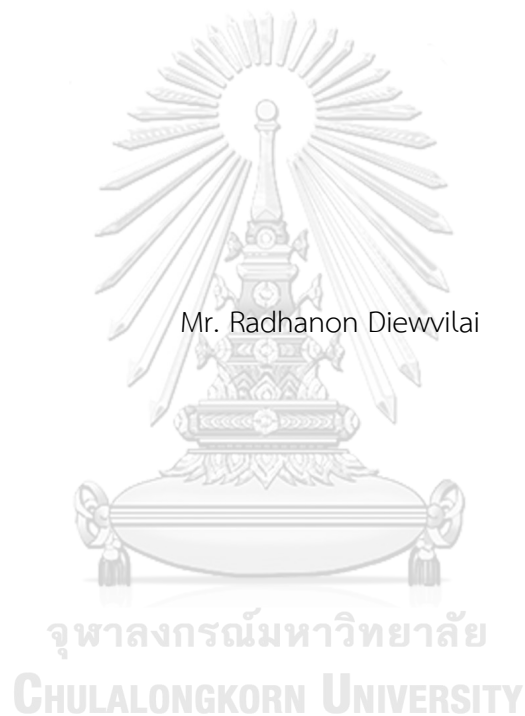


การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยคำนึงถึงรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของ  
พลังงานหมุนเวียน การสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดทั้งปี เงื่อนไขบังคับเชิงพื้นที่ และการ  
ตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2566

POWER GENERATION EXPANSION PLANNING WITH ENERGY STORAGE SYSTEM  
CONSIDERING RENEWABLE ENERGY GENERATION PROFILE, FULL-YEAR HOURLY POWER  
BALANCE, REGIONAL CONSTRAINTS AND POWER PLANT RESPONSE TO LOAD CHANGE



A Dissertation Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements  
for the Degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering  
Department of Electrical Engineering  
Faculty Of Engineering  
Chulalongkorn University  
Academic Year 2023

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยคำนึงถึงรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียน การสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดทั้งปี เงื่อนไขบังคับเชิงพื้นที่ และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด
โดย	นายรฐนนท์ เตียวีไล
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.กุลยศ อุดมวงศ์เสรี

---

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัยเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ  
(ดร.สมภพ อึ้งมวงค)

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

..... กรรมการ  
(รองศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ)

..... กรรมการ  
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุรัชย์ ชัยทัศน์)

..... กรรมการ  
(ดร.พิสิษฐ์พล จิรพงศานานุรักษ์)

รฐนนท์ เต๋ยววิไล : การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยคำนึงถึงรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียน การสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดทั้งปี เงื่อนไขบังคับเชิงพื้นที่ และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด. ( POWER GENERATION EXPANSION PLANNING WITH ENERGY STORAGE SYSTEM CONSIDERING RENEWABLE ENERGY GENERATION PROFILE, FULL-YEAR HOURLY POWER BALANCE, REGIONAL CONSTRAINTS AND POWER PLANT RESPONSE TO LOAD CHANGE) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.กฤษศ อุตมวงศ์เสรี

การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้านั้นมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ได้ระบบผลิตไฟฟ้าที่มีความพร้อมจ่าย มีเสถียรภาพและความเชื่อถือได้เพียงพอที่จะรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตได้ เพื่อให้ได้ระบบไฟฟ้าที่สามารถทำได้จริง ผู้วางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจึงต้องมีเครื่องมือช่วยในการวางแผนที่สามารถพิจารณาถึงเงื่อนไขต่างๆ ทั้งทางเศรษฐศาสตร์ ทางเทคนิค ทางสิ่งแวดล้อม และเงื่อนไขที่สนใจอื่นๆ เช่น เงื่อนไขบังคับเชิงพื้นที่ เป็นต้น นอกจากนี้ในปัจจุบันมีแนวโน้มที่ระบบผลิตไฟฟ้าจะพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้นเพื่อลดผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ทำให้เครื่องมือดังกล่าวต้องสามารถวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่นเพียงพอที่จะรองรับความไม่แน่นอนและความผันผวนจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ซึ่งการใช้ระบบกักเก็บพลังงานก็เป็นแนวทางหนึ่งที่ใช้เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นดังกล่าว

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานโดยคำนึงถึงรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียน การสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมง เงื่อนไขบังคับเชิงพื้นที่ และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด โดยจะนำเสนอวิธีสร้างแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เสมือนจริง มีการนำเสนอวิธีการแบ่งระดับความต้องการใช้ไฟฟ้า และเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้าของกำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละระดับตามความสามารถในการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดของโรงไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการพิจารณาเงื่อนไขจำเพาะเชิงพื้นที่ในการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าเพื่อให้มั่นใจว่าโรงไฟฟ้าใหม่จะสามารถสร้างได้จริงตามแผน และท้ายที่สุด วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังนำเสนอวิธีวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งประกอบไปด้วยแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน การคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน และการตัดสินใจขยายขนาดระบบกักเก็บพลังงาน วิธีการที่นำเสนอนี้ถูกทดสอบกับฐานข้อมูลสำหรับจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2566-2580 เพื่อจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า

ลายมือชื่อ นิสิต .....

ปีการศึกษา 2566

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....



# # 6271016121 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: generation expansion planning, Renewable Energy, energy storage system,  
power system reliability, power system planning

Radhanon Diewvilai : POWER GENERATION EXPANSION PLANNING WITH ENERGY STORAGE SYSTEM CONSIDERING RENEWABLE ENERGY GENERATION PROFILE, FULL-YEAR HOURLY POWER BALANCE, REGIONAL CONSTRAINTS AND POWER PLANT RESPONSE TO LOAD CHANGE. Advisor: Assoc. Prof. KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D.

One of the objectives of generation expansion planning is to create a generation system that is sufficient, stable, and reliable to meet future's electricity demand. To create a feasible plan, system planners should possess a planning tool that considers various conditions such as economic, technical, environmental, and regional constraints. Furthermore, there is a growing reliance on renewable energy sources in generation system to mitigate potential impacts from climate change. Hence, the planning tool should be able to create a plan with enough flexibility to cope with uncertainty and intermittency caused by renewable energy sources. The use of energy storage systems is one of them.

This thesis presents a generation expansion planning with energy storage system with consideration of renewable energy generation profile, a full-year hourly power balance, regional constraints, and power plant response to load change. A realistic model for electricity generation from renewable energy sources is introduced. A demand classification method and multiple load level balance constraints are presented to ensure power generation and demand balance at each level, based on the power plant response to load change. Moreover, the regional constraints are considered during the generation expansion decision-making process to ensure their feasibility. Lastly, the thesis outlines a generation expansion planning with energy storage system, that includes a unit commitment model with energy storage system, energy storage system reliability index calculation, and a decision-making process to expand energy storage capacity. The proposed method is tested using data from Thailand's Power Development Plan 2023-2037 to formulate a generation expansion plan for Thailand.

Field of Study: Electrical Engineering

Student's Signature .....

Academic Year: 2023

Advisor's Signature .....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความอนุเคราะห์และความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจากอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี ซึ่งเป็นผู้ให้คำปรึกษา รวมถึงข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่องานวิจัย ทั้งยังช่วยตรวจแก้ไขในส่วนที่บกพร่องต่าง ๆ ทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ออกมาเป็นงานวิจัยที่สมบูรณ์ได้

ขอขอบพระคุณ ดร. สมภพ อึ้งกมลรงค์ รองศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ รองศาสตราจารย์ ดร. สุรัชชัย ชัยทัศนีย์ และ ดร. พิสิษฐ์พล จิรพงศานานุรักษ์ ประธานกรรมการและกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำและแนวทางในการแก้ไขปรับปรุงวิทยานิพนธ์ในส่วนที่ยังบกพร่อง ทำให้งานวิจัยชิ้นนี้มีความสมบูรณ์ที่สุด

ขอขอบพระคุณบัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้การสนับสนุน “ทุนอุดหนุนการศึกษาค่าเล่าเรียนประเภท 60/40” ขอขอบพระคุณภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้การสนับสนุน “ทุนสมทบนิสิตระดับปริญญาเอกเพื่อสนับสนุนที่มวิจัย” รวมถึงให้ออกาสข้าพเจ้าช่วยเหลือภาควิชาในการทำหน้าที่ผู้ช่วยสอน และขอขอบพระคุณสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้ให้ออกาสข้าพเจ้าร่วมงานวิจัยต่าง ๆ และได้ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลต่าง ๆ สำหรับใช้ในงานวิจัยฉบับนี้

ขอขอบคุณ ดร.ชวินทร์ ประภาณุกุล นายธนวรรธน์ จงพิพัฒน์มงคล และนายกีรติ รัตนประทุม ที่ได้ร่วมทำงานวิจัยกับข้าพเจ้าที่สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณ บิดามารดา พี่น้องของข้าพเจ้า ที่คอยเป็นกำลังใจรวมถึงให้ความสนับสนุนแก่ข้าพเจ้า และขอขอบคุณภรรยาของข้าพเจ้าที่คอยร่วมทุกข์ร่วมสุขกับข้าพเจ้าตลอดระยะเวลาที่ข้าพเจ้าศึกษาในระดับปริญญาโท บัณฑิตและจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

รฐนนท์ เตียววิไล

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.1.1 การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า .....	1
1.1.2 การพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด .....	5
1.1.3 การพิจารณาเงื่อนไขจำเพาะเชิงพื้นที่.....	8
1.1.4 การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน .....	10
1.1.5 เนื้อหาที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ .....	11
1.2 วัตถุประสงค์.....	13
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์.....	13
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน .....	14
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ .....	14
บทที่ 2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีต .....	15
2.1 แนวคิดการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย.....	15
2.1.1 การวางแผนเชิงตัดสินใจ .....	16
2.1.2 การวางแผนเชิงความน่าจะเป็น .....	17
2.1.3 การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ผ่านมาของประเทศไทย .....	21

2.2	วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า.....	22
2.3	วิธีการแบ่งระดับโหลด.....	26
2.4	วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน.....	27
2.5	วิธีวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่คล้ายกับวิธีการที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้.....	29
บทที่ 3	หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับปัญหาการขยายกำลังผลิตไฟฟ้า.....	32
3.1	กระบวนการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์.....	32
3.1.1	ฟังก์ชันวัตถุประสงค์.....	32
3.1.2	เงื่อนไขการวางแผน.....	35
3.2	กระบวนการประมาณแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ให้ง่ายที่นำเสนอ.....	39
3.2.1	แนวคิดของการประมาณแบบจำลองให้ง่ายขึ้น.....	39
3.2.2	ตัวแปรที่ต้องเพิ่มในแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า.....	41
3.2.3	แบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ถูกประมาณให้ง่ายขึ้น.....	43
3.3	ขั้นตอนพื้นฐานสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ.....	46
3.3.1	การสร้างแบบจำลองของโหลด.....	46
3.3.2	การสร้างแบบจำลองสำหรับโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน.....	50
3.3.3	การแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า.....	59
3.3.4	การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า.....	62
3.3.5	การคำนวณดัชนีสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า.....	66
3.3.6	การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า และการเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ.....	71
3.3.7	การตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน และการเลือกระบบกักเก็บพลังงาน.....	77
3.3.8	การแยกโรงไฟฟ้าตัวเลือกกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกัน.....	81
บทที่ 4	การปรับปรุงการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าให้รองรับเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด และเงื่อนไขเชิงพื้นที่.....	83
4.1	การพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด.....	83

4.1.1	วิธีการแบ่งระดับโหลด.....	84
4.1.2	เงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ .....	88
4.1.3	การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด.....	92
4.1.4	การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า และการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด .....	94
4.1.5	การตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน และการเลือกระบบกักเก็บพลังงานเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด.....	95
4.1.6	การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยผ่านคลาเยื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ.....	96
4.2	การพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ .....	99
4.2.1	การจัดเตรียมข้อมูลเชิงพื้นที่ .....	100
4.2.2	การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ .....	102
4.2.3	การประเมินความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่ .....	103
4.2.4	การประเมินความอ่อนแอของพื้นที่ .....	107
4.2.5	การเลือกโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่.....	109
บทที่ 5	สรุปวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้.....	112
5.1	ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้.....	112
5.2	การเลือกโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ .....	114
บทที่ 6	การทดสอบวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ .....	117
6.1	ระบบทดสอบ .....	117
6.1.1	ข้อมูลแบบจำลองของโหลด.....	117
6.1.2	ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า.....	124
6.1.3	ข้อมูลเชิงพื้นที่ .....	132
6.1.4	ข้อมูลเงื่อนไขการวางแผนและสมมติฐานอื่นๆ .....	133

6.2	กรณีศึกษาของระบบทดสอบ .....	134
6.3	ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ .....	135
6.3.1	ผลการทดสอบของกรณีศึกษา 1.....	135
6.3.2	ผลการทดสอบของกรณีศึกษา 2.....	139
6.3.3	ผลการทดสอบของกรณีศึกษา 3.....	149
6.3.4	ผลการทดสอบของกรณีศึกษา 4.....	153
6.3.5	การเปรียบเทียบผลการทดสอบของกรณีศึกษา 1 ถึง 4 .....	157
6.4	เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้แก้ปัญหา .....	163
บทที่ 7	สรุปผลงานวิจัยและข้อเสนอแนะ .....	164
7.1	สรุปผลงานวิจัย.....	164
7.2	บทความที่ตีพิมพ์จากผลงานวิจัยที่พัฒนาขึ้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้.....	166
7.3	สรุปเทคนิคการพัฒนาเครื่องมือช่วยในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า .....	167
7.3.1	การรับข้อมูลจากฐานข้อมูล .....	168
7.3.2	การจัดเตรียมข้อมูลก่อนเริ่มการวางแผน .....	169
7.3.3	การคำนวณ ณ ต้นปี.....	170
7.3.4	การคำนวณดัชนีเงื่อนไขการวางแผนรายเดือน.....	171
7.3.5	การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าและความจุระบบกักเก็บพลังงาน.....	173
7.3.6	การเลือกโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก .....	173
7.3.7	การจัดทำผลการวางแผนในแต่ละเดือน.....	173
7.3.8	การจัดทำผลการวางแผนในแต่ละปี.....	175
7.3.9	การแสดงผลลัพธ์การวางแผน.....	176
7.4	บทวิเคราะห์และข้อเสนอแนะ.....	177
บรรณานุกรม.....		179
ภาคผนวก.....		190

ภาคผนวก ก ข้อมูลแบบจำลองของโหลด .....	191
ภาคผนวก ข ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า .....	200
ภาคผนวก ค ข้อมูลเชิงพื้นที่ .....	205
ประวัติผู้เขียน .....	207



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**

## สารบัญตาราง

ตารางที่ 3-1 ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE และ EENS.....	64
ตารางที่ 3-2 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานจำแนกตามประเภทสัญญา.....	68
ตารางที่ 4-1 การจำแนกประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดแต่ละระดับ ...	84
ตารางที่ 4-2 ข้อมูลเชิงพื้นที่ที่ต้องจัดเตรียม .....	100
ตารางที่ 4-3 COPT ทั้งสองระบบจากตัวอย่างการคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่.....	104
ตารางที่ 4-4 ความน่าจะเป็นของกำลังผลิตที่ระบบ B สามารถส่งไปช่วยระบบ A.....	105
ตารางที่ 4-5 โรงไฟฟ้าเสมือนที่ระบบ B สามารถเพิ่มเข้าไปช่วยที่ระบบ A (เมื่อคิดผลของ tie-line) .....	105
ตารางที่ 4-6 COPT ใหม่ของระบบ A เมื่อพิจารณาถึงผลการเชื่อมต่อกับระบบ B.....	105
ตารางที่ 4-7 เกณฑ์การให้คะแนนความอ่อนแอของพื้นที่จากดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ .....	108
ตารางที่ 4-8 เกณฑ์การให้คะแนนความอ่อนแอของพื้นที่จากพื้นที่ว่างสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้า ....	108
ตารางที่ 4-9 เกณฑ์การให้คะแนนความอ่อนแอของพื้นที่จากดัชนีสมดุระหว่างกำลังผลิตพึงได้และ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายพื้นที่ .....	109
ตารางที่ 6-1 ความสูญเสียในระบบไฟฟ้า.....	123
ตารางที่ 6-2 ข้อมูลโรงไฟฟ้า ณ สิ้นเดือนธันวาคม พ.ศ. 2565.....	124
ตารางที่ 6-3 รายละเอียดของโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเลือกเข้าสู่ระบบได้ภายในปี พ.ศ. 2573.	127
ตารางที่ 6-4 รายละเอียดของโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเลือกเข้าสู่ระบบได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2574 ...	127
ตารางที่ 6-5 รายละเอียดของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกที่สามารถเลือกเข้าสู่ระบบได้ .....	128
ตารางที่ 6-6 ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าที่ต้องใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า .....	129
ตารางที่ 6-7 ข้อมูลจำเพาะของระบบกักเก็บพลังงานที่ต้องใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า	130
ตารางที่ 6-8 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 1 .....	136
ตารางที่ 6-9 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 2.3...	142



ตารางที่ 6-10 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 2.4.	146
ตารางที่ 6-11 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 3....	151
ตารางที่ 6-12 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 4....	155
ตารางที่ 6-13 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (ร้อยละ) .....	159
ตารางที่ 7-1 ตัวอย่างการประกาศซื้อคอลลัมน์ของข้อมูลโรงไฟฟ้า .....	169
ตารางที่ ก-1 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของทั้งประเทศ .....	192
ตารางที่ ก-2 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานรายภาค (GWh).....	193
ตารางที่ ก-3 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายภาค (MW).....	193
ตารางที่ ก-4 ค่าพยากรณ์ศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานภาคครัวเรือนรายภาค (GWh).....	194
ตารางที่ ก-5 ค่าพยากรณ์ศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมรายภาค (GWh) .....	194
ตารางที่ ก-6 ค่าพยากรณ์ศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานภาคการเกษตรรายภาค (GWh).....	195
ตารางที่ ก-7 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถยนต์นั่งส่วนบุคคลรายภาค (GWh) .....	195
ตารางที่ ก-8 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถกระบะรายภาค (GWh).....	196
ตารางที่ ก-9 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถจักรยานยนต์รายภาค (GWh).....	196
ตารางที่ ก-10 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถโดยสารรายภาค (GWh).....	197
ตารางที่ ก-11 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถบรรทุกรายภาค (GWh).....	197
ตารางที่ ก-12 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของขบวนรถไฟความเร็วสูงรายภาค (GWh) .....	198
ตารางที่ ก-13 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของสถานีรถไฟความเร็วสูงรายภาค (GWh).....	198
ตารางที่ ก-14 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนรายภาค (GWh).....	199
ตารางที่ ก-15 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของระเบียบเศรษฐกิจภาคตะวันออก (GWh) .....	199

## สารบัญรูปภาพ

ภาพที่ 2-1 แนวคิด และขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า .....	16
ภาพที่ 2-2 แนวคิดของการประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้ .....	19
ภาพที่ 2-3 แนวคิดการประเมินความคุ้มค่า .....	20
ภาพที่ 2-4 แบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า .....	20
ภาพที่ 3-1 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า .....	41
ภาพที่ 3-2 การจัดทำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคต .....	48
ภาพที่ 3-3 การแบ่งเส้นโค้งระยะเวลาโหลด .....	49
ภาพที่ 3-4 ตัวอย่างรูปแบบการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2018.....	51
ภาพที่ 3-5 ตัวอย่างการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ ในประเทศ .....	53
ภาพที่ 3-6 ตัวอย่างการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่นำเข้าจากต่างประเทศ .....	54
ภาพที่ 3-7 วิธีการปรับเส้นโค้งระยะเวลาโหลดด้วยระบบกักเก็บพลังงาน .....	58
ภาพที่ 3-8 การเปรียบเทียบเส้นโค้งระยะเวลาโหลดก่อนและหลังปรับด้วยระบบกักเก็บพลังงาน ....	58
ภาพที่ 3-9 ขั้นตอนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า .....	60
ภาพที่ 3-10 ตัวอย่างเส้นโค้งระยะเวลาโหลด .....	65
ภาพที่ 3-11 ตัวอย่างการคำนวณค่า LOLE และ EENS.....	65
ภาพที่ 3-12 ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า .....	77
ภาพที่ 3-13 วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีทางเลือกการเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน 78	
ภาพที่ 3-14 วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีทางเลือกการขยายความจุระบบกักเก็บพลังงาน และการแยกโรงไฟฟ้าตัวเล็กกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกัน .....	82
ภาพที่ 4-1 ขั้นตอนการแบ่งโหลด.....	85
ภาพที่ 4-2 ตัวอย่างการลบโหลดรายชั่วโมงด้วยการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า Must-take.....	86
ภาพที่ 4-3 เส้นโค้งระยะเวลาโหลดหลังหักการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า Must-take และเส้นโค้งระยะเวลาโหลดสุทธิ .....	86

ภาพที่ 4-4 การกำหนดขอบเขตของโหลดแต่ละระดับ .....	87
ภาพที่ 4-5 ตัวอย่างผลการแบ่งระดับโหลด.....	88
ภาพที่ 4-6 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด.....	93
ภาพที่ 4-7 ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด.....	95
ภาพที่ 4-8 ขั้นตอนการเลือกระบบกักเก็บพลังงานเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด.....	96
ภาพที่ 4-9 ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อผ่อนคลายเงื่อนไขสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ .....	98
ภาพที่ 4-10 ขั้นตอนการเลือกเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานเมื่อผ่อนคลายเงื่อนไขสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ .....	98
ภาพที่ 4-11 การแบ่งเขตพื้นที่โดยแบ่งออกเป็น 5 ภูมิภาค .....	99
ภาพที่ 4-12 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่.....	103
ภาพที่ 4-13 ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ .....	110
ภาพที่ 4-14 ขั้นตอนการเลือกเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่.....	111
ภาพที่ 5-1 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ .....	113
ภาพที่ 5-2 การเลือกระบบกักเก็บพลังงานด้วยวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ.....	115
ภาพที่ 5-3 การเลือกโรงไฟฟ้าด้วยวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ .....	116
ภาพที่ 6-1 โหลดฐานของทั้งประเทศ.....	117
ภาพที่ 6-2 โหลดฐานของภาคเหนือ .....	118
ภาพที่ 6-3 โหลดฐานของภาคใต้ .....	118
ภาพที่ 6-4 โหลดฐานของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....	118
ภาพที่ 6-5 โหลดฐานของภาคกลาง.....	119
ภาพที่ 6-6 โหลดฐานของเขตนครหลวง.....	119

ภาพที่ 6-7 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของทั้งประเทศ .....	120
ภาพที่ 6-8 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคเหนือ .....	120
ภาพที่ 6-9 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคใต้.....	120
ภาพที่ 6-10 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ .....	121
ภาพที่ 6-11 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคกลาง .....	121
ภาพที่ 6-12 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของเขตนครหลวง .....	121
ภาพที่ 6-13 ข้อมูลศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานทั้งประเทศ .....	122
ภาพที่ 6-14 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของยานยนต์ไฟฟ้า.....	122
ภาพที่ 6-15 ค่าพยากรณ์ของโหลดจากมาตรการของรัฐบาล.....	123
ภาพที่ 6-16 ข้อมูลการเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วหรือมี MOU .....	125
ภาพที่ 6-17 ข้อมูลการเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตามแผน AEDP .....	126
ภาพที่ 6-18 ข้อมูลราคาซื้อเพลิง .....	132
ภาพที่ 6-19 เกณฑ์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิ.....	134
ภาพที่ 6-20 ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 1 .....	135
ภาพที่ 6-21 แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 1 .....	136
ภาพที่ 6-22 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 1 .....	137
ภาพที่ 6-23 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 1 .....	137
ภาพที่ 6-24 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 1 .....	137
ภาพที่ 6-25 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 1 .....	138
ภาพที่ 6-26 ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 1 .....	138
ภาพที่ 6-27 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดแต่ละระดับ ณ สัดส่วนพลังงานหมุนเวียนค่าต่างๆ .....	139
ภาพที่ 6-28 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดแต่ละระดับ ณ ความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าต่างๆ ...	140
ภาพที่ 6-29 ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 2.3.....	141

ภาพที่ 6-30	แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 2.3.....	142
ภาพที่ 6-31	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 2.3 .....	143
ภาพที่ 6-32	สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 2.3 .....	143
ภาพที่ 6-33	ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 2.3.....	143
ภาพที่ 6-34	การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 2.3 .....	144
ภาพที่ 6-35	ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 2.3.....	144
ภาพที่ 6-36	ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 2.4.....	146
ภาพที่ 6-37	แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 2.4.....	147
ภาพที่ 6-38	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 2.4 .....	147
ภาพที่ 6-39	สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 2.4 .....	147
ภาพที่ 6-40	ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 2.4.....	148
ภาพที่ 6-41	การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 2.4 .....	148
ภาพที่ 6-42	ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 2.4 .....	148
ภาพที่ 6-43	ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 3.....	150
ภาพที่ 6-44	แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 3.....	150
ภาพที่ 6-45	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 3 .....	152
ภาพที่ 6-46	สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 3 .....	152
ภาพที่ 6-47	ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 3 .....	152
ภาพที่ 6-48	การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 3 .....	153
ภาพที่ 6-49	ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 3 .....	153
ภาพที่ 6-50	ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 4.....	154
ภาพที่ 6-51	แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 4.....	154
ภาพที่ 6-52	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 4 .....	156
ภาพที่ 6-53	สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 4 .....	156

ภาพที่ 6-54 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 4 .....	156
ภาพที่ 6-55 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 4 .....	157
ภาพที่ 6-56 ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 4 .....	157
ภาพที่ 6-57 กำลังผลิตสะสมของโรงไฟฟ้าตัวเลือกของกรณีศึกษา 1 ถึง 4 .....	158
ภาพที่ 6-58 ค่าปริมาณกักเก็บสะสมของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 1 ถึง 4.....	158
ภาพที่ 6-59 ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 1 ถึง 4 .....	160
ภาพที่ 6-60 ดัชนีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 1 ถึง 4 .....	161
ภาพที่ 6-61 ดัชนีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 1 ถึง 4 .....	162
ภาพที่ 7-1 ขั้นตอนการทำงานของเครื่องมือที่พัฒนาขึ้น.....	168



# บทที่ 1

## บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษา วิธีการดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

### 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

#### 1.1.1 การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า (Generation Expansion Planning, GEP) เป็นหนึ่งในปัญหาที่ซับซ้อนที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้า เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากการเพิ่มของจำนวนของประชากร การพัฒนาทางเศรษฐกิจ และการเปลี่ยนมาใช้พลังงานไฟฟ้าแทนเชื้อเพลิงชนิดอื่น (Electrification) [1] รวมถึงการปลดเครื่องจักรเก่าในระบบผลิตไฟฟ้าที่เสื่อมประสิทธิภาพตามอายุการใช้งาน ระบบผลิตไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องถูกปรับปรุงและขยายเพื่อให้มีโรงไฟฟ้าทดแทนเครื่องจักรเก่าที่ถูปลด รวมถึงมีกำลังผลิตเพิ่มขึ้นเพื่อให้สามารถรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นเหล่านั้นได้ โดยโรงไฟฟ้าใหม่ที่จะต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบในอนาคตนั้นจะต้องถูกเลือกอย่างเหมาะสมเอาไว้ล่วงหน้าเพื่อรับประกันว่าระบบจะมีความพร้อมจ่าย (Availability) และความเชื่อถือได้ (Reliability) ตามเกณฑ์ที่กำหนด กระบวนการวางแผนนี้จำเป็นต้องใช้การตัดสินใจเพื่อเลือกว่าโรงไฟฟ้าประเภทใด ขนาดเท่าไร ใช้เชื้อเพลิงอะไร ฯลฯ ที่จะต้องถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่และช่วงเวลาที่เหมาะสมตลอดระยะเวลาที่ทำการวางแผน [2, 3] ด้วยเหตุนี้จึงมีการพัฒนาแบบจำลองสำหรับปัญหาหาค่าขีดสุด (Optimization Problem) ขึ้นมาเพื่อให้สามารถวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาถึงเงื่อนไขต่างๆ ทั้งทางเศรษฐศาสตร์ ทางเทคนิค ทางสิ่งแวดล้อม และเงื่อนไขที่สนใจอื่นๆ ได้

การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Climate Change) จากสภาวะโลกร้อน (Global Warming) เป็นหนึ่งในปัญหาที่สำคัญที่สุดที่มนุษยชาติกำลังเผชิญอยู่ คณะกรรมการระหว่างรัฐบาลว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศ (International Panel on Climate Change; IPCC) ได้แนะนำว่าอุณหภูมิเฉลี่ยบนผิวโลกควรจะถูกจำกัดให้เพิ่มขึ้นไม่เกิน 1.5 องศาเซลเซียสเมื่อเทียบกับยุคก่อนปฏิวัติอุตสาหกรรม ทั้งนี้เพื่อหลีกเลี่ยงไม่ให้เกิดผลกระทบร้ายแรงจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ [4] ซึ่งการจะป้องกันไม่ให้อุณหภูมิเฉลี่ยบนผิวโลกเพิ่มขึ้นเกิน 1.5 องศาเซลเซียสนั้นจะทำได้โดยการควบคุมให้การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมต่างๆ ของมนุษย์ทั่วโลกมีค่าสุทธิเป็นศูนย์ (Net-zero Greenhouse Gases Emissions) ให้ได้ภายในปี ค.ศ. 2050 [5] จะต้องไม่ปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกเกินกว่าความสามารถในการดักก๊าซเรือนกระจกออกจากชั้นบรรยากาศ

สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าที่เป็นหนึ่งในแหล่งปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกขนาดใหญ่ โดยเฉพาะอย่างยิ่งก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์แล้ว การจะบรรลุปเป้าหมายดังกล่าวนั้นจำเป็นต้องลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลแล้วเปลี่ยนไปพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนให้มากยิ่งขึ้นแทน ด้วยเหตุนี้แบบจำลองที่พัฒนาขึ้นเพื่อใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจะต้องสามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนสูงได้ เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง พลังงานลมหรือพลังงานแสงอาทิตย์นั้นมักจะมีค่ากำลังผลิตไฟฟ้าไม่คงที่ และผันแปรตามช่วงเวลาหรือฤดูกาล [6] เพื่อให้แบบจำลองของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้สะท้อนคุณลักษณะดังกล่าวจึงจำเป็นต้องใช้รูปแบบการผลิตไฟฟ้าของแหล่งพลังงานหมุนเวียนตลอดทั้ง 8,760 ชั่วโมงในหนึ่งปีเป็นแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยนำแบบจำลองดังกล่าวมาพิจารณาร่วมกับเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้ายาวรายชั่วโมงตลอดทั้งปีเพื่อให้มั่นใจว่ากำลังผลิตไฟฟ้ารวมในระบบสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้อย่างเพียงพอในทุกชั่วโมงตลอดทั้งปี

มีการนำเสนอวิธีการสร้างปัญหาค่าขีดสุดที่ใช้เป็นตัวแทนปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเอาไว้หลายวิธี ตัวอย่างเช่น โปรแกรมเชิงเส้น (Linear Programming) [7] โปรแกรมจำนวนเต็ม (Integer Programming) [8-17] โปรแกรมไม่เชิงเส้น (Non-linear Programming) [18-20] โปรแกรมเชิงพลวัต (Dynamic Programming) [21, 22] และวิธีเมตาฮิวริสติก (Metaheuristic Method) [23-30] ถึงแม้ว่าปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าระดับประเทศนั้นจะจัดเป็นปัญหาแบบโปรแกรมไม่เชิงเส้นจำนวนเต็มผสม (Mixed Integer Non-linear Programming) ที่มีเงื่อนไขสำหรับการตัดสินใจหลายเงื่อนไข มีความไม่แน่นอนสูง และเป็นพลวัต [16, 31] และยังไม่สามารถแก้ปัญหาได้ด้วยวิธีการเชิงวิเคราะห์ (Analytical Method) โดยตรง ด้วยเหตุนี้แบบจำลองที่ง่ายกว่าเช่น โปรแกรมเชิงเส้นจำนวนเต็มผสม (Mixed Integer Linear Programming; MILP) ที่สามารถแก้ปัญหาได้ด้วยวิธีการเชิงวิเคราะห์จึงมักจะถูกเลือกใช้อย่างแพร่หลายมากกว่า นอกจากนี้ยังสามารถหลีกเลี่ยงผลจากความไม่เป็นเชิงเส้น (Non-linear) ที่จะทำให้อุปกรณ์ซับซ้อน [8] ได้อีกด้วย โดยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) ของปัญหานี้มักจะเป็นต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ต่ำที่สุดซึ่งอาจจะรวมค่าใช้จ่ายในการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และเงื่อนไข (Constraint) ของปัญหามักจะประกอบไปด้วยเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้า เงื่อนไขความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เงื่อนไขด้านสิ่งแวดล้อม เงื่อนไขสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และอื่นๆ ยกตัวอย่างเช่น โคลท์ซาคลิส (Koltzakis) นำเสนอแบบจำลอง MILP โดยพิจารณาแบบจำลองการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Operational Model) ร่วมในการวางแผนด้วย [9] เกอร์รา (Guerra) นำเสนอแบบจำลอง MILP สำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับการวางแผนพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า [11] อาฟุดาเซีย (Afful-Dadzie) นำเสนอแบบจำลอง MILP แบบสุ่ม (Stochastic MILP) โดย



พิจารณาเงื่อนไขงบประมาณสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศที่มีงบประมาณจำกัด [12] เป็นต้น

นอกจากประเภทของแบบจำลองแล้ว การสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าให้สมจริงนั้น จำเป็นจะต้องพิจารณาโรงไฟฟ้าแยกเป็นรายโรง ทั้งนี้เพื่อให้คุณลักษณะที่แตกต่างกันของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง เช่น กำลังผลิตไฟฟ้า อัตราความร้อน (Heat rate) เชื้อเพลิงที่ใช้ และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ได้รับการพิจารณาในการคำนวณ [10] นอกจากนี้เนื่องจากความไม่แน่นอนและความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจึงต้องพิจารณาเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวตลอดทั้งปีร่วมกับรูปแบบการผลิตไฟฟ้ายาวตลอดทั้งปีของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้มั่นใจว่าระบบผลิตไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดได้ในทุกชั่วโมง [6] แต่เมื่อต้องพิจารณาโรงไฟฟ้าเป็นรายโรงร่วมกับเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวตลอดทั้งปีจะทำให้ปัญหาที่สร้างโดยใช้แบบจำลอง MILP ซับซ้อนเกินไปเนื่องจากจำนวนตัวแปรในสมการที่ต้องหาคำตอบจะมีจำนวนมาก [6] เพื่อลดจำนวนตัวแปรที่ต้องหาคำตอบลง นักวิชาการหลายท่านได้แบ่งปัญหาใหญ่ออกเป็นปัญหาที่เล็กลงหลายปัญหาแทน เช่น แบ่งช่วงเวลาการวางแผนทั้งหมดออกเป็นช่วงสั้นๆ รายเดือนหรือรายปี นอกจากนี้นักวิชาการบางท่านได้เลือกที่จะพิจารณาโหลดเฉพาะในบางช่วงเวลาเพื่อใช้เป็นตัวแทนของข้อมูล (Representative Period) [9, 13, 17] หรือนักวิชาการบางท่านได้เลือกที่จะละเลยเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวไปเลย [11, 12, 15, 16] อย่างไรก็ตามวิธีการลดความซับซ้อนดังกล่าวจะทำให้คุณลักษณะที่ไม่คงที่และผันแปรตามช่วงเวลาหรือฤดูกาลของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนถูกละเลย [14] ทำให้ได้ผลลัพธ์การวางแผนในแง่ดีมากเกินไป และอาจทำให้เงื่อนไขบางอย่าง เช่น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ถูกละเลยเนื่องจากไม่ได้มีการพิจารณาโหลดตลอดทั้งปี

เพื่อให้สามารถแก้ปัญหาดังกล่าวได้โดยเงื่อนไขที่สำคัญไม่ได้ถูกละเลย นักวิชาการบางท่านได้แบ่งปัญหาให้เล็กลงไปอีก โดยแยกปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าออกจากปัญหาการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า (Economic Dispatch) และสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Unit Commitment) โดยมีกระบวนการตรวจสอบความถูกต้องของผลการวางแผนจากทั้งสองแบบจำลอง และกำหนดให้ทำการวางแผนซ้ำๆ จนได้คำตอบตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่กำหนดไว้ [6, 14, 32] อย่างไรก็ตามวิธีการของเบลเดอร์บอส (Belderbos) [6] และ เซน (Chen) [14] นั้นทำเป็นการพิจารณาเฉพาะปีเป้าหมายที่ปลายแผน ดังนั้นจะขาดข้อมูลการขยายระบบไฟฟ้าระหว่างปีเริ่มต้นและปีสิ้นสุดของแผน และหากจะทำการคำนวณทุกๆ ปีตลอดระยะเวลา 15 ถึง 20 ปี ก็จะต้องใช้ความพยายามในการคำนวณ (Computational Effort) ได้แก่ เวลาและความสามารถในการคำนวณของคอมพิวเตอร์ที่สูงมาก ในขณะที่งานวิจัยของ วิลวา (Wyrwa) [32] นั้นไม่ได้ระบุเรื่องความพยายามในการคำนวณที่ต้องใช้ในการแก้ปัญหา ทั้งนี้ เพื่อให้ได้แผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วน

พลังงานหมุนเวียนสูง แบบจำลองที่พัฒนาขึ้นจะต้องสามารถทำการวางแผนได้อย่างน้อยเป็นรายปี จะต้องแยกพิจารณาโรงไฟฟ้าเป็นรายโรง ใช้ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมง และคำนึงถึงเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้าย่อย ในขณะเดียวกันจะต้องไม่ใช้ความพยายามในการคำนวณที่สูงหรือใช้เวลาแก้ปัญหาเกินไป

ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้านั้น ในบางกรณีก็จำเป็นต้องพิจารณาดัชนีที่ไม่เป็นเชิงเส้นหรือดัชนีที่ไม่ต่อเนื่องด้วย ยกตัวอย่างเช่น ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ (Loss of Load Expectation; LOLE) [33] ซึ่ง LOLE นี้เป็นดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability Index) ซึ่งคำนวณมาจากตารางความน่าจะเป็นในการขาดกำลังการผลิต (Capacity Outage Probability Table; COPT) [33] ที่สร้างมาจากข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าและค่าอัตราการหลุดออกจากระบบ (Forced Outage Rate; FOR) ของโรงไฟฟ้าทุกโรง ร่วมกับข้อมูลเส้นโค้งระยะเวลาโหลด (Load Duration Curve; LDC) ทั้งนี้ LOLE นั้นถูกใช้เป็นเกณฑ์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในหลายประเทศ ได้แก่ เกาหลีใต้ [34] มาเลเซีย [35] ไทย [36] และหลายระบบไฟฟ้าในสหรัฐอเมริกา [37] นอกจากนี้ LOLE ยังถูกกล่าวถึงในหลายงานวิจัยเนื่องจากเป็นดัชนีที่คำนวณจากคุณลักษณะของทั้งระบบผลิตไฟฟ้าและโหลด แตกต่างกับกำลังผลิตสำรอง (Reserve Margin) ที่พิจารณาเฉพาะกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด [38] อย่างไรก็ตาม ในงานวิจัยส่วนใหญ่ LOLE จะถูกประมาณค่าให้เป็นเชิงเส้นแทนการคำนวณค่าจริง [17, 39-41] เพื่อลดความซับซ้อนของปัญหา ซึ่งการประมาณค่าดังกล่าวทำให้เกิดความคลาดเคลื่อนจากคุณลักษณะที่ไม่เป็นเชิงเส้นของดัชนี ด้วยเหตุนี้จึงมีนักวิจัยบางท่านแยกขั้นตอนการคำนวณ LOLE ออกจากกระบวนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า [29, 30] โดยจะวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยดัชนีความเชื่อถือได้อื่นที่เป็นดัชนีเชิงเส้น เช่น กำลังผลิตสำรอง ค่าหนึ่ง แล้วคำนวณ LOLE ของระบบไฟฟ้าหลังจากได้ผลการวางแผน และหากดัชนี LOLE ไม่ผ่านเกณฑ์ก็ทำการวางแผนใหม่โดยปรับดัชนีความเชื่อถือที่ใช้ให้มีความเชื่อถือได้เพิ่มขึ้น วิธีการดังกล่าวทำให้สามารถคำนวณดัชนีที่ไม่เป็นเชิงเส้นหรือไม่ต่อเนื่องระหว่างทำการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจากแบบจำลองเชิงเส้นได้ แต่ก็จำเป็นต้องทำการคำนวณซ้ำไปซ้ำมา ทำให้เวลาที่ต้องใช้ในการจัดทำแผนเพิ่มขึ้นอย่างมาก

ด้วยเหตุนี้ หากจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยการประมาณให้เป็นเชิงเส้น แบ่งปัญหาให้เล็กลงเป็นรายเดือน แล้วแยกกระบวนการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าออกจากแบบจำลองการหาค่าขีดสุด จะทำให้สามารถลดความพยายามในการคำนวณที่ต้องใช้แก้ปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าง่ายลงได้อย่างมากโดยยังคงสามารถคำนึงถึงเงื่อนไขสำคัญในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง นั่นคือ การพิจารณาคุณลักษณะของโรงไฟฟ้าเป็นรายโรง การใช้ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายชั่วโมงตลอดทั้งปี และการใช้รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดทั้งปีที่สอดคล้องกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต นอกจากนี้

การแยกกระบวนการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าออกจากแบบจำลองการหาค่าขีดสุดยังทำให้สามารถแทรกการคำนวณดัชนีที่ไม่เป็นเชิงเส้นหรือไม่ต่อเนื่องเข้าไประหว่างขั้นตอนการวางแผนได้โดยไม่จำเป็นต้องประมาณหรือทำการคำนวณซ้ำไปซ้ำมา ทำให้สามารถจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วโดยใช้เพียงความสามารถในการคำนวณของคอมพิวเตอร์ส่วนตัวได้

### 1.1.2 การพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด

ถึงแม้การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจะมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ แต่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปร (Variable Renewable Energy Sources) โดยเฉพาะอย่างยิ่งจากพลังงานลมหรือแสงอาทิตย์นั้นมีความผันแปรและความไม่แน่นอนสูง หากระบบไฟฟ้ามีส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนสูงจะทำให้การผลิตไฟฟ้ารวมในแต่ละวันหรือแต่ละชั่วโมงของระบบมีค่าผันผวน ทำให้การรักษาสมดุลระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้ารวมและโหลดในระบบไฟฟ้าเป็นไปได้ยาก [3] ด้วยเหตุนี้จึงต้องให้ความสำคัญกับการพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้า ว่าระบบผลิตไฟฟ้าที่วางแผนไว้สามารถเพิ่มหรือลดกำลังผลิตไฟฟ้าให้ตอบสนองต่อความผันผวนของการผลิตไฟฟ้ารวมของระบบและโหลด ณ ขณะนั้นๆ ได้หรือไม่ ทั้งนี้หากระบบผลิตไฟฟ้าไม่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้ารวมของระบบและโหลดได้รวดเร็วเพียงพอ ก็จะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าทั้งระบบสูญเสียเสถียรภาพ (Stability) และอาจจะเกิดเหตุไฟฟ้าดับขึ้นได้ [42]

วิธีการหนึ่งที่สามารถทำให้มั่นใจว่าระบบผลิตไฟฟ้าจะมีความสามารถในการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดเพียงพอคือการเพิ่มเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่พิจารณาคคุณลักษณะด้านการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Operational Characteristics) ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงเป็นหนึ่งในเงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า โดยคุณลักษณะเหล่านี้ประกอบด้วย ระยะเวลาขั้นต่ำในการเริ่มเดินเครื่อง/หยุด โรงไฟฟ้า (Minimum up/down times) และขีดจำกัดของอัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า (Ramping limits) โดยแบบเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงนี้จะต้องถูกพิจารณาในการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตลอดระยะเวลาการวางแผน ด้วยเหตุนี้ นักวิชาการจำนวนมากจึงเลือกใช้แบบจำลอง MILP สำหรับปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า [9, 43] โดยให้ตัวแปรที่เป็นจำนวนเต็ม (Integer Variable) แสดงผลการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าและการตัดสินใจสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า นอกจากนี้การเลือกใช้ตัวแปรที่ประมาณเป็นเชิงเส้น (Linear Approximation) ยังช่วยลดความซับซ้อนในการแก้ปัญหาอีกด้วย

อย่างไรก็ตาม ถึงแม้จะเลือกใช้แบบจำลองเชิงเส้นแล้วแต่ปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้านั้นยังคงซับซ้อนและต้องใช้ความพยายามและเวลาในการแก้ปัญหาที่สูง ทั้งนี้เนื่องจากจำนวนตัวแปรที่ต้องหาค่าตอบยังมีจำนวนมาก นอกจากนี้ใน

แบบจำลองนั้นยังมีทั้งตัวแปรต่อเนื่อง (Continuous Variable) และตัวแปรที่เป็นจำนวนเต็มที่จำเป็นต้องหาคำตอบ [14, 44] ด้วยเหตุนี้จึงมีการใช้เทคนิคการประมาณ (Approximation Technique) เพิ่มเติมเพื่อให้แบบจำลองซับซ้อนน้อยลงและสามารถหาคำตอบได้ง่ายขึ้น โดยเทคนิคการประมาณเหล่านี้ประกอบไปด้วย การจับกลุ่มโรงไฟฟ้าเพื่อลดจำนวนตัวแปร (Clustering Technique) [14, 45-47], การพิจารณาเฉพาะในบางช่วงเวลาเพื่อใช้เป็นตัวแทนของข้อมูล (Representative Period) [6, 9, 10, 47-51], การละเลยเงื่อนไขในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าบางเงื่อนไข [14, 43], การลดขนาดปัญหาให้เล็กลงโดยพิจารณาเป็นรายวันตลอดทั้งปี [52], หรือการพิจารณาเฉพาะระบบไฟฟ้าในปีสุดท้ายของการวางแผน (Target Year) [6, 14, 43, 45, 51]

แม้ว่าเทคนิคการประมาณเหล่านี้จะช่วยให้การแก้ปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้านั้นทำได้ง่ายขึ้น แต่เทคนิคเหล่านี้ก็ทำให้ปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าไม่สมจริงเช่นกัน ทั้งนี้เนื่องจากประเด็นสำคัญของการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในระยะยาวหลายอย่างถูกละเลย ยกตัวอย่างเช่น การจับกลุ่มโรงไฟฟ้าจะทำให้คุณลักษณะที่แตกต่างกันของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงถูกละเลย [10] การพิจารณาเฉพาะในบางช่วงเวลานั้นมีประเด็นว่าควรจะเลือกช่วงเวลาใดเป็นตัวแทนข้อมูลแทนโหนดในอนาคต [28] นอกจากนี้การเลือกเพียงบางช่วงเวลามาพิจารณาอาจไม่ครอบคลุมกับรูปแบบการใช้หรือผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันในแต่ละฤดูกาลหรือเทศกาล ที่สำคัญการพิจารณาเฉพาะในบางช่วงเวลาทำให้ไม่สามารถพิจารณาเงื่อนไขการวางแผนที่เป็นรายปี เช่น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า หรือข้อจำกัดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ [44] และการพิจารณาเฉพาะระบบไฟฟ้าในปีสุดท้ายของการวางแผนนั้นทำให้ไม่มีข้อมูลวันที่โรงไฟฟ้าแต่ละโรงควรเข้าสู่ระบบไฟฟ้า [53]

ด้วยข้อจำกัดข้างต้น นักวิชาการบางรายจึงนำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยละเลยคุณลักษณะด้านการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าอื่นๆ แล้วการพิจารณาเฉพาะความสามารถในการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้า (Ramping Capability) [3, 54] ของโรงไฟฟ้าในระบบ ผ่านเงื่อนไขการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มเข้ามาเพื่อใช้รับรองว่าระบบผลิตไฟฟ้าจะมีความสามารถในการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้ามากกว่าอัตราการเปลี่ยนแปลงโหลด ยกตัวอย่างเช่น หลี (Li) [55] นำเสนอการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบส่งไฟฟ้า โดยมีการหาค่าการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าที่ต้องการเพื่อให้สามารถรองรับความไม่แน่นอนที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าพลังลมที่เข้าสู่ระบบเพิ่มมากขึ้น ดาลิวาล (Dhaliwal) [56] นำเสนอการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าพร้อมเงื่อนไขสมดุลการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของกำลังผลิตไฟฟ้าและโหลด โมราดี-เซปาห์วันด์ (Moradi-Sepahvand) [57] นำเสนอการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าพร้อมเงื่อนไขการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) ซู (Xu) [58] พัฒนาแบบจำลองการวางแผนขยายกำลัง

ผลิตไฟฟ้าแบบสองระดับ โดยมีกลไกการหาสมดุลระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าและโหลด และดัชนีความยืดหยุ่น (Flexibility Index) ของระบบไฟฟ้า

ในการวางแผนเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Operational Planning) นั้น โหลดมักจะถูกแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม ได้แก่ โหลดฐาน (Base Load), โหลดระดับกลาง (Intermediate Load) และโหลดระดับสูง (Peak Load) [26, 56] โดยการแบ่งระดับโหลดนี้มักจะแบ่งตามโรงไฟฟ้าที่จะใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในแต่ละกลุ่ม โดยโรงไฟฟ้าเหล่านี้จะต้องมีคุณลักษณะที่สอดคล้องกับคุณลักษณะของโหลดที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ ยกตัวอย่างเช่น โรงไฟฟ้าฐาน (Base Load Power Plant) ที่มีต้นทุนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต่ำแต่ต้องเดินเครื่องต่อเนื่องที่กำลังผลิตใกล้เคียงกับกำลังผลิตไฟฟ้าตลอดเวลา มักจะถูกใช้สำหรับจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงโหลดฐานที่มีค่าเกือบจะคงที่ตลอดเวลา โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ โรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูง (Peak Load Power Plant) จะเป็นโรงไฟฟ้าที่สามารถเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็ว และสามารถเริ่มต้นและหยุดเดินเครื่องได้หลายรอบต่อวัน จะถูกใช้สำหรับจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงโหลดระดับสูงที่มีความผันผวน โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ หรือระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System, ESS) และโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับกลาง (Intermediate Load Power Plant) ถูกจัดให้อยู่ระหว่างโรงไฟฟ้าฐานและโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูง โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม จากคุณลักษณะดังกล่าว โรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงจึงมักถูกใช้เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่น (Flexibility) ในระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับความไม่แน่นอนและความผันผวนของการใช้ไฟฟ้าหรือการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน

ในส่วนของการแบ่งระดับโหลดนั้น นักวิชาการจำนวนหนึ่งได้นำเสนอวิธีการแบ่งระดับโหลดเอาไว้เพื่อใช้ในหลายๆ วัตถุประสงค์ ยกตัวอย่างเช่น ซาลิมิ-เบนิ (Salimi-beni) [59] นำเสนอวิธีการแบ่งระดับโหลดโดยใช้การจัดกลุ่มแบบ เค-มีน (K-means clustering) เพื่อแบ่งโหลดออกเป็น 3 ระดับ วิธีการนี้ใช้แบ่งระดับโหลดเพื่อเป็นข้อมูลในการวางแผนเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและขยายกำลังผลิตไฟฟ้า กัว (Guo) [60] นำเสนอวิธีแบ่งระดับโหลดโดยอาศัยช่วงเวลา โดยกำหนดว่าโหลดในแต่ละระดับจะเกิดขึ้นในเวลาใด วิธีการนี้ถูกใช้ในการสร้างตัวแทนของข้อมูลโหลด (Representative Load) ในแต่ละช่วงเวลา เปเรร่า (Pereira) [61] นำเสนอวิธีแบ่งระดับโหลดตามช่วงควอร์ไทล์ (Quartile) และใช้ข้อมูลนี้ในการออกแบบอัตราค่าบริการไฟฟ้า นอกจากนี้ เปเรร่า (Pereira) [62] ได้ปรับปรุงวิธีก่อนหน้านี้โดยการจัดหมวดหมู่โหลดรายวันทั้งตามระดับและระหว่างช่วงเวลาในหนึ่งวัน ข้อมูลนี้ถูกใช้เพื่อช่วยออกแบบนโยบายการจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management, DSM) อย่างไรก็ตาม แม้ว่าผลการแบ่งระดับโหลดเหล่านี้จะถูกใช้ในการวางแผนเดินเครื่องโรงไฟฟ้า แต่วิธีการเหล่านี้ก็ไม่ได้พิจารณาค่าพารามิเตอร์ใดๆ ที่เกี่ยวกับคุณลักษณะของระบบการผลิตไฟฟ้า

ทั้งนี้หากสามารถแบ่งระดับโหลดโดยพิจารณาถึงคุณลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้าได้ การพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดจะทำได้โดยการกำหนดเงื่อนไขการวางแผนให้ระบบไฟฟ้าต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในแต่ละระดับเพียงพอกับโหลดระดับนั้นๆ โดยสามารถละเลยการพิจารณาแบบเงื่อนไขการเดินทางเครื่องโรงไฟฟ้าออกไปได้ ทำให้สามารถกำจัดตัวแปรที่เป็นจำนวนเต็มออกจากแบบจำลองปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งทำให้ตัวแปรในแบบจำลองของปัญหาเหลือเพียงตัวแปรเชิงเส้น และแบบจำลองของปัญหาลดรูปเหลือแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นที่สามารถแก้ปัญหาได้ง่าย การจัดรูปของปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าให้อยู่ในรูปแบบเชิงเส้นยังทำให้การพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดสามารถทำร่วมกับการแก้ปัญหาการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่กล่าวถึงไว้ในหัวข้อ 1.1.1 อีกด้วย

### 1.1.3 การพิจารณาเงื่อนไขจำเพาะเชิงพื้นที่

ในความเป็นจริงระบบผลิตไฟฟ้านั้นไม่ได้เป็นระบบที่อุปกรณ์ทุกอย่างเชื่อมต่อกันที่จุดเดียว แต่เป็นโครงข่ายที่ประกอบไปด้วยโหนด (Node) หรือบัส (Bus) หลายๆ บัสที่เชื่อมต่อกันด้วยสายส่ง (Line) และมีอุปกรณ์ต่างๆ ทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงาน หม้อแปลง และเครื่องใช้ไฟฟ้าต่างๆ เชื่อมต่ออยู่กับบัสต่างๆ ดังนั้นในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อให้ระบบไฟฟ้าสามารถรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในอนาคตนั้น นอกจากการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมแล้วอาจจำเป็นต้องมีการก่อสร้างบัสหรือสายส่งเพิ่มเติมด้วย ซึ่งค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างทั้งบัสและสายส่งเพิ่มเติมนี้ก็เป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนค่าไฟฟ้าในส่วนของต้นทุนระบบส่งกำลังไฟฟ้า ด้วยเหตุผลข้างต้นจึงมีนักวิชาการหลายท่านนำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบส่งกำลังไฟฟ้า ซึ่งผลการวางแผนนอกจากจะระบุทั้งประเภทเทคโนโลยี ขนาด ชนิดเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าแล้วยังมีการระบุที่ตั้งโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้า และอาจมีการระบุว่าเป็นต้องขยายสายส่งระหว่างบัสใด เพื่อให้ได้ระบบไฟฟ้าที่ใช้งานได้จริง เชื่อถือได้ และมีต้นทุนของทั้งระบบต่ำที่สุด [63]

อย่างไรก็ตามการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าถึงระดับบัสนั้นมีข้อจำกัดที่ทำให้ไม่เหมาะสมจะนำมาใช้กับระบบไฟฟ้าจริง ดังจะเห็นได้จากการใช้ข้อมูลระบบทดสอบมาตรฐาน (Standard Test System) ในการทดสอบวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าในระดับบัส [55, 57] โดยระบบทดสอบนี้มักจะมีขนาดไม่ใหญ่มาก ข้อจำกัดที่สำคัญคือการกำหนดหรือพยากรณ์ค่าของพารามิเตอร์ของทั้งระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าทั้งระบบนั้นทำได้ค่อนข้างยากเนื่องจากมีข้อมูลที่ต้องการค่อนข้างมาก นอกจากนี้หากจะทำการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบส่งกำลังไฟฟ้าโดยพิจารณาทุกบัสที่มีอยู่จริงในระบบไฟฟ้าก็จำเป็นต้องทำการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมถึงรูปแบบการใช้ไฟฟ้าในอนาคตของทุกบัสออกมา ซึ่งการจะพยากรณ์ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตอีกหลายสิบปีให้แม่นยำเป็นรายบัสนั้นแทบจะเป็นไป

ไม่ได้ และหากทำการพยากรณ์ค่าได้ไม่แม่นยำพอ ผลการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่จัดทำขึ้นก็จะไม่สอดคล้องกับอนาคตที่จะเกิดขึ้น และอาจจะไม่บรรลุวัตถุประสงค์ของการวางแผน ด้วยเหตุนี้สำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทดสอบกับระบบไฟฟ้าจริงมักจะไม่นิยามข้อสรุปรวมถึงสายส่งทั้งหมดของระบบไฟฟ้า แต่จะพิจารณาระบบไฟฟ้าเป็นภูมิภาคหรือเขตที่เชื่อมต่อกันด้วยสายส่งระหว่างภูมิภาค (Tie-line) [8, 9, 14, 49, 50, 52, 64, 65] แทน เพื่อให้ขนาดข้อมูลมีความเหมาะสม และไม่ต้องใช้ความพยายามในการเตรียมข้อมูลหรือการแก้ปัญหามากเกินไป

การไม่คำนึงถึงข้อเท็จจริงที่ว่าระบบไฟฟ้านั้นเป็นโครงข่ายขนาดใหญ่ที่ครอบคลุมพื้นที่ระดับประเทศยังส่งผลเสียในด้านอื่นด้วย ยกตัวอย่างเช่น ในอดีตที่ผ่านมา การจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยก่อนหน้าฉบับปัจจุบันนั้นยังไม่เคยมีการคำนึงถึงเงื่อนไขเชิงพื้นที่มาก่อน โดยจะทำการเลือกเฉพาะประเภทเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้า ประเภทเชื้อเพลิง และกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเท่านั้น [66] ด้วยเหตุนี้เมื่อมีการสร้างโรงไฟฟ้าตามแผน ผู้พัฒนาโครงการจึงมักจะหาวิธีการให้เงินลงทุนและต้นทุนการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าต่ำที่สุด ซึ่งหนึ่งในวิธีดังกล่าวคือการการสร้างโรงไฟฟ้าในพื้นที่ใกล้กับแหล่งเชื้อเพลิงเพื่อลดต้นทุนค่าขนส่งเชื้อเพลิง ด้วยเหตุนี้โรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในประเทศไทยส่วนใหญ่จึงกระจุกตัวอยู่ในตอนกลางของประเทศที่เป็นพื้นที่ที่มีแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ หรืออยู่ริมทะเลที่สามารถนำเชื้อเพลิงอื่นๆ เช่น ถ่านหิน มาใช้งานได้จำนวนมากด้วยต้นทุนค่าขนส่งที่ต่ำที่สุด การที่โรงไฟฟ้ากระจุกตัวอยู่ในภาคกลางของประเทศทำให้จำเป็นต้องพึ่งพาสายส่งกำลังไฟฟ้าในการส่งกำลังไฟฟ้าไปยังภูมิภาคอื่นๆ ซึ่งหากเกิดเหตุขัดข้องทำให้สายส่งดังกล่าวหยุดทำงาน ก็อาจเป็นสาเหตุให้เกิดเหตุไฟฟ้าดับในพื้นที่ที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ที่อยู่น้อยได้นอกจากนี้การที่โรงไฟฟ้ากระจุกตัวอยู่ในพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งยังอาจทำให้ประชาชนที่อาศัยอยู่ในพื้นที่นั้นไม่พอใจ และอาจเกิดการต่อต้านทำให้การสร้างโรงไฟฟ้าทำได้ยากขึ้นและอาจไม่สำเร็จตามแผน

ด้วยเหตุนี้ นอกเหนือจากการกำหนดประเภทเทคโนโลยี ขนาด ชนิดเชื้อเพลิง และที่ตั้งของโรงไฟฟ้าที่จะต้องถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าตามช่วงเวลาต่างๆ แล้ว การคำนึงถึงเงื่อนไขเชิงพื้นที่ไม่ว่าจะเป็น ความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคของระบบไฟฟ้า ความมั่นคงของระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ เชื้อเพลิงที่มีให้ใช้ผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ [8] และพื้นที่ที่สามารถก่อสร้างโรงไฟฟ้าได้ไปพร้อมๆ กับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า จะช่วยให้สามารถสร้างโรงไฟฟ้าได้ใกล้กับแหล่งเชื้อเพลิงและพื้นที่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง สามารถลดความยุ่งยากรวมถึงค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโรงไฟฟ้าและระบบส่งไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้น นอกจากนี้ยังมีข้อดีด้านนโยบายเช่น ทราบจำนวนโรงไฟฟ้าที่ต้องเข้าพื้นที่นั้นๆ อย่างชัดเจน เมื่อต้องการติดตั้ง สามารถหาพื้นที่ได้ทันกำหนดของแผน หรือก่อนวางแผนการมีการสำรวจจำนวนพื้นที่ที่ประชาชนยอมรับให้สร้างโรงไฟฟ้าได้เพื่อนำมาเป็นข้อจำกัดพื้นที่ในการวางแผน และช่วยทำให้สามารถวางแผนจัดหาเชื้อเพลิงให้เหมาะสมกับพื้นที่ได้ เป็นต้น [66] ทำให้ความเป็นไปได้ที่จะสามารถสร้างโรงไฟฟ้าได้ตามแผนเพิ่มมากขึ้น

นอกจากเงื่อนไขและข้อจำกัดของระบบไฟฟ้าและการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่แล้ว สภาพอากาศนั้นก็มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะอย่างยิ่งแหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทผันแปร ได้แก่ พลังงานลมและพลังแสงอาทิตย์ค่อนข้างมาก ซึ่งสภาพอากาศนี้มักจะแตกต่างกันไปตามสภาพภูมิอากาศในแต่ละภูมิภาคที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนติดตั้งอยู่ [67] เนื่องจากเป็นที่ยอมรับได้ว่าการผลิตไฟฟ้าในอนาคตนั้นจะมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สูง เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการระบบไฟฟ้าในอนาคตจะมีความความพร้อมจ่าย (Availability) และความเชื่อถือได้ (Reliability) ตามเกณฑ์ที่กำหนดจริงๆ จึงจำเป็นต้องมีแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่แม่นยำและเสมือนจริงด้วย ด้วยเหตุนี้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจึงต้องคำนึงถึงที่ตั้งของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละโรง และใช้แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับที่ตั้งหรือสภาพภูมิอากาศ โดยอาจจะแบ่งเป็นตามภูมิภาคหรือตามพื้นที่ที่มีการเก็บข้อมูลไว้เพื่อให้ได้แบบจำลองที่เสมือนจริงมากที่สุด

จากเหตุผลข้างต้น ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจึงควรจะต้องคำนึงถึงเงื่อนไขเชิงพื้นที่ของระบบไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อให้ได้แผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่สมจริงมากขึ้นและสามารถนำไปปฏิบัติได้จริง และได้ระบบผลิตไฟฟ้าที่มีความพร้อมจ่ายและความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์ โดยจะต้องแบ่งระบบไฟฟ้าเป็นภูมิภาคที่เชื่อมต่อกันด้วยสายส่งระหว่างภูมิภาค มีการเตรียมข้อมูลและสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าเป็นรายภูมิภาค มีวิธีการพิจารณาว่าโรงไฟฟ้าใหม่ที่ต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบนั้นต้องเข้าสู่ระบบในพื้นที่ใด มีการกำหนดเงื่อนไขเรื่องประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ได้ในแต่ละภูมิภาค มีการพิจารณาเรื่องพื้นที่ว่างที่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมได้ และมีการกำหนดแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทผันแปรเป็นรายภูมิภาคเป็นอย่างน้อย

#### 1.1.4 การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน

นอกจากความสามารถในการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดแล้ว อีกวิธีที่สามารถใช้รับมือกับความไม่แน่นอนของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนคือการใช้ระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System, BESS) [68, 69] ระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่นั้นสามารถรับและจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ จึงเป็นทั้งแหล่งกำเนิดไฟฟ้าและโหลดได้ นอกจากนี้ระดับกำลังไฟฟ้าที่รับและจ่ายยังสามารถเปลี่ยนแปลงได้อย่างรวดเร็ว จึงเหมาะกับการใช้แก้ปัญหาที่เกิดจากความผันแปรและไม่แน่นอนของแหล่งพลังงานหมุนเวียน [70, 71] นอกจากนี้ยังสามารถนำมาใช้จัดการด้านการใช้ไฟฟ้า (Demand Side Management) โดยย้ายโหลดจากช่วงที่มีการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนน้อยมาไว้ในช่วงเวลาที่มีการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมาก เช่น ย้ายความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าจากช่วงเวลากลางคืนที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังแสงอาทิตย์มาเป็นช่วงเวลากลางวันแทน ทำให้สามารถใช้ประโยชน์จาก



โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนได้มากยิ่งขึ้น ด้วยเหตุนี้จึงมีการพิจารณาวางแผนเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานในหลายๆ งานวิจัย [17, 32, 51, 57, 70, 72-76]

นอกจากประโยชน์ที่กล่าวมาข้างต้นแล้ว การเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานในสถานะแหล่งพลังงานสำรองยังสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ให้กับระบบไฟฟ้า ซึ่งจะสะท้อนผ่านดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ดังนั้นเมื่อมีการเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานเข้าสู่ระบบไฟฟ้า จึงต้องมีการพิจารณาระบบกักเก็บพลังงานในการคำนวณดัชนี LOLE ด้วย อย่างไรก็ตาม เนื่องจากคุณลักษณะของระบบกักเก็บพลังงานแตกต่างจากคุณลักษณะของโรงไฟฟ้าโดยทั่วไป เพราะจะต้องรับการอัดประจุจากแหล่งพลังงานในระบบผลิตไฟฟ้าก่อนจึงจะใช้งานได้ และก็มีแหล่งพลังงานจำกัด จึงไม่เหมาะสมหากจะใช้แบบจำลองเดียวกันกับโรงไฟฟ้าในการคำนวณ และจากการทบทวนวรรณกรรมที่ผ่านมา พบว่ามีงานวิจัยขึ้นเดียวที่เสนอแบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานในการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ [77] วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอแบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานที่ใช้ในการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับเอาไว้ด้วย

ด้วยเหตุผลข้างต้น สำหรับระบบไฟฟ้าในอนาคตที่คาดว่าจะมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนสูงนั้น การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจะต้องทำการวางแผนเพิ่มโรงไฟฟ้า ร่วมกับการวางแผนเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานได้ ซึ่งจะต้องมีแบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานในปัญหาการการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า เพื่อให้ระบบไฟฟ้าในอนาคตสามารถรองรับการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงมากได้

### 1.1.5 เนื้อหาที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

เพื่อให้สามารถแก้ปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่กล่าวมาทั้งหมดได้อย่างครอบคลุม วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้น โดยการแบ่งช่วงเวลารวางแผนเป็นรายเดือนเพื่อลดขนาดของปัญหา และแก้ปัญหาเพื่อหาค่าขีดสุดของแต่ละเดือน นอกจากนี้ยังแยกกระบวนการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าออกจากแบบจำลองการหาค่าขีดสุดเพื่อกำจัดตัวแปรที่เป็นจำนวนเต็ม และทำให้สามารถคำนวณดัชนีที่ไม่เป็นเชิงเส้นหรือไม่ต่อเนื่องแยกต่างหากก่อนกระบวนการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าได้ โดยจะทำการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในทุกๆ เดือน ได้แก่ กำลังผลิตสำรองหรือดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้า และคำนวณดัชนีอื่นๆ ของระบบไฟฟ้า เช่น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ฯลฯ เพื่อใช้เป็นข้อมูลตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบ ทั้งนี้ผลลัพธ์การวางแผนของเดือนก่อนหน้าก็จะถูกใช้เป็นระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มต้นของเดือนถัดไป และขั้นตอนการวางแผนนี้จะถูกทำซ้ำรายเดือนจนครบช่วงเวลาที่ยกมา วิธีการที่นำเสนอนี้ทำให้

สามารถแก้ปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วโดยที่ยังคงรักษาเงื่อนไขสำคัญสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในระยะยาวเอาไว้ นั่นคือ การพิจารณาคุณลักษณะของโรงไฟฟ้าเป็นรายโรง การใช้ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายชั่วโมงตลอดทั้งปี และการใช้รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้ายามชั่วโมงตลอดทั้งปีที่สุดคล้องกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต ถึงแม้จะไม่สามารถหาคำตอบที่ดีที่สุด (Global Optimal Solution) แต่เนื่องจากเงื่อนไขการวางแผนทำให้คำตอบที่เป็นไปได้มีค่อนข้างจำกัด วิธีการประมาณที่นำเสนอจึงสามารถให้คำตอบที่ใกล้เคียงคำตอบที่ดีที่สุดได้โดยใช้ความพยายามในการคำนวณที่ต่ำกว่ามาก

ในส่วนของการพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้าของกำลังผลิตไฟฟ้าและโหลดหลายระดับเพื่อให้มั่นใจได้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับจ่ายโหลดทุกระดับเพียงพอ โดยโหลดจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ระดับด้วยวิธีการแบ่งระดับโหลดที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่งวิธีการนี้จะไม่ใช้วิธีเชิงการตัดสินใจ (Deterministic Method) หรือวิธีเชิงสถิติ (Statistical Method) ที่พิจารณาข้อมูลโหลดเพียงอย่างเดียว แต่จะเป็นวิธีเชิงปฏิบัติที่ใช้ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าร่วมในการพิจารณาด้วย เพื่อให้สามารถแบ่งระดับโหลดได้สอดคล้องกับระบบผลิตไฟฟ้า และหากกำลังผลิตไฟฟ้าในระดับใดไม่เพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในระดับนั้น โรงไฟฟ้าตัวเลือกในระดับนั้นจะถูกพิจารณาเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเป็นอันดับแรก โดยจะให้ความสำคัญกับกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับที่สูงกว่าซึ่งสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็วก่อน เพื่อให้มั่นใจได้ว่าระบบไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นเพียงพอสำหรับการรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวนและไม่แน่นอนได้ โดยไม่จำเป็นต้องพิจารณาคุณลักษณะด้านการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าซึ่งจำเป็นต้องใช้เวลาและพลังในการคำนวณสูงเพื่อแก้ปัญหา

ในส่วนของการพิจารณาเงื่อนไขจำเพาะเชิงพื้นที่นั้นระบบไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็นภูมิภาคตามที่กำหนดไว้ก่อนการวางแผน ซึ่งภูมิภาคเหล่านั้นจะเชื่อมต่อกันด้วยสายส่งระหว่างภูมิภาค มีการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ายามภูมิภาค และใช้แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนรายภูมิภาค ก่อนการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้านั้นจะมีการประเมินว่าภูมิภาคใดมีความอ่อนแอและต้องการโรงไฟฟ้าเพิ่มมากที่สุดก่อน โดยพิจารณาจากดัชนีความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่ สมดุลระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าและโหลดในพื้นที่ และการก่อสร้างโรงไฟฟ้าทดแทนโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดออกไป ในการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้านั้นจะทำการตัดสินใจโดยเลือกพื้นที่ที่อ่อนแอที่สุดก่อน จากนั้นจึงมาพิจารณาว่าพื้นที่ดังกล่าวมีเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าประเภทใดบ้าง แล้วจึงเลือกโรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ภูมิภาคดังกล่าวได้ที่สุดคล้องกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์รวมถึงเงื่อนไขการวางแผนอื่นๆ เช่น การตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด ต่อไป

สำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานนั้นจะมีการเพิ่มแบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานในแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและแบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าสำหรับการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับและกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเพื่อพิจารณาผลกระทบของระบบกักเก็บพลังงานต่อการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังนำเสนอวิธีการตัดสินใจเพิ่มเติมเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานด้วย ด้วยวิธีการที่นำเสนอจะทำให้สามารถแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานสามารถคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน และสามารถตัดสินใจเพิ่มเติมเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานได้

## 1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อนำเสนอการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง โดยคำนึงถึงเงื่อนไขเชิงพื้นที่ และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด และสามารถวางแผนให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนได้
2. เพื่อพัฒนาเครื่องมือช่วยในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน โดยสามารถจัดทำแผนที่สอดคล้องกับเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนได้

## 1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าโดยละเอียด
2. ใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2566 - 2580
3. ระบบส่งไฟฟ้าจะพิจารณาเฉพาะความสามารถของระบบส่งกำลังไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างพื้นที่ (Tie-line) แบบสมมูล โดยไม่คำนึงถึงรายละเอียดในระดับสายส่ง
4. กำหนดให้แต่ละพื้นที่สามารถรับการสนับสนุนกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่ที่ติดกันเท่านั้น นั่นคือ จะไม่มีการส่งกำลังไฟฟ้าข้ามพื้นที่โดยไม่จำเป็น
5. ประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าด้วยดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ โดยพิจารณาให้แต่ละอุปกรณ์มีสถานะการทำงานเป็นแบบสองสถานะ
6. ไม่คำนึงถึงพฤติกรรมเชิงพลวัตของระบบไฟฟ้า
7. ไม่พิจารณาการวางแผนขยายระบบส่งกำลังไฟฟ้านอกเหนือจากแผนที่มิโครกริดขยายแน่นอนแล้ว

8. พิจารณาระบบกักเก็บพลังงานทั้งแบบพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydro Storage) และแบบแบตเตอรี่กลุ่มลิเทียม (Lithium)
9. ไม่พิจารณาผลของอุณหภูมิที่มีต่อแบตเตอรี่

#### 1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1. กำหนดวัตถุประสงค์และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2. ศึกษาและรวบรวมข้อมูลที่สำคัญของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
3. ศึกษาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับที่ผ่านมา
4. ศึกษาคุณลักษณะของโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ ที่มีอยู่และอาจถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคต
5. ทบทวนวรรณกรรมที่นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยแบบจำลองประเภทต่างๆ
6. ทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ โดยเฉพาะดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ
7. พัฒนาแนวคิดสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน โดยพิจารณาเงื่อนไขอื่นๆ ที่ได้กล่าวไว้ แล้วปรับปรุงปัญหาให้ง่ายขึ้น
8. พัฒนาแนวคิดของแบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานสำหรับการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ
9. สร้างแบบจำลองสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าตามข้อ 7 ร่วมกับแบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานในการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับตามข้อ 8
10. พัฒนาโปรแกรมวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าตามข้อ 9
11. ทดสอบโปรแกรมดังกล่าวด้วยฐานข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าที่รวบรวมไว้
12. สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

#### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1. วิธีการวางแผนขยายระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง และให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนได้
2. เครื่องมือที่ใช้ในการกำหนดนโยบายทางพลังงานของประเทศ
3. โปรแกรมสำเร็จรูปที่ใช้ในการวิเคราะห์และวางแผนขยายระบบผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง

## บทที่ 2

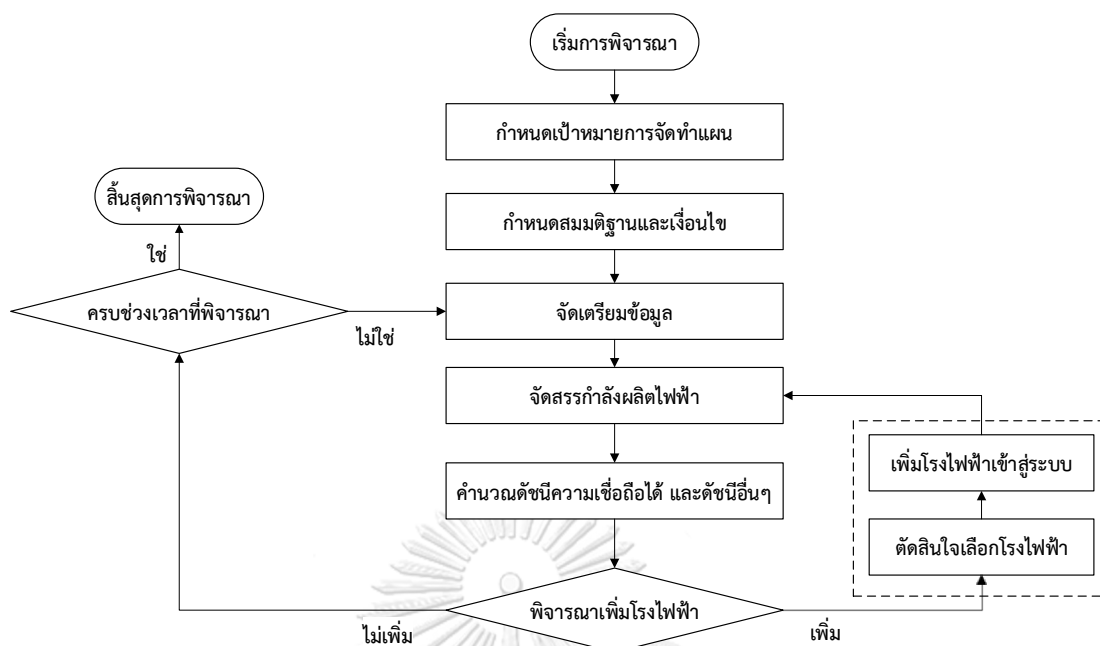
### งานวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีต

เนื้อหาในส่วนนี้จะนำเสนองานวิจัยที่เกี่ยวข้องในอดีต โดยแบ่งออกเป็น 5 กลุ่ม ได้แก่ การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยในอดีต งานวิจัยที่นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า งานวิจัยที่นำเสนอวิธีการแบ่งระดับโหลด งานวิจัยที่นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน และงานวิจัยที่นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่คล้ายกับวิธีการที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

#### 2.1 แนวคิดการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย

เนื้อหาในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงแนวคิดการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยซึ่งจะกล่าวถึงทั้งแบบจำลองภายใต้เกณฑ์วิธีการตัดสินใจและภายใต้เกณฑ์วิธีการความน่าจะเป็น และการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ผ่านมาของประเทศไทย

เป้าหมายหลักที่สำคัญของการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าก็คือ การให้มีโรงไฟฟ้าหรือกำลังการผลิตไฟฟ้าที่พอเพียงและคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์เพื่อจ่ายไฟฟ้าให้แก่ความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือโหลด โดยที่โหลดดังกล่าวมักจะหมายถึง ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) และความต้องการพลังงาน (Energy Demand) ทั้งนี้เนื่องจากเงื่อนไขที่ระบบไฟฟ้าต้องปฏิบัติได้ คือ ต้องสามารถจ่ายไฟฟ้าให้แก่โหลดโดยรวมได้ในทุกสภาวะ ทั้งนี้โดยทั่วไปแล้วระบบผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่มักประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินเป็นหลัก ซึ่งถือว่าปริมาณเชื้อเพลิงใช้ได้ตลอดเวลาโดยไม่มีข้อจำกัด (หากไม่มีเหตุขัดข้องของแหล่งเชื้อเพลิง) ด้วยเหตุนี้ ในระบบผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะดังกล่าว เช่น ระบบของประเทศไทยและประเทศส่วนใหญ่ในโลก ความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุดจึงได้รับการพิจารณาเป็นเงื่อนไขการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในลำดับแรก แต่อย่างไรก็ดี ความต้องการพลังงานก็เป็นเงื่อนไขหนึ่งที่สำคัญในการวางแผนด้วยเช่นเดียวกัน เนื่องจากระบบไฟฟ้าก็อาจจะมีโรงไฟฟ้าที่มีปริมาณเชื้อเพลิงหรือพลังงานที่จำกัด เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานน้ำ โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าชีวมวล และโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ เป็นต้น ซึ่งโรงไฟฟ้าเหล่านี้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตลอดเวลา อีกทั้งการพิจารณาปริมาณความต้องการพลังงานก็เป็นตัวกำหนดว่าโรงไฟฟ้าแต่ละโรงจะต้องใช้เชื้อเพลิงชนิดใดในปริมาณมากเท่าใด ซึ่งเป็นผลลัพธ์สำคัญในการวางแผนการจัดการจัดหาเชื้อเพลิงในระยะยาวด้วย ด้วยเหตุดังกล่าว การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจึงต้องพิจารณาเงื่อนไขทั้งความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดประกอบกับเงื่อนไขความต้องการพลังงานรวมทั้งรูปแบบการผลิตและรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์ที่กำหนด โดยมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุด เราอาจสรุปแนวคิดของเป้าหมาย เงื่อนไข และขั้นตอนในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าได้ดังภาพที่ 2-1



ภาพที่ 2-1 แนวคิด และขั้นตอนการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า

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

### 2.1.1 การวางแผนเชิงตัดสินใจ

การวางแผนเชิงตัดสินใจ (Deterministic Planning) นี้ อาศัยสมมติฐานว่าผู้วางแผนทราบข้อมูลระบบไฟฟ้าล่วงหน้าได้อย่างชัดเจน เช่น ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งความต้องการพลังงานและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในอนาคต ด้วยเหตุนี้การคำนวณและประเมินผลตามหลักเกณฑ์ดังกล่าวจึงทำได้โดยง่ายและสะดวกต่อการทำความเข้าใจ แต่จุดด้อยของแนวทางดังกล่าวคือ การละเลยสมรรถนะการทำงานของโรงไฟฟ้า ความไม่แน่นอนจากผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต และความไม่แน่นอนในการจ่ายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง ดังนั้น ในการวางแผนจึงต้องมีส่วนเผื่อเพื่อรองรับความไม่แน่นอนจากปัจจัยต่างๆ ดังกล่าว ซึ่งโดยทั่วไปจะกำหนดส่วนเผื่อเป็นเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin, RM) โดยกำหนดเป็นร้อยละเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดประจำปี (Annual Peak Load) โดยค่าดังกล่าวแสดงปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้ารวมที่เป็น

ส่วนเกินจากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เพื่อให้มั่นใจว่าระบบผลิตไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าเหลืออยู่เพียงพอรองรับกรณีเกิดเหตุขัดข้องขึ้นกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในระบบและความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า เหนือกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองนี้เป็นค่าที่ใช้กันมาเป็นระยะเวลาอันยาวนาน และยังคงใช้กันอยู่ในปัจจุบัน เนื่องจากง่ายต่อการทำความเข้าใจ ในบางกรณีเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอาจมีการปรับขึ้นจากการตัดสินใจตามประสบการณ์ของผู้วางแผน หรือกรณีฉุกเฉินต่างๆ และในบางกรณีอาจเป็นผลจากการเปรียบเทียบจากหลักเกณฑ์ความเชื่อถือได้

### 2.1.2 การวางแผนเชิงความน่าจะเป็น

การวางแผนเชิงความน่าจะเป็น (Probabilistic Planning) นั้นจะคำนึงถึงความไม่แน่นอนที่อาจจะเกิดขึ้นในการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นหลัก โดยแนวทางดังกล่าวจะทำการจำลองความไม่แน่นอนในการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าผ่านข้อมูลสถิติที่ผ่านมาในอดีต เพื่อนำไปใช้วางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคต วิธีการวางแผนตามแนวทางดังกล่าวได้รับการยอมรับและนำมาใช้กันแพร่หลายตั้งแต่ปี ค.ศ.1980 (พ.ศ.2523) ทั้งนี้ ในปัจจุบันกลุ่มประเทศพัฒนาแล้ว โดยเฉพาะประเทศสหรัฐอเมริกา จะใช้วิธีการวางแผนเชิงความน่าจะเป็นด้วย โดยกำหนดเกณฑ์มาตรฐานโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ 1 วันในรอบ 10 ปี (The 1-in-10 Resource Adequacy Standard) เป็นหลัก โดยเกณฑ์ดังกล่าวสามารถแสดงผ่านดัชนี LOLP LOLE หรือ LOLH

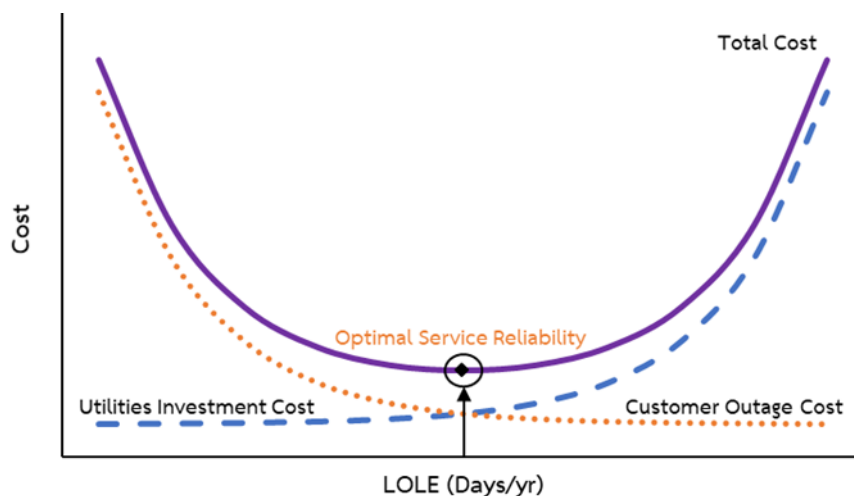
ตามหลักวิชาการ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ หรือ LOLP (Loss of Load Probability) คือ ค่าความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าสูงกว่าความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายในระบบตลอดช่วงเวลาที่สนใจเมื่อพิจารณาถึงความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นในระบบ ส่วนจำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดไฟฟ้าดับ หรือ LOLE (Loss of Load Expectation) คือ ค่าดัชนีที่แสดงถึงจำนวนวันในรอบ 1 ปีที่คาดว่าจะความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าสูงกว่าความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบผลิตไฟฟ้าในปีนั้น ในทางทฤษฎีแล้ว LOLE สามารถคำนวณได้จาก LOLP คูณกับ 365 อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติ ในอดีตข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งปีของการไฟฟ้าแต่ละแห่งมีความละเอียดไม่เท่ากัน บางแห่งเก็บข้อมูลเป็นราย 15 นาที บางแห่งเก็บเป็นรายชั่วโมง บางแห่งเก็บเฉพาะค่าสูงสุดใน 1 วัน ทำให้การคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในรายละเอียดมีความแตกต่างกัน เช่น ความน่าจะเป็นที่จะเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละชั่วโมง (Hourly's LOLP) ซึ่งคำนวณโดยใช้ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละชั่วโมง หรือ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละวัน (Daily's LOLP) ซึ่งใช้ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันในการคำนวณ เป็นต้น ความไม่สมบูรณ์ในทางปฏิบัตินี้ทำให้นิยามของ LOLE ในทางปฏิบัติแตกต่างจากในทางทฤษฎี โดยในทางปฏิบัติ LOLE จะหมายถึงผลรวมของค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละวันตลอด 1 ปี และแต่ละการไฟฟ้า

หรือหน่วยงานกำกับฯ จะต้องกำหนดเกณฑ์ของค่า LOLE ที่ใช้ประกอบการวางแผนในหน่วย วัน/ปี เช่น ไม่เกิน 1 วัน/ปี หรือไม่เกิน 1 วัน/10 ปี เป็นต้น และจะเกิดนิยามใหม่ของดัชนีที่เรียกว่า LOLH (Loss of Load Hours) ซึ่งแสดงถึงจำนวนชั่วโมงในรอบ 1 ปี ที่คาดว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจะมีค่าสูงกว่าความสามารถในการผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบผลิตไฟฟ้าในปีนั้น โดยจะคำนวณจากผลรวมของค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละชั่วโมงตลอด 1 ปี และแต่ละการไฟฟ้าหรือหน่วยงานกำกับฯ จะต้องกำหนดเกณฑ์ของค่า LOLH ที่ใช้ประกอบการวางแผนในหน่วย ชั่วโมง/ปี เช่น ไม่เกิน 24 ชั่วโมง/ปี หรือไม่เกิน 2.4 ชั่วโมง/10 ปี เป็นต้น

จากที่ได้กล่าวเบื้องต้น หากพิจารณาโดยละเอียดแล้วจะพบว่านิยามของ LOLH จะมีความใกล้เคียงกับความหมายของ LOLE ในทางทฤษฎีมากกว่าและมีความละเอียดในการคำนวณที่มากกว่าค่านิยามของ LOLE ที่ใช้ในทางปฏิบัติ เนื่องจากคำนวณมาจากความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละชั่วโมง ในขณะที่ค่า LOLE ในทางปฏิบัติจะพิจารณาเฉพาะค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวันเท่านั้น ทั้งนี้ สำหรับรายงานฉบับนี้ ค่า LOLE ที่ใช้ในการพิจารณานั้นจะมีความหมายเดียวกับ LOLH ในทางปฏิบัติ

นอกจาก LOLE แล้ว ดัชนีอีกชนิดที่มีการนำมาใช้มากขึ้นในปัจจุบัน คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่าย หรือ EENS (Expected Energy Not Supplied) หรือบางครั้งเรียก EUE (Expected Unserved Energy) ซึ่งก็คือ ดัชนีที่ใช้วัดปริมาณความต้องการพลังงานที่คาดว่าจะมีค่าเกินกว่าความพร้อมที่ระบบผลิตสามารถจ่ายพลังงานให้ได้ โดย EENS จะมีการประเมินในหน่วยของ MWh/ปี นอกเหนือไปจาก ดัชนีความเชื่อถือได้ 2 ชนิดหลัก คือ LOLE และ EENS แล้ว ในปัจจุบัน ยังมีแนวคิดของการประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้ โดยคิดเป็นมูลค่าความเสียหายกรณีกำลังการผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้าผ่านค่า EENS ทั้งนี้ การนำค่าดังกล่าวมาใช้งานจะเป็นไปตามแนวคิดทางเศรษฐศาสตร์ คือ ค่าใช้จ่ายของการลงทุนเพื่อลดค่า EENS นั้นไม่ควรเกินคุณค่าของ EENS ที่ลดลงได้ แนวคิดดังกล่าวไม่มีการกำหนดเกณฑ์ความเชื่อถือได้ไว้เป็นการล่วงหน้า หากแต่มุ่งเน้นหาระดับการลงทุนที่เหมาะสมซึ่งขึ้นอยู่กับอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับของลูกค้า (Customer Outage Cost) และการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าของภาครัฐ (Utilities Investment Cost) แนวคิดดังกล่าวสามารถสรุปได้ดังภาพที่ 2-2

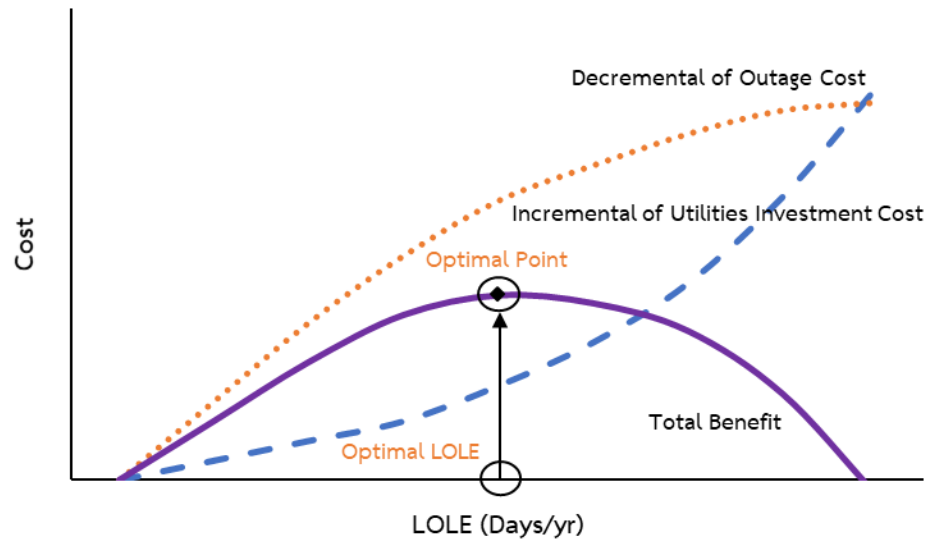




ภาพที่ 2-2 แนวคิดของการประเมินคุณค่าความเชื่อถือได้

จากภาพที่ 2-2 จะแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ เงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายรวม (Total Cost) ซึ่งคำนวณจากผลรวมระหว่างมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับและเงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้า โดยจะพบว่าหากเงินลงทุนของการไฟฟ้ามีปริมาณน้อยก็จะนำไปสู่การเกิดไฟฟ้าดับบ่อยและยาวนาน นั่นคือ มูลค่าความเสียหายอันเนื่องมาจากไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้าก็จะมีค่าสูงซึ่งทำให้ค่าใช้จ่ายรวมมีค่าสูง ในทางกลับกัน เมื่อมูลค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับลดลงเมื่อความเชื่อถือได้ในระบบสูงขึ้นก็จะทำให้ค่าใช้จ่ายรวมมีค่าสูง ดังนั้น หลักการสำคัญในการนำมูลค่าการเกิดไฟฟ้าดับมาประยุกต์ใช้ในการวางแผนระบบไฟฟ้า คือ การทำให้ค่าใช้จ่ายรวมในระบบนั้นมีค่าต่ำที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ขณะที่ยังคงรักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม หากการไฟฟ้าลงทุนมากเกินไปเพื่อพัฒนาให้ระบบให้ดีขึ้น แม้ว่าจะทำให้เกิดไฟฟ้าดับน้อยลงแต่ค่าใช้จ่ายรวมในระบบก็ยังคงอยู่ในระดับที่สูง ขณะเดียวกันหากการไฟฟ้าลงทุนน้อยเกินไปก็จะเกิดไฟฟ้าดับมากขึ้นส่งผลทำให้ค่าใช้จ่ายรวมในระบบสูงขึ้น ดังนั้น จุดที่มีความสมดุลกันระหว่างการไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้า คือ จุด Optimal Service Reliability หรือ หากมองในแง่ของทางเศรษฐศาสตร์แล้ว จุดดังกล่าวนี้เกิดความสัมพันธ์ระหว่างเงินลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าและมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับของผู้ใช้ไฟฟ้า

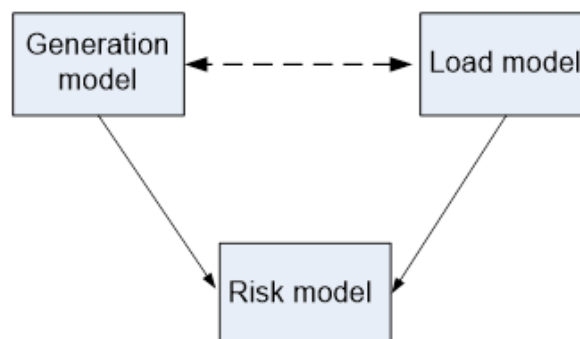
อย่างไรก็ตามมูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับนั้นไม่ใช่ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นโดยตรงเนื่องจากการประเมินจากความเสี่ยงในการเกิดไฟฟ้าดับเท่านั้น ทำให้ค่าใช้จ่ายรวมที่คำนวณได้ก็ไม่ใช่ค่าใช้จ่ายจริงของระบบไฟฟ้าเช่นกัน เพื่อให้สอดคล้องกับผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริง จึงประยุกต์ใช้หลักการข้างต้นมาประเมินความคุ้มค่าจากการลดลงของความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับที่สูงสุดเมื่อเทียบกับเงินลงทุนที่ใช้ในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า แสดงดังในภาพที่ 2-3



ภาพที่ 2-3 แนวคิดการประเมินความคุ้มค่า

ทั้งนี้ มูลค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าดับนั้นจะคำนวณจากค่าพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่าย (Expected Energy Not Supplied: EENS) และค่าอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ (Interrupted Energy Assessment Rate: IEAR)

สำหรับแนวคิดของการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้านั้นได้นำเสนอไว้เป็นหลักการในภาพที่ 2-4 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าผู้วางแผนต้องเริ่มต้นจากการสร้างแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้าและแบบจำลองความต้องการใช้ไฟฟ้าก่อน จากนั้น จึงจะนำไปสู่แบบจำลองความเชื่อถือได้ (หรือแบบจำลองความเสี่ยง) เพื่อทำการคำนวณเป็นค่าดัชนี LOLE หรือดัชนีอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ ในการสร้างแบบจำลองทั้งสองชนิดจะต้องอาศัยสถิติการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า/ระบบผลิตไฟฟ้าประจำแต่ละการไฟฟ้าฯ และสถิติหรือรูปแบบความต้องการการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในอดีตมาประกอบการพัฒนาแบบจำลอง



ภาพที่ 2-4 แบบจำลองในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า

### 2.1.3 การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่ผ่านมาของประเทศไทย

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมาในอดีต จะเน้นเพียงเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าเป้าหมายที่กำหนด (เช่น ร้อยละ 15 ของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่พยากรณ์ว่าจะเกิดขึ้นแต่ละปีในอนาคต เป็นต้น) ซึ่งเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองขั้นต่ำร้อยละ 15 ก็ได้นำมาใช้เป็นระยะเวลาานานมากกว่า 10 ปีแล้ว อย่างไรก็ตาม การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่แตกต่างกันจะทำให้ผลการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าแตกต่างกันด้วย ดังนั้น การกำหนดระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่เหมาะสมจึงเป็นเกณฑ์ที่มีความสำคัญในการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ จากการสืบค้นข้อมูลในต่างประเทศ จะพบว่า การกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นดัชนีตัดสินใจลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าเป็นหลักการสากลที่การไฟฟ้าฯ หรือหน่วยงานกำกับดูแลในต่างประเทศดำเนินการอยู่ ซึ่งมีข้อดีคือ สามารถสื่อสารให้สังคม เข้าใจง่าย อย่างไรก็ตาม จากที่กล่าวมาแล้วข้างต้น จุดด้อยของแนวทางดังกล่าวคือ การละเลยสมรรถนะการทำงานของโรงไฟฟ้า ความไม่แน่นอนจากผลการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต และความไม่แน่นอนในการจ่ายไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละเครื่อง จากข้อด้อยดังกล่าวนี้ การกำหนดเกณฑ์การวางแผนด้วยวิธีการเชิงความน่าจะเป็นจึงได้รับการยอมรับว่ามีความเหมาะสมในเชิงเทคนิคมากกว่า โดยหลักเกณฑ์ความน่าจะเป็น จะคำนึงถึงสมรรถนะการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ความเปลี่ยนแปลงที่อาจเกิดขึ้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ด้วย ภายใต้นแนวทางดังกล่าวผู้วางแผนจะต้องทำการจำลองความไม่แน่นอนในการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและข้อมูลลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้า โดยอาศัยการรวบรวมสถิติที่ผ่านมาในอดีตแล้วใช้ประเมินผลสู่ออนาคต หลักเกณฑ์ดังกล่าวจึงช่วยขจัดจุดอ่อนของการกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองตามแนวทางแรก ที่กล่าวถึงข้างต้นได้ดี อย่างไรก็ตามการวางแผนตามแนวทางดังกล่าวมีข้อด้อยคือ การสื่อสารให้แก่สังคม เข้าใจนั้นทำได้ยากกว่าแนวทางแรกเนื่องจากวัดระดับความเชื่อถือได้ผ่านค่าดัชนีที่มีความซับซ้อนกว่า เช่น วัดจากเกณฑ์ โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ LOLE เป็นต้น

การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยที่ผ่านมา ได้มีการใช้หลักเกณฑ์ทั้งสองรูปแบบ คือ การกำหนดทั้งเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองหรือ RM ให้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 และการกำหนดเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับหรือ LOLE ควบคู่กัน โดยในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าบางฉบับ เช่น ในแผน PDP2004 กำหนดให้ LOLE จะต้องไม่เกิน 1 วันต่อปี (หรือ 24 ชั่วโมงต่อปี) สำหรับแนวทางการวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าฉบับล่าสุด (PDP2022) นั้น คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติได้มีมติในวันที่ 8 สิงหาคม พ.ศ. 2564 ได้กำหนดให้ใช้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับเป็นเกณฑ์แทนกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและกำหนดให้ระบบไฟฟ้ามีดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับไม่เกิน 0.7 วันต่อปี

## 2.2 วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

จากการทบทวนวรรณกรรมจะพบว่า มีนักวิชาการหลายท่านนำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเอาไว้เป็นจำนวนมาก ในส่วนของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องและเป็นแนวทางให้กับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีดังต่อไปนี้:

งานวิจัยเรื่อง “Accounting for flexibility in power system planning with renewables” [6] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยพิจารณาโรงไฟฟ้ารายโรงและเงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า งานวิจัยนี้จะแยกปัญหาออกเป็น 2 ส่วนได้แก่ปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในระยะยาวและปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Unit Commitment) โดยปัญหาในส่วนหลังนี้จะถูกแก้โดยใช้แบบจำลองแบบ MILP ซึ่งพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดทั้งปีและเงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง อย่างไรก็ตามแบบจำลองนี้ใช้เวลาในการแก้ปัญหาค่อนข้างนาน โดยใช้เวลาประมาณหนึ่งชั่วโมงในการแก้ปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 8 กิกะวัตต์ และมีโรงไฟฟ้าในระบบประมาณ 30 ถึง 40 โรง ในระยะเวลาการวางแผน 1 ปี

งานวิจัยเรื่อง “A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system” [8] นำเสนอแบบจำลอง MILP สำหรับใช้วางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าระดับประเทศ โดยมีการพิจารณาเงื่อนไขเชิงภูมิภาคและทำการวางแผนรายปี งานวิจัยนี้มีการกำหนดเงื่อนไขการวางแผนที่เกี่ยวข้องกับระบบส่งกำลังไฟฟ้าและเงื่อนไขเชิงพื้นที่ ได้แก่ ต้นทุนค่าส่งกำลังไฟฟ้า เชื้อเพลิงที่มีอยู่ในแต่ละภูมิภาค และการกำหนดโหลดรายภูมิภาค เป็นต้น อย่างไรก็ตามงานวิจัยนี้ไม่ได้พิจารณาคุณลักษณะของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงแยกกัน นอกจากนี้ยังละเลยการพิจารณาโหลดเป็นรายชั่วโมง และเงื่อนไขสมดุลงำลังไฟฟ้ายาว

งานวิจัยเรื่อง “A multi-period multi-regional generation expansion planning model incorporating unit commitment constraints” [9] นำเสนอแบบจำลอง MILP สำหรับใช้วางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าระดับประเทศ โดยมีการพิจารณาเงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพิ่มเข้ามาจากงานวิจัยก่อนหน้านี้ของนักวิจัยท่านเดียวกัน [8] อย่างไรก็ตามงานวิจัยนี้ใช้ตัวแทนของข้อมูลโหลดหนึ่งวัน (representative profile) ในการพิจารณาเงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

งานวิจัยเรื่อง “MILP model for long-term energy mix planning with consideration of power system reserves” [10] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าระดับประเทศด้วยแบบจำลอง MILP โดยพิจารณาโรงไฟฟ้ารายโรงร่วมกับเงื่อนไขกำลังไฟฟ้าสำรอง (Operation Reserves) ใน 3 ระดับ และทำการวางแผนรายปี แต่ละเลยการ

พิจารณาโหลดเป็นรายชั่วโมง และเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมง งานวิจัยนี้ถูกทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศโปแลนด์

งานวิจัยเรื่อง “An Optimization Framework for the integrated Planning of Generation and Transmission Expansion in Interconnected Power Systems” [11] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายระบบผลิตไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อถึงกัน โดยมีเงื่อนไขกำลังการผลิตสำรองและเงื่อนไขจำกัดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แต่ละเลยการพิจารณาโหลดเป็นรายชั่วโมง และเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมง งานวิจัยนี้ถูกทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศโคลัมเบีย

งานวิจัยเรื่อง “Power generation capacity planning under budget constraint in developing countries” [12] นำเสนอปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลอง MILP แบบสุ่ม (Stochastic MILP) โดยพิจารณาเงื่อนไขงบประมาณสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศที่มีงบประมาณจำกัด แต่ละเลยการพิจารณาโหลดเป็นรายชั่วโมง และเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมง งานวิจัยนี้ถูกทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศกานา (Ghana)

งานวิจัยเรื่อง “Power capacity expansion planning considering endogenous technology cost learning” [13] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาการเรียนรู้ต้นทุนเทคโนโลยีภายนอก โดยมีการพิจารณาถึงเงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและแบบจำลองถูกใช้ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของสหราชอาณาจักรที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดประมาณ 140 กิกะวัตต์ นอกจากนี้ยังนำเสนอวิธีการจัดกลุ่มข้อมูลโหลดรายชั่วโมงเพื่อสร้างความต้องการตัวแทนของข้อมูลโหลดรายวัน (representative profile) เพื่อลดระยะเวลาและความพยายามในการคำนวณที่ต้องใช้ในการแก้ปัญหา อย่างไรก็ตามงานวิจัยนี้ไม่ได้พิจารณาคูณลักษณะของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงแยกกัน แต่จัดโรงไฟฟ้าเป็นกลุ่มตามเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าที่มี

งานวิจัยเรื่อง “Power system capacity expansion under higher penetration of renewables considering flexibility constraints and low carbon policies” [14] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยแบบจำลอง MILP โดยพิจารณาถึงเงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เงื่อนไขเชิงภูมิภาค รวมถึงเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมง โดยพิจารณาโหลดตลอดทั้งปี และทดสอบวิธีการวางแผนที่นำเสนอกับระบบไฟฟ้าในภาคตะวันตกเฉียงเหนือของประเทศจีน อย่างไรก็ตามแบบจำลองนี้ใช้เวลาและความพยายามในการคำนวณที่สูงมาก โดยต้องใช้เวลาราว 6 ชั่วโมงสำหรับการจัดทำแผนหนึ่งปี

งานวิจัยเรื่อง “Power system expansion planning under global and local emission mitigation policies” [15] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบส่ง

ไฟฟ้าโดยพิจารณาผลกระทบจากนโยบายลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระดับโลกและระดับท้องถิ่นที่มีต่อแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า โดยมีการแยกโหลดเป็นรายภูมิภาค พิจารณาเงื่อนไขของระบบส่งกำลังไฟฟ้า และทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศชิลีซึ่งมีกำลังผลิตติดตั้ง 21,869 MW ในปี ค.ศ. 2016 อย่างไรก็ตามวิธีการวางแผนที่นำเสนอในงานวิจัยฉบับนี้ละเลยการพิจารณาโหลดเป็นรายชั่วโมง และเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้าย่อยรายชั่วโมง

งานวิจัยเรื่อง “A multi-criteria, long-term energy planning optimization model with integrated on-grid and off-grid electrification – The case of Uganda” [16] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยใช้แบบจำลอง MILP แบบหลายวัตถุประสงค์ซึ่งใช้สำหรับระบบไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้ายังมีการเข้าถึงระบบไฟฟ้าไม่สูงนักและมีโหลดที่ไม่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าอยู่ด้วย โดยหนึ่งในวัตถุประสงค์ในการวางแผนของงานวิจัยนี้คือการวางแผนให้ผลต่างระหว่างผู้ที่เข้าถึงระบบไฟฟ้าในเขตเมืองและในชนบทต่ำที่สุด แต่ละเลยการพิจารณาโหลดเป็นรายชั่วโมง และเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้าย่อยรายชั่วโมง และทำการวางแผนทุกๆ 5 ปี งานวิจัยนี้ถูกทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศยูกันดา (Uganda)

งานวิจัยเรื่อง “Impact of operational flexibility on electricity generation planning with renewable and carbon targets” [45] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ทั้งนี้งานวิจัยนี้ใช้วิธีการจับกลุ่มโรงไฟฟ้ารวมถึงการพิจารณาเฉพาะปีสุดท้ายของการวางแผนเพื่อลดความซับซ้อนในการแก้ปัญหา

งานวิจัยเรื่อง “Generation expansion planning with high share of renewables of variable output” [46] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าย่อยรายชั่วโมง โดยมีการใช้วิธีการจับกลุ่มโรงไฟฟ้าเพื่อลดความซับซ้อนในการแก้ปัญหา

งานวิจัยเรื่อง “Unit commitment constraints in long-term planning models: Relevance, pitfalls and the role of assumptions on flexibility” [47] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ทั้งนี้มีการใช้วิธีการจับกลุ่มโรงไฟฟ้ารวมถึงการพิจารณาเฉพาะในบางช่วงเวลาโดยใช้ตัวแทนของข้อมูลเพื่อลดความซับซ้อนในการแก้ปัญหา

งานวิจัยเรื่อง “Optimizing generation expansion planning with operational uncertainty: A multistage adaptive robust approach” [49] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

นอกจากนี้ยังมีการแบ่งระบบไฟฟ้าออกเป็นภูมิภาค ทั้งนี้มีการใช้วิธีการพิจารณาเฉพาะในบางช่วงเวลาโดยใช้ตัวแทนของข้อมูลเพื่อลดความซับซ้อนในการแก้ปัญหา

งานวิจัยเรื่อง “An integrated progressive hedging and benders decomposition With multiple master method to solve the Brazilian generation expansion problem” [50] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ทั้งนี้มีการใช้วิธีการพิจารณาเฉพาะในบางช่วงเวลาโดยใช้ตัวแทนของข้อมูลเพื่อลดความซับซ้อนในการแก้ปัญหา

งานวิจัยเรื่อง “Power-Based generation expansion planning for flexibility requirements” [51] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ทั้งนี้มีการใช้วิธีการพิจารณาเฉพาะในบางช่วงเวลาโดยใช้ตัวแทนของข้อมูลรวมถึงการพิจารณาเฉพาะที่สุดท้ายของการวางแผนเพื่อลดความซับซ้อนในการแก้ปัญหา

งานวิจัยเรื่อง “Energy transition planning with high penetration of variable renewable energy in developing countries: The case of the Bolivian interconnected power system” [52] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการแบ่งระบบไฟฟ้าออกเป็นภูมิภาค งานวิจัยฉบับนี้ลดความซับซ้อนในการแก้ปัญหาโดยการแบ่งช่วงเวลาในหนึ่งปีออกเป็น 365 วัน แล้วทำการแก้ปัญหาทีละ 4 วัน โดยใช้ผลการวางแผนเฉพาะของวันแรกเป็นค่าเริ่มต้นในการพิจารณาของวันถัดไป

งานวิจัยเรื่อง “Robust coordinated transmission and generation expansion planning considering ramping requirements and construction periods” [55] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบส่งไฟฟ้า โดยมีการคำนวณหาค่าการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าที่ต้องการทั้งการเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้าเพื่อให้สามารถรองรับความไม่แน่นอนที่เกิดจากกำลังผลิตไฟฟ้าพลังลมที่จะเพิ่มขึ้นในระบบผลิตไฟฟ้า

งานวิจัยเรื่อง “A fast flexibility-driven generation portfolio planning method for sustainable power systems” [56] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าพร้อมเงื่อนไขสมดุลการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าของกำลังผลิตไฟฟ้าและโหลด โดยพิจารณาทั้งอัตราการเพิ่มและลดกำลังผลิตไฟฟ้ารวมถึงโหลด

งานวิจัยเรื่อง “Integrated expansion planning of electric energy generation, transmission, and storage for handling high shares of wind and solar power

generation” [57] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า ระบบส่งกำลังไฟฟ้า และระบบกักเก็บพลังงานพร้อมเงื่อนไขการเปลี่ยนแปลงกำลังไฟฟ้าและกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย

งานวิจัยเรื่อง “Two-Layer generation expansion planning based on flexibility balance” [58] นำเสนอแบบจำลองการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าแบบสองระดับ โดยแยกแบบจำลองการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าออกจากแบบจำลองการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และมีกลไกการหาสมดุลระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าและโหลด และดัชนีความยืดหยุ่น (Flexibility Index) ของระบบไฟฟ้า

งานวิจัยเรื่อง “Optimization-based expansion planning for power and hydrogen systems with feedback from a unit commitment model” [64] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าร่วมกับระบบเชื้อเพลิงไฮโดรเจน โดยพิจารณาเงื่อนไขการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า วิธีที่นำเสนอนี้ทดสอบกับระบบไฟฟ้าและเชื้อเพลิงไฮโดรเจนของประเทศชิลี

งานวิจัยเรื่อง “Analysis of electricity supply and demand intra-annual dynamics in Brazil: A multi-period and multi-regional generation expansion planning model” [65] นำเสนอแบบจำลองการวางแผนขยายกำลังผลิตและระบบส่งไฟฟ้า โดยการรวมผลของแบบจำลองสองแบบที่ใช้สำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า วิธีที่นำเสนอนี้ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศบราซิล

### 2.3 วิธีการแบ่งระดับโหลด

ในส่วนของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการแบ่งระดับโหลด จะมีดังต่อไปนี้

งานวิจัยเรื่อง "A new approach to determine base, intermediate and peak-demand in an electric power system" [59] นำเสนอวิธีการแบ่งระดับโหลดโดยใช้การจัดกลุ่มแบบ เค-มีน (K-means clustering) โดยหาค่าศูนย์กลางแบบเรขาคณิต (Centroid) ของข้อมูลโหลดจำนวน 2 ค่าเพื่อแบ่งโหลดออกเป็น 3 ระดับ

งานวิจัยเรื่อง “A multi-region load dispatch model for the long-term optimum planning of China’s electricity sector” [60] นำเสนอวิธีแบ่งระดับโหลดโดยอาศัยช่วงเวลา โดยการกำหนดว่าโหลดในแต่ละระดับจะเกิดขึ้นในเวลาใด เช่น กำหนดให้โหลดที่เกิดขึ้นระหว่างเวลา 0:00 นาฬิกาถึง 8:00 นาฬิกาเป็นโหลดฐาน ให้โหลดที่เกิดขึ้นระหว่างเวลา 8:00 นาฬิกาถึง 16:00 นาฬิกาเป็นโหลดระดับกลาง และให้โหลดที่เกิดขึ้นระหว่างเวลา 16:00 นาฬิกาถึง 0:00 นาฬิกาเป็นโหลดระดับสูง

งานวิจัยเรื่อง “How should price-responsive electricity tariffs evolve? An analysis of the German net demand case” [61] นำเสนอวิธีแบ่งระดับโหลดตามช่วงควอร์ไทล์



(Quartile) โดยการแบ่งค่าโหลดออกเป็น 4 กลุ่มตามค่าโหลดในแต่ละช่วง แล้วให้ค่าโหลดในช่วงควอร์ไทล์ที่ 1 เป็นโหลดฐาน ให้ค่าโหลดในช่วงควอร์ไทล์ที่ 2 และ 3 เป็นโหลดระดับกลาง และให้ค่าโหลดในช่วงควอร์ไทล์ที่ 4 เป็นโหลดระดับสูง

งานวิจัยเรื่อง “An analysis of the interactions between daily electricity demand levels in France” [62] ได้ปรับปรุงวิธีก่อนหน้านี้โดยการจัดหมวดหมู่โหลดรายวันทั้งตามระดับและระหว่างช่วงเวลาในหนึ่งวัน โดยเป็นการรวมวิธีจากงานวิจัยทั้งสองเรื่องก่อนหน้านี้เข้าด้วยกัน

## 2.4 วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน

ในส่วนของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน จะมีงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ดังต่อไปนี้:

งานวิจัยเรื่อง “MILP formulation for generation and storage asset sizing and siting for reliability constrained system planning” [17] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานโดยหาทั้งขนาดและตำแหน่งของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่ต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยใช้ค่าประมาณที่เป็นเชิงเส้นของดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับเป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้า นอกจากนี้ยังพิจารณาเงื่อนไขการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าโดยใช้ตัวแทนข้อมูลโหลดรายวันในฤดูร้อนและฤดูหนาวปีละ 2 วันในการ วิธีการที่นำเสนอนี้ถูกทดสอบกับระบบไฟฟ้าทดสอบขนาด 6 บัสที่มีโหลดสูงสุด 135 MW และระบบไฟฟ้า IEEE 118 บัส โดยที่ไม่ได้ทำการทดสอบกับระบบไฟฟ้าระดับประเทศจริงๆ

งานวิจัยเรื่อง “A new approach for coupling the short- and long-term planning models to design a pathway to carbon neutrality in a coal-based power system” [32] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยการรวมขั้นตอนการวางแผนในระยะยาวกับวิธีการวางแผนในระยะสั้นเข้าด้วยกัน โดยในแบบจำลองการวางแผนในระยะสั้นมีการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและการจัดสรรกำลังผลิตให้ระบบกักเก็บพลังงานด้วย โดยวิธีการที่นำเสนอนี้ถูกทดสอบกับระบบไฟฟ้าของประเทศโปแลนด์เพื่อทำแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. 2050

งานวิจัยเรื่อง “Whole systems assessment of the value of energy storage in low-carbon electricity systems” [40] นำเสนอวิธีการประเมินมูลค่าของระบบกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่จากมูลค่าของระบบไฟฟ้าทั้งระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่าย นอกจากนี้ยังนำเสนอวิธีการประมาณค่าโอกาสเกิดไฟฟ้าดับให้เป็นฟังก์ชันเชิงเส้นเพื่อให้สามารถใช้ในแบบจำลอง MILP ได้ โดยวิธีการที่นำเสนอนี้ได้ถูกใช้ทดสอบกับระบบไฟฟ้าของสหราชอาณาจักร

งานวิจัยเรื่อง “Developing a multi-objective framework for expansion planning studies of distributed energy storage systems (DESSs)” [68] นำเสนอวิธีการหาตำแหน่งและขนาดที่เหมาะสมของระบบกักเก็บพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Storage System) โดยมีการใช้แบบจำลอง MILP เพื่อแก้ปัญหาการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับระบบกักเก็บพลังงาน และตรวจสอบว่าตำแหน่งและขนาดของระบบกักเก็บพลังงานเหมาะสมหรือไม่ด้วย non-dominated sorting genetic algorithm II (NSGA-II) โดยวิธีการที่นำเสนอนี้ถูกใช้ทดสอบกับระบบไฟฟ้า IEEE 24 บัสที่ถูกปรับปรุงข้อมูล

งานวิจัยเรื่อง “Generation capacity expansion considering hydrogen power plants and energy storage systems” [70] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงไฮโดรเจนและระบบกักเก็บพลังงาน โดยการทดแทนโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงด้วยโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซที่สามารถใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนได้ นอกจากนี้ยังนำเสนอวิธีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบของเชื้อเพลิงไฮโดรเจนโดยการผลิตเชื้อเพลิงไฮโดรเจนจากกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis)

งานวิจัยเรื่อง “Coordinated short-term scheduling and long-term expansion planning in microgrids incorporating renewable energy resources and energy storage systems” [72] นำเสนอเครื่องมือสำหรับวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในไมโครกริด (Microgrid) โดยจะพิจารณาทั้งการวางแผนในระยะยาวและเงื่อนไขเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระยะสั้นเพื่อเลือกขนาดและตำแหน่งของโรงไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงาน หรือสายส่งที่เหมาะสมสำหรับไมโครกริด โดยสร้างปัญหาในรูปแบบแบบจำลอง MINLP แล้วแก้ปัญหาด้วยวิธีเมตาฮิวริสติก

งานวิจัยเรื่อง “Optimal planning of storage in power systems integrated with wind power generation” [73] นำเสนอวิธีการหาขนาดและตำแหน่งที่เหมาะสมที่สุดของระบบกักเก็บพลังงานในระบบไฟฟ้าที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานลม โดยมีการพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของพลังงานลมในแบบจำลอง

งานวิจัยเรื่อง “A techno-economic planning model for integrated generation and transmission expansion in modern power systems with renewables and energy storage using hybrid Runge Kutta-gradient-based optimization algorithm” [74] นำเสนอแบบจำลองสำหรับใช้วางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบส่งกำลังไฟฟ้าร่วมกับแหล่งกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน

งานวิจัยเรื่อง “Towards 100% renewable islands in 2040 via generation expansion planning: The case of São Vicente, Cape Verde” [75] นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานเพื่อให้บรรลุเป้าหมายในการผลิตพลังงานไฟฟ้า

ทั้งหมดจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน โดยใช้เกาะเซาวิเซนเต (São Vicente) ในประเทศเคปเวิร์ด (Cape Verde) เป็นกรณีศึกษา

งานวิจัยเรื่อง “Evaluation of Australia’s generation-storage requirements in a fully renewable grid with intermittent and flexible generation” [76] นำเสนอวิธีประเมินขนาดกักเก็บพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานของประเทศออสเตรเลียที่ต้องมีในกรณีที่ต้องการให้พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน รวมถึงผลกระทบของกำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนต่างๆ ทั้งที่ยืดหยุ่นและไม่ยืดหยุ่นต่อขนาดกักเก็บพลังงานไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงาน

## 2.5 วิธีวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่คล้ายกับวิธีการที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ในส่วนของงานวิจัยที่นำเสนอวิธีวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่คล้ายกับวิธีที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ซึ่งเป็นการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้น มีงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ดังต่อไปนี้:

วิทยานิพนธ์เรื่อง “การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่” [66] ได้กล่าวถึงแนวคิดการวางแผนที่พิจารณาถึงเงื่อนไขเชิงพื้นที่ โดยมีการแบ่งโหลดตามพื้นที่ พิจารณาดัชนีความมั่นคงรายพื้นที่ และเงื่อนไขการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมว่าแต่ละภูมิภาคนั้นสามารถรองรับโรงไฟฟ้าประเภทใดได้บ้างตามชนิดเชื้อเพลิงที่มีให้ใช้ในพื้นทีนั้นๆ อย่างไรก็ตามการพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่นำเสนอไว้ในงานวิจัยฉบับนี้ยังมีจุดที่ปรับปรุงได้อยู่ โดยจะกล่าวถึงในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ต่อไป

วิทยานิพนธ์เรื่อง “การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด” [42] เป็นงานวิจัยต่อเนื่องจาก [66] โดยนำเสนอวิธีการประเมินว่าระบบผลิตไฟฟ้ามีโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้อย่างรวดเร็วเพียงพอหรือไม่ โดยการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าออกเป็น 3 ระดับ ได้แก่ โหลดฐาน (Base Load) โหลดระดับกลาง (Intermediate Load) และโหลดระดับสูง (Peak Load) โดยโหลดระดับสูงนั้นจะกำหนดให้เท่ากับกำลังผลิตพิกัดของโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูง (Peak Load Power Plant) แล้วจึงหาเส้นแบ่งระหว่างโหลดฐานและโหลดระดับกลาง โดยการหาค่าโหลดที่มีอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลดสูงสุด (Maximum Ramp-Up Load) ที่อยู่เหนือเส้นมัธยฐาน (Median) ของข้อมูลโหลดรายชั่วโมง นอกจากนี้ยังเพิ่มเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้าของโหลดระดับกลางเป็นเงื่อนไขการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า โดยจะทำการเพิ่มโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับกลางเมื่อกำลังผลิตสำรองของโหลดระดับกลางมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์ หรือไม่สามารจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับโหลดระดับกลางโดยโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับกลางได้ทุกชั่วโมง อย่างไรก็ตามวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มี

ข้อจำกัดคือวิธีการแบ่งโหลดที่นำเสนอ นั้น จะทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของโหลดระดับกลางมีค่าค่อนข้างสูง ในขณะที่โรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับกลางนั้นในวิทยานิพนธ์กำหนดให้มีเพียงโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ทำให้จำเป็นต้องเพิ่มโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซเข้าสู่ระบบเป็นจำนวนมากในช่วงต้นแผนถึงแม้ในช่วงเวลาดังกล่าวระบบไฟฟ้าจะยังมีระดับความเชื่อถือได้ในระบบสูงอยู่ นอกจากนี้วิธีการแบ่งลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าด้วยอัตราการเพิ่มขึ้นของโหลดยังขึ้นกับความผันผวนของความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดปีฐาน ทำให้อาจจะไม่เหมาะสำหรับการวางแผนในระยะยาวที่มีความไม่แน่นอนสูง

วิทยานิพนธ์เรื่อง “การกำหนดขนาดกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย” [38] นำเสนอแนวทางการกำหนดเกณฑ์กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่มีความเหมาะสมและสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย โดยการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่กำหนดไว้ แล้วหาเกณฑ์กำลังผลิตสำรองที่ต่ำที่สุดที่ผ่านเกณฑ์ดังกล่าว นอกจากนี้ยังนำเสนอหลักการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศเมื่อพิจารณาผลกระทบของความเสี่ยงของความสำเร็จจากการดำเนินการตามแผนอนุรักษ์พลังงาน และวิธีประเมินเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่เหมาะสมเมื่อพิจารณาถึงผลกระทบจากความไม่พร้อมจ่ายของระบบการจัดการเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของประเทศ แนวคิดจากงานวิจัยดังกล่าวนำมาซึ่งการกำหนดให้ใช้เกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับแทนเกณฑ์กำลังผลิตสำรองในงานวิจัยฉบับนี้

วิทยานิพนธ์เรื่อง “การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด” [77] นำเสนอหลักการในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ โดยนำเสนอวิธีการประเมินขนาดปริมาณกักเก็บของแบตเตอรี่จากกำลังผลิตที่คาดว่าจะไม่สามารถพึ่งพาได้จากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน การจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงาน และการประเมินโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในระบบไฟฟ้าที่มีระบบกักเก็บพลังงาน นอกจากนี้ยังพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด โดยแบ่งลักษณะโหลดออกเป็น 5 ระดับ ได้แก่ โหลดฐาน (Base Load) โหลดระดับกลางล่าง (Intermediate Load) โหลดระดับกลางบน (Cycling Load) โหลดระดับสูง (Peak Load) และโหลดระดับสูงสุด (Super Peak Load) โดยกำหนดให้โหลดฐานมีค่าเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดเมื่อหักลบการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงและโหลดระดับสูงสุดไปแล้ว แล้วแบ่งโหลดระดับกลางล่างและโหลดระดับกลางบนด้วยวิธีการ K-Means Cluster Analysis และจำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าให้มีความสอดคล้องกับระดับโหลด โดยกำหนดให้โรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับกลางบนเป็นโรงไฟฟ้าที่ทำหน้าที่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดเพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้า และยังเสนอให้นำโรงไฟฟ้าพลังความ

ร้อนรวมมาเดินเครื่องเฉพาะส่วนของกังหันก๊าซแบบกังหันก๊าซวัฏจักรเปิด (Open Cycle Gas Turbine) เพื่อให้สามารถนับเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโหลระดับกลางบนได้ ทั้งนี้เพื่อลดปริมาณโรงไฟฟ้าสำหรับโหลระดับกลางบนที่ต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงต้นแผน อย่างไรก็ตามงานวิจัยที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังมีข้อจำกัดอยู่ นั่นคือวิธีการประเมินขนาดพิกัดติดตั้งของแบตเตอรี่ในงานวิจัยฉบับนี้นั้นใช้วิธีการเชิงตัดสินใจ (Deterministic Method) ซึ่งขึ้นกับความรู้พื้นฐานและวิธีการตัดสินใจของผู้พิจารณา นอกจากนี้ในปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใหม่ๆ จะออกแบบให้เพลลาของกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำเป็นเพลลาเดียวกัน (Single-shaft) แล้วขับเคลื่อนไฟฟ้าตัวเดียวเพื่อลดต้นทุนและเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมของโรงไฟฟ้า ทำให้โรงไฟฟ้าที่สามารถเดินเครื่องแบบกังหันก๊าซวัฏจักรเปิดได้เหลืออยู่ไม่มาก จึงไม่สามารถลดจำนวนโรงไฟฟ้าสำหรับโหลระดับกลางบนที่ต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงต้นแผนได้มากนัก วิธีการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาโรงไฟฟ้าที่สามารถเดินเครื่องแบบกังหันก๊าซวัฏจักรเปิดได้ยังมีความซับซ้อนเนื่องจากโรงไฟฟ้างกล่าวจะไม่สามารถเดินเครื่องแบบโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพร้อมกับการเดินเครื่องแบบกังหันก๊าซวัฏจักรเปิดได้ ทำให้ต้องทำการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าถึง 3 ครั้งสำหรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละเดือน การแบ่งโหลระดับกลางล่างและโหลระดับกลางบนด้วยวิธีการ K-Means Cluster Analysis ยังไม่ได้พิจารณาถึงคุณสมบัติของโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในส่วนองวิธีประเมินโอกาสเกิดไฟฟ้าดับและการพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่นำเสนอในงานวิจัยฉบับนี้ยังมีจุดที่ปรับปรุงได้อยู่ โดยจะกล่าวถึงในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ต่อไป

### บทที่ 3

#### หลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับปัญหาการขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบบพื้นฐาน โดยจะนำเสนอกระบวนการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์แบบ MILP สำหรับปัญหาดังกล่าว จากนั้นจะนำเสนอกระบวนการแปลงแบบจำลอง MILP ให้กลายเป็นแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้น และขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบบพื้นฐาน

#### 3.1 กระบวนการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงกระบวนการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์สำหรับปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่เลือกใช้จะเป็นแบบจำลองเชิงเส้นจำนวนเต็มผสม หรือ Mixed-integer Linear Programming ซึ่งจะประมาณองค์ประกอบที่ไม่เป็นเชิงเส้นของปัญหา เช่น ฟังก์ชันต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า ให้เป็นเชิงเส้น (Linearization) แบบจำลองที่จัดทำขึ้นจะประกอบไปด้วยฟังก์ชันวัตถุประสงค์ (Objective Function) และสมการและอสมการเงื่อนไข (Equality and Inequality Constraints) เพื่อใช้ในกระบวนการ Optimization ต่อไป

##### 3.1.1 ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

เมื่อกำหนดให้เป้าหมายของการวางแผนคือระบบผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุด ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ก็จะเป็นค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิรวม (Levelized Total Cost) ของระบบผลิตไฟฟ้าตลอดระยะเวลาที่ทำการวางแผน ซึ่งค่าใช้จ่ายรวมนี้จะประกอบไปด้วยต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปรของระบบผลิตไฟฟ้า จะทำให้ได้ฟังก์ชันวัตถุประสงค์ดังแสดงในสมการที่ (3.1)

$$\begin{aligned} \min \sum_{y=1}^Y \beta^{y-1} \times & \sum_{m=1}^{12} \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{k=1}^{n_{f,g,y,m}} C_{f,g,k} \times IC_{f,g,k,y,m} \\ & + \sum_{y=1}^Y \beta^{y-1} \times \sum_{m=1}^{12} \sum_{s \in S} \sum_{b=1}^{n_{s,y,m}} C_{s,b} \times E_{s,b,y,m}^{max} \\ & + \sum_{y=1}^Y \beta^{y-1} \times \sum_{m=1}^{12} \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} e_{f,j,y} \times P_{f,g,j,y,m}^D \end{aligned} \quad (3.1)$$

โดย

$$\beta = \frac{1}{1+r} \quad (3.2)$$

$$N_{f,g,y,m} = N_{f,g,y,m-1} + n_{f,g,y,m} \quad (3.3)$$

$$C_{f,g,k} = I_{f,g}^0 + (FOM_{f,g} \times SL_{f,g,k}) \quad (3.4)$$

$$C_{s,b} = I_s^0 + (FOM_s \times SL_{s,b}) \quad (3.5)$$

$$e_{f,g,j,y} = FC_{f,y} \times HR_{f,g,j} + VOM_{f,g} \quad (3.6)$$

$$IC \in \{IC_1, IC_2, IC_3, \dots, IC_n\}$$

โดยที่

$b$	ระบบกักเก็บพลังงานประเภท $s$ โรงที่ $b$ ที่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปี $y$
$f$	ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในเขตของประเภทเชื้อเพลิง $F$
$g$	ประเภทโรงไฟฟ้าในเขตของประเภทโรงไฟฟ้า $G$
$h$	ชั่วโมงในเดือนที่ $m$ ในปี $y$ ในช่วงเวลาการวางแผน
$j$	โรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานที่ $j$ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปี $y$
$k$	โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ประเภท $g$ โรงที่ $k$ ที่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปี $y$
$m$	เดือนในปี $y$ ในช่วงเวลาการวางแผน
$s$	ประเภทระบบกักเก็บพลังงานในเขตของประเภทระบบกักเก็บพลังงาน $S$
$y$	ปีในเขตช่วงเวลาการวางแผน $Y$
$C_{f,g,k}$	ต้นทุนคงที่ต่อเมกะวัตต์ของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์)
$C_{s,b}$	ต้นทุนคงที่ต่อเมกะวัตต์-ชั่วโมงของระบบกักเก็บพลังงาน $b$ ประเภท $s$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$e_{f,g,j,y}$	ต้นทุนผันแปรในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ในปี $y$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$FC_{f,y}$	ค่าเชื้อเพลิง $f$ ในปี $y$ (บาท/ล้านปีทิว)
$FOM_{f,g}$	ค่าบำรุงรักษาคงที่ต่อกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์/ปี)
$FOM_s$	ค่าบำรุงรักษาคงที่ต่อปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานประเภท $s$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง/ปี)
$H_m$	จำนวนชั่วโมงในเดือนที่ $m$ (ชั่วโมง)
$HR_{f,g,j}$	ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (ล้านปีทิว/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$I_{f,g}^0$	ค่าก่อสร้างต่อกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าใหม่ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์)
$I_s^0$	ค่าก่อสร้างระบบกักเก็บพลังงานใหม่ประเภท $s$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$n_{f,g,y,m}$	จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ประเภท $g$ ที่เข้าสู่ระบบในเดือนที่ $m$ ในปี $y$

$n_{s,y,m}$	จำนวนระบบกักเก็บพลังงานประเภท $s$ ที่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปี $y$
$N_{f,g,y,m}$	จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ประเภท $g$ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ปี $y$
$r$	อัตราส่วนลด (%)
$SL_{f,g,k}$	อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าใหม่ $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (ปี)
$SL_{s,b}$	อายุการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานใหม่ $b$ ประเภท $s$ (ปี)
$VOM_{f,g,j}$	ค่าบำรุงรักษาผันแปรต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$E_{s,b,y,m}^{max}$	ตัวแปรพิกัดปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานใหม่ $b$ ประเภท $s$ ที่ถูกเพิ่มเข้ามา ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปี $y$ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$IC_{f,g,k,y,m}$	ตัวแปรกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าใหม่ $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ที่ถูกเพิ่มเข้ามา ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปี $y$ (เมกะวัตต์)
$P_{f,g,j,y,m,h}^D$	ตัวแปรกำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ผลิตในชั่วโมงที่ $h$ ในเดือนที่ $m$ ในปี $y$ (เมกะวัตต์)

ในแต่ละเดือน หากพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ ขณะนั้นมีดัชนีความเชื่อถือได้ไม่ผ่านเกณฑ์หรือไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดทุกชั่วโมง โรงไฟฟ้าใหม่จะถูกเลือกตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขการวางแผนที่กำหนด โรงไฟฟ้าใหม่เหล่านี้จะถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบตามที่แสดงในสมการที่ (3.3) การวางแผนเป็นรายเดือนทำให้ได้ข้อมูลในการวางแผนพัฒนากำลังไฟฟ้าละเอียดขึ้นเนื่องจากสามารถพิจารณาคุณลักษณะของโหลดที่แตกต่างกันในแต่ละฤดูกาลได้

ค่าใช้จ่ายคงที่ของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน คือ ผลรวมของเงินลงทุนรวมกับค่าบำรุงรักษาคงที่ต่อกำลังผลิตไฟฟ้าหรือปริมาณกักเก็บต่อปีคูณด้วยอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าและของระบบกักเก็บพลังงาน ตามที่แสดงในสมการที่ (3.4) และสมการที่ (3.5) ค่าเหล่านี้กำหนดให้มีค่าคงที่สำหรับโรงไฟฟ้าตัวเลือกแต่ละประเภทหรือระบบกักเก็บพลังงานแต่ละประเภท จากสมการที่ (3.1) จะเห็นว่าในฟังก์ชันวัตถุประสงค์นั้นจะพิจารณาเฉพาะค่าใช้จ่ายคงที่ของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานใหม่เท่านั้นเนื่องจากค่าใช้จ่ายคงที่ของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่อยู่ในระบบอยู่แล้วนั้นมีค่าไม่เปลี่ยนแปลงและไม่ขึ้นกับผลการเพิ่มโรงไฟฟ้าจากการวางแผน จึงไม่มีผลในการทำ Optimization อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายคงที่ของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่อยู่ในระบบอยู่แล้วนั้นจะถูกรวมเข้าไปด้วยในการคำนวณต้นทุนค่าไฟฟ้าของระบบไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายผันแปรของโรงไฟฟ้า คือ ผลรวมของค่าเชื้อเพลิงกับค่าบำรุงรักษาผันแปรของโรงไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้านำมาจากราคาเชื้อเพลิงและอัตราความร้อน (Heat Rate) ของโรงไฟฟ้าตามที่แสดงในสมการที่ (3.6) โดยไม่มีการพิจารณาค่าใช้จ่ายผันแปรของระบบกักเก็บ



พลังงาน ราคาซื้อเพลิงในแต่ละปีนั้นสามารถกำหนดให้แตกต่างกันได้ โดยอาจจะขึ้นกับราคาตลาดที่มีการพยากรณ์เอาไว้ในอนาคต ทั้งนี้ในฟังก์ชันวัตถุประสงค์ได้พิจารณาอัตราส่วนลด (Discount Rate) ในรูปของฟังก์ชัน  $\beta$  เอาไว้ด้วยตามที่แสดงในสมการที่ (3.2) เพื่อให้เห็นมูลค่าเงินตามเวลา

### 3.1.2 เงื่อนไขการวางแผน

ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีการพิจารณาเงื่อนไขเหล่านี้ประกอบเพื่อรับประกันว่าระบบไฟฟ้าที่เป็นผลจากการวางแผนนั้นจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอ มีความพร้อมจ่าย (Availability) มีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์ เป็นไปตามแผนที่คาดหวังไว้ และสามารถทำได้จริง โดยเงื่อนไขเหล่านี้ประกอบไปด้วย

#### (1) เงื่อนไขความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

เงื่อนไขความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่มักจะถูกพิจารณาในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในระยะยาว โดยเฉพาะอย่างยิ่งการวางแผนที่ใช้แบบจำลองเชิงเส้นคือกำลังผลิตสำรอง ( $RM$ ) ซึ่งคำนวณได้จากผลรวมของกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity;  $IC_{f,g,j,y,m}$ ) ของระบบไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงาน ( $P_{s,j}^{max}$ ) ลบด้วยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ( $PL_{y,m}$ ) จากนั้นจึงหารด้วยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพื่อให้ได้ผลลัพธ์เป็นร้อยละของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ทั้งนี้สำหรับประเทศไทยนั้นมีการกำหนดสมมติฐานว่าโรงไฟฟ้าอาจจะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามกำลังผลิตติดตั้งเนื่องจากสภาพของเครื่องจักรที่เสื่อมลงหรือความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน [78] จึงมีการนิยามค่าองค์ประกอบความพึ่งพาได้ (Dependable Factor;  $DF_{f,g,m}$ ) ในแต่ละเดือนขึ้นมาเพื่อใช้ปรับค่ากำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าเมื่อใช้คำนวณกำลังผลิตสำรอง โดยผลคูณระหว่างกำลังผลิตติดตั้งและองค์ประกอบความพึ่งพาได้นี้จะถูกเรียกว่า กำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) โดยค่ากำลังผลิตพึ่งได้นี้อาจแตกต่างกันไปในแต่ละเดือนตามฤดูกาล เงื่อนไขกำลังผลิตสำรองและสมการสำหรับคำนวณนั้นแสดงในสมการที่ (3.7) และ (3.8)

$$\forall y \forall m : RM \geq RM_{target} \quad (3.7)$$

$$RM = \frac{(\sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} DF_{f,g,m} \times IC_{f,g,j,y,m} + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} DF_{s,m} \times P_{s,j}^{max}) - PL_{y,m}}{PL_{y,m}} \quad (3.8)$$

นอกจากกำลังผลิตติดตั้งแล้ว ดัชนีที่มักถูกใช้เป็นเงื่อนไขการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าคือโอกาสเกิดไฟฟ้ายดับ ( $LOLE$ ) โดยโอกาสเกิดไฟฟ้ายดับเป็นจำนวนชั่วโมงเฉลี่ยที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่โหลดรายชั่วโมงมีค่าสูงกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่พร้อมจ่ายในขณะนั้น โดยจะคำนวณจากแบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบผลิตไฟฟ้า (ที่สร้างจากข้อมูลกำลังผลิตติดตั้ง ( $IC_{f,g,j,y,m}$ ) และค่าอัตราการหลุดออกจากระบบ ( $FOR_{f,g,j}$ ) และพิจารณาร่วมกับเส้นโค้งระยะเวลาโหลด ( $LDC_{y,m}$ ) เงื่อนไขโอกาสเกิดไฟฟ้ายดับและสมการสำหรับคำนวณนั้นแสดงในสมการที่ (3.9) และ (3.10)

$$\forall y \forall m : LOLE \geq LOLE_{target} \quad (3.9)$$

$$\forall y \forall m \forall f \forall g \forall j : LOLE(y, m) = fn(IC_{f,g,j,y,m}, FOR_{f,g,j}, LDC_{y,m}) \quad (3.10)$$

โอกาสเกิดไฟฟ้าดับนั้นจะคำนวณจากความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์ที่โหลดรายชั่วโมงมีค่าสูงกว่ากำลังผลิตไฟฟ้า และระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์นั้น ฟังก์ชันของโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในสมการที่ (3.10) จึงไม่เป็นเชิงเส้น ดังนั้นเงื่อนไขโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจะไม่ถูกกล่าวถึงในกระบวนการแปลงแบบจำลองที่จะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไปเพื่อให้แบบจำลองคงความเป็นเชิงเส้นอยู่

## (2) เงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวชั่วโมง

เงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวชั่วโมงนั้นจะตรวจสอบว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิต ที่รับหรือจ่ายจากระบบกักเก็บพลังงาน และโหลดสมมูลกันในทุกชั่วโมง เพื่อรับรองว่าระบบผลิตไฟฟ้านั้นมีความพร้อมจ่ายตลอดเวลา ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนบางประเภทนั้นจะมีการผลิตไฟฟ้าที่ไม่แน่นอนและผันผวน นอกจากนี้ยังสั่งการเดินเครื่องไม่ได้ จึงอาจทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอในบางช่วงเวลาแม้ว่ากำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าจะสูงกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดแล้วก็ตาม เงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวชั่วโมงสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระบบกักเก็บพลังงานนั้นแสดงในสมการที่ (3.11) โดยมีการพิจารณาประสิทธิภาพในการอัดและคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานด้วยเพื่อให้สอดคล้องกับความสูญเสียทางไฟฟ้าที่เกิดจากการใช้งานระบบกักเก็บพลังงาน ทั้งนี้การกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานมีความสูญเสียพร้อมกับฟังก์ชันวัตถุประสงค์ที่ต้องการให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุดก็จะส่งผลให้ระบบกักเก็บพลังงานถูกใช้เท่าที่จำเป็นเท่านั้น ทำให้สามารถละลายตัวแปรแสดงสถานะอัดหรือคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานไปได้ [73]

$$\begin{aligned} \forall y \forall m \forall h : \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} P_{f,g,j,y,m,h}^D + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} P_{s,j,y,m,h}^{dch} \times \eta_{s,j}^{dch} \\ = L_{y,m,h} + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} \frac{P_{s,j,y,m,h}^{ch}}{\eta_{s,j}^{ch}} \end{aligned} \quad (3.11)$$

โดย

$L_{y,m,h}$  โหลดในชั่วโมงที่  $h$  ในเดือนที่  $m$  ในปีที่  $y$  (เมกะวัตต์)

$N_{s,y,m}$  จำนวนระบบกักเก็บพลังงานประเภท  $s$  ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่  $m$  ในปีที่  $y$

$\eta_{s,j}^{ch}$  ประสิทธิภาพในการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  (%)

$\eta_{s,j}^{dch}$  ประสิทธิภาพในการคายประจุของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  (%)

$P_{s,j,y,m,h}^{ch}$  ตัวแปรกำลังไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  รับเข้าไปในชั่วโมงที่  $h$  ในเดือนที่  $m$  ในปีที่  $y$  (เมกะวัตต์)

$P_{s,j,y,m,h}^{dch}$  ตัวแปรกำลังไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  จ่ายออกมาในชั่วโมงที่  $h$  ในเดือนที่  $m$  ในปี  $y$  (เมกะวัตต์)

### (3) เงื่อนไขการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน

เงื่อนไขการทำงานของระบบกักเก็บพลังงานนี้กำหนดขึ้นเพื่อให้แบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานสอดคล้องกับคุณลักษณะจริง เงื่อนไขเหล่านี้ได้แก่ การสะสมพลังงาน ขอบเขตของการรับและจ่ายกำลังไฟฟ้า และขอบเขตของสถานะการอัดประจุ (State-of-Charge; SOC) ดังที่แสดงในสมการที่ (3.12) ถึง (3.17) ทั้งนี้พิกัดปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานอาจจะแตกต่างกันไปในแต่ละปี โดยจะขึ้นกับการเสื่อมประสิทธิภาพ (Degradation) ของระบบกักเก็บพลังงาน

$$\forall y \forall m \forall h \forall s \forall j : E_{s,j,y,m,h} = E_{s,j,y,m,h-1} + P_{s,j,y,m,h}^{ch} - P_{s,j,y,m,h}^{dch} \quad (3.12)$$

$$\forall y \forall m \forall s \forall j : E_{s,j,y,m,1} = SOC^0 \times E_{s,j,y,m}^{max} \quad (3.13)$$

$$\forall y \forall m \forall s \forall j : E_{s,j,y,m,H_m} = SOC^0 \times E_{s,j,y,m}^{max} \quad (3.14)$$

$$\forall y \forall m \forall h \forall s \forall j : 0 \leq P_{s,j,y,m,h}^{ch} \leq P_{s,j}^{max} \quad (3.15)$$

$$\forall y \forall m \forall h \forall s \forall j : 0 \leq P_{s,j,y,m,h}^{dch} \leq P_{s,j}^{max} \quad (3.16)$$

$$\forall y \forall m \forall h \forall s \forall j : E_{s,j,y,m}^{max} \times SOC_{s,j}^{min} \leq E_{s,j,y,m,h} \leq E_{s,j,y,m}^{max} \times SOC_{s,j}^{max} \quad (3.17)$$

โดย

$E_{s,j,y,m,h}$  ตัวแปรพลังงานที่สะสมอยู่ในระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  ในชั่วโมงที่  $h$  ในเดือนที่  $m$  ในปี  $y$  (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)

$E_{s,j,y,m}^{max}$  พิกัดปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  ในเดือนที่  $m$  ในปี  $y$  (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)

$P_{s,j}^{max}$  พิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  (เมกะวัตต์)

$SOC^0$  สถานการณ์อัดประจุเริ่มต้นของระบบกักเก็บพลังงาน (%)

$SOC_{s,j}^{max}$  สถานะการอัดประจุสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  (%)

$SOC_{s,j}^{min}$  สถานะการอัดประจุนต่ำสุดของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  (%)

### (4) เงื่อนไขสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

เงื่อนไขสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าคือเงื่อนไขที่จำกัดร้อยละของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงชนิดหนึ่งต่อพลังงานทั้งหมดที่ต้องผลิต โดยเงื่อนไขนี้จะใช้เพื่อจำกัดการพึ่งพาแหล่งเชื้อเพลิงของระบบผลิตไฟฟ้าไม่ให้เกิดขีดความสามารถในการจัดหาเชื้อเพลิงของระบบผลิตไฟฟ้า รวมถึงอาจใช้เพื่อจำกัดไม่ให้ระบบผลิตไฟฟ้าพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดหนึ่งๆ มากเกินไป ทั้งนี้เพื่อเพิ่มความมั่นคงและความหลากหลายของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยเงื่อนไขนี้จำเป็นต้องถูกพิจารณาในการ

สั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า จึงถูกกำหนดให้เป็นเงื่อนไขของปัญหา Optimization ดังที่แสดงในสมการที่ (3.18) โดยสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงอาจจะแตกต่างกันไปในแต่ละปีก็ได้

$$\forall y \forall f : \sum_{m=1}^{12} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,y,m,h}^D \leq \sum_{m=1}^{12} \delta_{f,y} \times \sum_{h=1}^{H_m} L_{y,m,h} \quad (3.18)$$

โดย

$\delta_{f,y}$  สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงของเชื้อเพลิง  $f$  ในปีที่  $y$  (%)

จากสมการที่ (3.18) จะเห็นว่าค่าสัดส่วนที่กำหนดจะถูกใช้เทียบกับความต้องการพลังงานไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณา ไม่ใช่พลังงานทั้งหมดที่ต้องผลิต ทั้งนี้เนื่องจากวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นเป็นวิธีการวางแผนร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งกำหนดสมมติฐานว่าการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานจะเกิดความสูญเสียทางไฟฟ้า (Loss) ขึ้นในระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งความสูญเสียดังกล่าวทำให้ต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากยังไม่ทราบว่าต้องใช้สั่งการเดินเครื่องระบบกักเก็บพลังงานอย่างไรในขั้นตอนการกำหนดเงื่อนไขการวางแผน ทำให้ไม่ทราบความสูญเสียที่จะเกิดขึ้น และไม่ทราบว่าต้องผลิตพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดเท่าไร ด้วยเหตุผลข้างต้นจึงจำเป็นต้องประมาณให้พลังงานทั้งหมดที่ต้องผลิตมีค่าเท่ากับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า ณ ปีที่พิจารณาไปก่อน

#### (5) เงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

เงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์นี้กำหนดขึ้นเพื่อจำกัดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากระบบผลิตไฟฟ้า โดยแสดงไว้ตามสมการที่ (3.19) ทั้งนี้เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายความเป็นกลางทางคาร์บอน จึงกำหนดเกณฑ์จำกัดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นปริมาณสุทธิในหน่วยกิโลกรัม

$$\forall y : \sum_{m=1}^{12} \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} EF_f \times HR_{f,g,j} \times P_{f,g,j,y,m,h}^D \leq Em_{y,m} \quad (3.19)$$

โดย

$EF_f$  อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงประเภท  $f$   
(กิโลกรัม/ล้านปีทิว)

$Em_{y,m}$  เกณฑ์จำกัดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเดือนที่  $m$  ปีที่  $y$  (กิโลกรัม)

#### (6) ขอบเขตบนและขอบเขตล่างของกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า

ในบางกรณีผู้ดูแลระบบไฟฟ้าอาจจะมีสัญญาณกำหนดกำลังผลิตไฟฟ้าขั้นต่ำของโรงไฟฟ้าเพื่อเป็นหลักประกันว่าผู้ผลิตไฟฟ้าจะมีรายได้ขั้นต่ำตามที่ตกลงกันไว้ ด้วยเหตุนี้จึงต้องกำหนดขอบเขต

ล่างของกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเหล่านี้เอาไว้ให้สอดคล้องกับสัญญา โดยขอบเขตบนของกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจะเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งหรือกำลังผลิตตามสัญญาของโรงไฟฟ้าในแต่ละปี ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงไปตามการเสื่อมสภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ตามที่แสดงไว้ในสมการที่ (3.20)

$$\forall y \forall m \forall h \forall f \forall j : P_{f,g,j,y,m}^{\min} \leq P_{f,g,j,y,m,h}^D \leq P_{f,g,j,y,m}^{\max} \quad (3.20)$$

โดย

$P_{f,g,j,y,m}^{\min}$  ขอบเขตล่างของกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในเดือนที่  $m$  ในปี  $y$  (เมกะวัตต์)

$P_{f,g,j,y,m}^{\max}$  ขอบเขตบนของกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในเดือนที่  $m$  ในปี  $y$  (เมกะวัตต์)

ทั้งนี้พารามิเตอร์ที่นำเสนอในแบบจำลองนี้เป็นพารามิเตอร์พื้นฐานที่จำเป็นสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าแบบทั่วไป หากมีเงื่อนไขที่ต้องพิจารณามากกว่านี้ ฟังก์ชันวัตถุประสงค์และเงื่อนไขของปัญหาอาจจะซับซ้อนกว่านี้ได้

ในขั้นต่อไปจะเป็นการกระบวนกรแปลงแบบจำลองในหัวข้อแรกให้กลายเป็นแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นเพื่อให้สามารถแก้ปัญหาได้ง่ายขึ้น

### 3.2 กระบวนการประมาณแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ให้ง่ายที่นำเสนอ

กระบวนการแปลงแบบจำลองที่จะนำเสนอนี้เป็นกระบวนการแยกแบบจำลอง MILP ที่นำเสนอไว้ในหัวข้อที่แล้วให้กลายเป็นแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นหลายแบบจำลองต่อเนื่องกัน เนื้อหาในหัวข้อนี้จะเริ่มโดยการอธิบายแนวคิดของการแปลงแบบจำลอง จากนั้นจะกล่าวถึงการเพิ่มตัวแปรพิเศษในแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเข้าไปในแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นเพื่อให้สามารถหาคำตอบของปัญหา Optimization ได้ในทุกกรอบของการคำนวณ และสุดท้ายจะเป็นการนำเสนอแบบจำลองที่ผ่านการแปลงให้ง่ายขึ้นแล้ว

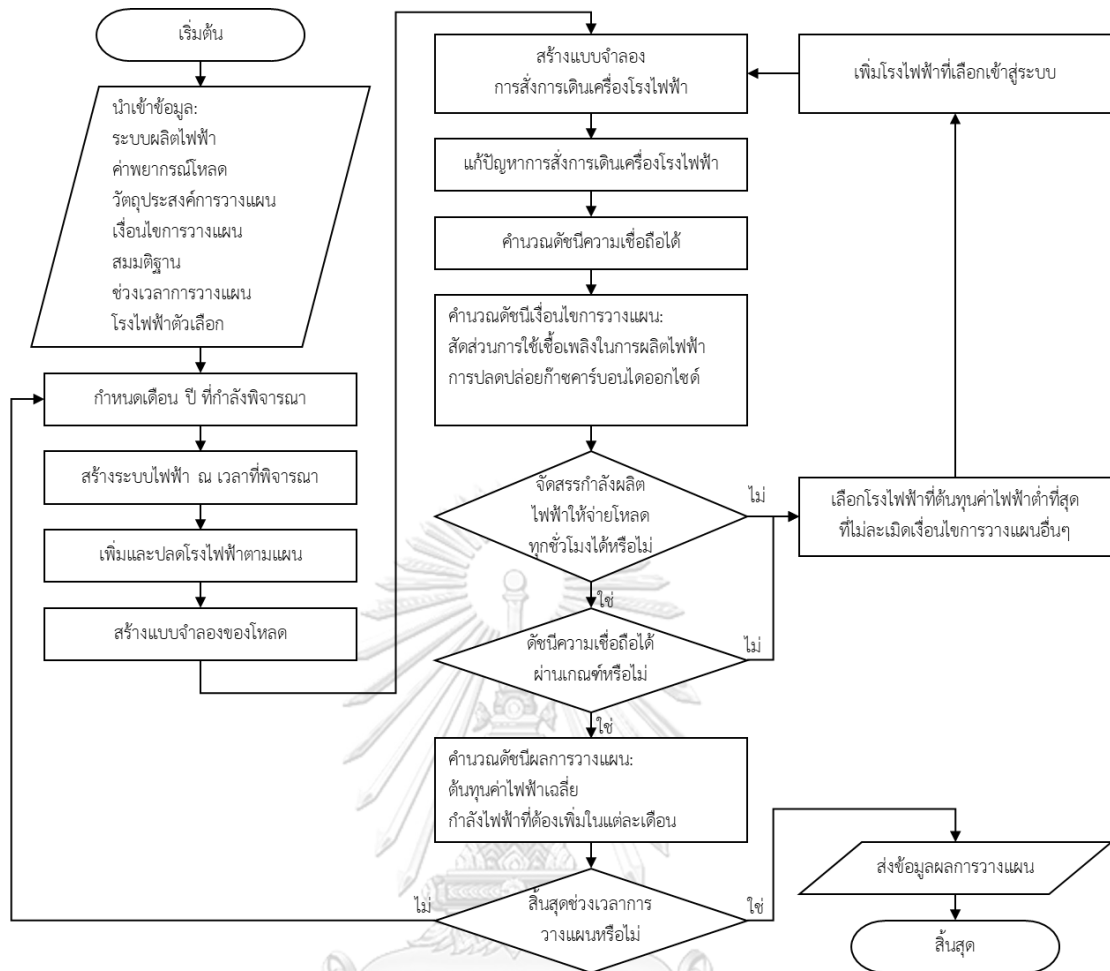
#### 3.2.1 แนวคิดของการประมาณแบบจำลองให้ง่ายขึ้น

กระบวนการเหล่านี้จะถูกนำมาใช้กับแบบจำลอง MILP ที่กล่าวถึงในหัวข้อ 3.1:

- (1) แบ่งปัญหาใหญ่ออกเป็นปัญหารายเดือนหลายๆ ปัญหาเพื่อลดจำนวนตัวแปรที่ต้องหาค่าในการคำนวณ 1 รอบ กระบวนการนี้จะทำให้เกิดแบบจำลอง MILP หลายแบบจำลองและจะสามารถแก้ปัญหาเหล่านี้ได้โดยการทยอยแก้ไปที่ละปัญหาเริ่มจากเดือนแรกของช่วงเวลาการวางแผน โดยคำตอบของปัญหาก่อนหน้าจะถูกใช้เป็นค่าเริ่มต้นของปัญหาถัดไป

- (2) แยกขั้นตอนการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าและเงื่อนไขความมั่นคงของระบบไฟฟ้าออกจากปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (Unit Commitment) กระบวนการนี้จะกำจัดตัวแปรที่เป็นจำนวนเต็ม ทำให้ปัญหาในรูปแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นจำนวนเต็มผสมกลายเป็นแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้น โดยแบบจำลองเชิงเส้นที่เหล่านี้อาจจะถูกใช้สำหรับปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ซึ่งคำตอบที่ได้จะถูกใช้เป็นดัชนีสำหรับตัดสินใจในขั้นตอนการตัดสินใจขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า
- (3) ขั้นตอนการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจะถูกเพิ่มกลับเข้าไประหว่างแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นในแต่ละเดือน โดยจะมีการคำนวณดัชนีอื่นๆ ของระบบไฟฟ้า เช่น ดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยพิจารณาพร้อมกับผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ได้จากแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้น โดยในขั้นตอนนี้จะพิจารณาว่าระบบไฟฟ้ามีความเชื่อถือได้ผ่านเกณฑ์ที่กำหนดหรือไม่ และระบบไฟฟ้ามีความพร้อมจ่ายตลอดทั้งเดือนที่กำลังพิจารณาอยู่หรือไม่ หากไม่ ก็จะเข้าสู่กระบวนการเลือกโรงไฟฟ้าต่อไป ทั้งนี้การแยกการคำนวณดัชนีของระบบไฟฟ้าออกจากแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นทำให้สามารถคำนวณดัชนีที่ไม่เป็นเชิงเส้นได้
- (4) การเลือกโรงไฟฟ้าที่จะต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะเกิดขึ้นเมื่อมีการตัดสินใจแล้วว่า จะต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า กระบวนการนี้จะเริ่มจากการคำนวณดัชนีที่เกี่ยวข้องกับเงื่อนไขการวางแผน ได้แก่ สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง และปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ นอกจากนี้ยังอาจจะมีเงื่อนไขอื่นๆ เช่น ความเชื่อถือได้รายภูมิภาคหรือกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้เร็ว (Fast-response Power Plant) จากนั้นจึงเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยเลือกโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าปัจจุบันสุทธิเฉลี่ยต่ำที่สุดตามฟังก์ชันวัตถุประสงค์ของการวางแผน โดยโรงไฟฟ้าที่เลือกมานั้นจะต้องไม่ทำให้ดัชนีที่เกี่ยวข้องกับเงื่อนไขการวางแผนถูกละเมิดด้วย ด้วยกระบวนการเหล่านี้ทำให้สามารถหาคำตอบของปัญหาการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่เกือบเหมาะสมที่สุดได้โดยไม่จำเป็นต้องใช้แบบจำลอง Optimization ฉบับสมบูรณ์ที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.1

จากแนวคิดข้างต้น จะสามารถสรุปขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยแบบจำลองที่ง่ายขึ้นได้ดังที่แสดงในภาพที่ 3-1 โดยรายละเอียดของขั้นตอนต่างๆ ที่กล่าวถึงในภาพที่ 3-1 จะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป



ภาพที่ 3-1 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

ทั้งนี้เพื่อให้สามารถทำการวางแผนได้อย่างต่อเนื่อง จะต้องทำให้มั่นใจว่าสามารถหาคำตอบของปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ในทุกรอบของการคำนวณ ถึงแม้ว่าระบบไฟฟ้าที่มีอยู่นั้น จะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดทั้งหมดได้ภายใต้เงื่อนไขการวางแผนที่กำหนดก็ตาม จึงต้องเพิ่มตัวแปรพิเศษเข้าไปในแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

### 3.2.2 ตัวแปรที่ต้องเพิ่มในแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงตัวแปรพิเศษที่ต้องเพิ่มลงในแบบจำลองที่ใช้แก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เพื่อให้มั่นใจว่าสามารถหาคำตอบของปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ในทุกรอบของการคำนวณและสามารถทำการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่องตามขั้นตอนที่แสดงในภาพที่ 3-1 โดยตัวแปรพิเศษดังกล่าวประกอบไปด้วย:

#### (1) ตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้า (Slack Variable for Power Plant)

ตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้า เป็นตัวแปรที่จะแสดงว่าด้วยระบบไฟฟ้าที่มีอยู่นั้นสามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับโหลดทุกชั่วโมงโดยสอดคล้องกับเงื่อนไขทั้งหมดได้หรือไม่ โดยหาก

สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าได้ ตัวแปรขาดเหล่านี้จะมีค่าเท่ากับศูนย์ แต่หากไม่จัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าได้ ตัวแปรขาดเหล่านี้จะมีค่าไม่เท่ากับศูนย์ เสมือนเป็นโรงไฟฟ้าพิเศษที่ไม่มีอยู่จริงที่ถูกเพิ่มเข้าไปในแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นเพื่อจ่ายไฟฟ้าเฉพาะในกรณีที่ไม่สามารถสั่งการให้โรงไฟฟ้าที่มีอยู่จ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดทั้งหมดตามเงื่อนไขการวางแผนได้ นั่นหมายถึงหากตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้านี้มีการจ่ายกำลังไฟฟ้า แสดงว่าจะต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบเนื่องจากโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดทั้งหมดภายใต้เงื่อนไขการวางแผนได้ ทั้งนี้หากพิจารณาถึงสมการที่ (3.1) ถึง (3.20) แล้ว คุณลักษณะของตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้านี้จะต้องเป็นดังต่อไปนี้:

- พร้อมจ่ายกำลังไฟฟ้าตลอดเวลา
- มีกำลังผลิตไฟฟ้ามากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ
- มีค่าปรับการใช้สูงมาก สูงกว่าโรงไฟฟ้าที่แพงที่สุดที่มีอยู่ในระบบ
- ไม่กำหนดประเภทโรงไฟฟ้าและชนิดเชื้อเพลิง สามารถจ่ายเชื้อเพลิงได้แม้เชื้อเพลิงอื่นๆ จะติดเงื่อนไขสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงทั้งหมด
- ไม่มีปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ทั้งนี้คุณลักษณะของตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้านี้อาจจะเปลี่ยนแปลงได้หากฟังก์ชันวัตถุประสงค์เปลี่ยนแปลงไป หรือมีเงื่อนไขการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่ต้องพิจารณาเพิ่มเติม

## (2) ตัวแปรตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้า (Curtailment Variable)

เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรนั้นไม่สามารถสั่งการเดินเครื่องได้ แต่จะผลิตไฟฟ้าตามปริมาณพลังงานหมุนเวียน นั่นคือความเร็วลม ความเข้มแสง หรือปริมาณน้ำที่ไหลผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในขณะนั้น หากระบบไฟฟ้ามีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สูง จึงมีความเป็นไปได้ว่าในบางช่วงเวลาจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนรวมกันมากกว่าโหลดในระบบ โดยเฉพาะอย่างยิ่งช่วงเวลาที่โหลดมีค่าต่ำ ด้วยเหตุนี้จึงจำเป็นที่ผู้ดูแลระบบไฟฟ้าจะต้องสามารถตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเหล่านี้เพื่อให้สามารถรักษาเสถียรภาพของระบบผลิตไฟฟ้าได้ จากสาเหตุข้างต้นทำให้จำเป็นต้องเพิ่มตัวแปรตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้าเข้าไปในแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นเพื่อทำหน้าที่เสมือนระบบกักเก็บพลังงานพิเศษที่ไม่มีอยู่จริง โดยจะกักเก็บพลังงานส่วนเกินในแต่ละชั่วโมงที่ไม่สามารถนำไปใช้ประโยชน์เอาไว้ แล้วใช้เป็นข้อมูลในการตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต่อไป ทั้งนี้หากพิจารณาสมการที่ (3.1) ถึง (3.20) แล้ว คุณลักษณะของตัวแปรตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้านี้จะต้องเป็นดังต่อไปนี้:

- พร้อมอัดประจุตลอดเวลา
- มีปริมาณกักเก็บไม่จำกัด และสามารถอัดประจุด้วยกำลังไฟฟ้าที่มากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบตลอดช่วงเวลากการวางแผน



- ไม่สามารถคายประจุได้
- มีสัมประสิทธิ์การปรับโทษการเก็บกำลังไฟฟ้าเล็กน้อยเพื่อให้ตัวแปรนี้ถูกใช้เท่าที่จำเป็น ทั้งนี้ หากกำหนดสัมประสิทธิ์การปรับโทษสูงเกินไปจะทำให้เกิดเหตุการณ์ที่ระบบกักเก็บพลังงานทำการอัดและคายประจุที่เวลาเดียวกันเพื่อให้กำลังไฟฟ้าส่วนเกินนี้สูญเสียบไปในระบบกักเก็บพลังงานแทนการเก็บลงในตัวแปรตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด

### 3.2.3 แบบจำลองการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ถูกประมาณให้ง่ายขึ้น

วัตถุประสงค์ของการหาคำตอบของปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าซึ่งเป็นขั้นตอนหนึ่งในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ คือการประเมินว่าระบบผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ ช่วงเวลาที่กำลังพิจารณานั้นสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดทั้งหมดได้หรือไม่ ทั้งนี้ การสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าดังกล่าวจะต้องเป็นไปตามวัตถุประสงค์ของการวางแผนคือต้องทำให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุด และต้องไม่ละเมิดเงื่อนไขการวางแผนอื่นๆ

สำหรับการแก้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะใช้วิธีการกำหนดลำดับการจ่ายไฟฟ้าไว้ล่วงหน้า (Priority List Method) คือให้โรงไฟฟ้าแต่ละประเภทถูกสั่งการเดินเครื่องตามลำดับที่จัดไว้ โดยละเอียดคุณลักษณะด้านการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้จะทำให้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ลดรูปกลายเป็นปัญหาการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า โดยลำดับการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้านี้จะกำหนดขึ้นตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าที่ผู้ดูแลระบบไฟฟ้ากำหนดขึ้น โดยแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้าและสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และเพื่อให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุดตามวัตถุประสงค์ของการวางแผน โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าผันแปรต่ำที่สุดจึงจะได้จ่ายกำลังไฟฟ้าก่อนเสมอ ทั้งนี้สำหรับวิธีการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ลำดับการจ่ายกำลังไฟฟ้าตามลำดับการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของประเทศไทย โดยรายละเอียดของแบบจำลองของโรงไฟฟ้าและลำดับการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้านี้จะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

เมื่อทำตามกระบวนการในหัวข้อ 3.2.1 แล้วเพิ่มตัวแปรตามหัวข้อ 3.2.2 จะได้แบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นสำหรับแก้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในเดือนที่  $m$  ของปีที่  $y$  ดังที่แสดงในสมการที่ (3.21) ถึง (3.34) แบบจำลองการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้านี้จะถูกนำไปใช้เป็นแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าได้ต่อไป

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

$$\min \left( \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} e_{f,g,j} \times P_{f,g,j,h}^D + \sum_{h=1}^{H_m} e_x \times X_h + \sum_{h=1}^{H_m} e_y \times Y_h \right) \quad (3.21)$$

$$e_{f,g,j} = FC_{f,y} \times HR_{f,g,j} + VOM_{f,g,j} \quad (3.22)$$

เงื่อนไขบังคับ

$$\forall h : \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} P_{f,g,j,h}^D + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} P_{s,j,h}^{dch} \times \eta_{s,j}^{dch} + X_h \quad (3.23)$$

$$= L_h + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} \frac{P_{s,j,h}^{ch}}{\eta_{s,j}^{ch}} + Y_h$$

$$\forall f : \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,h}^D \leq \delta_{f,y} \times \sum_{h=1}^{H_m} L_h \quad (3.24)$$

$$\sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} EF_f \times HR_{f,g,j} \times P_{f,g,j,h}^D \leq Em_{y,m} \quad (3.25)$$

$$\forall h \forall s \forall j : E_{s,j,h} = E_{s,j,h-1} + P_{s,j,h}^{ch} - P_{s,j,h}^{dch} \quad (3.26)$$

$$\forall s \forall j \forall y \forall m : E_{s,j,1} = SOC^0 \times E_{s,j,y,m}^{max} \quad (3.27)$$

$$\forall s \forall j \forall y \forall m : E_{s,j,H_m} = SOC^0 \times E_{s,j,y,m}^{max} \quad (3.28)$$

$$\forall h \forall s \forall j : 0 \leq P_{s,j,h}^{ch} \leq P_{s,j}^{max} \quad (3.29)$$

$$\forall h \forall s \forall j : 0 \leq P_{s,j,h}^{dch} \leq P_{s,j}^{max} \quad (3.30)$$

$$\forall h \forall f \forall g \forall j : P_{f,g,j,y,m}^{min} \leq P_{f,g,j,h}^D \leq P_{f,g,j,y,m}^{max} \quad (3.31)$$

$$\forall h \forall s \forall j \forall y \forall m : E_{s,j,y,m}^{max} \times SOC_{s,j}^{min} \leq E_{s,j,h} \leq E_{s,j,y,m}^{max} \times SOC_{s,j}^{max} \quad (3.32)$$

$$\forall h : 0 \leq X_h \leq \max(L_h) \quad (3.33)$$

$$\forall h : 0 \leq Y_h \quad (3.34)$$

โดย

- a* ภูมิภาค
- f* ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในเซตของประเภทเชื้อเพลิง *F*
- g* ประเภทโรงไฟฟ้าในเซตของประเภทโรงไฟฟ้า *G*
- h* ชั่วโมงในเดือนที่ *m* ในปี *y* ในช่วงเวลาการวางแผน
- j* โรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานที่ *j* ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ *m* ในปี *y*
- m* เดือนในปี *y* ในช่วงเวลาการวางแผน
- s* ประเภทระบบกักเก็บพลังงานในเซตของประเภทระบบกักเก็บพลังงาน *S*
- y* ปีในเซตช่วงเวลาการวางแผน *Y*
- e<sub>f,g,j</sub>* ต้นทุนผันแปรในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า *j* ประเภท *g* ที่ใช้เชื้อเพลิง *f* (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
- e<sub>x</sub>* ค่าปรับการใช้ตัวแปรขาดของโรงไฟฟ้า (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)

$e_Y$	ค่าปรับการใช้ตัวแปรตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้า (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$E_{s,j,y,m}^{max}$	พิกัดปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ ในเดือนที่ $m$ ในปี $y$ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$EF_f$	อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงประเภท $f$ (กิโลกรัม/ล้านปีทิว)
$Em_{y,m}$	เกณฑ์จำกัดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเดือนที่ $m$ ปี $y$ (กิโลกรัม)
$FC_{f,y}$	ค่าเชื้อเพลิง $f$ ในปี $y$ (บาท/ล้านปีทิว)
$H_m$	จำนวนชั่วโมงในเดือนที่ $m$ (ชั่วโมง)
$HR_{f,g,j}$	ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (ล้านปีทิว/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$L_h$	โหลดในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$N_{f,g,y,m}$	จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ประเภท $g$ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ปี $y$
$N_{s,y,m}$	จำนวนระบบกักเก็บพลังงานประเภท $s$ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปี $y$
$P_{f,g,j,y,m}^{max}$	ขอบเขตบนของกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ในเดือนที่ $m$ ในปี $y$ (เมกะวัตต์)
$P_{f,g,j,y,m}^{min}$	ขอบเขตล่างของกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ในเดือนที่ $m$ ในปี $y$ (เมกะวัตต์)
$P_{s,j}^{max}$	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (เมกะวัตต์)
$SOC^0$	สถานการณ์อัดประจุเริ่มต้นของระบบกักเก็บพลังงาน (%)
$SOC_{s,j}^{max}$	สถานะการอัดประจุสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (%)
$SOC_{s,j}^{min}$	สถานะการอัดประจุต่ำสุดของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (%)
$VOM_{f,g,j}$	ค่าบำรุงรักษาผันแปรของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$\delta_{f,y}$	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงของเชื้อเพลิง $f$ ในปี $y$ (%)
$\eta_{s,j}^{ch}$	ประสิทธิภาพในการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (%)
$\eta_{s,j}^{dch}$	ประสิทธิภาพในการคายประจุของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (%)
$E_{s,j,h}$	ตัวแปรพลังงานที่สะสมอยู่ในระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$P_{f,g,j,h}^D$	ตัวแปรกำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ผลิตในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$P_{s,j,h}^{ch}$	ตัวแปรกำลังไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ รับเข้าไปในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$P_{s,j,h}^{dch}$	ตัวแปรกำลังไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ จ่ายออกมาในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$X_h$	ตัวแปรแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้าในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$Y_h$	ตัวแปรตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้าในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)

### 3.3 ขั้นตอนพื้นฐานสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ

เนื้อหาในหัวข้อนี้จะเป็นการให้รายละเอียดของขั้นตอนพื้นฐานสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าตามที่แสดงไว้ในภาพที่ 3-1 ซึ่งเนื้อหาในหัวข้อนี้จะประกอบไปด้วย การสร้างแบบจำลองของโหลด การสร้างแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน การแก้ปัญหา การส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า การคำนวณดัชนีสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า การเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ การตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน การเลือกระบบกักเก็บพลังงาน และการแยกโรงไฟฟ้าตัวเล็กกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกัน โดยมีเนื้อหาดังต่อไปนี้

#### 3.3.1 การสร้างแบบจำลองของโหลด

แบบจำลองของโหลดสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์นี้นั้นจะเป็นข้อมูลโหลดรายชั่วโมงที่สร้างมาจากการปรับเส้นโค้งโหลดรายชั่วโมง (Hourly Load Curve) ของโหลดในปีก่อนด้วยค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดกับค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงาน นอกจากนี้เพื่อให้รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตมีความเหมือนจริงมากที่สุด จึงมีการปรับปรุงความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดทั้งปีด้วยข้อมูลของโหลดเพิ่มเติม ได้แก่ มาตรการอนุรักษ์พลังงานด้านไฟฟ้า ข้อมูลโหลดของเทคโนโลยีดิสรัปชัน (Disruptive Technology) ได้แก่ ยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle, EV) และโหลดอื่นๆ จากมาตรการของรัฐบาล เช่น รถไฟฟ้าขนส่งมวลชน เป็นต้น

ขั้นตอนในการจัดทำแบบจำลองโหลดสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ ดังนี้

1. รับข้อมูลนำเข้า ได้แก่
  - ข้อมูลโหลดรายชั่วโมงของปีก่อน 8,760 ชั่วโมง แยกตามภูมิภาค และทั้งประเทศ
  - ข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด แยกตามภูมิภาค และทั้งประเทศ
  - ข้อมูลค่าพยากรณ์การเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของโหลดเพิ่มเติม ได้แก่ มาตรการอนุรักษ์พลังงานและเทคโนโลยีดิสรัปชันที่ส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า แยกตามภูมิภาค ซึ่งประกอบด้วย ข้อมูลมาตรการอนุรักษ์พลังงาน ข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าจากการอัดประจุยานยนต์ไฟฟ้า และข้อมูลค่าพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแบบ Prosumer ข้อมูลโหลดอื่นๆ จากมาตรการของรัฐบาล
  - ข้อมูลรูปแบบการรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดเพิ่มเติม แยกตามภูมิภาค
2. จัดทำโหลดรายชั่วโมงในอนาคตของแต่ละภูมิภาค และของทั้งประเทศ โดยรายละเอียดจะกล่าวถึงในส่วนถัดไป ทั้งนี้ให้จัดทำทุกปีตลอดระยะเวลาการวางแผน

3. รวมโหลดรายชั่วโมงในแต่ละภูมิภาคจากข้อที่ 2 แล้วเปรียบเทียบกับโหลดรายชั่วโมงรวมของทั้งประเทศจากข้อที่ 2 ในแต่ละปี หากมีความคลาดเคลื่อนมากกว่าที่กำหนดให้ ปรับโหลดรายชั่วโมงในแต่ละภูมิภาคให้ใกล้เคียงกับโหลดรายชั่วโมงของทั้งประเทศ
4. จัดทำข้อมูลการรับ-จ่าย กำลังไฟฟ้าของโหลดเพิ่มเติม โดยคำนวณจากข้อมูลค่าพยากรณ์การเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของโหลดเพิ่มเติมในแต่ละปี ร่วมกับข้อมูลรูปแบบการรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้ายรายชั่วโมง และค่าความสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่ายในแต่ละภูมิภาค โดยข้อมูลการรับ-จ่าย กำลังไฟฟ้าของโหลดเพิ่มเติม  $j$  ประเภท  $q$  ในพื้นที่  $a$  ในปีใดๆ สามารถคำนวณได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$P_{a,q,j,h}^L = \frac{G_{a,q,h} \times FE_{a,q,j}}{(1 - Loss_a^T) \times (1 - Loss_a^D)} \quad (3.35)$$

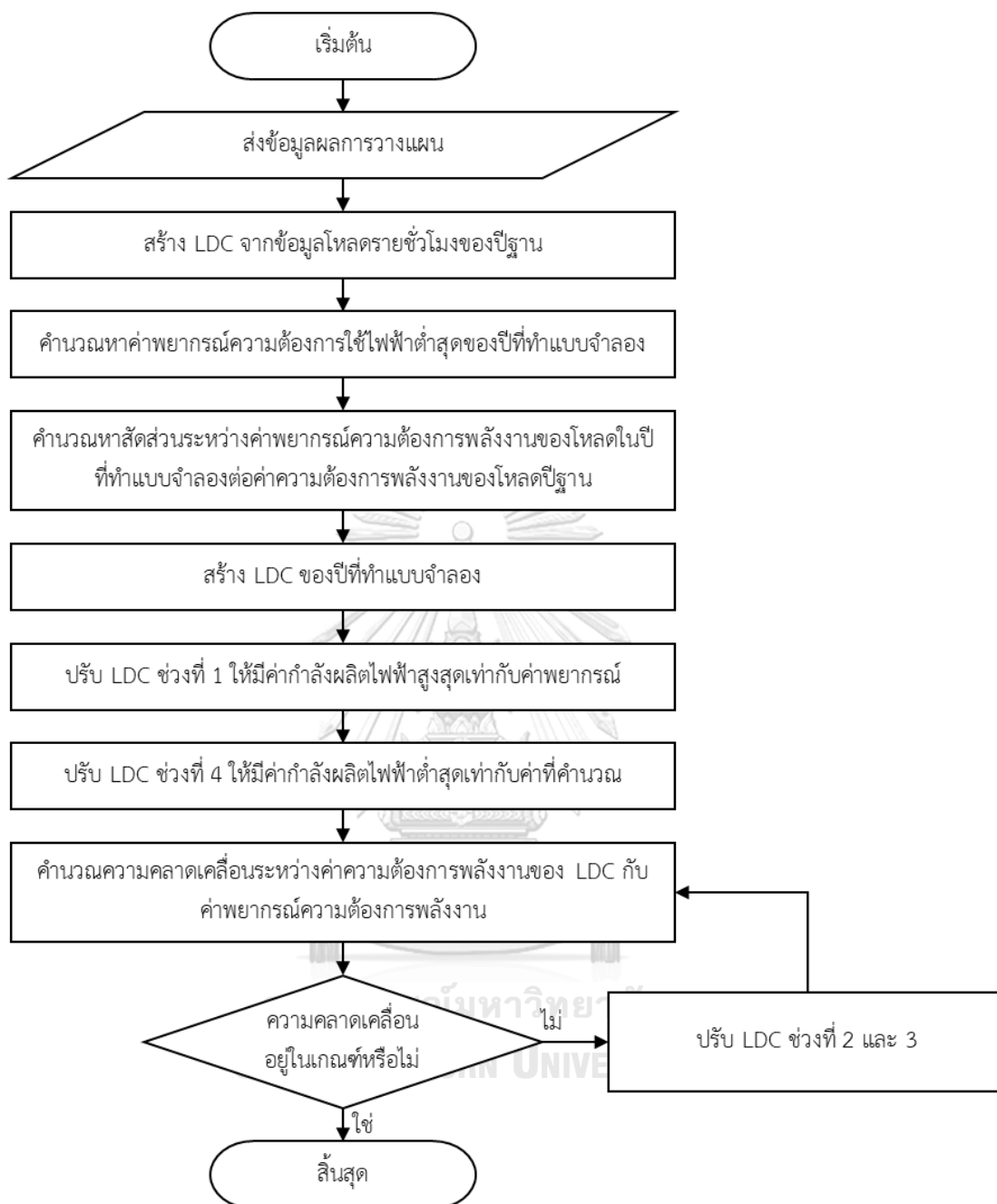
โดย

- $a$  ภูมิภาค
- $q$  ประเภทโหลดเพิ่มเติม
- $FE_{a,q,j}$  ค่าพยากรณ์พลังงานของโหลดเพิ่มเติม  $j$  ประเภท  $q$  ในพื้นที่  $a$  (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
- $G_{a,q,h}$  รูปแบบการรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้าในชั่วโมง  $h$  โหลดเพิ่มเติม  $j$  ประเภท  $q$  (เมกะวัตต์/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
- $Loss_a^D$  ค่าความสูญเสียในระบบจำหน่ายของภูมิภาค  $a$  (%)
- $Loss_a^T$  ค่าความสูญเสียในระบบส่งของภูมิภาค  $a$  (%)
- $P_{a,q,j,h}^L$  การรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้าในชั่วโมง  $h$  ของโหลดเพิ่มเติม  $j$  ประเภท  $q$  ในพื้นที่  $a$  (เมกะวัตต์)

5. จัดทำโหลดรายชั่วโมงสุทธิในแต่ละภูมิภาคและทั้งประเทศ โดยการรวมโหลดรายชั่วโมงที่ได้จากข้อที่ 3. กับข้อมูลการรับ - จ่ายกำลังไฟฟ้าที่ได้จากข้อที่ 4.

ในส่วนของการจัดทำโหลดรายชั่วโมงในอนาคตของแต่ละภูมิภาคและของทั้งประเทศ ตามข้อ 2. สามารถสรุปขั้นตอนการจัดทำได้ดังภาพที่ 3-2 โดยมีรายละเอียดดังนี้

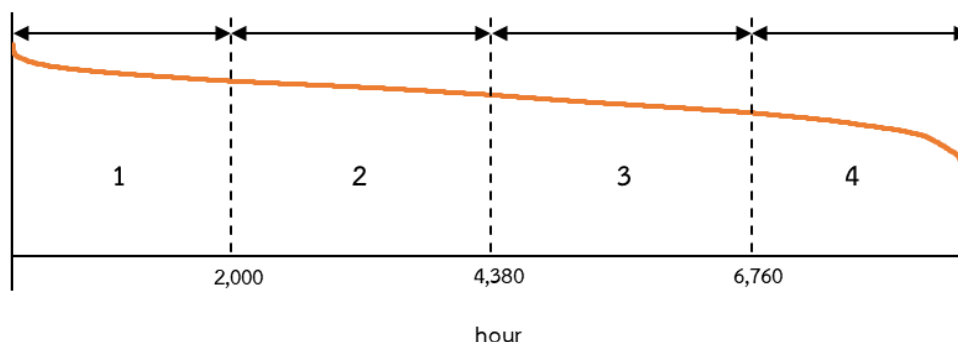
1. นำเข้าข้อมูล
  - ข้อมูลโหลดรายชั่วโมงของปีฐาน
  - ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด
  - ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงาน
  - เกณฑ์ความคลาดเคลื่อนที่ยอมรับได้



ภาพที่ 3-2 การจัดทำข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคต

2. สร้างเส้นโค้งระยะเวลาโหลด (base LDC) จากข้อมูลโหลดรายชั่วโมงของปีฐาน โดยแบ่งเส้นโค้งระยะเวลาโหลดออกเป็น 4 ช่วง ตามภาพที่ 3-3 อันได้แก่ ช่วงที่ 1 คือชั่วโมงที่ 1 ถึง 2,000 ช่วงที่ 2 คือชั่วโมงที่ 2,001 ถึง 4,380, ช่วงที่ 3 คือชั่วโมงที่ 4,381 ถึง 6,760 และช่วงที่ 4 คือชั่วโมงที่ 6,761 ถึง 8,760

เส้นโค้งระยะเวลาโหลด



ภาพที่ 3-3 การแบ่งเส้นโค้งระยะเวลาโหลด

3. คำนวณหาค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดของปีที่ทำแบบจำลอง โดยกำหนดให้มีสัดส่วนเท่ากับสัดส่วนระหว่างความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดของโหลดปีฐานกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของโหลดปีฐาน โดยใช้สมการที่ (3.36)

$$\text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด} = \frac{\text{ค่าต่ำสุดของโหลดปีฐาน}}{\text{ค่าสูงสุดของโหลดปีฐาน}} \times \text{ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด} \quad (3.36)$$

4. คำนวณหาสัดส่วนระหว่างค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานของโหลดในปีที่ทำแบบจำลองต่อค่าความต้องการใช้พลังงานของโหลดปีฐานโดยใช้สมการที่ (3.37)

$$\text{สัดส่วนพลังงาน} = \frac{\text{ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงาน}}{\text{ความต้องการใช้พลังงานของโหลดปีฐาน}} \quad (3.37)$$

5. สร้างเส้นโค้งระยะเวลาโหลดของปีที่ทำแบบจำลอง (*LDC*) โดยใช้สมการที่ (3.38)

$$LDC = \text{สัดส่วนพลังงาน} \times \text{base LDC} \quad (3.38)$$

6. ปรับเส้นโค้งระยะเวลาโหลดช่วงที่ 1 ให้มีค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับค่าพยากรณ์โดยใช้สมการที่ (3.39)

$$LDC(t) = \frac{\text{ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด} - a}{\max(LDC(t)) - a} \times (LDC(t) - a) + a \quad (3.39)$$

$$\text{เมื่อ } a = LDC(2,000), t \in \{1: 2,000\}$$

7. ปรับเส้นโค้งระยะเวลาโหลดช่วงที่ 4 ให้มีค่ากำลังผลิตไฟฟ้าต่ำสุดเท่ากับค่า *fc min* ที่คำนวณในขั้นตอนที่ (3) โดยใช้สมการที่ (3.40)

$$LDC(t) = \frac{\text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด} - b}{\min(LDC(t)) - b} \times (LDC(t) - \min(LDC(t))) + \text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด} \quad (3.40)$$

$$\text{เมื่อ } b = LDC(6,761), t \in \{6,761: 8,760\}$$

8. คำนวณค่าความคลาดเคลื่อนระหว่างค่าความต้องการพลังงานของ *LDC* ที่ปรับแล้วกับค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงาน โดยใช้สมการที่ (3.41)

$$\text{ความคลาดเคลื่อน} = \frac{|\sum_{t=1}^{8,760} LDC(t) - \text{ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงาน}|}{\text{ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงาน}} \times 100 \quad (3.41)$$

9. เปรียบเทียบค่าความคาดเคลื่อนที่คำนวณได้จากข้อ 8. กับเกณฑ์ความคลาดเคลื่อนที่กำหนด หากมากกว่าเกณฑ์ที่กำหนด ให้ทำข้อ 10. หากน้อยกว่าหรือเท่ากับเกณฑ์ที่กำหนดถือว่าเสร็จสิ้นการสร้างแบบจำลอง
10. ปรับเส้นโค้งระยะเวลาโหลดช่วงที่ 2 และ 3 ด้วยสมการที่ (3.42) และ (3.43) แล้วกลับไปขั้นตอนที่ 8.

$$LDC(t) = \frac{P_c - c}{LDC(4,380) - c} \times (LDC(t) - LDC(4,380)) + P_c \quad (3.42)$$

$$\text{เมื่อ } c = LDC(2,001), P_c = LDC(4,830) + \frac{2 \times \text{error}}{4,760}, t \in \{2,001: 4,380\},$$

$$LDC(t) = \frac{P_d - d}{LDC(4,380) - d} \times (LDC(t) - d) + d \quad (3.43)$$

$$\text{เมื่อ } d = LDC(6,761), P_c = LDC(4,831) + \frac{2 \times \text{error}}{4,760}, t \in \{4,381: 6,760\},$$

ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคตที่ได้จากขั้นตอนนี้จะถูกนำไปรวมกับข้อมูลการรับ - จ่าย กำลังไฟฟ้าของมาตรการอนุรักษ์พลังงานและเทคโนโลยีสีเขียวในอนาคตของแต่ละภูมิภาคตามที่อธิบายไว้ข้างต้น แล้วจึงนำไปใช้การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าต่อไป

### 3.3.2 การสร้างแบบจำลองสำหรับโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงแบบจำลองของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่ใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่น่าเสนอ ซึ่งจะประกอบไปด้วยแบบจำลอง 2 ส่วนคือ แบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า และแบบจำลองความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะจำแนกประเภทของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานออกเป็น 9 กลุ่ม ได้แก่

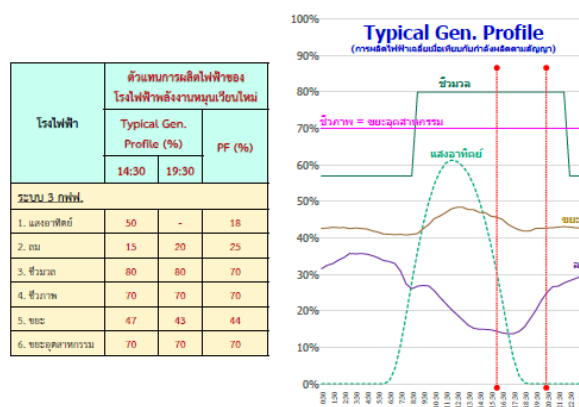
- โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปร
- โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้เชื้อเพลิงและโรงไฟฟ้าสัญญา Non-firm อื่นๆ
- โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ในประเทศ
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่นำเข้าจากต่างประเทศ
- การตอบสนองด้านโหลด
- โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นโรงไฟฟ้ามั่นคง
- ระบบกักเก็บพลังงานที่ส่งการเดินเครื่องโดยผู้ดูแลระบบผลิตไฟฟ้า
- โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่จัดสรรกำลังผลิตได้

#### (1) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปร

โรงไฟฟ้าประเภทนี้ คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ทำให้การผลิตไฟฟ้าจะผันผวนตามปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่นำมาใช้ได้ในขณะนั้น ซึ่งโรงไฟฟ้า



พลังงานหมุนเวียนในกลุ่มนี้ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังลม โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก และโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนอื่นๆ ที่ไม่ใช่เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ไม่ว่าโรงไฟฟ้านั้นจะเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เนื่องจากข้อกำหนดในการจัดหาไฟฟ้าของประเทศไทยกำหนดให้โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้เป็นโรงไฟฟ้าประเภท Non-firm ซึ่งจะต้องรับซื้อไฟฟ้าทุกหน่วยที่ผลิตได้เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน ทำให้โรงไฟฟ้าเหล่านี้ได้สิทธิ์ในการจ่ายไฟฟ้าก่อน แบบจำลองการจําลองกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะใช้รูปแบบการผลิตไฟฟ้า (Generation Profile) รายชั่วโมงเพื่อให้แบบจำลองสอดคล้องกับการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง โดยรูปแบบการผลิตไฟฟ้านี้สร้างจากการรวบรวมข้อมูลการผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าประเภทเดียวกันมาเฉลี่ยและปรับให้มีค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าตามที่มีการเก็บข้อมูลหรือตามสมมติฐานที่กำหนด ซึ่งรูปแบบการผลิตไฟฟ้านี้อาจจะแตกต่างกันไปตามชั่วโมงในแต่ละวันหรือในแต่ละฤดูกาล และหากมีข้อมูลจำนวนมากพอก็อาจจำแนกตามภูมิภาคที่โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ได้ด้วย ตัวอย่างของรูปแบบการผลิตไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580 (PDP2018) [79] แสดงในภาพที่ 3-4 แบบจำลองการจําลองกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  แสดงได้ดังสมการที่ (3.44) โดยคำนวณจากรูปแบบการผลิตไฟฟ้า



ภาพที่ 3-4 ตัวอย่างรูปแบบการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP2018

$$P_{f,g,j,h}^D = G_{f,g,h} \times IC_{f,g,j} \times (1 - DeG_{f,g,j,y,m}) \quad (3.44)$$

โดย

$DeG_{f,g,j,y,m}$  การเสื่อมประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  (%)

$G_{f,g,h}$  รูปแบบการผลิตไฟฟ้าในชั่วโมง  $h$  ของโรงไฟฟ้าประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  (-)

$IC_{f,g,j}$  กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าเครื่องที่  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  (เมกะวัตต์)

$P_{f,g,j,h}^D$  การจําลองกำลังผลิตไฟฟ้าในชั่วโมง  $h$  ของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  (เมกะวัตต์)

สำหรับแบบจำลองความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้า จะพิจารณาข้อมูลอัตราการเกิดเหตุขัดข้อง (Failure Rate) เพื่อใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ที่ได้ของโรงไฟฟ้า โดยพิจารณาค่า อัตราการขัดข้องของโรงไฟฟ้า หรือ Forced Outage Rate (FOR) ร่วมด้วยเพื่อให้สะท้อนถึงโอกาสที่โรงไฟฟ้าจะชำรุด ซึ่งสามารถแสดงแบบจำลองความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ได้ดังสมการที่ (3.45)

$$P_{f,g,j,h}^R = G_{f,g,h} \times IC_{f,g,j} \times (1 - DeG_{f,g,j,y,m}) \times (1 - FOR_{f,g,j}) \quad (3.45)$$

โดย

$FOR_{f,g,j}$  ค่า FOR ของโรงไฟฟ้า  $j$  ที่ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  (%)

### (2) โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้เชื้อเพลิง และโรงไฟฟ้าสัญญา non-firm อื่นๆ

โรงไฟฟ้าประเภทนี้ คือ โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่สามารถสำรองเชื้อเพลิงเอาไว้และสามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าคงที่หรือปรับตามความเหมาะสมได้หากมีการกำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในกลุ่มนี้มีทั้งที่เป็นโรงไฟฟ้าสัญญา Firm, Semi-firm, Hybrid-firm และ Non-firm

นอกจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแล้ว โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ยังรวมถึงโรงไฟฟ้าที่มีสัญญา Non-firm ประเภทอื่นๆ ที่ไม่อยู่ในกลุ่มที่ 1 อันได้แก่ โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ใช้ระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) โดยโรงไฟฟ้าเหล่านี้จะได้สิทธิ์ในการจ่ายไฟฟ้าถัดจากกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปร โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะใช้แบบจำลองตามสมการที่ (3.44) และ (3.45)

### (3) โรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีสัญญา Firm ที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

โรงไฟฟ้าประเภทนี้ คือ โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากำหนดไว้ตั้งแต่แรก โดยจะเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเต็มกำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงที่โหลดมีค่าสูงและลดกำลังผลิตลงในช่วงที่โหลดมีค่าต่ำ ทั้งนี้โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่รับประกันองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Plant Factor) ขั้นต่ำไว้ ทำให้โรงไฟฟ้าเหล่านี้จะได้สิทธิ์ในการจ่ายไฟฟ้าในลำดับต้นๆ โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะใช้แบบจำลองตามสมการที่ (3.44) และ (3.45)

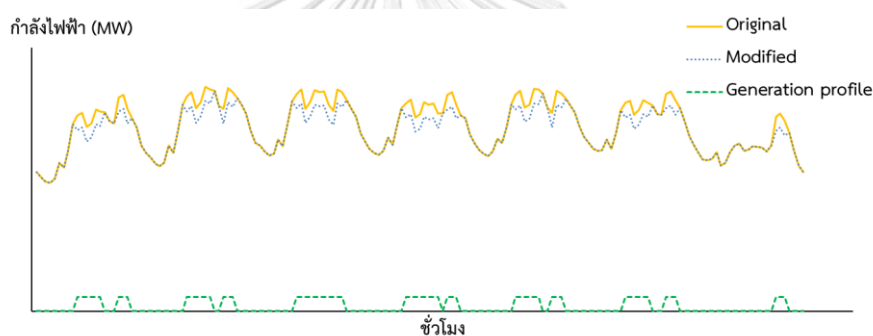
ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะขอเรียกโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (1) ถึง (3) นี้รวมกันว่าโรงไฟฟ้าที่ต้องรับซื้อขั้นต่ำตามสัญญา (Must-take Unit)

### (4) โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ในประเทศ

โรงไฟฟ้าประเภทนี้ คือ โรงไฟฟ้าที่พลังน้ำขนาดใหญ่ที่ตั้งอยู่ในประเทศไทย เนื่องจากน้ำในเขื่อนเหล่านี้จะใช้เพื่อการชลประทานเป็นหลัก ทำให้การบริหารจัดการน้ำไม่ได้ขึ้นกับการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ด้วยเหตุนี้ผู้ดูแลระบบไฟฟ้าจะไม่สามารถสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามระดับความ

ต้องการใช้ไฟฟ้าได้ และกำลังผลิตไฟฟ้ารวมถึงพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าประเภทนี้ผลิตได้จะถูกจำกัดไว้ด้วยระดับน้ำเหนือเขื่อนและปริมาณน้ำที่สามารถใช้ได้ตามแผนชลประทาน ซึ่งมักจะแปรผันตามฤดูกาล โรงไฟฟ้าประเภทนี้มักจะถูกส่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเฉพาะช่วงเวลาที่ต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงเป็นหลัก ด้วยข้อจำกัดเหล่านี้ทำให้โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้ได้รับสิทธิในการจ่ายไฟฟ้าในลำดับต้นๆ

แบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ จะกำหนดให้โรงไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูง โดยจ่ายกำลังไฟฟ้าเท่ากับระดับกำลังผลิตพึงได้ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำโรงดังกล่าว โดยช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงนั้นได้มาจากการค้นหาช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงเป็นยอดแหลม โดยจะพิจารณาเริ่มต้นจากจุดที่มีความชันเป็นบวกไปจนถึงจุดที่ความชันเป็นลบอย่างน้อย 2 จุดติดกัน และมีค่ามากกว่าค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยทั้งเดือนดังภาพที่ 3-5 และสามารถแสดงแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  ได้ดังสมการที่ (3.46)



ภาพที่ 3-5 ตัวอย่างการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ ในประเทศ

$$\exists h \in \{peak\ time\} : P_{f,g,j,h}^D = IC_{f,g,j} \times DF_{j,m}^{hydro} \times (1 - DeG_{f,g,j,y,m}) \quad (3.46)$$

โดย

$DF_{j,m}^{hydro}$  องค์ประกอบกำลังผลิตพึงได้ของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ  $j$  ในเดือนที่  $m$  (%)

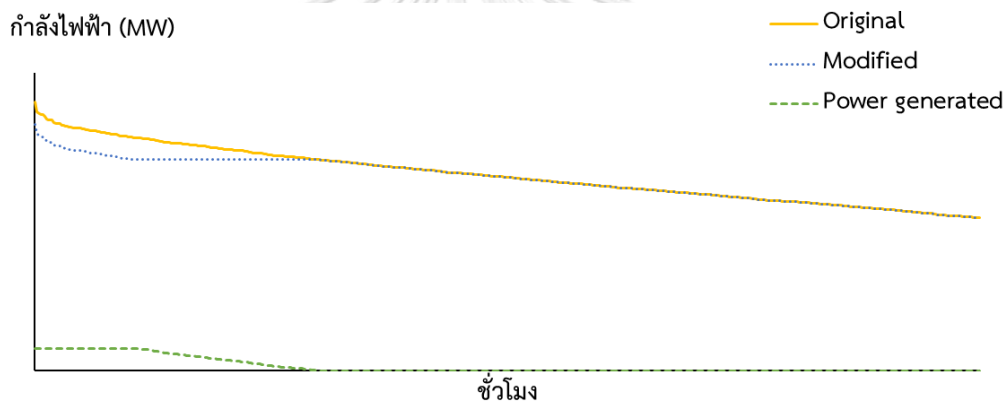
ในส่วน of แบบจำลองความเชื่อถือได้นั้นจะใช้แบบจำลองความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด ซึ่งจะอธิบายไว้ในหัวข้อของกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่นำเข้าจากต่างประเทศ

#### (5) โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่นำเข้าจากต่างประเทศ

โรงไฟฟ้าประเภทนี้ คือ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ที่ตั้งอยู่ในต่างประเทศที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ดูแลระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ซึ่งตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้านั้นผู้ดูแลระบบไฟฟ้าจะมีอิสระในการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ามากกว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศ อย่างไรก็ตามกำลังผลิตไฟฟ้าและพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าประเภทนี้ผลิตได้จะถูกจำกัดด้วยระดับน้ำและปริมาณน้ำที่กักเก็บ

ไว้ในอ่างเก็บน้ำเหนือเขื่อนเช่นเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ในประเทศ โรงไฟฟ้าเหล่านี้จะได้สิทธิ์ในการจ่ายไฟฟ้าถัดจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ในประเทศ

แบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ จะใช้แบบจำลองแบบโรงไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด (Energy Limited Unit) [80] โดยพิจารณาจากเส้นโค้งระยะเวลาโหลดตลอด 1 เดือน การสร้างแบบจำลองนี้เริ่มจากการสร้างเส้นโค้งระยะเวลาโหลดจากโหลดรายชั่วโมงสุทธิที่พิจารณาการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (1) ถึง (4) แล้ว ให้โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่โหลดมีค่าสูงก่อนจนพลังงานหมดดังแสดงในภาพที่ 3-6 แล้วจึงจัดเรียงเส้นโค้งระยะเวลาโหลดกลับให้เป็นโหลดรายชั่วโมงอีกครั้ง ผลต่างระหว่างโหลดรายชั่วโมงทั้งสองจะเป็นการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ ทั้งนี้สามารถแสดงแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  ได้ตามสมการที่ (3.47) ถึง (3.48) และแบบจำลองความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้แสดงดังสมการที่ (3.49) ถึง (3.50)



ภาพที่ 3-6 ตัวอย่างการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่นำเข้าจากต่างประเทศ

$$LDC'_{f,g,j,d} = LDC_{f,g,j,d} - (IC_{f,g,j,0} \times DF_{j,m}^{hydro} \times (1 - DeG_{f,g,j,y,m})) \quad (3.47)$$

$$LDC''_{f,g,j,d} = \begin{cases} LDC'_{f,g,j,d}, & \sum_{d=0}^{H_m} LDC'_{f,g,j,d} < EE_{f,g,j,m} \\ LDC_{f,g,j,d}, & \sum_{d=0}^{H_m} LDC'_{f,g,j,d} \geq EE_{f,g,j,m} \end{cases} \quad (3.48)$$

$$LDC'^R_{f,g,j,d} = LDC^R_{f,g,j,d} - (IC_{f,g,j} \times DF_{j,m}^{hydro} \times (1 - DeG_{f,g,j,y,m})) \times (1 - FOR_{f,g,j}) \quad (3.49)$$

$$LDC''^R_{f,g,j,d} = \begin{cases} LDC'^R_{f,g,j,d}, & \sum_{d=0}^{H_m} LDC'^R_{f,g,j,d} < EE_{f,g,j,m} \\ LDC^R_{f,g,j,d}, & \sum_{d=0}^{H_m} LDC'^R_{f,g,j,d} \geq EE_{f,g,j,m} \end{cases} \quad (3.50)$$

โดย

$d$	ระยะเวลาในเส้นโค้งระยะเวลาโหลด
$EE_{f,g,j,m}$	พลังงานที่คาดว่าโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ จะผลิตได้ตลอดทั้งเดือน $m$ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$LDC_{f,g,j,d}^D$	เส้นโค้งระยะเวลาโหลดสำหรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าตั้งต้น ณ ระยะเวลา $d$ ของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (เมกะวัตต์)
$LDC'_{f,g,j,d}$	เส้นโค้งระยะเวลาโหลดสำหรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าลำดับสอง ณ ระยะเวลา $d$ ของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (เมกะวัตต์)
$LDC''_{f,g,j,d}$	เส้นโค้งระยะเวลาโหลดสำหรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสุดท้าย ณ ระยะเวลา $d$ ของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ เพื่อนำไปแปลงเป็นโหลดรายชั่วโมงและทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าต่อไป (เมกะวัตต์)
$LDC^R_{f,g,j,d}$	เส้นโค้งระยะเวลาโหลดสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ตั้งต้น ณ ระยะเวลา $d$ ของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (เมกะวัตต์)
$LDC'^R_{f,g,j,d}$	เส้นโค้งระยะเวลาโหลดสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้ลำดับสอง ณ ระยะเวลา $d$ ของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (เมกะวัตต์)
$LDC''^R_{f,g,j,d}$	เส้นโค้งระยะเวลาโหลดสำหรับการประเมินความเชื่อถือได้สุดท้าย ณ ระยะเวลา $d$ ของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (เมกะวัตต์)

#### (6) การตอบสนองด้านโหลด

โรงไฟฟ้าประเภทนี้คือโรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plant) ที่เกิดจากมาตรการส่งเสริมการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response; DR) ของผู้ดูแลระบบไฟฟ้า โดยผู้ดูแลระบบไฟฟ้าสามารถสั่งการโรงไฟฟ้าเหล่านี้ได้อย่างอิสระ เพียงแต่โหลดที่ลดได้นั้นจะถูกจำกัดไว้ตามสัญญาเพียงระยะเวลาสั้นๆ ในแต่ละเดือนเพื่อไม่ให้กระทบกับกิจกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้า โรงไฟฟ้าเหล่านี้จะได้สิทธิ์ในการจ่ายไฟฟ้าถัดจากโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดใหญ่นำเข้าจากต่างประเทศ โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะใช้แบบจำลองตามสมการที่ (3.47) ถึง (3.50)

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะขอเรียกโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (4) ถึง (6) นี้รวมกันว่าโรงไฟฟ้ามีพลังงานจำกัด (Energy Limited Unit, ELU)

#### (7) โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเป็นโรงไฟฟ้ามั่นคง

โรงไฟฟ้าประเภทนี้ คือ โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน โดยทำงานคู่กันเพื่อกักเก็บพลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ไว้ใช้ในชวงเวลากลางคืนได้ โดยโรงไฟฟ้าเหล่านี้สามารถถูกสั่งการเดินเครื่องได้อย่างอิสระแต่มีพลังงานไฟฟ้าจำกัดเช่นเดียวกับ

โรงไฟฟ้ามีพลังงานจำกัด อย่างไรก็ตามเนื่องด้วยขนาดของระบบกักเก็บพลังงานที่ค่อนข้างเล็กเมื่อเทียบกับปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำ พลังงานไฟฟ้าที่กักเก็บไว้จึงควรถูกใช้ให้หมดไปในแต่ละวันเพื่อให้สามารถอัดประจุไฟฟ้าเพิ่มได้ในช่วงเวลากลางวันของวันถัดไป โรงไฟฟ้าเหล่านี้จะได้สิทธิ์ในการจ่ายไฟฟ้าถัดจากการตอบสนองด้านโหลด

แบบจำลองโรงไฟฟ้าประเภทนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ต้องกำหนดจำนวนพลังงานที่โรงไฟฟ้าจะต้องกักเก็บ โดยมักจะกำหนดในรูปจำนวนชั่วโมงที่ต้องการให้โรงไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ต่อเนื่องเต็มพิกัดต่อวัน เพื่อคำนวณหากำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์และขนาดของแบตเตอรี่ที่ต้องใช้ต่อกำลังผลิตตามสัญญา นอกจากนี้ยังต้องกำหนดชั่วโมงที่อนุญาตให้โรงไฟฟ้าเหล่านี้อัดประจุได้เอาไว้ล่วงหน้าเพราะจำนวนชั่วโมงที่สามารถอัดประจุได้จะส่งผลต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ของโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ตามที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อก่อนหน้านี้ว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากได้นอกจากช่วงเวลาที่กำหนดให้มีการอัดประจุและกำลังไฟฟ้าส่วนเกินจากการอัดประจุจะจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ในช่วงเวลาอัดประจุจะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าออกจากระบบกักเก็บพลังงานได้ นอกจากช่วงเวลาอัดประจุที่กำหนดแล้วระบบกักเก็บพลังงานจะจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีค่าสูงก่อนโดยพิจารณาจากเส้นโค้งระยะเวลาโหลดในแต่ละวัน ตัวอย่างของโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดินร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน (SPP Partial-Firm) ตามมติ กบง. เมื่อวันที่ 29 เม.ย. 2565 โรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะใช้แบบจำลองตามสมการที่ (3.47) ถึง (3.50) โดยพิจารณาที่ละวัน และห้ามไม่ให้จ่ายพลังงานในชั่วโมงที่มีการอัดประจุระบบกักเก็บพลังงาน

#### (8) ระบบกักเก็บพลังงานที่สั่งการเดินเครื่องโดยผู้ดูแลระบบไฟฟ้า

ระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถสั่งการเดินเครื่องได้โดยผู้ดูแลระบบไฟฟ้ามีไว้เพื่อให้สามารถใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานหมุนเวียนให้ได้มากขึ้น รวมถึงการรักษาเสถียรภาพของระบบผลิตไฟฟ้า โดยผู้ดูแลระบบไฟฟ้าสามารถสั่งการเดินเครื่องระบบกักเก็บพลังงานเหล่านี้ได้ตามวัตถุประสงค์ของผู้ดูแลระบบไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถสั่งการเดินเครื่องได้โดยผู้ดูแลระบบไฟฟ้าที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะประกอบไปด้วย โรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped Hydro Storage; PHS) และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System; BESS) ระบบกักเก็บพลังงานเหล่านี้จะถูกสั่งการเดินเครื่องพร้อมกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลในขั้นตอนการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.2.3

เพื่อให้แบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานสมจริง ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้แบบจำลองของระบบกักเก็บพลังงานมีสัดส่วนการเสื่อมสภาพ โดยความจุของระบบกักเก็บพลังงานในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  จะลดลงตามสัดส่วนการเสื่อมสภาพ ตามที่แสดงในสมการที่ (3.51)

$$E_{s,j,y,m}^{max} = E_{s,j,0}^{max} \times (1 - DeG_{s,j,y,m}) \quad (3.51)$$

โดย

$DeG_{s,j,y,m}$  การเสื่อมสภาพของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  ในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  (%)  
 $E_{s,j,0}^{max}$  พิกัดปริมาณกักเก็บของของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  เมื่อเริ่มติดตั้ง  
 (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)

สำหรับแบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบกักเก็บพลังงานที่จะนำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะใช้ข้อมูลศักยภาพของระบบกักเก็บพลังงานเมื่อพิจารณาอัตราการขาดข้อง (FOR) กับมาใช้ลดโหลดช่วงที่โหลดมีค่าสูงเพื่อแทนการคายประจุของระบบกักเก็บพลังงาน ในขณะที่เดียวกันก็ใช้ข้อมูลศักยภาพข้างต้นมาเพิ่มโหลดช่วงที่โหลดมีค่าต่ำเพื่อแทนการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงาน โดยจะนำเส้นโค้งระยะเวลาโหลดหลังจากพิจารณาผลของแบบจำลองความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (4) ถึง (7) ( $LDC_{f,j,d}^R$ ) มาพิจารณาต่อ โดยประเมินจำนวนรอบ ( $cycle$ ) ที่ระบบกักเก็บพลังงานจะทำงานต่อวันจากอายุการใช้งานและจำนวนครั้งที่ชาร์ตได้ ซึ่งจะได้ค่าประมาณ 1 รอบต่อวันตามวัฏจักรของวัน และคำนวณพารามิเตอร์ต่างๆ ของระบบกักเก็บพลังงานในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  จากสมการที่ (3.52) ถึง (3.55) แล้วทำการปรับเส้นโค้งระยะเวลาโหลดด้วยสมการที่ (3.56) ต่อไป โดยตัวอย่างการปรับเส้นโค้งระยะเวลาโหลดด้วยระบบกักเก็บพลังงานแสดงในภาพที่ 3-7

$$\forall s: cycle = 1 \times Nday_m \quad (3.52)$$

$$Hw_{s,j} = cycle \times \frac{E_{s,j,y,m}^{max}}{P_{s,j}^{max}} \quad (3.53)$$

$$P_{s,j}^{dch} = P_{s,j}^{max} \times (1 - FOR_{s,j}) \times \eta_{s,j}^{dch} \quad (3.54)$$

$$P_{s,j}^{ch} = \frac{P_{s,j}^{max} \times (1 - FOR_{s,j})}{\eta_{s,j}^{ch}} \quad (3.55)$$

$$LDC_{s,j,d}^e = \begin{cases} LDC_{s,j,d}^e - P_{s,j}^{dch}, & d \leq Hw_{s,j} \\ LDC_{s,j,d}^e, & Hw_{s,j} < d \leq H_m - Hw_{s,j} \\ LDC_{s,j,d}^e + P_{s,j}^{ch}, & d < H_m - Hw_{s,j} \end{cases} \quad (3.56)$$

โดย

$FOR_{s,j}$  อัตราการขาดข้องของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  (%)

$Hw_{s,j}$  จำนวนชั่วโมงทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  ใน 1 เดือน (ชั่วโมง)

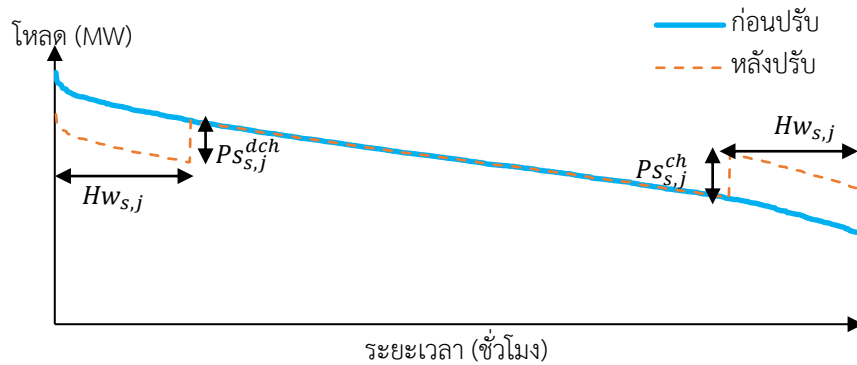
$LDC_{s,j,d}^e$  เส้นโค้งระยะเวลาโหลด ณ ระยะเวลา  $d$  ก่อนปรับด้วยระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$   
 (เมกะวัตต์)

$LDC_{s,j,d}^e$  เส้นโค้งระยะเวลาโหลด ณ ระยะเวลา  $d$  หลังปรับด้วยระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$   
 (เมกะวัตต์)

$Nday_m$  จำนวนวันในเดือนที่  $m$

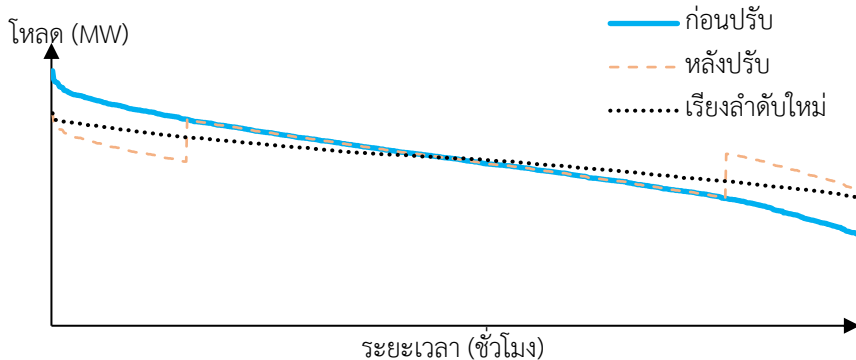
$P_{s,j}^{ch}$  กำลังไฟฟ้าจากการอัดประจุที่ระบบไฟฟ้ารับรู้ของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  (เมกะวัตต์)

$P_{s,j}^{dch}$  กำลังไฟฟ้าจากการคายประจุที่ระบบไฟฟ้ารับรู้ของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  (เมกะวัตต์)



ภาพที่ 3-7 วิธีการปรับเส้นโค้งระยะเวลาโหลดด้วยระบบกักเก็บพลังงาน

เมื่อทำการปรับลักษณะเส้นโค้งช่วงระยะเวลาโหลดด้วยสมการที่ (3.56) แล้วจะทำการเรียงลำดับใหม่เพื่อสร้างเป็นเส้นโค้งระยะเวลาโหลดใหม่ดังที่แสดงในภาพที่ 3-8 แล้วทำซ้ำขั้นตอนข้างต้นด้วยข้อมูลระบบผลิตพลังงานหน่วยอื่นๆ จนครบ แล้วจึงนำเส้นโค้งระยะเวลาโหลดสุดท้ายที่คำนวณได้ไปใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่อไป



ภาพที่ 3-8 การเปรียบเทียบเส้นโค้งระยะเวลาโหลดก่อนและหลังปรับด้วยระบบกักเก็บพลังงาน

### (9) โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่จัดสรรกำลังผลิตได้

โรงไฟฟ้าประเภทนี้ คือ โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลขนาดใหญ่ ได้แก่ โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล รวมถึงโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ นอกจากนี้ในกรณีของระบบไฟฟ้าของประเทศไทยยังรวมถึงสายส่งเชื่อมโยงไทย - มาเลเซีย (HVDC) ด้วย ซึ่งผู้ดูแลระบบไฟฟ้าสามารถส่งการเดินเครื่องได้อย่างอิสระ นอกจากนี้ยังมีสมมติฐานว่าโรงไฟฟ้าเหล่านี้มีเชื้อเพลิงสำรองไว้ใช้อย่างไม่จำกัด ทำให้สามารถเดินเครื่องได้เต็มกำลังผลิตตลอดระยะเวลาที่



พิจารณาได้ ทั้งนี้โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้จะถูกจัดให้มีสิทธิ์ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าหลังสุดเพื่อให้สามารถปรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้เหมาะสมกับโหลดสุทธิที่เหลือหลังจากหักลบด้วยการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภทอื่นๆ ที่ได้รับสิทธิ์ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าไปก่อนหน้านี้อันแล้ว โดยการส่งการเดินเครื่องจะเป็นไปตามวัตถุประสงค์ของผู้ดูแลระบบไฟฟ้า

ในการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่จัดสรรกำลังผลิตได้นั้น จะพิจารณาจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยหลักการส่งเดินเครื่องด้วยวิธี Priority List Method ซึ่งจะเริ่มส่งการเดินเครื่องจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำที่สุดไปยังต้นทุนสูงที่สุดตามลำดับ อีกทั้งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะไม่พิจารณาการวางแผนซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้า (Scheduled Maintenance) ดังนั้นเพื่อให้การคำนวณหาพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่จ่ายตลอดทั้งปีใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าที่มีกำหนดการซ่อมบำรุง ในแต่ละชั่วโมงในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  จะกำหนดให้โรงไฟฟ้ามีกำลังผลิตสูงสุดตามสมการที่ (3.57) โดยกำหนดให้โรงไฟฟ้าเสี่ยงการหยุดซ่อมบำรุงในช่วงเดือนที่ระบบไฟฟ้ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง แล้วเพิ่มการซ่อมบำรุงในช่วงเดือนอื่นๆ แทน

$$P_{f,g,j,y,m}^{max} = (1 - \alpha \times OM_{f,g,j}) \times IC_{f,g,j,0} \times (1 - DeG_{f,g,j,y,m}) \quad (3.57)$$

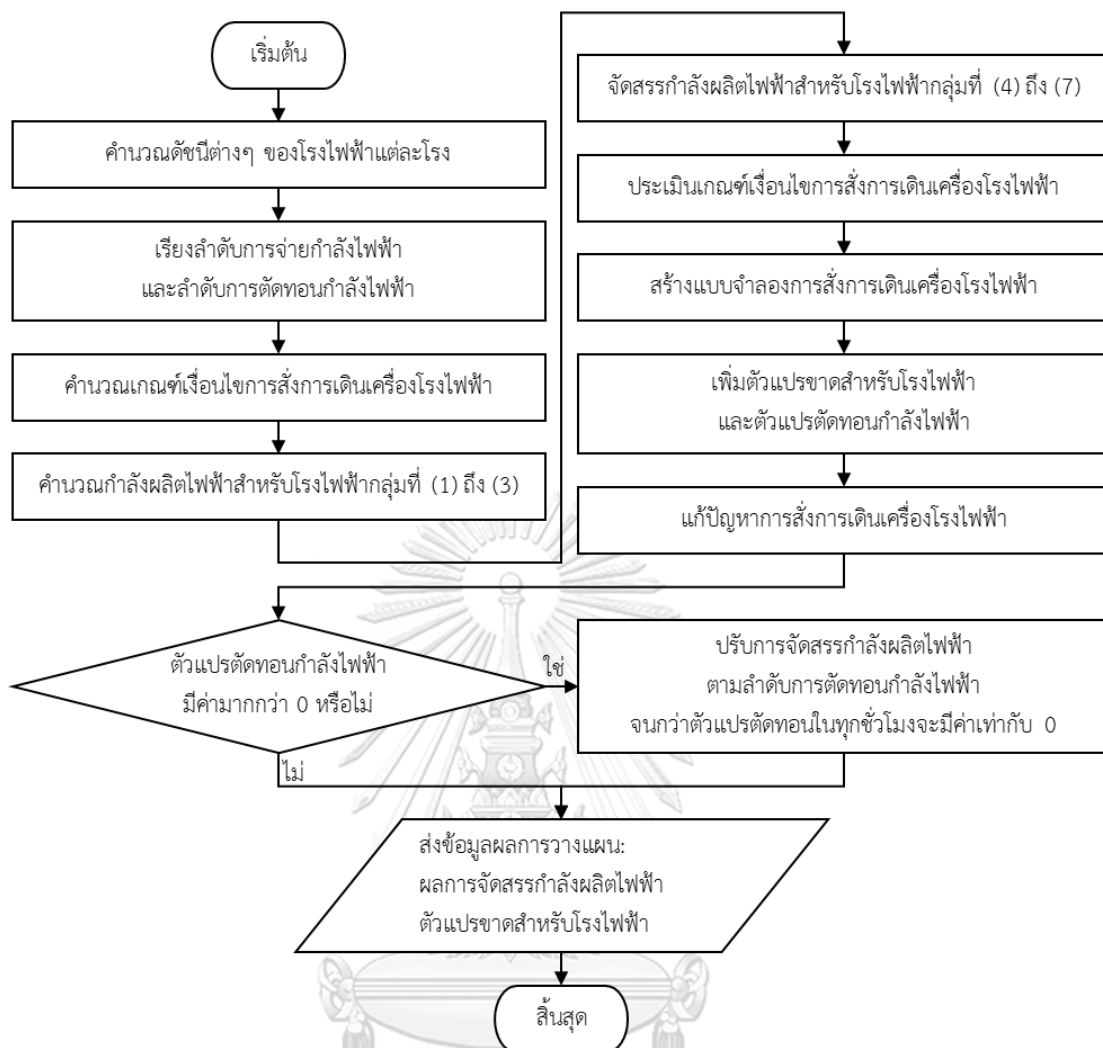
โดย

- $IC_{f,g,j,0}$  กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  เมื่อเริ่มใช้งาน (เมกะวัตต์)
- $OM_{f,g,j}$  จำนวนวันเฉลี่ยที่ต้องซ่อมบำรุงของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  (วัน/ปี)
- $\alpha$  ค่าปรับแก้การซ่อมบำรุงรายเดือน มีค่าระหว่าง 0 ถึง 1.5 โดยจะเท่ากับ 0 ในเดือนมีนาคมถึงเดือนมิถุนายน ส่วนเดือนที่เหลือจะมีค่าเป็น 1.5

สำหรับแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะใช้แบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.2.3 และแบบจำลองความเชื่อถือได้ของโรงไฟฟ้ากลุ่มนี้จะกล่าวถึงในหัวข้อการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่อไป

### 3.3.3 การแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

การแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือการคำนวณหา กำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าแต่ละโรงจะต้องผลิตเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณา โดยในการคำนวณนั้นต้องทำการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทให้สอดคล้องกับเงื่อนไขที่กำหนด ทั้งนี้ในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะนำแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทในหัวข้อ 3.3.2 เพื่อจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (1) ถึง (7) แล้วจึงจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้ากลุ่มที่ (9) และระบบกักเก็บพลังงานด้วยแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.2.3 โดยมีขั้นตอนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  ดังที่แสดงในภาพที่ 3-9 และมีรายละเอียดดังต่อไปนี้



ภาพที่ 3-9 ขั้นตอนการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า

1. คำนวณดัชนีต่างๆ ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  ได้แก่ ต้นทุนค่าไฟฟ้าผันแปร และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้า จากข้อมูล ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง, ราคาซื้อขายไฟฟ้า, ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงในช่วงเวลาดังกล่าว
2. เรียงลำดับการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่พร้อมดำเนินการตาม Priority List และตามต้นทุนค่าไฟฟ้าผันแปรของโรงไฟฟ้า โดยเรียงจากน้อยไปหามาก และเรียงลำดับการตัดทอนกำลังไฟฟ้าโดยเรียงลำดับสลับกับลำดับการจ่ายกำลังไฟฟ้า
3. คำนวณเกณฑ์เงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  โดยมีเกณฑ์ที่ต้องคำนวณดังต่อไปนี้

- ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิงแต่ละประเภท โดยคำนวณจากเกณฑ์เงื่อนไขสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า กับปริมาณความต้องการพลังงานในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$
- ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปลดปล่อยได้ โดยการแบ่งเกณฑ์เงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของทั้งปีที่  $y$  ( $Em_y$ ) ออกเป็นรายเดือน โดยแบ่งตามพลังงานไฟฟ้าที่ต้องผลิตโดยโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าพลังน้ำในแต่ละเดือน ( $En_{y,m}^{non-RE}$ ) ซึ่งคำนวณได้จากสมการที่ (3.58) เนื่องจากไม่สามารถบอกได้ว่าจะมีการสั่งการเดินเครื่องระบบกักเก็บพลังงานอย่างไร จึงประมาณให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องผลิตทั้งหมดมีค่าเท่ากับความต้องการพลังงานไฟฟ้า เมื่อทราบค่า  $En_{y,m}^{non-RE}$  แล้วจะสามารถคำนวณเกณฑ์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในเดือนที่  $m$  ( $Em_{y,m}$ ) ได้จากสมการที่ (3.59) ทั้งนี้เพื่อให้ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปลดปล่อยได้สอดคล้องกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ทั้งนี้เนื่องจากไม่สามารถบอกได้ล่วงหน้าว่าในปีที่พิจารณานี้จะต้องมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าหรือไม่ จึงอนุโลมให้ใช้เฉพาะโรงไฟฟ้าที่มีอยู่และมีแผนจะเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในปีและเดือนที่พิจารณา

$$\forall m : En_{y,m}^{non-RE} = \sum_{h=1}^{H_m} \left( L_h - \sum_{f \in RE} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,y,m}} P_{f,g,j,h}^D \right) \quad (3.58)$$

$$\forall m : Em_{y,m} = \frac{Em_y \times En_{y,m}^{non-RE}}{\sum_{m=1}^{12} En_{y,m}^{non-RE}} \quad (3.59)$$

โดย  
RE

เขตของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่อยู่ในระบบ

4. จัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้ากลุ่มที่ (1) ถึง (3) โดยใช้แบบจำลองที่นำเสนอในหัวข้อ 3.3.2 แล้วนำไปหักลบโหลดรายชั่วโมง จะได้ข้อมูลการจ่ายกำลังไฟฟ้ายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (1) ถึง (3) และโหลดรายชั่วโมงสุทธิที่เหลืออยู่ ทั้งนี้หากกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (1) ถึง (3) ในบางชั่วโมงมีค่ามากกว่าโหลดในชั่วโมงนั้น โหลดสุทธิในชั่วโมงนั้นจะมีค่าติดลบเพื่อแสดงว่ากำลังผลิตไฟฟ้าในชั่วโมงนี้สามารถนำไปอัดประจุให้กับระบบกักเก็บพลังงานเพื่อใช้จ่ายกำลังไฟฟ้าในชั่วโมงอื่นๆ ที่จำเป็นได้
5. จัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้ากลุ่มที่ (4) ถึง (7) โดยใช้แบบจำลองที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 3.3.2 แล้วนำไปหักลบกับโหลดรายชั่วโมง จะได้ข้อมูลการจ่ายกำลังไฟฟ้ายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (4) ถึง (7) และโหลดรายชั่วโมงสุทธิที่เหลืออยู่ เนื่องจาก

โรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้มีพลังงานจำกัดและเน้นจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงที่โหลดสูง จึงมักจะไม่ได้จ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มในช่วงที่โหลดสุทธิมีค่าติดลบ

6. จากข้อมูลการจ่ายกำลังไฟฟ้าย่อยรายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (1) ถึง (7) ให้ประเมินพลังงานที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิงแต่ละประเภท และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปลดปล่อยไปแล้ว เพื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์ที่คำนวณไว้จากข้อ 3. เพื่อประเมินเกณฑ์ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จากเชื้อเพลิงแต่ละประเภทและปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เหลืออยู่สำหรับโรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่จัดสรรกำลังผลิตได้
7. สร้างแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสำหรับระบบกักเก็บพลังงานและโรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่จัดสรรกำลังผลิตได้ ตามหัวข้อ 3.2.3 โดยให้ระบบกักเก็บพลังงานเสื่อมมีการสภาพตามสมการที่ (3.51) และโรงไฟฟ้ามีค่ากำลังผลิตที่คาดตามสมการที่ (3.57)
8. เพิ่มตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้าและตัวแปรตัดทอนกำลังไฟฟ้าตามหัวข้อ 3.2.2
9. แก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า จะได้ข้อมูลการจ่ายกำลังไฟฟ้าย่อยรายชั่วโมงของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่จัดสรรกำลังผลิตได้ ข้อมูลการรับ-จ่าย กำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงาน ค่าตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้า และค่าตัวแปรตัดทอนกำลังไฟฟ้า
10. พิจารณาว่าตัวแปรตัดทอนกำลังไฟฟ้านั้นมีค่าในชั่วโมงใดที่มากกว่า 0 หรือไม่ หากมีให้ไปขั้นตอนที่ 11. หากไม่มีให้ไปขั้นตอนที่ 12.
11. หากพบว่าตัวแปรตัดทอนกำลังไฟฟ้าในบางชั่วโมงที่มากกว่า 0 ให้ปรับการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าตามลำดับการตัดทอนกำลังไฟฟ้าจนกว่าตัวแปรตัดทอนกำลังไฟฟ้าในทุกชั่วโมงจะมีค่าเท่ากับ 0 แล้วไปขั้นตอนที่ 12
12. หากตัวแปรตัดทอนกำลังไฟฟ้าในทุกชั่วโมงจะมีค่าเท่ากับ 0 แล้ว ให้ส่งข้อมูลผลการวางแผน ซึ่งประกอบด้วยผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าในทุกชั่วโมงของทุกโรงไฟฟ้า และค่าตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้า

ผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้านี้จะถูกนำไปใช้เพื่อคำนวณดัชนีต่างๆ ของระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นผลลัพธ์การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า หรือเพื่อพิจารณาดัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าต่อไป

### 3.3.4 การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอวิธีการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้เกณฑ์ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของทั้งระบบไฟฟ้าเป็นตัวกำหนดว่าระบบผลิตไฟฟ้าต้องการโรงไฟฟ้าเพิ่มเติมหรือไม่ และจะคำนวณดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสำหรับใช้เป็นผลลัพธ์ในการวางแผน

### (1) การคำนวณกำลังผลิตสำรอง

กำลังผลิตสำรอง คือ ส่วนต่างของกำลังผลิตพึงได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ คิดเป็นร้อยละเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบ ซึ่งกำลังผลิตสำรองส่วนนี้จะสำรองไว้สำหรับทดแทนโรงไฟฟ้าที่เกิดเหตุขัดข้องหรือต้องหยุดซ่อมบำรุงอย่างไม่คาดคิด รวมทั้งรองรับเหตุการณ์ที่ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตสูงกว่าค่าที่พยากรณ์ไว้ ทั้งนี้ เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่อาจเปลี่ยนแปลงได้รวมถึงสามารถรับมือกับเหตุขัดข้องที่ไม่ได้คาดหมาย ระบบไฟฟ้าจึงจำเป็นต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่สูงเพียงพอ ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่

$$\text{กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง} = \frac{\text{กำลังผลิตพึงได้} - \text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด}}{\text{ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด}} \times 100 \quad (3.60)$$

โดย กำลังผลิตพึงได้ เป็นค่าที่แสดงถึงความสามารถในการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงๆ ของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน ณ เวลาที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เนื่องจากในทางปฏิบัติแล้วโรงไฟฟ้าบางประเภทโดยเฉพาะอย่างยิ่งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปร จะไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เท่ากับกำลังผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) ได้ตลอดเวลาเนื่องจากความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงาน ในการพิจารณาจึงจำเป็นต้องกำหนดค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้นอกจากนี้โรงไฟฟ้าบางโรงที่มีการใช้งานมาอย่างยาวนานอาจไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เต็มตามพิกัดกำลังผลิตติดตั้งที่ระบุไว้ จึงจำเป็นต้องพิจารณาสัดส่วนการเสื่อมประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า (Degradation) แล้วนำไปคูณกับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานเพื่อให้ได้ค่ากำลังผลิตพึงได้ และนำไปใช้ในการต่อไป

สำหรับวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะทำการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเป็นรายเดือน เนื่องจากค่ากำลังผลิตพึงได้รวมของระบบไฟฟ้าในแต่ละเดือนอาจแตกต่างกันไปตามจำนวนโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบหรือค่าตัวประกอบการพึ่งพาได้ที่แตกต่างกันในแต่ละเดือน เมื่อทำการคำนวณค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองรายเดือนครบทั้งปีแล้วจึงเลือกค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองที่ต่ำที่สุดในปีนั้นมาใช้เป็นดัชนีค่ากำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของทั้งปีต่อไป

ทั้งนี้ จะเห็นว่าดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ได้คำนึงถึงข้อมูลสถิติหรือคุณลักษณะของโรงไฟฟ้า และไม่ได้คำนึงถึงรูปแบบการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละเวลาเลย เนื่องจากจะพิจารณาเฉพาะเพียงกำลังผลิตพึงได้ของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานแต่ละโรงกับความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ เวลาที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่านั้น ดังนั้น หากระบบผลิตไฟฟ้า 2 ระบบมีกำลังผลิตติดตั้งและมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่ากัน แม้ว่าระบบไฟฟ้าทั้งสองจะมีลักษณะการทำงานของโรงไฟฟ้าและรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าแตกต่างกันมากก็ตาม ก็จะถูกประเมินให้มีระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองเท่ากันด้วย

## (2) การคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ และปริมาณพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่าย

โอกาสเกิดไฟฟ้าดับเป็นดัชนีที่แสดงถึงจำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ที่กำลังผลิตไฟฟ้าในระบบต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า นั่นคือจำนวนวันที่คาดว่าจะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในช่วงเวลาที่พิจารณา ส่วนปริมาณพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่าย (Expected Energy Not Supplied, EENS) นั้นเป็นดัชนีที่แสดงถึงปริมาณพลังงานที่คาดว่าจะความสามารถในการผลิตไฟฟ้าในระบบไม่สามารถจ่ายได้เพียงพอในช่วงเวลาที่พิจารณา โดยในการคำนวณค่า LOLE และ EENS นั้นจะอาศัยตารางความน่าจะเป็นของโรงไฟฟ้าที่เกิดเหตุขัดข้อง (Capacity Outage Probability Table; COPT) [33] แทนแบบจำลองของระบบผลิตไฟฟ้า และอาศัยเส้นโค้งระยะเวลาโหลด ที่หักกลับผลของโรงไฟฟ้าอื่นๆ ที่ไม่ได้อยู่ใน COPT แล้วแทนแบบจำลองของโหลด สำหรับวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะกำหนดให้สร้าง COPT จากข้อมูลโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (9) และใช้เส้นโค้งระยะเวลาโหลดรายชั่วโมงที่ปรับปรุงด้วยแบบจำลองความเชื่อถือได้ของระบบกักเก็บพลังงาน ( $LDC'_{s,j,d}$ ) แทนแบบจำลองของโหลด โดยวิธีการสร้าง COPT จะใช้วิธีที่นำเสนอใน [33] จากข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งของระบบไฟฟ้า (IC) และอัตราการหลุดออกจากระบบของโรงไฟฟ้าแต่ละโรง (FOR) และจะทำการคำนวณที่ละ 1 เดือน

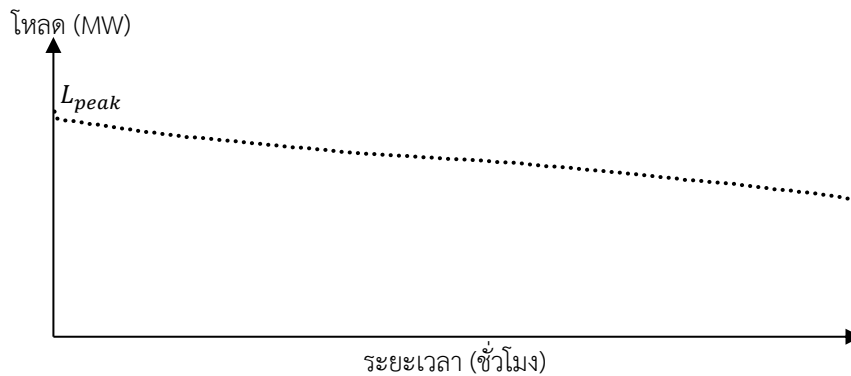
ในการคำนวณค่า LOLE และ EENS นั้น หากกำหนดให้ COPT ประกอบไปด้วยสถานะของการสูญเสียกำลังผลิตจำนวน  $n$  สถานะ โดยแต่ละสถานะมีค่าความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นเป็น  $p_{st}$  ดังที่แสดงในตารางที่ 3-1 และกำหนดให้เส้นโค้งระยะเวลาโหลดของเดือนที่พิจารณาเป็นดังภาพที่ 3-10 โดย  $L_{peak}$  คือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา

ตารางที่ 3-1 ตัวอย่าง COPT ที่ใช้ในการคำนวณ LOLE และ EENS

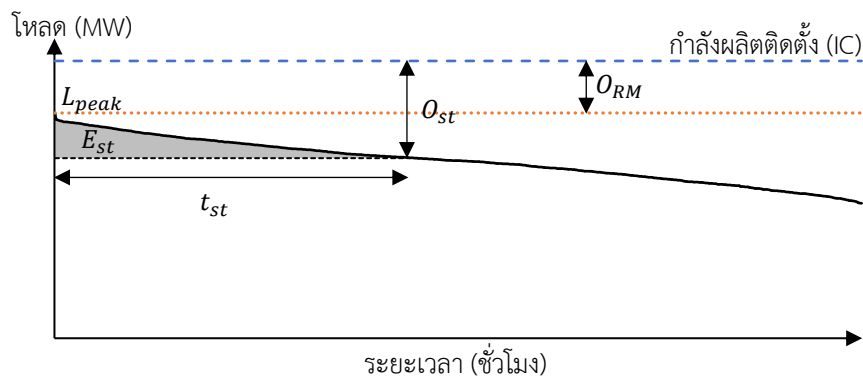
กำลังผลิตที่หายไป (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตที่เหลืออยู่ (เมกะวัตต์)	ความน่าจะเป็น
$O_1$	$IC - O_1$	$p_1$
$O_2$	$IC - O_2$	$p_2$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$O_{RM}$	$IC - O_{RM} > L_{peak}$	$p_{RM}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$O_{st}$	$IC - O_{st}$	$p_{st}$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$O_n$	$IC - O_n$	$p_n$

เมื่อนำข้อมูลในตารางที่ 3-1 และภาพที่ 3-10 มาพิจารณาร่วมกัน โดยกำหนดให้  $O_{RM}$  คือ ส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตติดตั้งและ  $L_{peak}$  แล้ว จะได้ว่าหากสูญเสียกำลังผลิตด้วยขนาดที่ต่ำกว่า  $O_{RM}$  แล้ว กำลังผลิตที่เหลืออยู่ในระบบผลิตจะยังคงมีค่าสูงกว่าค่า  $L_{peak}$  นั่นคือ ระบบไฟฟ้ายังมีกำลังผลิตเพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ในทุกสภาวะ และจะไม่เกิดปัญหาไฟฟ้าดับ แต่หากเกิดเหตุขัดข้องกับโรงไฟฟ้าและทำให้เกิดการสูญเสียกำลังผลิต  $O_k$  ซึ่งมากกว่า

$O_{RM}$  แล้ว จะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่เหลืออยู่ในระบบมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าและจะส่งผลให้เกิดไฟฟ้าดับในบางส่วนของระบบเป็นเวลานาน  $t_k$  ชั่วโมง ดังที่แสดงในภาพที่ 3-11



ภาพที่ 3-10 ตัวอย่างเส้นโค้งระยะเวลาโหลด



ภาพที่ 3-11 ตัวอย่างการคำนวณค่า LOLE และ EENS

จากหลักการดังกล่าวสามารถคำนวณ LOLE และ EENS ได้ดังสมการที่ (3.61) และ (3.62)

$$LOLE = \sum_{st=1}^n p_{st} t_{st} \quad (3.61)$$

$$EENS = \sum_{st=1}^n p_{st} E_{st} \quad (3.62)$$

โดย

$n$  จำนวนสถานะทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าใน COPT

$E_{st}$  ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่กำลังผลิตไม่เพียงพอจ่ายความต้องการพลังงานไฟฟ้า ณ สถานะที่มีการสูญเสียกำลังผลิตขนาด  $O_{st}$  (หาก  $O_{st} \leq O_{RM}$  จะได้ว่า  $E_{st} = 0$ ) (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)

$p_{st}$  ความน่าจะเป็นที่จะเกิดการสูญเสียกำลังผลิตขนาด  $O_{st}$

$t_{st}$  ระยะเวลาที่กำลังผลิตไม่เพียงพอจ่ายความต้องการใช้ไฟฟ้า ณ สถานะที่มีการสูญเสียกำลังผลิตขนาด  $O_{st}$  (หาก  $O_{st} \leq O_{RM}$  จะได้ว่า  $t_{st} = 0$ ) (ชั่วโมง)

วิธีการคำนวณค่า LOLE ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะได้ค่า LOLE ในหน่วย (ชั่วโมง/เดือน) โดยจะหารด้วยเวลา 24 ชั่วโมงให้เป็นหน่วย (วัน/เดือน) และรวมค่า LOLE ย้อนหลัง 12 เดือนล่าสุดให้เป็นค่า LOLE ในเดือนที่พิจารณาในหน่วย (วัน/ปี) สำหรับค่าวิธีการคำนวณค่า EENS ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะได้ค่า EENS ในหน่วย (เมกะวัตต์-ชั่วโมง/เดือน) โดยจะรวมค่า EENS ย้อนหลัง 12 เดือนล่าสุดให้เป็นค่า EENS ในเดือนที่พิจารณาในหน่วย (เมกะวัตต์-ชั่วโมง/ปี)

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง โอกาสเกิดไฟฟ้าดับ และพลังงานที่คาดว่าจะไม่ได้รับการจ่ายที่คำนวณตามสมการที่ (3.60) (3.61) และ (3.62) เป็นดัชนีที่สะท้อนภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ ซึ่งจะใช้เป็นผลลัพธ์การวางแผนหรือใช้ในการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าต่อไป

### 3.3.5 การคำนวณดัชนีสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะมีการกำหนดเงื่อนไขและสมมติฐานต่างๆ เพื่อให้การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้านั้นมีความเหมาะสม สอดคล้องกับนโยบายที่กำหนดไว้ โดยเงื่อนไขที่ใช้ในการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า คือ กำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งระบบต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เท่ากับโหลดในแต่ละชั่วโมงที่พิจารณา และค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต้องอยู่ภายใต้เกณฑ์ที่กำหนด ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาค่าดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับเป็นดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า โดยมีวิธีการคำนวณดังที่กล่าวไปในหัวข้อที่ผ่านมา

ทั้งนี้ นอกจากเงื่อนไขที่ใช้ในการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าดังกล่าวแล้ว ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจะมีเงื่อนไขในการวางแผนอื่นๆ ที่ถูกกำหนดขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับสมมติฐานของระบบผลิตไฟฟ้าและนโยบายของภาครัฐ อาทิเช่น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นต้น รวมถึงผลลัพธ์ที่ใช้เปรียบเทียบแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า อาทิเช่น ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง เป็นต้น จึงต้องมีการคำนวณดัชนีเหล่านี้ออกมาโดยดัชนีต่างๆ ที่ต้องคำนวณนั้นประกอบไปด้วย

#### (1) สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ( $FR_{f,g}$ ) คือ ร้อยละของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงแต่ละประเภทเมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ต้องผลิต โดยสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณาใดๆ สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.63) ซึ่งจะแตกต่างกับสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เป็นเงื่อนไขแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (สมการที่ (3.24)) เล็กน้อย โดยในสมการที่ (3.24) นั้นตัวหารจะเป็นความต้องการพลังงานทั้งหมดในช่วงเวลาที่พิจารณาเนื่องจากในขั้นตอนดังกล่าวยังไม่ทราบว่ามีการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานอย่างไร ทำให้ไม่ทราบว่าพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ต้องผลิตมีค่าเท่าไร



$$FR_{f,g} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,h}^D}{\sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,h}^D} \times 100 \quad (3.63)$$

### (2) สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า

สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ( $CR_{f,g}$ ) คือ ค่าร้อยละของกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าประเภทนั้นเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าทั้งหมด ณ เวลาใดเวลาหนึ่ง โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.64)

$$CR_{f,g} = \frac{\sum_{j=1}^{N_{f,y,m}} IC_{f,g,j,y,m}}{\sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,y,m}} IC_{f,g,j}} \times 100 \quad (3.64)$$

### (3) ค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิ และเฉลี่ย

ค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิ ( $TTEm$ ) คือ ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณา ซึ่งคำนวณจากปริมาณพลังงานปฐมภูมิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด ส่วนการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย ( $avgEm$ ) คือ ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยที่ปลดปล่อยจากการผลิตไฟฟ้า 1 หน่วย คำนวณจากค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิหารด้วยความต้องการพลังงานในช่วงเวลาที่พิจารณา โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.65) และ (3.66) เหตุที่กำหนดให้ตัวหารสมการที่ (3.66) เป็นค่าความต้องการพลังงานนั้นเนื่องจากดัชนีนี้จะถูกใช้เปรียบเทียบกันระหว่างกรณีศึกษาที่ใช้สมมติฐานของโหลดเดียวกันได้ด้วย จึงควรต้องใช้ตัวหารเดียวกันเนื่องจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดนั้นอาจแตกต่างกันไปตามการสั่งการเดินเครื่องระบบกักเก็บพลังงานในแต่ละกรณี

$$TTEm = \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} EF_f \times HR_{f,g,j} \times P_{f,g,j,h}^D \quad (3.65)$$

$$avgEm = \frac{TTEm}{\sum_{h=1}^{H_m} L_h} \quad (3.66)$$

### (4) ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย

ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย คือ ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 1 หน่วย คำนวณจากค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในช่วงเวลาที่พิจารณา หารด้วยความต้องการพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาที่พิจารณา ซึ่งจะนำไปใช้เป็นดัชนีทางด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า รวมถึงใช้เปรียบเทียบระหว่างแผนการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าต่างๆ

ทั้งนี้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายที่ขึ้นกับกำลังการผลิตติดตั้งหรือปริมาณกักเก็บ และค่าใช้จ่ายที่ขึ้นกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่งโรงไฟฟ้าแต่ละโรงที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแตกต่างกันจะมีองค์ประกอบของค่าใช้จ่ายที่แตกต่างกัน

โดยสามารถจำแนกประเภทของค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าตามประเภทสัญญาซื้อขายไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 3-2 และมีรายละเอียดการคำนวณค่าใช้จ่ายต่างๆ ดังต่อไปนี้

ตารางที่ 3-2 ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานจำแนกตามประเภทสัญญา

โครงสร้างต้นทุน		EGAT	IPP, SPP Firm	SPP Non-firm & VSPP	ซื้อจากต่างประเทศ	ตัวเลือก
1. ค่าก่อสร้าง (Investment Cost)	ขึ้นกับกำลังผลิต	✓	✓			✓
2. ค่าบำรุงรักษาคงที่ (fixed O&M Cost)	ติดตั้ง/ปริมาณกักเก็บ	✓	✓			✓
3. ค่าบำรุงรักษาผันแปร (Varied O&M Cost)		✓	✓			✓
4. ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost)	ขึ้นกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	✓	✓			✓
5. ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost)				✓	✓	

#### (4.1) ค่าก่อสร้าง

ค่าก่อสร้าง (Investment Cost) คือค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงาน ในการคำนวณค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือนที่เกิดจากค่าก่อสร้างนั้นจะนำค่าก่อสร้างมาเฉลี่ยรายปีด้วยอัตราส่วนลด (Discount Rate) แล้วเก็บค่าใช้จ่ายเฉลี่ยทุกเดือนตลอดอายุโครงการของโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงาน ทั้งนี้เพื่อไม่ให้เกิดภาระต่อค่าไฟฟ้าจำนวนมากในช่วงเวลาที่มีโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานใหม่เข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยค่าก่อสร้างเฉลี่ยสำหรับโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในเดือนใดๆ ( $InvC_{f,g,j}$ ) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.67) โดยจะหารด้วย 12 เพื่อเรียกเก็บเป็นรายเดือน สำหรับค่าก่อสร้างเฉลี่ยสำหรับระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  ในเดือนใดๆ ( $InvC_{s,j}$ ) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.68) ในลักษณะเดียวกัน

$$InvC_{f,g,j} = \frac{I_{f,g,j}^0 \times IC_{f,g,j,0}}{1 - \frac{1}{(1+r)^{SL_{f,g,j}}}} \times 12 \quad (3.67)$$

$$InvC_{s,j} = \frac{I_{s,j}^0 \times E_{s,j,0}^{max}}{1 - \frac{1}{(1+r)^{SL_{s,j}}}} \times 12 \quad (3.68)$$

โดย

$I_{f,g,j}^0$  ค่าก่อสร้างต่อกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  (บาท/เมกะวัตต์)

$I_{s,j}^0$	ค่าก่อสร้างต่อปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $g$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$r$	อัตราส่วนลด (%)
$SL_{f,g,j}$	อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (ปี)
$SL_{s,j}$	อายุการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (ปี)

ค่าก่อสร้างนั้นจะคิดเฉพาะโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่อายุการใช้งานยังไม่ครบกำหนดเท่านั้น หากมีการใช้งานโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานใดต่อหลังจากสิ้นอายุแล้วจะถือว่าภาระค่าก่อสร้างถูกชำระครบแล้ว และจะไม่มีภาระคิดค่าก่อสร้างต่อ อย่างไรก็ตามโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานที่ยังอยู่ในระบบอยู่ก็ยังมีค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่ต้องพิจารณา

#### (4.2) ค่าบำรุงรักษาคงที่

ค่าบำรุงรักษาคงที่ (Fixed O&M Cost) ที่ค่าบำรุงรักษาที่ต้องจ่ายในทุกๆ ปีหากโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานยังอยู่ในระบบไฟฟ้าและพร้อมใช้งาน โดยค่าบำรุงรักษาคงที่นี้จะต้องถูกชำระไม่ว่าจะมีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าหรืออัดประจุระบบกักเก็บพลังงานดังกล่าวหรือไม่ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ค่าใช้จ่ายส่วนนี้ขึ้นกับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าหรือปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงาน ค่าบำรุงรักษาคงที่ของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในเดือนใดๆ ( $FixC_{f,g,j}$ ) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.69) โดยหารด้วย 12 เพื่อเรียกเก็บค่าใช้จ่ายเป็นรายเดือน ค่าบำรุงรักษาคงที่ของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $s$  ในเดือนใดๆ ( $FixC_{s,j}$ ) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.70) ในลักษณะเดียวกัน

$$FixC_{f,g,j} = \frac{FOM_{f,g,j} \times IC_{f,g,j,0}}{12} \quad (3.69)$$

$$FixC_{s,j} = \frac{FOM_{s,j} \times E_{s,j,0}^{max}}{12} \quad (3.70)$$

โดย

$FOM_{f,g,j}$	ค่าบำรุงรักษาคงที่ต่อกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์/ปี)
$FOM_{s,j}$	ค่าบำรุงรักษาคงที่ต่อปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง/ปี)

#### (4.3) ค่าบำรุงรักษาผันแปร

ค่าบำรุงรักษาผันแปร (Variable O&M Cost) คือค่าบำรุงรักษาที่ต้องจ่ายตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ค่าบำรุงรักษาผันแปรของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในเดือนใดๆ ( $VarC_{f,g,j}$ ) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.71)

$$VarC_{f,g,j} = VOM_{f,g,j} \times \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,h}^D \quad (3.71)$$

#### (4.4) ค่าเชื้อเพลิง

ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost) คือค่าเชื้อเพลิงที่โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์ต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยจะกำหนดให้โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพาณิชย์มีต้นทุนค่าไฟฟ้าตามปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ ไม่ใช่ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต โดยพิจารณาพร้อมกับค่าอัตราความร้อน (Heat rate) ของโรงไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิงอาจจะมีค่าแตกต่างกันไปในแต่ละปี ทั้งนี้ขึ้นกับค่าพยากรณ์ราคาเชื้อเพลิงที่กำหนด ค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในเดือนใดๆ ของปีที่  $y$  ( $FuC_{f,g,j,y}$ ) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.72)

$$FuC_{f,g,j,y} = FC_{f,y} \times HR_{f,g,j} \times \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,h}^D \quad (3.72)$$

#### (4.5) ค่าพลังงานไฟฟ้า

ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Cost) คือราคาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยสำหรับโรงไฟฟ้าในกลุ่ม Non-Firm หรือโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ โดยโรงไฟฟ้าเหล่านี้จะคิดค่าใช้จ่ายตามหน่วยพลังงานที่ผลิตได้ ค่าพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในเดือนใดๆ ของปีที่  $y$  ( $EnC_{f,g,j,y}$ ) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.73)

$$EnC_{f,g,j,y} = EC_{f,g,j,y} \times \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,h}^D \quad (3.73)$$

โดย

$EC_{f,g,j,y}$  ราคาซื้อขายพลังงานไฟฟ้าโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในปี  $y$   
(บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

#### (4.6) ค่าใช้จ่ายรวมของระบบผลิตไฟฟ้า

ค่าใช้จ่ายรวมของระบบผลิตไฟฟ้า (Total Cost) คือผลรวมของค่าใช้จ่ายที่กล่าวมาทั้งหมดของทุกโรงไฟฟ้าในเดือนใดๆ ทั้งนี้โรงไฟฟ้าแต่ละโรงอาจไม่ได้มีค่าใช้จ่ายครบทุกประเภท โดยจะขึ้นกับประเภทสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตามที่แสดงไว้ในตารางที่ 3-2 ค่าใช้จ่ายรวมของระบบผลิตไฟฟ้าในเดือนที่  $m$  ของปีที่  $y$  ( $TC_{y,m}$ ) สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.74)

$$TC_{y,m} = \sum_{f=1}^F \sum_{g=1}^G \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} (InvC_{f,g,j} + InvC_{s,j} + FixC_{f,g,j} + FixC_{s,j} + VarC_{f,g,j} + FuC_{f,g,j,y} + EnC_{f,g,j,y}) \quad (3.74)$$

#### (4.7) ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย

ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (Average Cost) คือ ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยในการผลิตพลังงานไฟฟ้าหนึ่งหน่วย ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในปีที่  $y$  มาจากค่าใช้จ่ายรวมของระบบผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งปีหารความต้องการพลังงานตลอดทั้งปี โดยสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.75)

$$\text{average cost} = \frac{\sum_{m=1}^{12} TC_{y,m}}{\sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^{H_m} L_{m,h}} \quad (3.75)$$

สาเหตุที่ใช้ค่าความต้องการใช้พลังงานเป็นตัวหารในการคำนวณต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเป็นเพราะต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยจะถูกใช้เป็นตัวหารในการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งจะเก็บเงินได้จากหน่วยที่จำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าเท่านั้น ไม่ใช่หน่วยที่ผลิตทั้งหมดซึ่งรวมความสูญเสียในระบบส่งและระบบจำหน่ายด้วย การใช้ค่าความต้องการพลังงานเป็นตัวหารจึงเหมาะสมกว่า ทั้งนี้เพื่อให้สามารถเรียกเก็บค่าใช้จ่ายครบตามต้นทุนที่ต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้าจริง นอกจากนี้การใช้ค่าความต้องการใช้พลังงานเป็นตัวหารยังทำให้สามารถเปรียบเทียบต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยระหว่างกรณีศึกษาที่ใช้สมมติฐานของโหลดเดียวกันได้ด้วย

#### 3.3.6 การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า และการเลือกโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ

การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าคือการพิจารณาว่าระบบไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณาจำเป็นต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มหรือไม่ ทั้งนี้เนื่องจากวัตถุประสงค์ในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือการให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุด ด้วยเหตุนี้จึงควรใช้งานระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ให้เต็มขีดความสามารถภายใต้เงื่อนไขที่กำหนดก่อน และเพิ่มโรงไฟฟ้าเมื่อจำเป็นเท่าที่จำเป็นเพื่อจำกัดให้ต้นทุนคงที่ของระบบไฟฟ้าต่ำที่สุด สำหรับวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงกำหนดเงื่อนไขการเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าตามที่แสดงในภาพที่ 3-1 โดยจะเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าก็ต่อเมื่อ:

- ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนด โดยพิจารณาจากดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับรวมย้อนหลัง 12 เดือนว่ามีค่ามากกว่าเกณฑ์โอกาสเกิดไฟฟ้าดับที่กำหนดหรือไม่ โดยกำหนดเกณฑ์ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับให้ไม่เกิน 0.7 วันต่อปี หรือ 16.8 ชั่วโมงต่อปี เมื่อคำนวณด้วยวิธีที่นำเสนอในหัวข้อ 3.3.4 หากดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับรวมย้อนหลัง 12 เดือนสูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนดแสดงว่าระบบไฟฟ้าต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มเพื่อรักษาระดับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด หรือ
- ระบบไฟฟ้าไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับโหลดในทุกชั่วโมงได้ภายใต้เงื่อนไขการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่กำหนด โดยพิจารณาจากผลการแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าว่ามีการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้า

หรือไม่ หากมีการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้า แสดงว่าระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ เวลาที่พิจารณาไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับโหลดในทุกชั่วโมงได้ภายใต้เงื่อนไขการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่กำหนด และระบบไฟฟ้าต้องการโรงไฟฟ้าใหม่เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมให้กับโหลดภายใต้เงื่อนไขการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่กำหนด

หากตัดสินใจว่าจะไม่เพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ขั้นตอนต่อไปก็จะเป็นการขยับไปพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าในเดือนถัดไป แต่หากตัดสินใจว่าต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ขั้นตอนต่อไปจะเป็นการเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า สำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะตัดสินใจเลือกเฉพาะโรงไฟฟ้า หรือโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งคู่กับระบบกักเก็บพลังงานที่ละ 1 โรง จากรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือก (Candidate Power Plant List) ที่มีการกำหนดเอาไว้ก่อนการจัดทำแผน เพื่อให้มั่นใจได้ว่าจะมีคำตอบที่เหมาะสมสำหรับการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยเงื่อนไขที่กำหนด ในการจัดทำรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกจะต้องคำนึงถึงประเด็นดังต่อไปนี้:

1. ต้องมีประเภทโรงไฟฟ้าทางเลือกรวมถึงเชื้อเพลิงที่ใช้หลากหลายเพียงพอที่จะทำให้สามารถจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าตามเงื่อนไขการวางแผนที่กำหนดได้ ยกตัวอย่างเช่น หากกำหนดเงื่อนไขเกณฑ์ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไว้ ก็จะต้องมีโรงไฟฟ้าทางเลือกที่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่าเกณฑ์ที่กำหนดเอาไว้เป็นตัวเลือกในกรณี ที่ระบบจำเป็นต้องลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในการผลิตไฟฟ้า หรือหากมีการกำหนดเกณฑ์สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ก็จะต้องมีโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นเอาไว้เป็นทางเลือกด้วย เป็นต้น
2. โรงไฟฟ้าทางเลือกที่กำหนดไว้ทุกประเภทจะต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ในทุกชั่วโมง ทั้งนี้เพื่อให้ทุกโรงไฟฟ้าที่อาจถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบสามารถช่วยให้ระบบไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในทุกชั่วโมงได้ ยกตัวอย่างเช่น หากกำหนดให้มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นโรงไฟฟ้าทางเลือก และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าวผลิตไฟฟ้าได้เฉพาะในช่วงเวลากลางวัน หากเกิดเหตุการณ์ที่ระบบผลิตไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายโหลดในช่วงเวลากลางคืนได้พอ การเลือกโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะไม่ช่วยให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถจ่ายโหลดในช่วงเวลากลางคืนได้ ด้วยเหตุนี้โรงไฟฟ้าทางเลือกพลังงานแสงอาทิตย์นี้จึงควรถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบคู่กับระบบกักเก็บพลังงานพร้อมๆ กัน เพื่อให้มีระบบกักเก็บพลังงานที่จะทำหน้าที่กักเก็บพลังงานในช่วงเวลากลางวันแล้วช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงเวลากลางคืน เป็นต้น

ในการจัดทำรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ อาจกำหนดช่วงเวลาโรงไฟฟ้าบางประเภทจะถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าได้หากมีข้อจำกัดบางอย่าง ยกตัวอย่างเช่น โรงไฟฟ้าตัวเลือกพลังงานนิวเคลียร์สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2570 เป็นต้นไป ทั้งนี้เนื่องจากต้องได้รับการอนุญาตให้ก่อสร้างจากทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ (International Atomic Energy Agency, IAEA) ก่อน เป็นต้น

นอกจากนี้ยังสามารถกำหนดให้โรงไฟฟ้าประเภทเดียวกันที่เข้าสู่ระบบได้ในปีที่ต่างกันมีค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าแตกต่างกันได้ ทั้งนี้เพื่อให้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าสอดคล้องกับค่าพยากรณ์ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่อาจจะไม่คงที่ตลอดช่วงเวลาจัดทำแผน โดยเฉพาะอย่างยิ่งค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงานที่มีการคาดการณ์กันว่าจะมีค่าลดลงในอนาคต

สำหรับขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในเดือนที่  $m$  ของปีที่  $y$  นั้นมีรายละเอียดของแต่ละขั้นตอนดังต่อไปนี้:

1. คัดเลือกโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในเดือนและปีที่พิจารณา แล้วสร้างรายชื่อโรงไฟฟ้าทางเลือกที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้ในเดือนและปีที่พิจารณา
2. คำนวณต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้า (Levelized Cost of Electricity, LCOE) ของโรงไฟฟ้าทางเลือกทุกโรงในรายชื่อจากข้อ 1 โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการคำนวณค่า LCOE ของโรงไฟฟ้าใดๆ และโรงไฟฟ้าที่ติดตั้งพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานดังที่แสดงในสมการที่ (3.76) ถึง (3.83) ทั้งนี้หากโรงไฟฟ้าใดไม่ได้ติดตั้งพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงาน พจน์ที่สองของสมการที่ (3.76) ก็จะมีค่าเท่ากับศูนย์

$$LCOE_{f,g,k} = \frac{IC_{f,g,k,0} \times I_{f,g,k}^0 + \sum_{t=1}^{SL_{f,g,k}} \frac{CF_{f,g,k,t}}{(1+r)^t} + \frac{E_{s,b,0}^{max} \times I_{s,b}^0 + \sum_{t=1}^{SL_{s,b}} \frac{CF_{s,b,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{SL_{f,g,k}} \frac{En_{f,g,k,t}}{(1+r)^t} + \sum_{t=1}^{SL_{s,b}} \frac{En_{s,b,t}}{(1+r)^t}} \quad (3.76)$$

$$CF_{f,g,k,t} = EP_{f,g,k,t} + FixC_{f,g,k} + VarC_{f,g,k,t} \quad (3.77)$$

$$EP_{f,g,k,t} = FC_{f,y(t)} \times HR_{f,g,k} \times En_{f,g,k,t} \quad (3.78)$$

$$FixC_{f,g,k} = FOM_{f,g,k} \times IC_{f,g,k,0} \quad (3.79)$$

$$VarC_{f,g,k,t} = VOM_{f,g,k} \times En_{f,g,k,t} \quad (3.80)$$

$$En_{f,g,k,t} = IC_{f,g,k,0} \times (1 - DeG_{f,g,k,t}) \times ePF_{f,g,k} \times 8,760 \times 1,000 \quad (3.81)$$

$$CF_{s,b,t} = FOM_{s,b} \times E_{s,b,0}^{max} \quad (3.82)$$

$$En_{s,b,t} = E_{s,b,0}^{max} \times (1 - DeG_{s,b,t}) \times (SOC_{s,b}^{max} - SOC_{s,b}^{min}) \times \eta_{s,b}^{dch} \times 365 \times 1,000 \quad (3.83)$$

โดย

$b_0$  ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก  $b$  ประเภท  $s$

$f$	ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในเขตของประเภทเชื้อเพลิง $F$
$g$	ประเภทโรงไฟฟ้าในเขตของประเภทโรงไฟฟ้า $G$
$k$	โรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$
$s$	ประเภทระบบกักเก็บพลังงานในเขตของประเภทระบบกักเก็บพลังงาน $S$
$t$	อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าตัวเลือกและระบบกักเก็บพลังงาน (ปี)
$y$	ปีในเขตช่วงเวลาการวางแผน $Y$
$CF_{f,g,k,t}$	กระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ เมื่อมีอายุการใช้งาน $t$ ปี (บาท)
$CF_{s,b,t}$	กระแสเงินสดของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $s$ เมื่อมีอายุการใช้งาน $t$ ปี (บาท)
$DeG_{f,g,k,t}$	การเสื่อมประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ เมื่อมีอายุการใช้งาน $t$ ปี (%)
$DeG_{s,b,t}$	การเสื่อมสภาพของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $s$ เมื่อมีอายุการใช้งาน $t$ ปี (%)
$E_{s,b,0}^{max}$	พิกัดปริมาณกักเก็บของของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $s$ เมื่อเริ่มติดตั้ง (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$En_{f,g,k,t}$	พลังงานที่โรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ผลิตได้เมื่อมีอายุการใช้งาน $t$ ปี (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
$En_{s,b,t}$	พลังงานที่คาดว่าจะจ่ายจากระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $s$ เมื่อมีอายุการใช้งาน $t$ ปี (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
$ePF_{f,g,k}$	ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าที่คาดการณ์ของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (%)
$EP_{f,g,k,t}$	ค่าพลังงานของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ผลิตได้เมื่อมีอายุการใช้งาน $t$ ปี (บาท)
$FC_{f,y(t)}$	ค่าเชื้อเพลิง $f$ ในปี $y$ ซึ่งเป็นฟังก์ชันของอายุการใช้งาน $t$ (บาท/ล้านปีที่อยู่)
$FixC_{f,g,k}$	ค่าบำรุงรักษาคงที่ของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท)
$FOM_{f,g,k}$	ค่าบำรุงรักษาคงที่ต่อกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์/ปี)
$FOM_{s,b}$	ค่าบำรุงรักษาคงที่ต่อปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $s$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง/ปี)



$HR_{f,g,k}$	ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (ล้านบีทียู/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$I_{f,g,k}^0$	ค่าก่อสร้างต่อกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์)
$I_{s,b}^0$	ค่าก่อสร้างต่อปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $g$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$IC_{f,g,k,0}$	กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ เมื่อเริ่มใช้งาน (เมกะวัตต์)
$LCOE_{f,g,k}$	ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
$r$	อัตราส่วนลด (%)
$SL_{f,g,k}$	อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (ปี)
$SL_{s,b}$	อายุการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $s$ (ปี)
$SOC_{s,j}^{max}$	สถานะการอัดประจุสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $s$ (%)
$SOC_{s,j}^{min}$	สถานะการอัดประจุต่ำสุดของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $s$ (%)
$VarC_{f,g,k,t}$	ค่าบำรุงรักษาผันแปรของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ เมื่อมีอายุการใช้งาน $t$ ปี (บาท)
$VOM_{f,g,k}$	ค่าบำรุงรักษาผันแปรต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าตัวเลือก $k$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$\eta_{s,b}^{dch}$	ประสิทธิภาพในการคายประจุของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก $b$ ประเภท $s$ (%)

3. เรียงลำดับโรงไฟฟ้าตัวเลือกตามค่า LCOE ที่คำนวณได้จากน้อยไปหามาก
4. ตรวจสอบว่าในเดือนที่พิจารณามีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทใดถึงเกณฑ์เงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าหรือไม่ หากมีให้ไปยังขั้นตอนที่ 5 หากไม่มีให้ไปยังขั้นตอนที่ 6
5. หากมีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิง  $f_1$  ถึงเกณฑ์เงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงที่กำหนด ให้ตัดโรงไฟฟ้าทางเลือกที่ใช้เชื้อเพลิง  $f_1$  ทั้งหมดออกจากรายชื่อโรงไฟฟ้าทางเลือกที่เรียงลำดับไว้จากข้อที่ 3
6. ตรวจสอบว่าในเดือนที่พิจารณามีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ถึงเกณฑ์เงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่คำนวณได้จากสมการที่ (3.59) หรือไม่ หากมีให้ไปยังขั้นตอนที่ 7 หากไม่มีให้ไปยังขั้นตอนที่ 8

7. หากมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ถึงเกณฑ์เงื่อนไขที่คำนวณได้ ให้ทำตามขั้นตอนย่อยต่อไปนี้

7.1. ตรวจสอบว่าโรงไฟฟ้าที่มีการผลิตไฟฟ้าและมีอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สูงที่สุดมีค่าอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เท่าไร ( $CDE_{max}$ ) โดยสามารถคำนวณค่าอัตราการการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าตัวเลือกแต่ละโรง ( $CDE_{f,g,k}$ ) ได้จากสมการที่ (3.84)

$$\forall f \forall g : CDE_{f,g} = EF_f \times HR_{f,g,k} \quad (3.84)$$

โดย

$EF_f$

อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อพลังงานปรุมภูมิของเชื้อเพลิง  $f$  (กิโลกรัม/ล้านบีทียู)

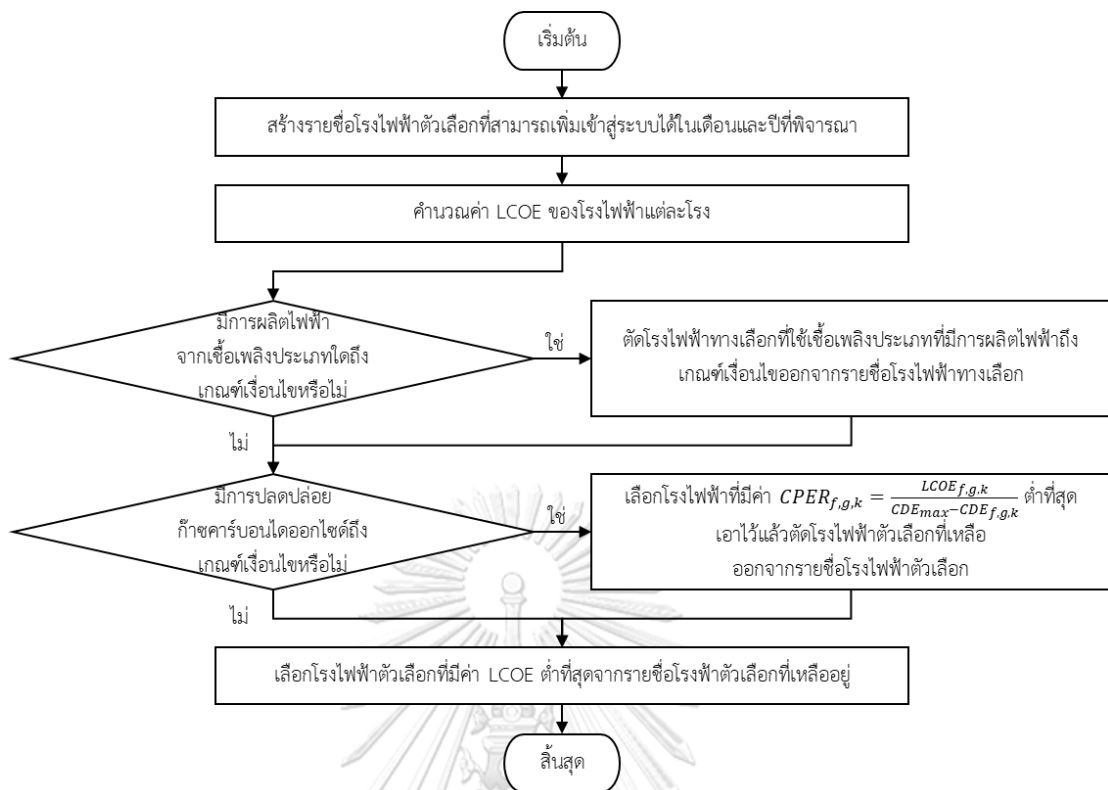
7.2. คำนวณหาค่าต้นทุนค่าไฟฟ้าต่อการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดได้ ( $CPER_{f,g,k}$ ) ของโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เหลืออยู่โดยใช้สมการที่ (3.85)

$$CPER_{f,g,k} = \frac{LCOE_{f,g,k}}{CDE_{max} - CDE_{f,g,k}} \quad (3.85)$$

7.3. เลือกโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่มีค่า  $CPER_{f,g,k}$  ต่ำที่สุดเอาไว้แล้วตัดโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เหลือออกจากรายชื่อโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เรียงลำดับไว้จากข้อที่ 3 หรือข้อที่ 5

8. เลือกโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่มีค่า LCOE ต่ำที่สุดจากรายชื่อโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เหลืออยู่ โดยโรงไฟฟ้าตัวเลือกดังกล่าวอาจติดตั้งพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานก็ได้

ทั้งนี้ สามารถสรุปขั้นตอนข้างต้นเป็นแผนภาพดังที่แสดงในภาพที่ 3-12 ด้วยขั้นตอนดังกล่าวจะทำให้ได้โรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เหมาะสมที่สุดจำนวน 1 โรง ที่อาจติดตั้งพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานเพื่อเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า จากนั้นจึงทำการตรวจสอบความพร้อมจ่ายและความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในเดือนที่พิจารณา และทำซ้ำจนระบบไฟฟ้ามีความพร้อมจ่ายและความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์ จากนั้นจึงเปลี่ยนไปพิจารณาในเดือนถัดไป เมื่อทำซ้ำจนครบช่วงเวลาที่ทำแผน ก็จะได้แผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่ต้องการ



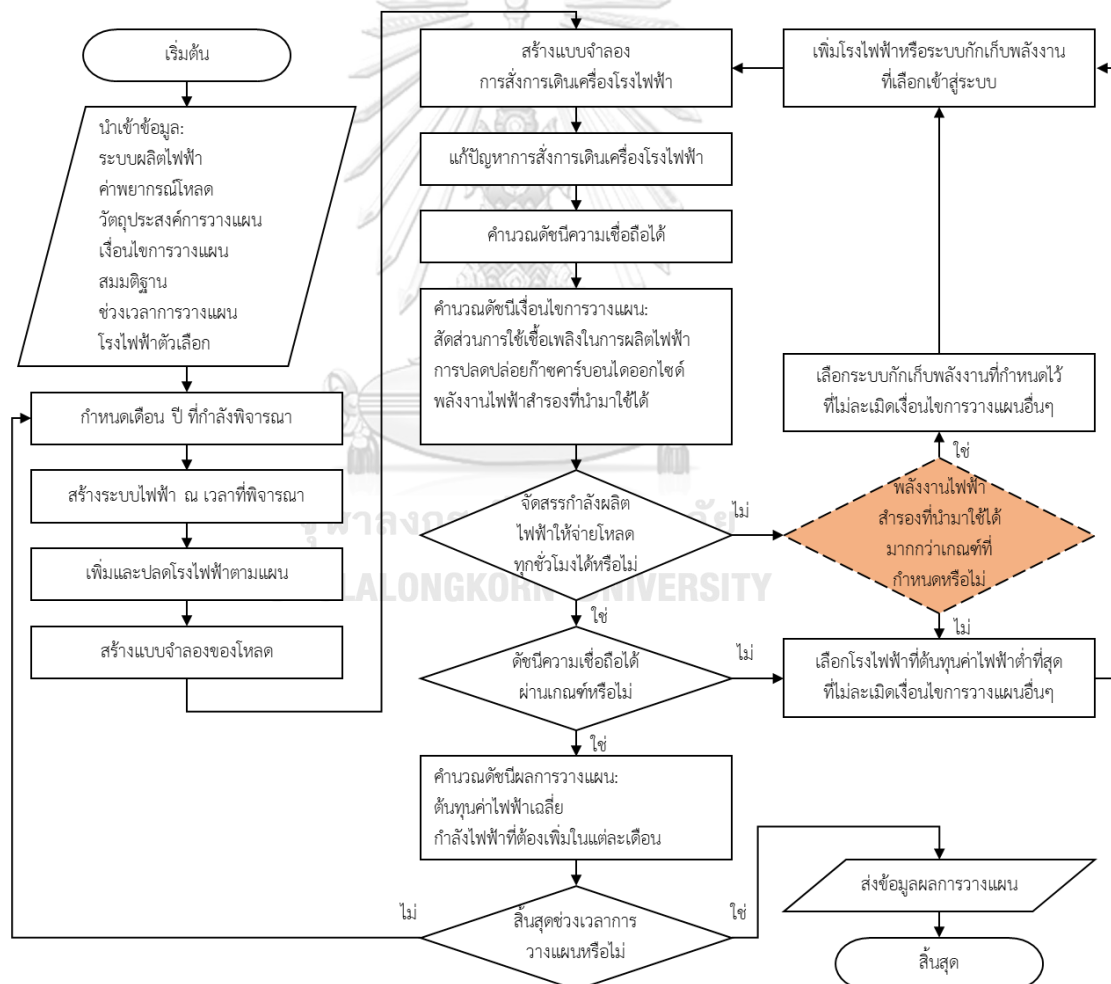
ภาพที่ 3-12 ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

### 3.3.7 การตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน และการเลือกระบบกักเก็บพลังงาน

ตามที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.3.6 ว่าโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่กำหนดไว้ทุกประเภทจะต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ในทุกชั่วโมง ด้วยเหตุนี้หากมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเป็นโรงไฟฟ้าตัวเลือกแล้วโรงไฟฟ้างกล่าวจะต้องติดตั้งพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานที่มีปริมาณกักเก็บค่าหนึ่งซึ่งต้องกำหนดไว้ล่วงหน้า อย่างไรก็ตามหากมีการกำหนดสัดส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าตัวเลือกและปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานที่ไม่เหมาะสม การเพิ่มโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่ติดตั้งพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานพร้อมกันอาจจะทำให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าหรือปริมาณกักเก็บพลังงานเข้าสู่ระบบมากเกินไปจนความจำเป็น ทั้งนี้การกำหนดสัดส่วนดังกล่าวให้เหมาะสมนั้นทำได้ยาก เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบนั้นไม่ได้มีเพียงแคโรงไฟฟ้าตัวเลือก แต่ยังมีโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอยู่แล้วหรือโรงไฟฟ้าที่เพิ่มเข้าสู่ระบบตามนโยบาย นอกจากนี้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทก็มีองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าและรูปแบบการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ส่งผลให้ปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสมกับระบบผลิตไฟฟ้านั้นแตกต่างกันไปตามปัจจัยข้างต้น เมื่อจำเป็นต้องเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานพร้อมกับโรงไฟฟ้าตัวเลือกทำให้จำเป็นต้องปรับสัดส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าตัวเลือกและปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บ

พลังงานไปตามแต่ละระบบไฟฟ้าที่ทำการวางแผน ทำให้อาจจะต้องทำการวางแผนซ้ำหลายครั้งด้วย โรงไฟฟ้าตัวเลือกที่ติดตั้งพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานที่มีขนาดปริมาณกักเก็บแตกต่างกันไป

เพื่อลดขั้นตอนการวางแผนดังกล่าวลง ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเสนอให้กำหนดสัดส่วน ปริมาณกักเก็บให้เล็กกว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าตัวเลือก โดยอาจจะกำหนดไว้เพียงร้อยละ 25 ของพลังงานที่ผลิตได้ จากนั้นให้เพิ่มทางเลือกในการเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานโดยไม่ต้อง ติดตั้งพร้อมกับโรงไฟฟ้าตัวเลือก โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะขอเรียกวิธีดังกล่าวว่าการเพิ่มเฉพาะ ระบบกักเก็บพลังงาน ด้วยวิธีดังกล่าวจะทำให้มีทางเลือกในการปรับสัดส่วนของปริมาณกักเก็บต่อ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าตัวเลือก ทำให้โอกาสที่จะได้ปริมาณกักเก็บและกำลังผลิตไฟฟ้าที่ เหมาะสมมากขึ้น โดยสามารถสรุปวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีทางเลือกการเพิ่มเฉพาะ ระบบกักเก็บพลังงานได้ตามที่แสดงในภาพที่ 3-13 โดยขั้นตอนที่เพิ่มขึ้นแสดงไว้ด้วยสีส้ม



ภาพที่ 3-13 วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีทางเลือกการเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน

จากภาพที่ 3-13 จะเห็นว่า มีขั้นตอนการคำนวณดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ (Energy Reserve Margin, RMe) เพื่อใช้ในการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน โดยดัชนี

พลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้นั้นคำนวณจากพลังงานที่มากที่สุดที่ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถผลิตได้ โดยไม่ละเมิดเงื่อนไขการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ไปด้วยความต้องการพลังงานของทั้งระบบไฟฟ้า แล้วหารด้วยความต้องการพลังงานของระบบไฟฟ้า โดยค่า RMe ของระบบผลิตไฟฟ้าในเดือนที่  $m$  ในปีที่  $y$  สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.86)

$$RMe = \frac{\left( \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,h}^{Dmax} - \sum_{h=1}^{H_m} L_h \right)}{\sum_{h=1}^{H_m} L_h} \quad (3.86)$$

โดย

$P_{f,g,j,h}^{Dmax}$  กำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  สามารถผลิตได้มากที่สุดในชั่วโมงที่  $h$  โดยไม่ละเมิดเงื่อนไขการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า (เมกะวัตต์)

โดยค่า  $P_{f,g,j,h}^{Dmax}$  ของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงนี้สามารถคำนวณได้จากแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (1) ถึง (7) นั้นจะคำนวณจากแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.3.2 สำหรับโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (9) นั้นจะคำนวณจากผลลัพธ์ของแบบจำลองโปรแกรมเชิงเส้นที่แสดงในสมการที่ (3.87) ถึงซึ่งเป็นการหาค่าขีดสุดของกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่โรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (9) จะผลิตได้ในแต่ละชั่วโมง โดยมีเงื่อนไขสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และขอบเขตกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่แสดงไว้ในสมการที่ (3.24), (3.25) และ (3.31) ตามลำดับ เมื่อได้ค่า  $P_{f,g,j,h}^{Dmax}$  แล้วจึงทำการรวมผลการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าทุกชั่วโมงเป็นค่าพลังงานต่อไป

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

$$\max \left( \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,h}^D \right) \quad (3.87)$$

เงื่อนไขบังคับ

$$\forall f : \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,g,j,h}^D \leq \delta_{f,y} \times \sum_{h=1}^{H_m} L_h \quad (3.24)$$

$$\sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} EF_f \times HR_{f,g,j} \times P_{f,g,j,h}^D \leq Em_{y,m} \quad (3.25)$$

$$\forall h \forall f \forall g \forall j : P_{f,g,j,y,m}^{min} \leq P_{f,g,j,h}^D \leq P_{f,g,j,y,m}^{max} \quad (3.31)$$

เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานไม่มีการผลิตพลังงานและไม่ใช้เชื้อเพลิง ทำให้ไม่ส่งผลกระทบต่อสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยตรง แต่พลังงานที่ใช้ในการอัดประจุอาจจะผลิตจากโรงไฟฟ้าที่อยู่ในเงื่อนไขสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงหรือมีการ

ปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จึงจำเป็นต้องตรวจสอบเงื่อนไขเหล่านี้ในการคำนวณดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ เพื่อให้มั่นใจว่าระบบผลิตไฟฟ้ายังสามารถผลิตพลังงานเพิ่มให้ระบบกักเก็บพลังงานนำมาใช้ประโยชน์ได้

เมื่อได้เงื่อนไขแนวความคิดการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แล้ว ในขั้นตอนต่อไปคือการกำหนดเงื่อนไขการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน จากแบบจำลองที่นำเสนอในหัวข้อนี้จะพบว่าระบบกักเก็บพลังงานสามารถช่วยในการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงด้วยการเปลี่ยนรูปแบบโหลดรายชั่วโมงให้สอดคล้องกับรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบ รวมถึงช่วยส่งเสริมความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยการลดโหลดในช่วยที่โหลดสูงแล้วไปเพิ่มโหลดในช่วยที่โหลดต่ำตามวิธีการประเมินดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอในหัวข้อ 3.3.4 อย่างไรก็ตามการจะใช้งานระบบกักเก็บพลังงานแบบดังกล่าว นั้นระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องมีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงรูปแบบโหลดรายชั่วโมงให้สอดคล้องกับรูปแบบการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ระบบผลิตไฟฟ้ายังต้องสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมได้จำนวนหนึ่งเพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานนำไปอัดประจุและคายประจุ ทั้งนี้หากระบบผลิตไฟฟ้าไม่มีความจำเป็นต้องเปลี่ยนรูปแบบโหลดรายชั่วโมง ระบบกักเก็บพลังงานที่เพิ่มเข้าสู่ระบบก็อาจจะไม่ถูกใช้ประโยชน์เนื่องจากการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานจะเกิดความสูญเสีย (Loss) ระบบกักเก็บพลังงานจึงมักถูกจำกัดให้ใช้เท่าที่จำเป็นเท่านั้น

จากแนวคิดข้างต้นสามารถกำหนดเป็นเงื่อนไขการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานได้ 2 เงื่อนไขดังต่อไปนี้:

- ระบบไฟฟ้าไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับโหลดในทุกชั่วโมงได้ภายใต้เงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่กำหนด ทำให้มีความจำเป็นต้องเปลี่ยนรูปแบบโหลดรายชั่วโมงให้สอดคล้องกับความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าที่มีอยู่ และ
- ระบบไฟฟ้าต้องมีดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้มากกว่าเกณฑ์ที่กำหนด เพื่อให้มีพลังงานที่จะใช้อัดประจุ เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานสามารถนำไปจ่ายกำลังไฟฟ้าได้

ทั้งนี้หากไม่เข้าเงื่อนไขทั้ง 2 ข้อ ระบบกักเก็บพลังงานที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าอาจจะไม่ถูกใช้งาน ทำให้การเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจะเหมาะสมกว่า ด้วยเหตุนี้การตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานจึงสามารถแสดงเป็นแผนภาพได้ตามภาพที่ 3-13

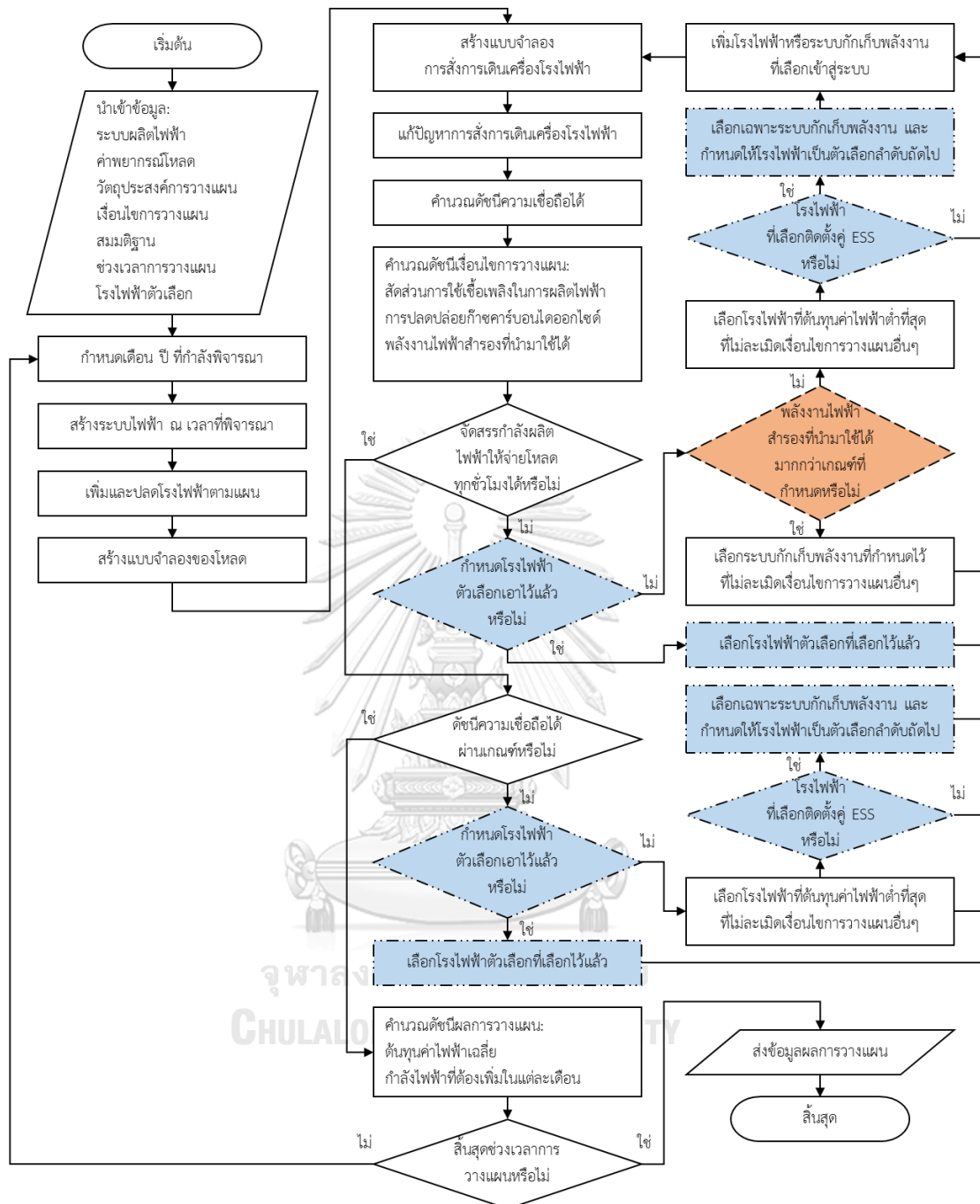
เมื่อตัดสินใจได้ว่าจำเป็นต้องเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานแล้ว ขั้นตอนต่อไปจะเป็นการเลือกระบบกักเก็บพลังงานที่เหมาะสม ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกเอาไว้เช่นเดียวกับการกำหนดโรงไฟฟ้าตัวเลือก โดยหากไม่มีเงื่อนไขการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เพิ่มเติมจากเงื่อนไขที่พิจารณาในการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ก็จะกำหนดประเภทของ

ระบบกักเก็บพลังงานเอาไว้ประเภทเดียว ซึ่งจะเป็นระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่ระบุ ปริมาณกักเก็บและพิกัดกำลังไฟฟ้าเอาไว้ ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำสูบกลับนั้นมีข้อจำกัดในการ ก่อสร้างมาก อย่างไรก็ตามหากจำเป็นต้องพิจารณาเงื่อนไขการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เพิ่มเติม ก็อาจจะมีการกำหนดระบบกักเก็บพลังงานทางเลือกเอาไว้มากกว่า 1 แบบได้ โดยอาจจะ กำหนดให้มีปริมาณกักเก็บ พิกัดกำลังไฟฟ้า หรือ พิกัดสัดส่วนกำลังไฟฟ้าต่อปริมาณกักเก็บที่ สอดคล้องกับเงื่อนไขการวางแผนที่พิจารณา

จากวิธีการที่บรรยายข้างต้น และที่นำเสนอในภาพที่ 3-13 จะเห็นว่าการเลือกระบบกักเก็บ พลังงานนั้นจะไม่ได้พิจารณาถึงดัชนีทางเศรษฐศาสตร์ใดๆ รวมถึงการตัดสินใจเลือกระบบกักเก็บ พลังงานนั้นไม่ได้ถูกนำมาเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าตัวเลือกอื่นๆ ทั้งนี้เนื่องจากการคำนวณต้นทุนค่า ไฟฟ้าตลอดอายุโครงการนั้นจำเป็นต้องรู้ทั้งต้นทุนค่าไฟฟ้าที่จะนำมาอัดประจุระบบกักเก็บพลังงาน และปริมาณไฟฟ้าที่ถูกใช้งานผ่านระบบกักเก็บพลังงานซึ่งไม่สามารถทำการคำนวณเอาไว้ก่อนได้ เนื่องจากไม่แน่ใจว่าจะใช้พลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าใดมาอัดประจุให้กับระบบกักเก็บพลังงาน และจะ มีการใช้งานระบบกักเก็บพลังงานอย่างไร ทำให้ไม่สามารถคำนวณต้นทุนค่าไฟฟ้าตลอดอายุโครงการ ของระบบกักเก็บพลังงานได้ จึงไม่มีดัชนีที่จะใช้เปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จึงกำหนดให้การตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานนั้นตัดสินใจจากเงื่อนไขที่กำหนดขึ้นเท่านั้น

### 3.3.8 การแยกโรงไฟฟ้าตัวเลือกกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกัน

นอกจากการขยายความจุของระบบกักเก็บพลังงานแล้ว วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังนำเสนอวิธีการ เพิ่มระบบกักเก็บพลังงานโดยไม่ต้องเพิ่มคู่กับโรงไฟฟ้าตัวเลือก โดยการแยกโรงไฟฟ้าตัวเลือกกับ ระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกันเป็นสองหน่วย (unit) จากนั้นจึงเพิ่มเข้าสู่ระบบที่ ละหน่วย โดยจะเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานเข้าสู่ระบบก่อน แล้วกำหนดให้โรงไฟฟ้าตัวเลือกที่ต้อง ติดตั้งพร้อมกันเป็นโรงไฟฟ้าที่จะเพิ่มเข้าสู่ระบบเป็นลำดับถัดไป เมื่อเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานเข้าสู่ ระบบแล้ว หากการเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานนั้นทำให้ระบบผลิตไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณาผ่าน เงื่อนไขการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าก็แสดงว่า ไม่มีความจำเป็นต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่ต้อง ติดตั้งพร้อมกันอีก ทำให้สามารถละเลยการเพิ่มโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่ต้องติดตั้งพร้อมกันได้ แล้วข้ามไป พิจารณาช่วงเวลาถัดไปในแผนได้เลย วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีทางเลือกเพิ่มเฉพาะ ระบบกักเก็บพลังงานและการแยกโรงไฟฟ้าตัวเลือกกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจาก กันสามารถแสดงได้ในภาพที่ 3-14 โดยขั้นตอนที่เพิ่มขึ้นแสดงไว้ด้วยสีฟ้า



ภาพที่ 3-14 วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีทางเลือกการขยายความจุระบบกักเก็บพลังงาน และการแยกโรงไฟฟ้าตัวเลือกกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกัน



## บทที่ 4

### การปรับปรุงการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าให้รองรับเงื่อนไขการตอบสนองของ โรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด และเงื่อนไขเชิงพื้นที่

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงการปรับปรุงการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานแบบพื้นฐานที่นำเสนอในบทที่ 3 ให้กลายเป็นวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่สอดคล้องกับวัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยการเพิ่มเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดและเงื่อนไขเชิงพื้นที่ เพื่อให้สามารถจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่ครอบคลุมเงื่อนไขที่ควรต้องพิจารณาทั้งหมด

เนื้อหาในบทนี้จะประกอบไปด้วยการพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด และการพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

#### 4.1 การพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด

การพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำโดยการแบ่งโหลดออกเป็นสามระดับ แล้วกำหนดเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวของโหลดในแต่ละระดับให้เป็นหนึ่งในเงื่อนไขการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อตรวจสอบว่าระบบผลิตไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็วในปริมาณที่เพียงพอหรือไม่ ทั้งนี้นอกจากโรงไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็วแล้ว ระบบกักเก็บพลังงานก็เป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่ใช้จัดการกับความไม่แน่นอนและความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน จึงต้องนับรวมกำลังไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็วด้วย

เมื่อทำการตรวจสอบแล้วพบว่าระบบผลิตไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็วไม่เพียงพอ ก็จะต้องมีการคัดเลือกโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เหมาะสมโดยพิจารณาถึงการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดด้วย อย่างไรก็ตามเมื่อทำการทดลองวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยเงื่อนไขดังกล่าวกลับพบว่ามีโรงไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็วจำนวนมากถูกเพิ่มเข้ามาในเดือนแรกๆ ของแผนเพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าให้สอดคล้องกับเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวของโหลดในแต่ละระดับ ซึ่งการเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้ามาในช่วงต้นของแผนนี้เป็นเพราะที่ผ่านมายังไม่เคยมีการพิจารณาเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวของโหลดในแต่ละระดับมาก่อน ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าในระบบที่มีอยู่ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าตามเงื่อนไขดังกล่าวได้ ทั้งนี้การเพิ่มโรงไฟฟ้าจำนวนมากในช่วงต้นแผนนั้นไม่อาจทำได้จริงเนื่องจากไม่สอดคล้องกับระยะเวลาที่ต้องใช้ในการพัฒนาโครงการ

โรงไฟฟ้าใหม่ นอกจากนี้ในความเป็นจริงผู้ดูแลระบบไฟฟ้าก็ยังสามารถจัดการกับความผันผวนและความไม่แน่นอนของโหลดและการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนได้ด้วยวิธีการอื่นๆ เช่น การเพิ่มระดับกำลังผลิตสำรองพร้อมจ่าย (Spinning Reserve) หรือการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซวัฏจักรเปิด (Open-cycle Gas Turbine) ในช่วงแรกของแผนที่เป็นช่วงเปลี่ยนผ่านจากระบบผลิตไฟฟ้าที่พึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นหลักไปสู่ระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ด้วยเหตุนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยผ่อนคลายเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวของโหลดในแต่ละระดับเพื่อใช้วางแผนไว้ด้วยเพื่อจัดทำแผนในช่วงเวลาเปลี่ยนผ่านดังกล่าว

เนื้อหาในหัวข้อนี้จะประกอบไปด้วยวิธีการแบ่งระดับโหลด เงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวของโหลดในแต่ละระดับ วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า การเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด และวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยผ่อนคลายเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวของโหลดในแต่ละระดับ

#### 4.1.1 วิธีการแบ่งระดับโหลด

การแบ่งระดับโหลดนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อให้สามารถจำแนกโหลดออกเป็น 3 ระดับตามระดับการเปลี่ยนแปลงของโหลด แล้วนำไปใช้ในเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวของโหลดในแต่ละระดับ โดยจะกำหนดให้โหลดในแต่ละระดับรับกำลังไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่มีการตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดมากกว่าหรือเท่ากับระดับการเปลี่ยนแปลงของโหลด ทั้งนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จำแนกประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดแต่ละระดับเอาไว้ดังที่แสดงในตารางที่ 4-1

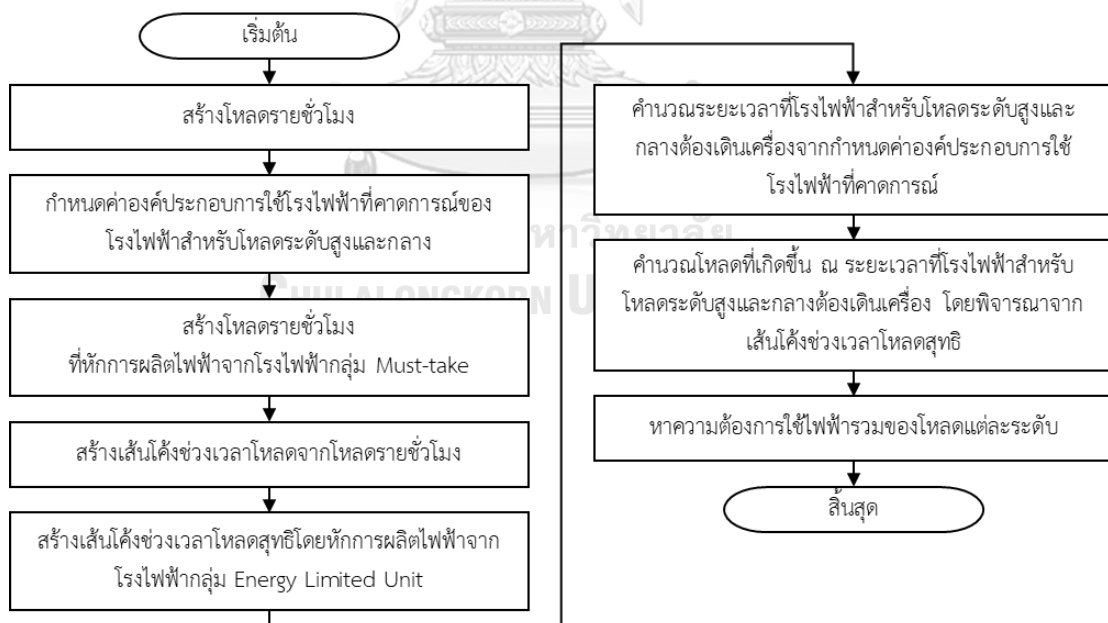
ตารางที่ 4-1 การจำแนกประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมกับการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดแต่ละระดับ

ระดับโหลด	ประเภทโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม
โหลดระดับสูง	พลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปร, ชีวมวล, ก๊าซชีวภาพ, ชยะ, พลังน้ำ, การตอบสนองด้านโหลด, กังหันก๊าซ, เครื่องยนต์ก๊าซ, ระบบกักเก็บพลังงานประเภทโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ และระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่
โหลดระดับกลาง	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
โหลดฐาน	โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (นิวเคลียร์, ถ่านหิน)

วิธีการแบ่งระดับโหลดที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะคำนึงถึงคุณลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้า โดยมีการนำกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบในช่วงเวลาที่พิจารณาและแบบจำลอง

ของโรงไฟฟ้าที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.3.2 มาใช้ในขั้นตอนการแบ่งโหลด เพื่อให้โหลดที่แบ่งออกมาได้สอดคล้องกับคุณลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้ยังมีการกำหนดค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าที่คาดการณ์ของโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดแต่ละระดับให้สอดคล้องกับการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า ยกตัวอย่างเช่น โรงไฟฟ้าสำหรับโหลดฐานนั้นมักจะเดินเครื่องต่อเนื่องที่กำลังผลิตใกล้เคียงหรือเท่ากับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า จึงคาดการณ์ได้ว่าค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดฐานจะมีค่าสูง ในทางตรงกันข้ามโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงมักจะเดินเครื่องเพียงช่วงสั้นๆ ไม่ต่อเนื่อง จึงคาดการณ์ได้ว่าค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงจะมีค่าต่ำ เป็นต้น ทั้งนี้ตามรายงาน 2020 Annual Technology Baseline ของ National Renewable Energy Laboratory (NREL) ของกระทรวงพลังงานของประเทศสหรัฐอเมริกา ได้รายงานค่าเฉลี่ยขององค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมไว้ที่ร้อยละ 12 ถึงร้อยละ 30 และร้อยละ 55 ถึงร้อยละ 88 ตามลำดับ [81] ด้วยเหตุนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงกำหนดค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าที่คาดการณ์ของโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูง ( $ePF_1$ ) และโหลดระดับกลาง ( $ePF_2$ ) ไว้ที่ร้อยละ 15 และร้อยละ 80 ตามลำดับ

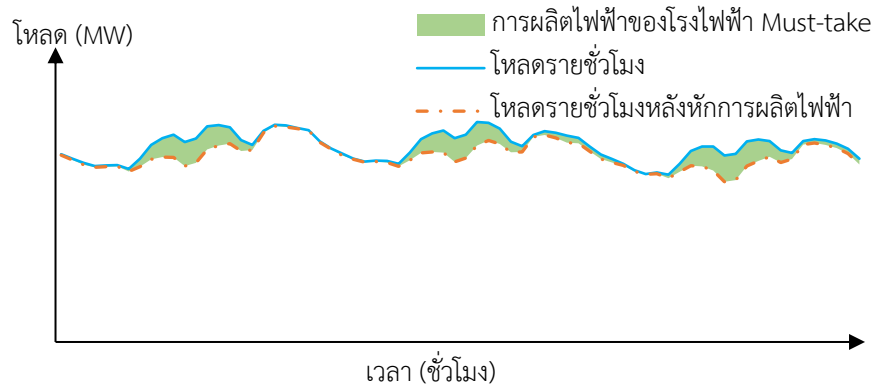
ขั้นตอนการแบ่งโหลดสามารถสรุปได้ตามที่แสดงในภาพที่ 4-1 โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้



ภาพที่ 4-1 ขั้นตอนการแบ่งโหลด

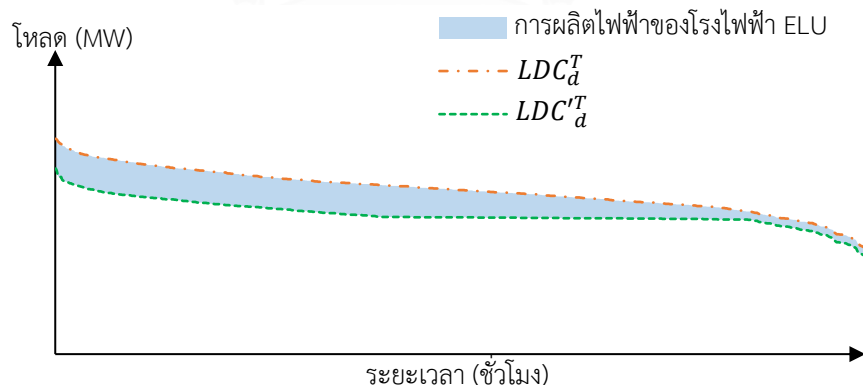
1. สร้างแบบจำลองโหลดในรูปแบบโหลดรายชั่วโมงตลอดทั้งปีด้วยข้อมูลและวิธีการที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.3.1
2. กำหนดค่า  $ePF_1$  และ  $ePF_2$  ไว้ที่ร้อยละ 15 และร้อยละ 80 ตามลำดับ

3. สร้างโหลดรายชั่วโมงที่หักการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า Must-take โดยการลบโหลดรายชั่วโมงด้วยแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า Must-take ดังตัวอย่างที่แสดงในภาพที่ 4-2 เนื่องจากไม่สามารถบอกได้ว่าในปีที่พิจารณานี้จะมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าหรือไม่ จึงอนุโลมให้ใช้เฉพาะโรงไฟฟ้าที่มีอยู่และมีแผนจะเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในปีที่พิจารณา นอกจากนี้ในแต่ละเดือนกำลังผลิตไฟฟ้ารวมของโรงไฟฟ้า Must-take อาจจะไม่เท่ากันเนื่องจากการเพิ่มหรือปลดโรงไฟฟ้าตามแผน จึงกำหนดให้ใช้เฉพาะโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ตามจริงในแต่ละเดือนในการคำนวณ



ภาพที่ 4-2 ตัวอย่างการลบโหลดรายชั่วโมงด้วยการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า Must-take

4. สร้างเส้นโค้งระยะเวลาโหลดจากโหลดรายชั่วโมงที่หักการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า Must-take ( $LDC_d^T$ ) โดยการเรียงลำดับโหลดจากข้อที่ 3. จากมากไปหาน้อย ดังตัวอย่างในภาพที่ 4-3 ซึ่งแสดงด้วยเส้นประสีส้ม



ภาพที่ 4-3 เส้นโค้งระยะเวลาโหลดหลังหักการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า Must-take และเส้นโค้งระยะเวลาโหลดสุทธิ

5. สร้างเส้นโค้งระยะเวลาโหลดสุทธิ ( $LDC'_d^T$ ) โดยหักกลับ  $LDC_d^T$  ด้วยแบบจำลองการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า Energy Limited Unit (ELU) ดังตัวอย่างในภาพที่ 4-3 ซึ่งแสดงด้วยเส้นประสีเขียว โดยใช้ข้อมูลโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ตามจริงในแต่ละเดือน

6. คำนวณระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูง ( $DT_1$ ) และกลาง ( $DT_2$ ) ต้องเดินเครื่องจากกำหนดค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าที่คาดการณ์ โดยใช้สมการที่ (4.1)

$$DT_l = ePF_l \times 8,760 \quad (4.1)$$

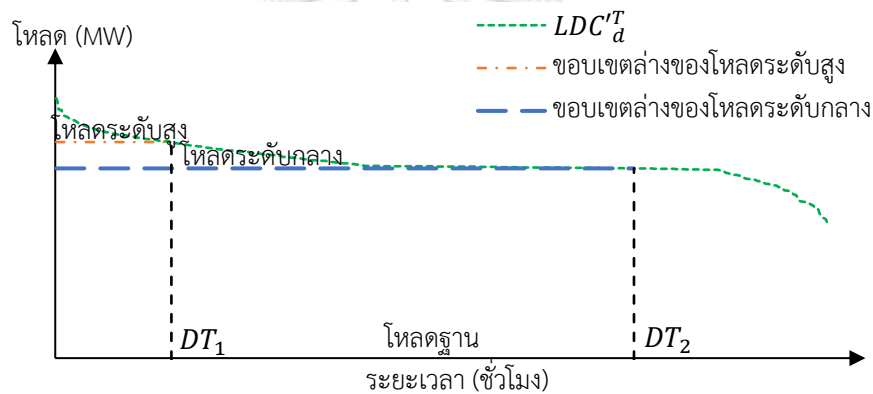
โดย

$l$  ระดับโหลด โดยกำหนดให้:  $l = 1$  คือโหลดระดับสูง

$l = 2$  คือโหลดระดับกลาง

$l = 3$  คือโหลดฐาน

7. กำหนดขอบเขตของโหลดแต่ละระดับในปีที่พิจารณา โดยใช้ค่าโหลดที่เกิดขึ้น ณ ระยะเวลาที่โรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงและกลางต้องเดินเครื่อง ( $LDC'_{DT_1}$  และ  $LDC'_{DT_2}$ ) โดยพิจารณาจากเส้นโค้งระยะเวลาโหลดสุทธิดังที่แสดงในภาพที่ 4-4



ภาพที่ 4-4 การกำหนดขอบเขตของโหลดแต่ละระดับ

8. หาความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดแต่ละระดับโดยใช้สมการที่ (4.2) ถึง (4.4)

$$L^P = LDC'_{DT_1} - LDC'_{DT_2} \quad (4.2)$$

$$L^I = LDC'_{DT_1} - LDC'_{DT_2} \quad (4.3)$$

$$L^B = LDC'_{DT_2} \quad (4.4)$$

โดย

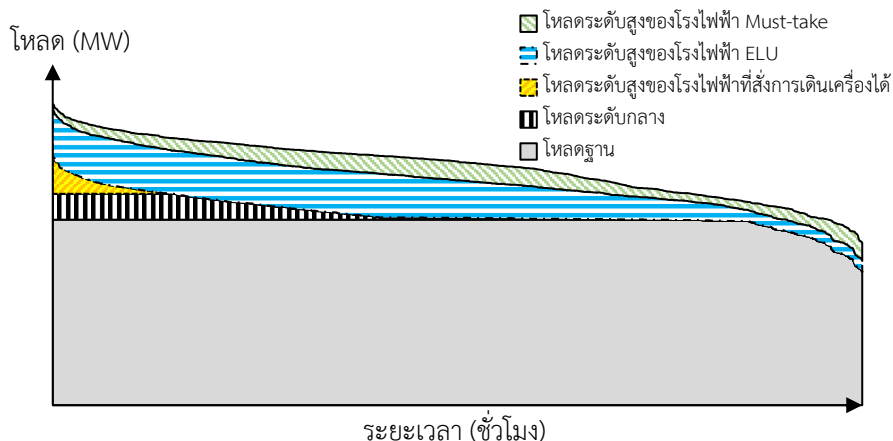
$L^P$  ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดระดับสูง (เมกะวัตต์)

$L^I$  ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดระดับกลาง (เมกะวัตต์)

$L^B$  ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดฐาน (เมกะวัตต์)

ด้วยวิธีการแบ่งระดับโหลดที่นำเสนอ จะได้ขอบเขตและความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดในแต่ละระดับ ซึ่งจะนำไปใช้ในการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าและการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณา

เงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดต่อไป โดยสามารถแสดงตัวอย่างผลการแบ่งระดับโหลดได้ตามภาพที่ 4-5



ภาพที่ 4-5 ตัวอย่างผลการแบ่งระดับโหลด

#### 4.1.2 เงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้ายาวชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ

เงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้ายาวชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับนั้นกำหนดขึ้นเพื่อตรวจสอบว่าระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละระดับเพียงพอสำหรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดแต่ละระดับในทุกชั่วโมงหรือไม่ โดยผลการตรวจสอบนี้จะนำไปใช้ในการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าและตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าต่อไป

เพื่อให้สามารถจำแนกโรงไฟฟ้าที่จะจ่ายโหลดในแต่ละระดับ จะต้องมีการกำหนดดัชนีระบุระดับโหลดของโรงไฟฟ้า  $l$  เพิ่มขึ้นมา โดยดัชนี  $l$  จะมีค่าตั้งแต่ 1 ถึง 3 เพื่อแทนโหลดระดับสูง โหลดระดับกลาง และโหลดฐานตามลำดับ โรงไฟฟ้าแต่ละประเภทในเซต  $G$  จะถูกจัดกลุ่มในดัชนีระดับโหลดตามที่ได้จำแนกไว้ตามตารางที่ 4-1 โดยอนุญาตให้โรงไฟฟ้าที่อยู่ในระดับสูงกว่าจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในระดับต่ำกว่าได้ เนื่องจากความสามารถในการตอบสนองของโรงไฟฟ้านั้นมากกว่าอัตราการผลิตเปลี่ยนแปลงโหลด นอกจากนี้ยังต้องเพิ่มตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดแต่ละระดับ ( $X_h^l$ ) เพื่อให้สามารถตรวจสอบได้ว่ากำลังผลิตไฟฟ้าในระดับใดที่ยังไม่พร้อมจ่ายโหลดในทุกชั่วโมง โดยกำหนดให้ค่าปรับการใช้ตัวแปรขาดของโรงไฟฟ้าในระดับโหลดที่สูงกว่าแพงกว่าเล็กน้อยเพื่อให้ถูกใช้เท่าที่จำเป็นเท่านั้น

ในส่วนของโหลดนั้นจะมีการจำแนกโหลดรายชั่วโมงออกเป็นสามระดับด้วยข้อมูลขอบเขตของโหลดในแต่ละระดับซึ่งได้จากวิธีการแบ่งระดับโหลดที่อธิบายไว้ในหัวข้อ 4.1.1 โดยการจำแนกโหลดรายชั่วโมงจะใช้สมการดังต่อไปนี้

$$L_h = L_h^1 + L_h^2 + L_h^3 \quad (4.5)$$

$$\mathcal{L}_h = (L_h^1, L_h^2, L_h^3) \quad (4.6)$$

$$\mathcal{L}_h = \begin{cases} (L_h & 0 & 0 & ), & L_h < L^B \\ (L^B & L_h - L^B & 0 & ), & L^B \leq L_h < L^B + L^I \\ (L^B & L^I & L_h - L^B - L^I & ), & L^B + L^I \leq L_h \end{cases} \quad (4.7)$$

โดย

$L_h^l$  โหลดในระดับ  $l$  ในชั่วโมงที่  $h$  (เมกะวัตต์)

สำหรับเงื่อนไขสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับที่เพิ่มเข้ามานั้นจะมีสองเงื่อนไข คือเงื่อนไขสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดระดับสูง และเงื่อนไขสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดระดับกลางและสูง ทั้งนี้จากข้อกำหนดที่อนุญาตให้โรงไฟฟ้าที่อยู่ในระดับสูงกว่าจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในระดับต่ำกว่าได้ เงื่อนไขที่เพิ่มเข้ามานี้จึงเป็นอสมการ โดยกำลังผลิตไฟฟ้ารวมของโรงไฟฟ้าในแต่ละชั่วโมงอาจจะมากกว่าโหลดในชั่วโมงนั้นก็ได้ ทำให้แบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพร้อมเงื่อนไขสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับในเดือนที่  $m$  ของปีที่  $y$  จะสามารถแสดงได้ตามสมการที่ (4.8) ถึง (4.23) ดังต่อไปนี้

ฟังก์ชันวัตถุประสงค์

$$\min \left( \sum_{f \in F} \sum_{l=1}^3 \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,l,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} e_{f,l,g,j} \times P_{f,l,g,j,h}^D + \sum_{l=1}^3 \sum_{h=1}^{H_m} e_x^l \times X_h^l + \sum_{h=1}^{H_m} e_y \times Y_h \right) \quad (4.8)$$

$$e_{f,l,g,j} = FC_{f,y} \times HR_{f,l,g,j} + VOM_{f,l,g,j} \quad (4.9)$$

เงื่อนไขบังคับ

$$\forall h, l = 1 : \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,l,g,y,m}} P_{f,l,g,j,h}^D + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} P_{s,j,h}^{dch} \times \eta_{s,j}^{dch} + X_h^1 \geq L_h^1 + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} \frac{P_{s,j,h}^{ch}}{\eta_{s,j}^{ch}} \quad (4.10)$$

$$\forall h : \sum_{f \in F} \sum_{l=1}^2 \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,l,g,y,m}} P_{f,l,g,j,h}^D + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} P_{s,j,h}^{dch} \times \eta_{s,j}^{dch} + X_h^1 + X_h^2 \geq L_h^1 + L_h^2 + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} \frac{P_{s,j,h}^{ch}}{\eta_{s,j}^{ch}} \quad (4.11)$$

$$\forall h : \sum_{f \in F} \sum_{l=1}^3 \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,l,g,y,m}} P_{f,l,g,j,h}^D + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} P_{s,j,h}^{dch} \times \eta_{s,j}^{dch} + X_h^1 + X_h^2 + X_h^3 = L_h + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} \frac{P_{s,j,h}^{ch}}{\eta_{s,j}^{ch}} + Y_h \quad (4.12)$$

$$\forall f : \sum_{l=1}^3 \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} P_{f,l,g,j,h}^D \leq \delta_{f,y} \times \sum_{h=1}^{H_m} L_h \quad (4.13)$$

$$\sum_{f \in F} \sum_{l=1}^3 \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,g,y,m}} \sum_{h=1}^{H_m} EF_f \times HR_{f,l,g,j} \times P_{f,l,g,j,h}^D \leq Em_{y,m} \quad (4.14)$$

$$\forall h \forall s \forall j : E_{s,j,h} = E_{s,j,h-1} + P_{s,j,h}^{ch} - P_{s,j,h}^{dch} \quad (4.15)$$

$$\forall s \forall j \forall y \forall m : E_{s,j,1} = SOC^0 \times E_{s,j,y,m}^{max} \quad (4.16)$$

$$\forall s \forall j \forall y \forall m : E_{s,j,H_m} = SOC^0 \times E_{s,j,y,m}^{max} \quad (4.17)$$

$$\forall h \forall s \forall j : 0 \leq P_{s,j,h}^{ch} \leq P_{s,j}^{max} \quad (4.18)$$

$$\forall h \forall s \forall j : 0 \leq P_{s,j,h}^{dch} \leq P_{s,j}^{max} \quad (4.19)$$

$$\forall h \forall f \forall l \forall g \forall j : P_{f,l,g,j,y,m}^{min} \leq P_{f,l,g,j,h}^D \leq P_{f,l,g,j,y,m}^{max} \quad (4.20)$$

$$\forall h \forall s \forall j \forall y \forall m : E_{s,j,y,m}^{max} \times SOC_{s,j}^{min} \leq E_{s,j,h} \leq E_{s,j,y,m}^{max} \times SOC_{s,j}^{max} \quad (4.21)$$

$$\forall h \forall l : 0 \leq X_h^l \leq \max(L_h) \quad (4.22)$$

$$\forall h : 0 \leq Y_h \quad (4.23)$$

โดย

$f$	ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในเซตของประเภทเชื้อเพลิง $F$
$g$	ประเภทโรงไฟฟ้าในเซตของประเภทโรงไฟฟ้า $G$
$h$	ชั่วโมงในเดือนที่ $m$ ในปีที่ $y$ ในช่วงเวลาการวางแผน
$j$	โรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานที่ $j$ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปีที่ $y$
$m$	เดือนในปีที่ $y$ ในช่วงเวลาการวางแผน
$s$	ประเภทระบบกักเก็บพลังงานในเซตของประเภทระบบกักเก็บพลังงาน $S$
$y$	ปีในเซตช่วงเวลาการวางแผน $Y$
$e_{f,l,g,j}$	ต้นทุนผันแปรในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า $j$ ระดับ $l$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$e_x^l$	ค่าปรับการใช้ตัวแปรขนาดของโรงไฟฟัาระดับ $l$ โดยกำหนดให้: $e_x^1 = 1.2 \times 10^6$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง) $e_x^2 = 1.1 \times 10^6$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง) $e_x^3 = 1.0 \times 10^6$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$e_y$	ค่าปรับการใช้ตัวแปรตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้า (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$E_{s,j,y,m}^{max}$	พิกัดปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ ในเดือนที่ $m$ ในปีที่ $y$ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$EF_f$	อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงประเภท $f$ (กิโลกรัม/ล้านบีทียู)



$Em_{y,m}$	เกณฑ์จำกัดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเดือนที่ $m$ ปีที่ $y$ (กิโลกรัม)
$FC_{f,y}$	ค่าเชื้อเพลิง $f$ ในปีที่ $y$ (บาท/ล้านปีทิว)
$H_m$	จำนวนชั่วโมงในเดือนที่ $m$ (ชั่วโมง)
$HR_{f,g,l,j}$	ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ระดับ $l$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (ล้านปีทิว/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$L_h$	โหลดในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$L_h^l$	โหลดในระดับ $l$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$L^P$	ความต้องการใช้ไฟฟารวมของโหลดระดับสูง (เมกะวัตต์)
$L^I$	ความต้องการใช้ไฟฟารวมของโหลดระดับกลาง (เมกะวัตต์)
$L^B$	ความต้องการใช้ไฟฟารวมของโหลดฐาน (เมกะวัตต์)
$N_{f,l,g,y,m}$	จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ระดับ $l$ ประเภท $g$ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ปีที่ $y$
$N_{s,y,m}$	จำนวนระบบกักเก็บพลังงานประเภท $s$ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปีที่ $y$
$P_{f,l,g,j,y,m}^{max}$	ขอบเขตบนของกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ระดับ $l$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ในเดือนที่ $m$ ในปีที่ $y$ (เมกะวัตต์)
$P_{f,l,g,j,y,m}^{min}$	ขอบเขตล่างของกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ระดับ $l$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ในเดือนที่ $m$ ในปีที่ $y$ (เมกะวัตต์)
$P_{s,j}^{max}$	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (เมกะวัตต์)
$SOC^0$	สถานการณ์อัดประจุเริ่มต้นของระบบกักเก็บพลังงาน (%)
$SOC_{s,j}^{max}$	สถานะการอัดประจุสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (%)
$SOC_{s,j}^{min}$	สถานะการอัดประจุต่ำสุดของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (%)
$VOM_{f,g,l,j}$	ค่าบำรุงรักษาผันแปรต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ระดับ $l$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ (บาท/เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$\delta_{f,y}$	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงของเชื้อเพลิง $f$ ในปีที่ $y$ (%)
$\eta_{s,j}^{ch}$	ประสิทธิภาพในการอัดประจุของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (%)
$\eta_{s,j}^{dch}$	ประสิทธิภาพในการคายประจุของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ (%)
$E_{s,j,h}$	ตัวแปรพลังงานที่สะสมอยู่ในระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
$P_{f,g,l,j,h}^D$	ตัวแปรกำลังไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ระดับ $l$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ผลิตในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)

$P_{s,j,h}^{ch}$	ตัวแปรกำลังไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ รับเข้าไปในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$P_{s,j,h}^{dch}$	ตัวแปรกำลังไฟฟ้าที่ระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ จ่ายออกมาในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$X_h^l$	ตัวแปรแปรขนาดสำหรับโรงไฟฟ้าระดับ $l$ ในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$Y_h$	ตัวแปรตัดทอนกำลังผลิตไฟฟ้าในชั่วโมงที่ $h$ (เมกะวัตต์)

ทั้งนี้ในส่วนของวิธีการแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และการคำนวณดัชนีสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าอื่นๆ ยังคงเหมือนที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.3.3 ถึง 3.3.5 โดยจะเพิ่มดัชนีระดับโหลด  $l$  ในพารามิเตอร์ต่างๆ ของโรงไฟฟ้า

#### 4.1.3 การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด

เนื่องจากวิธีการแบ่งระดับโหลดและการพิจารณาเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้าสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับที่เพิ่มเข้ามา จะทำให้ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดเปลี่ยนไปจากขั้นตอนการวางแผนแบบดั้งเดิมที่นำเสนอในหัวข้อ 3.2 โดยจะต้องทำการแบ่งระดับโหลดก่อนการสร้างแบบจำลองการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า และมีการคำนวณกำลังผลิตที่รวมในแต่ละระดับเพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้า โดยสามารถสรุปขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดในเดือนที่  $m$  ของปีที่  $y$  ได้ดังภาพที่ 4-6 โดยขั้นตอนที่เพิ่มขึ้นจากเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดแสดงไว้ด้วยสีเขียวอ่อนและเส้นไขปลา

สำหรับการคำนวณกำลังผลิตที่รวมในแต่ละระดับ ( $DC^l$ ) นั้นจะใช้สมการดังต่อไปนี้

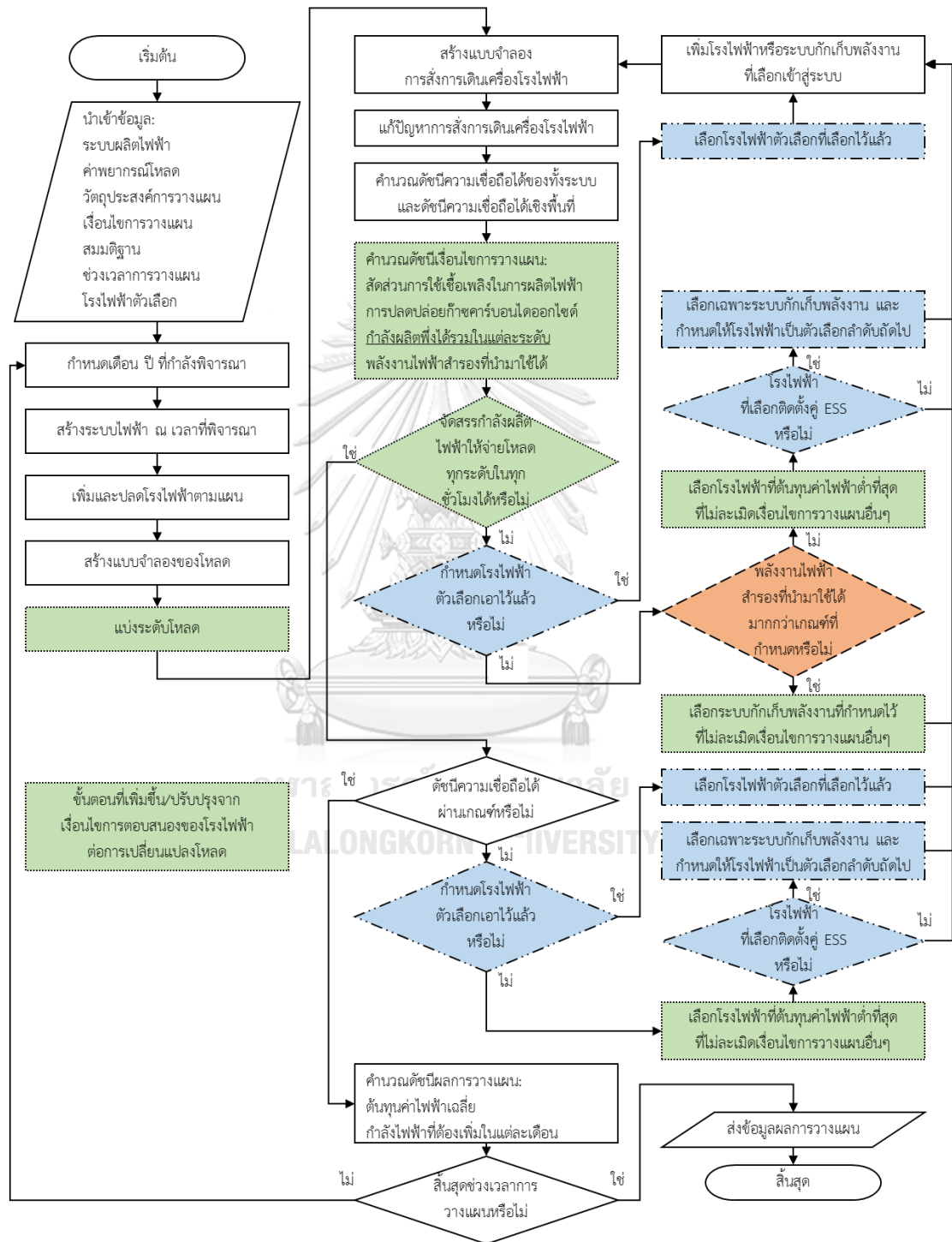
$$\forall l : DC^l = \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{f,l,g,y,m}} DF_{f,l,g,m} \times IC_{f,l,g,j,0} \times (1 - DeG_{f,l,g,j,y,m}) + \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{s,y,m}} P_{s,j}^{max} \times DF_{s,m} \quad (4.24)$$

โดย

$DeG_{f,l,g,j,y,m}$  การเสื่อมประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ระดับ  $l$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในปีที่  $y$  เดือนที่  $m$  (%)

$DF_{f,l,g,m}$  ค่าองค์ประกอบความพึงพาได้ของโรงไฟฟ้าประเภท  $g$  ระดับ  $l$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  ในเดือนที่  $m$  (%)

$DF_{s,m}$  องค์กรประกอบความพึงพอใจได้ของระบบกักเก็บพลังงาน  $j$  ประเภท  $s$  ในเดือนที่  $m$  (%)  
 $IC_{f,l,g,j,0}$  กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า  $j$  ประเภท  $g$  ระดับ  $l$  ที่ใช้เชื้อเพลิง  $f$  เมื่อเริ่มใช้งาน  
 (เมกะวัตต์)



ภาพที่ 4-6 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด

#### 4.1.4 การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า และการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด

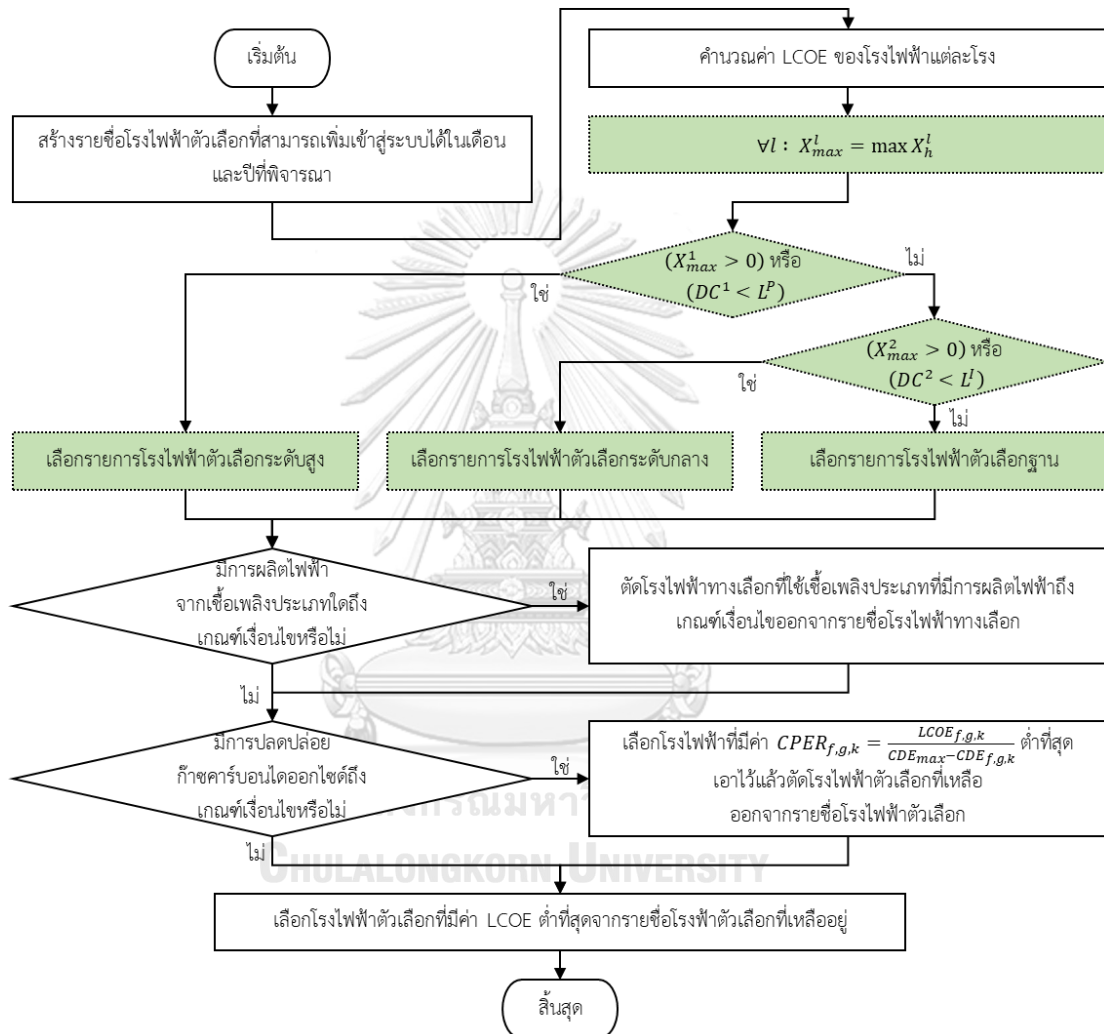
วิธีการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดนั้นจะแตกต่างจากวิธีการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.3.6 เล็กน้อย โดยจะเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าก็ต่อเมื่อ:

- ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าไม่ผ่านเกณฑ์ที่กำหนด เหมือนหัวข้อที่ 3.3.6 หรือ
- ระบบไฟฟ้าไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับโหลดทุกระดับในทุกชั่วโมงได้ภายใต้เงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่กำหนด โดยพิจารณาจากผลการแก้ปัญหาการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าว่ามีการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้าในแต่ละระดับหรือไม่ หากมีการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้าในระดับใด แสดงว่ากำลังผลิตไฟฟ้าที่มีอยู่ ณ เวลาที่พิจารณาในระดับนั้นไม่สามารถจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าให้กับโหลดในระดับนั้นในทุกชั่วโมงได้ภายใต้เงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่กำหนด และระบบไฟฟ้าต้องการโรงไฟฟ้าใหม่ในระดับนั้นเพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมให้กับโหลดโดยไม่ละเมิดเงื่อนไขการวางแผนที่กำหนด

หากตัดสินใจว่าต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า ขั้นตอนต่อไปจะเป็นการเลือกโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าทีละ 1 โรงเช่นเดิม แต่วิธีการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดจะแตกต่างไปจากเดิม โดยจะต้องกำหนดรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือก (Candidate Power Plant List) สำหรับโหลดทั้ง 3 ระดับเอาไว้ล่วงหน้า โดยประเภทโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่จะกำหนดในรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกในแต่ละระดับนั้นนอกจากจะต้องมีตัวเลือกให้หลากหลายสำหรับเงื่อนไขการวางแผนและจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ในทุกชั่วโมงตามที่บรรยายไว้ในหัวข้อ 3.3.6 แล้ว โรงไฟฟ้าตัวเลือกที่กำหนดยังต้องสอดคล้องกับการจำแนกประเภทโรงไฟฟ้าที่กำหนดไว้ในตารางที่ 4-1 หากจำเป็นอาจจะกำหนดให้โรงไฟฟ้าในระดับที่สูงกว่าอยู่ในรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกในระดับที่ต่ำกว่าก็ได้ นอกจากนี้ในการกำหนดโรงไฟฟ้าตัวเลือกอาจจะมีโรงไฟฟ้าบางประเภทที่อยู่ในรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกมากกว่า 1 ระดับก็ได้ ยกตัวอย่างเช่นในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่เน้นการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนอาจจะมีโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ติดตั้งพร้อมแบตเตอรี่ในรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกทุกระดับ

สำหรับการเลือกโรงไฟฟ้านั้นจะมีขั้นตอนการตัดสินใจเลือกว่าจะต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าตัวเลือกในระดับใดเพิ่มขึ้นมา โดยเลือกจากผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าว่ามีตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้าในระดับใดที่มีการผลิตไฟฟ้าหรือไม่ ร่วมกับการตรวจสอบว่ากำลังผลิตที่ได้ในแต่ละระดับมีค่ามากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดในระดับนั้นหรือไม่ ทั้งนี้เนื่องจากโรงไฟฟ้าที่อยู่ใน

ระดับสูงกว่าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในระดับต่ำกว่าได้ ดังนั้นหากระบบไฟฟ้าต้องการโรงไฟฟ้าเพิ่มพร้อมกันมากกว่า 1 ระดับ จะต้องเลือกรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกของระดับที่สูงกว่าก่อน เมื่อได้รายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกของระดับโหลดที่ต้องการแล้วจึงทำการเลือกโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เหมาะสมที่สุดตามขั้นตอนที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.3.6 ต่อไป โดยสามารถสรุปขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้ตามภาพที่ 4-7

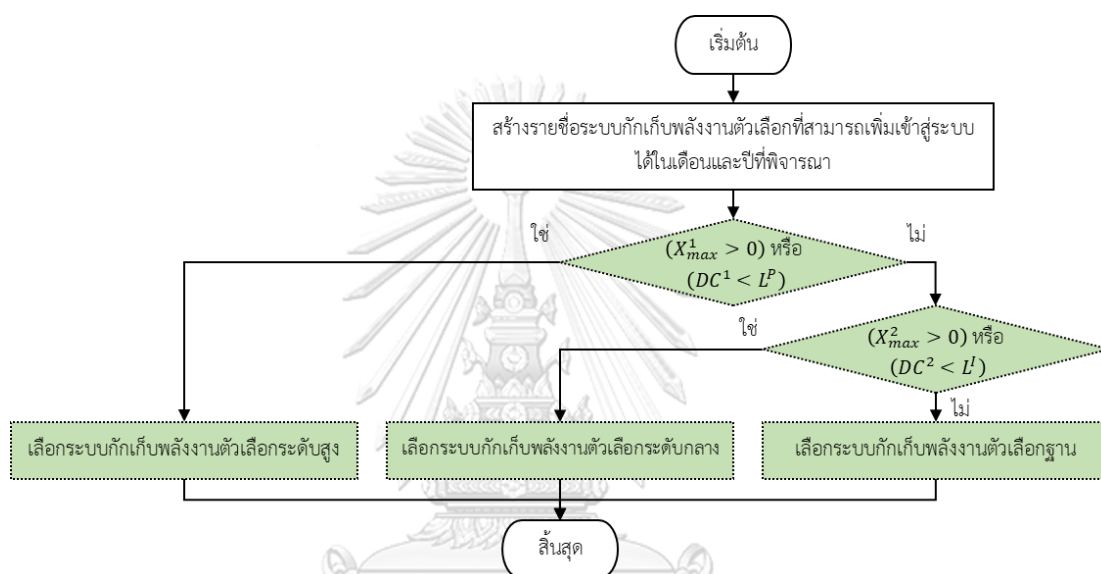


ภาพที่ 4-7 ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด

#### 4.1.5 การตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน และการเลือกระบบกักเก็บพลังงานเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด

ในส่วนของการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานนั้น เงื่อนไขการตัดสินใจยังคงเหมือนเงื่อนไขที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 3.3.7 ดังที่แสดงในภาพที่ 4-6 อย่างไรก็ตามการเลือกระบบกักเก็บพลังงานนั้นจะมีขั้นตอนเพิ่มขึ้นเนื่องจากอาจมีการกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานที่ต้องเพิ่มเข้าสู่

ระบบในกรณีที่กำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโหลดแต่ละระดับไม่เพียงพอแตกต่างกัน โดยอาจกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกสำหรับโหลดระดับสูงมีค่าอัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้ากับปริมาณกักเก็บสูงกว่าระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกสำหรับโหลดระดับกลางหรือโหลดฐาน เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกทั้งสองแบบแตกต่างกัน ทำให้ต้องมีขั้นตอนการตัดสินใจเลือกว่าจะต้องเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกในระดับโหลดใดเพิ่มขึ้นมา โดยเงื่อนไขที่ใช้เลือกระดับของระบบกักเก็บพลังงานจะเหมือนกับเงื่อนไขการเลือกรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด โดยสามารถแสดงได้ดังภาพที่ 4-8



ภาพที่ 4-8 ขั้นตอนการเลือกระบบกักเก็บพลังงานเมื่อพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด

#### 4.1.6 การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยผ่อนคลายนโยบายอัตราค่าไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ

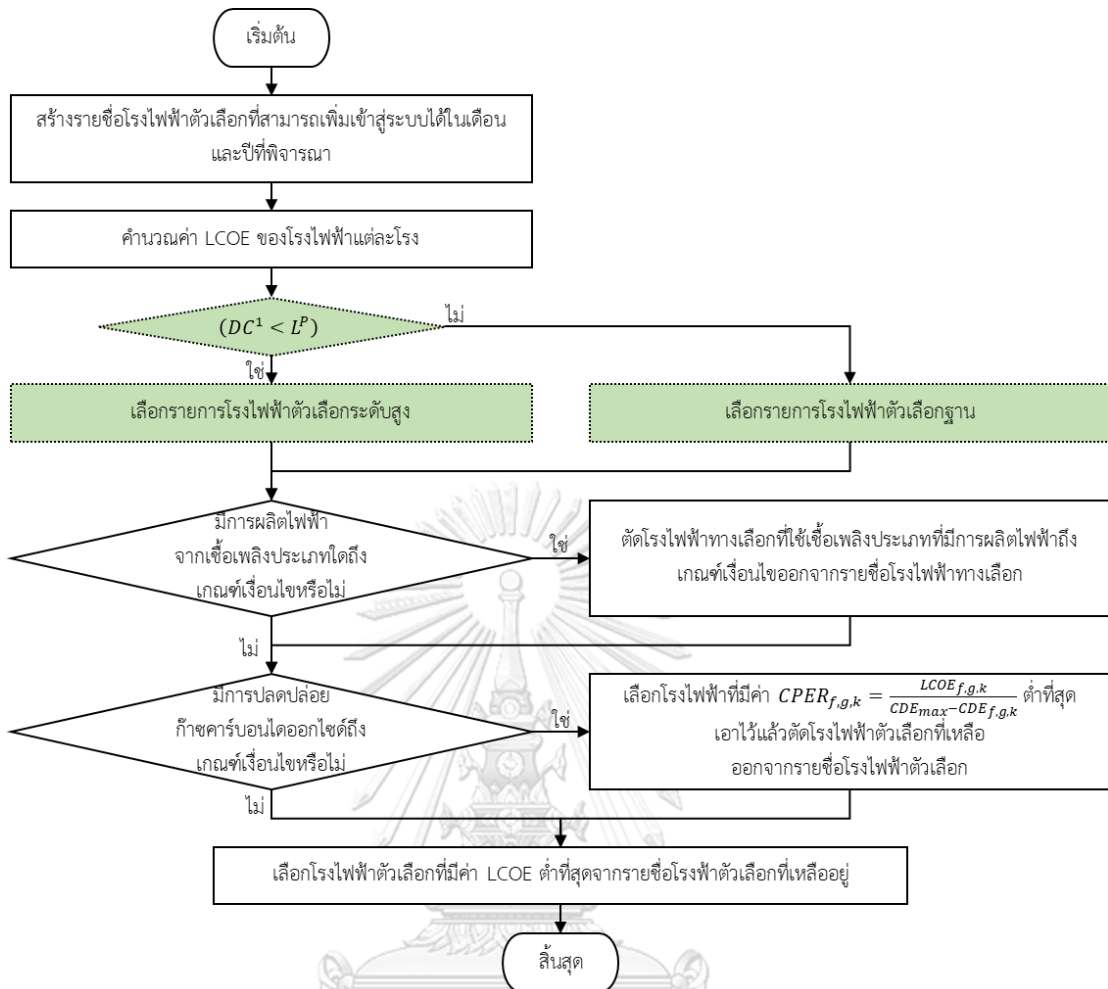
เนื่องจากการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันนั้นไม่เคยมีการพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดมาก่อน จึงเป็นที่คาดได้ว่าระบบไฟฟ้า ณ จุดเริ่มต้นการจัดทำแผนจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงอยู่ไม่มาก และอาจไม่เพียงพอสำหรับเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ เพื่อให้ระบบไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในทุกๆระดับโดยไม่ละเมิดเงื่อนไขดังกล่าวจึงจำเป็นต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงเข้ามาในช่วงต้นแผนจำนวนมาก ซึ่งการเพิ่มโรงไฟฟ้าในช่วงต้นแผนจำนวนมากนี้ไม่สามารถทำได้ในทางปฏิบัติเนื่องจากมีเวลาในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าไม่เพียงพอและถึงแม้จะไม่มีพิจารณาเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ ระบบผลิตไฟฟ้าก็ ณ ปัจจุบันก็ยังคงสามารถรักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเอาไว้ได้อยู่

ด้วยเหตุนี้เพื่อให้ได้แผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่ทำได้จริง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยผ่อนคลายเป็นขั้นตอนสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับเพื่อใช้จัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาเปลี่ยนผ่าน โดยวิธีการผ่อนคลายเป็นขั้นตอนดังกล่าวนั้นมีแนวคิดดังต่อไปนี้

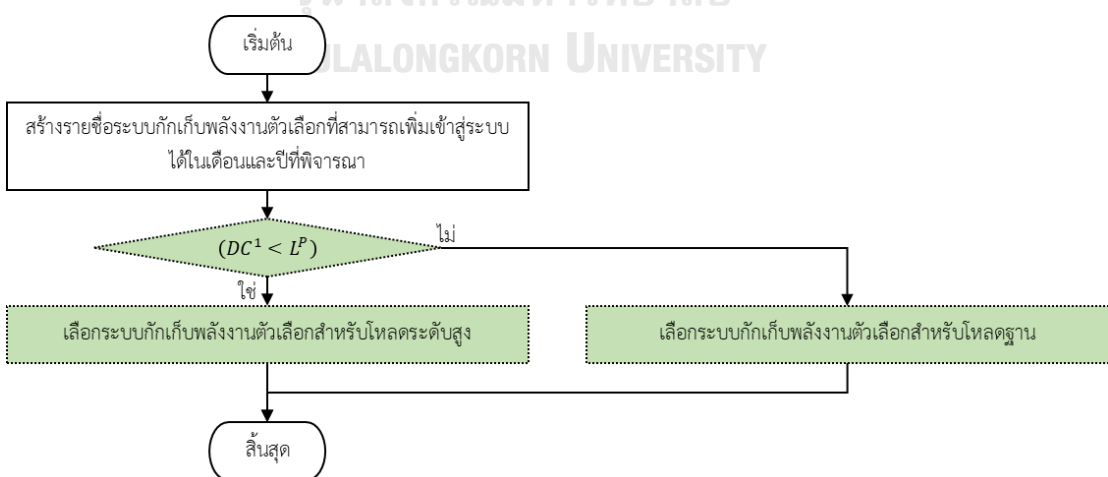
1. ละเลยเงื่อนไขสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับละเลยสมการที่ (4.10) และ (4.11) ออกจาบบจำลองการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่นำเสนอในหัวข้อ 4.1.2 ซึ่งจะส่งผลให้ตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้าในระดับสูง ( $X_H^1$ ) และกลาง ( $X_H^2$ ) มีค่าเท่ากับศูนย์ และสามารถละเลยตัวแปรดังกล่าวจากขั้นตอนตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าและการเลือกโรงไฟฟ้าที่เสนอไว้ในหัวข้อ 4.1.4 ได้
2. ละเลยการเปรียบเทียบกำลังผลิตที่รวมของโหลดระดับกลางกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดระดับกลาง แล้วพิจารณาเฉพาะกำลังผลิตที่ตรงกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดระดับสูงเท่านั้น ทั้งนี้เนื่องจากความกังวลเกี่ยวกับสถานะโลกร้อนทำให้มีการพึ่งพาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำมากขึ้น ด้วยเหตุนี้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีอัตราความร้อนดีจึงมีแนวโน้มที่จะถูกเลือกเพื่อขยายกำลังผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว

เมื่อดำเนินการตามแนวคิดดังกล่าวจะทำให้เงื่อนไขการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้ากลับไปเป็นแบบเดิมที่นำเสนอในหัวข้อ 3.3.6 คือจะเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อดัชนีความเชื่อถือได้ต่ำกว่าเกณฑ์หรือระบบไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายโหลดได้ครบทุกชั่วโมงเท่านั้น ด้วยเหตุนี้โรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงจะถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าก็ต่อเมื่อมีความจำเป็นต้องขยายกำลังผลิต และกำลังผลิตที่ได้อาจของโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงมีค่าต่ำกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดระดับสูงเท่านั้น

นอกจากนี้การละเลยตัวแปรขาดสำหรับโรงไฟฟ้าในระดับสูงและกลางทำให้ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าและเลือกเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานเมื่อผ่อนคลายเป็นขั้นตอนสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับเปลี่ยนแปลงไปจากขั้นตอนที่นำเสนอในภาพที่ 4-7 และภาพที่ 4-8 โดยขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อผ่อนคลายเป็นขั้นตอนสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับแสดงไว้ในภาพที่ 4-9 และขั้นตอนการเลือกเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานแบบผ่อนคลายเป็นขั้นตอนสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับแสดงไว้ในภาพที่ 4-10



ภาพที่ 4-9 ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อผ่อนคลายเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวของโหลดในแต่ละระดับ

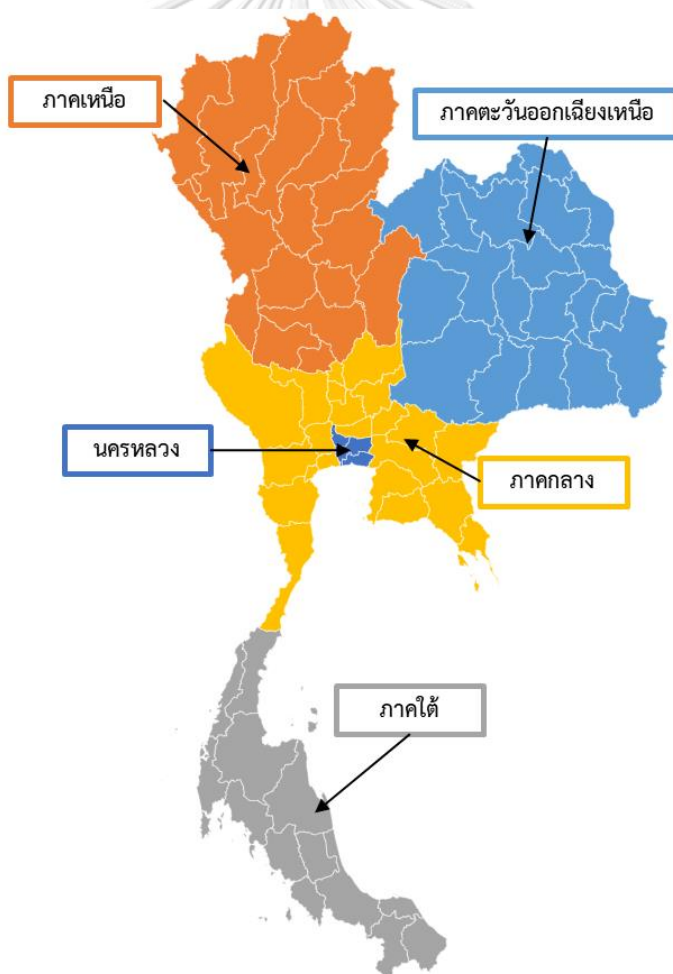


ภาพที่ 4-10 ขั้นตอนการเลือกเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานเมื่อผ่อนคลายเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาวของโหลดในแต่ละระดับ



## 4.2 การพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

การพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะทำโดยการแบ่งระบบไฟฟ้าออกเป็นภูมิภาคตามลักษณะของระบบผลิตไฟฟ้า โดยแต่ละภูมิภาคจะเชื่อมต่อกันด้วยสายส่งระหว่างภูมิภาค ดังเช่นตัวอย่างการแบ่งภูมิภาคสำหรับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567 ซึ่งจะแบ่งระบบไฟฟ้าของประเทศไทยออกเป็น 5 ภูมิภาคดังที่แสดงในภาพที่ 4-11 อย่างไรก็ตามการพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ทำการสังการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ารวมกันทั้งระบบโดยไม่แบ่งภูมิภาค รวมถึงยังคงประเมินความเชื่อถือได้ของทั้งระบบไฟฟ้าแล้วใช้ผลลัพธ์ดังกล่าวในการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าตามเดิม นอกจากนี้ยังละเลยการพิจารณาสายส่งระหว่างภูมิภาคในการสังการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อลดความซับซ้อนในการจัดทำแผน โดยจะตัดสินใจเพิ่มเฉพาะโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานก่อน แล้วนำผลนี้ไปจัดทำแผนขยายระบบส่งต่อไป ซึ่งการจัดทำแผนขยายระบบส่งจะไม่ได้กล่าวถึงในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้



ภาพที่ 4-11 การแบ่งเขตพื้นที่โดยแบ่งออกเป็น 5 ภูมิภาค

เนื้อหาในหัวข้อนี้จะประกอบไปด้วยการจัดเตรียมข้อมูลเชิงพื้นที่ การประเมินความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่ การประเมินความอ่อนแอของพื้นที่ และวิธีการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

#### 4.2.1 การจัดเตรียมข้อมูลเชิงพื้นที่

เมื่อแบ่งภูมิภาคแล้วก็ต้องกำหนดว่าสายส่งในระบบไฟฟ้าเส้นใดเป็นสายส่งระหว่างภูมิภาค ในส่วนของสายส่งเส้นอื่นๆ ที่เชื่อมต่ออยู่ภายในแต่ละภูมิภาคนั้นสามารถละเลยได้ จากข้อมูลดังกล่าวจะทำให้ทราบว่าบัสต่างๆ ในระบบไฟฟ้าอยู่ในพื้นที่ใด แล้วจึงเริ่มจัดเตรียมข้อมูลเชิงพื้นที่ โดยข้อมูลเชิงพื้นที่ที่ต้องจัดเตรียมนั้นสามารถสรุปได้ดังที่แสดงในตารางที่ 4-2

ตารางที่ 4-2 ข้อมูลเชิงพื้นที่ที่ต้องจัดเตรียม

กลุ่มข้อมูล	รายละเอียด
ความต้องการใช้ไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> <li>• โหลดรายชั่วโมงฐานรายภูมิภาค</li> <li>• ค่าพยากรณ์ความต้องการพลังงานรายภูมิภาค</li> <li>• ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายภูมิภาค</li> <li>• ข้อมูลพยากรณ์การเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของมาตรการอนุรักษ์พลังงาน เทคโนโลยีดีสิรับขั้นที่ส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า และข้อมูลโหลดอื่นๆ จากมาตรการของรัฐบาล แยกตามภูมิภาค</li> </ul>
ระบบผลิตไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> <li>• โรงไฟฟ้าแต่ละโรง ทั้งที่อยู่ในระบบและที่มีแผนก่อสร้างแล้ว ตั้งอยู่ในพื้นที่ใดของระบบไฟฟ้า</li> <li>• รูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรรายภูมิภาค</li> <li>• องค์กรประกอบการใช้โรงไฟฟ้ายรายภูมิภาค</li> <li>• องค์กรประกอบความพึงพาได้ของโรงไฟฟ้ายรายภูมิภาค</li> </ul>
ข้อมูลเชิงภูมิภาคอื่นๆ	<ul style="list-style-type: none"> <li>• พิกัดการส่งกำลังไฟฟ้าของสายส่งระหว่างภูมิภาค</li> <li>• จำนวนวงจรของสายส่งระหว่างภูมิภาค</li> <li>• อัตราการหลุดจากระบบของสายส่งระหว่างภูมิภาค</li> <li>• แผนการขยายสายส่งระหว่างภูมิภาค</li> <li>• พื้นที่ว่างสำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่มีอยู่และเพิ่มขึ้นในแต่ละปี</li> </ul>

จากตารางที่ 4-2 ในขั้นแรกจะเป็นการประเมินว่าแต่ละภูมิภาคมีความต้องการใช้พลังงาน ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และโหลดรายชั่วโมงเป็นอย่างไร โดยโหลดรายชั่วโมงนี้จะถูกใช้เป็นโหลด

รายชั่วโมงฐานสำหรับการจัดทำแบบจำลองของโหลด จากนั้นจึงทำการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายภูมิภาคในช่วงเวลาการจัดทำแผน และข้อมูลพยากรณ์การเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของมาตรการอนุรักษ์พลังงานและเทคโนโลยีดีสริปชันที่ส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า แยกตามภูมิภาคเพื่อใช้เป็นข้อมูลเริ่มต้นในการแบบจำลองของโหลดระดับภูมิภาคต่อไป

ในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้านั้น เมื่อสามารถระบุได้ว่าบัสต่างๆ อยู่ในพื้นที่ใด ก็จะสามารถระบุได้ว่าโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้าวัดถึงโรงไฟฟ้าที่มีแผนก่อสร้างแล้วอยู่ในพื้นที่ใด นอกจากนี้ยังสามารถกำหนดคุณลักษณะเชิงภูมิภาคให้กับโรงไฟฟ้าตามภูมิภาคได้ ได้แก่ รูปแบบการผลิตไฟฟ้า องค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า และองค์ประกอบความพึงพอใจของโรงไฟฟ้า ซึ่งคุณลักษณะเหล่านี้อาจแตกต่างกันเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ขึ้นกับสภาพภูมิอากาศในแต่ละภูมิภาคหรือตำแหน่งละติจูด

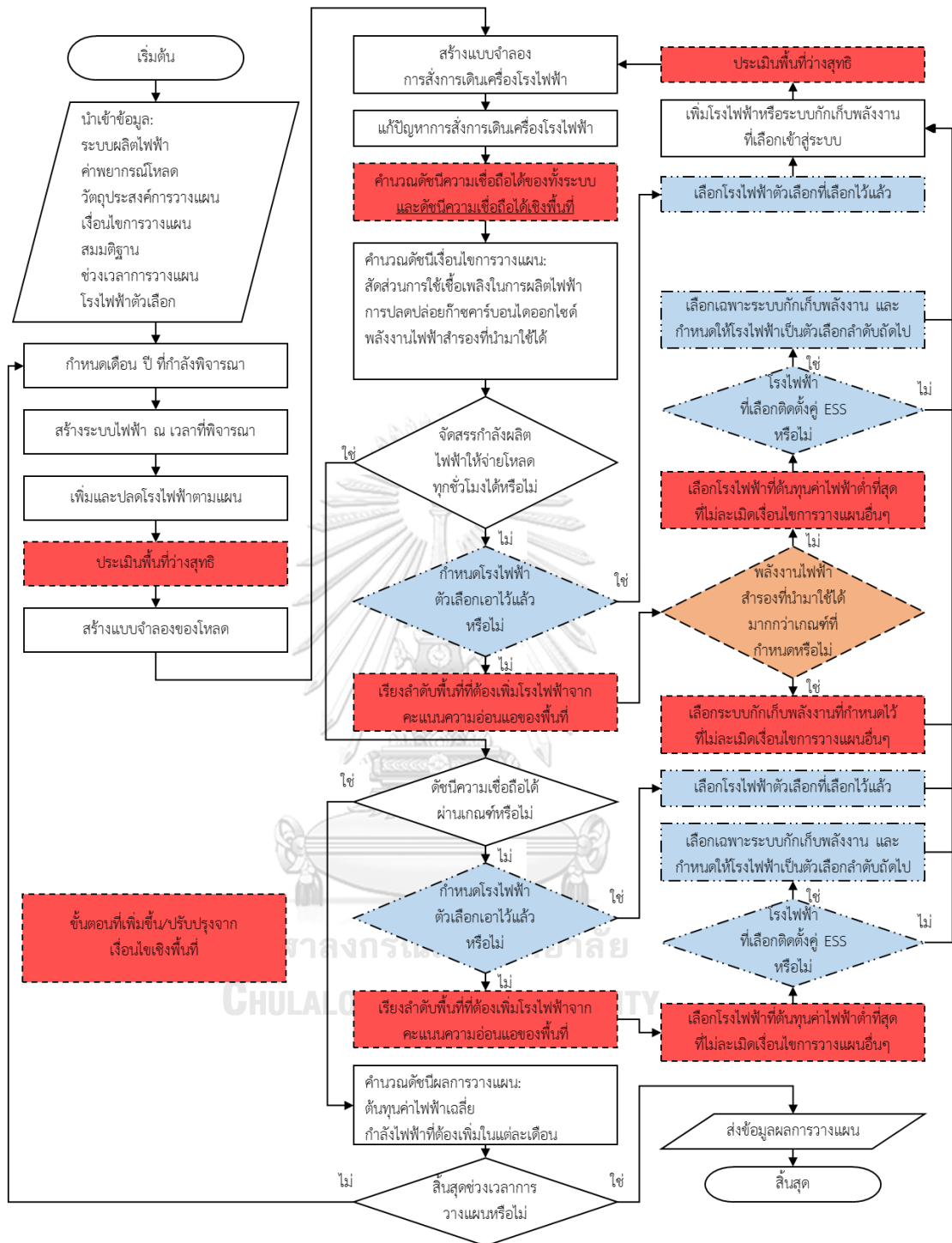
นอกจากข้อมูลของระบบความต้องการใช้ไฟฟ้าและข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า ยังมีข้อมูลเชิงภูมิภาคอื่นๆ ที่ต้องใช้ประกอบประเมินความเชื่อถือได้รายภูมิภาค และการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าประกอบด้วย ข้อมูลสายส่งระหว่างภูมิภาค ได้แก่ พิกัดการส่งกำลังไฟฟ้า จำนวนวงจร และอัตราการหลุดจากระบบของสายส่งระหว่างภูมิภาค รวมถึงข้อมูลแผนการขยายสายส่งระหว่างภูมิภาคตลอดระยะเวลาการจัดทำแผน (ถ้ามี) และข้อมูลพื้นที่ว่างสำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าตัวเลือก โดยจะเป็นการระบุว่าในแต่ละภูมิภาคมีพื้นที่ใหม่ที่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าตัวเลือกแต่ละประเภทในแต่ละปีเพิ่มขึ้นเท่าไร นอกจากนี้การกำหนดพื้นที่ว่างนี้ยังเป็นการจำกัดประเภทโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเพิ่มในแต่ละภูมิภาคได้ด้วย ยกตัวอย่างเช่น เนื่องจากยังไม่มีโรงก่อสร้างท่อเพื่อขนส่งก๊าซธรรมชาติเข้าไปยังภาคเหนือของประเทศไทย ทำให้ภูมิภาคนี้ไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงได้ จึงกำหนดว่าไม่มีที่ว่างสำหรับการสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในพื้นที่นี้หรือเขตนครหลวงของประเทศไทยมีพื้นที่จำกัดและเป็นศูนย์กลางเศรษฐกิจรวมถึงแหล่งที่อยู่อาศัยหนาแน่น จึงไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เพิ่มเติมได้ยกเว้นจะเป็นกรณีการสร้างโรงไฟฟ้าทดแทนโรงไฟฟ้าเดิมที่ถูกปลดออกจากระบบ จึงไม่มีพื้นที่ว่างใหม่ เป็นต้น ทั้งนี้การกำหนดพื้นที่ว่างให้กับโรงไฟฟ้านั้นไม่จำเป็นจะต้องกำหนดให้กับโรงไฟฟ้าทุกประเภทที่มีอยู่ในระบบไฟฟ้า เนื่องจากถือว่าโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระบบอยู่แล้วก็มีพื้นที่ของตัวเองแล้ว ส่วนโรงไฟฟ้าที่มีแผนเพิ่มเข้าสู่ระบบ ไม่ว่าจะโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วหรือโรงไฟฟ้าที่เข้าสู่ระบบตามนโยบาย ก็ถือว่ามีการหาพื้นที่ก่อสร้างเอาไว้แล้ว ดังนั้นพื้นที่ว่างที่จะพิจารณาจะเป็นพื้นที่สำหรับประเภทโรงไฟฟ้าตัวเลือกเท่านั้น อย่างไรก็ตามประเภทของโรงไฟฟ้าตัวเลือกอาจจะตรงกับโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในระบบ นอกจากนี้ยังมีการพิจารณาการสร้างโรงไฟฟ้าทดแทนโรงไฟฟ้าที่ถูกปลดไป ในการกำหนดประเภทโรงไฟฟ้าที่จะให้พิจารณาพื้นที่ว่างจึงจำเป็นต้องพิจารณาให้ถี่ถ้วนด้วย

จะเห็นได้ว่าการพิจารณาเงื่อนไขเชิงภูมิภาคนั้นจำเป็นต้องใช้ข้อมูลเพิ่มเติมจำนวนมาก เกิดเป็นภาระในการจัดเตรียมข้อมูล การแบ่งพื้นที่จำนวนมากยังทำให้จำเป็นต้องพยากรณ์ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสำหรับทุกพื้นที่ ซึ่งต้องใช้สมมติฐานตามจำนวนพื้นที่ ทำให้มีโอกาสที่ค่าพยากรณ์จะไม่สมจริงมากขึ้น ด้วยเหตุนี้การแบ่งจำนวนภูมิภาคของโรงไฟฟ้าจึงควรแบ่งเท่าที่จำเป็นเท่านั้น โดยอาจพิจารณาจากสายส่งระหว่างภูมิภาคที่มีความสำคัญและเป็นจุดที่ระบบไฟฟ้าอ่อนแอ ยกตัวอย่างเช่น ภาคใต้ของประเทศไทยมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมากกว่ากำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ และมีสายส่งระหว่างภูมิภาคที่เชื่อมต่ออยู่กับภาคใต้เพียงแค่ 2 สายส่งเท่านั้น จึงควรแยกพิจารณาออกมาเพื่อให้มั่นใจว่าระบบไฟฟ้าจะสามารถจ่ายโหลดในภาคใต้ได้อย่างเพียงพอและมีความเชื่อถือได้ นอกจากนี้ การแบ่งพื้นที่ยังอาจพิจารณาจากข้อจำกัดด้านเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เช่นในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยไม่มีแหล่งเชื้อเพลิงถ่านหิน และอยู่ห่างไกลจากทะเลจึงไม่สะดวกที่จะนำเข้าเชื้อเพลิงถ่านหินแล้วขนส่งถ่านหินจำนวนมากมาใช้ผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ดังกล่าว จึงต้องจำกัดการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินใหม่ในพื้นที่ เป็นต้น

เมื่อได้ข้อมูลที่ต้องการครบแล้ว ในขั้นตอนต่อไปกล่าวถึงวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

#### 4.2.2 การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

ข้อมูลที่เพิ่มขึ้นทำให้ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ จะมากขึ้นกว่าการขั้นตอนวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในบทที่ 3 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่สามารถสรุปได้ดังที่แสดงในภาพที่ 4-12 จากภาพที่ 4-12 จะเห็นว่ามีขั้นตอนที่เพิ่มขึ้นจากวิธีการวางแผนที่นำเสนอในบทที่ 3 อยู่ 4 ขั้นตอนซึ่งแสดงไว้ด้วยสีแดงอ่อนและเส้นขีด ซึ่งขั้นตอนเหล่านี้ได้แก่ ขั้นตอนคือการประเมินพื้นที่ว่างสุทธิหลังจากการเพิ่มหรือปลดโรงไฟฟ้าทุกครั้ง การประเมินความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่ การเรียงลำดับพื้นที่ที่ต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าจากคะแนนความอ่อนแอของพื้นที่หากมีการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า และขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน โดยการคำนวณพื้นที่ว่างสุทธินี้จะเป็นการลบหรือบวกพื้นที่ว่างที่ของประเภทโรงไฟฟ้าที่กำหนดให้พิจารณาเมื่อมีการเพิ่มหรือปลดโรงไฟฟ้าประเภทนั้น นอกจากนี้พื้นที่ว่างสำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าแล้วยังมีการเก็บข้อมูลพื้นที่ว่างจากการปลดโรงไฟฟ้าเก่าออกจากระบบด้วย เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเลือกพื้นที่ที่ต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าต่อไป ในส่วนของการประเมินความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่ประเมินความอ่อนแอของพื้นที่ และขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานนั้นจะกล่าวถึงในหัวข้อต่อไป



ภาพที่ 4-12 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

### 4.2.3 การประเมินความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่

วัตถุประสงค์ของการประเมินความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้รายพื้นที่ โดยดัชนีความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่นี้เป็นหนึ่งในดัชนีที่ใช้เปรียบเทียบว่า

พื้นที่ใดมีความอ่อนแอมากที่สุด เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าต่อไป ทั้งนี้ดัชนีความเชื่อถือได้รายพื้นที่ดังกล่าวจะไม่ถูกพิจารณาในการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาดัชนีความเชื่อถือได้รายพื้นที่ 2 ดัชนี ได้แก่ ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ และดัชนีสมดุระหว่างกำลังผลิตพึงได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายภูมิภาค เนื่องจากดัชนีเหล่านี้ใช้เพื่อเปรียบเทียบกันระหว่างพื้นที่ จึงทำการคำนวณเป็นรายเดือนเท่านั้น โดยมีรายละเอียดดังนี้

### (1) ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่

การคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่นั้นจะเริ่มจากการสร้าง COPT ของแต่ละพื้นที่ก่อนจากข้อมูลโรงไฟฟ้าในกลุ่มที่ (9) ที่อยู่ในแต่ละพื้นที่ จากนั้นจึงปรับปรุง COPT ของพื้นที่ที่พิจารณาโดยการเพิ่มโรงไฟฟ้าเสมือนที่ได้จากสายส่งกำลังไฟฟ้าและ COPT สุทธิของพื้นที่ที่มาช่วยเหลือซึ่งหลักกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่ายให้โหลดในพื้นที่ตัวเองแล้ว โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะไม่พิจารณาการส่งไฟฟ้ากำลังผ่านสองพื้นที่ โดยพิจารณาเฉพาะการช่วยเหลือจากพื้นที่ที่ติดกันเท่านั้น

สำหรับตัวอย่างการคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ จะเริ่มจากสมมติให้มีระบบตัวอย่าง 2 ระบบเชื่อมต่อกันด้วยสายส่งหลักขนาด 20 MW โดยที่ระบบ A ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าขนาด 20 MW จำนวน 3 เครื่อง แต่ละเครื่องมีอัตราการหลุดจากระบบ หรือ FOR เท่ากับ 0.1 ส่วนระบบ B ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าขนาด 30 MW จำนวน 2 เครื่อง แต่ละเครื่องมี FOR เท่ากับ 0.2 และกำหนดให้ทั้งสองพื้นที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในเวลาเดียวกันและมีค่าเท่ากับ 30 MW จากตัวอย่างดังกล่าว จะสามารถสร้าง COPT สำหรับทั้งสองระบบได้ดังตารางที่ 4-3 โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนเกินจากโหลดและความน่าจะเป็นแสดงไว้ด้วยตัวหนา

ตารางที่ 4-3 COPT ทั้งสองระบบจากตัวอย่างการคำนวณโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่

ระบบ A			ระบบ B		
กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	กำลังผลิตที่เหลืออยู่ (MW)	ความน่าจะเป็นของสถานะ	กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	กำลังผลิตที่เหลืออยู่ (MW)	ความน่าจะเป็นของสถานะ
0	60	0.729	0	60	0.640
20	40	0.243	30	30	0.320
40	$20 < L_{Peak}$	0.027	60	$0 < L_{Peak}$	0.040
60	$0 < L_{Peak}$	0.001			

เนื่องจากระบบ B มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 30 MW จึงเหลือกำลังผลิตไฟฟ้าที่ระบบ B สามารถจะส่งไปช่วยระบบ A เป็นดังตารางที่ 4-4 แต่เนื่องจากสายส่งเชื่อมไปยังระบบ A มีขนาดเพียง 20 MW จึงทำให้ขนาดโรงไฟฟ้าเสมือนจากระบบ B ที่สามารถช่วยระบบ A ได้ถูกจำกัดไว้ตามพิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่งดังที่แสดงในตารางที่ 4-5 ดังนั้น COPT ใหม่ของระบบ A เมื่อพิจารณาถึง

ผลการเชื่อมต่อกับระบบ B สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4-6 จะเห็นว่าโอกาสที่ระบบ A จะไม่สามารถจ่ายกำลังผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการมีค่าลดลงเมื่อเทียบกับตอนที่ไม่ได้มีการเชื่อมต่อกับระบบ B โดยเปลี่ยนแปลงจากเดิมที่ 0.028 (เทียบเท่า 10.22 วันต่อปี) เหลือ 0.01072 (เทียบเท่า 3.91 วันต่อปี) เท่านั้น ดังที่แสดงด้วยตัวหนาในตารางที่ 4-6

ตารางที่ 4-4 ความน่าจะเป็นของกำลังผลิตที่ระบบ B สามารถส่งไปช่วยระบบ A

กำลังผลิตที่เหลือและส่งไปช่วยได้ (MW)	ความน่าจะเป็น
30	0.640
0	0.360

ตารางที่ 4-5 โรงไฟฟ้าเสมือนที่ระบบ B สามารถเพิ่มเข้าไปช่วยที่ระบบ A (เมื่อคิดผลของ tie-line)

กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	กำลังผลิตที่เหลืออยู่ (MW)	ความน่าจะเป็น
0	20	0.64
20	0	0.36

ตารางที่ 4-6 COPT ใหม่ของระบบ A เมื่อพิจารณาถึงผลการเชื่อมต่อกับระบบ B

กำลังผลิตที่สูญเสีย (MW)	กำลังผลิตที่เหลืออยู่ (MW)	ความน่าจะเป็นของสถานะ	ความน่าจะเป็นสะสม
0	80	0.46656	1.00000
20	60	0.41796	0.53344
40	40	0.10476	0.11548
60	$20 < L_{Peak}$	0.01036	<b>0.01072</b>
80	$0 < L_{Peak}$	0.00036	0.00036

เนื่องจากการคำนวณ COPT ด้วยวิธีข้างต้นจำเป็นต้องทราบโหลดของพื้นที่ข้างเคียง ซึ่งจะเปลี่ยนแปลงไปตามเวลา ด้วยเหตุนี้ COPT ที่สร้างขึ้นจึงใช้ได้เฉพาะในช่วงเวลาที่กำลังพิจารณาอยู่เท่านั้น แบบจำลองโหลดของการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่จึงเป็นโหลดของพื้นที่ที่พิจารณา ณ เวลาที่พิจารณาเพียงค่าเดียว ในการพิจารณาโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของทั้งเดือนจึงใช้วิธีทำ COPT ใหม่ทุกชั่วโมงที่พิจารณาสำหรับทุกภูมิภาคที่พิจารณาตลอดทั้งเดือน ซึ่งการทำเช่นนี้จำเป็นต้องใช้ความพยายามในการคำนวณที่สูงมาก ด้วยเหตุนี้การคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้ตัวแทนโหลดภูมิภาคในการคำนวณ โดยการแบ่งโหลด 1 วันของพื้นที่ที่พิจารณาออกเป็น 5 ช่วงเวลาด้วยวิธีฮิสโตแกรม (Histogram) เพื่อเลือกตัวแทนโหลดจากค่ากลางของทั้ง 5 ช่วงเวลาพร้อมกับค่าความถี่ของตัวแทนโหลดนั้น และพิจารณาโหลดเพียง 5 ชั่วโมงในหนึ่งวัน ทำให้สามารถลดความพยายามในการคำนวณที่ต้องใช้แก้ปัญหาลงได้

ในส่วนองแบบจำลองโหนดนั้นจะสร้างมาจากโหนดรายชั่วโมงของแต่ละภูมิภาคที่หักลบการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากลุ่มที่ (1) ถึง (7) ที่อยู่ในพื้นที่นั้น แล้วจึงปรับปรุงต่อด้วยรูปแบบการรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้าย่อยของระบบกักเก็บพลังงานที่อยู่ในพื้นที่นั้นๆ จึงจะได้โหนดรายชั่วโมงสุทธิในแต่ละภูมิภาคสำหรับการคำนวณดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่

เมื่อได้ COPT ที่มีการช่วยเหลือจากพื้นที่ข้างเคียงและตัวแทนโหนด ณ ชั่วโมงที่พิจารณาแล้ว จะทำให้สามารถคำนวณหาความน่าจะเป็นที่จะเกิดไฟฟ้าดับในชั่วโมงนั้นๆ ออกมาได้ เมื่อรวมความน่าจะเป็นที่จะเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละชั่วโมงคูณด้วยความถี่ของตัวแทนโหนดนั้นเข้าด้วยกันดังที่แสดงในสมการที่ (4.25) ก็จะได้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ของพื้นที่  $a$  ในเดือนที่  $m$  ของปีที่  $y$  ( $LOLE_a$ ) ในหน่วย (ชั่วโมง/ปี) แล้วหารด้วย 24 เพื่อให้ได้หน่วยเป็น (วัน/ปี) ต่อไป

$$LOLE_a = \sum_{day=1}^{Nday_m} \sum_{u=1}^5 p_{day,u} \times freq_{day,u} \quad (4.25)$$

โดย

$a$  เขตของพื้นที่

$day$  เขตของวันที่ในเดือนที่  $m$

$u$  เขตของ 5 ช่วงเวลาตัวแทนที่แบ่งด้วยวิธีสเตแกรม

$freq_{day,u}$  ความถี่ของชั่วโมงตัวแทน  $u$  ของวันที่  $day$  (ชั่วโมง)

$Nday_m$  จำนวนวันในเดือนที่  $m$  (วัน)

$p_{day,u}$  ความน่าจะเป็นที่จะเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับในชั่วโมงตัวแทน  $u$  ของวันที่  $day$  (-)

## (2) ดัชนีสมดุลระหว่างกำลังผลิตที่พึ่งได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายพื้นที่

ดัชนีสมดุลระหว่างกำลังผลิตที่พึ่งได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายพื้นที่นั้นจะคำนวณในลักษณะเดียวกับดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง แต่จะใช้ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าที่พึ่งได้รวมของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานในแต่ละพื้นที่เปรียบเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละพื้นที่ แล้วจึงหาด้วยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพื่อให้คำตอบมีหน่วยเป็นร้อยละ โดยดัชนีสมดุลระหว่างกำลังผลิตที่พึ่งได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของพื้นที่  $a$  ในเดือนที่  $m$  ของปีที่  $y$  ( $BGL_a$ ) สามารถคำนวณจากสมการที่ (4.26) ถึง (4.28)

$$\forall a : DCgen_a = \sum_{f \in F} \sum_{g \in G} \sum_{j=1}^{N_{a,f,g,y,m}} IC_{a,f,g,j,y,m} \times DF_{a,f,g,m} \times (1 - DeG_{a,f,g,j,y,m}) \quad (4.26)$$

$$\forall a : DCess_a = \sum_{s \in S} \sum_{j=1}^{N_{a,s,y,m}} P_{a,s,j}^{max} \times DF_{a,s,m} \quad (4.27)$$

$$\forall a : BGL_a = \frac{(DCgen_a + DCess_a) - \max(L_h^a)}{\max(L_h^a)} \quad (4.28)$$



โดย	
$f$	ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในเขตของประเภทเชื้อเพลิง $F$
$g$	ประเภทโรงไฟฟ้าในเขตของประเภทโรงไฟฟ้า $G$
$j$	โรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานที่ $j$ ที่อยู่ในระบบไฟฟ้าในเดือนที่ $m$ ในปี $y$
$m$	เดือนในปี $y$ ในช่วงเวลาการวางแผน
$s$	ประเภทระบบกักเก็บพลังงานในเขตของประเภทระบบกักเก็บพลังงาน $S$
$y$	ปีในเขตช่วงเวลาการวางแผน $Y$
$DCess_a$	กำลังผลิตพึงได้รวมของระบบกักเก็บพลังงานในพื้นที่ $a$ (เมกะวัตต์)
$DCgen_a$	กำลังผลิตพึงได้รวมของระบบโรงไฟฟ้าในพื้นที่ $a$ (เมกะวัตต์)
$DeG_{a,f,g,j,y,m}$	การเสื่อมประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ในพื้นที่ $a$ ในปี $y$ เดือนที่ $m$ (%)
$DF_{a,f,g,m}$	องค์ประกอบความพึงพาได้ของโรงไฟฟ้าประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ในพื้นที่ $a$ ในเดือนที่ $m$ (%)
$DF_{a,s,m}$	องค์ประกอบความพึงพาได้ของระบบกักเก็บพลังงานประเภท $s$ ในพื้นที่ $a$ ในเดือนที่ $m$ (%)
$IC_{a,f,g,j,y,m}$	กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า $j$ ประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ในพื้นที่ $a$ ในเดือนที่ $m$ ของปีที่ $y$ (เมกะวัตต์)
$L_h^a$	โหลดของพื้นที่ $a$ ในช่วงเวลาที่ $h$ (เมกะวัตต์)
$N_{a,f,g,y,m}$	จำนวนโรงไฟฟ้าประเภท $g$ ที่ใช้เชื้อเพลิง $f$ ในพื้นที่ $a$ ในเดือนที่ $m$ ของปีที่ $y$
$N_{a,s,y,m}$	จำนวนระบบกักเก็บพลังงานประเภท $s$ ในพื้นที่ $a$ ในเดือนที่ $m$ ของปีที่ $y$
$p_{a,s,j}^{max}$	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบกักเก็บพลังงาน $j$ ประเภท $s$ ในพื้นที่ $a$ (เมกะวัตต์)

ทั้งสองดัชนีนี้จะใช้ในการพิจารณาประเมินความอ่อนแอของพื้นที่สำหรับการเพิ่มโรงไฟฟ้าซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

#### 4.2.4 การประเมินความอ่อนแอของพื้นที่

วิธีการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นจะใช้วิธีที่นำเสนอในหัวข้อที่ 3.3.6 เหมือนเดิม แต่เมื่อตัดสินใจว่าจะขยายกำลังผลิตไฟฟ้าแล้วในการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่นั้นจะมีขั้นตอนการประเมินความอ่อนแอของพื้นที่เพิ่มเข้ามา โดยการพิจารณาว่าพื้นที่ใดที่อ่อนแอนั้นจะใช้วิธีการให้คะแนนความอ่อนแอของพื้นที่จากดัชนีความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่และจากพื้นที่ว่างสำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งจะกำหนดให้แต่ละเกณฑ์มีน้ำหนักคะแนนแตกต่างกันไป โดยมีเกณฑ์ที่พิจารณา 3 เกณฑ์ดังต่อไปนี้

### 1) เกณฑ์ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่

ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่นั้นจะคำนวณโดยใช้วิธีที่นำเสนอในหัวข้อ 4.2.2 โดยจะคำนวณค่าเฉลี่ย (Mean) และค่าส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน (Standard Deviation, SD) ของดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ทั้งหมดที่นำมาเปรียบเทียบกัน แล้วจึงประเมินคะแนนโดยพิจารณาว่าดัชนีของแต่ละพื้นที่นั้นเบี่ยงเบนไปจากค่าเฉลี่ยเท่าไร โดยมีเกณฑ์การให้คะแนนความอ่อนแอ ดังที่แสดงในตารางที่ 4-7 โดยพื้นที่ที่มีค่าดัชนีนี้สูงกว่าหมายถึงพื้นที่ดังกล่าวมีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับสูงกว่า ดังนั้นจึงถือว่าพื้นที่ดังกล่าวอ่อนแอกว่า และจะได้คะแนนมากกว่า ทั้งนี้กำหนดให้คะแนนจากเกณฑ์นี้มีน้ำหนัก 0.4

ตารางที่ 4-7 เกณฑ์การให้คะแนนความอ่อนแอของพื้นที่จากดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่

ความเบี่ยงเบนจากค่าเฉลี่ย (เท่าของ SD)	คะแนน
$LOLE_a \geq mean + 1.5SD$	5
$mean + 1.5SD > LOLE_a \geq mean + 0.5SD$	4
$mean + 0.5SD > LOLE_a \geq mean - 0.5SD$	3
$mean - 0.5SD > LOLE_a \geq mean - 1.5SD$	2
$mean - 1.5SD > LOLE_a$	1

### 2) เกณฑ์พื้นที่ว่างสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้า

เนื่องจากโรงไฟฟ้าที่มีอยู่เดิมในระบบไฟฟ้านั้นอาจจะเป็นโรงไฟฟ้าสำคัญที่มีหน้าที่รักษาเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าควบคุมไปกับการรักษาสมดุลระหว่างการผลิตไฟฟ้าและโหลด นอกจากนี้ประชาชนที่อาศัยอยู่ในพื้นที่รอบโรงไฟฟ้าเดิมมักจะยอมรับและใช้ชีวิตร่วมกับโรงไฟฟ้าได้ดีกว่าการสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มในพื้นที่ที่ไม่เคยมีโรงไฟฟ้ามาก่อน โดยผู้พัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าอาจต้องแสดงให้เห็นว่าผลกระทบที่เกิดกับพื้นที่ใกล้โรงไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าใหม่ไม่ได้มีมากขึ้นกว่าเดิม ด้วยเหตุนี้จึงควรให้ความสำคัญกับการสร้างโรงไฟฟ้าทดแทนในพื้นที่เดิมก่อน จึงมีการกำหนดเกณฑ์นี้ขึ้นให้มีการพิจารณาเพิ่มโรงไฟฟ้าใหม่ทดแทนที่ว่างที่เกิดจากโรงไฟฟ้าเก่าที่ถูกปลดก่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในพื้นที่ใหม่หรือในพื้นที่ที่ไม่มีที่ว่างก่อสร้างโรงไฟฟ้าเลย โดยมีหลักการให้คะแนนดังที่แสดงในตารางที่ 4-8 และกำหนดให้คะแนนจากเกณฑ์นี้มีน้ำหนัก 0.4

ตารางที่ 4-8 เกณฑ์การให้คะแนนความอ่อนแอของพื้นที่จากพื้นที่ว่างสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้า

เกณฑ์	คะแนน
ในพื้นที่มีพื้นที่ว่างการโรงไฟฟ้าที่ถูกปลด	5
ในพื้นที่มีที่ว่างสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่	3
ในพื้นที่ไม่มีที่ว่างสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้า	1

### 3) เกณฑ์ดัชนีสมดุระหว่างกำลังผลิตพึงได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายพื้นที่

เกณฑ์สุดท้ายที่พิจารณาคือดัชนีสมดุระหว่างกำลังผลิตพึงได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายพื้นที่ เพื่อตรวจสอบว่าสมดุระหว่างกำลังผลิตพึงได้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละพื้นที่เป็นอย่างไร ดัชนีนี้มีค่าเป็นได้ทั้งบวกและลบ หากพื้นที่ที่มีดัชนีนี้ต่ำกว่าหมายถึงพื้นที่ดังกล่าวมีส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตพึงได้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดน้อยกว่า ดังนั้นจึงถือว่าพื้นที่ดังกล่าวอ่อนแอมากกว่า และจะได้คะแนนมากกว่า โดยมีเกณฑ์การให้คะแนนความอ่อนแอดังที่แสดงในตารางที่ 4-9 ทั้งนี้กำหนดให้คะแนนจากเกณฑ์นี้มีน้ำหนัก 0.2

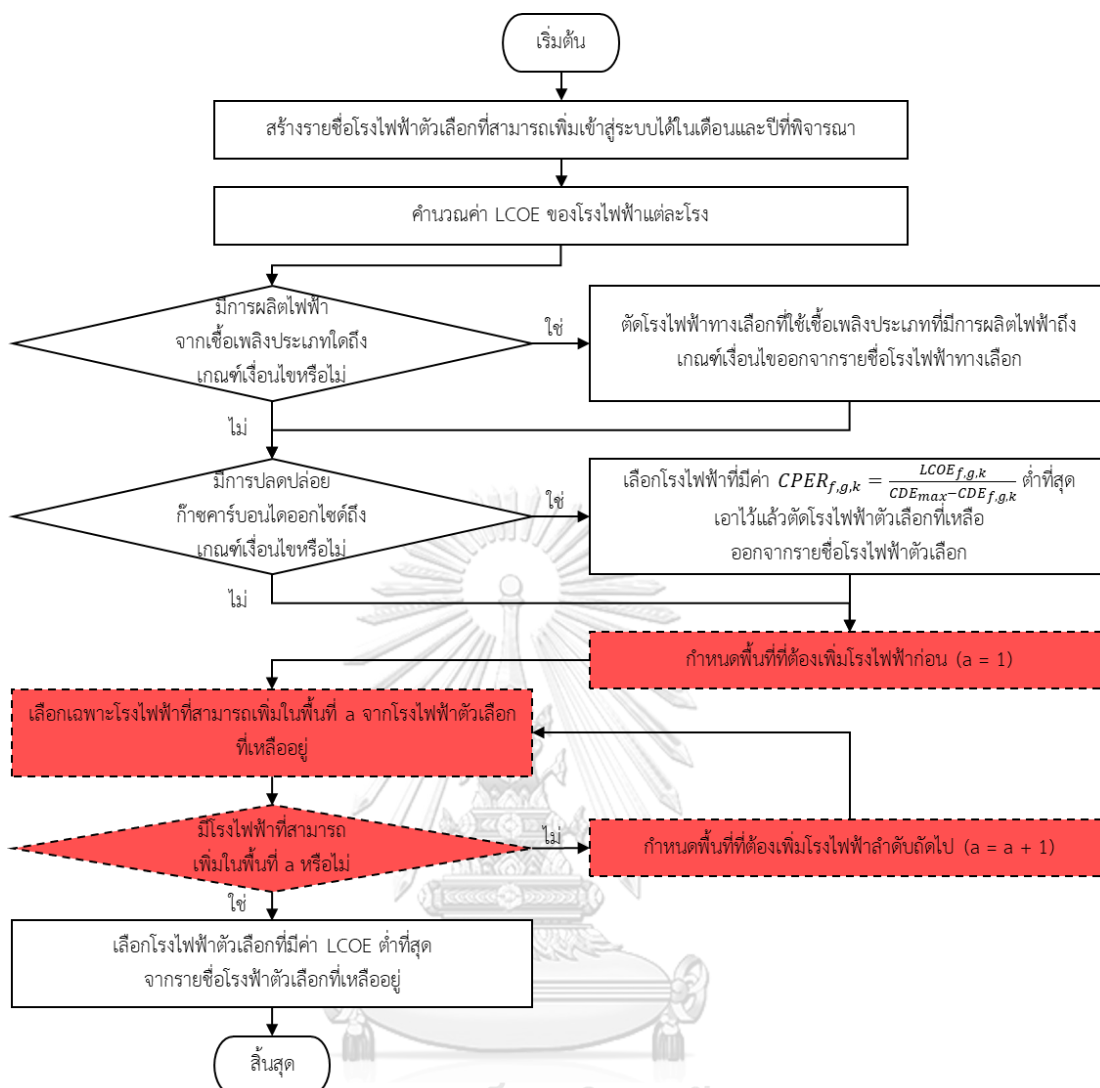
ตารางที่ 4-9 เกณฑ์การให้คะแนนความอ่อนแอของพื้นที่จากดัชนีสมดุระหว่างกำลังผลิตพึงได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายพื้นที่

เกณฑ์	คะแนน
$BGL_a < mean - 1.5SD$	5
$mean - 1.5SD \leq BGL_a < mean - 0.5SD$	4
$mean - 0.5SD \leq BGL_a < mean + 0.5SD$	3
$mean + 0.5SD \leq BGL_a < mean + 1.5SD$	2
$mean + 1.5SD \leq BGL_a$	1

เมื่อได้คะแนนของทั้ง 3 เกณฑ์แล้วให้นำคะแนนมารวมกันโดยให้น้ำหนักของคะแนนแต่ละเกณฑ์ตามที่กำหนด แล้วให้เรียงลำดับพื้นที่ที่ต้องการโรงไฟฟ้าก่อนจากคะแนนมากไปน้อย โดยคะแนนมากหมายถึงพื้นที่ดังกล่าวอ่อนแอที่สุด แล้วคะแนนน้อยหมายถึงพื้นที่ดังกล่าวมีความอ่อนแอต่ำที่สุด โดยหากไม่ติดเงื่อนไขใดๆ ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจึงควรเพิ่มโรงไฟฟ้าในพื้นที่ที่อ่อนแอที่สุดก่อน

#### 4.2.5 การเลือกโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

เมื่อได้ลำดับพื้นที่ที่ต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าก่อนตามลำดับความอ่อนแอของพื้นที่แล้ว ลำดับต่อไปจะเป็นการเลือกโรงไฟฟ้าหรือเลือกระบบกักเก็บพลังงาน ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าจะเปลี่ยนไปจากขั้นตอนที่นำเสนอในหัวข้อ 3.3.6 โดยมีการพิจารณาเรื่องลำดับพื้นที่อ่อนแอที่สุดเพิ่มเข้ามา ซึ่งสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังที่แสดงในภาพที่ 4-13



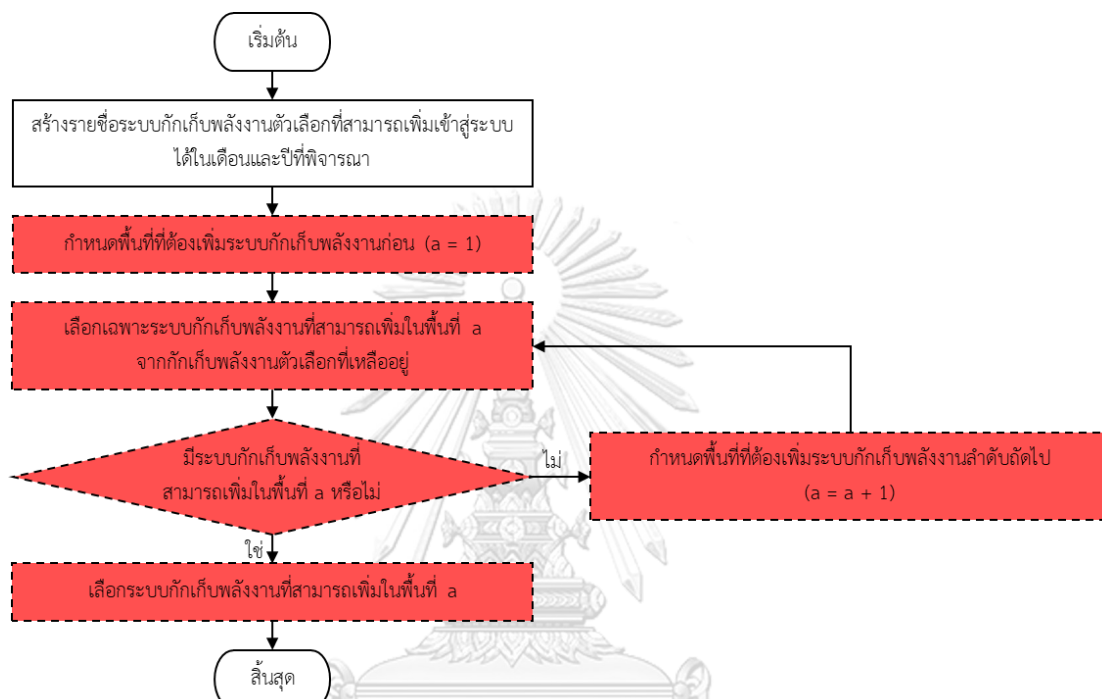
ภาพที่ 4-13 ขั้นตอนการเลือกโรงไฟฟ้าเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

จากภาพที่ 4-13 เมื่อตัดโรงไฟฟ้าที่ไม่ผ่านเงื่อนไขสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและเงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกไปแล้ว จะทำการกำหนดพื้นที่ (a) ที่ต้องเพิ่มโรงไฟฟ้า โดยเริ่มจากพื้นที่ที่ได้คะแนนความอ่อนแอสูงที่สุดก่อน ( $a = 1$ ) แล้วเลือกเฉพาะโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเพิ่มเข้าสู่พื้นที่ a ได้ออกมาจากรายการโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เหลืออยู่ เมื่อเลือกโรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่พื้นที่ a ออกมาแล้วให้ตรวจสอบว่าเหลือโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เลือกได้อยู่หรือไม่ หากเหลืออยู่ให้เลือกโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่มีค่า LCOE ต่ำที่สุด แต่หากไม่เหลือโรงไฟฟ้าให้เลือกแล้วให้กำหนดพื้นที่ที่ต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าที่มีคะแนนความอ่อนแอของพื้นที่ลำดับถัดไป ( $a = a + 1$ ) แล้วตรวจสอบซ้ำจนกว่าจะมีโรงไฟฟ้าที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบได้

ด้วยวิธีการนี้ทำให้ไม่จำเป็นต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่พื้นที่ที่อ่อนแอที่สุดเสมอไปหากพื้นที่ดังกล่าวไม่สามารถเพิ่มโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมได้ เช่น หากต้องการโรงไฟฟ้าตัวเลือกมีค่า  $CPER_{f,g,k}$  ต่ำ

ที่สุด แล้วพื้นที่ที่อ่อนแอที่สุดไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าดังกล่าวได้ โรงไฟฟ้าตัวเลือkdังกล่าวจะถูกเพิ่มเข้าสู่พื้นที่ที่มีคะแนนความอ่อนแอของพื้นที่ลำดับถัดๆ ไป ที่สามารถเพิ่มโรงไฟฟ้าดังกล่าวเข้าสู่พื้นที่ได้ เป็นต้น

สำหรับการเลือกระบบกักเก็บพลังงานนั้นจะมีการพิจารณาเรื่องลำดับพื้นที่ที่อ่อนแอที่สุดเพิ่มเข้ามาเช่นกัน โดยสามารถสรุปเป็นแผนภาพได้ดังที่แสดงในภาพที่ 4-14



ภาพที่ 4-14 ขั้นตอนการเลือกเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานเมื่อพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่

## บทที่ 5

### สรุปวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

เนื้อหาในหัวข้อนี้จะการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าตามวัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยการรวมวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในบทที่ 3 กับการปรับปรุงการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในบทที่ 4 เข้าด้วยกัน ทำให้ได้แผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานที่คำนึงถึงเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด ซึ่งเป็นวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถรองรับระบบผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง และสามารถวางแผนให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนได้

#### 5.1 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

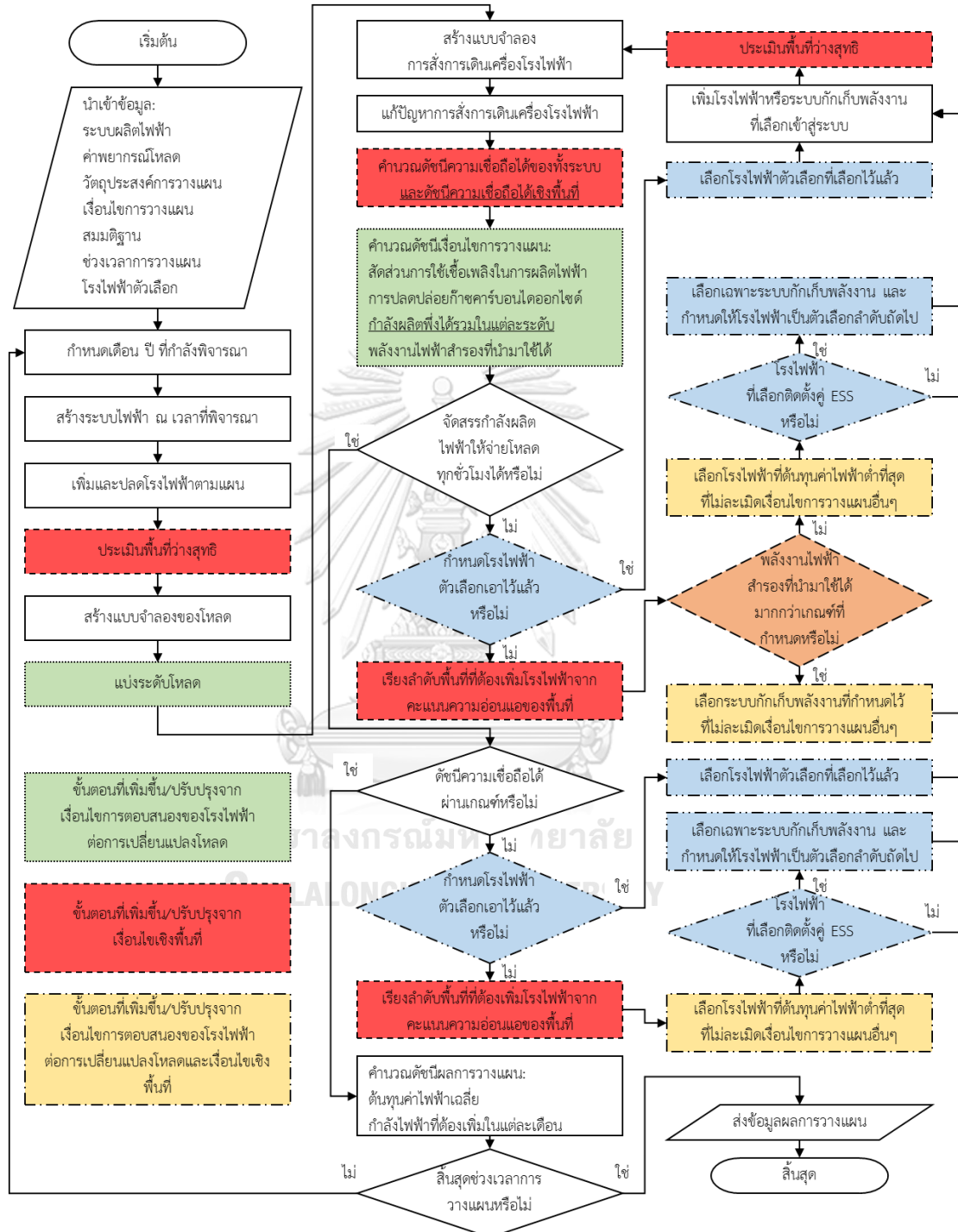
วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ นั้นจะเป็นการรวมวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในบทที่ 3 เข้ากับการปรับปรุงการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในบทที่ 4 โดยกำหนดให้การพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดเป็นแบบผ่อนคลายเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับเนื่องจากระบบไฟฟ้าในปัจจุบันยังไม่ได้มีพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด เมื่อรวมขั้นตอนสำคัญของวิธีการที่นำเสนอในบทที่ 4 ทั้งหมดเข้ากับวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในบทที่ 3 จะสามารถสรุปขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอได้ดังที่แสดงในภาพที่ 5-1 โดยรายละเอียดของขั้นตอนต่างๆ นั้นได้อธิบายไว้ในบทที่ 3 และบทที่ 4 แล้ว

จากภาพที่ 5-1 จะเห็นว่าวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ นั้นจะมีการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้และดัชนีสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่กล่าวถึงไว้ในบทที่ 3 และบทที่ 4 ทุกดัชนี ทั้งนี้เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า การตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน การจัดอันดับความอ่อนแอของพื้นที่ การเลือกโรงไฟฟ้าและการเลือกระบบกักเก็บพลังงานในขั้นตอนต่อไป

ในส่วนของการแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าสำหรับวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ นั้นจะใช้วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าผ่อนคลายเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับตามที่ได้นำเสนอไว้ในหัวข้อ 4.1.6

ในส่วนของการของการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าและการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานนั้น เนื่องจากมีการผ่อนคลายเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ ทำให้เงื่อนไขการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้ากลับไปเป็นเหมือนเงื่อนไขที่อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.3.6 และเนื่องจากมีการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน ทำให้ต้องตรวจสอบเกณฑ์พลังงานไฟฟ้า

สำรองที่นำมาใช้ได้ต่อจากเงื่อนไขเงื่อนไขการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้า แล้วจึงทำการจัดอันดับความ  
อ่อนแอของพื้นที่และการเลือกโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานต่อไป



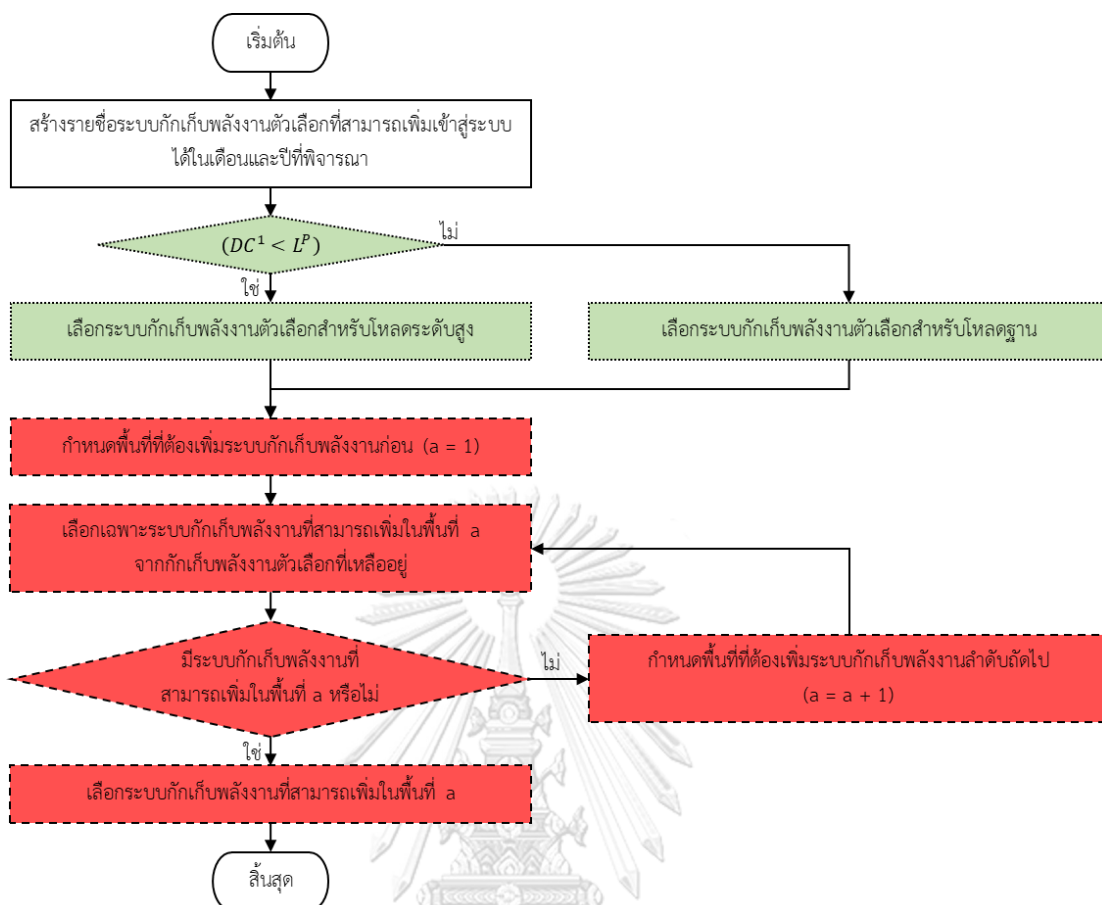
ภาพที่ 5-1 ขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ

## 5.2 การเลือกโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

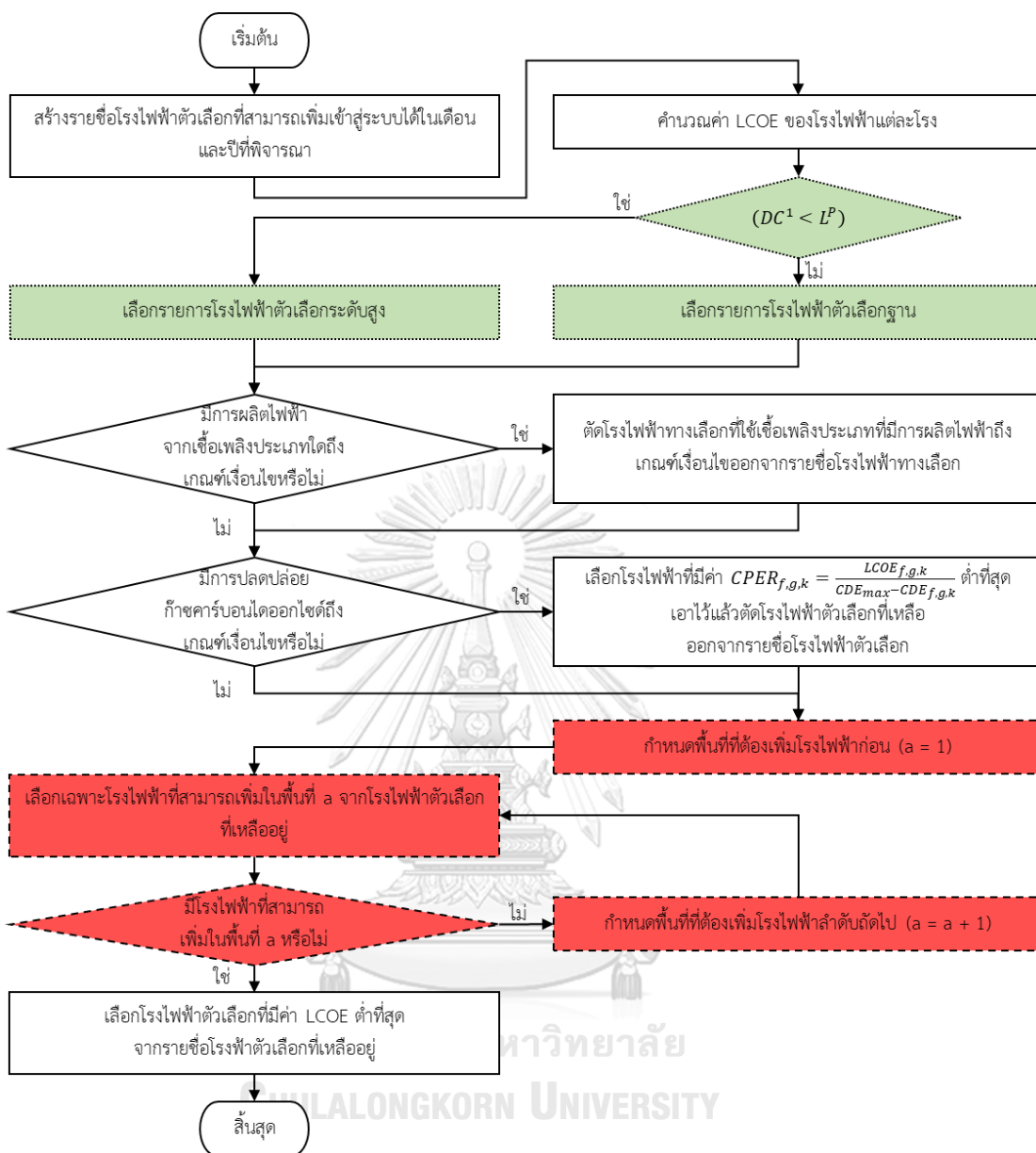
วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้เงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดเป็นเงื่อนไขที่ต้องให้ความสำคัญเป็นอันดับแรก เนื่องจากเกี่ยวข้องกับความสามารถของระบบผลิตไฟฟ้าในการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลด ในส่วนของเงื่อนไขเชิงพื้นที่นั้นแม้จะใช้ในการเลือกพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าแต่หากพื้นที่ที่เลือกไว้เป็นอันดับแรกไม่สามารถเพิ่มโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดได้ โรงไฟฟ้างัดกล่าวจะถูกเพิ่มลงในพื้นที่ที่เลือกไว้เป็นอันดับต่อไปแทนดังที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 4.2.5 ด้วยเหตุนี้หากพิจารณาการขยายความจุของระบบกักเก็บพลังงานร่วมกับเงื่อนไขการวางแผนอื่นๆ ในการเลือกระบบกักเก็บพลังงานก็จะต้องทำการตัดสินใจก่อนว่าจะต้องเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานในระดับใด โดยอาจกำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกสำหรับโหลดระดับสูงมีค่าอัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้ากับปริมาณกักเก็บสูงกว่าระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกสำหรับโหลดระดับกลางหรือโหลดฐาน เพื่อให้ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกทั้งสองแบบแตกต่างกัน

จากข้อกำหนดข้างต้น จะทำให้สามารถสรุปการเลือกระบบกักเก็บพลังงานด้วยวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ และการเลือกโรงไฟฟ้าด้วยวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอได้ดังที่แสดงในภาพที่ 5-3 และภาพที่ 5-2 ตามลำดับ โดยรายละเอียดของขั้นตอนต่างๆ นั้นได้อธิบายไว้ในบทที่ 3 และบทที่ 4 แล้ว





ภาพที่ 5-2 การเลือกระบบกักเก็บพลังงานด้วยวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ



ภาพที่ 5-3 การเลือกโรงไฟฟ้าด้วยวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่น่าเสนอ

## บทที่ 6

### การทดสอบวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงข้อมูลของระบบทดสอบ กรณีศึกษาที่กำหนดขึ้นเพื่อทำการทดสอบ ผลการทดสอบ การวิเคราะห์ผลการทดสอบ และรายละเอียดของเครื่องมือที่พัฒนาขึ้น

#### 6.1 ระบบทดสอบ

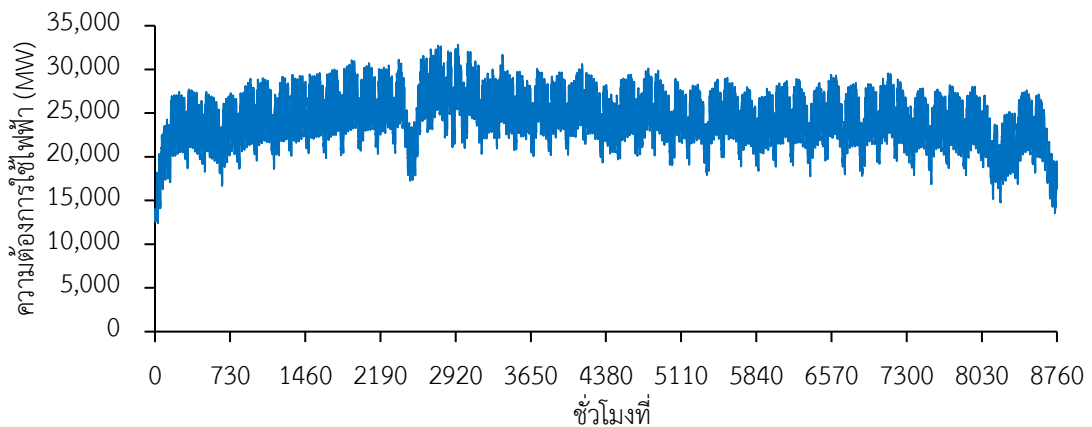
ระบบไฟฟ้าที่ใช้ทดสอบการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเป็นระบบไฟฟ้าของประเทศไทยตามแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2566 – 2580 ซึ่ง ณ เวลาที่จัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้แผนฉบับดังกล่าวยังอยู่ในขั้นตอนการจัดทำ ในการทดสอบนี้ช่วงเวลาการวางแผนจะครอบคลุมระยะเวลา 15 ปี คือตั้งแต่ พ.ศ. 2566 ถึง พ.ศ. 2580 โดยมีการแบ่งระบบไฟฟ้าออกเป็น 5 ภูมิภาค ตามภาพที่ 4-11 ข้อมูลของระบบทดสอบโดยละเอียดจะแสดงไว้ในภาคผนวก ก ถึง ค โดยสามารถสรุปข้อมูลระบบทดสอบได้ดังต่อไปนี้

##### 6.1.1 ข้อมูลแบบจำลองของโหลด

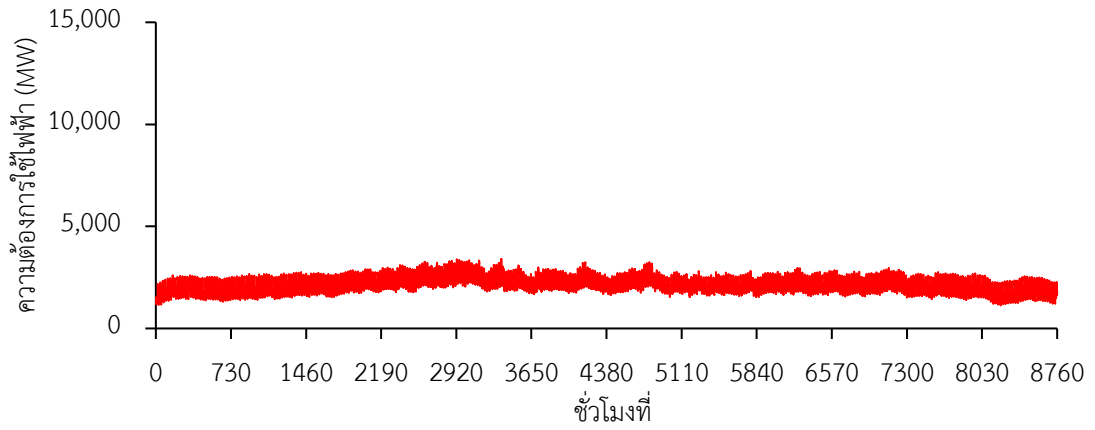
ข้อมูลแบบจำลองของโหลดจะประกอบไปด้วยข้อมูลโหลดฐาน ข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า ข้อมูลโหลดเพิ่มเติม และข้อมูลความสูญเสียในระบบไฟฟ้า โดยรายละเอียดต่างๆ จะแสดงในภาคผนวก ก และมีการสรุปข้อมูลเอาไว้ในหัวข้อนี้

##### (1) ข้อมูลโหลดฐาน

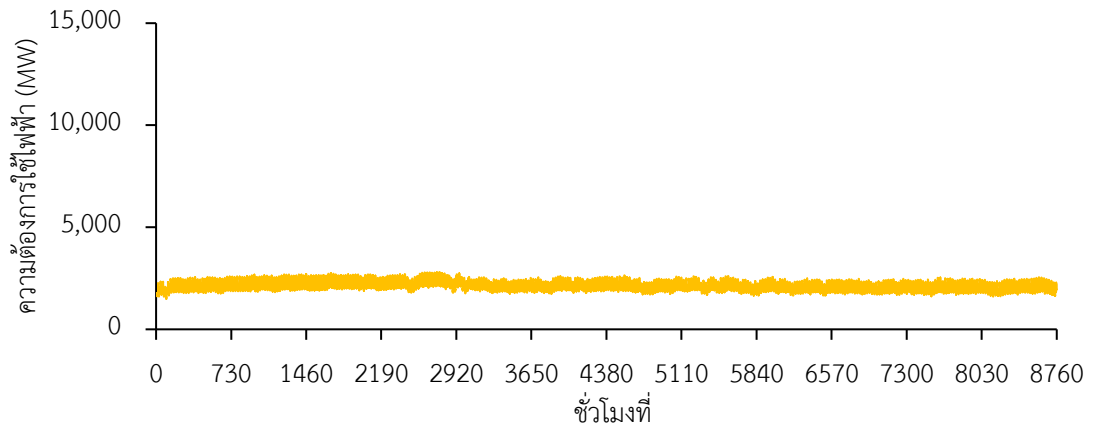
ข้อมูลโหลดฐานที่ต้องใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอประกอบไปด้วยข้อมูลโหลดฐานของทั้งประเทศ และข้อมูลโหลดฐานรายภูมิภาคของทั้ง 5 ภูมิภาค ได้แก่ ภาคเหนือ ภาคใต้ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และเขตนครหลวง ดังที่แสดงในภาพที่ 6-1 ถึง ภาพที่ 6-6 โดยโหลดฐานนี้เป็นค่าความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงของปี พ.ศ. 2562



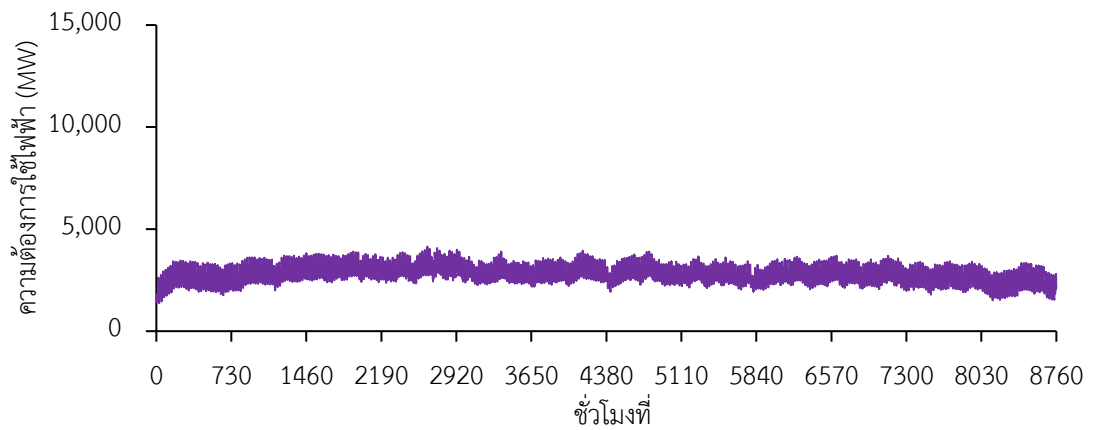
ภาพที่ 6-1 โหลดฐานของทั้งประเทศ



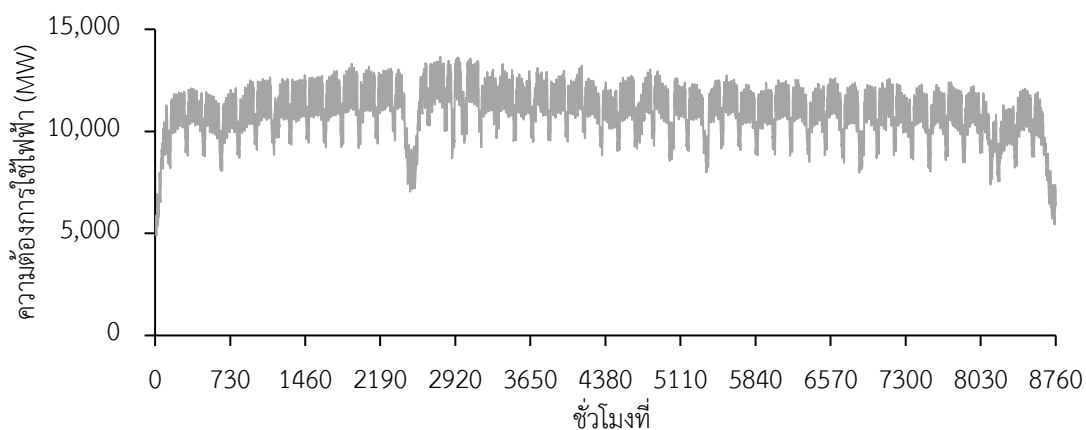
ภาพที่ 6-2 โหลดฐานของภาคเหนือ



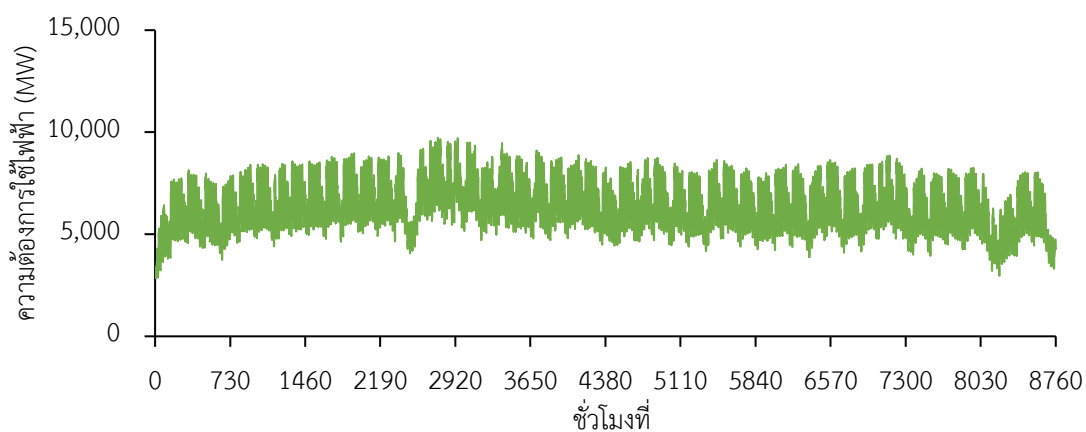
ภาพที่ 6-3 โหลดฐานของภาคใต้



ภาพที่ 6-4 โหลดฐานของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



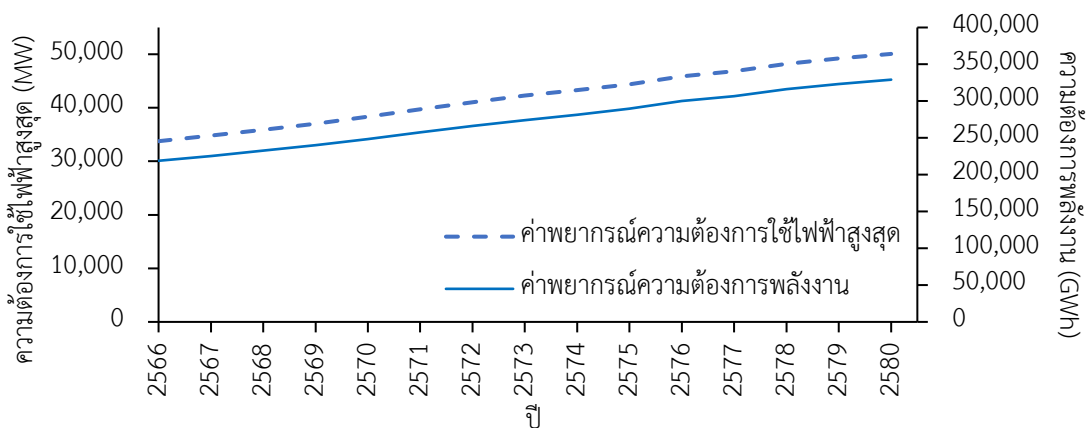
ภาพที่ 6-5 โหลดฐานของภาคกลาง



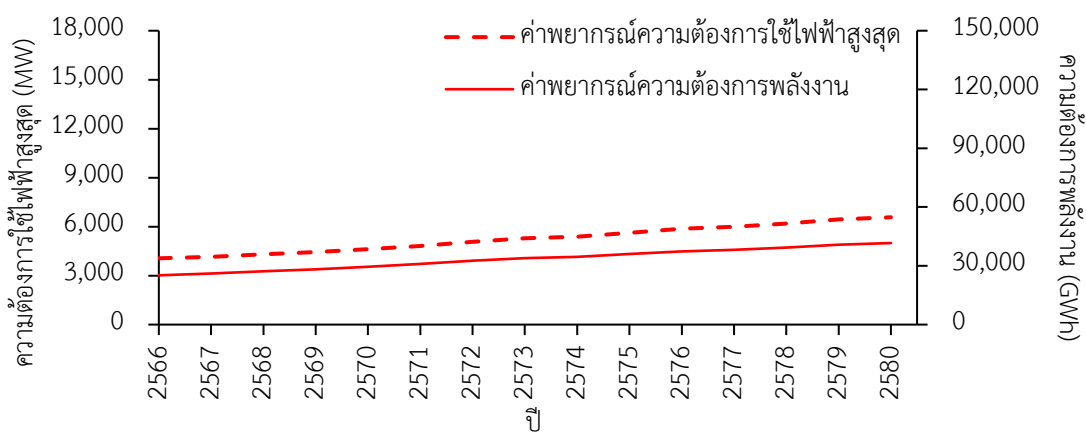
ภาพที่ 6-6 โหลดฐานของเขตนครหลวง

## (2) ข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า

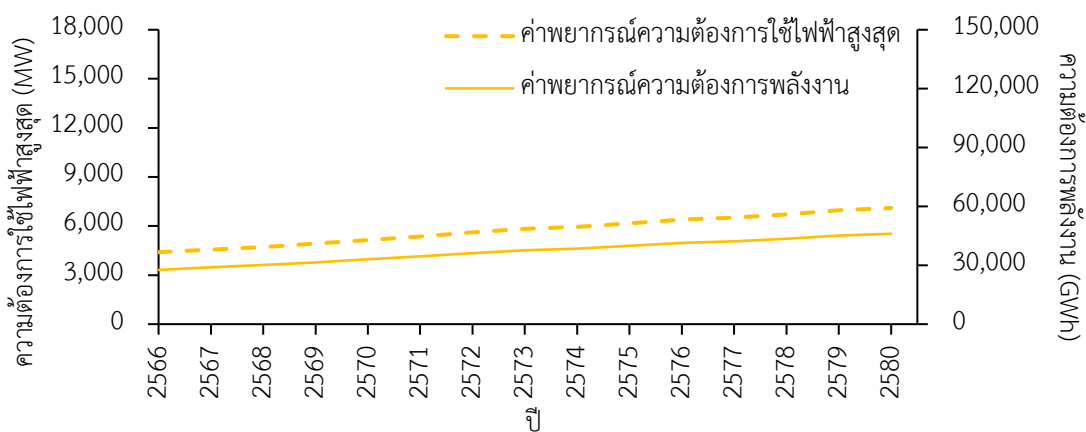
ข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ต้องใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอนั้นประกอบไปด้วยข้อมูลค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและความต้องการใช้พลังงานของทั้งประเทศ และรายภูมิภาค ดังที่แสดงในภาพที่ 6-7 ถึงภาพที่ 6-12 โดยรายละเอียดจะแสดงเพิ่มเติมไว้ในภาคผนวก ก



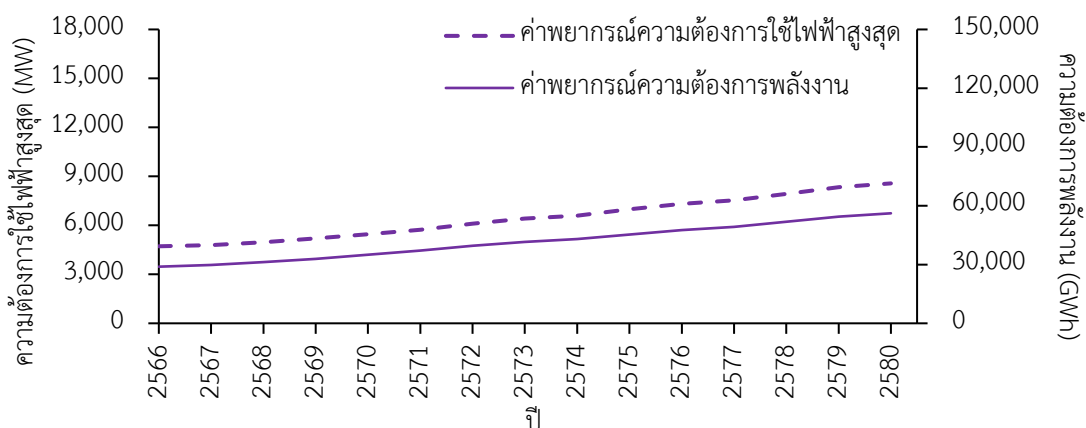
ภาพที่ 6-7 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของทั้งประเทศ



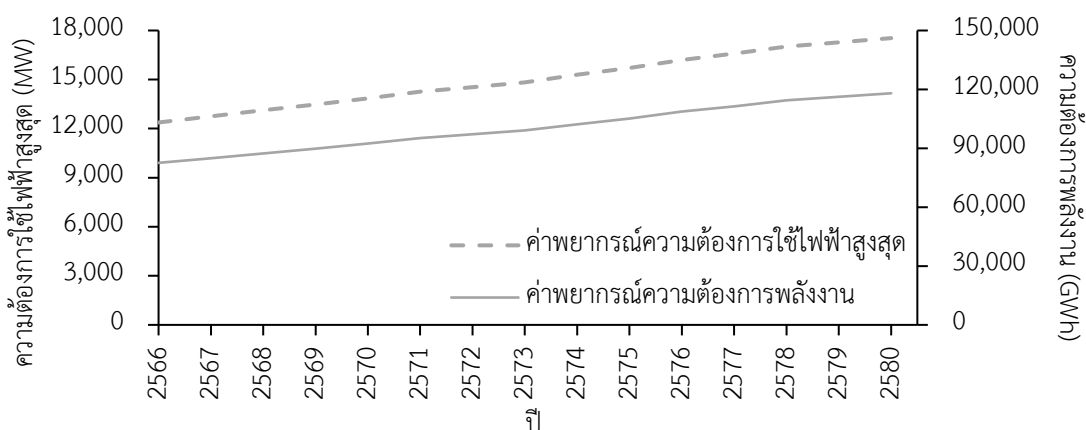
ภาพที่ 6-8 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคเหนือ



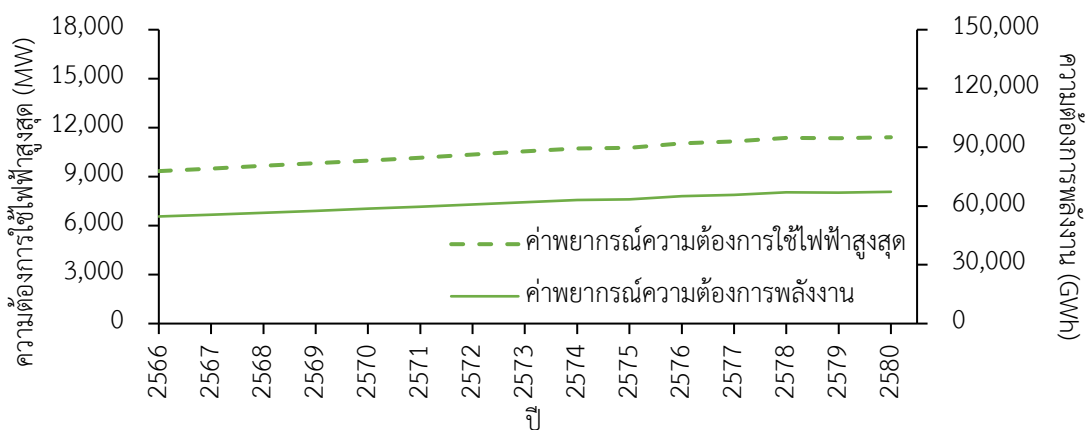
ภาพที่ 6-9 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคใต้



ภาพที่ 6-10 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



ภาพที่ 6-11 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคกลาง



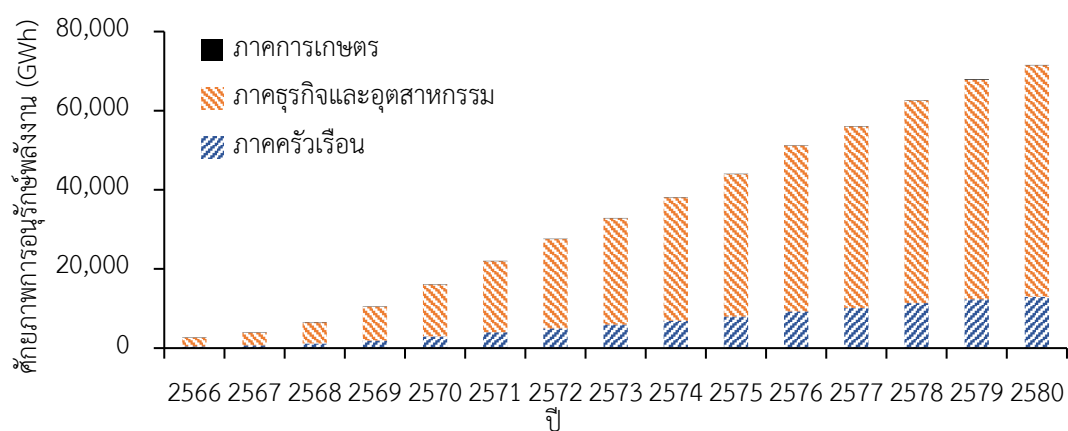
ภาพที่ 6-12 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของเขตนครหลวง

(3) ข้อมูลไหลตเพิ่มเติม

ข้อมูลไหลตเพิ่มเติมประกอบไปด้วยข้อมูลมาตรการอนุรักษ์พลังงาน ข้อมูลการใช้พลังงานของเทคโนโลยีดีสลับ และข้อมูลการใช้พลังงานของไหลตอื่นๆ จากมาตรการของรัฐบาล เนื้อหาใน

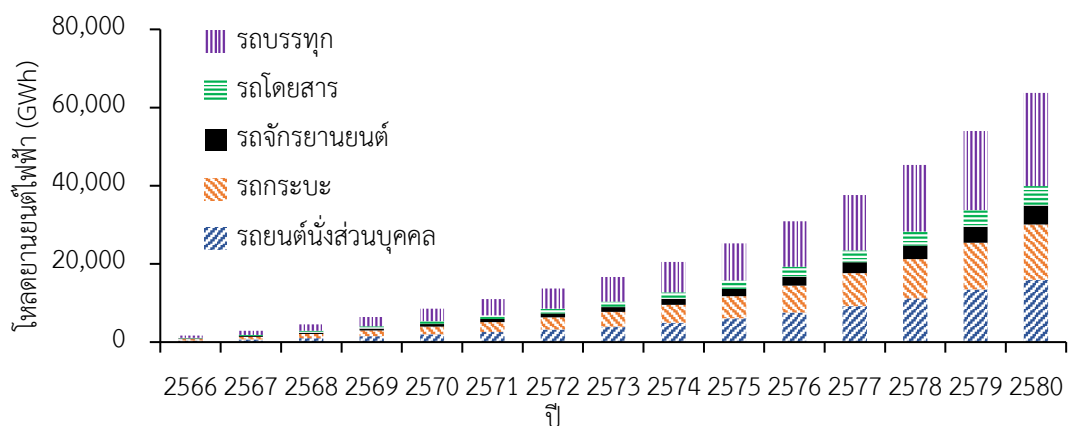
ส่วนนี้จะนำเสนอเฉพาะข้อมูลโหลดรวมทั้งประเทศแบบสรุปเท่านั้น สำหรับข้อมูลโหลดรายภูมิภาคอย่างละเอียดนั้นจะนำเสนอไว้ในภาคผนวก ก

ข้อมูลมาตรการอนุรักษ์พลังงานเป็นข้อมูลศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานซึ่งจะใช้ลบกับแบบจำลองของรายชั่วโมงตามวิธีที่อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.3.1 โดยข้อมูลศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานจะแบ่งเป็นศักยภาพตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ประกอบด้วย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมและเชิงพาณิชย์ และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเกษตรกรรม ข้อมูลศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานทั้งประเทศสามารถสรุปได้ดังภาพที่ 6-13



ภาพที่ 6-13 ข้อมูลศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานทั้งประเทศ

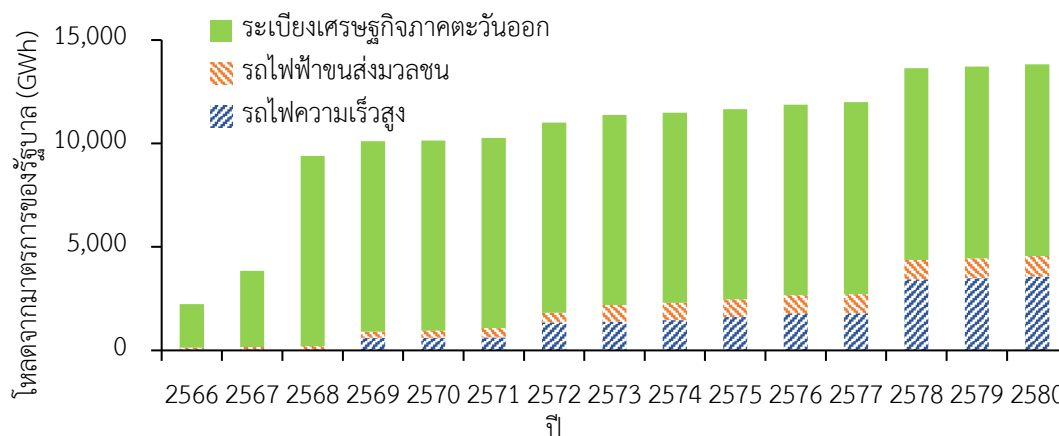
ข้อมูลการใช้พลังงานของเทคโนโลยีดีสลับขั้นเป็นค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของโหลดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตซึ่งไม่ได้อยู่ในโหลดฐาน และอาจจะส่งผลให้ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของโหลดฐานเปลี่ยนแปลงไป ด้วยเหตุนี้จึงต้องแยกกันพยากรณ์แล้วนำมาบวกเพิ่มในแบบจำลองของโหลดรายชั่วโมงตามวิธีที่อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.3.1 ข้อมูลการใช้พลังงานของเทคโนโลยีดีสลับขั้นจะประกอบด้วยค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของยานยนต์ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ดังที่แสดงในภาพที่ 6-14



ภาพที่ 6-14 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของยานยนต์ไฟฟ้า



ข้อมูลไหลต้อื่นๆ จากมาตรการของรัฐบาลเป็นค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของไหลตที่เกิดขึ้นจากมาตรการของรัฐบาลซึ่งต้องนำมาบวกเพิ่มในแบบจำลองของไหลตรายชั่วโมงตามวิธีที่อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.3.1 เช่นกัน ซึ่งจะประกอบไปด้วยค่าพยากรณ์ไหลตจากการขนส่งระบบรางด้วยพลังงานไฟฟ้า และไหลตจากนโยบายส่งเสริมเศรษฐกิจ ดังที่แสดงในภาพที่ 6-15



ภาพที่ 6-15 ค่าพยากรณ์ของไหลตจากมาตรการของรัฐบาล

สำหรับรูปแบบการลด-เพิ่มการใช้พลังงานของไหลตเพิ่มเติมเหล่านี้จะแสดงไว้ในภาคผนวก ข

#### (4) ข้อมูลความสูญเสียในระบบไฟฟ้า

ข้อมูลความสูญเสียในระบบไฟฟ้านี้จะแยกเป็นความสูญเสียในระบบส่ง และความสูญเสียในระบบจำหน่าย โดยมีข้อมูลแยกรายภูมิภาค หากไหลตเชื่อมต่อกับระบบส่งก็จะคิดเฉพาะความสูญเสียในระบบส่ง แต่หากไหลตเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย จะคิดความสูญเสียรวมทั้งระบบส่งและระบบจำหน่าย โดยขึ้นอยู่กับว่าไหลตดังกล่าวอยู่ในพื้นที่ใด ข้อมูลความสูญเสียในระบบไฟฟ้าของระบบทดสอบสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6-1

ตารางที่ 6-1 ความสูญเสียในระบบไฟฟ้า

ภูมิภาค	ความสูญเสียในระบบส่ง (%)	ความสูญเสียระบบจำหน่าย (%)
ภาคเหนือ	1.65	7.14
ภาคใต้	1.65	6.84
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	1.65	6.98
ภาคกลาง	1.65	3.97
เขตนครหลวง	1.65	3.59

### 6.1.2 ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้า

ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าที่ใช้เป็นระบบทดสอบประกอบไปด้วย ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้า ก่อนเริ่มการวางแผน ข้อมูลโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่มีแผนเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ข้อมูลการปลดโรงไฟฟ้า ข้อมูลโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้า และ ข้อมูลราคาเชื้อเพลิงและราคารับซื้อไฟฟ้า โดยเนื้อหาในส่วนนี้จะนำเสนอเฉพาะการสรุปข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้ารวมทั้งประเทศเท่านั้น สำหรับข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าโดยละเอียดจะนำเสนอไว้ใน ภาคผนวก ข

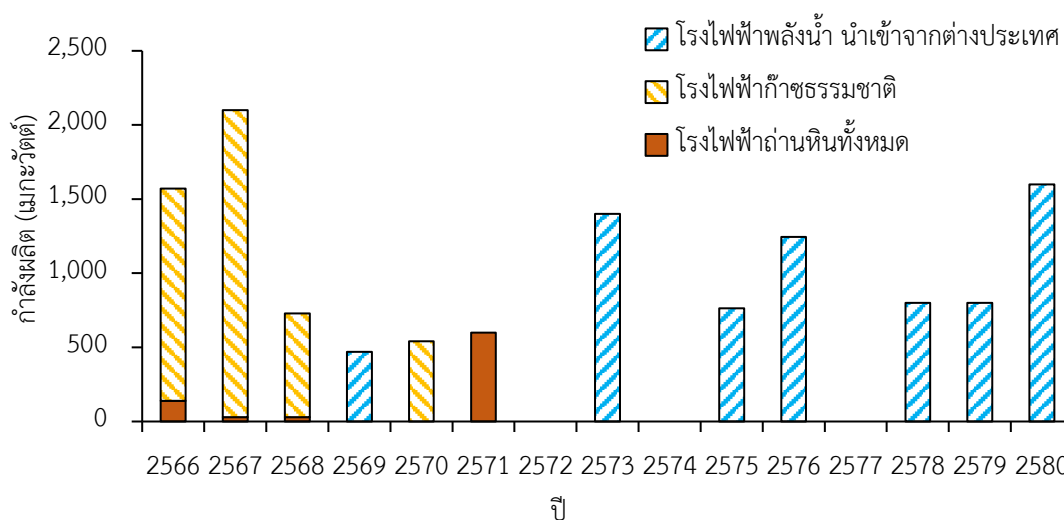
#### (1) ข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าก่อนเริ่มการวางแผน

ข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าก่อนเริ่มการวางแผนนี้จะเป็นข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ณ สิ้นเดือนธันวาคม พ.ศ. 2565 โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้ารวม 52,647.2 เมกะวัตต์ และมีปริมาณกักเก็บพลังงานรวม 8,000.0 เมกะวัตต์-ชั่วโมง และสามารถสรุปข้อมูลโรงไฟฟ้าได้ตามตารางที่ 6-2 ตารางที่ 6-2 ข้อมูลโรงไฟฟ้า ณ สิ้นเดือนธันวาคม พ.ศ. 2565

ประเภทเชื้อเพลิง	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณกักเก็บพลังงาน (เมกะวัตต์-ชั่วโมง)
ถ่านหินลิกไนต์	3,693.0	-
ถ่านหินนำเข้า	2,374.5	
ก๊าซธรรมชาติ	31,018.0	-
น้ำมันเตา, น้ำมันดีเซล	373.8	-
พลังน้ำในประเทศ	2,918.4	-
พลังน้ำนำเข้า	4,461.9	
พลังน้ำขนาดเล็ก	199.2	
พลังแสงอาทิตย์	2,932.5	-
พลังลม	1,504.1	
ชีวมวล	2,122.9	-
ก๊าซชีวภาพ	335.7	-
ขยะ	392.9	
พลังงานทดแทนอื่นๆ	0.3	-
สายส่งเชื่อมโยงไทย - มาเลเซีย	300.0	-
พลังน้ำสูกลับ	1,000.0	8,000.0
<b>รวม</b>	<b>52,647.2</b>	<b>8,000.0</b>

## (2) ข้อมูลโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่มีแผนเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

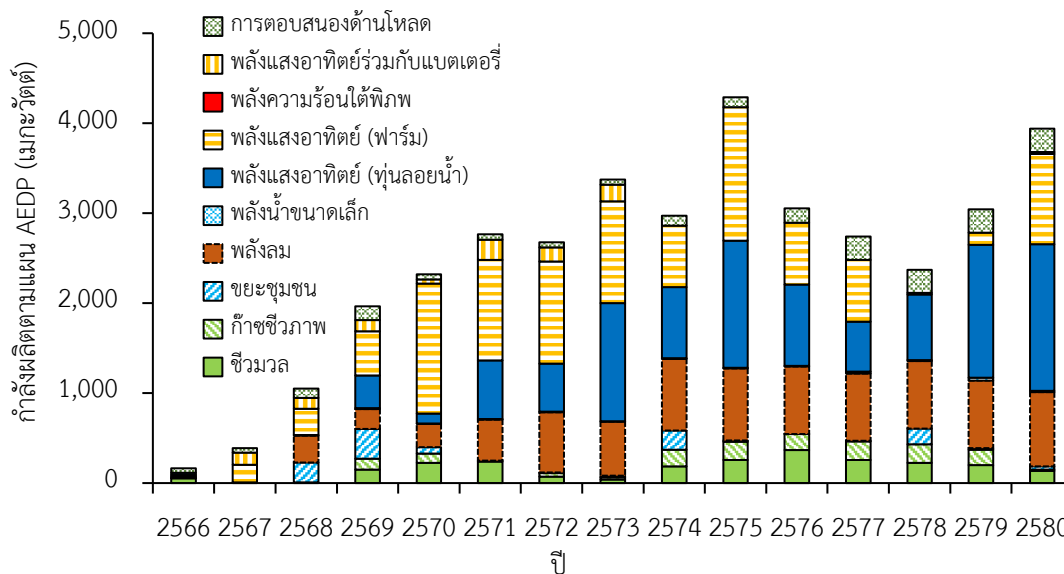
โรงไฟฟ้าที่มีแผนเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้านั้นคือโรงไฟฟ้าที่จะถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในอนาคต ซึ่งประกอบไปด้วยโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วหรือมีบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding, MOU) ระหว่างรัฐบาล และโรงไฟฟ้าที่เพิ่มตามนโยบาย ได้แก่ แผนส่งเสริมพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan, AEDP) สำหรับข้อมูลการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วหรือมี MOU สามารถสรุปได้ตามที่แสดงในภาพที่ 6-16



ภาพที่ 6-16 ข้อมูลการเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้วหรือมี MOU

ในส่วนของโรงไฟฟ้าตามแผน AEDP นั้นจะเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกที่ถูกกำหนดให้เข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อให้บรรลุเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ (Nationally Determined Contribution; NDC) ในปี พ.ศ. 2573 รวมถึงเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ในปี พ.ศ. 2593 ซึ่งข้อมูลการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าตามแผน AEDP สามารถสรุปได้ตามที่แสดงในภาพที่ 6-17

นอกจากโรงไฟฟ้าแล้ว ในระบบทดสอบยังมีระบบกักเก็บพลังงานที่มีแผนเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าอยู่ด้วยอีก 1 หน่วย โดยระบบกักเก็บพลังงานหน่วยนี้เป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับที่มีกำลังผลิตไฟฟ้า 801 เมกะวัตต์ มีปริมาณกักเก็บพลังงาน 6,408 เมกะวัตต์-ชั่วโมง โดยมีแผนจะเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในเดือนมกราคมของปี พ.ศ. 2577 โดยรายละเอียดอื่นๆ จะนำเสนอไว้ในภาคผนวกต่อไป



ภาพที่ 6-17 ข้อมูลการเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตามแผน AEDP

### (3) ข้อมูลการปลดโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานในระบบทดสอบนั้นมีการกำหนดอายุการใช้งานรวมถึงเดือนและปีที่มีแผนปลดออกจากระบบไฟฟ้า ซึ่งโดยส่วนใหญ่แล้วโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานในระบบทดสอบนี้จะมีอายุการใช้งานอยู่ระหว่าง 20 ถึง 50 ปี ขึ้นอยู่กับประเภทของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน และจะถูกปลดเมื่อสิ้นอายุการใช้งาน อย่างไรก็ตามโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานบางประเภทแม้จะมีการกำหนดอายุการใช้งานเอาไว้แต่ก็ยังไม่กำหนดแผนการปลดเอาไว้ โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานเหล่านี้ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำในประเทศขนาดใหญ่ และระบบกักเก็บพลังงานแบบโรงไฟฟ้าพลังน้ำแบบสูบกลับ เนื่องจากโรงไฟฟ้าเหล่านี้เป็นเขื่อนขนาดใหญ่ที่นอกจากผลิตกระแสไฟฟ้าแล้วยังมีหน้าที่ด้านการชลประทานและหน้าที่อื่นๆ อยู่ด้วย ด้วยเหตุนี้ถึงแม้จะสิ้นอายุโครงการแล้วโรงไฟฟ้าเหล่านี้ก็ยังถูกบำรุงรักษาและใช้งานต่อไป อนึ่งโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานที่ครบอายุโครงการไปแล้วแต่ยังไม่ถูกปลดออกจากระบบจะไม่มีค่าใช้จ่ายในส่วนของคุณค่าก่อสร้างแล้ว แต่จะมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาหรือค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าอยู่

ข้อมูลการปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานแต่ละหน่วยจะนำเสนอไว้ในภาคผนวก ข

### (4) ข้อมูลโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก

โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก คือ โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่จะถูกเลือกเพื่อเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในกรณีที่ระบบไฟฟ้าต้องการโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานเพิ่มเติม โดยโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกเหล่านี้จะถูกกำหนดเอาไว้ล่วงหน้า แล้วจะถูกเลือกเข้าสู่ระบบไฟฟ้าเมื่อมีการตัดสินใจว่าต้องเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าหรือเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บ

พลังงาน โดยโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกจะถูกเลือกเข้าสู่ระบบไฟฟ้าตามวิธีการที่อธิบายไว้ในหัวข้อที่ 5.2 สำหรับระบบทดสอบนี้จะมีการกำหนดโรงไฟฟ้าตัวเลือกเอาไว้ 2 รายการ คือ รายการโรงไฟฟ้าทางเลือกรายการสำหรับโหลดระดับสูง และรายการโรงไฟฟ้าทางเลือกรายการสำหรับโหลดฐานและโหลดระดับกลาง นอกจากนี้ยังมีการกำหนดให้โรงไฟฟ้าทางเลือกที่สามารถเลือกเข้าสู่ระบบได้ภายในปี พ.ศ. 2573 และโรงไฟฟ้าที่สามารถเลือกเข้าสู่ระบบได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2574 เป็นต้นไปมีความแตกต่างกันตามที่แสดงไว้ในตารางที่ 6-3 และตารางที่ 6-4 โดยส่วนที่ต่างกันคือค่าอัตราความร้อนและค่าก่อสร้างที่จะแสดงรายละเอียดไว้ในภาคผนวก ข

ตารางที่ 6-3 รายละเอียดของโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเลือกเข้าสู่ระบบได้ภายในปี พ.ศ. 2573

ระดับโรงไฟฟ้า	ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	อายุการใช้งาน (ปี)
ระดับสูง	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ติดตั้งพร้อม แบตเตอรี่ 1 ชั่วโมง กำลังไฟฟ้า/ปริมาณกักเก็บ 2 เทา	2 x 90	25
	โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ	180	18
ระดับฐาน, กลาง	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	700	25
	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ติดตั้งพร้อม แบตเตอรี่ 1 ชั่วโมง กำลังไฟฟ้า/ปริมาณกักเก็บ 1 เทา	5 x 90	25

ตารางที่ 6-4 รายละเอียดของโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเลือกเข้าสู่ระบบได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2574

ระดับโรงไฟฟ้า	ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	อายุการใช้งาน (ปี)
ระดับสูง	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ติดตั้งพร้อม แบตเตอรี่ 1 ชั่วโมง กำลังไฟฟ้า/ปริมาณกักเก็บ 2 เทา	2 x 90	25
	โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ	180	18
ระดับฐาน, กลาง	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม	700	25
	โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ติดตั้งพร้อม แบตเตอรี่ 1 ชั่วโมง กำลังไฟฟ้า/ปริมาณกักเก็บ 1 เทา	5 x 90	25

สำหรับโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ติดตั้งพร้อมแบตเตอรี่นั้นเมื่อเข้าสู่ระบบไฟฟ้าแล้วโรงไฟฟ้า กับแบตเตอรี่จะทำงานแยกเป็นอิสระต่อกัน นั่นคือแบตเตอรี่ไม่จำเป็นจะต้องถูกอัดประจุโดยพลังงาน จากโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งพร้อมกันเท่านั้น แต่สามารถถูกอัดประจุจากพลังงานที่ผลิตจาก แหล่งอื่นในระบบไฟฟ้าได้ ทั้งนี้ขึ้นกับผลการแก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

ในส่วนของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์นั้น ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบัน โรงไฟฟ้านิวเคลียร์ที่เป็นโรงไฟฟ้า ตัวเล็กจะเป็นโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ประเภทเตาปฏิกรณ์แบบโมดูลาร์ขนาดเล็ก (Small Modular Reactor; SMR) โดยเตาปฏิกรณ์แบบนี้จะก่อสร้างเกือบสำเร็จมาจากโรงงานของผู้ผลิต ทำให้สามารถ ติดตั้งได้อย่างรวดเร็วและมีความปลอดภัยสูงกว่า แต่เนื่องจากต้องขนส่งเตาปฏิกรณ์มาจากโรงงาน ของผู้ผลิตทำให้เตาปฏิกรณ์มีขนาดเล็กถึง และมีกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดค่อนข้างต่ำ ทั้งนี้เนื่องจากการ ก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์นั้นจำเป็นต้องได้รับอนุญาตจากทบวงการพลังงานปรมาณูระหว่างประเทศ (International Atomic Energy Agency; IAEA) โดยต้องใช้เวลาประมาณ 15 ปี ทำให้จะสามารถ เพิ่มโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2580 เป็นต้นไปเท่านั้น

สำหรับระบบกักเก็บพลังงานตัวเล็กนั้นในระบบทดสอบนี้จะไม่ได้กำหนดให้แตกต่างกันตาม ปีที่สามารถเลือกเข้าสู่ระบบได้ แต่จะมีการกำหนดระดับของระบบกักเก็บพลังงานเช่นเดียวกับระดับ ของโรงไฟฟ้า โดยระบบกักเก็บพลังงานตัวเล็กของระบบทดสอบแสดงไว้ในตารางที่ 6-5

ตารางที่ 6-5 รายละเอียดของระบบกักเก็บพลังงานตัวเล็กที่สามารถเลือกเข้าสู่ระบบได้

ระดับระบบกักเก็บพลังงาน	ประเภทโรงไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	อายุการใช้งาน (ปี)
ระดับสูง	แบตเตอรี่ 1 ชั่วโมง กำลังไฟฟ้า/ความจุ 2 เทา	2 x 90	25
ระดับฐาน, กลาง	แบตเตอรี่ 1 ชั่วโมง กำลังไฟฟ้า/ความจุ 1 เทา	5 x 90	25

ทั้งนี้ในระบบทดสอบนี้จะมีการกำหนดให้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานไม่ คงที่ โดนจะขึ้นกับปีที่สามารถเลือกโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานเข้าสู่ระบบได้ รายละเอียดจะ นำเสนอไว้ในภาคผนวก ข

#### (5) ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน

ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานคือข้อมูลของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บ พลังงานที่จำเป็นต้องใช้ในการคำนวณต่างๆ รวมถึงใช้ในแบบจำลองของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บ พลังงานสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยข้อมูลจำเพาะ ของโรงไฟฟ้าจะสามารถจำแนกเป็นกลุ่มได้ดังที่แสดงในตารางที่ 6-6 ส่วนข้อมูลจำเพาะของระบบกัก

เก็บพลังงานจะแสดงไว้ในตารางที่ 6-7 ทั้งนี้ข้อมูลจำเพาะบางชนิดอาจจะมีการเปลี่ยนแปลงไปตามเดือนในแต่ละปีหรือตามอายุของโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงาน

ตารางที่ 6-6 ข้อมูลจำเพาะของโรงไฟฟ้าที่ต้องใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

กลุ่มข้อมูล	ข้อมูล	หมายเหตุ
ข้อมูลทั่วไป	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ชื่อโรงไฟฟ้า</li> <li>- ประเภทเชื้อเพลิง</li> <li>- ระดับโวลตของโรงไฟฟ้า</li> <li>- ประเภทโรงไฟฟ้า</li> <li>- พื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้า</li> <li>- เดือน ปี ที่เข้าสู่ระบบ</li> <li>- เดือน ปี ที่จะปลดออกจากระบบ</li> <li>- อายุการใช้งานโรงไฟฟ้า</li> </ul>	กำหนดเฉพาะโรงไฟฟ้าตัวเล็ก
ข้อมูลการผลิตไฟฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> <li>- กำลังผลิตติดตั้ง</li> <li>- กำลังผลิตไฟฟ้าขั้นต่ำ</li> <li>- กำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุด</li> <li>- รูปแบบการผลิตไฟฟ้า</li> <li>- ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ต่อเดือน</li> <li>- องค์กรประกอบการพึ่งพาได้</li> </ul>	<p>กำหนดไว้เฉพาะโรงไฟฟ้าบางโรง</p> <p>มีเฉพาะโรงไฟฟ้าบางโรง</p> <p>เปลี่ยนรายเดือน</p> <p>เปลี่ยนรายเดือน</p>
ข้อมูลความเชื่อถือได้และประสิทธิภาพ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- อัตราการหลุดออกจากระบบ</li> <li>- อัตราความร้อน</li> <li>- จำนวนสัปดาห์ซ่อมบำรุงต่อปี</li> <li>- การเสื่อมประสิทธิภาพ</li> </ul>	<p>มีเฉพาะโรงไฟฟ้าบางโรง</p> <p>เปลี่ยนตามอายุโรงไฟฟ้า</p>
ข้อมูลด้านการเงิน	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า</li> <li>- ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่</li> <li>- ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร</li> <li>- ราคาเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า</li> <li>- ค่าพลังงานไฟฟ้า</li> </ul>	<p>มีเฉพาะโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิง</p> <p>มีเฉพาะโรงไฟฟ้าที่รับซื้อไฟฟ้าเป็นหน่วย</p>

ตารางที่ 6-7 ข้อมูลจำเพาะของระบบกักเก็บพลังงานที่ต้องใช้ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

กลุ่มข้อมูล	ข้อมูล	หมายเหตุ
ข้อมูลทั่วไป	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ชื่อระบบกักเก็บพลังงาน</li> <li>- ระดับโวลตจของระบบกักเก็บพลังงาน</li> <li>- ประเภทระบบกักเก็บพลังงาน</li> <li>- พื้นที่ตั้งระบบกักเก็บพลังงาน</li> <li>- เดือน ปี ที่เข้าสู่ระบบ</li> <li>- เดือน ปี ที่จะปลดออกจากระบบ</li> <li>- อายุการใช้งานระบบกักเก็บพลังงาน</li> </ul>	กำหนดเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก
ข้อมูลเชิงเทคนิค	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ปริมาณกักเก็บพลังงาน</li> <li>- กำลังไฟฟ้าสูงสุด</li> <li>- สถานการณ์อัดประจุต่ำสุด</li> <li>- สถานการณ์อัดประจุต่ำสุด</li> <li>- องค์กรประกอบการพึ่งพาได้</li> </ul>	เปลี่ยนรายเดือน
ข้อมูลความเชื่อถือได้และประสิทธิภาพ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- อัตราการหลุดออกจากระบบ</li> <li>- ประสิทธิภาพในการอัดประจุ</li> <li>- ประสิทธิภาพในการคายประจุ</li> <li>- จำนวนสัปดาห์ซ่อมบำรุงต่อปี</li> <li>- การเสื่อมประสิทธิภาพ</li> </ul>	เปลี่ยนตามอายุระบบกักเก็บพลังงาน
ข้อมูลด้านการเงิน	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า</li> <li>- ค่าบำรุงรักษาแบบคงที่</li> <li>- ค่าบำรุงรักษาแบบผันแปร</li> </ul>	

สำหรับโรงไฟฟ้าตัวเลือกและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกนั้นจะต้องใช้ข้อมูลจำเพาะเหมือนกับโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานอื่นๆ อย่างไรก็ตามจะมีความแตกต่างกันเล็กน้อยในรายละเอียด โดยข้อมูลด้านการเงินของโรงไฟฟ้าตัวเลือกและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกนั้นจะกำหนดให้หน่วยเป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ (USD) โดยจะต้องมีการกำหนดสมมติฐานอัตราแลกเปลี่ยนระหว่างสกุลเงินบาทไทยและดอลลาร์สหรัฐเอาไว้เป็นรายปีตลอดระยะเวลาการวางแผน ทั้งนี้เนื่องจากประเทศไทยจำเป็นต้องนำเข้าเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานจากต่างประเทศ ทำให้ต้องซื้อเข้ามาในราคาที่เป็นสกุลเงินสากล และหากมีการกำหนดสมมติฐานให้อัตราแลกเปลี่ยนไม่คงที่ตลอดแผน จะทำให้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าในแต่ละปีในสกุลเงินบาทไม่เท่ากัน นอกจากนี้ยังต้องมีการกำหนดระดับโวลตจให้กับโรงไฟฟ้าตัวเลือกและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกเพื่อใช้ในการเลือกโรงไฟฟ้าตามที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 5.2

รายละเอียดข้อมูลจำเพาะของแต่ละโรงไฟฟ้าจะนำเสนอไว้ในภาคผนวก ข



### (6) ข้อมูลราคาเชื้อเพลิงและราคาปรับซื้อไฟฟ้า

ข้อมูลราคาเชื้อเพลิงและราคาปรับซื้อไฟฟ้านี้เป็นหนึ่งในข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าระบบไฟฟ้า และใช้ในการคำนวณค่า LCOE ของโรงไฟฟ้าตัวเลือก โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลจะคิดต้นทุนผันแปรจากค่าเชื้อเพลิง ส่วนโรงไฟฟ้าที่มีการรับซื้อไฟฟ้าเป็นหน่วยจะมีการคิดต้นทุนผันแปรจากค่าพลังงานเป็นหน่วย ทั้งนี้เนื่องจากการจัดหาเชื้อเพลิงนั้นโดยส่วนใหญ่จะจัดหามาจากตลาดต่างประเทศ หรือหากเป็นเชื้อเพลิงที่ผลิตในประเทศก็มักจะมีการผูกราคาเอาไว้กับตลาดต่างประเทศ ด้วยเหตุนี้การกำหนดราคาของเชื้อเพลิงในระบบทดสอบนี้จึงกำหนดไว้ในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ แล้วจึงเปลี่ยนเป็นสกุลเงินบาทด้วยอัตราแลกเปลี่ยนที่กำหนดก่อนใช้ในการคำนวณต่อไป ในส่วนของราคาปรับซื้อไฟฟ้านั้นจะเป็นราคาในสกุลเงินบาท

นอกจากเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์แล้ว ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำเสนอวิธีการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการผสมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue Hydrogen) [82] ที่ได้จากกระบวนการเปลี่ยนรูปก๊าซมีเทนด้วยไอน้ำ (Steam Reforming of Methane, SRM) ร่วมกับเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and Storage; CCUS) ลงในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ โดยกำหนดให้มีการผสมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสีฟ้าลงในระบบท่อก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนร้อยละ 20 โดยปริมาตรตั้งแต่ปี พ.ศ. 2573 เป็นต้นไป ทั้งนี้จะสามารถคำนวณค่าความร้อนราคาของก๊าซผสม ( $HHV_{MG}$ ) ราคาของก๊าซผสมในปีที่  $y$  ( $FC_{MG,y}$ ) และอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อพลังงานปฐมภูมิของก๊าซผสม ( $EF_{MG}$ ) ได้โดยใช้สมการที่ (6.1) ถึง (6.3) ตามลำดับ [83]

$$HHV_{MG} = (HHV_{H_2} \times \%_{H_2}) + (HHV_{NG} \times (1 - \%_{H_2})) \quad (6.1)$$

$$FC_{MG,y} = \frac{(FC_{H_2,y} \times HHV_{H_2} \times \%_{H_2}) + (FC_{NG,y} \times HHV_{NG} \times (1 - \%_{H_2}))}{(HHV_{H_2} \times \%_{H_2}) + (HHV_{NG} \times (1 - \%_{H_2}))} \quad (6.2)$$

$$EF_{MG} = \frac{(EF_{NG} \times HHV_{NG} \times (1 - \%_{H_2}))}{(HHV_{H_2} \times \%_{H_2}) + (HHV_{NG} \times (1 - \%_{H_2}))} \quad (6.3)$$

โดย

$\%_{H_2}$  อัตราส่วนการผสมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนโดยปริมาตร (%)

$EF_{NG}$  อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อพลังงานปฐมภูมิของก๊าซธรรมชาติ (กิโลกรัม/ล้านบีทียู)

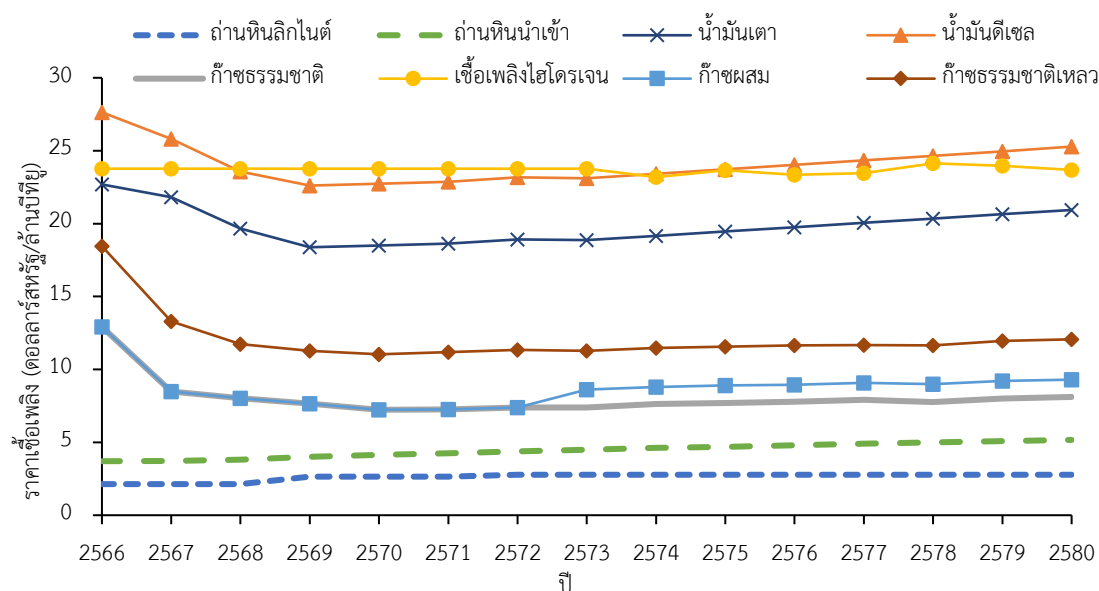
$FC_{H_2,y}$  ราคาเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในปีที่  $y$  (บาท/ล้านบีทียู)

$FC_{NG,y}$  ราคาก๊าซธรรมชาติในปีที่  $y$  (บาท/ล้านบีทียู)

$HHV_{H_2}$  ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงไฮโดรเจน เท่ากับ 325 บีทียู/ลูกบาศก์ฟุตมาตรฐาน

$HHV_{NG}$  ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติ เท่ากับ 1,000 บีทียู/ลูกบาศก์ฟุตมาตรฐาน

โดยระบบทดสอบนี้มีการกำหนดสมมติฐานค่าพยากรณ์ราคาเชื้อเพลิงเอาไว้ดังที่แสดงในภาพที่ 6-18 โดยกำหนดให้อัตราแลกเปลี่ยนมีค่าคงที่ที่ 32.5 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐตลอดระยะเวลาการวางแผน



ภาพที่ 6-18 ข้อมูลราคาเชื้อเพลิง

ในส่วนของราคาซื้อไฟฟ้านั้นจะมีการกำหนดเป็นราคาต่อหน่วยในแต่ละปีสำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแต่ละประเภท โดยจะแตกต่างกันไปตาม ประเภทสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ประเภทเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้า ประเภทเชื้อเพลิง และรอบการรับซื้อ ซึ่งจะขึ้นกับนโยบายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในแต่ละช่วงเวลา โดยหากเป็นโรงไฟฟ้าที่ต้องใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เช่น โรงไฟฟ้าชีวมวลหรือก๊าซชีวภาพ ราคาซื้อที่กำหนดอาจจะเปลี่ยนแปลงไปในแต่ละปีขึ้นกับเงินเพื่อหรือแนวโน้มค่าเชื้อเพลิงในอนาคต แต่หากเป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าหรือไม่มีต้นทุนค่าเชื้อเพลิง เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังลมหรือโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ราคาซื้อที่กำหนดมักจะคงที่ตลอดอายุสัญญา ทั้งนี้โรงไฟฟ้าบางประเภทเมื่อครบกำหนดการส่งเสริมแล้วอาจมีการปรับราคาให้สอดคล้องกับต้นทุนจริง ทั้งนี้เนื่องจากราคาซื้อไฟฟ้าในระบบทดสอบนี้มีมากกว่า 30 แบบจึงจะนำเสนอไว้ในภาคผนวก ข

### 6.1.3 ข้อมูลเชิงพื้นที่

ข้อมูลเชิงพื้นที่นั้นจะใช้ในกรณีที่มีการพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ ซึ่งข้อมูลในส่วนนี้จะประกอบไปด้วยข้อมูลสายส่งระหว่างภูมิภาค และข้อมูลพื้นที่ว่างสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้า

ข้อมูลสายส่งระหว่างภูมิกษานั้นจะประกอบไปด้วยชื่อสายส่ง จำนวนวงจรของสายส่ง อัตราการหลุดจากระบบของสายส่ง และพิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่งในแต่ละปี เนื่องจากสายส่งดังกล่าว

อาจจะมีแผนการขยายวงจรหรือเปลี่ยนระดับแรงดันที่ทำให้พิกัดกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ทั้งนี้สายส่งระหว่างสองภูมิภาคใดๆ ไม่จำเป็นต้องมีแค่ชุดเดียว อาจจะมีหลายจุดเชื่อมต่อกันที่หลายตำแหน่งก็ได้ ข้อมูลสายส่งระหว่างภูมิภาคนี้สำหรับระบบทดสอบจะนำเสนอไว้ในภาคผนวก ค

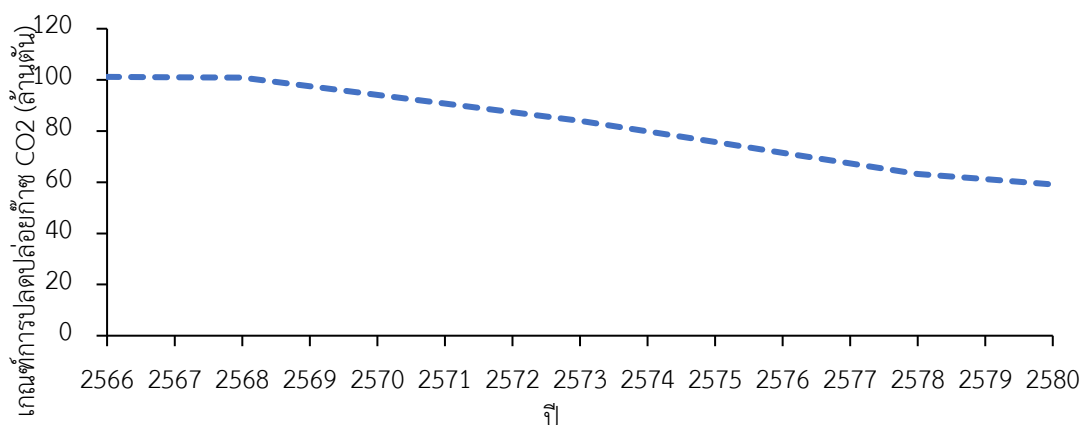
ข้อมูลพื้นที่ว่างสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้านั้นจะเป็นข้อมูลที่บอกว่ามีโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงอะไร ประเภทใดบ้างที่ต้องพิจารณาพื้นที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยวิธีการวางแผนที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ต้องพิจารณาพื้นที่ว่างสำหรับโรงไฟฟ้าตัวเลือกทุกประเภทที่กำหนดไว้ หรืออาจจะกำหนดให้ไม่พิจารณาพื้นที่ว่างสำหรับโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่มีในบางภูมิภาคหากไม่ต้องการให้มีการเพิ่มโรงไฟฟ้าตัวเลือกบางประเภทในบางภูมิภาคในกรณีที่มีข้อจำกัดบางอย่าง หลังจากกำหนดชนิดเชื้อเพลิงและประเภทโรงไฟฟ้าที่ต้องพิจารณาพื้นที่ว่างแล้ว ข้อมูลที่ต้องระบุเพิ่มเติมคือพื้นที่ใหม่สำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้าดังกล่าวที่เพิ่มขึ้นแต่ละภูมิภาคในแต่ละปีว่ามีจำนวนเท่าไร ทั้งนี้สามารถกำหนดให้พื้นที่ว่างใหม่เท่ากับ 0 ได้ในกรณีที่อนุญาตให้สร้างโรงไฟฟ้าตัวเลือกใหม่ในพื้นที่นั้นได้เมื่อมีโรงไฟฟ้าเก่าถูกปลดออกแล้วเท่านั้น นอกจากนี้ยังสามารถกำหนดพื้นที่ว่างจากการปลดโรงไฟฟ้าเก่าออกจากระบบเอาไว้ได้ด้วยในกรณีที่มีพื้นที่ว่างจากการปลดโรงไฟฟ้าเก่าก่อนเริ่มการวางแผน และเมื่อเริ่มการวางแผนแล้วจะมีการประเมินจำนวนพื้นที่ว่างทั้งพื้นที่ว่างใหม่และพื้นที่ว่างจากการปลดโรงไฟฟ้าใหม่ทุกครั้งที่มีการเพิ่มหรือปลดโรงไฟฟ้า สำหรับข้อมูลการกำหนดพื้นที่ว่างสำหรับก่อสร้างโรงไฟฟ้าสำหรับระบบทดสอบนั้นจะกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมไม่สามารถถูกเพิ่มได้ในภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และทุกภาคมีพื้นที่ว่างสำหรับโรงไฟฟ้าตัวเลือกทุกประเภทที่เพิ่มได้ไม่จำกัดยกเว้นเขตนครหลวง โดยรายละเอียดจะนำเสนอไว้ในภาคผนวก ค

#### 6.1.4 ข้อมูลเงื่อนไขการวางแผนและสมมติฐานอื่นๆ

เงื่อนไขการวางแผนที่ต้องกำหนดในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้พร้อมค่าที่กำหนดสำหรับระบบทดสอบที่พิจารณามีดังต่อไปนี้:

1. เกณฑ์ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ กำหนดไว้ที่ไม่เกิน 0.7 วันต่อปี
2. เกณฑ์ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ กำหนดไว้ที่ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15
3. ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าที่คาดการณ์ กำหนดไว้ดังนี้:  
 ค่าของโรงไฟฟ้าสำหรับโพลระดับสูง กำหนดไว้ที่ร้อยละ 15  
 ค่าของโรงไฟฟ้าสำหรับโพลระดับกลาง กำหนดไว้ที่ร้อยละ 80  
 ค่าของโรงไฟฟ้าสำหรับโพลฐาน กำหนดไว้ที่ร้อยละ 90
4. เงื่อนไขสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ไม่กำหนดไว้
5. ค่าอัตราส่วนลด กำหนดไว้ที่ร้อยละ 10
6. ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยของระบบส่ง กำหนดไว้ที่ 0.25 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

7. ค่าใช้จ่ายเฉลี่ยของระบบจำหน่าย กำหนดไว้ที่ 0.50 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง
8. เกณฑ์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิ กำหนดไว้เป็นรายปี ไม่เกินค่าที่แสดงในภาพที่ 6-19 ซึ่งเป็นเป้าหมายของแผนการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศไทยเพื่อให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนของสาขาการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2593



ภาพที่ 6-19 เกณฑ์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิ

## 6.2 กรณีศึกษาของระบบทดสอบ

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดกรณีศึกษาของระบบทดสอบเอาไว้ทั้งหมด 4 กรณี ดังต่อไปนี้

1. กรณีวางแผนด้วยวิธีพื้นฐาน
2. กรณีวางแผนโดยพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด
  - 2.1 ผลกระทบของสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนต่อวิธีแบ่งระดับโหลดที่นำเสนอ
  - 2.2 ผลกระทบของความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อวิธีแบ่งระดับโหลดที่นำเสนอ
  - 2.3 กรณีวางแผนโดยพิจารณาเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดแต่ละระดับ
  - 2.4 กรณีวางแผนโดยผ่อนคลายเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดแต่ละระดับ
3. กรณีวางแผนโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่
4. กรณีวางแผนโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ร่วมกับการผ่อนคลายเงื่อนไขสมดุลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ (วิธีที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้)

โดยจะทำการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอของกรณีศึกษา 1 ถึง 4 จากนั้นจึงเปรียบเทียบผลการวางแผนของกรณีศึกษา 1 ถึง 4 เพื่อพิจารณาว่าแต่ละเงื่อนไขที่พิจารณาส่งผลต่อผลการวางแผนอย่างไร ทั้งนี้เนื่องจากทุกกรณีศึกษาใช้ระบบทดสอบเดียวกัน จึงจะเปรียบเทียบเฉพาะโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบเท่านั้น

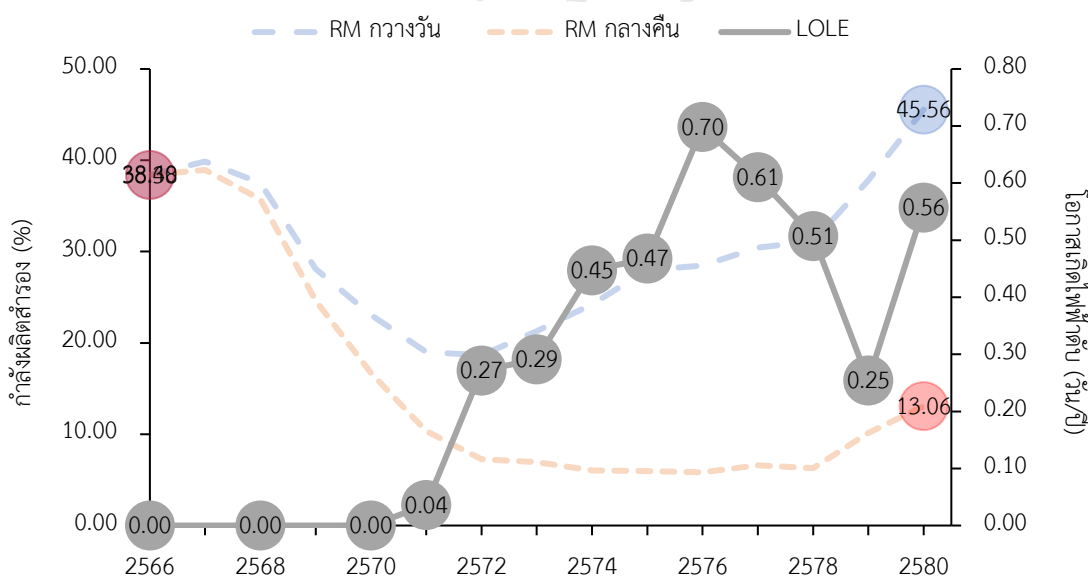
### 6.3 ผลการทดสอบและการวิเคราะห์ผลการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอผลการทดสอบวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในบทที่ 3 ถึงบทที่ 5 ด้วยระบบทดสอบที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 6.1 ตามกรณีศึกษาที่แสดงไว้ในหัวข้อ 6.2 โดยจะแสดงผลรายกรณีศึกษาและผลเปรียบเทียบกัน พร้อมทั้งการวิเคราะห์ผลการทดสอบ ทั้งนี้เพื่อให้สะดวกในการแสดงผลจะกำหนดด้วยชื่อของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกแต่ละประเภทไว้ดังต่อไปนี้:

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (CCGT)
- โรงไฟฟ้าเครื่องยนต์ก๊าซ (GE)
- โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ติดตั้งพร้อมแบตเตอรี่ (PVnBESS)
- ระบบกักเก็บพลังงานที่มีกำลังไฟฟ้า/ปริมาณกักเก็บ 2 เท๋า (BESS 2C)
- ระบบกักเก็บพลังงานที่มีกำลังไฟฟ้า/ปริมาณกักเก็บ 1 เท๋า (BESS 1C)

#### 6.3.1 ผลการทดสอบของกรณีศึกษา 1

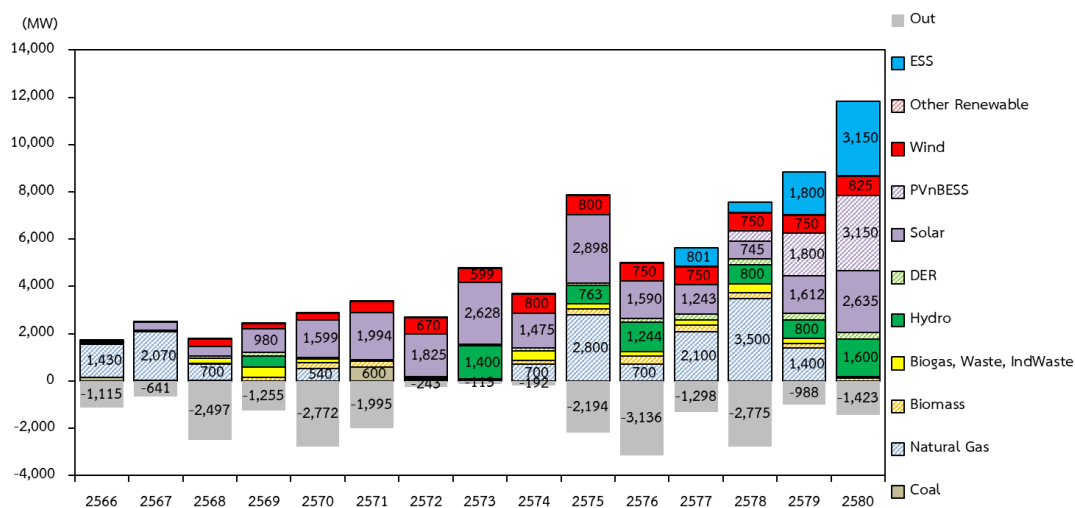
เมื่อทำการวางแผนด้วยวิธีพื้นฐาน จะได้ผลการวางแผนนำเสนอในรูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีดังที่แสดงในภาพที่ 6-20 โดยมีรายละเอียดการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 6-8 โดยแผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 1 จะแสดงในภาพที่ 6-21 ถึงภาพที่ 6-26



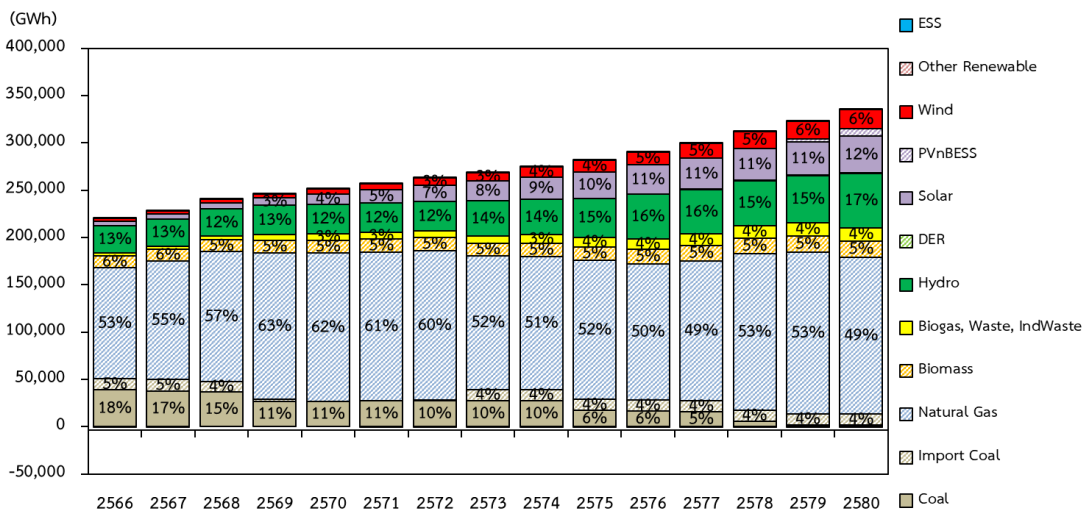
ภาพที่ 6-20 ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 1

ตารางที่ 6-8 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 1

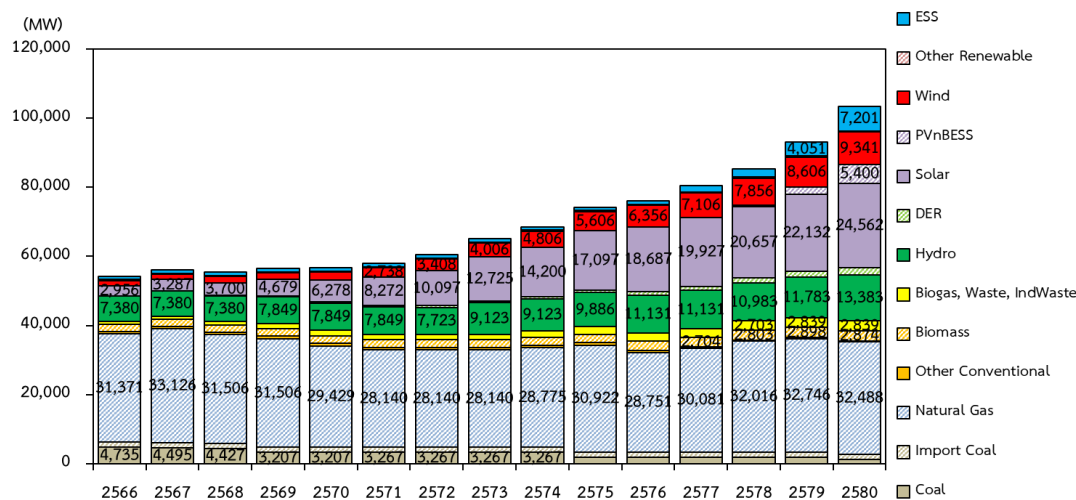
ปี	โรงไฟฟ้าตัวเลือก (MW)			ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก (MWh)	
	CCGT	GT	PVnBESS	BESS 1C	BESS 2C
2566	-	-	-	-	-
2567	-	-	-	-	-
2568	-	-	-	-	-
2569	-	-	-	-	-
2570	-	-	-	-	-
2571	-	-	-	-	-
2572	-	-	-	-	-
2573	-	-	-	-	-
2574	700	-	-	-	-
2575	2,800	-	-	-	-
2576	700	-	-	-	-
2577	2,100	-	-	-	-
2578	3,500	-	450	450	-
2579	1,400	-	1,800	1,800	-
2580	-	-	3,150	3,150	-
<b>รวม</b>	<b>11,200</b>	<b>0</b>	<b>5,400</b>	<b>5,400</b>	<b>0</b>



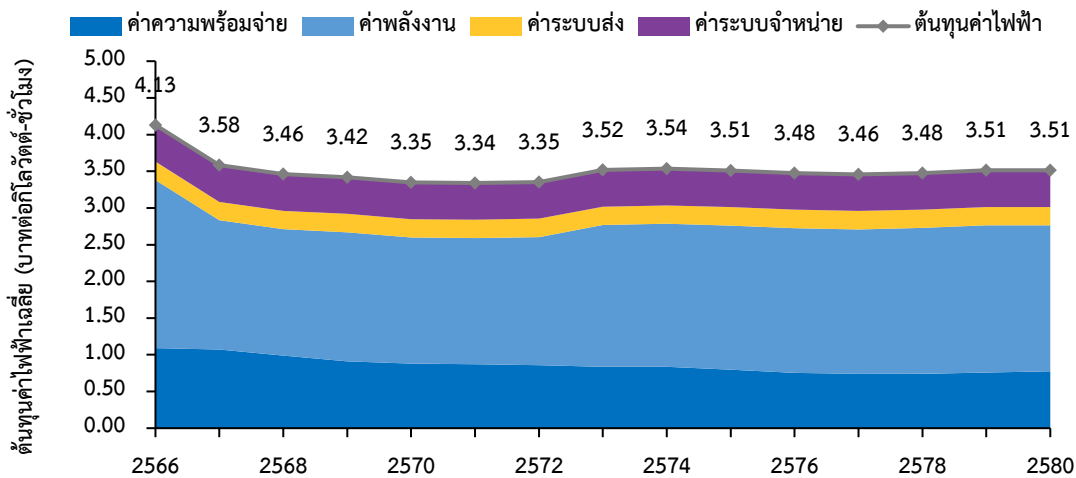
ภาพที่ 6-21 แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 1



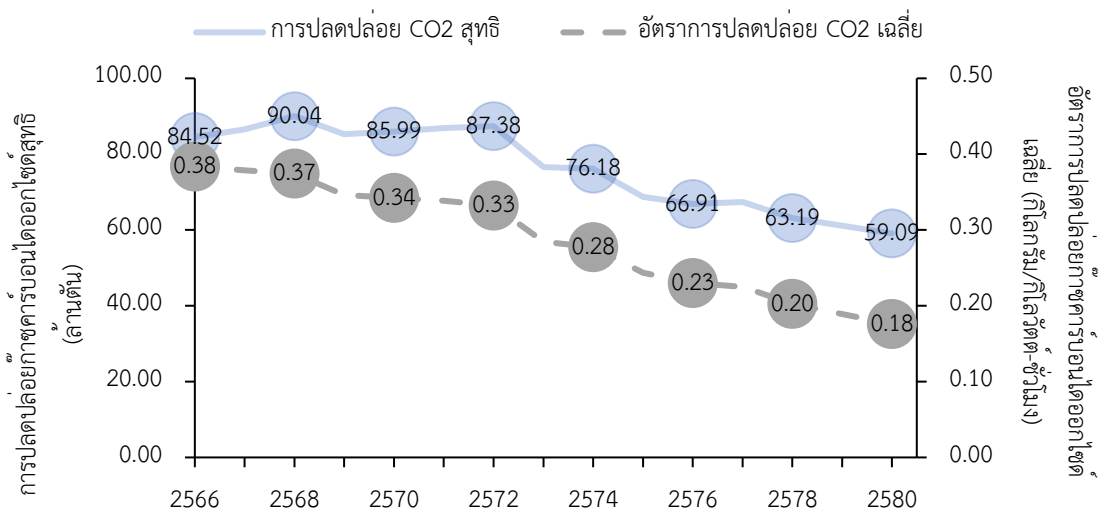
ภาพที่ 6-22 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 1



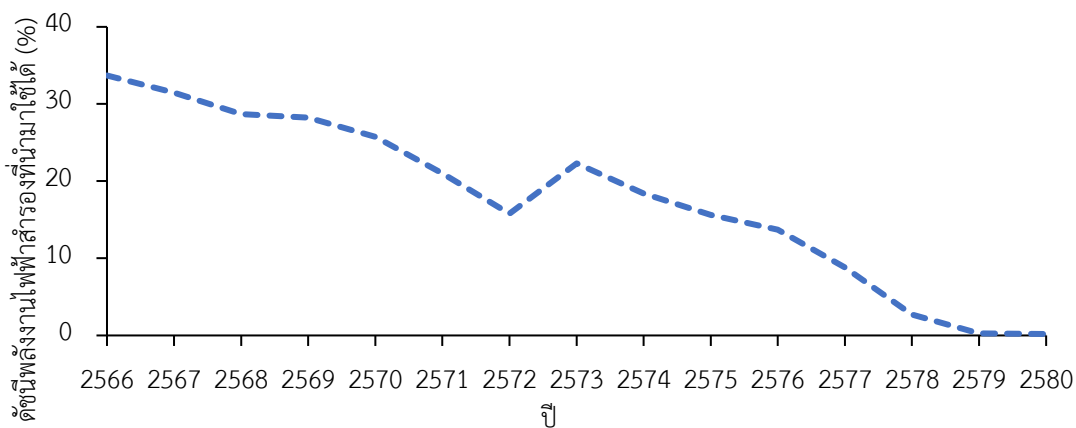
ภาพที่ 6-23 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 1



ภาพที่ 6-24 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 1



ภาพที่ 6-25 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 1



ภาพที่ 6-26 ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 1

จากผลการทดสอบของกรณีศึกษา 1 จะเห็นว่าเมื่อวางแผนด้วยวิธีพื้นฐานก็จะมีแต่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ติดตั้งพร้อมระบบกักเก็บพลังงานสำหรับโหลดฐานและโหลดระดับกลางถูกเลือกเพื่อเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า โดยกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่ที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และมีโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งพร้อมระบบกักเก็บพลังงานเข้าสู่ระบบเล็กน้อย ในช่วงแรกที่ระบบไฟฟ้ายังปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนด โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมซึ่งมีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการต่ำที่สุดจะถูกเลือกเข้าสู่ระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตามในช่วงปลายแผนที่เกณฑ์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงอย่างมากจนไม่สามารถเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลเพิ่มได้ โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งพร้อมระบบกักเก็บพลังงานที่ไม่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะถูกเลือกเข้าสู่ระบบแทนแม้จะมีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการสูงกว่าก็ตาม



เนื่องจากโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบเป็นโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ทำให้มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในการผลิตไฟฟ้าเข้าใกล้เกณฑ์เงื่อนไขที่กำหนด ส่งผลให้คำนวณดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ออกมาได้ค่อนข้างต่ำ กรณีศึกษา 1 จึงไม่มีการเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน นอกจากนี้ยังไม่มีการแยกโรงไฟฟ้าตัวเลือกกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกัน โดยสังเกตได้จากกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์กับปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานที่เข้าสู่ระบบในแต่ละปีมีค่าเท่ากัน

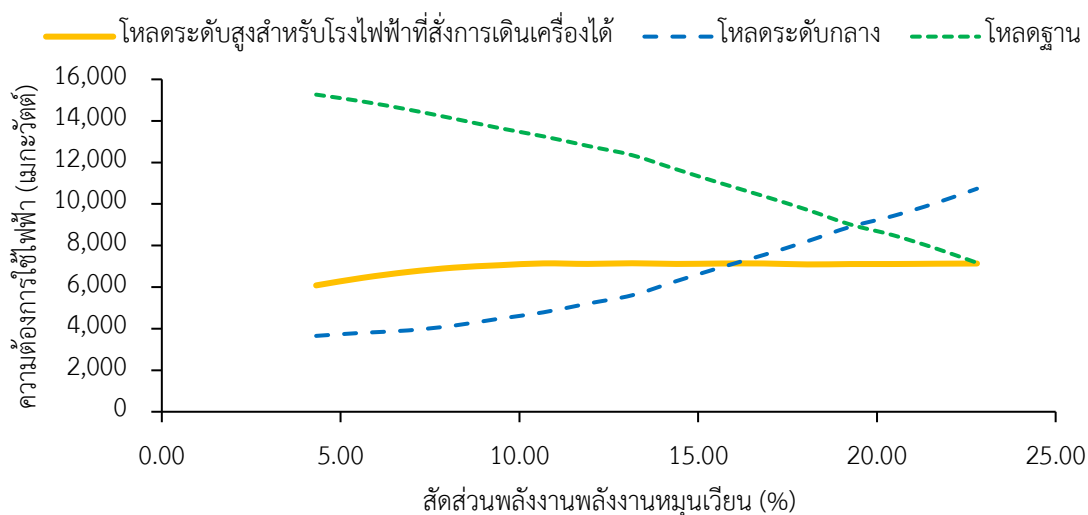
### 6.3.2 ผลการทดสอบของกรณีศึกษา 2

ในส่วนของการกรณีศึกษา 2 นั้นจะมีการกรณีศึกษาย่อยอยู่ 4 กรณีศึกษาย่อยดังต่อไปนี้

#### 1) ผลกระทบของสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรต่อวิธีแบ่งระดับโหลดที่นำเสนอ

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอผลการแบ่งระดับโหลดด้วยวิธีที่นำเสนอเมื่อสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรในระบบไฟฟ้าเปลี่ยนไป โดยจะใช้ระบบทดสอบในปี พ.ศ. 2568 แล้วปรับปรุงระบบผลิตไฟฟ้าโดยเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทีละ 2,000 MW โดยจะทำการทดสอบตั้งแต่ 0 MW ถึง 30,000 MW รวมทั้งสิ้น 16 กรณี ทั้งนี้ยังคงใช้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเดิมของระบบทดสอบ

เมื่อได้กรณีทดสอบแล้วให้ทำการคำนวณค่าสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรเมื่อเทียบกับความต้องการใช้พลังงานทั้งหมดและความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดแต่ละระดับในแต่ละกรณีออกมา ซึ่งจะได้ผลตามที่นำเสนอไว้ในภาพที่ 6-27



ภาพที่ 6-27 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดแต่ละระดับ ณ สัดส่วนพลังงานหมุนเวียนค่าต่างๆ

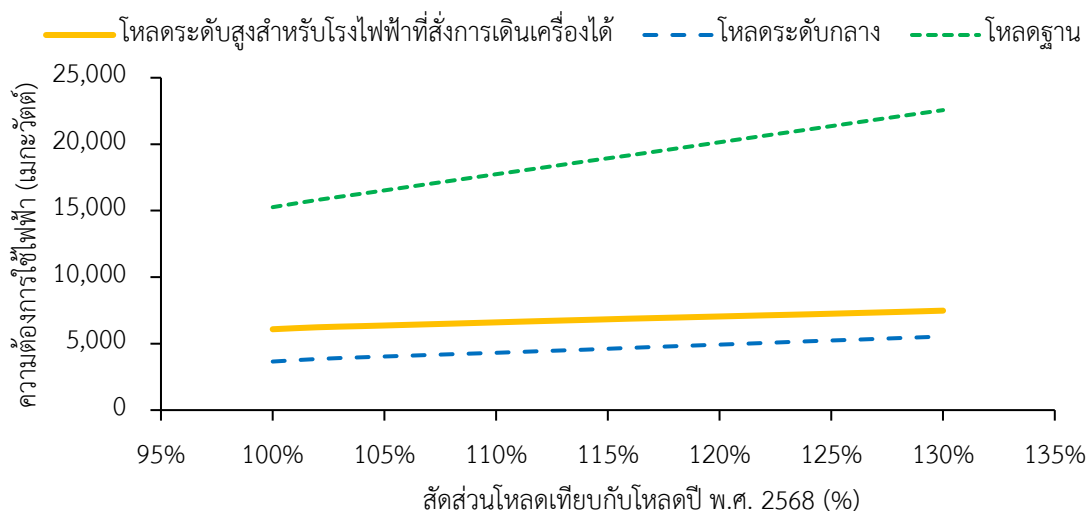
จากภาพที่ 6-27 จะเห็นว่าหากความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบคงที่แต่สัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดระดับสูงสำหรับโรงไฟฟ้าที่สั่งการ

เดินเครื่องได้และโหลดระดับกลางจะเพิ่มขึ้น ในขณะที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดฐานจะลดลง แสดงให้เห็นว่าด้วยวิธีการแบ่งระดับโหลดที่นำเสนอ หากสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรในระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ระบบไฟฟ้าจะต้องการโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงและโหลดระดับกลางที่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็วเพิ่มขึ้น และต้องการโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดฐานลดลง ซึ่งตรงกับสมมติฐานที่ระบุว่าหากระบบไฟฟ้าจะต้องการโรงไฟฟ้าที่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็วเพิ่มขึ้นหากระบบไฟฟ้ามีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรสูง

## 2) ผลกระทบของความต้องการใช้ไฟฟ้าต่อวิธีแบ่งระดับโหลดที่นำเสนอ

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอผลการแบ่งระดับโหลดด้วยวิธีที่นำเสนอเมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าเปลี่ยนไป โดยจะใช้ระบบทดสอบในปี พ.ศ. 2568 แล้วปรับปรุงโดยการเพิ่มความต้องการใช้พลังงานและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบร้อยละ 2 ถึงร้อยละ 30 โดยเพิ่มร้อยละ 2 ต่อกรณี รวมทั้งสิ้น 16 กรณี ทั้งนี้ยังคงใช้ระบบผลิตไฟฟ้าเดิมของระบบทดสอบ

เมื่อได้กรณีที่ทดสอบแล้วให้ทำการคำนวณร้อยละของความต้องการใช้พลังงานเมื่อเทียบกับระบบทดสอบเดิม (ร้อยละ 100) และความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดแต่ละระดับในแต่ละกรณีออกมา ซึ่งจะได้ผลตามที่นำเสนอไว้ในภาพที่ 6-28



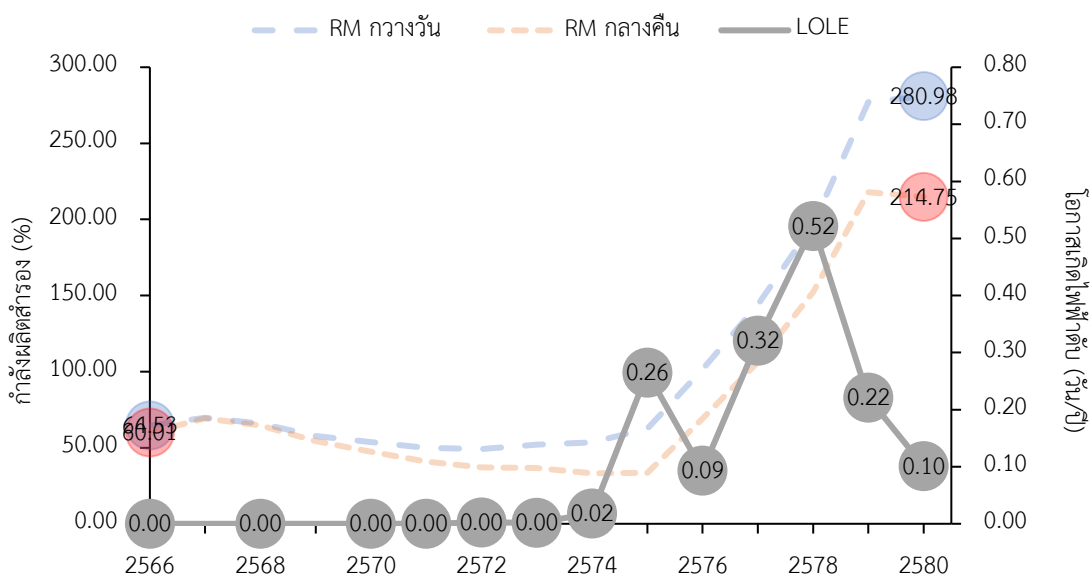
ภาพที่ 6-28 ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดแต่ละระดับ ณ ความต้องการใช้ไฟฟ้าค่าต่างๆ

จากภาพที่ 6-28 จะเห็นว่าหากระบบผลิตไฟฟ้าไม่เปลี่ยนแปลงแต่ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น ความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดทุกระดับจะเพิ่มขึ้น โดยความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมของโหลดฐานจะเพิ่มขึ้นในอัตราส่วนที่มากกว่าโหลดระดับอื่นอย่างเห็นได้ชัด แสดงให้เห็นว่าด้วยวิธีการแบ่งระดับโหลดที่นำเสนอ หากความต้องการใช้ไฟฟ้าของระบบเพิ่มขึ้น โหลดทุกระดับจะเพิ่มขึ้นตาม แต่เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าไม่เปลี่ยนแปลง ทำให้สัดส่วนของโหลดฐานที่เพิ่มขึ้นจะมากกว่าโหลด

ระดับอื่น ทั้งนี้เนื่องจากระบบไฟฟ้าไม่ได้ต้องการโรงไฟฟ้าที่ตอบสนองของการเปลี่ยนแปลงโหลดได้อย่างรวดเร็วเป็นพิเศษ

### 3) ผลการวางแผนเมื่อพิจารณาเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดแต่ละระดับ (กรณีศึกษา 2.3)

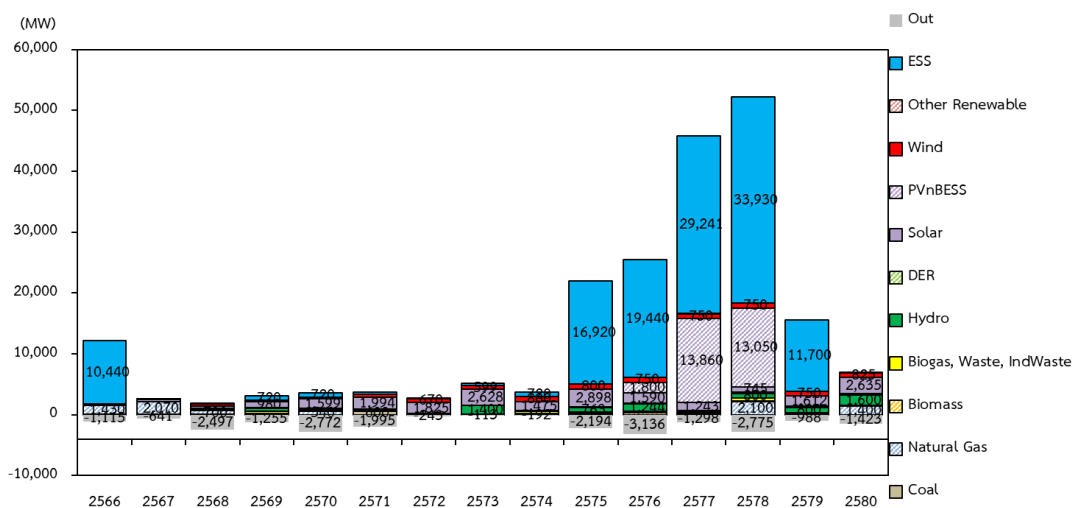
เมื่อทำการวางแผนโดยพิจารณาเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดแต่ละระดับเพิ่มเติมจากกรณีฐาน จะได้ผลการวางแผนนำเสนอในรูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีดังที่แสดงในภาพที่ 6-29 โดยมีรายละเอียดการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 6-9 โดยแผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 2.3 จะแสดงในภาพที่ 6-30 ถึงภาพที่ 6-35



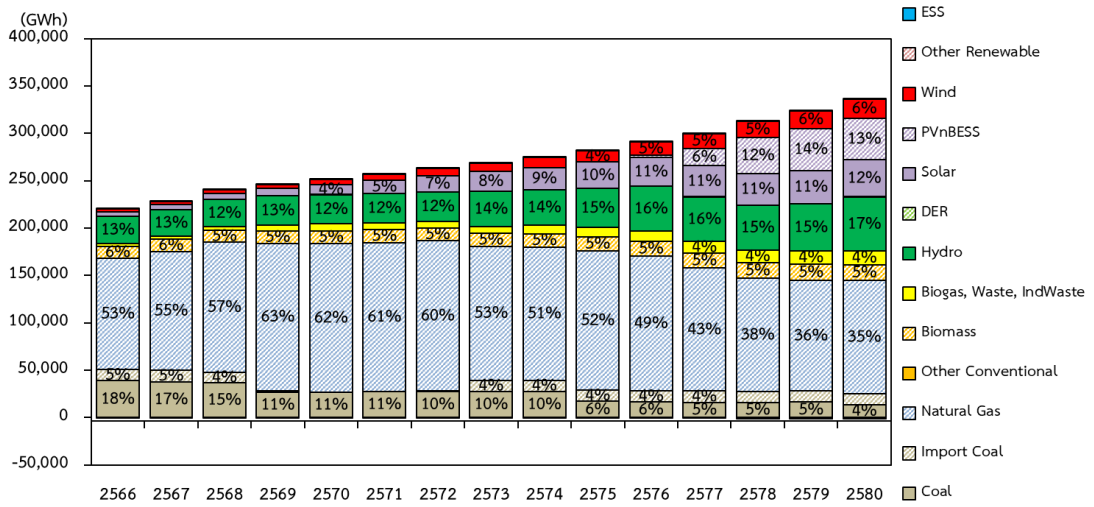
ภาพที่ 6-29 ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 2.3

ตารางที่ 6-9 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 2.3

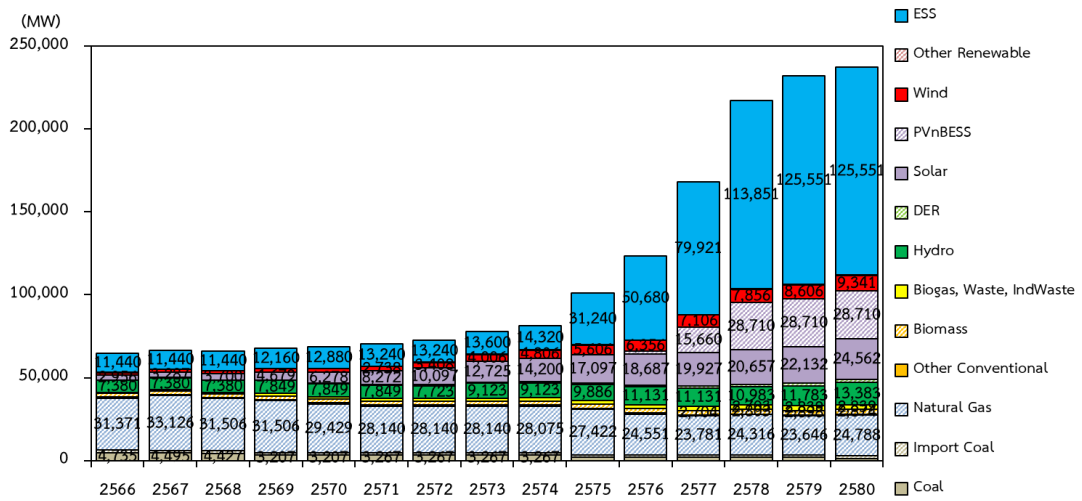
ปี	โรงไฟฟ้าตัวเลือก (MW)			ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก (MWh)	
	CCGT	GT	PVnBESS	BESS 1C	BESS 2C
2566	-	-	-	-	5,220
2567	-	-	-	-	-
2568	-	-	-	-	-
2569	-	-	-	-	360
2570	-	-	-	-	360
2571	-	-	-	-	180
2572	-	-	-	-	-
2573	-	-	-	-	180
2574	-	-	-	-	360
2575	-	-	-	-	8,460
2576	-	-	1,800	-	9,720
2577	-	-	13,860	-	14,220
2578	2,100	-	13,050	7,650	13,140
2579	-	-	-	11,700	-
2580	1,400	-	-	-	-
<b>รวม</b>	<b>3,500</b>	<b>0</b>	<b>28,710</b>	<b>19,350</b>	<b>52,200</b>



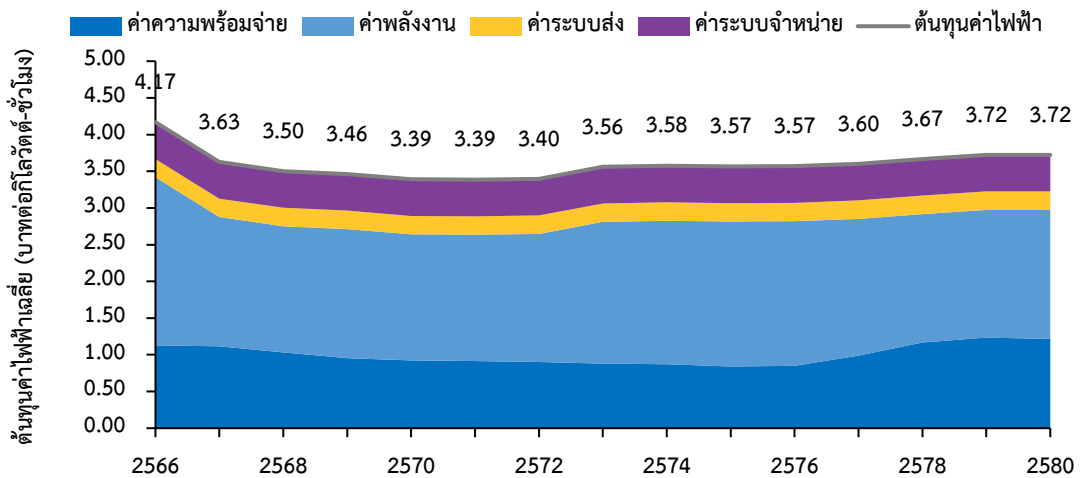
ภาพที่ 6-30 แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 2.3



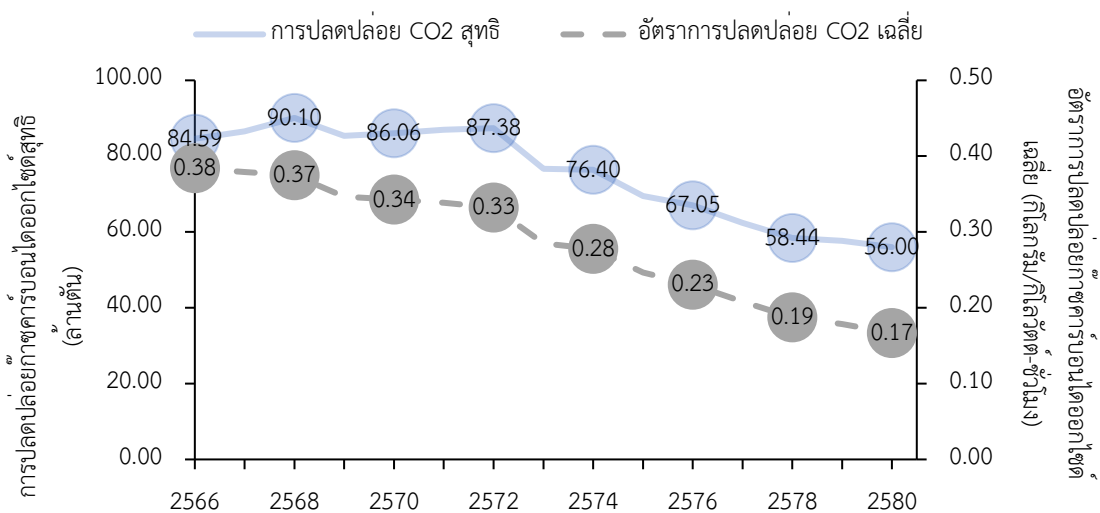
ภาพที่ 6-31 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 2.3



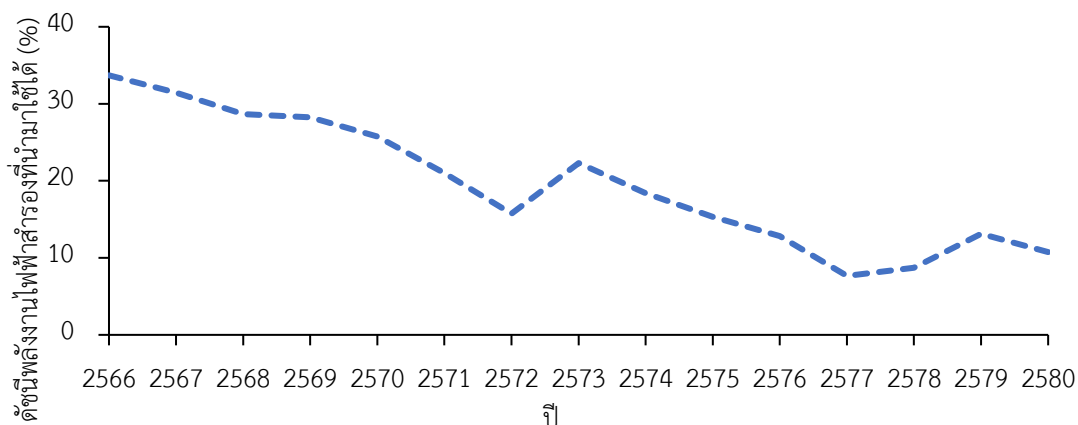
ภาพที่ 6-32 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 2.3



ภาพที่ 6-33 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 2.3



ภาพที่ 6-34 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 2.3



ภาพที่ 6-35 ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 2.3

จากผลการทดสอบของกรณีศึกษา 2.3 จะเห็นว่าเมื่อวางแผนโดยพิจารณาเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดแต่ละระดับเพิ่มเติมจากกรณีฐานนั้น โดยส่วนใหญ่โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่ถูกเลือกตลอดทั้งแผนจะเป็นโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานสำหรับโหลดระดับสูงเพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าตามเงื่อนไขที่พิจารณา โดยจะมีระบบกักเก็บพลังงานจำนวนมากถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบในช่วงแรกของแผนตั้งแต่ปี พ.ศ. 2566 และมีการทยอยเพิ่มทีละ 1 ถึง 2 หน่วยจนถึงปี พ.ศ. 2574 เพื่อให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงเพียงพอสำหรับการจ่ายกำลังและพลังงานไฟฟ้าตามเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดระดับสูง ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2575 ที่เริ่มมีการปลดโรงไฟฟ้าเก่าในระบบออกไปเป็นจำนวนมาก ระบบไฟฟ้าจึงต้องการกำลังผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำนวนมาก อย่างไรก็ตามในปี พ.ศ. 2575 นั้นดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ยังมีค่าสูงกว่าร้อยละ 15 ทำให้มีระบบกักเก็บพลังงานเข้าสู่ระบบจำนวนมาก จนถึงช่วงปี พ.ศ. 2576 ถึง พ.ศ. 2578 ที่โรงไฟฟ้าในระบบถูกปลดออกไปเป็นจำนวนมากโดยที่ยังไม่มีโรงไฟฟ้า

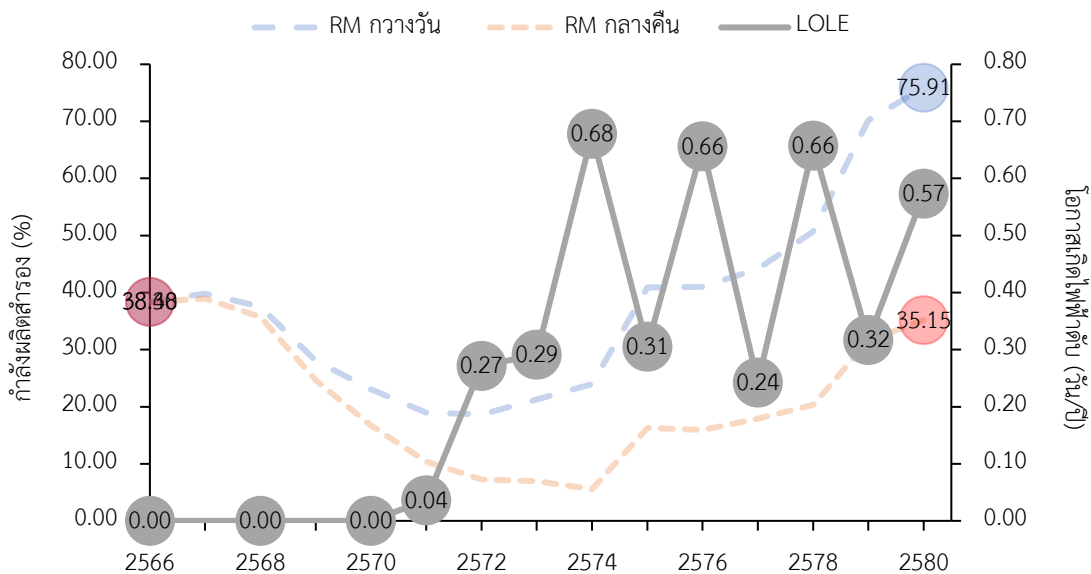
ใหม่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบทดแทน ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้จึงมีค่าลดลงทำให้จำเป็นต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งพร้อมระบบกักเก็บพลังงานและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเข้าสู่ระบบในช่วงนี้จำนวนมาก เมื่อมีโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำนวนมากทำให้ในปี พ.ศ. 2579 นั้นดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้มีค่าเพิ่มขึ้นจึงมีการเพิ่มแต่ระบบกักเก็บพลังงาน เมื่อในระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานเพียงพอทำให้ในปีสุดท้ายของแผนสามารถเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพิ่มเติมเข้าสู่แผนได้

เนื่องจากมีโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานจำนวนมากถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบ ทำให้ดัชนีกำลังผลิตสำรองของระบบไฟฟ้าที่แสดงในภาพที่ 6-29 นั้นมีค่าสูงมาก นอกจากนี้เนื่องจากระบบกักเก็บพลังงานสำหรับโหลตระดับสูงนั้นมีกำลังไฟฟ้า/ปริมาณกักเก็บเป็น 2 เท่า ทำให้เมื่อคำนวณเป็นกำลังไฟฟ้าสำหรับการประเมินดัชนีกำลังผลิตสำรอง ค่ากำลังไฟฟ้าที่ได้จะสูงขึ้นไปอีก อย่างไรก็ตามผลการวางแผนของกรณีศึกษานี้แสดงให้เห็นว่าถึงแม้ดัชนีกำลังผลิตสำรองของระบบไฟฟ้าอาจจะมีค่าสูงแต่ไม่ได้หมายความว่าระบบผลิตไฟฟ้าจะสามารถจ่ายโหลตได้ครบทุกชั่วโมง โดยเฉพาะอย่างยิ่งระบบผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรสูงและมีปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานสูง ทั้งนี้เนื่องจากข้อจำกัดในการผลิตไฟฟ้าและกักเก็บพลังงานของอุปกรณ์ดังกล่าวที่ไม่สามารถใช้งานได้ต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมงเหมือนโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล ทำให้ต้องใช้อุปกรณ์จำนวนมากกว่าในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าปริมาณเท่ากันเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิล เมื่อคำนวณกำลังผลิตติดตั้งและกำลังไฟฟ้าของอุปกรณ์ทั้งหมดรวมกันจะทำให้ดัชนีกำลังผลิตสำรองของระบบไฟฟ้าสูงมาก

เนื่องจากโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าส่วนใหญ่จะเป็นโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ทำให้สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนของกรณีศึกษานี้มีค่าค่อนข้างสูง มากกว่าร้อยละ 55

#### 4) ผลการวางแผนเมื่อผ่อนคลายเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟารายชั่วโมงของโหลตแต่ละระดับ (กรณีศึกษา 2.4)

เมื่อทำการวางแผนโดยผ่อนคลายเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟารายชั่วโมงของโหลตแต่ละระดับ จะได้ผลการวางแผนนำเสนอในรูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีดังที่แสดงในภาพที่ 6-36 โดยมีรายละเอียดการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 6-10 โดยแผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 2.4 จะแสดงในภาพที่ 6-37 ถึงภาพที่ 6-42

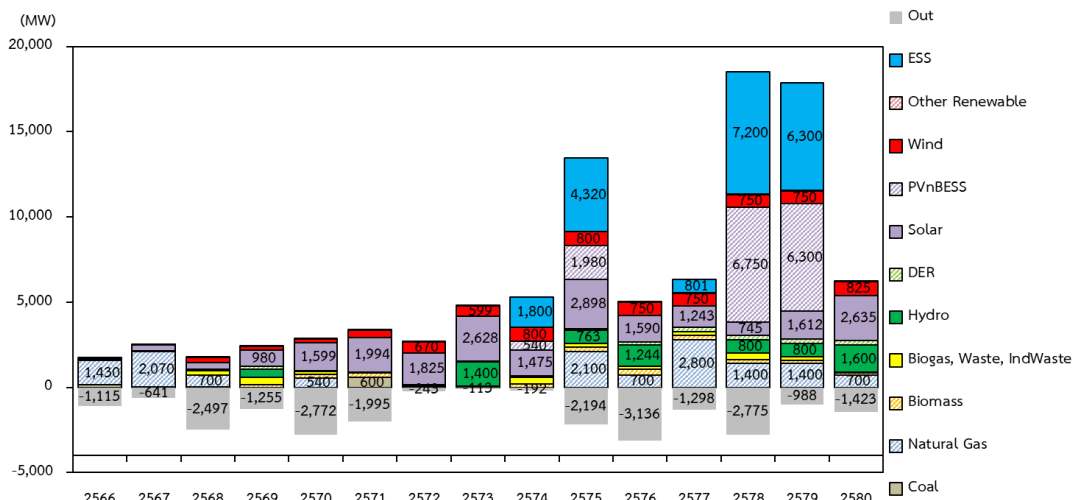


ภาพที่ 6-36 ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 2.4

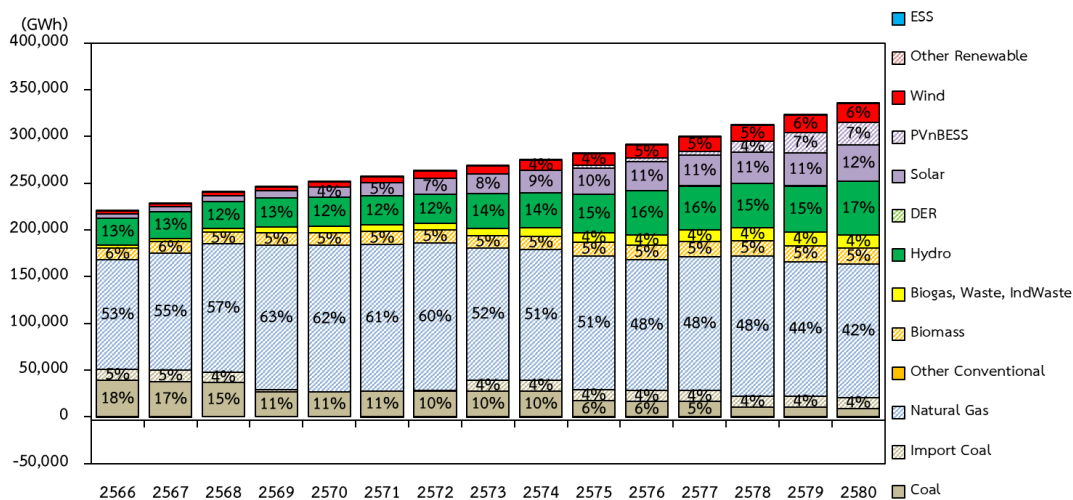
ตารางที่ 6-10 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 2.4

ปี	โรงไฟฟ้าตัวเลือก (MW)			ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก (MWh)	
	CCGT	GT	PVnBESS	BESS 1C	BESS 2C
2566	-	-	-	-	-
2567	-	-	-	-	-
2568	-	-	-	-	-
2569	-	-	-	-	-
2570	-	-	-	-	-
2571	-	-	-	-	-
2572	-	-	-	-	-
2573	-	-	-	-	-
2574	-	-	540	-	900
2575	2,100	-	1,980	-	2,160
2576	700	-	-	-	-
2577	2,800	-	-	-	-
2578	1,400	-	6,750	7,200	-
2579	1,400	-	6,300	6,300	-
2580	700	-	-	-	-
<b>รวม</b>	<b>9,100</b>	<b>0</b>	<b>15,570</b>	<b>13,500</b>	<b>6,120</b>

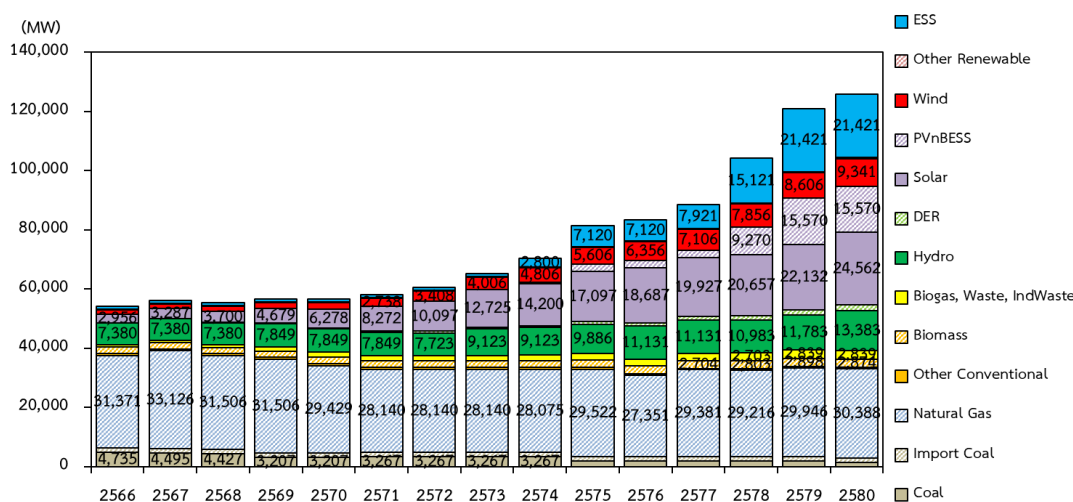




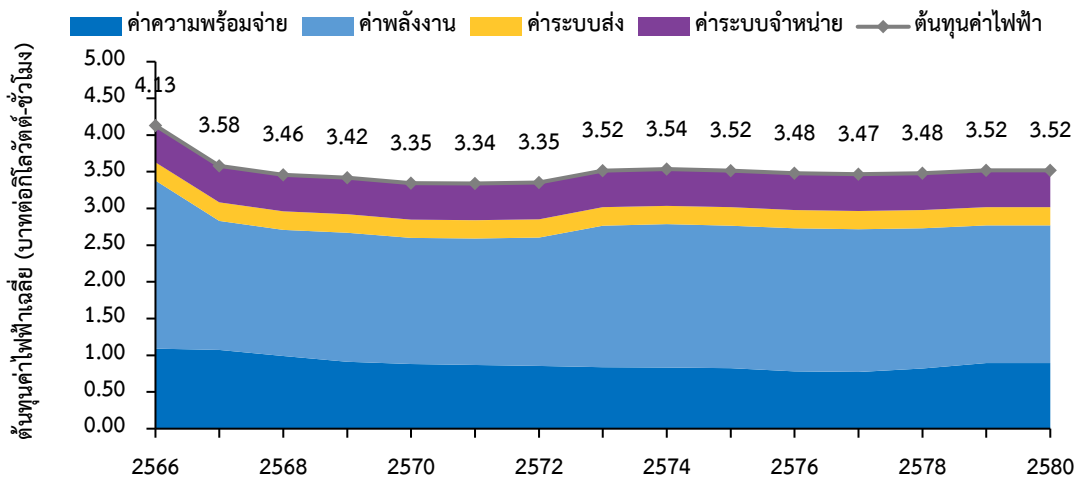
ภาพที่ 6-37 แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 2.4



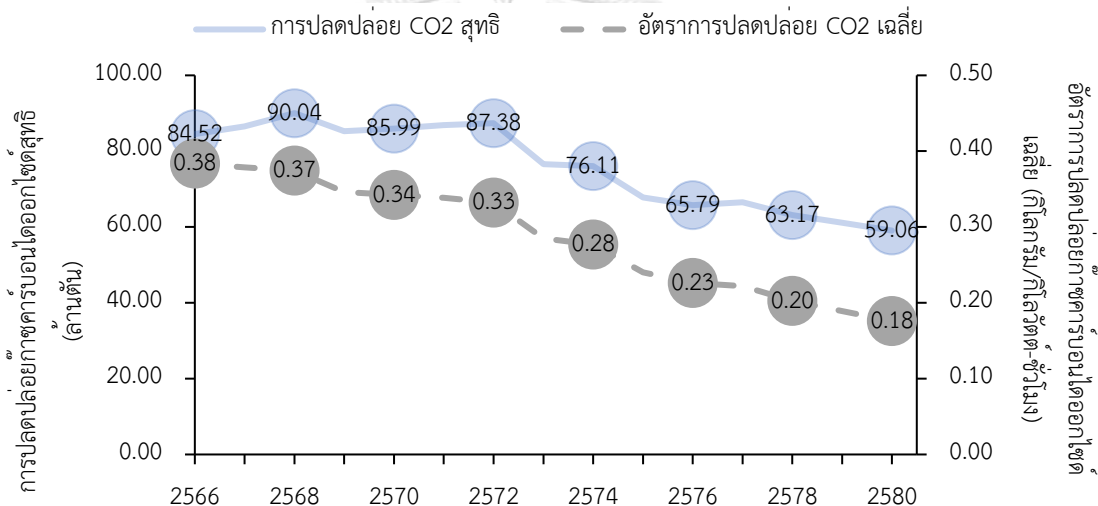
ภาพที่ 6-38 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 2.4



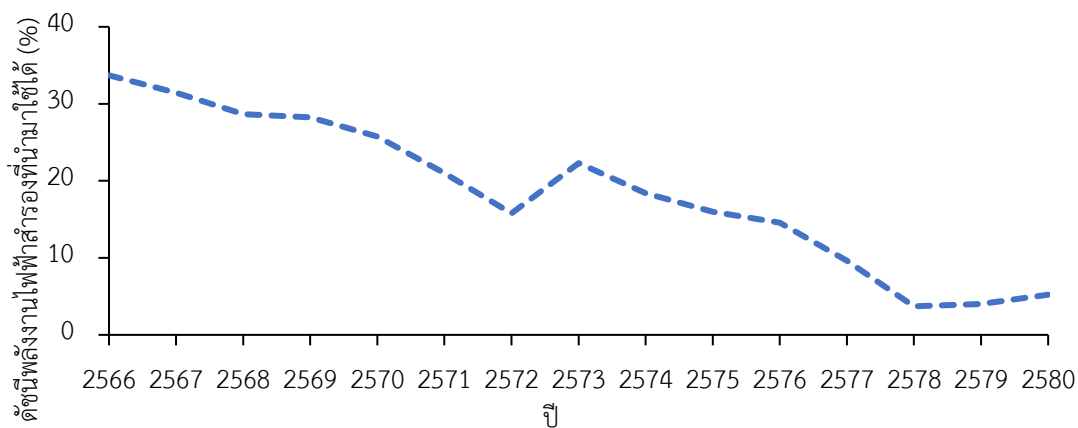
ภาพที่ 6-39 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 2.4



ภาพที่ 6-40 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 2.4



ภาพที่ 6-41 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 2.4



ภาพที่ 6-42 ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 2.4

จากผลการทดสอบของกรณีศึกษา 2.4 จะเห็นว่าเมื่อวางแผนโดยผ่อนคลายนโยบายเงินอุดหนุนค่าไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดแต่ละระดับ โรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกโรงแรกที่ต้องเพิ่มเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าจะเข้าสู่ระบบในปี พ.ศ. 2574 ซึ่งเป็นปีเดียวกับกรณีศึกษา 1 อย่างไรก็ตามระบบไฟฟ้ายังคงต้องการโรงไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูง ทำให้โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบในช่วงแรกนั้นเป็นโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานสำหรับโหลดระดับสูง เมื่อในระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับโหลดระดับสูงเพียงพอแล้ว ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2576 เป็นต้นไปโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบจึงเป็นโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานสำหรับโหลดฐาน โดยในช่วงแรกที่เกณฑ์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ยังต่ำมากนัก โรงไฟฟ้าที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบจะเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการต่ำที่สุด และมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งพร้อมระบบกักเก็บพลังงานเมื่อเกณฑ์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดต่ำลงในช่วงท้ายแผน

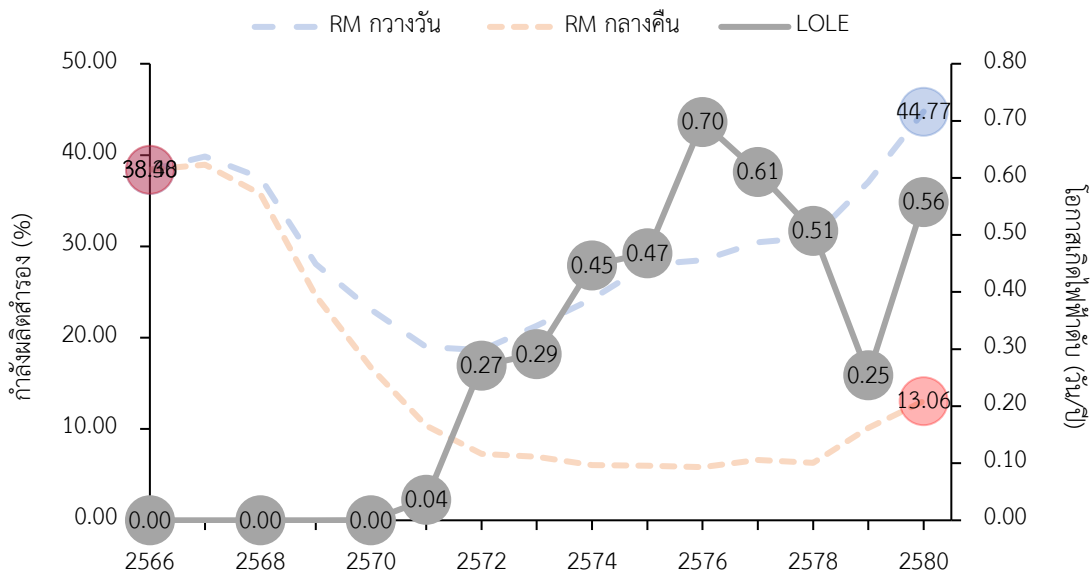
จะเห็นว่ากำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์และปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าในแต่ละปีของกรณีศึกษานี้จะแตกต่างกันเล็กน้อย นอกจากนี้ค่าดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ยังมีค่าสูงกว่าร้อยละ 15 ในช่วงปี พ.ศ. 2574 ถึง พ.ศ. 2576 แสดงให้เห็นว่ามีการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานและการแยกโรงไฟฟ้าตัวเลือกกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกันในการกรณีศึกษานี้

จะเห็นว่าการวางแผนโดยผ่อนคลายนโยบายเงินอุดหนุนค่าไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดแต่ละระดับนั้นจะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดได้อย่างรวดเร็วตามวัตถุประสงค์ของเงินอุดหนุนของการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด อย่างไรก็ตามจะไม่มีโรงไฟฟ้าใหม่ในช่วงต้นแผนเหมือนกับการพิจารณาเงินอุดหนุนค่าไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดแต่ละระดับ ทำให้ผลการวางแผนที่ได้สามารถนำไปใช้ได้จริงในทางปฏิบัติ ซึ่งแตกต่างกับกรณีศึกษา 2.3 ที่จำเป็นต้องมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าตั้งแต่ปีแรกของการวางแผนซึ่งไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ได้ทัน วิธีการดังกล่าวจึงเหมาะที่จะใช้วางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในช่วงเปลี่ยนผ่านจากระบบผลิตไฟฟ้าที่พึ่งพากำลังผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่พึ่งพากำลังผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมากกว่า

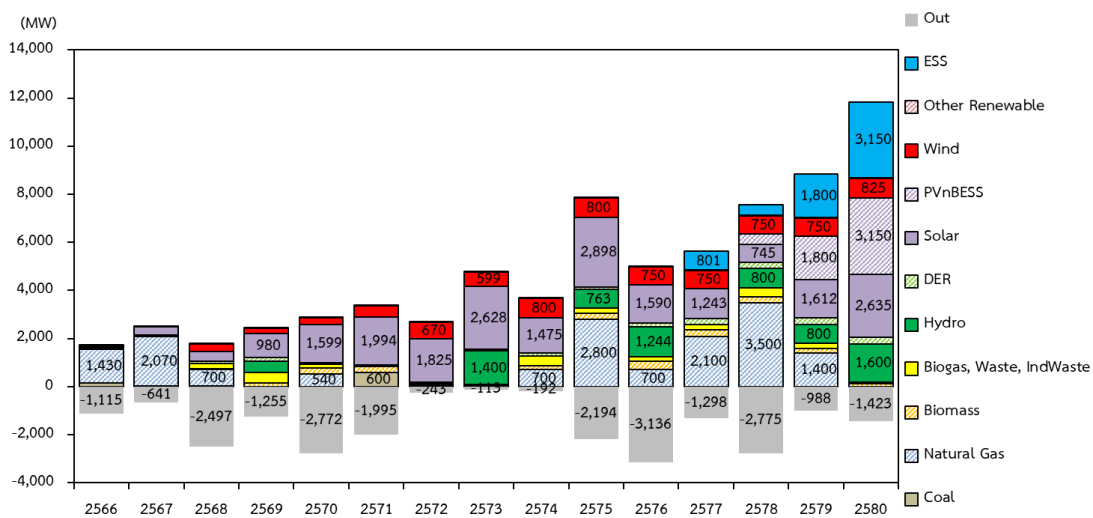
### 6.3.3 ผลการทดสอบของกรณีศึกษา 3

เมื่อทำการวางแผนโดยพิจารณาเงินอุดหนุนเชิงพื้นที่เพิ่มเติมจากกรณีฐาน จะได้ผลการวางแผนนำเสนอในรูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีดังที่แสดงในภาพที่ 6-43 โดยมีรายละเอียดการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกดังที่แสดงไว้ในตารางที่ 6-11 โดยแผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน

สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 3 จะแสดงในภาพที่ 6-44 ถึงภาพที่ 6-49



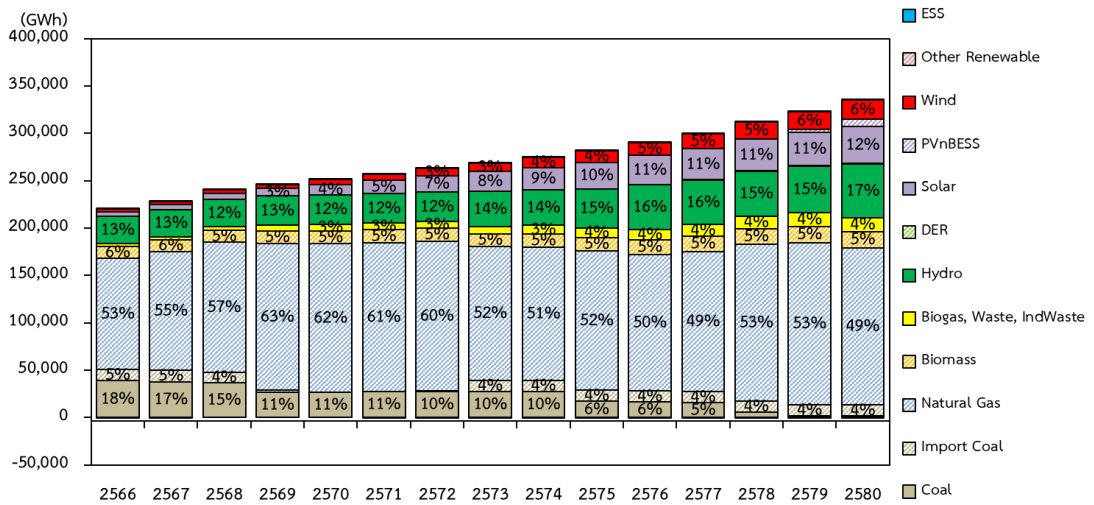
ภาพที่ 6-43 ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 3



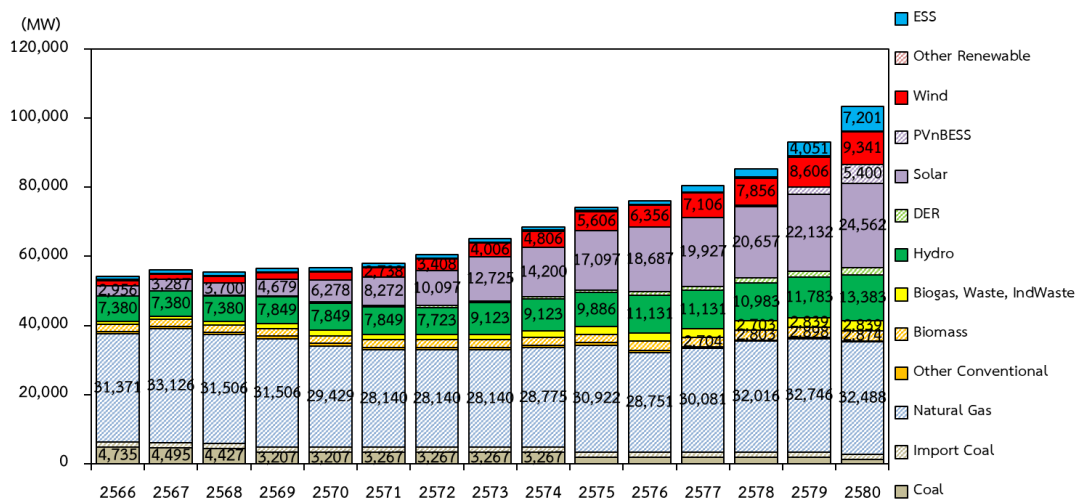
ภาพที่ 6-44 แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 3

ตารางที่ 6-11 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 3

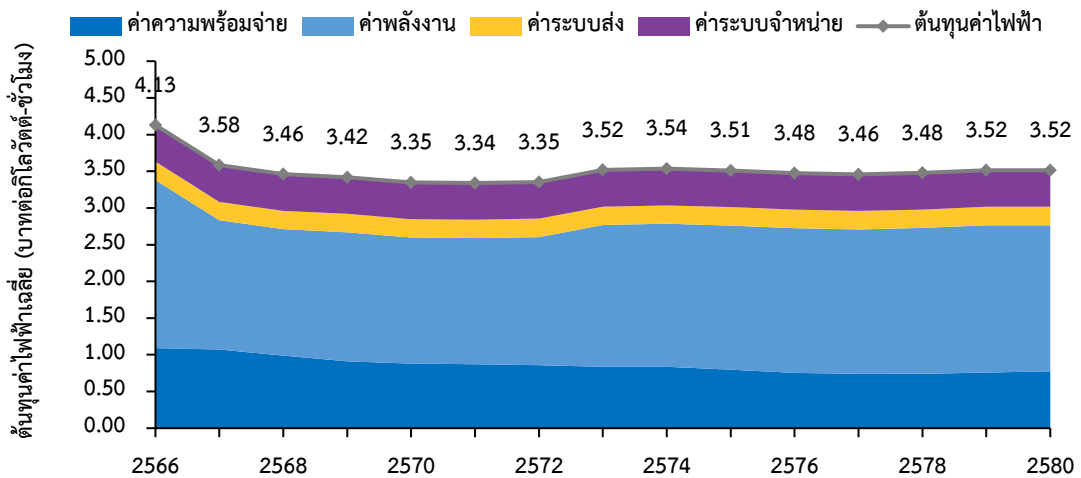
ปี	โรงไฟฟ้าตัวเลือก (MW)			ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก (MWh)	
	CCGT	GT	PVnBESS	BESS 1C	BESS 2C
2566	-	-	-	-	-
2567	-	-	-	-	-
2568	-	-	-	-	-
2569	-	-	-	-	-
2570	-	-	-	-	-
2571	-	-	-	-	-
2572	-	-	-	-	-
2573	-	-	-	-	-
2574	ต่อ.เหนือ 700	-	-	-	-
2575	นครหลวง 700 ใต้ 1,400 ต่อ.เหนือ 700	-	-	-	-
2576	ใต้ 700	-	-	-	-
2577	ใต้ 700 กลาง 1,400	-	-	-	-
2578	นครหลวง 1,400 ใต้ 700 กลาง 1,400	-	ใต้ 450	ใต้ 450	-
2579	นครหลวง 700 กลาง 700	-	ใต้ 1,800	ใต้ 1,800	-
2580	-	-	ใต้ 1,800 เหนือ 1,350	ใต้ 1,800 เหนือ 1,350	-
<b>รวม</b>	<b>11,200</b>	<b>0</b>	<b>5,400</b>	<b>5,400</b>	<b>0</b>



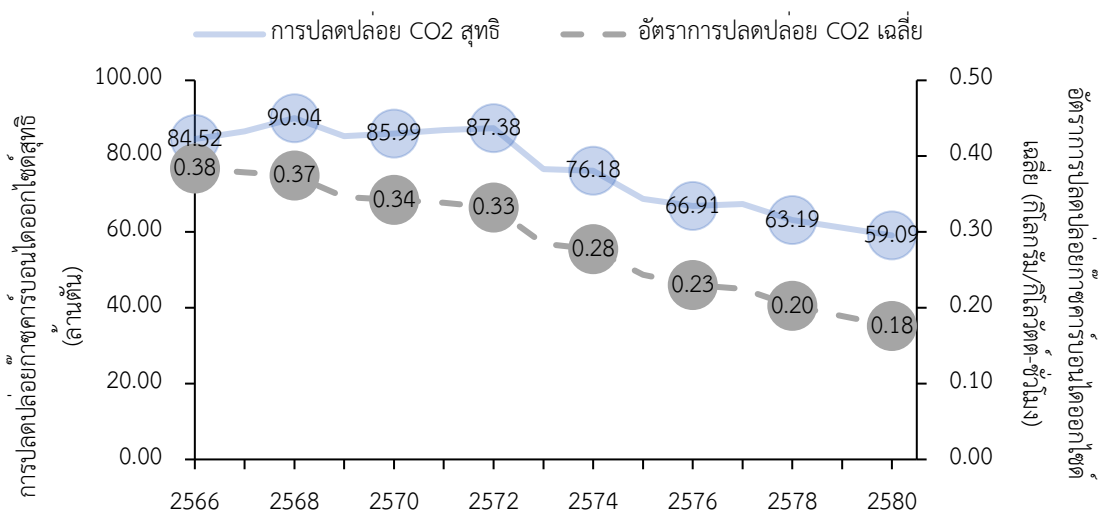
ภาพที่ 6-45 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 3



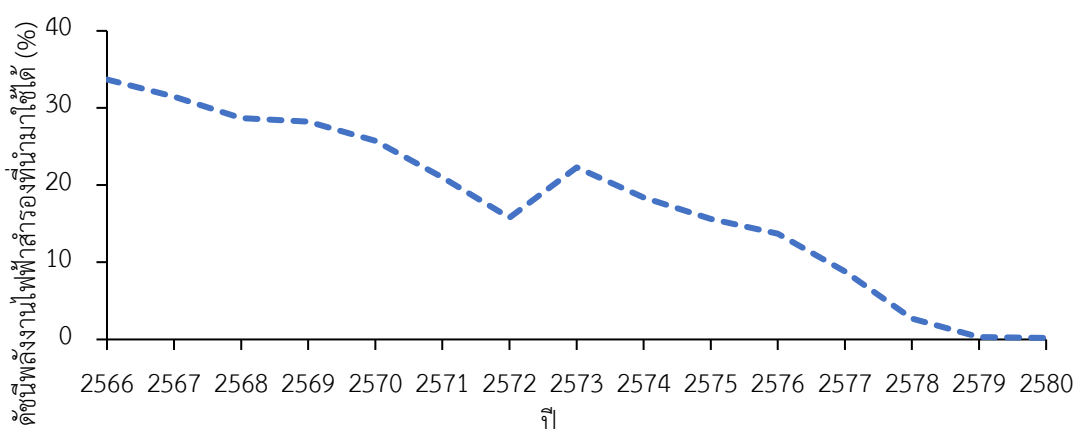
ภาพที่ 6-46 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 3



ภาพที่ 6-47 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 3



ภาพที่ 6-48 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 3



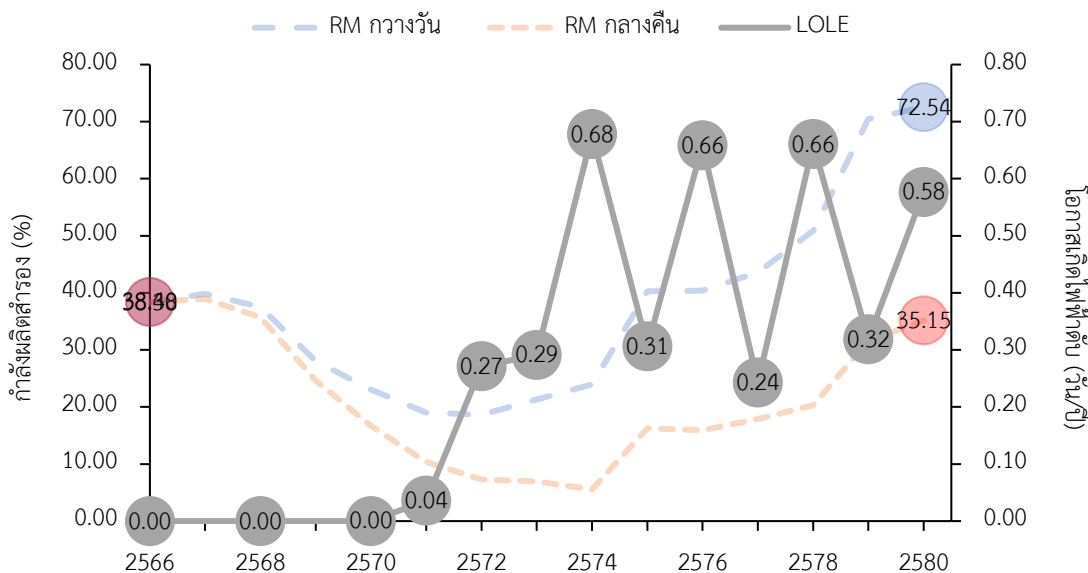
ภาพที่ 6-49 ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 3

จากผลการทดสอบของกรณีศึกษา 3 จะเห็นว่าผลการทดสอบคล้ายกับกรณีศึกษา 1 โดยมีข้อมูลพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าจะถูกติดตั้งเพิ่มเข้ามา และมีผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแตกต่างกันเล็กน้อยจากองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรที่แตกต่างกันในแต่ละภาค ซึ่งข้อมูลพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าจะถูกติดตั้งและองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรที่แตกต่างกันนี้จะทำให้ผลการวางแผนมีความสมจริงและนำไปใช้ได้ง่ายขึ้น

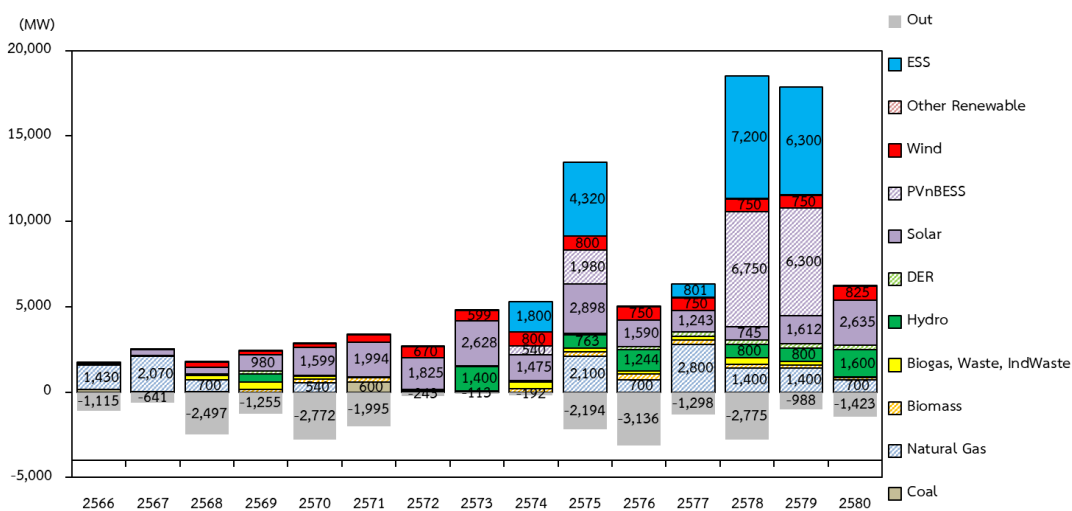
### 6.3.4 ผลการทดสอบของกรณีศึกษา 4

เมื่อทำการวางแผนโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ที่ร่วมกับการผ่อนคลายนโยบายของกรมการไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับ จะได้ผลการวางแผนนำเสนอในรูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีดังที่แสดงในภาพที่ 6-50 โดยมีรายละเอียดการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกดังที่แสดงไว้ใน

ตารางที่ 6-12 โดยแผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 4 จะแสดงในภาพที่ 6-51 ถึงภาพที่ 6-56



ภาพที่ 6-50 ระดับกำลังผลิตสำรองและโอกาสเกิดไฟดับของกรณีศึกษา 4

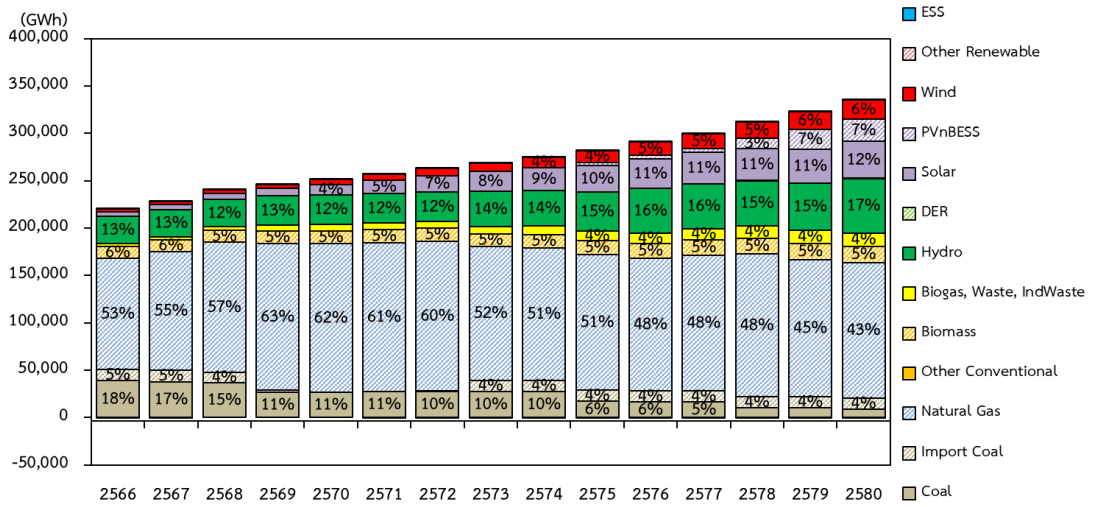


ภาพที่ 6-51 แผนการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของกรณีศึกษา 4

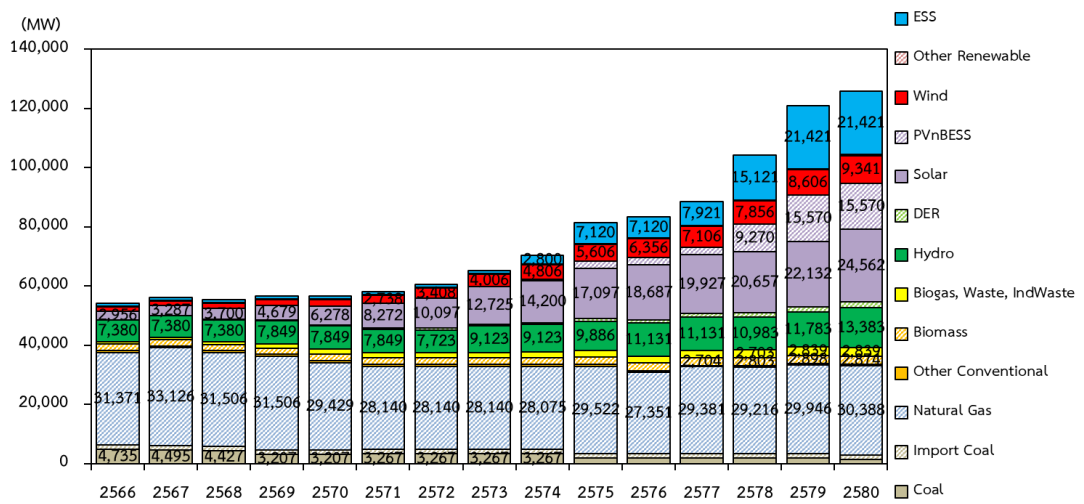


ตารางที่ 6-12 การเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 4

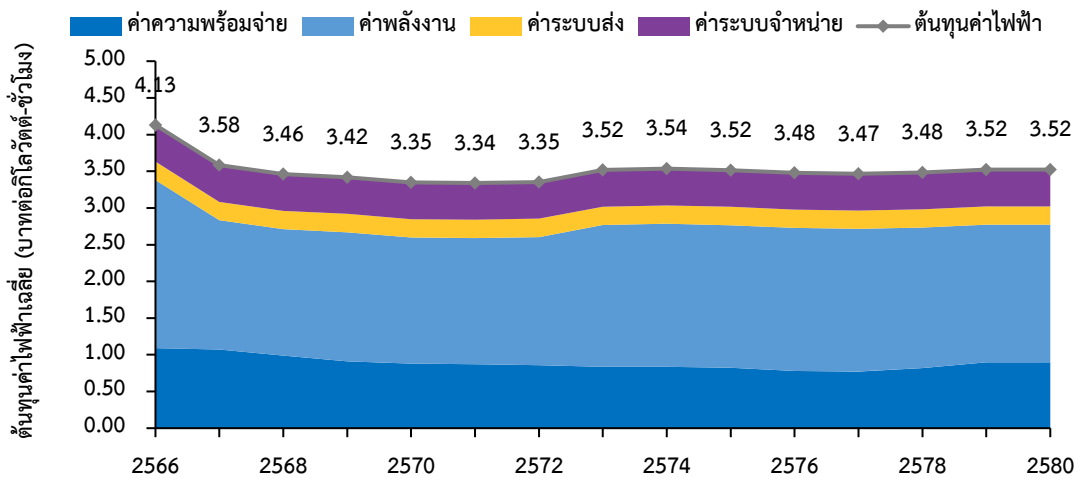
ปี	โรงไฟฟ้าตัวเลือก (MW)			ระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก (MWh)	
	CCGT	GT	PVnBESS	BESS 1C	BESS 2C
2566	-	-	-	-	-
2567	-	-	-	-	-
2568	-	-	-	-	-
2569	-	-	-	-	-
2570	-	-	-	-	-
2571	-	-	-	-	-
2572	-	-	-	-	-
2573	-	-	-	-	-
2574	-	-	ต่อ. เหนือ 180 ใต้ 360	-	ต่อ. เหนือ 540 ใต้ 360
2575	นครหลวง 1,400 ต่อ. เหนือ 700	-	ต่อ. เหนือ 720 ใต้ 1,260	-	ต่อ. เหนือ 900 ใต้ 1,260
2576	นครหลวง 700	-	-	-	-
2577	ใต้ 700 ต่อ. เหนือ 700 กลาง 1,400	-	-	-	-
2578	นครหลวง 1,400	-	ใต้ 3,600 เหนือ 3,150	ใต้ 4,050 เหนือ 3,150	-
2579	นครหลวง 700 กลาง 700	-	ใต้ 3,150 กลาง 2,250 เหนือ 900	ใต้ 3,150 กลาง 2,250 เหนือ 900	-
2580	นครหลวง 700	-	-	-	-
<b>รวม</b>	<b>9,100</b>	<b>0</b>	<b>15,570</b>	<b>13,500</b>	<b>6,120</b>



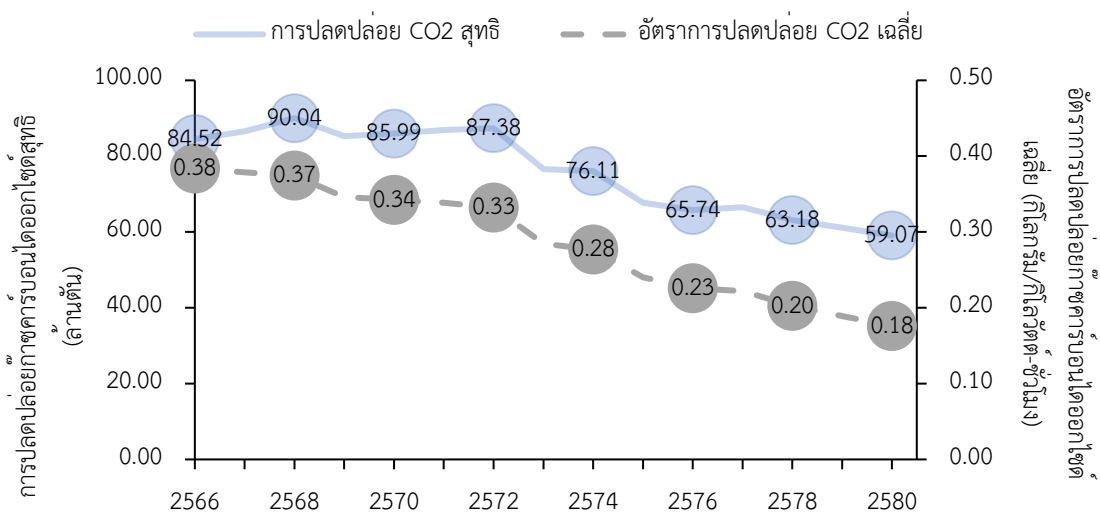
ภาพที่ 6-52 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 4



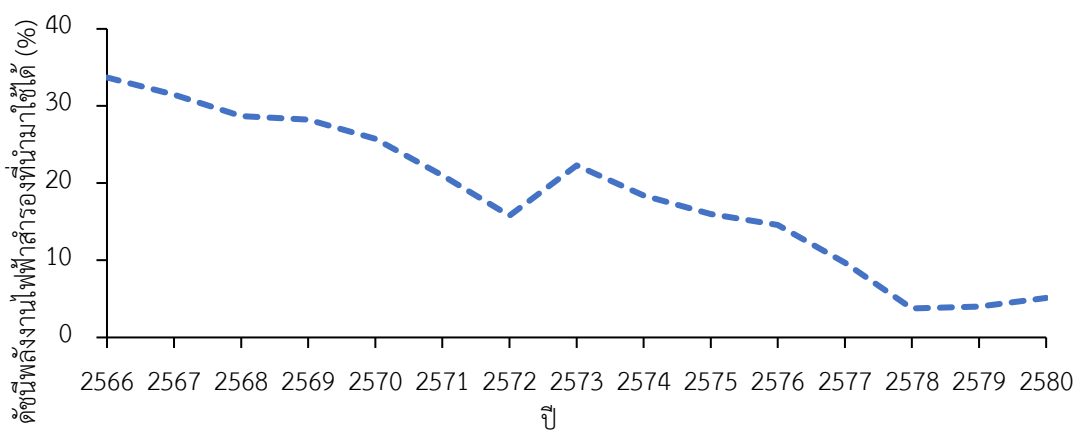
ภาพที่ 6-53 สัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าของกรณีศึกษา 4



ภาพที่ 6-54 ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 4



ภาพที่ 6-55 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 4



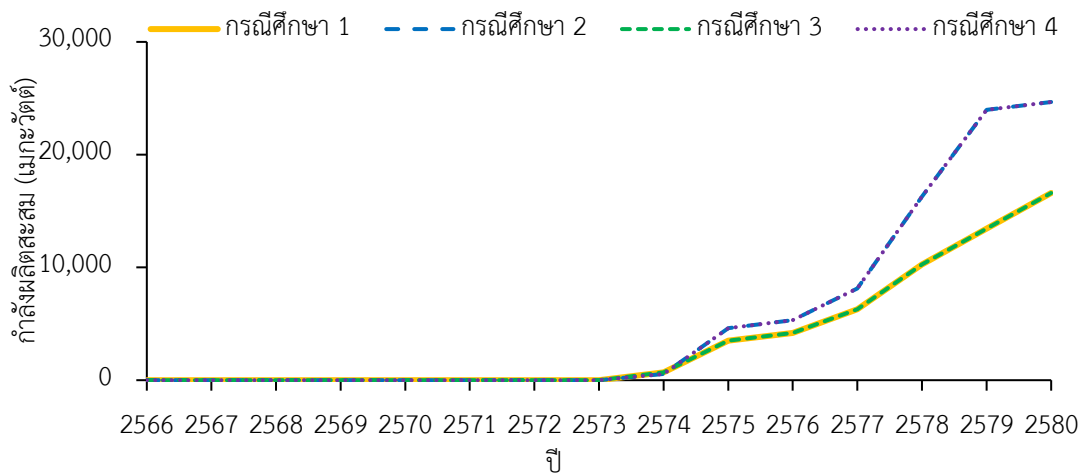
ภาพที่ 6-56 ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ของกรณีศึกษา 4

จากผลการทดสอบของกรณีศึกษา 4 จะเห็นว่าเมื่อทำการวางแผนโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ร่วมกับการผ่อนคลายนโยบายส่งเสริมการผลิตพลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหนดในแต่ละระดับ จะได้ผลการทดสอบคล้ายกับกรณีศึกษา 2.4 เนื่องจากเงื่อนไขในการเพิ่มโรงไฟฟ้าหลักจะเป็นเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหนดซึ่งเป็นเงื่อนไขเดียวกันกับกรณีศึกษา 2.4 โดยมีข้อมูลพื้นที่ที่โรงไฟฟ้าจะถูกติดตั้งเพิ่มเข้ามาจากเงื่อนไขเชิงพื้นที่เมื่อพิจารณาความอ่อนแอของระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ และมีผลการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าแตกต่างกันเล็กน้อยจากองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรที่แตกต่างกันในแต่ละพื้นที่

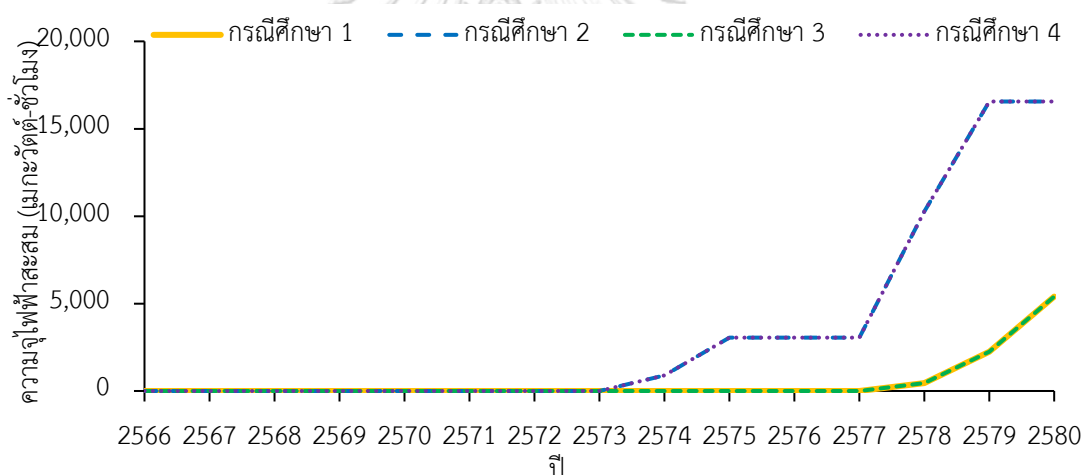
### 6.3.5 การเปรียบเทียบผลการทดสอบของกรณีศึกษา 1 ถึง 4

เมื่อทำการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 1 ถึงกรณีศึกษา 4 โดยกรณีศึกษา 2 จะใช้เฉพาะผลการศึกษาก่อนหน้าของกรณีศึกษา 2.4 มาเปรียบเทียบ จะได้ค่ากำลังผลิตสะสมของโรงไฟฟ้าตัวเลือก

ที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของแต่ละกรณีศึกษาดังที่แสดงในภาพที่ 6-57 และค่าปริมาณกักเก็บสะสมของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบพร้อมโรงไฟฟ้าตัวเลือกดังที่แสดงในภาพที่ 6-58



ภาพที่ 6-57 กำลังผลิตสะสมของโรงไฟฟ้าตัวเลือกของกรณีศึกษา 1 ถึง 4



ภาพที่ 6-58 ค่าปริมาณกักเก็บสะสมของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 1 ถึง 4

จากภาพที่ 6-57 และภาพที่ 6-58 จะเห็นว่าค่ากำลังผลิตสะสมของโรงไฟฟ้าตัวเลือกและค่าปริมาณกักเก็บสะสมของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกของกรณีศึกษา 1 และ 3 จะมีค่าเท่ากันตลอด เช่นเดียวกับค่าของกรณีศึกษา 2 และ 4 แสดงให้เห็นว่าการเลือกโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกนั้นจะขึ้นกับเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดเป็นหลัก โดยเงื่อนไขเชิงพื้นที่นั้นจะใช้เพื่อเลือกพื้นที่ที่ต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าตามลำดับความอ่อนแอของระบบไฟฟ้าในพื้นที่เท่านั้น ทั้งนี้เนื่องจากเงื่อนไขเชิงพื้นที่ของระบบทดสอบที่กำหนดไว้ไม่ได้จำกัดทางเลือกในการขยายกำลังผลิตไฟฟ้ามากนัก เช่น การกำหนดให้ที่ว่างสำหรับโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเป็นเทคโนโลยีหลักที่จะใช้ในอนาคตมีได้ไม่

จำกัด นอกจากนี้การหาพื้นที่ที่อ่อนแอที่สุดยังเป็นแค่การจัดอันดับ หากโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่เลือกมีภูมิภาคที่รับโรงไฟฟ้างดงกล่าวได้หลายภูมิภาค โรงไฟฟ้างดงกล่าวก็ยังมีสิทธิ์ถูกเลือกเพียงแต่อาจจะไม่ถูกเพิ่มในพื้นที่ที่อ่อนแอที่สุด อย่างไรก็ตามการพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่จะทำให้ผลลัพธ์การวางแผนที่ได้มีรายละเอียดมากขึ้น ได้แก่ การระบุว่าโรงไฟฟ้าตัวเลือกแต่ละโรงจะต้องถูกเพิ่มในพื้นที่ใด นอกจากนี้รูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ตัวเลือกในแต่ละภูมิภาคของระบบทดสอบยังแตกต่างกันและแตกต่างกับรูปแบบการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยที่ใช้สำหรับของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ตัวเลือกกรณีที่ไม่ได้พิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ ซึ่งความแตกต่างดังกล่าวอาจส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าที่ต้องเพิ่มเปลี่ยนแปลงหากจำเป็นต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมากในระบบผลิตไฟฟ้า

เมื่อเปรียบเทียบระหว่างกรณีศึกษาที่พิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด (กรณีศึกษา 2 และ 4) กับกรณีศึกษาที่ไม่พิจารณาเงื่อนไขดังกล่าว (กรณีศึกษา 1 และ 3) จะพบว่าการพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดจะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าต้องการระบบกักเก็บพลังงานมากกว่ากรณีที่ไม่พิจารณา ทั้งนี้เนื่องวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ระบบกักเก็บพลังงานสามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดระดับสูงได้ โดยระบบกักเก็บพลังงานนี้จะติดตั้งคู่กับโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ทำให้กรณีศึกษา 2 และ 4 มีโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบมากกว่ากรณีศึกษา 1 และ 3 เช่นกัน โดยโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานเหล่านี้จะเข้าสู่ระบบไฟฟ้าตั้งแต่ช่วงแรกที่มีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า เมื่อมีระบบกักเก็บพลังงานและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบจำนวนหนึ่งแล้วทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา 2 และ 4 มีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมถูกเลือกเข้าสู่ระบบน้อยกว่ากรณีศึกษา 1 และ 3

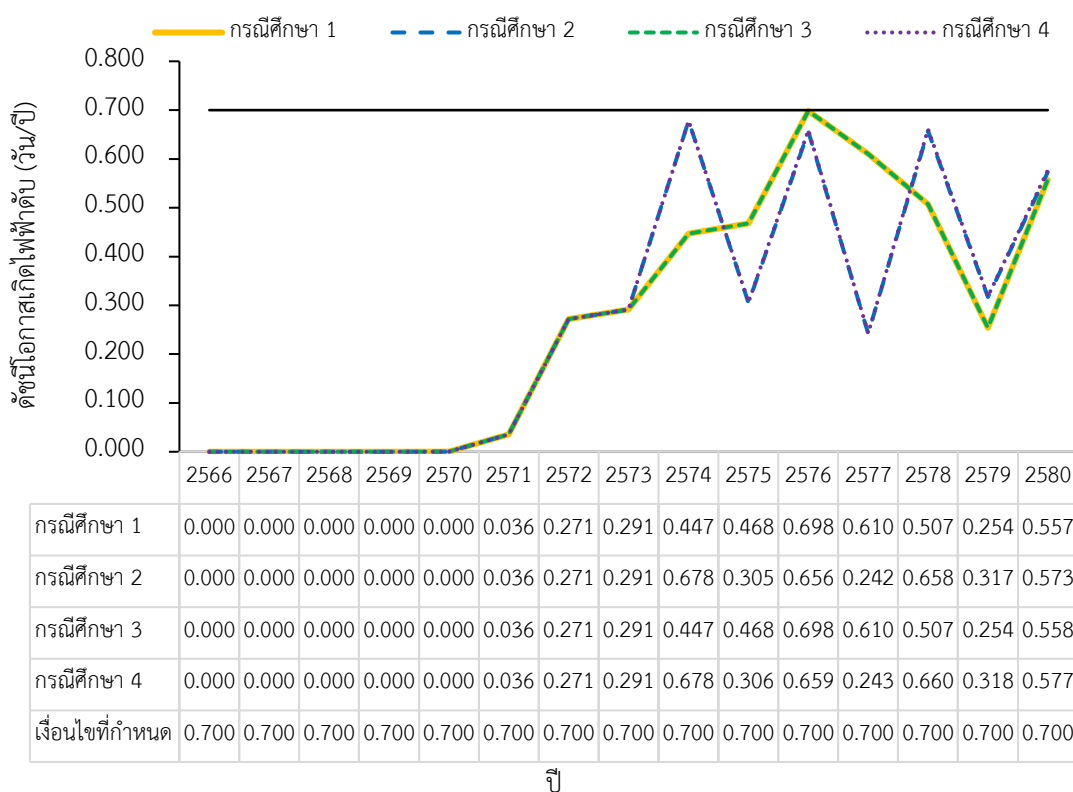
ตารางที่ 6-13 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (ร้อยละ)

ปี พ.ศ.	กรณีศึกษา 1	กรณีศึกษา 2	กรณีศึกษา 3	กรณีศึกษา 4
2566	23.80	23.80	23.80	23.80
2570	26.95	26.95	26.95	26.95
2575	37.67	38.91	37.67	38.95
2580	46.49	51.23	46.44	51.12

สำหรับสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนของแต่ละกรณีศึกษานั้นจะแสดงในตารางที่ 6-13 โดยก่อนปี พ.ศ. 2570 นั้นสัดส่วนสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนของทุกกรณีศึกษานั้นจะมีค่าเท่ากันเนื่องจากระบบไฟฟ้าในช่วงเวลานี้ของทุกกรณีศึกษาเหมือนกัน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2571 เป็นต้นไปค่าสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนของแต่ละกรณีศึกษาจะเริ่มแตกต่างกันเนื่องมาจากโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบผลิตไฟฟ้าแตกต่างกัน

นอกจากนี้ในกรณีที่มีโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเล็กถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบเหมือนกัน สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนอาจจะแตกต่างกันเล็กน้อยหากมีการพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่ ทั้งนี้เนื่องจากรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรที่ต่างกันไปในแต่ละภูมิภาคตามที่เคยอธิบายไว้แล้ว

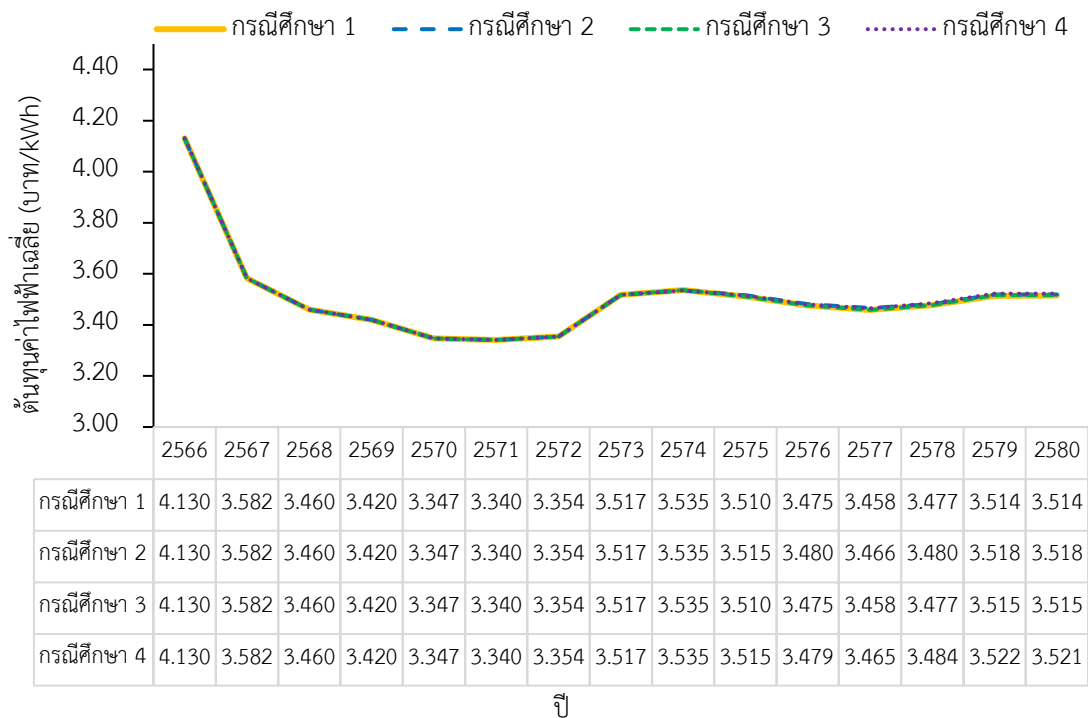
ดัชนีสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้ายรายปี ได้แก่ ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับ ดัชนีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเมื่อรวมต้นทุนของระบบส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่าย และดัชนีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 1 ถึง 4 สามารถแสดงได้ในภาพที่ 6-59 ถึงภาพที่ 6-61



ภาพที่ 6-59 ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 1 ถึง 4

จากภาพที่ 6-59 จะเห็นว่าค่าดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปีของทุกกรณีศึกษาจะแกว่งอยู่ในระดับ 0.2 ถึง 0.7 วันต่อปี โดยเมื่อมีโรงไฟฟ้าถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบจำนวนมากในปีใด ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในปีนั้นก็จะลดลง นอกจากนี้ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษา 1 และ 3 มีค่าเกือบจะเท่ากันเนื่องจากทั้งสองกรณีมีแผนการเข้าสู่ระบบของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเล็กที่เหมือนกัน เช่นเดียวกับดัชนีของกรณีศึกษา 2 และ 4 อย่างไรก็ตามค่าดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับของกรณีศึกษาที่มีการพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่จะมีค่าแตกต่างกับกรณีที่ไม่พิจารณาเล็กน้อยจาก

รูปแบบการผลิตไฟฟ้าที่ต่างกันของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรที่เข้าสู่ระบบไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาค

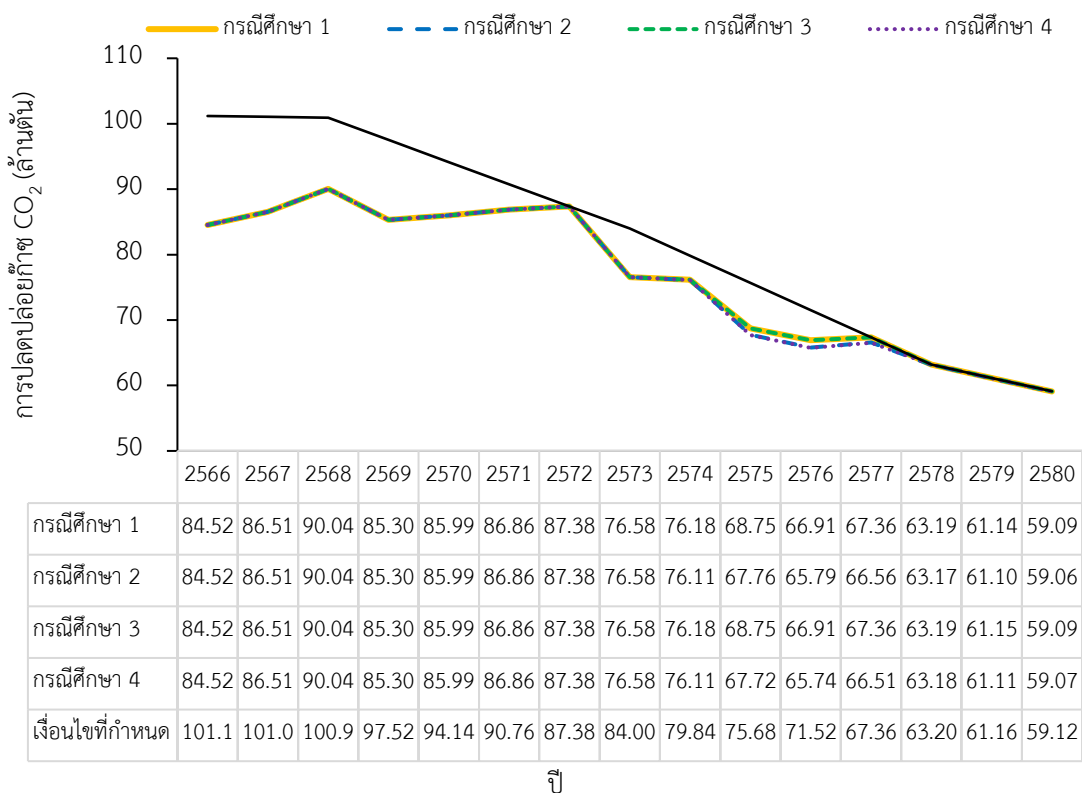


ภาพที่ 6-60 ดัชนีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยของกรณีศึกษา 1 ถึง 4

จากภาพที่ 6-60 จะเห็นว่าดัชนีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเมื่อรวมต้นทุนของระบบส่งกำลังไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้าในแต่ละปีของทุกกรณีศึกษานั้นจะมีค่าใกล้เคียงกันตลอดแผน โดยจะมีค่าเท่ากันในช่วงปี พ.ศ. 2566 ถึง พ.ศ. 2573 แล้วจะเริ่มแตกต่างกันเล็กน้อยในระดับทศนิยมตำแหน่งที่ 3 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2574 เป็นต้นไป ทั้งนี้กรณีที่มีโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบเหมือนกันจะมีต้นทุนค่าไฟฟ้าใกล้เคียงกันมากกว่า โดยจะแตกต่างกันในระดับทศนิยมตำแหน่งที่ 4 โดยกรณีศึกษาที่มีการพิจารณาเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดจะมีต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยสูงกว่าเล็กน้อย ทั้งนี้เนื่องจากราคาของระบบกักเก็บพลังงานที่ค่อนข้างสูงและกรณีดังกล่าวมีปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบมากกว่า

จากภาพที่ 6-61 จะเห็นว่าดัชนีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในแต่ละปีของทุกกรณีศึกษามีค่าใกล้เคียงกันตลอดแผน โดยจะมีค่าเท่ากันในช่วงปี พ.ศ. 2566 ถึง พ.ศ. 2573 แล้วจะเริ่มแตกต่างกันเล็กน้อยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2574 เป็นต้นไป ทั้งนี้กรณีที่มีโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบเหมือนกันจะมีต้นทุนค่าไฟฟ้าใกล้เคียงกันมากกว่า โดยในช่วงปี พ.ศ. 2574 ถึง พ.ศ. 2577 ดัชนีของกรณีศึกษา 2 และ 4 จะต่ำกว่าดัชนีของกรณีศึกษา 1 และ 3 เล็กน้อยเนื่องจากมีในกรณีศึกษา 2 และ 4 มีโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้า

มากกว่ากรณีศึกษา 1 และ 3 แต่ในช่วงท้ายแผนตั้งแต่ พ.ศ. 2578 เป็นต้นไปนั้นดัชนีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของทุกกรณีศึกษาจะใกล้เคียงกันมากและใกล้เคียงกับเกณฑ์ที่กำหนด ทั้งนี้เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจะต้องเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฟอสซิลทุกเครื่องที่เป็นไปได้เพื่อให้สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับความต้องการใช้ไฟฟ้าในทุกชั่วโมงได้



ภาพที่ 6-61 ดัชนีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของกรณีศึกษา 1 ถึง 4

การเปรียบเทียบระหว่างกรณีศึกษา 1 ถึง 4 ทำให้เห็นผลของการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขต่างๆ ที่ได้นำเสนอไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ทั้งนี้จากกรณีศึกษาดังกล่าวจะเห็นว่าเงื่อนไขที่ส่งผลต่อแผนการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบทดสอบมากคือเงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิและเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดที่ทำให้ต้องมีการเพิ่มโรงไฟฟ้าตัวเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ซึ่งเงื่อนไขเหล่านี้เป็นเงื่อนไขสำคัญที่ต้องพิจารณาหากต้องการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าสำหรับระบบไฟฟ้าที่มีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนสูง ซึ่งตรงกับเป้าหมายการวางแผนของระบบทดสอบ



#### 6.4 เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้แก้ปัญหา

เพื่อให้สามารถทำการวางขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอได้ ผู้วิจัยได้พัฒนาเครื่องมือสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอในโปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยมีรายละเอียดของเครื่องมือคำนวณและอุปกรณ์ที่ใช้ทำการคำนวณดังต่อไปนี้:

- **เครื่องมือคำนวณ**
  - รูปแบบไฟล์ \*.m
  - พัฒนาด้วยโปรแกรม MATLAB version R2022b
  - แก้ปัญหาโปรแกรมเชิงเส้นด้วยฟังก์ชัน “linprog” จาก MATLAB Optimization toolbox version 9.4
- **อุปกรณ์ที่ใช้ทำการคำนวณ**
  - 64-bit Windows 11 PC
  - I7-8750H CPU @2.20 GHz
  - 16 GB DDR4 RAM

โดยเครื่องมือที่พัฒนาขึ้นจะใช้เวลาในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของกรณีศึกษา ตั้งแต่ขั้นตอนการอ่านฐานข้อมูลจนถึงการส่งผลลัพธ์การวางแผนระยะเวลา 15 ปี ประมาณ 20 ถึง 40 นาที และใช้เวลาคำนวณประมาณ 10 ถึง 30 นาที ทั้งนี้ขึ้นกับเงื่อนไขการวางแผนที่พิจารณา

## บทที่ 7

### สรุปผลงานวิจัยและข้อเสนอแนะ

#### 7.1 สรุปผลงานวิจัย

งานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน โดยคำนึงถึงเงื่อนไขเชิงพื้นที่และเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลด นอกจากนี้ยังนำเสนอวิธีการตัดสินใจเพิ่มเติมเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน และการแยกโรงไฟฟ้าตัวเล็กกับระบบกักเก็บพลังงานตัวเล็กที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกันเพื่อให้มีทางเลือกในการเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานเข้าสู่ระบบนอกเหนือไปจากการเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานเข้าสู่ระบบร่วมกับโรงไฟฟ้าได้ ด้วยเงื่อนไขที่พิจารณาและวิธีการที่นำเสนอทำให้การวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในงานวิจัยนี้สามารถวางแผนขยายกำลังผลิตของระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูงได้เพื่อทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่สามารถบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนได้ภายในปี พ.ศ. 2593

วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นเป็นวิธีการที่ประมาณปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่เป็นปัญหาที่ทางคณิตศาสตร์ที่ซับซ้อนให้เป็นปัญหาที่เป็นเชิงเส้น แล้วแยกขั้นตอนการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าออกจากขั้นตอนการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อกำจัดตัวแปรที่ไม่ต่อเนื่องออกจากปัญหาคณิตศาสตร์ โดยมีการเพิ่มตัวแปรพิเศษในปัญหาเพื่อให้สามารถหาค่าตอบของปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่นำเสนอเอาไว้ได้ ด้วยวิธีการประมาณและแยกปัญหาดังกล่าวทำให้ วิธีการที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถแก้ปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าได้อย่างรวดเร็วโดยอาศัยเพียงความสามารถในการคำนวณของคอมพิวเตอร์ส่วนบุคคล และยังคงคำนึงถึงเงื่อนไขสำคัญในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง นั่นคือ การพิจารณาคุณลักษณะของโรงไฟฟ้าเป็นรายโรง การใช้ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนรายชั่วโมงตลอดทั้งปี และการใช้รูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดทั้งปีที่สอดคล้องกับการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต

จากวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอไว้ข้างต้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังได้นำเสนอวิธีการปรับปรุงการวางแผนข้างต้นให้สามารถรองรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูงโดยการเพิ่มเงื่อนไขสมมูลกำลังไฟฟ้ายาขั้วโม่งของโหลดในแต่ละระดับเพื่อใช้ตรวจสอบว่าระบบผลิตไฟฟ้ามีกำลังผลิตที่สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดอย่างรวดเร็วเพียงพอหรือไม่ โดยเงื่อนไขดังกล่าวทำให้สามารถลดเลเยการพิจารณาคุณลักษณะด้านการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้ ทำให้ยังคงสามารถแก้ปัญหาได้อย่างรวดเร็วเช่นเดิมโดยไม่ได้ละเลยเงื่อนไขสำคัญที่ต้องพิจารณา โดยวิธีที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับ

นี่นั้นจะอาศัยการแบ่งโหลดออกเป็นสามระดับและวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละระดับเพียงพอสำหรับการจ่ายโหลดในระดับที่เท่ากันหรือต่ำกว่า ทั้งนี้เนื่องจากระบบไฟฟ้าในปัจจุบันนั้นโดยมากยังไม่มีการพิจารณาเงื่อนไขดังกล่าว ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำเสนอวิธีการผ่อนคลายนโยบายสมดุลงำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของโหลดในแต่ละระดับเพื่อใช้ในช่วงเปลี่ยนผ่านเอาไว้ด้วย โดยการพิจารณาเฉพาะสมดุลงำลังผลิตไฟฟ้าที่พึ่งได้กับความต้องการใช้ไฟฟารวมของโหลดแต่ละระดับเพื่อไม่ให้จำเป็นต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ช่วงต้นแผน

สำหรับเงื่อนไขเชิงพื้นที่นั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เสนอการแบ่งพื้นที่ประเทศไทยออกเป็น 5 พื้นที่ตามลักษณะภูมิประเทศ แล้วมีการกำหนดเงื่อนไขว่าในแต่ละพื้นที่นั้นสามารถเพิ่มโรงไฟฟ้าชนิดใดได้บ้าง และมีพื้นที่ว่างสำหรับโรงไฟฟ้าตัวเลือกแต่ละชนิดอยู่เท่าไร นอกจากนี้ยังกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรในแต่ละพื้นที่มีรูปแบบการผลิตไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามสภาพภูมิอากาศ สำหรับการเลือกโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอวิธีการประเมินความอ่อนแอของพื้นที่จากปัจจัยต่างๆ ได้แก่ ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้าดับจำเพาะพื้นที่ ดัชนีสมดุลง่ายระหว่างกำลังผลิตที่พึ่งได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายพื้นที่ และพื้นที่ว่างสำหรับการก่อสร้างโรงไฟฟ้า เพื่อให้โรงไฟฟ้าถูกเพิ่มลงในพื้นที่ที่อ่อนแอก่อน วิธีการดังกล่าวจะทำให้โรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ากระจายตัวกันตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ และลดโอกาสที่โรงไฟฟ้าจะไม่สามารถสร้างได้สำเร็จลงได้

วิธีการที่นำเสนอนี้ถูกทดสอบกับข้อมูลระบบทดสอบซึ่งเป็นระบบไฟฟ้าของประเทศไทยตามแนวทางการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2566 – 2580 โดยเกณฑ์เงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิที่กำหนดนั้นเป็นส่วนหนึ่งของแผนการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศไทยเพื่อให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนของสาขาการผลิตไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2593 ด้วยเกณฑ์เงื่อนไขดังกล่าวพร้อมทั้งแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกของประเทศไทยที่กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจำนวนมากเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเมื่อสิ้นสุดแผนที่ประมาณร้อยละ 50 ซึ่งถือว่าอยู่ในสัดส่วนที่สูงเมื่อเทียบกับผลการวางแผนจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยฉบับก่อนๆ

ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าเงื่อนไขที่พิจารณาเพิ่มเติมแต่ละเงื่อนไขทำให้วิธีการวางแผนที่นำเสนอเหมาะกับการนำไปใช้วางแผนขยายกำลังผลิตของระบบไฟฟ้าที่มีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนที่สูง โดยเงื่อนไขเชิงพื้นที่ทำให้สามารถกำหนดรูปแบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปรให้สอดคล้องกับสภาพภูมิอากาศของแต่ละพื้นที่ได้ และเงื่อนไขการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงโหลดทำให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานที่สามารถตอบสนองได้อย่างรวดเร็วเพียงพอที่จะรับมือกับความไม่

แน่นอนและความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันแปร นอกจากนี้วิธีการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานและการแยกโรงไฟฟ้าตัวเล็กกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันนอกจากกันยังทำให้การเพิ่มระบบกักเก็บพลังงานมีความหลากหลายมากขึ้น ทำให้สามารถปรับปริมาณระบบกักเก็บพลังงานในระบบให้สอดคล้องกับกำลังผลิตและรูปแบบการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่ในระบบ

จากผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอสามารถสร้างแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่จำเป็นต้องมีส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สูงได้และมีเกณฑ์การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิที่สอดคล้องกับเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ถึงแม้ว่าวิธีการดังกล่าวจะไม่สามารถหาคำตอบที่ดีที่สุด แต่เนื่องจากเงื่อนไขการวางแผนที่ทำให้คำตอบที่เป็นไปได้มีค่อนข้างจำกัด วิธีการประมาณที่นำเสนอจึงสามารถให้คำตอบที่ใกล้เคียงกับคำตอบที่ดีที่สุดได้โดยใช้ความพยายามในการคำนวณที่ต่ำกว่ามาก นอกจากนี้ผู้วิจัยยังได้พัฒนาฐานข้อมูลรวมถึงเครื่องมือสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานด้วยวิธีการที่นำเสนอเพื่อใช้เป็นเครื่องมือในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในอนาคต จากข้อมูลในบทที่ 6 จะเห็นว่าเครื่องมือที่พัฒนาขึ้นสามารถหาคำตอบของปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบทดสอบได้อย่างรวดเร็ว ทำให้สามารถปรับเปลี่ยนเงื่อนไขต่างๆ แล้วจัดทำแผนออกมาหลายๆ แผนเพื่อเป็นทางเลือกในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตามในการจัดทำแผนจริงก็ควรจะมีการตรวจสอบข้อจำกัดทางเทคนิคอื่นๆ ที่ยังไม่ได้พิจารณาในวิธีการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เช่น เสถียรภาพด้านแรงดันและความถี่ของระบบไฟฟ้า หรือระดับกระแสลัดวงจรในระบบไฟฟ้า

## 7.2 บทความที่ตีพิมพ์จากผลงานวิจัยที่พัฒนาขึ้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ในการทำงานวิจัยสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นได้มีการเขียนบทความทางวิชาการและส่งตีพิมพ์ในวารสารวิชาการด้วยจำนวน 4 ฉบับ ดังต่อไปนี้

1. R. Diewvilai and K. Audomvongseeree, "Generation Expansion Planning with Energy Storage Systems Considering Renewable Energy Generation Profiles and Full-Year Hourly Power Balance Constraints," *Energies*, vol. 14, no. 18, p. 5733, Sept. 2021, doi: 10.3390/en1418733.
2. R. Diewvilai and K. Audomvongseeree, "Possible Pathways toward Carbon Neutrality in Thailand's Electricity Sector by 2050 through the Introduction of H2 Blending in Natural Gas and Solar PV with BESS," *Energies*, vol. 15, no. 11, p. 3979, May 2022, doi: 10.3390/en15113979.

3. R. Diewvilai and K. Audomvongseeree, "Optimal Loss of Load Expectation for Generation Expansion Planning Considering Fuel Unavailability," *Energies*, vol. 15, no. 21, p. 7854, Oct. 2022, doi: 10.3390/en15217854.
4. S. Junlakarn, R. Diewvilai, and K. Audomvongseeree, "Stochastic Modeling of Renewable Energy Sources for Capacity Credit Evaluation," *Energies*, vol. 15, no. 14, p. 5103, Jul. 2022, doi: 10.3390/en15145103.

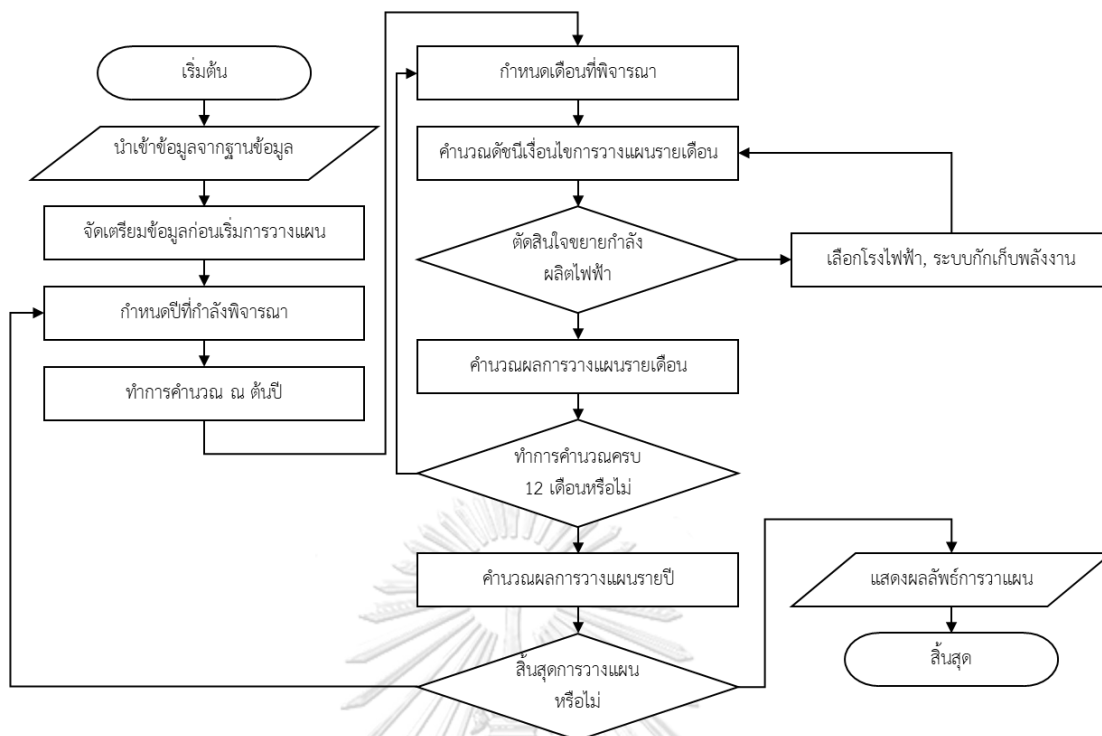
### 7.3 สรุปเทคนิคการพัฒนาเครื่องมือช่วยในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอรายละเอียดการทำงานของเครื่องมือช่วยในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า โดยจะนำวิธีการที่นำเสนอไว้ในบทที่ 3, 4 และ 5 ทั้งหมดมาใช้ในเครื่องมือที่จัดทำขึ้น ทั้งนี้ เนื้อหาในหัวข้อนี้จะเหมาะสำหรับผู้ที่สนใจในรายละเอียดการพัฒนาเครื่องมือช่วยในการจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้า หากผู้อ่านท่านใดสนใจเฉพาะในส่วนของทฤษฎีและวิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าก็สามารถข้ามเนื้อหาในส่วนนี้ไปได้

เพื่อให้สามารถทำการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอได้ ผู้วิจัยได้พัฒนาเครื่องมือสำหรับการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีที่นำเสนอ โดยตัวเครื่องมือนั้นสามารถอ่านฐานข้อมูลที่ไว้แล้วทำการคำนวณจากนั้นจึงส่งผลลัพธ์ออกมาเป็นไฟล์ที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ต่อได้ โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้:

- **ฐานข้อมูล**
  - รูปแบบไฟล์ \*.xlsx
  - ทำงานบนโปรแกรม MS Excel 365 หรือ MS Excel 2019
- **เครื่องมือคำนวณ**
  - รูปแบบไฟล์ \*.m
  - พัฒนาด้วยโปรแกรม MATLAB version R2022b
  - แก้ปัญหาโปรแกรมเชิงเส้นด้วยฟังก์ชัน "linprog" จาก MATLAB Optimization toolbox version 9.4
- **ผลลัพธ์การวางแผน**
  - รูปแบบไฟล์ \*.xlsb
  - ทำงานบนโปรแกรม MS Excel 365 หรือ MS Excel 2019

สำหรับขั้นตอนการทำงานของเครื่องมือที่พัฒนาขึ้นนั้นสามารถสรุปเป็นขั้นตอนใหญ่ๆ ได้ดังต่อไปนี้



ภาพที่ 7-1 ขั้นตอนการทำงานของเครื่องมือที่พัฒนาขึ้น

เนื้อหาอื่นๆ ในหัวข้อนี้จะแบ่งออกเป็น 9 ส่วน คือ การรับข้อมูลจากฐานข้อมูล, การจัดเตรียมข้อมูลก่อนเริ่มการวางแผน, การคำนวณ ณ ต้นปี, การคำนวณดัชนีเงื่อนไขการวางแผนรายเดือน, การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าและความจุระบบกักเก็บพลังงาน, การเลือกโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงาน, การจัดทำผลการวางแผนในแต่ละเดือน การจัดทำผลการวางแผนในแต่ละปี และการแสดงผลลัพธ์การวางแผน

### 7.3.1 การรับข้อมูลจากฐานข้อมูล

การรับข้อมูลจากฐานข้อมูลนั้นจะเป็นการนำเข้าข้อมูลจากฐานข้อมูลในรูปแบบไฟล์ \*.xlsx ที่จัดเตรียมไว้เข้าสู่ Workspace ของโปรแกรม MATLAB สำหรับเครื่องมือที่พัฒนาขึ้นนั้นจะมีเทคนิคการพัฒนาเครื่องมือที่ใช้ดังต่อไปนี้

- สำหรับข้อมูลของโหลดเพิ่มเติม โรงไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงาน และสายส่งระหว่างภูมิภาคที่ในตารางแต่ละบรรทัดจะเป็นข้อมูลของอุปกรณ์ 1 ชิ้น และในแต่ละคอลัมน์จะเป็นข้อมูลต่างๆ ของอุปกรณ์นั้น จะมีการประกาศชื่อให้กับแต่ละคอลัมน์ไว้ล่วงหน้าว่าข้อมูลในแต่ละคอลัมน์นั้นเป็นข้อมูลอะไร ดังตัวอย่างที่แสดงไว้ในตารางที่ 7-1 ทั้งนี้การเรียกใช้ข้อมูลจากชื่อคอลัมน์แทนการเรียกจากตัวเลขคอลัมน์จะสะดวกกว่าเนื่องจากไม่ต้องจำตัวเลขคอลัมน์ที่สับสนได้ง่าย นอกจากนี้ยังสะดวกในการแก้ไขโปรแกรมหากมีการปรับฐานข้อมูลและเพิ่มคอลัมน์ใหม่เข้าไปในฐานข้อมูล การเรียกข้อมูลจากคอลัมน์

ทำให้ไม่จำเป็นต้องแก้ไขโปรแกรมใหม่ทั้งหมด เพียงแต่เข้าไปแก้ไขส่วนที่เป็นการประกาศชื่อคอลัมน์ก็เพียงพอแล้ว ทั้งนี้ชื่อคอลัมน์ของโรงไฟฟ้า ระบบกักเก็บพลังงาน และสายส่งระหว่างภูมิภาคจะแตกต่างกัน จึงต้องประกาศไว้แยกกัน

ตารางที่ 7-1 ตัวอย่างการประกาศชื่อคอลัมน์ของข้อมูลโรงไฟฟ้า

คอลัมน์ที่	ประเภทข้อมูล	ชื่อคอลัมน์
1	หมายเลขอ้างอิง	ref
3	ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	f_nameE
19	กำลังผลิตตามสัญญา	cap

- การจัดเก็บข้อมูลลง Workspace ของโปรแกรม MATLAB นั้นจะต้องแยกประเภทของข้อมูลว่าเป็นตัวเลข (numerical data) ที่สามารถนำไปคำนวณต่อ หรือเป็นอักษร (text data) ที่ใช้ระบุชื่อหรือประเภท เนื่องจากข้อมูลที่ใช้นั้นมีจำนวนการ เพื่อให้สะดวกต่อการใช้งานจึงทำการจัดเก็บข้อมูลเดียวกันไว้ในรูปแบบ structure array โดยแยกข้อมูลที่เป็นตัวเลขและเป็นตัวหนังสือไว้ใน field ที่แยกกัน เพื่อให้สะดวกต่อการเรียกใช้และลดความซ้ำซ้อนในการตั้งชื่อข้อมูล

ในส่วนของการนำเข้าข้อมูลนั้นก็จะเป็นการนำเข้าข้อมูลที่ละประเภทแล้วบันทึกลง Workspace ตามลำดับเหมือนปกติ

### 7.3.2 การจัดเตรียมข้อมูลก่อนเริ่มการวางแผน

เมื่อนำเข้าข้อมูลจากฐานข้อมูลสู่ Workspace สำเร็จแล้ว ในขั้นต่อไปจะเป็นการจัดเตรียมข้อมูลก่อนเริ่มการวางแผน โดยข้อมูลที่ต้องจัดเตรียมนั้นจะประกอบไปด้วย:

- ข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงตลอดช่วงเวลาการวางแผน โดยจัดเตรียมตามวิธีการที่นำเสนอไว้ในภาพที่ 3-2
- ข้อมูลโหลดเพิ่มเติม โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน โดยทำการแปลงข้อมูลที่อยู่ในรูปตัวอักษร เช่น ประเภทโรงไฟฟ้า ประเภทเชื้อเพลิง ประเภทค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า ประเภทค่าองค์ประกอบความพึงพาได้ ภูมิภาค ฯลฯ ให้เป็นข้อมูลที่เป็นดัชนีเชิงตัวเลขหรือตรรกะ (Numerical or Logical Index) เพื่อให้ง่ายต่อการเรียกใช้งานหรือการคำนวณในอนาคต โดยอาจจะทำเมทริกซ์ของดัชนีเชิงตรรกะที่จำนวนแถวเท่ากับจำนวนโรงไฟฟ้าและจำนวนคอลัมน์เท่ากับประเภทที่จำแนกไว้ เพื่อใช้จำแนกข้อมูลโรงไฟฟ้าในอนาคต โดยนำเวกเตอร์ (Vector) ของข้อมูลที่ต้องการจำแนกไปคูณกับเมทริกซ์ดังกล่าว จะได้ข้อมูลที่ต้องการออกมาเป็นเวกเตอร์ของข้อมูลที่มีจำนวนคอลัมน์เท่ากับประเภทที่จำแนกไว้ แล้วนำเวกเตอร์ที่จำแนกไว้มาเรียงต่อกันเป็นตาราง

ของค่าตอบได้ วิธีการข้อต้นสามารถใช้ในการคำนวณระหว่างการวางแผน เช่น การหาสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า หรือใช้ในการจัดเตรียมผลการวางแผน เช่น การหาค่ากำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละเดือน เป็นต้น

- อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของทั้งปี ทำการหาค่าเฉลี่ยการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยไฟฟ้าในแต่ละปีเพื่อใช้กระจายเงินไอดังกล่าวในแต่ละเดือน ทั้งนี้ค่าความต้องการพลังงานที่นำมาหารจะต้องเป็นค่าความต้องการพลังงานสุทธิที่รวมผลของโหลดเพิ่มเติมแล้วจากแบบจำลองของโหลดที่จัดทำขึ้น ค่าอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของทั้งปีนี้จะใช้เป็นค่าอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าที่กำหนดให้เท่ากับค่าเฉลี่ยของทั้งปี
- พื้นที่ว่างใหม่สำหรับการสร้างโรงไฟฟ้าตัวเลือก เนื่องจากข้อมูลพื้นที่ว่างใหม่ที่กำหนดนั้นเป็นพื้นที่ว่างที่เพิ่มเข้ามาในแต่ละปี ก่อนเริ่มการคำนวณจึงจำเป็นต้องทำการรวมพื้นที่ว่างใหม่สุทธิ ณ ปีที่เริ่มการคำนวณก่อน

### 7.3.3 การคำนวณ ณ ต้นปี

ในขั้นตอนนี้จะเป็นการเริ่มทำการวางแผน โดยเมื่อกำหนดปีที่ต้องการพิจารณาแล้วก็จะเริ่มทำการคำนวณพารามิเตอร์รายปีต่างๆ ที่จะใช้ในการคำนวณดัชนีเงื่อนไขการวางแผนตลอดทั้งปี โดยพารามิเตอร์รายปีที่ทำการคำนวณมีดังต่อไปนี้

- ตาราง COPT ของสายส่งที่เชื่อมระหว่างภูมิภาคในปีที่พิจารณา ซึ่งจะใช้ในการประเมินความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่
- กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่สามารถส่งระหว่างภูมิภาคแต่ละภูมิภาคในปีที่พิจารณา โดยจะคำนวณภายใต้เงื่อนไขที่อาจมีสายส่งจำนวน 1 วงจรที่ไม่สามารถใช้งานได้ (N-1) โดยกำหนดให้สายส่งที่ไม่สามารถใช้งานได้คือสายส่งวงจรที่สามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้สูงที่สุด
- LCOE และต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบในปีที่พิจารณาโดยใช้วิธีการที่อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.3.6 เพื่อใช้ในการพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้า
- อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่สามารถเพิ่มเข้าสู่ระบบในปีที่พิจารณา โดยคำนวณจากอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงที่โรงไฟฟ้าใช้และค่าอัตราความร้อนของโรงไฟฟ้า เพื่อใช้ในการพิจารณาเลือกโรงไฟฟ้า
- แบ่งระดับโหลด ตามวิธีที่นำเสนอไว้ในหัวข้อ 4.1.1



- เกณฑ์เงื่อนไขอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยของทั้งปี โดยนำเกณฑ์เงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิทั้งปีมาเฉลี่ยด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ต้องผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าพลังน้ำด้วยสมการที่ (3.58) และ (3.59) แล้วใช้เกณฑ์เงื่อนไขดังกล่าวในการกำหนดเงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิในแต่ละเดือนตามปริมาณพลังงานที่ต้องผลิตจากโรงไฟฟ้าที่ไม่ใช่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

#### 7.3.4 การคำนวณดัชนีเงื่อนไขการวางแผนรายเดือน

เมื่อทำการคำนวณพารามิเตอร์รายปีเสร็จ ก็จะเป็นการกำหนดเดือนที่จะพิจารณาในปีที่กำลังพิจารณา และเริ่มคำนวณดัชนีเงื่อนไขการวางแผนรายเดือน โดยมีขั้นตอนสอดคล้องกับขั้นตอนการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอที่แสดงในภาพที่ 5-1 โดยมีขั้นตอนที่ต้องดำเนินการดังต่อไปนี้:

1. เลือกโรงไฟฟ้าที่อยู่ในระบบไฟฟ้า ณ เวลาก่อนการวางแผน
2. เพิ่มและปลดโรงไฟฟ้า, ระบบกักเก็บพลังงานที่มีแผนถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบและถูกปลด ณ เดือนและปีที่กำลังพิจารณา
3. คำนวณหรือเลือกพารามิเตอร์รายเดือนของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน ได้แก่:
  - ค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย
  - การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วย
  - องค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า
  - องค์ประกอบการพึ่งพาได้
  - กำลังไฟฟ้าเมื่อพิจารณาการเสื่อมประสิทธิภาพ
4. สร้างแบบจำลองของโหลดรายเดือน โดยปรับโหลดรายชั่วโมงที่จัดทำไว้ในขั้นตอนการเตรียมข้อมูลก่อนเริ่มการวางแผนด้วยข้อมูลโหลดเพิ่มเติมที่อยู่ในระบบไฟฟ้า ณ เดือนและปีที่กำลังพิจารณา
5. ประเมินพื้นที่ว่างสุทธิจากการเพิ่มและปลดโรงไฟฟ้าตามแผน
6. แบ่งโหลดรายเดือนออกเป็น 3 ระดับด้วยพารามิเตอร์ที่คำนวณจากการแบ่งโหลดเมื่อต้นปีโดยใช้สมการที่ (4.7)
7. แก้ปัญหาการส่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 3.3.3 หรือ 4.1.5 ขึ้นกับเงื่อนไขการวางแผนที่พิจารณา
8. ประเมินความเชื่อถือได้ของทั้งระบบไฟฟ้าตามวิธีการที่นำเสนอในหัวข้อ 3.3.2 และ 3.3.4 โดยมีเทคนิคเพิ่มเติมดังนี้

- การสร้าง COPT นั้นจะทำโดยการใช้ค่า FOR ของโรงไฟฟ้าโรงแรกสร้าง COPT 2 สถานะขึ้นมา จากนั้นจึงค่อยๆ เพิ่มโรงไฟฟ้าเข้าสู่ COPT ทีละโรงและเพิ่มจำนวนสถานะขึ้นเรื่อยๆ จนเพิ่มโรงไฟฟ้าครบทุกโรง
  - ลดจำนวนสถานะของ COPT ด้วยการปิดเศษ โดยใช้การปิดเศษของกำลังผลิตที่หายไปให้เหลือแต่สถานะที่มีกำลังผลิตหายไปเป็นจำนวนเต็มสิบ จากนั้นให้แบ่งความน่าจะเป็นของสถานะที่หายไปไปยังสถานะใกล้เคียงที่เหลืออยู่ตามอัตราส่วนแบบเชิงเส้น ทั้งนี้ในเครื่องมือที่พัฒนาขึ้นนี้จะปิดเศษของกำลังผลิตที่หายไปใน COPT ที่ใช้ประเมินความเชื่อถือได้ของทั้งระบบไฟฟ้าให้เป็นจำนวนเต็มสิบ
  - จากสมการที่ (3.61) จะเห็นว่าค่าการคำนวณ LOLE นั้นจะต้องทำการคำนวณเท่ากับจำนวนสถานะของ COPT ด้วยเหตุนี้ทำการปิดเศษก็จะทำให้สามารถลดระยะเวลาในการคำนวณลง
  - เนื่องจากค่า LOLE ที่คำนวณออกมานั้นเป็นค่า LOLE ของเดือนนั้นๆ แต่ค่า LOLE ที่ใช้ประเมินความเชื่อถือได้และตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้านั้นจะเป็นค่า LOLE ย้อนหลัง 12 เดือนรวมกัน ในการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าในปีแรกจึงต้องมีการประมาณค่า LOLE ย้อนหลัง โดยจะกำหนดให้ค่า LOLE ในทุกเดือนก่อนเริ่มทำการวางแผนย้อนไป 1 ปีมีค่าเท่ากับ LOLE ของเดือนแรกที่ทำกรวางแผน ทั้งนี้ค่า LOLE ที่กำหนดขึ้นนี้อาจจะต่ำกว่าความเป็นจริง แต่อย่างไรก็ตามในช่วงแรกของการจัดทำแผนนั้นยังไม่ควรมีโรงไฟฟ้าตัวเลือกถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบ ทั้งนี้เนื่องจากระบบไฟฟ้าต้องมีความเชื่อถือได้และมีกำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอที่จะจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในทุกชั่วโมงได้ นอกจากนี้การโรงไฟฟ้าใหม่ยังต้องใช้เวลาในการพัฒนาโครงการการกำหนดให้ค่า LOLE ต่ำไว้ก่อนจึงเหมาะสมแล้ว
9. ประเมินความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่ตามวิธีที่นำเสนอในหัวข้อ 4.2.3 โดยมีเทคนิคเพิ่มเติมดังนี้
- สำหรับ COPT ที่ใช้ประเมินความเชื่อถือได้เชิงพื้นที่นั้นจะปิดเศษของกำลังผลิตที่หายไปเป็นจำนวนเต็มร้อย
10. คำนวณดัชนีเงื่อนไขการวางแผนอื่นๆ ได้แก่:
- สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยใช้สมการที่ (3.63)
  - การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยใช้สมการที่ (3.65) และ (3.66)
  - กำลังผลิตที่งัดรวมในแต่ละระดับ โดยใช้สมการที่ (4.24)
  - พลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ ตามวิธีที่นำเสนอในหัวข้อ 3.3.7

### 7.3.5 การตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าและความจระบบกักเก็บพลังงาน

ขั้นตอนการตัดสินใจเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้านั้นจะทำตามวิธีที่อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.3.6, 4.1.4, 4.1.5 หรือ 5.1 ขึ้นกับเงื่อนไขการวางแผนที่พิจารณา ทั้งนี้ในเครื่องมือที่พัฒนาขึ้นนั้นจะนำดัชนีเชิงตรรกะของเงื่อนไขการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าและเงื่อนไขความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ามาและ (And) กันเพื่อพิจารณาว่าต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานหรือไม่ หากไม่ต้องเพิ่มก็ให้ข้ามไปยังขั้นตอนการคำนวณผลการวางแผนในแต่ละเดือน แต่หากพบว่าต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงาน ก็จะทำให้การเลือกโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานต่อไป

### 7.3.6 การเลือกโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือก

ขั้นตอนการตัดสินใจเลือกโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกนั้นจะทำตามวิธีที่ได้ อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.3.6, 3.3.8, 4.1.4, 4.1.5, 4.2.5, หรือ 5.2 ขึ้นกับเงื่อนไขการวางแผนที่พิจารณา เมื่อเพิ่มโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกเข้าสู่ระบบแล้วให้กลับไปยังขั้นตอนการคำนวณดัชนีเงื่อนไขการวางแผนรายเดือนเพื่อพิจารณาว่าระบบผลิตไฟฟ้าที่กำลังผลิตไฟฟ้าเพียงพอหรือไม่อีก ครั้ง

### 7.3.7 การจัดทำผลการวางแผนในแต่ละเดือน

เมื่อพบว่าระบบผลิตไฟฟ้ามีกำลังผลิตไฟฟ้า ณ เดือนและปีที่พิจารณาเพียงพอสำหรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดในทุกชั่วโมงและมีความเชื่อถือได้ตามเกณฑ์แล้ว ในขั้นตอนต่อไปจะเป็นการจัดทำผลการวางแผนรายเดือนเพื่อใช้เป็นข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มต้นในเดือนถัดไปรวมถึงเป็นผลลัพธ์การวางแผน ซึ่งผลการวางแผนในแต่ละเดือนที่ต้องเตรียมจะมีดังต่อไปนี้

- โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่อยู่ในระบบไฟฟ้าเมื่อสิ้นสุดเดือนและปีที่พิจารณา
- โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่เข้าสู่ระบบในเดือนและปีนี้
- โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานที่ถูกปลดออกจากระบบในเดือนและปีนี้
- โรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกที่ถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบในเดือนและปีนี้
- โควตาการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เหลืออยู่ เพื่อส่งต่อให้เดือนถัดไป
- ความต้องการพลังงานสุทธิ ทั้งประเทศและรายพื้นที่
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ทั้งประเทศและรายพื้นที่
- กำลังผลิตติดตั้งรวม ทั้งประเทศและรายพื้นที่
- กำลังผลิตพึ่งได้รวม ทั้งประเทศและรายพื้นที่
- ความจระบบกักเก็บพลังงาน ทั้งประเทศและรายพื้นที่
- พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด ทั้งประเทศและรายพื้นที่

- การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิ
- อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย
- พลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้
- การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ทั้งประเทศและรายพื้นที่
- ต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้า
- ต้นทุนค่าไฟฟ้าคงที่
- ต้นทุนค่าไฟฟ้าทั้งหมด
- ตัวอย่างการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าใน 1 สัปดาห์ที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด
- จำนวนรอบที่ระบบกักเก็บพลังงานทำงานในเดือนและปีที่พิจารณา
- พลังงานที่ระบบกักเก็บพลังงานจ่าย
- ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้ายับ
- ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง
- ดัชนีความเชื่อถือได้เชิงภูมิภาค
- กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ส่งผ่านสายส่งระหว่างภูมิภาค
- ผลลัพธ์การเปรียบเทียบแบบอื่นๆ ที่กำหนด

เนื่องจากในเครื่องมือที่พัฒนาขึ้นนั้นสามารถกำหนดให้โรงไฟฟ้าบางโรงมีค่าพลังงานเท่ากับ ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ทำให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในเดือนและปีที่พิจารณาคำนวณได้จากสมการที่ (7.1)

$$Avg\ Cost = \frac{(Avg\ Cost \times En_{avg}) + TC_1}{En_{avg} + En_1} \quad (7.1)$$

โดย

*Avg Cost* ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในเดือนและปีที่พิจารณา (บาท)

*En<sub>avg</sub>* พลังงานที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าที่กำหนดให้ค่าพลังงานเท่ากับต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

*TC<sub>1</sub>* ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดจากโรงไฟฟ้าอื่นๆ (บาท)

*En<sub>1</sub>* พลังงานที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าอื่นๆ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

จากสมการที่ (7.1) สามารถจัดรูปโดยย้ายตัวแปร *Avg Cost* ให้อยู่ฝั่งเดียวกัน จะสามารถกำจัดตัวแปร *En<sub>avg</sub>* ออกไปได้ จะสามารถคำนวณต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยได้จากสมการ (7.2)

$$Avg\ Cost - \frac{Avg\ Cost \times En_{avg}}{En_{avg} + En_1} = \frac{TC_1}{En_{avg} + En_1}$$

$$\begin{aligned}
 Avg\ Cost \times \left( \frac{1 - En_{avg}}{En_{avg} + En_1} \right) &= \frac{TC_1}{En_{avg} + En_1} \\
 Avg\ Cost \times \left( \frac{En_{avg} + En_1 - En_{avg}}{En_{avg} + En_1} \right) &= \frac{TC_1}{En_{avg} + En_1} \\
 Avg\ Cost \times \left( \frac{En_1}{En_{avg} + En_1} \right) &= \frac{TC_1}{En_{avg} + En_1} \\
 Avg\ Cost &= \frac{TC_1}{En_1} \quad (7.2)
 \end{aligned}$$

ด้วยเหตุนี้ในการคำนวณต้นทุนค่าไฟฟ้าทั้งหมดจะกำหนดให้โรงไฟฟ้าเหล่านี้มีต้นทุนค่าไฟฟ้าเท่ากับศูนย์ และไม่นำพลังงานที่โรงไฟฟ้าเหล่านี้ผลิตมาใช้ในการคำนวณต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย

### 7.3.8 การจัดทำผลการวางแผนในแต่ละปี

เมื่อทำการวางแผนครบทั้ง 12 เดือน จะได้ผลการวางแผนของทั้ง 12 เดือนออกมา ในขั้นตอนต่อไปจะเป็นการจัดทำผลการวางแผนในแต่ละปี ซึ่งผลการวางแผนในแต่ละปีที่ต้องเตรียมจะมีดังต่อไปนี้

- ความต้องการพลังงานสุทธิ ทั้งประเทศและรายพื้นที่ ได้จากผลรวมความต้องการพลังงานสุทธิของทั้ง 12 เดือน
- ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ทั้งประเทศและรายพื้นที่ ได้จากค่าสูงสุดของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายเดือน
- กำลังผลิตไฟฟ้า ทั้งประเทศและรายพื้นที่ ได้จากค่ากำลังผลิตไฟฟ้า ณ เดือนธันวาคมของปีที่พิจารณา
- กำลังผลิตติดตั้งรวม ทั้งประเทศและรายพื้นที่ ได้จากค่ากำลังผลิตติดตั้งรวม ณ เดือนธันวาคมของปีที่พิจารณา
- กำลังผลิตพึงได้รวม ทั้งประเทศและรายพื้นที่ ได้จากค่ากำลังผลิตพึงได้รวม ณ เดือนที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา
- ความจุระบบกักเก็บพลังงาน ทั้งประเทศและรายพื้นที่ ได้จากค่าความจุระบบกักเก็บพลังงาน ณ เดือนธันวาคม
- พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมด ทั้งประเทศและรายพื้นที่ ได้จากผลรวมพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตทั้งหมดของทั้ง 12 เดือน
- การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิ ได้จากผลรวมการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิของทั้ง 12 เดือน

- อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ย คำนวณจากการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิและความต้องการใช้พลังงานสุทธิ
- พลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ ได้จากผลรวมพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ของทั้ง 12 เดือน
- การใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ทั้งประเทศและรายพื้นที่ ได้จากผลรวมสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของทั้ง 12 เดือน
- ต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้า ได้จากผลรวมต้นทุนค่าพลังงานไฟฟ้าของทั้ง 12 เดือน
- ต้นทุนค่าไฟฟ้าคงที่ ได้จากผลรวมต้นทุนค่าไฟฟ้าคงที่ของทั้ง 12 เดือน
- ต้นทุนค่าไฟฟ้าทั้งหมด ได้จากผลรวมต้นทุนค่าไฟฟ้าทั้งหมดของทั้ง 12 เดือน
- ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ย คำนวณจากสมการที่ (7.2)
- ตัวอย่างการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าใน 1 สัปดาห์ที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ได้จากตัวอย่างการจัดสรรกำลังผลิตไฟฟ้าของเดือนที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด
- พลังงานที่ระบบกักเก็บพลังงานจ่าย ได้จากผลรวมพลังงานที่ระบบกักเก็บพลังงานจ่ายของทั้ง 12 เดือน
- ดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้ายดับ ได้จากผลรวมดัชนีโอกาสเกิดไฟฟ้ายดับของทั้ง 12 เดือน
- ดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง ได้จากดัชนีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองของเดือนที่มีค่าต่ำที่สุด
- ดัชนีความเชื่อถือได้เชิงภูมิภาค
- กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ส่งผ่านสายส่งระหว่างภูมิภาค ได้จากค่าสูงสุดที่เกิดขึ้นใน 12 เดือน
- ผลลัพธ์การเปรียบเทียบแบบอื่นๆ ที่กำหนด

### 7.3.9 การแสดงผลลัพธ์การวางแผน

เมื่อทำการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าจนครบตลอดช่วงระยะเวลาการวางแผนและจัดทำผลลัพธ์การวางแผนเสร็จสิ้นแล้ว ขั้นตอนสุดท้ายจะเป็นการแสดงผลลัพธ์การวางแผน โดยเครื่องมือที่พัฒนาขึ้นนี้จะแสดงผลลัพธ์การวางแผนในรูปแบบไฟล์ \*.xlsb โดยมีการจัดเตรียมตารางและกราฟเปรียบเทียบต่างๆ เอาไว้ล่วงหน้า แล้วเมื่อวางข้อมูลผลลัพธ์การวางแผนลงในตำแหน่งที่กำหนดไว้ก็จะทำให้ได้กราฟเปรียบเทียบที่ต้องการออกมาได้ทันที อย่างไรก็ตามเนื่องจากข้อมูลผลลัพธ์การวางแผนสำหรับหนึ่งกรณีศึกษาจะเก็บแยกเอาไว้ในไฟล์หนึ่งไฟล์ จึงไม่สามารถแสดงผลลัพธ์การวางแผนที่เป็นการเปรียบเทียบระหว่างสองกรณีศึกษาขึ้นไปได้โดยอัตโนมัติ โดยการเปรียบเทียบผลการวางแผนตั้งแต่ 2 กรณีขึ้นไปจะต้องทำการแสดงผลลัพธ์ขึ้นมาใหม่เอง

#### 7.4 บทวิเคราะห์และข้อเสนอแนะ

ถึงแม้วิธีการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะสามารถจัดทำแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้าตามวัตถุประสงค์ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ แต่ผลลัพธ์ของการวางแผนที่ได้นั้นก็ไม่ได้รับรองว่าเป็นผลลัพธ์การวางแผนที่เป็นไปตามวัตถุประสงค์ของการวางแผน นั่นคือระบบผลิตไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุด เนื่องจากวิธีการที่นำเสนอเป็นขั้นตอนวิธีแบบละโมภ (Greedy Algorithm) ซึ่งจะพยายามหาทางเลือกที่ทำให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้า ณ เวลาที่พิจารณาต่ำที่สุดเท่านั้นโดยไม่ได้พิจารณาช่วยเวลาการวางแผนที่เหลือ อย่างไรก็ตามปัญหาการวางแผนขยายกำลังผลิตไฟฟ้านั้นในความเป็นจริงก็ไม่ได้มีทางเลือกในการวางแผนมากนัก ทำให้ผลลัพธ์การวางแผนด้วยวิธีที่นำเสนอยิ่งใกล้เคียงกับผลลัพธ์ที่ให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุดที่เป็นไปได้ โดยแลกกับความสามารถในการแก้ปัญหาที่ซับซ้อนโดยใช้ความพยายามในการคำนวณที่สูงขึ้น ทำให้สามารถแก้ปัญหาหลายแบบและสร้างทางเลือกในการขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่หลากหลายได้

วิธีการที่นำเสนอยังมีข้อจำกัดเกี่ยวกับการกำหนดโรงไฟฟ้าตัวเลือกโดยโรงไฟฟ้าตัวเลือกที่กำหนดจะต้องสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตลอดเวลา ทำให้กรณีที่โรงไฟฟ้าทางเลือกเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนก็ต้องเพิ่มโรงไฟฟ้าทางเลือกดังกล่าวพร้อมกับระบบกักเก็บพลังงานคู่กัน ทำให้สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตัวเลือกต่อปริมาณกักเก็บของระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกนี้จะมีค่าคงที่เสมอ

ถึงแม้ว่าสัดส่วนดังกล่าวอาจจะเปลี่ยนไปจากวิธีการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานและวิธีการแยกโรงไฟฟ้าตัวเลือกกับระบบกักเก็บพลังงานที่ติดตั้งพร้อมกันออกจากกันที่เพิ่มเข้ามา แต่การตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นก็เป็นวิธีการตัดสินใจโดยใช้เงื่อนไขดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ ไม่ได้พิจารณาจากต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เป็นวัตถุประสงค์ของการวางแผน และไม่ได้เปรียบเทียบการเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานกับโรงไฟฟ้าตัวเลือกอื่นๆ ทำให้ยังมีข้อจำกัดในการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงาน และอาจทำให้ผลลัพธ์การวางแผนไม่ใช่คำตอบที่ให้ต้นทุนค่าไฟฟ้าต่ำที่สุด ด้วยเหตุนี้หากสามารถพัฒนาวิธีการตัดสินใจเพิ่มโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานร่วมกันโดยเปรียบเทียบดัชนีตัวเดียวกัน เช่น ต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ หรือต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น จะทำให้ได้ผลลัพธ์การวางแผนที่สอดคล้องกับวัตถุประสงค์การวางแผนมากยิ่งขึ้น ซึ่งการจะประเมินต้นทุนค่าไฟฟ้าของระบบกักเก็บพลังงานนั้นจำเป็นต้องมีทราบว่าไฟฟ้าหน่วยที่ใช้อัดประจุระบบกักเก็บพลังงานนั้นผลิตจากโรงไฟฟ้าใดและมีต้นทุนต่อหน่วยเท่าไร ซึ่งประเด็นดังกล่าวยังไม่ถูกพิจารณาในงานวิจัยที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

การกำหนดเกณฑ์ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ยังคงมีจุดที่ปรับปรุงให้ดีขึ้นได้ โดยอาจหาวิธีการประเมินค่าดัชนีดังกล่าวที่เหมาะสมที่สุดเนื่องจากการกำหนดตัวเลขร้อยละ 15 ใน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นั้นเป็นการกำหนดด้วยวิธีเชิงตัดสินใจ นอกจากนี้ตัวอย่างของดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ในปี 6-26 นั้นจะเห็นว่าดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้นั้นจะมีค่าลดลงเมื่อเกณฑ์เงื่อนไขการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงในแต่ละปี ด้วยเหตุนี้การกำหนดเกณฑ์ซึ่งเป็นค่าร้อยละกับความต้องการใช้ไฟฟ้าให้เป็นเกณฑ์คงที่อาจจะยังไม่ใช่วิธีที่ดีที่สุด โดยอาจจะเปลี่ยนจากการใช้เกณฑ์ที่เป็นค่าร้อยละกับความต้องการใช้ไฟฟ้าให้เป็นเกณฑ์ค่าสมบูรณ์อื่นๆ เช่น พลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ และอาจกำหนดให้เกณฑ์ดังกล่าวเปลี่ยนแปลงตามปีที่ทำการวางแผนหรือเปลี่ยนตามเงื่อนไขอื่นๆ เป็นต้น ซึ่งจำเป็นต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมต่อไป

นอกจากนี้วิธีการเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอในข้างต้นยังค่อนข้างอ่อนไหว กล่าวคือ ด้วยเงื่อนไขการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานที่กำหนดไว้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ หากกำหนดเกณฑ์การตัดสินใจไม่เหมาะสม เช่น กำหนดให้เกณฑ์ดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้ต่ำเกินไป ก็มีโอกาสที่จะมีระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกจำนวนมากถูกเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจนมีปริมาณกักเก็บในระบบมากเกินไป ทั้งนี้เนื่องจากวิธีการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะให้พิจารณาการเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานก่อนการเพิ่มโรงไฟฟ้า ด้วยเหตุนี้วิธีการตัดสินใจเพิ่มเฉพาะระบบกักเก็บพลังงานจึงยังสามารถพัฒนาให้รัดกุมกว่านี้ได้ หากมีการนำวิธีการวางขยายกำลังผลิตไฟฟ้าที่นำเสนอในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไปพัฒนาต่อ

สุดท้ายนี้ เนื่องจากดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้นั้นจะคำนวณเป็นรายเดือน ด้วยเหตุนี้ในช่วงของปีที่โหลดต่ำมักจะมีดัชนีพลังงานไฟฟ้าสำรองที่นำมาใช้ได้สูงกว่าช่วงเวลาที่โหลดสูงเนื่องจากตัวหารที่น้อย หากสามารถพัฒนาแบบจำลองระบบกักเก็บพลังงานแบบที่สามารถกักเก็บพลังงานในระยะยาวข้ามฤดูกาล (Seasonal Energy Storage) ก็จะทำให้สามารถนำพลังงานไฟฟ้าในช่วงดังกล่าวมาใช้จ่ายโหลดในช่วงที่โหลดสูงได้ ทำให้สามารถลดการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มรวมถึงสามารถนำพลังงานไฟฟ้าที่อาจจะถูกตัดทอนในช่วงเวลาที่โหลดต่ำมาใช้ประโยชน์ได้



## บรรณานุกรม

- [1] S. Nie, Z. C. Huang, G. H. Huang, L. Yu, and J. Liu, "Optimization of electric power systems with cost minimization and environmental-impact mitigation under multiple uncertainties," *Applied Energy*, vol. 221, pp. 249-267, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.194.
- [2] N. E. Koltsaklis and A. S. Dagoumas, "State-of-the-art generation expansion planning: A review," *Applied Energy*, vol. 230, pp. 563-589, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.08.087.
- [3] V. Oree, S. Z. Sayed Hassen, and P. J. Fleming, "Generation expansion planning optimisation with renewable energy integration: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 790-803, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.120.
- [4] International Panel of Climate Change. "Global Warming of 1.5 C." International Panel of Climate Change. <https://www.ipcc.ch/sr15/> (accessed December 30, 2021).
- [5] United Nation Climate Change. "Glasgow Climate Pact." [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cop26\\_auv\\_2f\\_cover\\_decision.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cop26_auv_2f_cover_decision.pdf) (accessed December 30, 2021).
- [6] A. Belderbos and E. Delarue, "Accounting for flexibility in power system planning with renewables," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 71, pp. 33-41, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2015.02.033.
- [7] P. Massé and R. Gibrat, "Application of Linear Programming to Investments in the Electric Power Industry," *Management Science*, vol. 3, no. 2, pp. 149-166, 1957. [Online]. Available: <http://www.jstor.org/stable/2627046>.
- [8] N. E. Koltsaklis, A. S. Dagoumas, G. M. Kopanos, E. N. Pistikopoulos, and M. C. Georgiadis, "A spatial multi-period long-term energy planning model: A case study of the Greek power system," *Applied Energy*, vol. 115, pp. 456-482, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.10.042.
- [9] N. E. Koltsaklis and M. C. Georgiadis, "A multi-period, multi-regional generation

- expansion planning model incorporating unit commitment constraints," *Applied Energy*, vol. 158, pp. 310-331, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.08.054.
- [10] M. Wierzbowski, W. Lyzwa, and I. Musial, "MILP model for long-term energy mix planning with consideration of power system reserves," *Applied Energy*, vol. 169, pp. 93-111, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.003.
- [11] O. J. Guerra, D. A. Tejada, and G. V. Reklaitis, "An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems," *Applied Energy*, vol. 170, pp. 1-21, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.014.
- [12] A. Afful-Dadzie, E. Afful-Dadzie, I. Awudu, and J. K. Banuro, "Power generation capacity planning under budget constraint in developing countries," *Applied Energy*, vol. 188, pp. 71-82, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.11.090.
- [13] C. F. Heuberger, E. S. Rubin, I. Staffell, N. Shah, and N. Mac Dowell, "Power capacity expansion planning considering endogenous technology cost learning," *Applied Energy*, vol. 204, pp. 831-845, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.07.075.
- [14] X. Chen, J. Lv, M. B. McElroy, X. Han, C. P. Nielsen, and J. Wen, "Power System Capacity Expansion Under Higher Penetration of Renewables Considering Flexibility Constraints and Low Carbon Policies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6240-6253, 2018, doi: 10.1109/tpwrs.2018.2827003.
- [15] D. Quiroga, E. Sauma, and D. Pozo, "Power system expansion planning under global and local emission mitigation policies," *Applied Energy*, vol. 239, pp. 1250-1264, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.02.001.
- [16] P. A. Trotter, N. J. Cooper, and P. R. Wilson, "A multi-criteria, long-term energy planning optimisation model with integrated on-grid and off-grid electrification – The case of Uganda," *Applied Energy*, vol. 243, pp. 288-312, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.178.
- [17] C. Opathella, A. Elkasrawy, A. Adel Mohamed, and B. Venkatesh, "MILP formulation for generation and storage asset sizing and siting for reliability constrained system planning," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 116, 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105529.
- [18] N. Zhang, Z. Hu, B. Shen, G. He, and Y. Zheng, "An integrated source-grid-load

- planning model at the macro level: Case study for China's power sector," *Energy*, vol. 126, pp. 231-246, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.03.026.
- [19] R. Hemmati, H. Saboori, and M. A. Jirdehi, "Multistage generation expansion planning incorporating large scale energy storage systems and environmental pollution," *Renewable Energy*, vol. 97, pp. 636-645, 2016, doi: 10.1016/j.renene.2016.06.020.
- [20] B. Alizadeh and S. Jadid, "A dynamic model for coordination of generation and transmission expansion planning in power systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 65, pp. 408-418, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.10.007.
- [21] R. R. Booth, "Optimal Generation Planning Considering Uncertainty," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-91, no. 1, pp. 70-77, 1972, doi: 10.1109/TPAS.1972.293292.
- [22] S. Ching-Tzong, L. Guor-Rurng, and C. Jiann-Jung, "Long-term generation expansion planning employing dynamic programming and fuzzy techniques," in *Proceedings of IEEE International Conference on Industrial Technology 2000 (IEEE Cat. No.00TH8482)*, 19-22 Jan. 2000 2000, vol. 1, pp. 644-649 vol.2, doi: 10.1109/ICIT.2000.854244.
- [23] N. Neshat and M. R. Amin-Naseri, "Cleaner power generation through market-driven generation expansion planning: an agent-based hybrid framework of game theory and Particle Swarm Optimization," *Journal of Cleaner Production*, vol. 105, pp. 206-217, 2015, doi: 10.1016/j.jclepro.2014.10.083.
- [24] N. Gupta, R. Shekhar, and P. K. Kalra, "Computationally efficient composite transmission expansion planning: A Pareto optimal approach for techno-economic solution," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 63, pp. 917-926, 2014, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.05.070.
- [25] N. Gupta, M. Khosravy, N. Patel, and T. Senjyu, "A Bi-Level Evolutionary Optimization for Coordinated Transmission Expansion Planning," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 48455-48477, 2018, doi: 10.1109/access.2018.2867954.
- [26] A. Davoodi, A. R. Abbasi, and S. Nejatian, "Multi-objective techno-economic generation expansion planning to increase the penetration of distributed

- generation resources based on demand response algorithms," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 138, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107923.
- [27] C. Vrionis, V. Tsalavoutis, and A. Tolis, "A Generation Expansion Planning model for integrating high shares of renewable energy: A Meta-Model Assisted Evolutionary Algorithm approach," *Applied Energy*, vol. 259, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114085.
- [28] V. Oree, S. Z. Sayed Hassen, and P. J. Fleming, "A multi-objective framework for long-term generation expansion planning with variable renewables," *Applied Energy*, vol. 253, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113589.
- [29] O. H. Abdalla, L. Smieeee, M. A. A. Adma, and A. S. Ahmed, "Two-stage robust generation expansion planning considering long- and short-term uncertainties of high share wind energy," *Electric Power Systems Research*, vol. 189, 2020, doi: 10.1016/j.eprsr.2020.106618.
- [30] O. H. Abdalla, M. A. Abu Adma, and A. S. Ahmed, "Generation expansion planning under correlated uncertainty of mass penetration renewable energy sources," *IET Energy Systems Integration*, vol. 2, no. 3, pp. 273-281, 2020, doi: 10.1049/iet-esi.2020.0008.
- [31] L. Gacitua *et al.*, "A comprehensive review on expansion planning: Models and tools for energy policy analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 98, pp. 346-360, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.08.043.
- [32] A. Wyrwa, W. Suwała, M. Pluta, M. Raczyński, J. Zyśk, and S. Tokarski, "A new approach for coupling the short- and long-term planning models to design a pathway to carbon neutrality in a coal-based power system," *Energy*, vol. 239, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.122438.
- [33] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*. Pitman Advanced Publishing Program, 1984.
- [34] Korea Power Exchange. "The 7th Basic Plan for Long-term Electricity Supply and Demand (2015 - 2029)."  
<https://www.kpx.or.kr/eng/selectBbsNttView.do?key=328&bbsNo=199&nttNo=14>

- [547](#) (accessed August 31, 2021).
- [35] Suruhanjaya Tenaga Energy Commission. "Peninsular Malaysia Electricity Supply Industry Outlook 2019." [https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/106/Peninsular\\_Malaysia\\_Electricity\\_Supply\\_Industry\\_Outlook\\_2019\\_compressed.pdf](https://www.st.gov.my/en/contents/files/download/106/Peninsular_Malaysia_Electricity_Supply_Industry_Outlook_2019_compressed.pdf) (accessed Aug 31, 2021).
- [36] คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. "มติการประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2564 (ครั้งที่ 154)." <http://www.eppo.go.th/index.php/th/component/k2/item/17213-nepc-prayut04-08-64> (accessed November 26, 2022).
- [37] North American Electric Reliability Corporation (NERC). "2021 Long-Term Reliability Assessment." [https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability\\_Assessments\\_DL/NERC\\_LTRA\\_2021.pdf](https://www.nerc.com/pa/RAPA/ra/Reliability_Assessments_DL/NERC_LTRA_2021.pdf) (accessed June 12, 2022).
- [38] ธ. จงพิพัฒน์มงคล, "การกำหนดขนาดกำลังผลิตสำรองที่เหมาะสมสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย," วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2017.
- [39] J. Aghaei, M. A. Akbari, A. Roosta, and A. Baharvandi, "Multiobjective generation expansion planning considering power system adequacy," *Electric Power Systems Research*, vol. 102, pp. 8-19, 2013, doi: 10.1016/j.epsr.2013.04.001.
- [40] D. Pudjianto, M. Aunedi, P. Djapic, and G. Strbac, "Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity Systems," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 1098-1109, 2014, doi: 10.1109/tsg.2013.2282039.
- [41] R. Hanna, V. R. Disfani, H. V. Haghi, D. G. Victor, and J. Kleissl, "Improving estimates for reliability and cost in microgrid investment planning models," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 11, no. 4, 2019, doi: 10.1063/1.5094426.
- [42] ศ. วงษ์สุรไพฑูรย์, "การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่และการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด," วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2016.
- [43] B. Hua, R. Baldick, and J. Wang, "Representing Operational Flexibility in

- Generation Expansion Planning Through Convex Relaxation of Unit Commitment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 2, pp. 2272-2281, 2018, doi: 10.1109/tpwrs.2017.2735026.
- [44] R. Diewvilai and K. Audomvongseree, "Generation Expansion Planning with Energy Storage Systems Considering Renewable Energy Generation Profiles and Full-Year Hourly Power Balance Constraints," *Energies*, vol. 14, no. 18, 2021, doi: 10.3390/en14185733.
- [45] B. S. Palmintier and M. D. Webster, "Impact of Operational Flexibility on Electricity Generation Planning With Renewable and Carbon Targets," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 672-684, 2016, doi: 10.1109/tste.2015.2498640.
- [46] S. Pereira, P. Ferreira, and A. I. F. Vaz, "Generation expansion planning with high share of renewables of variable output," *Applied Energy*, vol. 190, pp. 1275-1288, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.01.025.
- [47] K. Poncelet, E. Delarue, and W. D'haeseleer, "Unit commitment constraints in long-term planning models: Relevance, pitfalls and the role of assumptions on flexibility," *Applied Energy*, vol. 258, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113843.
- [48] J. Johnston, R. Henriquez-Auba, B. Maluenda, and M. Fripp, "Switch 2.0 A modern platform for planning high-renewable power systems," *SoftwareX*, vol. 10, p. 100251, 2019, doi: 10.1016/j.softx.2019.100251.
- [49] A. F. Abdin, A. Caunhye, E. Zio, and M.-A. Cardin, "Optimizing generation expansion planning with operational uncertainty: A multistage adaptive robust approach," *Applied Energy*, vol. 306, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.118032.
- [50] A. Soares, A. Street, T. Andrade, and J. D. Garcia, "An Integrated Progressive Hedging and Benders Decomposition With Multiple Master Method to Solve the Brazilian Generation Expansion Problem," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, no. 5, pp. 4017-4027, 2022, doi: 10.1109/tpwrs.2022.3141993.
- [51] D. A. Tejada-Arango, G. Morales-Espana, S. Wogrin, and E. Centeno, "Power-Based Generation Expansion Planning for Flexibility Requirements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, no. 3, pp. 2012-2023, 2020, doi: 10.1109/tpwrs.2019.2940286.

- [52] M. Navia, R. Orellana, S. Zaráte, M. Villazón, S. Balderrama, and S. Quoilin, "Energy Transition Planning with High Penetration of Variable Renewable Energy in Developing Countries: The Case of the Bolivian Interconnected Power System," *Energies*, vol. 15, no. 3, 2022, doi: 10.3390/en15030968.
- [53] H. Park and R. Baldick, "Multi-year stochastic generation capacity expansion planning under environmental energy policy," *Applied Energy*, vol. 183, pp. 737-745, 2016, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.08.164.
- [54] C. G. Min, J. K. Park, D. Hur, and M. K. Kim, "A risk evaluation method for ramping capability shortage in power systems," *Energy*, vol. 113, pp. 1316-1324, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.03.023.
- [55] J. Li *et al.*, "Robust Coordinated Transmission and Generation Expansion Planning Considering Ramping Requirements and Construction Periods," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 268-280, 2018, doi: 10.1109/tpwrs.2017.2687318.
- [56] N. K. Dhaliwal, F. Bouffard, and M. J. O'Malley, "A Fast Flexibility-Driven Generation Portfolio Planning Method for Sustainable Power Systems," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 12, no. 1, pp. 368-377, 2021, doi: 10.1109/tste.2020.2998408.
- [57] M. Moradi-Sepahvand and T. Amraee, "Integrated expansion planning of electric energy generation, transmission, and storage for handling high shares of wind and solar power generation," *Applied Energy*, vol. 298, 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117137.
- [58] J. Xu *et al.*, "Two-Layer Generation Expansion Planning Based on Flexibility Balance," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 2597-2609, 2023, doi: 10.1109/access.2023.3234435.
- [59] A. Salimi-beni, D. Farrokhzad, M. Fotuhi-Firuzabad, and S. Alemohammad, "A New Approach to Determine Base, Intermediate and Peak-Demand in an Electric Power System," presented at the 2006 International Conference on Power System Technology, 2006.
- [60] Z. Guo *et al.*, "A multi-region load dispatch model for the long-term optimum planning of China's electricity sector," *Applied Energy*, vol. 185, pp. 556-572,

- 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.132.
- [61] D. S. Pereira and A. C. Marques, "How should price-responsive electricity tariffs evolve? An analysis of the German net demand case," *Utilities Policy*, vol. 66, 2020, doi: 10.1016/j.jup.2020.101079.
- [62] D. S. Pereira and A. C. Marques, "An analysis of the interactions between daily electricity demand levels in France," *Utilities Policy*, vol. 76, 2022, doi: 10.1016/j.jup.2022.101368.
- [63] A. F. Alrasheedi, K. A. Alnowibet, and A. M. Alshamrani, "A unit commitment based-co-optimization of generation and transmission expansion planning to mitigate market power," *Electric Power Systems Research*, vol. 214, 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108860.
- [64] L. Maulén, M. Castro, Á. Lorca, and M. Negrete-Pincetic, "Optimization-based expansion planning for power and hydrogen systems with feedback from a unit commitment model," *Applied Energy*, vol. 343, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121207.
- [65] L. Lyrio de Oliveira, C. de Oliveira Ribeiro, and M. Qadrdan, "Analysis of electricity supply and demand intra-annual dynamics in Brazil: A multi-period and multi-regional generation expansion planning model," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 137, 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107886.
- [66] ช. ไชยวุฒิเทพารักษ์, "การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าโดยพิจารณาเงื่อนไขเชิงพื้นที่," วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2013.
- [67] K. Phillips, J. A. Moncada, H. Ergun, and E. Delarue, "Spatial representation of renewable technologies in generation expansion planning models," *Applied Energy*, vol. 342, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121092.
- [68] H. Saber, M. Moeini-Aghtaie, and M. Ehsan, "Developing a multi-objective framework for expansion planning studies of distributed energy storage systems (DESSs)," *Energy*, vol. 157, pp. 1079-1089, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.06.081.
- [69] W. Dai, B. Shi, D. Zhang, H. Goh, H. Liu, and J. Li, "Incorporating External Flexibility in Generation Expansion Planning," *IEEE Transactions on Power*



- Systems*, vol. 36, no. 6, pp. 5959-5962, 2021, doi: 10.1109/tpwrs.2021.3101700.
- [70] H. Gomez-Villarreal, M. Canas-Carreton, R. Zarate-Minano, and M. Carrion, "Generation Capacity Expansion Considering Hydrogen Power Plants and Energy Storage Systems," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 15525-15539, 2023, doi: 10.1109/access.2023.3244343.
- [71] Ayesha, M. Numan, M. F. Baig, and M. Yousif, "Reliability evaluation of energy storage systems combined with other grid flexibility options: A review," *Journal of Energy Storage*, vol. 63, 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.107022.
- [72] R. Hemmati, H. Saboori, and P. Siano, "Coordinated short-term scheduling and long-term expansion planning in microgrids incorporating renewable energy resources and energy storage systems," *Energy*, vol. 134, pp. 699-708, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.06.081.
- [73] P. Xiong and C. Singh, "Optimal Planning of Storage in Power Systems Integrated With Wind Power Generation," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 232-240, 2016, doi: 10.1109/tste.2015.2482939.
- [74] M. Rawa, Z. M. AlKubaisy, S. Alghamdi, M. M. Refaat, Z. M. Ali, and S. H. E. A. Aleem, "A techno-economic planning model for integrated generation and transmission expansion in modern power systems with renewables and energy storage using hybrid Runge Kutta-gradient-based optimization algorithm," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 6457-6479, 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2022.04.066.
- [75] D. V. Pombo, J. Martinez-Rico, and H. M. Marczinkowski, "Towards 100% renewable islands in 2040 via generation expansion planning: The case of São Vicente, Cape Verde," *Applied Energy*, vol. 315, 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.118869.
- [76] R. A. Shaikh, D. J. Vowles, A. Allison, and D. Abbott, "Evaluation of Australia's Generation-Storage Requirements in a Fully Renewable Grid With Intermittent and Flexible Generation," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 64201-64218, 2023, doi: 10.1109/access.2023.3286037.
- [77] ก. รัตนประทุม, "การวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่โดยพิจารณาการตอบสนองของโรงไฟฟ้าต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลด," วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2019.

- [78] S. Junlakarn, R. Diewilai, and K. Audomvongseeree, "Stochastic Modeling of Renewable Energy Sources for Capacity Credit Evaluation," *Energies*, vol. 15, no. 14, 2022, doi: 10.3390/en15145103.
- [79] กระทรวงพลังงาน, แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 - 2580. 2018.
- [80] R. Billinton and P. G. Harrington, "Reliability Evaluation in Energy Limited Generating Capacity Studies," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-97, no. 6, pp. 2076-2085, 1978, doi: 10.1109/TPAS.1978.354711.
- [81] National Renewable Energy Laboratory. "2020 Annual Technology Baseline." <https://atb.nrel.gov/> (accessed 2023-08-09).
- [82] Energyfactor. "What are blue hydrogen and green hydrogen?" <https://energyfactor.exxonmobil.asia/reducing-emissions/alternative-fuels/blue-green-hydrogen/> (accessed January 12, 2022).
- [83] R. Diewilai and K. Audomvongseeree, "Possible Pathways toward Carbon Neutrality in Thailand's Electricity Sector by 2050 through the Introduction of H2 Blending in Natural Gas and Solar PV with BESS," *Energies*, vol. 15, no. 11, 2022, doi: 10.3390/en15113979.



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**



ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
**CHULALONGKORN UNIVERSITY**



ข้อมูลแบบจำลองของโหลดจะประกอบไปด้วยค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของทั้งประเทศและในแต่ละภูมิภาค ดังที่แสดงใน ตารางที่ ก-1 ถึงตารางที่ ก-3 นอกจากนี้ยังมีข้อมูลที่ใช้ในการปรับรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงในอนาคต ซึ่งประกอบไปด้วย:

- ค่าพยากรณ์ศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังที่แสดงใน ตารางที่ ก-4 ถึงตารางที่ ก-6
- ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของยานยนต์ไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังที่แสดงในตารางที่ ก-7 ถึงตารางที่ ก-11
- ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของโหลดจากมาตรการของรัฐบาล ดังที่แสดงในตารางที่ ก-12 ถึง ตารางที่ ก-15

ทั้งนี้ข้อมูลรูปแบบการรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงของข้อมูลที่ใช้ในการปรับรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าเหล่านี้จะนำเสนอไว้ในภาคผนวก ข ต่อไป

ตารางที่ ก-1 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานและความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของทั้งประเทศ

ปี พ.ศ.	ความต้องการพลังงาน (GWh)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)
2566	218,922	33,758
2567	225,443	34,785
2568	232,593	35,899
2569	239,981	37,050
2570	248,517	38,347
2571	257,534	39,714
2572	266,178	41,051
2573	274,171	42,268
2574	281,528	43,279
2575	289,774	44,408
2576	299,979	45,868
2577	306,686	46,848
2578	316,052	48,233
2579	323,396	49,242
2580	329,107	50,066

ตารางที่ ก-2 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	25,144	27,630	28,910	82,571	54,666
2567	26,104	28,942	29,852	84,938	55,607
2568	27,244	30,086	31,229	87,429	56,604
2569	28,244	31,437	32,936	89,810	57,556
2570	29,562	33,029	34,948	92,382	58,595
2571	30,991	34,609	37,112	95,159	59,663
2572	32,526	36,246	39,507	97,069	60,831
2573	33,957	37,606	41,581	99,032	61,994
2574	34,628	38,536	43,044	102,260	63,060
2575	35,959	39,909	45,377	105,172	63,357
2576	37,387	41,334	47,598	108,641	65,020
2577	38,192	42,200	49,282	111,343	65,670
2578	39,325	43,472	51,852	114,412	66,991
2579	40,796	45,074	54,431	116,229	66,865
2580	41,618	46,054	56,159	118,020	67,256

ตารางที่ ก-3 ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายภาค (MW)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	4,060	4,401	4,718	12,375	9,339
2567	4,115	4,556	4,795	12,752	9,495
2568	4,309	4,722	4,971	13,128	9,660
2569	4,449	4,919	5,193	13,481	9,817
2570	4,627	5,137	5,449	13,858	9,989
2571	4,818	5,354	5,724	14,259	10,166
2572	5,070	5,616	6,097	14,535	10,359
2573	5,286	5,821	6,408	14,827	10,551
2574	5,378	5,942	6,603	15,299	10,727
2575	5,614	6,164	6,976	15,708	10,774
2576	5,869	6,399	7,322	16,200	11,045
2577	5,990	6,511	7,536	16,591	11,152
2578	6,184	6,706	7,924	17,029	11,373
2579	6,445	6,969	8,339	17,278	11,349
2580	6,572	7,101	8,571	17,534	11,412

ตารางที่ ก-4 ค่าพยากรณ์ศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานภาคครัวเรือนรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	26.1	30.6	29.9	91.0	59.9
2567	52.9	61.8	60.2	181.7	118.5
2568	107.2	123.2	122.8	362.4	234.5
2569	190.1	217.1	220.2	630.4	404.7
2570	310.3	354.7	365.1	1,010.6	643.1
2571	439.2	500.8	524.0	1,404.7	883.9
2572	569.4	644.9	687.8	1,762.4	1,109.3
2573	692.4	778.5	843.7	2,092.9	1,316.4
2574	806.5	906.7	997.5	2,456.0	1,519.1
2575	947.9	1,057.7	1,190.5	2,843.5	1,715.0
2576	1,116.8	1,235.7	1,414.3	3,311.8	1,982.3
2577	1,230.3	1,354.8	1,578.2	3,642.6	2,145.7
2578	1,383.2	1,514.9	1,808.4	4,060.5	2,372.2
2579	1,528.6	1,667.6	2,021.0	4,375.7	2,508.2
2580	1,620.2	1,764.0	2,164.6	4,596.3	2,606.6

ตารางที่ ก-5 ค่าพยากรณ์ศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	117.4	137.7	134.5	409.7	269.7
2567	238.0	278.0	271.1	817.9	533.3
2568	482.4	554.4	552.8	1,631.2	1,055.6
2569	855.9	977.2	991.3	2,837.5	1,821.9
2570	1,396.9	1,596.6	1,643.5	4,549.3	2,894.7
2571	1,977.1	2,254.2	2,359.0	6,322.9	3,978.9
2572	2,563.1	2,903.2	3,095.9	7,933.4	4,993.6
2573	3,116.9	3,504.4	3,797.6	9,421.1	5,925.7
2574	3,630.6	4,081.2	4,490.3	11,055.2	6,838.3
2575	4,267.0	4,761.2	5,358.9	12,799.7	7,719.9
2576	5,027.1	5,562.4	6,366.4	14,907.6	8,923.3
2577	5,537.9	6,098.4	7,104.2	16,396.7	9,658.8
2578	6,226.1	6,819.2	8,140.2	18,278.0	10,678.1
2579	6,880.8	7,506.6	9,097.3	19,696.6	11,290.3
2580	7,293.2	7,940.7	9,743.6	20,689.8	11,733.4



ตารางที่ ก-6 ค่าพยากรณ์ศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานภาคการเกษตรรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	0.2	0.2	0.2	0.7	0.5
2567	0.4	0.5	0.5	1.4	0.9
2568	0.8	0.9	0.9	2.7	1.8
2569	1.4	1.6	1.7	4.7	3.0
2570	2.3	2.7	2.7	7.6	4.8
2571	3.3	3.8	3.9	10.6	6.6
2572	4.3	4.9	5.2	13.3	8.3
2573	5.2	5.9	6.3	15.7	9.9
2574	6.1	6.8	7.5	18.5	11.4
2575	7.1	8.0	9.0	21.4	12.9
2576	8.4	9.3	10.6	24.9	14.9
2577	9.3	10.2	11.9	27.4	16.1
2578	10.4	11.4	13.6	30.5	17.8
2579	11.5	12.5	15.2	32.9	18.9
2580	12.2	13.3	16.3	34.6	19.6

ตารางที่ ก-7 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถยนต์นั่งส่วนบุคคลรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	44.9	43.2	52.3	49.2	198.3
2567	77.5	74.4	90.7	86.3	337.6
2568	121.1	116.0	142.3	136.7	520.1
2569	173.1	165.8	204.4	198.0	732.5
2570	234.2	224.4	277.9	271.3	976.7
2571	304.7	291.9	363.1	357.3	1,252.5
2572	384.5	368.2	460.1	456.4	1,560.9
2573	474.4	453.9	569.9	569.7	1,903.1
2574	591.1	565.1	712.7	718.1	2,342.7
2575	736.1	702.9	890.5	904.6	2,885.1
2576	910.8	868.3	1,105.2	1,132.2	3,537.0
2577	1,116.8	1,062.6	1,358.9	1,404.0	4,302.8
2578	1,355.7	1,287.0	1,653.9	1,723.6	5,187.9
2579	1,627.8	1,541.3	1,990.4	2,092.9	6,189.6
2580	1,934.3	1,826.3	2,370.3	2,515.1	7,312.0

ตารางที่ ก-8 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถกระบะรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	72.0	58.1	92.0	67.8	132.2
2567	121.2	97.9	155.0	113.4	221.4
2568	183.6	149.4	235.7	171.0	334.8
2569	254.8	209.6	329.2	236.5	464.5
2570	335.0	279.4	436.3	310.0	611.7
2571	424.5	358.6	557.6	392.0	777.1
2572	523.7	447.2	693.6	482.6	961.8
2573	632.8	545.8	845.3	582.0	1,166.5
2574	772.1	672.5	1,040.2	709.0	1,428.2
2575	942.5	828.2	1,280.6	864.3	1,750.3
2576	1,145.2	1,013.8	1,568.7	1,048.7	2,137.1
2577	1,381.3	1,230.7	1,906.9	1,263.2	2,591.9
2578	1,652.0	1,480.2	2,297.7	1,508.9	3,118.4
2579	1,958.1	1,762.5	2,742.8	1,786.2	3,717.2
2580	2,300.8	2,078.6	3,244.2	2,096.0	4,391.5

ตารางที่ ก-9 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถจักรยานยนต์รายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	10.7	10.8	16.2	12.0	14.6
2567	15.0	15.3	22.7	16.8	20.5
2568	19.7	20.5	30.2	22.3	27.2
2569	22.6	24.1	35.0	25.9	31.0
2570	25.7	28.0	40.2	29.7	35.1
2571	28.5	31.6	44.9	33.5	39.2
2572	31.3	35.0	49.6	37.3	43.4
2573	34.3	38.7	54.7	41.4	47.3
2574	45.3	51.3	72.3	54.8	62.2
2575	56.7	64.3	90.7	68.6	78.3
2576	68.6	78.0	109.9	83.4	95.5
2577	81.0	92.3	130.1	98.9	113.0
2578	93.9	107.4	151.2	115.1	131.7
2579	106.1	121.4	171.1	131.0	150.2
2580	118.8	136.1	191.8	147.5	169.4

ตารางที่ ก-10 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถโดยสารรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	9.3	19.5	10.9	16.2	26.3
2567	12.2	26.2	15.2	22.0	35.3
2568	15.3	33.0	19.8	27.8	45.2
2569	18.4	36.7	22.2	31.0	50.6
2570	21.5	40.4	24.8	34.3	56.7
2571	24.2	44.8	26.9	38.2	62.8
2572	25.4	49.8	29.5	42.6	69.4
2573	27.1	54.7	32.5	47.0	76.1
2574	34.5	69.6	41.3	59.8	95.8
2575	43.8	84.0	49.8	72.4	117.5
2576	52.6	98.9	58.6	85.4	141.3
2577	61.2	114.8	67.8	99.5	165.8
2578	68.2	132.3	78.1	114.9	191.5
2579	76.4	151.0	86.8	131.6	215.6
2580	85.3	169.2	97.1	148.1	241.1

ตารางที่ ก-11 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถบรรทุกทุกสายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	52.5	37.7	77.1	94.7	53.9
2567	75.7	54.6	110.2	135.7	77.5
2568	102.6	74.2	147.6	182.3	104.9
2569	120.6	87.6	171.9	212.7	122.1
2570	139.7	101.8	197.6	244.6	140.6
2571	157.5	115.4	222.1	274.7	158.0
2572	174.6	128.6	246.4	304.1	175.8
2573	192.7	142.5	272.1	335.1	194.0
2574	245.9	182.2	348.1	427.8	245.6
2575	301.3	223.8	427.5	524.3	302.1
2576	359.3	267.4	510.3	624.8	363.8
2577	419.6	313.1	597.0	729.6	427.9
2578	482.9	361.1	688.0	839.4	495.1
2579	543.0	407.2	776.6	945.0	556.6
2580	605.4	455.2	868.8	1,054.7	621.3

ตารางที่ ก-12 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของขบวนรถไฟความเร็วสูงรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2567	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2568	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2569	0.0	0.0	12.3	275.9	77.4
2570	0.0	0.0	13.1	283.4	79.4
2571	0.0	0.0	13.8	291.0	81.4
2572	78.3	0.0	138.0	526.8	88.2
2573	82.6	0.0	155.2	544.6	90.7
2574	86.9	0.0	172.4	581.9	118.0
2575	91.2	0.0	189.7	625.9	124.4
2576	95.5	0.0	206.9	645.1	127.7
2577	99.8	0.0	220.7	663.7	131.0
2578	343.9	851.2	234.5	1,036.0	162.5
2579	356.1	864.9	248.3	1,060.3	166.1
2580	366.3	878.6	262.1	1,084.7	170.0

ตารางที่ ก-13 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของสถานีรถไฟความเร็วสูงรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2567	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2568	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2569	0.0	0.0	35.3	123.4	81.7
2570	0.0	0.0	35.3	123.4	81.7
2571	0.0	0.0	35.3	123.4	81.7
2572	52.9	0.0	123.4	229.2	105.0
2573	52.9	0.0	123.4	229.2	105.0
2574	52.9	0.0	123.4	229.2	105.0
2575	52.9	0.0	123.4	299.7	110.6
2576	141.0	0.0	123.4	299.7	110.6
2577	141.0	0.0	123.4	299.7	110.6
2578	141.0	105.8	123.4	317.3	110.6
2579	141.0	105.8	123.4	317.3	110.6
2580	141.0	105.8	123.4	317.3	110.6

ตารางที่ ก-14 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของรถไฟฟ้าขนส่งมวลชนรายภาค (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคเหนือ	ภาคใต้	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคกลาง	เขตนครหลวง
2566	0.0	0.0	0.0	0.0	98.5
2567	0.0	0.0	9.2	0.0	122.2
2568	0.0	5.2	12.4	0.0	164.6
2569	0.0	32.4	14.1	0.0	232.7
2570	0.0	34.3	15.7	0.0	260.5
2571	15.4	36.1	32.6	0.0	338.0
2572	32.6	38.0	36.6	0.0	338.0
2573	49.8	39.8	40.6	0.0	642.7
2574	67.0	41.7	44.6	0.0	642.7
2575	84.3	43.6	48.7	0.0	642.7
2576	85.9	46.1	52.5	0.0	715.0
2577	87.6	48.7	56.2	0.0	715.0
2578	89.3	51.5	62.8	0.0	715.0
2579	91.0	54.2	69.3	0.0	715.0
2580	92.7	57.0	75.8	0.0	747.4

ตารางที่ ก-15 ค่าพยากรณ์การใช้พลังงานของระบบขนส่งมวลชนภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (GWh)

ปี พ.ศ.	ภาคกลาง
2566	969.7
2567	2,542.6
2568	8,053.2
2569	8,053.2
2570	8,053.2
2571	8,053.2
2572	8,053.2
2573	8,053.2
2574	8,053.2
2575	8,053.2
2576	8,053.2
2577	8,129.3
2578	8,129.3
2579	8,129.3
2580	8,129.3



เนื่องจากข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมดนั้นมีจำนวนมากแล้ว จึงจะจัดเก็บข้อมูลของภาคผนวก ข ทั้งหมดเอาไว้ใน URL ดังต่อไปนี้ :

[https://drive.google.com/drive/folders/1qf3X5Lm\\_KUmlGc68zzfIE5681KCUL4f1?usp=s\\_haring](https://drive.google.com/drive/folders/1qf3X5Lm_KUmlGc68zzfIE5681KCUL4f1?usp=s_haring)

โดยข้อมูลในภาคผนวก ข จะประกอบไปด้วย:

### ข้อมูลโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน

ข้อมูลโรงไฟฟ้ารายโรงที่อยู่ในระบบก่อนเริ่มการวางแผนและที่มีแผนเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าตลอดระยะเวลาการวางแผนจะแสดงในตารางที่ ข-1 และข้อมูลของระบบกักเก็บพลังงานที่อยู่ในระบบก่อนเริ่มการวางแผนและที่มีแผนเพิ่มเข้าสู่ระบบไฟฟ้าจะแสดงในตารางที่ ข-2

ข้อมูลของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกจะแสดงในตารางที่ ข-3 ถึงตารางที่ ข-8 โดยจะกำหนดให้ค่าก่อสร้างของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ตัวเลือกและระบบกักเก็บพลังงานตัวเลือกเปลี่ยนแปลงทุกๆ 5 ปี

### ข้อมูลรูปแบบการรับ-จ่ายกำลังไฟฟ้า

ข้อมูลรูปแบบการลดการใช้พลังงานของมาตรการประหยัดพลังงานนั้นจะกำหนดให้มีค่าเหมือนกันทุกวันตลอดทั้งปี โดยในแต่ละวันจะมีรูปแบบการลดการใช้พลังงานของแต่ละมาตรการดังที่แสดงในภาพที่ ข-1

ข้อมูลรูปแบบการใช้พลังงานของยานยนต์ไฟฟ้านั้นจะกำหนดให้มีค่าเหมือนกันทุกวันตลอดทั้งปี โดยในแต่ละวันจะมีรูปแบบการใช้พลังงานของยานยนต์ไฟฟ้าแต่ละประเภทดังที่แสดงในภาพที่ ข-2 ทั้งนี้สำหรับรถยนต์ส่วนบุคคลและรถกระบะนั้นจะกำหนดให้รูปแบบการใช้พลังงานเปลี่ยนไปเป็นระบบ Smart Charging ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2576 โดยในปี พ.ศ. 2576 และ พ.ศ. 2577 จะมีรถยนต์กลุ่มดังกล่าวที่ใช้ระบบ Smart Charging ร้อยละ 50 และร้อยละ 75 ตามลำดับ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2578 เป็นต้นไปรถยนต์กลุ่มดังกล่าวจะใช้ระบบ Smart Charging ทั้งหมด

ข้อมูลรูปแบบการใช้พลังงานของโหลดจากมาตรการของรัฐจะแสดงในภาพที่ ข-3

ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา VSP และโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา จะกำหนดให้แตกต่างกันไปในแต่ละเดือน โดยรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของทุกวันในเดือนใดๆ จะกำหนดให้เหมือนกันเพื่อให้เห็นผลของฤดูกาลที่มีต่อการผลิตไฟฟ้า โดยตัวอย่างรูปแบบการผลิตไฟฟ้า 1 วันในแต่ละเดือนของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา VSP รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาในแต่ละภูมิภาคจะแสดงในภาพที่ ข-4 ถึงภาพที่ ข-13

สำหรับข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา VSPP และโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาที่จะเข้าสู่ระบบในอนาคตนั้นจะทำในลักษณะเดียวกัน แต่จะมีการปรับองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าให้สูงขึ้นเล็กน้อยเพื่อให้สอดคล้องกับแนวโน้มการพัฒนาทางเทคโนโลยีในอนาคต ดังที่แสดงในภาพที่ ข-14 ถึงภาพที่ ข-23

ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา SPP รวมถึงโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ที่ลดย่น้ำจะใช้ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าตัวอย่างตลอดทั้งปีเป็นแบบจำลองดังที่แสดงในภาพที่ ข-24

ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ตัวเลือกจะเป็นแบบเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา VSPP ดังที่แสดงในภาพที่ ข-25 ถึงภาพที่ ข-30

ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา Partial-Firm จะเป็นดังที่แสดงในภาพที่ ข-31

ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา SPP, VSPP จะใช้ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าตัวอย่างตลอดทั้งปีเป็นค่าฐาน แล้วนำมาปรับให้รูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคมีค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าตามสมมติฐาน โดยรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา VSPP ในแต่ละภูมิภาคจะแสดงในภาพที่ ข-32 ถึงภาพที่ ข-34 ส่วนรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา SPP จะใช้เหมือนกันทุกภูมิภาคดังแสดงในภาพที่ ข-35 และภาพที่ ข-36

ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก โรงไฟฟ้าพลังความร้อนใต้พิภพ และโรงไฟฟ้า Cogeneration ประเภทสัญญา SPP Firm นั้นจะกำหนดให้มีค่าคงที่ตลอดเวลาดังแสดงในภาพที่ ข-37 ถึงภาพที่ ข-40

ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้เชื้อเพลิงและโรงไฟฟ้าสัญญา Non-firm อื่นๆ จะใช้ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าตัวอย่างตลอดทั้งปีเป็นแบบจำลองดังที่แสดงในภาพที่ ข-41 ถึงภาพที่ ข-54

ข้อมูลรูปแบบการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากลุ่ม Self-Gen จะเหมือนกับโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ประเภทสัญญา VSPP ดังที่แสดงในภาพที่ ข-55 ถึงภาพที่ ข-58

### **ข้อมูลองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า, ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ต่อเดือน**

ข้อมูลองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าหรือปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ต่อเดือนจะนำเสนอเป็นค่าร้อยละของพลังงานที่ผลิตได้สูงสุดในแต่ละเดือน ซึ่งค่าพลังงานที่ผลิตได้สูงสุดนี้เป็นค่าพลังงานที่ผลิตได้ในกรณีที่โรงไฟฟ้าถูกสั่งให้เดินเครื่องเต็มกำลังผลิตตลอดระยะเวลาที่พิจารณา



สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีการกำหนดรูปแบบการผลิตไฟฟ้าไว้แล้ว หากข้อมูลองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าขัดแย้งกับรูปแบบการผลิตไฟฟ้า ให้ยึดรูปแบบการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก

สำหรับโรงไฟฟ้าที่ใช้แบบจำลองโรงไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้านี้จะเป็นค่าปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ โดยจะมีการกำหนดให้แตกต่างกันในแต่ละเดือนเพื่อให้สะท้อนปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จริงในแต่ละเดือนที่อาจจะขึ้นกับสภาพอากาศหรือระดับกักเก็บน้ำของเขื่อน ทั้งนี้หากมีข้อมูลมากพอก็สามารถประเมินค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงในแต่ละเดือนออกมาได้

สำหรับโรงไฟฟ้าที่สั่งการเดินเครื่องได้นั้น ค่าองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าจะถูกกำหนดให้ไม่เกินร้อยละ 100 ทั้งนี้ข้อมูลนี้จะไม่ถูกนำไปใช้ในการคำนวณใดๆ หรือใช้ในการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

ข้อมูลองค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้าแต่ละชนิดของโรงไฟฟ้าในระบบสามารถแสดงไว้ในตารางที่ ข-9

#### **ข้อมูลองค์ประกอบการพึ่งพาได้**

ข้อมูลองค์ประกอบการพึ่งพาได้จะแสดงเป็นร้อยละของกำลังผลิตสูงสุดที่โรงไฟฟ้าจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ในแต่ละเดือนต่อกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า โดยค่าดังกล่าวจะใช้ในแบบจำลองโรงไฟฟ้าที่มีพลังงานจำกัด ใช้ในการเปรียบเทียบระหว่างกำลังผลิตไฟฟ้าและโหลดในแต่ละระดับ ใช้ในการหาสมดุลระหว่างกำลังผลิตพึ่งได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรายพื้นที่ และใช้ในการคำนวณดัชนีกำลังผลิตสำรอง ข้อมูลองค์ประกอบการพึ่งพาได้แต่ละชนิดของโรงไฟฟ้าในระบบสามารถแสดงไว้ในตารางที่ ข-10

#### **ข้อมูลค่าพลังงาน**

ข้อมูลค่าพลังงานคือข้อมูลราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยจากโรงไฟฟ้าในหน่วย บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ทั้งนี้หากกำหนดว่า “Average” จะกำหนดให้ราคารับซื้อไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าดังกล่าวเท่ากับต้นทุนค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละเดือนที่พิจารณา ข้อมูลค่าพลังงานแต่ละชนิดของโรงไฟฟ้าในระบบสามารถแสดงไว้ในตารางที่ ข-11

#### **ข้อมูลการเสื่อมประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงาน**

ข้อมูลการเสื่อมประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานจะเป็นการกำหนดร้อยละของกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าหรือปริมาณกักเก็บที่จะลดลงเมื่อโรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานมีอายุการใช้งานครบรอบแต่ละปี โดยเทียบกับกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า ในระบบทดสอบนี้สามารถกำหนดให้การเสื่อมประสิทธิภาพในแต่ละปีไม่เท่ากันได้ ทั้งนี้ไม่จำเป็นต้องกำหนดให้โรงไฟฟ้าหรือระบบกักเก็บพลังงานทุกชนิดมีการเสื่อมประสิทธิภาพก็ได้ ข้อมูลการเสื่อมประสิทธิภาพ

ของโรงไฟฟ้าและระบบกักเก็บพลังงานของโรงไฟฟ้าในระบบสามารถแสดงไว้ในตารางที่ ข-12 โดยในระบบทดสอบนี้จะกำหนดให้มีเฉพาะโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่เท่านั้นที่จะเกิดการเชื่อมประสิทธิภาพ

### **ข้อมูลอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิง**

ข้อมูลอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงคือข้อมูลมวลก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าต่อค่าความร้อนของเชื้อเพลิง ข้อมูลนี้จะแสดงไว้ในหน่วย กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปีที่ยู อัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของเชื้อเพลิงนั้นอาจจะไม่คงที่ในแต่ละปี ทั้งนี้ขึ้นกับแหล่งที่มาของเชื้อเพลิงหรือการผสมเชื้อเพลิง เช่น การผสมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยสามารถแสดงไว้ในตารางที่ ข-13

### **ข้อมูลอัตราการหลุดจากระบบของโรงไฟฟ้า**

ข้อมูลอัตราการหลุดจากระบบของโรงไฟฟ้าจะมีการกำหนดเป็นร้อยละสำหรับโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท โดยสามารถแสดงไว้ในตารางที่ ข-14



ภาคผนวก ค

ข้อมูลเชิงพื้นที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

ข้อมูลเชิงพื้นที่นั้นจะจัดเก็บไว้ที่เดียวกับ ภาคผนวก ข คือใน URL ดังต่อไปนี้ :

[https://drive.google.com/drive/folders/1qf3X5Lm\\_KUmlGc68zzflE5681KCUL4f1?usp=sharing](https://drive.google.com/drive/folders/1qf3X5Lm_KUmlGc68zzflE5681KCUL4f1?usp=sharing)

### ข้อมูลสายส่งระหว่างภูมิภาค

ข้อมูลสายส่งระหว่างภูมิภาคนี้จะเป็นข้อมูลที่แสดงรายละเอียดว่ามีสายส่งเชื่อมต่อระหว่างภูมิภาคใดบ้าง และจำนวนวงจร อัตราการหลุดจากระบบ และมีกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ส่งผ่านระหว่างสายส่งได้ในแต่ละปี ดังที่แสดงในตารางที่ ค-1

### ข้อมูลพื้นที่ว่างใหม่สำหรับสร้างโรงไฟฟ้า

ข้อมูลพื้นที่ว่างใหม่สำหรับสร้างโรงไฟฟ้าจะเป็นข้อมูลที่ระบุว่ามี การพิจารณาพื้นที่ว่างของโรงไฟฟ้าประเภทใดบ้าง ในพื้นที่ใดบ้าง และมีพื้นที่ว่างที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปีเท่าไร ดังที่แสดงในตารางที่ ค-2



## ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	รฐนนท์ เดี่ยววิไล
วัน เดือน ปี เกิด	7 ธันวาคม 2530
สถานที่เกิด	จังหวัดเชียงราย ประเทศไทย
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 2555 วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้า) จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 2553
ที่อยู่ปัจจุบัน	39 หมู่ 7 ตำบลแม่จัน อำเภอแม่จัน จังหวัดเชียงราย 57110 ประเทศไทย
ผลงานตีพิมพ์	



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
CHULALONGKORN UNIVERSITY