การวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาร่วมกับแบตเตอรี่

นายบรมัตถ์ ต่างวิวัฒน์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Benefit and cost analysis of solar rooftop generation system with battery

Mr. Boramat Tangwiwat

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2017

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาร่วมกับแบตเตอรี่
โดย	นายบรมัตถ์ ต่างวิวัฒน์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(รองศาสตราจารย์ ดร. สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร. แนบบุญ หุนเจริญ)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร. สมภพ อัษฎมงคล)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บรมัตถ์ ต่างวิวัฒน์ : การวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาร่วมกับแบตเตอรี่ (Benefit and cost analysis of solar rooftop generation system with battery) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: รศ. ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี, 103 หน้า.

ต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีแนวโน้มลดลงทุกๆ ปี จนในปัจจุบัน การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคามีต้นทุนที่สามารถแข่งขันได้กับราคาค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าได้แล้ว อย่างไรก็ตาม ในบางประเทศรวมทั้งประเทศไทย ยังไม่มีนโยบายที่ชัดเจนเกี่ยวกับการรับซื้อไฟฟ้าที่จ่ายจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์คืนเข้าสู่ระบบจำหน่าย ทำให้เจ้าของบ้านยังไม่สามารถตัดสินใจได้ว่าจะลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านของตนขนาดเท่าไร นอกจากนี้ ในปัจจุบัน ราคาของแบตเตอรี่ก็ลดลงอย่างต่อเนื่อง การติดตั้งแบตเตอรี่ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาอาจช่วยลดต้นทุนโดยรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าได้เช่นกัน

โดยทั่วไป การวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนเพื่อกำหนดขนาดของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ มักแก้ปัญหาด้วยวิธีการออปติไมเซชันแบบแคลคูลัสหรือแบบขั้นตอนเชิงวิวัฒนาการ เช่น วิธีเชิงพันธุกรรม เป็นต้น โดยพิจารณารูปแบบการรับและคายประจุของแบตเตอรี่ในรูปของอนุกรมเวลาซึ่งมีความซับซ้อนและอาจใช้เวลาในการแก้ปัญหานาน ดังนั้น ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ จะนำเสนอวิธีการที่เรียบง่ายมากขึ้น โดยจะพิจารณาการรับและคายประจุของแบตเตอรี่อยู่ในรูปของก้อนพลังงานที่มีช่วงเวลาในการรับและคายประจุแน่นอนแล้วนำไปพิจารณาร่วมกับลักษณะการใช้ไฟฟ้าโดยตรง จากนั้นปัญหาดังกล่าวจะถูกแก้โดยการกำหนดขอบเขตของเซตคำตอบของปัญหาที่เป็นไปได้อย่างเป็นระบบแล้วเลือกค่าที่ดีที่สุดภายใต้เซตนั้นแทนการแก้ปัญหาด้วยวิธีการออปติไมเซชันโดยตรง ส่วนการคำนวณผลประโยชน์และต้นทุนยังคงใช้ในรูปของอนุกรมเวลาซึ่งมีผลการคำนวณที่แม่นยำ วิธีการที่นำเสนอได้ใช้ทดสอบกับลักษณะการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยโดยพิจารณาค่าไฟฟ้าเป็นแบบอัตราก้าวหน้า และกิจการขนาดกลางโดยพิจารณาค่าไฟฟ้าเป็นแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้มีความสมเหตุสมผลและใกล้เคียงกับงานวิจัยในอดีตที่ผ่านมา แต่มีความซับซ้อนของปัญหาลดลงอย่างมาก

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

ปีการศึกษา 2560

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5970231321 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: SOLAR POWER GENERATION / BATTERY / LOAD PROFILE / ECONOMICS

BORAMAT TANGWIWAT: Benefit and cost analysis of solar rooftop generation system with battery. ADVISOR: ASSOC. PROF. KULYOS AUDOMVONGSEREE, Ph.D., 103 pp.

The cost of installing a solar PV system is on the downward trend every year. Currently, it is competitive to the electricity tariffs. However, in some countries including Thailand, the policy on the purchase of electricity from the rooftop solar PV is still unclear. Thus, owners cannot make the decision to invest in the solar PV system installation on their roof. In addition, the cost of battery has declined steadily. Installing a battery in conjunction with the rooftop solar PV system may help reduce the overall cost considering both rooftop solar PV system and the utility electricity purchased.

Generally, the benefit and cost analysis to determine sizes of the rooftop solar PV system and a battery is solved by calculus-based optimization or evolutionary-based optimization such as the genetic algorithm. In addition, charge and discharge patterns of the battery are considered as time series, which is complicated and may take a long computation time to solve the problem. Therefore, this thesis proposes a simpler approach. It will consider the charge and discharge patterns of the battery in the form of a bulk of energy that has certain charge and discharge time and is directly added to the load profile. After that, the problem will be solved by systematically setting a set of possible solutions and then selecting the best value under that set instead of solving it by direct optimization method. The benefits and costs are still in the form of time series, and accurately calculated. The proposed method is applied to the load profile of residential houses by considering the electricity tariff as the progressive rate and to the medium-sized business by considering the electricity tariff as the time of use (TOU) rate. The obtained results are reasonable and close to those obtained from earlier researches. But the complexity of the problem is greatly reduced.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

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

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องมาจากความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของรองศาสตราจารย์ ดร. กุลยศ อุดมวงศ์เสรี อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ซึ่งได้กรุณาให้คำแนะนำ และข้อคิดเห็นต่างๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งตลอดการทำวิทยานิพนธ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วย อาจารย์ รศ.ดร.แนบบุญ หุนเจริญ อาจารย์ ผศ. ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ และ ดร. สมภพ อัษฎมงคล ที่ได้สละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จนสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

สุดท้ายนี้ข้าพเจ้าขอขอบพระคุณบิดา มารดา และครอบครัวของข้าพเจ้าที่เป็นกำลังใจตลอดจนรุ่นพี่ และเพื่อนๆทุกคนที่คอยให้การสนับสนุนแก่ผู้วิจัยตลอดมา

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญตาราง ..... ฎ
สารบัญภาพ ..... ฐ
บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1
1.2 วัตถุประสงค์ 3
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ 3
1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน 4
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 5
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 5
บทที่ 2 ความรู้พื้นฐานและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 6
2.1 บทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง 6
2.2 นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย 7
2.3 การผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 12
2.4 แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน 16
2.4.1 หลักการทำงาน 16
2.4.2 ชนิดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่ใช้ 17
2.4.3 แรงดัน 18
2.4.4 ความจุ 18

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

2.4.5 ความหนาแน่นของพลังงาน 18
2.4.6 ความหนาแน่นของกำลัง 18
2.4.7 ซี–เรต 19
2.4.8 จำนวนรอบใช้งานได้ 19
2.4.9 ความลึกของการคายประจุ 21
2.4.10 การรั่วไหลของประจุ 21
2.4.11 ผลของอุณหภูมิ 22
2.4.12 ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ 22
2.5 แนวโน้มต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแนวโน้มต้นทุนของแบตเตอรี่ 22
2.5.1 แนวโน้มต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 23
2.5.2 แนวโน้มต้นทุนของแบตเตอรี่ 25
2.6 หลักการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน 26
2.6.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 26
2.6.2 อัตราผลตอบแทนภายใน 26
บทที่ 3 หลักการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอ 27
3.1 องค์ประกอบสำหรับวิเคราะห์ระบบ 27
3.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 28
3.1.2 แบตเตอรี่ 30
3.1.3 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า 31
3.1.4 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า 33
3.1.5 พารามิเตอร์และตัวแปรสำหรับประเมินความคุ้มค่าการลงทุน 34
1. จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้ 34

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

2. จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ขายคืนเข้าสู่กริด 39
3. แบตเตอรี่สองชุดที่ทำงานแยกจากกัน 39
4. จำนวนเงินจากหน่วยไฟฟ้าเพื่อการย้ายโหลด 40
5. จำนวนเงินจากพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ประหยัดได้ 41
6. ปริมาณพลังงานที่สะสมในแบตเตอรี่ในแต่ละจุดเวลา 42
7. ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุง 43
8. ค่าการเปลี่ยนอุปกรณ์ 43
9. อัตราการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่ 44
10. อัตราคิดลด 44
11. ต้นทุนรวมตอนเริ่มต้นโครงการ 44
12. อัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นรายปี 45
3.2 หลักการที่ใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่า 45
3.2.1 กระบวนการในการวิเคราะห์โดยรวม 45
หลักในการแบ่งพลังงานเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ 46
สมการรวม 47
3.2.2 แนวทางที่นำเสนอ 50
หลักการอ้างอิงพลังงานที่จะนำมาใช้เป็นขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 50
หลักการอ้างอิงพลังงานที่จะนำมาใช้เป็นขนาดแบตเตอรี่ 52
การคำนวณพลังงานที่คายออกมาจากแบตเตอรี่ 57
การแก้ปัญหาและกำหนดขอบเขตเซตคำตอบ 58
กระบวนการในการหากำลังไฟฟ้าที่แต่ละเวลาของแบตเตอรี่และค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่ 59

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

บทที่ 4 ผลการทดสอบ 62
4.1 ค่าของพารามิเตอร์ที่ใช้ 64
4.2 อัตราก้าวหน้า 65
4.2.1 การติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 65
4.2.2 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ 66
4.2.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า 68
4.2.4 ผลการวิเคราะห์การคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า 69
4.3 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ 70
4.3.1 การติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 70
4.3.2 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ 71
4.3.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ 74
4.2.4 ผลการวิเคราะห์การคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ 76
4.4 การนำผลทดสอบไปใช้ 77
บทที่ 5 สรุป 81
5.1 สรุปผลการวิจัย 81
5.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม 83
รายการอ้างอิง 84
ภาคผนวก ก 88
ภาคผนวก ข 89
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 103

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญตาราง

ตารางที่ 1.1 แสดงความเหมาะสมกับการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานแบบต่างๆ [1] 2

ตารางที่ 2.1 การเปรียบเทียบคุณสมบัติของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนชนิดต่างๆ [1] 17

ตารางที่ 2.2 แสดงร้อยละการรั่วไหลของประจุของแบตเตอรี่ประเภทต่างๆ [1] 21

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลและเงื่อนไขต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการทดสอบ 29

ตารางที่ 3.2 ข้อมูลและเงื่อนไขต่างๆของแบตเตอรี่ที่ใช้ในการทดสอบ [21] – [14] 30

ตารางที่ 3.3 ค่าไฟฟ้าอัตราก้าวหน้าของบ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน [23] 31

ตารางที่ 3.4 ค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาการใช้กิจการขนาดกลางระดับแรงดัน 22 – 33 kV [23] 32

ตารางที่ 4.1 พารามิเตอร์ระบบที่ใช้ 64

ตารางที่ 4.2 พารามิเตอร์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ 64

ตารางที่ 4.3 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลดที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนต่างๆ 66

ตารางที่ 4.4 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลดและขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ในหน่วยของร้อยละพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ 67

ตารางที่ 4.5 ผลลัพธ์ของขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปของพลังงานที่ผลิตได้หนึ่งปีเทียบกับโหลดหนึ่งปีร่วมกับแบตเตอรี่ในรูปร้อยละพลังงานที่แบตเตอรี่ใช้ในหนึ่งปีเทียบกับพลังงานของโหลดทั้งหมดหนึ่งปีสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าที่ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ราคาแบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ 68

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.6 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลดที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ 71

ตารางที่ 4.7 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลดและขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ในหน่วยของร้อยละพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ 72

ตารางที่ 4.8 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลดขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ในหน่วยของร้อยละพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 2 ในหน่วยของร้อยละพลังงานในช่วง On-peak ที่เหลือที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ 73

ตารางที่ 4.9 ผลลัพธ์ของขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปของพลังงานที่ผลิตได้หนึ่งปีเทียบกับโหลดหนึ่งปีร่วมกับแบตเตอรี่ในรูปร้อยละพลังงานที่แบตเตอรี่ใช้ในหนึ่งปีเทียบกับพลังงานของโหลดทั้งหมดหนึ่งปีสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ราคาแบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ 74

ตารางที่ 4.10 ผลลัพธ์ของขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในหน่วยกิโลวัตต์ร่วมกับแบตเตอรี่ในหน่วยกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าที่ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ราคาแบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ 78

ตารางที่ 4.11 ผลลัพธ์ของขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในกิโลวัตต์ร่วมกับแบตเตอรี่ในรูปร้อยละพลังงานที่แบตเตอรี่ในหน่วยกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ราคาแบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ 79

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญภาพ

รูปที่ 1.1 แสดงการใช้ประโยชน์รูปแบบต่างๆของระบบกักเก็บพลังงาน [1] 1

รูปที่ 2.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสองตัวแปรของการแจกแจงแบบ Gumbel Copula [13]..... 13

รูปที่ 2.2 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสองตัวแปรของการแจกแจงแบบ Frank Copula [13] 13

รูปที่ 2.3 แผนภาพการผลิตกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์..... 15

รูปที่ 2.4 หลักการทำงานของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน [1]..... 16

รูปที่ 2.5 แสดงช่วงความหนาแน่นพลังงานและกำลังของแบตเตอรี่ประเภทต่างๆ [1] 19

รูปที่ 2.6 กราฟแสดงตัวอย่างความสัมพันธ์ระหว่างความจุที่ใช้งานได้และจำนวนรอบที่ใช้งานไปแล้วของแบตเตอรี่ลิเทียมโคบอลต์ออกไซด์ พิกัดความจุ 1.1 Ah [16] 20

รูปที่ 2.7 แผนภูมิแสดงจำนวนรอบใช้งานได้ของแบตเตอรี่แต่ละประเภท ปี 2016 [1]..... 20

รูปที่ 2.8 แสดงความลึกการคายประจุและประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ประเภทต่างๆ [1]..... 22

รูปที่ 2.9 กราฟแสดงแนวโน้มต้นทุนการติดตั้งเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ลดลงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552 – 2568 [18]..... 23

รูปที่ 2.10 แสดงค่าใช้จ่ายในส่วนต่างๆที่ลดลงของวัสดุที่ใช้ทำแผงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ [18]..... 24

รูปที่ 2.11 กราฟแสดงราคาที่ลดลงของแบตเตอรี่แต่ละประเภท [1] 25

รูปที่ 3.1 แปลนวงจร AC coupling ที่ใช้ทดสอบ..... 28

รูปที่ 3.2 ฮิสโตแกรมจากการเก็บข้อมูลผู้ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอนโมโนคริสตัลไลน์ [20]..... 29

รูปที่ 3.3 พฤติกรรมการเสื่อมสภาพโดยทั่วไประหว่างความจุและจำนวนรอบที่ถูกใช้งานไปของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน [22] 31

รูปที่ 3.4 การประมาณราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปีของประเทศไทย [9] 32

รูปที่ 3.5 กราฟแสดงลักษณะการใช้ไฟฟ้าแบบภาพรวม กฟภ. ของเดือนเมษายน พ.ศ. 2560 ประเภทบ้านอยู่อาศัย [2]..... 33

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 3.6 กราฟแสดงลักษณะการใช้ไฟฟ้าแบบภาพรวม กฟภ. ของเดือนเมษายน พ.ศ. 2560 ประเภทกิจการขนาดกลาง [2] 33

รูปที่ 3.7 วัตถุประสงค์ของวิธีการ 45

รูปที่ 3.8 สัดส่วนพลังงานที่เกิดขึ้นของลักษณะการใช้ไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 46

รูปที่ 3.9 การจัดการพลังงานของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่เมื่อต่อกับกริด [24] 46

รูปที่ 3.10 แปลนวงจร AC-coupling ที่ใช้ทดสอบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีแบตเตอรี่สองชุดต่อร่วม 51

รูปที่ 3.11 แสดงหน้าที่การทำงานของแบตเตอรี่ b1 และ b2 52

รูปที่ 3.12 แสดงลักษณะการคายพลังงานของแบตเตอรี่ b1 และ b2 57

รูปที่ 3.13 ตัวอย่างของการแทนชุดตัวแปรแต่ละชุด เพื่อหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ 58

รูปที่ 3.14 ผังแสดงการทำงานของแบตเตอรี่ชุดที่ 1 (b1) 59

รูปที่ 3.15 ผังแสดงการทำงานของแบตเตอรี่ชุดที่ 2 (b2) 60

รูปที่ 3.16 ผังขั้นตอนรวมการทำงานจากวิธีการที่นำเสนอ 61

รูปที่ 4.1 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน [2, 25] 63

รูปที่ 4.2 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของกิจการขนาดกลาง [2, 25] 63

รูปที่ 4.3 มูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าเมื่อเทียบกับ PV ค่าต่างๆ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 2.4363 บาทต่อหน่วย 65

รูปที่ 4.4 อัตราผลตอบแทนภายในที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าเมื่อเทียบกับ PV ค่าต่างๆ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 2.4363 บาทต่อหน่วย 65

รูปที่ 4.5 กราฟแสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าเมื่อเทียบกับ ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ค่าต่างๆในหน่วยร้อยละของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อัตราการขายไฟคืนเท่ากับ 2.4363 บาทต่อหน่วย 66

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 4.6 กราฟแสดงอัตราผลตอบแทนภายในกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าเมื่อเทียบกับ ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ค่าต่างๆในหน่วยร้อยละของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 2.4363 บาทต่อหน่วย 67

รูปที่ 4.7 กราฟแสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด ค่าต่างๆ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 1.0524 บาทต่อหน่วย 70

รูปที่ 4.8 กราฟแสดงอัตราผลตอบแทนภายในที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด ค่าต่างๆ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 1.0524 บาทต่อหน่วย 70

รูปที่ 4.9 กราฟแสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ค่าต่างๆในหน่วยร้อยละของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 1.0524 บาทต่อหน่วย 71

รูปที่ 4.10 กราฟแสดงอัตราผลตอบแทนภายในกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ค่าต่างๆในหน่วยร้อยละของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 1.0524 บาทต่อหน่วย 72

รูปที่ 4.11 กราฟแสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้เฉพาะการเอาส่วนต่างราคาในช่วง On-peak และช่วง Off-peak จากการย้ายโหลดในวันจันทร์ ถึง ศุกร์ ไม่นับวันหยุดนักขัตฤกษ์ในกรณีของการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ 73

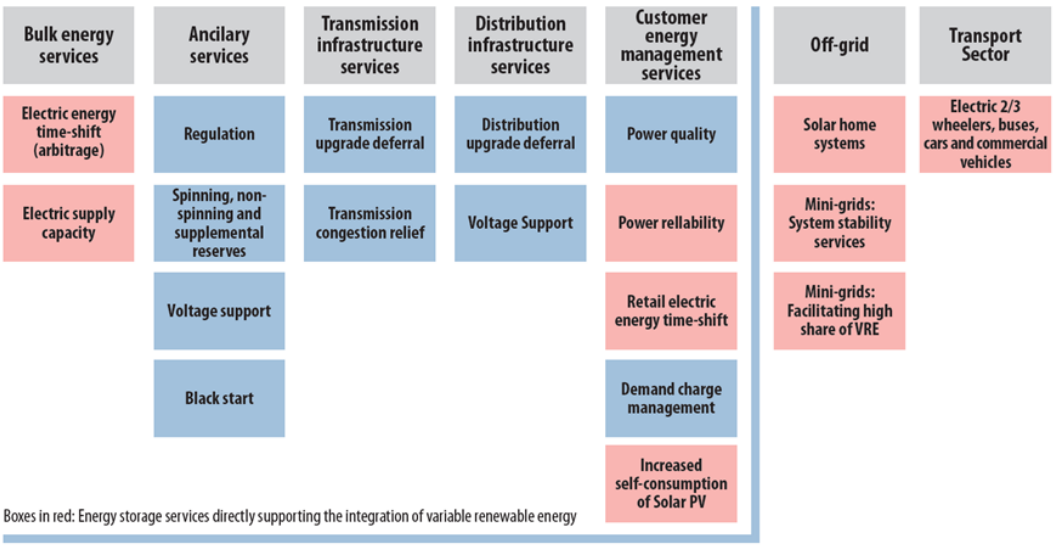
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

บทนี้ประกอบด้วย ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษา วิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

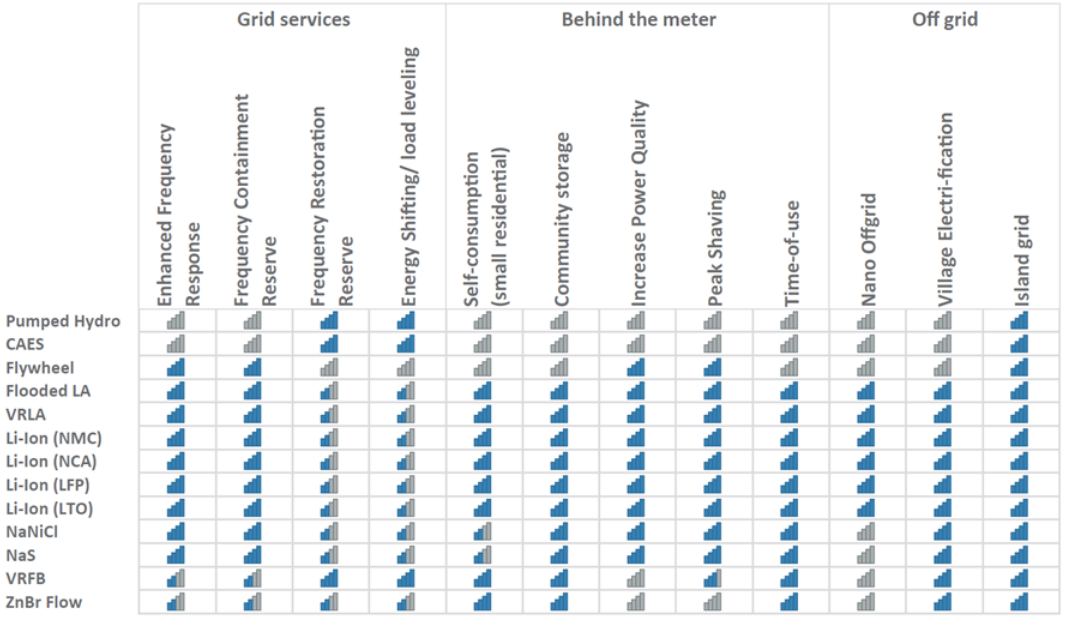
ที่ผ่านมา การประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ในประเทศไทย มีการพิจารณาถึงแนวทางการเปิดรับซื้อไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (โซล่าร์รูฟท็อปเสรี) โดยจะเน้นไปที่การผลิตใช้เองก่อน ส่วนที่เหลือจึงขายคืนเข้าสู่ระบบ ซึ่งในปัจจุบันต้นทุนจากการติดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคามีแนวโน้มถูกลงอย่างต่อเนื่อง ทำให้การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคานอกจากจะช่วยเรื่องการประหยัดค่าไฟฟ้าแล้ว ในกรณีที่การไฟฟ้ามีต้นทุนการผลิตที่แพงกว่ายังสามารถช่วยลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในภาพรวมของประเทศได้



รูปที่ 1.1 แสดงการใช้ประโยชน์รูปแบบต่างๆของระบบกักเก็บพลังงาน [1]

นอกจากนี้ ปัจจุบันระบบกักเก็บพลังงานได้เริ่มถูกนำไปใช้ประยุกต์ใช้ในการแก้ไขปัญหาระบบไฟฟ้าหลากหลายรูปแบบขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ของการใช้งานดังแสดงในรูปที่ 1.1 โดยสามารถใช้เพื่อช่วยแก้ปัญหาความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนได้ โดยระบบกักเก็บพลังงานแบบต่างๆ นั้นก็มีความเหมาะสมในการใช้งานที่แตกต่างกันออกไป ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1 แสดงความเหมาะสมกับการใช้งานของระบบกักเก็บพลังงานแบบต่างๆ [1]



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากตารางที่ 1.1 จะเห็นว่าแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนมีความสามารถในการปรับปรุงการตอบสนองต่อความถี่ การผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง และการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เป็นต้น ซึ่งค่อนข้างเหมาะสมกับการใช้งานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ยิ่งไปกว่านั้นแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนยังถูกพัฒนาให้ดีขึ้นอย่างต่อเนื่อง ไม่ว่าจะเป็นการเพิ่มความสามารถด้านกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่โดยการใช้วัสดุในระดับนาโน และการเพิ่มพลังงานจำเพาะโดยการพัฒนาขั้วไฟฟ้าและสารละลายอิเล็กโทรไลท์ชนิดพิเศษ รวมถึงเทคนิคการเคลือบด้านแคโทดด้วยคาร์บอน ซึ่งปัจจัยเหล่านี้ส่งผลให้ราคาต่อขนาดพิกัดของแบตเตอรี่ถูกลงเรื่อยๆ ทำให้การพิจารณาถึงขนาดแบตเตอรี่และระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ควรมีขนาดเท่าไรเพื่อให้เกิดความคุ้มค่าต่อการลงทุนจึงเป็นประเด็นที่สำคัญ โดยในวิทยานิพนธ์นี้จะนำเสนอวิธีการหาขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและขนาดแบตเตอรี่เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าตามความพึงพอใจของผู้ติดตั้งผ่านดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งจะได้ขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องติดตั้งเป็นสัดส่วนต่อโหลดที่ใช้ต่อปี และขนาดแบตเตอรี่เป็นร้อยละของพลังงานส่วนเกินจากการ

จ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่จะกล่าวถึงในภายหลัง แล้วนำข้อมูลที่ได้ไปเป็นองค์ประกอบการตัดสินใจของผู้ลงทุนให้สอดคล้องกับนโยบายของภาครัฐต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

นำเสนอวิธีการหาขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาและขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมตามลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ติดตั้งในอดีตผ่านดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์

1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. ใช้ฐานข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้าและอัตราค่าไฟของผู้ใช้แต่ละประเภท อ้างอิงตามการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ประจำปี พ.ศ. 2560 [2]
2. พิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เฉพาะแบบติดตั้งบนหลังคา
3. หากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการใช้แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ขึ้นอยู่กับปัจจัยความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิแวดล้อม
4. ไม่พิจารณาผลของการบังแสงแดด (Shedding) และการไม่เข้ากันของเซลล์ (Mismatch)
5. ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และ อินเวอร์เตอร์ โดยประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์เท่ากับร้อยละ 98
6. พิจารณาแบตเตอรี่ประเภทลิเทียมไอออน (Lithium ion battery) เป็นระบบกักเก็บพลังงานโดยกำหนดความลึกของการคายประจุ (Depth of discharge ; DoD) ไม่เกินร้อยละ 80
7. อุปกรณ์ในระบบแบตเตอรี่ประกอบด้วย แบตเตอรี่ และ อินเวอร์เตอร์ โดยประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ (Round-trip efficiency) เท่ากับร้อยละ 97 และอินเวอร์เตอร์เท่ากับร้อยละ 98
8. พิจารณาการเสื่อมสภาพ (Degradation) ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ร้อยละ 0.8 ต่อปีแบบเชิงเส้น
9. พิจารณาการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่จากผลของอุณหภูมิและความลึกของการคายประจุอยู่ในรูปแบบเชิงเส้น แต่ไม่พิจารณาผลของอุณหภูมิที่มีต่อการรั่วไหลของประจุในแบตเตอรี่
10. ไม่พิจารณาผลกระทบประสิทธิภาพการทำงานและอายุของแบตเตอรี่จากซี-เรต ตราบใดที่แบตเตอรี่อัดและคายกระแสประจุไม่เกิน 1C
11. กำหนดอายุของอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 10 ปีแบบคงที่ กล่าวคือ อายุของอินเวอร์เตอร์ไม่ขึ้นกับความหนักเบาของการใช้งาน และปัจจัยอื่นๆ
12. พิจารณาค่าใช้จ่ายระหว่างการใช้งานของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และแบตเตอรี่มีเพียงค่าดำเนินการและซ่อมบำรุง (Operation and maintenance, O&M) ที่ร้อยละ 0.8 ของ

เงินลงทุนเริ่มต้นซึ่งเพิ่มขึ้นแบบเชิงเส้นที่ร้อยละ 1 ต่อปี และค่าการเปลี่ยนอุปกรณ์ (Replacement) ตามราคาที่ระบุ

13. พิจารณาความต้องการไฟฟ้าจากผู้ใช้ไฟเท่ากันทุกปี แต่ในแต่ละเดือนไม่เท่ากัน
14. กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากันทุกปี แต่ในแต่ละเดือนไม่เท่ากัน
15. พิจารณาความละเอียดของละจุดเวลาเป็นราย 15 นาที
16. พิจารณาความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานผ่านมูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนภายในตลอดระยะเวลาสัญญารวม 25 ปี และมีอัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 10
17. กำหนดค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.89 ต่อปี และไม่คิดค่า Ft

1.4 ขั้นตอนการศึกษาและวิธีการดำเนินงาน

1. กำหนดวัตถุประสงค์ และขอบเขตของวิทยานิพนธ์
2. ศึกษาลักษณะเฉพาะของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่
3. ศึกษาลักษณะเฉพาะของแบตเตอรี่ประเภทต่างๆ
4. ศึกษาปัจจัยที่มีผลกระทบต่อแผงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งได้แก่ ความเข้มแสง และ อุณหภูมิแวดล้อม
5. ศึกษาแบบจำลองและลักษณะกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์
6. ศึกษาลักษณะความต้องการใช้ไฟฟ้าและการคิดค่าไฟของผู้ใช้แต่ละประเภท
7. ศึกษาดัชนีทางการเงินแบบต่างๆที่ชี้วัดถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์
8. สร้างแบบจำลองประเมินความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เมื่อยังไม่มีแบตเตอรี่ต่ออยู่
9. สร้างแบบจำลองประเมินความคุ้มค่า เมื่อมีการติดตั้งร่วมกับแบตเตอรี่ โดยกำหนดการรับและคายประจุไว้รูปแบบหนึ่ง
10. สรุปผลทดสอบที่ได้จากแบบจำลองข้างต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

เมื่อมีแนวทางในการติดตั้งขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าที่ชัดเจนแล้ว ประชาชนภาคครัวเรือน และภาคอาคารธุรกิจสามารถนำข้อมูลนี้ไปตัดสินใจวางแผนการลงทุนเพื่อวัตถุประสงค์อื่นๆต่อไปได้ ซึ่งเป็นการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนในระยะยาวได้โดยอ้อม

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ที่นำเสนอได้ถูกจัดเรียงลำดับตามความเหมาะสมดังต่อไปนี้

บทที่ 1 กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขต รวมทั้งขั้นตอนการดำเนินงานและประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

บทที่ 2 กล่าวถึงความรู้พื้นฐานและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง ซึ่งแบ่งออกเป็น บทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย การผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน แนวโน้มต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแนวโน้มต้นทุนของแบตเตอรี่ และหลักการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน

บทที่ 3 กล่าวถึงหลักในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอ ประกอบด้วยองค์ประกอบสำหรับวิเคราะห์ระบบ และหลักการที่ใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่า

บทที่ 4 เป็นผลทดสอบของการคิดค่าไฟฟ้าในอัตราก้าวหน้า และอัตราตามช่วงเวลาของการใช้จากวิธีการที่ได้นำเสนอ รวมถึงวิธีการนำผลทดสอบไปใช้

บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะเพิ่มเติมของงานวิจัยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

บทที่ 2
ความรู้พื้นฐานและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

เนื้อหาในบทนี้ เริ่มต้นจะกล่าวถึงบทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง จากนั้นจะเป็นนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย การผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน รวมถึงต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแนวโน้มต้นทุนของแบตเตอรี่ สุดท้ายจะเป็นหลักการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน

2.1 บทความวิจัยในอดีตที่เกี่ยวข้อง

บทความวิจัยเรื่อง “Determination of optimal contract capacities and optimal sizes of battery energy storage systems for time-of-use rates industrial customers” [3] กล่าวถึงการหาขนาดความจุของระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ที่เหมาะสมที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ โดยการใช้ Advanced Multi-Pass Dynamic Programming (AMPDP) algorithm ซึ่งพบว่าความจุของแบตเตอรี่ที่ได้นั้นมีเปลี่ยนแปลงอย่างชัดเจนตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า

บทความวิจัยเรื่อง “Economic Analysis for demand-side hybrid photovoltaic and battery energy storage system” [4] กล่าวถึงการลดกำลังที่ใช้สูงสุดและการจัดการเพื่อเอาส่วนต่างของราคาค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ จากการใช้ระบบควบคุมแบบวงปิดในการปรับกำลังขาออกของระบบพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานประเภทแบตเตอรี่ อย่างไรก็ตามในงานวิจัยชิ้นนี้พิจารณาเฉพาะการปรับกำลังขาออกอย่างเดียว โดยไม่มีการเปลี่ยนแปลงขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ ซึ่งได้ข้อสรุปว่าการจะปรับกำลังขาออกเท่าไร อย่างไรนั้น ขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้ไฟฟ้าและวัตถุประสงค์ของผู้ใช้เป็นหลัก

บทความวิจัยเรื่อง “Maximizing the value of customer-sited PV systems using storage and controls” [5] ศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่เพื่อดูระหว่าง การลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด หรือการใช้ในกรณีเป็นแหล่งจ่ายฉุกเฉิน พบว่าการใช้ในกรณีเป็นแหล่งจ่ายฉุกเฉินมีความคุ้มค่ากว่าใช้เพื่อลดความต้องใช้ไฟฟ้าสูงสุด อย่างไรก็ตามบทความวิจัยนี้อยู่บนสมมติฐานพิกัดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และขนาดแบตเตอรี่ไม่มีการเปลี่ยนแปลง

บทความวิจัยเรื่อง “Grid-connected photovoltaic systems with battery storages control based on insolation forecasting using weather forecast” [6] กล่าวถึงโมเดลค่าไฟฟ้า

ที่ประหยัดได้ในแต่ละปีบนแบตเตอรี่ขนาดต่างๆ โดยมีการคาดการณ์โหลดและพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อดูว่าแบตเตอรี่ควรชาร์จไฟในตอนกลางคืนปริมาณเท่าไรจึงจะลดการซื้อไฟฟ้าในช่วงกลางวันให้ถูกที่สุดในวันหนึ่งๆ พบว่าคุณค่าของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่จะเพิ่มขึ้นได้จากขั้นตอนการจัดการรับและคายประจุที่เหมาะสม ซึ่งในการวิจัยนี้ได้ประเมินขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมในเทอมของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

บทความวิจัยเรื่อง “Storage size determination for grid-connected photovoltaic systems” [7] ใช้ Mixed integer linear programming (MILP) เพื่อหาขนาดแบตเตอรี่ที่เหมาะสมบนฟังก์ชันวัตถุประสงค์ลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ในบริบทของต้นทุนพลังงานหน่วยสุดท้าย (Marginal energy cost) โดยพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผลิตได้เกินสามารถขายคืนเข้าระบบได้ ถ้าไม่ทำการชาร์จเข้าแบตเตอรี่

บทความวิจัยเรื่อง “Integrated building energy systems design considering storage technologies” [8] ใช้ Distributed Energy Resources Customer Adoption Model (DER-CAM) ในการศึกษากระบวนการลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และการปล่อยก๊าซ CO_2 พบว่าการใช้แบตเตอรี่เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดใช้ต้นทุนที่ต่ำกว่าการใช้แบตเตอรี่เพื่อลดการปล่อยก๊าซ CO_2

โครงการวิจัยเรื่อง “ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายและผลการวิเคราะห์โครงการนำร่องการส่งเสริมติดตั้งโซล่าร์รูฟเสรี” [9] กล่าวถึง การติดตั้งขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ควรเป็นเท่าไร ด้วยดัชนี ปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์ที่ผลิตได้ตลอดทั้งปี ต่อ ปริมาณโหลดที่ใช้ตลอดทั้งปี บนอัตราการขายคืนจาก 2 นโยบายนำร่อง คือ Net Metering และ Net Billing

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.2 นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย

ที่ผ่านมามีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่างๆมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 โดยมีพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นหนึ่งในนั้น ซึ่งที่ต้องมีนโยบายสนับสนุนก็เพื่อให้มีปริมาณการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนเป็นไปตามเป้าหมายของแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan ; AEDP) โดยสำหรับแผน AEDP2015 (พ.ศ. 2558 – 2579) ตั้งเป้าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ที่ 6000 เมกะวัตต์ [10] ซึ่งในปัจจุบันกันยายน พ.ศ. 2560 อยู่ที่ประมาณ 3397 เมกะวัตต์แล้ว [11] ยุทธศาสตร์ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ได้แก่ การวิจัยพัฒนาระบบสะสมพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสม, สนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าในชุมชน หรือหน่วยงานภาครัฐอื่นๆในพื้นที่ห่างไกล, ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Self – consumption) ในหน่วยงานภาครัฐ อาคารธุรกิจ หรือบ้านพักอาศัย, พัฒนาระบบผลิตไฟฟ้า

แบบผสมผสาน เช่น พลังงานงานลมมาใช้ร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์, ส่งเสริมการลงทุนพลังงานทดแทนด้วยมาตรการทางภาษีและมาตรการสนับสนุนทางการเงินอย่างเหมาะสม, สนับสนุนการซื้อขายไฟฟ้าเข้าระบบด้วยวิธีประมูลแข่งขัน (Competitive bidding), สนับสนุนระบบซื้อขายไฟฟ้าแบบวิธีหักลบหน่วย (Net metering) เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าใช้เอง, ทบทวนปรับปรุงอัตรารับซื้อไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสถานการณ์ (Net billing), ส่งเสริมการปรับเปลี่ยนเครื่องจักรอุปกรณ์ เพื่อการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตการใช้งาน, ผลักดันกฎหมายพลังงานทดแทน, ปรับปรุงกฎระเบียบเพื่อสนับสนุนการพัฒนาพลังงานทดแทน และเพื่อความปลอดภัยในการผลิต การขนส่ง และการบริโภค, พัฒนาระบบฐานข้อมูลพลังงานทดแทนที่ถูกต้อง ทันสมัย พร้อมรองรับการเชื่อมต่อกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง, ส่งเสริมการดำเนินกิจกรรมหรือโครงการด้านพลังงานทดแทน เช่น การประกวดแข่งขัน, เผยแพร่ประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสาร และองค์ความรู้ผ่านสื่อต่างๆ เช่น เว็บไซต์ สื่อสิ่งพิมพ์ วิทยุ โทรทัศน์, พัฒนาปรับปรุงข้อมูลข่าวสาร เอกสารวิชาการ และข้อมูลสถิติให้มีความทันสมัย, พัฒนาหลักสูตรด้านพลังงานทดแทนในหน่วยงานสถาบันการศึกษาและสถานประกอบการต่างๆ, ฝึกอบรมถ่ายทอดความรู้ ความเข้าใจด้านพลังงานทดแทนให้กับหน่วยงาน องค์กรอื่นๆ เพื่อการนาไปประยุกต์ใช้, จัดตั้งศูนย์การเรียนรู้ด้านพลังงานในระดับชุมชน หรือภูมิภาค, สร้างความร่วมมือ หรือสนับสนุนเครือข่ายด้านพลังงานทดแทนในระดับชุมชนเพื่อสร้างการยอมรับ ลดการต่อต้าน, และสุดท้ายพัฒนาความสัมพันธ์ในระดับนานาชาติให้แน่นแฟ้น เพื่อสร้างความร่วมมือ การแลกเปลี่ยนข้อมูลข่าวสารด้านพลังงาน โดยยุทธศาสตร์ของแผนพลังงานทดแทนและพลังงานที่ได้กล่าวไปข้างต้นนั้น ได้ถูกมาทำเป็นนโยบายต่างๆในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานอาทิตย์ ซึ่งจะขอกล่าวเป็นบางยุทธศาสตร์ที่ได้ถูกนำมาทำเป็นนโยบายแล้ว

เริ่มต้นจะกล่าวถึงยุทธศาสตร์การส่งเสริมการลงทุนพลังงานทดแทนด้วยมาตรการทางภาษีและมาตรการสนับสนุนทางการเงินอย่างเหมาะสม ในปี พ.ศ. 2549 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (National Energy Policy Commission ; NEPC) ได้นำระบบเงินเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Adder) เข้ามาใช้ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนปี พ.ศ. 2550 เป็นระบบที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชนในราคาพิเศษ โดยค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือนที่ กฟผ. รับซื้อนั้นจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ ค่าไฟฟ้าฐาน, ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft), และส่วน Adder สามารถแสดงได้ดังสมการ (1.1)

$$Purchase\ rate = Based\ charge + Ft + Adder \qquad (1.1)$$

ซึ่งค่า Ft คือ ค่าที่สะท้อนถึงการเปลี่ยนแปลงต้นทุนค่าใช้จ่ายที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของผู้ประกอบการกิจการไฟฟ้า โดยการคำนวณค่า Ft นั้นได้มีการปรับปรุงรายละเอียดของสูตรอยู่หลายครั้ง ล่าสุดเดือนตุลาคม พ.ศ. 2548 ได้มีการปรับปรุงสูตรค่า Ft ให้คงเหลือเฉพาะการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเท่านั้น โดยระบบนี้ถือเป็นระบบแรกๆในประเทศไทยที่ช่วยส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนได้มากขึ้นโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นได้รับการตั้งราคาไว้สูงที่สุด และยังมีการปรับปรุงขยายเวลาสัญญาจาก 7 ปี เป็น 10 ปี ในเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2550 จะเห็นว่าเท่าที่ผ่านมาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยส่วนมากจะมีขนาดเล็กและไม่ใช่ระบบต่อเชื่อมต่อกับกริด (On-grid) แต่ผลของระบบนี้ ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์กลายเป็นระบบที่เชื่อมต่อกับกริด และมีการใช้อย่างแพร่หลายมากขึ้น แต่พอมาในปี พ.ศ. 2553 NEPC ได้ประกาศปรับลดราคาค่าไฟฟ้าลงจาก 8 บาท ต่อ หน่วย เป็น 6.5 บาท ต่อ หน่วย และยังประกาศไม่รับผู้ทำสัญญารายใหม่อีกด้วย ทำให้ระบบนี้เริ่มค่อยๆถูกยกเลิกไป แต่มีระบบใหม่เข้ามาแทน คือ Feed-in Tariff หรือ FiT ซึ่งเป็นมาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่งที่ใช้กันอย่างแพร่หลาย โดยมาตรการนี้มีจุดประสงค์เดียวกันกับ Adder นั้นคือเพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการเข้ามาลงทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน แต่แตกต่างกันตรงที่อัตรา FiT นั้นจะอยู่ในรูปแบบอัตราซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุโครงการ และไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฐานและค่า Ft เหมือนกับ Adder โดยสูตรโครงสร้างของอัตรา FiT ประกอบไปด้วย 3 ส่วน ได้แก่ อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนที่คงที่ (FitF) ซึ่งจะคงที่ตลอดอายุโครงการ, อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนแปรผัน (FiTV) จะปรับขึ้นมาค่าอัตราเงินเฟ้อขั้นพื้นฐาน (Core inflation) เฉลี่ยของปีก่อนหน้า ตามประกาศของกระทรวงพาณิชย์ และ, อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ (FiT Premium) ซึ่งสมารถแสดงได้ดังสมการ (1.2) โดย i คือ ปีที่จ่ายเข้าระบบ และสำหรับค่า FiT Premium นี้เป็นส่วนที่เพิ่มเติมจากอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT ปกติ เพื่อสร้างแรงจูงใจให้กับพลังงานบางประเภทตามนโยบายของภาครัฐ

$$FiT_i = FiT_F + FiT_{V,i-1} \times (1 + Core\ inflation) + FiT\ Premium \qquad (1.2)$$

สำหรับนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้ค่า FiT ที่ได้มีมติไปแล้ว ได้แก่ โซล่าร์ฟาร์ม (โครงการค้างท่อ) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer ; SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer ; VSPP), โซล่าร์ฟาร์ม (ราชการ และสหกรณ์ภาคการเกษตร) ที่ได้เปิดดำเนินการทั้งระยะที่ 1 และระยะที่ 2 ไปเรียบร้อยแล้ว, และโซล่าร์

รูฟท็อป โดย SPP Hybrid Firm ได้ประกาศผู้ผ่านเกณฑ์การคัดเลือกไปเมื่อเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2560 ที่ผ่านมา ซึ่งมีขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 1062.2 เมกะวัตต์ มีปริมาณไฟฟ้าเสนอขายรวมทั้งสิ้น 755.3 เมกะวัตต์ โดยอัตรารับซื้อของโครงการนี้เริ่มต้นที่ 3.66 บาทต่อหน่วย แบ่งเป็น FitF 1.81 บาท และ FiTV 1.85 บาทต่อหน่วย

นอกจากนี้ยังมีนโยบายที่สนับสนุนยุทธศาสตร์การซื้อขายไฟฟ้าเข้าระบบด้วยวิธีประมูลแข่งขัน เช่น ที่ได้กล่าวไปก่อนหน้านี้ คือ SPP Hybrid Firm ที่ได้ประกาศรายชื่อผู้ผ่านเกณฑ์ไปแล้วจำนวน 42 โครงการ ซึ่งทั้ง 42 โครงการนี้จะต้องมาประมูลแข่งขันกันในเรื่องราคา และได้ประกาศผู้ผ่านการประมูลไปแล้วเมื่อ 14 ธันวาคม พ.ศ. 2560 ที่ผ่านมา โดยจะสามารถดำเนินการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Scheduled Commercial Operation Date ; SCOD) ได้ตั้งแต่ 1 มกราคม พ.ศ. 2563 ถึงภายในวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564

สำหรับในวิทยานิพนธ์นี้จะเน้นไปที่ยุทธศาสตร์การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Self-consumption), สนับสนุนระบบซื้อขายไฟฟ้าแบบวิธีหักลบหน่วย (Net metering) เพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าใช้เอง, และทบทวนปรับปรุงอัตรารับซื้อไฟฟ้าให้เหมาะสมกับสถานการณ์ (Net billing) โดยที่เห็นได้ชัดเลย คือ โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา (โซล่าร์รูฟท็อปเสรี) ซึ่งโครงการนี้จะเน้นไปที่การผลิตใช้เองก่อน ส่วนที่เหลือจึงขายคืนเข้าระบบ ดังนั้นโครงการนี้จะไม่ให้เงินสนับสนุน FiT เพื่อป้องกันไม่ให้ผู้ผลิตไฟฟ้ามุ่งเน้นขายไฟฟ้าคืนเข้าระบบ และได้ดำเนินการเป็นโครงการนำร่องไปแล้วในปี พ.ศ. 2559 ที่ปริมาณผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 100 เมกะวัตต์ ภายใต้การบริหารของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) 50 เมกะวัตต์ และการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) อีก 50 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็นบ้านเรือน 10 เมกะวัตต์ และอาคารสำนักงาน 40 เมกะวัตต์ และไม่สามารถขายไฟฟ้าคืนเข้าระบบได้ แต่ก็มีผู้ได้รับอนุมัติโครงการบางส่วนในการขายไฟส่วนเกินคืนเข้าระบบได้ เนื่องจากได้เคยนำร่องสนับสนุนนโยบายของรัฐมาก่อน และในเดือนตุลาคม ปี พ.ศ. 2560 ที่ผ่านมาได้มีการออกเกณฑ์การรับซื้อไฟฟ้าบางส่วนในโครงการโซล่าร์รูฟท็อปเสรีแล้ว โดยราคาในการรับซื้อจะแบ่งออกเป็น 3 กลุ่ม คือ

1. บ้านอยู่อาศัยทั่วไป รับซื้ออยู่ระหว่าง 2.30 – 2.50 บาทต่อหน่วย
2. อาคารหรือโรงงานขนาดใหญ่รับซื้อไม่ถึง 1.00 บาทต่อหน่วย
3. อาคารหรือโรงงานขนาดกลางรับซื้อประมาณ 1.00 บาทต่อหน่วย

ส่วนหนึ่งของการคำนวณมาจากราคาค่าไฟฟ้าขายส่งของ กฟผ. ที่ราคาประมาณ 2.33 บาทต่อ หน่วย ซึ่งจะเห็นว่าราคาในการรับซื้อจะแตกต่างกันระหว่าง ภาคบ้านอยู่อาศัย กับโรงงานอุตสาหกรรม และอาคารพาณิชย์ เนื่องจากกลุ่มโรงงานสามารถรับสิทธิประโยชน์ทางภาษีจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (The Board of Investment of Thailand) ได้ ขณะที่

บ้านเรือนไม่ได้รับสิทธิดังกล่าว โดยทางกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ได้เสนอรูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าโซล่าร์รูฟท็อปไว้ 3 กรณี ดังนี้

1. รับซื้อ 6000 เมกะวัตต์ ภายในปี พ.ศ. 2579 หรือ 300 เมกะวัตต์ ต่อ ปี จะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า 0.7 – 1.4 สตางค์ต่อหน่วย ซึ่งเป็นระยะเวลาที่สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าระยะยาว
2. รับซื้อ 12000 เมกะวัตต์ ภายในปี พ.ศ. 2579 หรือ 600 เมกะวัตต์ ต่อ ปี จะมีผลกระทบต่อราคาค่าไฟฟ้า 1.4 – 2.8 สตางค์ต่อหน่วย
3. รับซื้อ 3000 เมกะวัตต์ ภายในปี พ.ศ. 2563 จะมีผลกระทบต่อค่าไฟฟ้า 0.8 – 1.4 สตางค์ต่อหน่วย

โดย ณ ช่วงเวลานี้ โครงการได้กำหนดให้ใช้รูปแบบที่ 1 ไปก่อน คือ รับซื้อไฟฟ้าไม่เกิน 300 เมกะวัตต์ต่อปี ซึ่งเป็นรูปแบบที่สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าระยะยาว ทำให้ไม่เกิดปัญหาความสามารถของสายส่งไม่เพียงพอเมื่อมีการรับซื้อไฟฟ้า ส่วนในเรื่องปริมาณการติดตั้งของภาคครัวเรือนในแต่ละพื้นที่นั้นยังอยู่ในช่วงหารือกันอยู่ระหว่าง พพ., กฟน., และ กฟภ. เนื่องจากทาง กฟน. กำหนดเกณฑ์ปริมาณติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่จากขนาดหม้อแปลง ในขณะที่ กฟภ. กำหนดเกณฑ์ปริมาณติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จากปริมาณการใช้ในพื้นที่ โดยเกณฑ์ที่ใช้จะต้องเป็นเกณฑ์เดียวกันก่อนที่จะมีการเปิดรับซื้อจริง เพื่อความโปร่งใส และเป็นธรรมต่อทุกฝ่ายในทุกพื้นที่ สำหรับการเปิดรับซื้ออย่างเป็นทางการของโครงการโซล่าร์รูฟท็อปเสรีนั้นคาดว่าจะประกาศได้ในปี พ.ศ. 2561 เนื่องจากต้องรอให้จบโครงการ SPP Hybrid Firm ขนาด 300 เมกะวัตต์ที่ขณะนี้อยู่ในกระบวนการรับซื้อไฟฟ้า และโครงการ VSPP Hybrid Semi Firm ที่จะดำเนินการต่อจาก SPP Hybrid Firm ให้เสร็จสิ้นก่อนเพื่อจะได้ทราบสายส่งที่เหลือในการกำหนดเปิดโซล่าร์รูฟท็อปเสรีต่อไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.3 การผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

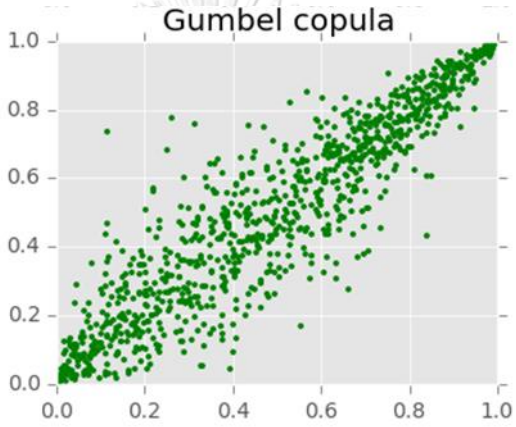
ปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อกำลังที่ผลิตได้จากระบบที่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่ออยู่ ได้แก่ ความเข้มแสง และอุณหภูมิแวดล้อม [12] ซึ่งเป็นไปตามสมการดังต่อไปนี้

$$G_t = G_{avg} + G_{avg}\sigma_G Z_G\sqrt{dt}$$
$$T_t = T_{avg} + T_{avg}\sigma_T Z_T\sqrt{dt} \quad (2.1)$$

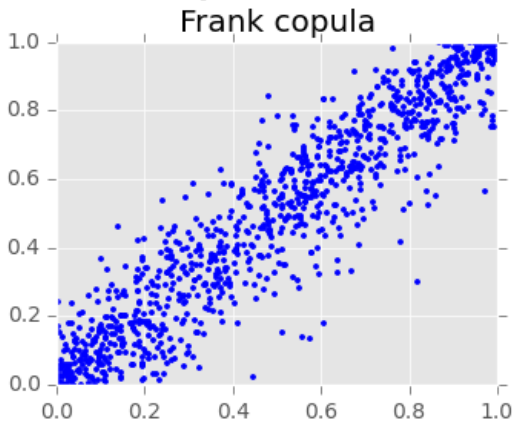
- G_t คือ ความเข้มแสงอาทิตย์ ณ เวลา t $(Watt/m^2)$
- T_t คือ อุณหภูมิแวดล้อม ณ เวลา t (℃)
- G_{avg}คือ ความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ยรายชั่วโมง $(Watt/m^2)$
- T_{avg}คือ อุณหภูมิแวดล้อมเฉลี่ยรายชั่วโมง (℃)
- σ_G คือ ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานความเข้มแสงอาทิตย์รายชั่วโมง
- σ_T คือ ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานอุณหภูมิแวดล้อมรายชั่วโมง
- Z_G คือ ตัวแปรสุ่มมาตรฐานความเข้มแสงอาทิตย์
- Z_T คือ ตัวแปรสุ่มมาตรฐานอุณหภูมิแวดล้อม
- dt คือ ระยะเวลาที่ผ่านไปใน 1 ชั่วโมง โดยจะเลื่อนไปทีละ 15 นาที ต่อการคำนวณแต่ละครั้ง $(hr.)$

เนื่องจากตัวแปรความเข้มแสงและอุณหภูมิแวดล้อมในสมการข้างต้นเป็นสองตัวแปรที่ไม่เป็นอิสระต่อกัน และมีความไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับจุดเวลาในแต่ละวัน กล่าวคือ ตัวแปรหนึ่งจะส่งผลต่ออีกตัวแปรหนึ่ง ทำให้ไม่สามารถสร้างตัวแปรสุ่มมาตรฐานจากการแจกแจงรูปแบบหนึ่งๆแยกจากกันได้ ดังนั้นจึงต้องอาศัยฟังก์ชันที่มีชื่อว่าฟังก์ชันคอปูลา (Copula) ในการสร้างตัวแปรสุ่มมาตรฐานสองตัวนี้ขึ้นมา ซึ่งฟังก์ชันคอปูลาเป็นฟังก์ชันการแจกแจงร่วมของตัวแปรสุ่มที่มีการแจกแจงแบบสม่ำเสมอบนช่วง 0 ถึง 1 โดยลักษณะความสัมพันธ์ที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้มีอยู่ 2 รูปแบบ [12] คือ

1. Gumbel Copula เป็นฟังก์ชันการแจกแจงที่มีลักษณะที่ว่า ตัวแปรสุ่มสองตัวมีการกระจายไปในทิศทางเดียวกัน ณ บริเวณที่ตัวแปรสุ่มมีค่าสูงๆ แต่จะเห็นแนวโน้มได้ไม่ชัดเจนเมื่อตัวแปรสุ่มมีค่าต่ำๆ แสดงได้ดังรูปที่ 2.1 โดยความสัมพันธ์ของการแจกแจงในลักษณะนี้จะอยู่ในช่วงเวลาตั้งแต่ 7.00 – 13.00 น.
2. Frank Copula เป็นฟังก์ชันการแจกแจงที่มีลักษณะที่ว่า ตัวแปรสุ่มทั้งสองตัวมีการกระจายไปในทิศทางเดียวกันทั่วบริเวณของการแจกแจง สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.2 โดยความสัมพันธ์ของการแจกแจงในลักษณะนี้จะอยู่ในช่วงเวลาตั้งแต่ 14.00 - 18.00 น.



รูปที่ 2.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสองตัวแปรของการแจกแจงแบบ Gumbel Copula [13]



รูปที่ 2.2 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างสองตัวแปรของการแจกแจงแบบ Frank Copula [13]

เมื่อได้ตัวแปรสุ่มสองตัวที่มีความสัมพันธ์กันตามแบบข้างต้นแล้ว จากนั้นจะอาศัยหลักการที่ว่า ค่าของการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐาน (Cumulative Standard Normal Distribution) สองตัว[14]แปรที่ไม่เป็นอิสระต่อกัน จะมีการกระจายตัวในรูปของคอปูลาฟังก์ชันเสมอ ดังสมการ (2.2) ทำให้สามารถสร้างคู่อันดับตัวแปรสุ่มมาตรฐาน (Z_G, Z_T) จากการแทนค่าคู่อันดับตัวแปรสุ่มคอปูลา (u, v) ลงในฟังก์ชันผกผันของการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐาน (Cumulative Standard Normal Distribution) ในสมการ (2.3) ซึ่งสุดท้ายจะได้ตัวแปรสุ่มมาตรฐานความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิแวดล้อมเพื่อนำไปคำนวณหาความเข้มแสงและอุณหภูมิแวดล้อมในสมการ (2.1) ต่อไป

$$H(Z_G, Z_T) = C(\Phi(Z_G), \Phi(Z_T)) \tag{2.2}$$

- $H(Z_G, Z_T)$ คือ ฟังก์ชั่นการแจกแจงร่วมระหว่างตัวแปรสุ่มมาตรฐานความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิแวดล้อม
- $C(u, v)$ คือ ฟังก์ชั่นคอปูลาของตัวแปร u และ v
- $\Phi(Z_G) = u$ คือ ฟังก์ชั่นการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐานของตัวแปรสุ่มมาตรฐานความเข้มแสงอาทิตย์
- $\Phi(Z_T) = v$ คือ ฟังก์ชั่นการแจกแจงสะสมแบบปกติมาตรฐานของตัวแปรสุ่มมาตรฐานอุณหภูมิแวดล้อม

$$\begin{aligned} Z_G &= \Phi^{-1}(u) \\ Z_T &= \Phi^{-1}(v) \end{aligned} \tag{2.3}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

เมื่อได้ความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิแวดล้อม ณ เวลาหนึ่งๆมาแล้ว จะสามารถนำไปคำนวณหาอุณหภูมิของแผงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่แต่ละเวลาได้ตามสมการ 2.4

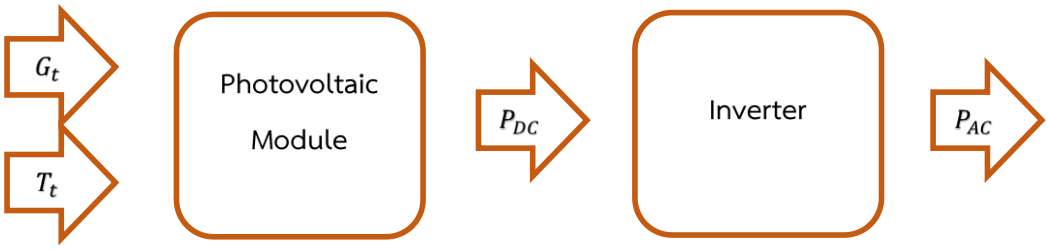
$$T_{cell} = T_{amb} + (\frac{NOCT - 20℃}{800})G_t \quad (2.4)$$

- T_{cell} คือ อุณหภูมิระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (℃)
- T_{amb} คือ อุณหภูมิแวดล้อม (℃)
- G_t คือ ความเข้มของแสงอาทิตย์ ณ เวลา t
- $NOCT$ คือ อุณหภูมิระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ณ อุณหภูมิแวดล้อม 20 องศาเซลเซียส ความเข้มแสงเท่ากับ 800 วัตต์ต่อตารางเมตร ความเร็วลม 1 เมตรต่อวินาที ซึ่งมีค่าเท่ากับ 46 องศาเซลเซียส

สุดท้ายจะสามารถหากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ตามสมการ

$$P_{pv,t} = P_m \frac{G_t}{G_{STC}}(1 - \gamma(T_{cell,t} - T_{STC})) \quad (2.5)$$

- $P_{pv,t}$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ ณ เวลา t (kW)
- P_m คือ กำลังไฟฟ้าพิกัด (kW)
- γ คือ ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิในโครงงานนี้ใช้ค่าเท่ากับ -0.005
- G_{STC} คือ ความเข้มแสงอาทิตย์ที่ STC (Standard Test Condition) มีค่าเท่ากับ 1000 วัตต์ต่อตารางเมตร
- T_{STC} คือ อุณหภูมิระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ STC (Standard Test Condition) มีค่าเท่ากับ 20 องศาเซลเซียส



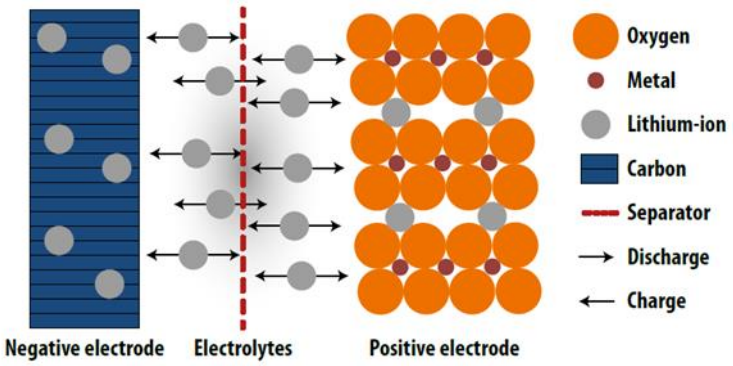
รูปที่ 2.3 แผนภาพการผลิตกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

2.4 แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน

เป็นแบตเตอรี่ที่มีน้ำหนักเบา อายุการใช้งานที่ยาวนาน รวมถึงความหนาแน่นของกำลังและพลังงานที่สูงเมื่อเทียบกับแบตเตอรี่ชนิดอื่น ทำให้ตอบสนองได้รวดเร็ว และมีพื้นที่สำหรับกักเก็บพลังงานได้มากต่อขนาดแบตเตอรี่ นอกจากนี้ยังมีการปรับปรุงความสามารถกำลังไฟฟ้าและเพิ่มพลังงานจำเพาะอย่างต่อเนื่อง ซึ่งในปัจจุบันมีประสิทธิภาพการใช้งานที่สูงถึงร้อยละ 97 – 99

2.4.1 หลักการทำงาน

ใช้หลักการของเซลล์ไฟฟ้าเคมีเหมือนแบตเตอรี่ชนิดอื่น โดยขั้วไฟฟ้าบวกจะเป็นโลหะที่มีส่วนประกอบของลิเทียมไอออนออกไซด์ เช่น $LiCoO_2$, $LiMO_2$, $LiNiO_2$ เป็นต้น และขั้วไฟฟ้าลบจะเป็นแผ่นกราไฟท์ซ้อนกันอยู่เป็นชั้นๆ โดยสารละลายอิเล็กโทรไลท์ที่ใช้ คือ เกลือของลิเทียมละลายในสารอินทรีย์คาร์บอเนต อะตอมของลิเทียมที่ขั้วไฟฟ้าบวกจะกลายเป็นไอออนและเคลื่อนย้ายผ่านสารละลายอิเล็กโทรไลท์ไปยังขั้วไฟฟ้าลบ ซึ่งเป็นกราไฟท์แล้วรวมตัวกับอิเล็กตรอนซึ่งเคลื่อนที่ผ่านวงจรภายนอกแล้วไปเกาะอยู่ระหว่างชั้นของแกรไฟท์ในรูปของอะตอมลิเทียม ส่วนในขั้นตอนของการปลดปล่อยพลังงาน ปฏิกิริยาจะเกิดในทิศทางตรงข้าม ดังแสดงในรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 หลักการทำงานของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน [1]

2.4.2 ชนิดของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่ใช้

ชนิดของแบตเตอรี่ไอออนถูกแบ่งตามวัสดุที่ใช้ทำ ได้แก่ ลิเทียมแมงกานิสออกไซด์ ($LiMn_2O_4$; LMO), ลิเทียมนิกเกิลแมงกานิสโคบอลต์ออกไซด์ ($LiNiMnCoO_2$; NMC), ลิเทียมไอรอนฟอสเฟต ($LiFePO_4$; LFP), ลิเทียมนิกเกิลโคบอลต์อลูมิเนียมออกไซด์ ($LiNiCoAlO_2$; NCA), ลิเทียมไททาเนต ($Li_4Ti_5O_{12}$; LTO) เป็นต้น ซึ่งคุณสมบัติของแบตเตอรี่แต่ละประเภทข้างต้นนั้นก็จะมีคุณสมบัติ ความเหมาะสมการใช้งานที่แตกต่างกันออกไป ดังแสดงในตารางที่ 2.1 สำหรับในวิทยานิพนธ์นี้จะเลือกใช้แบตเตอรี่ลิเทียมไอรอนฟอสเฟตในการวิเคราะห์ เนื่องจากมีความปลอดภัยในแง่ของความร้อนมากกว่าแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนชนิดอื่นเมื่อมีการชาร์จประจุเต็มพิกัด และสามารถรักษาระดับแรงดันเมื่อเกิดการรับและคายประจุได้ดี รวมถึงมีอายุการใช้งานที่ยาวนาน แต่ก็แลกมาด้วยการเกิดการรั่วไหลของประจุมากกว่าชนิดอื่นเช่นกัน โดยปฏิกิริยาทางเคมีสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

$$C_6 + xLi^+ + xe^- \leftrightharpoons Li_xC_6, \tag{2.6}$$

$$LiFePO_4 \leftrightharpoons Li_{1-x}FePO_4 + xLi^+ + xe^-, \tag{2.7}$$

ซึ่งสามารถเขียนเป็นปฏิกิริยารวมได้

$$C_6 + LiFePO_4 \leftrightharpoons Li_{1-x}FePO_4 + Li_xC_6, \tag{2.8}$$

โดย x คือ สถานะการชาร์จประจุ (State of Charge ; SOC) , $0 \leq x \leq 1$

ตารางที่ 2.1 การเปรียบเทียบคุณสมบัติของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนชนิดต่างๆ [1]

Key active material	lithium nickel manganese cobal oxide	lithium manganese oxide	lithium nickel cobalt aluminum	lithium iron phosphate	lithium titanate oxide
Technology short name	NMC	LMO	NCA	LFP	LTO
Cathode	$LiNi_xMn_yCo_{1-x-y}O_2$	$LiMn_2O_4$ (spinel)	$LiNiCoAlO_2$	$LiFePO_4$	variable
Anode	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	C (graphite)	$Li_4Ti_5O_{12}$
Safety					
Power Density					
Energy Denisty					
Cell costs advantage					
Lifetime					
BESS performance					
Advantages	-good properties combination -can be tailored for high power or high energy -stable thermal profile -can operate at high voltages	-low cost due to manganese abundance -very good thermal stability -very good power capability	-very good energy and good power capability -good cycle life in newer systems -long storage calendar life	-very good thermal stability -very good cycle life -very good power capability -low costs	-very good thermal stability -long cycle lifetime -high rate discharge capability -no solid electrolyte interphase issues
Disadvantages	-patent issues in some countries	-moderate cycle life insufficient for some applications -low energy performance	-moderate charged state thermal stability wich can reduce safety -capacity can fade at temperature 40-70℃	-lower energy density due to lower cell voltage	-high cost of titanium -reduced cell voltage -low energy density

2.4.3 แรงดัน

แรงดัน (Voltage) ในที่นี้หมายถึงแรงดันที่ขั้วของแบตเตอรี่ (Terminal Battery Voltage) ซึ่งค่าแรงดันนี้จะแปรตามวัสดุทางเคมีที่ใช้ทำแบตเตอรี่และจำนวนของเซลล์แบตเตอรี่ที่นำมาต่ออนุกรมกัน โดยแรงดันที่ขั้วขณะเปิดวงจรจะมีค่าสูงกว่าแรงดันที่ระบุ (Nominal Battery Voltage) เล็กน้อย สำหรับแบตเตอรี่ลิเทียมไอรอนฟอสเฟตจะอยู่ที่ 3.3 โวลต์ ส่วนแรงดันที่ขั้วขณะต่อโหลดหรืออัดประจุ จะมีค่าเปลี่ยนแปลงไปตามสภาวะการใช้งาน ณ ขณะนั้น

2.4.4 ความจุ

ความจุ (Capacity) ของแบตเตอรี่ แสดงถึงค่าจำนวนประจุในหน่วยแอมแปร์-ชั่วโมง หรือวัตต์-ชั่วโมง โดยทั่วไปผู้ผลิตแบตเตอรี่จะกำหนดค่าความจุแบตเตอรี่สูงกว่าขนาดที่แบตเตอรี่สามารถจ่ายพลังงานได้ แบตเตอรี่ที่บอกค่าพิกัดความจุของแบตเตอรี่ค่าหนึ่งสามารถถูกใช้ในงานที่ต้องการความจุของแบตเตอรี่แตกต่างกันไปจากพิกัดนั้นได้ แต่ต้องไม่เกินค่าพิกัดความจุของแบตเตอรี่ลูกนั้นและต้องใช้กับแรงดันที่ถูกต้องตามที่แบตเตอรี่ลูกนั้นกำหนด

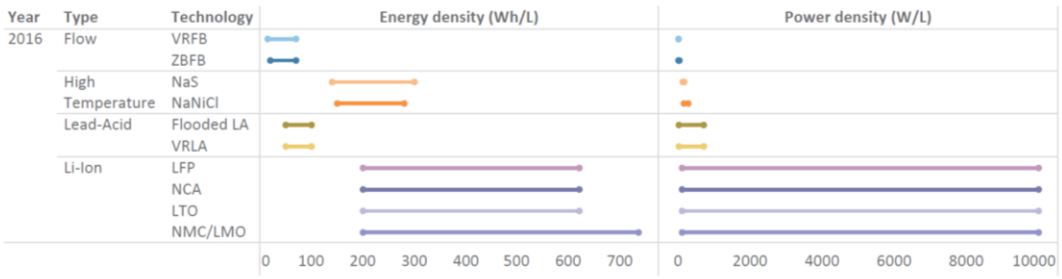
2.4.5 ความหนาแน่นของพลังงาน

ความหนาแน่นของพลังงาน (Power Density) หมายถึง ความสามารถในการจ่ายพลังงานของแบตเตอรี่ต่อหน่วยน้ำหนักของแบตเตอรี่ มีหน่วยเป็น วัตต์-ชั่วโมงต่อลิตร แบตเตอรี่ที่มีพลังงานจำเพาะสูงจะใช้ระยะเวลานานในการคายประจุจนหมด ดังนั้นพลังงานจำเพาะหรือความหนาแน่นพลังงานจึงมีความหมายเปรียบเสมือนความจุของแบตเตอรี่

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.4.6 ความหนาแน่นของกำลัง

ความหนาแน่นของกำลัง (Energy Density) หมายถึง ความสามารถในการจ่ายโหลด หรือปริมาณกระแสไฟฟ้าที่แบตเตอรี่สามารถจ่ายได้ มีหน่วยเป็น วัตต์ต่อลิตร ซึ่งแสดงถึงค่าความต้านทานภายในของแบตเตอรี่ กล่าวคือ หากความหนาแน่นของกำลังสูง ค่าความต้านทานภายในของแบตเตอรี่จะมีค่าน้อย แต่ในทางตรงกันข้าม หากความหนาแน่นของกำลังต่ำ ค่าความต้านทานภายในของแบตเตอรี่จะมีค่ามากด้วยรูปที่ 2.5 แสดงช่วงความหนาแน่นพลังงานและความหนาแน่นกำลังของแบตเตอรี่ประเภทต่างๆของเทคโนโลยีในปี 2016



รูปที่ 2.5 แสดงช่วงความหนาแน่นพลังงานและกำลังของแบตเตอรี่ประเภทต่างๆ [1]

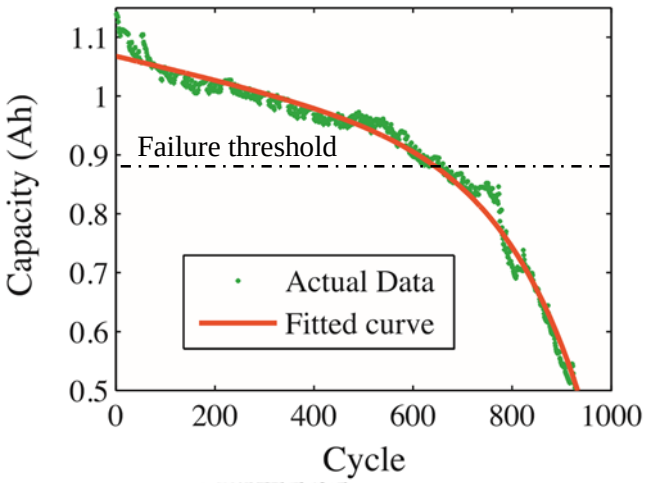
2.4.7 ซี–เรต

ซี-เรต (C - rate) เป็นค่าที่บอกอัตราส่วนระหว่างกระแสคายประจุเทียบกับขนาดความจุของแบตเตอรี่ ตัวอย่างเช่น การคายประจุที่ 1C คือ แบตเตอรี่จ่ายกระแสคายประจุในปริมาณที่เท่ากับค่าพิกัดความจุของแบตเตอรี่ได้นานติดต่อกันได้ 1 ชั่วโมงจนประจุหมด หรือการคายประจุที่ 0.5C คือ แบตเตอรี่จะจ่ายกระแสลดลงครึ่งหนึ่งเป็นเวลา 2 ชั่วโมงจนประจุหมด เป็นต้น ในทางกลับกันการอัดประจุก็เป็นการอัดจนเต็มในสัดส่วนเวลาเดียวกันกับการคายประจุ ซึ่งแบตเตอรี่ลิเทียมไอรอนฟอสเฟตที่เลือกใช้นั้นสามารถรักษาระดับแรงดันได้ดีเมื่อมีการรับและคายประจุที่แต่ละระดับ

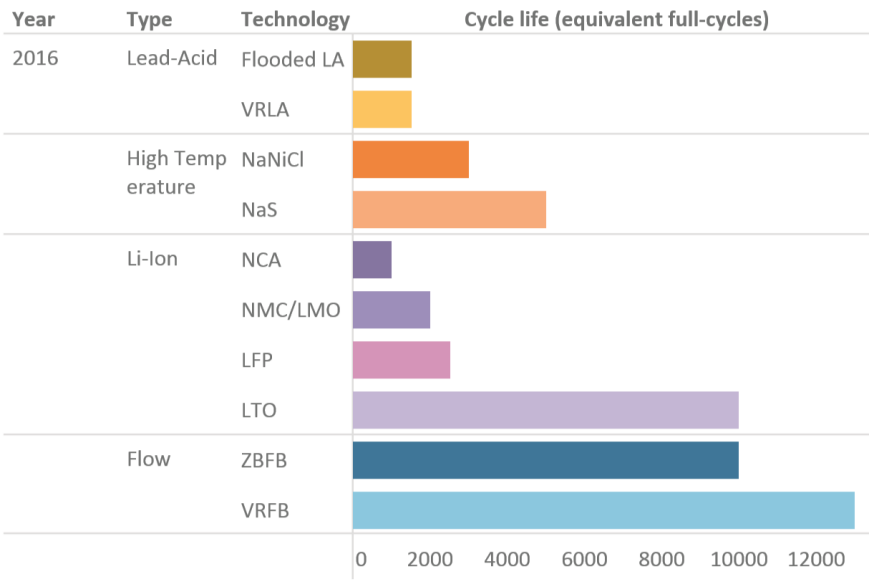
2.4.8 จำนวนรอบใช้งานได้

เป็นจำนวนรอบการใช้งานของแบตเตอรี่ (Cycle life) ก่อนที่ขนาดความจุของแบตเตอรี่ที่ใช้งานได้จะลดลงต่ำกว่าร้อยละ 80 ของขนาดความจุในตอนเริ่มต้น [15] ดังรูปที่ 2.6 แบตเตอรี่ลิเทียมโคบอลต์ออกไซด์ พิกัดความจุเท่ากับ 1.1 Ah ความเร็วการคายประจุอยู่ที่ 1C

ซึ่ง ณ จุดที่ร้อยละ 80 ของความจุเริ่มต้น ควรมีการเปลี่ยนแบตเตอรี่ใหม่ เนื่องจากขนาดความจุแบตเตอรี่มีแนวโน้มลดลงแบบเอกซ์โพเนนเชียล ในขณะที่ก่อนผ่านจุดนี้ไปขนาดความจุแบตเตอรี่มีการลดลงแบบเชิงเส้น (Linear) ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงประมาณการเสื่อมภาพ (Degradation) ของแบตเตอรี่เป็นแบบเชิงเส้นเช่นกัน ซึ่งจำนวนรอบการใช้งานก่อนที่แบตเตอรี่จะเสื่อมสภาพนั้นไม่แน่นอนขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย ได้แก่ อุณหภูมิ ความเร็วในการรับและคายประจุ ความลึกของการชาร์จประจุ เป็นต้น รูปข้างต้นเป็นเพียงตัวอย่างเพื่อให้เห็นภาพชัดเจนถึงเกณฑ์การเปลี่ยนแบตเตอรี่ใหม่ ซึ่งแบตเตอรี่แต่ละประเภทก็มีอายุการใช้งานตามจำนวนรอบที่แตกต่างกันออกไป ดังแสดงในรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.6 กราฟแสดงตัวอย่างความสัมพันธ์ระหว่างความจุที่ใช้งานได้และจำนวนรอบที่ใช้งานไปแล้วของแบตเตอรี่ลิเทียมโคบอลต์ออกไซด์ พิกัดความจุ 1.1 Ah [16]



รูปที่ 2.7 แผนภูมิแสดงจำนวนรอบใช้งานได้ของแบตเตอรี่แต่ละประเภท ปี 2016 [1]

2.4.9 ความลึกของการคายประจุ

แบตเตอรี่แต่ละชนิดมีความลึกของการคายประจุ (Depth of Discharge ; DoD) สูงสุดที่แตกต่างกัน สำหรับแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนนั้นมีความลึกของการคายประจุสูงสุดอยู่ที่ประมาณร้อยละ 80 – 100 ของขนาดพิกัดขึ้นอยู่กับแบตเตอรี่ที่ใช้ดังรูปที่ 2.8 โดยในการวิเคราะห์จะพิจารณาความลึกการคายประจุของแบตเตอรี่สูงสุดอยู่ที่ร้อยละ 80 และกำหนดสถานะที่ทำงานได้ของแบตเตอรี่ชนิดนี้อยู่ที่ร้อยละ 10 – 90 (State of Charge ; SOC) ของพิกัดความจุ

2.4.10 การรั่วไหลของประจุ

การรั่วไหลของประจุ (Self-discharge) เป็นปัญหาถาวรที่แบตเตอรี่ทุกชนิดต้องมีไม่ว่าจะมีการใช้งานหรือไม่ก็ตาม ซึ่งปริมาณการรั่วไหลนั้นขึ้นอยู่กับชนิดของแบตเตอรี่ อายุการใช้งาน อุณหภูมิ และลักษณะการใช้งาน เป็นต้น

แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนถือเป็นแบตเตอรี่ที่มีการรั่วไหลของประจุที่ค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับแบตเตอรี่ชนิดอื่น ซึ่งผลเปรียบเทียบการรั่วไหลของแบตเตอรี่แต่ละประเภทแสดงได้ดังตารางที่ 2.2 โดยในวิทยานิพนธ์นี้ใช้ลิเทียมไอรอนฟอสเฟตในการทดสอบ ดังนั้นจึงกำหนดการรั่วไหลของประจุอยู่ที่ร้อยละ 0.1 ต่อวันหรือที่ประมาณร้อยละ 3 ต่อเดือน ซึ่งจะละเลยการรั่วไหลจากการเริ่มใช้งานแบตเตอรี่ใน 24 ชั่วโมงแรก

ตารางที่ 2.2 แสดงร้อยละการรั่วไหลของประจุของแบตเตอรี่ประเภทต่างๆ [1]

Type	Technology	Self-discharge (% per day)		
		worst	reference	best
Flow	VRFB	1.00	0.15	0.00
	ZBFB	33.60	15.00	8.00
High Temperature	NaNiCl	15.00	5.00	0.05
	Nas	1.00	0.05	0.05
Lead-Acid	Flooded LA	0.40	0.25	0.09
	VRLA	0.40	0.25	0.09
Li-Ion	LFP	0.36	0.10	0.09
	LTO	0.36	0.05	0.09
	NCA	0.36	0.20	0.09
	NMC	0.36	0.10	0.09

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

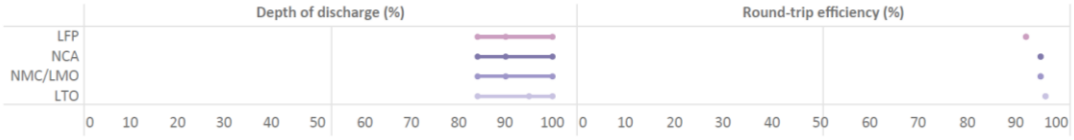
2.4.11 ผลของอุณหภูมิ

ผลของอุณหภูมิ (Temperature Effects) ส่งผลต่ออายุและประสิทธิภาพการทำงานของแบตเตอรี่ กล่าวคือ ที่อุณหภูมิสูงแบตเตอรี่จะทำงานได้เต็มประสิทธิภาพ แต่อายุการใช้งานของแบตเตอรี่จะสั้นลง ในขณะที่อุณหภูมิต่ำอายุการใช้งานของแบตเตอรี่จะยาวนานขึ้น แต่ประสิทธิภาพในการทำงานจะต่ำลงแทน

เนื่องจากแบตเตอรี่โดยทั่วไปมักติดตั้งในบริเวณที่มีเครื่องปรับอากาศซึ่งสามารถรักษาระดับอุณหภูมิตามที่ต้องการได้ในระดับหนึ่ง ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้จึงสมมติให้แบตเตอรี่สามารถรักษาอุณหภูมิได้ที่ 25°C ตลอดอายุการใช้งานซึ่งเป็นจุดที่เหมาะสมสำหรับอายุและประสิทธิภาพการทำงานของแบตเตอรี่ [17]

2.4.12 ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่

ประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ของแบตเตอรี่นิยามตามพลังงานที่เหลือหลังจากการรับและคายกระแสประจุของแบตเตอรี่ต่อ 1 รอบ (Round-trip efficiency) เช่น ถ้าประสิทธิภาพของแบตเตอรี่เท่ากับร้อยละ 80 นั่นหมายความว่า เมื่อพลังงานปริมาณ 100 หน่วยจ่ายเข้าไปในแบตเตอรี่ พลังงานที่ถูกจ่ายออกจากแบตเตอรี่จะเหลือ 80 หน่วย โดยแบตเตอรี่แต่ละประเภทก็มีประสิทธิภาพที่แตกต่างกันออกไป แสดงได้ดังรูปที่ 2.8 จะเห็นว่าสำหรับประสิทธิภาพของลิเทียมไอรอนฟอสเฟต (LFP) มีประสิทธิภาพกรทำงานต่อ 1 รอบ อยู่ที่ประมาณร้อยละ 92



รูปที่ 2.8 แสดงความลึกการคายประจุและประสิทธิภาพของแบตเตอรี่ประเภทต่างๆ [1]

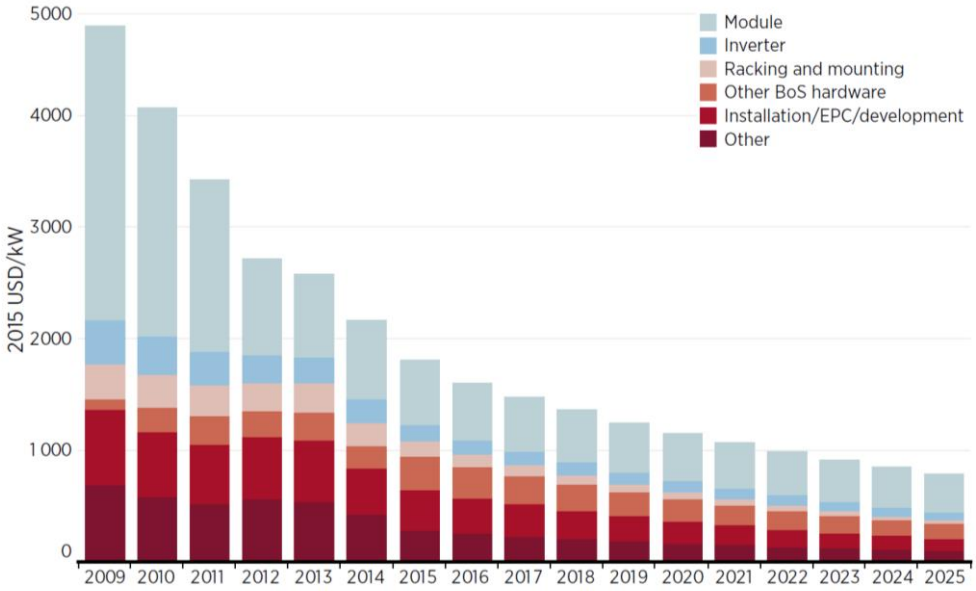
2.5 แนวโน้มต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแนวโน้มต้นทุนของแบตเตอรี่

นอกเหนือจากในเรื่องของประสิทธิภาพ อายุการใช้งาน และความสมดุลการใช้งานในระบบต้นทุนถือเป็นอีกหนึ่งปัจจัยในด้านเทคโนโลยีที่ต้องคำนึงถึง ซึ่งต่อให้ประสิทธิภาพ หรือ อายุการใช้งานจะดีแค่ไหน ถ้าราคาของเทคโนโลยีนั้นยังแพงอยู่มาก ก็ไม่มีทางที่จะทำให้เกิดความคุ้มค่าในการ

ลงทุนได้ ดังนั้นหัวข้อต่อไปนี้จะกล่าวถึงแนวโน้มต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และแนวโน้มต้นทุนของแบตเตอรี่ว่าในอนาคตจะเป็นไปอย่างไรบ้าง

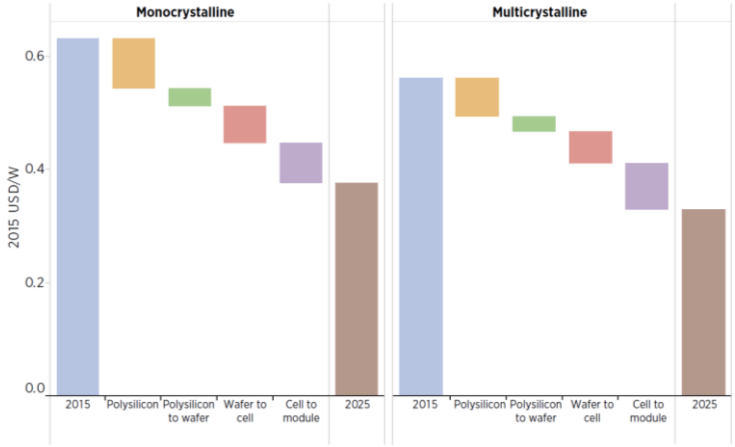
2.5.1 แนวโน้มต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

สำหรับราคาของแผงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปัจจุบันนั้นถือว่าเริ่มมีความคุ้มค่ากับการลงทุนติดตั้งเพื่อใช้เองแล้ว ถ้ามีการติดตั้งด้วยขนาดที่เหมาะสม และสอดคล้องกับนโยบายของภาครัฐ โดยราคาในประเทศไทยปัจจุบันปี พ.ศ. 2560 เฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียวอยู่ที่ประมาณไม่เกิน 40000 บาทต่อกิโลวัตต์สูงสุด โดยตามสถิติระหว่างปี พ.ศ. 2553 – 2558 ที่ผ่านมา ต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (Levelised cost of electricity ; LCOE) ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ลดลงร้อยละ 58 และภายในปี พ.ศ. 2568 คาดว่าต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการจะลดลงได้อีกถึงร้อยละ 57 [18] ดังแสดงในรูปที่ 2.9 กราฟแสดงการลดลงของต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 2.9 กราฟแสดงแนวโน้มต้นทุนการติดตั้งเฉลี่ยของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ลดลงตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552 – 2568 [18]

จากการที่โมดูลถูกปรับปรุงประสิทธิภาพให้ดีขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ค่าใช้จ่ายในส่วนต่างๆถูกลง พบว่าภายในปี พ.ศ. 2568 วัสดุที่ทำมาจากโมโนคริสตัลไลน์ (Monocrystalline) ราคาจะลดลงเหลือสองในสามจากราคาในปี พ.ศ. 2558 ในขณะที่มัลติคริสตัลไลน์ (Multicrystalline) ราคาจะลดลงเหลือครึ่งหนึ่ง แสดงได้ดังรูปที่ 2.10

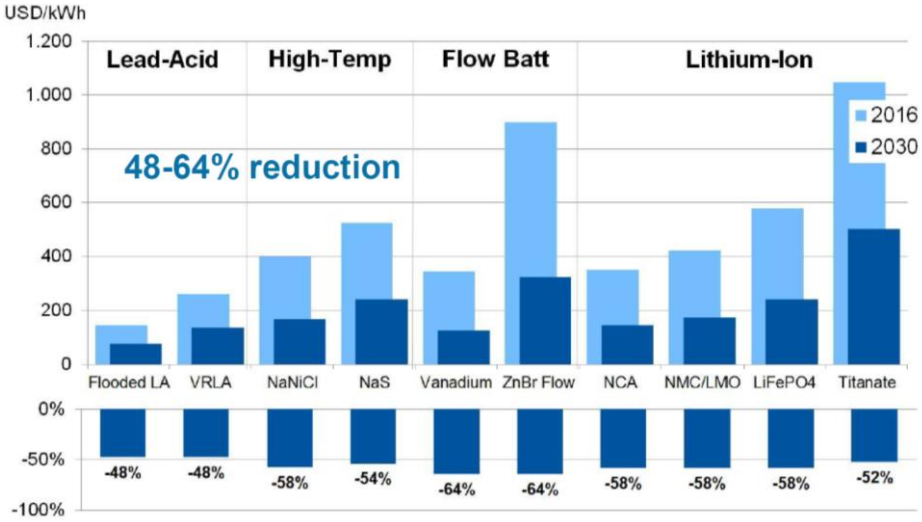


รูปที่ 2.10 แสดงค่าใช้จ่ายในส่วนต่างๆที่ลดลงของวัสดุที่ใช้ทำแผงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ [18]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.5.2 แนวโน้มต้นทุนของแบตเตอรี่

ในปัจจุบันราคาของแบตเตอรี่ลิเทียมไอรอนฟอสเฟตอยู่ที่ประมาณ $500 - $600 โดยตามสถิติระหว่างปี พ.ศ. 2553 ถึง 2559 ที่ผ่านราคาของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนเพื่อการขนส่ง (Transport application) มีการปรับตัวลดลงร้อยละ 73 และสำหรับสิ่งที่อยู่กับที่ (Stationary application) ประมาณร้อยละ 60 และจากอานิสงค์การเติบโตของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนที่ใช้ในรถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicles ; EVs) รวมถึงการปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงานของแบตเตอรี่ในด้านต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นการเพิ่มกำลังไฟฟ้า และพลังงานจำเพาะ ทำให้แบตเตอรี่ที่ใช้สำหรับสิ่งที่อยู่กับที่มีแนวโน้มที่จะลดลงได้อีกถึงร้อยละ 48 – 64 ภายในปี พ.ศ. 2573 [1] ดังแสดงในรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 กราฟแสดงราคาที่ลดลงของแบตเตอรี่แต่ละประเภท [1]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2.6 หลักการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน

การประเมินความคุ้มค่าการลงทุน หลักๆจะใช้ดัชนีชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์สองตัว ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนภายใน สามารถอธิบายได้ดังต่อไปนี้

2.6.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value ; NPV) คือ ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของเงินที่คาดว่าจะได้รับหรือเสียไปในแต่ละช่วงเวลาตลอดอายุโครงการ โดยจะนำไปหักลบกับต้นทุนในตอนเริ่มต้น เพื่อประเมินกำไรที่ได้จากโครงการ ซึ่งถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวกแสดงว่าโครงการนั้นสามารถทำเงินได้มากกว่าอัตราดอกเบี้ยของเงินทุนที่ต้องจ่ายไป มูลค่าปัจจุบันสุทธิคำนวณได้จากสูตรในสมการ (2.9)

$$NPV = \sum_{y=1}^{Y} \frac{C_y}{(1+r)^y} - C_0 \tag{2.9}$$

- Y คือ อายุของโครงการ
- C_0 คือ ต้นทุนรวมตอนเริ่มต้นของโครงการ
- C_t คือ กระแสเงินสุทธิที่ได้รับหรือเสียไปในช่วงเวลา t
- r คือ อัตราคิดลด (Discount rate)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

2.6.2 อัตราผลตอบแทนภายใน

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return ; IRR) คือ อัตราดอกเบี้ยที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินที่คาดว่าจะได้รับหรือเสียไปทั้งหมดตลอดอายุโครงการ เท่ากับเงินลงทุนในตอนเริ่มต้น โดยการคำนวณอัตราผลตอบแทนภายในนั้นสามารถหาได้โดยใช้สมการ (2.10) ดังนี้

$$NPV = 0$$
$$\sum_{y=1}^{Y} \frac{C_y}{(1+IRR)^y} = C_0 \tag{2.10}$$

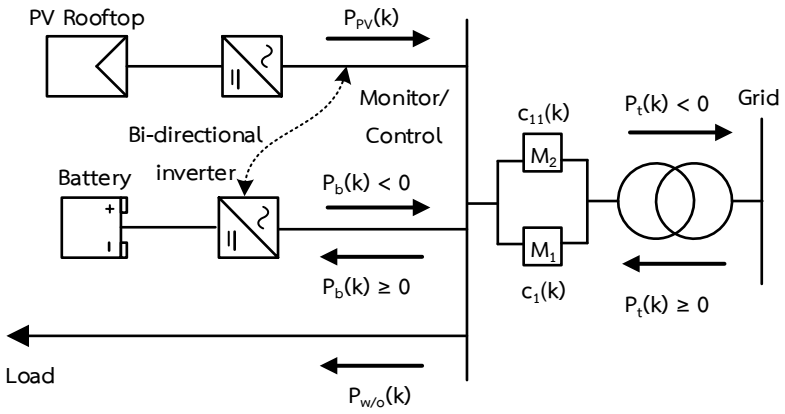
- IRR คือ อัตราผลตอบแทนภายใน ซึ่งเป็นตัวแปรเพียงตัวเดียวในสมการ

บทที่ 3
หลักการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานที่นำเสนอ

เนื้อหาในบทนี้จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลักๆ คือ องค์ประกอบสำหรับวิเคราะห์ระบบ ซึ่งได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และลักษณะการใช้ไฟฟ้าของประเภทผู้ใช้ที่จะนำมาทดสอบ และส่วนที่สองจะกล่าวถึงหลักการที่ใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่า โดยใช้ดัชนีใน “หัวข้อที่ 2.6 หลักการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน” เป็นตัวชี้วัด

3.1 องค์ประกอบสำหรับวิเคราะห์ระบบ

องค์ประกอบสำหรับวิเคราะห์ระบบที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า และ ลักษณะการใช้ไฟฟ้า โดยการเชื่อมต่อระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ และโหลดจะเป็นแบบ AC coupling ดังรูปที่ 3.1 ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และแบตเตอรี่ต่างมีอินเวอร์เตอร์เป็นของตัวเองแยกจากกัน โดยอินเวอร์เตอร์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะทำหน้าที่ในการควบคุมการผลิตกำลังไฟฟ้าของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้ได้สูงสุด (Maximum Power Point Tracking ; MPPT) ตามความเข้มแสงอาทิตย์ และอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลง ในขณะที่อินเวอร์เตอร์ของแบตเตอรี่จะทำหน้าที่ในการควบคุมการรับและคายกระแสประจุจากตัวแบตเตอรี่ โดยกำหนดให้การตอบสนองการรับและคายกระแสประจุของแบตเตอรี่เกิดขึ้นทันทีทันใด กล่าวคือ แบตเตอรี่สามารถรับหรือจ่ายกระแสตามโหลดที่เปลี่ยนแปลง ณ ขณะนั้นๆได้ตลอดเวลา โดยไม่มีการหน่วงของเวลา เนื่องจากแบตเตอรี่ที่เลือกใช้นั้นเป็นแบตเตอรี่ลิเทียมไอออนซึ่งมีการตอบสนองที่รวดเร็วต่ำกว่ามิลลิวินาที ในขณะที่ลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่พิจารณานำมาทดสอบนั้นถูกเก็บมาเป็นช่วงเวลาราย 15 นาที นอกจากนี้สมมติให้ประสิทธิภาพไป – กลับของแบตเตอรี่ (Round – Trip efficiency) ของแบตเตอรี่มีค่าเท่ากับร้อยละ 97 แบบคงที่ โดยไม่ขึ้นกับขนาดกำลังไฟฟ้าของแบตเตอรี่ที่รับหรือจ่ายออกไป

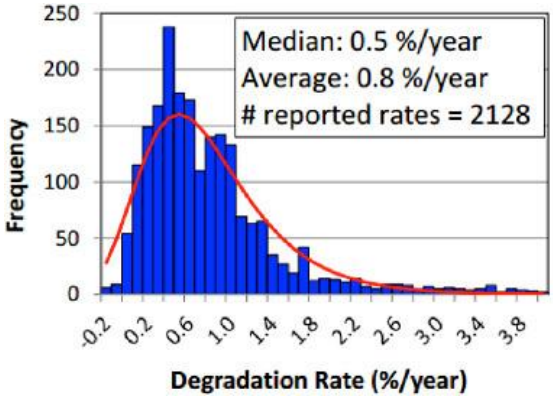


รูปที่ 3.1 แปลนวงจร AC coupling ที่ใช้ทดสอบ

3.1.1 ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

เนื่องจากในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่จะพิจารณาบนระยะเวลาโครงการ 25 ปี และประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้จะเป็นแผงเซลล์แบบติดตั้งบนหลังคาชนิดที่ทำมาจาก ซิลิคอน โมโนคริสตัลไลน์ (Monocrystalline ; mono-Si) ซึ่งบริษัทโดยส่วนใหญ่ที่ผลิตแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดนี้จะรับประกันกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 80 ของค่าพิกัดตลอดระยะเวลา 25 ปี [19] ดังนั้นในการทดสอบจึงกำหนดให้ไม่มีค่าใช้จ่ายในส่วนการเปลี่ยนระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ระหว่างโครงการ จะมีเพียงค่าซ่อมบำรุงซึ่งสมมติให้อยู่ที่ร้อยละ 0.8 ต่อปีของเงินลงทุนเริ่มต้น และมีอัตราการเพิ่มขึ้นที่ร้อยละ 1 ต่อปี และเมื่อผ่านไป 25 ปีจะกำหนดให้กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ที่ร้อยละ 80 ของค่าพิกัดพอดี ทำให้สามารถประมาณการเสื่อมสภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้ที่ร้อยละ 0.8 ต่อปี ซึ่งเป็นค่าที่สอดคล้องกับค่าเฉลี่ยการเสื่อมสภาพจากงานวิจัยของ NREL [20] ที่ทำการเก็บข้อมูลของผู้ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ชนิด mono-Si แล้วนำมาพล็อตเป็นฮิสโตแกรม (Histogram) ดังรูปที่ 3.2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 3.2 ฮิสโตแกรมจากการเก็บข้อมูลผู้ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ชนิดซิลิคอน โมโนคริสตัลไลน์ [20]

สำหรับราคานั้น จาก “หัวข้อที่ 2.5.1 แนวโน้มต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์” จึงกำหนดให้เท่ากับ 40000 บาทต่อกิโลวัตต์สูงสุดซึ่งเป็นราคาที่ยังไม่รวมอินเวอร์เตอร์ และราคาอินเวอร์เตอร์จะกำหนดให้เท่ากับ 6250 บาทต่อกิโลวัตต์ โดยประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ อายุการใช้งาน การเสื่อมสภาพ และราคาสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลและเงื่อนไขต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการทดสอบ

Specification Assumptions	Description
Solar Panel Type	Monocrystalline Silicon
80% Rated Power Output Guaranteed Production	25 years
Degradation	0.8 %/year
Solar Panel Capital Cost	30000 THB/kWp
Solar Inverter Capital Cost	6250 THB/kW
Solar Inverter Efficiency	98

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

3.1.2 แบตเตอรี่

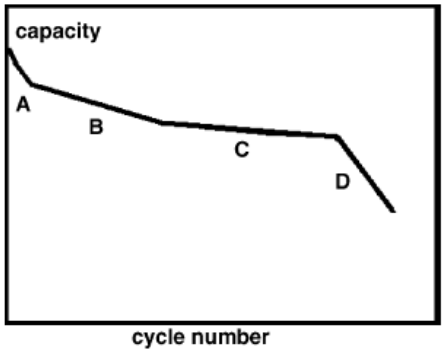
วิทยานิพนธ์นี้เลือกใช้แบตเตอรี่พาณิชย์ DCS PV โดยราคาอ้างอิงตาม [21] อยู่ที่ประมาณ 1000 ดอลลาร์ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือ 33000 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเป็นราคาที่รวมอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับแบตเตอรี่แล้ว (Bi Directional Inverter) ในขณะที่อินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะเป็นแบบทางเดียว ซึ่งประสิทธิภาพจะกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 98 เท่ากัน ส่วนขนาดการติดตั้งอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับแบตเตอรี่จะติดตั้งตามขนาดกิโลวัตต์-ชั่วโมงของแบตเตอรี่ที่ 1C ข้อมูลและเงื่อนไขต่างๆที่ใช้ในการทดสอบของแบตเตอรี่ชนิดนี้เป็นดังตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 ข้อมูลและเงื่อนไขต่างๆของแบตเตอรี่ที่ใช้ในการทดสอบ [21] – [14]

Technical Specifications	**Description**	
	DCS PV 5.0W	***DCS PV 10.0W***
Nominal Energy	5.0 kWh	10.0 kWh
Nominal Capacity	100 Ah	200 Ah
Weight	50 kg	100 kg
Nominal Voltage	48	
Voltage Range	40 – 54.8 V	
Nominal Charge/Discharge Current	1C/-1C	
Cycle life (100% DoD, 25°C)	>5000 cycles	
Battery Capital Cost (+inverter)	33000 THB/kWh	
Bi Directional Inverter Efficiency	98	
Warranty	10 years	

สำหรับแนวโน้มการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่ที่เกิดขึ้นสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.3 จะเห็นว่าแบตเตอรี่มีการเสื่อมสภาพอย่างรวดเร็วในตอนเริ่มใช้งาน (บริเวณ A) แต่หลังจากนั้นอัตราการเสื่อมสภาพค่อยๆลดลงแบบค่อนข้างเป็นเชิงเส้น (บริเวณ B) และลดลงอีก (บริเวณ C) ก่อนที่จะมีการลดลงอย่างรวดเร็ว (บริเวณ D) ในวิทยานิพนธ์นี้จึงพิจารณาเฉพาะบริเวณ B และ C ซึ่งเป็นบริเวณที่ความจุที่ใช้งานได้ของแบตเตอรี่อยู่สูงกว่าร้อยละ 80 ดังที่ได้กล่าวไปใน “หัวข้อที่ 2.4.8 จำนวนรอบใช้งานได้” ทำให้สามารถประมาณการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่ให้เป็นแบบเชิงเส้นได้ นอกจากนี้แบตเตอรี่ชนิดที่เลือกใช้มีอายุใช้งานมากกว่า 5000 รอบ ถ้าทำงานภายใต้เงื่อนไขตามตารางข้างต้น (ตารางที่ 3.2) ดังนั้นจึงสามารถประมาณอัตราการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่ได้เป็นร้อยละของความจุเริ่มต้นที่ลดลงต่อปี เมื่อรู้จำนวนรอบที่แบตเตอรี่จะถูกใช้งานบนช่วงระยะเวลาหนึ่งแล้ว

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 3.3 พฤติกรรมการเสื่อมสภาพโดยทั่วไประหว่างความจุและจำนวนรอบที่ถูกใช้งานไปของแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน [22]

3.1.3 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า

โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า (Tariff Structure) ที่ใช้จะเป็นข้อมูลจาก กฟภ. ประจำปี 2558 ซึ่งเป็นโครงสร้างค่าไฟที่ยังคงใช้จนถึงปีปัจจุบัน (พ.ศ. 2561) [23] โดยในการทดสอบจะแบ่งการคิดออกเป็น 2 แบบ คือ การคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า และ การคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ ซึ่งวิธีคิดของแต่ละประเภทเป็นดังนี้

❖ **อัตราก้าวหน้า (Block Rate)**

เป็นการคิดค่าไฟฟ้าตามปริมาณที่ใช้ต่อเดือน ตัวอย่างเช่น สำหรับโครงสร้าง กฟภ. 150 หน่วยแรก จะคิดในอัตรา 3.2484 บาทต่อหน่วย หน่วยที่ 151 – 400 จะคิดในอัตรา 4.2218 บาทต่อหน่วย และตั้งแต่หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป จะคิดในอัตรา 4.4217 บาทต่อหน่วย เป็นต้น สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.3

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 3.3 ค่าไฟฟ้าอัตราก้าวหน้าของบ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน [23]

Energy		**Cost (THB)**
First 150 kWh	0 – 150 th	3.2484/kWh
Next 250 kWh	151 st – 400 th	4.2218/kWh
Over 400 kWh	401 st and over	4.4217/kWh

❖ **อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate ; TOU)**

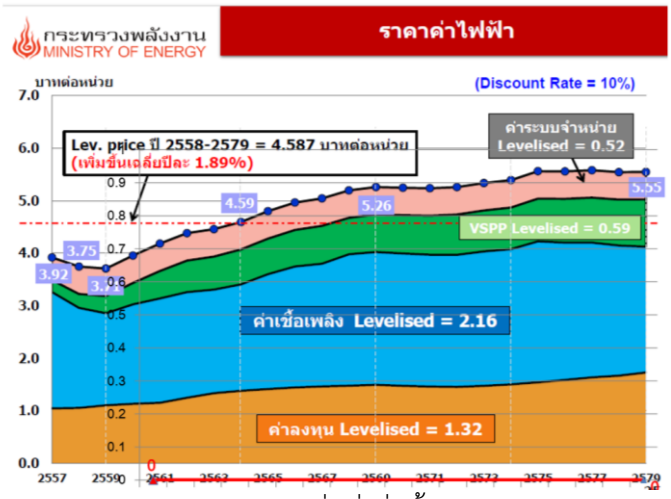
เป็นการคิดค่าไฟฟ้าตาช่วงเวลาที่ใช้ โดยสำหรับประเทศไทยช่วง On-peak จะเป็นในช่วงวันจันทร์ถึงศุกร์ที่ไม่ใช่วันหยุดนักขัตฤกษ์ตั้งแต่เวลา 9.00 – 22.00 น. และเวลาที่เหลือทั้งหมด ถือเป็นช่วง Off-peak นอกจากนี้การคิดค่าไฟฟ้าในลักษณะนี้จะมีการคิดเพิ่มเติมเข้ามาอีกอย่างหนึ่ง นั่นคือ คิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (Demand Charge) โดยจะคิดเป็นกิโลวัตต์ในช่วง On-peak ที่ใช้สูงสุดในเดือนนั้นๆ ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าที่ใช้ในการทดสอบจะคิดในอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ของกิจการขนาดกลางระดับแรงดัน 22 – 33 กิโลโวลต์ สรุปได้เป็นดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4 ค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาการใช้กิจการขนาดกลางระดับแรงดัน 22 – 33 kV [23]

Charge type	Period time	Cost (THB)
On-peak	9.00 – 22.00 Weekdays	4.2097/kWh
Off-peak	22.00 – 9.00 Weekdays, 0.00 – 24.00 Weekdays & Holidays	2.6295/kWh
Demand charge		132.93/kW

ต่อมาจะเป็นแนวโน้มของค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี ซึ่งในความเป็นจริงค่าไฟอาจไม่มีการปรับเพิ่มขึ้นในบางปีได้ เช่นในปี พ.ศ. 2558 จนถึงปัจจุบัน (พ.ศ. 2561) ยังคงคงใช้ค่าไฟตามปี พ.ศ. 2558 ไม่มีการเปลี่ยนแปลง อย่างไรก็ตามทางรัฐต้องมีการปรับค่าไฟเพิ่มขึ้นตามความเหมาะสมกับต้นทุนที่ได้คำนวณตามกราฟรูปที่ *3.4* อย่างแน่นอนในอนาคต โดยการทดสอบในวิทยานิพนธ์นี้จะอ้างอิงค่าไฟที่เพิ่มขึ้นเฉลี่ยต่อปีที่ร้อยละ 1.89 ตามกราฟดังกล่าว

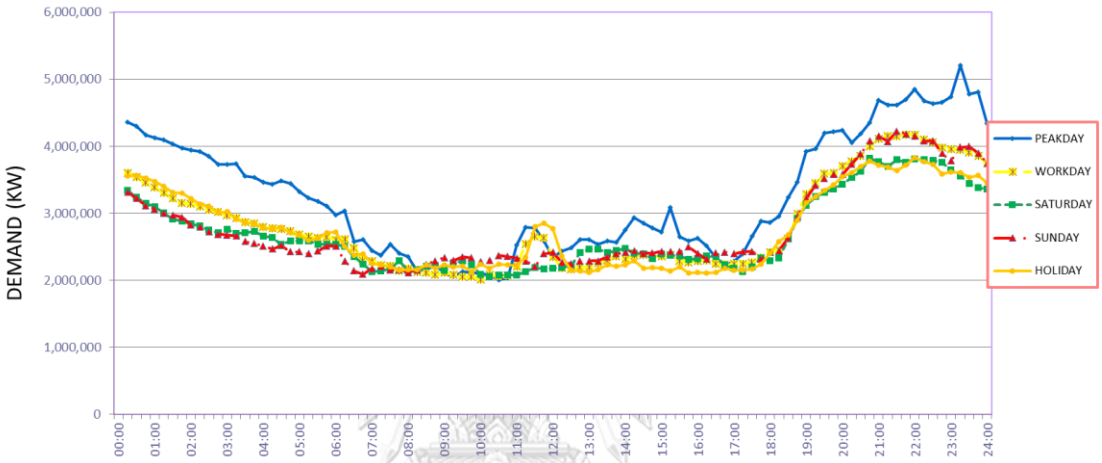
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



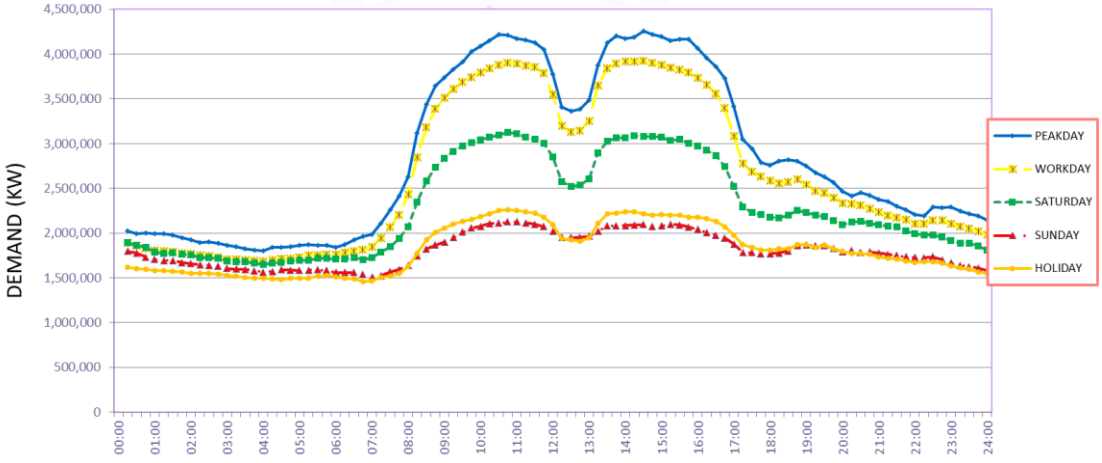
รูปที่ 3.4 การประมาณราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปีของประเทศไทย [9]

3.1.4 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า

ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) ที่นำมาทดสอบจะมีอยู่ 2 ประเภท คือ ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยสำหรับเป็นตัวอย่างของการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า และ ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของกิจการขนาดกลางสำหรับเป็นตัวอย่างของการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ โดยรูปที่ 3.5 และ รูปที่ 3.6 แสดงลักษณะการใช้ไฟฟ้าในช่วงเดือนเมษายนของบ้านอยู่อาศัยที่ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน และ กิจการขนาดกลาง ตามลำดับ



รูปที่ 3.5 กราฟแสดงลักษณะการใช้ไฟฟ้าแบบภาพรวม กฟภ. ของเดือนเมษายน พ.ศ. 2560 ประเภทบ้านอยู่อาศัย [2]



รูปที่ 3.6 กราฟแสดงลักษณะการใช้ไฟฟ้าแบบภาพรวม กฟภ. ของเดือนเมษายน พ.ศ. 2560 ประเภทกิจการขนาดกลาง [2]

3.1.5 พารามิเตอร์และตัวแปรสำหรับประเมินความคุ้มค่าการลงทุน

จากที่ได้กล่าวไปในสมการมูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนภายใน “หัวข้อที่ 2.6 หลักการประเมินความคุ้มค่าการลงทุน” ในหัวข้อนี้จึงมาอธิบายวิธีการคำนวณพารามิเตอร์และตัวแปรต่างๆดังนี้

1. จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้

ในสมการ (2.9) ตัวแปรกระแสเงินสุทธิที่ได้รับหรือเสียไปบนช่วงเวลา y (C_y) ในที่นี้จะนับช่วงเวลาเป็นปี โดยในแต่ละปีจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนใหญ่ๆ คือ ส่วนที่เป็นรายรับ และ ส่วนที่เป็นรายจ่าย สำหรับส่วนที่เป็นรายรับจะมีความแตกต่างกันในแต่ละปีตามอัตราการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น การเสื่อมสภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานอาทิตย์และการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่ที่ลดลง โดยการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้สามารถจำแนกออกได้อีก 4 ส่วน คือ จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้, จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ขายคืนเข้าสู่กริด, จำนวนเงินจากหน่วยไฟฟ้าเพื่อการย้ายโหลด, และจำนวนเงินจากพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ประหยัดได้ แต่สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าจะจำแนกออกได้อีกเพียง 2 ส่วน คือ จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้, และจำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ขายคืนเข้าสู่กริดเท่านั้น โดยในส่วนแรกจะเป็นจำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้ในแต่ละเดือน แสดงได้ดังสมการต่อไปนี้

$$B(y,m) = F_{w/o}(m) - F_w(y,m) \tag{3.1}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

- y คือ ปีที่ แทนด้วยตัวเลข มีค่าตั้งแต่ 1 ถึง 25
- m คือ เดือนที่ แทนด้วยตัวเลข เช่น ตัวเลข 1 แทนด้วยเดือนมกราคม และ 12 แทนด้วยเดือนธันวาคม เป็นต้น
- $F_{w/o}(m)$ คือ จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้ารวมเมื่อยังไม่ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับการติดตั้งแบตเตอรี่ เดือนที่ m (kWh)
- $F_w(y,m)$ คือ จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้ารวมเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับการติดตั้งแบตเตอรี่แล้ว ปีที่ y เดือนที่ m (kWh)
- $B(y,m)$ คือ จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้ ปีที่ y เดือนที่ m เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับการติดตั้งแบตเตอรี่แล้ว (kWh)

สมการข้างต้นจะแยกการคิดออกเป็น 2 แบบ โดยแบบแรกจะเป็นการคิดจำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ และแบบที่สองจะเป็นการคิดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า สำหรับแบบแรก จำนวนเงิน $F_w(y,m)$ และ $F_{w/o}(y,m)$ จะหาได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$F_w(y,m) = \sum_{i=1}^{D(m)} \sum_{t=1}^{96} [P_w(y, d_i(m), t)\Delta t \times c_1(d_i(m), t)] \tag{3.2}$$

$$F_{w/o}(m) = \sum_{i=1}^{D(m)} \sum_{t=1}^{96} [P_{w/o}(d_i(m), t)\Delta t \times c_1(d_i(m), t)] \tag{3.3}$$

- t คือ จุดเวลามีค่าตั้งแต่ $1,2,\ldots,96$ โดยแต่ละจุดเวลามีระยะเวลาห่างกัน 15 นาที กล่าวคือจุดที่ 1 เป็นเวลา 0.15 น. ไปจนถึงจุดที่ 96 จุดสุดท้ายเป็นเวลา 24.00 น.
- Δt คือ ความละเอียด หรือ ระยะห่างระหว่างจุดเวลา t โดยในที่นี้จะกำหนดให้เท่ากับ 15 นาที หรือ 0.25 สำหรับแทนในสูตร
- $d_i(m)$ คือ วันที่ i ในเดือนที่ m โดยมีค่าตั้งแต่ $1,2,\ldots,D(m)$ ซึ่ง $D(m)$ เป็นวันสุดท้ายในเดือนที่ m สามารถแสดงได้ดังสมการ (3.4)
- $c_1(d_i(m), t)$ คือ อัตราการรับซื้อไฟฟ้ามาใช้สำหรับการคิดค่าไฟแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ ณ วันที่ i เดือนที่ m จุดเวลาที่ t (THB/kWh) ซึ่งสามารถแจกแจงได้ดังสมการ (3.5)
- $P_w(y, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าของลักษณะการใช้ไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่แล้ว ณ ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) ซึ่งสามารถหาได้จากสมการ (3.7)
- $P_{w/o}(d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าของลักษณะการใช้ไฟฟ้าเมื่อยังไม่ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$D(m) = \begin{cases} 31, & m \in \{1,3,5,7,8,10,12\} \\ 30, & m \in \{4,6,9,11\} \\ 28, & m \in otherwise \end{cases} \quad (3.4)$$

$$c_1(d_i(m), t) = \begin{cases} 4.2097, & t \in \tau \; and \; d_i(m) \in \varphi_m \\ 2.6295, & otherwise \end{cases} \quad (3.5)$$

- τ คือ เซตของจุดเวลา ตั้งแต่ 9.15 – 22.00 น. กล่าวคือ $\tau = \{37,38,\dots,88\}$
- φ_m คือ เซตของวันที่ที่เป็นวันจันทร์ ถึง ศุกร์ และไม่ใช่วันหยุดนักขัตฤกษ์ในเดือนที่ m โดยนับตามปฏิทิน กฟภ. ประจำปี 2560 [2] สามารถเขียนแจกแจงได้ดังสมการ (3.6)

$$\begin{aligned}
\varphi_1 &= \{2,3,\dots,6,9,10,\dots,13,16,17,\dots,20,23,24,\dots,27,30,31\} \\
\varphi_2 &= \{1,2,3,6,7\dots,10,13,14,\dots,17,20,21,\dots,24,27,28\} \\
\varphi_3 &= \{1,2,3,6,7\dots,10,13,14,\dots,17,20,21,\dots,24,27,28,\dots,31\} \\
\varphi_4 &= \{3,4,5,7,10,11,12,17,18,\dots,21,24,25,\dots,28\} \\
\varphi_5 &= \{1,2,\dots,5,8,9,\dots,12,15,16,\dots,19,22,23,\dots,26,29,30,31\} \\
\varphi_6 &= \{1,2,5,6,\dots,9,12,13,\dots,16,19,20,\dots,23,26,27,\dots,30\} \\
\varphi_7 &= \{3,4,\dots,7,10,11,\dots,14,17,18,\dots,21,24,25,\dots,28,31\} \\
\varphi_8 &= \{1,2,3,4,7,8,\dots,11,14,15,\dots,18,21,22,\dots,25,28,29,30,31\} \\
\varphi_9 &= \{1,4,5,\dots,8,11,12,\dots,15,18,19,\dots,22,25,26,\dots,29\} \\
\varphi_{10} &= \{2,3,\dots,6,9,11,\dots,13,16,17,\dots,20,23,24,\dots,27,30,31\} \\
\varphi_{11} &= \{1,2,3,6,7\dots,10,13,14,\dots,17,20,21,\dots,24,27,28,29,30\} \\
\varphi_{12} &= \{1,4,6,\dots,8,11,12,\dots,15,18,19,\dots,22,25,26,\dots,29\}
\end{aligned} \quad (3.6)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$P_w(y, d_i(m), t) = P_{w/o}(d_i(m), t) - P_{PV}(y, d_i(m), t) + P_b(y, d_i(m), t) + P_s(y, d_i(m), t) \quad (3.7)$$

- $P_{PV}(y, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) ซึ่งสามารถหาได้จากสมการ (3.8)
- $P_b(y, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่รับหรือจ่ายออกจากแบตเตอรี่ ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) โดยมีค่าเป็นบวกเมื่อแบตเตอรี่รับกระแสประจุเข้ามาชาร์จในแบตเตอรี่ และมีค่าเป็นลบ เมื่อแบตเตอรี่คายกระแสประจุ
- $P_s(y, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่จ่ายหรือขายคืนเข้าสู่กริด ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังสมการ (3.9)

$$P_{PV}(y, d_i(m), t) = (1 - PD)^{y-1} \times P_{PV}^{rate} \times P_{PV}^{pu\ profile}(d_i(m), t) \quad (3.8)$$

- P_{PV}^{rate} คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (kW)
- $P_{PV}^{pu\ profile}(d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าต่อหน่วยที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่เวลาต่างๆตลอดทั้งปี $(p.u.)$ ซึ่งหาจาก “หัวข้อที่ 2.3 การผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์”
- PD คือ อัตราการเสื่อมสภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ กำหนดให้เท่ากับ 0.008 หรือ ร้อยละ 0.8

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$P_s(y, d_i(m), t) = \begin{cases} -P_t(y, d_i(m), t) & , P_t(y, d_i(m), t) < 0 \\ 0 & , otherwise \end{cases} \quad (3.9)$$

- $P_t(d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างโหลดกับกริด (Tie-line) เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) โดยค่าเป็นลบเมื่อกำลังไหลย้อนคืนเข้าสู่กริด และค่าเป็นบวก คือ การรับซื้อกำลังไฟฟ้ามาจากกริด รายละเอียดแสดงได้ในสมการ (3.10)

$$P_t(y, d_i(m), t) = P_{w/o}(d_i(m), t) - P_{PV}(y, d_i(m), t) + P_b(y, d_i(m), t) \quad (3.10)$$

สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้านั้นจะคิดในอีกลักษณะหนึ่ง ซึ่งมีความจำเป็นที่จะต้องหาพลังงานทั้งหมดที่ใช้ในเดือนนั้นๆมาก่อน จึงจะกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าแล้วคิดเป็นจำนวนเงินออกมาได้ ดังแสดงในสมการ (3.11) ถึง (3.14)

$$E_w(y,m) = \sum_{i=1}^{D(m)} \sum_{t=1}^{96} P_w(y, d_i(m), t)\Delta t \tag{3.11}$$

$$E_{w/o}(m) = \sum_{i=1}^{D(m)} \sum_{t=1}^{96} P_{w/o}(d_i(m), t)\Delta t \tag{3.12}$$

$$F_w(m) = \begin{cases} E_w(y,m) \times c_2 & , \quad E_w(y,m) \leq 150 \\ 150 \times c_2 + (E_w(y,m) - 150) \times c_3 & , \quad 150 < E_w(y,m) \leq 400 \\ 150 \times c_2 + 250 \times c_3 + (E_w(y,m) - 400) \times c_4 & , \quad E_w(y,m) > 400 \end{cases} \tag{3.13}$$

$$F_{w/o}(m) = \begin{cases} E_{w/o}(m) \times c_2 & , \quad E_w(m) \leq 150 \\ 150 \times c_2 + (E_{w/o}(m) - 150) \times c_3 & , \quad 150 < E_w(m) \leq 400 \\ 150 \times c_2 + 250 \times c_3 + (E_{w/o}(m) - 400) \times c_4 & , \quad E_w(m) > 400 \end{cases} \tag{3.14}$$

- $E_{w/o}(m)$ คือ จำนวนหน่วยพลังงานรวมเมื่อยังไม่ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ เดือนที่ m (kWh)
- $E_w(y,m)$ คือ จำนวนหน่วยพลังงานรวมเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่แล้ว ปีที่ y เดือนที่ m (kWh)
- c_2 คือ ค่าไฟฟ้าหน่วยที่ 0 – 150 (THB/kWh)
- c_3 คือ ค่าไฟฟ้าหน่วยที่ 151 – 400 (THB/kWh)
- c_4 คือ ค่าไฟฟ้าหน่วยที่ 401 เป็นต้นไป (THB/kWh)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จากที่ได้กล่าวไปตั้งแต่สมการ (3.1) จนถึงสมการ (3.14) เป็นส่วนการหาในส่วนจำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้ในแต่ละเดือนของปีนั้นๆ ซึ่งเป็นเพียงส่วนแรกของรายรับ และสำหรับส่วนที่สองของรายรับนั้นจะเป็นจำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ขายคืนเข้าสู่ระบบ ซึ่งได้กล่าวไปบางส่วนแล้วสำหรับการจ่ายกำลังไฟฟ้าคืนเข้าสู่กริดในสมการ (3.7) และ (3.9) และสามารถนำมาหาจำนวนเงินจากหน่วยไฟฟ้าที่จะจ่ายคืนเข้าสู่ระบบทั้งหมดในเดือนนั้นๆได้ดังสมการ (3.15)

2. จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ขายคืนเข้าสู่กริด

$$M(y,m) = \begin{cases} \sum_{i=1}^{D(m)} \sum_{t=1}^{96} P_s(y, d_i(m), t)\Delta t \times NB \times c_1(d_i(m), t) & , \quad TOU\ rate \\ \sum_{i=1}^{D(m)} \sum_{t=1}^{96} P_s(y, d_i(m), t)\Delta t \times NB \times c_2 & , \quad Normal\ rate \end{cases} \tag{3.15}$$

- $M(y,m)$ คือ จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยพลังงานที่จ่ายคืนเข้าสู่กริดทั้งหมด ณ ปีที่ y เดือนที่ m (kWh)
- NB คือ อัตราส่วนของราคาการขายไฟฟ้าคืนจากราคาซื้อมีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1 กล่าวคือ ถ้าพารามิเตอร์นี้มีค่าเป็น 1 อัตราการขายไฟฟ้าคืนจะเท่ากับราคาค่าไฟฟ้าที่ซื้อมา

3. แบตเตอรี่สองชุดที่ทำงานแยกจากกัน

ก่อนจะกล่าวถึงส่วนที่สามและส่วนที่สี่ของรายรับ ซึ่งมีเฉพาะการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ การวิเคราะห์ในวิทยานิพนธ์นี้จะแบ่งแบตเตอรี่ออกเป็น 2 ชุดที่ทำงานแยกจากกัน ซึ่งทำให้ทุกสมการเกี่ยวข้องกับแบตเตอรี่จะเขียนได้เป็นดังสมการ (3.16) และ (3.17)

$$E_b^{rate} = E_{b1}^{rate} + E_{b2}^{rate} \tag{3.16}$$

$$P_b(y, d_i(m), t) = P_{b1}(y, d_i(m), t) + P_{b2}(y, d_i(m), t) \tag{3.17}$$

$$P_{b1}(y, d_i(m), t) = (1 - BD)^{mod(y-1,10)} P_{b1}(1, d_i(m), t) \tag{3.18}$$

$$P_{b2}(y, d_i(m), t) = (1 - BD)^{mod(y-1,10)} P_{b2}(1, d_i(m), t) \tag{3.19}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

- E_{b1}^{rate} คือ พิกัดความจุของแบตเตอรี่ชุดที่ 1 (kWh)
- E_{b2}^{rate} คือ พิกัดความจุของแบตเตอรี่ชุดที่ 2 (kWh)
- E_b^{rate} คือ พิกัดความจุของแบตเตอรี่ (kWh)
- $P_{b1}(y, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่รับหรือจ่ายออกจากแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW)
- $P_{b2}(y, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่รับหรือจ่ายออกจากแบตเตอรี่ชุดที่ 2 ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW)

- $P_{b1}(1, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่รับหรือจ่ายออกจากแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ปีที่ 1 เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) ซึ่งหาได้จากผังการทำงานในรูปที่ 3.14
- $P_{b2}(1, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่รับหรือจ่ายออกจากแบตเตอรี่ชุดที่ 2 ปีที่ 1 เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) ซึ่งหาได้จากผังการทำงานในรูปที่ 3.15
- BD คือ อัตราการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่กำหนดให้เท่ากับ 0.02 หรือ ร้อยละ 2

โดยแบตเตอรี่ชุดที่ 1 $(b1)$ จะทำหน้าที่ในการรับพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาชาร์จเข้าในแบตเตอรี่ และคายพลังงานส่วนนั้นตามความเหมาะสม เช่น การนำไปลดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดของการคิดค่าไฟแบบตามช่วงเวลาของการใช้ หรือ การลดขั้นบันไดพลังงานไฟฟ้าที่ใช้สำหรับการคิดค่าไฟแบบอัตราก้าวหน้า เป็นต้น และสำหรับแบตเตอรี่ชุดที่ 2 $(b2)$ จะทำหน้าที่ในการย้ายโหลดในช่วงวันจันทร์ ถึง ศุกร์ (Load shifting) ที่ไม่ใช่วันหยุดนักขัตฤกษ์เพื่อเอาส่วนต่างของราคาในช่วง On-peak และ Off-peak กล่าวคือ แบตเตอรี่ชุดที่ 2 นี้จะรับพลังงานในช่วง Off-peak เข้ามาชาร์จในแบตเตอรี่แล้วนำไปจ่ายออกในช่วง On-peak ซึ่งอาจเป็นการลดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดไปในตัวด้วย ทำให้สำหรับรายรับในส่วนที่สามและส่วนที่สี่นี้ จะมีในเฉพาะการคิดค่าไฟแบบตามช่วงเวลาของการใช้เท่านั้น ซึ่งก็คือการเอาส่วนต่างของค่าไฟฟ้าที่ทำได้ในช่วงวันจันทร์ถึงศุกร์ไม่นับวันหยุดนักขัตฤกษ์ และการลดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในเดือนนั้นๆตามสมการ (3.20) และ (3.21)

4. จำนวนเงินจากหน่วยไฟฟ้าเพื่อการย้ายโหลด

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$L(y, m) = \frac{1}{2} \sum_{i \in \varphi_m} \sum_{t=1}^{96} |P_{b2}(y, d_i(m), t)| \Delta t \times (4.2097 - 2.6295) \qquad (3.20)$$

- $L(y, m)$ คือ จำนวนเงินที่ได้จากการย้ายหน่วยไฟฟ้าโดยแบตเตอรี่ชุดที่ 2 จากช่วง On-peak มาช่วง Off-peak ปีที่ y เดือนที่ m (kWh)

5. จำนวนเงินจากพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ประหยัดได้

$$G(y,m) = (P_{pk_{w/o}}(m) - P_{pk_w}(y,m)) \times c_5 \quad (3.21)$$

- $G(y,m)$ คือ จำนวนเงินทั้งหมดจากค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ลดได้ ปีที่ y เดือนที่ m (kW)
- $P_{pk_{w/o}}(m)$ คือ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเมื่อยังไม่ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ เดือนที่ m (kW) ซึ่งสามารถหาได้จากสมการ (3.22)
- $P_{pk_w}(y,m)$ คือ ค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่แล้ว ปีที่ y เดือนที่ m (kW) ซึ่งสามารถหาได้จากสมการ (3.23)
- c_5 คือ อัตราค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด (THB/kW_{pk})

$$P_{pk_{w/o}}(m) = \max_{i \in \varphi_m,\ t \in \tau} (P_{w/o}(d_i(m),t)), \quad i \in \{1,2,\dots,D(m)\}, t \in \{1,2,\dots,96\} \quad (3.22)$$

$$P_{pk_w}(y,m) = \max_{i \in \varphi_m,\ t \in \tau} \Big(P_{w/o}(d_i(m),t) - P_{PV}(y,d_i(m),t) + P_b(y,d_i(m),t) + P_s(y,d_i(m),t)\Big), \quad i \in \{1,2,\dots,D(m)\}, t \in \{1,2,\dots,96\} \quad (3.23)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

6. ปริมาณพลังงานที่สะสมในแบตเตอรี่ในแต่ละจุดเวลา

นอกจากนี้สำหรับตัวแปร $P_b(y, d_i(m), t)$ ในสมการ (3.4) จะสามารถเขียนต่อเพื่อนำไปหาพลังงานที่สะสมในแบตเตอรี่ ณ เวลาต่างๆได้ดังสมการ (3.24) ถึง (3.26)

$$E_b(y, d_i(m), t+1)$$

$$= \begin{cases} E_b(y, d_i(m), t) + \sqrt{\eta_{b-inv}} \times \sqrt{\eta_b} \times P_b(y, d_i(m), t)\Delta t & , P_b(d_i(m), t) > 0 \\ E_b(y, d_i(m), t) + \dfrac{P_b(y, d_i(m), t)\Delta t}{\sqrt{\eta_{b-inv}} \times \sqrt{\eta_b}} & , otherwise \end{cases} \quad (3.24)$$

$$for \qquad t \in \{1,2, \dots, 95\}$$

$$E_b(y, d_{i+1}(m), 1)$$

$$= \begin{cases} E_b(y, d_i(m), 96) + \sqrt{\eta_{b-inv}} \times \sqrt{\eta_b} \times P_b(y, d_i(m), 96)\Delta t & , P_b(d_i(m), 96) > 0 \\ E_b(y, d_i(m), 96) + \dfrac{P_b(y, d_i(m), 96)\Delta t}{\sqrt{\eta_{inv}} \times \sqrt{\eta_b}} & , otherwise \end{cases} \quad (3.25)$$

$$for \quad i \in \{1,2, \dots, D(m) - 1\}$$

$$E_b(y, d_1(m+1), 1)$$

$$= \begin{cases} E_b(y, D(m), 96) + \sqrt{\eta_{b-inv}} \times \sqrt{\eta_b} \times P_b(y, D(m), 96)\Delta t & , P_b(D(m), 96) > 0 \\ E_b(y, D(m), 96) + \dfrac{P_b(y, D(m), 96)\Delta t}{\sqrt{\eta_{b-inv}} \times \sqrt{\eta_b}} & , otherwise \end{cases} \quad (3.26)$$

$$for \qquad m \in \{1,2, \dots, 11\}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

- $E_b(y, d_i(m), t)$ คือ พลังงานที่สะสมในแบตเตอรี่ เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kWh) โดยตัวห้อย b นั้นสามารถเป็นได้ทั้ง $b1$ หรือ $b2$ ขึ้นอยู่กับแบตเตอรี่ที่ใช้พิจารณาว่าเป็นแบตเตอรี่ชุดที่ 1 หรือแบตเตอรี่ชุดที่ 2
- η_b คือ ประสิทธิภาพการรับและคายกระแสประจุของแบตเตอรี่ต่อ 1 รอบ มีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1 โดยกำหนดให้ประสิทธิภาพรับและคายกระแสของแบตเตอรี่มีค่าเท่ากันและมีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1
- η_{b-inv} คือ ประสิทธิภาพไป-กลับของกระแสที่ผ่านอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับแบตเตอรี่ โดยกำหนดให้ประสิทธิภาพขาไปและขากลับของอินเวอร์เตอร์มีค่าเท่ากันและมีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1

7. ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุง

ต่อมาจะกล่าวถึงส่วนค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในแต่ละปี ซึ่งจำแนกออกเป็น 2 ส่วน เริ่มต้นที่ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุงรายปี โดยกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 0.8 ของต้นทุนรวมตอนเริ่มต้นในปีแรก และมีการเพิ่มขึ้นที่ร้อยละ 1 ทุกปีแสดงได้ดังสมการ (3.27)

$$OM(y) = 1.01^{y-1} \times 0.008C_0 \tag{3.27}$$

- $OM(y)$ คือ ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุงในปีที่ y

8. ค่าการเปลี่ยนอุปกรณ์

ส่วนถัดมาจะเป็นค่าการเปลี่ยนอุปกรณ์โดยจะแบ่งออกเป็นอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และชุดแบตเตอรี่ที่จะเปลี่ยนพร้อมกับอินเวอร์เตอร์ ซึ่งอุปกรณ์เหล่านี้จะกำหนดให้มีการเปลี่ยนใหม่ทุกๆ 10 ปี แสดงได้ดังสมการ (3.28)

$$RC(y) = \begin{cases} E_b^{rate} \times c_6 + P_{PV-inv}^{rate} \times c_7 & , \quad y \in \{10,20\} \\ 0 & , \quad otherwise \end{cases} \tag{3.28}$$

- $RC(y)$ คือ ค่าการเปลี่ยนอุปกรณ์ในปีที่ y

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สาเหตุที่แบตเตอรี่สามารถกำหนดให้เปลี่ยนพร้อมอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับแบตเตอรี่ได้ทุกๆ 10 ปี นั้นมาจากการกำหนดการทำงานของแบตเตอรี่ให้เป็นไปตามเงื่อนไขในตารางที่ 3.2 ซึ่งจะทำให้ได้อายุรอบการใช้งานของแบตเตอรี่อยู่ที่ประมาณมากกว่า 5000 รอบ และราคา 33000 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นราคาที่ได้จากจำนวนเงินที่ใช้ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงภายใต้เงื่อนไขการใช้งานแบตเตอรี่ 1 รอบต่อ 1 วัน [21] ทำให้ได้อีกว่าภายใน 10 ปี แบตเตอรี่จะมีรอบการใช้งานไปทั้งหมด 3650 รอบ ซึ่งเป็นจำนวนที่น้อยกว่า 5000 รอบ แต่เนื่องจากการรับประกันการใช้งานของแบตเตอรี่พร้อมอินเวอร์เตอร์อยู่ที่ 10 ปี ดังนั้นแบตเตอรี่จึงต้องมีการเปลี่ยนใหม่ก่อน 5000 รอบพร้อมอินเวอร์เตอร์เมื่อผ่านการใช้งานไป 10 ปี

9. อัตราการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่

เนื่องจากแบตเตอรี่ควรมีการเปลี่ยนใหม่เมื่อความจุสูงสุดลดลงเหลือที่ประมาณร้อยละ 80 ของความจุสูงสุดตามที่ได้กล่าวไปใน “หัวข้อที่ 2.4.8 จำนวนรอบใช้งานได้” นอกจากนี้การที่ได้กำหนดให้มีการเปลี่ยนแบตเตอรี่ใหม่ทุกๆ 10 ปี และจากการประมาณการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่เป็นแบบเชิงเส้น ทำให้สามารถประมาณอัตราการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่ได้อยู่ที่ร้อยละ 2 ต่อปี

10. อัตราคิดลด

อัตราคิดลด (r) ปกติจะเป็นค่าที่ใช้แทนอัตราดอกเบี้ยของเงินทุนที่ต้องจ่ายไปในแต่ละช่วงเวลา y ซึ่งประกอบด้วยอัตราดอกเบี้ยที่ต้องจ่ายให้ธนาคารจากการกู้ยืมเงินมาลงทุน และอัตราผลตอบแทนที่ต้องจ่ายให้ผู้ร่วมลงทุนโครงการ แต่ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้แทนด้วยอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่คาดหวัง

11. ต้นทุนรวมตอนเริ่มต้นโครงการ

ต้นทุนรวมตอนเริ่มต้นโครงการ (C_0) แบ่งออกเป็น 4 ส่วน คือ (1.) ราคาแบตเตอรี่, (2.) ราคาอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์, และ (3.) ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยราคาของทั้ง 3 ส่วนนี้จะขึ้นกับขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และขนาดแบตเตอรี่แสดงได้ดังสมการต่อไปนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$C_0 = E_b^{rate} \times c_6 + P_{PV-inv}^{rate} \times c_7 + P_{PV}^{rate} \times c_8 \tag{3.29}$$

- P_{PV-inv}^{rate} คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (kW)
- c_6 คือ ราคาต่อหน่วยของแบตเตอรี่ที่รวมอินเวอร์เตอร์แล้ว (THB/kWh)
- c_7 คือ ราคาต่อหน่วยของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (THB/kW)
- c_8 คือ ราคาต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (THB/kW)

12. อัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นรายปี

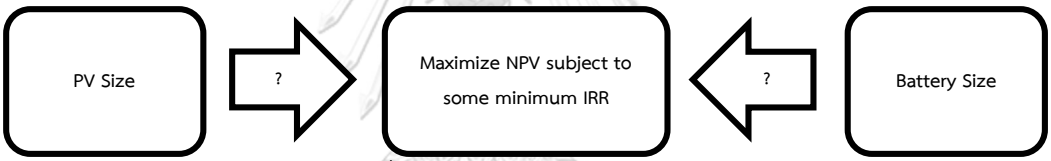
อัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นรายปีจะเป็นตัวคูณรายปีที่อยู่นอกสุดในสมการ ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นสำหรับการนำไปคูณสามารถเขียนได้ดังสมการ

$$f(y) = (1 + TG)^{y-1} \tag{3.30}$$

- TG คือ อัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต่อปีกำหนดให้เท่ากับ 0.0189 หรือ ร้อยละ 1.89

3.2 หลักการที่ใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่า

วิธีการที่จะกล่าวถึงต่อไปนี้มีเป้าหมายเพื่อหาขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และขนาดความจุแบตเตอรี่ที่จะทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (สมการ (2.9)) สูงที่สุดภายใต้อัตราผลตอบแทนภายในขั้นต่ำที่กำหนด (สมการ (2.10)) รูปที่ 3.7



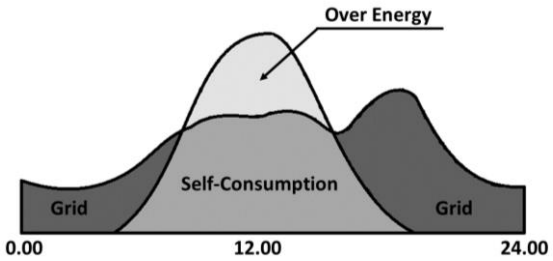
รูปที่ 3.7 วัตถุประสงค์ของวิธีการ

3.2.1 กระบวนการในการวิเคราะห์โดยรวม

สมมติในวันหนึ่งๆมีการใช้ไฟฟ้าและผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ดังรูปที่ 3.8 ทำให้สามารถแบ่งพลังงานที่เกิดขึ้นออกเป็น 2 ส่วนหลักๆ คือ ส่วนที่ใช้พลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยตรง (Self-Consumption) และส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Over Energy) โดยส่วนเกินจากการจ่ายโหลดนี้มีอยู่ 2 ทางเลือก คือ ปล่อยพลังงานไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่กริด หรือ นำพลังงานไฟฟ้านั้นมาเก็บในระบบกักเก็บพลังงานซึ่งในวิทยานิพนธ์นี้จะเป็นแบตเตอรี่ลิเทียมไอออน โดยถ้าแบตเตอรี่ที่ใช้นั้นมีขนาดความจุที่ใหญ่ไม่เพียงพอจะรับพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดได้ทั้งหมด ก็จะทำให้ต้องมีการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนเข้าสู่ระบบ ซึ่งการจ่ายไฟฟ้าไหลย้อนนั้นอาจเป็นการขายไฟฟ้าคืนหรือไม่ก็ได้ขึ้นอยู่กับนโยบายที่ทางภาครัฐกำหนด ณ ขณะนั้นๆ สำหรับการนำพลังงานจากแบตเตอรี่ไปใช้อย่างไรที่ช่วงเวลาไหนบ้างจะขึ้นอยู่กับประเภทอัตราค่าไฟที่ใช้ในสถานที่นั้น โดยการคิดค่าไฟแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ ลักษณะการคายพลังงานของแบตเตอรี่จะจ่ายบนช่วงเวลาที่เกิดกำลังไฟฟ้าสูงสุด

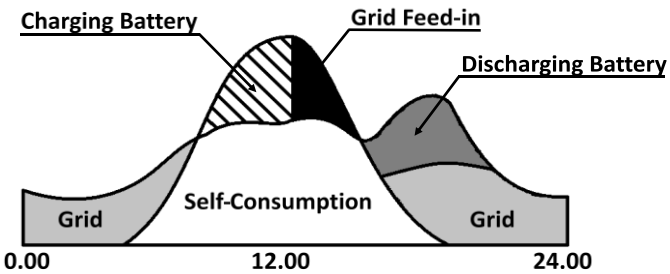
ในช่วง On-peak ก่อน ส่วนการคิดค่าไฟแบบอัตราก้าวหน้าลักษณะการคายพลังงานของแบตเตอรี่จะจ่ายพลังงานที่เวลาใดก็ได้ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่

หลักในการแบ่งพลังงานเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่



รูปที่ 3.8 สัดส่วนพลังงานที่เกิดขึ้นของลักษณะการใช้ไฟฟ้าเมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

จากที่ได้กล่าวมา ทำให้สามารถแบ่งพลังงานออกมาได้ทั้งหมด 5 ส่วน คือ (1.) ส่วนพลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จ่ายโหลดโดยตรง (Self-Consumption), (2.) ส่วนเกินจากการจ่ายโหลดที่นำไปชาร์จเข้าแบตเตอรี่ (Charging Battery), (3.) ส่วนเกินจากการจ่ายโหลดที่ปล่อยให้ไหลย้อนเข้าสู่ระบบ (Grid Feed-in), (4.) ส่วนพลังงานจากแบตเตอรี่ที่ถูกเก็บแล้วนำไปจ่ายโหลดต่อ (Discharging Battery), และ (5.) ส่วนโหลดที่เหลือ (Grid) ดังรูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 การจัดการพลังงานของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่เมื่อต่อกับกริด [24]

สำหรับอาคารที่ใช้อัตราค่าไฟตามช่วงเวลาของการใช้ นอกจากการนำแบตเตอรี่มาเพื่อรับพลังงานจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาจ่ายโหลดบนช่วงเวลาที่เกิดกำลังไฟฟ้าสูงสุด

แล้ว เรายังสามารถนำแบตเตอรี่มารับพลังงานในช่วง Off-peak แล้วไปจ่ายในช่วง On-peak เพื่อเอาส่วนต่างของราคาในวันจันทร์ ถึง ศุกร์ที่ไม่ใช่วันหยุดนักขัตฤกษ์ได้ ซึ่งการทำส่วนนี้อาจช่วยเพิ่มความคุ้มค่าให้กับการติดตั้งแบตเตอรี่ร่วมด้วยหรือไม่ก็ได้ ขึ้นอยู่กับราคาของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ราคาแบตเตอรี่ และผลต่างของราคาช่วง On-peak และช่วง Off-peak ว่ามีความเหมาะสมมากน้อยเพียงใด

จากที่ได้กล่าวมาข้างต้นทั้งหมดสามารถนำมาเขียนเป็นสมการรวมเพื่อหาขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และขนาดความจุแบตเตอรี่ที่เหมาะสม รวมถึงเงื่อนไขต่างๆ ที่ใช้ได้ตามสมการ (3.32) ถึง (3.41) โดยใช้นิยาม พารามิเตอร์ และตัวแปรที่ได้กำหนดใน “หัวข้อที่ 3.1.5 พารามิเตอร์และตัวแปรสำหรับประเมินความคุ้มค่าการลงทุน” ดังนี้

สมการรวม

$$Discision\ variables: P_{PV}^{rate}\ E_{b1}^{rate}\ E_{b2}^{rate}$$

$$max \quad \sum_{y=1}^{25} \frac{f(y)\sum_{m=1}^{12}(B(y,m)+M(y,m)+L(y,m)+G(y,m))-OM(y)-RC(y)}{(1+r)^y} - C_0 \tag{3.31}$$

$$s.t. \quad P_t(y,d_i(m),t) = P_{w/o}(d_i(m),t) - P_{PV}(y,d_i(m),t) + P_{b1}(y,d_i(m),t) + P_{b2}(y,d_i(m),t) \tag{3.32}$$

$$0.1E_{b1}^{rate} \le E_{b1}(y,d_i(m),t) \le 0.9E_{b1}^{rate} \tag{3.33}$$

$$0.1E_{b2}^{rate} \le E_{b2}(y,d_i(m),t) \le 0.9E_{b2}^{rate} \tag{3.34}$$

$$-C_{rate} \times E_{b1}^{rate} \le P_{b1}(y,d_i(m),t) \le C_{rate} \times E_{b1}^{rate} \tag{3.35}$$

$$-C_{rate} \times E_{b2}^{rate} \le P_{b2}(y,d_i(m),t) \le C_{rate} \times E_{b2}^{rate} \tag{3.36}$$

$$P_{PV}^{rate} \ge 0 \tag{3.37}$$

$$E_{b1}^{rate} \ge 0 \tag{3.38}$$

$$E_{b2}^{rate} \ge 0 \tag{3.39}$$

$$P_{PV-inv}^{rate} = P_{PV}^{rate} \tag{3.40}$$

$$IRR \ge 10\% \tag{3.41}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

โดย

y คือ ปีที่ ของอายุโครงการ

m คือ เดือนที่แทนด้วยตัวเลข เช่น ตัวเลข 1 แทนด้วยเดือนมกราคม และ 12 แทนด้วยเดือนธันวาคม เป็นต้น

r คือ อัตราคิดลด

$B(y,m)$ คือ จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ประหยัดได้ ปีที่ y เดือนที่ m เมื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับการติดตั้งแบตเตอรี่แล้ว (kWh) รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.1)

$M(y,m)$ คือ จำนวนเงินจากปริมาณหน่วยพลังงานที่จ่ายคืนเข้าสู่กริดทั้งหมด ปีที่ y เดือนที่ m (kWh) รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.15)

$L(y,m)$ คือ จำนวนเงินที่ได้จากการย้ายหน่วยไฟฟ้าโดยแบตเตอรี่ชุดที่ 2 จากช่วง On-peak มาช่วง Off-peak ณ ปีที่ y เดือนที่ m (kWh) รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.20)

$G(y,m)$ คือ คือ จำนวนเงินจากความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดที่ลดได้ ณ ปีที่ y เดือนที่ m (kW) รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.21)

$OM(y)$ คือ ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุงในปีที่ y (Operating and Maintenance Cost) รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.27)

$RC(y)$ คือ ค่าการเปลี่ยนอุปกรณ์ในปีที่ y (Replacement Cost)รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.28)

C_0 คือ ต้นทุนรวมตอนเริ่มต้นโครงการ (THB) รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.29)

$P_t(y,d_i(m),t)$ คือ ปีที่ ของอายุโครงกำลังไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในสายส่งที่เชื่อมต่อระหว่างโหลดกับกริด (Tie-line) ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t โดยค่าเป็นลบเมื่อกำลังไหลย้อนคืนเข้าสู่กริด และค่าเป็นบวก คือ กำลังไฟฟ้าไหลมาจากกริด

$P_{w/o}(y,d_i(m),t)$ คือ กำลังไฟฟ้าของลักษณะการใช้ไฟฟ้าเมื่อยังไม่ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW)

$P_{PV}(y,d_i(m),t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.8)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$P_{b1}(y, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่รับหรือจ่ายออกจากแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) โดยมีค่าเป็นบวกเมื่อแบตเตอรี่รับกระแสประจุเข้ามาชาร์จในแบตเตอรี่ และมีค่าเป็นลบ เมื่อแบตเตอรี่คายกระแสประจุ

$P_{b2}(y, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่รับหรือจ่ายออกจากแบตเตอรี่ชุดที่ 2 ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) โดยมีค่าเป็นบวกเมื่อแบตเตอรี่รับกระแสประจุเข้ามาชาร์จในแบตเตอรี่ และมีค่าเป็นลบ เมื่อแบตเตอรี่คายกระแสประจุ

$E_{b1}(y, d_i(m), t)$ คือ พลังงานที่สะสมในแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kWh) รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.24) – (3.26)

$E_{b2}(y, d_i(m), t)$ คือ พลังงานที่สะสมในแบตเตอรี่ชุดที่ 2 ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kWh) รายละเอียดเพิ่มเติมแสดงในสมการ (3.24) – (3.26)

P_{PV-inv}^{rate} คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (kW)

สมการ (3.31) มีตัวแปรเพียง 3 ตัวที่เราต้องการทราบค่า ได้แก่ P_{PV}^{rate} E_{b1}^{rate} และ E_{b2}^{rate} โดยที่เหลือจะเป็นพารามิเตอร์ ค่าคงที่ และตัวแปรตามที่ขึ้นกับตัวแปร 3 ตัวข้างต้น และสาเหตุที่มีตัวแปรอินเวอร์เตอร์เฉพาะของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (P_{PV-inv}^{rate}) นั้นมาจากการคูณราคาต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะแยกกับอินเวอร์เตอร์และมีการเปลี่ยนอุปกรณ์ที่ไม่พร้อมกัน ในขณะที่ราคาต่อหน่วยของแบตเตอรี่จะเป็นราคาที่ได้บวกอินเวอร์เตอร์เข้าไปแล้ว และมีการเปลี่ยนอุปกรณ์ทั้งชุดพร้อมกันตามที่ได้กล่าวไปใน “8. ค่าการเปลี่ยนอุปกรณ์” ของ “หัวข้อที่ 3.1.5 พารามิเตอร์และตัวแปรสำหรับประเมินความคุ้มค่าการลงทุน”

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

และสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้านั้นจะไม่มีฟังก์ชัน $L(y, m)$ และ $G(y, m)$ เนื่องจากสองฟังก์ชันนี้เป็นจำนวนเงินจากหน่วยไฟฟ้าเพื่อการย้ายโหลดและจำนวนเงินจากความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ประหยัดได้ ซึ่งมีเฉพาะในการคิดค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้

3.2.2 แนวทางที่นำเสนอ

วิธีที่จะนำเสนอเพื่อหาขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่นี้เป็นวิธีที่แก้โดยการกำหนดขอบเขตเซตคำตอบของปัญหาที่เป็นไปได้อย่างเป็นระบบแล้วเลือกค่าที่ดีที่สุดภายใต้เซตนั้นแทนการแก้ปัญหาด้วยวิธีการออปติไมเซชันโดยตรง ดังนั้นเราจึงต้องกำหนดตัวแปรที่ต้องการสำหรับการตัดสินใจ (Decision variables) ซึ่งเป็นตัวแปรเดียวกันกับในสมการ (3.31) แต่จะมองในอีกรูปแบบหนึ่งดังต่อไปนี้

หลักการอ้างอิงพลังงานที่จะนำมาใช้เป็นขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ตัวแปรตัวแรก คือ สัดส่วนปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 ปี เทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโหลดทั้งหมดที่ใน 1 ปี ซึ่งเป็นตัวแปรที่ใช้แทนขนาดพิกัดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (P_{PV}^{rate}) แสดงได้ดังสมการ (3.42)

$$PV = \frac{E_{PV}^{annl}}{E_{w/o}^{annl}} \times 100\% \tag{3.42}$$

- PV คือ สัดส่วนปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เทียบกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโหลดทั้งหมดในช่วงระยะเวลาที่เท่ากัน
- E_{PV}^{annl} คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้ใน 1 ปี (kWh) หาจากสมการ (3.43)
- $E_{w/o}^{annl}$ คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโหลดทั้งหมดใน 1 ปี (kWh) หาจากสมการ (3.44)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$E_{PV}^{annl} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{D(m)} \sum_{t=1}^{96} P_{PV}(1, d_i(m), t)\Delta t \tag{3.43}$$

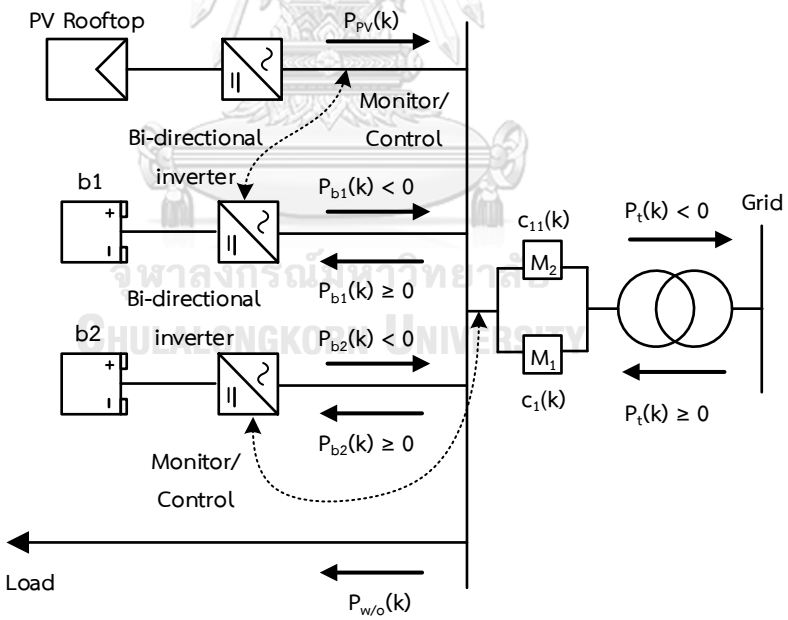
$$E_{w/o}^{annl} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{D(m)} \sum_{t=1}^{96} P_{w/o}(d_i(m), t)\Delta t \tag{3.44}$$

ซึ่งในการคำนวณขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องติดตั้ง เพื่อนำไปคำนวณเงินที่ต้องลงทุนต่อ แสดงได้ดังสมการ (3.45)

$$P_{PV}^{rate} = PV\% \times \frac{E_{w/o}^{annl}}{C.F. \times 8760} \tag{3.45}$$

- P_{PV}^{rate} คือ พิกัดกำลังไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (kW)
- $C.F.$ คือ องค์ประกอบการใช้โรงไฟฟ้า (Capacity factor)

จากที่ได้กล่าวไปในตอนท้ายของ “หัวข้อที่ 3.2.1 กระบวนการในการวิเคราะห์โดยรวม” ทำให้การคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราค่าไฟตามช่วงเวลาของการใช้ จะแบ่งแบตเตอรี่ออกเป็น 2 ชุด โดยแบตเตอรี่ชุดแรกจะทำหน้าที่ในการรับพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ $(b1)$ ส่วนแบตเตอรี่อีกชุดจะทำหน้าที่ในการย้ายโหลด $(b2)$ เพื่อเอาส่วนต่างของราคาในช่วง On-peak และช่วง Off-peak ในวันจันทร์ ถึง ศุกร์ ไม่นับวันหยุดนักขัตฤกษ์ โดยขนาดการติดตั้งของแบตเตอรี่ทั้งสองชุดนี้ $(E_{b1}^{rate}, E_{b2}^{rate})$ จะถูกแทนด้วย $b1$ และ $b2$ ซึ่งกำหนดเป็นตัวแปรที่สองและสามตามลำดับ โดยรายละเอียดของทั้งสองตัวแปรนี้จะอธิบายในหัวข้อถัดไป “หลักการอ้างอิงพลังงานที่จะนำมาใช้เป็นขนาดแบตเตอรี่” นอกจากนี้ แปลนวงจรจากเดิมในรูปที่ 3.1 จะแทนด้วยแปลนวงจรใหม่ในรูปที่ 3.10 แทน



รูปที่ 3.10 แปลนวงจร AC-coupling ที่ใช้ทดสอบของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่มีแบตเตอรี่สองชุดต่อร่วม

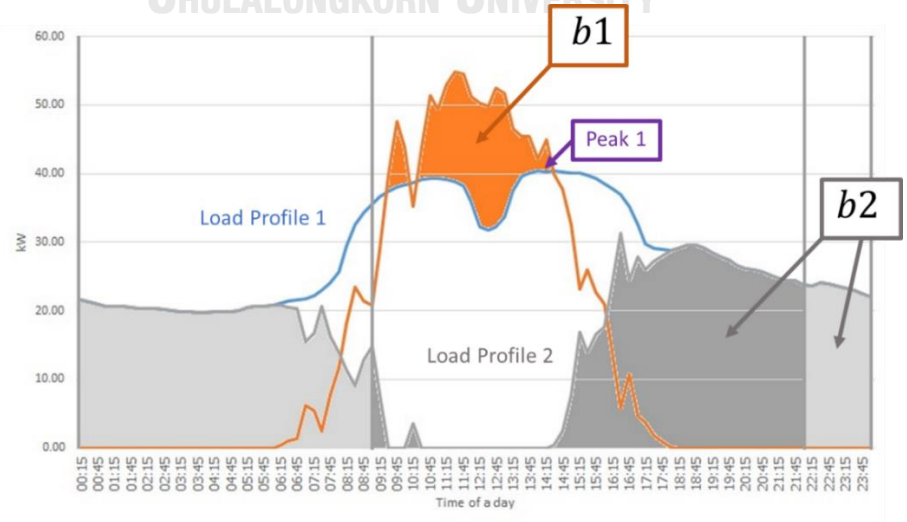
หลักการอ้างอิงพลังงานที่จะนำมาใช้เป็นขนาดแบตเตอรี่

เพื่อความเรียบง่ายและได้เห็นภาพชัดเจนของการแทนค่าที่มากขึ้น เราจะนิยามการกำหนดขนาด $b1$ โดยอ้างอิงตามพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นร้อยละในวันหนึ่งๆ (%Over Energy, %OE) ดังรูปที่ 3.11 แล้วนำมาหาค่าเฉลี่ยทั้งปี แสดงได้ดังสมการ (3.49) – (3.50) โดยถ้ากำหนดให้ $b1$ เท่ากับที่ร้อยละ 100 นั่นหมายความว่า เราจะกำหนดขนาด $b1$ ให้มีขนาดเพียงพอที่จะรับพลังงานส่วนเกินเฉลี่ยทั้งปีจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาชาร์จจนเต็มพอดีในวันได้ แต่ถ้ากำหนดให้ $b1$ เท่ากับร้อยละ 50 นั่นหมายความว่า เราจะกำหนดขนาดแบตเตอรี่ $b1$ ที่จะรับพลังงานส่วนเกินเฉลี่ยทั้งปีจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพียงครึ่งหนึ่งเข้ามาชาร์จในแบตเตอรี่จนเต็มในวัน ส่วนพลังงานที่เหลือที่ไม่ได้ชาร์จเข้ามาก็จะจ่ายหรือขายคืนเข้าสู่กริด

$$E_{stored1} = b1\% \times E_{OE}^{avg} \tag{3.46}$$

- $E_{stored1}$ คือ ปริมาณพลังงานที่จะถูกนำไปชาร์จเข้าแบตเตอรี่ชุดที่ 1 จนเต็มพอดีใน 1 วัน (kWh)
- $b1$ คือ สัดส่วนของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ที่นำมาใช้เป็นขนาดแบตเตอรี่มีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 100
- E_{OE}^{avg} คือ พลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปีต่อหนึ่งวัน (kWh) หาได้จากสมการ (3.50)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 3.11 แสดงหน้าที่การทำงานของแบตเตอรี่ b1 และ b2

พลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 วัน ณ ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i สามารถหาได้ตามสมการต่อไปนี้

$$E_{OE}^{day}(y, d_i(m)) = \sum_{t=1}^{96} P_{OE}(y, d_i(m), t)\Delta t \tag{3.47}$$

โดย $P_{OE}(y, d_i(m), t)$ จะหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$P_{OE}(y, d_i(m), t) = \begin{cases} P_{PV}(y, d_i(m), t) - P_{w/o}(d_i(m), t) & , P_{PV}(y, d_i(m), t) - P_{w/o}(d_i(m), t) > 0 \\ 0 & , otherwise \end{cases} \tag{3.48}$$

แต่ในการนำพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มากำหนดเป็นขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 จะคิดในปีที่ 1 ตามสมการต่อไปนี้

$$E_{OE}^{day}(1, d_i(m)) = \sum_{t=1}^{96} P_{OE}(1, d_i(m), t)\Delta t \tag{3.49}$$

$$E_{OE}^{avg} = \frac{1}{365} \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{D(m)} E_{OE}^{day}(1, d_i(m)) \tag{3.50}$$

- $P_{OE}(1, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปีที่ 1 เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kWh) หาได้จากสมการ (3.51)
- $E_{OE}^{day}(1, d_i(m))$ คือ พลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปีที่ 1 เดือนที่ m วันที่ i (kWh)
- $D(m)$ คือ วันสุดท้ายในเดือนที่ m แสดงได้ดังสมการ (3.4)

$$P_{OE}(1, d_i(m), t) = \begin{cases} P_{PV}(1, d_i(m), t) - P_{w/o}(d_i(m), t) & , P_{PV}(1, d_i(m), t) - P_{w/o}(d_i(m), t) > 0 \\ 0 & , otherwise \end{cases} \tag{3.51}$$

- $P_{PV}(1, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ปีที่ 1 เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

- $P_{w/o}(d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าของลักษณะการใช้ไฟฟ้าเมื่อยังไม่ได้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW)

ส่วนสำหรับการนิยามการกำหนดขนาดแบตเตอรี่ $b2$ นั้นจะอ้างอิงตามพลังงานส่วนที่เหลือในช่วง 9.00 – 22.00 (On-peak) หรือ 0.00 – 9.00 และ 22.00 – 24.00 (Off-peak) โดยจะเลือกช่วงที่มีปริมาณพลังงานน้อยกว่าเป็นร้อยละในวันหนึ่งๆ (%Remain min(On-peak, Off-peak), %RO) ดังรูปที่ 3.11 และเขียนได้ดังสมการ (3.52) กล่าวคือ ถ้ากำหนดให้ $b2$ เท่ากับร้อยละ 100 นั่นหมายความว่า เราจะกำหนดขนาดแบตเตอรี่ $b2$ ให้มีขนาดเพียงพอที่จะรับพลังงานช่วง Off-peak มาจ่ายช่วง On-peak จนพลังในช่วง On-peak หรือ Off-peak กลายเป็นศูนย์ แต่ถ้ากำหนดให้ $b2$ เท่ากับร้อยละ 50 นั่นหมายความว่า เราจะกำหนดขนาดให้แบตเตอรี่ $b2$.ให้มีขนาดเพียงพอที่จะรับพลังงานในช่วง Off-peak ในปริมาณที่เท่ากับร้อยละ 50 ของปริมาณ On-peak หรือ Off-peak ที่เหลือซึ่งอ้างอิงตามพลังงานที่น้อยกว่าดังที่ได้กล่าวไป เพื่อนำมาจ่ายโหลดในช่วง On-peak

$$E_{stored2} = b2\% \times E_{RO}^{avg} \tag{3.52}$$

- $E_{stored2}$ คือ ปริมาณพลังงานทั้งหมดที่จะถูกนำไปชาร์จเข้าแบตเตอรี่ชุดที่ 2 จนเต็มพอดีใน 1 วัน (kWh)
- $b2$ คือ สัดส่วนของพลังงานส่วนที่เหลือในช่วง 9.00 – 22.00 หรือ 0.00 – 9.00 และ 22.00 – 24.00 เฉลี่ยทั้งปี ที่นำไปชาร์จเข้าแบตเตอรี่มีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 100
- E_{RO}^{avg} คือ พลังงานส่วนที่เหลือในช่วง 9.00 – 22.00 หรือ 0.00 – 9.00 และ 22.00 – 24.00 เฉลี่ยทั้งปีต่อหนึ่งวัน (kWh) หาได้จากสมการ (3.59)

พลังงานส่วนที่เหลือในช่วง 9.15 – 22.00 น. ใน 1 วัน ณ ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i สามารถหาได้ตามสมการต่อไปนี้

$$E_{onp}^{day}(y, d_i(m)) = \sum_{t\epsilon\tau}(P_{w/o}(d_i(m), t) - P_{PV}(y, d_i(m), t) + P_{b1}(y, d_i(m), t))\Delta t \tag{3.53}$$

- $E_{onp}^{day}(y, d_i(m))$ คือ พลังงานที่เหลือในช่วง 9.15 – 22.00 น. ของปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i (kWh)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

แต่สำหรับในการนำไปใช้กำหนดขนาดแบตเตอรี่ในช่วง 9.15 – 22.00 น. จะคิดเฉพาะในปีที่ 1 ซึ่งหาได้ตามสมการต่อไปนี้

$$E_{onp}^{day}(1, d_i(m)) = \sum_{t \in \tau} (P_{w/o}(d_i(m), t) - P_{PV}(1, d_i(m), t) + P_{b1}(1, d_i(m), t))\Delta t \quad (3.54)$$

$$E_{onp}^{avg} = \frac{1}{365} \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{D(m)} E_{onp}^{day}(1, d_i(m)) \quad (3.55)$$

- $E_{onp}^{day}(1, d_i(m))$ คือ พลังงานที่เหลือในช่วง 9.15 – 22.00 น. ของปีที่ 1 เดือนที่ m วันที่ i (kWh)
- E_{onp}^{avg} คือ พลังงานที่เหลือเฉลี่ยทั้งปีในช่วง 9.15 – 22.00 น. (kWh)
- τ คือ เซตของจุดเวลาตั้งแต่ 9.15 – 22.00 น. ได้แก่ จุดเวลาที่ 37, 38, ..., 88
- $P_{b1}(1, d_i(m), t)$ คือ กำลังไฟฟ้าที่รับหรือจ่ายออกจากแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ปีที่ 1 เดือนที่ m วันที่ i จุดเวลาที่ t (kW) โดยมีค่าเป็นบวกเมื่อแบตเตอรี่รับกระแสประจุเข้ามาชาร์จในแบตเตอรี่ และมีค่าเป็นลบ เมื่อแบตเตอรี่คายกระแสประจุ หาได้จากผังการทำงานในรูปที่ 3.14

พลังงานส่วนที่เหลือในช่วง 00.15 – 9.00 น. และ 22.15 – 24.00 น. ใน 1 วัน ณ ปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i สามารถหาได้ตามสมการต่อไปนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

$$E_{offp}^{day}(y, d_i(m)) = \sum_{t \notin \tau} (P_{w/o}(d_i(m), t) - P_{PV}(y, d_i(m), t) + P_{b1}(y, d_i(m), t))\Delta t \quad (3.56)$$

- $E_{offp}^{day}(y, d_i(m))$ คือ พลังงานที่เหลือในช่วง 00.15 – 9.00 น. และ 22.15 – 24.00 น. ของปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i (kWh)

แต่สำหรับในการนำไปใช้กำหนดขนาดแบตเตอรี่ในช่วง 00.15 – 9.00 น. และ 22.15 – 24.00 น. จะคิดเฉพาะในปีที่ 1 ซึ่งหาได้ตามสมการต่อไปนี้

$$E_{offp}^{day}(1, d_i(m)) = \sum_{t \notin \tau} (P_{w/o}(d_i(m), t) - P_{PV}(1, d_i(m), t) + P_{b1}(1, d_i(m), t))\Delta t \quad (3.57)$$

$$E_{offp}^{avg} = \frac{1}{365} \sum_{m=1}^{12} \sum_{i=1}^{D(m)} E_{offp}^{day}(1, d_i(m)) \quad (3.58)$$

- $E_{offp}^{day}(1, d_i(m))$ คือ พลังงานที่เหลือในช่วง 00.15 – 9.00 น. และ 22.15 – 24.00 น. ของปีที่ 1 เดือนที่ m วันที่ i (kWh)
- E_{offp}^{avg} คือ พลังงานที่เหลือเฉลี่ยในช่วง 00.15 – 9.00 น. และ 22.15 – 24.00 น. (kWh)

$$E_{RO}^{avg} = \begin{cases} E_{onp}^{avg} & , E_{onp}^{avg} < E_{offp}^{avg} \\ E_{offp}^{avg} & , otherwise \end{cases} \quad (3.59)$$

โดยพลังงานที่จะนำไปชาร์จเข้าแบตเตอรี่ข้างต้น สามารถนำไปคำนวณหาขนาดแบตเตอรี่ที่ใช้จริง เพื่อนำไปคำนวณเงินลงทุนที่ต้องติดตั้งได้ดังสมการต่อไปนี้

$$E_{b1}^{rate} = \frac{E_{stored1} \times \sqrt{\eta_{b-inv}} \times \sqrt{\eta_b}}{DoD} \quad (3.60)$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

$$E_{b2}^{rate} = \frac{E_{stored2} \times \sqrt{\eta_{b-inv}} \times \sqrt{\eta_b}}{DoD} \quad (3.61)$$

- E_{b1}^{rate} คือ พิกัดความจุของแบตเตอรี่ชุดที่ 1 (kWh)
- E_{b2}^{rate} คือ พิกัดความจุของแบตเตอรี่ชุดที่ 2 (kWh)
- η_{b-inv} คือ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับแบตเตอรี่มีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1
- η_b คือ ประสิทธิภาพการรับและคายกระแสประจุของแบตเตอรี่ใน 1 รอบ มีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1
- DoD คือ ความลึกของการคายประจุของแบตเตอรี่มีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1

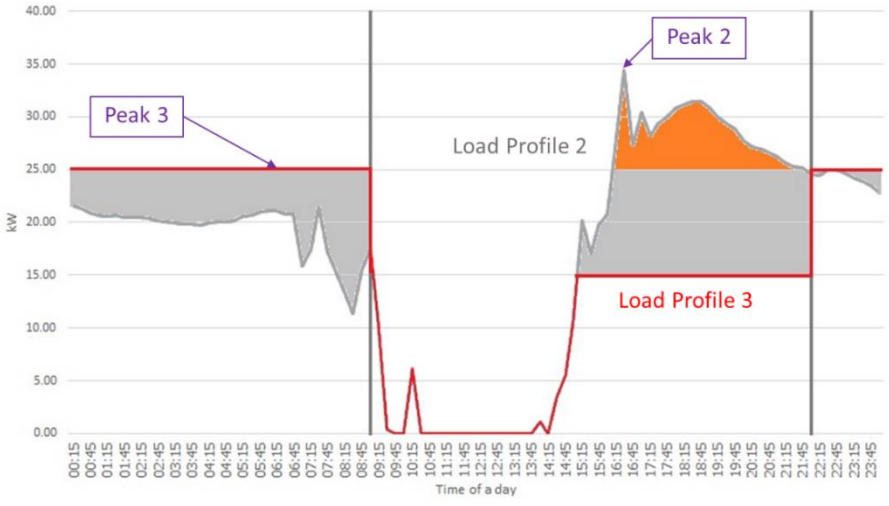
การคำนวณพลังงานที่คายออกมาจากแบตเตอรี่

หลังจากแบตเตอรี่รับประแสประจุเข้ามาชาร์จจนเต็มในวันหนึ่งๆแล้ว แบตเตอรี่ก็จะคายประจุที่บริเวณต่างๆตามที่กำหนดเพื่อให้เกิดความคุ้มค่าสูงสุด ดังรูปที่ 3.12 โดยพลังงานที่เหลือออกมาจากแบตเตอรี่เพื่อเอามาลดหรือย้ายโหลดนั้นสามารถแสดงได้ดังสมการ (3.62) และ (3.63)

$$E_{r1}(y, d_i(m)) = \begin{cases} (1-BD)^{mod(y-1,10)} \times E_{stored1} \times \eta_{b-inv} \times \eta_b \times (1-\delta) & , E_{stored1} < E_{OE}^{day}(d_i(m)) \\ E_{OE}^{day}(y, d_i(m)) \times \eta_{b-inv} \times \eta_b \times (1-\delta) & , otherwise \end{cases} \quad (3.62)$$

$$E_{r2}(y, d_i(m)) = \begin{cases} (1-BD)^{mod(y-1,10)} \times E_{stored2} \times \eta_{b-inv} \times \eta_b \times (1-\delta) & , E_{stored2} < E_{offp}^{day}(d_i(m)) \\ E_{offp}^{day}(y, d_i(m)) \times \eta_{b-inv} \times \eta_b \times (1-\delta) & , otherwise \end{cases} \quad (3.63)$$

- $E_{r1}(y, d_i(m))$ คือ ปริมาณพลังงานที่เหลือออกจากแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ทั้งหมดเพื่อนำไปลดหรือย้ายโหลดในปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i (kWh)
- $E_{r2}(y, d_i(m))$ คือ ปริมาณพลังงานที่เหลือออกจากแบตเตอรี่ชุดที่ 2 ทั้งหมดเพื่อนำไปลดหรือย้ายโหลดในปีที่ y เดือนที่ m วันที่ i (kWh)
- δ คือ อัตราการรั่วไหลของประจุในแบตเตอรี่ต่อวันมีค่าตั้งแต่ 0 ถึง 1



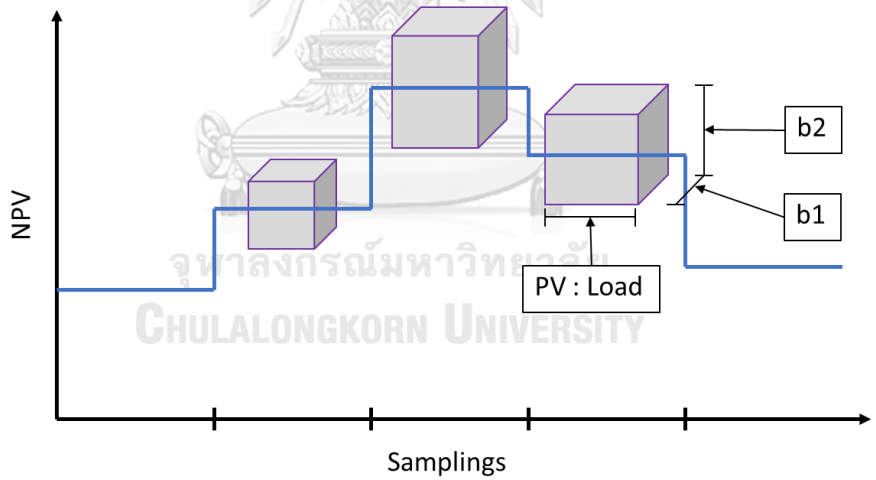
รูปที่ 3.12 แสดงลักษณะการคายพลังงานของแบตเตอรี่ b1 และ b2

โดยหลักการนำพลังงานจากแบตเตอรี่มาใช้เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและย้ายหน่วยไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ทั้ง 2 ชุด สามารถสรุปเป็นผังการทำงานได้ดังรูปที่ 3.14 สำหรับการทำงานของแบตเตอรี่ชุดที่ 1 $(b1)$ และรูปที่ 3.15 สำหรับการทำงานของแบตเตอรี่ชุดที่ 2 $(b2)$

การแก้ปัญหาและกำหนดขอบเขตเซตคำตอบ

เมื่อได้กำหนดตัวแปรทั้งสามตัวที่ต้องการแล้ว ก็จะนำมาแทนค่าหามูลค่าปัจจุบันสุทธิตามขอบเขตเซตคำตอบที่ได้กำหนด โดยจะกำหนดให้ตัวแปรทั้งสามตัวนั้นแทนด้วยความยาวด้านของรูปทรงสี่เหลี่ยม แสดงได้ดังรูปที่ 3.13 ทำให้ได้ว่ากล่องสี่เหลี่ยมแต่ละขนาดก็จะมีมูลค่าปัจจุบันสิทธิที่แตกต่างกันออกไปในแกน y โดยขอบเขตการแทนค่าของตัวแปรทั้งสามตัวเป็นดังนี้ คือ

- PV แทนค่าตั้งแต่ร้อยละ 0 ถึง 150 ที่ความละเอียดร้อยละ 5
- $b1$ แทนค่าตั้งแต่ร้อยละ 0 ถึง 100 ที่ความละเอียดร้อยละ 0.1
- $b2$ แทนค่าตั้งแต่ร้อยละ 0 ถึง 100 ที่ความละเอียดร้อยละ 0.1

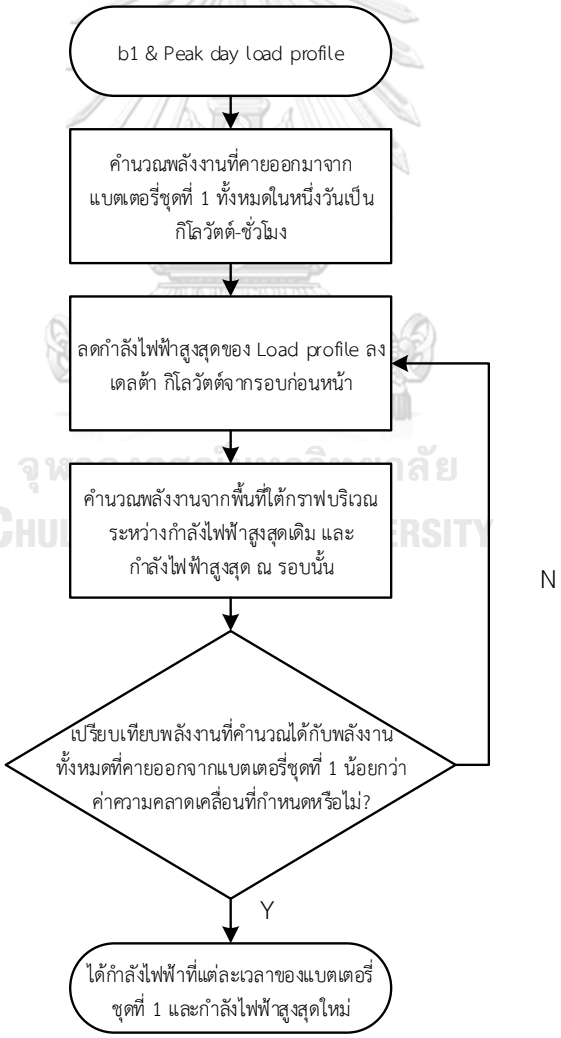


รูปที่ 3.13 ตัวอย่างของการแทนชุดตัวแปรแต่ละชุด เพื่อหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ

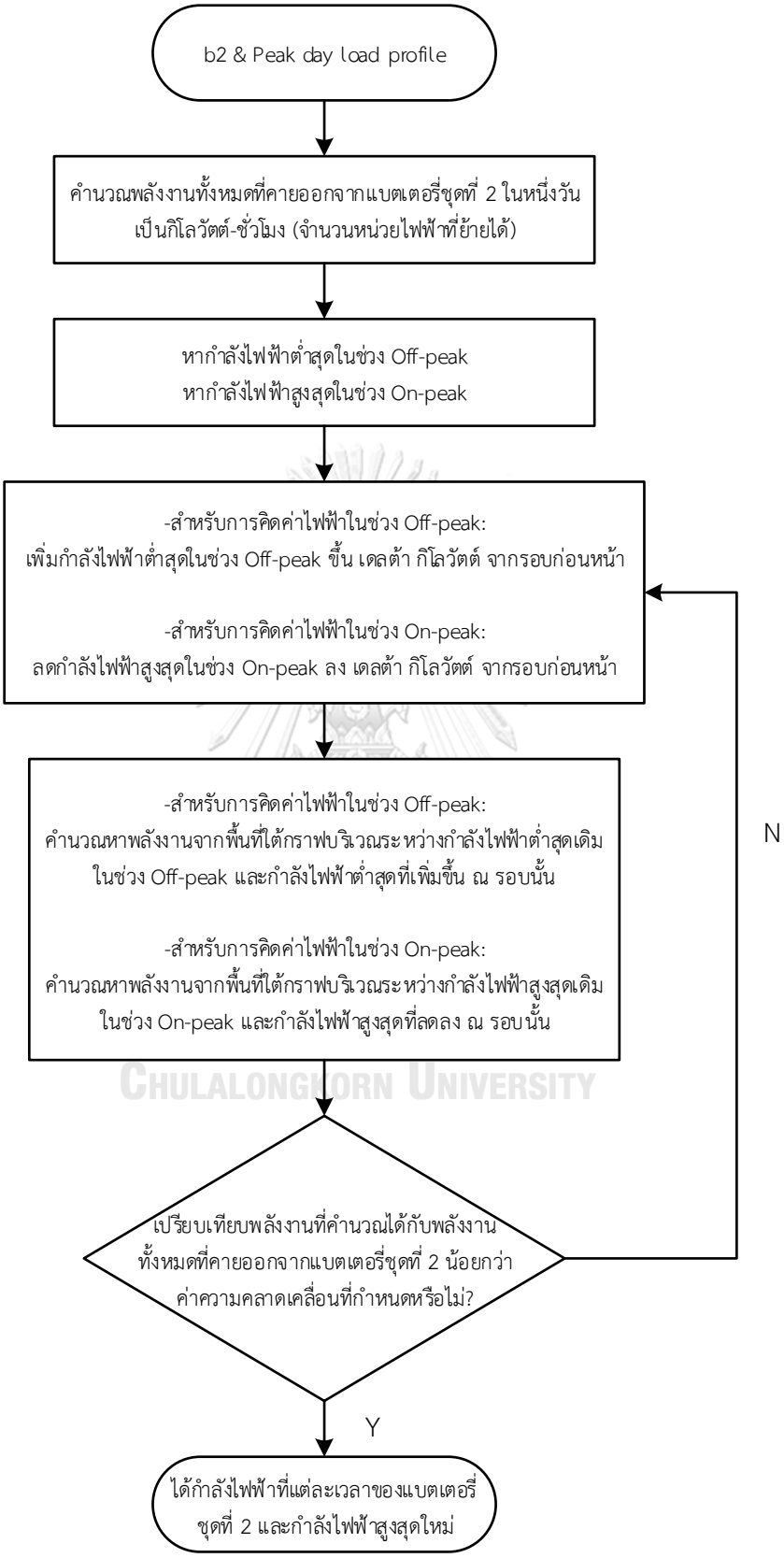
เมื่อแทนค่าจนครบตามขอบเขตแล้ว เราก็จะเลือกชุดคำตอบที่ให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดและสอดคล้องกับเงื่อนไขในสมการ (3.32) ถึง (3.41) เป็นอันเสร็จสิ้นในหนึ่งรอบสำหรับราคาต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และราคาต่อหน่วยของแบตเตอรี่ที่ราคาหนึ่ง อย่างไรก็ตามราคาของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่แตกต่างกันในแต่ละที่และมีโอกาสลดลงอย่างมีนัยยะทุกปี ดังนั้นจึงทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคา (Sensitivity

Analysis) เข้ามาเพิ่มเติม โดยการเปลี่ยนราคาทั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ลดลงเรื่อยๆจนเหลือศูนย์โดยมีละเอียดของราคาที่ 10000 บาท ต่อ กิโลวัตต์ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งราคาอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ก็จะลดลงเป็นสัดส่วนกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วย และ $100 ต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือ 3300 บาท ต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับแบตเตอรี่ที่รวมราคาของอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับแบตเตอรี่แล้ว ซึ่งจะทำให้ได้คำตอบของขนาดการติดตั้งที่แตกต่างกันออกไปจากต้นทุนต่อหน่วยต่างๆของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ ซึ่งภาพรวมขั้นตอนของวิธีการที่นำเสนอนี้สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.16

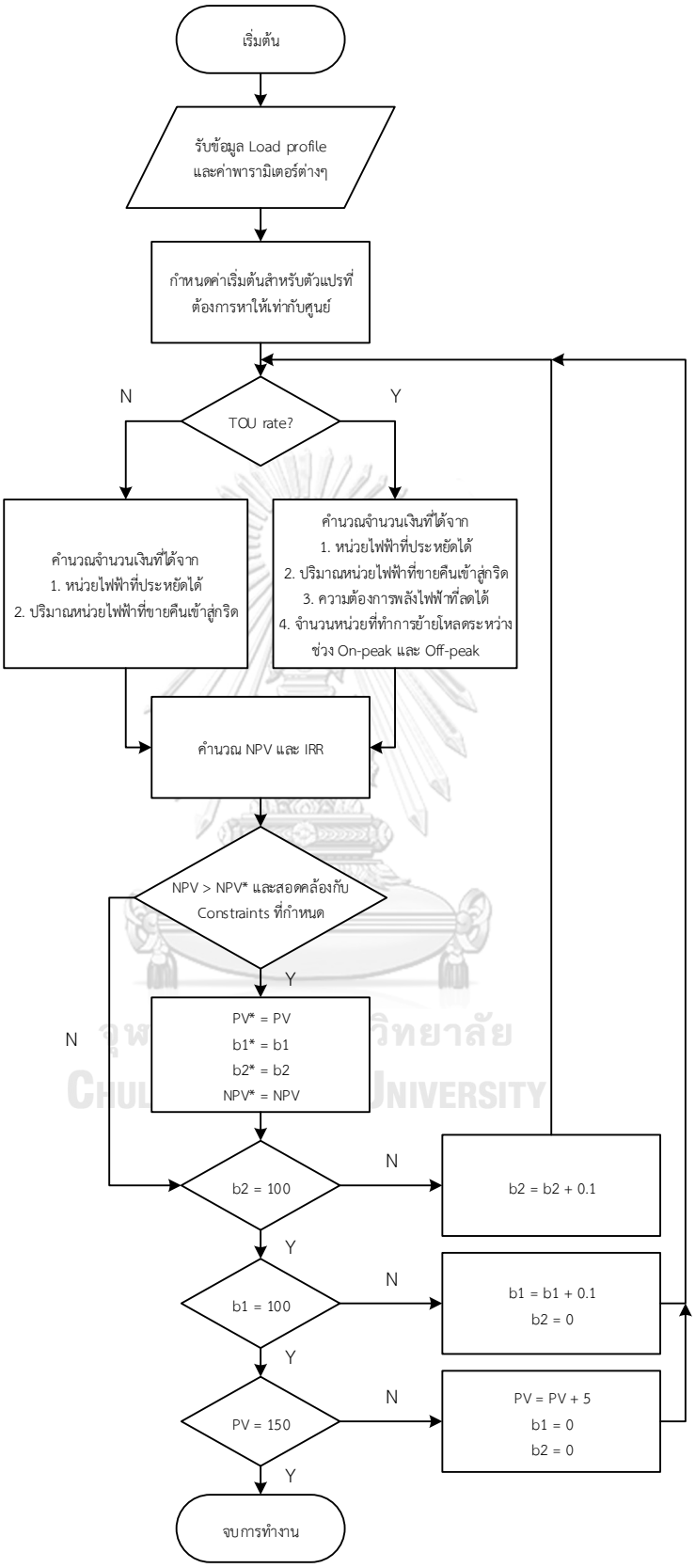
กระบวนการในการหากำลังไฟฟ้าที่แต่ละเวลาของแบตเตอรี่และค่าความต้องการพลังไฟฟ้าใหม่



รูปที่ 3.14 ผังแสดงการทำงานของแบตเตอรี่ชุดที่ 1 (b1)



รูปที่ 3.15 ผังแสดงการทำงานของแบตเตอรี่ชุดที่ 2 (b2)



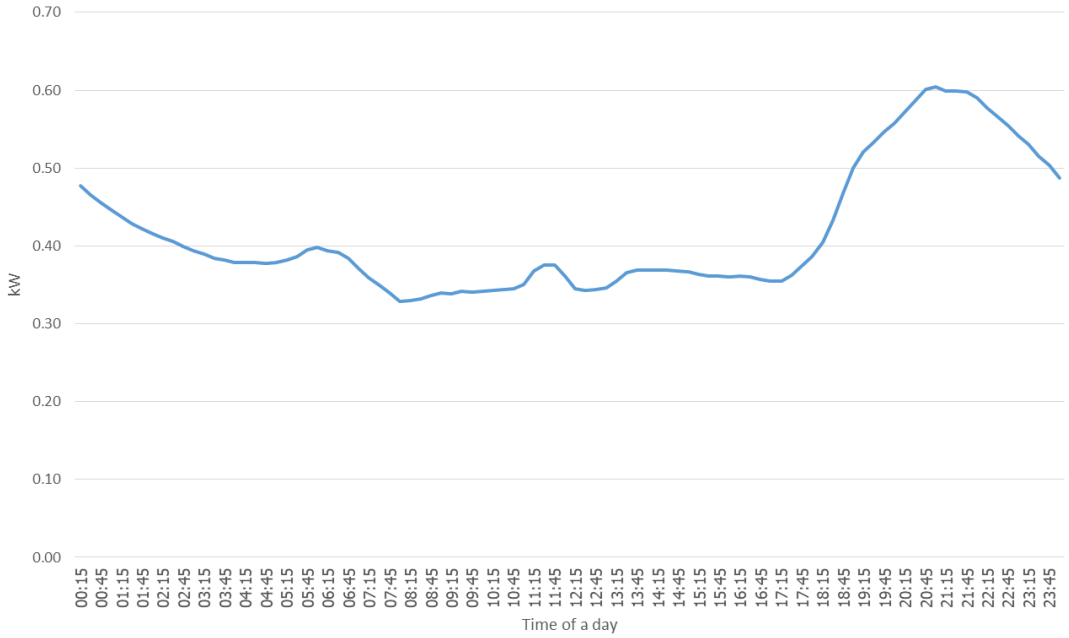
รูปที่ 3.16 ผังขั้นตอนรวมการทำงานจากวิธีการที่นำเสนอ

บทที่ 4
ผลการทดสอบ

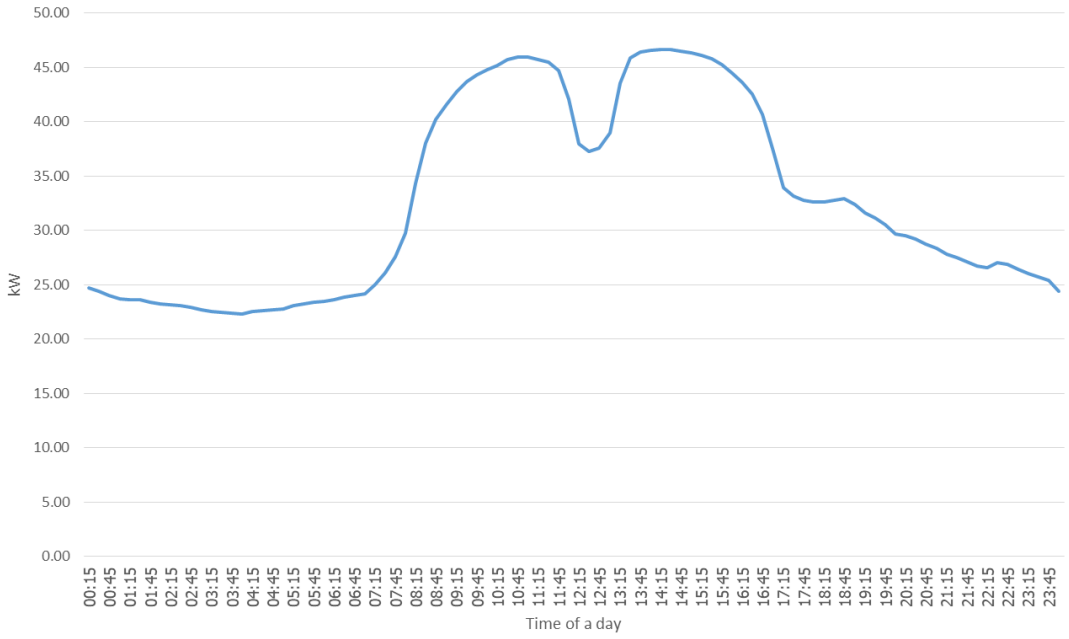
จากที่ได้กล่าวไปใน “หัวข้อที่ 3.1.3 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า” และ “หัวข้อที่ 3.1.4 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า” จึงแบ่งการวิเคราะห์ออกเป็น 2 แบบ คือ แบบอัตราก้าวหน้า และ แบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ โดยแบบอัตราก้าวหน้าจะใช้ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือนในรูปที่ 4.1 เป็นตัวอย่างในการทดสอบ และ แบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้จะใช้ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของกิจการขนาดกลางในรูปที่ 4.2 เป็นตัวอย่างในการทดสอบ

นอกจากนี้ “หัวข้อที่ 3.2.2 แนวทางที่นำเสนอ” ได้นำเสนอวิธีในการหาขนาดแบตเตอรี่โดยการปรับขนาดความจุเพิ่มขึ้นขั้นละร้อยละ 0.1 ของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และสำหรับการคิดค่าไฟแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้จะมีแบตเตอรี่เพื่อการย้ายโหลดเพิ่มเข้ามาเพื่อเอาส่วนต่างของราคาในช่วงวันจันทน์ถึงศุกร์ที่ไม่ใช่วันหยุดนักขัตฤกษ์ ซึ่งแบตเตอรี่นี้ได้มีการปรับขนาดความจุเพิ่มขึ้นที่ละร้อยละ 0.1 เช่นกันของพลังงานส่วนที่เหลือจากการตัดโหลดด้วยระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วง on-peak แต่การแสดงผลขนาดความจุของแบตเตอรี่นั้นจะแสดงผลในรูปร้อยละของพลังงานแบตเตอรี่ที่ใช้ใน 1 ปีแทน ซึ่งจะคล้ายกับการแสดงผลในส่วนขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งผ่านปริมาณพลังงานที่จะผลิตได้ใน 1 ปีเทียบกับพลังงานของโหลดที่ใช้ทั้งหมดใน 1 ปี โดยวิธีในการนำผลทดสอบไปใช้นี้จะกล่าวถึงอีกทีใน “หัวข้อที่ 4.4 การนำผลทดสอบไปใช้”

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 4.1 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน [2, 25]



รูปที่ 4.2 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของกิจการขนาดกลาง [2, 25]

4.1 ค่าของพารามิเตอร์ที่ใช้

ตารางที่ 4.1 พารามิเตอร์ระบบที่ใช้

พารามิเตอร์	ปริมาณ
ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	95%
ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับแบตเตอรี่	98%
ประสิทธิภาพการรับและคายกระแสประจุของแบตเตอรี่	92%
ขีดจำกัดการรับกระแสประจุของแบตเตอรี่	1 kW/kWh
ขีดจำกัดการคายกระแสประจุของแบตเตอรี่	1 kW/kWh
ความลึกการคายประจุของแบตเตอรี่	80%
อัตราการการรั่วไหลของประจุในแบตเตอรี่	0.1% ต่อ วัน
อัตราการเสื่อมสภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์	0.8% ต่อ ปี
อัตราการเสื่อมสภาพของแบตเตอรี่	2.0% ต่อ ปี

ตารางที่ 4.2 พารามิเตอร์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้

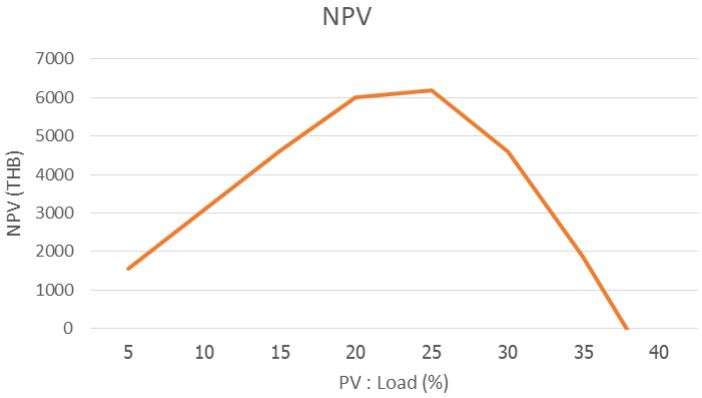
พารามิเตอร์	ปริมาณ
ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์	40000 THB/kW
ราคาอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์	6250 THB/kW
ราคาแบตเตอรี่รวมอินเวอร์เตอร์ที่ใช้กับแบตเตอรี่	33000 THB/kWh
ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุง	0.8% ต้นทุนรวมเริ่มต้น
อัตราการเพิ่มของค่าดำเนินการและซ่อมบำรุง	2% ต่อ ปี
อัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น	1.89% ต่อ ปี
อัตราคิดลด	10%
อายุการใช้งานของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์	25 ปี
อายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์	10 ปี
อายุการใช้งานของแบตเตอรี่	10 ปี

Chulalongkorn University

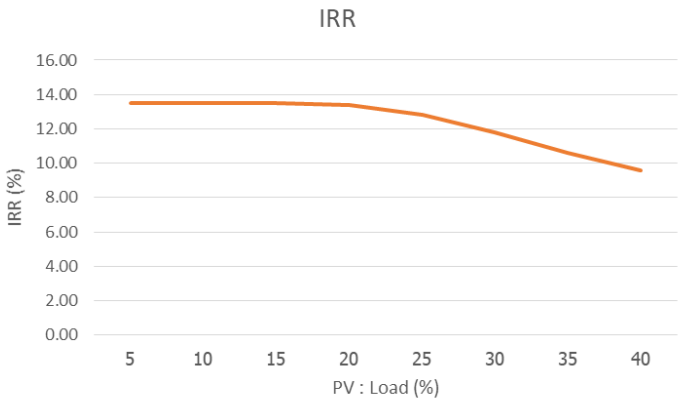
4.2 อัตราก้าวหน้า

แบบอัตราก้าวหน้านี้จะใช้ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือนเป็นตัวอย่างในการทดสอบ โดยจะทดสอบแบบที่ติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และแบบที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่

4.2.1 การติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 4.3 มูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าเมื่อเทียบกับ PV ค่าต่างๆ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 2.4363 บาทต่อหน่วย

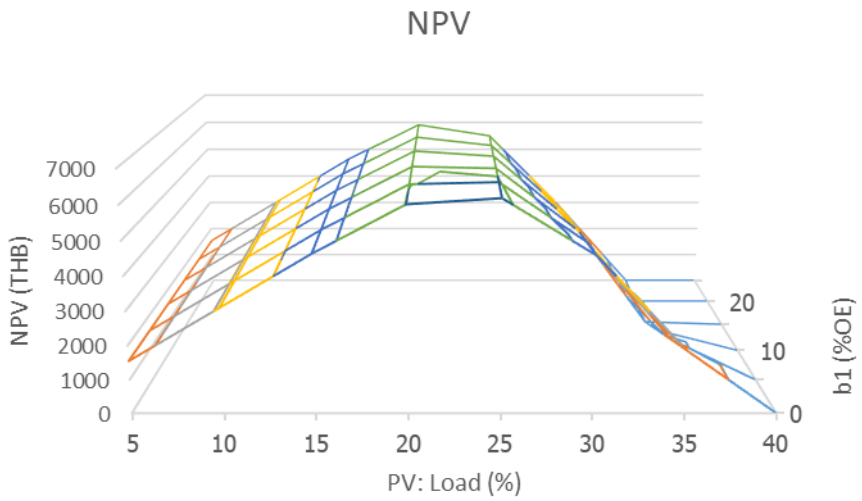


รูปที่ 4.4 อัตราผลตอบแทนภายในที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าเมื่อเทียบกับ PV ค่าต่างๆ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 2.4363 บาทต่อหน่วย

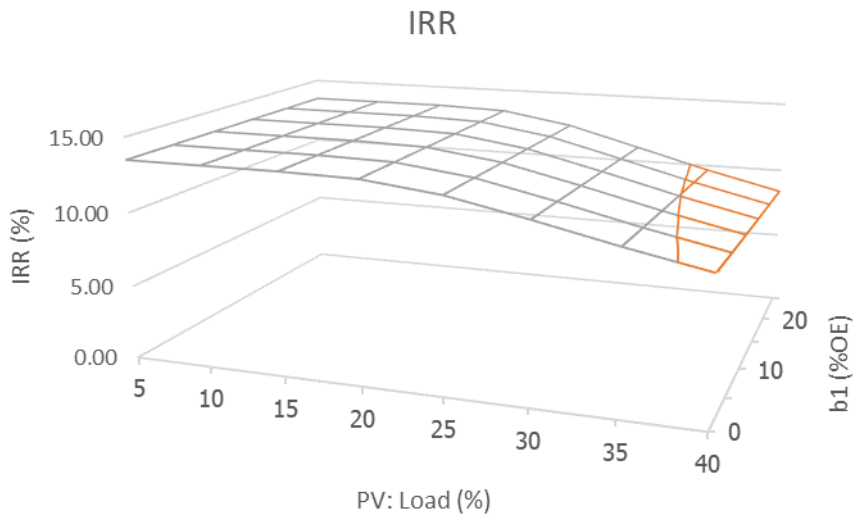
ตารางที่ 4.3 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลดที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนต่างๆ

Net Billing (THB/unit)	**0.0000**	**0.8121**	**1.6242**	**2.4363**	**3.2484**
PV (%Load)	20	25	25	25	60
IRR (%)	13.3	12.8	13.0	13.3	11.8

4.2.2 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่



รูปที่ 4.5 กราฟแสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าเมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด และขนาดแบตเตอรี่ ชุดที่ 1 ค่าต่างๆในหน่วยร้อยละของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อัตราการขายไฟคืนเท่ากับ 2.4363 บาทต่อหน่วย



รูปที่ 4.6 กราฟแสดงอัตราผลตอบแทนภายในกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าเมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ค่าต่างๆในหน่วยร้อยละของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 2.4363 บาทต่อหน่วย

ตารางที่ 4.4 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ในหน่วยของร้อยละพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Net Billing (THB/unit)	0.0000	0.8121	1.6242	2.4363	3.2484
PV (%Load)	20	25	25	25	60
b1 (%OE)	0	0	0	0	0
IRR (%)	13.3	12.8	13.0	13.3	11.8

4.2.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า

ตารางที่ 4.5 ผลลัพธ์ของขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปของพลังงานที่ผลิตได้หนึ่งปีเทียบกับโหลดหนึ่งปีร่วมกับแบตเตอรี่ในรูปร้อยละพลังงานที่แบตเตอรี่ใช้ในหนึ่งปีเทียบกับพลังงานของโหลดทั้งหมดหนึ่งปีสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าที่ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ราคาแบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ

PV (THB/kW)	40000						10000					
Net Billing	1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB		1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB	
Battery+ (THB/kWh)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)
33000	25	0.00	25	0.00	20	0.00	150	0.00	150	0.00	40	0.00
29700	25	0.00	25	0.00	20	0.00	150	0.00	150	0.00	40	0.00
26400	25	0.00	25	0.00	20	0.00	150	0.00	150	0.00	40	0.00
23100	25	0.00	25	0.00	20	0.00	150	0.00	150	0.00	40	0.00
19800	25	0.00	25	0.00	20	0.00	150	0.00	150	0.00	40	0.00
16500	25	0.00	25	0.00	20	0.00	150	0.00	150	0.00	45	7.53
13200	25	0.00	25	0.00	20	0.00	150	0.00	150	11.42	60	21.13
9900	25	0.00	25	0.07	20	0.00	150	11.42	150	51.37	95	54.95
6600	25	0.33	25	1.07	25	1.13	150	51.37	145	65.58	105	67.09
3300	40	11.01	35	7.21	25	1.33	150	68.50	145	71.04	105	70.63
0	60	28.17	60	28.17	60	28.17	150	79.91	125	80.91	110	75.43
PV (THB/kW)	30000						5000					
Net Billing	1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB		1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB	
Battery+ (THB/kWh)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)
33000	30	0.00	25	0.00	25	0.00	150	0.00	150	0.00	60	0.00
29700	30	0.00	25	0.00	25	0.00	150	0.00	150	0.00	60	0.00
26400	30	0.00	25	0.00	25	0.00	150	0.00	150	0.00	60	0.00
23100	30	0.00	25	0.00	25	0.00	150	0.00	150	0.00	60	0.00
19800	30	0.00	25	0.00	25	0.00	150	0.00	150	0.00	60	0.00
16500	30	0.00	25	0.00	25	0.00	150	0.00	150	0.00	60	16.90
13200	30	0.00	25	0.00	25	0.00	150	0.00	150	11.42	65	24.56
9900	30	0.19	30	1.92	30	2.87	150	11.42	150	51.37	105	60.03
6600	50	17.37	50	19.30	45	15.07	150	51.37	150	68.50	110	67.89
3300	65	32.75	65	32.75	60	28.17	150	68.50	150	74.21	115	72.22
0	105	70.63	100	65.83	100	65.83	150	79.91	150	79.91	115	80.24
PV (THB/kW)	20000						0					
Net Billing	1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB		1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB	
Battery+ (THB/kWh)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)
33000	150	0.00	35	0.00	30	0.00	150	0.00	150	0.00	150	0.00
29700	150	0.00	35	0.00	30	0.00	150	0.00	150	0.00	150	0.00
26400	150	0.00	35	0.00	30	0.00	150	0.00	150	0.00	150	0.00
23100	150	0.00	35	0.00	30	0.00	150	0.00	150	0.00	150	0.00
19800	150	0.00	35	0.00	30	0.00	150	0.00	150	0.00	150	0.00
16500	150	0.00	35	0.00	30	0.19	150	0.00	150	0.00	150	11.42
13200	150	0.00	40	4.41	35	4.69	150	0.00	150	11.42	150	51.37
9900	150	11.42	55	18.95	50	18.34	150	11.42	150	51.37	145	65.58
6600	145	54.65	70	35.52	65	32.75	150	51.37	150	68.50	150	68.50
3300	120	68.05	100	65.83	100	65.83	150	68.50	150	74.21	150	74.21
0	125	80.91	110	75.43	105	70.63	150	79.91	150	79.91	150	79.91

4.2.4 ผลการวิเคราะห์การคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า

สำหรับการติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อให้ได้มูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุด จะติดตั้งพิกัดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานอาทิตย์ที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าในหนึ่งปีได้ที่ประมาณร้อยละ 20 – 25 ของโหลดทั้งหมดในหนึ่งปี ซึ่งให้อัตราผลตอบแทนภายในอยู่ที่ประมาณ 11.8 ถึง 13.3 สำหรับอัตราการขายไฟคืนที่ไม่เกิน 2.4363 บาท ต่อ หน่วย หรือที่ร้อยละ 75 ของราคารับซื้อ แต่ถ้าราคาขายไฟคืนเกินกว่านี้ ขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะเริ่มมากขึ้นอย่างมีนัยยะ เช่น เมื่อราคาขายคืนเท่ากับราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้า จะทำให้ขนาดพลังงานการผลิตของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ต้องติดตั้งไปอยู่ที่ร้อยละ 60 ของโหลดหนึ่งปีแทน

ต่อมาเมื่อวิเคราะห์การติดตั้งแบตเตอรี่เพิ่มเข้ามาที่ราคา ณ ปัจจุบัน (33000 บาท ต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ของทั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ พบว่าการติดตั้งแบตเตอรี่นั้นยังไม่มีความจำเป็น ทำให้การติดตั้งเพื่อให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงสุดจึงให้ผลลัพธ์ที่ไม่แตกต่างจากการติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

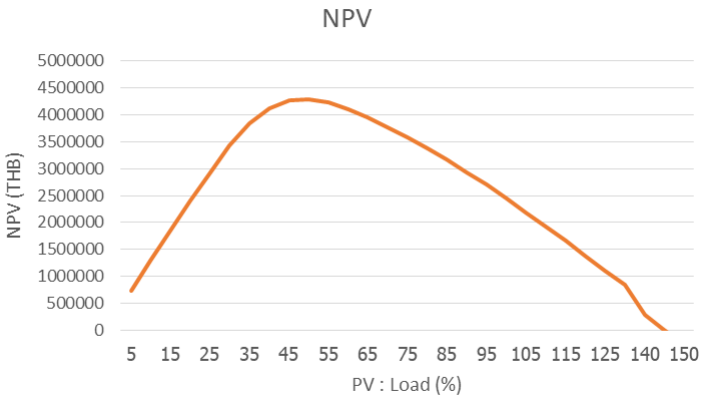
ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนนั้นดังตารางที่ 4.5 พบว่าเมื่อแบตเตอรี่มีราคาลดลงถึงระดับหนึ่ง ความจุแบตเตอรี่ที่ติดตั้งเพื่อให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงสุดนั้นจะแปรผันตามราคาอัตราการขายไฟคืนและขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งจะเห็นว่าส่วนใหญ่แบตเตอรี่จะมีขนาดที่ใหญ่ขึ้นตามราคาอัตราการขายไฟฟ้าคืนที่ลดลง อย่างไรก็ตามอัตราราคาขายไฟฟ้าที่ลดลงอาจไม่ได้หมายถึงขนาดความจุแบตเตอรี่ที่ติดตั้งจะต้องใหญ่ขึ้นเสมอไป อย่างที่ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 5000 บาท ต่อ กิโลวัตต์ และแบตเตอรี่ที่ 6600 บาท ต่อ กิโลวัตต์ชั่วโมง ที่ราคาอัตราขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 0 บาท ต่อ หน่วยนั้นน้อยกว่าขนาดแบตเตอรี่ที่ราคาขายไฟฟ้าคืน 0.81 บาท ต่อ หน่วย สาเหตุมาจากขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีขนาดที่เล็กกว่า ทำให้พลังงานส่วนเกินที่จะนำไปกำหนดขนาดแบตเตอรี่มีขนาดเล็กลงตามไปด้วย ดังนั้นขนาดการติดตั้งของแบตเตอรี่ที่เหมาะสมนั้นขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย ไม่ว่าจะเป็นราคาต่อหน่วยของแบตเตอรี่ อัตราการขายไฟฟ้าคืน และขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ส่วนสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีแนวโน้มที่จะติดตั้งได้มากขึ้นตามราคาต้นทุนต่อหน่วยที่ลดลงและอัตราการขายไฟฟ้าคืนที่เพิ่มขึ้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

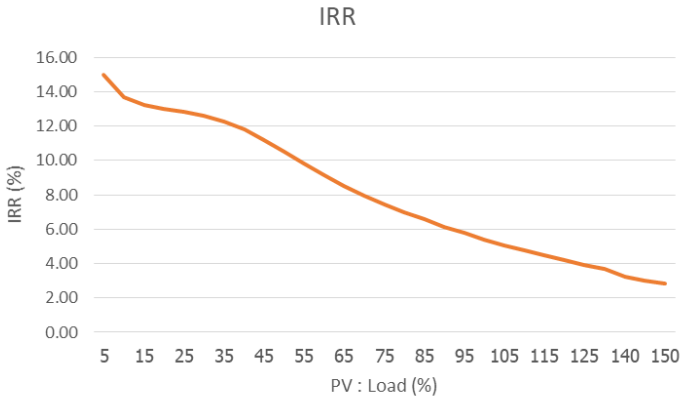
4.3 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้

แบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้นี้จะใช้ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของของกิจการขนาดกลาง ระดับแรงดัน 22 – 33 กิโลโวลต์ เป็นตัวอย่างในการทดสอบ โดยการทดสอบจะทดสอบแบบที่ติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และแบบที่ติดตั้งร่วมกับแบตเตอรี่

4.3.1 การติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์



รูปที่ 4.7 กราฟแสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด ค่าต่างๆ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 1.0524 บาทต่อหน่วย

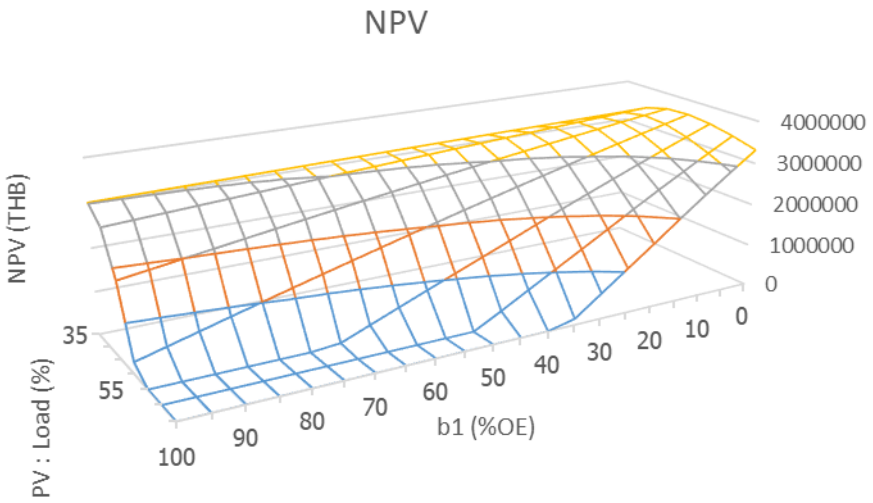


รูปที่ 4.8 กราฟแสดงอัตราผลตอบแทนภายในที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด ค่าต่างๆ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 1.0524 บาทต่อหน่วย

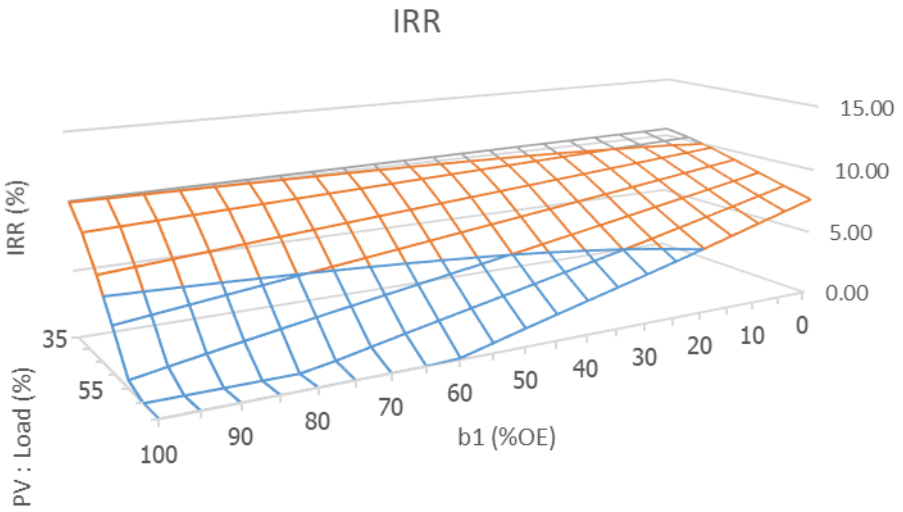
ตารางที่ 4.6 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลดที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ

Net Billing (THB/unit)	**0.0000**	**1.0524**	**2.1049**	**3.1573**	**4.2097**
PV (%Load)	45	45	55	80	>150
IRR (%)	10.0	10.5	10.1	10.1	<11.6

4.3.2 การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่



รูปที่ 4.9 กราฟแสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้ของกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ค่าต่างๆในหน่วยร้อยละของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 1.0524 บาทต่อหน่วย

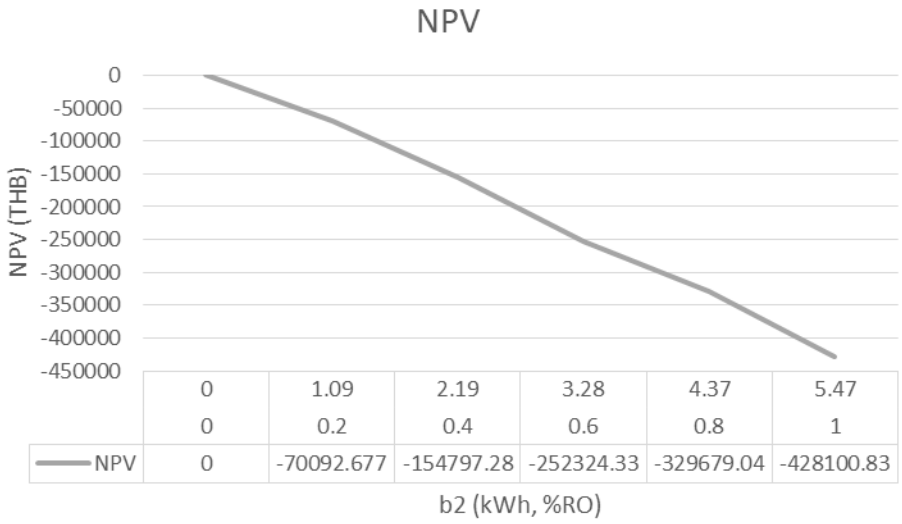


รูปที่ 4.10 กราฟแสดงอัตราผลตอบแทนภายในกรณีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้เมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลด และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ค่าต่างๆในหน่วยร้อยละของพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนเท่ากับ 1.0524 บาทต่อหน่วย

ตารางที่ 4.7 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลดและขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ในหน่วยของร้อยละพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Net Billing (THB/unit)	**0.0000**	**1.0524**	**2.1049**	**3.1573**	**4.2097**
PV (%Load)	45	45	55	80	>150
b1 (%OE)	0	0	0	0	0
IRR (%)	10.8	10.5	10.1	10.1	<11.6



รูปที่ 4.11 กราฟแสดงมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่ได้เฉพาะการเอาส่วนต่างราคาในช่วง On-peak และช่วง Off-peak จากการย้ายโหลดในวันจันทร์ ถึง ศุกร์ ไม่นับวันหยุดนักขัตฤกษ์ในกรณีของการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้

ตารางที่ 4.8 ปริมาณพลังงานที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตได้เทียบกับโหลดขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ในหน่วยของร้อยละพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และขนาดแบตเตอรี่ชุดที่ 2 ในหน่วยของร้อยละพลังงานในช่วง On-peak ที่เหลือที่ทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่อัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Net Billing (THB/unit)	**0.0000**	**1.0524**	**2.1049**	**3.1573**	**4.2097**
PV (%Load)	45	45	55	80	>150
b1 (%OE)	0	0	0	0	0
b2 (%RO)	0	0	0	0	0
IRR (%)	10.8	10.5	10.1	10.1	<11.6

4.3.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้

ตารางที่ 4.9 ผลลัพธ์ของขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปของพลังงานที่ผลิตได้หนึ่งปีเทียบกับโหลดหนึ่งปีร่วมกับแบตเตอรี่ในรูปร้อยละพลังงานที่แบตเตอรี่ใช้ในหนึ่งปีเทียบกับพลังงานของโหลดทั้งหมดหนึ่งปีสำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ราคาแบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ

PV (THB/kW)	40000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)
33000	55	0.00	0.00	45	0.00	0.00	45	0.00	0.00
29700	55	0.00	0.00	45	0.00	0.00	45	0.00	0.00
26400	55	0.00	0.00	45	0.00	0.00	45	0.00	0.00
23100	55	0.00	0.00	45	0.00	0.00	45	0.00	0.00
19800	55	0.00	0.00	45	0.00	0.00	45	0.00	0.00
16500	55	0.07	0.76	45	0.13	0.74	45	0.03	0.33
13200	55	0.07	0.76	45	0.91	0.23	45	0.03	0.16
9900	55	0.88	0.00	50	1.12	0.18	45	1.22	0.00
6600	55	2.63	0.03	50	3.65	0.00	45	2.29	0.05
3300	65	4.91	0.00	60	12.28	0.00	50	8.59	0.02
0	105	47.84	3.00	100	45.73	4.26	100	45.73	4.26
PV (THB/kW)	30000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)
33000	150	0.00	0.00	65	0.00	0.00	50	0.00	0.00
29700	150	0.00	0.00	65	0.00	0.00	50	0.00	0.00
26400	150	0.00	0.00	65	0.00	0.00	50	0.00	0.00
23100	150	0.00	0.00	65	0.00	0.00	50	0.00	0.00
19800	150	0.00	0.00	65	0.06	0.35	50	0.78	0.13
16500	150	0.07	0.08	60	0.06	0.35	50	0.78	0.13
13200	150	0.07	0.08	60	0.58	0.21	50	1.12	0.00
9900	150	0.47	0.04	60	1.23	0.16	50	2.53	0.00
6600	150	4.65	0.12	80	22.50	0.00	70	17.98	0.00
3300	150	23.26	0.00	90	37.31	0.00	95	41.13	0.00
0	150	46.52	2.01	105	50.36	2.36	105	50.36	2.36
PV (THB/kW)	20000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)
33000	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	55	0.00	0.00
29700	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	55	0.00	0.00
26400	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	55	0.00	0.00
23100	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	55	0.00	0.00
19800	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	55	0.69	0.07
16500	150	0.07	0.08	150	0.09	0.04	55	0.69	0.07
13200	150	0.07	0.08	150	0.47	0.06	55	0.69	0.07
9900	150	0.47	0.04	150	0.93	0.06	60	4.91	0.00
6600	150	4.65	0.12	150	23.26	0.00	80	25.32	0.00
3300	150	23.26	0.00	140	45.91	0.00	105	47.84	0.00
0	150	46.52	2.01	125	55.37	0.00	110	55.04	0.05

PV (THB/kW)	10000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)
33000	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	80	0.00	0.00
29700	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	80	0.00	0.00
26400	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	80	0.00	0.00
23100	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	80	0.00	0.00
19800	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	80	0.20	0.08
16500	150	0.07	0.08	150	0.09	0.04	80	0.20	0.08
13200	150	0.07	0.08	150	0.47	0.06	75	1.11	0.01
9900	150	0.47	0.04	150	0.93	0.06	80	8.44	0.00
6600	150	4.65	0.12	150	23.26	0.00	90	27.55	0.00
3300	150	23.26	0.00	150	46.52	0.00	110	52.34	0.00
0	150	46.52	2.01	150	51.18	0.00	115	59.74	0.00
PV (THB/kW)	5000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)
33000	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	100	0.00	0.00
29700	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	100	0.00	0.00
26400	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	100	0.00	0.00
23100	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	100	0.00	0.00
19800	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	100	0.05	0.05
16500	150	0.07	0.08	150	0.09	0.04	100	0.23	0.02
13200	150	0.07	0.08	150	0.47	0.06	100	0.46	0.02
9900	150	0.47	0.04	150	0.93	0.06	100	6.86	0.00
6600	150	4.65	0.12	150	23.26	0.00	105	37.77	0.00
3300	150	23.26	0.00	150	46.52	0.00	115	53.77	0.00
0	150	46.52	2.01	150	51.18	0.00	120	64.48	0.00
PV (THB/kW)	0								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)	PV (%Load)	b1 (%Load)	b2 (%Load)
33000	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00
29700	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00
26400	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00
23100	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00
19800	150	0.00	0.00	150	0.00	0.00	150	0.09	0.04
16500	150	0.07	0.08	150	0.09	0.08	150	0.47	0.04
13200	150	0.07	0.08	150	0.47	0.06	150	0.93	0.00
9900	150	0.47	0.04	150	0.93	0.06	150	9.30	0.00
6600	150	4.65	0.12	150	23.26	0.00	150	41.87	0.00
3300	150	23.26	0.00	150	46.52	0.00	150	51.18	0.00
0	150	46.52	2.01	150	51.18	0.00	150	93.05	0.00

CHULALONGKORN UNIVERSITY

4.2.4 ผลการวิเคราะห์การคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้

สำหรับการติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่าขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะมีขนาดใหญ่ขึ้นตามอัตราค่าไฟฟ้าที่ขายคืนเข้าสู่กริด ซึ่งเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยยะเมื่ออัตราราคาขายไฟฟ้าคืนมากกว่าเท่ากับ 2.1049 บาท ต่อ หน่วย ซึ่งสามารถติดตั้งขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้มากถึงร้อยละ 80 ของโหลด และมากขึ้นอย่างต่อเนื่องจนไปถึงมากกว่าร้อยละ 150 ของโหลดสำหรับอัตราราคาขายไฟฟ้าคืนเท่ากับราคารับซื้อ

ต่อมาเมื่อพิจารณาถึงการติดตั้งแบตเตอรี่ชุดที่ 1 ที่ทำหน้าที่ในการรับพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เข้ามาร่วมด้วยดังรูปที่ 4.9 ณ ราคาปัจจุบัน (40000 บาท ต่อ กิโลวัตต์ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และ 33000 บาท ต่อ กิโลวัตต์ชั่วโมงสำหรับแบตเตอรี่) พบว่าการติดตั้งแบตเตอรี่นั้นคงยังไม่มีความจำเป็น เช่นเดียวกับในกรณีของบ้านอยู่อาศัยคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า ซึ่งทำให้ได้ว่า เมื่อพิจารณาผลของแบตเตอรี่แล้ว จะให้ผลลัพธ์ไม่ต่างจากการติดตั้งเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

และสำหรับการติดตั้งเฉพาะแบตเตอรี่ชุดที่ 2 ที่ทำหน้าที่ในการย้ายหน่วยไฟฟ้าจากช่วง On-peak มาช่วง Off-peak พบว่าการติดตั้งแบตเตอรี่ ณ ราคาปัจจุบัน (33000 บาท ต่อ กิโลวัตต์ชั่วโมง) เพื่อจุดประสงค์เอาส่วนต่างราคาจากการย้ายโหลดนั้นยังไม่มีความจำเป็นเช่นกัน

ส่วนการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ แบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนดังตารางที่ 4.9 พบว่า ความจุแบตเตอรี่ที่ติดตั้งเพื่อให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงสุดนั้นจะแปรผกผันกับอัตราราคาการขายไฟคืน ยิ่งอัตราการขายไฟฟ้าคืนต่ำแบตเตอรี่จะยิ่งมีความจำเป็นในการติดตั้งมากขึ้นสำหรับแบตเตอรี่ราคาต่างๆ และเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบระหว่างแบตเตอรี่ชุดที่ 1 และชุดที่ 2 พบว่า ทั้งแบตเตอรี่ชุดที่ 1 และชุดที่ 2 จะเริ่มมีความจำเป็นเมื่อราคาแบตเตอรี่ลดลงถึงระดับหนึ่ง แต่โดยรวมแล้ว การติดตั้งแบตเตอรี่เพื่อรับพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นมีความเหมาะสมมากกว่าการนำแบตเตอรี่มาเพื่อย้ายหน่วยไฟฟ้าจากช่วง On-peak มาช่วง Off-peak ส่วนระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นจะแปรผันตามอัตราราคาการขายไฟฟ้าคืน กล่าวคือ ยิ่งอัตราการขายไฟฟ้าคืนสูง ก็จะยิ่งสามารถติดตั้งขนาดพิกัดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้มาก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

4.4 การนำผลทดสอบไปใช้

จากผลลัพธ์การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาใน “หัวข้อที่ 4.2.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า” และ “หัวข้อที่ 4.3.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้” จะบอกมาในลักษณะพลังงานเทียบกับโหลด กล่าวคือ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะให้ผลลัพธ์มาในรูปร้อยละพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในหนึ่งปี เทียบกับโหลดหนึ่งปีดังที่ได้กล่าวไปในสมการ (3.42) ซึ่งทำให้ได้ว่าถ้าต้องการจะทราบว่าควรติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์กี่กิโลวัตต์ สามารถใช้สมการ (3.43) ในการหาคำตอบได้ โดยในที่นี้จะกำหนดให้ $C.F.$ มีค่าเท่ากับ 0.17 และสำหรับในส่วนของแบตเตอรี่ผลลัพธ์จะมาในรูปของปริมาณพลังงานที่แบตเตอรี่รับกระแสประจุเข้ามาใช้ในหนึ่งปี ดังนั้นเมื่อเราต้องการทราบขนาดแบตเตอรี่จากผลลัพธ์ที่ได้ จะใช้สมการ (4.1) และ (4.2) ในการคำนวณ

$$E_{b1}^{rate} = b1\% \times \frac{E_{w/o}^{annl} \times \sqrt{\eta_{b-inv}} \times \sqrt{\eta_b}}{DoD\% \times 365} \tag{4.1}$$

$$E_{b2}^{rate} = b2\% \times \frac{E_{w/o}^{annl} \times \sqrt{\eta_{b-inv}} \times \sqrt{\eta_b}}{DoD\% \times 365} \tag{4.2}$$

- E_b^{rate} คือ พิกัดความจุของแบตเตอรี่ (kWh)
- $b1, b2$ คือ ผลลัพธ์ของขนาดแบตเตอรี่จากในตารางที่ 4.5 และตารางที่ (%)
- $E_{w/o}^{annl}$ คือ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของโหลดทั้งหมดที่ใน 1 ปี (kWh)
- η_{inv} คือ ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ (%)
- η_b คือ ประสิทธิภาพการรับและคายกระแสประจุของแบตเตอรี่ต่อ 1 รอบ (%)
- DoD คือ ความลึกของการคายประจุของแบตเตอรี่ (%)

จากผลลัพธ์ในตารางที่ 4.5 และตารางที่ 4.9 จะสามารถแสดงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในรูปกิโลวัตต์ (P_{PV}^{rate}) และแบตเตอรี่ในรูปกิโลวัตต์-ชั่วโมง $(E_{b1}^{rate}, E_{b2}^{rate})$ ได้ดังตารางที่ 4.10 และ ตารางที่ 4.11 ตามลำดับ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 4.10 ผลลัพธ์ของขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในหน่วยกิโลวัตต์ร่วมกับแบตเตอรี่ในหน่วยกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้าที่ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ราคาแบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ

PV (THB/kW)	40000						10000					
Net Billing	1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB		1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB	
Battery+ (THB/kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)
33000	0.60	0.00	0.60	0.00	0.48	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	0.95	0.00
29700	0.60	0.00	0.60	0.00	0.48	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	0.95	0.00
26400	0.60	0.00	0.60	0.00	0.48	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	0.95	0.00
23100	0.60	0.00	0.60	0.00	0.48	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	0.95	0.00
19800	0.60	0.00	0.60	0.00	0.48	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	0.95	0.00
16500	0.60	0.00	0.60	0.00	0.48	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	1.07	7.53
13200	0.60	0.00	0.60	0.00	0.48	0.00	3.58	0.00	3.58	11.42	1.43	21.13
9900	0.60	0.00	0.60	0.07	0.48	0.00	3.58	11.42	3.58	51.37	2.27	54.95
6600	0.60	0.33	0.60	1.07	0.60	1.13	3.58	51.37	3.46	65.58	2.51	67.09
3300	0.95	11.01	0.84	7.21	0.60	1.33	3.58	68.50	3.46	71.04	2.51	70.63
0	1.43	28.17	1.43	28.17	1.43	28.17	3.58	79.91	2.98	80.91	2.62	75.43
PV (THB/kW)	30000						5000					
Net Billing	1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB		1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB	
Battery+ (THB/kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)
33000	0.72	0.00	0.60	0.00	0.60	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	1.43	0.00
29700	0.72	0.00	0.60	0.00	0.60	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	1.43	0.00
26400	0.72	0.00	0.60	0.00	0.60	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	1.43	0.00
23100	0.72	0.00	0.60	0.00	0.60	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	1.43	0.00
19800	0.72	0.00	0.60	0.00	0.60	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	1.43	0.00
16500	0.72	0.00	0.60	0.00	0.60	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	1.43	16.90
13200	0.72	0.00	0.60	0.00	0.60	0.00	3.58	0.00	3.58	11.42	1.55	24.56
9900	0.72	0.19	0.72	1.92	0.72	2.87	3.58	11.42	3.58	51.37	2.51	60.03
6600	1.19	17.37	1.19	19.30	1.07	15.07	3.58	51.37	3.58	68.50	2.62	67.89
3300	1.55	32.75	1.55	32.75	1.43	28.17	3.58	68.50	3.58	74.21	2.74	72.22
0	2.51	70.63	2.39	65.83	2.39	65.83	3.58	79.91	3.58	79.91	2.74	80.24
PV (THB/kW)	20000						0					
Net Billing	1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB		1.62 THB		0.81 THB		0.00 THB	
Battery+ (THB/kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)
33000	3.58	0.00	0.84	0.00	0.72	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00
29700	3.58	0.00	0.84	0.00	0.72	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00
26400	3.58	0.00	0.84	0.00	0.72	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00
23100	3.58	0.00	0.84	0.00	0.72	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00
19800	3.58	0.00	0.84	0.00	0.72	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00	3.58	0.00
16500	3.58	0.00	0.84	0.00	0.72	0.19	3.58	0.00	3.58	0.00	3.58	11.42
13200	3.58	0.00	0.95	4.41	0.84	4.69	3.58	0.00	3.58	11.42	3.58	51.37
9900	3.58	11.42	1.31	18.95	1.19	18.34	3.58	11.42	3.58	51.37	3.46	65.58
6600	3.46	54.65	1.67	35.52	1.55	32.75	3.58	51.37	3.58	68.50	3.58	68.50
3300	2.86	68.05	2.39	65.83	2.39	65.83	3.58	68.50	3.58	74.21	3.58	74.21
0	2.98	80.91	2.62	75.43	2.51	70.63	3.58	79.91	3.58	79.91	3.58	79.91

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 4.11 ผลลัพธ์ของขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในกิโลวัตต์ร่วมกับแบตเตอรี่ในรูปร้อยละพลังงานที่แบตเตอรี่ในหน่วยกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ที่ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ราคาแบตเตอรี่ และอัตราการขายไฟฟ้าคืนค่าต่างๆ

PV (THB/kW)	40000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)
33000	103.04	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00
29700	103.04	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00
26400	103.04	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00
23100	103.04	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00
19800	103.04	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00	84.31	0.00	0.00
16500	103.04	0.67	7.26	84.31	1.24	7.07	84.31	0.29	3.15
13200	103.04	0.67	7.26	84.31	8.70	2.20	84.31	0.29	1.53
9900	103.04	8.41	0.00	93.67	10.70	1.71	84.31	11.65	0.00
6600	103.04	25.13	0.29	93.67	34.88	0.00	84.31	21.88	0.48
3300	121.78	46.94	0.00	112.41	117.34	0.00	93.67	82.08	0.19
0	196.72	457.11	28.67	187.35	436.99	40.67	187.35	436.99	40.67
PV (THB/kW)	30000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)
33000	281.02	0.00	0.00	121.78	0.00	0.00	93.67	0.00	0.00
29700	281.02	0.00	0.00	121.78	0.00	0.00	93.67	0.00	0.00
26400	281.02	0.00	0.00	121.78	0.00	0.00	93.67	0.00	0.00
23100	281.02	0.00	0.00	121.78	0.00	0.00	93.67	0.00	0.00
19800	281.02	0.00	0.00	121.78	0.57	3.34	93.67	0.78	1.24
16500	281.02	0.67	0.76	112.41	0.57	3.34	93.67	0.78	1.24
13200	281.02	0.67	0.76	112.41	5.54	2.01	93.67	1.12	0.00
9900	281.02	4.49	0.42	112.41	11.75	1.57	93.67	2.53	0.00
6600	281.02	44.43	1.15	149.88	214.99	0.00	131.14	17.98	0.00
3300	281.02	222.27	0.00	168.61	356.51	0.00	177.98	41.13	0.00
0	281.02	444.54	19.21	196.72	481.16	22.58	196.72	50.36	22.58
PV (THB/kW)	20000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)
33000	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	103.04	0.00	0.00
29700	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	103.04	0.00	0.00
26400	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	103.04	0.00	0.00
23100	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	103.04	0.00	0.00
19800	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	103.04	6.59	0.67
16500	281.02	0.67	0.76	281.02	0.86	0.38	103.04	6.59	0.67
13200	281.02	0.67	0.76	281.02	4.49	0.57	103.04	6.59	0.67
9900	281.02	4.49	0.42	281.02	8.89	0.57	112.41	46.92	0.00
6600	281.02	44.43	1.15	281.02	222.25	0.00	149.88	241.94	0.00
3300	281.02	222.27	0.00	262.29	438.68	0.00	196.72	457.12	0.00
0	281.02	444.54	19.21	234.18	529.09	0.00	206.08	525.88	0.44

PV (THB/kW)	10000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)
33000	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	149.88	0.00	0.00
29700	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	149.88	0.00	0.00
26400	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	149.88	0.00	0.00
23100	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	149.88	0.00	0.00
19800	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	149.88	1.91	0.76
16500	281.02	0.67	0.76	281.02	0.86	0.38	149.88	1.91	0.76
13200	281.02	0.67	0.76	281.02	4.49	0.57	140.51	10.61	0.10
9900	281.02	4.49	0.42	281.02	8.89	0.57	149.88	80.65	0.00
6600	281.02	44.43	1.15	281.02	222.25	0.00	168.61	263.25	0.00
3300	281.02	222.27	0.00	281.02	444.51	0.00	206.08	500.12	0.00
0	281.02	444.54	19.21	281.02	489.04	0.00	215.45	570.87	0.00
PV (THB/kW)	5000								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)
33000	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	187.35	0.00	0.00
29700	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	187.35	0.00	0.00
26400	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	187.35	0.00	0.00
23100	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	187.35	0.00	0.00
19800	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	187.35	0.48	0.48
16500	281.02	0.67	0.76	281.02	0.86	0.38	187.35	2.20	0.22
13200	281.02	0.67	0.76	281.02	4.49	0.57	187.35	4.40	0.22
9900	281.02	4.49	0.42	281.02	8.89	0.57	187.35	65.55	0.00
6600	281.02	44.43	1.15	281.02	222.25	0.00	196.72	360.90	0.00
3300	281.02	222.27	0.00	281.02	444.51	0.00	215.45	513.78	0.00
0	281.02	444.54	19.21	281.02	489.04	0.00	224.82	616.12	0.00
PV (THB/kW)	0								
Net Billing	2.10 THB			1.05 THB			0.00 THB		
Battery+ (THB/kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)	PV (kW)	b1 (kWh)	b2 (kWh)
33000	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00
29700	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00
26400	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00
23100	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00
19800	281.02	0.00	0.00	281.02	0.00	0.00	281.02	0.86	0.38
16500	281.02	0.67	0.76	281.02	0.86	0.76	281.02	4.49	0.38
13200	281.02	0.67	0.76	281.02	4.49	0.57	281.02	8.89	0.00
9900	281.02	4.49	0.42	281.02	8.89	0.57	281.02	88.86	0.00
6600	281.02	44.43	1.15	281.02	222.25	0.00	281.02	400.08	0.00
3300	281.02	222.27	0.00	281.02	444.51	0.00	281.02	488.99	0.00
0	281.02	444.54	19.21	281.02	489.04	0.00	281.02	889.07	0.00

CHULALONGKORN UNIVERSITY

บทที่ 5
สรุป

5.1 สรุปผลการวิจัย

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาการวิเคราะห์ผลประโยชน์และต้นทุนของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาร่วมกับแบตเตอรี่ โดยอาศัยการกำหนดตัวแปรที่ต้องการทราบค่า แล้วทำการแทนค่าลงในแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์ของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับแบตเตอรี่ เพื่อหาคำตอบที่สอดคล้องกับเงื่อนไขการทำงานของระบบ และทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงที่สุดจากขอบเขตเซตคำตอบของปัญหาที่ได้กำหนด โดยขอบเขตของการแทนค่าลงในตัวแปรที่ต้องการหานั้น จะพยายามทำให้ครอบคลุมทุกความเป็นไปได้มากที่สุด ไม่ว่าจะเป็นการกำหนดขอบเขตสุดท้ายของพิกัดขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้มากกว่าพลังงานโหลดทั้งหมดถึงร้อยละ 150 ส่วนการกำหนดขอบเขตสุดท้ายของขนาดความจุแบตเตอรี่ชุดที่ 1 จะสามารถรองรับพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เข้ามาเก็บในแบตเตอรี่ได้ทั้งหมด รวมถึงการกำหนดขอบเขตสุดท้ายของแบตเตอรี่ชุดที่ 2 ที่สามารถรับพลังงานในช่วง Off-peak แล้วนำมาจ่ายในช่วง On-peak จนพลังงานไฟฟ้าของโหลดในช่วง On-peak เหลือศูนย์ โดยจากผลทดสอบสามารถสรุปได้ดังนี้

- ราคาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ณ ปัจจุบัน นั้นถูกเพียงพอที่จะติดตั้งเพื่อลดต้นทุนโดยรวมของค่าไฟฟ้าได้แล้ว แต่สำหรับราคาแบตเตอรี่นั้นต้องรอให้ลดลงมากกว่านี้ จึงจะมีความเหมาะสมที่จะติดตั้งเพื่อเพิ่มมูลค่าปัจจุบันสุทธิได้
- อัตราราคาการขายไฟฟ้าคืนมีผลโดยตรงกับขนาดการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่ โดยอัตราราคาการขายไฟฟ้าคืนยิ่งสูง พิกัดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ยิ่งติดตั้งได้มากขึ้น ในขณะที่แบตเตอรี่จะติดตั้งได้มากขึ้นถ้าอัตราการขายไฟฟ้าคืนต่ำลง
- สำหรับประเภทบ้านอยู่อาศัยโดยเฉพาะการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราก้าวหน้า การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะติดตั้งได้ที่ปริมาณพลังงานที่ผลิตได้เมื่อเทียบกับโหลดต่ำกว่ากิจการขนาดกลางที่มีการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ สาเหตุมาจากลักษณะการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยนั้นจะมีกำลังไฟฟ้าที่ต่ำในช่วงกลางวัน ในขณะที่กิจการขนาดกลางจะมีค่าสูง รวมถึงการไม่มีการคิดพลังไฟฟ้าสูงสุดของการคิดค่าไฟฟ้าแบบ

อัตราก้าวหน้าก็เป็นอีกปัจจัยที่ทำให้ทั้งขนาดระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และขนาดความจุของแบตเตอรี่ที่ติดตั้งได้ มีความจำเป็นน้อยกว่ากิจการขนาดกลางที่มีการคิดค่าไฟฟ้าแบบตามช่วงเวลาของการใช้

- สำหรับการคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้โดยเฉพาะประเภทอาคาร กิจการขนาดกลางขึ้นไป เมื่อราคาแบตเตอรี่ลดลงถึงระดับหนึ่ง การติดตั้งแบตเตอรี่เพื่อรับพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้นมีความเหมาะสมมากกว่าการติดตั้งแบตเตอรี่เพื่อเอาส่วนต่างของย้ายโหลดจากช่วง On-peak มาช่วง Off-peak ในวันจันทร์ ถึง ศุกร์ ไม่นับวันหยุดนักขัตฤกษ์
- การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และแบตเตอรี่มีแนวโน้มที่จะติดตั้งได้มากขึ้นตามราคาต้นทุนที่ลดลง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

5.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

- เนื่องจากวิธีการที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้เป็นการจำลองในรูปแบบที่เรียบง่าย ซึ่งสามารถทำให้คำตอบละเอียดขึ้นได้โดยการวิเคราะห์แบบอนุกรมเวลา (Time Series) อย่างไรก็ดี วิธีการที่ได้นำเสนอไปในวิทยานิพนธ์นี้สามารถทำในโปรแกรม Microsoft Excel® และให้ผลลัพธ์ที่ใกล้เคียงกับวิธีการดังกล่าว
- จะเห็นว่าที่ราคาแบตเตอรี่รวมอินเวอร์เตอร์ ณ ปัจจุบัน (33000 บาท ต่อ กิโลวัตต์-ชั่วโมง) สำหรับลักษณะการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยที่ใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน และ กิจการขนาดกลาง นั้นยังไม่มีความคุ้มค่าที่จะติดตั้ง ดังนั้น ถ้าต้องการสร้างแรงจูงใจให้กับการใช้แบตเตอรี่ ทางรัฐควรมีการออกนโยบายการรับซื้อพลังงานส่วนเกินจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ให้ต่ำลงมากๆ และต้องมีการจ่ายอัตราสนับสนุนให้กับผู้ที่จะซื้อแบตเตอรี่มาติดตั้ง เพื่อพยุงราคาต้นทุนแบตเตอรี่จนกว่าราคาจะลดลงถึงระดับที่เหมาะสมที่จะช่วยเพิ่มความคุ้มค่าได้
- อาจมีการวิเคราะห์ลักษณะการใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นๆเพิ่มเติมได้ ไม่ว่าจะเป็นกิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดใหญ่ องค์กรที่ไม่แสวงหาผลกำไร เป็นต้น
- อาจมีการเพิ่มกรณีการรับและคายประจุของแบตเตอรี่ที่น้อยกว่าหนึ่งรอบต่อวัน เพื่อเพิ่มขอบเขตการทำงานของแบตเตอรี่ที่อาจทำให้เกิดมูลค่าปัจจุบันสุทธิสูงสุดที่มากกว่าเดิมได้ โดยสาเหตุที่ไม่ต้องพิจารณาการรับและคายกระแสประจุของแบตเตอรี่มากกว่าหนึ่งรอบต่อวัน เนื่องจากพลังงานส่วนเกินจากการจ่ายโหลดของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานอาทิตย์ในวันหนึ่งๆนั้นออกมาเป็นช่วงเวลาช่วงเดียว ทำให้แบตเตอรี่แทบไม่มีช่วงเวลาของการคายกระแสประจุเกิดขึ้น ดังนั้นการพิจารณาให้แบตเตอรี่ทำงานรับและคายกระแสประจุเกินกว่าหนึ่งรอบต่อวันนั้นจึงไม่มีความจำเป็น
- อาจมีการพิจารณาแบตเตอรี่ชนิดอื่นเพิ่มเติม เพื่อเพิ่มขอบเขตชนิดแบตเตอรี่ที่อาจช่วยเพิ่มมูลค่าปัจจุบันสุทธิ จากเดิมที่ใช้ลิเทียมไอรอนฟอสเฟต อาจใช้แบตเตอรี่ชนิดกรดตะกั่วแทนที่มีราคาถูกกว่า แต่อายุการใช้งาน ประสิทธิภาพการทำงาน และความลึกในการคายประจุที่น้อยกว่า หรือ แบตเตอรี่ลิเทียมไอออนประเภทอื่นๆ เช่น แบตเตอรี่ลิเทียมไททาเนต ที่มีราคาค่อนข้างสูง แต่ก็ได้ประสิทธิการทำงานที่สูงเช่นกัน

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รายการอ้างอิง

1. Taylor, M., P. Ralon, and A. Ilas, *Electricity storage and renewables: Costs and markets to* 2030. International Renewable Energy Agency (IRENA), 2017.
2. *Residential and Commercial building load profile* 2017. Provincial Electricity Authority (PEA) 2017; Available from: http://peaoc.pea.co.th/loadprofile/.
3. Tsung-Ying, L. and C. Nanming, *Determination of optimal contract capacities and optimal sizes of battery energy storage systems for time-of-use rates industrial customers.* IEEE Transactions on Energy Conversion, 1995. 10(3): p. 562-568.
4. Wei-Fu, S., H. Shyh-Jier, and E.L. Chin, *Economic analysis for demand-side hybrid photovoltaic and battery energy storage system.* IEEE Transactions on Industry Applications, 2001. 37(1): p. 171-177.
5. Hoff, T.E., R. Perez, and R.M. Margolis, *Maximizing the value of customer-sited PV systems using storage and controls.* Solar Energy, 2007. 81(7): p. 940-945.
6. Shimada, T. and K. Kurokawa, *Grid-connected photovoltaic systems with battery storages control based on insolation forecasting using weather forecast.* Renewable Energy, 2006: p. 228-230.
7. Ru, Y., J. Kleissl, and S. Martinez, *Storage size determination for grid-connected photovoltaic systems.* IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2013. 4(1): p. 68-81.
8. Stadler, M., *Integrated building energy systems design considering storage technologies.* 2009.
9. โครงการศึกษาวิเคราะห์โครงการนำร่องการส่งเสริมติดตั้งโซล่าร์รูฟท็อปเสรี พ.ศ. 2560. สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2017.
10. แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579. กระทรวงพลังงาน, 2015.
11. ตารางดุลยภาพพลังงานของประเทศไทย ม.ค. – ก.ย. พ.ศ. 2560. กระทรวงพลังงาน, 2017.
12. โครงการศึกษาแนวทางการผสานพลังงานหมุนเวียนกับระบบไฟฟ้าและพัฒนานโยบายการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าขนาดใหญ่. คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2016.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

13. *Copulalib: How to use copulas in Python*. The Beginner Programmer 2015; Available from: http://firsttimeprogrammer.blogspot.com/2015/02/copulalib-how-to-use-copulas-in-python.html.
14. Brakels, R. *DCS Batteries Make Wild Payback Claims*. 2017; Available from: https://www.solarquotes.com.au/blog/dcs-solar-batteries/.
15. Dubarry, M. and B.Y. Liaw, *Identify capacity fading mechanism in a commercial LiFePO*4 *cell.* Journal of Power Sources, 2009. 194(1): p. 541-549.
16. He, W., et al., *Prognostics of lithium-ion batteries based on Dempster–Shafer theory and the Bayesian Monte Carlo method.* Journal of Power Sources, 2011. 196(23): p. 10314-10321.
17. Buchmann, I., *Batteries in a portable world: a handbook on rechargeable batteries for non-engineers*. 1997: Ec & M Books.
18. Taylor, M., P. Ralon, and A. Ilas, *The power to change: solar and wind cost reduction potential to* 2025. International Renewable Energy Agency (IRENA), 2016.
19. Maehlum, M.A. *Solar Panel Warranty Comparison*. 2013; Available from: http://energyinformative.org/solar-panel-warranty-comparison/.
20. Fu, R., et al., *US solar photovoltaic system cost benchmark: Q*1 2017. 2017, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States).
21. *Solar Battery Storage Comparison Table*. 2018; 1st Apr 2018:[Available from: https://www.solarquotes.com.au/battery-storage/comparison-table/.
22. Spotnitz, R., *Simulation of capacity fade in lithium-ion batteries.* Journal of Power Sources, 2003. 113(1): p. 72-80.
23. *Tariff rate structure* 2015 *of Thailand*. Provincial Electricity Authority (PEA) 2015; Available from: https://www.pea.co.th/Portals/0/Document/Rate2015Update.pdf.
24. *Self-consumption and self-sufficiency*. 2015; Available from: https://www.powertechsystems.eu/home/applications/energy-storage/self-consumption/.
25. สถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้า ประจำปี 2560. 2560; Available from: http://peaoc.pea.co.th/ped/files/analyst_need_60.pdf.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ก

จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ ก.1 เปรียบเทียบจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ปี 2557 – 2560 : ประเภทอัตราค่าไฟฟ้า [25]

ประเภทอัตราค่าไฟฟ้า	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า (ราย)				อัตราเพิ่ม - ลด (ร้อยละ)			
	2557	2558	2559	2560	2557	2558	2559	2560
บ้านอยู่อาศัย	15,919,829	16,339,526	16,739,832	17,101,498	2.91	2.64	2.45	2.16
กิจการขนาดเล็ก	1,408,156	1,463,744	1,539,248	1,610,024	4.03	3.95	5.16	4.60
กิจการขนาดกลาง	65,360	68,761	72,459	74,267	4.94	5.20	5.38	2.50
กิจการขนาดใหญ่	5,836	6,112	6,396	6,625	5.48	4.73	4.65	3.58
กิจการเฉพาะอย่าง	10,714	11,622	12,598	12,530	7.47	8.47	8.40	-0.54
องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	1,385	1,237	1,261	1,305	-2.19	-10.69	1.94	3.49
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	4,641	4,415	4,935	5,046	-3.49	-4.87	11.78	2.25
ไฟฟ้าชั่วคราว	262,631	275,882	292,382	312,699	4.70	5.05	5.98	6.95
ไฟฟ้าสำรอง	48	51	55	64	17.07	6.25	7.84	16.36
Interruptible Rate	3	3	3	3	0.00	0.00	0.00	0.00
ไฟฟรี	211,891	220,090	225,468	236,718	3.45	3.87	2.44	4.99
รวม	**17,890,494**	**18,391,443**	**18,894,637**	**19,360,779**	**3.04**	**2.80**	**2.74**	**2.47**

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ภาคผนวก ข

ลักษณะการใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ ข.1 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า ($x10^6$ กิโลวัตต์) ของบ้านอยู่อาศัย ที่ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน ตั้งแต่ เดือนมกราคม ถึง ธันวาคม ความละเอียดของจุดเวลาเป็นราย 15 นาที [25]

January						February						March					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
00:15	2.26	2.21	2.29	0.00	2.19	00:15	3.55	2.64	2.64	0.00	2.39	00:15	3.47	3.40	3.17	0.00	3.21
00:30	2.37	2.14	2.28	0.00	2.14	00:30	3.51	2.61	2.49	0.00	2.34	00:30	3.39	3.39	3.01	0.00	3.11
00:45	2.25	2.10	2.27	0.00	2.08	00:45	3.40	2.53	2.41	0.00	2.26	00:45	3.30	3.30	2.95	0.00	3.03
01:00	2.22	2.03	2.23	0.00	2.05	01:00	3.30	2.46	2.32	0.00	2.21	01:00	3.22	3.16	2.91	0.00	2.93
01:15	2.13	2.02	2.15	0.00	2.03	01:15	3.19	2.44	2.27	0.00	2.16	01:15	3.01	3.24	2.77	0.00	2.86
01:30	2.09	2.00	2.09	0.00	1.97	01:30	3.09	2.36	2.26	0.00	2.10	01:30	3.13	3.11	2.75	0.00	2.83
01:45	2.08	1.96	2.04	0.00	1.95	01:45	3.13	2.33	2.18	0.00	2.05	01:45	3.04	2.91	2.70	0.00	2.77
02:00	2.05	1.93	2.00	0.00	1.94	02:00	2.97	2.27	2.18	0.00	2.01	02:00	2.99	2.86	2.69	0.00	2.72
02:15	2.13	1.91	2.03	0.00	1.93	02:15	3.07	2.22	2.07	0.00	2.01	02:15	3.05	2.79	2.60	0.00	2.68
02:30	2.01	1.86	1.97	0.00	1.91	02:30	3.02	2.21	2.07	0.00	1.98	02:30	2.96	2.85	2.58	0.00	2.64
02:45	2.04	1.84	1.98	0.00	1.88	02:45	2.87	2.11	2.03	0.00	1.96	02:45	2.78	2.70	2.60	0.00	2.56
03:00	1.97	1.79	1.93	0.00	1.86	03:00	2.69	2.09	2.00	0.00	1.93	03:00	2.85	2.69	2.53	0.00	2.52
03:15	1.95	1.79	1.93	0.00	1.84	03:15	2.70	2.08	2.00	0.00	1.88	03:15	2.88	2.69	2.52	0.00	2.48
03:30	1.87	1.78	1.90	0.00	1.82	03:30	2.50	2.07	1.96	0.00	1.86	03:30	2.85	2.59	2.44	0.00	2.44
03:45	2.02	1.79	1.87	0.00	1.82	03:45	2.41	2.04	1.96	0.00	1.82	03:45	2.84	2.45	2.43	0.00	2.41
04:00	1.99	1.74	1.83	0.00	1.81	04:00	2.50	1.97	2.01	0.00	1.83	04:00	2.79	2.48	2.40	0.00	2.36
04:15	1.97	1.73	1.89	0.00	1.84	04:15	2.50	1.88	2.02	0.00	1.88	04:15	2.78	2.43	2.33	0.00	2.35
04:30	1.83	1.73	1.90	0.00	1.85	04:30	2.54	1.93	2.04	0.00	1.87	04:30	2.67	2.38	2.36	0.00	2.37
04:45	1.93	1.75	1.93	0.00	1.86	04:45	2.29	1.85	2.23	0.00	1.85	04:45	2.76	2.26	2.36	0.00	2.34
05:00	1.93	1.80	1.91	0.00	1.91	05:00	2.29	1.89	2.22	0.00	1.87	05:00	2.84	2.28	2.34	0.00	2.32
05:15	1.98	1.86	2.03	0.00	1.98	05:15	2.40	1.90	2.09	0.00	1.94	05:15	2.71	2.28	2.40	0.00	2.33
05:30	2.21	1.90	2.05	0.00	2.04	05:30	2.68	1.92	2.09	0.00	2.08	05:30	2.70	2.28	2.38	0.00	2.41
05:45	2.22	1.96	2.16	0.00	2.11	05:45	2.76	1.96	2.33	0.00	2.23	05:45	2.61	2.36	2.43	0.00	2.43
06:00	2.43	1.99	2.16	0.00	2.26	06:00	2.72	2.07	2.37	0.00	2.34	06:00	2.52	2.39	2.42	0.00	2.44
06:15	2.42	2.03	2.16	0.00	2.31	06:15	2.73	1.99	2.31	0.00	2.34	06:15	2.36	2.32	2.43	0.00	2.50
06:30	2.26	2.05	2.15	0.00	2.36	06:30	2.63	2.01	2.26	0.00	2.41	06:30	2.40	2.28	2.43	0.00	2.49
06:45	2.32	1.99	2.11	0.00	2.41	06:45	2.47	2.17	2.26	0.00	2.40	06:45	2.22	2.29	2.27	0.00	2.39
07:00	2.52	1.98	2.18	0.00	2.35	07:00	2.62	2.03	2.24	0.00	2.32	07:00	2.32	2.16	2.21	0.00	2.29
07:15	2.38	2.04	2.13	0.00	2.31	07:15	2.07	2.08	2.09	0.00	2.21	07:15	2.03	2.17	2.08	0.00	2.22
07:30	2.39	1.97	2.16	0.00	2.29	07:30	1.99	2.11	2.11	0.00	2.15	07:30	2.12	2.17	2.07	0.00	2.19
07:45	2.05	1.98	2.26	0.00	2.06	07:45	1.94	2.08	1.97	0.00	2.00	07:45	2.14	2.19	2.24	0.00	2.09
08:00	2.01	2.03	2.13	0.00	1.91	08:00	1.95	2.22	1.96	0.00	1.75	08:00	2.14	2.19	2.13	0.00	1.96
08:15	2.30	2.12	2.17	0.00	1.95	08:15	1.84	2.11	1.87	0.00	1.75	08:15	2.09	2.20	2.20	0.00	1.90
08:30	2.30	2.10	2.20	0.00	1.99	08:30	1.90	2.11	1.98	0.00	1.76	08:30	2.07	2.14	2.15	0.00	1.86
08:45	2.35	2.19	2.14	0.00	2.01	08:45	1.88	2.12	1.88	0.00	1.72	08:45	1.95	2.13	2.08	0.00	1.85
09:00	2.11	2.07	2.14	0.00	2.03	09:00	1.88	2.18	1.91	0.00	1.64	09:00	1.97	2.13	2.15	0.00	1.84
09:15	2.44	2.05	2.08	0.00	2.02	09:15	1.83	2.18	1.96	0.00	1.62	09:15	1.99	2.08	2.13	0.00	1.89
09:30	2.32	2.15	2.07	0.00	2.03	09:30	1.95	2.18	1.85	0.00	1.66	09:30	2.04	2.10	2.16	0.00	1.90
09:45	2.05	2.04	1.99	0.00	2.04	09:45	1.81	1.96	1.95	0.00	1.65	09:45	2.16	2.08	2.09	0.00	1.88
10:00	2.08	2.08	2.05	0.00	2.02	10:00	1.77	1.90	1.84	0.00	1.59	10:00	2.23	2.14	2.17	0.00	1.87
10:15	2.14	2.13	1.99	0.00	2.02	10:15	1.79	1.94	1.86	0.00	1.54	10:15	2.11	2.31	2.17	0.00	1.89
10:30	2.03	2.13	1.98	0.00	2.01	10:30	1.69	2.03	1.77	0.00	1.53	10:30	2.17	2.35	2.30	0.00	1.90
10:45	2.18	2.07	1.89	0.00	2.03	10:45	1.78	1.95	1.80	0.00	1.55	10:45	2.16	2.25	2.15	0.00	1.91

January						February						March					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
11:00	1.99	2.03	1.98	0.00	2.00	11:00	1.94	2.13	1.81	0.00	1.70	11:00	2.15	2.26	2.25	0.00	2.01
11:15	2.00	2.06	2.07	0.00	2.01	11:15	2.17	1.98	1.90	0.00	1.93	11:15	2.77	2.31	2.24	0.00	2.32
11:30	2.02	1.94	2.04	0.00	2.03	11:30	2.09	2.01	1.95	0.00	1.95	11:30	2.79	2.40	2.25	0.00	2.44
11:45	2.16	2.04	2.00	0.00	2.06	11:45	1.89	2.00	1.91	0.00	1.90	11:45	2.84	2.41	2.31	0.00	2.41
12:00	2.12	1.98	2.04	0.00	2.04	12:00	1.95	1.95	1.96	0.00	1.70	12:00	2.47	2.33	2.17	0.00	2.14
12:15	2.03	1.95	2.04	0.00	1.92	12:15	2.18	1.89	1.88	0.00	1.60	12:15	2.28	2.31	2.17	0.00	1.99
12:30	2.11	1.88	1.98	0.00	1.92	12:30	2.07	1.93	1.91	0.00	1.58	12:30	2.23	2.25	2.16	0.00	1.98
12:45	1.93	1.94	2.09	0.00	1.89	12:45	1.94	1.93	2.07	0.00	1.59	12:45	2.27	2.16	2.19	0.00	2.01
13:00	2.08	1.96	2.09	0.00	1.92	13:00	1.87	1.98	1.96	0.00	1.61	13:00	2.34	2.31	2.22	0.00	2.01
13:15	2.20	1.99	2.14	0.00	2.02	13:15	2.08	2.08	2.01	0.00	1.71	13:15	2.46	2.31	2.26	0.00	2.09
13:30	2.22	2.05	2.19	0.00	2.10	13:30	1.92	2.14	2.07	0.00	1.92	13:30	2.68	2.29	2.34	0.00	2.15
13:45	2.30	2.10	2.31	0.00	2.13	13:45	1.92	2.11	2.06	0.00	1.77	13:45	2.39	2.28	2.29	0.00	2.09
14:00	2.22	2.05	2.30	0.00	2.12	14:00	2.06	2.03	2.21	0.00	1.73	14:00	2.44	2.33	2.36	0.00	2.09
14:15	2.28	2.08	2.32	0.00	2.13	14:15	2.06	2.04	2.12	0.00	1.71	14:15	2.60	2.30	2.36	0.00	2.08
14:30	2.13	2.11	2.18	0.00	2.13	14:30	2.01	1.95	2.07	0.00	1.76	14:30	2.70	2.27	2.38	0.00	2.10
14:45	2.20	2.11	2.29	0.00	2.11	14:45	1.98	1.99	2.06	0.00	1.68	14:45	2.50	2.34	2.35	0.00	2.05
15:00	2.20	2.11	2.28	0.00	2.13	15:00	1.99	2.05	2.04	0.00	1.72	15:00	2.58	2.35	2.33	0.00	2.07
15:15	2.15	2.14	2.20	0.00	2.12	15:15	1.99	2.05	1.96	0.00	1.71	15:15	2.64	2.40	2.36	0.00	2.08
15:30	2.21	2.16	2.14	0.00	2.14	15:30	2.06	2.02	1.87	0.00	1.70	15:30	2.61	2.38	2.33	0.00	2.06
15:45	2.13	2.16	2.26	0.00	2.12	15:45	2.07	1.98	1.78	0.00	1.69	15:45	2.46	2.39	2.29	0.00	2.06
16:00	2.19	2.13	2.24	0.00	2.11	16:00	2.13	1.96	1.85	0.00	1.70	16:00	2.36	2.62	2.36	0.00	2.06
16:15	2.21	2.20	2.24	0.00	2.11	16:15	2.12	2.02	1.89	0.00	1.76	16:15	2.27	2.58	2.28	0.00	2.09
16:30	2.27	2.17	2.25	0.00	2.12	16:30	2.02	2.00	1.94	0.00	1.77	16:30	2.27	2.60	2.22	0.00	2.12
16:45	2.06	2.25	2.17	0.00	2.10	16:45	2.03	2.07	1.98	0.00	1.81	16:45	2.51	2.47	2.17	0.00	2.13
17:00	2.18	2.12	2.06	0.00	2.09	17:00	2.15	2.03	1.92	0.00	1.86	17:00	2.87	2.48	2.24	0.00	2.19
17:15	2.22	2.14	2.10	0.00	2.13	17:15	2.01	2.06	1.92	0.00	1.90	17:15	2.88	2.48	2.22	0.00	2.16
17:30	2.19	2.15	2.12	0.00	2.18	17:30	2.15	2.11	2.01	0.00	1.94	17:30	3.04	2.50	2.21	0.00	2.19
17:45	2.38	2.21	2.21	0.00	2.29	17:45	2.31	2.10	2.10	0.00	2.06	17:45	3.02	2.53	2.30	0.00	2.25
18:00	2.59	2.39	2.34	0.00	2.38	18:00	2.44	2.15	2.22	0.00	2.20	18:00	2.59	2.53	2.39	0.00	2.29
18:15	2.72	2.57	2.49	0.00	2.58	18:15	2.88	2.28	2.34	0.00	2.37	18:15	2.31	2.50	2.42	0.00	2.36
18:30	2.99	2.76	2.86	0.00	2.81	18:30	2.99	2.68	2.55	0.00	2.60	18:30	2.57	2.75	2.60	0.00	2.58
18:45	3.09	2.85	3.05	0.00	3.02	18:45	3.05	2.99	2.84	0.00	2.91	18:45	3.05	3.00	2.87	0.00	2.93
19:00	3.18	2.94	3.16	0.00	3.04	19:00	3.24	3.16	3.12	0.00	3.07	19:00	3.33	3.26	3.18	0.00	3.18
19:15	3.26	2.99	3.01	0.00	3.04	19:15	3.26	3.20	3.19	0.00	3.17	19:15	3.54	3.45	3.32	0.00	3.31
19:30	3.19	2.95	3.07	0.00	3.07	19:30	3.29	3.24	3.23	0.00	3.16	19:30	3.86	3.63	3.40	0.00	3.44
19:45	3.30	3.03	3.05	0.00	3.11	19:45	3.47	3.16	3.24	0.00	3.24	19:45	3.95	3.67	3.49	0.00	3.51
20:00	3.40	3.03	3.08	0.00	3.18	20:00	3.48	3.21	3.26	0.00	3.30	20:00	3.94	3.71	3.54	0.00	3.55
20:15	3.71	3.08	3.16	0.00	3.24	20:15	3.54	3.26	3.30	0.00	3.36	20:15	4.01	3.81	3.61	0.00	3.63
20:30	3.73	3.08	3.09	0.00	3.31	20:30	3.62	3.33	3.37	0.00	3.37	20:30	4.49	3.94	3.71	0.00	3.77
20:45	3.38	3.15	3.09	0.00	3.34	20:45	3.63	3.42	3.45	0.00	3.48	20:45	4.69	4.05	3.70	0.00	3.87
21:00	3.34	3.12	3.12	0.00	3.25	21:00	4.44	3.33	3.39	0.00	3.52	21:00	4.66	3.99	3.75	0.00	3.93
21:15	3.29	3.04	3.07	0.00	3.16	21:15	3.83	3.40	3.30	0.00	3.48	21:15	4.57	3.94	3.68	0.00	3.90
21:30	3.36	3.12	2.99	0.00	3.13	21:30	4.03	3.29	3.29	0.00	3.45	21:30	4.79	3.98	3.72	0.00	3.94
21:45	3.44	2.96	3.03	0.00	3.06	21:45	3.98	3.23	3.38	0.00	3.45	21:45	4.78	3.91	3.83	0.00	3.95
22:00	3.26	2.87	2.97	0.00	3.04	22:00	3.85	3.25	3.19	0.00	3.32	22:00	4.70	3.87	3.84	0.00	3.90
22:15	2.99	2.80	2.83	0.00	2.92	22:15	3.80	3.43	3.27	0.00	3.28	22:15	4.60	3.89	3.78	0.00	3.82
22:30	2.91	2.70	2.79	0.00	2.80	22:30	3.84	3.25	3.15	0.00	3.15	22:30	4.07	3.80	3.74	0.00	3.78
22:45	2.75	2.58	2.69	0.00	2.70	22:45	3.83	3.28	3.06	0.00	3.07	22:45	4.11	3.76	3.77	0.00	3.66
23:00	2.72	2.55	2.62	0.00	2.67	23:00	3.77	3.24	3.22	0.00	3.06	23:00	4.07	3.64	3.69	0.00	3.58
23:15	2.61	2.51	2.51	0.00	2.53	23:15	3.78	3.01	3.06	0.00	3.05	23:15	4.18	3.47	3.58	0.00	3.61
23:30	2.41	2.36	2.47	0.00	2.45	23:30	3.56	2.68	3.10	0.00	2.83	23:30	4.50	3.33	3.59	0.00	3.54
23:45	2.46	2.26	2.43	0.00	2.38	23:45	3.64	2.64	2.94	0.00	2.67	23:45	4.35	3.25	3.53	0.00	3.45
24:00	2.37	2.20	2.36	0.00	2.32	24:00	3.43	2.54	2.83	0.00	2.58	24:00	4.11	3.28	3.52	0.00	3.29

April						May						June					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
00:15	4.37	3.32	3.34	3.56	3.60	00:15	4.41	3.78	3.34	4.24	3.69	00:15	3.29	3.54	3.63	0.00	3.49
00:30	4.30	3.22	3.24	3.57	3.54	00:30	4.34	3.64	3.27	4.02	3.63	00:30	3.28	3.43	3.54	0.00	3.40

April						May						June					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
00:45	4.16	3.11	3.15	3.52	3.46	00:45	4.29	3.48	3.20	3.93	3.56	00:45	3.24	3.33	3.40	0.00	3.33
01:00	4.12	3.06	3.09	3.48	3.38	01:00	4.16	3.42	3.13	3.90	3.46	01:00	3.16	3.33	3.29	0.00	3.22
01:15	4.09	3.00	3.00	3.41	3.31	01:15	4.05	3.44	3.07	3.77	3.38	01:15	3.21	3.28	3.33	0.00	3.16
01:30	4.04	2.97	2.91	3.31	3.22	01:30	3.99	3.30	2.98	3.71	3.30	01:30	3.19	3.10	3.29	0.00	3.14
01:45	3.98	2.94	2.89	3.30	3.15	01:45	3.93	3.23	2.94	3.64	3.27	01:45	3.39	3.09	3.26	0.00	3.11
02:00	3.94	2.82	2.85	3.21	3.14	02:00	3.98	3.19	2.86	3.55	3.23	02:00	3.39	3.00	3.16	0.00	3.06
02:15	3.92	2.80	2.81	3.13	3.10	02:15	3.91	3.08	2.82	3.50	3.16	02:15	3.28	2.99	3.13	0.00	3.03
02:30	3.85	2.73	2.75	3.11	3.05	02:30	3.82	3.02	2.80	3.42	3.12	02:30	3.13	2.97	3.08	0.00	2.99
02:45	3.73	2.68	2.71	3.01	3.02	02:45	3.74	2.95	2.78	3.34	3.07	02:45	2.99	2.85	3.04	0.00	2.96
03:00	3.73	2.67	2.76	3.02	2.97	03:00	3.57	2.93	2.75	3.28	3.07	03:00	3.00	2.82	2.97	0.00	2.89
03:15	3.74	2.66	2.70	2.92	2.93	03:15	3.47	2.90	2.73	3.11	3.03	03:15	2.89	2.81	2.97	0.00	2.89
03:30	3.55	2.58	2.71	2.86	2.87	03:30	3.52	2.92	2.75	3.09	2.98	03:30	2.79	2.75	2.89	0.00	2.86
03:45	3.54	2.55	2.73	2.85	2.85	03:45	3.39	2.84	2.74	3.06	2.96	03:45	2.78	2.79	2.84	0.00	2.86
04:00	3.47	2.52	2.66	2.78	2.79	04:00	3.42	2.80	2.66	2.91	2.91	04:00	2.82	2.78	2.85	0.00	2.84
04:15	3.43	2.47	2.64	2.77	2.77	04:15	3.51	2.86	2.64	2.90	2.91	04:15	2.82	2.74	2.84	0.00	2.82
04:30	3.48	2.52	2.54	2.79	2.76	04:30	3.28	2.79	2.62	2.93	2.90	04:30	2.94	2.81	2.89	0.00	2.81
04:45	3.45	2.43	2.58	2.71	2.73	04:45	3.20	2.71	2.62	2.92	2.82	04:45	2.97	2.91	2.82	0.00	2.79
05:00	3.32	2.43	2.58	2.67	2.69	05:00	3.10	2.73	2.64	2.87	2.81	05:00	2.79	2.85	2.85	0.00	2.73
05:15	3.23	2.40	2.59	2.60	2.65	05:15	3.04	2.71	2.61	2.87	2.82	05:15	2.64	2.77	2.89	0.00	2.78
05:30	3.18	2.44	2.53	2.63	2.63	05:30	3.10	2.75	2.65	2.86	2.84	05:30	2.81	2.81	2.87	0.00	2.79
05:45	3.11	2.51	2.54	2.71	2.65	05:45	3.23	2.78	2.63	2.95	2.89	05:45	2.84	2.85	2.93	0.00	2.79
06:00	2.97	2.51	2.54	2.72	2.61	06:00	3.00	2.83	2.61	2.85	2.86	06:00	2.73	2.78	2.67	0.00	2.82
06:15	3.03	2.29	2.50	2.50	2.61	06:15	2.85	2.66	2.41	2.66	2.77	06:15	2.86	2.64	2.60	0.00	2.75
06:30	2.58	2.14	2.36	2.37	2.48	06:30	2.86	2.51	2.32	2.64	2.68	06:30	2.57	2.66	2.56	0.00	2.69
06:45	2.61	2.09	2.24	2.39	2.30	06:45	2.67	2.44	2.24	2.58	2.55	06:45	2.47	2.63	2.39	0.00	2.54
07:00	2.44	2.18	2.12	2.25	2.28	07:00	2.54	2.42	2.11	2.40	2.35	07:00	2.37	2.53	2.34	0.00	2.38
07:15	2.37	2.20	2.13	2.23	2.22	07:15	2.65	2.49	2.23	2.43	2.24	07:15	2.39	2.48	2.39	0.00	2.20
07:30	2.53	2.15	2.17	2.19	2.22	07:30	2.43	2.48	2.16	2.36	2.15	07:30	2.09	2.43	2.36	0.00	2.04
07:45	2.40	2.16	2.29	2.15	2.14	07:45	2.42	2.47	2.15	2.41	2.11	07:45	1.85	2.38	2.17	0.00	2.02
08:00	2.35	2.12	2.14	2.16	2.17	08:00	2.24	2.41	2.18	2.34	2.08	08:00	1.77	2.41	2.19	0.00	1.95
08:15	2.13	2.15	2.16	2.16	2.12	08:15	2.22	2.55	2.20	2.29	2.02	08:15	2.02	2.37	2.22	0.00	1.97
08:30	2.15	2.24	2.21	2.23	2.12	08:30	2.34	2.52	2.20	2.36	2.01	08:30	1.86	2.49	2.26	0.00	1.92
08:45	2.23	2.29	2.22	2.18	2.08	08:45	2.44	2.52	2.26	2.37	2.04	08:45	1.94	2.43	2.26	0.00	1.90
09:00	2.10	2.34	2.15	2.23	2.12	09:00	2.43	2.46	2.26	2.47	2.07	09:00	1.95	2.50	2.23	0.00	1.88
09:15	2.06	2.30	2.25	2.20	2.08	09:15	2.42	2.43	2.24	2.47	2.09	09:15	1.93	2.44	2.18	0.00	1.90
09:30	2.13	2.35	2.29	2.21	2.05	09:30	2.67	2.52	2.25	2.45	2.12	09:30	1.91	2.49	2.29	0.00	1.91
09:45	2.12	2.33	2.23	2.12	2.05	09:45	2.52	2.53	2.30	2.33	2.06	09:45	1.80	2.59	2.27	0.00	1.95
10:00	2.10	2.27	2.09	2.24	2.01	10:00	2.54	2.53	2.30	2.40	2.12	10:00	1.83	2.66	2.34	0.00	1.96
10:15	2.09	2.29	2.06	2.18	2.08	10:15	2.36	2.52	2.25	2.34	2.12	10:15	2.03	2.46	2.42	0.00	1.95
10:30	2.01	2.37	2.08	2.24	2.06	10:30	2.27	2.58	2.22	2.27	2.13	10:30	1.77	2.38	2.50	0.00	1.95
10:45	2.03	2.36	2.07	2.23	2.07	10:45	2.39	2.66	2.32	2.37	2.19	10:45	1.87	2.31	2.45	0.00	2.02
11:00	2.53	2.33	2.08	2.22	2.21	11:00	2.56	2.61	2.48	2.50	2.32	11:00	1.87	2.42	2.43	0.00	2.11
11:15	2.79	2.29	2.13	2.34	2.54	11:15	2.85	2.51	2.70	2.80	2.61	11:15	1.85	2.40	2.54	0.00	2.35
11:30	2.78	2.21	2.19	2.80	2.65	11:30	3.30	2.45	2.81	2.87	2.76	11:30	2.12	2.36	2.51	0.00	2.39
11:45	2.59	2.39	2.17	2.85	2.63	11:45	3.34	2.31	2.87	3.05	2.71	11:45	2.45	2.37	2.48	0.00	2.39
12:00	2.34	2.41	2.18	2.77	2.35	12:00	2.95	2.38	2.51	2.86	2.41	12:00	2.40	2.29	2.51	0.00	2.21
12:15	2.43	2.27	2.19	2.36	2.19	12:15	2.57	2.41	2.39	2.81	2.19	12:15	2.40	2.21	2.43	0.00	2.05
12:30	2.49	2.25	2.22	2.15	2.16	12:30	2.64	2.38	2.47	2.54	2.20	12:30	2.01	2.27	2.56	0.00	2.08
12:45	2.60	2.28	2.41	2.14	2.20	12:45	2.68	2.33	2.44	2.46	2.19	12:45	2.02	2.25	2.52	0.00	2.09
13:00	2.61	2.29	2.46	2.12	2.19	13:00	2.72	2.30	2.37	2.42	2.21	13:00	1.96	2.29	2.60	0.00	2.09
13:15	2.53	2.29	2.46	2.16	2.25	13:15	2.67	2.33	2.34	2.34	2.22	13:15	1.93	2.37	2.65	0.00	2.11
13:30	2.59	2.35	2.41	2.23	2.30	13:30	2.78	2.35	2.36	2.40	2.28	13:30	2.17	2.33	2.77	0.00	2.20
13:45	2.57	2.40	2.44	2.21	2.36	13:45	2.76	2.43	2.38	2.43	2.29	13:45	1.94	2.31	2.79	0.00	2.18
14:00	2.75	2.42	2.47	2.23	2.32	14:00	2.55	2.41	2.41	2.53	2.32	14:00	2.01	2.36	2.70	0.00	2.16
14:15	2.93	2.44	2.41	2.29	2.36	14:15	2.51	2.46	2.38	2.46	2.31	14:15	2.07	2.38	2.64	0.00	2.13
14:30	2.85	2.40	2.40	2.17	2.37	14:30	2.72	2.36	2.42	2.35	2.26	14:30	2.10	2.43	2.69	0.00	2.16
14:45	2.78	2.41	2.33	2.19	2.35	14:45	2.73	2.42	2.45	2.33	2.25	14:45	2.05	2.45	2.64	0.00	2.12
15:00	2.72	2.43	2.40	2.18	2.35	15:00	2.73	2.49	2.33	2.45	2.25	15:00	2.09	2.39	2.55	0.00	2.07
15:15	3.09	2.43	2.38	2.14	2.38	15:15	2.78	2.44	2.34	2.47	2.21	15:15	1.93	2.38	2.52	0.00	2.08
15:30	2.65	2.43	2.36	2.20	2.28	15:30	2.92	2.39	2.34	2.46	2.22	15:30	1.82	2.44	2.39	0.00	2.08

April						May						June					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
15:45	2.59	2.50	2.31	2.11	2.27	15:45	2.73	2.42	2.45	2.58	2.18	15:45	1.75	2.41	2.41	0.00	2.06
16:00	2.63	2.40	2.32	2.12	2.29	16:00	2.62	2.46	2.31	2.49	2.17	16:00	1.89	2.48	2.36	0.00	2.06
16:15	2.52	2.31	2.36	2.10	2.29	16:15	2.63	2.40	2.29	2.35	2.16	16:15	2.01	2.47	2.35	0.00	2.07
16:30	2.33	2.41	2.35	2.12	2.24	16:30	2.54	2.41	2.30	2.34	2.14	16:30	1.94	2.47	2.32	0.00	2.08
16:45	2.22	2.42	2.23	2.18	2.23	16:45	2.70	2.44	2.26	2.34	2.17	16:45	1.94	2.42	2.38	0.00	2.12
17:00	2.28	2.39	2.18	2.15	2.24	17:00	2.46	2.36	2.25	2.30	2.21	17:00	1.98	2.47	2.43	0.00	2.16
17:15	2.40	2.43	2.13	2.15	2.25	17:15	2.46	2.36	2.25	2.31	2.22	17:15	2.05	2.54	2.38	0.00	2.22
17:30	2.66	2.43	2.20	2.17	2.27	17:30	2.39	2.52	2.26	2.47	2.28	17:30	2.25	2.54	2.43	0.00	2.32
17:45	2.88	2.31	2.33	2.24	2.33	17:45	2.47	2.59	2.37	2.45	2.41	17:45	2.30	2.67	2.55	0.00	2.46
18:00	2.86	2.42	2.29	2.41	2.42	18:00	2.50	2.69	2.37	2.56	2.47	18:00	2.52	2.69	2.56	0.00	2.49
18:15	2.96	2.44	2.33	2.58	2.45	18:15	2.55	2.91	2.49	2.65	2.59	18:15	2.55	2.58	2.54	0.00	2.57
18:30	3.24	2.64	2.62	2.67	2.62	18:30	2.85	3.02	2.67	2.90	2.79	18:30	2.60	2.68	2.71	0.00	2.68
18:45	3.47	2.94	2.93	2.89	2.99	18:45	3.47	3.22	2.94	3.16	3.10	18:45	2.83	2.90	2.96	0.00	2.87
19:00	3.92	3.22	3.12	3.16	3.29	19:00	3.75	3.53	3.35	3.39	3.37	19:00	3.33	3.23	3.20	0.00	3.16
19:15	3.97	3.42	3.24	3.25	3.44	19:15	3.93	3.57	3.57	3.64	3.52	19:15	3.49	3.38	3.32	0.00	3.40
19:30	4.19	3.52	3.31	3.34	3.59	19:30	4.01	3.72	3.67	3.80	3.64	19:30	3.84	3.56	3.43	0.00	3.62
19:45	4.21	3.58	3.36	3.43	3.60	19:45	3.95	3.84	3.65	3.85	3.78	19:45	4.06	3.82	3.54	0.00	3.80
20:00	4.23	3.58	3.44	3.55	3.70	20:00	4.31	3.99	3.65	3.95	3.90	20:00	4.14	3.96	3.76	0.00	3.89
20:15	4.05	3.74	3.53	3.61	3.78	20:15	4.60	4.26	3.76	4.13	4.03	20:15	4.16	4.18	3.95	0.00	4.01
20:30	4.19	3.89	3.62	3.69	3.86	20:30	4.85	4.39	4.01	4.23	4.16	20:30	4.59	4.29	4.04	0.00	4.19
20:45	4.35	4.08	3.82	3.78	4.00	20:45	4.96	4.47	4.11	4.51	4.30	20:45	4.98	4.45	4.13	0.00	4.35
21:00	4.68	4.15	3.77	3.72	4.11	21:00	5.06	4.43	4.19	4.63	4.37	21:00	4.95	4.41	4.22	0.00	4.41
21:15	4.61	4.07	3.70	3.68	4.15	21:15	5.09	4.49	4.19	4.52	4.36	21:15	4.91	4.37	4.15	0.00	4.37
21:30	4.61	4.22	3.80	3.63	4.15	21:30	4.99	4.61	4.17	4.47	4.34	21:30	4.82	4.47	4.15	0.00	4.35
21:45	4.70	4.19	3.76	3.71	4.17	21:45	5.07	4.65	4.21	4.60	4.35	21:45	4.80	4.36	4.17	0.00	4.39
22:00	4.85	4.16	3.81	3.83	4.18	22:00	5.25	4.49	4.15	4.61	4.32	22:00	4.51	4.28	4.11	0.00	4.33
22:15	4.68	4.08	3.80	3.77	4.10	22:15	5.02	4.46	4.23	4.44	4.20	22:15	4.52	4.19	4.12	0.00	4.30
22:30	4.64	4.09	3.79	3.73	4.06	22:30	4.84	4.42	4.15	4.37	4.14	22:30	4.47	3.95	4.19	0.00	4.20
22:45	4.66	3.89	3.76	3.58	3.98	22:45	4.65	4.36	4.10	4.31	4.04	22:45	4.31	3.85	4.15	0.00	4.13
23:00	4.73	3.78	3.65	3.62	3.95	23:00	4.89	4.20	3.99	4.35	3.95	23:00	4.10	3.80	3.88	0.00	4.02
23:15	5.21	3.98	3.56	3.60	3.95	23:15	4.89	4.14	4.03	4.42	3.90	23:15	4.07	3.62	3.81	0.00	3.96
23:30	4.78	4.00	3.44	3.54	3.91	23:30	5.08	4.11	3.84	4.19	3.84	23:30	3.83	3.52	3.76	0.00	3.85
23:45	4.81	3.90	3.39	3.57	3.86	23:45	4.95	3.98	3.92	4.12	3.78	23:45	3.69	3.52	3.70	0.00	3.74
24:00	4.34	3.75	3.36	3.45	3.75	24:00	4.81	3.90	3.85	4.15	3.67	24:00	3.63	3.43	3.60	0.00	3.63

July						August						September					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
00:15	3.48	3.15	3.04	0.00	3.04	00:15	3.15	3.23	3.19	0.00	3.18	00:15	3.50	3.03	3.03	0.00	3.14
00:30	3.42	3.08	2.94	0.00	2.97	00:30	3.12	3.14	3.08	0.00	3.10	00:30	3.39	2.93	2.97	0.00	3.06
00:45	3.30	3.01	2.91	0.00	2.91	00:45	3.13	3.11	2.98	0.00	3.03	00:45	3.26	2.89	2.85	0.00	3.00
01:00	3.29	2.96	2.87	0.00	2.87	01:00	3.00	3.03	2.87	0.00	2.98	01:00	3.18	2.87	2.82	0.00	2.92
01:15	3.24	2.93	2.78	0.00	2.82	01:15	2.90	2.95	2.87	0.00	2.91	01:15	3.13	2.81	2.78	0.00	2.88
01:30	3.14	2.86	2.71	0.00	2.78	01:30	2.86	2.89	2.82	0.00	2.88	01:30	3.14	2.77	2.70	0.00	2.84
01:45	3.09	2.81	2.72	0.00	2.75	01:45	2.80	2.83	2.81	0.00	2.82	01:45	3.10	2.70	2.67	0.00	2.78
02:00	3.04	2.76	2.68	0.00	2.70	02:00	2.76	2.77	2.71	0.00	2.77	02:00	3.11	2.70	2.61	0.00	2.75
02:15	3.00	2.71	2.63	0.00	2.67	02:15	2.74	2.76	2.71	0.00	2.75	02:15	3.01	2.63	2.56	0.00	2.71
02:30	2.93	2.69	2.59	0.00	2.63	02:30	2.76	2.73	2.68	0.00	2.70	02:30	3.00	2.60	2.56	0.00	2.68
02:45	3.00	2.64	2.56	0.00	2.61	02:45	2.69	2.69	2.62	0.00	2.68	02:45	2.89	2.56	2.49	0.00	2.64
03:00	2.96	2.61	2.51	0.00	2.58	03:00	2.65	2.67	2.62	0.00	2.65	03:00	2.88	2.55	2.51	0.00	2.61
03:15	2.87	2.59	2.53	0.00	2.55	03:15	2.55	2.59	2.59	0.00	2.62	03:15	2.83	2.49	2.47	0.00	2.58
03:30	2.82	2.56	2.48	0.00	2.52	03:30	2.49	2.55	2.54	0.00	2.58	03:30	2.76	2.47	2.45	0.00	2.53
03:45	2.78	2.56	2.47	0.00	2.50	03:45	2.51	2.51	2.54	0.00	2.56	03:45	2.76	2.46	2.41	0.00	2.52
04:00	2.79	2.53	2.47	0.00	2.48	04:00	2.49	2.50	2.53	0.00	2.56	04:00	2.77	2.41	2.38	0.00	2.48
04:15	2.76	2.56	2.43	0.00	2.49	04:15	2.53	2.50	2.55	0.00	2.56	04:15	2.72	2.38	2.38	0.00	2.49
04:30	2.79	2.59	2.48	0.00	2.51	04:30	2.46	2.47	2.51	0.00	2.58	04:30	2.72	2.40	2.40	0.00	2.50
04:45	2.85	2.61	2.44	0.00	2.53	04:45	2.59	2.56	2.53	0.00	2.61	04:45	2.79	2.42	2.41	0.00	2.55
05:00	2.91	2.65	2.54	0.00	2.55	05:00	2.70	2.54	2.57	0.00	2.66	05:00	2.72	2.46	2.46	0.00	2.52
05:15	2.84	2.64	2.51	0.00	2.57	05:15	2.53	2.60	2.59	0.00	2.61	05:15	2.74	2.50	2.48	0.00	2.54

July						August						September					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
05:30	2.78	2.70	2.53	0.00	2.55	05:30	2.57	2.53	2.54	0.00	2.58	05:30	2.67	2.52	2.48	0.00	2.58
05:45	2.84	2.70	2.61	0.00	2.59	05:45	2.53	2.54	2.61	0.00	2.67	05:45	2.77	2.53	2.59	0.00	2.64
06:00	3.06	2.64	2.54	0.00	2.66	06:00	2.57	2.55	2.66	0.00	2.66	06:00	2.77	2.61	2.51	0.00	2.68
06:15	2.86	2.57	2.46	0.00	2.57	06:15	2.57	2.42	2.56	0.00	2.69	06:15	2.79	2.58	2.46	0.00	2.69
06:30	2.89	2.41	2.43	0.00	2.61	06:30	2.73	2.37	2.47	0.00	2.77	06:30	2.70	2.49	2.49	0.00	2.71
06:45	2.89	2.39	2.39	0.00	2.55	06:45	2.52	2.49	2.46	0.00	2.70	06:45	2.69	2.53	2.47	0.00	2.72
07:00	2.79	2.40	2.32	0.00	2.46	07:00	2.51	2.42	2.49	0.00	2.53	07:00	2.75	2.54	2.40	0.00	2.58
07:15	2.29	2.37	2.35	0.00	2.33	07:15	2.49	2.42	2.44	0.00	2.40	07:15	2.40	2.43	2.45	0.00	2.41
07:30	2.33	2.41	2.33	0.00	2.21	07:30	2.16	2.46	2.31	0.00	2.20	07:30	2.31	2.42	2.46	0.00	2.28
07:45	2.25	2.43	2.22	0.00	2.13	07:45	2.13	2.47	2.33	0.00	2.13	07:45	2.24	2.42	2.45	0.00	2.24
08:00	2.27	2.42	2.29	0.00	2.10	08:00	2.07	2.39	2.27	0.00	2.11	08:00	2.18	2.32	2.42	0.00	2.22
08:15	2.43	2.57	2.30	0.00	2.15	08:15	2.13	2.39	2.39	0.00	2.08	08:15	2.31	2.39	2.46	0.00	2.29
08:30	2.47	2.44	2.29	0.00	2.18	08:30	2.31	2.38	2.33	0.00	2.17	08:30	2.43	2.56	2.47	0.00	2.37
08:45	2.41	2.38	2.31	0.00	2.26	08:45	2.35	2.42	2.28	0.00	2.31	08:45	2.61	2.61	2.45	0.00	2.51
09:00	2.44	2.40	2.36	0.00	2.32	09:00	2.36	2.35	2.35	0.00	2.40	09:00	2.82	2.53	2.49	0.00	2.55
09:15	2.44	2.44	2.36	0.00	2.31	09:15	2.49	2.38	2.38	0.00	2.39	09:15	2.55	2.44	2.48	0.00	2.53
09:30	2.58	2.51	2.30	0.00	2.36	09:30	2.65	2.48	2.40	0.00	2.44	09:30	2.61	2.54	2.47	0.00	2.57
09:45	2.58	2.47	2.24	0.00	2.41	09:45	2.66	2.50	2.36	0.00	2.43	09:45	2.55	2.59	2.44	0.00	2.55
10:00	2.44	2.48	2.27	0.00	2.37	10:00	2.78	2.47	2.38	0.00	2.49	10:00	2.71	2.57	2.43	0.00	2.56
10:15	2.58	2.45	2.35	0.00	2.40	10:15	2.74	2.53	2.36	0.00	2.50	10:15	2.69	2.57	2.52	0.00	2.58
10:30	2.50	2.45	2.31	0.00	2.37	10:30	2.65	2.53	2.35	0.00	2.48	10:30	2.61	2.43	2.49	0.00	2.61
10:45	2.52	2.49	2.31	0.00	2.37	10:45	2.55	2.55	2.40	0.00	2.49	10:45	2.60	2.41	2.55	0.00	2.61
11:00	2.60	2.47	2.27	0.00	2.35	11:00	2.66	2.53	2.42	0.00	2.50	11:00	2.66	2.46	2.48	0.00	2.60
11:15	2.91	2.47	2.42	0.00	2.46	11:15	2.76	2.40	2.45	0.00	2.56	11:15	2.62	2.38	2.45	0.00	2.66
11:30	3.11	2.45	2.43	0.00	2.52	11:30	2.76	2.52	2.44	0.00	2.61	11:30	2.62	2.38	2.52	0.00	2.68
11:45	3.09	2.41	2.43	0.00	2.52	11:45	2.63	2.57	2.61	0.00	2.62	11:45	2.69	2.44	2.51	0.00	2.69
12:00	2.87	2.36	2.39	0.00	2.45	12:00	2.58	2.48	2.53	0.00	2.59	12:00	2.69	2.40	2.52	0.00	2.67
12:15	2.79	2.36	2.32	0.00	2.34	12:15	2.40	2.43	2.49	0.00	2.48	12:15	2.62	2.43	2.44	0.00	2.57
12:30	2.69	2.42	2.38	0.00	2.32	12:30	2.45	2.42	2.53	0.00	2.41	12:30	2.55	2.47	2.41	0.00	2.47
12:45	2.71	2.42	2.41	0.00	2.32	12:45	2.50	2.41	2.55	0.00	2.41	12:45	2.52	2.49	2.46	0.00	2.47
13:00	2.82	2.41	2.41	0.00	2.31	13:00	2.49	2.48	2.55	0.00	2.43	13:00	2.59	2.48	2.51	0.00	2.49
13:15	3.29	2.47	2.48	0.00	2.40	13:15	2.62	2.54	2.61	0.00	2.53	13:15	2.82	2.51	2.57	0.00	2.57
13:30	3.12	2.49	2.54	0.00	2.45	13:30	2.68	2.54	2.63	0.00	2.62	13:30	2.80	2.58	2.59	0.00	2.73
13:45	3.04	2.54	2.52	0.00	2.53	13:45	2.77	2.56	2.72	0.00	2.69	13:45	2.98	2.72	2.72	0.00	2.79
14:00	3.10	2.56	2.53	0.00	2.52	14:00	2.76	2.51	2.72	0.00	2.69	14:00	2.96	2.72	2.68	0.00	2.80
14:15	3.17	2.54	2.58	0.00	2.52	14:15	2.72	2.53	2.74	0.00	2.71	14:15	2.98	2.76	2.63	0.00	2.79
14:30	3.19	2.57	2.56	0.00	2.51	14:30	2.80	2.53	2.80	0.00	2.69	14:30	3.08	2.74	2.62	0.00	2.83
14:45	3.19	2.64	2.62	0.00	2.51	14:45	2.81	2.54	2.79	0.00	2.71	14:45	3.03	2.69	2.59	0.00	2.78
15:00	2.99	2.70	2.65	0.00	2.50	15:00	2.73	2.53	2.69	0.00	2.67	15:00	3.04	2.65	2.56	0.00	2.77
15:15	3.00	2.64	2.60	0.00	2.47	15:15	2.66	2.49	2.58	0.00	2.63	15:15	2.99	2.61	2.53	0.00	2.71
15:30	2.95	2.57	2.58	0.00	2.49	15:30	2.60	2.48	2.63	0.00	2.63	15:30	2.98	2.57	2.48	0.00	2.69
15:45	2.93	2.66	2.56	0.00	2.48	15:45	2.57	2.51	2.57	0.00	2.61	15:45	3.00	2.62	2.44	0.00	2.72
16:00	2.87	2.56	2.54	0.00	2.48	16:00	2.62	2.47	2.52	0.00	2.62	16:00	3.04	2.58	2.44	0.00	2.72
16:15	2.78	2.58	2.50	0.00	2.48	16:15	2.60	2.47	2.54	0.00	2.62	16:15	2.77	2.63	2.42	0.00	2.69
16:30	2.89	2.57	2.57	0.00	2.49	16:30	2.44	2.48	2.48	0.00	2.59	16:30	2.72	2.61	2.36	0.00	2.66
16:45	2.82	2.51	2.49	0.00	2.42	16:45	2.63	2.40	2.48	0.00	2.52	16:45	2.65	2.53	2.36	0.00	2.56
17:00	2.82	2.46	2.39	0.00	2.37	17:00	2.53	2.36	2.43	0.00	2.43	17:00	2.66	2.52	2.39	0.00	2.49
17:15	2.73	2.43	2.44	0.00	2.38	17:15	2.54	2.30	2.40	0.00	2.40	17:15	2.52	2.47	2.35	0.00	2.45
17:30	2.82	2.50	2.51	0.00	2.43	17:30	2.62	2.33	2.41	0.00	2.44	17:30	2.64	2.47	2.37	0.00	2.49
17:45	2.90	2.57	2.56	0.00	2.48	17:45	2.51	2.35	2.45	0.00	2.46	17:45	2.82	2.54	2.41	0.00	2.58
18:00	2.78	2.62	2.59	0.00	2.50	18:00	2.61	2.49	2.51	0.00	2.52	18:00	2.91	2.58	2.50	0.00	2.67
18:15	2.76	2.68	2.66	0.00	2.60	18:15	2.58	2.56	2.53	0.00	2.60	18:15	2.99	2.78	2.70	0.00	2.86
18:30	2.91	2.82	2.76	0.00	2.71	18:30	2.74	2.59	2.67	0.00	2.75	18:30	3.31	2.98	2.98	0.00	3.13
18:45	3.17	2.99	2.81	0.00	2.87	18:45	3.02	2.88	2.94	0.00	3.02	18:45	3.42	3.17	3.22	0.00	3.39
19:00	3.44	3.23	3.03	0.00	3.10	19:00	3.43	3.27	3.23	0.00	3.29	19:00	3.70	3.43	3.31	0.00	3.57
19:15	3.52	3.43	3.24	0.00	3.32	19:15	3.67	3.36	3.36	0.00	3.46	19:15	3.99	3.54	3.40	0.00	3.68
19:30	3.79	3.64	3.38	0.00	3.42	19:30	3.70	3.45	3.41	0.00	3.52	19:30	4.16	3.58	3.45	0.00	3.72
19:45	3.75	3.68	3.57	0.00	3.49	19:45	3.90	3.54	3.50	0.00	3.63	19:45	4.32	3.73	3.53	0.00	3.78
20:00	3.82	3.84	3.59	0.00	3.57	20:00	4.02	3.72	3.52	0.00	3.68	20:00	4.40	3.80	3.60	0.00	3.81
20:15	3.94	3.97	3.64	0.00	3.61	20:15	3.96	3.88	3.63	0.00	3.78	20:15	4.52	3.88	3.74	0.00	3.90

July						August						September					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
20:30	4.05	4.01	3.81	0.00	3.70	20:30	4.06	3.92	3.74	0.00	3.88	20:30	4.63	3.97	3.82	0.00	4.00
20:45	4.33	4.16	3.88	0.00	3.80	20:45	4.31	3.99	3.77	0.00	4.02	20:45	4.46	3.95	3.83	0.00	4.05
21:00	4.56	4.19	3.89	0.00	3.82	21:00	4.46	4.01	3.79	0.00	4.04	21:00	4.40	3.99	3.75	0.00	4.06
21:15	4.46	4.28	3.81	0.00	3.79	21:15	4.51	3.92	3.80	0.00	4.03	21:15	4.60	3.94	3.66	0.00	4.03
21:30	4.68	4.27	3.79	0.00	3.80	21:30	4.48	4.01	3.81	0.00	4.02	21:30	4.72	4.01	3.70	0.00	4.06
21:45	4.65	4.25	3.78	0.00	3.80	21:45	4.52	3.96	3.75	0.00	4.08	21:45	4.57	3.91	3.66	0.00	4.01
22:00	4.78	4.28	3.76	0.00	3.79	22:00	4.74	3.95	3.86	0.00	4.02	22:00	4.40	3.96	3.64	0.00	3.93
22:15	4.52	4.11	3.71	0.00	3.64	22:15	4.39	3.74	3.76	0.00	3.90	22:15	4.08	3.83	3.60	0.00	3.81
22:30	4.33	4.05	3.67	0.00	3.60	22:30	4.45	3.77	3.72	0.00	3.79	22:30	4.05	3.71	3.56	0.00	3.75
22:45	4.29	3.93	3.69	0.00	3.52	22:45	4.34	3.70	3.69	0.00	3.70	22:45	3.95	3.57	3.51	0.00	3.65
23:00	4.04	3.86	3.59	0.00	3.42	23:00	4.19	3.59	3.62	0.00	3.63	23:00	3.82	3.48	3.43	0.00	3.53
23:15	4.00	3.74	3.48	0.00	3.35	23:15	4.06	3.43	3.50	0.00	3.51	23:15	3.80	3.36	3.33	0.00	3.43
23:30	4.05	3.61	3.43	0.00	3.25	23:30	4.00	3.33	3.39	0.00	3.44	23:30	4.01	3.28	3.20	0.00	3.36
23:45	3.90	3.56	3.30	0.00	3.18	23:45	3.86	3.22	3.32	0.00	3.36	23:45	3.86	3.21	3.11	0.00	3.29
24:00	2.51	3.39	3.23	0.00	3.01	24:00	3.71	3.16	3.33	0.00	3.23	24:00	3.74	3.13	2.86	0.00	3.21

October						November						December					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
00:15	3.42	2.84	2.74	3.17	3.09	00:15	2.72	2.84	2.94	0.00	2.75	00:15	3.00	2.77	2.78	2.97	2.76
00:30	3.25	2.79	2.70	3.01	3.01	00:30	2.63	2.77	2.89	0.00	2.68	00:30	2.92	2.69	2.68	2.94	2.71
00:45	3.21	2.70	2.66	2.97	2.96	00:45	2.54	2.75	2.79	0.00	2.64	00:45	2.90	2.63	2.63	2.94	2.68
01:00	3.08	2.67	2.65	3.06	2.91	01:00	2.53	2.72	2.80	0.00	2.57	01:00	2.83	2.57	2.57	2.83	2.64
01:15	3.00	2.62	2.59	3.05	2.87	01:15	2.55	2.64	2.70	0.00	2.53	01:15	2.80	2.55	2.48	2.67	2.60
01:30	3.00	2.61	2.54	2.84	2.80	01:30	2.50	2.61	2.66	0.00	2.51	01:30	2.74	2.48	2.41	2.61	2.53
01:45	2.91	2.57	2.49	2.75	2.76	01:45	2.43	2.54	2.67	0.00	2.47	01:45	2.80	2.44	2.45	2.60	2.53
02:00	2.85	2.49	2.44	2.66	2.71	02:00	2.38	2.49	2.60	0.00	2.42	02:00	2.69	2.40	2.43	2.55	2.47
02:15	2.76	2.46	2.45	2.72	2.68	02:15	2.33	2.45	2.57	0.00	2.41	02:15	2.60	2.41	2.36	2.55	2.43
02:30	2.78	2.46	2.43	2.59	2.66	02:30	2.40	2.39	2.58	0.00	2.38	02:30	2.69	2.37	2.35	2.48	2.44
02:45	2.82	2.44	2.39	2.50	2.62	02:45	2.36	2.38	2.53	0.00	2.36	02:45	2.64	2.36	2.30	2.46	2.39
03:00	2.70	2.40	2.39	2.48	2.58	03:00	2.29	2.36	2.50	0.00	2.33	03:00	2.55	2.26	2.23	2.37	2.38
03:15	2.70	2.39	2.36	2.41	2.57	03:15	2.27	2.31	2.47	0.00	2.30	03:15	2.58	2.28	2.25	2.46	2.32
03:30	2.75	2.38	2.31	2.41	2.53	03:30	2.28	2.28	2.43	0.00	2.28	03:30	2.41	2.25	2.22	2.34	2.30
03:45	2.66	2.37	2.34	2.40	2.51	03:45	2.22	2.29	2.44	0.00	2.26	03:45	2.45	2.23	2.23	2.37	2.28
04:00	2.65	2.36	2.33	2.47	2.51	04:00	2.23	2.27	2.45	0.00	2.25	04:00	2.43	2.27	2.18	2.33	2.26
04:15	2.64	2.37	2.31	2.51	2.51	04:15	2.24	2.26	2.44	0.00	2.28	04:15	2.45	2.28	2.24	2.35	2.26
04:30	2.70	2.37	2.29	2.44	2.49	04:30	2.20	2.24	2.43	0.00	2.28	04:30	2.54	2.27	2.19	2.35	2.30
04:45	2.68	2.33	2.34	2.48	2.50	04:45	2.14	2.22	2.39	0.00	2.26	04:45	2.46	2.23	2.18	2.35	2.27
05:00	2.67	2.41	2.30	2.53	2.48	05:00	2.28	2.26	2.39	0.00	2.28	05:00	2.50	2.27	2.26	2.33	2.28
05:15	2.66	2.44	2.39	2.66	2.51	05:15	2.18	2.28	2.39	0.00	2.33	05:15	2.45	2.31	2.28	2.48	2.30
05:30	2.84	2.44	2.43	2.58	2.55	05:30	2.22	2.43	2.44	0.00	2.39	05:30	2.43	2.38	2.28	2.59	2.34
05:45	2.87	2.52	2.44	2.52	2.61	05:45	2.17	2.40	2.49	0.00	2.43	05:45	2.50	2.39	2.40	2.61	2.36
06:00	3.03	2.52	2.61	2.58	2.61	06:00	2.20	2.34	2.46	0.00	2.44	06:00	2.60	2.36	2.46	2.63	2.39
06:15	2.71	2.48	2.59	2.60	2.53	06:15	2.29	2.43	2.37	0.00	2.46	06:15	2.57	2.34	2.36	2.51	2.41
06:30	2.50	2.59	2.57	2.55	2.51	06:30	2.41	2.47	2.46	0.00	2.47	06:30	2.64	2.34	2.47	2.75	2.42
06:45	2.49	2.49	2.51	2.32	2.50	06:45	2.38	2.46	2.40	0.00	2.45	06:45	2.54	2.40	2.40	2.62	2.38
07:00	2.66	2.35	2.31	2.30	2.46	07:00	2.31	2.34	2.30	0.00	2.38	07:00	2.54	2.29	2.28	2.57	2.37
07:15	2.66	2.28	2.22	2.27	2.43	07:15	2.23	2.24	2.34	0.00	2.28	07:15	2.65	2.27	2.19	2.47	2.33
07:30	2.65	2.21	2.27	2.33	2.38	07:30	2.07	2.20	2.41	0.00	2.24	07:30	2.23	2.18	2.21	2.63	2.26
07:45	2.48	2.16	2.10	2.37	2.35	07:45	2.06	2.03	2.31	0.00	2.20	07:45	2.21	2.00	2.09	2.33	2.18
08:00	2.46	2.11	1.98	2.45	2.30	08:00	1.93	1.95	2.34	0.00	2.09	08:00	2.01	1.93	2.00	2.12	2.11
08:15	2.42	2.08	1.99	2.24	2.30	08:15	1.94	1.98	2.40	0.00	2.03	08:15	2.06	1.92	1.93	2.15	2.08
08:30	2.44	2.06	2.02	2.25	2.34	08:30	1.84	1.95	2.43	0.00	2.02	08:30	2.07	1.93	1.93	2.12	2.08
08:45	2.58	2.05	2.00	2.38	2.46	08:45	2.12	1.91	2.32	0.00	2.10	08:45	2.14	1.95	1.92	2.08	2.14
09:00	2.53	2.09	2.03	2.50	2.50	09:00	2.02	1.91	2.35	0.00	2.16	09:00	2.19	1.92	1.94	2.03	2.20
09:15	2.61	2.14	2.02	2.33	2.48	09:15	2.21	1.90	2.35	0.00	2.19	09:15	2.27	1.89	1.92	2.06	2.21
09:30	2.65	2.12	2.03	2.35	2.50	09:30	2.27	1.94	2.37	0.00	2.19	09:30	2.23	2.00	2.01	2.01	2.17
09:45	2.63	2.09	2.10	2.42	2.51	09:45	2.10	1.91	2.46	0.00	2.16	09:45	2.27	1.96	2.01	1.96	2.19
10:00	2.73	2.12	2.11	2.60	2.51	10:00	2.10	1.88	2.39	0.00	2.20	10:00	2.36	1.96	1.97	2.11	2.18

October						November						December					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
10:15	2.82	2.11	2.18	2.51	2.53	10:15	2.07	1.86	2.37	0.00	2.22	10:15	2.31	1.97	1.99	2.11	2.19
10:30	2.84	2.17	2.14	2.47	2.56	10:30	2.11	1.91	2.40	0.00	2.25	10:30	2.34	2.02	2.03	1.98	2.19
10:45	2.83	2.16	2.16	2.50	2.57	10:45	2.13	1.96	2.44	0.00	2.25	10:45	2.20	1.98	1.98	2.06	2.21
11:00	2.75	2.22	2.16	2.42	2.56	11:00	2.07	1.94	2.42	0.00	2.23	11:00	2.18	2.01	2.02	2.10	2.22
11:15	2.81	2.26	2.21	2.48	2.62	11:15	2.18	1.95	2.40	0.00	2.25	11:15	2.24	2.08	2.13	2.20	2.25
11:30	2.94	2.28	2.23	2.53	2.63	11:30	2.21	2.02	2.41	0.00	2.29	11:30	2.32	2.08	2.17	2.06	2.27
11:45	3.09	2.29	2.24	2.46	2.66	11:45	2.25	2.05	2.40	0.00	2.30	11:45	2.37	2.12	2.12	1.98	2.30
12:00	3.10	2.27	2.25	2.55	2.61	12:00	2.21	2.02	2.37	0.00	2.30	12:00	2.34	2.07	2.09	1.92	2.25
12:15	3.06	2.18	2.20	2.72	2.52	12:15	2.25	1.96	2.29	0.00	2.20	12:15	2.34	2.07	2.14	1.81	2.20
12:30	2.82	2.18	2.23	2.72	2.48	12:30	2.10	2.08	2.25	0.00	2.19	12:30	2.32	2.06	2.08	1.90	2.20
12:45	2.82	2.20	2.18	2.65	2.48	12:45	2.07	2.09	2.24	0.00	2.22	12:45	2.29	2.03	2.06	1.92	2.18
13:00	2.79	2.16	2.20	2.61	2.51	13:00	2.07	2.06	2.25	0.00	2.22	13:00	2.31	2.04	2.09	1.87	2.21
13:15	2.97	2.21	2.24	2.63	2.56	13:15	2.23	2.08	2.32	0.00	2.28	13:15	2.39	2.06	2.10	1.97	2.26
13:30	3.10	2.25	2.28	2.78	2.65	13:30	2.26	2.10	2.37	0.00	2.35	13:30	2.38	2.02	2.13	1.93	2.31
13:45	2.99	2.27	2.29	2.78	2.69	13:45	2.41	2.12	2.40	0.00	2.39	13:45	2.43	2.07	2.15	1.93	2.34
14:00	3.00	2.28	2.30	2.68	2.71	14:00	2.36	2.13	2.44	0.00	2.40	14:00	2.37	2.10	2.17	1.91	2.35
14:15	3.02	2.28	2.34	2.69	2.73	14:15	2.20	2.09	2.43	0.00	2.41	14:15	2.45	2.08	2.17	1.94	2.34
14:30	2.95	2.28	2.39	2.77	2.72	14:30	2.32	2.12	2.44	0.00	2.41	14:30	2.47	2.09	2.22	1.88	2.34
14:45	3.02	2.28	2.37	2.72	2.72	14:45	2.23	2.13	2.47	0.00	2.40	14:45	2.46	2.13	2.23	1.91	2.35
15:00	3.01	2.23	2.31	2.76	2.68	15:00	2.18	2.09	2.43	0.00	2.38	15:00	2.37	2.14	2.21	1.87	2.35
15:15	3.06	2.29	2.24	2.53	2.68	15:15	2.25	2.08	2.38	0.00	2.38	15:15	2.49	2.08	2.11	1.99	2.32
15:30	3.13	2.25	2.22	2.51	2.66	15:30	2.34	2.12	2.30	0.00	2.37	15:30	2.47	2.07	2.14	1.96	2.32
15:45	3.23	2.23	2.22	2.58	2.69	15:45	2.49	2.12	2.23	0.00	2.38	15:45	2.49	2.15	2.15	1.99	2.33
16:00	3.30	2.23	2.23	2.63	2.69	16:00	2.38	2.13	2.16	0.00	2.38	16:00	2.53	2.10	2.14	2.00	2.30
16:15	3.23	2.24	2.23	2.60	2.66	16:15	2.37	2.11	2.22	0.00	2.39	16:15	2.64	2.05	2.16	2.02	2.34
16:30	3.13	2.23	2.25	2.52	2.63	16:30	2.45	2.11	2.35	0.00	2.38	16:30	2.50	2.09	2.11	1.96	2.34
16:45	3.07	2.30	2.25	2.51	2.57	16:45	2.47	2.10	2.34	0.00	2.32	16:45	2.30	2.05	2.12	1.99	2.29
17:00	2.91	2.31	2.34	2.44	2.52	17:00	2.37	2.16	2.30	0.00	2.28	17:00	2.23	2.07	2.12	2.10	2.28
17:15	2.76	2.31	2.36	2.48	2.48	17:15	2.25	2.13	2.26	0.00	2.27	17:15	2.22	2.05	2.11	2.21	2.25
17:30	2.85	2.43	2.43	2.43	2.51	17:30	2.34	2.19	2.30	0.00	2.36	17:30	2.25	2.10	2.18	2.30	2.29
17:45	2.83	2.44	2.52	2.47	2.56	17:45	2.46	2.32	2.43	0.00	2.46	17:45	2.36	2.22	2.35	2.30	2.35
18:00	2.76	2.56	2.57	2.75	2.64	18:00	2.52	2.55	2.55	0.00	2.58	18:00	2.49	2.27	2.45	2.39	2.42
18:15	2.95	2.62	2.62	3.01	2.73	18:15	2.81	2.72	2.64	0.00	2.78	18:15	2.69	2.48	2.54	2.68	2.53
18:30	3.21	2.71	2.77	3.06	2.88	18:30	2.93	2.88	2.88	0.00	2.99	18:30	2.73	2.61	2.60	2.66	2.66
18:45	3.39	2.86	2.92	3.16	3.00	18:45	3.04	3.05	3.09	0.00	3.12	18:45	2.74	2.76	2.79	2.85	2.77
19:00	3.59	3.03	3.05	3.42	3.18	19:00	3.30	3.13	3.23	0.00	3.22	19:00	3.07	2.89	2.88	3.02	2.95
19:15	3.77	3.16	3.19	3.64	3.34	19:15	3.44	3.20	3.26	0.00	3.30	19:15	3.16	3.01	3.03	3.10	3.08
19:30	3.84	3.23	3.32	3.79	3.44	19:30	3.44	3.21	3.24	0.00	3.34	19:30	3.33	3.10	3.13	3.10	3.17
19:45	3.96	3.35	3.46	3.78	3.55	19:45	3.50	3.22	3.37	0.00	3.40	19:45	3.40	3.22	3.20	3.24	3.25
20:00	4.00	3.45	3.54	3.84	3.65	20:00	3.73	3.29	3.36	0.00	3.44	20:00	3.53	3.25	3.31	3.35	3.31
20:15	4.15	3.53	3.58	3.89	3.74	20:15	3.56	3.47	3.49	0.00	3.53	20:15	3.59	3.32	3.40	3.49	3.36
20:30	4.25	3.67	3.68	3.87	3.83	20:30	3.56	3.50	3.62	0.00	3.56	20:30	3.74	3.47	3.50	3.53	3.46
20:45	4.46	3.76	3.67	4.03	3.88	20:45	3.77	3.61	3.68	0.00	3.62	20:45	3.93	3.53	3.51	3.45	3.55
21:00	4.32	3.82	3.75	4.08	3.94	21:00	4.04	3.65	3.74	0.00	3.63	21:00	4.11	3.52	3.44	3.43	3.53
21:15	4.43	3.81	3.72	3.91	3.91	21:15	3.97	3.61	3.75	0.00	3.56	21:15	4.00	3.53	3.43	3.34	3.51
21:30	4.46	3.72	3.65	3.90	3.89	21:30	3.88	3.55	3.68	0.00	3.53	21:30	3.91	3.54	3.49	3.41	3.49
21:45	4.30	3.68	3.67	3.83	3.89	21:45	3.89	3.48	3.57	0.00	3.48	21:45	3.85	3.51	3.52	3.33	3.47
22:00	4.24	3.69	3.58	3.68	3.80	22:00	3.67	3.43	3.45	0.00	3.41	22:00	3.92	3.49	3.54	3.40	3.41
22:15	4.08	3.55	3.53	3.61	3.69	22:15	3.49	3.31	3.47	0.00	3.33	22:15	3.80	3.41	3.41	3.31	3.35
22:30	3.98	3.53	3.49	3.58	3.62	22:30	3.39	3.21	3.42	0.00	3.27	22:30	3.64	3.26	3.31	3.20	3.27
22:45	3.92	3.45	3.39	3.45	3.58	22:45	3.32	3.05	3.38	0.00	3.21	22:45	3.69	3.24	3.26	3.05	3.21
23:00	3.77	3.38	3.24	3.46	3.46	23:00	3.17	3.06	3.24	0.00	3.14	23:00	3.55	3.10	3.19	2.80	3.10
23:15	3.61	3.28	3.16	3.31	3.38	23:15	3.12	2.94	3.09	0.00	3.06	23:15	3.47	2.98	3.05	2.89	3.06
23:30	3.57	3.22	3.05	3.19	3.28	23:30	2.94	2.82	3.05	0.00	2.96	23:30	3.41	2.91	3.00	2.82	2.94
23:45	3.48	3.16	3.00	3.08	3.19	23:45	2.94	2.76	3.00	0.00	2.92	23:45	3.44	2.84	2.96	2.79	2.89
24:00	3.35	3.03	2.91	3.03	3.05	24:00	2.87	2.68	2.90	0.00	2.81	24:00	3.25	2.64	2.85	2.87	2.79

ตารางที่ ข.2 ลักษณะการใช้ไฟฟ้า ($x10^6$ กิโลวัตต์) ของกิจการขนาดกลาง ตั้งแต่ เดือนมกราคม ถึง ธันวาคม ความละเอียดของจุดเวลาเป็นราย 15 นาที [25]

January						February						March					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
00:15	1.91	1.55	1.70	0.00	1.60	00:15	1.97	1.68	1.88	0.00	1.77	00:15	1.88	1.82	1.95	0.00	1.88
00:30	1.83	1.52	1.68	0.00	1.58	00:30	1.91	1.67	1.84	0.00	1.74	00:30	1.85	1.78	1.91	0.00	1.85
00:45	1.83	1.48	1.65	0.00	1.55	00:45	1.88	1.63	1.79	0.00	1.71	00:45	1.78	1.76	1.89	0.00	1.82
01:00	1.80	1.45	1.64	0.00	1.54	01:00	1.82	1.63	1.76	0.00	1.69	01:00	1.77	1.73	1.86	0.00	1.80
01:15	1.78	1.44	1.63	0.00	1.53	01:15	1.81	1.62	1.77	0.00	1.68	01:15	1.83	1.73	1.84	0.00	1.79
01:30	1.79	1.44	1.63	0.00	1.53	01:30	1.80	1.61	1.75	0.00	1.68	01:30	1.83	1.73	1.85	0.00	1.79
01:45	1.77	1.44	1.62	0.00	1.52	01:45	1.80	1.60	1.74	0.00	1.66	01:45	1.79	1.72	1.82	0.00	1.78
02:00	1.77	1.41	1.62	0.00	1.52	02:00	1.77	1.58	1.73	0.00	1.65	02:00	1.74	1.71	1.81	0.00	1.76
02:15	1.79	1.41	1.61	0.00	1.52	02:15	1.77	1.57	1.72	0.00	1.64	02:15	1.74	1.70	1.79	0.00	1.75
02:30	1.78	1.41	1.62	0.00	1.51	02:30	1.82	1.56	1.72	0.00	1.63	02:30	1.75	1.69	1.79	0.00	1.75
02:45	1.77	1.41	1.62	0.00	1.49	02:45	1.78	1.54	1.71	0.00	1.63	02:45	1.75	1.67	1.78	0.00	1.74
03:00	1.73	1.39	1.58	0.00	1.49	03:00	1.79	1.52	1.69	0.00	1.61	03:00	1.77	1.65	1.76	0.00	1.72
03:15	1.69	1.38	1.55	0.00	1.48	03:15	1.75	1.51	1.68	0.00	1.60	03:15	1.79	1.64	1.75	0.00	1.72
03:30	1.72	1.39	1.56	0.00	1.47	03:30	1.73	1.49	1.67	0.00	1.60	03:30	1.78	1.62	1.75	0.00	1.71
03:45	1.72	1.36	1.56	0.00	1.47	03:45	1.71	1.49	1.66	0.00	1.59	03:45	1.70	1.61	1.75	0.00	1.70
04:00	1.71	1.36	1.57	0.00	1.47	04:00	1.70	1.49	1.63	0.00	1.58	04:00	1.70	1.62	1.75	0.00	1.70
04:15	1.71	1.35	1.57	0.00	1.48	04:15	1.73	1.49	1.65	0.00	1.59	04:15	1.72	1.63	1.75	0.00	1.70
04:30	1.67	1.36	1.58	0.00	1.49	04:30	1.74	1.49	1.66	0.00	1.61	04:30	1.73	1.63	1.76	0.00	1.72
04:45	1.69	1.36	1.57	0.00	1.49	04:45	1.73	1.50	1.65	0.00	1.61	04:45	1.71	1.62	1.77	0.00	1.72
05:00	1.68	1.37	1.59	0.00	1.50	05:00	1.72	1.49	1.67	0.00	1.63	05:00	1.76	1.61	1.78	0.00	1.73
05:15	1.73	1.39	1.60	0.00	1.53	05:15	1.77	1.51	1.69	0.00	1.66	05:15	1.82	1.63	1.79	0.00	1.76
05:30	1.77	1.40	1.64	0.00	1.54	05:30	1.81	1.53	1.70	0.00	1.68	05:30	1.82	1.64	1.80	0.00	1.79
05:45	1.78	1.37	1.63	0.00	1.56	05:45	1.83	1.52	1.71	0.00	1.70	05:45	1.78	1.65	1.81	0.00	1.80
06:00	1.82	1.37	1.63	0.00	1.57	06:00	1.83	1.51	1.73	0.00	1.72	06:00	1.79	1.64	1.83	0.00	1.81
06:15	1.90	1.37	1.66	0.00	1.59	06:15	1.86	1.50	1.74	0.00	1.75	06:15	1.84	1.62	1.84	0.00	1.83
06:30	1.94	1.39	1.69	0.00	1.62	06:30	1.91	1.50	1.74	0.00	1.77	06:30	1.88	1.62	1.87	0.00	1.85
06:45	1.95	1.37	1.69	0.00	1.64	06:45	1.89	1.50	1.74	0.00	1.77	06:45	1.91	1.60	1.88	0.00	1.86
07:00	1.97	1.34	1.69	0.00	1.66	07:00	1.87	1.47	1.73	0.00	1.78	07:00	1.93	1.58	1.88	0.00	1.88
07:15	2.02	1.34	1.71	0.00	1.71	07:15	1.95	1.45	1.77	0.00	1.84	07:15	1.92	1.59	1.95	0.00	1.94
07:30	2.09	1.34	1.78	0.00	1.78	07:30	2.02	1.43	1.83	0.00	1.91	07:30	1.99	1.60	1.99	0.00	2.03
07:45	2.20	1.34	1.84	0.00	1.87	07:45	2.14	1.45	1.91	0.00	2.01	07:45	2.17	1.62	2.07	0.00	2.19
08:00	2.33	1.36	1.91	0.00	2.02	08:00	2.37	1.49	2.01	0.00	2.18	08:00	2.36	1.66	2.22	0.00	2.39
08:15	2.69	1.44	2.22	0.00	2.35	08:15	2.76	1.60	2.31	0.00	2.53	08:15	2.86	1.77	2.58	0.00	2.79
08:30	3.07	1.51	2.43	0.00	2.62	08:30	3.11	1.67	2.56	0.00	2.84	08:30	3.20	1.87	2.84	0.00	3.12
08:45	3.28	1.54	2.58	0.00	2.77	08:45	3.28	1.74	2.69	0.00	3.00	08:45	3.42	1.95	3.01	0.00	3.30
09:00	3.39	1.59	2.64	0.00	2.88	09:00	3.39	1.78	2.77	0.00	3.11	09:00	3.49	1.98	3.09	0.00	3.42
09:15	3.53	1.63	2.71	0.00	2.97	09:15	3.50	1.81	2.84	0.00	3.19	09:15	3.57	1.99	3.18	0.00	3.51
09:30	3.65	1.67	2.77	0.00	3.04	09:30	3.56	1.87	2.88	0.00	3.27	09:30	3.68	2.06	3.23	0.00	3.59
09:45	3.64	1.71	2.80	0.00	3.08	09:45	3.60	1.90	2.93	0.00	3.32	09:45	3.76	2.09	3.26	0.00	3.66
10:00	3.65	1.73	2.88	0.00	3.10	10:00	3.63	1.93	2.95	0.00	3.37	10:00	3.79	2.11	3.29	0.00	3.69
10:15	3.65	1.75	2.90	0.00	3.13	10:15	3.70	1.94	2.97	0.00	3.39	10:15	3.82	2.14	3.32	0.00	3.72
10:30	3.68	1.76	2.93	0.00	3.17	10:30	3.76	1.98	3.01	0.00	3.44	10:30	3.83	2.17	3.36	0.00	3.76
10:45	3.72	1.77	2.95	0.00	3.17	10:45	3.80	1.99	3.02	0.00	3.46	10:45	3.85	2.17	3.37	0.00	3.79
11:00	3.71	1.75	2.95	0.00	3.18	11:00	3.81	1.98	3.03	0.00	3.47	11:00	3.88	2.15	3.38	0.00	3.79
11:15	3.71	1.75	2.90	0.00	3.17	11:15	3.83	1.96	3.01	0.00	3.47	11:15	3.89	2.12	3.38	0.00	3.79
11:30	3.74	1.75	2.88	0.00	3.14	11:30	3.76	1.96	3.00	0.00	3.45	11:30	3.86	2.12	3.38	0.00	3.77
11:45	3.61	1.74	2.85	0.00	3.09	11:45	3.70	1.94	2.95	0.00	3.40	11:45	3.80	2.11	3.32	0.00	3.70
12:00	3.30	1.68	2.63	0.00	2.89	12:00	3.47	1.86	2.74	0.00	3.16	12:00	3.51	2.05	3.11	0.00	3.47
12:15	3.01	1.60	2.35	0.00	2.58	12:15	3.14	1.81	2.47	0.00	2.83	12:15	3.10	1.98	2.78	0.00	3.10
12:30	2.94	1.60	2.34	0.00	2.55	12:30	3.07	1.80	2.43	0.00	2.78	12:30	3.05	1.98	2.71	0.00	3.03
12:45	2.98	1.60	2.36	0.00	2.58	12:45	3.14	1.80	2.46	0.00	2.81	12:45	3.09	1.96	2.73	0.00	3.05
13:00	3.15	1.63	2.46	0.00	2.70	13:00	3.24	1.83	2.54	0.00	2.94	13:00	3.28	1.99	2.85	0.00	3.20
13:15	3.53	1.73	2.75	0.00	3.04	13:15	3.69	1.92	2.87	0.00	3.35	13:15	3.72	2.09	3.19	0.00	3.62
13:30	3.68	1.77	2.90	0.00	3.21	13:30	3.89	1.99	3.04	0.00	3.55	13:30	3.92	2.16	3.38	0.00	3.83
13:45	3.74	1.78	2.97	0.00	3.26	13:45	4.02	2.00	3.07	0.00	3.62	13:45	4.03	2.16	3.43	0.00	3.89

January						February						March					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
14:00	3.79	1.79	2.99	0.00	3.28	14:00	4.02	1.99	3.07	0.00	3.62	14:00	4.06	2.15	3.44	0.00	3.91
14:15	3.83	1.78	2.96	0.00	3.27	14:15	4.02	2.00	3.07	0.00	3.63	14:15	4.05	2.18	3.44	0.00	3.92
14:30	3.81	1.79	2.98	0.00	3.28	14:30	4.03	1.99	3.07	0.00	3.63	14:30	4.11	2.17	3.43	0.00	3.93
14:45	3.85	1.77	2.97	0.00	3.27	14:45	4.06	1.99	3.06	0.00	3.62	14:45	4.11	2.14	3.43	0.00	3.91
15:00	3.79	1.80	2.94	0.00	3.26	15:00	4.00	2.00	3.05	0.00	3.61	15:00	4.03	2.15	3.42	0.00	3.89
15:15	3.78	1.79	2.90	0.00	3.25	15:15	3.99	1.99	3.04	0.00	3.60	15:15	4.02	2.16	3.40	0.00	3.87
15:30	3.72	1.79	2.91	0.00	3.23	15:30	3.96	1.96	3.03	0.00	3.57	15:30	3.97	2.13	3.39	0.00	3.84
15:45	3.71	1.76	2.89	0.00	3.18	15:45	3.88	1.96	2.99	0.00	3.53	15:45	3.92	2.11	3.34	0.00	3.80
16:00	3.65	1.73	2.84	0.00	3.12	16:00	3.84	1.94	2.95	0.00	3.45	16:00	3.89	2.09	3.30	0.00	3.74
16:15	3.53	1.71	2.79	0.00	3.06	16:15	3.72	1.91	2.90	0.00	3.38	16:15	3.85	2.04	3.26	0.00	3.66
16:30	3.47	1.70	2.73	0.00	2.98	16:30	3.66	1.90	2.82	0.00	3.29	16:30	3.71	1.99	3.18	0.00	3.56
16:45	3.28	1.66	2.59	0.00	2.84	16:45	3.45	1.85	2.70	0.00	3.13	16:45	3.50	1.95	3.02	0.00	3.40
17:00	3.01	1.58	2.39	0.00	2.61	17:00	3.14	1.75	2.45	0.00	2.86	17:00	3.18	1.85	2.70	0.00	3.09
17:15	2.69	1.52	2.16	0.00	2.38	17:15	2.84	1.69	2.23	0.00	2.59	17:15	2.84	1.78	2.42	0.00	2.78
17:30	2.64	1.53	2.10	0.00	2.32	17:30	2.76	1.68	2.18	0.00	2.52	17:30	2.71	1.76	2.36	0.00	2.69
17:45	2.63	1.53	2.10	0.00	2.30	17:45	2.71	1.68	2.14	0.00	2.51	17:45	2.68	1.74	2.33	0.00	2.66
18:00	2.56	1.53	2.09	0.00	2.29	18:00	2.67	1.66	2.12	0.00	2.48	18:00	2.65	1.74	2.32	0.00	2.62
18:15	2.55	1.57	2.11	0.00	2.31	18:15	2.65	1.68	2.13	0.00	2.48	18:15	2.64	1.76	2.32	0.00	2.61
18:30	2.57	1.60	2.14	0.00	2.34	18:30	2.70	1.72	2.16	0.00	2.50	18:30	2.68	1.80	2.34	0.00	2.62
18:45	2.59	1.64	2.17	0.00	2.33	18:45	2.74	1.76	2.22	0.00	2.53	18:45	2.71	1.85	2.40	0.00	2.64
19:00	2.54	1.64	2.10	0.00	2.29	19:00	2.70	1.77	2.19	0.00	2.49	19:00	2.65	1.87	2.37	0.00	2.60
19:15	2.45	1.61	2.09	0.00	2.23	19:15	2.64	1.76	2.15	0.00	2.42	19:15	2.59	1.88	2.32	0.00	2.54
19:30	2.40	1.58	2.08	0.00	2.18	19:30	2.59	1.75	2.13	0.00	2.38	19:30	2.56	1.87	2.28	0.00	2.50
19:45	2.31	1.57	2.04	0.00	2.14	19:45	2.52	1.73	2.10	0.00	2.34	19:45	2.53	1.86	2.24	0.00	2.44
20:00	2.23	1.56	1.99	0.00	2.06	20:00	2.40	1.69	2.06	0.00	2.26	20:00	2.45	1.81	2.21	0.00	2.37
20:15	2.21	1.58	1.99	0.00	2.01	20:15	2.33	1.70	2.07	0.00	2.22	20:15	2.41	1.79	2.24	0.00	2.33
20:30	2.22	1.55	1.99	0.00	2.00	20:30	2.31	1.68	2.07	0.00	2.20	20:30	2.36	1.79	2.23	0.00	2.31
20:45	2.17	1.55	1.97	0.00	1.98	20:45	2.27	1.68	2.04	0.00	2.18	20:45	2.30	1.76	2.20	0.00	2.27
21:00	2.12	1.53	1.92	0.00	1.94	21:00	2.23	1.67	2.00	0.00	2.14	21:00	2.28	1.75	2.17	0.00	2.25
21:15	2.10	1.50	1.92	0.00	1.90	21:15	2.19	1.64	1.97	0.00	2.09	21:15	2.24	1.74	2.14	0.00	2.20
21:30	2.09	1.50	1.90	0.00	1.88	21:30	2.13	1.65	1.96	0.00	2.07	21:30	2.20	1.74	2.15	0.00	2.18
21:45	2.08	1.49	1.87	0.00	1.87	21:45	2.13	1.64	1.93	0.00	2.05	21:45	2.17	1.73	2.11	0.00	2.15
22:00	2.02	1.47	1.83	0.00	1.82	22:00	2.12	1.62	1.91	0.00	2.01	22:00	2.14	1.71	2.06	0.00	2.11
22:15	2.03	1.46	1.82	0.00	1.81	22:15	2.08	1.60	1.89	0.00	1.99	22:15	2.12	1.70	2.03	0.00	2.10
22:30	2.08	1.47	1.83	0.00	1.85	22:30	2.14	1.61	1.89	0.00	2.04	22:30	2.16	1.72	2.04	0.00	2.14
22:45	2.10	1.45	1.79	0.00	1.85	22:45	2.10	1.58	1.87	0.00	2.03	22:45	2.15	1.69	2.02	0.00	2.12
23:00	2.01	1.43	1.75	0.00	1.83	23:00	2.05	1.55	1.83	0.00	2.00	23:00	2.14	1.67	2.00	0.00	2.08
23:15	2.01	1.41	1.75	0.00	1.80	23:15	2.03	1.52	1.80	0.00	1.96	23:15	2.08	1.66	1.96	0.00	2.05
23:30	1.96	1.37	1.71	0.00	1.77	23:30	2.01	1.51	1.78	0.00	1.94	23:30	2.04	1.65	1.93	0.00	2.03
23:45	1.92	1.36	1.69	0.00	1.74	23:45	1.99	1.50	1.75	0.00	1.92	23:45	2.03	1.62	1.91	0.00	2.00
24:00	1.85	1.34	1.66	0.00	1.70	24:00	1.96	1.48	1.70	0.00	1.88	24:00	1.99	1.59	1.85	0.00	1.87

April						May						June					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
00:15	2.02	1.80	1.89	1.62	1.89	00:15	2.02	1.89	1.95	1.87	1.88	00:15	2.06	1.80	2.02	0.00	1.90
00:30	2.00	1.78	1.87	1.61	1.86	00:30	2.01	1.87	1.92	1.86	1.86	00:30	2.05	1.79	1.99	0.00	1.87
00:45	2.00	1.73	1.84	1.60	1.83	00:45	1.97	1.83	1.89	1.81	1.84	00:45	2.02	1.76	1.96	0.00	1.84
01:00	1.99	1.70	1.79	1.58	1.80	01:00	1.95	1.82	1.87	1.80	1.81	01:00	1.95	1.74	1.94	0.00	1.82
01:15	1.99	1.69	1.77	1.58	1.80	01:15	1.96	1.81	1.88	1.80	1.81	01:15	1.97	1.74	1.94	0.00	1.82
01:30	1.98	1.69	1.78	1.58	1.79	01:30	1.93	1.82	1.88	1.79	1.81	01:30	1.98	1.75	1.93	0.00	1.81
01:45	1.94	1.67	1.77	1.57	1.78	01:45	1.92	1.80	1.87	1.78	1.79	01:45	1.97	1.73	1.92	0.00	1.80
02:00	1.93	1.66	1.75	1.55	1.77	02:00	1.91	1.77	1.85	1.76	1.78	02:00	1.95	1.71	1.91	0.00	1.79
02:15	1.90	1.65	1.73	1.55	1.75	02:15	1.90	1.76	1.83	1.75	1.77	02:15	1.91	1.70	1.90	0.00	1.77
02:30	1.90	1.64	1.72	1.55	1.74	02:30	1.88	1.74	1.83	1.74	1.76	02:30	1.90	1.70	1.87	0.00	1.77
02:45	1.89	1.63	1.72	1.54	1.73	02:45	1.89	1.75	1.83	1.73	1.76	02:45	1.94	1.69	1.86	0.00	1.77
03:00	1.86	1.60	1.69	1.53	1.71	03:00	1.86	1.72	1.81	1.71	1.74	03:00	1.91	1.66	1.84	0.00	1.75
03:15	1.85	1.60	1.68	1.52	1.70	03:15	1.84	1.70	1.79	1.72	1.72	03:15	1.90	1.64	1.82	0.00	1.73
03:30	1.83	1.59	1.68	1.50	1.70	03:30	1.83	1.70	1.78	1.72	1.72	03:30	1.90	1.63	1.82	0.00	1.72

April						May						June					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
03:45	1.81	1.58	1.67	1.49	1.69	03:45	1.83	1.69	1.75	1.71	1.71	03:45	1.87	1.62	1.81	0.00	1.71
04:00	1.80	1.56	1.65	1.49	1.69	04:00	1.81	1.68	1.76	1.71	1.70	04:00	1.88	1.63	1.80	0.00	1.71
04:15	1.84	1.57	1.66	1.49	1.70	04:15	1.83	1.70	1.78	1.72	1.72	04:15	1.92	1.67	1.82	0.00	1.73
04:30	1.84	1.59	1.67	1.48	1.71	04:30	1.85	1.72	1.79	1.72	1.74	04:30	1.93	1.67	1.83	0.00	1.74
04:45	1.85	1.59	1.69	1.50	1.72	04:45	1.86	1.71	1.80	1.72	1.74	04:45	1.90	1.65	1.84	0.00	1.75
05:00	1.87	1.58	1.69	1.50	1.73	05:00	1.84	1.70	1.80	1.73	1.74	05:00	1.93	1.66	1.85	0.00	1.75
05:15	1.87	1.59	1.70	1.50	1.75	05:15	1.87	1.70	1.81	1.74	1.77	05:15	1.96	1.67	1.85	0.00	1.78
05:30	1.86	1.59	1.72	1.52	1.75	05:30	1.91	1.70	1.83	1.76	1.78	05:30	1.98	1.65	1.85	0.00	1.79
05:45	1.86	1.58	1.72	1.53	1.76	05:45	1.90	1.70	1.85	1.77	1.79	05:45	1.96	1.63	1.85	0.00	1.80
06:00	1.84	1.56	1.71	1.51	1.76	06:00	1.92	1.68	1.83	1.76	1.80	06:00	1.97	1.63	1.84	0.00	1.80
06:15	1.87	1.56	1.71	1.50	1.78	06:15	1.94	1.67	1.83	1.75	1.81	06:15	1.96	1.62	1.85	0.00	1.82
06:30	1.92	1.56	1.72	1.49	1.80	06:30	1.98	1.66	1.86	1.75	1.83	06:30	2.02	1.60	1.86	0.00	1.85
06:45	1.96	1.54	1.71	1.46	1.81	06:45	1.96	1.64	1.85	1.74	1.85	06:45	1.98	1.61	1.87	0.00	1.87
07:00	1.99	1.51	1.73	1.46	1.84	07:00	2.00	1.62	1.87	1.75	1.87	07:00	2.02	1.60	1.88	0.00	1.89
07:15	2.11	1.53	1.79	1.50	1.95	07:15	2.11	1.65	1.95	1.80	1.98	07:15	2.16	1.60	1.97	0.00	1.98
07:30	2.26	1.57	1.85	1.52	2.07	07:30	2.22	1.67	2.03	1.83	2.11	07:30	2.29	1.61	2.06	0.00	2.11
07:45	2.41	1.59	1.94	1.55	2.21	07:45	2.41	1.68	2.13	1.90	2.27	07:45	2.49	1.64	2.16	0.00	2.28
08:00	2.63	1.64	2.07	1.63	2.43	08:00	2.67	1.70	2.28	2.03	2.50	08:00	2.75	1.70	2.33	0.00	2.51
08:15	3.12	1.75	2.35	1.77	2.84	08:15	3.12	1.85	2.64	2.30	2.95	08:15	3.16	1.82	2.70	0.00	2.93
08:30	3.44	1.83	2.58	1.92	3.18	08:30	3.53	1.94	2.92	2.48	3.29	08:30	3.48	1.92	2.98	0.00	3.30
08:45	3.65	1.86	2.74	2.01	3.39	08:45	3.77	2.01	3.06	2.60	3.49	08:45	3.70	2.00	3.11	0.00	3.51
09:00	3.73	1.90	2.83	2.06	3.51	09:00	3.90	2.05	3.18	2.69	3.63	09:00	3.81	2.04	3.20	0.00	3.63
09:15	3.83	1.95	2.91	2.10	3.61	09:15	4.00	2.08	3.23	2.74	3.73	09:15	3.93	2.08	3.29	0.00	3.72
09:30	3.91	2.01	2.97	2.13	3.69	09:30	4.05	2.13	3.31	2.80	3.81	09:30	3.99	2.12	3.36	0.00	3.81
09:45	4.03	2.05	3.01	2.15	3.74	09:45	4.09	2.15	3.34	2.84	3.85	09:45	4.05	2.17	3.41	0.00	3.87
10:00	4.09	2.07	3.04	2.18	3.80	10:00	4.13	2.18	3.38	2.92	3.89	10:00	4.06	2.19	3.43	0.00	3.89
10:15	4.15	2.11	3.07	2.22	3.84	10:15	4.17	2.20	3.43	2.94	3.91	10:15	4.11	2.21	3.47	0.00	3.92
10:30	4.22	2.11	3.10	2.25	3.88	10:30	4.40	2.22	3.47	2.96	3.97	10:30	4.16	2.23	3.48	0.00	3.96
10:45	4.21	2.12	3.12	2.26	3.90	10:45	4.46	2.21	3.47	2.99	3.98	10:45	4.13	2.24	3.50	0.00	3.97
11:00	4.18	2.12	3.11	2.26	3.89	11:00	4.34	2.21	3.48	2.98	3.96	11:00	4.14	2.25	3.50	0.00	3.96
11:15	4.16	2.11	3.07	2.24	3.87	11:15	4.14	2.18	3.43	2.95	3.93	11:15	4.11	2.22	3.50	0.00	3.94
11:30	4.13	2.10	3.05	2.22	3.85	11:30	4.17	2.20	3.43	2.94	3.91	11:30	4.06	2.21	3.46	0.00	3.92
11:45	4.05	2.07	3.00	2.18	3.78	11:45	4.09	2.18	3.37	2.91	3.84	11:45	4.01	2.16	3.40	0.00	3.85
12:00	3.77	2.02	2.85	2.09	3.55	12:00	3.84	2.09	3.14	2.79	3.61	12:00	3.81	2.11	3.20	0.00	3.61
12:15	3.41	1.95	2.57	1.94	3.20	12:15	3.47	2.02	2.82	2.55	3.22	12:15	3.39	2.02	2.86	0.00	3.24
12:30	3.36	1.95	2.52	1.92	3.13	12:30	3.54	2.01	2.75	2.50	3.16	12:30	3.33	2.01	2.81	0.00	3.17
12:45	3.38	1.95	2.53	1.91	3.14	12:45	3.71	2.03	2.76	2.50	3.19	12:45	3.36	2.02	2.83	0.00	3.19
13:00	3.48	1.96	2.60	1.95	3.25	13:00	3.84	2.04	2.87	2.58	3.31	13:00	3.52	2.03	2.93	0.00	3.33
13:15	3.87	2.02	2.90	2.11	3.65	13:15	4.24	2.13	3.20	2.83	3.72	13:15	3.89	2.12	3.32	0.00	3.74
13:30	4.13	2.08	3.02	2.22	3.84	13:30	4.47	2.18	3.39	2.98	3.93	13:30	4.12	2.20	3.47	0.00	3.95
13:45	4.20	2.08	3.06	2.22	3.89	13:45	4.38	2.21	3.43	3.01	3.98	13:45	4.11	2.22	3.52	0.00	4.01
14:00	4.18	2.08	3.07	2.24	3.91	14:00	4.30	2.21	3.44	3.01	4.00	14:00	4.17	2.21	3.52	0.00	4.03
14:15	4.19	2.09	3.09	2.24	3.92	14:15	4.29	2.20	3.44	3.00	3.99	14:15	4.20	2.23	3.54	0.00	4.04
14:30	4.25	2.09	3.08	2.22	3.92	14:30	4.27	2.20	3.46	3.01	3.99	14:30	4.12	2.23	3.55	0.00	4.03
14:45	4.22	2.08	3.08	2.20	3.90	14:45	4.21	2.20	3.45	2.98	3.98	14:45	4.13	2.20	3.51	0.00	4.02
15:00	4.20	2.08	3.07	2.21	3.88	15:00	4.17	2.19	3.41	2.96	3.97	15:00	4.09	2.21	3.49	0.00	4.01
15:15	4.15	2.10	3.03	2.20	3.84	15:15	4.15	2.16	3.39	2.96	3.95	15:15	4.10	2.20	3.47	0.00	3.99
15:30	4.17	2.09	3.05	2.20	3.83	15:30	4.24	2.15	3.39	2.94	3.94	15:30	4.02	2.19	3.44	0.00	3.97
15:45	4.17	2.07	3.00	2.18	3.80	15:45	4.32	2.14	3.34	2.92	3.90	15:45	3.97	2.15	3.39	0.00	3.91
16:00	4.07	2.04	2.97	2.17	3.73	16:00	4.30	2.09	3.28	2.89	3.84	16:00	3.90	2.09	3.35	0.00	3.83
16:15	3.96	2.01	2.93	2.16	3.65	16:15	4.20	2.07	3.24	2.84	3.75	16:15	3.75	2.06	3.29	0.00	3.74
16:30	3.86	1.98	2.86	2.13	3.56	16:30	4.06	2.04	3.17	2.77	3.66	16:30	3.67	2.02	3.20	0.00	3.64
16:45	3.73	1.95	2.74	2.07	3.39	16:45	3.71	1.99	3.04	2.67	3.48	16:45	3.56	1.96	3.07	0.00	3.47
17:00	3.42	1.88	2.52	1.98	3.09	17:00	3.37	1.90	2.76	2.48	3.17	17:00	3.19	1.89	2.79	0.00	3.15
17:15	3.05	1.78	2.29	1.87	2.78	17:15	3.01	1.83	2.46	2.28	2.86	17:15	2.89	1.80	2.49	0.00	2.85
17:30	2.94	1.78	2.23	1.84	2.69	17:30	2.97	1.81	2.39	2.23	2.78	17:30	2.79	1.76	2.43	0.00	2.77
17:45	2.79	1.77	2.21	1.81	2.63	17:45	2.93	1.80	2.34	2.22	2.74	17:45	2.72	1.75	2.39	0.00	2.72
18:00	2.76	1.77	2.18	1.81	2.59	18:00	2.89	1.82	2.32	2.21	2.71	18:00	2.72	1.75	2.34	0.00	2.69
18:15	2.80	1.78	2.17	1.82	2.56	18:15	2.86	1.83	2.33	2.21	2.71	18:15	2.71	1.75	2.36	0.00	2.66
18:30	2.82	1.80	2.20	1.83	2.57	18:30	2.85	1.85	2.35	2.25	2.71	18:30	2.73	1.76	2.36	0.00	2.64

April						May						June					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
18:45	2.81	1.86	2.25	1.87	2.60	18:45	2.88	1.91	2.38	2.30	2.73	18:45	2.74	1.80	2.37	0.00	2.64
19:00	2.75	1.87	2.23	1.87	2.54	19:00	2.80	1.92	2.38	2.29	2.67	19:00	2.68	1.82	2.35	0.00	2.61
19:15	2.68	1.86	2.20	1.84	2.47	19:15	2.77	1.92	2.32	2.23	2.60	19:15	2.60	1.84	2.33	0.00	2.54
19:30	2.62	1.86	2.19	1.86	2.45	19:30	2.73	1.90	2.32	2.22	2.56	19:30	2.59	1.86	2.33	0.00	2.51
19:45	2.56	1.83	2.14	1.83	2.40	19:45	2.67	1.88	2.29	2.15	2.50	19:45	2.52	1.84	2.27	0.00	2.46
20:00	2.46	1.79	2.09	1.79	2.33	20:00	2.54	1.85	2.25	2.08	2.42	20:00	2.44	1.81	2.22	0.00	2.39
20:15	2.41	1.80	2.13	1.78	2.33	20:15	2.53	1.85	2.28	2.07	2.38	20:15	2.40	1.81	2.27	0.00	2.37
20:30	2.45	1.79	2.13	1.77	2.31	20:30	2.48	1.84	2.27	2.04	2.36	20:30	2.37	1.80	2.26	0.00	2.34
20:45	2.42	1.79	2.11	1.76	2.27	20:45	2.44	1.83	2.25	2.00	2.32	20:45	2.35	1.78	2.20	0.00	2.30
21:00	2.38	1.78	2.09	1.73	2.24	21:00	2.43	1.81	2.23	1.98	2.30	21:00	2.34	1.77	2.17	0.00	2.25
21:15	2.35	1.76	2.08	1.72	2.19	21:15	2.39	1.82	2.21	1.94	2.26	21:15	2.31	1.75	2.14	0.00	2.21
21:30	2.30	1.75	2.07	1.71	2.17	21:30	2.29	1.80	2.21	1.94	2.22	21:30	2.29	1.75	2.12	0.00	2.18
21:45	2.26	1.74	2.03	1.69	2.15	21:45	2.31	1.79	2.16	1.93	2.18	21:45	2.26	1.72	2.09	0.00	2.15
22:00	2.21	1.73	1.99	1.67	2.11	22:00	2.30	1.77	2.13	1.90	2.15	22:00	2.17	1.72	2.06	0.00	2.11
22:15	2.20	1.73	1.98	1.68	2.10	22:15	2.27	1.75	2.11	1.89	2.13	22:15	2.18	1.70	2.04	0.00	2.10
22:30	2.29	1.73	1.98	1.68	2.15	22:30	2.33	1.76	2.11	1.93	2.18	22:30	2.23	1.73	2.05	0.00	2.16
22:45	2.29	1.70	1.95	1.66	2.14	22:45	2.30	1.74	2.09	1.92	2.17	22:45	2.23	1.69	2.01	0.00	2.16
23:00	2.29	1.67	1.92	1.63	2.11	23:00	2.25	1.71	2.05	1.88	2.13	23:00	2.24	1.67	1.97	0.00	2.12
23:15	2.25	1.64	1.89	1.61	2.08	23:15	2.19	1.69	2.03	1.84	2.10	23:15	2.21	1.66	1.94	0.00	2.09
23:30	2.22	1.62	1.89	1.59	2.05	23:30	2.18	1.68	2.00	1.82	2.08	23:30	2.19	1.64	1.94	0.00	2.07
23:45	2.19	1.61	1.86	1.57	2.02	23:45	2.18	1.66	1.98	1.78	2.05	23:45	2.17	1.61	1.89	0.00	2.04
24:00	2.14	1.58	1.81	1.55	1.98	24:00	2.09	1.63	1.92	1.76	2.00	24:00	2.12	1.59	1.83	0.00	2.00

July						August						September					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
00:15	2.15	1.85	2.00	0.00	1.95	00:15	2.05	1.77	1.99	0.00	1.90	00:15	2.05	1.77	1.99	0.00	1.90
00:30	2.13	1.83	1.97	0.00	1.92	00:30	2.01	1.76	1.96	0.00	1.88	00:30	2.01	1.76	1.96	0.00	1.88
00:45	2.10	1.81	1.93	0.00	1.89	00:45	2.00	1.72	1.92	0.00	1.84	00:45	2.00	1.72	1.92	0.00	1.84
01:00	2.08	1.78	1.91	0.00	1.87	01:00	1.96	1.69	1.90	0.00	1.82	01:00	1.96	1.69	1.90	0.00	1.82
01:15	2.10	1.77	1.90	0.00	1.87	01:15	1.98	1.70	1.90	0.00	1.82	01:15	1.98	1.70	1.90	0.00	1.82
01:30	2.10	1.77	1.90	0.00	1.86	01:30	1.99	1.70	1.89	0.00	1.81	01:30	1.99	1.70	1.89	0.00	1.81
01:45	2.07	1.74	1.88	0.00	1.84	01:45	1.95	1.68	1.88	0.00	1.80	01:45	1.95	1.68	1.88	0.00	1.80
02:00	2.09	1.74	1.87	0.00	1.84	02:00	1.93	1.67	1.86	0.00	1.78	02:00	1.93	1.67	1.86	0.00	1.78
02:15	2.06	1.74	1.87	0.00	1.83	02:15	1.92	1.67	1.85	0.00	1.78	02:15	1.92	1.67	1.85	0.00	1.78
02:30	2.04	1.73	1.85	0.00	1.81	02:30	1.91	1.67	1.85	0.00	1.77	02:30	1.91	1.67	1.85	0.00	1.77
02:45	2.05	1.72	1.85	0.00	1.81	02:45	1.91	1.66	1.83	0.00	1.77	02:45	1.91	1.66	1.83	0.00	1.77
03:00	2.01	1.70	1.83	0.00	1.79	03:00	1.89	1.64	1.81	0.00	1.75	03:00	1.89	1.64	1.81	0.00	1.75
03:15	1.97	1.67	1.80	0.00	1.78	03:15	1.89	1.61	1.79	0.00	1.73	03:15	1.89	1.61	1.79	0.00	1.73
03:30	1.95	1.67	1.80	0.00	1.78	03:30	1.88	1.60	1.78	0.00	1.73	03:30	1.88	1.60	1.78	0.00	1.73
03:45	1.95	1.65	1.78	0.00	1.77	03:45	1.86	1.60	1.76	0.00	1.72	03:45	1.86	1.60	1.76	0.00	1.72
04:00	1.98	1.66	1.79	0.00	1.76	04:00	1.86	1.60	1.77	0.00	1.72	04:00	1.86	1.60	1.77	0.00	1.72
04:15	1.97	1.67	1.80	0.00	1.78	04:15	1.89	1.61	1.80	0.00	1.75	04:15	1.89	1.61	1.80	0.00	1.75
04:30	1.99	1.67	1.81	0.00	1.80	04:30	1.93	1.61	1.81	0.00	1.77	04:30	1.93	1.61	1.81	0.00	1.77
04:45	2.01	1.67	1.81	0.00	1.80	04:45	1.93	1.61	1.79	0.00	1.77	04:45	1.93	1.61	1.79	0.00	1.77
05:00	2.02	1.67	1.81	0.00	1.81	05:00	1.94	1.62	1.81	0.00	1.78	05:00	1.94	1.62	1.81	0.00	1.78
05:15	2.06	1.68	1.84	0.00	1.84	05:15	1.94	1.62	1.83	0.00	1.80	05:15	1.94	1.62	1.83	0.00	1.80
05:30	2.08	1.68	1.84	0.00	1.86	05:30	1.95	1.63	1.83	0.00	1.82	05:30	1.95	1.63	1.83	0.00	1.82
05:45	2.10	1.67	1.86	0.00	1.87	05:45	1.96	1.62	1.82	0.00	1.83	05:45	1.96	1.62	1.82	0.00	1.83
06:00	2.12	1.67	1.85	0.00	1.88	06:00	1.96	1.60	1.82	0.00	1.83	06:00	1.96	1.60	1.82	0.00	1.83
06:15	2.11	1.64	1.84	0.00	1.89	06:15	1.98	1.59	1.82	0.00	1.86	06:15	1.98	1.59	1.82	0.00	1.86
06:30	2.14	1.62	1.86	0.00	1.91	06:30	1.98	1.59	1.85	0.00	1.88	06:30	1.98	1.59	1.85	0.00	1.88
06:45	2.16	1.61	1.88	0.00	1.93	06:45	2.02	1.56	1.86	0.00	1.90	06:45	2.02	1.56	1.86	0.00	1.90
07:00	2.19	1.59	1.87	0.00	1.95	07:00	2.02	1.54	1.84	0.00	1.92	07:00	2.02	1.54	1.84	0.00	1.92
07:15	2.25	1.58	1.91	0.00	2.02	07:15	2.11	1.56	1.88	0.00	2.01	07:15	2.11	1.56	1.88	0.00	2.01
07:30	2.40	1.60	1.99	0.00	2.13	07:30	2.22	1.57	1.93	0.00	2.12	07:30	2.22	1.57	1.93	0.00	2.12
07:45	2.54	1.63	2.07	0.00	2.27	07:45	2.37	1.59	2.00	0.00	2.27	07:45	2.37	1.59	2.00	0.00	2.27
08:00	2.70	1.67	2.21	0.00	2.47	08:00	2.59	1.62	2.11	0.00	2.48	08:00	2.59	1.62	2.11	0.00	2.48
08:15	3.10	1.78	2.49	0.00	2.87	08:15	3.00	1.72	2.40	0.00	2.90	08:15	3.00	1.72	2.40	0.00	2.90

July						August						September					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
08:30	3.50	1.86	2.78	0.00	3.22	08:30	3.39	1.83	2.63	0.00	3.23	08:30	3.39	1.83	2.63	0.00	3.23
08:45	3.78	1.95	2.91	0.00	3.42	08:45	3.60	1.90	2.77	0.00	3.44	08:45	3.60	1.90	2.77	0.00	3.44
09:00	3.86	1.99	2.98	0.00	3.55	09:00	3.68	1.94	2.83	0.00	3.58	09:00	3.68	1.94	2.83	0.00	3.58
09:15	3.96	2.02	3.08	0.00	3.67	09:15	3.80	1.97	2.93	0.00	3.69	09:15	3.80	1.97	2.93	0.00	3.69
09:30	4.06	2.07	3.15	0.00	3.74	09:30	3.90	2.02	2.98	0.00	3.77	09:30	3.90	2.02	2.98	0.00	3.77
09:45	4.13	2.10	3.23	0.00	3.81	09:45	3.92	2.04	3.03	0.00	3.83	09:45	3.92	2.04	3.03	0.00	3.83
10:00	4.12	2.14	3.26	0.00	3.86	10:00	3.97	2.08	3.08	0.00	3.86	10:00	3.97	2.08	3.08	0.00	3.86
10:15	4.18	2.18	3.28	0.00	3.88	10:15	4.00	2.11	3.12	0.00	3.88	10:15	4.00	2.11	3.12	0.00	3.88
10:30	4.26	2.20	3.34	0.00	3.95	10:30	4.07	2.14	3.12	0.00	3.93	10:30	4.07	2.14	3.12	0.00	3.93
10:45	4.29	2.22	3.35	0.00	3.97	10:45	4.10	2.14	3.16	0.00	3.95	10:45	4.10	2.14	3.16	0.00	3.95
11:00	4.28	2.20	3.36	0.00	3.97	11:00	4.09	2.14	3.16	0.00	3.94	11:00	4.09	2.14	3.16	0.00	3.94
11:15	4.24	2.22	3.36	0.00	3.95	11:15	4.08	2.14	3.14	0.00	3.93	11:15	4.08	2.14	3.14	0.00	3.93
11:30	4.21	2.19	3.35	0.00	3.93	11:30	4.09	2.14	3.08	0.00	3.91	11:30	4.09	2.14	3.08	0.00	3.91
11:45	4.16	2.15	3.29	0.00	3.86	11:45	3.99	2.12	3.05	0.00	3.85	11:45	3.99	2.12	3.05	0.00	3.85
12:00	3.92	2.10	3.09	0.00	3.64	12:00	3.83	2.08	2.87	0.00	3.62	12:00	3.83	2.08	2.87	0.00	3.62
12:15	3.53	2.01	2.77	0.00	3.29	12:15	3.43	1.99	2.61	0.00	3.25	12:15	3.43	1.99	2.61	0.00	3.25
12:30	3.47	2.01	2.74	0.00	3.22	12:30	3.35	1.96	2.57	0.00	3.18	12:30	3.35	1.96	2.57	0.00	3.18
12:45	3.47	2.03	2.74	0.00	3.24	12:45	3.35	1.97	2.59	0.00	3.21	12:45	3.35	1.97	2.59	0.00	3.21
13:00	3.59	2.07	2.83	0.00	3.37	13:00	3.48	2.00	2.67	0.00	3.33	13:00	3.48	2.00	2.67	0.00	3.33
13:15	4.02	2.15	3.16	0.00	3.76	13:15	3.91	2.08	2.94	0.00	3.73	13:15	3.91	2.08	2.94	0.00	3.73
13:30	4.26	2.21	3.34	0.00	3.96	13:30	4.09	2.14	3.08	0.00	3.94	13:30	4.09	2.14	3.08	0.00	3.94
13:45	4.33	2.23	3.34	0.00	4.02	13:45	4.12	2.15	3.10	0.00	3.99	13:45	4.12	2.15	3.10	0.00	3.99
14:00	4.38	2.23	3.36	0.00	4.03	14:00	4.12	2.15	3.13	0.00	4.00	14:00	4.12	2.15	3.13	0.00	4.00
14:15	4.39	2.24	3.36	0.00	4.04	14:15	4.23	2.17	3.14	0.00	4.01	14:15	4.23	2.17	3.14	0.00	4.01
14:30	4.37	2.24	3.35	0.00	4.03	14:30	4.28	2.17	3.14	0.00	4.02	14:30	4.28	2.17	3.14	0.00	4.02
14:45	4.35	2.25	3.35	0.00	4.03	14:45	4.26	2.16	3.13	0.00	4.00	14:45	4.26	2.16	3.13	0.00	4.00
15:00	4.34	2.25	3.34	0.00	4.00	15:00	4.20	2.15	3.11	0.00	3.97	15:00	4.20	2.15	3.11	0.00	3.97
15:15	4.37	2.25	3.33	0.00	3.99	15:15	4.12	2.17	3.07	0.00	3.95	15:15	4.12	2.17	3.07	0.00	3.95
15:30	4.32	2.23	3.31	0.00	3.97	15:30	4.08	2.14	3.04	0.00	3.92	15:30	4.08	2.14	3.04	0.00	3.92
15:45	4.21	2.21	3.26	0.00	3.92	15:45	4.04	2.10	3.00	0.00	3.86	15:45	4.04	2.10	3.00	0.00	3.86
16:00	4.10	2.15	3.20	0.00	3.85	16:00	3.93	2.07	2.95	0.00	3.79	16:00	3.93	2.07	2.95	0.00	3.79
16:15	4.02	2.14	3.16	0.00	3.76	16:15	3.90	2.03	2.93	0.00	3.71	16:15	3.90	2.03	2.93	0.00	3.71
16:30	3.89	2.11	3.07	0.00	3.65	16:30	3.79	1.99	2.86	0.00	3.61	16:30	3.79	1.99	2.86	0.00	3.61
16:45	3.68	2.04	2.92	0.00	3.48	16:45	3.62	1.96	2.73	0.00	3.45	16:45	3.62	1.96	2.73	0.00	3.45
17:00	3.34	1.98	2.69	0.00	3.17	17:00	3.30	1.88	2.50	0.00	3.15	17:00	3.30	1.88	2.50	0.00	3.15
17:15	3.02	1.90	2.46	0.00	2.88	17:15	2.96	1.82	2.30	0.00	2.87	17:15	2.96	1.82	2.30	0.00	2.87
17:30	2.94	1.88	2.40	0.00	2.82	17:30	2.91	1.82	2.24	0.00	2.79	17:30	2.91	1.82	2.24	0.00	2.79
17:45	2.91	1.87	2.36	0.00	2.77	17:45	2.86	1.80	2.23	0.00	2.75	17:45	2.86	1.80	2.23	0.00	2.75
18:00	2.87	1.85	2.35	0.00	2.73	18:00	2.85	1.80	2.21	0.00	2.71	18:00	2.85	1.80	2.21	0.00	2.71
18:15	2.80	1.86	2.33	0.00	2.71	18:15	2.79	1.81	2.20	0.00	2.70	18:15	2.79	1.81	2.20	0.00	2.70
18:30	2.78	1.88	2.34	0.00	2.70	18:30	2.74	1.83	2.21	0.00	2.68	18:30	2.74	1.83	2.21	0.00	2.68
18:45	2.77	1.91	2.36	0.00	2.70	18:45	2.74	1.87	2.26	0.00	2.70	18:45	2.74	1.87	2.26	0.00	2.70
19:00	2.76	1.96	2.37	0.00	2.69	19:00	2.75	1.89	2.23	0.00	2.66	19:00	2.75	1.89	2.23	0.00	2.66
19:15	2.72	1.97	2.35	0.00	2.63	19:15	2.67	1.87	2.20	0.00	2.58	19:15	2.67	1.87	2.20	0.00	2.58
19:30	2.66	1.98	2.34	0.00	2.60	19:30	2.61	1.86	2.19	0.00	2.53	19:30	2.61	1.86	2.19	0.00	2.53
19:45	2.63	1.95	2.30	0.00	2.55	19:45	2.55	1.85	2.16	0.00	2.48	19:45	2.55	1.85	2.16	0.00	2.48
20:00	2.54	1.92	2.25	0.00	2.48	20:00	2.46	1.82	2.11	0.00	2.41	20:00	2.46	1.82	2.11	0.00	2.41
20:15	2.48	1.93	2.26	0.00	2.44	20:15	2.45	1.81	2.13	0.00	2.40	20:15	2.45	1.81	2.13	0.00	2.40
20:30	2.47	1.89	2.24	0.00	2.42	20:30	2.43	1.80	2.13	0.00	2.37	20:30	2.43	1.80	2.13	0.00	2.37
20:45	2.47	1.88	2.22	0.00	2.37	20:45	2.36	1.79	2.12	0.00	2.33	20:45	2.36	1.79	2.12	0.00	2.33
21:00	2.40	1.87	2.22	0.00	2.33	21:00	2.31	1.78	2.07	0.00	2.29	21:00	2.31	1.78	2.07	0.00	2.29
21:15	2.34	1.82	2.18	0.00	2.27	21:15	2.24	1.76	2.03	0.00	2.23	21:15	2.24	1.76	2.03	0.00	2.23
21:30	2.30	1.82	2.13	0.00	2.25	21:30	2.21	1.76	2.01	0.00	2.21	21:30	2.21	1.76	2.01	0.00	2.21
21:45	2.26	1.80	2.10	0.00	2.21	21:45	2.16	1.74	2.00	0.00	2.18	21:45	2.16	1.74	2.00	0.00	2.18
22:00	2.23	1.80	2.08	0.00	2.17	22:00	2.17	1.72	1.98	0.00	2.14	22:00	2.17	1.72	1.98	0.00	2.14
22:15	2.20	1.78	2.06	0.00	2.17	22:15	2.14	1.71	1.97	0.00	2.13	22:15	2.14	1.71	1.97	0.00	2.13
22:30	2.27	1.79	2.08	0.00	2.22	22:30	2.16	1.72	1.98	0.00	2.17	22:30	2.16	1.72	1.98	0.00	2.17
22:45	2.30	1.77	2.04	0.00	2.21	22:45	2.15	1.69	1.95	0.00	2.16	22:45	2.15	1.69	1.95	0.00	2.16
23:00	2.25	1.74	2.00	0.00	2.18	23:00	2.15	1.66	1.92	0.00	2.12	23:00	2.15	1.66	1.92	0.00	2.12
23:15	2.19	1.72	1.97	0.00	2.15	23:15	2.11	1.64	1.89	0.00	2.08	23:15	2.11	1.64	1.89	0.00	2.08

July						August						September					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
23:30	2.15	1.70	1.94	0.00	2.13	23:30	2.07	1.62	1.87	0.00	2.06	23:30	2.07	1.62	1.87	0.00	2.06
23:45	2.16	1.69	1.91	0.00	2.09	23:45	2.05	1.59	1.83	0.00	2.03	23:45	2.05	1.59	1.83	0.00	2.03
24:00	2.11	1.66	1.87	0.00	1.95	24:00	1.99	1.57	1.79	0.00	1.90	24:00	1.99	1.57	1.79	0.00	1.90

October						November						December					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
00:15	1.99	1.83	1.85	1.57	1.82	00:15	1.94	1.79	1.87	0.00	1.82	00:15	2.00	1.64	1.76	1.79	1.71
00:30	1.98	1.81	1.82	1.55	1.80	00:30	1.93	1.77	1.85	0.00	1.80	00:30	1.96	1.61	1.75	1.77	1.69
00:45	1.95	1.79	1.80	1.54	1.78	00:45	1.88	1.75	1.82	0.00	1.78	00:45	1.93	1.60	1.71	1.71	1.66
01:00	1.90	1.75	1.79	1.52	1.76	01:00	1.83	1.73	1.80	0.00	1.76	01:00	1.90	1.58	1.69	1.68	1.64
01:15	1.90	1.76	1.79	1.51	1.76	01:15	1.83	1.73	1.80	0.00	1.76	01:15	1.89	1.56	1.69	1.66	1.63
01:30	1.92	1.75	1.80	1.49	1.76	01:30	1.84	1.72	1.80	0.00	1.76	01:30	1.87	1.55	1.70	1.65	1.63
01:45	1.90	1.73	1.79	1.49	1.75	01:45	1.82	1.71	1.80	0.00	1.74	01:45	1.86	1.54	1.67	1.63	1.62
02:00	1.89	1.72	1.77	1.48	1.75	02:00	1.80	1.70	1.79	0.00	1.74	02:00	1.86	1.52	1.67	1.66	1.61
02:15	1.85	1.72	1.76	1.49	1.74	02:15	1.80	1.68	1.76	0.00	1.73	02:15	1.87	1.52	1.67	1.64	1.61
02:30	1.83	1.72	1.76	1.48	1.74	02:30	1.82	1.67	1.77	0.00	1.72	02:30	1.85	1.51	1.65	1.65	1.60
02:45	1.81	1.71	1.76	1.48	1.73	02:45	1.78	1.64	1.77	0.00	1.71	02:45	1.84	1.49	1.65	1.64	1.59
03:00	1.81	1.68	1.73	1.52	1.72	03:00	1.75	1.62	1.74	0.00	1.70	03:00	1.80	1.49	1.64	1.62	1.59
03:15	1.80	1.66	1.71	1.50	1.70	03:15	1.76	1.60	1.71	0.00	1.69	03:15	1.79	1.48	1.64	1.65	1.59
03:30	1.78	1.66	1.70	1.51	1.69	03:30	1.76	1.59	1.71	0.00	1.69	03:30	1.81	1.48	1.63	1.58	1.58
03:45	1.78	1.65	1.69	1.53	1.68	03:45	1.76	1.57	1.69	0.00	1.68	03:45	1.79	1.46	1.63	1.60	1.57
04:00	1.77	1.63	1.68	1.48	1.68	04:00	1.75	1.58	1.70	0.00	1.68	04:00	1.82	1.46	1.61	1.60	1.57
04:15	1.78	1.65	1.71	1.49	1.70	04:15	1.75	1.59	1.71	0.00	1.70	04:15	1.80	1.45	1.61	1.59	1.57
04:30	1.79	1.66	1.71	1.49	1.71	04:30	1.75	1.60	1.73	0.00	1.71	04:30	1.85	1.45	1.62	1.61	1.58
04:45	1.78	1.66	1.71	1.48	1.71	04:45	1.77	1.59	1.73	0.00	1.71	04:45	1.85	1.45	1.63	1.60	1.59
05:00	1.79	1.65	1.73	1.49	1.71	05:00	1.78	1.58	1.74	0.00	1.72	05:00	1.87	1.44	1.64	1.62	1.59
05:15	1.80	1.66	1.74	1.52	1.73	05:15	1.80	1.58	1.74	0.00	1.75	05:15	1.84	1.45	1.65	1.59	1.62
05:30	1.82	1.67	1.75	1.53	1.75	05:30	1.82	1.59	1.74	0.00	1.76	05:30	1.86	1.46	1.67	1.59	1.65
05:45	1.90	1.66	1.76	1.54	1.77	05:45	1.83	1.58	1.77	0.00	1.78	05:45	1.91	1.47	1.67	1.62	1.66
06:00	1.90	1.62	1.76	1.57	1.77	06:00	1.82	1.57	1.75	0.00	1.79	06:00	1.93	1.47	1.68	1.55	1.68
06:15	1.91	1.64	1.77	1.55	1.80	06:15	1.83	1.57	1.75	0.00	1.80	06:15	1.98	1.47	1.68	1.56	1.70
06:30	1.98	1.64	1.79	1.54	1.83	06:30	1.88	1.56	1.77	0.00	1.84	06:30	1.98	1.45	1.71	1.58	1.73
06:45	1.99	1.60	1.79	1.56	1.83	06:45	1.87	1.54	1.77	0.00	1.84	06:45	2.04	1.44	1.71	1.54	1.76
07:00	1.99	1.59	1.81	1.54	1.86	07:00	1.91	1.50	1.76	0.00	1.87	07:00	2.03	1.42	1.71	1.52	1.77
07:15	2.11	1.60	1.88	1.57	1.94	07:15	1.98	1.50	1.84	0.00	1.94	07:15	2.10	1.43	1.77	1.52	1.84
07:30	2.22	1.60	1.95	1.63	2.03	07:30	2.09	1.53	1.92	0.00	2.03	07:30	2.21	1.43	1.84	1.54	1.93
07:45	2.30	1.62	2.04	1.68	2.15	07:45	2.23	1.53	2.00	0.00	2.16	07:45	2.32	1.44	1.90	1.59	2.03
08:00	2.56	1.65	2.19	1.77	2.34	08:00	2.44	1.57	2.14	0.00	2.35	08:00	2.48	1.48	2.00	1.63	2.19
08:15	3.05	1.75	2.57	2.05	2.73	08:15	2.84	1.70	2.47	0.00	2.73	08:15	2.96	1.59	2.26	1.76	2.55
08:30	3.33	1.84	2.82	2.23	3.01	08:30	3.17	1.79	2.74	0.00	3.04	08:30	3.28	1.67	2.49	1.91	2.83
08:45	3.52	1.91	2.97	2.32	3.18	08:45	3.39	1.86	2.89	0.00	3.23	08:45	3.48	1.72	2.63	1.91	2.99
09:00	3.61	1.95	3.06	2.40	3.30	09:00	3.53	1.87	2.99	0.00	3.34	09:00	3.67	1.75	2.73	1.96	3.10
09:15	3.67	2.01	3.13	2.48	3.39	09:15	3.66	1.93	3.07	0.00	3.44	09:15	3.76	1.81	2.80	2.03	3.19
09:30	3.75	2.05	3.18	2.58	3.45	09:30	3.73	1.96	3.13	0.00	3.52	09:30	3.83	1.84	2.85	2.08	3.25
09:45	3.82	2.07	3.20	2.66	3.50	09:45	3.76	2.01	3.17	0.00	3.57	09:45	3.90	1.87	2.88	2.05	3.29
10:00	3.85	2.09	3.26	2.68	3.54	10:00	3.83	2.02	3.19	0.00	3.61	10:00	3.94	1.90	2.91	2.07	3.32
10:15	3.91	2.14	3.28	2.67	3.56	10:15	3.81	2.04	3.23	0.00	3.63	10:15	3.95	1.94	2.94	2.05	3.35
10:30	3.98	2.14	3.33	2.72	3.61	10:30	3.87	2.08	3.26	0.00	3.69	10:30	4.00	1.93	2.98	2.10	3.38
10:45	3.99	2.13	3.32	2.71	3.63	10:45	3.87	2.06	3.29	0.00	3.69	10:45	4.00	1.94	3.00	2.11	3.40
11:00	4.01	2.11	3.33	2.73	3.63	11:00	3.87	2.07	3.31	0.00	3.70	11:00	4.01	1.94	2.99	2.11	3.41
11:15	4.01	2.13	3.31	2.70	3.62	11:15	3.93	2.07	3.28	0.00	3.69	11:15	4.07	1.92	2.98	2.14	3.40
11:30	3.94	2.12	3.26	2.71	3.59	11:30	3.90	2.07	3.24	0.00	3.67	11:30	4.06	1.95	2.97	2.10	3.39
11:45	3.91	2.11	3.20	2.66	3.52	11:45	3.80	2.05	3.19	0.00	3.60	11:45	3.95	1.91	2.90	2.05	3.31
12:00	3.66	2.04	3.00	2.54	3.29	12:00	3.61	1.97	2.99	0.00	3.39	12:00	3.71	1.82	2.70	1.98	3.10
12:15	3.31	1.97	2.70	2.27	2.95	12:15	3.17	1.89	2.67	0.00	3.01	12:15	3.24	1.74	2.41	1.84	2.74
12:30	3.22	1.95	2.66	2.26	2.90	12:30	3.14	1.86	2.63	0.00	2.96	12:30	3.24	1.73	2.37	1.83	2.68
12:45	3.23	1.95	2.67	2.22	2.91	12:45	3.19	1.88	2.63	0.00	2.98	12:45	3.26	1.74	2.40	1.86	2.71
13:00	3.37	1.97	2.77	2.29	3.02	13:00	3.28	1.91	2.75	0.00	3.10	13:00	3.42	1.78	2.50	1.90	2.82

October						November						December					
Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work	Time	Peak	Sun	Sat	Hol	Work
13:15	3.73	2.04	3.10	2.58	3.41	13:15	3.68	2.00	3.09	0.00	3.51	13:15	3.84	1.87	2.79	2.03	3.20
13:30	3.95	2.12	3.28	2.72	3.59	13:30	3.92	2.05	3.28	0.00	3.70	13:30	4.09	1.92	2.95	2.09	3.38
13:45	3.99	2.12	3.29	2.76	3.62	13:45	4.00	2.08	3.32	0.00	3.76	13:45	4.16	1.92	2.95	2.09	3.43
14:00	3.98	2.13	3.31	2.72	3.64	14:00	4.03	2.07	3.33	0.00	3.78	14:00	4.19	1.94	2.96	2.13	3.45
14:15	3.91	2.15	3.32	2.77	3.64	14:15	4.05	2.08	3.32	0.00	3.78	14:15	4.19	1.96	3.01	2.13	3.45
14:30	3.90	2.16	3.34	2.78	3.65	14:30	4.02	2.07	3.34	0.00	3.79	14:30	4.11	1.94	3.00	2.13	3.46
14:45	3.91	2.15	3.34	2.78	3.63	14:45	4.00	2.08	3.34	0.00	3.78	14:45	4.18	1.95	2.99	2.16	3.47
15:00	3.88	2.13	3.29	2.75	3.61	15:00	3.95	2.08	3.32	0.00	3.77	15:00	4.16	1.94	2.99	2.14	3.46
15:15	3.80	2.14	3.27	2.78	3.60	15:15	3.93	2.08	3.29	0.00	3.74	15:15	4.11	1.91	2.95	2.15	3.44
15:30	3.79	2.13	3.28	2.75	3.59	15:30	3.87	2.06	3.28	0.00	3.72	15:30	4.07	1.91	2.91	2.14	3.42
15:45	3.74	2.10	3.24	2.71	3.54	15:45	3.82	2.03	3.26	0.00	3.66	15:45	4.01	1.89	2.87	2.15	3.37
16:00	3.73	2.06	3.19	2.69	3.50	16:00	3.75	2.01	3.20	0.00	3.59	16:00	3.95	1.87	2.82	2.09	3.32
16:15	3.67	2.05	3.15	2.68	3.43	16:15	3.68	2.00	3.17	0.00	3.51	16:15	3.93	1.84	2.79	2.08	3.27
16:30	3.59	2.01	3.08	2.65	3.34	16:30	3.60	1.98	3.09	0.00	3.42	16:30	3.77	1.85	2.71	2.04	3.19
16:45	3.44	1.97	2.95	2.55	3.19	16:45	3.46	1.94	2.98	0.00	3.27	16:45	3.64	1.80	2.61	1.99	3.06
17:00	3.13	1.87	2.69	2.35	2.92	17:00	3.19	1.83	2.68	0.00	2.98	17:00	3.25	1.70	2.35	1.93	2.79
17:15	2.85	1.81	2.42	2.20	2.64	17:15	2.82	1.76	2.43	0.00	2.69	17:15	2.92	1.64	2.15	1.83	2.52
17:30	2.75	1.80	2.38	2.18	2.57	17:30	2.70	1.77	2.35	0.00	2.62	17:30	2.82	1.65	2.12	1.86	2.45
17:45	2.76	1.81	2.34	2.19	2.55	17:45	2.74	1.80	2.35	0.00	2.62	17:45	2.82	1.67	2.12	1.84	2.44
18:00	2.73	1.83	2.34	2.27	2.55	18:00	2.75	1.86	2.39	0.00	2.65	18:00	2.84	1.71	2.15	1.93	2.46
18:15	2.72	1.90	2.40	2.28	2.57	18:15	2.76	1.89	2.41	0.00	2.65	18:15	2.85	1.76	2.19	1.95	2.49
18:30	2.74	1.94	2.41	2.28	2.58	18:30	2.74	1.90	2.42	0.00	2.64	18:30	2.87	1.78	2.22	1.91	2.50
18:45	2.72	1.93	2.39	2.29	2.55	18:45	2.72	1.87	2.42	0.00	2.61	18:45	2.80	1.78	2.19	1.93	2.47
19:00	2.64	1.90	2.31	2.22	2.48	19:00	2.67	1.85	2.38	0.00	2.55	19:00	2.73	1.76	2.15	1.85	2.40
19:15	2.52	1.87	2.26	2.14	2.39	19:15	2.59	1.85	2.30	0.00	2.46	19:15	2.61	1.74	2.06	1.85	2.33
19:30	2.49	1.84	2.23	2.10	2.35	19:30	2.54	1.83	2.27	0.00	2.41	19:30	2.58	1.71	2.04	1.82	2.29
19:45	2.41	1.81	2.18	2.05	2.30	19:45	2.45	1.81	2.24	0.00	2.36	19:45	2.52	1.69	2.03	1.78	2.23
20:00	2.33	1.80	2.14	1.98	2.23	20:00	2.40	1.77	2.19	0.00	2.29	20:00	2.43	1.65	1.98	1.77	2.15
20:15	2.37	1.79	2.16	2.01	2.23	20:15	2.40	1.77	2.18	0.00	2.27	20:15	2.37	1.64	1.98	1.73	2.13
20:30	2.37	1.77	2.14	1.98	2.20	20:30	2.35	1.76	2.18	0.00	2.23	20:30	2.35	1.63	1.98	1.70	2.10
20:45	2.31	1.75	2.10	1.95	2.15	20:45	2.31	1.74	2.15	0.00	2.18	20:45	2.32	1.61	1.95	1.69	2.05
21:00	2.27	1.73	2.08	1.87	2.11	21:00	2.24	1.72	2.12	0.00	2.13	21:00	2.30	1.58	1.91	1.64	2.02
21:15	2.24	1.70	2.06	1.86	2.07	21:15	2.18	1.71	2.08	0.00	2.10	21:15	2.24	1.59	1.89	1.62	1.98
21:30	2.22	1.69	2.04	1.89	2.06	21:30	2.14	1.70	2.07	0.00	2.07	21:30	2.21	1.56	1.88	1.61	1.96
21:45	2.16	1.69	2.02	1.88	2.02	21:45	2.15	1.66	2.03	0.00	2.04	21:45	2.17	1.54	1.84	1.62	1.93
22:00	2.15	1.67	2.01	1.85	1.99	22:00	2.12	1.64	1.99	0.00	2.00	22:00	2.12	1.53	1.83	1.60	1.89
22:15	2.14	1.68	1.99	1.85	1.98	22:15	2.10	1.63	1.96	0.00	1.99	22:15	2.10	1.53	1.81	1.56	1.87
22:30	2.16	1.69	2.00	1.91	2.03	22:30	2.15	1.64	1.98	0.00	2.04	22:30	2.13	1.55	1.83	1.58	1.90
22:45	2.12	1.66	1.98	1.91	2.02	22:45	2.10	1.61	1.96	0.00	2.03	22:45	2.17	1.52	1.80	1.58	1.90
23:00	2.08	1.63	1.94	1.88	1.99	23:00	2.08	1.60	1.90	0.00	2.00	23:00	2.11	1.49	1.77	1.56	1.88
23:15	2.08	1.60	1.93	1.86	1.97	23:15	2.06	1.57	1.88	0.00	1.97	23:15	2.07	1.47	1.74	1.54	1.85
23:30	2.04	1.60	1.90	1.83	1.95	23:30	2.06	1.56	1.88	0.00	1.96	23:30	2.05	1.46	1.72	1.54	1.82
23:45	2.04	1.58	1.87	1.81	1.92	23:45	2.09	1.55	1.85	0.00	1.93	23:45	1.99	1.44	1.67	1.51	1.79
24:00	1.99	1.55	1.84	1.78	1.81	24:00	2.00	1.52	1.81	0.00	1.81	24:00	1.95	1.21	1.66	1.51	1.77

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายบรมัตถ์ ต่างวิวัฒน์ เกิดวันที่ 6 เมษายน 2537 ที่ จังหวัดกรุงเทพฯ สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2558 จากนั้นได้ศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY