การคำนวณราคากลางและการคิดค่าผ่านสาย สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้าเพียร์ทูเพียร์แบบล่วงหน้าหนึ่งวันในระบบจำหน่าย

นายศักดิ์สิทธิ์ สุขชัยศรี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2562
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Calculation of Clearing Price and Wheeling Charge for Day-ahead Peer-to-Peer Power Trading Market in a Distribution System

Mr. Saksitdh Sukchaisri

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

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

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การคำนวณราคากลางและการคิดค่าผ่านสาย สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้าเพียร์ทูเพียร์แบบล่วงหน้าหนึ่งวันในระบบจำหน่าย
โดย	นายศักดิ์สิทธิ์ สุขชัยศรี
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ธวัชชัย เตชัสอนันต์)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์)

..... กรรมการ
(ดร.สิริภา จุลกาญจน์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ดร.สมชาย ทรงศิริ)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ศักดิ์สิทธิ์ สุขชัยศรี : การคำนวณราคากลางและการคิดค่าผ่านสาย สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้าเพียร์ทูเพียร์แบบล่วงหน้าหนึ่งวันในระบบจำหน่าย. (Calculation of Clearing Price and Wheeling Charge for Day-ahead Peer-to-Peer Power Trading Market in a Distribution System) อ.ที่ปรึกษาหลัก : ผศ. ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

ในปัจจุบัน เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพมากขึ้น และมีราคาถูกลง ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าบางรายสามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง และขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นในบริเวณข้างเคียงได้ เกิดเป็นโครงสร้างการซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบใหม่ เรียกว่า ตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบเพียร์ทูเพียร์ ที่ให้อิสระในการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้าภายใต้เงื่อนไขและการจัดการภายในตลาด ทั้งนี้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายผู้เป็นเจ้าของและให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า อาจสูญเสียรายได้ในโครงข่ายไฟฟ้าจำหน่ายที่มีการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดเพียร์ทูเพียร์ ดังนั้นจึงต้องมีการเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายเพื่อคืนเงินลงทุน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้าเพียร์ทูเพียร์แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน โดยนำเสนอกลไกการหาราคากลางซื้อขายไฟฟ้าและแนวทางการตัดสินข้อเสนอของผู้เสนอราคาแต่ละราย อีกทั้งยังได้นำเสนอแนวทางการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายจากการซื้อขายในตลาดเพียร์ทูเพียร์เพื่อคืนเงินลงทุนให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย นอกจากนี้ยังได้นำเสนอแนวทางการประเมินประสิทธิภาพของกลไกการตัดสินราคาซื้อขายไฟฟ้าในตลาดเพียร์ทูเพียร์ รวมไปถึงการประเมินอัตราผลตอบแทนการลงทุนของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจากการคิดค่าผ่านสายจำหน่าย จากผลการศึกษาพบว่า ด้วยกลไกที่นำเสนอนี้ทำให้ผู้เข้าร่วมตลาดได้ผลประโยชน์จากการซื้อขายในตลาดซื้อขายไฟฟ้าเพียร์ทูเพียร์มากกว่าการซื้อขายไฟฟ้ากับโครงข่ายไฟฟ้าหลัก และจากการประเมินอัตราผลตอบแทนการลงทุนของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย พบว่าแนวการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายที่ได้นำเสนอนี้ สามารถคืนเงินลงทุนให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้อย่างเหมาะสม

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

ปีการศึกษา 2562 ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

6070493921 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORD: Peer-to-Peer trading market, Wheeling Charge, Market Clearing Price, Market Mechanism, ROIC

Saksitdh Sukchaisri : Calculation of Clearing Price and Wheeling Charge for Day-ahead Peer-to-Peer Power Trading Market in a Distribution System. Advisor: Asst. Prof. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D.

Nowadays, solar photovoltaics (PV) technology is more efficient and cheaper than before. This makes consumers could be trading energy to each others in the neighborhood. Therefore, a new energy trading structure called “Peer-to-Peer” energy trading market is created, providing freedom to trade energy under the conditions and management system. However, the electricity authority who owns and provides the power system network may lose revenue from energy trading via Peer-to-Peer (P2P) market. Therefore, the invested capital must be recovered in “Wheeling Charge”.

This thesis proposes a day-ahead P2P trading market, which the market clearing price calculation and judgment mechanism are presented. This thesis also proposes the method of calculating wheeling charge from energy trading in the P2P market. In addition, this thesis proposes economic efficiency evaluation of market mechanism, including the evaluation of the return on invested capital (ROIC) of the electricity authority from the wheeling charge. From this study, found that with the proposed market mechanism, market participants have more benefits from trading in the P2P market than the main grid. From the evaluation of ROIC, found that the wheeling charge is able to properly recover the invested capitals to the electricity authority.

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

Academic Year: 2019 Advisor's Signature .....

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่ง ตลอดการทำวิทยานิพนธ์ รวมถึงได้ให้ความกรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้มีความสมบูรณ์และเสร็จสิ้นเรียบร้อย และขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร. ธวัชชัย เตชัสอนันต์ ดร. สิริภา จุลกาญจน์ และ ดร. สมชาย ทรงศิริ ที่ได้เสียสละเวลาอันมีค่าสำหรับตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบคุณทุนอุดหนุนการศึกษา โครงการความร่วมมือทางวิชาการระหว่าง กฟภ. กับจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในการพัฒนาบุคลากรระดับปริญญาโทด้าน Smart Grid หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า รุ่นที่ 2

สุดท้ายนี้ ข้าพเจ้าใคร่ขอขอบพระคุณ บิดามารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจตลอดจนรุ่นพี่ รุ่นน้อง และเพื่อน ๆ ทุกคนที่คอยให้การสนับสนุนแก่ผู้วิจัยตลอดมา

ศักดิ์สิทธิ์ สุขชัยศรี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ค

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง

กิตติกรรมประกาศ ..... จ

สารบัญ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฏ

สารบัญรูปภาพ ..... ณ

1. บทที่ 1 บทนำ 18

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 18

1.2 วัตถุประสงค์ 19

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์ 20

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน 20

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 21

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ 21

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 25

2. บทที่ 2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย และความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับตลาดซื้อขายไฟฟ้า 27

2.1 แผนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย 27

2.1.1 แผนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย 27

2.1.1.1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (Power Development Plan: PDP 2018) [1] 27

2.1.1.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2015) [17] 28

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.1.2 ข้อมูลการใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์ 29
2.1.2.1 สัดส่วนการใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย [18] 29
2.1.2.2 โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชน [2] 30
2.2 ความรู้พื้นฐานตลาดซื้อขายไฟฟ้า 31
2.2.1 บทบาทของกิจการไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า [15], [20] 32
2.2.2 ตลาดขายส่งไฟฟ้า (Wholesale Market) [15], [20] 34
2.2.2.1 ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Centralized Pool Market) 35
2.2.2.2 การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Trading) 35
2.2.2.3 กลไกการหาราคากลางในตลาดขายส่งไฟฟ้า 37
2.2.3 ตลาดขายปลีกไฟฟ้า (Retail Market) [22] 41
2.2.4 ตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer 43
2.2.4.1 นิยาม และลักษณะของตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer 43
2.2.4.2 การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer (P2P) [24] 47
3. บทที่ 3 ความรู้พื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม และการคำนวณค่าผ่านสายระบบจำหน่าย 53
3.1 ความรู้พื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม 53
3.1.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) [16], [30] 53
3.1.2 แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) [16] 57
3.2 ทฤษฎีพื้นฐานการคำนวณค่าผ่านสายระบบจำหน่าย 60
3.2.1 ความหมายของค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) 60
3.2.2 การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า [13], [16] 63
3.2.3 การคิดอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายแก่ผู้ขอใช้บริการ [12] 64
3.2.3.1 วิธี Embedded Cost 64

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2.3.2 วิธี Incremental Cost..... 71

3.2.3.3 วิธี Hybrid Method 74

3.2.4 การคิดค่าผ่านสายจำหน่ายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน 76

4. บทที่ 4 การคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลาง สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า 78

4.1 การคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลางสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า 78

4.1.1 ขั้นตอนการจัดเรียงลำดับราคาของผู้เสนอทั้งสองฝ่าย 79

4.1.2 ขั้นตอนการจัดราคาและปริมาณที่สามารถซื้อขายได้ 80

4.1.3 ขั้นตอนการจับคู่ที่สามารถซื้อขายได้ตามราคา ATO..... 81

4.2 การจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน..... 83

4.3 การประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด Peer-to-Peer 86

4.3.1 ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถซื้อได้ (Percentage of kWh Bought)..... 86

4.3.2 ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถขายได้ (Percentage of kWh Sold) 87

4.3.3 ปริมาณไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผู้เสนอราคาแต่ละรายสามารถซื้อขายได้ (Percentage of Bidder Cleared) 87

5. บทที่ 5 การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า 88

5.1 การคำนวณต้นทุนของระบบทดสอบ 88

5.1.1 ต้นทุนของระบบที่ผ่านมาในระบบทดสอบเดิม (Residue Cost) 91

5.1.1.1 มูลค่าทรัพย์สินที่ใช้งานเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงต่ำ..... 93

5.1.1.2 มูลค่าทรัพย์สินส่วนกลาง 93

5.1.1.3 มูลค่าทรัพย์สินส่วนที่ระบบจำหน่ายแรงต่ำใช้งานร่วมกันกับระดับแรงดันอื่น94

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.1.2 ต้นทุนส่วนที่เพิ่มเติมในระบบทดสอบ (Incremental Cost) 96
5.1.2.1 การคำนวณหาต้นทุนส่วนเพิ่มจากการเพิ่มขึ้นของพิกัดการรับโหลด 97
5.1.2.2 การคำนวณค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss) 98
5.1.2.3 ค่าธรรมเนียมในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Connection Fee) 99
5.1.3 ค่าดำเนินการและการซ่อมบำรุง (Operation & Maintenance Cost: O&M) 99
5.1.4 ผลการคำนวณต้นทุนระบบทดสอบ 100
5.1.4.1 ต้นทุนส่วน Residue Cost 100
5.1.4.2 ต้นทุนส่วนที่เพิ่มเติมในระบบทดสอบ (Incremental Cost) 104
5.2 การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) 117
5.3 การคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC) 121
6. บทที่ 6 ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน 123
6.1 ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน 123
6.1.1 ผลการจำลองกรณีซื้อขายสำเร็จ จากการตัดสินราคาเพียงราคาเดียว 128
6.1.2 ผลการจำลองกรณีซื้อขายสำเร็จ มีการตัดสินราคาจากหลายราคา 129
6.1.3 ผลการจำลองในกรณีการซื้อขายไม่สำเร็จ ไม่สามาถตัดสินราคาซื้อขายได้ 131
6.2 ผลการการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ . 137
6.2.1 กรณีศึกษา ที่กำหนดให้ผู้เข้าร่วมตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer ทุกรายตั้งราคา ATO รายละ 1 ชั่วโมง ใน 1 วัน 137
6.2.2 กรณีศึกษา ที่กำหนดให้ไม่มีผู้เข้าร่วมตลาดใดตั้งราคา ATO 138
6.2.3 กรณีศึกษา ตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer เป็นแบบอุดมคติ 142
6.2.4 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด Peer-to-Peer144
7. บทที่ 7 ผลการคิดค่าผ่านสายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน 146
7.1 ผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย 146

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

7.1.1 กรณีซื้อขายในปีที่ 1 147
7.1.2 กรณีซื้อขายในปีที่ 10 147
7.1.3 กรณีซื้อขายในปีที่ 17 148
7.2 ผลประโยชน์ที่ทั้งผู้เข้าร่วมตลาดจะได้รับจากการซื้อขายในตลาด Peer-to-Peer 148
7.2.1 การจำลองการซื้อขายในปีที่ 1 149
7.2.2 การจำลองการซื้อขายในปีที่ 10 155
7.2.3 การจำลองการซื้อขายในปีที่ 17 161
7.3 ผลการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน 168
7.3.1 การคิดค่า ROIC เมื่อพิจารณาต้นทุนรวมในปีที่ 1 168
7.3.2 การคิดค่า ROIC เมื่อพิจารณาต้นทุนรวมในปีที่ 10 169
7.3.3 การคิดค่า ROIC เมื่อพิจารณาต้นทุนรวมในปีที่ 17 170
7.3.4 การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ (Reverse Percentages) 172
7.3.4.1 การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ เพื่อหาค่าผ่านสายจำหน่ายที่ กฟภ. ควรได้รับ 172
7.3.4.2 การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ เพื่อหาต้นทุนที่แท้จริงของระบบทดสอบ . 173
7.3.4.3 วิเคราะห์การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ 174
8. บทที่ 8 สรุปผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน และการคิดค่าผ่านสายจำหน่าย 175
8.1 สรุปผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน 177
8.2 สรุปผลการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ . 178
8.3 สรุปผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายและการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน 179
9 บทที่ 9 บทสรุปและข้อเสนอแนะ 181
บรรณานุกรม 184
ประวัติผู้เขียน 190

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3.1 การคำนวณมูลค่าเงินในอนาคต [16] 54
ตารางที่ 4.1 ระบบทำการเรียงลำดับราคาตามผู้เสนอทั้ง 2 ฝ่าย 80
ตารางที่ 4.2 ระบบจัดราคาและปริมาณที่สามารถซื้อขายได้ 80
ตารางที่ 4.3 การแลกเปลี่ยนตามราคา ATO 81
ตารางที่ 5.1 ยอดสินทรัพย์คงเหลือภายใน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต ก.2 92
ตารางที่ 5.2 สถิติการจำหน่ายไฟฟ้าประจำปี 61ของ กฟภ. 94
ตารางที่ 5.3 สัดส่วนมูลค่าของระบบจำหน่ายแรงต่ำต่อมูลค่าของระบบรวมทั้งหมด 96
ตารางที่ 5.4 ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อของ Prosumer เข้าระบบไฟฟ้า [2] 99
ตารางที่ 5.5 ทรัพย์สินที่ใช้งานเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงต่ำ 100
ตารางที่ 5.6 ทรัพย์สินส่วนกลาง 100
ตารางที่ 5.7 ทรัพย์สินส่วนที่ระบบจำหน่ายแรงต่ำใช้งานร่วมกันกับระดับแรงดันอื่น 102
ตารางที่ 5.8 สรุปมูลค่าของระบบจำหน่ายแรงต่ำใน กฟก.2 103
ตารางที่ 5.9 ผลการคำนวณร้อยละ Line Loading และ Transformer Loading 105
ตารางที่ 5.10 สรุปรายการสายจำหน่ายที่ต้องลงทุนขยายขนาดพิกัดเพิ่มเติม 108
ตารางที่ 5.11 ผลการจำลองและเปรียบเทียบค่าความสูญเสียในระบบทดสอบกรณีศึกษาที่ 1 และ 2 109
ตารางที่ 5.12 ผลการจำลองและเปรียบเทียบค่าความสูญเสียในระบบทดสอบกรณีศึกษาที่ 1 และ 3 111
ตารางที่ 5.13 ผลการจำลองและเปรียบเทียบค่าความสูญเสียในระบบทดสอบกรณีศึกษาที่ 1 และ 4 112
ตารางที่ 5.14 สรุปต้นทุนระบบทดสอบในแต่ละปี 115
ตารางที่ 6.1 ผู้เสนอราคาที่ตั้งราคา ATO สำหรับการซื้อขายในตลาด P2P 126

Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.2 ผลการเรียงลำดับรายการเสนอของ Buyer และ Seller 127
ตารางที่ 6.3 ผลการเรียงลำดับรายการเสนอของ Buyer และ Sellerในกรณีศึกษาที่ 1 128
ตารางที่ 6.4 การหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 1..... 129
ตารางที่ 6.5 ผลการเรียงลำดับรายการเสนอของ Buyer และ Sellerในกรณีศึกษาที่ 2 130
ตารางที่ 6.6 การหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 2..... 130
ตารางที่ 6.7 ผลการเรียงลำดับรายการเสนอของ Buyer และ Sellerในกรณีศึกษาที่ 3 131
ตารางที่ 6.8 การหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 3..... 132
ตารางที่ 6.9 ผลการจำลองการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ในรอบ 12.45 น. 134
ตารางที่ 6.10 ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน 135
ตารางที่ 6.11 สรุปการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Efficiency) ของกลไกการตัดสินราคา ในกรณีศึกษาที่ให้ผู้เสนอราคาแต่ละรายที่ตั้งราคา ATO รายละ 1 ชั่วโมง..... 138
ตารางที่ 6.12 ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer ในหนึ่งวัน กรณีศึกษาที่ไม่มีผู้เข้าร่วมตลาดใดตั้งราคา ATO..... 139
ตารางที่ 6.13 สรุปการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Efficiency) ของกลไกการตัดสินราคา ในกรณีศึกษาที่กำหนดให้ไม่มีผู้เข้าร่วมตลาดใดตั้งราคา ATO 141
ตารางที่ 6.14 สรุปการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Efficiency) ของกลไกการตัดสินราคา ในกรณีศึกษาตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer เป็นแบบอุดมคติ 143
ตารางที่ 6.15 สรุปผลการเปรียบเทียบประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคา ในตลาด Peer-to-Peer..... 144
ตารางที่ 7.1 อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายและยอดชำระของผู้ซื้อและผู้ขายแต่ละรายในกรณีศึกษาที่ 1 147
ตารางที่ 7.2 อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายและยอดชำระของผู้ซื้อและผู้ขายแต่ละรายในกรณีศึกษาที่ 2 147
ตารางที่ 7.3 อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายและยอดชำระของผู้ซื้อและผู้ขายแต่ละรายในกรณีศึกษาที่ 3 148

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.4 ผลการคำนวณค่า Wheeling Charge ในหนึ่งวัน ด้วยต้นทุนระบบทดสอบ ในกรณีศึกษาที่ 1 150

ตารางที่ 7.5 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 1 151

ตารางที่ 7.6 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 1 152

ตารางที่ 7.7 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้า แบบ Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 1 154

ตารางที่ 7.8 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้า แบบ Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 1 154

ตารางที่ 7.9 ผลการคำนวณค่า Wheeling Charge ในหนึ่งวัน ด้วยต้นทุนระบบทดสอบ ในกรณีศึกษาที่ 2 156

ตารางที่ 7.10 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 2 157

ตารางที่ 7.11 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 2 158

ตารางที่ 7.12 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้า แบบ Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 2 159

ตารางที่ 7.13 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้า แบบ Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 2 160

ตารางที่ 7.14 ผลการคำนวณค่า Wheeling Charge ในหนึ่งวัน ด้วยต้นทุนระบบทดสอบ ในกรณีศึกษาที่ 3 162

ตารางที่ 7.15 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 3 163

ตารางที่ 7.16 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 3 164

ตารางที่ 7.17 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้า แบบ Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 3 165

ตารางที่ 7.18 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้า แบบ Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 3 166

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.19 สรุปผลการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุนทั้ง 3 กรณีศึกษา..... 171

ตารางที่ 7.20 การคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับเพื่อหาค่า Wheeling Charge สำหรับ 3 กรณีศึกษา..... 172

ตารางที่ 7.21 การเปรียบเทียบอัตราค่า Wheeling Charge ที่เหมาะสมกับอัตราค่าเฉลี่ย Wheeling Charge จากการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P..... 173

ตารางที่ 7.22 การคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับเพื่อหาต้นทุนที่แท้จริงของระบบทดสอบ สำหรับ 3 กรณีศึกษา..... 173

ตารางที่ 7.23 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมของระบบทดสอบจากการคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับและต้นทุนระบบทดสอบที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอ..... 174

ตารางที่ 8.1 สรุปผลการเปรียบเทียบกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณีและวิธีคิดราคาแบบ Uniform Pricing และ Pay-as-Bid..... 176

ตารางที่ 8.2 ผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายและการประเมินผลตอบแทนการลงทุน เมื่อปรับปรุงสัดส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ของ กฟภ. 180

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญรูปภาพ

หน้า

ภาพที่ 2.1 การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในรอบ 8 ปี 29
ภาพที่ 2.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เทียบกับเป้าหมายแผน PDP ปี 55-64 30
ภาพที่ 2.3 โครงสร้างกิจการไฟฟ้ารูปแบบใหม่ 34
ภาพที่ 2.4 ลักษณะทั่วไปของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า [20] 35
ภาพที่ 2.5 ลักษณะการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา [20] 36
ภาพที่ 2.6 การหาราคาตัดสิน ด้วยกลไกรูปแบบ One Side Auction [21] 38
ภาพที่ 2.7 การหาราคาตัดสิน ด้วยกลไกรูปแบบ One Side Auction [21] 39
ภาพที่ 2.8 การคิดราคาจากผู้เสนอราคาที่ชนะการประมูลด้วยวิธี Uniform Pricing 40
ภาพที่ 2.9 การคิดราคาจากผู้เสนอราคาที่ชนะการประมูลด้วยวิธี Pay-as-Bid 41
ภาพที่ 2.10 รูปแบบการเชื่อมต่อกันของผู้เสนอราคาระหว่างตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Centralized Pool และ ตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P [24] 48
ภาพที่ 2.11 การจับคู่ซื้อขายด้วยกลไกการตัดสินราคารูปแบบ CDA [29] 50
ภาพที่ 3.1 แผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่าย [30] 58
ภาพที่ 3.2 แสดงเงินงวดในแผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่าย [30] 58
ภาพที่ 3.3 การจ่ายเงินในแต่ละงวด [31] 59
ภาพที่ 3.4 หลักการพื้นฐานสำหรับการคิดค่าผ่านสายจำหน่าย [14], [33] 61
ภาพที่ 3.5 การคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost [16] 65
ภาพที่ 3.6 การคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost [16] 72
ภาพที่ 3.7 การคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Hybrid Method [16] 75
ภาพที่ 4.1 กรอบระยะเวลาของตลาดซื้อขายในหนึ่งวันและส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในหนึ่งวัน 82
ภาพที่ 4.2 กราฟแสดงการผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV ใน 1 วัน 84

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาพที่ 4.3 ผัง Flow Chart จากการจำลองตลาด P2P 85
ภาพที่ 5.1 ผังวงจรของระบบทดสอบ 89
ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการคำนวณต้นทุนของระบบทดสอบ 90
ภาพที่ 5.3 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่าจะมีการจำหน่ายไฟฟ้าครอบคลุมระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่า 95
ภาพที่ 5.4 สรุปมูลค่าการลงทุนของระบบทดสอบในแต่ปี 116
ภาพที่ 6.1 ลักษณะของโหลดในช่วงวันทำงาน 126
ภาพที่ 6.2 ผลการจำลองการหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 1 129
ภาพที่ 6.3 ผลการจำลองการหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 2 131
ภาพที่ 6.4 ผลการจำลองการหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 3 132

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาในบทนี้ประกอบด้วย ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และโครงสร้างของเนื้อหาวิทยานิพนธ์ โดยมีรายละเอียดดังนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบัน เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีประสิทธิภาพมากขึ้น และมีราคาถูกลง ทำให้มีการใช้งานอย่างแพร่หลายโดยเฉพาะในกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็ก ยกตัวอย่างเช่น บ้านอยู่อาศัย และ กิจการขนาดเล็กได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าขนาดเล็กสามารถลดค่าใช้จ่ายจากการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และ การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) อีกทั้งหากมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าเหลือใช้ ยังสามารถขายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นในละแวกข้างเคียงเพื่อเพิ่มรายได้ได้อีกด้วย นอกจากนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้ยังคงซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฯ ในช่วงที่ไม่ได้ใช้ไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop โดยผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งทำหน้าที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยกลุ่มนี้เรียกว่า Prosumer

ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย 2561-2580 (PDP2018) [1] ได้มีการวางแผนเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีเป้าหมายปริมาณการผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop คิดเป็น 10,000 MW ภายในปี 2580 และ เมื่อวันที่ 23 พฤษภาคม 2562 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ประกาศเชิญชวนรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย พ.ศ. 2562 โดยกำหนดขนาดกำลังผลิตติดตั้งของ Solar PV Rooftop มีค่าไม่เกิน 10 kWp และกำหนดอัตรารับซื้อในราคา 1.68 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh) ในช่วงระยะเวลาการรับซื้อไฟฟ้า 10 ปี [2] โดยโครงการนี้ คาดว่าจะทำให้กำลังผลิตติดตั้งจาก Solar PV Rooftop เพิ่มขึ้น และเกิด Prosumer รายใหม่ ๆ อีกเป็นจำนวนมาก ในการนี้ กกพ. ได้ดำเนินการควบคู่ไปกับโครงการทดสอบนวัตกรรมที่นำเทคโนโลยีมาสนับสนุน การให้บริการพลังงาน หรือในชื่อ Energy Regulatory Commission Sandbox (ERC Sandbox) [3] ซึ่งหนึ่งในโครงการย่อยนั้นได้ทำการศึกษาโครงสร้างตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบใหม่ที่เรียกว่าเพียร์ทูเพียร์ (Peer-to-Peer (P2P) Energy Trading) ซึ่งหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจะมีหน้าที่ควบคุมและจัดการการซื้อขายไฟฟ้า รวมไปถึงการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้ากลาง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

(Market Clearing Price: MCP) สำหรับตัดสินราคาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ซื้อไฟฟ้า (Consumer) และผู้ขายไฟฟ้าที่เป็น Prosumer เพื่อให้การซื้อขายเกิดความเป็นธรรมกับทั้งสองฝ่าย ทั้งนี้ การซื้อขายในตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ P2P นั้น ต้องไม่ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ ในระบบไฟฟ้าที่ไม่ได้เข้าร่วมตลาดด้วย

อย่างไรก็ตาม การซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ไม่สามารถทำได้โดยตรง จำเป็นต้องแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าผ่านระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฯ ซึ่งถือเป็นการใช้งานสายไฟฟ้าและสินทรัพย์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องของการไฟฟ้าฯ นอกจากนี้ เมื่อมีการซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง Prosumer และ Consumer นี้จะทำให้การไฟฟ้าฯ สูญเสียรายได้จากการขายปลีกไฟฟ้าที่ลดลง ดังนั้น การไฟฟ้าฯ จึงจำเป็นต้องคิดค่าใช้บริการสายจำหน่ายนี้จากทั้ง Prosumer และ Consumer เพื่อคืนเงินลงทุนระบบไฟฟ้านั้นให้การไฟฟ้าฯ และชดเชยรายได้จากการเสียผลประโยชน์จากการขายปลีก ซึ่งอยู่ในรูปของค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge)

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอรูปแบบการคำนวณราคากลางสำหรับตัดสินการซื้อขายไฟฟ้าและการคิดค่าผ่านสายในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน โดยใช้ลักษณะการซื้อขายตามกลไกตลาดหุ้นไทยในช่วงก่อนเปิดตลาด (Pre-Auction Period) และราคากลางจะถูกกำหนด ณ ตอนเปิดตลาด (At the Open: ATO) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จำลองตลาดการซื้อขายไฟฟ้าแบบ P2P ใน 1 วัน ด้วยกลไกการกำหนดราคาดังกล่าว และนำเสนอการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายในระบบจำหน่ายแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคด้วยวิธี Postage Stamp รวมไปถึง การคำนวณค่าชดเชยความสูญเสียทางไฟฟ้า (Loss Charge) ที่อาจเกิดขึ้นจากการซื้อขายในตลาด P2P และค่าธรรมเนียมในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Connection Fee) นอกจากนี้ยังได้มีการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาดซื้อขาย P2P เพื่อหาผลประโยชน์ของ Prosumer และ Consumer ที่ได้รับจากการเข้าร่วมตลาด P2P สุดท้ายนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ประเมินผลการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายจากการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital : ROIC) ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผู้เป็นเจ้าของระบบจำหน่ายแรงต่ำ

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อนำเสนอรูปแบบการคำนวณราคากลางสำหรับตัดสินการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดแบบ Peer-to-Peer
2) เพื่อคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจากการจับคู่ซื้อขายระหว่าง Prosumer กับ Consumer ในตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer

3) เพื่อคำนวณหาผลประโยชน์ที่ได้รับจากการเข้าร่วมตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ P2P ของ Prosumer Consumer และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
4) เพื่อคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุนให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จากการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1) พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำภายใต้หม้อแปลงไฟฟ้า 1 ลูก
2) พิจารณาตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P แบบล่วงหน้าใน 1 วัน เฉพาะในหนึ่งพื้นที่ ไม่มีการส่งขายข้ามเขต หรือข้ามระดับแรงดัน
3) พลังงานไฟฟ้า Prosumer ที่นำมาขายต้องมาจากพลังงานส่วนเหลือที่ผลิตได้ หลังจากผลิตเพื่อนำไปใช้เองแล้ว (Self-Consumption)
4) พิจารณาให้การซื้อขายในตลาด P2P เป็นแบบสมบูรณ์ กล่าวคือหากผู้เข้าร่วมตลาดไม่ชนะราคาประมูลหรือคงเหลือปริมาณไฟฟ้าจากการซื้อขาย สามารถซื้อหรือขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ ในอัตราที่กำหนด
5) การซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P เกิดขึ้นเฉพาะ Prosumer และ Consumer ที่กำหนดไว้ โดยไม่มีผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ ในระบบแทรกแซง
6) พิจารณาอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Postage Stamp
7) กรอบราคาซื้อขายในตลาด P2P กำหนดให้มีราคาสูงสุดไม่เกินอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU หรือ 5.7982 บาทต่อ kWh และ ราคาต่ำสูงไม่ต่ำกว่าอัตราการรับซื้อไฟฟ้า 1.68 บาทต่อ kWh
8) ไม่พิจารณากลยุทธ์ Game Theory หรือกลยุทธ์อื่นใด ๆ สำหรับการเสนอราคาของผู้เสนอราคาทุกราย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1) ศึกษาข้อกำหนด และนโยบายของภาครัฐที่เกี่ยวข้องกับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer
2) ศึกษารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าในต่างประเทศ กลไกการหาราคากลางตัดสินการซื้อขาย และวิธีการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย

3) นำเสนอแนวคิดรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P และการคำนวณหาราคากลางตัดสินและการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายที่เหมาะสมกับระบบจำหน่ายแรงต่ำในประเทศไทย
4) พัฒนาโปรแกรมจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า และสร้างแบบจำลองสำหรับการทดสอบระบบ
5) จัดสรรต้นทุนสำหรับคำนวณอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายจากแบบจำลอง
6) คำนวณหาราคากลางตัดสิน และค่าผ่านสายจำหน่ายที่ได้จากแบบจำลอง
7) วิเคราะห์และสรุปผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P และการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1) แบบจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P แบบล่วงหน้า 1 วันในระบบจำหน่ายแรงต่ำ
2) แนวคิดการหาราคากลางตัดสินสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P
3) แนวคิดการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P

1.6 งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์

หัวข้อนี้จะกล่าวถึงงานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับการศึกษารูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ P2P การหาราคากลางตัดสินการซื้อขายไฟฟ้า และการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย มีรายละเอียดดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

งานวิจัย [4] ได้กล่าวถึงภาพรวมของรูปแบบโครงข่ายไฟฟ้าของต่างประเทศได้มีการเปลี่ยนรูปแบบเป็นลักษณะที่มีการแข่งขัน ซึ่งเกิดเป็นตลาดซื้อขายไฟฟ้าระหว่างกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้จำหน่ายไฟฟ้าที่เรียกว่า Wholesale Market ในแต่ละตลาดซื้อขายได้มีการพัฒนากลไกการซื้อขาย กลยุทธ์การเสนอราคาและการตัดสินราคาซื้อขายที่มีประสิทธิภาพ และมีความยุติธรรมต่อผู้เข้าร่วมตลาด ยกตัวอย่างเช่น การนำฟังก์ชันอุปสงค์และอุปทานมาเปรียบเทียบข้อเสนอราคาและปริมาณของผู้เสนอราคาแต่ละราย และหาราคาตัดสิน รวมทั้งผู้เสนอราคาที่ชนะการเสนอราคาครั้งนั้น จากงานวิจัยนี้สามารถนำแนวทางของกลไกที่ใช้ในการตัดสินราคาของตลาดประเภท Wholesale Market เช่นกลไกการใช้ฟังก์ชันอุปสงค์และอุปทานหรือ Double Side Auction มาประยุกต์ใช้กับตลาดการซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer ได้

งานวิจัย [5] [6] และ [7] ได้นำเสนอกลไกการหาราคาตัดสิน (Market Clearing Price : MCP) สำหรับตลาดซื้อขาย Peer-to-Peer ซึ่ง [5] ได้นำเสนอกลไกการตัดสินแบบ Continuous Double Auction ซึ่งมีลักษณะการซื้อขายคล้ายรูปแบบตลาดหุ้นพร้อมทั้งใช้กลยุทธ์กำหนดการซื้อขายแบบ Zero Intelligent Plus อีกทั้งได้พิจารณาถึงข้อจำกัดในระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากการซื้อขายในตลาด Peer-to-Peer [6] ได้นำเสนอกลไกการตัดสินแบบ One Side Auction โดยกำหนดให้ประมูลราคาจากเฉพาะฝั่งผู้ซื้อ และได้นำเสนอการจับคู่ปริมาณและราคาซื้อขาย โดยใช้ระบบ Blockchain และ [7] ได้นำเสนอกดไกการตัดสินราคาในลักษณะ Double Side Auction พร้อมทั้งประเมินประสิทธิภาพจากส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของราคาที่ผู้เข้าร่วมตลาดได้นำเสนอ และนำเสนอการจับคู่ปริมาณและราคาซื้อขาย โดยใช้ระบบ Blockchain จากการจำลองการซื้อขายในตลาด P2P พบว่า [5] สามารถให้ผลประโยชน์ต่อผู้เข้าร่วมตลาดสูงกว่าซื้อไฟฟ้าด้วยอัตรา Time of Use (ToU) และขายไฟฟ้าในอัตรา Feed-in Tariff (FiT) ให้การไฟฟ้า [6] สามารถแลกเปลี่ยนไฟฟ้าและบันทึกข้อมูลการซื้อขายระหว่าง Prosumer และ Consumer ได้ เช่นเดียวกับ [5] และ [7] นอกจากนี้ [7] ยังพบว่าการกำหนดขนาดพื้นที่ตลาดซื้อขายให้จำกัดในพื้นที่วงเล็ก ๆ ยังสามารถทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนกันภายในได้มากกว่าการขายเข้าตลาดซื้อขายกลาง หรือ Centralized Auction Trading และการแลกเปลี่ยนที่ผู้เข้าร่วมตลาดพึงพอใจอยู่ในระดับเฉลี่ยร้อยละ 20 ของข้อเสนอทั้งหมด อีกทั้ง [7] ยังพบว่าการซื้อขายภายในพื้นที่เดียวกันนั้น ทำให้ความสูญเสียโดยรวมในระบบลดลง เพราะระยะทางในการส่งพลังงานระหว่างแหล่งจ่ายพลังงาน (ผู้ขาย) และโหลด (ผู้ซื้อ) อยู่ในบริเวณใกล้กัน จากงานวิจัยนี้พบว่าลักษณะกลไกในการหาราคา MCP ของแต่ละวิธีนี้ ประโยชน์ และข้อจำกัดของแต่ละวิธี และนำแนวทางของแต่ละวิธีไปประยุกต์ใช้กับวิธีกลไกการตัดสินราคาตามที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

งานวิจัย [8] นำเสนอกลยุทธ์ในการเสนอราคาที่มีประสิทธิภาพสำหรับ GENCOs โดยการเปรียบเทียบกลไกการกำหนดราคาสองแบบ ได้แก่ รูปแบบ Pay-as-Bid และ Uniform Pricing จากการวิจัยพบว่ารายได้จากการซื้อขายด้วยกลยุทธ์ Nash Equilibrium ภายใต้การกำหนดราคาสองรูปแบบแตกต่างกัน และพบว่าการชำระเงินของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าหรือ Consumer จะน้อยกว่าหากใช้กลไก Pay-as-Bid จากงานวิจัยนี้สามารถนำกลไกการกำหนดราคาทั้งแบบ Pay-as-Bid และ Uniform Pricing มาเปรียบเทียบโดยใช้กลไกการหาราคาตัดสินตามที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอเพื่อพิจารณาว่ากลไกการกำหนดราคารูปแบบใดสามารถให้ผลประโยชน์ต่อผู้เข้าร่วมตลาดมากกว่า

งานวิจัย [9] นำเสนอโครงสร้างการซื้อขายไฟฟ้าของตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P และการวิเคราะห์เปรียบเทียบกลไกการประมูลและกลยุทธ์การเสนอราคาสำหรับการแลกเปลี่ยนพลังงาน

ไฟฟ้าในตลาด P2P มีตัวชี้วัดศักยภาพของตลาด P2P คือความสำเร็จในการแลกเปลี่ยนตามอุปสงค์และอุปทานของตลาด [9] พบว่าในกรณีศึกษาที่กำหนดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต่างกันนั้น ศักยภาพของตลาด P2P จะสูงสุดเมื่ออุปสงค์กับอุปทานของตลาดนั้นมีความใกล้เคียงกัน และพบว่ากลยุทธ์การเสนอราคาแบบเจาะจงราคา (Pay-as-Bid) นั้นจะมีความอ่อนไหวต่อสภาพการเปลี่ยนแปลงของตลาดตามกรณีศึกษาดังกล่าวมากกว่ากลยุทธ์แบบราคากลาง (Uniform Pricing) อีกทั้งยังพบว่าการเสนอราคาด้วยกลยุทธ์แบบทฤษฎีเกม (Game Theory) ยังส่งผลให้ศักยภาพของตลาดสูงขึ้นเล็กน้อยเนื่องจากผู้เข้าร่วมตลาดพยายามเสนอราคาที่ดีกว่าผู้เข้าร่วมรายอื่น ๆ แทนที่จะมุ่งเน้นไปที่ผลประโยชน์ของแต่ละบุคคล จากงานวิจัยนี้สามารถนำแนวคิดการประเมินศักยภาพของตลาดมาใช้ประเมินกลไกการตัดสินราคาตามที่วิทยานิพนธ์นี้ได้นำเสนอได้

บทความ [10] และ [11] นำเสนอภาพรวมของหลักการคำนวณค่าผ่านสายส่งบนพื้นฐานของการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าโดยแบ่งวิธีการคำนวณเป็น 3 ทฤษฎีคือ การคำนวณตามทฤษฎี Embedded Cost ประกอบด้วยวิธี 1) Postage Stamp 2) Contract Path 3) Distance based MW-mile 4) Power Flow base MW-mile การคำนวณตามทฤษฎี Incremental Cost ประกอบด้วย 1) Short-run incremental cost pricing (SRIC) 2) Long-run Incremental Cost Pricing (LRIC) 3) Short-run Marginal Cost Pricing (SRMC) 4) Long-run Marginal Cost Pricing (LRMC) และทฤษฎี แบบ Composite หรือ Hybrid Method ซึ่งรวมการคิดราคาต้นทุน 2 ทฤษฎีข้างต้นเข้าด้วยกัน โดยการคำนวณทั้ง 3 วิธี จะได้ค่า Wheeling Charge ที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับลักษณะของโครงข่ายไฟฟ้าที่นำมาพิจารณา โดยวิธีเหล่านั้น ควรบรรลุประสิทธิภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ ซึ่งสะท้อนถึงการลดต้นทุนความต้องการพลังงานไฟฟ้าโดยรวม จากบทความดังกล่าวสามารถนำแนวคิดการคำนวณค่าผ่านสายส่งด้วยวิธี Embedded Method มาใช้คิดราคาค่าผ่านสายจำหน่ายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าเพราะสามารถคืนเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสมและมีความสะดวกต่อการคำนวณ

งานวิจัย [12] [13] และ [14] ได้นำเสนอการคำนวณค่า Wheeling Charge ด้วยวิธี Embedded Cost ได้แก่วิธี Postage Stamp Contact Path และวิธี MW-mile โดยมีลักษณะการคำนวณต่างกัน วิธี Postage Stamp Method คำนวณเฉพาะขนาดของกำลังไฟฟ้าที่ส่งขายเท่านั้น เหมาะกับโครงข่ายที่มีขนาดเล็ก วิธี Contact Path และ วิธี MW-mile มีการระบุเส้นทางระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าถึงผู้ซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติม เพื่อให้การคำนวณค่า Wheeling Charge นั้นมีประสิทธิภาพมากขึ้น สะท้อนถึงการใช้งานในสายส่ง และสามารถคืนทุนให้แก่เจ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ โดยจากเปรียบเทียบกับการคำนวณ Wheeling Charge รูปแบบต่าง ๆ ด้วยการคำนวณการไหลของ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

กำลังไฟฟ้า (Power Flow) และความไว (Sensitivity) ของการส่งผ่านไฟฟ้า โดย [12] พบว่าด้วยวิธี Contact Path ซึ่งมีการเรียกเก็บค่า Wheeling Charge เฉพาะ Bus ที่เกี่ยวข้องกับการส่งผ่านไฟฟ้า ทำให้เกิดความยุติธรรมต่อผู้ใช้ไฟรายอื่นใน Bus ที่ไม่ได้เกี่ยวข้องนี้ และ [13] พบว่าเมื่อระยะทางการส่งผ่านพลังงานเพิ่มขึ้น ค่า Wheeling Charge ที่คำนวณได้จะเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ แต่ [14] พบว่าการคำนวณค่า Wheeling Charge ด้วยวิธี MW-Mile นั้นไม่สามารถคืนเงินลงทุนของโครงข่ายระบบไฟฟ้าได้ แต่วิธี Postage Stamp นั้นสามารถคืนเงินลงทุนได้เต็มจำนวนเนื่องจากมีการแบ่งการเรียกเก็บไปยังสายส่งที่ไม่ได้ถูกใช้งานด้วย จากงานวิจัยนี้หากพิจารณาความเหมาะสมของการคิดค่า Wheeling Charge สำหรับตลาด P2P โดยพบว่าหากใช้วิธี Contact Path และ MW-mile นั้นจะต้องมีการคำนึงถึงทิศทางและระยะทางการจ่ายไฟตามลำดับ ทำให้มีขั้นตอนในการคำนวณค่า Wheeling Charge เพิ่มขึ้นและอาจไม่เหมาะสมเนื่องจาก Prosumer ทุกรายสามารถจ่ายไฟให้ Consumer ได้ทุกหลังในบริเวณเดียวกันนี้ อีกทั้งยังจ่ายไฟควบคู่กับการจ่ายไฟของการไฟฟ้าฯ ตามปกติเช่นกัน ดังนั้นการคิดค่า Wheeling Charge ด้วยวิธี Postage Stamp จึงเพียงพอและเหมาะสม

งานวิจัย [15] และ [16] นำเสนอแนวคิดและวิธีการวิเคราะห์ปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้า รวมถึงวิธีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า สำหรับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพื่อใช้ในการเรียกเก็บค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม งานวิจัย [15] ได้แสดงตัวอย่างการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile และ วิธีพิจารณาขนาดกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปในระบบเรเดียลอย่างง่าย โดยพบว่าเมื่อคู่สัญญาซื้อขายเชื่อมต่อกับระบบแล้วทำให้ค่าพิกัดการรับโหลดของสายส่งไฟฟ้า (Line Loading) เพิ่มขึ้น จะส่งผลให้เกิดการลงทุนสร้างสายส่งไฟฟ้าเพิ่มเติม ซึ่งจะทำให้อัตราค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าเพิ่มขึ้นด้วย และงานวิจัย [16] นำเสนอแนวทางการคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและข้ามเขตพื้นที่ เมื่อมีการลงทุนขยายโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าเพิ่มเติมในระหว่างช่วงที่มีการเรียกเก็บค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้า โดยพิจารณาการลงทุนเพิ่มเติมจากพิกัดความจุสายส่งไฟฟ้า (Line Loading) ที่เพิ่มขึ้น เมื่อมีการขยายตัวของโหลดเพิ่มขึ้นในปีถัด ๆ ไป รวมทั้งรูปแบบการทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ส่งผลให้ Line Loading มีค่าเปลี่ยนไป โดย [16] พบว่าการทำสัญญาซื้อขายข้ามเขตพื้นที่ (ภูมิภาค) ส่งผลให้อัตราค่าผ่านสายส่งมีราคาสูงขึ้น เนื่องจากโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละภูมิภาคมีเงินลงทุนที่แตกต่างกัน ทำให้อัตราค่าผ่านสายส่งในแต่ละพื้นที่มีความแตกต่างกัน และคู่สัญญาซื้อขายต้องชำระอัตราค่าผ่านสายส่งทั้งสองพื้นที่นี้ จากงานวิจัยนี้พบว่าการพิจารณาต้นทุนการก่อสร้าง จำเป็นต้องพิจารณาต้นทุนการก่อสร้างที่ผ่านมา และต้นทุนส่วนเพิ่มระหว่างอายุการใช้งานของอุปกรณ์เดิมด้วย จากนั้นจึงมาคำนวณอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1.7 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้แบ่งออกเป็น 8 บท โดยแต่ละบทมีเนื้อหาดังนี้

บทที่ 1 บทนำ โดยกล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ งานวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย โดยจะกล่าวถึง แผนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ข้อมูลการใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์ และความรู้พื้นฐานของตลาดซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละรูปแบบ ประกอบด้วย บทบาทของกิจการไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า ลักษณะตลาดซื้อขายไฟฟ้า 3 รูปแบบ ได้แก่ ตลาดขายส่งไฟฟ้า (Wholesale Market) ตลาดขายปลีกไฟฟ้า (Retail Market) และ ตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer

บทที่ 3 ความรู้พื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม โดยกล่าวถึงทฤษฎีพื้นฐานของมูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) ดอกเบี้ย (Interest) การคำนวณมูลค่าเงินตามเวลาและแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) เพื่อนำไปหาต้นทุนทั้งหมดของการดำเนินกิจการไฟฟ้า และทฤษฎีพื้นฐานการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย โดยกล่าวถึงนิยามของค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า และการคิดอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายแก่ผู้ขอใช้บริการ

บทที่ 4 การคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลางสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า โดยกล่าวถึง การคำนวณราคากลางตัดสินด้วยกลไกการหาราคาหุ้นจากช่วงก่อนเปิดตลาดหุ้น (Pre-Opening) โดยการคิดราคากลาง ณ ตอนเปิดตลาด (At The Open : ATO) และการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน รวมไปถึงแนวทางการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ

บทที่ 5 การคิดค่าผ่านสายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า โดยกล่าวถึงการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย และการคำนวณต้นทุนของระบบทดสอบที่นำมาจำลอง รวมไปถึงการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC) สำหรับประเมินการคืนเงินลงทุนระบบทดสอบจากการเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่าย

บทที่ 6 ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน โดยกล่าวถึงผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer แต่ละช่วงเวลาใน 1 วัน การคำนวณราคากลางตัดสินสำหรับการซื้อขายในแต่ละรอบ รวมไปถึงผลการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 7 ผลการคิดค่าผ่านสายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน โดยกล่าวถึง ผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด Peer-to-Peer แต่ละช่วงเวลาใน 1 วัน การประเมินผลประโยชน์ที่ได้จากตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer และผลการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน

บทที่ 8 สรุปผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน และการคิดค่าผ่านสายจำหน่าย โดยกล่าวถึง สรุปผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน สรุปผลการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ สรุปผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายและการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน

บทที่ 9 บทสรุป และ ข้อเสนอแนะ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2
การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย และความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับตลาดซื้อขายไฟฟ้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอ หัวข้อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar) ในประเทศไทย ประกอบด้วย แผนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ข้อมูลการใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย และความรู้พื้นฐานของรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย บทบาทของกิจการไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า และรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้า โดยจะแบ่งเป็นหัวข้อหลัก ๆ ดังนี้

1) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย
2) ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับตลาดซื้อขายไฟฟ้า

2.1 แผนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

ในหัวข้อนี้แบ่งออกเป็น 2 หัวข้อย่อยได้เป็น

1) แผนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย
2) ข้อมูลการใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์

2.1.1 แผนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แผนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ได้ดำเนินการตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (Power Development Plan : PDP 2018) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (Alternative Energy Development Plan : AEDP 2015) โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.1.1.1 แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (Power Development Plan: PDP 2018) [1]

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Power Development Plan : PDP) เป็นแผนการจัดหาไฟฟ้าของประเทศระยะเวลา 20 ปี เพื่อความมั่นคงทางพลังงาน โดยคำนึงถึงความมั่งคั่งของเศรษฐกิจและความยั่งยืนของสิ่งแวดล้อม แผน PDP คือการวางแผนการใช้พลังงาน

อย่างเป็นระบบ การบริหารจัดการแหล่งพลังงานที่เหมาะสม มีการกระจายใช้เชื้อเพลิงอย่างสมดุล ของแผน PDP ที่จะนำไปสู่การสร้างความมั่นคงด้านพลังงานเศรษฐกิจที่มั่งคั่งและสังคมไทยที่ยั่งยืนในอนาคต

แผน PDP ได้กำหนดให้มีการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามแผน AEDP 2015 เพื่อสอดรับกับการเพิ่มขึ้นของโหลด จากการพยากรณ์โหลดในปี 2561-2580 โดยโหลดสูงสุดคาดว่าเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 2.93 ต่อปี และพลังงานไฟฟ้ารวมคาดว่าเพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 3.13 ต่อปี มีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ณ สิ้นปี 2580 จำนวน 18,176 MW โดยเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 10,000 MW

2.1.1.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2015) [17]

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan: AEDP) มีวัตถุประสงค์ เพื่อให้ประเทศไทยสามารถพัฒนาพลังงานทดแทนให้เป็นพลังงานหลักของประเทศ สามารถทดแทนการนำเข้าน้ำมันได้ในอนาคต เสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ สนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศและเพื่อวิจัยพัฒนาส่งเสริมเทคโนโลยีพลังงานทดแทนสัญชาติไทยให้สามารถแข่งขันในตลาดสากล

ประเทศไทยมีสัดส่วนปริมาณไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่ผลิตได้ในปี 2550 คิดเป็นร้อยละ 4.3 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ และเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 9.87 ในปี 2557 โดยมีเป้าหมายให้พลังงานทดแทนมีสัดส่วนอยู่ที่ร้อยละ 15-20 ภายในปี 2579 และตั้งเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2579 ไว้ที่ 6,000 MW คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 28.8 ของพลังงานทดแทนทั้งหมด โดยสถานะปี 2557 พบว่ามีกำลังการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 1,298.51 MW ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 30.4 ของพลังงานทดแทนทั้งหมด และสถานะในปี 2560 มีกำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็น 2,849 MW

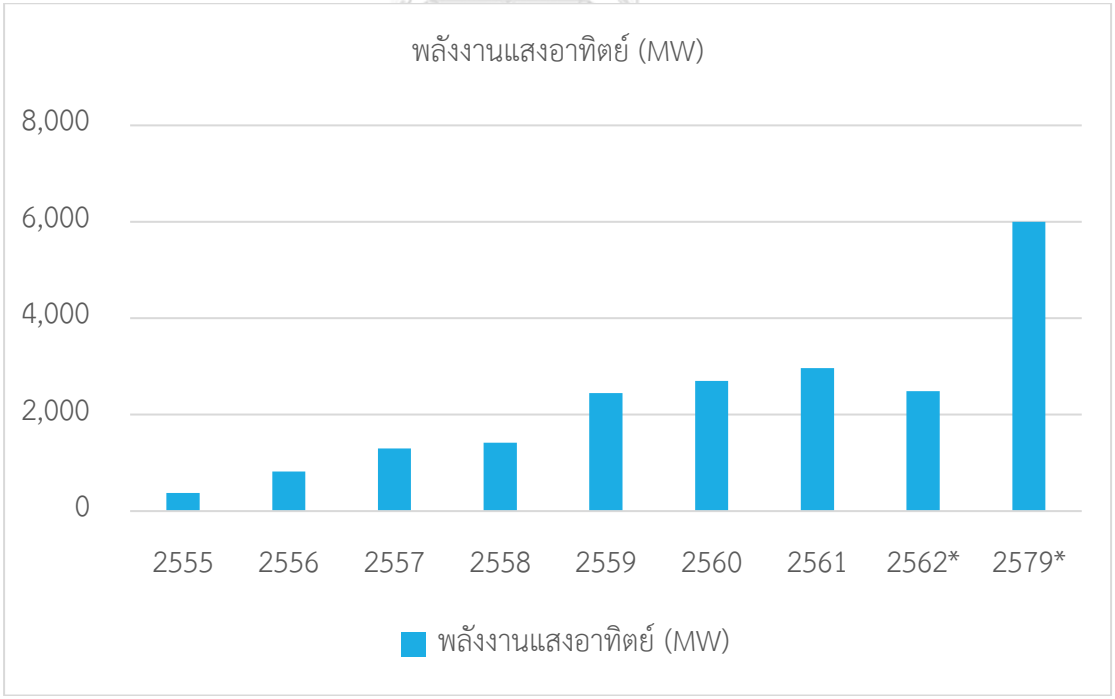
ทั้งนี้ในระหว่างวาระการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ทาง กกพ. ได้มีการหารือขอความคิดเห็นการร่างแผน AEDP 2018 ซึ่งมีเป้าหมายการติดตั้งระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (Solar Rooftop) ภายในปี 2580 เป็นจำนวน 10,000 MW และ ระบบการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำ จำนวน 2,725 MW รวมเป็น 12,725 MW และคาดการณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด ที่ 15,574 MW ภายในสิ้นปี 2580

2.1.2 ข้อมูลการใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงข้อมูลสัดส่วนการใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย และนโยบายโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชน

2.1.2.1 สัดส่วนการใช้งานระบบพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย [18]

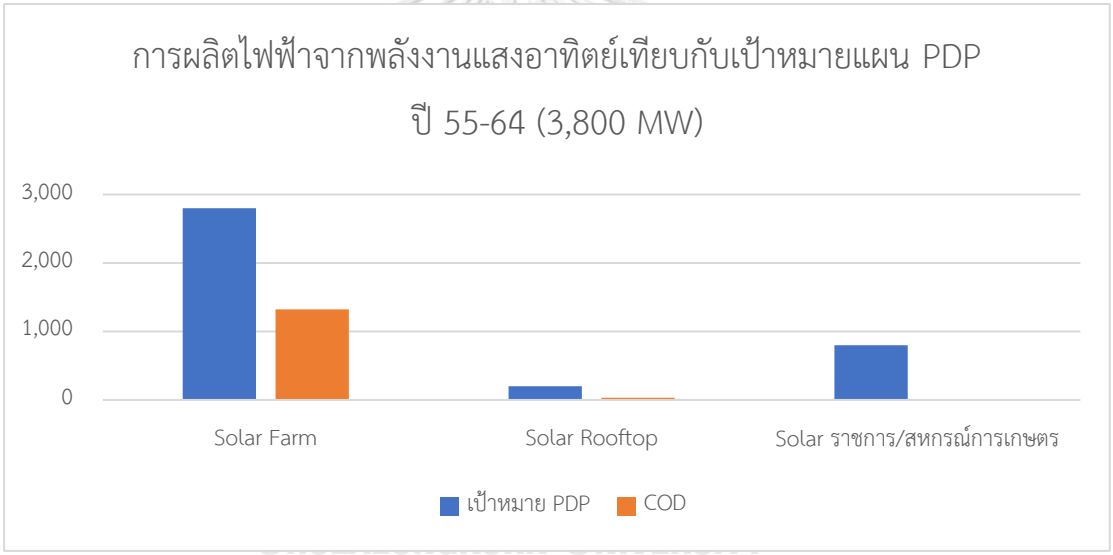
ประเทศไทยมีแนวโน้มการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นในรอบ 10 ปีนี้ โดยตามแผน AEDP 2015 คาดว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะมีกำลังการผลิตอยู่ที่ 6,000 MW ต่อปี และปรับเพิ่มขึ้นอีกเป็น 15,574 MW ตามร่างแผน AEDP 2018 จากข้อมูลกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้รายงานการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในรอบ 8 ปีที่ผ่านมา ดังภาพที่ 2.1 พบว่าประเทศไทยมีกำลังผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 11,368.94 MW ในปี 2561 คิดเป็นร้อยละ 22.12 ของกำลังผลิตไฟฟ้ารวม 51,391.96 MW โดยมีกำลังผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งหมด 2,962.44 MW คิดเป็นร้อยละ 26.05 ของกำลังผลิตติดตั้งไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน และคิดเป็นร้อยละ 5.76 ของกำลังผลิตไฟฟ้าทั้งหมด



ภาพที่ 2.1 การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในรอบ 8 ปี

หมายเหตุ: จากภาพที่ 2.1 ในปีที่มีเครื่องหมาย “*” คือ การคาดการณ์เป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีเป้าหมาย 2,844.84 MW ภายในปี 2562 และ 6,000 MW ภายในปี 2579

จากข้อมูลสถานภาพการรับซื้อไฟฟ้า ณ ธันวาคม 2557 [19] การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภท Solar PV แบ่งเป็น การผลิตไฟฟ้าจาก Solar Farm จำนวน 1,322.2 MW และ Solar Rooftop จำนวน 31.9 MW ตามวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) ซึ่งได้ดำเนินการตามแผน AEDP ปี 55-64 ได้กำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปี 2564 ที่ 3,800 MW แบ่งประเภทการผลิต ดังภาพที่ 2.2 เป็น Solar Farm จำนวน 2,800 MW Solar Rooftop จำนวน 200 MW และ Solar สำหรับงานราชการและสหกรณ์การเกษตรจำนวน 800 MW



ภาพที่ 2.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เทียบกับเป้าหมายแผน PDP ปี 55-64

2.1.2.2 โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชน [2]

จากข้อมูลการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ หากต้องการให้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บรรลุเป้าหมายจำนวน 10,000 MW ภายในปี 2580 หน่วยงานรัฐจึงจำเป็นต้องเร่งดำเนินการ หรือส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มากขึ้น โดยเฉพาะการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจาก Solar Rooftop

เมื่อวันที่ 23 พ.ค. 2562 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ออกนโยบาย “ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา

สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย พ.ศ. 2562” เพื่อให้มีการติดตั้งระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ Solar Rooftop เพิ่มขึ้นในกลุ่มของผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็ก โดยตั้งเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจาก Solar Rooftop ไว้ที่ 100 MW ภายในพื้นที่การดำเนินงานของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ การไฟฟ้านครหลวงจำนวน 30 MW และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจำนวน 70 MW โดยกำหนดขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของ Solar Rooftop ไม่เกิน 10 kWp และกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในราคา 1.68 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 10 ปี

ด้วยนโยบายนี้ คาดว่าสามารถกระตุ้นให้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในกลุ่มบ้านอยู่อาศัย หรือ ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็กมากขึ้น ทั้งนี้นอกจากการติดตั้ง Solar Rooftop จะเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้ระบบไฟฟ้าแล้ว ยังสามารถลดปริมาณโหลดสูงสุดในระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฯ ได้ เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าได้ถูกนำไปใช้รองรับการใช้งาน หรือโหลดของผู้ผลิตไฟฟ้านั้น ๆ เป็นหลัก และเมื่อการมีการผลิตไฟฟ้าที่เหลือใช้แล้ว จึงสามารถขายให้การไฟฟ้าฯ ได้ ซึ่งเป็นการลดการลงทุนในระบบไฟฟ้าเพื่อรองรับโหลดที่เพิ่มขึ้นในอนาคต

2.2 ความรู้พื้นฐานตลาดซื้อขายไฟฟ้า

ในปัจจุบันกิจการไฟฟ้าในประเทศต่าง ๆ มีแนวโน้มที่จะเปลี่ยนรูปแบบกิจการไฟฟ้าจากโครงสร้างแบบผูกขาด (Monopoly Structure) ที่มีรัฐเป็นผู้ดูแลระบบการผลิต ระบบสายส่ง ระบบจำหน่าย และเก็บค่าใช้บริการไฟฟ้าจากลูกค้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าแต่เพียงผู้เดียว เป็นรูปแบบโครงสร้างที่มีการแข่งขัน (Competitive Structure) ที่มีการกระจายโครงสร้างกิจการไฟฟ้าเดิมออกเป็นกิจการที่ดำเนินการเฉพาะอย่าง ได้แก่ กิจการผลิตไฟฟ้า กิจการระบบส่งไฟฟ้า และกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า อีกทั้งเจ้าของกิจการไฟฟ้าเดิมได้ผันตัวไปเป็นผู้ดำเนินกิจการรายย่อยมากขึ้น เพื่อแข่งขันกับผู้ดำเนินกิจการรายใหม่ ๆ โดยผู้ดำเนินกิจการรายย่อยจะสามารถแข่งขันกันได้ในลักษณะกิจการไฟฟ้ารูปแบบการขายส่ง (Wholesale) และการขายปลีก (Retail)

ตลาดประเภทขายส่งไฟฟ้า (Wholesale Market) ผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้าแต่ละรายอาจดำเนินการซื้อขายผ่านตลาดกลางไฟฟ้า (Centralized Pool Market) หรืออาจทำการซื้อขายไฟฟ้าในลักษณะทำสัญญาซื้อขายกับผู้ใช้ไฟฟ้า (Bilateral Trading) สำหรับตลาดขายปลีกไฟฟ้า (Retail Market) ผู้ใช้ไฟฟ้าหรือผู้บริโภคมีทางเลือกในการซื้อขายไฟฟ้า โดยอาจเลือกทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าด้วยตนเอง หรือซื้อไฟฟ้าจากตลาดกลางไฟฟ้า ซึ่งผู้ค้าปลีกไฟฟ้า (Retailer) แต่ละรายสามารถการแข่งขันกันได้โดยเสนอแรงจูงใจให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า เช่น การเสนอราคาขายที่เหมาะสม หรือ เพิ่มช่องทางการบริการใหม่ ๆ ที่สร้างความพึงพอใจแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า เป็นต้น

ทั้งนี้รูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าในอนาคตจะมีการเปลี่ยนแปลงอีกครั้ง โดยตลาดซื้อขายไฟฟ้าจะมีการกระจายศูนย์ (Decentralized) จากกิจการไฟฟ้าเหล่านี้มากขึ้น เนื่องด้วยผลของประสิทธิภาพการผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้ารูปแบบหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ ที่สูงขึ้น ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้งานเองได้ในราคาที่ถูกกว่าการชำระค่าไฟฟ้าตามปกติ ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้จึงสามารถลดปริมาณการซื้อไฟฟ้าจากกิจการไฟฟ้าเดิมได้ และหากมีการผลิตไฟฟ้าเหลือใช้แล้วยังสามารถขายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ บริเวณข้างเคียงได้อีกด้วย ทำให้เกิดตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบใหม่ ได้แก่ ตลาดการซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer ที่ผู้ใช้ไฟฟ้ามีบทบาทในการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยตัวเอง โดยเรียกผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยังทำหน้าที่เป็นผู้บริโภคและผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายนี้ว่า Prosumer

อย่างไรก็ตาม แม้ว่ารูปแบบโครงสร้างกิจการไฟฟ้าจะเริ่มมีการเปลี่ยนแปลงไปในลักษณะกระจายการควบคุมและมีการแข่งขันกันระหว่างผู้ดำเนินกิจการรายย่อยมากขึ้น กิจการระบบส่งหรือจำหน่ายไฟฟ้ายังจำเป็นต้องมีการควบคุมการดำเนินการ เพื่อให้ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าเข้าแข่งขันกันอย่างมีประสิทธิภาพและสามารถเข้าถึงผู้ให้บริการทุกรายได้แก่ ผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้ให้บริการโครงข่ายไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้า ในบทนี้จะแบ่งหัวข้อความรู้พื้นฐานตลาดซื้อขายไฟฟ้าออกเป็น

1) บทบาทของกิจการไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า
2) ตลาดขายส่งไฟฟ้า (Wholesale Market)
3) ตลาดขายปลีกไฟฟ้า (Retail Market)
4) ตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2.1 บทบาทของกิจการไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า [15], [20]

รูปแบบกิจการไฟฟ้าที่เปลี่ยนไป ทำให้กิจการไฟฟ้ารูปแบบใหม่แต่ละรายมีบทบาทที่แตกต่างกันในตลาดซื้อขายไฟฟ้า แสดงโครงสร้างกิจการไฟฟ้าดังภาพที่ 2.3 โดยแบ่งได้ทั้งหมด 7 บทบาท ดังนี้

1) ศูนย์ปฏิบัติการทางการตลาด (Market Operator: MO)
   ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าในส่วนนี้ จะเป็นผู้ประสานงานกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ให้ทำการสั่งการให้โรงไฟฟ้าที่เสนอราคาต่ำสุดให้เดินเครื่องก่อน เพื่อให้ต้นทุนของราคาค่าไฟฟ้าถูกที่สุด

2) ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (System Operator: SO)
ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าในส่วนนี้ จะเป็นผู้ประสานงานกับศูนย์ปฏิบัติการทางการตลาดและควบคุมการปฏิบัติงานของผู้ดำเนินกิจการระบบส่งไฟฟ้า

3) ผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้า (Generation Company: GENCOs)
ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าในส่วนนี้ จะผลิตไฟฟ้าเพื่อขายให้กับตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า หรือผู้ซื้อไฟฟ้ารายอื่น ๆ สำหรับพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายให้กับตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้านั้นจะมีการแข่งขันประมูลเสนอราคาไฟฟ้ากับผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้ารายอื่น ๆ ต่อไป

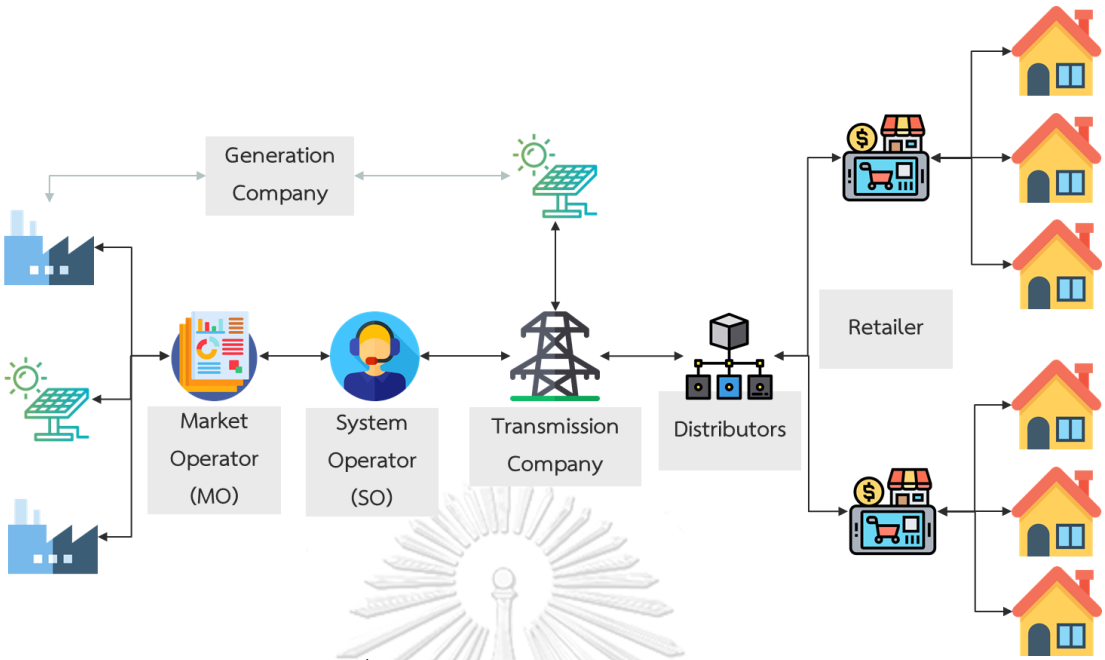
4) ผู้ดำเนินกิจการระบบส่งไฟฟ้า (Transmission Company: TRANSCOs)
ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าในส่วนนี้ จะเป็นผู้ดูแลระบบส่งไฟฟ้าที่มีการทำสัญญากับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า ซึ่งผู้ดำเนินกิจการระบบส่งไฟฟ้านั้นจะยังคงถูกควบคุมเพื่อให้ผู้ใช้ระบบส่งไฟฟ้าสามารถเข้าถึงได้โดยผู้ใช้บริการทุกราย และทำให้การแข่งขันของผู้ดำเนินกิจการผลิตไฟฟ้าเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

5) ผู้ดำเนินกิจการจำหน่ายไฟฟ้า (Distributor)
ผู้ดำเนินกิจการไฟฟ้าในส่วนนี้ จะซื้อไฟฟ้าจากตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในราคาส่งและขายต่อแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในราคาปลีก รวมถึงให้บริการระบบจำหน่ายไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ

6) ผู้ค้าปลีกไฟฟ้า (Retailer)
ผู้ค้าปลีกไฟฟ้าจะแข่งขันกันในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า โดยอาจมีการจัดหาบริการเสริมต่าง ๆ มาแข่งขันกัน เช่น บริการประกันราคาไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้า (Hedging) และบริการทางด้านการอนุรักษ์พลังงาน เป็นต้น

7) ผู้ใช้ไฟฟ้า (Consumer)
เป็นผู้ซื้อไฟฟ้าจากผู้ขายไฟฟ้ารายต่าง ๆ ในอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดไว้อย่างชัดเจน และในรูปแบบการซื้อขายไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงในอนาคต ผู้ใช้ไฟฟ้าอาจเปลี่ยนบทบาทเป็น Prosumer ซึ่งสามารถทำหน้าที่เป็นทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ซื้อไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 2.3 โครงสร้างกิจการไฟฟ้ารูปแบบใหม่

2.2.2 ตลาดขายส่งไฟฟ้า (Wholesale Market) [15], [20]

การเปลี่ยนโครงสร้างกิจการไฟฟ้าจากรูปแบบผูกขาด เป็นรูปแบบที่มีการแข่งขันระหว่างกิจการไฟฟ้าหรือการซื้อขายผ่านตลาดขายซื้อขายไฟฟ้านั้น ผู้ผลิตไฟฟ้าจะต้องมีแข่งขันกันเพื่อขายไฟฟ้าให้แก่ผู้จำหน่ายไฟฟ้า หรือขายไฟฟ้าโดยตรงให้แก่ผู้ค้าปลีกไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า โดยโครงสร้างสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในลักษณะนี้ แบ่งเป็น

1) ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Centralized Pool Market)
การซื้อขายไฟฟ้าในลักษณะนี้ ผู้ซื้อและผู้ขายทำการซื้อขายผ่านตลาดกลาง ซึ่งมี MO หรือ SO ทำหน้าที่บริหาร จัดการกลไกการซื้อขายในตลาดและจัดการการซื้อขายไฟฟ้าที่อาจส่งผลกระทบต่อกำลังไฟฟ้าที่ไหลจริงในระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่ดูแลอยู่

2) การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Trading)
การซื้อขายไฟฟ้าในลักษณะนี้ ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้จำหน่ายไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าด้วยกันเองนอกตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าได้ โดย MO จะไม่มีหน้าที่เกี่ยวกับการซื้อขายโดยตรง และ SO จะแยกการดูแลระบบไฟฟ้าและการจัดการการซื้อขายออกจากกัน

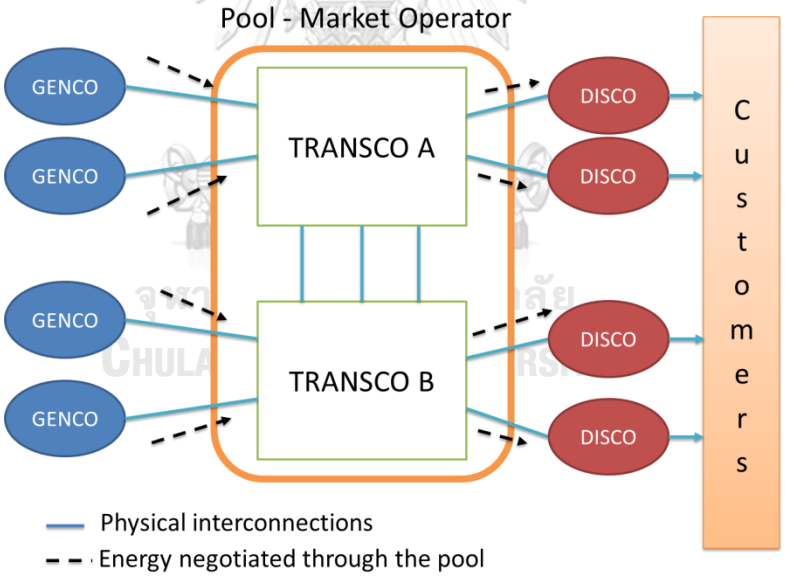
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2.2.1 ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Centralized Pool Market)

ลักษณะสำคัญของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้จำหน่ายไฟฟ้า ผู้ขายปลีกไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าจะทำการซื้อขายไฟฟ้ากันผ่านตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า โดย MO หรือ SO จะทำหน้าที่เป็นผู้บริหารจัดการตลาดซื้อขายนี้ ตลาดซื้อขายไฟฟ้าประเภทนี้แบ่งออกเป็น 2 กลุ่มตลาด ได้แก่

1) ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าที่สามารถดำเนินกิจการขายส่งไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว ไม่อนุญาตให้ดำเนินกิจการขายปลีกไฟฟ้าได้ โดย Distributors จะเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าจากตลาดไฟฟ้าและขายไฟฟ้าต่อให้ Retailer หรือผู้ใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ ในราคาปลีกต่อไป
2) ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าที่อนุญาตให้มีการขายปลีกไฟฟ้าได้ โดยผู้ซื้อไฟฟ้าจากตลาดนี้อาจเป็น ผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้ขายปลีกไฟฟ้า หรือผู้ใช้บริการอื่น ๆ ก็ได้

โดยทั่วไปลักษณะของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้าในปัจจุบัน จะมีโครงสร้างการซื้อขายเป็นลักษณะของตลาดประเภทที่ 1 ซึ่งแสดงโครงสร้างการซื้อขายและจำหน่ายไฟฟ้าได้ในภาพที่ 2.4 [20]



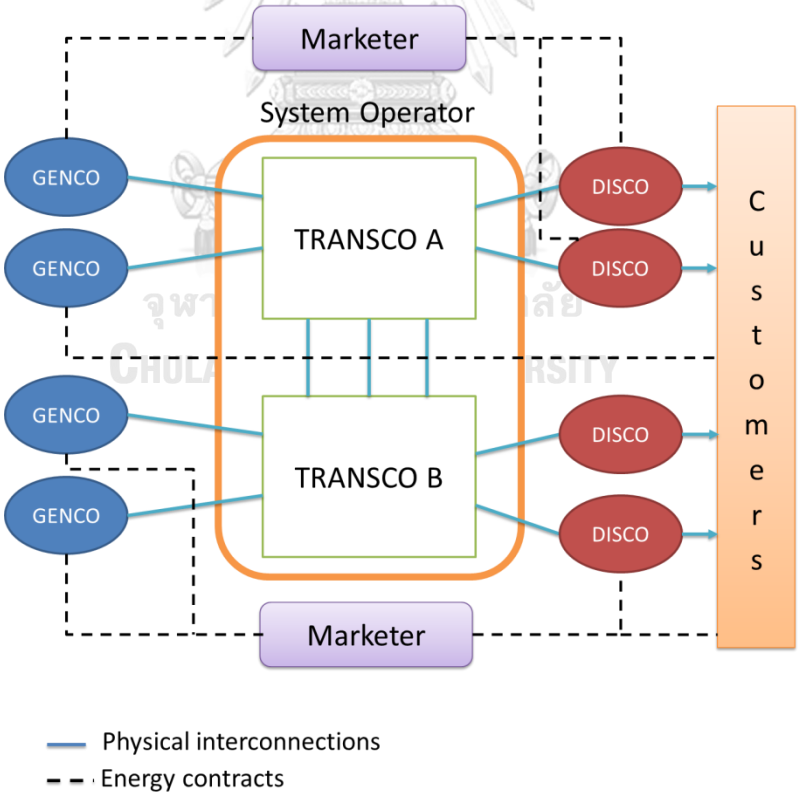
ภาพที่ 2.4 ลักษณะทั่วไปของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า [20]

2.2.2.2 การซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา (Bilateral Trading)

ลักษณะการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Wholesale นอกจากผู้ผลิตไฟฟ้า ผู้จำหน่ายไฟฟ้า ผู้ค้าปลีกไฟฟ้า และผู้ใช้ไฟฟ้าจะซื้อขายไฟฟ้าผ่านตลาดซื้อขายไฟฟ้าแล้ว ยังสามารถ

ทำการซื้อขายไฟฟ้าในลักษณะแบบคู่สัญญาซื้อขายได้ (Bilateral Contracts) ซึ่งผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายกันที่กำลังไฟฟ้าในราคา เงื่อนไขและข้อตกลงการซื้อขายไฟฟ้าตามความชอบและความสมัครใจของทั้งสองฝ่าย โดยผู้ผลิตไฟฟ้าอาจใช้บริการสายส่งหรือสายจำหน่ายจากผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า หรือดำเนินการก่อสร้างระบบสายส่งหรือสายจำหน่ายเองเพื่อดำเนินการจำหน่ายไฟให้กับคู่สัญญาซื้อขาย

ทั้งนี้หากผู้ผลิตไฟฟ้าใช้บริการการจำหน่ายไฟฟ้าจากผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องจ่ายค่าตอบแทนให้กับผู้ให้บริการโครงข่ายไฟฟ้า หรือ SO อย่างเหมาะสม นอกจากนี้ผู้แทนจำหน่ายไฟฟ้า (Marketer) ยังสามารถทำสัญญาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าและขายไฟฟ้าให้แก่ผู้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้โดยตรง และในกรณีของตลาดที่อนุญาตให้มีการขายปลีกไฟฟ้า ผู้ทั้งผลิตไฟฟ้าและผู้แทนจำหน่ายไฟฟ้าสามารถทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าได้โดยตรงได้ อย่างไรก็ตามทุกสัญญาซื้อขายที่เกิดขึ้นนั้นจะต้องมีการรายงานแก่ SO เพื่อให้ SO สามารถประเมินความเหมาะสมในการจ่ายไฟระหว่างคู่สัญญานี้ เพื่อรักษาความปลอดภัยของระบบไฟฟ้า สำหรับลักษณะการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญาเป็นดังภาพที่ 2.5 [20]



ภาพที่ 2.5 ลักษณะการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา [20]

2.2.2.3 กลไกการหาราคากลางในตลาดขายส่งไฟฟ้า

กลไกการคิดราคากลางเป็นขั้นตอนสำคัญสำหรับตลาดขายส่งไฟฟ้าประเภท ตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า (Centralized Pool Market) โดยกลไกดังกล่าวจะเป็นตัวกำหนดให้ทิศทางราคาซื้อขายระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายอยู่ในจุดสมดุล (Equilibrium) ของอุปสงค์หรืออุปทานในตลาด ราคาซื้อขาย ณ จุดนี้เรียกว่าราคากลางตัดสิน (Market Clearing Price: MCP) โดยราคา MCP นั้นจะทำให้การซื้อขายในตลาดนั้นมีราคาที่สามารถใช้เป็นหลักเกณฑ์ได้ มีความถูกต้องตามหลักเศรษฐศาสตร์และให้ผลประโยชน์ต่อทั้งสองฝ่ายมากที่สุด กล่าวคือให้ผู้ซื้อสามารถซื้อไฟฟ้าได้ในราคาถูก และผู้ขายสามารถขายไฟฟ้าได้ในราคาแพงที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ นอกจากนี้ผู้ซื้อและผู้ขายสามารถนำไปใช้อ้างอิงราคาสำหรับการซื้อขายครั้งต่อไปได้ กลไกการหาราคา MCP นั้นมีหลายรูปแบบ ขึ้นอยู่กับ MO หรือ SO ออกแบบระบบการประมูลราคาซื้อขาย โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอตัวอย่างกลไกคิดราคากลางตัดสินที่ใช้กันมากที่สุดในหลาย ๆ ประเทศ ได้แก่

1) One Side Auction
2) Double Side Auction

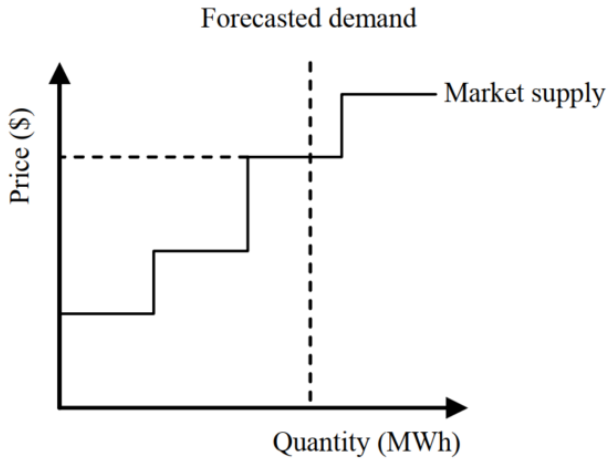
โดยกลไกทั้ง 2 รูปแบบจะมีลักษณะการคิดราคากลางที่แตกต่างกัน ดังนี้

1) One Side Auction

กลไกการคิดราคากลางตัดสินรูปแบบนี้ จะหาราคาตัดสินเฉพาะจากฝั่งผู้ซื้อหรือผู้ขายฝั่งใดฝั่งหนึ่งที่เสนอราคาเข้ามาในตลาดซื้อขาย และตลาดซื้อขายจะเป็นผู้กำหนดปริมาณ (Quantity) ทั้งหมดที่รับซื้อในแต่ละรอบการซื้อขายหรือจากการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (Forecasted Demand) โดยให้ผู้เสนอราคาจากอีกฝั่งเสนอปริมาณในการรับซื้อ / ส่งขาย เข้ามาในตลาดตามลำดับเวลาหรือปริมาณ ตามเงื่อนไขของกลไกตลาดซื้อขายแต่ละที่ สำหรับราคา MCP พิจารณาจากจุดตัดระหว่าง Quantity รวมที่ตลาดต้องการ กับราคาของผู้เสนอราคารายสุดท้ายที่สามารถแลกเปลี่ยนตาม Quantity ที่ตลาดสามารถรับได้ ลักษณะกลไกรูปแบบนี้แสดงแผนภาพแบบง่ายดังภาพที่ 2.6 [21]

ตัวอย่างรูปแบบตลาดที่ใช้กลไกลักษณะนี้ งานวิจัย [6] ได้นำเสนอการซื้อขายพลังงานไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer โดยการดำเนินธุรกรรมผ่านทางระบบ Blockchain งานวิจัยนี้กำหนดให้ ตลาดฯ เปิดให้ผู้ขายและผู้ซื้อยื่นรายการข้อเสนอภายในระยะเวลา 1 ชม. ล่วงหน้าก่อนจ่ายไฟ เมื่อครบเวลาระบบจะหาราคาตัดสิน (Market Clearing Price :MCP) จาก

ค่าเฉลี่ยราคาจากฝั่งผู้ซื้อที่เสนอเข้ามาทั้งหมด จากการสังเกต พบว่ากลไกวิธีนี้จะเป็นประโยชน์ต่อผู้ซื้ออย่างยิ่งในการตั้งราคาที่เหมาะสมกับตลาด และสามารถซื้อไฟฟ้าได้ในราคาที่น่าพึงพอใจ รวมถึงผู้ขายสามารถขายไฟฟ้าเข้าตลาดได้ โดยไม่ต้องพิจารณาราคา อย่างไรก็ตาม กลไกการคิดราคากลางตัดสินรูปแบบนี้ ใช้การตัดสินราคาจากฝั่งผู้ซื้อหรือผู้ขายเพียงฝ่ายเดียว ทำให้ผู้เสนอราคาจากอีกฝั่งไม่ได้รับโอกาสในการตั้งราคาซื้อขายตามที่พึงพอใจเช่นกัน



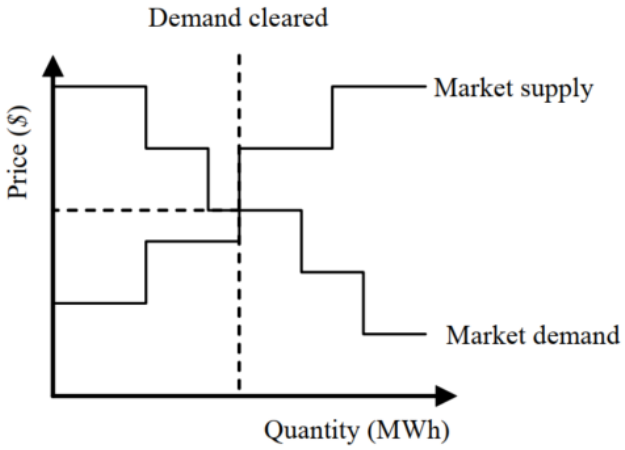
ภาพที่ 2.6 การหาราคาตัดสิน ด้วยกลไกรูปแบบ One Side Auction [21]

2) Double Side Auction

กลไกการคิดราคากลางตัดสินรูปแบบนี้ มีคุณสมบัติในการตัดสินราคาโดยใช้บรรทัดฐานราคาและปริมาณที่ต้องการซื้อขายจากทั้งสองฝั่ง ตลาดซื้อขายนี้จะให้ทั้งผู้ซื้อและผู้ขายต่างเป็นผู้เสนอราคา (Price) และปริมาณ (Quantity) เข้ามาในตลาด ซึ่งตลาดจะไม่เป็นผู้กำหนดปริมาณการซื้อขาย แบบกลไกรูปแบบ One Side Auction สำหรับการหาราคา MCP กลไกนี้จะอาศัยหลักการหาจุดสมดุลของราคา (Equilibrium Price) โดยพิจารณาจากกราฟอุปสงค์และกราฟอุปทานของตลาด (Demand and Supply Curve) ซึ่งแปรตามราคาและปริมาณที่ผู้ซื้อและผู้ขายได้เสนอมา จากนั้นจึงหาจุดตัดระหว่างกราฟอุปสงค์และกราฟอุปทาน ซึ่งเป็นตำแหน่ง Equilibrium Price กลไก Double Side Auction จึงให้จุดนี้เป็นราคากลางตัดสิน และปริมาณที่สามารถซื้อขายแลกเปลี่ยนกันได้ (Market Quantity Price: MQP) ของการซื้อขายในแต่ละรอบ ลักษณะกลไกรูปแบบนี้แสดงแผนภาพแบบง่าย ดังภาพที่ 2.7 [21]

ตัวอย่างรูปแบบตลาดที่ใช้กลไกลักษณะนี้ งานวิจัย [7] ได้นำเสนอรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าโดยใช้กลไกการหาราคา MCP แบบ Double Side Auction โดยหา MCP จากจุดตัดระหว่างกราฟ

ราคาเสนอซื้อและเสนอขาย หรือจากค่าเฉลี่ยระหว่างราคาซื้อและราคาขาย ณ จุดใกล้จุดตัด จากการสังเกต พบว่ากลไกการคิดราคา MCP วิธีนี้มีความสอดคล้องกับหลักเศรษฐศาสตร์ ทำให้ราคา MCP ที่ได้เป็นราคาที่มีประสิทธิภาพที่ดีต่อตลาดเพราะตอบสนองกับผู้ซื้อและผู้ขายทั้งสองฝั่ง อย่างไรก็ตาม กลไกการคิดราคากลางรูปแบบนี้มีการคิดราคากลางเพียง 1 ครั้งต่อหนึ่งรอบ ทำให้ผู้เข้าร่วมตลาดที่มีแนวโน้มจะไม่ชนะการประมูลราคา อาจไม่มีโอกาสได้ทำการปรับราคาและปริมาณให้เหมาะสมเพราะให้ผู้เสนอราคาเหล่านั้นสามารถซื้อหรือขายได้ ดังนั้นกลไกตลาดรูปแบบนี้จึงเหมาะกับตลาดที่เปิดให้มีการซื้อขายแบบล่วงหน้า แต่หากนำมาใช้กับตลาดที่มีการเคลื่อนไหวอย่างต่อเนื่อง (Real Time Market) อาจต้องมีการปรับเงื่อนไขหรือเพิ่มกลไกบางส่วน ให้สามารถรองรับการซื้อขายแบบต่อเนื่องได้



ภาพที่ 2.7 การหาราคาตัดสิน ด้วยกลไกรูปแบบ One Side Auction [21]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

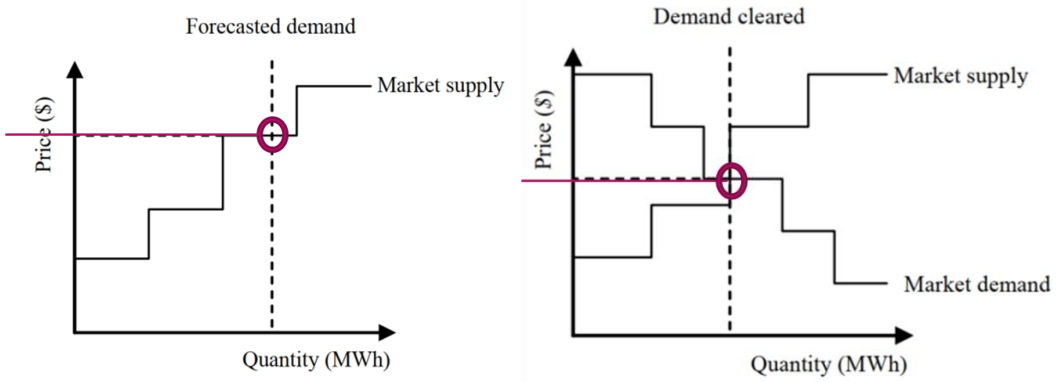
ทั้งนี้ในส่วนของราคาที่ผู้เสนอราคาใช้ซื้อขายหลังจากการชนะการประมูลราคานั้น ตลาดซื้อขายอาจพิจารณาใช้ราคา MCP เป็นราคาต่อหน่วยที่ใช้ซื้อขายตามปริมาณของแต่ละรายการเสนอเข้ามา หรือใช้จากราคาของผู้เสนอราคาแต่ละรายที่ชนะการประมูลก็ได้ โดยแบ่งการพิจารณาออกเป็น

1) Uniform Pricing
2) Pay-as-Bid

1) Uniform Pricing

กำหนดให้ผู้เสนอราคาทุกรายที่ชนะการประมูลราคา จะซื้อขายกันด้วยราคา MCP ในอัตราต่อหน่วยที่เท่ากันทั้งหมด ในต่างประเทศพบว่า ตลาดซื้อขายไฟฟ้า The Electric Reliability

Council of Texas หรือ ERCOT ในรัฐเทกซัส สหรัฐอเมริกา ใช้การตัดสินราคาวิธีนี้อยู่ [4] แสดงการคิดราคาด้วยวิธีนี้ดังภาพที่ 2.8 จากการสังเกตพบว่า ด้วยการคิดราคาวิธีนี้ทำให้ผู้เสนอราคาได้ซื้อขายนั้น อาจได้ราคาที่ดีกว่าที่ผู้เสนอราคาได้เสนอราคาตอนประมูลราคา แต่ทั้งนี้อาจต้องพิจารณาถึงผลประโยชน์ของตลาดที่ได้รับเพิ่มเติมต่อไป

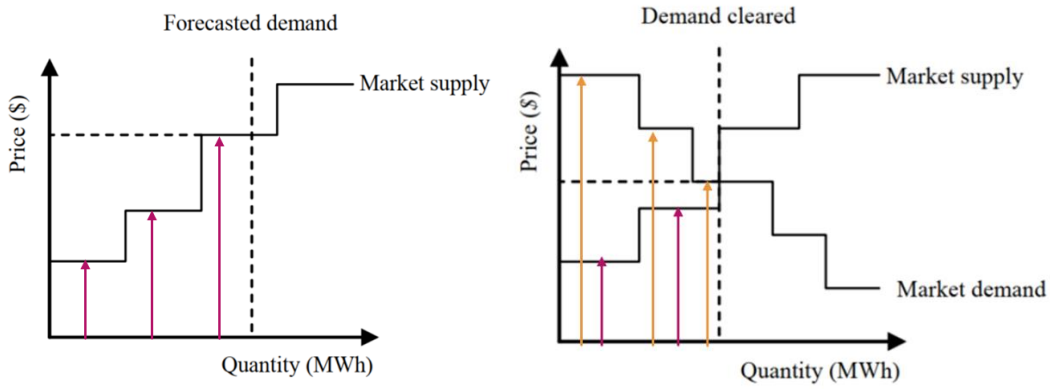


ภาพที่ 2.8 การคิดราคาจากผู้เสนอราคาที่ชนะการประมูลด้วยวิธี Uniform Pricing

2) Pay-as-Bid

กำหนดให้ผู้เสนอราคาที่ชนะการประมูล ซื้อขายกันในราคาที่แต่ละรายเสนอเข้ามาในอัตราเฉพาะตัวของแต่ละราย ตามปริมาณการซื้อขายที่แต่ละรายสามารถซื้อขายได้หลังจากตัดสินราคาแล้ว ในต่างประเทศพบการใช้กลไกการคิดราคาวิธีนี้ในตลาดซื้อขายในประเทศ Australia และ Iran [4] แสดงการคิดราคาด้วยวิธีนี้ดังภาพที่ 2.9 จากการสังเกตพบว่า วิธีการคิดราคานี้จะขึ้นต่อผู้เสนอราคาโดยตรง กล่าวคือหากผู้เสนอราคาที่เป็น Buyer ต้องการซื้อในราคาสูง หรือลดลงมาไม่เกินราคา MCP และหากผู้เสนอราคาที่เป็น Seller ยื่นข้อเสนอมาในราคาที่ถูก หรือสูงขึ้นแต่ไม่มากกว่าราคา MCP ก็ได้ซื้อขายกันในแต่ละราคานั้น ๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



ภาพที่ 2.9 การคิดราคาจากผู้เสนอราคาที่ชนะการประมูลด้วยวิธี Pay-as-Bid

จากกลไกการหาราคาตัดสิน และการคิดราคาในข้างต้น พบว่าแต่ละวิธีนั้นมีการแนวคิดที่แตกต่างกันออกไป โดยแต่ละรูปแบบนั้นต่างให้ผลประโยชน์ที่แตกต่างกัน และมีข้อดีข้อเสียต่างกัน โดยตัวอย่างการเปรียบเทียบกลไกซื้อขาย [4] ในกรณีของ Single Side Auction ผลประโยชน์ที่ได้รับอาจจะน้อยลง หากกลุ่ม Seller เสนอราคาที่แพง และ กลุ่ม Buyer เสนอราคาที่ถูก ทำให้ผู้ซื้อหรือผู้ขายอีกฝั่งได้ราคาที่ไม่คุ้มค่า ดังนั้นการหาราคาตัดสินที่จุดดุลยภาพ ทำให้ราคากลางตัดสินของของตลาดอยู่ระหว่างความต้องการของทั้งสองฝั่ง เป็นการแบ่งผลประโยชน์ที่เท่าเทียมกัน นอกจากนี้ยังมีการเปรียบเทียบการคิดราคาขายของผู้ชนะการประมูลระหว่างวิธี Uniform Pricing (UP) และ Pay-as-Bid (PAB) โดย [8] กล่าวว่าแม้ว่าทั้งวิธี UP และ PAB ต่างให้ผลตอบแทนแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้บริโภคไม่ต่างกัน แต่ความเสี่ยงที่จะไม่ได้ผลตอบแทนที่คาดหวังจะเกิดขึ้นกับวิธี PAB น้อยกว่าวิธี UP และ [4] พบว่ากำลังการผลิตโดยรวมจะลดลง และโน้มน้าวให้ผู้ซื้อในตลาดเพิ่มขึ้นเมื่อใช้วิธี PAB

ทั้งนี้กลไกการหาราคาตัดสินวิธีต่าง ๆ ขึ้นกับตลาดซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละที่นำกลไกแต่ละวิธีไปใช้อย่างไร ให้ผลประโยชน์โดยรวมของตลาดสูงสุด และกลไกการหาราคาตัดสินนั้นต้องเป็นที่ยอมรับต่อผู้เสนอราคาในตลาด

2.2.3 ตลาดขายปลีกไฟฟ้า (Retail Market) [22]

นอกจากการแข่งขันในตลาดขายส่งไฟฟ้าแล้ว ยังมีการแข่งขันในตลาดขายปลีกไฟฟ้าที่ผู้ค้าปลีกสามารถเข้าแข่งขันเพื่อแย่งชิงส่วนแบ่งการตลาด โดยเสนอราคาขายไฟฟ้าและบริการที่จูงใจผู้ใช้ไฟฟ้าหรือผู้บริโภค ด้านผู้บริโภคต่างมีสิทธิ์ในการเลือกซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแบบเดิมหรือเลือกซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า หรือผู้ค้าปลีกในตลาดได้ตามความพึงพอใจ ทั้งนี้สำหรับรูปแบบของโครงข่ายไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายยังเป็นเจ้าของและเป็นผู้ให้บริการในส่วนของระบบจำหน่ายไฟฟ้าอยู่ ผู้ใช้ไฟฟ้าหรือผู้บริโภคยังคงต้องชำระค่าใช้งานโครงข่ายระบบไฟฟ้าให้การไฟฟ้า

ฝ่ายจำหน่ายในการเชื่อมต่อกับแหล่งผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าหรือผู้ค้าปลีกรายนั้น ๆ ที่ได้ทำสัญญาซื้อขายไว้ เช่นเดียวกัน หากผู้ดูแลโครงข่ายไฟฟ้าเป็นผู้บริการรายอื่นจะต้องมีการกำหนดอัตราค่าบริการที่เหมาะสมและสามารถครอบคลุมเงินลงทุนของผู้ให้บริการโครงข่ายระบบสายส่งนั้น ๆ

การกำหนดราคาซื้อขายสำหรับการซื้อขายในตลาดขายปลีกไฟฟ้า ในบางตลาดอาจมีการกำหนดราคาให้ผันตามราคาที่ได้จากการซื้อขายในตลาดค้าส่งไฟฟ้า หรือตามเวลาจริง (Real-time Pricing) เนื่องจากราคาไฟฟ้าที่ได้จากการผลิตไม่เท่ากัน โดยเฉพาะในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Demand) ต่อวัน ราคาไฟฟ้าจะมีราคาสูงที่สุด ดังนั้นบางตลาดจะกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบมีส่วนร่วมในการจัดการการใช้พลังงานไฟฟ้าและกำหนดขีดจำกัดของจำนวนเงินที่สามารถจ่ายให้ผู้ค้าปลีกได้ แต่อาจมีผู้ใช้ไฟฟ้าบางส่วนหลีกเลี่ยงการซื้อไฟฟ้าในช่วง Peak Demand โดยผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มนี้ได้ทำสัญญาระยะยาวกับผู้ผลิตหรือผู้ค้าปลีกไฟฟ้าในอัตราคงที่ จากเหตุการณ์ดังกล่าวนี้ทำให้ไม่สามารถลดการจ่ายไฟในช่วง Peak Demand และให้ผู้ใช้ไฟฟ้าไปซื้อไฟฟ้าในเวลาอื่นได้ ดังนั้นจึงควรมีการเพิ่มระบบจัดการความต้องการไฟฟ้า (Demand Response) เพื่อกำหนดราคาหรือการแก้ปัญหาทางเทคนิคอื่น ๆ เพื่อลดการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak Demand

ทั้งนี้ผู้ค้าปลีกไฟฟ้าที่ต้องการเข้าตลาดไฟฟ้าจะต้องมีองค์ประกอบที่สำคัญเพื่อให้สถานะการจ่ายเงินและการแลกเปลี่ยนไฟฟ้าในตลาดเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ดังนี้

1) การเก็บเงิน (Billing) ที่ถูกต้องและชัดเจน
2) ควบคุมการดำเนินงานให้เป็นไปตามสัญญา (Credit Control)
3) มีศูนย์ประสานงานกับผู้ใช้ไฟฟ้า (Call Center) ที่มีประสิทธิภาพ
4) มีการกระจายสัญญาการใช้งานระบบ (Distribution Use-of-system Contract)
5) มีการไกลเกลี่ยข้อตกลงกันระหว่างสองฝั่ง
6) มีกลไกราคาซื้อขายที่ชัดเจน

ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเสนอราคาที่ต้องการซื้อไฟฟ้าจากตลาดโดยการตั้งราคาไว้ล่วงหน้าในระบบได้ หากทราบราคาจากผู้ผลิตไฟฟ้าหรือผู้ค้าปลีกไฟฟ้าที่คาดไว้ในตลาด [23] เช่นกันกับผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ค้าปลีกไฟฟ้าสามารถประเมินได้ว่าควรผลิตไฟฟ้าหรือซื้อไฟฟ้ามาขายต่อในตลาดเท่าไรจึงจะคุ้มค่ากับการดำเนินการ โดยอาจมีการวิเคราะห์ตลาดไฟฟ้าแบบ Real Time เพื่อให้เกิดกำไรสูงสุดจากการซื้อขาย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.2.4 ตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer

ตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer เป็นรูปแบบตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นใหม่ เพื่อรองรับการซื้อขายระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าประเภท Prosumer กล่าวคือ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ทำหน้าที่เป็นทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าได้ และกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าอื่นหรือผู้บริโภค (Consumer) ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงลักษณะสำคัญของตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer ดังนี้

1) นิยาม และลักษณะของตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer
2) การคิดราคาซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer

2.2.4.1 นิยาม และลักษณะของตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer

คำว่า Peer-to-Peer เป็นนิยามใหม่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดย “E.Sorin, L.Bobo และ P.Pinson” [24] ได้ให้ความหมายว่า “Peer-to-Peer เป็นโครงสร้างตลาดซื้อขายไฟฟ้าที่ปราศจากผู้กำกับดูแล ประกอบด้วยการเจรจาต่อรองของคู่สัญญาหลาย ๆ คู่ที่เกิดขึ้นพร้อมกัน ในเรื่องของราคาและพลังงานที่แลกเปลี่ยนกัน ภายใต้ข้อกำหนดการซื้อขายที่ได้ตกลงกันไว้” และ “J.Guerrero, A.C.Chapman และ G.Verbič” [5] ได้ให้นิยามว่า “โครงสร้างกระจายศูนย์แบบ Peer-to-Peer (P2P) ที่คิดขึ้นมาเพื่อจัดการการแลกเปลี่ยนพลังงานในบริเวณโดยรอบ มีความแตกต่างจากวิธีแบบดั้งเดิม กล่าวคือ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เป็น Prosumers จะสามารถแลกเปลี่ยนพลังงานส่วนเกินที่ผลิตได้กับผู้ใช้งานโดยรอบภายใต้รูปแบบ P2P” นอกจากนี้ “Y.Liu, L.Wu และ J.Li” [25] ได้กล่าวถึงบทบาทของ Peer-to-Peer ว่า “การแลกเปลี่ยนพลังงานแบบ Peer-to-Peer (P2P) ได้ถูกคิดค้นขึ้นมาเพื่อรองรับการเชื่อมต่อจำนวนมากของแหล่งผลิตไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources: DERs) และยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle: EVs) โดยผู้ใช้งานในระบบที่เป็น Prosumers ซึ่งสามารถสลับบทบาทได้ทั้งเป็นผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้า สามารถซื้อขายกันได้ในราคาที่พึงพอใจต่อกัน หรือราคาที่เหมาะสมโดยราคาดังกล่าวนี้จะทำให้ทั้งผู้ซื้อไฟฟ้าได้ไฟฟ้าในราคาที่ถูกกว่า TOU และผู้ขายไฟฟ้าขายไฟฟ้าในราคาที่สูงกว่าราคา Feed in Tariffs”

สามารถสรุปลักษณะสำคัญตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer (P2P) ได้ดังนี้

1) ตลาด P2P จะประกอบด้วย Prosumer เป็นผู้ทำการซื้อขายกัน และไม่มีผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นกิจการไฟฟ้าใด ๆ มาเข้าตลาดนี้
2) ตลาด P2P จะต้องไม่มีการแทรกแซงการซื้อขายจากบุคคลภายนอกได้แก่ SO และ MO
3) ตลาด P2P อาจมีเกิดการเจรจาต่อรองหรือแลกเปลี่ยนกันได้หลายครั้งในเวลาเดียวกัน

4) Prosumers ทุกรายในตลาด P2P ต้องสามารถเชื่อมต่อถึงกันได้ทั้งหมด
5) ราคาซื้อขายที่ทำการแลกเปลี่ยนกันต้องมาจากความพึงพอใจของทั้งสองฝ่าย (Win-Win) หรือราคาที่เหมาะสม (Proper Price) ภายใต้เงื่อนไขที่ตกลงกันไว้

จากลักษณะสำคัญในข้อ 2) ถึงแม้ว่าจะต้องไม่มีการแทรกแซงการซื้อขายจาก SO และ MO อย่างไรก็ตามการแลกเปลี่ยนพลังงานภายใต้พื้นที่ในตลาด P2P จำเป็นต้องมีหน่วยงานที่ดูแลและควบคุมการไหลของไฟฟ้า ให้เป็นไปตามข้อกำหนดของผู้ให้บริการโครงข่าย เพื่อป้องกันปัญหาที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าและไม่ส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นที่ไม่ได้เข้าร่วมตลาด P2P นี้ ดังนั้นผู้ให้บริการโครงข่ายอาจให้ผู้ดูแลระบบจำหน่าย (Distribution System Operators: DSO) เป็นผู้กำหนดกฎเกณฑ์เงื่อนไขในการเข้าร่วมตลาด P2P ของ Prosumer รวมไปถึงการจัดการระบบการซื้อขายให้เป็นไปด้วยความเรียบร้อย

ทั้งนี้ข้อกำหนดสำหรับการซื้อขายในตลาด P2P นั้น ยังไม่ได้ระบุชัดเจนว่าพลังงานไฟฟ้าที่ทำการซื้อขายกันจำกัดเฉพาะพลังงานไฟฟ้าส่วนเกิน กล่าวคือพลังงานที่เหลือจากการผลิตเพื่อบริโภคเองของ Prosumers หรือไม่ แต่เนื่องจากนโยบายโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชนที่กล่าวถึงในหัวข้อที่ 2.1.2.2 ได้มีการกำหนดให้ Prosumers สามารถขายพลังงานไฟฟ้าเฉพาะพลังงานส่วนเกินที่ผลิตได้ ด้วยเหตุผลดังกล่าวนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงกำหนดให้ Prosumers มีการซื้อขายไฟฟ้าเฉพาะพลังงานส่วนเกินที่ผลิตได้ โดยรายละเอียดจะกล่าวถึงในบทที่ 6 ต่อไป

ปัจจุบันมีการรูปแบบตลาด P2P เกิดขึ้นมากมาย โดยมีตัวอย่างบริษัทที่ได้จัดทำ Platform สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P [26], [27] ดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1) Power Ledger

บริษัท Power Ledger เป็นบริษัทที่กำเนิดขึ้นในออสเตรเลีย ซึ่งได้ดำเนินการพัฒนาแพลตฟอร์มการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าและกลไกการตัดสินราคาซื้อขายบนเทคโนโลยี Blockchain [26] ซึ่งให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถขายพลังงานส่วนเกินที่ผลิตได้ในราคาที่ต้องการไปยังระบบไมโครกริด หรือ ระบบจำหน่าย และให้ DSO ได้รับผลตอบแทนจากการจัดการซื้อขายที่เกิดขึ้นในตลาด Peer-to-Peer นี้

ในปี 2017 บริษัท Power Ledger ได้ร่วมมือกับบริษัท BCPG ประเทศไทย ในการพัฒนาโครงการนำร่องแพลตฟอร์มการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด Peer-to-Peer ภายในโครงการ T77 จังหวัดกรุงเทพมหานคร [28] ประเทศไทย ซึ่งภายในโครงการนี้มีการ

ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์กำลังผลิตติดตั้งรวม 635 kW ซึ่งสอดคล้องกับขนาดโหลดผู้ใช้ไฟฟ้ารวม อันประกอบด้วยผู้ประกอบการศูนย์การค้า โรงเรียนนานาชาติ เซอร์วิสอพาร์ทเมนท์และโรงพยาบาลทันตกรรม โดยคาดหวังว่าโครงการนี้จะสามารถลดค่าใช้จ่ายจากการซื้อไฟฟ้าและการพึ่งพาจากโครงข่ายไฟฟ้าหลัก หรือ ระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงได้

2) LO3 Energy

บริษัท LO3 Energy ได้พัฒนาแพลตฟอร์ม TransActive Grid ซึ่งเป็นแพลตฟอร์มการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าในตลาด Peer-to-Peer ระหว่าง Prosumer และผู้บริโภคในโครงการนำร่อง Brooklyn Microgrid ซึ่งตั้งอยู่ในนิวยอร์ค ประเทศสหรัฐอเมริกา โดยได้เริ่มดำเนินการในปี 2015 [27] แพลตฟอร์มนี้สามารถดำเนินการซื้อขายไฟฟ้าอย่างอัตโนมัติโดยใช้ระบบ Smart Contracts บนเทคโนโลยี Blockchain รวมไปถึงการควบคุมแหล่งจ่ายพลังงานหมุนเวียนในระบบ (Distributed Energy Resources: DERs) และ การตอบสนองความต้องการพลังงาน (Demand Response) ภายในไมโครกริด โดยแพลตฟอร์มนี้จะเชื่อมต่อการทำงานกับมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter) ที่ติดตั้งกับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งหมดในพื้นที่ ซึ่งทำหน้าที่ในการวัดระดับพลังงานไฟฟ้าที่เข้า-ออก และส่งข้อมูลที่ได้กลับไปยังแพลตฟอร์มเพื่อดำเนินการจ่ายไฟต่อไป

3) Dajie

บริษัท Dajie ในเมืองลอนดอน ประเทศอังกฤษ เริ่มดำเนินการพัฒนาอุปกรณ์ที่รองรับ Internet of Things (IoT) และแพลตฟอร์มการซื้อขายบนเทคโนโลยี Blockchain ที่อนุญาตให้มีการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าในตลาด Peer-to-Peer สำหรับชุมชน ตั้งแต่ปี 2015 [26] ครอบคลุมไปถึงการแลกคาร์บอนเครดิตให้กลุ่ม Prosumer รวมทั้งการชำระค่าพลังงานและบริการให้แก่บริษัทจัดหาพลังงาน

4) Piclo

ในปี 2016 บริษัท Piclo ได้เริ่มพัฒนาแพลตฟอร์มการซื้อขาย “Open Utility” ที่ให้กลุ่มผู้บริโภคสามารถซื้อพลังงานไฟฟ้าได้จากกลุ่มผู้จัดหาพลังงานไฟฟ้าแบบหมุนเวียน “Good Energy” และสามารถจับคู่ปริมาณและราคาที่ต้องการซื้อหรือขายในทุก ๆ ครึ่งชั่วโมงตามความต้องการของตลาดซื้อขาย [27] โดยผู้ผลิตไฟฟ้าสามารถควบคุมและทราบผู้ที่ซื้อไฟฟ้า และผู้ซื้อสามารถจัดลำดับรายการขายที่ต้องการจะซื้อได้ อีกทั้ง Piclo ยังได้มีการวิเคราะห์และแสดงข้อมูลการซื้อขายที่เกิดขึ้นในแต่ละรอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รวมไปถึงข้อมูลสัญญาการซื้อขาย ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากมิเตอร์ การคิดค่าไฟฟ้าที่ชัดเจน และรักษาเสถียรภาพการซื้อขายในตลาดด้วย

5) Vandebron

บริษัทจัดหาพลังงานบริสุทธิ์ Vandebron ในอัมสเตอร์ดัม ประเทศเนเธอร์แลนด์ ได้สร้างแพลตฟอร์มการแลกเปลี่ยนพลังงานแบบออนไลน์ในปี 2014 เพื่อให้ผู้ต้องการซื้อพลังงานไฟฟ้าสามารถเลือกซื้อได้จากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระได้โดยตรง เช่น จากเกษตรกรที่มีกังหันผลิตไฟฟ้าพลังงานลมในไร่นาของเขา [27] ซึ่งการดำเนินงานของแพลตฟอร์มนี้จะเป็นตัวกลางในการเชื่อมต่อถึงการระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้บริโภคและทำหน้าที่รักษาเสถียรภาพการซื้อขายในตลาด ในลักษณะแบบเดียวกันกับแพลตฟอร์มการซื้อขายไฟฟ้าของบริษัท Piclo

6) SonnenCommunity

SonnenCommunity เป็นชุมชนการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าที่เริ่มในปี 2015 ถูกพัฒนาขึ้นโดยบริษัท SonnenBatterie ซึ่งเป็นบริษัทผลิตแหล่งกักเก็บพลังงานไฟฟ้าในประเทศเยอรมนี สมาชิกในชุมชนนี้สามารถขายพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่ผลิตเองได้ให้กับชุมชน และไม่จำเป็นต้องพึ่งพาผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้ารูปแบบเดิม [27] โดยในช่วงที่มีการไฟฟ้าได้มากในตอนกลางวัน พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้จะไม่ถูกจำหน่ายเข้าโครงข่ายไฟฟ้าหลัก แต่จะถูกเก็บไว้ในโรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Energy Pool) ซึ่งจะทำหน้าที่จ่ายไฟให้กับสมาชิกอื่นในวันที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามความต้องการได้ ระบบข้อมูลส่วนกลางจะเชื่อมต่อข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของสมาชิกทุกรายเข้าด้วยกัน ในขณะที่ได้ทำการรักษาเสถียรภาพระหว่างความต้องการไฟฟ้าและการผลิตไปด้วย โดยชุมชน SonnenCommunity นั้นมีลักษณะการทำงานเช่นเดียวกันกับแพลตฟอร์มการซื้อขายไฟฟ้าของบริษัท Piclo และ Vandebron แต่ชุมชน SonnenCommunity ได้ผนวกระบบการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) เข้าไว้ในแพลตฟอร์มด้วย ซึ่งมีความสำคัญมากต่อการจัดการความต้องการพลังงานไฟฟ้าภายในชุมชน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2.4.2 การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer (P2P) [24]

การกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer (P2P) ไม่มีรูปแบบที่ตายตัว เนื่องจากราคาและปริมาณที่ซื้อขายขึ้นอยู่กับความพึงพอใจของทั้งผู้ซื้อและผู้ขาย และการซื้อขายบนตลาด P2P ในแต่ละรอบนั้น สามารถแบ่งเป็นแต่ละช่วงเวลาสั้น ๆ ได้แต่ไม่เกินหนึ่งวัน ไม่ได้ทำสัญญาซื้อขายระยะยาวแบบตลาดค้าส่งและตลาดค้าปลีก นั่นคือตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P จะมีความคล่องตัวและต่อเนื่องมากกว่าตลาดทั้ง 2 แบบ นอกจากนี้ตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P ต้องการข้อมูลที่มีความแม่นยำและรวดเร็ว เช่น การพยากรณ์โหลด (Load Forecast) รายวันของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย และ ข้อมูลการจ่ายไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าของ Prosumer เป็นต้น ด้วยเหตุนี้จึงควรมีการกำหนดกฎเกณฑ์ในการตกลงราคาซื้อขายและการจัดการการแลกเปลี่ยนไฟฟ้าเมื่อสิ้นสุดรอบการซื้อขายในแต่ละครั้ง โดยจะต้องไม่ส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า (Reliability) โดยรวมและผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ ในระบบไฟฟ้าที่ไม่ได้เข้าร่วมตลาด P2P โดยแนวทางการกำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P มีดังนี้

1) ซื้อขายผ่านตลาดกลาง (Centralized Pool-Based)

เป็นลักษณะโครงสร้างตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P ที่จำลองรูปแบบการดำเนินงานมาจากตลาดค้าส่งไฟฟ้ารูปแบบ Centralized Pool Market กล่าวคือ Prosumer และ Consumer ทุกรายจะซื้อขายกันผ่านทางตลาดกลางโดยมีคนกลาง ซึ่งทำหน้าที่เสมือนเป็นผู้บริหารจัดการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (Market Operator: MO) หรือเป็น DSO ซึ่งมีข้อดีคือ คนกลางนี้สามารถจัดการดำเนินการซื้อขายตามกฎเกณฑ์ของตลาด สามารถควบคุมการรับไฟและจ่ายไฟในระบบไฟฟ้าได้ และให้ความสะดวกต่อผู้ซื้อผู้ขายที่ไม่ต้องดำเนินการเองทั้งหมด ทั้งนี้ลักษณะของตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบนี้อาจมีการจำกัดสิทธิ์ของ Prosumer และ Consumer บางอย่างในการเลือกซื้อหรือขายไฟฟ้า เนื่องจากราคาซื้อขายจะถูกกำหนดหรือถูกควบคุมโดยคนกลาง ทำให้ราคาที่ซื้อขายนั้นอาจไม่เป็นที่พึงพอใจ และการซื้อขายในตลาดรูปแบบนี้จะขัดต่อแนวทางของตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P ซึ่งเป็นตลาดแบบ Decentralized ที่การซื้อขายต้องไม่ถูกควบคุมโดยคนกลางใด ๆ และต้องการซื้อขายที่เกิดขึ้นต้องมาจากความพึงพอใจของผู้ซื้อและผู้ขายทั้งสองฝ่าย

2) ซื้อขายในกลไกราคาที่ Prosumer และ Consumer กำหนดเอง

ลักษณะสำคัญของโครงสร้างตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P คือทั้ง Prosumer และ Consumer จะเชื่อมต่อกันเป็นลักษณะโครงข่ายถึงกันทุกรายต่างกับลักษณะการเชื่อมต่อแบบ

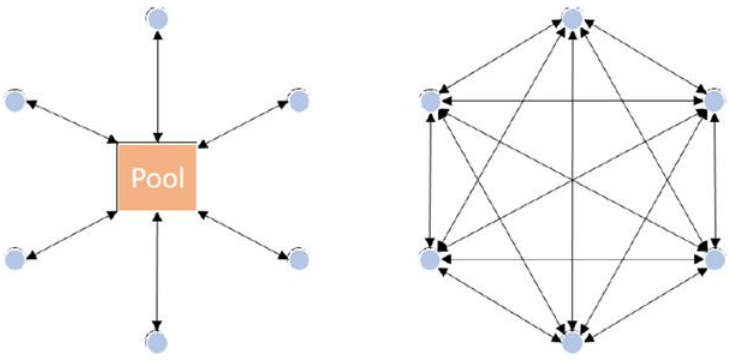
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Centralized Pool Market ดังภาพที่ 2.10 [24] ทำให้ Prosumer ทุกรายสามารถเลือกซื้อขายไฟฟ้ากับ Consumer ทุกรายในตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P ได้อย่างอิสระ ด้วยการกำหนดปริมาณซื้อขายและราคาที่พึงพอใจทั้งสองฝ่าย ดังนั้นจึงต้องมีข้อกำหนดในตลาดซื้อขายไฟฟ้าร่วมกันระหว่าง Prosumer และ Consumer เพื่อให้การซื้อขายเป็นไปอย่างเรียบร้อย และมีความเป็นธรรมกับทั้งสองฝ่าย

ทั้งนี้ในตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P บางแห่งได้มีการจัดทำระบบซื้อขายในรูปแบบ Platform ขึ้น โดยมีการกำหนดกลไกราคาตัดสิน เงื่อนไขและข้อกำหนดต่าง ๆ เพื่อให้การซื้อขายในตลาด P2P มีความถูกต้องและโปร่งใส แพลตฟอร์มซื้อขายมีการดำเนินงาน โดยการเปิดรับข้อเสนอซื้อหรือขายจาก Prosumer และ Consumer จากนั้น แพลตฟอร์มดังกล่าวจะทำการหาราคาที่ดีที่สุด กล่าวคือ ราคาเสนอที่แพงที่สุดของฝั่งผู้ซื้อ และราคาเสนอที่ถูกที่สุดของฝั่งผู้ขาย และจะทำการจับคู่กัน เรียกกลไกนี้ว่า กลไกการประมูลราคา (Auction Mechanism) โดยราคาที่ได้นั้นจะถือเป็นราคากลางตัดสินของการซื้อขายนี้ จากนั้นจึงจับคู่ซื้อขายตามกลไกของตลาด และอาจมีการตรวจสอบความเหมาะสมในการจ่ายไฟด้วยตนเอง หรือ ส่งข้อมูลให้ DSO ต่อไป

แม้ว่าลักษณะของแพลตฟอร์มการซื้อขายจะคล้ายกับโครงสร้างแบบ Centralized Pool-Based แต่การซื้อขายระหว่าง Prosumer และ Consumer นั้น ผู้เสนอราคาแต่ละรายสามารถกำหนดราคาซื้อขายได้ตามความพึงพอใจ และแพลตฟอร์มการซื้อขายนั้นยังเปิดโอกาสให้ผู้เสนอราคาสามารถจับคู่ซื้อขายกันเองภายนอกตลาดซื้อขายได้ โดยไม่ต้องทำสัญญาซื้อขายผ่าน Platform ทั้งนี้การซื้อขายผ่านแพลตฟอร์มและการซื้อขายนอกตลาดซื้อขาย อาจจะยังต้องมีการพิจารณาให้ชำระค่าผ่านสายระบบจำหน่ายไฟฟ้า แก่ผู้ให้บริการโครงข่ายไฟฟ้าหรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยจะกล่าวถึงเนื้อหาส่วนนี้ในบทที่ 3 ต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



(a) Pool-based market (b) Peer-to-peer market

ภาพที่ 2.10 รูปแบบการเชื่อมต่อกันของผู้เสนอราคาระหว่างตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Centralized Pool และ ตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P [24]

สำหรับกลไกการคิดราคาซื้อขายสำหรับตลาดซื้อขาย P2P มีหลายรูปแบบ ซึ่งผู้พัฒนาแพลตฟอร์มอาจใช้กลไกเดียวกันกับตลาด Wholesale ได้ ซึ่งประกอบด้วย กลไกการหาราคากลางติดสินแบบ One Side Auction และ Double Side Auction รวมไปถึงกลไกการคิดราคาผู้เสนอราคาด้วยวิธี Uniform Price และ Pay-as-Bid ซึ่งได้กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 2.2.2.3 ทั้งนี้ยังมีกลไกการหาราคากลางตัดสินอีกรูปแบบหนึ่ง ซึ่งเหมาะสมที่นำมาใช้ในตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P นั่นคือ กลไกการตัดสินราคาแบบ Continuous Double Auction

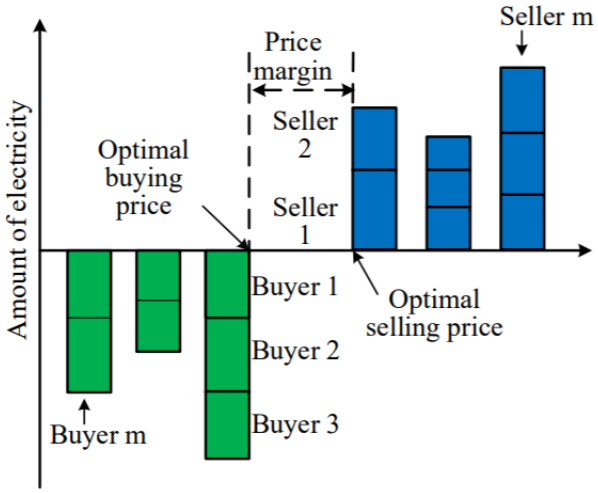
3) Continuous Double Auction (CDA)

กลไกการตัดสินราคารูปแบบนี้พัฒนามาจากรูปแบบการซื้อขายในตลาดหุ้น [29] กลไกลักษณะนี้มีการตัดสินราคาแบบต่อเนื่อง กล่าวคือ หากมีผู้เสนอราคาใด ๆ ที่จับคู่ซื้อขายกันแล้ว ตลาดจะทำการจัดการ หรือเคลียร์คู่ซื้อขายดังกล่าวออกไป และจับคู่ซื้อขายอีกครั้ง จากรายการที่ยังไม่ได้จับคู่ซื้อขายในตลาด หรือจากข้อเสนอราคาซื้อขายใหม่ ทำซ้ำจนกว่าจะปิดตลาดตามรอบเวลาที่กำหนด โดยงานวิจัย [29] และ [5] ได้นำเสนอกลไกการตัดสินราคารูปแบบ CDA สำหรับการตัดสินราคาและจับคู่ซื้อขายในตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ P2P ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 2.11 [29] โดยมีลำดับขั้นตอนดังนี้

1) ตลาดจะทำการจัดเรียงลำดับการเสนอราคา (Order) ของผู้ซื้อและผู้ขายในแต่ละฝั่ง โดยฝั่งผู้ซื้อให้ผู้เสนอราคาแพงที่สุด และฝั่งผู้ขายให้ผู้เสนอราคาที่ถูกที่สุด อยู่ใน Order ลำดับที่ 1
2) หาราคาที่ดีที่สุดของแต่ละฝั่ง ซึ่งเป็นราคาจากผู้เสนอราคาใน Order ลำดับที่ 1
3) สำหรับผู้ที่เสนอราคามาเท่ากัน ผู้ที่เสนอราคาเข้าตลาดมาก่อนจะได้รับสิทธิในการซื้อขายก่อน
4) ณ เวลาใด หากข้อเสนอราคาที่อยู่ลำดับที่ 1 ใน Order ฝั่งผู้เสนอซื้อ มากกว่าหรือเท่ากับ ข้อเสนอราคาลำดับที่ 1 ของ Order ฝั่งผู้เสนอขาย หรือกล่าวคือข้อเสนอนี้ทำให้ส่วนต่างราคา (Price Margin) น้อยกว่าหรือเท่ากับ 0 Order ทั้งสองฝั่งนี้จะจับคู่ซื้อขายกัน
5) สำหรับปริมาณที่ทำการซื้อขายจะยึดจากปริมาณของข้อเสนอราคาที่น้อยกว่า โดยหลังจากจับคู่ซื้อขายแล้วปริมาณซื้อหรือขายที่เหลืออยู่จากคู่ซื้อขายอีกฝั่ง จะยังคงอยู่ในตลาดด้วยราคาเดิม จนกว่าจะมีการจับคู่ซื้อขายใหม่ แต่ทั้งนี้ผู้เสนอราคาสามารถยกเลิกข้อเสนอเดิม และเสนอราคาใหม่ได้ จนกว่าจะสิ้นสุดรอบซื้อขายของตลาด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6) เมื่อจับคู่ซื้อขายแล้ว ตลาดซื้อขายจะทำการเคลียร์คู่สัญญาเดิมออก และทำการเรียงลำดับผู้เสนอราคาทั้งสองฝั่งใหม่ และหากมีผู้เสนอราคาเข้ามาใหม่ ก็จะทำการเรียงลำดับผู้เสนอราคาใหม่ และทำซ้ำจนกว่าจะมีการจับคู่ซื้อขายอีก หรือ หมดรอบเวลาของตลาดซื้อขาย



ภาพที่ 2.11 การจับคู่ซื้อขายด้วยกลไกการตัดสินราคารูปแบบ CDA [29]

กลไกการตัดสินราคารูปแบบ CDA นี้ ให้ผลประโยชน์ต่อผู้เสนอราคาทั้งสองฝั่ง จากการที่ผู้เสนอราคาได้ซื้อขายกันตามราคาที่เสนอเองและราคาซื้อขายจะเป็นไปตามกลไกของพฤติกรรมของผู้ซื้อและผู้ขาย โดยคนกลางไม่มีบทบาทในการควบคุมราคาซื้อขายในตลาด แต่อาจอำนวยความสะดวกต่อผู้เสนอราคาโดยการจัดทำแพลทฟอร์มเพื่อทำการซื้อขายในตลาดได้ ซึ่งกลไกการตัดสินราคารูปแบบนี้มีความเหมาะสมกับตลาดซื้อขายแบบกระจายศูนย์ (Decentralized Market) ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ข้อสังเกตสำหรับกลไกการตัดสินราคานี้

1) ต้องมีการศึกษาพฤติกรรมและแรงจูงใจของผู้ซื้อและผู้ขายเพิ่มเติม เพื่อไม่ให้การซื้อขายในตลาดไม่เป็นลักษณะผูกขาดทางการค้า หรือทำให้ราคาซื้อขายขาดดุลมากเกินไป ซึ่งทำให้ผู้เสนอราคาฝ่ายได้ฝ่ายหนึ่งเสียผลประโยชน์
2) ต้องมีกลไกหรือวิธีการจัดการราคาซื้อขายในตลาดที่มี Price Margin ต่างกันมาก ๆ เพื่อทำให้ตลาดสามารถจัดคู่ซื้อขายกันได้ง่ายขึ้น

3) ต้องมีผู้เข้าร่วมตลาดเป็นจำนวนมาก หรือ ให้รายการเสนอมีความเคลื่อนไหวสม่ำเสมอ ไม่เป็นตลาดที่เงียบเหงา เพื่อให้มีโอกาสเกิดราคาตัดสินได้ง่ายขึ้น และยังจูงใจให้มีผู้เสนอราคาเข้ามาร่วมตลาด

จากเนื้อหาที่กล่าวถึงในบทที่ 2 สามารถสรุปได้ว่า ด้วยโครงสร้างของโครงข่ายไฟฟ้าในต่างประเทศที่เปลี่ยนเป็นลักษณะการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดขายส่งและตลาดขายปลีกไฟฟ้ามากขึ้น ประกอบกับแผนการเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย และนโยบายต่าง ๆ ที่สนับสนุนให้มีการติดตั้งระบบ Solar Rooftop ในภาคประชาชน ทำให้ตลาดซื้อขายไฟฟ้ารูปแบบ Peer-to-Peer (P2P) มีบทบาทสำคัญต่อโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคต ดังนั้นหน่วยงานต่าง ๆ ในประเทศไทยที่เกี่ยวข้องจึงต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงโครงข่ายไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในอนาคต รวมไปถึงการวางแผนพัฒนาแพลตฟอร์มการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P

ทั้งนี้ในการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดขายส่งและขายปลีกไฟฟ้า มีลักษณะการซื้อขายที่แตกต่างกัน และให้ผลประโยชน์ที่แตกต่างกัน เช่น ลักษณะการซื้อขายของตลาดกลางซื้อขายไฟฟ้า และลักษณะการซื้อขายไฟฟ้าแบบคู่สัญญา ตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 2.2.2 รวมไปถึงกลไกการตัดสินราคาซื้อขายไฟฟ้าที่มีหลายรูปแบบ เช่น กลไก One Side Auction ที่ตัดสินราคาจากผู้ซื้อหรือผู้ขายเพียงฝั่งเดียว กลไก Double Side Auction ที่ตัดสินราคาตามหลักอุปสงค์อุปทานของตลาด และกลไก Continuous Double Auction ที่มีการตัดสินราคาหลาย ๆ ครั้งในรูปแบบคล้ายการซื้อขายในตลาดหุ้น รวมไปถึงการคิดราคาซื้อขายหลังจากได้ราคาตัดสินแล้ว ได้แก่ วิธี Uniform Pricing ที่ใช้ราคาซื้อขายเท่ากับราคากลางตัดสิน และวิธี Pay-as-Bid ที่ใช้ราคาซื้อขายตามที่ราคาของผู้เสนอราคาแต่ละรายที่ชนะการประมูล

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอ รูปแบบการคำนวณราคากลางตัดสินการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดเพียร์ทูเพียร์แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน โดยใช้ลักษณะการซื้อขายตามกลไกตลาดหุ้นไทยในช่วงก่อนเปิดตลาด (Pre-Auction Period) และใช้ราคากลางตัดสิน (Market Clearing Price) จากราคา ณ ตอนเปิดตลาด (At the Open: ATO) และซื้อขายกันด้วยวิธีคิดราคาทั้งแบบ Uniform Pricing และ Pay-as-Bid โดยกลไกการตัดสินราคาวิธีนี้ใช้หลักการเดียวกันกับวิธี Double Side Auction แต่เพิ่มฟังก์ชันให้ผู้เสนอราคาทั้งสองฝ่ายตั้งราคา ณ ATO ล่วงหน้าได้ สำหรับผู้ที่ต้องการซื้อหรือขายพลังงานโดยไม่คำนึงถึงแนวโน้มราคาตลาด การคำนวณราคากลางตัดสินด้วยวิธีนี้เหมาะกับตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบล่วงหน้า เพราะผู้เสนอราคาไม่จำเป็นต้องตรวจสอบการประมูลราคาซื้อขายบ่อยครั้งเท่าวิธี CDA นอกจากนี้กลไกการซื้อขายวิธีนี้มีความชัดเจน เข้าใจง่าย และมีความน่าเชื่อถือเนื่องจาก

กลไกนี้ถูกใช้มาอย่างยาวนานในตลาดหุ้นไทย และเป็นที่ยอมรับกับนักลงทุนต่าง ๆ อีกทั้งกลไกการซื้อขายด้วยวิธีนี้มีความสะดวกที่สามารถนำไปพัฒนาต่อบนแพลตฟอร์มการซื้อขายในทางปฏิบัติจริง

นอกจากนี้แพลตฟอร์มการซื้อขายในตลาดอาจคิดค่าบริการจากการซื้อขายที่เกิดขึ้นบนตลาด รวมไปถึงค่าปรับเพิ่มเติมที่เกิดจากปัญหาทางเทคนิคจากการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ยกตัวอย่าง เช่น ปัญหาปริมาณการจ่ายไฟฟ้าของผู้ขายและการรับไฟฟ้าของผู้ซื้อไม่เท่ากัน (Imbalance Problem) ปัญหาความจุการรับไฟฟ้าเกินพิกัดสายสายจำหน่าย (Congestion Problem) และปัญหาความสูญเสียในระบบไฟฟ้าที่อาจเพิ่มขึ้น (Loss Problem) เป็นต้น นอกจากนี้ผู้ซื้อและผู้ขายจำเป็นต้องชำระค่าเชื่อมต่อระบบจำหน่ายของ Prosumer (Connection Fee) และค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) ให้แก่ผู้ให้บริการโครงข่ายหรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซึ่งเป็นเจ้าของโครงข่ายระบบไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวถึงในบทที่ 3 ต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 3
ความรู้พื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม และการคำนวณค่าผ่านสายระบบจำหน่าย

ในบทนี้จะกล่าวถึงความรู้พื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม การหาต้นทุนทั้งหมดในการดำเนินกิจการไฟฟ้า และทฤษฎีการคำนวณค่าผ่านสายระบบจำหน่าย เมื่อผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ได้ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย แต่ยังมีการใช้งานทรัพย์สินของการไฟฟ้าฯ เป็นทางผ่านในการส่งพลังงานที่ผลิตได้ไปยังผู้บริโภคปลายทาง ในบทนี้แบ่งออกเป็น 2 หัวข้อหลัก ๆ ดังนี้

1) ความรู้พื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม
2) ทฤษฎีพื้นฐานการคำนวณค่าผ่านสายระบบจำหน่าย

3.1 ความรู้พื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรม

ในการดำเนินงานกิจการไฟฟ้า ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าและผู้ให้บริการโครงข่ายระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่างมีต้นทุนที่ใช้ในการดำเนินการกิจการนั้น ๆ ไม่ว่าจะเป็นต้นทุนด้านพลังงาน ต้นทุนการก่อสร้างระบบสายส่งหรือสายจำหน่าย ต้นทุนในการดำเนินการและการบำรุงรักษา และต้นทุนอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินกิจการ ซึ่งกิจการไฟฟ้านั้น ๆ ต้องคำนึงถึงหลักเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรมเพื่อให้เงินลงทุนในการดำเนินการทั้งหมดได้คืนกลับมาครบหรือเพียงพอที่จะดำเนินกิจการและสามารถขยายกิจการได้ในอนาคต ในหัวข้อนี้กล่าวถึงความรู้พื้นฐานของเศรษฐศาสตร์ทางวิศวกรรมที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ประกอบด้วยหัวข้อดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1) มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money)
2) แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram)

3.1.1 มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) [16], [30]

มูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) เป็นแนวคิดที่กล่าวถึงมูลค่าของเงินในปัจจุบัน อาจถูกลดทอนมูลค่าของเงินลงเมื่อเวลาผ่านไป ซึ่งเป็นผลจากข้อจำกัดของเงินลงทุนภายใต้การเพิ่มขึ้นของกรอบระยะเวลา หรืออาจหมายความได้ว่า มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) กับมูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) มีค่าไม่เท่ากัน โดยเป็นผลมาจากปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการลงทุนและผลตอบแทนจากการลงทุนนั่นคือ อัตราดอกเบี้ย (Interest Rate) หรือ กำไร (Profit)

ที่ได้รับจากการดำเนินงาน ซึ่งหากไม่ได้นำเงินไปลงทุนเพิ่มก็อาจจะส่งผลให้เงินที่มีอยู่มีมูลค่าลดลง เนื่องจากผลของอัตราเงินเฟ้อ (Inflation) ที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี

การคำนวณมูลค่าของเงินตามเวลา เป็นวิธีการแปลงค่าเงินที่มีอยู่ในปัจจุบัน (Present Value) ให้เป็นค่าของเงินในอนาคต (Future Value) เรียกว่าเป็นการทบต้นค่าของเงิน (Compounding) เมื่อทราบหลักการคิดของดอกเบี้ยทบต้นแล้ว สามารถคำนวณมูลค่าของเงินที่เปลี่ยนไปได้ดังนี้

1) มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value)

กำหนดให้ ณ ปัจจุบันมีเงินต้นจำนวน P บาท และนำเงินดังกล่าวไปลงทุนในอัตราดอกเบี้ยร้อยละ i ต่อปี เมื่อครบเวลา 1 ปี มูลค่าของเงินลงทุนจะเท่ากับ P+P*i บาท หรือเท่ากับ P(1+i) และเมื่อครบปีที่ 2 มูลค่าของเงินลงทุนจะเท่ากับ P(1+i)+P(1+i)*i = P(1+i)(1+i) และในสิ้นปีที่ N มูลค่าของเงินลงทุนจะเป็นไปตามสมการ (3.1)

$$F = P(1+i)^N \qquad (3.1)$$

เมื่อ

F คือ มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) ในปีที่ N (บาท)

$(1+i)^N$ คือ Compounding Factor

ตารางที่ 3.1 [16] แสดงการหามูลค่าของเงินลงทุนเมื่อครบสิ้นปีที่ 4 โดยกำหนดให้มีเงินต้น 12,000 บาทในปีที่ 1 และอัตราดอกเบี้ยต่อปีร้อยละ 10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 3.1 การคำนวณมูลค่าเงินในอนาคต [16]

ปีที่	มูลค่าของเงินตอนต้นปี (บาท)	ดอกเบี้ยที่ได้รับ (บาท)	มูลค่าของเงินตอนสิ้นปี (บาท)	
1	P = 12,000	iP = 1,200	P(1+i) = 13,200	
2	P(i+1) = 13,200	iP(1+i) = 1,320	$P(1+i)^2$ = 14,520	
3	$P(i+1)^2$ = 14,520	$iP(1+i)^2$ = 1,452	$P(1+i)^3$ = 15,972	
4	$P(i+1)^3$ = 15,972	$iP(1+i)^3$ = 1,597.2	$P(1+i)^4$ = 17,569.2	F = 17,569.2

จากตารางที่ 3.1 มูลค่าของเงินลงทุนในปีที่ 4 เท่ากับ 17,569.2 โดยจากการใช้อัตราดอกเบี้ยแบบทบต้นในอัตราร้อยละ 10 พบว่ามูลค่าของเงินเพิ่มขึ้นจากเงินต้น 5,569.2 บาท

2) มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value)

จากการหามูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) สามารถแปลงมูลค่าของเงินกลับมาเพื่อหามูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) ได้จากสมการ (3.2) ดังนี้

$$P = F\left[\frac{1}{(1+i)}\right]^{N} = F(1+i)^{-N} \qquad (3.2)$$

เมื่อ

P	คือ	มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) (บาท)
$(1+i)^{-N}$	คือ	Discounting Factor

3) มูลค่าของเงินในกรณีที่เงินมีลักษณะเป็นเงินงวด (Annuity)

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการคิดอัตราค่าผ่านสายจำหน่าย ในรูปแบบการเรียกเก็บจากซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P แบบล่วงหน้าตามการซื้อขายในแต่ละครั้ง อย่างไรก็ตามหากพิจารณาเงินงวดเป็นรอบปีจะสามารถทำความเข้าใจได้ง่ายกว่า และจึงนำจำนวนเงินนี้มาแบ่งเป็นอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายไฟฟ้าแบบตามรอบการซื้อขายต่อไป ดังนั้นความรู้พื้นฐานในเรื่องของมูลค่าของเงินที่จะเรียกเก็บต่อปีหรือเป็นเงินงวดจึงจำเป็นต้องนำมาพิจารณา โดยเงินงวดนั้นมีลักษณะสำคัญดังนี้

1. เป็นเงินสดจ่าย (Payment) หรือเงินสดรับ (Receipt) ที่มีจำนวนเงินเท่า ๆ กันในทุกงวด ยกตัวอย่างเช่น การผ่อนชำระค่าบ้านในอัตราที่เท่ากันทุกเดือน เป็นต้น
2. เงินสดในแต่ละงวดที่เกิดขึ้นนั้นจะต้องมีระยะเวลาที่มีความห่างเท่ากัน เช่น งวดปี งวดไตรมาส หรืองวดเดือน
3. มีระยะเวลาการชำระงวดที่จำกัดและแน่นอน เช่น 6 งวด 10 งวด หรือ 12 งวด

การพิจารณาเงินงวดสามารถทำความเข้าใจได้ โดยกำหนดให้มีการจ่ายเงินงวดเท่ากับ A บาท และสิ้นสุดการชำระงวดเป็นระยะเวลา N ปี กำหนดให้มีอัตราดอกเบี้ย

ของแต่ละงวดร้อยละ i ต่อปี มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) สามารถหาได้จาก

$$F = A(1+i)^0+A(1+i)^1+A(1+i)^2+...+A(1+i)^{N-2}+A(1+i)^{N-1}$$
$$= A[(1+i)^{N-1}+(1+i)^{N-2}+(1+i)^{N-3}+...+(1+i)^1+(1+i)^0]$$

โดยจะพบว่า พจน์ในวงเล็บ [ ] สามารถจัดอยู่ในรูปอนุกรมเรขาคณิตที่มี $r=(1+i)^{N-1}$ และจากผลรวมของอนุกรมเรขาคณิตในสมการ (3.3) สามารถหาเงินลงทุนในอนาคตได้ยังสมการ (3.4)

$$S_N = \frac{a_1 - ba_N}{1-b}; (b \neq 1) \quad (3.3)$$

เมื่อ

a_1 คือ พจน์แรกของอนุกรมเรขาคณิตโดยแทนค่า $a_1=(1+i)^{N-1}$

a_N คือ พจน์สุดท้ายของอนุกรมเรขาคณิตโดยแทนค่า $a_N=(1+i)^0$

b คือ อัตราส่วนร่วมของอนุกรมเรขาคณิตโดยแทนค่า $b=(1+i)^{-1}$

จะได้ว่า

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

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เมื่อลดรูปสมการจะได้

$$F = A\left[\frac{(1+i)^N - 1}{i}\right] \quad (3.4)$$

และเมื่อนำสมการ (3.2) แทนค่าในสมการ (3.4) จะได้

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

เมื่อลดรูปสมการแล้วจะได้

$$P = A\left[\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N}\right] \quad (3.5)$$

และสมการที่จะนำมาใช้ในการหาค่าอัตราผ่านสายจำหน่ายไฟฟ้าที่ต้องเรียกเก็บต่อปี จะเป็นสมการ (3.6)

$$A = P\left[\frac{i(1+i)^N}{(1+\mathrm{i})^N - 1}\right] \tag{3.6}$$

โดยจะเรียกพจน์ที่อยู่ใน [ ] ว่า Capital Recovery Factor (CPF)

3.1.2 แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) [16]

ในหัวข้อนี้กล่าวถึง วิธีการนำเสนอค่าของเงินตามเวลา ทั้งมูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) และมูลค่าของเงินที่มีลักษณะเป็นเงินงวด (Annuity) ตามการคำนวณตามขั้นตอนในข้างต้น จากนั้นจึงนำเสนอภาพรวมทางการเงินที่เรียกว่า “แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram)”

แผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) เป็นส่วนสำคัญในการวิเคราะห์ค่าของเงินตามเวลา โดยแสดงการแบ่งกระแสเงินสดในอนาคตที่เกิดขึ้นในแต่ละปี และจำนวนเงินงวดในอนาคตที่มีจำนวนชัดเจน ทำให้ง่ายและสะดวกต่อการหามูลค่าของเงินตามเวลาที่ต้องการ แผนภาพกระแสเงินสดประกอบด้วย

แกนนอน (Horizontal line) คือ ช่วงเวลาที่ทำการวิเคราะห์ มีค่าเพิ่มขึ้นจากซ้ายไปขวา สามารถแบ่งช่วงเวลาเป็น ปี เดือน หรือไตรมาสได้ตามต้องการ

ลูกศร (Arrows) คือ กระแสเงินสดที่เกิดขึ้นที่เวลา สิ้นงวด โดยจะมี 2 ลักษณะคือ

1) ลูกศรชี้ลง (Downward Arrows) แสดงถึงกระแสเงินสดที่มีการจ่ายออกไป

2) ลูกศรชี้ขึ้น (Upward Arrows) แสดงถึงกระแสเงินสดที่มีการรับเข้ามา

อักษรย่อ มีดังต่อไปนี้

i คือ อัตราดอกเบี้ยของแต่ละงวด (Interest)

N คือ จำนวนงวดที่จะพิจารณา (Time Scale) (ปี)

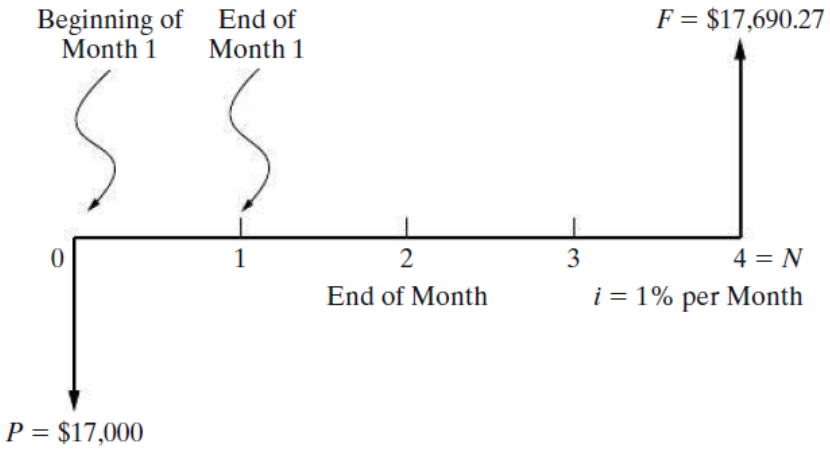
P คือ มูลค่าของเงินในปัจจุบัน (Present Value) (บาท)

F คือ มูลค่าของเงินในอนาคต (Future Value) (บาท)

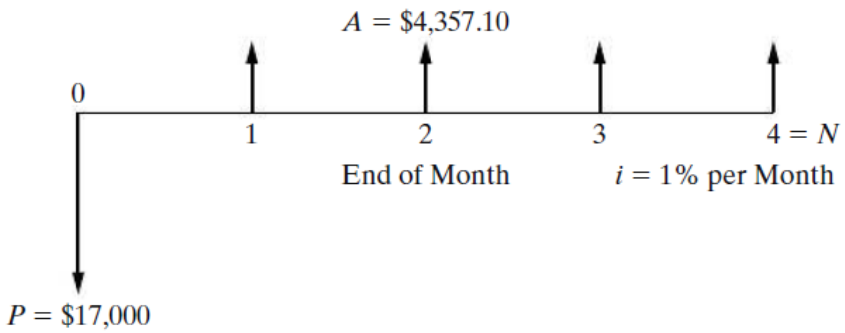
A คือ เงินงวดหรือเงินรายปี (Annuity) (บาท)

โดยจะแสดงแผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่ายไว้ในภาพที่ 3.1 [30] และภาพที่ 3.2 [30]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 3.1 แผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่าย [30]



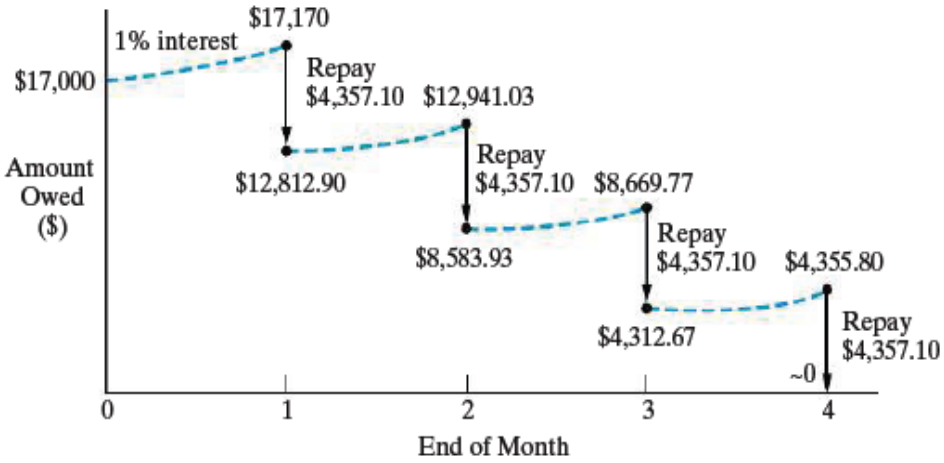
ภาพที่ 3.2 แสดงเงินงวดในแผนภาพกระแสเงินสดอย่างง่าย [30]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากลักษณะของแผนภาพกระแสเงินสด (Cash Flow Diagram) สามารถนำวิธีดังกล่าวมาประกอบการวิเคราะห์ เพื่อหามูลค่าของเงินในกรณีที่เงินมีลักษณะเป็นเงินงวด (Annuity) ได้ตามตัวอย่างในภาพที่ 3.1 สามารถอธิบายแผนภาพกระแสเงินสดดังกล่าวโดยคร่าว ๆ ได้ว่า แผนภาพกระแสเงินสดนี้แสดงช่วงเวลาที่ทำการวิเคราะห์ทั้งหมด 4 เดือน โดยเดือนที่ 0 หรือเข้าสู่เดือนที่ 1 มีการลงทุนจำนวน 17,000 $ แทนด้วยมูลค่าของเงินในปัจจุบัน P โดยการลงทุนนี้มีการกำหนดอัตราดอกเบี้ยในอัตราร้อยละ 1 ต่อเดือน (i = ร้อยละ 1 ต่อเดือน) ทั้งนี้จากการคำนวณตามสมการ (3.4) พบว่าในสิ้นเดือนที่ 4 จะมีมูลค่าของเงินในอนาคตเท่ากับ 17,690.27 $ และจากสมการ (3.6) สามารถคำนวณเงินงวดต่อเดือนได้ดังนี้

$$A = 17,000\left[\frac{0.01(1+0.01)^4}{(1+0.01)^4-1}\right] = 4,357.10\ \$$$

จากผลการคำนวณ มีค่าตรงกันกับตัวอย่างที่แสดงในภาพที่ 3.2 และสามารถแสดงการจ่ายเงินในแต่ละงวดไว้ดังภาพที่ 3.3 [30]



ภาพที่ 3.3 การจ่ายเงินในแต่ละงวด [31]

ในหัวข้อที่ 3.1 สามารถนำแนวคิดของแผนภาพกระแสเงินสดไปใช้ในการพิจารณาเงินงวดที่ต้องชำระคืน สำหรับต้นทุนของระบบทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยเงินงวดสำหรับการพิจารณานั้นจะอยู่ในรูปแบบของการเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า ตามหลักการคิดที่จะนำเสนอในหัวข้อที่ 3.2 ต่อไป และสำหรับอัตราดอกเบี้ยต่อปีที่นำมาพิจารณา จะพิจารณาจากต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ของระบบทดสอบ [31] ซึ่งมีอัตราร้อยละ 4.73 ต่อปีโดยการพิจารณาอัตราดอกเบี้ยตามค่า WACC นี้จะทำให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับผลตอบแทนที่เหมาะสมจากให้มีการซื้อขายผ่านโครงข่ายไฟฟ้าซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ได้แก่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) เป็นเจ้าของระบบโครงข่าย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

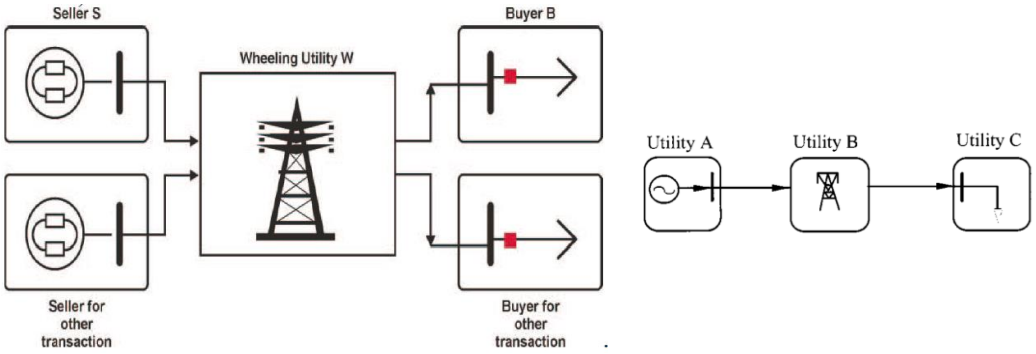
3.2 ทฤษฎีพื้นฐานการคำนวณค่าผ่านสายระบบจำหน่าย

ในหัวข้อนี้กล่าวถึง ทฤษฎีพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย หรือค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งเป็นหัวข้อสำคัญในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ แบ่งเป็นหัวข้อต่าง ๆ ดังนี้

1) ความหมายของค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge)
2) การคิดต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า
3) การคิดอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายแก่ผู้ขอใช้บริการ
4) การคิดค่าผ่านสายจำหน่ายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน

3.2.1 ความหมายของค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge)

คำว่า Wheeling นิยามโดย Hyde M. Merrill และ Bruce W. Erickson ว่า “The use of transmission or distribution facilities of a system to transmit power of and for another entity or entities” [32] สามารถแปลความได้ว่าเป็น การใช้อุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรือระบบส่งไฟฟ้าสำหรับส่งผ่านกำลังไฟฟ้าหรือกิจกรรมอื่น ๆ และจาก H.H. Happ ได้ให้นิยามของ Wheeling ว่า “The use of utility’s transmission facilities to transmit power for other buyers and sellers” [10] แปลความได้ว่า การใช้อุปกรณ์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าในการส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าสำหรับผู้ซื้อหรือผู้ขายกำลังไฟฟ้ารายอื่น ๆ จากทั้งสองนิยามนี้ อาจกล่าวสรุปได้ว่า คำว่า Wheeling คือ การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ ที่อยู่ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยทำการส่งกำลังไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เชื่อมต่ออยู่ในระบบส่ง และ/หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้า และความหมาย Wheeling Charge หรือ ค่าผ่านสายจำหน่าย หมายถึง ค่าธรรมเนียมในการใช้สายส่ง และ/หรือ สายจำหน่าย ในการส่งผ่านหรือรับกำลังไฟฟ้าจากผู้ขอใช้บริการระบบไฟฟ้า โดยสามารถอธิบายหลักการพื้นฐานสำหรับการคิดค่าผ่านสายจำหน่าย ไว้ดังภาพที่ 3.4 [14], [33]



ภาพที่ 3.4 หลักการพื้นฐานสำหรับการคิดค่าผ่านสายจำหน่าย [14], [33]

จากภาพที่ 3.4 ผู้ซื้อไฟฟ้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้า (Buyer B หรือ Utility C) ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ขายไฟฟ้าหรือผู้ผลิตไฟฟ้า (Seller S หรือ Utility A) และพบว่า ทั้งผู้ซื้อไฟฟ้าและผู้ขายไฟฟ้านั้นไม่มีการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้ากันโดยตรงด้วยสายส่งไฟฟ้าของตนเอง ทำให้ทั้งสองฝ่ายไม่สามารถซื้อขายไฟฟ้ากันได้โดยตรง ดังนั้นทั้งสองฝ่ายจึงต้องใช้บริการสายส่งไฟฟ้าจากเจ้าของกิจการระบบส่งและ/หรือ ระบบจำหน่าย (Wheeling Utility W หรือ Utility B) ซึ่งเป็นผู้ให้บริการสายส่งไฟฟ้าที่เชื่อมต่อระหว่างทั้งสองฝ่าย การซื้อขายไฟฟ้าของคู่สัญญานี้มีผู้เกี่ยวข้อง 3 ฝ่าย ได้แก่ ผู้ขายไฟฟ้าหรือผู้ผลิตไฟฟ้า (Seller S หรือ Utility A) เป็นผู้ขายพลังงานไฟฟ้า เจ้าของกิจการระบบส่งและ/หรือ ระบบจำหน่าย (Wheeling Utility W หรือ Utility B) เป็นผู้ให้บริการระบบส่ง และ/หรือ ระบบจำหน่าย และผู้ซื้อไฟฟ้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้า (Buyer B หรือ Utility C) เป็นผู้ซื้อพลังงานไฟฟ้า โดย Utility จะเรียกเก็บค่าผ่านสายไฟฟ้าจาก Buyer และ Seller ซึ่งเป็นคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากัน ในขณะที่ Buyer จะเรียกเก็บค่าพลังงานไฟฟ้าจาก Seller ต่อไป

อย่างไรก็ตาม การเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายของผู้ให้บริการระบบส่ง และ/หรือ ระบบจำหน่ายนั้นจะต้องมีการเรียกเก็บค่าบริการอย่างเหมาะสม โดยมีคุณสมบัติดังนี้ [16]

1) มีความกระชับ โปร่งใส และง่ายต่อความเข้าใจ

การเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายควรระบุองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องกับการคำนวณอย่างชัดเจน ได้แก่ การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า และปริมาณที่ใช้สำหรับการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายอย่างชัดเจน ทั้งนี้วิธีการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายนั้นควรมีความกระชับและชัดเจนถึงที่มาที่ไปของการคำนวณ เพื่อให้ผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถเข้าใจได้ง่าย

2) ครอบคลุมเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า

การเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายนั้นที่เหมาะสมนั้นต้องสามารถครอบคลุมเงินลงทุนของผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมดได้ ซึ่งประกอบด้วย เงินลงทุนในการก่อสร้างทั้งหมด ค่าบำรุงรักษาสินทรัพย์ทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ให้บริการ รวมทั้งค่าดำเนินงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งหมด อย่างไรก็ตามผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าควรได้รับกำไรจากการลงทุนอย่างเหมาะสมและเพียงพอที่จะขยายกิจการระบบโครงข่ายไฟฟ้าต่อไปได้ในอนาคต

3) มีการจูงใจให้มีการใช้ระบบโครงข่ายอย่างมีประสิทธิภาพ

ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าควรมีการจัดการระบบโครงข่าย เพื่อให้ผู้ใช้บริการมีอิสระในการใช้บริการระบบโครงข่าย เช่น การเลือกตำแหน่งที่ตั้งของตนเอง รวมถึงตำแหน่งที่ตั้งของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ทำให้ระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถรองรับคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ารายอื่น ๆ ได้เพิ่มมากขึ้น เป็นต้น เพื่อให้เกิดแรงจูงใจต่อผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแต่ละราย ในการงานระบบโครงข่ายไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพและเกิดความคุ้มค่า

4) ผู้ขอใช้บริการและผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้รับความยุติธรรมและสามารถยอมรับได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

การเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายที่เหมาะสมนั้น ควรสะท้อนถึงปริมาณการใช้งานบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าจริงของแต่ละคู่สัญญา มีเรียกเก็บค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าอย่างเท่าเทียมกันสำหรับทุกคู่สัญญาซื้อขาย ทั้งนี้กฎเกณฑ์ของโครงข่ายระบบไฟฟ้าหรือมาตรการที่เกี่ยวข้องกันการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายและการใช้บริการระบบโครงข่ายนั้น จะต้องเป็นที่ยอมรับของผู้ขอใช้บริการ

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายนั้นสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนหลัก ได้แก่

1) การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า
2) หลักการคำนวณค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่ผู้ขอใช้บริการ

3.2.2 การคำนวณต้นทุนระบบโครงข่ายไฟฟ้า [13], [16]

จากคุณสมบติในการเรียกเก็บอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายที่เหมาะสม ซึ่งว่าด้วยการคืนเงินลงทุนให้แก่ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ต้องสอดคล้องกับอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายที่ผู้ให้บริการเรียกเก็บจากผู้ขอใช้บริการฯ นั้น และการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจะต้องสะท้อนถึงต้นทุนจริงของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ให้บริการฯ โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้หลักการพื้นฐานตามทฤษฎีในบทที่ 4 เรื่อง มูลค่าของเงินตามเวลา ในการคำนวณหาต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้าของผู้ให้บริการฯ

จากเอกสารรับฟังความคิดเห็น เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการในการใช้หรือการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมของคณะกรรมการกิจการพลังงาน (Energy Regulatory Commission: ERC) [34] โดยระบุว่า ค่าผ่านสายส่งไฟฟ้า (Wheeling Charge) จะคำนวณโดยใช้ต้นทุนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตหรือการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งเป็นผู้ลงทุนสร้างระบบส่งหรือระบบจำหน่ายไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรมโดยแยกตามระดับแรงดัน ประกอบด้วยต้นทุนในส่วนต่าง ๆ ดังนี้

1) การลงทุนในระบบสายส่ง
2) การลงทุนก่อสร้างสถานีไฟฟ้าย่อย
3) การลงทุนในระบบสายจำหน่าย
4) การลงทุนในการเพิ่มความมั่นคงในระบบไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม
5) ค่าบำรุงรักษาสินทรัพย์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ทั้งนี้เงินลงทุนสร้างระบบส่งหรือระบบจำหน่าย ต้องครอบคลุมถึงผลตอบแทนหรือกำไรที่ได้จากการลงทุนอย่างเหมาะสมด้วย โดยเงินที่ต้องเรียกเก็บจากผู้ขอใช้บริการรายปี (Annuity Charge: AC) ของคู่สัญญา สามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3.6) และแทนค่าด้วยตัวแปรต่าง ๆ ดังนี้

AC	คือ	เงินที่ต้องเรียกเก็บรายปี จากคู่สัญญา (Annuity Charge) (บาท/ปี)
P	คือ	System Cost ของผู้ให้บริการโครงข่ายไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากคู่สัญญา (บาท)
i	คือ	ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital : WACC) สำหรับอ้างอิงปี พ.ศ. 2558 – 2560 จากเอกสารรับฟังความเห็นเรื่องการปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558 กำหนดให้มีอัตราร้อยละ 4.73 ต่อปี
N	คือ	อายุการใช้งานของสายส่งและสายจำหน่ายไฟฟ้า (Lifetime) (ปี)

ทำให้สามารถเขียนสมการ (3.6) ใหม่ ได้ดังสมการ (3.7)

$$AC = P\left[\frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1}\right] \tag{3.7}$$

3.2.3 การคิดอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายแก่ผู้ขอใช้บริการ [12]

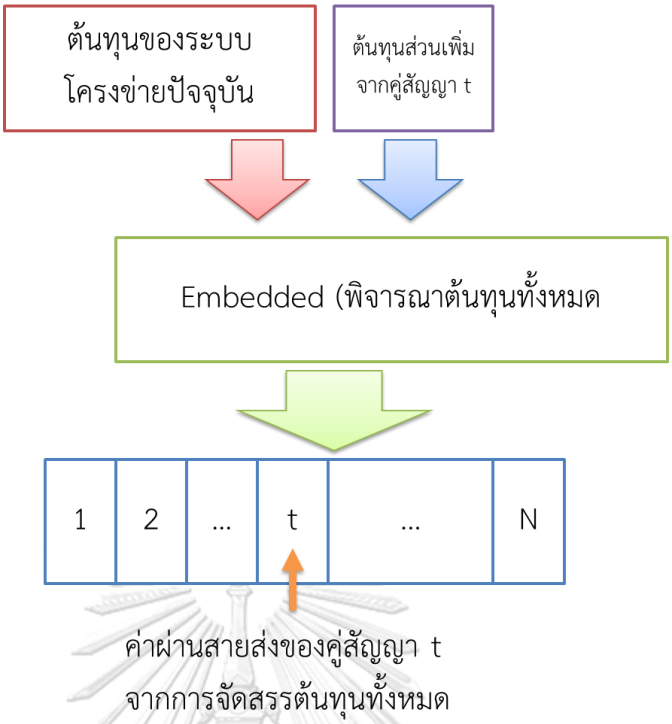
การคิดอัตราค่าผ่านสายจำหน่ายของผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าแต่ละราย หรือ แต่ละคู่สัญญา มาจากการคิดต้นทุนค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ประกอบด้วย ต้นทุนการดำเนินการระบบโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมด ได้แก่ ต้นทุนในการก่อสร้าง ต้นทุนดำเนินงานต่าง ๆ และต้นทุนอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยหลักการคิดต้นทุนของระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

1) วิธี Embedded Cost
2) วิธี Incremental Cost
3) วิธี Hybrid Method

3.2.3.1 วิธี Embedded Cost

หลักการคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost จัดสรรต้นทุนโดยการนำต้นทุนทั้งหมดของระบบโครงข่ายไฟฟ้ารวมเข้าด้วยกัน ซึ่งประกอบด้วย ต้นทุนของระบบโครงข่ายปัจจุบัน (Existing System Cost) ต้นทุนการดำเนินงานที่เกิดขึ้นมาใหม่ (New Cost of System Operation) และต้นทุนการขยายระบบ (Expansion Cost) จากนั้นจึงนำต้นทุนดังกล่าวมาคำนวณค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยจัดสรรตาม “ปริมาณการใช้สายไฟฟ้า” ของผู้ขอใช้บริการโครงข่ายไฟฟ้าแต่ละราย แสดงแผนภาพการคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost ดังภาพที่ 3.5 [16] ทั้งนี้ปริมาณการใช้สายไฟฟ้าจะขึ้นกับวิธีการคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยวิธีที่นิยมใช้ทั่วไป ได้แก่

1) วิธี Postage Stamp
2) วิธี Contract Path
3) วิธี Distance Based MW-Mile
4) วิธี Power Flow Based MW-Mile



ภาพที่ 3.5 การคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Embedded Cost [16]

1) วิธี Postage Stamp

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Postage Stamp นั้นเป็นการคำนวณโดยการคิดจากปริมาณการใช้สายจำหน่าย ตามกำลังสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยทุก ๆ คู่สัญญาที่มีการซื้อขายไฟฟ้าในระบบโครงข่ายไฟฟ้า จะต้องชำระค่าผ่านสายจำหน่ายในอัตรา (บาท/ปี) ที่ได้จากการคำนวณ สามารถคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจากสมการ (3.8)

$$WC_{PS,i} = AC_{total} \times \frac{P_i}{P_{peak}} \tag{3.8}$$

โดย

$WC_{PS,i}$ คือ ค่าผ่านสายจำหน่ายจากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp ของคู่สัญญาที่ i (บาท/ปี)

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annuity Charge ทั้งหมดในระบบ (บาท/ปี)

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i ณ เวลาที่ระบบมีโหลดสูงที่สุด (กิโลวัตต์)

P_{peak} คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ (กิโลวัตต์)

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Postage Stamp นี้ คำนวณจากสัดส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา ณ เวลาที่ระบบมีโหลดสูงที่สุด กับกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบ อย่างไรก็ตามการคำนวณด้วยวิธีนี้อาจทำให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่สามารถคืนเงินลงทุนได้ หรืออาจทำให้มีการเรียกเก็บเงินที่สูงกว่าเงินเรียกเก็บที่ผู้ให้บริการฯ ควรได้ เนื่องจากผลรวมของกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาทั้งหมด ณ เวลาที่ระบบมีโหลดสูงที่สุด อาจมีค่าไม่เท่ากับกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบดังความสัมพันธ์ในสมการ (3.9)

$$\sum_{i \in T} P_i \neq P_{peak} \tag{3.9}$$

ดังนั้นสำหรับระบบโครงข่ายไฟฟ้าบางระบบที่มีคู่สัญญาจำนวน T คู่สัญญาในโครงข่ายไฟฟ้า อาจคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Postage Stamp จากสมการ (3.10) เพื่อให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าสามารถคืนเงินลงทุนค่าสายจำหน่ายได้

$$WC_{PS,i} = AC_{total} \times \frac{P_i}{\sum_{j \in T} P_j} \tag{3.10}$$

โดย

$WC_{PS,i}$ คือ ค่าผ่านสายจำหน่ายจากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp ของคู่สัญญาที่ i (บาท/ปี)

AC_{total} คือ ผลรวมของ Annuity Charge ทั้งหมดในระบบ (บาท/ปี)

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i (กิโลวัตต์)

T คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

แม้ว่าการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Postage Stamp จะไม่ได้คำนึงถึงปริมาณสายจำหน่ายที่ถูกใช้จริงในแต่ละคู่สัญญา แต่การคำนวณด้วยวิธีนี้มีจุดเด่นอยู่ที่ความง่ายในการคำนวณและง่ายต่อการทำความเข้าใจ เหมาะสมกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กและผู้ใช้บริการในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอยู่รวมกันเป็นกลุ่ม

2) วิธี Contract Path

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Contract Path จะคำนวณปริมาณการใช้สายจำหน่าย ตามเส้นทางการไหลของกำลังไฟฟ้าระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ถูกพิจารณา เรียกว่า Contract Path หรือ เส้นทางตามสัญญา ซึ่งเส้นทางตามสัญญามักจะถูกกำหนดโดยผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Contract Path สามารถคำนวณได้จากสมการ (3.11)

$$WC_{CP,i} = \sum_{j \in C_i} \frac{P_i \times AFCR_j}{P_{line,j}} \tag{3.11}$$

โดย

$WC_{CP,i}$ คือ ค่าผ่านสายจำหน่ายจากการคำนวณด้วยวิธี Contract Path ของคู่สัญญาที่ *i* (บาท/ปี)

$AFCR_j$ คือ Annual Fixed Charge Rate ของสายจำหน่ายที่ *j* (บาท/ปี)

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา *i* (กิโลวัตต์)

$P_{line,j}$ คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าของสายส่งที่ *j* (กิโลวัตต์)

C_i คือ เซ็ตของสายจำหน่ายตามสัญญาของคู่สัญญาที่ *i*

จากข้อมูลเบื้องต้น การคำนวณค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า จากสัดส่วนระหว่างปริมาณการใช้สายจำหน่ายเทียบกับค่าความจุกำลังไฟฟ้าของสายจำหน่าย อาจทำให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่สามารถคืนเงินการลงทุนได้ ดังนั้นการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจากสมการ (3.11) อาจเปลี่ยนเป็นการคำนวณ โดยให้เป็นสัดส่วนระหว่างปริมาณการใช้สายจำหน่าย เทียบกับผลรวมปริมาณสายจำหน่ายที่ถูกใช้ทั้งหมดแทน ดังสมการที่ (3.12) นี้

$$WC_{CP,i} = \sum_{j \in C_i} \frac{P_i \times AFCR_j}{\sum_{k \in CP_j} P_k} \tag{3.12}$$

โดย

$WC_{CP,i}$ คือ ค่าผ่านสายจำหน่ายจากคำนวณด้วยวิธี Contract Path ของคู่สัญญาที่ *i* (บาท/ปี)

$AFCR_j$ คือ Annual Fixed Charge Rateของสายส่งที่ *j* (บาท/ปี)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา *i* (กิโลวัตต์)

C_i คือ เซ็ตของสายส่งตามสัญญาของคู่สัญญาที่ *i*

CP_j คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมดที่มีการใช้สายส่งที่ *j*

ในการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยนี้วิธีนี้ ไม่จำเป็นต้องคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าเพื่อพิจารณาถึงเส้นทางการไหลที่อาจเกิดขึ้นของแต่ละคู่สัญญา อย่างไรก็ตาม กำลังไฟฟ้าที่ใช้ในการคำนวณนั้นไม่ใช่กำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงตามสายจำหน่าย เนื่องจากมีกำลังไฟฟ้าบางส่วนที่ไหลอยู่นอกเส้นทางที่กำหนดไว้ในสัญญา ทำให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้ามีความจำเป็นที่จะต้องพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม รวมไปถึงการซ่อมบำรุงสายส่งที่อยู่นอกเส้นทางที่กำหนดไว้ในสัญญา ในขณะที่จะไม่สามารถเรียกเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายได้เนื่องจากกำลังไฟฟ้าส่วนนั้นไหลอยู่นอกเส้นทางที่กำหนดไว้ในสัญญา

3) วิธี Distance Based MW-Mile

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Distance Based MW-Mile นั้น สามารถคำนวณโดยพิจารณาระยะห่างระหว่างคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า ที่เข้ามาใช้งานระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิธีนี้จะพิจารณาระยะทางอากาศระหว่างคู่สัญญาในการคำนวณหาค่าผ่านสายจำหน่าย ดังสมการ (3.13)

$$WC_{DM,i} = \frac{P_i \times L_i}{\sum_{j \in T} P_j \times L_j} \times AFCR_{total} \qquad (3.13)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โดย

$WC_{DM,i}$ คือ ค่าผ่านสายจำหน่ายจากการคำนวณด้วยวิธี Distance Based MW-Mile ของคู่สัญญาที่ *i*(บาท/ปี)

$AFCR_{total}$ คือ ผลรวมของ Annual Fixed Charge Rate ทั้งหมดในระบบ (บาท/ปี)

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา *i* (กิโลวัตต์)

L_i คือ ระยะทางอากาศระหว่างคู่สัญญาที่ *i* (กิโลเมตร)

T คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

แม้ว่าการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Distance Based MW-Mile จะมีการนำระยะทางอากาศระหว่างผู้ซื้อและผู้ขายไฟฟ้าของแต่ละคู่สัญญามาพิจารณา แต่ระยะทาง

อากาศที่ใช้ในการคำนวณนั้น ไม่ได้สะท้อนถึงระยะทางของสายส่งที่ถูกใช้จริงของแต่ละคู่สัญญา ทำให้วิธีการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายแบบ Distance Based MW-Mile ไม่สามารถสะท้อนถึงปริมาณการใช้สายจำหน่ายที่ถูกใช้โดยแต่ละคู่สัญญา

ทั้งนี้การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Distance Based MW-Mile สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับการคำนวณด้วยวิธี Contract Path ได้ โดยจะพิจารณาความยาวของสายจำหน่ายที่ใช้ แทนการใช้ระยะทางอากาศระหว่างคู่สัญญา ดังสมการ (3.14)

$$WC_{DM,i} = \frac{P_i \times \sum_{j \in C_i} L_j}{\sum_{k \in T} (P_k \times \sum_{j \in C_k} L_j)} \times AFCR_{total} \qquad (3.14)$$

โดย

$WC_{DM,i}$ คือ ค่าผ่านสายจำหน่ายจากการคำนวณด้วยวิธี Distance Based MW-Mile ของคู่สัญญาที่ *i*(บาท/ปี)

$AFCR_{total}$ คือ ผลรวมของ Annual Fixed Charge Rate ทั้งหมดในระบบ (บาท/ปี)

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา *i* (กิโลวัตต์)

L_j คือ ความยาวของสายไฟฟ้าที่ *j* (กิโลเมตร)

T คือ เซ็ตของคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า

C_i คือ เซ็ตของสายส่งตามสัญญาของคู่สัญญาที่ *i*

นอกจากนี้การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Distance Based MW-Mile สามารถนำมาประยุกต์ใช้ร่วมกับการคำนวณค่าผ่านสายไฟฟ้าด้วยวิธี Contract Path เพื่อให้ระยะทางระหว่างคู่สัญญาที่นำมาคำนวณสะท้อนถึงระยะทางของสายส่งที่ใช้จริงโดยคู่สัญญาได้ อย่างไรก็ตามด้วยวิธีการคำนวณแบบ Contact Path ยังคงมีข้อเสียจากผลของกำลังไฟฟ้าที่ไหลนอกเส้นทางของคู่สัญญาที่พิจารณาไว้ ทำให้การคำนวณด้วยวิธีนี้ จึงไม่สามารถสะท้อนถึงปริมาณสายส่งที่ถูกใช้จริงโดยคู่สัญญาได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

4) วิธี Power Flow Based MW-Mile

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จะคำนวณค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากผู้ใช้บริการ ตามสัดส่วนปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ถูกใช้จริงในแต่ละสาย เทียบกับปริมาณค่าความจุไฟฟ้าของสายจำหน่าย โดยการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile สามารถคำนวณได้ดังสมการ (3.15)

$$WC_{PF,i} = \sum_{j=1}^{n} \frac{\Delta MW_{j,i} \times AFCR_j}{P_{line,j}} \tag{3.15}$$

$$\Delta MW_{j,i} = P_{NM,j} - P_{NC,i,j} \tag{3.16}$$

โดย

$WC_{PF,i}$ คือ ค่าผ่านสายจำหน่ายจากคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ของคู่สัญญาที่ *i*(บาท/ปี)

$AFCR_j$ คือ Annual Fixed Charge Rateของสายส่งที่ *j* (บาท/ปี)

$\Delta MW_{j,i}$ คือ ปริมาณสายจำหน่ายของสายส่งที่ *j* ที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาที่ *i* (กิโลวัตต์) สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ (3.16)

$P_{line,j}$ คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าของสายจำหน่ายที่ *j* (กิโลวัตต์)

$P_{NM,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายที่ *j* ในภาวะปกติ (กิโลวัตต์)

$P_{NC,i,j}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายที่ *j* เมื่อเมื่อมีคู่สัญญาที่ *i* ในระบบโครงข่ายไฟฟ้า (กิโลวัตต์)

n คือ จำนวนสายไฟฟ้าทั้งหมดในโครงข่ายไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

อย่างไรก็ตามการคำนวณค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ตามสมการ (3.15) นั้น ส่งผลให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าไม่สามารถคืนเงินลงทุนได้ เนื่องจากการเทียบสัดส่วนกับพิกัดกำลังไฟฟ้าของสายจำหน่ายอาจไม่เหมาะสมกับสภาพการจ่ายไฟจริง ดังนั้นเพื่อให้ผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้กับการคืนเงินลงทุนได้ จึงควรมีการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายของผู้ใช้บริการโครงข่ายไฟฟ้าในแต่ละคู่สัญญา ดังสมการ (3.17)

$$WC_{PF,i} = \sum_{j=1}^{n} \frac{\Delta MW_{j,i} \times AFCR_j}{\sum_{k=1}^{m} \Delta MW_{j,k}} \tag{3.17}$$

โดย

$WC_{PF,i}$ คือ ค่าผ่านสายจำหน่ายจากคำนวณด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile ของคู่สัญญาที่ *i*(บาท/ปี)

$AFCR_j$ คือ Annual Fixed Charge Rateของสายส่งที่ *j* (บาท/ปี)

$\Delta MW_{j,i}$ คือ ปริมาณสายจำหน่ายของสายที่ *j* ที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาที่ *i* (เมกะวัตต์)

n คือ จำนวนสายจำหน่ายทั้งหมดในโครงข่ายไฟฟ้า

m คือ จำนวนคู่สัญญาทั้งหมดในโครงข่ายไฟฟ้า

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile นั้นจะคำนวณปริมาณสายจำหน่ายที่ถูกใช้โดยคู่สัญญา (ΔMW) จากผลต่างของกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายของระบบในภาวะปกติ และกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายเมื่อครั้งคู่สัญญายังไม่ได้เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจำหน่ายนี้คำนวณได้จากการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power Flow Calculation) ดังนั้น การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Power Flow Based MW-Mile จึงสะท้อนถึงปริมาณการใช้สายจริงของแต่ละคู่สัญญา อย่างไรก็ตามการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธีนี้จำเป็นต้องพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าจำนวนมากในโครงข่ายระบบไฟฟ้า หากมีคู่สัญญาที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายระบบไฟฟ้ามากขึ้น ก็จะทำให้มีจำนวนการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้ามากขึ้นไปด้วย โดยหากมีจำนวณคู่สัญญาทั้งหมด m คู่สัญญา จะต้องคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้าอย่างน้อยขั้นต่ำจำนวน m+1 ครั้ง ทำให้สิ้นเปลืองทรัพยากรในการคำนวณสำหรับระบบที่มีขนาดใหญ่

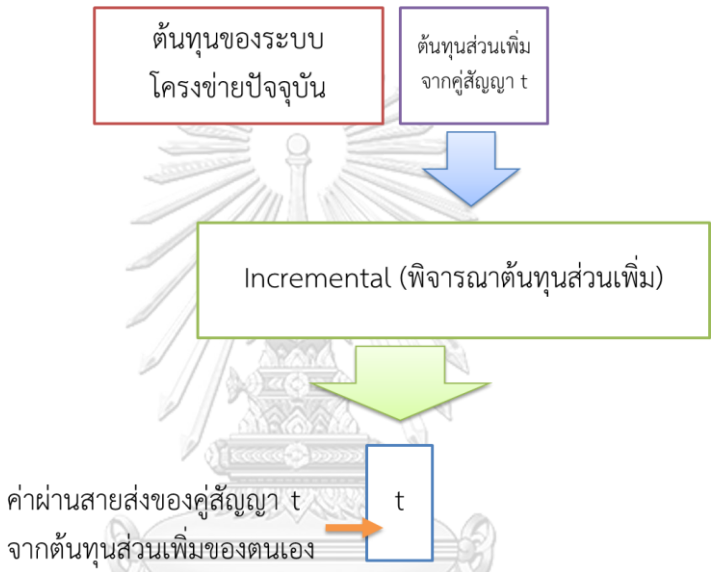
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.2.3.2 วิธี Incremental Cost

หลักการคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost จะคิดต้นทุนเฉพาะต้นทุนส่วนเพิ่มที่เกิดจากการเชื่อมต่อของคู่สัญญารายใหม่เท่านั้น โดยต้นทุนส่วนเพิ่มนี้จะถูกจัดสรรให้กับคู่สัญญารายใหม่ที่เข้ามาในระบบโครงข่ายไฟฟ้า ส่งผลให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายต้องมีการลงทุนขยายโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้น สำหรับต้นทุนของระบบโครงข่ายดั้งเดิม (Existing System Cost) ก่อนเชื่อมต่อกับคู่สัญญารายใหม่นี้ จะถูกจัดสรรให้ผู้ที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายทุกรายรวมถึงคู่สัญญารายใหม่ที่เข้ามาเชื่อมต่อด้วย แสดงแผนภาพการคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost ดังภาพที่ 3.6 [16] วิธีนี้เป็นวิธีคิดที่มีประสิทธิภาพในเชิงเศรษฐศาสตร์ อย่างไรก็ตามการคำนวณด้วยวิธีนี้ยังคงมีความไม่แม่นยำเนื่องจากมีความยุ่งยากในการคำนวณจากปริมาณเงินลงทุนที่เกิดขึ้นจริง ทั้งนี้ในบางกรณี การคำนวณด้วยวิธีนี้อาจทำให้ค่าผ่านสายจำหน่ายในบางคู่สัญญา

มีค่าที่สูงเกินไปหรือต่ำเกินไป เนื่องจากข้อจำกัดจากการนำข้อมูลในอดีตมาใช้คำนวณ การคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost ประกอบด้วยวิธีต่าง ๆ ดังนี้

1) Short-Run Incremental Cost (SRIC) Pricing
2) Long-Run Incremental Cost (LRIC) Pricing
3) Short-Run Marginal Cost (SRMC) Pricing
4) Long-Run Marginal Cost (LRMC) Pricing



ภาพที่ 3.6 การคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Incremental Cost [16]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1) Short-Run Incremental Cost Pricing (SRIC)

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี SRIC พิจารณาเฉพาะต้นทุนค่าดำเนินงาน (Operating Cost) ที่เกิดจากคู่สัญญารายใหม่เท่านั้น โดยพิจารณาจากการคำนวณของกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow) อย่างไรก็ตามวิธีนี้อาจไม่สร้างแรงจูงใจให้ผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าขยายระบบไฟฟ้าโครงข่ายเพิ่มเติม เนื่องจากการพิจารณาต้นทุนที่ใช้ในการคำนวณค่าผ่านสายไฟฟ้าด้วยวิธี SRIC คิดเฉพาะจากต้นทุนค่าดำเนินงานเท่านั้น อาจไม่สามารถคืนเงินลงทุน จากการเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายเนื่องจากการขยายโครงข่ายเพิ่มเติมได้

2) Long-Run Incremental Cost Pricing (LRIC)

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี LRIC พิจารณาจากต้นทุนระยะยาวทั้งหมด ทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Operating Cost) และการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคต (Expansion Cost) มาใช้ในการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายให้แก่คู่สัญญาที่เกิดขึ้นใหม่ ทั้งนี้การจัดสรรต้นทุนค่าดำเนินงาน (Operating Cost) จะใช้วิธีเดียวกับวิธี SRIC และในส่วนของต้นทุนในการขยายระบบ (Expansion Cost) จะคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายโดยพิจารณาตามแผนการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้า อย่างก็ตามหากมีคู่สัญญาปริมาณมากขึ้นในระบบ จะต้องพิจารณาในส่วนของต้นทุนในการขยายระบบที่สูงขึ้นด้วย ส่งผลให้ค่าผ่านสายฯ มีราคาสูงขึ้นด้วย

3) Short-Run Marginal Cost Pricing (SRMC)

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี SRMC คำนวณจากต้นทุนการดำเนินงานหน่วยสุดท้าย (Marginal Operating Cost) ที่เกิดจากคู่สัญญารายใหม่ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า โดยสามารถประมาณการต้นทุนการดำเนินงานต่อกิโลวัตต์ ได้จากผลต่างของต้นทุนแต่ละบัส จากนั้นจึงคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี SRMC จาก ผลรวมของผลคูณระหว่างต้นทุนในแต่ละบัสที่พิจารณา กับกำลังไฟฟ้าที่บัสนั้น ๆ สำหรับต้นทุนในแต่ละบัสสามารถคำนวณได้จาก ผลการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุด (Optimal Power Flow) โดยการคำนวณค่าผ่านสายฯ ด้วยวิธี SRMC คำนวณได้ดังสมการ (3.18)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$SRMC_t = \sum_{i \in B_t} BMC_i * P_{i,t} \qquad (3.18)$$

โดย

$SRMC_t$ คือ ค่าผ่านสายไฟฟ้าจากคำนวณด้วยวิธี Short-Run Marginal Cost (SRMC) ของคู่สัญญาที่ t (บาท/ปี)

BMC_i คือ Bus Marginal Cost ของบัสที่ i (บาท/ปี*เมกะวัตต์)

$P_{i,t}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่บัสที่ i ของคู่สัญญาที่ t (เมกะวัตต์)

B_t คือ จำนวนบัสทั้งหมดในโครงข่ายไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับคู่สัญญา

ด้วยการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี SRMC นี้ทำให้มีเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายในอัตราที่สูงกว่าต้นทุนการดำเนินงาน ซึ่งก่อให้เกิดกำไรแก่ผู้ให้บริการโครงข่าย ทำให้

คุ้มค่าต่อการลงทุนขยายโครงข่ายไฟฟ้าเพิ่มเติม อย่างไรก็ตามการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี SRMC นี้ อาจไม่สะท้อนถึงค่าดำเนินการในการส่งผ่านไฟฟ้าที่แท้จริง หากขนาดของกำลังไฟฟ้าที่แลกเปลี่ยนระหว่างคู่สัญญา มีขนาดใหญ่เมื่อเทียบกับขนาดกำลังของโหลดในระบบ ซึ่งส่งผลให้ไม่สามารถคืนเงินลงทุนจากแผนการขยายระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคตได้เช่นกัน

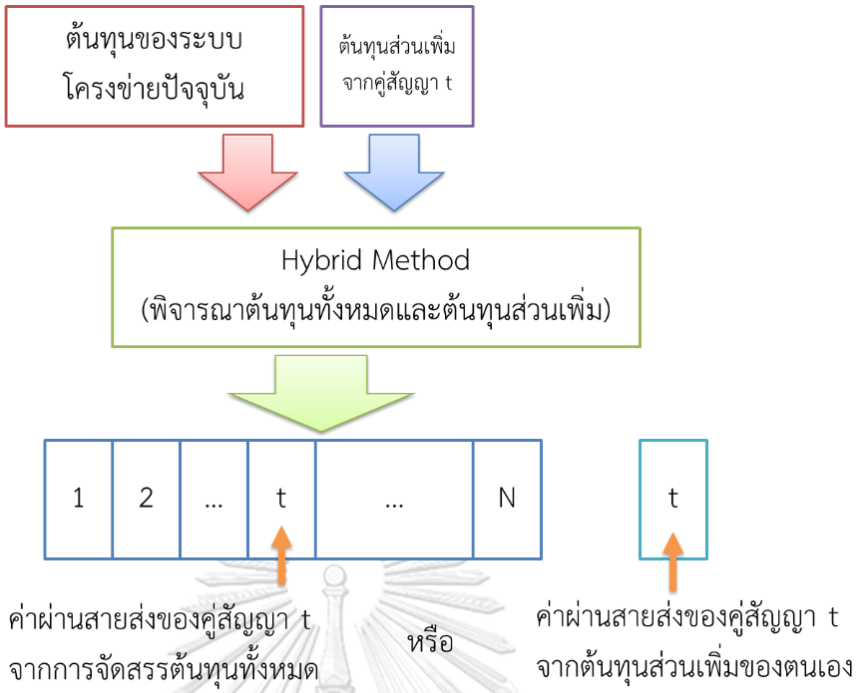
4) Long-Run Marginal Cost Pricing (LRMC)

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี LRMC พิจารณาจากต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการดำเนินงาน (Operating Cost) และต้นทุนในการขยายระบบ (Expansion Cost) โดยต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการดำเนินงาน จะคำนวณด้วยวิธีเดียวกับวิธี SRMC และในส่วนของต้นทุนในการขยายระบบจะจัดสรรตามกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาที่วางแผนจะเชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคต เช่นเดียวกันกับวิธี SRMC หากมีคู่สัญญาปริมาณมากขึ้นในระบบ จะต้องพิจารณาในส่วนของต้นทุนในการขยายระบบที่สูงขึ้นด้วย ส่งผลให้ค่าผ่านสายฯ มีราคาสูงขึ้นด้วย

3.2.3.3 วิธี Hybrid Method

การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย หรือ ค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Hybrid Method / Composite Embedded/Incremental Cost จะพิจารณาจากต้นทุนดั้งเดิมของระบบ (Existing System Cost) และ ต้นทุนส่วนเพิ่มของระบบ (Incremental Cost) จากคู่สัญญาใหม่ที่เชื่อมต่อกับโครงข่ายไฟฟ้า โดยการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Hybrid Method นั้น จะคิดทั้งวิธี Embedded Cost และ Incremental Cost และสำหรับการคำนวณด้วยวิธี Incremental Cost จะนำผลรวมของต้นทุนดั้งเดิมของระบบก่อนเชื่อมต่อกับคู่สัญญาใหม่ และต้นทุนส่วนเพิ่มจากการเชื่อมต่อกับคู่สัญญาใหม่มาใช้ในการคำนวณค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้กับทุกคู่สัญญาภายในระบบโครงข่ายไฟฟ้า แสดงแผนภาพการคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Hybrid Method ได้ดังภาพที่ 3.7 [16] ทั้งนี้การค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Hybrid Method คู่สัญญาใหม่ที่เชื่อมต่อกับระบบจะต้องมีการคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าจากวิธี Incremental Cost ร่วมด้วย ดังนั้นจึงทำให้ผู้ใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าจะต้องจ่ายค่าผ่านสายส่งด้วยราคาที่สูงกว่าการคิดด้วยวิธี Embedded Cost และวิธี Incremental Cost

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 3.7 การคิดค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าด้วยวิธี Hybrid Method [16]

จากหลักการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายแก่ผู้ขอใช้บริการระบบโครงข่ายในหัวข้อ 3.2.3 นั้น แบ่งสัดส่วนตามปริมาณการใช้สายจำหน่ายของผู้ขอใช้บริการ โดยมีหลักเกณฑ์การพิจารณาได้หลายกรณี เช่น การคำนวณค่าผ่านสายฯ จากสัดส่วนปริมาณการใช้สายจำหน่ายเทียบกับความจุของกำลังไฟฟ้าของสายจำหน่าย หรือ คำนวณจากสัดส่วนปริมาณการใช้สายจำหน่ายเทียบกับปริมาณสายจำหน่ายทั้งหมดที่ทุก ๆ คู่สัญญาที่มีการใช้งาน อย่างไรก็ตาม โดยทั่วไปกำลังไฟฟ้าที่ไหลในสายจริงมักมีขนาดน้อยกว่าค่าความจุกำลังไฟฟ้าของสายจำหน่าย ทำให้การคำนวณค่าผ่านสายฯ ด้วยการแบ่งสัดส่วนปริมาณการใช้สายไฟฟ้ากับความจุกำลังไฟฟ้าของสายไฟฟ้านั้น อาจไม่สะท้อนต่อความเป็นจริงและไม่สามารถคืนเงินลงทุนให้แก่ผู้ให้บริการโครงข่ายไฟฟ้าได้ หากผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้าได้ลงทุนสร้างสายไฟฟ้าที่มีความจุกำลังไฟฟ้ามากกว่าปริมาณการใช้งานจริง และด้วยเหตุผลในการเตรียมพร้อมสำหรับการขยายระบบในอนาคตหรือการออกแบบโครงสร้างระบบจำหน่ายที่ไม่เหมาะสมของผู้ให้บริการระบบโครงข่าย การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจากสัดส่วนระหว่างคู่สัญญาหนึ่ง เทียบกับปริมาณสายไฟฟ้าที่ถูกใช้โดยคู่สัญญาทั้งหมดในระบบโครงข่ายไฟฟ้า จึงมีความเหมาะสมและเป็นที่นิยมมากกว่าการใช้สัดส่วนเทียบระหว่างปริมาณการใช้สายส่งไฟฟ้าต่อความจุไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3.2.4 การคิดค่าผ่านสายจำหน่ายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน

สำหรับรูปแบบโครงข่ายระบบไฟฟ้าที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ศึกษา พิจารณาจากตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้าแบบ Peer-to-Peer ซึ่งมีการเชื่อมต่อ Prosumer เข้ามาในโครงข่ายไฟฟ้าปัจจุบันซึ่งเป็นระบบจำหน่ายแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทำให้ กฟภ. สูญเสียรายได้จากการขายไฟฟ้าทั้ง ๆ ที่จำนวนผู้ใช้งานในระบบจำหน่ายแรงต่ำไม่ได้ลดลงจากเดิม และ กฟภ. อาจต้องเพิ่มพิกัดความจุของสายจำหน่ายเพื่อรองรับการซื้อขายไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากตลาดซื้อขายไฟฟ้านี้ จึงเป็นการเพิ่มต้นทุนในการขยายระบบ (Expansion Cost) และต้นทุนการดำเนินงานที่เกิดขึ้นมาใหม่ (New Cost of System Operation) ให้ กฟภ. ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมที่ยังคงซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. และไม่ได้เข้าร่วมในตลาดซื้อขายไฟฟ้านี้จะต้องไม่ได้รับผลกระทบจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ดังนั้นต้นทุนที่เหลือในส่วนที่ไม่ได้จากการเก็บค่าไฟฟ้าและส่วนต่างของค่าผ่านสายจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นนี้จะต้องเก็บจาก Prosumer และ Consumer ที่ซื้อขายไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ซึ่งมีการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ.

เมื่อพิจารณาเงินลงทุนโดยรวมสามารถแบ่งเป็น 2 ส่วน ได้แก่ 1) ต้นทุนส่วนระบบจำหน่ายปัจจุบัน 2) ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากการเชื่อมต่อของ Prosumer จากการศึกษาพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของ Prosumer พบว่าในช่วงที่มีการเปิดตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P จะมีการซื้อขายแลกเปลี่ยนกันภายในตลาด ทำให้ช่วงเวลานี้การซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ.จะลดลง แต่เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาตลาดแล้ว Prosumer จะสลับบทบาทกลับมาเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเดิม กล่าวคือกลับมาเป็น Consumer ของ กฟภ. นั่นคือ Prosumer มีการเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายของ กฟภ. อยู่ตลอดเวลาเช่นเดียวกันกับผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ ซึ่ง กฟภ. ได้มีการลงทุนในระบบโครงข่ายเพื่อรองรับโหลดหรือผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. อยู่แล้ว

ดังนั้นถ้าพิจารณาวิธีการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Embedded Cost จะเป็นการพิจารณาการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายจากต้นทุนโดยรวมทั้งในส่วนของต้นทุนส่วนระบบจำหน่ายปัจจุบันและต้นทุนส่วนที่เพิ่มขึ้นจากการเชื่อมต่อกับ Prosumer ซึ่งการคิดค่าผ่านสายด้วยวิธีนี้ อาจทำให้เงินที่เรียกเก็บมีปริมาณมากเกินไป เป็นการลดแรงจูงใจการเข้าร่วมตลาด P2P ของทั้ง Prosumer และ Consumer เนื่องจากทำการซื้อขายในระยะเวลาอันสั้น ปริมาณการใช้สายไฟฟ้าไม่คงที่ และไม่ได้มีการทำสัญญาระยะยาวกับคู่สัญญาแต่ละราย หากพิจารณาวิธีการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Incremental Cost ซึ่งพิจารณาเฉพาะต้นทุนส่วนเพิ่มขึ้นจากการเชื่อมต่อของ Prosumer นั้น อาจไม่ครอบคลุมเงินลงทุนทั้งหมดที่ กฟภ. สูญเสียไป เพราะมีส่วนต้นทุนในปัจจุบันที่ กฟภ. ได้ลงทุนไปแล้วด้วย อีกทั้งวิธี Incremental Cost นั้นเป็นวิธีที่มีความซับซ้อนและยากจะอธิบายให้กับผู้ขอใช้บริการได้ง่าย และเมื่อพิจารณาวิธีการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Hybrid

Method พบว่ามีการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายที่ซ้ำซ้อนกัน ทั้งในส่วนของต้นทุนโครงข่ายปัจจุบันและต้นทุนส่วนเพิ่มที่ต่างกระจายไปยังวิธี Embedded Cost และ Incremental Cost ทำให้เงินที่เรียกเก็บสูงกว่าทั้งการคิดค่าผ่านสายทั้งสองแบบ ทั้งนี้อาจคิดค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Hybrid Method แบบที่ 2 กล่าวคือให้แยกต้นทุนปัจจุบันไปคิดด้วยวิธี Embedded Cost และต้นทุนส่วนเพิ่มไปคิดด้วยวิธี Incremental Cost ก็จะทำให้ต้นทุนโดยรวมไม่ซ้ำซ้อนกัน และการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายมีหลักการมากขึ้น อย่างไรก็ตามด้วยความซับซ้อนในการคำนวณของวิธี Incremental Cost ก็ทำให้วิธี Hybrid Method นี้ยากจะอธิบายให้กับผู้ขอใช้บริการได้ง่ายเช่นกัน อีกทั้งสุดท้ายแล้วการคำนวณด้วยวิธี Hybrid Method แบบที่ 2 อาจไม่สร้างแรงจูงใจให้ผู้เข้าร่วมตลาด เพราะการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายอาจมีราคาที่ไม่ถูกกว่าการคิดค่าผ่านสายด้วยวิธี Embedded Cost

ด้วยเหตุผลดังกล่าว วิธีการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายแบบ Embedded Cost จึงมีความเหมาะสมที่สุด ในการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สำหรับเนื้อหาในบทที่ 4 จะอธิบายการคำนวณต้นทุนโดยรวมของระบบทดสอบ รวมทั้งสมการคำนวณค่าผ่านสายฯ สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ P2P อย่างละเอียด ในบทที่ 5 และ 6 จะเป็นการทดสอบสมมติฐานข้างต้นและผลสรุปที่อภิปรายว่า วิธีการคิดค่าผ่านสายฯ แบบ Embedded Cost มีความเหมาะสมในการใช้เป็นวิธีคิดค่าผ่านสายฯ หรือไม่ ทั้งด้านความเหมาะสมของอัตราส่วนค่าผ่านสายฯ ต่อค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากการซื้อขายในตลาด P2P และด้านการคืนเงินลงทุนให้แก่เจ้าของโครงข่ายไฟฟ้า หรือ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4
การคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลาง สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอแนวทางการคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลาง (Market Clearing Price: MCP) สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer (P2P) แบบล่วงหน้า เพื่อหาปริมาณและราคาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง Prosumer ในแต่ละรอบที่เปิดให้มีการจับคู่ซื้อขายกัน โดยวิธีการคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลางจะใช้หลักแนวคิดการซื้อขายในตลาดหุ้นไทย โดยในบทนี้จะแบ่งเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่

1) การคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลางสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า
2) การจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน
3) การประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด Peer-to-Peer

4.1 การคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลางสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอแนวคิดการคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลาง (Market Clearing Price: MCP) สำหรับตลาด Peer-to-Peer (P2P) แบบล่วงหน้า โดยนำลักษณะการซื้อขายในตลาดหุ้นไทยมาใช้เป็นหลักการในการหาราคา MCP จากกลไกการหาราคาหุ้นจากช่วงก่อนเปิดตลาดหุ้น (Pre-Opening) โดยการคิดราคากลาง ณ ตอนเปิดตลาด (At The Open: ATO) [35] มาใช้เป็นแนวคิดในการหาราคา MCP สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ P2P วิธีนี้จะเปิดโอกาสให้ผู้เสนอราคาสามารถตั้งราคา ATO ได้ ในกรณีที่ผู้เสนอราคาผู้นั้นต้องการซื้อหรือขายไฟฟ้าให้ได้ในรอบการซื้อขายนั้น ๆ โดยกลไกการหาราคาหุ้นของตลาดหุ้นไทยมีความน่าเชื่อถือ เป็นที่ยอมรับของผู้เล่นในตลาดหุ้นมายาวนาน และการซื้อขายมีความเป็นธรรมต่อผู้เข้าร่วมตลาดหุ้นทุกฝ่าย ด้วยเหตุนี้กลไกการหาราคาหุ้นในตลาดหุ้นไทยจึงมีความเหมาะสมที่จะนำมาใช้ในการหาราคา MCP สำหรับตลาด P2P แบบล่วงหน้า

สำหรับแนวคิดการซื้อขายของตลาดหุ้นในช่วงก่อนเปิดตลาดหุ้นนี้ โดยทั่วไปตลาดหุ้นจะเปิดให้ผู้ที่ทำการซื้อขาย หรือ ผู้เข้าร่วมในระบบป้อนจำนวนหุ้นและราคาหุ้นที่ต้องการซื้อหรือขายเข้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ระบบ (Order) ภายในเวลา 9:55 น. ก่อนเวลาตลาดเปิดประจำวัน โดยระบบของตลาดหุ้นจะทำการจัดการและจับคู่ซื้อขาย Order เหล่านี้ให้เสร็จสิ้นก่อนเปิดตลาดหุ้นในเวลา 10:00 น. เรียกช่วงเวลานี้ว่า Pre-Opening Time และราคาที่ใช้ในการซื้อขายหุ้นในช่วงเวลาดังกล่าวเรียกว่า ราคา At The Open (ATO) ซึ่งราคา ATO หาได้จากการจับคู่กันระหว่างราคาของผู้เสนอซื้อและราคาของผู้เสนอขายที่เท่ากัน และจำนวนหุ้นที่เสนอของทั้งสองฝ่ายมีการจับคู่กันได้มากที่สุด โดยราคากลางตัดสินที่ได้จากวิธีการจับคู่นี้ ตลาดหุ้นไทยยังใช้เป็นราคาสำหรับอ้างอิงราคาหุ้น ณ เวลาที่เปิดตลาดแล้ว ส่วนหุ้นที่ไม่สามารถจับคู่ซื้อขายได้ จะถูกนำไปจัดไว้ใน Order Book สำหรับซื้อขายในช่วงตลาดหุ้นเปิดแล้วต่อไป ทั้งนี้หากผู้เสนอราคาใดในตลาดหุ้นต้องการซื้อหรือขายหุ้นตั้งแต่ช่วงเปิดตลาดทันทีสามารถตั้งราคาที่เสนอซื้อหรือขายเป็นราคา ATO ได้ตั้งแต่แรก

ลักษณะการหาราคา ATO จะมีรูปแบบคล้ายกับวิธีการหาราคา MCP ในรูปแบบ Double Auction Market ดังที่ได้อธิบายไว้ในบทที่ 2 โดยวิธีการหาราคา ATO นี้จะมีข้อได้เปรียบจากวิธี Double Auction คือสามารถเพิ่มทางเลือกให้ผู้เสนอราคาตั้งราคาเป็นราคา ATO ได้ ทำให้การตั้งราคาซื้อหรือขายมีความยืดหยุ่นกว่าวิธี Double Auction ทั้งนี้กลไกการหาราคา ATO ในช่วงก่อนเปิดตลาดมีลำดับขั้นตอนดังต่อไปนี้

4.1.1 ขั้นตอนการจัดเรียงลำดับราคาของผู้เสนอทั้งสองฝ่าย

หลังจากปิดรับ Order หุ้นในช่วง Pre-Opening แล้วระบบจะทำการจัดเรียงราคาทั้งฝั่งของผู้เสนอซื้อ (Bid) และผู้เสนอขาย (Ask) ดังตัวอย่างในตารางที่ 4.1 โดยฝั่ง Bid จะเรียงลำดับราคาของผู้เสนอซื้อจากราคาสูงที่สุดไปยังราคาต่ำที่สุด และฝั่ง Ask จะเรียงลำดับราคาของผู้เสนอขายจากราคาต่ำที่สุดไปยังราคาสูงที่สุด หากมีผู้เล่นที่เสนอราคามาเท่ากัน ระบบจะยึดตามลำดับเวลาที่ผู้เล่นแต่ละรายเสนอราคาเข้ามา กล่าวคือ ผู้เล่นใดที่เสนอราคาเข้ามาก่อนจะถูกจัดอยู่ในลำดับก่อนหน้า และหากที่ Ask หรือ Bid ใดที่เสนอราคาหุ้นที่เท่ากับราคา ATO เข้ามาระบบจะจัดเรียงให้ผู้เสนอรายนี้เป็นลำดับแรกสุดในการแลกเปลี่ยน

ตารางที่ 4.1 ระบบทำการเรียงลำดับราคาตามผู้เสนอทั้ง 2 ฝ่าย

	ผู้เสนอซื้อ (Bid)			ผู้เสนอขาย (Ask)	
ผู้ซื้อ	ราคา	จำนวนหุ้น	ผู้ขาย	ราคา	จำนวนหุ้น
K	ATO	500	M	ATO	300
A	100	400	F	99	400
B	100	550	G	100	800
C	99	300	H	100	500
D	98	700	I	101	600
E	98	600	J	102	400

4.1.2 ขั้นตอนการจัดราคาและปริมาณที่สามารถซื้อขายได้

ระบบจะจัดเรียงลำดับราคาหุ้น โดยการรวมจำนวนหุ้นของผู้เสนอซื้อทั้งหมดที่สามารถซื้อได้ในราคาดังกล่าว และจำนวนหุ้นของผู้เสนอขายทั้งหมดที่สามารถขายได้ในราคาเดียวกันนี้ แล้วจึงหาปริมาณหุ้นที่สามารถจับคู่ซื้อขายกันในราคาตรงกันดังกล่าว โดยมีลักษณะการจับคู่ดังตัวอย่างในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 ระบบจัดราคาและปริมาณที่สามารถซื้อขายได้

ราคา	ปริมาณที่เสนอซื้อ	ปริมาณที่เสนอขาย	ปริมาณที่จับคู่กันได้
98	500+400+550+300+ 700+600 = 3,050	300	300
99	500+400+550+300 = 1,750	300+400 = 700	700
100	500+400+550 = 1,450	300+400+800+500 = 2,000	1,450
101	500	300+400+800+500+600 = 2,600	500
102	500	300+400+800+500+600+400 = 3,000	500

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.1.3 ขั้นตอนการจับคู่ที่สามารถซื้อขายได้ตามราคา ATO

ระบบจะทำการหาราคา ATO โดยเลือกจากราคาที่มีปริมาณการแลกเปลี่ยนสูงที่สุดแล้วจับคู่ผู้ซื้อและผู้ขายที่เสนอราคาตามในเงื่อนไขของราคา ATO ดังตัวอย่างในตารางที่ 4.3 โดยผู้เสนอที่เลือกราคา ATO ล่วงหน้าจะมีสิทธิในการแลกเปลี่ยนก่อน และผู้เสนอที่เสนอราคาดีกว่าราคา ATO จะทำการแลกเปลี่ยนถัดมา จนถึงผู้ที่เสนอราคาที่เท่ากับราคา ATO ส่วนผู้เสนอราคาที่ไม่ได้รับการจับคู่ จะถูกนำไปลง Order Book หลังจากจับคู่คำสั่ง ณ ราคาเปิดตลาด

ตารางที่ 4.3 การแลกเปลี่ยนตามราคา ATO

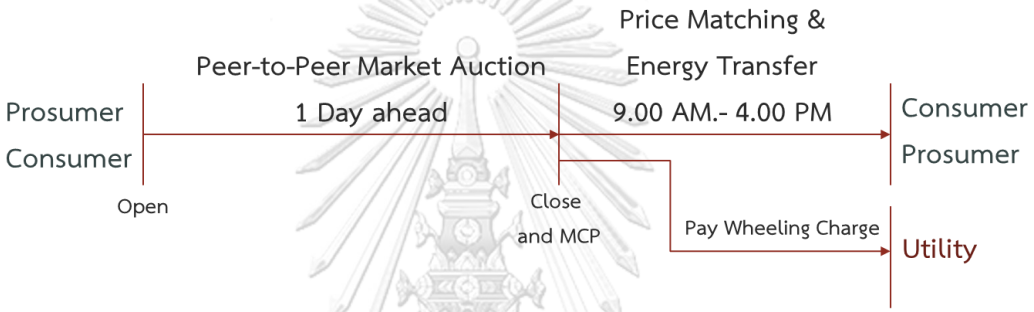
รายการซื้อขาย	Bid	Ask	ราคา	ปริมาณซื้อขาย
1	K	M	100	300
2	K	F	100	200
3	A	F	100	200
4	A	G	100	200
5	B	H	100	550

ทั้งนี้กลไกการตัดสินราคาด้วยวิธีนี้ มีข้อจำกัดบางประการดังนี้

1. การตัดสินราคาจะเกิดขึ้นเพียงครั้งเดียวต่อ 1 รอบการซื้อขาย ทำให้ผู้เสนอราคาที่แพ้การประมูล จะถูกตัดสิทธิ์ในการเสนอราคาครั้งนั้นออกไป ต่างจากการซื้อขายด้วยกลไกแบบ Continuous Double Auction ที่เมื่อตัดสินราคาไปแล้ว ยังสามารถเสนอราคาต่อไปได้ จนสิ้นสุดรอบการซื้อขายนั้น ๆ
2. กลไกนี้ยังไม่ได้เปิดโอกาสให้ Prosumer สามารถจับคู่ซื้อขายกันเองได้ ต้องซื้อขายผ่านตลาด P2P เท่านั้น
3. การตัดสินราคาด้วยวิธียังไม่สามารถสะท้อนถึงราคาความต้องการซื้อขายตามกลุ่มผู้ซื้อและผู้ขายส่วนใหญ่ได้

ช่วงเวลาการซื้อขายในตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P ของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ กำหนดให้เป็นการซื้อขายแบบล่วงหน้า (Day ahead Auction) โดยกำหนดกรอบการซื้อขายทุก ๆ 15 นาทีในแต่ละรอบของวันถัดไป ภายในช่วงเวลา 9.00 น. ถึง 16.00 น. สาเหตุที่กำหนดให้การซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P เป็นแบบล่วงหน้าหนึ่งวัน เนื่องจากปัจจุบันยังไม่มีวิธีการตัดสินราคาใดที่สามารถคิดราคาตามเวลาจริงได้ เพราะยังมีขั้นตอนในการส่งผ่านพลังงาน ซึ่งจำเป็นต้องมีการจัดการความต้องการไฟฟ้า

(Demand Response) ที่ถูกต้อง และการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า (Load Forecast) ที่แม่นยำ และปัจจัยทางเทคนิคอื่น ๆ ประกอบ ตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P จึงจะสามารถเปิดให้ซื้อขายตามเวลาจริงได้ สำหรับช่วงเวลาที่เปิดให้ทำการซื้อขายในตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P จะพิจารณาเฉพาะช่วงเวลาที่โซลาร์เซลล์สามารถผลิตไฟฟ้าได้จากแสงอาทิตย์เท่านั้น ไม่พิจารณาการขายพลังงานจากการกักเก็บในแหล่งกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ทั้งในและนอกเหนือจากช่วงเวลาดังกล่าว รวมทั้งกำหนดการชำระค่าผ่านสายจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งจะกล่าวถึงในบทที่ 5 ต่อไป โดยกรอบระยะเวลาของตลาดซื้อขายในหนึ่งวันและส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในหนึ่งวันสามารถแสดงได้โดยง่ายดังภาพที่ 4.1



ภาพที่ 4.1 กรอบระยะเวลาของตลาดซื้อขายในหนึ่งวันและส่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าในหนึ่งวัน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดเงื่อนไขของตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P สำหรับผู้ที่ไม่สามารถแลกเปลี่ยนได้ตามราคาตัดสินจากการคิดราคา MCP โดยกำหนดให้

1) ผู้ซื้อ (Bid) ใดที่ไม่ชนะการประมูลราคาหลังจากตัดสินราคาไปแล้ว จะต้องซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายด้วยอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Time of Use (ToU) [36] ในช่วง Onload หรือเท่ากับ 5.7982 บาทต่อ kWh

2) ผู้ขาย (Ask) ใดที่ไม่ชนะการประมูลราคาหลังจากตัดสินราคาไปแล้ว จำเป็นต้องขายเข้าระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ด้วยอัตรา 1.68 บาทต่อ kWh ตามเงื่อนไขของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชนที่คณะกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) เป็นคนกำหนด [2]

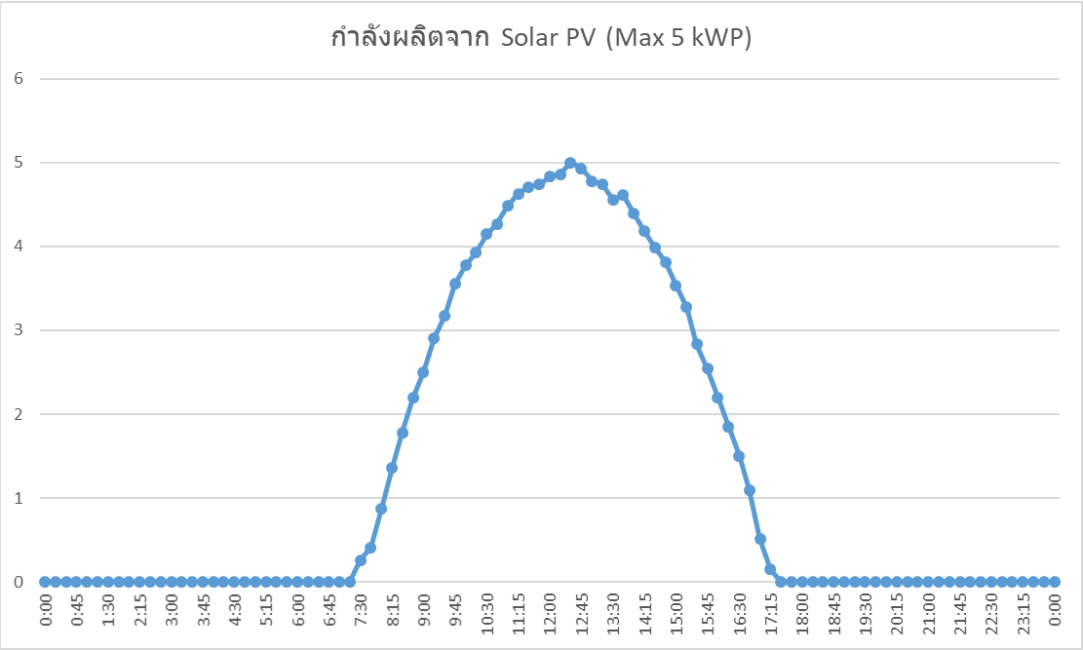
ทั้งนี้สำหรับ Ask หากต้องการขายไฟเข้าระบบ จำเป็นต้องหักลบจากการใช้พลังงานของตนเองก่อน (Self-Consumption) จึงจะสามารถขายเข้าระบบเป็นพลังงานส่วนเกินที่ผลิตได้ ซึ่งเป็นข้อกำหนดในการขายไฟฟ้าจาก กกพ. โดยจะเป็นผลดีต่อผู้ที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง เนื่องจากราคาที่ผลิตใช้เองมีราคาถูกกว่าอัตราค่าไฟฟ้าปกติเป็นอย่างมาก

4.2 การจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน

จากแนวคิดการหาราคากลางตัดสิน (Market Clearing Price: MCP) ด้วยกลไกการหาราคาหุ้นจากช่วงก่อนเปิดตลาดหุ้น (Pre-Opening) โดยการคิดราคากลาง ณ ตอนเปิดตลาด (At The Open: ATO) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้นำลักษณะการคิดราคา ATO ดังกล่าวมาจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P และยังเป็นการพิสูจน์การใช้งานจริงของกลไกดังกล่าวว่าสามารถใช้งานร่วมกับตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P ได้หรือไม่ โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ใช้โปรแกรม MATLAB R2018a ในการจำลองลักษณะตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P ขึ้นมา โดยได้ระบุขอบเขตการทำงานของโปรแกรมไว้ดังนี้

1) กำหนดช่วงเวลาที่ซื้อขายใน 1 วัน ตั้งแต่เวลา 9:00 น. ถึง 16:00 น. มีรอบการซื้อขายครั้งละ 15 นาที โดยกำหนดให้ผู้ซื้อ (Bid) และผู้ขาย (Ask) ยื่นเสนอราคาได้ล่วงหน้า 1 วัน
2) กำหนดให้การคิดราคา MCP คิดเฉพาะการคิดราคาตามกลไกรูปแบบ ATO เท่านั้น
3) กำหนดให้ระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV) ผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด 5 kWp โดยไม่คำนึงถึงผลการเสื่อมสภาพจากการใช้งานของ Solar PV (Shading) มีลักษณะการผลิตไฟฟ้าเป็นไปตามลักษณะการผลิตไฟฟ้าดังภาพที่ 4.2
4) กำหนดให้มีผู้ซื้อ (Bid) จำนวน 5 ราย และ ผู้ขาย (Ask) จำนวน 3 รายในระบบ
5) ขอบเขตราคาที่ Bid เสนอซื้ออยู่ระหว่าง 1.68 ถึง 5.7982 บาทต่อ kWh
6) ขอบเขตราคาที่ Ask เสนอขายอยู่ระหว่าง 1.68 ถึง 5.7982 บาทต่อ kWh

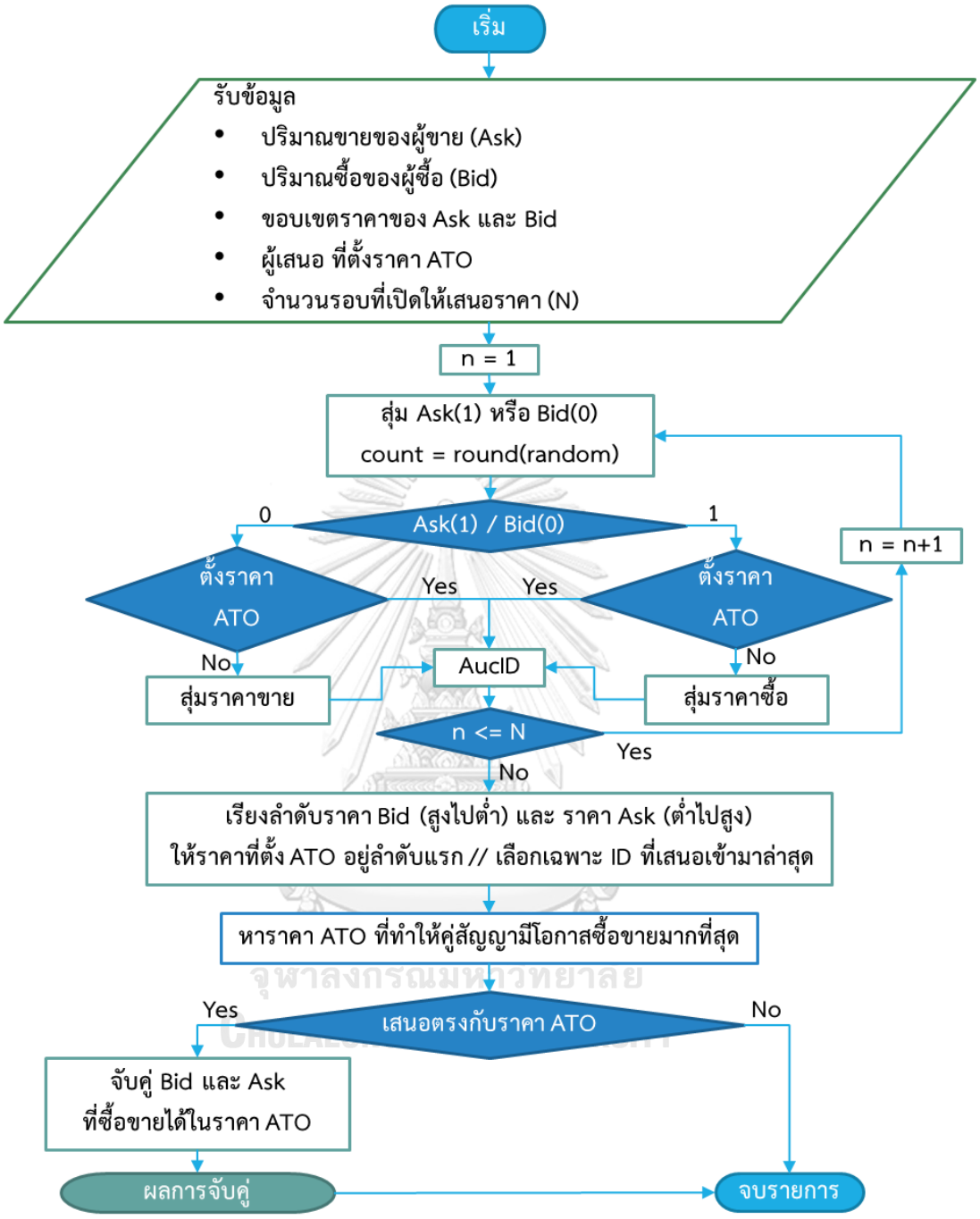
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 4.2 กราฟแสดงการผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV ใน 1 วัน

ในส่วนการทำงานของโปรแกรม ระบบจะรับข้อมูลปริมาณไฟฟ้าของ Ask และ Bid ที่ต้องการซื้อและขาย รวมทั้งผู้เสนอราคารายที่ตั้งราคา ATO เพื่อจะทำการสุ่มราคาซื้อขาย ในขอบเขตราคาซื้อและราคาขายที่กำหนดขึ้นซึ่งจะมีความสอดคล้องกับพฤติกรรมการซื้อขายจริง โดยผู้เสนอแต่ละรายจะระบุตัวตน หรือ ID ไว้สำหรับการจับคู่ซื้อขาย และโปรแกรมจะกำหนดจำนวนครั้งสูงสุดที่ให้ผู้เสนอราคายื่นเข้ามา จากนั้นโปรแกรมจะทำการเรียงลำดับราคา Ask และ Bid และกำหนดให้ หากโปรแกรมพบผู้เสนอราคาที่เป็น ID เดียวกันส่งคำสั่งซื้อขายซ้ำกันแล้ว โปรแกรมจะเลือกเฉพาะคำสั่งที่ Ask หรือ Bid นั้นส่งมาล่าสุด จากนั้นโปรแกรมจะหาราคา MCP หรือราคา ATO ตามกลไกในข้อ 4.1.1) – 4.1.3) และโปรแกรมจะจับคู่ที่ซื้อขายตามแต่ละคู่สัญญาในเงื่อนไขที่กำหนดด้วยราคา ATO นี้ โดยมีโปรแกรมดังกล่าวมีขั้นตอนการทำงานตามแผนผัง Flow Chart ดังภาพที่ 4.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 4.3 ผัง Flow Chart จากการจำลองตลาด P2P

4.3 การประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด Peer-to-Peer

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคากลาง เพื่อพิจารณาถึงความเหมาะสมจากการจัดการราคาและปริมาณที่ซื้อขาย ของกลไกการตัดสินราคากลาง ณ ตอนเปิดตลาด (ATO) ในตลาด P2P ตามที่ได้นำเสนอ การประเมินประสิทธิภาพของกลไกการตัดสินราคากลางมีประโยชน์ต่อทั้งผู้เข้าร่วมตลาด และผู้ดูแลตลาด ดังนี้

1) ทำให้ฝั่งผู้เสนอซื้อ (Buyer) และผู้เสนอขาย (Seller) สามารถทราบแนวโน้มการแลกเปลี่ยนของตัวเองที่สามารถเกิดขึ้นได้ จากตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer
2) ทำให้ฝั่งผู้ดูแลแพลตฟอร์มการซื้อขายไฟฟ้า หรือผู้ดูแลระบบ (Market Operator) สามารถทราบสมรรถภาพโดยรวมของตลาด จากการประเมินศักยภาพกลไกการตัดสินราคาในตลาด P2P ว่ามีความเหมาะสมหรือไม่ และสามารถจัดการข้อเสนอราคา (Order Cleared) ของผู้เสนอราคาแต่ละรายได้มากน้อยเพียงใด
3) สามารถนำไปเปรียบเทียบกับกลไกการตัดสินราคาวิธีอื่น และทำให้เห็นว่าตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer นี้มีประสิทธิภาพในการจัดการข้อเสนอราคาและให้ผลประโยชน์แก่ผู้เข้าร่วมตลาดได้เพียงใด

การประเมินประสิทธิภาพของกลไกการตัดสินราคากลาง พิจารณาจากร้อยละของปริมาณไฟฟ้าที่สามารถแลกเปลี่ยนได้ เทียบกับปริมาณไฟฟ้าที่ได้เสนอซื้อหรือเสนอขายทั้งหมด [9] โดยมีเกณฑ์การประเมินตามหัวข้อดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.3.1 ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถซื้อได้ (Percentage of kWh Bought)

ประเมินจากสัดส่วนระหว่างร้อยละของปริมาณไฟฟ้าที่สามารถแลกเปลี่ยนได้เทียบกับปริมาณไฟฟ้าที่เสนอซื้อทั้งหมด สามารถหาความสัมพันธ์ได้ดังสมการ (4.1)

$$\sum_{m=1}^{N_T} T_m^Q \Big/ \sum_{i=1}^{N_B} B_i^Q \tag{4.1}$$

เมื่อ

T_m^Q คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อขายระหว่างคู่สัญญาในตลาด Peer-to-Peer (kWh)

B_i^Q คือ ปริมาณไฟฟ้าที่มีการเสนอซื้อ (kWh)

N_T คือ จำนวนครั้งของการแลกเปลี่ยนทั้งหมดที่เกิดขึ้น

N_B คือ จำนวนผู้เสนอซื้อ

4.3.2 ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถขายได้ (Percentage of kWh Sold)

ประเมินจากสัดส่วนระหว่างร้อยละของปริมาณไฟฟ้าที่สามารถแลกเปลี่ยนได้เทียบกับปริมาณไฟฟ้าที่เสนอขายทั้งหมด สามารถหาความสัมพันธ์ได้ดังสมการ (4.2)

$$\sum_{m=1}^{N_T} T_m^Q \Big/ \sum_{j=1}^{N_S} S_j^Q \tag{4.2}$$

เมื่อ

S_j^Q คือ ปริมาณไฟฟ้าที่มีการเสนอขาย (kWh)

N_S คือ จำนวนผู้เสนอขาย

4.3.3 ปริมาณไฟฟ้าเฉลี่ยที่ผู้เสนอราคาแต่ละรายสามารถซื้อขายได้ (Percentage of Bidder Cleared)

ประเมินจากสัดส่วนร้อยละของปริมาณไฟฟ้าเฉลี่ยของผู้เสนอราคาแต่ละรายที่ได้มีการแลกเปลี่ยนเทียบกับปริมาณไฟฟ้าตามข้อเสนอราคา สามารถหาความสัมพันธ์ได้ดังสมการ (4.3)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$\frac{\sum_{i=1}^{N_B}\left[\frac{B_i^{Qfill}}{B_i^Q}\right]+\sum_{j=1}^{N_S}\left[\frac{S_j^{Qfill}}{S_j^Q}\right]}{N_B+N_S} \tag{4.3}$$

เมื่อ

B_i^{Qfill} คือ ปริมาณการเสนอซื้อที่สามารถซื้อขายได้ (kWh)

S_j^{Qfill} คือ ปริมาณการเสนอขายที่สามารถซื้อขายได้ (kWh)

บทที่ 5
การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย
สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้า

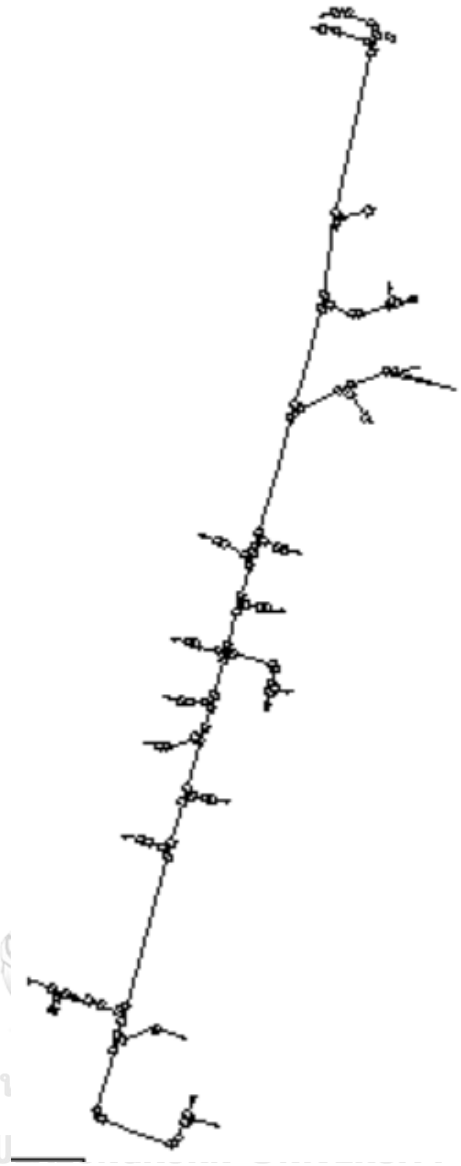
นอกจากการคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลาง (Market Clearing Price: MCP) สำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer (P2P) แบบล่วงหน้าแล้ว วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ยังได้เสนอแนวทางการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจากการซื้อขายกันระหว่าง Prosumer เพื่อคืนลงทุนให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งเป็นเจ้าของโครงข่ายระบบไฟฟ้าจากการซื้อขายกันระหว่าง Prosumer ผ่านโครงข่ายระบบไฟฟ้านั้น ๆ โดยวิธีการคำนวณค่าผ่านสายระบบจำหน่ายโดยอาศัยหลักการคำนวณด้วยวิธี Embedded Cost ซึ่งสามารถสะท้อนการคืนเงินลงทุนที่เหมาะสมกับ กฟภ. และสามารถสร้างกำไรได้ในฐานะผู้ให้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยในบทนี้จะแบ่งเป็น 3 หัวข้อ ได้แก่

1) การคำนวณต้นทุนของระบบทดสอบ
2) การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย
3) การคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC)

5.1 การคำนวณต้นทุนของระบบทดสอบ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จำลองตลาดซื้อขาย P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวันด้วยระบบทดสอบจากบนพื้นฐานจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยมีพื้นฐานมาจาก ระบบจำหน่ายแรงต่ำขนาด 220/380 V ภายใต้หม้อแปลงไฟฟ้าขนาด 160 kVA จำนวน 1 หน่วย ในพื้นที่ เมืองพัทยา จ.ชลบุรี มีขนาดวงจร 0.29383 กม. โดยมีผังของวงจรทดสอบดังภาพที่ 5.1

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

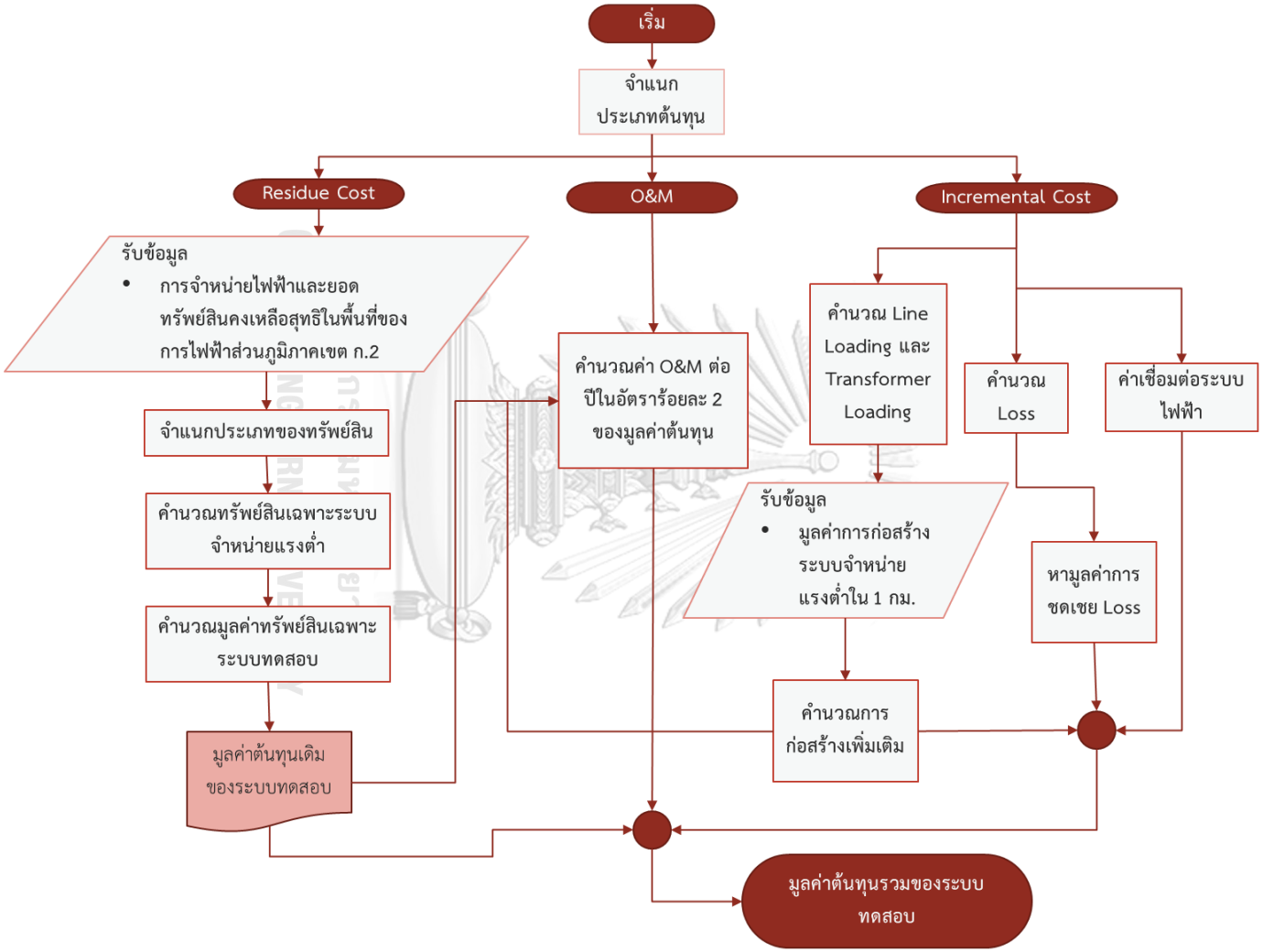


ภาพที่ 5.1 ผังวงจรของระบบทดสอบ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาการคืนเงินลงทุนสำหรับระบบทดสอบด้วยวิธี Embedded Cost กล่าวคือวิธีนี้จะพิจารณาต้นทุนระบบทดสอบที่เกี่ยวข้องทั้งหมดในกรอบระยะเวลาที่พิจารณา โดยหลักการคำนวณต้นทุนของระบบทดสอบแบ่งการพิจารณาต้นทุนออกเป็น 3 ส่วน ประกอบด้วย

1) ต้นทุนของระบบที่ผ่านมาในระบบทดสอบเดิม (Residue Cost)
2) ต้นทุนส่วนที่เพิ่มเติมในระบบทดสอบ (Incremental Cost)
3) ค่าดำเนินการและการซ่อมบำรุง (Operation & Maintenance Cost : O&M)

และสามารถสรุปแผนภาพขั้นตอนการคำนวณต้นทุนของระบบทดสอบได้ดังภาพที่ 5.2



ภาพที่ 5.2 ขั้นตอนการคำนวณต้นทุนของระบบทดสอบ

5.1.1 ต้นทุนของระบบที่ผ่านมาในระบบทดสอบเดิม (Residue Cost)

ต้นทุนของระบบทดสอบในส่วนของ Residue Cost พิจารณาจากมูลค่าทรัพย์สินคงเหลือสุทธิที่มีการใช้งาน ณ เวลาปัจจุบัน ทั้งนี้การคิดต้นทุนระบบทดสอบไม่สามารถหาได้โดยตรง เนื่องจาก กฟภ. ไม่มีข้อมูลราคาต้นทุนเบ็ดเสร็จสำหรับวงจรแรงต่ำใน 1 กม. วงจรต้นแบบที่นำมาใช้เป็นระบบทดสอบเป็นวงจรที่มีการใช้งานในระบบจำหน่ายแรงต่ำอยู่แล้ว จึงต้องคำนึงถึงค่าเสื่อมสภาพทางบัญชีที่เกิดขึ้นจากการใช้งานจริง ทำให้มูลค่าของระบบทดสอบจึงไม่สามารถคิดจากมูลค่าทรัพย์สินในราคาเต็มได้ ต้องคิดจากมูลค่าทรัพย์สินสุทธิทางบัญชีที่หักลบค่าเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ไปแล้ว

นอกจากการพิจารณาต้นทุนในระบบจำหน่ายแรงต่ำแล้ว ยังต้องพิจารณาต้นทุนที่แฝงมาจากอุปกรณ์ในระดับแรงดันอื่น ๆ เนื่องจากระบบจำหน่ายแรงต่ำรับไฟมาจากต้นทางคือ สถานีไฟฟ้า ระบบสายส่ง (115 kV) ระบบจำหน่ายแรงสูง (22 kV) ตามลำดับ รวมทั้งทรัพย์สินส่วนที่ไม่สามารถระบุแรงดันได้ เช่น ศูนย์ควบคุมการจำหน่ายไฟฟ้า และพาหนะต่าง ๆ เป็นต้น การจำหน่ายไฟฟ้าในระบบจำหน่ายแรงต่ำจึงเป็นการใช้ทรัพย์สินเหล่านี้ในทางอ้อมเช่นกัน ต้องนำมาพิจารณาด้วย

การหาต้นทุนส่วน Residue Cost พิจารณาจากมูลทรัพย์สินของระบบจำหน่ายแรงต่ำ จากข้อมูลทรัพย์สินสุทธิคงเหลือของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคกลาง 2 (กฟก.2) ประกอบด้วยมูลค่าทรัพย์สินจากการได้มา (โดยทั่วไปการได้มาของทรัพย์สินจะประกอบด้วย ทรัพย์สินที่ซื้อใหม่ในราคาเต็มและส่วนของการโอนย้ายทรัพย์สิน แต่ในที่นี้จะพิจารณาเป็นทรัพย์สินที่ซื้อใหม่ในราคาเต็ม ค่าเสื่อมสะสมของทรัพย์สินแต่ละรายการ และ มูลค่าคงเหลือตามบัญชี ซึ่งครอบคลุมการจำหน่ายไฟฟ้าทั้ง 3 ระดับแรงดัน โดยมียอดสินทรัพย์คงเหลือตามรายละเอียด [37] ในตารางที่ 5.1

สามารถจำแนกอุปกรณ์ในรายการ เป็น 3 กลุ่มหลักๆ เพื่อใช้ในการพิจารณาเฉพาะระบบจำหน่ายแรงต่ำ โดยทรัพย์สินสุทธิคงเหลือสามารถแบ่งการพิจารณาออกเป็น

1) มูลค่าทรัพย์สินที่ใช้งานเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงต่ำ
2) มูลค่าทรัพย์สินส่วนกลาง เช่น ศูนย์ควบคุมการจำหน่ายไฟฟ้า เป็นต้น
3) มูลค่าทรัพย์สินส่วนที่ระบบจำหน่ายแรงต่ำใช้งานร่วมกันกับระดับแรงดันอื่น

ตารางที่ 5.1 ยอดสินทรัพย์คงเหลือภายใน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต ก.2

คลาส	รายการ	มูลค่าการได้มา (บาท)	ค่าเสื่อมสะสม (บาท)	มูลค่าตามบัญชี (บาท)
Z1100	ที่ดินที่มีแผนใช้ประโยชน์	291,866,675.42	0	291,866,675.42
Z1300	ที่ดินที่ใช้ประโยชน์	1,239,167,908.48	0	1,239,167,908.48
Z1400	ปรับปรุงที่ดิน - ไม้	29,897,895.61	-27,491,122.21	2,406,773.40
Z1500	ปรับปรุงที่ดินคอนกรีต	702,409,904.07	-202,905,739.53	499,504,164.54
Z1600	ปรับปรุงที่ดินเช่า	3,759,060.00	-403,416.69	3,355,643.31
Z2100	อาคารดำเนินงาน - ไม้	2,394,086.02	-1,996,053.30	398,032.72
Z2110	อาคารดำเนินงานคอนกรีต	1,124,150,740.62	-367,753,689.99	756,397,050.63
Z2200	อาคารสำนักงาน - ไม้	14,657,440.24	-6,479,637.16	8,177,803.08
Z2210	อาคารสำนักงานคอนกรีต	370,168,530.98	-119,296,056.63	250,872,474.35
Z2300	อาคารที่พัก - ไม้	11,341,750.21	-8,994,189.89	2,347,560.32
Z2310	อาคารที่พัก - คอนกรีต	112,037,717.32	-67,186,681.46	44,851,035.86
Z2400	สิ่งปลูกสร้างอื่น ๆ	107,127,689.23	-21,413,961.13	85,713,728.10
Z4100	ระบบสาย 115 kV	3,698,920,819.52	-1,181,058,184.84	2,517,862,634.68
Z4110	อุปกรณ์ระบบ 115 kV	410,941,877.89	-77,737,074.33	333,204,803.56
Z4200	ระบบจำหน่าย 22 kV	24,011,864,929.59	-11,644,329,186.66	12,367,535,742.93
Z4210	อุปกรณ์ระบบจำหน่ายแรงต่ำ	267,072,105.67	-65,729,723.38	201,342,382.29
Z4300	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ	8,377,581,563.53	-4,282,185,172.07	4,095,396,391.46
Z4400	ระบบไฟสัญญาณและไฟถนน	1,797,369.66	-791,918.20	1,005,451.46
Z4500	อุปกรณ์สถานีไฟฟ้า	10,869,609,777.59	-4,764,940,791.59	6,104,668,986.00
Z4501	ระบบควบคุมและป้องกัน	555,840,503.81	-380,676,985.84	175,163,517.97
Z4510	อุปกรณ์สั่งการจ่ายไฟ	912,243,833.95	-909,843,823.86	2,400,010.09
Z4520	คอมฯ สั่งการจ่ายไฟ	6,849,218.60	-6,849,185.60	33
Z4600	หม้อแปลงไฟฟ้า	3,192,809,706.75	-1,553,083,074.68	1,639,726,632.07
Z4700	มิเตอร์เมคคานิคอล	1,742,037,638.37	-846,989,494.45	895,048,143.92
Z4710	มิเตอร์อิเล็กทรอนิกส์	337,675,101.12	-226,009,156.16	111,665,944.96
Z5100	เครื่องตกแต่งสำนักงาน	149,768,204.12	-80,402,464.04	69,365,740.08
Z5200	อุปกรณ์สำนักงาน	1,878,592.95	-1,232,927.60	645,665.35
Z5310	เมนเฟรมและมินิคอมฯ	80,142,773.74	-59,397,957.04	20,744,816.70

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

คลาส	รายการ	มูลค่าการได้มา (บาท)	ค่าเสื่อมสะสม (บาท)	มูลค่าตามบัญชี (บาท)
Z5320	PC และอุปกรณ์คอมพิวเตอร์	184,608,309.38	-151,143,825.47	33,464,483.91
Z5400	เครื่องมือคลังพัสดุ	18,567,319.33	-11,800,209.45	6,767,109.88
Z5500	เครื่องมือโรงซ่อม	444,383,783.36	-339,982,193.89	104,401,589.47
Z5700	เครื่องมือเบ็ดเตล็ด	2,626,554.33	-1,810,359.61	816,194.72
Z5800	อุปกรณ์สื่อสาร	363,690,061.62	-305,159,998.46	58,530,063.16
Z5900	ใยแก้วติดตั้งภายนอก	474,289,999.05	-137,792,198.85	336,497,800.20
Z5910	ใยแก้วติดตั้งภายใน	201,232,725.99	-84,742,080.71	116,490,645.28
Z6100	รถยนต์นั่ง	63,354,360.67	-61,486,650.73	1,867,709.94
Z6200	รถโดยสารเกิน 10 ที่	13,719,219.65	-13,719,201.65	18
Z6300	รถบรรทุก,เครื่องกลหนัก	693,767,980.24	-542,059,840.13	151,708,140.11
Z6400	ยานพาหนะอื่น ๆ	7,868,627.09	-7,210,059.29	658,567.80
Z6600	รถยนต์-สัญญาเช่า	157,959,038.91	-66,979,083.24	90,979,955.67
Z7100	โปรแกรมคอมพิวเตอร์	161,926,912.95	-153,807,216.43	8,119,696.52
Z8100	ที่ดินที่ใช้ประโยชน์อื่น ๆ	2,600,400.00	0	2,600,400.00
Z9300	อุปกรณ์ไฟฟ้ารอบันทึก	13,650.00	0	13,650.00
	รวม	**61,416,622,357.63**	**-28,782,870,586.24**	**32,633,751,771.39**

5.1.1.1 มูลค่าทรัพย์สินที่ใช้งานเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงต่ำ

พิจารณาเฉพาะทรัพย์สินที่ใช้งานเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงต่ำโดยตรง

5.1.1.2 มูลค่าทรัพย์สินส่วนกลาง

ทรัพย์สินส่วนกลางไม่สามารถแยกการใช้งานตามระบบในแต่ละระดับแรงดันได้โดยตรง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงแบ่งมูลค่าทรัพย์สินตามสัดส่วนของการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าของ กฟภ. ในหน่วย kWh โดยข้อมูลการจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟภ. จะวัดจากปริมาณการใช้ไฟของผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นเวลา 365 วันหรือ 1 ปี ตามสถิติการจำหน่ายไฟฟ้าประจำปี 61 [38] ดังตารางที่ 5.2 จากนั้นจึงนำมาคำนวณหาสัดส่วนของการจำหน่ายไฟฟ้าเฉพาะแรงต่ำต่อหน่วยจำหน่ายไฟจากทุกระดับแรงดันทั้งหมด และหามูลค่าทรัพย์สินส่วนกลางที่พิจารณาเฉพาะระบบจำหน่ายแรงต่ำได้จากสมการ (5.1)

$$U_{LV} = \frac{S_{LV}}{S_{Total}} \cdot Asset_U \quad (5.1)$$

โดย

U_{LV} คือ มูลค่าทรัพย์สินส่วนกลางที่พิจารณาเฉพาะระบบจำหน่ายแรงต่ำ

S_{LV} คือ ยอดการจำหน่ายไฟฟ้าเฉพาะระดับแรงดันแรงต่ำ

S_{Total} คือ ยอดการจำหน่ายไฟฟ้าทุกระดับแรงดัน

$Asset_U$ คือ มูลค่าทรัพย์สินส่วนกลาง

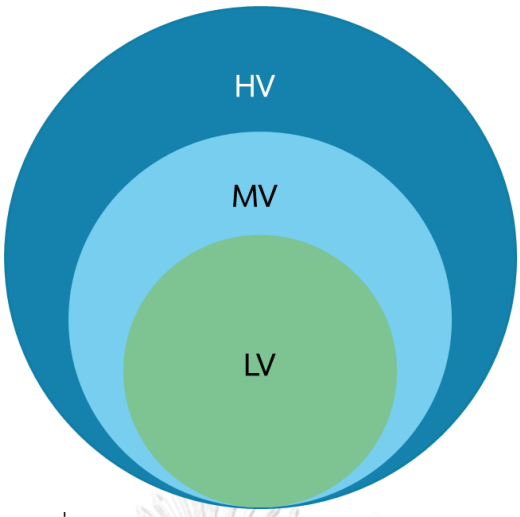
ตารางที่ 5.2 สถิติการจำหน่ายไฟฟ้าประจำปี 61ของ กฟภ.

การจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับ กฟก.2 (หน่วย-kWh) ระหว่างปี 2561		**ระบบจำหน่ายแรงต่ำ (220/380 V)**	**ระบบจำหน่ายแรงสูง (22 kV)**	**ระบบสายส่ง (115 kV)**
บ้าน (< 150 หน่วย)	421,442,616			
บ้าน (> 150 หน่วย)	3,783,414,054			
กิจการขนาดเล็ก	1,807,217,366			
กิจการขนาดกลาง	4,387,739,104			
กิจการขนาดใหญ่	18,068,734,588			
	28,468,547,728	6,012,074,036	4,387,739,104	18,068,734,588

5.1.1.3 มูลค่าทรัพย์สินส่วนที่ระบบจำหน่ายแรงต่ำใช้งานร่วมกันกับระดับแรงดันอื่น

ระบบการจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเริ่มจากระบบสายส่ง 115 kV มายังสถานีไฟฟ้าเพื่อปรับระดับแรงดันไฟฟ้าเป็นระบบจำหน่ายแรงสูง 22 kV หรือ 33 kV เพื่อกระจายพื้นที่การส่งไฟฟ้า ก่อนที่จะปรับระดับแรงดันไฟฟ้ามายังระบบจำหน่ายแรงต่ำ (380 V Line to Line / 220 V Line to Ground) เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในระดับบ้านเรือนหรือกิจการขนาดเล็กต่อไป ซึ่งหมายถึงระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่าจะมีการจำหน่ายไฟฟ้าครอบคลุมในส่วนของระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่า ดังแสดงในภาพที่ 5.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 5.3 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่าจะมีการจำหน่ายไฟฟ้าครอบคลุมระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต่ำกว่า

การแบ่งทรัพย์สินตามระดับแรงดันต่าง ๆ ในส่วนนี้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้เสนอมีหาจากสัดส่วนของราคาประมาณระบบไฟฟ้าในแต่ละระดับแรงดันใน 1 กม. ซึ่งคำนวณจากแบบก่อสร้างเสาส่งหรือเสาจำหน่ายและอุปกรณ์ประกอบตามมาตรฐานก่อสร้าง เลขที่ SA1 – 015/26015 [39] และราคามาตรฐานพัสดุประจำปี 2562 ครั้งที่ 1 ของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [40] โดยมูลค่าทรัพย์สินเฉพาะระบบจำหน่ายแรงต่ำคำนวณได้ดังสมการ (5.2) จากอัตราส่วนระหว่างมูลค่าทรัพย์สินของระบบแรงต่ำใน 1 กม. ต่อมูลค่าของระบบรวมทั้งหมดต่อ 1 กม. แสดงดังตารางที่ 5.3

$$Share_{LV} = \frac{C_{LV}}{C_{Total}} \cdot Asset_{Share} \tag{5.2}$$

โดย

$Share_{LV}$	คือ	มูลค่าทรัพย์สินที่ใช้ร่วมกัน โดยพิจารณาเฉพาะระบบจำหน่ายแรงต่ำ
C_{LV}	คือ	มูลค่าประมาณระบบต่อ 1 กม.ของระบบจำหน่ายแรงดันแรงต่ำ
C_{Total}	คือ	มูลค่าประมาณระบบต่อ 1 กม. ของระบบในทุกระดับแรงดัน
$Asset_{Share}$	คือ	มูลค่าทรัพย์สินที่ใช้งานร่วมกัน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.3 สัดส่วนมูลค่าของระบบจำหน่ายแรงต่ำต่อมูลค่าของระบบรวมทั้งหมด

ระดับแรงดัน	ความยาว (วงจร-กม.)	ราคาประมาณระบบ ต่อ 1 กม. (บาท)*	มูลค่า (ล้านบาท)
LV	36,005.82	360,452	12,978
MV	25,927.39	775,982	20,119
HV	1,777.43	2,518,367	4,476

5.1.2 ต้นทุนส่วนที่เพิ่มเติมในระบบทดสอบ (Incremental Cost)

ต้นทุนส่วน Incremental Cost คือต้นทุนที่เกิดจากการลงทุนเพิ่มในระบบ นอกเหนือจากต้นทุนส่วน Residue Cost ต้นทุนส่วนนี้ประกอบด้วย ต้นทุนในการขยายระบบทดสอบและส่วนเพิ่มอื่น ๆ เพื่อรองรับการเติบโตขึ้นของโหลด (Load Growth) ในอนาคต ปัจจัยที่ส่งผลต่อต้นทุนส่วนนี้ประกอบด้วย

1) พิกัดการรับโหลดของสายจำหน่าย (Line Loading)
ค่าพิกัดการรับโหลดของสายจำหน่าย (Line Loading) ได้มาจากการคำนวณการไหลของกำลังไฟฟ้า (Load Flow Calculation) โดยกำหนดเกณฑ์ให้มีการลงทุนในระบบจำหน่าย เพื่อสร้างสายจำหน่ายเพิ่มเติมเมื่อค่า Line Loading ของสายจำหนายไฟฟ้าเส้นเดิมมีค่าเกินร้อยละ 80 [41] ของขนาดพิกัดโหลดของสายจำหน่ายไฟฟ้าเส้นนั้นที่รับได้ โดยการลงทุนเพิ่มเติมนั้นกำหนดให้มีการก่อสร้างหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ ในปีก่อนหน้าที่ค่า Line Loading จะเกินเกณฑ์

2) ขนาดพิกัดหม้อแปลงจำหน่าย (Transformer Loading)
กำหนดให้โหลดรวมในระบบจำหน่าย จะต้องมีค่าไม่เกินค่าพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้าจำหน่าย โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดพิกัดโหลดรวมในระบบไม่เกินร้อยละ 85 ของขนาดพิกัดหม้อแปลง ไฟฟ้าจำหน่าย [41] เพื่อเป็นการยืดอายุการใช้งานของหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้า และหม้อแปลงจำหน่ายยังสามารถรับโหลดเพิ่มขึ้นได้ ในกรณีฉุกเฉิน ที่มีการแลกเปลี่ยนโหลดจากบริเวณข้างเคียง หรือโหลดในระบบจำหน่ายมีขนาดสูงเกินพิกัดการทำงานปกติ โดยที่หม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้ายังคงทำงานได้โดยไม่เกิดความเสียหาย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3) ค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss)
หากการซื้อขายไฟฟ้าระหว่างคู่สัญญา ตรวจสอบแล้วพบว่าทำให้เกิดค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (loss) คู่สัญญาทั้งผู้ซื้อและผู้ขายควรมีส่วนรับผิดชอบในเหตุการณ์นี้ โดยการชดเชยค่า loss จะกล่าวในบทการชดเชยค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss Charge) ต่อไป

4) ค่าธรรมเนียมในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Connection Fee)
เป็นค่าใช้จ่ายแรกเริ่มที่ Prosumer จำเป็นต้องชำระให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เมื่อต้องการเชื่อมระบบผลิตไฟฟ้าต่อกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5.1.2.1 การคำนวณหาต้นทุนส่วนเพิ่มจากการเพิ่มขึ้นของพิกัดการรับโหลด

ในหัวข้อนี้จะพิจารณาเฉพาะการคำนวณ Line Loading และ Transformer Loading หากพบว่ามีค่าเกินพิกัดที่กำหนด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องลงทุนปรับปรุงระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมในระบบทดสอบเพื่อรขยายขนาดพิกัดกำลังไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้า ทำให้ในระยะเวลา 20 ปีจะมีการลงทุนเพิ่มเติม นอกเหนือจากการก่อสร้างใหม่เนื่องจากการเสื่อมอายุของทรัพย์สินในระบบทดสอบ โดยการเพิ่มขึ้นของ Line Loading และ Transformer Loading เกิดจากการเติบโตของโหลด (Load Growth) ในทุก ๆ ปี ด้วยอัตราเฉลี่ยร้อยละ 3.03 ต่อปี [42] ซึ่งจะมีความสัมพันธ์ดังสมการ (5.3)

$$Y_N = Y_o(1+L_L)^N \tag{5.3}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

โดย

Y_N	คือ	ขนาดของโหลด ณ ปีที่ N
Y_0	คือ	ขนาดของโหลด ณ ปีปัจจุบัน
L_L	คือ	การเติบโตของโหลดในอัตราร้อยละ 3.03 ต่อปี
N	คือ	จำนวนปีถัดจากปีปัจจุบัน

ทั้งนี้การลงทุนขยายความจุสายจำหน่ายในแต่ละปี จำเป็นต้องคำนึงถึงผลของอัตราเงินเฟ้อที่มีการเปลี่ยนแปลงในแต่ละปี โดยกำหนดให้ค่าเงินมีการเพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 3 ต่อปี [16] โดยการคำนวณเงินลงทุนจากผลของอัตราเงินเฟ้อรายปีเป็นดังสมการ (5.4)

$$F = P(1+i)^N \tag{5.4}$$

โดย

F คือ เงินลงทุนจริงในอนาคต (บาท)

P คือ เงินลงทุนตามมูลค่าในปัจจุบัน (บาท)

i คือ อัตราเงินเฟ้อคิดเป็นอัตราร้อยละ 3 ต่อปี

N คือ จำนวนปีที่พิจารณา

อย่างไรก็ตามอาจมีต้นทุนส่วนเพิ่มเติมจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจากการเชื่อมต่อของผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย หรือกลุ่ม Prosumer กับระบบทดสอบ นอกเหนือจากปัจจัย Line Loading และ Transformer Loading โดยต้นทุนส่วนนี้เป็นการลงทุนของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ต้องปรับปรุงระบบทดสอบเพื่อให้สามารถรองรับการเชื่อมต่อของกลุ่ม Prosumer ได้ โดยค่าใช้จ่ายในส่วนนี้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียกเก็บจากกลุ่ม Prosumer เพื่อคืนเงินลงทุนส่วนเพิ่มเติมดังกล่าวนี้ อย่างไรก็ตามเนื่องจากระบบทดสอบนี้ยังคงมีผู้ใช้ไฟฟ้าที่ยังคงซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามปกติ และกลุ่ม Prosumer ยังคงเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าหรือลูกค้าของการไฟฟ้าระบบจำหน่ายในช่วงเวลาที่ไม่ได้มีการซื้อขายไฟฟ้าด้วย ทั้งนี้ตามข้อมูลโหลดรายวันของ กฟก.2 [43] พบว่าช่วงเวลาการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการรายเล็ก อยู่ระหว่าง 20.00-24.00 น. ซึ่งไม่ใช่ช่วงเวลาที่ Prosumer สามารถขายไฟฟ้าไปยังตลาด P2P ได้ ดังนั้นอาจกล่าวได้ว่าตลาด P2P ไม่ได้ส่งผลให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องลงทุนส่วนเพิ่มเติมเพื่อรองรับการเข้ามาของ Prosumer กลุ่มนี้ ดังนั้นต้นทุนส่วน Incremental Cost จึงพิจารณาเฉพาะต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจาก Line Loading และ Transformer Loading

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.1.2.2 การคำนวณค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss)

กฟภ. กำหนดให้ค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss) สูงสุดในระบบไม่เกิน 5% [41] ของกำลังไฟฟ้ารวมที่ไหลในระบบจำหน่าย นั่นคือหากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ทำให้ Loss ในระบบสูงเกินเกณฑ์ที่ กฟภ. กำหนด ทั้ง Prosumer และ Consumer ต้องมีส่วนรับผิดชอบโดยการชำระค่าชดเชยความสูญเสียทางไฟฟ้า (Loss Charge) ให้กับ กฟภ. อย่างไรก็ตามด้วยระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อย (Small Power Producer: SPP) ของ กฟภ. [44] ไม่ได้มีการระบุหรือข้อกำหนดใด ๆ ที่ SPP ต้องลงนามในสัญญาเพื่อชดเชยค่า Loss Charge ในกรณีที่ทำให้ Loss ในระบบมากขึ้น ด้วยเหตุนี้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเสนอแนวทางการชำระค่า Loss Charge โดยให้ Prosumer ทุกรายซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าต้องส่งกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ในระดับที่สูงกว่าที่ระบุไว้ในสัญญา

เพิ่มขึ้นร้อยละ 5 เพื่อชดเชย Loss ในระบบที่สูญเสียไป ยกตัวอย่างเช่น หากมีการเชื่อมต่อของ Prosumer แล้วทำให้ Loss ในระบบเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 6 ของกำลังไฟฟ้ารวมในระบบ โดยที่คู่สัญญาซื้อขายได้ทำสัญญาซื้อไฟฟ้าไว้ 100 MW คู่สัญญาฝั่งผู้ผลิตไฟฟ้าต้องจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ 106 MW

5.1.2.3 ค่าธรรมเนียมในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Connection Fee)

จากเอกสารอ้างอิงที่ 3 ของนโยบาย “ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย พ.ศ. 2562” [2] ได้มีการกำหนดค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อสำหรับ Prosumer รวม 8,500 บาท รายละเอียดดังตารางที่ 5.4 โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อฯ สำหรับระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำกว่า 22 kV เป็นค่าธรรมเนียมในการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Connection Fee) ของระบบทดสอบ

ตารางที่ 5.4 ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อของ Prosumer เข้าระบบไฟฟ้า [2]

รายละเอียดค่าใช้จ่าย	**ระดับแรงดัน**	
	ต่ำกว่า 22 kV	**22 kV ขึ้นไป**
ค่าดำเนินการ ติดตั้ง และบำรุงรักษาเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าวัดหน่วยไฟฟ้าตลอดอายุการใช้งาน	7,500 บาท	7,500 บาท
ค่าทดสอบ/ตรวจสอบ อุปกรณ์ป้องกัน	1,000 บาท	1,000 บาท
รวม	**8,500 บาท**	**8,500 บาท**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.1.3 ค่าดำเนินการและการซ่อมบำรุง (Operation & Maintenance Cost: O&M)

เป็นต้นทุนส่วนของการดำเนินการ บริการ และการซ่อมบำรุงของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งจะต้องมีการจัดสรรเงินเพื่องบประมาณในส่วนนี้ในทุก ๆ ปี โดยอัตราค่า O&M จะต้องมีการกำหนดกฎเกณฑ์การคิดราคาอย่างชัดเจน เพื่อไม่ให้ไปทับซ้อนกับเงินลงทุนในส่วนอื่น ๆ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาเป็นค่าเฉลี่ยคงที่ต่อปีตามเงินลงทุนในแต่ละครั้งของระบบทดสอบ โดยกำหนดให้มีค่าร้อยละ 2 ของเงินลงทุนในแต่ละครั้ง

5.1.4 ผลการคำนวณต้นทุนระบบทดสอบ

จากแนวทางการคำนวณต้นทุนระบบทดสอบที่กล่าวไว้ข้างต้น สามารถคำนวณหาต้นทุนระบบทดสอบได้ดังนี้

5.1.4.1 ต้นทุนส่วน Residue Cost

1) มูลค่าทรัพย์สินที่ใช้งานเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงต่ำ

พิจารณาเฉพาะทรัพย์สินที่ใช้งานเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงต่ำโดยตรง ซึ่งประกอบด้วยรายการทรัพย์สินตามตารางที่ 5.5 รวมมูลค่าทรัพย์สินคงเหลือทั้งสิ้น 4,296,738,773.75 บาท

ตารางที่ 5.5 ทรัพย์สินที่ใช้งานเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงต่ำ

คลาส	รายการ	มูลค่าการได้มา	ค่าเสื่อมสะสม	มูลค่าตามบัญชี
Z4210	อุปกรณ์ระบบจำหน่ายแรงต่ำ	267,072,105.67	-65,729,723.38	201,342,382.29
Z4300	ระบบจำหน่าย - แรงต่ำ	8,377,581,563.53	-4,282,185,172.07	4,095,396,391.46
	รวม	**8,644,653,669.2**	**-4,347,914,895.45**	**4,296,738,773.75**

2) มูลค่าทรัพย์สินส่วนกลาง

ทรัพย์สินส่วนกลางประกอบด้วยรายการทรัพย์สินดังตารางที่ 5.6 จากการคำนวณหาสัดส่วนของการจำหน่ายไฟฟ้าเฉพาะแรงต่ำต่อหน่วยจำหน่ายไฟจากทุกระดับแรงดันทั้งหมดตามตารางที่ 5.2 และสมการ (5.1) สามารถหามูลค่าทรัพย์สินส่วนกลางที่พิจารณาเฉพาะระบบจำหน่ายแรงต่ำได้เท่ากับ 1,097,402,173.55 บาท

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.6 ทรัพย์สินส่วนกลาง

คลาส	รายการ	มูลค่าการได้มา	ค่าเสื่อมสะสม	มูลค่าตามบัญชี
Z1100	ที่ดินที่มีแผนใช้ประโยชน์	291,866,675.42	0	291,866,675.42
Z1300	ที่ดินที่ใช้ประโยชน์	1,239,167,908.48	0	1,239,167,908.48
Z1400	ปรับปรุงที่ดิน - ไม้	29,897,895.61	-27,491,122.21	2,406,773.40
Z1500	ปรับปรุงที่ดินคอนกรีต	702,409,904.07	-202,905,739.53	499,504,164.54
Z1600	ปรับปรุงที่ดินเช่า	3,759,060.00	-403,416.69	3,355,643.31
Z2100	อาคารดำเนินงาน - ไม้	2,394,086.02	-1,996,053.30	398,032.72

คลาส	รายการ	มูลค่าการได้มา	ค่าเสื่อมสะสม	มูลค่าตามบัญชี
Z2110	อาคารดำเนินงานคอนกรีต	1,124,150,740.62	-367,753,689.99	756,397,050.63
Z2200	อาคารสำนักงาน-ไม้	14,657,440.24	-6,479,637.16	8,177,803.08
Z2210	อาคารสำนักงานคอนกรีต	370,168,530.98	-119,296,056.63	250,872,474.35
Z2300	อาคารที่พัก - ไม้	11,341,750.21	-8,994,189.89	2,347,560.32
Z2310	อาคารที่พัก - คอนกรีต	112,037,717.32	-67,186,681.46	44,851,035.86
Z2400	สิ่งปลูกสร้างอื่น ๆ	107,127,689.23	-21,413,961.13	85,713,728.10
Z4400	ระบบไฟสัญญาณและไฟถนน	1,797,369.66	-791,918.20	1,005,451.46
Z4520	คอมฯ สั่งการจ่ายไฟ	6,849,218.60	-6,849,185.60	33
Z4700	มิเตอร์เมคคานิคอล	1,742,037,638.37	-846,989,494.45	895,048,143.92
Z4710	มิเตอร์อิเล็กทรอนิกส์	337,675,101.12	-226,009,156.16	111,665,944.96
Z5100	เครื่องตกแต่งสำนักงาน	149,768,204.12	-80,402,464.04	69,365,740.08
Z5200	อุปกรณ์สำนักงาน	1,878,592.95	-1,232,927.60	645,665.35
Z5310	เมนเฟรมและมินิคอมฯ	80,142,773.74	-59,397,957.04	20,744,816.70
Z5320	PC และอุปกรณ์คอมพิวเตอร์	184,608,309.38	-151,143,825.47	33,464,483.91
Z5400	เครื่องมือคลังพัสดุ	18,567,319.33	-11,800,209.45	6,767,109.88
Z5500	เครื่องมือโรงซ่อม	444,383,783.36	-339,982,193.89	104,401,589.47
Z5700	เครื่องมือเบ็ดเตล็ด	2,626,554.33	-1,810,359.61	816,194.72
Z5800	อุปกรณ์สื่อสาร	363,690,061.62	-305,159,998.46	58,530,063.16
Z5900	ใยแก้วติดตั้งภายนอก	474,289,999.05	-137,792,198.85	336,497,800.20
Z5910	ใยแก้วติดตั้งภายใน	201,232,725.99	-84,742,080.71	116,490,645.28
Z6100	รถยนต์นั่ง	63,354,360.67	-61,486,650.73	1,867,709.94
Z6200	รถโดยสารเกิน 10 ที่	13,719,219.65	-13,719,201.65	18
Z6300	รถบรรทุก,เครื่องกลหนัก	693,767,980.24	-542,059,840.13	151,708,140.11
Z6400	ยานพาหนะอื่น ๆ	7,868,627.09	-7,210,059.29	658,567.80
Z6600	รถยนต์ - สัญญาเช่า	157,959,038.91	-66,979,083.24	90,979,955.67
Z7100	โปรแกรมคอมพิวเตอร์	161,926,912.95	-153,807,216.43	8,119,696.52
Z8100	ที่ดินที่ใช้ประโยชน์อื่น ๆ	2,600,400.00	0	2,600,400.00
Z9300	อุปกรณ์ไฟฟ้ารอบันทึก	13,650.00	0	13,650.00
	รวม	**9,119,737,239.33**	**-3,923,286,568.99**	**5,196,450,670.34**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

3) มูลค่าทรัพย์สินส่วนที่ระบบจำหน่ายแรงต่ำใช้งานร่วมกันกับระดับแรงดันอื่น

ทรัพย์สินในส่วนนี้ประกอบด้วยรายการดังตารางที่ 5.7 และจากสมการ (5.2) สามารถคำนวณมูลค่าทรัพย์สินเฉพาะระบบจำหน่ายแรงต่ำ จากอัตราส่วนระหว่างมูลค่าทรัพย์สินของระบบแรงต่ำใน 1 กม. ต่อมูลค่าของระบบรวมทั้งหมดต่อ 1 กม. ที่แสดงดังตารางที่ 5.3 ได้เท่ากับ 7,992,992,690.89 บาท

ตารางที่ 5.7 ทรัพย์สินส่วนที่ระบบจำหน่ายแรงต่ำใช้งานร่วมกันกับระดับแรงดันอื่น

คลาส	รายการ	มูลค่าการได้มา	ค่าเสื่อมสะสม	มูลค่าตามบัญชี
Z4100	ระบบสาย 115 kV	3,698,920,819.52	-1,181,058,184.84	2,517,862,634.68
Z4110	อุปกรณ์ระบบ 115 kV	410,941,877.89	-77,737,074.33	333,204,803.56
Z4200	ระบบจำหน่าย 22 kV	24,011,864,929.59	-11,644,329,186.66	12,367,535,742.93
Z4500	อุปกรณ์สถานีไฟฟ้า	10,869,609,777.59	-4,764,940,791.59	6,104,668,986.00
Z4501	ระบบควบคุมและป้องกัน	555,840,503.81	-380,676,985.84	175,163,517.97
Z4510	อุปกรณ์สั่งการจ่ายไฟ	912,243,833.95	-909,843,823.86	2,400,010.09
Z4600	หม้อแปลงไฟฟ้า	3,192,809,706.75	-1,553,083,074.68	1,639,726,632.07
	รวม	**43,652,231,449.10**	**-20,511,669,121.80**	**23,140,562,327.30**

จากการแบ่งการพิจารณารายการทรัพย์สินทั้งหมดของ กฟก.2 ออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ ทรัพย์สินเฉพาะแต่ละระดับแรงดัน ทรัพย์สินส่วนกลาง และทรัพย์สินที่ใช้งานร่วมกับระบบอื่น สามารถหามูลค่าสุทธิของระบบจำหน่ายแรงต่ำได้เท่ากับ 13,387,133,638.19 บาท ดังแสดงสรุปในตารางที่ 5.8

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 5.8 สรุปมูลค่าของระบบจำหน่ายแรงต่ำใน กฟก.2

รายการทรัพย์สิน	มูลค่าที่ได้มา	ค่าเสื่อมสะสม	มูลค่าสุทธิคงเหลือ
ทรัพย์สินที่ใช้งานเฉพาะในระบบจำหน่ายแรงต่ำ	8,644,653,669.20	- 4,347,914,895.45	4,296,738,773.75
ทรัพย์สินส่วนกลาง	1,925,933,700.43	- 828,531,526.88	1,097,402,173.55
ทรัพย์สินส่วนที่ระบบจำหน่ายแรงต่ำใช้งานร่วมกันกับระดับแรงดันอื่น	15,077,938,123.49	- 7,084,945,432.60	7,992,992,690.89
มูลค่ารวม	**25,648,525,493.13**	**- 12,261,391,854.93**	**13,387,133,638.19**

จากมูลค่ารวมของระบบจำหน่ายแรงต่ำที่คำนวณได้ สามารถหาต้นทุนของระบบทดสอบได้จากมูลค่าของระบบจำหน่ายแรงต่ำใน กฟก.2 คูณด้วยสัดส่วนความยาววงจรของระบบทดสอบ 0.29 วงจร-กิโลเมตร ต่อระบบจำหน่ายแรงต่ำทั้งหมดใน กฟก.2 ความยาววงจรรวม 36,005.82 วงจร-กิโลเมตร [45] ดังนั้นมูลค่าที่ได้มาของระบบทดสอบจะมีมูลค่าประมาณ 209,308 บาท เมื่อหักค่าเสื่อมสภาพ 100,060.62 บาท จะมีมูลค่าสุทธิคงเหลือของระบบทดสอบ 109,247.38 บาท

โดยทั่วไปอายุของทรัพย์สินหรืออุปกรณ์ต่าง ๆ จะมีอายุการใช้งานที่ไม่เท่ากัน ซึ่งหากทรัพย์สินใดที่ครบกำหนดอายุการใช้งานเนื่องจากการเสื่อมสภาพรายปีแล้ว จะมีการจัดการโดยอาจมีการเปลี่ยนหรือจัดซื้ออุปกรณ์หรือก่อสร้างทรัพย์สินส่วนนั้นเพื่อทดแทนทรัพย์สินเดิม แต่เนื่องจากรายการทรัพย์สินของ กฟก.2 มีจำนวนมากและมีความหลากหลาย ทำให้ไม่สามารถหาอายุสำหรับทรัพย์สินแต่ละอย่างทั้งหมดได้ วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงกำหนดให้ทรัพย์สินใน กฟก.2 ทั้งหมดมีอายุการใช้งานเฉลี่ย 20 ปี จากการคำนวณมูลค่าสุทธิคงเหลือของระบบทดสอบเท่ากับ 109,247.38 บาท พบว่ามีมูลค่าเป็นครึ่งหนึ่งของมูลค่าที่ได้มาของระบบทดสอบซึ่งเท่ากับ 209,308 บาท จึงสามารถกล่าวได้ว่า ระบบทดสอบมีอายุคงเหลือใช้งานเป็นระยะเวลา 10 ปี โดยหากเลยระยะเวลา 10 ปีนี้แล้ว กฟภ. จำเป็นต้องลงทุนสร้างระบบใหม่เพื่อทดแทนทรัพย์สินที่หมดอายุแล้ว

5.1.4.2 ต้นทุนส่วนที่เพิ่มเติมในระบบทดสอบ (Incremental Cost)

ประกอบด้วยการหาต้นทุนส่วนเพิ่มจากการเพิ่มขึ้นของพิกัดการรับโหลดและการคำนวณค่าความสูญเสียในระบบจำหน่ายที่อาจเกิดขึ้น

1) หาต้นทุนส่วนเพิ่มจากการเพิ่มขึ้นของพิกัดการรับโหลด

การคำนวณผลของ Line Loading และ Transformer Loading ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้โปรแกรม DIgSILENT PowerFactory 15.1 ในการจำลอง Load Flow ตลอดทั้งวัน (0.00 น. ถึง 24.00 น.) เพื่อหาร้อยละของ Line Loading ในระบบทดสอบและ Transformer Loading ของหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังขนาด 160 kVA จำนวน 1 เครื่อง รหัส Xfr499_68526 ในระบบทดสอบ โดยการจำลองเหตุการณ์ในแต่ละปีจะเปลี่ยนโหลดทั้งหมดในระบบทดสอบให้เพิ่มขึ้นทุก ๆ ร้อยละ 3.03 ของโหลดในปีก่อนหน้า เป็นระยะเวลา 20 ปี ผลการคำนวณร้อยละ Line Loading และ Transformer Loading แสดงดังตารางที่ 5.9

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.9 ผลการคำนวณร้อยละ Line Loading และ Transformer Loading

ปีที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Line	2.92	2.88	2.84	2.80	2.76	2.72	2.68	2.64	2.60	2.56	2.51	2.48	2.44	2.40	2.37	2.34	2.31	2.29	2.27	2.25
Line(1)	3.28	3.25	3.21	3.18	3.14	3.11	3.07	3.03	3.00	2.96	2.90	2.87	2.83	2.78	2.74	2.70	2.66	2.62	2.58	2.54
Ln492_1585420	1.28	1.32	1.36	1.40	1.44	1.49	1.53	1.58	1.63	1.68	1.73	1.78	1.83	1.89	1.94	2.00	2.06	2.13	2.20	2.26
Ln492_1603457	10.08	10.41	10.74	11.09	11.45	11.82	12.21	12.61	13.03	13.45	13.76	14.09	14.50	14.97	15.46	15.96	16.48	16.92	17.47	18.04
Ln492_1603463	23.12	23.87	24.64	25.44	26.26	27.12	28.00	28.92	29.87	30.85	31.56	32.30	33.24	34.32	35.44	36.59	37.77	38.78	40.05	41.36
Ln492_1603464	33.20	34.27	35.38	36.53	37.71	38.94	40.21	41.53	42.89	44.31	45.32	46.39	47.74	49.29	50.89	52.55	54.25	55.70	57.52	59.40
Ln492_1603735	59.42	61.33	63.30	65.34	67.45	69.63	71.89	74.22	76.64	79.15	80.95	41.42	42.62	43.99	45.41	46.88	48.38	49.71	51.31	52.97
Ln492_1603736	59.42	61.33	63.30	65.34	67.45	69.63	71.89	74.22	76.64	79.15	80.95	41.42	42.62	43.99	45.41	46.88	48.38	49.71	51.31	52.97
Ln492_1603737	59.42	61.33	63.30	65.34	67.45	69.63	71.89	74.22	76.64	79.15	80.95	41.42	42.62	43.99	45.41	46.88	48.38	49.71	51.31	52.97
Ln492_1603738	49.34	50.92	52.56	54.26	56.02	57.84	59.72	61.66	63.68	65.77	67.27	68.85	70.85	73.14	75.50	77.95	80.46	41.30	42.64	44.02
Ln492_1603739	49.34	50.92	52.56	54.26	56.02	57.84	59.72	61.66	63.68	65.77	67.27	68.85	70.85	73.14	75.50	77.95	80.46	41.30	42.64	44.02
Ln492_1603740	43.25	44.65	46.09	47.58	49.12	50.71	52.37	54.08	55.85	57.68	59.00	60.39	62.14	64.15	66.23	68.38	70.58	72.46	74.82	77.25
Ln492_2941877	57.57	59.54	61.57	63.68	65.85	68.11	70.44	72.85	75.34	77.93	79.82	81.80	42.14	43.56	45.02	46.54	48.09	49.47	51.12	52.84
Ln492_2960331	5.38	5.54	5.71	5.89	6.07	6.26	6.45	6.65	6.86	7.07	7.29	7.51	7.82	8.16	8.51	8.87	9.24	9.63	10.03	10.44
Ln492_2960332	2.60	2.56	2.52	2.48	2.45	2.41	2.38	2.35	2.32	2.30	2.27	2.26	2.24	2.24	2.24	2.24	2.26	2.28	2.30	2.34
Ln492_2982101	1.28	1.32	1.36	1.40	1.44	1.49	1.53	1.58	1.63	1.68	1.73	1.78	1.83	1.89	1.94	2.00	2.06	2.13	2.20	2.26
Ln492_3344482	58.48	60.59	62.77	65.03	67.36	69.77	72.27	74.86	77.53	80.30	41.18	42.26	43.61	45.13	46.70	48.32	49.99	51.48	53.26	55.11
Ln492_3369146	10.08	10.41	10.74	11.09	11.45	11.82	12.21	12.61	13.03	13.45	13.76	14.09	14.50	14.97	15.46	15.96	16.48	16.92	17.47	18.04
Ln492_3466934	2.60	2.56	2.52	2.48	2.45	2.41	2.38	2.35	2.32	2.30	2.27	2.26	2.24	2.24	2.24	2.24	2.26	2.28	2.30	2.34
Ln496_2455666	0.45	0.47	0.48	0.50	0.51	0.53	0.55	0.57	0.58	0.60	0.62	0.63	0.65	0.67	0.69	0.72	0.74	0.76	0.78	0.81
Ln496_2732537	4.88	5.04	5.19	5.36	5.52	5.70	5.87	6.06	6.25	6.44	6.59	6.79	7.00	7.22	7.45	7.68	7.92	8.16	8.42	8.68
Ln496_2746565	22.44	23.09	23.76	24.45	25.16	25.90	26.66	27.44	28.25	29.08	29.86	30.71	31.59	32.52	33.48	34.48	35.50	36.53	37.61	38.74

ปีที่	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Ln496_2746567	9.31	9.60	9.91	10.23	10.56	10.89	11.25	11.61	11.98	12.37	12.65	12.95	13.32	13.75	14.19	14.64	15.10	15.50	16.00	16.51
Ln496_2747561	15.38	15.87	16.38	16.91	17.45	18.01	18.59	19.20	19.82	20.46	20.93	21.42	22.03	22.74	23.47	24.22	24.99	25.65	26.47	27.32
Ln496_2748522	36.34	37.47	38.62	39.82	41.05	42.32	43.63	44.98	46.38	47.82	49.16	50.61	52.12	53.73	55.39	57.10	58.87	60.69	62.58	64.52
Ln496_2749084	47.95	49.74	51.60	53.52	55.50	57.56	59.68	61.88	64.15	66.51	68.32	70.23	72.55	75.14	77.82	80.59	55.62	57.34	59.37	61.46
Ln496_2749088	22.91	23.65	24.41	25.20	26.02	26.87	27.74	28.65	29.59	30.57	31.27	32.01	32.94	34.01	35.11	36.26	37.43	38.43	39.68	40.98
Ln496_3725037	17.61	18.15	18.71	19.29	19.89	20.50	21.14	21.79	22.47	23.16	23.81	24.52	25.25	26.03	26.84	27.67	28.52	29.41	30.32	31.26
Ln496_4411002	15.43	15.92	16.42	16.95	17.48	18.04	18.62	19.22	19.83	20.47	20.93	21.42	22.03	22.72	23.44	24.18	24.94	25.73	26.55	27.39
Ln496_4513500	8.21	8.46	8.72	8.99	9.26	9.55	9.84	10.15	10.46	10.78	11.11	11.45	11.81	12.17	12.55	12.93	13.33	13.74	14.17	14.60
Ln496_4972218	14.97	15.45	15.95	16.47	17.01	17.56	18.13	18.73	19.34	19.98	20.44	20.92	21.53	22.23	22.95	23.70	24.47	25.12	25.94	26.79
Ln496_4988417	1.95	2.01	2.08	2.14	2.21	2.27	2.34	2.42	2.49	2.57	2.64	2.72	2.80	2.89	2.97	3.06	3.16	3.26	3.36	3.46
Ln496_5574997	19.17	19.75	20.36	20.98	21.63	22.29	22.97	23.68	24.40	25.15	25.86	26.65	27.45	28.29	29.15	30.05	30.96	31.91	32.89	33.90
Xfr499_68526	41.53	43.08	44.69	46.35	48.07	49.85	51.69	53.59	55.56	57.60	59.17	60.82	62.83	65.07	67.39	69.79	72.25	74.49	77.12	79.84

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากผลการคำนวณ Line-Loading พบว่าจะต้องมีการขยายความจุสายเพื่อเพิ่มพิกัดการรับโหลดสูงสุดในปีที่ 10, 11, 12, 16 และ 17 สำหรับวิธีการเพิ่มพิกัดการรับโหลดวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เลือกวิธีจำลองโดยการติดตั้งสายจำหน่ายในขนาดที่เท่ากันขนานไปกับสายจำหน่ายเดิม ซึ่งผลการจำลองในปีถัดไปหลังจากปรับปรุงระบบทดสอบแล้วก็ทำให้ค่า Line Loading ลดลงอยู่ระดับตามเกณฑ์ตามมาตรฐานของ กฟภ. และผลการคำนวณ Transformer Loading พบว่าหม้อแปลงไฟฟ้าของระบบทดสอบสามารถรองรับการเติบโตของโหลดทั้งหมดในระบบได้ในระยะเวลา 20 ปีนี้ตามกรอบพิจารณา จึงไม่ต้องมีการเปลี่ยนหม้อแปลงไฟฟ้าเพื่อขยายพิกัดการรับของโหลดที่เพิ่มขึ้น

จากการคำนวณมูลค่าการลงทุนสร้างสายจำหน่ายเพื่อขยายพิกัดขนาดโหลดรองรับเนื่องจากค่า Line Loading เกินเกณฑ์สามารถสรุปรายการที่ต้องทำการลงทุนเพิ่มได้ดังตารางที่ 5.10

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5.10 สรุปรายการสายจำหน่ายที่ต้องลงทุนขยายขนาดพิกัดเพิ่มเติม

ชื่ออุปกรณ์	ประเภท	ปีที่	รายการที่เปลี่ยน	ราคาต้นทุนต่อหน่วย ณ ปีที่ 0 (บาท)	ราคาหลังปรับอัตราเงินเฟ้อ (บาท)	ราคารวม (บาท)
Ln492_3344482	สาย	10	Double Feeder 31.6154 m.	261,612.30 (ต่อ 1 กม.)	351,585.06	11,115.50
Ln492_1603735	สาย	11	Double Feeder 11.7367 m.	261,612.30 (ต่อ 1 กม)	432,405.27	5,075.01
Ln492_1603736	สาย	11	Double Feeder 11.7367 m.	261,612.30 (ต่อ 1 กม)	432,405.27	5,075.01
Ln492_1603737	สาย	11	Double Feeder 11.7367 m.	261,612.30 (ต่อ 1 กม)	432,405.27	5,075.01
Ln492_2941877	สาย	12	Double Feeder 10.4749 m.	261,612.30 (ต่อ 1 กม)	395,712.08	4,145.04
Ln496_2749084	สาย	16	Double Feeder 3.04686 m.	261,612.30 (ต่อ 1 กม)	407,583.44	1,241.85
Ln492_1603738	สาย	17	Double Feeder 9.3562 m.	261,612.30 (ต่อ 1 กม)	432,405.27	4,045.67
Ln492_1603739	สาย	17	Double Feeder 8.6103 m.	261,612.30 (ต่อ 1 กม)	432,405.27	3,723.14

2) หาค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss)

การวิเคราะห์การเกิด Loss ในระบบทดสอบเนื่องจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P สามารถแบ่งเป็นกรณีศึกษาได้ 4 กรณีดังนี้

1) กรณีระบบทดสอบเดิมก่อนมีตลาด P2P โดยกำหนดให้มีผู้ซื้อ (Buyer) จำนวน 5 รายและผู้ขาย (Seller) จำนวน 3 ราย เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าหรือโหลดเดิมในระบบทดสอบ
2) กรณีที่มีการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P โดยกำหนดให้ Seller ทุกรายได้เชื่อมต่อ Solar PV ขนาด 5 kWp เข้าระบบทดสอบ รวมกำลังผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV ในระบบสูงสุดเท่ากับ 15 kW
3) กรณีที่มีการเพิ่มจำนวน Solar PV เพิ่มเข้าไปในระบบ แต่ไม่เพิ่มจำนวนโหลด โดยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเดิมในระบบมีการเพิ่ม Solar PV ขนาด 5 kWp จำนวน 5 หน่วย เชื่อมต่อเข้ากับระบบทดสอบ รวมกำลังผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV ในระบบสูงสุดเท่ากับ 40 kW
4) กรณีที่มีการเพิ่มจำนวน Solar PV และโหลดเพิ่มเติม โดยเป็นการเพิ่มโหลดของ Buyer เข้ามาเชื่อมต่อกับระบบทดสอบ เพิ่มเติมจากกรณีศึกษาที่ 3 เป็นการขยายขนาดของตลาด P2P

โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้คำนวณ Loss จากสายจำหน่ายทุกสายในระบบทดสอบ โดยการจำลองการจ่ายไฟระหว่างเวลา 8.00 น. ถึง 16.00 น. ด้วยโปรแกรม DigSILENT โดยค่า Loss ที่เกิดขึ้นจะวัดจากค่า Loss สูงสุดในทุก ๆ 15 นาที ทั้งนี้กำหนดให้โหลดรวมในช่วง Loss สูงสุดสำหรับกรณีที่ 1 ถึง 3 เท่ากับ 47.74 kW และกรณีที่ 4 เท่ากับ 57.74 kW เมื่อได้ผลการจำลอง Loss ที่เกิดขึ้นในระบบทดสอบแล้วจึงนำมาเปรียบเทียบ loss ในกรณีศึกษาที่ 1 และ 2 ดังตารางที่ 5.11 จากนั้นเปรียบเทียบในกรณีศึกษาที่ 1 และ 3 ดังตารางที่ 5.12 สุดท้ายเปรียบเทียบกรณีที่ 1 และ 4 ดังตารางที่ 5.13 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.11 ผลการจำลองและเปรียบเทียบค่าความสูญเสียในระบบทดสอบกรณีศึกษาที่ 1 และ 2

ชื่อสายจำหน่ายในระบบทดสอบ	ยังไม่เชื่อมต่อ PV (kW)	เชื่อมต่อ PV ทุกตัวในระบบ (kW)	ผลต่าง
Line	0.0007	0.0014	0.0007
Line(1)	0.0004	0.0017	0.0013

ชื่อสายจำหน่ายในระบบทดสอบ	ยังไม่เชื่อมต่อ PV (kW)	เชื่อมต่อ PV ทุกตัวในระบบ (kW)	ผลต่าง
Ln492_1585420	0	0	0
Ln492_1603457	0.0047	0.0046	-0.0001
Ln492_1603463	0.0182	0.0181	-0.0001
Ln492_1603464	0.0587	0.0585	-0.0002
Ln492_1603735	0.1144	0.1139	-0.0005
Ln492_1603736	0.0547	0.0545	-0.0002
Ln492_1603737	0.0729	0.0725	-0.0004
Ln492_1603738	0.0508	0.0506	-0.0002
Ln492_1603739	0.0456	0.0454	-0.0002
Ln492_1603740	0.0161	0.016	-0.0001
Ln492_2941877	0.1193	0.1003	-0.019
Ln492_2960331	0.0002	0.0001	-0.0001
Ln492_2960332	0.0007	0.0007	0
Ln492_2982101	0.0001	0.0001	0
Ln492_3344482	0.4094	0.2962	-0.1132
Ln492_3369146	0.0037	0.0037	0
Ln492_3466934	0.0005	0.0005	0
Ln496_2455666	0	0	0
Ln496_2732537	0.0001	0.0001	0
Ln496_2746565	0.0023	0.0023	0
Ln496_2746567	0.0003	0.0003	0
Ln496_2747561	0.0008	0.0008	0
Ln496_2748522	0.003	0.003	0
Ln496_2749084	0.0269	0.0174	-0.0095
Ln496_2749088	0.0004	0.004	0.0036
Ln496_3725037	0.0015	0.0015	0
Ln496_4411002	0.001	0.001	0
Ln496_4513500	0.0001	0.0001	0
Ln496_4972218	0.0015	0.0015	0
Ln496_4988417	0	0	0
Ln496_5574997	0.0015	0.0015	0

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ชื่อสายจำหน่ายในระบบทดสอบ	ยังไม่เชื่อมต่อ PV (kW)	เชื่อมต่อ PV ทุกตัวในระบบ (kW)	ผลต่าง
Total Loss	1.0105	0.8723	-0.1382

ตารางที่ 5.12 ผลการจำลองและเปรียบเทียบค่าความสูญเสียในระบบทดสอบกรณีศึกษาที่ 1 และ 3

ชื่อสายจำหน่ายในระบบทดสอบ	ยังไม่เชื่อมต่อ PV (kW)	เพิ่มจำนวน PV 5 unit (kW)	ผลต่าง
Line	0.0007	0.00137	0.00067
Line(1)	0.0004	0.0017	0.0013
Ln492_1585420	0	0	0
Ln492_1603457	0.0047	0.0043	-0.0004
Ln492_1603463	0.0182	0.0051	-0.0131
Ln492_1603464	0.0587	0.0238	-0.0349
Ln492_1603735	0.1144	0.0606	-0.0538
Ln492_1603736	0.0547	0.0225	-0.0322
Ln492_1603737	0.0729	0.018	-0.0549
Ln492_1603738	0.0508	0.013	-0.0378
Ln492_1603739	0.0456	0.0101	-0.0355
Ln492_1603740	0.0161	0.0043	-0.0118
Ln492_2941877	0.1193	0.0257	-0.0936
Ln492_2960331	0.0002	0.0001	-0.0001
Ln492_2960332	0.0007	0.0007	0
Ln492_2982101	0.0001	0.0001	0
Ln492_3344482	0.4094	0.153	-0.2564
Ln492_3369146	0.0037	0.0035	-0.0002
Ln492_3466934	0.0005	0.0005	0
Ln496_2455666	0	0	0
Ln496_2732537	0.0001	0.0001	0
Ln496_2746565	0.0023	0.0023	0
Ln496_2746567	0.0003	0.0007	0.0004
Ln496_2747561	0.0008	0.0004	-0.0004
Ln496_2748522	0.003	0.003	0

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ชื่อสายจำหน่ายในระบบทดสอบ	ยังไม่เชื่อมต่อ PV (kW)	เพิ่มจำนวน PV 5 unit (kW)	ผลต่าง
Ln496_2749084	0.0269	0.0086	-0.0183
Ln496_2749088	0.0004	0.0001	-0.0003
Ln496_3725037	0.0015	0.0015	0
Ln496_4411002	0.001	0.0005	-0.0005
Ln496_4513500	0.0001	0.0001	0
Ln496_4972218	0.0015	0.0014	-0.0001
Ln496_4988417	0	0	0
Ln496_5574997	0.0015	0.0004	-0.0011
Total Loss	1.0105	0.36747	-0.64303

ตารางที่ 5.13 ผลการจำลองและเปรียบเทียบค่าความสูญเสียในระบบทดสอบกรณีศึกษาที่ 1 และ 4

ชื่อสายจำหน่ายในระบบทดสอบ	ยังไม่เชื่อมต่อ PV (kW)	เพิ่มทั้ง PV และ Ld ผู้ขาย (kW)	ผลต่าง
Line	0.0007	0.00138	0.00068
Line(1)	0.0004	0.0017	0.0013
Ln492_1585420	0	0.0002	0.0002
Ln492_1603457	0.0047	0.0287	0.024
Ln492_1603463	0.0182	0.0052	-0.013
Ln492_1603464	0.0587	0.0671	0.0084
Ln492_1603735	0.1144	0.0937	-0.0207
Ln492_1603736	0.0547	0.037	-0.0177
Ln492_1603737	0.0729	0.0296	-0.0433
Ln492_1603738	0.0508	0.025	-0.0258
Ln492_1603739	0.0456	0.0224	-0.0232
Ln492_1603740	0.0161	0.011	-0.0051
Ln492_2941877	0.1193	0.04	-0.0793
Ln492_2960331	0.0002	0.0005	0.0003
Ln492_2960332	0.0007	0.0007	0
Ln492_2982101	0.0001	0.024	0.0239
Ln492_3344482	0.4094	0.2356	-0.1738

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ชื่อสายจำหน่ายในระบบทดสอบ	ยังไม่เชื่อมต่อ PV (kW)	เพิ่มทั้ง PV และ Ld ผู้ขาย (kW)	ผลต่าง
Ln492_3369146	0.0037	0.0035	-0.0002
Ln492_3466934	0.0005	0.0005	0
Ln496_2455666	0	0	0
Ln496_2732537	0.0001	0.0001	0
Ln496_2746565	0.0023	0.0023	0
Ln496_2746567	0.0003	0.0007	0.0004
Ln496_2747561	0.0008	0.0004	-0.0004
Ln496_2748522	0.003	0.003	0
Ln496_2749084	0.0269	0.0086	-0.0183
Ln496_2749088	0.0004	0.0001	-0.0003
Ln496_3725037	0.0015	0.0015	0
Ln496_4411002	0.001	0.0005	-0.0005
Ln496_4513500	0.0001	0.0001	0
Ln496_4972218	0.0015	0.0014	-0.0001
Ln496_4988417	0	0	0
Ln496_5574997	0.0015	0.0004	-0.0011
Total Loss	1.0105	0.36747	-0.64303

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากผลการจำลองเพื่อหา Loss ในระบบทดสอบพบว่า

1) ผลรวม Line Loss สูงสุดในกรณีที่ 1 เท่ากับ 1.0105 kW คิดเป็นร้อยละ 2.117 ของโหลดสูงสุด
2) ผลรวม Line Loss สูงสุดในกรณีที่ 2 เท่ากับ 0.8723 kW คิดเป็นร้อยละ 1.827 ของโหลดสูงสุด
3) ผลรวม Line Loss สูงสุดในกรณีที่ 3 เท่ากับ 0.3675 kW คิดเป็นร้อยละ 0.77 ของโหลดสูงสุด
4) ผลรวม Line Loss สูงสุดในกรณีที่ 4 เท่ากับ 0.6758 kW คิดเป็นร้อยละ 1.17 ของโหลดสูงสุด

เมื่อวิเคราะห์ผลการจำลองแล้วพบว่าในกรณีศึกษาที่ 1 และ 2 การเชื่อมต่อ Solar PV เข้าไปในระบบทดสอบสามารถลด Loss สูงสุดที่เกิดขึ้นได้จากร้อยละ 2.117 ของโหลดสูงสุดในกรณีศึกษาที่ 1 เหลือร้อยละ 1.827 ในกรณีศึกษาที่ 2 นั่นคือการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ไม่ทำให้ Loss เพิ่มขึ้น ในกรณีศึกษาที่ 3 เมื่อมีการเชื่อมต่อ Solar PV เพิ่มขึ้นในระบบจาก 15 kWp เป็น 40 kWp ผลที่ได้ทำให้ Loss สูงสุดในระบบทดสอบเท่ากับร้อยละ 0.77 ของโหลดสูงสุด แสดงว่าหากมี Solar PV เชื่อมต่อมากขึ้น ก็จะทำให้ Loss สูงสุดในระบบลดลง และในกรณีศึกษาที่ 4 เมื่อมีการเพิ่มโหลดของ Buyer เข้าไปในระบบทดสอบโดยการเชื่อมต่อระบบเพิ่มรวม 10 kW ซึ่งเป็นการขยายขนาดกำลังไฟฟ้าซื้อขายในตลาด P2P ผลที่ได้ทำให้ Loss สูงสุดในระบบเพิ่มขึ้นจากกรณีศึกษาที่ 3 เป็นร้อยละ 1.17 ของโหลดสูงสุด แต่ยังคงน้อยกว่า Loss สูงสุดในกรณีศึกษาที่ 1 แม้มีปริมาณโหลดเชื่อมต่อในระบบทดสอบเพิ่มขึ้น

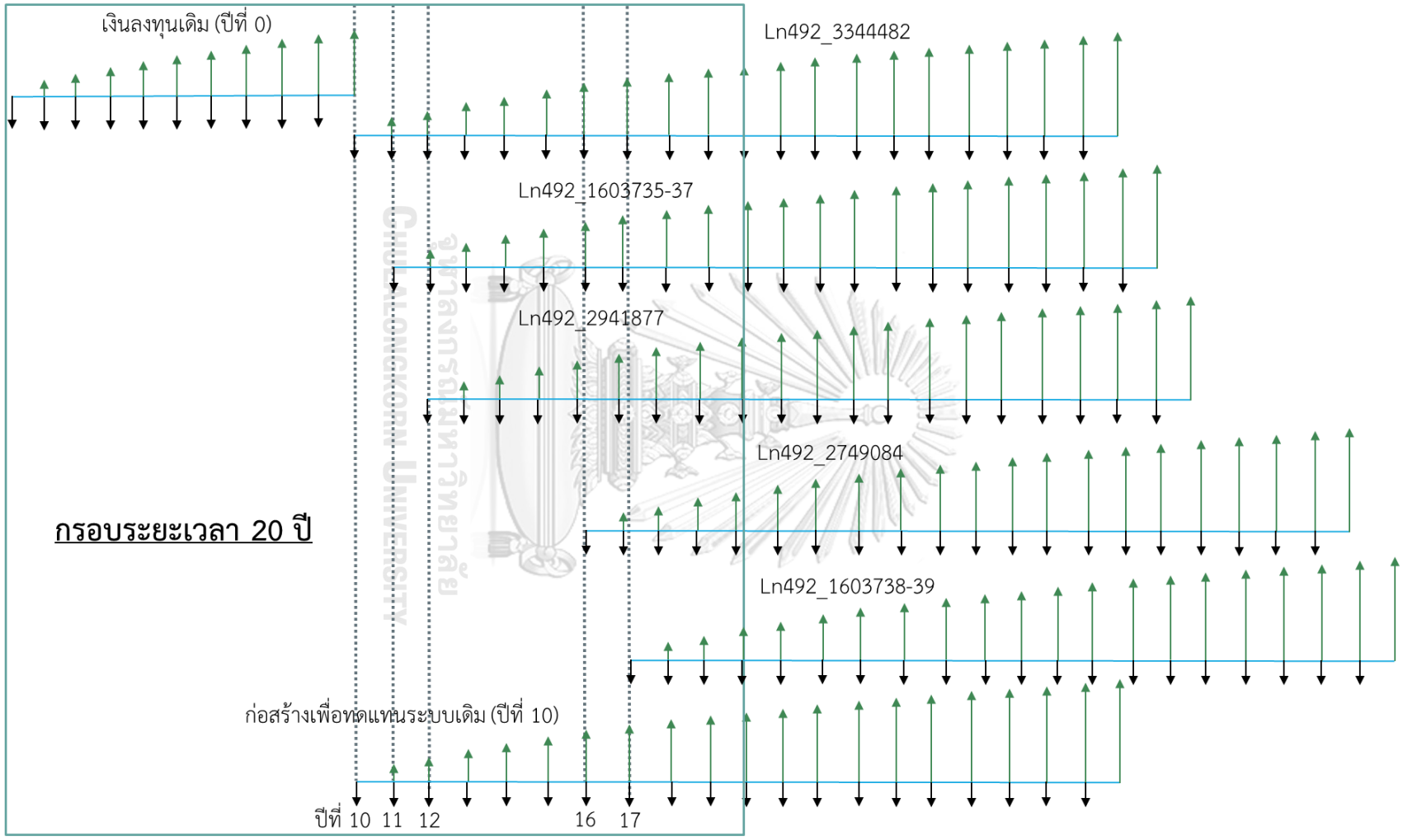
จากกรณีศึกษาทั้งหมดข้างต้น สรุปได้ว่าตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ Peer-to-Peer ไม่ทำให้ค่าความสูญเสียในระบบจำหน่ายหรือ Loss ในระบบทดสอบเพิ่มขึ้น อีกทั้งยังช่วยทำให้ Loss สูงสุดลดลงอีกด้วย ดังนั้นจึงไม่ต้องเก็บ Loss Charge เพิ่มจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P

จากการคำนวณต้นทุนส่วน Residue Cost ของระบบทดสอบทั้งต้นทุนตามมูลค่าที่ได้มาค่าเสื่อมสภาพสะสม และต้นทุนตามมูลค่าสุทธิคงเหลือ ต้นทุนส่วนที่มีการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อทดแทนส่วนที่สิ้นอายุการใช้งาน การคำนวณต้นทุนส่วน Incremental Cost จากปัจจัยการเพิ่มขึ้นของ Line Loading และ Transformer Loading เนื่องจากผลของ Load Growth ค่า Connection Fee ที่ Prosumer ต้องชำระเมื่อเชื่อมต่อกับระบบจำหน่าย รวมไปถึงค่า O&M รายปี สามารถสรุปผังแสดงการลงทุนทั้งหมดในระบบทดสอบ และการกระจายเงินเรียกเก็บเพื่อคืนเงินลงทุนเป็นรายปี เฉพาะภายในกรอบระยะเวลา 20 ปีที่ทำการพิจารณาได้ ดังภาพที่ 5.4 และสรุปต้นทุนระบบทดสอบในแต่ละปี ได้ดังตารางที่ 5.14

ตารางที่ 5.14 สรุปต้นทุนระบบทดสอบในแต่ละปี

ปีที่พิจารณา	มูลค่าของระบบทดสอบ (บาท)
ปีที่ 1 – 9	109,247.38
ปีที่ 10	220,423.50
ปีที่ 11	235,648.53
ปีที่ 12 – 15	239,793.57
ปีที่ 16	241,035.42
ปีที่ 17-20	248,804.23

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



ภาพที่ 5.4 สรุปมูลค่าการลงทุนของระบบทดสอบในแต่ปี

5.2 การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge)

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอการคืนเงินลงทุนด้วยวิธี Embedded Cost ในแต่ละปี โดยพิจารณาจากต้นทุนระบบทดสอบส่วนระบบเดิม (Residue Cost) ต้นทุนส่วนที่มีการลงทุนเพิ่มเติม (Incremental Cost) และต้นทุนค่าดำเนินการและบำรุงรักษารายปี (O&M) กำหนดกรอบระยะเวลา 20 ปี ในการพิจารณาการกระจายเงินเรียกเก็บเพื่อคืนเงินลงทุน วิทยานิพนธ์ฉบับนี้นำเสนอเงินเรียกเก็บจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P เพื่อชดเชยรายได้ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่ควรจะได้รับเมื่อไม่ได้ขายไฟฟ้าให้ผู้ซื้อโดยตรง กล่าวคือทั้งคู่สัญญาซื้อขายต่างเป็นผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในการรับหรือจ่ายไฟฟ้าผ่านระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าฯ ซึ่งการไฟฟ้าฯ เป็นผู้ลงทุนก่อสร้างหรือปรับปรุงระบบนั้น ๆ และยังเป็นเจ้าของระบบ ดังนั้นคู่สัญญาซื้อขายจากตลาด P2P ต้องรับผิดชอบโดยการชำระค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) ให้การไฟฟ้าฯ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้พิจารณาการชำระค่า Wheeling Charge ด้วยวิธีการคำนวณแบบ Postage Stamp โดยวิธีนี้มีจุดเด่นในเรื่องของความง่ายต่อการคำนวณและในการทำความเข้าใจ มีขนาดเหมาะสมกับพื้นที่ขนาดเล็กและอยู่รวมกันเป็นกลุ่ม ซึ่งระบบทดสอบในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นระบบจำหน่ายแรงต่ำขนาดวงจรไม่เกิน 1 ตารางกิโลเมตร ด้วยเหตุผลดังกล่าว การคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายด้วยวิธี Postage Stamp จึงมีความเหมาะสม

การคำนวณค่า Wheeling Charge ด้วยวิธี Postage Stamp คิดจากสัดส่วนของปริมาณการใช้สายจำหน่ายจากกำลังซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญาของคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับปริมาณการใช้สายจำหน่ายในตลาด P2P ทั้งหมด โดยคำนวณได้จากสมการ (5.5)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$WC_{PS,i} = AC_{total} \times \frac{P_i}{\sum_{j \in T} P_j} \tag{5.5}$$

โดย

$WC_{PS,I}$	คือ	อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายจากการคำนวณด้วยวิธี Postage Stamp ของคู่สัญญาที่ i (บาทต่อปี)
AC_{total}	คือ	ผลรวมของ Annuity Charge ทั้งหมดในระบบ (บาทต่อปี)
P_i	คือ	กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญา i (kW)
$\sum_{j \in T} P_j$	คือ	ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่คู่สัญญาซื้อขายกันทั้งหมดในตลาด P2P

ในส่วนของ Annuity Charge ต่อปีพิจารณาจากการต้นทุนทั้งหมดที่คำนวณด้วยวิธี Embedded Cost และกระจายต้นทุนออกเป็น 20 ปี เพื่อคำนวณค่า Wheeling Charge ในแต่ละปีต่อไป ทั้งนี้ระบบทดสอบที่พิจารณากำหนดให้มีการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ระหว่างเวลา 8.00 – 16.00 น. และในช่วงเวลาที่เหลือทั้ง Prosumer และ Consumer ต่างซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. เฉกเช่นผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น ๆ ในระบบที่ไม่ได้เข้าร่วมตลาด P2P นั่นคือ กฟภ. จะได้เงินตอบแทนการลงทุน 2 ทาง ได้แก่ 1) จากการเก็บค่าไฟฟ้า โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ Time-of-Use (ToU) ในอัตรา 5.7982 บาทต่อ kWh [36] เป็นอัตราเรียกเก็บค่าไฟฟ้าทางเลือกหนึ่งสำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท กิจการรายเล็ก 2) จากการเก็บค่า Wheeling Charge จาก Prosumer และ Consumer ที่ซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ทั้งนี้ เงินเรียกเก็บจากค่า Wheeling Charge จะต้องไม่ซ้ำซ้อนกับเงินลงทุนที่ กฟภ. เก็บจากค่าไฟฟ้าไปแล้ว ดังนั้นจึงต้องแบ่งต้นทุนที่นำมาเก็บค่า Wheeling Charge จากต้นทุนระบบทดสอบทั้งหมดที่คำนวณได้ โดยคำนวณจากสัดส่วนของปริมาณโหลดไฟฟ้าที่แลกเปลี่ยนในตลาด P2P กับปริมาณโหลดไฟฟ้าทั้งหมดในระบบทดสอบ ดังสมการ (5.6)

$$C_{P2P} = C_T \cdot \frac{\sum_{j}^{N_j} P_j}{\sum_{L}^{N_L} P_L} \tag{5.6}$$

โดย

C_{P2P} คือ ต้นทุนที่พิจารณาเฉพาะตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ P2P (บาท)

C_T คือ ต้นทุนทั้งหมดของระบบทดสอบ (บาท)

$\sum_{j}^{N_j} P_j$ คือ ปริมาณโหลดไฟฟ้าที่แลกเปลี่ยนในตลาดซื้อขายไฟฟ้าแบบ P2P (kW)

$\sum_{L}^{N_L} P_L$ คือ ปริมาณโหลดไฟฟ้าทั้งหมดในระบบจำหน่ายแรงต่ำ (kW)

หลักการเรียกเก็บค่าไฟฟ้า หรือ ค่าผ่านสายจำหน่ายจะต้องให้เงินที่เรียกเก็บในแต่ละปีนั้นสะท้อนกับเงินลงทุนของ กฟภ.และผลกำไรที่ กฟภ. ควรจะได้รับ จากข้อมูลที่สำคัญทางการเงินของ กฟภ. ในปี 2561 [46] พบว่ามีอัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์รวมเท่ากับร้อยละ 5.07 ซึ่งมีค่ามากกว่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) ที่กำหนดให้เท่ากับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ร้อยละ 4.73 ต่อปี นั่นคือเงินที่ กฟภ. เรียกเก็บจะต้องสูงกว่าต้นทุนของ กฟภ. สามารถสรุปความสัมพันธ์ดังสมการ (5.7)

$$\sum_{1}^{Ni}\left(\frac{P_i \cdot W_c}{(1+r_r)^i}\right)=\sum_{1}^{Ni}\left(\frac{AC_i}{(1+r_i)^i}\right) \tag{5.7}$$

โดย

P_i คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายในตลาด P2P ทั้งหมดในแต่ละรอบ (kW)

W_c คือ อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายที่การไฟฟ้าต้องเรียกเก็บ (บาทต่อ kW)

r_i คือ ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก กำหนดให้เท่ากับอัตราร้อยละ 4.73 ต่อปี

r_r คือ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ในปี 61 เท่ากับร้อยละ 5.07 [46]

AC_i คือ เงินกระจายต้นทุนเฉพาะส่วนตลาด P2P ต่อปี

โดยเงินกระจายต้นทุนต่อปีคำนวณจากความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนที่คิดเฉพาะส่วนที่เก็บจากตลาด P2P (C_{P2P}) และค่า WACC (r) ดังสมการ (5.8)

$$AC_i=C_{P2P}\cdot\left[\frac{r\cdot(1+r)^i}{(1+r)^i-1}\right] \tag{5.8}$$

โดย

i คือ จำนวนปีที่พิจารณา กำหนดเป็น 20 ปี

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

เนื่องจากตลาด P2P มีการซื้อขายในทุก ๆ 15 นาทีต่อรอบ (Slot) ระหว่างเวลา 8.00 – 16.00 น. ในแต่ละวัน นั่นคือปริมาณการซื้อขายไฟฟ้ารวมของตลาด P2P ในแต่ละ Slot จะไม่เท่ากัน ทำให้การคำนวณค่า Wheeling Charge ต้องคำนวณทุก ๆ ครั้งที่มีการซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละรอบ ดังนั้นเงินกระจายต้นทุนต่อปีจึงต้องกระจายให้เหลือ 15 นาที เป็นจำนวนรอบ Ni รอบ รวมทั้งกระจายค่า WACC จากร้อยละ 4.73 ต่อปี เป็นรอบ 15 นาทีเช่นกัน โดยจำนวน Ni คำนวณได้ดังสมการ (5.9)

$$N_i=4\cdot 24\cdot 365\cdot n \tag{5.9}$$

โดย

N_i คือ จำนวนรอบซื้อขายทั้งหมดในตลาด P2P

n คือ จำนวนปีที่พิจารณา

นอกจากนี้ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายในตลาด P2P ทั้งหมดในแต่ละรอบ จะต้องมีการพิจารณา อัตราการเติบโตของโหลดในแต่ละปี (Load Growth) ด้วย โดยกำหนดให้ Load Growth เท่ากับร้อยละ 3.03 ต่อปีและปรับ Load Growth ให้เพิ่มขึ้นในแต่ละรอบโดยหารจากสมการ (5.9) ดังนั้นสามารถคำนวณกำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาฯ ได้ดังสมการ (5.10)

$$P_i = \left(\sum_{j=1}^{N_j} P_j \right) (1+g)^i \tag{5.10}$$

โดย

$\sum_{j=1}^{N_j} P_j$ คือ กำลังไฟฟ้าของคู่สัญญาซื้อขายทั้งหมด (kW) จำนวน j คู่สัญญา ในทุก ๆ 15 นาที (i)

g คือ อัตราการเติบโตของโหลดที่เพิ่มขึ้นในแต่ละรอบ

i คือ จำนวนรอบที่ซื้อขายในตลาด P2P ทั้งหมด

จากสมการที่ 5.7 สามารถจัดรูปเพื่อหาตัวแปร Wc ได้ดังสมการ (5.11)

$$W_c = \frac{\sum_{i}^{Ni} \left(\frac{AC_i}{(1+r_i)^i} \right)}{\sum_{i}^{Ni} \left(\frac{P_i}{(1+r_r)^i} \right)} \tag{5.11}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

และจากสมการที่เกี่ยวข้องทั้งหมดตั้งแต่สมการที่ 5.4 ถึง 5.8 รวมทั้งการพิจารณาค่า O&M และ Connection Fee สามารถหาค่า Wheeling Charge สำหรับระบบทดสอบในหน่วยบาทต่อ kW ต่อ 15 นาทีได้ดังสมการ (5.12)

$$W_c = \frac{\sum_{i}^{Ni} \left(\left(\frac{C_{P2P}}{(1+r_i)^i} \cdot \frac{r_i(1+r_i)^i}{(1+r_i)^i - 1} \right) + \left(\frac{0.02C_{P2P} + 8,500}{n \cdot 365 \cdot 24 \cdot 4 (1+r_i)^i} \right) \right)}{\sum_{i}^{Ni} \left(\frac{\left(\sum_{j=1}^{N_j} P_j \right) (1+g)^i}{(1+r_r)^i} \right)} \tag{5.12}$$

เมื่อลดรูปสมการลงแล้วจะได้

$$W_c = \frac{\sum_{i}^{Ni}\left(\frac{C_{P2P} \cdot r_i}{(1+r_i)^i - 1} + \frac{0.02C_{P2P} + 8,500}{n \cdot 365 \cdot 24 \cdot 4(1+r_i)^i} \right)}{\sum_{i}^{Ni}\left(\frac{\left(\sum_{j=1}^{N_j} P_j \right)(1+g)^i}{(1+r_r)^i} \right)} \tag{5.13}$$

5.3 การคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC)

ในการดำเนินงานของกิจการทั่วไป เพื่อที่จะทำให้กิจการสามารถดำเนินการต่อไปได้ ผลตอบแทนที่ได้จากการดำเนินกิจการควรมีค่าสูงกว่าหรือเทียบเท่ากับเงินลงทุนในระยะยาว ทั้งนี้จะต้องมีเกณฑ์การประเมินผลประกอบการของกิจการอย่างเหมาะสมและเป็นที่น่าเชื่อถือแก่นักลงทุน โดยเกณฑ์ที่ใช้ในกิจการโดยทั่วไปคือ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อเงินลงทุนเพื่อการดำเนินกิจการ หรือ Return on Invested Capital (ROIC) [47] วิธีการคำนวณ ROIC ได้มาจากการหาสัดส่วนของกำไรหลังหักภาษีกับมูลค่าเงินลงทุนในสินทรัพย์ดังกล่าวที่ใช้ดำเนินงาน ซึ่งอัตราส่วนนี้สามารถบอกได้ว่าเงินที่ลงทุนในกิจการนั้นได้รับผลตอบแทนกลับมาเท่าไร ในการวิเคราะห์ ROIC ของกิจการนั้น ๆ หากทำให้ค่า ROIC มีค่าสูงหรือเป็นที่พึงพอใจแก่นักลงทุน ต้องนำไปเปรียบเทียบกับต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก หรือ Weighted Average Cost of Capital (WACC) ซึ่งหากกิจการนั้น ๆ สามารถทำให้ ROIC ได้มากกว่า WACC ถือว่ากิจการดังกล่าวมีการดำเนินงานที่ดีในระยะยาว สามารถสร้างมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐกิจให้นักลงทุนได้

สำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำการประเมิน ROIC มาใช้ประเมินเงินเรียกเก็บที่ได้จากค่าผ่านสายจำหน่ายเทียบกับเงินลงทุนในระบบทดสอบที่เป็นระบบจำหน่ายแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ทั้งนี้จากเอกสารรับฟังความคิดเห็นปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้าปี 58 [31] ระบุว่าในเกณฑ์การประเมิณค่า ROIC ทางคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้มีมติกำหนดให้ ROIC มีค่าใกล้เคียงแต่ไม่สูงกว่า WACC และกำหนดให้ค่า WACC สำหรับระบบสายส่ง สายจำหน่ายและการบริการลูกค้าของ กฟภ. มีค่าร้อยละ 4.73 นั่นคือค่า ROIC ที่ได้จากการคิดค่า Wheeling Charge จะต้องไม่มากกว่าและน้อยกว่าร้อยละ 4.73 จนเกินไป สำหรับการคำนวณ ROIC เป็นไปดังสมการ (5.14) [48]

$$ROIC(\%) = NOPAT \,/\, Average\ Invested\ Capital \tag{5.14}$$

โดย

NOPAT	คือ	กำไรสุทธิจากการดำเนินงานหลังหักภาษี
Average Invested Capital	คือ	เงินลงทุนของกิจการ รวมถึงอัตราดอกเบี้ยระยะยาวที่เป็นหนี้สินสะสม

สำหรับกำไรสุทธิจากการดำเนินงานหลังหักภาษี หรือ Net Operating Profit After Tax (NOPAT) สามารถหาได้ดังสมการ (4.15)

$$NOPAT = Operating\ Income \cdot (1 - Tax\ Rate) \tag{5.15}$$

โดย

Operating Income	คือ	กำไรสุทธิก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี
Tax Rate	คือ	อัตราภาษี โดยคิดเป็นร้อยละ 30 ของกำไรสุทธิ [49]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 6
ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน

ในบทนี้ นำเสนอผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน โดยใช้กลไกการหาราคากลางตัดสิน (Market Clearing Price: MCP) แบบตลาดหุ้นไทยด้วยวิธีการหาราคา ณ เปิดตลาด (At The Open: ATO) และผลการการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ โดยแบ่งเป็นหัวข้อศึกษาดังนี้

1) ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน
2) ผลการการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ

6.1 ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จำลองตลาดซื้อขาย P2P เพื่อหาราคากลาง MCP จากการประมูลราคาซื้อขายในตลาด P2P ตามกลไกการหาราคาตัดสินที่ได้กำหนดไว้ รวมทั้งผู้ซื้อ (Buyer) และผู้ขาย (Seller) ที่ชนะการประมูลราคาและสามารถซื้อขายไฟฟ้าได้ตามเงื่อนไขดังกล่าว ผ่านการจำลองโดยใช้โปรแกรม MATLAB รวมถึงการคำนวณค่า Wheeling Charge และ ROIC ซึ่งจะกล่าวในบทต่อไป ทั้งนี้จะต้องมีข้อกำหนดและตัวแปรต่าง ๆ เพื่อใช้ในการรันโปรแกรม ประกอบด้วย

1) ช่วงเวลาที่ทำการซื้อขาย

กำหนดให้การซื้อขายในตลาด P2P แบ่งออกเป็นรอบ รอบละ 15 นาที อยู่ในช่วงเวลา 9.00 น. ถึง 16.00 น. ซึ่งเป็นช่วงระยะเวลาที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV ตามลักษณะการผลิตไฟฟ้าดังภาพที่ 4.2 และช่วงเวลาดังกล่าวนี้ตรงกับช่วงเวลาที่มีค่าไฟฟ้าแพงที่สุด (Peak) ตามอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate: TOU) [36] 5.7982 บาทต่อ kWh ตั้งแต่เวลา 9.00น. ถึง 22.00น.

2) จำนวนผู้เข้าร่วมตลาดของทั้งฝั่ง Buyer และ Seller

กำหนดให้มี Buyer จำนวน 5 ราย และ Seller จำนวน 3 ราย เข้าร่วมตลาด P2P

3) ปริมาณที่ทำการซื้อขาย

ปริมาณไฟฟ้าที่ Buyer เสนอซื้อได้ ขึ้นกับอัตราการบริโภคทุก ๆ 15 นาทีต่อวันซึ่งเป็นไปตามลักษณะของโหลด (Load Characteristic) ของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท

กิจการรายเล็ก จากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. เขต ก.2 [43] ในช่วงวันทำงาน (Workday Load) ดังภาพที่ 6.1 และปริมาณการขายไฟฟ้าที่ Seller สามารถนำมาขายได้นั้น ต้องเป็นกำลังไฟฟ้าส่วนเกินที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าหักออกจากการบริโภคเอง (Self-Consumption) แล้ว โดยกำหนดให้ Buyer แต่ละรายมีขนาดโหลดสูงสุดดังนี้

(1) Buyer หมายเลข 1 : 4 kWp
(2) Buyer หมายเลข 2 : 3.5 kWp
(3) Buyer หมายเลข 3 : 3 kWp
(4) Buyer หมายเลข 4 : 3.5 kWp
(5) Buyer หมายเลข 5 : 3 kWp

และ Seller แต่ละรายมีกำลังไฟฟ้าส่วนเกินสูงสุดดังนี้

(6) Seller หมายเลข 1 : 4 kWp
(7) Seller หมายเลข 2 : 3.5 kWp
(8) Seller หมายเลข 3 : 4 kWp

และกำหนดให้มีโหลดอื่นในระบบที่ไม่ได้เข้าร่วมในตลาด P2P มีขนาดสูงสุดรวม 25.74 kWp

4) ช่วงเวลาที่เปิดให้ส่งรายการเสนอราคา (Order)

กำหนดให้ผู้เสนอราคาสามารถส่งรายการซื้อขายล่วงหน้าได้หนึ่งวันก่อนถึงเวลาที่มีการตัดสินราคา ในโปรแกรมการจำลองตลาด P2P นี้ กำหนดให้สามารถรับรายการเสนอราคาได้ 50 รายการ โดยหากมีรายการเสนอราคาที่จากผู้เสนอรายการเดียวกันส่งมาหลายครั้ง ให้เลือกเฉพาะรายการเสนอราคาหลังสุด ทั้งนี้โปรแกรมฯ จะใช้วิธีการสุ่มนำเข้ารายการซื้อขายจนครบทั้ง 50 รายการ

5) ขอบเขตราคาสูงสุดและต่ำสุดของตลาด

จากขอบเขตงานในบทที่ 1 กำหนดให้ขอบเขตราคาสูงสุดไม่เกินอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU หรือ 5.7982 บาทต่อ kWh และ ขอบเขตราคาต่ำสูงไม่ต่ำกว่าอัตราการรับซื้อไฟฟ้า 1.68 บาทต่อ kWh ตามที่นโยบายโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชน [2] ได้กำหนดไว้

6) ผู้เสนอราคา ณ ราคาเปิดตลาด (At The Open: ATO)

การจำลองการซื้อขายในตลาด P2P นี้ได้เปิดโอกาสให้ผู้เสนอราคาทั้งฝั่ง Buyer หรือ Seller สามารถตั้งราคา ณ ราคาตัดสิน (Market Clearing Price: MCP) หรือราคา ATO ได้สำหรับผู้ที่ต้องการซื้อหรือขายไฟฟ้าให้ได้ในการตัดสินราคาในแต่ละรอบ โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดให้มีผู้เข้าร่วมตลาดที่เสนอราคา ATO ในหนึ่งวัน ตามตารางที่ 6.1

7) การชำระค่าผ่านสายจำหน่าย

กำหนดให้การชำระค่าผ่านสายจำหน่าย หรือค่า Wheeling Charge นั้นเป็นความรับผิดชอบของทั้ง Buyer และ Seller โดยแบ่งชำระเท่า ๆ กัน

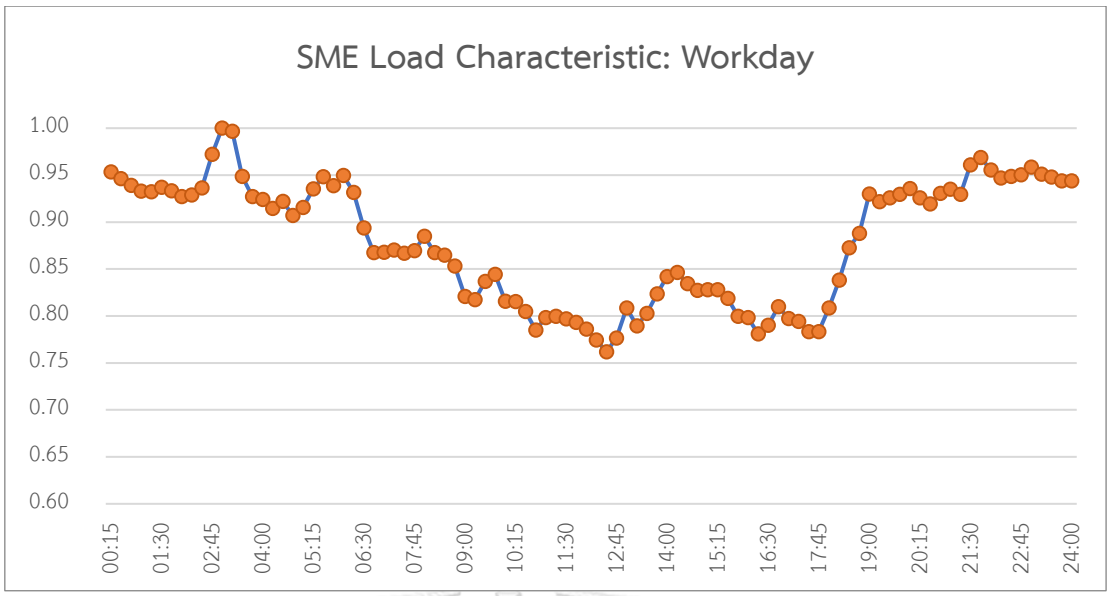
8) ปีที่ทำการพิจารณา

ในกรอบระยะเวลา 20 ปีที่พิจารณาจะมีการลงทุนในระบบทดสอบเพิ่มเติม (Incremental Cost) ในปีที่ 10 11 12 16 และ 17 ทำให้แต่ละปีที่พิจารณาอาจมีการกระจายเงินคืนเงินลงทุนไม่เท่ากันซึ่งแสดงไว้ดังภาพที่ 5.4 ยกตัวอย่างเช่น หากพิจารณาการซื้อขายในปีที่ 13 จะต้องพิจารณาทั้งเงินคืนลงทุนในระบบทดสอบเดิม เงินคืนลงทุนเพิ่มความจุสายในปีที่ 11 และปีที่ 12 ดังนั้นการพิจารณาการซื้อขายในแต่ละปี ต้องพิจารณาการคืนเงินลงทุนตามที่ได้กระจายไว้ในแต่ละปีด้วย โดยจะมีผลต่อการคำนวณค่า Wheeling Charge ซึ่งจะกล่าวถึงในบทที่ 7 ต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

9) การจัดการรายการซื้อขาย (Order) ที่ไม่ชนะการประมูลราคา

การจัดการรายการซื้อขาย (Order) ที่ไม่ชนะการประมูลราคา หรือไม่สามารถแลกเปลี่ยนได้ตามราคา MCP กล่าวคือรายการที่การเสนอราคาขายสูงกว่าราคา MCP และรายการที่มีการเสนอราคาซื้อถูกกว่าราคา MCP โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ Seller ที่แพ้การประมูล จะขายไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้ให้กับ กฟภ. ในอัตรารับซื้อไฟฟ้า 1.68 บาทต่อ kWh ตามที่นโยบายโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชนได้กำหนดไว้ และ Buyer ที่แพ้การประมูลจะซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ. ในอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU หรือเท่ากับ 5.7982 บาทต่อ kWh



ภาพที่ 6.1 ลักษณะของโหลดในช่วงวันทำงาน

ตารางที่ 6.1 ผู้เสนอราคาที่ตั้งราคา ATO สำหรับการซื้อขายในตลาด P2P

ข้อมูลการประมูล	หมายเลข	เวลา	ปริมาณที่เสนอรวม 1 วัน (kWh)
Buyer ที่ตั้งราคา ATO	1	9.00 น. - 10.00 น.	93.89
	2	10.00 น. – 11.00 น.	82.16
	3	11.00 น. – 12.00 น.	70.42
	4	12.00 น. – 13.00 น.	82.16
	5	13.00 น. – 14.00 น.	70.42
Seller ที่ตั้งราคา ATO	1	13.00 น. – 14.00 น.	92.73
	2	14.00 น. – 15.00 น.	81.14
	3	15.00 น. – 16.00 น.	92.73

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมการจำลองตลาดซื้อขาย Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ได้ดำเนินตามผังงานของโปรแกรม (Flow Chart) ดังภาพที่ 4.3 เมื่อมีนำเข้าข้อมูลตามข้อกำหนดและตัวแปรข้างต้นที่ได้ตั้งไว้แล้ว หลังจากครบกำหนดช่วงเวลาที่เปิดให้มีการเสนอราคา

โปรแกรมฯ จะเลือกราคาสุดท้ายของผู้เสนอราคาแต่ละรายมาเรียงลำดับราคาซื้อและราคาขายของผู้เสนอราคาแต่ละฝั่ง โดยฝั่ง Buyer ผู้ที่เสนอราคาที่แพงที่สุดจะถูกจัดให้อยู่ในลำดับการพิจารณา (Order) ลำดับที่ 1 และผู้เสนอราคาที่สูงรองลงมาจะอยู่ในลำดับถัดไป เช่นเดียวกับกับฝั่ง Seller ผู้เสนอราคาถูกที่สุด จะได้เป็นลำดับที่ 1 และราคาที่สูงขึ้นจะอยู่ในลำดับถัดไป ทั้งนี้หากมีรายการเสนอราคาใดที่ตั้งราคา ATO จะจัดให้เป็นลำดับที่ 1 แทน โดยในโปรแกรมนี้ได้ระบุลำดับเวลาที่แต่ละรายการได้เสนอเข้ามาด้วย ซึ่งสามารถแสดงตัวอย่างการจัดเรียงลำดับราคาได้ดังตารางที่ 6.2 เมื่อฝั่ง Buyer มี Buyer รายที่ 4 เสนอราคาซื้อแบบ ATO จะถูกจัดให้อยู่อันดับที่ 1 แทน Buyer รายที่ 3 ซึ่งเป็นเสนอราคาซื้อสูงที่สุดและฝั่ง Seller มี Seller รายที่ 2 เสนอราคาขายที่ถูกที่สุด จึงถูกจัดให้อยู่ในลำดับที่ 1

ตารางที่ 6.2 ผลการเรียงลำดับรายการเสนอของ Buyer และ Seller

Buyer				Seller			
Auc ID	Amount (kWh)	Price (Baht/kWh)	Time No.	Auc ID	Amount (kWh)	Price (Baht/kWh)	Time No.
4	5.6	ATO	50	2	8.8	2.2	49
3	8	2.8	43	3	8	2.4	48
1	12	1.7	33	1	7.2	3.2	47
5	5.6	1.7	41				
2	4.8	1.4	30				

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากนั้นโปรแกรมฯ ได้ใช้กลไกการหาราคา ATO ในตลาดหุ้นไทยมาหาราคากลางตัดสิน หรือราคา MCP เพื่อจับคู่ข้อเสนอราคาแต่ละฝั่งที่สามารถซื้อขายได้ ทั้งนี้ในการตัดสินราคาแต่ละครั้งจะแตกต่างกันไป โดยราคา MCP จะถูกหรือแพงขึ้นกับราคาที่ผู้เสนอราคาทั้งหมดเสนอราคาเข้ามา ทั้งนี้อาจจะมีกรณีที่ไม่สามารถจับคู่ซื้อขายกันได้ เนื่องจากไม่สามารถหาราคากลางตัดสินในรอบการซื้อขายนั้น ๆ ได้ โดยมีลักษณะกรณีศึกษาต่าง ๆ ที่ได้จากการจำลอง ดังนี้

1) การซื้อขายสำเร็จ การตัดสินราคาเพียงราคาเดียว
2) การซื้อขายสำเร็จ มีการตัดสินราคาจากหลายราคา
3) การซื้อขายไม่สำเร็จ ไม่สามาถตัดสินราคาซื้อขายได้

6.1.1 ผลการจำลองกรณีซื้อขายสำเร็จ จากการตัดสินราคาเพียงราคาเดียว

หลังจากได้ทำการเรียงลำดับราคาตาม Order ของ Buyer และ Seller ด้วยดังตัวอย่างในตารางที่ 6.3 แล้ว จึงนำมาพิจารณาในแต่ละราคาว่ามี Order ใดสามารถซื้อขายในราคานี้ได้บ้าง และสรุปปริมาณการซื้อและขายในแต่ละราคา พร้อมทั้งหาผลต่างระหว่างปริมาณ Order ที่รับซื้อ และ Order ที่เสนอขายในแต่ละราคา โดยหากราคาใดที่ทำให้ผลต่างปริมาณของทั้งสองฝั่งน้อยที่สุด ให้ราคานั้นเป็นราคาตัดสิน หรือ MCP ดังตัวอย่างการคำนวณในตารางที่ 6.4

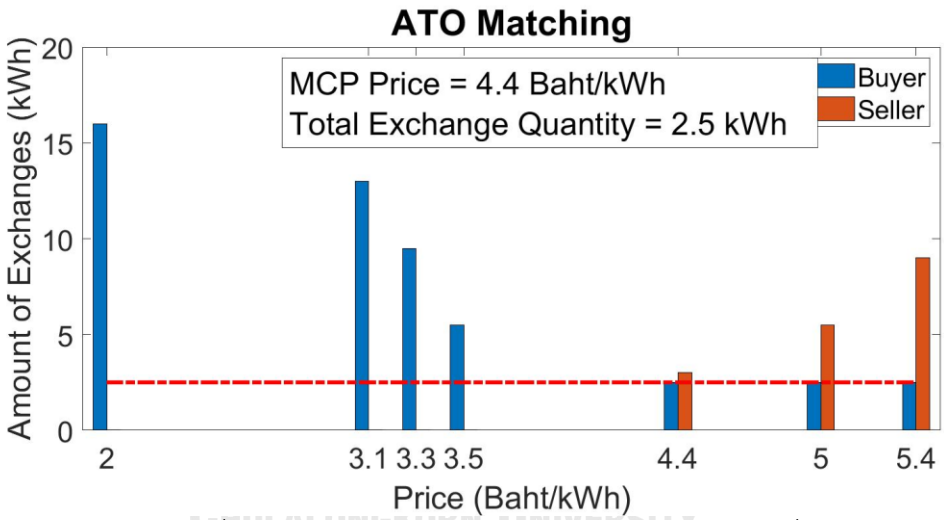
และในส่วนของโปรแกรมจำลองตลาด P2P ซึ่งแสดงผลในภาพที่ 6.2 พบว่าในช่วงราคาที่ถูกจะมี Buyer เสนอซื้อในปริมาณมาก และลดปริมาณลงตามราคาที่สูงขึ้นเหลือเพียงแค่ Buyer เสนอซื้อในราคา ATO และเมื่อพิจารณาฝั่ง Seller พบว่าในช่วงราคาแพงจะมี Seller เสนอขายในปริมาณมาก เมื่อราคาถูกลงปริมาณที่เสนอขายจะลดลง จากการจำลองในกรณีที่ 1 นี้พบว่ามีราคา MCP ที่ 4.4 บาท/kWh และซื้อขายในปริมาณ 2.5 kWh โดย Buyer รายที่ 4 และ Seller รายที่ 2 เป็นผู้ชนะการเสนอราคา

ตารางที่ 6.3 ผลการเรียงลำดับรายการเสนอของ Buyer และ Sellerในกรณีศึกษาที่ 1

Buyer				Seller			
Auc ID	Amount (kWh)	Price (Baht/kWh)	Time No.	Auc ID	Amount (kWh)	Price (Baht/kWh)	Time No.
4	2.5	ATO	36	2	3	4.4	39
3	3	3.5	35	1	2.5	5	50
1	4	3.3	46	3	3.5	5.4	49
2	3.5	3.1	48				
5	3	2	30				

ตารางที่ 6.4 การหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 1

การหาราคาตัดสิน			
ราคา (บาท/kWh)	จำนวน Bid (kWh)	จำนวน Ask (kWh)	ปริมาณที่มีราคาตรงกัน
2	16	0	0
3.1	13	0	0
3.3	9.5	0	0
3.5	5.5	0	0
4.4	2.5	3	2.5
5	2.5	5.5	2.5
5.4	2.5	9	2.5



ภาพที่ 6.2 ผลการจำลองการหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 1

6.1.2 ผลการจำลองกรณีซื้อขายสำเร็จ มีการตัดสินราคาจากหลายราคา

กรณีนี้เกิดขึ้นได้เมื่อราคาตัดสินมีมากกว่า 1 ราคา จากตัวอย่างในตารางที่ 6.5 พบว่า Seller มีการตั้งราคาขายที่ถูก ทำให้เกิดการเหลื่อมกับราคาซื้อมาก ทำให้สามารถจับคู่กันได้หลายราคา โดยโปรแกรมนี้ได้กำหนดให้หากมีปริมาณการซื้อขายที่ตรงกันหลายราคาเมื่อจัดเรียงปริมาณที่สามารถซื้อขายได้ดังตารางที่ 6.6 แล้ว ให้หาค่าเฉลี่ยระหว่างราคาซื้อขายนั้นเป็นราคา MCP และแสดงผลการจำลองตลาด P2P ของโปรแกรมนี้ ได้ดังภาพที่ 6.3

จากการจำลองในกรณีที่ 2 นี้พบว่ามีปริมาณแลกเปลี่ยนได้สูงสุด 6.5 kWh จำนวน 2 ราคา ได้แก่ 2.5 บาท/kWh และ 2.8 บาท/kWh โดยเมื่อหาค่าเฉลี่ยระหว่าง 2 ราคานี้จะสามารถหาราคา

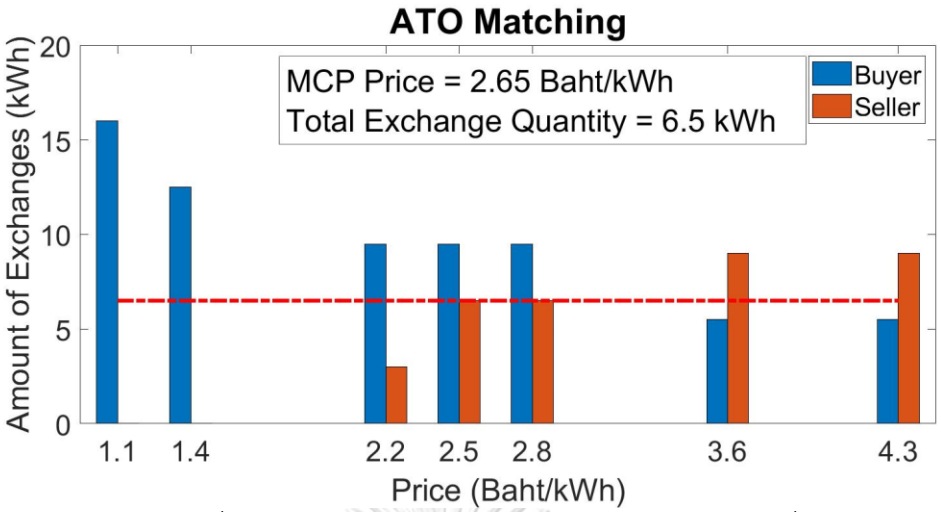
MCP ได้ในราคา 2.65 บาท/kWh โดยฝั่ง Buyer รายที่ 4, 3 และ 1 กับ Seller รายที่ 2, 3 เป็นผู้ชนะการเสนอราคา

ตารางที่ 6.5 ผลการเรียงลำดับรายการเสนอของ Buyer และ Sellerในกรณีศึกษาที่ 2

Buyer				Seller			
Auc ID	Amount (kWh)	Price (Baht/kWh)	Time No.	Auc ID	Amount (kWh)	Price (Baht/kWh)	Time No.
4	2.5	ATO	27	2	3	2.2	45
3	3	4.3	48	3	3.5	2.5	47
1	4	2.8	41	1	2.5	3.6	50
5	3	1.4	43				
2	3.5	1.1	32				

ตารางที่ 6.6 การหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 2

การหาราคาตัดสิน			
ราคา (บาท/kWh)	จำนวน Bid (kWh)	จำนวน Ask (kWh)	ปริมาณที่มีราคาตรงกัน
1.1	16	0	0
1.4	12.5	0	0
2.2	9.5	3	3
2.5	9.5	6.5	6.5
2.8	9.5	6.5	6.5
3.6	5.5	9	5.5
4.3	5.5	9	5.5



ภาพที่ 6.3 ผลการจำลองการหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 2

6.1.3 ผลการจำลองในกรณีการซื้อขายไม่สำเร็จ ไม่สามาถตัดสินราคาซื้อขายได้

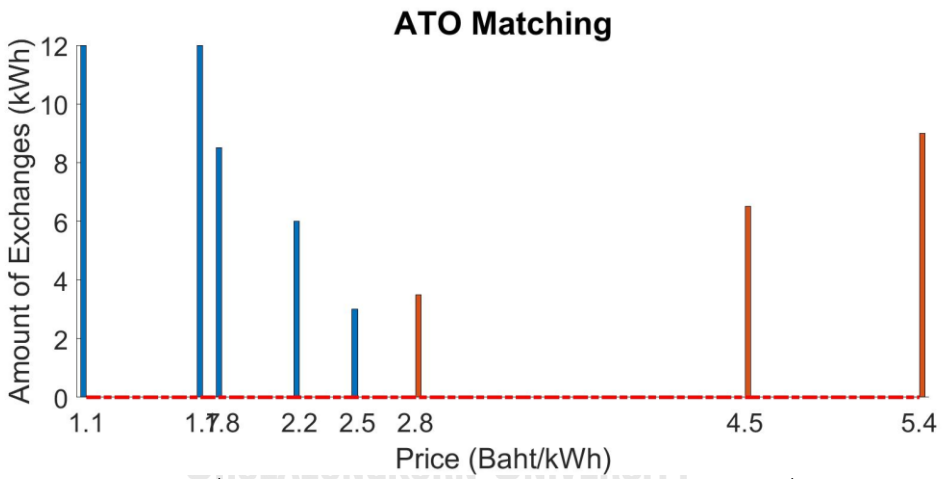
ในกรณีเกิดขึ้นได้เมื่อราคาเสนอซื้อและเสนอไม่ตรงกัน ทำให้ไม่สามารถหาราคาตัดสินได้ ดังนั้นการซื้อขายในรอบนี้จึงไม่เกิดขึ้น ซึ่งสามารถแสดงการเรียงลำดับเสนอราคาได้ดังตัวอย่างในตารางที่ 6.7 การหาปริมาณที่ซื้อขายได้ในตารางที่ 6.8 และผลการจำลองของตลาด P2P สำหรับกรณีศึกษาที่ 3 นี้ดังภาพที่ 6.4

ตารางที่ 6.7 ผลการเรียงลำดับรายการเสนอของ Buyer และ Sellerในกรณีศึกษาที่ 3

Buyer				Seller			
Auc ID	Amount (kWh)	Price (Baht/kWh)	Time No.	Auc ID	Amount (kWh)	Price (Baht/kWh)	Time No.
5	3	2.5	32	3	3.5	2.8	50
3	3	2.2	46	2	3	4.5	49
4	2.5	1.8	41	1	2.5	5.4	37
2	3.5	1.7	19				
1	4	1.1	30				

ตารางที่ 6.8 การหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 3

การหาราคาตัดสิน			
ราคา (บาท/kWh)	จำนวน Bid (kWh)	จำนวน Ask (kWh)	ปริมาณที่มีราคาตรงกัน
1.1	12	0	0
1.7	12	0	0
1.8	8.5	0	0
2.2	6	0	0
2.5	3	0	0
2.8	0	3.5	0
4.5	0	6.5	0
5.4	0	9	0



ภาพที่ 6.4 ผลการจำลองการหาราคาตัดสินในกรณีศึกษาที่ 3

เมื่อพิจารณาการจับคู่ซื้อขายในกรณีศึกษาที่ 2 จะพบว่าผู้เสนอราคาที่ชนะการมีประมูลมีจำนวนหลายราย โดยแต่ละรายได้เสนอราคาที่ให้ผลประโยชน์สูงกว่าราคา MCP กล่าวคือราคาซื้อสูงกว่า และราคาขายต่ำกว่า หรือเทียบเท่าราคา MCP ดังนั้นสามารถพิจารณาได้ว่าผู้เสนอราคารายนั้น ๆ สามารถซื้อขายได้ในราคาที่ตนเองเสนอไว้ หรือ ในราคา MCP ก็ได้ ซึ่งแนวคิดทั้ง 2 แบบได้อธิบายในบทที่ 2 แล้วประกอบด้วย

1) Uniform Pricing

แนวคิดการซื้อขายด้วยวิธีนี้ ผู้เสนอทุกรายสามารถได้ซื้อขายกันในราคา MCP ราคาเดียว นั่นคือ 2.65 บาท/kWh สำหรับกรณีศึกษาที่ 2 ฝั่ง Buyer ที่ชนะการประมูลราคาได้แก่ Buyer รายที่ 4, 3 และ 1 สามารถซื้อได้ในปริมาณ 2.5 ,3 และ 1 kWh ตามลำดับ ด้านฝั่ง Seller ที่ชนะการประมาณราคา ได้แก่ Seller รายที่ 2 และ 3 สามารถขายได้ในปริมาณ 3 และ 3.5 kWh ตามลำดับ

2) Pay-as-Bid

แนวคิดการซื้อขายด้วยวิธีนี้ ผู้เสนอราคาซื้อขายกันในราคาที่ตนเองได้เสนอมา ทั้งนี้ราคาดังกล่าวจะมีผลประโยชน์สูงกว่าหรือเทียบเท่าราคา MCP สำหรับกรณีศึกษาที่ 2 จะมีการซื้อขายดังนี้

1. Buyer รายที่ 4 ซื้อไฟฟ้าด้วยราคา ATO หรือ 2.65 บาท/kWh ในปริมาณ 2.5 kWh
2. Buyer รายที่ 3 ซื้อไฟฟ้าด้วยราคา 4.3 บาท/kWh ในปริมาณ 3 kWh
3. Buyer รายที่ 1 ซื้อไฟฟ้าด้วยราคา 2.8 บาท/kWh ในปริมาณ 1 kWh
4. Seller รายที่ 2 ขายไฟฟ้าด้วยราคา 2.2 บาท/kWh ในปริมาณ 3 kWh
5. Seller รายที่ 3 ขายไฟฟ้าด้วยราคา 2.5 บาท/kWh ในปริมาณ 3.5 kWh

จะเห็นได้ว่าการซื้อขายไฟฟ้าด้วยการคิดราคาใน 2 วิธีนี้ย่อมให้ผลประโยชน์ที่แตกต่างกันตามราคาไฟฟ้าที่ผู้เสนอราคาแต่ละรายได้เสนอมา โดยจะนำไปเปรียบเทียบทั้ง 2 วิธีในหัวข้อที่ 5.3 ต่อไป สำหรับผลการจำลองการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P แบบล่วงหน้าในหนึ่งวัน ซึ่งมีการตัดสินราคาและสรุปการซื้อขายในทุก ๆ 15 นาที ตั้งแต่ 9.00 น. ถึง 16.00 น. ในหัวข้อนี้แสดงตัวอย่างการซื้อขายในรอบ 12.45 น. ดังตารางที่ 6.9 ผลการจำลองการซื้อขายพบว่าราคากลางตัดสิน หรือ ราคา MCP เท่ากับ 3.95 บาท/kWh มีผู้เข้าร่วมตลาดชนะการประมูลรวม 5 รายประกอบด้วย

Buyer จำนวน 3 ราย ได้แก่

1) Buyer รายที่ 4 ยื่นรายการเสนอซื้อแบบ ATO จึงถูกจัดให้อยู่ในรายการซื้อขายลำดับแรก และซื้อไฟฟ้าด้วยราคา 3.95 บาท/kWh ด้วยปริมาณ 2.72 kWh
2) Buyer รายที่ 5 ได้รับสิทธิ์ในการซื้อไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 2 ด้วยราคาเสนอซื้อสูงที่สุดคือ 4.5 บาท/kWh ด้วยปริมาณ 2.33 kWh

3) Buyer รายที่ 2 ได้รับสิทธิ์ในการซื้อขายเป็นรายถัดไป ด้วยข้อเสนอซื้อราคา 4 บาท/kWh และปริมาณซื้อ 2.72 kWh

และ Seller จำนวน 2 ราย ได้แก่

1) Seller รายที่ 3 ได้รับสิทธิ์ในการขายไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 1 ด้วยราคาเสนอขายต่ำที่สุดคือ 3.7 บาท/ kWh ด้วยปริมาณ 3.94 kWh
2) Seller รายที่ 1 ได้รับสิทธิ์ในการขายไฟฟ้าเป็นอันดับที่ 2 ด้วยราคาเสนอขาย 3.9 บาท/kWh ด้วยปริมาณ 3.82 kWh

ตารางที่ 6.9 ผลการจำลองการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ในรอบ 12.45 น.

12:45 น.	Buyer			Seller	
ID	4	5	2	3	1
Amount	2.72	2.33	2.72	3.94	3.82
Price	ATO	4.5	4	3.7	3.9
MCP/ATO Price	3.95				

ทั้งนี้การคำนวณราคาสุทธิสำหรับการซื้อขายจะต้องพิจารณาค่าผ่านสายจำหน่ายด้วย โดยทั้ง Buyer และ Seller เป็นผู้รับผิดชอบในการชำระ โดยจะแสดงการคำนวณในบทที่ 7 ต่อไป

สำหรับผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวันด้วยข้อกำหนดต่าง ๆ และตัวแปรที่ได้กำหนดไว้ในข้างต้น แสดงได้ดังตารางที่ 6.10 โดยประกอบด้วย ราคา MCP ปริมาณไฟฟ้า (kWh) และราคาของผู้เสนอราคาแต่ละรายทั้งสองฝ่ายที่ชนะการประมูล ในแต่ละรอบซื้อขายทุก ๆ 15 นาทีตั้งแต่เวลา 9.00 น. – 16.00 น

.

ตารางที่ 6.10 ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน

Time	MCP Baht/kWh	Power Trading (kWh)								Price (Baht/kWh)							
		Buyer					Seller			Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3	1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	4.7	3.28					2.00		1.28	4.7					2.5		4.7
9:15 น.	3.95	3.27	1.09				2.33	2.03		3.95	4.6				2.3	3.3	
9:30 น.	3.5	3.35					2.54	0.80		3.5					2.4	3.5	
9:45 น.	4	3.38	2.31				2.84		2.84	4	4				3		1.9
10:00 น.	4.3		2.85						2.85		4.3						4.3
10:15 น.	4.8		2.85		0.29				3.15		4.8		4.8				4.8
10:30 น.	4.3	3.22	2.82					3.32	1.7	4.4	4.3					4.2	1.7
10:45 น.	3.65		2.75			2.35	3.41	1.69			3.65			4.3	2.2	3	
11:00 น.	4.55		2.79	2.39			2.05	3.14			4.6	4.55			4.5	1.8	
11:15 น.	3.4			2.40	2.80	2.21	3.70		3.70			3.4	3.9	3.4	2.6		2
11:30 น.	4.8			2.39		1.38	3.77					4.8		4.8	1.7		
11:45 น.	3.1	2.42	2.78	2.38			3.79		3.79	3.3	3.8	3.1			2.9		2.9
12:00 น.	3.4	3.14		1.35	2.75			3.38	3.87	3.9		3.4	3.4			2.3	2.2
12:15 น.	3.4		2.71		2.711	1.87		3.40	3.89		4.5		3.4	3.4		1.9	2.7
12:30 น.	3.2	2.67	2.67		2.67		4.00		4.00	3.2	3.6		3.2		2.1		2.3
12:45 น.	3.95		2.72		2.72	2.33	3.82		3.94		4		3.95	4.5	3.9		3.7
13:00 น.	4.05				2.83	2.43	3.82		1.43				4.2	4.05	4.05		3.9

Chulalongkorn University จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Time	MCP Baht/kWh	Power Trading (kWh)								Price (Baht/kWh)							
		Buyer					Seller			Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3	1	2	3	4	5	1	2	3
13:15 น.	2.75	2.38		2.37		2.37	3.80	3.32		3.4		2.75		2.75	2.75	2.5	
13:30 น.	2.75			2.41	2.48	2.41	3.65		3.65			4.3	3.1	2.75	2.75		2.4
13:45 น.	2.7		2.88			2.47	3.69		1.67		3.9			2.7	2.7		2.7
14:00 น.	3.2	3.37		2.53		2.53	1.84	3.07	3.51	3.8		4		3.3	3.1	3.2	2
14:15 น.	3.07	1.17	2.96	2.54	2.96		3.35	2.93	3.35	3.6	4.2	4.3	4.6		2.5	3.07	1.7
14:30 น.	3.65	3.34			2.92		3.19	2.79	0.27	4.7			4		3.1	3.65	3.3
14:45 น.	2.10			2.48	2.90	0.35		2.67	3.05			2.9	4.5	2.2		2.10	2
15:00 น.	3.4	3.31		1.93	2.90		2.83	2.48	2.83	4.7		3.4	4.1		2.7	2.1	3.4
15:15 น.	4.5		2.90	2.48		2.16	2.62	2.29	2.62		4.6	4.5		4.5	4.5	4.4	4.5
15:30 น.	2.8		2.87		1.20	2.46	2.27	1.99	2.27		3.6		2.8	3.1	2.8	2.7	2.8
15:45 น.	3.9		2.80	0.65		2.40	2.03	1.78	2.03		4.7	3.9		4.5	3.1	2.5	3.9
16:00 น.	4.2		1.13	2.39			1.76		1.76		4.3	4.6			2.4		4.1

6.2 ผลการการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ

จากหลักการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอในบทที่ 4 สามารถนำมาประเมินกลไกการตัดสินด้วยการหาราคา ATO ได้ โดยสามารถเปรียบเทียบกลไกจากกรณีศึกษาดังนี้

1) กรณีศึกษา ที่กำหนดให้ผู้เข้าร่วมตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer ทุกรายตั้งราคา ATO รายละ 1 ชั่วโมง ใน 1 วัน
2) กรณีศึกษา ที่กำหนดให้ไม่มีผู้เข้าร่วมตลาดใดตั้งราคา ATO
3) กรณีศึกษา ตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer เป็นแบบอุดมคติ

6.2.1 กรณีศึกษา ที่กำหนดให้ผู้เข้าร่วมตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer ทุกรายตั้งราคา ATO รายละ 1 ชั่วโมง ใน 1 วัน

กำหนดให้ผู้เข้าร่วมตลาดทุกรายซึ่งประกอบด้วย ผู้ซื้อ (Buyer) 5 ราย และผู้ขาย (Seller) 3 รายตั้งราคา ATO รายละ 1 ชั่วโมงตามแต่ละช่วงเวลาและปริมาณไฟฟ้าที่เสนอซื้อหรือขายรวม 1 วัน ซึ่งกำหนดไว้ในตารางที่ 6.1 และแสดงผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ของกรณีศึกษานี้ตามตารางที่ 6.10

จากหลักการประเมินประสิทธิภาพกลไกการตัดสินราคาของตลาด Peer-to-Peer ตามสมการ (4.1) – (4.3) ในบทที่ 4 สามารถประเมินประสิทธิภาพกลไกการตัดสินราคาด้วยวิธี ATO จากผลการจำลองการซื้อขายใน 1 วันตามตารางที่ 6.10 และสรุปการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Efficiency) ของกลไกการตัดสินราคา ได้ดังตารางที่ 6.11 ซึ่งมีผลการประเมินแต่ละรายการดังนี้

1) รายการเสนอซื้อบรรลุผล (Percentage of kWh Bought) ที่ร้อยละ 43.77 ของรายการเสนอซื้อทั้งหมด
2) รายการเสนอขายบรรลุผล (Percentage of kWh Sold) ที่ร้อยละ 65.53 ของรายการเสนอขายทั้งหมด
3) ตลาดซื้อขายนี้ทำให้รายการของผู้เสนอราคาทั้งหมดมีโอกาสซื้อขายได้สำเร็จ (Percentage of Bidder Cleared) เฉลี่ยร้อยละ 51.58

ตารางที่ 6.11 สรุปการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Efficiency) ของกลไกการตัดสินราคา ในกรณีศึกษาที่ให้ผู้เสนอราคาแต่ละรายที่ตั้งราคา ATO รายละ 1 ชั่วโมง

Economic Efficiency	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อขายได้ (kWh)	38.30	43.87	30.70	32.12	29.70	69.11	41.09	63.46
ปริมาณที่เสนอ (kWh)	93.89	82.16	70.42	82.16	70.42	92.73	81.14	92.73
ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถแลกเปลี่ยนได้รวม (kWh)	174.68							
Sum of Bought/Sold (kWh)	399.05					266.59		
Percentage of kWh Bought (Sold)	43.77%					65.53%		
Percentage of Bidder Cleared	51.58%							

6.2.2 กรณีศึกษา ที่กำหนดให้ไม่มีผู้เข้าร่วมตลาดใดตั้งราคา ATO

กำหนดให้ไม่มีผู้เสนอรายได้ที่ตั้งราคาซื้อขายด้วยราคา ATO ดังนั้นกลไกการตัดสินราคากลางในกรณีศึกษานี้จะเป็นลักษณะแบบด้วยกับวิธี Continuous Double Auction สามารถแสดงผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ของกรณีศึกษานี้ได้ดังตารางที่ 6.12

ตารางที่ 6.12 ผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer ในหนึ่งวัน กรณีศึกษาที่ไม่มีผู้เข้าร่วมตลาดใดตั้งราคา ATO

Time	MCP Baht/kWh	Power Trading (kWh)								Price (Baht/kWh)							
		Buyer					Seller			Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3	1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	3				2.00				2.00				3				2.1
9:15 น.	4.3					2.03		2.03						4.3		3.3	
9:30 น.	3.7		2.54				2.54				3.7				2.3		
9:45 น.	4.5	3.38					2.84		0.53	4.6					2.6		4.4
10:00 น.	3.65			2.45				2.45				3.9				3.4	
10:15 น.	3.5					2.45			2.45					4.5			3.5
10:30 น.	4.05			2.41		0.49		2.90				4.6		4.1		4	
10:45 น.	3.6		1.06			2.35			3.41		3.6			3.8			2.7
11:00 น.	4.1	0.79			2.79				3.58	4.1			4.8				3.9
11:15 น.	3.35				2.80				2.80				3.5				3.2
11:30 น.	3.85	3.19	2.79			1.09	3.77	3.30		4.3	4			3.9	3.8	2.2	
11:45 น.	3.3		1.95		2.78	2.38	3.79	3.32			3.5		4	4.6	2.2	3.1	
12:00 น.	3.5		0.26	2.36	2.75	2.36	3.87		3.87		3.9	4.1	4.1	4.5	3.1		2.3
12:15 น.	3.2			1.56		2.32			3.89			3.2		4.5			2.2
12:30 น.	3.2	0.26		2.29	2.67	2.29		3.5	4.0	3.4		3.8	3.7	3.5		3	1.9
12:45 น.	4.7		2.72	0.73				3.45			4.7	4.7				4.5	
13:00 น.	3.2		2.83		2.83	2.43	0.91	3.35	3.82		4.8		3.4	3.4	3	2.7	2.8

Chulalongkorn University จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Time	MCP Baht/kWh	Power Trading (kWh)								Price (Baht/kWh)							
		Buyer					Seller			Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3	1	2	3	4	5	1	2	3
13:15 น.	2.05	3.16	1.59	2.37			3.80	3.32		2.9	2.2	3.6			1.9	1.8	
13:30 น.	3.6			2.41		1.24			3.65			4.8		3.6			2.4
13:45 น.	3.55	3.29		2.47	2.88		3.69	3.23	1.73	4		4.2	4.2		2.8	1.9	3.1
14:00 น.	4.2		0.98			2.53			3.51		4.2			4.7			2.2
14:15 น.	3.2		2.96		0.39				3.35		4.6		3.3				3.1
14:30 น.	3.05		2.92	2.50			3.19	2.23			3.1	3.1			2.9	3	
14:45 น.	2.90			2.48		2.48	3.05	1.91				4.8		4.8	2.8	2.9	
15:00 น.	3.45		2.90	2.48			2.83		2.55		3.7	3.8			1.8		3.2
15:15 น.	3.9	3.31			1.93		2.62		2.62	4.3			3.9		3.1		3.6
15:30 น.	2.8	1.20	2.87			2.46	2.27	1.99	2.27	3	3.4			4.6	2.6	2.5	2.1
15:45 น.	4.4		1.42	2.40				1.78	2.03		4.4	4.8				4.4	1.8
16:00 น.	4.3				2.79	0.51		1.54	1.76				4.8	4.3		1.7	2.2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย Chulalongkorn University

สามารถสรุปการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Efficiency) ของกลไกการตัดสินราคาในกรณีศึกษานี้ ได้ดังตารางที่ 6.13 ซึ่งมีผลการประเมินแต่ละรายการดังนี้

1) รายการเสนอซื้อบรรลุผล (Percentage of kWh Bought) ที่ร้อยละ 33.40 ของรายการเสนอซื้อทั้งหมด
2) รายการเสนอขายบรรลุผล (Percentage of kWh Sold) ที่ร้อยละ 50.00 ของรายการเสนอขายทั้งหมด
3) ตลาดซื้อขายนี้ทำให้รายการของผู้เสนอราคาทั้งหมดมีโอกาสซื้อขายได้สำเร็จ (Percentage of Bidder Cleared) เฉลี่ยร้อยละ 40.15

ตารางที่ 6.13 สรุปการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Efficiency) ของกลไกการตัดสินราคา ในกรณีศึกษาที่กำหนดให้ไม่มีผู้เข้าร่วมตลาดใดตั้งราคา ATO

Economic Efficiency	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อขายได้ (kWh)	18.58	29.79	28.92	26.61	29.39	39.17	40.29	53.83
ปริมาณที่เสนอ (kWh)	93.89	82.16	70.42	82.16	70.42	92.73	81.14	92.73
ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถแลกเปลี่ยนได้รวม (kWh)	174.68							
Sum of Bought/Sold (kWh)	399.05					266.59		
Percentage of kWh Bought (Sold)	33.40%					50.00%		
Percentage of Bidder Cleared	40.15%							

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6.2.3 กรณีศึกษา ตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer เป็นแบบอุดมคติ

ลักษณะของตลาดแบบอุดมคติ [9] คือ ข้อเสนอรายการจากฝั่งซื้อหรือขายที่มีปริมาณการเสนอราคาไฟฟ้าน้อยกว่า จะถูกซื้อหรือขายจนหมด โดยในกรณีศึกษานี้กำหนดให้ ปริมาณของข้อเสนอขาย น้อยกว่า ข้อเสนอซื้อในทุกรอบเวลาซื้อขายดังนั้นปริมาณไฟฟ้าที่ได้เสนอขายจึงสามารถขายได้ 100% โดยสามารถสรุปการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Efficiency) ของกลไกการตัดสินราคา ในกรณีศึกษานี้ได้ดังตารางที่ 6.14 ซึ่งมีผลการประเมินแต่ละรายการดังนี้

1) รายการเสนอซื้อบรรลุผล (Percentage of kWh Bought) ที่ร้อยละ 66.81 ของรายการเสนอซื้อทั้งหมด
2) รายการเสนอขายบรรลุผล (Percentage of kWh Sold) ที่ร้อยละ 100 ของรายการเสนอขายทั้งหมด
3) ตลาดซื้อขายนี้ทำให้รายการของผู้เสนอราคาทั้งหมดมีโอกาสซื้อขายได้สำเร็จ (Percentage of Bidder Cleared) เฉลี่ยร้อยละ 79.29

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.14 สรุปการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Efficiency) ของกลไกการตัดสินราคา ในกรณีศึกษาตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer เป็นแบบอุดมคติ

Economic Efficiency	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
ปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อขายได้ (kWh)	62.90	54.41	47.04	53.52	48.72	92.73	81.14	92.73
ปริมาณที่เสนอ (kWh)	93.89	82.16	70.42	82.16	70.42	92.73	81.14	92.73
ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถแลกเปลี่ยนได้รวม (kWh)	266.59							
Sum of Bought/Sold (kWh)	399.05					266.59		
Percentage of kWh Bought (Sold)	66.81%					100.00%		
Percentage of Bidder Cleared	79.29%							

จากกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณีพบว่าประสิทธิภาพกลไกการตัดสินราคาซื้อขายมีความแตกต่างกันอย่างชัดเจน โดยสามารถสรุปผลการเปรียบเทียบประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด Peer-to-Peer ของกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณี ได้ดังตารางที่ 6.15

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 6.15 สรุปผลการเปรียบเทียบประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด Peer-to-Peer

	ร้อยละพลังงานไฟฟ้า (kWh) ที่สามารถซื้อได้	ร้อยละพลังงานไฟฟ้า (kWh) ที่สามารถขายได้	ร้อยละของพลังงานไฟฟ้าที่เคลียร์ได้ในตลาด P2P
ผู้เสนอราคาแต่ละรายที่ตั้งราคา ATO รายละ 1 ชั่วโมง	43.77	65.53	51.58
ไม่มีผู้เข้าร่วมตลาดใดตั้งราคา ATO	33.40	50.00	40.15
ตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer เป็นแบบอุดมคติ	66.81	100	79.29

6.2.4 การวิเคราะห์ประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด Peer-to-Peer

จากสรุปผลการเปรียบเทียบประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด Peer-to-Peer (P2P) พบว่าการตัดสินราคาในกรณีศึกษาที่ 1 ผู้เสนอราคาที่ตั้งราคา ATO ไว้รายละ 1 ชั่วโมง สามารถจัดการข้อเสนอราคาหรือเคลียร์ตลาดได้ดีกว่ากรณีศึกษาที่ 2 ที่ไม่มีผู้เข้าร่วมตลาดใดตั้งราคา ATO หรือมีลักษณะกลไกแบบ Double Side Auction โดย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1. ร้อยละพลังงานไฟฟ้า (kWh) ที่สามารถซื้อได้ในกรณีศึกษาที่ 1 เท่ากับ 43.77 และกรณีศึกษาที่ 2 เท่ากับ 33.40
2. ร้อยละพลังงานไฟฟ้า (kWh) ที่สามารถขายได้ในกรณีศึกษาที่ 1 เท่ากับ 65.53 และกรณีศึกษาที่ 2 เท่ากับ 50.00
3. ร้อยละของพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ตลาด P2P สามารถเคลียร์ได้ในกรณีศึกษาที่ 1 เท่ากับ 51.58 และกรณีศึกษาที่ 2 เท่ากับ 40.15

ทั้งนี้จากข้อสังเกตของการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาด้วยการตั้งราคา ATO ดังกรณีศึกษาที่ 1 พบว่าประสิทธิภาพในการตัดสินราคานั้นแตกต่างกับตลาด

อุดมคติในกรณีศึกษาที่ 3 มาก ในส่วนของ การประเมินประสิทธิภาพจากร้อยละพลังงานไฟฟ้า (kWh) ที่สามารถซื้อขายได้ และจากร้อยละของพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยที่ตลาด P2P สามารถเคลียร์ได้

อย่างไรก็ตามหากพิจารณาการประเมินประสิทธิภาพร้อยละพลังงานไฟฟ้า (kWh) ที่สามารถซื้อได้พบว่าในตลาดอุดมคติมีศักยภาพที่ร้อยละ 66.81 ขณะที่ในกรณีที่ 1 เท่ากับร้อยละ 43.77 มีความแตกต่างกันไม่มากเท่าการประเมินประสิทธิภาพใน 2 หัวข้อดังกล่าว

โดยสาเหตุที่ทำให้กรณีศึกษาที่ 1 มีประสิทธิภาพการตัดสินดีกว่าในกรณีศึกษาที่ 2 เนื่องจากกลยุทธ์ของการตั้งราคา ATO ที่ให้ผู้เสนอราคาแต่ละรายสามารถซื้อหรือขายไฟฟ้าได้ 1 ชั่วโมงตามราคา Market Clearing Price: MCP ทำให้ตลาด Peer-to-Peer สามารถเคลียร์ปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการของผู้เสนอราคาที่เสนอราคา ATO รายนั้น ๆ ได้มากขึ้น ส่งผลให้ภาพรวมของประสิทธิภาพการตัดสินราคากลางของกรณีศึกษาที่ 1 ดีกว่ากรณีศึกษาที่ 2 อย่างชัดเจน

และเนื่องจากกรณีศึกษาที่ 1 ได้กำหนดให้ผู้ขายมีบทบาทในการเสนอราคาและปริมาณไฟฟ้าที่ต้องการขาย จึงมีโอกาสที่รายการเสนอของผู้ขายบางรายไม่ชนะการประมูลราคาและไม่ได้มีการแลกเปลี่ยนในตลาด P2P ได้ตามกลไกการตัดสินราคา เมื่อเทียบกับกรณีศึกษาที่ 3 ที่กำหนดให้ผู้ขายทุกรายสามารถขายไฟฟ้าเข้าตลาด P2P ได้ทั้งหมด และผู้ซื้อสามารถซื้อไฟฟ้าได้มากกว่าแล้วประสิทธิภาพการตัดสินรายการซื้อขายในกรณีศึกษาที่ 1 จึงน้อยกว่ากรณีศึกษาที่ 3 อย่างชัดเจน

นอกจากนี้ หากพิจารณาถึงการเปรียบเทียบประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด P2P ระหว่างวิธีคิดราคาแบบ Uniform Pricing และ Pay-as-Bid พบว่าการซื้อขายทั้งสองวิธีนี้ไม่มีผลต่อประสิทธิภาพของกลไกตัดสินราคา เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดให้การเสนอราคาของผู้เสนอราคาแต่ละรายเป็นแบบสุ่ม (Random) และไม่มีปัจจัยที่ส่งผลต่อการเสนอราคาของผู้เสนอราคาแต่ละราย และการคิดราคาซื้อขายด้วยวิธี Uniform Pricing และ Pay-as-Bid จะเกิดขึ้นหลังจากที่จับคู่ซื้อขายและคิดค่า Wheeling Charge แล้ว

บทที่ 7
ผลการคิดค่าผ่านสายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน

ในบทนี้ ผลการคิดค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด Peer-to-Peer ด้วยวิธีการคำนวณแบบ Postage Stamp รวมไปถึงการวิเคราะห์ผลประโยชน์ที่ทั้งผู้เข้าร่วมตลาดจะได้รับจากการซื้อขายในตลาด Peer-to-Peer (P2P) อีกทั้งได้มีผลการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC) ให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) จากการเรียกเก็บค่า Wheeling Charge โดยแบ่งเป็นหัวข้อตามผลการศึกษาดังนี้

1) ผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย
2) ผลประโยชน์ที่ทั้งผู้เข้าร่วมตลาดจะได้รับจากการซื้อขายในตลาด Peer-to-Peer
3) ผลการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน

7.1 ผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย

ในการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge)นั้น คำนวณจากสัดส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายในแต่ละรอบต่อกำลังไฟฟ้ารวมในระบบทดสอบตามหลักการคำนวณวิธี Postage Stamp สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 5.13 ในบทที่ 5 โดยพิจารณาการคืนเงินลงทุนจากต้นทุนรวมของระบบทดสอบ ซึ่งประกอบด้วยต้นทุนระบบเดิม (Residue Cost) ต้นทุนส่วนเพิ่ม (Incremental Cost) ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation & Maintenance Cost: O&M) และค่าเชื่อมต่อระบบทดสอบ (Connection Fee)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จากผลการจำลองการซื้อขายในตลาด P2P ตารางที่ 6.9 พบว่าจะมีการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P รวม 7.76 kWh และในระบบทดสอบมีโหลดรวม ณ 12.45 น. เท่ากับ 29.03 kWh เมื่อนำมาคำนวณค่า Wheeling Charge ด้วยสมการที่ 5.13 โดยมีกรณีศึกษาตามแนวทางการพิจารณาเงินลงทุนในแต่ละปี ดังนี้

1) กรณีซื้อขายในปีที่ 1
2) กรณีซื้อขายในปีที่ 10
3) กรณีซื้อขายในปีที่ 17

7.1.1 กรณีซื้อขายในปีที่ 1

ในกรณีนี้ จะพิจารณาเงินลงทุนของ กฟภ. ในปีที่ 1 ซึ่งมีต้นทุนรวมของระบบทดสอบ 109,247 บาท และมีระยะเวลาการคืนเงินลงทุน 10 ปี ดังนั้นสามารถคำนวณอัตราค่า Wheeling Charge สำหรับการซื้อขายนี้ได้ในอัตราเท่ากับ 0.212 บาท/kW และสามารถคำนวณยอดชำระค่า Wheeling Charge ของ Buyer และ Seller แต่ละรายตามปริมาณที่ซื้อหรือขาย ได้ดังตารางที่ 7.1

ตารางที่ 7.1 อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายและยอดชำระของผู้ซื้อและผู้ขายแต่ละรายในกรณีศึกษาที่ 1

W_c Rate Baht/kW	Wheeling Charge (Baht)							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
0.212		0.07		0.07	0.06	0.10		0.10

7.1.2 กรณีซื้อขายในปีที่ 10

ในกรณีนี้ จะพิจารณาเงินลงทุนของ กฟภ. ในปีที่ 10 ซึ่งมีต้นทุนที่ประกอบด้วย ต้นทุนระบบทดสอบที่สร้างขึ้นใหม่เพื่อทดแทนระบบเดิม 209,308 บาท มีต้นทุนส่วนขยายความจุสายเพิ่ม ตามข้อมูลในตารางที่ 5.10 จำนวน 1 วงจรมูลค่า 11,115.50 บาท รวมต้นทุนที่พิจารณาเท่ากับ 220,423.50 บาท และมีระยะเวลาการคืนเงินลงทุน 20 ปี ดังนั้นสามารถคำนวณอัตราค่า Wheeling Charge สำหรับการซื้อขายนี้ได้ในอัตราเท่ากับ 0.241 บาท/kW และสามารถคำนวณยอดชำระค่า Wheeling Charge ของ Buyer และ Seller แต่ละรายตามปริมาณที่ซื้อหรือขาย ได้ดังตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายและยอดชำระของผู้ซื้อและผู้ขายแต่ละรายในกรณีศึกษาที่ 2

W_c Rate Baht/kW	Wheeling Charge (Baht)							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
0.241		0.08		0.08	0.07	0.12		0.12

7.1.3 กรณีซื้อขายในปีที่ 17

ในกรณี พิจารณาเงินลงทุนของ กฟภ. ในปีที่ 17 ซึ่งประกอบด้วยต้นทุนรวมในปีที่ 10 และต้นทุนส่วนขยายความจุสายเพิ่มตามข้อมูลในตารางที่ 5.10 รวม 8 วงจร รวมต้นทุนทั้งหมดที่พิจารณาเท่ากับ 248,804.23 บาท และมีระยะเวลาการคืนเงินลงทุน 20 ปี ดังนั้นสามารถคำนวณอัตราค่า Wheeling Charge สำหรับการซื้อขายนี้ได้ในอัตราเท่ากับ 0.272 บาท/kW และสามารถคำนวณยอดชำระค่า Wheeling Charge ของ Buyer และ Seller แต่ละรายตามปริมาณที่ซื้อหรือขาย ได้ดังตารางที่ 7.3

ตารางที่ 7.3 อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายและยอดชำระของผู้ซื้อและผู้ขายแต่ละรายในกรณีศึกษาที่ 3

W_c Rate Baht/kW	Wheeling Charge (Baht)							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
0.272		0.09		0.09	0.08	0.13		0.13

จากการวิเคราะห์พบว่าอัตราค่า Wheeling Charge จะเพิ่มสูงขึ้นในแต่ละปีเนื่องจากตั้งแต่ปีที่ 10 เป็นต้นไปนั้นมีการลงทุนก่อสร้างสายจำหน่ายเพิ่มเติมในระบบทดสอบ ทำให้มูลค่าต้นทุนรวมในแต่ละปีสูงขึ้น ส่งผลให้การคิดค่า Wheeling Charge เพิ่มสูงขึ้นเช่นกัน

7.2 ผลประโยชน์ที่ทั้งผู้เข้าร่วมตลาดจะได้รับจากการซื้อขายในตลาด Peer-to-Peer

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer (P2P) แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ตามตารางที่ 6.10 สามารถนำมาคำนวณหาค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) และวิเคราะห์ผลประโยชน์ที่ได้จากการเข้าร่วมตลาด P2P ของผู้เสนอราคาทั้งฝั่ง Buyer และ Seller ได้ โดยฝั่ง Buyer พิจารณาจากเงินที่ซื้อไฟฟ้าในตลาด P2P เทียบกับกรณีที่ซื้อจาก กฟภ. ด้วยอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU (3.7982 บาท/kWh) และฝั่ง Seller พิจารณาจากเงินที่ได้จากการขายไฟฟ้าในตลาด P2P เทียบกับกรณีที่ขายให้ กฟภ. ด้วยอัตรา 1.68 บาท/kWh รวมไปถึงการประเมินความแตกต่างที่เกิดขึ้น เมื่อเปรียบเทียบการคิดราคาค่าไฟฟ้าด้วยวิธี Uniform Pricing และ Pay-as-Bid โดยแบ่งกรณีศึกษาตามการคืนเงินลงทุนในแต่ละปีที่ทำการศึกษา ดังนี้

1) การจำลองการซื้อขายในปีที่ 1
2) การจำลองการซื้อขายในปีที่ 10
3) การจำลองการซื้อขายในปีที่ 17

7.2.1 การจำลองการซื้อขายในปีที่ 1

ในกรณีศึกษาที่ 1 นี้ พิจารณาเงินลงทุนของ กฟภ. ในปีที่ 1 ซึ่งมีต้นทุนรวมของระบบทดสอบ 109,247 บาท ซึ่งมีการกระจายการคืนเงินลงทุน 10 ปี ตามอายุการใช้งานคงเหลือของระบบทดสอบ และสามารถพิจารณาการคิดราคาซื้อขายในตลาดได้สองแบบ ได้แก่ วิธี Uniform Pricing และ วิธี Pay as Bid โดยจากผลการจำลองการซื้อขายในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ตั้งแต่เวลา 9.00 – 16.00 น. ในตารางที่ 6.10 สามารถคำนวณค่า Wheeling Charge ในหนึ่งวัน ซึ่งแสดงผลดังตารางที่ 7.4 และผลการคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคารวมค่า Wheeling Charge แล้วด้วยวิธี Uniform Pricing แสดงผลดังตารางที่ 7.5 และวิธี Pay-as-Bid แสดงผลดังตารางที่ 7.6

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 7.4 ผลการคำนวณค่า Wheeling Charge ในหนึ่งวัน ด้วยต้นทุนระบบทดสอบ ในกรณีศึกษาที่ 1

Time	W_c Rate Baht/kW	Wheeling Charge (Baht)							
		Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	0.224	0.09					0.06		0.04
9:15 น.	0.225	0.09	0.03				0.07	0.06	
9:30 น.	0.222	0.09					0.07	0.02	
9:45 น.	0.219	0.09	0.06				0.08		0.08
10:00 น.	0.225		0.08						0.08
10:15 น.	0.222		0.08		0.01				0.09
10:30 น.	0.214	0.09	0.08					0.09	0.05
10:45 น.	0.217		0.07			0.06	0.09	0.05	
11:00 น.	0.214		0.07	0.06			0.05	0.08	
11:15 น.	0.209			0.06	0.07	0.06	0.10		0.10
11:30 น.	0.210			0.06		0.04	0.10		
11:45 น.	0.206	0.06	0.07	0.06			0.10		0.10
12:00 น.	0.206	0.08	0.00	0.03	0.07			0.09	0.10
12:15 น.	0.210		0.07		0.07	0.05		0.09	0.10
12:30 น.	0.215	0.07	0.07		0.07		0.11		0.11
12:45 น.	0.212		0.07		0.07	0.06	0.10		0.10
13:00 น.	0.211				0.07	0.06	0.10		0.04
13:15 น.	0.211	0.06		0.06		0.06	0.10	0.09	
13:30 น.	0.208			0.06	0.06	0.06	0.09		0.09
13:45 น.	0.207		0.07			0.06	0.10		0.04
14:00 น.	0.206	0.09		0.07		0.07	0.05	0.08	0.09
14:15 น.	0.206	0.03	0.08	0.07	0.08		0.09	0.08	0.09
14:30 น.	0.210	0.09			0.08		0.08	0.07	0.01
14:45 น.	0.213			0.07	0.08	0.01		0.07	0.08
15:00 น.	0.212	0.09		0.05	0.08		0.07	0.07	0.07
15:15 น.	0.212		0.08	0.07		0.06	0.07	0.06	0.07
15:30 น.	0.214		0.08		0.03	0.07	0.06	0.05	0.06

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Time	W_c Rate Baht/kW	Wheeling Charge (Baht)							
		Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3
15:45 น.	0.216		0.08	0.02		0.06	0.06	0.05	0.06
16:00 น.	0.218		0.03	0.07			0.05		0.05

ตารางที่ 7.5 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 1

Time	Actual Price (Baht) - Uniform Pricing							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	15.52					9.35		5.99
9:15 น.	13.00	4.34				9.12	7.98	
9:30 น.	11.81					8.83	2.79	
9:45 น.	13.60	9.29				11.29		11.29
10:00 น.		12.35						12.19
10:15 น.		13.78		1.41				15.01
10:30 น.	13.93	12.19					14.18	7.26
10:45 น.		10.10			8.66	12.36	6.12	
11:00 น.		12.79	10.96			9.28	14.19	
11:15 น.			8.22	9.59	7.57	12.50		12.50
11:30 น.			11.54		6.64	17.98		
11:45 น.	7.58	8.68	7.44			11.65		11.65
12:00 น.	10.77		4.63	9.42			11.41	13.04
12:15 น.		9.29		9.29	6.40		11.48	13.12
12:30 น.	8.60	8.61		8.61		12.69		12.69
12:45 น.		10.81		10.81	9.26	15.00		15.47
13:00 น.				11.54	9.89	15.39		5.76
13:15 น.	6.61		6.58		6.58	10.34	9.05	
13:30 น.			6.68	6.88	6.68	9.94		9.94
13:45 น.		7.86			6.73	9.86		4.45
14:00 น.	10.86		8.15		8.15	5.83	9.75	11.14
14:15 น.	3.60	9.16	7.85	9.16		10.19	8.91	10.19

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Time	Actual Price (Baht) - Uniform Pricing							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
14:30 น.	12.27			10.74		11.57	10.12	0.99
14:45 น.			5.28	6.16	0.74		5.54	6.33
15:00 น.	11.35		6.61	9.93		9.55	8.36	9.55
15:15 น.		13.12	11.24		9.76	11.73	10.26	11.73
15:30 น.		8.10		3.40	6.94	6.29	5.51	6.29
15:45 น.		10.99	2.56		9.42	7.88	6.90	7.88
16:00 น.		4.77	10.12			7.35		7.35
Sum	139.52	166.20	107.86	106.92	103.43	245.97	142.53	221.81

ตารางที่ 7.6 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 1

Time	Actual Price (Baht) - Pay-as-Bid							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	15.52					4.95		5.99
9:15 น.	13.00	5.05				5.28	6.66	
9:30 น.	11.81					6.03	2.79	
9:45 น.	13.60	9.29				8.45		5.32
10:00 น.		12.35						12.19
10:15 น.		13.78		1.41				15.01
10:30 น.	14.25	12.19					13.84	2.84
10:45 น.		10.10			10.19	7.42	5.02	
11:00 น.		12.93	10.96			9.18	5.56	
11:15 น.			8.22	10.99	7.57	9.53		7.31
11:30 น.			11.54		6.64	6.31		
11:45 น.	8.06	10.62	7.44			10.89		10.89
12:00 น.	12.34		4.63	9.42			7.69	8.40
12:15 น.		12.27		9.29	6.40		6.37	10.40
12:30 น.	8.60	9.67		8.61		8.29		9.09
12:45 น.		10.94		10.81	10.54	14.80		14.48

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Time	Actual Price (Baht) - Pay-as-Bid							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
13:00 น.				11.96	9.89	15.39		5.54
13:15 น.	8.16		6.58		6.58	10.34	8.22	
13:30 น.			10.42	7.75	6.68	9.94		8.66
13:45 น.		11.31			6.73	9.86		4.45
14:00 น.	12.88		10.17		8.40	5.65	9.75	6.93
14:15 น.	4.23	12.52	10.98	13.70		8.29	8.91	5.61
14:30 น.	15.78			11.76		9.81	10.12	0.90
14:45 น.			7.26	13.11	0.77		5.54	6.03
15:00 น.	15.65		6.61	11.96		7.57	5.14	9.55
15:15 น.		13.41	11.24		9.76	11.73	10.03	11.73
15:30 น.		10.39		3.40	7.68	6.29	5.31	6.29
15:45 น.		13.23	2.56		10.86	6.25	4.40	7.88
16:00 น.		4.88	11.08			4.18		7.17
Sum	153.90	184.93	119.69	124.16	108.71	196.43	115.36	182.68

จากผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ในกรณีศึกษาที่ 1 พบว่ามีอัตราค่า Wheeling Charge เฉลี่ยเท่ากับ 0.214 บาทต่อ kWh และจากสรุปการคิดราคาค่าไฟฟ้าสำหรับผู้เสนอราคาแต่ละรายด้วยวิธี Uniform Pricing และ Pay-as-Bid สามารถสรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวันได้ดังตารางที่ 7.7 สำหรับการคิดราคาค่าไฟฟ้าด้วยวิธี Uniform Pricing และตารางที่ 7.8 สำหรับการคิดราคาค่าไฟฟ้าด้วยวิธี Pay-as-Bid

ตารางที่ 7.7 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้าแบบ Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 1

		Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
		1	2	3	4	5	1	2	3
ปริมาณไฟฟ้า (kWh)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	38.30	43.87	30.70	32.12	29.70	69.11	41.09	63.46
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	55.60	38.29	39.72	50.03	40.72	23.61	40.04	29.26
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	93.89	82.16	70.42	82.16	70.42	92.73	81.14	92.73
จำนวนเงิน (บาท)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	139.52	166.20	107.86	106.92	103.43	245.97	142.53	221.81
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	322.37	222.01	230.31	290.10	236.13	39.67	67.27	49.16
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	544.42	476.36	408.31	476.36	408.31	155.78	136.31	155.78
Wheeling Charge (บาท)		1.03	1.17	0.81	0.84	0.78	1.84	1.09	1.68
ผลประโยชน์ของผู้เสนอราคาที่ได้จากการเข้าร่วมตลาด เทียบกับ กรณีไม่ได้เข้าร่วม • Buyer ซื้อถูกกว่า (บาท) • Seller ขายแพงกว่า (บาท)		82.52	88.15	70.14	79.34	68.75	129.86	73.50	115.20
ส่วนต่างจากผลประโยชน์ (ซื้อถูกกว่า หรือ ขายแพงกว่า) (%)		15.16	18.51	17.18	16.66	16.84	83.36	53.92	73.95

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.8 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้าแบบ Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 1

		Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
		1	2	3	4	5	1	2	3
ปริมาณไฟฟ้า (kWh)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	38.30	43.87	30.70	32.12	29.70	69.11	41.09	63.46
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	55.60	38.29	39.72	50.03	40.72	23.61	40.04	29.26
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	93.89	82.16	70.42	82.16	70.42	92.73	81.14	92.73
จำนวนเงิน (บาท)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	153.90	184.93	119.69	124.16	108.71	196.43	115.36	182.68
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	322.37	222.01	230.31	290.10	236.13	39.67	67.27	49.16

	Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
	1	2	3	4	5	1	2	3
ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	544.42	476.36	408.31	476.36	408.31	155.78	136.31	155.78
Wheeling Charge (บาท)	1.03	1.17	0.81	0.84	0.78	1.84	1.09	1.68
ผลประโยชน์ของผู้เสนอราคาที่ได้จากการเข้าร่วมตลาด เทียบกับ กรณีไม่ได้เข้าร่วม • Buyer ซื้อถูกกว่า (บาท) • Seller ขายแพงกว่า (บาท)	68.15	69.43	58.31	62.11	63.48	80.32	46.33	76.06
ส่วนต่างจากผลประโยชน์ (ซื้อถูกกว่า หรือ ขายแพงกว่า) (%)	12.52	14.57	14.28	13.04	15.55	51.56	33.99	48.83

7.2.2 การจำลองการซื้อขายในปีที่ 10

ในกรณีศึกษาที่ 2 นี้ พิจารณาเงินลงทุนของ กฟภ. ในปีที่ 10 ซึ่งมีต้นทุนที่ประกอบด้วยต้นทุนระบบทดสอบที่สร้างขึ้นใหม่เพื่อทดแทนระบบเดิม 209,308 บาทและต้นทุนส่วนขยายความจุสายเพิ่ม ตามข้อมูลในตารางที่ 5.10 จำนวน 1 วงจรมูลค่า 11,115.50 บาท รวมต้นทุนที่พิจารณาเท่ากับ 220,423.50 บาท ซึ่งมีการกระจายการคืนเงินลงทุน 20 ปีตามอายุการใช้งานของระบบทดสอบและอุปกรณ์ต่าง ๆ สามารถพิจารณาการคิดราคาซื้อขายในตลาดได้สองแบบ ได้แก่ วิธี Uniform Pricing และ วิธี Pay as Bid โดยจากผลการจำลองการซื้อขายในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ตั้งแต่เวลา 9.00 – 16.00 น. ในตารางที่ 6.10 สามารถคำนวณค่า Wheeling Charge ในหนึ่งวัน ซึ่งแสดงผลดังตารางที่ 7.9 และผลการคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคารวมค่า Wheeling Charge แล้วด้วยวิธี Uniform Pricing แสดงผลดังตารางที่ 7.10 และวิธี Pay-as-Bid แสดงผลดังตารางที่ 7.11

ตารางที่ 7.9 ผลการคำนวณค่า Wheeling Charge ในหนึ่งวัน ด้วยต้นทุนระบบทดสอบ ในกรณีศึกษาที่ 2

Time	W_c Rate Baht/kW	Wheeling Charge (Baht)							
		Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	0.252	0.10					0.06		0.04
9:15 น.	0.254	0.10	0.03				0.07	0.06	
9:30 น.	0.250	0.10					0.08	0.03	
9:45 น.	0.249	0.11	0.07				0.09		0.09
10:00 น.	0.252		0.09						0.09
10:15 น.	0.249		0.09		0.01				0.10
10:30 น.	0.243	0.10	0.09					0.10	0.05
10:45 น.	0.246		0.08			0.07	0.10	0.05	
11:00 น.	0.242		0.08	0.07			0.06	0.09	
11:15 น.	0.238			0.07	0.08	0.07	0.11		0.11
11:30 น.	0.237			0.07		0.04	0.11		
11:45 น.	0.235	0.07	0.08	0.07			0.11		0.11
12:00 น.	0.234	0.09		0.04	0.08			0.10	0.11
12:15 น.	0.239		0.08		0.08	0.06		0.10	0.12
12:30 น.	0.246	0.08	0.08		0.08		0.12		0.12
12:45 น.	0.241		0.08		0.08	0.07	0.12		0.12
13:00 น.	0.240				0.08	0.07	0.11		0.04
13:15 น.	0.241	0.07		0.07		0.07	0.11	0.10	
13:30 น.	0.237			0.07	0.07	0.07	0.11		0.11
13:45 น.	0.234		0.08			0.07	0.11		0.05
14:00 น.	0.235	0.10		0.07		0.07	0.05	0.09	0.10
14:15 น.	0.235	0.03	0.09	0.07	0.09		0.10	0.09	0.10
14:30 น.	0.239	0.10			0.09		0.10	0.08	0.01
14:45 น.	0.242			0.08	0.09	0.01		0.08	0.09
15:00 น.	0.242	0.10		0.06	0.09		0.09	0.07	0.09
15:15 น.	0.242		0.09	0.08		0.07	0.08	0.07	0.08
15:30 น.	0.243		0.09		0.04	0.07	0.07	0.06	0.07

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Time	W_c Rate Baht/kW	Wheeling Charge (Baht)							
		Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3
15:45 น.	0.246		0.09	0.02		0.07	0.06	0.05	0.06
16:00 น.	0.246		0.03	0.07			0.05		0.05

ตารางที่ 7.10 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 2

Time	Actual Price (Baht) - Uniform Pricing							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	15.54					9.35		5.98
9:15 น.	13.02	4.34				9.11	7.97	
9:30 น.	11.82					8.82	2.79	
9:45 น.	13.61	9.30				11.28		11.28
10:00 น.		12.36						12.18
10:15 น.		13.79		1.41				15.00
10:30 น.	13.94	12.20					14.16	7.26
10:45 น.		10.11			8.67	12.35	6.11	
11:00 น.		12.80	10.97			9.28	14.18	
11:15 น.			8.23	9.60	7.58	12.48		12.48
11:30 น.			11.55		6.65	17.97		
11:45 น.	7.59	8.69	7.45			11.64		11.64
12:00 น.	10.78		4.64	9.43			11.40	13.03
12:15 น.		9.30		9.30	6.41		11.46	13.10
12:30 น.	8.61	8.62		8.62		12.68		12.68
12:45 น.		10.82		10.82	9.27	14.98		15.45
13:00 น.				11.55	9.90	15.38		5.75
13:15 น.	6.62		6.58		6.58	10.33	9.03	
13:30 น.			6.69	6.89	6.69	9.92		9.92
13:45 น.		7.87			6.74	9.85		4.45
14:00 น.	10.88		8.16		8.16	5.83	9.74	11.13
14:15 น.	3.61	9.17	7.86	9.17		10.17	8.90	10.17

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Time	Actual Price (Baht) - Uniform Pricing							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
14:30 น.	12.28			10.75		11.56	10.11	0.99
14:45 น.			5.29	6.17	0.74		5.53	6.32
15:00 น.	11.36		6.62	9.94		9.54	8.35	9.54
15:15 น.		13.13	11.25		9.77	11.72	10.26	11.72
15:30 น.		8.11		3.40	6.95	6.28	5.50	6.28
15:45 น.		11.00	2.56		9.43	7.87	6.89	7.87
16:00 น.		4.77	10.13			7.34		7.34
Sum	139.66	166.36	107.97	107.04	103.54	245.72	142.38	221.58

ตารางที่ 7.11 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 2

Time	Actual Price (Baht) - Pay-as-Bid							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	15.54					4.94		5.98
9:15 น.	13.02	5.05				5.27	6.65	
9:30 น.	11.82	0.00				6.02	2.79	
9:45 น.	13.61	9.30				8.44		5.31
10:00 น.		12.36						12.18
10:15 น.		13.79		1.41				15.00
10:30 น.	14.26	12.20					13.83	2.84
10:45 น.		10.11			10.20	7.40	5.02	
11:00 น.		12.94	10.97			9.17	5.55	
11:15 น.			8.23	11.00	7.58	9.52		7.30
11:30 น.			11.55		6.65	6.29		
11:45 น.	8.07	10.63	7.45			10.88		10.88
12:00 น.	12.35		4.64	9.43			7.68	8.39
12:15 น.		12.28		9.30	6.41		6.36	10.38
12:30 น.	8.61	9.68		8.62		8.28		9.08
12:45 น.		10.95		10.82	10.55	14.79		14.47

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Time	Actual Price (Baht) - Pay-as-Bid							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
13:00 น.				11.97	9.90	15.38		5.54
13:15 น.	8.17		6.58		6.58	10.33	8.20	
13:30 น.			10.43	7.76	6.69	9.92		8.65
13:45 น.		11.32			6.74	9.85		4.45
14:00 น.	12.90		10.18		8.41	5.64	9.74	6.92
14:15 น.	4.23	12.53	10.99	13.71		8.28	8.90	5.60
14:30 น.	15.79			11.77		9.80	10.11	0.90
14:45 น.			7.27	13.12	0.78		5.53	6.01
15:00 น.	15.66		6.62	11.97		7.56	5.13	9.54
15:15 น.		13.42	11.25		9.77	11.72	10.03	11.72
15:30 น.		10.40		3.40	7.69	6.28	5.30	6.28
15:45 น.		13.24	2.56		10.87	6.24	4.40	7.87
16:00 น.		4.88	11.09			4.17		7.17
Sum	154.04	185.09	119.80	124.27	108.81	196.18	115.21	182.45

จากผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ในกรณีศึกษาที่ 2 พบว่ามีอัตราค่า Wheeling Charge เฉลี่ยเท่ากับ 0.242 บาทต่อ kWh และจากสรุปการคิดราคาค่าไฟฟ้าสำหรับผู้เสนอราคาแต่ละรายด้วยวิธี Uniform Pricing และ Pay-as-Bid สามารถสรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวันได้ดังตารางที่ 7.12 สำหรับการคิดราคาค่าไฟฟ้าด้วยวิธี Uniform Pricing และตารางที่ 7.13 สำหรับการคิดราคาค่าไฟฟ้าด้วยวิธี Pay-as-Bid

ตารางที่ 7.12 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้าแบบ Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 2

		Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
		1	2	3	4	5	1	2	3
ปริมาณไฟฟ้า (kWh)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	38.30	43.87	30.70	32.12	29.70	69.11	41.09	63.46
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	55.60	38.29	39.72	50.03	40.72	23.61	40.04	29.26

		Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
		1	2	3	4	5	1	2	3
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	93.89	82.16	70.42	82.16	70.42	92.73	81.14	92.73
จำนวนเงิน (บาท)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	139.66	166.36	107.97	107.04	103.54	245.72	142.38	221.58
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	322.37	222.01	230.31	290.10	236.13	39.67	67.27	49.16
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	544.42	476.36	408.31	476.36	408.31	155.78	136.31	155.78
Wheeling Charge (บาท)		1.17	1.33	0.92	0.96	0.89	2.09	1.24	1.91
ผลประโยชน์ของผู้เสนอราคาที่ได้จากการเข้าร่วมตลาด เทียบกับกรณีไม่ได้เข้าร่วม • Buyer ซื้อถูกกว่า (บาท) • Seller ขายแพงกว่า (บาท)		82.39	88.00	70.03	79.22	68.64	129.61	73.35	114.97
ส่วนต่างจากผลประโยชน์ (ซื้อถูกกว่า หรือ ขายแพงกว่า) (%)		15.13	18.47	17.15	16.63	16.81	83.20	53.81	73.80

ตารางที่ 7.13 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้าแบบ Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 2

		Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
		1	2	3	4	5	1	2	3
ปริมาณไฟฟ้า (kWh)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	38.30	43.87	30.70	32.12	29.70	69.11	41.09	63.46
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	55.60	38.29	39.72	50.03	40.72	23.61	40.04	29.26
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	93.89	82.16	70.42	82.16	70.42	92.73	81.14	92.73
จำนวนเงิน (บาท)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	154.04	185.09	119.80	124.27	108.81	196.18	115.21	182.45
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	322.37	222.01	230.31	290.10	236.13	39.67	67.27	49.16
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	544.42	476.36	408.31	476.36	408.31	155.78	136.31	155.78
Wheeling Charge (บาท)		1.17	1.33	0.92	0.96	0.89	2.09	1.24	1.91

	Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
	1	2	3	4	5	1	2	3
ผลประโยชน์ของผู้เสนอราคาที่ได้จากการเข้าร่วมตลาด เทียบกับ กรณีไม่ได้เข้าร่วม • Buyer ซื้อถูกกว่า (บาท) • Seller ขายแพงกว่า (บาท)	68.01	69.27	58.20	61.99	63.37	80.07	46.18	75.83
ส่วนต่างจากผลประโยชน์ (ซื้อถูกกว่า หรือ ขายแพงกว่า) (%)	12.49	14.54	14.25	13.01	15.52	51.40	33.88	48.68

7.2.3 การจำลองการซื้อขายในปีที่ 17

ในกรณีศึกษาที่ 3 นี้ ประกอบด้วย ต้นทุนรวมในปีที่ 10 มูลค่ารวม 220,423.50 บาท และต้นทุนส่วนขยายความจุสายจำหน่ายเพิ่มเติมตามข้อมูลในตารางที่ 5.10 รวม 8 วงจร คิดเป็นมูลค่า 28,380.73 บาท รวมต้นทุนรวมที่พิจารณาในปีที่ 17 เท่ากับ 248,804.23 บาท ซึ่งมีการกระจายการคืนเงินลงทุน 20 ปีตามอายุการใช้งานของระบบทดสอบและอุปกรณ์ต่าง ๆ สามารถพิจารณาการคิดราคาซื้อขายในตลาดได้สองแบบ ได้แก่ วิธี Uniform Pricing และ วิธี Pay as Bid โดยจากผลการจำลองการซื้อขายในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ตั้งแต่เวลา 9.00 – 16.00 น. ในตารางที่ 6.10 สามารถคำนวณค่า Wheeling Charge ในหนึ่งวัน ซึ่งแสดงผลดังตารางที่ 7.14 และผลการคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคารวมค่า Wheeling Charge แล้วด้วยวิธี Uniform Pricing แสดงผลดังตารางที่ 7.15 และวิธี Pay-as-Bid แสดงผลดังตารางที่ 7.16

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 7.14 ผลการคำนวณค่า Wheeling Charge ในหนึ่งวัน ด้วยต้นทุนระบบทดสอบ ในกรณีศึกษาที่ 3

Time	W_c Rate Baht/kW	Wheeling Charge (Baht)							
		Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	0.284	0.12					0.07		0.05
9:15 น.	0.287	0.12	0.04				0.08	0.07	
9:30 น.	0.282	0.12	0.00				0.09	0.03	
9:45 น.	0.281	0.12	0.08				0.10		0.10
10:00 น.	0.284		0.10						0.10
10:15 น.	0.281		0.10		0.01				0.11
10:30 น.	0.274	0.11	0.10					0.11	0.06
10:45 น.	0.277		0.10			0.08	0.12	0.06	
11:00 น.	0.273		0.10	0.08			0.07	0.11	
11:15 น.	0.269			0.08	0.09	0.07	0.12		0.12
11:30 น.	0.267			0.08		0.05	0.13		
11:45 น.	0.265	0.08	0.09	0.08			0.13		0.13
12:00 น.	0.264	0.10		0.04	0.09			0.11	0.13
12:15 น.	0.270		0.09		0.09	0.06		0.11	0.13
12:30 น.	0.277	0.09	0.09		0.09		0.14		0.14
12:45 น.	0.272		0.09		0.09	0.08	0.13		0.13
13:00 น.	0.270				0.10	0.08	0.13		0.05
13:15 น.	0.272	0.08		0.08		0.08	0.13	0.11	
13:30 น.	0.267			0.08	0.08	0.08	0.12		0.12
13:45 น.	0.264		0.10			0.08	0.12		0.06
14:00 น.	0.265	0.11		0.08		0.08	0.06	0.10	0.12
14:15 น.	0.265	0.04	0.10	0.08	0.10		0.11	0.10	0.11
14:30 น.	0.270	0.11			0.10		0.11	0.09	0.01
14:45 น.	0.273			0.08	0.10	0.01		0.09	0.10
15:00 น.	0.273	0.11		0.07	0.10		0.10	0.08	0.10
15:15 น.	0.273		0.10	0.08		0.07	0.09	0.08	0.09
15:30 น.	0.275		0.10		0.04	0.08	0.08	0.07	0.08

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Time	W_c Rate Baht/kW	Wheeling Charge (Baht)							
		Buyer					Seller		
		1	2	3	4	5	1	2	3
15:45 น.	0.277		0.10	0.02		0.08	0.07	0.06	0.07
16:00 น.	0.277		0.04	0.08			0.06		0.06

ตารางที่ 7.15 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 3

Time	Actual Price (Baht) - Uniform Pricing							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	15.55					9.34		5.98
9:15 น.	13.03	4.35				9.10	7.96	
9:30 น.	11.83	0.00				8.81	2.79	
9:45 น.	13.63	9.31				11.27		11.27
10:00 น.		12.38						12.17
10:15 น.		13.80		1.41				14.99
10:30 น.	13.95	12.21					14.15	7.25
10:45 น.		10.12			8.68	12.34	6.11	
11:00 น.		12.81	10.98			9.27	14.16	
11:15 น.			8.24	9.61	7.59	12.47		12.47
11:30 น.			11.56		6.65	17.96		
11:45 น.	7.60	8.70	7.46			11.62		11.62
12:00 น.	10.79		4.64	9.44			11.39	13.01
12:15 น.		9.31		9.31	6.41		11.45	13.09
12:30 น.	8.62	8.63		8.63		12.66		12.66
12:45 น.		10.83		10.83	9.28	14.97		15.44
13:00 น.				11.56	9.91	15.36		5.75
13:15 น.	6.63		6.59		6.59	10.31	9.02	
13:30 น.			6.70	6.90	6.70	9.91		9.91
13:45 น.		7.88			6.75	9.83		4.44
14:00 น.	10.89		8.17		8.17	5.82	9.73	11.12
14:15 น.	3.61	9.18	7.87	9.18		10.16	8.89	10.16

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Time	Actual Price (Baht) - Uniform Pricing							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
14:30 น.	12.30			10.76		11.54	10.10	0.99
14:45 น.			5.30	6.18	0.74		5.52	6.31
15:00 น.	11.37		6.62	9.95		9.53	8.34	9.53
15:15 น.		13.14	11.26		9.78	11.71	10.25	11.71
15:30 น.		8.12		3.41	6.96	6.28	5.49	6.28
15:45 น.		11.01	2.57		9.44	7.86	6.88	7.86
16:00 น.		4.77	10.14			7.34		7.34
Sum	139.81	166.53	108.09	107.16	103.65	245.45	142.23	221.34

ตารางที่ 7.16 การคิดราคาซื้อขายจริงของผู้เสนอราคาด้วยวิธี Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 3

Time	Actual Price (Baht) - Pay-as-Bid							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
9:00 น.	15.55					4.93		5.98
9:15 น.	13.03	5.06				5.26	6.64	
9:30 น.	11.83					6.01	2.79	
9:45 น.	13.63	9.31				8.43		5.30
10:00 น.		12.38						12.17
10:15 น.		13.80		1.41				14.99
10:30 น.	14.27	12.21					13.82	2.83
10:45 น.		10.12			10.21	7.39	5.01	
11:00 น.		12.95	10.98			9.17	5.54	
11:15 น.			8.24	11.01	7.59	9.51		7.28
11:30 น.			11.56		6.65	6.28		
11:45 น.	8.08	10.64	7.46			10.87		10.87
12:00 น.	12.37		4.64	9.44			7.67	8.38
12:15 น.		12.29		9.31	6.41		6.35	10.37
12:30 น.	8.62	9.69		8.63		8.26		9.06
12:45 น.		10.96		10.83	10.56	14.78		14.45

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Time	Actual Price (Baht) - Pay-as-Bid							
	Buyer					Seller		
	1	2	3	4	5	1	2	3
13:00 น.				11.98	9.91	15.36		5.53
13:15 น.	8.18		6.59		6.59	10.31	8.19	
13:30 น.			10.43	7.77	6.70	9.91		8.63
13:45 น.		11.34			6.75	9.83		4.44
14:00 น.	12.91		10.19		8.42	5.64	9.73	6.90
14:15 น.	4.23	12.54	11.00	13.73		8.26	8.89	5.58
14:30 น.	15.80			11.78		9.79	10.10	0.90
14:45 น.			7.28	13.13	0.78		5.52	6.00
15:00 น.	15.68		6.62	11.98		7.55	5.12	9.53
15:15 น.		13.43	11.26		9.78	11.71	10.02	11.71
15:30 น.		10.41		3.41	7.70	6.28	5.29	6.28
15:45 น.		13.25	2.57		10.88	6.24	4.39	7.86
16:00 น.		4.89	11.10			4.17		7.16
Sum	154.19	185.26	119.92	124.40	108.93	195.92	115.05	182.20

จากผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ในกรณีศึกษาที่ 3 พบว่ามีอัตราค่า Wheeling Charge เฉลี่ยเท่ากับ 0.273 บาทต่อ kWh และจากสรุปการคิดราคาค่าไฟฟ้าสำหรับผู้เสนอราคาแต่ละรายด้วยวิธี Uniform Pricing และ Pay-as-Bid สามารถสรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวันได้ดังตารางที่ 7.17 สำหรับการคิดราคาค่าไฟฟ้าด้วยวิธี Uniform Pricing และตารางที่ 7.18 สำหรับการคิดราคาค่าไฟฟ้าด้วยวิธี Pay-as-Bid

ตารางที่ 7.17 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้าแบบ Uniform Pricing ในกรณีศึกษาที่ 3

		Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
		1	2	3	4	5	1	2	3
ปริมาณไฟฟ้า (kWh)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	38.30	43.87	30.70	32.12	29.70	69.11	41.09	63.46
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	55.60	38.29	39.72	50.03	40.72	23.61	40.04	29.26

		Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
		1	2	3	4	5	1	2	3
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	93.89	82.16	70.42	82.16	70.42	92.73	81.14	92.73
จำนวนเงิน (บาท)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	139.81	166.53	108.09	107.16	103.65	245.45	142.23	221.34
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	322.37	222.01	230.31	290.10	236.13	39.67	67.27	49.16
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	544.42	476.36	408.31	476.36	408.31	155.78	136.31	155.78
Wheeling Charge (บาท)		1.31	1.50	1.03	1.08	1.00	2.35	1.40	2.16
ผลประโยชน์ของผู้เสนอราคาที่ได้จากการเข้าร่วมตลาด เทียบกับ กรณีไม่ได้เข้าร่วม • Buyer ซื้อถูกกว่า (บาท) • Seller ขายแพงกว่า (บาท)		82.24	87.83	69.91	79.10	68.53	129.34	73.19	114.72
ส่วนต่างจากผลประโยชน์ (ซื้อถูกกว่า หรือ ขายแพงกว่า) (%)		15.11	18.44	17.12	16.61	16.78	83.03	53.70	73.64

ตารางที่ 7.18 สรุปผลประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ด้วยวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้าแบบ Pay-as-Bid ในกรณีศึกษาที่ 3

		Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
		1	2	3	4	5	1	2	3
ปริมาณไฟฟ้า (kWh)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	38.30	43.87	30.70	32.12	29.70	69.11	41.09	63.46
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	55.60	38.29	39.72	50.03	40.72	23.61	40.04	29.26
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	93.89	82.16	70.42	82.16	70.42	92.73	81.14	92.73
จำนวนเงิน (บาท)	ซื้อหรือขายในตลาด P2P	154.19	185.26	119.92	124.40	108.93	195.92	115.05	182.20
	ส่วนต่างที่ต้องซื้อหรือขายให้ กฟภ.	322.37	222.01	230.31	290.10	236.13	39.67	67.27	49.16
	ไม่เข้าร่วมตลาด P2P	544.42	476.36	408.31	476.36	408.31	155.78	136.31	155.78
Wheeling Charge (บาท)		1.31	1.50	1.03	1.08	1.00	2.35	1.40	2.16

	Buyer (ผู้ซื้อ)					Seller (ผู้ขาย)		
	1	2	3	4	5	1	2	3
ผลประโยชน์ของผู้เสนอราคาที่ได้จากการเข้าร่วมตลาด เทียบกับกรณีไม่ได้เข้าร่วม • Buyer ซื้อถูกกว่า (บาท) • Seller ขายแพงกว่า (บาท)	67.86	69.10	58.08	61.87	63.26	79.81	46.02	75.59
ส่วนต่างจากผลประโยชน์ (ซื้อถูกกว่า หรือ ขายแพงกว่า) (%)	12.46	14.51	14.22	12.99	15.49	51.23	33.76	48.52

จากการวิเคราะห์ผลประโยชน์จากการเข้าร่วมตลาดซื้อขาย P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน พบว่าทั้ง 3 กรณีศึกษานั้น หากใช้วิธีการคิดราคาซื้อขายแบบ Uniform Pricing จะทำให้ผู้เสนอราคาที่ชนะการประมูลราคาได้รับผลประโยชน์ที่สูงกว่าแบบ Pay-as-Bid เนื่องจากราคาต่อ kWh ที่ใช้ในการซื้อขายนั้น อยู่ที่จุดดุลยภาพ (Equilibrium Point) ระหว่างอุปสงค์ (Demand) และอุปทาน (Supply) ซึ่งเป็นจุดเดียวกันกับราคากลางตัดสิน หรือ ราคา Market Clearing Price (MCP) ทำให้หากมีการซื้อขายกันด้วยราคา MCP นี้จะทำให้ทั้งฝั่ง Buyer และ Seller ต่างได้ผลประโยชน์ที่สูงกว่าซื้อหรือขายด้วยราคาที่ตนเองได้เสนอ

เมื่อพิจารณาร้อยละของผลต่างผลประโยชน์ที่ได้จากการซื้อขายในตลาด P2P พบว่าในปีที่ 1, 10 และ 17 ซึ่งมีจำนวนเงินลงทุนที่แตกต่างกัน พบว่าในส่วนของผลต่างผลประโยชน์นั้นไม่มีความแตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญมาก เนื่องจากค่า Wheeling Charge ที่คำนวณได้ในการซื้อขายแต่ละรอบนั้น มีการกระจายเงินลงทุนที่เท่า ๆ กันในทุก 15 นาทีหรือแต่ละรอบการซื้อขาย เมื่อกระจายเงินลงทุนจากกรอบเวลาพิจารณา 20 ปี (หรือ 10 ปีในกรณีศึกษาที่ 1) ต้องกระจายเงินลงทุนดังกล่าวให้เหลือ 15 นาที เพื่อนำไปคำนวณค่า Wheeling Charge สำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ทำให้เงินลงทุนที่กระจายนั้นมีสัดส่วนที่แตกต่างกันน้อยมากในรอบ 15 นาที ทำให้ค่า Wheeling Charge ในแต่ละปีที่พิจารณามีค่าใกล้เคียงกัน ส่งผลให้ร้อยละของผลต่างผลประโยชน์ที่ได้จากการซื้อขายในตลาด P2P นั้นจึงไม่มีความแตกต่างกันอย่างเห็นได้ชัดมากนัก

นอกจากนี้ยังพบว่าการกำหนดลักษณะของโหลดผู้ซื้อ (Buyer) ให้มีลักษณะการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบกิจการรายเล็กซึ่งมีการใช้ไฟฟ้าในช่วงกลางวันมากกว่ารูปแบบบ้านเรือน ก็จะทำให้ Buyer มีปริมาณต้องการซื้อในระบบสูงขึ้น อีกทั้งด้วยการตั้งราคา ATO เป็นทุก ๆ รายละ 1 ชั่วโมง ยังมีส่วนที่ทำให้มีโอกาสเกิดการตัดสินราคาบ่อยครั้งขึ้น อย่างไรก็ตาม แม้ว่าตลาด P2P จะสามารถจับคู่ซื้อขายกันได้มากขึ้น แต่อัตราค่า Wheeling Charge อาจมีแนวโน้มลดลงเมื่อเทียบกับกรณีโหลด Buyer

เป็นรูปแบบบ้านเรือน เนื่องจากสัดส่วนของโหลดรวมในระบบรวมที่สูงขึ้นมากเมื่อเทียบกับกรณีโหลด Buyer เป็นรูปแบบบ้านเรือน ตามสมการ (5.5) การคำนวณค่า Wheeling Charge ด้วยวิธี Postage Stamp

7.3 ผลการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน

เพื่อประเมินผลตอบแทนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ กฟภ. ที่ได้จากการเก็บค่าผ่านสายจำหน่ายจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด Peer-to-Peer (P2P) แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงใช้การประเมินค่าผ่านสายจำหน่ายของ กฟภ. ที่ได้จากหลักการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน (Return on Invested Capital: ROIC) โดยมีรายละเอียดอธิบายไว้ในหัวข้อที่ 5.3

ในการคำนวณค่า ROIC วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีปัจจัยที่ต้องกำหนดเพิ่มเติม ประกอบด้วย

1) เกณฑ์การประเมินของค่า ROIC มีค่าใกล้เคียงค่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weight Average Cost of Capital: WACC) ในอัตราร้อยละ 4.73 [31]
2) ให้มีการซื้อขายในตลาด P2P เป็นระยะเวลา 1 ปีโดยเป็นลักษณะการซื้อขายจากการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้าหนึ่งวัน รวม 365 วัน
3) พิจารณาพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด รวมทั้งโหลดที่ซื้อไฟฟ้าจาก กฟภ.ในระบบทดสอบรวม 365 วัน โดยพิจารณาโหลดในช่วงเวลาเดียวกันกับการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P
4) อัตราภาษีสำหรับกิจการไฟฟ้าเท่ากับร้อยละ 30 ต่อปี [49]
5) แบ่งกรณีศึกษาการคืนเงินลงทุนในแต่ละปีตามหัวข้อที่ 7.2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

7.3.1 การคิดค่า ROIC เมื่อพิจารณาต้นทุนรวมในปีที่ 1

พิจารณาต้นทุนรวมในปีที่ 1 จำนวน 109,247 บาท กระจายต้นทุนออกเป็น 10 ปี โดยพิจารณาจากปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อขายในตลาด P2P ใน 1 วันเท่ากับ 174.69 kWh และในระยะเวลา 1 ปีเท่ากับ 63,761.85 kWh และปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโหลดทั้งหมดในช่วงเวลาตลาด P2P ใน 1 วันเท่ากับ 840.16 kWh และในระยะเวลา 1 ปีเท่ากับ 306,658.9 kWh โดยมีขั้นตอนการพิจารณาค่า ROIC ประกอบด้วย

1) กระจายต้นทุนรวมของระบบทดสอบและคิดเป็นเงินลงทุนรายปี (Annualized Cost) ซึ่งคำนวณได้จากสมการ (5.8) เท่ากับ 13,963.08 บาทต่อปี

2) เมื่อพิจารณาค่า O&M และค่า Connection Fee ประกอบแล้วจะเท่ากับ 14,667.34 บาทต่อปี
3) พิจารณา Annualized Cost เฉพาะการคืนเงินลงทุนในตลาด P2P คำนวณได้จากสมการ (5.6) เท่ากับ 3,049.69 บาท
4) พิจารณาค่า Wheeling Charge ที่เก็บได้ทั้งหมดใน 1 วันตามตารางที่ 7.7 รวมเท่ากับ 9.24 บาท และใน 1 ปีรวมเท่ากับ 3,372.6 บาท
5) หากำไรสุทธิไม่หักภาษี (Operating Income) จากการคิดค่า Wheeling Charge เท่ากับ 322.90 บาท
6) เมื่อนำ Operating Income และ Annualized Cost ที่ได้มาแทนค่าตามสมการ (5.14) และ (5.15) สามารถคำนวณ ROIC ได้เท่ากับร้อยละ 7.41

7.3.2 การคิดค่า ROIC เมื่อพิจารณาต้นทุนรวมในปีที่ 10

พิจารณาต้นทุนรวมในปีที่ 17 จำนวน 220,423.50 บาท กระจายต้นทุนออกเป็น 20 ปี โดยพิจารณาจากปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อขายในตลาด P2P ใน 1 วันเท่ากับ 174.69 kWh และในระยะเวลา 1 ปีเท่ากับ 63,761.85 kWh และปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโหลดทั้งหมดในช่วงเวลาตลาด P2P ใน 1 วันเท่ากับ 840.16 kWh และในระยะเวลา 1 ปีเท่ากับ 306,658.9 kWh โดยมีขั้นตอนการพิจารณาค่า ROIC ประกอบด้วย

1) กระจายต้นทุนรวมของระบบทดสอบและคิดเป็นเงินลงทุนรายปี (Annualized Cost) ซึ่งคำนวณได้จากสมการ (5.8) เท่ากับ 17,284.70 บาทต่อปี
2) เมื่อพิจารณาค่า O&M และค่า Connection Fee ประกอบแล้วจะเท่ากับ 18,055.39 บาทต่อปี
3) พิจารณา Annualized Cost เฉพาะการคืนเงินลงทุนในตลาด P2P คำนวณได้จากสมการ (5.6) เท่ากับ 3,754.16 บาท
4) พิจารณาค่า Wheeling Charge ที่เก็บได้ทั้งหมดใน 1 วันตามตารางที่ 7.12 รวมเท่ากับ 10.51 บาท และใน 1 ปีรวมเท่ากับ 3,836.15 บาท
5) หากำไรสุทธิไม่หักภาษี (Operating Income) จากการคิดค่า Wheeling Charge เท่ากับ 81.99 บาท
6) เมื่อนำ Operating Income และ Annualized Cost ที่ได้มาแทนค่าตามสมการ (5.14) และ (5.15) สามารถคำนวณ ROIC ได้เท่ากับร้อยละ 1.53

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

7.3.3 การคิดค่า ROIC เมื่อพิจารณาต้นทุนรวมในปีที่ 17

พิจารณาต้นทุนรวมในปีที่ 10 จำนวน 248,804.23 บาท กระจายต้นทุนออกเป็น 20 ปี โดยพิจารณาจากปริมาณไฟฟ้าที่ซื้อขายในตลาด P2P ใน 1 วันเท่ากับ 174.69 kWh และในระยะเวลา 1 ปีเท่ากับ 63,761.85 kWh และปริมาณการใช้ไฟฟ้าของโหลดทั้งหมดในช่วงเวลาตลาด P2P ใน 1 วันเท่ากับ 840.16 kWh และในระยะเวลา 1 ปีเท่ากับ 306,658.9 kWh โดยมีขั้นตอนการพิจารณาค่า ROIC ประกอบด้วย

1) กระจายต้นทุนรวมของระบบทดสอบและคิดเป็นเงินลงทุนรายปี (Annualized Cost) ซึ่งคำนวณได้จากสมการ (5.8) เท่ากับ 19,510.20 บาทต่อปี
2) เมื่อพิจารณาค่า O&M และค่า Connection Fee ประกอบแล้วจะเท่ากับ 20,325.40 บาทต่อปี
3) พิจารณา Annualized Cost เฉพาะการคืนเงินลงทุนในตลาด P2P คำนวณได้จากสมการ (5.6) เท่ากับ 4,226.15 บาท
4) พิจารณาค่า Wheeling Charge ที่เก็บได้ทั้งหมดใน 1 วันตามตารางที่ 7.17 รวมเท่ากับ 11.85 บาท และใน 1 ปีรวมเท่ากับ 4,325.25 บาท
5) หากำไรสุทธิไม่หักภาษี (Operating Income) จากการคิดค่า Wheeling Charge เท่ากับ 99.10 บาท
6) เมื่อนำ Operating Income และ Annualized Cost ที่ได้มาแทนค่าตามสมการ (5.14) และ (5.15) สามารถคำนวณ ROIC ได้เท่ากับร้อยละ 1.64

จากขั้นตอนการคำนวณ ROIC ทั้ง 3 กรณีศึกษา สามารถสรุปผลการคำนวณได้ดังตารางที่ 7.19

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 7.19 สรุปผลการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุนทั้ง 3 กรณีศึกษา

กรณีศึกษา	พิจารณาในปีที่ 1	พิจารณาในปีที่ 10	พิจารณาในปีที่ 17
ต้นทุนระบบทดสอบรวม (บาท)	109,247	220,423.5	248,804.23
จำนวนปีที่พิจารณา	10	20	20
เงินลงทุนรายปี (Annualized Cost) (บาท)	13,963.08	17,284.70	19,510.20
เงินลงทุนรายปีเมื่อรวมค่า Connection Fee และ O&M (Total Annualized Cost) (บาท)	14,667.34	18,055.39	20,325.4
Total Annualized Cost เฉพาะการคืนเงินลงทุนในตลาด P2P (บาท)	3,049.69	3,754.16	4,226.15
ค่า Wheeling Charge รวมใน 1 วัน (บาท)	9.24	10.51	11.85
ค่า Wheeling Charge รวมใน 1 ปี (บาท)	3,372.60	3,836.15	4,325.25
กำไรสุทธิไม่หักภาษี (บาท)	322.90	81.99	99.10
ค่า ROIC ที่คำนวณได้ (ร้อยละ)	7.41	1.53	1.64

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากการคำนวณค่า ROIC ทั้ง 3 กรณีศึกษาพบว่าเมื่อต้นทุนของระบบทดสอบเพิ่มขึ้น ทำให้ค่า Wheeling Charge ที่คำนวณได้ใน 1 วันมีค่าเพิ่มขึ้น โดยในกรณีศึกษาที่ 1 ซึ่งมีค่า Wheeling Charge ใน 1 วันเท่ากัน 9.24 บาท สามารถคำนวณค่า ROIC ได้เท่ากับร้อยละ 7.41 ซึ่งพบว่ามีค่าสูงกว่าค่า WACC ซึ่งมีค่าร้อยละ 4.73 เล็กน้อย แต่เมื่อพิจารณากรณีศึกษาที่ 2 ซึ่งมีค่า Wheeling Charge ใน 1 วันเท่ากับ 10.51 บาท และกรณีศึกษาที่ 3 ซึ่งมีค่า Wheeling Charge ใน 1 วันเท่ากับ 11.85 บาท สามารถคำนวณค่า ROIC ได้เท่ากับร้อยละ 1.53 และ 1.64 ตามลำดับ ซึ่งน้อยกว่าค่า WACC มาก อาจไม่สามารถคืนทุนให้ กฟภ. ซึ่งเป็นเจ้าของโครงข่ายไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตามเพื่อยืนยันความถูกต้องจากการคำนวณ จึงต้องมีการตรวจสอบโดยการหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ (Reverse Percentages)

7.3.4 การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ (Reverse Percentages)

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอกระบวนการหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ เพื่อทำให้สามารถคำนวณหากำไรสุทธิ หรือ ต้นทุนของระบบทดสอบที่ทำให้ค่า ROIC เท่ากับร้อยละ 4.73 ได้ โดยสามารถพิจารณาการคำนวณเป็น 2 แนวทางได้แก่ 1) การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ เพื่อหาค่า Wheeling Charge ที่ กฟภ. ควรได้รับ 2) การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ เพื่อหาต้นทุนที่แท้จริงของระบบทดสอบ

7.3.4.1 การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ เพื่อหาค่าผ่านสายจำหน่ายที่ กฟภ. ควรได้รับ

การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับด้วยแนวทางนี้ จะคงต้นทุนของระบบทดสอบไว้ แล้วคำนวณย้อนกลับเพื่อหาค่า Wheeling Charge ที่ทำให้ค่า ROIC เท่ากับร้อยละ 4.73 โดยมีขั้นตอนเริ่มจากการหากำไรสุทธิก่อนหักภาษี ที่ควรจะได้ จากนั้นคำนวณหาค่า Wheeling Charge ที่เก็บได้ใน 1 ปี แล้วจึงปรับเป็นค่า Wheeling Charge รวมของการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P หนึ่งวัน และสุดท้ายสามารถหาอัตราค่า Wheeling Charge ที่เหมาะสมได้ โดยการคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับเพื่อหาค่า Wheeling Charge สำหรับ 3 กรณีศึกษานี้ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7.20 และเปรียบเทียบกับอัตราค่าเฉลี่ย Wheeling Charge จากการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P ในข้างต้นดังตารางที่ 7.21

ตารางที่ 7.20 การคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับเพื่อหาค่า Wheeling Charge สำหรับ 3 กรณีศึกษา

กรณีศึกษา	พิจารณาในปีที่ 1	พิจารณาในปีที่ 10	พิจารณาในปีที่ 17
ต้นทุนรวม (บาท)	109,247	220,423.5	248,804.23
จำนวนปีพิจารณาคืนเงินลงทุน	10	20	20
กำไรที่ควรได้ (บาท)	206.07	253.67	285.57
ค่า Wheeling Charge รวมใน 1 ปี (บาท)	3,255.76	4,007.83	4,511.72
ค่า Wheeling Charge รวมใน 1 วัน (บาท)	8.92	10.98	12.36
อัตราค่า Wheeling Charge ที่เหมาสม (บาท/kW)	0.204	0.251	0.283

ตารางที่ 7.21 การเปรียบเทียบอัตราค่า Wheeling Charge ที่เหมาะสมกับอัตราค่าเฉลี่ย Wheeling Charge จากการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P

กรณีศึกษา	พิจารณาในปีที่ 1	พิจารณาในปีที่ 10	พิจารณาในปีที่ 17
อัตราค่า Wheeling Charge ที่เหมาะสม (บาท/kW)	0.204	0.251	0.283
อัตราค่าเฉลี่ย Wheeling Charge จากการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P (บาท/kW)	0.214	0.242	0.273

7.3.4.2 การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ เพื่อหาต้นทุนที่แท้จริงของระบบทดสอบ

การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับด้วยแนวทางนี้ จะคงค่า Wheeling Charge ที่คำนวณได้รวมใน 1 ปีไว้ แล้วคำนวณย้อนกลับเพื่อหาต้นทุนของระบบทดสอบ ที่ทำให้ค่า ROIC เท่ากับร้อยละ 4.73 โดยมีขั้นตอนเริ่มจากการหา Annualized Cost เฉพาะการคืนเงินลงทุนในตลาด P2P จากนั้นคำนวณหา Annualized Cost ใน 1 ปีแล้วจึงสามารถหาต้นทุนรวมของระบบทดสอบในปีที่พิจารณาได้ โดยการคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับเพื่อหาต้นทุนที่แท้จริงของระบบทดสอบ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7.22 และเปรียบเทียบกับต้นทุนระบบทดสอบที่ได้นำเสนอในข้างต้นดังตารางที่ 7.23

ตารางที่ 7.22 การคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับเพื่อหาต้นทุนที่แท้จริงของระบบทดสอบสำหรับ 3 กรณีศึกษา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

กรณีศึกษา	พิจารณาในปีที่ 1	พิจารณาในปีที่ 10	พิจารณาในปีที่ 17
ค่า Wheeling Charge ที่คำนวณได้รวมใน 1 ปี (บาท)	3,372.60	3,836.15	4,325.25
จำนวนปีพิจารณาคืนเงินลงทุน	10	20	20
Annualized Cost เฉพาะการคืนเงินลงทุนในตลาด P2P (บาท)	3,159.13	3,593.34	4,051.49
Annualized Cost ใน 1 ปี (บาท)	14,479.08	16,526.44	18,686.65
ต้นทุนรวมของระบบทดสอบ (บาท)	113,284.2	210,753.8	238,301.9

ตารางที่ 7.23 การเปรียบเทียบต้นทุนรวมของระบบทดสอบจากการคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับและต้นทุนระบบทดสอบที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอ

กรณีศึกษา	พิจารณาในปีที่ 1	พิจารณาในปีที่ 10	พิจารณาในปีที่ 17
ต้นทุนรวมของระบบทดสอบ จากการคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ (บาท)	113,284.2	210,753.8	238,301.9
ต้นทุนระบบทดสอบที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอ (บาท)	109,237	220,423.5	248,804.2

7.3.4.3 วิเคราะห์การหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ

จากการเปรียบเทียบอัตราค่า Wheeling Charge ที่เหมาะสมกับค่าเฉลี่ย Wheeling Charge จากการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P ในตารางที่ 7.20 พบว่าอัตราค่า Wheeling Charge มีแนวโน้มความแตกต่างที่เหมือนกัน โดยในกรณีศึกษาที่ 1 พบว่าอัตราค่าเฉลี่ย Wheeling Charge ที่ได้จากการจำลองตลาดซื้อขายมีค่าสูงกว่าอัตราค่า Wheeling Charge จากการหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ 0.01 บาทต่อ kW และในกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 พบว่าอัตราค่าเฉลี่ย Wheeling Charge ที่ได้จากการจำลองตลาดซื้อขายมีค่าต่ำกว่าอัตราค่า Wheeling Charge จากการหาเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับ 0.01 บาทต่อ kW

เมื่อพิจารณาถึงตัวเลขความแตกต่างนี้ จะเห็นได้ชัดว่าอัตราค่า Wheeling Charge จากการคำนวณทั้งสองแบบนั้นมีความแตกต่างกันน้อยมาก แต่เมื่อนำมาคำนวณค่า Wheeling Charge ใน 1 ปีและประเมินค่า ROIC นั้นจะเห็นได้ว่ามีความแตกต่างกันที่ชัดเจน เนื่องจาก Total Annualized Cost เฉพาะการคืนเงินลงทุนในตลาด P2P นั้นมีค่าใกล้เคียงกับค่า Wheeling Charge ที่คำนวณได้ใน 1 ปีมาก ดังนั้นแม้ว่าค่า Wheeling Charge จะมีความแตกต่างกันไม่มาก แต่เมื่อนำมาคำนวณ ROIC จะเห็นผลที่แตกต่างอย่างชัดเจน

จากการเปรียบเทียบต้นทุนรวมของระบบทดสอบจากการคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับและต้นทุนระบบทดสอบที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอ ในตารางที่ 7.23 พบว่าทั้ง 3 กรณีศึกษานั้น พบว่าต้นทุนระบบทดสอบจากการคำนวณทั้ง 2 แบบนั้นมีค่าใกล้เคียงกันโดยมีสัดส่วนความแตกต่างกันไม่เกินร้อยละ 5 ดังนั้นอาจกล่าวได้ว่าการคำนวณหาต้นทุนระบบทดสอบที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอสามารถนำไปใช้อ้างอิงหรือคำนวณต้นทุนระบบจำหน่ายแรงต่ำของ กฟภ. ได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 8
สรุปผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน และการคิดค่าผ่านสายจำหน่าย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้จำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer (P2P) แบบล่วงหน้าหนึ่งวันในระบบทดสอบซึ่งเป็นระบบจำหน่ายแรงต่ำของ กฟภ. โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอกลไกการหาราคากลางตัดสิน (Market Clearing Price: MCP) แบบตลาดหุ้นไทยด้วยวิธีการหาราคา ณ เปิดตลาด (At The Open: ATO) และโปรแกรมการจำลองการซื้อขายในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน พร้อมทั้งตัวอย่างผลการจำลองการซื้อขายในแต่ละรอบการซื้อขาย 15 นาที อีกทั้งได้นำเสนอแนวทางการคิดราคาซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P สำหรับผู้ชนะการประมูลราคาจำนวน 2 วิธี ได้แก่ วิธี Uniform Pricing และ Pay-as-Bid รวมไปถึงได้มีการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ

ในส่วนของการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) ได้วิเคราะห์จากกรณีศึกษาตามต้นทุนของระบบทดสอบในแต่ละปี โดยแบ่งออกเป็น 3 กรณีศึกษาได้แก่ กรณีพิจารณาต้นทุนของระบบทดสอบในปีที่ 1, ปีที่ 7 และปีที่ 17 โดยในแต่ละปีนั้นมีต้นทุนระบบทดสอบที่มีความแตกต่างกันชัดเจน รวมไปถึงผลการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน (Return of Invested Capital: ROIC) จากการคิดค่า Wheeling Charge ในแต่ละกรณีศึกษา โดยสามารถสรุปผลการเปรียบเทียบผลประโยชน์โดยรวมที่ได้รับจากการซื้อขายในตลาด P2P สำหรับกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณี และวิธีคิดราคาแบบ Uniform Pricing และ Pay-as-Bid และเปรียบเทียบค่า Wheeling Charge รวมทั้งค่า ROIC ได้ดังตารางที่ 8.1 และสามารถสรุปผลการศึกษาทั้งหมดสามารถแบ่งออกเป็นหัวข้อดังนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

1) สรุปผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน
2) สรุปผลการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ
3) สรุปผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายและการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน

ตารางที่ 8.1 สรุปผลการเปรียบเทียบกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณีและวิธีคิดราคาแบบ Uniform Pricing และ Pay-as-Bid

			พิจารณาในปีที่ 1	พิจารณาในปีที่ 10	พิจารณาในปีที่ 17
ผลประโยชน์โดยรวมที่ได้รับจากการซื้อขายในตลาด P2P (บาท) ● Buyer ซื้อได้ในราคาถูกกว่าค่าไฟฟ้าในอัตรา TOU แบบ On-peak (5.7982 บาท/kWh) ● Seller ขายได้ในราคาแพงกว่าค่าไฟฟ้าในอัตรา 1.68 บาท/kWh	Buyer	การคิดราคาด้วยวิธี Uniform Pricing	388.90	388.28	387.61
		การคิดราคาด้วยวิธี Pay-as-Bid	321.48	320.84	320.08
	Seller	การคิดราคาด้วยวิธี Uniform Pricing	318.56	317.93	317.25
		การคิดราคาด้วยวิธี Pay-as-Bid	202.71	202.08	201.42
อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายโดยเฉลี่ยในแต่ละรอบ (บาทต่อ kW)			0.214	0.242	0.273
ค่าผ่านสายจำหน่ายที่ต้องชำระใน 1 วัน (บาท)			9.24	10.51	11.85
มูลค่าต้นทุนระบบทดสอบ (บาท)			109,247	220,423.50	248,804.23
กำหนดการคืนเงินลงทุน (ปี)			10	20	20
อัตราผลตอบแทนการลงทุน (ร้อยละ)			7.41	1.53	1.64

8.1 สรุปผลการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน

การจำลองการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ได้จำลองการซื้อขายแต่ละรอบตั้งแต่เวลา 9.00 น. จนถึง 16.00 น. โดยผลการจำลองประกอบด้วยราคา MCP, ปริมาณและราคาต่อหน่วย (kWh) ของผู้เสนอราคาที่ชนะการประมูลราคา และอัตราค่า Wheeling Charge สำหรับการซื้อขายในแต่ละรอบ พร้อมทั้งราคาซื้อขายไฟฟ้ารวมเมื่อคิดราคาแบบ Uniform Pricing และ Pay-as-Bid โดยทำการจำลองตามกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณี สุดท้ายจึงนำมาเปรียบเทียบผลประโยชน์ที่ผู้เข้าร่วมตลาดแต่ละรายจะได้รับหลังจากเข้าร่วมตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวันกับการซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ด้วยอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดไว้ โดยเปรียบเทียบทั้ง 3 กรณีศึกษา อีกทั้งได้นำเสนอการเปรียบเทียบผลประโยชน์ที่ได้ระหว่างวิธีการคิดราคาแบบ Uniform Pricing และ Pay-as-Bid โดยสามารถสรุปได้ดังนี้

1) ผู้เข้าร่วมตลาดซื้อขายได้แก่ Prosumer และ Consumer ได้รับประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P โดยผู้ซื้อ (Buyer) สามารถซื้อไฟฟ้าได้ในราคาที่ถูกกว่าอัตราค่าไฟฟ้าของ กฟภ. ด้วยอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ในช่วง On-Peak หรือเท่ากับ 5.7982 บาท/kWh และผู้ขาย (Seller) สามารถขายไฟฟ้าได้ในราคาที่สูงกว่าราคาที่ขายเข้าระบบของ กฟภ. ตามอัตราค่าไฟฟ้าตามนโยบายโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชน ในอัตรา 1.68 บาท/kWh
2) จากผลการเปรียบเทียบผลประโยชน์ที่ได้จากการเข้าร่วมตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P ในตารางที่ 8.1 พบว่าวิธีการคิดราคาด้วยวิธี Uniform Pricing ให้ผลประโยชน์โดยรวมต่อผู้ซื้อและผู้ขายได้ดีกว่าวิธี Pay-as-Bid จึงมีความเหมาะสมในการนำไปใช้เป็นราคากลางซื้อขายในตลาด P2P แต่ทั้งนี้เนื่องจากมีการกำหนดให้พฤติกรรมของผู้บริโภค (Characteristic) ในการใช้ไฟฟ้า และลักษณะการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้เสนอราคาทุกรายมีลักษณะเหมือนกัน แต่ในการนำไปใช้ในระบบไฟฟ้าจริง Characteristic ของ Consumer แต่ละรายในระบบไฟฟ้าย่อมแตกต่างกัน รวมทั้งกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของ Prosumer แต่ละแห่งจะไม่เท่ากัน ทำให้ผลการเปรียบเทียบนี้อาจมีการเปลี่ยนแปลงตามตัวแปรเหล่านี้ได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

8.2 สรุปผลการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ

ในการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาซื้อขายในตลาด P2P นั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เปรียบเทียบระหว่าง กลไกการตัดสินราคาที่ให้ผู้เสนอราคาทุกรายตั้งราคา ATO รายละ 1 ชั่วโมงใน 1 วัน กลไกการตัดสินราคาที่ไม่มีการตั้งราคา ATO ซึ่งเป็นลักษณะแบบกลไกการตัดสินราคาแบบ Double Side Auction และกลไกการตัดสินราคาที่เป็นแบบอุดมคติ กล่าวคือ ผู้เสนอราคาฝั่งที่มีปริมาณซื้อขายน้อยกว่า จะสามารถแลกเปลี่ยนได้ทั้งหมด โดยสามารถสรุปผลการประเมินฯ ได้ดังนี้

1) จากผลการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวันดังตารางที่ 6.15 พบว่ากลไกการตัดสินราคาที่มีการตั้งราคา ATO มีประสิทธิภาพการตัดสินข้อเสนอราคาดีกว่ากลไกการตัดสินราคาที่ไม่มีการตั้งราคา ATO ซึ่งเป็นลักษณะแบบ Double Side Auction เนื่องจากการตั้งราคา ATO นั้นทำให้ผู้เสนอราคานั้นสามารถซื้อหรือขายไฟฟ้าในรอบนั้นได้ทันทีด้วยราคาต่อ kWh ที่เท่ากับราคา MCP
2) ประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่มีการตั้งราคา ATO นั้นมีค่าน้อยกว่าและยังไม่ใกล้เคียงกับรูปแบบตลาดซื้อขายอุดมคติ เนื่องจากวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้กำหนดให้มีกลยุทธ์การเสนอราคาของผู้เสนอราคาแต่ละราย โดยให้การเสนอราคาทั้งหมดเป็นการสุ่มแบบ Uniform Distribution โดยจากงานวิจัย [9] พบว่าหากมีการนำกลยุทธ์ที่ช่วยให้การตั้งราคาซื้อขายของผู้เสนอราคามีโอกาสซื้อขายกันได้มากขึ้นอย่างกลยุทธ์ทฤษฎีเกม (Game Theory) อาจช่วยให้ประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคานี้มีค่าสูงขึ้นและใกล้เคียงกับตลาดซื้อขายแบบอุดมคติมากขึ้น
3) เนื่องจากกลยุทธ์การเสนอราคาเป็นแบบสุ่มทั้งหมด ดังนั้นหากพิจารณาการเปรียบเทียบประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาด P2P ระหว่างวิธีคิดราคาแบบ Uniform Pricing และ Pay-as-Bid พบว่าการซื้อขายทั้งสองวิธีนี้ไม่มีผลต่อประสิทธิภาพของกลไกตัดสินราคา และไม่มีปัจจัยที่ส่งผลต่อการเสนอราคาของผู้เสนอราคาแต่ละราย โดยการคิดราคาซื้อขายด้วยวิธี Uniform Pricing และ Pay-as-Bid จะเกิดขึ้นหลังจากที่จับคู่ซื้อขายและคิดค่า Wheeling Charge แล้ว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

8.3 สรุปผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายและการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน

การคำนวณค่า Wheeling Charge ด้วยวิธี Postage Stamp ในแต่ละรอบซื้อขายในตลาด P2P ได้แบ่งการพิจารณาเป็นกรณีศึกษาจากต้นทุนของระบบทดสอบในแต่ละปี โดยแบ่งออกเป็น 3 กรณีศึกษาได้แก่ โดยในแต่ละปีนั้นมีต้นทุนระบบทดสอบที่มีความแตกต่างกันชัดเจน และได้ประเมินค่า Wheeling Charge จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน โดยการนำหลักการคำนวณอัตราผลตอบแทนการลงทุน (ROIC) มาใช้ในการประเมิน โดยแบ่งการพิจารณาตามกรณีศึกษาทั้ง 3 กรณี พร้อมทั้งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอการคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับเพื่อหาคำนวณหาค่า Wheeling Charge ที่เหมาะสมต่อการเรียกเก็บและสอดคล้องกับค่า WACC โดยสามารถสรุปผลการคำนวณค่า Wheeling Charge และการคำนวณค่า ROIC ได้ดังนี้

1) จากผลการคำนวณค่า Wheeling Charge และการประเมินอัตราผลตอบแทนการลงทุน (ROIC) พบว่าสามารถคืนเงินลงทุนให้ กฟภ. ได้ในกรณีศึกษาที่ 1 โดยพบว่าค่า ROIC ที่คำนวณได้มีความใกล้เคียงกับค่า WACC ซึ่งเป็นเกณฑ์การประเมินที่กำหนดมีค่าร้อยละ 4.73 แต่ในกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 พบว่าค่า Wheeling Charge ที่ได้ยังสามารถให้กำไรแก่ กฟภ. ได้ แต่จากผลการคำนวณค่า ROIC จะพบว่ายังน้อยกว่าค่า WACC มาก ทั้งนี้เป็นผลจากในกรณีศึกษาที่ 1 นั้นมีระยะเวลาคืนทุน 10 ปี ซึ่งน้อยกว่ากรณีอื่นที่มีระยะเวลาคืนทุน 20 ปี ทำให้มีแนวโน้มที่จะได้ผลตอบแทนต่อปีสูงกว่ากรณีอื่น แม้ว่าค่า Wheeling Charge ที่คำนวณได้จะน้อยกว่ากรณีอื่นก็ตาม
2) จากการคำนวณย้อนกลับค่า ROIC เพื่อหาต้นทุนระบบทดสอบที่แท้จริงทั้ง 3 กรณีศึกษา ทำให้ทราบว่าการคำนวณต้นทุนระบบทดสอบเดิม (Residue Cost) ต้นทุนระบบส่วนเพิ่มเติมในแต่ละปี (Incremental Cost) รวมทั้งค่าดำเนินการและบำรุงรักษารายปี (Operation and Maintenance Cost: O&M) ที่ได้มีการคำนวณในบทที่ 5 มีความใกล้เคียงกันกับการคำนวณต้นทุนระบบทดสอบด้วยการคำนวณย้อนกลับค่า ROIC มาก เป็นการยืนยันว่าวิธีการคำนวณต้นทุนระบบทดสอบนี้ สามารถนำไปประมาณมูลค่าต้นทุนระบบไฟฟ้าจริงของ กฟภ. ได้

สำหรับผลการคำนวณค่า Wheeling Charge ที่เกิดขึ้นนั้น วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้เสนอแนวทางการปรับปรุงให้เหมาะสมกับการคืนเงินลงทุนในระบบทดสอบ โดยจากสมการ (5.7) พบว่าค่าอัตราส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ของ กฟภ. ในปี 61 เท่ากับร้อยละ 5.07 แต่เมื่อพิจารณาผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ของ กฟภ. ในปี 60 [37] พบว่าจะมีค่าร้อยละ 6.82 ซึ่งสูงกว่าค่าในปี 61

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ดังนั้นเมื่อนำมาคำนวณค่า Wheeling Charge และประเมินค่า ROIC พบว่าทั้ง 3 กรณีศึกษาสามารถคืนเงินลงทุนได้ โดยสรุปได้ดังตารางที่ 8.2

ตารางที่ 8.2 ผลการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่ายและการประเมินผลตอบแทนการลงทุน เมื่อปรับปรุงสัดส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ของ กฟภ.

กรณีศึกษา	พิจารณาในปีที่ 1	พิจารณาในปีที่ 10	พิจารณาในปีที่ 17
ต้นทุนระบบทดสอบรวม (บาท)	109,247	220,423.5	248,804.23
จำนวนปีที่พิจารณา	10	20	20
อัตราค่าผ่านสายจำหน่ายโดยเฉลี่ยในแต่ละรอบ (บาทต่อ kW)	0.232	0.284	0.320
ค่า Wheeling Charge รวมใน 1 วัน (บาท)	10.05	12.31	13.88
ค่า ROIC ที่คำนวณได้ (ร้อยละ)	14.2	13.77	13.91

จากผลการคำนวณในตารางที่ 8.2 พบว่าการปรับปรุงสัดส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ของ กฟภ. ให้มีค่าสูงขึ้นสามารถทำให้ค่า Wheeling Charge ที่คำนวณได้มีค่าสูงขึ้นเมื่อเทียบกับผลการคำนวณในตารางที่ 8.1 โดยในกรณีศึกษาที่ 2 และ 3 พบว่าค่า ROIC นั้นมีค่าสูงกว่า WACC แล้วนั่นคือการคำนวณค่า Wheeling Charge ด้วยแนวทางที่นำเสนอนี้ สามารถคืนเงินลงทุนให้แก่ กฟภ. ได้

อย่างไรก็ตามการปรับปรุงสัดส่วนผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ของ กฟภ. ควรมีค่าที่เหมาะสม เพื่อให้ค่า Wheeling Charge ที่คำนวณได้ไม่สูงจนเกินไป จนทำให้ลดแรงจูงใจของ Prosumer และ Consumer ในการเข้าร่วมตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 9
บทสรุปและข้อเสนอแนะ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อนำเสนอรูปแบบการคำนวณราคากลางสำหรับตัดสินการซื้อขายไฟฟ้าในตลาดเพียร์ทูเพียร์ (Peer-to-Peer: P2P) แบบล่วงหน้าหนึ่งวันในระบบจำหน่ายแรงต่ำของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) โดยใช้ลักษณะการซื้อขายตามกลไกตลาดหุ้นไทยในช่วงก่อนเปิดตลาด (Pre-Auction Period) และราคากลาง ณ ตอนเปิดตลาด (At the Open: ATO) เป็นราคากลางตัดสิน (Market Clearing Price: MCP) และนำเสนอการคำนวณค่าผ่านสายจำหน่าย (Wheeling Charge) จากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ให้ กฟภ. ผู้ซึ่งเป็นเจ้าของระบบโครงข่ายไฟฟ้า โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้การจำลองการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P ในหนึ่งวันด้วยโปรแกรม MATLAB ในระบบทดสอบซึ่งเป็นระบบจำหน่ายแรงต่ำของ กฟภ. และได้มีการคำนวณหาต้นทุนของระบบทดสอบและกระจายเงินลงทุนสำหรับการซื้อขายไฟฟ้าในแต่ละรอบเวลาในตลาด P2P แล้วจึงนำมาคำนวณค่า Wheeling Charge ด้วยวิธี Postage Stamp

ในการจำลองตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน ได้กำหนดให้มีกรณีศึกษาต่าง ๆ ตามมูลค่าต้นทุนรวมของระบบทดสอบ ซึ่งมีมูลค่าแตกต่างกัน ตามมูลค่าการก่อสร้างเพื่อเพิ่มขนาดความจุสายจำหน่ายเนื่องจากผลการคำนวณ Line Loading สูงสุดที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี รวมทั้งเปรียบเทียบการคิดราคาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างวิธี Uniform Pricing และ Pay-as-Bid เพื่อหาราคาซื้อขายที่ให้ผลประโยชน์ต่อผู้เสนอราคาทั้งฝั่งผู้ซื้อและผู้ขายมากที่สุด รวมไปถึงได้มีการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ และในส่วนของการคำนวณค่า Wheeling Charge ได้นำมาประเมินเพื่อหาอัตราผลตอบแทนการลงทุน (ROIC) ที่เหมาะสมต่อ กฟภ. ทั้งนี้ยังได้มีการตรวจสอบความถูกต้องจากการคำนวณย้อนกลับเพื่อหาค่า Wheeling Charge และต้นทุนระบบทดสอบที่แท้จริง และมีความเหมาะสมตามข้อกำหนดของ กฟภ. จากการวิเคราะห์ผลการจำลองการซื้อขายไฟฟ้าและในตลาด P2P แบบล่วงหน้าและการคำนวณค่าผ่านสาย สรุปได้ดังนี้

1) ผู้เข้าร่วมตลาดซื้อขายได้รับประโยชน์จากการซื้อขายไฟฟ้า โดยผู้ซื้อสามารถซื้อไฟฟ้าได้ในราคาที่ถูกกว่าอัตราค่าไฟฟ้าของ กฟภ. และผู้ขาย (Seller) สามารถขายไฟฟ้าได้ในราคาที่สูงกว่าราคาที่ขายเข้าระบบของ กฟภ. ดังที่ได้แสดงในตารางที่ 8.1
2) จากผลการเปรียบเทียบผลประโยชน์ที่ได้จากการเข้าร่วมตลาดซื้อขายไฟฟ้า พบว่าวิธีการคิดราคาซื้อขายไฟฟ้าด้วยวิธี Uniform Pricing ให้ผลประโยชน์โดยรวมต่อผู้ซื้อและผู้ขายได้ดีกว่าวิธี Pay-as-Bid ดังที่ได้แสดงในตารางที่ 8.1

3) ผลการประเมินประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาในตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer แบบล่วงหน้าหนึ่งวัน พบว่ากลไกการตัดสินราคาที่ได้นำเสนอ มีประสิทธิภาพการตัดสินข้อเสนอราคาดีกว่ากลไกการตัดสินราคาที่มีลักษณะแบบ Double Side Auction
4) ผลการคำนวณค่า Wheeling Charge ด้วยวิธี Postage Stamp และการประเมินอัตราผลตอบแทนการลงทุน (ROIC) พบว่าค่า Wheeling Charge ที่ได้จากการแลกเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้านั้น สามารถคืนเงินลงทุนให้ กฟภ. ได้ โดยพบว่าค่า ROIC มีความใกล้เคียงกับค่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ซึ่งเป็นเกณฑ์สำหรับการประเมินค่า ROIC
5) จากกรณีศึกษาในบทที่ 7 พบว่าเมื่อต้นทุนของระบบทดสอบเพิ่มขึ้น จากการเพิ่มเติมในต้นทุนส่วนเพิ่ม ก็จะทำให้ค่า Wheeling Charge มีอัตราที่เพิ่มขึ้นเช่นกัน
6) เมื่อทำการคำนวณเปอร์เซ็นต์แบบย้อนกลับของค่า ROIC เพื่อหาต้นทุนระบบทดสอบที่แท้จริง พบว่าการคำนวณต้นทุนระบบทดสอบรวมทั้งหมดในบทที่ 5 มีความใกล้เคียงกันกับการคำนวณต้นทุนระบบทดสอบด้วยการคำนวณย้อนกลับจากค่า ROIC ดังนั้นวิธีการคำนวณต้นทุนระบบทดสอบนี้ สามารถนำไปประมาณมูลค่าต้นทุนระบบไฟฟ้าจริงของ กฟภ. ได้
7) จากการตรวจสอบค่าความสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss) ในบทที่ 5 เพื่อตรวจสอบว่ามี Loss เพิ่มขึ้นจากการซื้อขายไฟฟ้าในตลาด P2P หรือไม่ ผลที่ได้พบว่าตลาด P2P ไม่ทำให้ Loss รวมในระบบทดสอบเพิ่มขึ้น อีกทั้งการเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบทดสอบ ยังส่งผลให้ค่า Loss ลดลงจากระดับเดิมอีกด้วย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ข้อเสนอแนะสำหรับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ สามารถสรุปได้ดังนี้

1) เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ มีการกำหนดให้ลักษณะการใช้ไฟฟ้า และการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของผู้เสนอราคาทุกรายเป็นลักษณะเดียวกันทั้งหมด เมื่อพิจารณาการใช้งานจริง จะพบว่าลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้บริโภคแต่ละรายนั้นย่อมต่างกัน รวมทั้งกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของ Prosumer แต่ละแห่งย่อมไม่เท่ากัน ทำให้ข้อสรุปผลการเปรียบเทียบระหว่างวิธีคิดราคาแบบ Uniform Pricing และ Pay-as-Bid อาจมีการเปลี่ยนแปลงเนื่องจากตัวแปรเหล่านี้ได้

2) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้กำหนดให้มีกลยุทธ์การเสนอราคาของผู้เสนอราคาแต่ละรายและให้การเสนอราคาทั้งหมดเป็นการสุ่ม โดยหากมีการนำกลยุทธ์ที่ช่วยให้การตั้งราคาซื้อขายของผู้เสนอราคามีโอกาสซื้อขายกันได้มากขึ้น เช่น กลยุทธ์ทฤษฎีเกม (Game Theory) อาจทำให้ประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของกลไกการตัดสินราคาที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอมีค่าสูงขึ้น
3) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดให้การจำลองตลาดซื้อขาย Peer-to-Peer มีผู้เข้าร่วมตลาดน้อยราย แต่สถานการณ์จริงต้องพึงระวังการสมยอมในการเสนอราคา (Bid Rigging) ระหว่างผู้เสนอราคาด้วย ถึงแม้ว่าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ไม่มีกลยุทธ์ใด ๆ ที่ควบคุมการเสนอราคาของผู้เสนอราคาแต่ละราย ก็ตาม
4) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้พิจารณาการคิดค่าผ่านสายด้วยวิธี Postage Stamp เท่านั้น ทั้งนี้อาจมีวิธีอื่นมาเปรียบเทียบเพื่อให้ทราบชัดเจนว่า วิธีใดสามารถคืนเงินลงทุนแก่ กฟภ. ได้มากกว่ากันและยังคงให้ผลประโยชน์ที่ดีต่อผู้เข้าร่วมตลาด P2P อยู่
5) วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้พิจารณาถึงผลของความไม่สมดุลของการส่งและรับไฟฟ้า (Imbalance Problem) รวมไปถึงความแออัดของสายจำหน่ายไฟฟ้า (Congestion Problem) ซึ่งอาจส่งผลให้ผู้เข้าร่วมตลาดซื้อขายไฟฟ้า P2P ต้องชำระค่าปรับเพิ่มเติมหากทำให้เกิดปัญหาเหล่านี้ ทำให้ค่า Wheeling Charge อาจมีการเพิ่มขึ้นได้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บรรณานุกรม

[1] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (Power Development Plan : PDP2018)", เมษายน 2562.

[2] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านอยู่อาศัย พ.ศ. 2562", 23 พฤษภาคม 2562

[3] (2562), ประกาศ สำนักงาน กกพ. เลขที่ 127-2562, "ประกาศเชิญชวนเข้าร่วมโครงการทดสอบนวัตกรรมที่นำเทคโนโลยีมาสนับสนุนการให้บริการด้านพลังงาน (Energy Regulatory Commission Sandbox: ERC Sandbox)", 2562

[4] M. Prabavathi and R. Gnanadass, "Energy bidding strategies for restructured electricity market," International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 64, pp. 956-966, 2015/01/01/ 2015.

[5] J. Guerrero, A. C. Chapman, and G. Verbic, "Decentralized P2P Energy Trading Under Network Constraints in a Low-Voltage Network," (in English), Ieee T Smart Grid, vol. 10, no. 5, pp. 5163-5173, Sep 2019.

[6] M. Pipattanasomporn, M. Kuzlu, and S. Rahman, "A Blockchain-based Platform for Exchange of Solar Energy: Laboratory-scale Implementation," in Proceedings of the Conference on the Industrial and Commercial Use of Energy, ICUE, 2019, vol. 2018-October.

[7] S. Thakur, B. P. Hayes, and J. G. Breslin, "Distributed double auction for peer to peer energy trade using blockchains," in Proceedings of the 2018 5th International Symposium on Environment-Friendly Energies and Applications, EFEA 2018, 2019.

[8] S. Soleymani, "Strategic bidding of Gencos under two pricing mechanisms: Pay-as-bid and uniform pricing," in 2011 IEEE GCC Conference and Exhibition, GCC 2011, 2011, pp. 657-660

[9] J. Lin, M. Pipattanasomporn, and S. Rahman, "Comparative analysis of auction mechanisms and bidding strategies for P2P solar transactive energy markets," (in

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

English), Appl Energ, vol. 255, Dec 1 2019

[10] H. H. Happ, "Cost of Wheeling Methodologies," (in English), Ieee T Power Syst, vol. 9, no. 1, pp. 147-156, Feb 1994.

[11] D. Shirmohammadi, X. Vieira, and M. V. P. Pereira, "Some fundamental technical concepts about cost based transmission pricing," (in English), Ieee T Power Syst, vol. 11, no. 2, pp. 1002-1008, May 1996.

[12] B. Shabani Dehboneh and J. Nikoukar, "A new method for transmission cost allocation in the deregulated power systems," in Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC, 2012.

[13] H. Hamada, H. Tanaka, and R. Yokoyama, "Wheeling charge based on identification of transaction paths in deregulated power markets," in Proceedings of the Universities Power Engineering Conference, 2009.

[14] N. K. Garg and D. K. Palwalia, "Deregulation of transmission pricing:MW-Mile method," in 2016 IEEE 7th Power India International Conference, PIICON 2016, 2017.

[15] ส. ลาภวิสุทธิสาโรจน์, "การคำนวณค่าผ่านสายส่งไฟฟ้าโดยพิจารณาการไหลของกำลังไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากคู่สัญญาซื้อขายไฟฟ้า," วิศวกรรมมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2560.

[16] ธ. วงศ์คม, "การคำนวณอัตราค่าผ่านระบบส่งไฟฟ้าสำหรับสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในเขตพื้นที่เดียวกันและข้ามเขตพื้นที่," วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2561.

[17] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ.2558-2579 (Alternative Energy Development Plan : AEDP2015)", กันยายน 2558

[18] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, "สัดส่วนการใช้พลังงานทดแทน (Percentage of Alternative Energy Consumption)", 26 สิงหาคม 2562

[19] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และระเบียบที่เกี่ยวข้อง," ใน "เอกสารประกอบการสัมมนาเรื่อง "แนวทางการประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์",," 24 กุมภาพันธ์ 2558, 2558.

[20] Y. Reddy, "Electricity Economics Regulation and Deregulation," 01/01 2015.

[21] G. Gutierrez, J. Quinonez, and G. B. Sheble, "Market clearing price discovery in a

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

single and double-side auction market mechanisms: Linear programming solution," in 2005 IEEE Russia Power Tech, 27-30 June 2005, 2005.

[22] "Retail electricity market.", https://en.wikipedia.org/wiki/Electricity_market

[23] P. N. N. Laboratory. "Department of Energy putting power in the hands of consumers through technology.", https://www.pnnl.gov/news/release.aspx?id=285, 9 January 2008.

[24] E. Sorin, L. Bobo, and P. Pinson, "Consensus-Based Approach to Peer-to-Peer Electricity Markets With Product Differentiation," (in English), Ieee T Power Syst, vol. 34, no. 2, pp. 994-1004, Mar 2019.

[25] Y. Liu, L. Wu, and J. Li, "Peer-to-peer (P2P) electricity trading in distribution systems of the future," The Electricity Journal, vol. 32, no. 4, pp. 2-6, 2019/05/01/ 2019.

[26] A. Hajizadeh and S. M. Hakimi, "Chapter 8 - Blockchain in decentralized demand-side control of microgrids," in Blockchain-based Smart Grids, M. Shafie-khah Ed.: Academic Press, 2020, pp. 145-167.

[27] C. Zhang, J. Wu, C. Long, and M. Cheng, "Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects," Energy Procedia, vol. 105, pp. 2563-2568, 2017/05/01/ 2017.

[28] BCPG. C. Limited., "โครงการนำร่องแลกเปลี่ยนไฟฟ้าสะอาดแบบเรียลไทม์ ด้วย Blockchain.", https://www.bcpggroup.com/th/news-medias/news/196 , 22 สิงหาคม 2561.

[29] S. N. Zhao, B. B. Wang, Y. C. Li, and Y. Li, "Integrated Energy Transaction Mechanisms Based on Blockchain Technology," (in English), Energies, vol. 11, no. 9, Sep 2018.

[30] W. G. Sullivan, E. M. Wicks, and C. P. Koelling, Engineering economy, Seventeenth edition. ed. Hoboken, NJ: Pearson Higher Education, Inc., 2019.

[31] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่", เอกสารประกอบการอภิปราย ในการสัมมนาวิชาการประชุมปี Energy Symposium 2015, 2558.

[32] H. M. Merrill and B. W. Erickson, "Wheeling rates based on marginal-cost theory," Ieee T Power Syst, Article vol. 4, no. 4, pp. 1445-1451, 1989.

[33] Y. M. Park, J. B. Park, J. U. Lim, and J. R. Won, "An analytical approach for transaction costs allocation in transmission system," (in English), Ieee T Power

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Syst, vol. 13, no. 4, pp. 1407-1412, Nov 1998.

[34] คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, "หลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าบริการในการใช้หรือการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าในนิคมอุตสาหกรรม," เอกสารสรุปการรับฟังความคิดเห็น, 2560.

[35] ฝ่ายกำกับการซื้อขายหลักทรัพย์, "สรุปสาระสำคัญของการซื้อขายหลักทรัพย์แบบ ATO/ATC", ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย, พฤษภาคม 2549.

[36] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่อง ทบทวนอัตราค่าไฟฟ้า ตามหลักเกณฑ์การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558", 28 กันยายน 2561.

[37] กองบัญชีทรัพย์สิน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ยอดคงเหลือทรัพย์สินของ กฟภ. ณ ธันวาคม 2561", 2562.

[38] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "สถิติการจำหน่ายไฟฟ้าประจำปี 61 ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต ก. 2", 2562.

[39] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "แบบก่อสร้างเสาส่งหรือเสาจำหน่ายและอุปกรณ์ประกอบตามมาตรฐานก่อสร้างระบบจำหน่ายแรงต่ำช่วง 50-120 ม.", แบบมาตรฐานหมายเลข SA1 – 015/26015, 2526.

[40] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "กำหนดราคามาตรฐานพัสดุ ประจำปี 2562 ครั้งที่ 1", 2562.

[41] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "หลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าปี 2560 (Power System Planning Criteria : PSPC)", 2560.

[42] กองวิเคราะห์และวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า เดือนธันวาคม 2561".

[43] กองเศรษฐกิจพลังงานไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค,"การศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า ประเภทบ้านเรือน ใช้ไฟฟ้ามากกว่า 150 หน่วยต่อเดือนขึ้นไป.", www.pea.co.th

[44] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค", เอกสารแนบท้ายประกาศหมายเลข 6.2., 2559

[45] แผนกประมวลข้อมูลข่าวสารและฐานวิชาการ, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "ข้อมูลสำคัญ กฟภ. ," ใน "รายงานประจำปี 2561," 2562.

[46] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, "สรุปข้อมูลที่สำคัญทางการเงิน," ใน "รายงานประจำปี 2561," 2562.

[47] ภ. ช่อวิชิต. "Return on Invested Capital (ROIC) คือ อะไร?" https://www.finnomena.com/investidea/roic/ , 6 ม.ค. 2562.

[48] GuruFocus.com. "“PG&E ROIC %”." https://www.gurufocus.com/term/ROIC/NYSE:PCG/Return%2Bon%2BInvested%2

BCapital/PG%26E+Corp , 2020

[49] กรมสรรพากร, "ภาษีเงินได้นิติบุคคล", หนังสือเลขที่ กค 0706/627, www.rd.go.th.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นายศักดิ์สิทธิ์ สุขชัยศรี
วัน เดือน ปี เกิด	10 เมษายน 2535
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร ประเทศไทย
วุฒิการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย 2553-2556
ที่อยู่ปัจจุบัน	บ้านเลขที่ 49 ซอยวชิรธรรมสาธิต 51 ถนนสุขุมวิท 101/1 แขวงบางจาก เขตพระโขนง กรุงเทพมหานคร 10260
ผลงานตีพิมพ์	PEACON & INNOVATION 2019, “การคำนวณราคาซื้อขายไฟฟ้ากลางและการคิดค่าผ่านสายจำหน่ายสำหรับตลาดซื้อขายไฟฟ้า Peer-to-Peer”, 23-24 กันยายน 2562

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University