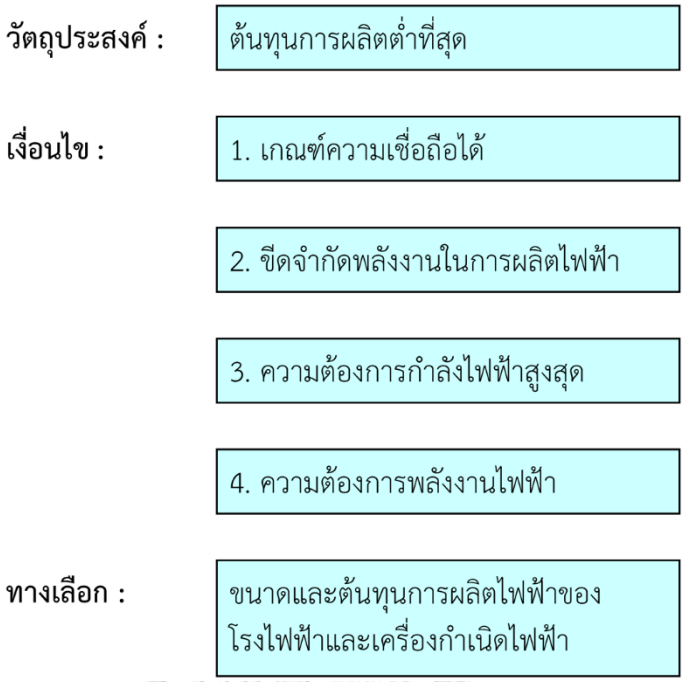
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

10) แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2553 เป็นแผนฯ ที่เน้นให้ความสำคัญกับสิ่งแวดล้อมโดยถูกกำหนดให้เป็นแผนฉบับ Green PDP ที่ให้ความสำคัญกับความมั่นคงระบบไฟฟ้า การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้า ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) กำหนดให้มีมาตรการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานตามแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี และกำหนดให้มีการพิจารณาปริมาณพลังงานหมุนเวียนให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี และมีการขยายระยะเวลาของแผนจากเดิม 15 ปี เป็นครอบคลุม 20 ปี

2.3 แนวคิดของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

เป้าหมายหลักที่สำคัญของการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าก็คือ การให้มีหน่วยผลิตหรือกำลังการผลิตไฟฟ้าที่พอเพียงและคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้แก่ความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยที่ “ความต้องการใช้ไฟฟ้า” ดังกล่าวมักจะหมายถึง ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak demand) และความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Energy demand)

ทั้งนี้ เนื่องจากเงื่อนไขที่ระบบไฟฟ้าต้องปฏิบัติได้คือ ต้องสามารถจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้โดยรวมได้ในทุกสภาวะ และในกรณีทั่วไปที่ระบบผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่มักประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนที่ใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินเป็นหลัก ซึ่งถือว่ามีปริมาณเชื้อเพลิงใช้ได้ตลอดเวลาโดยไม่มีข้อจำกัด (หากไม่มีเหตุขัดข้องของแหล่งเชื้อเพลิง) ด้วยเหตุนี้ ในระบบผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะดังกล่าว เช่น ระบบของประเทศไทยและประเทศส่วนใหญ่ในโลก ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดจึงได้รับการพิจารณาเป็นลำดับแรก ส่วนเงื่อนไขความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าจะมีสำคัญเป็นลำดับรองลงมา แต่อย่างไรก็ดี ความต้องการพลังงานไฟฟ้าก็เป็นเงื่อนไขหนึ่งที่สำคัญในการวางแผนด้วยเช่นเดียวกัน เนื่องจากระบบไฟฟ้าก็อาจประกอบด้วยโรงไฟฟ้าที่มีปริมาณเชื้อเพลิงหรือพลังงานที่จำกัดไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตลอดเวลา เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าชีวมวล และโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เป็นต้น อีกทั้งการพิจารณาปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าก็เป็นตัวกำหนดว่าโรงไฟฟ้าแต่ละโรงจะต้องใช้เชื้อเพลิงชนิดใด และปริมาณมากเท่าใดซึ่งเป็นผลลัพธ์สำคัญในการวางแผนการจัดหาเชื้อเพลิงในระยะยาวด้วย ด้วยเหตุดังกล่าว การวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าจึงต้องพิจารณาเงื่อนไขทั้งปริมาณความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดประกอบกับเงื่อนไขปริมาณพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์ที่กำหนด โดยมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุด เราอาจสรุปแนวคิดของเป้าหมายและเงื่อนไขในการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าดังแสดงในรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 แนวคิดการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้า

เนื่องจากการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้าเกี่ยวข้องกับปัญหาในระยะยาว กล่าวคือเป็นปัญหาที่ต้องคิดล่วงหน้าไปในอนาคตที่อาจมีระยะเวลามากกว่า 10 ปีล่วงหน้า ดังเช่นการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของไทย ด้วยเหตุนี้จึงต้องมีการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งอาจมีความไม่แน่นอนของผลการพยากรณ์อยู่มาก จึงต้องอาศัยหลักเกณฑ์หรือแนวทางที่ช่วยลดความซับซ้อนและสามารถแก้ปัญหาได้อย่างเป็นระบบ ด้วยเหตุนี้จึงมีการพัฒนาแนวทางในการวางแผนระบบไฟฟ้าที่รู้จักและใช้กันทั่วไป อยู่ 2 แนวทาง ประกอบด้วย 1) การวางแผนเชิงตัดสินใจ และ 2) การวางแผนเชิงความน่าจะเป็น รายละเอียดของแนวทางการวางแผนทั้งสองประเภท มีดังนี้

2.3.1 การวางแผนเชิงตัดสินใจ (Deterministic Planning)

การวางแผนเชิงนี้อาศัยสมมติฐานว่า ผู้วางแผนทราบข้อมูลระบบไฟฟ้าล่วงหน้าได้อย่างชัดเจน เช่น ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด และความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดในอนาคต ด้วยเหตุนี้การคำนวณและประเมินผลตามหลักเกณฑ์ดังกล่าวจึงทำได้โดยง่ายและสะดวกต่อการทำความเข้าใจ แต่จุดด้อยของแนวทางดังกล่าวคือ การละเลยสมรรถนะการทำงานของโรงไฟฟ้า ความไม่แน่นอนจากผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต และความไม่แน่นอนในการจ่ายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง ดังนั้น ในการวางแผนจึงต้องมี

ส่วนเผื่อเพื่อรองรับความไม่แน่นอนจากปัจจัยต่างๆ ดังกล่าว ซึ่งโดยทั่วไปจะกำหนดส่วนเผื่อเป็นเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin; RM) โดยกำหนดเป็นร้อยละเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

ในการกำหนดเกณฑ์กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองสำหรับการวางพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้านี้มักกำหนดเป็นร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดประจำปี (Annual peak load) โดยค่าดังกล่าวแสดงถึงปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมที่ต้องมีค่าสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เพื่อรองรับกรณีเกิดเหตุขัดข้องขึ้นกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบและความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า เกณฑ์กำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองนี้เป็นค่าที่ใช้กันมาเป็นระยะเวลานานและยังใช้กันอยู่ในปัจจุบัน เนื่องจากง่ายต่อการทำความเข้าใจ ในบางกรณีเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอาจมีการปรับขึ้นจากการตัดสินใจตามประสบการณ์ของผู้วางแผน หรือกรณีฉุกเฉินต่างๆ และในบางกรณีอาจเป็นผลจากการเปรียบเทียบจากหลักเกณฑ์ความเชื่อถือได้

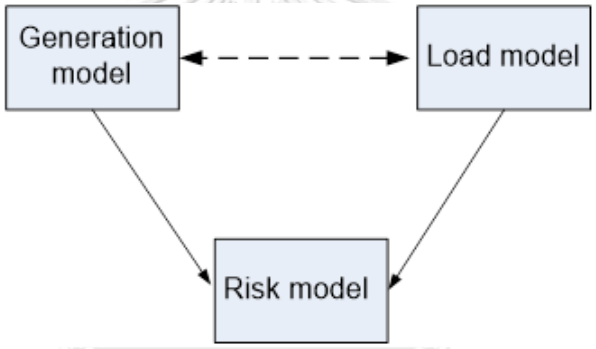
2.3.2 การวางแผนเชิงความน่าจะเป็น (Probabilistic Planning)

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็นนี้คำนึงถึงความเปลี่ยนแปลงที่อาจเกิดขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก โดยแนวทางดังกล่าวจะทำการจำลองความไม่แน่นอนในการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยอาศัยการรวบรวมสถิติที่ผ่านมาในอดีตเพื่อวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคต วิธีการวางแผนตามแนวทางดังกล่าวได้รับการยอมรับและนำมาใช้กันแพร่หลายหลังจากปี ค.ศ.1980 (พ.ศ. 2523) โดยดัชนีความเชื่อถือที่ประเทศไทยนำมาใช้ได้แก่ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss Of Load Expectation; LOLE) และคาดการณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ได้รับการจ่าย (Expected Energy Not Supplied; EENS)

LOLE แสดงถึงจำนวนวันในรอบ 1 ปีที่คาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าสูงกว่าความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่มีเหลืออยู่ในระบบผลิตไฟฟ้า ค่าดังกล่าวสามารถคำนวณได้จากการคำนวณค่าความน่าจะเป็นที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละเวลาจะมีค่าสูงเกินกว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายในระบบเมื่อพิจารณาถึงความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบแล้ว จากนั้น จึงทำการหาผลรวมของค่าความน่าจะเป็นประจำแต่ละเวลาดังกล่าวเป็นผลรวมประจำปี โดยปกติแต่ละการไฟฟ้าหรือหน่วยงานกำกับฯ จะต้องกำหนดเกณฑ์ของค่า LOLE ที่ใช้ประกอบการวางแผน เช่น ไม่เกิน 1 วัน/ปี หรือไม่เกิน 1 วัน/10 ปี เป็นต้น

นอกจาก LOLE แล้ว ดัชนีอีกชนิดที่นำมาใช้มากขึ้นในปัจจุบันคือ EENS ซึ่งใช้วัดปริมาณความต้องการพลังงานที่คาดว่าจะมีค่าเกินกว่าความพร้อมที่ระบบผลิตสามารถจ่ายพลังงานให้ได้ EENS จะมีการประเมินในหน่วยของ MWh/ปี

สำหรับแนวคิดของการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ (ความเสี่ยง) ของระบบผลิตไฟฟ้านั้น ได้นำเสนอไว้เป็นหลักการดังแสดงในรูปที่ 2.2 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าผู้วางแผนต้องเริ่มต้นจากการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าหลักก่อน จากนั้น จึงจะนำไปสู่แบบจำลองความเชื่อถือได้เพื่อทำการคำนวณเป็นค่าดัชนี LOLE หรือดัชนีอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ ในการสร้างแบบจำลองทั้งสองชนิดจะต้องอาศัยสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/ระบบผลิตไฟฟ้าประจำแต่ละการไฟฟ้าฯ และสถิติหรือรูปแบบความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในอดีตมาประกอบการพัฒนาแบบจำลอง



รูปที่ 2.2 แบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมาในอดีต จะเน้นเพียงเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าเป้าหมายที่กำหนด (เช่น ร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่พยากรณ์ว่าจะเกิดขึ้นแต่ละปีในอนาคต เป็นต้น) ซึ่งเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองขั้นต่ำร้อยละ 15 ก็ได้นำมาใช้เป็นระยะเวลานานมากกว่า 10 ปีแล้ว อย่างไรก็ตาม การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่แตกต่างกันจะทำให้ผลการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าแตกต่างกันด้วย ดังนั้น การกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมจึงเป็นเกณฑ์ที่มีความสำคัญในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ จากการสืบค้นข้อมูลในต่างประเทศ จะพบว่า การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นดัชนีตัดสินใจลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าเป็นหลักการสากลที่การไฟฟ้าฯ หรือหน่วยงานกำกับดูแลในต่างประเทศดำเนินการอยู่ ซึ่งมีข้อดีคือ สามารถสื่อสารให้สังคมเข้าใจง่าย อย่างไรก็ดี จากที่กล่าวมาแล้วข้างต้น จุดด้อยของแนวทางดังกล่าวคือ การละเลยสมรรถนะการทำงานของโรงไฟฟ้า ความไม่แน่นอนจากผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต และความไม่แน่นอนในการจ่ายไฟฟ้า

ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง จากข้อด้อยดังกล่าวนั้น การกำหนดเกณฑ์การวางแผนด้วยวิธีการเชิงความน่าจะเป็นจึงได้รับการยอมรับว่ามีความเหมาะสมในเชิงเทคนิคมากกว่า โดยหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็น จะคำนึงถึงสมรรถนะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความเปลี่ยนแปลงที่อาจเกิดขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และลักษณะของต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ด้วย ภายใต้แนวทางดังกล่าวผู้วางแผนจะต้องการจำลองความไม่แน่นอนในการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยอาศัยการรวบรวมสถิติที่ผ่านมาในอดีตแล้วใช้ประเมินผลสู่อนาคต หลักเกณฑ์ดังกล่าวจึงช่วยขจัดจุดอ่อนของการกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตามแนวทางแรกที่กล่าวถึงข้างต้นได้ดี อย่างไรก็ดีการวางแผนตามแนวทางดังกล่าวมีข้อด้อยคือ การสื่อสารให้แก่สังคมเข้าใจนั้นทำได้ยากกว่าแนวทางแรกเนื่องจากวัดระดับความเชื่อถือได้ผ่านค่าดัชนีที่มีความซับซ้อนกว่า เช่น วัดจากโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ เป็นต้น

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา เคยมีการใช้หลักเกณฑ์ทั้งสองรูปแบบ คือ กำหนดทั้งเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin; RM) ซึ่งปัจจุบันกำหนดให้กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะต้องมีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 พร้อมทั้งในแผนบางฉบับก็มีการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss Of Load Expectation; LOLE) ควบคู่กันกับเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอย่างชัดเจน เช่น ในแผน PDP2004 เป็นต้น โดยกำหนดให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับจะต้องมีค่าไม่เกิน 1 วันต่อปี (หรือ 24 ชั่วโมงต่อปี)

2.3.3 การคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve margin)

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองหมายถึง ส่วนต่างของกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) ของระบบผลิตกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ คิดเป็นร้อยละเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ซึ่งกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนนี้จะสำรองไว้สำหรับทดแทนโรงไฟฟ้าที่เกิดเหตุขัดข้องหรือต้องหยุดซ่อมบำรุงอย่างไม่คาดคิด รวมทั้งรองรับเหตุการณ์ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตสูงกว่าค่าที่พยากรณ์ไว้ ทั้งนี้ เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่อาจเปลี่ยนแปลงได้รวมถึงสามารถรับมือกับเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดหมาย ระบบไฟฟ้าจึงจำเป็นจะต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่สูงเพียงพอ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (2.1)

$$\text{กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง} = \frac{\text{กำลังผลิตพึ่งได้} - \text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด}}{\text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด}} \times 100 \qquad (2.1)$$

โดยที่ กำลังผลิตพึ่งได้ เป็นค่าที่แสดงถึงความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงๆของโรงไฟฟ้า ณ เวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เนื่องจากในทางปฏิบัติแล้วโรงไฟฟ้าบางชนิดโดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานธรรมชาติ จะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เท่ากับพิกัดกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ได้ตลอดเวลาเนื่องจากความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงาน นอกจากนี้แล้ว โรงไฟฟ้าบางโรงที่มีการใช้งานมาอย่างยาวนานอาจไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เต็มตามพิกัดกำลังผลิตติดตั้งที่ระบุไว้อีกต่อไป ในการพิจารณาจึงจำเป็นต้องกำหนดค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ (Dependable Factor) ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงขึ้นมา แล้วนำไปคูณกับกำลังผลิตติดตั้งเพื่อให้ได้ค่ากำลังผลิตพึ่งได้ และนำไปใช้ในการคำนวณหาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่อไป

ทั้งนี้ จะเห็นว่าดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองนี้ไม่ได้คำนึงถึงข้อมูลสถิติหรือคุณลักษณะการทำงานจริงของโรงไฟฟ้าและไม่ได้คำนึงถึงรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละเวลาเลย เนื่องจากจะพิจารณาเฉพาะเพียงกำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงและความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ ช่วงที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น ดังนั้น หากระบบผลิตไฟฟ้า 2 ระบบมีกำลังผลิตติดตั้งและมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากัน แม้ว่าระบบไฟฟ้าทั้งสองจะมีลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าและรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าแตกต่างกันมากก็ตาม ก็จะถูกประเมินให้มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเท่ากันด้วย

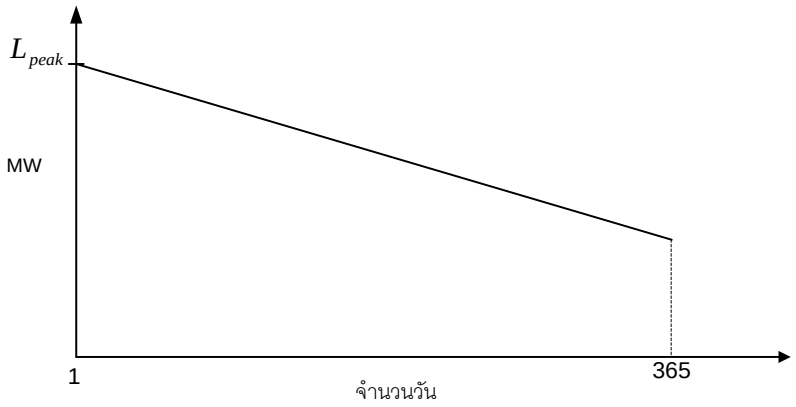
2.3.4 การคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation)

โอกาสเกิดไฟฟ้าดับหรือ LOLE เป็นดัชนีที่แสดงถึงจำนวนวันที่คาดหมายว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่ทำให้ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าในระบบต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มี นั่นคือ จำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในรอบ 1 ปี นั่นเอง โดยในการคำนวณค่า LOLE นั้น จะอาศัยตารางความน่าจะเป็นของโรงไฟฟ้าที่เกิดเหตุขัดข้อง (Capacity Outage Probability Table; COPT) [8] แทนแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และอาศัยเส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve) ที่หักลบผลของโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่ไม่ได้อยู่ใน COPT แล้วแทนแบบจำลองของความต้องการใช้ไฟฟ้า

หากกำหนดให้ COPT ประกอบไปด้วยสถานะของการสูญเสียกำลังผลิตจำนวน n สถานะ โดยแต่ละสถานะมีค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นเป็น p_k ดังที่แสดงในตารางที่ 2.2 และกำหนดให้เส้นโค้งช่วงเวลาโหลดของปีที่พิจารณาเป็นดังรูปที่ 2.3 โดย L_{peak} คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา

ตารางที่ 2.2 ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE

Capacity Outage (MW)	Capacity Available (MW)	State Probability
O_1 (มีค่าน้อยที่สุด)	IC - O_1	p_1
O_2	IC - O_2	p_2
⋮	⋮	⋮
O_{RM}	IC - O_{RM} > L_{peak}	p_{RM}
⋮	⋮	⋮
O_k	IC - O_k	p_k
⋮	⋮	⋮
O_n (มีค่ามากที่สุด)	IC - O_n	p_n

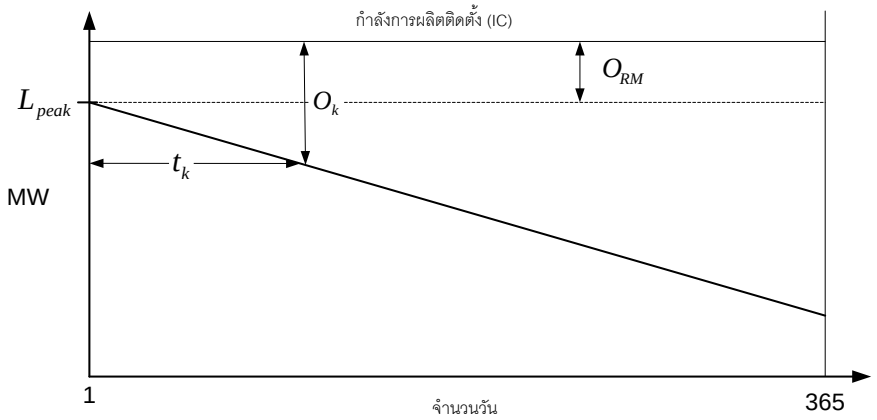


CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 2.3 เส้นโค้งช่วงเวลาโหลด (Load Duration Curve)

เมื่อนำข้อมูลในตารางที่ 2.2 และรูปที่ 2.3 มาพิจารณาร่วมกัน โดยกำหนดให้ O_{RM} คือส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) และ L_{peak} แล้ว จะได้ว่า หากเครื่องโรงไฟฟ้าบางส่วนเกิดการขัดข้องและส่งผลทำให้สูญเสียกำลังผลิตด้วยขนาดที่ต่ำกว่า O_{RM} แล้ว กำลังผลิตที่เหลืออยู่ในระบบผลิตจะยังคงมีค่าสูงกว่าค่า L_{peak} นั่นคือ ระบบไฟฟ้ายังมีกำลังผลิตเพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้ในทุกสภาวะ และจะไม่เกิดปัญหาไฟฟ้าดับ แต่หากเกิดเหตุขัดข้องกับโรงไฟฟ้าและทำให้เกิดการสูญเสียกำลังผลิต O_k ซึ่งมากกว่า O_{RM} แล้ว จะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่

เหลืออยู่ในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าและจะส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับในบางส่วนของระบบเป็นเวลานาน t_k วัน ดังที่แสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 หลักการประเมินค่า LOLE

จากหลักการดังกล่าวเราสามารถคำนวณค่า LOLE ได้ดังสมการที่ (2.2)

$$LOLE = \sum_{k=1}^{n} p_k t_k \tag{2.2}$$

โดย p_k คือ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดการสูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k

t_k คือ ระยะเวลาที่กำลังการผลิตไม่เพียงพอจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ สถานะที่มีการสูญเสียกำลังผลิตขนาด O_k (หาก $O_k \leq O_{RM}$ จะได้ว่า $t_k = 0$)

n คือ จำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้า (COPT)

2.4 หลักการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

ตามพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน 2550 ได้กำหนดให้การจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของไทย อยู่ภายใต้การพิจารณาของรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานดังที่กล่าวไว้ในมาตรา 9 (3) ว่า “พิจารณาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า แผนการลงทุนในกิจการไฟฟ้า แผนการ

จัดหาก๊าซธรรมชาติ และแผนการขยายระบบโครงข่ายพลังงานซึ่งคณะกรรมการได้ให้ความเห็นตามมาตรา 11 (5) เพื่อนำเสนอคณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบ” โดยในมาตรา 11 (5) ได้ระบุหน้าที่ของ กกพ. ไว้ชัดเจนว่า “เสนอความเห็นต่อแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า แผนการลงทุนในกิจการไฟฟ้า แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ และแผนการขยายระบบโครงข่ายพลังงานเพื่อนำเสนอรัฐมนตรีตามมาตรา 9 (3)”

สำหรับการจัดทำแผนฯ ในทางปฏิบัตินั้น ทางกระทรวงฯ จะแต่งตั้งคณะกรรมการการจัดทำแผนฯ ขึ้นมาคณะหนึ่งโดยมักแต่งตั้งให้ปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธานคณะกรรมการฯ ทั้งนี้องค์ประกอบของคณะกรรมการโดยทั่วไปจะประกอบด้วยผู้แทนจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทั้งภาครัฐ รัฐวิสาหกิจ และเอกชน ตลอดจนนักวิชาการ และผู้ประกอบการร่วมอยู่ในคณะกรรมการ โดยกำหนดให้คณะกรรมการมีหน้าที่จัดทำร่างแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อให้เป็นไปตามวัตถุประสงค์ที่กำหนด

ในการจัดทำแผน PDP ในทางปฏิบัติที่ผ่านมานั้น กฟผ. ในฐานะหน่วยงานที่มีความพร้อมทั้งด้านบุคลากร ฐานข้อมูล และแบบจำลอง ตลอดจนประสบการณ์อันยาวนั้น มักได้รับมอบหมายให้ไปดำเนินการจัดทำร่างแผน PDP เพื่อนำมาเสนอขอความคิดเห็นจากคณะอนุกรรมการ จากนั้นจึงนำไปรับฟังความคิดเห็นภาคประชาชน แล้วจึงนำข้อเสนอแนะกลับไปจัดทำร่างแผน PDP ที่พร้อมจะนำเสนอคณะกรรมการพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ต่อไป สำหรับขั้นตอนการจัดทำ PDP ที่ผ่านมานั้นพอสรุปได้ดังแสดงในรูปที่ 2.5 โดยจะพบว่า ในการจัดทำแผน PDP นั้นจะเริ่มจากการกำหนดระยะเวลาว่าจะเป็นการวางแผนสำหรับระยะเวลากี่ปีในอนาคต โดยปกติจะครอบคลุมระยะเวลาประมาณ 15 – 20 ปี ในอดีตนั้นการวางแผน PDP จะครอบคลุมระยะเวลาเพียง 15 ปี อย่างไรก็ตามตั้งแต่ PDP2010 จนถึง PDP 2015 ซึ่งเป็นแผนล่าสุดนั้นครอบคลุมระยะเวลาในอนาคตที่ยาวนานขึ้นเป็น 20 ปี (พ.ศ. 2558 – 2579) ซึ่งสอดคล้องกับสัญญาที่จัดทำกับผู้ผลิตภาคเอกชน (IPP) อย่างไรก็ดีข้อพึงสังเกตที่สำคัญประการหนึ่งคือ หากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าผิดพลาดหรือสูงเกินจริงมาก กำลังการผลิตในอนาคตก็จะสูงเกินควรมากด้วยเช่นกัน การทำสัญญาเพื่อจัดหาไฟฟ้าจาก IPP ล่วงหน้า ย่อมจะก่อเกิดภาระในอนาคตสูงขึ้น และอาจจำเป็นต้องเลื่อนกำหนดการการก่อสร้างของโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ออกไปเป็นระยะเวลานาน หรือก่อให้เกิดภาระแก่โรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมไม่ว่าจะเป็นของ กฟผ. หรือโรงไฟฟ้า IPP ทำให้ไม่สามารถเดินเครื่องได้เต็มพิกัด อันจะส่งผลให้ประสิทธิภาพการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในภาพรวมลดต่ำลงเกิด เป็นภาระค่าใช้จ่ายที่ไม่จำเป็นแก่ภาคประชาชนต่อไป

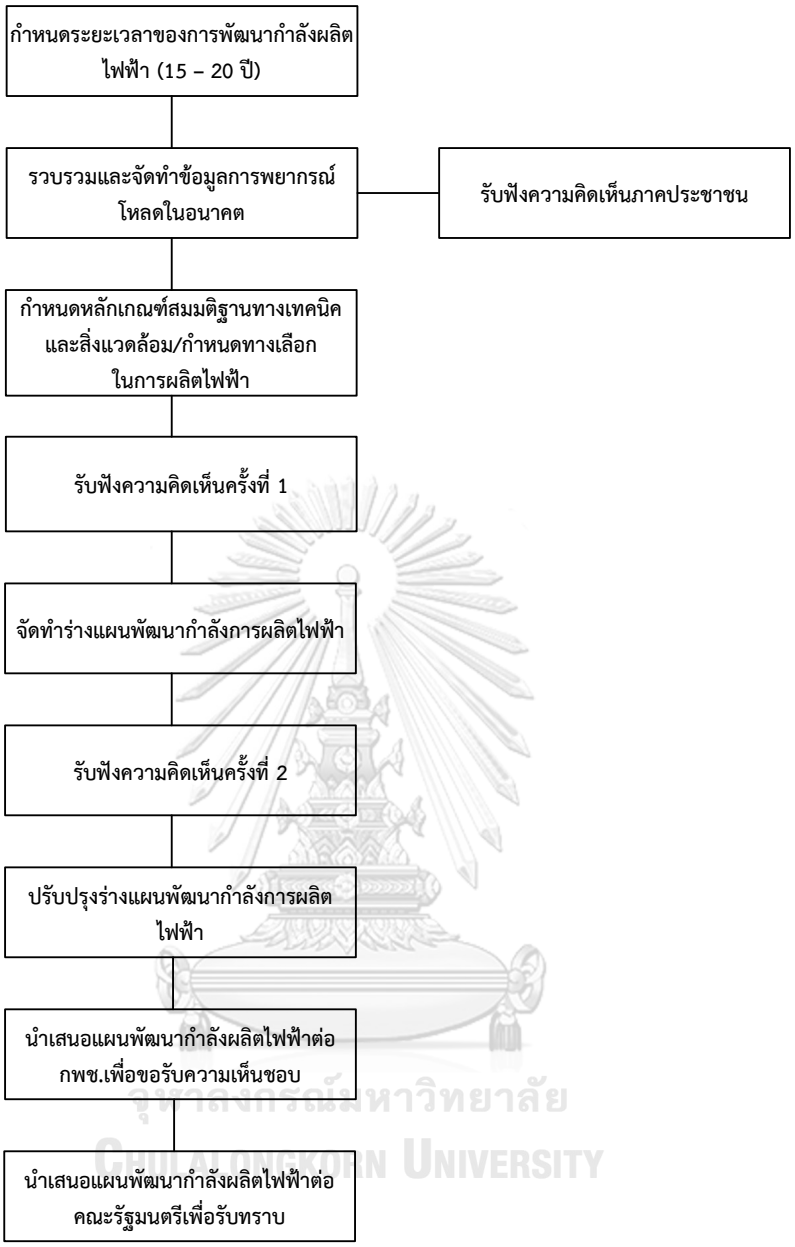
ในขั้นตอนต่อมา เมื่อกำหนดระยะเวลาของการทำแผน PDP เรียบร้อยแล้ว จะต้องทำการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตให้สอดคล้องกับระยะเวลาที่กำหนด สำหรับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้านี้ ตามปกติกระทรวงฯ จะแต่งตั้งคณะอนุกรรมการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าขึ้นมาหนึ่งคณะโดยมีตัวแทนจากการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องร่วมอยู่ด้วย

แบบจำลองการพยากรณ์ที่ผ่านมามักอาศัยค่าผลิตภัณฑ์มวลรวม (Gross Domestic Product: GDP) ที่พยากรณ์เป็นระยะเวลาล่วงหน้าตามกรอบระยะเวลาของ PDP เป็นปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญ การพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาวของไทยที่ผ่านมาจึงต้องทำการพยากรณ์ค่า GDP ก่อน ทั้งนี้เมื่อพิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นเป็นระยะ ๆ ซึ่งไม่สามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้นั้นผลปรากฏว่าการพยากรณ์ค่า GDP จึงคลาดเคลื่อนสูงตามไปด้วย จากเหตุผลดังกล่าวเมื่อผลการพยากรณ์ GDP ในระยะยาวคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงมาก ผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจึงมีแนวโน้มจะคลาดเคลื่อนสูงตามไปด้วย กระทรวงพลังงานจึงได้จัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นจากประชาชนเกี่ยวกับผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อนการนำไปใช้ประกอบการวางแผน PDP

หลังจากการจัดทำผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเสร็จสิ้น ในระหว่างที่รอ หรือหลังจาก รับฟังความคิดเห็นต่อผลการพยากรณ์ฯ นั้น ทางคณะอนุกรรมการฯ ก็อาจดำเนินการประชุมหารือ เพื่อทบทวนสมมติฐานแผน PDP ของไทยในครั้งนั้น ๆ เช่น ปรับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองร้อยละ 15 ของกำลังการผลิตทั้งหมด การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่หลากหลาย การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โครงการ DSM เป็นต้น หลังจากนั้นจะจัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นจากภาคประชาชนเพื่อทบทวน สมมติฐานต่าง ๆ แล้วจึงทำการชี้แจงและนำความคิดเห็นไปประกอบจัดทำร่างแผน PDP ขั้นต้น

หลังจากเสร็จสิ้นการจัดทำ PDP ขั้นต้น ก็จัดรับฟังความคิดเห็นจากประชาชนต่อแผน PDP ขั้นต้น อีกครั้ง ซึ่งผลจากการรับฟังความเห็นจะนำมาใช้ประกอบในการปรับปรุงร่างแผน PDP แล้วจึงนำเสนอต่อคณะอนุกรรมการเพื่อนำเสนอต่อ กพช. เพื่อให้ความเห็นชอบ และคณะรัฐมนตรีให้ทราบต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

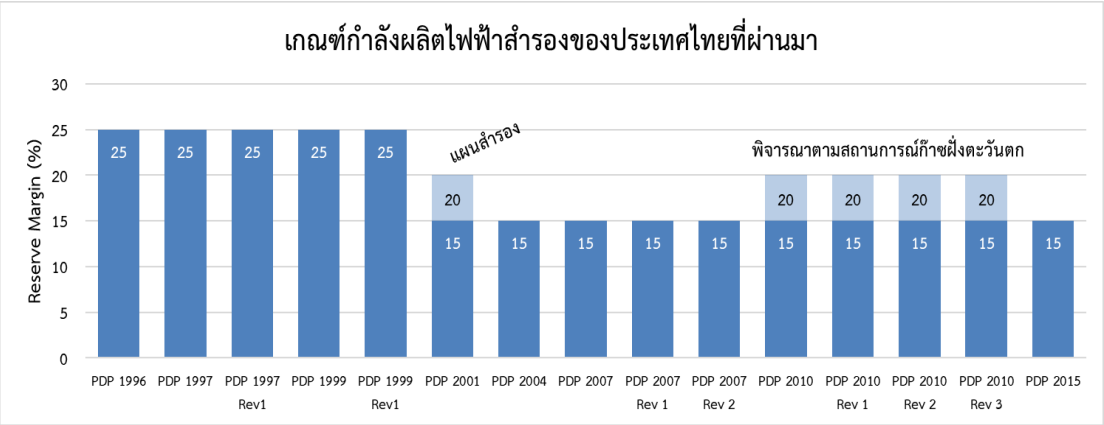


รูปที่ 2.5 ขั้นตอนการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน

2.4.1 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่ผ่านมา

จากการทบทวนแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 - 2558 จะสามารถสรุปการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป้าหมายของประเทศไทยได้ ดังรูปที่ 2.6

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 2.6 สรุปเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่ผ่านมา

จากข้อมูลดังกล่าว จะพบว่าตั้งแต่อดีตถึงปัจจุบันนั้น ประเทศไทยมีการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าไว้ที่ประมาณร้อยละ 15 – 25 โดยภายใต้แผน PDP 1996 แผน PDP 1997 และแผน PDP 1999 ได้กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้ที่ไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด จากนั้น ตั้งแต่แผน PDP 2001 เป็นต้นมา ได้มีการปรับลดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองลงเหลือไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงแต่สามารถปรับขึ้นเป็นไม่ต่ำกว่าร้อยละ 20 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงได้บางช่วงตามแต่ละสถานการณ์ เช่น สถานการณ์ความเสี่ยงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก เป็นต้น ทั้งนี้ แผน PDP 2015 ที่ใช้งานในปัจจุบัน ได้กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้เป็น ไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยในช่วงที่ผ่านมา ได้แก่ ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า และความกังวลต่อความมั่นคงในการจัดหาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะขึ้นอยู่กับสภาพเศรษฐกิจในแต่ละช่วงเวลา ตัวอย่างเช่น แผน PDP 1996 กำหนดสมมติฐานให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 25 (ตั้งแต่ปี 2545 เป็นต้นไป) อันเนื่องมาจากมีการปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการการใช้ไฟฟ้าให้ค่าเพิ่มขึ้นจากเดิมเป็นอย่างมาก อย่างไรก็ตามในแผน PDP 1997 rev2 ได้มีการปรับปรุงการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าให้มีค่าลดลงอันเป็นผลกระทบมาจากปัญหาเศรษฐกิจ และได้มีการปรับลดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในแผน PDP ฉบับถัดมา สำหรับปัจจัยความมั่นคงทางด้านเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าซึ่งโดยส่วนใหญ่เกิดจากความกังวลอันเนื่องมาจากความเสี่ยงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ก็ส่งผลต่อการกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเช่นกัน ตัวอย่างเช่น แผน PDP 2010 Rev 3 ได้กำหนดให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาสถานการณ์ความเสี่ยงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกร่วมด้วย ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมของประเทศจะถูกปรับเพิ่มขึ้นเป็นไม่ต่ำกว่าร้อยละ 20 ได้

2.4.2 เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ผ่านมา

จากการทบทวนแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 - 2558 จะสามารถสรุปการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ใช้ในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงที่ผ่านมาได้ดังรูปที่ 2.7

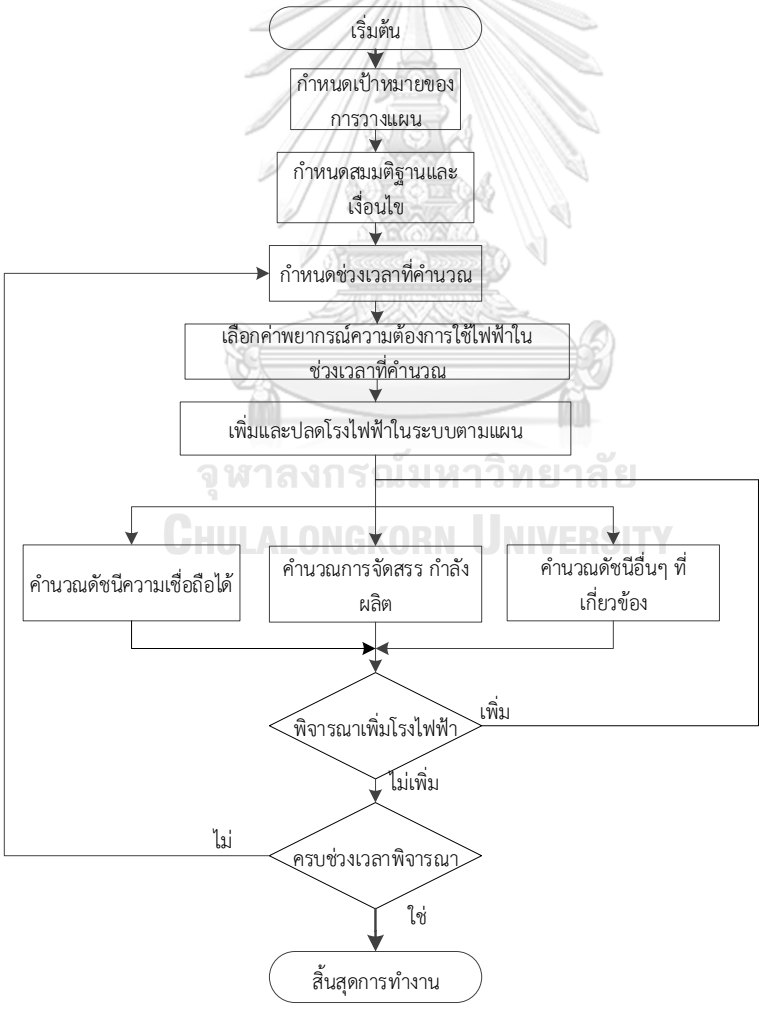
รูปที่ 2.7 สรุปเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศไทยที่ผ่านมา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากข้อมูลดังกล่าวจะพบว่า ตั้งแต่อดีตถึงปัจจุบันนั้น ประเทศไทยเคยมีการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไว้ในการจัดทำแผน PDP เพียง 3 ฉบับ เท่านั้น อันได้แก่ แผน PDP 2001 แผน PDP 2004 และแผน PDP 2007 โดยได้กำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไว้ที่ไม่เกิน 1 วันต่อปี ทั้งนี้ ในปัจจุบัน แผน PDP 2015 ระบุเกณฑ์การวางแผนไว้โดยกำหนดเพียงเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดโดยไม่ได้กล่าวถึงเป้าหมายเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับแต่อย่างใด

2.5 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นได้ในอนาคตตลอดช่วงเวลาที่วางแผนได้ อีกทั้งต้องพิจารณาปัจจัยแวดล้อมต่างๆ เช่น ความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ต้นทุนค่าไฟฟ้า และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมควบคู่กันไปด้วย นั่นคือ ระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องมีความมั่นคง มีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม ลดการพึ่งพาแหล่งเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งมากจนเกินไป และก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในระดับที่ยอมรับได้ ทั้งนี้ กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังนี้ [9]



รูปที่ 2.8 กระบวนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

2.5.1 การกำหนดเป้าหมายในการวางแผน

กระบวนการวางพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านั้น จะเริ่มจากการกำหนดเป้าหมายในการวางแผน โดยจะต้องกำหนดว่าระบบไฟฟ้าในอนาคตนั้นจะต้องมีคุณลักษณะเป็นอย่างไร ซึ่งโดยทั่วไปนั้น เป้าหมายในการวางแผนก็คือ ต้องการให้ได้ระบบไฟฟ้าที่สามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ ระบบไฟฟ้าแต่ละพื้นที่มีความมั่นคง ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ และจะต้องมีค่าใช้จ่ายในการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าและค่าใช้จ่ายในการผลิตพลังงานไฟฟ้า**ต่ำที่สุด**อีกด้วย

2.5.2 การกำหนดสมมติฐานและเงื่อนไขในการวางแผน

ในขั้นต่อมา จะเป็นการกำหนดสมมติฐานหรือเงื่อนที่ใช้ในการจัดหาไฟฟ้าในอนาคต โดยสมมติฐานที่กำหนดขึ้นนี้อาจเป็นแนวทางที่ใช้ในการจัดทำแผน หรือเป็นหลักการที่กำหนดขึ้นเพื่อใช้ในการพยากรณ์หรือคำนวณหาดัชนีต่างๆ สำหรับระบบไฟฟ้าในอนาคต หรือกำหนดขึ้นเพื่อไม่ให้กระบวนการจัดทำแผนซับซ้อนจนเกินไป ส่วนเงื่อนไขในการวางแผนนั้นจะขึ้นอยู่กับข้อจำกัดของระบบที่พิจารณา เช่น สัดส่วนทรัพยากรธรรมชาติที่มีอยู่ ข้อจำกัดของโครงสร้างพื้นฐานต่างๆ ซึ่งจะแตกต่างกันไปในแต่ละระบบไฟฟ้า เช่น ประเทศไทยมีแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและมีโครงสร้างพื้นฐานของโครงข่ายท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ทำให้ใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนที่สูงมากได้ นอกจากนี้ ในปัจจุบันประเทศไทยไม่มีพื้นที่ที่มีภูมิประเทศที่เหมาะสมกับการก่อสร้างเขื่อนขนาดใหญ่ ทำให้การเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำภายในประเทศเป็นไปได้ยาก หรือภาครัฐมีการกำหนดนโยบายให้สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านได้ไม่เกิน 15% ของความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพื่อประโยชน์ด้านความมั่นคงเป็นต้น เป็นต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.5.3 การจัดเตรียมข้อมูล

เมื่อกำหนดสมมติฐาน และเงื่อนไขต่างๆ ที่ใช้ในการวางแผนแล้ว ขั้นต่อมาจะเป็นกระบวนการจัดเตรียมข้อมูล โดยจะต้องทำการรวบรวมข้อมูลระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน ได้แก่ข้อมูลของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบทั้งหมด จากนั้น กำหนดช่วงเวลาที่แผนจะครอบคลุมถึง เช่น 15 หรือ 20 ปีข้างหน้า แล้วจึงพยากรณ์ข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็นต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตลอดช่วงเวลาที่แผนครอบคลุมถึง เช่น การเติบโตของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้า และแนวโน้มราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในอนาคต รวมถึงกำหนดข้อมูลของโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างเพิ่มเติมในอนาคตด้วย ข้อมูลที่จะต้องจัดเตรียม สามารถสรุปเป็นตารางได้ดังตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 สรุปข้อมูลที่ต้องการในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

	ข้อมูล	ประเภท	รายละเอียด
1)	ข้อมูลเฉพาะโรงไฟฟ้า	ข้อมูลทางสถิติ	ข้อมูลเฉพาะต่างๆ ของโรงไฟฟ้า
2)	รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าฐาน	ข้อมูลทางสถิติ	ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี ของปีฐาน
3)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต	ข้อมูลคาดการณ์	ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าในอนาคต
4)	ราคาเชื้อเพลิงในอนาคต	ข้อมูลคาดการณ์	ค่าพยากรณ์ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า
5)	โรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างในอนาคต	กำหนดขึ้น	ข้อมูลเฉพาะต่างๆ ของตัวอย่างโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างเพิ่มเติมในอนาคต

2.5.4 คำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ และดัชนีอื่นๆ

สำหรับกระบวนการในขั้นต่อมา ก็คือ การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและการคำนวณดัชนีอื่นๆ ที่ต้องการทราบค่าเพื่อใช้ในการวางแผน โดยจะใช้ข้อมูลระบบไฟฟ้า ณ เวลาที่กำลังทำการพิจารณาแล้วทำการประเมินว่าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่ได้จากการพยากรณ์ในช่วงเวลาต่อไป (อาจเป็น 1 เดือน หรือ 1 ปี) ได้หรือไม่ โดยจะมีการเพิ่มหรือปลดโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดตามแผนก่อน จากนั้น จึงใช้สมมติฐานและข้อมูลที่ได้จากขั้นตอนก่อนหน้านี้สร้างแบบจำลองของระบบไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณาขึ้น นอกจากนี้ ยังต้องสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าจากข้อมูลรูปแบบการใช้ไฟฟ้าฐาน (Load Pattern) และค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณาด้วย

เมื่อได้แบบจำลองของระบบไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณาทั้งในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าแล้ว จะพิจารณาแบบจำลองทั้ง 2 ชนิดร่วมกันเพื่อประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า โดยวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า สามารถกำหนดเกณฑ์ได้ 2 แนวทาง คือ กำหนดตามเกณฑ์การตัดสินใจของผู้วางแผน (Deterministic) และกำหนดตามหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็น (Probabilistic) ซึ่งจะกล่าวถึงโดยละเอียดในหัวข้อถัดไป

นอกจากดัชนีความเชื่อถือได้แล้ว ดัชนีอื่นๆ ของระบบไฟฟ้าจะถูกคำนวณออกมาเพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าในกรณีที่จำเป็นต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า หรือเพื่อใช้เปรียบเทียบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนการจัดหาไฟฟ้าตามเป้าหมายและเงื่อนไขที่กำหนดขึ้นนี้กับแผนอื่นๆ ที่จัดทำขึ้นโดยกำหนดเป้าหมายหรือเงื่อนไขการวางแผนให้แตกต่างกัน ดัชนีต่างๆ ที่จะต้องถูกคำนวณออกมา ได้แก่

1) ดัชนีด้านเศรษฐศาสตร์ เช่น ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย
2) ดัชนีด้านความเชื่อถือได้ เช่น โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (*L*oss *O*f *L*oad *E*xpectation; LOLE) หรือปริมาณกำลังผลิตสำรอง (*R*eserved *M*argin; RM)
3) ดัชนีด้านสิ่งแวดล้อม เช่น ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย
4) ดัชนีด้านนโยบาย เช่น สัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า หรือสัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน
5) ดัชนีอื่นๆ เช่น การไหลของกำลังไฟฟ้าในเครือข่าย (Network Flow)

2.5.5 การพิจารณาเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า

ขั้นตอนที่สำคัญที่สุดในกระบวนการวางแผน ก็คือ การพิจารณาว่าระบบไฟฟ้าที่มีอยู่จำเป็นต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตหรือไม่ ซึ่งความจำเป็นของการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้านั้น อาจมีสาเหตุมาจาก (ก) ระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนด หรือ (ข) ระบบไฟฟ้ามีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงไม่เป็นไปตามเกณฑ์นโยบาย หรือ (ค) โรงไฟฟ้าทั้งระบบมีการปลดปล่อย CO2 สูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนด เป็นต้น เมื่อทราบว่าจะต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเข้ามาในระบบแล้ว ในขั้นต่อมาจะต้องพิจารณาหาตำแหน่งที่ตั้งที่เหมาะสมของโรงไฟฟ้าที่จะถูกเพิ่มเข้ามานั้น จากนั้น เมื่อทราบว่าพื้นที่ใดต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าแล้ว โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนโดยรวมถูกที่สุดและไม่ก่อให้เกิดการละเมิดเงื่อนไขต่างๆ จะถูกพิจารณาเป็นตัวเลือกลำดับแรกที่จะเพิ่มเข้าไปในระบบ

สำหรับการพิจารณาด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าว่าผ่านเกณฑ์หรือไม่นั้น จะพิจารณาว่าค่าที่ได้จากขั้นตอนก่อนหน้านี้ผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่กำหนดไว้หรือไม่ ทั้งนี้ อาจใช้เพียงเกณฑ์ของวิธีการ Deterministic เช่น พิจารณาจากปริมาณกำลังผลิตสำรองประจำพื้นที่ หรือวิธีการ Probabilistic เช่น การพิจารณาจากโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ หรือใช้ทั้ง 2 เกณฑ์ร่วมกันในการตัดสินใจก็ได้ หากผ่านเกณฑ์ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนถัดไปโดยไม่ต้องทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้า แต่หากไม่ผ่านเกณฑ์ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า เพื่อทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้ที่กำหนดไว้ โดยจะทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนต่ำที่สุดทีละ 1 เครื่องเข้าสู่ระบบเพื่อให้ระบบไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ความเชื่อถือได้พอดี

สำหรับการพิจารณาด้านสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้านั้น จะพิจารณาว่าระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ ขณะนั้น มีค่าสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้หรือไม่ หากมีค่าตามเกณฑ์ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนถัดไปโดยไม่ต้องทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้า หากมีค่าไม่

เป็นไปตามเกณฑ์ก็จะเลือกเพิ่มโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดที่ยังมีสัดส่วนต่ำกว่าเกณฑ์นโยบายเข้าไปในระบบแทนแม้จะไม่ได้มีราคาต่ำสุดก็ตาม

ในทำนองเดียวกัน สำหรับการพิจารณาด้านการปลดปล่อย CO_2 นั้น จะพิจารณาว่าระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ ขณะนั้น มีค่าการปลดปล่อย CO_2 เป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้หรือไม่ หากมีค่าตามเกณฑ์ก็จะเข้าสู่ขั้นตอนถัดไปโดยไม่ต้องทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้า หากมีค่าไม่เป็นไปตามเกณฑ์ก็จะเลือกเพิ่มโรงไฟฟ้าที่มีสัดส่วนการปลดปล่อย CO_2 ต่ำที่สุดเข้าไปในระบบแทนแม้จะไม่ได้มีราคาต่ำสุดก็ตาม

2.5.6 การตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้า

หากระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ เวลาใดเวลาหนึ่งในอนาคตนั้นไม่ผ่านเกณฑ์ความความเชื่อถือได้หรือเกณฑ์สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่กำหนดไว้ การคำนวณจะเพิ่มโรงไฟฟ้าให้เข้าสู่ระบบไฟฟ้า ณ เวลานั้นๆ ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าสามารถจำแนกได้หลายแบบทั้งจำแนกจากเทคโนโลยี เช่น โรงไฟฟ้ากังหันไอน้ำ โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ฯลฯ นอกจากนี้ ยังอาจจำแนกโรงไฟฟ้าตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ เช่น ถ่านหิน น้ำ ก๊าซธรรมชาติ และเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ เป็นต้น ทั้งนี้เพื่อให้ได้ระบบไฟฟ้าที่ตรงตามเป้าหมายและเป็นไปตามข้อจำกัดตามที่ได้กำหนดไว้ จึงจำเป็นต้องตัดสินใจเลือกประเภทของโรงไฟฟ้าและพื้นที่ก่อนเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาจากดัชนีอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับเป้าหมายหรือข้อจำกัด นั่นคือ ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า ระดับผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้า และสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น

เพื่อให้การพิจารณาไม่ซับซ้อนจนเกินไปจะกำหนดข้อมูลเฉพาะโรงไฟฟ้าทุกชนิดที่มีโอกาสจะก่อสร้างเพิ่มเติมในอนาคตขึ้นมาก่อน โดยกำหนดทั้งขนาดของโรงไฟฟ้า และข้อมูลจำเพาะอื่นๆ ไว้เป็นฐานข้อมูล หากพิจารณาแล้วจำเป็นต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มเติม จะทำการคัดเลือกโรงไฟฟ้าโดยจะพิจารณาจากฐานข้อมูลนี้เท่านั้น โดยจะพิจารณาดัชนีอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องตามเป้าหมายหรือข้อจำกัดประกอบการวางแผนตามที่ได้กล่าวไว้แล้ว โดยจะเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบทีละ 1 โรง แล้วกลับไปยังขั้นตอนการคำนวณดัชนีต่างๆ และตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าอีกครั้ง ทำซ้ำในลักษณะนี้เรื่อยๆ จนกระทั้งระบบไฟฟ้าผ่านเกณฑ์ที่กำหนดไว้ทั้งหมด

หลังจากนั้น จึงทำการวิเคราะห์วางแผนการเพิ่มโรงไฟฟ้าสำหรับช่วงเวลาถัดไปจนกระทั่งครบทุกช่วงเวลาที่ต้องการพิจารณา ซึ่งกระบวนการดังกล่าวนี้จะเป็นการหาระบบไฟฟ้าที่เป็นจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา แล้วนำสถานะของระบบไฟฟ้าดังกล่าวเป็นข้อมูลเริ่มต้นเพื่อหาระบบไฟฟ้าที่เป็นจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดสำหรับช่วงเวลาถัดไป

2.6 หลักการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในต่างประเทศ

การทบทวนหลักเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าที่ใช้กันในต่างประเทศจะช่วยให้เข้าใจสถานการณ์และข้อจำกัดสำหรับระบบไฟฟ้าในประเทศต่างๆ และสามารถนำมาปรับใช้ให้เหมาะสมกับประเทศไทยได้ดีขึ้น ในหัวข้อนี้จึงนำเสนอตัวอย่างการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจากต่างประเทศ โดยในเบื้องต้นจะสามารถนำเสนอโดยแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ดังนี้

- เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศสหรัฐอเมริกา
- เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศเกาหลีใต้
- เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกลุ่มประเทศเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ ประเทศไทย ประเทศสิงคโปร์ ประเทศมาเลเซีย และประเทศฟิลิปปินส์

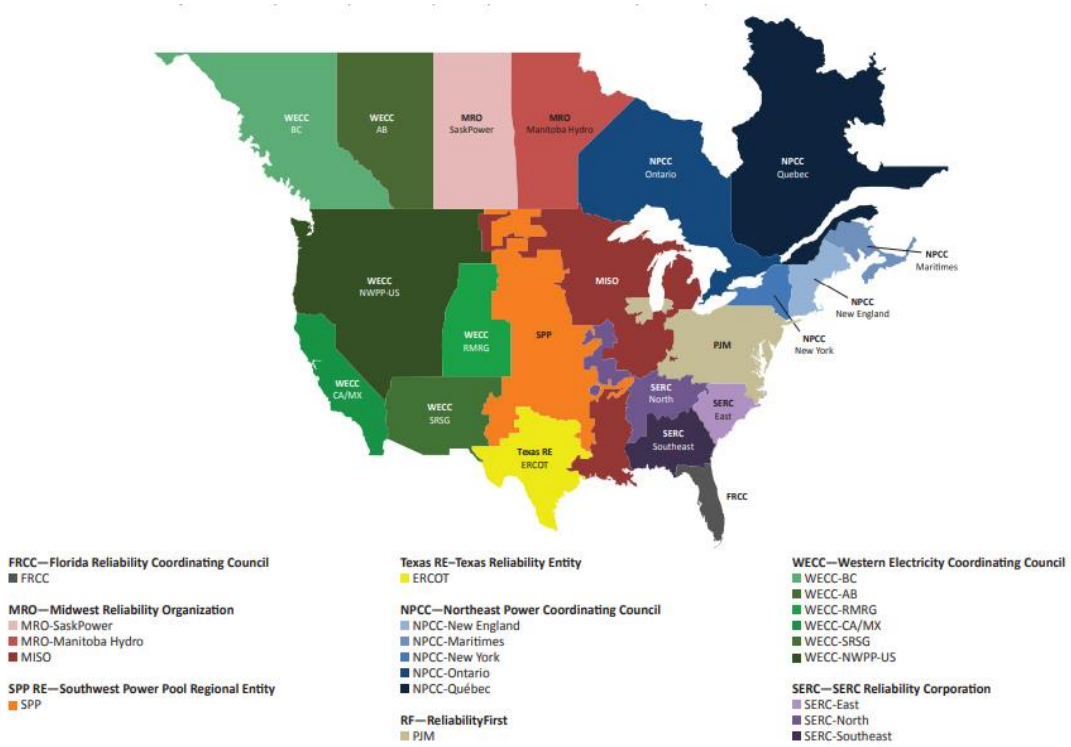
2.6.1 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของของประเทศสหรัฐอเมริกา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตัวอย่างเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในประเทศสหรัฐอเมริกาที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะเป็นเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ถูกกำหนดโดยหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศสหรัฐอเมริกา โดยอ้างอิงฐานข้อมูลจากรายงานการประเมินความเชื่อถือได้ (Long-Term Reliability Assessment ของ North American Electric Reliability Corporation (NERC) [10] ซึ่งจัดทำในปี 2017 ทั้งนี้ การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศสหรัฐอเมริกาจะมีการปรับปรุงทุกปี

North American Electric Reliability Corporation (NERC) เป็นหน่วยงานด้านกฎระเบียบระหว่างประเทศที่ไม่มุ่งแสวงหาผลกำไร และมีภารกิจในการรับประกันความเชื่อถือได้และความปลอดภัยของระบบไฟฟ้ากำลังในกลุ่มการไฟฟ้าขนาดใหญ่ (Bulk Power System; BPS) ในทวีปอเมริกาเหนือเป็นหลัก NERC พัฒนาและบังคับใช้มาตรฐานความเชื่อถือได้ โดยมีการประเมิน

ความเชื่อถือได้ตามฤดูกาลและในระยะยาวเป็นประจำทุกปี รวมถึงทำการตรวจสอบ ดูแล และอบรมพัฒนาบุคลากรภายในกลุ่มอย่างสม่ำเสมอ ขอบเขตความรับผิดชอบของ NERC นั้น ครอบคลุมประเทศสหรัฐอเมริกา ประเทศแคนาดา และทางตอนเหนือของประเทศเม็กซิโก โดยสามารถแบ่งหน่วยงานและการไฟฟ้าต่างๆ ในประเทศสหรัฐอเมริกา และประเทศข้างเคียงที่เกี่ยวข้องภายใต้การดูแลของ NERC ได้ดังรูปที่ 2.10 ทั้งนี้ รายละเอียดของหน่วยงานต่างๆ แสดงดังตารางที่ 2.4



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 2.9 พื้นที่การดูแลของหน่วยงานต่างๆ ภายใต้การดูแลของ NERC

ตารางที่ 2.4 รายละเอียดหน่วยงานต่างๆ ภายใต้การดูแลของ NERC

ลำดับที่	ชื่อหน่วยงาน	รายละเอียด
1	FRCC (Florida Reliability Coordinating Council)	FRCC คือ หน่วยงานความร่วมมือในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในรัฐฟลอริด้า ซึ่งประกอบไปด้วยการไฟฟ้าท้องถิ่นในแต่ละพื้นที่ หน่วยงานด้านการบริการและผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนต่างๆ ซึ่งจะดูแลประชาชนในพื้นที่ร่วมทั้งสิ้น 16 ล้านราย

ลำดับที่	ชื่อหน่วยงาน	รายละเอียด
2	MISO (Midcontinent Independent System Operator)	MISO คือ ผู้ให้บริการด้านไฟฟ้า (Operator) ที่ดูแลด้านการซื้อขายไฟฟ้า ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า รวมถือการวางแผนระยะยาวเพื่อบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าในพื้นที่ตอนกลางของสหรัฐอเมริกา โดยจะดูแลประชาชนในพื้นที่ร่วมทั้งสิ้น 42 ล้านราย ทั้งนี้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้น MISO จะประสานงานร่วมกับ MRO
3	MRO (Midwest Reliability Organization)	MRO คือ องค์ความร่วมมือด้านการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าซึ่งครอบคลุมหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบส่งไฟฟ้าด้านตะวันออกไปจนถึงระบบไฟฟ้าทางตอนเหนือของประเทศสหรัฐอเมริกาที่เชื่อมต่อกับประเทศแคนาดา โดยจะพิจารณาเน้นไปที่ระบบส่งผ่านไฟฟ้าระหว่างประเทศสหรัฐอเมริกา และประเทศแคนาดา เป็นหลัก โดยมีรัฐสำคัญได้แก่ รัฐ Manitoba และ รัฐ Saskchewan ในประเทศแคนาดาโดยสำหรับรัฐ Manitoba แล้วหน่วยงานหลักที่มีหน้าที่สำคัญในการดูแลระบบผลิตไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าคือ Manitoba Hydro ทั้งนี้ในส่วนของรัฐ Saskchewan หน่วยงานที่ดูและระบบผลิตไฟฟ้า และความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าได้แก่ SaskPower
4	NPCC (Northeast Power Coordinating Council)	NPCC คือ องค์ความร่วมมือด้านการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าซึ่งครอบคลุมหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบส่งไฟฟ้าด้านตะวันออกไปจนถึงระบบไฟฟ้าทางตอนเหนือของประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งจะพิจารณาเน้นไปที่การผลิตไฟฟ้าภายในสหรัฐอเมริกา ทางด้านตะวันออกและตอนเหนือ และการส่งผ่านไฟฟ้าระหว่างประเทศสหรัฐอเมริกาและแคนาดาเป็นหลัก ทั้งนี้สามารถแบ่งได้เป็น 5 หน่วยงานย่อยตามพื้นที่สำคัญ ได้แก่ NPCC-Maritimes (เขต Maritimes), NPCC-New England (เขต

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อหน่วยงาน	รายละเอียด
		New England), NPCC-New York (เขต New York), NPCC-Ontario (เขต Ontario), และ NPCC-Quebec (เขต Quebec)
5	PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection)	PJM คือ องค์กรความร่วมมือของผู้ให้บริการด้านระบบส่งในรัฐทางตะวันออกเฉียงใต้ของประเทศสหรัฐอเมริกา โดยมีรัฐสำคัญๆ อาทิเช่น รัฐ Michigan, รัฐ New Jersey, รัฐ Virginia เป็นต้น ทั้งนี้โดยรวมแล้ว PJM ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าถึง 61 ล้านราย
6	SERC (Southern Electric Reliability Council)	SERC คือ องค์ความร่วมมือด้านการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าซึ่งครอบคลุมหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าทางตะวันออก ทางตอนเหนือ และทางตะวันออกเฉียงใต้ของประเทศสหรัฐอเมริกา และดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวมประมาณ 39.4 ล้านราย หน่วยงานสำคัญๆ ที่อยู่ภายใต้ความร่วมมือของ SERC อาทิเช่น Duke Energy Carolinas and Duke Energy Progress, PowerSouth Energy Cooperative ฯลฯ ทั้งนี้สามารถแบ่งได้เป็น 3 หน่วยงานย่อยตามพื้นที่ ได้แก่ SERC-E (ทางด้านตะวันออก), SERC-N (ทางด้านตอนเหนือ) และ SERC-SE (ทางด้านตะวันออกเฉียงเหนือ)
7	SPP (Southwest Power Pool)	SPP คือ องค์ความร่วมมือด้านการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าซึ่งครอบคลุมหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าทางตะวันตกเฉียงใต้ของประเทศสหรัฐอเมริกา และดูแลผู้ใช้ไฟฟ้าโดยรวมประมาณ 18 ล้านราย โดยมีรัฐ

ลำดับที่	ชื่อหน่วยงาน	รายละเอียด
		สำคัญๆ อาทิเช่น รัฐ Oklahoma, รัฐ Iowa, รัฐ Minnesota เป็นต้น
8	ERCOT (Electricity Reliability Council of Texas)	ERCOT คือ หน่วยงานความร่วมมือในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในรัฐเท็กซัส ซึ่งประกอบไปด้วยการไฟฟ้าท้องถิ่นในแต่ละพื้นที่ หน่วยงานด้านการบริการและผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนต่างๆ ซึ่งจะดูแลประชาชนในพื้นที่ร่วมทั้งสิ้น 23 ล้านราย
9	WECC (Western Electricity Coordinating Council)	WECC คือ องค์ความร่วมมือด้านการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าซึ่งครอบคลุมหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าทางตะวันตกของประเทศสหรัฐอเมริกา จนถึงระบบส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างประเทศสหรัฐอเมริกากับประเทศเม็กซิโกและประเทศแคนาดา และครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้นประมาณ 82 ราย โดยมีรัฐสำคัญๆ อาทิเช่น รัฐ British Columbia, รัฐ Alberta เป็นต้น ทั้งนี้สามารถแบ่งได้เป็น 6 หน่วยงานย่อยตามพื้นที่ ได้แก่ WECC-AB (พื้นที่รัฐ Alberta), WECC-BC (พื้นที่รัฐ British Columbia), WECC-CAMX (พื้นที่ California/Mexico), WECC-NWPP-US (พื้นที่ Northwest Power Pool), WECC-RMRG (พื้นที่ Rocky Mountain Reserve Group), และ WECC-SRSG (พื้นที่ Southwest Reserve Sharing Group)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดยทั่วแล้ว ในแต่ละปี NERC จะรับผิดชอบในการประเมินและรายงานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง โดยแบ่งรายงานออกเป็น 4 ด้าน ดังนี้

1.) รายงานการประเมินความเชื่อถือได้ระยะยาว (Long-Term Reliability Assessment) โดยเป็นการประเมินความเพียงพอของระบบไฟฟ้าของหน่วยงาน และการไฟฟ้าที่เกี่ยวของเป็นระยะเวลาล่วงหน้า 10 ปี โดยการประเมินความเชื่อได้ระยะยาวนี้ จะมีผลต่อ

การพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้า และระบบส่งไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลให้เกิดการปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเป็นอย่างมาก

2.) รายงานการประเมินความเชื่อถือได้ตามฤดูกาล (Summer and Winter Assessment) โดยเป็นการประเมินความเชื่อถือได้ และความพอเพียงของกำลังผลิตไฟฟ้าล่วงหน้าตามแต่ละฤดูกาล

3.) รายงานการประเมินความเชื่อถือได้พิเศษ (Special Assessment) โดยการประเมินพิเศษนี้ จะดำเนินการบนพื้นฐานในระดับภูมิภาคหรือระหว่างโครงข่ายตามความจำเป็น

4.) รายงานเอกสารวิธีการและข้อสมมติฐาน เป็นการรวบรวมวิธีการและข้อสมมติฐานต่างๆ ที่ใช้ในการพัฒนาการประเมินผลความเชื่อได้ของระบบไฟฟ้ากำลัง ข้อมูลนี้จะมีการเปลี่ยนแปลงเมื่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่มีการเปลี่ยนแปลง หรือมีการปรับปรุงกระบวนการประเมินความน่าเชื่อถือได้

ทั้งนี้ การประเมินความเชื่อถือได้ของหน่วยงานต่างๆ ที่อยู่ภายใต้การดูแลของ NERC นั้น โดยส่วนใหญ่แล้วจะกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการแผนเชิงความน่าจะเป็น อย่างไรก็ตาม บางหน่วยงานนั้นใช้ทั้งวิธีการวางแผนเชิงความน่าจะเป็น และการวางแผนเชิงตัดสินใจในการกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของหน่วยงานต่างๆ ภายใต้การดูแลของ NERC

หน่วยงาน	*วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า*	*เกณฑ์ความเชื่อถือได้*	*เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (%)*
FRCC	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	15.0%
MISO	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	15.8%
MRO-Manitoba Hydro	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	12.0%
MRO-SaskPower	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	LOLH/EUE	11.0%

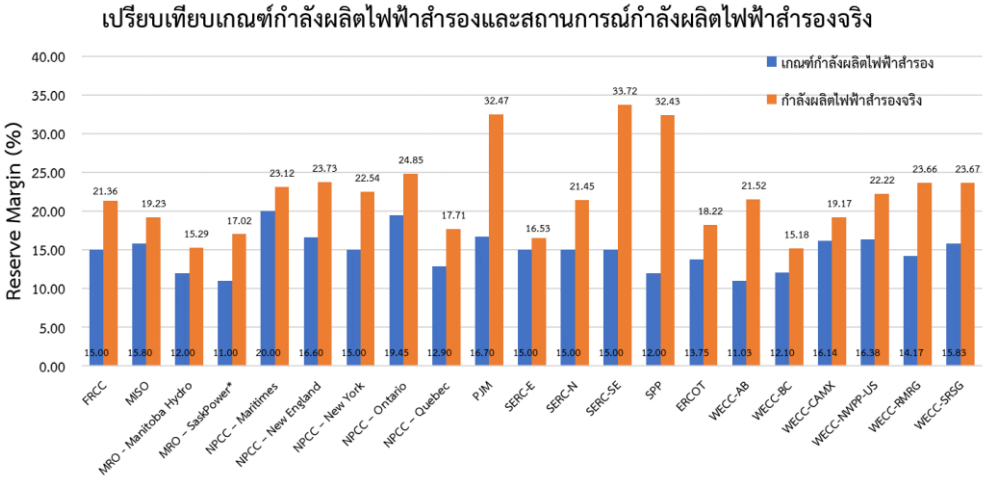
หน่วยงาน	*วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า*	*เกณฑ์ความเชื่อถือได้*	*เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (%)*
NPCC-Maritimes	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น และเกณฑ์การวางแผนเชิงตัดสินใจ	EUE และ เกณฑ์การวางแผนเชิงตัดสินใจ	20.0%
NPCC-New England	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	16.6 - 16.9%
NPCC-New York	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	18.0%
NPCC-Ontario	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	18.2 - 23.7%
NPCC-Québec	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	12.9%
PJM	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	16.6 - 16.7%
SERC-E	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	15.0%
SERC-N	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	15.0%
SERC-SE	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	15.0%
SPP	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	12.0%
ERCOT	เกณฑ์การแผนเชิงความน่าจะเป็น	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 0.1 วัน/ปี	13.75%
WECC-AESO (WECC-AB)	เกณฑ์การวางแผนเชิงตัดสินใจ	วิธีการ Building Block	11.03 - 11.22%

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน่วยงาน	*วิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า*	*เกณฑ์ความเชื่อถือได้*	*เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (%)*
WECC-BC	เกณฑ์การวางแผนเชิงตัดสินใจ	วิธีการ Building block	10.60 - 12.10%
WECC-CAMX	เกณฑ์การวางแผนเชิงตัดสินใจ	วิธีการ Building block	14.76 - 16.14%
WECC-NWPP-US	เกณฑ์การวางแผนเชิงตัดสินใจ	วิธีการ Building block	16.38 - 17.46%
WECC-RMRG	เกณฑ์การวางแผนเชิงตัดสินใจ	วิธีการ Building block	11.65 - 14.17%
WECC-SRSG	เกณฑ์การวางแผนเชิงตัดสินใจ	วิธีการ Building block	12.02 - 15.83%

จากตารางที่ 2.5 จะพบว่า หน่วยงานการส่วนใหญ่ภายใต้การดูแลของ NERC มักจะกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วยวิธีการวางแผนเชิงความน่าจะเป็นผ่านเกณฑ์มาตรฐานเดียวกันคือ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 0.1 วันต่อปี (LOLE ไม่เกิน 0.1 วันต่อปี) หรือ 2.4 ชั่วโมงต่อปี (LOLH ไม่เกิน 2.4 ชั่วโมงต่อปี) มีเพียงบางหน่วยงาน เช่น MRO-SaskPower ที่ใช้ค่าดัชนีอื่นอันได้แก่ Expected Unserved Energy (EUE) ในการพิจารณาร่วมด้วย นอกจากนี้สำหรับ NPCC-Maritimes นั้นจะกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยใช้ทั้งวิธีการวางแผนเชิงความน่าจะเป็นและการวางแผนเชิงตัดสินใจร่วมกัน ทั้งนี้สำหรับการเปรียบเทียบเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง กับสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงของแต่ละหน่วยงานภายใต้การดูแลของ NERC นั้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.11

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

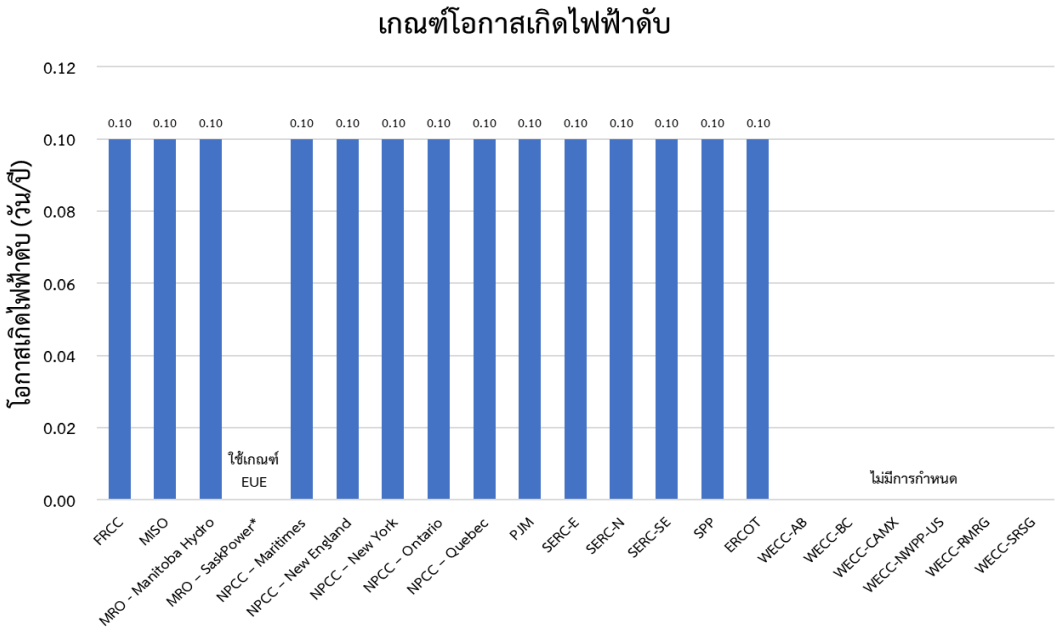


รูปที่ 2.10 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงของหน่วยงานต่างๆ ภายใต้การดูแลของ NERC

จากรูปที่ 2.11 จะพบว่าเป้าหมายเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของหน่วยงานภายใต้การดูแลของ NERC นั้นจะมีค่าอยู่ระหว่างร้อยละ 11 ถึง ร้อยละ 20 และมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณร้อยละ 15 ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงของการไฟฟ้านั้นๆ จะพบว่า ค่ากำลังไฟฟ้าสำรองที่มีอยู่จริงจะมีค่าสูงกว่าเป้าหมายเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองทั้งหมด อย่างไรก็ตาม ค่าเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแต่ละพื้นที่นั้นจะขึ้นอยู่กับลักษณะเฉพาะของระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ ซึ่งจะรวมถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าและศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ด้วย นอกจากนี้ หน่วยงานภายใต้การดูแลของ NERC จะมีรายงานความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ารายเดือนและรายปีอย่างสม่ำเสมอ

CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากรูปที่ 2.12 จะพบว่าเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของหน่วยงานภายใต้การดูแลของ NERC นั้น โดยส่วนใหญ่จะใช้เกณฑ์มาตรฐานเดียวกันคือ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 0.1 วันต่อปี (LOLE ไม่เกิน 0.1 วันต่อปี) การควบคุมและดูแลระบบไฟฟ้าให้อยู่ภายใต้เกณฑ์ดังกล่าว จะทำให้คุณภาพไฟฟ้าที่ได้มีระดับค่อนข้างสูง ทั้งนี้ สำหรับ MRO-SaskPower นั้น จะใช้ค่าดัชนี EUE เป็นเกณฑ์ นอกจากนี้ สำหรับหน่วยงาน WECC ไม่มีการใช้เกณฑ์การวางแผนเชิงความน่าจะเป็น จึงไม่มีการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ



รูปที่ 2.11 เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของหน่วยงานภายใต้การดูแลของ NERC

2.6.2 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของของประเทศเกาหลีใต้

ตัวอย่างเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในประเทศเกาหลีใต้ที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะเป็นเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ถูกกำหนดโดย Korea Power Exchange (KPX) โดยอ้างอิงฐานข้อมูลจากรายงาน The 7th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (BPE) [11] ทั้งนี้ โดยทั่วไปแล้วโครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศเกาหลีใต้ที่แสดงดังรูปที่ 2.13 จะมีลักษณะที่ใกล้เคียงกับของประเทศไทย ซึ่งประกอบด้วย 2 หน่วยงานหลัก ได้แก่ Korea Electric Power Corporation (KEPCO) และ Korea Power Exchange (KPX)

บริษัท KEPCO เป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศเกาหลีใต้ ซึ่งมีผู้ถือหุ้นใหญ่คือ รัฐบาลเกาหลีใต้ ทั้งนี้ KEPCO ดูแลการผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในประเทศเกาหลีใต้ โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศเกาหลีใต้นั้น มากกว่า 93% ของกำลังการผลิตไฟฟ้าในประเทศเกาหลีใต้ถูกดูแลรับผิดชอบโดย KEPCO สำหรับ KPX นั้น จะเป็นหน่วยงานที่เป็นผู้ดำเนินการในการซื้อขายไฟฟ้าด้วยความยุติธรรมและดูแลโครงข่ายไฟฟ้าให้กับประเทศเกาหลีใต้ รวมถึงเป็นดำเนินการสั่งจ่ายไฟฟ้า และการวางแผนระบบผลิตไฟฟ้า

รูปที่ 2.12 โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศเกาหลีใต้

โดยทั่วแล้วในแต่ละปี การกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของประเทศเกาหลีใต้นั้น จะถูกพิจารณาร่วมอยู่ในรายงาน BPE ซึ่งจัดทำโดย KPX โดยมีรายละเอียดดังนี้

- กำหนดให้ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 22 ในปี 2029
- กำหนดมีการจัดหาการผลิตไฟฟ้าประเภทที่ไม่ก่อให้เกิดก๊าซ CO_2 เพื่อให้บรรลุเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
- พิจารณาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจด้านสิ่งแวดล้อมและการยอมรับของประชาชนในการจัดหาแหล่งจ่ายไฟ
- กำหนดให้มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Generation) มีไม่ต่ำกว่าร้อยละ 12.5 ภายในปี 2029

สำหรับขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามรายงาน BPE นั้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.14 โดยเริ่มจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต การคาดการณ์เป้าหมายความต้องการใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการทำ Demand Side Management (DSM) การกำหนดเกณฑ์

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง การจัดสรรกำลังผลิต การกำหนดแผนการในการก่อสร้างและการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

รูปที่ 2.13 ขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเกาหลีใต้

ทั้งนี้ในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในแผน 7th BPE นั้น ได้กำหนดให้มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 22 ภายในปี 2029 โดยปัจจุบันมีเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 0.3 วันต่อปี ทั้งนี้ สมมติฐานเบื้องต้นในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองนั้นแสดงดังตารางที่ 2.6

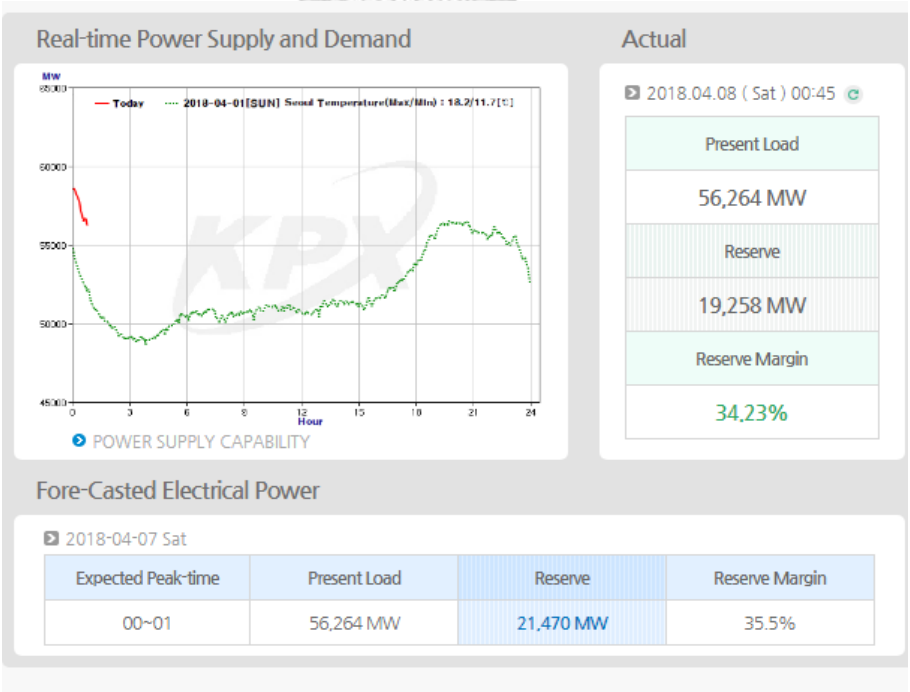
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 2.6 สมมติฐานในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในรายงาน BPE ฉบับที่ 7

ประเภท			สมมติฐานการพิจารณา	เกณฑ์ในการพิจารณาเพิ่มเติม
การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง	เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง	15 %	โรงไฟฟ้าถูกตัดออกจากระบบ, เวลาซ่อมบำรุง, มาตราการรักษาความปลอดภัยจากเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ที่เข้มงวด	โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ไม่เกิน 0.3 วัน/ปี

ประเภท			สมมติฐานการพิจารณา	เกณฑ์ในการพิจารณาเพิ่มเติม
	ความไม่แน่นอนของความต้องการใช้ไฟฟ้า	7%	ความผิดพลาดจากการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า, การทำ DSM, ความไม่แน่นอนของการกำลังฟ้าที่ผลิตได้	ค่าเฉลี่ยความผิดพลาดจากเป้าหมายของความต้องการใช้ไฟฟ้าใน BPE ฉบับก่อนหน้า
	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป้าหมาย	22%		

นอกจากนี้ ในการติดตามระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและความแม่นยำของผลการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองล่วงหน้านั้น KPX จะมีดำเนินการติดตามแบบระยะเวลาจริง (Real time) ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างได้ดังรูปที่ 2.15 โดยจะพบว่า ณ วันที่ 8 เมษายน พ.ศ. 2561 เวลา 00:45 น. ตามเวลาท้องถิ่น ประเทศเกาหลีใต้มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเท่ากับร้อยละ 34.23



รูปที่ 2.14 การติดตามระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตามระยะเวลาจริง

2.6.3 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของของกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

สำหรับการวิเคราะห์เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้นั้น จะทำการรวบรวมจากแหล่งข้อมูลหลายแหล่ง [12, 13] โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอตัวอย่างเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศดังต่อไปนี้

- ประเทศมาเลเซีย
- ประเทศสิงคโปร์
- ประเทศฟิลิปปินส์

1) ประเทศมาเลเซีย

การดูแลไฟฟ้าของประเทศมาเลเซียนั้นขึ้นอยู่กับ 3 หน่วยงานหลักแยกตามพื้นที่อันได้แก่ Tenaga Nasional Berhad (TNB), Sabah Electricity Sdn Bhd (SESB) และ Syarikat SESCO Berhad (SESCO) โดย TNB มีหน้าที่ดูแลมาเลเซียฝั่งตะวันตก (Peninsular Malaysia) SESB มีหน้าที่ดูแลมาเลเซียฝั่งตะวันออก และ SESCO มีหน้าที่ดูแลรัฐ Sarawak ทั้งนี้ การไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 หน่วยงาน จะมีหน้าที่ดูแลผู้ใช้ไฟฟ้ารวมทั้งสิ้นประมาณ 30.3 ล้านราย (ในปี 2015) โดยจะดูแลทั้งระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Transmission and Distribution systems) นอกจากนี้การไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 หน่วยงานยังมีหน้าที่สำคัญในการจัดการและดูแลการผลิตไฟฟ้าจาก IPP ทั้งหมด

สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศมาเลเซียนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอเพียงการกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าของ TNB เท่านั้น และจะทำการอ้างอิงจากรายงาน Peninsular Malaysia Electricity Supply Industry Outlook 2016 ซึ่งจัดทำโดย TNB และรายงาน Regional Commentary, ASEAN-5 Power Sectors ซึ่งจัดทำโดย RAM Rating เป็นหลัก โดยพบว่า TNB นั้นมีการกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทั้งจากวิธีการแผนเชิงตัดสินใจซึ่งกำหนดให้มีเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 20 และจากวิธีการวางแผนเชิงความน่าจะเป็นซึ่งกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ไม่เกิน 1 วันต่อปี นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาถึงสถานการณ์ในปัจจุบัน จะพบว่า มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงประมาณร้อยละ 25 (ปี 2015)

2) ประเทศสิงคโปร์

ระบบไฟฟ้าของประเทศสิงคโปร์นั้น ได้รับการดูแลและบริหารจัดการโดยรัฐบาลสิงคโปร์ผ่านทาง Singapore Power Group (SP) ซึ่งจะมีหน้าที่รับผิดชอบทั้งระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Transmission and Distribution systems) นอกจากนี้ ประเทศสิงคโปร์ถือเป็นประเทศที่มีอัตราการพัฒนาการเข้าถึงระบบไฟฟ้า (Electrification Rate) สูงสุดในประเทศกลุ่มเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (100% ณ สิ้นปี 2015 เทียบกับประชากร 5.5 ล้านคน) สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศสิงคโปร์ จะมีการซื้อขายไฟในรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าส่ง โดยมีหน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบในการดูแลและจัดการในตลาดซื้อขายไฟฟ้า คือ Energy Market Company (EMC) ทั้งนี้ ในส่วนของราคาค่าไฟฟ้านั้นจะได้รับการควบคุมและดูแลโดย Energy Market Authority (EMA)

สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศสิงคโปร์นั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการอ้างอิงจากรายงาน Singapore Electricity Market Outlook (SEMO) 2017 ซึ่งจัดทำโดย EMA และรายงาน Regional Commentary, ASEAN-5 Power Sectors ซึ่งจัดทำโดย RAM Rating เป็นหลัก โดยพบว่า ประเทศสิงคโปร์นั้นมีการกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทั้งจากวิธีการแผนเชิงตัดสินใจซึ่งกำหนดให้มีเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 30 และจากวิธีการวางแผนเชิงความน่าจะเป็นซึ่งกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (LOLE) ไม่เกิน 3 วันต่อปี นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาถึงสถานการณ์ในปัจจุบัน จะพบว่า มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงประมาณร้อยละ 87 (ปี 2015)

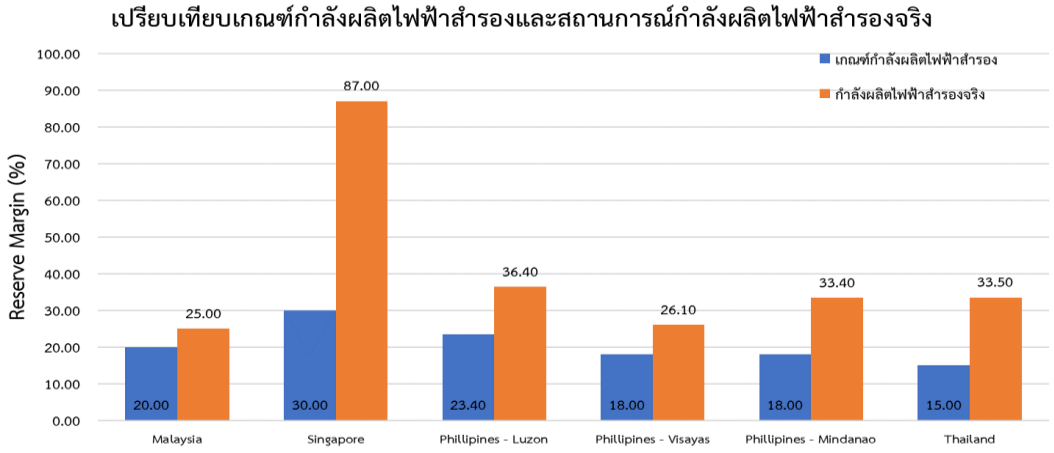
3) ประเทศฟิลิปปินส์

ระบบไฟฟ้าของประเทศฟิลิปปินส์นั้น ได้รับการดูแลและบริหารจัดการโดยรัฐบาลฟิลิปปินส์ผ่านทาง National Power Corporation (NPC) ซึ่งจะดูแลระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า นอกจากนี้ ในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าจะมีการซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าโดยแบ่งออกเป็น 3 หน่วยงานตามพื้นที่ ได้แก่ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของพื้นที่ Luzon ซึ่งจะดูแลการซื้อขายไฟฟ้าโดย Wholesale Electricity Spot Market (WESM) ระบบโครงข่ายไฟฟ้าของพื้นที่ Vasayas ซึ่งจะดูแลการซื้อขายไฟฟ้าโดย Philippines Electricity Market Corporation (PEMC) และระบบโครงข่ายไฟฟ้าของพื้นที่ Mindanao ทั้งนี้ ในส่วนของพื้นที่ Mindanao นั้นเคยมีการจัดตั้งหน่วยงานที่ดูแลการซื้อขายไฟฟ้าแต่ได้ถูกยกเลิกไปในปี 2014

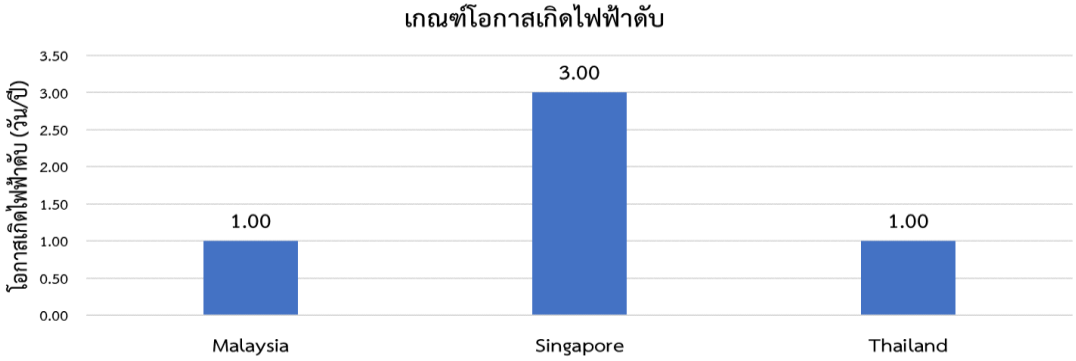
ทั้งนี้ สำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในประเทศฟิลิปปินส์นั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำการอ้างอิงจากรายงาน Regional Commentary, ASEAN-5 Power Sectors ซึ่งจัดทำโดย RAM Rating เป็นหลัก โดยพบว่า ประเทศฟิลิปปินส์นั้นมีการกำหนดเกณฑ์

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจากวิธีการแผนเชิงตัดสินใจเท่านั้น ซึ่งมีการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในแต่ละพื้นที่ ได้แก่ ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 23.4 สำหรับพื้นที่ Luzon ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 18 สำหรับพื้นที่ Vasayas และไม่ต่ำกว่าร้อยละ 18 สำหรับพื้นที่ Mindanao นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาถึงสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงในแต่ละพื้นที่จะพบว่า ในปัจจุบัน ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในพื้นที่ Luzon มีค่าประมาณร้อยละ 36.4 (ปี 2015) ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในพื้นที่ Vasayas มีค่าประมาณร้อยละ 26.1 (ปี 2015) และระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในพื้นที่ Mindanao มีค่าประมาณร้อยละ 33.4 (ปี 2015)

นอกจากนี้ สำหรับการเปรียบเทียบเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง กับสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงของกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้นั้น สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.16 – 2.15



รูปที่ 2.15 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงของกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

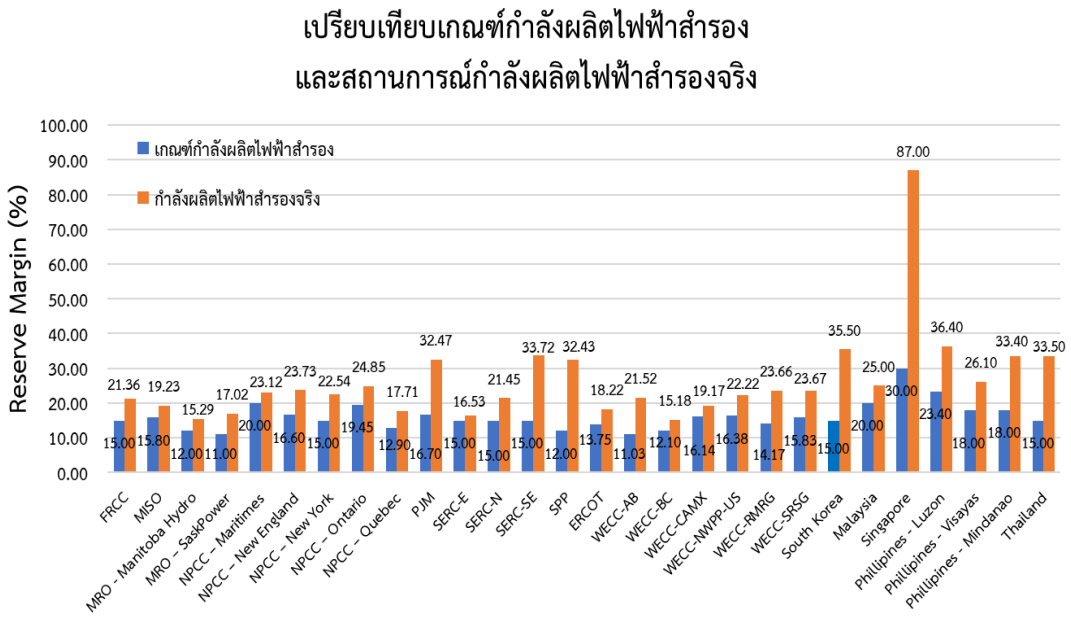


รูปที่ 2.16 เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

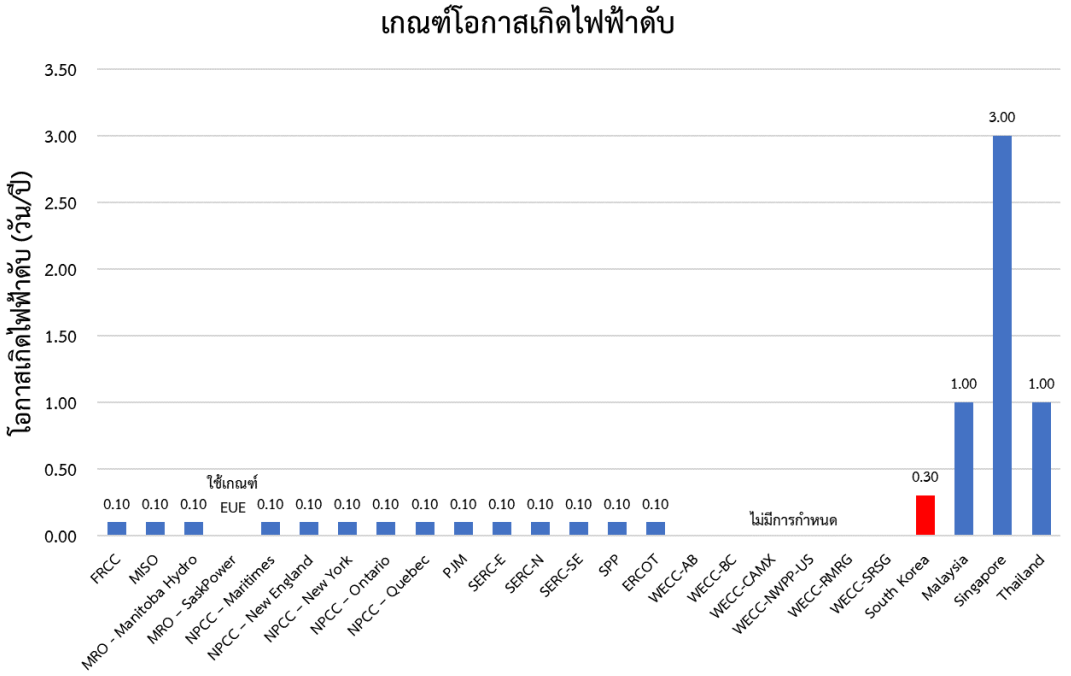
จากรูปที่ 2.17 จะพบว่า เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของของกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้นั้น จะมีค่าอยู่ระหว่างร้อยละ 15 ถึง ร้อยละ 30 ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบกับสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงในปัจจุบัน จะพบว่า ระดับกำลังไฟฟ้าสำรองจริงจะมีค่าสูงกว่าเกณฑ์กำลังผลิตทั้งหมด โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับประเทศสิงคโปร์นั้น ได้กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 30 แต่มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงสูงถึงร้อยละ 87 (ในปี 2015) อย่างไรก็ตาม เป้าหมายเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของแต่ละประเทศนั้น จะขึ้นอยู่กับลักษณะเฉพาะของระบบไฟฟ้าของแต่ละประเทศ ซึ่งจะรวมถึงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าและศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละประเทศด้วย ตัวอย่างเช่น ประเทศสิงคโปร์ซึ่งแม้ว่าจะมีสัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงเมื่อเทียบกับความต้องการใช้ฟ้าจะค่อนข้างสูง แต่เมื่อคิดเป็นขนาดกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าที่ต้องมีการสำรองไว้ในหน่วยเมกะวัตต์ก็ไม่ได้สูงมากจนเกินไปเนื่องมาจากขนาดของระบบไฟฟ้าของประเทศสิงคโปร์ยังมีขนาดเล็กอยู่นั่นเอง

สำหรับเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกลุ่มประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้นั้น สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.17 โดยจะพบว่า เกณฑ์การตัดสินใจจากวิธีการวางแผนเชิงความน่าจะเป็นโดยส่วนใหญ่นั้นจะใช้เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ เป็นหลัก สำหรับประเทศสิงคโปร์นั้นจะกำหนดเกณฑ์โอกาสไฟฟ้าดับให้มีค่าไม่เกิน 3 วันต่อปีซึ่งเป็นเกณฑ์ที่ค่อนข้างสูงกว่าประเทศอื่น ทั้งนี้ สำหรับประเทศไทยนั้น ที่ได้กำหนดเกณฑ์ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 1 วันต่อปีนั้น ถือได้ว่าเป็นเกณฑ์ที่เป็นไปตามมาตรฐานสากล โดยเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง สถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริง และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศต่างๆ ทั้งหมดที่กล่าวมา สามารถสรุปได้ดังรูปที่ 2.18 - 2.19

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 2.17 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและสถานการณ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจริงของประเทศต่างๆ [10-14]



รูปที่ 2.18 เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของประเทศต่างๆ

บทที่ 3
ความพร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงและผลกระทบต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรอง

การผลิตไฟฟ้าโดยทั่วไปนั้นเป็นการเปลี่ยนรูปจากพลังงานที่มีอยู่แล้วรูปแบบอื่นๆ ให้เป็นพลังงานไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าก็คืออุปกรณ์ที่ใช้เปลี่ยนพลังงานชนิดอื่นให้เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยสามารถแบ่งประเภทของโรงไฟฟ้าได้ตามลักษณะการใช้เชื้อเพลิงได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่ โรงไฟฟ้าประเภทใช้เชื้อเพลิง และโรงไฟฟ้าประเภทไม่ใช้เชื้อเพลิง

สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทใช้เชื้อเพลิงนั้นสำหรับประเทศไทยแล้วเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน เป็นต้น สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทไม่ใช่เชื้อเพลิงนั้นได้แก่ พลังงานหมุนเวียน พลังน้ำจากต่างประเทศ เป็นต้น โดยในการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้านั้นจะไม่นำโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมา และโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาร่วมพิจารณาด้วย โดยหนึ่งในปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้านั้น คือ ความพร้อมของการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นการพิจารณาความพร้อมของการจัดหาเชื้อเพลิงนั้นจะพิจารณาเฉพาะเชื้อเพลิงที่มีความเสี่ยงที่จะไม่สามารถจัดหาเชื้อเพลิง และมีสัดส่วนในการใช้ในการผลิตไฟฟ้าสูง อันได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานน้ำจากต่างประเทศ เท่านั้น

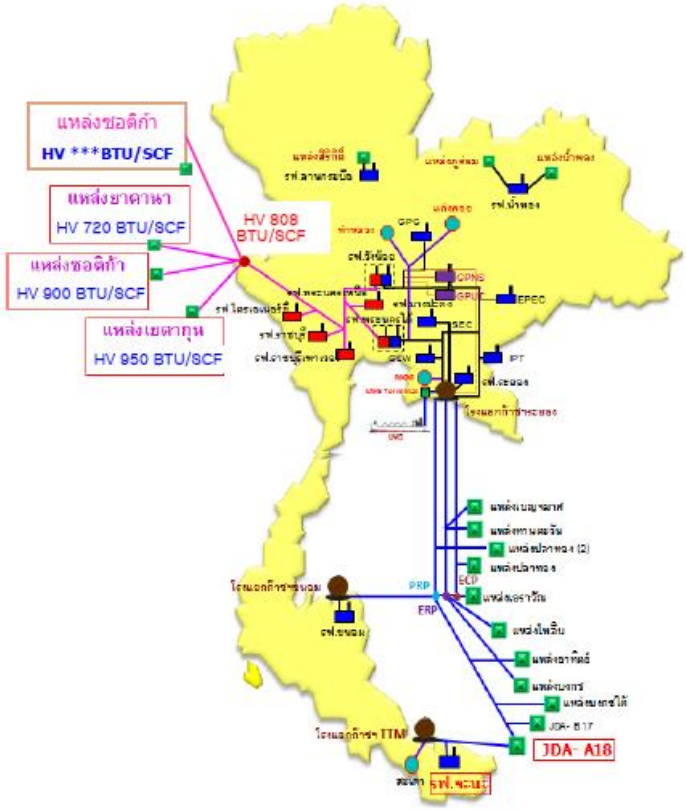
3.1 ก๊าซธรรมชาติ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปัจจุบันการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยมีสัดส่วนที่สูงเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ เนื่องจากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนในการก่อสร้างที่ค่อนข้างต่ำและใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างน้อย แต่มีประสิทธิภาพในการทำงานสูง ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมากนัก อย่างไรก็ดี ประเทศไทยมีกำลังสำรองก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยที่สามารถใช้ได้เพียงไม่นาน รวมถึงความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศมีมาก จึงต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเพื่อนบ้าน และการนำเข้าในรูปแบบก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ทั้งนี้ การพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนที่สูงมากดังกล่าวทำให้ประเทศไทยเริ่มมีความเสี่ยงต่อความมั่นคงทางด้านพลังงาน ดังนั้น จึงจำเป็นต้องมีการวางนโยบายที่จะกระจายเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้าให้มีความสมดุลเพื่อมิให้เกิดปัญหาการขาดแคลนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตามมาในอนาคต และควรส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรที่มีอยู่ในประเทศที่มีอย่างจำกัดให้เกิดประโยชน์สูงสุด

ปัจจุบัน ประเทศไทยพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าประมาณร้อยละ 63 ด้วยเหตุนี้การขัดข้องของระบบก๊าซธรรมชาติย่อมส่งผลกระทบต่อความมั่นคงและเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าไทย โดยตรงดังจะเห็นผลชัดเจนได้จากเหตุขัดข้องของแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติจากสหภาพพม่า หรือการขัดข้องของแหล่งผลิต JDA เป็นต้น อย่างไรก็ตาม แม้ว่าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนจะมีการเตรียมเชื้อเพลิงสำรองสำหรับใช้ในยามฉุกเฉินได้ การศึกษาถึงผลกระทบของระบบการจัดหาก๊าซธรรมชาติต่อความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าไทยก็ยังคงเป็นสิ่งจำเป็น เพื่อที่ กฟผ. จะสามารถจัดเตรียมกำลังการผลิตไฟฟ้าสำรองจากโรงไฟฟ้าประเภทอื่นให้ได้ถูกต้องและมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น

สำหรับประเทศไทยนั้น ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าสามารถแบ่งได้ออกเป็น 2 ระบบหลัก คือ (1) ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก (2) ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออก ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 การเชื่อมโยงของระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติและระบบผลิตไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาในภาพรวมของระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าของไทย จะพบว่าโรงไฟฟ้าเกือบทั้งหมดต้องพึ่งพาการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเดียว ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกและตะวันออกยังไม่มีการเชื่อมต่อกันมากนัก โดยแม้ว่าหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจะได้มีการเตรียมแผนรองรับเหตุการณ์ฉุกเฉินโดยกำหนดให้โรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสามารถใช้เชื้อเพลิงประเภทอื่นในการผลิตไฟฟ้าแทนได้ เช่น น้ำมันดีเซล ได้ แต่ก็ยังไม่มีการเตรียมการในระยะยาวโดยเฉพาะด้านโครงสร้างพื้นฐาน เช่น การเชื่อมต่อระบบท่อก๊าซ การสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทดแทนผ่านระบบท่อส่งน้ำมันหรือคลังน้ำมัน หรือแนวทางอื่นๆ ซึ่งจะส่งผลให้เกิดความมั่นคงและความยืดหยุ่นในการจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น นอกจากนี้ หากพิจารณาสถิติการเกิดเหตุขัดข้องในช่วงหลายปีที่ผ่านมา จะพบว่า ส่วนใหญ่เกิดขึ้นที่แหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก โดยสาเหตุที่เกิดจากระบบท่อก๊าซธรรมชาติหลักมีอัตราการเกิดเหตุขัดข้องต่ำมากหรือไม่มีเลย ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะพิจารณาเหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นกับแหล่งก๊าซธรรมชาติเท่านั้น โดยผลกระทบของความพร้อมจ่ายของการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้านั้นจะส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าผ่านค่า LOLE ซึ่งส่งผลต่อการคำนวณเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศต่อไป

3.1.1 ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก

ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกในปีปัจจุบันเป็นการขนส่งก๊าซธรรมชาติที่นำเข้าจากแหล่งยาดานา เยตากุน และซอติก้าในประเทศพม่า โดยในปัจจุบันมีความสามารถในการจัดส่งก๊าซธรรมชาติทั้งหมดประมาณ 1410 MMSCFD ดังแสดงในตารางที่ 3.1 ในขณะที่ความต้องการการใช้ก๊าซธรรมชาติจากโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบท่อดังกล่าวมีประมาณร้อยละ 90 เมื่อเทียบกับปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากระบบท่อฝั่งตะวันตกในปัจจุบัน โดยโรงไฟฟ้าส่วนมากเป็นความต้องการก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าที่ต้องพึ่งพาก๊าซธรรมชาติจากระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกเพียงระบบเดียว มีเพียงโรงไฟฟ้าพระนครใต้และโรงไฟฟ้าวังน้อยที่มีการเชื่อมต่อจากระบบท่อทั้งฝั่งตะวันออกและตะวันตกรวมอยู่ด้วยดังแสดงในตารางที่ 3.2 รายละเอียดของผังโครงข่ายการจัดหาก๊าซธรรมชาติสามารถอ้างอิงได้จากรูปที่ 3.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.1 ระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกของไทย

แหล่งก๊าซธรรมชาติ	**ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ (MMSCFD)**
ยาดานา	710
เยตากุน	460
ซอติก้า	240
รวม	**1410**

ตารางที่ 3.2 โรงไฟฟ้าที่ต้องการการจัดส่งก๊าซธรรมชาติผ่านระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก

โรงไฟฟ้า	**กำลังการผลิต (MW)**
TECO (Tri Energy)	700
RBCO (ราชบุรี)	3481
RPCL	1400
พระนครเหนือ	670
พระนครใต้	710
วังน้อย	686
รวม	**7647**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.1.2 ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออก

ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออกเป็นการขนส่งก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยรวมถึงการนำเข้า LNG ปัจจุบันมีความสามารถในการจัดส่งก๊าซธรรมชาติปริมาณ 3815 MMSCFD ดังแสดงในตารางที่ 3.3 ในขณะที่ความต้องการการใช้ก๊าซธรรมชาติจากโรงไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายดังกล่าวมีประมาณ 883 MMSCFD โดยก๊าซธรรมชาติบางส่วนจะถูกใช้

สำหรับการใช้เป็นเชื้อเพลิงและวัตถุดิบตั้งต้นสำหรับอุตสาหกรรมในอุตสาหกรรมบริเวณใกล้เคียง โดยโรงไฟฟ้าที่พึ่งพาระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออกแสดงดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.3 ระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออกของไทย

แหล่งก๊าซธรรมชาติ	**ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติ (MMSCFD)**
เบญจมาศ	117
ทานตะวัน	
ปลาทอง	1050
เอราวัณ	
ไพลิน	420
อาทิตย์	363
บงกช	630
JDA	535
การนำเข้า LNG	700
รวม	**3815**

ตารางที่ 3.4 โรงไฟฟ้าที่ต้องการการจัดส่งก๊าซธรรมชาติผ่านระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โรงไฟฟ้า	**กำลังการผลิต (MW)**
วังน้อย	1974
พระนครใต้	2113
พระนครเหนือ	828
GLOW	713
GPG	1468

โรงไฟฟ้า	กำลังการผลิต (MW)
EPEC	350
บางปะกง	3576
GPSC	700
ขนอม	930
จะนะ	1476
GUT	1600
GNS	1600
รวม	**14494**

3.1.3 ความพร้อมจ่ายของแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ

การศึกษานี้จะเน้นการวิเคราะห์ผลกระทบของแหล่งก๊าซในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติที่มีต่อความมั่นคงและเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาจากข้อมูลเหตุขัดข้องในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติของฝั่งตะวันตกและฝั่งตะวันออกในอดีต โดยพิจารณาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549-2552 ดังตารางที่ 3.5 ถึง ตารางที่ 3.6 ทั้งนี้ข้อมูลดังกล่าวจะนำไปใช้ในการวิเคราะห์ถึงอัตราความพร้อมจ่ายของแหล่งก๊าซธรรมชาติ ดังแสดงในตารางที่ 3.7 ซึ่งจะใช้ในการวิเคราะห์ผลกระทบของความไม่พร้อมจ่ายของแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีผลต่อโรงไฟฟ้าต่อไป

จากข้อมูลในตารางที่ 3.5 และ 3.6 จะแสดงถึงเหตุการณ์ต่างๆที่เกิดขึ้นในช่วงระยะเวลาตั้งแต่ พ.ศ. 2549-2552 รวมเป็นระยะเวลา 4 ปี โดยจะบอกถึงเหตุการณ์ขัดข้องระยะเวลาที่หยุดเดินเครื่องรวมทั้งวันที่หยุดแยกเป็นของแต่ละแหล่งก๊าซ

ตารางที่ 3.5 เหตุขัดข้องในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2552

แหล่งก๊าซธรรมชาติ	ระยะเวลาหยุดเดินเครื่อง				เหตุการณ์
	รวม (ช.ม)	แยกกรณี (ช.ม.)	ตั้งแต่วันที่	ถึงวันที่	
แหล่งเยตากุน	440.5	223.5	21 เม.ย. 49 (10.30 น.)	30 เม.ย.49 (18.00 น.)	เกิดปัญหา Sea Water Cooling Leakage ที่แท่นผลิต
		9	23 พ.ค. 50 (20.35 น.)	24 พ.ค.50 (05.40 น.)	เกิด Gas Leak ที่ Passing Valve Train ทำให้การจ่ายก๊าซฯลดลง
		9	26 ก.พ. 51 (00.36 น.)	26 ก.พ.51 (09.50 น.)	ทำการ Emergency Shutdown บางส่วน
		125	2 เม.ย. 51 (04.44 น.)	10 เม.ย.51 (09.40 น.)	Shutdown เนื่องจากท่อก๊าซฯในฝั่งพม่ารั่ว
		2	1 พ.ค. 51 (11.39 น.)	1 พ.ค. 51 (13.20 น.)	Emergency Shutdown
		48	19 ก.ค. 52	21 ก.ค. 52	-
		24	12 ก.ย. 52	13 ก.ย. 52	-
แหล่งยาดานา	222	24	14 ก.ย. 49 (11.00 น.)	15 ก.ย. 49	เกิด Trip เนื่องจากปัญหาในระบบ Flare ที่แท่นผลิต
		7.5	10 ธ.ค. 49 (09.40 น.)	10 ธ.ค. 49 (17.10 น.)	ปตท. ปิดวาล์วที่ BVW#1 เนื่องจากไม่สามารถควบคุมค่าความร้อนของแหล่งก๊าซฯในสหภาพพม่าได้
		26	25 เม.ย. 50 (16.48 น.)	26 เมย. 50 (18.35 น.)	เกิดปัญหาในระบบจ่ายก๊าซฯของ ปตท.
		96	28 ธ.ค. 50	1 ม.ค. 51	หยุดการผลิตเพื่อติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม
		3.5	16 ม.ค. 51 (14.30 น.)	16 ม.ค. 51 (18.00 น.)	เกิดปัญหาไฟดับและระบบ Metering ที่แท่นผลิตขัดข้อง
		15	30 มิ.ย. 51 (19.40 น.)	1 ก.ค. 51 (10.30 น.)	Emergency Shutdown
		48	4 มี.ค. 52	6 มี.ค. 52	-
		2	15 ส.ค. 52 (08.45 น.)	15 ส.ค. 52 (10.24 น.)	-

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แหล่งก๊าซธรรมชาติ	ระยะเวลาหยุดเดินเครื่อง				เหตุการณ์
	รวม (ช.ม)	แยกกรณี (ช.ม.)	ตั้งแต่วันที่	ถึงวันที่	
รวม	662.5				

ตารางที่ 3.6 เหตุขัดข้องในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออกตั้งแต่ปี พ.ศ. 2549 – 2552

แหล่งก๊าซธรรมชาติ	ระยะเวลาหยุดเดินเครื่อง				เหตุการณ์
	รวม (ช.ม)	แยกกรณี (ช.ม)	ตั้งแต่วันที่	ถึงวันที่	
แหล่งสตูล, แหล่งปลาทอง	96	72	16 มิย. 49	19 มิย. 49	แหล่งสตูลหยุดการผลิตทั้งหมดเพื่อทำ Compressor Engine Change – out ทำให้การจ่ายก๊าซฯลดลงและ Compressor ที่แหล่งปลาทอง trip และเกิดไฟไหม้ที่แท่นผลิตของแหล่งสตูลทำให้ต้องหยุดการผลิต
		24	18 มีค. 51	19 มีค. 51	เกิดปัญหาที่ระบบผลิตส่งผลให้การจ่ายก๊าซฯน้อยกว่าแผน
แหล่งบงกช	399	54.5	10 กย. 50 (20.30 น.)	12 กย. 50 (03.00 น.)	เกิดก๊าซฯรั่วจนต้องทำการ Shutdown
		2	14 กพ. 51 (05.16 น.)	14 กพ. 51 (07.11 น.)	เกิด Gas Compressor Trip ทั้ง 3 ชุด
		24	17 มีค. 51	18 มีค. 51	เกิด Gas Leakage
		72	13ส.ค.52	16ส.ค.52	-
		6.5	7 ต.ค. 52 (7.25น)	7 ต.ค.52 (14.00น.)	-
		240	10 ต.ค 52 (6.13น.)	21 ต.ค. 52	-

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แหล่งก๊าซธรรมชาติ	ระยะเวลาหยุดเดินเครื่อง				เหตุการณ์
	รวม (ช.ม)	แยกกรณี (ช.ม)	ตั้งแต่วันที่	ถึงวันที่	
แหล่ง JDA	429	168	15 ตค. 50	22 ตค. 50	หยุดการผลิตทั้งหมด
		4	23 มิ.ย. 52 (6.45น.)	23 มิ.ย. (10.50 น.)	-
		240	9 ส.ค. 52	19 ส.ค. 52	-
		3	12 ก.ย.52 (9.45น.)	12 ก.ย.52 (12.50น.)	-
		8	13ก.ย.52 (17.14น.)	14 ก.ย.52 (0.30 น.)	-
		4	14 ต.ค.52 (10.20น.)	14 ต.ค.52 (14.15 น.)	-
		2	16 ต.ค.52 (14.30น.)	16 ต.ค.52 (16.20 น.)	-
แหล่งไพลิน	72	48	16 ม.ค. 51	18 ม.ค. 51	ลดการจ่ายก๊าซฯเนื่องจากมีปัญหาที่ Compressor
		24	25 ก.พ. 51 (07.00น.)	26 ก.พ. 51 (07.00 น.)	Shutdown เนื่องจาก Gas Compressor ที่แท่นไพลินเหนือ Trip ทั้งหมด
แหล่งอาทิตย์	36	24	26 มิ.ย. 51 (13.20น.)	27 มิ.ย. 51 (13.20 น.)	Shutdown ที่ Compressor ทำให้การจ่ายก๊าซฯลดลง
		12	18 ส.ค. 52 (11.30)	18 ส.ค. 52 (23.30น.)	-
รวม	1032				

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากข้อมูลดังตารางที่ 3.5 และ 3.6 สามารถนำจำนวนชั่วโมงที่เกิดเหตุการณ์ของแต่ละแหล่งก๊าซมาทำการคำนวณหาค่าความไม่พร้อมจ่ายและค่าความพร้อมจ่ายในฝั่งตะวันตกและฝั่งตะวันออก ดังแสดงในตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7 อัตราความพร้อมจ่ายของแหล่งก๊าซในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ

แหล่งก๊าซธรรมชาติ		ระยะเวลาหยุดเดินเครื่อง (ช.ม.)	Unavablity	Avablity
ฝั่งตะวันตก	แหล่งเยตากุน	440.5	0.0126	0.9874
	แหล่งยาดานา	222.0	0.0063	0.9937
	รวม	662.5		
ฝั่งตะวันออก	แหล่งปลาทองและแหล่งสตูล	96.0	0.0027	0.9973
	แหล่งบงกช	399.0	0.0114	0.9886
	แหล่ง JDA	429.0	0.0122	0.9878
	แหล่งไพลิน	72.0	0.0021	0.9979
	แหล่งอาทิตย์	36.0	0.0010	0.9990
	รวม	1,032.0		

จากข้อมูลทั้งหมดในหัวข้อนี้จะนำไปสู่การวิเคราะห์ถึงผลกระทบของแหล่งก๊าซธรรมชาติต่อโรงไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องในทั้งฝั่งตะวันตกและฝั่งตะวันออก โดยการจำลองเหตุการณ์สำหรับเหตุขัดข้องที่จะมีผลต่อความมั่นคงและเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าดังจะกล่าวต่อไปในหัวข้อที่ 4.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.2 ถ่านหิน

ถ่านหินเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีปริมาณสำรองอยู่มาก กระจายอยู่ในประเทศต่างๆ ทั่วโลก ทำให้เป็นเชื้อเพลิงที่มีความมั่นคงสูงและมีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น โดยถ่านหิน คือ หินตะกอนชนิดหนึ่งซึ่งสามารถติดไฟได้ มีสีน้ำตาลอ่อนจนถึงสีดำ มีทั้งชนิดผิวมันและผิวด้าน น้ำหนักเบา กำเนิดมาจากการเปลี่ยนแปลงตามธรรมชาติของพืชพันธุ์ไม้ต่างๆ ที่สลายตัวและสะสมอยู่ในลุ่มน้ำหรือแอ่งน้ำต่างๆ ซึ่งได้รับความกดดันและความร้อน

ที่มีอยู่ภายในโลกนับเป็นเวลาหลายร้อยล้านปี ทั้งนี้ ถ่านหินคุณภาพดีจะมีจำนวนคาร์บอนสูงและมีธาตุอื่นๆ ต่ำ โดยสามารถแบ่งประเภทตามคุณสมบัติสำคัญได้เป็น 5 ประเภท แสดงดังตารางที่ 3.8

ตารางที่ 3.8 คุณสมบัติของถ่านหินชนิดต่างๆ

ชนิดถ่านหิน	คุณภาพถ่านหิน	ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
แอนทราไซต์	สูง	ต่ำ
บิทูมินัส	สูง	ต่ำ
ซับบิทูมินัส	ปานกลาง-สูง	ปานกลาง
ลิกไนต์	ต่ำ-ปานกลาง	ต่ำ-สูง
พีต	ต่ำ	ไม่แน่นอน แล้วแต่แหล่ง

สำหรับภายในประเทศไทยนั้น ถึงแม้จะมีปริมาณสำรองถ่านหินอยู่มากกว่า 2,000 ล้านตัน แต่ส่วนใหญ่เป็นถ่านหินที่มีชั้นคุณภาพต่ำ เช่น ลิกไนต์ (Lignite) ดังนั้น ประเทศไทยจึงต้องนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศ โดยนำเข้าถ่านหินชนิดบิทูมินัสมากที่สุด อีกทั้งภาพลักษณ์ที่ไม่ดีด้านสิ่งแวดล้อมในอดีต ทำให้การใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงมีปริมาณไม่มากหากเปรียบเทียบกับประเทศอื่นๆ อย่างไรก็ตาม ในอนาคตคาดว่าจะมีการใช้ถ่านหินเพิ่มขึ้น เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงที่มีราคาถูกและมีปริมาณสำรองมากเมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงชนิดอื่น แต่ทั้งนี้ การนำถ่านหินมาใช้ผลิตพลังงานจะต้องใช้ควบคู่กับเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดเพื่อควบคุมมลพิษทางอากาศที่ปลดปล่อยออกมาในกระบวนการผลิตและการใช้ถ่านหิน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ปัจจุบันนี้ ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้มากรองลงมาจากก๊าซธรรมชาติโดยสัดส่วนของการใช้ลิกไนต์รวมกับถ่านหินประมาณร้อยละ 10 เดิม กฟผ. ใช้ลิกไนต์ในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าแม่เมาะ และต่อมาในปี 2550 โรงไฟฟ้า BLCP และปี 2555 โรงไฟฟ้าเค็คโค่-วัน ซึ่งเป็น IPP ได้เดินเครื่องโรงไฟฟ้าถ่านหินบิทูมินัส ที่มาบตาพุด ระยอง โดยนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศ อย่างไรก็ตาม แม้ว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทถ่านหินนั้นจะมีความมั่นคงสูง และราคาถูก ความเสี่ยงด้านการจัดหาเชื้อเพลิงนั้นยังคงมีอยู่ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง เชื้อเพลิงถ่านหินที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ดังนั้น ในการศึกษาฯ นี้ จะพิจารณาเหตุขัดข้องอันเนื่องมาจากการขาดแคลนถ่านหินที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศเป็นหลัก โดยผลกระทบของการขาดแคลนเชื้อเพลิงถ่านหินนำเข้าเพื่อผลิตไฟฟ้านั้นจะส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าผ่านค่า LOLE ซึ่งส่งผลต่อการคำนวณเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศต่อไป

3.3 พลังงานน้ำจากต่างประเทศ

พลังงานน้ำเป็นแหล่งพลังงานสะอาด และเป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีความเชื่อถือได้ การผลิตกระแสไฟฟ้าจะอาศัยหลักการเปลี่ยนแปลงพลังงานจลน์ของน้ำที่ไหลจากที่สูงลงสู่ที่ต่ำเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยที่ไม่มีการสูญเสียของน้ำที่นำมาใช้เลย การที่จะทำให้น้ำมีพลังงานจลน์ที่เพียงพอต่อการผลิตกระแสไฟฟ้า จะต้องมีการกักเก็บน้ำซึ่งโดยทั่วไปจะกักเก็บน้ำในรูปแบบของเขื่อนหรืออ่างเก็บน้ำ แล้วค่อยปล่อยน้ำให้ไหลผ่านท่อลงมาเพื่อไปขับกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้น ปริมาณน้ำในเขื่อนหรืออ่างเก็บน้ำในแต่ละช่วงเวลาหรือแต่ละฤดูกาล จึงเป็นตัวกำหนดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่อง นอกจากการผลิตกระแสไฟฟ้าจากน้ำในเขื่อนหรืออ่างเก็บน้ำแล้ว ปัจจุบัน ยังมีการนำพลังงานของน้ำ กลับมาใช้ใหม่ได้โดยอาศัยโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำแบบสูบกลับ ซึ่งมักจะถูกนำมาใช้ในการบริหารจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าของโหลด โดยในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำระบบจะสูบน้ำขึ้นไปเก็บที่อ่างเก็บน้ำที่อยู่สูงกว่า และเมื่อถึงช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง จะปล่อยน้ำลงมาเพื่อมาขับใบพัดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้

ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดใหญ่มีบทบาทสำคัญในการผลิตไฟฟ้าของประเทศ อย่างไรก็ดีการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดใหญ่ในอนาคตมีความเป็นไปได้ยาก เนื่องจากการก่อสร้างเขื่อนขนาดใหญ่ จะต้องผ่านกระบวนการทางด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมถึงการรับฟังความคิดเห็นจากภาคประชาชนอย่างกว้างขวาง ส่งผลให้การพัฒนาโครงการแต่ละโครงการเป็นไปได้ช้าและใช้เวลานาน จนถึงอาจไม่สามารถ พัฒนาได้เลย ด้วยเหตุนี้ ในโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ในปัจจุบัน และอนาคตนั้นอยู่ในรูปแบบของการลงทุนในประเทศเพื่อนบ้าน เช่น ลาว เป็นต้น แล้วทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเพื่อนำเข้ามาใช้ยังประเทศไทย อย่างไรก็ตาม การนำเข้าไฟฟ้าจากแหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำในต่างประเทศ ยังมีความเสี่ยงด้านการนำเข้าไฟฟ้าอยู่ บ้าง โดยการนำเข้าไฟฟ้าจากเขื่อนผลิตไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในลุ่มแม่น้ำโขงในประเทศลาวอาจประสบความไม่แน่นอน หากมีการสร้างเขื่อนที่ต้นน้ำโขงในประเทศจีนเพิ่มเติม โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ในช่วงระยะเดือนเมษายน ถึง พฤษภาคมซึ่งเป็นช่วงระยะเวลาที่ปริมาณน้ำในลุ่มแม่น้ำโขงนั้นมีน้อยทำให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเขื่อนมีจำกัด แต่ช่วงระยะเวลาดังกล่าวเป็นช่วงระยะเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีค่าสูงสุด ดังนั้น จึงจำเป็นต้องพิจารณาความเสี่ยงอันเนื่องมาจากการไม่สามารถนำเข้าพลังงานน้ำจากต่างประเทศร่วมด้วย โดยผลกระทบดังกล่าวจะส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าผ่านค่า LOLE ซึ่งส่งผลต่อการคำนวณเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศต่อไป

จากที่ได้กล่าวมาในหัวข้อนี้ นั้นจะพบว่าผลกระทบอันเนื่องมาจากความพร้อมของการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้านั้นเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ดังนั้นการ

กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาถึงผลกระทบของความพร้อมของการจัดหาเชื้อเพลิง อันได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหินนำเข้า และการนำเข้าไฟฟ้าจากพลังงานน้ำจากต่างประเทศ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4
แนวทางการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่นำเสนอ

บทนี้จะนำเสนอหลักการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทย โดยจะกล่าวถึงทั้งแบบจำลองภายใต้เกณฑ์วิธีการตัดสินใจและภายใต้เกณฑ์วิธีการความน่าจะเป็น จากนั้นจะวิเคราะห์ความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าเดิม และนำเสนอเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองขั้นต่ำที่ต้องกำหนดที่ค่าโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ระดับต่างๆ นอกจากนี้ จะนำเสนอแนวคิดการพิจารณาถึงผลกระทบของความเสี่ยงของความสำเร็จในการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน และผลกระทบของความพร้อมของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าที่มีต่อการปรับปรุงเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทย

4.1 แนวทางการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยที่นำเสนอ

จากที่ได้กล่าวเบื้องต้นในบทที่ 2 ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นจะมีแบบจำลองที่เกี่ยวข้องทั้งสิ้น 3 แบบ ได้แก่ แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า แบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า และแบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยเมื่อนำแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้ามาคำนวณร่วมกัน จะสามารถสร้างแบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทั้งวิธีเกณฑ์การตัดสินใจและวิธีเกณฑ์ความน่าจะเป็น โดยมีขั้นตอนการคำนวณดังต่อไปนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

4.1.1 การสร้างแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้า

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้านั้นจะทำการจำลองโดยใช้ตาราง COPT เป็นแบบจำลอง ทั้งนี้ในการสร้าง COPT นั้นจำเป็นจะต้องทราบข้อมูลเฉพาะของโรงไฟฟ้าอาทิเช่น จำนวนโรง ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง และค่า FOR เป็นต้น ทั้งนี้ตัวอย่างข้อมูลโรงไฟฟ้าและตัวอย่างตาราง COPT นี้จะใช้ในการจำลองความน่าจะเป็นของกำลังผลิตติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าที่สถานะต่างๆ เพื่อใช้ในการคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับต่อไป สามารถแสดงดังรูปที่ 4.1

ข้อมูลโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้า	กำลังการผลิตไฟฟ้า (MW)	FOR (%)
North Bangkok (1)	670.00	4
North Bangkok (2)	848.30	4
TECO	700.00	5
Total	2,218.30	

ตาราง COPT

สถานะ	Available Capacity	Unavailable Capacity	Cumulative Probability
1	2,218.30	0.00	0.87552
2	1,548.30	670.00	0.03648
3	1,518.30	700.00	0.04608
⋮	⋮	⋮	⋮
8	0.00	2,218.30	0.00008

รูปที่ 4.1 ตัวอย่างข้อมูลโรงไฟฟ้าและตาราง COPT

4.1.2 การสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้า

สำหรับแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะทำการจำลองโดยใช้ Load duration curve ซึ่งจำลองโดยใช้ข้อมูลจากความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานรายชั่วโมง (Load Profile) ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) และค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Load Forecast) โดยหากมีการลดทอนในส่วนของปริมาณความต้องการใช้ลดไฟฟ้าลดลงอันเนื่องนโยบายอนุรักษ์พลังงานตามแผน EEDP จะต้องนำมาลดทอนในส่วนของค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าก่อนแล้วจึงนำมาสร้างความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคตที่มีรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงคล้ายคลึงกับความต้องการใช้ไฟฟ้าฐานและมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่ากับที่พยากรณ์ไว้ล่วงหน้าในปีนั้น

การสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตจะนำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าของแต่ละปีมาประกอบกับลักษณะหรือรูปแบบการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ของปีฐาน โดยจะอาศัยเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดของปีฐานแล้วทำการปรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานไฟฟ้าให้เท่ากับค่าพยากรณ์ จากนั้น จึงแปลงเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดกลับมาเป็นเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงอีกครั้งหนึ่ง โดยที่กระบวนการในการสร้างแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตตามแนวคิดดังกล่าว สามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังต่อไปนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1) นำเข้าลักษณะหรือรูปแบบการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ของปีฐานเข้ามาทำการพิจารณา
2) แปลงเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมงของปีฐานให้เป็นเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลด
3) คำนวณสัดส่วนระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีที่พิจารณาต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีฐาน (Energy ratio) ดังสมการที่ (4.1)

$$\text{Energy ratio} = \frac{E_{fc}}{E_{base}} \tag{4.1}$$

โดยที่
E_{base} คือ ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าปีฐาน
E_{fc} คือ ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของปีที่พิจารณา
Energy rati คือ สัดส่วนระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าปีที่พิจารณาต่อความต้องการพลังงานไฟฟ้าปีฐาน

4) นำข้อมูลจากเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดของปีฐานทุกจุดมาคูณด้วยค่า Energy ratio ที่ได้ซึ่งจะทำให้ได้เส้นโค้งใหม่ ดังสมการที่ (4.2)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$LDC_{temp} = \text{Energy ratio} \times LDC_{base} \tag{4.2}$$

โดยที่
LDC_{base} คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดของปีฐาน
LDC_{temp} คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใหม่ที่ได้

5) กำหนดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในปีที่พิจารณามีค่า ดังสมการที่ (4.3)

$$P_{min,fc} = k \times P_{max,fc} \tag{4.3}$$

โดยที่ $P_{max,fc}$ คือ ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา

k คือ สัดส่วนระหว่างค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยค่าตั้งต้น (default) ของสัดส่วนระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดนั้น จะกำหนดให้มีค่า 0.3265 เพื่อปรับให้เทียบเท่ากับสัดส่วนของความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าปีฐาน

$P_{min,fc}$ คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดในปีที่พิจารณา

6) แบ่งเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดเป็น 3 ช่วง โดยช่วงแรกคือช่วงของชั่วโมงที่ 1 ถึง 2000 ช่วงที่สองคือช่วงของชั่วโมงที่ 2001 ถึง 6760 และช่วงที่สามคือช่วงของชั่วโมงที่ 6761 ถึง 8760

7) ทำการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดช่วงแรกด้วยสมการที่ (4.4)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{max,fc} - LDC_a}{max(LDC_{temp}) - LDC_a} * \left(LDC_{temp}(t) - LDC_a\right) + LDC_a \quad (4.4)$$

โดยที่ LDC_a คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 2000

$LDC_{cal}(t)$ คือ เส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดใหม่ที่ปรับแล้ว ณ เวลา t

8) ทำการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดช่วงที่สามด้วยสมการที่ (4.5)

$$LDC_{cal}(t) = \frac{P_{min,fc} - LDC_b}{min(LDC_{temp}) - LDC_b} * \left(LDC_{temp}(t) - min(LDC_{temp})\right) + P_{min,fc} \quad (4.5)$$

โดยที่ LDC_b คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 6761

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

9) คำนวณค่าความคลาดเคลื่อนของ $\mathrm{LDC_{new}}$ จากการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดในข้อ 7) และ 8)

10) ตรวจสอบว่าค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่

11) หากความคลาดเคลื่อนยังไม่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด ให้ทำการปรับเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดช่วงที่สองดังนี้

1. ช่วงชั่วโมงที่ 2001 ถึง 4380 ปรับด้วยสมการที่ (4.6)

$$\mathrm{LDC_{cal}(t)} = \frac{\mathrm{P_{new}} - \mathrm{LDC}_c}{\mathrm{LDC_{temp}(4380)} - \mathrm{LDC}_c} * \left(\mathrm{LDC_{temp}(t)} - \mathrm{LDC_{temp}(4830)}\right) + \mathrm{P_{new}} \quad (4.6)$$

โดยที่ LDC_c คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 2001

P_{new} คือ ผลรวมระหว่างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 4830 กับ $\frac{2*error*1000}{4760}$

2. ช่วงชั่วโมงที่ 4381 ถึง 6760 ปรับรูปแบบด้วยสัดส่วนดังสมการ (4.7)

$$\mathrm{LDC_{cal}(t)} = \frac{\mathrm{P_{new}}' - \mathrm{LDC}_d}{\mathrm{LDC_{temp}(4380)} - \mathrm{LDC}_d} * \left(\mathrm{LDC_{temp}(t)} - \mathrm{LDC}_d\right) + \mathrm{LDC}_d \quad (4.7)$$

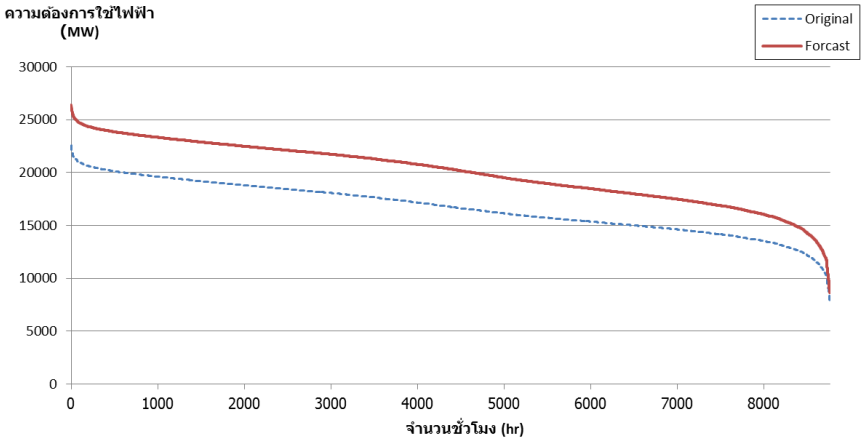
โดยที่ LDC_d คือ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 6760

$\mathrm{P_{new}}'$ คือ ผลรวมระหว่างเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดชั่วโมงที่ 4831 กับ $\frac{2*error*1000}{4760}$

12) หากค่าความคลาดเคลื่อนอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด สิ้นสุดการคำนวณ

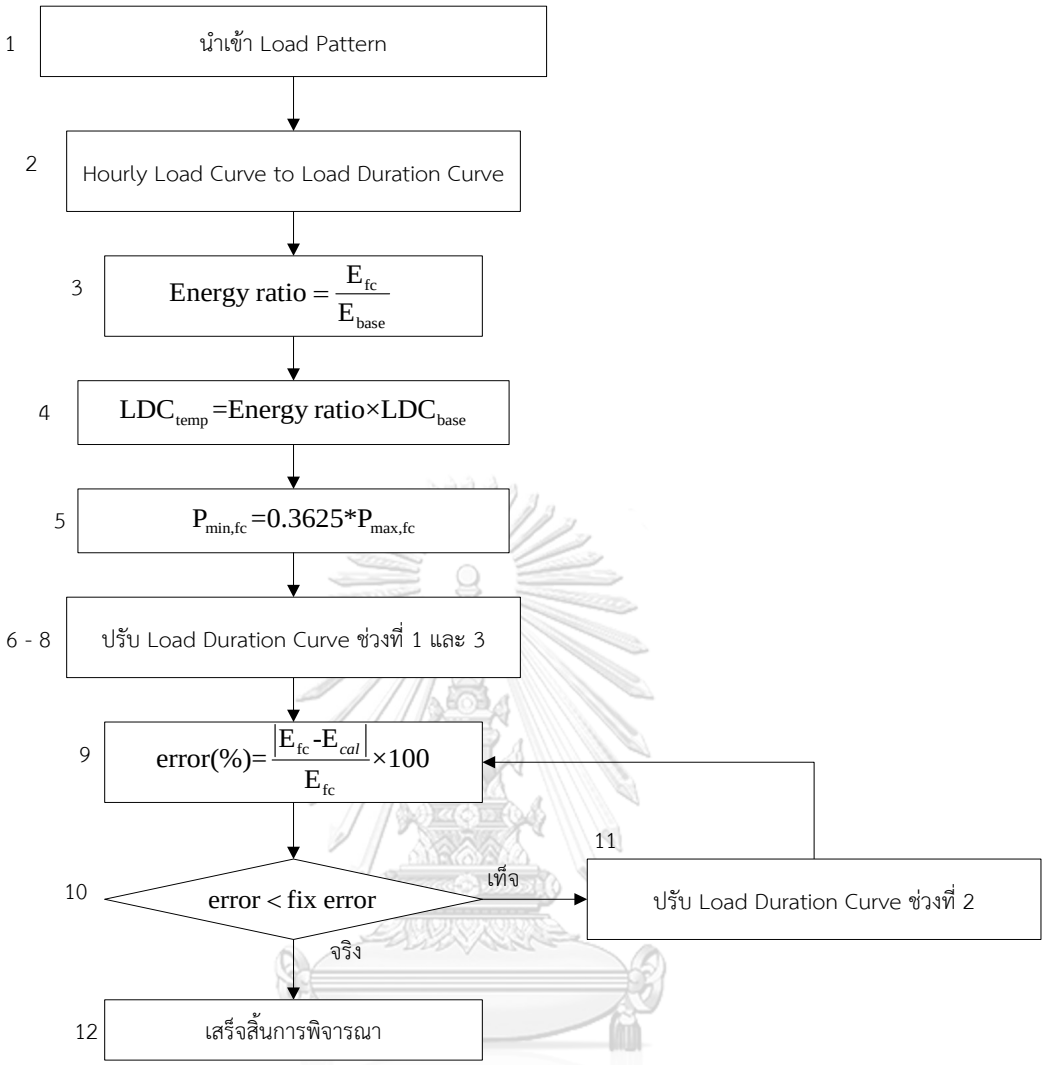
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เมื่อคำนวณตามขั้นตอนที่กล่าวมาจะได้ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปีที่ต้องการพิจารณา โดยตัวอย่างของเส้นโค้งช่วงระยะเวลาของโหลดที่คำนวณตามค่าพยากรณ์แสดงได้ดังรูปที่ 4.2 และขั้นตอนการคำนวณสรุปได้ดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.2 ตัวอย่าง Load Duration Curve ใหม่ที่ได้จากการพยากรณ์

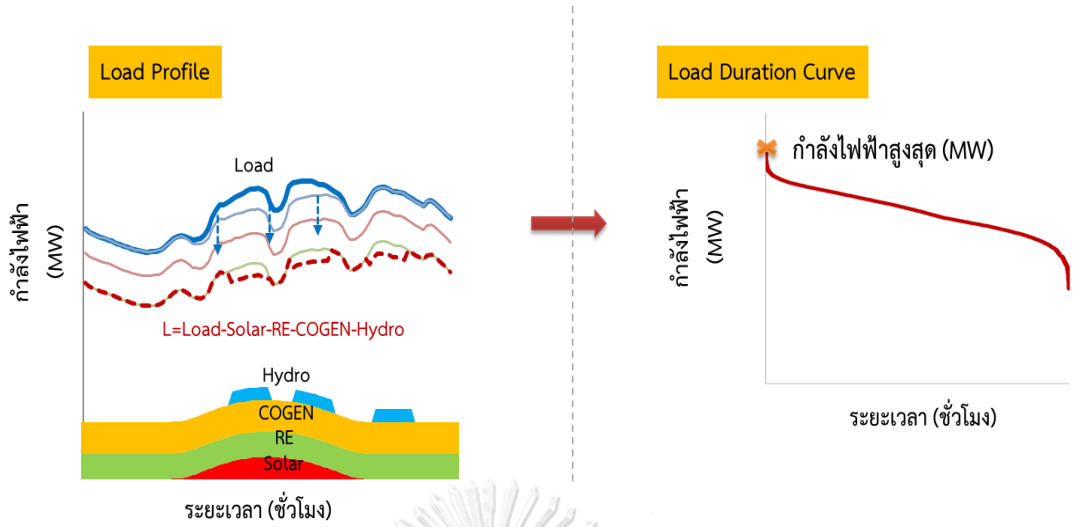
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 4.3 ขั้นตอนการคำนวณหาความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากค่าพยากรณ์

เมื่อได้แบบจำลองการใช้ไฟฟ้าในอนาคตแล้วจึงนำความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงนั้นมาลดทอนด้วยกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆและโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กที่ได้สิทธิในการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบก่อนด้วยรูปแบบของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมง (Generation profile) ของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท และทำการสร้าง Load duration curve โดยการเรียงความต้องการใช้ไฟฟ้าจากมากที่สุดไปน้อยที่สุด ซึ่งสามารถแสดงดังรูปที่ 4.4 จากนั้นจึงนำไปคำนวณร่วมกับตาราง COPT จากแบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ในการคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับต่อไป

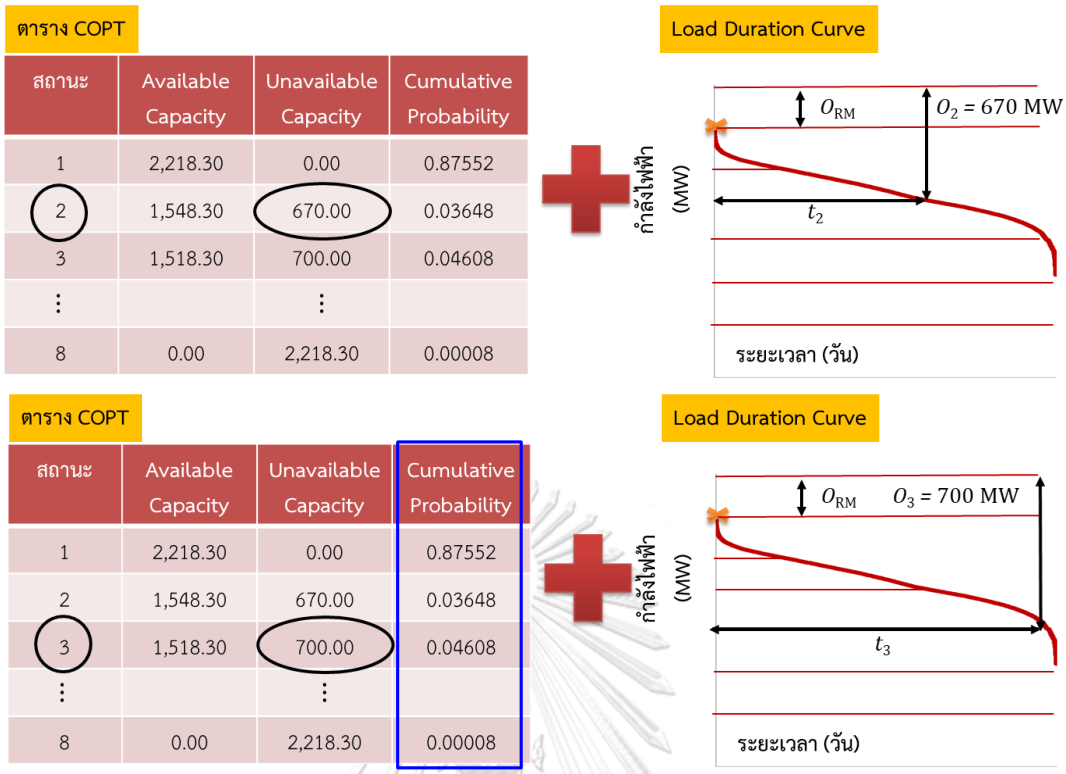


รูปที่ 4.4 ตัวอย่างความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง และ Load Duration Curve

4.1.3 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

สำหรับแบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจะทำการประเมินผ่านค่า LOLE ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการ (2.2) โดยในการประเมินคำนวณค่า LOLE นั้นจะนำตาราง COPT และ Load duration curve มาพิจารณาร่วมกันในการคำนวณ ทั้งนี้ตัวอย่างการคำนวณค่า LOLE สามารถแสดงดังรูปที่ 4.5

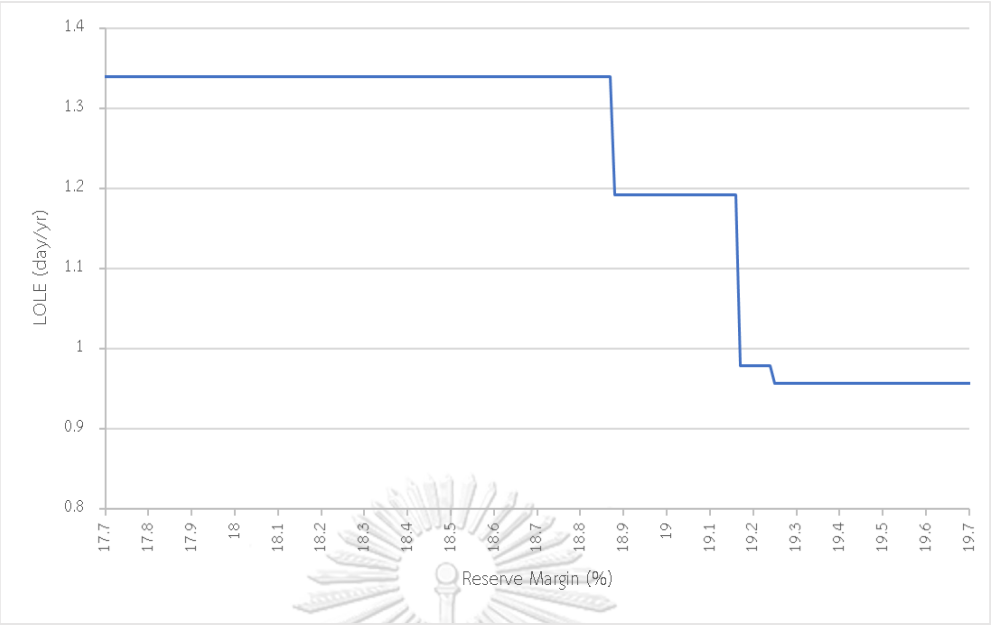
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 4.5 ตัวอย่างการประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ LOLE

4.1.4 การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

ในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะใช้วิธีการกำหนดแบบ Trial and Error ซึ่งต้องอาศัยการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจะทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าเมื่อค่าดัชนีต่างๆไม่ตรงตามเงื่อนไขที่กำหนด โดยการเพิ่มโรงไฟฟ้านั้นจะทำให้ค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสูงขึ้นและทำให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับลดลง ดังนั้นการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่สูงขึ้นจะทำให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับลดลงดังแสดงในรูปที่ 4.6

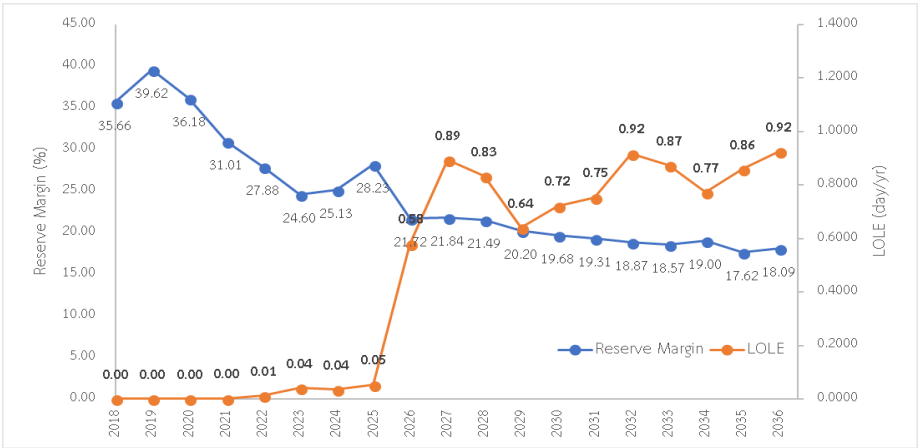


รูปที่ 4.6 ตัวอย่างความสัมพันธ์ระหว่างเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงสุด

เมื่อพิจารณารูปที่ 4.6 เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมนั้น คือค่าเกณฑ์ที่ทำให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับอยู่ในระดับสูงสุดที่ต่ำกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้ และเป็นค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีค่ามากที่สุดในระดับนั้น ซึ่งการวิเคราะห์หาเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมมีขั้นตอนดังนี้

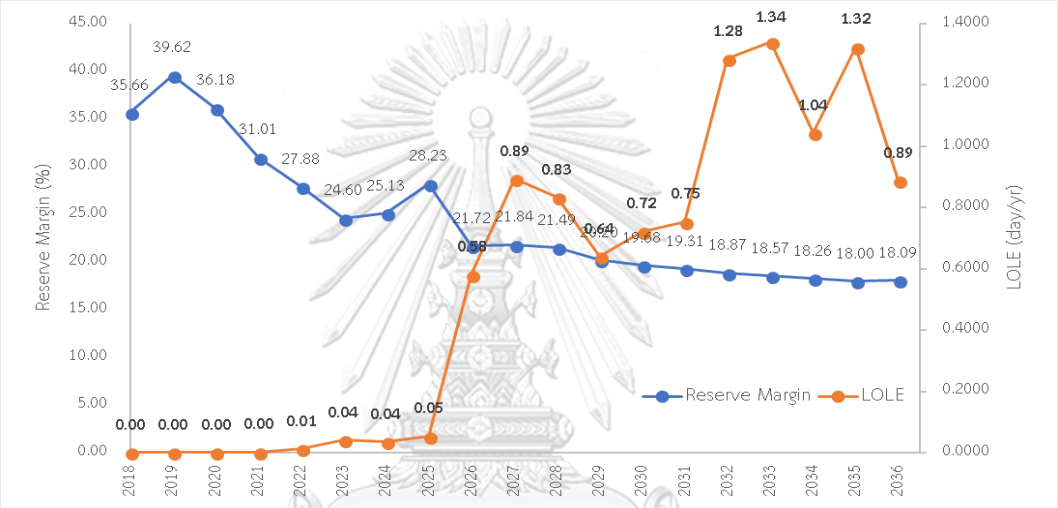
1) กำหนดเกณฑ์ LOLE ที่ยอมรับได้สำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า
2) วางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยกำหนดเงื่อนไข LOLE ตลอดการวางแผนจะต้องมีค่าไม่เกิน LOLE ที่กำหนดในขั้นตอนที่ 1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 4.7 ตัวอย่างการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยที่ LOLE ไม่เกิน 1 วัน/ปี

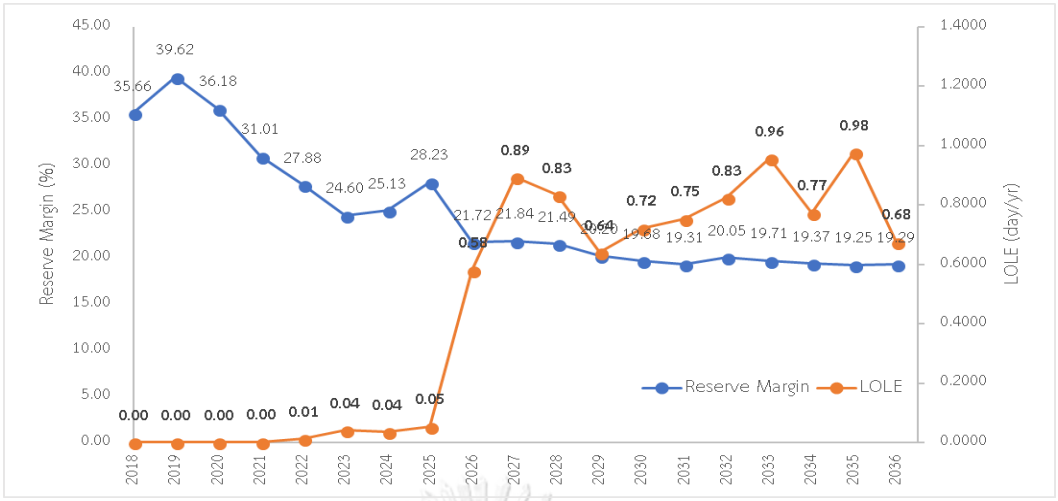
3) กำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มีค่าสูงกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ต่ำที่สุดที่คำนวณได้จากการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าเล็กน้อย (เช่น การปัดทศนิยมส่วนเกินลงให้เหลือเพียง 2 ตำแหน่งแล้วบวกด้วย 0.01 สำหรับกรณีกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีความละเอียดทศนิยมสองตำแหน่ง)
4) วางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยกำหนดเงื่อนไขกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตลอดการวางแผนจะต้องมีค่าไม่ต่ำกว่าเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่กำหนดในขั้นตอนที่ 3



รูปที่ 4.8 ตัวอย่างการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยที่กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 17.62

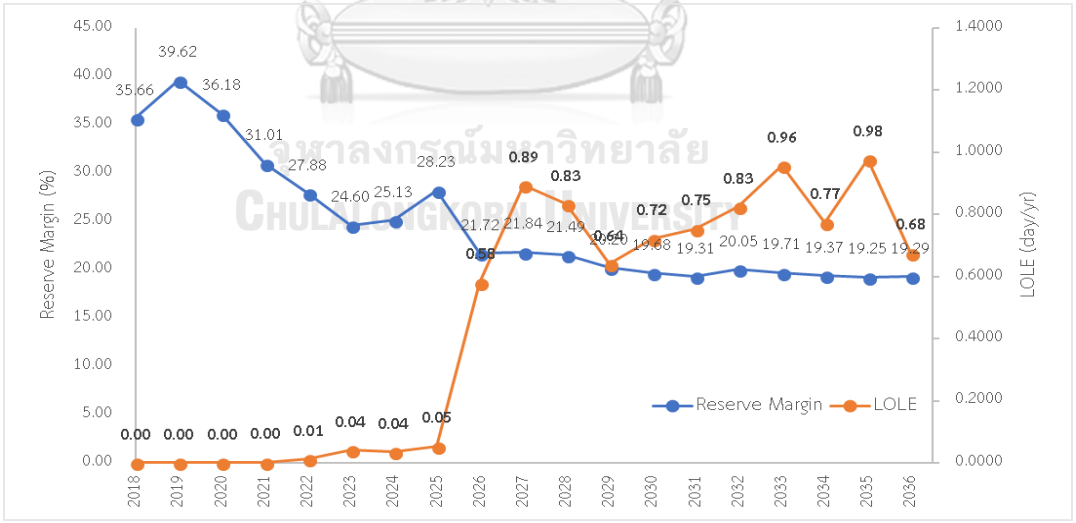
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5) ทำขั้นตอนที่ 3 และ 4 ซ้ำ จนกระทั่ง LOLE ของทุกปีตลอดการวางแผนมีค่ามีค่าไม่เกิน LOLE ที่กำหนดในขั้นตอนที่ 1 แล้วจึงทำการบันทึกค่า LOLE สูงสุดที่คำนวณได้ตลอดการวางแผน (ไม่เกิน LOLE ที่กำหนดในขั้นตอนที่ 1)

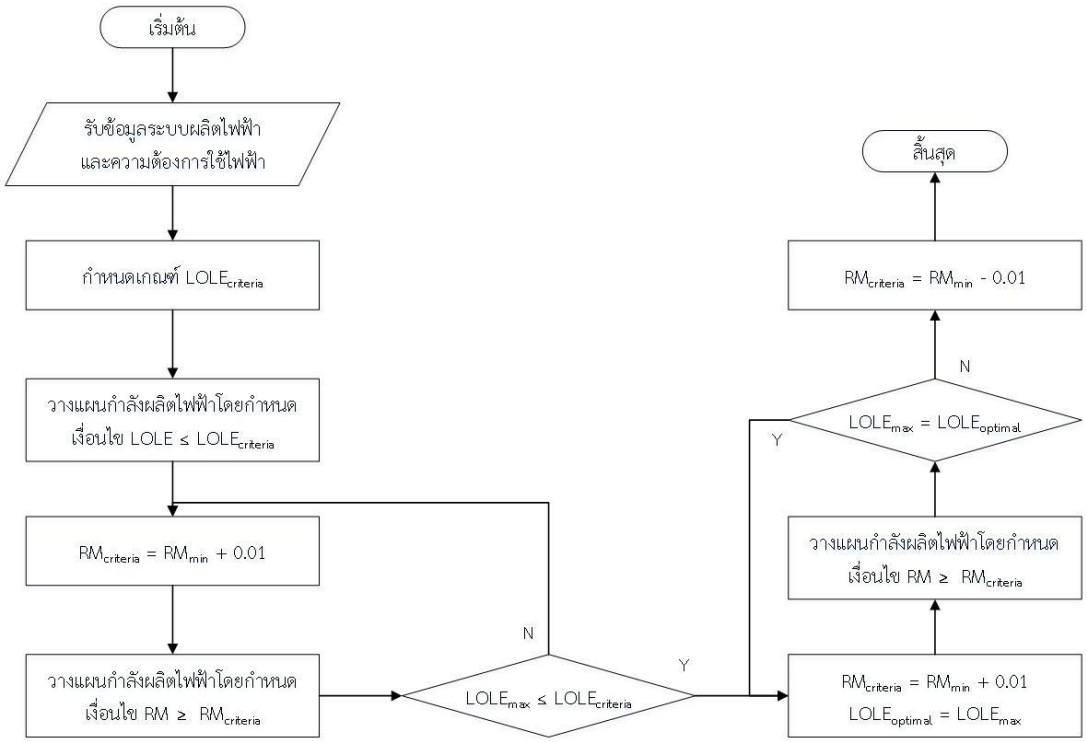


รูปที่ 4.9 ตัวอย่างการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำให้ LOLE มีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้

6) ทำขั้นตอนที่ 3 และ 4 ซ้ำ จนกระทั่ง LOLE สูงสุดที่คำนวณได้ตลอดการวางแผน มีค่าต่างจาก LOLE ที่บันทึกไว้ในขั้นตอนที่ 5
7) ปรับลดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มีค่าลดลงเล็กน้อย (เช่น การนำเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองลบด้วย 0.01 สำหรับกรณีกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองด้วยทศนิยมสองตำแหน่ง)



รูปที่ 4.10 ตัวอย่างการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าด้วยเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม



รูปที่ 4.11 ขั้นตอนการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีความละเอียดทศนิยม 2 ตำแหน่ง

4.2 หลักการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเมื่อพิจารณาผลกระทบของความเสี่ยงของความสำเร็จจากดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงานต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

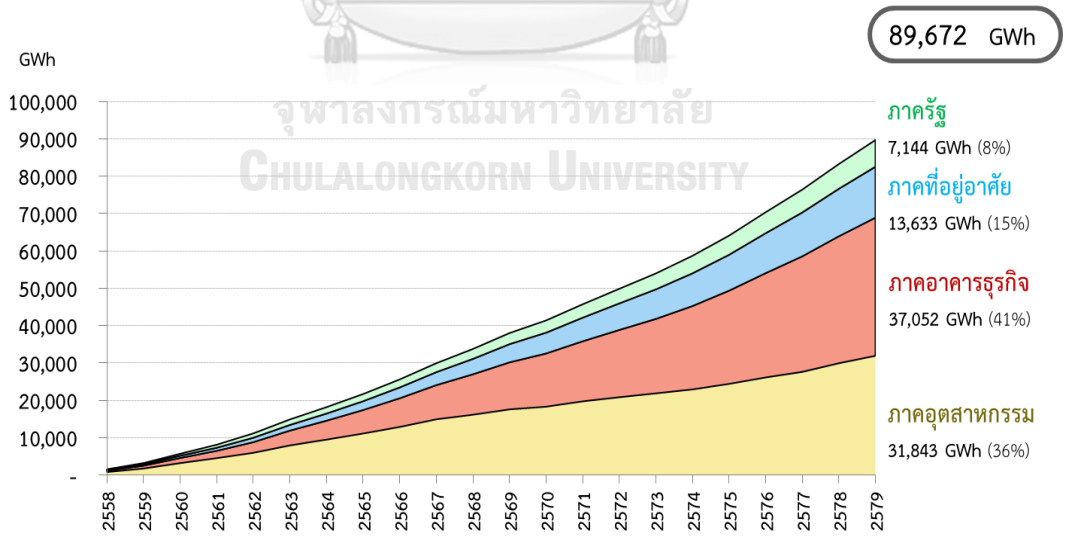
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หนึ่งนโยบายสำคัญที่ส่งผลต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศนั้น คือ แผนอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งในปัจจุบันนี้นโยบายการอนุรักษ์พลังงานของประเทศไทยจะดำเนินการภายใต้กรอบของแผนอนุรักษ์พลังงาน หรือ EEDP (Energy Efficiency Development Plan) โดยแผน EEDP นี้มีเป้าหมายที่จะลดความเข้มการใช้พลังงานไฟฟ้า

ในการจัดทำแผน PDP 2015 ได้มีการนำเป้าหมายของแผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2558 - 2579 (EEDP 2015) ด้านไฟฟ้าจากการประเมินมาตรการที่มีศักยภาพและมีโอกาสดำเนินการได้สำเร็จเข้าไปเป็นเงื่อนไขในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระยะยาว (Load Forecast) โดยคาดว่า ณ สิ้นแผนปี 2579 จะสามารถลดการใช้ไฟฟ้ารวมได้ทั้งสิ้น 89,672 ล้านหน่วย ทั้งนี้ การจำแนกแผน EEDP ตามภาคเศรษฐกิจ และแนวโน้มการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้าตามแผน EEDP 2015 สรุปได้ดังนี้

ตารางที่ 4.1 เป้าหมายแผนอนุรักษ์พลังงาน (EEDP) ณ ปี 2579 ด้านไฟฟ้าจำแนกตามภาคเศรษฐกิจ

มาตรการ	ที่อยู่อาศัย	อุตสาหกรรม	อาคาร		รวม (GWh)
			อาคารธุรกิจ	อาคารรัฐ	
1. การจัดการโรงงานและอาคารควบคุม (SEC)	-	10,814	5,654	3,180	19,648
2. มาตรการประสิทธิภาพพลังงานในอาคาร (BEC)	-	-	11,975	1,711	13,686
3. การใช้เกณฑ์มาตรฐานและติดฉลากอุปกรณ์ (HEPs & MEPs)	8,936	6,226	7,609	989	23,760
4. การสนับสนุนด้านการเงิน	-	9,133	5,941	-	15,074
5. มาตรการส่งเสริม LED	3,354	3,303	3,711	1,264	11,632
6. มาตรการบังคับใช้เกณฑ์มาตรฐานการประหยัดพลังงานสำหรับผู้ผลิตและจำหน่ายพลังงาน (EERS)	1,343	2,367	2,162	-	5,872
รวม (GWh)	**13,633**	**31,843**	**37,052**	**7,144**	**89,672**



รูปที่ 4.12 แนวโน้มการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้าตามแผน EEDP 2015

จากรูปที่ 4.12 เป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้าดังกล่าวนั้น กระทรวงพลังงานได้นำผลการประหยัดพลังงานทั้ง 100% (EE100%) มาใช้เป็นเงื่อนไขในการจัดทำค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยปรับลดจากค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในกรณีปกติ (BAU) ที่มีผลประหยัดจากการปรับปรุงประสิทธิภาพของมาตรการในอดีตและปัจจุบัน 22,456 ล้านหน่วย จึงสามารถปรับลดลงได้อีก 67,216 ล้านหน่วย ส่งผลให้ผลประหยัดรวมเท่ากับ 89,672 ล้านหน่วยตามแผน EEDP ที่กำหนด ซึ่งการประหยัดพลังงานดังกล่าวสามารถลดค่าพยากรณ์พลังไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) ในปี 2579 ได้ประมาณ 9,645 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นการลดการก่อสร้างโรงไฟฟ้าได้เฉลี่ยปีละ 500 เมกะวัตต์ ตลอดแผน PDP2015

ทั้งนี้ ในการนำผลการประหยัดพลังงาน 100% มาปรับลดค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้านั้นจะมีการพิจารณาผลกระทบอันเนื่องมาประสิทธิภาพของเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในมาตรการต่างๆ ทำให้นำผลการประหยัดพลังงานมาปรับลดได้ไม่ทั้งหมด ดังนั้นจะเห็นได้ว่าผลการประหยัดพลังงานมีความสำคัญอย่างมากในการจัดทำแผน PDP 2015 ที่ผ่านมา เนื่องจากจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัตินั้นมาตรการประหยัดพลังงานต่างๆ อาจไม่สามารถทำได้สำเร็จตามเป้าหมาย โดยจะส่งผลต่อค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าให้มีค่าสูงขึ้นจากตอนจัดทำแผน ซึ่งจะกระทบต่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศให้มีค่าต่ำลงได้ โดยสามารถนำตัวประกอบความสำเร็จ (Success Factor) มาใช้ในการคำนวณค่าความต้องการพลังงานเมื่อพิจารณาความเสี่ยงที่ไม่สามารถประหยัดพลังงานได้สำเร็จตามเป้าหมายได้ดังสมการที่ (4.8) และสามารถนำไปคิดเป็นความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้ดังสมการที่ (4.9) ดังนั้นการพิจารณาปรับปรุงเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม จึงควรให้ความสำคัญกับเป้าหมายการอนุรักษ์พลังงานตามแผน EEDP โดยพิจารณาถึงความเสี่ยงของความสำเร็จของมาตรการต่างๆ ร่วมด้วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$Energy = Energy_{BAU} - s.f. \times (Energy_{BAU} - Energy_{base}) \quad (4.8)$$

โดย $Energy$ คือ ปริมาณความต้องการพลังงานหลังถูกลดทอนด้วยผลการประหยัดพลังงานที่มีการคิดความเสี่ยงของความสำเร็จ

$Energy_{BAU}$ คือ ปริมาณความต้องการพลังงานที่พยากรณ์ได้จริง

$Energy_{base}$ คือ ปริมาณความต้องการพลังงานหลังถูกลดทอนด้วยผลการประหยัดพลังงาน 100%

$s.f.$ ตัวประกอบความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน

$$Peak = Peak_{BAU} \times \frac{Energy}{Energy_{BAU}} \quad (4.9)$$

โดย $Peak$ คือ ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดหลังถูกลดทอนด้วยผลการประหยัดพลังงานที่มีการคิดความเสี่ยงของความสำเร็จ

$Peak_{BAU}$ คือปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่พยากรณ์ได้จริง

$Energy$ คือ ปริมาณความต้องการพลังงานหลังถูกลดทอนด้วยผลการประหยัดพลังงานที่มีการคิดความเสี่ยงของความสำเร็จ

$Energy_{BAU}$ คือ ปริมาณความต้องการพลังงานที่พยากรณ์ได้จริง

ดังนั้น ในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะพิจารณาถึงผลกระทบแผนอนุรักษ์พลังงานร่วมด้วย โดยจะพิจารณาความเสี่ยงของความสำเร็จของมาตรการอนุรักษ์พลังงานภายใต้แผน EEDP ทั้งนี้เพื่อให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่นำเสนอนั้นมีความถูกต้องและเหมาะสมยิ่งขึ้น

4.3 ผลกระทบจากความไม่พร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของประเทศ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทใช้เชื้อเพลิงนั้นสำหรับประเทศไทยแล้วเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน เป็นต้น สำหรับโรงไฟฟ้าประเภทไม่ใช่เชื้อเพลิงนั้นได้แก่ พลังงานหมุนเวียน พลังน้ำจากต่างประเทศ เป็นต้น โดยในการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้านั้นจะไม่นำโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนมา และโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาร่วมพิจารณาด้วย โดยหนึ่งในปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อการจัดสรรกำลังการผลิตไฟฟ้านั้น คือ ความพร้อมของการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ และสามารถคำนวณค่า LOLE เมื่อพิจารณาผลกระทบของความพร้อมของการจัดหาเชื้อเพลิงได้ดังสมการที่ (4.10) ทั้งนี้สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นการพิจารณาความพร้อมของการจัดหาเชื้อเพลิงนั้นจะพิจารณาเฉพาะเชื้อเพลิงที่มีความเสี่ยงที่จะไม่สามารถจัดหาเชื้อเพลิง และมีสัดส่วนในการใช้ในการผลิตไฟฟ้าสูง อันได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานน้ำจากต่างประเทศ เท่านั้น

$$LOLE = LOLE_{\text{Fuel-avail}} \times P_{\text{Fuel-avail}} + LOLE_{\text{Fuel-unavail}} \times P_{\text{Fuel-unavail}} \quad (4.10)$$

โดย $LOLE_{\text{Fuel-avail}}$ คือ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อเชื้อเพลิง i สามารถจัดหาได้

$LOLE_{\text{Fuel-unavail}}$ คือ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อเชื้อเพลิง i ไม่สามารถจัดหาได้

$P_{\text{Fuel-avail}}$ คือ ความน่าจะเป็นที่เชื้อเพลิง i สามารถจัดหาได้

$P_{\text{Fuel-unavail}}$ คือ ความน่าจะเป็นที่เชื้อเพลิง i ไม่สามารถจัดหาได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 5
ผลการทดสอบ

การทดสอบการกำหนดขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะแสดงให้เห็นถึงความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเดิม และนำเสนอเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองใหม่ที่มีความเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบัน โดยมีความสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก รวมถึงมีการพิจารณาผลของความเสี่ยงของความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงานและผลกระทบจากความไม่พร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิง ดังนั้นจึงแบ่งการทดสอบออกเป็น 4 การทดสอบได้แก่

1) การวิเคราะห์ความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเดิม
2) การกำหนดขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม
3) การกำหนดขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมโดยพิจารณาความเสี่ยงของความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน
4) การวิเคราะห์ผลกระทบจากความไม่พร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิง

โดยการทดสอบข้างต้นนี้จะต้องอาศัยการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าที่ถูกต้องและเหมาะสม ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการพิจารณาระบบทดสอบ สมมติฐาน และเงื่อนไขที่ใช้ในการทดสอบ เพื่อนำไปสู่การประเมินความเชื่อถือได้ที่ถูกต้อง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.1 ระบบทดสอบ

จากหลักการประเมินความเชื่อถือได้จะต้องเริ่มต้นจากการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าหลักก่อน จากนั้น จึงจะนำไปสู่แบบจำลองความเชื่อถือได้เพื่อประเมินความเชื่อถือได้ต่อไป ดังนั้นจึงแบ่งระบบทดสอบที่ต้องพิจารณาออกเป็น 2 ส่วนได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้า และความต้องการใช้ไฟฟ้า

5.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้า

ในการทดสอบที่ 1 การพิจารณาความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเดิม ซึ่งหมายถึงเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ดังนั้นจึงใช้ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP 2015 (2558 – 2579) ซึ่งเป็นแผนหลักที่ใช้งานอยู่จริงในปัจจุบัน

ในการทดสอบที่ 2 - 4 จะใช้ระบบผลิตไฟฟ้าที่จะพิจารณาเฉพาะโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบันแล้ว และโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดการเข้าสู่ระบบอย่างแน่นอนแล้ว (SCOD) จากฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 ร่วมกับแผน AEDP 2015 โดยรายละเอียดข้อมูลตั้งต้นของแต่ละระบบแสดงในภาคผนวก ก.

5.1.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้า

ในการทดสอบที่ 1 จะใช้ข้อมูลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าอ้างอิงตามแผน PDP 2015 และความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปี 2556 เป็นค่าฐานดังข้อมูลในภาคผนวก ค. แล้วจึงพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคต ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560-2579 ซึ่งได้อธิบายไว้ในบทที่ 4 ในหัวข้อที่ 4.1

ในการทดสอบที่ 2 – 4 จะใช้ข้อมูลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าอ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 และความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปี 2560 เป็นค่าฐานดังข้อมูลในภาคผนวก ค. แล้วจึงพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561-2579 ซึ่งได้อธิบายไว้ในบทที่ 4 ในหัวข้อที่ 4.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ

สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบมีดังต่อไปนี้

1) กำหนดให้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้า 1 เครื่อง โดยมีขนาดเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า และใช้เฉพาะเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า
2) ช่วงการคำนวณดัชนีต่างๆ คำนวณครั้งละ 1 เดือนต่อเนื่องไปจนครบระยะเวลาของแผน
3) ไม่คำนึงถึงกำลังสูญเสียของระบบไฟฟ้า

4) กำหนดให้นำพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และที่รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และเล็กมาก ให้รับรองความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมดก่อน
5) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนพิจารณาเฉพาะที่มีกำหนดเข้าระบบแน่นอนแล้ว ไม่พิจารณากำหนดเพิ่มเติมนอกเหนือจากแผนพัฒนาพลังงานทดแทน (AEDP)
6) พิจารณาโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีกำหนดเข้าระบบแน่นอนแล้วและที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในอนาคต
7) กำหนดข้อมูลโรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในอนาคตเอาไว้ล่วงหน้าดังตารางที่ 5.1
8) พิจารณาจัดลำดับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า ตามต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย
9) ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยไม่รวมค่าส่งกำลังไฟฟ้าผ่านสายส่งกำลังไฟฟ้า
10) ไม่คำนึงถึงกรณีที่แหล่งเชื้อเพลิงมากกว่า 1 แหล่งไม่พร้อมจ่ายพร้อมกัน
11) กำหนดให้ระบบการจัดหาก๊าซธรรมชาติไม่สามารถจัดหาได้ เมื่อแหล่งก๊าซธรรมชาติแหล่งใดแหล่งหนึ่งของระบบขัดข้อง
12) อัตราขัดข้องของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงกำหนดดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.1 โรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในอนาคต

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)	เชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	เงินลงทุน ($/kW)
ถ่านหินสะอาด	1000	ถ่านหินนำเข้า	8869	1836
ลิกไนต์	600	ถ่านหินลิกไนต์	8957	1944
พลังความร้อนร่วม	650, 1400	ก๊าซธรรมชาติ	6362, 6284	494, 501
นิวเคลียร์	1100	นิวเคลียร์	10426	3354
กังหันแก๊ส	250	ดีเซล	10919	344
พลังน้ำนำเข้า (ปากเบ่ง)	798	-	-	-
พลังน้ำนำเข้า (มายตง)	1250	-	-	-

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตไฟฟ้า (MW)	เชื้อเพลิง	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	เงินลงทุน ($/kW)
พลังน้ำนำเข้า (น้ำงึม 3)	440	-	-	-
พลังน้ำนำเข้า (เซกอง 4-5)	240, 330	-	-	-
พลังน้ำนำเข้า (ปากลาย)	770	-	-	-
พลังน้ำนำเข้า (เซนาคาม)	660	-	-	-

ตารางที่ 5.2 อัตราขัดข้องของระบบการจัดหาเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	อัตราขัดข้อง (MW)
ระบบท่อก๊าซตะวันตก	0.0189
ระบบท่อก๊าซตะวันออก	0.0294
การนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศ	0.1
การนำเข้าพลังงานน้ำจากต่างประเทศ	0.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.3 เงื่อนไขในการทดสอบ

เงื่อนไขที่ใช้ในการทดสอบของทั้งสองระบบทดสอบนั้นมีเงื่อนไขดังต่อไปนี้

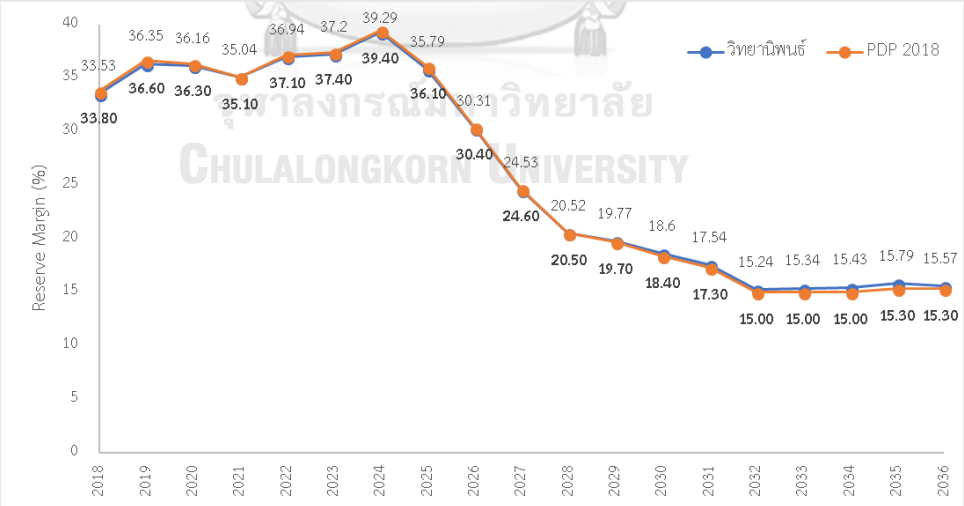
1. สัดส่วนการรับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศต้องไม่เกิน 20%
   1.1 โรงไฟฟ้าถ่านหินนำเข้า ไม่เกิน 5% ตลอดแผน
   1.2 รับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำ ไม่เกิน 15% ณ ตลอดแผน
2. สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าต้องไม่เกิน 45 %

3. สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินสะอาด (Bituminous) ภายในประเทศ ต้องไม่เกิน 20% ตลอดแผน
4. กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์มีสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 5 % ของกำลังผลิตทั้งหมดในระบบหรือไม่เกิน 2 โรง ณ ปลายแผน และเริ่มเข้าสู่ระบบได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2578 เป็นต้นไป

5.4 ผลการทดสอบ

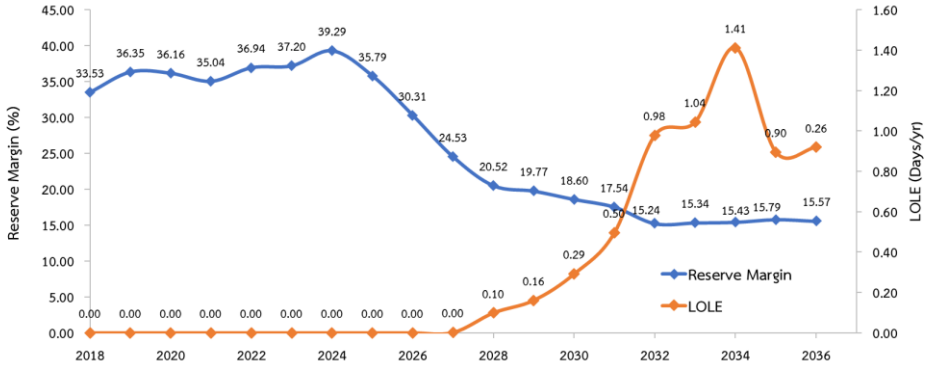
5.4.1 การวิเคราะห์ความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเดิม

การวิเคราะห์ความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทยภายใต้สมมติฐานของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศฉบับปัจจุบันนั้น จะทำการวิเคราะห์โดยอาศัยสมมติฐานทั้งหมดตามแผน PDP 2015 ซึ่งกำหนดให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 แต่ไม่ได้ระบุรายละเอียดเกี่ยวกับเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเอาไว้ โดยผลการเปรียบเทียบค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในแต่ละปีจากการคำนวณในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กับค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตามที่ระบุไว้ในแผน PDP 2015 ซึ่งมีความคลาดเคลื่อนกันไม่เกินร้อยละ 0.5 ดังแสดงในรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่คำนวณได้เทียบกับแผน PDP 2015

การคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับอ้างอิงตามสมมติฐานทั้งหมดในแผน PDP 2015 สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีเมื่อทำการวิเคราะห์โดยใช้สมมติฐานตามแผน PDP 2015

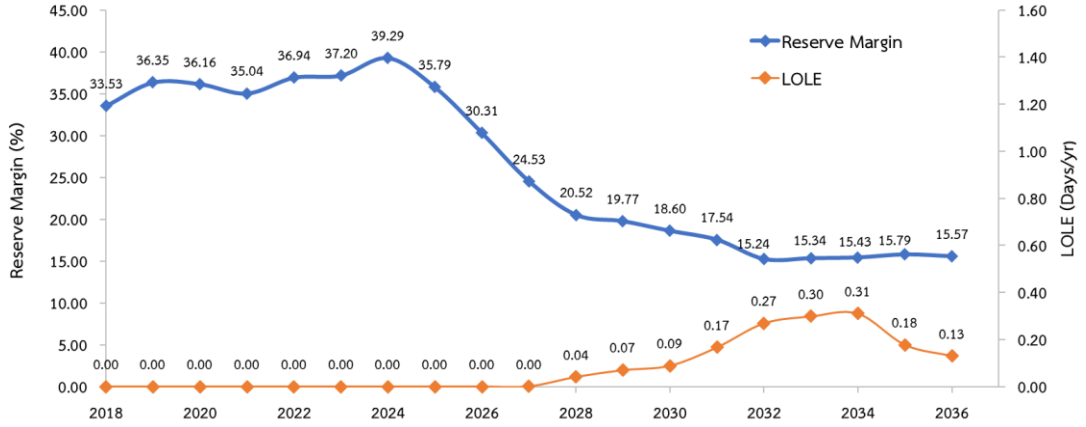
จากรูปที่ 5.2 จะพบว่า ในช่วงแรกที่ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองยังมีค่าสูง โอกาสเกิดไฟฟ้าดับของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยจะมีค่าต่ำมาก อย่างไรก็ดี ตั้งแต่ปี 2027 (พ.ศ. 2570) เป็นต้นไป ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศมีค่าลดลงต่ำกว่าร้อยละ 30 ทำให้โอกาสเกิดไฟฟ้าจากระบบผลิตเริ่มมีค่าสูงขึ้นเรื่อยๆ โดยจะมีค่าเท่ากับ 1.04 วันต่อปี ในปี 2033 และ 1.41 วันต่อปี ในปี 2034 ซึ่งสูงกว่าเกณฑ์เป้าหมายปกติที่เคยมีการกำหนดเอาไว้ แม้ว่าระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจะไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ตามเกณฑ์ที่กำหนดก็ตาม ทั้งนี้ จากการวิเคราะห์ในรายละเอียดจะพบว่า ปัจจัยสำคัญที่ส่งผลกระทบต่อการเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของโอกาสเกิดไฟฟ้าดับนั้น มีผลมาจากการเริ่มมีการนำเข้าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศอย่างต่อเนื่องทุกปีตั้งแต่ปี 2026 จนถึงปี 2036 (พ.ศ. 2579) โดยมีแผนการนำเข้าทุกปีที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้งปีละ 700 MW อย่างไรก็ดี โรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ แม้ว่าจะถือว่าเป็นโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตพึ่งได้สูง แต่ก็มีพลังงานไฟฟ้าที่นำมาใช้ได้อย่างจำกัดซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณของน้ำที่กักเก็บในอ่างเก็บน้ำเป็นหลัก โดยเฉพาะอย่างยิ่งในฤดูร้อนซึ่งเป็นช่วงระยะเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงสุดนั้น ปริมาณการของน้ำที่กักเก็บไว้จะค่อนข้างต่ำจึงทำให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถจ่ายได้มีค่าต่ำเช่นกัน เมื่อคิดเป็นชั่วโมงในการจ่ายไฟฟ้าแล้ว โรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศในช่วงฤดูร้อนจะมีปริมาณน้ำเพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าตลอดวันได้ประมาณ 14 – 16 ชั่วโมงต่อวันเท่านั้น ส่งผลให้มีโอกาสจ่ายพลังงานให้แก่ความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่เพียงพอในบางเวลา ซึ่งทำผลให้มีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากระบบผลิตสูงเกินเกณฑ์ที่กำหนดได้

ทั้งนี้ เพื่อหาแนวทางแก้ไขผลกระทบที่เกิดขึ้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้มีการวิเคราะห์เพิ่มเติม โดยทดลองปรับเปลี่ยนกำหนดการ และประเภทของโรงไฟฟ้าที่ถูกจะเริ่มนำเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของประเทศไทยตามแผน PDP 2015 โดยได้เปลี่ยนจากการนำเข้าโรงไฟฟ้าประเภทพลังน้ำจากต่างประเทศ เป็นการสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแทน โดยใช้สมมติฐานดังตารางที่ 5.3 ผลการวิเคราะห์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.3 และ 5.4

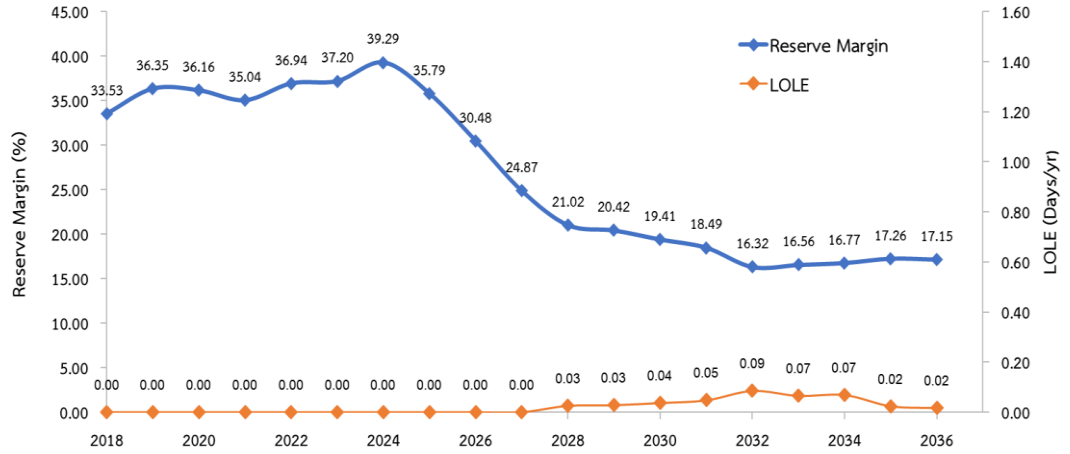
ตารางที่ 5.3 สมมติฐานการจำลองเพื่อวิเคราะห์ความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศ

สมมติฐาน	ประเภทโรงไฟฟ้า	ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง (MW)					
		...	2026	2027	...	2035	2036
1. สมมติฐานตามแผน PDP 2015 (กรณีฐาน)	การนำเข้าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ	...	700 MW	700 MW	...	700 MW	700 MW
2. ปรับแผน PDP 2015 โดยมีการเปลี่ยนการนำเข้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ จำนวน 5 โรง เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากัน (700 MW)	การนำเข้าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ	...	700 MW	-	...	-	700 MW
	การสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพิ่มเติม	...	-	700 MW	...	700 MW	-
3. ปรับแผน PDP 2015 โดยมีการเปลี่ยนการนำเข้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ จำนวน 11 โรง เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากัน (700 MW)	การนำเข้าไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ	...	-	-	...	-	-
	การสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพิ่มเติม	...	700 MW	700 MW	...	700 MW	700 MW

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 5.3 กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี เมื่อทำการจำลองแผน PDP 2015 ที่มีการปรับเปลี่ยนการนำเข้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ จำนวน 5 โรง เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากัน



รูปที่ 5.4 ระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี เมื่อทำการจำลองแผน PDP 2015 ที่มีการเปลี่ยนการนำเข้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ จำนวน 11 โรง เป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากัน

จากรูปที่ 5.3 และ 5.4 จะพบว่า ในกรณีที่มีการเปลี่ยนการนำเข้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ จำนวนหนึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่มีขนาดกำลังผลิตติดตั้งเท่ากัน จะสามารถลดโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากระบบผลิตลงได้ โดยมีเหตุผลหลักเนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสามารถจ่ายพลังงานได้เต็มความสามารถตลอด 24 ชั่วโมงตราบเท่าที่มีเชื้อเพลิงป้อนให้กับโรงไฟฟ้า

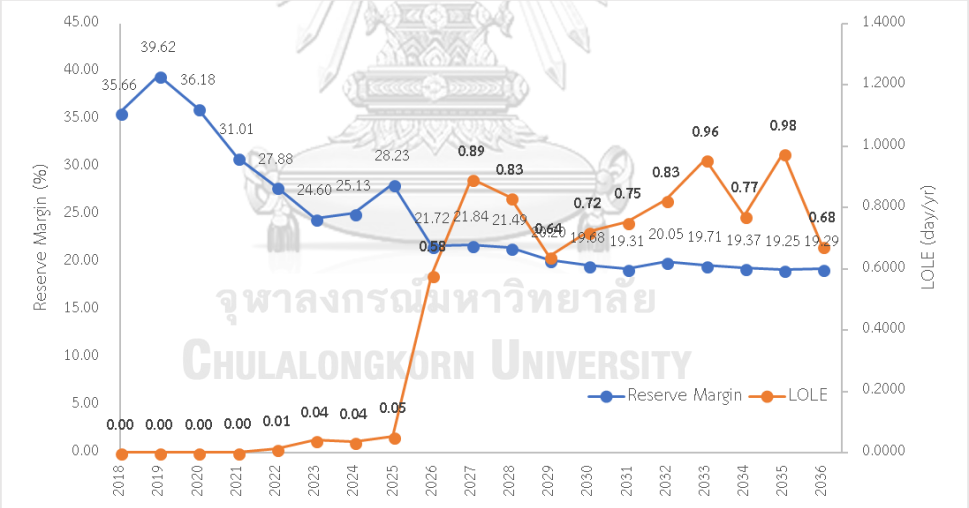
ทำให้ระบบผลิตมีพลังงานเพียงพอที่จะจ่ายให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าตลอดเวลา ส่งผลให้มีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากระบบผลิตน้อยลง

5.4.2 การกำหนดขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม

ในการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองนั้น จะต้องคำนึงถึงโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้เป็นหลัก ผลการทดสอบนี้จึงแสดงค่าเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในกรณีที่มีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้ต่างกัน ได้แก่ 1 วัน/ปี, 0.5 วัน/ปี, 0.3 วัน/ปี และ 0.1 วัน/ปี ซึ่งจะได้ผลลัพธ์ที่แตกต่างกันดังนี้

กรณีที่ 1 : โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 1 วัน/ปี

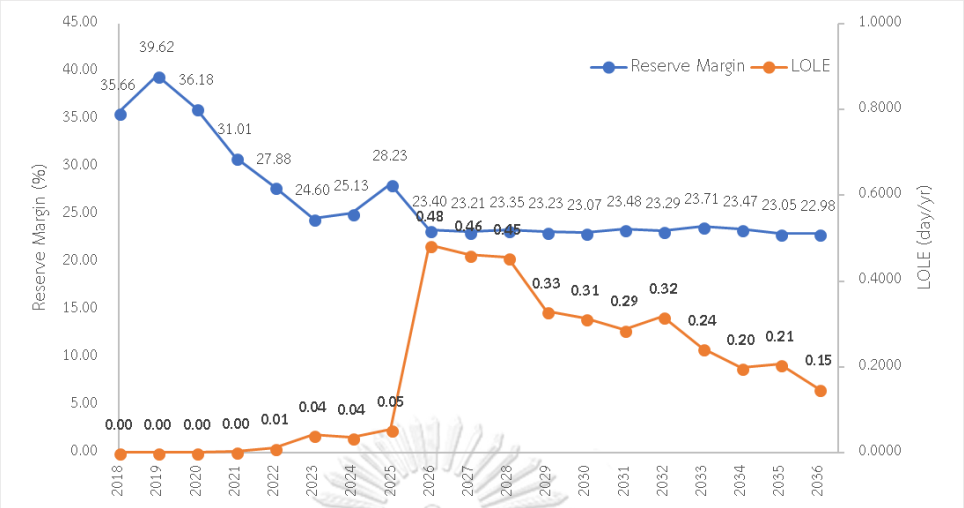
จะต้องกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 19.24 ตลอดระยะเวลาการวางแผนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 ถึง พ.ศ. 2579 เพื่อรักษาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับให้มีค่าไม่เกิน 1 วัน/ปี ดังแสดงในรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.5 ผลการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าโดยการกำหนดเงื่อนไขระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมสำหรับโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้มีค่าไม่เกิน 1 วัน/ปี

กรณีที่ 2 : โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 0.5 วัน/ปี

จะต้องกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 23.39 ตลอดระยะเวลาการวางแผนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 ถึง พ.ศ. 2579 เพื่อรักษาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับให้มีค่าไม่เกิน 0.5 วัน/ปี ดังแสดงในรูปที่ 5.5

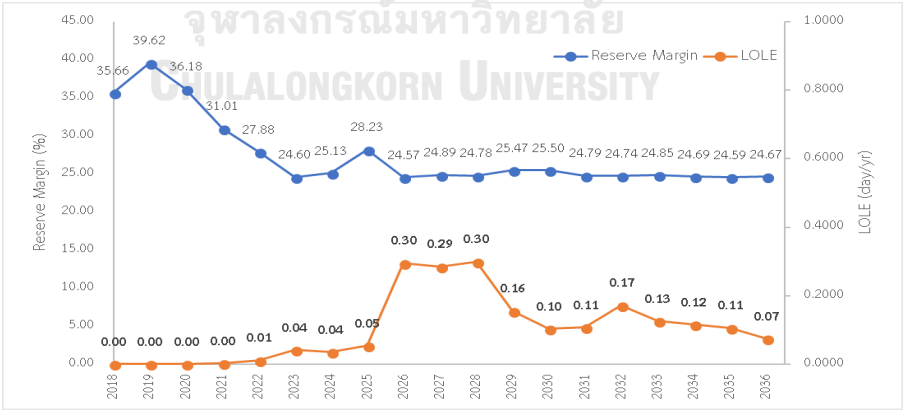


รูปที่ 5.6 ผลการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้มีค่าไม่เกิน 0.5 วัน/ปี

กรณีที่ 3 : โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 0.3 วัน/ปี

จะต้องกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 24.57 ตลอดระยะเวลาการวางแผนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 ถึง พ.ศ. 2579 เพื่อรักษาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับให้มีค่าไม่เกิน 0.3 วัน/ปี ดังแสดงในรูปที่ 5.6

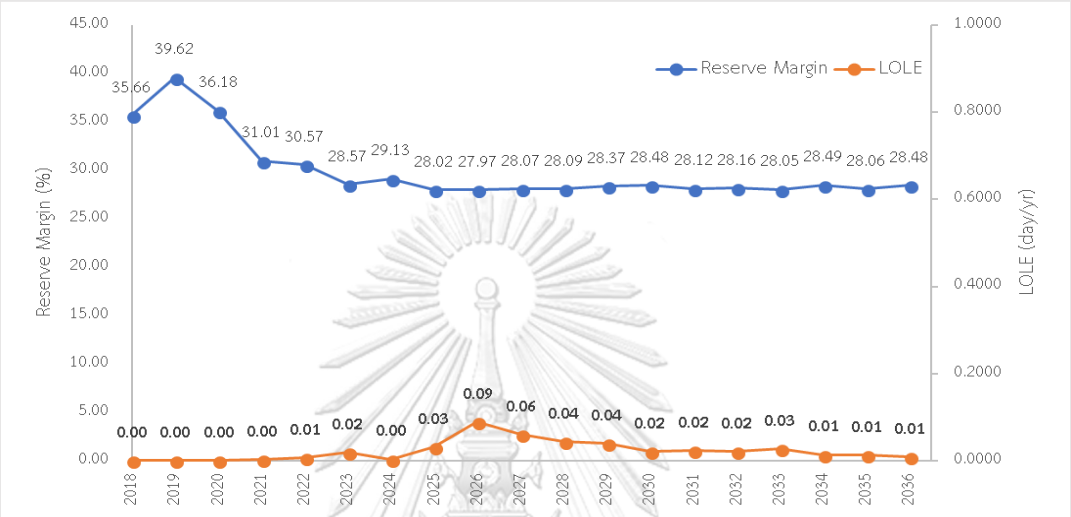
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 5.7 ผลการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้มีค่าไม่เกิน 0.3 วัน/ปี

กรณีที่ 4 : โอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 0.1 วัน/ปี

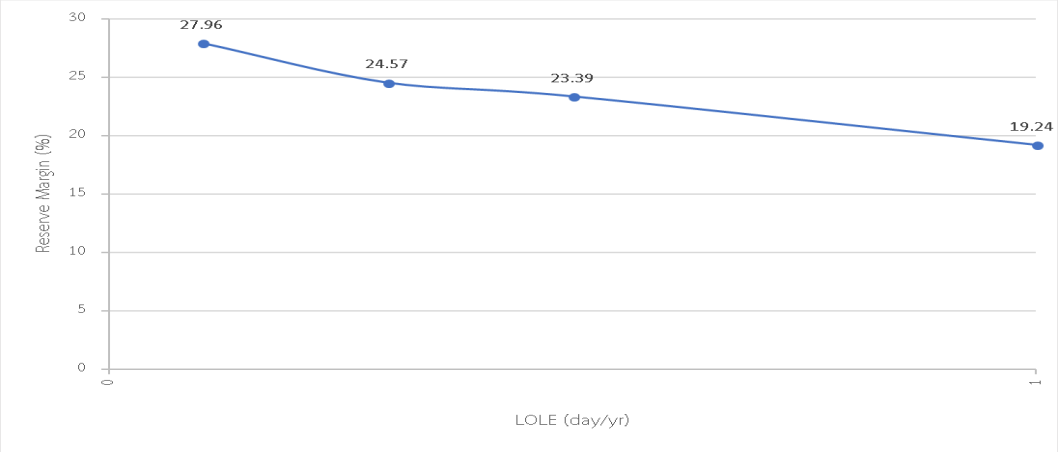
จะต้องกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มีค่าไม่ต่ำกว่าร้อยละ 27.96 ตลอดระยะเวลาการวางแผนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 ถึง พ.ศ. 2579 เพื่อรักษาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับให้มีค่าไม่เกิน 0.1 วัน/ปี ดังแสดงในรูปที่ 5.7



รูปที่ 5.8 ผลการวางแผนกำลังผลิตไฟฟ้าโดยการกำหนดเงื่อนไขระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมสำหรับโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ยอมรับได้มีค่าไม่เกิน 0.1 วัน/ปี

จากรูปที่ 5.5 – 5.8 จะเห็นว่าสำหรับกรณี LOLE ≤ 1 วัน/ปี LOLE ≤ 0.5 วัน/ปี LOLE ≤ 0.3 วัน/ปี และ LOLE ≤ 0.1 วัน/ปี นั้นระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ต่ำที่สุดในกรอบระยะเวลาที่พิจารณาจะมีค่าเท่ากับร้อยละ 19.24 23.39 24.57 และ 27.96 ตามลำดับ ทั้งนี้ สามารถสรุปตัวอย่างความสัมพันธ์ของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง และเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับได้ดังรูปที่ 5.9 ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างโอกาสเกิดไฟฟ้าดับและเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองคือ เมื่อระบบผลิตไฟฟ้าต้องการความเชื่อถือได้ที่สูงขึ้นเพื่อลดโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ จะต้องเพิ่มเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองให้มีค่าสูงขึ้นตามไปด้วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



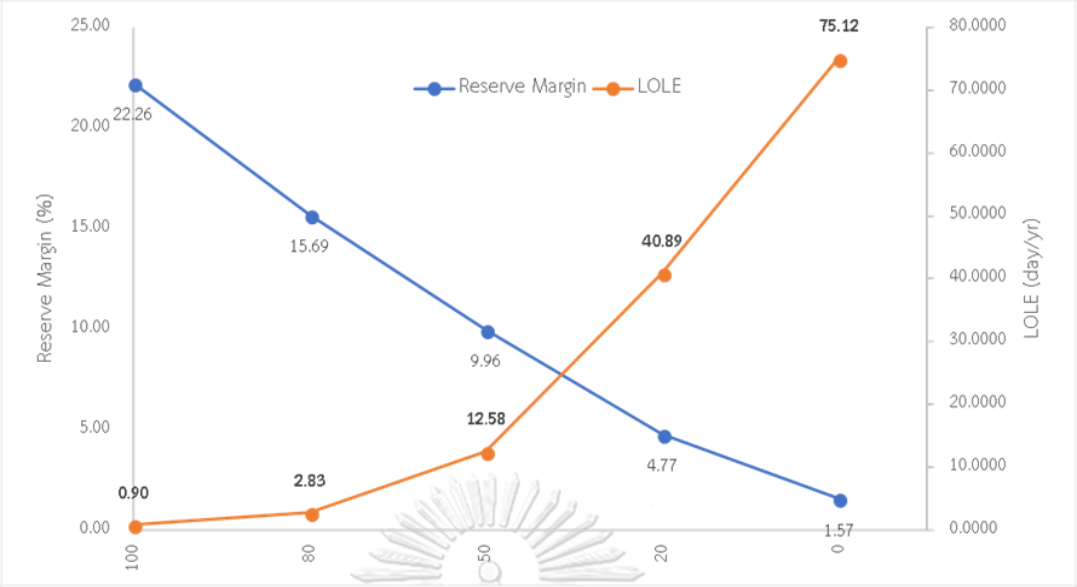
รูปที่ 5.9 ความสัมพันธ์ระหว่างโอกาสเกิดไฟฟ้าดับและเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

5.4.3 การกำหนดขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมโดยพิจารณาความเสี่ยงของความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน

การดำเนินการตามมาตรการต่างๆตามแผนอนุรักษ์พลังงานมีความสำคัญอย่างมาก เนื่องจากสามารถลดค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและความต้องการพลังงานลงได้ โดยมื่อมีการนำการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงานมาใช้ จะต้องกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองขั้นต่ำไว้ที่ร้อยละ 22.26 เพื่อรักษาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับไว้ไม่ให้เกิน 1 วันต่อปี เมื่อทำการลดอันตราความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน พบว่าโอกาสเกิดไฟฟ้าดับมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้น ในขณะที่กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีค่าลดต่ำลงอันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการพลังงานดังแสดงในตารางที่ 5.4 และรูปที่ 5.10

ตารางที่ 5.4 ผลกรทบจากความเสี่ยงของความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน

Success Factor (%)	100	80	50	20	0
Reserve Margin (%)	22.26	15.69	9.96	4.77	1.57
LOLE (day/yr)	0.8986	2.8312	12.5804	40.8899	75.1178



รูปที่ 5.10 ผลกรทบจากความเสี่ยงของความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน

5.4.4 การวิเคราะห์ผลกระทบจากความไม่พร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิง

ในการศึกษาผลกระทบจากความพร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงนั้น จะพิจารณาเฉพาะเชื้อเพลิงที่มีความเสี่ยงที่จะไม่สามารถจัดหาเชื้อเพลิงได้ และมีสัดส่วนในการใช้ผลิตไฟฟ้าสูง อันได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานน้ำจากต่างประเทศ โดยมีผลการทดสอบดังนี้

1) ผลกระทบจากความพร้อมจ่ายของระบบการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยสามารถแบ่งได้ออกเป็น 2 ระบบหลักคือ ระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติตะวันตกและระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติตะวันออก ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 กรณีหลัก ได้แก่ (1) กรณีการเกิดเหตุขัดข้องของระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก (2) กรณีการเกิดเหตุขัดข้องของระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออก และมีการพิจารณากรณีเพิ่มเติมอีก 1 กรณีคือ (3) กรณีการเกิดเหตุขัดข้องของแหล่งจ่ายก๊าซธรรมชาติและการมีมาตรการรองรับผลกระทบ

1.1) กรณีการเกิดเหตุขัดข้องของระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก

เป็นกรณีการเกิดเหตุขัดข้องของแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกที่นำเข้ามาจากประเทศพม่าจากสาเหตุใดๆก็ตามที่ส่งผลกระทบให้ไม่สามารถจัดหาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติให้กับโรงไฟฟ้าที่อยู่ในโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกได้ โดยเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้โรงไฟฟ้าหลายแห่งรวมกำลังการผลิต 7,647 MW ได้รับผลกระทบโดยตรง ในขณะที่โรงไฟฟ้าพระนครใต้และโรงไฟฟ้าวัง

น้อยได้รับผลกระทบบางส่วนเนื่องจากยังมีการเชื่อมต่อกับระบบท่อก๊าซฝั่งตะวันออกบางส่วน โดยผลกระทบกรณีการเกิดเหตุขัดข้องของโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตกที่มีต่อระดับความเชื่อถือได้มีดังตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก

Reserve Margin	LOLE (day/yr)		
	กรณีปกติ	กรณีเกิดเหตุขัดข้อง	**รวม**
19.24 (LOLE ≤ 1)	0.9780	22.6046	1.3867
23.39 (LOLE ≤ 0.5)	0.4849	17.7307	0.8108
24.57 (LOLE ≤ 0.3)	0.2998	17.7307	0.6292
27.96 (LOLE ≤ 0.1)	0.0891	12.0321	0.3148

1.2) กรณีการเกิดเหตุขัดข้องของโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออก

เป็นกรณีการเกิดเหตุขัดข้องในท่อก๊าซธรรมชาติเส้นหนึ่งเส้นใดในระบบท่อก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออกที่ได้จากการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและการนำเข้า LNG ไม่ว่าจะจากสาเหตุใดก็ตามที่ส่งผลให้ไม่สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติให้กับโรงไฟฟ้าที่อยู่ในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออกได้ โดยเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้โรงไฟฟ้าหลายแห่งรวมกำลังการผลิต 14,494 MW ได้รับผลกระทบโดยตรง ในขณะที่โรงไฟฟ้าพระนครใต้และโรงไฟฟ้าวังน้อยได้รับผลกระทบบางส่วน เนื่องจากยังมีการเชื่อมต่อกับระบบท่อก๊าซฝั่งตะวันตกบางส่วน โดยผลกระทบกรณีการเกิดเหตุขัดข้องของโครงข่ายก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออกที่มีต่อระดับความเชื่อถือได้ มีดังตารางที่ 5.6

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.6 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของระบบผลิตก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันออก

Reserve Margin	LOLE (day/yr)		
	กรณีปกติ	กรณีเกิดเหตุขัดข้อง	**รวม**
19.24 (LOLE ≤ 1)	0.9780	293.8871	8.974418
23.39 (LOLE ≤ 0.5)	0.4849	291.5613	8.431286
24.57 (LOLE ≤ 0.3)	0.2998	291.5613	8.251239
27.96 (LOLE ≤ 0.1)	0.0891	288.4237	7.960635

1.3) กรณีการเกิดเหตุขัดข้องของแหล่งจ่ายก๊าซธรรมชาติและการมีมาตรการรองรับผลกระทบ

การเกิดเหตุขัดข้องของแหล่งจ่ายก๊าซธรรมชาติ ถือว่าเป็นจุดสำคัญสำหรับความเสี่ยงที่อาจก่อให้เกิดเสถียรภาพของการจัดหาก๊าซธรรมชาติสำหรับการผลิตไฟฟ้าของไทย จึงมีการกำหนดมาตรการต่างๆเพื่อรองรับสำหรับเหตุขัดข้องนั้น เช่น การใช้กำลังการผลิตสำรอง (Reserve Capacity) การสับเปลี่ยนเชื้อเพลิง (Fuel Switching) หรือมาตรการระยะยาวที่อาจจำเป็นต้องมีการปรับเปลี่ยนโครงสร้างพื้นฐาน เช่น การเชื่อมต่อระบบท่อก๊าซธรรมชาติระหว่างฝั่งตะวันตกและฝั่งตะวันออก ซึ่งจะช่วยให้ความเสี่ยงสำหรับการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระบบท่อฝั่งตะวันตกลดลงได้

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะวิเคราะห์กรณีการเกิดเหตุขัดข้องของแหล่งจ่ายก๊าซ JDA โดยมีการเตรียมมาตรการรองรับด้วยการสับเปลี่ยนเชื้อเพลิง (Fuel Switching) อย่างไรก็ตามการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าหลังการสับเปลี่ยนเชื้อเพลิงกำลังผลิตจะลดลงต่ำกว่าการเดินเครื่องด้วยก๊าซธรรมชาติ ดังแสดงในตารางที่ 5.7

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.7 โรงไฟฟ้าที่พึ่งพาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งจ่ายก๊าซ JDA โดยตรง

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)		เชื้อเพลิงที่สับเปลี่ยน
	กำลังผลิตเดิม	กำลังผลิตหลังการสับเปลี่ยนเชื้อเพลิง	
โรงไฟฟ้าจะนะพลังความร้อนร่วมชุดที่ 1	710	655	น้ำมันดีเซล
โรงไฟฟ้าจะนะพลังความร้อนร่วมชุดที่ 2	766	690	น้ำมันดีเซล

ผลการวิเคราะห์กรณีการเกิดเหตุขัดข้องของแหล่งจ่ายก๊าซธรรมชาติและการมีมาตรการรองรับผลกระทบที่มีต่อระดับความเชื่อถือได้เมื่อกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 19.24 มีดังตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของแหล่งจ่ายก๊าซธรรมชาติและมีมาตราการรองรับ

กรณี	Reserve Margin (%) สำหรับ LOLE ≤ 1	LOLE (day/yr)		
		กรณีปกติ	กรณีเกิดเหตุขัดข้อง	**รวม**
ไม่มีมาตรการรองรับ	19.24	0.9780	2.9732	1.002341
มีมาตราการรองรับ	19.24	0.9780	1.0587	0.978985

Chulalongkorn University

จากตารางที่ 5.7 ผลกระทบจากการขัดข้องของแหล่งจ่ายก๊าซ JDA ส่งผลให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับมีค่าสูงเกิน 1 วัน/ปี ซึ่งการมีมาตรการรองรับสำหรับการเกิดเหตุขัดข้องของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงสามารถลดโอกาสเกิดไฟฟ้าดับลงเหลือต่ำกว่า 1 วัน/ปีได้

2) ผลกระทบจากความพร้อมจ่ายของการนำเข้าถ่านหิน

เป็นกรณีการเกิดเหตุขัดข้องของการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศจากสาเหตุใดๆก็ตามที่ส่งผลกระทบให้ไม่สามารถจัดหาเชื้อเพลิงถ่านหินให้กับโรงไฟฟ้าได้ โดยเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้

โรงไฟฟ้าหลายแห่งรวมกำลังการผลิต 2,429 MW ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ โดยผลกระทบกรณีการเกิดเหตุขัดข้องของการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศที่มีต่อระดับความเชื่อถือได้มีดังตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.9 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศ

Reserve Margin	LOLE (day/yr)		
	กรณีปกติ	กรณีเกิดเหตุขัดข้อง	**รวม**
19.24 (LOLE ≤ 1)	0.9780	96.8094	10.5611
23.39 (LOLE ≤ 0.5)	0.4849	71.8025	7.6167
24.57 (LOLE ≤ 0.3)	0.2998	49.3898	5.2088
27.96 (LOLE ≤ 0.1)	0.0891	26.7611	2.7563

3) ผลกระทบจากความพร้อมจ่ายของการนำเข้าพลังงานน้ำจากต่างประเทศ

เป็นกรณีการเกิดเหตุขัดข้องของการนำเข้าพลังงานน้ำมาจากเขื่อนในประเทศลาวจากสาเหตุใดๆก็ตามที่ส่งผลกระทบให้ไม่สามารถจัดหาเชื้อเพลิงถ่านหินให้กับโรงไฟฟ้าได้ โดยเหตุการณ์ดังกล่าวจะส่งผลให้โรงไฟฟ้าหลายแห่งรวมกำลังการผลิต 4,463 MW ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ โดยผลกระทบกรณีการเกิดเหตุขัดข้องของการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศที่มีต่อระดับความเชื่อถือได้มีดังตารางที่ 5.10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.10 โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเมื่อพิจารณาผลกระทบของการเกิดเหตุขัดข้องของการนำเข้าพลังงานน้ำจากต่างประเทศ

Reserve Margin	LOLE (day/yr)		
	กรณีปกติ	กรณีเกิดเหตุขัดข้อง	**รวม**
19.24 (LOLE ≤ 1)	0.9780	35.4009	4.42029
23.39 (LOLE ≤ 0.5)	0.4849	20.0978	2.44619
24.57 (LOLE ≤ 0.3)	0.2998	15.4904	1.81886
27.96 (LOLE ≤ 0.1)	0.0891	6.1556	0.69575

บทที่ 6
สรุปผล

6.1 สรุปผลการวิจัย

การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ได้นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำจุดแข็งของแนวทางวางแผนเชิงตัดสินใจ (Deterministic Planning) ที่ง่ายต่อการสื่อสารกับสังคม และแนวทางวางแผนเชิงความน่าจะเป็น (Probabilistic Planning) ที่คำนึงถึงประสิทธิผลการทำงานของเครื่องกำเนิดมาใช้ร่วมกัน ซึ่งแสดงให้เห็นถึงการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ใช้เป็นเงื่อนไขสำหรับการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ที่สอดคล้องกับการรักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้มีการกำหนดระดับความเชื่อถือได้จากดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation) ซึ่งแสดงถึงระยะเวลาที่จะเกิดไฟฟ้าดับตลอดระยะเวลา 1 ปีในหน่วยจำนวนวันอันเนื่องมาจากระบบผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ยังไม่มีการพิจารณาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจากระบบส่งและระบบจำหน่ายร่วมด้วย แล้วจึงเชื่อมโยงโอกาสเกิดไฟฟ้าดับนั้น เป็นเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองแทนการกำหนดโอกาสเกิดไฟฟ้าดับโดยตรง ซึ่งเป็นสิ่งที่ง่ายต่อการสื่อสารกับสังคม รวมถึงมีการพิจารณาผลกระทบอื่นๆ ที่กระทบต่อการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าและการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของประเทศไทย อันได้แก่ ผลกระทบจากสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียน ผลกระทบจากความเสี่ยงของความสำเร็จของการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน และผลกระทบจากความพร้อมจ่ายของการจัดหาเชื้อเพลิง ซึ่งล้วนมีผลต่อระดับความเชื่อถือได้ทั้งสิ้น ทำให้เกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีค่าเปลี่ยนไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

การพิจารณาความเหมาะสมของเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเดิมที่เสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้สมมติฐานและฐานข้อมูลอ้างอิงตามแผน PDP 2015 ซึ่งเป็นแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับปัจจุบันของประเทศไทยโดยในแผนนั้นมีการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้ที่ร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งเป็นเกณฑ์ที่ไม่เหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบัน เนื่องจากเมื่อนำสมมติฐานทั้งหมดตามแผน PDP 2015 มาคำนวณขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ พบว่าตลอดระยะเวลาในการวางแผน กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีขนาดไม่เกินร้อยละ 15 ทั้งสิ้น ตามที่ได้มีการระบุไว้ในเงื่อนไขการวางแผน PDP 2015 ในขณะโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในช่วงปลายแผนมีค่ามากกว่า 1 วันต่อปีซึ่งเป็นระดับความเชื่อถือได้ที่ได้เคยมีการกำหนดไว้ให้เป็นเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเดิมที่เคยกำหนดไว้นั้นไม่เหมาะสม เนื่องจากการนำเข้าไฟฟ้าจาก

โรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศ เพราะโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศนั้นเป็นโรงไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตพึ่งได้สูง เมื่อนำมาคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองจึงมีค่าสูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนด แต่มีพลังงานไฟฟ้าที่นำมาใช้ได้อย่างจำกัดซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำที่กักเก็บในอ่างเก็บน้ำเป็นหลัก อย่างไรก็ตามหากยังมีความจำเป็นต้องนำเข้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศในปริมาณเท่าเดิม และต้องการรักษาระดับความเชื่อถือได้ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานจะต้องเพิ่มระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองขึ้น หรือไม่เช่นนั้นจะต้องลดปริมาณการนำเข้าโรงไฟฟ้าพลังน้ำลงและเปลี่ยนไปใช้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหรือพลังความร้อนร่วมที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตลอดเวลามากขึ้น

การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยให้มีความเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบันและใช้เป็นเงื่อนไขการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคต ใช้สมมติฐานและฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 โดยใช้วิธีการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองโดยกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นเงื่อนไขในการวางแผนจนกระทั่งโอกาสเกิดไฟฟ้าดับทั้งหมดมีค่าไม่เกินเกณฑ์ที่กำหนด โดยหากต้องการรักษาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับให้มีค่าไม่เกิน 1 วัน/ปี ไว้ดังเดิม จะต้องเพิ่มเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นร้อยละ 19.24 และหากต้องการเพิ่มระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้เทียบเท่าประเทศเกาหลีใต้หรือสหรัฐอเมริกา จะต้องเพิ่มเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นร้อยละ 24.57 และ 27.96 ตามลำดับ

การดำเนินการตามมาตรการต่างๆตามแผนอนุรักษ์พลังงานสามารถช่วยลดความต้องการใช้ไฟฟ้าลงได้ซึ่งสามารถจำลองได้โดยการปรับลดค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าและความต้องการพลังงาน แต่หากการดำเนินการไม่สำเร็จตามเป้าหมาย 100% จะส่งผลกระทบให้ระดับความเชื่อถือได้สูงกว่าที่คาดการณ์ไว้ โดยอัตราความสำเร็จของการดำเนินการที่ลดลงจะส่งผลให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงขึ้น ดังนั้นหากยังคงมีการนำมาตราการแผนการอนุรักษ์พลังงานมาใช้จะต้องพิจารณาความเสี่ยงของความสำเร็จในการดำเนินการด้วย

การพิจารณาผลกระทบจากความไม่พร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาเฉพาะเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังงานน้ำจากต่างประเทศ เท่านั้น ซึ่งทำได้โดยการเปรียบเทียบโอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่คำนวณได้จากการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ระดับต่างๆในกรณีที่มีการพิจารณาถึงผลกระทบนี้และกรณีที่ไม่มีการพิจารณา ในกรณีที่ไม่คำนึงถึงผลกระทบนี้ หากต้องการรักษาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับไว้ที่ระดับไม่เกิน 1 วัน/ปีดังเดิม จะต้องกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไว้ที่ร้อยละ 19.24 ดังผลการทดสอบการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสม แต่เมื่อมีการพิจารณาผลกระทบจากความไม่พร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงร่วมด้วยนั้น จะทำให้โอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงขึ้นเกินกว่าระดับที่ตั้งไว้ อย่างไรก็ตามการรักษาระดับความเชื่อถือได้ไว้ดังเดิมอาจทำได้โดยการเพิ่มระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองขึ้นหรือการกำหนด

มาตรการรองรับในกรณีที่แหล่งจ่ายเชื้อเพลิงเกิดการขัดข้องซึ่งสามารถใช้ลดผลกระทบจากความไม่พร้อมจ่ายของระบบการจัดหาเชื้อเพลิงได้เช่นกัน

6.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

1) ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้การทดสอบโดยการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับค่าต่างๆ จากนั้นคำนวณเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สอดคล้องกับโอกาสเกิดไฟฟ้าดับนั้นๆ อย่างไรก็ดี หากมีการประเมินความคุ้มค่าของกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเทียบกับความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลง โดยอาจประเมินผ่านดัชนีความเชื่อถือได้ คือ พลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่าย (Expected Energy Not Supplied; EENS) และมูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ (Outage Cost) จะทำให้การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองมีความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์มากยิ่งขึ้น
2) รูปแบบการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็กที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เป็นรูปแบบการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในระยะเวลา 1 วัน ในอนาคตหากมีการเก็บข้อมูลรูปแบบการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดระยะเวลา 1 ปี จะทำให้การประเมินโอกาสเกิดไฟฟ้าดับและกำลังผลิตไฟฟ้ามีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น
3) วิธีการประเมินความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ลดลงจากการดำเนินการตามแผน EEDP ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ คำนวณจากพลังงานที่ประหยัดได้ร่วมกับตัวประกอบโหลด (Load Factor) ของความต้องการใช้ไฟฟ้า หากมีการกำหนดรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ประหยัดได้รายชั่วโมงจากแต่ละมาตรการภายใต้แผนอนุรักษ์พลังงานอย่างชัดเจน เช่นเดียวกับรูปแบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จะทำให้การประเมินผลกระทบของแผนอนุรักษ์พลังงานมีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รายการอ้างอิง

[1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. (2554). แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า. Available: http://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=325&Itemid=207

[2] R. Diewvilai, R. Nidhiritdhikrai, and B. Eua-arporn, "Reserve margin evaluation for generation system using probabilistic based method," The 8th Electrical Engineering/ Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 20112011.

[3] R. Nidhiritdhikrai and B. Eua-arporn, "Impact of renewable energy on Thailand power Development Plan," in "2012 9th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology," 2012.

[4] G. Kosmadakis, S. Karellas, and E. Kakaras, "Renewable and Conventional Electricity Generation Systems: Technologies and Diversity of Energy Systems," *Renewable Energy Governance,* p. 40, 2013.

[5] S. Vongsurapaitoon and K. Audomvongseree, "Power development planning considering power plant response to load change," 2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)2017.

[6] A. Salimi-beni, M. Fotuhi-Firuzabad, H. Gharagozloo, and D. Farrokhzad, "Impacts of load pattern variation in iran power system on generation system planing," Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2005.2005.

[7] ส. จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, "งานศึกษาการจัดทำแผนจัดหาไฟฟ้าในอนาคตของประเทศ," 2554.

[8] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability evaluaion of power systems*. 1984.

[9] ช. ไชยวุฒิเทพารักษ์, "การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่," 2556.

[10] N. A. E. R. Cooperation, 2017 *Summer Reliability Assessment*. 2017.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

[11] K. P. Exchange. *The 7th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (*2015 - 2029).

[12] S. T. E. Commission, *Peninsular Malaysia Electricity Supply Industry Outlook* 2016. 2016.

[13] E. M. Authority, *Singapore Electricity Market Outlook (SEMO)* 2017. 2017.

[14] T. O. f. E. C.-o. a. Development. (2013). *Structural Policy Country Notes Philipines*.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก.
ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ก.1 กำลังผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 - 2579

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
1	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 3-4	1,300.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	6,800.00	4.00	01 / 2033	หลังแผน
2	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ทดแทนชุดที่ 3-4	1,300.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	6,800.00	4.00	01 / 2032	หลังแผน
3	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 3	1,300.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2025	หลังแผน
4	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย (ทดแทนที่เดิม) ชุดที่ 1-2	1,300.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2023	หลังแผน
5	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ทดแทนชุดที่ 1-2	1,300.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	6,800.00	4.00	01 / 2022	หลังแผน
6	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2	1,300.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	6,800.00	4.00	03 / 2019	หลังแผน
7	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ทดแทนเครื่องที่ 1-5	1,300.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	6,800.00	4.00	03 / 2019	หลังแผน
8	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 2	848.30	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2016	หลังแผน
9	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 4	750.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2014	หลังแผน
10	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ชุดที่ 2	766.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2014	หลังแผน
11	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1	670.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2010	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
12	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2009	01 / 2035
13	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2009	01 / 2035
14	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ชุดที่ 1	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2008	01 / 2034
15	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 3	686.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	26.00	7,200.00	6.00	07 / 1997	01 / 2023
16	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 1	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	7,800.00	6.00	04 / 1996	01 / 2019
17	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 2	562.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	7,600.00	7.00	07 / 1996	01 / 2022
18	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 2	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	7,700.00	6.00	09 / 1996	01 / 2019
19	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง ชุดที่ 2	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	8,400.00	7.00	06 / 1993	01 / 2025
20	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1	316.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	7,800.00	5.00	08 / 1993	01 / 2020
21	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง ชุดที่ 1	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	8,300.00	7.00	01 / 1991	01 / 2025
22	โรงไฟฟ้าฟ้ากังหันแก๊สโรงไฟฟ้าใหม่ เครื่องที่ 5	250.00	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2036	หลังแผน
23	โรงไฟฟ้าฟ้ากังหันแก๊สโรงไฟฟ้าใหม่ เครื่องที่ 2	250.00	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2035	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
24	โรงไฟฟ้าฟ้ากังหันแก๊สโรงไฟฟ้าใหม่ เครื่องที่ 3	250.00	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2035	หลังแผน
25	โรงไฟฟ้าฟ้ากังหันแก๊สโรงไฟฟ้าใหม่ เครื่องที่ 4	250.00	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2035	หลังแผน
26	โรงไฟฟ้าฟ้ากังหันแก๊สโรงไฟฟ้าใหม่ เครื่องที่ 1	250.00	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2034	หลังแผน
27	โรงไฟฟ้าดีเซลแม่ฮ่องสอน	4.40	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	10,400.00	10.00	05 / 2007	12 / 2032
28	แสงอาทิตย์ กฟผ. 11	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2036	หลังแผน
29	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 9	10.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2036	หลังแผน
30	พลังงานลม กฟผ. 9	10.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2035	หลังแผน
31	แสงอาทิตย์ กฟผ. 10	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2034	หลังแผน
32	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 8	5.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2034	หลังแผน
33	พลังงานลม กฟผ. 8	5.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2033	หลังแผน
34	เขื่อนแม่วงศ์	12.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2032	หลังแผน
35	แสงอาทิตย์ กฟผ. 9	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2032	หลังแผน
36	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 7	5.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2032	หลังแผน
37	เขื่อนคลองหลวง	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2032	หลังแผน
38	เขื่อนคลองหลวง	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2031	หลังแผน
39	พลังงานลม กฟผ. 7	5.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2031	หลังแผน
40	เขื่อนแม่ขาน	16.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2031	หลังแผน
41	เขื่อนห้วยสะตอ	1.20	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2031	หลังแผน
42	เขื่อนแม่ขาน	16.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2030	หลังแผน
43	แสงอาทิตย์ กฟผ. 8	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2030	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
44	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 6	5.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2030	หลังแผน
45	เขื่อนห้วยน้ำใส	2.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2030	หลังแผน
46	เขื่อนแม่สรวย	2.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2030	หลังแผน
47	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาอาคารและที่ดิน ภาคใต้	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2030	หลังแผน
48	โรงไฟฟ้าพลังงานลม จ.สมุทรสาคร	30.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2030	หลังแผน
49	แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ากำแพงเพชร	3.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2029	หลังแผน
50	พลังงานลม กฟผ. 6	5.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2029	หลังแผน
51	เขื่อนห้วยโสมง	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2029	หลังแผน
52	เขื่อนห้วยโสมง	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2029	หลังแผน
53	เขื่อนกระเสียว	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2029	หลังแผน
54	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (CSV) สฟ. กำแพงเพชร	3.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2029	หลังแผน
55	โรงไฟฟ้าพลังงานลม อ่าวไผ่ จ.ชลบุรี	10.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2029	หลังแผน
56	คีรีธาร สูบกลับ	801.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	2.86	01 / 2028	หลังแผน
57	แสงอาทิตย์ กฟผ. 7	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2028	หลังแผน
58	พลังงานลม จังหวัดสมุทรสาคร	30.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2028	หลังแผน
59	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 5	5.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2028	หลังแผน
60	เขื่อนกมลาไสย (เขื่อนทดน้ำ)	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2028	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
61	เขื่อนกมลาไสย (เขื่อนทดน้ำ)	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2028	หลังแผน
62	เขื่อนลำโดมใหญ่ (เขื่อนทดน้ำ)	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2028	หลังแผน
63	เขื่อนลำโดมใหญ่ (เขื่อนทดน้ำ)	2.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2028	หลังแผน
64	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ Tracking 1 แกน รฟ. แม่เมาะ	1.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2028	หลังแผน
65	พลังงานลม กฟผ. 5	5.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2027	หลังแผน
66	เขื่อนราษีไศล (เขื่อนทดน้ำ)	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2027	หลังแผน
67	เขื่อนหัวนา (เขื่อนทดน้ำ)	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2027	หลังแผน
68	เขื่อนหัวนา (เขื่อนทดน้ำ)	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2027	หลังแผน
69	จุฬาภรณ์ สูบกลับ	800.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	2.86	01 / 2026	หลังแผน
70	เขื่อนคลองสียัด	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2026	หลังแผน
71	แสงอาทิตย์ กฟผ. 6	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2026	หลังแผน
72	พลังงานลมอ่าวไผ่	10.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2026	หลังแผน
73	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 4	5.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2026	หลังแผน
74	เขื่อนทับเสลา	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2026	หลังแผน
75	เขื่อนทับเสลา	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2026	หลังแผน
76	เขื่อนมหาสารคาม (เขื่อนทดน้ำ)	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2026	หลังแผน
77	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เขื่อนน้ำพุง	1.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2026	หลังแผน
78	โรงไฟฟ้าพลังงานลม จ.ชัยภูมิและจ. นครราชสีมา	50.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2026	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
79	เขื่อนชนบท (เขื่อนทดน้ำ)	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2025	หลังแผน
80	แสงอาทิตย์ เขื่อนอุบลรัตน์	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2025	หลังแผน
81	แสงอาทิตย์ กฟผ. 5	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2025	หลังแผน
82	แสงอาทิตย์ เขื่อนน้ำพุง 2	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2025	หลังแผน
83	พลังงานลม กฟผ. 4	5.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2025	หลังแผน
84	เขื่อนปราณบุรี	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2025	หลังแผน
85	เขื่อนบางปะกง (เขื่อนทดน้ำ)	2.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	05 / 2025	หลังแผน
86	เขื่อนบางปะกง (เขื่อนทดน้ำ)	2.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	05 / 2025	หลังแผน
87	เขื่อนพญาแมน (เขื่อนทดน้ำ)	2.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2024	หลังแผน
88	เขื่อนธาตุน้อย (เขื่อนทดน้ำ)	2.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2024	หลังแผน
89	แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าท่าตะโก	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2024	หลังแผน
90	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 3	5.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2024	หลังแผน
91	เขื่อนแม่วงก์	12.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2024	หลังแผน
92	เขื่อนลำตะเพิน	1.20	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2024	หลังแผน
93	เขื่อนลำตะเพิน	1.20	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2024	หลังแผน
94	เขื่อนปราณบุรี	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2023	หลังแผน
95	เขื่อนมหาสารคาม (เขื่อนทดน้ำ)	3.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2023	หลังแผน
96	แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าบุรีรัมย์	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2023	หลังแผน
97	พลังงานลมเขายายเที่ยงใต้	50.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2023	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
98	เขื่อนคลองสียัด	2.80	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2023	หลังแผน
99	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ทุ่นลอย/ติดตามดวงอาทิตย์ เขื่อนอุบลรัตน์	0.12	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2023	หลังแผน
100	เขื่อนลำปาว	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน
101	เขื่อนยโสธร-พนมไพร (เขื่อนทดน้ำ)	4.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน
102	แสงอาทิตย์ กฟผ. 4	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน
103	แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าน้ำพอง	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน
104	แสงอาทิตย์ เขื่อนสิรินธร 3	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน
105	พลังงานลม กฟผ. 3	5.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน
106	ท้ายเขื่อนลำตะคอง	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2022	หลังแผน
107	เขื่อนธาตุน้อย (เขื่อนทดน้ำ)	2.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2022	หลังแผน
108	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ Tracking 2 แกน สฟ. ท่าตะโก	1.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2022	หลังแผน
109	โรงไฟฟ้าพลังงานลมสำหรับความเร็วลมต่ำ	10.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2022	หลังแผน
110	ท้ายเขื่อนลำตะคอง	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2021	หลังแผน
111	แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าชัยภูมิ 2	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2021	หลังแผน
112	แสงอาทิตย์ เขื่อนสิรินธร 2	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2021	หลังแผน
113	พลังงานลม กฟผ. 2	2.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2021	หลังแผน
114	เขื่อนพญาแมน (เขื่อนทดน้ำ)	2.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2021	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
115	เขื่อนลำปาว	1.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2021	หลังแผน
116	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แบบติดตั้งคงที่ สฟ. มุกดาหาร 2 จ. มุกดาหาร	3.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2021	หลังแผน
117	เขื่อนยโสธร-พนมไพร (เขื่อนทดน้ำ)	4.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
118	เขื่อนผาจุก (เขื่อนทดน้ำ)	14.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
119	แสงอาทิตย์ เขื่อนน้ำพุง	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
120	แสงอาทิตย์ กฟผ. 3	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
121	แสงอาทิตย์อ่างเก็บน้ำห้วยทราย	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
122	แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
123	พลังงานลม กฟผ. 1	5.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
124	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 2	5.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
125	เขื่อนชนบท (เขื่อนทดน้ำ)	1.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2020	หลังแผน
126	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (CPV) สฟ. ท่าตะโก	1.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2020	หลังแผน
127	แสงอาทิตย์ อ่างเก็บน้ำห้วยเป็ด	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2019	หลังแผน
128	พลังงานลม จังหวัดภูเก็ต	4.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2019	หลังแผน
129	หญ้าเนเปียร์ จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	4.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2019	หลังแผน
130	เขื่อนผาจุก (เขื่อนทดน้ำ)	14.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	11 / 2019	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
131	เขื่อนเขาแหลมตอนล่าง (เขื่อนทดน้ำ)	18.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	11 / 2019	หลังแผน
132	เขื่อนเขาแหลมตอนล่าง บ้านจันเดย์ (เขื่อนทดน้ำ)	18.00	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	11 / 2019	หลังแผน
133	โรงไฟฟ้าพลังงานลมเขายายเที่ยงใต้	50.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2019	หลังแผน
134	ชีวมวล โครงการใต้ร่มพระบารมี	4.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
135	เขื่อนคลองตรอน	2.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
136	แสงอาทิตย์ กฟผ. 2	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
137	แสงอาทิตย์ แม่เมาะ	1.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
138	แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้ากระบี่	2.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
139	ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ. 1	5.00	Renew	Biomass	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
140	เขื่อนลำตะคอง 3-4	500.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	2.86	02 / 2018	หลังแผน
141	ท้ายเขื่อนจุฬาภรณ์	1.25	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	02 / 2018	หลังแผน
142	ท้ายเขื่อนจุฬาภรณ์	1.30	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	02 / 2018	หลังแผน
143	เขื่อนกิ่วคอหมา	5.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2017	หลังแผน
144	ลำตะคอง ระยะที่ 2	24.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2017	หลังแผน
145	เขื่อนคลองตรอน	2.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2017	หลังแผน
146	โรงไฟฟ้าพลังงานลมสนามกีฬาราไวย์	3.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	07 / 2017	หลังแผน
147	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ทุ่นลอย/ติดตามดวงอาทิตย์ อ่างเก็บน้ำห้วยเป็ด อ.แม่เมาะ	0.12	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2017	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
148	เขื่อนบางลางปรับปรุง	12.00	Renew	Small Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	01 / 2016	หลังแผน
149	แสงอาทิตย์ เขื่อนสิรินธร 1	0.30	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2016	หลังแผน
150	แสงอาทิตย์ กฟผ. 1	10.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	01 / 2016	หลังแผน
151	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (CSP) เขื่อนสิรินธร	1.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 2016	หลังแผน
152	เขื่อนกิ่วคอหมา	5.50	Renew	Small Hydro	EGAT	25.00	0.00	5.00	11 / 2016	หลังแผน
153	โรงไฟฟ้าพลังงานลมเขายายเที่ยงเหนือ	18.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	05 / 2015	หลังแผน
154	เขื่อนขุนด่านปราการชล	10.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	06 / 2015	หลังแผน
155	เขื่อนแม่กลอง	12.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	06 / 2015	หลังแผน
156	เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์	6.70	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	06 / 2015	หลังแผน
157	เขื่อนแควน้อยบำรุงแดน	30.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	06 / 2015	หลังแผน
158	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์	5.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	08 / 2015	หลังแผน
159	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ทุ่นลอย/ติดตามดวงอาทิตย์ เขื่อนสิรินธร	0.24	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	12 / 2015	หลังแผน
160	เขื่อนนเรศวร	8.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	12 / 2013	หลังแผน
161	เขื่อนเจ้าพระยา	12.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	05 / 2012	หลังแผน
162	โรงไฟฟ้ากังหันลม ลำตะคอง	2.50	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	05 / 2009	หลังแผน
163	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เขื่อนสิริธร	1.01	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	11 / 2009	หลังแผน
164	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ฝาบ่อง	0.50	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2004	หลังแผน
165	เขื่อนลำตะคอง 1-2	500.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	2.86	06 / 2004	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
166	โรงไฟฟ้ากังหันลมแหลมพรหมเทพ เครื่องที่ 7	0.15	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	07 / 1996	หลังแผน
167	เขื่อนปากมูล	136.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	10 / 1994	หลังแผน
168	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์สันกำแพง	0.01	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 1993	หลังแผน
169	โรงไฟฟ้ากังหันลมแหลมพรหมเทพ เครื่องที่ 5&6	0.02	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	10 / 1993	หลังแผน
170	โรงไฟฟ้ากังหันลมแหลมพรหมเทพ เครื่องที่ 4	0.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	02 / 1992	หลังแผน
171	โรงไฟฟ้ากังหันลมแหลมพรหมเทพ เครื่องที่ 2&3	0.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	08 / 1991	หลังแผน
172	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แหลมพรหมเทพ	0.01	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	03 / 1990	หลังแผน
173	โรงไฟฟ้ากังหันลมแหลมพรหมเทพ เครื่องที่ 1	0.02	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	08 / 1990	หลังแผน
174	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ ฝาง	0.30	Renew	Geo	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	12 / 1989	หลังแผน
175	เขื่อนรัชชประภา	240.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	05 / 1987	หลังแผน
176	เขื่อนห้วยกุยมั่ง	0.10	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	09 / 1987	หลังแผน
177	เขื่อนวชิราลงกรณ	300.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	02 / 1985	หลังแผน
178	เขื่อนแม่งัดสมบูรณ์ชล	9.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	10 / 1985	หลังแผน
179	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์คลองช่องกล่ำ	0.02	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	09 / 1984	หลังแผน
180	เขื่อนคลองช่องกล่ำ	0.02	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	09 / 1984	หลังแผน
181	เขื่อนบ้านขุนกลาง	0.20	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	01 / 1983	หลังแผน
182	เขื่อนห้วยกุ่ม	1.06	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	01 / 1982	หลังแผน
183	เขื่อนบ้านสันติ	1.28	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	10 / 1982	หลังแผน
184	เขื่อนท่าทุ่งนา	39.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	12 / 1982	หลังแผน
185	เขื่อนบางลาง	72.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	07 / 1981	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
186	เขื่อนศรีนครินทร์	720.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	02 / 1980	หลังแผน
187	เขื่อนสิริกิติ์	500.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	01 / 1974	หลังแผน
188	เขื่อนบ้านยาง	0.12	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	02 / 1974	หลังแผน
189	เขื่อนแก่งกระจาน	19.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	08 / 1974	หลังแผน
190	เขื่อนจุฬาภรณ์	40.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	10 / 1972	หลังแผน
191	เขื่อนสิรินธร	36.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	11 / 1972	หลังแผน
192	เขื่อนอุบลรัตน์	25.20	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	03 / 1966	หลังแผน
193	เขื่อนน้ำพุง	6.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	10 / 1965	หลังแผน
194	เขื่อนภูมิพล	779.20	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	05 / 1964	หลังแผน
195	โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เครื่องที่ 2	1,000.00	Thermal	Nuclear	EGAT	60.00	11,000.00	6.00	06 / 2036	หลังแผน
196	โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เครื่องที่ 6	1,000.00	Thermal	Bituminous	EGAT	30.00	9,100.00	6.00	01 / 2035	หลังแผน
197	โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เครื่องที่ 1	1,000.00	Thermal	Nuclear	EGAT	60.00	11,000.00	6.00	01 / 2035	หลังแผน
198	โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เครื่องที่ 5	1,000.00	Thermal	Bituminous	EGAT	30.00	9,100.00	6.00	01 / 2034	หลังแผน
199	โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาด การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เครื่องที่ 4	1,000.00	Thermal	Bituminous	EGAT	30.00	9,100.00	6.00	01 / 2033	หลังแผน
200	โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดเทพา เครื่องที่ 2	1,000.00	Thermal	Bituminous	EGAT	30.00	9,100.00	6.00	01 / 2024	หลังแผน
201	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ ทดแทน เครื่องที่ 8-9	450.00	Thermal	Lignite	EGAT	38.00	10,600.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
202	โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดเทพา เครื่องที่ 1	1,000.00	Thermal	Bituminous	EGAT	30.00	9,100.00	6.00	01 / 2021	หลังแผน
203	โรงไฟฟ้าถ่านหินสะอาดกระบี่ เครื่องที่ 1	800.00	Thermal	Bituminous	EGAT	30.00	9,100.00	6.00	12 / 2019	หลังแผน
204	โรงไฟฟ้าแม่เมาะทดแทน เครื่องที่ 4-7	600.00	Thermal	Lignite	EGAT	38.00	10,600.00	5.00	11 / 2018	หลังแผน
205	โรงไฟฟ้ากระบี่	315.00	Thermal	Oil	EGAT	30.00	10,400.00	10.00	02 / 2004	01 / 2034
206	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 12	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	30.00	10,600.00	5.00	05 / 1995	01 / 2025
207	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 13	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	30.00	10,600.00	5.00	11 / 1995	01 / 2025
208	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนบางปะกง เครื่องที่ 3	576.00	Thermal	Natural Gas	EGAT	30.00	9,500.00	6.00	01 / 1992	01 / 2027
209	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 4	140.00	Thermal	Lignite	EGAT	33.00	11,500.00	5.00	09 / 1991	11 / 2018
210	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 5	140.00	Thermal	Lignite	EGAT	34.00	11,500.00	5.00	09 / 1991	11 / 2018
211	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 6	140.00	Thermal	Lignite	EGAT	34.00	11,500.00	5.00	09 / 1991	11 / 2018
212	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 7	140.00	Thermal	Lignite	EGAT	35.00	11,500.00	5.00	09 / 1991	11 / 2018
213	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 8	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	38.00	10,600.00	5.00	09 / 1991	01 / 2022
214	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 9	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	39.00	10,600.00	5.00	09 / 1991	01 / 2022
215	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 10	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	30.00	10,600.00	5.00	09 / 1991	01 / 2025
216	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 11	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	30.00	10,600.00	5.00	09 / 1991	01 / 2025
217	โครงการสายส่งเชื่อมโยง ไทย-มาเลเซีย	300.00	HVDC	HVDC	Import	25.00	0.00	0.00	12 / 2001	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
218	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 11	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2036	หลังแผน
219	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 10	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2035	หลังแผน
220	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 9	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2034	หลังแผน
221	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 8	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2033	หลังแผน
222	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 7	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2032	หลังแผน
223	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 6	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2031	หลังแผน
224	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 5	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2030	หลังแผน
225	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 4	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2029	หลังแผน
226	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 3	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2028	หลังแผน
227	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 2	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2027	หลังแผน
228	โรงไฟฟ้าพลังน้ำซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ 1	700.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2026	หลังแผน
229	เขื่อนเขเปียน	354.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	02 / 2019	หลังแผน
230	เขื่อนน้ำเงี้ยบ	269.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	07 / 2019	หลังแผน
231	เขื่อนไชยะบุรี	1,220.00	Renew	Hydro	Import	30.00	0.00	4.00	10 / 2019	หลังแผน
232	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน (ส่วนขยาย)	220.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	07 / 2012	หลังแผน
233	โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2	596.60	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2011	หลังแผน
234	โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2	948.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	03 / 2010	03 / 2035
235	โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะ	126.00	Renew	Hydro	Import	31.00	0.00	3.58	09 / 1999	09 / 2029
236	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน	214.00	Renew	Hydro	Import	25.00	0.00	3.58	04 / 1998	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
237	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา เครื่องที่ 3	491.00	Thermal	Lignite	Import	30.00	9,100.00	6.00	03 / 2016	หลังแผน
238	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา เครื่องที่ 1	491.00	Thermal	Lignite	Import	30.00	9,100.00	6.00	06 / 2015	หลังแผน
239	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา เครื่องที่ 2	491.00	Thermal	Lignite	Import	30.00	9,100.00	6.00	11 / 2015	หลังแผน
240	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 3	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2024	หลังแผน
241	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 4	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2024	หลังแผน
242	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 1	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2023	หลังแผน
243	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 2	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2023	หลังแผน
244	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 3	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2022	หลังแผน
245	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 4	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2022	หลังแผน
246	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 1	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2021	หลังแผน
247	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 2	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2021	หลังแผน
248	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมภาคใต้ทดแทนโรงไฟฟ้าขนอม	930.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2016	หลังแผน
249	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2015	หลังแผน
250	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	12 / 2015	หลังแผน
251	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็นเอส จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2014	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
252	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็น เอส จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	12 / 2014	หลังแผน
253	บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	03 / 2008	02 / 2033
254	บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	03 / 2008	02 / 2033
255	บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	06 / 2008	05 / 2033
256	บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	05 / 2007	05 / 2032
257	บริษัท ผลิตไฟฟ้า ราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 3	681.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,000.00	5.00	04 / 2002	10 / 2027
258	บริษัท โกลว์ ไอพีพี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	356.50	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	26.00	7,000.00	5.00	04 / 2002	02 / 2028
259	บริษัท โกลว์ ไอพีพี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	356.50	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	26.00	7,000.00	5.00	04 / 2002	02 / 2028
260	บริษัท อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็คตริค จำกัด	350.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	21.00	7,000.00	4.00	07 / 2002	03 / 2023
261	บริษัท ผลิตไฟฟ้า ราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	685.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	26.00	7,000.00	5.00	11 / 2001	04 / 2027

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
262	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	675.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	26.00	7,000.00	5.00	12 / 2001	04 / 2027
263	บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ จำกัด (GPSC)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	06 / 2000	08 / 2025
264	บริษัท ไตรเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	20.00	7,200.00	5.00	07 / 2000	06 / 2020
265	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด(มหาชน) , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 3	135.00	Thermal	Bituminous	IPP	25.00	9,100.00	6.00	03 / 2017	หลังแผน
266	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด(มหาชน) , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 4	135.00	Thermal	Bituminous	IPP	25.00	9,100.00	6.00	03 / 2017	หลังแผน
267	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด(มหาชน) , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	135.00	Thermal	Bituminous	IPP	25.00	9,100.00	6.00	11 / 2016	หลังแผน
268	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด(มหาชน) , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	135.00	Thermal	Bituminous	IPP	25.00	9,100.00	6.00	11 / 2016	หลังแผน
269	บริษัท เก็คโค่-วัน จำกัด	660.00	Thermal	Bituminous	IPP	30.00	9,100.00	6.00	05 / 2012	หลังแผน
270	บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	673.25	Thermal	Bituminous	IPP	30.00	9,100.00	6.00	02 / 2007	02 / 2032

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
271	บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	673.25	Thermal	Bituminous	IPP	30.00	9,100.00	6.00	10 / 2006	01 / 2032
272	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	720.00	Thermal	Natural Gas	IPP	25.00	9,400.00	4.00	06 / 2000	10 / 2025
273	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	720.00	Thermal	Natural Gas	IPP	25.00	9,400.00	4.00	10 / 2000	10 / 2025
274	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด (โครงการ 2) (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2025	หลังแผน
275	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2025	หลังแผน
276	บริษัท เอ็กโก โคเจน เนอเรชั่น จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	12.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	02 / 2024	หลังแผน
277	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (โครงการ 1) (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2024	หลังแผน
278	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (โครงการ 1) (ต่ออายุสัญญา)	12.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2024	หลังแผน
279	บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน) (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2024	หลังแผน
280	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด (โครงการ 2) (ต่ออายุสัญญา)	12.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2024	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
281	บริษัท โรจนะ เพาเวอร์ จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2024	หลังแผน
282	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (โครงการ 2) (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2024	หลังแผน
283	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด (โครงการ 1) (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2024	หลังแผน
284	บริษัท ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	8.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2023	หลังแผน
285	บริษัท ไซม์ ดาร์บี้ เพาเวอร์ จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	12.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	08 / 2022	หลังแผน
286	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2022	หลังแผน
287	บริษัท ทีพีที ปิโตรเคมิคอลส์ จำกัด (มหาชน) (ต่ออายุสัญญา)	2.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	02 / 2021	หลังแผน
288	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด (โครงการ 1) (ต่ออายุสัญญา)	11.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	02 / 2021	หลังแผน
289	บริษัท ปตท. เคมีคอล จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	6.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2021	หลังแผน
290	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2021	หลังแผน
291	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด (โครงการ 2) (ต่ออายุสัญญา)	11.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2021	หลังแผน
292	บริษัท หนองแคโคเจนเนอเรชั่น จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2021	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
293	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2021	หลังแผน
294	บริษัท บางกอก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	02 / 2020	หลังแผน
295	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) โครงการ 1 (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2020	หลังแผน
296	บริษัท สมุทรปราการ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2020	หลังแผน
297	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) โครงการ 2 (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2020	หลังแผน
298	บริษัท กัลฟ์ เอ็นแอลแอล 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2019	หลังแผน
299	บริษัท กัลฟ์ เอ็นพีเอ็ม จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2019	หลังแผน
300	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2019	หลังแผน
301	บริษัท ราชบุรีโคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2019	หลังแผน
302	กรมการพลังงานทหาร (ต่ออายุสัญญา)	1.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2019	หลังแผน
303	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2019	หลังแผน
304	บริษัท กัลฟ์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2019	หลังแผน
305	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	18.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2019	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
306	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 4 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2018	หลังแผน
307	บริษัท ทีพีที ปิโตรเคมิคอลส์ จำกัด (มหาชน) (ต่ออายุสัญญา)	3.00	COGEN	Bitumino us	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	02 / 2018	หลังแผน
308	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	02 / 2018	หลังแผน
309	บริษัท กัลฟ์ เอ็นซี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2018	หลังแผน
310	บริษัท ปตท. เคมีคอล จำกัด (ต่ออายุสัญญา)	10.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2018	หลังแผน
311	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2018	หลังแผน
312	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2018	หลังแผน
313	บริษัท กัลฟ์ บีแอล จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2018	หลังแผน
314	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2018	หลังแผน
315	บริษัท กัลฟ์ บีพี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2018	หลังแผน
316	บริษัท แอ๊ดวานซ์ อะโกร เอเชีย จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2017	หลังแผน
317	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) โครงการ 1 (ต่ออายุสัญญา)	27.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2017	หลังแผน
318	บริษัท กัลฟ์ วีทีพี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2017	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
319	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1) [TJ Cogen]	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2017	หลังแผน
320	บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2017	หลังแผน
321	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 3)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2017	หลังแผน
322	บริษัท ไออาร์พีซี คลีนเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2017	หลังแผน
323	บริษัท ไออาร์พีซี คลีนเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2017	หลังแผน
324	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2017	หลังแผน
325	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2017	หลังแผน
326	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) โครงการ 2 (ต่ออายุสัญญา)	27.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2017	หลังแผน
327	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2) [TP Cogen]	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2017	หลังแผน
328	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 3) [SK Cogen]	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2017	หลังแผน
329	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 3 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2017	หลังแผน
330	บริษัท บีกริม บีไอพี เพาเวอร์ 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2016	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
331	บริษัท เอสเอสยูที จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2016	หลังแผน
332	บริษัท สยามเพียวไรซ์ จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2016	หลังแผน
333	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2016	หลังแผน
334	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2016	หลังแผน
335	บริษัท เอสเอสยูที จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2016	หลังแผน
336	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2016	หลังแผน
337	บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2016	หลังแผน
338	บริษัท บ่อวิน คลีน เอนเนอจี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2016	หลังแผน
339	บริษัท ราชบุรีเวอลด์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2015	หลังแผน
340	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2015	หลังแผน
341	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2015	หลังแผน
342	บริษัท พีพีทีซี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	12 / 2015	หลังแผน
343	บริษัท ราชบุรีเวอลด์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2014	หลังแผน
344	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2013	หลังแผน
345	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	02 / 2013	หลังแผน
346	บริษัท กัลฟ์ เจพี ที แอลซี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2013	หลังแผน
347	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็น เอ็นเค จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2013	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
348	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็น แอลแอล จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2013	หลังแผน
349	บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2013	หลังแผน
350	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2013	หลังแผน
351	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซี อาร์เอ็น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2013	หลังแผน
352	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2013	หลังแผน
353	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็น เค2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2013	หลังแผน
354	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2013	หลังแผน
355	บริษัท นวนครการไฟฟ้า จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2013	หลังแผน
356	บริษัทโกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 3	74.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2012	หลังแผน
357	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2012	หลังแผน
358	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	12 / 2012	หลังแผน
359	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) 1	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2010	11 / 2035
360	บริษัท เอ็กโก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	02 / 2003	01 / 2024
361	บริษัท ไซม์ ดาร์บี้ เพาเวอร์ จำกัด	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	08 / 2001	07 / 2022
362	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	10 / 2001	09 / 2022
363	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด 2	90.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	9,100.00	5.00	04 / 2000	06 / 2025

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
364	บริษัท หนองแค โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	10 / 2000	10 / 2021
365	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	10 / 2000	10 / 2025
366	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) 1	90.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	9,100.00	5.00	03 / 1999	02 / 2024
367	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด 1	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	04 / 1999	03 / 2024
368	บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	05 / 1999	06 / 2024
369	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด 2	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	05 / 1999	06 / 2024
370	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด 1	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	06 / 1999	06 / 2024
371	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) 2	90.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	9,100.00	5.00	07 / 1999	07 / 2024
372	บริษัท สมุทรปราการ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	08 / 1999	08 / 2020
373	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด 1	90.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	9,100.00	5.00	09 / 1999	09 / 2024
374	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด 1	55.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	23.00	8,300.00	7.00	02 / 1998	02 / 2021
375	บริษัท ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด	41.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	04 / 1998	03 / 2023
376	กรมการพลังงานทหาร	4.50	COGEN	Oil	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	06 / 1998	06 / 2019
377	บริษัท กัลฟ์ โคเจนเนอเรชั่นจำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	09 / 1998	09 / 2019
378	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	09 / 1998	09 / 2019
379	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด 2	55.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	23.00	8,300.00	7.00	09 / 1998	09 / 2021

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
380	บริษัท บางกอก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	12 / 1998	02 / 2020
381	บริษัท ทีพีที โกลบอล เคมิคอลส์ จำกัด (มหาชน)	32.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	04 / 1997	03 / 2018
382	บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2015	หลังแผน
383	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 4)	70.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2014	หลังแผน
384	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอยี่ จำกัด (โครงการ 2)	40.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2010	หลังแผน
385	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอยี่ จำกัด (โครงการ 1)	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2009	หลังแผน
386	บริษัท ราชบุรีพลังงาน จำกัด	1.72	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2007	หลังแผน
387	บริษัท ผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็น จำกัด	65.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2006	หลังแผน
388	บริษัท ไทยคาร์บอน แบล็ค จำกัด (มหาชน)	12.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2006	หลังแผน
389	บริษัท ปัญจพล พัลพ์ อินดัสตรี้ จำกัด (มหาชน)	8.00	COGEN	Bitumino us	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 1995	หลังแผน
390	บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)	45.00	COGEN	Bitumino us	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 1994	หลังแผน
391	บริษัท สยามคราฟท์ อุตสาหกรรม จำกัด	10.00	COGEN	Bitumino us	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	01 / 2016	หลังแผน
392	บริษัท สุเพิร์บ พาว เวอร์ จำกัด	7.20	COGEN	Natural Gas	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	05 / 2016	หลังแผน
393	บริษัท เอ็นเอส-โอจี เอนเนอร์จี โซลูชั่นส์ (ไทยแลนด์) จำกัด	5.20	COGEN	Natural Gas	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	12 / 2016	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
394	บริษัท ไทยเคนเปเปอร์ จำกัด	5.00	COGEN	Biomass	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	09 / 2015	หลังแผน
395	บริษัท เพอร์เฟค คอมพาเนียน กรุ๊ป จำกัด	4.00	COGEN	Natural Gas	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2015	หลังแผน
396	บริษัท ไทยเซ็นทรัล เคมี จำกัด (มหาชน)	1.20	COGEN	Natural Gas	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2013	หลังแผน
397	บริษัท ไทย อคริลิค ไฟเบอร์ จำกัด	4.00	COGEN	Bituminous	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	01 / 2010	หลังแผน
398	บริษัท เอลีท คราฟท์ เปเปอร์ จำกัด	3.00	COGEN	Bituminous	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2010	หลังแผน
399	บริษัท ผลิตไฟฟ้าและพลังงานร่วม จำกัด	6.40	COGEN	Natural Gas	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2010	หลังแผน
400	บริษัท ยูไนเต็ด เปเปอร์ จำกัด	3.00	COGEN	Bituminous	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	09 / 2008	หลังแผน
401	บริษัท อินเตอร์ แปซิฟิก เปเปอร์ จำกัด	3.00	COGEN	Bituminous	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2007	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ก.2 กำลังผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
1	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 2 จำกัด	8.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	21.00	11,500.00	5.00	05 / 1999	05 / 2020
2	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 3 จำกัด	41.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	05 / 1999	04 / 2024
3	บริษัท ไบโอแมส เพาเวอร์ จำกัด	5.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	09 / 2001	09 / 2026
4	บริษัท ร้อยเอ็ดกรีน จำกัด	8.80	Renew	Biomass	SPP-Firm	21.00	11,500.00	5.00	06 / 2003	05 / 2024
5	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 5 จำกัด	50.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2003	11 / 2028
6	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 11 จำกัด	25.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2003	12 / 2028
7	บริษัท ด่านช้าง ไบโอ เอ็นเนอร์ยี จำกัด 1	27.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	21.00	11,500.00	5.00	07 / 2004	07 / 2025
8	บริษัท มิตรผล ไบโอ เพาเวอร์ จำกัด	29.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	21.00	11,500.00	5.00	09 / 2004	09 / 2025
9	บริษัท เอที ไบโอ เพาเวอร์ จำกัด	20.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2005	01 / 2031
10	บริษัท สตีก ไบโอแมส จำกัด	6.50	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2006	01 / 2027
11	บริษัท กัลฟ์ ยะลา กรีน จำกัด	20.20	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2006	11 / 2031
12	บริษัท โรงไฟฟ้า น้ำตาลขอนแก่น จำกัด 1	20.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2006	01 / 2028
13	บริษัท มุ่งเจริญกรีน เพาเวอร์ จำกัด	8.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2007	02 / 2028
14	บริษัท สุราษฎร์ธานี กรีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	8.80	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	09 / 2007	08 / 2032

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
15	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง 2) จำกัด	10.80	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2009	11 / 2034
16	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	10.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2009	11 / 2034
17	บริษัท มุ่งเจริญ ไบโอแมส จำกัด	15.50	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	04 / 2012	หลังแผน
18	บริษัท ผลิตไฟฟ้าครบุรี จำกัด	22.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2015	หลังแผน
19	บริษัท บัวใหญ่ ไบโอเพาเวอร์ จำกัด	25.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	10 / 2019	หลังแผน
20	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูเวียง) จำกัด	8.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	06 / 1997	หลังแผน
21	บริษัท น้ำตาลรีไฟน์ชัยมงคล จำกัด	7.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	02 / 2000	หลังแผน
22	บริษัท น้ำตาลสระบุรี จำกัด	8.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2002	หลังแผน
23	บริษัท ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จำกัด	8.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2003	หลังแผน
24	บริษัท อุตสาหกรรมอ่างเวียน จำกัด	30.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	08 / 2003	หลังแผน
25	บริษัท น้ำตาลกุมภวาปี จำกัด	6.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	04 / 2004	หลังแผน
26	บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด (โครงการ 2 สาขาบ่อพลอย)	30.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2010	หลังแผน
27	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง 3) จำกัด	25.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	05 / 2012	หลังแผน
28	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (กาฬสินธุ์) จำกัด	28.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2013	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
29	บริษัท เกษตรไทยไบโอเพาเวอร์ จำกัด	60.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	10 / 2013	หลังแผน
30	บริษัท อีเอส พลังงาน จำกัด	20.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2014	หลังแผน
31	บริษัท อุทัยธานี ไบโอเอเนอยี่ จำกัด (โครงการ 1)	16.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	04 / 2014	หลังแผน
32	บริษัท ร่วมกำลาภพาวเวอร์ จำกัด	18.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	08 / 2015	หลังแผน
33	บริษัท ไทยเอกลักษณ์เพาเวอร์ จำกัด	38.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	04 / 2016	หลังแผน
34	บริษัท รวมผลไบโอเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	25.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	03 / 2017	หลังแผน
35	บริษัท อี เอส พลังงาน จำกัด (โครงการ 2)	20.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	03 / 2017	หลังแผน
36	บริษัท อู่ทองกรีนพาวเวอร์ จำกัด	24.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	05 / 2017	หลังแผน
37	บริษัท รวมผลไบโอเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	13.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	06 / 2017	หลังแผน
38	บริษัท ปัตตานี กรีน จำกัด	21.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	06 / 2017	หลังแผน
39	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูหลวง) จำกัด (โครงการ 2)	21.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
40	บริษัท น้ำตาลระยอง จำกัด	20.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	03 / 2018	หลังแผน
41	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูหลวง) จำกัด (โครงการ 1)	21.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2019	หลังแผน
42	บริษัท จะนะ กรีน จำกัด	20.62	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	07 / 2019	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
43	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (เขื่อนคีรีธาร)	12.20	Renew	Small Hydro	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	03 / 2011	หลังแผน
44	บริษัท พัฒนาพลังงานธรรมชาติ จำกัด	55.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2011	หลังแผน
45	บริษัท บีซีพีจี จำกัด	30.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	07 / 2012	หลังแผน
46	บริษัท อีเอ โซล่า นครสวรรค์ จำกัด	90.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2013	หลังแผน
47	บริษัท เสริมสร้างพลังงาน จำกัด	40.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	02 / 2015	หลังแผน
48	บริษัท อีเอ โซล่า ลำปาง จำกัด	90.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	02 / 2015	หลังแผน
49	บริษัท เอสพีพี ซิค จำกัด	41.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2015	หลังแผน
50	บริษัท อีเอ โซล่า พิษณุโลก จำกัด	90.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	04 / 2016	หลังแผน
51	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 3)	18.00	Renew	Waste	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2015	หลังแผน
52	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	55.00	Renew	Waste	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	08 / 2015	หลังแผน
53	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	90.00	Renew	Waste	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2017	หลังแผน
54	บริษัท อู่ทอง พลาสม่า เอ็นเนอร์ยี จำกัด	19.54	Renew	Waste	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	09 / 2018	หลังแผน
55	บริษัท เฟิร์ส โคราช วินด์ จำกัด (เวสต์ห้วยบง 3)	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	11 / 2012	หลังแผน
56	บริษัท เค. อาร์. ทู จำกัด (เวสต์ ห้วยบง 2)	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	02 / 2013	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
57	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหาดกังหัน 3)	45.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	07 / 2016	หลังแผน
58	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหาดกังหัน 2)	45.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	07 / 2016	หลังแผน
59	บริษัท เขาค้อ วินด์ พาวเวอร์ จำกัด	60.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	08 / 2016	หลังแผน
60	บริษัท กรีโนเวชั่น เพาเวอร์ จำกัด (โครงการสราญลม วินด์ฟาร์ม)	60.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	09 / 2016	หลังแผน
61	บริษัท ชัยภูมิ วินด์ ฟาร์ม จำกัด (โครงการชัยภูมิ วินด์ ฟาร์ม)	80.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2016	หลังแผน
62	บริษัท วะตะแบก วินด์ จำกัด	60.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2016	หลังแผน
63	บริษัท พัฒนาพลังงานลม จำกัด (โครงการวายุวินด์ฟาร์ม)	50.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2016	หลังแผน
64	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหาดกังหัน 1)	36.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	03 / 2017	หลังแผน
65	บริษัท กฤษณา วินด์ พาวเวอร์ จำกัด	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	04 / 2017	หลังแผน
66	บริษัท เค.อาร์.เอส.ทรี จำกัด (โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม โคราช 02/3)	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	05 / 2017	หลังแผน
67	บริษัท ทรอปิคอล วินด์ จำกัด (โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลม โคราช 02/2)	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	05 / 2017	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
68	บริษัท โคราชวินด์เอ็นเนอร์ยี จำกัด (โครงการมิตรภาพวินด์ฟาร์ม)	50.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	06 / 2017	หลังแผน
69	บริษัท เทพารักษ์ วินด์ จำกัด (โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมโคราช 02/1)	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	09 / 2017	หลังแผน
70	บริษัท เค.อาร์.วัน จำกัด	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
71	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 1) - บจก.นายางกลัก พลังลม	45.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	04 / 2018	หลังแผน
72	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 8) - บจก.นายางกลัก พลังลม	45.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	04 / 2018	หลังแผน
73	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 5) - บจก.โป่งนก พัฒนา	48.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	05 / 2018	หลังแผน
74	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 9) - บจก.เบญจรัตน์ พัฒนา	42.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	05 / 2018	หลังแผน
75	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 10) - บจก.บ้านชวน พัฒนา	80.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	06 / 2018	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
76	บริษัท วินชัย จำกัด (โครงการร่มเกล้าวินด์ฟาร์ม)	45.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	04 / 2019	หลังแผน
77	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2014	188.45	Renew	Biogas	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2014	หลังแผน
78	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2014	709.33	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2014	หลังแผน
79	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2015	808.60	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2015	หลังแผน
80	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2015 ส่วนเพิ่มให้เต็มตาม PDP2015	310.69	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2015	หลังแผน
81	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2016	94.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2016	หลังแผน
82	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2017	101.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2017	หลังแผน
83	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2018	111.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
84	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2019	153.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2019	หลังแผน
85	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2020	181.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
86	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2021	103.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2021	หลังแผน
87	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2022	100.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน
88	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2023	31.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2023	หลังแผน
89	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2024	242.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2024	หลังแผน
90	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2025	313.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2025	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
91	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2026	156.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2026	หลังแผน
92	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2027	126.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2027	หลังแผน
93	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2028	118.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2028	หลังแผน
94	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2029	136.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2029	หลังแผน
95	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2030	136.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2030	หลังแผน
96	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2031	172.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2031	หลังแผน
97	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2032	179.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2032	หลังแผน
98	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2033	194.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2033	หลังแผน
99	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2034	276.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2034	หลังแผน
100	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2035	312.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2035	หลังแผน
101	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2036	403.50	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2036	หลังแผน
102	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2014	58.35	Renew	Small Hydro	VSPP	25.00	0.00	5.00	12 / 2014	หลังแผน
103	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2014	972.99	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	12 / 2014	หลังแผน
104	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2015	1,181.70	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2015	หลังแผน
105	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2016	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2016	หลังแผน
106	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2017	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2017	หลังแผน
107	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2018	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
108	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2019	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2019	หลังแผน
109	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2020	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
110	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2021	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2021	หลังแผน
111	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2022	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน
112	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2023	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2023	หลังแผน
113	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2024	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2024	หลังแผน
114	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2025	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2025	หลังแผน
115	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2026	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2026	หลังแผน
116	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2027	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2027	หลังแผน
117	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2028	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2028	หลังแผน
118	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2029	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2029	หลังแผน
119	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2030	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2030	หลังแผน
120	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2031	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2031	หลังแผน
121	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2032	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2032	หลังแผน
122	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2033	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2033	หลังแผน
123	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2034	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2034	หลังแผน
124	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2035	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2035	หลังแผน
125	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก ปี 2036	106.10	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2036	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
126	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2014	43.01	Renew	Waste	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2014	หลังแผน
127	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2014	10.53	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	12 / 2014	หลังแผน
128	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2015	46.00	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2015	หลังแผน
129	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2016	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2016	หลังแผน
130	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2017	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2017	หลังแผน
131	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2018	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
132	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2019	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2019	หลังแผน
133	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2020	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2020	หลังแผน
134	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2021	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2021	หลังแผน
135	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2022	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2022	หลังแผน
136	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2023	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2023	หลังแผน
137	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2024	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2024	หลังแผน
138	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2025	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2025	หลังแผน
139	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2026	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2026	หลังแผน
140	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2027	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2027	หลังแผน
141	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2028	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2028	หลังแผน
142	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2029	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2029	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
143	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2030	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2030	หลังแผน
144	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2031	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2031	หลังแผน
145	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2032	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2032	หลังแผน
146	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2033	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2033	หลังแผน
147	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2034	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2034	หลังแผน
148	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2035	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2035	หลังแผน
149	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2036	70.40	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	01 / 2036	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.3 กำลังผลิตไฟฟ้า ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
1	เขื่อนภูมิพล	779.20	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	05 / 1964	หลังแผน
2	เขื่อนน้ำพุง	6.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	10 / 1965	หลังแผน
3	เขื่อนอุบลรัตน์	25.20	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	03 / 1966	หลังแผน
4	เขื่อนสิรินธร	36.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	11 / 1971	หลังแผน
5	เขื่อนจุฬาภรณ์	40.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	10 / 1972	หลังแผน
6	เขื่อนสิริกิติ์	500.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	01 / 1974	หลังแผน
7	เขื่อนบ้านยาง	0.12	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	02 / 1974	หลังแผน
8	เขื่อนแก่งกระจาน	19.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	08 / 1974	หลังแผน
9	เขื่อนศรีนครินทร์	720.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	02 / 1980	หลังแผน
10	เขื่อนบางลาง	84.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	07 / 1981	หลังแผน
11	เขื่อนห้วยกุ่ม	1.06	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	02 / 1982	หลังแผน
12	เขื่อนบ้านสันติ	1.28	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	10 / 1982	หลังแผน
13	เขื่อนท่าทุ่งนา	39.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	12 / 1982	หลังแผน
14	เขื่อนบ้านขุนกลาง	0.20	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	12 / 1983	หลังแผน
15	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์คลองช่องกล่ำ	0.02	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	09 / 1984	หลังแผน
16	เขื่อนคลองช่องกล่ำ	0.02	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	09 / 1984	หลังแผน
17	เขื่อนวชิราลงกรณ	300.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	02 / 1985	หลังแผน
18	เขื่อนแม่งัดสมบูรณ์ชล	9.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	6.76	10 / 1985	หลังแผน
19	เขื่อนรัชชประภา	240.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	06 / 1987	หลังแผน
20	เขื่อนห้วยกุยมั่ง	0.10	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	09 / 1987	หลังแผน
21	โรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 8	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	38.00	10,600.00	5.00	03 / 1989	01 / 2022
22	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ ฝาง	0.30	Renew	Geo	EGAT	25.00	11,500.00	5.00	12 / 1989	หลังแผน
23	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แหลมพรหมเทพ	0.01	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	03 / 1990	หลังแผน
24	โรงไฟฟ้าแม่เมาะเครื่องที่ 9	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	39.00	10,600.00	5.00	03 / 1990	01 / 2022
25	โรงไฟฟ้ากังหันลมแหลมพรหมเทพ เครื่องที่ 1	0.19	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	08 / 1990	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
26	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 10	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	30.00	10,600.00	5.00	04 / 1991	01 / 2025
27	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 11	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	30.00	10,600.00	5.00	08 / 1991	01 / 2025
28	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนบางปะกง เครื่องที่ 3	1,152.00	Thermal	Natural Gas	EGAT	30.00	9,500.00	6.00	01 / 1992	01 / 2027
29	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 4	314.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	8,400.00	7.00	07 / 1992	01 / 2018
30	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง ชุดที่ 1	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	8,300.00	7.00	08 / 1992	01 / 2025
31	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์สันกำแพง	0.01	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	06 / 1993	หลังแผน
32	โรงไฟฟ้าดีเซลแม่ฮ่องสอน	4.40	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	10,400.00	10.00	08 / 1993	หลังแผน
33	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมน้ำพอง ชุดที่ 2	325.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	8,400.00	7.00	04 / 1994	01 / 2025
34	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 1	316.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	7,800.00	5.00	07 / 1994	01 / 2020
35	เขื่อนปากมูล	136.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	09 / 1994	หลังแผน
36	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 12	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	30.00	10,600.00	5.00	01 / 1995	01 / 2025
37	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ เครื่องที่ 13	270.00	Thermal	Lignite	EGAT	30.00	10,600.00	5.00	07 / 1995	01 / 2025
38	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 1	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	7,800.00	6.00	08 / 1997	01 / 2019
39	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 2	612.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	7,700.00	6.00	11 / 1997	01 / 2019

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
40	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 2	562.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	7,600.00	7.00	12 / 1997	01 / 2022
41	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 3	686.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	26.00	7,200.00	6.00	03 / 1998	01 / 2023
42	โรงไฟฟ้ากระบี่	315.00	Thermal	Oil	EGAT	30.00	10,400.00	10.00	01 / 2004	01 / 2034
43	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ฝาบ่อง	0.50	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	04 / 2004	หลังแผน
44	เขื่อนลำตะคอง	500.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	2.86	07 / 2004	หลังแผน
45	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ชุดที่ 1	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2008	01 / 2034
46	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ชุดที่ 3	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2009	01 / 2035
47	โรงไฟฟ้ากังหันลม ลำตะคอง 1	2.50	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	05 / 2009	หลังแผน
48	โรงไฟฟ้ากังหันลม ลำตะคอง 2	24.00	Renew	Wind	EGAT	25.00	0.00	5.00	05 / 2009	หลังแผน
49	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ชุดที่ 5	710.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2009	01 / 2035
50	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เขื่อนสิริธร	1.01	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	11 / 2009	หลังแผน
51	แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเขื่อนสิรินธร	0.25	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	11 / 2009	หลังแผน
52	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 1	670.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2010	01 / 2036
53	เขื่อนเจ้าพระยา	12.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	04 / 2012	หลังแผน
54	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 4	750.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	04 / 2014	หลังแผน
55	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ชุดที่ 2	766.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2014	หลังแผน
56	เขื่อนนเรศวร	8.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	09 / 2014	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
57	เขื่อนกิ่วคอหมา	6.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	09 / 2014	หลังแผน
58	เขื่อนขุนด่านปราการชล	10.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	04 / 2015	หลังแผน
59	เขื่อนแม่กลอง 1-2	12.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	04 / 2015	หลังแผน
60	เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์	7.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	04 / 2015	หลังแผน
61	โรงไฟฟ้าดีเซลสุไหงโกลก	8.00	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	10,400.00	10.00	08 / 2015	หลังแผน
62	โรงไฟฟ้าดีเซลบ้านทอน	8.00	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	10,400.00	10.00	08 / 2015	หลังแผน
63	โรงไฟฟ้าดีเซลบ่อทอง	10.00	Gas Turbine	Diesel	EGAT	25.00	10,400.00	10.00	08 / 2015	หลังแผน
64	เขื่อนแควน้อยบำรุงแดน	30.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	11 / 2015	หลังแผน
65	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือ ชุดที่ 2	828.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2016	หลังแผน
66	ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ อ.ทับสะแก จ.ประจวบคีรีขันธ์	5.00	Renew	Solar	EGAT	25.00	0.00	5.00	09 / 2016	หลังแผน
67	โรงไฟฟ้าพลังน้ำเทินหินบุน	434.00	Renew	Hydro	Import	25.00	0.00	3.58	03 / 1998	หลังแผน
68	โรงไฟฟ้าพลังน้ำห้วยเฮาะ	126.00	Renew	Hydro	Import	31.00	0.00	3.58	06 / 1999	09 / 2029
69	โครงการสายส่งเชื่อมโยง ไทย-มาเลเซีย	300.00	HVDC	HVDC	Import	25.00	0.00	0.00	07 / 2002	หลังแผน
70	โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำเทิน 2	948.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	06 / 2010	03 / 2035
71	โรงไฟฟ้าพลังน้ำน้ำงึม 2	596.60	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	12 / 2011	หลังแผน
72	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสา เครื่องที่ 1	1,473.00	Thermal	Lignite	Import	30.00	9,100.00	6.00	06 / 2015	หลังแผน
73	บริษัท ไตรเอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	20.00	7,200.00	5.00	02 / 2000	06 / 2020

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
74	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	720.00	Thermal	Natural Gas	IPP	25.00	9,400.00	4.00	04 / 2000	10 / 2025
75	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	720.00	Thermal	Natural Gas	IPP	25.00	9,400.00	4.00	01 / 2000	10 / 2025
76	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	685.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	26.00	7,000.00	5.00	02 / 2002	04 / 2027
77	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	675.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	26.00	7,000.00	5.00	06 / 2002	04 / 2027
78	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (GPSC)	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	09 / 2002	08 / 2025
79	บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 3	681.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,000.00	5.00	09 / 2002	10 / 2027
80	บริษัท โกลว์ ไอพีพี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	356.50	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	26.00	7,000.00	5.00	09 / 2003	02 / 2028
81	บริษัท โกลว์ ไอพีพี จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	356.50	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	26.00	7,000.00	5.00	02 / 2003	02 / 2028
82	บริษัท อีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็คตริค จำกัด	350.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	21.00	7,000.00	4.00	03 / 2003	03 / 2023
83	บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 1	673.25	Thermal	Bituminous	IPP	30.00	9,100.00	6.00	10 / 2006	01 / 2032

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
84	บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อน เครื่องที่ 2	673.25	Thermal	Bituminous	IPP	30.00	9,100.00	6.00	10 / 2007	02 / 2032
85	บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	07 / 2007	05 / 2032
86	บริษัท กัลฟ์เพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	734.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	09 / 2008	02 / 2033
87	บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	01 / 2008	02 / 2033
88	บริษัท ราชบุรี เพาเวอร์ จำกัด , โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	700.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	7,100.00	5.00	12 / 2008	05 / 2033
89	บริษัท เก็คโค่-วัน จำกัด	660.00	Thermal	Bituminous	IPP	30.00	9,100.00	6.00	06 / 2012	หลังแผน
90	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็น เอส จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2014	หลังแผน
91	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็น เอส จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	12 / 2014	หลังแผน
92	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 1	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2015	หลังแผน
93	บริษัท กัลฟ์ เจพี ยูที จำกัด ,โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ชุดที่ 2	800.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	02 / 2015	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
94	บริษัท ผลิตไฟฟ้าขนอม จำกัด (รฟ.ความร้อนร่วมขนอม)	930.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2016	หลังแผน
95	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 1	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	11 / 1996	03 / 2022
96	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 2	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	11 / 1996	09 / 2022
97	บริษัท ทีพีที ปิโตรเคมิคอลส์ จำกัด(มหาชน)	9.50	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	03 / 1997	12 / 2021
98	บริษัท ปตท. เคมิคอล จก. (มหาชน)	32.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	04 / 1997	03 / 2022
99	บริษัท ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด	41.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	11 / 1998	03 / 2023
100	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด 1	55.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	23.00	8,300.00	7.00	01 / 1998	02 / 2022
101	กรมการพลังงานทหาร	0.00	COGEN	Oil	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	03 / 1998	06 / 2019
102	บริษัท กัลฟ์ โคเจน เนอเรชั่นจำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	04 / 1998	09 / 2022
103	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	05 / 1998	09 / 2022
104	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด 2	55.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	23.00	8,300.00	7.00	06 / 1998	09 / 2022
105	บริษัท บางกอก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	06 / 1999	02 / 2022
106	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) 1	90.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	9,100.00	5.00	06 / 1999	03 / 2024
107	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด 1	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	11 / 1999	03 / 2024
108	บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด (มหาชน)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	12 / 1999	04 / 2024
109	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด 2	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	12 / 1999	04 / 2024

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
110	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด 1	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	02 / 1999	05 / 2024
111	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) 2	90.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	9,100.00	5.00	05 / 1999	07 / 2024
112	บริษัท สมุทรปราการ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	06 / 1999	08 / 2022
113	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด 1	90.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	9,100.00	5.00	06 / 1999	08 / 2024
114	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด 2	90.00	COGEN	Bituminous	SPP-Firm	25.00	9,100.00	5.00	07 / 2000	03 / 2025
115	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 11 จำกัด (ไทย เนชั่นแนล พาวเวอร์ จก.)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	07 / 2000	10 / 2025
116	บริษัท หนองแค โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	09 / 2000	10 / 2022
117	บริษัท ไซม์ ดาร์บี้ เพาเวอร์ จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	10 / 2001	07 / 2022
118	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	10 / 2001	09 / 2022
119	บริษัท เอ็กโก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	21.00	8,300.00	7.00	11 / 2003	01 / 2024
120	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) 1	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2010	12 / 2035
121	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) 3	74.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2012	หลังแผน
122	บริษัท อมตะ บีกริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2012	หลังแผน
123	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 12 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2012	หลังแผน
124	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2013	หลังแผน
125	บริษัท กัลฟ์ เจพี เคพี 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2013	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
126	บริษัท กัลฟ์ เจพี ที แอลซี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2013	หลังแผน
127	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็น เอ็นเค จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2013	หลังแผน
128	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็น แอลแอล จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2013	หลังแผน
129	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2013	หลังแผน
130	บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2013	หลังแผน
131	บริษัท กัลฟ์ เจพี ซี อาร์เอ็น จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2013	หลังแผน
132	บริษัท กัลฟ์ เจพี เอ็น เค2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2013	หลังแผน
133	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2013	หลังแผน
134	บริษัท นวนครการไฟฟ้า จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2013	หลังแผน
135	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2013	หลังแผน
136	บริษัท ราชบุรีเวอลด์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	12 / 2014	หลังแผน
137	บริษัท ราชบุรีเวอลด์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2015	หลังแผน
138	บริษัท บี.กริม ปีไอพี เพาเวอร์ 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2015	หลังแผน
139	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 4 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2015	หลังแผน
140	บริษัท บีกริม ปีไอพี เพาเวอร์ 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2016	หลังแผน
141	บริษัท พีพีทีซี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2016	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
142	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2016	หลังแผน
143	บริษัท สยามเพียวไรซ์ จำกัด (บริษัท อ่างทอง เพาเวอร์ จำกัด)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2016	หลังแผน
144	บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2016	หลังแผน
145	บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2016	หลังแผน
146	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 5 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2016	หลังแผน
147	บริษัท บ่อวิน คลีน เอนเนอจี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2016	หลังแผน
148	บริษัท เอสเอสยูที จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2016	หลังแผน
149	บริษัท เอสเอสยูที จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2016	หลังแผน
150	บริษัท แอ๊ดวานซ์ อะโกร เอเชีย จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2017	หลังแผน
151	บริษัท กัลฟ์ วีทีพี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2017	หลังแผน
152	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 3)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2017	หลังแผน
153	บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2017	หลังแผน
154	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2017	หลังแผน
155	(บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 1) (คลองหลวง ยูทิลิตี้)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2017	หลังแผน
156	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	12 / 2017	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
157	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2) (บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2017	หลังแผน
158	บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (โครงการ 3) (บ้านโป่ง ยูทิลิตี้ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2017	หลังแผน
159	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 3 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2017	หลังแผน
160	บริษัท ไออาร์พีซี คลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2017	หลังแผน
161	บริษัท ไออาร์พีซี คลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2017	หลังแผน
162	บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)	45.00	COGEN	Bituminous	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 1994	หลังแผน
163	บริษัท ปัญจพล พัลพ์ อินดัสตรี้ จำกัด (มหาชน)	8.00	COGEN	Bituminous	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 1995	หลังแผน
164	บริษัท ผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็น จำกัด	65.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2006	หลังแผน
165	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอยี่ จำกัด (โครงการ 1)	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2009	หลังแผน
166	บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอยี่ จำกัด (โครงการ 2)	40.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2010	หลังแผน
167	บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	60.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Non Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2015	หลังแผน
168	บริษัท ยูไนเต็ด เปเปอร์ จำกัด	3.00	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	09 / 2008	หลังแผน
169	บริษัท ไทย อคริลิค ไฟเบอร์ จำกัด	3.00	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	01 / 2010	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
170	บริษัท เอลีท คราฟท์ เปเปอร์ จำกัด	3.00	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2010	หลังแผน
171	บริษัท ผลิตไฟฟ้าและพลังงานร่วม จำกัด	6.40	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2010	หลังแผน
172	บริษัท ไทยเซ็นทรัล เคมี จำกัด (มหาชน)	1.20	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2013	หลังแผน
173	บริษัท เพอร์เฟค คอมพาเนียน กรุ๊ป จำกัด	4.00	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	11 / 2015	หลังแผน
174	บริษัท สยามคราฟท์ อุตสาหกรรม จำกัด	10.00	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	01 / 2016	หลังแผน
175	บริษัท สุเพิร์บ พาวเวอร์ จำกัด	7.20	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	05 / 2016	หลังแผน
176	บริษัท นิปปอน สตีล เอ็นจิเนียริ่ง เอนเนอร์จี โซลูชั่นส์ (ประเทศไทย) จำกัด	5.90	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	12 / 2016	หลังแผน
177	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 3 จำกัด (ไทย เพาเวอร์ ซัพพลาย จก.)	80.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	04 / 1999	04 / 2024
178	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 2 จำกัด (บีพีเค เพาเวอร์ ซัพพลาย จก.)	60.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	21.00	11,500.00	5.00	05 / 1999	05 / 2020
179	บริษัท ไบโอแมส เพาเวอร์ จำกัด	50.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	09 / 2001	09 / 2026
180	บริษัท ร้อยเอ็ดกรีน จำกัด	36.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	21.00	11,500.00	5.00	05 / 2003	05 / 2024
181	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 5 จำกัด	45.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2003	11 / 2028
182	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 11 จำกัด	45.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2003	12 / 2028

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
183	บริษัท ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จำกัด (โครงการ 1)	50.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	21.00	11,500.00	5.00	07 / 2004	07 / 2025
184	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	60.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	21.00	11,500.00	5.00	09 / 2004	09 / 2025
185	บริษัท เอที ไบโอ เพาเวอร์ จำกัด	90.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2005	12 / 2030
186	บริษัท กัลฟ์ ยะลา กรีน จำกัด	90.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2006	11 / 2031
187	บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด 1	309.22	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2006	12 / 2027
188	บริษัท มุ่งเจริญกรีน เพาเวอร์ จำกัด	0.90	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2007	01 / 2028
189	บริษัท สุราษฎร์ธานี กรีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด	3.60	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	09 / 2007	09 / 2032
190	บริษัท ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จำกัด (โครงการ 2)	983.18	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2009	11 / 2034
191	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	4.50	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2009	11 / 2034
192	บริษัท มุ่งเจริญ ไบโอแมส จำกัด	0.90	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	09 / 2012	หลังแผน
193	บริษัท ผลิตไฟฟ้าครบุรี จำกัด	3.60	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2015	หลังแผน
194	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูเวียง) จำกัด	6.98	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 1997	หลังแผน
195	บริษัท น้ำตาลรีไฟน์ชัยมงคล จำกัด	2,129.96	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	02 / 2000	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
196	บริษัท น้ำตาลสระบุรี จำกัด	104.06	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2002	หลังแผน
197	บริษัท ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จำกัด	29.73	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2003	หลังแผน
198	บริษัท อุตสาหกรรมอ่างเวียน จำกัด	10.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	08 / 2003	หลังแผน
199	บริษัท น้ำตาลกุมภวาปี จำกัด	30.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	04 / 2004	หลังแผน
200	บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด (โครงการ 2 สาขาบ่อพลอย)	12.20	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2010	หลังแผน
201	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ด่านช้าง) จำกัด (โครงการ 3)	15.50	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	05 / 2012	หลังแผน
202	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (กาฬสินธุ์) จำกัด	25.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2013	หลังแผน
203	บริษัท เกษตรไทยไบโอเพาเวอร์ จำกัด	30.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	10 / 2013	หลังแผน
204	บริษัท อีเอส พลังงาน จำกัด	90.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2014	หลังแผน
205	บริษัท อุทัยธานี ไบโอ เอเนอยี่ จำกัด (โครงการ 1)	176.68	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	04 / 2014	หลังแผน
206	บริษัท ร่วมกำลาภ พาวเวอร์ จำกัด	181.40	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	08 / 2015	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
207	บริษัท ไทย เอกลักษณ์เพาเวอร์ จำกัด	36.17	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	04 / 2016	หลังแผน
208	บริษัท รวมผลไบโอเพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	23.30	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	03 / 2017	หลังแผน
209	บริษัท อี เอส พลังงาน จำกัด (โครงการ 2)	60.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	08 / 2017	หลังแผน
210	บริษัท ไทย คาร์บอนแบล็ค จำกัด (มหาชน)	25.00	Renew	Other	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	07 / 2006	หลังแผน
211	บริษัท ราชบุรี พลังงาน จำกัด	30.00	Renew	Other	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	06 / 2007	หลังแผน
212	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (เขื่อนคีรีธาร)	90.00	Renew	Small Hydro	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	03 / 2011	หลังแผน
213	บริษัท พัฒนาพลังงานธรรมชาติ จำกัด	90.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2011	หลังแผน
214	บริษัท บีซีพีจี จำกัด	28.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	07 / 2012	หลังแผน
215	บริษัท อีเอ โซล่า นครสวรรค์ จำกัด	90.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2013	หลังแผน
216	บริษัท เสริมสร้างพลังงาน จำกัด	60.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	02 / 2015	หลังแผน
217	บริษัท อีเอ โซล่า ลำปาง จำกัด	90.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	02 / 2015	หลังแผน
218	บริษัท เอสพีพี ซิค จำกัด	88.00	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2015	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
219	บริษัท อีเอ โซล่า พิษณุโลก จำกัด	583.45	Renew	Solar	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	04 / 2016	หลังแผน
220	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 3)	36.95	Renew	Waste	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2015	หลังแผน
221	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 1)	0.53	Renew	Waste	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	08 / 2015	หลังแผน
222	บริษัท ทีพีไอ โพลีน เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	984.27	Renew	Waste	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	10 / 2017	หลังแผน
223	บริษัท เฟิร์ส โคราช วินด์ จำกัด (เวสต์ห้วยบง 3)	9.71	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	11 / 2012	หลังแผน
224	บริษัท เค. อาร์. ทู จำกัด (เวสต์ ห้วยบง 2)	78.40	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	02 / 2013	หลังแผน
225	บริษัท เขาค้อ วินด์ พาวเวอร์ จำกัด	20.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	08 / 2016	หลังแผน
226	บริษัท ชัยภูมิ วินด์ ฟาร์ม จำกัด (โครงการชัยภูมิวินด์ฟาร์ม)	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2016	หลังแผน
227	บริษัท วะตะแบก วินด์ จำกัด	20.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2016	หลังแผน
228	บริษัท พัฒนาพลังงานลม จำกัด (โครงการวายุวินด์ฟาร์ม)	16.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	12 / 2016	หลังแผน
229	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด (โครงการ 1)	972.99	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	03 / 2017	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
230	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด (โครงการ 2)	10.53	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	06 / 2017	หลังแผน
231	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด (โครงการ 3)	58.35	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	06 / 2017	หลังแผน
232	บริษัท โคราชวินด์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด (โครงการมิตรภาพวินด์ฟาร์ม)	709.33	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	06 / 2017	หลังแผน
233	บริษัท กรีโนเวชั่น เพาเวอร์ จำกัด (โครงการสราญลมวินด์ฟาร์ม)	188.45	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	11 / 2017	หลังแผน
234	บริษัท เค.อาร์. เอส.ทรี จำกัด (โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมโคราช 02/3)	43.01	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	11 / 2017	หลังแผน
235	บริษัท ทรอปิคอล วินด์ จำกัด (โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมโคราช 02/2)	16.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	11 / 2017	หลังแผน
236	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	73.00	Renew	Biogas	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2017	หลังแผน
237	บริษัท ราชบุรี พลังงาน จำกัด (โครงการ 2)	64.00	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2010	หลังแผน
238	บริษัท ราชบุรี พลังงาน จำกัด (โครงการ 3)	16.97	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2012	หลังแผน
239	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	8.03	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2017	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
240	โรงไฟฟ้าพืชพลังงานรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	129.07	Renew	Energy Crop	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2017	หลังแผน
241	บริษัท ราชบุรีพลังงาน จำกัด (โครงการ 2)	15.25	Renew	Other	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2010	หลังแผน
242	บริษัท ราชบุรีพลังงาน จำกัด (โครงการ 3)	29.22	Renew	Other	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2012	หลังแผน
243	โรงไฟฟ้าพลังน้ำรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	18.00	Renew	Small Hydro	VSPP	25.00	0.00	5.00	12 / 2017	หลังแผน
244	โรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์รายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	40.00	Renew	Solar	VSPP	25.00	0.00	5.00	12 / 2017	หลังแผน
245	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	105.00	Renew	Waste	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2017	หลังแผน
246	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก สะสมสิ้นปี 2017	44.60	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	12 / 2017	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.4 กำลังผลิตไฟฟ้าที่มีกำหนดการเข้าสู่ระบบอย่างแน่นอนแล้ว (SCOD) จากฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
1	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมบางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2	1,400.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	6,800.00	4.00	03 / 2019	หลังแผน
2	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครใต้ ทดแทนเครื่องที่ 4-5	1,235.00	Combine Cycle	Natural Gas	EGAT	27.00	6,800.00	4.00	03 / 2019	หลังแผน
3	เขื่อนลำตะคอง 3-4	500.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	2.86	02 / 2018	หลังแผน
4	ท้ายเขื่อนจุฬาภรณ์	1.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	3.58	10 / 2020	หลังแผน
5	เขื่อนคลองตรอน	3.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	09 / 2021	หลังแผน
6	เขื่อนผาจุก	14.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	09 / 2022	หลังแผน
7	เขื่อนพลังน้ำบ้านจันเดย์	18.00	Renew	Hydro	EGAT	50.00	0.00	5.00	04 / 2024	หลังแผน
8	โรงไฟฟ้าแม่เมาะ ทดแทน เครื่องที่ 4-7	600.00	Thermal	Lignite	EGAT	38.00	10,600.00	5.00	11 / 2018	หลังแผน
9	เขื่อนเซเปียน	354.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	02 / 2019	หลังแผน
10	เขื่อนน้ำเงี๊ยบ	269.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	07 / 2019	หลังแผน
11	เขื่อนไซยะบุรี	1,220.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	10 / 2019	หลังแผน
12	เขื่อนน้ำเทิน 1	515.00	Renew	Hydro	Import	50.00	0.00	4.00	01 / 2022	หลังแผน
13	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 1	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2021	หลังแผน
14	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 2	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2021	หลังแผน
15	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 3	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2022	หลังแผน
16	โรงไฟฟ้า IPP Gulf SRC ชุดที่ 4	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2022	หลังแผน
17	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 1	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2023	หลังแผน
18	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 2	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2023	หลังแผน
19	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 3	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2024	หลังแผน
20	โรงไฟฟ้า IPP Gulf PD ชุดที่ 4	625.00	Combine Cycle	Natural Gas	IPP	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2024	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
21	บริษัท กัลฟ์ ทีเอส 4 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2018	หลังแผน
22	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 3 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	02 / 2018	หลังแผน
23	บริษัท กัลฟ์ เอ็นซี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2018	หลังแผน
24	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 4 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2018	หลังแผน
25	บริษัท กัลฟ์ บีแอล จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	09 / 2018	หลังแผน
26	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 5 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2018	หลังแผน
27	บริษัท กัลฟ์ บีพี จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	11 / 2018	หลังแผน
28	บริษัท กัลฟ์ เอ็นแอลแอล 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	01 / 2019	หลังแผน
29	บริษัท กัลฟ์ เอ็นพีเอ็ม จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	03 / 2019	หลังแผน
30	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) (โครงการ 2)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2019	หลังแผน
31	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	05 / 2019	หลังแผน
32	บริษัท ราชบุรีโคเจน เนอเรชั่น จำกัด (เบิกไพร โคเจนเนอเรชั่น)	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2019	หลังแผน
33	บริษัท กัลฟ์ เอ็นอาร์วี 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	07 / 2019	หลังแผน
34	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 1 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	06 / 2021	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
35	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ราชบุรี) 2 จำกัด	90.00	COGEN	Natural Gas	SPP-Firm	25.00	6,800.00	4.00	10 / 2021	หลังแผน
36	VSPP Natural Gas	6.80	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	01 / 2018	หลังแผน
37	VSPP Coal	9.99	COGEN	COGEN	VSPP	25.00	8,300.00	7.00	01 / 2018	หลังแผน
38	บริษัท บัวใหญ่ ไบโอ เพาเวอร์ จำกัด	25.00	Renew	Biomass	SPP-Firm	25.00	11,500.00	5.00	10 / 2019	หลังแผน
39	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูหลวง) จำกัด (โครงการ 2)	21.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2018	หลังแผน
40	บริษัท น้ำตาลระยอง จำกัด	20.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	03 / 2018	หลังแผน
41	บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ (ภูหลวง) จำกัด (โครงการ 1)	21.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	01 / 2019	หลังแผน
42	บริษัท ปัตตานี กรีน จำกัด	21.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	03 / 2019	หลังแผน
43	บริษัท อู่ทองกรีน พาวเวอร์ จำกัด	24.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	05 / 2019	หลังแผน
44	บริษัท จะนะ กรีน จำกัด	20.62	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	07 / 2019	หลังแผน
45	บริษัท รวมผลไบโอ เพาเวอร์ จำกัด (โครงการ 2)	13.00	Renew	Biomass	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	11 / 2019	หลังแผน
46	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (เขื่อนคีรีธาร)2	12.20	Renew	Small Hydro	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	03 / 2018	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
47	บริษัท อู่ทอง พลาสม่า เอ็นเนอร์ยี จำกัด	19.54	Renew	Waste	SPP-NonFirm	25.00	11,500.00	5.00	09 / 2018	หลังแผน
48	บริษัท เทพารักษ์ วินด์ จำกัด (โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานลมโคราช 02/1)	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	03 / 2018	หลังแผน
49	บริษัท กฤษณา วินด์ พาวเวอร์ จำกัด	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	03 / 2018	หลังแผน
50	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 1) - บจก. นายางกลัก พลังลม	45.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	04 / 2018	หลังแผน
51	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 8) - บจก. นายางกลัก พลังลม	45.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	04 / 2018	หลังแผน
52	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 5) - บจก. โป่งนก พัฒนา	48.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	05 / 2018	หลังแผน
53	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 9) - บจก. เบญจรัตน์ พัฒนา	42.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	05 / 2018	หลังแผน
54	บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ จำกัด (มหาชน) (โครงการหนุมาน 10) - บจก.บ้านชวน พัฒนา	80.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	06 / 2018	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ลำดับที่	ชื่อโรงไฟฟ้า	กำลังผลิต (MW)	ประเภทเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	ชนิดเชื้อเพลิง	ผู้ประกอบการ	อายุการใช้งาน (ปี)	ค่าความร้อน (Btu/kWh)	FOR (%)	กำหนดแล้วเสร็จ	กำหนดปลด
55	บริษัท เค.อาร์.วัน จำกัด	90.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	07 / 2018	หลังแผน
56	บริษัท วินชัย จำกัด (โครงการร่มเกล้าวินด์ฟาร์ม)	45.00	Renew	Wind	SPP-NonFirm	25.00	0.00	5.00	04 / 2019	หลังแผน
57	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2018	20.82	Renew	Biogas	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2018	หลังแผน
58	โรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพรายเล็กมาก ปี 2019	3.70	Renew	Biogas	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2019	หลังแผน
59	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2018	125.97	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2018	หลังแผน
60	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2018	17.20	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2019	หลังแผน
61	โรงไฟฟ้าพลังชีวมวลรายเล็กมาก ปี 2018	0.99	Renew	Biomass	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2020	หลังแผน
62	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก ปี 2018	49.00	Renew	Waste	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2018	หลังแผน
63	โรงไฟฟ้าพลังงานขยะรายเล็กมาก ปี 2019	38.78	Renew	Waste	VSPP	25.00	11,500.00	5.00	12 / 2019	หลังแผน
64	โรงไฟฟ้าพลังลมรายเล็กมาก ปี 2020	16.00	Renew	Wind	VSPP	25.00	0.00	5.00	12 / 2020	หลังแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.5 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 – 2579

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

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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.
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
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
SPP-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
VSPP-COGEN	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
แสงอาทิตย์	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00	35.00

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

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.
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

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ก.6 ตัวประกอบกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Factor) อ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561

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

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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.
เขื่อนบ้านยาง เขื่อนห้วยคำเขื่อนบ้านขุนกลาง	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
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
เขื่อนน้ำเงี๊ยบ	95.16	89.10	83.31	82.13	86.43	84.97	92.43	94.45	90.54	89.96	87.90	95.01

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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.
เขื่อนเจเปียน	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
SPP-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
VSPP-COGEN	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
แสงอาทิตย์	47.00	47.00	47.00	47.00	47.00	47.00	47.00	47.00	47.00	47.00	47.00	47.00
พลังลม	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
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	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
ก๊าซชีวภาพ	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00
พลังงานขยะ	44.00	44.00	44.00	44.00	44.00	44.00	44.00	44.00	44.00	44.00	44.00	44.00
พลังน้ำขนาดเล็ก	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00
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
พืชพลังงาน	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00	31.00

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.7 ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) อ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 - 2579

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

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

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.
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
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
เขื่อนน้ำเงี๊ยบ	53.96	51.45	47.47	46.47	49.47	48.53	52.46	53.96	51.63	50.97	50.08	53.96

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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.
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
เขื่อนไชยะบุรี	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
SPP-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
VSPP-COGEN	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
แสงอาทิตย์	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00	16.00
พลังลม	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00	18.00
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	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
ก๊าซชีวภาพ	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
พลังงานขยะ	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00	70.00
พลังน้ำขนาดเล็ก	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00	41.00

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ก.8 ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) อ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561

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
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

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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.
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
เขื่อนไชยะบุรี	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
SPP-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
VSPP-COGEN	40.00	40.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00
แสงอาทิตย์	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
พลังลม	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00	17.00
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	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00	48.00
ก๊าซชีวภาพ	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00
พลังงานขยะ	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00	39.00
พลังน้ำขนาดเล็ก	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00
พืชพลังงาน	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00	26.00

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ก.9 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ชั่วโมงที่	ชั่วโมงที่											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 - 12	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	14%	30%	44%	53%	57%
13 - 24	57%	53%	45%	33%	18%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

ตารางที่ ก.10 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังงานลม

ชั่วโมงที่	ชั่วโมงที่											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 - 12	25%	30%	33%	34%	32%	29%	27%	25%	16%	12%	9%	5%
13 - 24	5%	4%	6%	7%	9%	9%	11%	14%	16%	15%	17%	19%

ตารางที่ ก.11 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก

ชั่วโมงที่	ชั่วโมงที่											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 - 12	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%
13 - 24	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%

ตารางที่ ก.12 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าชีวมวล

ชั่วโมงที่	ชั่วโมงที่											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 - 12	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%
13 - 24	49%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	48%	49%	48%	48%

ตารางที่ ก.13 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพและพืชพลังงาน

ชั่วโมงที่	ชั่วโมงที่											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 - 12	21%	21%	21%	20%	20%	20%	20%	20%	22%	28%	30%	31%
13 - 24	31%	31%	31%	31%	31%	31%	30%	30%	30%	29%	24%	23%

ตารางที่ ก.14 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าพลังงานขยะ

ชั่วโมงที่	ชั่วโมงที่											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 - 12	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	36%	35%	39%	42%	43%
13 - 24	44%	43%	44%	43%	42%	41%	40%	39%	39%	38%	38%	37%

ตารางที่ ก.15 รูปแบบกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้รายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าเอกชนขนาดเล็ก

ชั่วโมงที่	ชั่วโมงที่											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 - 12	12%	12%	12%	12%	13%	13%	13%	13%	15%	17%	17%	17%
13 - 24	17%	16%	16%	16%	15%	15%	14%	13%	13%	13%	13%	13%

ตารางที่ ก.16 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

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ข.
ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ ข.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 - 2579

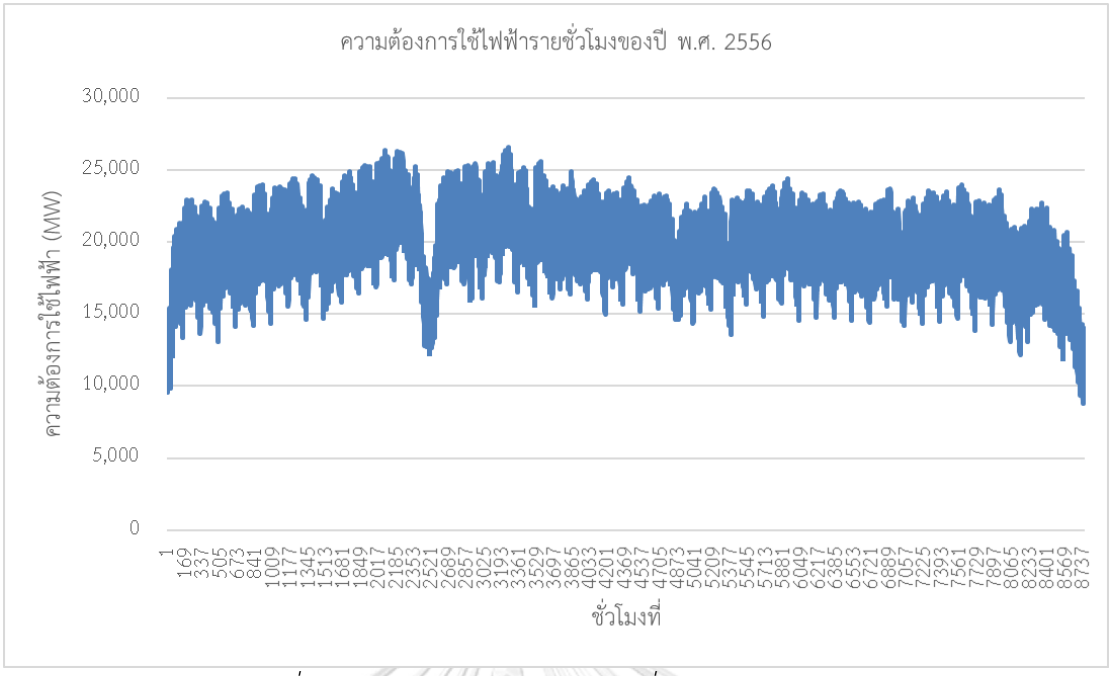
ปี พ.ศ.	ค่าพยากรณ์ (กรณี base)	
	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ความต้องการพลังงาน (GWh)
2561	32,429	212,515
2562	33,635	220,503
2563	34,808	228,238
2564	35,775	234,654
2565	36,776	241,273
2566	37,740	247,671
2567	38,750	254,334
2568	39,752	260,764
2569	40,791	267,629
2570	41,693	273,440
2571	42,681	279,939
2572	43,489	285,384
2573	44,424	291,519
2574	45,438	298,234
2575	46,296	303,856
2576	47,025	309,021
2577	47,854	314,465
2578	48,713	320,114
2579	49,655	326,119

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

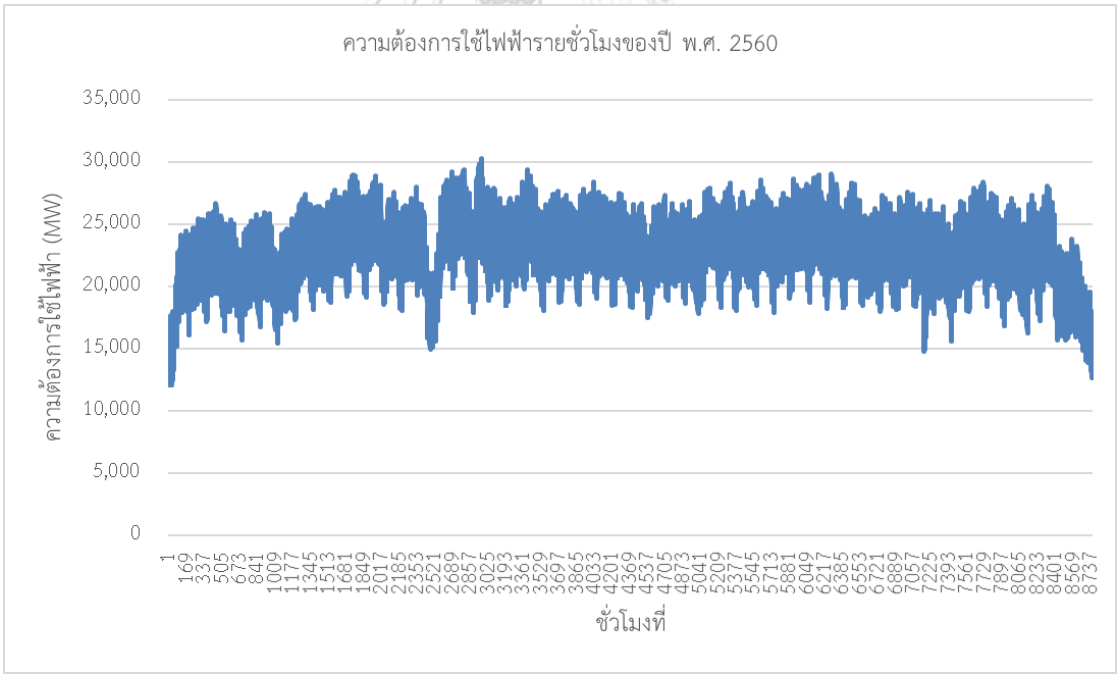
ตารางที่ ข.2 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า อ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561

ปี พ.ศ.	ค่าพยากรณ์ (กรณี BAU)		ค่าพยากรณ์ (กรณี base)	
	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ความต้องการพลังงาน (GWh)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	ความต้องการพลังงาน (GWh)
2561	31,584	208,938	31,026	205,444
2562	32,970	218,991	32,142	213,830
2563	34,493	229,437	33,355	222,334
2564	35,876	239,228	34,443	230,242
2565	37,287	249,174	35,534	238,053
2566	38,743	259,251	36,616	245,715
2567	40,084	268,551	37,532	252,342
2568	41,370	277,473	38,432	258,810
2569	42,630	286,468	39,236	264,888
2570	43,905	295,463	40,108	271,259
2571	45,229	304,800	41,037	277,268
2572	46,639	314,687	42,105	283,968
2573	48,019	324,380	43,142	290,352
2574	49,518	334,754	44,204	296,936
2575	51,105	344,741	45,178	302,745
2576	52,768	355,144	46,138	308,275
2577	54,409	365,404	47,083	313,707
2578	56,123	376,037	48,029	319,015
2579	57,864	386,812	49,038	324,658

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ ข.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ปี พ.ศ. 2556



รูปที่ ข.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมง ปี พ.ศ. 2560

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายธนวรรธน์ จงพิพัฒน์มงคล เกิดเมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน พ.ศ. 2536 สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2558 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University