การประเมินการลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมด้วยการบริหารต้นทุนตลอดอายุ

น.ส.พรสุดา พฤฒพงษ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2563
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

EVALUATING FLEXIBLE OPERATING RANGE INVESTMENT FOR COMBINED-CYCLE POWER PLANT USING LIFE-CYCLE COST MANAGEMENT

Miss Ponsuda Prutphongs

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering in Industrial Engineering
Department of Industrial Engineering
FACULTY OF ENGINEERING
Chulalongkorn University
Academic Year 2020

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินการลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมด้วยการบริหารต้นทุนตลอดอายุ
โดย	น.ส.พรสุดา พฤฒพงษ์
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.ดาริชา สุธีวงศ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.อังศุมาลิน เสนจันทร์ฒิไชย)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.ดาริชา สุธีวงศ์)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.โอฬาร กิตติธีรพรชัย)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์ ดร.เจริญชัย โขมพัตราภรณ์)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

พรสุดา พฤฒพงษ์ : การประเมินการลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมด้วยการบริหารต้นทุนตลอดอายุ. (EVALUATING FLEXIBLE OPERATING RANGE INVESTMENT FOR COMBINED-CYCLE POWER PLANT USING LIFE-CYCLE COST MANAGEMENT) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.ดาริชา สุธีวงศ์

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้ามีการเดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าลดลง เนื่องจากการเติบโตและพัฒนาของเทคโนโลยีพลังงานทางเลือก ผู้ประกอบการของโรงไฟฟ้าเดิมในระบบจึงเริ่มให้ความสำคัญกับการตัดสินใจเรื่องการลงทุนปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า เพื่อคงความสามารถการแข่งขันในธุรกิจ ซึ่งงานวิจัยนี้นำเสนอกรอบความคิดและแบบจำลองการประเมินการลงทุนเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้า ด้วยหลักการบริหารต้นทุนตลอดอายุ (Life-Cycle Cost Management: LCCM) และนำเสนอการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปีของโรงไฟฟ้า โดยคำนึงถึงกรอบและข้อจำกัดของโรงไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประเภทเพลาผสม (Multi-shaft combined-cycle power plant) ทั้งนี้ตัวแปรที่งานวิจัยเลือกใช้ในการพยากรณ์เป็นตัวแปรที่มีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้าอย่างมีนัยสำคัญ ได้แก่ 1) ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า (Heat Rate: HR) 2) จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องเสริมระบบ (Service Hour: SH) 3) สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer Share: SPP Share) 4) อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ (Growth Domestic Product: GDP) โดยผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าจะถูกนำมาใช้เป็นข้อมูลตั้งต้นสำหรับคำนวณจำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ (Equivalent Operating Hour: EOH) ซึ่งเป็นปัจจัยที่มีผลต่อการประมาณรายได้และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าและสามารถนำมาใช้พิจารณาเลือกประเภทงานบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับรูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ซึ่งนับเป็นเทคนิคหนึ่งในการจัดการต้นทุนเพื่อให้สามารถบริหารได้อย่างต่อเนื่อง

สาขาวิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2563 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

6270178021 : MAJOR INDUSTRIAL ENGINEERING

KEYWORD: Power Plant Evaluation, Power Plant Investment, Combined-cycle Power Plant, LCCM

Ponsuda Prutphongs : EVALUATING FLEXIBLE OPERATING RANGE INVESTMENT FOR COMBINED-CYCLE POWER PLANT USING LIFE-CYCLE COST MANAGEMENT. Advisor: Assoc. Prof. DARICHA SUTIVONG, Ph.D.

Thailand’s electricity demand from the traditional power plants has been decreasing due to the rapid development of alternative energy technologies. In order to maintain its competitiveness, the traditional plant’s owner is pressured to decide whether to invest to improve its operation. This research proposes a framework to assess an investment plan of a multi-shaft combined-cycle power plant using the principle of Life-Cycle Cost Management (LCCM). In order to quantify the energy generation level, a forecasting model is developed to project the power plant’s energy demand under the Power Purchase Agreement (PPA) conditions. Related factors employed for forecasting include: 1) Service Hour (SH) 2) Heat Rate (HR) 3) Small Power Producer capacity share (SPP share) 4) Growth Domestic Product (GDP). The energy generation forecasting results serve as initial data to calculate the Equivalent Operating Hour (EOH), which then determines the plant’s revenue and expenses. In addition, EOH can be used to design an efficient maintenance work scope according to the plant’s operation, leading to an effective continuous management of the power plant.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Field of Study: Industrial Engineering Student's Signature .....

Academic Year: 2020 Advisor's Signature .....

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี ด้วยความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจากบุคคลหลายฝ่าย ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ รศ.ดร.ดาริชา สุธีวงศ์ อาจารย์ที่ปรึกษา ที่ได้ให้ความรู้ คำแนะนำ คำปรึกษา รวมทั้งได้สละเวลาในการตรวจ แก้ไข และให้ข้อแนะนำอันเป็นประโยชน์ต่อการทำวิทยานิพนธ์เป็นอย่างมาก นอกจากนี้ขอกราบขอบพระคุณ รศ.ดร.อังศุมาลิน เสนจันทร์ฒิไชย ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รศ.ดร.โอฬาร กิตติธีรพรชัย กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ และ รศ.ดร.เจริญชัย โขมพัตราภรณ์ ผู้ทรงคุณวุฒิจากภายนอกมหาวิทยาลัย เป็นอย่างสูงที่ได้ให้คำแนะนำและแง่คิดต่างๆ อันเป็นประโยชน์ที่ช่วยให้วิทยานิพนธ์นี้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

ผู้วิจัยขอขอบคุณพี่ๆเพื่อนๆที่คอยช่วยเหลือให้คำปรึกษา และให้กำลังใจในการทำงานวิจัยนี้

สุดท้ายนี้ ขอขอบคุณคุณพ่อ คุณแม่ ญาติพี่น้องทุกคน ที่คอยดูแล เป็นกำลังใจและให้การสนับสนุนในทุกๆด้ายตลอดมา

พรสุดา พฤฒพงษ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

..... ค

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฎ

สารบัญรูปภาพ ..... ฑ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ความสำคัญและที่มาของงานวิจัย 1

1.1.1 ภาพรวมอุตสาหกรรมพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย 1

1.2 ประเภทโรงไฟฟ้า 4

1.2.1 หลักการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า 8

1.2.2 สัญญาซื้อขายไฟฟ้า 10

1.2.3 โครงสร้างรายได้และค่าใช้จ่ายทางบัญชี 12

1.2.4 ปัญหาของงานวิจัย 14

1.3 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย 16

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัย 17

1.5 ขอบเขตของงานวิจัย 17

บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 18

2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 18

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1.1 เทคนิคการพยากรณ์ 18
2.1.1.1 การวิเคราะห์ถดถอย 19
2.1.1.2 การพยากรณ์อนุกรมเวลาด้วยตัวแบบบ็อกซ์-เจนกินส์ 21
2.1.1.3 การตรวจสอบความเหมาะสมของตัวแบบพยากรณ์ 22
2.1.2 การวิเคราะห์ต้นทุน 22
2.1.2.1 การวิเคราะห์ต้นทุนระยะสั้น 24
2.1.2.2 การวิเคราะห์ต้นทุนระยะยาว 24
2.1.3 การวิเคราะห์การเงิน 25
2.1.3.1 มูลค่าเงินตามเวลา 25
2.1.3.2 ต้นทุนตลอดอายุสินทรัพย์ 27
2.1.4 วิธีการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ 29
2.1.5 วิศวกรรมโรงไฟฟ้า 31
2.1.6 เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า 33
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 37
2.2.1 ภาพรวมของกระบวนการ 37
2.2.2 แนวทางการประยุกต์ใช้ 37
2.2.3 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่าย 38
2.2.4 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน 39
2.2.5 การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า 40
บทที่ 3 ขั้นตอนการดำเนินการ 41
3.1 กรอบความคิด 41
3.2 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย 42
3.2.1 การประเมินความคุ้มค่าการลงทุน 42
3.2.2 การเก็บข้อมูลและการประมาณการ 43

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.3 แบบจำลองคำนวณรายได้และค่าใช้จ่าย 44
3.3.1 ข้อมูลพื้นฐานของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 45
3.3.2 รายการข้อมูลนำเข้าของแบบจำลองการประเมินการลงทุน 45
3.3.3 องค์ประกอบของแบบจำลองการประเมินการลงทุน 48
3.3.3.1 ข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า (Technical Data) 48
3.3.3.2 รายได้ (Revenue) 49
3.3.3.3 ค่าใช้จ่าย (Expense) 51
3.3.4 รูปแบบการรายงานผล 52
3.4 สมมติฐานงานวิจัย 53
3.4.1 สมมติฐานการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า 53
3.4.2 สมมติฐานการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ 55
บทที่ 4 การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า 56
4.1 แนวคิดการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า 56
4.1.1 การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามทางเลือกการลงทุน 58
4.1.1.1 กรณีลงทุน 58
4.1.1.2 กรณีไม่ลงทุน 59
4.1.2 รายการปัจจัยที่เกี่ยวข้องการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า 59
4.2 การพยากรณ์ปัจจัยสำคัญ 60
4.2.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง 60
4.2.1.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 61
4.2.1.2 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 64
4.2.1.3 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 67

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2.2 ค่าความร้อน 70
4.2.2.1 ค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา..... 71
4.2.2.2 ค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 74
4.2.2.3 ค่าความร้อนการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 76
4.2.3 สัดส่วนกำลังการผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็ก 79
4.2.4 อัตราเติบโตของเศรษฐกิจ 81
4.3 การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า 85
4.3.1 ช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิต 85
4.3.1.1 กรณีไม่ลงทุน 85
4.3.1.2 กรณีลงทุน 89
4.3.2 ช่วงการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ 92
4.3.3 การวิเคราะห์ความคลาดเคลื่อนของสมการพยากรณ์ 97
4.3.4 ผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า 97
บทที่ 5 การประมาณพารามิเตอร์ในแบบจำลองการประเมินการลงทุน 99
5.1 การประมาณการข้อมูลทางเทคนิค 99
5.1.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าเทียบเท่าของกังหันก๊าซ 99
5.1.1.1 จำนวนครั้งในการขนานเครื่อง 100
5.1.1.2 จำนวนครั้งที่เครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหัน 100
5.1.2 รอบงานบำรุงรักษา 101
5.1.3 อัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า 101
5.1.4 ชั่วโมงความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าตามสัญญา 102
5.2 การประมาณการรายได้ 103
5.2.1 ค่าความพร้อมจ่าย 103
5.2.2 รายได้ส่วนของเชื้อเพลิง 105

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.3 การประมาณการค่าใช้จ่าย 106
5.3.1 ต้นทุนด้านเชื้อเพลิง 106
5.3.2 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน 106
5.3.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน 107
บทที่ 6 กรณีศึกษาและผลการประเมิน 108
6.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่า 108
6.2 ประเภทงานบำรุงรักษาและชั่วโมงความพร้อมจ่าย 109
6.3 อัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า 111
6.4 รายได้และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า 112
6.4.1 รายได้ 112
6.4.2 ค่าใช้จ่าย 113
6.5 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ 115
6.6 การวิเคราะห์ความไว 116
บทที่ 7 สรุปผลและข้อเสนอแนะ 118
7.1 สรุปผล 118
7.2 ประโยชน์ที่ได้รับ 119
7.3 ข้อจำกัดแบบประเมิน 119
7.4 ข้อเสนอแนะในการทำวิจัย 120
ภาคผนวก 121
รายการตัวย่อ 122
ตารางสถิติ Durbin-Watson 124
บรรณานุกรม 125
ประวัติผู้เขียน 129

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลพื้นฐานของโรงไฟฟ้า 45

ตารางที่ 3.2 องค์ประกอบรายได้ ค่าใช้จ่ายและข้อมูลทางเทคนิค 45

ตารางที่ 3.3 รายการข้อมูลทางเทคนิคของแบบประเมิน 49

ตารางที่ 3.4 รายการข้อมูลส่วนรายได้ของแบบประเมิน 51

ตารางที่ 3.5 รายการข้อมูลส่วนค่าใช้จ่ายของแบบประเมิน 52

ตารางที่ 3.6 สมมติฐานการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และแหล่งที่มา 55

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลคุณลักษณะของโรงไฟฟ้าอ้างอิงและโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 57

ตารางที่ 4.2 ปัจจัยที่เกี่ยวข้องการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า 59

ตารางที่ 4.3 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 63

ตารางที่ 4.4 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 65

ตารางที่ 4.5 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ 68

ตารางที่ 4.6 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 72

ตารางที่ 4.7 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 75

ตารางที่ 4.8 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของค่าความร้อนการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 77

ตารางที่ 4.9 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 80

ตารางที่ 4.10 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ 83

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.11 ผลวิเคราะห์ค่าสหสัมพันธ์ของแต่ละตัวแปรช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุน 86
ตารางที่ 4.12 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุน 86
ตารางที่ 4.13 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุนแบบไม่พิจารณาอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ 87
ตารางที่ 4.14 ผลวิเคราะห์ค่าสหสัมพันธ์ของแต่ละตัวแปรช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุน 89
ตารางที่ 4.15 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุน 90
ตารางที่ 4.16 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุนและไม่พิจารณาอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ 91
ตารางที่ 4.17 ผลวิเคราะห์ค่าสหสัมพันธ์ของแต่ละตัวแปรช่วงการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ 93
ตารางที่ 4.18 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ 93
ตารางที่ 4.19 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำแบบไม่พิจารณาอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ 95
ตารางที่ 4.20 สรุปผลค่าความคลาดเคลื่อนของสมการพยากรณ์ 97
ตารางที่ 5.1 สัมประสิทธิ์จำนวนชั่วโมงที่เครื่องหลุดจากระบบกะทันหัน ณ สัดส่วนพื้นที่การเปิดให้อากาศไหลเข้า 99
ตารางที่ 5.2 สมมติฐานจำนวนครั้งในการขนานเครื่องเข้าระบบ 100
ตารางที่ 5.3 สมมติฐานจำนวนครั้งที่เครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหัน 101
ตารางที่ 5.4 ประเภทงานบำรุงรักษาตามจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่า 101
ตารางที่ 5.5 การคำนวณอัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า 102
ตารางที่ 5.6 ปริมาณเชื้อเพลิงรับรองในการขนานเครื่อง 105
ตารางที่ 5.7 รายการค่าใช้จ่ายในการลงทุน และสมมติฐานค่าใช้จ่าย 107
ตารางที่ 5.8 รายการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและสมมติฐานค่าใช้จ่าย 107

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.1 ประเภทงานบำรุงรักษารายปีจากแบบประเมิน เทียบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 109
ตารางที่ 6.2 อัตราเสื่อมรายปีของโรงไฟฟ้า 111
ตารางที่ 6.3 รายการค่าใช้จ่ายในการลงทุน ของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 113
ตารางที่ 6.4 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ 115
ตารางที่ 6.5 อัตราผลตอบแทนภายในของการลงทุนรวมการกู้ยืมและดอกเบี้ย 115
ตารางที่ 6.6 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการกรณียกเลิกสัญญาจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาว 117

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 1.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อเข้าระบบไฟฟ้า กฟผ. ปี พ.ศ. 2558 – พ.ศ. 2562 (EGAT, 2020) 2

รูปที่ 1.2 ปริมาณพลังงานไฟฟ้ารายประเภทโรงไฟฟ้า ตามสัญญาในระบบไฟฟ้า กฟผ. (EGAT, 2020) 2

รูปที่ 1.3 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จากกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็ก (EGAT, 2019) 3

รูปที่ 1.4 ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากระบบ กฟผ. (EGAT, 2019) 4

รูปที่ 1.5 หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังความร้อน 5

รูปที่ 1.6 หลักการทำงานโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ 5

รูปที่ 1.7 หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 6

รูปที่ 1.8 หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 6

รูปที่ 1.9 กำลังผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามประเภทโรงไฟฟ้า (EPPO, 2019) 7

รูปที่ 1.10 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามประเภทเชื้อเพลิง (EPPO, 2020) 8

รูปที่ 1.11 ค่าความพร้อมจ่ายพึงได้ของโรงไฟฟ้า 11

รูปที่ 1.12 สัดส่วนรายได้ของโรงไฟฟ้า 13

รูปที่ 1.13 สัดส่วนค่าความพร้อมจ่ายและบทปรับของโรงไฟฟ้า 13

รูปที่ 1.14 สัดส่วนค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า 14

รูปที่ 1.15 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริงของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 16

รูปที่ 2.1 การวิเคราะห์ต้นทุนระยะสั้น (McConnell et al., 2009) 24

รูปที่ 2.2 ความสัมพันธ์ระหว่างการวิเคราะห์ต้นทุนเฉลี่ยระยะสั้นและระยะยาว (McConnell et al., 2009) 25

รูปที่ 2.3 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าเงินตามเวลา (Fraser & Jewkes, 2013) 27

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 2.4 ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในช่วงการดำเนินการตลอดช่วงอายุโครงการ (Hanke & Wichern, 2014) 28

รูปที่ 2.5 ขั้นตอนการนำเสนอการบริหารต้นทุนตลอดอายุโครงการ (Ross, Westerfield, Jaffe, & Jordan, 2018) 29

รูปที่ 2.6 ตัวอย่างกราฟความความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดและเฉลี่ย ใน 1 วัน (Raja et al., 2006) 32

รูปที่ 2.7 การคำนวณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง (Nag, 2014) 35

รูปที่ 2.8 การคำนวณค่าเสื่อราคาแบบกองทุนจม (Nag, 2014) 36

รูปที่ 3.1 กรอบความคิดงานวิจัย 42

รูปที่ 3.2 โครงสร้างการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน 43

รูปที่ 3.3 แบบจำลองการคำนวณรายได้และค่าใช้จ่าย 44

รูปที่ 3.4 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า กฟผ. (System Operator) 53

รูปที่ 3.5 สมมติฐานการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า 54

รูปที่ 4.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 60

รูปที่ 4.2 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง .. 61

รูปที่ 4.3 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 61

รูปที่ 4.4 องค์ประกอบรูปแบบข้อมูลจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 62

รูปที่ 4.5 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 63

รูปที่ 4.6 ผลการพยากรณ์จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 64

รูปที่ 4.7 องค์ประกอบรูปแบบข้อมูลจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 65

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 4.8 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 66

รูปที่ 4.9 ผลการพยากรณ์จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 67

รูปที่ 4.10 องค์ประกอบรูปแบบข้อมูลจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ..... 67

รูปที่ 4.11 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ 69

รูปที่ 4.12 ผลการพยากรณ์จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ 69

รูปที่ 4.13 ค่าความร้อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 70

รูปที่ 4.14 ค่าความร้อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 70

รูปที่ 4.15 ข้อมูลค่าความร้อนของการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ..... 71

รูปที่ 4.16 องค์ประกอบข้อมูลค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 72

รูปที่ 4.17 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา..... 73

รูปที่ 4.18 ผลการพยากรณ์ค่าความการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 73

รูปที่ 4.19 องค์ประกอบข้อมูลค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 74

รูปที่ 4.20 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 75

รูปที่ 4.21 ผลการพยากรณ์ค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง 76

รูปที่ 4.22 องค์ประกอบข้อมูลค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง..... 76

รูปที่ 4.23 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนค่าความร้อนการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง..... 78

รูปที่ 4.24 ผลการพยากรณ์ค่าความร้อนการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง..... 78

รูปที่ 4.25 ข้อมูลเริ่มต้นของสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก 79

Chulalongkorn University

รูปที่ 4.26 องค์ประกอบข้อมูลสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก 79
รูปที่ 4.27 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนสัดส่วนกำลังผลิตผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 81
รูปที่ 4.28 ผลเปรียบเทียบตัวแบบของสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก 81
รูปที่ 4.29 ข้อมูลอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจในประเทศไทย 82
รูปที่ 4.30 องค์ประกอบข้อมูลอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ 82
รูปที่ 4.31 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ 84
รูปที่ 4.32 ผลพยากรณ์อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจในประเทศไทยรายไตรมาส 84
รูปที่ 4.33 การแจกแจงความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตกรณีไม่ลงทุนของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิต 85
รูปที่ 4.34 ผลการเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุน 87
รูปที่ 4.35 ผลการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อนของการการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุน 88
รูปที่ 4.36 การแจกแจงความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตกรณีลงทุนของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิต 89
รูปที่ 4.37 ผลการเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุน 91
รูปที่ 4.38 ผลการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อนของการการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุน 92
รูปที่ 4.39 การแจกแจงความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ 93
รูปที่ 4.40 ผลการเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์ของการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ 95
รูปที่ 4.41 ผลการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อนของการการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ 96
รูปที่ 4.42 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 98
รูปที่ 6.1 จำนวนเดินเครื่องสะสมของกังหันก๊าซรายปี 108

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 6.2 จำนวนชั่วโมงพร้อมจ่ายรายปีระหว่างกรณีศึกษาและสัญญาซื้อขายไฟฟ้า..... 110
รูปที่ 6.3 รายได้รวมของโรงไฟฟ้ารายปี 112
รูปที่ 6.4 ค่าประมาณค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน รายปีของโรงไฟฟ้า..... 113
รูปที่ 6.5 กำไรขั้นต้นรายปีของโรงไฟฟ้า 114
รูปที่ 6.6 ผลการวิเคราะห์ความไว..... 116
รูปที่ 6.7 ผลการวิเคราะห์ความไวกรณียกเลิกสัญญาจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาว 117

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

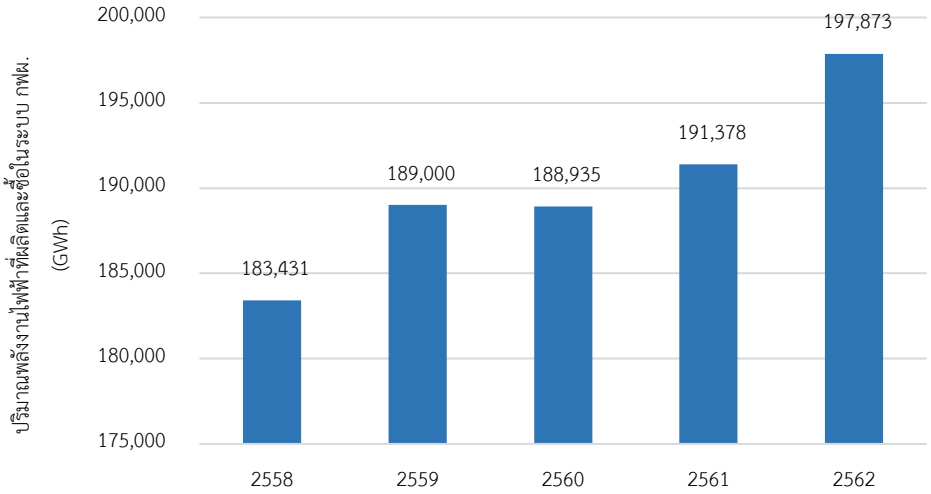
1.1 ความสำคัญและที่มาของงานวิจัย

1.1.1 ภาพรวมอุตสาหกรรมพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย

ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย มีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นผู้ผลิตและรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน รวมถึงเป็นผู้ดำเนินการจัดส่งพลังงานไฟฟ้าผ่านระบบส่งไฟฟ้าของ กฟผ. โดยแยกหน่วยงานที่ทำหน้าที่เป็นผู้ดูแล สั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในระบบ กฟผ. ให้เหมาะสมกับความต้องการใช้พลังงานในประเทศในขณะนั้นๆ คือ “ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ” หรือ ศูนย์ควบคุมฯ ซึ่งจำแนกกลุ่มผู้ผลิตพลังงานในประเทศไทยได้ 4 กลุ่ม ได้แก่

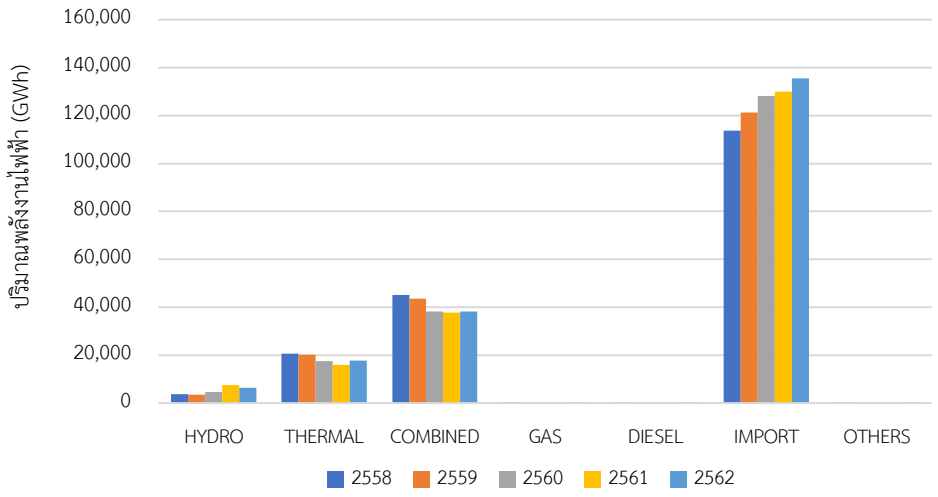
1. กฟผ.และกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independence Power Producer: IPP) กลุ่มโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตเสนอขายมากกว่า 90 MW ขึ้นไปและขายพลังงานไฟฟ้าให้แก่ระบบของ กฟผ.
2. กลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer-Direct: SPP-Direct) กลุ่มโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตเสนอขายตั้งแต่ 10 MW แต่ไม่เกิน 90 MW โดยมีบางส่วนที่ขายตรงให้กับลูกค้านอกระบบพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ. อย่างไรก็ตามมีการแจ้งกำลังการผลิตและเสนอขายพลังงานบางส่วนให้กับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ด้วย
3. กลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) กลุ่มโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตเสนอขายน้อยกว่า 10 MW ลักษณะการเสนอขายพลังงานไฟฟ้าคล้ายกับกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่มีส่วนที่ขายตรงให้กับลูกค้าตรงนอกระบบไฟฟ้า กฟผ.และขายพลังงานบางส่วนให้กับระบบไฟฟ้าของ กฟผ.
4. กลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้งานเอง (Independent Power Producer: IPS) กลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ไม่การเสนอขายให้กับระบบไฟฟ้าของ กฟผ.

ปัจจุบันความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยมีการปรับเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยมีความสอดคล้องกับการปรับตัวของเศรษฐกิจในประเทศ ซึ่งจากข้อมูลในปี พ.ศ. 2562 การผลิตและซื้อพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยมีการเติบโตเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2561 อยู่ที่ 3.39% ดังรูปที่ 1.1



รูปที่ 1.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและซื้อเข้าระบบไฟฟ้า กฟผ. ปี พ.ศ. 2558 – พ.ศ. 2562 (EGAT, 2020)

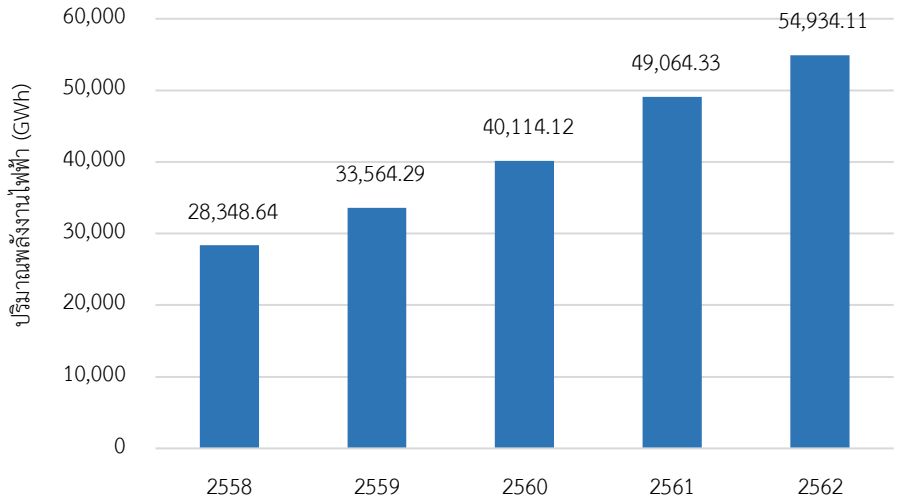
ในขณะเดียวกัน เมื่อศึกษาถึงการเติบโตดังกล่าว จากข้อมูลในอดีตพบว่าการเพิ่มขึ้นของปริมาณพลังงานไฟฟ้าเกิดจากสัดส่วนการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเข้าระบบของ กฟผ. ที่เพิ่มสูงขึ้น 4.38% เมื่อเปรียบเทียบระหว่างปี พ.ศ. 2561และ พ.ศ. 2562 (โดยในปี พ.ศ. 2561 มีการซื้อพลังงานอยู่ที่ 129,862 GWhและเพิ่มเป็น 135,557 GWh) ดังรูปที่ 1.2



รูปที่ 1.2 ปริมาณพลังงานไฟฟ้ารายประเภทโรงไฟฟ้า ตามสัญญาในระบบไฟฟ้า กฟผ. (EGAT, 2020)

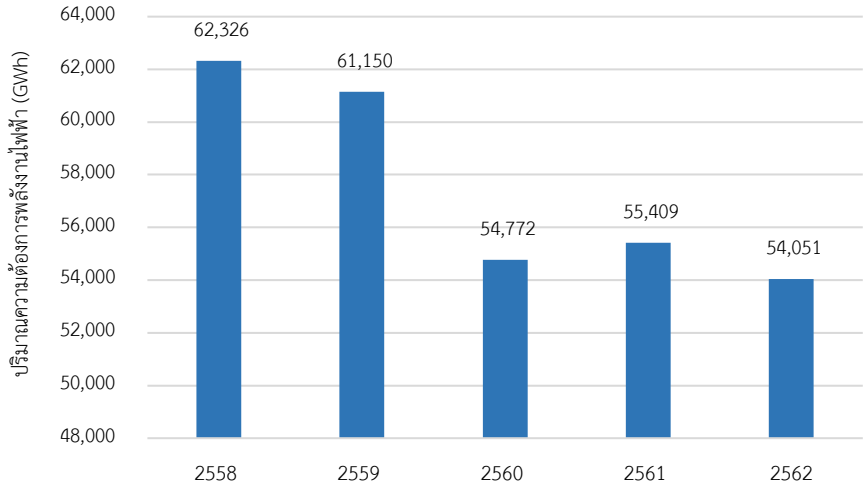
จากแนวโน้มสัดส่วนของการผลิตและซื้อพลังงานไฟฟ้าในระบบ กฟผ. ในรูปที่ 1.2 กล่าวได้ว่าโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อน (Thermal Power Plant)และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant) มีแนวโน้มการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง เนื่องจาก มีนโยบายส่งเสริมการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ เพื่อลดภาระในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในประเทศ

และลดภาระในการจัดหาเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศ รวมถึงมีสัดส่วนการเติบโตของกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็ก กลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่ขายตรงให้กับลูกค้านอกระบบไฟฟ้าของ กฟผ.ดังแสดงในรูปที่ 1.3 สามารถอธิบายได้ว่า กลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นมีการเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยปี 2562 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นจากปี 2561 ประมาณร้อยละ 11



รูปที่ 1.3 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จากกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็ก (EGAT, 2019)

นอกจากนี้ กลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้งานเอง มีการเติบโตตามการขยายตัวของอุตสาหกรรมที่แปรผันตามสถานการณ์เศรษฐกิจในประเทศและการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยี เนื่องจาก ภาคเอกชนและครัวเรือนสามารถผลิตไฟฟ้าจากแผงพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Cell) เพื่อใช้งานเองได้ด้วยต้นทุนที่ถูกลง ซึ่งสามารถกล่าวได้ว่ามีส่วนที่ส่งผลกระทบต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเดิมที่คงอยู่ในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. หรือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากระบบ กฟผ. ที่ลดลงดังรูปที่ 1.4 อย่างไรก็ตาม การเติบโตของกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้งานเองจะประสบปัญหาเรื่องของความไม่แน่นอนในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น โรงไฟฟ้าในระบบของ กฟผ. จึงจำเป็นต้องมีความพร้อมในการเดินเครื่องเพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป โดยโรงไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาแนวทางการปรับตัว หรือ รูปแบบในการเดินเครื่อง ควบคู่กับความสามารถในการแข่งขันกับโรงไฟฟ้าประเภทเดียวกัน



รูปที่ 1.4 ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากระบบ กฟผ. (EGAT, 2019)

ดังนั้น เมื่อโรงไฟฟ้าในระบบของ กฟผ. มีความเสี่ยงที่จะได้เดินเครื่องลดลง ทำให้ผู้บริหารมีความจำเป็นที่จะต้องพิจารณาแผนการดำเนินงาน เพื่อรองรับสถานการณ์การเดินเครื่องตามความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง จึงทำให้ผู้บริหารอาจมีมุมมองในการลงทุนเพื่อปรับปรุงโรงไฟฟ้า แต่เนื่องด้วย โรงไฟฟ้านั้นมีต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) มาก รวมกับโอกาสที่จะได้รับรายได้จากการเดินเครื่องลดลง จึงจำเป็นต้องพิจารณาความคุ้มค่าการลงทุน โดยนำหลักการบริหารต้นทุนตลอดอายุของสินทรัพย์เข้ามาพิจารณาในการดำเนินงานต่างๆ ตัวอย่างเช่น การลงทุนปรับปรุงเพื่อเพิ่มความสามารถการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้มีความยืดหยุ่น (Flexible Operating Power Plant) หรือการลงทุนในกิจกรรมอื่นที่มีผลกระทบต่อรายได้และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า เช่น ติดตั้งอุปกรณ์สำหรับตรวจสอบการใช้งานของอุปกรณ์ เป็นต้น เพื่อประเมินต้นทุนต่อหน่วยสำหรับพิจารณาความสามารถในการแข่งขันในกลุ่มธุรกิจผลิตพลังงานไฟฟ้า

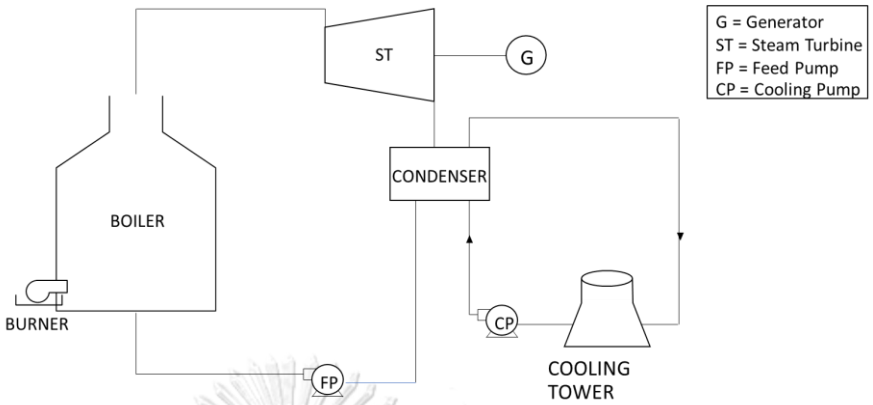
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1.2 ประเภทโรงไฟฟ้า

จากที่ได้กล่าวถึงกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้า ในส่วนนี้จะกล่าวถึงประเภทของโรงไฟฟ้าในประเทศไทยและหลักการทำงานเบื้องต้น โดยปัจจุบันโรงไฟฟ้าในประเทศไทยสามารถจำแนกได้ ดังนี้

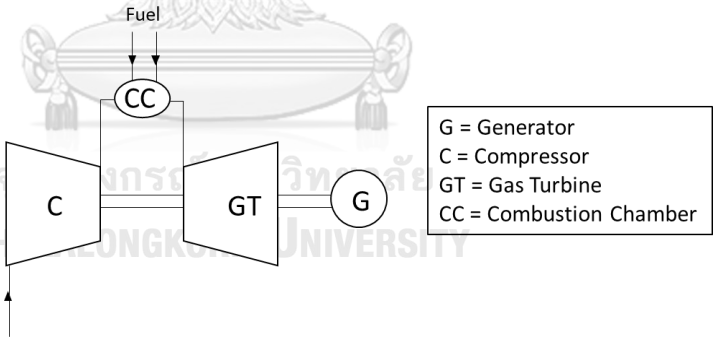
1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันเตา หรือ ถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าดังกล่าวจะอาศัยความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงมาต้มน้ำให้เปลี่ยนสถานะเป็นไอน้ำที่มีแรงดันและอุณหภูมิสูง เพื่อเปลี่ยนพลังงานความร้อนมาเป็นพลังงานกลเพื่อใช้ขับกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ซึ่งมี

แกนเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เพื่อทำหน้าที่เปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ ดังรูปที่ 1.5



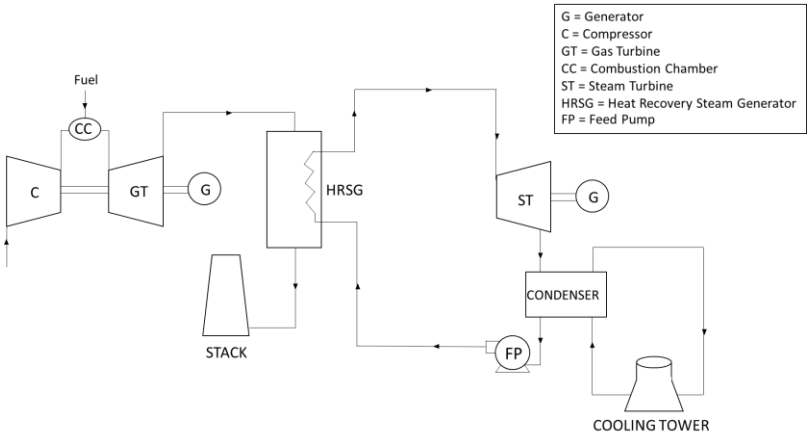
รูปที่ 1.5 หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

2. โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิต โดยหลักการ คือ ดูดอากาศเข้ามาและอัดอากาศเพื่อเพิ่มให้มีความดันสูง 8-10 เท่า ส่งผ่านเข้าห้องเผาไหม้ เพื่อให้อากาศเกิดการขยายตัวพร้อมจุดระเบิดเชื้อเพลิง ทำให้เกิดแรงดันและอุณหภูมิที่สูง จากนั้นส่งผ่านอากาศร้อนดังกล่าวขับตัวกังหันก๊าซ (Gas Turbine) ดังรูปที่ 1.6



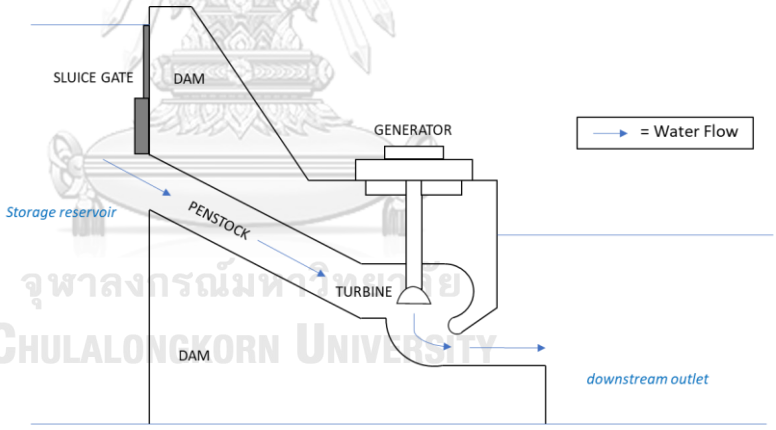
รูปที่ 1.6 หลักการทำงานโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ

3. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยมีการทำงานร่วมกันระหว่างกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำ ซึ่งหลักการทำงาน คือ นำเชื้อเพลิงมาจุดระเบิดในห้องเผาไหม้และนำไอร้อนดังกล่าวมาขับกังหันก๊าซเพื่อให้ผลิตพลังงานไฟฟ้า จากนั้นไอเสียที่ออกจากกังหันก๊าซจะถูกนำมาใช้สำหรับต้มน้ำ เพื่อผลิตพลังงานไอน้ำที่มีแรงดันและอุณหภูมิสูงในการขับกังหันไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ดังรูปที่ 1.7



รูปที่ 1.7 หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

4. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydro Power Plant) นับเป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่มีต้นทุนการผลิตในส่วนของเชื้อเพลิง โดยหลักการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังน้ำ คือ อาศัยแรงดันน้ำจากเขื่อน หรือ อ่างเก็บน้ำที่อยู่ในระดับสูงกว่าตัวโรงไฟฟ้าหมุนกังหันน้ำที่มีเพลาต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อเปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้าส่งเข้าระบบ ดังรูปที่ 1.8 ทั้งนี้ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ขึ้นกับปริมาณและสถานการณ์น้ำเหนือเขื่อน หรือ อ่างเก็บน้ำร่วมด้วย



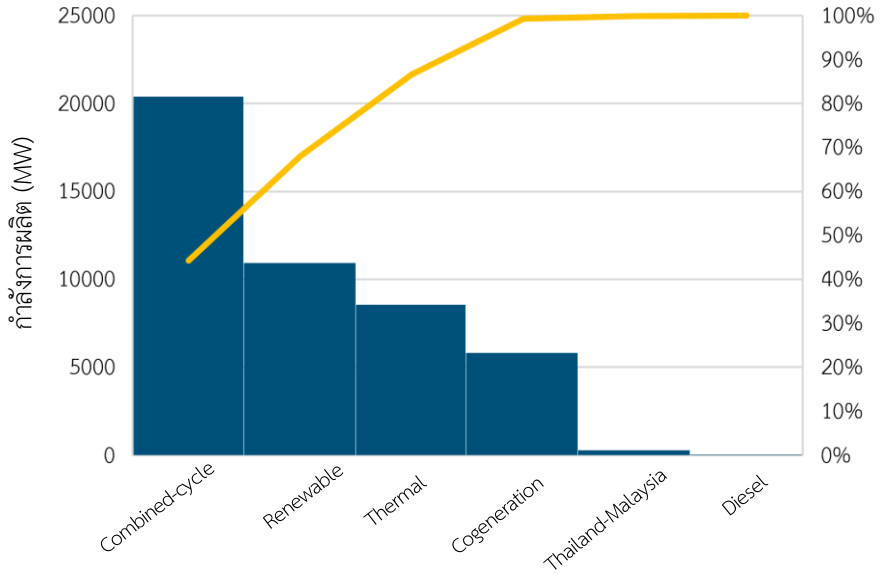
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 1.8 หลักการทำงานโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

5. โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์นั้นจะมีอุปกรณ์ที่เรียกว่า แผงพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Cell) ที่เคลือบสารกึ่งตัวนำทำหน้าที่เป็นตัวกลางในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ที่จัดเป็นคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าเป็นพลังงานไฟฟ้า
6. โรงไฟฟ้าพลังงานลม (Wind Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้กังหันลม (Wind Turbine) ที่มีแกนต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยพลังงานลมมาเป็นตัวกลางสำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้า

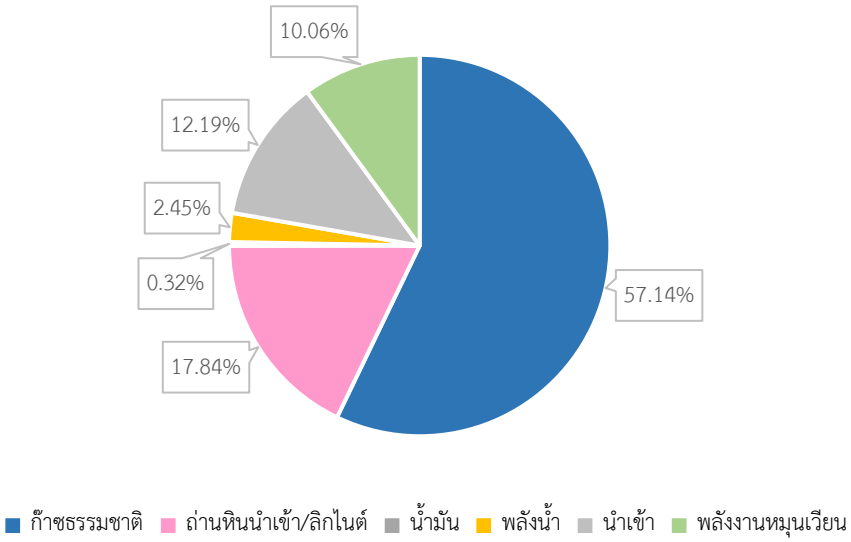
7. โรงไฟฟ้าชีวมวล (Biomass Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้เศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรที่ผ่านการแปรรูป เช่น แกลบ ชานอ้อย กากปาล์ม ซังข้าวโพด เป็นต้น มาเป็นเชื้อเพลิง โดยหลักการทำงานของโรงไฟฟ้าประเภทนี้ จะมีลักษณะเดียวกันกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อน
8. โรงไฟฟ้าพลังงานขยะ (Incinerator Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ขยะเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยหลักการทำงานของโรงไฟฟ้านี้ เริ่มจากการเผาขยะและนำความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้มาต้มน้ำให้เปลี่ยนสถานะกลายเป็นไอ จากนั้นนำมาขับกังหันไอน้ำที่มีแกนเพลาต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า

งานวิจัยนี้ได้เลือกโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงมาเป็นกรณีศึกษาสำหรับการประเมินการลงทุนปรับปรุงเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าด้วยการบริหารต้นทุนตลอดอายุ เนื่องจาก เป็นประเภทโรงไฟฟ้าที่มีจำนวนมากที่สุดในประเทศไทย ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากกำลังผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ โดยแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า ดังรูปที่ 1.9



รูปที่ 1.9 กำลังผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามประเภทโรงไฟฟ้า (EPPO, 2019)

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาสัดส่วนประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย ดังรูปที่ 1.10 กล่าวได้ว่าโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงจัดเป็นกลุ่มใหญ่ที่สุดในประเทศไทย อีกทั้งได้รับผลกระทบจากความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบที่ลดลงโดยตรง รวมถึงเป็นโรงไฟฟ้าที่มีความสามารถเดินเครื่องแบบเพิ่ม หรือ ลดกำลังการผลิตโดยยังคงสามารถรักษาความเสถียรในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้



รูปที่ 1.10 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้า ตามประเภทเชื้อเพลิง (EPPO, 2020)

หากโรงไฟฟ้ามีรูปแบบการเดินเครื่องที่เปลี่ยนแปลงไป เช่น โรงไฟฟ้ามีการเดินเครื่องที่ Baseload อย่างต่อเนื่อง แต่เมื่อมีการเติบโตของกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้งานเองและความสามารถของระบบส่งที่เพิ่มสูงขึ้น สถานะการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าเปลี่ยนจากการเดินเครื่องแบบต่อเนื่องเป็นแบบไม่ต่อเนื่อง โดยถูกสั่งการให้ขนานเครื่องเข้าระบบ (Synchronization) หรือ ปลดเครื่องออกจากระบบ (Off-Synchronization) มากขึ้น มีผลทำให้สมรรถณะของโรงไฟฟ้าลดต่ำลง ดังนั้น ผู้บริหารจึงพิจารณาการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าให้สามารถเพิ่มช่วงความสามารถในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้น (Flexible Operating Range) เพื่อให้โรงไฟฟ้าสามารถตอบสนองความต้องการพลังงานไฟฟ้าในระบบ กฟผ. ได้เพิ่มขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.2.1 หลักการสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า

จากภาพรวมของระบบพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย สิ่งที่โรงไฟฟ้าควรพิจารณาเป็นสิ่งแรก คือ สถานะปัจจุบันของโรงไฟฟ้าว่ามีความจำเป็นต่อระบบมากน้อยเพียงใดตามลำดับความสำคัญในเกณฑ์ของศูนย์ควบคุมฯ โดยหลักการสั่งเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่เป็นประเภทเดียวกันมีลำดับดังนี้

1. กลุ่มโรงไฟฟ้าที่จำเป็นต้องเดินเครื่องเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบ (Must run): กลุ่มโรงไฟฟ้าที่ถูกสั่งการเพื่อรักษาความมั่นคงทางระบบพลังงานไฟฟ้า กรณีไม่มีการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ หากเกิดเหตุฉุกเฉินมีความเสี่ยงที่จะทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้

2. กลุ่มโรงไฟฟ้าประเภทจำเป็นต้องรับซื้อขั้นต่ำตามสัญญา (Must take): กลุ่มโรงไฟฟ้าที่มีสัญญาการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าขั้นต่ำ หรือ มีสัญญาการรับซื้อก๊าซธรรมชาติขั้นต่ำ หากไม่เดินเครื่องโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ จะทำให้เกิดการชำระค่าซื้อพลังงานไฟฟ้า หรือก๊าซธรรมชาติขั้นต่ำโดยไม่ได้รับพลังงานไฟฟ้า ส่งผลต่อต้นทุนค่าไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศ
3. โรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำสุดตามลำดับ (Merit order): กลุ่มโรงไฟฟ้าที่ถูกลำดับการเดินเครื่องด้วยต้นทุนการผลิตที่ต่ำที่สุด โดยปริมาณการเดินเครื่องนั้นจะเป็นส่วนที่เหลือจากการสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในสองส่วนแรกในขณะนั้นๆ

จากลำดับกลุ่มการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าข้างต้นสรุปได้ว่า โรงไฟฟ้ากลุ่มแรกที่ศูนย์ควบคุมฯ พิจารณาสั่งการเดินเครื่อง คือ Must run ซึ่งขึ้นกับข้อจำกัดของระบบส่ง ตามสภาพความต้องการในระบบเพื่อรักษาความมั่นคงในพื้นที่นั้นๆ จากนั้นเมื่อโรงไฟฟ้ากลุ่ม Must run มีกำลังการผลิตไม่เพียงพอ ศูนย์ควบคุมฯจะสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้ากลุ่ม Must take ตามมา โดยความต้องการพลังงานส่วนที่เหลือจะเรียกจากโรงไฟฟ้ากลุ่ม Merit order ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม การพิจารณาลำดับการสั่งการเดินเครื่องภายในกลุ่ม Must runและ Must take ของศูนย์ควบคุมฯ มีการพิจารณาจากต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าเป็นหลักลักษณะเดียวกันกับ Merit order เช่น โรงไฟฟ้า A มีกำลังการผลิต 700 MW โรงไฟฟ้า B มีกำลังการผลิต 600 MWและโรงไฟฟ้า C มีกำลังการผลิต 600 MW โดยเป็นโรงไฟฟ้ากลุ่ม Must run ซึ่งมีต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้าลำดับดังนี้ A<C<Bและจากสภาพของการเดินเครื่องเพื่อรักษาความมั่นคงในระบบ ศูนย์ควบคุมฯ พิจารณาว่ากลุ่มโรงไฟฟ้า Must run ในพื้นที่ดังกล่าวควรเดินเครื่องรวมกันไม่เกิน 1700 MW ซึ่งศูนย์ควบคุมฯ นั้นพิจารณาจากต้นทุน อาจสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าตามลำดับต้นทุนเป็น A เดินเครื่อง 700 MW C เดินเครื่อง 600 MWและสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้า B ที่ 400MW หรือ ไม่สั่งการเดินเครื่อง B ก็เป็นได้ เนื่องจากระบบส่งสามารถรองรับความมั่นคงได้และในส่วนของความต้องการส่วนที่เหลือก็จะพิจารณาการเดินเครื่องในกลุ่ม Must takeและ Merit order ต่อไปตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.2.2 สัญญาซื้อขายไฟฟ้า

นอกจากนี้ โรงไฟฟ้าที่อยู่ในระบบของ กฟผ. จะมีการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) ซึ่งเป็นตัวกำหนดกรอบของรายได้ที่โรงไฟฟ้าพึงได้ โดยในสัญญาจะมีการรับรองค่าทางเทคนิคต่างๆและชั่วโมงความพร้อมจ่ายรายปีของโรงไฟฟ้า ซึ่งรายละเอียดของสัญญาสามารถแบ่งได้เป็น 4 ส่วนได้แก่

1. ข้อมูลทางเทคนิคเฉพาะของโรงไฟฟ้า เช่น รอบของการทำงานบำรุงรักษา กำลังการผลิตติดตั้งตามสัญญา (Contracted Capacity: CC)และชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญาของโรงไฟฟ้า (Contract Availability Hour: CAH) เป็นต้น
2. ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP) รายได้ที่โรงไฟฟ้าจะได้รับชำระจากคู่สัญญา ถึงแม้ว่าจะไม่มีการสั่งการเดินเครื่องเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า
3. บทปรับ คือ รายการที่จะเกิดขึ้นเมื่อโรงไฟฟ้าไม่สามารถดำเนินการได้ตามสถานะที่แจ้งความพร้อมไว้กับศูนย์ควบคุมฯ ซึ่งจะหักออกจากค่าความพร้อมจ่ายที่โรงไฟฟ้าพึงได้
4. ค่าเชื้อเพลิง (Energy Payment: EP) รายได้ที่โรงไฟฟ้าจะได้รับชำระตามการเดินเครื่องจริง ที่ศูนย์ควบคุมฯ ได้มีการสั่งการ

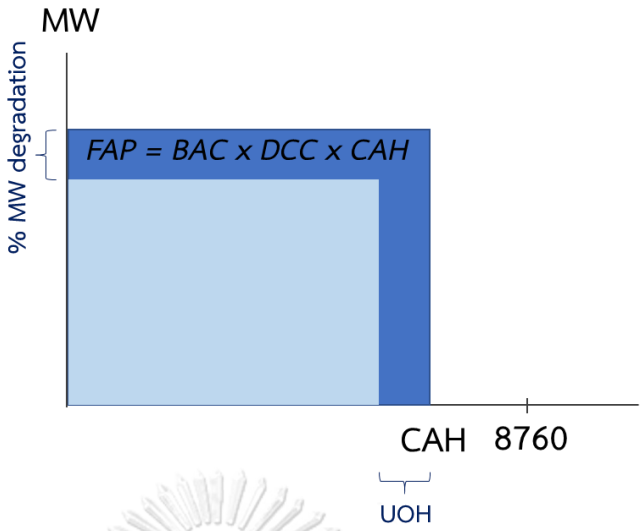
ทั้งนี้ ในส่วนของการคำนวณรายได้ของโรงไฟฟ้า จะถูกแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ

1. ค่าความพร้อมจ่าย หากโรงไฟฟ้าแจ้งว่ามีความพร้อมในการเดินเครื่องสำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. โรงไฟฟ้าก็จะได้รับรายได้ที่เรียกว่า “ความพร้อมจ่าย” ถึงแม้ว่าจะไม่ได้เดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบจริง โดยค่าความพร้อมจ่าย พิจารณาจากค่าความพร้อมจ่ายพื้นฐาน (Base Availability Credit: BAC)และกำลังการผลิตพึงได้ตามสัญญา (Dependable Contracted Capacity: DCC) ซึ่งรายได้ส่วนดังกล่าวมีความสัมพันธ์กับชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญาและค่าความพร้อมจ่ายสูงสุดที่โรงไฟฟ้าพึงได้ (Full Availability Payment: FAP) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 1.1

$$FAP = BAC \times DCC \times CAH \tag{1.1}$$

หากกรณีโรงไฟฟ้าเกิดเหตุฉุกเฉินต้องมีการซ่อมบำรุงรักษากะทันหัน (Unplanned Outage Hour: UOH) นอกเหนือสิทธิ์ของชั่วโมงหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษา (Planned Outage Hour: POH) ในปีนั้นๆ โรงไฟฟ้าจะมีชั่วโมงความพร้อมจ่ายไม่ครบตามสัญญาส่งผลให้รายได้จากค่าความพร้อมจ่ายพึงได้สูงสุดก็จะลดหลั่นลงไปดังรูปที่ 1.11

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 1.11 ค่าความพร้อมจ่ายพึงได้ของโรงไฟฟ้า

นอกจากนี้ สำหรับส่วนของบทปรับที่ระบุเงื่อนไขตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย 3 บทปรับหลัก ได้แก่ 1) บทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิต (Deduction of Reduced Availability: DRA) ที่มีการแบ่งออกเป็น 8 ส่วน ตามลักษณะการเดินเครื่องพึงได้ตามสัญญา (Contract Operating Characteristic: COC) 2) บทปรับที่เกิดจากการแจ้งความไม่พร้อมล่าช้า (Deduction of Short Notice: DSN) 3) บทปรับที่เกิดจากการที่ไม่สามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ (Deduction of Dispatch Failure: DDF) ซึ่งจะถูกนำไปหักออกจากค่าความพร้อมจ่ายพึงได้ของโรงไฟฟ้า

2. ค่าเชื้อเพลิง เป็นรายได้ที่โรงไฟฟ้าจะได้รับกรณีที่มีการเดินเครื่องเพียงเท่านั้น โดยการคำนวณรายได้ส่วนดังกล่าวจะพิจารณาตามค่าความร้อนรับรอง (Guarantee heat Rate: GHR) ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ที่แปรผันตามกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่ระดับต่างๆ ซึ่งจะถูกมาเกณฑ์การคำนวณกับหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริง (Net Actual Generation: NAG) นอกจากนี้ ในสัญญาจะมีการระบุค่าสัมประสิทธิ์การคำนวณอัตราการชำระค่าเชื้อเพลิงตามปริมาณการผลิตที่ระดับการเดินเครื่องต่างๆและตามการขนานเครื่องต่อครั้ง ทั้งนี้สามารถคำนวณค่าดังกล่าวได้ตามสมการที่ 1.2

$$EP = GHR \times NAG \times Fuel\ Price \tag{1.2}$$

สำหรับการคำนวณรายได้ข้างต้นเป็นการคำนวณตามกรอบของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งในส่วนของรายได้เชื้อเพลิงนั้นจะได้รับเฉพาะส่วนที่โรงไฟฟ้าผลิตและจ่ายเข้าระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ตามจริงเท่านั้น แต่เนื่องจากคู่สัญญาเป็นผู้ชำระค่าเชื้อเพลิงตามการผลิตจริงโดยอ้างอิงค่าความร้อนรับรองตามสัญญา ดังนั้น หากโรงไฟฟ้าสามารถควบคุมค่าความร้อนจริงให้ต่ำกว่าค่าดังกล่าว เท่ากับว่าโรงไฟฟ้าสามารถทำกำไรจากส่วนนี้ได้

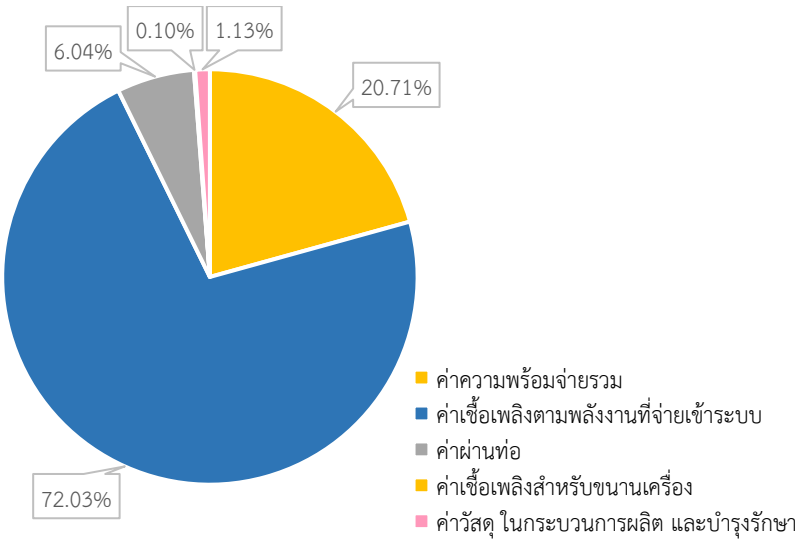
1.2.3 โครงสร้างรายได้และค่าใช้จ่ายทางบัญชี

โครงสร้างทางบัญชีในส่วนของรายได้โรงไฟฟ้าจะเป็นไปตามหลักและกรอบของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในข้างต้น แต่ในส่วนของค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าจะสามารถจำแนกได้เป็น 3 ส่วนหลัก ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (รวมเงินเดือนและค่าใช้จ่ายบริหาร)และต้นทุนเชื้อเพลิง ซึ่งรายการนี้จะมีส่วนย่อยเช่นเดียวกับส่วนของรายได้ เนื่องจากคู่สัญญาจะเป็นผู้ชำระให้ แต่หากเกิดกรณีที่มีการใช้เชื้อเพลิงมากเกินกว่ากรอบสัญญาที่ระบุ โรงไฟฟ้าจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายดังกล่าวที่เกิดขึ้น

นอกจากนี้หากพิจารณาถึงสัดส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าในปัจจุบันรายได้ยังคงครอบคลุมค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นอยู่ โดยรายได้ของปี 2562 มีมูลค่า 11,590 ล้านบาทและสำหรับค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้ามีมูลค่า 9,800 ล้านบาท ซึ่งค่าใช้จ่ายนั้นคิดเป็นร้อยละ 84.5 ของรายได้ของโรงไฟฟ้า

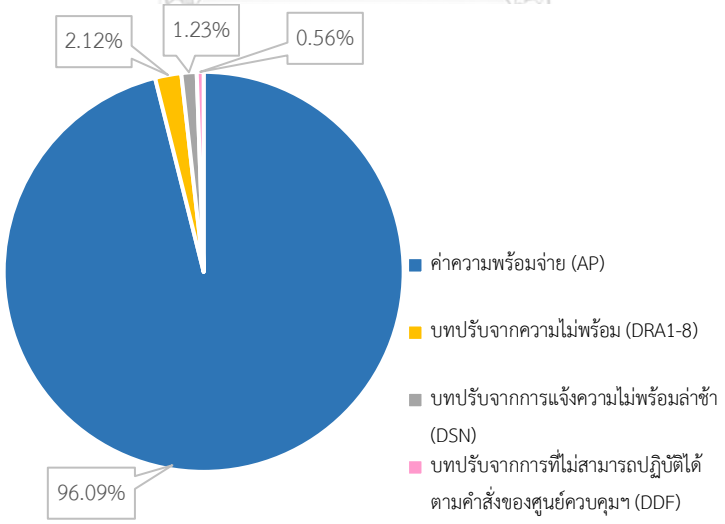
อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาถึงรายละเอียดของรายได้และค่าใช้จ่ายก็จะพบว่าสำหรับรายได้ส่วนของค่าความพร้อมจ่ายที่โรงไฟฟ้าได้รับนั้น คิดเป็นเป็นร้อยละ 20.71 เท่านั้น โดยมีรายได้ส่วนเชื้อเพลิงที่ทางคู่สัญญาชำระให้สำหรับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและขายเข้าระบบนั้นมีสัดส่วนสูงถึงร้อยละ 72.03 ดังรูปที่ 1.12 ทั้งนี้ข้อมูลดังกล่าวนี้เป็นการศึกษาจากข้อมูลผลการดำเนินงานในปี 2562 ที่มีการเดินเครื่องจ่ายพลังงานเข้าระบบ 5,076 GWh

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 1.12 สัดส่วนรายได้ของโรงไฟฟ้า

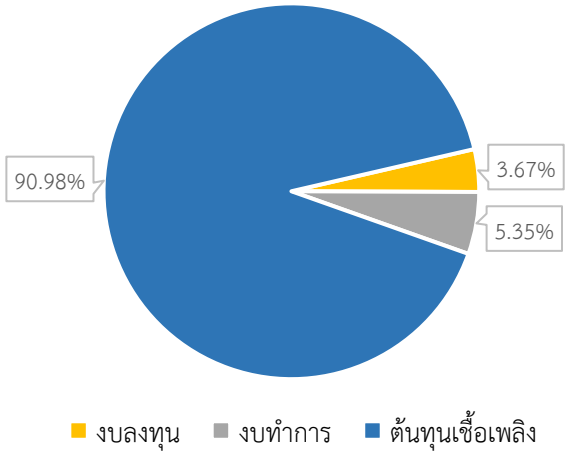
นอกจากนี้ การพิจารณาเฉพาะส่วนของรายละเอียดของค่าพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า มีการคำนวณบทปรับที่เกิดจากโรงไฟฟ้าไม่สามารถควบคุมและดำเนินการได้ตามที่ตกลงในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า หรือ คำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ โดยหักจากค่าความพร้อมจ่ายพึงได้ของโรงไฟฟ้า ซึ่งสัดส่วนของค่าความพร้อมจ่ายนั้นแสดงดังรูปที่ 1.13 ที่แสดงให้เห็นว่าภาพรวมของบทปรับนั้นคิดเป็น ร้อยละ 3.91 จากค่าความพร้อมจ่ายพึงได้สูงสุดของโรงไฟฟ้า



รูปที่ 1.13 สัดส่วนค่าความพร้อมจ่ายและบทปรับของโรงไฟฟ้า

สำหรับส่วนของค่าใช้จ่ายโรงไฟฟ้า เมื่อพิจารณาจากโครงสร้างทางบัญชีที่แบ่งได้ 3 ส่วนหลัก จะสามารถแบ่งสัดส่วนได้ดังรูปที่ 1.14 แต่เนื่องด้วยค่าต้นทุนด้านเชื้อเพลิงนั้นแปรผันตามปริมาณการ

เดินเครื่องเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าจึงมีสัดส่วนถึงร้อยละ 90.98และในส่วนของค่าใช้จ่ายในการลงทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานนั้นอยู่ที่ร้อยละ 3.67และร้อยละ5.35 ตามลำดับ



รูปที่ 1.14 สัดส่วนค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า

1.2.4 ปัญหาของงานวิจัย

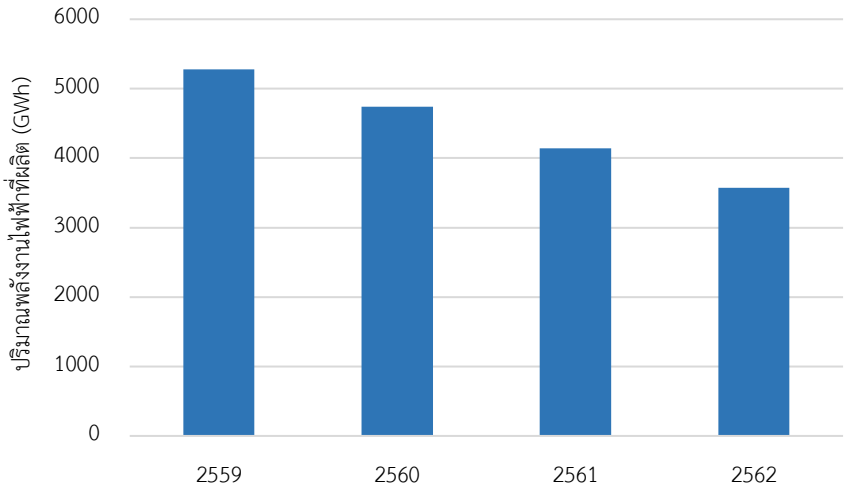
จากการกล่าวถึงภาพรวมของสถานการณ์ของอุตสาหกรรมพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยและผลกระทบที่เกิดขึ้นกับโรงไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ที่ได้รับความเสี่ยงที่จะได้เดินเครื่องน้อยลง อันเป็นผลมาจากแนวโน้มการผลิตและซื้อพลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ลดลง ส่งผลให้รายได้ของโรงไฟฟ้าที่ได้รับจากการเดินเครื่องลดลง แต่รายจ่ายคงที่ ดังนั้น โรงไฟฟ้าจะต้องคำนึงถึงสถานะการเดินเครื่องที่เปลี่ยนแปลงและพิจารณาปรับปรุงแผนการบำรุงรักษาให้มีความเหมาะสม เพื่อควบคุมการดำเนินงานบริหารจัดการต้นทุนการผลิตและบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าให้ยังคงอยู่ในเกณฑ์ที่สามารถบริหารได้อย่างต่อเนื่อง รวมถึงสามารถแข่งขันในกลุ่มธุรกิจกับโรงไฟฟ้าที่เป็นประเภทเดียวกันได้

อีกทั้งในส่วนของรอบงานบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้า มีความสัมพันธ์กับชั่วโมงการเดินเครื่องสะสมของตัวกังหันก๊าซ (Equivalent Operating Hour: EOH) ตามคำแนะนำของบริษัทผู้ผลิตเครื่องจักร (Original Equipment Manufacturer: OEM)และแผนการผลิตพลังงานไฟฟ้า ส่งผลต่อค่าใช้จ่าย รวมถึงรายได้จากความพร้อมจ่ายที่เกิดขึ้นในปีนั้นๆ เข้ามาด้วย เช่น ชั่วโมงการเดินเครื่องสะสมในปีปัจจุบันเหมาะสมกับที่โรงไฟฟ้าจะมีรอบงานบำรุงรักษาตรวจสอบส่วนเผาไหม้ (Combustion Inspection: CI) แต่โรงไฟฟ้าพิจารณาปรับขยายงานเนื่องจากต้องการปรับปรุงอุปกรณ์บางอย่างเพิ่มเติม เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ต้องใช้ระยะเวลาการดำเนินการนาน จึงขอเปลี่ยนเป็นรอบงานเป็นงานบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul: MO) แทน ตัวอย่างข้างต้นมีผลทำให้ชั่วโมงความพร้อมเดินเครื่องจริง (Achieved Availability Hour: AAH) ไม่ครบตามสัญญา ซึ่งจะกระทบต่อรายได้

และค่าใช้จ่ายในปีปัจจุบัน โดยผู้บริหารต้องพิจารณาต้องพิจารณาถึงภาพรวมของรายได้ ค่าใช้จ่าย รวมถึงชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญาของโรงไฟฟ้าร่วมด้วย

ปัจจุบันการพิจารณาการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าจะคำนึงถึงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและขายเข้าระบบไฟฟ้า กฟผ. เป็นหลัก โดยมองข้ามถึงผลกระทบของการปรับรอบงานบำรุงรักษา กรอบรายได้และค่าใช้จ่ายภาพรวม ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงมีแนวคิดเพื่อสร้างแบบจำลองการประเมินความคุ้มค่าการลงทุนปรับปรุงเพิ่มความยืดหยุ่นการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าตลอดอายุสัญญาคงเหลือ โดยคำนึงถึงปัจจัยสถานการณ์การเดินเครื่อง รอบงานบำรุงรักษา โครงสร้างรายได้ตามกรอบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ผลการดำเนินงานจริงของโรงไฟฟ้าและข้อมูลทางเทคนิค ซึ่งแบบจำลองการประเมินนี้ออกแบบให้สามารถปรับเปลี่ยนปัจจัยดังกล่าวและนำผลการคำนวณมาเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในพิจารณาการลงทุนให้สอดคล้องกับสถานะของโรงไฟฟ้า รวมถึงเพิ่มศักยภาพในการบริหารสินทรัพย์เพื่อให้สามารถคำนวณเป็นต้นทุนการผลิตของโรงไฟฟ้า เพื่อลดความเสี่ยงการตัดสินใจลงทุนที่ส่งผลให้ผลการดำเนินงานขาดทุนได้

สำหรับรูปแบบการปรับปรุงเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาของงานวิจัยนี้ คือ ปรับปรุงให้ตัวโรงไฟฟ้าสามารถเดินเครื่องได้ตั้งแต่ ร้อยละ 30 ของกำลังการผลิต ถึงกำลังการผลิตพึงได้ตามสัญญา (ความสามารถเดิมคือ โรงไฟฟ้าสามารถเดินเครื่องได้ในช่วงร้อยละ 60 ของกำลังการผลิต ถึงกำลังการผลิตพึงได้ตามสัญญา) เนื่องจากการที่โรงไฟฟ้าสามารถเดินเครื่องได้ในช่วงกำลังการผลิตที่ต่ำ มีโอกาสในการถูกเรียกเดินเครื่องตามส่วนที่ระบบต้องการเพิ่มได้มากขึ้น ทั้งนี้ความสามารถการเดินเครื่องในปัจจุบันของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษามีการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อขายเข้าระบบลดลงอย่างต่อเนื่อง ดังรูปที่ 1.15 ด้วยเหตุว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากระบบที่ลดต่ำลง มีผลทำให้ความต้องการปริมาณของพลังงานไฟฟ้าในระบบบางช่วงเวลาจากระบบไฟฟ้าต่ำลง โดยโรงไฟฟ้าไม่สามารถดำเนินการได้จึงต้องหยุดเดินเครื่อง เพื่อเปิดโอกาสให้โรงไฟฟ้าที่สามารถจ่ายปริมาณพลังงานไฟฟ้าในปริมาณนั้นได้เดินเครื่องเข้าระบบก่อน



รูปที่ 1.15 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริงของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

สรุปได้ว่าเมื่อโรงไฟฟ้ามีรูปแบบการสั่งการเดินเครื่องที่เปลี่ยนแปลงไป จึงต้องมีการควบคุมและบริหารค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตและบำรุงรักษาให้อยู่ในกรอบ หรือ ขอบเขตของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ถูกกำหนดไว้เพื่อประเมินต้นทุนของโรงไฟฟ้าว่ามีความสามารถแข่งขันในธุรกิจได้หรือไม่ โดยการสั่งการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าเป็นไปตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ ที่มีหลักเกณฑ์ในการวางแผนและสั่งการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่มีความพร้อมในระบบ ณ ขณะนั้น เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงเชื่อถือได้และมีคุณภาพ เพียงพอต่อเนื่องในระบบด้วยต้นทุนที่เหมาะสม

1.3 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

1. เพื่อสร้างแบบจำลองการประเมินความคุ้มค่าระหว่างมีการลงทุนปรับปรุงเพิ่มความสามารถการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าให้มีความยืดหยุ่นมากขึ้นและไม่มีการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าโดยประมาณการข้อมูลที่เกี่ยวข้องตลอดอายุสัญญาคงเหลือของโครงการ
2. เพื่อศึกษาแนวคิดพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต ด้วยปัจจัยที่เกี่ยวข้องสำหรับการตัดสินใจลงทุนปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัย

1. ได้กรอบความคิดในการพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุนปรับปรุงเพื่อเพิ่มความสามารถในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าโดยอ้างอิงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า พร้อมรายการข้อมูลที่มีความจำเป็น
2. ได้แนวคิดการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าด้วยปัจจัยที่เกี่ยวข้อง
3. สามารถประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโรงไฟฟ้าจากแบบประเมินและเป็นเครื่องมือที่ช่วยบริหารต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

1.5 ขอบเขตของงานวิจัย

1. ข้อมูลที่ใช้ในการสร้างระบบเพื่อประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโรงไฟฟ้า ได้แก่ รายได้ ค่าใช้จ่ายและข้อมูลทางเทคนิค ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant) ในประเทศไทย ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง
2. ระยะเวลาการประเมินความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้ากำหนดตามอายุคงเหลือตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา 20 ปี
3. ข้อมูลที่นำมาใช้งานในการคำนวณเพื่อการประมาณการรายได้และค่าใช้จ่าย จะอ้างอิงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งได้ระบุไว้ก่อนสร้างโรงไฟฟ้า
4. วิธีประเมินการลงทุน จะเปรียบเทียบระหว่างการดำเนินงานในลักษณะเดิม (ไม่มีการลงทุนเพิ่ม หรือลดต้นทุนในการดำเนินงาน) กับการลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าและการติดตั้งระบบตรวจสอบการใช้งานของอุปกรณ์
5. การประเมินความคุ้มค่าการลงทุนปรับปรุงเพื่อขยายช่วงความสามารถการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าจะพิจารณารายปี
6. การประเมินของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาในงานวิจัยไม่มีการพิจารณาถึงส่วนของการปลดพนักงาน

บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การสร้างแบบประเมินการลงทุนปรับปรุงเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ในงานวิจัยฉบับนี้มีวัตถุประสงค์ คือ ศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจในการดำเนินการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้า ซึ่งได้ทำการศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการบริหารต้นทุนตลอดอายุของโครงการ รวมถึงข้อมูลที่ใช้การคำนวณทางเทคนิคของโรงไฟฟ้าเพื่อใช้เป็นแนวทางในการศึกษา ให้สามารถบรรลุได้ตามวัตถุประสงค์ที่ได้กำหนดไว้ ดังนี้

2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1.1 เทคนิคการพยากรณ์

การพยากรณ์ หรือ คาดการณ์ข้อมูลที่อาจเกิดขึ้นในอนาคตโดยอาศัยข้อมูลในอดีต ข้อมูลปัจจุบัน หรือ ประสบการณ์ของผู้ประมาณการ ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้สามารถนำมาใช้เป็นแนวทางในการวางแผนดำเนินการ หรือ ตัดสินใจในการทำธุรกิจในอนาคต อย่างไรก็ตามความแม่นยำของผลลัพธ์ที่ได้จะขึ้นกับการเก็บข้อมูลที่ต้องมีความสม่ำเสมอและต้องมาจากแหล่งที่เชื่อถือได้ (Hanke & Wichern, 2014)

เทคนิคสำหรับการพยากรณ์ข้อมูลมีความสำคัญ คือ เพื่อให้ทราบถึงความต้องการและความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นในตลาดที่สามารถใช้ในการวางแผนดำเนินการต่างๆ ในธุรกิจได้อย่างทันท่วงที ซึ่งประเภทของข้อมูลสามารถจำแนกออกได้เป็น 2 ประเภท ได้แก่

1. ข้อมูลภาคตัดขวาง (Cross-sectional data) คือ การเก็บข้อมูล ณ จุดเวลาใดเวลาหนึ่ง โดยพิจารณาความสัมพันธ์ของปัจจัย ณ เวลาใดเวลาหนึ่ง
2. ข้อมูลอนุกรมเวลา (Time-series data) คือ การเก็บข้อมูลในช่วงระยะเวลาที่เท่ากันมีความสม่ำเสมอและต่อเนื่อง

ข้อมูลที่นำมาใช้จะต้องมีการวิเคราะห์รูปแบบของข้อมูลว่าข้อมูลมีความสัมพันธ์อย่างไรและเป็นข้อมูลมีความคงที่ตลอด (Stationary) มีแนวโน้มในการเปลี่ยนแปลงของข้อมูล (Trend) มีรูปแบบที่มีการเปลี่ยนแปลงเป็นรอบ (Seasonal) ข้อมูลมีการแสดงเป็นวัฏจักร (Cyclical) หรือเป็นข้อมูลไม่มีความสัมพันธ์กัน (Random) เพื่อเลือกวิธีการในการพยากรณ์ข้อมูลให้มีความเหมาะสมกับแบบประเมิน

2.1.1.1 การวิเคราะห์ถดถอย

การวิเคราะห์การถดถอย (Regression Analysis) เป็นกระบวนการทางสถิติที่ใช้ศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระ (Independent Variable)และตัวแปรตาม (Dependent Variable) โดยรักษาความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระและตัวแปรตาม การวิเคราะห์ดังกล่าวจะมีตัวแปรตามเพียง 1 ตัวและจะมีตัวแปรอิสระกี่ตัวก็ได้ เมื่อมีตัวแปรอิสระเพียงตัวเดียวจะเรียกว่า การวิเคราะห์ถดถอยอย่างง่าย (Simple Linear Regression) แต่หากตัวแปรอิสระตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไปจะเรียกว่า การวิเคราะห์ถดถอยแบบพหุคูณ (Multiple Regression Analysis)

1. การวิเคราะห์ถดถอยอย่างง่าย

การวิเคราะห์ถดถอยอย่างง่ายจะประกอบด้วยแปรอิสระ 1 ตัวและตัวแปรตาม 1 ตัว สามารถเขียนสมการใรรูปของสมการถดถอยได้ดังสมการที่ 2.1

$$\hat{Y} = b_0 + b_1 X \tag{2.1}$$

โดยที่ $\hat{Y}$ คือ ค่าพยากรณ์ตัวแปรตาม

b_0 คือ ค่าคงที่

b_1 คือ ค่าสัมประสิทธิ์การถดถอยของตัวแปรอิสระ หรือ ความชันของเส้นถดถอย

X คือ ค่าตัวแปรอิสระ

กล่าวได้ว่าสัมประสิทธิ์การถดถอยของตัวแปรอิสระเป็นตัวบ่งชี้ตัวแปรตามเมื่อตัวแปรอิสระเปลี่ยนแปลง X หน่วย ตัวแปรตาม Y จะเปลี่ยนแปลงไป b หน่วย

เมื่อ $$b_1 = \frac{\sum (X - \overline{X})(Y - \overline{Y})}{\sum (X - \overline{X})^2}$$

$$b_0 = \overline{Y} - b_1 \overline{X}$$

ค่าสถิติที่ใช้วิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรตาม (Y)และตัวแปรอิสระ (X) คือ ค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ (Correlation Coefficient: r) ซึ่งจะมีผลการคำนวณอยู่ในช่วง $-1 < r < 1$ หากค่าดังกล่าวเข้าใกล้ 1 หมายถึง ตัวแปรอิสระนั้นมีความสัมพันธ์กับตัวแปรตามมากและเป็นไปในทิศทางเดียวกัน แต่ถ้าเข้าใกล้ -1 หมายถึงตัวแปรอิสระนั้นมีความสัมพันธ์กับตัวแปรตามมากเช่นกันแต่จะมีความสัมพันธ์ในทิศทางตรงกันข้ามและหากใกล้เคียง 0 จะหมายถึงมีความสัมพันธ์น้อย

CHULALONGKORN UNIVERSITY

รวมถึงค่าสัมประสิทธิ์การตัดสินใจ (Coefficient of Determination: r^2) ที่เกิดจากค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์กำลังสอง ใช้แสดงความแปรผันที่เกิดขึ้นกับตัวแปรตามมีผลมาจากตัวแปรอิสระคิดเป็นร้อยละเท่าไหร่ ในกรณีที่ค่าสัมประสิทธิ์การตัดสินใจ มีค่าเข้าใกล้ 1 แสดงว่าตัวแปรอิสระมีอิทธิพลต่อตัวแปรตามอย่างมาก หมายความว่าสมการการพยากรณ์มีความเหมาะสมที่จะนำไปใช้งาน แต่หากมีค่าเข้าใกล้ 0 แสดงว่า ตัวแปรอิสระมีอิทธิพลต่อตัวแปรตามน้อยมาก ดังนั้นสมการพยากรณ์จะไม่เหมาะสมที่จะนำไปใช้งาน

2. การวิเคราะห์ถดถอยแบบพหุคูณ

การวิเคราะห์ถดถอยแบบพหุคูณเป็นการวิเคราะห์ของตัวแปรอิสระตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป สามารถเขียนเป็นสมการถดถอยได้ดังสมการที่ 2.2

$$\hat{Y} = b_0 + b_1 X_1 + b_2 X_2 + \ldots + b_k X_k \qquad (2.2)$$

เมื่อมีตัวแปรอิสระตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไปการพิจารณาค่าสหสัมพันธ์ของแต่ละตัวแปรจะคำนวณและสรุปอยู่ในรูปของเมทริกซ์สหสัมพันธ์ (Correlation Matrix) โดยจะเป็นการคำนวณความสัมพันธ์ในทุกคู่ของตัวแปร

ดังนั้นเพื่อพิจารณาความอิสระต่อกันของความคลาดเคลื่อน (Autocorrelation) ที่จะส่งผลให้เกิดการวิเคราะห์ข้อมูลผิดพลาดจะใช้การพิจารณาจากค่าเดอร์บิน-วัตสัน (Durbin-Watson: DW) เพื่อทดสอบความเป็นอิสระต่อกัน โดยสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 2.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$DW = \frac{\sum_{t=2}^{n} (e_t - e_{t-1})^2}{\sum_{t=1}^{n} e_t^2} \qquad (2.3)$$

โดยที่ e_t คือ ค่าความคลาดเคลื่อนในช่วงที่ t

e_{t-1} คือ ค่าความคลาดเคลื่อนในช่วงที่ t-1

ช่วงการยอมรับค่าสถิตินี้ คือ หากมีค่าอยู่ในช่วง $0 < DW < 4$ โดยถ้าผลการประเมินเข้าใกล้ 0 แสดงว่าค่าความคลาดเคลื่อนมีความสัมพันธ์เชิงบวกมากและถ้าเข้าใกล้ 4 ก็จะมีความสัมพันธ์เชิงลบมากเช่นกัน โดยช่วงที่จัดได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนไม่มีความสัมพันธ์กันจะอยู่ระหว่าง 1.5-2.5

2.1.1.2 การพยากรณ์อนุกรมเวลาด้วยตัวแบบบ็อกซ์-เจนกินส์

การพยากรณ์อนุกรมเวลาด้วยตัวแบบบ็อกซ์-เจนกินส์ (Auto Regressive Integrated Moving Average: ARIMA (p,d,q)) เป็นวิธีการพยากรณ์โดยอาศัยพฤติกรรมของข้อมูลในอดีตมาใช้เพื่อรูปแบบปัจจุบันและอธิบายแนวโน้ม หรือ ปรากฏการณ์ต่างๆของข้อมูลตนเองในอนาคต ซึ่งเป็นการบูรณาการระหว่างวิธีดำเนินการสหสัมพันธ์ (Autoregressive: AR(p))และวิธีดำเนินการเฉลี่ยเคลื่อนที่ (Moving Average: MA(q)) หรือ ตัวแบบวิธีดำเนินการสหสัมพันธ์เฉลี่ยเคลื่อนที่ (Autoregressive-Moving Average: ARMA(p,q) โดยที่ p คือ ตัวดำเนินการสหสัมพันธ์ในตัวเองแบบปกติ อันดับที่ pและ q คือ ตัวดำเนินการเฉลี่ยเคลื่อนที่แบบปกติ อันดับที่ q สามารถสรุปได้ดังสมการที่ 2.4

$$Y_t = \phi_0 + \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + \ldots + \phi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t - \omega_1 \varepsilon_{t-1} - \omega_2 \varepsilon_{t-2} - \ldots - \omega_q \varepsilon_{t-q} \quad (2.4)$$

เมื่อข้อมูลที่นำมาวิเคราะห์เป็นข้อมูลที่เป็นลักษณะไม่คงที่ (Nonstationary Data) ตัวแบบที่นำมาใช้จะมีการเพิ่มอันดับผลต่างของข้อมูล (Differences: d) ที่ทำหน้าที่ในการแปลงข้อมูลให้เป็นแบบคงที่ (Stationary Data) ตัวอย่างเช่น ข้อมูลมีอันดับผลต่าง 1 ครั้ง $\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1}$ หากมีตัวดำเนินการสหสัมพันธ์ในตัวเองแบบปกติ อันดับที่ 1และตัวดำเนินการเฉลี่ยเคลื่อนที่แบบปกติ ลำดับที่ 1 จะเขียนได้ดังสมการที่ 2.5

$$Y_t = Y_{t-1} + \phi_0 + \phi_1 (Y_{t-1} - Y_{t-2}) + \varepsilon_t - \omega_1 \varepsilon_{t-1} \quad (2.5)$$

เงื่อนไขการเลือกตัวแบบในการพยากรณ์ของตัวแบบบ็อกซ์-เจนกินส์จะพิจารณาจากเกณฑ์ข้อสนเทศของอาไคเคะ (Akaike Information Criteria: AIC)และเกณฑ์ข้อสนเทศของเบส์ (Bayesian Information Criteria: BIC) โดยตัวแบบที่เหมาะสมจะเป็นต้องมีค่าทั้ง 2 ต่ำสุด สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.6 และ 2.7 ตามลำดับ

$$AIC = \ln \hat{\sigma}^2 + \frac{2}{n} r \quad (2.6)$$

$$BIC = \ln \hat{\sigma}^2 + \frac{\ln n}{n} r \quad (2.7)$$

กำหนดให้ ln คือ log ธรรมชาติ

$\hat{\sigma}^2$ คือ อัตราส่วนระหว่างผลรวมกำลังสองของความคลาดเคลื่อนและจำนวนข้อมูล

n คือ จำนวนข้อมูล

r คือ จำนวนพารามิเตอร์ทั้งหมด (รวมค่าคงที่) ในตัวแบบ

กรณีที่ข้อมูลมีรูปแบบของฤดูกาลเข้ามาเกี่ยวข้อง (Seasonal Pattern) ตัวแบบบ็อกซ์-เจนกินส์จะเพิ่มความสัมพันธ์ของฤดูกาลเข้ามาด้วยหลักเกณฑ์เดียวกับตัวแบบปกติ โดยหากข้อมูลของฤดูกาลมีความไม่คงที่ก็จำเป็นที่จะต้องหาอันดับผลต่างของฤดูกาลเช่นกัน ซึ่งจะเรียกวิธีดังกล่าวว่าตัวแบบบ็อก-เจนกินส์แบบฤดูกาล (Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average: ARIMA $(p,d,q)(P,D,Q)_s$) โดยที่ P คือ ตัวดำเนินการสหสัมพันธ์ในตัวเองแบบฤดูดาล อันดับที่ Pและ Q คือ ตัวดำเนินการเฉลี่ยเคลื่อนที่แบบฤดูกาล อันดับที่ Qและ s คือ จำนวนคาบของฤดูกาล เมื่อข้อมูลมีการพิจารณาว่ามีอันดับผลต่างแบบปกติและแบบฤดูกาลจะสามารถคำนวณได้ดังนี้

Y_t = ข้อมูลปกติ

$\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1}$ = ผลต่างข้อมูลแบบปกติ อันดับที่ 1

$\Delta_4 Y_t = Y_t - Y_{t-4}$ = ผลต่างข้อมูลแบบฤดูกาล อันดับที่ 1 โดยคาบของฤดูกาล คือ 4

$\Delta\Delta_4 Y_t = \Delta(\Delta_4 Y_t) = Y_t - Y_{t-1} - Y_{t-4} + Y_{t-5}$ = ข้อมูลที่ประกอบด้วยผลต่างข้อมูลแบบปกติและผลต่างของข้อมูลแบบฤดูกาล

2.1.1.3 การตรวจสอบความเหมาะสมของตัวแบบพยากรณ์

ความเหมาะสมของตัวแบบพยากรณ์ พิจารณาจากความผิดพลาดในการพยากรณ์ที่เกิดจากผลต่างของค่าจริงที่ดำเนินการและค่าพยากรณ์ ซึ่งหากตัวแบบที่เลือกใช้มีค่าความผิดพลาดสูงเท่ากับว่าไม่มีความเหมาะสมที่จะนำมาใช้พยากรณ์ข้อมูลในอนาคต โดยวิธีคำนวณความแม่นยำของงานวิจัยเลือกใช้วิธีค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error: MAPE) ดังสมการที่ 2.8

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$MAPE = \frac{\sum \frac{(X_t - F_t)}{X_t} \times 100}{n} \quad (2.8)$$

โดยที่ X_t คือ ข้อมูล ณ เวลา t

F_t คือ ผลการพยากรณ์ ณ เวลา t

n คือ จำนวนข้อมูล

2.1.2 การวิเคราะห์ต้นทุน

การวิเคราะห์ต้นทุน (Cost Analysis) คือ หนึ่งในหลักการที่ใช้สำหรับประเมินความคุ้มค่าในการลงทุน โดยมุ่งเน้นที่ต้นทุนในการดำเนินโครงการ ถือเป็นขั้นตอนแรกที่สำคัญก่อนทำการประเมิน

ความคุ้มค่าในรูปแบบอื่นเพื่อพิจารณาความเหมาะสมหรือความเป็นไปได้ของโครงการ ซึ่งสามารถจำแนกได้ออกเป็น 2 ระยะดังนี้

1. การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตระยะสั้น (Short-run Cost Analysis)
2. การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตระยะยาว (Long-run Cost Analysis)

โครงสร้างที่สำคัญของการวิเคราะห์ต้นทุนทั้งสองจะได้แก่

1. ต้นทุนรวม (Total Cost: TC) เป็นต้นทุนที่เกิดจากการใช้ปัจจัยการผลิตทุกชนิดในการผลิต ประกอบด้วยต้นทุนคงที่รวม (Total Fixed Cost: TFC) และต้นทุนผันแปรรวม (Total Variable Cost: TVC) ดังสมการที่ 2.9
   1.1 ต้นทุนคงที่รวม คือ ต้นทุนที่ไม่เปลี่ยนแปลงไปตามปริมาณการผลิตและไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้แม้ว่าจะปิดกิจการ เช่น ต้นทุนในส่วนของที่ดิน สิ่งปลูกสร้าง เครื่องจักร เป็นต้น
   1.2 ต้นทุนผันแปรรวม คือ ต้นทุนที่มีการเปลี่ยนแปลงตามปริมาณการผลิต เช่น ค่าจ้างแรงงาน ค่าไฟฟ้า ค่าวัตถุดิบและค่าเชื้อเพลิง เป็นต้น

$$TC = TFC + TVC \tag{2.9}$$

2. ต้นทุนเฉลี่ย (Average Cost: AC) หมายถึงต้นทุนต่อหน่วยผลิต (Q) ที่สามารถจำแนกได้เป็น
   2.1 ต้นทุนเฉลี่ยรวม (Average Total Cost: ATC) ดังสมการที่ 2.10และ 2.11 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$ATC = \frac{TC}{Q} \tag{2.10}$$

หรือ $$ATC = AFC + AVC \tag{2.11}$$

   2.2 ต้นทุนคงที่เฉลี่ย (Average Fixed Cost: AFC) ดังสมการที่ 2.12

$$AFC = \frac{TFC}{Q} \tag{2.12}$$

   2.3 ต้นทุนแปนผันเฉลี่ย (Average Variable Cost: AVC) ดังสมการที่ 2.13

$$AVC = \frac{TVC}{Q} \tag{2.13}$$

3. ต้นทุนส่วนเพิ่ม (Marginal Cost: MC) หมายถึง สัดส่วนระหว่างต้นทุนแปรผันรวมที่เปลี่ยนแปลงและปริมาณการผลิตที่เปลี่ยนแปลง ดังสมการที่ 2.14

$$MC = \frac{\Delta TVC}{\Delta Q} \tag{2.14}$$

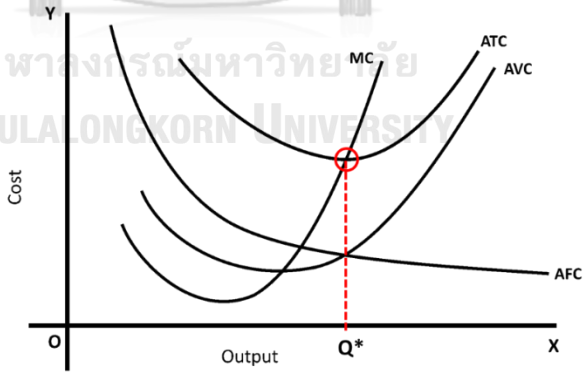
2.1.2.1 การวิเคราะห์ต้นทุนระยะสั้น

ต้นทุนระยะสั้น ประกอบด้วยต้นทุน 2 ชนิดคือ ต้นทุนคงที่ (Fixed Cost: FC)และต้นทุนแปรผัน (Variable Cost: VC) สามารถคำนวณหาต้นทุนชนิดต่างๆ ได้ตามสมการข้างต้น (McConnell, Brue, & Flynn, 2009)

ทั้งนี้ องค์ประกอบของต้นทุนนี้จะประกอบไปด้วย

1. Short-run Total Cost (STC)
2. Short-run Average Cost (SAC)
3. Short-run Marginal Cost (SMC)

ทั้งนี้ การวิเคราะห์ต้นทุนระยะสั้นแสดงได้ดังรูปที่ 2.1 มีแกนนอนเป็นปริมาณของผลผลิตและแกนตั้งเป็นต้นทุนการผลิต สามารถสังเกตได้ว่าความสัมพันธ์ของต้นทุนส่วนเพิ่มและต้นทุนเฉลี่ยนั้นสามารถอธิบายได้ว่า เมื่อ MC < ATC ค่าของ AC จะลดลงและในทางกลับกัน MC > ATC ค่าของ ATC จะเพิ่มสูงขึ้น แต่หากเมื่อ MC = ATC ค่าของ ATC จะมีค่าต้นทุนต่ำสุด ณ ปริมาณการผลิต Q*



รูปที่ 2.1 การวิเคราะห์ต้นทุนระยะสั้น (McConnell et al., 2009)

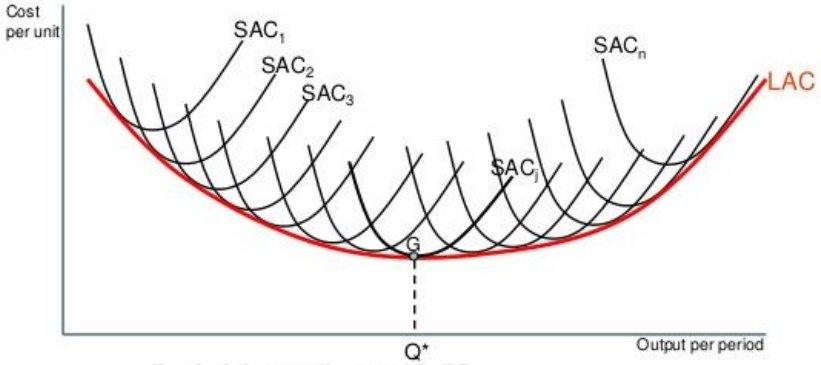
2.1.2.2 การวิเคราะห์ต้นทุนระยะยาว

ต้นทุนระยะยาว เป็นต้นทุนที่สามารถเปลี่ยนแปลงขนาดและปัจจัยทุกชนิดในการผลิตให้เหมาะสมกับที่ต้องการได้ ดังนั้น ต้นทุนการผลิตในระยะยาวจึงมีเพียงต้นทุนผันแปรเท่านั้น

ทั้งนี้ องค์ประกอบของต้นทุนนี้จะประกอบไปด้วย

1. Long-run Total Cost (LTC)
2. Long-run Average Cost (LAC)
3. Long-run Marginal Cost (LMC)

ในส่วนของการวิเคราะห์ต้นทุนระยะยาว จะมีความแตกต่างจากระยะสั้นในส่วนของปัจจัยทุกปัจจัยในกระบวนการผลิตนั้นเป็นปัจจัยแปรผัน โดยจะแสดงค่าใช้จ่ายเฉลี่ยขั้นต่ำในการผลิตที่ระดับต่างๆ ของปริมาณผลผลิตจากค่าเฉลี่ยระยะสั้นที่เป็นไปได้ทั้งหมด ดังแสดงในรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 ความสัมพันธ์ระหว่างการวิเคราะห์ต้นทุนเฉลี่ยระยะสั้นและระยะยาว (McConnell et al., 2009)

2.1.3 การวิเคราะห์การเงิน

สำหรับการวิเคราะห์ด้านการเงิน (Financial Analysis) ตัวแปรสำคัญที่มีอิทธิพลต่อค่าของเงิน คือ เวลา (Time)และอัตราดอกเบี้ยหรือผลตอบแทน (Interest rate or Rate of return) หลักการสำคัญประการหนึ่งของการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์วิศวกรรม คือ เรื่อง “มูลค่าเงินตามเวลา (Time value of money)” หมายถึง มูลค่าของเงินที่เปลี่ยนแปลงไปในช่วงเวลาที่กำหนด กล่าวคือในช่วงเวลาที่ต่างกันเงินจำนวนเดียวกันจะมีมูลค่าที่แตกต่างกัน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.1.3.1 มูลค่าเงินตามเวลา

ในทางเศรษฐศาสตร์นั้น จะเห็นได้ว่า “เวลา” เป็นปัจจัยอย่างหนึ่งในการกำหนดมูลค่าของเงิน เมื่อเวลาเปลี่ยนแปลงไปค่าของเงินจะเปลี่ยนแปลงไปด้วย ซึ่งเป็นปัจจัยที่มีผลกับอัตราผลตอบแทนที่จะได้รับ (Fraser & Jewkes, 2013) ในส่วนนี้จะมีการพิจารณาการแปลงค่าเงินตามช่วงเวลา โดยมีตัวแปรที่สำคัญที่ใช้วิเคราะห์มูลค่าของเงินและกระแสเงินหมุนเวียน ได้แก่

P คือ ผลรวมของเงินที่เป็นมูลค่าปัจจุบัน

F คือ มูลค่าผลรวมของเงินในอนาคต

A คือ มูลค่าของเงินที่มีความสม่ำเสมอตามช่วงเวลา

n คือ จำนวนช่วงเวลาสำหรับการวิเคราะห์

i คือ อัตราดอกเบี้ย หรือ อัตราผลตอบแทนต่อช่วงเวลา

การคำนวณมูลค่าเงินปัจจุบันสามารถจำแนกการคำนวณได้เป็น 2 กลุ่มดังต่อไปนี้

1. การคำนวณผลรวมค่าเดียว (Single-sum calculation) คือ พิจารณาค่าของเงินในอนาคตจากจำนวน หรือ มูลค่าที่มีในปัจจุบัน ซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 2.15

$$P = F\left[\frac{1}{(1+i)^n}\right] \tag{2.15}$$

โดยที่ $(1+i)^n$ เรียกว่า Single-sum present worth factor

และ $\frac{1}{(1+i)^n}$ เรียกว่า Single-sum present worth factor

2. การคำนวณเงินเท่ากันแบบสม่ำเสมอตามช่วงเวลา (Uniform series formulas) คือ พิจารณาเงินแบบที่มีค่าสม่ำเสมอกันตามช่วงเวลาและทำการคำนวณหามูลค่าเงินปัจจุบัน ดังสมการที่ 2.16

$$P = A\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] \tag{2.16}$$

โดยที่ $\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$ เรียกว่า Uniform-series present worth factor

และ $\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ เรียกว่า Capital recovery factory

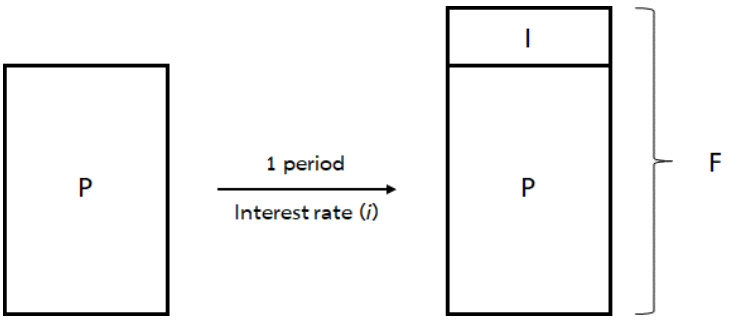
หากต้องการคำนวณมูลค่าเงินในอนาคต โดยมีจำนวนเงินที่เท่ากันสม่ำเสมอในช่วงเวลา สามารถใช้ตามสมการที่ 2.17

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$F = A\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i}\right] \tag{2.17}$$

โดยที่ $\frac{(1+i)^n - 1}{i}$ เรียกว่า Uniform-series compound amount factor

และ $\frac{i}{(1+i)^n - 1}$ เรียกว่า Sinking fund factor



รูปที่ 2.3 การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าเงินตามเวลา (Fraser & Jewkes, 2013)

จากรูปที่ 2.3 สามารถอธิบายได้ตามสมการที่แสดงข้างต้น ว่ามูลค่าของเงินในอนาคต สามารถเพิ่มหรือลดได้ตามอัตราการคิดลด(Discount Rate: d) หรือ อัตราดอกเบี้ยที่มีการตั้งสมมติฐาน ด้วยเหตุนี้การพิจารณามูลค่าเงินตามเวลาจึงถือเป็นพื้นฐานการคำนวณสำหรับการบริหารต้นทุนตลอดอายุสินทรัพย์ (Life Cycle Cost: LCC) (Newnan, Eschenbach, & Lavelle, 2004)

2.1.3.2 ต้นทุนตลอดอายุสินทรัพย์

การบริหารต้นทุนตลอดอายุสินทรัพย์ เป็นการบริหารโดยคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิของต้นทุนตลอดอายุการใช้งานของสินทรัพย์ (Net Present Value: NPV) ทั้งนี้ ที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการดำเนินการ (Fuller & Steve, 1996) จะต้องมีการพยากรณ์ หรือประมาณการค่าใช้จ่ายในอนาคต โดยจำเป็นต้องมีการพิจารณาอัตราคิดลด ช่วงอายุและระยะเวลาที่ใช้ประเมินโครงการ โดยคำนวณออกมาในรูปแบบของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ สูตรการคำนวณพื้นฐานของต้นทุนตลอดอายุสินทรัพย์นั้นเป็นตามสมการที่ 2.18

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$LCC = \sum_{t=0}^{N} \frac{C_t}{(1+d)^t} \qquad (2.18)$$

โดยที่

LCC = ต้นทุนตลอดอายุสินทรัพย์ที่คำนวณออกมาเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

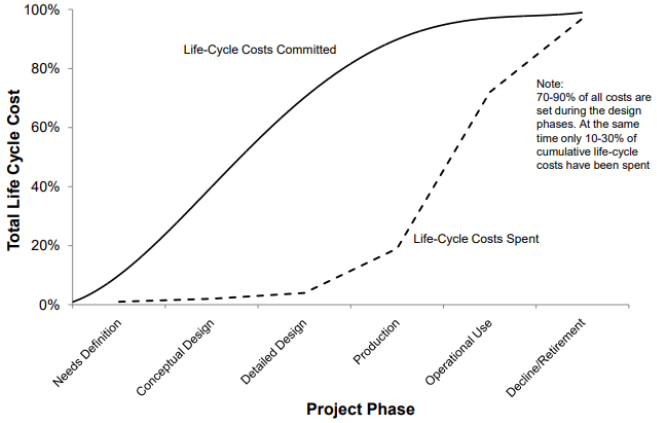
C_t = ยอดรวมค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องในการดำเนินการ

N = ระยะเวลาของสินทรัพย์ที่ใช้พิจารณา

d = อัตราคิดลด

หากนำแนวคิดของทฤษฎีดังกล่าวเข้ามาประยุกต์กับการบริหารโครงการ สามารถแบ่งช่วงและประมาณค่าใช้จ่ายในช่วงการดำเนินการต่างๆได้ ดังรูปที่ 2.4 ซึ่งอธิบายได้ว่าต้นทุนตลอดอายุของโครงการเป็นการรวมค่าใช้จ่ายในการดำเนินการทั้งหมดของโครงการเริ่มตั้งแต่การออกแบบ จนถึง

การรื้อถอน โดยการวิเคราะห์ต้นทุนตลอดอายุโครงการจะทำตั้งแต่ช่วงก่อนสร้างโครงการ เพื่อประเมินศักยภาพของโครงการ ด้วยการอ้างอิงเป็นมูลค่าปัจจุบัน



รูปที่ 2.4 ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในช่วงการดำเนินการตลอดช่วงอายุโครงการ (Hanke & Wichern, 2014)

ทั้งนี้ การวิเคราะห์ด้วยหลักการดังกล่าว มีการสรุปข้อดีและข้อเสียได้ตามรายการ (Dhillon, 2009) ดังนี้

ข้อดี:

1. สามารถทราบว่าต้นทุนส่วนไหนสามารถควบคุมได้
2. สามารถเปรียบเทียบให้เห็นความแตกต่างของการลงทุน เพื่อพิจารณาทางเลือกการลงทุน
3. สามารถใช้เป็นเครื่องมือ เพื่อประกอบการตัดสินใจในการเปลี่ยนอุปกรณ์ การวางแผน หรือ การควบคุมงบประมาณได้

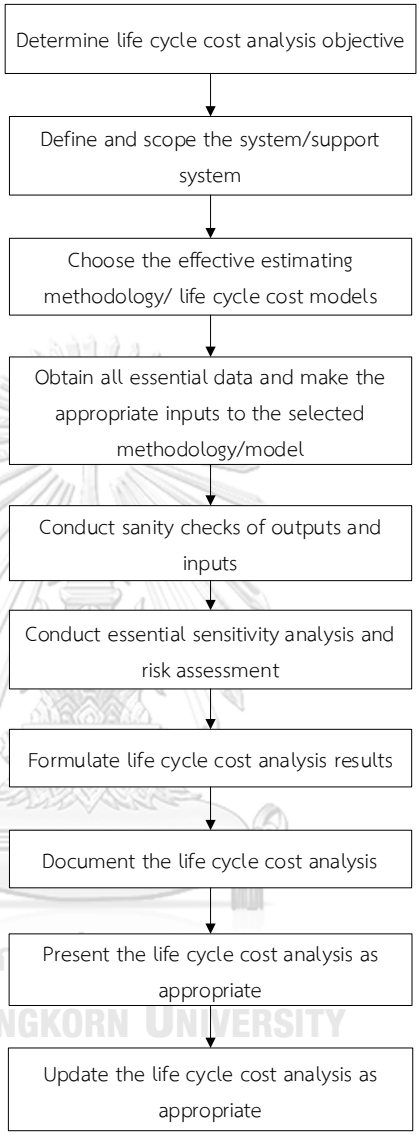
ข้อเสีย:

1. ความถูกต้องของข้อมูล เนื่องจากข้อมูลนั้นเป็นการประมาณการตามสมมติฐาน ที่สร้างเพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบันเพียงเท่านั้น
2. ใช้เวลาในการจัดทำค่อนข้างมาก เพราะต้องมีการวิเคราะห์ข้อมูลเบื้องต้นก่อนทำการประมาณการและสร้างรูประบบเพื่อประเมินและเปรียบเทียบความคุ้มค่าดังกล่าว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากการแสดงข้อดีและข้อเสียกระบวนการที่สำคัญของการจัดทำแผนการบริหารต้นทุนตลอดอายุโครงการ โดยเริ่มจากการพิจารณาวัตถุประสงค์ จำกัดขอบเขตการดำเนินการ เลือกวิธีการในการประมาณการข้อมูลและจัดทำระบบเพื่อทำการเปรียบเทียบการลงทุน รวมถึงพิจารณาตรวจสอบข้อมูลนำเข้าที่ต้องมาจากแหล่งข้อมูลที่เชื่อถือได้ ที่มีความเชื่อมโยงกับผลลัพธ์ของการระบบและความเสี่ยงที่

อาจเกิดขึ้น ดังรูปที่ 2.5 นอกจากนี้ เพื่อให้ข้อมูลมีความเหมาะสมอาจมีการปรับแก้ไขข้อมูลเพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่อยู่ในช่วงพิจารณา



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 2.5 ขั้นตอนการนำเสนอการบริหารต้นทุนตลอดอายุโครงการ (Ross, Westerfield, Jaffe, & Jordan, 2018)

2.1.4 วิธีการประเมินทางเศรษฐศาสตร์

จากการพยากรณ์ข้อมูลในส่วนของต้นทุน ค่าใช้จ่าย หรือ อื่นๆ ที่เกี่ยวเนื่องกับการประเมินโครงการ การประเมินทางเศรษฐศาสตร์นับเป็นวิธีการหนึ่งที่สามารถนำผลลัพธ์มาเป็นข้อมูลในการตัดสินใจ ซึ่งเป็นการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการที่จะลงทุน โดยให้ความสนใจกับ 2 ตัวแปรได้แก่ ต้นทุนและผลประกอบการ ในกรณีที่มีปัจจัยในการพิจารณาผลตอบแทนที่เท่ากันทางเลือกที่ลงทุนต่ำ

กว่า หมายถึง มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากกว่าซึ่งผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์นี้สามารถสรุปได้ว่าควรมีการเตรียมความพร้อมในการลงทุนเพื่อเพิ่มผลประกอบการหรือไม่ (Goodacre & McCabe, 2002)

สำหรับเครื่องมือที่สำคัญในการวิเคราะห์ผลการลงทุนในแต่ละโครงการทางเศรษฐศาสตร์ โดยมีวัตถุประสงค์ในการทำ คือ เพื่อพิจารณาทางเลือกในการลงทุนว่าควรตัดสินใจลงทุนโครงการใด หรือเลือกการลงทุนอย่างไร (Ross et al., 2018)

1. ระยะเวลาในการคืนทุน (Payback Period) หมายถึง ผลตอบแทน หรือระยะเวลาที่ยอดรวมเงินสดเข้าสุทธิ (Net Cash Inflow) เท่ากับเงินลงทุนเริ่มแรก (Initial Investment) โดยระยะเวลายิ่งสั้นจะเป็นผลดีกับการลงทุน เนื่องจากสามารถกล่าวได้ว่าความเสี่ยงของโครงการนั้นต่ำและมีสภาพคล่องมากในระยะยาว สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 2.19

$$Payback\ Period = \frac{Initial\ Investment}{Annual\ Net\ Cash\ Inflow} \quad (2.19)$$

ข้อดี: สามารถเข้าใจได้ง่ายและมีการคำนึงผลของความเสี่ยงในตัว

ข้อเสีย: ไม่มีการพิจารณามูลค่าเงินตามกาลเวลา หรือ อัตราคิดลดของค่าเงิน

2. มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) หมายถึง ผลต่างระหว่างยอดรวมเงินสดรับเข้าสุทธิมูลค่าปัจจุบันกับเงินลงทุนเริ่มต้น ดังสมการที่ 2.20

$$NPV = Present\ Value\ of\ Net\ Cash\ Flow\ after\ tax - Initial\ Investment \quad (2.20)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

วิธีการนี้ถือเป็นเครื่องมือหนึ่งที่นิยมใช้อย่างแพร่หลายสำหรับการพิจารณาในการตัดสินใจลงทุนในโครงการต่างๆและเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility Study) โดยหลักการตัดสินใจของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ หากค่าเป็น + หมายถึง สามารถเลือกลงทุนในโครงการนั้นได้ เนื่องจากมีกำไร (ตามมูลค่าปัจจุบัน) ในทางกลับกันหากมีค่าเป็น – หรือ 0 ทางเลือกนั้นอาจไม่เหมาะสมในการลงทุน มีความเสี่ยงที่ไม่สามารถทำกำไรได้ตามเป้าหมายที่วางไว้

ข้อดี: มีการพิจารณาในส่วนของมูลค่าเงินตามกาลเวลา

ข้อเสีย: ไม่มีการพิจารณาอายุของโครงการ

3. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) หมายถึง อัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดคาดที่ว่าจะต้องจ่ายเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงิน

สดที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินการ ซึ่งการคำนวณหาค่า IRR คือการหาค่าอัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่าเงินปัจจุบันมีค่าเป็น 0 ตามสมการที่ 2.21 ดังนั้นหากค่า IRR มากกว่า หรือเท่ากับอัตราดอกเบี้ยต้นทุนของโครงการสามารถถือได้ว่าโครงการเหมาะสมที่จะลงทุน ทั้งนี้ การประเมินการลงทุนของอัตราผลตอบแทนภายในและมูลค่าปัจจุบันสุทธิจะให้ผลการตัดสินใจไปในทิศทางเดียวกัน แต่หากมีการพิจารณาเรื่องวิธีการหักค่าเสื่อมราคาในรูปแบบที่แตกต่างกัน จึงต้องคำนึงถึงสมมติฐานที่ใช้ในการคำนวณ

$$-I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{ES_t}{(1+IRR)^t} = 0 \qquad (2.21)$$

โดยที่ n = อายุของโครงการ(ปี)

ES_t = ต้นทุนที่ประหยัดได้ (Cost Savings) รายปี ตั้งแต่ปลายปีที่ 1 ถึง n

I_o = เงินจ่ายลงทุนตอนเริ่มโครงการ (Total Investment)

IRR = อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return)

4. ดัชนีกำไร (Profitability Index: PI) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิที่คาดว่าจะได้รับภายหลังจากเงินลงทุนตั้งต้นและมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนตั้งต้น โดยจะยอมรับทางเลือกการลงทุนโครงการ เมื่อ PI > 1 และปฏิเสธเมื่อ PI < 1ดังแสดงในสมการที่ 2.22

$$PI = \frac{Present\ Value\ of\ cash\ flow\ subsequent\ to\ initial\ investment}{Initial\ Investment} \qquad (2.22)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1.5 วิศวกรรมโรงไฟฟ้า

วิศวกรรมโรงไฟฟ้า (Power Plant Engineering) เป็นงานวิศวกรรมที่เกี่ยวข้องกับการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งปัจจุบันถือเป็นปัจจัยพื้นฐานหนึ่งในการพัฒนาประเทศและเป็นที่ยอมรับว่าสัดส่วนของการใช้พลังงานไฟฟ้า หรือ ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้านั้นมีความสอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมของประเทศ การประเมินข้อมูลของโรงไฟฟ้าจำเป็นต้องพิจารณาปัจจัยที่เกี่ยวข้อง (Raja, Srivastava, & Dwivedi, 2006) การศึกษาความสัมพันธ์ของข้อมูลที่มีผลต่อการประเมินความคุ้มค่าในการปรับปรุงโรงไฟฟ้าร่วมด้วยมีปัจจัยหลัก คือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้า โดยต้องอาศัยปัจจัยในการประมาณการ (Nag, 2014) ดังนี้

1. ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor: *m*)

ข้อมูลค่าที่ได้จากการคำนวณความสม่ำเสมอของการใช้พลังงานไฟฟ้า คำนวณได้จากสมการที่ 2.23และ 2.24

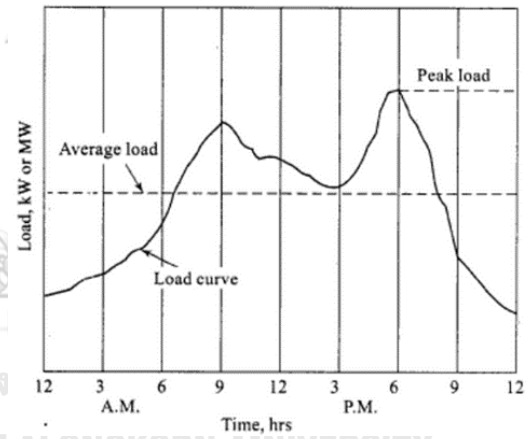
$$m = \frac{average\ load\ over\ a\ given\ time\ interval}{peak\ load\ during\ the\ same\ time\ interval} \tag{2.23}$$

กำหนดให้ 1 ปี เท่ากับ 8,760 ชั่วโมง

$$m = \frac{kWh_{(avg)}\ in\ a\ year}{kW_{max} \times 8{,}760} \tag{2.24}$$

และสำหรับในส่วนของ ค่าความต้องการเฉลี่ย สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.25 โดยตามรูปที่ 2.6

$$Average\ load = \frac{area\ under\ load\ curve\ (kWh)}{24\ (h)} \tag{2.25}$$



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 2.6 ตัวอย่างกราฟความความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดและเฉลี่ย ใน 1 วัน (Raja et al., 2006)

2. ค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า (Capacity Factor/ Plant Factor: η)

ค่าที่ได้จากการคำนวณจากสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าได้จริงต่อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ หากเดินเครื่องเต็มที่ 100% ตลอด 1 ปี ซึ่งเป็นไปดังสมการที่ 2.26และ 2.27 ตามลำดับ

$$\eta = \frac{average\ load}{rated\ capacity\ of\ the\ plant} \tag{2.26}$$

$$\eta = \frac{kWh\ generated\ in\ a\ year}{kW_{installed} \times 24 \times 8{,}760} \tag{2.27}$$

3. ค่าสำรองพลังงานไฟฟ้า (Reserve Factor: *r*)

ค่าสำรองพลังงานไฟฟ้าเป็นการเปรียบเทียบอัตราส่วนระหว่างค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าและค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า ดังสมการที่ 2.28

$$r = \frac{kWh_{installed}}{kWh_{\max}} = \frac{m}{\eta} = \frac{load\ factor}{capacity\ factor} \qquad (2.28)$$

ทั้งนี้ ข้อมูลทั้ง 3 ส่วนจะถูกนำมาพิจารณาเพื่อประมาณการความต้องการใชพลังงานไฟฟ้าในระบบ ซึ่งถือเป็นตัวแปรหลักสำหรับรายได้และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า

2.1.6 เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า

ตามหลักการของเศรษฐศาสตร์ว่าด้วยการบริหารรายได้และค่าใช้จ่าย สำหรับโรงไฟฟ้าแล้วได้นำหลักการดังกล่าวมาประยุกต์ใช้โดยเรียกว่า เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้า (Economics Power Plant) ที่ต้องคำนึงถึงการจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับผู้บริโภคด้วยต้นทุนการผลิตต่ำที่สุด ซึ่งจะเป็นการคำนวณต้นทุนต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าตามหลักการของเศรษฐศาสตร์ โดยพิจารณาจาก

1. ต้นทุนคงที่ (Fixed cost: FC) คือ ค่าใช้จ่ายที่มีค่าคงที่ไม่มีการเปลี่ยนแปลงไปตามหน่วยการผลิต เช่น ค่าเสื่อมราคาของอุปกรณ์ ค่าประกันภัย ค่าภาษี เป็นต้น โดยขึ้นกับเงินลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้า
2. ค่าใช้จ่ายด้านการผลิตและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance: O&M) คือ ค่าใช้จ่ายครอบคลุมเงินเดือน ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์ ค่าวัสดุสำรองคลัง ค่าสารเคมีและค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า
3. ค่าเชื้อเพลิง คือ ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นโดยแปรผันตามหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
4. ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ใน 1 ปี

ทั้งนี้ต้นทุนรวมการผลิตพลังงานไฟฟ้า (Total Generation Cost: C_t) คำนวณได้ตามสมการที่ 2.29

$$C_t = \frac{I + D + T}{100} C_c + (W + R + M) + C_f \qquad (2.29)$$

โดยที่ I = อัตราดอกเบี้ย (%)

D = อัตราการเสื่อมของโรงไฟฟ้า (%)

T = ภาษีและประกันภัย

W = ค่าจ้างและเงินเดือน

R = ค่าซ่อมบำรุง

M = ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิต

C_f = ค่าเชื้อเพลิง

C_c= ต้นทุนการก่อสร้าง

สำหรับการคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตสุทธิของโรงไฟฟ้ารายปี (kWh_{net}) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 2.30

$$kWh_{net} = kWh_{installed} \times 8,760 \times \left(1 - \frac{L_{aux}}{100}\right) \times \eta \qquad (2.30)$$

โดยที่ kWh_{net} = ปริมาณไฟฟ้าสุทธิที่ผลิต

$kWh_{installed}$ = กำลังไฟฟ้าที่ติดตั้ง

L_{aux} = ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้กับอุปกรณ์เกี่ยวข้องในกระบวนการผลิต

η = ค่าประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า

อีกทั้งค่าความเชื่อมั่นของโรงไฟฟ้า (Reliability Factor) หรือค่าที่แสดงถึงความมั่นคงของการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า เป็นค่าที่ใช้อธิบายความสามารถในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าว่ามีความเสถียรมากน้อยเพียงใด โดยคำนวณได้จากสมการที่ 2.31 ดังนี้

$$Reliability = 1 - \frac{Forced\ Outage\ Hours}{Service\ Hours + Forced\ Outage\ Hours} \qquad (2.31)$$

อย่างไรก็ตามค่าความเชื่อมั่นของโรงไฟฟ้า หากมีใกล้เคียง 1 จะส่งผลดีกับโรงไฟฟ้า กล่าวคือ โรงไฟฟ้าจะมีโอกาสเกิดเหตุการณ์ที่นอกเหนือจากการวางแผนบำรุงรักษาที่น้อย ในทางกลับกันค่าความเชื่อมั่นใกล้เคียง 0 หมายถึง โรงไฟฟ้าจะไม่มีความเสถียรในการเดินเครื่อง ซึ่งอาจเป็นผลกระทบต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าภาพรวมได้ อีกสิ่งหนึ่งที่โรงไฟฟ้าต้องคำนวณตามหลักของเศรษฐศาสตร์ คือ ค่าเสื่อมราคาที่ขึ้นกับเงื่อนไขทางการเงินในช่วงเวลาของการก่อสร้างและแหล่งของเงินทุน

ค่าเสื่อมราคา (Depreciation: D) จะพิจารณาจากอายุการใช้งานของเครื่องจักร หรือ อุปกรณ์ และวิธีในการคำนวณค่าเสื่อมราคาดังกล่าว ซึ่งวิธีที่นิยมใช้มี 2 วิธี ได้แก่

1. การคำนวณแบบเส้นตรง (Straight-line method): เป็นการคำนวณจากราคาทุนของสินทรัพย์ (Initial Cost: A) ด้วยการหักมูลค่าซาก (Salvage Value: G) แล้วหารด้วยอายุการใช้งานของสินทรัพย์ (Useful life: N) ดังสมการที่ 2.32

$$D = \frac{(A - G)}{N} \qquad (2.32)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

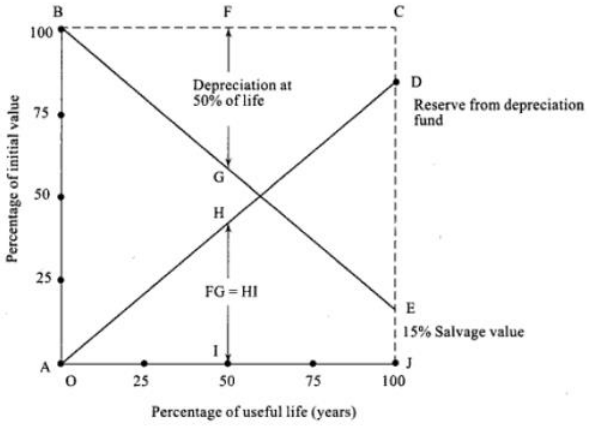
โดยที่ D = ค่าเสื่อมราคา

A = ราคาทุนของสินทรัพย์

G = มูลค่าซาก

N = อายุการใช้งานของสินทรัพย์

จากการคำนวณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง จะแสดงให้เห็นถึงมูลค่าของอุปกรณ์ ที่จะมีการเฉลี่ยค่าเสื่อมราคาที่คงที่ตลอดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ดังกล่าว ดังแสดงในรูปที่ 2.7 สามารถอธิบายได้ว่าการคำนวณค่าเสื่อมราคาตามวิธีเส้นตรง จะมีการคำนวณมูลค่าเฉลี่ยของการเสื่อมสภาพในอัตราที่เท่ากันทุกปีภายใต้สมมติฐานว่าสินทรัพย์มีการเสื่อมสภาพไปตามระยะเวลา โดยวิธีการนี้ถือเป็นวิธีที่นิยมใช้มากเนื่องจากง่ายต่อการใช้งาน



รูปที่ 2.7 การคำนวณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง (Nag, 2014)

2. วิธีกองทุนจม (Sinking Fund Method): เป็นการคำนวณที่คำนึงถึงการแบ่งส่วนของเงินไว้สำหรับการซื้อสินทรัพย์ใหม่ โดยจะมีการแบ่งจำนวนเงินไว้เท่าๆ กันทุกปีเพื่อนำเงินมาทดแทนการซื้อสินทรัพย์ใหม่ หรือหาผลประโยชน์ สามารถคำนวณตามสมการที่ 2.33

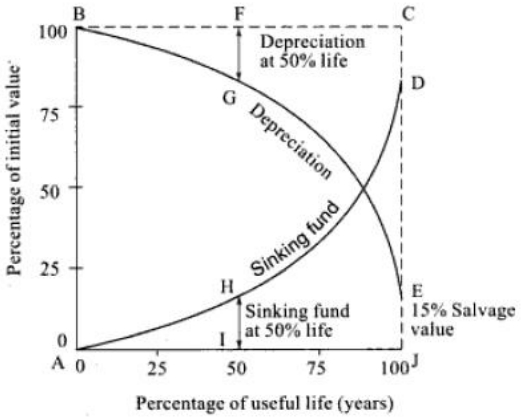
$$P = (initial\,value - salvage\,value)\frac{i}{(1+i)^{N} - 1} \qquad (2.33)$$

โดยที่ P = มูลค่าที่ต้องแบ่งส่วนไว้รายปี

i = อัตราดอกเบี้ย

N = จำนวนปีของอายุสินทรัพย์ที่พิจารณาค่าเสื่อมราคา

วิธีการคำนวณค่าเสื่อมราคาดังกล่าว จะแสดงดังรูปที่ 2.8 ที่จะคำนวณโดยการพิจารณามูลค่าเริ่มต้น หักด้วยมูลค่าคงเหลือ



รูปที่ 2.8 การคำนวณค่าเสื่อราคาแบบกองทุนจม (Nag, 2014)

จากการศึกษาทฤษฎีที่เกี่ยวข้องข้างต้น งานวิจัยฉบับนี้จึงได้นำทฤษฎีดังกล่าวมาประยุกต์ใช้กับการสร้างแบบประเมินเพื่อประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโรงไฟฟ้า โดยนำหลักการบริหารต้นทุนตลอดอายุสินทรัพย์ ซึ่งนำการคำนวณต้นทุนเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิต่อหน่วยการผลิต อีกทั้งได้นำหลักการประมาณการข้อมูลมาคาดการณ์รายได้และค่าใช้จ่ายในอนาคต นอกจากนี้ สำหรับการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการดำเนินงานทางเศรษฐศาสตร์ ได้เลือกวิธีการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายในเข้ามาเป็นเครื่องมือสำหรับประกอบการตัดสินใจลงทุน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.2.1 ภาพรวมของกระบวนการ

จากภาพรวมของธุรกิจอุตสาหกรรมพลังงาน ซึ่งมีความกังวลในส่วนของการสำรองพลังงาน ค่าความเชื่อมั่นของโรงไฟฟ้าและแหล่งพลังงานทดแทน ทำให้มีการเติบโตของโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนมากขึ้น ส่งผลให้ให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant)และพลังความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant) ในระบบพลังงานไฟฟ้าเองถูกสั่งการเดินเครื่องลดลง ซึ่งทำให้ผลกำไรในจากการดำเนินการลดลง (Joskow, 2006)

ช่วงอายุ หรือ ช่วงระยะเวลาที่พิจารณาถือเป็นปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อการตัดสินใจลงทุน (Windrum & Birchenhall, 1998) โดยการตัดสินใจลงทุนในช่วงเวลาที่ถูกต้องของระยะเวลาการพิจารณามีความสัมพันธ์กับการพัฒนาซึ่งสามารถสะท้อนการดำเนินงานของบริษัทได้ (Hu & Bidanda, 2009) หลักการจากงานวิจัยข้างต้นกล่าวได้ว่าการลงทุนที่เหมาะสมนั้นขึ้นกับช่วงเวลาที่ตัดสินใจลงทุน รวมถึงมีงานวิจัยที่นำเสนอแนวความคิดการประเมินโครงการด้วยมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ที่พิจารณาจากภาพรวมของกระแสเงินสดเข้า (Cash Inflow)และกระแสเงินสดออก (Cash Outflow) มาประกอบการพิจารณาทางเลือกลงทุนเพิ่มความยืดหยุ่นของกระบวนการผลิตในแต่ละทางเลือก (Abele, Liebeck, & Wörn, 2006)

2.2.2 แนวทางการประยุกต์ใช้

การวิเคราะห์ต้นทุนตลอดอายุสินทรัพย์เพื่อประเมินค่าใช้จ่ายแบบครอบคลุมในระยะยาวของโครงการ โดยสร้างกรณีศึกษาที่ประมาณการค่าใช้จ่ายสะสมเปรียบเทียบระหว่างการลงทุน 2 สถานการณ์และพิจารณาความคุ้มค่าด้วยมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Chan, Keoleian, & Gabler, 2008) ซึ่งงานวิจัยข้างต้นนั้นมีข้อจำกัดและองค์ประกอบของข้อมูลที่แตกต่างกันกับกรณีศึกษาของงานวิจัย อีกทั้งการพิจารณาลงทุนของการผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยหลักการพิจารณาค่าใช้จ่ายกระจายตลอดอายุของโครงการ เปรียบเทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยคำนวณเป็นต้นทุนต่อหน่วยการผลิตแสดงในรูปของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ หรือ เรียกว่า ต้นทุนพลังงานระดับ (Levelised Cost of Energy: LCOE) ซึ่งถือเป็นที่นิยมในอุตสาหกรรมผลิตพลังงานไฟฟ้าและเป็นเครื่องมือที่ใช้สำหรับการตัดสินใจทางการเงินที่มีความแม่นยำสูง (Vazquez & Iglesias, 2015) นอกจากนี้ ควรนำหลักการวิเคราะห์ต้นทุนตลอดอายุ (Life-Cycle Cost Analysis: LCCA) เข้ามาใช้พิจารณาค่าใช้จ่ายในการลงทุน รวมถึงประเมินค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษา ค่าอุปกรณ์ (Alrwashdeh & Ammari, 2019)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การวิเคราะห์ต้นทุนตลอดอายุของระบบอุตสาหกรรมพลังงาน ระบุว่าการพยากรณ์ค่าใช้จ่ายในอนาคตจะต้องมีการพิจารณารวมกับอัตราคิดลด (Discount Rate: d) ตามหลักการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งปัจจัยที่มีผลต่อต้นทุนมาจากปัจจัยภายในและปัจจัยภายนอก (Adiansyah, Rosano, Biswas, & Haque, 2017; El-Kordy, Badr, Abed, & Ibrahim, 2002) นอกจากนี้ การนำเสนอการประเมินต้นทุนพลังงานระดับ พร้อมเปรียบเทียบเพื่อวิเคราะห์ข้อดีและข้อเสียของหลักการดังกล่าว ซึ่งกล่าวว่าอัตราคิดลดที่นำมาใช้ในการประเมินโครงการจะกำหนดให้มีอัตราคงที่ (Aldersey-Williams & Rubert, 2019)

2.2.3 การวิเคราะห์ค่าใช้จ่าย

ค่าใช้จ่ายที่กระจายตลอดอายุโครงการนั้น สำหรับโรงไฟฟ้าจะสามารถแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ที่เป็นการศึกษาเพื่อคำนวณหาต้นทุนการขนานเครื่องเข้าระบบสำหรับการเดินเครื่องเสริมระบบแบบไม่ต่อเนื่อง (Cyclic Operation) ได้แก่ 1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุนและต้นทุนคงที่ (ค่าประกันภัย) 2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation & Maintenance Cost: O&M) โดยสามารถนำมาเป็นต้นแบบของงานวิจัยได้ (Keatley, Shibli, & Hewitt, 2013) นอกจากนี้ นิยามของต้นทุนดำเนินการและวิธีประมาณโดยพิจารณาผลการดำเนินการจริง ระบุว่าการประมาณรายได้ จำเป็นต้องวิเคราะห์ขนาดและสัดส่วนของธุรกิจในตลาด หรือ เปรียบเทียบกับโครงการที่ความใกล้เคียงกันซึ่งอาจมีสัดส่วนที่แตกต่างกันออกไป (David, 2020; Kumar, 2015)

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและบำรุงรักษาจะรวมส่วนของค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ อาจมีค่าใช้จ่ายตามสัญญาจัดหาอะไหล่และซ่อมบำรุงระยะยาว (Long Term Service Agreements: LTSA) ซึ่งสัญญาส่วนนี้จะมีข้อตกลงในการเข้าบำรุงรักษาตามชั่วโมงการใช้งานของเครื่อง (Equivalent Operating Hour: EOH) โดยมีงานวิจัยที่นำเสนอวิธีคำนวณการประมาณอายุของกังหันก๊าซที่มีการเดินเครื่องแบบไม่ต่อเนื่อง ได้นำเสนอการคำนวณชั่วโมงการใช้งานของเครื่องกังหันก๊าซเทียบเท่าดังนี้

$$EOH = (Cyclic\ Staring\ Factor * No.of\ starts) + Total\ operating\ hours\ of\ any\ load\ fuel\ level + (Cyclic\ Peaking\ Factor * No.of\ hours\ above\ base\ load\ temperature\ limit)$$

โดยที่ Cyclic Starting Factor = 10 hours

Cyclic Peaking Factor = 3 hours

กล่าวคือ ปัจจัยที่ส่งผลถึงชั่วโมงการใช้งานของเครื่องประกอบไปด้วย ผลรวมของสัมประสิทธิ์ของการขนานเครื่อง (Cyclic Starting Factor) จำนวนครั้งที่ขนานเครื่องใหม่ (Number of Startup) จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องทั้งหมด (Total operating hours) สัมประสิทธิ์ของการเดินเครื่องเกินข้อกำหนด (Cyclic Peaking Factor)และจำนวนชั่วโมงที่เดินเครื่องเกินอุณหภูมิที่กำหนด (Number of hours above base load temperature limit) (Aminov & Kozhevnikov, 2014)

นอกจากนี้ อัตราการเสื่อมของกังหันก๊าซ (Degradation) มีผลต่อการประมาณข้อมูลและกระทบกับรายได้ของโรงไฟฟ้า การประมาณอัตราการเสื่อมในอนาคต ซึ่งได้นำเสนอผลกระทบอัตราการเสื่อมต่อสมรรถนะโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined-Cycle Power Plant) ซึ่งหากมีการเปลี่ยนแปลงอัตราการไหลของอากาศ หรือ ไอน้ำ จะส่งผลต่ออัตราการเสื่อมของโรงไฟฟ้าร้อยละเท่าไหร่แต่การศึกษาของงานวิจัยดังกล่าวเป็นการศึกษาโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ประเภทเพลาเดียว (Single-Shaft) เท่านั้น (Zwebek & Pilidis, 2004)

2.2.4 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน

การประเมินการลงทุนภายใต้สถานการณ์ที่มีความแตกต่างกัน โดยการประเมินการลงทุนสามารถใช้อัตราผลตอบแทนภายในเป็นเครื่องมือสำหรับประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนได้และวิธีการในการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ โดยใช้การคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ รวมถึงพิจารณาต้นทุนรวมของระบบ ตั้งแต่การซื้อและติดตั้งอุปกรณ์ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ รวมถึงค่าใช้จ่ายเมื่อมีการเปลี่ยน หรือ ซ่อมอุปกรณ์ (Bhuiyan, Asgar, Mazumder, & Hussain, 2000; Dhavale & Sarkis, 2018) อีกทั้งตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์สำหรับวิเคราะห์ต้นทุนตลอดอายุของสินทรัพย์ เป็นอัตราผลตอบแทนภายในและมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ที่สามารถทำให้เห็นถึงกระแสเงินสดของโครงการเพื่อเปรียบเทียบทางเลือกในการลงทุน (Wang, 2018)

อย่างไรก็ตามจากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ยังคงมีข้อจำกัดของแนวทางการดำเนินงานที่จะนำมาประยุกต์ใช้กับการประเมินการลงทุนของโรงไฟฟ้าประเภทความร้อนร่วมที่มีการกำหนดกรอบรายได้ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า รวมถึงประเภทโรงไฟฟ้าซึ่งรายการค่าใช้จ่ายและรอบงานบำรุงรักษาที่มีความแตกต่างกันออกไป

ทั้งนี้ จากการศึกษางานวิจัยข้างต้น ได้นำหลักการของการบริหารต้นทุนตลอดอายุของสินทรัพย์ของธุรกิจอุตสาหกรรมพลังงานจะมีการพิจารณาความคุ้มค่าก่อนการลงทุนก่อนดำเนินการสร้างโรงไฟฟ้าจึงได้ประยุกต์แนวความคิดใช้กับโรงไฟฟ้าที่ได้มีการดำเนินการใช้งานอยู่ เมื่อมีการลงทุน

ปรับปรุงประสิทธิภาพเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่อง (Vazquez & Iglesias, 2015) สำหรับการวิเคราะห์ภาพรวมของการบริหารต้นทุนตลอดอายุของสินทรัพย์นำหลักการวิเคราะห์ต้นทุนตลอดอายุสินทรัพย์เลือกวิธีการประเมินค่าใช้จ่ายแบบครอบคลุมในระยะยาว โดยมีการทำกรณีศึกษาที่ประมาณการค่าใช้จ่ายสะสมเพื่อเปรียบเทียบระหว่างการดำเนินการที่ต่างสถานการณ์ (Chan et al., 2008) อีกทั้งการนำการคำนวณชั่วโมงการใช้งานของเครื่องที่ได้อธิบายถึงวิธีการการคำนวณและตัวแปรคงที่เพื่อประมาณการชั่วโมงการเดินเครื่อง สำหรับการประมาณการค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาอย่างสัญญาการบำรุงรักษาระยะยาวจากผู้ผลิต (Aminov & Kozhevnikov, 2014) ดังนั้นเมื่อมีการประมาณการและจำลองสถานการณ์เพื่อประเมินความคุ้มค่าในการดำเนินการ ตามหลักของเศรษฐศาสตร์จึงควรมีการสรุปภาพรวมความคุ้มค่าในการลงทุนด้วยการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายใน (Dhavale & Sarkis, 2018)

2.2.5 การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

การพยากรณ์ความต้องการปริมาณพลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีการวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณ โดยอาศัยปัจจัยที่เกี่ยวข้อง เช่น อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจและราคาของเชื้อเพลิง เป็นต้น พร้อมทดสอบค่าความเหมาะสมทางสถิติ ซึ่งการวิธีการพยากรณ์ได้ผลลัพธ์ทางสถิติที่ค่อนข้างแม่นยำ วิธีการดังกล่าวเป็นวิธีการที่มีผลความคลาดเคลื่อนที่เกิดขึ้นน้อยกว่าการนำปริมาณพลังงานไฟฟ้ามาพยากรณ์เพียงตัวเดียว (Koen & Hollaway, 2014)

รวมถึงวิธีการพยากรณ์ปัจจัยที่เกี่ยวข้องงานวิจัยอ้างอิงได้เลือกวิธีวิเคราะห์ถดถอยอย่างง่ายเพื่อนำมาใช้สำหรับการทำวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณและประเมินความเหมาะสมของสมการพยากรณ์ถดถอยพหุคูณด้วยการทดสอบค่าความคลาดเคลื่อนที่เกิดขึ้นจากการแทนค่าผลการพยากรณ์ข้อมูลในอดีตของแต่ละปัจจัยในสมการพยากรณ์ (Egelioglu, Mohamad, & Guven, 2001; Mohamed & Bodger, 2005)

อย่างไรก็ตาม การพยากรณ์ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในงานวิจัยข้างต้น เป็นการพยากรณ์ที่อาศัยปัจจัยอื่นๆ ซึ่งต้องมีการตรวจสอบว่าปัจจัยที่นำมาวิเคราะห์ต้องเป็นอิสระต่อกัน โดยไม่มีความสัมพันธ์กันเองไม่เกิดปัญหาความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระ (Multicollinearity) พร้อมทดสอบการแจกแจงของความค่าเคลื่อนจากตัวแบบพยากรณ์ว่าต้องมีการแจกแจงแบบปกติและไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ด้วยค่าสถิติเดอร์บิน-วัตสัน (Durbin-Watson: DW) (Bianco, Manca, & Nardini, 2009) ก่อนสรุปสมการพยากรณ์ปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้า ในงานวิจัยนี้จึงได้นำแนวคิดการ

พยากรณ์ดังกล่าวมาปรับใช้กับการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจะผลิตรายปีก่อนนำไปเป็นข้อมูลตั้งต้นในการประมาณการข้อมูลทางเทคนิค รายได้และค่าใช้จ่ายต่อไป

บทที่ 3
ขั้นตอนการดำเนินการ

จากปัญหาของงานวิจัย กล่าวได้ว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ปัจจุบันมีสถานะการเดินเครื่องที่เปลี่ยนแปลงไป สาเหตุจากการเติบโตของการใช้พลังงานไฟฟ้าจากนอกระบบไฟฟ้า กฟผ. ซึ่งเป็นผลให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเดิมที่คงอยู่ในระบบไฟฟ้ามีแนวโน้มการเดินเครื่องลดลง ดังนั้นโรงไฟฟ้าจึงหันมาพิจารณาการประเมินความคุ้มค่าหากต้องการลงทุนเพิ่ม โดยคำนึงถึงการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าในอนาคตภายใต้กรอบของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยมีข้อมูลประกอบการวิเคราะห์ของแบบประเมิน ได้แก่

1. แผนการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ารายปี
2. แผนหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษารายปี
3. ข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า
4. ข้อมูลตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
5. ข้อมูลรายได้และค่าใช้จ่ายตามการดำเนินการจริงของโรงไฟฟ้า

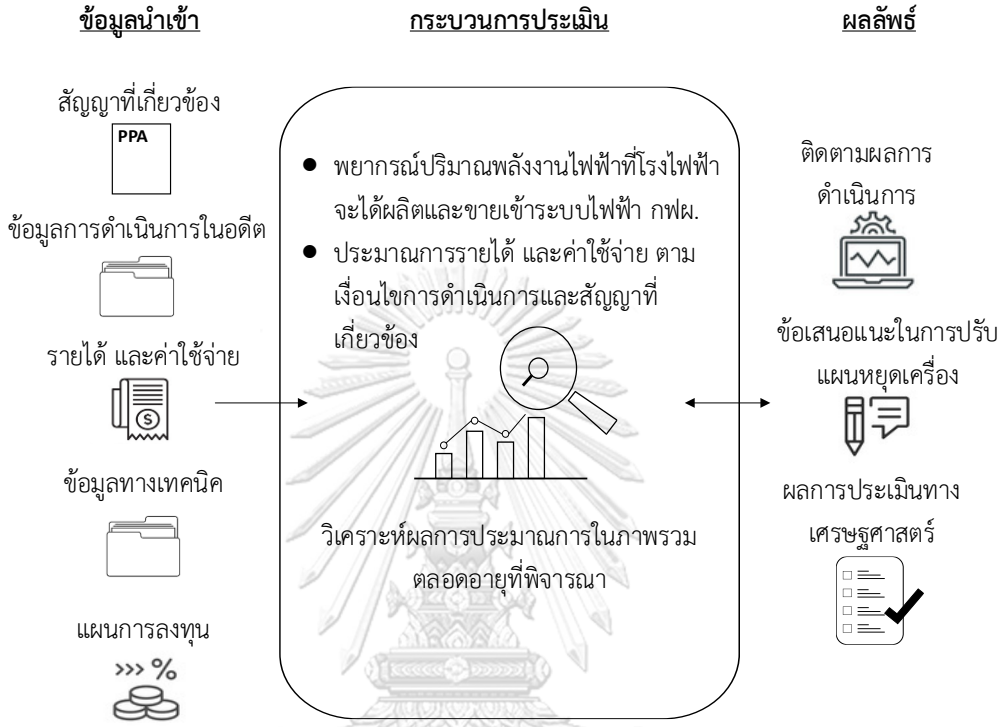
จากวัตถุประสงค์ที่ต้องการสร้างแบบจำลองการประเมินความคุ้มค่าการลงทุนปรับปรุงเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าจำเป็นที่จะต้องเข้าใจโครงสร้างของข้อมูลเพื่อให้สามารถประเมินความคุ้มค่าได้อย่างครอบคลุมและถูกต้อง เพื่อคำนวณต้นทุนการผลิตพลังงานไฟฟ้าสำหรับประเมินความสามารถในการแข่งขัน รวมถึงกำหนดแนวทางกลยุทธ์ทางธุรกิจ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.1 กรอบความคิด

งานวิจัยนี้นำเสนอกรอบความคิดเป็นไปตามรูปที่ 3.1 โดยนำผลการพยากรณ์แผนผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ารายปีที่อ้างอิงตามสภาพระบบไฟฟ้าในปัจจุบันและข้อกำหนดภายใต้เงื่อนไขที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Power Purchase Agreement: PPA) มาให้แบบจำลองการประเมินการลงทุนคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ (Equivalent Operating Hour: EOH) เพื่อพิจารณาเลือกประเภทงานบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับคำแนะนำของผู้ผลิตและการบริหารจัดการค่าใช้จ่ายรายปีของโรงไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ผลการพยากรณ์รวมถึงข้อมูลที่มีการประมาณการสามารถ

สะท้อนถึงสมรรถนะของโรงไฟฟ้าได้ว่ายังคงอยู่ในเกณฑ์ที่สามารถแข่งขันกับโรงไฟฟ้าประเภทเดียวกันได้หรือไม่ พร้อมสรุปผลการประเมินการลงทุนเพื่อเป็นข้อมูลสำหรับประกอบการตัดสินใจในการดำเนินการต่อไป



รูปที่ 3.1 กรอบความคิดงานวิจัย

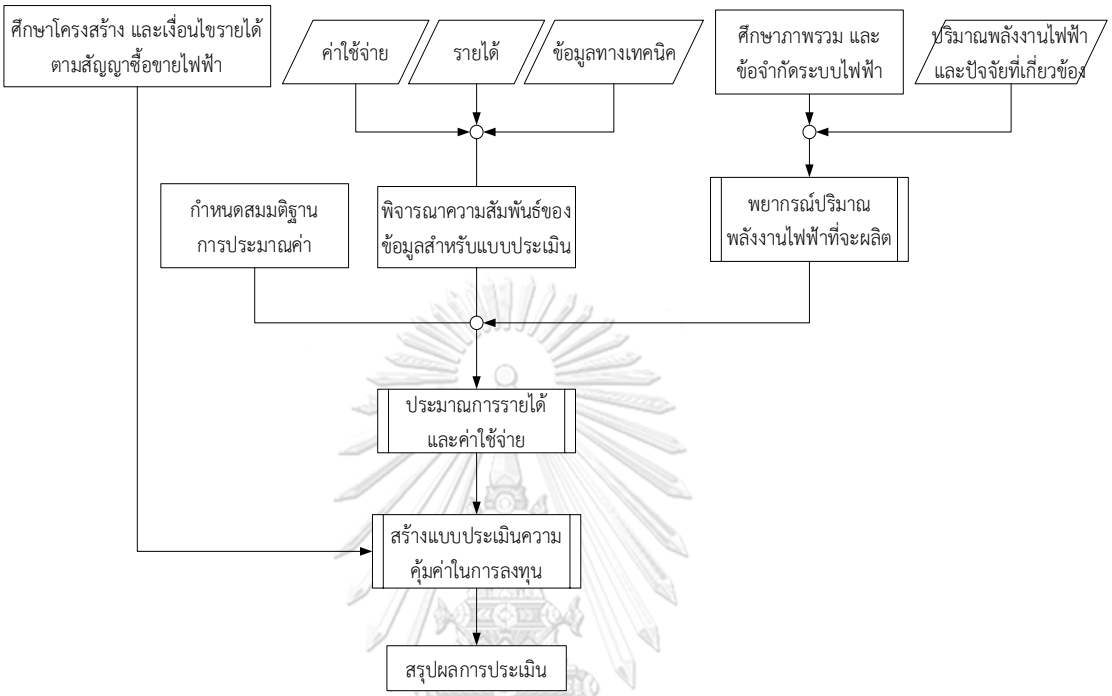
จากรูปที่ 3.1 ผลลัพธ์ที่ได้จากกรอบความคิดงานวิจัยนี้ คือ จะสามารถติดตามและเปรียบเทียบผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้ารายปีได้ รวมถึงแบบจำลองการประเมนการลงทุนจะแนะนำประเภทงานบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับลักษณะการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าภายใต้คำแนะนำของทางผู้ผลิต รวมถึงได้ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ภาพรวมของการดำเนินงาน

3.2 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

3.2.1 การประเมินความคุ้มค่าการลงทุน

ตามกรอบความคิดที่ได้นำเสนอในรูปที่ 3.1 ขั้นตอนการสร้างแบบประเมินการลงทุนปรับปรุงเพิ่มความยืดหยุ่นการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าตลอดอายุของโครงการ สามารถสรุปได้ดังรูปที่ 3.2 ซึ่งเริ่มจากการศึกษาโครงสร้างของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ควบคู่กับสภาพความสามารถ ข้อจำกัดปัจจุบันของระบบไฟฟ้า รวมถึงความสัมพันธ์ของข้อมูลการดำเนินการ (จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ ค่าความร้อน และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปี) จากนั้นนำข้อมูลข้างต้นมาพยากรณ์ปริมาณ

พลังงานไฟฟ้าควบคู่กับการกำหนดสมมติฐานการประเมินการลงทุนเพื่อใช้สำหรับประมาณการรายได้และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าในแบบจำลองการประเมินการลงทุนที่สร้างขึ้นให้สอดคล้องกับเงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า พร้อมสรุปผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ประกอบการตัดสินใจในการลงทุน



รูปที่ 3.2 โครงสร้างการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน

3.2.2 การเก็บข้อมูลและการประมาณการ

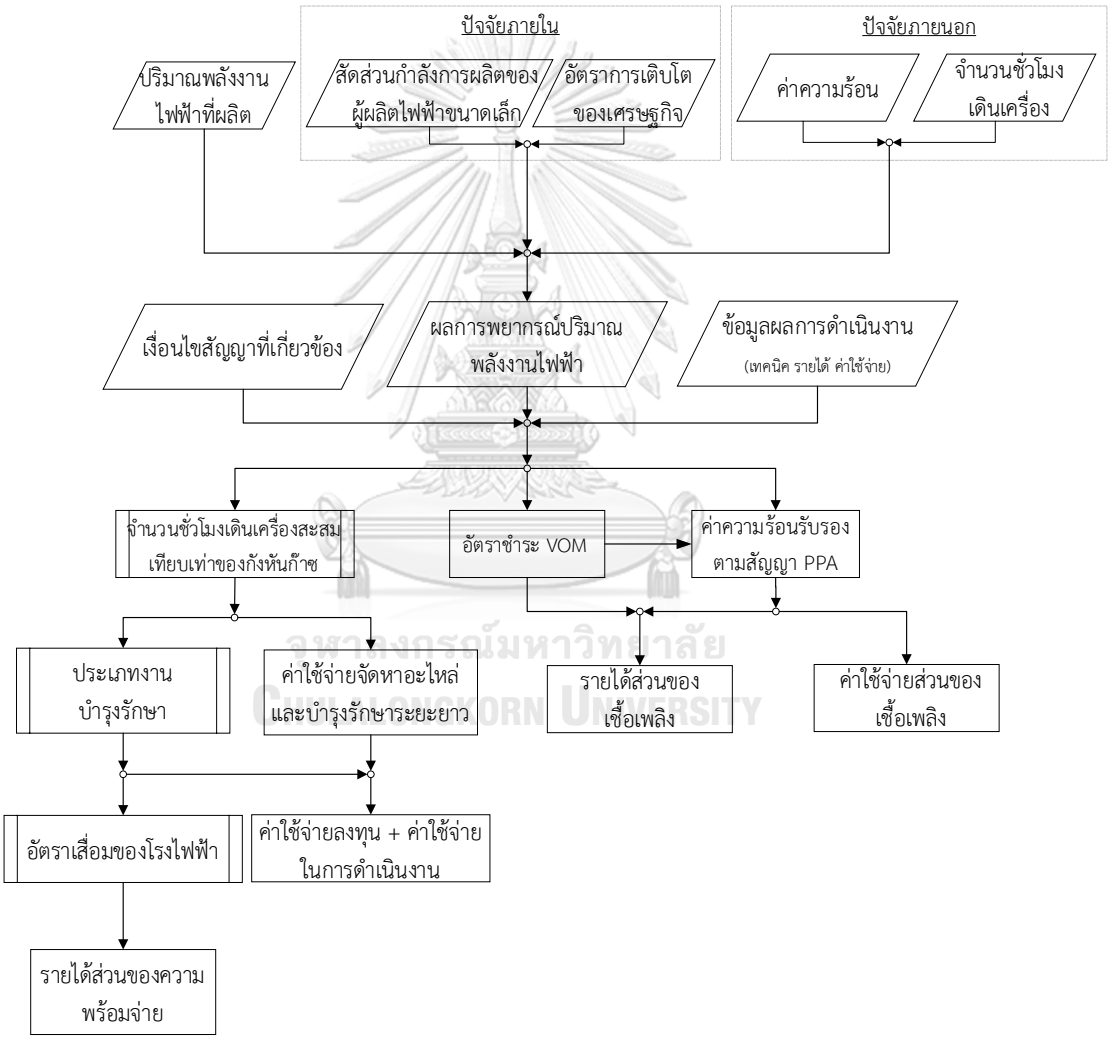
การเก็บข้อมูลและประมาณการ ต้องอาศัยข้อมูลพื้นฐานของโรงไฟฟ้า งานวิจัยฉบับนี้เริ่มด้วยการแบ่งรายการข้อมูลที่ใช้สำหรับการสร้างแบบประเมินออกเป็น 3 องค์ประกอบ คือ ข้อมูลทางเทคนิค รายได้และค่าใช้จ่าย โดยการเก็บข้อมูล แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

1. **ข้อมูลฐาน (Baseline):** อ้างอิงสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นข้อมูลสำหรับประมาณการรายได้ค่าใช้จ่ายและข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า เพื่อนำมาเป็นกรอบการพิจารณาการดำเนินงาน
2. **ข้อมูลการดำเนินงานจริง (Actual):** อ้างอิงตามข้อมูลการดำเนินงานจริงของโรงไฟฟ้า โดยที่รายได้ บทปรับ ค่าใช้จ่ายในการผลิตและบำรุงรักษา จะอ้างอิงตามข้อมูลจริงทางบัญชีที่เกิดขึ้นและใบแจ้งหนี้ (Invoice) หรือ ใบเรียกเก็บเงิน (Billing) ที่ได้รับและสำหรับข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้าพิจารณาจากข้อมูลคุณลักษณะจริงย้อนหลัง 4 ปี

ดังนั้น เมื่อทราบแหล่งที่มาและวิธีการเก็บของข้อมูลที่ใช้อ้างอิงในการคำนวณ จำเป็นต้องศึกษารายละเอียดโครงสร้างของข้อมูลดังกล่าวว่ามีองค์ประกอบใดบ้างและมีนิยาม หรือ การจำกัดความว่าอย่างไร

3.3 แบบจำลองคำนวณรายได้และค่าใช้จ่าย

ตามกรอบความคิดดังรูปที่ 3.1และโครงสร้างดังรูปที่ 3.2 การคำนวณรายได้และค่าใช้จ่ายจะเริ่มจากนำข้อมูลปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ผลิตและเงื่อนไขตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าเป็นเกณฑ์ในการประมาณการ ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 แบบจำลองการคำนวณรายได้และค่าใช้จ่าย

3.3.1 ข้อมูลพื้นฐานของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

งานวิจัยนี้เลือกโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเป็นกรณีศึกษา เนื่องด้วยเป็นประเภทของโรงไฟฟ้าที่มีมากที่สุดในประเทศไทย ดังรูปที่ 1.9 ซึ่งข้อมูลพื้นฐานของโรงไฟฟ้ามีกำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Contracted Capacity: CC) ที่มีค่าเท่ากับ 700 MW โดยมีระยะเวลาคงเหลือของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าอยู่ที่ 20 ปี มีสัดส่วนการลงทุนระหว่างส่วนของหนี้สินและสัดส่วนผู้ถือหุ้น ร้อยละ 60 ต่อ ร้อยละ 40 ตามลำดับ ด้วยมูลค่าทางบัญชี ณ สิ้นเดือนธันวาคม พ.ศ. 2562 เท่ากับ 14,042 ล้านบาท ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลพื้นฐานของโรงไฟฟ้า

CC (MW)	700
Plant life (yrs)	20
Book Value (MillionTHB)	14,042
Debt Equity Ratio	1.5

3.3.2 รายการข้อมูลนำเข้าของแบบจำลองการประเมินการลงทุน

รายการข้อมูลสำหรับแบบจำลองการประเมินการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้า สามารถจำแนกข้อมูลได้เป็น 3 ส่วนหลัก ได้แก่

1. **ข้อมูลทางเทคนิค:** อ้างอิงการดำเนินการในอดีตว่าโรงไฟฟ้า มีลักษณะการเดินเครื่องอย่างไรเพื่อประมาณข้อมูลในอนาคต
2. **รายได้:** อ้างอิงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งมีการแปรผันตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและความพร้อมจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า
3. **ค่าใช้จ่าย:** บางส่วนอ้างอิงข้อมูลตามผลการดำเนินงานในอดีตและบางส่วนที่แปรผันตามชั่วโมงการเดินเครื่องสะสมของกังหันก๊าซ

ทั้งนี้ ข้อมูลในผลการดำเนินงานในอดีตของโรงไฟฟ้าจะอ้างอิงย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2559 ถึง วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2562

ตารางที่ 3.2 องค์ประกอบรายได้ ค่าใช้จ่ายและข้อมูลทางเทคนิค

1. ข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า	
1.1 อายุของสินทรัพย์ที่ใช้พิจารณา	• อายุคงเหลือตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
1.2 กำลังการผลิต	• กำลังการผลิตที่ระบุตามสัญญา (Contracted Capacity)

1.3 รอบการบำรุงรักษา (Maintenance Interval)	• งานบำรุงรักษา - งานตรวจสอบส่วนเผาไหม้ (Combustion Inspection: CI) - งานบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul: MO)
1.4 ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า	• ค่าความร้อน (Heat Rate) • อัตราการเสื่อมของเครื่องจักรและอุปกรณ์ • จำนวนชั่วโมงงานบำรุงรักษาตามแผน/ปี • จำนวนชั่วโมงงานบำรุงรักษานอกแผน/ปี
1.5 ปริมาณพลังงานที่ผลิตต่อปี (GWh)	• ปริมาณพลังงานที่ศูนย์ควบคุมฯ สั่งการโรงไฟฟ้าให้ผลิต
1.6 รูปแบบการเดินเครื่อง	• จำนวนครั้งในการขนานเครื่องและหลุดออกจากระบบ • จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องต่ำกว่า minimum generation • อื่นๆ
2.รายได้	
2.1 ค่าความพร้อมจ่าย (Availability Payment: AP)	• Full Availability Payment (FAP) - Base Availability Credit (BAC) - Dependable Contracted Capacity (DCC)
2.2 บทปรับ (Deduction)	• Deduction of Reduce Availability (DRA) • Deduction of Short Notice (DSN) • Deduction of Dispatch Failure (DDF)
2.3 ค่าพลังงาน (Energy payment: EP)	• ค่าเชื้อเพลิงตามปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ศูนย์ควบคุมฯ สั่งการ • Tariff Demand Charge (TDC) • Variable Operation and Maintenance (VOM) • ค่าเชื้อเพลิงสำหรับการขนานเครื่อง (Startup Fuel Payment) • ค่าเชื้อเพลิงส่วนเพิ่มหากเดินเครื่องนอกเหนือชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญา
3. ค่าใช้จ่าย	
3.1 ค่าเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิต (คู่สัญญารับชำระ)	• ค่าเชื้อเพลิง • ค่าผ่านท่อ
3.2 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Capital Expenditure: CAPEX)	• งานบำรุงรักษาใหญ่ • ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ส่วนเพิ่ม
3.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (Operating Expenditure: OPEX)	• กองทุนพัฒนาไฟฟ้า (Power Development Fund: PDF) • ค่าใช้จ่ายด้านการผลิตและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance: O&M) รวมเงินเดือน • ค่าใช้จ่ายบริหาร • ค่าวัสดุและอะไหล่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สำหรับนิยามของศัพท์เฉพาะขององค์ประกอบข้อมูลนำเข้า มีรายละเอียดดังนี้

1. ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า (Full Availability Payment: FAP) คือ รายได้ที่จะได้รับตามความพร้อมในการเดินเครื่องให้กับศูนย์ควบคุมฯ โดยรายได้ส่วนนี้เกิดจาก
   1.1 ค่าความพร้อมจ่ายที่โรงไฟฟ้าได้รับตามหน่วยการผลิต เมกะวัตต์ต่อชั่วโมง (Base Availability Credit: BAC)
   1.2 ค่าความพร้อมจ่ายตามกำลังการผลิตไฟฟ้าพึงได้ตามสัญญา (Dependable Contracted Capacity: DCC)
2. ค่าผ่านท่อ (Tariff Demand Charge: TDC) คือ ค่าใช้จ่ายที่ถูกกำหนดตามแหล่งของเชื้อเพลิง หรือ นโยบาย
3. บทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิต (Deduction of Reduced Availability: DRA) คือ บทปรับที่คำนวณจากการประมาณการจำนวนชั่วโมงของงานบำรุงรักษาตามแผนและจำนวนชั่วโมงงานนอกเหนือจากแผนที่ได้มีการแจ้งไว้กับศูนย์ควบคุมฯ โดยบทปรับนี้จะถูกแบ่งออกเป็น 8 ส่วนตามคุณลักษณะในการทำงานของหน่วยผลิตไฟฟ้าตามร่างสัญญาในรายได้ค่าความพร้อมจ่าย (Contracted Operating Characteristics: COC)
4. บทปรับจากการไม่สามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ (Deduction for Dispatch Failure: DDF) คือ บทปรับที่ถูกคำนวณเมื่อประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าไม่เป็นไปตามคุณลักษณะที่ได้ระบุเอาไว้ตามสัญญา
5. บทปรับจากการแจ้งความไม่พร้อมล่าช้า (Deduction of Short Notice: DSN) บทปรับที่ถูกคำนวณเมื่อโรงไฟฟ้าแจ้งลดความพร้อมในการเดินเครื่องให้กับศูนย์ควบคุมฯ น้อยกว่า 22 ชั่วโมง
6. ค่าอุปกรณ์ หรือ วัสดุที่ใช้ในการดำเนินการผลิตและบำรุงรักษา (Variable Operation and Maintenance: VOM) เช่น สารเคมีในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า เป็นต้น
7. สัญญาจัดหาอะไหล่และซ่อมบำรุงระยะยาว (Long Term Service Agreement: LTSA) คือ ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระยะยาว ที่ขึ้นกับข้อตกลงตามสัญญากับผู้ผลิต (Original Equipment Manufacturer: OEM)

รายการข้อมูลที่นำมาคำนวณในแบบประเมินเป็นข้อมูลจริงที่ได้จากการเก็บรวบรวมของบริษัท ซึ่งความเป็นจริงแล้วรายละเอียดของแต่ละรายการอาจมีความแตกต่างกันจากการบันทึกข้อมูลตาม

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ข้อกำหนด หรือ นโยบายของบริษัท โดยรายการดังกล่าวถือเป็นข้อมูลที่สำคัญในการประมาณค่าเพื่อประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้า อย่างไรก็ดี การประมาณ หรือ คาดการณ์ข้อมูลดังกล่าวจำเป็นต้องคำนึงถึงปัจจัยเฉพาะของบริษัทร่วมด้วย

3.3.3 องค์ประกอบของแบบจำลองการประเมินการลงทุน

จากการศึกษาข้อมูลพื้นฐานของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษารายการข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการสร้างแบบประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าด้วยการบริหารต้นทุนตลอดอายุประกอบด้วย3 ส่วน ดังนี้

3.3.3.1 ข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า (Technical Data)

ข้อมูลทางเทคนิคของโรงไฟฟ้า คือ ข้อมูลที่อธิบายถึงคุณลักษณะเฉพาะของโรงไฟฟ้า เป็นข้อมูลที่มีความสัมพันธ์กับรายได้และค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้น ตัวอย่างเช่น กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าและอัตราการเสื่อมของโรงไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งค่าดังกล่าวกระทบต่อกำลังการผลิตจริงที่โรงไฟฟ้าสามารถดำเนินการได้ (Available Capacity: AC) อีกทั้งมีความเชื่อมโยงต่อการคำนวณค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าที่อยู่ในส่วนของรายได้ รวมถึงการพิจารณารอบงานบำรุงรักษา โดยแบบจำลองการประเมินการลงทุนของงานวิจัยออกแบบให้แนะนำประเภทงานบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้าจากผลการคำนวณจำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องสะสมของกังหันก๊าซเทียบเท่า (Equivalent Operatinf Hour: EOH) ตามคำแนะนำจากทางผู้ผลิต

รายการข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้สำหรับส่วนนี้ จะระบุตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยมีผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจะเป็นตัวแปรหลักสำหรับวางแผนงานบำรุงรักษา ภายใต้กรอบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งรายการข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับข้อมูลทางเทคนิคจำแนกดังตารางที่ 3.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.3 รายการข้อมูลทางเทคนิคของแบบประเมิน

รายการข้อมูล	หน่วย
1. จำนวนชั่วโมงหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษาตามสัญญา	ชั่วโมง
2. ร้อยละที่ยินยอมให้หยุดเครื่องฉุกเฉินตามสัญญา	%
3. ชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญา	ชั่วโมง
4. ค่าความร้อนรับรองตามสัญญา (Guarantee Heat Rate: GHR)	BTU/kWh
5. ร้อยละกำลังการผลิตสุทธิพึงได้ (Net Output Factor: NOF)	%
6. ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต (Energy Generation)	GWh
7. ประเภทของงานบำรุงรักษา	-
8. จำนวนครั้งในการขนานเครื่อง (Startup) ต่อปี	ครั้ง
9. จำนวนครั้งที่เครื่องหลุดออกจากระบบ (Number of Trip) ต่อปี	ครั้ง
10. ค่าความร้อนจริงของโรงไฟฟ้า (Actual Heat Rate: AHR)	BTU/kWh
11. ร้อยละของอัตราเสื่อมของกังหันก๊าซ	%

ข้อมูลสมรรถนะของโรงไฟฟ้าอ้างอิงตามผลการดำเนินงานจริงในอดีตและประมาณการให้ครบตามอายุสัญญาซึ่งแบบประเมินจะมีการตรวจสอบข้อมูลเบื้องต้น ทั้งนี้ การประเมินทั้ง 2 สถานการณ์ในงานวิจัย มีความแตกต่างกันในส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตในแต่ละปี เนื่องจากช่วงความสามารถในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าเอง แต่คงมีรายการข้อมูลนำเข้าที่เหมือนกันและแบบประเมินในงานวิจัยนี้จะพิจารณาความสัมพันธ์ของข้อมูลโดยให้สอดคล้องกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

3.3.3.2 รายได้ (Revenue)

รายได้ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีการจำแนกเป็น 2 ส่วน เริ่มด้วยส่วนของค่าความพร้อมจ่าย ที่เกิดจากหน่วยการผลิตพลังงานไฟฟ้าและกำลังการผลิตพึงได้ตามสัญญา ส่วนนี้จะมีการหักออกด้วยบทปรับที่ระบุในสัญญาเพื่อควบคุมให้โรงไฟฟ้าสามารถดำเนินการและมีความพร้อมในการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบได้อย่างเสถียร ซึ่งบทปรับของโรงไฟฟ้าจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลัก ได้แก่ 1) บทปรับจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิต ที่ประกอบไปด้วย 8 ส่วน ตามคุณลักษณะการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า โดยบทปรับจากความไม่พร้อม ส่วนที่ 1 จะเกิดจากกำลังการผลิตที่โรงไฟฟ้าสามารถทำได้จริงต่ำกว่ากำลังการผลิตตามสัญญา เช่น โรงไฟฟ้าสามารถเดินเครื่องได้ที่กำลังการผลิต 650 MW แต่ตามสัญญาระบุไว้ว่าต้องได้ 700 MW ส่วนต่างที่เกิดขึ้นนี้จะถูกนำมาคำนวณเป็นบทปรับที่เกิดขึ้นและสำหรับบทปรับจากความไม่พร้อม ส่วนที่ 2 - 8 จะเป็นลักษณะการเดินเครื่องรูปแบบต่างๆที่โรงไฟฟ้าพึงดำเนินการได้ 2) บทปรับจากการแจ้งความไม่พร้อมล่าช้า เกิดขึ้นเมื่อหากมีเหตุการณ์ที่จำเป็นต้อง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หยุดเครื่องและไม่พร้อมสำหรับการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าระบบและแจ้งทางศูนย์ควบคุมฯ ในระยะเวลาที่น้อยกว่า 22 ชั่วโมง 3) บทปรับจากการไม่สามารถเดินเครื่องได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ

การประมาณการบทปรับต่างๆ ขึ้นกับข้อกำหนดที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สำหรับกรณีศึกษาบทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อม ส่วนที่ 1 จะแปรผันตามชั่วโมงความพร้อมจ่ายจริงและกำลังการผลิตที่โรงไฟฟ้าสามารถทำได้ในปีนั้นๆ นอกจากนี้ ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ามีข้อระบุเกี่ยวกับบทปรับของโรงไฟฟ้าที่จะมีการจำกัดสูงสุด (Capacity Penalty) คือ ผลรวมของบทปรับจากความไม่พร้อม ส่วนที่ 2 – 8 บทปรับจากการแจ้งความไม่พร้อมล่าช้าและบทปรับจากการไม่สามารถเดินเครื่องได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ รวมกันแล้วต้องไม่เกิน ร้อยละ 2 ของค่าความพร้อมจ่ายพึงได้ หักด้วยบทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อม ส่วนที่ 1 ดังแสดงในสมการที่ 3.1

$$Capacity\ Penalty = \min\{DRA_{2-8} + DSN + DDF, 2\% \times (FAP - DRA_1)\} \qquad (3.1)$$

รายได้ด้านเชื้อเพลิงประกอบด้วย 5 รายการได้แก่ 1) ค่าเชื้อเพลิงที่ได้รับตามการผลิตจริง ซึ่งแปรผันตามแผนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและค่าความร้อนรับรองในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยรายได้ส่วนนี้คู่สัญญาจะเป็นผู้ชำระให้ตามยอดแจ้งในใบเรียกเก็บเงิน หากโรงไฟฟ้าสามารถบริหารและควบคุมค่าความร้อนจริง (Actual Heat Rate: AHR) ให้ต่ำกว่าค่าความร้อนรับรองได้เท่ากับว่าโรงไฟฟ้าสามารถทำกำไรที่เกิดจากส่วนต่างนี้ได้ 2) ค่าผ่านท่อ (Tariff Demand Charge: TDC) ที่มีการทำสัญญากับผู้จัดหาเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า ในส่วนของต้นทุนในการจัดหาเชื้อเพลิง 3) ค่าเชื้อเพลิงสำหรับขนานเครื่อง (Startup Fuel Payment) คู่สัญญาจะเป็นผู้ชำระในกรณีที่โรงไฟฟ้าถูกสั่งให้ขนานเครื่อง 4) ค่าอุปกรณ์ หรือวัสดุที่ใช้ในการผลิตและบำรุงรักษา ซึ่งถูกกำหนดเป็นอัตราการชำระที่แปรผันตามปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า 5) รายได้ส่วนเพิ่มหากถูกสั่งการเดินเครื่องนอกเหนือจากชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญา สามารถสรุปรายการข้อมูลของรายได้ในแบบประเมิน ดังตารางที่ 3.4

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.4 รายการข้อมูลส่วนรายได้ของแบบประเมิน

รายการข้อมูล	หน่วย
1. ค่าความพร้อมจ่าย	ล้านบาท
1.1 ค่าความพร้อมต่อหน่วยการผลิต (BAC)	
1.2 บทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อม ส่วนที่ 1 (DRA_1)	
1.3 บทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อม ส่วนที่ 2 - 8 (DRA_{2-8})	
1.4 บทปรับจากการแจ้งความไม่พร้อมล่าช้า (DSN)	
1.5 บทปรับจากการไม่สามารถเดินเครื่องได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ (DDF)	
2. ค่าเชื้อเพลิง	
2.1 ค่าเชื้อเพลิงตามหน่วยการผลิตจริง	
2.2 ค่าผ่านท่อ	
2.3 ค่าเชื้อเพลิงสำหรับขนานเครื่อง	
2.4 ค่าอุปกรณ์ หรือวัสดุที่ใช้ในการผลิตและบำรุงรักษา	
2.5 รายได้ส่วนเพิ่มหากถูกสั่งการเดินเครื่องนอกเหนือจากชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญา	

3.3.3.3 ค่าใช้จ่าย (Expense)

ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าสามารถแบ่งรายการออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ 1) ค่าใช้จ่ายในส่วนของเชื้อเพลิง โดยรายการจะเป็นไปตามส่วนของรายได้ซึ่งคู่สัญญาเป็นผู้ชำระตามใบเรียกเก็บเงิน 2) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน จะเป็นค่าใช้จ่ายการลงทุนเพิ่มเติมอื่นๆ ของโรงโรงไฟฟ้า สำหรับโรงไฟฟ้ากรณีศึกษามีการจัดกลุ่มให้งานบำรุงรักษาตามวาระในส่วนของงานตรวจซ่อมใหญ่อยู่กลุ่มของค่าใช้จ่ายในการลงทุนร่วมด้วย เนื่องจากมีรอบการดำเนินงานทุก 4 ปี 3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน รวมค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิตและบำรุงรักษา รวมส่วนของเงินเดือนพนักงาน ค่าล่วงเวลา ค่าจ้างเหมา ค่าใช้จ่ายเดินทาง เงินเดือนผู้บริหารและค่าวัสดุอะไหล่

ค่าใช้จ่ายบางส่วนจะแปรผันตามแผนการผลิตของโรงไฟฟ้าและอัตราการเสื่อมของโรงไฟฟ้าตามรูปที่ 3.4 โดยแบบจำลองการประเมินการลงทุนสรุปรายการค่าใช้จ่ายดังตารางที่ 3.5

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 3.5 รายการข้อมูลส่วนค่าใช้จ่ายของแบบประเมิน

รายการข้อมูล	หน่วย
1. ค่าเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิต	ล้านบาท
1.1. ค่าเชื้อเพลิงตามหน่วยการผลิตจริง	
1.2. ค่าผ่านท่อ	
1.3. ค่าเชื้อเพลิงสำหรับขนานเครื่อง	
1.4. ค่าอุปกรณ์ หรือวัสดุที่ใช้ในการผลิตและบำรุงรักษา	
1.5. รายได้ส่วนเพิ่มหากถูกสั่งการเดินเครื่องนอกเหนือจากชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญา	
2. ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	
2.1. ค่าใช้จ่ายงานบำรุงรักษาใหญ่	
2.2. ค่าใช้จ่ายค่าใช้จ่ายในการลงทุน อื่นๆ (รวมค่าใช้จ่ายในการลงทุน ส่วนเพิ่ม)	
3. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	
3.1. กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	
3.2. ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตและบำรุงรักษา (Operationa and Maintenance: O&M)	
3.3. ค่าใช้จ่ายบริหาร	
3.4. ค่าวัสดุและอะไหล่	

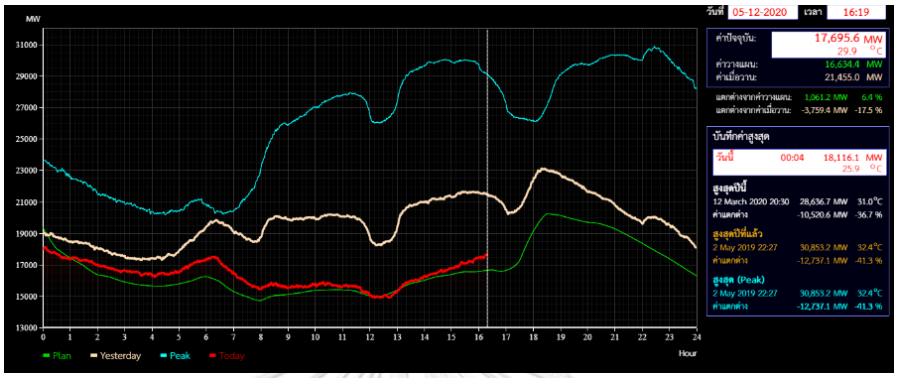
3.3.4 รูปแบบการรายงานผล

แบบจำลองการประเมินการลงทุนของงานวิจัยได้คำนวณตัวชี้วัดทางเศรฐศาสตร์ แสดงผลในรูปแบบของตารางสรุปในรูปของมูลค่าปัจจุบันสุทธิและอัตราผลตอบแทนภายใน ทั้งนี้ ตามวัตถุประสงค์ของงานวิจัยที่สร้างแบบจำลองการประเมินการลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าเพื่อเป็นเครื่องมือประกอบการตัดสินใจ จึงสร้างให้แบบจำลองการประเมินการลงทุนสรุปผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการและของการลงทุนรวมการกู้ยืมและดอกเบี้ย ภายใต้ข้อกำหนดของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยมีการพิจารณามูลค่าคงเหลือทางบัญชีตามสมมติฐานของกรณีศึกษาเปรียบเสมือนกับเงินลงทุนเริ่มต้นในปีที่ 0 รวมถึงอัตราดอกเบี้ยและอัตราภาษีที่โรงไฟฟ้าต้องชำระ

นอกจากนี้ หากผู้ใช้งานต้องการติดตามผลการดำเนินงานรายปี แบบจำลองการประเมินการลงทุนจะมีการคำนวณกำไรสุทธิรายปีพร้อมเปรียบเทียบเพื่อให้สามารถเห็นความแตกต่างของการดำเนินงานที่แตกต่างกันจะมีการสร้างตารางเพื่อแสดงการเปรียบเทียบให้เห็นความแตกต่างของการดำเนินการระหว่างรายได้และค่าใช้จ่ายสำหรับทั้ง 2 สถานการณ์ที่ใช้ประเมิน

3.4 สมมติฐานงานวิจัย

เนื่องจากความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าของประเทศไทยเปลี่ยนแปลงช่วงเวลาความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของวันของทั้งระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ดังรูปที่ 3.4 อันเป็นผลมาจากการเติบโตของกลุ่มผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กและผู้ผลิตเพื่อใช้งานเองจากการติดแผงพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 3.4 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า กฟผ. (System Operator)

กล่าวได้ว่าข้อมูลความต้องการปริมาณพลังงานไฟฟ้ารายชั่วโมงของทั้งระบบ โดยแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าระบบของวันที่ปัจจุบัน (เส้นสีแดง) แผนการผลิตของวัน (เส้นสีเขียว) ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าวันก่อนหน้า (เส้นสีเหลือง)และวันที่ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของปี (เส้นสีฟ้า) กล่าวได้ว่าช่วงที่ประเทศมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากระบบสูงสุดจะอยู่ในช่วงเวลา 18.00 – 22.00 น. ส่งผลให้กลุ่มโรงไฟฟ้าที่ไม่ได้อยู่ในกลุ่มที่ต้องรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าถูกลดความจำเป็นในการเดินเครื่องที่กำลังการผลิตมากๆเพื่อรองรับความต้องการในระบบระหว่างวัน แต่ถ้าโรงไฟฟ้ามีความสามารถในการเดินเครื่องในกำลังการผลิตต่ำมีแนวโน้มได้เดินเครื่องเพิ่มมากขึ้น จึงเป็นแนวคิดให้โรงไฟฟ้าพิจารณาลงทุนเพิ่มจะทำให้สามารถเดินเครื่องได้ในช่วงร้อยละ 30 ถึงกำลังการผลิตเต็มสัญญา

จากรูปที่ 3.3 กล่าวได้ว่าการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ารายปีเป็นปัจจัยหลักในการประเมินการลงทุนในงานวิจัยฉบับนี้ ซึ่งควรพิจารณาจากปัจจัยภายในและปัจจัยภายนอกที่มีผลกระทบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจะได้ผลิต

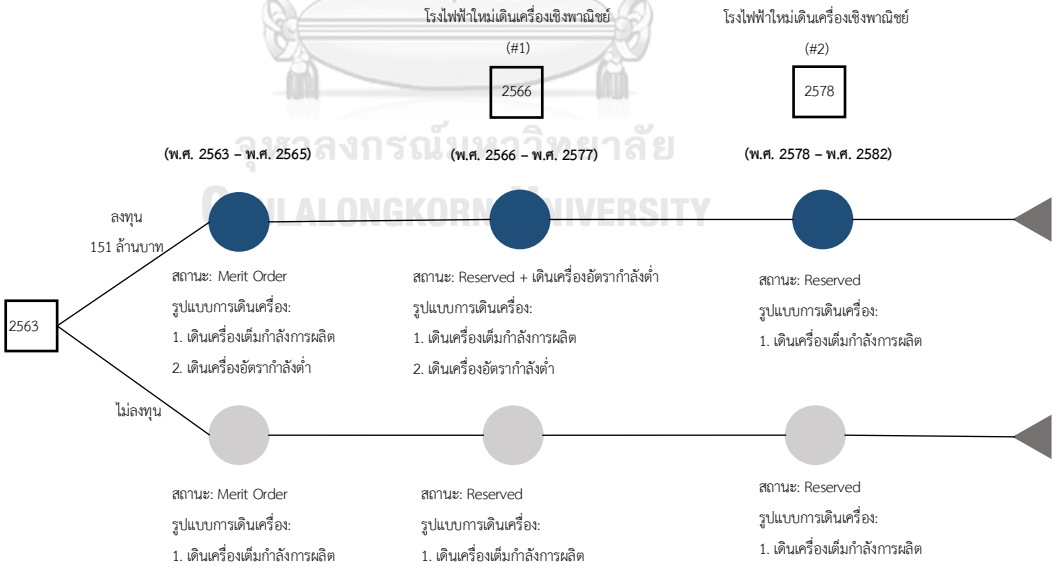
3.4.1 สมมติฐานการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

งานวิจัยนี้แบ่งความสามารถในการเดินเครื่องเป็น 2 ช่วง ได้แก่ **1) การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต** หรือ การเดินเครื่องร้อยละ 60 ถึงกำลังการผลิตเต็มสัญญา **2) การเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ** หรือ การเดินเครื่องร้อยละ 30 ถึงร้อยละ 60 ของกำลังการผลิต โดยข้อมูลการดำเนินการที่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รวบรวมเพื่อนำมาสร้างสมการพยากรณ์ ประกอบด้วย ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริง จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องเสริมระบบและค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า อีกทั้งข้อมูลสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจะอ้างอิงตามรายงานของ *“สำนักงานแผนและนโยบายแห่งชาติ”*และข้อมูลอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจของประเทศจะอ้างอิงจากรายงานของ *“สำนักงานสภาพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ”* รวมถึงนำ *“แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ฉบับ ปี พ.ศ. 2561”* ที่มีโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่ใกล้เคียงเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ ปี พ.ศ. 2566 และปี พ.ศ.2578 มาร่วมพิจารณากำหนดสมมติฐานประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนระหว่าง 2 ทางเลือก คือ

1. **ไม่ลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้า:** ความสามารถในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าจะเป็นความสามารถเดิม คือ เดินเครื่องได้เฉพาะในช่วงที่ 1และจะเกิดความเสียหายกะทันหันหากเดินเครื่องต่ำกว่าช่วงดังกล่าว โดยค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าจะอ้างอิงตามผลการดำเนินการในอดีต
2. **ลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้า:** เพิ่มช่วงความสามารถการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า โดยปรับปรุงให้สามารถเดินเครื่องได้ทั้ง การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต และการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำด้วยเงินลงทุน 151 ล้านบาทในปี พ.ศ. 2563 โดยการลงทุนดังกล่าวจะสามารถลดค่าใช้จ่ายในการผลิตและบำรุงรักษาได้ 15%



รูปที่ 3.5 สมมติฐานการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

ทั้งนี้ สมมติฐานการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 3.5 โดยเริ่มจากการลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในปี พ.ศ. 2563 จำนวน 151 ล้านบาท เป็นผลให้โรงไฟฟ้ากรณีลงทุนจะมี

ความสามารถในการเดินเครื่องช่วงเต็มอัตรากำลังการผลิตและเดินเครื่องที่อัตรากำลังการผลิตต่ำ แต่กรณีไม่ลงทุนจะโรงไฟฟ้าจะคงความสามารถเดิมคือเดินเครื่องเฉพาะช่วงเต็มอัตรากำลังการผลิตเท่านั้น

ปี พ.ศ. 2566 มีโรงไฟฟ้าใหม่เข้าเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในระบบ เป็นผลทำให้โรงไฟฟ้ากรณีศึกษาไม่มีความจำเป็นในการเดินเครื่องในช่วงเต็มอัตรากำลังการผลิตเพื่อเสริมระบบ โดยสถานะของโรงไฟฟ้าจะเปลี่ยนเป็นโรงไฟฟ้าสำรอง (Reserved) เดินเครื่องเมื่อมีความจำเป็นเท่านั้น แต่กรณีลงทุนเมื่อโรงไฟฟ้ามีความสามารถเดินเครื่องในช่วงอัตรากำลังการผลิตต่ำ ยังคงมีความจำเป็นในการเดินเครื่องเสริมระบบเพื่อรองรับความต้องการ

ปี พ.ศ. 2578 มีโรงไฟฟ้าใหม่เข้าเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในระบบอีก 1 โรงไฟฟ้า ทำให้โรงไฟฟ้ากรณีศึกษาไม่ว่าจะมีการลงทุนหรือไม่ โรงไฟฟ้าก็ไม่มีความจำเป็นในการเดินเครื่องเสริมระบบและมีสถานะเป็นโรงไฟฟ้าสำรอง ทั้งกรณีลงทุนและกรณีไม่ลงทุน

ระยะเวลาประเมินของงานวิจัยอ้างอิงตามอายุคงเหลือของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งสำหรับกรณีศึกษาเท่ากับ 20 ปี (พ.ศ. 2563 - พ.ศ. 2582) กรณีสถานะโรงไฟฟ้าสำรอง ประเมินว่าจะมีการเดินเครื่องเสริมระบบเฉลี่ยปีละ 400 ชั่วโมง เมื่อโรงไฟฟ้าใหม่มีการหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษาเท่านั้น

3.4.2 สมมติฐานการประเมินทางเศรษฐศาสตร์

การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ จำเป็นต้องมีการตั้งสมมติฐานที่ใช้ในการประเมิน สำหรับโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.6 ซึ่งข้อมูลดังกล่าวจะอ้างอิงจากข้อมูลและเงื่อนไขทางบัญชีของโรงไฟฟ้าเป็นหลัก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.6 สมมติฐานการประเมินทางเศรษฐศาสตร์และแหล่งที่มา

รายการ		หน่วย	ที่มาของข้อมูล
เงินลงทุนเริ่มต้น	14,042	ล้านบาท	มูลค่าคงเหลือทางบัญชี
ต้นทุนเงินทุนเฉลี่ย	5.85	%	คำนวณจาก (อัตราส่วนเงินหนี้สิน*อัตราดอกเบี้ย)+(อัตราส่วนเงินทุน*อัตราผลตอบแทนปันผล)
อัตราเงินเฟ้อ	1.6	%	คำนวณจากดัชนีราคาผู้บริโภคปี พ.ศ. 2558 และปี พ.ศ. 2562 อ้างอิงจากรายงาน Commodity Markets Outlook (WorldBank, April 2019)
อัตราส่วนหนี้สินต่อเงินทุน	60:40	-	สัดส่วนการลงทุนของโรงไฟฟ้าตามบัญชี
ระยะเวลาการชำระหนี้	20	ปี	อ้างอิงตามระยะเวลาคงเหลือของอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
อัตราดอกเบี้ย	4.3	%	อัตราชำระจริงทางบัญชี
อัตราภาษี	20	%	อัตราชำระจริงทางบัญชี
อัตราผลตอบแทนเงินปันผล	8.15	%	ตามเงื่อนไขที่ระบุทางบัญชี

บทที่ 4
การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

จากขั้นตอนการดำเนินงานและโครงสร้างของแบบจำลองการประเมินการลงทุนกล่าวได้ว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อการประเมินความคุ้มค่าของโรงไฟฟ้า ดังนั้นขั้นตอนสำคัญของงานวิจัย คือ การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและขายเข้าระบบของโรงไฟฟ้า

4.1 แนวคิดการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า

แนวคิดการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา จะอาศัยข้อมูลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า โดยคำนึงถึงปัจจัยภายในและปัจจัยภายนอก ดังรูปที่ 3.3 ภายใต้ข้อจำกัดของสภาพระบบไฟฟ้าของประเทศและลักษณะการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า งานวิจัยได้เลือกใช้ข้อมูลจากโรงไฟฟ้าอ้างอิงที่มีคุณลักษณะ อายุและชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตใกล้เคียงกับที่โรงไฟฟ้ากรณีศึกษาต้องการจะปรับปรุง เพื่อให้สามารถนำมาเปรียบเทียบและพยากรณ์ได้อย่างเหมาะสม

วิธีการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่งานวิจัยนี้นำเสนอ คือ การสร้างสมการพยากรณ์จากการวิเคราะห์ถดถอยแบบพหุคูณ (Multiple Linear Regression) เพื่อหาความสัมพันธ์ของปัจจัยที่นำมาพิจารณา โดยวิเคราะห์ความเหมาะสมของสมการพยากรณ์จากค่าสัมประสิทธิ์สหสัมพันธพหุคูณ (Multiple R) และคาสัมประสิทธิ์การตัดสินใจ (R^2) ณ ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 เพื่อดูวาตัวแปรอิสระ หรือ ปัจจัยทั้งหมดในสมการมีความสัมพันธกับตัวแปรตาม (ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต) มากน้อยเพียงใดและสามารถอธิบายความผันแปรได้ร้อยละเทาไร

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

งานวิจัยได้เลือกวิธีการดังกล่าวเพื่อหาสมการพยากรณ์ เนื่องจากได้ศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องมีการระบุว่าวิธีการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าโดยอาศัยปัจจัยที่เกี่ยวข้องจะได้ผลลัพธ์ที่มีความคลาดเคลื่อนต่ำกว่ากรณีที่นำปริมาณพลังงานไฟฟ้ามาพยากรณ์เพียงตัวเดียว ด้วยเหตุผลที่ว่าความต้องการปริมาณพลังงานไฟฟ้าสามารถเปลี่ยนแปลงได้ตามอิทธิพลของปัจจัยที่เกี่ยวข้อง ณ ขณะนั้นๆ

เริ่มต้นด้วยปัจจัยที่มีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้างานวิจัยเลือกจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ (Service Hour: SH) ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า (Heat Rate: HR) สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer Share: SPP Share) และอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ (Gross Domestic Product Growth Rate: GDP Growth Rate) ด้วยเหตุผลข้อจำกัดและเงื่อนไขการสั่งการเดินเครื่องของศูนย์ควบคุมฯ เช่น ศูนย์ควบคุมฯทราบว่าระบบมีความ

ต้องการใช้ไฟฟ้าที่แปรผันตามอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ ซึ่งศูนย์ควบคุมฯจะพิจารณาสั่งการเดินเครื่องตามลำดับเงื่อนไข โดยสำหรับกลุ่มผู้ผลิตโรงไฟฟ้าขนาดเล็กหากมีความพร้อมเท่าไหร่ศูนย์จะเรียกเดินเครื่องทั้งหมดและกำลังผลิตส่วนที่เหลือประกอบกับระยะเวลาที่ต้องการให้เดินเสริมระบบที่จะพิจารณาจากโรงไฟฟ้าที่มีความสามารถในการเดินเครื่องที่กำลังการผลิตนั้นๆ ด้วยค่าความร้อน

ข้อมูลตั้งต้นที่ใช้ในการพยากรณ์ของปัจจัยภายในของโรงไฟฟ้า งานวิจัยได้นำข้อมูลของโรงไฟฟ้าอ้างอิงที่มีคุณสมบัติ อายุ และประเภทเชื้อเพลิงที่ใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาที่ต้องการจะปรับปรุง ซึ่งมีรายละเอียดดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลคุณลักษณะของโรงไฟฟ้าอ้างอิงและโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

รายการ	**โรงไฟฟ้าอ้างอิง**	**โรงไฟฟ้ากรณีศึกษา (หลังปรับปรุง)**
กำลังการผลิต (MW)	700	700
ความสามารถในการเดินเครื่อง	1. เต็มอัตรากำลังการผลิต 2. อัตรากำลังผลิตต่ำ	1. เต็มอัตรากำลังการผลิต 2. อัตรากำลังผลิตต่ำ
ประเภทเชื้อเพลิง	ก๊าซธรรมชาติฯ	ก๊าซธรรมชาติฯ
ค่าความร้อนรับรอง (BTU/kWh)	7,500	7,300
อายุ (ปี)	8	5

การพยากรณ์ปัจจัยสำคัญเพื่อนำผลการพยากรณ์กลับมาใช้ในการวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณ งานวิจัยเลือกวิธีอนุกรมเวลาด้วยตัวแบบบ็อกซ์-เจนกินส์ (Auto Regressive Integrated Moving Average: ARIMA (p,q,d)) เนื่องจากเป็นวิธีที่อาศัยลักษณะของข้อมูลในอดีตมาอธิบายแนวโน้มของข้อมูลตัวเองในอนาคต โดยพิจารณาตัวแบบจากลักษณะของสหสัมพันธ์ในตัวเอง (Autocorrelation) และสหสัมพันธ์ในตัวเองบางส่วน (Partial Autocorrelation) อย่างไรก็ตามการเลือกวิธีการพยากรณ์ของแต่ละปัจจัย ควรวิเคราะห์จากรูปแบบข้อมูล ซึ่งหากทำการพยากรณ์ปกติแล้วผลของค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error: MAPE) สูงควรพิจารณาเลือกตัวแบบพยากรณ์ใหม่ หรือ พิจารณาในมุมที่รูปแบบข้อมูลมีความสัมพันธ์กับฤดูกาล ซึ่งวัตถุประสงค์ของการพยากรณ์ปัจจัยที่เกี่ยวข้องจะกำหนดให้ตัวแบบมีผลลัพธ์ของค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด

ทั้งนี้งานวิจัยจะใช้ข้อมูลในอดีตของโรงไฟฟ้าอ้างอิงเพื่อพยากรณ์ต่ออีก 15 ปี พร้อมทดสอบความเหมาะสมของตัวแบบด้วยค่าสัมประสิทธิ์ของตัวแบบ ณ ความเชื่อมั่นร้อยละ 95 มีการแจกแจงของความคลาดเคลื่อนเป็นแบบปกติ (Normal Distribution) ไม่คงเหลือค่าสหสัมพันธ์จากกราฟฟังก์ชันสหสัมพันธ์ในตัวเอง (Autocorrelation Function: ACF) จากนั้นนำข้อมูลมาวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณเพื่อสร้างสมการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา โดยมีขั้นตอนดังนี้

1. ตรวจสอบคุณสมบัติของข้อมูลว่ามีลักษณะคงที่หรือไม่ โดยพิจารณาจากรูปแบบของข้อมูลหรือการแยกองค์ประกอบของข้อมูล ซึ่งการปรับข้อมูลให้คงที่ดำเนินการด้วยการหาอันดับผลต่างของข้อมูลเพื่อกำจัดแนวโน้ม พร้อมทดสอบค่า P-Value ด้วยวิธีการ Augmented Dickey-Fuller Test (ADF Test)
2. กำหนดตัวแบบที่เป็นไปได้สำหรับการพยากรณ์ โดยกำหนดให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด (ผลทดสอบทางสถิติของตัวแบบอาจไม่แสดงผลสถิติของอันดับของการหาผลต่างของข้อมูล เนื่องจากจะรวมการคำนวณอันดับผลต่างของข้อมูลเข้าในสมการพยากรณ์ของตัวแบบแล้ว ซึ่งจะอ้างอิงผลทดสอบทางสิติจากค่า P-Value ด้วยการทดสอบ ADF Test)
3. พิจารณาความเหมาะสมจากค่าสหสัมพันธ์และการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อน
4. สรุปตัวแบบพยากรณ์และนำไปใช้พยากรณ์ข้อมูลในอนาคต

เมื่อได้สมการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าในแต่ละช่วงกำลังการผลิต เพื่อทดสอบความแม่นยำของสมการก่อนนำมาใช้งาน คือ การนำผลการพยากรณ์ข้อมูลตั้งต้นของแต่ละตัวแปรมาใช้คำนวณในสมการข้างต้นเพื่อนำผลการพยากรณ์ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตเปรียบเทียบกับข้อมูลตั้งต้นที่นำมาใช้ว่ามีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์เป็นอย่างไร

4.1.1 การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามทางเลือกการลงทุน

การลงทุนปรับปรุงเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าเป็นผลทำให้โรงไฟฟ้ามีความสามารถที่แตกต่างกัน ดังนั้นข้อมูลตั้งต้นที่จะนำมาใช้ในการพยากรณ์ระหว่าง 2 ทางเลือกในการลงทุนจะมีความแตกต่างกัน โดยผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปีจะนำไปคำนวณสำหรับการประเมินการลงทุนของโครงการต่อไป ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

4.1.1.1 กรณีลงทุน

จากสมมติฐานการพยากรณ์และประเมินความคุ้มค่าของงานวิจัย คือ มีการลงทุนในปี พ.ศ. 2563 โรงไฟฟ้าจะมีความสามารถใน **การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต** และ**การเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ** ข้อมูลตั้งต้นสำหรับปัจจัยภายใน (จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ และค่าความร้อนในการเดินเครื่อง) จะอ้างอิงจากโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาที่ความสามารถในการเดินเครื่องใกล้เคียงกัน ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจะได้ผลิตจะเท่ากับผลรวมของปริมาณพลังงานไฟฟ้าจาก**การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต**และ**การเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ**

4.1.1.2 กรณีไม่ลงทุน

เมื่อโรงไฟฟ้าไม่มีการพิจารณาลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าความสามารถในการเดินเครื่องเฉพาะ **การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต** ดังนั้น ข้อมูลตั้งต้นของปัจจัยภายในของโรงไฟฟ้าจะอ้างอิงตามผลการดำเนินงานในอดีตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาเอง ซึ่งปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจะได้ผลิตจะมาจาก **การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต** เท่านั้น

4.1.2 รายการปัจจัยที่เกี่ยวข้องการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

สำหรับปัจจัยภายในและปัจจัยภายนอกที่ได้เลือกใช้กับงานวิจัยสามารถสรุปข้อมูลและแหล่งที่มาของข้อมูลได้ดังตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ปัจจัยที่เกี่ยวข้องการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

รายการ	ความถี่ของข้อมูล	หน่วย	แหล่งข้อมูล
1. จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบในช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา	รายเดือน	ชั่วโมง	ข้อมูลผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา
2. ค่าความร้อนในช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา	รายเดือน	BTU/kWh	ข้อมูลผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา
3. จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบในช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง	รายเดือน	ชั่วโมง	ข้อมูลผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าอ้างอิง
4. ค่าความร้อนในช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง	รายเดือน	BTU/kWh	ข้อมูลผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าอ้างอิง
5. จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบในช่วงการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง	รายเดือน	ชั่วโมง	ข้อมูลผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าอ้างอิง
6. ค่าความร้อนในช่วงการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง	รายเดือน	BTU/kWh	ข้อมูลผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าอ้างอิง
7. สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก	รายเดือน	%	รายงานสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเดือนของ กฟผ.
8. อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ	รายไตรมาส (เฉลี่ยข้อมูลรายไตรมาสเพื่อปรับเป็นรายเดือน)	%	รายงานอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจของสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

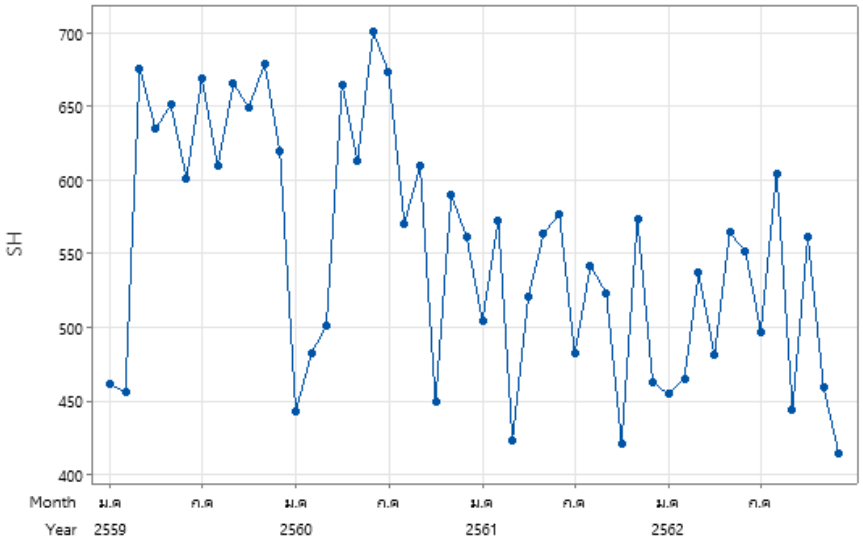
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.2 การพยากรณ์ปัจจัยสำคัญ

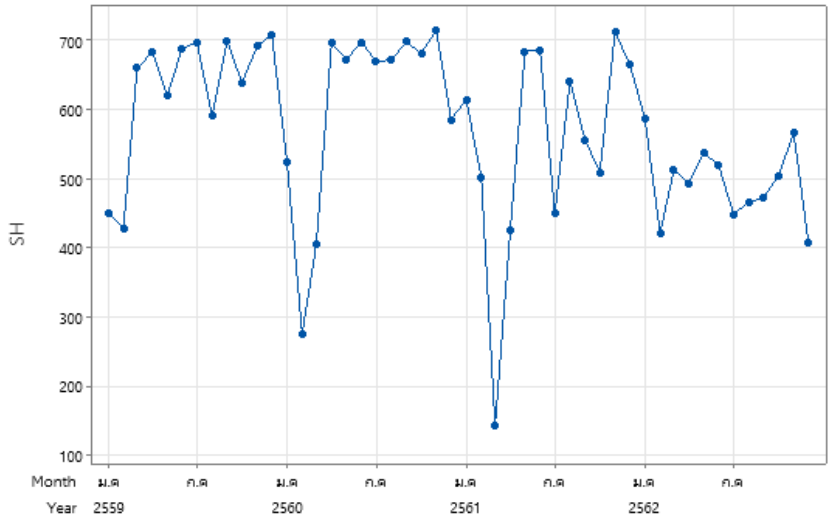
จากหัวข้อ 4.1 การพยากรณ์ปัจจัยสำคัญที่มีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้า งานวิจัยเลือกใช้ตัวแบบบ็อกซ์-เจนกินส์โดยพิจารณาความเหมาะสมของตัวแบบจากรูปแบบของข้อมูล ทั้งนี้ความเหมาะสมของสมการพยากรณ์จากตามหลักทางสถิติ พร้อมกำหนดการเลือกตัวแบบการพยากรณ์โดยให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด เพื่อความแม่นยำของสมการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละช่วงการเดินเครื่อง

4.2.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่อง

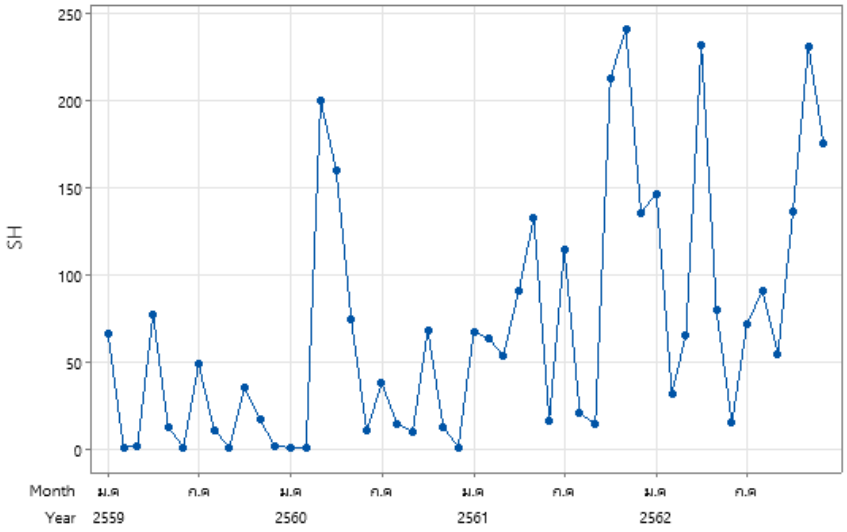
การพยากรณ์จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องเสริมระบบของโรงไฟฟ้าแบ่งเป็น 2 ส่วน ตามช่วงการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ได้แก่ **การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต** และ**การเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ** ซึ่งวิเคราะห์จากข้อมูลการเดินเครื่องจริงโรงไฟฟ้าอ้างอิงพบว่ารูปแบบของข้อมูลมีแนวโน้มที่ลดลงใน**การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต** จากข้อมูลผลการดำเนินงานในอดีตของโรงไฟฟ้าทั้งในส่วนของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาและโรงไฟฟ้าอ้างอิง ดังรูปที่ 4.1 และ 4.2 พบว่าข้อมูลมีความแปรปรวนและมีแนวโน้มลดลง ในทางกลับกันข้อมูล**การเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ** ของโรงไฟฟ้าอ้างอิงจากข้อมูลผลการดำเนินงานแสดงให้เห็นว่าข้อมูลมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา



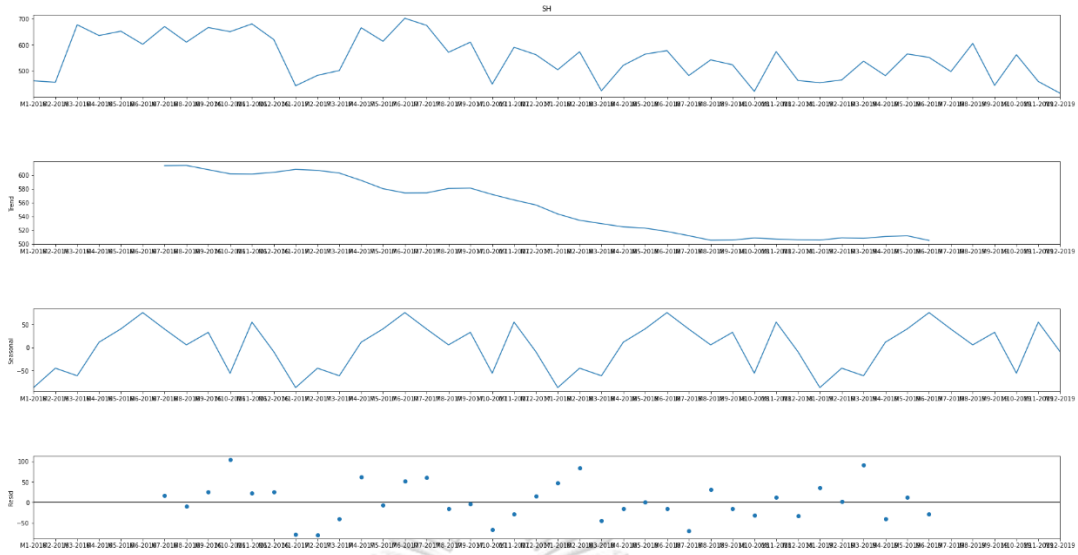
รูปที่ 4.2 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง



รูปที่ 4.3 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

4.2.1.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

ตัวแบบการพยากรณ์ที่เลือกใช้ของ **การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต** ของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา เริ่มต้นด้วยการพิจารณารูปแบบของข้อมูล โดยการแยกองค์ประกอบของข้อมูลพบว่า จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลงอย่างชัดเจน รวมถึงมีความผันแปรกับฤดูกาล ดังแสดงในรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 องค์ประกอบรูปแบบข้อมูลจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

เนื่องจากข้อมูลนั้นเป็นแบบไม่คงที่ (Non-stationary Data) จึงมีความจำเป็นต้องหาอันดับผลต่างของข้อมูลเพื่อปรับให้เป็นแบบคงที่ (Stationary Data) เบื้องต้นเลือกอันดับผลต่างของข้อมูลปกติ 1 ครั้ง (Order of Integration: d) จากนั้นทดสอบความนิ่งของข้อมูลด้วยค่า P-value โดยวิธีการ Augmented Dickey-Fuller Test (ADF Test) เพื่อสรุปว่าอันดับดังกล่าวเหมาะสมสำหรับข้อมูลหรือไม่

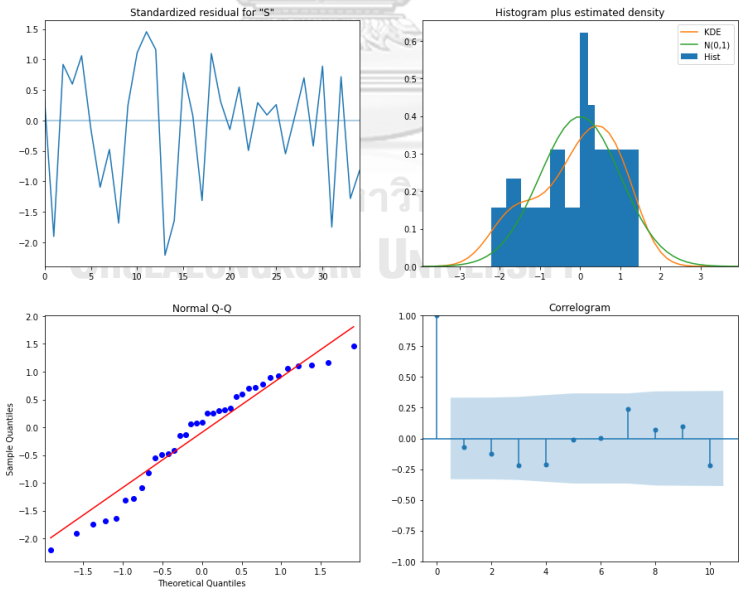
เมื่อทดสอบอันดับผลต่างของข้อมูลปกติ (d=1) มีค่า P-Value เท่ากับ 0.000 จากนั้นพิจารณาเพิ่มเติมสำหรับความผันแปรของฤดูกาลที่มีความถี่เป็นรายเดือน (s=12) จึงได้เลือกอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล 1 ครั้ง (Seasonal Order of Integration: D) และได้ผลทดสอบอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล (D = 1) มีค่า P-Value ที่ 0.049 ซึ่งผลทดสอบของอันดับผลต่างทั้งสอง สามารถนำมาพิจารณาเพื่อเลือกตัวแบบการพยากรณ์ของข้อมูลโดยกำหนดวัตถุประสงค์ให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดและได้ตัวแบบพยากรณ์ คือ ARIMA $(1,1,0)(0,1,3)_{12}$ ซึ่งมีผลทดสอบทางสถิติดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 4.3 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

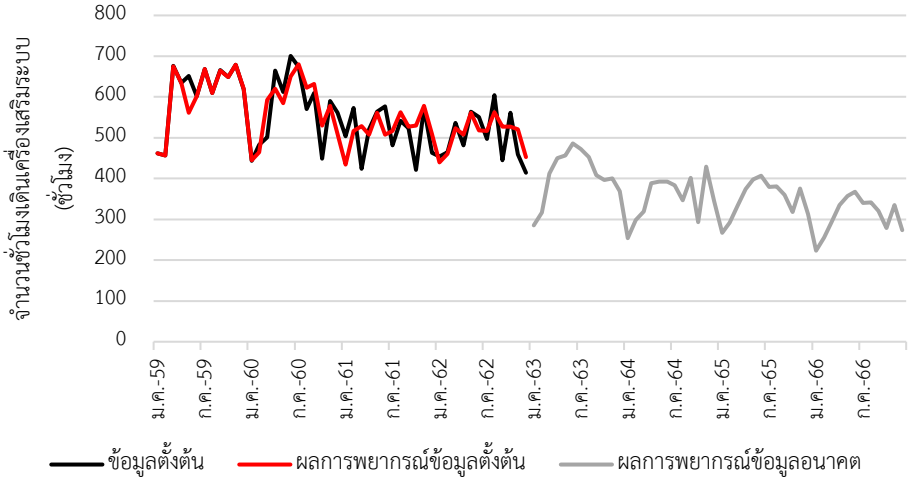
ตัวแบบ	Coefficient	S.E	Z-Value	P-Value
AR1	-0.5979	0.1328	-4.5035	0.0000*
SMA1	-0.9157	3.0777	-0.2975	0.7661
SMA2	-0.97529	0.6393	-1.5255	0.1271
SMA3	0.93861	2.9879	0.3141	0.7534

จากตารางที่ 4.3 ข้อสนเทศของอาไคเคะ (Akaike Information Criteria: AIC) ของตัวแบบพยากรณ์มีค่า 418.91 และค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดที่ 5.59% สำหรับค่า P-Value ของสัมประสิทธิ์ในองค์ประกอบตัวแบบบางส่วนมีค่ามากกว่า 0.05 กล่าวได้ว่าองค์ประกอบนั้นไม่มีผลต่อการพยากรณ์ แต่วัตถุประสงค์ของการเลือกตัวแบบ คือ มีค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด งานวิจัยจึงยอมรับผลทดสอบดังกล่าวมาใช้ในการพยากรณ์ การทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบจะต้องไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง มีการแจกแจงแบบปกติ และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 ซึ่งการทดสอบความคลาดเคลื่อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาแสดงดังรูปที่ 4.5



รูปที่ 4.5 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

เมื่อข้อมูลความคลาดเคลื่อนไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง สามารถสรุปสมการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตได้ดังสมการที่ 4.1 รวมถึงหากสร้างกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์จากตัวแบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า ดังรูปที่ 4.6



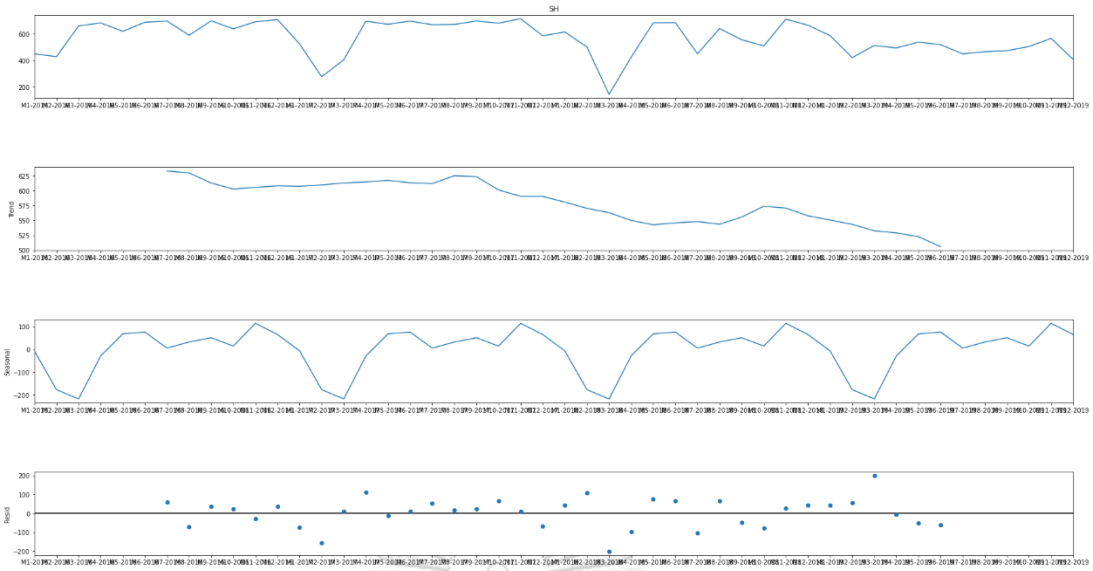
รูปที่ 4.6 ผลการพยากรณ์จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

$$\hat{Y}_t = Y_{t-1} + Y_{t-12} - Y_{t-13} - 0.598\Delta(\Delta_{12}Y_{t-1}) - 0.916\varepsilon_{t-12} \quad (4.1)$$
$$-0.975\varepsilon_{t-24} - 0.939\varepsilon_{t-36}$$

4.2.1.2 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

ตัวแบบการพยากรณ์ที่เลือกใช้ของ **การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต** ของโรงไฟฟ้าอ้างอิง เริ่มต้นด้วยการพิจารณารูปแบบของข้อมูล โดยการแยกองค์ประกอบของข้อมูลพบว่า จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิงมีแนวโน้มลดลงอย่างชัดเจน รวมถึงมีความผันแปรกับฤดูกาล ดังแสดงในรูปที่ 4.7

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



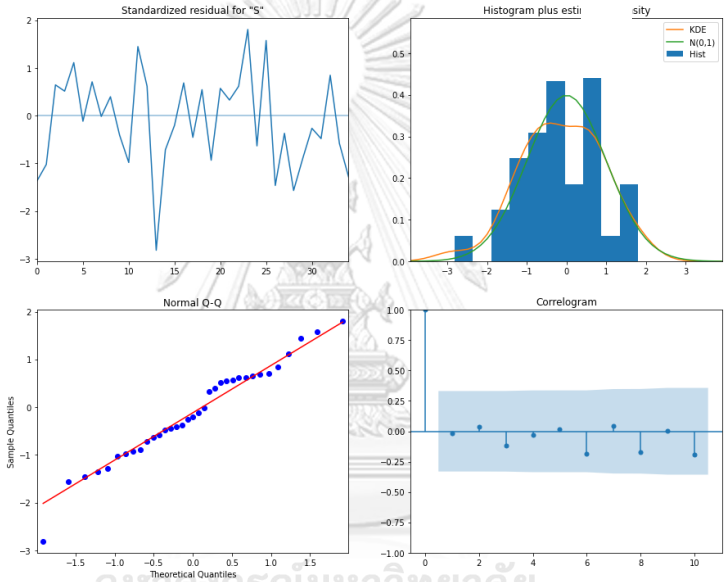
รูปที่ 4.7 องค์ประกอบรูปแบบข้อมูลจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

ผลทดสอบอันดับผลต่างของข้อมูลปกติ (d=1) มีค่า P-Value เท่ากับ 0.027 จากนั้นเมื่อพิจารณาเพิ่มเติมสำหรับความผันแปรของฤดูกาลที่มีความถี่เป็นรายเดือน (s=12) จึงได้เลือกอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล 1 ครั้ง (Seasonal Order of Integration: D) และได้ผลทดสอบอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล (D = 1) มีค่า P-Value ที่ 0.000 ซึ่งผลทดสอบของอันดับผลต่างทั้งสอง สามารถนำมาพิจารณาเพื่อเลือกตัวแบบการพยากรณ์ของข้อมูลโดยกำหนดวัตถุประสงค์ให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดและได้ตัวแบบพยากรณ์ คือ ARIMA $(6,1,0)(0,1,4)_{12}$ ซึ่งมีผลทดสอบทางสถิติดังนี้

ตารางที่ 4.4 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

ตัวแบบ	Coefficient	S.E	Z-Value	P-Value
AR1	-0.4414	0.1999	-2.2085	0.0272*
AR2	-0.6714	0.2063	-3.2550	0.0011*
AR3	-0.3393	0.2370	-1.4314	0.1523
AR4	-0.0839	0.2471	-0.3396	0.7341
AR5	-0.1945	0.2001	-0.9721	0.3310
AR6	0.0225	0.1711	0.1313	0.8956
SMA1	-1.1579	0.18618	-0.6219	0.5340
SMA2	-0.5515	1.4111	-0.3909	0.6959
SMA3	1.2635	1.7868	0.7072	0.4795
SMA4	-0.3253	1.0118	-0.3215	0.7478

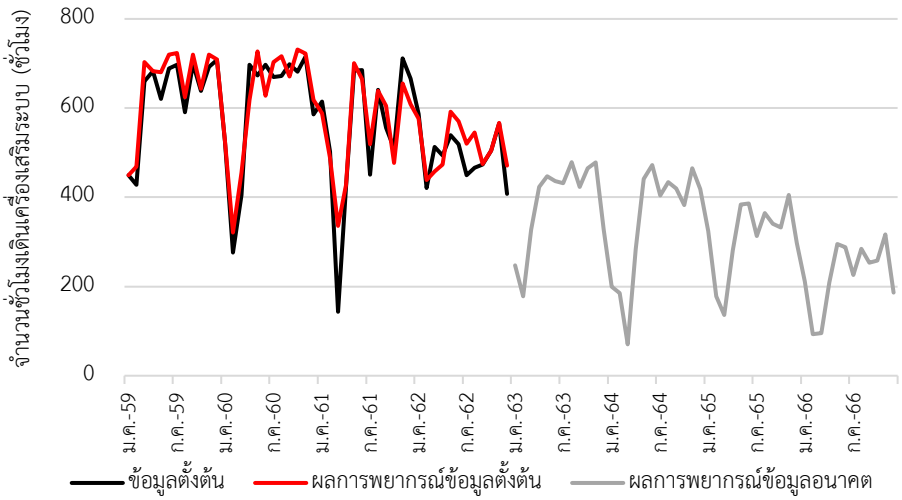
จากตารางที่ 4.4 ข้อสนเทศของอาไคเคะ (Akaike Information Criteria: AIC) ของตัวแบบพยากรณ์มีค่า 455.12 และค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดที่ 7.51% สำหรับค่า P-Value ของสัมประสิทธิ์ในองค์ประกอบตัวแบบบางส่วนมีค่ามากกว่า 0.05 กล่าวได้ว่าองค์ประกอบนั้นไม่มีผลต่อการพยากรณ์ แต่วัตถุประสงค์ของการเลือกตัวแบบ คือ มีค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด งานวิจัยจึงยอมรับผลทดสอบดังกล่าวมาใช้ในการพยากรณ์ การทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบจะต้องไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง มีการแจกแจงแบบปกติ และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 ซึ่งการทดสอบความคลาดเคลื่อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิงแสดงดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

เมื่อข้อมูลความคลาดเคลื่อนไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง สามารถสรุปสมการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตได้ดังสมการที่ 4.2 รวมถึงหากสร้างกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์จากตัวแบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง ดังรูปที่ 4.9

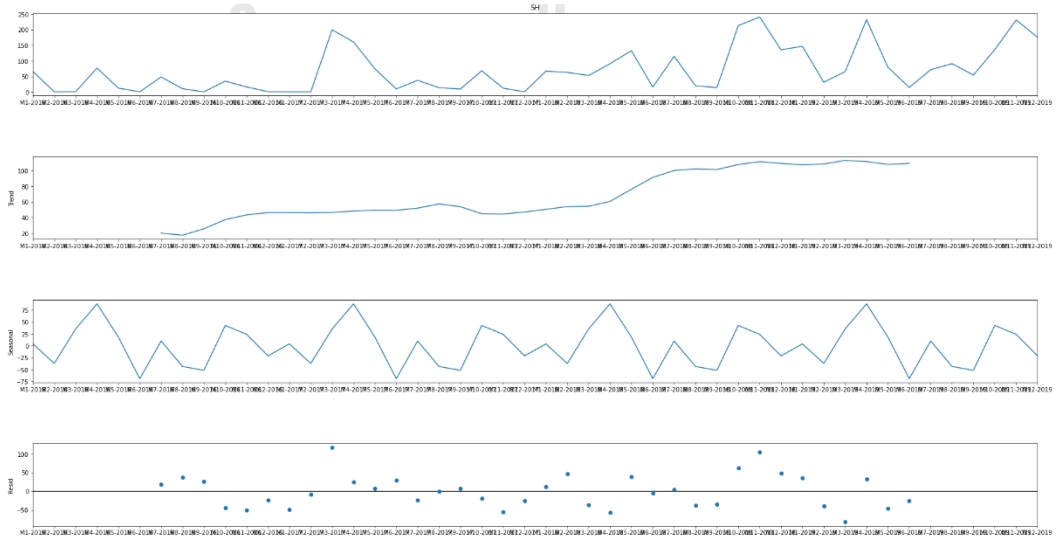


รูปที่ 4.9 ผลการพยากรณ์จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

$$\hat{Y}_t = Y_{t-1} + Y_{t-12} - Y_{t-13} - 0.441\Delta(\Delta_{12}Y_{t-1}) - 0.671\Delta(\Delta_{12}Y_{t-2}) - 0.3393\Delta(\Delta_{12}Y_{t-3})$$
$$-0.084\Delta(\Delta_{12}Y_{t-4}) - 0.195\Delta(\Delta_{12}Y_{t-5}) + 0.023\Delta(\Delta_{12}Y_{t-6}) - 1.158\varepsilon_{t-12} - 0.552\varepsilon_{t-24} \quad (4.2)$$
$$+1.264\varepsilon_{t-36} - 0.3253\varepsilon_{t-48}$$

4.2.1.3 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

จากรูปแบบของข้อมูลในรูปที่ 4.3 ตัวแบบการพยากรณ์ที่เลือกใช้ของ **การเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ** ของโรงไฟฟ้าอ้างอิงเริ่มต้นด้วยการพิจารณารูปแบบของข้อมูล โดยการแยกองค์ประกอบของข้อมูลพบว่า จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิงมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น รวมถึงมีความผันแปรกับฤดูกาล ดังแสดงในรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.10 องค์ประกอบรูปแบบข้อมูลจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ

ผลทดสอบอันดับผลต่างของข้อมูลปกติ (d=1) มีค่า P-Value เท่ากับ 0.051 เท่ากับว่าไม่มีความจำเป็นที่จะต้องมีอันดับผลต่างของข้อมูลแบบปกติในตัวแบบ จากนั้นเมื่อพิจารณาเพิ่มเติมสำหรับความผันแปรของฤดูกาลที่มีความถี่เป็นรายเดือน (s=12) จึงได้เลือกอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล 1 ครั้ง (Seasonal Order of Integration: D) และได้ผลทดสอบอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล (D = 1) มีค่า P-Value ที่ 0.000 ซึ่งผลทดสอบของอันดับผลต่างทั้งสอบ สามารถนำมาพิจารณาเพื่อเลือกตัวแบบการพยากรณ์ของข้อมูลโดยกำหนดวัตถุประสงค์ให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด และได้ตัวแบบพยากรณ์ คือ ARIMA $(5,0,0)(2,1,8)_{12}$ ซึ่งมีผลทดสอบทางสถิติดังนี้

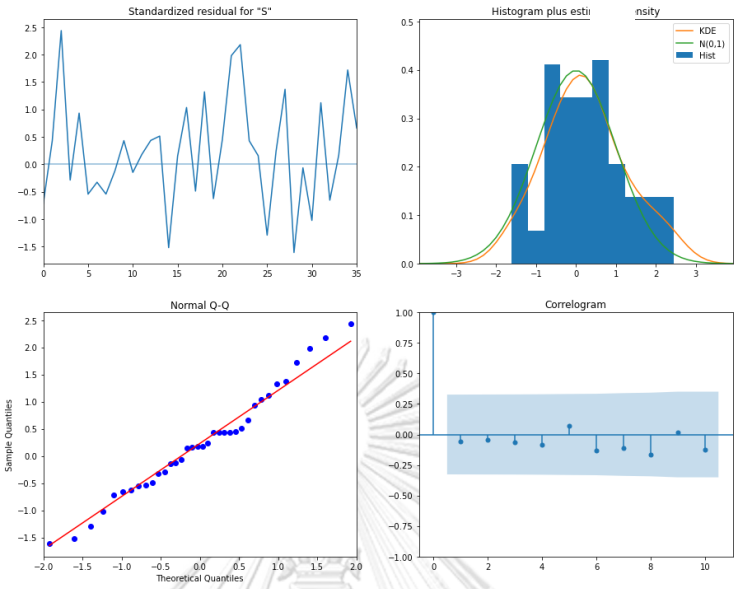
ตารางที่ 4.5 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบของการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ

ตัวแบบ	Coefficient	S.E	Z-Value	P-Value
AR1	0.5916	0.1751	3.3783	0.0007*
AR2	-0.2740	0.1962	-1.3964	0.1626
AR3	0.2650	0.1920	1.3803	0.1675
AR4	0.0306	0.2045	0.1496	0.8810
AR5	0.1659	0.1637	1.0128	0.3111
SAR1	-0.9564	0.2120	-4.5118	0.0000*
SAR2	-0.9965	0.0615	-16.2010	0.0000*
SMA1	1.6056	6.8467	0.2345	0.8146
SMA2	1.9527	8.836612	0.2216	0.8251
SMA3	2.2846	9.0528	0.2524	0.8008
SMA4	2.3773	11.4245	0.2081	0.8352
SMA5	2.2186	11.7089	0.1895	0.8497
SMA6	1.8889	8.8298	0.2139	0.8306
SMA7	1.4582	8.8411	0.1649	0.8690
SMA8	0.7576	6.6387	0.1141	0.9091

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

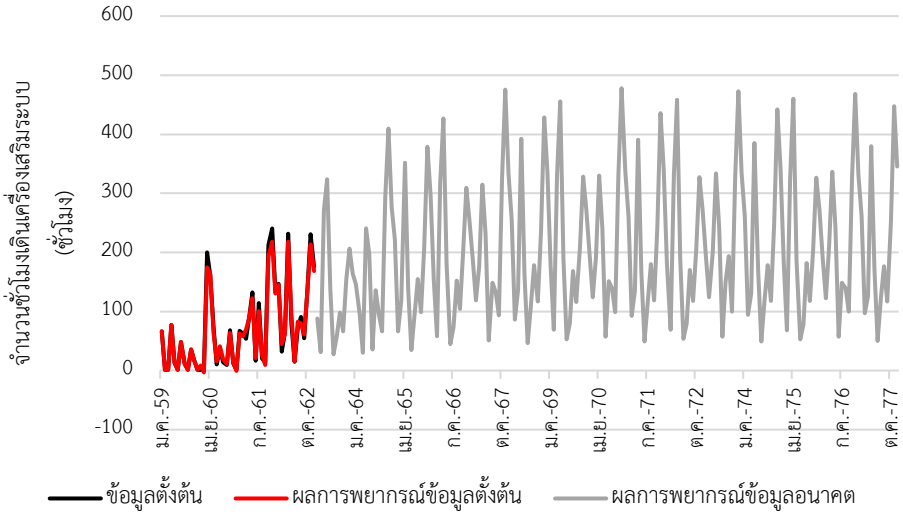
จากตารางที่ 4.5 ข้อสนเทศของอาไคเคะ (Akaike Information Criteria: AIC) ของตัวแบบพยากรณ์มีค่า 461.7 และค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดที่ 6.85% สำหรับค่า P-Value ของสัมประสิทธิ์ในองค์ประกอบตัวแบบบางส่วนมีค่ามากกว่า 0.05 กล่าวได้ว่าองค์ประกอบนั้นไม่มีผลต่อการพยากรณ์ แต่วัตถุประสงค์ของการเลือกตัวแบบ คือ มีค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด งานวิจัยจึงยอมรับผลทดสอบดังกล่าวมาใช้ในการพยากรณ์ การทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบจะต้องไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง มีการแจกแจงแบบปกติ และมีค่าเฉลี่ย

เท่ากับ 0 ซึ่งการทดสอบความคลาดเคลื่อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง แสดงดังรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.11 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ

เมื่อข้อมูลความคลาดเคลื่อนไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง สามารถสรุปสมการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตได้ดังสมการที่ 4.3 รวมถึงหากสร้างกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์จากตัวแบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง ดังรูปที่ 4.12

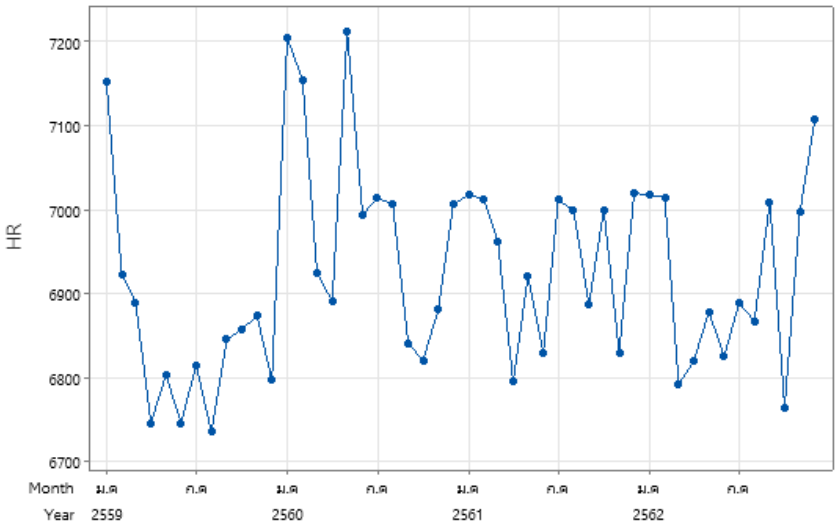


รูปที่ 4.12 ผลการพยากรณ์จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ

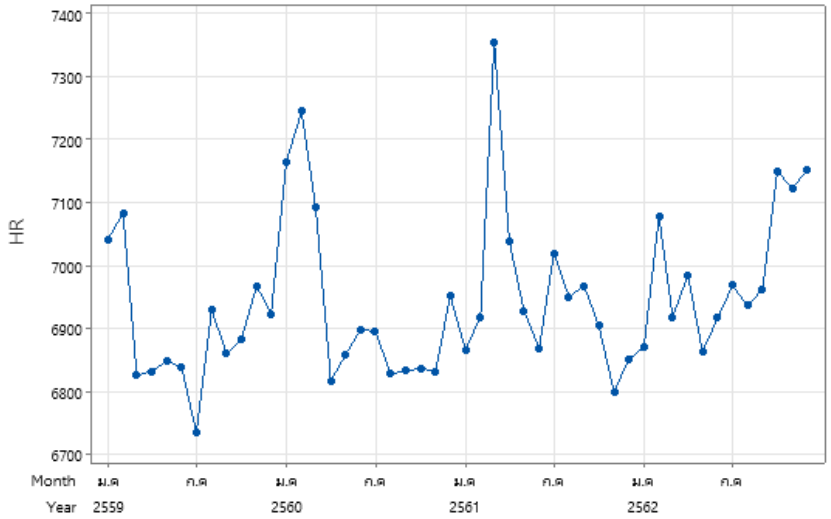
$$\hat{Y}_t = Y_{t-12} + 0.59Y_{t-1} - 0.27Y_{t-2} + 0.27Y_{t-3} + 0.03Y_{t-4} + 0.16Y_{t-5}$$
$$-0.96\Delta(\Delta_{12}Y_{t-12}) - \Delta(\Delta_{12}Y_{t-24}) + 1.61\varepsilon_{t-12} + 1.95\varepsilon_{t-24} + 2.29\varepsilon_{t-36} \quad (4.3)$$
$$2.38\varepsilon_{t-48} + 2.22\varepsilon_{t-60} + 1.89\varepsilon_{t-72} + 1.46\varepsilon_{t-84} + 0.76\varepsilon_{t-96}$$

4.2.2 ค่าความร้อน

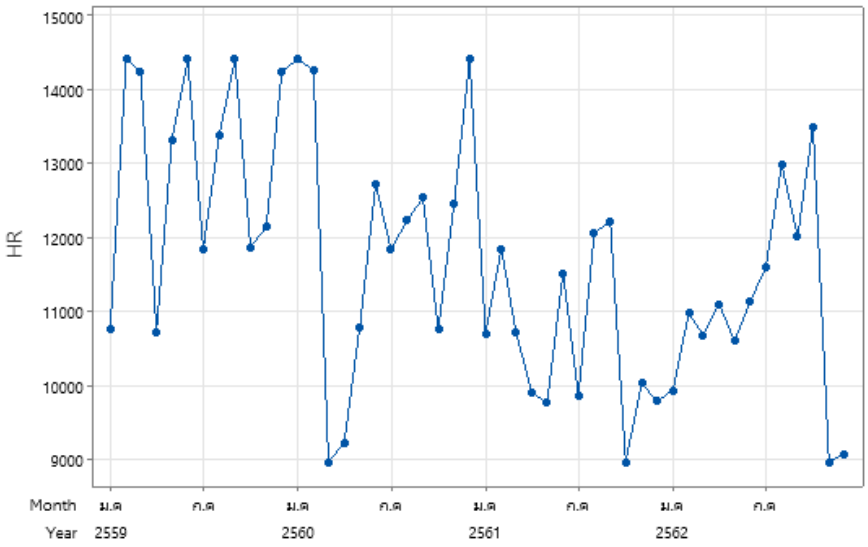
ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเป็นค่าที่แสดงถึงปริมาณการใช้เชื้อเพลิงต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าหนึ่งหน่วย การพยากรณ์ข้อมูลจะแบ่งออกเป็น 2 ช่วงตามความสามารถในการเดินเครื่อง โดยข้อมูลค่าความร้อนในการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาและโรงไฟฟ้าอ้างอิง แสดงดังรูปที่ 4.13 และ 4.14 ตามลำดับ สำหรับข้อมูลค่าความร้อนในการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำจะแสดงดังรูปที่ 4.15



รูปที่ 4.13 ค่าความร้อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา



รูปที่ 4.14 ค่าความร้อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

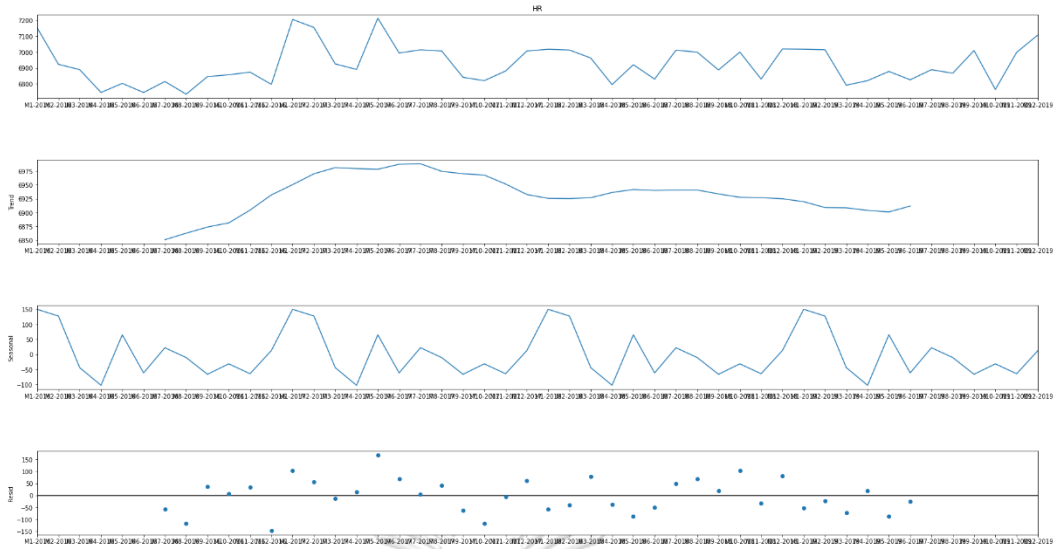


รูปที่ 4.15 ข้อมูลค่าความร้อนของการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ

จากกราฟข้อมูลพบว่าค่าความร้อนในช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาและโรงไฟฟ้าอ้างอิงจะมีความผันแปรอยู่ในช่วง 6,700 – 7,200 BTU/kWh และการเดินเครื่องอัตรากำลังผลิตต่ำ ข้อมูลจะอยู่ในช่วง 9,000 – 14,000 BTU/kWh โดยตัวแบบที่เลือกใช้ในการพยากรณ์มีรายละเอียดดังนี้

4.2.2.1 ค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

จากข้อมูลในรูปที่ 4.13 เมื่อแยกองค์ประกอบของข้อมูลพบว่ารูปแบบของข้อมูลค่าความร้อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิงมีความไม่คงที่และมีความผันแปรกับฤดูกาลที่มีความถี่เป็นรายเดือน (s=12) ดังรูปที่ 4.16 เพื่อปรับข้อมูลให้เป็นแบบคงที่จึงพิจารณาอันดับผลต่างของข้อมูลปกติรวมถึงอันดับผลต่างของฤดูกาล ซึ่งเมื่อทดสอบความเหมาะสมของการเลือกอันดับผลต่างด้วยวิธีการ Augmented Dickey-Fuller Test (ADF Test) เพื่อสรุปว่าอันดับดังกล่าวเหมาะสมหรือไม่ ได้ผลว่าการปรับข้อมูลโดยเลือกอันดับผลต่างปกติเท่ากับ 1 (d=1) มีค่า P-Value เท่ากับ 0.000 ได้ผลทดสอบอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล (D = 1) มีค่า P-Value ที่ 0.023 ซึ่งผลทดสอบของอันดับผลต่างทั้งสองมีความจำเป็นสำหรับตัวแบบ โดยการเลือกตัวแบบการพยากรณ์ของข้อมูลโดยกำหนดวัตถุประสงค์ให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดและได้ตัวแบบพยากรณ์ คือ ARIMA $(2,1,1)(1,1,1)_{12}$ ซึ่งมีผลทดสอบทางสถิติดังตารางที่ 4.6



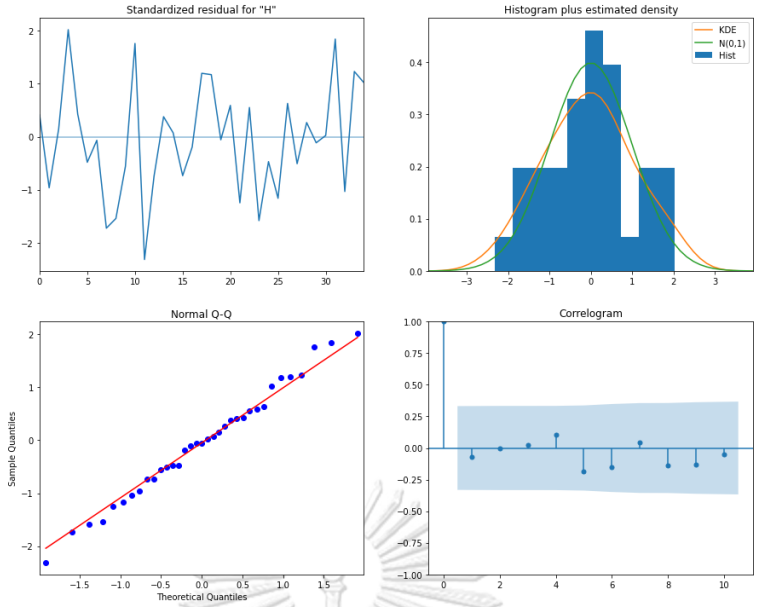
รูปที่ 4.16 องค์ประกอบข้อมูลค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

ตารางที่ 4.6 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

ตัวแบบ	Coefficient	S.E	Z-Value	P-Value
AR1	-0.3573	0.3604	-1.5913	0.1115
AR2	-0.2473	0.2611	-0.9472	0.3436
MA1	-0.1336	0.3399	-0.3930	0.6943
SAR1	-0.1485	0.2769	-0.5364	0.5917
SMA1	-0.9994	1.9810	-0.5045	0.6139

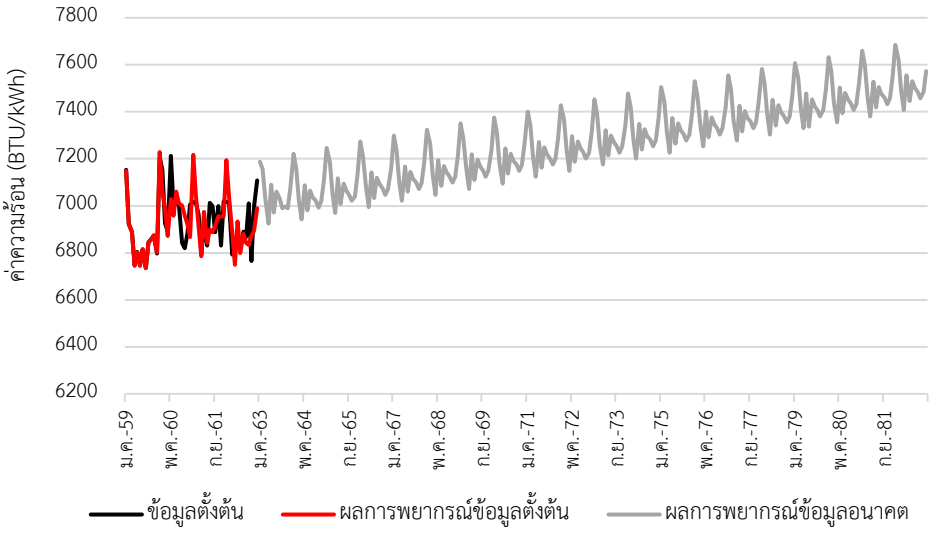
จากตารางที่ 4.6 ข้อสนเทศของอาไคเคะ (Akaike Information Criteria: AIC) ของตัวแบบพยากรณ์มีค่า 450.89 และค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดที่ 1.18% สำหรับค่า P-Value ของสัมประสิทธิ์ในองค์ประกอบตัวแบบบางส่วนมีค่ามากกว่า 0.05 กล่าวได้ว่าองค์ประกอบนั้นไม่มีผลต่อการพยากรณ์ แต่วัตถุประสงค์ของการเลือกตัวแบบ คือ มีค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด งานวิจัยจึงยอมรับผลทดสอบดังกล่าวมาใช้ในการพยากรณ์ การทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบจะต้องไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง มีการแจกแจงแบบปกติ และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 ซึ่งการทดสอบความคลาดเคลื่อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิงแสดงดังรูปที่ 4.17

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 4.17 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

เมื่อข้อมูลความคลาดเคลื่อนไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง สามารถสรุปสมการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตได้ดังสมการที่ 4.4 รวมถึงหากสร้างกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์จากตัวแบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง ดังรูปที่ 4.18

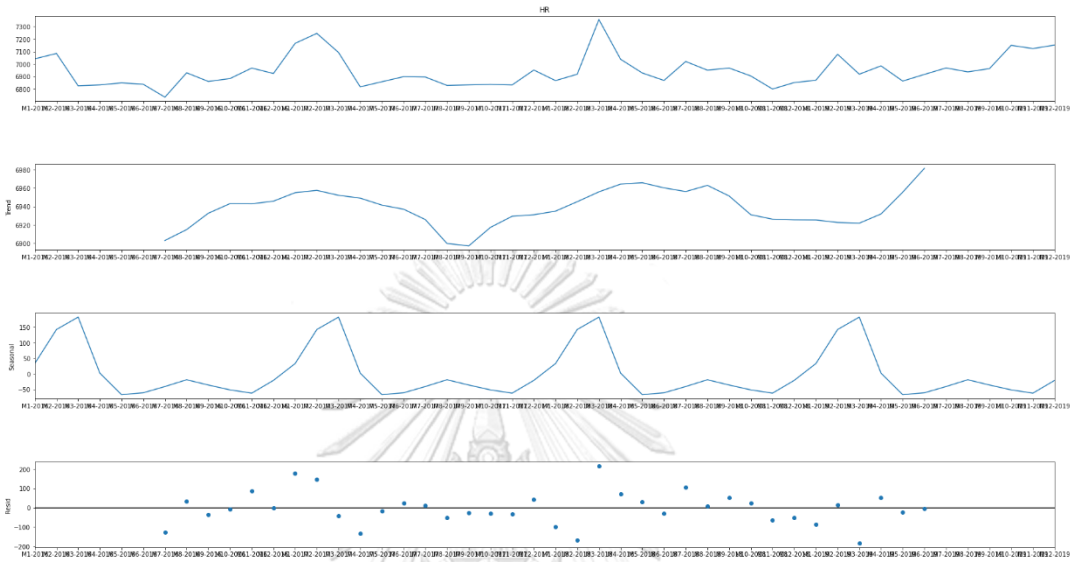


รูปที่ 4.18 ผลการพยากรณ์ค่าความการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

$$\hat{Y}_t = Y_{t-1} + Y_{t-12} - Y_{t-13} - 0.36\Delta(\Delta_{12}Y_{t-1}) - 0.25\Delta(\Delta_{12}Y_{t-2}) - 0.13\varepsilon_{t-1} - 0.15\Delta(\Delta_{12}Y_{t-12}) - \varepsilon_{t-12} \quad (4.4)$$

4.2.2.2 ค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

จากข้อมูลในรูปที่ 4.14 เมื่อแยกองค์ประกอบของข้อมูลพบว่ารูปแบบของข้อมูลค่าความร้อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิงมีความไม่คงที่และมีความผันแปรกับฤดูกาล ดังรูปที่ 4.19



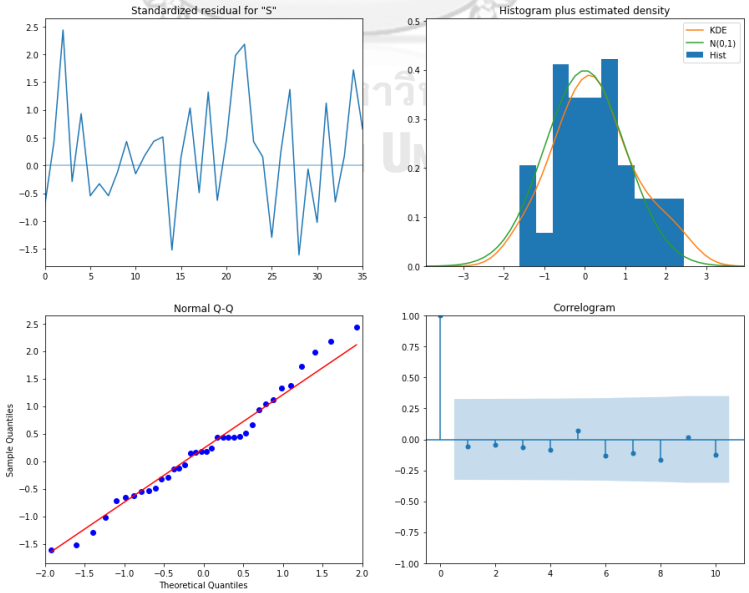
รูปที่ 4.19 องค์ประกอบข้อมูลค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

เพื่อปรับข้อมูลให้เป็นแบบคงที่จึงพิจารณาอันดับผลต่างของข้อมูลปกติรวมถึงอันดับผลต่างของฤดูกาลที่มีความถี่เป็นรายเดือน (s=12) ซึ่งเมื่อทดสอบความเหมาะสมของการเลือกอันดับผลต่างด้วยวิธีการ Augmented Dickey-Fuller Test (ADF Test) เพื่อสรุปว่าอันดับดังกล่าวเหมาะสมหรือไม่ ได้ผลว่าการปรับข้อมูลโดยเลือกอันดับผลต่างปกติเท่ากับ 1 (d=1) มีค่า P-Value เท่ากับ 0.000 ได้ผลทดสอบอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล (D = 1) มีค่า P-Value ที่ 0.000 ซึ่งผลทดสอบของอันดับผลต่างทั้งสอง สามารถนำมาพิจารณาเพื่อเลือกตัวแบบการพยากรณ์ของข้อมูลโดยกำหนดวัตถุประสงค์ให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดและได้ตัวแบบพยากรณ์ คือ ARIMA $(1,1,1)(1,1,4)_{12}$ ซึ่งมีผลทดสอบทางสถิติดังตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

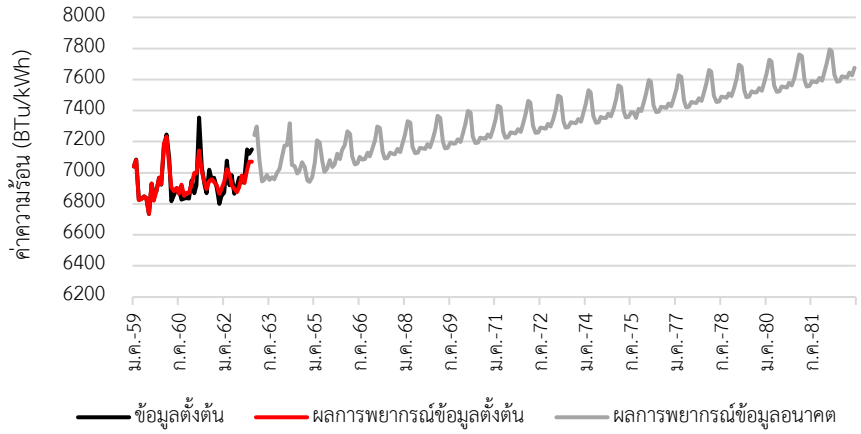
ตัวแบบ	Coefficient	S.E	Z-Value	P-Value
AR1	0.3413	0.1706	2.0007	0.0454*
MA1	-0.999	0.2731	-3.6606	0.0002*
SAR1	0.3205	0.7073	0.4531	0.6505
SMA1	-1.6149	1.743	-0.9264	0.3543
SMA2	-0.0063	1.9770	-0.0032	0.9975
SMA3	1.6139	1.9332	0.8348	0.4038
SMA4	-0.9891	1.7754	-0.5571	0.5775

จากตารางที่ 4.7 ข้อสนเทศของอาไคเคะ (Akaike Information Criteria: AIC) ของตัวแบบพยากรณ์มีค่า 462.64 และค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดที่ 0.87% สำหรับค่า P-Value ของสัมประสิทธิ์ในองค์ประกอบตัวแบบบางส่วนมีค่ามากกว่า 0.05 กล่าวได้ว่าองค์ประกอบนั้นไม่มีผลต่อการพยากรณ์ แต่วัตถุประสงค์ของการเลือกตัวแบบ คือ มีค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด งานวิจัยจึงยอมรับผลทดสอบดังกล่าวมาใช้ในการพยากรณ์ การทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบจะต้องไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง มีการแจกแจงแบบปกติ และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 ซึ่งการทดสอบความคลาดเคลื่อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิงแสดงดังรูปที่ 4.20



รูปที่ 4.20 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

เมื่อข้อมูลความคลาดเคลื่อนไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง สามารถสรุปสมการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตได้ดังสมการที่ 4.5 รวมถึงหากสร้างกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์จากตัวแบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง ดังรูปที่ 4.21

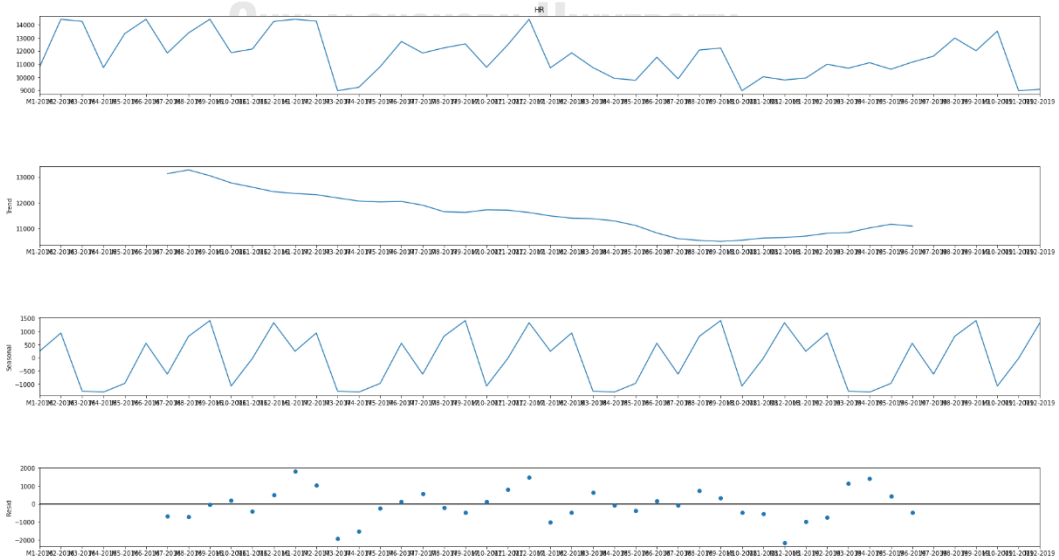


รูปที่ 4.21 ผลการพยากรณ์ค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

$$\hat{Y}_t = Y_{t-1} + Y_{t-12} - Y_{t-13} - 0.33\Delta(\Delta_{12}Y_{t-1}) - \varepsilon_{t-1} + 0.32\Delta(\Delta_{12}Y_{t-12}) \\ -1.62\varepsilon_{t-12} - 0.01\varepsilon_{t-24} + 1.61\varepsilon_{t-36} - 0.99\varepsilon_{t-48} \quad (4.5)$$

4.2.2.3 ค่าความร้อนการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

จากข้อมูลในรูปที่ 4.15 เมื่อแยกองค์ประกอบของข้อมูลพบว่ารูปแบบของข้อมูลค่าความร้อนของการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิงมีความไม่คงที่และมีความผันแปรกับฤดูกาล ดังรูปที่ 4.22



รูปที่ 4.22 องค์ประกอบข้อมูลค่าความร้อนการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

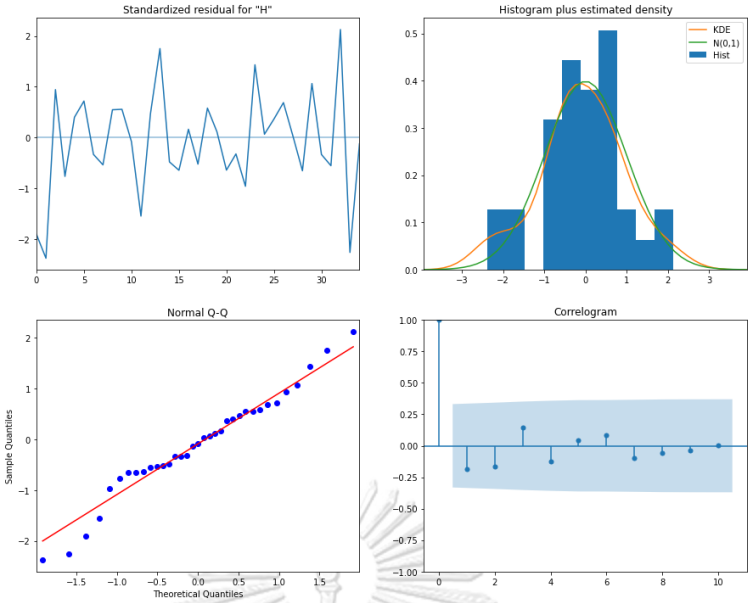
การปรับข้อมูลให้เป็นแบบคงที่จะพิจารณาอันดับผลต่างของข้อมูลปกติรวมถึงอันดับผลต่างของฤดูกาลที่มีความถี่เป็นรายเดือน (s=12) ซึ่งเมื่อทดสอบความเหมาะสมของการเลือกอันดับผลต่างด้วยวิธีการ Augmented Dickey-Fuller Test (ADF Test) เพื่อสรุปว่าอันดับดังกล่าวเหมาะสมหรือไม่ ได้ผลว่าการปรับข้อมูลโดยเลือกอันดับผลต่างปกติเท่ากับ 1 (d=1) มีค่า P-Value เท่ากับ 0.000 ได้ผลทดสอบอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล (D = 1) มีค่า P-Value ที่ 0.002 ซึ่งผลทดสอบของอันดับผลต่างทั้งสอง สามารถนำมาพิจารณาเพื่อเลือกตัวแบบการพยากรณ์ของข้อมูลโดยกำหนดวัตถุประสงค์ให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดและได้ตัวแบบพยากรณ์ คือ ARIMA $(8,1,1)(0,1,0)_{12}$ ซึ่งมีผลทดสอบทางสถิติดังนี้

ตารางที่ 4.8 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของค่าความร้อนการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

ตัวแบบ	Coefficient	S.E	Z-Value	P-Value
AR1	0.2149	0.2847	0.7551	0.4502
AR2	-0.3260	0.2402	-1.3573	0.1747
AR3	0.3653	0.2808	1.3011	0.1932
AR4	-0.3090	0.253	-1.2346	0.2170
AR5	0.3496	0.259	1.3149	0.1885
AR6	-0.0728	0.294	-0.3043	0.7609
AR7	-0.0830	0.2181	-0.3806	0.7095
AR8	-0.1914	0.2157	-0.8873	0.3749
MA1	-0.8612	0.2493	-3.4549	0.0006*

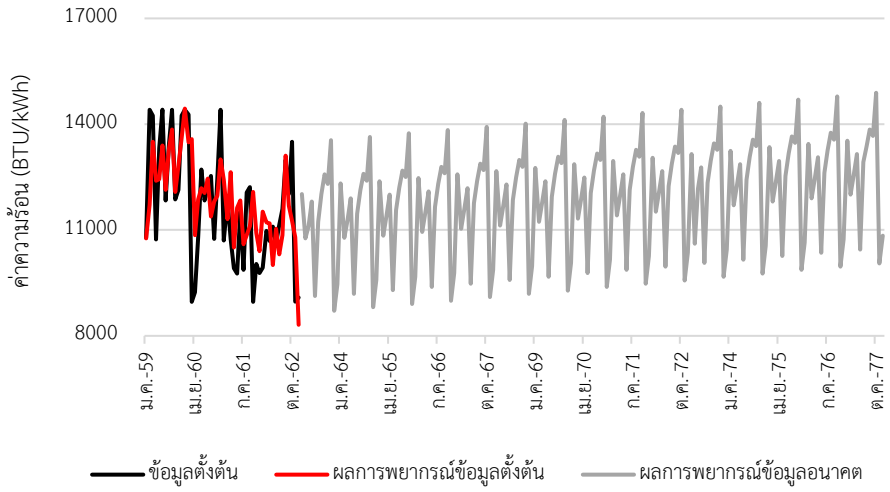
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากตารางที่ 4.8 ข้อสนเทศของอาไคเคะ (Akaike Information Criteria: AIC) ของตัวแบบพยากรณ์มีค่า 644.79 และค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดที่ 8.78% สำหรับค่า P-Value ของสัมประสิทธิ์ในองค์ประกอบตัวแบบบางส่วนมีค่ามากกว่า 0.05 กล่าวได้ว่าองค์ประกอบนั้นไม่มีผลต่อการพยากรณ์ แต่วัตถุประสงค์ของการเลือกตัวแบบ คือ มีค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด งานวิจัยจึงยอมรับผลทดสอบดังกล่าวมาใช้ในการพยากรณ์ การทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบจะต้องไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง มีการแจกแจงแบบปกติ และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 ซึ่งการทดสอบความคลาดเคลื่อนของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิงแสดงดังรูปที่ 4.23



รูปที่ 4.23 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนค่าความร้อนการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

เมื่อข้อมูลความคลาดเคลื่อนไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง สามารถสรุปสมการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตได้ดังสมการที่ 4.6 รวมถึงหากสร้างกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์จากตัวแบบของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าอ้างอิง ดังรูปที่ 4.24

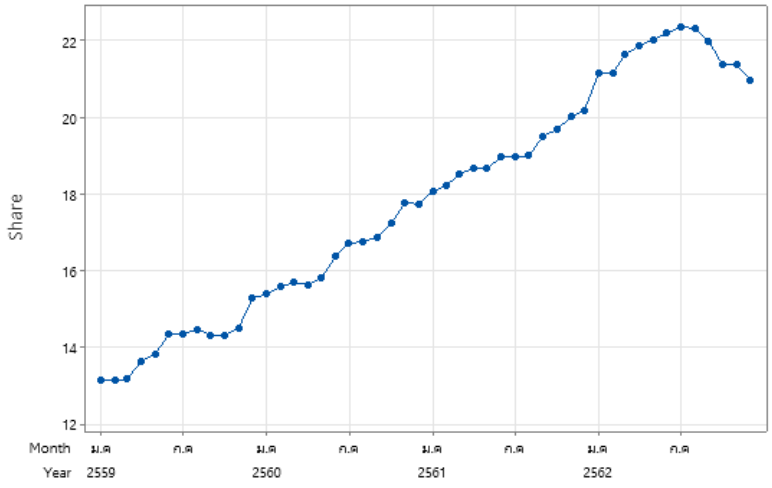


รูปที่ 4.24 ผลการพยากรณ์ค่าความร้อนการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

$$\hat{Y}_t = Y_{t-1} + Y_{t-12} - Y_{t-13} - 0.21\Delta(\Delta_{12}Y_{t-1}) - 0.33\Delta(\Delta_{12}Y_{t-2}) + 0.37\Delta(\Delta_{12}Y_{t-3}) - 0.31\Delta(\Delta_{12}Y_{t-4}) + 0.35\Delta(\Delta_{12}Y_{t-5}) - 0.07\Delta(\Delta_{12}Y_{t-6}) - 0.08\Delta(\Delta_{12}Y_{t-7}) - 0.19\Delta(\Delta_{12}Y_{t-8}) - 0.86\varepsilon_{t-1} \quad (4.6)$$

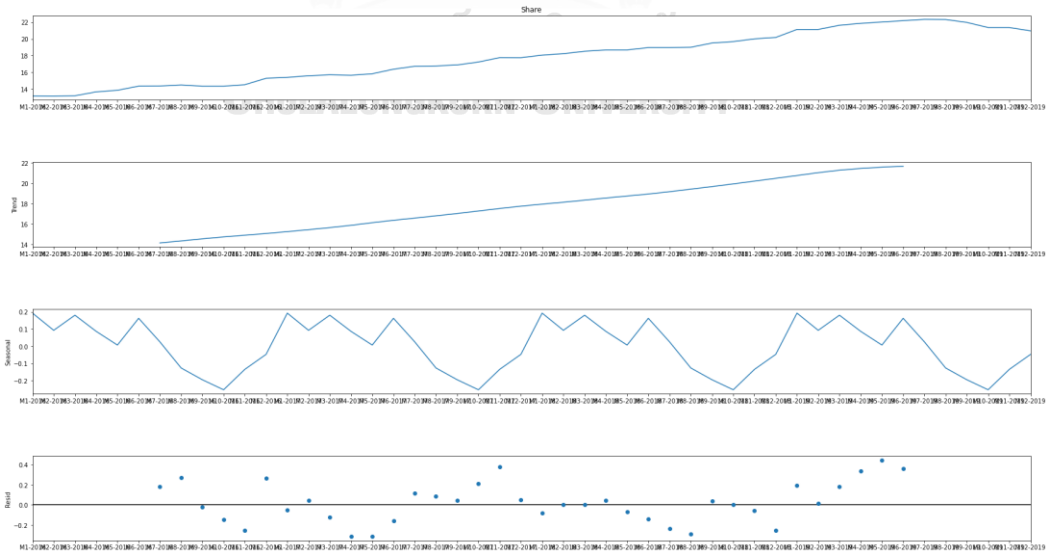
4.2.3 สัดส่วนกำลังการผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็ก

จากข้อมูลสัดส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กสามารถนำมาสร้างกราฟเพื่อพิจารณารูปแบบของข้อมูลได้ดังรูปที่ 4.25 ซึ่งเห็นว่าข้อมูลดังกล่าวมีการเติบโตอย่างต่อเนื่อง



รูปที่ 4.25 ข้อมูลเริ่มต้นของสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก

เมื่อแยกองค์ประกอบของข้อมูลพบว่ามีการเพิ่มขึ้นและมีความผันแปรกับฤดูกาลที่เป็นรายเดือน (s=12) ดังรูปที่ 4.26 ซึ่งจากการวิเคราะห์องค์ประกอบข้อมูลดังกล่าวจึงทำการปรับข้อมูลให้เป็นข้อมูลคงที่ด้วยการพิจารณาจากอันดับผลต่างของข้อมูลแบบปกติและแบบฤดูกาล พร้อมทดสอบด้วยวิธีการ Augmented Dickey-Fuller Test (ADF Test) เพื่อสรุปว่าอันดับดังกล่าวเหมาะสมสำหรับข้อมูลหรือไม่



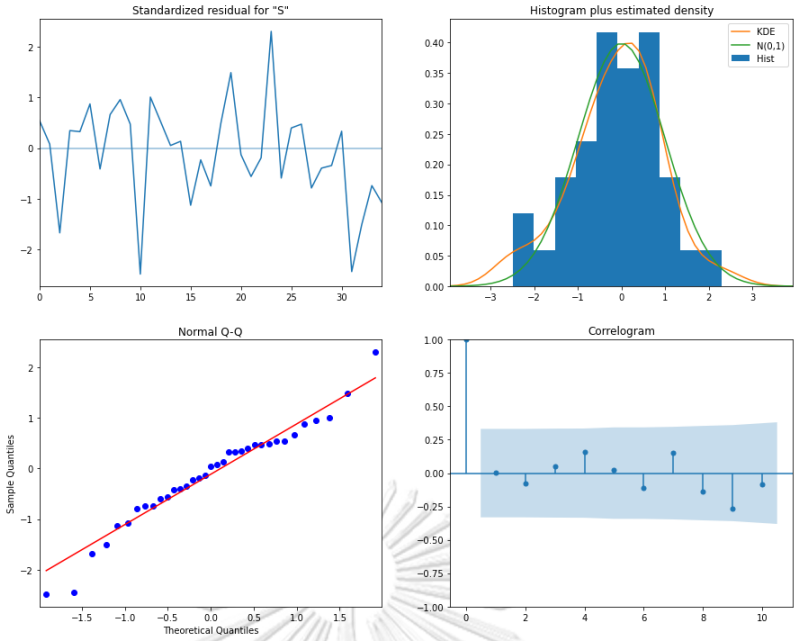
รูปที่ 4.26 องค์ประกอบข้อมูลสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก

เริ่มต้นจากการเลือกอันดับผลต่างปกติเท่ากับ 1 (d=1) ผลทดสอบมีค่า P-Value เท่ากับ 0.022 และอันดับผลต่างของข้อมูลฤดูกาล (D = 1) ผลทดสอบมีค่า P-Value ที่ 0.004 ซึ่งอันดับผลต่างทั้งสองมีความจำเป็นสำหรับตัวแบบ ซึ่งการเลือกตัวแบบการพยากรณ์ของข้อมูลจะกำหนดวัตถุประสงค์ให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุดและได้ตัวแบบพยากรณ์ คือ ARIMA $(3,1,2)(0,1,1)_{12}$ ซึ่งมีผลทดสอบทางสถิติดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

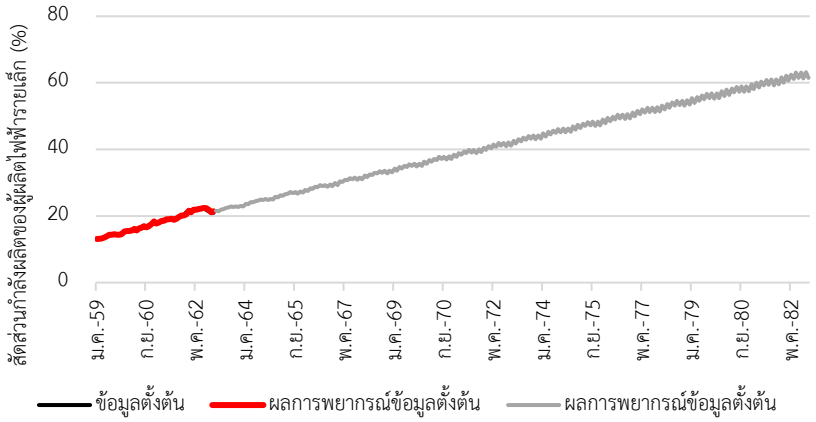
ตัวแบบ	Coefficient	S.E	Z-Value	P-Value
AR1	0.3108	0.2394	1.2985	0.1941
AR2	0.9662	0.2318	4.1673	0.0000*
AR3	-0.3445	0.1734	-1.9864	0.0470*
MA1	-0.0094	0.2364	-0.0398	0.9683
MA2	-0.9905	0.2350	-4.2144	0.0000*
SMA1	-0.5550	0.6709	-0.8271	0.4082

สำหรับข้อสนเทศของอาไคเคะ (Akaike Information Criteria: AIC) ของข้อมูลสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก มีค่าเท่ากับ 33.05 และมีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ เท่ากับ 0.85% สำหรับค่า P-Value ของสัมประสิทธิ์ในองค์ประกอบตัวแบบบางส่วนมีค่ามากกว่า 0.05 กล่าวได้ว่าองค์ประกอบนั้นไม่มีผลต่อการพยากรณ์ แต่วัตถุประสงค์ของการเลือกตัวแบบ คือ มีค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด งานวิจัยจึงยอมรับผลทดสอบดังกล่าวมาใช้ในการพยากรณ์ การทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบจะต้องไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง มีการแจกแจงแบบปกติ และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 ก่อนสรุปสมการพยากรณ์ดังรูปที่ 4.27



รูปที่ 4.27 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนสัดส่วนกำลังผลิตผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

เมื่อสร้างกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลผลการดำเนินงานและผลการพยากรณ์ จะเห็นว่าข้อมูลผลการดำเนินงานกับผลการพยากรณ์ในอดีตจากตัวแบบค่อนข้างใกล้เคียงกัน ดังรูปที่ 4.28



รูปที่ 4.28 ผลเปรียบเทียบตัวแบบของสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็ก

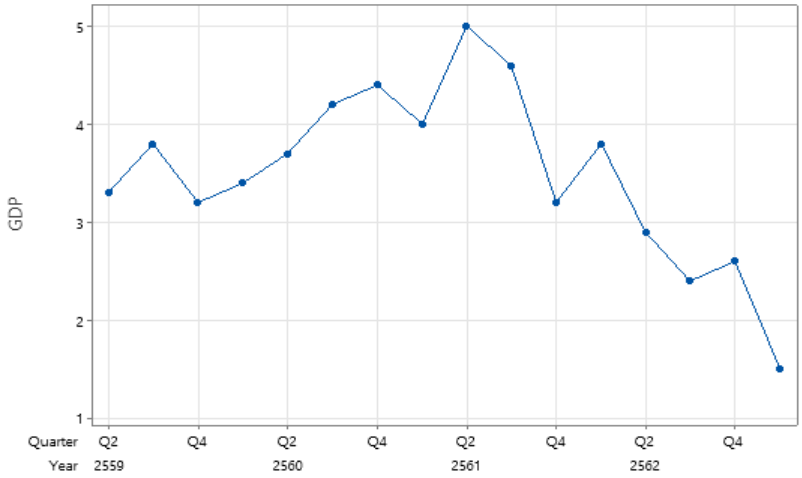
จากการพิจารณาค่าทางสถิติและผลทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบพยากรณ์ สามารถสรุปได้ดังสมการที่ 4.7

$$\hat{Y}_t = Y_{t-1} + Y_{t-12} - Y_{t-13} + 0.31\Delta(\Delta_{12}Y_{t-1}) + 0.97\Delta(\Delta_{12}Y_{t-2}) - 0.35\Delta(\Delta_{12}Y_{t-3}) - 0.09\varepsilon_{t-1} - 0.99\varepsilon_{t-2} - 0.56\varepsilon_{t-12} \quad (4.7)$$

4.2.4 อัตราเติบโตของเศรษฐกิจ

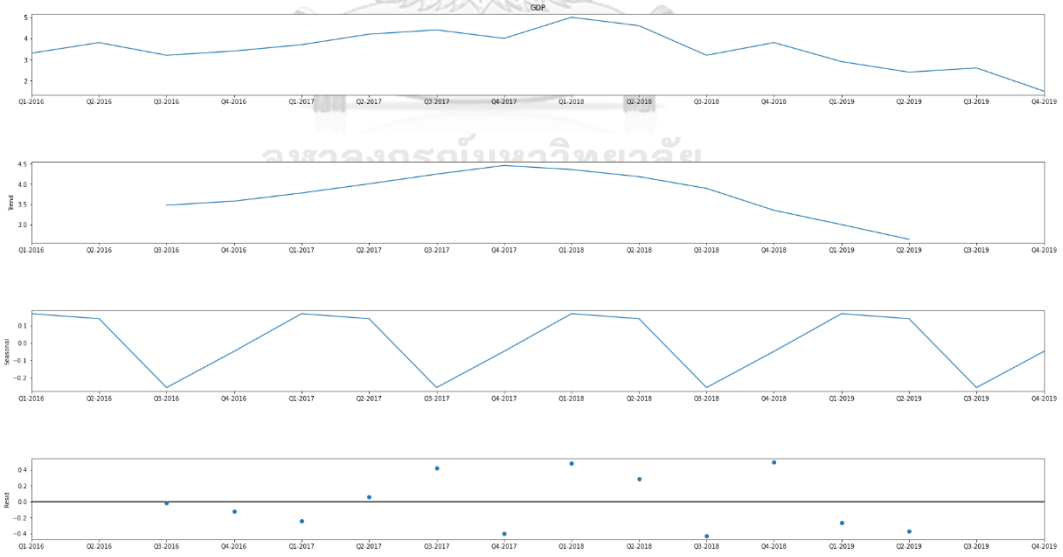
เนื่องจากอัตราเติบโตของเศรษฐกิจสามารถสะท้อนถึงความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศและมีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าได้ผลิต โดยข้อมูลย้อนหลังรายไตรมาส

(s=4) ของอัตราเติบโตของเศรษฐกิจนำมาจาก *รายงานของสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ* มีรูปแบบดังรูปที่ 4.29 ซึ่งข้อมูลมีความไม่คงที่



รูปที่ 4.29 ข้อมูลอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจในประเทศไทย

เมื่อแยกองค์ประกอบของข้อมูลจะเห็นว่าข้อมูลนั้นมีรูปแบบของแนวโน้มและความผันแปรของฤดูกาลเข้ามาด้วยดังรูปที่ 4.30 ดังนั้นวิธีการที่เหมาะสมกับการพยากรณ์จึงควรมีการพิจารณาส่วนของฤดูกาลเพิ่มเข้ามา และวิธีการบ็อกซ์-เจนกินส์ที่เลือกใช้ต้องมีการกำหนดให้มีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ มีค่าต่ำที่สุด เพื่อความแม่นยำของผลการพยากรณ์



รูปที่ 4.30 องค์ประกอบข้อมูลอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ

เมื่อวิเคราะห์ข้อมูลและพิจารณาการเลือกอันดับผลต่างปกติ 1 ครั้ง (d=1) และอันดับผลต่างของฤดูกาล 1 ครั้ง (D=1) เพื่อปรับรูปแบบของข้อมูลให้เป็นข้อมูลที่คงที่และสามารถนำมาพยากรณ์

ด้วยวิธีการบ๊อกซ์-เจนกินส์ พบว่าผลการทดสอบ Augmented Dickey-Fuller Test (ADF Test) ของอันดับผลต่างปกติและฤดูกาลมีค่า P-Value ที่ระดับค่าความเชื่อมั่น 95% เท่ากับ 0.000 และ 0.002 ตามลำดับ สรุปได้ว่าการพยากรณ์ควรมีผลต่างของฤดูกาลร่วมด้วย

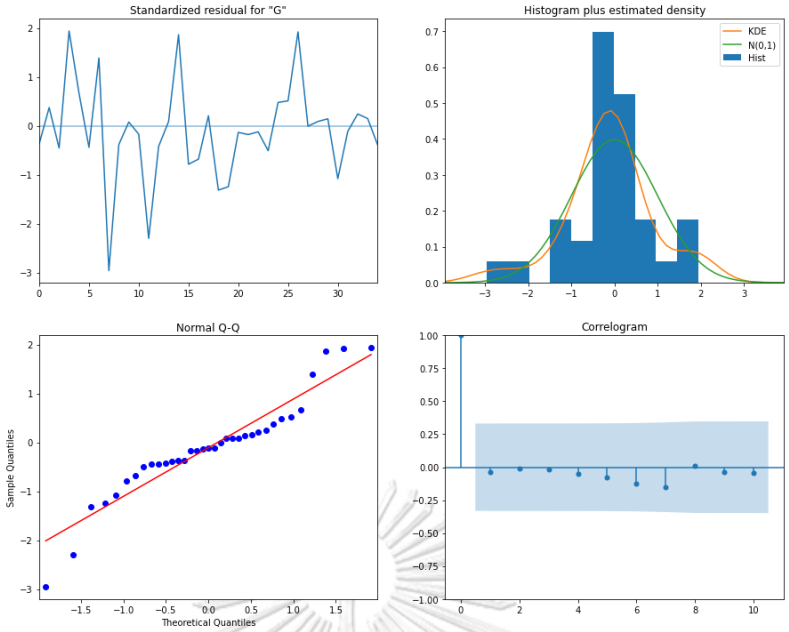
ตัวแบบพยากรณ์ที่เลือกใช้สำหรับอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจของงานวิจัยคือ ARIMA $(2,1,7)(0,1,3)_4$ ซึ่งได้ผลทดสอบทาสถิติดังตารางที่ 4.10 โดยมีข้อสนเทศของอาไคเคะ (Akaike Information Criteria: AIC) ของข้อมูลอยู่ที่ 365.76 และมีค่าเฉลี่ยร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์เท่ากับ 15.68% สำหรับค่า P-Value ของสัมประสิทธิ์ในองค์ประกอบตัวแบบบางส่วนมีค่ามากกว่า 0.05 กล่าวได้ว่าองค์ประกอบนั้นไม่มีผลต่อการพยากรณ์ แต่วัตถุประสงค์ของการเลือกตัวแบบ คือ มีค่าเฉลี่ยของร้อยละความผิดพลาดสัมบูรณ์ต่ำสุด งานวิจัยจึงยอมรับผลทดสอบดังกล่าวมาใช้ในการพยากรณ์

ตารางที่ 4.10 ผลทดสอบตัวแบบทางสถิติของอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ

ตัวแบบ	Coefficient	S.E	Z-Value	P-Value
AR1	-0.302	0.329	-0.9175	0.359
AR2	0.510	0.299	1.703	0.089
MA	-0.032	0.585	-0.055	0.956
MA2	-0.650	0.541	-1.2017	0.229
MA3	-0.033	0.244	-0.134	0.893
MA4	-0.991	0.239	-4.152	0.000*
MA5	-0.061	0.489	--0.125	0.090
MA6	0.642	0.454	1.413	0.158
MA7	0.127	0.205	0.618	0.537
SMA1	-0.920	0.242	-3.801	0.000*
SMA2	-0.059	0.174	-0.339	0.735
SMA3	-0.021	0.142	-0.150	0.881

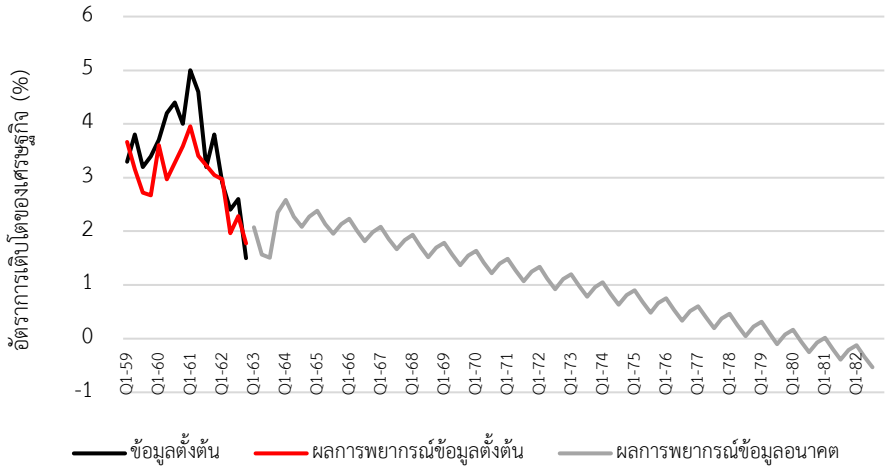
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบจะต้องไม่คงเหลือสหสัมพันธ์ในตัวเอง มีการแจกแจงแบบปกติ และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 สามารถสรุปผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนของอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจสรุปได้ดังรูปที่ 4.30



รูปที่ 4.31 ผลการทดสอบความคลาดเคลื่อนอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ

เมื่อสร้างกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและค่าพยากรณ์จากตัวแบบ ตามรูปที่ 4.31 ทั้งนี้การพิจารณาค่าทางสถิติและผลทดสอบความคลาดเคลื่อนของตัวแบบพยากรณ์ สรุปได้ดังสมการที่ 4.8



รูปที่ 4.32 ผลพยากรณ์อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจในประเทศไทยรายไตรมาส

$$\hat{Y}_t = Y_{t-1} + Y_{t-12} - Y_{t-13} - 0.30\Delta(\Delta_{12}Y_{t-1}) + 0.51\Delta(\Delta_{12}Y_{t-2}) - 0.03\varepsilon_{t-1} - 0.65\varepsilon_{t-2}$$
$$-0.03\varepsilon_{t-3} - 0.99\varepsilon_{t-4} - 0.06\varepsilon_{t-5} + 0.64\varepsilon_{t-6} + 0.13\varepsilon_{t-7} - 0.92\varepsilon_{t-12} - 0.06\varepsilon_{t-24} - 0.02\varepsilon_{t-36} \quad (4.8)$$

อย่างไรก็ตามข้อมูลอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจเป็นข้อมูลรายไตรมาส การที่จะนำมาทำการวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณร่วมกับปัจจัยอื่นที่มีความถี่เป็นรายเดือน จึงได้ทำสมมติฐานเพิ่มเติมโดยการปรับข้อมูลรายไตรมาสเป็นข้อมูลรายเดือนด้วยการหาค่าเฉลี่ย ซึ่งใน 1 ไตรมาสเท่ากับ 3 เดือน

4.3 การพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า

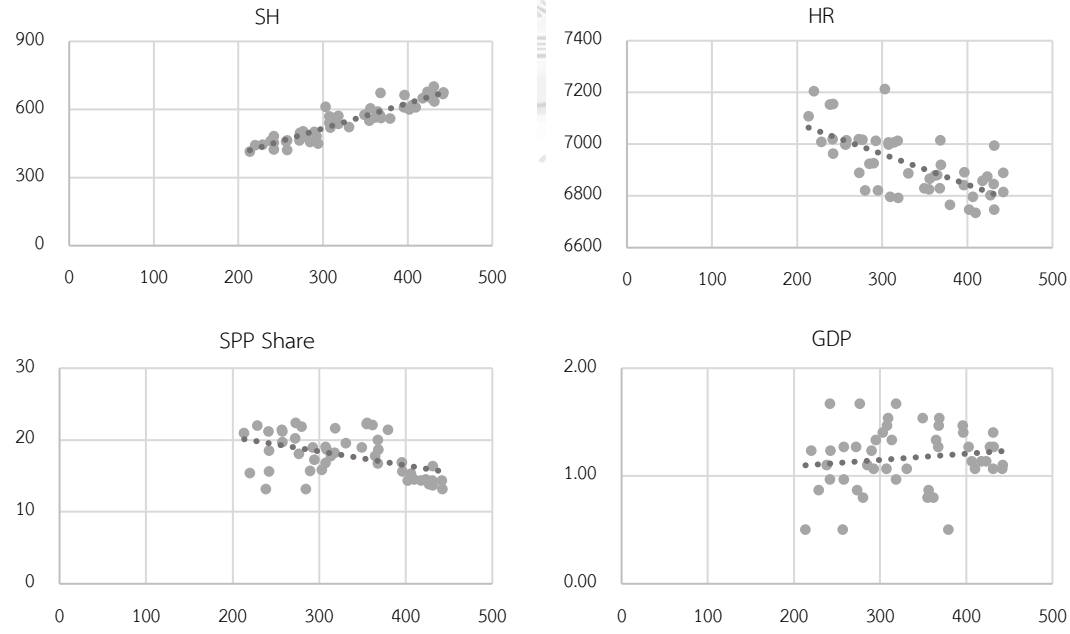
จากสมมติฐานงานวิจัยการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่แบ่งออกเป็น 2 ช่วงการเดินเครื่อง โดย**ช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิต** และ**ช่วงการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ**ที่เพิ่มขึ้นจากการลงทุนปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าดำเนินการได้ตั้งแต่ช่วงร้อยละ 30 ถึง ร้อยละ 60 ของกำลังการผลิตเต็มสัญญา (Lower Minimum Generation) สมการพยากรณ์จึงแบ่งออกเป็น 2 ช่วง โดยมีรายละเอียดดังนี้

4.3.1 ช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิต

สมการพยากรณ์ของช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตจะถูกแบ่งออกตามทางเลือกการลงทุน โดยมีการใช้ข้อมูลตั้งต้นที่แตกต่างกัน สำหรับกรณีไม่ลงทุนข้อมูลตั้งต้นของการวิเคราะห์จะใช้ตามผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาเอง แต่กรณีไม่ลงทุนข้อมูลตั้งต้นจะใช้ตามผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าอ้างอิง

4.3.1.1 กรณีไม่ลงทุน

การนำข้อมูลของปัจจัยที่พิจารณาว่ามีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต สามารถกล่าวได้ว่าปัจจัยทั้ง 4 มีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเป็นเส้นตรง ดังรูปที่ 4.33



รูปที่ 4.33 การแจกแจงความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตกรณีไม่ลงทุนของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิต

ค่าสหสัมพันธ์ระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าและปัจจัยสำคัญ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.11 จะเห็นว่าค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าและสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในทิศทางตรงกันข้าม

ตารางที่ 4.11 ผลวิเคราะห์ค่าสหสัมพันธ์ของแต่ละตัวแปรช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุน

	NAG	SH	HR	SPP Share	GDP Growth Rate
NAG	1				
SH	0.928	1			
HR	-0.673	-0.435	1		
SPP Share	-0.455	-0.477	0.031	1	
GDP Growth Rate	0.137	0.228	0.092	-0.428	1

การวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณพบว่าที่ค่าความเชื่อมั่น 95% ดังตารางที่ 4.12 พบว่าอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจไม่มีความสัมพันธ์อย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้นจึงทำการวิเคราะห์ใหม่โดยตัดปัจจัยดังกล่าวออกและวิเคราะห์ทางสถิติใหม่เพื่อสรุปสมการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสม

ตารางที่ 4.12 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุน

Regression Statistics					
Multiple R			0.978		
R Square			0.960		
Adjusted R Square			0.956		
Standard Error			14.456		
Observations			48		
ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	4	214141.2	53535.3	256.203	0.000
Residual	43	8985.122	208.956		
Total	47	223126.3			
Coefficient					
	coefficient	Standard Error	t-Stat	P-Value	VIF
Intercept	1420.627	152.265	9.330	0.000 *	
Service Hour (SH)	0.614	0.033	18.426	0.000 *	1.69
Heat Rate (HR)	-0.197	0.020	-9.812	0.000 *	1.33
SPP Share	-2.664	0.885	-3.012	0.004 *	1.54
GDP Growth Rate	-11.316	8.146	-1.389	0.172	1.25

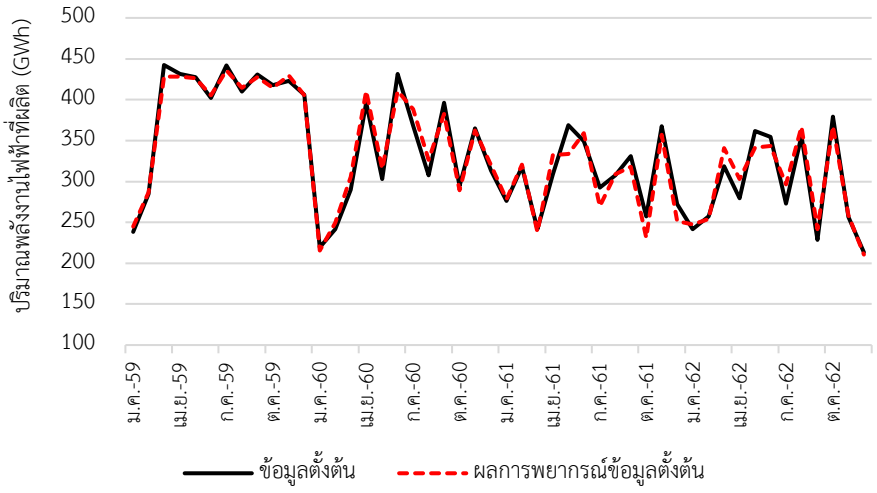
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

เมื่อวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณจากจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ ค่าความร้อน และสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็กจะสามารถสรุปผลทางสถิติได้ดังตารางที่ 4.13

ตารางที่ 4.13 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุนแบบไม่พิจารณาอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ

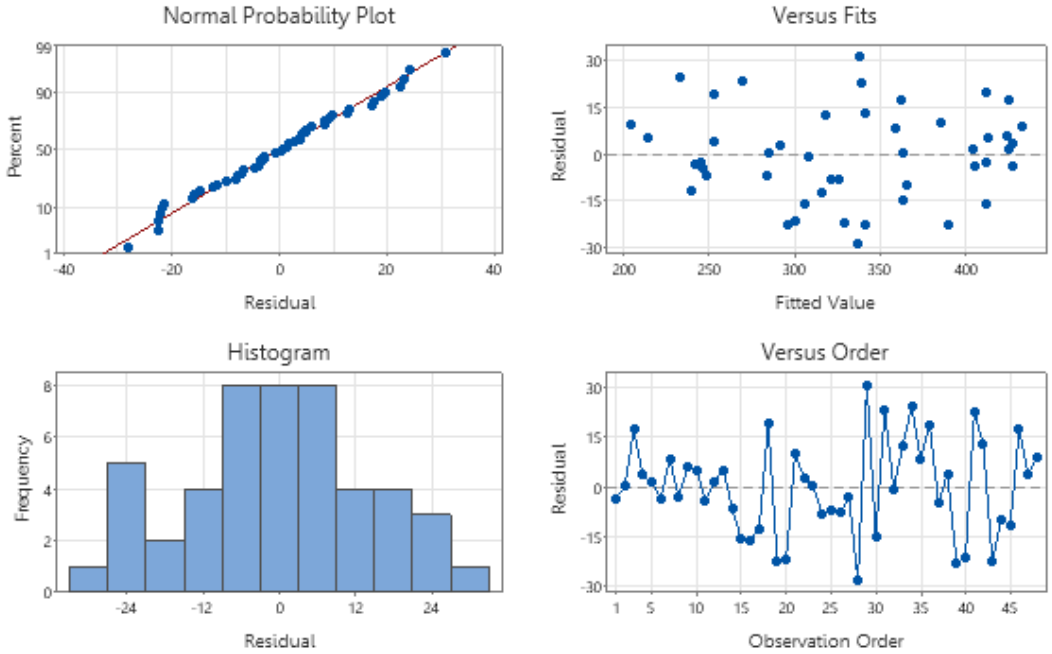
Regression Statistics					
Multiple R			0.979		
R Square			0.960		
Adjusted R Square			0.956		
Standard Error			14.607		
Observations			48		
ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	4	213738	71245.99	333.906	0.000
Residual	43	9388.354	213.372		
Total	47	223126.3			

Coefficient					
	coefficient	Standard Error	t-Stat	P-Value	VIF
Intercept	1431.122	153.676	9.313	0.000 *	
Service Hour (SH)	0.609	0.033	18.187	0.000 *	1.69
Heat Rate (HR)	-0.202	0.020	-10.025	0.000 *	1.30
SPP Share	-2.246	0.841	-2.671	0.011 *	1.36



รูปที่ 4.34 ผลการเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุน

จากรูปที่ 4.34 เป็นกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลการดำเนินงานและผลการพยากรณ์จากสมการ สรุปได้ว่าค่าพยากรณ์ที่ได้จากสมการมีความใกล้เคียงกับข้อมูลการดำเนินงานซึ่งเมื่อทดสอบการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อนพบว่ามีการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution)ด้วยแผนภาพความน่าจะเป็นปกติ (Normal Probability Plot) และกราฟฮีสโตแกรม (Histogram) รวมถึงการสร้างกราฟการทดสอบความแปรปรวนของความคลาดเคลื่อนมีค่ากระจายตัว และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 ดังรูปที่ 4.35



รูปที่ 4.35 ผลการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อนของการการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีไม่ลงทุน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สำหรับการทดสอบการเกิดสหสัมพันธ์ในตัวเองของตัวแบบจะพิจารณาจากค่า Durbin-Watson โดยพิจารณาจากจำนวนข้อมูล (n) 48 ข้อมูล และจำนวนตัวแปรอิสระหรือปัจจัยที่นำมาวิเคราะห์ (k) เท่ากับ 3 ปัจจัย มีของเขตบน (Upper bound: d_U) ที่ 1.67 และขอบเขตล่าง (Lower bound: d_L) ที่ 1.40 ซึ่งผลคำนวณของตัวแบบมีค่าเท่ากับ 2.12 ยังคงอยู่ในช่วง $d_L < DW < 4-d_U$ กล่าวคือค่าความคลาดเคลื่อนของตัวแบบไม่มีความสัมพันธ์กัน สามารถนำมาใช้พยากรณ์ข้อมูลในอนาคตได้และสรุปสมการพยากรณ์ได้ดังสมการที่ 4.9

$$Elec_{demand} = 1431.12 + (0.61 \times SH) - (0.20 \times HR) - (2.25 \times SPP\ Share) \quad (4.9)$$

4.3.1.2 กรณีลงทุน

สำหรับกรณีลงทุนโรงไฟฟ้าข้อมูลตั้งต้นที่นำมาใช้จะเป็นข้อมูลผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าอ้างอิง โดยเริ่มพิจารณาเบื้องต้นจากความสัมพันธ์ของปัจจัยที่นำมาใช้และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตมีความสัมพันธ์กันหรือไม่และทิศทางใดดังรูปที่ 4.36 ซึ่งกล่าวได้ว่าปัจจัยต่างๆมีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตใกล้เคียงกันกับกรณีลงทุน

รูปที่ 4.36 การแจกแจงความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตกรณีลงทุนของการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิต

Chulalongkorn University

การวิเคราะห์ค่าสหสัมพันธ์ระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าและปัจจัยสำคัญ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.14 จะเห็นว่าค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าและสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในทิศทางตรงกันข้าม

ตารางที่ 4.14 ผลวิเคราะห์ค่าสหสัมพันธ์ของแต่ละตัวแปรช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุน

	NAG	SH	HR	SPP Share	GDP Growth Rate
NAG	1				
SH	0.945	1			
HR	-0.860	-0.839	1		
SPP Share	-0.408	-0.314	0.171	1	
GDP Growth Rate	0.229	0.215	-0.239	-0.428	1

การวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณพบว่าที่ค่าความเชื่อมั่น 95% พบว่า อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจไม่มีความสัมพันธ์อย่างมีนัยสำคัญดังตารางที่ 4.15 ดังนั้นจึงทำการวิเคราะห์ใหม่โดยตัดปัจจัยดังกล่าวออกและวิเคราะห์ทางสถิติใหม่เพื่อสรุปสมการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสม

ตารางที่ 4.15 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุน

Regression Statistics					
Multiple R			0.965		
R Square			0.931		
Adjusted R Square			0.925		
Standard Error			23.37		
Observations			48		
ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	4	318537	79634.26	1450.857	0.000
Residual	43	23476.98	545.976		
Total	47	342014			
Coefficient					
	coefficient	Standard Error	t-Stat	P-Value	VIF
Intercept	1575.762	394.349	3.996	0.000*	
Service Hour (SH)	0.440	0.052	8.404	0.000*	3.82
Heat Rate (HR)	-0.198	0.052	-3.835	0.000*	3.65
SPP Share	-5.085	1.359	-3.742	0.001*	1.39
GDP Growth Rate	-16.674	13.344	-1.250	0.218	1.29

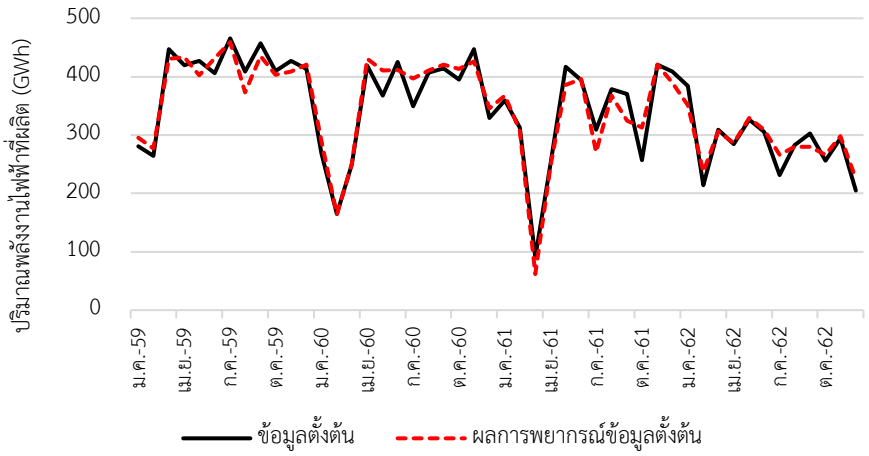
เมื่อวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณจากจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ ค่าความร้อน และสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็กจะสามารถสรุปผลทางสถิติได้ดังตารางที่ 4.16

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 4.16 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุนและไม่พิจารณาอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ

Regression Statistics					
Multiple R			0.979		
R Square			0.960		
Adjusted R Square			0.956		
Standard Error			14.607		
Observations			48		
ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	4	213738	71245.99	333.906	0.000
Residual	43	9388.354	213.372		
Total	47	223126.3			

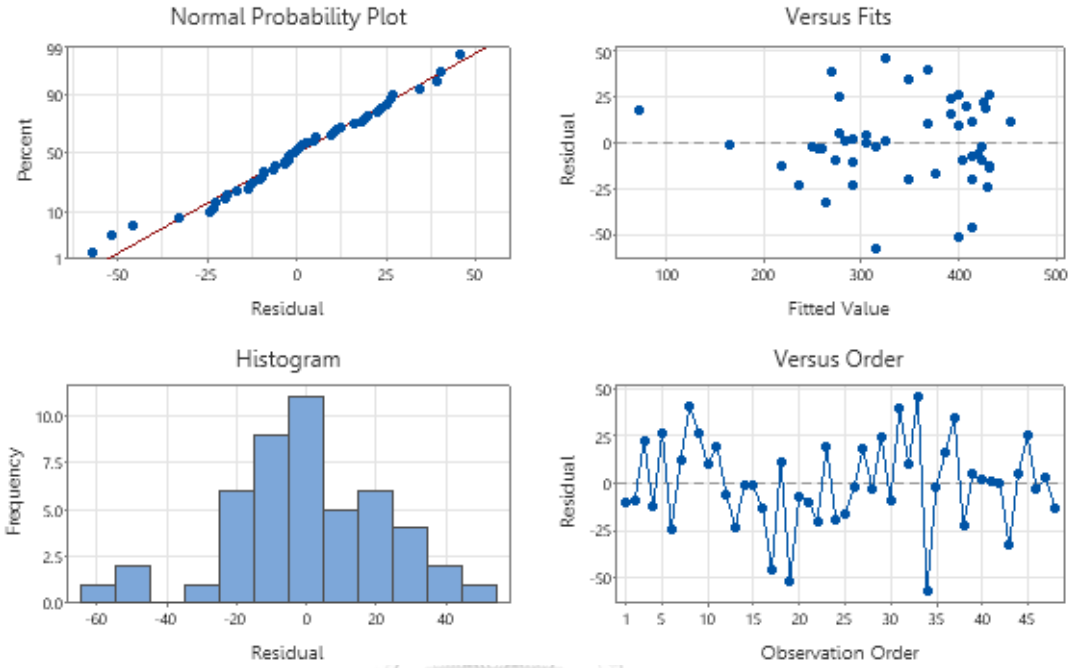
Coefficient					
	coefficient	Standard Error	t-Stat	P-Value	VIF
Intercept	1449.305	383.588	3.778	0.000*	
Service Hour (SH)	0.448	0.523	8.560	0.000*	3.77
Heat Rate (HR)	-0.185	0.051	-3.636	0.001*	3.50
SPP Share	-4.373	1.242	-3.512	0.001*	1.15



รูปที่ 4.37 ผลการเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลตั้งต้นและผลการพยากรณ์ของการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุน

จากรูปที่ 4.37 เป็นกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลการดำเนินงานและผลการพยากรณ์จากสมการ สรุปได้ว่าค่าพยากรณ์ที่ได้จากสมการมีความใกล้เคียงกับข้อมูลการดำเนินงานจริง ซึ่งเมื่อทดสอบการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อนพบว่ามีการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution)

ด้วยแผนภาพความน่าจะเป็นปกติ (Normal Probability Plot) และกราฟฮีสโตแกรม (Histogram) รวมถึงการสร้างกราฟการทดสอบความแปรปรวนของความคลาดเคลื่อนมีค่ากระจายตัว และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 ดังรูปที่ 4.38



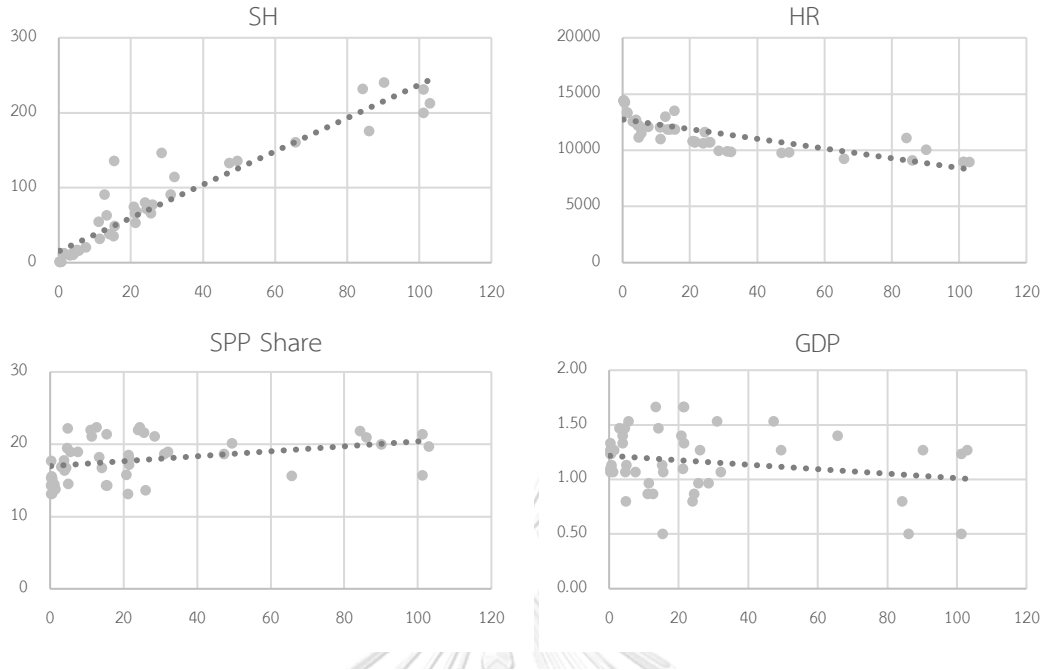
รูปที่ 4.38 ผลการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อนของการการเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตกรณีลงทุน

สำหรับการทดสอบการเกิดสหสัมพันธ์ในตัวเองของตัวแบบจะพิจารณาจากค่า Durbin-Watson โดยพิจารณาจากจำนวนข้อมูล (n) 48 ข้อมูล และจำนวนตัวแปรอิสระหรือปัจจัยที่นำมาวิเคราะห์ (k) เท่ากับ 3 ปัจจัย มีของเขตบน (Upper bound: d_U) ที่ 1.67 และขอบเขตล่าง (Lower bound: d_L) ที่ 1.40 ซึ่งผลคำนวณของตัวแบบมีค่าเท่ากับ 2.22 ยังคงอยู่ในช่วง $d_L < DW < 4\text{-}d_U$ กล่าวคือค่าความคลาดเคลื่อนของตัวแบบไม่มีความสัมพันธ์กัน สามารถนำมาใช้พยากรณ์ข้อมูลในอนาคตได้และสรุปสมการพยากรณ์ได้ดังสมการที่ 4.10

$$Elec_{demand} = 1449.31 + (0.45 \times SH) - (0.19 \times HR) - (4.37 \times SPP\ Share) \quad (4.10)$$

4.3.2 ช่วงการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ

จากข้อมูลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าอ้างอิงที่ดำเนินการเดินเครื่องในช่วงการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำและปัจจัยสำคัญนั้นมีความสัมพันธ์ต่อกันเป็นเส้นตรงดังรูปที่ 4.39 โดยจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบยังคงเป็นปัจจัยที่มีความสัมพันธ์ในทิศทางเดียวกันกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต



รูปที่ 4.39 การแจกแจงความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ

การวิเคราะห์ค่าสหสัมพันธ์ระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าและปัจจัยสำคัญ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 4.17 จะเห็นว่าค่าความร้อนของโรงไฟฟ้าและอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจมีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในทิศทางตรงกันข้าม

ตารางที่ 4.17 ผลวิเคราะห์ค่าสหสัมพันธ์ของแต่ละตัวแปรช่วงการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ

	NAG	SH	HR	SPP Share	GDP Growth Rate
NAG	1				
SH	0.945	1			
HR	-0.772	-0.759	1		
SPP Share	0.349	0.466	-0.524	1	
GDP Growth Rate	-0.214	-0.282	0.024	-0.428	1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยสำคัญและปริมาณการเดินเครื่องที่ค่าความเชื่อมั่น 95% สามารถสรุปผลทางสถิติได้ดังตารางที่ 4.18 โดยอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจนั้นไม่มีความสัมพันธ์อย่างมีนัยสำคัญกับปริมาณพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากค่า P-Value มากกว่า 0.05

ตารางที่ 4.18 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ

Regression Statistics	
Multiple R	0.965
R Square	0.914
Adjusted R Square	0.906

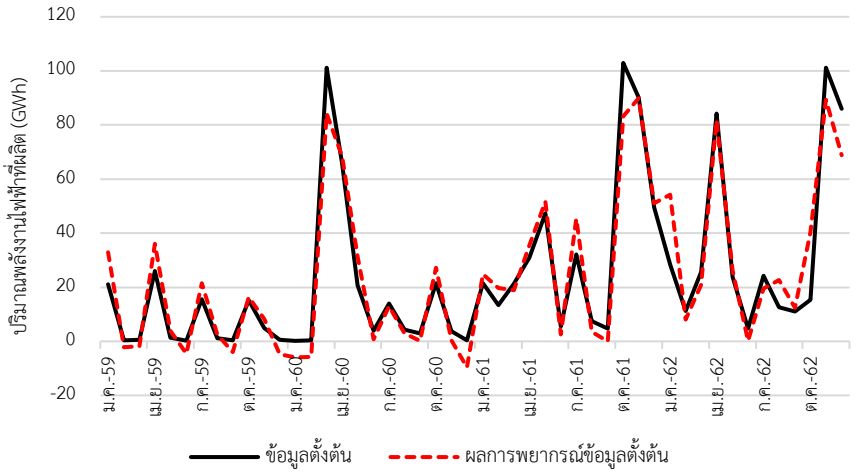
Standard Error			9.211		
Observations			48		
ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	4	39204.25	9801.06	115.51	0.000
Residual	43	3648.64	84.85.22		
Total	47	42852.89			
Coefficient					
	coefficient	Standard Error	t-Stat	P-Value	VIF
Intercept	62.445	26.051	2.397	0.021*	
Service Hour (SH)	0.374	0.319	1.751	0.000*	2.83
Heat Rate (HR)	-0.002	0.001	-2.231	0.031*	2.82
SPP Share	-1.473	0.571	-2.578	0.013*	1.58
GDP Growth Rate	-2.501	5.583	-0.448	0.656	1.45

เมื่อวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณจากจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ ค่าความร้อน และสัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารายเล็กจะสามารถสรุปผลทางสถิติได้ดังตารางที่ 4.19

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 4.19 ผลวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณทางสถิติของช่วงการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำแบบไม่พิจารณาอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ

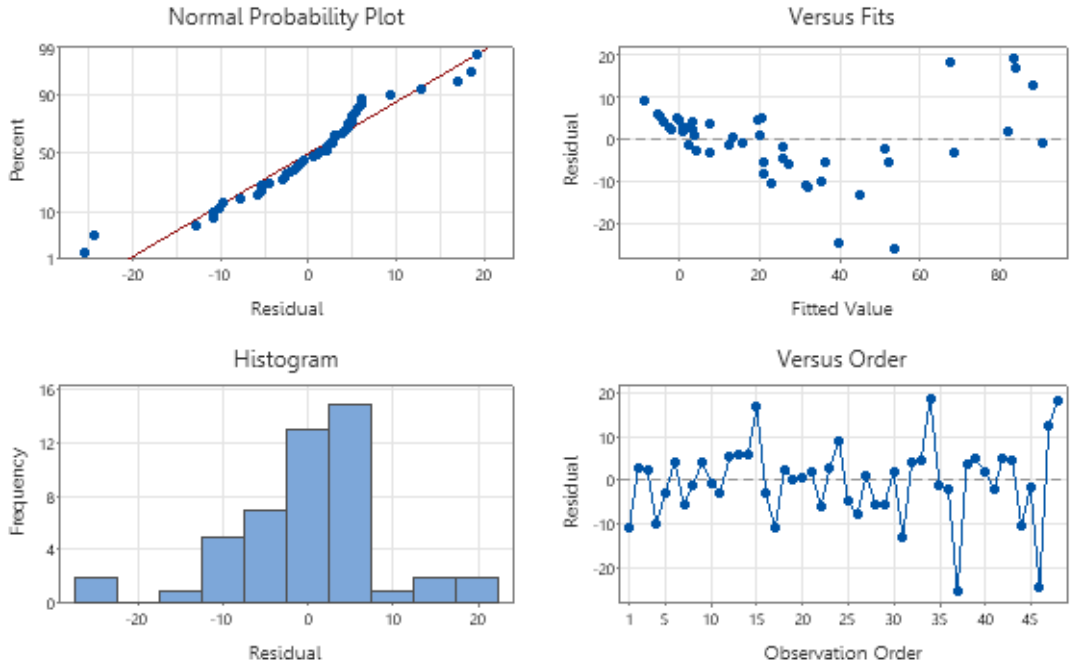
Regression Statistics					
Multiple R			0.956		
R Square			0.914		
Adjusted R Square			0.909		
Standard Error			9.127		
Observations			48		
ANOVA					
	df	SS	MS	F	Significance F
Regression	4	39187.22	13062.41	156.79	0.000
Residual	43	3665.67	83.31		
Total	47	4285289			
Coefficient					
	coefficient	Standard Error	t-Stat	P-Value	VIF
Intercept	54.599	19.110	2.857	0.007*	
Service Hour (SH)	0.379	0.030	12.812	0.000*	2.49
Heat Rate (HR)	-0.003	0.001	-2.250	0.029*	2.41
SPP Share	-1.367	0.514	-2.657	0.011*	1.31



รูปที่ 4.40 ผลการเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลดั้งต้นและผลการพยากรณ์ของการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ

จากรูปที่ 4.40 เป็นกราฟเปรียบเทียบระหว่างข้อมูลการดำเนินงานและผลการพยากรณ์จากสมการ สรุปได้ว่าค่าพยากรณ์ที่ได้จากสมการมีความใกล้เคียงกับข้อมูลการดำเนินงานจริง ซึ่งเมื่อทดสอบการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อนพบว่ามีการแจกแจงแบบปกติ (Normal Distribution)

ด้วยแผนภาพความน่าจะเป็นปกติ (Normal Probability Plot) และกราฟฮีสโตแกรม (Histogram) รวมถึงการสร้างกราฟการทดสอบความแปรปรวนของความคลาดเคลื่อนมีค่ากระจายตัว และมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0 ดังรูปที่ 4.41



รูปที่ 4.41 ผลการแจกแจงของค่าความคลาดเคลื่อนของการการเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ

สำหรับการทดสอบการเกิดสหสัมพันธ์ในตัวเองของตัวแบบจะพิจารณาจากค่า Durbin-Watson โดยพิจารณาจากจำนวนข้อมูล (n) 48 ข้อมูล และจำนวนตัวแปรอิสระหรือปัจจัยที่นำมาวิเคราะห์ (k) เท่ากับ 3 ปัจจัย มีของเขตบน (Upper bound: d_U) ที่ 1.67 และขอบเขตล่าง (Lower bound: d_L) ที่ 1.40 ซึ่งผลคำนวณของตัวแบบมีค่าเท่ากับ 1.89 ยังคงอยู่ในช่วง $d_L < DW < 4-d_U$ กล่าวคือค่าความคลาดเคลื่อนของตัวแบบไม่มีความสัมพันธ์กัน สามารถนำมาใช้พยากรณ์ข้อมูลในอนาคตได้และสรุปสมการพยากรณ์ได้ดังสมการที่ 4.11

$$Elec_{demand} = 54.6 + (0.38 \times SH) - (0.003 \times HR) - (1.37 \times SPP\ Share) \quad (4.11)$$

เมื่อได้สมการพยากรณ์ของทั้ง 2 ช่วงการเดินเครื่องจะนำผลพยากรณ์ปัจจัยสำคัญที่มีความสัมพันธ์กับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในช่วงการเดินเครื่องนั้นๆ เข้าแทนค่าเพื่อสรุปเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าผลิตรายปี

4.3.3 การวิเคราะห์ความคลาดเคลื่อนของสมการพยากรณ์

เนื่องจากวิธีการที่งานวิจัยนำเสนอมีการพยากรณ์ปัจจัยที่เกี่ยวข้องก่อนนำมาวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณ ซึ่งมีโอกาสทำให้ผลการพยากรณ์มีความคลาดเคลื่อนสูง จากงานวิจัยที่ได้ศึกษาพบว่าการทดสอบความแม่นยำของการพยากรณ์สามารถลดความคลาดเคลื่อน โดยนำผลการพยากรณ์ข้อมูลตั้งต้นของแต่ละปัจจัยมาคำนวณหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละช่วงความสามารถในการเดินเครื่องด้วยสมการพยากรณ์ที่ได้ เพื่อคำนวณค่าความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยร้อยละสัมบูรณ์ (Mean Absolute Percentage Error: MAPE) และสรุปผลความแม่นยำของตัวแบบที่เลือกใช้ดังตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 สรุปผลค่าความคลาดเคลื่อนของสมการพยากรณ์

สมการพยากรณ์	**ปัจจัยที่ใช้พยากรณ์ (MAPE)**	**MAPE สมการพยากรณ์**
การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (กรณีไม่ลงทุน)	จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ (5.59%)	5.19%
	ค่าความร้อน (1.18%)	
	สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (0.85%)	
	$Elec_{demand} = 1431.12 + (0.61 \times SH) - (0.20 \times HR) - (2.25 \times SPP\ Share)$	
การเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต (กรณีลงทุน)	จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ (7.51%)	8.85%
	ค่าความร้อน (0.87%)	
	สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (0.85%)	
	$Elec_{demand} = 1449.31 + (0.45 \times SH) - (0.19 \times HR) - (4.37 \times SPP\ Share)$	
การเดินเครื่องกำลังการผลิตต่ำ	จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ (6.85%)	7.78%
	ค่าความร้อน (8.78%)	
	สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (0.85%)	
	$Elec_{demand} = 54.6 + (0.38 \times SH) - (0.003 \times HR) - (1.37 \times SPP\ Share)$	

จากผลการคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากผลการพยากรณ์ข้อมูลการดำเนินงานในอดีตของปัจจัยที่เกี่ยวข้องด้วยสมการพยากรณ์ในแต่ละช่วงการเดินเครื่อง สรุปได้ว่าค่าความคลาดเคลื่อนของสมการพยากรณ์อยู่ในเกณฑ์ที่สามารถยอมรับได้

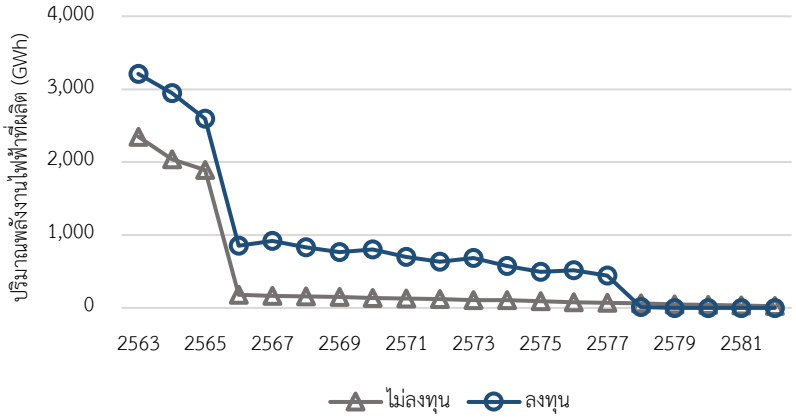
4.3.4 ผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้า

จากการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ผลิตในแต่ละช่วงการเดินเครื่องภายใต้สมมติฐานการมีโรงไฟฟ้าใหม่เดินเครื่องเชิงพาณิชย์ในระบบไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2566 และ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

พ.ศ. 2578 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2566 โรงไฟฟ้ากรณีศึกษาไม่มีความจำเป็นในการเดินเครื่องเต็มกำลังผลิตแบบต่อเนื่อง แต่ยังคงความจำเป็นเมื่อโรงไฟฟ้าใหม่มีการหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษา

ตามสมมติฐานการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2578 - พ.ศ. 2582 ไม่มีการเดินเครื่องเสริมระบบในช่วงการเดินเครื่องกำลังผลิตต่ำ แต่คงความจำเป็นการเดินเครื่องช่วงเต็มกำลังผลิตเพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้าเท่านั้น สามารถสรุปผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าได้ดังรูปที่ 4.43



รูปที่ 4.42 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

ในปี พ.ศ. 2563 – พ.ศ. 2565 การเดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลง โดยกรณีลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องมีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตสูงกว่ากรณีไม่ลงทุนปรับปรุง เนื่องจากมีความสามารถในการเดินเครื่องเสริมระบบในช่วงที่ความต้องการปริมาณพลังงานไฟฟ้าต่ำได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ในช่วงปี พ.ศ. 2566 – พ.ศ. 2577 การเดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้ากรณีไม่ลงทุนนั้นจะเป็นเพียงการเดินเครื่องเสริมระบบ เมื่อโรงไฟฟ้าใหม่หยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษาเท่านั้น แต่กรณีลงทุนจะยังคงได้เดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าให้กับระบบ

อย่างไรก็ดีในปี พ.ศ. 2578 – พ.ศ. 2582 ไม่ว่าจะลงทุนหรือไม่ โรงไฟฟ้าจะคงการเดินเครื่องในช่วงที่ 1 เท่านั้นและจะไม่มีการเดินเครื่องเสริมระบบในช่วงที่ 2 เนื่องจากมีการเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ของโรงไฟฟ้าใหม่และการเติบโตของสัดส่วนกำลังผลิตผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งมีประสิทธิภาพที่สูงกว่า

เมื่อคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตรายปีสำหรับทั้ง 2 ทางเลือกจะสามารถสรุปเป็นปริมาณไฟฟ้ารวมของกรณีไม่ลงทุนจะเท่ากับ 7,980 GWhและกรณีลงทุนเท่ากับ 16,966 GWh โดยหากมีการลดทอนด้วยอัตราคิดลด 5.85% ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิกรณีไม่ลงทุนเท่ากับ 6,642 GWhและกรณีลงทุนเท่ากับ 12,925 GWh

บทที่ 5

การประมาณพารามิเตอร์ในแบบจำลองการประเมินการลงทุน

จากรูปที่ 3.3 กล่าวได้ว่าเมื่อได้ผลพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตของโรงไฟฟ้า จะเป็นปัจจัยที่นำมาใช้เพื่อประมาณพารามิเตอร์ที่สำคัญสำหรับแบบจำลองการประเมินการลงทุนของงานวิจัย โดยมีรายละเอียดดังนี้

5.1 การประมาณการข้อมูลทางเทคนิค

5.1.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าเทียบเท่าของกังหันก๊าซ

ชั่วโมงการเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ (Equivalent Operating Hour: EOH) เป็นปัจจัยที่กระทบต่อรายได้และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า เนื่องจากเป็นตัวกำหนดประเภทงานบำรุงรักษาให้เหมาะสมตามคำแนะนำของทางผู้ผลิต การคำนวณชั่วโมงการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า ได้ปรับการคำนวณให้สอดคล้องกับสมการที่เป็นค่าออกแบบจากผู้ผลิต โดยใช้ตามสมการที่ 5.1

$$EOH = (A \times No.of\ Startup) + (B_i \times No.of\ Trip) + Total\ Operating\ Hour \quad (5.1)$$

โดยที่ A คือ สัมประสิทธิ์จำนวนชั่วโมงที่คำนวณในการขนานเครื่องเข้าระบบต่อครั้ง

B_i คือ สัมประสิทธิ์จำนวนชั่วโมงเมื่อเครื่องหลุดจากระบบกะทันหัน ณ สัดส่วนพื้นที่การเปิดให้อากาศไหลเข้า (Percentage of Inlet Guide Vane: %IGV) ระดับต่างๆต่อครั้ง ซึ่งสามารถอ้างอิงได้จากความสัมพันธ์ระหว่างชั่วโมงเครื่องหลุดจากระบบกะทันหันและสัดส่วนพื้นที่การเปิดให้อากาศไหลเข้า สำหรับตัวอย่างของงานวิจัยสามารถสรุปข้อมูลที่ใช้ในแบบจำลองการประเมินดังตารางที่ 5.1 โดยค่าสัมประสิทธิ์ดังกล่าวจะขึ้นกับรุ่นของกังหันก๊าซของแต่ละผู้ผลิต

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.1 สัมประสิทธิ์จำนวนชั่วโมงที่เครื่องหลุดจากระบบกะทันหัน ณ สัดส่วนพื้นที่การเปิดให้อากาศไหลเข้า

%IGV	Bi
40%	80
60%	100
80%	120
100%	180

5.1.1.1 จำนวนครั้งในการขนานเครื่อง

จากสมการที่ 5.1 จำนวนครั้งในการขนานเครื่องเข้าระบบ (Startup) จะสอดคล้องกับรูปแบบการเดินเครื่อง โดยโรงไฟฟ้าที่อยู่ในสถานะ Merit Order จะถูกสั่งการเดินเครื่องตามลำดับของต้นทุนเชื้อเพลิง มีการขนานเข้าระบบในจำนวนครั้งที่มากเมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อเสริมระบบเป็นช่วงๆเท่านั้น

การประเมินการลงทุนเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า โดยปรับปรุงให้มีความสามารถในการเดินเครื่องช่วงที่ 2 หรือ Lower Minimum Generation เพื่อเพิ่มโอกาสเดินเครื่องจำนวนครั้งในการขนานเครื่องอ้างอิงจากข้อมูลโรงไฟฟ้าที่ปัจจุบันเดินเครื่องเพื่อเสริมระบบเป็นช่วงๆ และสมมติฐานจำนวนครั้งในการขนานเครื่องภายใต้สมมติฐานของแบบจำลองการประเมินการลงทุนสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 สมมติฐานจำนวนครั้งในการขนานเครื่องเข้าระบบ

หน่วย: ครั้ง

ปี	รูปแบบการขนานเครื่อง	ไม่ลงทุน	ลงทุน
พ.ศ. 2563 - พ.ศ. 2565	Cold Startup	6	6
	Warm Startup	6	6
	Hot Startup	2	2
พ.ศ.2566 - พ.ศ. 2577	Cold Startup	4	18
	Warm Startup	0	2
	Hot Startup	0	0
พ.ศ. 2578 - พ.ศ. 2582	Cold Startup	4	4
	Warm Startup	0	0
	Hot Startup	0	0

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.1.1.2 จำนวนครั้งที่เครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหัน

จากข้อมูลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพบว่าเมื่อเปรียบเทียบจำนวนครั้งในการขนานเครื่องและจำนวนครั้งที่เครื่องหลุดจากระบบกะทันหัน (Trip) มีสัดส่วนเป็น 2:1 ต่อปี หรือ กล่าวได้ว่าหากมีการขนานเครื่อง 10 ครั้งต่อปี มักจะเกิดเหตุการที่เครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหัน 5 ครั้งต่อปี ทั้งนี้สมมติฐานการจำนวนครั้งที่เครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหันกันแสดงดังตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 สมมติฐานจำนวนครั้งที่เครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหัน

หน่วย: ครั้ง

ปี	% IGV Trip	ไม่ลงทุน	ลงทุน
พ.ศ. 2563 - พ.ศ. 2565	100% IGV	7	5
	80% IGV	0	2
พ.ศ.2566 - พ.ศ. 2577	100% IGV	2	2
	80% IGV	0	8
พ.ศ. 2578 - พ.ศ. 2582	100% IGV	2	2
	80% IGV	0	0

5.1.2 รอบงานบำรุงรักษา

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าจะดำเนินการบำรุงรักษาทุกปี ซึ่งโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาแบ่งงานบำรุงรักษาออกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ งานบำรุงรักษาเฉพาะส่วนเผาไหม้ (Combustion Inspection: CI)และงานบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul: MO) โดยโรงไฟฟ้าจะดำเนินงานบำรุงรักษาใหญ่ทุก 4 ปีและไม่พิจารณาดำเนินงานจากรูปแบบการเดินเครื่อง จากรายละเอียดการบำรุงรักษาตามผู้ผลิต พบว่าการกำหนดประเภทงานบำรุงรักษาควรแปรผันตามชั่วโมงการเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซ โดยโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาสามารถสรุปเงื่อนไขของประเภทงานบำรุงรักษาได้ดังตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ประเภทงานบำรุงรักษาตามจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่า

Work scope	CI	CI	CI	MO
EOH	8,000	16,000	24,000	32,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

กล่าวได้ว่าโรงไฟฟ้าควรดำเนินงานบำรุงรักษาเฉพาะส่วนเผาไหม้เมื่อจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าเทียบเท่าของกังหันก๊าซมีค่า 8,000 16,000และ 24,000 เมื่อจำนวนชั่วโมงดังกล่าวสะสมถึง 32,000 จึงควรดำเนินการงานบำรุงรักษาใหญ่ ซึ่งการพิจารณาเลือกงานบำรุงรักษาให้สอดคล้องกับการเดินเครื่องนับเป็นวิธีการที่สามารถใช้ควบคุมค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าได้

5.1.3 อัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า

อัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า (Degradation) เป็นข้อมูลเทคนิคมีผลต่อการคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตได้เพื่อให้สอดคล้องตามสถานการณ์จริงในการดำเนินงาน การคำนวณอัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้าจะแปรผันตามชั่วโมงการเดินเครื่องรายปีแสดงในสมการที่ 5.2 ซึ่งสมการควรเป็นไปตามค่าออกแบบจากทางผู้ผลิต หรือ อ้างอิงจากผลการทดสอบสมรรถนะของโรงไฟฟ้า ทั้งนี้ การคำนวณอัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้าอธิบายได้ดังตารางที่ 5.5

$$Degradation = 5E-27(EOH^{6}) - 2E-22(EOH^{5}) + 1E-17(EOH^{4}) - 2E-13(EOH^{3}) + 2E-09(EOH^{2}) - 1E-05(EOH) + 1.0047 \quad (5.2)$$

ตารางที่ 5.5 การคำนวณอัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า

ปี	2563	2564	2565	2566
EOH รายปี	5000	3000	2000	2000
EOH สะสมนับจากหลังงานบำรุงรักษาใหญ่	16,000	19,000	21,000	23,000
ประเภทงานบำรุงรักษา	CI	-	-	CI
EOH สะสมรายปี	5000	3000	5000	2000

- ปี พ.ศ. 2563 มีการเดินเครื่องโดยสามารถคำนวณ EOH ได้ 5,000 ชั่วโมง ซึ่งเมื่อรวมจำนวนชั่วโมงสะสมนับตั้งแต่หลังงานบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul: MO) ล่าสุดเท่ากับ 16,000 ชั่วโมง ซึ่งจะถึงกำหนดดำเนินการงานตรวจสอบส่วนเผาไหม้ (Combustion Inspection: CI) ตามคำแนะนำของผู้ผลิต ดังนั้น การคำนวณอัตราเสื่อมจะใช้ EOH สะสมรายปี คือ 5,000 ชั่วโมง
- ปี พ.ศ. 2564 มีการเดินเครื่องซึ่งคำนวณ EOH รายปีได้ 3,000 ชั่วโมง เมื่อรวมจำนวนชั่วโมงสะสมนับตั้งแต่หลังงานบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul: MO) ล่าสุดเท่ากับ 19,000 ชั่วโมง ซึ่งยังไม่ครบกำหนดการดำเนินงานบำรุงรักษาตามคำแนะนำของผู้ผลิต ทำให้การคำนวณอัตราเสื่อมของโรงฟ้าจะใช้ EOH สะสมรายปีที่ 3,000 ชั่วโมง เนื่องจากปีก่อนหน้าได้มีการดำเนินงานบำรุงรักษา
- ปี พ.ศ. 2565 สามารถคำนวณ EOH ได้ 2,000 ชั่วโมง เมื่อรวมจำนวนชั่วโมงสะสมนับตั้งแต่หลังงานบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul: MO) ล่าสุดเท่ากับ 21,000 ชั่วโมง ซึ่งยังไม่ครบกำหนดการดำเนินงานบำรุงรักษาตามคำแนะนำของผู้ผลิต ทำให้การคำนวณอัตราเสื่อมของโรงฟ้าจะใช้ EOH สะสมรายปีที่ 5,000 ชั่วโมง เนื่องจากปีก่อนหน้าไม่มีการดำเนินงานบำรุงรักษา
- ปี พ.ศ. 2566 สามารถคำนวณ EOH ได้ 2,000 ชั่วโมง เมื่อรวมจำนวนชั่วโมงสะสมนับตั้งแต่หลังงานบำรุงรักษาใหญ่ (Major Overhaul: MO) ล่าสุดเท่ากับ 23,000 ชั่วโมง ซึ่งยังครบกำหนดการดำเนินงานบำรุงรักษาตามคำแนะนำของผู้ผลิต ดังนั้น การคำนวณอัตราเสื่อมจะคำนวณตาม EOH สะสมรายปี คือ 2,000 ชั่วโมง เนื่องจากปีก่อนหน้าได้มีการดำเนินงานบำรุงรักษา

CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.1.4 ชั่วโมงความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าตามสัญญา

ต่อเนื่องจากประเภทงานบำรุงรักษา ข้อมูลทางเทคนิคอีกหนึ่งอย่างที่สำคัญ คือ ชั่วโมงความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า (Availability Hour: AH)และจำนวนชั่วโมงความพร้อมจ่ายของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Contract Available Hour: CAH) สามารถคำนวณได้จากจำนวนชั่วโมงหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษาตามวาระ (Planned Outage Hours: POH) ตามประเภทงานและชั่วโมงหยุดผลิตพลังงานไฟฟ้าฉุกเฉินนอกเหนือจากแผนบำรุงรักษาตามวาระ (Unplanned Outage Hours: UOH) โดยจะเท่ากับจำนวนชั่วโมงทั้งหมดในช่วงเวลาที่ประเมิน (Period Hours: PH) ซึ่งช่วงเวลาที่ใช้ประเมินคือ 1

ปี (8,760 ชั่วโมง) ลบออกด้วยจำนวนชั่วโมงหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษาตามวาระและจำนวนชั่วโมงหยุดผลิตพลังงานไฟฟ้าฉุกเฉินนอกเหนือจากแผนบำรุงรักษาตามวาระ ดังสมการที่ 5.3

$$AH = PH - POH - UOH \tag{5.3}$$

สำหรับจำนวนชั่วโมงหยุดเครื่องเพื่อบำรุงรักษาตามวาระคำนวณจากผลรวมของจำนวนชั่วโมงของแผนการดำเนินงานบำรุงรักษา (Planned Outage: PO)และชั่วโมงการขยายแผนงานบำรุงรักษา (Planned Extension: PE) ที่มีการวางแผนล่วงหน้า โดยต้องไม่เกินตามสิทธิ์ที่แจ้งในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าดังสมการที่ 5.4

$$POH = PO + PE \tag{5.4}$$

จำนวนชั่วโมงที่หยุดผลิตพลังงานไฟฟ้าฉุกเฉินนอกเหนือจากแผนบำรุงรักษาตามสมการที่ 5.5 เกิดจากผลรวมของชั่วโมงที่เกิดการหยุดเครื่องฉุกเฉิน (Forced Outages Hours: FOH) ชั่วโมงที่ไม่สามารถขนานเครื่องเข้าระบบได้ (Startup Failures Hours: SFH) ชั่วโมงการดำเนินการงานซ่อมบำรุงนอกเหนือจากแผน (Maintenance Outages Hours: MOH)และชั่วโมงการขยายงานซ่อมบำรุงนอกเหนือจากแผน (Maintenance Outage Extension Hours: MEH)

$$UOH = FOH + SFH + MOH + MEH \tag{5.5}$$

ทั้งนี้ จำนวนชั่วโมงความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้ามีความสำคัญ คือ เป็นข้อมูลที่ใช้เป็นฐานในการคำนวณรายได้ความพร้อมจ่ายพึงได้ของโรงไฟฟ้า ซึ่งจะมีการกล่าวรายละเอียดในส่วนถัดไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.2 การประมาณการรายได้

โครงสร้างรายได้ของโรงไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประกอบด้วย 2 ส่วน คือ 1) รายได้จากความพร้อมจ่าย 2) รายได้จากเชื้อเพลิงที่ผลิตและจ่ายเข้าระบบพลังงานไฟฟ้าของ กฟผ. ซึ่งจะมีการทำสัญญาระหว่างโรงไฟฟ้ากับคู่สัญญา รวมถึงมีการกำหนดข้อตกลงต่างๆในการดำเนินการของโรงไฟฟ้า

5.2.1 ค่าความพร้อมจ่าย

รายได้หลักที่โรงไฟฟ้าจะได้รับ คือ ค่าความพร้อมจ่ายตามอัตราในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าจะคำนวณจากค่าความพร้อมจ่ายเต็มตามสัญญา (Full Availability Payment: FAP) หักออกด้วยส่วนลด หรือ บทปรับตามสัญญา 3 ส่วน ได้แก่ 1) บทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิต (Deduction of Reduced Availability: DRA) ที่ถูกแบ่งเป็น 8 ส่วน ตามคุณลักษณะในการทำงานของหน่วยผลิตไฟฟ้าตามสัญญา (Contracted Operating Characteristics: COC) 2) บทปรับจากการ

แจ้งความไม่พร้อมล่าช้า (Deduction of Short Notice: DSN) 3) บทปรับจากการไม่สามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ (Deduction of Dispatch Failure: DDF)

นอกจากนี้หากศูนย์ควบคุมฯ มีการสั่งการเดินเครื่องมากกว่าข้อกำหนดตามสัญญา สมการคำนวณค่าความพร้อมจ่ายจะรวมรายได้ส่วนเพิ่ม (Additional Availability Payment: AAP) ดังแสดงในสมการที่ 5.6 ซึ่งเป็นรายได้ที่แปรผันตามจำนวนชั่วโมงความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าและกำลังการผลิตที่โรงไฟฟ้าสามารถทำได้จริง

$$AP = FAP - \sum DRA - max(DSN, DDF) + \sum AAP \tag{5.6}$$

ทั้งนี้ ค่าความพร้อมจ่ายพึงได้สูงสุดของโรงไฟฟ้า (Full Availability Payment: FAP) เกิดจากค่าความพร้อมจ่ายพื้นฐาน (Base Availability Credit: BAC)และกำลังการผลิตพึงได้ตามสัญญา (Dependable Contracted Capacity: DCC) ซึ่งมีความสัมพันธ์กับชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญา โดยค่าความพร้อมจ่ายพื้นฐานนั้นจะเกิดจากอัตราส่วนของผลรวมของอัตราค่าความพร้อมตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Availability Payment Rate: APR)และจำนวนชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญาดังสมการที่ 5.7

$$BAC = \frac{\sum APR}{CAH} \tag{5.7}$$

บทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิตส่วนที่ 1 (Deduction of Reduced Availability Part 1: DRA_1) จะถูกแบ่งเป็น 2 ส่วนย่อยที่เกิดจากความไม่พร้อม คือ 1) เดินเครื่องไม่ครบจำนวนชั่วโมงความพร้อมที่แจ้งในสัญญา 2) กำลังการผลิตจริงน้อยกว่ากำลังการผลิตตามสัญญา อันเกิดจากอัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า โดยบทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิตส่วนที่ 1 ของแบบจำลองการประเมินเกิดจากผลรวมระหว่างสมการ 5.8 และ 5.9

$$DRA_1 = (CAH - AAH) \times BAC \times CC \tag{5.8}$$

$$DRA_1 = (CC - AC) \times BAC \times CAH \tag{5.9}$$

สำหรับบทปรับที่เกิดจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิตส่วนที่ 2 ถึง 8 บทปรับจากการแจ้งความไม่พร้อมล่าช้าและบทปรับจากการไม่สามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ จะคำนวณตามอัตราชำระที่ระบุภายใต้เงื่อนไขของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.2.2 รายได้ส่วนของเชื้อเพลิง

รายได้ของเชื้อเพลิงจะประกอบด้วยรายการที่คู่สัญญาชำระให้ทั้งหมด 5 รายการย่อยตามตารางที่ 3.2 เริ่มด้วยส่วนที่ 1 รายได้เชื้อเพลิงที่ได้รับตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและขายจริงเข้าระบบ (Fuel Payment for delivered energy: FP) โดยรายได้ดังกล่าวคู่สัญญาจะชำระให้ตามค่าความร้อนรับรอง (Guarantee Heat Rat: GHR) ตามที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและแปรผันตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต ซึ่งคำนวณดังสมการที่ 5.10

$$FP = GHR \times NAG \times Fuel\ Price \tag{5.10}$$

ส่วนที่ 2 คือ ค่าผ่านท่อ จะมีการกำหนดอัตราค่าผ่านท่อ (Tariff Demand Charge Rate: TDC rate) ปริมาณเชื้อเพลิงที่ซื้อรายปี (Contract Demand Capacity: CDC) รายการนี้เป็นรายได้ที่ทางคู่สัญญารับชำระตามเงื่อนไขของสัญญาจัดหาเชื้อเพลิง สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 5.11

$$TDC = CDC \times TDC\ rate \times Days \tag{5.11}$$

ส่วนที่ 3 คือ ค่าเชื้อเพลิงเมื่อขนานเครื่อง (Startup Fuel Payment: SP) เป็นส่วนที่คู่สัญญาชำระตามค่ารับรองในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าซึ่งจะแบ่งตามรูปแบบการขนานเครื่อง สามารถแบ่งได้เป็น 3 รูปแบบตามคุณลักษณะในการขนานเครื่องของโรงไฟฟ้า รายละเอียดนั้นตามตารางที่ 5.6 และสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 5.12

ตารางที่ 5.6 ปริมาณเชื้อเพลิงรับรองในการขนานเครื่อง

PPA Fuel Allowance	Value	Unit
Cold Start-Up	3810	MMBTU/time
Warm Start-Up	3030	MMBTU/time
Hot Start-Up	2150	MMBTU/time

$$SP = No.\ of\ Startup\ by\ Type \times PPA\ fuel\ allowance \times Fuel\ price \tag{5.12}$$

ส่วนที่ 4 คือ ค่าวัสดุสิ้นเปลืองที่ใช้ในกระบวนการผลิตและบำรุงรักษา (Variable Operation and Maintenance: VOM) มีเงื่อนไขการคำนวณอัตราชำระของวัสดุสิ้นเปลืองต่อหน่วยการผลิต โดยพิจารณากำลังไฟฟ้าที่ผลิต (Net Output) ในหน่วยเมกะวัตต์ (MW) ดังสมการที่ 5.13 จะเห็นว่าต้องปรับค่าด้วยอัตราส่วนของดัชนีราคาผู้บริโภค (Customer Price Index: CPI) ระหว่างปีที่ nและปีฐาน

ที่พิจารณา สามารถคำนวณรายได้ส่วนดังกล่าวได้ตามสมการที่ 5.14 ที่คำนวณจากผลคูณของอัตราชำระและปริมาณพลังงานไฟฟ้า (Net Actual Generation: NAG)

$$VOM\,rate = \left(\frac{VAllowHrSynch}{Net\ Output} + VAllowMWhSent \right) \times \frac{CPI_n}{CPI_{base}} \tag{5.13}$$

$$VOM = VOM\,rate \times NAG \tag{5.14}$$

ส่วนที่ 5 คือ ค่าเชื้อเพลิงที่คู่สัญญาชำระให้นอกเหนือเมื่อโรงไฟฟ้าเดินเครื่องเกิน CAH (Supplementary Payment) โรงไฟฟ้าจะสามารถเสนอราคาเพื่อประมูลในการเดินเครื่องได้ โดยสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.15 โดยสามารถเสนออัตราซื้อขายต่อหน่วย เพื่อให้ศูนย์ควบคุมฯ พิจารณาสั่งการเดินเครื่องได้

$$Supplementary = energy\ rate \times expected\ outside\ CAH \times bidding\ rate \tag{5.15}$$

5.3 การประมาณการค่าใช้จ่าย

โครงสร้างค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าสามารถแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลัก ได้แก่ 1) ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในสำหรับกระบวนผลิตพลังงานไฟฟ้า 2) ค่าใช้จ่ายในการลงทุน 3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน โดยแต่ละส่วนจะมีรายละเอียดดังนี้

5.3.1 ต้นทุนด้านเชื้อเพลิง

เริ่มด้วยค่าใช้จ่ายส่วนของเชื้อเพลิงเป็นค่าใช้จ่ายที่ส่งผ่านกับคู่สัญญา โดยรายการทั้งหมดจะตรงกับในส่วนของรายได้ที่ได้รับ เนื่องจากคู่สัญญาจะเป็นผู้รับผิดชอบชำระค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและสัญญาจัดหาเชื้อเพลิง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.3.2 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ค่าใช้จ่ายในการลงทุน เป็นส่วนของค่าใช้จ่ายที่ตั้งงบประมาณขึ้นเพื่อใช้สำหรับการลงทุนโครงการที่มีการกำหนดวัตถุประสงค์ เป้าหมายและระยะเวลาของการดำเนินการอย่างชัดเจน สำหรับโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาตามโครงสร้างค่าใช้จ่ายทางบัญชี สามารถแบ่งได้ 3 ส่วน ดังตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 รายการค่าใช้จ่ายในการลงทุน และสมมติฐานค่าใช้จ่าย

หน่วย (ล้านบาท)

รายการ	สมมติฐาน
ค่าใช้จ่ายงานบำรุงรักษาใหญ่	อ้างอิงค่าเฉลี่ยย้อนหลังและเพิ่ม 1.6% ตามอัตราเงินเฟ้อ
ปันส่วนของค่าใช้จ่ายของสัญญาจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาว	คำนวณตาสมการที่ทำสัญญากับผู้ผลิต
อื่นๆ	ตามแผนการลงทุนของโรงไฟฟ้า

5.3.3 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

รายการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน เป็นรายการในส่วนของกระบวนการผลิตและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้ารายปีพิจารณารวมค่าใช้จ่ายบริหาร สามารถแบ่งรายการได้ดังตารางที่ 5.9 กรณีทางเลือกที่ 2 ลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า จะมีสมมติฐานเพิ่มเติม คือ ค่าใช้จ่ายด้านการผลิตและบำรุงรักษาและค่าใช้จ่ายสัญญาจ้างส่วนแปรผัน (Contract various charge) รวมถึงวัสดุสำรองคลังจะสามารถลดลงได้ 15%

ตารางที่ 5.8 รายการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและสมมติฐานค่าใช้จ่าย

หน่วย (ล้านบาท)

รายการ	สมมติฐาน
ค่าใช้จ่ายงานตรวจสอบส่วนเผาไหม้	อ้างอิงค่าเฉลี่ยย้อนหลังและเพิ่ม 1.6% ตามอัตราเงินเฟ้อ
ปันส่วนของค่าใช้จ่ายของสัญญาจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาว	คำนวณตาสมการที่ทำสัญญากับผู้ผลิต
ค่าใช้จ่ายการผลิตและบำรุงรักษา	อ้างอิงค่าเฉลี่ยย้อนหลังและเพิ่ม 1.6% ตามอัตราเงินเฟ้อ
ค่าเงินกองทุนพัฒนาไฟฟ้า (Power Development Fund: PDF)	ใช้อัตราชำระที่ 0.02 บาท ต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต
ค่าวัสดุและอะไหล่	ค่าอะไหล่และอุปกรณ์ • ปีที่มีงาน CI เฉลี่ย 70 ล้านบาท • ปีที่มีงาน MO เฉลี่ย 127 ล้านบาท • ปีที่มีการลงทุนเพื่อปรับปรุงเพิ่มความยืดหยุ่น 81 ล้านบาท

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

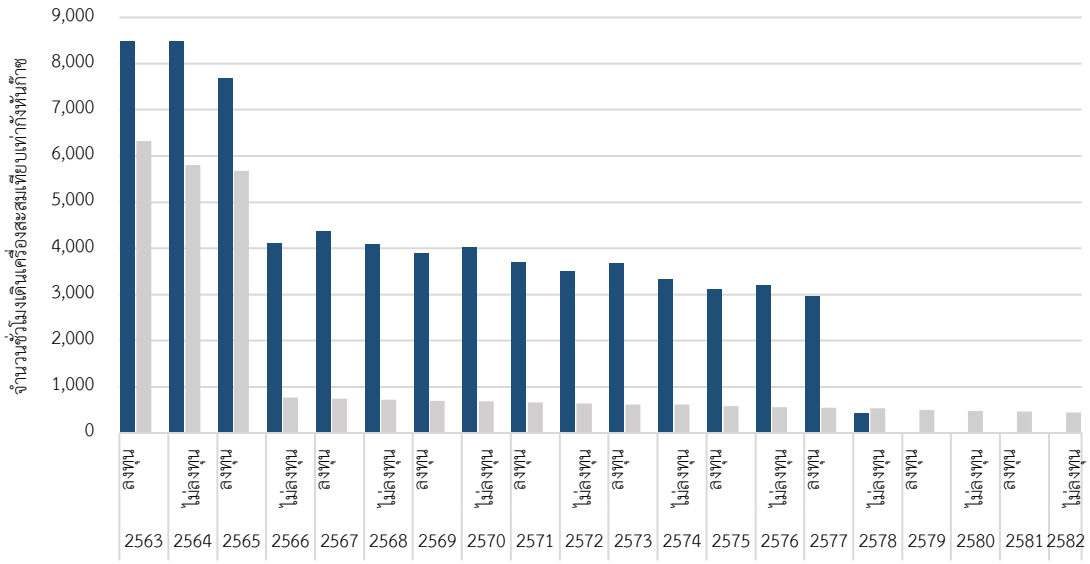
บทที่ 6

กรณีศึกษาและผลการประเมิน

จากผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าและการประมาณการพารามิเตอร์ที่สำคัญของแบบจำลองการประเมินการลงทุนของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาภายใต้สมมติฐานของงานวิจัยและสัญญาซื้อขายไฟฟ้า สามารถสรุปรายละเอียดของแต่ละส่วนได้ดังนี้

6.1 จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่า

เนื่องจากสมมติฐานของการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้ามีจำนวนครั้งในการขนานเครื่องและจำนวนครั้งที่เครื่องหลุดออกจากระบบกะทันหันระหว่าง 2 สถานการณ์จำลองมีความแตกต่างกัน ผลการคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซตามสมการที่ 5.1และ 5.2 กล่าวได้ว่ากรณีลงทุนเมื่อมีโอกาสได้เดินเครื่องเพิ่มขึ้นจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าจะเพิ่มสูงขึ้นตาม



รูปที่ 6.1 จำนวนเดินเครื่องสะสมของกังหันก๊าซรายปี

จากรูปที่ 6.1 เนื่องจากกรณีโรงไฟฟ้าลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้า มีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตมากขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีไม่ลงทุน จะเห็นได้ว่าผลการคำนวณดังกล่าวสูงกว่าอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีไม่ลงทุนที่มีการเดินเครื่องเสริมระบบเฉลี่ยปีละ 400 ชั่วโมงในช่วงที่ 1 เท่านั้น ซึ่งผลการคำนวณดังกล่าวจะมีผลต่อการพิจารณาเลือกประเภทงานบำรุงรักษาให้สอดคล้องตามคำแนะนำของผู้ผลิตต่อไป

6.2 ประเภทงานบำรุงรักษาและชั่วโมงความพร้อมจ่าย

จากผลการคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของ 2 ทางเลือกการลงทุน เมื่อนำมาพิจารณาเลือกประเภทงานบำรุงรักษาตามคำแนะนำของทางผู้ผลิตและให้สอดคล้องตามการเดินเครื่องตามเงื่อนไขในตารางที่ 5.4 การเดินเครื่องที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของโรงไฟฟ้าจะมากขึ้น เป็นผลให้โรงไฟฟ้าสมควรต้องบำรุงรักษาอย่างต่อเนื่องเพื่อป้องกันการเกิดความเสียหาย

ตารางที่ 6.1 ประเภทงานบำรุงรักษารายปีจากแบบประเมิน เทียบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

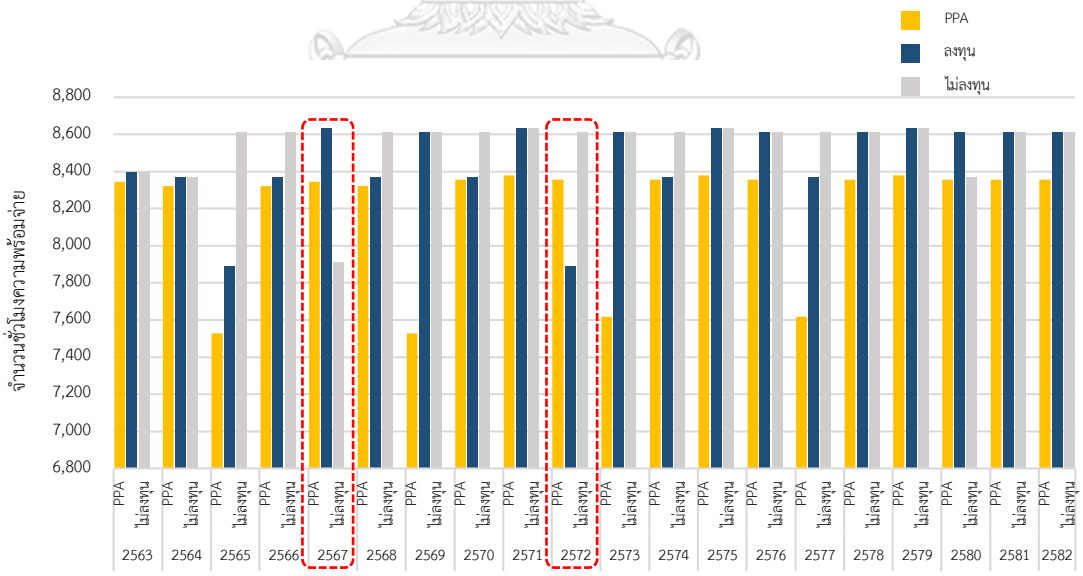
ปี	PPA	ไม่ลงทุน	ลงทุน
2563	CI	CI	CI
2564	CI	CI	CI
2565	MO	-	MO
2566	CI	-	CI
2567	CI	MO	-
2568	CI	-	CI
2569	MO	-	-
2570	CI	-	CI
2571	CI	-	-
2572	CI	-	MO
2573	MO	-	-
2574	CI	-	CI
2575	CI	-	-
2576	CI	-	-
2577	MO	-	CI
2578	CI	-	-
2579	CI	-	-
2580	CI	CI	-
2581	CI	-	-
2582	CI	-	-

ตารางที่ 6.1 เปรียบเทียบงานบำรุงรักษาของทั้ง 2 ทางเลือกการลงทุนและสัญญาซื้อขายไฟฟ้า จะเห็นว่ากรณีไม่ลงทุนโรงไฟฟ้าจะไม่มีความจำเป็นในการดำเนินงานบำรุงรักษาเฉพาะส่วนเนื่องจากจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมยังไม่ครบตามที่ควรดำเนินการ ทั้งนี้สำหรับปีที่มีประเภทงานบำรุงรักษา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ที่มีจำนวนชั่วโมงดำเนินการเกินขอบเขตของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ชั่วโมงดังกล่าวจะถูกนำมาคำนวณบทปรับจากความไม่พร้อมของโรงไฟฟ้า ซึ่งจะเห็นได้ว่ากรณีลงทุนจะมีการดำเนินงานบำรุงรักษาต่อเนื่อง ดังกรณีไม่ลงทุนที่มีการเดินเครื่องน้อยผลการคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซจะเหมาะสมที่จะดำเนินงานบำรุงรักษาใหญ่ในปี พ.ศ.2567 ซึ่งเป็นขอบเขตงานที่ใหญ่กว่าประเภทงานที่ระบุตามสิทธิ์ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ส่งผลให้รอบงานในอนาคตเปลี่ยนแปลงและเกิดบทปรับตามมา

อย่างไรก็ตามผลการคำนวณเลือกประเภทงานบำรุงรักษาที่จำนวนชั่วโมงดำเนินการเกินขอบเขตสัญญามากกว่า 1 ครั้ง แบบจำลองการประเมินการลงทุนจะแนะนำให้โรงไฟฟ้าปรับแก้ไขรอบงานบำรุงรักษาตามสัญญาใหม่ เพื่อแก้ปัญหาไม่ให้เกิดบทปรับจากเหตุการณ์จำนวนชั่วโมงความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าต่ำกว่าเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบจำนวนชั่วโมงความพร้อมจ่ายของกรณีศึกษาและสิทธิ์ตามสัญญา สามารถสรุปได้ดังรูปที่ 6.2 จะเห็นได้ว่า ในปี พ.ศ. 2567 กรณีไม่ลงทุนมีจำนวนชั่วโมงพร้อมจ่ายต่ำกว่าที่ระบุในสัญญา รวมถึงในปี พ.ศ. 2572 มีกรณีลงทุนมีจำนวนชั่วโมงพร้อมจ่ายต่ำกว่าที่ระบุในสัญญาเช่นเดียวกัน เนื่องด้วยประเภทงานบำรุงรักษาที่เกินสิทธิ์ตามที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า



รูปที่ 6.2 จำนวนชั่วโมงพร้อมจ่ายรายปีระหว่างกรณีศึกษาและสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

6.3 อัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้า

เมื่อได้ผลการคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซและประเภทการดำเนินงานบำรุงรักษาในแต่ละปี จากเงื่อนไขการคำนวณอัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้าในตารางที่ 5.6 สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.2 โดยสามารถอธิบายได้ว่าเมื่อมีการเดินเครื่องที่มากแต่มีการดำเนินงานบำรุงรักษาอย่างต่อเนื่องสามารถที่จะรักษาระดับของอัตราเสื่อมของโรงไฟฟ้าได้ ในขณะที่การเดินเครื่องน้อยและไม่มีการดำเนินงานบำรุงรักษาเฉพาะส่วนอย่างต่อเนื่องมีผลให้อุปกรณ์มีอัตราเสื่อมที่เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 6.2 อัตราเสื่อมรายปีของโรงไฟฟ้า

ปี	ไม่ลงทุน	อัตราเสื่อม	ลงทุน	อัตราเสื่อม
2563	CI	1.48%	CI	1.34%
2564	CI	1.48%	CI	1.38%
2565	-	1.48%	MO	1.43%
2566	-	1.48%	CI	1.39%
2567	MO	0.17%	-	1.41%
2568	-	0.15%	CI	1.38%
2569	-	0.60%	-	1.36%
2570	-	0.92%	CI	1.38%
2571	-	1.13%	-	1.33%
2572	-	1.28%	MO	1.30%
2573	-	1.38%	-	1.33%
2574	-	1.44%	CI	1.26%
2575	-	1.47%	-	1.22%
2576	-	1.48%	-	1.48%
2577	-	1.48%	CI	1.18%
2578	-	1.47%	-	0.10%
2579	-	1.45%	-	0.23%
2580	CI	0.10%	-	0.49%
2581	-	0.15%	-	0.71%
2582	-	0.29%	-	0.89%

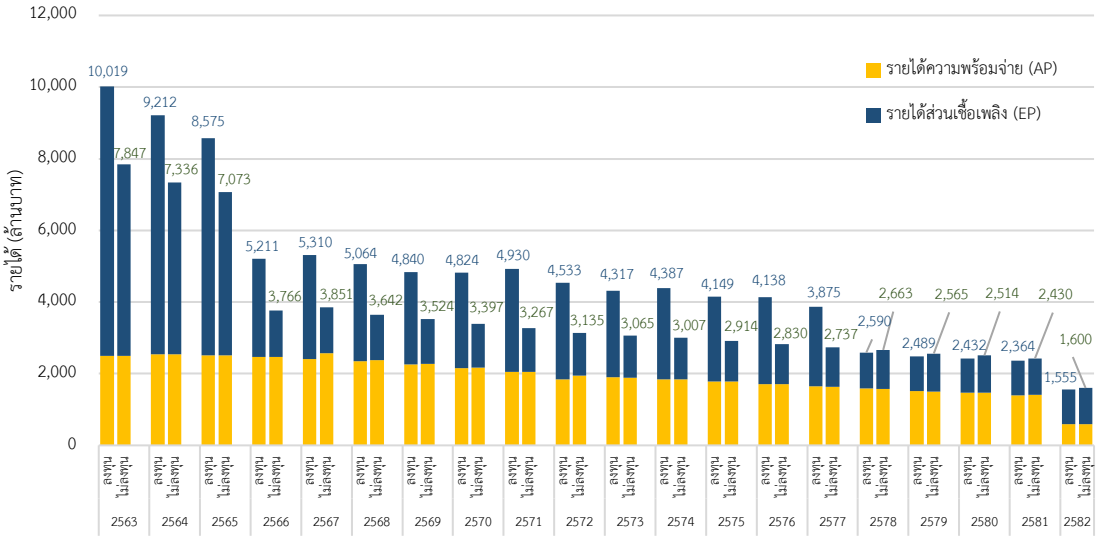
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

6.4 รายได้และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า

จากรูปที่ 3.3 ผลการประมาณข้อมูลทางเทคนิคจะถูกนำมาใช้คำนวณรายได้ของโรงไฟฟ้าตามวิธีการที่ได้กล่าวในหัวข้อ 5.2 โดยมีรายละเอียดของแต่ละส่วนดังนี้

6.4.1 รายได้

รายได้ของโรงไฟฟ้าจะเกิดจากผลรวมของความพร้อมจ่ายและค่าเชื้อเพลิงที่คู่สัญญาชำระให้ตามเงื่อนไขสำหรับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตและขายเข้าระบบ หากเปรียบเทียบระหว่าง 2 สถานการณ์จำลองของกรณีศึกษา สามารถสรุปได้ดังรูปที่ 6.3



รูปที่ 6.3 รายได้รวมของโรงไฟฟ้ารายปี

หากพิจารณารายได้ของโรงไฟฟ้าแยกส่วนระหว่างค่าความพร้อมจ่ายและค่าเชื้อเพลิงที่ได้รับชำระจะเห็นได้ว่ากรณีลงทุนจะมีค่าความพร้อมจ่ายที่ได้รับใกล้เคียงกันทั้ง 2 ทางเลือกการลงทุน เนื่องจากมีเงื่อนไขรายได้ที่เหมือนกัน แต่จะแตกต่างกันชัดเจนในส่วนของรายได้เชื้อเพลิงที่ได้รับจะแปรผันตามปริมาณการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า

เมื่อคำนวณรายได้เป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ พ.ศ. 2562 ตามอัตราคิดลดในสมมติฐานของแบบจำลองการประเมินการลงทุน จะสามารถสรุปรายได้ของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา ระหว่าง 2 ทางเลือกการลงทุน คือ กรณีไม่ลงทุนมีรายได้ปัจจุบันสุทธิ 47,952 ล้านบาท ในขณะที่กรณีลงทุนมีรายได้ปัจจุบันสุทธิ 62,692 ล้านบาท

6.4.2 ค่าใช้จ่าย

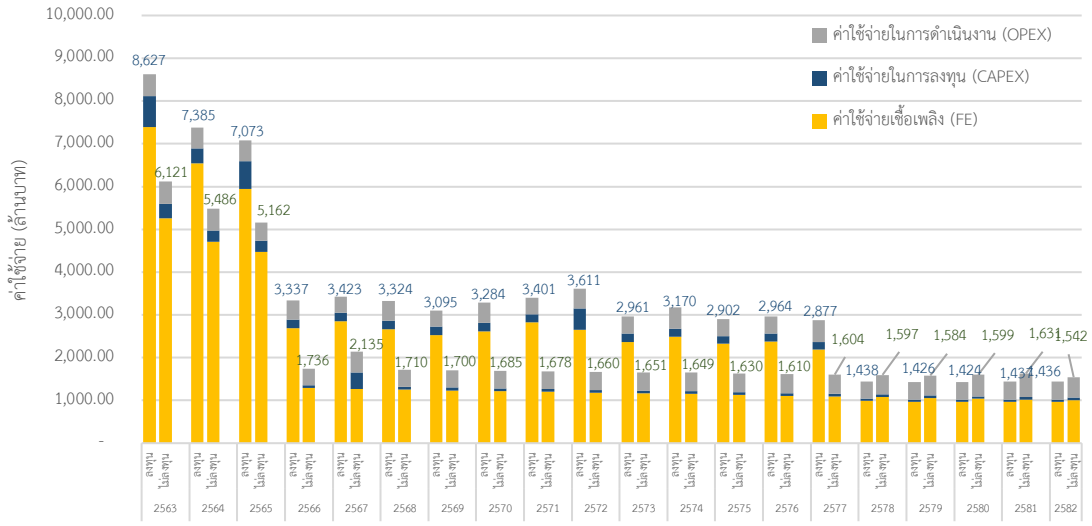
ค่าใช้จ่ายโรงไฟฟ้าที่แบ่งออกเป็น 3 ส่วน โดยส่วนแรกต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งแบบประเมินจะคำนวณโดยที่โรงไฟฟ้าชำระเท่ากับที่ได้รับกับคู่สัญญา ส่วนที่ 1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ซึ่งจะมีความแตกต่างกันระหว่าง 2 สถานการณ์จำลอง สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.4 โดยกรณีลงทุนนั้นจะมีการลงทุนเพิ่มจากปกติด้วยงบประมาณ 151 ล้านบาทและจะดำเนินการในปี พ.ศ. 2563

ตารางที่ 6.3 รายการค่าใช้จ่ายในการลงทุน ของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	ไม่ลงทุน	ลงทุน
งานก่อสร้าง	5	5
งานปันส่วน	15	15
งานปรับปรุงเพิ่มความยืดหยุ่น พร้อมระบบตรวจสอบสภาพอุปกรณ์	-	151
งานปรับปรุงระบบตรวจสอบระบบน้ำมันของหม้อแปลง	1.8	1.8
งานปรับปรุงระบบ Bushing ของหม้อแปลง	1.2	1.2
งานติดตั้งอุปกรณ์วิเคราะห์คุณภาพเชื้อเพลิง	4.3	4.3
งานขุดเจาะบ่อน้ำบาดาล	9.4	9.4
งานปรับปรุงระบบ Nozzle Spray	4.7	4.7

ค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า หากพิจารณาแยกเป็น 3 ส่วน คือค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการลงทุน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน จะพบว่าค่าใช้จ่ายหลักเป็นค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงแต่เนื่องด้วยมีทางคู่สัญญาเป็นผู้รับชำระให้ ส่วนของค่าใช้จ่ายที่ควรพิจารณาก็จะเป็น 2 ส่วนที่เหลือ

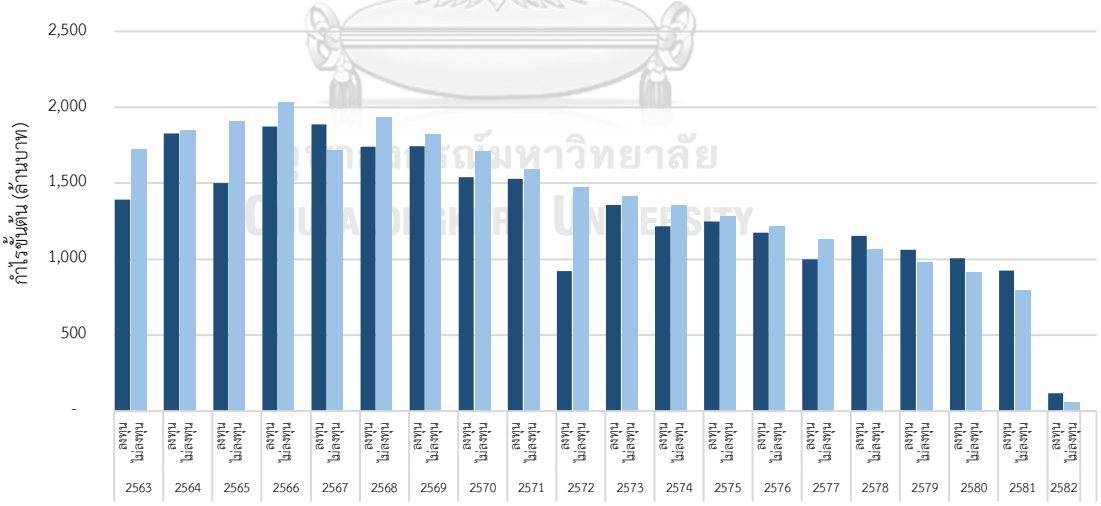


รูปที่ 6.4 ค่าประมาณค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน รายปีของโรงไฟฟ้า

จากรูปที่ 6.4 กล่าวได้ว่าเมื่อโรงไฟฟ้ามีการเดินเครื่องที่เพิ่มขึ้น ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพื่อดูแลอุปกรณ์จะเพิ่มสูงตาม ซึ่งจากการศึกษารายละเอียดของค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้าจะพบว่าโรงไฟฟ้ากรณีศึกษามีค่าใช้จ่ายของสัญญาจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาว (Long Term Service Agreement: LTSA) เป็นปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อค่าใช้จ่าย ถึงแม้ว่าการลงทุนจะสามารถลดค่าใช้จ่ายในผลิตและการบำรุงรักษา (การดำเนินงานปกติ) ลงไป 15% ก็ตาม

เมื่อคำนวณค่าใช้จ่ายเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ พ.ศ. 2562 ตามอัตราคิดลดในสมมติฐานของแบบประเมิน จะสามารถสรุปภาพรวมค่าใช้ของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา กรณีไม่ลงทุนมีค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิคิดเป็น 30,168 ล้านบาทและกรณีลงทุนที่ 46,627 ล้านบาท

จากผลประเมินรายได้และค่าใช้จ่ายของ 2 ทางเลือกการลงทุนนำมาสรุปเป็นกำไรขั้นต้นดังรูปที่ 6.5 จะเห็นได้ว่าในกรณีลงทุนเพิ่ม รายได้ที่โรงไฟฟ้าได้รับจากการเดินเครื่องเพิ่มขึ้นแต่ก็ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นเช่นกัน ซึ่งกำไรขั้นต้นของกรณีลงทุนค่าน้อยกว่าเมื่อเทียบกับกรณีไม่ลงทุน เนื่องจากโรงไฟฟ้ากรณีศึกษามีค่าใช้จ่ายจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาวกับคู่สัญญาซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่แปรผันกับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า เมื่อเดินเครื่องมากทำให้ค่าใช้จ่ายมากตามไปด้วย แต่หากโรงไฟฟ้าไม่มีสัญญาดังกล่าวผลประเมินข้างต้นอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้



รูปที่ 6.5 กำไรขั้นต้นรายปีของโรงไฟฟ้า

6.5 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์

จากผลการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าและการประมาณการพารามิเตอร์สำหรับแบบจำลองการประเมินการลงทุน การประเมินทางเศรษฐศาสตร์ภายใต้สมมติฐานการประเมินการลงทุนโดยที่มีมูลค่าคงเหลือทางบัญชีของโรงไฟฟ้าที่ 14,042 ล้านบาท มูลค่าหนี้สินคงเหลือ 8,442 ล้านบาท อัตราคิดลด 5.85% สามารถสรุปผลการประเมินของโรงไฟฟ้าในรูปของมูลค่าปัจจุบันสุทธิและอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการและของการลงทุนรวมการกู้ยืมและดอกเบี้ย สำหรับ 2 ทางเลือกในการลงทุนดังตารางที่ 6.4 และ 6.5 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.4 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	ไม่ลงทุน	ลงทุน
รายได้ปัจจุบันสุทธิ	47,952.22	62,691.92
ค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิ	31,400.43	47,270.42
เงินลงทุนเริ่มต้น (มูลค่าคงเหลือทางบัญชี)	14,042	
กำไรสุทธิ	2,509.79	1,379.50
อัตราผลตอบแทนภายใน	8.29%	7.17%

ตารางที่ 6.5 อัตราผลตอบแทนภายในของการลงทุนรวมการกู้ยืมและดอกเบี้ย

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	ลงทุน	ไม่ลงทุน
รายได้ปัจจุบันสุทธิ	47,952.22	62,691.92
เงินกู้เริ่มต้น (หนี้สินคงเหลือทางบัญชี)	8,442	
ค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิ	38,851.52	54,721.51
เงินลงทุนเริ่มต้น (มูลค่าคงเหลือทางบัญชี)	14,042	
กำไรสุทธิ	3,500.70	2,370.41
อัตราผลตอบแทนภายใน	14.03%	11.18%

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

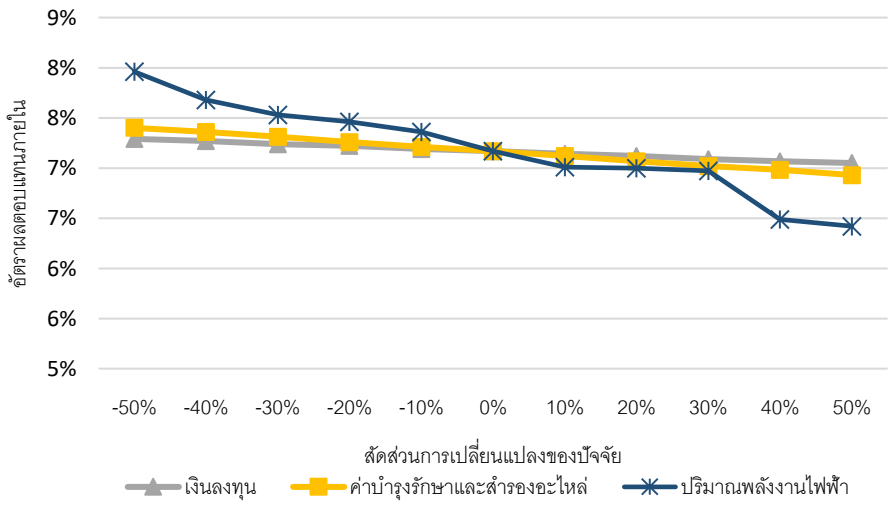
ตารางที่ 6.4 พบว่าสำหรับโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาไม่ควรลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่อง เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิกรณีไม่ลงทุนเท่ากับ 2,510 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน 8.29% ขณะที่กรณีลงทุนได้กำไรสุทธิเพียง 1,380 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน 5.30% อีกทั้งเมื่อพิจารณาการลงทุนรวมการกู้ยืมและอัตราดอกเบี้ยที่ 4.3% จากตารางที่ 6.5 พบว่ากรณีไม่ลงทุนมี

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ 3,501 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน 14.03% และกรณีลงทุนจะมีมูลค่าเพียง 2,370 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายใน 11.18%

จากผลการประเมินในรูปของมูลค่าปัจจุบันสุทธิและอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการและของการลงทุนรวมการกู้ยืมและดอกเบี้ยสำหรับโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาพบว่ากรณีไม่ลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้ามีผลประเมินทางเศรษฐศาสตร์ดีกว่ากรณีลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่อง เนื่องจากการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าย่อมมีค่าใช้จ่ายที่ต้องดูแลอย่างต่อเนื่องดังอธิบายในหัวข้อ 6.4

6.6 การวิเคราะห์ความไว

จากแบบจำลองการประเมินการลงทุนของงานวิจัยนี้ กล่าวได้ว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าเป็นปัจจัยหลักที่มีผลต่อการตัดสินใจลงทุนเนื่องจากเป็นปัจจัยที่นำมาประมาณการรายได้และค่าใช้จ่ายของโรงไฟฟ้า ซึ่งกรณีที่โรงไฟฟ้าพิจารณาเลือกลงทุนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าด้วยเงินลงทุน 151 ล้านบาท ผลการประเมินความคุ้มค่าคือไม่ควรลงทุนโครงการดังกล่าว ดังนั้นจึงพิจารณาในส่วนของการเปลี่ยนแปลงปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตรายปี เงินลงทุน รวมถึงการเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาและสำรองอะไหล่ ดังรูปที่ 6.6



รูปที่ 6.6 ผลการวิเคราะห์ความไว

จากรูปข้างต้นสรุปได้ว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตมีความไวต่อการตัดสินใจมากที่สุด รองลงมาเป็นค่าบำรุงรักษาและสำรองอะไหล่ และเงินลงทุนมีความไวน้อยที่สุด เหตุผลที่เลือกอีก 2 ปัจจัยนอกเหนือจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต เนื่องจากเป็นส่วนที่โรงไฟฟ้าสามารถประเมิน ต่อรอง และควบคุมด้วยตนเองได้

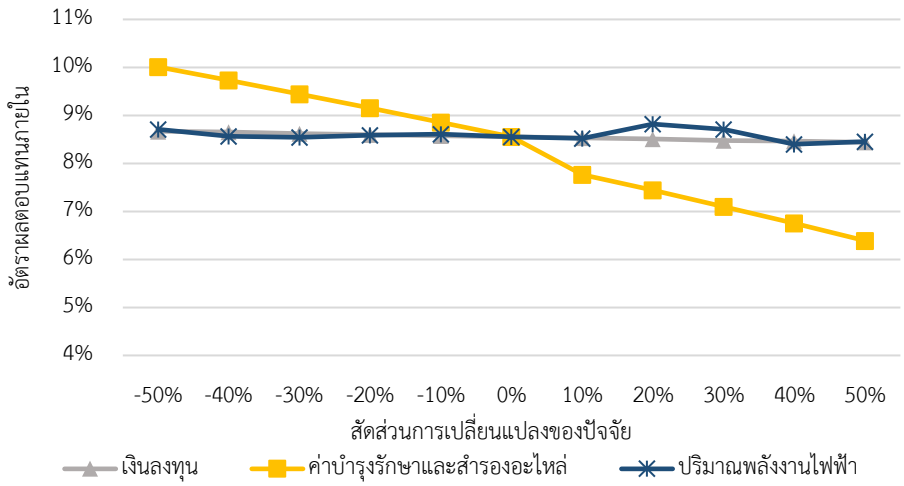
นอกจากนี้ตามที่ได้กล่าวข้างต้นว่าโรงไฟฟ้ามีค่าใช้จ่ายจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาวที่เป็นส่วนที่แปรผันกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต ซึ่งหากพิจารณาอย่างง่ายโดยยกเลิกสัญญาดังกล่าวและตั้งสมมติฐานว่าโรงไฟฟ้าจะไม่มีความเสี่ยงใดๆ ซึ่งจะมีค่าดำเนินการยกเลิกสัญญาอยู่ประมาณ 878 ล้านบาท (ผลรวมของค่าใช้จ่ายคงที่ของสัญญาปีละ 40.35 ล้านบาทระยะเวลา 20 ปี และบวกเพิ่มอีก 10% ตามเงื่อนไข) ซึ่งผลการประเมินอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการจะสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.6 โดยกำไรสุทธิของกรณีไม่ลงทุนยังคงสูงว่ากรณีลงทุน

ตารางที่ 6.6 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการกรณียกเลิกสัญญาจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาว

หน่วย: ล้านบาท

รายการ	ไม่ลงทุน	ลงทุน
รายได้ปัจจุบันสุทธิ	47,953.46	62,691.92
ค่าใช้จ่ายปัจจุบันสุทธิ	30,953.07	45,703.20
เงินลงทุนเริ่มต้น (มูลค่าคงเหลือทางบัญชี)	14,042	
กำไรสุทธิ	2,958.39	2,946.60
อัตราผลตอบแทนภายใน	8.64%	8.55%

ทั้งนี้หากวิเคราะห์ความไวของการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต เงินลงทุน และค่าบำรุงรักษาและสำรองอะไหล่จะได้ผลวิเคราะห์ดังรูปที่ 6.7 กล่าวได้ว่าเมื่อยกเลิกสัญญาดังกล่าวค่าบำรุงรักษาและสำรองอะไหล่มีความไวต่อการตัดสินใจมาก แต่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าและเงินลงทุนมีความไวต่อการตัดสินใจน้อย สามารถสรุปจากรูปได้ว่าหากกรณีลงทุนปรับปรุงโรงไฟฟ้าพร้อมยกเลิกสัญญาจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาว รวมถึงสามารถประหยัดค่าบำรุงรักษาได้เพิ่มขึ้น 10% เท่ากับว่าโครงการนี้เหมาะสมที่จะลงทุน ถึงแม้ว่าจะใช้เงินลงทุนที่ 151 ล้านบาท



รูปที่ 6.7 ผลการวิเคราะห์ความไวกรณียกเลิกสัญญาจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาว

บทที่ 7
สรุปผลและข้อเสนอแนะ

7.1 สรุปผล

งานวิจัยนี้นำเสนอกรอบความคิดและขั้นตอนการประเมินความคุ้มค่าการลงทุนปรับปรุงเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมภายใต้กรอบของสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับคู่สัญญา ซึ่งสามารถใช้เป็นต้นแบบสำหรับโรงไฟฟ้าอื่นๆในการตัดสินใจและช่วยลดความเสี่ยงในการลงทุนได้ รวมถึงสามารถใช้ติดตามผลการดำเนินการของโรงไฟฟ้าและยังสามารถนำมาปรับใช้ในการประเมินความคุ้มค่าการลงทุนอื่นๆของโรงไฟฟ้าได้

กรอบความคิดนี้เกิดจากรูปแบบความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าเปลี่ยนแปลงโรงไฟฟ้าเดิมที่คงอยู่จะต้องรับมือกับสถานะการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป ซึ่งการพิจารณาการดำเนินการของโรงไฟฟ้าจำเป็นต้องคำนึงถึงแนวโน้มและแผนการผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก ดังนั้นเพื่อให้การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโรงไฟฟ้ามีความแม่นยำ จึงต้องมีการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจะได้ผลิตร่วมด้วย โดยอาศัยตัวแปรอิสระที่มีความสัมพันธ์ ได้แก่ 1) จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ 2) ค่าความร้อนของโรงไฟฟ้า 3) สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 4) อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ ซึ่งการสรุปสมการพยากรณ์ที่เหมาะสมกับการเดินเครื่องในแต่ละช่วงของงานวิจัย จะพิจารณาผลทดสอบทางสถิติของแต่ละปัจจัยจากการวิเคราะห์ถดถอยพหุคูณว่ามีความสัมพันธ์กับการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าในช่วงนั้นๆหรือไม่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

นอกจากนี้ หลักการคำนวณจำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่าของกังหันก๊าซยังสามารถใช้ประกอบการพิจารณาเลือกประเภทงานบำรุงรักษาให้เหมาะสมกับรูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าและควบคุมค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

อย่างไรก็ตาม จากข้อมูลของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษาและผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์สรุปได้ว่าการลงทุนเพิ่มความยืดหยุ่นในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้านี้ไม่เหมาะสม เนื่องจากการลงทุน ทำให้กำไรสุทธิตลอดอายุที่พิจารณาลดลง ทั้งนี้ หากมีข้อจำกัดของระบบไฟฟ้าและสมมติฐานการพยากรณ์พลังงานไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลง ผลการประเมินนี้อาจมีการเปลี่ยนแปลงตามไป

จากการศึกษาภาพรวมของระบบไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าจะได้ผลิตนั้น สำหรับปัจจัยภายนอกไม่ได้ขึ้นเพียงกับอัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ หรือ สัดส่วนกำลังผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเท่านั้น แต่ยังคงมีความพร้อมและแผนการดำเนินงานของระบบส่งในพื้นที่เข้ามาเกี่ยวข้อง เช่น หากระบบส่งที่คาดการณ์ว่าจะปรับปรุงแล้วเสร็จในปี พ.ศ. 2566 มีเหตุทำให้เกิดความล่าช้า โรงไฟฟ้าที่นำมาเป็นกรณีศึกษาอาจจะมีโอกาสเดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้และจะเป็นจุดเปลี่ยนในการตัดสินใจในการลงทุนโครงการดังกล่าว

อีกทั้งการวิเคราะห์ความไวของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา โดยพิจารณาจากปัจจัยที่โรงไฟฟ้าสามารถประเมินและต่อรองได้ ตัวอย่างเช่น เงินลงทุน และค่าบำรุงรักษาและสำรองอะไหล่ พบว่ารูปแบบโครงสร้างรายได้และค่าใช้จ่ายปัจจุบันของโรงไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตถือว่ามีความไวต่อการตัดสินใจมากที่สุด แต่หากโรงไฟฟ้าพิจารณายกเลิกสัญญาการจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาวที่มีการแปรผันตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต การลงทุนภายใต้สมมติฐานการลงทุนของกรณีศึกษาสามารถเปลี่ยนผลการประเมินในการตัดสินใจได้เมื่อสามารถลดค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาและสำรองอะไหล่ได้เพิ่มขึ้นอย่างน้อย 10%

7.2 ประโยชน์ที่ได้รับ

1. แนวคิดและกรอบการดำเนินการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนของโรงไฟฟ้า
2. ขั้นตอนการประเมิน องค์ประกอบข้อมูล รายการที่จำเป็นต้องใช้ในแบบประเมิน รวมถึงตัวแปรและสมการที่ใช้ประเมิน
3. แนวคิดการพยากรณ์ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า
4. ผลการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และสามารถติดตามผลการดำเนินงานรายปี

7.3 ข้อจำกัดแบบประเมิน

1. สมการคำนวณข้อมูลทางเทคนิคในแบบประเมินในงานวิจัยจะเหมาะสำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประเภทเพลาผสม (Multi-Shaft Combined Cycle Power Plant)
2. การประเมินไม่มีการพิจารณาในมุมของการลดจำนวนพนักงานและมีอัตราเพิ่มของเงินเดือนทุกปี
3. ความแม่นยำจะแปรผันตามผลของการพยากรณ์ปัจจัยสำคัญที่นำมาวิเคราะห์

7.4 ข้อเสนอแนะในการทำวิจัย

การดำเนินการตามกรอบความคิดและขั้นตอนของงานวิจัยนี้ต้องอาศัยความเข้าใจความสัมพันธ์ของข้อมูลที่เกี่ยวข้อง ไม่ว่าจะเป็นข้อจำกัด เงื่อนไขตามสัญญาซื้อขายของโรงไฟฟ้าและการติดตามความสามารถของระบบส่งในพื้นที่ของโรงไฟฟ้าเอง ดังนั้นสิ่งที่ควรพิจารณาเพิ่มเติมมีดังนี้

1. ควรมีการศึกษาและติดตามแนวโน้มความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าและความสามารถของระบบส่งอย่างต่อเนื่อง เพื่อวิเคราะห์สถานะการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า
2. เนื่องจากปัจจัยหลักที่มีผลต่อการประเมิน คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้า หากมีการปรับปรุงข้อมูลแผนผลิตพลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ค่าพยากรณ์ของแบบประเมินจะมีความผิดพลาดน้อยลงได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายการตัวย่อ

ตัวย่อ	ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	ชื่อเต็มภาษาไทย
AAH	Achieved Availability Hour	ชั่วโมงความพร้อมจ่ายจริง
AC	Achieved Capacity	กำลังผลิตจริง
AHR	Actual Heat Rate	ค่าความร้อนจริง
AP	Availability Payment	รายได้ความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า
BAC	Base Availability Credit	ค่าความพร้อมจ่ายตามหน่วยการผลิต
CAH	Contracted Availability Hour	ชั่วโมงความพร้อมจ่ายตามสัญญา
CC	Contracted Capacity	กำลังผลิตตามสัญญา
CDC	Contrable Demand Capacity	ปริมาณเชื้อเพลิงขั้นต่ำ
CI	Combustion Inspection	งานตรวจสอบเฉพาะส่วนเผาไหม้
COC	Contract Operating Characteristic	คุณลักษณะการทำงานของหน่วยผลิตไฟฟ้าตามร่างสัญญา
DCC	Dependable Contracted Capacity	กำลังผลิตพึงได้ตามสัญญา
DDF	Deduction of Dispatch Failure	บทปรับที่เกิดจากการไม่สามารถปฏิบัติได้ตามคำสั่งของศูนย์ควบคุมฯ
DRA	Deduction of Reduced Availability	บทปรับที่เกดจากความไม่พร้อมต่อหน่วยการผลิต
DSN	Deduction of Short Notice	บทปรับที่เกิดจากการแจ้งความไม่พร้อมล่าช้า
EOH	Equivalent Operating Hour	จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องสะสมเทียบเท่า
EP	Energy Payment	รายได้เชื้อเพลิง
FAP	Full Availability Payment	รายได้ความพร้อมจ่ายพึงได้
FC	Fuel Cost	ต้นทุนเชื้อเพลิง
FP	Fuel Payment	ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง
GDP	Gross Domestic Product Growth	อัตราการเติบโตของเศรษฐกิจ
GHR	Guarantee Heat Rate	ค่าความร้อนรับรอง
HR	Heat Rate	ค่าวามร้อน
IPP	Independent Power Producer	ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่
IPS	Independent Power Supplier	ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้งานเอง
LTSA	Long Term Service Agreement	สัญญาจัดหาอะไหล่และบำรุงรักษาระยะยาว
MO	Major Overhaul	งานบำรุงรักษาใหญ่
NAG	Net Actual Generation	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจริง
OEM	Original Equipment Manufacturer	ผู้ผลิตเครื่องจักร
PDF	Power Development Fund	กองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้า
POH	Planned Outage Hour	จำนวนชั่วโมงงานบำรุงรักษาตามแผน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตัวย่อ	ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	ชื่อเต็มภาษาไทย
PPA	Power Purchase Agreement	สัญญาซื้อขายไฟฟ้า
SH	Service Hour	จำนวนชั่วโมงเดินเครื่องเสริมระบบ
SP	Startup Fuel Payment	รายได้จากการขนานเครื่องเข้าระบบ
SPP	Small Power Producer	ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก
TDC	Tariff Demand Charge	ค่าผ่านท่อ
UOH	Unplanned Outage Hour	จำนวนชั่วโมงงานบำรุงรักษานอกแผน
VOM	Variable Operation and Maintenance	ค่าใช้จ่ายแปรผันในการผลิตและบำรุงรักษา
VSPP	Very Small Power Producer	ผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางสถิติ Durbin-Watson

Significance Points of d_L and d_U : 5%

	$k'=1$		$k'=2$		$k'=3$		$k'=4$		$k'=5$	
n	d_L	d_U	d_L	d_U	d_L	d_U	d_L	d_U	d_L	d_U
15	1.08	1.36	0.95	1.54	0.82	1.75	0.69	1.97	0.56	2.21
16	1.10	1.37	0.98	1.54	0.86	1.73	0.74	1.93	0.62	2.15
17	1.13	1.38	1.02	1.54	0.90	1.71	0.78	1.90	0.67	2.10
18	1.16	1.39	1.05	1.53	0.93	1.69	0.82	1.87	0.71	2.06
19	1.18	1.40	1.08	1.53	0.97	1.68	0.86	1.85	0.75	2.02
20	1.20	1.41	1.10	1.54	1.00	1.68	0.90	1.83	0.79	1.99
21	1.22	1.42	1.13	1.54	1.03	1.67	0.93	1.81	0.83	1.96
22	1.24	1.43	1.15	1.54	1.05	1.66	0.96	1.80	0.86	1.94
23	1.26	1.44	1.17	1.54	1.08	1.66	0.99	1.79	0.90	1.92
24	1.27	1.45	1.19	1.55	1.10	1.66	1.01	1.78	0.93	1.90
25	1.29	1.45	1.21	1.55	1.12	1.66	1.04	1.77	0.95	1.89
26	1.30	1.46	1.22	1.55	1.14	1.65	1.06	1.76	0.98	1.88
27	1.32	1.47	1.24	1.56	1.16	1.65	1.08	1.76	1.01	1.86
28	1.33	1.48	1.26	1.56	1.18	1.65	1.10	1.75	1.03	1.85
29	1.34	1.48	1.27	1.56	1.20	1.65	1.12	1.74	1.05	1.84
30	1.35	1.49	1.28	1.57	1.21	1.65	1.14	1.74	1.07	1.83
31	1.36	1.50	1.30	1.57	1.23	1.65	1.16	1.74	1.09	1.83
32	1.37	1.50	1.31	1.57	1.24	1.65	1.18	1.73	1.11	1.82
33	1.38	1.51	1.32	1.58	1.26	1.65	1.19	1.73	1.13	1.81
34	1.39	1.51	1.33	1.58	1.27	1.65	1.21	1.73	1.15	1.81
35	1.40	1.52	1.34	1.58	1.28	1.65	1.22	1.73	1.16	1.80
40	1.44	1.54	1.39	1.60	1.34	1.66	1.29	1.72	1.23	1.79
45	1.48	1.57	1.43	1.62	1.38	1.67	1.34	1.72	1.29	1.78
50	1.50	1.59	1.46	1.63	1.42	1.67	1.38	1.72	1.34	1.77
55	1.53	1.60	1.49	1.64	1.45	1.68	1.41	1.72	1.38	1.77
60	1.55	1.62	1.51	1.65	1.48	1.69	1.44	1.73	1.41	1.77
65	1.57	1.63	1.54	1.66	1.50	1.70	1.47	1.73	1.44	1.77
70	1.58	1.64	1.55	1.67	1.52	1.70	1.49	1.74	1.46	1.77
75	1.60	1.65	1.57	1.68	1.54	1.71	1.51	1.74	1.49	1.77
80	1.61	1.66	1.59	1.69	1.56	1.72	1.53	1.74	1.51	1.77
85	1.62	1.67	1.60	1.70	1.57	1.72	1.55	1.75	1.52	1.77
90	1.63	1.68	1.61	1.70	1.59	1.73	1.57	1.75	1.54	1.78
95	1.64	1.69	1.62	1.71	1.60	1.73	1.58	1.75	1.56	1.78
100	1.65	1.69	1.63	1.72	1.61	1.74	1.59	1.76	1.57	1.78

Significance Points of d_L and d_U : 1%

	$k'=1$		$k'=2$		$k'=3$		$k'=4$		$k'=5$	
n	d_L	d_U	d_L	d_U	d_L	d_U	d_L	d_U	d_L	d_U
15	0.81	1.07	0.70	1.25	0.59	1.46	0.49	1.70	0.39	1.96
16	0.84	1.09	0.74	1.25	0.63	1.44	0.53	1.66	0.44	1.90
17	0.87	1.10	0.77	1.25	0.67	1.43	0.57	1.63	0.48	1.85
18	0.90	1.12	0.80	1.26	0.71	1.42	0.61	1.60	0.52	1.80
19	0.93	1.13	0.83	1.26	0.74	1.41	0.65	1.58	0.56	1.77
20	0.95	1.15	0.86	1.27	0.77	1.41	0.68	1.57	0.60	1.74
21	0.97	1.16	0.89	1.27	0.80	1.41	0.72	1.55	0.63	1.71
22	1.00	1.17	0.91	1.28	0.83	1.40	0.75	1.54	0.66	1.69
23	1.02	1.19	0.94	1.29	0.86	1.40	0.77	1.53	0.70	1.67
24	1.04	1.20	0.96	1.30	0.88	1.41	0.80	1.53	0.72	1.66
25	1.05	1.21	0.98	1.30	0.90	1.41	0.83	1.52	0.75	1.65
26	1.07	1.22	1.00	1.31	0.93	1.41	0.85	1.52	0.78	1.64
27	1.09	1.23	1.02	1.32	0.95	1.41	0.88	1.51	0.81	1.63
28	1.10	1.24	1.04	1.32	0.97	1.41	0.90	1.51	0.83	1.62
29	1.12	1.25	1.05	1.33	0.99	1.42	0.92	1.51	0.85	1.61
30	1.13	1.26	1.07	1.34	1.01	1.42	0.94	1.51	0.88	1.61
31	1.15	1.27	1.08	1.34	1.02	1.42	0.96	1.51	0.90	1.60
32	1.16	1.28	1.10	1.35	1.04	1.43	0.98	1.51	0.92	1.60
33	1.17	1.29	1.11	1.36	1.05	1.43	1.00	1.51	0.94	1.59
34	1.18	1.30	1.13	1.36	1.07	1.43	1.01	1.51	0.95	1.59
35	1.19	1.31	1.14	1.37	1.08	1.44	1.03	1.51	0.97	1.59
40	1.25	1.34	1.20	1.40	1.15	1.46	1.10	1.52	1.05	1.58
45	1.29	1.38	1.24	1.42	1.20	1.48	1.16	1.53	1.11	1.58
50	1.32	1.40	1.28	1.45	1.24	1.49	1.20	1.54	1.16	1.59
55	1.36	1.43	1.32	1.47	1.28	1.51	1.25	1.55	1.21	1.59
60	1.38	1.45	1.35	1.48	1.32	1.52	1.28	1.56	1.25	1.60
65	1.41	1.47	1.38	1.50	1.35	1.53	1.31	1.57	1.28	1.61
70	1.43	1.49	1.40	1.52	1.37	1.55	1.34	1.58	1.31	1.61
75	1.45	1.50	1.42	1.53	1.39	1.56	1.37	1.59	1.34	1.62
80	1.47	1.52	1.44	1.54	1.42	1.57	1.39	1.60	1.36	1.62
85	1.48	1.53	1.46	1.55	1.43	1.58	1.41	1.60	1.39	1.63
90	1.50	1.54	1.47	1.56	1.45	1.59	1.43	1.61	1.41	1.64
95	1.51	1.55	1.49	1.57	1.47	1.60	1.45	1.62	1.42	1.64
100	1.52	1.56	1.50	1.58	1.48	1.60	1.46	1.63	1.44	1.65

บรรณานุกรม

Abele, E., Liebeck, T., & Wörn, A. (2006). Measuring flexibility in investment decisions for manufacturing systems. *CIRP annals, 55*(1), 433-436.

Adiansyah, J. S., Rosano, M., Biswas, W., & Haque, N. (2017). Life cycle cost estimation and environmental valuation of coal mine tailings management. *Journal of Sustainable Mining, 16*(3), 114-125.

Aldersey-Williams, J., & Rubert, T. (2019). Levelised cost of energy–A theoretical justification and critical assessment. *Energy Policy, 124*, 169-179.

Alrwashdeh, S. S., & Ammari, H. (2019). Life cycle cost analysis of two different refrigeration systems powered by solar energy. *Case Studies in Thermal Engineering, 16*, 100559.

Aminov, R., & Kozhevnikov, A. (2014). Estimating the influence of intermittent operation on the change of life of a gas turbine. *Electric power systems research, 107*, 153-157.

Bhuiyan, M., Asgar, M. A., Mazumder, R., & Hussain, M. (2000). Economic evaluation of a stand-alone residential photovoltaic power system in Bangladesh. *Renewable Energy, 21*(3-4), 403-410.

Bianco, V., Manca, O., & Nardini, S. (2009). Electricity consumption forecasting in Italy using linear regression models. *Energy, 34*, 1413-1421.

Chan, A., Keoleian, G., & Gabler, E. (2008). Evaluation of life-cycle cost analysis practices used by the Michigan Department of Transportation. *Journal of Transportation Engineering, 134*(6), 236-245.

David, B. (2020). *Process Industry Economics* (Second Ed.): Elsevier.

Dhavale, D. G., & Sarkis, J. (2018). Stochastic internal rate of return on investments in sustainable assets generating carbon credits. *Computers & Operations Research, 89*, 324-336.

Dhillon, B. S. (2009). *Life Cycle Costing for Engineers*: CRC Press.

EGAT. (2019). *Annual Report*. Retrieved from https://www.egat.co.th/en/images/annual-report/2019/annual-report-2019-en.pdf

EGAT. (2020). Statistical Data, Energy Sales, Gross Energy and Purchase. Retrieved from https://www.egat.co.th/en/information/statistical-data,

Egelioglu, F., Mohamad, A. A., & Guven, H. (2001). Economic variables and electricity consumption in Northern Cyprus. *Energy, 26*, 355-362.

El-Kordy, M., Badr, M., Abed, K., & Ibrahim, S. M. (2002). Economical evaluation of electricity generation considering externalities. *Renewable Energy, 25*(2), 317-328.

EPPO. (2019). *Thailand Power Development Plan 2018 – 2037*. Retrieved from http://www.eppo.go.th/images/Infromation_service/public_relations/PDP2018/PDP2018Rev1.pdf

EPPO. (2020). Electricity Statistic. Retrieved from http://www.eppo.go.th/index.php/en/en-energystatistics/electricity-statistic

Fraser, N. M., & Jewkes, E. M. (2013). *Engineering economics: Financial decision making for engineers*: Pearson Canada Inc.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Fuller, S., & Steve, P. (1996). *LIFE-CYCLE COSTING MANUAL for the Federal Energy Management Program, NIST Handbook 135, 1995 Edition*. Retrieved from

Goodacre, S., & McCabe, C. (2002). An introduction to economic evaluation. *Emergency Medicine Journal: EMJ, 19*(3), 198.

Hanke, J. E., & Wichern, D. W. (2014). *Business Forecasting* (Ninth ed.): Pearson.

Hu, G., & Bidanda, B. (2009). Modeling sustainable product lifecycle decision support systems. *International Journal of Production Economics, 122*(1), 366-375.

Joskow, P. L. (2006). Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. *AEI-Brookings Joint Center Working Paper*(06-14).

Keatley, P., Shibli, A., & Hewitt, N. (2013). Estimating power plant start costs in cyclic operation. *Applied energy, 111*, 550-557.

Koen, R., & Hollaway, J. (2014). Application of multiple regression analysis to forecasting South Africa's electricity demand. *Journal of Energy in Southern Africa, 25*, 48-58.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Kumar, R. (2015). *Valuation: theories and concepts*: Academic Press.

McConnell, C. R., Brue, S. L., & Flynn, S. M. (2009). *Econimics*: McGraw-Hill.

Mohamed, Z., & Bodger, P. (2005). Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables. *Energy, 30*, 1833-1843.

Nag, P. K. (2014). *Power plant engineering*: Tata McGraw-Hill Education.

Newnan, D. G., Eschenbach, T., & Lavelle, J. P. (2004). *Engineering economic analysis* (Vol. 2): Oxford University Press.

Raja, A., Srivastava, A. P., & Dwivedi, M. (2006). *Power plant engineering*: New Age International (P) Ltd.

Ross, S., Westerfield, R., Jaffe, J., & Jordan, B. (2018). *Corporate Finance core principle & applications* (Fifth ed.): Mc Graw Hill Education.

System Operator, T. (Producer). Electricity daily consumption.

Vazquez, A., & Iglesias, G. (2015). LCOE (levelised cost of energy) mapping: a new geospatial tool for tidal stream energy. *Energy, 91*, 192-201.

Wang, H. (2018). Life-cycle analysis of repair of concrete pavements. In *Eco-Efficient Repair and Rehabilitation of Concrete Infrastructures* (pp. 723-738): Elsevier.

Windrum, P., & Birchenhall, C. (1998). Is product life cycle theory a special case? Dominant designs and the emergence of market niches through coevolutionary-learning. *Structural Change and Economic Dynamics, 9*(1), 109-134.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

WorldBank. (April 2019). *Commodity Markets Outlook*. Retrieved from

Zwebek, A., & Pilidis, P. (2004). Degradation effects on combined cycle power plant performance—Part III: Gas and steam turbine component degradation effects. *J. Eng. Gas Turbines Power, 126*(2), 306-315.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	น.ส. พรสุดา พฤฒพงษ์
วัน เดือน ปี เกิด	3 พ.ค. 2537
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University