การศึกษารูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าและผลกระทบทางการเงินจาก Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ภาณุมาศ พลสาร

การศึกษารายบุคคลนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิตสาขาวิชาการจัดการทางวิศวกรรม วิทยาลัยนวัตกรรมด้านเทคโนโลยีและวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

พ.ศ. 2562

Study on the Types of Power Purchasing and Impacts of Solar PV Rooftop for Public Sector on the Provincial Electricity Authority

Panumas Ponsan

An Individual Study Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering

Collage of Innovative Technology and Engineering

Dhurakij Pundit University

2019

ใบรับรองการศึกษารายบุคคล

วิทยาลัยนวัตกรรมด้านเทคโนโลยีและวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

ปริญญา วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

หัวข้อการศึกษารายบุคคล การศึกษารูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าและผลกระทบทางการเงินจาก Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

เสนอโดย ภาณุมาศ พลสาร

สาขาวิชา การจัดการทางวิศวกรรม

อาจารย์ที่ปรึกษาการศึกษารายบุคคล ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อำนาจ ผดุงศิลป์

ได้พิจารณาเห็นชอบโดยคณะกรรมการสอบการศึกษารายบุคคลแล้ว

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.ธีรเดช วุฒิพรพันธ์)

.....กรรมการและอาจารย์ที่ปรึกษาการศึกษารายบุคคล

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อำนาจ ผดุงศิลป์)

.....กรรมการ

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ศุภรัชชัย วรรัตน์)

วิทยาลัยนวัตกรรมด้านเทคโนโลยีและวิศวกรรมศาสตร์ รับรองแล้ว

.....

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ณรงค์เดช กีรติพรานนท์)

คณบดีวิทยาลัยนวัตกรรมด้านเทคโนโลยีและวิศวกรรมศาสตร์

วันที่ ...20..... เดือน ...กรกฎาคม.. พ.ศ. ...2562....

หัวข้อสารนิพนธ์ การศึกษารูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าและผลกระทบทางการเงินจาก Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ชื่อผู้เขียน ภาณุมาศ พลสาร
อาจารย์ที่ปรึกษา ผู้ช่วยศาสตร์จารย์ ดร.อำนาจ ผดุงศิลป์
สาขาวิชา การจัดการทางวิศวกรรม
ปีการศึกษา 2561

บทคัดย่อ

รัฐบาลได้ดำเนินนโยบายโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน ซึ่งเป็นการให้ประชาชนหรือผู้ใช้ไฟฟ้าติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดเล็กที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) เพื่อสนับสนุนให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศมีการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาบ้านหรืออาคาร/โรงงาน การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อการศึกษารูปแบบการรับซื้อและผลกระทบทางการเงินจากการติดตั้ง Solar PV Rooftop ภายใต้การรับซื้อแบบ Solar PV Rooftop เสรีสำหรับภาคประชาชนต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยศึกษารูปแบบการรับซื้อและผลกระทบจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท (ประเภทบ้านอยู่อาศัย ธุรกิจ และอุตสาหกรรมที่มีการติดตั้ง Solar PV Rooftop) ภายใต้รูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินที่แตกต่างกัน ได้แก่ Buy-back (เช่น Net metering และ Net billing) การคำนวณผลกระทบทางด้านรายได้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทำการคำนวณออกเป็น 2 ส่วนคือรายได้ของการขายไฟฟ้าและรายได้จากการนำไฟฟ้าที่รับซื้อจากโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนมาขายต่อ สำหรับการคำนวณต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าก็จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือต้นทุนที่ซื้อฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าจากโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน ผลการศึกษาพบว่าภายใต้การรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนรูปแบบกรณีที่ไม่มีการคืนส่วนต่าง (ทั้งรับซื้อส่วนเกินและคืนต้นทุนให้ กฟผ.) จะทำให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำไรจากโครงการนี้เป็นจำนวน 271,071,908 บาทต่อปี ส่วนอีกกรณี คือถ้ามีการคืนส่วนต่าง (ทั้งรับซื้อส่วนเกินและคืนต้นทุนให้ กฟผ.) จะทำให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำไรจากโครงการนี้เป็นจำนวน 84,697,123 บาทต่อปี

Individual Study Title	Study on the Types of Power Purchasing and Impacts of Solar PV Rooftop for Public Sector on the Provincial Electricity Authority
Author	Panumas Ponsan
Individual Study Advisor	Assistant Professor Aumnad Phdungsilp, Ph.D., Tekn.
Dr.Department	Engineering Management
Academic Year	2018

ABSTRACT

The government has implemented the Solar PV Rooftop Project for the public sector. It is for the public or electricity users to install solar PV rooftop systems to support domestic electricity users to use electricity from solar energy installed on the roof of houses or buildings/factories. The objective of this study is to study the purchasing patterns and the financial impacts of installing Solar PV Rooftop for the public sector to the Provincial Electricity Authority (PEA). The study determined the purchasing patterns and the impacts of three types of electricity users (household, business and industry that install the Solar PV Rooftop) under different purchasing types of excess electricity, including buy-back such as Net-metering and Net-billing. The calculation of income impact of the PEA is determined into two parts, which are the income from selling electricity and the income from purchased electricity of the project and sold to users. The calculation of cost is determined into two parts, which are the cost of purchased electricity from the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) and the cost of purchased electricity from the Solar PV Rooftop project. Results are shown that under the purchased electricity from the Solar PV Rooftop project in case of no excess return (both from excess purchase and cost return to EGAT) will lead to the total profit from the project of 271,071,908 Bath/year. In case of excess return (both from excess purchase and cost return to EGAT) will lead to the total profit from the project of 84,697,123 Bath/year.

กิตติกรรมประกาศ

การศึกษารายบุคคลฉบับนี้ จะสำเร็จลุล่วงมิได้ หากมิได้รับความกรุณาของผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อำนาจ ผดุงศิลป์ อาจารย์ที่การศึกษารายบุคคล ที่ได้เสียสละเวลาอันมีค่ายิ่ง ในการอนุเคราะห์ให้คำปรึกษา และข้อชี้แนะเกี่ยวกับการวิจัย ตลอดจนตรวจทานแก้ไขข้อพร่องต่างๆ ให้สารนิพนธ์สำเร็จเสร็จสมบูรณ์ ที่สำคัญยังให้กำลังใจในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ตลอดมา ข้าพเจ้าจึงขอขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

ขอขอบพระคุณ คุณพ่อ คุณแม่ ญาติ พี่น้อง เพื่อนๆ และพี่ น้อง เพื่อนทุกคนที่ทำงานและที่ขาดมิได้คือ พี่ น้อง เพื่อนทุกคนที่เรียนปริญญาโท การจัดการทางวิศวกรรมมาด้วยกัน สำหรับให้คำปรึกษา และกำลังที่ดีๆ ที่คอยมอบให้ตลอดมา มิเช่นนั้นการศึกษาวิจัยครั้งนี้ก็อาจจะสำเร็จมิได้ และ ขอขอบพระคุณคณาจารย์ทุกท่าน รวมถึงผู้ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ด้วย

ประโยชน์อันใดที่จะก่อเกิดจากการศึกษารายบุคคลฉบับนี้ ขอมอบให้แด่คุณพ่อ คุณแม่ คณาจารย์ และผู้มีพระคุณทุกท่าน

ภาณุมาศ พลสาร

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย..... ฆ

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ..... จ

กิตติกรรมประกาศ..... ช

สารบัญตาราง..... ญ

สารบัญภาพ..... ฎ

บทที่

1. บทนำ..... 1

1.1 ที่มาและความเป็นมาของปัญหา..... 1

1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย..... 4

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ..... 4

1.4 ขอบเขตการวิจัย..... 4

1.5 นิยามศัพท์ 5

2. ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 7

2.1 แนวคิด ทฤษฎี ที่ใช้ในการศึกษา..... 7

2.2 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง..... 17

3. ระเบียบวิธีวิจัย..... 24

3.1 กรอบแนวคิดการวิจัย..... 24

3.2 ข้อกำหนดของโครงการ..... 24

3.3 วิธีการเก็บรวบรวมข้อมูลและการนำข้อมูลมาศึกษา..... 25

สารบัญ(ต่อ)

บทที่	หน้า
4. ผลการวิจัย	32
4.1 ศึกษารูปแบบการรับซื้อแบบ Net Metering	32
4.2 ศึกษารูปแบบการรับซื้อแบบ Net Billing	34
4.3 กลุ่มตัวอย่างที่ศึกษาผลกระทบทางการเงิน	36
4.4 ศึกษารูปแบบพฤติกรรมการผลิตและใช้ไฟฟ้า	37
4.5 ข้อมูลวิเคราะห์ข้อมูลในการศึกษาผลกระทบทางการเงิน	42
5. สรุปและข้อเสนอแนะ	53
5.1 สรุปผลการศึกษา	53
5.2 ข้อเสนอแนะ	56
บรรณานุกรม	59
ภาคผนวก	60
ประวัติผู้เขียน	73

สารบัญตาราง

ตารางที่ **หน้า**

1.1 ราคารับซื้อจาก Solar PV Rooftop ในรอบปี 2556..... 2
1.2 อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกิน..... 3
2.1 ปริมาณรับซื้อแต่ละพื้นที่ดำเนินการ..... 20
2.2 ผลตอบแทนค่าไฟที่เหลือขายเข้ามาในระบบฝ่ายจำหน่าย 20
3.1 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกในเขตจำหน่ายการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 27
4.1 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของแต่ละกลุ่มตัวอย่าง (kWh)..... 37
4.2 ปริมาณการติดตั้ง Solar PV Rooftop ประเภทบ้านอยู่อาศัย (HH)..... 42
4.3 ปริมาณการติดตั้ง Solar PV Rooftop ประเภทกิจการขนาดกลาง (MGS)..... 43
4.4 ปริมาณการติดตั้ง Solar rooftop ประเภทกิจการขนาดใหญ่ (LGS)..... 43
4.5 แสดงกลุ่มเป้าหมายที่ส่งเสริมการติดตั้ง Solar rooftop แบบ Net Billing ปี 2561..... 44
4.6 แสดงหน่วยเหลือขายเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามประเภทผู้ใช้ไฟ……..... 46
4.7 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน..... 52
5.1 แสดงสถานะผู้เข้าร่วมโครงการนำร่อง (Pilot Project)..... 73

สารบัญรูป

ตารางที่ **หน้า**

3.1 Load profile การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 วัน..... 26
4.1 Net metering……..... 33
4.2 Net Billing……..... 34
4.3 Load profile การผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าในเดือน ธ.ค. 2561……..... 38
4.4 Load profile ประเภทบ้านอยู่อาศัย (HH)..... 39
4.5 ข้อมูล Load profile ประเภทกิจการขนาดกลาง (MGS..... 40
4.6 ข้อมูล Load profile ประเภทกิจการขนาดใหญ่ (LGS)..... 41
5.1 รายได้และต้นทุนที่ลดลงของ PEA กลุ่ม HH 54
5.2 รายได้และต้นทุนที่ลดลงของ PEA กลุ่ม MGS..... 55
5.3 รายได้และต้นทุนที่ลดลงของ PEA กลุ่ม LGS 55

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

จากการที่ภาครัฐได้มีนโยบายที่จะพัฒนาแหล่งพลังงานทดแทน (Renewable Energy) เพื่อเป็นการสร้างความมั่นคงทางด้านเศรษฐกิจและพลังงานให้กับประเทศ โดยเฉพาะการพัฒนาพลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งประเทศไทยมีศักยภาพของพลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าหลายประเภท เช่น พลังงานลม พลังงานน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล ชีวภาพ และขยะ โดยแนวทางในการพัฒนาพลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าของประเทศต้องมีการคำนึงถึงการใช้ทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัด (Scared Resources) และสามารถใช้ประโยชน์อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งหากสามารถนำพลังงานเหล่านี้มาใช้ให้เกิดประโยชน์ก็จะเป็นแหล่งพลังงานที่ยั่งยืนของประเทศได้ ดังนั้น ผู้วิจัยจึงสนใจศึกษาผลกระทบทางการเงินจากการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV Rooftop) จากผู้ใช้ไฟฟ้าของ PEA ประเภทบ้านอยู่อาศัย ธุรกิจ และอุตสาหกรรมที่มีการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV Rooftop) ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 กลุ่มภายใต้รูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินที่แตกต่างกันได้แก่ Buy-back (เช่น Net metering และ Net billing) ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าประเทศ (PDP) 2018 ฉบับใหม่ด้วย

โดยในปี พ.ศ.2559 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ออกระเบียบเกี่ยวกับโครงการนำร่องการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าไว้ใช้เองภายในบ้านอยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์/โรงงานอุตสาหกรรม โครงการนำร่องนี้อนุญาตให้ผู้บริโภคผลิตกระแสไฟฟ้าบนหลังคาของตนในระบบ PV โดยกระแสไฟฟ้าส่วนที่เกินจากการบริโภคจะไหลกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้าโดยไม่ได้รับค่าตอบแทนแต่อย่างใดจากการไฟฟ้า และต่อมาในปี พ.ศ.2560 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เห็นชอบแนวทางการดำเนินโครงการส่งเสริมการติดตั้ง Solar PV Rooftop ในรูปแบบ Net Billing ซึ่งเป็นการเพิ่มผลตอบแทนให้กับหน่วยการผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ที่เหลือใช้ สามารถขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในราคาที่ต่ำกว่าราคาค่าไฟฟ้าขายส่งที่ กฟผ. จำหน่ายให้กับ กฟน. และ PEA ซึ่งโครงการ Net-billing ดังกล่าว มีผู้ใช้ไฟฟ้าให้ความสนใจเป็นอย่าง เนื่องจากเป็นการเพิ่มผลตอบแทน ลดระยะเวลาคืนทุน (Payback period) ให้กับการลงทุนติดตั้งระบบ Solar PV Rooftop แต่อย่างไรก็ตาม การลดการใช้ไฟฟ้าช่วงกลางวันรวมถึงภาระต้นทุนที่เกิดจากการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกิน (excess power) จากผู้เข้าร่วมโครงกร Net Billing จะส่งผลกระทบในวงกว้างต่อทั้งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ในเรื่องของ รายได้ ต้นทุน และหน่วยสูญเสีย รวมถึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้ติดตั้ง Solar PV Rooftop (Rate payer) ได้รับผลกระทบคือ ค่า Ft ที่สูงขึ้นอีกด้วย

การสนับสนุนของโครง Solar PV Rooftop ในประเทศไทย ได้เริ่มมีนโยบายจากภาครัฐ ในวันที่ 16 ก.ค. 2556 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เห็นชอบนโยบายการสนับสนุนทางด้านราคาสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop โดยนโยบายสนับสนุนดังกล่าวคล้ายคลึงกับการสนับกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากหรือ VSPP ที่ได้รับราคาแบบอัตรา Adder แต่อย่างไรก็ตามการสนับสนุนทางด้านการเงินมีความแตกต่างกัน ยกตัวอย่างเช่น 1.) การคำนวณราคาไม่ได้สอดคล้องกับราคาค่าไฟฟ้าในตลาดไฟฟ้าเหมือนเช่นอัตรา Adder 2.) มีการกำหนดราคาตามขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 3.) กำหนดให้มีการรับซื้อพลังงานจาก Solar Rooftop รวมไม่เกิน 200 MW โดยแบ่งเป็นประเภทบ้านอยู่อาศัยและอาคารหรือโรงงานในปริมาณประเภทละ 100 MW โดย กำหนดปริมาณและราคาการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1.1 ราคารับซื้อจาก Solar PV Rooftop ในรอบปี 2556

ขนาดการติดตั้ง	ราคา (บาทต่อหน่วย)	ปริมาณโควตาในปี 2556
0-10 kW	6.96	100 MW
>10-250 kW	6.55	100 MW
>250 kW – 1 MW	6.16	

ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

และต่อมาในปี 2559 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เห็นชอบแนวทางการดำเนินโครงการนำร่อง (Pilot Project) การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างเสรี (ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์สำหรับบ้านและอาคาร) โดยเป็นการส่งเสริมให้ผู้ใช้ไฟฟ้าติดตั้งแผงพลังงานแสงอาทิตย์หรือ Solar PV Rooftop เพื่อนำพลังงานมาใช้ในบ้านและอาคาร แต่อย่างไรก็พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินจะไม่ได้รับการชดเชยจากการไฟฟ้า โดยโครงการนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษา ตรวจสอบและประเมินผลกระทบจากการติดตั้ง Solar PV Rooftop ต่อการไฟฟ้า และระบบจำหน่าย โดยแบ่งเป็น สำหรับบ้านอยู่อาศัยที่ติดตั้งแผงไม่เกิน 10 kW จำนวน 20 MW และกลุ่มธุรกิจและโรงงานที่ติดตั้งแผงมากกว่า 10 kW แต่ไม่เกิน 1 MW จำนวน 80 MW โดยแบ่งปริมาณการตามกลุ่มเป้าหมายและพื้นที่ดังนี้

พื้นที่ดำเนินการ	กลุ่มเป้าหมาย (เมกะวัตต์, MWp)		
	บ้าน	อาคาร	รวม
การไฟฟ้านครหลวง	10	40	50
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	10	40	50

ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

โดยจากการตรวจสอบสถานะพบว่า ปัจจุบันมีผู้ผ่านการคัดเลือกตามเกณฑ์ที่ กพช. และ กกพ. กำหนดน้อยกว่า 40% จากเป้าหมายที่ตั้งไว้

ซึ่งเมื่อในปี พ.ศ.2558 กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ) ได้ให้สถาบันพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ทำการศึกษาผลกระทบทางด้านการเงินและเทคนิคจากการเพิ่มขึ้นของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ทั้งกรณีไม่มีการอุดหนุนและมีการอุดหนุนในรูปแบบ Net Billing ในระดับราคาที่แตกต่างกัน และต่อมาในปี 2560 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เห็นชอบแนวทางการดำเนินโครงการส่งเสริมการติดตั้ง Solar PV Rooftop ในรูปแบบ Net Billing ซึ่งจากแนวทางดังกล่าว ได้กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากผู้ผลิตไฟฟ้าบนหลังคาหรือ Solar PV Rooftop ซึ่งจะเป็นการจูงใจให้มีการติดตั้ง Solar PV Rooftop มากขึ้นในอนาคต โดยกำหนดปริมาณรับซื้อรวม 305.63 MW กำหนดอัตรารับซื้อส่วนเกินไว้ 3 อัตรา ซึ่งเป็นอัตราคงที่ ระยะเวลาส่งเสริม 25 ปี โดยกำหนดราคาผลตอบแทนในรูปแบบ Net –billing ไว้ดังนี้

ตารางที่ 1.2 อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกิน(อ้างอิงจากประกาศ (กพช.)

ประเภท	บาทต่อหน่วย
บ้านอยู่อาศัย	1.68 บาท
อาคาร/โรงงาน ติดตั้ง < 1 MW	1.00 บาท
อาคาร/โรงงาน ติดตั้ง > 1 MW	0.50 บาท

ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

จากการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินดังกล่าว จะทำให้ส่งผลกระทบกับการไฟฟ้าทั้งในรูปแบบปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงของผู้ใช้ไฟฟ้า และรายได้ที่ลดลง ดังนั้น การศึกษา

ผลกระทบที่มีต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในตลาดไฟฟ้าจากการที่ผู้ใช้ไฟฟ้ามีการติดตั้ง Solar PV Rooftop มากขึ้นจะสามารถทำให้ผู้กำหนดนโยบายและการไฟฟ้าสามารถดำเนินการและหาแนวทางป้องกันได้ในอนาคต

ดังนั้นการศึกษานี้จะเป็นการนำเสนอรูปแบบรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop แบบ Net Billing และ Net Metering จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และศึกษาผลกระทบทางด้านการเงินของ PEA ที่เกิดจากการเพิ่มขึ้นของ Solar PV Rooftop ในประเทศไทยในรูปแบบการรับซื้อที่แตกต่างกัน

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาข้อมูลพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย กิจการขนาดเล็กกิจการขนาดกลาง และกิจการขนาดใหญ่ ในเขตพื้นที่จำหน่ายของกฟภ.
2. เพื่อศึกษารูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop และผลกระทบทางการต่อ กฟภ.

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ผลการศึกษานี้ทำให้ทราบถึงผลกระทบทางการเงินของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งจะส่งผลกระทบกับภาคประชาชนด้วย จากการเข้าร่วมโครงการนำร่อง Solar PV Rooftop ภาคประชาชน ซึ่งสามารถใช้เป็นแนวทางในการพิจารณาเลือกใช้มาตรการสนับสนุนของภาครัฐที่เหมาะสมในการกระตุ้นให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นในอนาคต

1.4 ขอบเขตการวิจัย

1. ศึกษารูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ภาคประชาชน แบบ Net Billing และแบบ Net Metering ผ่านระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายใต้การรับซื้อรูปแบบ Solar PV Rooftop ภาคประชาชน
2. การศึกษาผลกระทบของมาตรการสนับสนุนของภาครัฐที่มีผลกระทบทางด้านการเงินของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่เกิดจากการเพิ่มขึ้นของ Solar PV Rooftop ในประเทศไทย ภายใต้การรับซื้อรูปแบบ Solar PV Rooftop ภาคประชาชน

3. การศึกษาวิจัยนี้ทำการศึกษาผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย กิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลาง และกิจการขนาดใหญ่ ในเขตจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยลักษณะการใช้ไฟฟ้าของแต่ละกลุ่มเป็นตัวแทนในการวิเคราะห์

1.5 นิยามศัพท์

ในการศึกษาครั้งนี้ได้ให้นิยามศัพท์ทางเทคนิคเพื่อก่อให้เกิดความเข้าใจตรงกัน ดังนี้

พลังงานทดแทน (Renewable Energy) หมายถึง พลังงานใดๆ ที่จะสามารถนำมาใช้ประโยชน์ทดแทนแหล่งพลังงาน ซึ่งมีการสะสมตามธรรมชาติและใช้หมดไป เช่น น้ำมัน ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติฯพลังงานทดแทนภายในประเทศ ซึ่งมีความเป็นไปได้ในการนำมาใช้ผลิตไฟฟ้า มีอาทิเช่น พลังงานจากแสงอาทิตย์ ลม ความร้อนใต้พิภพ น้ำ พืช วัสดุเหลือใช้จากการเกษตร ขยะฯ เนื่องจากพลังงานทดแทนดังกล่าวมีกระจายอยู่ตามธรรมชาติและไม่มีความสม่ำเสมอ การลงทุนเพื่อนำมาใช้ประโยชน์ผลิตไฟฟ้าจึงสูงกว่าการนำแหล่งพลังงานประเภท น้ำมัน ถ่านหินฯ มาใช้ (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย,ม.ป.ป)

แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan : PDP) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ เพื่อให้มีกำลังผลิตของระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในช่วงเวลาที่เหมาะสม เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นให้เพียงพอ สำหรับอนาคต 15-20 ปี ข้างหน้า โดยจะมีการปรับปรุงทุกปี เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์จริง(การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย,ม.ป.ป)

โครงการนำร่อง Solar PV Rooftop ภาคประชาชน หมายถึง การสนับสนุนให้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับบ้านและอาคาร/โรงงาน เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้ในบ้านหรือในอาคารเป็นหลัก พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกนำมาใช้ในทันที หากในขณะนั้นมีการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยกว่าไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ กระแสไฟฟ้าจะไหลเข้าสู่สายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการไฟฟ้าจะมีทั้งกรณีไม่มีการนับหน่วยไฟฟ้าหรือจ่ายเงินค่าไฟฟ้าส่วนที่ไหลเข้าสายส่ง และกรณีมีการนับหน่วยไฟฟ้าหรือจ่ายเงินค่าไฟฟ้าส่วนที่ไหลเข้าสายส่ง

ข้อมูลลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Profile) หมายถึง ข้อมูลการที่ใช้ไฟฟ้าในหนึ่งวัน โดยการเก็บข้อมูลจะต้องทำการติดตั้งอุปกรณ์บันทึกข้อมูลการใช้ไฟฟ้า (Data Logger) ที่สถานที่ที่ต้องการเก็บข้อมูล ซึ่งจะบันทึกการใช้ไฟฟ้าทุกๆ 15 นาที

อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาการใช้ (Time Of Use Tariff: TOU Tariff) คือ อัตราจัดเก็บค่าไฟฟ้าที่ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาของการใช้งานโดยจะแบ่งออกเป็น 2 ช่วง ได้แก่

1. On-Peak คือ ช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า ได้แก่ วันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล เวลา 9.00 – 22.00 น.

2. Off-Peak คือ ช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่

2.1 วันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล เวลา 22.00 – 9.00 น.

2.2 วันเสาร์ – อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ, วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์ – อาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

kW(Kilo Watt) คือ หน่วยวัดของกำลังไฟฟ้า ซึ่งหนึ่งกิโลวัตต์มีค่าเท่ากับหนึ่งพันวัตต์, (1 กิโลวัตต์ = 1,000 วัตต์) (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย,ม.ป.ป)

kWh (Kilo Watt Hour) คือ หน่วยวัดความสิ้นเปลืองพลังงานไฟฟ้า หนึ่งกิโลวัตต์ต่อชั่วโมง เป็นปริมาณพลังงานที่ถูกใช้ในอัตรา 1,000 วัตต์เป็นเวลาหนึ่งชั่วโมง ตัวอย่าง : หลอดไฟหลอดละ 100 วัตต์ จำนวน 10 หลอด รวม 100 x 10 = 1,000 วัตต์ , 1 กิโลวัตต์ × 1 ชั่วโมง = 1000 วัตต์ × 3,600 วินาที = 3.6 ล้านจูล หรือที่เรียกทั่วไปว่า ใช้ไฟ 1 หน่วย (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย,ม.ป.ป)

MW (Mega Watt) คือ หน่วยวัดของกำลังไฟฟ้า หนึ่งเมกะวัตต์มีค่าเท่ากับหนึ่งล้านวัตต์ (1 เมกะวัตต์ = 1,000,000 วัตต์) (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย,ม.ป.ป)

kV เควี หรือ กิโลโวลต์ คือ หน่วยที่ใช้เรียกขนาดของแรงดันไฟฟ้าเป็นพันโวลต์ เช่น 1 kV หมายถึงขนาดของแรงดันไฟฟ้า 1 กิโลโวลต์ หรือ 1,000 โวลต์

V (Volt) โวลต์ คือ หน่วยที่ใช้เรียกขนาดของแรงดันไฟฟ้า เช่น 220V หมายถึงขนาดของแรงดันไฟฟ้า 220 โวลต์

บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในการศึกษาครั้งนี้ ผู้วิจัยจะศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินจากการลงทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย กิจการขนาดเล็ก กิจการขนาดกลาง และกิจการขนาดใหญ่ ในเขตจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้วิจัยขอกล่าวถึงทฤษฎี แนวคิดที่ใช้ในการศึกษา และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาใช้เป็นเกณฑ์ในการนำไปวิเคราะห์ ดังรายละเอียดต่อไปนี้

2.1 แนวคิด ทฤษฎี ที่ใช้ในการศึกษา

แนวคิด ทฤษฎีการวิเคราะห์และประเมินโครงการ (ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ, 2542)

ความหมายของการศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility Study) ของโครงการ คือ การศึกษาและจัดทำเอกสารประกอบไปด้วยข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็นแสดงถึงเหตุผลสนับสนุน (Justification) ความถูกต้องสมบูรณ์ (Soundness) ของโครงการให้ได้มาซึ่งโครงการที่ดีสามารถนำมาปฏิบัติได้จริง และเมื่อปฏิบัติแล้วให้ผลตอบแทนคุ้มค่าต่อการลงทุน เช่นเดียวกับการวิเคราะห์โครงการ (Project Analysis) คือ การประเมินข้อดี (Advantage) และข้อเสีย (Disadvantage) หรือผลตอบแทนและต้นทุน (Benefit and Cost) ของโครงการ การศึกษาความเป็นไปได้จะมุ่งเน้นที่การประเมินความคุ้มค่าของโครงการ (The Evaluation of Project Worth) จะมีความคุ้มค่าก็ต่อเมื่อผลตอบแทนสูงกว่าต้นทุน

วัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ ช่วยให้ผู้ตัดสินใจลงทุนมีข้อมูลพื้นฐานเพียงพอต่อการตัดสินใจ ว่าจะลงทุนหรือดำเนินงานตามโครงการที่กำลังศึกษานั้นหรือไม่ ทั้งนี้เนื่องจากการลงทุนหรือดำเนินงานในแต่ละโครงการจะต้องใช้เงินทุนหรือทรัพยากรซึ่งในทางเศรษฐศาสตร์ถือว่าเป็นปัจจัยที่ขาดแคลนและหามาได้ยาก (Scarcity) จึงต้องนำไปใช้อย่างมีประสิทธิภาพ ด้วยเหตุนี้ก่อนการตัดสินใจลงทุนหรือดำเนินโครงการใดๆ ก็ตามจึงจำเป็นต้องศึกษาการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในด้านต่างๆ ของโครงการเสียก่อนโดยการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการประกอบไปด้วยการศึกษาในด้านต่างๆ ดังต่อไปนี้

1. ความเป็นไปได้ทางด้านตลาดหรืออุปสงค์ (Market or Demand Feasibility) เป็นการวิเคราะห์และคาดคะเนอุปสงค์ ในผลผลิตของโครงการ ซึ่งเป็นสิ่งจำเป็นต่อการวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ เพราะหากผลิตสินค้าชนิดใดออกมาแล้วไม่มีตลาดรองรับ หรือมีเป็นส่วน

น้อย ก็ไม่ควรที่จะทำการผลิต นอกจากนั้นขนาดอุปสงค์ยังชี้ถึงขนาดกำลังการผลิต หรือขนาดการลงทุนของโครงการ

2. ความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน (Financial Feasibility) เป็นการวิเคราะห์การลงทุนและผลตอบแทนของโครงการในแง่เอกสารหรือผลกำไรทางการเงินเป็นสำคัญ โดยรวมถึงการวางแผนทางการเงินที่เหมาะสมให้แก่โครงการ เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าจะไม่ประสบปัญหาทางการเงินในระหว่างการดำเนินโครงการรวมถึงการวิเคราะห์ด้านผลตอบแทนของโครงการว่า จูงใจให้เกิดการลงทุนมากน้อยเพียงใด

3. ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐกิจ (Economic Feasibility) เป็นการพิจารณาว่าโครงการที่จะดำเนินงานนั้นมีผลต่อการพัฒนาระบบเศรษฐกิจหรือไม่ มากน้อยเพียงใด และถ้ามีผลผลที่เกิดขึ้นมีมากเพียงพอต่อการตัดสินใจให้มีการใช้ทรัพยากรที่มีจำกัดต่างๆหรือไม่ อีกทั้งจะช่วยกำหนดได้ว่าจะดำเนินโครงการอย่างไรเพื่อสวัสดิการทางเศรษฐกิจได้ดีที่สุด

4. ความเป็นไปได้ทางด้านสถาบัน (Institutional Feasibility) เป็นการวิเคราะห์โดยประเมินจุดแข็ง จุดอ่อนขององค์การต่างๆที่เกี่ยวข้องกับการปฏิบัติและดำเนินโครงการ เช่น บุคลากรที่เกี่ยวข้อง ข้อมูล ระเบียบการดำเนินงาน ขั้นตอนการบังคับบัญชา ทั้งนี้เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าจะไม่มีปัญหาระหว่างการดำเนินโครงการ

การศึกษาครั้งนี้จะศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินเท่านั้น เพื่อประโยชน์แก่การรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคถึงผลกระทบทางการเงินจาก Solar PV Rooftop ผู้วิจัยไม่ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในด้านอื่นๆ เช่น

ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค (Technical Feasibility) เนื่องจากมีการศึกษาทางด้านวิศวกรรมแล้วว่า เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ

1. รายรับจากการผลิต (Revenue)

คือ รายได้ที่ผู้รับจากการผลผลิตของตน ตามราคาที่กำหนดขึ้นรายรับรวม (Total Revenue หรื อ TR) คือ รายรับทังหมดในการขายสินค้า

$$TR = P*Q$$

กำหนดให้

P = ราคาสินค้าต่อหน่วย

Q = ปริมาณที่ขายได้

รายรับเฉลี่ย (Average Revenue : AR) คือ รายรับที่ผู้ขายได้รับต่อหน่วยของสินค้า

$$AR = TR/ Q$$

ที่มา: จาก หลักเศรษฐศาสตร์ จลภาค ของ อาจารย์ ภราดร ปรีดาศักดิ์

ขั้นตอนในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

แนวคิดเบื้องต้นในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการใดๆ ก็คือ เป็นการเปรียบเทียบการลงทุนหรือต้นทุน (Cost) กับผลตอบแทน (Benefits) เพื่อแสดงให้เห็นถึงความสามารถของโครงการที่จะก่อให้เกิดประโยชน์จากการลงทุนที่เกิดขึ้นตลอดช่วงอายุของโครงการ มีขั้นตอนที่สำคัญดังนี้

1. ขั้นการจัดเตรียมงบประมาณกระแสเงินสดเข้า (Inflows) กระแสเงินออก (Outflows) ของการลงทุนตลอดอายุโครงการ

2. ขั้นตอนการคำนวณผลตอบแทนสุทธิของการลงทุน โดยนำกระแสเงินออกหรือกระแสค่าใช้จ่ายที่คิดจากโครงการลงทุนลบด้วยกระแสเงินเข้าหรือกระแสรายได้จากโครงการลงทุน

3. ขั้นการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน และอัตราส่วนผลตอบแทนภายใน

2. หลักพื้นฐานในการวิเคราะห์ ทางการเงินเพื่อใช้ ในการประเมินโครงการลงทุน

ที่มา:จาก การบริหารการเงิน เล่ม1และ2 ของคุณสุมาลี อุณหะนันทน์

เป้าหมายในการวิเคราะห์โครงการลงทุน คือ การวิเคราะห์เพื่อนำไปสู่ข้อสรุปในการเลือกลงทุนในโครงการต่างๆ ว่า องค์กรนั้นควรลงทุนในโครงการนั้นหรือไม่โดยอาศัยเทคนิคในการวิเคราะห์การลงทุน เพื่อช่วยให้ ผู้บริหารมั่นใจได้ว่าการลงทุนโครงการลงทุนนั้น จะช่วยสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับองค์กร ซึ่งประกอบด้วยหลักการพื้นฐานต่างๆดังนี้

1. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period หรือ PB)
2. ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discounted Payback Period หรือ DPB)
3. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value หรือ NPV)
4. อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return หรือ IRR)

ระยะเวลาคืนทุน (Payback period หรือ PB) หมายถึง ระยะเวลาที่การลงทุนนั้นใช้ไปในการลงทุน เพื่อให้ กระแสเงินสดรับสุทธิที่ได้ จากการลงทุน คุ้มค่ากับต้นทุนที่ต้องลงทุนไป ระยะเวลาคืนทุน เป็นการคำนวณหาจุดคุ้มทุนของโครงการที่ทำ โดยมีหน่วยวัดเป็นระยะเวลา ว่าเมื่อมีการลงทุนในโครงการนั้นแล้วจะใช้ ระยะเวลากี่งวดในการคืนทุนวิธีการคิดระยะเวลาคืนทุนจะสามารถคำนวณหาได้ โดยการคำนวณหากระแสเงินสดสะสมสุทธิในแต่ละงวดเวลา จนกระทั้งกระแสเงินสดสะสมสุทธิเป็นบวก หากกระแสเงินสดสะสมสุทธิเปลี่ยนจากการติดลบ มาเป็นบวก

ในงวดเวลาใด ก็จะหมายถึงว่าระยะเวลาคืนทุนเกิดขึ้นภายในงวดเวลานั้น นั้นเอง จึงสามารถแสดงการคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนได้ ดังสมการต่อไปนี้

$$PB = \text{จำนวนงวดก่อนคืนทุน} + \frac{\text{เงินส่วนที่ยังไม่ได้ คืนทุน}}{\text{กระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในปี ที่คืนทุน}}$$

ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discounted Payback Period หรือ DPB) เป็นการคำนวณหาจุดคุ้มทุนของโครงการที่ทำ โดยมีหน่วยวัดเป็นระยะเวลา ว่าเมื่อมีการลงทุนในโครงการนั้นแล้ว จะใช้ระยะเวลากี่งวดเวลาในการคืนทุน โดยใช้วิธีคิดจากกระแสเงินสดสะสมที่จะได้รับในอนาคต ให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน (Present Value Of Cash Flows) เสียก่อน การคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนคิดลดแสดงได้ดังสมการนี้

$$DPB = \text{จำนวนงวดก่อนคืนทุน} + \frac{\text{มูลค่าปัจจุบันของเงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน}}{\text{มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในปีที่คืนทุน}}$$

วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value หรือ NPV) เป็นการหามูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของโครงการลงทุนในแต่ละปี ซึ่งเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดเข้า (Cash Inflows) หักด้วยมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดออก (Cash Outflows) โดยใช้ต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุนของโครงการเป็นอัตราคิดลด (WACC) เมื่อรวมกระแสเงินสดที่คิดมูลค่าปัจจุบันแล้ว ผลลัพธ์ที่ได้ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มูลค่าปัจจุบันสุทธิสามารถคำนวณหาได้จากสมการดังนี้

$$\text{NPV} = \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

$$NPV = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+r)^1} + \frac{CF_2}{(1+r)^2} + \cdots + \frac{CF_n}{(1+r)^n}$$

โดย

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

CF_t = กระแสเงินสดที่คาดหวัง ณ ช่วงเวลา t

n = ช่วงอายุของโครงการลงทุน

r = อัตราคิดลด หรือ ต้นทุนถัวเฉลี่ยของเงินทุน

เกณฑ์ในการประเมิน สรุปได้ ว่าหากโครงการลงทุนใดที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV > 0 ผู้วิเคราะห์สามารถยอมรับโครงการลงทุนนั้นได้ ในทางตรงกันข้ามหากโครงการลงทุนใด มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPC < 0 ผู้วิเคราะห์สามารถ ปฏิเสธโครงการนั้นได้ และหากโครงการลงทุนใดที่มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV = 0 ผู้วิเคราะห์อาจยอมรับหรือปฏิเสธโครงการก็ได้ เนื่องจากมูลค่าขององค์กร จะไม่มีความแตกต่างไม่ว่าจะยอมรับหรือปฏิเสธโครงการ

ค่าอัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return หรือ IRR) หมายถึง อัตราผลตอบแทนที่ทำให้ ค่า NPV ของโครงการลงทุนนั้นมีค่าเท่ากับศูนย์ หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งก็คือ (IRR) ของการลงทุนคืออัตราผลตอบแทน ที่ทำให้ เงินที่ลงทุนไป มีค่าเท่ากับเงินที่ได้ รับกลับคืน เมื่อพิจารณาด้วยมูลค่าของเงินตามเวลา (Time Value of Money) ซึ่งอัตราผลตอบแทนภายในนี้จัดว่าเป็น อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ คำนวณมูลค่าของเงินตราเวลา เช่น เดียวกับอัตราดอกเบี้ย และต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุน (WACC) ดังนั้น ในบางครั้งอาจเรียก IRR ว่า ผลตอบแทนจากการคิดลดกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Return)

ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสเงินสดและอัตราผลตอบแทนภายใน จึงสามารถแสดงได้ ดังสมการต่อไปนี้

$$\text{NPV} = 0 \sum_{t=0}^{n} \frac{CF_t}{(1+IRR)^t}$$

$$\boldsymbol{NPV = 0 = CF_0 + \frac{CF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{CF_2}{(1+IRR)^2} + \cdots + \frac{CF_n}{(1+IRR)^n}}$$

โดย

IRR = อัตราผลตอบแทนภายใน

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

CF_t = กระแสเงินสดที่คาดหวัง ณ ช่วงเวลา t

n = ช่วงอายุของโครงการลงทุน

r = อัตราคิดลด หรือ ต้นทุนของเงินทุน

ต้นทุนของเงินถัวเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital – WACC)

เป็นการคำนวณหาต้นทุนของเงินทุนของแต่ละแหล่งเงินทุนซึ่งจะเป็นต้นทุนของเงินทุนรวมของโครงสร้างเงินทุนของธุรกิจปัจจุบัน (Capital Structure) ซึ่งต้นทุนของเงินทุนนี้จะเป็นตัวเลขที่ว่าบอกธุรกิจนั้น มีอัตราผลตอบแทนต่ำที่สุดของธุรกิจนี้ควรจะได้รับจากการลงทุนจากโครงการต่างๆ แหล่งที่มาของเงินทุนโดยทั่วไปประกอบด้วย 3 แหล่งด้วยกันคือ

1. หนี้สิน หรือหุ้นกู้
2. หุ้นบุริมสิทธิ
3. หุ้นสามัญ ,กำไรสะสม

$$WACC = W_d K_d (1 - T) + W_p K_p + W_c K_s$$

W = สัดส่วนของเงินทุนในโครงสร้างทุน

W_d = สัดส่วนของหนี้สินในโครงสร้างทุน

W_p = สัดส่วนของหุ้นบุริมสิทธิ

W_c = สัดส่วนของส่วนของผู้ถือหุ้นสามัญ

K = ต้นทุนของเงินทุนแต่ละตัว หลังหักภาษีแล้ว

K_d คือต้นทุนส่วนเพิ่มของหนี้สิน (Marginal Cost of Debt) ในโครงสร้างเงินทุน

K_d = อัตราผลตอบแทนของหนี้สินระยะยาว

K_p คือต้นทุนส่วนเพิ่มของหุ้นบุริมสิทธิ

K_p = อัตราผลตอบแทนที่นักลงทุนต้องการจากการถือหุ้นบุริมสิทธิ

K_s คือ ต้นทุนของผู้ถือหุ้นในส่วนของกำไรสะสม

K_s = อัตราผลตอบแทนที่นักลงทุนต้องการจากการถือหุ้นของบริษัท (ต้นทุนจากการออกหุ้นใหม่)

เงื่อนไขในการลงทุน

1. ถ้าโครงการลงทุนมีค่า IRR มากกว่า WACC หมายความว่าโครงการนั้นสามารถที่จะคืนทุนและสามารถทำกำไรได้ ในอนาคต
2. ถ้าโครงการลงทุนมีค่า IRR น้อยกว่า WACC หมายความว่าโครงการนั้นไม่สามารถทำกำไรได้ ในอนาคต

3. ทฤษฎีวิเคราะห์ ความเป็นไปได้ ทางการตลาด

Five-Forces Model เพื่อให้ ทราบถึงภาวะของการดำเนินงานขององค์กร จะขึ้นอยู่กับสภาวะการแข่งขันในอุตสาหกรรม ที่องค์กรธุรกิจนั้นอยู่ ซึ่งขึ้นกับปัจจัยที่สำคัญ 5 ประการ ประกอบด้วย

1. ข้อจำกัดในการเข้าสู่อุตสาหกรรมของคู่แข่งขันใหม่
2. ความรุนแรงของการแข่งขันภายในอุตสาหกรรม
3. ความเสียงจากสินค้าทดแทน
4. อำนาจต่อรองของผู้ซื้อ
5. อำนาจต่อรองของผู้ขายวัตถุดิบ (Supplier)

ความเข้มแข็งของปัจจัยทั้ง 5 ประการ จะเป็นตัวบ่งบอกถึงโอกาสในการได้ กำไรของธุรกิจภายในอุตสาหกรรมนั้นๆ

SWOT Analysis จะให้ สำหรับการวิเคราะห์เพื่อให้ ครอบคลุมถึงขอบเขตของปัจจัยที่กว้าง ด้วยการระบุ จุดแข็ง จุดอ่อน โอกาสและอุปสรรคขององค์กร ทำให้ มีข้อมูลในการกำหนดทิศทางหรือเป้าหมายที่จะถูกสร้างขึ้นมาบนจุดแข็งขององค์กร และแสวงหาประโยชน์จากโอกาสทางสภาพแวดล้อมและ สามารถที่จะกำหนดกลยุทธ์ ที่มุ่งเอาชนะอุปสรรคทางสภาพแวดล้อมหรือลดจุดอ่อนขององค์กรให้ มีน้อยที่สุดได้

ภายใต้ การวิเคราะห์ SWOT นั้น จะต้องวิเคราะห์ทั้งสภาพแวดล้อมภายในและภายนอกขององค์กร

4. ทฤษฎีวิเคราะห์ อื่นๆ

การวิเคราะห์ ความไวโดยการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ (Sensitivity Analysis by Vary Parameters)

4.1 การวิเคราะห์ ความไวโดยการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ ในการวิเคราะห์ความไวโดยการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ มีหลักการคือ เปลี่ยนค่าพารามิเตอร์ ที่ต้องการพิจารณาทีละตัว ขณะที่พารามิเตอร์ อื่นที่ยังไม่ พิจารณามีค่าคงที เช่น การประเมินความไวของโครงการจะพิจารณาจากปัจจัยที่มีผลต่อ NPV และ IRR โดยการทำการทดสอบความไว กับ ตัวแปรที่มีผลกระทบ เช่น ปริมาณลูกค้า อัตราดอกเบี้ย ราคาต้นทุนราคารับซื้อไฟฟ้าได้ เป็นต้น

4.2 การประมาณการรายได้ และเป้าหมายรายรับในอนาคตจะทำการประมาณการเติบโตของการใช้ไฟฟ้าเฉลี่ยของประเทศไทย โดยจะใช้ การพยากรณ์แบบเส้นตรง (Linear) ซึ่งจะแบ่งเป็น

การวิเคราะห์ เป็น

1. กรณีรายได้ ดีที่สุด (Best Case)
2. กรณีรายได้ ปานกลาง (Average Case)
3. กรณีรายได้ ต่ำกว่าการคาดการณ์ (Worst Case)

หลักเกณฑ์ในการวัดผลการลงทุนในการวิเคราะห์จะใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจ 6 หลักเกณฑ์ ประกอบด้วย

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายในที่มีการปรับค่าแล้ว (Modified Internal Rate of Return: MIRR)

อัตราส่วนระหว่างผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุน (Net Benefit Investment Ratio: NKR)

อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR)

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)

โดยในแต่ละหลักเกณฑ์มีรายละเอียดดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) ของโครงการ ก็คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งคำนวณได้ด้วยการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดชั่วอายุโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน หรืออาจคำนวณหา NPV จากความแตกต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนรวม และมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนรวม ซึ่งเขียนเป็นสูตรการคำนวณได้ดังนี้

$$NPV = PVNB - PVIC$$

โดยที่ NPV คือมูลค่าปัจจุบันสุทธิของกระแสรายได้ที่เกิดจากการลงทุน ดังนั้นเกณฑ์การตัดสินใจก็คือ ควรรับหรืออนุมัติโครงการ เมื่อ NPV มากกว่าหรือเท่ากับศูนย์ แต่ถ้า NPV ของโครงการติดลบหรือมีค่าต่ำกว่าศูนย์ ก็ไม่ควรรับหรืออนุมัติโครงการ เพราะในกรณีเช่นนี้ รายได้ที่ได้รับจะไม่คุ้มกับการลงทุน ควรนำเงินที่ลงทุนไปฝากธนาคารกินดอกเบี้ย หรือนำเงินไปลงทุนในโครงการอื่นที่ให้ผลตอบแทนคุ้มกับการลงทุนมากกว่า

ข้อดี คำนึงถึงมูลค่าของเงินตามระยะเวลา

คำนึงถึงกระแสเงินสดตลอดโครงการ

ข้อเสีย หากเปรียบเทียบกับโครงการอื่นอาจตัดสินใจผิด ถ้าหากขนาดโครงการต่างกันแต่ให้ NPV เป็นบวกเหมือนกัน จำเป็นต้องนำเครื่องมืออื่นมาพิจารณาควบคู่

2. อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) คือ หลักเกณฑ์การประเมินความคุ้มค่าของโครงการที่ได้รับความนิยมมากที่สุด ทั้งนี้เนื่องจากแนวคิดของ IRR มีความสอดคล้องกับอัตรากำไรของโครงการ ดังนั้นจึงทำให้เข้าใจง่าย อีกทั้งไม่ต้องมีการกำหนดอัตราส่วนไว้ก่อนดังเช่น NPV และ NKR อัตราผลตอบแทนของโครงการอาจนิยามได้ว่าคืออัตราส่วนที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ โดยมีข้อสมมุติว่า เงินลงทุนที่ได้ลงทุนเมื่อเริ่มโครงการหรือระหว่างดำเนินโครงการนั้น จะนำมารวมเป็นเงินลงทุนในครั้งแรกโดยคิดต้นทุนค่าเสียโอกาสเท่ากับต้นทุนของเงินทุน ส่วนผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานที่ได้รับมาระหว่างดำเนินโครงการนั้น จะนำไปลงทุนต่อจนปีสุดท้ายของโครงการโดยได้รับอัตราผลตอบแทนเท่ากับต้นทุนของเงินทุนเช่นเดียวกัน ดังนั้น IRR จึงได้แก่อัตราส่วนลดหรือ r ที่ทำให้

$$NPV = PVNB - PVIC = 0$$

เกณฑ์การตัดสินใจว่าโครงการมีความคุ้มค่าน่าลงทุนหรือไม่ คือ นำค่า IRR ที่ได้ไปเปรียบเทียบกับค่าเสียโอกาสของเงินทุนหรืออัตราคิดลด ถ้าค่า IRR ที่คำนวณได้ มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับค่าเสียโอกาสของเงินทุนหรืออัตราคิดลด แสดงว่าการลงทุนในโครงการนี้จะให้ผลคุ้มค่ากับการลงทุน

ข้อดี คำนึงถึงมูลค่าของเงินตามระยะเวลา

คำนึงถึงกระแสเงินสดตลอดทั้งโครงการ

ข้อเสีย อาจตัดสินใจผิด เนื่องจากอาจมี IRR หลายค่า

มีปัญหาในการจัดอันดับโครงการ

3. อัตราส่วนระหว่างผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุน (Net Benefit Investment Ratio: NKR) คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (ผลตอบแทนลบค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน) ต่อมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน ในการลงทุนรวมของโครงการมีสูตรดังนี้

$$NKR = PVNB / PVIC$$

หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจจะพิจารณาจากอัตราส่วนที่ได้ คือ จะพิจารณาเลือกลงทุนในโครงการที่มีค่าอัตราส่วนระหว่างผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุนมากกว่าหรือเท่ากับ 1 แสดงว่าโครงการมีความเหมาะสมและคุ้มค่ากับการลงทุน

ข้อดี คำนึงถึงมูลค่าของเงินตามระยะเวลา

ผู้วิเคราะห์สามารถเข้าใจได้ง่ายว่าการลงทุนในโครงการนั้นๆ ให้ผลกำไรเป็นกี่เท่าของเงิน

ลงทุน

ข้อเสีย การวิเคราะห์มีความยุ่งยาก และซับซ้อน

4. อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR) มีความหมายต่างจากอัตราส่วนระหว่างผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุน เนื่องจาก BCR คือ อัตราส่วนของมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทั้งหมด (ผลตอบแทนที่ยังไม่ได้หักลบด้วยค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน) ต่อมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนทั้งหมด (ค่าลงทุนรวมกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน) โดย BCR คำนวณได้จากสูตรดังนี้

$$BCR = PVB / PVC$$

BCR ไม่คำนึงถึงความเป็นจริงที่มา และที่ใช้ไปของเงินในโครงการ นั่นคือ ระยะแรกค่าใช้จ่ายการลงทุนโครงการจะต้องใช้เงินลงทุน ต่อมาถ้าอยู่ในช่วงการดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายของโครงการจะใช้เงินจากผลตอบแทนโครงการ ดังนั้นที่เหลือจึงเป็นผลตอบแทนสุทธิ แต่ BCR พิจารณาว่าผลตอบแทนทั้งหมดของโครงการไปจ่ายต้นทุนทั้งหมดของโครงการ เมื่อมีการใช้จ่ายเงินแต่ละครั้งจะไม่บอกถึงจำนวนที่เหลือของโครงการ เพื่อทดแทนข้อด้อยของ BCR จึงได้มีการพัฒนา N/K

ข้อดี เข้าใจง่าย

คำนึงถึงมูลค่าของเงินตามเวลา

บอกให้ทราบว่าการลงทุนในโครงการนั้นๆให้ผลกำไรเป็นกี่เท่าของเงินลงทุน

ข้อเสีย มีความยุ่งยากซับซ้อน

5. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ระยะคืนทุนได้แก่ ระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับค่าลงทุนของโครงการ หลักเกณฑ์นี้พิจารณาจำนวนปีที่จะได้รับผลตอบแทนคุ้มกับเงินลงทุนและใช้กันมากในวงธุรกิจ โดยเฉพาะในกรณีที่การลงทุนมีความเสี่ยงสูง

ระยะคืนทุน = ค่าใช้จ่ายในการลงทุน/ผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยต่อปี

หลักการตัดสินใจว่า โครงการจะมีความเหมาะสมทางด้านการเงินและเศรษฐกิจหรือไม่นั้นดูที่ค่าระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ที่สั้นที่สุด

ข้อดี คำนวณและเข้าใจง่าย

สามารถใช้เป็นเครื่องมือวัดสภาพคล่อง

ข้อเสีย ไม่ได้คำนึงถึงมูลค่าของเงินตามระยะเวลา

ไม่ได้คำนึงกระแสเงินสดภายหลังระยะเวลาคืนทุน

2.2 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ธนวดี ศุภตโลวัฒนา (2546) ทำการศึกษาเรื่องคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา โดยติดตั้งระบบชนิดผลึกเดี่ยวขนาด 2.25 กิโลวัตต์ แบบติดตั้งแบตเตอรี่บนหลังคาบ้าน 1 หลัง ในเขตกรุงเทพมหานคร อายุโครงการ 25 ปี มีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตไฟทดแทนการซื้อไฟจากการไฟฟ้า ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าจะใช้หลักการวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์ โดยผลประโยชน์ของโครงการคือค่าไฟฟ้าที่ประหยัดได้ ซึ่งคำนวณโดยใช้อัตราค่าไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยแบบปกติ ส่วนต้นทุน ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเท่ากับ 214 บาทต่อวัตต์ และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเท่ากับ 0.53 บาทต่อวัตต์ต่อปีตลอดอายุโครงการ และใช้หลักเกณฑ์อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน ผลการศึกษาพบว่า การลงทุนจะมีความคุ้มค่าก็ต่อเมื่อได้รับการอุดหนุนด้านต้นทุนจากรัฐบาลจนกระทั่งต้นทุนการติดตั้งระบบน้อยกว่า 95 บาท/วัตต์ เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการลงทุนค่อนข้างสูง อุปกรณ์ต่างๆ ยังคงต้องนำเข้าจากต่างประเทศ หากไม่ได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาลแล้วการลงทุนจะไม่มีความคุ้มค่าเลย แต่งานศึกษานี้ไม่ได้คำนึงถึงประสิทธิภาพของระบบที่จะลดลงทุกปี และไม่พิจารณาถึงการลงทุนเปลี่ยนอุปกรณ์ตามอายุการใช้งาน

อนัน สุวรรณชัยสกุล (2551) ศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สาหรับครัวเรือนที่มีทำเลอยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของไทย มีกำลังการผลิตติดตั้ง 3.5 กิโลวัตต์ และกำหนดให้ใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon กำหนดสมรรถนะระบบเท่ากับ 0.85 อายุโครงการ25 ปี ในการวิเคราะห์โครงการ ส่วนของผลประโยชน์คือ ค่าไฟฟ้าที่ครัวเรือนสามารถประหยัดได้โดยใช้ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ และต้นทุนจะประกอบด้วยค่าใช้จ่ายในการลงทุน 205 บาทต่อวัตต์ และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาระบบ 0.34 บาทต่อวัตต์ต่อปี ตลอดอายุโครงการ และหลักเกณฑ์การพิจารณาความคุ้มค่า ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายในอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และระยะเวลาคืนทุน ผลการศึกษาพบว่า ที่อัตราคิดลดร้อยละ 7.5โครงการจะไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน โดยโครงการจะมีความคุ้มค่าได้ก็ต่อเมื่อได้รับเงินอุดหนุนจากรัฐบาลทำให้ต้นทุนการติดตั้งเท่ากับ 103 บาทต่อ วัตต์ แสดงว่าราคาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์อยู่ในระดับสูง หากภาครัฐต้องการส่งเสริมการติดตั้งระบบจะต้องให้การสนับสนุน ด้านต้นทุนของผู้ลงทุน

ณัฐพงศ์ สุวรรณสังข์ (2558) ศึกษาความคุ้มค่าของการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารในจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยอายุโครงการ 20 ปี (2557 –2576) ใช้ แ ผง เซลล์ ชนิด Poly Crystalline Silicon กำหนดประสิทธิภาพแผงเซลล์ แสงอาทิตย์เท่ากับ ร้อยละ

14.64 และสมรรถนะระบบเท่ากับ 0.85 ในการศึกษาจะคัดเลือกอาคารที่มีความเหมาะสมทางด้านกายภาพและภูมิศาสตร์จานวน 10 อาคาร คำนวณพื้นที่การติดตั้งระบบโดยใช้โปรแกรม Google Earth และ Quantum GIS เพื่อนำมาคำนวณพลังงานไฟฟ้าที่จะผลิตได้ จากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ผลประโยชน์ของโครงการ ได้แก่ ค่าไฟฟ้าที่อาคารสามารถประหยัดได้โดยใช้ไฟที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์แทน ส่วนต้นทุน ได้แก่ ต้นทุนระบบ และต้นทุนการดูแลรักษา โดยต้นทุนระบบกำหนดเท่ากับ 50 บาทต่อวัตต์ และค่าบำรุงรักษาปีแรกเท่ากับ 0.25 บาทต่อวัตต์ ตามใบเสนอราคาของผู้รับติดตั้ง และเกณฑ์การพิจารณาความคุ้มค่าของโครงการคือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิอัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาคืนทุน ผลการศึกษาพบว่า ที่ต้นทุนระบบ 50 บาทต่อวัตต์และอัตราคิดลดใช้อัตราดอกเบี้ย MLR ร้อยละ 7.08 โครงการจะมีความคุ้มค่าในการลงทุน มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 26.74 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนการลงทุนภายในเท่ากับร้อยละ 15 และระยะเวลาการคืนทุน 7.41 ปี ซึ่งจะพบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้ามากในช่วงเวลากลางวันและเลือกทำเลที่เหมาะสมจะมีความคุ้มค่าในการลงทุน เนื่องจากการติดตั้งในขนาดกำลังการผลิตใหญ่จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลง

ส่วนการศึกษาความคุ้มค่าในกรณีรัฐบาลรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในอัตารับซื้อที่กำหนดไว้ มีตัวอย่างงานศึกษา เช่น ธนาพล ตันติสัตยกุล (2558) ศึกษาถึงความคุ้มค่าสาหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาบ้านขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 กิโลวัตต์ ในกรณีขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าในอัตรา 6.85 บาทต่อหน่วย ศึกษาภายใต้อายุโครงการ 25ปี โดยใช้แผงชนิด Poly Crystalline Silicon กำหนดค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Plant Factor) เท่ากับ ร้อยละ 14.6 ในงานศึกษานี้ ผลประโยชน์ของโครงการคือ รายได้จากการขายไฟฟ้าส่วนต้นทุน ได้แก่ เงินลงทุนระบบเท่ากับ 73.8 บาทต่อวัตต์ และค่าบำรุงรักษาระบบปีแรกเท่ากับ 0.74 บาทต่อวัตต์ ซึ่งจะเพิ่มขึ้นในปีต่อไปตามอัตราเงินเฟ้อ และใช้หลักเกณฑ์การพิจารณาความคุ้มค่าคือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาคืนทุน ผลการศึกษาพบว่า ณ มาตรการสนับสนุนที่อัตารับซื้อ 6.85 บาทต่อหน่วย ถ้ามีต้นทุนระบบ 73.8 บาท/วัตต์ ผู้ลงทุนจะไม่คุ้มค่าในการลงทุน โดยการลงทุนจะคุ้มค่าก็ต่อเมื่อต้นทุนระบบไม่เกิน 71 บาทต่อวัตต์ โดยปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อความคุ้มค่า คือค่าตัว ประกอบการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะส่งผลต่อพลังงานไฟฟ้าที่เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตได้ ถ้าค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าร้อยละ 17.9 โครงการจะมีความคุ้มค่า ในการลงทุน และอายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์ซึ่งส่งผลต่อการลงทุนเพิ่มระหว่างโครงการ ถ้าอายุการใช้งานของอินเวอร์เตอร์สูงกว่า 15 ปี โครงการจะมีความคุ้มค่าในการลงทุน หากรัฐบาลต้องการให้ประชาชนเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น ภาครัฐควรจะมีมาตรการเสริมอื่นๆ นอกจากการรับซื้อไฟฟ้าในราคาสูง เช่น มาตรการยกเว้นภาษี หรือให้บริการแหล่งเงินทุน

อัตราดอกเบี้ยต่ำ

มานิตย์ ศรีคงแก้ว (2557) ที่ศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของบ้านอยู่อาศัย ขนาดกาลังการผลิตติดตั้ง 5 กิโลวัตต์ ภายใต้มาตรการรับซื้อไฟฟ้าในอัตรา 6.96 บาท/หน่วย กำหนดอายุโครงการ 25 ปีโดยมีการเก็บรวบรวมข้อมูลจากการสัมภาษณ์เชิงลึกหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง สถาบันการเงินผู้ปล่อยสินเชื่อ ผู้รับติดตั้งระบบ และผู้ลงทุน (บ้านอยู่อาศัย) และรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิเกี่ยวกับข้อมูลเชิงเทคนิคของระบบเพื่อนามาวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน ในงานศึกษานี้กำหนดให้สมรรถนะระบบเท่ากับร้อยละ 80 การวิเคราะห์ ความคุ้ม ค่าของโครงการนี้ ผลประโยชน์ของโครงการคือรายได้จากการขายไฟฟ้า ส่วนต้นทุนประกอบด้วย ต้นทุนการลงทุนระบบเท่ากับ 80.25 บาทต่อวัตต์และค่าบำรุงรักษาปีแรกเท่ากับ 0.3 บาทต่อวัตต์ หลักเกณฑ์ในการพิจารณาความคุ้มค่าคือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายในระยะเวลาในการคืนทุน และต้นทุน การผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ ผลการศึกษาพบว่าโครงการนี้มีความคุ้มค่าในการลงทุน ที่อัตราคิดลดร้อยละ 6.75โดยมี มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 96,845 บาท อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับ ร้อยละ 10.91 ระยะเวลาคืนทุน 8.5 ปี และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้เท่ากับ 5.69 บาทต่อหน่วยนอกจากนี้ ผลการศึกษายังพบว่าความคุ้มค่าในการลงทุนมีความอ่อนไหวต่อความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบ ในปีแรกหากระบบผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าร้อยละ 60 การลงทุนจะไม่คุ้มค่า และความคุ้มค่ายังขึ้นอยู่กับอัตราการเสื่อมสภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ ถ้าประสิทธิภาพลดลงมากกว่าร้อยละ 3 ต่อปี โครงการจะไม่คุ้มค่าในการลงทุน ดังนั้น ผู้ลงทุนจึงควรให้ความสำคัญกับการเลือกใช้อุปกรณ์ที่ได้มาตรฐานและมีการติดตั้งเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายอย่างมีมาตรฐานเพื่อเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพของระบบ ทำให้ผู้ลงทุนเกิดความคุ้มค่ามากขึ้น

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ) ได้ให้สถาบันพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยทำการศึกษาผลกระทบทางด้านการเงินและเทคนิคจากการเพิ่มขึ้นของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ทั้งกรณีไม่มีการอุดหนุนและมีการอุดหนุนในรูปแบบ Net Billing ในระดับราคาที่แตกต่างกัน และต่อมาในปี 2560 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เห็นชอบแนวทางการดำเนินโครงการส่งเสริมการติดตั้ง Solar PV Rooftop ในรูปแบบ Net Billing ซึ่งจากแนวทางดังกล่าว ได้กำหนดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากผู้ผลิตไฟฟ้าบนหลังคาหรือ Solar Rooftop ซึ่งจะเป็นการจูงใจให้มีการติดตั้ง Solar PV Rooftop มากขึ้นในอนาคต โดยกำหนดปริมาณรับซื้อรวม 100 MW

ตารางที่ 2.1 ปริมาณรับซื้อแต่ละพื้นที่ดำเนินการ

พื้นที่ดำเนินการ	กลุ่มเป้าหมาย (เมกะวัตต์, MWp)
	บ้านอยู่อาศัย
การไฟฟ้านครหลวง	30
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	70
รวม	100

ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

กำหนดอัตรารับซื้อส่วนเกินไว้ เป็นอัตราคงที่ ระยะเวลาส่งเสริม 10 ปี โดยกำหนดราคาผลตอบแทนในรูปแบบ Net –Billing ไว้ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 2.2 ผลตอบแทนค่าไฟที่เหลือขายเข้ามาในระบบฝ่ายจำหน่าย

ประเภท	บาทต่อหน่วย
บ้านอยู่อาศัย	1.68 บาท

ที่มา: คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)

จากการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินดังกล่าว จะทำให้ส่งผลกระทบกับการไฟฟ้าทั้งในรูปแบบปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่ลดลงของผู้ใช้ไฟฟ้า และรายได้ที่ลดลง ดังนั้น การศึกษาผลกระทบที่มีต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในตลาดไฟฟ้าจากการที่ผู้ใช้ไฟฟ้ามีการติดตั้ง Solar PV Rooftop มากขึ้นจะสามารถทำให้ผู้กำหนดนโยบายและการไฟฟ้าสามารถดำเนินการและหาแนวทางป้องกันได้ในอนาคตดังนั้นการศึกษาครั้งนี้จะเป็นการนำเสนอรูปแบบรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop แบบ Net Billing และ Net Metering จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และศึกษาผลกระทบทางด้านการเงินของการไฟฟ้าส่วยภูมิภาค ที่เกิดจากการเพิ่มขึ้นของ Solar PV Rooftop ในประเทศไทยในรูปแบบการรับซื้อที่แตกต่างกัน

จากข้อมูลที่ได้นำมาศึกษาผลกระทบทางการเงินจากการติดตั้ง Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในปีพ.ศ. 2559 และปี พ.ศ. 2561 รัฐบาลได้

ดำเนินนโยบายโครงการ Solar PV Rooftop เสรีและภาคประชาชน ทั้ง 2 โครงการ พบว่าจากการศึกษาและรวบรวมข้อมูลของโครงการที่ 1 การรับซื้อในรูปแบบ Net Billing แบ่งตามประเภทผู้ใช้ไฟ 3 ประเภท และโครงการที่ 2 กลุ่มที่เข้าร่วมโครงการ Solar PV Rooftop ภาคประชาชนระยะที่ 1 ปี 2561 เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองเป็นหลักและที่เหลือสามารถขายเข้าระบบได้ โดยกลุ่มเป้าหมายเป็นภาคครัวเรือน ประเภทที่ 1 (บ้านอยู่อาศัย) ติดตั้งน้อยกว่า 10 kW/มิเตอร์ ในกรณีที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องมีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากผู้เข้าร่วมโครงการ ส่งผลให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีต้นทุนที่สูงขึ้น และทำให้รายได้ลดลงสูงกว่าการลดลงของต้นทุนที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มาจากการลดการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต จากกลุ่มที่เข้าร่วมทั้ง 2 โครงการ

แต่ถ้าไม่มีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจาก Solar PV Rooftop จะส่งผลดีกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ที่ลดลงมากกว่ารายได้ค่าไฟฟ้าที่ลดลงจากการใช้ไฟฟ้าเองของผู้เข้าร่วมโครงการ Solar PV Rooftop ซึ่งจะมีหน่วยเหลือเข้าระบบในช่วงเวลากลางวัน เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย มีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางคืนสูงกว่ากลางวัน ซึ่งจะทำให้ผู้ร่วมโครงการลดการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและจะช่วยเสริมความมั่นคงด้านพลังงาน และลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศลงได้ และตามเป้าหมายของรัฐบาลต้องการจะให้ครัวเรือน ชุมชน และภาคอุตสาหกรรม ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ใช้เองด้วย และมีรายได้จากการขายไฟเข้าระบบ ผ่านการสนับสนุนมาตรการภาษี และอัตรารับซื้อไฟที่เหมาะสมเพื่อจูงใจให้หันมาติดตั้งกันมากขึ้น ส่วนการส่งเสริมจะเป็นไปตามเป้าหมายที่รัฐบาลคาดไว้หรือไม่นั้น คงต้องมาดูกันว่ามาตรการต่างๆ ที่ออกมาสนับสนุนต่อไป

จากการทบทวนงานศึกษาต่างๆ ที่กล่าวมาสรุปได้ว่า ปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อความคุ้มค่าในการลงทุน พบว่า

1. ต้นทุนในการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เนื่องจากต้นทุนในการลงทุน เริ่มแรกเป็น สัดส่วนที่สูงเมื่อเทียบกับต้นทุนรวมทั้งหมด จากงานวิจัยข้างต้น พบว่า ในอดีตเทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์มีการพัฒนาน้อย ส่งผลให้อุปกรณ์ต่างๆ มีราคาแพงและมีประสิทธิภาพต่ำขณะที่ในปัจจุบันผู้ผลิตมีการคิดค้นพัฒนาเทคโนโลยีและมีการแข่งขันกันมากขึ้น ทำให้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีราคาถูกลงและมีประสิทธิภาพสูงขึ้น ต้นทุนต่อหน่วยของผู้ลงทุนจะลดลง ซึ่งจะเพิ่มโอกาสให้ผู้ลงทุนมีความคุ้มค่ามากขึ้น และการติดตั้งระบบขนาดใหญ่คือมีกำลังการผลิตติดตั้งมาก เช่น กรณีติดบนอาคาร จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยของผู้ลงทุนต่ำกว่าการติดตั้งระบบขนาดเล็ก

2. ปัจจัยด้านภูมิศาสตร์มีผลต่อความคุ้มค่าของโครงการเนื่องจากแต่ละพื้นที่จะมีความแตกต่างกัน ในด้านความเข้มรังสี ดวงอาทิตย์ซึ่งส่งผลต่อพลังงานไฟฟ้าที่เซลล์ แสงอาทิตย์ผลิตได้

สำหรับในประเทศไทยพื้นที่ที่มีความเข้มรังสีสูงคือภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ทำให้โครงการที่ติดตั้งในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีความคุ้มค่าทางการเงินสูงกว่าภาคอื่นๆ

3. ในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ นอกเหนือจากปัจจัยด้านเงินลงทุนที่ส่งผลต่อความคุ้มค่าแล้ว ผู้ลงทุนยังคำนึงถึงปัจจัยเสี่ยงต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งระบบด้วย ได้แก่ ความเสี่ยงในการเกิดความเสียหายต่อหลังคาบ้านโดยหลังคาอาจรั่วได้ถ้าการติดตั้งไม่ดี ความเสี่ยงด้านอุบัติเหตุที่อาจเกิดขึ้น เช่น ถ้าเกิดเงาบังที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะทาให้เกิดความร้อนสะสมและเกิดไฟไหม้ได้ และความเสี่ยงที่เกิดจากผู้รับเหมาติดตั้ง ถ้าหากผู้ลงทุน ไม่มีความรู้เกี่ยวกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์เพียงพอและภาครัฐไม่มีกระบวนการควบคุมตรวจสอบการทางานของผู้รับเหมา อาจจะทาให้เกิดการติดตั้งที่ไม่ได้มาตรฐานและทาให้ผู้ลงทุนเกิดความเสียหายได้

งานศึกษาในอดีตที่ผ่านมาส่วนมากจะทำการศึกษาความคุ้มค่าของผู้ลงทุนในมาตรการต่างๆ แต่ยังไม่มีการศึกษาเปรียบเทียบรูปแบบการรับซื้อผลกระทบทางด้านการเงินจาก Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนในกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ซึ่งมีการรับซื้อจากนโยบายที่ส่งเสริมของทางภาครัฐ ซึ่งหากทราบว่าผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มใดมีผลกระทบทางการเงินและรูปแบบการรับซื้อ จะช่วยให้รัฐบาลมีแนวทางที่ชัดเจนขึ้นในการมีนโยบายมุ่งเน้น การส่งเสริมไปยังกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้านั้นให้ เข้าร่วมโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ รวมทั้งมีมาตรการสนับสนุนให้แก่ กลุ่มที่ยังไม่มีความคุ้มค่าเพื่อให้ภาครัฐสามารถบรรลุวัตถุประสงค์ในการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานจากพลังงานทดแทนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก PDP 2018 ได้ ดังนั้น ผู้วิจัยจึงสนใจศึกษาในประเด็นนี้โดยศึกษาในกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้า 3 ประเภทตามเกณฑ์การแบ่งประเภทของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้แก่บ้านอยู่อาศัย กิจการขนาดกลาง และกิจการขนาดใหญ่ โดยจะศึกษาถึงรูปแบบการรับซื้อและผลกระทบทางการเงินจาก Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนและ Solar PV Rooftop เสรีของแต่ละกลุ่มด้วย

บทที่ 3

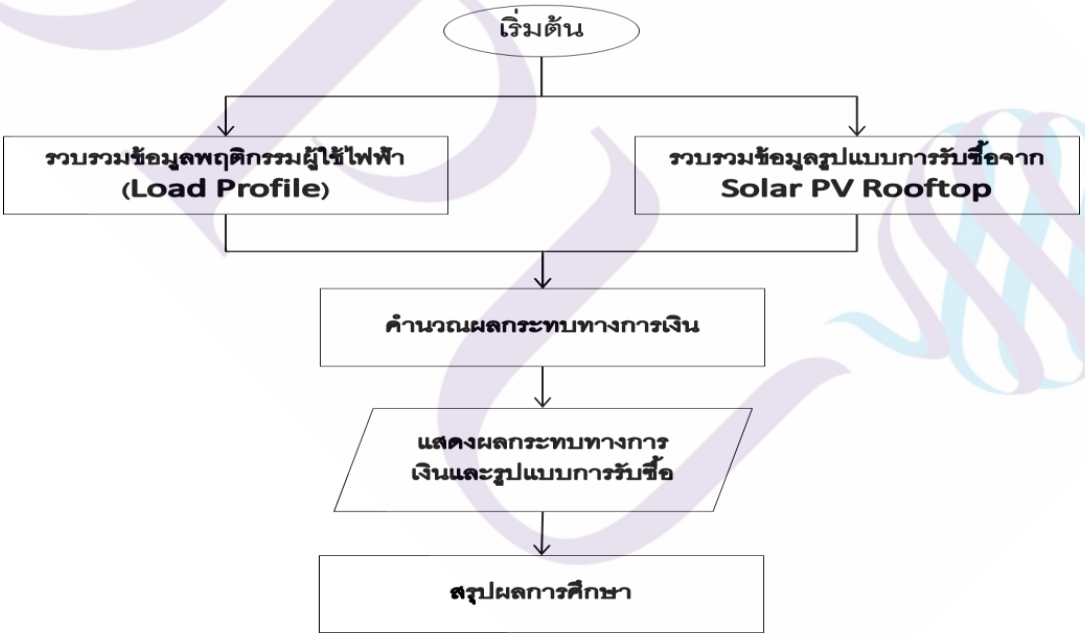
ระเบียบวิธีวิจัย

3.1 กรอบแนวคิดการวิจัย

ในการศึกษาวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินในการเข้าร่วมโครงการนำร่องการติดตั้ง Solar PV Rooftop ภาคประชาชนของกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลกระทบ ซึ่งมีกรอบแนวคิดการวิจัยดังนี้

3.2 ข้อกำหนดของโครงการ

การประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ของการเข้าร่วมโครงการนำร่อง Solar PV Rooftop ภาคประชาชนผู้วิจัยได้กำหนดข้อสมมติในการวิเคราะห์ ดังนี้



3.3 วิธีการเก็บรวบรวมข้อมูลและการนำข้อมูลมาศึกษา

การศึกษาและรวบรวมข้อมูลผลกระทบจากการติดตั้ง Solar PV Rooftop ในประเทศไทยกำหนดได้ ดังนี้

3.3.1 การเก็บข้อมูลกลุ่มตัวอย่าง

การศึกษาจะแบ่งกลุ่มตัวอย่างออกเป็น 3 กลุ่มตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (HH), ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง (MGS) หรือ อาคาร/โรงงาน < 1MW และ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ (LGS) หรือ อาคาร/โรงงาน > 1MW

3.3.2 กำหนดรูปแบบพฤติกรรมการผลิตและใช้ไฟฟ้า

การกำหนดรูปแบบพฤติกรรมการผลิตและใช้ไฟฟ้าจะเป็นการดึงข้อมูลจากระบบการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และการรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop เพื่อนำมาเปรียบเทียบสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าและผลิตไฟฟ้าในแต่ละวันของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งแผง Solar PV Rooftop ตามปริมาณที่กำหนด ประกอบด้วย

(1) พฤติกรรมการผลิตไฟฟ้า Load Profile – ใช้ Load Profile การผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าในเดือน ธ.ค. 2561 โดยแสดงได้ดังภาพที่ 1

ภาพที่ 3.1 Load profile การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 วัน

(2) พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า (Load profile) – ใช้ Load profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท โดยแยกเป็นวันทำงาน (workday) และ วันหยุด (Holiday) ตามภาพที่ 3 – 5 ตามลำดับ โดยแต่ละกราฟจะแสดงถึงสัดส่วนการใช้ไฟฟ้า สำหรับการใช้ไฟฟ้าใน 1 เดือนของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

(3) ศึกษารูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจาก Solar PV Rooftop

การศึกษานี้จะศึกษารูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop แบบ Net Billing และแบบ Net Metering ผ่านระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภายใต้การรับซื้อรูปแบบ Solar PV Rooftop ภาคประชาชน เนื่องจากพลังงานทดแทนเป็นพลังงานที่หลายประเทศทั่วโลกกำลังให้ความสำคัญ โดยมีปัจจัยจากการลดลงของเชื้อเพลิงฟอสซิล ดังนั้นผู้กำหนดนโยบายในหลายประเทศพยายามที่จะใช้แนวทางการสนับทางด้านพลังงานเพื่อให้พลังงานทดแทนมีสัดส่วนที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งในปัจจุบันได้มีการแบ่งนโยบายส่งเสริมพลังงานทดแทนหลายรูปแบบ เช่น การสนับทางด้านราคาในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT), Net-billing, Net Metering, มาตรการกำหนดสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนหรือระบบโควตา (RPS), การจูงใจทางด้านภาษี (Tax Incentive) ซึ่งรูปแบบมาตรการสนับสนุน Net metering และ Net billing เป็นนโยบายที่อนุญาตให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถชดเชยหน่วยการใช้ไฟฟ้าบางส่วนหรือทั้งหมดกับหน่วยที่ผลิตจากแหล่งพลังงานทดแทน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ หรือพลังงานลม เป็นต้น

3.3.3 ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ในการศึกษานี้จะทาการศึกษาผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการติดมิเตอร์แบบอัตราตามช่วงเวลาการใช้ (TOU

Tariff) โดยศึกษาในผู้ใช้ไฟฟ้า 4 ประเภทแบ่งตามเกณฑ์ของโครงสร้างการคิดอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการพลังไฟฟ้า

เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด น้อยกว่า 30 กิโลวัตต์

ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการพลังไฟฟ้า

เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด ตั้งแต่ 30 – 999 กิโลวัตต์และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 3 เดือนไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน

ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการพลังไฟฟ้า

เฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุด ตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไปและมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 3 เดือนเกินกว่า 250,000 หน่วยต่อเดือน

อาคาร	กำลังการผลิตติดตั้ง	ราคา (บาท)
บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kW	1.68 บาท/หน่วย
อาคาร/โรงงาน	< 1 MW	1 บาท/หน่วย
อาคาร/โรงงาน	> 1 MW	0.5 บาท/หน่วย

3.3.4 อายุโครงการ

กำหนดให้ทุกกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้ามีการเริ่มติดตั้งระบบและดำเนินการขอใบอนุญาตตั้งแต่วันที่ 1 ต.ค. 2559 ถึง 31 ธ.ค. 2559 โดยเริ่มผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในวันที่ 1 ม.ค. 2560 จนถึงวันที่ 31 ธ.ค. 2584 รวมอายุโครงการ 25 ปี ตามอายุการรับประกันแผงเซลล์แสงอาทิตย์จากผู้ผลิตซึ่งเป็นส่วนประกอบหลักของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

3.3.5 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก

อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกของการไฟฟ้านครหลวงจะแตกต่างกันตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ในงานศึกษานี้จะทำการศึกษาประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดมิเตอร์แบบอัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (TOU) ทั้งหมด 4 ประเภท โดยอัตราค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟแต่ละประเภทสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.5 ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้านี้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเริ่มประกาศใช้ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2558 และกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าทุกประเภทเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.36 ต่อปี คำนวณจากอัตราการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าย้อนหลังปี 2555 – 2558 ส่วนค่า Ft คำนวณจากค่า Ft เฉลี่ยของปี 2555 -2558 และกำหนดให้มีอัตราคงที่ตลอดอายุโครงการ

ตารางที่ 3.1 อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกในเขตจำหน่ายการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ประเภท	**อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก (บาท/หน่วย)**
บ้านอยู่อาศัย	
Peak	5.1135
Off-Peak	2.6037
กิจการขนาดเล็ก	
Peak	5.1135
Off-Peak	2.6037
กิจการขนาดกลาง	
ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า Peak (บาท/กิโลวัตต์)	132.93
ประเภท	**อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก (บาท/หน่วย)**
Peak	4.2097
Off-Peak	2.6295
กิจการขนาดใหญ่	

ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า Peak (บาท/กิโลวัตต์)	132.93
Peak	4.2097
Off-Peak	2.6295
สัดส่วนจานวนวัน Peak : Off-Peak	68% : 32%
การเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้า	5.36% ต่อปี

ที่มา: จากการรวบรวมข้อมูลโดยผู้วิจัย, อ้างอิงจากข้อมูลอัตราค่าไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, 2558.

อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time Of Use Tariff: TOU Tariff) จะแบ่งออกเป็น 2 ช่วง ได้แก่

(1) On-Peak คือ ช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง ได้แก่ วันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล เวลา 9.00 – 22.00 น.

(2) Off-Peak คือ ช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่าง ได้แก่

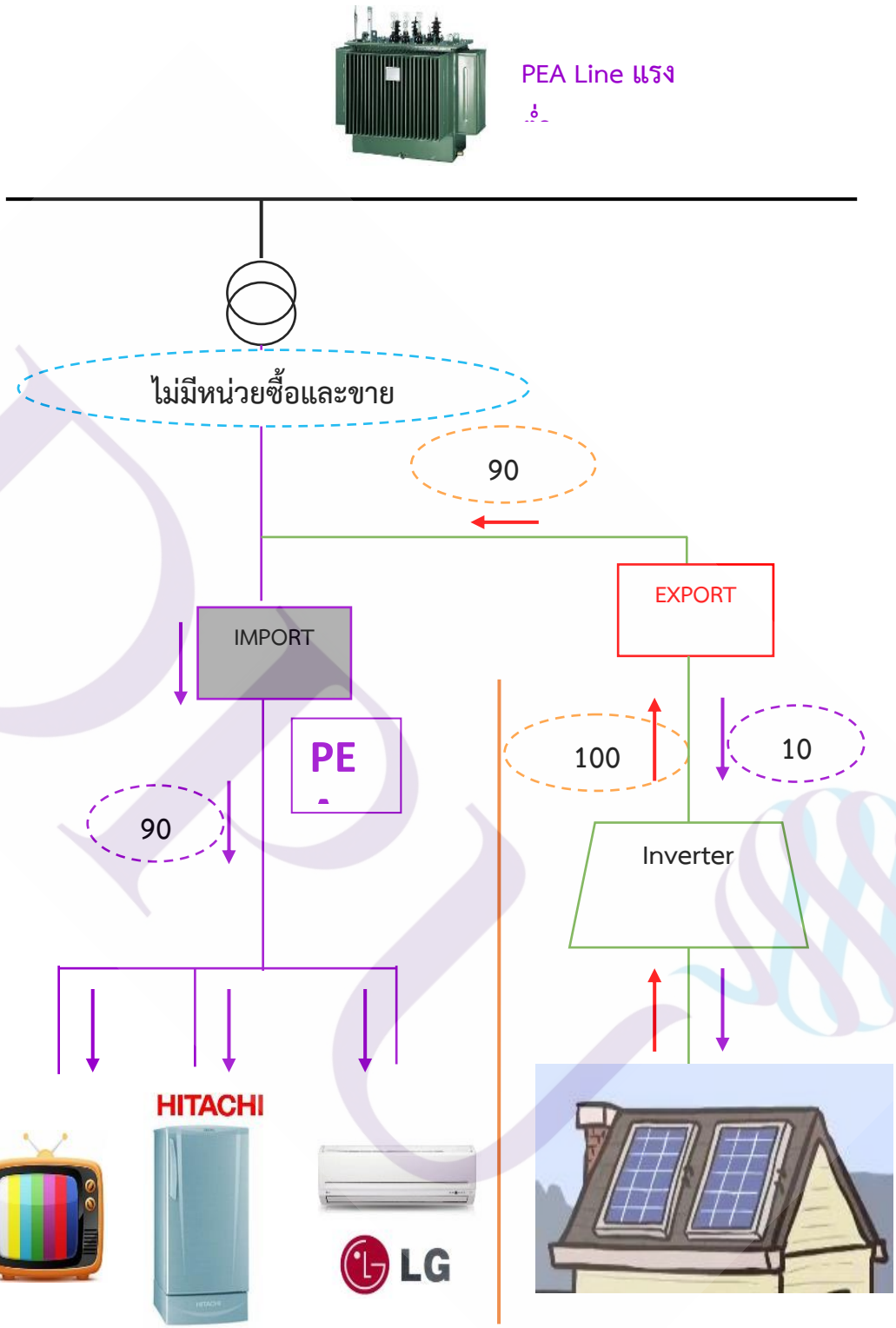
วันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล เวลา 22.00 – 9.00 น.

วันเสาร์ – อาทิตย์, วันหยุดราชการตามปกติและวันแรงงานแห่งชาติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล) เวลา 0.00 – 24.00 น.

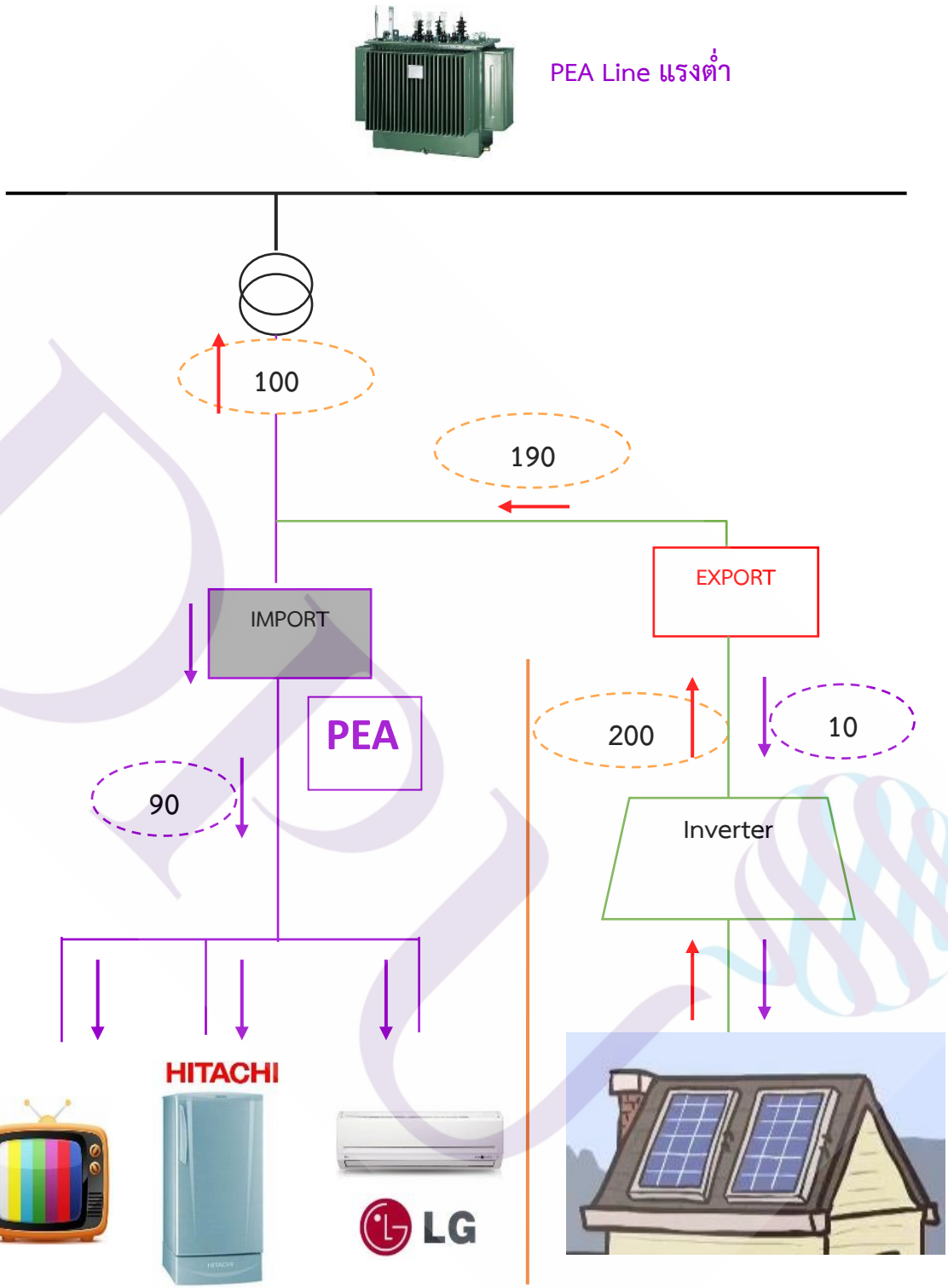
(คำนวณจากข้อมูลโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)

ซึ่งผู้วิจัยได้แบ่งการศึกษาผลกระทบเป็นกรณีดังนี้

กรณี ผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าการใช้ไฟฟ้าค่าไฟฟ้า รูปแบบ Net Billing ดังรูป



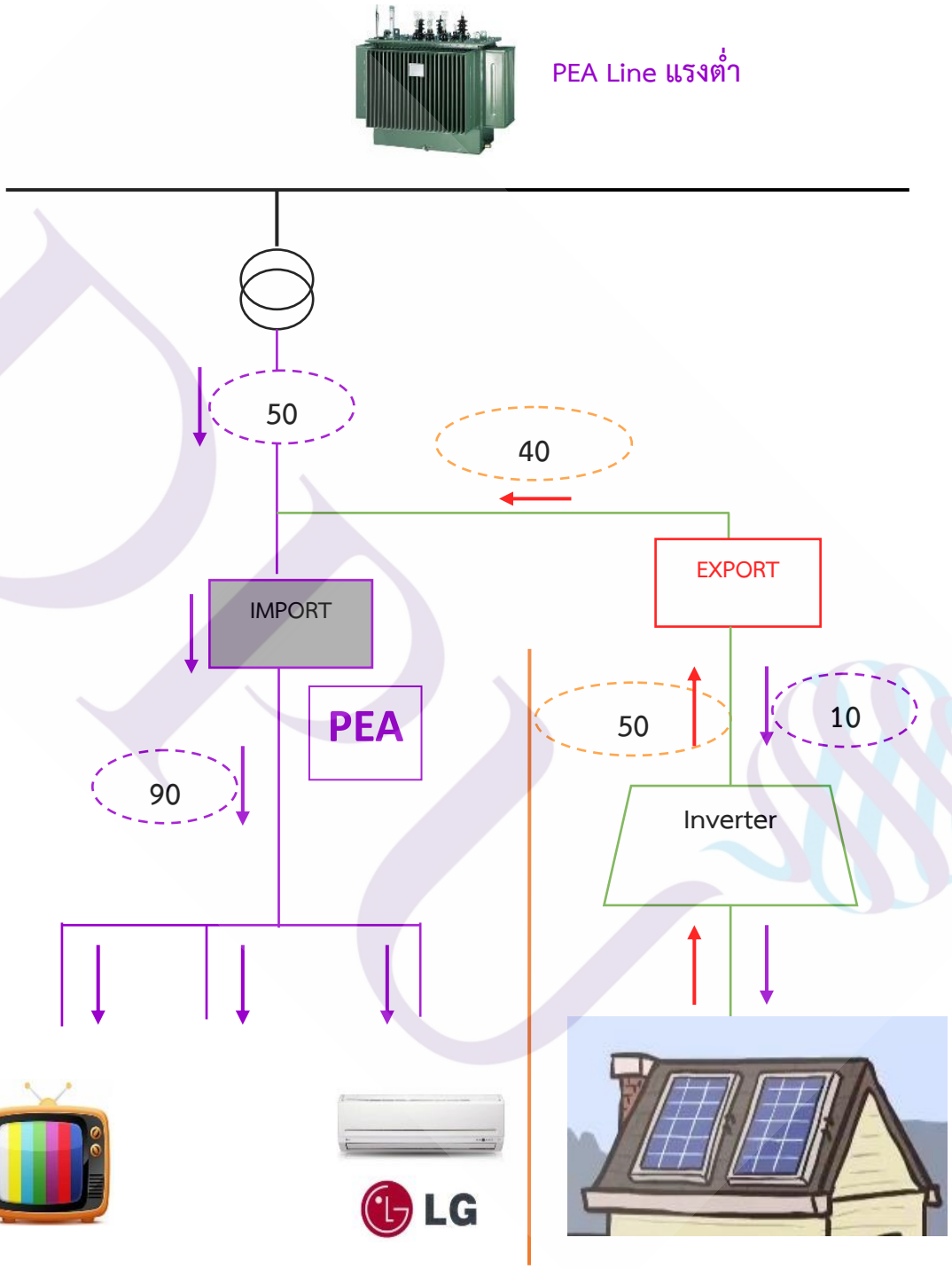
กรณี ผลิตไฟฟ้าได้มากกว่าการใช้ไฟฟ้าค่าไฟฟ้า รูปแบบ Net Billing



ตามรูปตัวอย่าง การไฟฟ้าจะไม่มีหน่วยขาย = 0 หน่วย x อัตราขายปลีก

ส่วนทางด้านการไฟฟ้าซื้อไฟจะได้ = 100 หน่วย x อัตรารับซื้อ

กรณี ผลิตไฟฟ้าได้น้อยกว่าการใช้ไฟฟ้าค่าไฟฟ้า รูปแบบ Net Billing



ตามรูปตัวอย่าง การไฟฟ้าจะไม่มีหน่วยขาย = 50 หน่วย x อัตราขายปลีก

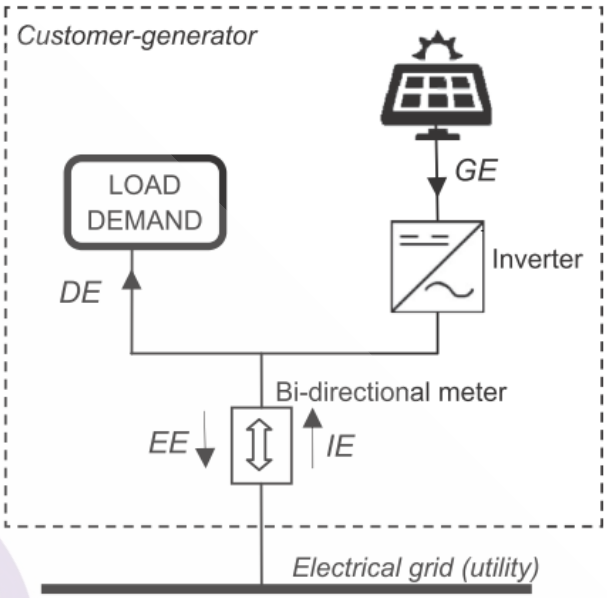
ส่วนทางด้านการไฟฟ้าซื้อไฟจะได้ = 0 หน่วย x อัตรารับซื้อ

บทที่ 4
ผลการศึกษา

ผลการศึกษารูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าและผลกระทบทางการเงินจาก Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประกอบด้วย การวิเคราะห์รูปแบบการรับซื้อไฟฟ้าและผลกระทบทางด้านการเงิน

4.1. ศึกษารูปแบบการรับซื้อแบบ Net Metering

Net Metering จะทำการวัดหน่วยการใช้ผลิตไฟฟ้าจากเครื่องวัดเครื่องเดียว ซึ่งเครื่องวันดังกล่าวจะต้องสามารถวัดพลังงานไฟฟ้าได้ทั้ง 2 ทิศทาง โดยใช้เป็นมิเตอร์อิเลคทรอนิคส์ ซึ่งสามารถอ่านค่าได้ทั้ง Import (ซื้อไฟจากระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) และ Export (ขายไฟเข้าระบบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) แต่ในกรณีที่ไม่มีมิเตอร์อิเลคทรอนิคส์สามารถใช้เป็นมิเตอร์จานหมุนได้ ซึ่งดูจากหน้ามิเตอร์ถ้าหมุนไปข้างหน้าจะหมายถึงมีการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้า (ใช้ไฟฟ้ามากกว่าที่ผลิตได้จากแหล่งพลังงาน) แต่ถ้ามิเตอร์หมุนย้อนกลับหมายถึงมีการผลิตไฟฟ้าส่งคืนให้กับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า (ใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าที่ผลิตได้จากแหล่งพลังงาน) แต่อย่างไรก็ตามระบบดังกล่าวยังมีข้อเสียคือ ไม่สามารถระบุจำนวนพลังงานที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับซื้อจากการไฟฟ้า และพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตออกมาจากแหล่งผลิตไฟฟ้าได้ ซึ่งจากแนะนำวิธีแก้ไขปัญหาดังกล่าวโดยให้ติดตั้งมิเตอร์ 2 ตัวแยกสำหรับการวัดทั้งการใช้ไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้การไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้าทราบปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานและนำไปเป็นข้อมูลประกอบการประมาณการหน่วยการใช้ไฟฟ้าของการไฟฟ้าในอนาคตได้ ดังแสดงไว้ในรูปที่ 1



ภาพที่ 4.1 Net metering

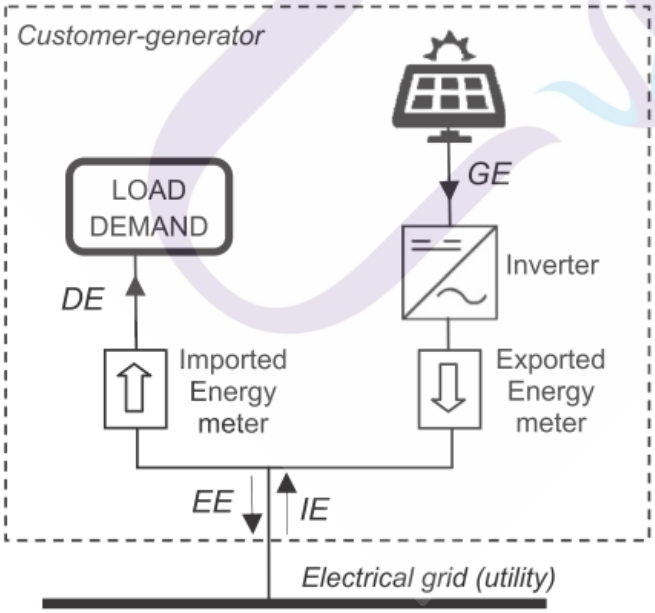
ข้อดี และ ข้อเสียของ Net metering

องค์ประกอบของ Net metering	**ข้อดี**	**ข้อเสีย**
การชดเชยไฟฟ้าส่วนที่เกิน (Compensation for Excess Electricity)	เนื่องจากมีการชดเชยไฟฟ้าส่วนเกินที่อัตราขายปลีก จึงดึงดูดผู้ลงทุนมาก	และด้วยเหตุผลเดียวกัน ทำให้การไฟฟ้าสูญเสียรายได้เร็วกว่าและมากกว่ากรณีอื่นๆ
มิเตอร์ (Meter)	สามารถใช้มิเตอร์จานหมุนที่มีอยู่โดยไม่ต้องเปลี่ยนมิเตอร์	-
การติดตั้งค่ามิเตอร์ (Meter Setting)	ไม่ต้องตั้งค่ามิเตอร์ใหม่ เพียงแต่ต้องอนุญาตให้มิเตอร์จานหมุนหมุนย้อนกลับ (สำหรับบ้านอยู่อาศัย)	-
การจัดการทางบัญชี (Account Setting)	-	การไฟฟ้ายังไม่คุ้นกับระบบที่มีการอนุญาตสะสมหน่วยเพื่อหักลบหน่วยในรอบบิลถัดๆไป และใช้มิเตอร์แบบดิจิตอล

องค์ประกอบของ Net metering	ข้อดี	ข้อเสีย
การเก็บภาษี (Tax Revenue Collection)	-	ไม่สามารถเก็บภาษีจากไฟฟ้าส่วนเกินที่เก็บเป็นเครดิต
การติดตามตรวจสอบ (Monitoring)	-	หากใช้มิเตอร์จานหมุนก็จะไม่สามารถเก็บข้อมูลไฟฟ้าไหลย้อนเข้าระบบได้

4.2 ศึกษารูปแบบการรับซื้อแบบ Net Billing

Net billing คือ ระบบที่แยกหน่วยที่ซื้อจากการไฟฟ้าคูณด้วยอัตราราคาไฟฟ้าซื้อ และหน่วยที่ขายให้การไฟฟ้าคูณด้วยอัตราของไฟฟ้าขาย (ในกรณีที่ขายได้ตามประกาศอัตรารับซื้อของ กกพ.) แล้วนำค่าเงินทั้งสองที่คำนวณได้มาหักลบกัน ส่วนใหญ่จะคิดเป็นรายเดือนและราคาขายไฟจะถูกกว่าที่เราซื้อมาจากการไฟฟ้า ระบบนี้มองในมุมของผู้ติดตั้งเมื่อเปรียบเทียบกับระบบ net metering จะมีความคุ้มค่าในการลงทุนน้อยกว่า เพราะไฟที่ผลิตได้จากโซล่าในจำนวนหน่วยที่เท่ากัน ระหว่าง net metering กับ net-billing รายได้ที่จะเข้าทางฝั่งประชาชนผู้ติดตั้งโซล่าเซลล์จะมีมูลค่ามากกว่า หรือถ้าให้กล่าวอย่างง่าย net-billing ก็คือระบบ FIT กลายๆนั่นเอง เพียงแต่นำเอาบิลในส่วนของการใช้ไฟฟ้าเข้ามาหักลบกับบิลขายไฟฟ้า ให้เหลือปลายเดือนแค่บิลเดียวเท่านั้นเองดังแสดงไว้ในรูปในที่ 2



ภาพที่ 4.2 Net Billing

ข้อดี และ ข้อเสียของ Net Billing

องค์ประกอบของ Net Billing	ข้อดี	ข้อเสีย
การชดเชยไฟฟ้าส่วนที่เกิน (Compensation for Excess Electricity)	อัตราชดเชยไฟฟ้าส่วนเกินสามารถกำหนดให้เท่ากับ มากกว่า หรือน้อยกว่า ค่าไฟฟ้าปลีก เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ตลาด	การปรับอัตราให้เหมาะสมกับสถานการณ์ควรอยู่บนหลักการที่เหมาะสม และต้องมีกลไกการปรับที่สม่ำเสมอ (เช่น ทุกปี)
มิเตอร์ (Meter)	-	ต้องเปลี่ยนมิเตอร์เป็นแบบอิเลคทรอนิคส์ จึงเพิ่มค่าใช้จ่าย
การติดตั้งค่ามิเตอร์ (Meter Setting)	-	หากมีการนับหน่วยไฟฟ้าที่ไหลย้อนรายชั่วโมง มิเตอร์จำเป็นต้องมีหน่วยความจำสูงขึ้นและประเภทคนอ่านและเก็บข้อมูลจากมิเตอร์ที่แพงขึ้น
การจัดการทางบัญชี (Account Setting)	ง่ายสำหรับการไฟฟ้า เนื่องจากแยกไฟฟ้าไหลเข้าและออกอย่างชัดเจน	-
การเก็บภาษี (Tax Revenue Collection)	สามารถเก็บได้จากไฟฟ้าส่วนเกิน	-
การติดตามตรวจสอบ (Monitoring)	สามารถเก็บข้อมูลไฟฟ้าส่วนที่เกินที่ไหลเข้าระบบของการไฟฟ้า และคำนวณ Load ที่เปลี่ยนไปได้	-

จากการศึกษาและรวบรวมข้อมูลความแตกต่างระหว่าง Net Metering และ Net Billing คือ ราคาของพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินที่ไหลเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า โดยหลักการ Net Metering จะกำหนดราคาของพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินเท่ากับราคาขายปลีกที่การไฟฟ้าจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า แต่สำหรับ Net Billing จะมีการกำหนดราคาส่วนเกินโดยจะกำหนดให้ต่ำกว่าราคาขายปลีกหรือเท่ากับราคาค่าไฟฟ้าขายส่งตามหลักการ Avoided cost ซึ่งหลักการของ Net Billing ยังมีความพิเศษคือ ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเก็บสะสมหน่วยไฟฟ้าส่วนเกินไว้ชดเชยค่าไฟฟ้าในเดือนอื่นๆ ได้อีกด้วย [11] ซึ่งในบางประเทศมีการกำหนดปริมาณการติดตั้ง Solar PV Rooftop เพื่อให้สอดคล้องกับแนวทางการใช้มาตรการ Net metering และ Net Billing เช่น ในสหรัฐอเมริกาจะกำหนดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop ไม่เกิน 10 kW จะได้รับการอุดหนุนในรูปแบบ Net metering ในขณะที่ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งแผงมากกว่า 10 kW จะได้รับการสนับสนุนพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินในรูปแบบ Net Billing

4.3 กลุ่มตัวอย่างที่ศึกษาผลกระทบทางการเงิน

กรณี ผู้เข้าร่วมโครงการมีพฤติกรรมการติดแผงโซลาร์ เหมือนโครงการ Solar RT ปี 2556 และ 2558การวิเคราะห์ข้อมูลมาจากการคำนวณเปรียบเทียบระหว่างต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ โดยการคำนวณมีข้อสมมติการศึกษาหรือเงื่อนไขของการศึกษาโครงการ ดังนี้

1. ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) สำหรับบ้านพักอาศัยทั่วไป ในพื้นที่ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค คือขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง 10 kWp ต่อครัวเรือน เนื่องจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) สำหรับกลุ่มบ้านอยู่อาศัย กำหนดให้มีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งระหว่าง 0-10 kWp ทั้งนี้เพื่อให้เห็นผลตอบแทนสูงสุดที่กลุ่มบ้านอยู่อาศัยจะได้รับ และผู้ที่สนใจสามารถนำไปเป็นข้อมูลอ้างอิงสำหรับลงทุนประเภทบ้านอยู่อาศัยที่มีกำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่าหรือเท่ากับ 10 kWp ต่อไป หรือตามขนาดพื้นที่หลังคาต่อไป

การศึกษาจะแบ่งกลุ่มตัวอย่างออกเป็น 3 กลุ่มตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย (HH), ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดกลาง (MGS) และ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ (LGS) โดยแบ่งปริมาณการใช้ไฟฟ้าดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.1

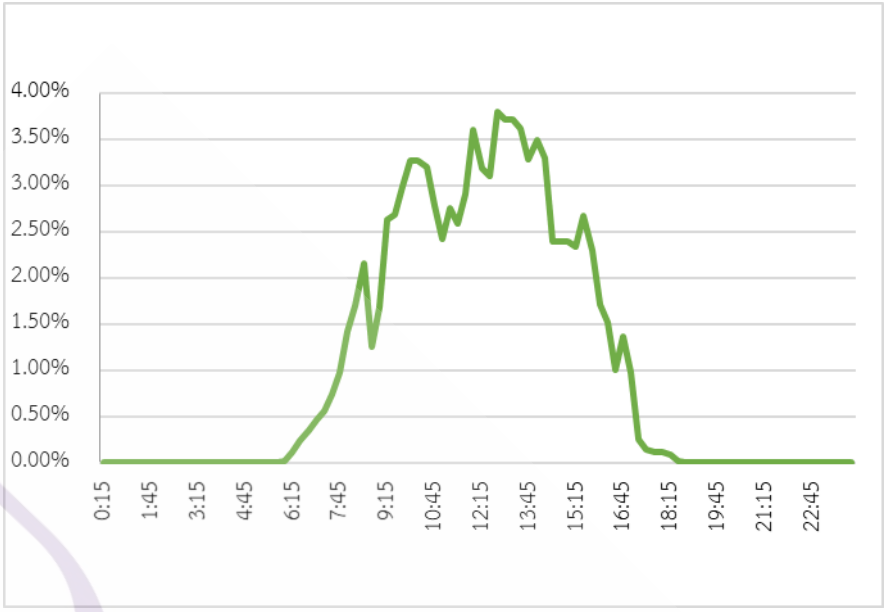
ตารางที่ 4.1 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของแต่ละกลุ่มตัวอย่าง (kWh)

HH	MGS	LGS
400	10,000	70,000
500	30,000	100,000
700	60,000	200,000
1,000	100,000	400,000
2,000	150,000	500,000

4.4 ศึกษารูปแบบพฤติกรรมการผลิตและใช้ไฟฟ้า

การกำหนดรูปแบบพฤติกรรมการผลิตและใช้ไฟฟ้าจะเป็นการดึงข้อมูลจากระบบการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้าของ PEA และการรับซื้อไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop เพื่อนำมาเปรียบเทียบสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าและผลิตไฟฟ้าในแต่ละวันของผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งแผง Solar Rooftop ตามปริมาณที่กำหนด ประกอบด้วย

4.4.1 พฤติกรรมการผลิตไฟฟ้า (Load profile) – ใช้ Load profile การผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าในเดือน ธ.ค. 2561 โดยแสดงได้ดังรูปที่ 3

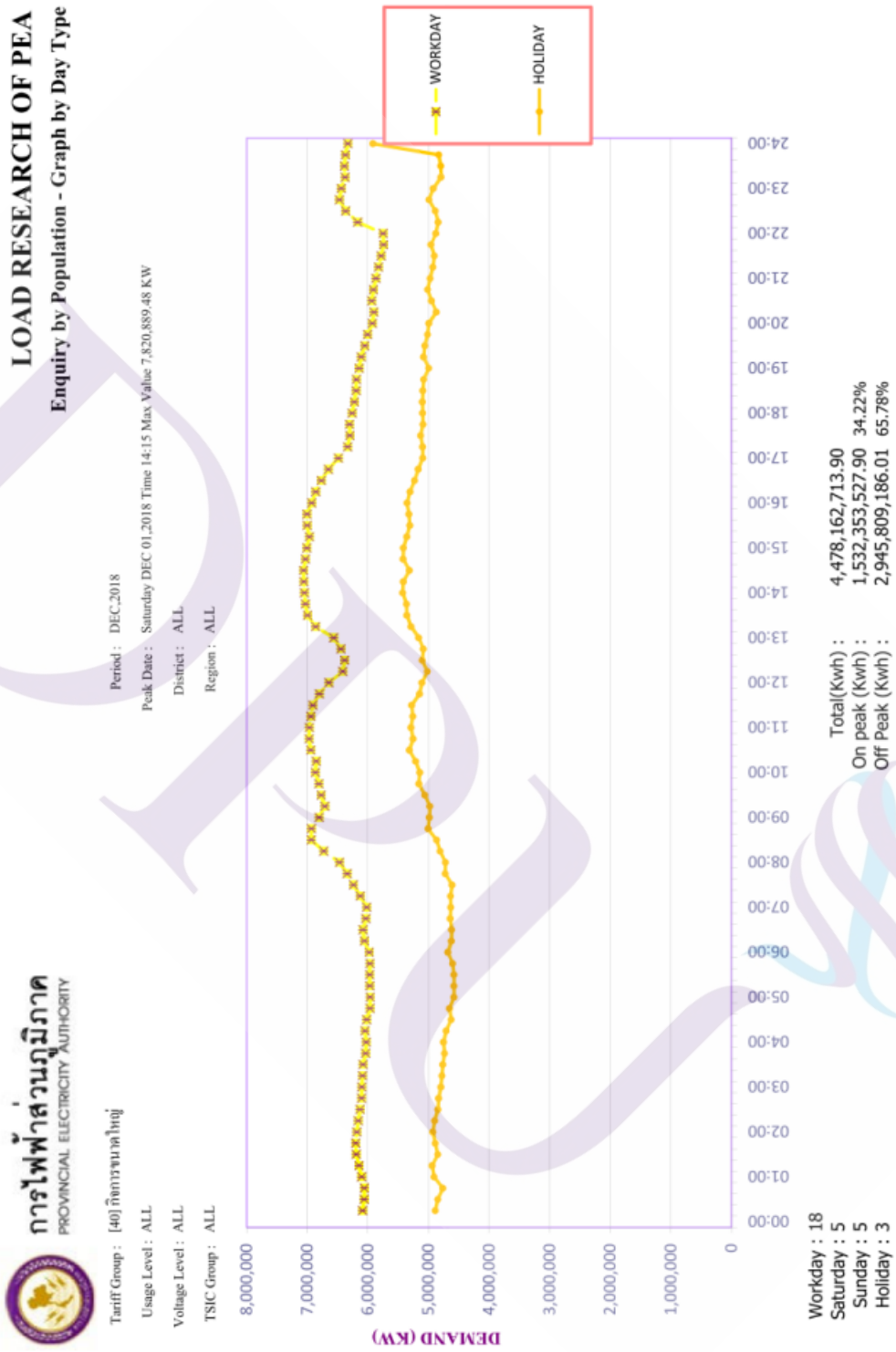


ภาพที่ 4.3 Load profile การผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าในเดือน ธ.ค. 2561

1. พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า (Load profile) – ใช้ Load profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท โดยแยกเป็นวันทำงาน (workday) และ วันหยุด (Holiday) ตามรูปที่ 8 – 10 ตามลำดับ โดยแต่ละกราฟจะแสดงถึงสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในรูป % สำหรับการใช้ไฟฟ้าใน 1 วันของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

ภาพที่ 4.4 Load profile ประเภทบ้านอยู่อาศัย (HH)

ภาพที่ 4.5 Load profile ประเภทกิจการขนาดกลาง (MGS)



ภาพที่ 4.6 Load Profile ประเภทกิจการขนาดใหญ่ (FGS)

4.5 ข้อมูลวิเคราะห์ข้อมูลในการศึกษาผลกระทบทางการเงิน

การศึกษานอกจากจะแบ่งกลุ่มตัวอย่างออกเป็น 3 กลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าแล้ว ยังแบ่งกรณีศึกษา (case) ออกเป็น 3 case ตามพฤติกรรมการเลือกปริมาณการผลิตติดตั้งของ Solar PV Rooftop ได้แก่ 1) การติดตั้งตามปริมาณหน่วยการใช้ไฟฟ้า (Cover kWh) 2) การติดตั้งโดยอ้างอิงจาก load การใช้ไฟฟ้าขั้นต่ำ (Based kW) โดยกำหนดให้ กลุ่มบ้านอยู่อาศัย และธุรกิจโรงงานมีสัดส่วนของ Based load เมื่อเทียบกับ Peak load เท่ากับ 38.16% และ 45.89% ตามลำดับ และ 3) การติดตั้งเพื่อลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak time (Peak cut) โดยสามารถสรุปปริมาณการติดตั้ง Solar rooftop ของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามกรณีศึกษา ซึ่งแสงไว้ในตารางที่ 4.2 – 4.4 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.2 ปริมาณการติดตั้ง Solar PV Rooftop ประเภทบ้านอยู่อาศัย (HH)

kWh	Solar Rooftop Installation (kWp)		
	Cover (Kwh)	Based (kW)	Cut Peak (kW)
400	5	2	1
500	7	3	2
700	9	4	3
1,000	10	5	4
2,000	10	6	9

ตารางที่ 4.3 ปริมาณการติดตั้ง Solar PV Rooftop ประเภทกิจการขนาดกลาง (MGS)

kWh	Solar Rooftop Installation (kWp)		
	Cover (Kwh)	Based (kW)	Cut Peak (kW)
10,000	45	21	28
30,000	114	52	67
60,000	190	87	107
100,000	264	121	125
150,000	336	154	154

ตารางที่ 4.4 ปริมาณการติดตั้ง solar rooftop ประเภทกิจการขนาดใหญ่ (LGS)

kWh	Solar Rooftop Installation (kWp)		
	Cover (Kwh)	Based (kW)	Cut Peak (kW)
70,000	325	149	183
100,000	419	193	209
200,000	763	350	360
400,000	1,000	636	651
500,000	1,000	688	722

จากการรวบรวมข้อมูล Load Profile ของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ล่ะประเภทและนำมาวิเคราะห์ได้ดังนี้กลุ่มเป้าหมายตามที่นโยบายภาครัฐประกาศแบ่งไปตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

ตารางที่ 4.5 แสดงกลุ่มเป้าหมายที่ส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟ Net Billing ปี 2561

ประเภทผู้ใช้ไฟ	MW	ขนาด (kW)	จำนวน (ราย)	CF (14%)
บ้านใหญ่	20	5	4,000	0.14
อาคาร/โรงงาน < 1 MW	100	900	111	0.14
อาคาร/โรงงาน > 1 MW	30	1,500	20	0.14
รวมทั้งหมด	**150**		**4,131**	

หมายเหตุ.* จำนวนผู้ใช้ไฟ(ราย) =

$$\frac{\text{ปริมาณรับซื้อตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) (MW)}}{\text{ปริมาณรับซื้อตามสัญญา (kW)}}$$

จำนวนผู้ใช้ไฟ(ราย) = ปริมาณรับซื้อตามประกาศ(MW) / ปริมาณรับซื้อตามสัญญา(KW)

จำนวนผู้ใช้ไฟ(ราย) = ปริมาณรับซื้อตามประกาศ(MW) / ปริมาณรับซื้อตามสัญญา(KW)

Capacity Factor (CF) = 14%

กำหนดให้พฤติกรรมการใช้ของผู้เข้าร่วมโครงการ โดยเฉลี่ยเป็นสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟทั้งปี 2561 ดังนี้

หน่วยที่ใช้เฉลี่ยต่อเดือน

สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า		
ประเภทผู้ใช้ไฟ	Peak	Off Peak
บ้านใหญ่	40%	60%
อาคาร/โรงงาน < 1 MW	45%	55%
อาคาร/โรงงาน > 1 MW	40%	60%

	รวมหน่วยที่ใช้เฉลี่ย/เดือน	Peak	Off Peak
	272	109	163
	23,800	10,710	13,090
	719,500	285,400	428,100
รวม	737,572	296,219	441,353

หมายเหตุ.* สัดส่วนการใช้ไฟคำนวณจากข้อมูลของ PEA ปี 2561

หน่วยที่ผลิตเฉลี่ยได้ต่อเดือน

สัดส่วนการใช้ไฟฟ้า		
ประเภทผู้ใช้ไฟ	Peak	Off Peak
บ้านใหญ่	65%	35%
อาคาร/โรงงาน < 1 MW	65%	35%
อาคาร/โรงงาน > 1 MW	65%	35%

	รวมหน่วยที่ผลิตได้เฉลี่ย/เดือน	Peak	Off Peak
	511	332	179
	91,980	59,787	32,193
	153,300	99,645	53,655
รวม	245,791	159,764	86,027

หมายเหตุ.* สัดส่วนการใช้ไฟคำนวณจากข้อมูลของ PEA ปี 2561

หน่วยเหลือขายเฉลี่ย/เดือน = หน่วยที่ใช้เฉลี่ย/เดือน – หน่วยผลิตได้เฉลี่ย/เดือน

ประเภทผู้ใช้ไฟ	รวมหน่วยที่ใช้เฉลี่ย/เดือน	PEAK	Off Peak	−	รวมหน่วยที่ผลิตได้/เดือน	PEAK	Off Peak	=	รวมหน่วยเหลือขายเฉลี่ย/เดือน	PEAK	Off Peak
บ้านใหญ่	272	109	163		511	332	179		239	223	16
อาคาร/โรงงาน < 1MW	23,800	10,710	13,090		91,980	59,787	32,193		68,180	49,077	19,103
อาคาร/โรงงาน > 1MW	713,500	285,400	428,100		153,300	99,645	53,655		ไม่เหลือขาย		
รวม	737,572	296,219	441,353		245,791	159,764	86,027		68,419	49,300	19,119

ตารางที่ 4.6 แสดงหน่วยเหลือขายเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคตามประเภทผู้ใช้ไฟ

สรุปหน่วยรายเดือนที่นำมาวิเคราะห์

ประเภทผู้ใช้ไฟ	จำนวน (ราย)
บ้านใหญ่	4,000
อาคาร/โรงงาน < 1MW	111
อาคาร/โรงงาน > 1MW	20
รวม	4,131

ประเภทผู้ใช้ไฟ	หน่วยที่หายไปเนื่องจากมีการติดโซลาร์			หน่วยที่รับซื้อจาก VSPP		
	Peak	Off Peak	รวม	Peak	Off Peak	รวม
บ้านใหญ่	436,000	652,000	1,088,000	892,000	64,000	956,000
อาคาร/โรงงาน < 1MW	1,188,810	1,452,990	2,641,800	5,447,547	2,120,433	7,567,980
อาคาร/โรงงาน > 1MW	1,992,900	1,073,100	3,066,000	ไม่เหลือขาย		
			6,795,800			8,523,980

หมายเหตุ.* หน่วยที่ลดลงเนื่องจากการติด Solar PV Rooftop เพื่อผลิตใช้เอง เหลือแล้วจึงขายเข้าระบบให้กับ PEA โดยดูจากหน่วยที่ใช้ หรือ หน่วยที่ผลิตได้ (ดูตัวเลขที่มีค่าน้อยกว่า)

โดยรายได้ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) จากการขายไฟฟ้าหลักๆ จะแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ

1. รายได้จากการขายไฟฟ้า (TR1) = ราคาที่ขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า x ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ผู้ใช้ไฟ

2. รายได้จากากรนำไฟฟ้าที่รับซื้อมาขายต่อ = ราคาที่ขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า x ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อมาจากโครงการโซลาร์เสรีแล้วนำไปขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นต่อ

รายได้จากการขายไฟฟ้า (TR1)

อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก (บาท/หน่วย)

ประเภทผู้ใช้ไฟ	Peak	Off Peak
บ้านขนาดใหญ่	5.1135	2.6037
อาคาร/โรงงาน < 1MW	4.2097	2.6295
อาคาร/โรงงาน > 1MW	4.2097	2.6295

ราคาที่ขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า x ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้ผู้ใช้ไฟฟ้า

	Peak	Off Peak	รวม
บ้านขนาดใหญ่	2,229,486	1,697,612	3,927,098
อาคาร/โรงงาน < 1MW	5,004,533	3,820,637	8,825,170
อาคาร/โรงงาน > 1MW	8,389,511	2,821,716	23,970,323

รายได้จากการนำไฟฟ้าที่รับซื้อมาขายต่อ (TR2)

อัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก (บาท/หน่วย)

ประเภทผู้ใช้ไฟ	Peak	Off Peak
บ้านขนาดใหญ่	5.1135	2.6037
อาคาร/โรงงาน < 1MW	4.2097	2.6295
อาคาร/โรงงาน > 1MW	4.2097	2.6295

ราคาที่ขายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า x ปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากโครงการแล้วนำไปขายต่อ

	Peak	Off Peak	รวม
บ้านขนาดใหญ่	4,561,242	166,637	4,727,879
อาคาร/โรงงาน < 1MW	22,932,539	5,575,679	28,508,218
อาคาร/โรงงาน > 1MW	-	-	-
			33,268,147

ต้นทุนของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจากการซื้อไฟฟ้าจะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ

1. ต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT) (TC1) = ราคาค่าซื้อไฟฟ้าจาก EGAT x ปริมาณการซื้อไฟฟ้าจาก EGAT

2. ต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าจากโครงการรับซื้อ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน (TC2)= ราคาค่าซื้อไฟฟ้าจากโครงการรับซื้อ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน x ปริมาณการซื้อไฟฟ้าจากโครงการรับซื้อ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน

ต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย EGAT (TC1)

อัตราค่าไฟฟ้าซื้อจาก EGAT (บาท/หน่วย)

ประเภท	Peak	Off Peak
ราคาซื้อ EGAT แรงดัน 22-33 kV	4.2243	2.3567

ราคาค่าซื้อไฟฟ้าจาก EGAT x ปริมาณการซื้อไฟฟ้าจาก EGAT

	Peak	Off Peak	รวม
บ้านขนาดใหญ่	1,838,415.36	1,538,453.76	3,376,869
อาคาร/โรงงาน < 1MW	5,026,917.00	3,427,689.22	8,454,606
อาคาร/โรงงาน > 1MW	8,418,607.47	2,528,974.77	10,947,582
			22,779,058

ต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้าจากโครงการรับซื้อ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน (TC2)

อัตราค่าไฟฟ้าที่รับซื้อตามประกาศ (บาท/หน่วย)

ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า	บาท/หน่วย
บ้านขนาดใหญ่	1.68
อาคาร/โรงงาน < 1MW	1
อาคาร/โรงงาน > 1MW	0.5

ราคาค่าซื้อไฟฟ้าจากโครงการรับซื้อ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน x ปริมาณการซื้อไฟฟ้าจากโครงการรับซื้อ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน

	Peak	Off Peak	รวม
บ้านขนาดใหญ่	1,500,912	105,168	1,606,080
อาคาร/โรงงาน < 1MW	5,453,000	2,122,556	7,575,556
อาคาร/โรงงาน > 1MW	-	-	-
			9,181,636

กำไรทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้งขายและซื้อไฟฟ้า

กำไร = $[TR1 + TR2] - [TC1 + TC2]$

= $[-23,970,322.81 + 33,268,146.45] - [-22,779,057 + 9,181,636]$

= 22,895,244.64 บาท

ส่วนต่างค่าซื้อ EGAT และโครงการรับซื้อ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน

ราคาซื้อจาก EGAT	Peak	Off Peak
	2.9325	2.9325

	Peak	Off Peak	รวม
บ้านขนาดใหญ่	1,118,983.50	78,406.50	1,197,390
อาคาร/โรงงาน < 1MW	10,537,922.50	4,101,838.61	14,639,761
อาคาร/โรงงาน > 1MW	-	-	-
			15,837,151

หมายเหตุ.*ส่วนต่างค่าซื้อจาก EGAT กับ โครงการรับซื้อ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน คำนวณจากราคาที่ซื้อจาก EGAT – ราคาที่รับซื้อจากโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน

จากการศึกษาและคำนวณผลกระทบทางการเงิน(ซึ่งได้ข้อมูลซื้อ-ขายไฟฟ้า จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค) พบว่าจากนโยบายภาครัฐที่ประกาศออกมาประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า บ้านขนาดใหญ่ และ อาคาร/โรงงานน้อยกว่า 1 MW มีหน่วยเหลือขายเข้ามาในระบบจำหน่าย แต่ประเภทอาคาร/โรงงานมากกว่า 1 MW ไม่มีหน่วยเหลือขายเลย เนื่องจากการใช้ไฟฟ้าของประเภทผู้ใช้ไฟนี้มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าการติดตั้ง Solar PV Rooftop ซึ่งการที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งสามกลุ่มที่ติดตั้งแผง solar rooftop จะส่งผลดีต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตที่ลดลงมากกว่ารายได้ค่าไฟฟ้าที่ลดลงจากการใช้ไฟฟ้าเองจาก Solar PV Rooftop ของผู้ใช้ไฟฟ้า ปัจจัยมาจากการที่มีหน่วยเหลือเข้าระบบในช่วงเวลากลางวันเนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย มีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางคืน มากกว่าเวลากลางวัน แต่อย่างไรก็ตามจะพบว่าในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องมีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งกรณี Net Billing และ Net Metering ส่งผลการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีต้นทุนที่สูงขึ้น ประมาณ 15,837,151 บาทต่อเดือน ทำให้การลดลงของรายได้สูงกว่าการลดลงของต้นทุนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้มาจากการลดการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

โดยการศึกษานี้ยังได้ศึกษาข้อมูลเบื้องต้นของกลุ่มที่เข้าร่วมโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนระยะที่ 1 ปี 2561 เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองเป็นหลักและที่เหลือสามารถขายเข้าระบบได้ โดยกลุ่มเป้าหมายเป็นภาคครัวเรือน ประเภทที่ 1 (บ้านอยู่อาศัย) ติดตั้งน้อยกว่า 10 kW/มิเตอร์ ราคารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินในอัตราไม่เกิน 1.68 บาท/หน่วย ในระยะเวลารับซื้อส่วนเกิน 10 ปี แล้วมีแนวโน้มรับซื้อเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ปีละ 100 MW ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าประเทศ (PDP) ฉบับใหม่

จากการศึกษา พบว่า อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ หรือ Internal Rate Of Return (IRR) ได้ดังตารางนี้

ข้อมูลเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้ง (อ้างอิงจาก กกพ.)		
เงินลงทุน	30,000	บาท/kW
ขนาดพื้นที่ในการติดตั้ง	14	m^2/kW
น้ำหนักแผง (1แผง)	83	Kg/kW
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อ 1 kW (CF 14 %)	1,226	หน่วย/ปี
ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง	10	kW
ใช้พื้นที่ในการติดตั้ง	70	m^2

ข้อมูลเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้ง (อ้างอิงจาก กกพ.)		
ค่าเปลี่ยนดิจิตอลมิเตอร์	7,500	บาท
เงินลงทุนรวม	300,000	บาท
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	12,260	บาท

รูปแบบการสนับสนุน

ตารางที่ 4.7 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน

การสนับสนุน	บ้านอยู่อาศัย			
	ขาย		ใช้เอง	
อัตราค่าไฟฟ้า	1.68		3.8	บาท/kW
ค่าไฟฟ้าที่ได้รับ	2,502		5,659	บาท/kW/ปี
สัดส่วนขายเข้าระบบ	ขาย 100%	ขาย 50%	ใช้เอง 100%	
รายรับ(10kW)	20,597	33,592	46,588	บาท/ปี
ระยะเวลาคืนทุน	≈14.5	≈8.9	≈6.4	ปี

จากข้อมูลเศรษฐศาสตร์ในการติดตั้งของกลุ่มบ้านอยู่อาศัยพบว่า การติดตั้ง Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนตามนโยบายภาครัฐ เน้นให้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Self-Consumption) เพื่อลดค่ากระแสไฟฟ้าก่อน และส่วนที่เหลือสามารถขายคืนให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ ในอัตรารับซื้อไฟฟ้า 1.68 บาท/หน่วย เป็นระยะเวลา 10 ปี ซึ่งถ้าดูจากข้อมูลข้างต้นไม่เหมาะกับการขายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายอย่างเดียว เนื่องจากระยะเวลาคืนทุนนานเกินไป กับการที่จะลงทุนติดตั้ง Solar PV Rooftop เพื่อขายอย่างเดียว

บทที่ 5
สรุปการศึกษาและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการศึกษา

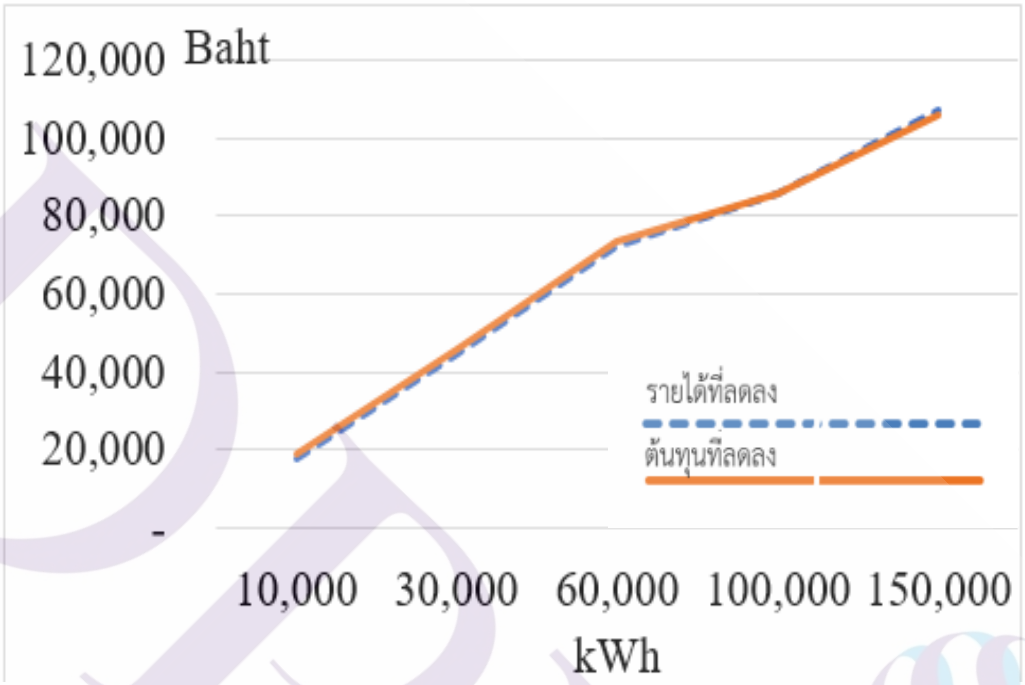
การศึกษาความเป็นไปได้และผลกระทบทางการเงินจากการติดตั้ง Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในปีพ.ศ. 2559 และปี พ.ศ. 2561 รัฐบาลได้ดำเนินนโยบายโครงการ Solar PV Rooftop เสรีและภาคประชาชน ทั้ง 2 โครงการ พบว่าจากการศึกษาและรวบรวมข้อมูลของผู้ใช้ไฟ 3 ประเภท จากโครงการ Solar PV Rooftop ภาคประชาชน ระยะที่ 1 ปี 2561 เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เองเป็นหลักและที่เหลือสามารถขายเข้าระบบได้ โดยกลุ่มเป้าหมายเป็นภาคครัวเรือน ประเภทที่ 1 (บ้านอยู่อาศัย) ติดตั้งน้อยกว่า 10 kW/มิเตอร์ ในกรณีที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคต้องมีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากผู้เข้าร่วมโครงการ ส่งผลให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีต้นทุนที่สูงขึ้น และทำให้รายได้ลดลงสูงกว่าการลดลงของต้นทุนที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มาจากการลดการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต จากกลุ่มที่เข้าร่วม

จากการศึกษาพบว่าในการที่มีผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งสามกลุ่มที่ติดตั้ง Solar PV Rooftop จะส่งผลดีต่อ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยมีต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ที่ลดลงมากกว่ารายได้ค่าไฟฟ้าที่ลดลงจากการใช้ไฟฟ้าเองจาก Solar PV Rooftop ของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยเกิดจาก 2 ปัจจัย ได้แก่ 1) ปริมาณหน่วยซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ลดลงมากกว่าหน่วยจำหน่ายที่ลดลงเนื่องมาจากผลของ Loss ในระบบแรงต่ำที่มีค่าสูงถึง 10.96% และ 3.07% ในระบบแรงสูง และ 2) มีหน่วยเหลือเข้าระบบในช่วงเวลากลางวันเนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย มีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางคืน มากกว่าเวลากลางวัน ซึ่งจากข้อมูลที่รวบรวมพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท และได้ทำการคำนวณผลกระทบทางการเงินจากการติดตั้ง Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สรุปกำไรทั้งหมดจากการที่มีโครงการติดตั้ง Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชน ได้ว่า

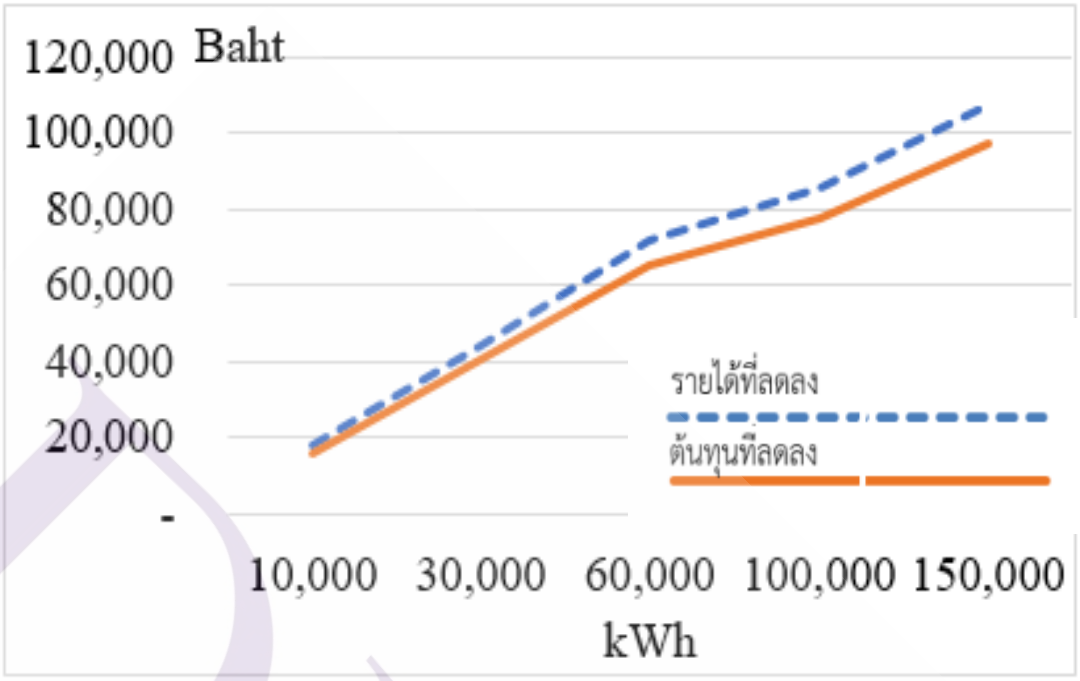
สรุปกำไรทั้งหมดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA)

กำไร	กรณีไม่คืนส่วนต่าง (ทั้งรับซื้อส่วนเกินและส่งให้ กฟผ.)	กรณีคืนส่วนต่าง (ทั้งรับซื้อส่วนเกินและส่งให้ กฟผ.)
บาท/เดือน	22,895,245.00	7,058,093.64
บาท/ปี	271,071,908.08	84,697,123.68

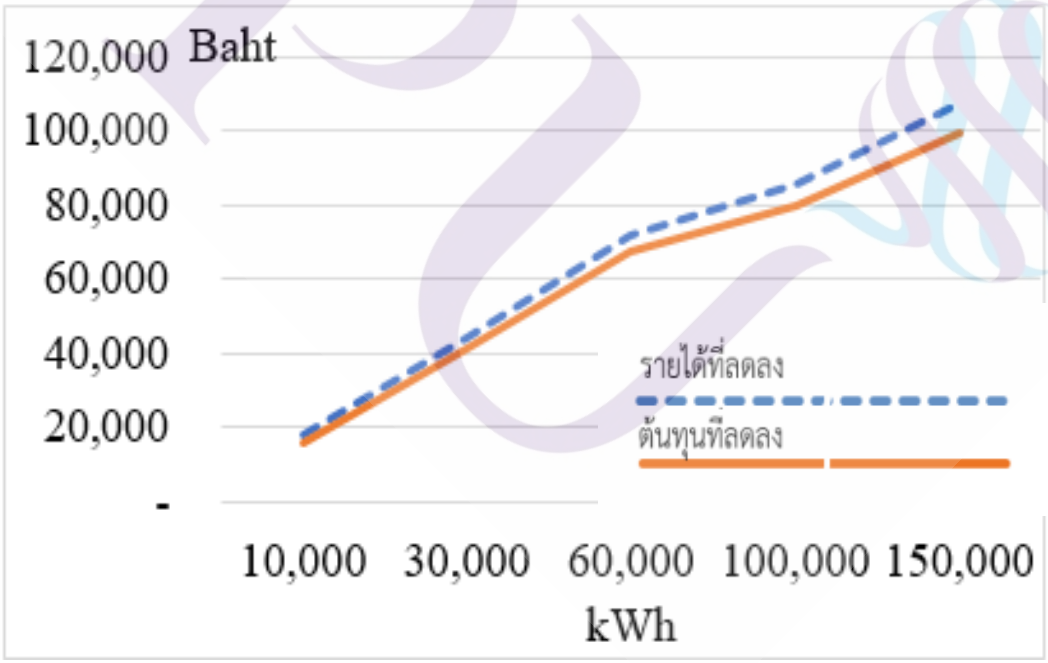
แต่อย่างไรก็ตามจะพบว่าในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องมีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งกรณี Net Billing และ Net Metering จะส่งผลต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่มีต้นทุนที่สูงขึ้นทำให้การลดลงของรายได้สูงกว่าการลดลงของต้นทุนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้มาจากการลดการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ตามรูปที่ 11-13



ภาพที่ 5.1 รายได้และต้นทุนที่ลดลงของ PEA กลุ่ม HH



ภาพที่ 5.2 รายได้และต้นทุนที่ลดลงของ PEA กลุ่ม MGS



ภาพที่ 5.3 รายได้และต้นทุนที่ลดลงของ PEA กลุ่ม LGS

แต่ถ้าไม่มีการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินจาก Solar PV Rooftop จากโครงการสำหรับภาคประชาชนจะส่งผลดีกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจะทำให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจาก การไฟฟ้าฝ่ายผลิต ที่ลดลงมากกว่ารายได้ค่าไฟฟ้าที่ลดลงจากการใช้ไฟฟ้าเองของผู้เข้าร่วมโครงการ Solar PV Rooftop ซึ่งจะมีหน่วยเหลือเข้าระบบในช่วงเวลากลางวัน เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัย มีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในเวลากลางคืนสูงกว่ากลางวัน ซึ่งจะทำให้ผู้ร่วมโครงการลดการซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและจะช่วยเสริมความมั่นคงด้านพลังงาน และลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศลงได้ และตามเป้าหมายของรัฐบาลต้องการจะให้ครัวเรือน ชุมชน และภาคอุตสาหกรรม ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ใช้เองด้วย และมีรายได้จากการขายไฟเข้าระบบ ผ่านการสนับสนุนมาตรการภาษี และอัตรารับซื้อไฟที่เหมาะสมเพื่อจูงใจให้หันมาติดตั้งกันมากขึ้น ส่วนการส่งเสริมจะเป็นไปตามเป้าหมายที่รัฐบาลคาดไว้หรือไม่นั้นคงต้องมาดูกันว่ามาตรการต่างๆ ที่ออกมาสนับสนุนนั้น จูงใจเพียงพอหรือไม่ แต่อย่างน้อยก็อย่าลืมว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ถือเป็นพลังงานสะอาด ใช้ได้ไม่มีวันหมดเลยทีเดียว

5.2 ข้อเสนอแนะ

(1.) การศึกษาครั้งนี้เป็นการศึกษาความรูปแบบและผลกระทบทางการเงินจาก Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยไม่ได้คำนึงถึงผลกระทบเชิงเทคนิคในระบบจำหน่ายว่าเกิดผลกระทบภายทั้งเชิงบวกและเชิงลบอย่างไรบ้าง ดังนั้น ในการศึกษาครั้งต่อไป อาจศึกษาในประเด็นของผลกระทบเชิงเทคนิคจาก Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

(2.) การศึกษาครั้งนี้เป็นการศึกษาความรูปแบบและผลกระทบทางการเงินจาก Solar PV Rooftop สำหรับภาคประชาชนต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในมุมมองการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับการศึกษาครั้งต่อไป ควรศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในมุมมองประชาชน เพื่อศึกษาว่าการให้ประชาชนมีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ทำให้เกิดผลประโยชน์สุทธิต่อประชาและสังคมโดยรวมอย่างไร

บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ฝ่ายนโยบายเศรษฐกิจพลังงาน. สืบค้น 1 มิถุนายน 2562, จาก www.pea.co.th

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน.(กกพ.). *ประกาศ กกพ. เรื่อง โครงการนำร่อง (Pilot Project) การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างเสรี พ.ศ. 2559*. สืบค้น 1 มิถุนายน 2562, จาก www.ERC.or.th

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.). *ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่องการจัดหาไฟฟ้าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา สำหรับภาคประชาชนประเภทบ้านที่อยู่อาศัย พ.ศ. 2562*. สืบค้น 1 มิถุนายน 2562, จาก www.ERC.or.th

งานประชุมวิชาการ และนวัตกรรม กฟภ. ปี 2561 “ผลกระทบระบบเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา”

จุฬารัตน์ จำปีรัตน์. (2558). *การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาสำหรับบ้านพักอาศัยทั่วไปในพื้นที่อำเอแม่สะเรียง จังหวัด แม่ฮ่องสอน* (สารนิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต), กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ธนวดี ศุภตโลวัฒนา. (2546). *การศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน* (สารนิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต).

มติการประชุมคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ครั้งที่ 12/2560 (ครั้งที่ 45) วันศุกร์ที่ 20 ตุลาคม 2560 เวลา 13.30 น.

มานิตย์ ศรีคงแก้ว. (2557). *การศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ของบ้านอยู่อาศัย* (สารนิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต), กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี.

วิภา เล็กกุลวัฒน์. (2559). *การศึกษาความคุ้นค่าทางการเงินในการเข้าร่วมโครงการนำร่องการส่งเสริมการติดตั้งโซล่าร์รูฟอย่างเสรี กรณีศึกษาในเขตพื้นที่ของการไฟฟ้านครหลวง*.

อนัน สุวรรณชัยสกุล. (2551). *ความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับครัวเรือนและหมู่บ้าน* (สารนิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต) สาขาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ คณะเศรษฐศาสตร์.

ภาษาต่างประเทศ

Chrometzka, T. (2014). "Tapping Thailand's Solar Potential". *Germany: GIZ Thailand*,

Geoff, S. And Susan, N. (2012). "Grid Connected solar electric systems – the earth scan expert handbook for planning design and installation". *Earthscan expert series.*

Lipp, J. "Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany, and the United States", *Energy Policy, 35*. 5481-5495.

Mendonca, M. (2017). "Feed-in Tariff: Accelerating the Deployment of Renewable energy". *Earth Scan*.

Niall, F. And Thomas, M. (2018). "The Future of Peer-to-peer energy trading" News opinion, 9 February, 2018.

Rodolfo, D. And Jose, L. (2015). "A Comparative assessment of net metering and net billing policies – Study case for Spain". *Energy 84,* 684-694.

Rodolfo, D. L. And Jose, L. A. (2015). "A Comparative assessment of net metering and net billing policies. Study case for Spain". *Energy.* 684-694.

Toby, C. Yves, G. (2010). "An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment". *Energy Policy 38*, pp. 955 – 965.

Toby, C. Yves, G. (2010). "An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment". *Energy Policy 38*, pp. 955 – 965.

ภาคผนวก

คณะรัฐมนตรี (ครม.) ในการประชุมเมื่อวันที่ ๑๓ สิงหาคม ๒๕๕๖ ได้มีมติรับทราบมติของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันอังคารที่ ๑๖ กรกฎาคม ๒๕๕๖ เห็นชอบให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Rooftop PV System) โดยมีปริมาณกำลังการผลิตติดตั้งของแผงโฟโตโวลเทอิก (Photovoltaic Panel) รวม ๒๐๐ MWp จำแนกเป็น ๑๐๐ MWp สำหรับอาคารประเภทบ้านอยู่อาศัย และอีก ๑๐๐ MWp สำหรับอาคารประเภทธุรกิจและโรงงาน ทั้งนี้ ให้มีการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้าเชิงพาณิชย์เข้าสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าภายในปี ๒๕๕๖ ด้วยอัตราการรับซื้อแบบ Feed-in Tariff ระยะเวลาการสนับสนุน ๒๕ ปี และให้จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date:COD) ภายในวันที่ 31 ธันวาคม 2556ในปริมาณการรับซื้อที่ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม ๒๐๐ MWp ดังนี้

ประเภท	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง	อัตรารับซื้อไฟฟ้า (FiT)	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม
บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kW	6.96 บาท/หน่วย	100 MW
อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 kW ถึง 250 kW	6.55 บาท/หน่วย	100 MW
อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า 250 kW ถึง 1000 kW	6.16 บาท/หน่วย	

<u>กลุ่มประเภทอาคารและขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวมในแต่ละประเภท</u>

และต่อมา คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ออกระเบียบการรับซื้อว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา พ.ศ. ๒๕๕๖

ข้อ 1 ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (Solar PV Rooftop) ตามหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบนี้

ข้อ 2 การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้าตามพื้นที่และปริมาณที่กำหนดในประกาศรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละคราว

ข้อ 3 ผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เมื่อยื่นแบบคำขอขายไฟฟ้าแล้ว ห้ามไม่ให้เปลี่ยนแปลงข้อมูลที่เกี่ยวกับขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขาย และจุดรับซื้อไฟฟ้า ก่อนวันลงนามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ข้อ 4 ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบตามข้อกำหนดระบบโครงข่ายไฟฟ้า รวมทั้งข้อกำหนดคุณสมบัติของวัสดุ อุปกรณ์และการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar PV Rooftop) ที่เกี่ยวข้องที่จะประกาศในการรับซื้อไฟฟ้าและเพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิตรวจสอบหรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากตรวจสอบ แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น

ข้อ ๑๐ ในการยื่นคำขอขายไฟฟ้า ผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องระบุวันกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Scheduled Commercial Operation Date:SCOD) ที่ชัดเจนและอยู่ภายในกรอบเวลา SCOD ที่กำหนดในประกาศการรับซื้อไฟฟ้า ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถเปลี่ยนแปลงกำหนดวัน SCOD ได้ตามความเหมาะสม

ข้อ ๑๑ การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากให้ใช้วิธีการคัดเลือกโดยเรียงลำดับตามคำขอขายไฟฟ้าที่ได้รับเอกสารครบถ้วนสมบูรณ์ โดยพิจารณาจากคุณสมบัติ หลักเกณฑ์ วิธีการเงื่อนไขที่ประกาศกำหนด หรือวิธีการอื่นใดที่จะประกาศกำหนดในแต่ละคราว

ข้อ ๑๒ กกพ. จะประกาศการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละคราว โดยกำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไข ดังต่อไปนี้

(๑) ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้ารวม รวมถึงกำหนดบริเวณพื้นที่ระบบโครงข่าย
ไฟฟ้าที่สามารถรับไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากได้

(๒) กำหนดวันเปิดรับและปิดรับคำขอขายไฟฟ้า และกรอบวันที่การไฟฟ้า
ฝ่ายจำหน่ายประกาศผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

(๓) อัตรารับซื้อไฟฟ้า Feed-in Tariff กรอบระยะเวลาวัน SCOD และระยะเวลาการให้ FiT

(๔) ค่าธรรมเนียมการยื่นข้อเสนอ ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าการ
ตรวจสอบอุปกรณ์และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

(๕) สถานที่ยื่นแบบคำขอขายไฟฟ้า

(๖) หลักเกณฑ์และเงื่อนไขอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

ข้อ ๑๓ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่รับผิดชอบบริเวณพื้นที่ระบบโครงข่ายไฟฟ้าที่กำหนดเป็นผู้พิจารณาคำขอขายไฟฟ้า ตามหลักเกณฑ์ ดังต่อไปนี้

(๑) ความสอดคล้องกับหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่กำหนดในประกาศการรับซื้อไฟฟ้าและความครบถ้วนสมบูรณ์ของเอกสารหลักฐาน ตารายละเอียดที่กำหนดในแบบคำขอขายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

(๒) วันและเวลาที่ได้รับแบบคำขอที่มีความครบถ้วนสมบูรณ์ของเอกสารหลักฐานที่กำหนดเป็นสำคัญ

(๓) ลำดับคำขอขายไฟฟ้าจากผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเรียงตามลำดับ

วันเวลาที่ได้รับเอกสารครบถ้วนสมบูรณ์จนกว่าปริมาณที่เสนอขาย
รวมเท่ากับปริมาณรับซื้อที่ประกาศในแต่ละคราวโดยให้ถือว่าคำขอ
ขายไฟฟ้าเหล่านั้นได้รับการคัดเลือกให้มาทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

ข้อ ๑๔ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะประกาศรายชื่อผู้ยื่นคำขอขายไฟฟ้าที่ผ่านการคัดเลือกเพื่อให้ผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมาลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ภายในกำหนดวันที่ระบุไว้ในประกาศการรับซื้อไฟฟ้า หากไม่ลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลาที่กำหนดจะถือว่าคำขอขายไฟฟ้าเป็นอันยกเลิก

กรณีรับซื้อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากทราบรายละเอียดค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง โดยผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวภายในเวลาที่กำหนด

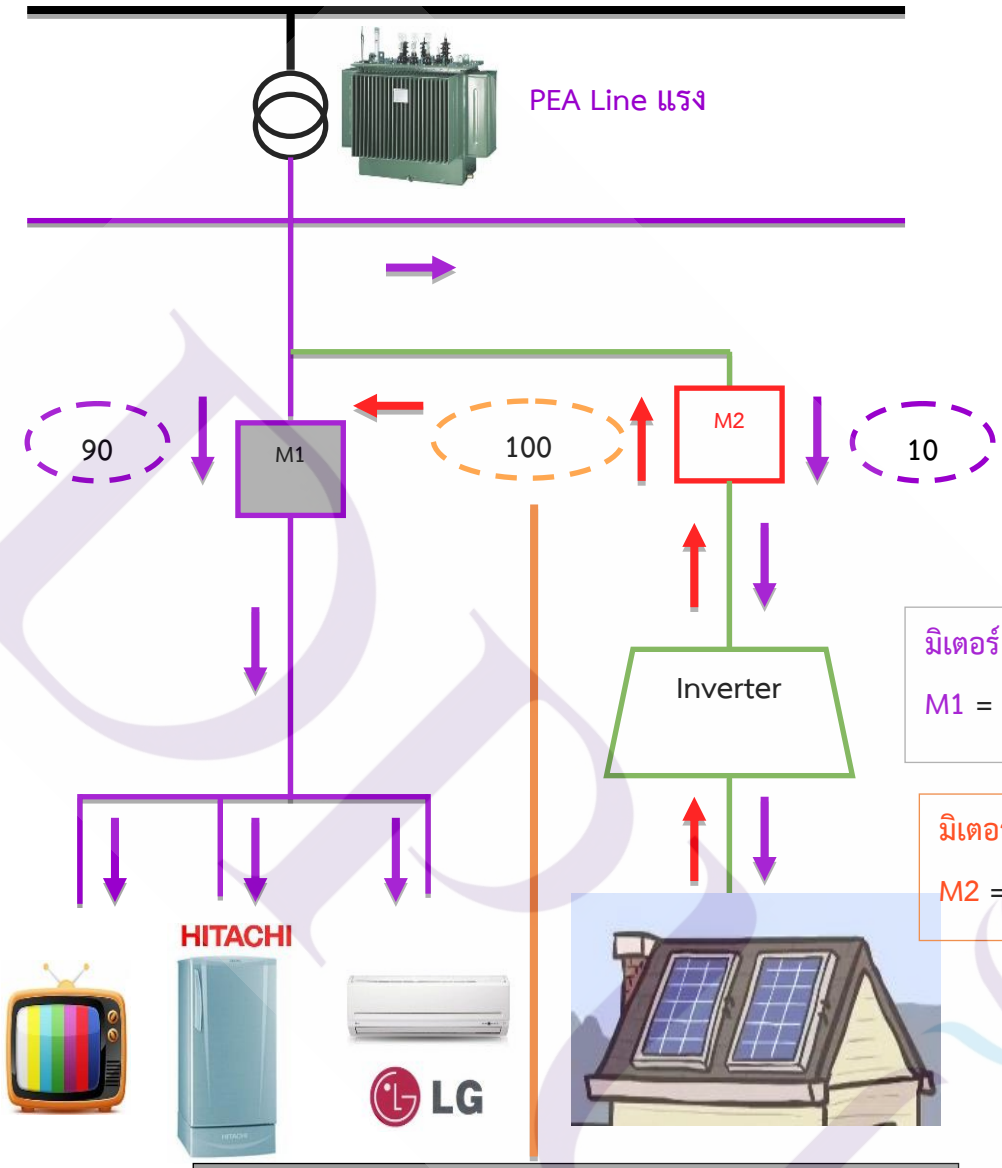
<u>หลักเกณฑ์และวิธีการคำนวณการรับซื้อไฟฟ้า</u>

1. ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จะรับซื้อให้เป็นไปตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายจริงในเดือน
นั้นๆ จากเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า (Meter) ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายกำหนดไว้ หากในเดือนใดที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเกินกว่าที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะไม่คิดค่าไฟฟ้าในส่วนที่เกินให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

2. ราคาไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน
เป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้า Feed-in Tariff (FiT) ตามอัตราที่กำหนดไว้ในประกาศการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละคราว

3. มูลค่าการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละเดือนจะคำนวณจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามวิธีการคำนวณที่กำหนดไว้ในข้อ ๑๕ คูณด้วยอัตรารับซื้อไฟฟ้า Feed-in Tariff ตามที่กำหนดในประกาศการรับซื้อไฟฟ้าในแต่ละคราว

การคำนวณค่าไฟฟ้า SOLAR PV ROOFTOP (ปี 2556)



มิเตอร์ M1 ซื้อไฟฟ้าจากPEA

M1 = ↓90 x ขายปลีก

มิเตอร์ M2 ขายไฟฟ้าให้ PEA

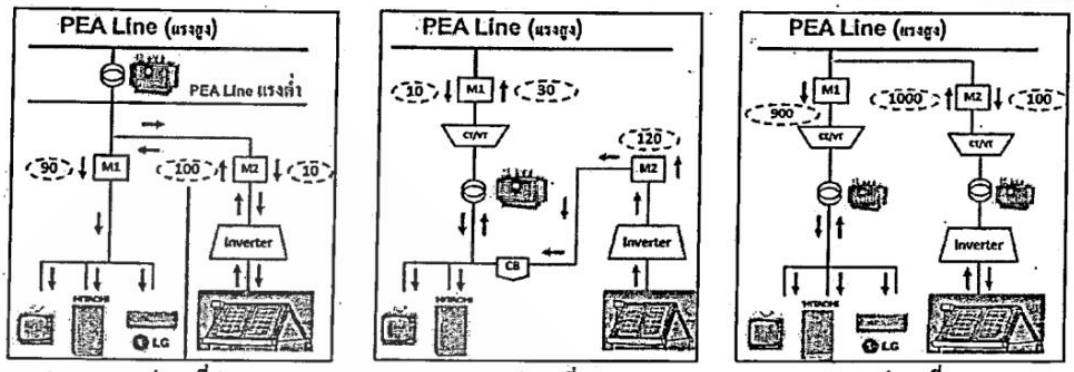
M2 = (↑100 – ↓10) x FiT

รูปแบบที่ 1 มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงต่ำ

รูปแบบที่ 3 มิเตอร์ผู้ใช้ไฟเป็นมิเตอร์แรงสูง

มิเตอร์ M1 = หน่วยที่ซื้อจาก กฟภ. x อัตราขายปลีก

มิเตอร์ M2 = (หน่วยที่ผลิตได้ – หน่วยที่ใช้ภายใน) x FiT



<u>รูปแบบการเชื่อมต่อ</u>

ซึ่งต่อมามีมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติครั้งที่ 1/2557 (ครั้งที่ 146) วันพุธที่ 22 ตุลาคม 2557 เวลา 9.00 น. ณ ตึกสันติไมตรี(หลังใน) ทำเนียบรัฐบาล

- เห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา ในรูปแบบ FiT ปี 2557-255 ดังตารางต่อไปนี้

ประเภท	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง	อัตรารับซื้อไฟฟ้า (FiT) เดิม >> ใหม่
บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน 10 kW	6.96 >> <u>6.85</u> บาท/หน่วย
อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า 10 kW ถึง 250 kW	6.55 >> <u>6.40</u> บาท/หน่วย
อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า 250 kW ถึง 1000 kW	6.16 >> <u>6.01</u> บาท/หน่วย

- เห็นชอบให้เปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ให้ครบตามกำหนด โดยแบบติดตั้งบนหลังคา ให้ขยายเวลากำหนดการจ่ายไฟฯ สำหรับโครงการที่ผูกพันกับภาครัฐ 130.64 MW จากเดิมภายใน ธันวาคม 2556 เป็นภายใน ธันวาคม 2557

- เห็นชอบให้เปิดรับซื้อไฟฟ้าเพิ่ม สำหรับโครงการขนาดเล็กสำหรับที่พักอาศัยขนาดไม่เกิน 10kW อีก 69.36 MW เพื่อให้ครบเป้าหมาย 200 MWp

ระเบียบคณะกรรมการการกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา (สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มให้ครบ 100 เมกะวัตต์) พ.ศ. 2557 (ราชกิจจานุเบกษา ประกาศ ณ วันที่ 30 ธันวาคม 2557)

เมื่อวันที่ 2 กุมภาพันธ์ 2558 ได้มีประกาศคณะกรรมการการกับกิจการพลังงาน เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ประเภทบ้านที่อยู่อาศัย (สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มให้ครบ 100 เมกะวัตต์)

- ให้ COD ภายใน 31 ธันวาคม 2558 (ยื่นแบบคำขอขายไฟฟ้า ภายใน 30 มิถุนายน 2558)
- มีการนำ Capacity Factor มาใช้ในการคำนวณค่าไฟฟ้าที่รับซื้อ

และเมื่อวันที่ 29 มีนาคม 2559 มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

<u>กรณีการรับซื้อไฟฟ้า ปี 2556</u>

- ผ่อนผันให้ผู้ประกอบกิจการประเภทอาคารธุรกิจ/โรงงาน ที่ยื่นขอใบอนุญาตดัดแปลง หรือแบบแจ้งการประกอบกิจการพลังงาน กับ กกพ. ก่อน 30 มิถุนายน 2558 สามารถดำเนินการต่อไปได้จนถึง 30 เมษายน 2559 และได้รับอัตรา FiT คงเดิม (6.96 6.55 6.16 บาท/หน่วย) ทั้งนี้ ให้นับอายุสัญญาฯ ตั้งแต่วัน SCOD เดิม

- ผ่อนผันให้ผู้ประกอบกิจการประเภทบ้านอยู่อาศัย ที่ยังไม่ได้แจ้งยื่นยกเว้นฯ สามารถดำเนินการต่อไปได้จนถึง 30 มิถุนายน 2559 โดยได้รับอัตรา FiT ลดลง (เหลือ 6.85 บาท/หน่วย)

<u>กรณีการรับซื้อไฟฟ้า ปี 2558</u>

- ผ่อนผันให้ผู้ประกอบกิจการประเภทบ้านอยู่อาศัย สามารถดำเนินการต่อไปได้จนถึง 30 มิถุนายน 2559 โดยได้รับอัตรา FiT 6.85 บาท/หน่วย ดังตารางต่อไปนี้

ประเภท	รับซื้อปี 2556		รับซื้อเพิ่มปี 2558	
	ยื่นขอแบบก่อน 30 มิ.ย. 58	ยังไม่ได้ยื่นแบบฯ	ยื่นขอแบบก่อน 30 มิ.ย. 58	ยังไม่ได้ยื่นแบบฯ
บ้านอยู่อาศัย	FiT เท่าเดิม	SCOD ได้ถึง 30 มิ.ย.59 FiT ลดลง	SCOD ได้ถึง 30 มิ.ย.59 FiT ลดลง	SCOD ได้ถึง 30 มิ.ย.59 FiT ลดลง
อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	SCOD ภายใน 30 เม.ย..59 FiT เท่าเดิม	บอกเลิกสัญญา	-	-
อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน		บอกเลิกสัญญา	-	-

ต่อมาเมื่อวันที่ 11 มีนาคม 2559 ได้มีประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง โครงการนำร่อง (Pilot Project) การผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างเสรี

โครงการนำร่อง Solar PV Rooftop เสรี หมายถึง โครงการที่ภาครัฐสนับสนุนให้ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับบ้านและอาคารมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตไฟฟ้าใช้ในบ้านหรือในอาคารเป็นหลัก โดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกนำมาใช้ในทันทีและไม่สามารถเก็บไว้ได้เนื่องจากไม่มีการติดตั้งแบตเตอรี่ หากในขณะนั้นมีการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยกว่าไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบกระแสไฟฟ้าส่วนเกินจะไหลเข้าสู่สายส่งของการไฟฟ้านครหลวง โดยที่ภาครัฐจะไม่มีการจ่ายเงินค่าไฟฟ้าที่ไหลเข้าสายส่งให้แก่เจ้าของบ้าน แต่ถ้าหากไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบน้อยกว่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในขณะนั้น ระบบจะดึงไฟฟ้าจากสายส่งของการไฟฟ้ามาใช้เพื่อให้มีพลังงานไฟฟ้าเพียงพอต่อการใช้งาน ซึ่งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้ประกาศไว้ดังนี้

ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

เรื่อง โครงการนำร่อง (Pilot Project) การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างเสรี

พ.ศ.2559

ด้วยคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 1/2559 เมื่อวันที่ 11 มีนาคม 2559 รับทราบแนวทางการดำเนินโครงการนำร่องการส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรี (ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์สำหรับบ้านและอาคาร) ตามมติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ 4/2559 วันที่ 24 กุมภาพันธ์ 2559 และคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน ในการประชุมครั้งที่ 11/2559 เมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2559 มีมติเห็นชอบในหลักการของการยกเว้นค่าธรรมเนียมในการตรวจสอบด้านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้าสำหรับโครงการนำร่อง (Pilot Project) การส่งเสริมการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรี โดยให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ยกเว้นค่าธรรมเนียมที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเรียกเก็บผู้ผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์สำหรับบ้านและอาคาร ภายใต้โครงการนำร่องฯ จำนวน 100 เมกะวัตต์ ในส่วนของค่าธรรมเนียมในการตรวจสอบด้านเครื่องวัดหน่วยไฟฟ้า เฉพาะกลุ่มที่เชื่อมต่อที่ระดับแรงดันต่ำกว่า 12 กิโลโวลต์

และได้ประกาศกลุ่มเป้าหมายดังนี้

โครงการนำร่องมีเป้าหมายกำลังการผลิตติดตั้ง รวมทั้งสิ้น 100 เมกะวัตต์ (MWp) โดยแบ่งปริมาณตามกลุ่มเป้าหมายและพื้นที่ดังนี้

พื้นที่ดำเนินการ	กลุ่มเป้าหมาย (เมกะวัตต์ MWp)		
	บ้าน	อาคาร	รวม
การไฟฟ้านครหลวง (MEA)	10	40	50
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA)	10	40	50

โดยในปี พ.ศ.2559 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ออกระเบียบเกี่ยวกับโครงการนำร่องการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าไว้ใช้เองภายในบ้านอยู่อาศัย และอาคารพาณิชย์/โรงงานอุตสาหกรรม โครงการนำร่องนี้อนุญาตให้ผู้บริโภคผลิตกระแสไฟฟ้าบนหลังคาของตนในระบบ PV โดยกระแสไฟฟ้าส่วนที่เกินจากการบริโภคจะไหลกลับเข้าสู่ระบบไฟฟ้าโดยไม่ได้รับค่าตอบแทนแต่อย่างใดจากการไฟฟ้า และต่อมาในปี พ.ศ.2560 *คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เห็นชอบแนวทางการดำเนินโครงการส่งเสริมการติดตั้ง* Solar PV Rooftop ในรูปแบบ Net Billing ซึ่งเป็นการเพิ่มผลตอบแทนให้กับหน่วยการผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV Rooftop ที่เหลือใช้ สามารถขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในราคาที่ต่ำกว่าราคาค่าไฟฟ้าขายส่งที่ กฟผ. จำหน่ายให้กับ กฟน. และ PEA ซึ่งโครงการ Net-billing ดังกล่าว มีผู้ใช้ไฟฟ้าให้ความสนใจเป็นอย่าง เนื่องจากเป็นการเพิ่มผลตอบแทน ลดระยะเวลาคืนทุน (Payback period) ให้กับการลงทุนติดตั้งระบบ Solar rooftop แต่อย่างไรก็ตาม การลดการใช้ไฟฟ้าช่วงกลางวันรวมถึงภาระต้นทุนที่เกิดจากการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเกิน (excess power) จากผู้เข้าร่วมโครงกร Net Billing จะส่งผลกระทบในวงกว้างต่อทั้งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในเรื่องของ รายได้ ต้นทุน และหน่วยสูญเสีย รวมถึงส่งผลให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ไม่ได้ติดตั้ง Solar PV Rooftop (Rate payer) ได้รับผลกระทบคือ ค่า Ft ที่สูงขึ้นอีกด้วย

ตารางที่ 4.7 แสดงสถานะผู้เข้าร่วมโครงการนำร่อง (Pilot Project)

สถานะผู้เข้าร่วมโครงการนำร่อง (Pilot Project) การผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอย่างเสรี (2559) (updated 31/08/17)

พื้นที่	ประเภท	สถานะ							
		เชื่อมต่อแล้ว		อยู่ระหว่างดำเนินการ		ยังไม่ได้รับใบอนุญาต		ยกเลิก	
		ราย	kW	ราย	kW	ราย	kW	ราย	kW
ก.1	บ้าน	7	31.18					8	24.64
	อาคาร	1	409.60					36	1,370.61
ก.2	บ้าน	3	13.35					5	22.39
	อาคาร	2	591.42					11	5,832.98
ก.3	บ้าน								
	อาคาร							12	3,881.40
น.1	บ้าน							1	5.00
	อาคาร							4	1,046.85
น.2	บ้าน							1	9.41
	อาคาร							1	300.00
น.3	บ้าน	3	13.03						
	อาคาร	3	120.72					3	1,453.52
ฉ.1	บ้าน	1	7.50					5	45.00
	อาคาร							1	20.00
ฉ.2	บ้าน	1	3.36						
	อาคาร	1	491.40					1	9.52
ฉ.3	บ้าน							2	6.55
	อาคาร							7	4,440.50
ต.1	บ้าน								
	อาคาร							3	277.40
ต.2	บ้าน	1	2.75						
	อาคาร								
ต.3	บ้าน	4	13.64					1	3.00
	อาคาร							1	5.00
รวม		**27**	**1,697.94**	-	-	-	-	**103**	**18,753.77**
รวมบ้าน		**20**	**84.8080**	-	-	-	-	**23**	**115.9850**
รวมอาคาร		**7**	**1,613.135**	-	-	-	-	**80**	**18,637.780**
total		130	**20,452**						

ซึ่งกกพ.ได้มีประกาศพิจารณารูปแบบการส่งเสริมสนับสนุน Solar PV Rooftop ภาคประชาชน เป็นแบบ Net Billing ให้ได้ปริมาณเป้าหมายและพื้นที่ จำนวน 305.63 MW

- ผู้เข้าร่วม Pilot Project 180 ราย ที่มีสัญญาอยู่เดิม 5.63 MW

- กฟน. 150 MW และ กฟภ. 150 MW โดยแต่ละการไฟฟ้าจะมีกลุ่มเป้าหมายคือ บ้านอยู่อาศัย 20 MW และ อาคาร/โรงงาน 130 MW อัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเกินมี 3 ราคา ดังนี้

- ระยะเวลาสนับสนุน 25 ปี

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล	ภาณุมาศ พลสาร
ประวัติการศึกษา	ปีการศึกษา 2550 ปริญญาตรี วิศวกรรมศาสตร์บัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลล้านนา เชียงราย
ตำแหน่งและสถานที่ทำงานปัจจุบัน	วิศวกรระดับ 6 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่งามวงศ์วาน

DPU