การกำหนดราคาในตลาดการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

นายทวิรท เจนจบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2563
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Pricing in Energy Trading Market for Excess Capacity between Small Power Producers and Provincial Electricity Authority

Mr. Tawirot Jenjob

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

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

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การกำหนดราคาในตลาดการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
โดย	นายทวิรท เจนจบ
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(อาจารย์ ดร.พิสิษฐ์พล จิรพงศานานุรักษ์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์)

..... กรรมการ
(ดร.สิริภา จุลกาญจน์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.อรรถ พยอมหอม)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ทวิรท เจนจบ : การกำหนดราคาในตลาดการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. (Pricing in Energy Trading Market for Excess Capacity between Small Power Producers and Provincial Electricity Authority) อ.ที่ปรึกษาหลัก : รศ. ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

เนื่องด้วยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งรวมในช่วง Peak สำหรับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ที่ใช้ในการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในปัจจุบัน ยังคงมีค่าค่อนข้างสูง รวมถึงภาครัฐได้ประกาศรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Firm ระบบ Cogeneration ที่ระบบส่งจ่าย ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ที่การเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก กับสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี โดยพิจารณามาตรฐานด้านพิกัดแรงดัน ปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (พ.ศ. 2559) เพื่อเพิ่มทางเลือกในการซื้อพลังงานไฟฟ้า และลดค่าใช้จ่ายของ กฟภ.

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเสนอรูปแบบ และกลไกการกำหนดราคาตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภท Firm ระบบ Cogeneration และ กฟภ. ทั้งนี้ปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจะคำนวณจากปริมาณที่เหลือจากการขายพลังงานไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ตามสัญญา และลูกค้าในอุตสาหกรรมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก นอกจากนี้ราคาซื้อขายกำลังไฟฟ้าจะถูกกำหนดด้วยวิธีการประมูลแบบทางเดียว (Single-Sided Auction) โดยใช้วิธีการหาค่าเฉลี่ยของการประมูลระหว่างแบบ Uniform-Price Auction และ Pay-as-Bid Auction ซึ่งเป็นวิธีที่สร้างผลประโยชน์ต่อทั้งสองฝ่าย ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือนี้จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในการซื้อพลังงานไฟฟ้าของ กฟภ. และช่วยเพิ่มรายได้ให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2563 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

6170370421 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: Provincial Electricity Authority, Electricity Trading Market, Excess Capacity, Small Power Producer, Pay-as-Bid Auction, Uniform-Price Auction

Tawirot Jenjob : Pricing in Energy Trading Market for Excess Capacity between Small Power Producers and Provincial Electricity Authority. Advisor: Assoc. Prof. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D.

The total wholesale tariff in the peak period for the Provincial Electricity Authority (PEA) used to purchase electricity from the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) at present is still quite high. In addition, the government has announced the purchase of electricity from the Small Power Producer (SPP), firm cogeneration system at the distribution system, the voltage level of 115 kV at the connection between the SPP's plants and PEA's power station. The target area of this electricity purchase is in the area of Provincial Electricity Authority Region 2 (Central Region), Chonburi Province. The standard of voltage rating and the power capacity in transmission lines are considered according to the power grid connection requirements of the Provincial Electricity Authority (PEA) (2016). This electricity purchase help increase options to purchase electricity and to reduce the costs of PEA.

This thesis proposes the pricing mechanism for the purchase and sale of the remaining power of SPP, firm cogeneration system, with PEA. The remaining power will be calculated from the remaining amount from the sale of electricity to EGAT. In addition, the power purchase price is determined by a single-sided auction method by using the average method between auction Uniform-Price Auction and Pay-as-Bid Auction, which are a mutually beneficial method.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

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

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

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากความอนุเคราะห์ และความช่วยเหลืออย่างดียิ่งจาก รองศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนทธ์ ที่ได้ให้ความช่วยเหลือ เอาใจใส่ และให้คำปรึกษาอันเป็นประโยชน์แก่ข้าพเจ้าเป็นอย่างดีตลอดการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบ และแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ ดร.พิสิษฐ์พล จิรพงศานานุรักษ์ ดร.สิริภา จุลกาญจน์ และดร.อรรถ พยอมหอม ที่ได้สละเวลาให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนเสร็จสมบูรณ์

ขอขอบพระคุณ กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า กองวิศวกรรมและวางแผน ฝ่ายวิศวกรรมและบริการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่กรุณาเอื้อเฟื้อให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งในการทำวิทยานิพนธ์

ขอขอบคุณทุนการศึกษาระดับบัณฑิตศึกษาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในโครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่าง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่สนับสนุนทุนการศึกษาแก่ข้าพเจ้าในการศึกษาต่อในระดับปริญญาโท หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ณ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ตลอดจนจบการศึกษา

และขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่สนับสนุน และให้กำลังใจข้าพเจ้าตลอดมา วิทยานิพนธ์ฉบับนี้คงสำเร็จลุล่วงไม่ได้เลยหากขาดการสนับสนุน และกำลังใจที่ยิ่งใหญ่เหล่านี้ ขอขอบคุณเพื่อน ๆ ในห้องวิจัย PSRL ทุกคน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง นายภิคเนตร อังอภิวัชร์ชวาล นิสิตระดับปริญญาเอก ที่คอยให้คำปรึกษา และคำแนะนำแก่ข้าพเจ้าเป็นอย่างดี สุดท้ายนี้ขอขอบคุณความมุ่งมั่น และความพยายามของตัวข้าพเจ้าเอง ที่ฟันฝ่าปัญหาและความเหน็ดเหนื่อยอย่างไม่ย่อท้อจนวิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

ทวิรท เจนจบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฎ

สารบัญรูปภาพ ..... ฐ

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 3

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 4

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน 4

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 5

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 5

1.6.1 งานวิจัยที่ใช้หลักการประมูลในการกำหนดราคาตลาดไฟฟ้า 5

1.6.2 งานวิจัยที่ใช้หลักการ Optimization ในการกำหนดราคาตลาด 7

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 8

บทที่ 2 โครงสร้างระบบไฟฟ้า และตลาดการซื้อขายไฟฟ้า 9

2.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้า (Power System Structure) 9

2.1.1 เหตุผลในการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง 9

2.1.2 โครงสร้างก่อนมีการแปรรูประบบไฟฟ้า 9

2.1.3 โครงสร้างหลังจากมีการแปรรูประบบไฟฟ้า 10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2 ผู้เล่นที่น่าสนใจจากการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้า (Interesting Players) 12
2.3 รูปแบบตลาดการซื้อขายไฟฟ้า (Market Model) 13
2.3.1 การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง (Centralized Pool Model) 13
2.3.2 การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract Model) 15
2.3.3 การซื้อขายไฟฟ้าแบบผสม (Hybrid Model) 16
2.4 รูปแบบการแข่งขัน (Competitive Structure) 17
2.4.1 รูปแบบการแข่งขันแบบผูกขาด (Monopoly) 17
2.4.2 รูปแบบการแข่งขันผ่านตัวแทนจัดซื้อ (Purchasing Agency) 18
2.4.3 รูปแบบการแข่งขันแบบขายส่ง (Wholesale Competition) 19
2.4.4 รูปแบบการแข่งขันแบบขายปลีก (Retail Competition) 20
บทที่ 3 ทฤษฎีการประมูล 22
3.1 ปัจจัยในการออกแบบการประมูล (Factors in Auction Design) 22
3.1.1 กฎในการเสนอราคาประมูล (Bidding Rule) 22
3.1.1.1 การประมูลแบบเสนอราคาได้หลายครั้ง (Dynamic Auction) 22
3.1.1.2 การประมูลแบบเสนอราคาได้เพียงครั้งเดียว (Single-Round Auction) 22
3.1.2 กฎของราคา (Pricing Rule) 23
3.1.2.1 ราคาอันดับที่หนึ่ง (First-Price) 23
3.1.2.2 ราคาอันดับที่สอง (Second-Price) 23
3.2 รูปแบบการประมูลแบบทางเดียว (Standard Single-Unit Auction Models) 23
3.2.1 การประมูลแบบราคาจากน้อยไปมาก (Ascending-Bid Auction) 23
3.2.2 การประมูลแบบราคาจากมากไปน้อย (Descending-Bid Auction) 25
3.2.3 การประมูลแบบปิดผนึกโดยใช้ราคาที่สูงสุด (First-Price Sealed-Bid Auction) 26
3.2.4 การประมูลแบบปิดผนึกโดยใช้ราคาสูงอันดับที่สอง (Second-Price Sealed-Bid Auction) 27

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.3 การประมูลแบบปิดผลึกแบบหลายหน่วยของสินค้าซึ่งมีลักษณะเหมือนกัน (Multi-unit Sealed-Bid Auction of Homogeneous Items) 28
3.3.1 การประมูลแบบจ่ายตามราคาที่เสนอประมูล (Discrimination Auction) 29
3.3.2 การประมูลแบบจ่ายในราคาที่เท่ากัน (Uniform-Price Auction) 31
บทที่ 4 หลักการหาค่าความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ 33
4.1 อัตราโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง 33
4.1.1 อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm 33
4.1.2 อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่สิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 38
4.1.3 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งสำหรับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 40
4.2 ค่าบริการกรณีเกิดความไม่สมดุล (Imbalance) 41
4.2.1 การกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ในต่างประเทศ 41
4.2.2 การคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าคิดเงินอัตรา Imbalance ระหว่าง กฟผ. และ SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm 49
4.2.3 การคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้า Imbalance ระหว่าง กฟผ. และ SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm 50
4.3 การปรับค่าของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) 51
4.4 การหาอัตราส่วนลด (Discount Rate) 52
4.5 การหาอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) 53
4.6 อัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weight Average Cost of Capital: WACC) 55
4.7 การหาอัตราผลตอบแทนของกิจการ (Return on Invested Capital: ROIC) 57
บทที่ 5 การคำนวณหาราคาที่เหมาะสมสำหรับกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP 58
5.1 สถานภาพของ SPP ทั้งหมดที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย 58
5.2 รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP 62
5.2.1 การออกแบบรูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ SPP 63

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.2.2 การออกแบบอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP 65
5.3 การคัดเลือกโรงไฟฟ้า SPP จากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 66
5.4 การกำหนดราคาซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ 69
5.5 การออกแบบการจัดการกำลังไฟฟ้ากรณีเกิด Imbalance 72
5.6 การกำหนดอัตราค่าบริการในกรณีเกิด Imbalance 76
5.6.1 กรอบแนวคิดสำหรับกำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และกลไกราคา 76
5.6.2 แนวทางการกำหนดหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขเมื่อ SPP ที่ชนะการประมูลเป็นต้นเหตุในการเกิด Imbalance 78
5.7 การคำนวณหาประโยชน์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้รับ 80
5.7.1 การคำนวณรายจ่ายของ กฟภ. ในระบบทดสอบ 80
5.7.2 การคำนวณหาผลตอบแทนจากการลงทุนของ กฟภ. ในระบบทดสอบ 82
บทที่ 6 ผลการทดสอบ 84
6.1 ผลการทดสอบรูปแบบจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือ (Market Model) 84
6.2 ผลการทดสอบการตรวจสอบทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) 102
บทที่ 7 สรุปผลและข้อเสนอแนะ 118
7.1 สรุปผลการวิจัย 118
7.2 ข้อเสนอแนะ 119
บรรณานุกรม 121
ภาคผนวก 125
ประวัติผู้เขียน 144

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3.1 ตารางการประมูลแบบ Ascending-Bid Auction 24

ตารางที่ 3.2 ตารางการประมูลแบบ Descending-Bid Auction 25

ตารางที่ 3.3 ตารางการประมูลแบบ First-Price Sealed-Bid Auction 26

ตารางที่ 3.4 ตารางการประมูลแบบ Second-Price Sealed-Bid Auction 27

ตารางที่ 3.5 ตารางการประมูลแบบ Multi-unit Sealed-Bid Auction of Homogeneous Items 28

ตารางที่ 4.1อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน 33

ตารางที่ 4.2 สูตรการปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า 34

ตารางที่ 4.3 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า 34

ตารางที่ 4.4 อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน 36

ตารางที่ 4.5 ตารางประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ 37

ตารางที่ 4.6 ตารางสรุปราคาการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration 38

ตารางที่ 4.7 อัตราการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่สิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 39

ตารางที่ 4.8 อัตราการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่สิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง 39

ตารางที่ 4.9 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งสำหรับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 40

ตารางที่ 5.1 ตารางสถานะโครงการของ SPP แบบสัญญา Firm 58

ตารางที่ 5.2 ตารางสถานะโครงการของ SPP แบบสัญญา Non-Firm 59

ตารางที่ 5.3 ตารางข้อมูลโรงไฟฟ้า SPP แบ่งตามพื้นที่การดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 61

ตารางที่ 5.4 ข้อมูลจำนวนโรงไฟฟ้า SPP ในแต่ละพื้นที่ของ กฟภ.(ก.2) 67

ตารางที่ 6.1 ผลทดสอบการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย 84

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.2 ผลของราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP ที่ชนะการประมูล..... 90

ตารางที่ 6.3 รายจ่ายที่ กฟภ. ต้องจ่ายให้แก่ SPP ที่ชนะการประมูลในแต่ละช่วงเวลา..... 93

ตารางที่ 6.4 ตารางตัวอย่างการเกิด Imbalance ที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล ในช่วงเวลา 9:00 น.- 9:15 น. 96

ตารางที่ 6.5 รายจ่ายของ กฟภ. กรณีเกิด Imbalance โดย SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล..... 97

ตารางที่ 6.6 ตารางตัวอย่างการเกิด Imbalance ที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล ในช่วงเวลา 9:15 น.- 9:30 น. 99

ตารางที่ 6.7 รายจ่ายของ กฟภ. กรณีเกิด Imbalance โดย SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล..... 100

ตารางที่ 6.8 ผลการทดสอบ Power Flow ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 1 และ2..... 111

ตารางที่ 6.9 ผลการทดสอบแสดงค่าแรงดันบัส ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 1 และ2..... 111

ตารางที่ 6.10 ผลการทดสอบ Power Flow ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 3..... 112

ตารางที่ 6.11 ผลการทดสอบแสดงค่าแรงดันบัส ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 3..... 112

ตารางที่ 6.12 ผลการทดสอบ Power Flow ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 4 และ5..... 113

ตารางที่ 6.13 ผลการทดสอบแสดงค่าแรงดันบัส ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 4 และ 5 . 113

ตารางที่ 6.14 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพานทอง .. 114

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 2.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน 10

รูปที่ 2.2 โครงสร้างระบบไฟฟ้าหลังจากการแปรรูป 11

รูปที่ 2.3 รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง 14

รูปที่ 2.4 รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา 16

รูปที่ 2.5 รูปแบบการซื้อขายแบบผสม 17

รูปที่ 2.6 รูปแบบการแข่งขันแบบผูกขาดที่มีการซื้อขายไฟฟ้าในระบบส่งจ่ายไฟฟ้า 18

รูปที่ 2.7 รูปแบบการแข่งขันโดยตัวแทนจัดซื้อ 19

รูปที่ 2.8 รูปแบบการแข่งขับแบบขายส่ง 20

รูปที่ 2.9 รูปแบบการแข่งขันแบบขายปลีก 21

รูปที่ 3.1 รูปกราฟการประมูลแบบ Multi-unit Sealed-Bid Auction of Homogeneous Items 29

รูปที่ 3.2 รูปกราฟการประมูลแบบ Discrimination Auction 31

รูปที่ 3.3 รูปกราฟการประมูลแบบ Uniform-Price Auction 32

รูปที่ 4.1 ตัวอย่างการคำนวณ Day-Ahead Net Interchange (MWh) 42

รูปที่ 4.2 ตัวอย่างการคำนวณ Real-Time Net Interchange (MWh) 43

รูปที่ 4.3 การกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ของ Europe 45

รูปที่ 4.4 ความสัมพันธ์ของช่วงเวลา และข้อมูลที่ผู้ขอใช้ระบบต้องส่งให้ผู้ดูแลระบบในประเทศญี่ปุ่น 47

รูปที่ 4.5 แนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ในประเทศญี่ปุ่น 48

รูปที่ 4.6 รูปกราฟค่าอัตราผลตอบแทนภายในที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันมีค่าเป็นศูนย์ 54

รูปที่ 4.7 รายละเอียดของ MRP ในแต่ละประเทศ 56

รูปที่ 5.1 สัดส่วนร้อยละปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP 60

รูปที่ 5.2 สัดส่วนร้อยละจำนวนโรงไฟฟ้า SPP แบ่งตามพื้นที่การดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ... 61

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 5.3 รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP 63
รูปที่ 5.4 รูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ SPP ในปัจจุบัน 64
รูปที่ 5.5 รูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ SPP ในตลาดกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ 65
รูปที่ 5.6 ช่วงราคาในการรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP 66
รูปที่ 5.7 พื้นที่ภาพรวมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี 67
รูปที่ 5.8 รูปแบบการเสนอราคาของ SPP ที่เข้าร่วมประมูลในตลาดไฟฟ้าส่วนเหลือ 69
รูปที่ 5.9 รูปแบบการกำหนดราคาของตลาดของ SPP ที่ชนะการประมูล 70
รูปที่ 5.10 แผนผังกระบวนการกำหนดราคาประมูลในการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ 71
รูปที่ 5.11 กรณีการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือในสภาวะปกติ 74
รูปที่ 5.12 กรณีเกิด Imbalance โดย SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือมากกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอ . 74
รูปที่ 5.13 กรณีเกิด Imbalance โดย SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอ. 74
รูปที่ 5.14 แผนภาพสรุปการคำนวณอัตราค่าบริการ Imbalance 78
รูปที่ 5.15 แผนภาพสรุปขั้นตอนการดำเนินการในการชำระค่าบริการ Imbalance 79
รูปที่ 5.16 อัตราผลตอบแทนเงินลงทุนของการไฟฟ้า 83
รูปที่ 6.1 กราฟการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย ในช่วงเวลา 9:00 น. – 9:15 น. 88
รูปที่ 6.2 กราฟการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย ในช่วงเวลา 9:15 น. – 9:30 น. 88
รูปที่ 6.3 กราฟการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย ในช่วงเวลา 9:30 น. – 9:45 น. 89
รูปที่ 6.4 กราฟการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย ในช่วงเวลา 9:45 น. – 10:00 น. 89
รูปที่ 6.5 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2 103
รูปที่ 6.6 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าคลองใหม่ 103

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 6.7 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าพานทอง..... 104
รูปที่ 6.8 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2..... 104
รูปที่ 6.9 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1..... 105
รูปที่ 6.10 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าระยอง 2 - บ้านค่าย..... 105
รูปที่ 6.11 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าระยอง 2 - มาบตาพุด 106
รูปที่ 6.12 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าจันทบุรี ตราด แกลง..... 106
รูปที่ 6.13 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าบ้านบึง – บ่อวิน..... 107
รูปที่ 6.14 แบบจำลองแผนผังการจ่ายไฟ 115 kV สถานีไฟฟ้าพานทอง..... 110
รูปที่ 6.15 แผนผังจำลองรูปแบบจุดเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า บริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 1 และ2. 111
รูปที่ 6.16 แผนผังจำลองรูปแบบจุดเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า บริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 3..... 112
รูปที่ 6.17 แผนผังจำลองรูปแบบจุดเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า บริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 4 และ5. 113

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาในบทนี้ประกอบด้วย ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตที่จะศึกษา ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง และเนื้อหาวิทยานิพนธ์ โดยเนื้อหาแต่ละส่วนมีรายละเอียดดังนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

บทบาทของโรงไฟฟ้าในปัจจุบัน คือ การผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งพลังงานไฟฟ้านั้นเป็นปัจจัยสำคัญ เพื่อใช้ในการดำรงชีวิตของประชาชน รวมไปถึงยังมีส่วนในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ อย่างไรก็ตามเนื่องด้วยจากการขยายตัวของประชากร และการขยายตัวของเศรษฐกิจอย่างต่อเนื่อง ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นตาม ดังนั้นในปัจจุบันโรงไฟฟ้าเอกชนจึงมีบทบาทในการช่วยผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นอย่างมาก ในการมีส่วนสนับสนุนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในการจัดสรรพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระด้านการลงทุนการสร้างโรงไฟฟ้าของ กฟผ. [1]

ในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเอกชนมีสัดส่วนเพิ่มขึ้นเนื่องจากมีการสนับสนุนจากหน่วยงานภาครัฐที่ให้ความสำคัญในการส่งเสริมอย่างจริงจัง โดยจากมติคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 17 มีนาคม 2535 ให้มีการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าจาก ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer : SPP) ที่ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือวัสดุเหลือใช้ และการผลิตไฟฟ้า และไอน้ำร่วมกัน (Cogeneration) เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานนอกรูปแบบ และพลังงานจากผลพลอยได้ในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด อีกทั้งยังเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด โดยการรับซื้อปริมาณพลังงานไฟฟ้าจาก SPP นั้นจะมี กฟผ. จะเป็นผู้รับซื้อโดยกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่มากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ประกอบด้วยระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และประเภทสัญญา Non-Firm ระบบไฟฟ้าที่เชื่อมต่อในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง SPP กับ กฟผ. นั้นจะมีทั้งโรงไฟฟ้าของ SPP ที่ซื้อขายไฟฟ้าผ่านระบบของ กฟผ. โดยตรง และจำเป็นการเชื่อมต่อโครงข่ายระบบไฟฟ้าผ่านระบบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย คือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) โดยมีความรับผิดชอบในการให้บริการทำให้ระบบไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือ (Reliability) และมีคุณภาพกำลังไฟฟ้าที่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน เช่น การควบคุมแรงดัน ความถี่ เพื่อให้ผู้เชื่อมต่อ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ระบบไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า มีแรงดัน ความถี่ และคุณภาพไฟฟ้าที่อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน เพื่อที่จะให้ระบบโครงข่ายระบบไฟฟ้าที่มีการซื้อขายไฟฟ้านั้นมีเสถียรภาพ และมีความมั่นคง

เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2559 มีมติจากคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ (กพช.) ได้เห็นชอบแนวทางสนับสนุนโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration เป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มที่หนึ่ง กลุ่มที่สิ้นสุดสัญญาในปี 2560-2561 ให้ต่อสัญญาเพิ่ม 3 ปี มีปริมาณรับซื้อไฟฟ้าไม่เกิน 60 เมกะวัตต์ และไม่เกินกว่าปริมาณไฟฟ้าตามสัญญาเดิม เนื่องจากโรงไฟฟ้าในกลุ่มนี้ไม่สามารถเตรียมการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ได้ทัน และกลุ่มที่สอง กลุ่มที่สิ้นสุดสัญญาในปี 2562-2568 ให้สร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในพื้นที่เดิมหรือใกล้เคียงนิคมอุตสาหกรรม และมีอายุสัญญา 25 ปี ปริมาณรับซื้อไฟฟ้าไม่เกิน 30 เมกะวัตต์ และไม่เกินร้อยละ 30 ของกำลังไฟฟ้าสุทธิรวมไอน้ำ (Net Generation) และไม่เกินกว่าปริมาณไฟฟ้าตามสัญญาเดิม นอกจากนี้ทาง กพช.ได้มอบหมายให้สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ศึกษาแนวคิดของตลาด SPP-Power Pool เพื่อรองรับปริมาณการผลิตไฟฟ้าส่วนที่เหลือ (Excess Capacity) จากการที่ขายไฟฟ้าให้ลูกค้าในอุตสาหกรรมในพื้นที่โดยตรง และ กฟผ. ในรูปแบบสัญญา Firm จุดประสงค์ของแนวคิดตลาดดังกล่าว เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ และลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ [2]

ระบบของโรงไฟฟ้าของ SPP ส่วนใหญ่ในประเทศนั้นจะเป็นระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะมีการผลิต และจ่ายไฟฟ้าแบบแน่นอน จากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทดังกล่าวนั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ในปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อขายตามสัญญาที่ทำไว้เป็นอันดับแรก และซื้อขายกับลูกค้าโดยตรงในอุตสาหกรรมในพื้นที่ ตามที่ SPP แต่ละรายที่ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไว้ในลำดับถัดไป การผลิตซื้อขายของโรงไฟฟ้าของ SPP นี้ ผู้ผลิตอาจจะยังมีปริมาณไฟฟ้าเหลือในจำนวนหนึ่ง โดยปริมาณไฟฟ้าจำนวนนี้นำมาทำประโยชน์ได้ ถ้าสามารถนำมาขายเข้าระบบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ SPP แต่ละรายที่ทำการเชื่อมต่ออยู่ เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในส่วนของปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ ทำให้เกิดความยืดหยุ่น และสนับสนุนการแข่งขันในอุตสาหกรรมไฟฟ้า อีกทั้งในปัจจุบันทางคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ออกประกาศรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่จะสิ้นสุดอายุสัญญากับ กฟผ. ในปี 2562-2568 (ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่) ในปริมาณที่มากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 30 เมกะวัตต์ ซึ่งในกรณีนี้อาจจะทำให้มีปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เกินมากขึ้น (จากเดิมรับซื้อในปริมาณที่มากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์) โดยการซื้อขายปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ จะใช้หลักการของการประมูลราคาไฟฟ้า การพิจารณาโรงไฟฟ้าที่เข้าร่วมประมูลจะพิจารณาโรงไฟฟ้าที่เสนอราคาต่ำสุด แล้วจึงเลือกโรงไฟฟ้าที่เสนอราคาที่สูงขึ้นตามลำดับ จนถึงโรงไฟฟ้าโรงสุดท้ายที่สามารถผลิตปริมาณไฟฟ้ารวมกันแล้วได้ปริมาณไฟฟ้าตามต้องการ

จำนวนโรงไฟฟ้าของ SPP ในปัจจุบันมีการกระจายตัวไปในทั่วทุกภูมิภาคของประเทศ แต่จะมีบางภูมิภาคเท่านั้นที่จะเป็นแหล่งนิคมอุตสาหกรรม และเป็นจุดรวมตัวของโรงไฟฟ้าของ SPP ซึ่งเหมาะแก่การรับซื้อปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ ด้วยพื้นที่การให้บริการ และโครงข่ายระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เช่น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี ที่มีโรงไฟฟ้าของ SPP ต่อผ่านระบบจำหน่าย 115 กิโลโวลต์ อยู่เป็นจำนวนมาก [3] อีกทั้งเป็นแหล่งนิคมอุตสาหกรรม จึงเหมาะสำหรับการรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือดังกล่าวจาก SPP เพื่อให้โรงไฟฟ้าเอกชนมีรายได้เพิ่มเติมจากการขายปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ ในขนาดกำลังผลิตส่วนที่เหลือให้คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

รวมไปถึงพระราชบัญญัติ กฟภ. พ.ศ. 2503 [4] ในหมวด 1 มาตรา 6 ได้กล่าวถึงวัตถุประสงค์การจัดตั้ง กฟภ. เพื่อการจัดหาให้ได้มา จัดส่ง และจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า อีกทั้ง กฟภ. ได้มีระเบียบข้อกำหนดในการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าที่รองรับให้กับ SPP ที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบ ที่กำหนดถึงข้อปฏิบัติในการเชื่อมต่อระบบ พิกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้า ทั้งนี้เพื่อความเป็นระเบียบ และเป็นแนวทางให้กับ SPP ที่เชื่อมต่อระบบปฏิบัติไปในทิศทางเดียวกัน ทั้งนี้ศูนย์ปฏิบัติการการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ที่มีอยู่ทั่วประเทศ ทำหน้าที่ประสานงานกับโรงไฟฟ้าต่าง ๆ ที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า ทั้งในด้านการปลดสับสวิตช์ตัดตอน ตรวจสอบกำลังไฟฟ้าทั้งหมดในระบบไฟฟ้า การประสานงานด้านการจ่ายกำลังไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า จากที่กล่าวมาทั้งหมดนี้ทำให้เห็นถึงความเป็นไปได้ที่ กฟภ. นั้นมีความเหมาะสมที่จะทำการเป็นผู้รับซื้อในส่วนตลาดกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP โดยการจ่ายเข้ามาในระบบของ กฟภ. ได้โดยตรง

ดังนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมุ่งเน้นศึกษา และเสนอรูปแบบวิธีการประมูลราคาไฟฟ้า จากปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือในรูปแบบที่หลากหลาย เพื่อให้เกิดประโยชน์ทางด้านราคาอย่างเหมาะสมทั้งด้านของ SPP ในเรื่องการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิต และเรื่องความคุ้มค่าในการผลิตปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ นอกจากนี้ด้านของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ทำการรับซื้อ ในเรื่องของความคุ้มค่าในการรับซื้อปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือเทียบกับราคาไฟฟ้าที่ซื้อจาก กฟผ. เพื่อให้เกิดความยืดหยุ่นการลดค่าใช้จ่ายในการซื้อปริมาณพลังงานไฟฟ้า และวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าในแต่ละโครงข่ายไฟฟ้าที่จะมีการซื้อขายเกิดขึ้น

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อเสนอวิธีการประมูลในระบบการซื้อขายปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดกับทั้งสองฝ่าย

2) เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการส่งจ่ายปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ ในระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1) พิจารณาระบบส่งจ่าย ระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่การเชื่อมต่อระหว่างโรงไฟฟ้า SPP กับสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี

2) พิจารณามาตรฐานด้าน พิกัดแรงดัน ปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่ง ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (พ.ศ. 2559)

3) พิจารณาการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เฉพาะช่วง Peak

4) พิจารณาการขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm

5) พิจารณาการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเฉพาะในรูปแบบการประมูลแบบทิศทางเดียว

6) ไม่พิจารณาในเรื่อง ทฤษฎีเกม (Game Theory)

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1) ศึกษารูปแบบการประมูลในตลาดไฟฟ้าที่มีการซื้อขายในต่างประเทศ

2) ศึกษารูปแบบตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Power Pool) ที่เคยดำเนินการในต่างประเทศ ทั้งรูปแบบที่มีการเปิดตลาดเสรีแบบสมบูรณ์ และตลาดเสรีแบบผสมผสาน

3) ศึกษาปริมาณการผลิตจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ และความสามารถในระบบส่งจ่ายไฟฟ้า

4) ศึกษาพระราชบัญญัติที่เกี่ยวข้องกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมไปถึงพื้นที่ ช่วงเวลาที่เหมาะสมในการรับซื้อไฟฟ้า

5) รวบรวมข้อมูลระบบไฟฟ้าจากระบบ Geographic Information Systems (GIS) และข้อมูลแบบจำลองของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี ทดสอบผ่านโปรแกรม DIgSILENT Power Factory

6) วิเคราะห์สายป้อนที่มีความเป็นไปได้ในการซื้อขายไฟฟ้า

7) สร้างรูปแบบจำลองการประมูลการซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง SPP กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

8) วิเคราะห์การประมูลการซื้อขายไฟฟ้า ที่เหมาะสม

9) วิเคราะห์ผลตอบแทนที่จะได้รับในตลาดการรับซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือทางด้านของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

10) วิเคราะห์ และสรุปผล

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) ได้รูปแบบกระบวนการประมูลที่เหมาะสมกับรูปแบบตลาดที่นำเสนอ โดยพิจารณาจากแผนการลงทุนที่เหมาะสมตามหลักเศรษฐศาสตร์ทั้งในด้านของ SPP และในด้านของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

2) สามารถประเมินผลกระทบ หรือความเป็นไปได้ในการซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละสายป้อนที่พิจารณา

3) ทำให้ทราบถึงรูปแบบตลาดที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย ในส่วนของการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP

4) ได้รับรู้แนวทาง ขั้นตอน รูปแบบสัญญา รวมถึงหลักเกณฑ์ ที่สำคัญ โดยในบางข้ออาจจะมีการปรับเปลี่ยนให้เหมาะสมสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP

5) พัฒนาแนวทางในการประมูลในการเสนอราคาในตลาดไฟฟ้าในอนาคต

1.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในส่วนงานวิจัยที่เกี่ยวข้องนี้จะเสนอบทความที่มีการรวบรวมวิธีการ หรือกลยุทธ์ที่ใช้สำหรับการกำหนดราคาของตลาดไฟฟ้าที่จะใช้ไปเป็นแนวทางของการทำวิทยานิพนธ์ ดังต่อไปนี้

1.6.1 งานวิจัยที่ใช้หลักการประมูลในการกำหนดราคาตลาดไฟฟ้า

วิธีการใช้มีรูปแบบการประมูลมีรูปแบบที่หลากหลายที่ถูกออกแบบมาให้เพิ่มประสิทธิภาพในตลาดไฟฟ้าทั้งในบทความวิชาการ และการใช้งานในตลาดไฟฟ้าจริง ดังต่อไปนี้ ในบทความ [5] มีการเสนอการหาค่ากำไรสูงสุดของผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีการใช้กลยุทธ์ในการเสนอราคาในตลาดไฟฟ้า มีการเสนอ 2 วิธีการของกลไกลในการประมูล คือ “Uniform-Price Auction” โดยมีการอ้างอิงจากราคา Marginal Cost ของต้นทุนเชื้อเพลิง และ “Pay-as-Bid Auction” ที่มีการจ่ายตามราคาที่เสนอประมูล โดยวิเคราะห์ถึงความแตกต่างของจุดกำหนดราคาในตลาดของ 2 วิธีการนี้ ซึ่งคาดว่าจะได้รับผลตอนแทนให้กับที่ผู้เข้าร่วมประมูลได้สูงสุด ผลของการหาค่านั้นจะขึ้นอยู่กับแบบจำลอง โดยเฉพาะต้นทุนของแต่ละโรงไฟฟ้า ดังนั้นจึงมีการหาค่าตัวแปรที่ปรับเปลี่ยนได้ มาใส่ในรูปแบบจำลองเพื่อให้ได้ค่าจากกลไกลตลาดที่ต้องการ ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนดในบทความนี้ จะทำให้ทราบถึงการประเมินความสมเหตุสมผลในเรื่องการซื้อขายไฟฟ้าจากกลไกลการประมูลแบบ Uniform-Price และ Pay-as-Bid Auction และ [6-8] มีการใช้การจำลองการเสนอราคาภายใต้ จุดสมดุลของแนส (Nash Equilibrium) โดยวิธีการนี้เป็นการคิดกำไรของโรงไฟฟ้าแต่ละโรงไฟฟ้าที่เสนอราคาให้ได้กำไรที่สูงที่สุด ในบทความที่ [9, 10] มีการกำหนดภายใต้เงื่อนไขการตอบสนองของความต้องการซื้อไฟฟ้าที่แตกต่างกันด้วยรูปแบบการประมูลพร้อมกันหลาย ๆ หน่วย และภายใต้ทฤษฎีการแข่งขันน้อยรายหรือในตลาดที่ซื้อขายกันในความเป็นจริงที่ประมูลนั้นมีสินค้าที่ประมูลไม่เหมือนกันตามลำดับ และ

[11] จะเป็นการพิจารณา ในรูปแบบอัตราขายส่ง และอัตราขายปลีกภายใต้ 2 วิธีการนี้ ทฤษฎี การแข่งขันในตลาดไฟฟ้าแบบ Wholesale ถูกออกแบบมา เพื่อให้ได้ราคาไฟฟ้าที่ได้จากผู้ผลิตไฟฟ้าในราคาที่ถูกที่สุด ภายใต้การประมูลแบบ (1) Uniform Clearing Price Reverse Auction รูปแบบนี้คือ ผู้ผลิตไฟฟ้ามีจำนวนมากกว่าผู้ซื้อไฟฟ้า โดยผู้จัดประมูลจะกำหนดราคาโดยการลดราคาที่ผู้ผลิตเสนอมาในหลาย ๆ รอบการประมูลจนกว่าปริมาณ Demand จะเท่ากับ Supply ภายใต้รูปแบบที่กำหนด (2) Bilateral Contract เป็นข้อตกลงระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายโดยตรง โดยการกำหนดราคาแบบจ่ายราคาตามที่เสนอ (Pay-as-Bid) ที่ผู้ผลิตเสนอราคาคิดว่าจะทำให้ได้กำไรสูงสุด

นอกจากนี้ ยังมีวิธีการการประมูลแบบที่ผู้ซื้อ และผู้ขายสามารถเสนอราคาเข้าตลาดได้พร้อมกัน หรือที่เรียกว่ากระประมูลแบบ Double Auction ที่มีการได้รับความนิยมในการกำหนดราคาในตลาดไฟฟ้า ในบทความที่ [12] เสนอตลาดไฟฟ้าที่มีหลายตัวแทนสำหรับหลายไมโครกริด โดยใช้ทฤษฎีเกมส์ วิธีที่เสนอนี้ได้รับการปรับปรุงเพื่อให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพของไมโครกริดในระบบจำหน่าย เนื่องจากความแปรปรวนของโหลดอย่างรวดเร็วในระบบจำหน่ายจำเป็นต้องพัฒนาอัลกอริทึม เพื่อลดความไม่เหมาะสมในเรื่องกำลังไฟฟ้าของระบบไมโครกริด โดยบทความนี้ได้เสนอกรอบการแก้ปัญหา ออกเป็น 3 ระดับ (1) ใช้ทฤษฎีเกมส์ร่วมกับการประมูล Double Auction ในการใช้เสนอการประมูลล่วงหน้า Day-Ahead (2) ใช้ Reverse Auction ในระบบไมโครกริด แบบชั่วโมงล่วงหน้า (3) ใช้ Reverse Auction ในระบบไมโครกริด แบบ Real Time ใน [13, 14] เสนอการเสนอราคาสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้า โดยมีการเสนอราคาไฟฟ้าล่วงหน้า ก่อนในช่วงที่มีการจ่ายไฟจริง โดยผู้ผลิตไฟฟ้าจะมีการคิดกำไรของตัวเองมาโดยผ่าน Nash Equilibrium และ [15] พิจารณาการกำหนดราคาโดยใช้ Double Auction มาคิดในกรณีที่มีผู้เข้าร่วมประมูลแตกต่างกันไป โดยโมเดลนี้จะคิดถึงประโยชน์ และความพึงพอใจของผู้เข้าร่วมประมูล โดยจะมีการใช้หลักของ Pareto มาช่วยในการคิดให้ได้ประโยชน์สูงสุด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทความที่ [16] เสนอวิธีการประมูลที่เรียกว่า Combinatorial Reverse Auction (CRA) เพื่อรับซื้อพลังงานไฟฟ้าที่มาจากหลายแหล่ง ผู้เข้าร่วมในการขายไฟฟ้าในครั้งนี้มีได้หลายสเกล และเป็นการรับซื้อไฟฟ้าในช่วง Peak ของการใช้ไฟฟ้า แต่รูปแบบ CRA ที่เสนอนั้นมีข้อจำกัด ในช่วงเวลาจะมีส่วนทับซ้อนกันในเรื่องประมาณพลังงานไฟฟ้า และราคา ด้วยวิธี CRD นั้นเป็นวิธีการที่ซับซ้อนในการหาผู้ชนะในการประมูล Winner Determination (WD) โดยมีการแก้ปัญหานี้โดยการใช้ Multi-Objective Genetic Algorithms เพื่อให้ได้ราคาที่ต่ำ และได้ปริมาณไฟฟ้าที่ประมูลได้มากขึ้น วิธีการนี้จะได้ผู้ชนะการประมูลหลายราย การประมูลที่เสนอนี้เหมาะทั้งในส่วนระหว่างผู้ใช้ไฟฟ้ากับภาคธุรกิจ (Customer to Business) และระหว่างภาคธุรกิจกับภาคธุรกิจ (Business to Business)

1.6.2 งานวิจัยที่ใช้หลักการ Optimization ในการกำหนดราคาตลาด

โดยในส่วนนี้จะเป็นบทความที่ใช้หลักการ Optimization ในการหาจุดสมดุลของตลาด บทความที่ [17, 18] เสนอวิธีการการเสนอราคาอยู่สองระดับ (Bi-Level) ที่ใช้ในการหากำไรสูงสุด และให้ราคาตลาดที่เหมาะสม การคำนวณนั้นค่อนข้างยากและซับซ้อน โดยใช้วิธีการ Karush-Kuhn-Tucker (KKT) ในการปรับเปลี่ยนวิธีการสองระดับที่ซับซ้อนเป็นวิธีการหนึ่งระดับ (Single Level) แต่เมื่อมีการนำมาคิดร่วมกับข้อจำกัดของระบบส่งจ่ายไฟฟ้าแล้ว ทำให้ยากซับซ้อนมากขึ้น บทความดังกล่าวจึงเสนอเกี่ยวกับปัญหานี้ที่จะใช้ในการกำหนดราคากับ ISO โดยที่ไม่ใช้ KTT แต่จะใช้ในการหาค่า Optimization โดยวิธีการ Particle Swarm Optimization (PSO) และใน [19] มีการใช้ Teaching Learning Based Optimization (TLBO) ที่ใช้ในการเสนอราคาระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้า กับลูกค้ารายใหญ่ที่เข้ามาร่วมประมูลไฟฟ้าแบบเสนอราคาล่วงหน้า และบทความที่ [20] เสนอการใช้อัลกอริทึมแบบ Bacterial Foraging Optimization Algorithm (BFOA) โดยเปรียบเทียบระหว่างวิธีการที่เสนอราคา กับวิธีการประมูล โดยการเปรียบเทียบนี้จะใช้ในการเปรียบเทียบในการซื้อขายในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า

จากงานวิจัยที่มีการทบทวนแนวคิดเหล่านี้ เป็นการเสนอวิธีการหาค่าเหมาะสมที่สุดในการเสนอราคา ซึ่งแต่ละวิธีล้วนแล้วมีความยากง่าย หรือความซับซ้อนที่ต่างกัน ในบางวิธีอาศัยหลักการของการคำนวณที่ซับซ้อนเกินไป หรือใช้การหาพึงพอใจของผู้เข้าร่วมประมูลรายอื่นอย่างไม่เต็มใจ ทำให้เกิดความไม่เท่าเทียมในการกำหนดราคา ซึ่งมีความแตกต่างกันรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในความเป็นจริง เช่น บทความที่ [6-8] เป็นการใช้วิธีการกำหนดราคาโดยจุสมดุลของแนส โดยจะพิจารณาถึงทางเลือกของผู้เข้าร่วมประมูลรายอื่นร่วมด้วย จึงทำให้ไม่สามารถได้ประโยชน์จากการประมูลมากที่สุด และในบทความที่ [8, 9] กำหนดราคาโดยเน้นใช้วิธีการ Pay-as-Bid ซึ่งคำนึงแต่ผลประโยชน์ที่จะได้แต่ผู้รับซื้อไฟฟ้าแต่เพียงด้านเดียว อาจทำให้แรงจูงใจในการเข้าร่วมประมูลของโรงไฟฟ้าต่าง ๆ ลดน้อยลง ในบทความที่ [14] ใช้หลักการพาเรโตในการเพิ่มผลประโยชน์ในการเสนอราคาแก่ผู้เข้าร่วมประมูลบางราย แต่ก็ต้องทำให้ผู้เข้าร่วมประมูลรายอื่นเสียประโยชน์จากการประมูลด้วยเช่นกัน บทความที่ [16-19] เป็นวิธีการที่คำนวณหาราคาที่เหมาะสมในการกำหนดราคาของโรงไฟฟ้าแต่ละราย แต่เป็นวิธีที่ต้องคำนวณหลายขั้นตอนและใช้เวลาค่อนข้างนาน และไม่ได้มีการยืนยันถึงราคาที่เสนอไปนั้นจะทำให้โรงไฟฟ้าดังกล่าวชนะการเสนอราคาในรอบการประมูลนั้น จึงอาจจะไม่เหมาะสมกับรูปแบบตลาดที่วิทยานิพนธ์นี้กำลังจะนำเสนอ ในทางตรงกันข้ามบทความที่ [4, 10] ได้เสนอการกำหนดราคาโดยใช้ แบบ Uniform-Price Auction และ Pay-as-Bid Auction เป็นรูปแบบวิธีการที่กำหนดราคาแบบง่าย ไม่ซับซ้อน อีกทั้งยังคำนึงถึงประโยชน์ทั้งด้านผู้เสนอราคา และผู้รับซื้อ

ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์นี้จะเน้นการใช้วิธีการกำหนดราคาแบบ Uniform-Price Auction และ Pay-as-Bid Auction ร่วมกันโดยการหาค่าเฉลี่ย จากราคาไฟฟ้าส่วนที่เหลือที่ SPP เสนอราคาเข้ามาในตลาด เนื่องจากการคิดราคาด้วยวิธีนี้เป็นวิธีที่สามารถดึงดูดผู้ผลิตไฟฟ้าเข้ามามีส่วนร่วมในตลาดไฟฟ้า และเป็นวิธีการไม่ซับซ้อน และง่ายต่อการคิดราคาจากปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ เพื่อให้เกิดประโยชน์ทางด้านราคาอย่างเหมาะสม ในทั้งด้านของ SPP และทั้งในด้านของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 7 บท โดยเนื้อหาในบทต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

บทที่ 1 บทนำ ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 โครงสร้างระบบไฟฟ้า และตลาดการซื้อขายไฟฟ้า ในบทนี้จะกล่าวถึง หลักการและทฤษฎีของโครงสร้างระบบไฟฟ้าในรูปแบบของโครงสร้างก่อนแปรรูป และหลังแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้า รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้า ความรู้พื้นฐานของตลาดซื้อขายไฟฟ้า เพื่อให้เห็นถึงภาพรวมของระบบตลาดซื้อขายไฟฟ้า รวมไปถึงรูปแบบการแข่งขันในตลาดซื้อขายไฟฟ้า

บทที่ 3 ทฤษฎีการประมูล ในบทนี้จะกล่าวถึง ทฤษฎีการประมูลพื้นฐาน รูปแบบการประมูลประเภทต่าง ๆ ที่มีในปัจจุบัน

บทที่ 4 หลักการหาค่าความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ ในบทนี้จะกล่าวถึงข้อมูลอัตราการซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง SPP กฟภ. และ กฟผ. หลักการคิดอัตราค่าบริการในเหตุการณ์ที่เกิดความไม่สมดุลในระบบไฟฟ้าในต่างประเทศ และในประเทศไทยระหว่าง SPP และ กฟผ. อีกทั้งทฤษฎีการวิเคราะห์โครงการโดยวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนผลตอบแทน เพื่อช่วยในการตัดสินใจในการลงทุน การพิจารณาแนวคิดเกี่ยวกับค่าใช้จ่าย และผลตอบแทนของโครงการ

บทที่ 5 การคำนวณหาราคาที่เหมาะสมสำหรับกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ ในบทนี้จะนำเสนอข้อมูลในการพิจารณาการเลือก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่จะทำการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือกับ กฟภ. แนวคิดในการรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือ และการเปรียบเทียบราคาในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง SPP กฟภ. และ กฟผ. รวมไปถึงการคิดอัตราการค่าบริการในเหตุการณ์ที่เกิดความไม่สมดุลในระบบไฟฟ้า

บทที่ 6 ผลการทดลอง ในบทนี้จะนำเสนอผลการทดสอบ และข้อมูลของระบบทดสอบ เพื่อใช้ในการคำนวณหาราคาที่เหมาะสมในการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ.

บทที่ 7 สรุปผลและข้อเสนอแนะ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2
โครงสร้างระบบไฟฟ้า และตลาดการซื้อขายไฟฟ้า

ในบทนี้จะกล่าวถึงหลักการและทฤษฎีของโครงสร้างระบบไฟฟ้าในรูปแบบของโครงสร้างก่อนแปรรูป และหลังแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้า รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้า ความรู้พื้นฐานของตลาดซื้อขายไฟฟ้า เพื่อให้เห็นถึงภาพรวมของระบบตลาดซื้อขายไฟฟ้า รวมไปถึงรูปแบบการแข่งขันในตลาดซื้อขายไฟฟ้า

2.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้า (Power System Structure)

2.1.1 เหตุผลในการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลัง

การปรับเปลี่ยนหรือแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้ากำลังที่ผูกขาดให้กลายเป็นธุรกิจที่มีการแข่งขัน จะส่งผลให้มีการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น ซึ่งจะส่งผลดีต่อผู้ใช้ไฟฟ้า นั้นคือเหตุผลที่หลายประเทศในปัจจุบันได้มีการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่มีการผูกขาดโดยรัฐไปสู่การซื้อขายไฟฟ้าได้แบบเสรี ซึ่งการซื้อขายไฟฟ้าในหมู่ประเทศที่กำลังพัฒนาในเรื่องความต้องการเงินลงทุนเพื่อรองรับปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น สืบเนื่องมาจากการจัดการที่ไม่มีระบบ อีกทั้งมีนโยบายของภาครัฐในการจัดเก็บภาษีที่ไม่สมเหตุสมผล ส่วนในหมู่ประเทศที่พัฒนาแล้วเหตุผลในการแปรรูปโครงสร้างไฟฟ้ากำลังจะทำให้ราคาไฟฟ้ามีราคาที่ถูกลงเนื่องจากมีการแข่งขัน และผู้ใช้ไฟฟ้ามีทางเลือกในการเลือกซื้อไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น

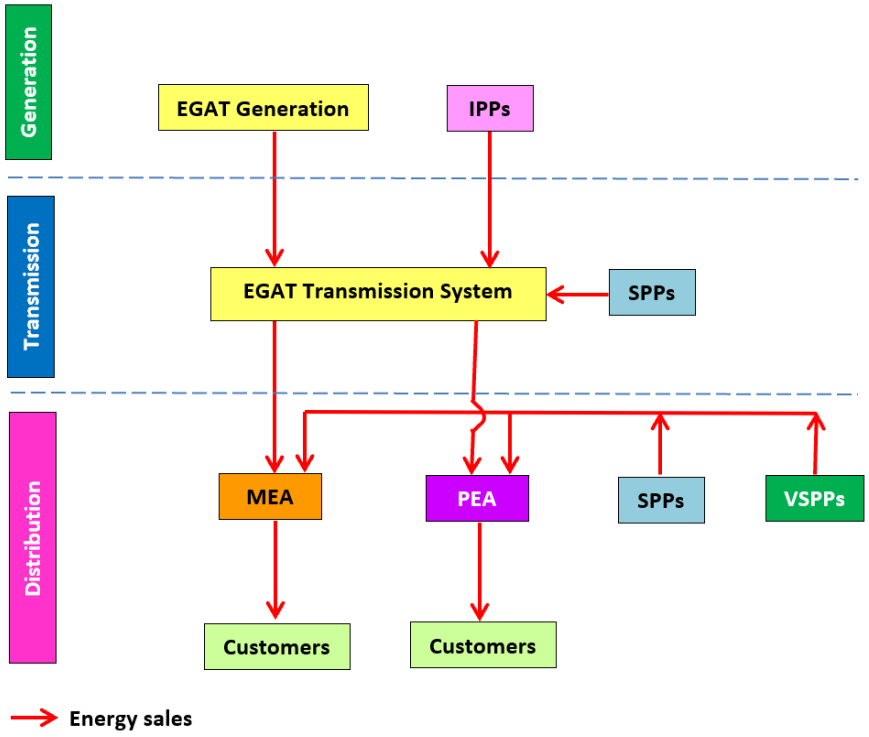
2.1.2 โครงสร้างก่อนมีการแปรรูประบบไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โครงสร้างของระบบไฟฟ้านี้ เริ่มต้นมาจากการผลิตไฟฟ้าโดยการตั้งโรงไฟฟ้าอยู่ไกลจากแหล่งที่ใช้ไฟฟ้า จากนั้นทำการส่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ผ่านระบบไฟฟ้าแรงสูงจนถึงใกล้บริเวณพื้นที่ที่ใช้ไฟฟ้าจึงทำการแปลงระดับแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำ และจัดส่งระบบไฟฟ้าแรงต่ำนี้ไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า จากโครงสร้างที่กล่าวมานั้นเราสามารถแบ่งระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ออกเป็น 4 ส่วนหลัก คือ ส่วนระบบผลิตไฟฟ้า (Generation) ส่วนระบบส่งจ่ายไฟฟ้า (Transmission) ส่วนของระบบจำหน่าย (Distribution) และส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer)

โดยโครงสร้างระบบของประเทศไทยในปัจจุบัน จะมีการดูแลรับผิดชอบในส่วนของการผลิตไฟฟ้าและในเรื่องระบบส่งจ่ายไฟฟ้าโดยส่วนใหญ่อยู่ในการดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ. : EGAT) ส่วนระบบจำหน่ายไฟฟ้าให้อยู่ในความรับผิดชอบของ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน. : MEA) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ. : PEA) เท่านั้น แต่อย่างไรก็ตามรัฐบาลได้เปิดโอกาสให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในผลิตไฟฟ้า เช่น ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power

Producer: IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) ซึ่งจะทำการผลิตไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. อีกทั้งยังมีผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) ที่ผลิตกำลังไฟฟ้าขายให้แก่การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าระบบการผลิตไฟฟ้าและการรับซื้อกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ถูกส่งผ่านระบบส่งจ่ายไฟฟ้าเกือบทั้งหมดที่มีอยู่ภายใต้การดูแลโดย กฟผ. ได้ถูกนำมาจำหน่ายให้การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โครงสร้างกิจการไฟฟ้าในประเทศไทยนั้น ยังอยู่ภายใต้การดูแลของ 3 การไฟฟ้าดังกล่าว ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเกือบทั้งหมดในประเทศ ยังต้องอาศัยการบริการจาก 3 การไฟฟ้า เพราะฉะนั้นจึงสรุปได้ว่าระบบการจัดหาและการให้บริการในรูปแบบนี้ยังเป็นลักษณะการดำเนินกิจการค่อนข้างจะผูกขาด ดังรูปที่ 2.1

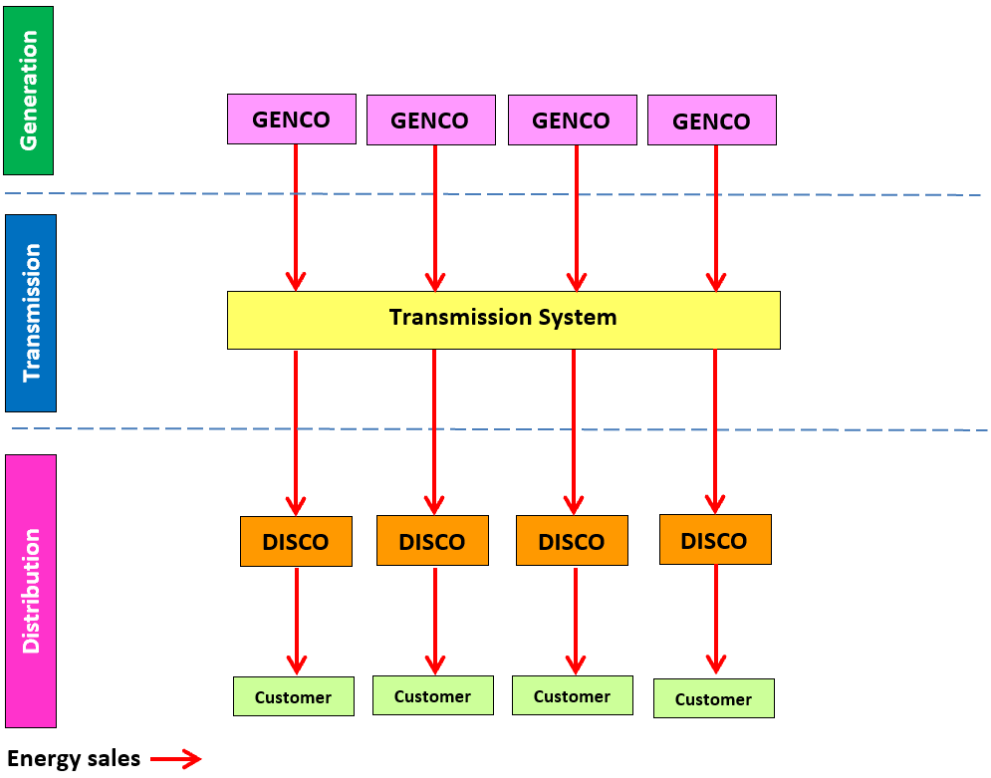


รูปที่ 2.1 โครงสร้างระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน

2.1.3 โครงสร้างหลังจากมีการแปรรูประบบไฟฟ้า

หลังจากการแปรรูปโครงสร้างของกิจการไฟฟ้าในหลายประเทศจะมีรูปแบบของการที่มีหน่วยงานของเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการซื้อขายไฟฟ้า และมีส่วนร่วมในการลงทุนมากขึ้น ทำให้เกิดการแข่งขันในกิจการไฟฟ้า ส่งผลให้มีประสิทธิภาพในการดำเนินงานมากขึ้น ผู้ใช้ไฟฟ้ามีตัวเลือกในการซื้อไฟฟ้ามากขึ้น ทั้งมีความพอใจทางด้านคุณภาพ ด้านราคา และการบริการที่ดีขึ้น

จากการแปรรูปกิจการไฟฟ้าจะมีการทำให้ธุรกิจมีการแข่งขันและแยกตัวออกมาจากธุรกิจที่มีการผูกขาด ในธุรกิจที่สามารถเกิดการแข่งขันได้ เช่น ส่วนการผลิต ส่วนของการส่ง และส่วนของการจำหน่ายไฟฟ้า จะมีการสนับสนุนให้เกิดการแข่งขันอย่างเต็มรูปแบบ โดยส่วนระบบการผลิตไฟฟ้า (Generator) จะอยู่ภายใต้การดูแลของผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้า (Generator Company: GENCOs) ส่วนระบบส่งจ่ายไฟฟ้า (Transmission) จะอยู่ภายใต้การดูแลของผู้ดำเนินกิจการระบบส่งจ่ายไฟฟ้า (Transmission Company: TRANSCOs) และส่วนระบบจำหน่าย (Distribution) จะอยู่ภายใต้การดูแลของผู้ดำเนินกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Company: DISCOs) และยังมีส่วนธุรกิจมีความเป็นกลางและผูกขาดในการบริหารงานในการกำกับดูแล เรียกว่าศูนย์ควบคุมอิสระ (Independent System Operator: ISO) โดยองค์กรดังกล่าวจะมีบทบาทในการควบคุมราคา คุณภาพ มาตราฐาน และการบริการ และยังมีอำนาจในการดำเนินการลงโทษบริษัทที่ไม่ได้ปฏิบัติตามข้อกำหนด ในกรณีที่ไม่ปฏิบัติตามหรือฝ่าฝืนข้อกำหนดในสัญญาหรือกฎหมาย โครงสร้างระบบไฟฟ้าหลักจากการแปรรูป ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 โครงสร้างระบบไฟฟ้าหลังจากการแปรรูป

เป้าหมายหลักของศูนย์ควบคุมอิสระ คือ การควบคุมดูแลให้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิต เพื่อให้เพียงพอต่อกับปริมาณความต้องการในการใช้ไฟฟ้า โดยมีศูนย์ควบคุมอิสระทำหน้าที่ควบคุมการผลิตให้ระบบมีความน่าเชื่อถือ (Reliability) มีเสถียรภาพ (Stability) และความมั่นคง (Security) ให้ภาพรวมของระบบไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ ในทางตรงกันข้ามเป้าหมายหลักของบริษัทไฟฟ้าเอกชนที่เข้ามามีส่วนร่วม คือ การสร้างรายได้จากธุรกิจมากที่สุด

2.2 ผู้เล่นที่น่าสนใจจากการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้า (Interesting Players)

องค์ประกอบของระบบไฟฟ้าหลักจากมีการแปรรูปโครงสร้างระบบไฟฟ้า จะประกอบด้วยส่วนประกอบหลักดังต่อไปนี้

1) ผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้า (Generator Company: GENCOs)

ในส่วนนี้จะหมายถึงบริษัทที่ทำหน้าที่ผลิตไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ โดยบริษัทผลิตไฟฟ้าจะมีการเข้าร่วมการแข่งขันในการประมูลเสนอราคาไฟฟ้าไปยังตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า บริษัทผลิตไฟฟ้าเหล่านี้อาจจะเป็น ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer: IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producer: SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP)

2) ผู้ดำเนินกิจการระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Company: TRANSCOs)

เป็นหน่วยงานที่เป็นเจ้าของเครือข่ายระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า ทำหน้าที่ในการให้บริการสายส่ง และทำหน้าที่ดูแลบำรุงรักษาระบบสายส่งที่อยู่ภายใต้สัญญาที่ทำกับศูนย์ควบคุมอิสระบริษัทของระบบส่งไฟฟ้าจะทำหน้าที่ในการส่งพลังงานไฟฟ้าจากบริษัทที่ผลิตไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้า แต่ไม่มีอำนาจในการสั่งผลิตไฟฟ้า หรือควบคุมการดำเนินงานในระบบไฟฟ้า อีกทั้งบริษัทระบบส่งไฟฟ้าจะไม่ได้มีส่วนเกี่ยวข้องกับหน่วยงานอื่น โดยเฉพาะอย่างยิ่งหน่วยงานที่ไม่ได้อยู่ภายใต้การดูแล และควรจะเป็นคนละหน่วยงานกับศูนย์ระบบควบคุม

3) ผู้ดำเนินกิจการจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Company: DISCOs)

หน่วยงานหรือบริษัทที่ทำหน้าในการให้บริการจัดส่งพลังไฟฟ้าจากระบบสายส่ง หรือตลาดไฟฟ้าที่ผ่านการแข่งขันแล้วส่งผ่านสายระบบจำหน่ายไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในราคาปลีกภายใต้ราคาของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Spot Prices) โดยจะรวมกับอัตราค่าบริการ และประเมินเป็นราคาที่ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งราคาจะถูกควบคุมโดยองค์กรที่หน้าที่กำกับดูแล

4) ผู้ดำเนินค้าปลีกไฟฟ้า (Retail Company, Retailer)

หน่วยงานที่ไม่อยู่ภายใต้การควบคุมของหน่วยงานรัฐ โดยจะทำการแข่งขันในการจัดการปริมาณพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยมีการจัดหาบริการเสริมเข้ามาแข่งขัน เช่น การรับประกันราคาค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า และการบริการด้านการอนุรักษ์พลังงาน

5) ผู้ค้าไฟฟ้า (Trader)

หน่วยงานที่ซื้อหรือขายพลังงานไฟฟ้า ไม่มีหน่วยไฟฟ้าเป็นของตัวเองแต่ทำหน้าที่เป็นตัวกลางระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า หรือผู้ดำเนินการค้าปลีกไฟฟ้า โดยการดำเนินการในตลาดเสมือนว่าสัญญาซื้อขายนั้นเป็นโรงไฟฟ้า

6) ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ (Independent System Operator: ISO)

ศูนย์ควบคุมอิสระ คือ ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าซึ่งเป็นอิสระจากการควบคุมโดยกลุ่มบุคคลหรือหน่วยงานที่มีส่วนร่วมในตลาดซื้อขายไฟฟ้า หรือกิจการที่มีส่วนได้ส่วนเสียในธุรกิจไฟฟ้า ในบางประเทศศูนย์ควบคุมอิสระ อาจจะทำหน้าที่เป็นศูนย์ปฏิบัติการตลาดไฟฟ้า (Market Operator: MO) ทำหน้าที่ควบคุมดูแลให้ปริมาณไฟฟ้าที่เสนอซื้อเท่ากับปริมาณไฟฟ้าที่เสนอขายในตลาดไฟฟ้า ซึ่งขึ้นอยู่กับราคาที่ผู้ซื้อและผู้ขายเสนอราคาประมูล อีกทั้งศูนย์ควบคุมอิสระจะทำหน้าที่ในการสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการในระบบ และควบคุมการดำเนินการของระบบไฟฟ้าให้มีเสถียรภาพ และมีความน่าเชื่อถือ

7) ผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer)

ผู้ที่ทำการซื้อไฟฟ้าจากผู้ขายไฟฟ้ารายต่าง ๆ

8) ผู้ผลิตโดยผู้บริโภค (Prosumer: Production by Consumer)

ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการผลิตไฟฟ้าใช้เองจากที่พักอาศัยของตนเอง เช่น จากแผงโซล่าเซลล์ สามารถแบ่งบัน หรือจำหน่ายกับผู้ใช้ไฟฟ้าข้างเคียงได้ผ่านระบบสายไฟฟ้า

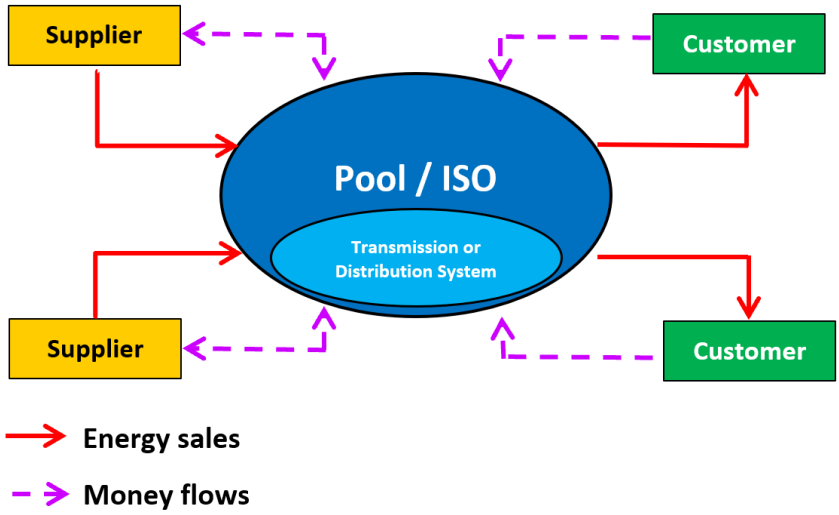
2.3 รูปแบบตลาดการซื้อขายไฟฟ้า (Market Model)

ระบบไฟฟ้าที่มีการแปรรูปแล้วนั้นจะมีรูปแบบการซื้อขายไฟฟ้า 3 รูปแบบ คือ การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง (Pool Model), การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract Model) และการซื้อขายไฟฟ้าแบบผสม (Hybrid Model)

2.3.1 การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง (Centralized Pool Model)

ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Centralized Power Pool) เป็นจุดที่รวมตัวของผู้ซื้อไฟฟ้า ผู้ขายไฟฟ้า และข้อมูลที่สำคัญของระบบ เพื่อสนับสนุนให้เกิดการแข่งขันที่สมบูรณ์มากยิ่งขึ้น อีกทั้งยังทำให้ค่าใช้จ่ายใช้จ่ายในการซื้อขายไฟฟ้ามีราคาที่ถูกลด โดยที่ผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้าไม่มีความจำเป็นต้องติดต่อกันโดยตรง การติดต่อกันนั้นจะใช้วิธีการผ่านตัวกลางในการซื้อขาย โดยในการซื้อขายไฟฟ้านั้น ผู้ซื้อไฟฟ้า และ/หรือผู้ขายไฟฟ้าจะต้องจ่ายค่าตอบแทนให้แก่ผู้ที่ทำหน้าที่เป็นตัวกลางตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่มีการซื้อขายตามที่ตกลงไว้ หรือที่เกิดขึ้นจริง ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้านั้นไม่ต่างจากตลาดกลางในการขายส่งอื่น มีสิ่งที่แต่ต่างกันเล็กน้อย คือ สินค้าที่นำมาซื้อขายคือไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลาของวัน ซึ่งการซื้อขายไฟฟ้านั้นจะมีความซับซ้อนกว่าสินค้าอื่น เนื่องจากไฟฟ้านั้นไม่

สามารถ หรือไม่มีความคุ้มค่าในการกักเก็บไว้ ดังนั้นตลาดกลางไฟฟ้าจำเป็นต้องมีหน่วยงานที่เป็นตัวกลางในการดำเนินงานทางตลาดให้มีประสิทธิภาพ และควบคุมระบบให้มีความมั่นคง คือ ศูนย์ควบคุมระบบอิสระ เป็นต้น การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลาง

ศูนย์ควบคุมระบบอิสระเป็นศูนย์กลางในการดำเนินงาน และการกำหนดเรื่องราคาซื้อ-ขายไฟฟ้าในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า การให้ผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้าทำการประมูลราคา (Bidding Prices) และเสนอปริมาณไฟฟ้า (Quantity) ที่ต้องการทำการซื้อขายกัน ถ้าผู้ขายไฟฟ้ามีการเสนอราคาประมูลที่สูงเกินไป ก็อาจจะทำให้ผู้ขายไฟฟ้ารายนั้นไม่ได้รับอนุญาติให้เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าเข้าตลาดกลางไฟฟ้า ส่วนผู้ขายไฟฟ้าที่ให้ราคาประมูลที่ต่ำกว่าก็จะได้รับการอนุญาติให้เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าเข้าตลาดกลางไฟฟ้า ในทางตรงกันข้ามในมุมของผู้ซื้อไฟฟ้าที่เสนอราคาที่ต่ำจนเกินไป ก็อาจทำให้ผู้ซื้อไฟฟ้ารายนั้นไม่ได้รับสิทธิในการซื้อปริมาณพลังงานไฟฟ้าในตลาดกลางไฟฟ้า ส่วนผู้ซื้อที่เสนอราคาที่ต้องการซื้อไฟฟ้าที่สูงกว่าก็จะได้รับสิทธิในการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากตลาดกลางไฟฟ้า นอกจากนี้ศูนย์ควบคุมระบบอิสระควรดำเนินการอย่างอิสระ ไม่อยู่ภายใต้อำนาจขององค์กรหรือหน่วยงานใด บริหารโดยคณะทำงานในการบริหารของตนเอง โดยศูนย์ควบคุมระบบอิสระจะต้องไม่มีส่วนเกี่ยวข้องกับหน่วยงานในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า เพื่อความเป็นธรรมในการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดกลางไฟฟ้า

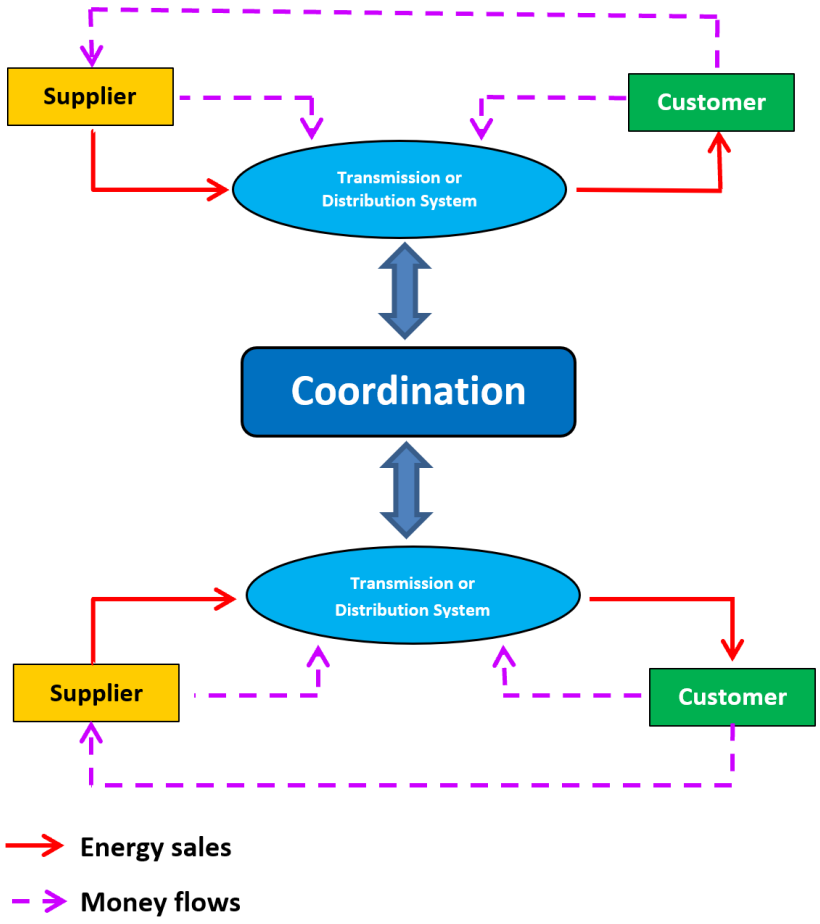
หน้าที่ของศูนย์ควบคุมระบบอิสระจะดำเนินการเรื่องเทคนิคร่วมด้วย เช่น การสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าในส่วนของบริษัทผลิตไฟฟ้า สั่งการดำเนินการของระบบส่งไฟฟ้า และดำเนินการทางด้านการตลาดไม่ว่าจะเป็นเรื่องการกำหนดราคาค่าไฟฟ้า (Market Clearing Price) การตรวจสอบ

ปริมาณการซื้อ-ขายพลังงานไฟฟ้า รวมทั้งการชำระเงิน หรือการจัดการด้านการเงินในตลาดกลางไฟฟ้า ซึ่งในส่วนด้านการตลาดนี้อาจจะมีหน่วยงานเอกชน หรือผู้ร่วมการค้าในตลาดเป็นผู้ดำเนินการ สรุปแล้วหน้าที่ของรูปแบบตลาดกลางไฟฟ้านั้น คือ เป็นศูนย์กลางการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ากับผู้ค้าปลีกไฟฟ้า และเป็นกลไกในการดำเนินการของระบบไฟฟ้า เช่น การสั่งเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของบริษัทผลิตไฟฟ้า เป็นต้น

2.3.2 การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract Model)

การซื้อขายแบบคู่สัญญาเป็นการซื้อขายไฟฟ้ากันโดยตรงระหว่างผู้ซื้อไฟฟ้ากับผู้ขายไฟฟ้าโดยไม่ผ่านตลาดกลาง และไม่ผ่านการแทรกแซงของศูนย์ควบคุมระบบอิสระ โดยการซื้อขายไฟฟ้าจะมีการกำหนดราคา ปริมาณไฟฟ้า เงื่อนไข และข้องตกลงที่ชัดเจน ทำให้ทั้งผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้าได้รับราคาที่มีเสถียรภาพ และเหมาะสมตามข้อตกลงทั้งสองฝ่าย เพราะผู้ขายไฟฟ้าจะต้องจัดหาไฟฟ้าให้แก่ผู้ซื้อไฟฟ้าตามที่ตกลงกันไว้โดยไม่ต้องผ่านการประมูลในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า แต่ในการซื้อขายไฟฟ้าดังกล่าวจะยังต้องให้ทางผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้าแจ้งข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้า และการใช้ไฟฟ้าของแต่ละฝ่ายให้ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าทราบ เพื่อนำไปหักออกจากความต้องการซื้อไฟฟ้า และความต้องการขายไฟฟ้าในตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าที่ศูนย์ควบคุมอิสระทำการวิเคราะห์และพิจารณาการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา ในกรณีที่ผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้าใช้บริการสายส่งไฟฟ้าหรือสายจำหน่ายไฟฟ้าจากผู้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องมีค่าใช้จ่ายในการบริการสายส่งไฟฟ้าหรือสายจำหน่ายไฟฟ้าอย่างเหมาะสมด้วย รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญาแสดง ดังรูปที่ 2.4

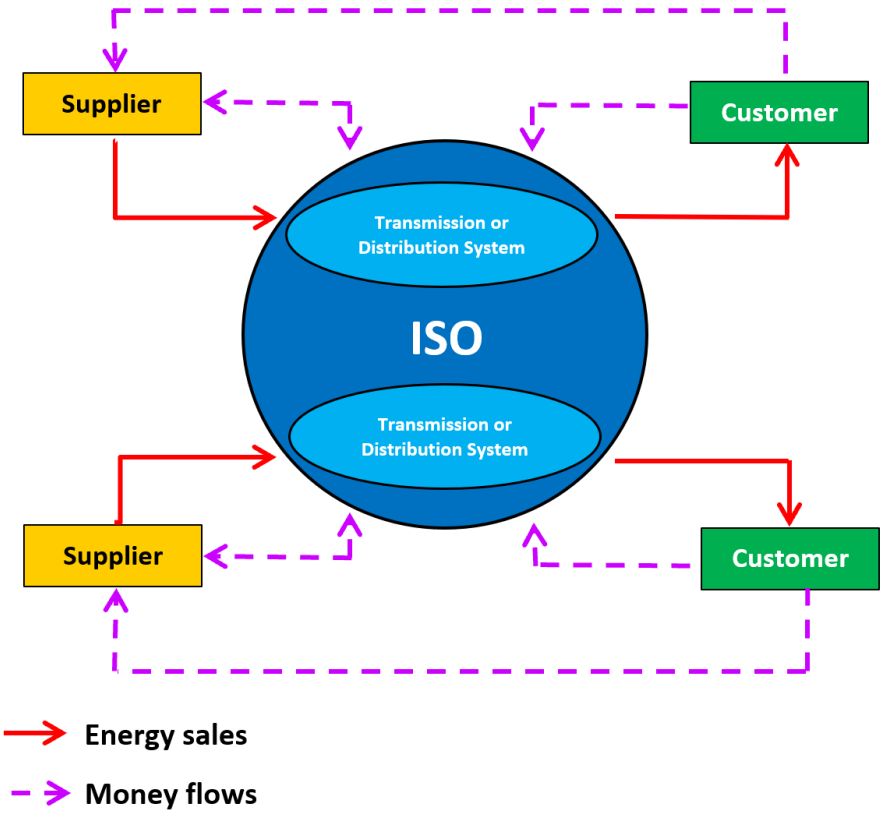
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 2.4 รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา

2.3.3 การซื้อขายไฟฟ้าแบบผสม (Hybrid Model)

การซื้อขายไฟฟ้าแบบผสมจะประกอบด้วย การซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Pool Model) และการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Contract Model) ทำให้การซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบนี้มีข้อได้เปรียบจากการซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า หรือแบบคู่สัญญาเพียงอย่างเดียว โดยผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเลือกที่จะซื้อไฟฟ้าจากรูปแบบใดก็ได้ตามความต้องการ การซื้อขายไฟฟ้าในรูปแบบนี้สามารถแสดง ดังรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 รูปแบบการซื้อขายแบบผสม

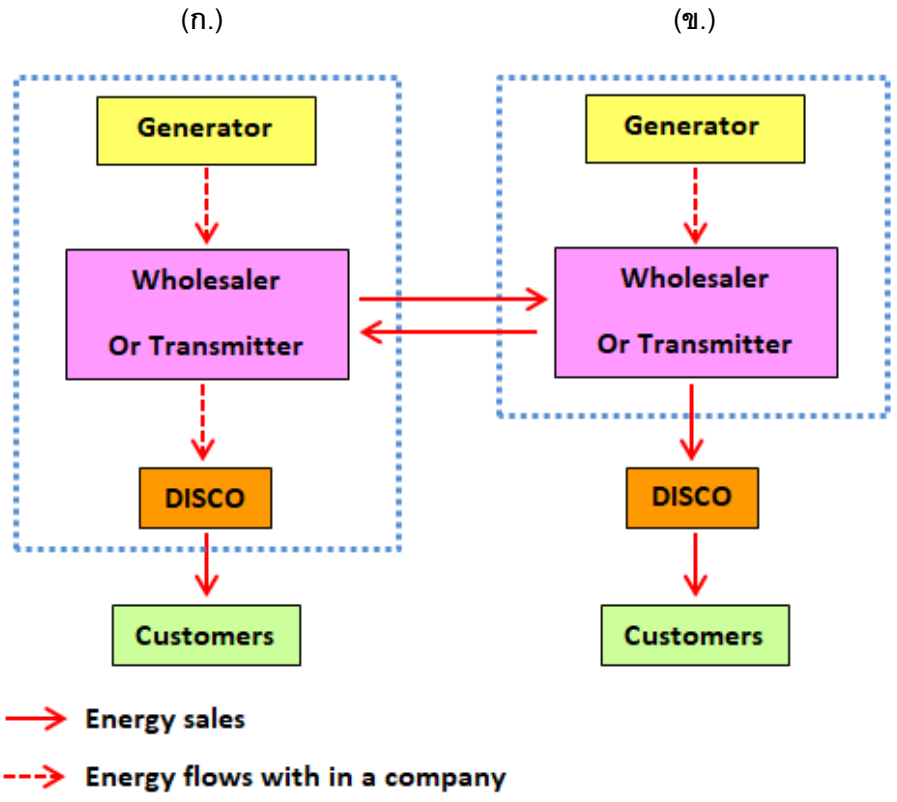
2.4 รูปแบบการแข่งขัน (Competitive Structure)

รูปการแข่งขันในตลาดไฟฟ้านั้น จะประกอบด้วย 4 รูปแบบ คือ รูปแบบการแข่งขันแบบผูกขาด (Monopoly) รูปแบบการแข่งขันโดยตัวแทน (Purchasing Agency) รูปแบบการแข่งขันแบบขายส่ง (Wholesale Competition) และรูปแบบการแข่งขันแบบขายปลีก (Retail Competition)

2.4.1 รูปแบบการแข่งขันแบบผูกขาด (Monopoly)

รูปแบบการแข่งขันแบบผูกขาดนี้จะสอดคล้องกับโครงสร้างระบบไฟฟ้าก่อนการปฏิรูป หรือรูปแบบการผูกขาดแบบดั้งเดิม จากที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.1.2 ดังรูปที่ 2.6 ก. แสดงรูปแบบโครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบผูกขาดแบบสมบูรณ์ ในรูปแบบนี้จะมีส่วนระบบผลิตไฟฟ้า (Generation) ส่วนระบบส่งจ่ายไฟฟ้า (Transmission) และส่วนของระบบจำหน่าย (Distribution) อยู่ภายใต้การดูแลโดยหน่วยงานเดียวกันทั้งหมด ก่อนที่จะขายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า และรูปที่ 2.6 ข. แสดงรูปแบบโครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบผูกขาด ในรูปแบบที่มีส่วนระบบผลิตไฟฟ้า และส่วนระบบส่งจ่ายไฟฟ้าถูก

จัดการโดยหน่วยงานเดียวกัน และขายพลังงานไฟฟ้าให้กับหน่วยงานที่ดูแลระบบจำหน่ายในพื้นที่ แต่รูปแบบนี้จะมีการซื้อขายไฟฟ้าพลังงานปริมาณไฟฟ้าแบบคู่สัญญาระหว่างระบบส่งจ่ายไฟฟ้าในต่างพื้นที่การดูแล

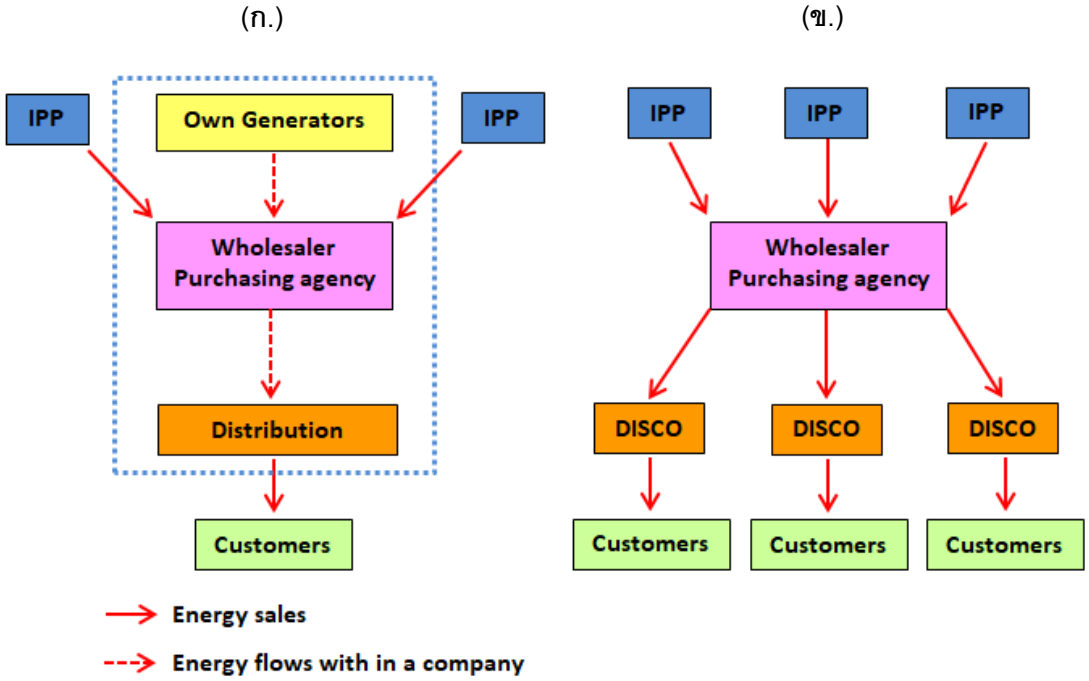


รูปที่ 2.6 รูปแบบการแข่งขันแบบผูกขาดที่มีการซื้อขายไฟฟ้าในระบบส่งจ่ายไฟฟ้า
(ก.) แสดงรูปแบบโครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบผูกขาดแบบสมบูรณ์
(ข.) แสดงรูปแบบโครงสร้างระบบไฟฟ้าแบบผูกขาด โดยมีการแยกตัวของหน่วยงานระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2.4.2 รูปแบบการแข่งขันผ่านตัวแทนจัดซื้อ (Purchasing Agency)

รูปแบบการแข่งขันโดยตัวแทนจัดซื้อจะมีการพัฒนามาจากการแข่งขันแบบผูกขาด โดยที่ระบบจะมีหน่วยงานที่สามารถผลิตไฟฟ้ามากกว่าหนึ่งหน่วยงาน หรือมีผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ (Independent Power Producer: IPP) มาเข้าร่วมในการผลิตไฟฟ้า และขายไฟฟ้าไปยังตัวแทนจัดซื้อในระบบส่งจ่ายไฟฟ้า จากนั้นก็จะขายไฟฟ้าต่อไปยังหน่วยงานที่ดูแลระบบจำหน่ายไฟฟ้าแต่ละพื้นที่ จากนั้นไฟฟ้าก็จะถูกขายผู้ใช้ไฟฟ้าตามลำดับ ในรูปแบบนี้แสดงให้เห็นว่าหน่วยงานในระบบผลิตไฟฟ้าเดิมไม่ได้มีอำนาจในผูกขาดการผลิตไฟฟ้าอีกต่อไป เนื่องจากมีหน่วยงานในระบบผลิตไฟฟ้า

หลายรายมากขึ้น รูปที่ 2.7 (ก.) มีการเข้าร่วมในการผลิตไฟฟ้าจากหน่วยงานระบบผลิตไฟฟ้าเดิมกับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ โดยมีการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ผ่านตัวแทนระบบจำหน่ายไฟฟ้าผ่านระบบแบบผูกขาดดังเดิม รูปที่ 2.7 (ข.) การผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระหลายราย ผ่านตัวแทนจัดซื้อกลางในระบบสายส่งจ่ายไฟฟ้า และมีการขายต่อให้กับหน่วยงานระบบจำหน่ายไฟฟ้า ในรูปแบบนี้จึงแสดงระบบที่เริ่มมีการแข่งขันในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามากยิ่งขึ้น



รูปที่ 2.7 รูปแบบการแข่งขันโดยตัวแทนจัดซื้อ

(ก.) แสดงรูปแบบการแข่งขันโดยตัวแทนจัดซื้อโดยมีการผลิตไฟฟ้าร่วมกับหน่วยงานผลิตไฟฟ้าเดิมกับผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ

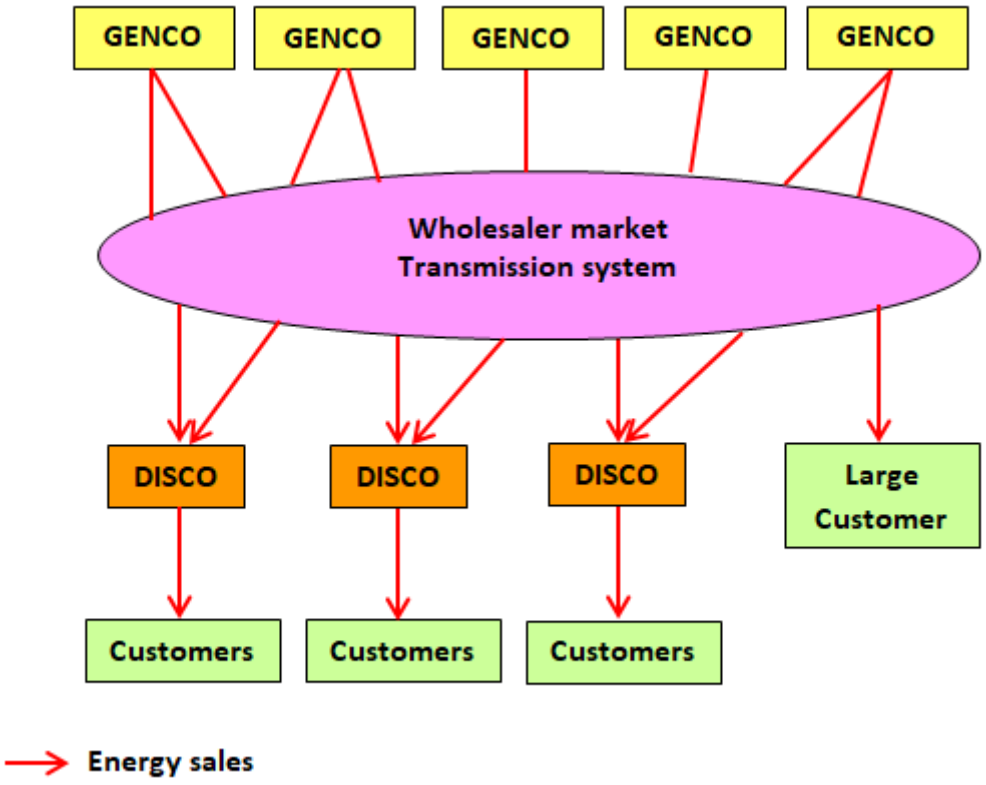
(ข.) แสดงรูปแบบการแข่งขันโดยตัวแทนจัดซื้อผ่านการผลิตไฟฟ้าโดยผู้อิสระหลายๆ ราย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.4.3 รูปแบบการแข่งขันแบบขายส่ง (Wholesale Competition)

รูปแบบการแข่งขันแบบขายส่งนี้จะไม่มีหน่วยงานในส่วนการผลิตไฟฟ้าที่รับผิดชอบการในจัดหาพลังงานไฟฟ้า โดยจะมีหน่วยงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้าจะซื้อพลังงานไฟฟ้าโดยจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายต่าง ๆ ผ่านการซื้อขายในตลาดขายส่งไฟฟ้า อีกทั้งผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่จะสามารถซื้อพลังงานไฟฟ้าโดยตรงในตลาดขายส่ง ตลาดขายส่งนี้สามารถใช้รูปแบบของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า หรือแบบคู่สัญญาก็ได้ ในรูปแบบการแข่งขันขายส่งนี้จะมีเป็นส่วนกลางที่ดูเรื่องราคาตลาด และการทำงานของ

ระบบส่งจ่ายไฟฟ้า ส่วนซื้อขายในระบบจำหน่ายไฟฟ้ายังคงอยู่ที่ส่วนกลาง โดยมีหน่วยงานในระบบจำหน่ายในแต่ละพื้นที่ซื้อไฟฟ้าจากส่วนกลางและขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่ตนเองดูแล ดังรูปที่ 2.8



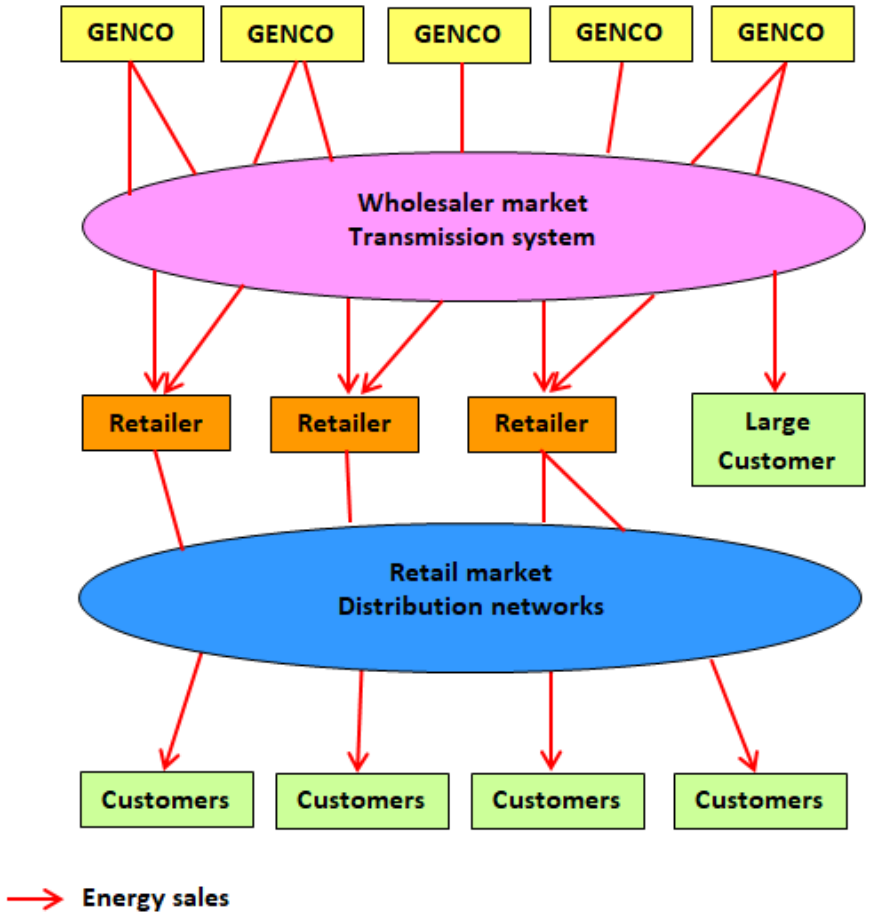
รูปที่ 2.8 รูปแบบการแข่งขันแบบขายส่ง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.4.4 รูปแบบการแข่งขันแบบขายปลีก (Retail Competition)

รูปแบบการแข่งขันแบบขายปลีกเพื่อการแข่งขันที่ผู้ใช้ไฟฟ้าย่อยทุกรายสามารถเลือกหน่วยงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้เอง และผู้บริโภครายใหญ่เท่านั้นที่เลือกซื้อพลังงานโดยตรงในตลาดกลางไฟฟ้าแบบขายส่ง ผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยและผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดกลางส่วนใหญ่จะซื้อจากหน่วยงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือผู้ค้าปลีก ซึ่งผู้ค้าปลีกนี้จะซื้อไฟฟ้าในตลาดขายส่ง และจัดจำหน่ายแยกออกตามพื้นที่ค้าปลีกของผู้ค้าปลีกแต่ละราย เพราะไม่ได้มีการผูกขาดในเรื่องพื้นที่สำหรับการจัดหาพลังงานไฟฟ้า ในการแข่งขันรูปแบบนี้จะมีการผูกขาดที่เหลืออยู่เพียงอย่างเดียว คือ การจัดหาและการดูแลการทำงานของระบบส่งจ่ายไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อตลาดกลางไฟฟ้ามีการแข่งขันอย่างเพียงพอแล้วราคาขายปลีกจะไม่ถูกควบคุมอีกต่อไป เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยสามารถเลือกหรือเปลี่ยนผู้ค้าปลีกได้เมื่อพวกเขาเสนอราคาเหมาะสม จากมุมมองทาง

เศรษฐศาสตร์แบบจำลองการแข่งขันนี้เป็นที่น่าพอใจที่สุดเนื่องจากราคาพลังงานไฟฟ้าที่ถูกกำหนดผ่านการโต้ตอบของตลาด อย่างไรก็ตามการใช้รูปแบบการแข่งขันนี้ต้องมี การวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้า การสื่อสาร และการประมวลผลข้อมูลจำนวนมาก มีค่าใช้จ่ายของระบบส่งจ่ายไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้ายังคงถูกเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้า ดังรูปที่ 2.9



รูปที่ 2.9 รูปแบบการแข่งขันแบบขายปลีก

บทที่ 3
ทฤษฎีการประมูล

ในบทนี้จะกล่าวถึงหลักการพื้นฐานของการประมูลแบบทางเดียว และการประมูลในรูปแบบที่มีสินค้าในลักษณะเดียวกัน รวมไปถึงจุดได้เปรียบ จุดเสียเปรียบของการประมูลแต่ละรูปแบบ

3.1 ปัจจัยในการออกแบบการประมูล (Factors in Auction Design)

ปัจจัยในการออกแบบการประมูล [21] เมื่อมีการออกแบบการประมูลแบบทางเดียว (Single-Unit Auction) ผู้ที่ดำเนินการในการประมูลต้องมีหน้าที่กำหนดตัวแปรต่างๆที่จะกำหนดกฎของการประมูลขึ้นมา ดังนี้

3.1.1 กฎในการเสนอราคาประมูล (Bidding Rule)

โดยกฎการเสนอราคานั้น สามารถแยกได้เป็น 2 ประเภท ดังนี้

3.1.1.1 การประมูลแบบเสนอราคาได้หลายครั้ง (Dynamic Auction)

คือ การประมูลที่อนุญาตให้ผู้ประมูลทำการประมูลได้หลายครั้ง และจะมีการแสดงข้อมูลในการประมูลแสดงระหว่างการประมูล ซึ่งเป็นการประมูลแบบนี้เป็นการเสนอราคาที่เปิดเผย และสามารถแบ่งเป็น 2 แบบ

- การเสนอราคาในรอบที่ต่างกัน ผู้เข้าร่วมประมูลสามารถส่งการเสนอราคาซ้ำหลายรอบในรอบของการประมูลที่ต่างกัน (Multi-Round Auction)

- การเสนอราคาแบบต่อเนื่อง ผู้เข้าร่วมประมูลสามารถเสนอราคาได้ต่อเนื่องโดยจะมีราคาประมูลที่เพิ่มขึ้น ในแต่ละครั้งที่ประมูล (Clock Auction)

3.1.1.2 การประมูลแบบเสนอราคาได้เพียงครั้งเดียว (Single-Round Auction)

คือ การประมูลที่ให้ผู้เสนอราคาเพียงครั้งเดียวในรอบการประมูลนั้น หรือที่เรียกว่าการเสนอราคาที่ปิดผนึก (Sealed-Bid Auction)

ข้อดีของการประมูลแบบ Dynamic Auction นั้น คือระหว่างการประมูลจะทำให้ทราบถึงราคาที่มีการประมูลที่เกิดขึ้น สามารถทำให้ผู้ประมูลนั้นเรียนรู้ และมีการปรับการเสนอราคาได้ (Price Discovery) ทำให้ผู้เข้าร่วมประมูลได้รับข้อมูลเกี่ยวกับการประเมินการเสนอราคาของคู่แข่ง ทำให้ได้รับผลจากความเสี่ยงที่จะทำให้ผู้ประมูลเสนอราคาสูงกว่ามูลค่าที่แท้จริงของสินค้านั้น (Winner's Curse) อย่างไรก็ตามในการประมูลแบบนี้ก็มีข้อเสียเช่นกัน ด้วยกระบวนการนี้จะเป็นอุปสรรคต่อผู้ประมูลที่มีมูลค่าที่จะเข้าร่วมประมูลที่ไม่มากในการเข้าร่วมประมูล รวมไปถึงยังจะทำให้ระยะเวลาในการประมูลนั้นในเวลานาน และซับซ้อน ซึ่งจะเป็นการทำให้ราคาสูงขึ้นจากการประมูลที่ยืดยาว ในทางตรงกันข้ามนั้นการประมูลแบบ Sealed-Bid Auction จะมีความรวดเร็ว ใช้เวลาน้อย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เข้าใจกระบวนการได้ง่าย และยังลดความสมรู้ร่วมคิดกันในหมู่ผู้เข้าร่วมประมูล แต่ข้อเสียของการประมูลแบบนี้อาจจะทำให้รายได้ของผู้ขายสินค้านั้นลดลง เนื่องจากผู้เสนอประมูลทำการเสนอราคาที่ต่ำเพื่อหลีกเลี่ยงราคาที่สูงกว่ามูลค่าที่แท้จริงของสินค้านั้น

3.1.2 กฎของราคา (Pricing Rule)

กฎของราคาเป็นวิธีการที่จะกำหนดจำนวนเงินของผู้ที่ชนะการประมูล โดยจะสามารถแยกได้ 2 ประเภท ดังนี้

3.1.2.1 ราคาอันดับที่หนึ่ง (First-Price)

คือ ราคาที่ผู้ชนะประมูลการประมูล จะจ่ายเงินเท่ากับราคาที่สูงที่สุดจากการเสนอราคาของการประมูล : $p^* = b^*$ ซึ่งการกฎของราคานี้อาจจะเรียกว่า Pay-as-Bid การจ่ายเท่าที่เสนอประมูล

3.1.2.2 ราคาอันดับที่สอง (Second-Price)

คือ ผู้ที่ชนะการประมูลจะจ่ายเท่ากับราคาที่สูงที่สุดอันดับที่สองจากราคาที่เสนอประมูล

การใช้รูปแบบของ First-Price นั้นง่ายต่อการนำไปใช้งาน และเข้าใจได้ง่าย อย่างไรก็ตามการที่ผู้ประมูลเสนอราคาเท่ากับมูลค่าของผู้ประมูลที่มีอยู่ หมายถึงว่าผู้ประมูลจะไม่ได้กำไรส่วนเกินจากการประมูล อาจจะเป็นการสนับสนุนให้ผู้ประมูลนั้นเสนอราคาที่ต่ำลง รูปแบบนี้อาจจะบอกถึงการจัดการเสนอราคาที่ไม่มีประสิทธิภาพ เนื่องจากผู้เสนอราคาที่มีมูลค่าในการประมูลที่สูง อาจจะไม่ใช่เป็นผู้ที่เสนอราคาสูงสุด นอกจากนี้การกำหนดราคารูปแบบนี้ยังมีความเสี่ยงที่จะได้รับผลจาก Winner's Curse แต่รูปแบบของ Second-Price นั้น จะช่วยสนับสนุนให้ผู้ประมูลนั้นเสนอราคาตามมูลค่าที่ผู้ประมูลมีอยู่ เพราะด้วยวิธีการนี้ถ้าผู้ชนะการประมูลจะยังได้รับผลกำไรส่วนเกินจากการประมูล ซึ่งมีแนวโน้มในการจัดการการเสนอราคาการประมูลได้มีประสิทธิภาพ และลดผลกระทบจาก Winner's Curse

3.2 รูปแบบการประมูลแบบทางเดียว (Standard Single-Unit Auction Models)

รูปการประมูลแบบ Single-Unit Auction โดยทั่วไปนั้นจะมีรูปแบบหลัก ๆ ประกอบด้วย 4 รูปแบบ ดังนี้

3.2.1 การประมูลแบบราคาจากน้อยไปมาก (Ascending-Bid Auction)

การประมูลแบบ Ascending-Bid Auction หรือ English Auction การกำหนดราคาจะถูกกำหนดจากผู้ขายด้วยราคาเริ่มต้นที่มีราคาค่อนข้างต่ำ และเพิ่มขึ้นทีละน้อยจนกว่าจะมีผู้ชนะการ

ประมูลที่เหลือเพียงคนเดียว ซึ่งมีรูปแบบวิธีที่แตกต่างที่ใช้ในการประมูลแบบ Ascending-Bid Auction

• รูปแบบที่ผู้เข้าร่วมประมูลเสนอราคาเพิ่ม: รูปแบบนี้ผู้ประมูลจะเสนอราคาในแต่ละรอบที่แตกต่างกัน ซึ่งระบุราคาที่เต็มใจที่จะจ่าย เมื่อการประมูลสิ้นสุดลงเมื่อมีผู้เสนอราคาที่สูงที่สุด รูปแบบนี้จะเป็นรูปแบบที่นิยม ซึ่งจะถูกใช้ในการประมูลงานศิลปะ และงานโบราณต่าง ๆ การประมูลรูปแบบนี้ก็จะพบบ่อยในการประมูลทางอิเล็กทรอนิกส์ (Electronic Auction)

• รูปแบบที่ผู้จัดงานประมูลเสนอราคาเพิ่ม: ผู้ขายจะเพิ่มราคาทีละรอบประมูล เพื่อให้ผู้ประมูลสามารถตัดสินใจได้ว่าจะเสนอราคาในรอบปัจจุบันหรือไม่

• รูปแบบที่ราคาเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง: ราคาในการประมูลจะเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ และผู้เข้าร่วมประมูลจะตัดสินใจเสนอราคา และหยุดการประมูล โดยรูปแบบการประมูลนี้ถูกเรียกว่า Ascending Clock Auction

ตารางที่ 3.1 ตารางการประมูลแบบ Ascending-Bid Auction

Round (t)	Round Price (p^t)	b^t_1	b^t_2	b^t_3
t = 0	p^0 = 900	900	900	900
t = 1	p^1 = 1,000	0	1,000	1,000
t = 2	p^2 = 1,100	0	0	1,100
	Values v_i	v_1 = 1,000	v_2 = 1,100	v_3 = 1,800

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากตารางที่ 3.1 กำหนดให้มีสินค้าในการประมูล 1 ชิ้น และ 3 ผู้เข้าร่วมประมูลที่มีมูลค่าในการประมูลของแต่ละคน v_1 = 1,000 บาท, v_2 = 1,100 บาท และ v_3 = 1,800 โดยสมมติว่าผู้เข้าร่วมประมูลจะเสนอราคาด้วยความจริงใจ และจะให้การเสนอราคาในรอบที่ t ที่เท่ากับมูลค่าในการประมูลของแต่ละคน ($p^t = v_i$) เริ่มต้นผู้ขายกำหนดราคาที่ p^s = 900 บาท และมีการเพิ่มราคาขึ้นในระหว่างรอบประมูล รอบละ 100 บาท โดยที่ราคาเริ่มต้น รอบที่ t = 0, ผู้เข้าร่วมประมูลเสนอราคาที่ $b^0_1 = b^0_2 = b^0_3$ = 900 บาท ในรอบนี้ราคาที่เสนอในรอบนี้มีค่าที่น้อยกว่ามูลค่าในการประมูลของผู้เข้าร่วมประมูลทุกคน ($p^t < v_i$) ในรอบถัดมา ที่ (t = 1) ด้วยราคา p^1 = 1,000 บาท ผู้ประมูลรายแรกออกจากการประมูล (b^1_1 = 0) ที่ราคานี้ทำให้ผู้ประมูลรายแรกนั้นไม่ต้องพิจารณาถึงว่าจะแพ้ หรือชนะในการประมูล เพราะราคานี้มีค่าเท่ากับมูลค่าในการประมูลของผู้เข้าร่วมประมูลรายแรก $p^1 = v_1$ = 1,000 บาท แสดงถึงกำไรส่วนเกินที่มีค่าเป็น 0 เช่นเดียวกันกับผู้ประมูลรายที่

สอง ในการประมูลรอบที่สอง (t = 2) ที่ p^2 = v_2 = 1,100 บาท ดังนั้นผู้ประมูลรายที่สามจะเป็นผู้ชนะในการประมูลครั้งนี้ ด้วยราคาที่ 1,100 บาท (p^* = 1,100)

สิ่งสำคัญเกี่ยวกับการประมูลแบบ Ascending-Bid Auction ผู้ชนะการประมูลจะจ่ายเท่ากับราคาเท่ากับราคาที่เสนอที่สูงที่สุดอันดับที่สอง ที่รวมกับราคาที่เพิ่มขึ้นในรอบประมูล จากตัวอย่างก่อนหน้า จะพบว่าราคาที่สูงเป็นอันดับที่สอง เกิดจากการประมูลของผู้เข้าร่วมประมูลรายที่สอง (b^1_2 = 1,000 บาท) ในรอบการประมูลที่ t = 0 และราคาที่เพิ่มขึ้นในรอบประมูลนั้น 100 บาท โดยกำไรส่วนเกินของผู้ชนะประมูล คือ 1,800 – 1,100 = 700 บาท และสำหรับรายได้ของผู้ขาย คือ 1,100 บาท (R^* = p^* = 1,100 บาท)

การประมูลแบบ Ascending-Bid Auction นั้นเป็นรูปแบบ Dynamic Auction และเป็นไปตามกฎของราคาแบบ Second-Price ข้อดีของรูปแบบการประมูลนี้ คือ ผู้เข้าร่วมประมูลสะดวกต่อการนำไปใช้ เข้าใจได้ง่าย นอกจากนี้ยังลดผลกระทบของการที่จะเกิด Winner's Curse เนื่องจากผู้เข้าร่วมประมูลจะทราบถึงมูลค่าในการประมูลของผู้เข้าร่วมประมูลรายอื่น ทำให้มีการเรียนรู้ที่จะเสนอราคาในรอบประมูลต่อไป ซึ่งเป็นการสนับสนุนให้ผู้เข้าร่วมประมูลเพิ่มการเสนอราคา และทำให้รายได้ของผู้ขายเพิ่มขึ้น

3.2.2 การประมูลแบบราคาจากมากไปน้อย (Descending-Bid Auction)

การประมูลแบบ Descending-Bid Auction หรือ Dutch Auction มีการเริ่มต้นด้วยราคาประมูลที่สูง และจะลดลงจนกว่าจะมีผู้เข้าร่วมประมูลยืนยันการเสนอราคา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.2 ตารางการประมูลแบบ Descending-Bid Auction

Round (t)	Round Price (p^t)	b^t_1	b^t_2	b^t_3
t = 0	p^0 = 2,000	0	0	0
t = 1	p^1 = 1,900	0	0	0
t = 2	p^2 = 1,800	0	0	1,800
	Values v_i	v_1 = 1,000	v_2 = 1,100	v_3 = 1,800

จากตารางที่ 3.2 มีการกำหนดราคาเริ่มต้นในการประมูล p^s = 2,000 บาท และมีการลดราคาลงในระหว่างรอบประมูล รอบละ 100 บาท ด้วยราคาที่สูงกว่ามูลค่าของการประมูลของผู้เข้าร่วมประมูลทุกคน ในรอบแรกที่ t = 1 จึงยังไม่มีผู้เข้าร่วมประมูลคนใดเสนอราคาประมูล ในการประมูลในรอบที่สอง ที่ t = 2 ราคาจึงถูกลดลงมาที่ p^1 = 1,900 บาท แต่ก็ยังไม่มีผู้เข้าร่วมประมูล

เสนอราคา ราคาจึงถูกปรับลดลงมาอีกครั้งที่ p^2 = 1,800 บาท ที่รอบที่สาม t = 2 ซึ่งในราคารอบนี้มีเท่ากับมูลค่าการประมูลของผู้เข้าร่วมประมูลคนที่สาม ดังนั้นจึงมีการเสนอราคาประมูล และทำให้การประมูลในครั้งนี้สิ้นสุดลงด้วย (v_3 = 1,800 = b^2_3) โดยราคาที่ผู้ชนะในการประมูลที่ต้องจ่ายในครั้งนี้ คือ p^* = p^2 = 1,800 บาท และผู้ชนะการประมูลจะไม่ได้กำไรส่วนเกินจากการประมูลในครั้งนี้ (p^* = v_3) ดังนั้นรูปแบบการประมูลแบบ Descending-Bid Auction จะทำให้ผู้เข้าร่วมประมูลนั้นจะรอการเสนอราคาที่ต่ำกว่ามูลค่าของการประมูลของตน เพื่อที่จะทำให้ได้กำไรส่วนเกินจากการประมูลในครั้งนั้น

การประมูลแบบ Descending-Bid Auction นั้นเป็นรูปแบบ Dynamic Auction และเป็นไปตามกฎของราคาแบบ First-Price คือ ผู้ชนะการประมูลจะจ่ายจำนวนเงินเท่ากับราคาที่เสนอสูงสุด โดยการประมูลรูปแบบนี้มักจะถูกใช้กับสินค้าที่เน่าเสียได้ง่าย เช่น ปลา ดอกไม้ หรือยาสูบ เป็นต้น

3.2.3 การประมูลแบบปิดผนึกโดยใช้ราคาที่สูงสุด (First-Price Sealed-Bid Auction)

การประมูลแบบ First-Price Sealed-Bid Auction เป็นการที่ผู้เข้าร่วมประมูลเสนอราคาพร้อมกันทุกคน ในรอบการประมูลเดียวกัน โดยการเสนอราคานี้จะไม่มีการแก้ไขราคาที่เสนอไปแล้วในภายหลัง เมื่อได้รับการเสนอราคาจากผู้เข้าร่วมประมูลทั้งหมดแล้ว ผู้ขายจะเป็นผู้กำหนดว่าผู้เข้าร่วมการประมูลคนใดจะเป็นผู้ชนะการประมูล จะมีการพิจารณาจากผู้เข้าร่วมประมูลที่เสนอราคาที่สูงที่สุด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 3.3 ตารางการประมูลแบบ First-Price Sealed-Bid Auction

Round (t)	b^t_1	b^t_2	b^t_3
t = 0	1,000	1,100	1,800
Values v_i	v_1 = 1,000	v_2 = 1,100	v_3 = 1,800

จากตารางที่ 3.3 แสดงการเสนอราคาที่ผู้เข้าร่วมประมูลยืนยันราคากับผู้ซื้อด้วยความจริงใจ คือ ราคาเสนอประมูลเท่ากับมูลค่าของการประมูลของผู้เข้าร่วมประมูลแต่ละคน (b_i = v_i) ในกรณีนี้ผู้ชนะการประมูล คือ ผู้เข้าร่วมประมูลรายที่สาม ซึ่งเป็นผู้เสนอราคาประมูลสูงที่สุด p^* = 1,800 บาท โดยการประมูลในรูปแบบนี้ จะทำให้กำไรส่วนเกินของผู้เสนอประมูลมีค่าเท่ากับศูนย์ ซึ่งเหมือนกับวิธีการประมูลแบบ Descending-Bid Auction ดังนั้นการประมูลรูปแบบนี้ จะทำให้ผู้เข้าร่วมประมูลเสนอราคาต่ำกว่ามูลค่าของการประมูลของตนเอง

3.2.4 การประมูลแบบปิดผนึกโดยใช้ราคาสูงอันดับที่สอง (Second-Price Sealed-Bid Auction)

การประมูลแบบ Second-Price Sealed-Bid Auction เป็นการที่ผู้เข้าร่วมประมูลเสนอราคาพร้อมกันทุกคน ในรอบการประมูลเดียวกัน ผู้เข้าร่วมการประมูลที่ชนะการประมูล คือ ผู้ที่เสนอราคาที่สูงที่สุด แต่ราคาที่ต้องจ่ายในการชนะประมูลในครั้งนี้ จะเป็นราคาที่สูงเป็นอันดับที่สองจากราคาที่ประมูลสูงสุด ซึ่งเป็นไปตามกฎของการเสนอราคาอันดับที่สอง (Second-Price)

ตารางที่ 3.4 ตารางการประมูลแบบ Second-Price Sealed-Bid Auction

Round (t)	b^t_1	b^t_2	b^t_3
t = 0	1,000	1,100	1,800
Values v_i	v_1 = 1,000	v_2 = 1,100	v_3 = 1,800

จากตารางที่ 3.4 แสดงการเสนอราคาที่ผู้เข้าร่วมประมูลยืนยันราคากับผู้ซื้อด้วยความจริงใจ คือ ราคาเสนอประมูลเท่ากับมูลค่าของการประมูลของผู้เข้าร่วมประมูลแต่ละคน ($b_i = v_i$) จะพบว่าการผู้เข้าร่วมประมูลเป็นผู้ที่เสอนราคาสูงที่สุด จึงเป็นผู้ชนะในการประมูลในครั้งนี้ แต่ในรูปแบบของการประมูล Second-Price Sealed-Bid Auction นั้น ผู้ชนะการประมูลจะจ่ายเท่ากับราคาประมูลที่สูงอันดับสอง p^* = 1,100 บาท ดังนั้นจากการจ่ายจำนวนเงินน้อยกว่ามูลค่าจริงของการประมูลที่มีอยู่จะทำให้ผู้เข้าร่วมประมูลรายที่สามนี้ มีกำไรส่วนเกินจากการประมูลนี้ คือ 1,800 – 1,100 = 700 บาท นั้นจะเท่ากับกำไรส่วนเกินของการประมูลแบบ Ascending-Bid Auction

รูปแบบการประมูลนี้เป็นที่รู้จักกันในอีกชื่อ คือ Vickrey Auction สำหรับการประมูลแบบทางเดียว (Single-Unit) เพราะ Vickrey [22] เป็นคนที่เสนอให้เห็นถึงวิธีการของผู้เข้าร่วมประมูลที่มีการเสนอราคาการประมูลที่จริงใจ ($bi = vi$) ถ้าผู้เข้าร่วมประมูลเสนอราคา โดยใช้วิธีการประมูลตามที่เสนอ จะทำให้ผู้เข้าร่วมประมูลที่มีมูลค่าการประมูลสูงสุดที่ทำการเสนอราคาในการประมูลเป็นผู้ชนะการประมูลในครั้งนั้น

ดังนั้น การจัดการวิธีการในการเสนอราคาที่มีประสิทธิภาพ จึงมีส่วนสำคัญสำหรับผู้เข้าร่วมประมูล ที่จะส่งผลให้ผู้เข้าร่วมประมูลนั้นชนะการประมูล ดังนั้นการประมูลแบบ Second-Price Sealed-Bid Auction จึงเป็นรูปแบบการประมูลที่มีประสิทธิภาพ

3.3 การประมูลแบบปิดผลึกแบบหลายหน่วยของสินค้าซึ่งมีลักษณะเหมือนกัน (Multi-unit Sealed-Bid Auction of Homogeneous Items)

แทนที่จะใช้ในการประมูลแบบ Dynamic Auction ผู้ขายอาจจะเลือกใช้วิธีการประมูลแบบ Sealed-Bid Auction แบบรอบเดียว (Single-Round) ส่วนในการประมูลแบบ Multi-unit Sealed-Bid Auction of Homogeneous Items ผู้ขายจะเสนอ M สินค้าที่มีลักษณะเหมือนกัน และผู้ร่วมประมูลจะยืนยันเสนอราคา M โดยผู้ร่วมประมูลแต่ละคนจะเสนอราคาที่ยินดีจะจ่ายในแต่ละหน่วยประมูล $B_i = (b_{i,1}, b_{i,2},..., b_{i,M})$ โดย i เป็นผู้ร่วมประมูลแต่ละราย เมื่อ $b_{i,j}$ คือ ราคาที่ผู้ร่วมประมูล i เต็มใจที่จะจ่ายในสินค้า j เราสามารถพิจารณาเวกเตอร์การเสนอราคาของฟังก์ชันความต้องการแบบผกผัน (Inverse Demand Function) ซึ่งสามารถกลับฟังก์ชัน เพื่อให้ได้ฟังก์ชันของความต้องการของผู้เข้าร่วมประมูล Bidder i's Demand Function (d_i) กำหนด p คือ ราคา, ผู้เข้าร่วมประมูล i ความต้องการในสินค้า j หน่วย ซึ่งการเสนอราคาจะมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับราคาสินค้า $p \geq b_{i,j}$ ซึ่งจะได้ฟังก์ชันความต้องการดังสมการ 3.1

$$d_i \equiv max\{j : p \geq b_{i,j}\} \tag{3.1}$$

ตัวอย่าง ในการประมูลสินค้าที่เหมือนกันสามอย่าง ผู้ร่วมประมูล i มีการเสนอราคาประมูล $B_i = (b_{i,1}, b_{i,2}, b_{i,3}) = (6, 4, 2)$ เพื่อให้ได้ฟังก์ชันความต้องการของผู้เข้าร่วมประมูล ดังนั้นจะต้องหาจำนวนรายการที่ผู้เข้าร่วมประมูลนั้นสนใจในแต่ละราคาของการประมูล สมมติราคาต่อหน่วย p = 6 บาท เป็นราคาที่ผู้ร่วมประมูลต้องการในสินค้านี้ 1 ชิ้น ถ้าราคาต่อหน่วย p = 4 บาท เป็นราคาที่ผู้ร่วมประมูลต้องการในสินค้านี้ 1 ชิ้น และถ้าราคาต่อหน่วย p = 2 บาท เป็นราคาที่ผู้ร่วมประมูลมีความสนใจ และต้องการในสินค้านี้ 3 ชิ้น เนื่องจากการเสนอราคาทั้งหมดนั้นมีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 2 บาท

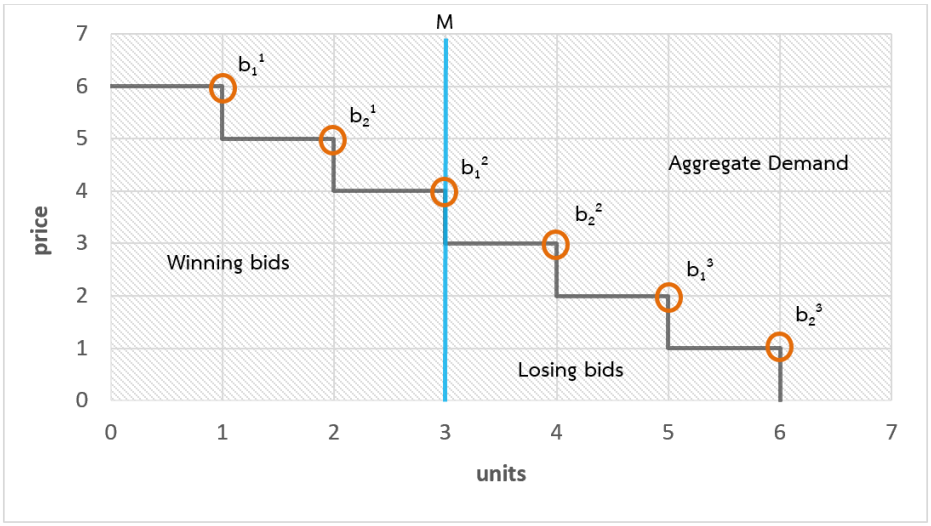
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ในรูปแบบการประมูลนี้ รายได้ที่ผู้ขายจะได้รับทั้งหมดเท่ากับจำนวนการเสนอราคาทั้งหมด $N \times M$ เนื่องจากผู้ประมูลแต่ละราย N เสนอราคา M สำหรับแต่ละรายการประมูล ผู้ขายจะทำการแสดงรายที่ผู้ร่วมประมูลเสนอราคาจากมากไปน้อยสุด และเลือกการเสนอราคาที่สูงสุด ผู้ชนะการประมูล คือ คนที่ให้เสนอราคา M สูงสุด

ตารางที่ 3.5 ตารางการประมูลแบบ Multi-unit Sealed-Bid Auction of Homogeneous Items

	$b_{1,j}$	$b_{2,j}$
j = 1	6	5
j = 2	4	3
j = 3	2	1

จากตารางที่ 3.5 การประมูลนี้จะมีสองผู้เข้าร่วมประมูล กับสินค้าสามรายการ ผู้เข้าร่วมประมูลมีการเสนอราคาดังนี้ B_1 = (6, 4, 2) และ B_2 = (5, 3, 1) โดยผู้ขายจะทำการเรียงราคาประมูลจากมากไปยังน้อยสุด ได้ดังนี้ (6, 5, 4, 3, 2, 1) จะทำให้ทราบถึงความต้องการรวมในการประมูลนี้ รูปที่ 3.1 แสดงกราฟค่าความต้องการ (Demand Curve) รวมของผู้เข้าร่วมประมูลที่มีต่อการประมูลสินค้าที่ตัดกับเส้นของจำนวนสินค้าที่ต้องการขาย (Supply Curve) ของผู้ขายที่มีค่าคงที่ M = 3 โดยผู้ที่ชนะการประมูลจะสอดคล้องกับการเสนอราคาสูงสุด M คือ เส้นกราฟ Demand Curve ที่อยู่ทางด้านซ้ายมือของเส้น Supply Curve จากตัวอย่าง ผู้ชนะการประมูล คือ ($b^*_{1,1}$, $b^*_{2,1}$, $b^*_{1,2}$) = (6, 5, 4) ซึ่งจะเห็นว่าผู้เข้าร่วมประมูลรายแรกชนะการประมูลสินค้าสองรายการ และผู้เข้าร่วมประมูลรายแรกชนะการประมูลสินค้าสองรายการ ส่วนการเสนอราคาที่ไม่ชนะการประมูล คือ เส้นกราฟ Demand Curve ที่อยู่ทางด้านขวามือของเส้น Supply Curve



รูปที่ 3.1 รูปกราฟการประมูลแบบ Multi-unit Sealed-Bid Auction of Homogeneous Items

สำหรับวิธีการนี้ผู้ขายสามารถแก้ปัญหาของราคาที่ผู้ชนะการประมูลนั้นต้องจ่าย โดยจะขึ้นอยู่กับกฎของการกำหนดราคาที่ผู้ขายนั้นกำหนด โดยมีวิธีดังต่อไปนี้ Discriminatory Auction, Uniform-Price Auction และ Vickrey Auction

3.3.1 การประมูลแบบจ่ายตามราคาที่เสนอประมูล (Discrimination Auction)

การประมูลแบบ Discrimination Auction หรือเรียกอีกอย่างว่า Pay-as-Bid Auction คือ การประมูลที่ผู้ชนะการประมูลจะจ่ายเท่ากับผลรวมของการเสนอราคาของสินค้าที่ได้รับ ถ้าผู้เข้าร่วมประมูล i และมีราคาที่ชนะการประมูล q^*_i (จำนวนการเสนอราคา M ที่สูงที่สุด) และจำนวนสินค้าที่ได้รับ q^*_i ดังนั้นจำนวนเงินรวมที่ผู้ชนะประมูลต้องจ่าย ดังสมการที่ 3.2

$$P_i^* = \sum_{j=1}^{q_i^*} b_{i,j}^* \tag{3.2}$$

เมื่อ $b^*_{i,j}$ คือ การเสนอราคาที่ชนะประมูล โดยผู้เข้าร่วมประมูล i ที่ต้องการสินค้า j และกำไรส่วนเกินของผู้เข้าร่วมประมูล i ซึ่งเท่ากับผลต่างระหว่างรายได้และรายจ่าย

$$\pi_i^* = \tau_i^* - P_i^* \tag{3.3}$$

รายได้ของผู้เข้าร่วมประมูล เท่ากับผลรวมของมูลค่าของการประมูลของสินค้าที่ได้รับ

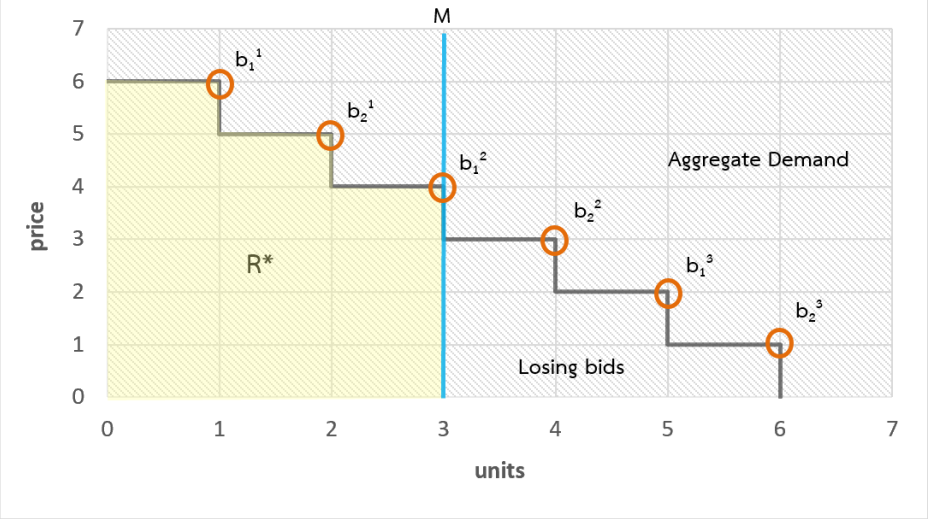
$$\tau_i^* = \sum_{j=1}^{q_i^*} v_{i,j} \tag{3.4}$$

และรายได้ของผู้ขายจะมีค่าเท่ากับผลรวมของจ่ายเงินทั้งหมดของผู้ชนะการประมูล เมื่อ W คือ กลุ่มของผู้ชนะการประมูล

$$R^* = \sum_{i \in W} P_i^* \tag{3.5}$$

จากตัวอย่างก่อนหน้านี้ ตามข้อมูลการเสนอราคาตามตารางที่ 3.5 จำนวนเงินที่ผู้เข้าร่วมประมูลรายแรกจ่ายสำหรับการเป็นผู้ชนะประมูล $P_1^* = b^*_{1,1} + b^*_{1,2} = 6 + 4 = 10$ บาท และจำนวนเงินที่ผู้เข้าร่วมประมูลรายที่สอง สำหรับการเป็นผู้ชนะประมูล $P_2^* = b^*_{2,1} = 5$ บาท ดังนั้นรายได้รวมที่ผู้ขายจะได้รับ คือ $R^* = P_1^* + P_2^* = 15$ บาท ดังรูปที่ 3.2 ที่แสดงจำนวนส่วนของรายได้ที่ผู้ขายจะได้ตามส่วนที่แรงเงาในส่วนของผู้ชนะการประมูล คือ $R^* = (1 \times 6) + (1 \times 5) + (1 \times 4) = 15$ บาท

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 3.2 รูปกราฟการประมูลแบบ Discrimination Auction

การประมูลแบบ Discrimination Auction นั้นเป็นส่วนขยายจากวิธีการประมูลแบบ First-Price Sealed-Bid Auction แต่เป็นการประมูลในสินค้าที่มีลักษณะคล้ายกันได้หลายครั้ง

3.3.2 การประมูลแบบจ่ายในราคาที่เท่ากัน (Uniform-Price Auction)

การประมูลแบบ Uniform-Price Auction คือ การประมูลที่ผู้ชนะการประมูลทุกคนจ่ายสินค้าในราคาเดียวกัน (p^*) ซึ่งเป็นราคาเดียวกับราคาตลาดกลาง (Market-Clearing Price) ซึ่งเป็นจุดตัดของกราฟที่มีค่า Demand เท่ากับ Supply แต่ถ้าค่า Demand กับ Supply ที่ค่าใด ๆ ที่อยู่ระหว่างค่าการเสนอการประมูลสูงสุดที่ไม่ผ่านการคัดเลือกในการประมูล (Highest-Rejected-bid: HRB) และค่าการเสนอการประมูลต่ำสุดที่ผ่านการคัดเลือกในการประมูล (Lowest-Accepted-bid: LAB) [23] โดยสองจุดนี้จะมีหลักในการนำมาหาราคาที่เหมาะสมในการกำหนดราคาตลาดกลาง (Clearing Price)

ถ้าผู้เข้าร่วมประมูล i ชนะการประมูลสินค้าจำนวน q_i^* รายการ รายจ่ายของผู้ชนะการประมูล ดังสมการที่ 3.6

$$P_i^* = p^* \times q_i^* \tag{3.6}$$

รายได้ของผู้เข้าร่วมประมูล i เท่ากับผลรวมของมูลค่าของการประมูลของสินค้า q_i^* ที่ได้รับ

$$\tau_i^* = \sum_{j=1}^{q_i^*} v_{i,j} \tag{3.7}$$

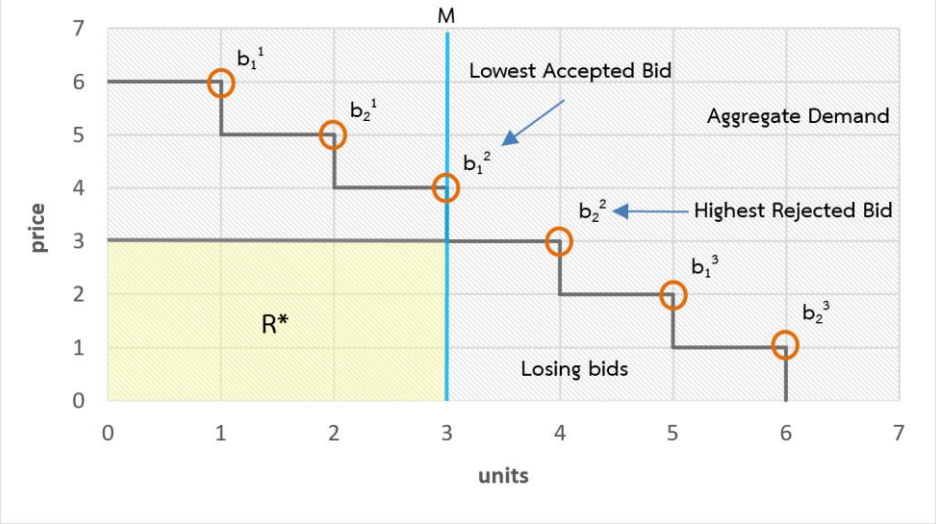
กำไรส่วนเกินของผู้เข้าร่วมประมูล i ซึ่งเท่ากับผลต่างระหว่างรายได้และรายจ่าย

$$\pi_i^* = \tau_i^* - P_i^* \tag{3.8}$$

และรายได้ของผู้ขายจะมีค่าเท่ากับผลรวมของจ่ายเงินทั้งหมดของผู้ชนะการประมูล เมื่อ W คือ กลุ่มของผู้ชนะการประมูล

$$R^* = \sum_{i \in W} P_i^* \tag{3.9}$$

จากตัวอย่างก่อนหน้านี้ ตามข้อมูลการเสนอราคาตามจากตารางที่ 3.5 จากการเสนอราคาโดยผู้เข้าร่วมประมูลรายที่สองเท่ากับจุดของ HRB, $b_{2,2}$ = 3 บาท โดยตัวอย่างต่อไปนี้จะใช้จุด HRB ในการกำหนดการเคลียร์ราคาตลาดกลาง ที่จุดตัดของกราฟที่ค่า Demand เท่ากับ Supply ที่จุด HRB (p^* = 3 บาท) ดังนั้น ผู้เข้าร่วมการประมูลรายแรกที่ชนะในการประมูลรายกับสินค้าสองรายการราคาที่ต้องจ่าย คือ P_1^* = 3 x 2 = 6 บาท ราคาที่ผู้เข้าร่วมการประมูลรายที่สองต้องจ่าย P_2^* = 3 x 1 = 3 บาท และรายได้ของผู้ขายที่จะได้เท่ากับผลรวมของราคาที่ผู้ชนะประมูลทั้งสองที่จ่าย คือ $R^* = P_1^* + P_2^*$ = 9 บาท ซึ่งจะแสดงอยู่ในส่วนที่แรงเงาในรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 รูปกราฟการประมูลแบบ Uniform-Price Auction

ด้วยวิธีการกำหนดราคาจากการประมูลในรูปแบบต่าง ๆ ทำให้เห็นทั้งข้อดี และข้อเสีย ทั้งฝ่ายผู้ขาย และฝ่ายผู้ซื้อ ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำข้อดีในรูปแบบการประมูลแบบ Uniform-Price Auction และแบบ Pay-as-bid Auction โดยการนำมาหาค่าเฉลี่ยในการกำหนดราคาที่ผู้ซื้อที่จะต้องจ่าย และผู้ขายที่จะได้รับอย่างเท่าเทียมทั้งสองฝ่าย รวมไปถึงในการประมูลนั้นให้ใช้การเสนอราคาแบบ Sealed-Bid Auction เพื่อให้เกิดความเท่าเทียมระหว่างผู้เสนอราคา

บทที่ 4
หลักการหาค่าความคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์

ในบทนี้จะกล่าวถึง อัตราการรับซื้อไฟฟ้าระหว่าง SPP กฟผ. และ กฟภ. การศึกษาหลักการในการคำนวณหาอัตราค่าบริการกรณีเกิดความไม่สมดุลในระบบไฟฟ้า (Imbalance) และทฤษฎีการวิเคราะห์โครงการโดยวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนผลตอบแทน เพื่อช่วยในการตัดสินใจในการลงทุน การพิจารณาแนวคิดเกี่ยวกับค่าใช้จ่าย และผลตอบแทนของโครงการ

4.1 อัตราโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง

4.1.1 อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm

ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm กฟผ. ได้มีขอประกาศอัตรารับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. โดยมีระยะเวลาสัญญาตั้งแต่ 20 ปี ถึง 25 ปี [24] โดยอัตราค่าไฟฟ้าที่รับซื้อจะประกอบด้วย

1) อัตราค่าพลังงาน (Capacity Payment: CP)

โดยจะมีการกำหนดให้ อัตราค่าไฟฟ้าฐาน (CP_0) แยกตามแหล่งเชื้อเพลิงของแต่ละโรงไฟฟ้า SPP แต่ละประเภท มีค่าดังตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน

ประเภทเชื้อเพลิง	อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน: CP_0 (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)
ก๊าซธรรมชาติ	CP_0^{GAS} = 420
ถ่านหิน	CP_0^{COAL} = 682

อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (CP_t) จะเปลี่ยนแปลงไปจากอัตราพลังไฟฟ้าฐาน (CP_0) ตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐในเดือน t ที่เปลี่ยนแปลงไปจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน (34 บาท/เหรียญสหรัฐ) ดังสมการ 4.1 และ 4.2 ตามตารางที่ 4.2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.2 สูตรการปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า

ประเภทเชื้อเพลิง	สูตรการปรับอัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)	
ก๊าซธรรมชาติ	$CP_t^{GAS} = CP_0^{GAS} [0.50 (FX_t/34) + 0.50]$	(4.1)
ถ่านหิน	$CP_t^{COAL} = CP_0^{COAL} [0.50 (FX_t/34) + 0.50]$	(4.2)

โดยที่ CP_t^{GAS} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

CP_t^{COAL} = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อ และอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย

2) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment: EP)

โดยจะมีการกำหนดให้ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (EP_0) แยกตามแหล่งเชื้อเพลิงของแต่ละโรงไฟฟ้า SPP แต่ละประเภท มีค่าดังตารางที่ 4.3

ตารางที่ 4.3 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

ประเภทเชื้อเพลิง	อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน: EP_0 (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
ก๊าซธรรมชาติ	EP_0^{GAS} = 1.85
ถ่านหิน	EP_0^{COAL} = 1.04

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (EP_t) จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาเชื้อเพลิงในเดือน t เปลี่ยนแปลงจากราคาเชื้อเพลิง (ราคาเดือนกุมภาพันธ์ 2553) ตามสมการ 5.3

$$EP_t = (EP_0 + ES_t) \quad (4.3)$$

ค่า ES_t กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

$$ES_t^{GAS} = 1/10^6 \times [(P_t^{GAS} - P_0^{GAS}) \times Heat\ Rate^{GAS}] \quad (4.4)$$

โดยที่ ES_t^{GAS} = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า กรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในเดือน t

P_t^{GAS} = ราคาก๊าซธรรมชาติที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในเดือน t (บาท/ล้านบีทียู)

P_0^{GAS} = ราคาก๊าซธรรมชาติที่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 232.6116 บาท/ล้านบีทียู

$Heat\ Rate^{GAS}$ = อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 7,950 บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ค่า ES_t กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

$$ES_t^{COAL} = [1/(26.5877 \times 10^6) \times [(P_t^{COAL} \times FX_t) - P_0^{COAL}] \times Heat\ Rate^{COAL} \quad (4.5)$$

โดยที่ ES_t^{COAL} = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า กรณีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ในเดือน t

26.5877×10^6 = Conversion Factor เชื้อเพลิงถ่านหิน (บีทียู/ตัน)

P_t^{COAL} = ราคาเฉลี่ย Free on Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือน t (เหรียญสหรัฐ/ตัน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อ และอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย

P_0^{COAL} = ราคาเฉลี่ย Free on Board (FOB) ของราคาถ่านหิน ABARE และ BJ:JPU Reference ของ Steam Coal ในเดือนกุมภาพันธ์ 2553 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน มีค่าเท่ากับ 2,321.76 บาท/ตัน (ในกรณีที่ดัชนีราคาถ่านหินค่าหนึ่งค่าใดยกเลิก ให้ใช้ดัชนีอีกค่าหนึ่งเพียงดัชนีเดียว ยกเว้นกรณีที่ดัชนีทั้งสองยกเลิกให้ SPP และกฟผ. เจรจาตกลงกัน)

$Heat\ Rate^{COAL}$ = อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 9,600 บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3) อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving: FS)

โดยจะมีการกำหนดให้ อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (FS_0) แยกตามแหล่งเชื้อเพลิงของแต่ละโรงไฟฟ้า SPP แต่ละประเภท มีค่าดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน

ประเภทเชื้อเพลิง	อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน: FS_0 (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
ก๊าซธรรมชาติ	FS_0^{GAS} = 0.36
ถ่านหิน	FS_0^{COAL} = 0.36

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือน t (FS_t) จะเปลี่ยนแปลงไปจากอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน (FS_0) ตามการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า และพลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t (PES_t) ดังสมการที่ 4.6

$$FS_t = FS_0 \, x \, [PES_t/10] \tag{4.6}$$

โดยที่ FS_t = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือน t

FS_0 = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน

PES_t = ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า และพลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t ทั้งนี้ในกรณีที่ PES_t มีค่ามากกว่าร้อยละสิบ ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละสิบ และในกรณีที่ PES_t มีค่าน้อยกว่าร้อยละศูนย์ ให้ถือว่า PES_t มีค่าเท่ากับร้อยละศูนย์

และค่า PES สามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ 4.7

$$PES(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{Heat\ Eff.}{Ref.Heat\ Eff.} + \frac{Electricity\ Eff.}{Ref.Electricity\ Eff.}}\right) \times 100 \tag{4.7}$$

โดยที่ *Heat Eff.* = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบผลิต หรือสัดส่วนของปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกจากการผลิตไฟฟ้า ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (คิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Electricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิต หรือสัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าได้ ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (คิดจากค่าความร้อนต่ำ)

Ref. Heat Eff. = ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตความร้อนเพียงอย่างเดียว

Ref. Electricity Eff. = ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว

ทั้งนี้ กำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า และการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงตามประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ตารางประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้

ประเภทเชื้อเพลิง	*Ref. Elect. Eff.*	*Ref. Heat. Eff.*
ก๊าซธรรมชาติ	45.28%	85%
ถ่านหิน	40%	80%

ทั้งนี้ได้มีการกำหนดค่า FS_t ที่คำนวณได้ในแต่ละเดือน มีค่าน้อยกว่าหรือเท่ากับ 0.36 บาท/กิลโลวัตต์-ชั่วโมง

จากสูตรการคำนวณข้างต้นเป็นการอ้างอิงจากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ปี 2553 ทั้งนี้ในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทนี้ยังมีในปี 2541 และปี 2550 ซึ่งสูตรการคำนวณจะเหมือนกัน แต่จะมีความแตกต่างกันที่ค่าคงบางค่า ดังนั้นจึงขอสรุปราคาการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ตามระเบียบในปี 2541 ปี2550 และปี 2553 ตามตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ตารางสรุปราคาการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration

ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration		ค่า CP (บาท/kW/เดือน) (1)	ค่า EP_0 (บาท/kW) (2)	ค่า ES_t (3)	ค่า FS_0 (บาท/kW) (4)	รวม (บาท/kW) (1)+(2)+(3)+(4)
รอบที่ 1 ระเบียบปี 2541	เชื้อเพลิงน้ำมัน	CP = 374x[0.7x(Fx/27)+0.3]	0.71	$ES_t = (P_t^{OIL}-2.9242)x8600/39,400$	-	5.6868
	เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	CP = 302x[0.7x(Fx/27)+0.2]	0.85	$ES_t = (P_t^{GAS}-77.0812)x8,600/10^6$	-	2.8951
	เชื้อเพลิงถ่านหิน	CP = 422x[0.7x(Fx/27)+0.3]	0.62	$ES_t = (P_t^{COAL}xFx-1,007)x8,600/26.5877x10^6$	-	1.9316
รอบที่ 2 ระเบียบปี 2550	เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	CP = 383.66x[0.5x(Fx/37)+0.5]	1.70	$ES_t = (P_t^{GAS}-209.4531)x8,000/10^6$	0.36	2.9479
	เชื้อเพลิงถ่านหิน	CP = 624.34x[0.5x(Fx/37)+0.5]	0.88	$ES_t = (P_t^{COAL}xFx-1,930.475)x9,600/26.5877x10^6$	0.36	2.4374
รอบที่ 3 ระเบียบปี 2553	เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	CP = 420x[0.7x(Fx/34)+0.5]	1.85	$ES_t = (P_t^{GAS}-232.6116)x7,950/10^6$	0.36	3.0027

หมายเหตุ: 1. ค่าพลังไฟฟ้า (CP) ประเมิน ณ อัตราแลกเปลี่ยน 34 บาท/USD ภายใต้สมมติฐานการเดินเครื่องร้อยละ 80

2. ใช้ข้อมูลตัวแปรในเดือน เมษายน 2559

โดยที่ Fx = 34.9337 บาท/เหรียญสหรัฐ

P_t^{oil} = 22.1875 บาท/ลิตร

P_t^{GAS} = 240.6178 บาท/ล้านบีทียู

P_t^{COAL} = 67.8000 เหรียญสหรัฐ/ตัน

4.1.2 อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่สิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568

จากประกาศ กกพ. เรื่องเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่สิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 (ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่) ตามมติของ กพช. [25] กฟผ. จึงดำเนินการออกอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ในกลุ่มนี้โดยเฉพาะ

โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าประกอบด้วยค่าพลังไฟฟ้า (CP_1) ค่าปฏิบัติการโรงไฟฟ้า (CP_2) ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง (EP_1) ค่าใช้จ่ายต้นทุนแปรผัน (EP_2) และค่า Freight (EP_3) สำหรับกรณีเชื้อเพลิงถ่านหิน โดยใช้ค่าอัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) ซึ่งจะสามารถกำหนดราคาในการรับซื้อแบ่งตามประเภทของการใช้เชื้อเพลิง ดังตารางที่ 4.7. และตารางที่ 4.8

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1) กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

ตารางที่ 4.7 อัตราการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่สิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

อัตรารับซื้อไฟฟ้า	**2.8186 บาท/kWh**
- อัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate)	7,409 BTU/kWh
- ค่าพลังไฟฟ้า (CP_1)	0.5000 บาท/kWh
- ค่าปฏิบัติการโรงไฟฟ้า (CP_2)	0.3100 บาท/kWh
- ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง (EP_1) ณ ราคาก๊าซ 263 บาท/MMBTU	1.9486 บาท/kWh
- ค่าใช้จ่ายต้นทุนแปรผัน (EP_2)	0.0500 บาท/kWh
- กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	0.0100 บาท/kWh

หมายเหตุ: ค่าพลังไฟฟ้า (CP_1) ประเมิน ณ อัตราแลกเปลี่ยน 34 บาท/USD ภายใต้สมมติฐานการเดินเครื่องร้อยละ 80

(ที่มาของตาราง: มติ กพช. ในการประชุมครั้งที่ 2/2559 ครั้งที่ 7 เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2559)

2) กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

ตารางที่ 4.8 อัตราการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับ SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่สิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 กรณีใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

อัตรารับซื้อไฟฟ้า	**2.54 บาท/kWh**
- อัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate)	9,600 BTU/kWh
- ค่าพลังไฟฟ้า (CP_1)	0.75 บาท/kWh
- ค่าปฏิบัติการโรงไฟฟ้า (CP_2)	0.39 บาท/kWh
- ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง (EP_1) ณ ราคาถ่านหิน 84.97 เหรียญสหรัฐ/ตัน = 2,888.98 บาท/ตัน	1.04 บาท/kWh
- ค่าใช้จ่ายต้นทุนแปรผัน (EP_2)	0.17 บาท/kWh
- ค่า Freight (EP_3)	0.17 บาท/kWh
- กองทุนพัฒนาไฟฟ้า	0.02 บาท/kWh

หมายเหตุ: ค่าพลังไฟฟ้า (CP_1) ประเมิน ณ อัตราแลกเปลี่ยน 34 บาท/USD ภายใต้สมมติฐานการเดินเครื่องร้อยละ 80 ความพร้อมในการผลิตไฟฟ้า (Availability Factor) ร้อยละ 95 ราคาถ่านหินอ้างอิงตามประกาศของ กฟผ.

(ที่มา: มติ กพช. ในการประชุมครั้งที่ 2/2559 ครั้งที่ 7 เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2559)

4.1.3 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งสำหรับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

การขายไฟฟ้าของ กฟผ. จะเป็นการขายไฟฟ้าในรูปแบบในอัตราไฟฟ้าขายส่งให้กับ กฟน. และกฟภ. [26] โดยอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจะประกอบด้วย อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ และอัตราค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ

1) อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU Rate)

TOU Rate คือ อัตราไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนในการผลิต และในการจัดจำหน่ายไฟฟ้ามากที่สุด เนื่องจากเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่คิดตามช่วงเวลาของการใช้

ช่วง Peak : เวลา 09:00 – 22:00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์

ช่วง Off-Peak : เวลา 22:00 – 09:00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์

: เวลา 00:00 – 24:00 น. วันเสาร์ – วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย และวันพืชมงคล)

โดย TOU Rate ที่ กฟผ. จำหน่ายให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ตามตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งสำหรับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

(บาท/หน่วย)

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า		ค่าบริการระบบส่ง		อัตราขายส่งรวม	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
230 กิโลโวลต์	3.1192	2.3316	0.2730	-	3.3922	2.3316
69-115 กิโลโวลต์	3.1286	2.3341	0.4913	-	3.6199	2.3341
ณ ปลายสายส่ง 69 ,115 กิโลโวลต์*	3.1948	2.3555	0.8528	-	4.0476	2.3555
11-33 กิโลโวลต์	3.2017	2.3567	1.0226	-	4.2243	2.3567

* รวมทั้งสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115:115 และ 69:69 กิโลโวลต์

(ที่มา: อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง สำหรับการไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2558)

2) อัตราค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t ขายส่ง)

Ft ขายส่ง คำนวณจาก Ft ขายปลีกคูณด้วยประมาณการหน่วยขายปลีกงวดปัจจุบัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า หักเงินค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐในส่วนของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย หารด้วยหน่วยขายส่งที่ กฟผ. ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายงวดปัจจุบัน

โดยตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ ซึ่งจะมีการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วยตามการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า ในส่วนของ กฟผ. และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ

4.2 ค่าบริการกรณีเกิดความไม่สมดุล (Imbalance)

การเกิดความไม่สมดุลในระบบโครงข่ายไฟฟ้า สามารถเกิดขึ้นได้กับกรณีเกิดเหตุการณ์ส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้ากับผู้รับซื้อพลังงานไฟฟ้าที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าไม่เป็นไปตามที่ทั้งสองฝ่ายตกลงกัน ทำให้โครงข่ายไฟฟ้าเกิดความไม่สมดุล (Imbalance) จึงมีความจำเป็นต้องหาวิธีการจัดการให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ทำการซื้อขายเป็นไปตามสัญญาการซื้อขายที่กำหนดไว้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการคำนวณหาค่าบริการในกรณีที่ทำให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าเกิดความไม่สมดุล ทั้งในกรณีที่ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเกิน หรือขาดจากข้อตกลงในการซื้อขายที่อาจจะเกิดขึ้นได้

4.2.1 การกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ในต่างประเทศ

ในหัวข้อต่อไปนี้จะเป็นการนำเสนอตัวอย่างประเทศที่ได้มีการกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance เพื่อใช้ข้อมูลที่วิเคราะห์ได้เป็นแนวทางในการกำหนดแบบจำลองสำหรับกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance โดยมีประเทศตัวอย่าง ดังต่อไปนี้

1) ประเทศสหรัฐอเมริกา

โดยในประเทศสหรัฐอเมริกานั้นเนื่องจากมีระบบไฟฟ้าอยู่เป็นจำนวนมาก ในการศึกษานี้จึงใช้เพียงตัวอย่างระบบไฟฟ้าของบริษัท PJM เท่านั้น เนื่องจากเป็นระบบไฟฟ้าที่มีการเผยแพร่ข้อมูลในอินเตอร์เนตมากที่สุด

การกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ของระบบไฟฟ้า PJM ประเทศสหรัฐอเมริกา จะเป็นรูปแบบ Energy Imbalance ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของ Ancillary Service โดยผู้ใช้บริการสายส่งที่จุดรับไฟฟ้าอยู่ในพื้นที่ของผู้ให้บริการสามารถเลือกว่าจะซื้อบริการนี้จากผู้ให้บริการสายส่ง หรือผู้ให้บริการบุคคลที่สาม หรือจะเป็นผู้จ่ายเองได้ [27]

การบริการ Energy Imbalance เกิดขึ้นเมื่อพลังงานที่กำหนดว่าจะส่งแตกต่างจากพลังงานที่ส่งได้จริง ณ จุดรับไฟฟ้า ซึ่งค่าพลังงานที่แตกต่างนี้ถูกเรียกว่า Interchange ในระเบียบการเปิดระบบส่งของ PJM

ในกรณีที่ผู้ขอใช้ระบบส่งซื้อบริการ Balancing Service จากศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าจะเก็บค่าบริการผ่านตลาดพลังงานในระดับ Day-Ahead และ Real-Time โดยอัตราขึ้นอยู่กับ Locational Marginal Price ของตลาดระดับ Day-Ahead และ Real-Time และในการคิดค่าบริการจะคำนึงถึง Balancing Net Interchange (MWh) ซึ่งเป็นส่วนต่างของ Day-Ahead Net Interchange (MWh) และ Real-Time Net Interchange (MWh)

การกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ของ PJM จะคิดจากส่วนต่างของ Day-Ahead Net Interchange (MWh) และ Real-Time Net Interchange (MWh) โดยอัตราค่าบริการ Imbalance ในตลาด PJM จะเรียกว่า Balancing Spot Market Charge [28] ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 4.8

$$BSMC = RTSEP \times (RTNI - DANI) \tag{4.8}$$

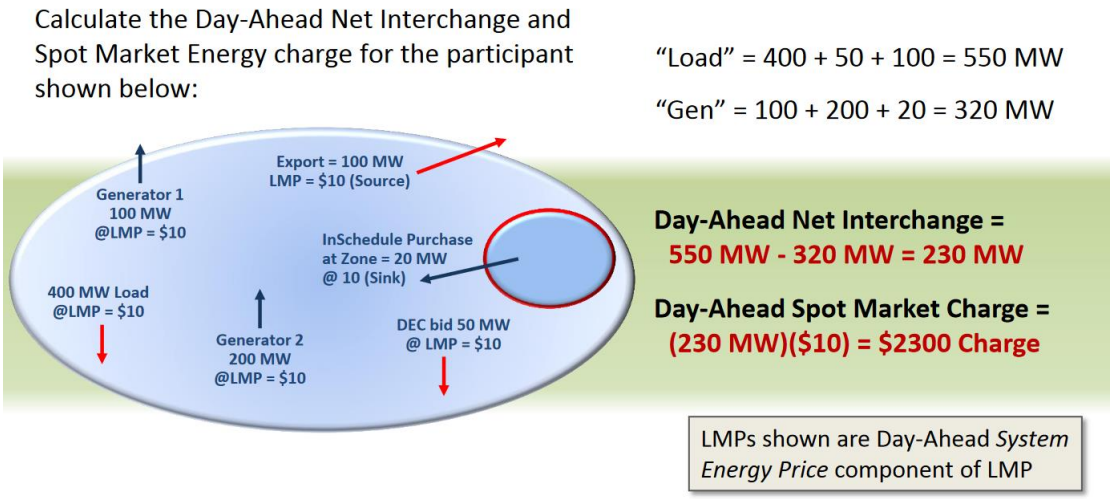
โดยที่ $BSMC$ = Balancing Spot Market Charge (USD/MWh)

$RTSEP$ = Real-Time System Energy Price (USD)

$RTNI$ = Real-Time Net Interchange (MWh)

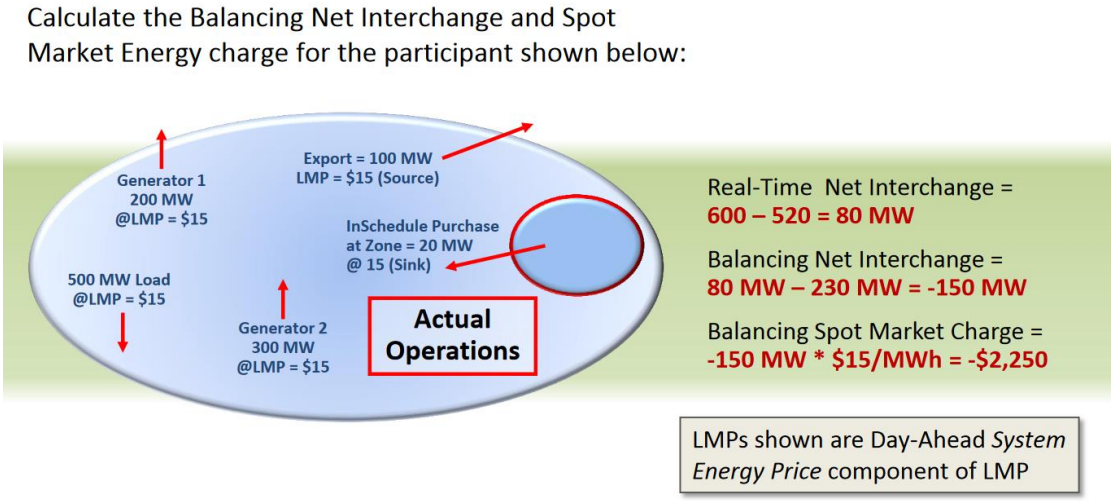
$DANI$ = Day-Ahead Net Interchange (MWh)

จากสมการที่ 4.8 เพื่อให้เห็นภาพการคิดอัตราค่าบริการ Imbalance ของ PJM มากขึ้น แสดงตัวอย่างวิธีการคำนวณได้ ดังรูปที่ 4.1



รูปที่ 4.1 ตัวอย่างการคำนวณ Day-Ahead Net Interchange (MWh)

จากรูปที่ 4.1 จะแสดงถึงตัวอย่างการคำนวณ Day-Ahead Net Interchange (MWh) พบว่าในระบบตัวอย่างกำหนดให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด 550 MW และมีกำลังผลิตรวมเท่ากับ 320 MW โดยมี Local Marginal Price = 10 USD/MWh จะพบว่า Day-Ahead Net Interchange (MWh) จะคำนวณได้จากส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตรวมกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวม ซึ่งผลลัพท์ที่ได้จะนำไปใช้คำนวณอัตราค่าบริการ Imbalance ซึ่งในตลาดไฟฟ้าของ PJM จะเรียกอัตรานี้ว่า Balancing Spot Market Charge



รูปที่ 4.2 ตัวอย่างการคำนวณ Real-Time Net Interchange (MWh)

จากรูปที่ 4.2 จะแสดงถึงตัวอย่างการคำนวณ Real-Time Net Interchange (MWh) พบว่าในระบบตัวอย่างกำหนดให้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด 600 MW และมีกำลังผลิตรวมเท่ากับ 520 MW โดยมี Local Marginal Price = 15 USD/MWh จะพบว่า Real-Time Net Interchange (MWh) จะคำนวณได้จากส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตรวมกับความต้องการใช้ไฟฟ้ารวม จากนั้นนำมาลบกับ Day-Ahead Net Interchange (MWh) ที่คำนวณได้ตามตัวอย่างจากรูปที่ 4.1 จะได้ Balancing Net Interchange นำผลลัพท์ดังกล่าวไปคูณกับ Local Marginal Price ซึ่งจะได้เป็นค่า Balancing Spot Market Charge

โดยสรุปแล้วการคิดอัตราค่าบริการ Imbalance ของ PJM นั้นจะพบว่าในกรณีที่กำลังผลิตรวมนั้นมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าจะส่งผลให้ค่า Balancing Spot Market Charge มีค่าติดลบ นั้นหมายถึงส่วนของระบบผลิตหรือผู้ต้องการขายไฟฟ้าเป็นผู้ทำให้ระบบเกิดความไม่สมดุลดังนั้นค่าใช้จ่ายในส่วนนี้จะต้องไปเก็บกับผู้ผลิตไฟฟ้า เช่นเดียวกับกรณีที่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามากกว่ากำลังผลิตจะส่งผลให้ค่า Balancing Spot Market Charge มีค่าเป็นบวกหมายถึงส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้า

เป็นผู้ทำให้ระบบเกิดความไม่สมดุลดังนั้นผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องเป็นคนชำระค่า Imbalance ที่เกิดขึ้นให้กับผู้ดูแลระบบ

2) ประเทศอังกฤษ

ในประเทศอังกฤษนั้น Imbalance Price หมายถึง อัตราค่าไฟฟ้าที่ผู้ผลิต หรือผู้จำหน่ายต้องจ่ายเพื่อจัดการความไม่สมดุลในระบบไฟฟ้า โดยหน้าที่ของผู้ดูแลระบบจะต้องรับผิดชอบในการบริหารจัดการ Imbalance ที่เกิดขึ้นโดยใช้ข้อมูลพยากรณ์ล่วงหน้า 1 ชั่วโมง เช่น เมื่อพยากรณ์ว่าจะเกิดความไม่สมดุล ก็จะอนุญาตให้มีการ Bid/Offer ใหม่อีกครั้ง เป็นต้น [29]

อีกทั้งโรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าจะส่งรายละเอียดสัญญาซื้อไฟฟ้าไปให้ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า 1 ชั่วโมง ก่อนการส่งไฟฟ้าเพื่อให้ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าคาดการณ์สถานการณ์การเกิด Imbalance ได้

ทั้งนี้ ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าใช้กลไกลตลาดในการตกลงราคา Imbalance Price ทุก ๆ ครึ่งชั่วโมง เพื่อหาโรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้ามาช่วยรักษาสมดุลไฟฟ้า โดยการอนุญาตให้โรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าที่มีความสามารถในการช่วยรักษาสมดุลระบบประมูลราคาพร้อมปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการช่วยในการรักษาสมดุลระบบได้ ทั้งนี้ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าเป็นผู้ดูแลสมดุลไฟฟ้าและตกลงราคาที่ใช้ในการแก้ไขความไม่สมดุลไฟฟ้าของระบบ

โดยหลักการ โรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าที่มีความสามารถในการช่วยรักษาสมดุลนั้นจะคือโรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าที่มีปริมาณไฟฟ้าที่ทำสัญญาไว้***มากกว่า***ปริมาณที่ส่งได้จริง โรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าจะได้รับเงินในอัตราค่าบริการ Imbalance Price จากศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในการช่วยรักษาสมดุล ในขณะที่โรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าที่มีปริมาณไฟฟ้าที่ทำสัญญาไว้***น้อยกว่า***ปริมาณที่ส่งได้จริงจะเป็นผู้ที่ต้องถูกเก็บเงินด้วยอัตราค่าบริการ Imbalance Price ให้ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า ตามส่วนต่างของปริมาณไฟฟ้าที่ทำสัญญาไว้กับปริมาณไฟฟ้าที่ส่งจริง อย่างไรก็ตามในปัจจุบัน Imbalance Price ของทั้งโรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าทั้ง 2 กลุ่มนี้ยังเป็นราคาเดียวกันอยู่

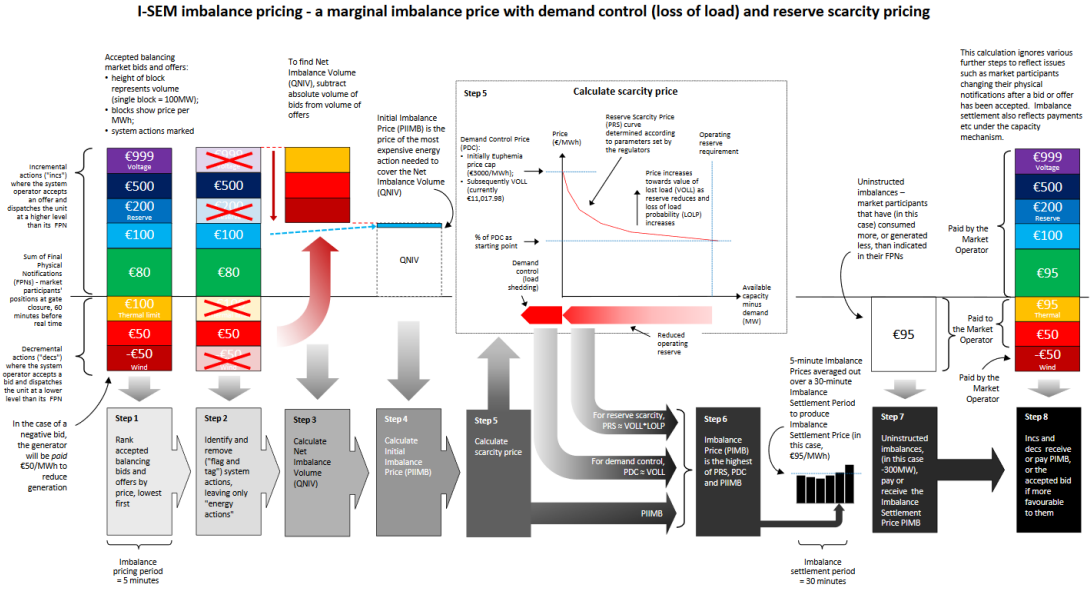
อย่างไรก็ตามเมื่อถึงเวลาจ่ายไฟฟ้าจริง ๆ ก็ย่อมมีการเกิด Imbalance ในระบบอยู่ดี ซึ่งผู้ดูแลระบบสามารถใช้วิธีการต่าง ๆ ในการจัดการ Imbalance ที่เกิดขึ้น เช่น

- Short Term Operating Reserve.
- Frequency Response Plants Used to Balance Real Time.
- Reserve Services.
- In more Drastic Scenarios National Grid may Call upon closed Power Plants or Disconnect Customers.

จากข้อความข้างต้นจะพบว่าแนวทางที่ผู้ดูแลระบบจัดการกับ Imbalance จะทำให้ต้นทุนในระบบที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งต้นทุนส่วนนี้จะถูกนำไปคิดเป็นอัตราค่าบริการ Imbalance ในประเทศอังกฤษนั้นแบ่งค่าใช้จ่ายสำหรับจัดการ Imbalance ออกเป็น 2 ชนิดได้แก่ System Buy Price (SBP) และ System Sell Price (SSP) โดยเมื่อผู้ขอใช้บริการผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าสัญญา หรือมีการใช้ปริมาณไฟฟ้ามากกว่าสัญญา ผู้ขอใช้บริการเหล่านั้นจะต้องชำระค่าบริการ Imbalance ผ่านอัตรา SBP ในทางกลับกันเมื่อผู้ขอใช้บริการโครงข่ายนั้นผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าสัญญา หรือใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าในสัญญา จะต้องชำระค่าบริการ Imbalance ผ่านค่า SSP

ซึ่งอัตราค่าบริการ Imbalance ทั้ง SBP และ SSP จะสามารถคำนวณได้จากข้อมูลต้นทุนการจัดการกับ Imbalance ในอดีต เช่น กรณีที่ระบบเกิด Imbalance โดยมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าที่ระบบผลิตจัดหาให้ได้ต้นทุนการจัดการ Imbalance จะเกิดจากผู้ดูแลระบบลดความต้องการใช้ไฟฟ้าหรือเพิ่มกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า โดยผู้ดูแลระบบจะเรียกเก็บค่าบริการ Imbalance ภายใน 1 เดือน ซึ่งเป็นค่าบริการที่เกิดจากการประมาณข้อมูลในอดีต และหลังจากเก็บข้อมูลอีก 13 เดือน ผู้ดูแลระบบจะแจ้งค่าบริการ Imbalance อีกครั้งเพื่อให้ตรงกับข้อมูลต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง

นอกจากนี้ ในหลายประเทศทางยุโรปมีการระบุแนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance [30] ดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 การกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ของ Europe

จากรูปที่ 4.3 จะสามารถสรุปใจความสำคัญของขั้นตอนการกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ได้ ดังนี้

1) ผู้ดูและระบบทำการแยกองค์ประกอบของต้นทุนที่ใช้ดำเนินการระบบและนำมาเรียงลำดับจากมากไปน้อยและแยกว่าเป็นต้นุทนที่เกิดจากการเพิ่ม หรือลดความต้องการใช้ไฟฟ้า เช่น

   กรณีเพิ่มความต้องการใช้ไฟฟ้า ระบบจะต้องเพิ่มต้นทุนด้าน การเดินเครื่อง, กำลังผลิตสำรอง, ความสามารถในการควบคุมแรงดัน และความถี่

   กรณีความต้องการใช้ไฟฟ้า ระบบจะต้องเพิ่มต้นทุนด้าน Thermal Limit (Efficiency ที่ลดลง) ต้นทุนที่ต้องจ่ายให้กำโรงไฟฟ้าที่ถูกสั่งให้ลดกำลังผลิต เช่น โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

2) ทำการตัดองค์ประกอบที่ไม่เกี่ยวข้องกับการเกิด Imbalance ออก เช่น ต้นทุนที่ผู้ดูและระบบใช้ในการเตรียมกำลังผลิตสำรอง หรือ Voltage Services เป็นต้น
3) จากการตัดองค์ประกอบที่ไม่เกี่ยวข้องออกจะทำให้สามารถคำนวณส่วนที่เป็นต้นทุนที่เกิดจาก Imbalance จริง ๆ ได้
4) นำต้นทุนเมื่อเกิด Imbalance มาหาต้นทุนหน่วยสุดท้ายที่ราคาสูงที่สุด เช่น หากต้องการเพิ่มกำลังผลิตให้คิด ต้นทุนของโรงไฟฟ้าที่แพงที่สุดเป็นต้น จากนั้นนำราคานั้นเก็บเป็นตัวแปรซึ่งรายงานจะเรียกตัวแปรนี้ว่าเรียกว่า Initial Imbalance Price (PIIMB)
5) คำนวณต้นทุนการเดินเครื่องจริงเมื่อเกิดเหตุการณ์ Imbalance และเก็บในตัวแปร Demand Control Price (DCP) จากนั้นคำนวณต้นทุนที่เกี่ยวกับความน่าเชื่อถือเนื่องจากต้องเอา Reserve ของระบบมาจ่ายให้ Imbalance โดยจะมีค่าเท่ากับส่วนต่างของ VOLL*LOLP เก็บในตัวแปร Reserve Scarcity Price (PRS)
6) กำหนดให้อัตราค่าบริการ Imbalance (PIMB) = Max (PIIMB, DCP, PRS)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3) ประเทศญี่ปุ่น

ในประเทศญี่ปุ่นจะใช้ระบบไฟฟ้าของ TEPCO เป็นกรณีศึกษาเนื่องจากเป็นระบบไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ที่สุดของประเทศญี่ปุ่น

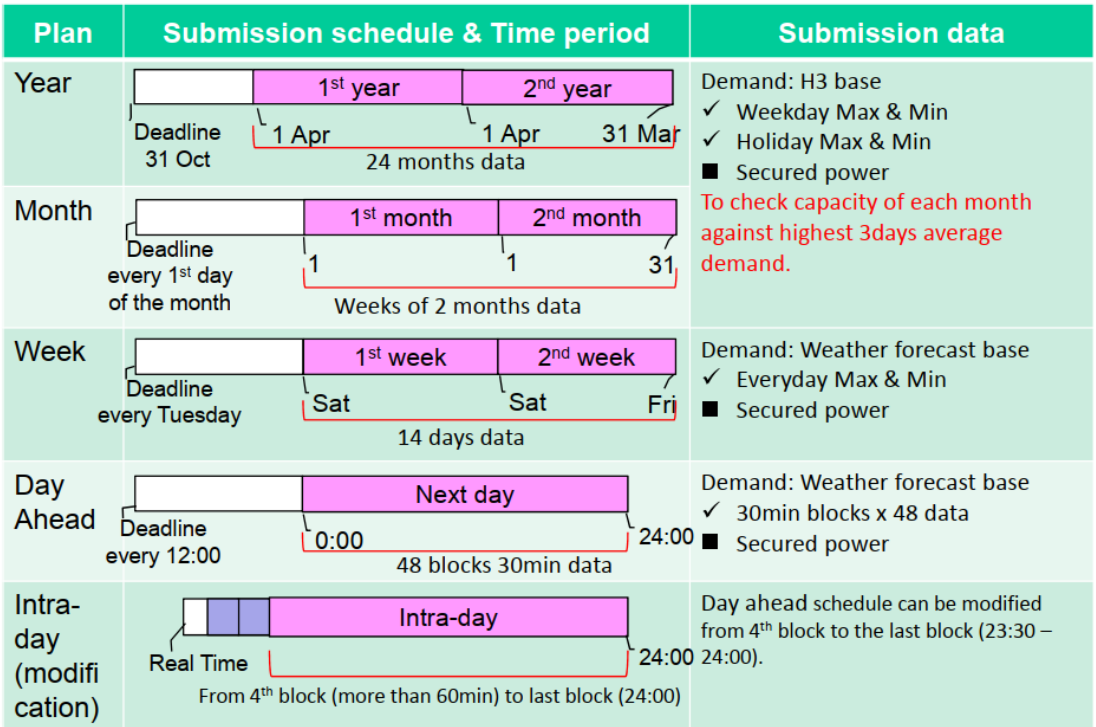
โดยในประเทศญี่ปุ่นนั้น โรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าจะส่งรายละเอียดสัญญาซื้อไฟฟ้าไปให้ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า 1 ชั่วโมง ก่อนการส่งไฟฟ้าเพื่อให้ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าคาดการณ์สถานการณ์การเกิด Imbalance ได้

ทั้งนี้ ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าใช้กลไกลตลาดในการตกลงราคา Imbalance Price ทุก ๆ ครึ่งชั่วโมง เพื่อหาโรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้ามาช่วยรักษาสมดุลไฟฟ้า โดยการอนุญาตให้โรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าที่มีความสามารถในการช่วยรักษาสมดุลระบบประมูลราคาพร้อมปริมาณพลังงาน

ไฟฟ้าที่ต้องการช่วยในการรักษาสมดุลระบบได้ ทั้งนี้ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าเป็นผู้ดูแลสมดุลไฟฟ้าและตกลงราคาที่ใช้ในการแก้ไขความไม่สมดุลไฟฟ้าของระบบ

โดยหลักการโรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าที่มีความสามารถในการช่วยรักษาสมดุลนั้นจะคือโรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าที่มีปริมาณไฟฟ้าที่ทำสัญญาไว้***มากกว่า***ปริมาณที่ส่งได้จริง โรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าจะได้รับเงินในอัตราค่าบริการ Imbalance Price จากศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าในการช่วยรักษาสมดุล ในขณะที่โรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าที่มีปริมาณไฟฟ้าที่ทำสัญญาไว้***น้อยกว่า***ปริมาณที่ส่งได้จริงจะเป็นผู้ที่ต้องถูกเก็บเงินด้วยอัตราค่าบริการ Imbalance Price ให้ศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า ตามส่วนต่างของปริมาณไฟฟ้าที่ทำสัญญาไว้กับปริมาณไฟฟ้าที่ส่งจริง อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบัน Imbalance Price ของทั้งโรงไฟฟ้าและผู้จัดหาไฟฟ้าทั้ง 2 กลุ่มนี้ยังเป็นราคาเดียวกันอยู่

ประเทศญี่ปุ่นนั้นจะมีการกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance จากตลาด Day Ahead Market และ Intra-day Market ซึ่งในรายละเอียดการที่ผู้ดูแลระบบจะสามารถกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ได้นั้น ผู้ขอใช้บริการจะต้องทำการส่งข้อมูลเกี่ยวกับใช้บริการระบบให้กับผู้ดูแลระบบ ดังรูปที่ 4.4

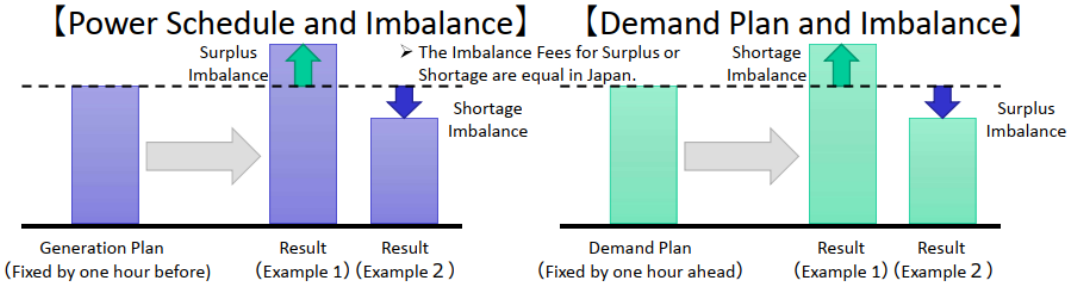


รูปที่ 4.4 ความสัมพันธ์ของช่วงเวลา และข้อมูลที่ผู้ขอใช้ระบบต้องส่งให้ผู้ดูแลระบบในประเทศญี่ปุ่น

จากรูปที่ 4.4 จะพบว่าผู้ขอใช้บริการนั้นจะต้องรายงานข้อมูลให้กับผู้ดูแลระบบล่วงหน้า 1 ปี โดยข้อมูลที่ต้องรายงานนั้นจะประกอบไปด้วย ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และต่ำสุด ทั้งช่วงวัน

ธรรมดา และวันหยุด ซึ่งจะแบ่งช่วงเวลาเป็น ล่วงหน้า 1 ปี ล่วงหน้า 1 เดือน และล่วงหน้า 1 สัปดาห์ ส่วนสำหรับข้อมูลที่ต้องรายงานล่วงหน้าสำหรับใช้ใน Day-Ahead Market นั้นจะต้องรายงานก่อนช่วง 12:00 น. ก่อนวันที่จะมีการซื้อขายโดยข้อมูลที่ต้องรายงานนั้นจะประกอบไปด้วยข้อมูลที่ผู้ขอใช้บริการต้องการใช้บริการระบบทุก ๆ 30 นาที รวมแล้วทั้งหมด 48 ค่า และสุดท้ายสำหรับข้อมูลที่ใช้ใน Intra-day Market นั้นจะเป็นข้อมูลที่เกิดจากการนำข้อมูลของ Day-Ahead Market มาปรับปรุง โดยจะต้องรายงานข้อมูลให้ผู้ดูและระบบภายในเวลา 23:30 น. ถึง 24:00 น. ก่อนวันที่จะเกิดการจ่ายไฟฟ้าจริง

เมื่อผู้ดูแลระบบสามารถทราบข้อมูลจากผู้ใช้บริการแล้ว ก็จะสามารถข้อมูลดังกล่าวไปคำนวณ Imbalance ที่เกิดขึ้นในระบบได้ซึ่งแนวทางการคำนวณอัตราค่าบริการ Imbalance ของประเทศญี่ปุ่นจะสามารถแสดงได้ ดังรูปที่ 4.5



Imbalance Fee (in each 30 min.)
＝(The weighted mean of the price of day - ahead market and intra - day market)×α＋β
α： Adjustment Factor for total system demand and supply
β: Adjustment Factor for reflect area difference of imbalance settlement
β＝Yearly average imbalance settlement cost in each area
- Yearly average imbalance settlement cost in Japan total)

รูปที่ 4.5 แนวทางการกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ในประเทศญี่ปุ่น

จากรูปที่ 4.5 จะพบว่าที่ประเทศญี่ปุ่นนั้นการกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance จะกำหนดทุก ๆ ครึ่งชั่วโมง โดยอัตราค่าบริการ Imbalance ในครึ่งชั่วโมงนั้นจะเท่ากับค่าเฉลี่ยของค่าไฟฟ้าในตลาด Day-Ahead Market และ ราคาค่าไฟฟ้าในตลาด Intra-Day Market นำมาคูณกับ Factor α ที่เกิดจากข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้า และกำลังผลิตรวมในระบบ รวมกับ Factor β ที่เกิดจากข้อมูลเฉลี่ยอัตราค่าบริการ Imbalance ของพื้นที่ที่สนใจทั้งปี หักออกด้วยอัตราค่าบริการ Imbalance เฉลี่ยของประเทศญี่ปุ่นทั้งปี

4.2.2 การคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าคิดเงินอัตรา Imbalance ระหว่าง กฟผ. และ SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm

ในกรณีที่ SPP สามารถผลิตปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่า หรือต่ำกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญากับ กฟผ. ทั้งนี้ กฟผ. มีการคำนวณคิดเงินปริมาณกำลังไฟฟ้าดังกล่าว ที่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า [24] ดังต่อไปนี้

1) กรณีปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงต่ำกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา

ในกรณีนี้ SPP จะถูกปรับลดปริมาณพลังงานไฟฟ้าคิดเงินโดยอัตโนมัติร้อยละ 20 ของส่วนต่างระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าเสมือนจริง ดังสมการที่ 4.9

ปริมาณกำลังไฟฟ้าคิดเงิน = ปริมาณกำลังไฟฟ้าจริง – 0.2 (ปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา – ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจริง) (4.9)

โดยที่

ปริมาณกำลังไฟฟ้าเสมือนจริง = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาที ในช่วงเวลา Peak ในเดือนนั้น ๆ ยกเว้นกรณีที่ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริงนั้นสูงกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา บวกร้อยละสอง (2%) ให้ใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าเฉพาะส่วนเทียบกับกำลังไฟฟ้าตามสัญญามาคำนวณแทน แล้วหักด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาที ในช่วงเวลา Peak

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ทั้งนี้ หากผลการคำนวณปริมาณกำลังไฟฟ้าคิดเงินมีค่าน้อยกว่า 0 (ศูนย์) SPP จะได้รับเงินค่าไฟฟ้าเท่ากับค่าไฟฟ้าที่คำนวณได้ในเดือนนั้น ๆ หักออกด้วยจำนวนเงินเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าคิดเงินที่มีค่าน้อยกว่า 0 (ศูนย์) คูณด้วยอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือนนั้น ๆ ทั้งนี้หากค่าไฟฟ้ารวมมีค่าน้อยกว่า 0 (ศูนย์) ให้ถือว่าค่าไฟฟ้าในเดือนนั้น ๆ มีค่าเท่ากับ 0 (ศูนย์) ภายใต้การแจ้งแผนบำรุงรักษาตามหลัก Prudent Utility Practice

2) กรณีปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงมากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา

กำลังไฟฟ้าคิดเงิน = ปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา (4.10)

4.2.3 การคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้า Imbalance ระหว่าง กฟผ. และ SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm

1) กรณีไม่มีการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านค่าได้จากมาตรวัดไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาทีใด ๆ จะถูกนำมาคำนวณในการชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้า ดังนี้

1.1) กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้า สำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา 15 นาทีใด ๆ ที่ SPP จ่ายไม่เกินปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละสอง (2%) ในอัตราเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ประจำเดือนนั้น ๆ และกรณีที่จ่ายเกินปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละสอง (2%) กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา 15 นาที ที่ SPP จ่ายเกินปริมาณไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละสอง (2%) ในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประจำเดือนนั้น ๆ ทั้งนี้ไม่เกินปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละห้า (5%) โดยปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เกินปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาบวกร้อยละห้า (5%) กฟผ. จะไม่ชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้า

1.2) ในระหว่างที่ SPP แจ้งหยุดเครื่อง หรือตรวจซ่อมและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า แต่มีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาทีใด ๆ ที่ SPP จ่ายไม่เกินแผนที่ กฟผ. แจ้งตอบรับซื้อ กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าช่วงเวลา 15 นาที ที่ SPP จ่ายเกินแผนที่ กฟผ. แจ้งตอบรับซื้อในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประจำเดือนนั้น ๆ แต่ทั้งนี้จะไม่เกินกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2) กรณีมีการรับซื้อกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา

ในกรณีที่ SPP ประสงค์ที่จะเสนอขายพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา โดย SPP ได้แจ้งความประสงค์เป็นหนังสือต่อ กฟผ. และ กฟผ. มีแผนสั่งการรับซื้อกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา หรือในกรณีที่มีการรับซื้อกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา โดย กฟผ. เป็นฝ่ายร้องขอให้ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าเกินกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่อ่านค่าได้จากมาตราวัดไฟฟ้าในช่วงเวลา 15 นาที ที่ กฟผ. มีแผนสั่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาจะถูกนำมาคำนวณในการชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญา ดังนี้

2.1) กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ SPP จ่ายไม่เกินแผนสั่งการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาของ กฟผ. บวกร้อยละสอง (2%) ในอัตราเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประจำเดือนนั้น ๆ

2.2) กฟผ. จะชำระเงินค่าพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาสำหรับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ SPP จ่ายเกินแผนสั่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากสัญญาของ กฟผ. บวกร้อยละสอง (2%) ในอัตราร้อยละห้าสิบ (50%) ของอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าประจำเดือนนั้น ๆ

4.3 การปรับค่าของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

การปรับค่าของมูลค่าปัจจุบัน คือ กระบวนการในการปรับค่าเวลาของผลตอบแทน และค่าใช้จ่ายของโครงการที่เกิดขึ้น ในแต่ละช่วงเวลาที่แตกต่างกันในอนาคตให้มาอยู่ในเวลาเดียวกัน จากการคำนวณค่าที่เกิดขึ้นในอนาคตให้ย้อนกลับมาเป็นมูลค่าปัจจุบัน ซึ่งเป็นหลักการของการคิดย้อนกลับของการคำนวณดอกเบี้ยทบต้น ดังสมการที่ 4.11

$$P_0 = \frac{P_n}{(1+i)^n} \tag{4.11}$$

โดยที่ P_0 = เงินต้น (บาท)

P_n = ค่าเงินรวมในปีที่ n (บาท)

i = อัตราดอกเบี้ย

n = ระยะเวลา (ปี)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ส่วนค่า NPV จะคำนวณได้จากมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการ ลบด้วยมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายตลอดของอายุโครงการ ดังสมการที่ 4.12

$$NPV = \sum_{t=1}^{n}\left(\frac{B_t}{(1+i)^t}\right) - \sum_{t=1}^{n}\left(\frac{C_t}{(1+i)^t}\right) = \sum_{t=1}^{n}\frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \tag{4.12}$$

โดยที่ NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (บาท)

B_t = รายรับของโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t (บาท)

C_t = ค่าใช้จ่ายของโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t (บาท)

i = อัตราส่วนลด

n = ระยะเวลาของโครงการ (ปี)

t = ปีของโครงการ คือ ปีที่ 1, 2, ..., n

ดังนั้น การตัดสินใจในการเลือกดำเนินการตามโครงการ จะให้ผลดีหรือไม่นั้น ควรจะวิเคราะห์จากค่าของ NPV หรือมูลค่าปัจจุบันของผลลัพท์ของโครงการได้ ดังนี้

ถ้า NPV > 0 หรือเป็นบวก แสดงว่าโครงการนั้นสมควรจะลงทุน เพราะมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ หรืออย่างน้อยก็คุ้มค่ากับอัตราส่วนลด (Discount Rate)

ถ้า NPV = 0 แสดงว่าโครงการนั้นสมควรที่จะลงทุนเช่นกัน เพราะมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ ดังนั้นจะตัดสินใจเลือกลงทุนหรือไม่ก็ได้

ถ้า NPV < 0 หรือมีค่าเป็นลบ แสดงว่าโครงการนั้นไม่สมควรที่จะลงทุน เพราะมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุโครงการไม่คุ้มกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

4.4 การหาอัตราส่วนลด (Discount Rate)

ค่าอัตราลด หรือเรียกอีกอย่างว่าเป็น อัตราความพึงพอใจในเวลาของสังคม (Social Time Preference Rate) เป็นตัวแปรที่มีความสำคัญอย่างมากในการวิเคราะห์ เพราะเป็นตัวกำหนดความมากน้อยของมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน และผลลัพท์ของโครงการ ซึ่งจะมีผลต่อการตัดสินใจในการลงทุน หากกำหนดค่าอัตราลดในอัตราที่สูงกว่าความเป็นจริง จะทำให้ค่า NPV ที่ได้จากการคำนวณนั้นต่ำกว่าปกติ เนื่องจาก $(1 + i)^n$ มีค่ามาก และในทางตรงกันข้าม หากให้อัตราลดที่ต่ำเกินไปย่อมทำให้ค่า NPV มีค่าที่สูงเกิดความเป็นจริงได้ ซึ่งสำหรับการวิเคราะห์เลือกค่าอัตราลดที่ต่ำก็จะทำให้ค่าของ NPV ที่ดี แต่ผลที่ตามมา คือ อาจจะมีการตัดสินใจเลือกการดำเนินการในดครงการผิดพลาดได้

ในทางปฏิบัติอาจเลือกหาอัตราลดได้โดยขึ้นอยู่กับว่าจะใช้รูปแบบของอัตราที่สามารถจะแสดงให้เห็นถึงสภาพทางเศรษฐศาสตร์ของผู้ลงทุนในโครงการ เช่น ค่า Demand และค่า Supply ต่ออัตราเงินที่ใช้ลงทุน เป็นต้น

หากผู้ลงทุนเป็นเอกชน อาจจะกำหนดอัตราของผลตอบแทนทางการเงิน หรืออัตราดอกเบี้ยในตลาดเงินตราขึ้นเป็นอัตราลดได้ ทั้งนี้เพราะอัตราดอกเบี้ยในตลาดเงินตรานี้แสดงให้เห็นถึงค่าเสียโอกาสในการลงทุนที่ทางเอกชนยอมเสียไปในการนำเงินทุนไปลงทุนในโครงการ และยังแสดงให้เห็นถึงสถานะทางการเงินของภาคเอกชนอีกด้วย

ดังนั้น การหาค่าอัตราลดที่ได้จากการคำนวณค่ามูลค่าปัจจุบันได้ โดยการนำไปเปรียบเทียบกับอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) อีกครั้งนึง

4.5 การหาอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

IRR คือ อัตตราส่วนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนรวมเท่ากับมูลค่าของปัจจุบันของค่าใช้จ่ายรวมนั้น คือ อัตราส่วนลดที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ หรือกล่าวได้ว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืม ซึ่งทำให้ผลตอบแทนเท่ากับค่าใช่จ่ายในการลงทุนพอดี ดังนั้น จะเห็นได้ว่า IRR ที่คำนวณได้ จะแสดงถึงประสิทธิภาพของเงินที่ลงทุนไป ซึ่ง IRR สามารถคำนวณได้ ดังสมการที่ 4.13

$$IRR = \sum_{t=1}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0 \qquad (4.13)$$

โดยที่ B_t = รายรับของโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t (บาท)

C_t = ค่าใช้จ่ายของโครงการที่เกิดขึ้นในปีที่ t (บาท)

r = อัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิมีค่าเท่ากับศูนย์

n = อายุของโครงการ (ปี)

t = ระยะเวลาของโครงการ คือ ปีที่ 1, 2,..., n

เนื่องจาก IRR เป็นการหาค่าที่รายรับรวมของโครงการเท่ากับค่าใช้จ่ายรวมของโครงการ เพื่อใช้ในการหาอัตตราส่วนลด (Discount rate) ที่จะทำให้ NPV = 0 ซึ่งมีการคำนวณหาด้วยกัน 3 วิธี ดังนี้

1. วิธีการหาโดยใช้การลองผิดลองถูก (Trial and Error)

เป็นวิธีการไล่หาอัตรา IRR หรือ r ทีละค่าจนกว่าจะได้ค่า NPV = 0 ซึ่งวิธีนี้เป็นวิธีการที่ต้องใช้เวลานานในการคำนวณ เนื่องจากการหา หรือทดลองคำนวณค่า r ครั้งละค่า นอกจากนี้การหาค่า r จะยุ่งยากมากขึ้นไปอีกหากค่านั้นไม่ใช่จำนวนเต็ม

2. วิธีการหาโดยใช้ Interpolation

วิธีนี้จะทำได้โดยการกำหนดอัตรา r ด้วยกัน 2 อัตตราที่ทำให้ค่า NPV มีค่ามากกว่า และน้อยกว่า 0 โดยอัตรา r ทั้ง 2 อัตรานี้มีความแตกต่างกันอยู่ในช่วง 5% ตามสมการที่ 4.14

$$IRR = DF_L + (DF_U - DF_L) \times \frac{NPV_L}{(NPV_L - NPV_U)} \qquad (4.14)$$

โดยที่ DF_L = อัตราส่วนลด ตัวที่มีค่าต่ำ ซึ่งเป็นอัตราส่วนลดที่ทำให้ NPV มีค่าเข้าใกล้ศูนย์ในด้านลบ

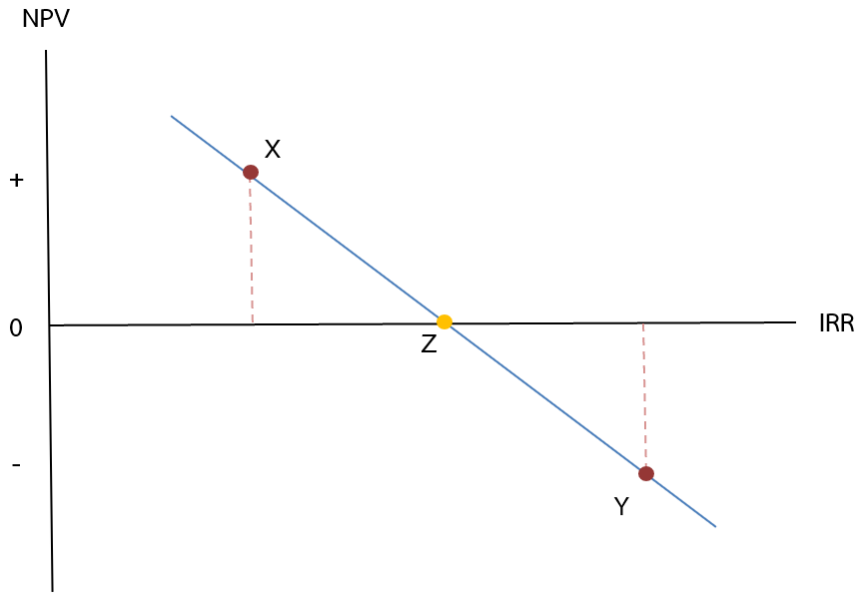
DF_U = อัตราส่วนลด ตัวที่มีค่าต่ำ ซึ่งเป็นอัตราส่วนลดที่ทำให้ NPV มีค่าเข้าใกล้ศูนย์ในด้านบวก

NPV_L = ค่า NPV ของโครงการที่นำมาคำนวณโดยใช้ DF_L

NPV_U = ค่า NPV ของโครงการที่นำมาคำนวณโดยใช้ DF_U

3. วิธีการหาโดยใช้กราฟ

วิธีนี้จะเลือกอัตราลดมา 2 อัตรา อัตราที่หนึ่งจะเป็นตัวที่ทำให้ค่า NPV มีค่าสูงเกินไป และอัตราที่สองจะเป็นตัวที่ทำให้ค่า NPV มีค่าต่ำเกินจริง เมื่อนำมาเขียนกราฟจะทำให้เกิดเส้นตรงตัดผ่านระดับ IRR ที่ทำให้ NVP เป็นศูนย์ ซึ่งอัตรานี้จะเป็นอัตรามาตราฐานในการช่วยเลือกอัตราที่เหมาะสมต่อไป ดังรูปที่ 4.6



รูปที่ 4.6 รูปกราฟค่าอัตราผลตอบแทนภายในที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันมีค่าเป็นศูนย์

จากรูปที่ 4.6 ตัวแปร X คือ ค่าที่ทำให้ NPV มีค่าสูงเกินไป และตัวแปร Y คือ ค่าที่ทำให้ NPV มีค่าต่ำเกินจริง เมื่อทำการเขียนกราฟเส้นตรงตัดผ่านแกน IRR ที่ทำให้จุดตัด Z ที่ทำให้ค่า NPV เป็นศูนย์

4.6 อัตราต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weight Average Cost of Capital: WACC)

WACC คือ ต้นทุนทางการลงทุนเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนัก หรืออัตราส่วนลดเพื่อใช้คิดในการปรับลดหาต้นทุนรวมของการลงทุนในปัจจุบัน ประกอบด้วย ต้นทุนของเงินกู้ยืม (Cost of Debt) และต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity) ซึ่งหน้าที่ของผู้จัดการด้านการเงิน คือ การบริหารค่า WACC ให้มีค่าต่ำที่สุด ซึ่งดดยทั่วไปต้นทุนของเงินกู้ยืมจะมีค่าต่ำกว่าเงินทุนส่วนของผู้ถือหุ้น สามารถคำนวณจากสมการที่ 4.15

$$WACC = K_d(1-T) \times \frac{D}{D+E} + K_e \times \frac{E}{D+E} \tag{4.15}$$

โดยที่ K_d = อัตราดอกเบี้ยของหนี้สิน

K_e = อัตราส่วนของผู้ถือหุ้น

T = ภาษี (Tax)

D = อัตราส่วนของเงินกู้ (Debt Ratio)

E = อัตราส่วนของผู้ถือหุ้น (Equity Ratio)

K_d คือ อัตราดอกเบี้ยของหนี้สิน หรืออัตราต้นทุนของผู้ให้กู้ (Cost of Debt) ซึ่งกำหนดจากต้นทุนแหล่งเงินกู้ต่าง ๆ ที่องค์กรจ่ายดอกเบี้ยกู้จริง กำหนดจากความน่าเชื่อถือขององค์กร (Credit Rating) โดยต้นทุนของผู้ให้กู้ที่ดีควรสามารถที่จะใช้เป็นตัวแทนในการประมาณต้นทุนขององค์กรในระยะยาวได้

K_e คือ อัตราส่วนเงินทุนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity) หรือเรียกว่าอัตราส่วนต้นทุนค่าเสียโอกาสของเจ้าของ สามารถคำนวณจากสมการที่ 4.16

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$K_e = R_f + (\beta_{levered} \times Market\ Risk\ Premium) \tag{4.16}$$

$$\beta_{levered} = \beta_{unlevered} \times (1 + (1-T) \times \frac{D}{E}) \tag{4.17}$$

$$Market\ Risk\ Premium = R_m - R_f \tag{4.18}$$

โดยที่ R_f = ผลตอบแทนที่ปราศจากความเสี่ยง (Risk Free Rate)

$\beta_{levered}$ = สัมประสิทธิ์ผลตอบแทนต่อความเสี่ยงของธุรกิจในการลงทุนสำหรับองค์กรที่มีทุนประกอบด้วยเงินกู้ และเงินทุนของผู้ถือหุ้น

ถ้า $\beta > 1$ การลงทุนมีความเสี่ยงมากกว่าความเสี่ยงเฉลี่ยของตลาด

$\beta = 1$ การลงทุนมีความเสี่ยงเท่ากับความเสี่ยงเฉลี่ยของตลาด

$\beta < 1$ การลงทุนมีความเสี่ยงน้อยกว่าความเสี่ยงเฉลี่ยของตลาด

$\beta_{unlevered}$ = สัมประสิทธิ์ผลตอบแทนต่อความเสี่ยงของธุรกิจในการลงทุนสำหรับองค์กรที่มีทุนโดยใช้เงินทุนของผู้ถือหุ้นทั้งหมด

โดย Market Risk Premium (MRP) = การลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล คือ ผลตอบแทนจากการลงทุนในตลาดหุ้น ลบด้วยผลตอบแทนจากการลงทุนที่ปราศจากความเสี่ยง ค่า MRP ของแต่ละประเทศ ดังรูปที่ 4.7

ประเภท	ประเทศ	MRP
ตลาดถึงจุดอิ่มตัว	อเมริกา แคนาดา เยอรมัน อังกฤษ	5
ตลาดที่พัฒนาแล้ว	สิงคโปร์ ฮ่องกง ไต้หวัน ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์	6
ตลาดที่กำลังเติบโต	จีน ไทย มาเลเซีย ฟิลิปปินส์ อินโดนีเซีย อินเดีย	8
ตลาดที่มีความเสี่ยงสูง	อียิปต์	12
ตลาดที่ยังไม่พัฒนา	พม่า ลาว เขมร ปากีสถาน	15

รูปที่ 4.7 รายละเอียดของ MRP ในแต่ละประเทศ

(ที่มา : พีรวัจน์ ชัยมณีรัตน์ [31])

CHULALONGKORN UNIVERSITY

4.7 การหาอัตราผลตอบแทนของกิจการ (Return on Invested Capital: ROIC)

การคำนวณหา ROIC ได้มาจาก กำไรหลังหักภาษี หารด้วยมูลค่าเงินลงทุนในสินทรัพย์ดังกล่าวที่ใช้ในการดำเนินการ เป็นอัตราส่วนที่บอกถึง จำนวนเงินที่ลงทุนไปได้รับผลตอบแทนกลับมาเท่าไร การคำนวณหาค่า ROIC ตามสมการที่ 4.19

$$ROIC = \frac{NOPAT}{Invested\ Capital} \tag{4.19}$$

โดยที่ $NOPAT$ = กำไรจากการดำเนินการหลังภาษี (Net Operating Profit After Tax)

$Invested\ Capital$ = เงินลงทุนของกิจการ คือ ส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย รวมกับหนี้สินระยะยาว

วิธีการนำค่า ROIC ไปใช้ จะเป็นการนำค่าที่ได้ไปเปรียบเทียบกับ WACC

โดยถ้าค่า ROIC > WACC แสดงว่า กิจการนั้น ๆ สามารถหาผลตอบแทนได้สูงกว่าต้นทุนที่ต้องจ่าย ในทางกลับกัน ถ้าค่า ROIC < WACC แสดงว่า กิจการนั้น ๆ ไม่มีความสามารถในการทำธุรกิจมากนัก

ค่า ROIC ยังเป็นตัวชี้วัดกิจการในปัจจุบัน โดยการเปรียบเทียบกับค่าในอดีต ถ้าหากค่า ROIC มีแนวโน้มที่มากขึ้น จะสะท้อนให้เห็นว่ากิจการนั้นสามารถบริหารต้นทุน และแสวงหาผลตอบแทนได้ดีขึ้นเรื่อย ๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 5
การคำนวณหาราคาที่เหมาะสมสำหรับกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP

ในบทนี้จะนำเสนอข้อมูลในการพิจารณาการเลือก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่จะทำการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แนวคิดในการรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือ และการเปรียบเทียบราคาในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง SPP การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย รวมไปถึงการคำนวณหาอัตราค่าบริการในกรณีเกิดความไม่สมดุล

5.1 สถานภาพของ SPP ทั้งหมดที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของประเทศไทย

ในส่วนนี้จะแสดงข้อมูลโรงไฟฟ้า SPP ทั่วประเทศที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้า กฟผ. โดยจะแบ่งข้อมูลตาม สถานะโครงการของ SPP แบบสัญญา Firm และแบบสัญญา Non-Firm ดังตารางที่ 5.1 และตารางที่ 5.2 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.1 ตารางสถานะโครงการของ SPP แบบสัญญา Firm

รายละเอียด		SPP สัญญา Firm							
		จำนวนโครงการ		ปริมาณที่ติดตั้ง (MW)		ปริมาณที่รับซื้อ (MW)		ปริมาณที่เหลือ (MW)	
1. โครงการที่ซื้อขายไฟฟ้าแล้ว (COD แล้ว)	Co-Gen	94	77	10,031.916	9,563.116	7,169.100	6,840.000	2,862.816	2,723.116
	Renew		17		468.800		329.100		139.700
2. ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว (ยังไม่ COD)	Co-Gen	4	3	449.334	394.334	295.000	270.000	154.334	124.334
	Renew		1		55.000		25.000		30.000
3. โครงการที่สิ้นสุดอายุสัญญา (ปี2562-2568)	Co-Gen	16	16	1,820.210	1,820.210	477.000	477.000	1,343.210	1,343.210
	Renew		0		0		0		0
รวม	Co-Gen	114	96	12,301.460	11,777.660	7,941.100	7,587.000	4,360.360	4,190.660
	Renew		18		523.800		354.100		169.700

(ที่มา : งานบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP), การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. “สถานภาพ SPP เดือนธันวาคม ปี 2562” [3])

ตารางที่ 5.2 ตารางสถานะโครงการของ SPP แบบสัญญา Non-Firm

รายละเอียด		SPP สัญญา Non-Firm							
		จำนวนโครงการ		ปริมาณที่ติดตั้ง (MW)		ปริมาณที่รับซื้อ (MW)		ปริมาณที่เหลือ (MW)	
1. โครงการที่ซื้อขายไฟฟ้าแล้ว (COD แล้ว)	Co-Gen	59	6	3,773.602	899.000	2,722.723	278.000	1,050.879	621.000
	Renew		53		2,874.602		2,444.723		429.879
2. ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว (ยังไม่ COD)	Co-Gen	6	0	156.443	0	118.162	0	38.281	0
	Renew		6		156.443		118.162		38.281
3. โครงการที่สิ้นสุดอายุสัญญา (ปี2562-2568)	Co-Gen	0	0	0	0	0	0	0	0
	Renew		0		0		0		0
รวม	Co-Gen	65	6	3,930.045	899.000	2,840.885	278.000	1,089.160	621.000
	Renew		59		3,031.045		2,562.885		468.160

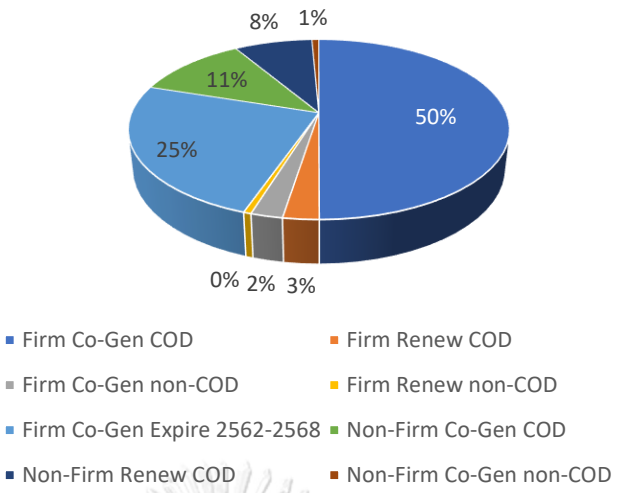
(ที่มา : งานบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP), การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. “สถานภาพ SPP เดือนธันวาคม ปี 2562” [3])

จากข้อมูลตารางที่ 5.1 และตารางที่ 5.2 แสดงให้เห็นถึงจำนวนโครงการ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ติดตั้ง ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายตามสัญญากับ กฟผ. และปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือซึ่งเป็นผลต่างของปริมาณที่ติดตั้ง และปริมาณที่ซื้อขายตามสัญญา

โดย SPP แบบสัญญา Firm มีจำนวนโครงการทั้งหมด 114 โครงการ แบ่งเป็นจำนวนโครงการที่ซื้อขายไฟฟ้าในระบบแล้ว (COD) จำนวน 94 โครงการ ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว แต่ยังไม่ได้ทำการซื้อขายไฟฟ้าในระบบ จำนวน 4 โครงการ และสิ้นอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 จำนวน 16 โครงการ และ SPP แบบสัญญา Non-Firm มีจำนวนโครงการทั้ง 65 โครงการ แบ่งเป็นจำนวนโครงการที่ซื้อขายไฟฟ้าในระบบแล้ว (COD) จำนวน 59 โครงการ ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแล้ว แต่ยังไม่ได้ทำการซื้อขายไฟฟ้าในระบบ จำนวน 6 โครงการ

จากข้อมูลในตารางจะพบว่า กลุ่มของโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่มีการ COD แล้วมีปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือมากที่สุดถึง 2,723.116 เมกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 50 (50%) จากปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือทั้งหมด ดังรูปที่ 5.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 5.1 สัดส่วนร้อยละปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP

(ที่มา : งานบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP), การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. “สถานภาพ SPP เดือนธันวาคม ปี 2562” [3])

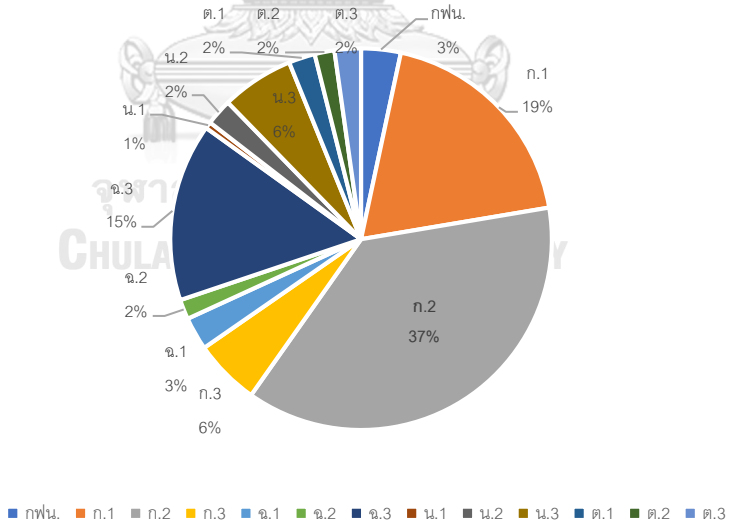
จากรูปที่ 5.1 จะเห็นว่า นอกจากกลุ่มของกลุ่มของโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่มีการ COD แล้ว ที่มีปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือเป็นจำนวนมากแล้ว ยังมีกลุ่มของโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่สิ้นอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 มีปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือเป็นจำนวนมากเป็นอันดับที่สอง คิดเป็นร้อยละ 23 (23%) จากปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือทั้งหมด

ดังนั้น SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ทั้ง 2 กลุ่มนี้ จึงมีความเป็นไปได้สูงที่จะมีการซื้อขายปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือกับ กฟภ.

ถ้านำข้อมูลในส่วนของโรงไฟฟ้า SPP มาแบ่งตามพื้นที่การดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทั้งในส่วนพื้นที่ของ กฟภ. และพื้นที่ของ กฟน. เพื่อนำมาประกอบในการพิจารณาในการเลือกพื้นที่ที่มีความเป็นไปในการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือ โดยในส่วนของ กฟภ. นั้นจะมีพื้นที่การดูแลทั่วประเทศออกเป็นทั้งหมด 12 เขตจะได้ข้อมูล ตามตารางที่ 5.3 ซึ่งจากตารางจะพบว่าในมีปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือมากที่สุด คือ ส่วนของโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี หรือ กฟภ.(ก.2) มีจำนวนปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือจำนวน 2,999.878 เมกะวัตต์ รวมไปถึงเป็นพื้นที่ที่มีจำนวนโครงการโรงไฟฟ้า SPP มากที่สุด ซึ่งสามารถคิดเป็นร้อยละ 37% ดังรูปที่ 5.2

ตารางที่ 5.3 ตารางข้อมูลโรงไฟฟ้า SPP แบ่งตามพื้นที่การดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
(ที่มา : งานบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP), การไฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. “สถานภาพ SPP เดือนธันวาคม ปี 2562” [3])

พื้นที่การดูแล	SPP สัญญา Firm				SPP สัญญา Non-Firm			
	จำนวนโครงการ	ปริมาณที่ติดตั้ง (MW)	ปริมาณที่รับซื้อ (MW)	ปริมาณที่เหลือ (MW)	จำนวนโครงการ	ปริมาณที่ติดตั้ง (MW)	ปริมาณที่รับซื้อ (MW)	ปริมาณที่เหลือ (MW)
กฟน.	5	627.890	450.000	177.890	1	95.000	65.000	30.000
กฟภ.(ก.1)	24	2,847.149	2,055.000	792.149	10	400.700	279.000	121.700
กฟภ.(ก.2)	62	7,395.878	4,396.000	2,999.878	5	787.060	227.000	560.060
กฟภ.(ก.3)	5	430.781	307.800	122.981	5	160.440	105.540	54.900
กฟภ.(ฉ.1)	1	30.000	20.000	10.000	4	113.600	56.000	57.600
กฟภ.(ฉ.2)	1	9.900	8.800	1.100	2	76.850	73.000	3.850
กฟภ.(ฉ.3)	8	440.098	289.500	150.598	19	1,298.500	1,240.000	58.500
กฟภ.(น.1)	-	-	-	-	1	128.396	90.000	38.396
กฟภ.(น.2)	1	22.500	20.000	2.500	3	185.870	129.723	56.147
กฟภ.(น.3)	1	6.000	5.000	1.000	10	511.626	408.000	103.626
กฟภ.(ต.1)	4	458.364	360.000	98.364	-	-	-	-
กฟภ.(ต.2)	1	9.900	8.800	1.100	2	90.000	90.000	0
กฟภ.(ต.3)	1	23.000	20.200	2.800	3	82.003	77.622	4.381
รวม	**114**	**12,301.460**	**7,941.100**	**4,360.360**	**65**	**3,930.045**	**2,840.885**	**1,089.160**



รูปที่ 5.2 สัดส่วนร้อยละจำนวนโรงไฟฟ้า SPP แบ่งตามพื้นที่การดูแลของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
(ที่มา : งานบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP), การไฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. “สถานภาพ SPP เดือนธันวาคม ปี 2562” [3])

ดังนั้น จากข้อมูลจำนวนโรงไฟฟ้า และปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ จะแสดงให้เห็นว่าในพื้นที่การดูแลของ กฟภ.(ก.2) เป็นพื้นที่มีปริมาณจำนวนโรงไฟฟ้า SPP จำนวนมาก รวมไปถึงปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือที่มีปริมาณสูงที่สุด จึงเป็นพื้นที่ที่น่าจะนำมาพิจารณาในการเป็นต้นแบบการซื้อขายปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP กับ กฟภ.

5.2 รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP

รูปแบบในการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP นั้น ได้มีการออกแบบที่ได้รับแนวคิดมาจากรูปแบบการแข่งขันแบบขายส่ง (Wholesale Competition) โดยจะมีการแข่งขันทางด้านการขายไฟฟ้าผ่านรูปแบบการประมูลจากกลุ่มโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบส่งจ่ายไฟฟ้าที่ระดับแรงดัน 115 kV ของ กฟภ. เพื่อส่งจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญาระหว่าง SPP กับ กฟผ. ซึ่ง กฟภ. นั้นจะเปรียบเสมือนตลาดกลางที่รับซื้อไฟฟ้าในปริมาณที่ไม่เกินพิกัดสายส่งตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของ กฟภ. โดยปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือที่ กฟภ. จะรับประมูลซื้อนั้น จะเป็นปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือจาก SPP ที่ขายปริมาณกำลังไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ตามสัญญา และซื้อขายกับลูกค้าโดยตรงในอุตสาหกรรมในพื้นที่แต่ละรายที่ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไว้แล้วเท่านั้น ดังรูปที่ 5.3

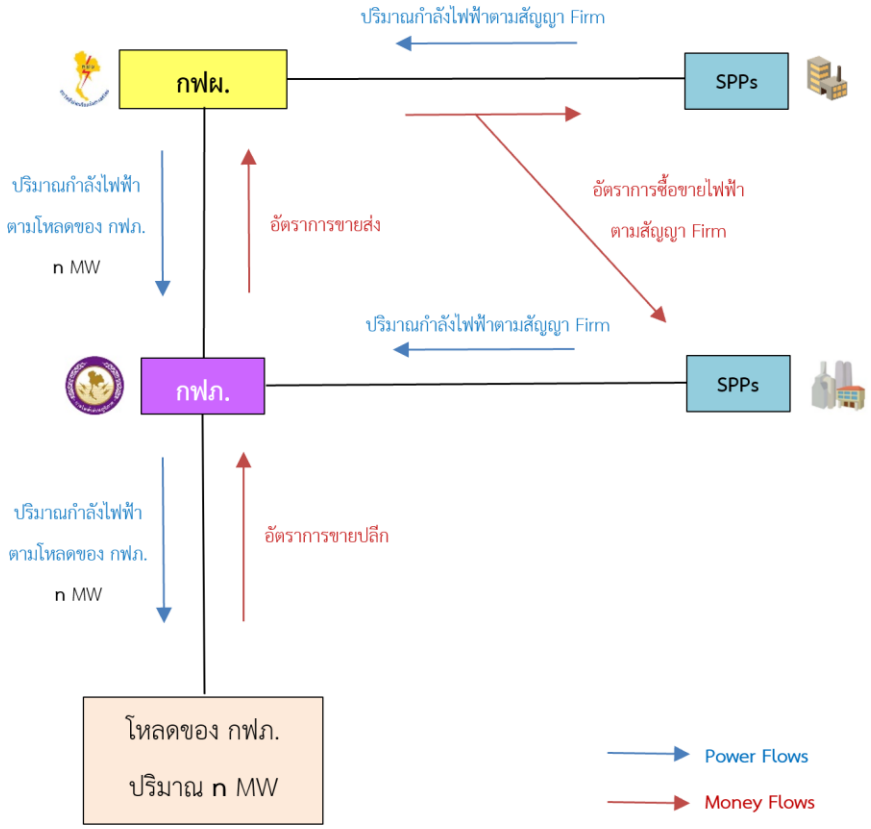
โดยรูปแบบในการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือดังกล่าว เป็นไปตามพระราชบัญญัติ กฟภ. พ.ศ. 2503 [4] ในหมวด 1 มาตรา 6 ซึ่งกล่าวถึงวัตถุประสงค์ที่ “กฟภ. สามารถดำเนินการจัดให้ได้มาจัดส่ง และจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า รวมไปถึงสามารถดำเนินการเกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้าและธุรกิจอื่นที่เกี่ยวเนื่อง หรือที่เป็นประโยชน์แก่ กฟภ.” ซึ่งสอดคล้องกับพระราชบัญญัติการไฟฟ้ายันฮี พ.ศ. 2500 [32] คือ การห้ามไม่ให้ กฟภ. ดำเนินการกิจการเกี่ยวกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าในพื้นที่เขตที่มีการโอนทรัพย์สิน เช่น โรงผลิตพลังงานไฟฟ้า สวิตซ์ยาร์ด และอุปกรณ์ของสิ่งดังกล่าวตามมาตรา 14 จากข้อความข้างต้นซึ่งแสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ที่ กฟภ. จะดำเนินการจัดหาพลังงานได้หลากหลายช่องทาง (นอกเหนือจากการซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. เพียงอย่างเดียว) ดังนั้น จึงมีความเป็นไปได้ที่ กฟภ. จะดำเนินการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบตลาดการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP ที่เชื่อมต่อในระบบของ กฟภ. ได้

รูปที่ 5.3 รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP

5.2.1 การออกแบบรูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ SPP

โครงสร้างการจ่ายกำลังไฟฟ้าในปัจจุบันทาง กฟภ. มีการซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. เพียงด้านเดียว ตามที่กล่าวในหัวข้อที่ 2.1 ระบบดังกล่าวแสดงให้เห็นว่าระบบการผลิตไฟฟ้าและการรับซื้อกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน ถูกส่งผ่านระบบส่งจ่ายไฟฟ้าเกือบทั้งหมดที่มีอยู่ภายใต้การดูแลโดย กฟผ. ตามรูปที่ 5.4 ทั้งที่ในปัจจุบัน SPP ได้มีการต่อกับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เป็นจำนวนมากในระบบ 115 kV เพื่อเป็นการลดค่าใช้จ่ายของ กฟภ. ในการซื้อไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. ในช่วง Peak นั้น SPP ที่ต่อกับระบบของ กฟภ. จะช่วยสามารถลดค่าใช้จ่ายดังกล่าวลงได้ ถ้าหากมีการขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากการขายตามสัญญาให้กับ กฟผ. และลูกค้าในอุตสาหกรรมโดยตรงผ่านการแข่งขันในรูปแบบประมูล เพื่อความเป็นธรรมทั้งทางด้านราคา และปริมาณกำลังไฟฟ้า ที่ SPP แต่ละรายเสนอขายเข้ามาในตลาดซื้อขาย ทั้งนี้ SPP ที่ชนะในการประมูลเท่านั้นจะมีสิทธิในการจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เสนอขายให้แก่ กฟภ.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

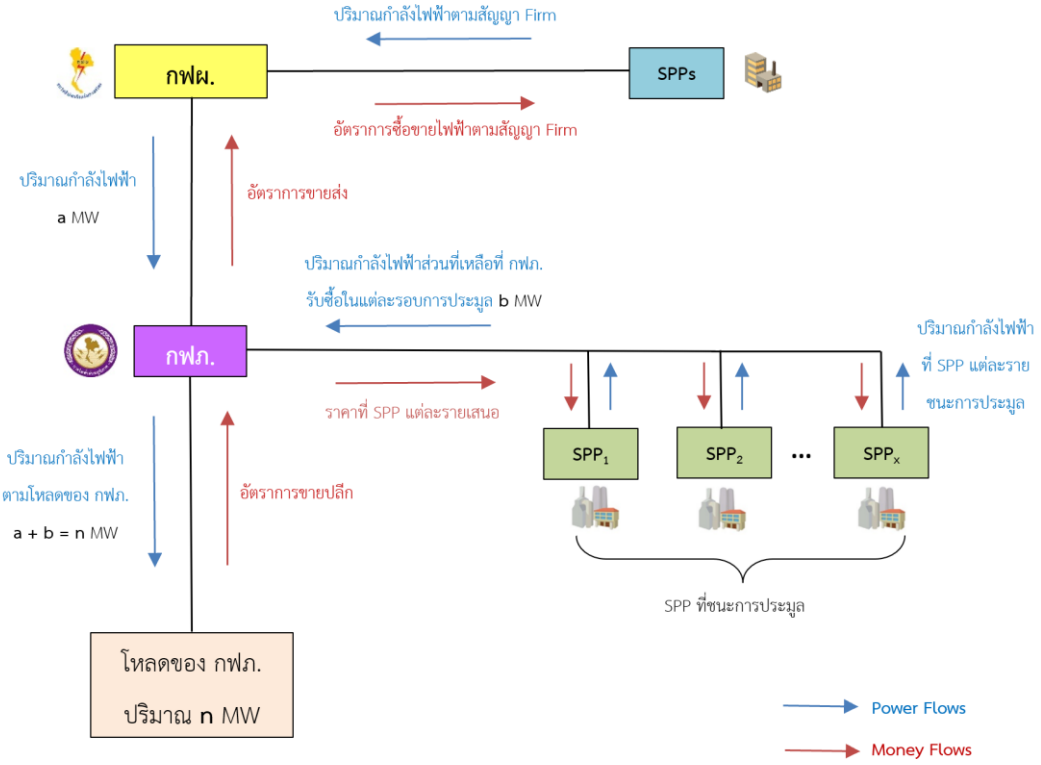


รูปที่ 5.4 รูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ SPP ในปัจจุบัน

จากรูปที่ 5.4 แสดงให้เห็นการซื้อขาย และการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ SPP โดย กฟภ. จะต้องซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. และ SPP จะต้องขายปริมาณกำลังไฟฟ้าแก่ กฟผ. เท่านั้น ซึ่งเป็นโครงสร้างที่ไม่เอื้อประโยชน์ในด้านอัตราซื้อขายแก่ กฟภ. และ SPP

ดังนั้น จึงได้มีการออกแบบรูปแบบโครงสร้างการซื้อขายปริมาณกำลังไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ SPP ที่ให้ความยืดหยุ่นทางด้านราคามากยิ่งขึ้น โดยรูปแบบนั้นจะให้ กฟภ. เป็นผู้รับซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่ SPP เหลือจากการขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm กับ กฟผ. และเหลือจากการขายให้แก่ลูกค้าในอุตสาหกรรมโดยตรง การซื้อขายปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือดังกล่าวนั้นจะมีวิธีการแข่งขันของ SPP ที่ต่ออยู่ในระบบ 115 kV ของ กฟภ. และมีความต้องการจะขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้แก่ กฟภ. เฉพาะในช่วงเวลา Peak โดยทาง กฟภ. จะเป็นผู้กำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องการจะรับซื้อแต่ละรอบการซื้อขาย ซึ่งการรับซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือนี้ กฟภ. จะใช้วิธีการแข่งขันผ่านรูปแบบการประมูล โดยให้ SPP แต่ละรายเสนอปริมาณกำลังไฟฟ้าและราคาต่อหน่วยที่ต้องการจะขาย SPP ที่ชนะการประมูลเท่านั้น จะเป็นผู้ที่สามารถซื้อขายกับ กฟภ. ได้

รูปแบบการซื้อขายปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือดังกล่าวนี้ จะช่วยให้ SPP สามารถสร้างรายได้เพิ่มเติมจากการขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือแก่ กฟภ. รวมไปถึงยังช่วยลดกำลังการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ. อีกหนึ่งช่องทาง ดังรูปที่ 5.5

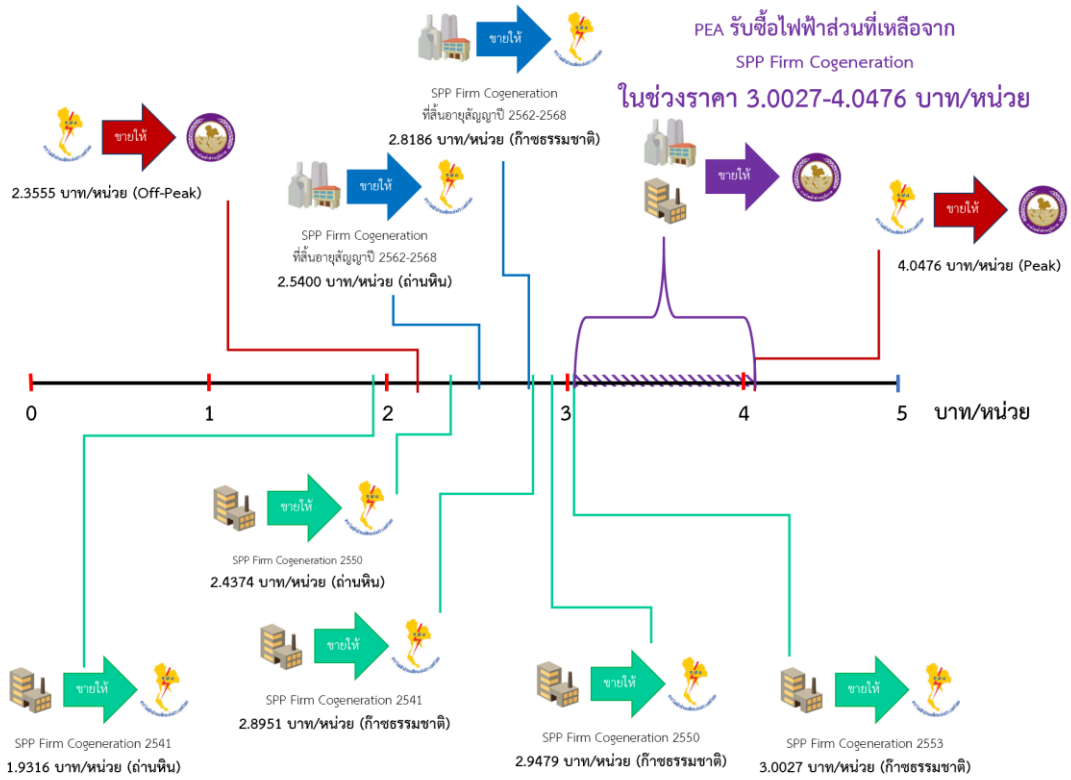


รูปที่ 5.5 รูปแบบการจ่ายกำลังไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ SPP ในตลาดกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ

5.2.2 การออกแบบอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP

จากหัวข้อที่ 4.1 ทำให้ทราบถึงอัตราค่าไฟฟ้า รายละเอียด และที่มาของราคาไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง โดยข้อมูลอัตราการซื้อขายไฟฟ้าดังกล่าวสามารถนำมาออกแบบอัตราการรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP ซึ่งมีการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้รับซื้อผ่านรูปแบบการประมูลได้ รูปแบบราคาในการรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือสามารถพิจารณา ด้วยการนำราคาไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องในหัวข้อก่อนหน้ามาเรียบเรียงให้เป็นช่วงราคา ดังรูปที่ 5.6

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 5.6 ช่วงราคาในการรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP

จากรูปที่ 5.6 แสดงให้เห็นถึงช่วงราคาในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กฟผ. และ SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm โดยแสดงให้เห็นถึงช่วงราคาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และ SPP สามารถซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือได้ ซึ่งอยู่ระหว่างราคาในช่วงเวลา Peak ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ด้วยอัตราขายส่งที่ระดับแรงดัน 115 kV ในราคาหน่วยละ 4.0476 บาท/หน่วย และราคาที่ กฟผ. รับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ระเบียบปี 2553 ในราคาหน่วยละ 3.0027 บาท/หน่วย

ดังนั้น ช่วงราคาที่ 3.0027 – 4.0476 บาท/หน่วย เป็นช่วงราคาที่สามารถทำให้เกิดผลกำไรในทั้งส่วนของ SPP และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพราะฉะนั้นในช่วงราคาดังกล่าวจะถูกนำมาใช้พิจารณาในการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยวิธีการประมูลเพื่อหาราคาที่เหมาะสม

5.3 การคัดเลือกโรงไฟฟ้า SPP จากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การพิจารณาโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm จะมีการคัดเลือกจากพื้นที่ที่มีกลุ่มโรงไฟฟ้า SPP และปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือที่มีจำนวนมาก ตามที่กล่าวไว้ใน

หัวข้อที่ 5.1 แสดงให้เห็นว่าพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี หรือ กฟภ.(ก.2) เป็นพื้นที่ที่เหมาะสมแก่การที่จะนำมาพิจารณาในการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP กับ กฟภ.

ดังนั้นจึงมีการนำข้อมูลจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System: GIS) ของกองแผนที่ระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มาประกอบการพิจารณาในพื้นที่ของ กฟภ.(ก.2) เกี่ยวกับพื้นที่การดูแล สถานีไฟฟ้า โรงไฟฟ้าSPP และความยาวสายส่งระบบ 115 kV

รูปที่ 5.7 พื้นที่ภาพรวมของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี

จากรูปที่ 5.7 แสดงให้เห็นถึงพื้นที่ภาพรวมของ กฟภ.(ก.2) โดยพื้นที่การดูแลสามารถแบ่งออกได้เป็น 62 พื้นที่ จากข้อมูลจาก GIS ทำให้ทราบว่าจะมีเพียงพื้นที่บางส่วนเท่านั้นที่มีกลุ่มของโรงไฟฟ้า SPP จำนวน 11 พื้นที่ และพื้นที่ส่วนใหญ่ที่มีกลุ่มโรงไฟฟ้า SPP นั้นส่วนใหญ่จะเป็นพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม ตามตารางที่ 5.4

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.4 ข้อมูลจำนวนโรงไฟฟ้า SPP ในแต่ละพื้นที่ของ กฟภ.(ก.2)

พื้นที่การดูแล	จำนวนโรงไฟฟ้า SPP
กฟจ.ฉะเชิงเทรา	2
กฟอ.พนมสารคาม	1
กฟอ.พานทอง	3
กฟจ.ชลบุรี	7
กฟฟ.แหลมฉบัง	8

พื้นที่การดูแล	จำนวนโรงไฟฟ้า SPP
กฟฟ.บึง	1
กฟอ.ปลวกแดง	15
กฟอ.บ้านค่าย	4
กฟส.อ.นิคมพัฒนา	1
กฟฟ.มาบตาพุต	12
กฟจ.ระยอง	2
รวม	58

(ที่มา: กองแผนที่ระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, สถานะข้อมูล 30 มกราคม 2563)

โดยนำข้อมูลที่ได้ไปตรวจสอบจากโปรแกรม DIgSILENT Power Factory โดยสร้างแบบจำลองระบบไฟฟ้า ในส่วนพื้นที่ที่มีกลุ่มของโรงไฟฟ้า SPP และตรวจสอบทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) โดยการทดสอบจากแบบจำลองจะอ้างอิงจากข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงขายไฟฟาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2559 [33] จะพิจารณาตามข้อกำหนดดังต่อไปนี้

1. ด้านปริมาณกำลังไฟฟ้ารับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้า ระบบ 115 kV ปริมาณรวมที่รับซื้อจะไม่เกิน 120 เมกะวัตต์/วงจร ในสายส่งแบบเส้นเดี่ยว (Single Conductor) และไม่เกิน 230 เมกะวัตต์/วงจร ในสายส่งแบบเส้นคู่ (Double Conductor)

2. หลักเกณฑ์การพิจารณาด้านเทคนิค เรื่อง กระแสลัดวงจร ผู้ใช้บริการที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะต้องไม่ทำให้ค่ากระแสลัดวงจรรวมในระบบโครงข่ายเกินร้อยละ 85 ของค่าวิสัยสามารถตัดกระแสลัดวงจร (Short Circuit Interrupting Capacity) ของอุปกรณ์เชื่อมต่อหรืออุปกรณ์ป้องกันและไม่ทำให้เกิดการทำงานที่ไม่ประสานสัมพันธ์ (Protection Coordination) ของอุปกรณ์ป้องกัน

3. ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดที่จุดเชื่อมต่อจะต้องไม่เกินกว่า 40 กิโลแอมป์(kA) และไม่เกิน 85% ของพิกัดอุปกรณ์ สำหรับระบบไฟฟ้าที่มีระดับแรงดัน 115 kV

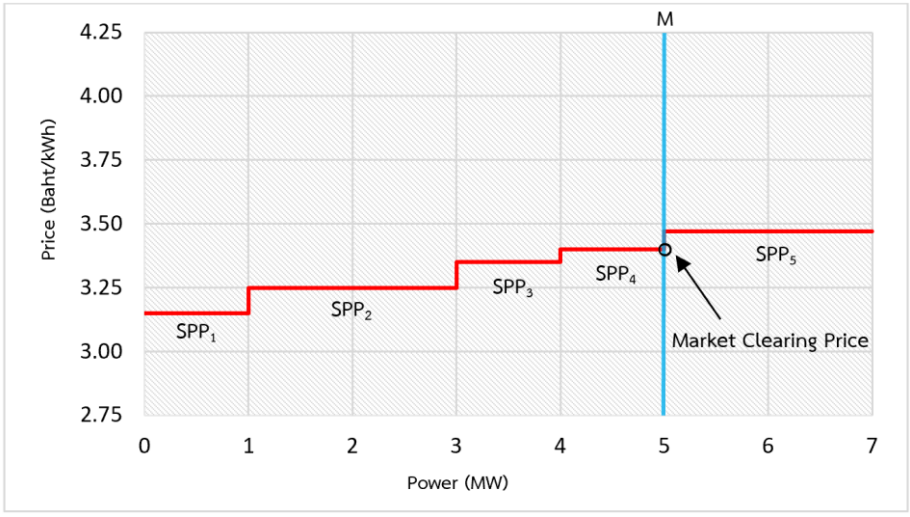
4. หลักเกณฑ์มาตราฐานการควบคุมแรงดันของ กฟภ. ที่ระดับแรงดัน 115 kV ในสภาวะปกติ ค่าสูงสุด 120.7 kV ค่าต่ำสุด 109.2 kV และในสภาวะฉุกเฉิน ค่าสูงสุด 126.5 kV ค่าต่ำสุด 103.5 kV

เมื่อทำการทดสอบระบบจากรูปแบบจำลองจากโปรแกรม DIgSILENT Power Factory และผ่านเกณฑ์ข้อกำหนดในการกำหนดการเชื่อมตอระบบโครงขายไฟฟาของ กฟภ. ระบบไฟฟ้าระดับ 115 kV และกลุ่มโรงไฟฟ้า SPP ที่ผ่านเกณฑ์ จะถูกนำไปพิจารณาในการซื้อขายปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือกับ กฟภ. ต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

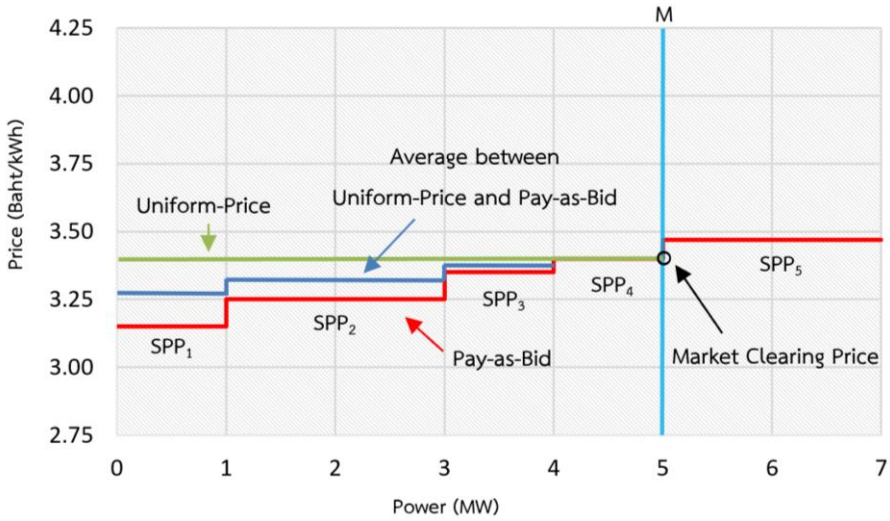
5.4 การกำหนดราคาซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ

การคำนวณหาราคาไฟฟ้าส่วนที่เหลือมีขั้นตอนจากการเปิดรับปริมาณกำลังไฟฟ้า และราคาไฟฟ้าที่ต้องการจะเสนอขายจาก SPP ที่มีปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือในเวลานั้น ๆ ทำการประมูลล่วงหน้าก่อนการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง โดยใช้วิธีการประมูลแบบ First-Price Sealed-Bid Auction เป็นการที่ SPP ที่ร่วมประมูลเสนอราคาพร้อมกันทุกรายในรอบการประมูลเดียวกัน ซึ่งในแต่ละช่วงเวลา กฟภ. จะกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องการให้แก่ SPP แต่ละรายทราบ โดยช่วงราคาที่จะให้ SPP เสนอนั้นจะอยู่ในช่วงระหว่าง 3.0027 – 4.0476 บาท/หน่วย จากนั้นเมื่อได้รับปริมาณกำลังไฟฟ้า และราคาที่ SPP แต่ละรายเสนอมาแล้วนั้น กฟภ. จะทำการเรียงปริมาณกำลังไฟฟ้า และราคาจากน้อยไปมาก โดย กฟภ. จะเป็นผู้พิจารณาหาผู้ชนะการประมูลในแต่ละรอบโดยเลือกจาก SPP ที่เข้าร่วมประมูล และให้ราคาต่ำสุดจนไปถึงจุดตัดระหว่างเส้นการเสนอขายกับเส้นการกำหนดปริมาณซื้อไฟฟ้า (M) ดังรูปที่ 5.8



รูปที่ 5.8 รูปแบบการเสนอราคาของ SPP ที่เข้าร่วมประมูลในตลาดไฟฟ้าส่วนเหลือ

รูปแบบการกำหนดราคาของตลาดของ SPP ที่ชนะการประมูลจะใช้ทั้งวิธีการกำหนดราคาแบบ Uniform-Price Auction และ Pay-as-Bid Auction ร่วมกันโดยการหาค่าเฉลี่ย ดังรูปที่ 5.9 เพื่อที่ได้ใช้ข้อดีของการประมูลทั้งสองรูปแบบในการดึงดูดกลุ่ม SPP เข้ามาร่วมประมูล อีกทั้งเป็นวิธีการกำหนดราคาที่ไม่เอื้อประโยชน์ไปในส่วนของ SPP หรือส่วนของ กฟภ.



รูปที่ 5.9 รูปแบบการกำหนดราคาของตลาดของ SPP ที่ชนะการประมูล

การกำหนดราคาในระบบทดสอบถูกเขียนผ่านโปรแกรมคำนวณ ดังรูปที่ 5.10 แสดงขั้นตอนการกำหนดราคาแบบ Uniform-Price Auction และ Pay-as-Bid Auction ร่วมกันโดยการหาค่าเฉลี่ย สำหรับ SPP ที่ต้องการขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือ เพื่อหาการกำหนดราคาที่เหมาะสมที่การไฟฟ้าส่นภูมิภาคจะต้องจ่ายในการซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือนี้ ซึ่งมี 5 ขั้นตอน

1. กำหนดตัวแปรที่ต้องการจะใช้ในค่าเริ่มต้น เช่น ปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือที่ SPP แต่ละรายเสนอขาย ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดรับซื้อ (M) ขอบเขตช่วงราคา ช่วงเวลาในการประมูลในแต่ลรอบ

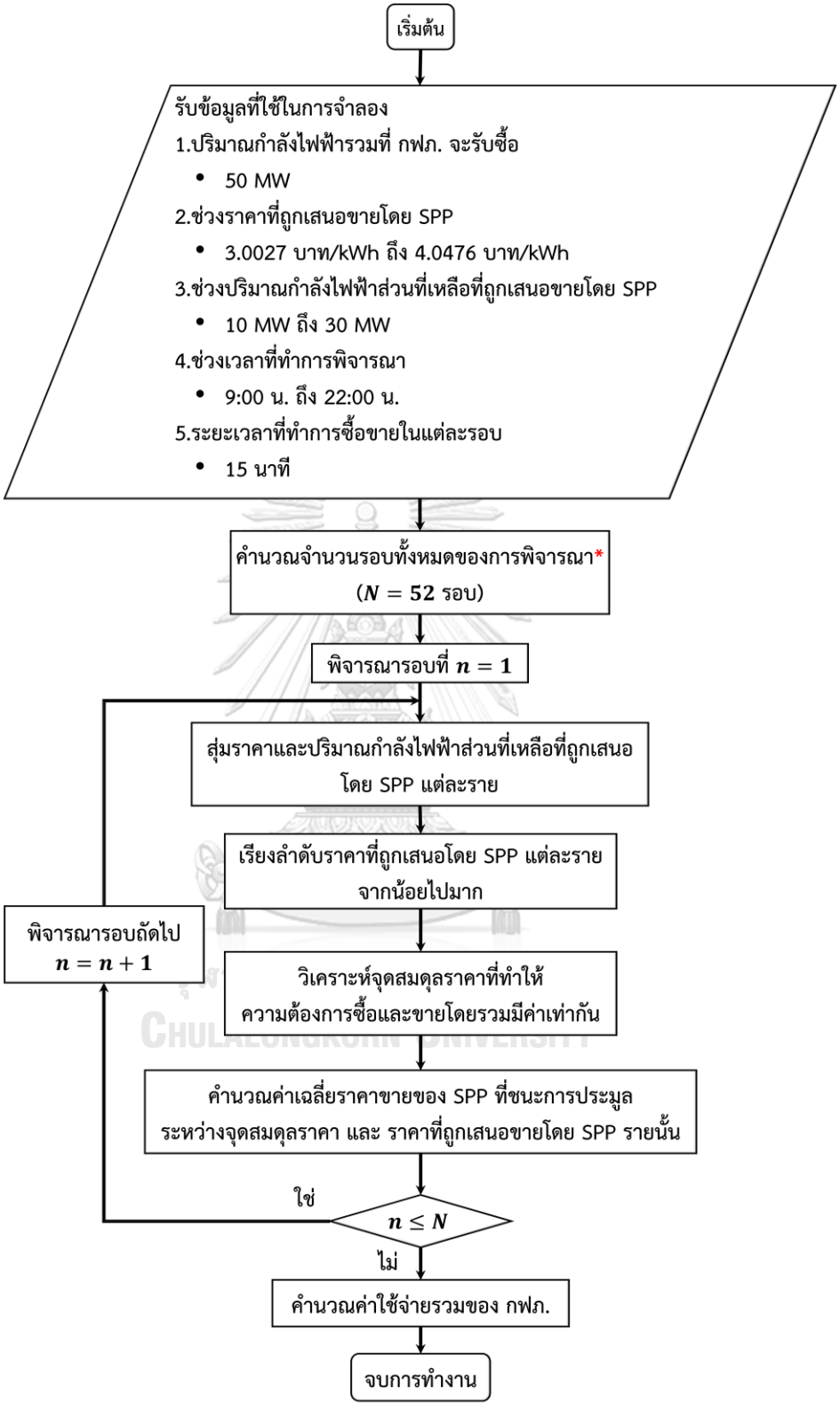
2. ให้มีการสุ่มราคาที่ SPP แต่ละรายเสนอขายเข้ามาในแต่ละรอบของการประมูล

3. เรียงราคาที่มีการเสนอเข้ามาจาก ต่ำไปสูง และจัดลำดับ SPP แต่ละราย

4. ทำการหา SPP ที่เป็นผู้ชนะในการประมูล พร้อมทั้งราคา ปริมาณที่เสนอขาย ที่มีปริมาณมีค่าเท่ากับปริมาณที่เสนอซื้อไฟฟ้า

5. หาราคาตลาดที่ได้และนำมาหาค่าเฉลี่ยกับราคาที่ SPP แต่ละราคาเสนอเข้ามา และรวมราคาสุดท้ายในแต่ละรอบประมูล ราคาดังกล่าวจะมีค่าเท่ากับราคาที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องจ่ายในกับ SPP ที่ชนะการประมูลในรอบนั้น ๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



*จำนวนรอบทั้งหมดของการพิจารณา (N) คำนวณจากระยะเวลาในช่วง Peak หารด้วย ระยะเวลาที่ทำการซื้อขายในแต่ละรอบ

รูปที่ 5.10 แผนผังกระบวนการกำหนดราคาประมูลในการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ

5.5 การออกแบบการจัดการกำลังไฟฟ้ากรณีเกิด Imbalance

ความไม่สมดุลของการส่งและรับพลังงานไฟฟ้า คือ ผลต่างระหว่างปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ SPP ที่เสนอจากการชนะการประมูลกับปริมาณกำลังไฟฟ้า SPP ที่จ่ายจริง ซึ่งหากมีความไม่สมดุลของการส่งและรับพลังงานไฟฟ้าเกิดขึ้น ในที่นี้ SPP เป็นผู้จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเข้ามาในระบบ และ กฟภ. เป็นผู้รับซื้อ ดังนั้น SPP. จะต้องมีส่วนรับผิดชอบในการตอบสนองความไม่สมดุลที่เกิดขึ้น

ในสภาวะปกติระบบผลิตไฟฟ้า SPP ประเภท Firm สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือได้ตามที่เสนอประมูล ซึ่งในกรณีนี้ กฟภ. จะไม่ต้องเตรียมกำลังผลิตไว้สำรองการจ่ายไฟฟ้าเพื่อให้เป็นไปตามการรับซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ ที่ กฟภ. เป็นผู้กำหนดในแต่ละรอบการประมูล อย่างไรก็ตาม หากเกิดกรณีที่ผู้ SPP ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือได้ตามปริมาณที่เสนอประมูล SPP เหล่านั้นควรจะต้องมีค่าบริการเพิ่มเติมเนื่องจากทำให้ กฟภ. ต้องทำการเตรียมกำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อการจ่ายโหลดของ กฟภ.

จากการศึกษาเบื้องต้น จะสามารถสรุปการนิยามของ ระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration ดังต่อไปนี้

- ระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration มีรูปแบบการใช้เทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้าที่มีความเสถียร และ ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า
- ระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามค่าพิกัดที่ระบุไว้ในสัญญาได้ กล่าวคือต้องสามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ 100% ตามที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมง
- ระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถลดการผลิตได้ตามคำสั่งของ กฟผ. ตามปริมาณและระยะเวลาที่ กฟผ. ได้จัดส่งแผนล่วงหน้าให้กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เพื่อรักษาความมั่นคงของระบบไฟฟ้า
- ระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตและจ่ายไฟฟ้าเพิ่มให้ กฟผ. ตามปริมาณ และ ระยะเวลาที่ กฟผ. สั่งการ (ไม่เกินปริมาณไฟฟ้าตามสัญญา) เมื่อ กฟผ. มีความจำเป็น โดย กฟผ. จะแจ้งล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 30 นาที
- ระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้รับค่าอัตราค่าพลังไฟฟ้า ในทางตรงกันข้าม SPP ประเภท Non-Firm นั้นไม่ได้ค่าตอบแทนในส่วนนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

- ระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration เป็นระบบผลิตไฟฟ้า ที่มีการผลิตไฟฟ้าเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าในการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้งสามแห่ง เช่นเดียวกับระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Non-Firm
- ระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถตัดการเชื่อมต่อเมื่อเกิดกรณีฉุกเฉินได้ เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าและความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน โดยการไฟฟ้าทั้งสามแห่งจะสามารถตัดการเชื่อมต่อของระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบไฟฟ้าที่อยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยงานตนเองได้

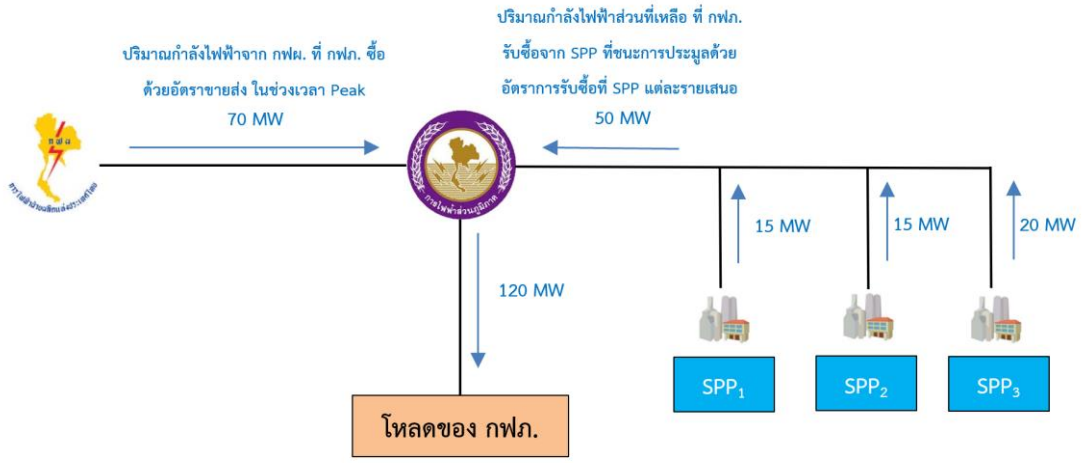
จากข้อสรุปดังกล่าวจะพบว่าในสภาวะปกติระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration ควรเป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่สามารถเชื่อถือได้ จากข้อกำหนดต่าง ๆ ที่ระบุไว้ในสัญญาที่มีการใช้ในปัจจุบัน อย่างไรก็ตามในความเป็นจริงการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าของ SPP ประเภท Firm ก็มีโอกาสที่จะไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตรงตามสัญญาทำให้ระบบไฟฟ้าเกิดสภาวะไม่สมดุลขึ้น (Imbalance) ซึ่งในส่วนนี้เอง กฟภ. จะต้องทำการจัดสรรกำลังไฟฟ้า ซึ่งในที่ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration จ่ายกำลังไฟฟ้าไม่เพียงพอ ในส่วนนี้ กฟภ. จะต้องดำเนินการซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. ในอัตราขายส่ง เพื่อให้กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือที่รับซื้อจาก SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration เป็นไปตามที่ กฟภ. กำหนดรับซื้อในแต่ละรอบของการประมูล ดังนั้นจึงควรจะมีอัตราค่าความเสียหายที่ทำให้ระบบเกิด Imbalance ที่เหมาะสม เพื่อให้สะท้อนถึงค่าใช้จ่ายที่ กฟภ. ต้องรับผิดชอบในการจัดหากำลังไฟฟ้าให้เพียงพอต่อโหลดของ กฟภ.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

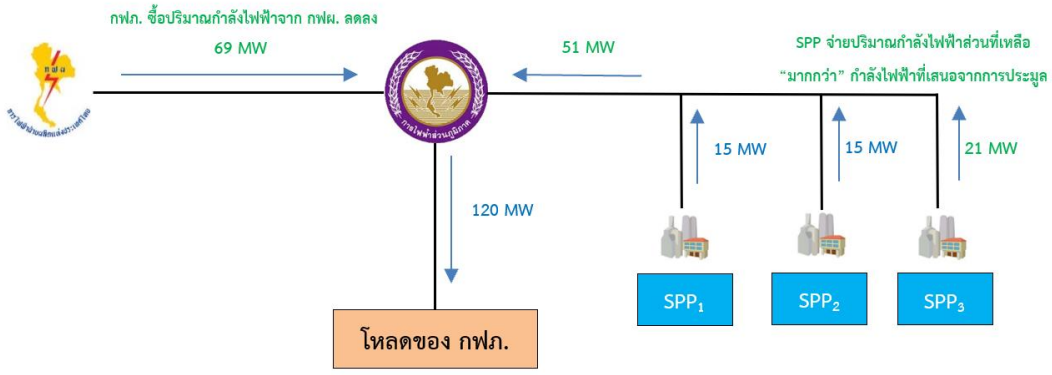
การวิเคราะห์เอกสารที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ในต่างประเทศในหัวข้อ 4.2.1 จะพบว่าหลักการสำคัญที่แต่ละประเทศนั้นต้องมีเหมือนกันได้แก่ (1) ผู้ที่ทำให้เกิดเหตุการณ์ Imbalance นั้นจะต้องเป็นผู้ชำระค่าบริการที่เกิดขึ้น (2) อัตราค่าบริการ Imbalance นั้นคิดได้จากต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการแก้ไขเหตุการณ์ Imbalance

เมื่อนำหลักการดังกล่าวมาเปรียบเทียบกับรูปแบบตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. จะพบว่าในสภาวะปกติดังรูปที่ 5.11 แต่ กฟภ. จะต้องเตรียมรับมือกับโอกาสที่จะเกิด Imbalance จากการจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration ที่ชนะการประมูล อย่างไรก็ตามยังมีโอกาสที่ระบบจะเกิด Imbalance จากการที่ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration นั้นไม่สามารถจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ชนะจากการประมูลได้ ในหัวข้อกรอบแนวคิดเกี่ยวกับการกำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และกลไกราคากรณีเกิด

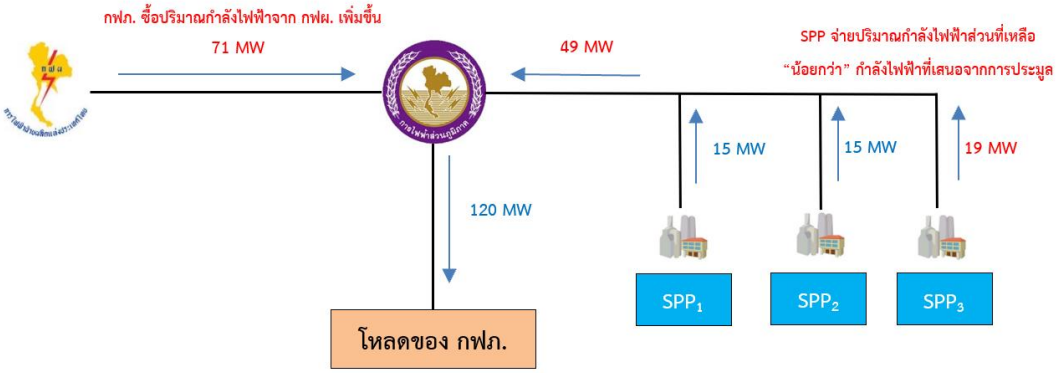
เหตุการณ์ Imbalance นี้จะขอเสนอแบบจำลองในการวิเคราะห์อย่างง่ายสำหรับวิเคราะห์เรื่องอัตราค่าใช้จ่ายเมื่อทำให้ระบบเกิดสภาวะไม่สมดุลตามตัวอย่าง ดังรูปที่ 5.12 และรูปที่ 5.13



รูปที่ 5.11 กรณีการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือในสภาวะปกติ



รูปที่ 5.12 กรณีเกิด Imbalance โดย SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือมากกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอ



รูปที่ 5.13 กรณีเกิด Imbalance โดย SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอ

จากรูปที่ 5.12 และรูปที่ 5.13 จะพบว่าการเกิด Imbalance ขึ้นจากเหตุการณ์ที่ระบบผลิตไฟฟ้าแบบ SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration ที่ชนะการประมูล ที่ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือได้ตามที่เสนอจากการประมูลได้ ซึ่งจะส่งผลกับการจัดการกำลังไฟฟ้าในระบบของ กฟภ. ได้ 2 แบบ ได้แก่

1) กรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้า SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเกินกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอในการประมูล ในกรณีนี้จะพบว่า กฟภ.จะต้องมีการรับซื้อกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเกินเข้ามาในระบบด้วยอัตราค่าตอบแทนเหมาะสมกับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเกิน อีกทั้งต้องจัดการกำลังไฟฟ้าในระบบ โดยทำการลดการซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. ซึ่งจะส่งผลให้ กฟผ. อาจต้องลดกำลังผลิตไฟฟ้าบางส่วนอย่างไรก็ตามยังมีเรื่องพิกัดของสายส่งที่ต้องพิจารณาเพิ่มเนื่องจากการที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าได้มากกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอในการประมูล อาจจะต้องคำนึงถึงความจุของสายในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ว่าสามารถรับกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมได้อีกมากน้อยเพียงใด
2) กรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้า SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอในการประมูล ในกรณีนี้จะพบว่า กฟภ.จะต้องจัดการกำลังไฟฟ้าในระบบ โดยทำการเพิ่มการซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. ในอัตราขายส่ง เพื่อชดเชยกำลังที่ขาดหายไป ซึ่งในกรณีนี้ SPP ที่ทำให้เกิด Imbalance ขึ้น จะต้องมีการจ่ายค่าชดเชยให้ กฟภ. ในการซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. อีกทั้งจะต้องมีการคิดอัตราค่าปรับเพิ่มเติม จากการที่ SPP รายดังกล่าวไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือได้ตรงตามที่เสนอไว้ในการประมูลได้

จากกรอบแนวคิดทั้งสองแบบจะสามารถสรุปได้ว่าหาก กฟภ. ต้องซื้อกำลังไฟฟ้าเพิ่มจาก กฟผ. ในอัตราขายส่งแทน SPP ที่ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าตามที่เสนอได้นั้น จะต้องมีการจ่ายค่าส่วนต่างระหว่างราคาที่ชนะการประมูล และอัตราขายส่งในการซื้อกำลังไฟฟ้าชดเชยจาก กฟผ. ในปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ SPP รายนั้นไม่สามารถจ่ายได้ รวมไปถึงต้องมีการคิดอัตราค่าปรับเพิ่มเติมจากรายจ่ายค่าส่วนต่างดังกล่าว เพื่อเป็นค่าตอบแทนให้แก่ กฟภ. ในการจัดการกำลังไฟฟ้าที่ขาดหายไป ในทางตรงกันข้ามในกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเกินกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอในการประมูล กฟภ. ควรจะต้องมีการรับซื้อกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเกินเข้ามาในระบบด้วยอัตราค่าตอบแทนที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาจากปริมาณกำลังไฟฟ้าเป็นหลัก เพื่อไม่ให้เป็นการจงใจในการจ่ายกำลังไฟฟ้าเกินเข้ามาในระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ซึ่งอาจจะส่งผลกระทบต่อพิกัดของสายส่งในระบบได้

5.6 การกำหนดอัตราค่าบริการในกรณีเกิด Imbalance

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงแนวทางการกำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และกลไกราคา โดยจะแบ่งหัวข้อหลัก ๆ ออกเป็น 2 หัวข้อ ได้แก่ (1) กรอบแนวคิดสาหรับกำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไขและกลไกราคา (2) แนวทางการกำหนดหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขเมื่อ SPP ที่ชนะการประมูลเป็นต้นเหตุในการเกิด Imbalance

5.6.1 กรอบแนวคิดสำหรับกำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และกลไกราคา

การกำหนดกรอบแนวคิดในเบื้องต้นนั้น จากการศึกษาเอกสารที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และกลไกราคาจากประเทศตัวอย่าง ได้แก่ ประเทศอเมริกา (ระบบไฟฟ้าของ PJM) ประเทศอังกฤษ และ ประเทศญี่ปุ่น (ระบบไฟฟ้าของ TEPCO) รวมไปถึงจากหลักเกณฑ์จากประกาศระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration ของ กฟผ. เองนั้น จึงได้สรุปหลักการสาคัญของแต่ละตัวอย่างที่ว่าจะสามารถนำมาปรับใช้ และสอดคล้องกับบริบทของรูปแบบตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP กับ กฟภ. ได้จำนวน 4 ข้อดังนี้

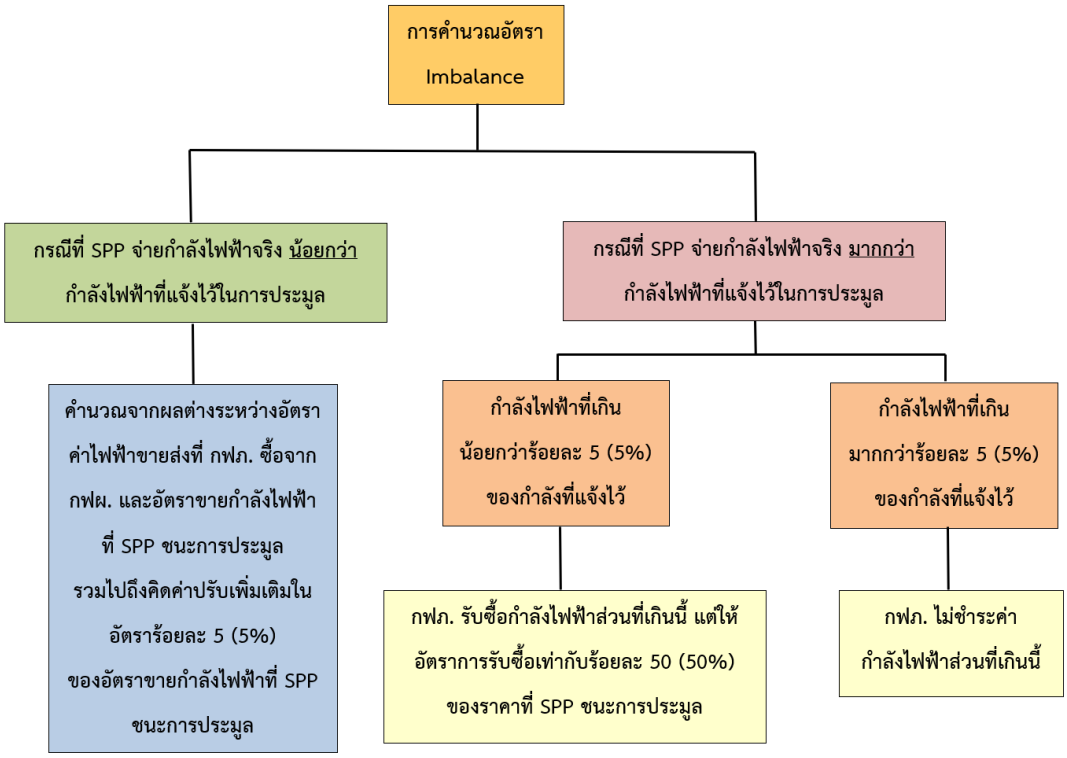
1) ผู้ที่ทำให้เกิดเหตุการณ์ Imbalance นั้นจะต้องเป็นผู้ชำระค่าบริการที่เกิดขึ้น
2) อัตราค่าบริการ Imbalance นั้นคิดได้จากต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการแก้ไขเหตุการณ์ Imbalance ไม่ว่าจะเป็นการที่ กฟภ. จะต้องซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. เพิ่มเติมในกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอในการประมูล เพื่อเป็นการรักษาสมดุลของระบบไฟฟ้า หรือการใช้กำลังไฟฟ้าสำรอง (Reserve) จากแหล่งอื่นที่ต่ออยู่ในระบบของ กฟภ.
3) การกำหนดปริมาณ Imbalance นั้นจะพิจารณาจากการเปรียบเทียบราคาของปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือที่ SPP สามารถจ่ายได้จริง กับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอในการประมูล และราคาของปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. ต้องดำเนินการซื้อเพิ่มเติมจาก กฟผ. เพื่อแก้ไขเหตุการณ์ Imbalance เนื่องจาก SPP ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าตามแผนที่ได้แจ้งไว้กับ กฟภ.
4) อัตราค่า Imbalance เมื่อ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือได้น้อยกว่าตามแผนที่เสนอในการประมูล โดยกรณีนี้ กฟภ. ต้องซื้อกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติมจาก กฟผ. ดังนั้นอัตราค่า Imbalance ควรจะไม่ต่ำกว่าอัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ในทางกลับกันหาก SPP สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้เกินกว่าแผนที่เสนอในการประมูลที่ต้องการขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้กับ กฟภ. อัตราที่ขายนั้นควรจะต่ำกว่าราคาที่ SPP แต่ละรายชนะจากการประมูล เพื่อความเป็นธรรม และเป็นบทปรับไม่ให้ผู้ใช้บริการมีพฤติกรรมการจ่ายกำลังไฟฟ้าที่ไม่ตรงกับแผนที่เสนอประมูลไว้กับ กฟภ.

เมื่อนำหลักการดังกล่าวมาประยุกต์ใช้กับรูปแบบตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. จะพบว่า กฟภ. สามารถประเมินปริมาณ Imbalance ที่ SPP ไม่สามารถดำเนินการได้ตามแผน โดยการเปรียบเทียบปริมาณการจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงราย 15 นาที กับปริมาณกำลังไฟฟ้าตามแผนที่เสนอประมูลราย 15 นาที ที่ SPP ได้แจ้งไว้ให้กับ กฟภ. ล่วงหน้าไม่ต่ำกว่า 24 ชั่วโมง. เพื่อให้ กฟภ. สามารถทราบถึงปริมาณ Imbalance (kWh) ที่ SPP ที่ชนะการประมูลรายนั้น ๆ ทำให้เกิด Imbalance กับระบบไฟฟ้าของ กฟภ. และนำไปคำนวณอัตราค่าบริการ Imbalance จากต้นทุนที่ กฟภ. ใช้รองรับ Imbalance คือ ต้นทุนในการซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. ในอัตราขายส่งในช่วงเวลา Peak

จากที่ได้กล่าวข้างต้น เพื่อให้สามารถคำนวณต้นทุนการเตรียมการจัดการกำลังไฟฟ้าจากเหตุการณ์ Imbalance ได้ SPP จะมีหน้าที่ส่งข้อมูลพยากรณ์การกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของตนให้กับ กฟภ. ล่วงหน้า เพื่อให้ กฟภ. สามารถวางแผนการจัดการกำลังไฟฟ้าในระบบ และคำนวณต้นทุนการซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. รวมในกรณีที่ SPP สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าตามแผนได้หรือไม่ได้ โดยข้อมูลจะประกอบไปด้วย

1) แผนการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP ที่เข้าร่วมประมูล ล่วงหน้าไม่ต่ำกว่า 24 ชั่วโมง. (ข้อมูลหน่วย kW ราย 15 นาที ตั้งแต่ 9:00 น. ถึง 22:00 น.)
2) ข้อมูลการจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าจริงราย 15 นาทีของ SPP ที่จ่ายให้กับ กฟผ. ตามสัญญาแบบ Firm และความต้องการใช้ไฟฟ้าจริงของลูกค้าในอุตสาหกรรมที่ขายกำลังไฟฟ้าโดยตรง

การที่ SPP ไม่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือตามแผนได้จะถูกพิจารณาจาก (1) กรณีที่การจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของ SPP น้อยกว่ากำลังไฟฟ้าตามแผนที่เสนอจากการประมูล และ (2) กรณีที่การจ่ายกำลังไฟฟ้าจริงของ SPP มากกว่ากำลังไฟฟ้าตามแผนที่เสนอจากการประมูลแต่ผลิตได้ไม่ตรงตามแผนที่ได้แจ้งไว้กับ กฟภ. ซึ่งอาจส่งผลให้มีการใช้สายส่งเกินกว่าปริมาณที่ได้ตกลง สำหรับอัตราที่ กฟภ. รับซื้อกำลังไฟฟ้าเพิ่มจาก SPP ที่จ่ายเกิน หรืออัตราซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. ในส่วนที่ขาดนั้นจะคำนวณจากต้นทุนที่ กฟภ. ใช้แก้ไขเหตุการณ์ Imbalance โดยแผนภาพสรุปกรอบแนวคิดเรื่อง Imbalance ได้ดังรูปที่ 5.14



รูปที่ 5.14 แผนภาพสรุปการคำนวณอัตราค่าบริการ Imbalance

5.6.2 แนวทางการกำหนดหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขเมื่อ SPP ที่ชนะการประมูลเป็นต้นเหตุในการเกิด Imbalance

จากการวิเคราะห์สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าของ SPP ในประเทศไทย และทบทวนเอกสารที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดหลักเกณฑ์ เงื่อนไข และกลไกราคาที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ของประเทศไทยและต่างประเทศ เมื่อนำหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขมาประยุกต์ใช้กับรูปแบบตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP กับ กฟภ. กรณีที่เกิดเหตุการณ์ที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. และเกิด Imbalance ขึ้น เพื่อเป็นการลดหรือหลีกเลี่ยงปัญหาดังกล่าว ในหัวข้อนี้จึงเสนอหลักเกณฑ์ และเงื่อนไข เพื่อแก้ไขปัญหาการเกิด Imbalance ดังต่อไปนี้

1) SPP ที่มีความต้องการจะเข้าร่วมประมูลทุกรายมีหน้าต้องส่งข้อมูลแผนการผลิตกำลังไฟฟ้าให้กับ กฟภ. ล่วงหน้าอย่างน้อย 24 ชั่วโมง ก่อนถึงเวลาจ่ายกำลังไฟฟ้าจริง
2) เมื่อเกิดความไม่สมดุลในกรณีที่ SPP ที่ชนะการประมูลจ่ายกำลังไฟฟ้าได้มากกว่ากำลังไฟฟ้าที่แจ้งไว้ในการประมูลไม่เกินร้อยละ 5 (5%) จากแผนที่ได้แจ้งกับ กฟภ. ไว้

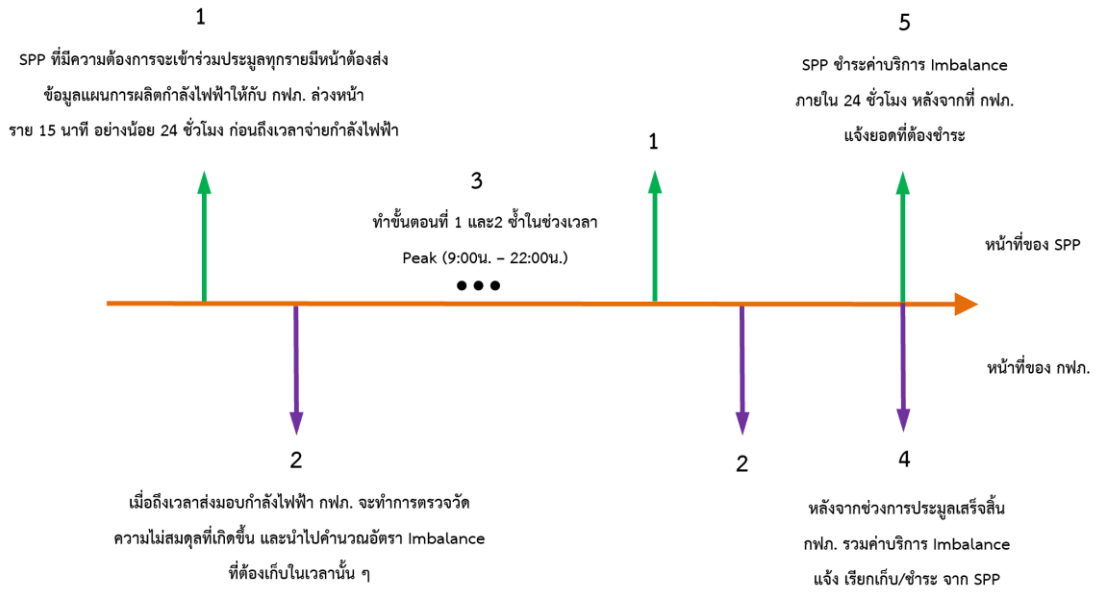
กฟภ. จะรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินในอัตรา ..... Baht/kWh ซึ่งมีอัตราการรับซื้อเท่ากับร้อยละ 50 (50%) ของอัตราขายกำลังไฟฟ้าที่ SPP รายนั้น ๆ ชนะการประมูล

3) เมื่อเกิดความไม่สมดุลในกรณีที่ SPP ที่ชนะการประมูลจ่ายกำลังไฟฟ้าได้มากกว่ากำลังไฟฟ้าที่แจ้งไว้ในการประมูลจากแผนที่ได้แจ้งกับ กฟภ. เกินร้อยละ 5 (5%) จากแผนที่ได้แจ้งไว้ กฟภ. ไม่ชำระกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเกินในส่วนนี้

4) เมื่อเกิดความไม่สมดุลในกรณีที่ SPP ที่ชนะการประมูลจ่ายกำลังไฟฟ้าได้น้อยกว่ากำลังไฟฟ้าที่แจ้งไว้ในการประมูลจากแผนที่ได้แจ้งกับ กฟภ. ไว้ SPP จะรับต้องชำระค่ากำลังไฟฟ้าส่วนขาดหายไปในอัตรา ..... Baht/kWh ซึ่งคำนวณจากผลต่างระหว่างอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งที่ กฟภ. ซื้อจาก กฟผ. และอัตราขายกำลังไฟฟ้าที่ SPP ชนะการประมูลรวมไปถึงคิดค่าปรับเพิ่มเติมในอัตราร้อยละ 5 (5%) ของราคาในอัตราการที่ SPP ชนะในการประมูลตามที่แจ้งไว้

หมายเหตุ การกำหนดปริมาณความไม่สมดุล 5 % กำหนดจากการทบทวนการกำหนด หลักเกณฑ์เงื่อนไข และกลไกราคาที่เกี่ยวข้องกับการกาหนดอัตราค่าบริการ Imbalance ของสัญญาระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภท Firm ระบบ Cogeneration ของ กฟผ. โดยพบว่าในสัญญาจะปรากฏตัวเลข 5 % ดังกล่าว อย่างไรก็ตามตัวเลขนี้เป็นเพียงการตั้งสมมติฐานสาหรับการวิเคราะห์อัตราเท่านั้น สามารถมีการปรับเปลี่ยนตัวเลขดังกล่าวได้ตามความเหมาะสม

จากข้อหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขข้างต้น จะสามารถสรุปขั้นตอนการดำเนินการในการชำระค่าบริการ Imbalance ของ SPP ที่ทำให้เกิด Imbalance ได้ดังรูปที่ 5.15



รูปที่ 5.15 แผนภาพสรุปขั้นตอนการดำเนินการในการชำระค่าบริการ Imbalance

5.7 การคำนวณหาประโยชน์ที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะได้รับ

จากทำการประมูล และรับซื้อไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP แล้วเสร็จ การคำนวณหาความคุ้มค่าที่ กฟภ. จะได้รับจากการซื้อปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ เทียบกับราคาที่ซื้อไฟฟ้ากับ กฟผ. ในส่วนนี้จะทำให้ทราบถึงรายจ่ายต่อหน่วยที่ กฟภ. นั้นต้องจ่ายระหว่าง SPP กับ กฟผ. ในช่วงเวลา Peak

5.7.1 การคำนวณรายจ่ายของ กฟภ. ในระบบทดสอบ

โดยการคำนวณหารายจ่ายสุทธิที่ กฟภ. สามารถลดค่าใช้จ่ายในการซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. ดังนั้นจึงสามารถแบ่งการคำนวณรายจ่ายของ กฟภ. ในการรับซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP จะสามารถแบ่งได้เป็น 3 กรณี ดังนี้

1) กรณีที่ SPP สามารถจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าตรงตามที่แจ้งไว้

รายจ่ายของ กฟภ. ในการซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. จะมีค่าเท่ากับราคาที่ กฟภ. ต้องจ่ายในการซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือแก่ SPP ที่ชนะการประมูล ดังสมการที่ 5.1

$$\text{รายจ่ายของ กฟภ.} = \text{ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง} \qquad (5.1)$$

โดย

ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง = ราคาของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาที ที่ SPP จ่ายได้ ในปริมาณตามที่แจ้งไว้ในการประมูล มีค่าเท่ากับปริมาณกำลังไฟฟ้า (MW) คูณด้วยราคาที่ SPP ชนะในการประมูล (Baht/kWh)x1,000

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2) กรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าได้มากกว่าที่แจ้งไว้

การที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าเกินตามที่แจ้งไว้ กฟภ. จะสามารถรับซื้อกำลังไฟฟ้าที่เกินมาได้ในปริมาณที่แจ้งไว้ในการประมูลไม่เกินร้อยละ 5 (5%) ในอัตราการรับซื้อเท่ากับร้อยละ 50 (50%) ของอัตราเสนอขายกำลังไฟฟ้าที่ชนะการประมูล ดังสมการที่ 5.2

ในส่วนปริมาณกำลังไฟฟ้าเกินร้อยละ 5 (5%) ขึ้นไป กฟภ. จะไม่ชำระค่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายเกินในส่วนนี้

$$\text{รายจ่ายของ กฟภ.} = \text{ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่าย} + \text{ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เกิน} \qquad (5.2)$$

โดย

ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่าย = ราคาของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องจ่ายทุก 15 นาที ที่ SPP จ่ายได้ ในปริมาณตามที่แจ้งไว้ในการประมูล มีค่าเท่ากับปริมาณกำลังไฟฟ้า (MW) คูณด้วยราคาที่ SPP ชนะในการประมูล (.... Baht/kWh) x1,000

ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เกิน = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ SPP มากกว่าปริมาณที่แจ้งไว้ไม่เกินร้อยละ 5 (5%) ด้วยราคาร้อยละ 50 (50%) ของราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง (.... Bath/kWh) x1,000x0.5

3) กรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าได้น้อยกว่าที่แจ้งไว้

ในกรณีนี้ กฟภ. จะได้ค่าส่วนต่างระหว่างราคาอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งจากการที่ กฟภ. ต้องดำเนินการซื้อกำลังไฟฟ้าจาก กฟผ. เพื่อเป็นค่าการจัดการ Imbalance และราคาที่ กฟภ. ต้องจ่ายราคาในการซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือแก่ SPP ที่ชนะการประมูล เพื่อเป็นการชดเชยปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ SPP ไม่สามารถจ่ายได้ตามที่แจ้งไว้ โดย SPP ต้องเป็นฝ่ายดำเนินการในการเสียค่าปรับเพิ่มเติมในอัตราร้อยละ 5 (5%) ของราคาในอัตราการรับซื้อที่ SPP ชนะในการประมูลตามที่แจ้งไว้ ดังสมการที่ 5.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายจ่ายของ กฟภ. = ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง – ค่าจัดการ Imbalance – ค่าปรับเพิ่มเติมในอัตราร้อยละ 5 (5%) ของราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่าย (5.3)

โดย

ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง = ราคาของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงทุก 15 นาที ที่ SPP จ่ายได้ ในปริมาณตามที่แจ้งไว้ในการประมูล มีค่าเท่ากับปริมาณกำลังไฟฟ้า (MW) คูณด้วยราคาที่ SPP ชนะในการประมูล (.... Baht/kWh) x1,000

ค่าจัดการ Imbalance = ผลต่างระหว่างราคาในอัตราขายส่งจาก กฟผ. ในช่วง Peak (4.0476 Baht/kWh) x1,000 และราคาที่ SPP ชนะในการประมูล (.... Baht/kWh) x1,000 คูณด้วยจำนวนปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ทำให้เกิด Imbalance

ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่าย = ราคาของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องจ่ายทุก 15 นาที ที่ SPP จ่ายได้ ในปริมาณตามที่แจ้งไว้ในการประมูล มีค่าเท่ากับปริมาณกำลังไฟฟ้า (MW) คูณด้วยราคาที่ SPP ชนะในการประมูล (.... Baht/kWh) x1,000

จากการคำนวณอัตราค่าใช้จ่ายทั้ง 3 กรณีข้างต้นจะทำให้ทราบถึงรายจ่ายของ กฟภ. ที่ต้องดำเนินการชำระหรือปรับเพิ่มเติม ในการรับซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจาก SPP ที่เป็นผู้ชนะการประมูล และได้มีรับอนุญาตให้จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้าของ กฟภ.

ดังนั้น ในการคำนวณค่าใช้จ่ายของ กฟภ. ในการซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. ที่สามารถลดได้ จะสามารถคำนวณจากอัตราค่าซื้อกำลังไฟฟ้าอัตราขายส่งในราคาช่วง Peak ที่มีอัตราเท่ากับ 4.0476 Baht/kWh คูณด้วยปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ซื้อราย 15 นาที (..... MW) x1,000 จากนั้นนำค่าที่ได้มาหักลบด้วยรายจ่ายของ กฟภ. ที่เกิดขึ้นในแต่ละกรณี

5.7.2 การคำนวณหาผลตอบแทนจากการลงทุนของ กฟภ. ในระบบทดสอบ

คำนวณต้นทุนระบบทดสอบเทียบกับข้อมูลทรัพย์สินระบบ 115 กิโลโวลต์ ของ กฟภ. และค่าร่ายจ่ายที่ลดลง หรือคิดเป็นกำไรของ กฟภ. ได้รับ มาหาค่า ROIC ที่ได้จากผลต่างรายได้ของการขายไฟฟ้ากับรายจ่ายที่ซื้อไฟฟ้าส่วนเหลือจาก SPP นำมาเทียบกับค่า ROIC ที่ได้จากการที่ กฟภ. ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. เพื่อหาว่าในการลงทุนในรูปแบบระบบทดสอบนี้ให้ผลตอบแทนมากน้อยเพียงใด

โดยส่วนค่า WACC ของ กฟภ. นั้นจะถูกกำหนดโดย กกพ. เนื่องจากเป็นองค์กรที่อยู่ภายใต้การกำกับกิจการพลังงาน ด้วยวิธีการกำหนดค่า ROIC ในระดับที่ไม่เกินค่า WACC ซึ่งจากผลสรุปโดย กกพ. ในการรับฟังความคิดเห็นในการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 [34] มีการกำหนดให้ค่า ROIC สำหรับ กฟผ. ในระดับร้อยละ 5.69 และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (กฟน. และ กฟภ.) ในระดับร้อยละ 4.73 ดังรูปที่ 5.16

		กฟผ.	กฟน./กฟภ.
ปี 2554	ROIC	7.50%	5.70%
มติ กพช. 13 ส.ค. 2558	WACC	5.69-6.00%	4.70-4.73%
WACC สำหรับอ้างอิง ROIC ปี 2558-2560		5.69% (-1.81%)	4.73% (-0.97%)

รูปที่ 5.16 อัตราผลตอบแทนเงินลงทุนของการไฟฟ้า

(ที่มา: สรุปผลการรับฟังความคิดเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 [34])

ดังนั้น ในการคำนวณหาค่าตอบแทนจากการลงทุนในรูปแบบจำลองตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ จะใช้ค่า ROIC ที่กำหนด กกพ. ซึ่งมีค่าเท่ากับร้อยละ 4.73 ในการเปรียบเทียบกับค่า ROIC ที่คำนวณได้จากระบบทดสอบ เพื่อแสดงให้เห็นว่าการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. สามารถหาผลตอบแทนได้สูงกว่าต้นทุนที่ต้องจ่ายในระบบทดสอบนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 6
ผลการทดสอบ

เนื้อหาในบทนี้จะนำเสนอผลการทดสอบเบื้องต้น และข้อมูลของระบบทดสอบ เพื่อใช้ในการคำนวณหาราคาที่เหมาะสมในการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. โดยผลการทดสอบเบื้องต้นจะประกอบไปด้วย ผลกำหนดราคาประมูลในการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. ในรูปแบบระบบทดสอบทั้งในกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้เท่าตามที่เสนอรวมไปถึงกรณีที่เกิด Imbalance ในระบบ และผลการทดสอบตรวจสอบทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) ในระบบไฟฟ้า 115 kV ในของ กฟภ. เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี

6.1 ผลการทดสอบรูปแบบจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือ (Market Model)

รูปแบบตลาดการจำลองการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. นี้ จะมีการกำหนดให้มีการเปิดรับประมูลในการเสนอราคา และปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละรายในช่วงเวลา Peak โดยมีการกำหนดกำลังไฟฟ้าการรับซื้อที่แน่นอนในแต่ละรอบ

ผลการทดสอบที่นำเสนอต่อไปนี้จะมีการกำหนดการรับซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเฉพาะเวลา 9:00 น. – 22:00 น. โดยจะแบ่งรอบการประมูลเป็นราย 15 นาที มีการกำหนดให้มี SPP ที่เข้าร่วมประมูลในแต่ละรอบมีจำนวน 5 ราย ซึ่งจะทำการสุ่มปริมาณกำลังไฟฟ้า (กำหนดให้ SPP แต่ละรายมีกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลืออยู่ในช่วง 10 เมกะวัตต์ – 30 เมกะวัตต์) และราคาที่เสนอในการประมูลแต่ละรอบ (กำหนดให้ SPP แต่ละรายมีเสนอราคาอยู่ในช่วงระหว่าง 3.0027 – 4.0476 บาท/หน่วย) และกำหนดกำลังไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทำการรับซื้อในปริมาณที่ไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเดิม ณ ที่นี้จะให้มีการรับซื้อในปริมาณที่ 50 เมกะวัตต์ ต่อรอบการประมูล

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ซึ่งการคำนวณดังกล่างจะใช้โปรแกรม MATLAB ในการจำลองผลทดสอบ โดยผลทดสอบการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละรายจะได้ ดังตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 ผลทดสอบการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย

เวลา	ปริมาณกำลังไฟฟ้าและราคาที่เสนอ	SPP_1	SPP_2	SPP_3	SPP_4	SPP_5
9:00 น.	MW	11	24	19	12	27
	Bath/kWh	3.208	3.183	3.110	3.527	3.145
9:15 น.	MW	27	14	26	29	28
	Bath/kWh	3.432	3.007	3.863	3.784	3.900
9:30 น.	MW	20	30	13	30	20
	Bath/kWh	3.249	3.684	3.449	3.872	3.022

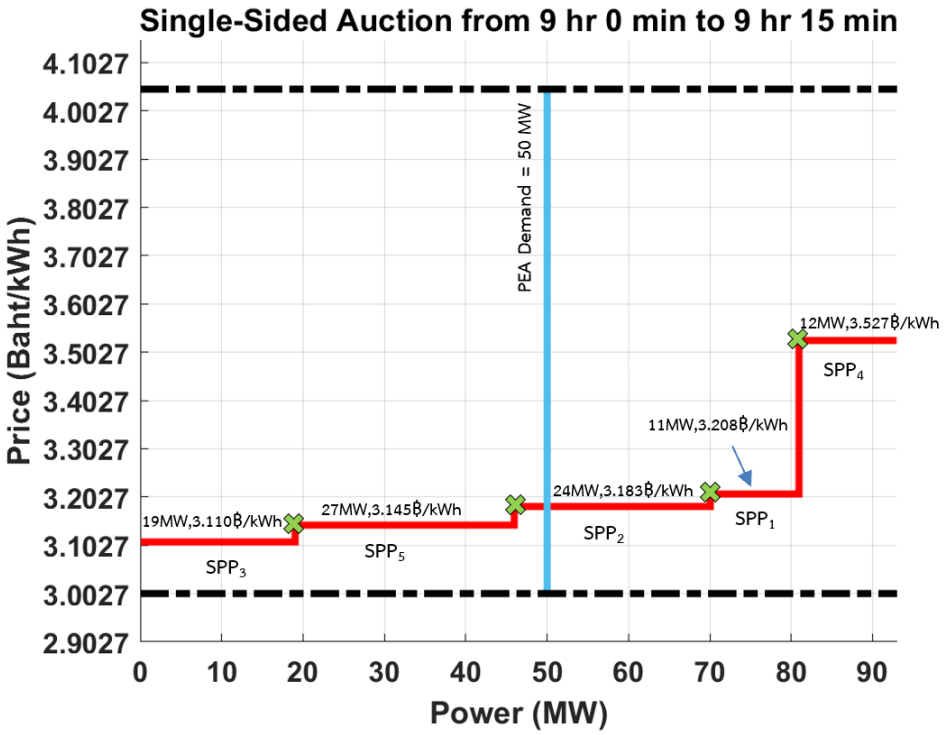
เวลา	ปริมาณกำลังไฟฟ้าและราคาที่เสนอ	SPP_1	SPP_2	SPP_3	SPP_4	SPP_5
9:45 น.	MW	12	19	16	27	20
	Bath/kWh	3.287	3.389	3.964	3.415	3.764
10:00 น.	MW	35	29	10	11	24
	Bath/kWh	3.012	3.396	3.554	3.104	3.856
10:15 น.	MW	26	21	29	11	27
	Bath/kWh	3.973	3.464	3.913	3.280	3.124
10:30 น.	MW	16	23	24	13	23
	Bath/kWh	3.546	3.542	3.371	3.830	3.513
10:45 น.	MW	25	30	15	21	12
	Bath/kWh	3.488	3.316	3.421	3.982	3.366
11:00 น.	MW	13	17	24	20	27
	Bath/kWh	3.550	3.502	3.627	3.596	3.811
11:15 น.	MW	14	17	29	25	10
	Bath/kWh	3.355	3.009	3.955	3.983	3.301
11:30 น.	MW	12	19	21	27	30
	Bath/kWh	3.350	3.182	3.142	3.627	3.864
11:45 น.	MW	12	16	27	24	25
	Bath/kWh	4.035	3.320	3.047	4.035	3.184
12:00 น.	MW	23	27	15	25	18
	Bath/kWh	3.498	3.781	3.422	3.799	3.905
12:15 น.	MW	10	15	25	14	25
	Bath/kWh	3.783	3.610	3.625	3.197	3.970
12:30 น.	MW	16	14	15	16	13
	Bath/kWh	3.703	3.735	3.964	3.543	3.202
12:45 น.	MW	29	30	22	26	13
	Bath/kWh	3.834	3.843	3.310	3.672	3.055
13:00 น.	MW	27	11	14	27	28
	Bath/kWh	3.287	3.893	3.572	3.911	3.576
13:15 น.	MW	15	29	18	21	10
	Bath/kWh	3.299	3.126	3.819	3.630	3.013
13:30 น.	MW	19	11	29	17	11
	Bath/kWh	3.752	3.689	3.345	4.047	3.868
13:45 น.	MW	23	24	28	21	27
	Bath/kWh	3.196	3.789	3.102	3.138	3.952
14:00 น.	MW	22	28	13	14	19
	Bath/kWh	3.874	3.736	3.464	3.309	3.740
14:15 น.	MW	30	15	26	20	20
	Bath/kWh	3.180	3.635	3.033	3.501	3.257

เวลา	ปริมาณกำลังไฟฟ้าและราคาที่เสนอ	SPP_1	SPP_2	SPP_3	SPP_4	SPP_5
14:30 น.	MW	24	28	26	14	25
	Bath/kWh	3.999	3.043	3.708	3.138	3.618
14:45 น.	MW	17	14	26	26	29
	Bath/kWh	3.758	3.207	3.119	3.241	3.984
15:00 น.	MW	26	30	11	19	21
	Bath/kWh	3.143	3.348	3.211	3.192	3.938
15:15 น.	MW	25	14	16	22	17
	Bath/kWh	3.894	3.674	3.557	3.705	3.636
15:30 น.	MW	30	17	14	26	28
	Bath/kWh	3.976	3.230	3.658	3.343	3.831
15:45 น.	MW	27	13	25	14	18
	Bath/kWh	3.592	3.083	3.393	3.829	3.876
16:00 น.	MW	30	21	13	24	28
	Bath/kWh	3.419	4.027	3.636	3.573	3.588
16:15 น.	MW	29	28	28	22	26
	Bath/kWh	3.464	3.219	3.887	3.244	3.003
16:30 น.	MW	20	22	29	12	13
	Bath/kWh	3.736	4.030	3.736	3.720	3.265
16:45 น.	MW	12	28	19	12	26
	Bath/kWh	3.274	3.640	3.413	3.054	3.454
17:00 น.	MW	18	11	26	14	22
	Bath/kWh	3.033	3.262	3.600	3.601	3.453
17:15 น.	MW	19	18	12	25	13
	Bath/kWh	3.993	3.544	3.264	4.041	3.917
17:30 น.	MW	22	17	27	25	16
	Bath/kWh	4.044	3.748	3.763	3.382	3.073
17:45 น.	MW	29	27	16	14	25
	Bath/kWh	3.817	3.274	3.361	3.587	3.358
18:00 น.	MW	18	17	18	22	26
	Bath/kWh	4.037	3.123	3.085	3.972	3.188
18:15 น.	MW	15	15	29	23	21
	Bath/kWh	3.512	3.577	3.319	3.274	3.260
18:30 น.	MW	30	16	23	16	18
	Bath/kWh	3.136	3.231	3.317	3.873	3.763
18:45 น.	MW	26	17	10	22	13
	Bath/kWh	3.488	3.329	3.027	3.186	3.304
19:00 น.	MW	20	18	20	15	23
	Bath/kWh	3.779	4.020	3.187	3.922	3.251

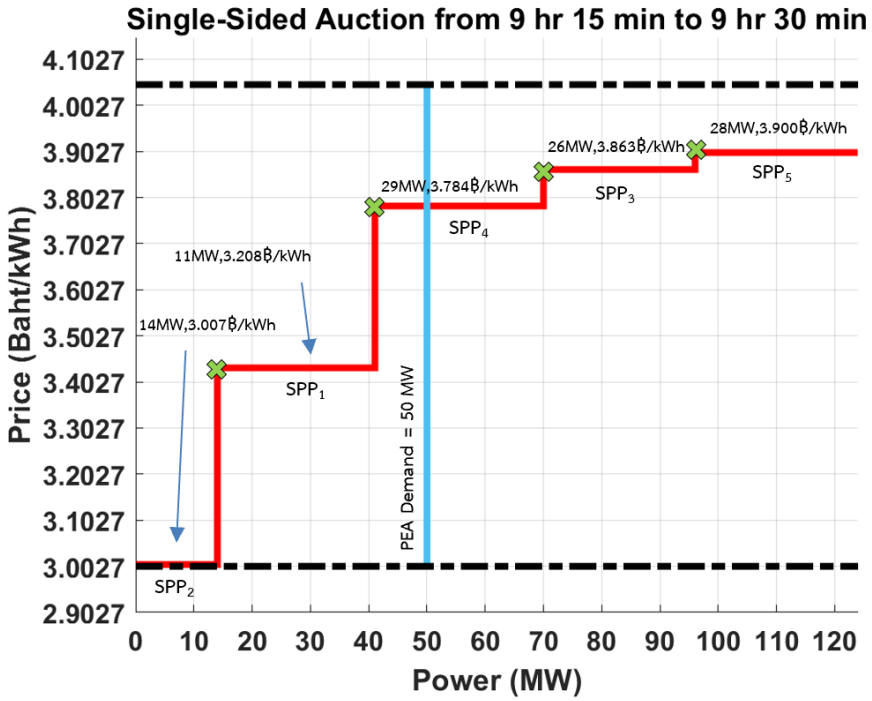
เวลา	ปริมาณกำลังไฟฟ้าและราคาที่เสนอ	SPP_1	SPP_2	SPP_3	SPP_4	SPP_5
19:15 น.	MW	15	10	29	25	18
	Bath/kWh	3.706	3.326	3.902	3.295	3.149
19:30 น.	MW	24	24	26	18	18
	Bath/kWh	3.916	3.991	3.688	3.890	3.233
19:45 น.	MW	30	14	14	14	10
	Bath/kWh	3.795	3.432	3.898	3.846	3.857
20:00 น.	MW	25	30	28	19	14
	Bath/kWh	3.648	3.013	3.286	3.200	3.398
20:15 น.	MW	24	16	22	30	24
	Bath/kWh	3.290	3.327	3.939	4.025	3.698
20:30 น.	MW	19	22	18	30	24
	Bath/kWh	3.354	3.165	3.221	3.268	3.981
20:45 น.	MW	27	20	29	10	29
	Bath/kWh	3.876	4.041	4.010	3.816	3.448
21:00 น.	MW	28	27	12	10	26
	Bath/kWh	3.406	3.473	3.436	3.850	3.635
21:15 น.	MW	28	21	23	25	26
	Bath/kWh	3.087	3.572	3.243	3.523	4.016
21:30 น.	MW	21	27	20	30	24
	Bath/kWh	3.907	3.277	3.858	3.960	3.384
21:45 น.	MW	16	18	25	10	11
	Bath/kWh	3.458	3.925	3.379	3.108	3.697

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

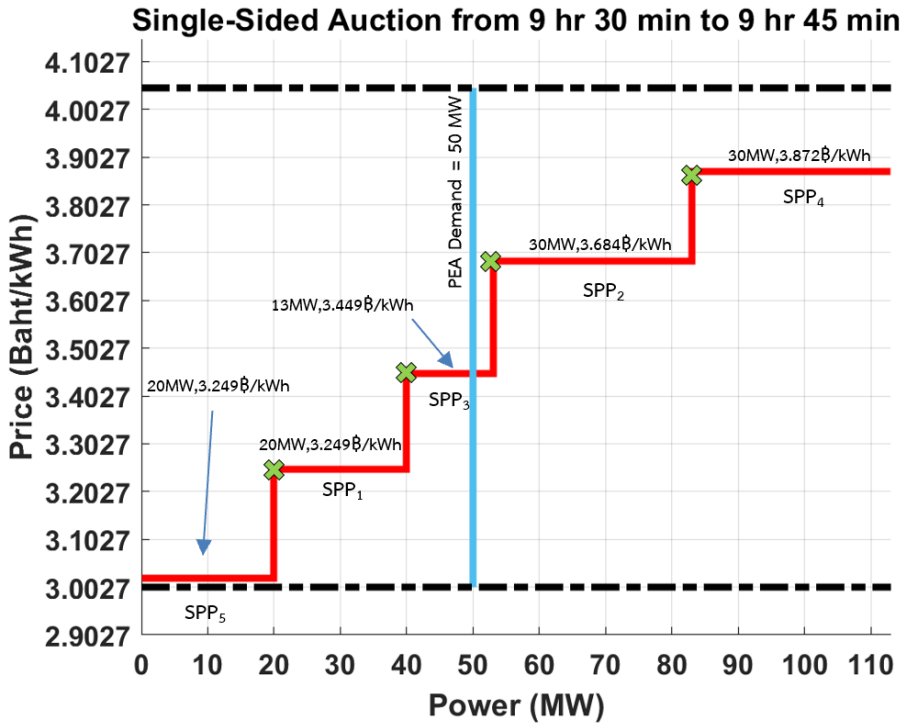
จากตารางที่ 6.1 สามารถนำมาเขียนเป็นกราฟแสดงในการเสนอราคา และปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ โดยเรียงลำดับจาก SPP ที่มีการเสนอราคาจากน้อยไปมาก เพื่อหาผู้ชนะในการประมูลในรอบนั้น ๆ โดยจะแสดงตัวอย่างในบางช่วงเวลา ณ ที่นี้จะแสดงกราฟการเรียงราคาในช่วงเวลา 9:00 น. – 10:00 น. ดังรูปที่ 6.1 -รูปที่ 6.4



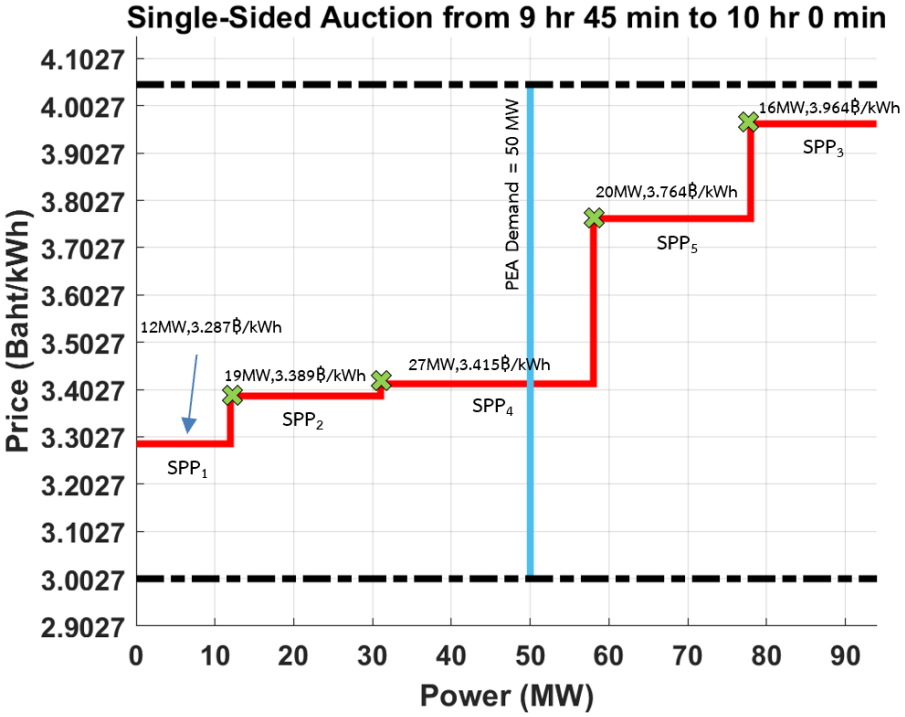
รูปที่ 6.1 กราฟการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย ในช่วงเวลา 9:00 น. – 9:15 น.



รูปที่ 6.2 กราฟการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย ในช่วงเวลา 9:15 น. – 9:30 น.



รูปที่ 6.3 กราฟการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย ในช่วงเวลา 9:30 น. – 9:45 น.



รูปที่ 6.4 กราฟการเสนอราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP แต่ละราย ในช่วงเวลา 9:45 น. – 10:00 น.

ดังนั้น จากข้อมูลการเสนอปริมาณไฟฟ้าส่วนที่เหลือ และราคาที่ SPP เสนอเข้ามาในช่วงเวลา 9:00 น. – 22:00 น. ในทุกราย 15 นาที ผู้ชนะการประมูลคือผู้ที่เสนอราคาที่ต่ำกว่าจุดตัดของกราฟ Supply และ Demand จึงทำให้ทราบถึงจำนวนผู้ที่ชนะการประมูล พร้อมทั้งปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผู้ชนะประมูลต้องจ่ายเข้าระบบ อีกทั้งราคาในการขายไฟฟ้าในส่วนดังกล่าว ซึ่งได้จากการหาค่าเฉลี่ยของการกำหนดราคาแบบ Uniform-Price Auction และ Pay-as-Bid Auction จึงทำให้ทราบถึงค่าใช้จ่ายรวมที่ กฟภ. ต้องจ่ายให้กับกลุ่ม SPP ชนะการประมูลในรอบเวลานั้น ในทางตรงกันข้ามสำหรับผู้ที่แพ้การประมูลจะไม่ได้รับอนุญาตให้จ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าระบบ และไม่ได้รับค่าตอบแทน ดังตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.2 ผลของราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP ที่ชนะการประมูล

เวลา	ปริมาณกำลังไฟฟ้าและราคาที่ต้องจ่าย	SPP_1	SPP_2	SPP_3	SPP_4	SPP_5
9:00 น.	MW	0	4	19	0	27
	Baht/kWh	0.000	3.183	3.146	0.000	3.164
9:15 น.	MW	27	14	0	9	0
	Baht/kWh	3.608	3.396	0	3.784	0.000
9:30 น.	MW	20	0	10	0	20
	Baht/kWh	3.349	0.000	3.449	0.000	3.236
9:45 น.	MW	12	19	0	19	0
	Baht/kWh	3.351	3.402	0.000	3.415	0.000
10:00 น.	MW	35	4	0	11	0
	Baht/kWh	3.204	3.396	0.000	3.250	0.000
10:15 น.	MW	0	12	0	11	27
	Baht/kWh	0.000	3.464	0.000	3.372	3.294
10:30 น.	MW	0	3	24	0	23
	Baht/kWh	0.000	3.542	3.457	0.000	3.528
10:45 น.	MW	0	30	8	0	12
	Baht/kWh	0.000	3.369	3.421	0.000	3.393
11:00 น.	MW	13	17	0	20	0
	Baht/kWh	3.573	3.549	0.000	3.596	0.000
11:15 น.	MW	14	17	9	0	10
	Baht/kWh	3.655	3.482	3.955	0.000	3.628
11:30 น.	MW	10	19	21	0	0
	Baht/kWh	3.350	3.266	3.246	0.000	0.000
11:45 น.	MW	0	0	27	0	23
	Baht/kWh	0.000	0.000	3.115	0.000	3.184
12:00 น.	MW	23	12	15	0	0
	Baht/kWh	3.639	3.781	3.601	0.000	0.000

เวลา	ปริมาณกำลังไฟฟ้าและราคาที่ต้องจ่าย	SPP_1	SPP_2	SPP_3	SPP_4	SPP_5
12:15 น.	MW	0	15	21	14	0
	Baht/kWh	0.000	3.617	3.625	3.411	0.000
12:30 น.	MW	16	5	0	16	13
	Baht/kWh	3.719	3.735	0.000	3.639	3.469
12:45 น.	MW	0	0	22	15	13
	Baht/kWh	0.000	0.000	3.491	3.672	3.363
13:00 น.	MW	27	0	14	0	9
	Baht/kWh	3.432	0.000	3.574	0.000	3.576
13:15 น.	MW	11	29	0	0	10
	Baht/kWh	3.299	3.213	0.000	0.000	3.156
13:30 น.	MW	10	11	29	0	0
	Baht/kWh	3.752	3.721	3.548	0.000	0.000
13:45 น.	MW	1	0	28	21	0
	Baht/kWh	3.196	0.000	3.149	3.167	0.000
14:00 น.	MW	0	23	13	14	0
	Baht/kWh	0.000	3.736	3.600	3.523	0.000
14:15 น.	MW	24	0	26	0	0
	Baht/kWh	3.180	0.000	3.107	0.000	0.000
14:30 น.	MW	0	28	0	14	8
	Baht/kWh	0.000	3.331	0.000	3.378	3.618
14:45 น.	MW	0	14	26	10	0
	Baht/kWh	0.000	3.224	3.180	3.241	0.000
15:00 น.	MW	26	0	5	19	0
	Baht/kWh	3.177	0.000	3.211	3.202	0.000
15:15 น.	MW	0	14	16	3	17
	Baht/kWh	0.000	3.690	3.631	3.705	3.671
15:30 น.	MW	0	17	7	26	0
	Baht/kWh	0.000	3.444	3.658	3.501	0.000
15:45 น.	MW	12	13	25	0	0
	Baht/kWh	3.592	3.338	3.493	0.000	0.000
16:00 น.	MW	30	0	0	20	0
	Baht/kWh	3.496	0.000	0.000	3.573	0.000
16:15 น.	MW	0	24	0	0	26
	Baht/kWh	0.000	3.219	0.000	0.000	3.111
16:30 น.	MW	11	0	14	12	13
	Baht/kWh	3.736	0.000	3.736	3.728	3.501
16:45 น.	MW	12	0	19	12	7
	Baht/kWh	3.364	0.000	3.434	3.254	3.454

เวลา	ปริมาณกำลังไฟฟ้าและราคาที่ต้องจ่าย	SPP_1	SPP_2	SPP_3	SPP_4	SPP_5
17:00 น.	MW	18	11	0	0	21
	Baht/kWh	3.243	3.357	0.000	0.000	3.453
17:15 น.	MW	7	18	12	0	13
	Baht/kWh	3.993	3.769	3.628	0.000	3.955
17:30 น.	MW	0	9	0	25	16
	Baht/kWh	0.000	3.748	0.000	3.565	3.410
17:45 น.	MW	0	27	0	0	23
	Baht/kWh	0.000	3.316	0.000	0.000	3.358
18:00 น.	MW	0	17	18	0	15
	Baht/kWh	0.000	3.155	3.136	0.000	3.188
18:15 น.	MW	0	0	6	23	21
	Baht/kWh	0.000	0.000	3.319	3.296	3.289
18:30 น.	MW	30	16	4	0	0
	Baht/kWh	3.227	3.274	3.317	0.000	0.000
18:45 น.	MW	0	5	10	22	13
	Baht/kWh	0.000	3.329	3.178	3.257	3.316
19:00 น.	MW	7	0	20	0	23
	Baht/kWh	3.779	0.000	3.483	0.000	3.515
19:15 น.	MW	0	10	0	25	18
	Baht/kWh	0.000	3.326	0.000	3.310	3.237
19:30 น.	MW	0	0	26	6	18
	Baht/kWh	0.000	0.000	3.789	3.890	3.562
19:45 น.	MW	30	14	0	6	0
	Baht/kWh	3.820	3.639	0.000	3.846	0.000
20:00 น.	MW	0	30	1	19	0
	Baht/kWh	0.000	3.150	3.286	3.243	0.000
20:15 น.	MW	24	16	0	0	10
	Baht/kWh	3.494	3.512	0.000	0.000	3.698
20:30 น.	MW	0	22	18	10	0
	Baht/kWh	0.000	3.216	3.244	3.268	0.000
20:45 น.	MW	11	0	0	10	29
	Baht/kWh	3.876	0.000	0.000	3.846	3.662
21:00 น.	MW	28	10	12	0	0
	Baht/kWh	3.440	3.473	3.454	0.000	0.000
21:15 น.	MW	28	0	22	0	0
	Baht/kWh	3.165	0.000	3.243	0.000	0.000
21:30 น.	MW	0	27	0	0	23
	Baht/kWh	0.000	3.330	0.000	0.000	3.384

เวลา	ปริมาณกำลังไฟฟ้าและราคาที่ต้องจ่าย	SPP_1	SPP_2	SPP_3	SPP_4	SPP_5
21:45 น.	MW	15	0	25	10	0
	Baht/kWh	3.458	0.000	3.418	3.283	0.000

ดังนั้น ข้อมูลจากตารางที่ 6.2 ที่แสดงราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าของ SPP ที่ชนะประมูลในแต่รอบ จะทำให้ทราบถึงราคาการรับซื้อไฟฟ้าที่ กฟภ. ต้องดำเนินการจ่ายในแต่ละรอบด้วยเช่นกัน ซึ่งราคาที่ต้องจ่ายให้ SPP ที่ชนะการประมูลในแต่ละรอบ คือ ผลรวมของปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ SPP แต่ละรายต้องจ่าย คูณด้วยราคาต่อหน่วยที่ SPP แต่ละรายได้รับ

ทั้งนี้ในกรณีที่ SPP สามารถจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าได้ตามสัญญาที่เสนอไว้ในตอนประมูล ราคาที่ กฟภ. จะต้องชำระให้แก่ SPP ที่ชนะการประมูลในปริมาณการซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือที่ 50 เมกะวัตต์ ในแต่ละช่วงเวลาผลจะได้ ดังตารางที่ 6.3

ตารางที่ 6.3 รายจ่ายที่ กฟภ. ต้องจ่ายให้แก่ SPP ที่ชนะการประมูลในแต่ละช่วงเวลา

เวลา	ค่าใช้จ่ายในแต่ละรอบช่วงเวลา (บาท)
9:00 น.	157,934.00
9:15 น.	179,016.00
9:30 น.	166,190.00
9:45 น.	169,735.00
10:00 น.	161,474.00
10:15 น.	167,598.00
10:30 น.	174,738.00
10:45 น.	169,154.00
11:00 น.	178,702.00
11:15 น.	182,239.00
11:30 น.	163,720.00
11:45 น.	157,337.00
12:00 น.	183,084.00
12:15 น.	178,134.00
12:30 น.	181,500.00
12:45 น.	175,601.00
13:00 น.	174,884.00
13:15 น.	161,026.00
13:30 น.	181,343.00
13:45 น.	157,875.00
14:00 น.	182,050.00
14:15 น.	157,054.00

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เวลา	ค่าใช้จ่ายในแต่ละรอบช่วงเวลา (บาท)
14:30 น.	169,504.00
14:45 น.	160,226.00
15:00 น.	159,495.00
15:15 น.	183,269.80
15:30 น.	175,180.00
15:45 น.	173,823.00
16:00 น.	176,340.00
16:15 น.	158,142.00
16:30 น.	183,649.00
16:45 น.	168,840.00
17:00 น.	167,814.00
17:15 น.	190,744.00
17:30 น.	177,417.00
17:45 น.	166,766.00
18:00 น.	157,903.00
18:15 น.	164,791.00
18:30 น.	162,462.00
18:45 น.	163,187.00
19:00 น.	176,958.00
19:15 น.	174,276.00
19:30 น.	185,970.00
19:45 น.	188,622.00
20:00 น.	159,403.00
20:15 น.	177,028.00
20:30 น.	161,824.00
20:45 น.	187,294.00
21:00 น.	172,498.00
21:15 น.	159,966.00
21:30 น.	167,742.00
21:45 น.	170,150.00
รวม	**8,901,671.80**

จากตารางที่ 6.3 จะทำให้ทราบถึงค่าใช้จ่ายรวมที่ กฟภ. จะต้องจ่ายให้กับ SPP ที่ชนะการประมูลตลอดทั้งช่วงเวลา 9:00 น. – 22:00 น. ในทางตรงกันข้ามค่าใช้จ่ายในกรณีที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคนั้นซื้อไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. ถ้ากำหนดการซื้อกำลังไฟฟ้าในปริมาณ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

50 เมกะวัตต์ราย 15 นาที ในตลอดช่วงเวลา 9:00 น. – 22:00 น. จะมีผลของค่าใช้จ่ายที่ กฟภ. จะต้องจ่ายให้กับ กฟผ. ผลได้ดังต่อนี้

- ปริมาณกำลังที่ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ในทุก ๆ 15 นาที = 50 เมกะวัตต์
- อัตราขายส่งในช่วงเวลา Peak ของ กฟผ.= 4.0476 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
- ค่าใช้จ่ายในทุก ๆ 15 นาที = 50 x 1,000 x 4.0476 = 202,380 บาท

ดังนั้น ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดตลอดช่วงเวลา Peak = 202,380 x 52 = 10,523,760 บาท

เพราะฉะนั้นผลรวมของค่าใช้จ่ายการรับประมูลซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือจากตารางที่ 6.3 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 8,901,671.80 บาท เมื่อเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายทั้งหมดจากการซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. ซึ่งมีค่าเท่ากับ 10,523,760 บาท แสดงให้เห็นผลต่างของค่าใช้จ่ายที่ กฟภ. สามารถลดค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ได้ถึง 1,622,088.20 บาท หรือคิดเป็นร้อยละ 15.41 (15.41%) ของค่าใช้จ่ายเดิม

ในทางตรงกันข้าม กรณีที่เกิด Imbalance ขึ้นในระบบไม่ว่าจะเป็นกรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่า หรือน้อยกว่าตามปริมาณที่เสนอในการประมูลกับ กฟภ. ทำให้รายจ่ายของ กฟภ. มีค่าที่เปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากต้องมีค่าดำเนินการจัดการ Imbalance ที่เกิดขึ้น ไม่ว่าจะเป็นการซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายมากกว่าสัญญาในกรณีที่จ่ายเกิน หรือการคิดค่าปรับในกรณีที่จ่ายน้อยกว่าตามสัญญาของ SPP ก็ตาม

เพื่อให้ทราบถึงรายจ่ายของ กฟภ. ที่ต้องดำเนินการให้กับ SPP ในกรณีที่ทำให้เกิด Imbalance โดยจำลองให้การประมูลในแต่ละรอบนั้น โดยทำการสุ่มด้วยการกำหนดให้มี SPP จำนวน 1 ราย ที่ทำให้เกิด Imbalance ขึ้นในปริมาณกำลังไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ ในแต่ละรอบประมูล โดยการแสดงข้อมูลรายจ่ายในแต่ละรอบนี้จะใช้ผลของราคา และปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP ที่ชนะการประมูล ตามตารางที่ 6.2 โดยมีตัวอย่างเหตุการณ์ และการคำนวณในกรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการประมูล ตามตารางที่ 6.4 และในกรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการประมูลตารางที่ 6.6 ตามลำดับ

ตารางที่ 6.4 ตารางตัวอย่างการเกิด Imbalance ที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล ในช่วงเวลา 9:00 น.- 9:15 น.

เวลา 9:00 น.-9:15 น		SPP_1	SPP_2	SPP_3	SPP_4	SPP_5
ราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่าย	MW	0	4	19	0	27
	Baht/kWh	0.000	3.183	3.146	0.000	3.164
ราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง	MW	0	5	19	0	27
	Baht/kWh	0.000	3.183	3.146	0.000	3.164

จากตารางที่ 6.4 แสดงให้เห็นถึงเหตุการณ์ที่ SPP_2 จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริงมากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการประมูล จำนวน 1 เมกะวัตต์

โดยรายจ่ายของ กฟภ. ที่ต้องดำเนินการกับ SPP_2 ที่ทำให้เกิด Imbalance จะสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5.2 ตามที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 5.7.1 ได้ดังต่อไปนี้

- ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่าย = 4 x 3.183 x 1,000 = 12,732 บาท
- ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เกิน = (0.2 x 1.592)+(0.8 x 0) x1,000 = 318.40 บาท

เพราะฉะนั้น กฟภ. ต้องดำเนินการจ่ายอัตราการรับซื้อไฟฟ้าทั้งหมดให้กับ SPP_2 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 12,732 + 318.4 = 13,050.40 บาท

ในทางตรงกันข้าม SPP_3 และ SPP_5 สามารถจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าเท่ากับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการประมูล รายจ่ายของ กฟภ. ที่ต้องดำเนินการกับ SPP_3 และ SPP_5 จะสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5.1 ได้ดังต่อไปนี้

- รายจ่ายที่ต้องดำเนินการให้กับ SPP_3 = 19 x 3.146 x 1,000 = 59,774 บาท
- รายจ่ายที่ต้องดำเนินการให้กับ SPP_5 = 27 x 3.164 x 1,000 = 85,428 บาท

ดังนั้น ในรอบการประมูลในช่วงเวลา 9:00 น.- 9:15 น. ที่มีการเกิด Imbalance กรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการประมูล กฟภ. จะต้องดำเนินการรายจ่ายทั้งหมดเท่ากับ 13,050.40 + 59,774 + 85,428 = 158,252.40 บาท

โดยส่วนผลรวมรายจ่ายทั้งหมดตลอดช่วงเวลา Peak ของ กฟภ. ที่เกิด Imbalance กรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าจากการประมูล ในแต่ละช่วงเวลา จะสามารถแสดงได้ตามตารางที่ 6.5

ตารางที่ 6.5 รายจ่ายของ กฟภ. กรณีเกิด Imbalance โดย SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล

เวลา	ค่าใช้จ่ายในแต่ละรอบช่วงเวลา (บาท)
9:00 น.	158,252.40
9:15 น.	179,867.40
9:30 น.	167,052.50
9:45 น.	171,357.60
10:00 น.	161,813.60
10:15 น.	168,637.20
10:30 น.	175,003.65
10:45 น.	169,838.40
11:00 น.	180,500.00
11:15 น.	183,129.10
11:30 น.	164,557.50
11:45 น.	158,929.00
12:00 น.	184,218.60
12:15 น.	179,947.00
12:30 น.	181,967.00
12:45 น.	176,978.00
13:00 น.	175,688.60
13:15 น.	161,930.75
13:30 น.	182,281.00
13:45 น.	157,954.90
14:00 น.	183,918.00
14:15 น.	158,644.00
14:30 น.	170,227.60
14:45 น.	161,036.50
15:00 น.	159,896.50
15:15 น.	183,547.75
15:30 น.	175,820.15
15:45 น.	174,900.60
16:00 น.	178,127.00
16:15 น.	159,752.00
16:30 น.	184,956.60
16:45 น.	169,444.45
17:00 น.	169,541.00
17:15 น.	191,442.95
17:30 น.	178,260.30
17:45 น.	168,445.00

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เวลา	ค่าใช้จ่ายในแต่ละรอบช่วงเวลา (บาท)
18:00 น.	159,098.50
18:15 น.	165,289.00
18:30 น.	162,793.80
18:45 น.	163,603.25
19:00 น.	177,619.50
19:15 น.	175,107.50
19:30 น.	186,553.50
19:45 น.	189,198.90
20:00 น.	159,485.15
20:15 น.	177,952.50
20:30 น.	162,641.00
20:45 น.	188,359.90
21:00 น.	173,366.50
21:15 น.	161,588.00
21:30 น.	169,434.00
21:45 น.	171,446.75
รวม	**8,951,402.35**

จากตารางที่ 6.5 แสดงรายจ่ายในการเกิดเหตุการณ์ Imbalance จะทำให้ทราบถึงค่าใช้จ่ายรวมของ กฟภ. ในกรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล ในปริมาณกำลังไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ ซึ่งหมายถึงว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. รับเข้ามาในระบบในทุกราย 15 นาที ของการประมูลแต่ละรอบนั้นจะมีค่าเท่ากับ 51 เมกะวัตต์ ในกรณีนี้แสดงให้เห็นรายจ่ายเพิ่มเติมตามข้อกำหนดที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 5.7.1

เพราะฉะนั้นผลรวมของค่าใช้จ่ายการรับประมูลซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือในกรณีนี้ จะมีค่าเท่ากับ 8,951,402.35 บาท โดยเปรียบเทียบกับกรณี SPP สามารถจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าได้ตามสัญญาในตารางที่ 6.3 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 8,901,671.80 บาท ดังนั้นหากเกิดเหตุการณ์ที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอ กฟภ. ต้องมีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในการรับซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าตลอดช่วงเวลา 9:00 น. – 22:00 น. มีค่าเท่ากับ 49,730.55 บาท

ในทางตรงกันข้ามเมื่อเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายทั้งหมดจากการซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. ในปริมาณ 51 เมกะวัตต์ ซึ่งคำนวณได้ดังนี้

- ปริมาณกำลังที่ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ในทุก ๆ 15 นาที = 51 เมกะวัตต์
- อัตราขายส่งในช่วงเวลา Peak ของ กฟผ.= 4.0476 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
- ค่าใช้จ่ายในทุก ๆ 15 นาที = 51 x 1,000 x 4.0476 = 206,427.60 บาท

ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดตลอดช่วงเวลา Peak = 206,427.60 x 52 = 10,734,235.20 บาท

ดังนั้น หากเปรียบเทียบผลต่างระหว่างค่าใช้จ่ายของ กฟภ. ในกรณี SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล (8,951,402.35 บาท) และจากการซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. (10,734,235.20 บาท) จะพบว่า กฟภ. สามารถลดค่าใช้จ่ายลงได้ถึง 1,782,832.85 บาท หรือคิดเป็นร้อยละ 16.61 (16.61%) ของค่าใช้จ่ายเดิม

ตารางที่ 6.6 ตารางตัวอย่างการเกิด Imbalance ที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล ในช่วงเวลา 9:15 น.- 9:30 น.

เวลา 9:15 น.-9:30 น		**SPP_1**	**SPP_2**	**SPP_3**	**SPP_4**	**SPP_5**
ราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่าย	MW	27	14	0	9	0
	Baht/kWh	3.608	3.396	0	3.784	0.000
ราคาและปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง	MW	27	14	0	8	0
	Baht/kWh	3.608	3.396	0	3.784	0.000

จากตารางที่ 6.6 แสดงให้เห็นถึงเหตุการณ์ที่ SPP_4 จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริงน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการประมูล จำนวน 1 เมกะวัตต์

โดยรายจ่ายของ กฟภ. ที่ต้องดำเนินการกับ SPP_4 ที่ทำให้เกิด Imbalance จะสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5.3 ตามที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 5.7.1 ได้ดังต่อไปนี้

- ราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่จ่ายจริง = 8 x 3.784 x 1,000 =30,272 บาท
- ค่าจัดการ Imbalance = 1 x (4.0476-3.784) x 1,000 = 263.60 บาท
- ค่าปรับเพิ่มเติมในอัตราร้อยละ 5 (5%) ของราคาซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องจ่าย
  = 0.05 x (9 x 3.784 x 1,000) = 1,702.80 บาท

เพราะฉะนั้น กฟภ. ต้องดำเนินการจ่ายอัตราการรับซื้อไฟฟ้าทั้งหมดให้กับ SPP_4 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 30,272 - 263.60 - 1,702.80 =28,305.60 บาท

ในทางตรงกันข้าม SPP_1 และ SPP_2 สามารถจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าเท่ากับปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการประมูล รายจ่ายของ กฟภ. ที่ต้องดำเนินการกับ SPP_1 และ SPP_2 จะสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 5.1 ได้ดังต่อไปนี้

- รายจ่ายที่ต้องดำเนินการให้กับ SPP_1 = 27 x 3.608 x 1,000 =97,416 บาท
- รายจ่ายที่ต้องดำเนินการให้กับ SPP_2 = 14 x 3.396 x 1,000 = 47,544 บาท

ดังนั้น ในรอบการประมูลในช่วงเวลา 9:15 น.- 9:30 น. ที่มีการเกิด Imbalance กรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการประมูล กฟภ. จะต้องดำเนินการรายจ่ายทั้งหมดเท่ากับ 28,305.60 + 97,416 + 47,544 = 173,265.60 บาท

โดยส่วนผลรวมรายจ่ายทั้งหมดตลอดช่วงเวลา Peak ของ กฟภ. ที่เกิด Imbalance กรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าจากการประมูล ในแต่ละช่วงเวลา จะสามารถแสดงได้ตามตารางที่ 6.7

ตารางที่ 6.7 รายจ่ายของ กฟภ. กรณีเกิด Imbalance โดย SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล

เวลา	ค่าใช้จ่ายในแต่ละรอบช่วงเวลา (บาท)
9:00 น.	153,249.80
9:15 น.	173,265.60
9:30 น.	160,417.90
9:45 น.	162,443.15
10:00 น.	156,747.20
10:15 น.	161,472.00
10:30 น.	170,159.10
10:45 น.	163,738.00
11:00 น.	171,058.40
11:15 น.	176,411.65
11:30 น.	157,997.40
11:45 น.	149,627.80
12:00 น.	176,767.80
12:15 น.	170,280.15
12:30 น.	176,518.65
12:45 น.	168,799.40
13:00 น.	169,227.20
13:15 น.	155,163.95
13:30 น.	175,419.40
13:45 น.	153,667.60
14:00 น.	173,706.00
14:15 น.	149,192.80
14:30 น.	164,009.20
14:45 น.	154,557.90
15:00 น.	154,644.65
15:15 น.	178,666.45
15:30 น.	169,852.10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เวลา	ค่าใช้จ่ายในแต่ละรอบช่วงเวลา (บาท)
15:45 น.	167,620.20
16:00 น.	168,719.40
16:15 น.	150,231.60
16:30 น.	176,986.20
16:45 น.	163,583.50
17:00 น.	160,140.75
17:15 น.	185,298.85
17:30 น.	171,682.80
17:45 น.	158,856.70
18:00 น.	151,464.40
18:15 น.	159,747.70
18:30 น.	157,751.00
18:45 น.	158,307.15
19:00 น.	171,587.75
19:15 น.	168,565.40
19:30 น.	180,755.40
19:45 น.	183,420.60
20:00 น.	155,191.10
20:15 น.	171,131.40
20:30 น.	156,142.40
20:45 น.	181,114.60
21:00 น.	166,713.90
21:15 น.	152,351.10
21:30 น.	159,802.80
21:45 น.	163,508.90
รวม	**8,587,736.85**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากตารางที่ 6.7 แสดงรายจ่ายในการเกิดเหตุการณ์ Imbalance จะทำให้ทราบถึงค่าใช้จ่ายรวมของ กฟภ. ในกรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล ในปริมาณกำลังไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ ซึ่งหมายถึงว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ กฟภ. รับเข้ามาในระบบในทุกราย 15 นาที ของการประมูลแต่ละรอบนั้นจะมีค่าเท่ากับ 49 เมกะวัตต์ ในกรณีนี้แสดงให้เห็นรายจ่ายที่ลดลงตามข้อกำหนดที่กล่าวไว้ในหัวข้อ 5.7.1

เพราะฉะนั้นผลรวมของค่าใช้จ่ายการรับประมูลซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือในกรณีนี้ จะมีค่าเท่ากับ 8,587,736.85 บาท โดยเปรียบเทียบกับกรณี SPP สามารถจ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าได้ตามสัญญาในตารางที่ 6.3 ซึ่งมีค่าเท่ากับ 8,901,671.80 บาท ดังนั้นหากเกิดเหตุการณ์ที่ SPP จ่าย

ปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอ กฟภ. ต้องมีค่าใช้จ่ายที่ลดลงในการรับซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าตลอดช่วงเวลา 9:00 น. – 22:00 น. มีค่าเท่ากับ 313,934.95 บาท

ในทางตรงกันข้ามเมื่อเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายทั้งหมดจากการซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. ในปริมาณ 51 เมกะวัตต์ ซึ่งคำนวณได้ดังนี้

- ปริมาณกำลังที่ซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. ในทุก ๆ 15 นาที = 49 เมกะวัตต์
- อัตราขายส่งในช่วงเวลา Peak ของ กฟผ.= 4.0476 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
- ค่าใช้จ่ายในทุก ๆ 15 นาที = 49 x 1,000 x 4.0476 = 198,332.40 บาท

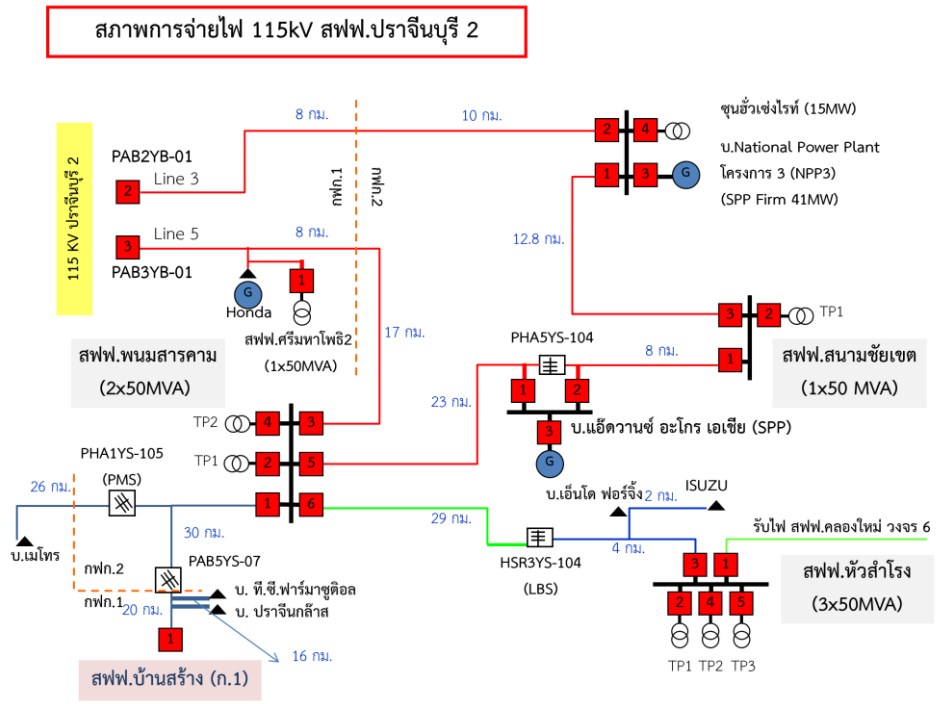
ค่าใช้จ่ายรวมทั้งหมดตลอดช่วงเวลา Peak = 206,427.60 x 52 = 10,313,284.80 บาท

ดังนั้น หากเปรียบเทียบผลต่างระหว่างค่าใช้จ่ายของ กฟภ. ในกรณี SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เสนอจากการชนะการประมูล (8,587,736.85 บาท) และจากการซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. (10,313,284.80 บาท) จะพบว่า กฟภ. สามารถลดค่าใช้จ่ายลงได้ถึง 1,725,547.95 บาท หรือคิดเป็นร้อยละ 16.73 (16.73 %) ของค่าใช้จ่ายเดิม

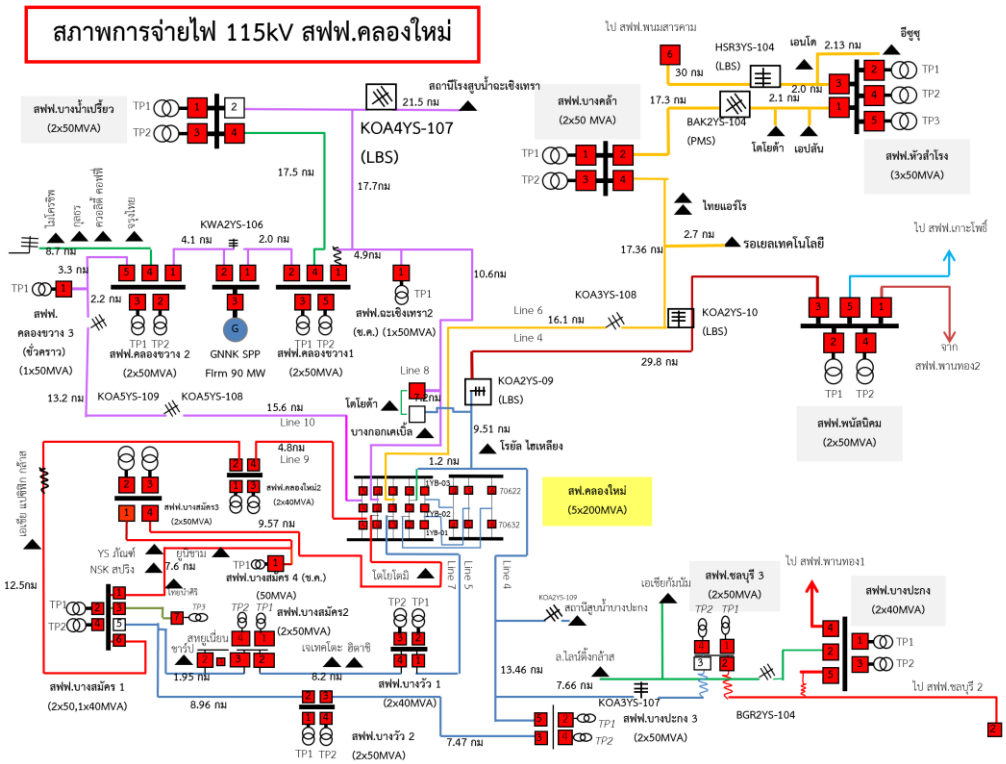
เพราะฉะนั้น จากการผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าด้วยการเสนอรูปแบบตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. ไม่ว่าจะเป็นในกรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าได้ตามที่ชนะการประมูล หรือกรณีที่จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้ามากกว่า/น้อยกว่า ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ได้ทำการตกลงไว้ ก็จะช่วยส่งผลในการลดค่าใช้จ่ายของ กฟภ. ในช่วง Peak ลงได้ เมื่อเปรียบเทียบกับการซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งจาก กฟผ. ในปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เท่ากัน

6.2 ผลการทดสอบการตรวจสอบทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow)

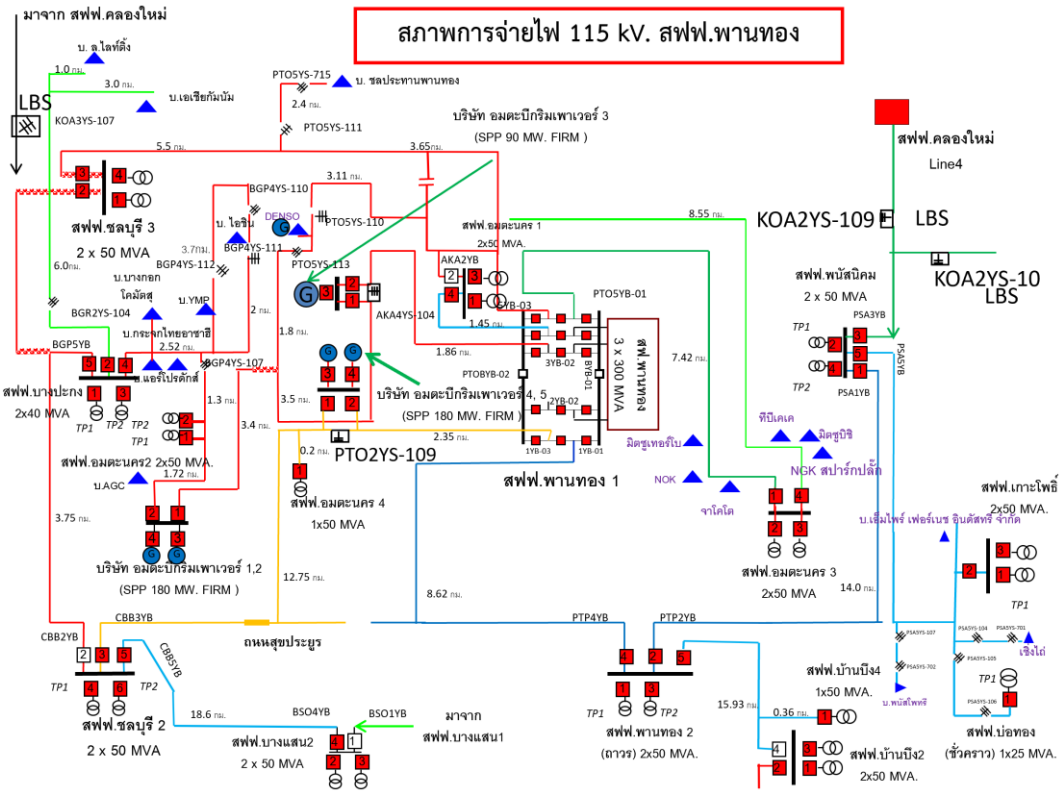
แผงผังระบบไฟฟ้าระบบ 115 kV ที่นำมาพิจารณานั้นจะเป็นแผนผังที่แสดงสภาพการจ่ายไฟฟ้า โดยมีอุปกรณ์ตัดจ่าย หม้อแปลงไฟฟ้า โรงไฟฟ้า SPP ผู้ใช้ไฟฟ้าแรงสูง สถานีไฟฟ้าทั้ง กฟภ. และ กฟผ. ที่มีการเชื่อมต่อกัน สายส่งไฟฟ้าระบบ 115 kV รวมไปถึงจุดเชื่อต่อระหว่างเขตพื้นที่การดูแลของ กฟภ.(ก.1) และ กฟภ.(ก.2) ซึ่งข้อมูลในส่วนนี้ได้ความอนุเคราะห์จาก กองวางแผนระบบไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งแผงผังระบบไฟฟ้าระบบ 115 kV ในของ กฟภ. เขต 2 (ภาคกลาง) โดยจะอ้างอิงชื่อจากผังจากสถานีไฟฟ้าของ กฟผ. แสดง ดังรูปที่ 6.5 ถึงรูปที่ 6.13



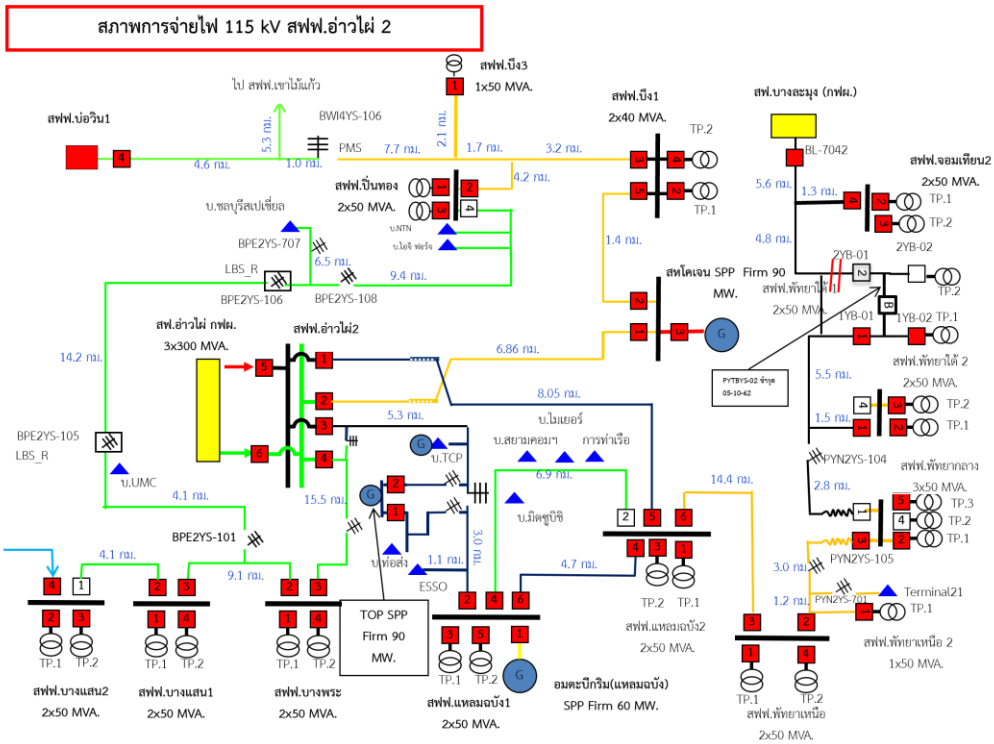
รูปที่ 6.5 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี 2



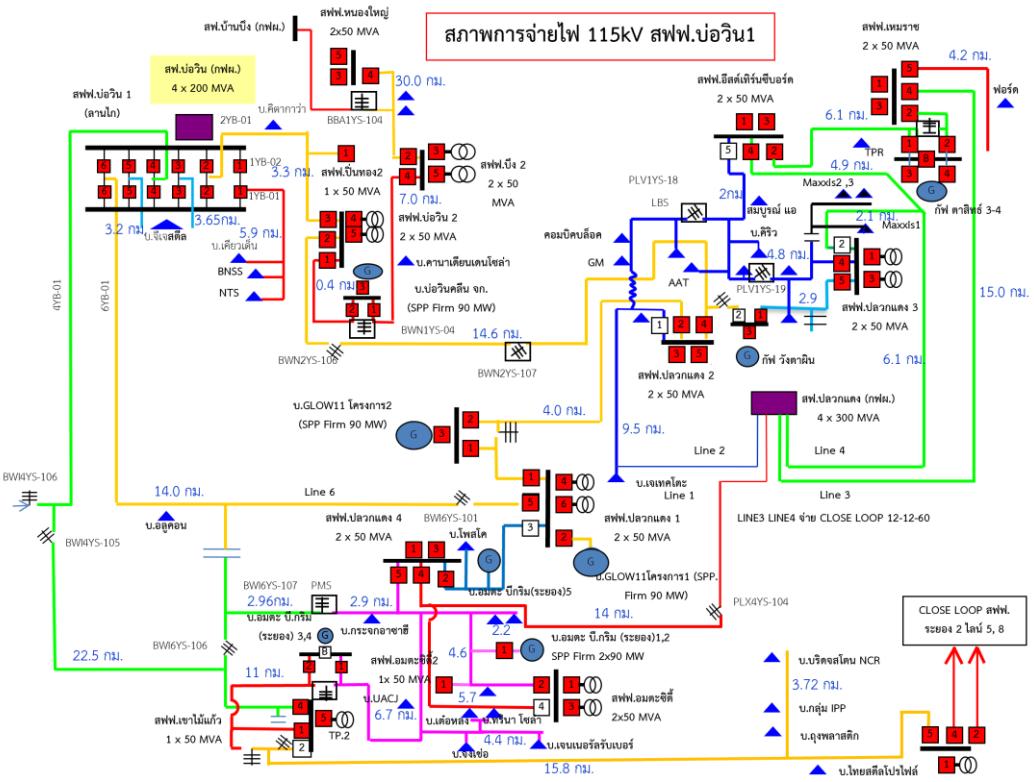
รูปที่ 6.6 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าคลองใหม่



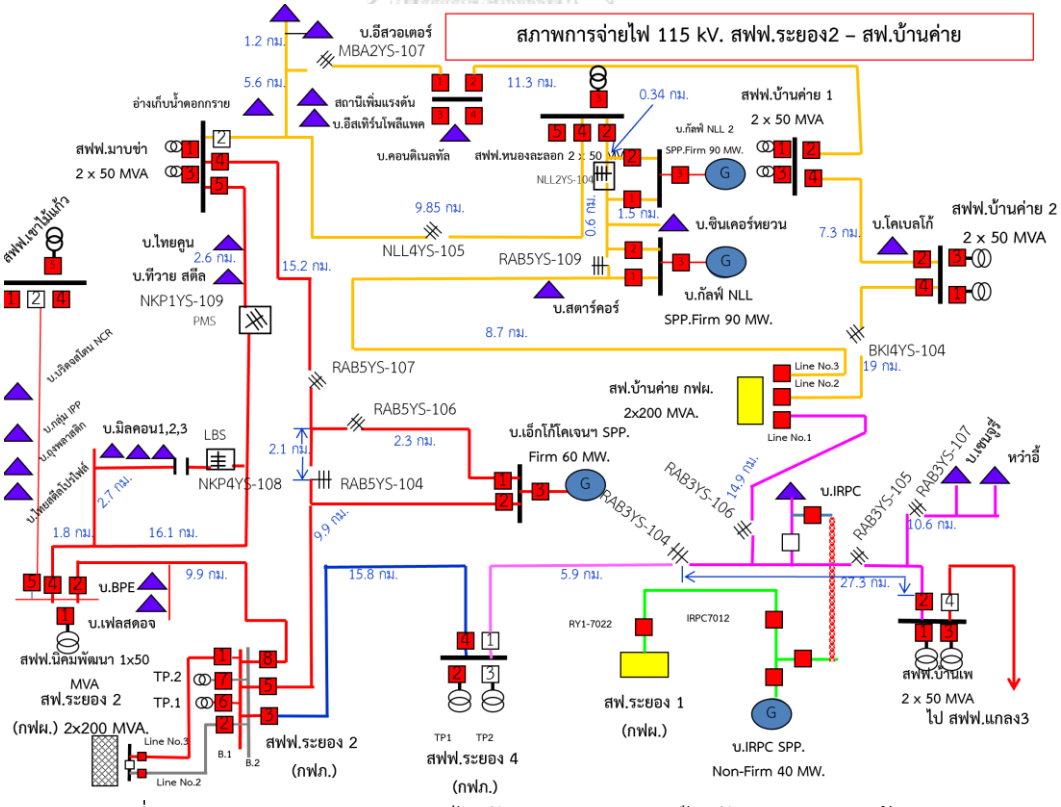
รูปที่ 6.7 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าพานทอง



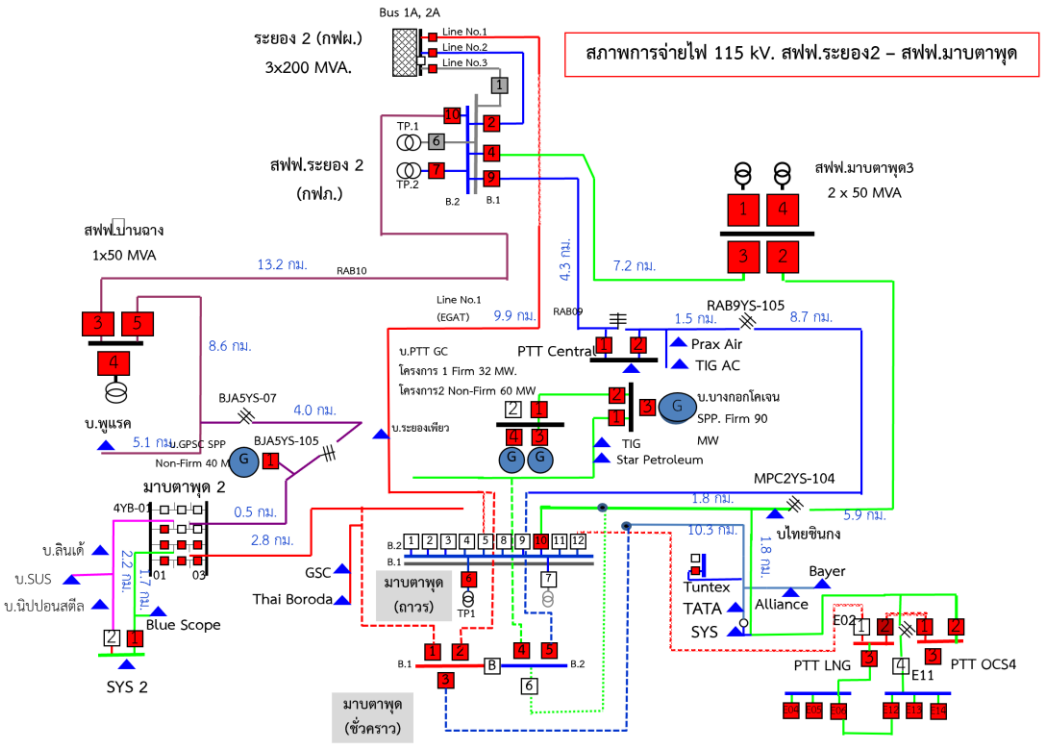
รูปที่ 6.8 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ 2



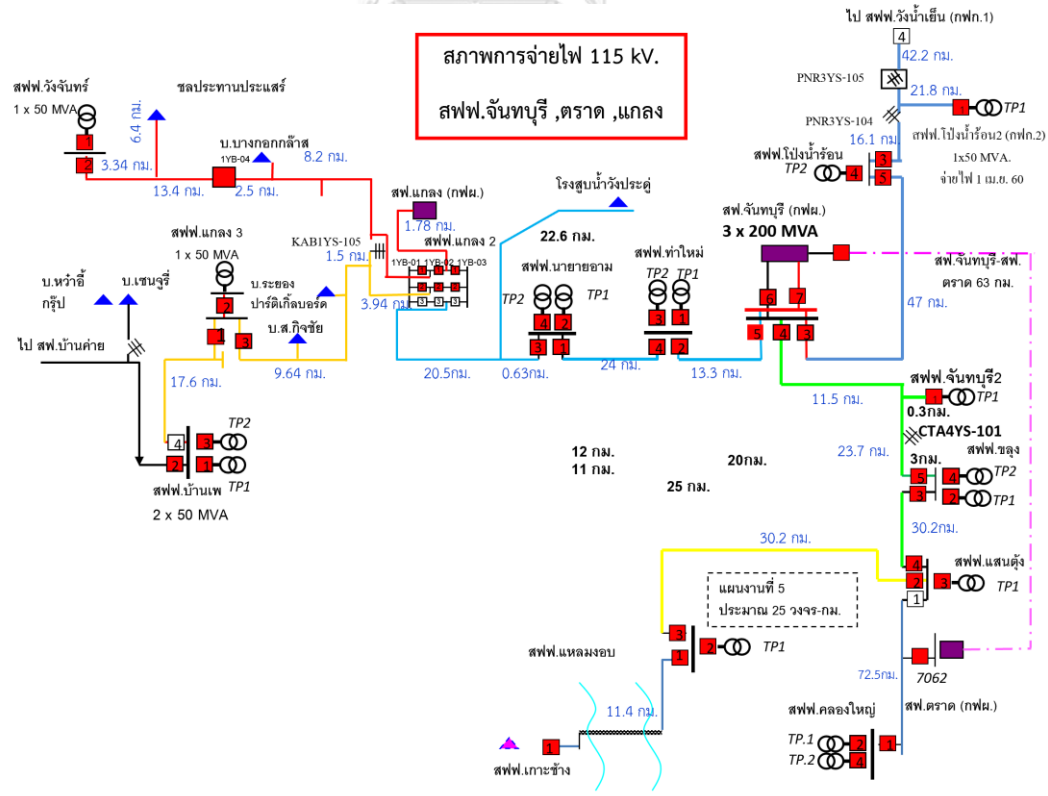
รูปที่ 6.9 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าบ่อวิน 1



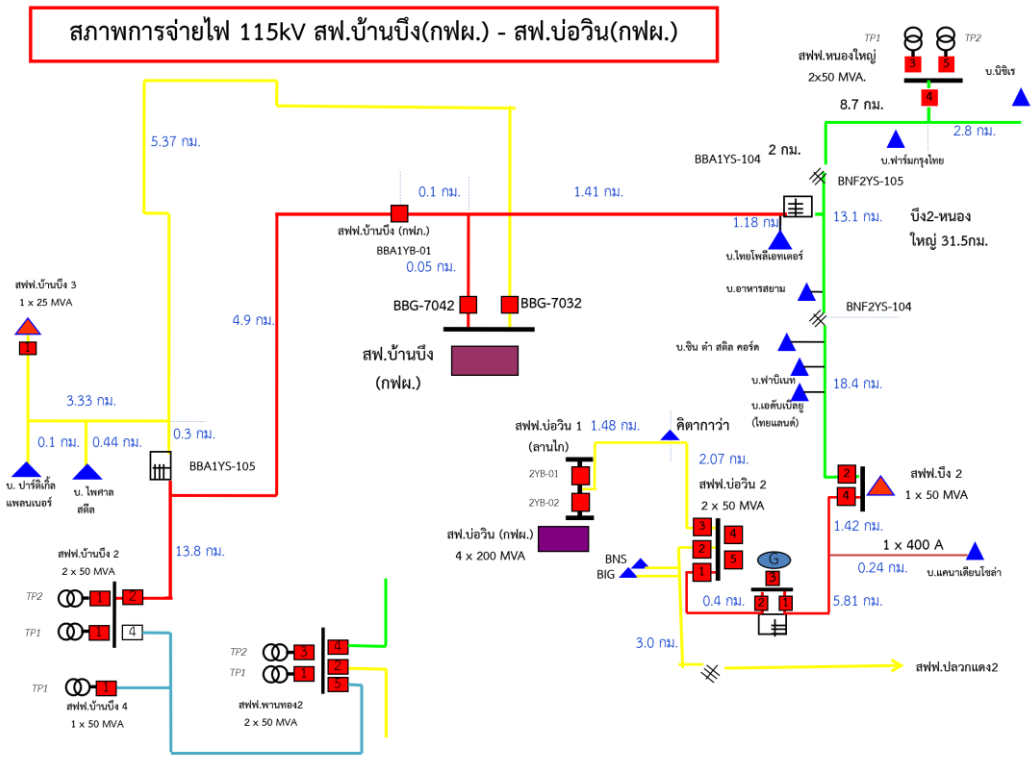
รูปที่ 6.10 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าระยอง 2 - บ้านค่าย



รูปที่ 6.11 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าระยอง 2 - มาบตาพุด



รูปที่ 6.12 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าจันทบุรี ตราด แกลง



รูปที่ 6.13 แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าบ้านบึง – บ่อวิน

จากแผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า ดังรูปที่ 6.5 ถึงรูปที่ 6.13 จะสามารถนำมาพิจารณาหาแผนผังการจ่ายไฟฟ้าตัวอย่าง เพื่อเขียนแผนผังจำลองรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าในโปรแกรม DIgSILENT Power Factory เพื่อนำมาใช้ในการคำนวณหาทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า แรงดันบัส และปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่งจ่ายในระบบที่จะสามารถรองรับกำลังไฟฟ้าเพิ่มเติม ที่จะไม่ให้เกิดผลกระทบต่อระบบโดยรวม เพื่อเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมตอระบบโครงขายไฟฟาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2559 โดยหลักการพิจารณาแผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า เพื่อให้มีความสอดคล้องกับการทดสอบการจำลองตลาดซื้อขายปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือมากที่สุด โดยมีหลักการพิจารณาแผนผังตัวอย่างเพื่อทำการทดสอบ ดังต่อไปนี้

1) พิจารณาแผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้าตาม รูปที่ 6.5 ถึงรูปที่ 6.13 ที่มีจำนวนโรงไฟฟ้า SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่มีปริมาณเท่ากับจำนวน SPP ที่เข้าร่วมการประมูลในแต่ละรอบในการทดสอบการจำลองตลาดซื้อขายปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ คือ จำนวน 5 ราย
2) พิจารณาแผนผังที่มีโรงไฟฟ้า SPP ที่มีผลต่างของปริมาณกำลังไฟฟ้าติดตั้ง และปริมาณกำลังไฟฟ้าขายตามสัญญา Firm กับ กฟผ. มีค่าเท่ากับ 10MW ถึง 30 MW

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เมื่อทำการพิจารณาแผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้าดังกล่าวแล้ว จะพบว่า แผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าพานทอง ดังรูปที่ 6.7 ซึ่งเป็นไปตามเงื่อนไขข้างต้นมากที่สุด จึงนำแผนผังนี้เป็นตัวอย่างการทดสอบการตรวจสอบทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดของโรงไฟฟ้า SPP และสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ดังต่อไปนี้

1) โรงไฟฟ้า SPP จำนวน 5 โรง ดังนี้

- SPP_1 บริษัท อมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 1
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าติดตั้ง =168 MW
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm กับ กฟผ. = 90 MW
  *ปริมาณปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือ = 78 MW

- SPP_2 บริษัท อมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 2
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าติดตั้ง =168 MW
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm กับ กฟผ. = 90 MW
  *ปริมาณปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือ = 78 MW

- SPP_3 บริษัท อมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 3
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าติดตั้ง =165.82 MW
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm กับ กฟผ. = 90 MW
  *ปริมาณปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือ = 75.82 MW

- SPP_4 บริษัท อมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 4
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าติดตั้ง =123.90 MW
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm กับ กฟผ. = 90 MW
  *ปริมาณปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือ = 33.90 MW

- SPP_5 บริษัท อมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 5
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าติดตั้ง =123.90 MW
  ปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm กับ กฟผ. = 90 MW
  *ปริมาณปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือ = 33.90 MW

หมายเหตุ : ที่มาของปริมาณกำลังไฟฟ้าติดตั้ง และปริมาณกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm [3]

* ปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือในที่นี้เป็นกำลังไฟฟ้าที่ SPP แต่ละรายยังไม่ได้จ่ายให้แก่ลูกค้าในอุตสาหกรรมโดยตรง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

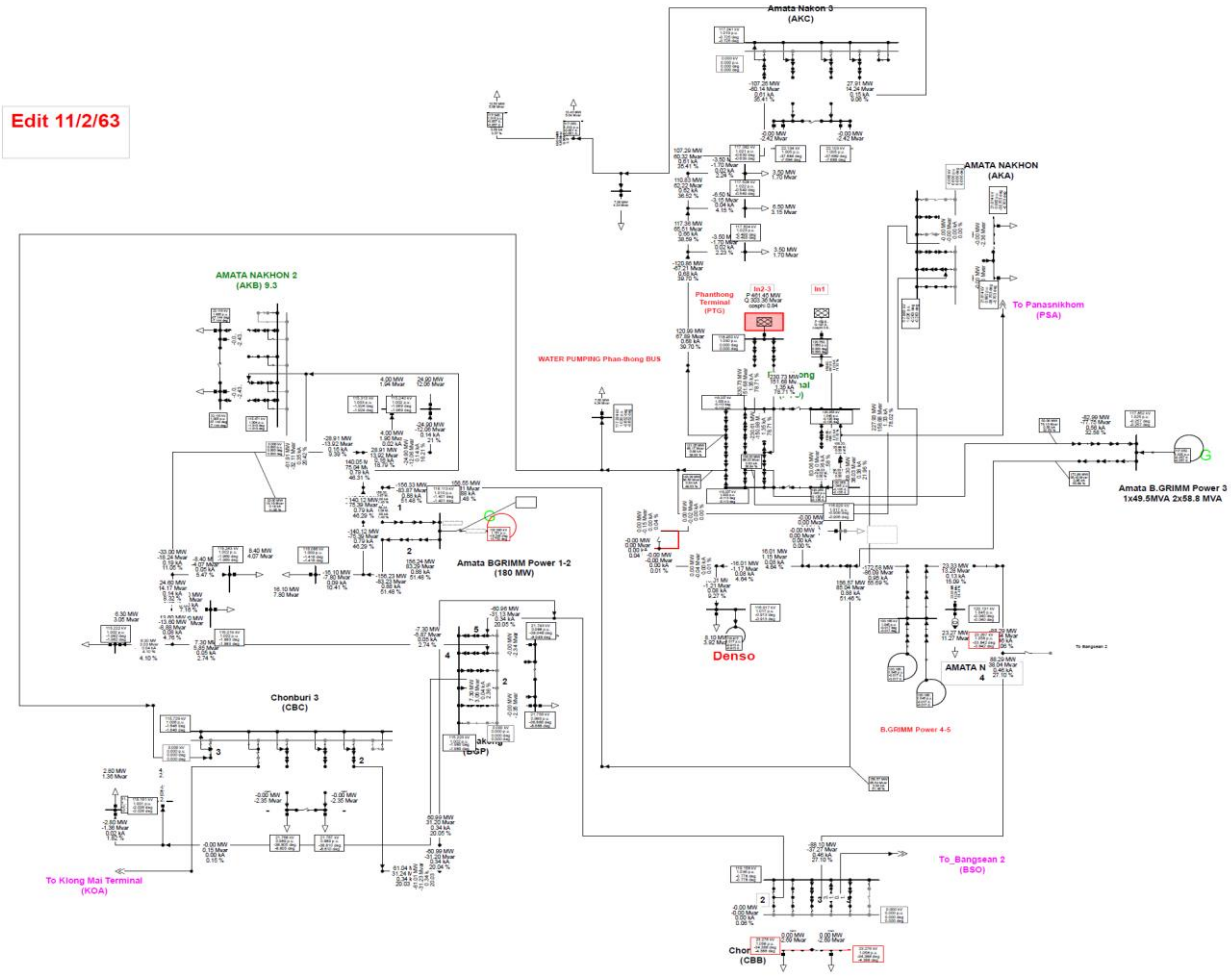
2) สถานีไฟฟ้า กฟภ. จำนวน 15 สถานี ดังนี้

- สถานีไฟฟ้าพานทอง 1
- สถานีไฟฟ้าพานทอง 2
- สถานีไฟฟ้าชลบุรี 2
- สถานีไฟฟ้าชลบุรี 3
- สถานีไฟฟ้าบางปะกง
- สถานีไฟฟ้าอมตะนคร 1
- สถานีไฟฟ้าอมตะนคร 2
- สถานีไฟฟ้าอมตะนคร 3
- สถานีไฟฟ้าอมตะนคร 4
- สถานีไฟฟ้าบางแสน 1
- สถานีไฟฟ้าบางแสน 2
- สถานีไฟฟ้าพนัสนิคม
- สถานีไฟฟ้าเกาะโพธิ์
- สถานีไฟฟ้าบ่อทอง
- สถานีไฟฟ้าบ้านบึง 2

กำหนดการทดสอบโดยการเพิ่มกำลังไฟฟ้าที่ SPP แต่ละราย จำนวน 30 MW ทั้งหมด 5 ราย (การจำลองตลาดซื้อขายปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือกำหนดให้SPP แต่ละรายมีกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือที่สามารถจ่ายได้อยู่ในช่วง 10 MW – 30 MW) เพื่อทดสอบว่า ถ้าหาก SPP ทุกรายที่เข้าร่วมประมูลสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือได้เต็มจำนวน คือ 30 MW พร้อมกัน (Worst Case) จะส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเดิมหรือไม่

ถ้าหากการเพิ่มกำลังไฟฟ้า 30 MW ใน SPP แต่ละราย ไม่ส่งผลกระทบ ก็จะหมายความว่าในกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงที่ชนะการประมูลในรูปแบบตลาดก็จะสามารถทำได้ เพราะรูปแบบตลาดได้กำหนดให้ กฟภ. รับซื้อกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือในแต่ละรอบการประมูลรวมจำนวน 50 MW (SPP ที่ชนะการประมูล รวมจ่ายกำลังไฟฟ้า = 50 MW)

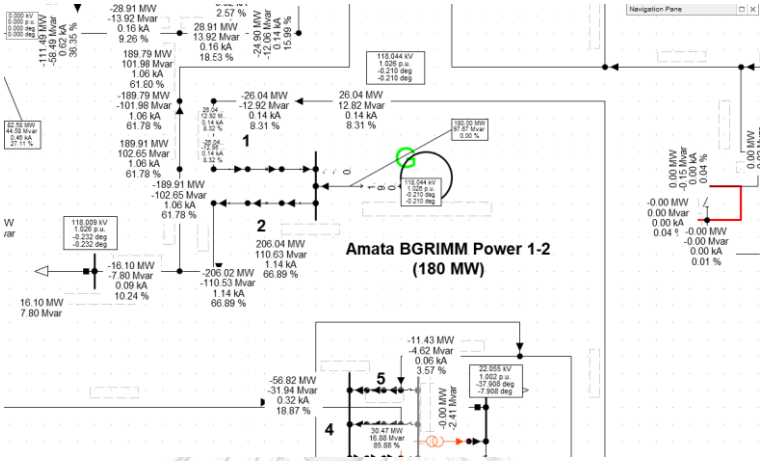
โดยกระบวนการทดสอบผ่านแผนผังการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าพานทอง ตามรูปที่ 6.7 นำมาอ้างอิง และเขียนรูปแบบจำลองแผนผังการจ่ายไฟในโปรแกรม DIgSILENT Power Factory ได้ตามรูปที่ 6.14



รูปที่ 6.14 แบบจำลองแผนผังการจ่ายไฟ 115 kV สถานีไฟฟ้าพานทอง

ผลการทดสอบการทิศทางการไหลของกำลังจากโรงไฟฟ้า SPP แต่ละโรงที่เชื่อมต่อกับระบบ โดยพิจารณาแรงดันบัสของ SPP และปริมาณกำลังไฟฟ้าของสายส่งที่จุดเชื่อมต่อจากโรงไฟฟ้า SPP ไปยังสถานีไฟฟ้าของ กฟภ. ดังต่อไปนี้

(1) จุดเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้า บริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 1 และ2



รูปที่ 6.15 แผนผังจำลองรูปแบบจุดเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า บริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 1 และ2

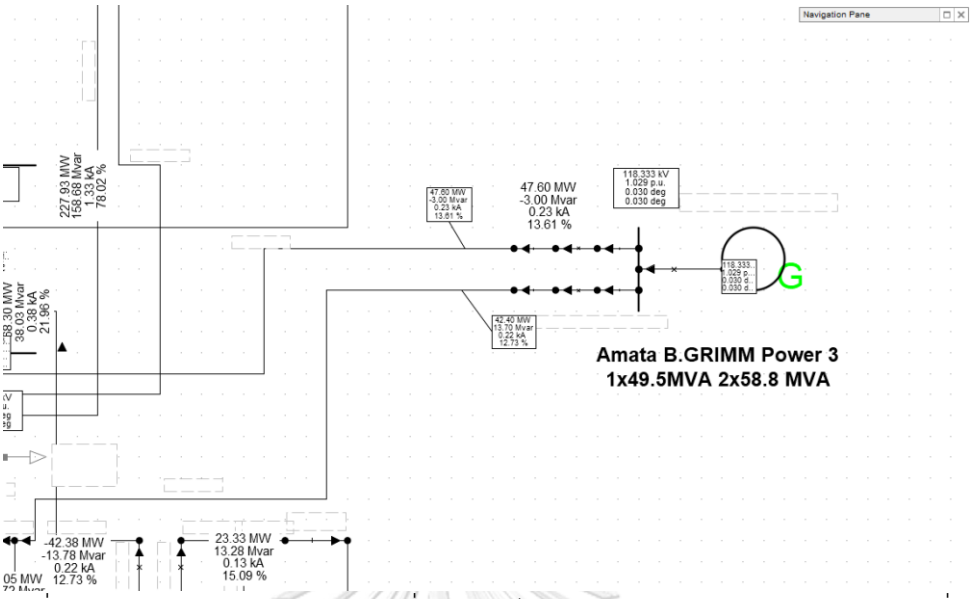
ตารางที่ 6.8 ผลการทดสอบ Power Flow ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 1 และ2

Feeder Name	Grid Name	กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เฉพาะ Firm 90 MW			กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW + กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มรายละ 30 MW		
		Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
BGRIM F1	01-1PhanThong	**8.3179**	-26.0368	-12.9543	**4.4870**	15.6401	1.7663
BGRIM F2	01-1PhanThong	**66.8894**	206.0368	110.6266	**72.1215**	224.3592	117.4803

ตารางที่ 6.9 ผลการทดสอบแสดงค่าแรงดันบัส ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 1 และ2

Bus Name	Voltage (Line-to-Line) (kV)	กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เฉพาะ Firm 90 MW		กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW + กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มรายละ 30 MW	
		Bus Voltage (kV)	Voltage Angle (degree)	Bus Voltage (kV)	Voltage Angle (degree)
Amata B.GRIMM Power 1-2	115	**118.0438**	-0.2102	**118.5613**	0.2404

(2) จุดเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้า บริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 3



รูปที่ 6.16 แผนผังจำลองรูปแบบจุดเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า บริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 3

ตารางที่ 6.10 ผลการทดสอบ Power Flow ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 3

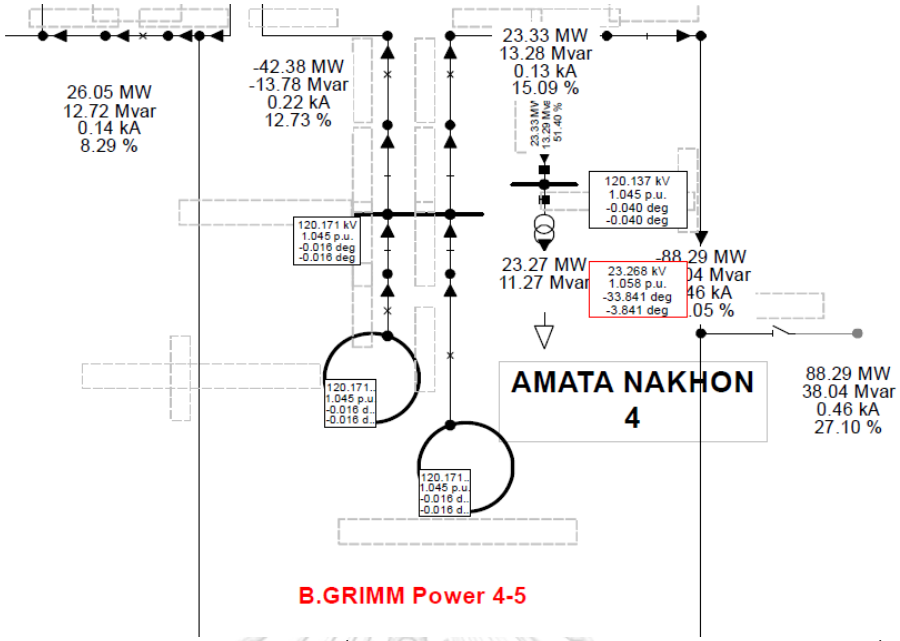
Feeder Name	Grid Name	กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เฉพาะ Firm 90 MW			กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW + กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มรายละ 30 MW		
		Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
PTO_L2(1)	01-1PhanThong	**13.6075**	47.5971	-2.9996	**34.6562**	119.2071	24.1795
Tap(32)	01-1PhanThong	**12.7328**	42.4029	13.6983	**0.3965**	0.7929	-1.1439

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.11 ผลการทดสอบแสดงค่าแรงดันบัส ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 3

Bus Name	Voltage (Line-to-Line) (kV)	กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เฉพาะ Firm 90 MW		กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW + กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มรายละ 30 MW	
		Bus Voltage (kV)	Voltage Angle (degree)	Bus Voltage (kV)	Voltage Angle (degree)
Amata B.GRIMM Power 3	115	**118.3331**	0.0298	**118.5221**	0.1895

(3) จุดเชื่อมต่อของโรงไฟฟ้า บริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 4 และ5



รูปที่ 6.17 แผนผังจำลองรูปแบบจุดเชื่อมต่อโรงไฟฟ้า บริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 4 และ5

ตารางที่ 6.12 ผลการทดสอบ Power Flow ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 4 และ5

Feeder Name	Grid Name	กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เฉพาะ Firm 90 MW			กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW + กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มรายละ 30 MW		
		Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
Tap(32)	01-1PhanThong	**12.7328**	42.4029	13.6983	**0.3965**	0.7929	-1.1439
Tap(1)	01-1PhanThong	**15.0921**	-23.3332	-13.2859	**15.0662**	0.7929	-13.2791

ตารางที่ 6.13 ผลการทดสอบแสดงค่าแรงดันบัส ของบริษัทอมตะบีกริมเพาเวอร์ โรงที่ 4 และ 5

Bus Name	Voltage (Line-to-Line) (kV)	กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เฉพาะ Firm 90 MW		กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW + กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มรายละ 30 MW	
		Bus Voltage (kV)	Voltage Angle (degree)	Bus Voltage (kV)	Voltage Angle (degree)
Amata B.GRIMM Power 4-5	115	**120.1711**	-0.0162	**120.3626**	0.1317

อีกทั้ง จากการทดสอบการทิศทางการไหลของปริมาณกำลังไฟฟ้า สามารถแสดงผลปริมาณกำลังไฟฟ้าในสายส่งทั้งหมดในระบบที่เชื่อมต่อในแผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าพานทอง โดยการเปรียบเทียบระหว่างกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าตามสัญญาเฉพาะ Firm 90 MW และกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW พร้อมทั้งเพิ่มปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มเติมอีก รายละ 30 MW ได้ดังตารางที่ 6.14

ตารางที่ 6.14 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าพานทอง

Feeder Name	Grid Name	กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เฉพาะ Firm 90 MW			กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW + กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มรายละ 30 MW		
		Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
BGP - CBB_a	01-1PhanThong	**3.5921**	11.4265	4.8220	**2.0020**	-6.7748	-1.4935
CBC - BGP	01-1PhanThong	**3.5495**	11.4290	4.2703	**2.0437**	-6.7741	-2.0582
CBC - BGP(1)	01-1PhanThong	**3.5551**	11.4279	4.4548	**2.0283**	-6.7744	-1.8688
CBC - BGP/2	01-1PhanThong	**3.5677**	11.4275	4.5050	**2.0243**	-6.7745	-1.8165
Line(1)	01-1PhanThong	**70.3429**	158.8162	195.0436	**54.9755**	98.7794	169.9354
Line(2)	01-1PhanThong	**9.0492**	27.9134	14.2388	**9.0470**	27.9134	14.2386
BGRIM F1	01-1PhanThong	**8.3179**	-26.0368	-12.9542	**4.4825**	15.6408	1.7163
Line(4)	01-1PhanThong	**6.6893**	20.9011	10.0612	**6.6877**	20.9011	10.0612
Line(5)	01-1PhanThong	**3.3309**	10.4000	5.0341	**3.3301**	10.4000	5.0341
Line(6)	01-1PhanThong	**35.3837**	-107.2552	-60.1077	**35.3739**	-107.2551	-60.0979
Line(7)	01-1PhanThong	**3.3632**	10.5003	5.0514	**3.3624**	10.5003	5.0514
PTO - CBB	01-1PhanThong	**27.0546**	-88.2918	-38.0402	**27.0035**	-88.2907	-37.9721
PTO - CBB/2	01-1PhanThong	**27.1024**	88.2918	38.0402	**27.0514**	88.2907	37.9721
PTO_L1(1)	01-1PhanThong	**39.6467**	-120.9913	-67.8586	**39.6360**	-120.9911	-67.8478
PTO_L1/10	01-1PhanThong	**39.6652**	120.9913	67.8586	**39.6544**	120.9911	67.8478
PTO_L1/11	01-1PhanThong	**38.5557**	117.3610	65.4839	**38.5452**	117.3609	65.4737
PTO_L1/11(1)	01-1PhanThong	**36.4927**	110.8330	62.1920	**36.4827**	110.8329	62.1819
PTO_L1/2	01-1PhanThong	**4.6798**	16.3348	1.1616	**4.6927**	16.4297	1.1639
PTO_L1/3	01-1PhanThong	**4.6782**	16.3362	1.0536	**4.6910**	16.4312	1.0553
PTO_L1/3_a	01-1PhanThong	**4.6792**	16.3355	1.1004	**4.6920**	16.4305	1.1024
PTO_L1/4	01-1PhanThong	**8.3110**	-26.0391	-12.9165	**4.4870**	15.6401	1.7663

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

Feeder Name	Grid Name	กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เฉพาะ Firm 90 MW			กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW + กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มรายละ 30 MW		
		Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
PTO_L1/5	01-1PhanThong	**61.7973**	-189.5460	-100.5561	**67.0493**	-207.7994	-106.9810
PTO_L1/6	01-1PhanThong	**9.2649**	-28.9077	-13.9201	**9.2310**	-28.9077	-13.9191
PTO_L1/6(1)	01-1PhanThong	**27.1111**	82.5828	44.5782	**32.5105**	100.8111	50.9600
PTO_L1/6(2)	01-1PhanThong	**36.3534**	-111.4912	-58.4905	**41.7255**	-129.7194	-64.8712
PTO_L1/6(3)	01-1PhanThong	**25.4597**	77.9702	41.6387	**25.3427**	77.9686	41.5163
PTO_L1/7	01-1PhanThong	**24.4164**	-74.1290	-40.2944	**29.8223**	-92.3334	-46.5279
PTO_L1/8	01-1PhanThong	**20.8875**	63.1286	34.9868	**26.3007**	81.3329	41.2204
PTO_L1/9	01-1PhanThong	**18.8713**	56.8268	31.9524	**24.2877**	75.0301	38.1802
PTO_L2(1)	01-1PhanThong	**13.6075**	47.5971	-2.9996	**34.6562**	119.2071	24.1795
PTO_L2(2)	01-1PhanThong	**48.8344**	140.2632	98.3470	**35.7030**	95.3092	81.2413
PTO_L2(4)	01-1PhanThong	**36.8099**	108.8279	69.1607	**36.7990**	108.8277	69.1454
PTO_L2(6)	01-1PhanThong	**48.8344**	-140.2183	-98.0973	**35.7030**	-95.2852	-81.1219
PTO_L2(7)_a	01-1PhanThong	**32.2455**	-98.1090	-55.7456	**26.6923**	-79.7945	-48.6336
PTO_L2(7)_a(1)	01-1PhanThong	**32.2910**	-98.0109	-55.4556	**26.7403**	-79.7272	-48.5363
PTO_L2(7)_a(2)	01-1PhanThong	**2.3621**	7.0006	4.1831	**2.3599**	7.0006	4.1828
PTO_L2(7)_a(3)	01-1PhanThong	**30.0115**	91.0104	51.2725	**24.4662**	72.7267	44.3535
PTO_L2(7)_a(4)	01-1PhanThong	**30.0116**	90.7734	50.2099	**24.4663**	72.5692	43.7884
Tap(1)	01-1PhanThong	**15.0921**	-23.3332	-13.2859	**15.0662**	-23.3332	-13.2791
Tap(10)	01-1PhanThong	**1.8023**	2.8001	1.3127	**1.7965**	2.8001	1.3124
Tap(15)	01-1PhanThong	**7.0747**	-11.0000	-5.3275	**7.0513**	-11.0000	-5.3275
Tap(16)	01-1PhanThong	**5.4003**	8.4000	4.0662	**5.3822**	8.4000	4.0662
Tap(17)	01-1PhanThong	**15.9901**	24.9002	12.0584	**15.9318**	24.9002	12.0584
Tap(18)	01-1PhanThong	**9.3615**	16.3345	1.2203	**9.3873**	16.4295	1.2230
Tap(20)	01-1PhanThong	**10.2362**	16.1001	7.7958	**10.1917**	16.1001	7.7957
BGRIM F2	01-1PhanThong	**66.8894**	206.0368	110.6266	**72.1215**	224.3592	117.4803
Tap(23)	01-1PhanThong	**2.3281**	7.3016	3.0529	**2.3205**	7.3016	3.0497
Tap(24)	01-1PhanThong	**4.0520**	-6.3000	-3.0512	**4.0387**	-6.3000	-3.0512
Tap(25)	01-1PhanThong	**4.1468**	6.5000	3.1472	**4.1459**	6.5000	3.1472

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา เฉพาะ Firm 90 MW			กรณีที่ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm 90 MW + กำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มรายละ 30 MW		
		Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
Tap(26)	01-1PhanThong	**2.2311**	3.5000	1.6942	**2.2306**	3.5000	1.6942
Tap(29)	01-1PhanThong	**2.2357**	3.5000	1.6942	**2.2352**	3.5000	1.6942
Tap(32)	01-1PhanThong	**12.7328**	42.4029	13.6983	**0.3965**	0.7929	-1.1439
Tap(33)	01-1PhanThong	**2.5671**	-4.0000	-1.9373	**2.5578**	-4.0000	-1.9373
Tap(9)	01-1PhanThong	**2.8972**	4.5005	2.0504	**2.8878**	4.5005	2.0495
Tap_AGC	01-1PhanThong	**61.7771**	-189.9055	-102.6481	**67.0294**	-208.2226	-109.4690
Tap_Amata Power	01-1PhanThong	**61.7836**	-189.7905	-101.9790	**67.0358**	-208.0872	-108.6732
Tap_Ishin	01-1PhanThong	**18.5309**	28.9077	13.9201	**18.4631**	28.9077	13.9191
Tap_Ishin(1)	01-1PhanThong	**15.9896**	24.9070	12.0253	**15.9313**	24.9069	12.0246
Tap2Line2CBB	01-1PhanThong	**21.9599**	-68.2999	38.0292	**36.1841**	-128.2546	13.4422
Tap2Line2CBB(1)	01-1PhanThong	**34.5553**	111.6729	51.5218	**34.4910**	111.6715	51.4454
Tap2Line2CBB(1)_a	01-1PhanThong	**27.0539**	88.3304	38.1937	**27.0028**	88.3291	38.1244
Tap2Phantong	01-1PhanThong	**77.3432**	-225.8940	-149.7395	**77.2807**	-225.8860	-149.6814
UG_CBC2	01-1PhanThong	**3.5299**	11.4291	4.1244	**2.0564**	-6.7740	-2.2048
UG_Motorway	01-1PhanThong	**8.2942**	-26.0448	-12.8197	**4.4904**	15.6384	1.8893

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากตารางที่ 6.8 ถึงตารางที่ 6.14 แสดงการเปรียบเทียบผลการทดสอบการทิศทางการไหลระหว่างกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าตามสัญญาเฉพาะ Firm 90 MW และกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าตามสัญญา Firm พร้อมทั้งเพิ่มปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มเติมแก่ SPP ที่เชื่อมต่ออีก รายละ 30 MW ของแผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าพานทอง ทำให้ทราบถึงกำลังในสายส่งทั้ง กำลังไฟฟ้าจริง (Active Power) และกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟ (Reactive Power) ที่มีการจ่าย และรับกำลังไฟฟ้าที่ผ่านในสาย โดยเครื่องหมายลบ (-) จะแสดงถึงกำลังไฟฟ้าที่รับเข้ามาในบัสที่มีสายเส้นนั้น ๆ เชื่อมต่ออยู่ รวมไปถึงร้อยละของโหลด (Line Loading %) ที่อยู่ในสาย ซึ่งบอกถึงความสามารถที่สายไฟจะรองรับการส่งกำลังไฟฟ้าได้อีกมากน้อยเพียงใด

นอกจากนี้ข้อมูลที่แสดงในตารางข้างต้น สามารถแสดงให้เห็นถึงความสามารถของสายไฟฟ้าที่ SPP แต่ละรายที่มีความเป็นไปได้ในการจ่ายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเข้ามาในระบบเพื่อทำการขายและประมูลกำลังไฟฟ้าในส่วนนี้

ดังนั้น จากตัวอย่างรูปแบบจำลองแผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV สถานีไฟฟ้าพานทอง แสดงให้เห็นว่าพิกัดสายส่งที่ SPP แต่ละรายเชื่อมต่ออยู่นั้น ยังสามารถที่จะรับกำลังไฟฟ้าเข้าไปในระบบของ กฟภ. โดยกำลังที่เพิ่มเข้าไปนั้นยังไม่ทำให้เกิดผลการทบต่อระบบไฟฟ้าภาพรวม และเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมตอระบบโครงขายไฟฟาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2559 จึงสรุปได้ว่าถ้าต้องการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ SPP แต่ละรายยังจะสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าที่เหลือจากการขายตามสัญญาของ กฟผ. และจากการขายให้แก่ลูกค้าในอุตสาหกรรม อีกทั้งยังสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าเข้าไปในระบบเพิ่มได้อีกจำนวนหนึ่ง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 7
สรุปผลและข้อเสนอแนะ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงข้อสรุปของผลการวิเคราะห์ที่ได้นำเสนอไว้ในบทที่ 6 รวมทั้งข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนางานวิจัย และสำหรับการนำไปประยุกต์ใช้งาน โดยแบ่งเป็น 2 หัวข้อ ซึ่งมีรายละเอียด ดังต่อไปนี้

7.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอรูปแบบตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm และ กฟภ. โดยระบบทดสอบที่ใช้ คือ ระบบไฟฟ้าที่มีอ้างอิงจากระบบที่ใช้งานจริงของ กฟภ. ในปัจจุบัน ในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี เพื่อแสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ในการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือ ในช่วงเวลา Peak โดยที่จะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเดิม ตามข้อกำหนดการเชื่อมตอระบบโครงขายไฟฟาของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2559 ทั้งนี้ก็เพื่อที่จะเป็นการลดค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าในช่วงเวลาที่อัตราค่าไฟฟ้าแพง และยังเป็นการช่วยเพิ่มกำไรจากการผลิตไฟฟ้าแก่ SPP ที่ขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลืออย่างคุ้มค่า ผ่านวิธีการประมูลที่เป็นการผสมผสานด้วยการหาค่าเฉลี่ยของวิธีการกำหนดราคาแบบ Uniform-Price Auction และ Pay-as-Bid Auction จากราคาไฟฟ้าส่วนที่เหลือที่เสนอราคาเข้ามาในตลาด จากการทดสอบรูปแบบตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. สามารถสรุปผลทดสอบเบื้องต้นได้ ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1) ผลการทดสอบของตลาดการจำลองการซื้อขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. ในระหว่างช่วงเวลา 9:00 น. – 22:00 น เมื่อเปรียบเทียบกับการซื้อกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งของ กฟผ. แล้วนั้นจะพบว่า ราคาที่ได้จากการประมูลซื้อทางฝั่งของ SPP นั้นสามารถลดค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ได้ อีกทั้งยังเป็นการเพิ่มรายได้ให้แก่กลุ่ม SPP ที่เข้ามาร่วมประมูล เนื่องจากช่วงราคาที่เปิดรับให้มีการเสนอประมูลนั้นเป็นราคาที่สูงกว่าจากการที่ SPP ขายกำลังไฟฟ้าตามสัญญาให้ กฟผ. ดังนั้นรูปแบบตลาดนี้จึงสามารถลดค่าใช้จ่ายทางด้านของ กฟภ. ได้ ไม่ว่าจะเป็นในกรณีที่ SPP จ่ายปริมาณกำลังไฟฟ้าได้ตามที่ตกลงไว้จากการประมูล หรือกรณีที่เกิด Imbalance ขึ้น อีกทั้งยังเป็นการเพิ่มรายได้ให้แก่ SPP ที่เข้ามาทำการร่วมประมูลในส่วนของกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ เพื่อให้เกิดประโยชน์และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการผลิตกำลังไฟฟ้ามากที่สุด

ดังนั้น การจำลองตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP และ กฟภ. ในช่วง Peak เมื่อเปรียบเทียบกับตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าในอัตราขายส่งระหว่าง กฟภ. และ กฟผ. แล้ว จะพบว่า จุดสมดุลของราคาที่ได้จากการเสนอซื้อของ SPP จะสามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายของ กฟภ. ได้ อีกทั้ง ยังเป็นการเพิ่มรายได้ให้แก่กลุ่ม SPP ที่เข้าร่วมการประมูล

2) ผลการทดสอบผลกระทบและทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในสายส่งระดับแรงดัน 115 กิโลโวลต์ ในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี จากการทดสอบนี้จะสังเกตได้ว่ากำลังไฟฟ้าที่ไหลจากรูปแบบทดสอบ แสดงให้เห็นถึงกำลังไฟฟ้าที่ยังสามารถรองรับในสายส่งได้อีกจำนวนหนึ่ง ซึ่งจะทำให้ SPP ที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าที่ต้องการเข้าร่วมประมูลขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้โดยจะไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเดิม และเป็นไปตามข้อกำหนดการเชื่อมตอระบบโครงขายไฟฟาของ กฟภ. คือ ในระบบ 115 kV ปริมาณรวมที่รับซื้อจะไม่เกิน 120 เมกะวัตต์/วงจร ในสายส่งแบบเส้นเดี่ยว (Single Conductor) และไม่เกิน 230 เมกะวัตต์/วงจร ในสายส่งแบบเส้นคู่ (Double Conductor) รวมไปถึงค่าแรงดันบัสของ SPP มีค่าที่สอดคล้องกับเกณฑ์มาตราฐานระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดของ กฟภ. ที่กำหนด

ดังนั้น ในอนาคตหากเกิดตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่าง SPP ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm และ กฟภ. ใน พื้นที่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี จากผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่า ระบบไฟฟ้าในพื้นที่นี้สามารถรองรับกำลังไฟฟ้าได้เพิ่มเติมได้ โดยไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าเดิม ทั้งนี้จึงมีความเป็นไปได้ที่ทำให้เกิดตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้าดังกล่าวขึ้นในพื้นที่การดูแลของ กฟภ. เพื่อเป็นการช่วยลดค่าใช้จ่ายของ กฟภ. ในการซื้อกำลังไฟฟ้าในช่วง Peak ลงได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

7.2 ข้อเสนอแนะ

ข้อเสนอแนะสำหรับการพัฒนางานวิจัยและการนำไปประยุกต์ใช้งานสามารถสรุปได้ ดังนี้

1) การกำหนดวิธีการกำหนดราคาตลาดที่วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอเป็นการประมูลในรูปแบบทิศทางเดียว คือ การที่ให้ SPP เสนอราคาขายได้แต่เพียงด้านเดียว ดังนั้น ถ้ามีการออกแบบรูปแบบตลาดด้วยการใช้การประมูลในรูปแบบสองทิศทาง ที่สามารถให้ SPP เสนอราคาขายปริมาณกำลังไฟฟ้า และ กฟภ. สามารถเสนอราคารับซื้อปริมาณกำลังไฟฟ้าได้เช่นเดียวกัน ผลลัพธ์ทางด้านราคาเสนอซื้อ เสนอขาย หรือราคากลาง อาจจะมีการเปลี่ยนแปลงไปในทางที่เพิ่มประโยชน์ให้ทั้งฝ่าย SPP และ กฟภ. มากยิ่งขึ้น

2) การกำหนดพื้นที่จากจำลองระบบทดสอบในพื้นที่ของ กฟภ. สามารถใช้พื้นที่นอกเหนือจาก พื้นที่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี ได้ เนื่องจากในแต่ละภูมิภาคก็จะมีรูปแบบการใช้ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่แตกต่างกันออกไป แต่ทั้งนี้อาจจะ

มีการพิจารณาถึงจำนวน SPP และปริมาณกำลังผลิตไฟฟ้าในพื้นที่เพิ่มเติม เพื่อให้มีจำนวนที่เหมาะสม แก่การจำลองตลาดกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ

3) พิจารณารูปแบบตลาดกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือเพิ่มเติม ในกรณีที่ทำการซื้อขายระหว่าง กฟภ. และ SPP กลุ่มประเภท ระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Non-Firm หรือ SPP กลุ่มประเภท ระบบ Renewable ประเภทสัญญา Firm / Non-Firm ที่ต่อยู่ในระบบ 115 kV ของ กฟภ.

4) การกำหนดอัตรากรณีเกิดเหตุการณ์ความไม่สมดุล (Imbalance) ขึ้นในระบบ อาจจะมีการปรับเปลี่ยน หรือศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับตัวเลขร้อยละ ที่ใช้ในการกำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณค่าใช้จ่าย เช่น ตัวเลขร้อยละที่ใช้กำหนดการคิดปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้มากกว่า หรือน้อยกว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอในการประมูล รวมไปถึงในตัวเลขร้อยละที่ กฟภ. ใช้ในการคิดค่าปรับเพิ่มเติมในกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าจริงได้น้อยกว่ากว่ากำลังไฟฟ้าที่เสนอในการประมูล

5) ค่าใช้จ่ายที่ กฟภ. ต้องดำเนินการจ่ายให้แก่ SPP ที่ชนะการประมูลในแต่ละรอบ ควรมีการนำกรณีที่ SPP จ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตรงตามที่เสนอ และกรณีที่เกิด Imbalance ทั้งสองกรณี มาจำลองรูปแบบตลาดที่มีการคำนวณร่วมกัน เพื่อให้ได้ผลลัพธ์ของค่าใช้จ่ายที่ กฟภ. ต้องดำเนินการจ่ายให้แก่ SPP ที่ชนะการประมูลในแต่ละรอบเพิ่มเติมอีกหนึ่งกรณี

6) ข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ SPP ที่เหลือจากการขายตามสัญญา Firm แก่ กฟผ. และที่เหลือจากการขายโดยตรงให้แก่ลูกค้าในอุตสาหกรรม ยังไม่ทราบปริมาณที่แน่นอน เนื่องจากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ SPP แต่ละรายทำสัญญาขายให้แก่ลูกค้าในอุตสาหกรรมนั้น เป็นข้อมูลที่มิอาจล่วงรู้ได้ ซึ่งเป็นข้อตกลงระหว่าง SPP และลูกค้าที่ทำสัญญา ถ้าหากได้ข้อมูลปริมาณกำลังไฟฟ้าที่เหลือดังกล่าวได้ อาจจะทำให้การกำหนดปริมาณกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือของ กฟภ. ในแต่ละรอบการประมูลนั้น มีปริมาณการรับซื้อที่ยืดหยุ่นมากขึ้น

7) ควรมีการคิดความคุ้มค่าให้เป็นไปตามหลักของเศรษฐศาสตร์ เพื่อหาอัตราผลตอบแทนของรูปแบบจำลองตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ เปรียบเทียบกับอัตราผลตอบแทนของการซื้อไฟฟ้าในอัตราขายส่งของ กฟผ. เพื่อให้เห็นถึงผลตอบแทนได้สูงกว่าต้นทุนที่ต้องจ่ายในระบบจำลอง และประโยชน์ต่าง ๆ ที่ กฟภ. นั้นจะได้รับผลตอบแทนจากรูปแบบจำลองตลาดการซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือ

บรรณานุกรม

[1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (Power Development Plan of Thailand 2018-2037)." http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/PDP2018.pdf (accessed 2562).

[2] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. "สนพ. เตรียมพร้อมผลักดันตลาดการซื้อขายไฟฟ้าเสรี SPP Cogeneration." http://www.eppo.go.th/index.php/th/eppo-intranet/item/14682-news-23042562 (accessed 24 เมษายน, 2562).

[3] ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า, งานบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP), and การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. "สถานภาพ SPP ปี 2559-2563." http://www.ppa.egat.co.th/sppx/index.php/aboutspp/statusspp (accessed 2559).

[4] (2503). พระราชบัญญัติ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2503. [Online] Available: http://www.ratchakitcha.soc.go.th/DATA/PDF/2503/A/078/783.PDF

[5] Bo Jie, Takao Tsuji, and K. Uchida, "An analysis of market mechanism and bidding strategy for power balancing market mixed by conventional and renewable energy," in 14*th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2017.

[6] J.D. Weber and T. J. Overbye, "A two-level optimization problem for analysis of market bidding strategies," in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings*, 1999.

[7] S. Soleymani, "Strategic bidding of Gencos under two pricing mechanisms: Pay-as-bid and uniform pricing," in *IEEE GCC Conference and Exhibition*, 2011.

[8] You Seok Son, R. Baldick, Kwang-Ho Lee, and S. Siddiqi, "Short-term electricity market auction game analysis: uniform and pay-as-bid pricing," in *IEEE Transactions on Power Systems*, November 2004, vol. 19.

[9] H. Chen, "Experimental analysis of uniform price and PAB auctions in electricity markets," in *International Power Engineering Conference (IPEC* 2007), 2007.

[10] S. Oren, "When is a pay-as bid preferable to uniform price in electricity markets," in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2004.

[11] Adrienne Ohler and J. K. Cheruiyot, "A Comparison of Bilateral Trading and the

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Uniform Clearing Price Reverse Auction: Lessons from Illinois' Electricity Procurement Processes," *The Electricity Journal,* vol. 25, pp. 24-35, August–September 2002.

[12] Fu-Shiung Hsieh and S.-M. Tsai, "Combinatorial Reverse Auction Based on Lagrangian Relaxation," in *IEEE Asia-Pacific Services Computing Conference*, 2008.

[13] A.R. Kian, J.B. Cruz, and R. J. Thomas, "Bidding strategies in oligopolistic dynamic electricity double-sided auctions," in *IEEE Transactions on Power Systems*, February 2005, vol. 20, pp. 50-58.

[14] George Cristian Lazaroiu, Virgil Dumbrava, Mihnea Costoiu, and M. Roscia, "Game theory and competitive aspects in electricity markets," in *International Conference on Environment and Electrical Engineering and* 2017 *IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017.

[15] Swagatam Bhattacharjee and S. B. Raha, "Double auction bidding based economics for a microgrid model," in *Innovations in Power and Advanced Computing Technologies (i-PACT)*, 2017.

[16] Shubhashis Kumar Shil and S. Sadaoui, "Meeting peak electricity demand through combinatorial reverse auctioning of renewable energy," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy,* vol. 6, pp. 73-84, January 2018.

[17] Naresh Kumar Yadav, Mukesh Kumar, Deepesh Sharma, Anju Bala, and G. Bhargava, "Implementation of particle swarm optimization in bidding strategy under deregulated environment," in *International Conference on Control, Computing, Communication and Materials (ICCCCM)*, 2006.

[18] Shuai Xu *et al.*, "Bi-level Optimization Model for the Biding of Retail Electricity Market Under Pay as Bid and Marginal Pricing," in *IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, 2019.

[19] Ranjan Kumar Mallick, Ramachandra Agrawal, and P. K. Hota, "Bidding strategies of Gencos and large consumers in competitive electricity market based on TLBO," in *IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2016.

[20] S. Vani, R. Kopperundevi, T. Thilagavathi, R. Kabeel Arun Presath, and R. Rajathy, "OPF-based Market clearing procedure using Bacterial Foraging Algorithm and auction-based Market clearing procedures in a pool based electricity market —

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

A comparison," in *IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science*, 2012.

[21] Asunción Mochón and Y. Sáez, *Understanding Auctions*. 2013.

[22] W. Vickrey, "Counterspeculation, auctions, and competitive sealed tenders," *The Journal of Finance,* pp. 16:8–37, 1961.

[23] P. Cramton and P. Sujarittanonta, "Pricing rule in a clock auction," in *Decision Analysis*, 2010, vol. 7, pp. 40–57.

[24] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. "ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration พ.ศ. 2553 (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2554) " http://www.ppa.egat.co.th/sppx/images/SPP_Document/Regulation/FirmCogen/Reg_FirmCogen_53(54).pdf (accessed 2554).

[25] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. "ประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ที่สิ้นสุดอายุสัญญาในปี 2562 – 2568 (ก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่)." http://www.ppa.egat.co.th/ppadx/images/sampledata/PDF/SPP_Replacement/Sch.1-3.pdf (accessed 2562).

[26] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. "อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง สำหรับการไฟฟ้านครหลวง(กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค(กฟภ.)." https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=174&Itemid=222 (accessed 2558).

[27] M. S. D. Department. PJM Manual 27: Open Access Transmission Tariff Accounting [Online] Available: https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m27.ashx

[28] S. Harvey. The History of LMP Pricing Development and the Origins of Fixed Block Pricing [Online] Available: https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/task-forces/epfstf/20180305/20180305-item-05-lmp-pricing-history-harvey.ashx

[29] T. I. o. E. a. M. Learning. "What is the UK Imbalance Price?" https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&q=Uk+imbalance+princing (accessed.

[30] Agency for the Cooperation of Energy Regulators, "Annual Report on the Results

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

of Monitoring the Internal Electricity Market in 2015," 2016 2016.

[31] พ. ชัยมณีรัตน์, "แนวทางการวิเคราะห์การสร้างมูลค่าเพิ่มเชิงเศรษฐศาสตร์ของสายงานผลิตไฟฟ้า," วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2560.

[32] (2500). พระราชบัญญัติการไฟฟ้ายันฮี. [Online] Available: http://www.ratchakitcha.soc.go.th/DATA/PDF/2500/A/074/1.PDF

[33] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. "ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559." https://www.pea.co.th/Portals/0/Document/connection_code_2016_20170928.pdf (accessed 2559).

[34] สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. "สรุปผลการรับฟังความคิดเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558." (accessed 2558).

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก
ผลการทดสอบการตรวจสอบทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า

ภาคผนวก ก แสดงผลการทดสอบทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow) ในแผนผังสภาพการจ่ายไฟฟ้า 115 kV พื้นที่ความรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 2 (ภาคกลาง) จังหวัดชลบุรี ที่ไม่ได้เป็นแผนผังตัวอย่างในการทดสอบการเพิ่มกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้แก่ SPP แต่ละราย ประกอบด้วย 8 แผนผัง ได้แก่ แผนผังสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี2 แผนผังสถานีไฟฟ้าคลองใหม่ แผนผังสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่ แผนผังสถานีไฟฟ้าบ่อวิน1 แผนผังสถานีไฟฟ้าระยอง2-บ้านค่าย แผนผังสถานีไฟฟ้าระยอง2-มาบตาพุด แผนผังสถานีไฟฟ้าจันทบุรี-ตราด-แกลง และแผนผังสถานีไฟฟ้าบ้านบึง-บ่อวิน ตามตารางที่ ก.1 ถึงตารางที่ ก.8 ตามลำดับ ดังนี้

ตารางที่ ก.1 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าปราจีนบุรี2

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
HSR - PHA	01-2PRACHIN BURI	4.5741	13.5038	6.1491
HSR - PHA(2)	01-2PRACHIN BURI	1.6819	5.0002	2.2476
HSR - PHA(5)	01-2PRACHIN BURI	0.0401	0	-0.1308
Line(8)	01-2PRACHIN BURI	19.97	-65.6216	-26.629
PAB - TPS	01-2PRACHIN BURI	8.2095	-27.3437	-10.6935
PHA - PAB	01-2PRACHIN BURI	9.3353	-29.7593	-14.4247
PHA - PAB(1)	01-2PRACHIN BURI	12.3173	-39.8176	-18.5125
PHA - SNK	01-2PRACHIN BURI	19.9798	-65.599	-26.5812
PHA - SNK(1)	01-2PRACHIN BURI	19.9639	-65.6234	-26.5732
TPS - SNK	01-2PRACHIN BURI	0.5335	-1.3888	0.5085
TPS - SNK(1)	01-2PRACHIN BURI	7.0891	24.0561	8.0061
Tap(31)	01-2PRACHIN BURI	5.7936	8.5004	4.0913
Tap2_Endoforcging	01-2PRACHIN BURI	3.408	5.0002	2.3836
To Bansang Sub	01-2PRACHIN BURI	16.5332	53.6627	23.4673
To Bansang Sub(1)	01-2PRACHIN BURI	2.6721	-8.5	-4.1167
To Bansang Sub_a	01-2PRACHIN BURI	6.1167	19.0056	9.0024
To Bansang Sub_b	01-2PRACHIN BURI	13.7098	42.7057	20.4807
To Bansang Sub_c	01-2PRACHIN BURI	14.3851	45.156	20.9116

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.2 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าคลองใหม่

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
BAK - HSR	01-0KlongMai	23.1865	-70.5969	-30.0248
BAK - HSR(1)	01-0KlongMai	23.2642	70.5943	30.0726
BAK - HSR(2)	01-0KlongMai	23.2885	70.3596	29.2807
BAK - HSR/2	01-0KlongMai	16.5114	50.2982	19.3746
BAK - KOA	01-0KlongMai	44.786	133.9149	64.7622
BAK - KOA(1)	01-0KlongMai	44.7688	134.4089	67.3883
BAP - KWA	01-0KlongMai	10.5175	-33.0733	-13.0979
BGR-BWB	01-0KlongMai	16.2961	50.6136	26.6539
BMS_Tap	01-0KlongMai	1.0548	-1.8415	3.214
BMS_Tap(1)	01-0KlongMai	10.7482	-34.6458	-15.0142
BSK - SHU	01-0KlongMai	6.4797	18.6589	13.0338
BSM - BGR	01-0KlongMai	5.6361	-17.2655	-9.6101
BSM - BGR(1)	01-0KlongMai	21.8712	-68.6752	-34.4706
BSM - BGR(11)	01-0KlongMai	26.5123	-83.9505	-42.7855
BSM - BGR(12)	01-0KlongMai	25.8572	84.0243	37.4078
BSM - BGR(2)	01-0KlongMai	21.8689	-68.6806	-34.4861
BSM - BGR(3)	01-0KlongMai	53.3311	-68.7669	-34.7313
BSM B(4).BSMR(5)	01-0KlongMai	64.9098	-83.7703	-42.1373
BSM - BGR(8)	01-0KlongMai	25.8536	84.145	37.86
BSM - SHU	01-0KlongMai	15.6506	48.9017	25.1345
BSM - SHU/2	01-0KlongMai	3.0956	7.6586	7.7164
BSM - SHU/2(1)	01-0KlongMai	1.0544	-1.8415	3.1233
BSM_Cust	01-0KlongMai	15.6498	-48.9017	-25.1345
BSM_Cust/2	01-0KlongMai	16.2777	50.9193	26.101
BSM_Cust/3	01-0KlongMai	21.0046	-65.9194	-33.3639
BSM_Cust/3(1)	01-0KlongMai	22.7396	-71.4227	-36.034
BSM_Cust/3(2)	01-0KlongMai	25.7237	-80.952	-40.7235
BSM_Tap/2	01-0KlongMai	10.6832	32.8043	18.2298
BWA - BSK	01-0KlongMai	19.1314	60.818	29.2589

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
BWA - BSK/2	01-0KlongMai	17.0549	54.1849	26.0055
BWA - BSK/3	01-0KlongMai	15.1939	48.1794	23.0982
BWA - BSK/4	01-0KlongMai	15.2257	48.1395	23.3486
Inc._No.2	01-0KlongMai	91.0149	283.8573	159.0483
Inc._No.2_EGAT	01-0KlongMai	91.0141	283.8885	159.2365
Inc_No.1	01-0KlongMai	91.0149	-283.8261	-158.86
Inc_No.1_EGAT	01-0KlongMai	91.0141	-283.8573	-159.0483
Inc_No.3	01-0KlongMai	91.0149	283.8573	159.0484
Inc_No.3_EGAT	01-0KlongMai	91.0141	283.8885	159.2366
KOA - BGR	01-0KlongMai	26.3255	83.6249	40.9138
KOA - PSA	01-0KlongMai	0.6328	0.0002	-2.2601
KOA_L3	01-0KlongMai	27.9173	89.4395	43.8974
KOA_L3(1)	01-0KlongMai	1.745	5.6001	2.6677
KOA_L3(2)	01-0KlongMai	3.4933	5.6001	2.6985
KOA_L3_a	01-0KlongMai	26.2205	83.7748	40.965
KOA_L4	01-0KlongMai	29.3158	95.0626	43.9898
KOA_L4(1)	01-0KlongMai	1.5689	5.6005	-0.0049
KOA_L5	01-0KlongMai	40.028	128.1006	63.5747
KOA_L5(1)	01-0KlongMai	31.8079	101.9341	49.6983
KOA_L6	01-0KlongMai	60.9784	187.7248	110.6254
KOA_L6(1)	01-0KlongMai	61.0801	187.6268	110.0581
KOA_L6(2)	01-0KlongMai	61.1228	185.9432	100.2902
KOA_L6(3)	01-0KlongMai	61.1549	185.1839	95.9266
KOA_L6(3)_a	01-0KlongMai	52.9837	159.7262	81.3043
KOA_L7	01-0KlongMai	54.8407	162.4511	109.5885
KOA_L7/2	01-0KlongMai	52.9211	155.9715	106.0748
KOA_L7/3	01-0KlongMai	48.0249	139.4549	95.4128
KOA_L7/3(1)	01-0KlongMai	48.047	138.5879	90.6052
KOA_L7/3(2)	01-0KlongMai	29.0865	-89.674	-42.2063
KOA_L7/3(3)	01-0KlongMai	29.9313	87.5147	53.1769
KOA_L7/3(6)	01-0KlongMai	29.9013	87.5483	53.329
KOA_L7/3(7)	01-0KlongMai	18.1832	50.831	36.1153

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
KOA_L7/3(7)_a	01-0KlongMai	18.1836	50.8304	36.1143
KWA - KOA	01-0KlongMai	30.0893	-87.3637	-53.4731
KWA - KOA(1)	01-0KlongMai	30.0806	-87.3978	-53.6286
KWA_Cust	01-0KlongMai	12.6614	-39.835	-16.5617
KWA_Cust(1)	01-0KlongMai	12.662	39.835	16.5617
KWA_Cust(11)	01-0KlongMai	16.4502	-49.8374	-25.6459
KWA_Cust(12)	01-0KlongMai	23.8628	-64.2209	-49.7763
KWA_Cust(2)	01-0KlongMai	12.6754	39.8344	16.6019
KWA_Cust(3)	01-0KlongMai	27.2378	-77.6235	-51.6781
KWA_Cust(4)	01-0KlongMai	4.1105	13.331	4.5085
KWA_Cust(5)	01-0KlongMai	31.2192	-90.9684	-56.2449
KWA_Cust(6)	01-0KlongMai	31.2014	-91.0418	-56.5866
KWA_Cust(7)	01-0KlongMai	16.4601	49.8374	25.6459
KWA_Cust(8)	01-0KlongMai	31.0829	-91.5167	-58.7785
KWA_Cust(9)	01-0KlongMai	10.4445	13.3062	1.5593
KWA_Cust/2	01-0KlongMai	2.9811	9.3005	4.1628
KWA_Cust/3	01-0KlongMai	1.2705	4.0000	1.674
Line	01-0KlongMai	5.4712	17.2769	8.3351
Line(1)	01-0KlongMai	16.413	-51.3973	-26.1352
Line(10)	01-0KlongMai	38.4475	123.016	60.06
Line(11)	01-0KlongMai	38.4567	122.5868	57.8617
Line(12)	01-0KlongMai	4.2336	13.6931	4.2954
Line(13)	01-0KlongMai	8.2158	25.0071	11.9947
Line(2)	01-0KlongMai	44.7754	-133.9149	-64.7622
Line(3)	01-0KlongMai	23.1925	-70.5943	-30.0726
Line(4)	01-0KlongMai	23.27	-70.3596	-29.2807
Line(5)	01-0KlongMai	5.575	17.2752	8.8405
Line(7)	01-0KlongMai	3.2993	5.0001	3.0758
Line(8)	01-0KlongMai	23.8756	64.2209	49.7763
Line(9)	01-0KlongMai	12.6834	39.8259	16.6291
Line_TNS-NHK	01-0KlongMai	15.6459	-48.9063	-25.1328
PSA - KPO	01-0KlongMai	45.5359	133.8766	68.9179

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
PSA - KPO(1)	01-0KlongMai	3.4072	10.0014	4.6794
PSA - KPO/2	01-0KlongMai	36.4017	104.8993	49.7853
PSA - KPO/2(1)	01-0KlongMai	25.3734	72.1525	35.5118
PSA - KPO/2_a	01-0KlongMai	11.0898	32.5722	13.3595
PSA - KPO_a	01-0KlongMai	42.237	123.2823	60.9461
PSA - PTP	01-0KlongMai	59.9458	179.3126	98.9793
PSA - PTP(1)	01-0KlongMai	59.9831	178.2579	92.8437
Tap	01-0KlongMai	4.1610	6.6000	3.1943
Tap(1)	01-0KlongMai	3.9870	6.4002	3.0633
Tap(11)	01-0KlongMai	1.0445	1.5001	0.6222
Tap(12)	01-0KlongMai	1.2646	2.0000	0.9664
Tap(13)	01-0KlongMai	9.4768	15.0001	7.2629
Tap(14)	01-0KlongMai	5.9928	9.5000	4.5989
Tap(2)	01-0KlongMai	3.4424	5.3003	2.5165
Tap(21)	01-0KlongMai	10.0858	16.0002	7.7454
Tap(27)	01-0KlongMai	3.4742	5.5	2.6616
Tap(3)	01-0KlongMai	2.5976	4.0000	1.933
Tap(30)	01-0KlongMai	6.0089	9.5000	4.5989
Tap(4)	01-0KlongMai	2.5978	4.0000	1.9331
Tap(5)	01-0KlongMai	3.7840	6.0000	2.9037
Tap(6)	01-0KlongMai	3.4851	5.6000	2.7099
Tap(7)	01-0KlongMai	6.8037	-20.0000	-9.6864
Tap(8)	01-0KlongMai	16.525	25.0003	12.1071
Tap_Shengtai	01-0KlongMai	5.8783	17.5514	6.6115
Tap_Shengtai(1)	01-0KlongMai	5.4435	16.0509	6.0062
UG_BSK2	01-0KlongMai	15.2351	-48.1337	-23.4258
UG_BSK3	01-0KlongMai	6.4777	-18.6589	-13.0338
UG_BWA	01-0KlongMai	15.222	48.1439	23.1262
UG_BWB2	01-0KlongMai	5.6465	17.2655	9.6101
UG_BWB3	01-0KlongMai	16.3061	-50.5402	-26.7175

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.3 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าอ่าวไผ่

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
APB-BPE	02-1Aopai	66.4393	206.0046	117.4725
APB-BPE(1)	02-1Aopai	66.5475	205.9713	117.2777
APB-BPE/2	02-1Aopai	63.8148	195.2729	100.2539
APB-SHC	02-1Aopai	11.2029	-0.7561	39.7752
APB-SHC(1)	02-1Aopai	11.2931	-0.7685	39.9153
APB_INC No.1	02-1Aopai	88.7293	238.2463	209.5676
APB_INC No.3	02-1Aopai	66.4375	206.121	118.1541
APB_LCA	02-1Aopai	45.1747	125.5493	100.853
APB_LCA/2	02-1Aopai	45.1791	125.5339	100.7697
APB_LCA/2(1)	02-1Aopai	45.8917	130.9285	97.6426
APB_LCA/2(2)	02-1Aopai	45.9039	130.8096	96.9942
APB_LCA/3	02-1Aopai	70.6189	214.2154	128.6865
APB_LCA/4	02-1Aopai	67.0115	202.6097	121.3262
APB_LCB	02-1Aopai	37.0303	113.2455	67.6892
APB_LCB(1)	02-1Aopai	37.102	113.11	67.0921
BPE-BSN	02-1Aopai	43.3335	132.7039	66.2813
BPE-BSN/2	02-1Aopai	22.234	67.3945	34.2479
BPE_UG1	02-1Aopai	43.3081	-132.7039	-66.2813
BPE_UG2	02-1Aopai	63.8338	-194.9915	-99.0018
BSN_UG1	02-1Aopai	22.2527	-67.312	-34.1403
BSN_UG2(1)	02-1Aopai	11.6223	37.8983	14.8556
BWI-BNG/2(1)	02-1Aopai	8.2442	25.0684	14.2241
BWI_BNG/3	02-1Aopai	59.5459	182.1212	105.6198
BWI_BNG/3(1)	02-1Aopai	59.5645	181.7707	103.7327
BWI_BNG/3(2)	02-1Aopai	51.3475	156.5353	88.5431
CBB - BSN/2	02-1Aopai	11.569	37.9788	14.383
CBB - BSN/2(1)	02-1Aopai	11.6066	37.9236	14.7102
LCA-LCB	02-1Aopai	33.6531	-110.078	-42.8601
LCA-LCB(1)	02-1Aopai	33.6341	-110.2059	-43.4751
LC_Cus	02-1Aopai	20.2961	64.5443	30.7208
LC_Cus(1)	02-1Aopai	18.2519	58.03	27.5419

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
LC_Cus/2	02-1Aopai	14.4656	-46.0152	-21.7208
LC_Cus/3(1)	02-1Aopai	10.3789	33.0151	15.4266
LC_Cus/5	02-1Aopai	5.0616	16.0023	7.6178
Line	02-1Aopai	11.5752	-37.9236	-14.7102
Line(10)	02-1Aopai	12.776	38.0902	22.4322
Line(10)_a	02-1Aopai	1.8945	5.9002	2.7501
Line(11)	02-1Aopai	10.9063	32.1786	19.7204
Line(2)	02-1Aopai	59.5538	-181.7707	-103.7327
Line(3)	02-1Aopai	11.2192	0.7685	-39.9153
Line(4)	02-1Aopai	37.0386	-113.11	-67.0921
Line(5)	02-1Aopai	10.7547	17.0001	8.2317
Line(7)	02-1Aopai	7.5681	12.0002	5.8057
Line(8)	02-1Aopai	8.2946	25.0634	14.6453
Line(9)	02-1Aopai	3.2077	10.0004	4.7866
SHC-BNG	02-1Aopai	70.7278	-219.1157	-120.6949
Tap(1)	02-1Aopai	5.3681	17.002	8.1399
Tap(10)	02-1Aopai	21.2846	65.0017	31.4859
Tap(12)	02-1Aopai	8.2128	-13.0000	-6.2962
Tap(13)	02-1Aopai	5.3771	17.0014	8.1669
Tap(14)	02-1Aopai	4.0514	6.5005	2.9781
Tap(15)	02-1Aopai	21.1635	65.0691	30.73
Tap(16)	02-1Aopai	0.374	-0.658	0.0289
Tap(17)	02-1Aopai	0.3743	-0.658	0.0334
Tap(2)	02-1Aopai	7.5794	-12.0000	-5.8119
Tap(3)	02-1Aopai	7.2395	11.3428	5.8069
Tap(4)	02-1Aopai	5.4905	8.5000	4.1147
Tap(5)	02-1Aopai	4.1028	6.5000	3.1459
Tap(6)	02-1Aopai	3.4745	5.4254	-2.9695
Tap(8)	02-1Aopai	3.4772	-5.4254	2.9704
Tap(9)	02-1Aopai	4.0819	-6.5000	-3.1481
Tap_PNT(1)	02-1Aopai	51.379	-156.0336	-85.7166
Tap_PNT(2)	02-1Aopai	4.6069	14.512	6.2078

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
Tap_PNT(3)	02-1Aopai	4.6619	-14.5000	-7.0227
Tap_PNT(4)	02-1Aopai	2.5282	7.5272	4.3042
Tap_PNT(4)_a	02-1Aopai	2.406	7.5002	3.5747
Tap_PNT(5)	02-1Aopai	44.3463	133.9944	75.2046
Tap_PNT(6)	02-1Aopai	28.3972	85.8964	47.9456
Tap_PNT(7)	02-1Aopai	28.3989	85.8903	47.9195
UG_Cust	02-1Aopai	5.033	16.0026	7.3791
UG_LCP	02-1Aopai	24.9969	-19.9976	23.1788

ตารางที่ ก.4 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าบ่อวิน1

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
BBA - BNH	03-1Bowin	23.4945	-69.7735	-35.3191
BBA - BNH(1)	03-1Bowin	26.733	-80.0905	-41.4565
BBA - BNH(1)_a	03-1Bowin	26.7137	-80.1524	-41.7005
BBA - BNH(2)	03-1Bowin	26.8102	-79.8151	-40.3084
BLI_L3/3	03-1Bowin	22.1263	69.3995	34.2702
BLI_L5/2	03-1Bowin	23.372	73.8200	35.1461
BWI_L1	03-1Bowin	27.1905	-85.4000	-41.3611
BWI_L1(1)	03-1Bowin	28.6854	-91.2169	-41.3942
BWI_L2	03-1Bowin	68.7375	176.0602	164.7532
BWI_L2(1)	03-1Bowin	68.8174	175.9535	164.4795
BWI_L2/1	03-1Bowin	65.5324	164.8929	158.2558
BWI_L3	03-1Bowin	22.0883	69.4623	34.253
BWI_L3/2	03-1Bowin	22.1036	69.4314	34.2025
BWI_L3/2(1)	03-1Bowin	8.6861	-22.9885	19.9729
BWI_L4(1)	03-1Bowin	8.7656	-22.9899	19.9943
BWI_L4/2	03-1Bowin	8.8644	-23.0103	20.3113
BWI_L4/3	03-1Bowin	9.0373	-23.057	20.9674
BWI_L4/4	03-1Bowin	7.2879	23.0215	10.1838
BWI_L4/4(1)	03-1Bowin	4.3324	13.5004	6.5111

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
BWI_L4/4(2)	03-1Bowin	5.7581	18.0014	8.5377
BWI_L4/4(3)	03-1Bowin	1.6042	5.0000	2.3924
BWI_L4/4(4)	03-1Bowin	1.4442	4.5002	2.0625
BWI_L4/4(5)	03-1Bowin	7.3535	23.0104	10.7257
BWI_L4/4(6)	03-1Bowin	32.8016	113.6118	8.269
BWI_L5	03-1Bowin	23.35	73.8833	35.1887
BWI_L6	03-1Bowin	15.94	-1.9963	55.5685
BWI_L6/2	03-1Bowin	15.1947	-9.0458	52.1849
BWI_L6/3	03-1Bowin	15.4356	9.1156	-52.6549
BWI_L6/3(1)	03-1Bowin	15.319	9.0539	-52.6282
BWI_L6/3(2)	03-1Bowin	15.3759	9.0838	-52.6427
BWI_L6/3(4)	03-1Bowin	15.4129	9.1035	-52.6506
BWN-PLV	03-1Bowin	19.2402	48.6513	45.4015
BWN-PLV/1	03-1Bowin	7.4294	6.2221	24.902
BWN-PLV/2	03-1Bowin	6.1855	-15.8783	14.2492
BWN-PLV/2(2)	03-1Bowin	6.2886	-15.8797	14.299
BWN-PLV/2(3)	03-1Bowin	6.3349	-15.8929	14.7441
BWN-PLV/2(3)_a	03-1Bowin	6.3512	-15.8989	14.9403
BWN-PLV/3	03-1Bowin	6.3616	15.9022	-15.0536
ES_Cst2	03-1Bowin	4.4738	-14.0015	-6.7367
ES_Cst3	03-1Bowin	26.6862	-82.6674	-41.9323
ES_Cst5	03-1Bowin	22.2366	68.6623	35.2992
ES_Cst6	03-1Bowin	15.518	47.6416	25.0674
ES_Cst7	03-1Bowin	13.6017	41.638	22.1647
ES_Ctm10	03-1Bowin	21.0258	65.6519	31.6563
ES_Ctm11	03-1Bowin	16.2193	50.6335	24.3442
ES_Ctm14	03-1Bowin	16.1162	-51.5839	-21.8833
ES_Ctm15	03-1Bowin	13.6359	43.7834	18.1564
ES_Ctm16	03-1Bowin	4.9862	7.8006	3.7269
ES_Ctm17	03-1Bowin	14.3103	44.6286	21.439
ES_Ctm18	03-1Bowin	12.5442	39.1124	18.7986
ES_Ctm19	03-1Bowin	11.2671	35.1121	16.8646

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
ES_Ctm21	03-1Bowin	11.2763	35.1073	16.896
ES_Ctm22	03-1Bowin	7.2342	22.5008	10.8819
ES_Ctm8	03-1Bowin	5.6400	16.7343	10.1142
ES_Ctm9	03-1Bowin	15.4123	-48.9179	-21.5318
ES_Ctm9(1)	03-1Bowin	6.0891	9.5011	4.5352
ES_UG1	03-1Bowin	22.2280	68.6654	35.2284
Line	03-1Bowin	36.8923	-58.4199	-26.0667
Line(1)	03-1Bowin	53.4095	158.6737	89.4358
Line(10)	03-1Bowin	3.9572	-11.1201	-6.7856
Line(12)	03-1Bowin	51.2874	-178.0642	-4.6012
Line(16)	03-1Bowin	14.9143	44.3762	21.1168
Line(17)	03-1Bowin	7.7192	22.2337	12.2792
Line(17)_a	03-1Bowin	3.8466	11.1001	6.1364
Line(18)	03-1Bowin	53.3912	-158.7812	-89.9846
Line(2)	03-1Bowin	26.6586	80.3455	42.4961
Line(25)_a(2)	03-1Bowin	6.6632	-10.0000	-4.8432
Line(3)	03-1Bowin	53.4087	-158.6737	-89.4358
Line(4)	03-1Bowin	3.3220	-5.8000	0
Line(5)	03-1Bowin	22.5019	66.7735	33.4679
Line(6)	03-1Bowin	8.0958	12.6008	6.0553
Line(7)	03-1Bowin	32.4745	-69.3605	-88.4595
Line(8)	03-1Bowin	2.5724	4.0001	1.9157
Line(9)	03-1Bowin	7.1573	-11.2500	-5.4486
PLG - ESIE(1)	03-1Bowin	28.1361	87.4157	44.7688
PLV-PLU	03-1Bowin	28.6593	93.6439	32.1519
PLV-PLU(2)	03-1Bowin	7.9835	-3.6612	-27.3845
TNP-PLU	03-1Bowin	17.3745	60.0000	-4.3410
TNP-PLU(2)	03-1Bowin	28.6319	93.6600	32.2214
TNP-PLU(3)	03-1Bowin	7.9922	-3.6600	-27.4073
Tap	03-1Bowin	15.9558	24.9002	12.0584
Tap(1)	03-1Bowin	3.8436	6.0000	2.9038
Tap(10)	03-1Bowin	13.4494	21.0002	10.1693

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
Tap(12)	03-1Bowin	2.5695	4.0000	1.9351
Tap(13)	03-1Bowin	14.4689	-22.5000	-10.8973
Tap(14)	03-1Bowin	4.4588	-7.0000	-3.3903
Tap(2)	03-1Bowin	3.8496	6.0000	2.9038
Tap(21)	03-1Bowin	39.7013	136.6392	18.4839
Tap(22)	03-1Bowin	8.7695	-23.0100	20.3071
Tap(23)	03-1Bowin	8.9506	23.0570	-20.9674
Tap(3)	03-1Bowin	8.9601	14.0015	6.7427
Tap(4)	03-1Bowin	6.9427	-10.9000	-5.2791
Tap(5)	03-1Bowin	3.5329	5.5000	2.6633
Tap(6)	03-1Bowin	1.4680	4.6000	2.2220
Tap(7)	03-1Bowin	5.5306	-8.6000	-4.1652
Tap(8)	03-1Bowin	9.621	15.0001	7.263
UG_BIG	03-1Bowin	33.7555	22.1002	10.6574
UG_BNS	03-1Bowin	33.3052	42.4013	20.4437
UG_BWI_L3	03-1Bowin	22.0930	69.4329	34.1665
UG_BWI_L3/2	03-1Bowin	22.1225	69.4056	34.1264
UG_BWI_L5	03-1Bowin	23.3296	73.8919	35.0088
UG_BWI_L5/2	03-1Bowin	23.3683	73.8269	35.003
UG_BWI_L6	03-1Bowin	15.8506	-1.9924	55.3842

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.5 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าระยอง2-บ้านค่าย

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
BKH - BKI	06-2BanKhai	6.5285	-22.0249	-7.2385
BKH - BKI/2	06-2BanKhai	4.2722	14.6247	3.6768
BKI - MBA	06-2BanKhai	9.5243	-30.178	-15.2229
Line	06-2BanKhai	6.0130	18.005	8.6024
Line(1)	06-2BanKhai	52.1008	163.6937	88.6481
Line(10)	06-2BanKhai	3.5197	10.0000	6.1922

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
Line(19)	06-2BanKhai	12.0345	18.0023	8.6943
Line(2)	06-2BanKhai	52.1016	163.0808	85.1998
Line(22)	06-2BanKhai	12.5792	43.2023	12.1748
Line(23)	06-2BanKhai	12.5797	43.1666	12.3291
Line(28)	06-2BanKhai	9.4418	30.2142	14.7832
Line(29)	06-2BanKhai	13.1921	-42.3232	-20.5292
Line(29)_a	06-2BanKhai	14.865	-47.7280	-23.0973
Line(3)	06-2BanKhai	14.0265	44.9794	22.4384
Line(4)	06-2BanKhai	3.5179	10.0064	5.4548
Line(43)	06-2BanKhai	19.3855	-64.5199	-25.3887
Line(44)	06-2BanKhai	6.2912	11.2507	-0.0438
Line(5)	06-2BanKhai	47.5021	152.9647	77.4963
Line(7)	06-2BanKhai	11.616	-37.2184	-18.1373
Line(8)	06-2BanKhai	11.6198	37.2184	18.1373
Line(9)	06-2BanKhai	9.441	-30.2142	-14.7832
RAB - BKH	06-2BanKhai	12.6298	-43.1044	-12.5904
RAB - BKH(1)	06-2BanKhai	52.1785	163.0706	85.1422
RAB - BKH/2	06-2BanKhai	12.643	43.1044	12.5904
RAB - BKH_a	06-2BanKhai	12.6005	-43.1404	-12.4406
RAB - BYA	06-2BanKhai	29.7680	-89.6548	-48.2418
RAB - BYA/2	06-2BanKhai	26.5247	-78.9894	-39.8283
RAB - BYA/2(1)	06-2BanKhai	5.9953	18.0197	8.0665
RAB - BYA/2(3)	06-2BanKhai	14.7644	-47.3889	-22.2315
RAB - BYA/2(4)	06-2BanKhai	29.8958	-89.1016	-45.7233
RAB_L3/2	06-2BanKhai	53.0819	162.002	86.0964
Tap(23)	06-2BanKhai	23.3310	-71.8000	-34.7743
Tap(24)	06-2BanKhai	4.6310	7.4002	3.5617
Tap(26)	06-2BanKhai	3.1787	5.1002	2.4197
Tap(30)	06-2BanKhai	3.3644	5.4001	2.5833
Tap(31)	06-2BanKhai	3.4192	5.5013	2.3880

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.6 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าระยอง2-มาบตาพุด

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
Asia_IE - MPA	06-1Rayong2	8.9349	27.8077	-13.9125
BJA - Asia_IE	06-1Rayong2	7.8149	-21.5749	16.0147
EGAT - MPA(1)	06-1Rayong2	89.6739	-273.1547	-130.4287
EGAT - MPA(3)	06-1Rayong2	92.7962	-282.7154	-135.3875
EGAT Line No.1	06-1Rayong2	92.9702	287.0474	154.834
EGAT Line No.2	06-1Rayong2	22.5327	2.3604	78.9729
EGAT Line No.3	06-1Rayong2	45.8651	104.8649	122.0001
Eastern_IE(2)	06-1Rayong2	20.6833	-63.7052	-25.8088
Eastern_IE/2	06-1Rayong2	10.4362	31.2041	15.0821
Eastern_IE/2(2)	06-1Rayong2	7.5241	22.5011	10.8767
Eastern_IE/4	06-1Rayong2	35.8887	107.2694	52.2273
Eastern_IE/5	06-1Rayong2	35.893	107.2646	52.2025
Eastern_IE/6	06-1Rayong2	5.5211	-16.5000	-7.9913
Eastern_IE/7	06-1Rayong2	30.3832	90.7348	44.0906
Line	06-1Rayong2	17.8744	-27.8077	13.9291
Line(11)	06-1Rayong2	1.9314	0.0548	-6.6799
Line(13)	06-1Rayong2	48.1802	-163.5527	-59.7168
Line(14)	06-1Rayong2	3.4564	10.3973	5.4886
Line(15)	06-1Rayong2	56.5339	-171.0549	-78.4769
Line(16)	06-1Rayong2	56.5119	-171.1819	-78.8799
Line(18)	06-1Rayong2	56.5289	-171.1416	-78.9779
Line(19)	06-1Rayong2	56.4792	171.6066	81.0011
Line(2)	06-1Rayong2	17.1917	12.8093	58.1056
Line(20)	06-1Rayong2	56.4966	171.4864	80.3075
Line(21)	06-1Rayong2	3.0092	-10.0000	0
Line(22)	06-1Rayong2	56.5044	171.4462	80.407
Line(23)	06-1Rayong2	25.0895	75.8955	48.4517
Line(25)	06-1Rayong2	31.3275	-108.2936	-4.3719
Line(27)	06-1Rayong2	56.9824	196.7958	58.2639

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
Line(30)	06-1Rayong2	16.248	-24.8000	-12.0112
Line(4)	06-1Rayong2	56.9897	196.6063	57.1809
Line(41)	06-1Rayong2	29.1395	89.4933	55.3417
Line(42)	06-1Rayong2	3.1060	0.4993	-11.206
Line(48)	06-1Rayong2	3.1928	-0.2008	-11.5294
Line(48)_a	06-1Rayong2	26.4528	89.7917	32.6196
Line(49)	06-1Rayong2	25.0441	75.9427	48.6186
Line(5)	06-1Rayong2	3.4556	10.3980	4.782
Line(50)	06-1Rayong2	42.3308	-124.6362	-76.2468
Line(52)	06-1Rayong2	25.1381	-78.3913	-37.2859
Line(7)	06-1Rayong2	25.025	75.9804	48.7514
MBA - NLL	06-1Rayong2	42.4547	-123.6546	-70.9540
MBA - NLL(1)	06-1Rayong2	42.4054	-124.0547	-73.1174
MBA - NLL(2)	06-1Rayong2	42.3484	-124.5011	-75.5216
MBA - NLL/2	06-1Rayong2	19.3363	-64.6243	-25.5595
MBA - NLL/2(1)	06-1Rayong2	19.3829	-64.5227	-25.3812
MBA - NLL/3	06-1Rayong2	22.2871	-74.3920	-30.3702
MBA - NLL/4	06-1Rayong2	22.2799	-74.4115	-30.4225
MPA-HMC(1)	06-1Rayong2	6.2500	9.5002	4.5923
MPA-HMC(2)	06-1Rayong2	93.075	286.5467	153.5726
MPA_L1	06-1Rayong2	56.538	-170.9827	-78.0592
MPA_L1(2)	06-1Rayong2	56.4722	-171.6066	-81.0011
MPA_L1/1	06-1Rayong2	4.4425	14.5252	3.7216
MPA_L1/2(1)	06-1Rayong2	4.7745	14.5013	6.9419
MPA_L1/2(4)	06-1Rayong2	4.6784	14.5021	6.2001
MPA_L1/3	06-1Rayong2	2.6346	8.0000	3.8719
MPA_L3	06-1Rayong2	28.8756	-86.7513	-44.1805
MPA_L3/2(1)	06-1Rayong2	28.9102	86.7408	44.3094
MPA_L3/3	06-1Rayong2	28.9279	-86.651	-44.0403
MPA_L3/4	06-1Rayong2	32.9672	-98.6216	-50.2077
MPA_L3/5	06-1Rayong2	23.838	-72.0021	-34.879
MPA_L3/7	06-1Rayong2	8.6068	26.0003	12.5884

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
MPA_L4	06-1Rayong2	56.9938	-196.3616	-55.8034
MPA_L4/2	06-1Rayong2	61.7578	-212.4959	-65.8658
MPA_L4/3	06-1Rayong2	65.0444	223.5527	72.5862
MPA_L6/2(2)	06-1Rayong2	3.3356	-10.398	-4.5494
MPA_L6/3	06-1Rayong2	31.069	96.6235	42.8369
MPA_L6/3_a	06-1Rayong2	37.343	114.154	55.4285
MPA_L6/3_a(1)	06-1Rayong2	6.3887	-17.5669	-12.7614
MPA_L6/4	06-1Rayong2	34.3781	-107.0311	-47.2317
MPA_L6/5	06-1Rayong2	1.7288	-5.3000	-2.5613
MPC - MPA	06-1Rayong2	36.1022	112.7237	51.7713
Mabkha_Custom/2	06-1Rayong2	2.2368	7.0002	3.1581
Mabkha_Custom/3	06-1Rayong2	49.6216	77.0434	37.1507
Mabkha_Custom/3(1)	06-1Rayong2	13.5215	42.004	20.0921
RAB - MBA	06-1Rayong2	18.5805	20.1072	61.7284
RAB - MBA/3	06-1Rayong2	5.4050	-16.5006	-7.524
RAB - MBA/3(1)	06-1Rayong2	10.8646	-33.0012	-15.4863
RAB - MPC	06-1Rayong2	54.6301	170.7028	84.6929
RAB - MPC(1)	06-1Rayong2	54.6694	170.5904	84.0519
RAB - MPC(3)	06-1Rayong2	1.808	0.0539	-6.2588
RAB_L10	06-1Rayong2	6.1254	-10.3751	18.6119
RAB_L10(2)	06-1Rayong2	6.2537	-10.3793	18.7667
RAB_L4	06-1Rayong2	54.6225	170.9387	86.0376
RAB_L5	06-1Rayong2	24.0829	65.6955	52.608
RAB_L8	06-1Rayong2	18.4461	-20.118	-61.3642
RAB_L9	06-1Rayong2	51.4578	-177.21	-33.432
RAB_L9/2(1)	06-1Rayong2	57.0472	-194.892	-47.384
RIP_IE	06-1Rayong2	42.3059	124.7913	76.9606
RIP_IE/2	06-1Rayong2	42.2925	-124.7912	-76.9606
RIP_IE/2(1)	06-1Rayong2	42.2907	-124.8047	-77.0328
RIP_IE/4	06-1Rayong2	23.8936	-64.8384	-51.7229
Tap	06-1Rayong2	1.9796	6.2007	2.7093
Tap(11)	06-1Rayong2	9.6853	15.7001	7.6019

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
Tap(12)	06-1Rayong2	2.2588	7.0000	3.3874
Tap(13)	06-1Rayong2	6.6516	-10.8000	-5.2307
Tap(15)	06-1Rayong2	114.1000	194.892	47.4144
Tap(16)	06-1Rayong2	23.8387	72.0021	34.879
Tap(17)	06-1Rayong2	1.7295	5.3000	2.5613
Tap(18)	06-1Rayong2	17.2137	26.0001	12.5922
Tap(19)	06-1Rayong2	12.9662	20.5008	9.9206
Tap(20)	06-1Rayong2	29.2336	-89.3000	-43.2500
Tap(21)	06-1Rayong2	11.2957	-35.0000	-16.9513
Tap(22)	06-1Rayong2	5.4646	16.5006	7.9671
Tap(25)	06-1Rayong2	4.2812	-6.5000	-3.1481
Tap(27)	06-1Rayong2	4.0344	-11.9992	-6.3072
Tap(29)	06-1Rayong2	5.3133	8.4005	4.0253
Tap(3)	06-1Rayong2	5.9788	9.7000	4.6957
Tap(32)	06-1Rayong2	2.3061	-7.2000	-3.4784
Tap(33)	06-1Rayong2	11.2945	-35.0000	-16.9513
Tap(34)	06-1Rayong2	50.4135	-78.3435	-37.6323
Tap(35)	06-1Rayong2	24.0978	65.5974	52.2663
Tap(36)	06-1Rayong2	24.1106	65.5668	52.1589
Tap(4)	06-1Rayong2	5.4647	16.5006	7.9671
Tap(6)	06-1Rayong2	8.3112	13.5001	6.5362
Tap(7)	06-1Rayong2	29.2335	-89.3003	-43.2514
Tap(8)	06-1Rayong2	3.2686	5.1000	2.4657
Tap(9)	06-1Rayong2	1.3459	2.1000	1.0127
UG_Line No.1	06-1Rayong2	93.0207	286.8195	153.4555
UG_MPA3	06-1Rayong2	28.8944	86.7513	44.1805
UG_MPA3/2	06-1Rayong2	28.9241	86.6747	44.0146
UG_MPA3/3	06-1Rayong2	9.1781	26.6152	15.3131
UG_MPA6/2	06-1Rayong2	31.0623	96.6326	42.7394
UG_MPC2	06-1Rayong2	36.0495	112.7319	51.7066
UG_MPC3	06-1Rayong2	54.6784	-169.9753	-80.7018
UG_RAB_L8	06-1Rayong2	18.5478	20.1180	61.3642

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ ก.7 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าจันทบุรี-ตราด-แกลง

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
KLA - Cust	04-1Kleang	15.5983	50.5725	23.0248
KLA - Cust(4)	04-1Kleang	16.4448	-54.3667	-21.8849
KLA - Cust/2	04-1Kleang	15.6391	50.5359	23.1279
KLA - Cust/3	04-1Kleang	8.8597	28.3918	12.5726
KLA - Cust_a	04-1Kleang	1.9376	6.9010	-0.2412
Line	04-1Kleang	31.989	105.0350	45.2313
Tap Bangkok Glass	04-1Kleang	6.9178	22.1045	10.5765
Tap Pra Se	04-1Kleang	6.0856	18.7096	10.2267
Tap Pra Se(1)	04-1Kleang	2.1103	6.7001	3.2209
Tap Pra Se(2)	04-1Kleang	4.0033	12.0012	7.3220
Tap Rayong Particle	04-1Kleang	3.8738	6.9010	-0.1542
Tap(1)	04-1Kleang	5.7481	-9.6327	-3.1982
CTA - PNR	05-1Chantaburi	17.6107	56.0606	26.5085
CTA - PNR(1)	05-1Chantaburi	17.7080	55.6735	26.1578
CTA4 - KLG	05-1Chantaburi	43.8543	136.9841	75.2682
CTA4 - KLG(1)	05-1Chantaburi	34.913	108.7138	54.8046
CTA4 - KLG(2)	05-1Chantaburi	34.9341	107.7993	50.2773
CTA5 - TMM	05-1Chantaburi	39.0885	123.7740	63.8372
CTA_INC1	05-1Chantaburi	43.7403	-137.0082	-75.1350
CTA_INC1(1)	05-1Chantaburi	43.7386	-137.0457	-75.3359
CTA_INC1(2)	05-1Chantaburi	56.306	-179.9173	-90.3964
CTA_INC1(3)	05-1Chantaburi	56.3100	-179.8576	-90.0555
KLG - SAT	05-1Chantaburi	17.9163	55.6128	24.381
KLG - SAT(1)	05-1Chantaburi	18.0937	55.5765	24.3247
Line	05-1Chantaburi	1.9697	6.7038	0.7378
Line(1)	05-1Chantaburi	2.0472	6.7035	1.9982
Line(2)	05-1Chantaburi	2.0535	6.7032	2.0893
Line(3)	05-1Chantaburi	2.1737	6.7032	2.1611
Line(4)	05-1Chantaburi	9.1078	27.4751	16.1825

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
SAT - LGA	05-1Chantaburi	8.9989	27.7730	9.7755
SAT - LGA(1)	05-1Chantaburi	1.1228	0.0239	-3.7029
TMM - NYM	05-1Chantaburi	21.6477	67.6438	32.9781
TMM - NYM(1)	05-1Chantaburi	21.6549	67.2062	31.7305
To Wangnamyen_a	05-1Chantaburi	5.9737	-19.3722	-7.0440
To Wangnamyen_a(1)_a	05-1Chantaburi	6.4585	-19.3397	-10.8222
UG_CTA3	05-1Chantaburi	17.3616	56.0644	26.3562
UG_CTA4	05-1Chantaburi	43.7640	137.0082	75.1350
UG_CTA5	05-1Chantaburi	38.9947	123.7932	63.6993
TTA	05-2Trat	8.6557	30.1960	6.7859
TTA - KYA	05-2Trat	9.0689	30.1946	7.5636

ตารางที่ ก.8 ผลการทดสอบ Power Flow ของแผนผังการจ่ายไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าบ้านบึง-บ่อวิน

Feeder Name	Grid Name	Line Loading %	Active Power (MW)	Reactive Power (Mvar)
BBA	04-2BANBUNG	28.1513	89.1874	46.7058
BBA - BBB	04-2BANBUNG	23.4801	73.9813	39.3926
BBA - BBB/1	04-2BANBUNG	23.5338	73.8818	39.0728
BBA - BBB/1(1)	04-2BANBUNG	23.5859	73.7444	38.6252
BBA - BBB/1(2)	04-2BANBUNG	23.6467	73.6085	38.6317
BBA - TPES	04-2BANBUNG	4.7234	15.2011	7.2943
BBA/1	04-2BANBUNG	23.4406	73.9833	39.3992
BBC - Particle Planner(1)	04-2BANBUNG	12.167	38.9006	18.8374
Line	04-2BANBUNG	8.1244	13.6888	4.5172
Tap BBC	04-2BANBUNG	16.1873	52.6215	23.2629
Tap BBC(1)	04-2BANBUNG	4.0554	13.6894	4.4279
Tap BBC(2)	04-2BANBUNG	16.1646	-52.6215	-23.2629
Tap TPES	04-2BANBUNG	9.4479	15.2002	7.3577

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายทวิรท เจนจบ
วัน เดือน ปี เกิด	3 กุมภาพันธ์ 2536
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ที่อยู่ปัจจุบัน	155/8 หมู่1 หมู่บ้านนฤรัตน์ ตำบลศาลายา อำเภอพุทธมณฑล จังหวัดนครปฐม
ผลงานตีพิมพ์	ทวิรท เจนจบ ภิคเนตร อังอภิวัชร์ชวาล และสุรชัย ชัยทัศนีย์, “การกำหนดราคาในตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค,” งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม PEA ปี 2563, 2563, หน้า. 205–210.
รางวัลที่ได้รับ	บทความยอดเยี่ยม สาขา Enhance New Business. “การกำหนดราคาในตลาดซื้อขายกำลังไฟฟ้าส่วนที่เหลือระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค,” งานประชุมวิชาการและนวัตกรรม PEA ปี 2563.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University