การศึกษาเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

นายอรุณฤทธิ์ ตระการไพบูลย์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2554

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

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

THE STUDY OF THE CRITERIA FOR ELECTRICITY COST ALLOCATION BY USER CATEGORIES

Mr. ARUNRIT TRAKANPAIBOON

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering Program in Industrial Engineering

Department of Industrial Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2011

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การศึกษาเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า
โดย	นายอรุณฤทธิ์ ตระการไพบูลย์
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

…….. คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

…… ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ)

……... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน)

…… กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ปารเมศ ชุติมา)

…… กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์ สมชาย พวงเพิกศึก)

อรุณฤทธิ์ ตระการไพบูลย์ : การศึกษาเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า. (THE STUDY OF THE CRITERIA FOR ELECTRICITY COST ALLOCATION BY USER CATEGORIES)
อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : รศ.สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน, 116 หน้า.

การตั้งราคาค่าไฟฟ้าเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทเรียกเก็บตามปริมาณการใช้ไฟฟ้ายังไม่สะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนส่วนการใช้กำลังไฟฟ้าที่ทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด(PEAK) ซึ่งถือว่าเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญเพราะการเกิด PEAK มากๆจนมีแนวโน้มที่จะสูงกว่ากำลังการผลิตที่มีอยู่ทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตต้องทำการสำรองกำลังการผลิตไฟฟ้าโดยการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ซึ่งใช้เงินลงทุนสูงและใช้ระยะเวลานานในการก่อสร้างหรือการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ ดังนั้นเพื่อให้การเรียกเก็บค่าไฟฟ้าสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนการทำให้เกิด PEAK แล้วจึงทำการพิจารณาแบ่งประเภทต้นทุนออกเป็น 2 ส่วนคือ ส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระเท่ากันและส่วนที่เกี่ยวข้องกับการทำให้เกิด PEAK ซึ่งต้นทุนส่วนนี้จะต้องทำการปันส่วนตามเกณฑ์ที่ผู้วิจัยได้กำหนดขึ้นมา

โดยเกณฑ์ที่คัดเลือกขึ้นมาแบ่งเป็น 2 มุมมองแบ่งย่อยได้ 4 เกณฑ์ มุมมองแรกคือการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าอัตราปกติมี 1 เกณฑ์คือปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวมตลอดทั้งปี ส่วนมุมมองที่สองคือการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าแบบ TOU มี 3 เกณฑ์ที่เกี่ยวข้องคือ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด,สัดส่วนการเกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม,ความแตกต่างระหว่างพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเทียบกับมติ กกพ. จากนั้นนำเกณฑ์ที่ได้มาทำการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงโดยเริ่มจากการให้ค่าน้ำหนักแต่ละเกณฑ์เท่ากัน 1:1:1:1 เพื่อดูแนวโน้มในการเปลี่ยนแปลงของแต่ละเกณฑ์ว่าเกิดประโยชน์แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดบ้าง จากนั้นนำมาวัดผลโดยพิจารณาว่าเกณฑ์ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบน้อยที่สุดคืออัตราส่วนที่เกี่ยวข้องกับ PEAK ซึ่งถ้าเพิ่มค่าน้ำหนักให้กับเกณฑ์นี้มากๆก็จะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับผลกระทบน้อยลง

ภาควิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อนิสิต .....
สาขาวิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก .....
ปีการศึกษา 2554 .....

5270817521 : MAJOR INDUSTRIAL ENGINEERING

KEYWORDS : COST ALLOCATION / CRITERIA / PEAK / TOU

ARUNRIT TRAKANPAIBOON : THE STUDY OF THE CRITERIA FOR ELECTRICITY COST ALLOCATION BY USER CATEGORIES.

ADVISOR : ASSOC.PROF. SUTHAS RATANAKUAKANGWAN, 116 pp.

According to setting up electricity prices for all users which has been calculated from progressive rate. This method couldn't reflect the real cost of maximum power demand or Peak which is a very important factor because it has caused a massive of peak more than a production of electricity by EGAT. This issue has made EGAT finds a resolution to reserve productions of electricity by investing a new electrical factory which has to pay big money on it and take time to build them up or purchase for the international electricity sources. For taking advantage of electricity pricing due to the cost which has caused a massive of peak. This thesis will support the idea of separating cost for two parts. First, users have to pay for equal cost. Second, users have to pay from allocating a criteria of electricity using.

Following the criteria chosen in this thesis, these criteria can be summarized in two principles.The first principle is imposing the average electricity prices. The second principle is imposing electricity prices by dividing Time of Use (TOU). Next step is taking all parts to analyze the sensitivity with all changes. Beginning with the equal weight for all criteria by 1:1:1:1. Then comparing with the achieve object, that is the ability to paying electricity prices for each users. From recording found that the PEAK criteria has reduce impact from tariff of user by increase weight of it.

Department : Industrial Engineering Student's Signature .....

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

Academic Year : 2011

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปด้วยดีด้วยความร่วมมือช่วยเหลืออย่างดียิ่งจากบุคลากรหลายฝ่าย ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณ รศ.สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่ได้ให้ความรู้ตลอดจนสละเวลาในการตรวจงาน ให้คำแนะนำสั่งสอน กระตุ้นเตือนให้ผู้วิจัย มีวินัยในการทำวิทยานิพนธ์ นอกจากนี้ขอกราบขอบพระคุณ ศ.ดร.ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รศ.ดร.ปารเมศ ชุติมา กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ และ รศ.สมชาย พวงเพิกศึก ผู้ทรงคุณวุฒิภายนอกมหาวิทยาลัย เป็นอย่างสูงที่ได้กรุณาให้คำแนะนำความรู้อันเป็นประโยชน์ที่ช่วยเติมเต็มให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณสถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยที่ได้กรุณามอบทุนสนับการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

ขอขอบคุณ คุณภัทร ศรีพวาทกุล นิสิตปริญญาเอก คณะวิศวกรรมศาสตร์ สาขาวิศวกรรมอุตสาหการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำอันเป็นประโยชน์ในการทำวิทยานิพนธ์ ตลอดจนช่วยตรวจทานรูปเล่ม ให้ถูกต้องตามรูปแบบของบัณฑิตวิทยาลัย และขอขอบคุณเพื่อนๆพี่ๆน้อง ปริญญาโท รวมถึงเพื่อนๆพี่ๆน้องๆในหน่วยฏิบัติการวิจัยการบริหารอุตสาหกรรมและเทคโนโลยี(IMT)สำหรับกำลังใจอันดีเยี่ยมให้กับผู้วิจัย

สุดท้ายนี้ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และ ครอบครัว ที่มอบความรักความห่วงใยและกำลังใจอันเป็นสำคัญยิ่งที่ทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

สารบัญ

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญตาราง ..... ฌ
สารบัญภาพ ..... ฎ
บทที่ 1 บทนำ 1
1.1. ที่มาและความสำคัญของปัญหา 7
1.2. วัตถุประสงค์ของการวิจัย 16
1.3. ขอบเขตของการวิจัย 16
1.4. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 17
1.5. ขั้นตอนการดำเนินงาน 17
1.6. ระยะเวลาการดำเนินงาน 17
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 19
2.1. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 19
2.1.1. องค์ประกอบของต้นทุน 19
2.1.2. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 20
2.1.3. การปันส่วนต้นทุน 21
2.1.4. การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ 27
2.2. งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 28
2.2.1. ภาพรวมของการปันส่วนต้นทุน 28
2.2.2. มูลเหตุในการปันส่วนต้นทุน 28
2.2.3. การนำวิธีการปันส่วนต้นทุนไปประยุกต์ใช้ในการวิจัย 29
2.2.4. การนำแบบจำลองการปันส่วนต้นทุนมาใช้คิดต้นทุน 34
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย 39
3.1. แนวคิดในการกำหนดวิธีดำเนินการวิจัย 39
3.2. เกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า 42
3.2.1. ปริมาณการใช้ไฟฟ้า 43
3.2.2. ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 44

หน้า

3.2.3. อัตราส่วนการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม 45
3.2.4. พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า 46
3.3. แนวทางการดำเนินการวิจัย 50
3.3.1. การแบ่งประเภทของต้นทุนที่นำมาใช้ในการปันส่วน 52
3.3.2. การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ 53
3.3.3. การวัดผลแบบจำลอง 53
บทที่ 4 ผลการวิเคราะห์ข้อมูล 54
4.1. การนำเสนอข้อมูล 54
4.1.1. การพิจารณาแบ่งประเภทต้นทุนเพื่อนำมาใช้ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้า 54
4.1.2. การนำเสนอไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ 57
4.1.3. สรุปการทดลองความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ 78
4.1.4.ผลการทดลองการหาอัตราส่วนที่เหมาะสมในแต่ละเกณฑ์การปันส่วน 79
4.2. วัดผลแบบจำลอง 81
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัย ปัญหา และข้อเสนอแนะ 86
5.1. สรุปผลการวิจัย 86
5.2. ปัญหาและอุปสรรคในการทำวิจัย 88
5.3. ข้อเสนอแนะ 89
รายการอ้างอิง 90
ภาคผนวก 92
ภาคผนวก ก พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของผู้ใช้ไฟฟ้าเทียบกับมติที่กกพ.กำหนด 93
ภาคผนวก ข ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยตามการเปลี่ยนแปลงเกณฑ์ 98
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 116

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1-1	โครงการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ของ EGAT……..	5
1-2	ปริมาณการผลิตไฟฟ้าของ EGAT แยกตามเชื้อเพลิงที่ผลิต……..	6
1-3	ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าแยกตามแหล่งรับซื้อ……..	6
1-4	ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (F_t)…….	8
1-5	ประเภทปริมาณการใช้ไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน……..	9
1-6	การคิดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน…….	10
1-7	การคำนวณอัตราค่าไฟฟ้ารวม……..	10
1-8	ค่าใช้จ่ายการผลิตและซื้อไฟฟ้ารวมของEGA……..	12
1-9	ค่าใช้จ่ายการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA ……..	12
1-10	การเปรียบเทียบอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยกับต้นทุนหน่วยสุดท้าย…….	13
1-11	ระยะเวลาการดำเนินงาน……..	18
2-1	ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของระบบก่อนปี 2534……	25
2-2	ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของระบบ ตั้งแต่ปี 2537……..	25
2-3	ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบัน(พศ.2555)…….	26
2-4	การปันส่วนต้นทุนค่าความต้องการไฟฟ้า,ค่าเชื้อเพลิง,และค่าไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับลูกค้าแยกตามประเภทลูกค้าของ MEA……	30
2-5	การปันส่วนต้นทุนค่ารักษาความปลอดภัยในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดปี ค.ศ.2005……..	31
2-6	การปันส่วนต้นทุนทั้ง3วิธีเทียบกับวิธีที่บริษัทถือปฏิบัติ……	32
2-7	ปริมาณการใช้กำลังและปริมาณไฟฟ้าแยกตามประเภทลูกค้า……	35
3-1	สัดส่วนเวลา Peak เทียบกับ Off Peak ต่อ 1 สัปดาห์……..	47
4-1	ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต……	55
4-2	ประเภทต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต……...	55
4-3	ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง……	56
4-4	ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค……	56
4-5	สัดส่วนการปันต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าจาก 4 เกณฑ์หลัก…..	58

ตารางที่		หน้า
4-6	รายได้ที่เรียกเก็บได้จากลูกค้าทั้ง 8 ประเภท.....	59
4-7	รายได้ที่การไฟฟ้าได้รับที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนระดับแต่ละเกณฑ์การปันส่วน.....	61
4-8	เปอร์เซ็นต์การเปลี่ยนแปลงรายได้ที่การไฟฟ้าได้รับที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนระดับแต่ละเกณฑ์การปันส่วน.....	62
4-9	หน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแตละประเภท.....	79
4-10	การเปลี่ยนแปลงของลำดับความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเมื่อเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์.....	80
4-11	รายได้ที่กฟน.และกฟภ.ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุน.....	82
4-12	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:4:1:1.....	83
4-13	รายได้ต่อหน่วยที่การไฟฟ้าได้รับเมื่อทำการเปลี่ยนค่าน้ำหนักตัวแปรในแต่ละเกณฑ์	84
ข-1	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:1	99
ข-2	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 2:1:1:1	100
ข-3	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 3:1:1:1	101
ข-4	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 4:1:1:1	102
ข-5	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 5:1:1:1	103
ข-6	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:2:1:1	104
ข-7	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:3:1:1	105

ตารางที่		หน้า
ข-8	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:4:1:1	106
ข-9	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:5:1:1	107
ข-10	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:2:1	108
ข-11	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:3:1	109
ข-12	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:4:1	110
ข-13	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:5:1	111
ข-14	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:2	112
ข-15	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:3	113
ข-16	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:4	114
ข-17	ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:5	115

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1-1	โครงสร้างระบบไฟฟ้าเบื้องต้น…….	1
1-2	โครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบ Enhanced Single Buyer……..	3
1-3	ปริมาณการผลิตไฟฟ้าในแต่ละแหล่งของประเทศไทย…….	4
1-4	การตั้งราคาด้วยวิธี Cost-Plus Pricing……..	11
1-5	การตั้งราคาค่าไฟฟ้าจากวิธี Cost-Plus price……	11
1-6	การแบ่งชนิดต้นทุนค่าไฟฟ้ารวม……...	15
1-7	แนวคิดการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าเข้าสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภท…….	15
2-1	ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าแต่ละประเภทใน 1 วัน……..	36
2-2	การคิดค่าไฟฟ้าด้วยวิธี 2:1:1…….	36
3-1	ช่วงเวลา PEAK และ OFF PEAK ของการใช้ไฟฟ้าอัตรา TOU……	40
3-2	อัตราส่วนปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้……	43
3-3	อัตราส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า……...	44
3-4	อัตราส่วนการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า……...	45
3-5	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท…….	46
3-6	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า150หน่วยเทียบกับมติ กกพ…	47
3-7	อัตราส่วนความแตกต่างระหว่างพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเทียบกับมติ กกพ.แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า……...	48
3-8	อัตราส่วนของ 4 เกณฑ์ที่นำมาเป็นเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้า…….	49
3-9	ภาพรวมของแนวทางการดำเนินการวิจัย……...	51
3-10	การแบ่งประเภทต้นทุนที่นำมาพิจารณาปันส่วนต้นทุนตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้…	52
4-1	สัดส่วนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต……	55
4-2	รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟฟ้า……	63
4-3	เปอร์เซ็นต์รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟฟ้า…..	64
4-4	รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด……	65

ภาพที่		หน้า
4-5	เปอร์เซ็นต์รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด……	65
4-6	รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงการแชร์สัดส่วนปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด……	66
4-7	เปอร์เซ็นต์รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงการแชร์สัดส่วนปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด……..	67
4-8	รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า……..	68
4-9	เปอร์เซ็นต์รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า….	68
4-10	รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วย……	69
4-11	เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วย……..	70
4-12	รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยมากกว่า 150 หน่วย……	70
4-13	เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยมากกว่า 150 หน่วย……..	71
4-14	รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดเล็ก…….	72
4-15	เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดเล็ก…….	72
4-16	รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดกลาง……..	73
4-17	เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดกลาง……..	73

ภาพที่		หน้า
4-18	รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่.....	74
4-19	เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่.....	74
4-20	รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการเฉพาะอย่าง.....	75
4-21	เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการเฉพาะอย่าง.....	75
4-22	รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทส่วนราชการ.....	76
4-23	เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทส่วนราชการ.....	76
4-24	รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร.....	77
4-25	เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร.....	77
4-26	การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าประเภทที่รับตามภาระการใช้กำลังไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามวิธี 1:4:1:1.....	85
ก-1.	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า150 หน่วยเทียบกับมติ กกพ.	94
ก-2.	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยใช้ไฟฟ้ามากกว่า150 หน่วยเทียบกับมติ กกพ.	94
ก-3.	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทกิจการขนาดเล็กเทียบกับมติ กกพ.	95
ก-4.	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทกิจการขนาดกลางเทียบกับมติ กกพ. ...	95
ก-5.	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่เทียบกับมติ กกพ. ...	96
ก-6.	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทกิจการเฉพาะอย่างเทียบกับมติ กกพ. ..	96
ก-7.	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทส่วนราชการเทียบกับมติ กกพ.	97
ก-8.	พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรเทียบกับมติ กกพ.	97

บทที่ 1

บทนำ

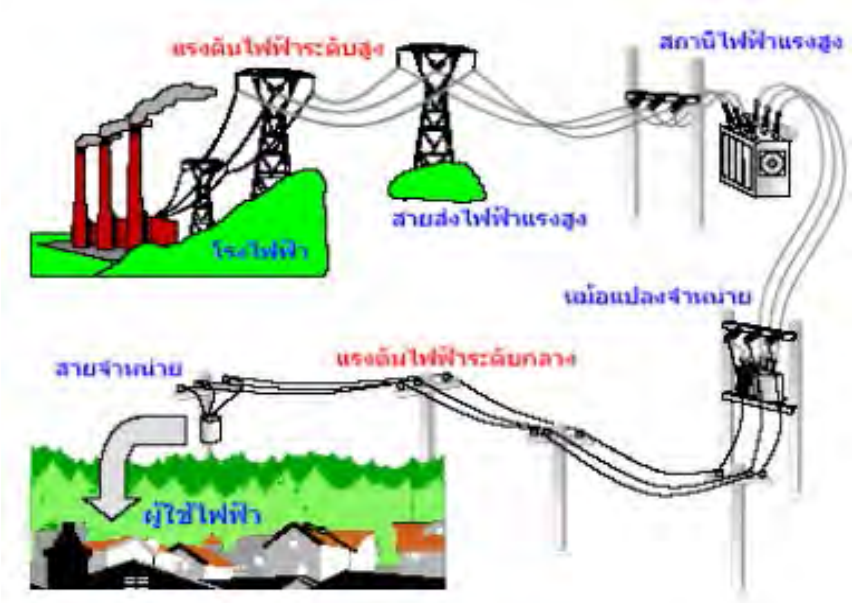
อุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้า (Electric Supply Industry : ESI) ถือได้ว่าเป็นอุตสาหกรรมที่มีความสำคัญในแต่ละประเทศทั่วโลก เพราะนอกจากจะเป็นอุตสาหกรรมที่ผลิตไฟฟ้าซึ่งเป็นทรัพยากรที่มีความต้องการใช้อย่างแพร่หลายแล้ว ยังเป็นอุตสาหกรรมที่มีการลงทุนสูงและก่อให้เกิดรายได้สูงด้วยเช่นกัน ในทุกประเทศทั่วโลกจึงให้ความสำคัญกับอุตสาหกรรมนี้เป็นอย่างยิ่งจากรายงานโครงการศึกษาระบบอุปสงค์ของการใช้ไฟฟ้า และ สวัสดิการ เพื่อใช้ในการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า [1] แบ่งองค์ประกอบโดยทั่วไปของอุตสาหกรรมไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 4 ส่วนหลักดังแสดงในภาพที่ 1-1 ได้แก่

1) ระบบผลิตไฟฟ้า (Power Generation System)

2) ระบบส่งไฟฟ้า (Power Transmission System) หรือระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง

3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Power Distribution System) หรือระบบสายส่งไฟฟ้าแรงต่ำ

4) ผู้ใช้ไฟฟ้า (End-Users หรือ Customers)



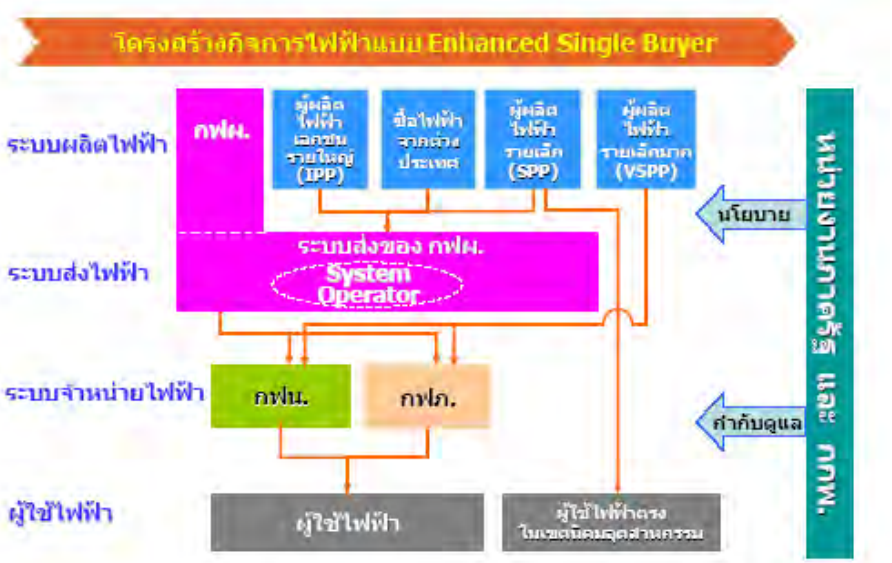
ภาพที่ 1-1. โครงสร้างระบบไฟฟ้าเบื้องต้น

(ที่มา :แผนกพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศ)

โดยผู้ใช้ไฟฟ้าของทั้งการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคถูกแบ่งออกเป็น 8 ประเภท ได้แก่

1) บ้านอยู่อาศัย
2) กิจการขนาดเล็ก
3) กิจการขนาดกลาง
4) กิจการขนาดใหญ่
5) กิจการเฉพาะอย่าง
6) องค์กรไม่แสวงหากำไร
7) ส่วนราชการ
8) การสูบน้ำเพื่อการเกษตร

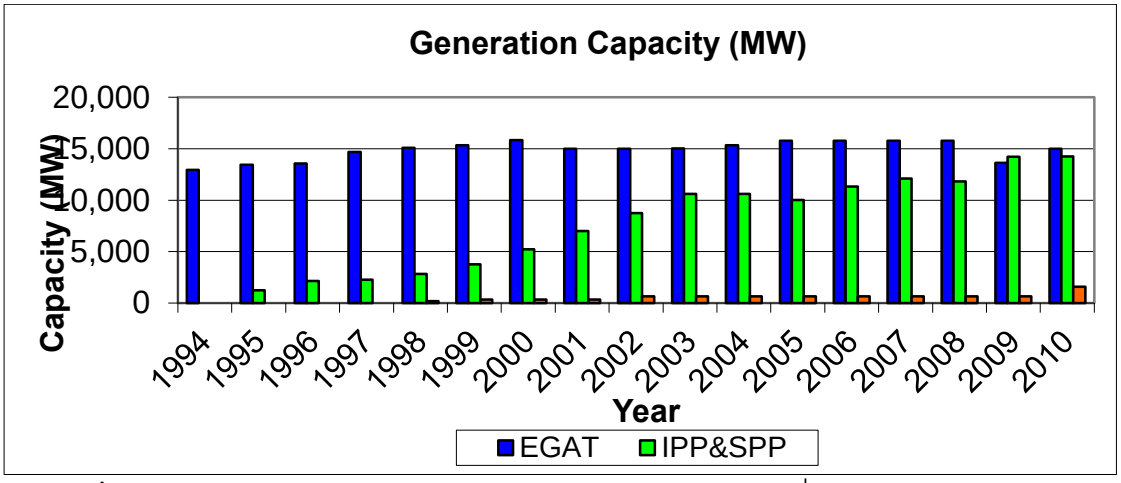
สำหรับรูปแบบโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน สหัส ประทักษ์นุกูล ได้กล่าวไว้ใน [2] ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_t) ว่ารูปแบบโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของไทย มีลักษณะเป็น Enhanced Single Buyer ดังแสดงในภาพที่ 1-2 กล่าวคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Electricity Generating Authority of Thailand : EGAT) มีหน้าที่จัดหากำลังการผลิตไฟฟ้าในสัดส่วนไม่ต่ำกว่าร้อยละ 50 ของความต้องการไฟฟ้าของประเทศ และยังเป็นผู้ซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าภาคเอกชนในประเทศและต่างประเทศเพียงรายเดียว โดยใช้ต้นทุนเชื้อเพลิงเป็นเกณฑ์ในการสั่งผลิต (Merit Order) โดยสั่งผลิตจากโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตต่ำสุดไปจนกระทั่งโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนการผลิตสูงสุดซึ่งจะเดินเครื่องที่ผลิตจากเชื้อเพลิงประเภทนี้ให้น้อยที่สุด ยกเว้นกรณีที่มีปัญหาความสามารถในการผลิตไม่เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้า [3,18] จากนั้นกระแสไฟฟ้าทั้งในส่วนที่ EGAT ผลิตเองและส่วนที่รับซื้อจากเอกชนจะถูกส่งผ่านเข้าระบบส่งไฟฟ้าของEGAT เพื่อจ่ายไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง (Metropolitan Electricity Authority :MEA) ซึ่งจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าในเขตนครหลวงคือกรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (Provincial Electricity Authority: PEA) ซึ่งจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าในส่วนภูมิภาคนอกเหนือจากส่วนนครหลวง



ภาพที่ 1-2. โครงสร้างกิจการไฟฟ้าแบบ Enhanced Single Buyer (สหัส ประทักษ์นุกูล.2553.)

รัฐมีการเปิดเสรีมากขึ้น โดยนอกจากรัฐจะมีการส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีส่วนในระบบผลิตไฟฟ้าในรูปแบบของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producers : IPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producers : SPP) แล้ว ยังได้มีการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producers : VSPP) ซึ่งจะขายไฟฟ้าให้ PEA และ MEA เข้ามามีส่วนรวมในระบบผลิตไฟฟ้าได้ในขอบเขตและสัดส่วนตามที่รัฐกำหนดอีกด้วย นอกจากนั้น PEA และ MEA ก็ยังคงมีบทบาทเหมือนเดิม

ปัจจุบันกำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยนั้นมาจาก 3 แหล่งใหญ่คือ EGAT, การซื้อไฟฟ้าจาก IPP&SPP และการนำเข้า (Import) ดังแสดงในรูปที่ 1-3



ภาพที่ 1-3. ปริมาณการผลิตไฟฟ้าในแต่ละแหล่งของประเทศไทย (ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิต)

จะสังเกตได้ว่ากำลังการผลิตไฟฟ้ารวมของประเทศไทยมีแนวโน้มสูงขึ้นในทุกๆปี แต่ถ้าพิจารณาแยกแต่ละแหล่งผลิตจะเห็นว่ากำลังการผลิตของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (EGAT) นั้นค่อนข้างคงที่แต่การซื้อไฟฟ้าจาก IPP&SPP และการนำเข้า (Import) มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปี แสดงให้เห็นว่ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทุกปี และเมื่อมีความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก ก็จะต้องมีการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตและใช้เชื้อเพลิงซึ่งเป็นวัตถุดิบในการผลิตมากขึ้น รวมถึงต้องมีการสั่งซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้นด้วย ซึ่งจากข่าวการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าและรับซื้อไฟฟ้าจากรายงานประจำปี 2553 ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตดังแสดงในตารางที่ 1-1, 1-2 และ 1-3 ต่างก็สนับสนุนข้อมูลที่ว่าความต้องการใช้ไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะเพิ่มสูงขึ้นในทุกๆปีซึ่งจะส่งผลให้ค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มที่จะสูงขึ้นทุกๆปีตามไปด้วย

ในช่วงปี 2553-2558 มีโครงการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 4 โครงการ รวมกำลังผลิต 3,070 เมกะวัตต์ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน 18 โครงการรวมกำลังการผลิต 164.7 เมกะวัตต์ แบ่งเป็น 4 ประเภท ได้แก่ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็กท้ายเขื่อนชลประทาน และ พลังงานจากขยะ ดังแสดงในตารางที่ 1-1 โดยใช้เงินลงทุนประมาณ 29,000 ล้านบาท

ตารางที่ 1-1. โครงการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ของ EGAT

โรงไฟฟ้า	**สถานที่ตั้ง (จังหวัด)**	**เชื้อเพลิง**	**กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)**	**กำหนดแล้วเสร็จ (พ.ศ.)**
โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ชุดที่ 1	นนทบุรี	ก๊าซธรรมชาติ	670	2553
โรงไฟฟ้าวังน้อย ชุดที่ 4	อยุธยา	ก๊าซธรรมชาติ	800	2557
โรงไฟฟ้าจะนะ ชุดที่ 2	สงขลา	ก๊าซธรรมชาติ	800	2557
โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ชุดที่ 2	นนทบุรี	ก๊าซธรรมชาติ	800	2558
โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน	-	ลม,แสงอาทิตย์,น้ำ, ขยะ	164.7	2554 - 2558

(ที่มา:รายงานประจำปีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตปี 2553)

นอกจากนี้ยังมีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) 4,400 เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) 1,919 เมกะวัตต์ และซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เช่น สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว กำลังการผลิตรวมทั้งสิ้น 3,209.5 เมกะวัตต์ จะเห็นได้ว่าทั้งโครงการที่จะลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าและรับซื้อไฟฟ้าในอนาคตนั้น จัดทำขึ้นเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าที่มีแนวโน้มจะเพิ่มขึ้นในอนาคต ซึ่งแสดงรายละเอียดไว้ในตารางที่ 1-2 และตารางที่ 1-3 (ข้อมูลจากรายงานประจำปีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตปี 2553)

ตารางที่ 1-2. ปริมาณการผลิตไฟฟ้าของ EGAT แยกตามเชื้อเพลิงที่ผลิต (ที่มา : EGAT)

ระบบผลิต	พ.ศ.2553		พ.ศ.2552		เพิ่มขึ้น/(ลดลง) ร้อยละ
	ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง	ร้อยละ	ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง	ร้อยละ	
ก๊าซธรรมชาติ	49,310.86	30.80	40,481.41	27.86	21.81
ลิกไนต์	16,019.84	10.00	15,998.32	11.01	0.13
พลังน้ำ	5,324.78	3.33	6,941.71	4.78	(23.29)
น้ำมันเตา	511.36	0.32	420.12	0.29	21.72
น้ำมันดีเซล	32.26	0.02	36.52	0.02	(11.66)
พลังงานทดแทน	6.37	0.00	4.70	0.00	35.53
รวมที่ EGAT ผลิต	71,205.47	44.47	63,882.78	43.96	11.46

ตารางที่ 1-3. ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า แยกตามแหล่งรับซื้อ (ที่มา : EGAT)

แหล่งรับซื้อ	พ.ศ. 2553 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง	ร้อยละ	พ.ศ. 2552 ล้านกิโลวัตต์ชั่วโมง	ร้อยละ	เพิ่มขึ้น/(ลดลง) ร้อยละ
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP)					
ก๊าซธรรมชาติ	57,363.42	35.83	54,671.64	37.63	4.92
ถ่านหิน	10,035.79	6.27	10,108.13	6.90	0.18
น้ำมัน	401.77	0.25	150.96	0.1	166.14
รวม	67,800.98	42.35	64,840.83	44.63	4.57
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP)					
ก๊าซธรรมชาติ	9,889.69	6.89	9,934.96	6.84	(0.36)
ถ่านหิน	1,740.59	1.09	1,858.01	1.28	(6.32)
พลังน้ำ	23.64	0.02	23.97	0.02	(1.39)
น้ำมัน	19.06	0.01	30.72	0.02	(37.69)
พลังงานชีวมวล	2,215.71	1.38	2,123.72	1.46	4.33
รวม	13,898.69	8.68	13,971.36	9.62	(0.52)
ซื้อจากประเทศเพื่อนบ้าน					
สปป. ลาว	6,938.45	4.33	2,385.84	1.64	190.82
มาเลเซีย	269.42	0.17	216.60	0.15	24.39
รวม	7,207.87	4.5	2,602.44	1.79	176.97
รวมพลังงานรับซื้อ	88,907.54	55.53	81,414.53	56.04	9.2
รวมผลิตและซื้อสุทธิ	160,113.01	100	145,297.23	100	10.2

1.1. ที่มาและความสำคัญของปัญหา

1.1.1. รูปแบบการคิดค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน

ค่าไฟฟ้าที่การไฟฟ้าเรียกเก็บจากผู้ใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันประกอบด้วย 3 ส่วนคือ

1) **ค่าไฟฟ้าฐาน** จะสะท้อนถึงต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ระบบสายส่ง สายจำหน่าย และการผลิตพลังงานไฟฟ้า ภายใต้สมมติฐานความต้องการใช้ไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยน และอัตราเงินเฟ้อในระดับหนึ่ง โดยค่าไฟฟ้าฐานจะมีการปรับทุก 3-5 ปี

2) **ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ** (F_t) จะคำนวณจากค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปจากค่าไฟฟ้าฐานซึ่งเป็นต้นทุนในส่วนที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้าซึ่งค่าไฟฟ้าผันแปรจะมีการประกาศทุกๆ 4 เดือนดังแสดงในตารางที่ 1-4 โดยค่า F_tจะจำแนกตามกิจการไฟฟ้า ได้แก่ กิจการผลิต (Generation) กิจการระบบส่ง (Transmission) และ กิจการระบบจำหน่ายและค้าปลีกไฟฟ้า (Distribution and Retail) โดยมีรายละเอียดการคำนวณ ดังนี้

$$F_t = F_t\text{คงที่} + \Delta F_t^G$$

โดยที่

F_t คือ ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

F_t**คงที่** คือ ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ตัวอย่างเช่น การเรียกเก็บF_t ในเดือน มิถุนายน – กันยายน 2548 เท่ากับ 0.4683 บาท จำแนกเป็นของกิจการผลิต กิจการระบบส่ง และกิจการของระบบจำหน่าย เท่ากับ 53.35, - 2.41 และ - 4.11 สตางค์ ตามลำดับ

ΔF_t^G คือการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของกิจการผลิตที่เปลี่ยนแปลงไปจากการคำนวณค่า F_tคงที่ ณ ระดับ 46.83 สตางค์

ตารางที่ 1-4. ค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (F_t) (ที่มา:การไฟฟ้าฝ่ายผลิต)

ช่วงเวลา	ค่า F_t	การเปลี่ยนแปลง (สตางค์)
ต.ค.2543 – ม.ค.2544	0.00	-
ก.พ. - พ.ค.2544	24.44	24.44
มิ.ย. - ก.ย.2544	27.13	2.69
ต.ค.2544– ม.ค.2545	22.77	-4.36
ก.พ.2545– ม.ค.2546	21.95	-0.82
ก.ค.2546– ม.ค.2547	26.12	4.17
ก.พ. – ก.ย.2547	38.28	12.16
ต.ค.2547– พ.ค.2548	43.28	5.00
มิ.ย. – ก.ย.2548	46.83	3.55
ต.ค.2548– ม.ค.2549	56.83	10.00
ก.พ. – พ.ค.2549	75.84	19.01
ม.ย. – ก.ย.2549	85.44	9.6.0
ต.ค.2549– ม.ค.2550	78.42	-7.02
ก.พ. – พ.ค.2550	73.42	-5.00
มิ.ย. – ก.ย.2550	68.42	-5.00
ต.ค.2550 – ม.ค.2551	66.11	-2.31
ก.พ. – พ.ค.2551	68.86	2.75
มิ.ย. – ก.ย.2551	62.85	-6.01
ต.ค. - ธ .ค.2551	77.70	14.85
ม.ค.2552– ธ.ค.2553	92.55	14.85
ม.ค.2554– เม.ย.2554	86.88	-5.67

จะเห็นได้ว่าอัตราค่าไฟฟ้าผันแปรนับแต่ตั้งแต่ปี พ.ศ.2544-2554 มีการเพิ่มขึ้นตลอดและมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นไปอีกในอนาคตตามราคาค่าเชื้อเพลิงและอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศกรณีนำเข้าไฟฟ้าจากต่างประเทศ

3)**ภาษีมูลค่าเพิ่ม** คิดในอัตราร้อยละ 7 ของมูลค่าไฟฟ้ารวม ซึ่งถ้าพิจารณาจากตัวอย่างการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าด้านล่างก็จะพบว่าค่าไฟฟ้าผันแปรรวมกับภาษีมูลค่าเพิ่มมีค่าสูงประมาณหนึ่งในสามของค่าไฟฟ้าฐาน

ตัวอย่างการคำนวณค่าไฟฟ้า

สมมุติว่าเป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 1.2 คือผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทไฟบ้านปริมาณเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน ใช้ไฟฟ้าไป 990 หน่วย ซึ่งจะแสดงการคิดค่าไฟฟ้าตามปริมาณการใช้ในแสดงในตารางที่ 1-5

ตารางที่ 1-5. ประเภทปริมาณการใช้ไฟฟ้าเกินกว่า 150 หน่วยต่อเดือน อัตราดังต่อไปนี้ (ไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ค่าบริการ		เป็นเงิน	38.22บาท/เดือน
115 หน่วยแรก	(หน่วยที่ 1-150)	หน่วยละ	2.7628บาท
250 หน่วยต่อไป	(หน่วยที่ 151-400)	หน่วยละ	3.7362บาท
เกินกว่า 400 หน่วย (kWh)	(หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	หน่วยละ	3.9361บาท

จากนั้นนำมาเข้าสูตรการคำนวณค่าไฟฟ้าดังตารางที่ 1-6 และ 1-7 ด้านล่างคำนวณค่า F_t โดยดูได้จากใบแจ้งหนี้หรือใบเสร็จรับเงินหรือสอบถามจากการไฟฟ้านครหลวง

ตัวอย่าง : ค่า F_tเมษายน 2554 หน่วยละ 86.88สตางค์ใช้ไฟฟ้า 990 หน่วย

ตารางที่ 1-6. การคิดอัตราค่าไฟฟ้าฐาน

หน่วยที่ใช้	**จำนวนหน่วย**	**ราคาต่อหน่วย**	**ราคาต่อหน่วย**
ค่าบริการ			38.22บาท
115 หน่วยต่อไป	115	2.7628	317.72บาท
250 หน่วยต่อไป	250	3.7362	934.05 บาท
ส่วนที่เกินกว่า 400 หน่วย	990-400=590	3.9361	2,322.30บาท
	รวมเป็นเงิน		3,612.29บาท

ตารางที่ 1-7. การคำนวณอัตราค่าไฟฟ้ารวม

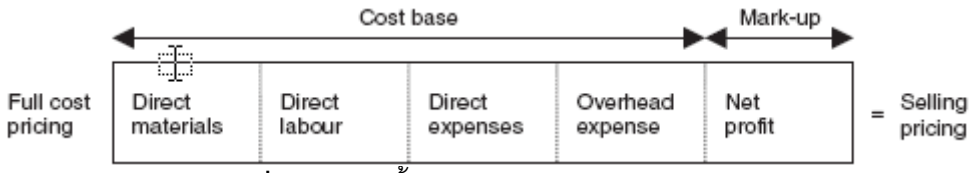
ค่าไฟฟ้าF_t	990 หน่วย *0.8688	860.11
รวมเงินค่าไฟฟ้าฐานกับF_t	3,612.29+860.11	4,472.40
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	4,472.40*0.07	313.07
ค่าไฟฟ้าเรียกเก็บรวม	4,785.47	4,785.50

(หน่วย:บาท)

โดยในกรณีที่คำนวณค่าไฟฟ้าแล้วเศษสตางค์ที่คำนวณได้มีค่าต่ำกว่า 12.50 สตางค์ จะทำการปัดเศษลงให้เต็มจำนวนทุกๆ 25 สตางค์ และถ้าเศษสตางค์มีค่าเท่ากับหรือมากกว่า 12.50 สตางค์ PEA และ MEA จะปัดเศษขึ้นให้เต็มจำนวนทุกๆ 25 สตางค์

1.1.2.สาเหตุที่ควรจะต้องปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้า

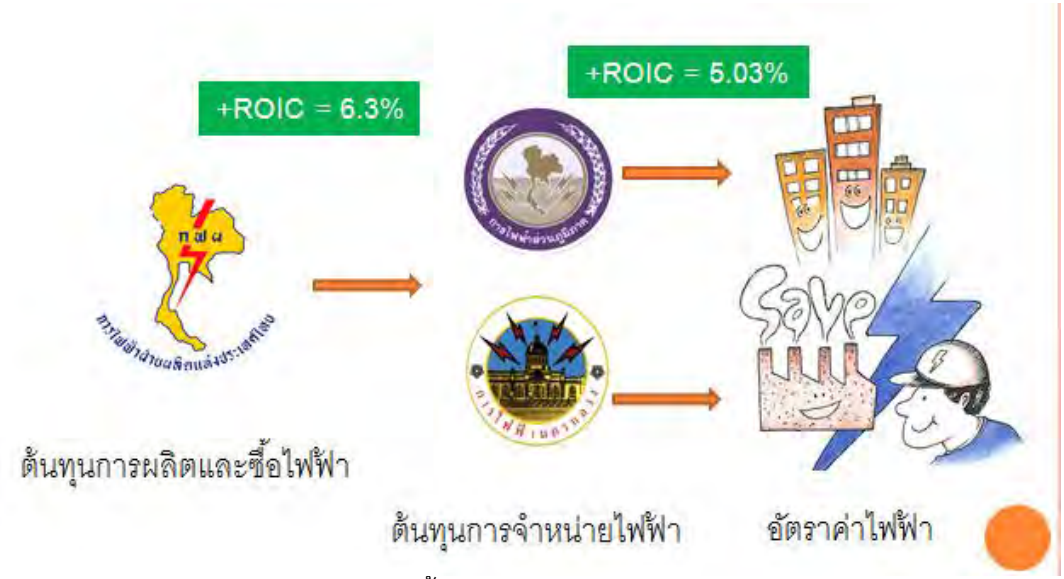
เราจะพบว่าค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บนั้นตั้งขึ้นโดยมีที่มาด้วยวิธี Cost-Plus Pricing ซึ่งแสดงให้เห็นในภาพที่ 1-4



ภาพที่ 1-4. การตั้งราคาด้วยวิธี Cost-Plus Pricing

(ที่มา:http://hotelmule.com/hospitality_travel_wiki/uploads/201003/1268918364ob7127pS.gif)

การตั้งราคาด้วยวิธีนี้เป็นการตั้งราคาโดยที่ใช้ต้นทุนเป็นฐานแล้วบวกเพิ่มกำไรที่ต้องการจะได้โดยกำไรที่ต้องการจะถูกกำหนดมาจากผลตอบแทนจากการลงทุน (Return on Invested Capital : ROIC) ที่กำหนดโดยคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้กำหนดไว้ในปัจจุบัน (พ.ศ.2554) ให้ EGAT ที่ 6.3% ในขณะที่ PEA และ MEA ถูกกำหนดไว้ที่ 5.03%(ที่มา :หนังสือพิมพ์ประชาชาติธุรกิจฉบับวันที่ 13-16 มกราคม พ.ศ.2554) เพิ่มเข้าไปในส่วนของต้นทุน ดังแสดงในภาพที่ 1-5 ซึ่งการจัดสรรในส่วนของต้นทุนให้มีความเหมาะสมมแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทดังแสดงในภาพที่ 1-6 จะเป็นแนวทางนำไปสู่การตั้งราคาค่าไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมและสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง



ภาพที่ 1-5. การตั้งราคาค่าไฟฟ้าจากวิธี Cost-Plus Price

ต้นทุนการผลิตและซื้อไฟฟ้าของ EGAT สามารถจำแนกได้ดังแสดงในตารางที่ 1-8 จะพบว่ามีต้นทุนในการซื้อไฟฟ้ามากที่สุดสูงถึง 54.96% โดยสามารถพิจารณาเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยผลิตเท่ากับ 374,295.44/160,113.01 = 2.34 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง

ตารางที่1-8. ค่าใช้จ่ายการผลิตและซื้อไฟฟ้าของEGAT

(ที่มา:รายงานประจำปีการไฟฟ้าฝ่ายผลิตปีพ.ศ.2553)

ประเภทต้นทุน	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า	เปอร์เซ็นต์
ค่าซื้อไฟฟ้า	205,715.20	54.96 %
ค่าเชื้อเพลิง	98,434.99	26.30 %
ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า	22,687.83	6.06 %
ค่าใช้จ่ายในการส่งไฟฟ้า	9,168.12	2.45%
ค่าบริการจัดหาเชื้อเพลิง	21,336.75	5.70%
ค่าบริการเดินเครื่องและบำรุงรักษา	1,551.86	0.41%
ค่าใช้จ่ายด้านบริหารจัดการ	15,219.09	4.07%
ต้นทุนอื่นๆ	181.60	0.05%
รวม	374,295.44	100.00%

(หน่วย: ล้านบาท)

สำหรับโครงสร้างต้นทุนของPEAและMEA ขณะนี้จะแบ่งค่าใช้จ่ายออกเป็นค่าใช้จ่ายการซื้อไฟฟ้าและต้นทุนอื่นๆ ซึ่งในที่นี้ใช้ต้นทุนอื่นๆ แทนต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของPEAและ MEAดังแสดงในตารางที่ 1-9

ตารางที่1-9. ค่าใช้จ่ายการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA ปี พ.ศ.2551

(ที่มา:รายงานประจำปีการไฟฟ้านครหลวงและส่วนภูมิภาคปีพ.ศ.2551)

หน่วยงาน	ซื้อไฟฟ้า (บาท)	ต้นทุนอื่น ๆ (บาท)	หน่วยจำหน่าย (หน่วย)	ต้นทุนต่อหน่วย(บาท/หน่วย)
PEA	239,168.619	14,576.603	89,602.000	0.163
MEA	108,015.213	21,139.987	42,235.910	0.501

จากที่กล่าวมาด้านบนเรื่องการคิดอัตราค่าไฟฟ้านับตั้งแต่พ.ศ.2548 ถึงปัจจุบัน (พ.ศ.2554)นั้นพบว่าจะมีการคิดค่าไฟฟ้าตามปริมาณการใช้ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง:kWh) ซึ่งยังไม่สะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง เช่นในรายงานการปรับโครงสร้างค่าไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและพลังงาน (สนพ.) ได้ว่าจ้างให้บริษัทที่ปรึกษา PricewaterhouseCoopers (PwC) ทำการศึกษาเรื่องการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า [4] เพื่อศึกษาโครงสร้างต้นทุนในกิจการไฟฟ้า ตลอดจนนำเสนอโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าใหม่ได้เสนออัตราค่าไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ต้นทุนหน่วยสุดท้าย เปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าในปัจจุบัน (ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยปี พ.ศ.2547 รวมค่า F_t เฉลี่ยเดือนมิถุนายน – กันยายน พ.ศ.2548 ณ ระดับ 0.4683 บาท/หน่วย) พบว่าอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยในปัจจุบันจะใกล้เคียงกับอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกตามหลักเกณฑ์ต้นทุนหน่วยสุดท้ายโดยจะสูงกว่าต้นทุนหน่วยสุดท้ายอยู่เล็กน้อยประมาณร้อยละ 0.6 ดังแสดงในตารางที่ 10 ในทั้งนี้ผู้ใช้ไฟประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไรและบ้านอยู่อาศัยได้รับการอุดหนุนค่าไฟฟ้าในขณะที่ผู้ใช้ไฟประเภทกิจการขนาดเล็ก กิจการกลาง กิจการขนาดใหญ่และกิจการเฉพาะอย่าง จะจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่สูงกว่าต้นทุนหน่วยสุดท้ายดังแสดงในตารางที่ 1-10

ตารางที่ 1-10. การเปรียบเทียบอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ยกับต้นทุนหน่วยสุดท้าย

(ที่มา : งานวิจัยของ PriceWaterhouseCoopers)

ประเภทอัตราค่าไฟฟ้า	ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (บาท/หน่วย)		ความแตกต่าง (ร้อยละ)
	หลักเกณฑ์ ต้นทุนหน่วยสุดท้าย	อัตราปัจจุบัน (พ.ศ. 2548)	
บ้านอยู่อาศัย	3.27	2.84	+13.0
กิจการขนาดเล็ก	3.06	3.26	+ 6.6
กิจการขนาดกลาง	2.62	2.79	+ 6.5
กิจการขนาดใหญ่	2.27	2.45	+ 8.1
กิจการเฉพาะอย่าง	2.40	2.52	+ 5.0
ส่วนราชการและองค์กรที่ไม่แสวงหากำไร	3.02	2.71	-10.3
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	4.06	2.28	-43.8
ไฟฟ้าสำรอง	3.40	4.78	+40.4
รวมทุกประเภท	**2.69**	**2.70**	**+ 0.6**

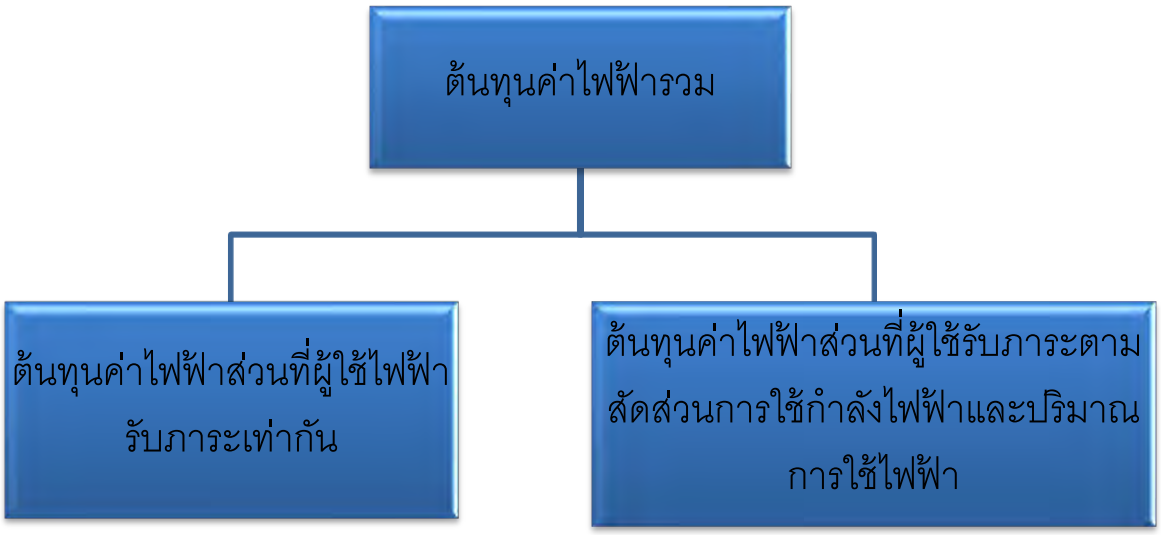
ทางผู้วิจัยมีแนวคิดที่จะปันส่วนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าตามความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (MW) ซึ่งมาจากการคิดต้นทุนค่าไฟฟ้าคงที่ด้วยวิธี 2:1:1 ของประเทศญี่ปุ่น [5] ซึ่งพิจารณา 3 ปัจจัยประกอบด้วย

1) Maximum Power Demand (kW)

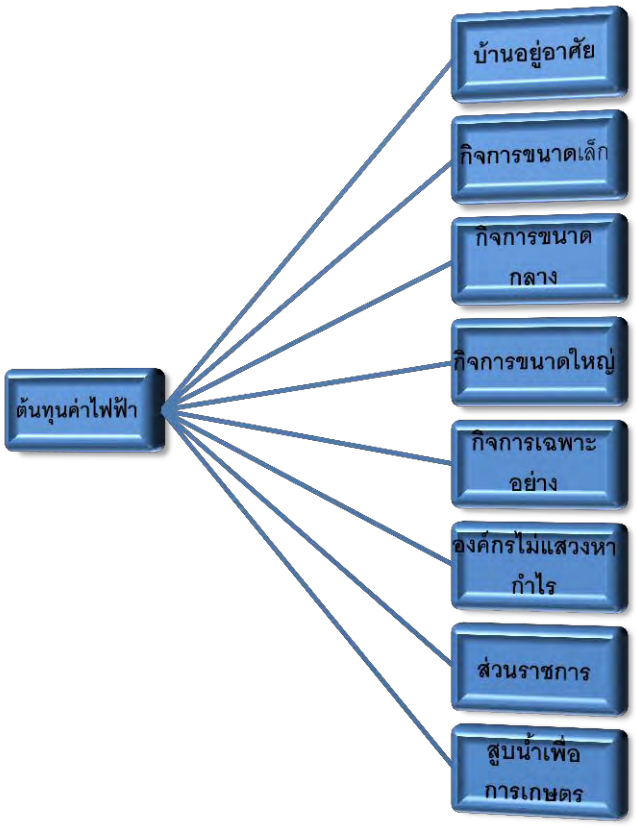
2) Electricity Demand (kWh)

3) Peak Demand (kW)

เนื่องจากการใช้ไฟฟ้าที่ทำให้เกิด Peak ในแต่ละประเภทผู้ใช้นั้นมีปริมาณไม่เท่ากัน ต้นทุนค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทก็ควรจะแปรผันตามความต้องการกำลังไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์ : MW) โดยมุ่งประเด็นไปที่การคิดค่าไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Period) ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดก็ควรจะรับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าตามสัดส่วนที่ทำให้เกิด Peak เพราะการที่ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่ในช่วง Peak มีโอกาสจะทำให้เกิดปัญหากำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการซึ่งจะทำให้โรงไฟฟ้าต้องเพิ่มกำลังการผลิตก็คือการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่หรือใช้ซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ โดยที่ใช้เงินลงทุนสูง ต้องมีการวางแผนการลงทุนในระยะยาว มีระยะเวลาก่อสร้างนานดังข้อมูลที่ปรากฏในตารางที่ 1-1, 1-2 และ 1-3 ผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีสัดส่วนในการใช้ Peak มากจึงสมควรที่จะรับภาระในส่วนนี้มากกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีสัดส่วนการใช้ Peak ที่น้อยกว่า ในปัจจุบันพบว่ายังไม่มีการใช้ Peak มาเป็นเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุน (Cost Allocation) ค่าไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ซึ่งผู้วิจัยมีแนวคิดที่จะใช้ความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุด (MW) มาเป็นเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าซึ่งจะสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนทางบัญชี ดังนั้นงานวิจัยฉบับนี้จึงมีแนวคิดที่จะเสนอเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนและนำเสนอแบบจำลองการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทดังแสดงในภาพที่ 1-6 และ 1-7 เพื่อให้เกิดความเหมาะสมในการกำหนดราคาค่าไฟฟ้า



ภาพที่ 1-6. การแบ่งชนิดต้นทุนค่าไฟฟ้ารวม



ภาพที่ 1-7. แนวคิดการปันต้นทุนค่าไฟฟ้าสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภท

จากภาพที่ 1-6 จะแบ่งต้นทุนค่าไฟฟ้าออกเป็น 2 ส่วนคือ

1) ส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระเท่ากันทุกประเภท

2) ส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระตามสัดส่วนการใช้กำลังไฟฟ้าและปริมาณการใช้ไฟฟ้า

โดยต้นทุนส่วนที่ 2 จะนำต้นทุนในส่วนที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้าสำรองเพื่อรองรับช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด แล้วทำการปันส่วนตามการใช้กำลังไฟฟ้าและปริมาณการใช้ไฟฟ้า โดยพิจารณาที่ 3 ปัจจัยของวิธี 2:1:1 เพราะเป็นวิธีการปันส่วนที่ได้รับการยอมรับในประเทศญี่ปุ่นซึ่งถือเป็นประเทศที่พัฒนาแล้ว และมีมุมมองในปัจจัยที่จะเข้าไปทำการปันส่วนครอบคลุมกว่าวิธีการคิดราคาค่าไฟฟ้าในปัจจุบันที่คิดตามปริมาณการใช้เพียงอย่างเดียวโดยใช้เกณฑ์ Casual Relation คือใครใช้ทรัพยากรมากจะต้องเป็นผู้รับภาระต้นทุนมากตามไปด้วย โดยจะแยกปันส่วนเข้าสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท จากนั้นจึงนำไปรวมกับต้นทุนส่วนที่ 1 แล้วนำไปคิดเป็นต้นทุนต่อหน่วย เพื่อเป็นแนวทางนำไปสู่การตั้งราคาค่าไฟฟ้าที่เหมาะสม

1.2. วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1) เพื่อนำเสนอเกณฑ์ในการปันส่วนต้นค่าใช้จ่าย(Cost Allocation) โดยนำเสนอเป็นอัตราส่วนในแต่ละเกณฑ์ สำหรับเป็นแนวทางในการกำหนดค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท โดยให้เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุด
2) เป็นต้นแบบในการจัดสรรทรัพยากรที่มีประสิทธิภาพให้กับทรัพยากรชนิดอื่น

1.3. ขอบเขตของการวิจัย

1) ศึกษาและวิเคราะห์ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) รวมถึง Maximum Power Demand, Electricity Demandและ Peak Demandของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทของประเทศไทยในปัจจุบัน
2) ศึกษาวิเคราะห์และนำเสนอการปันส่วนค่าใช้จ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทของประเทศไทยโดยใช้เกณฑ์การปันตามความต้องการกำลังไฟฟ้า (MW) และปริมาณการใช้ไฟฟ้า (kWh)

1.4.ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) ได้อัตราส่วนของเกณฑ์ในการปันส่วนค่าใช้จ่ายไฟฟ้าตามสัดส่วนการใช้กำลังไฟฟ้าและปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ที่เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยที่สุด ซึ่งจะเป็นแนวทางนำไปสู่การกำหนดราคาค่าไฟฟ้าที่เหมาะสม
2) ได้แนวทางการจัดสรรทรัพยากรที่มีประสิทธิภาพเพื่อใช้เป็นต้นแบบในการจัดสรรทรัพยากรประเภทอื่นๆ

1.5.ขั้นตอนการดำเนินงาน

1) ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
2) ศึกษาโครงสร้างค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน
3) ศึกษาและวิเคราะห์ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) Maximum Power Demand, Electricity Demandและ Peak Demand ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภท
4) แบ่งประเภทค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าที่จะนำมาศึกษา
5) ศึกษาเกณฑ์ในการปันส่วนค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าของต่างประเทศเพื่อเป็นแนวทางสำหรับประเทศไทย
6) นำเสนอเกณฑ์ที่เหมาะสมในการปันส่วนค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้า
7) ทำการสร้างแบบจำลองการปันส่วนค่าใช้จ่าย (Cost Allocation Model) ค่าไฟฟ้า
8) สรุปผลการดำเนินงานวิจัยและข้อเสนอแนะ
9) จัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์

1.6.ระยะเวลาการดำเนินงาน

ระยะเวลาการดำเนินงานเริ่มตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2554 ถึงเดือนมีนาคม 2555 โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 1 - 11

ตารางที่ 1 - 11 ระยะเวลาการดำเนินงาน

ลำดับ	กิจกรรม	ปี 2554					ปี 2555		
		ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.
1	ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง								
2	ศึกษาโครงสร้างต้นทุนค่าไฟฟ้าของประเทศไทยในปัจจุบัน								
3	ศึกษาและวิเคราะห์ลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) Maximum Power Demand, Electricity Demandและ Peak Demandของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8ประเภท								
4	แบ่งประเภทต้นทุนค่าไฟฟ้าที่นำมาใช้ศึกษา								
5	ศึกษาเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนของต่างประเทศเพื่อเป็นแนวทางสำหรับประเทศไทย								
6	นำเสนอเกณฑ์ที่เหมาะสมในการปันส่วนต้นทุนของต้นทุนค่าไฟฟ้า								
7	ทำการสร้างแบบจำลองการปันส่วนต้นทุน (Cost Allocation Model) ค่าไฟฟ้า								
8	สรุปผลการดำเนินงานวิจัยและข้อเสนอแนะ								
9	จัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์								

บทที่ 2
ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1.1. องค์ประกอบของต้นทุน [6,7]

องค์ประกอบของต้นทุนการผลิต ประกอบไปด้วยค่าใช้จ่าย 3 ส่วน ดังนี้

1) ต้นทุนวัตถุดิบทางตรง (Direct Material) ประกอบไปด้วยส่วนที่เป็นค่าวัตถุดิบที่ใช้ในการผลิตให้เกิดเป็นผลิตภัณฑ์โดยตรง ยกตัวอย่างเช่น โรงงานผลิตชิ้นส่วนรถยนต์ จะมีเหล็กเป็นวัตถุดิบ โรงงานผลิตร้องเท้า ก็จะมีผ้าเป็นวัตถุดิบ เป็นต้น นอกจากวัตถุดิบทางตรงแล้ว โรงงานจะต้องมีวัสดุช่วยประกอบสำหรับการผลิตอื่นๆ เช่น ถุงมือ กระดาษทราย มีดกลึง และอื่นๆ โดยวัสดุเหล่านี้เป็นวัสดุที่ไม่ได้แปรผันตามปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้น เรียกว่า วัตถุดิบทางอ้อมซึ่งต้นทุนในส่วนนี้จะถูกจัดเป็นค่าโสหุ้ยในการผลิต
2) ต้นทุนแรงงานทางตรง (Direct Labor) คือ ค่าใช้จ่ายที่ใช้ไปเพื่อการเปลี่ยนสภาพวัตถุดิบให้เป็นสินค้าสำเร็จรูป โดยค่าใช้จ่ายที่ใช้กับการผลิตโดยตรง เรียกว่าค่าแรงงานทางตรง เช่น ค่าจ้างผลิต เงินเดือนของพนักงานที่คุมเครื่องจักร เป็นต้น ซึ่งค่าแรงงานนี้จะสามารถคิดรวมเข้าไปต้นทุนการผลิตแต่ละผลิตภัณฑ์ได้โดยตรง จึงมีค่าแปรผันตามปริมาณการผลิต เมื่อทำการผลิตมาก ก็ต้องทำงานมากค่าแรงงานทางตรงจะสูง แต่ถ้าผลิตน้อย ค่าแรงงานทางตรงก็จะต่ำ ค่าแรงงานส่วนที่คิดเป็นค่าใช้จ่ายโรงงาน เรียกว่า ค่าแรงงานทางอ้อมเช่น เงินเดือนหรือค่าจ้างพนักงานทำความสะอาดพนักงานรักษาความปลอดภัย พนักงานดูแลคลังสินค้า เป็นต้นในส่วนของค่าล่วงเวลา ถ้าเป็นการจ่ายเพื่อการผลิตตามใบสั่งผลิตที่ต้องการผลผลิตที่เพิ่มขึ้น จะถือว่าเป็นค่าแรงงานทางตรงหรือต้นทุนแรงงานทางตรง ถ้าเป็นส่วนที่ทำเพื่อการทำงานที่ยังไม่เสร็จในเวลาตามที่กำหนด จะถือเป็นค่าแรงงานทางอ้อม ซึ่งเป็นส่วนของต้นทุนค่าใช้จ่ายโรงงาน

3) ค่าใช้จ่ายโรงงาน หรือ โสหุ้ยการผลิต (Factory Overhead Cost) คือ ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นนอกเหนือจากค่าแรงงานทางตรง และค่าวัสดุทางตรงค่าใช้จ่ายโรงงานโดยทั่วไปประกอบด้วยค่าใช้จ่าย ดังต่อไปนี้

- ค่าวัสดุทางอ้อม
- ค่าแรงงานทางอ้อม
- ค่าสาธารณูปโภค
- ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ด
- ค่าเสื่อมราคาเครื่องจักรและสินทรัพย์
- ค่าเช่า
- ค่าภาษี (ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล)
- ค่าเบี้ยประกันสินทรัพย์
- ค่าซ่อมแซมเครื่องจักร และอุปกรณ์ต่างๆ
- ค่าสวัสดิการ

ค่าใช้จ่ายโรงงานจะอยู่ในรูปของค่าใช้จ่ายคงที่ หรือไม่คงที่ก็ได้แต่จะไม่แปรผันโดยตรงตามการผลิตที่เพิ่มขึ้น หรือลดลง ค่าใช้จ่ายโรงงานจึงเป็นส่วนของค่าใช้จ่ายที่เป็นต้นทุนซึ่งสามารถพิจารณาปรับลดได้ก่อน เนื่องจากหลายๆส่วนของต้นทุนที่ลดได้ อาจจะไม่กระทบต่อผลผลิตเลยค่าใช้จ่ายโรงงาน หรือโสหุ้ยการผลิต เมื่อนำมารวมกับต้นทุนแรงงาน จะเรียกว่า ต้นทุนแปรสภาพ (Conversion Cost) ซึ่งเป็นต้นทุนที่ใช้ในการกำหนดค่าจ้างสำหรับงานสั่งทำ ที่มีการนำวัสดุมาแปรรูป

2.1.2. **ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า** [1]

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ามีโครงสร้างต้นทุนเช่นเดียวกับการผลิตสินค้าอื่นๆซึ่งจะประกอบด้วยต้นทุนที่เป็นค่าใช้จ่ายคงที่ (Fixed Cost) และ ต้นทุนที่เป็นค่าใช้จ่ายผันแปร (Variable Cost) โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) ต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) เป็นต้นทุนซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายของสินค้าประเภททุน เช่น เครื่องจักร เครื่องมือและอุปกรณ์ สำหรับระบบผลิต และ ส่งไฟฟ้าตลอดจนค่าใช้จ่ายด้านการดำเนินการและบำรุงรักษาที่มีลักษณะคงที่ แม้จะไม่มีการผลิตไฟฟ้าก็ตาม ต้นทุนประเภทนี้ส่วนใหญ่ขึ้นอยู่กับการลงทุนในการเพิ่มกำลังผลิตและระบบส่งไฟฟ้ามีหน่วยเป็น บาท/กิโลวัตต์

2) ต้นทุนผันแปร (Variable Cost) เป็นต้นทุนที่แปรผันตามปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต เช่น ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง และ ค่าใช้จ่ายด้านการดำเนินการและบำรุงรักษาที่มีลักษณะผันแปรไปตามปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า

2.1.3. **การปันส่วนต้นทุน** (Cost Allocation) [7,8,9]

ต้นทุนผลิตของสินค้าประกอบด้วยค่าวัตถุทางตรง (Direct Material Costs) ค่าแรงงานทางตรง(Direct Labor Costs) และค่าใช้จ่ายการผลิต (Manufacturing Overhead) ค่าวัตถุทางตรงและค่าแรงงานทางตรงจัดเป็นต้นทุนทางตรง (Direct Costs) ที่สามารถจัดสรรให้กับสินค้าหรือบริการได้อย่างชัดเจน แต่ค่าใช้จ่ายการผลิตเป็นต้นทุนทางอ้อม (Indirect Costs) ซึ่งเกิดจากการใช้ทรัพยากรการผลิตร่วมกันในกระบวนการผลิตสินค้าหรือให้บริการ จึงไม่สามารถมอบหมายให้กับสินค้าหรือบริการ หรือในกรณีที่แผนกงานต่างๆ มีการใช้ทรัพยากรร่วมกัน ทำให้เกิดต้นทุนทางอ้อมจากการใช้ทรัพยากรร่วมกัน ต้นทุนทางอ้อมนี้อาจไม่สามารถจัดสรรให้กับหน่วยคิดต้นทุนได้โดยง่าย จึงต้องมีการปันส่วนค่าใช้จ่ายดังกล่าว นอกจากนั้นระบบการผลิตในปัจจุบันมีกรรมวิธีที่ซับซ้อนและกิจการมีสายผลิตภัณฑ์ที่หลากหลาย โครงสร้างต้นทุนในปัจจุบันจึงประกอบด้วยค่าใช้จ่ายการผลิตในสัดส่วนที่มากขึ้น ความต้องการวิธีปันส่วนที่ถูกต้องแม่นยำจึงเพิ่มขึ้นเช่นกัน

ดังนั้นการปันส่วนต้นทุน (Cost Allocation) จึงเป็นกระบวนการในการจัดสรรต้นทุนทางอ้อมให้กับหน่วยคิดต้นทุนอย่างเป็นระบบ ซึ่งต้นทุนทางอ้อมเป็นต้นทุนที่ไม่สามารถมอบหมายให้กับหน่วยคิดต้นทุนได้โดยง่าย หรือ เป็นไปไม่ได้ในเชิงเศรษฐศาสตร์ นั่นคือ ประโยชน์ที่ได้รับจากการจัดสรรต้นทุนโดยให้ต้นทุนนั้นเป็นต้นทุนทางตรงไม่คุ้มค่ากับต้นทุนที่เสียไปในการแจกแจงต้นทุนนั้น

2.1.3.1. **วัตถุประสงค์ของการปันส่วนต้นทุน**

1) เพื่อคำนวณต้นทุนสินค้าคงเหลือสำหรับใช้ในการจัดทำงบการเงินตามหลักการบัญชีที่รับรองทั่วไป ซึ่งต้นทุนการผลิตทั้งต้นทุนทางตรงและต้นทุนทางอ้อมจะต้องจัดสรรให้เป็นต้นทุนของสินค้าหรือบริการ
2) เพื่อลดการใช้ทรัพยากรร่วมอย่างไม่ประหยัด เพราะเมื่อมีการปันส่วนต้นทุนที่เกิดจากการใช้ทรัพยากร หน่วยงานที่ใช้

ทรัพยากรจะต้องรับภาระต้นทุนจากการใช้ทรัพยากรด้วยจึงเป็นการกระตุ้นให้หน่วยงานมีการวางแผนเพื่อให้มีการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

3) เพื่อกระตุ้นพนักงานและผู้บริหารให้ความสนใจกับข้อมูลที่สะท้อนจากต้นทุน เช่น ทำให้พนักงานขายมุ่งความพยายามในการขายสินค้าที่มีกำไรขั้นต้นสูง หรือผู้บริหารพยายามปรับปรุงกระบวนการผลิตให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นเพื่อลดต้นทุน เป็นต้น
4) เพื่อให้ข้อมูลต้นทุนในการประเมินประสิทธิภาพบริการที่ให้ภายในองค์กร โดยผู้บริหารสามารถใช้ข้อมูลต้นทุนในการประเมินว่าบริการที่ได้รับจากหน่วยงานภายในองค์กรนั้นมีต้นทุนมากน้อยเพียงใด มีประสิทธิภาพ (ซึ่งวัดจากต้นทุน) เทียบเคียงกับผู้ให้บริการภายนอกองค์กรหรือไม่
5) เพื่อให้ข้อมูลสำหรับการตัดสินใจในด้านต่างๆ เช่น การใช้ข้อมูลต้นทุนในการตัดสินใจว่าจะซื้อชิ้นส่วนหรือผลิตเอง การตัดสินใจว่าจะรับคำสั่งซื้อพิเศษหรือไม่ การกำหนดราคาสินค้า การวิเคราะห์ความสามารถในการทำกำไรของแต่ละสายผลิตภัณฑ์ การเพิ่ม/ลดสายผลิตภัณฑ์ เป็นต้น

2.1.3.2. **เกณฑ์ที่ใช้ในการปันส่วนต้นทุน**

ในการปันส่วนต้นทุน กิจการอาจเลือกเกณฑ์ที่ใช้ในการปันส่วนต้นทุนได้ดังนี้

1) Cause and Effect: เกณฑ์ปัจจัยและผลลัพธ์เป็นวิธีการปันส่วนต้นทุนโดยใช้ปัจจัยที่ทำให้เกิดต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายเป็นเกณฑ์ในการปันส่วน เช่น กิจการใช้จำนวนพนักงานเป็นเกณฑ์ในการปันส่วนค่าใช้จ่ายในการให้บริการพนักงาน เนื่องจากค่าใช้จ่ายดังกล่าวจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับจำนวนพนักงาน เกณฑ์นี้เป็นเกณฑ์ที่ได้รับความนิยม และเป็นเกณฑ์ที่ใช้ในการปันส่วนตามระบบต้นทุนฐานกิจกรรมที่จะอธิบายต่อไป

2) Benefits Received:เกณฑ์ประโยชน์ที่ได้รับเป็นวิธีการปันส่วนต้นทุนให้กับหน่วยคิดต้นทุนตามสัดส่วนประโยชน์ที่หน่วยคิดต้นทุนได้รับจากต้นทุนนั้น เช่น กิจการปันส่วนค่าเสื่อมราคาสำนักงานตามสัดส่วนพื้นที่ของแต่ละแผนกงาน โดยถือว่าแผนกงานที่ใช้พื้นที่มากย่อมได้รับประโยชน์จากการใช้พื้นที่สำรักงานมากกว่าแผนกงานที่ใช้พื้นที่น้อยกว่า หรือกิจการปันส่วนค่าโฆษณาให้กับสินค้าโดยใช้ยอดขายของสินค้าเป็นเกณฑ์ โดยถือว่าสินค้าที่มียอดขายสูงได้รับประโยชน์จากการโฆษณามากกว่าสินค้าที่มียอดขายต่ำกว่า เป็นต้น

3) Fairness: เกณฑ์ยุติธรรมหรือเกณฑ์เท่าเทียม (Equity) เป็นวิธีการปันส่วนต้นทุนโดยฝ่ายที่เกี่ยวข้องมาร่วมกันกำหนดเกณฑ์ที่ใช้ในการปันส่วนต้นทุนที่เห็นพ้องต้องกันและมีความสมเหตุสมผลซึ่งเกณฑ์นี้มักจะขึ้นอยู่กับดุลพินิจของผู้ที่เกี่ยวข้อง ได้มีงานวิจัยของ Greg Hill [10] ใช้เกณฑ์นี้มาทำงานวิจัย The Fair Allocation of Electricity Costs over Time เพื่อที่ต้องการจะให้ค่าไฟฟ้ามีราคาต่ำในอนาคต โดยยอมให้ค่าไฟฟ้ามีราคาสูงมากในปัจจุบัน อย่างไรก็ตามทฤษฎีนี้ยังคงดูไม่เป็นไปตามระเบียบแบบแผน และกำลังพยายามหาทางปรับปรุงแก้ไขต่อไป

4) Ability to Bear: เกณฑ์ความสามารถในการรับต้นทุนเป็นวิธีการปันส่วนต้นทุนให้กับหน่วยคิดต้นทุนที่เกี่ยวข้องตามความสามารถของหน่วยคิดต้นทุนในการรับภาระต้นทุนนั้นๆ เช่น กิจการปันส่วนค่าใช้จ่ายบริหารให้กับหน่วยงานโดยใช้กำไรจากการดำเนินงานของแต่ละหน่วยงานเป็นเกณฑ์ โดยถือว่าหน่วยงานที่มีกำไรสูงมีความสามารถในการรับภาระต้นทุนมากกว่าหน่วยงานที่มีกำไรต่ำกว่า

การปันส่วนต้นทุนทางอ้อมโดยใช้เกณฑ์ Cause and Effect และ Benefits Received เป็นเกณฑ์ที่นิยมใช้กันทั่วไป เนื่องจากมีความชัดเจนในการเลือกเกณฑ์มากกว่าสองเกณฑ์หลังซึ่งได้รับความนิยมน้อยกว่าการใช้เกณฑ์ Fairness อาจทำให้เกิดความขัดแย้งระหว่างหน่วยงานหรือต้องเสียเวลาในการกำหนดเกณฑ์ที่ทุกฝ่ายเห็นว่าสมเหตุสมผล ส่วนเกณฑ์ Ability to Bear อาจทำให้เกิดปัญหาที่เรียกว่า Cross-Subsidization ระหว่างหน่วยคิดต้นทุนที่ใช้ทรัพยากรร่วมกัน ตัวอย่างเช่นหน่วยงานที่มีกำไรสูงต้องรับภาระต้นทุนสูงทำให้ดูเหมือน มีกำไรต่ำกว่าที่ควรจะเป็นเพราะต้องรับภาระต้นทุนบางส่วนแทนหน่วยงานที่มีกำไรต่ำ ส่วนหน่วยงานที่มีกำไรต่ำรับภาระต้นทุนน้อยลงจึงทำให้ดูเหมือนว่ามีกำไรมากกว่าที่ควรจะเป็น ข้อมูลต้นทุนที่บิดเบือนนี้อาจทำให้ผู้บริหารตัดสินใจคลาดเคลื่อน

2.1.3.3. **ขั้นตอนในการปันส่วนต้นทุน**

ในกรณีที่มีต้นทุนทางอ้อมซึ่งเกิดจากการที่หน่วยคิดต้นทุนมีการใช้ทรัพยากรร่วมกันขั้นตอนในการปันส่วนต้นทุนทางอ้อมดังนี้

1) กำหนดหน่วยคิดต้นทุน ในขั้นตอนนี้กิจการจะต้องระบุว่าอะไรคือ หน่วยคิดต้นทุน ซึ่งอาจจะเป็นสินค้า บริการ หน่วยงาน หรือลูกค้า ต้นทุน กล่าวอย่างง่ายๆ คือ กิจการต้องการวัดมูลค่าต้นทุนของสิ่งใด ตัวอย่างเช่น กิจการต้องการปันส่วนค่าเสื่อมราคาเครื่องจักรที่ใช้ในการผลิตสินค้า 2 โมเดล ดังนั้น สินค้าก็คือ หน่วยคิดต้นทุน เป็นต้น
2) กำหนดกลุ่มต้นทุน (Cost Pools) กิจการอาจจะมีต้นทุนทางอ้อมหลายรายการซึ่งบางรายการมีพฤติกรรมของต้นทุนคล้ายคลึงกัน สามารถปันส่วนโดยใช้ตัวผลักดันต้นทุน หรือเกณฑ์ในการการปันส่วนเกณฑ์เดียวกันได้ กิจการสามารถรวบรวมต้นทุนดังกล่าวที่มีลักษณะคล้ายคลึงกันรวมอยู่ในกลุ่มเดียวกัน ซึ่งเรียกว่า กลุ่มต้นทุน ดังนั้นยิ่งต้นทุนแต่ละรายการมีพฤติกรรมคล้ายคลึงกันมากเท่าใด จำนวนกลุ่มต้นทุนก็จะน้อยลง

3) เลือกเกณฑ์ที่ใช้ในการปันส่วนต้นทุน (Cost Allocation Base) หรือที่เรียกว่าตัวผลักดันต้นทุน (Cost Driver) ซึ่งเป็นปัจจัยร่วมที่สามารถใช้ในการปันส่วนต้นทุนที่อยู่ในกลุ่มต้นทุนเดียวกันได้ โดยกลุ่มต้นทุน 1 กลุ่ม จะมีเกณฑ์ที่เลือกใช้ในการปันส่วน 1 เกณฑ์ เกณฑ์ที่เลือกใช้ควรสอดคล้องกับพฤติกรรมของต้นทุนในกลุ่มต้นทุน ดังนั้น จึงควรเลือกเกณฑ์ปันส่วนโดยใช้หลักปัจจัยและผลลัพธ์ นั่นคือ พิจารณาว่าปัจจัยใดที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนมากที่สุด และเลือกปัจจัยนั้นเป็นเกณฑ์ในการปันส่วน เช่น ถ้าค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบคุณภาพส่วนใหญ่มีพฤติกรรมขึ้นลงตามจำนวนชั่วโมงที่ใช้ในการตรวจสอบ กิจการควรจะใช้ชั่วโมงตรวจสอบเป็นตัวผลักดันต้นทุน

2.1.3.4. **ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟ** (Load Pattern)[4]

การใช้ไฟฟ้าของประเทศก่อนปี 2534 สามารถแบ่งออกเป็นสามช่วงเวลา ดังแสดงในตารางที่ 2-1 กล่าวคือ ช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดระหว่าง 18.30 น.ถึง 21.30 น.(Peak Period) ช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าปานกลางระหว่าง 8.00 น. ถึง 18.30 น. (Partial Period) และช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าต่ำระหว่าง 21.30 น ถึง8.00น. (Off-Peak) ช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้ามากที่สุดเป็นช่วงที่ กฟผ.ต้องใช้กำลังการผลิตเต็มที่จนถึงจุดที่มีกำลังการผลิตสำรองขั้นต่ำ (Minimum Reserve Margin) และ PEAต้องใช้กำลังการจ่ายไฟฟ้าเต็มที่ในช่วงเวลาเดียวกัน ในขณะที่ MEA มีการใช้กำลังการจ่ายไฟฟ้าเต็มที่ในช่วงเวลาบ่ายซึ่งตรงกับช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้า ของทั้งประเทศในระดับปานกลาง ดังนั้นถ้ามีความต้องการไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ในช่วงเวลาที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงภาคไฟฟ้าจำเป็นต้องมีการลงทุนเพิ่มในกำลังการผลิตและการจำหน่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 2-1.ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของระบบก่อนปี 2534 (ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)

ลักษณะการใช้ไฟฟ้า	เวลา
Peak	18.30 – 21.30 น.
Partial Peak	08.30 – 18.30 น.
Off-Peak	21.30 – 08.30 น.

ผู้ใช้ไฟที่ใช้ไฟฟ้าในช่วงหัวค่ำซึ่งเป็นช่วง Peak ของระบบจึงควรต้องเสียค่าไฟฟ้า ในอัตราที่สูงกว่าผู้ใช้ไฟที่ใช้ไฟฟ้าในช่วง Off – Peak ของระบบ วิธีการหนึ่งที่เป็นธรรมในการคิดอัตราค่าไฟฟ้าได้แก่ การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในช่วงของวันให้แตกต่างกัน (Time of Day Rate)ภายหลังจากการนำอัตรา TOD มาใช้ในปี 2534 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยได้เปลี่ยนแปลงไป โดยตั้งแต่ปี 2537 เป็นต้นมา ช่วง Peak ของระบบได้เปลี่ยนจากช่วง 18.30 – 21.30 น. เป็นช่วง 9.00 – 22.00 น.ดังแสดงในตารางที่ 2-2 นอกจากนี้ ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในช่วงวันอาทิตย์มีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าวันจันทร์-วันเสาร์ มาก

ตารางที่ 2-2. ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของระบบ ตั้งแต่ปี 2537 (ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)

ลักษณะการใช้ไฟฟ้า	เวลา
Peak	9.00 – 22.00 น. วันจันทร์ – เสาร์
Off-Peak	22.00 – 9.00 น. วันจันทร์ – เสาร์ และวันอาทิตย์ทั้งวัน

เนื่องจากลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป ในช่วงต้นปี 2540 การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้ประกาศใช้โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU) ให้เป็นอัตราเลือกสำหรับผู้ใช้ไฟที่ซื้อไฟฟ้าในอัตรา TOD ในปัจจุบันและเป็นอัตราบังคับสำหรับผู้ใช้ไฟรายใหม่โดยค่าไฟฟ้าจะแพงในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูง (Peak) และค่าไฟฟ้าจะถูกในช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้าต่ำ (Off – Peak) นอกจากนี้ ในวันอาทิตย์ยังถูกกำหนดให้เป็นช่วง Off – Peak ด้วยเพื่อให้โครงสร้างค่าไฟฟ้าสะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงและส่งสัญญาณอย่างถูกต้องไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าและเนื่องจากปัญหาในการติดตั้งมิเตอร์ทำให้ไม่สามารถจัดทำโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า ที่สะท้อนถึงต้นทุนหน่วยสุดท้ายเช่นในลักษณะของอัตรา TOD หรืออัตรา TOU ได้ทั้งหมด ดังนั้นจึงจำเป็นต้องจัดกลุ่มผู้ใช้ไฟตามลักษณะการใช้ไฟฟ้า (Load Pattern) โดยจัดให้ผู้ใช้ไฟที่มีลักษณะการใช้ไฟฟ้า คล้ายกันอยู่ในกลุ่มเดียวกันผู้ใช้ไฟแต่ละกลุ่มจะจ่ายค่าไฟฟ้า ตามอัตราที่จะกำหนดให้สะท้อนต้นทุนในการผลิต และการจัดจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟกลุ่มนั้นๆมากที่สุด การจัดกลุ่มผู้ใช้ไฟในปัจจุบันเป็นดังตารางที่ 2-3

ตารางที่ 2-3. ลักษณะการใช้ไฟฟ้าปัจจุบัน (พศ.2555) (ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)

กลุ่มผู้ใช้ไฟ	ลักษณะการใช้ไฟฟ้า
ผู้ใช้ไฟประเภทบ้านอยู่อาศัย	ใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงหัวค่ำ
ผู้ใช้ไฟประเภทอุตสาหกรรมขนาดใหญ่	ใช้ไฟค่อนข้างสม่ำเสมอ
ผู้ใช้ไฟประเภทธุรกิจขนาดใหญ่ อุตสาหกรรมขนาดกลาง และอุตสาหกรรมขนาดเล็ก	ใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงบ่ายและใช้ไฟฟ้าน้อยในช่วงหัวค่ำ
ผู้ใช้ไฟประเภทธุรกิจขนาดเล็ก	ใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงหัวค่ำ
ผู้ใช้ไฟประเภทธุรกิจเฉพาะอย่าง (โรงแรม)	ใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงหัวค่ำ

ตั้งแต่ พ.ศ.2548 เป็นต้นมาลักษณะการใช้ไฟฟ้าของระบบได้เปลี่ยนแปลงไปดังแสดงในตารางที่ 2-3โดยลักษณะการใช้ไฟฟ้าในวันเสาร์ วันอาทิตย์ และวันหยุดราชการมีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำกว่าวันจันทร์ – ศุกร์ มาก กล่าวคือช่วง Peak ของระบบ คือ เวลา 9.00 – 22.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์และวันพืชมงคลช่วง Off – Peak ของระบบ คือ เวลา 22.00-9.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์และวันพืชมงคล และวันเสาร์วันอาทิตย์ และวันหยุดราชการตามปกติและวันแรงงานแห่งชาติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล)

2.1.4. การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์

การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) เป็นการทดสอบความมั่นคงของข้อสรุปที่ได้จากการวิเคราะห์บนพิสัยของการประมาณค่าความน่าจะเป็น การใช้ดุลพินิจเกี่ยวกับตัวเลขต่างๆ ตลอดจนข้อสมมติพื้นฐานที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ครั้งนั้น ทั้งนี้โดยการแทนที่ข้อสมมติ หรือตัวเลขตัวใหม่ ซึ่งแตกต่างไปจากเดิมในระดับที่กำหนดหรือต้องการทดสอบ ลงไปแทนข้อสมมติหรือตัวเลขที่ใช้อยู่เดิมในการประมาณการงบประมาณ และทำการคำนวณใหม่อีกครั้งแล้วพิจารณาผลลัพธ์ของการวิเคราะห์ว่า แตกต่างไปจากเดิมมากน้อยเพียงใด หากผลการวิเคราะห์ไม่แตกต่างไปจากเดิมมากนัก หรือแตกต่างเพียงเล็กน้อยในระดับที่ไม่มีผลในทางปฏิบัติ อาจกล่าวได้ว่า วิธีการที่ใช้วิเคราะห์ต้นทุนหรือประมาณการงบประมาณนั้นมีความมั่นคง ไม่อ่อนไหว ได้ผลการวิเคราะห์ที่น่าเชื่อถือและถูกต้อง แต่หากผลลัพธ์ที่ได้แตกต่างจากเดิมมาก จะทำให้เกิดความไม่มั่นใจในความน่าเชื่อถือและความถูกต้องของผลการวิเคราะห์ที่ได้มาก่อนหน้า เช่น ในการบริหารโรงพยาบาลหลายครั้งจำเป็นต้องมีการเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบปัจจัยด้านการบริหารที่ส่งผลถึงรายรับและรายจ่ายของการบริการ ทั้งโดยตรงและโดยอ้อมได้ ผู้บริหารโรงพยาบาลที่ต้องตัดสินใจโดยมีข้อมูล มักต้องการทราบผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวที่

จะเกิดต่อรายรับและรายจ่ายของการบริการได้ การจัดทำงบประมาณที่ถูกต้อง แม่นยำ เป็นการทำงานที่มีความละเอียดอ่อน ต้องอาศัยข้อมูลในเรื่องต่างๆ จากแหล่งต่างๆ เป็นจำนวนมาก ต้องมีข้อมูลในด้านโครงสร้างองค์การ หน่วยงาน ต้นทุนประเภทต่างๆ การให้บริการระหว่างกัน การจัดสรรกระจายต้นทุน ตลอดจนการประมาณการจำนวนครั้งและลักษณะของการบริการที่ให้แก่ผู้ป่วย ข้อมูลเหล่านี้หลายกรณีเป็นข้อเท็จจริงที่สามารถวัด สังเกต หรือประเมินได้โดยตรงอย่างเป็นรูปธรรม อย่างไรก็ตาม ข้อมูลบางประการอาจไม่สามารถใช้ตัววัดหรือค่าตัวเลขที่แท้จริงได้ เนื่องจากวัดได้ยาก ไม่สามารถวัดได้ หรือไม่คุ้มค่าที่จะวัด จึงจำเป็นต้องใช้ตัวแทน ใช้การประมาณค่า ตั้งเป็นข้อสมมติหรือกำหนดข้อตกลงเบื้องต้นเป็นพื้นฐานของการวิเคราะห์ ซึ่งย่อมแน่นอนว่าการใช้ตัวเลขประมาณค่า ตัวแทน หรือข้อสมมติ ที่ย่อมมีโอกาสไม่เป็นความจริง และส่งผลทำให้ผลของการวิเคราะห์ผิดพลาดได้

คำถามที่สำคัญในการทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว คือ

1) ตัวแปรหรือข้อมูลตัวใดที่ควรนำมาประเมินความไว

โดยทั่วไปมักพิจารณาตัวแปรที่มีความสำคัญ และผู้วิเคราะห์ไม่มีความมั่นใจในความถูกต้องของข้อมูลที่ได้มา และต้องการประเมินว่า หากข้อมูลตัวเลขหรือข้อสมมติที่ใช้มีความคลาดเคลื่อน จะทำให้ตัวเลขผลลัพธ์คำนวณได้แตกต่างไปจากค่าเดิมมากน้อย

2) ตัวเลขใดหรือวิธีการทำงานแบบใดที่ควรนำมาใช้แทนค่าตัวแปรที่ใช้ในการวิเคราะห์ไว้เดิมเพื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหว

โดยทั่วไปในกรณีของตัวเลขมักจะใช้ค่าสูงสุดหรือค่าต่ำสุดที่มีความเป็นไปได้มาใช้เป็นตัวแทนเพื่อการคำนวณในการวิเคราะห์ความอ่อนไหว บางครั้งอาจนำร้อยละของความคาดเคลื่อนที่ยอมรับได้หรือมีความเป็นไปได้มาใช้ และนำตัวเลขเป้าหมายหรือตัวเลขที่คาดหวังให้เป็นมาทดแทน หรืออาจนำตัวเลขของโรงพยาบาลอื่นๆ มาใช้ในการคำนวณก็ได้

2.2. งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.2.1. ภาพรวมของการปันส่วนต้นทุน

หลักการปันส่วนต้นทุนได้ถูกนำมาใช้ได้หลากหลายงานวิจัยไม่ว่าจะเป็นส่วนหนึ่งของการจัดทำต้นทุนฐานกิจกรรม [6,7,8] หรือนำมาใช้เป็นหลักในการทำวิจัย [11,12,13,14] เพื่อเป็นตัวช่วยในการตัดสินใจในการตั้งราคาค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมตามที่ Warinee Akkawat กล่าวไว้ [12] หรือแสดงให้เห็นถึงการรับภาระต้นทุนเมื่อเทียบกับอัตราการใช้ค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ในแต่ละเมือง [14] โดยรวมแล้วการปันส่วนต้นทุน (Cost Allocation) หมายถึง [6,15] กระบวนการในการติดตามต้นทุนเข้าสู่สิ่งที่จะคิดต้นทุน (Cost Object) และที่จะพยายามจัดต้นทุนเหล่านี้เข้าสู่สิ่งคิดต้นทุนกระบวนการปันส่วน

2.2.2. มูลเหตุในการปันส่วนต้นทุน

ในการปันส่วนต้นทุนนั้นมีมูลเหตุมาจากความต้องการที่หลากหลายเช่น เพื่อลดการใช้ทรัพยากรร่วมอย่างไม่ประหยัด เช่นการรับภาระต้นทุนค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า [12] เพื่อจัดสรรต้นทุนทางตรงและทางอ้อมให้เป็นต้นทุนผลิตภัณฑ์หรือบริการ [9] หรือการนำต้นทุนคงที่มาปันส่วนตามแบบจำลองการปันส่วนต้นทุน 2:1:1 ของ Mitsubishi Research Institute [13] เพื่อให้ผู้ใช้บริการไฟฟ้าได้เห็นรูปแบบการคิดต้นทุนค่าไฟฟ้าแบบเป็นรูปธรรม และทำให้การคิดค่าไฟฟ้ามีความน่าสนใจในการศึกษาวิธีคิด

2.2.3. การนำวิธีการปันส่วนต้นทุนไปประยุกต์ใช้ในงานวิจัย

มีหลายงานวิจัยที่นำการปันส่วนต้นทุนเข้ามาใช้ในการวิจัย เช่น Warinee Akkawat [12] นำ Marginal Cost มาเป็นตัวกำหนดค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าเพราะในทางเศรษฐศาสตร์แล้วอัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Tariff) ที่มีราคาเท่ากับต้นทุนเพิ่มหน่วยสุดท้าย(Marginal Cost) จะสะท้อนต้นทุนที่แท้จริงได้มากกว่าและช่วยในการจัดสรรทรัพยากรได้อย่างมีประสิทธิภาพในอีกความหมายหนึ่ง ต้นทุนหน่วยสุดท้าย หมายถึง “ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากการปรับระบบการผลิตและจัดจำหน่ายไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดเพื่อสนองตอบความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง 1 หน่วย” อัตราค่าไฟฟ้าที่คิดจากพื้นฐานต้นทุนหน่วยสุดท้ายจะสะท้อนต้นทุนในการผลิตและจัดจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งจะเป็นสัญญาณที่ถูกต้องสำหรับผู้ใช้ไฟและทำให้การจัดสรรทรัพยากรมีประสิทธิภาพมากที่สุด [3] ถ้าหากอัตราค่าไฟฟ้า (Electrical Tariff) สูงกว่า Marginal Cost ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องแบกรับภาระค่าไฟฟ้าสูงกว่าความเป็นจริง ในขณะที่ Marginal Cost สูงกว่า Electrical Tariff ก็แปลว่าการจัดสรรทรัพยากรไม่มีประสิทธิภาพ และจะเกิดความ

สูญเปล่าในการผลิตไฟฟ้าเนื่องจากผลิตไฟฟ้าแล้วขาดทุน จากการศึกษาจะได้ค่า Energy Charge = 0.97 B/kWh ซึ่งสูงกว่าราคาค่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยทั้งสามประเภทลูกค้าเพราะทาง EGAT กำหนดราคาไว้ต่างกันในแต่ละประเภทลูกค้า จึงใช้ราคาเฉลี่ยมาเป็นตัวเปรียบเทียบกับ Energy Charge ที่พิสูจน์จากการศึกษาในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้และในขณะเดียวกัน Demand Charge =89.61B/kW ก็สูงกว่าอัตราค่า Demand Charge ที่ EGAT แบ่งประเภทลูกค้าไว้ 80,67 และ 87บาท ตามลำดับ สิ่งเหล่านี้แสดงให้เห็นข้อสรุปว่าEGAT เรียกเก็บค่าไฟฟ้าต่ำกว่าต้นทุนส่วนเพิ่มหน่วยสุดท้าย (Marginal Cost) ซึ่งเป็นสิ่งที่ควรหลีกเลี่ยงเพราะ จะทำให้เกิดการผลิตเกินความจำเป็นและทำให้เพิ่มความสูญเปล่าในการใช้ไฟฟ้ามากขึ้นและผู้บริโภคควรจะจ่ายค่าความต้องการไฟฟ้าและค่าพลังงานไฟฟ้าที่ราคานี้จากนั้นนำราคาค่า Demand Charge และ Energy Charge มาคิดต้นทุนและทำการปันส่วนได้ดังตารางที่ 2-4

ตารางที่2-4.การปันส่วนต้นทุนค่าความต้องการไฟฟ้า,ค่าเชื้อเพลิงและค่าไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกับลูกค้าแยกตามประเภทลูกค้าของ MEA

	Total	DEMAND		ENERGY		CUSTOMER	
		%	Allocation	%	Allocation	%	Allocation
Residential	2,758,272	25.06	579,411	19.82	1,680,401	72.34	480,430
Small Business	1,648,155	15.47	368,812	13.23	1,121,681	23.74	157,663
Large Business	1,942,012	17.39	414,585	17.87	1,515,074	1.86	12,353
Small Industry	1,434,737	12.83	305,873	13.18	1,117,441	1.72	11,423
Large Industry	3,963,361	28.77	685,889	35.46	3,006,409	0.16	1,1063
Street Lighting	49,943	0.48	11,443	0.44	37,305	0.18	1,196
Total	11,526,480	100	2,384,043	100	8,478,311	100	664.127

(หน่วย:ล้านบาท)

นอกจากนั้นก็ยังมีการปันส่วนต้นทุนค่าใช้จ่ายในการรักษาความปลอดภัยจากการส่งไฟฟ้าข้ามเขตของประเทศจีนซึ่ง Chengren Li ,Yong Han, Xiao Gao , Yanqun Duan[14] ได้ทำการปันส่วนต้นทุนโดยใช้ค่าความต้องการไฟฟ้าสำรองสูงสุด (Maximum Emergency Support Power) เป็นเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุน โดย Grid ที่ใช้ค่า Maximum

emergency support power มากก็จะแบกรับภาระต้นทุนค่าใช้จ่ายในการรักษาความปลอดภัย (Security Cost) ในอัตราส่วนที่สูงกว่า Grid ที่ใช้ค่า Maximum emergency support power ต่ำ ลดหลั่นกันไปในแต่ละ Grid

ตารางที่ 2-5. การปันส่วนต้นทุนค่ารักษาความปลอดภัยในช่วงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ปี ค.ศ.2005 (ที่มา:Allocation Method Of Cross-Region (Trans-Province) Electricity Transmission Security Costs, State Grid Energy Research Institute, College of Economic and Management, North China Electricity Power University)

Grid	Maximum Emergency Support Power (MW)	Security allocation ratio
A	958.2	11.92%
B	677.7	8.43%
C	2919.5	36.32%
D	2282.9	28.40%
E	1200	14.93%
Total	8038.3	100.00%

ในการปันส่วนต้นทุนนั้นจะเข้าไปเป็นส่วนประกอบส่วนหนึ่งของงานวิจัย [6,7,8] หรือสามารถเป็นนำมาใช้ทำวิจัยได้ด้วยตัวของมันเอง [12] ซึ่งโดยส่วนมากแล้วจะเลือกวิธีการปันต้นทุนด้วยวิธีปันส่วนแบบกลับไปกลับมา (Reciprocal Allocation Method) โดย พิชญ์ เตชะกำธร [7] ได้ให้เหตุผลในการเลือกวิธีนี้ในการปันส่วนต้นทุนแผนกบริการสู่แผนกผลิต เผื่อนำไปคิดต้นทุนผลิตภัณฑ์ของโรงงานผลิตตู้แสดงสินค้าว่า เป็นวิธีที่คำนึงถึงการให้บริการระหว่างแผนกบริการอย่างสมบูรณ์ โดยที่ไม่จำเป็นต้องคำนึงถึงกฎเกณฑ์ ในการปันส่วนตามลำดับก่อนหลัง วิธีการปันส่วนแบบกลับไปกลับมานี้จะให้ค่าตัวเลขที่ถูกต้องมากกว่าวิธีการปันส่วนอื่นๆ โดยทั้ง พิชญ์ เตชะกำธร,นพดล ตรียะประเสริฐพรและ เอกพงศ์ จงเกษกรณ์ [6,7,8] ต่างเลือกใช้โปรแกรม Microsoft Excel มาใช้ในการเชื่อมโยงข้อมูล และทำการปันต้นทุนจากแผนกสนับสนุนลงสู่แต่ละกระบวนการ

แต่ในบางงานวิจัยเช่น งานวิจัยของ วรางคณา สุวรรณโณ [11] ได้นำเสนอวิธีการปันส่วนต้นทุนทั้ง 3 แบบคือ การปันส่วนโดยตรง (Direct Method) วิธีปันส่วนแบบเป็นขั้นๆ (Step Method) และวิธีปันส่วนแบบกลับไปกลับมา (Reciprocal Method) เปรียบเทียบกับวิธีการเดิมที่

บริษัทถือปฏิบัติในการวิเคราะห์การปันส่วนต้นทุนสำหรับผลิตภัณฑ์ร่วมในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ได้ผลการปันส่วนดังตารางที่ 2-6

ตารางที่ 2-6.การปันส่วนต้นทุนทั้ง3วิธีเทียบกับวิธีที่บริษัทถือปฏิบัติ (ที่มา: การวิเคราะห์การปันส่วนต้นทุนสำหรับผลิตภัณฑ์ร่วมในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี,วรางคณา สุวรรณโณ,วิทยานิพนธ์บัญชีมหาบัณฑิต,2534.)

หน่วยผลิต	แบบที่บริษัทถือปฏิบัติ	วิธีการที่ใช้ปันส่วนตามเกณฑ์ที่เสนอแนะ		
		โดยตรง	เป็นขั้นๆ	Reciprocal Method
ก๊าซคลอรีนและโซดาไฟ	23,859,217.09	24,824,656.06	24,588,917.46	24,621,478.55
วีซีเอ็ม	36,780,483.24	35,335,803.12	34,083,092.5	33,992,610.61
พลาสติกพีวีซี	22,351,497.87	22,005,110.26	24,031,314.72	24,114,908.16
หน่วยกำจัดของเสียจากหน่วยผลิตวีซีเอ็ม	450,801.80	1,276,430.56	738,675.32	713,002.68
รวม	83,442,000.00	82,442,000.00	82,442,000.00	82,442,000.00

(หน่วย:บาท)

เมื่อเปรียบเทียบการปันส่วนค่าใช้จ่ายทางอ้อมแบบโดยตรงตามเกณฑ์ที่บริษัทถือปฏิบัติกับการปันส่วนแบบเป็นขั้นๆ จะส่งผลให้เกิดความแตกต่างอย่างชัดเจนในหน่วยผลิตวีซีเอ็มและหน่วยผลิตพลาสติกพีวีซี เพราะว่าหน่วยผลิตวีซีอ็มมีมูลค่าลงทุนที่สูงกว่าหน่วยงานอื่น เมื่อปันส่วนตามเกณฑ์ผลรวมของค่าเสื่อมราคาและเงินเดือนจะทำให้หน่วยผลิตวีซีเอ็มได้รับปันส่วนสูงกว่าหน่วยงานอื่น ในขณะที่การปันส่วนแบบเป็นขั้นๆจะทำให้หน่วยผลิตพลาสติกพีวีซีได้รับปันส่วนค่าใช้จ่ายทางอ้อมสูงกว่าหน่วยผลิตอื่น เนื่องจากได้รับปันส่วนค่าใช้จ่ายทางอ้อมจากหน่วยงานซ่อมบำรุงเครื่องจักรและเครื่องมือสูงกว่าวิธีแรก

จากตารางที่ 2-6 พบว่าการปันส่วนตามวิธีแบบเป็นขั้นๆและวิธี Reciprocal Method ให้ผลต่อหน่วยผลิตใกล้เคียงกันมากแต่จะแตกต่างจากการปันส่วนตามวิธีโดยตรง อย่างเห็นได้ชัดเพราะการปันส่วนแบบเป็นขั้นๆ และวิธี Reciprocal Method จะคำนึงถึงความสัมพันธ์ที่

หน่วยงานในแผนกบริการมีให้แก่กัน ในขณะที่การปันส่วนโดยตรงจะปันส่วนค่าใช้จ่ายของหน่วยงานในแผนกบริการสู่หน่วยงานในแผนกผลิตโดยตรง โดยไม่คำนึงถึงความสัมพันธ์ดังกล่าว โดยการคำนึงถึงความสัมพันธ์ที่หน่วยงานบริการมีให้แก่กันนั้นย่อมเป็นสิ่งที่ถูกต้องและสอดคล้องกับลักษณะกิจกรรมของหน่วยงาน ช่วยให้หน่วยงานบริการคำนึงถึงความสัมพันธ์ที่มีแก่กันโดยไม่มองเฉพาะความสัมพันธ์ที่ให้แก่แผนกผลิตเพียงอย่างเดียว ทำให้การประมาณการค่าใช้จ่ายตามต้องการที่แผนกต่างๆ ต้องการจากแผนกบริการเป็นไปอย่างถูกต้องครบถ้วนมากขึ้น มีความเป็นธรรมและได้รับการยอมรับจากแผนกที่ได้รับค่าใช้จ่ายที่ถูกปันส่วนจากแผนกบริการ แต่เมื่อเทียบผลคำนวนตามวิธีการปันส่วนแบบเป็นขั้นๆและ Reciprocal Method จะมีผลใกล้เคียงกัน ควรจะเลือกวิธีที่มีความสะดวกรวดเร็วในการคำนวณมาใช้เป็นเกณฑ์ในการปันส่วน คือวิธีการปันส่วนแบบเป็นขั้นๆ (Step Method) ซึ่งแสดงให้เห็นว่าวิธีการปันส่วนที่จะถูกนำมาเลือกใช้นั้นขึ้นอยู่กับสภาวะการณ์ในงานวิจัยนั้นๆว่าต้องการอะไร ยกตัวอย่างเช่นถึงแม้วิธีการปันส่วนแบบกลับไปกลับมาจะเป็นวิธีที่สะท้อนให้เห็นความถูกต้องมากที่สุด แต่ถ้างานวิจัยนั้นต้องการความสะดวกรวดเร็วในการปันส่วน [11] ก็จะเลือกวิธีการปันส่วนแบบเป็นขั้นๆมาใช้ในการปันส่วนเพราะมีความสะดวกรวดเร็วกว่า

2.2.4 การนำแบบจำลองการปันส่วนต้นทุนมาใช้คิดต้นทุน

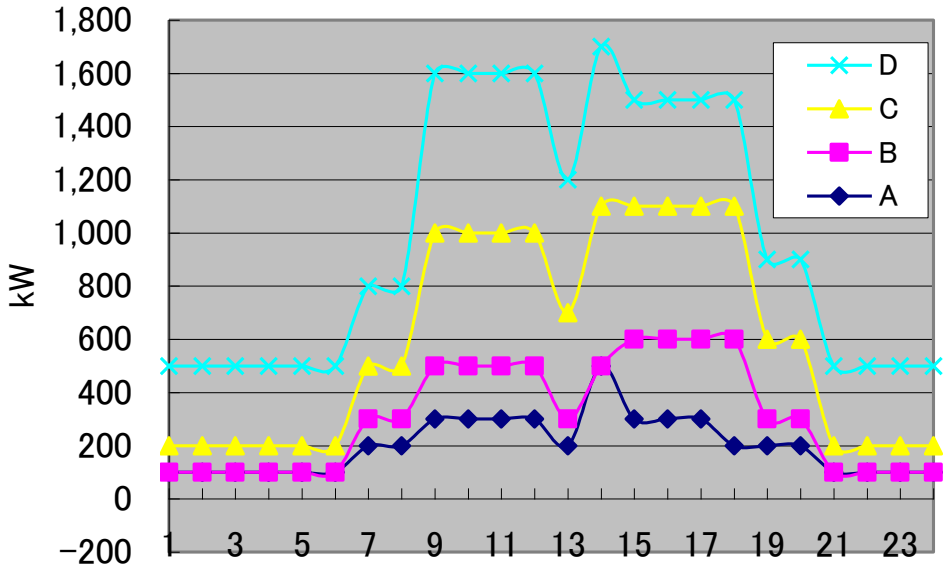
บางครั้งงานวิจัยจะมีการนำแบบจำลองมาแสดงให้เห็นถึงวิธีคิดเพื่อให้ง่ายต่อความเข้าใจและเพื่อให้งานวิจัยมีความน่าสนใจน่าศึกษามากยิ่งขึ้น เช่น Mitsubishi Research Institute(MRI) [5] ได้นำเสนอวิธีคิดค่าไฟฟ้าด้วยวิธี 2:1:1 ซึ่งเป็นวิธีคิดการปันส่วนต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) ของค่าไฟฟ้าประเทศญี่ปุ่นซึ่ง Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) เป็นผู้กำหนด โดยเลข 2:1:1 จะเป็นค่าน้ำหนักในตัวแปรแต่ละตัวคือ 1. Maximum Power Demand (kW)2. Electricity Demand (kWh)3. Peak Demand (kW) โดยทาง MRI ได้แสดงตัวอย่างการคิดต้นทุนค่าไฟฟ้าคงที่ด้วยวิธี 2:1:1 ดังนี้

ตัวอย่างวิธีการคิดค่าไฟฟ้าด้วยวิธี2:1:1 (ที่มา:MRI)

- แบ่งประเภทลูกค้าออกเป็น 4 ประเภท A,B,C และ D
- ลูกค้าประเภท A B C D มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละวัน 500kW, 400kW, 600kW และ 600kW ตามลำดับ
- ช่วงที่มีการใช้ไฟฟ้ารวมสูงสุดอยู่ที่ชั่วโมงที่ 13 ของวัน= 1700 MW
- ลูกค้า B ใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ชั่วโมงที่ 17 ซึ่งเป็นช่วง Off- Peak ในขณะที่รายอื่นๆ ใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วง On-Peak ชั่วโมงที่ 13
- ลูกค้ามีความต้องการไฟฟ้ารายปีอยู่ที่ 1,400MWh, 1,900MWh, 1,700MWh and 2,800MWh ตามลำดับ

ตารางที่ 2-7. ปริมาณการใช้กำลังและปริมาณไฟฟ้าแยกตามประเภทลูกค้า (ที่มา : MRI)

		Customer				
	hour	A	B	C	D	total
Daily load curve	0	100	0	100	300	500
	1	100	0	100	300	500
	2	100	0	100	300	500
	3	100	0	100	300	500
	4	100	0	100	300	500
	5	100	0	100	300	500
	6	200	100	200	300	800
	7	200	100	200	300	800
	8	300	200	500	600	1,600
	9	300	200	500	600	1,600
	10	300	200	500	600	1,600
	11	300	200	500	600	1,600
	12	200	100	400	500	1,200
	13	500	0	600	600	1,700
	14	300	300	500	400	1,500
	15	300	300	500	400	1,500
	16	300	300	500	400	1,500
	17	200	400	500	400	1,500
	18	200	100	300	300	900
	19	200	100	300	300	900
	20	100	0	100	300	500
	21	100	0	100	300	500
	22	100	0	100	300	500
	23	100	0	100	300	500
Yearly Electricity demand (MWh)		1,400	1,900	1,700	2,800	7,800
Load Factor		32%	54%	32%	53%	52%



ภาพที่ 2-1. ลักษณะการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าแต่ละประเภทใน 1 วัน (ที่มา:MRI)

	(1)Maximum power demand (kW) method		(2) Electricity Demand (kWh) method		(3)Peak demand (kW) share method		2:1:1 method	
	Maximum power demand (kW)	Weight of fixed cost burden	Yearly Electricity Demand (MWh)	Weight of fixed cost burden	Demand at the peak time (kW)	Weight of fixed cost burden	(1)*2+(2)+(3)	Weight of fixed cost burden
A	500	24%	1,400	18%	500	29%	0.95	24%
B	400	19%	1,900	24%	0	0%	0.62	16%
C	600	29%	1,700	22%	600	35%	1.14	29%
D	600	29%	2,800	36%	600	35%	1.28	32%

ภาพที่ 2-2. การคิดค่าไฟฟ้าด้วยวิธี 2:1:1(ที่มา: MRI)

วิธีนี้มีประเด็นสำคัญอยู่ 2 ข้อคือ

1) ให้ค่าน้ำหนักที่ วิธีที่ 1 มากที่สุด = 2 ดังนั้นยังคงมองว่าผู้ที่ใช้ไฟฟ้าสูงสุด จะต้องแบกรับภาระค่าใช้จ่ายไฟฟ้ามากที่สุดตามไปด้วย
2) สนับสนุนให้คนใช้ไฟฟ้านอกช่วง On-Peak หรือใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ช่วง Off-Peak เพื่อป้องกันปัญหาการขาดแคลนไฟฟ้าในช่วง On-Peak

ดังนั้นในกรณีที่เราต้องการจะแบกรับภาระค่าไฟน้อยๆก็ควรจะใช้กำลังไฟฟ้าแบบเฉลี่ยไม่ควรใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดมากกว่าลูกค้ารายอื่นๆ เพราะจะต้องแบกรับภาระส่วนนี้มาก เนื่องจากมีค่าน้ำหนักที่วิธีที่ 1 เป็นเท่าตัวของ 2 วิธีที่เหลือ รวมถึงการงดใช้ไฟฟ้าหรือใช้ไฟฟ้าให้น้อยที่สุดในช่วง On-Peak เพื่อหลีกเลี่ยงการคิดค่าไฟฟ้าในส่วนนี้ ก็จะทำให้รับภาระน้อยลงตามภาพรวมการคิดค่าไฟฟ้าด้วยวิธี 2:1:1

อีกหนึ่งปัจจัยที่สมควรนำมาพิจารณาก็คือเรื่องการใช้ไฟฟ้าตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ซึ่งมีมติดังกล่าวกำหนดอัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าออกเป็น 2 ช่วงเวลาคือ On Peak (ช่วงกำลังผลิตจะเข้าสู่วิกฤต) ซึ่งเป็นช่วงที่โรงไฟฟ้าทุกโรงถูกเดินเครื่องกำลังไฟฟ้าสำรองเหลือน้อย และ ช่วง Off Peak (ช่วงกำลังผลิตปกติ) ซึ่งการกำหนดอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าออกเป็น 2 ช่วงเนื่องจาก กพช. ต้องการที่จะจัดระบบการใช้พลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยให้สอดคล้องกับการนำเข้าเชื้อเพลิง ซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการผลิตของผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าอีกประการหนึ่งเพื่อต้องการให้การใช้พลังงานไฟฟ้ามีความสม่ำเสมอ ซึ่งเกิดผลดีกับระบบผลิตที่ไม่ต้องเร่งผลิตพลังงานไฟฟ้ามากในช่วงใดช่วงหนึ่ง การเพิ่มกำลังผลิตในช่วงใดช่วงหนึ่งเป็นการทำให้เชื้อเพลิงที่ใช้ป้อนกำลังผลิตสูงขึ้น การใช้พลังงานไฟฟ้าไม่สม่ำเสมอก่อให้เกิดผลกระทบโดยตรงเกี่ยวกับเชื้อเพลิงที่มอยู่ของประเทศและของโลก ซึ่งหากใช้เชื้อเพลิงอย่างไม่ระมัดระวัง จะเป็นการเร่งให้เชื้อเพลิงของประเทศ และ ของโลก หมดเร็วกว่าเวลาที่คาดการณ์ไว้ อีกทั้งเพิ่มภาระโลกร้อนให้สูงขึ้น ผลที่ตามมาทำให้เกิดความเดือดร้อนกับคนรุ่นต่อๆไป หรือจจะเกิดความวิปริตของฤดูกาล ส่งผลให้โลกเกิดภัยพิบัติ นำไปสู่การหายนะในที่สุด และคงไม่มีใครต้องการให้เกิดเหตุการณ์เช่นนั้นขึ้นอย่างแน่นอน ฉะนั้นจึงเป็นหน้าที่ของผู้ใช้ไฟฟ้าทุกคนที่ต้องร่วมกันหาวิธีป้องกันแก้ไข ให้สอดรับกับการเปลี่ยนแปลง

หากอัตราค่าไฟฟ้าไม่ถูกกำหนดให้สูงขึ้นในช่วง On Peak ผู้ใช้ไฟฟ้าจะใช้ไฟอย่างฟุ่มเฟือยไม่ประหยัดอาจส่งผลวิกฤตกับระบบผลิตได้ เพราะปัจจุบันการสร้างโรงไฟฟ้าขึ้นแต่ละแห่งจะต้องมีการทำประชาวิจารณ์ถึงผลกระทบที่เกิดขึ้น กว่าจะได้รับการยอมรับให้ก่อสร้างจึงต้องใช้ระยะเวลานาน อาจไม่ทันกับความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ดังนั้นอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าจึงเป็นตัวกำกับที่ดีที่สุดในปัจจุบันเมื่อเป็นเช่นนี้แล้ว ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจึงต้องหันกลับมามองถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นกับตนเอง ในกรณีผู้ใช้ไฟฟ้าบางประเภทสามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในระบบผลิตของตนเองลงได้ ต้นทุนของสินค้าที่ผลิตขึ้นมาจะต่ำลง หากถามว่าเมื่อเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าจากช่วง On Peak ไปเป็นช่วง Off Peak จะส่งผลกระทบถึงพนักงานที่อยู่ในขบวนการผลิตหรือไม่

หากอ้างอิงตามพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541 ระบุว่า ให้นายจ้างจัดให้ลูกจ้างมีวันหยุดประจำสัปดาห์ สัปดาห์หนึ่งไม่น้อยกว่า 1 วัน นายจ้างและลูกจ้าง อาจตกลงกันก่อนล่วงหน้ากำหนดให้มีวันหยุดประจำสัปดาห์วันใดก็ได้ อาจจะไปหยุดวันปกติวันใดวันหนึ่งแทนก็ได้ เพราะช่วง Off Peak กำหนดไว้ในช่วงเวลา 22.00-09.00 น. ของวันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล เวลา 00.00-24.00 น. วันเสาร์-อาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย) และวันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์– อาทิตย์ หากทำงานเป็นกะ การใช้พลังงาน

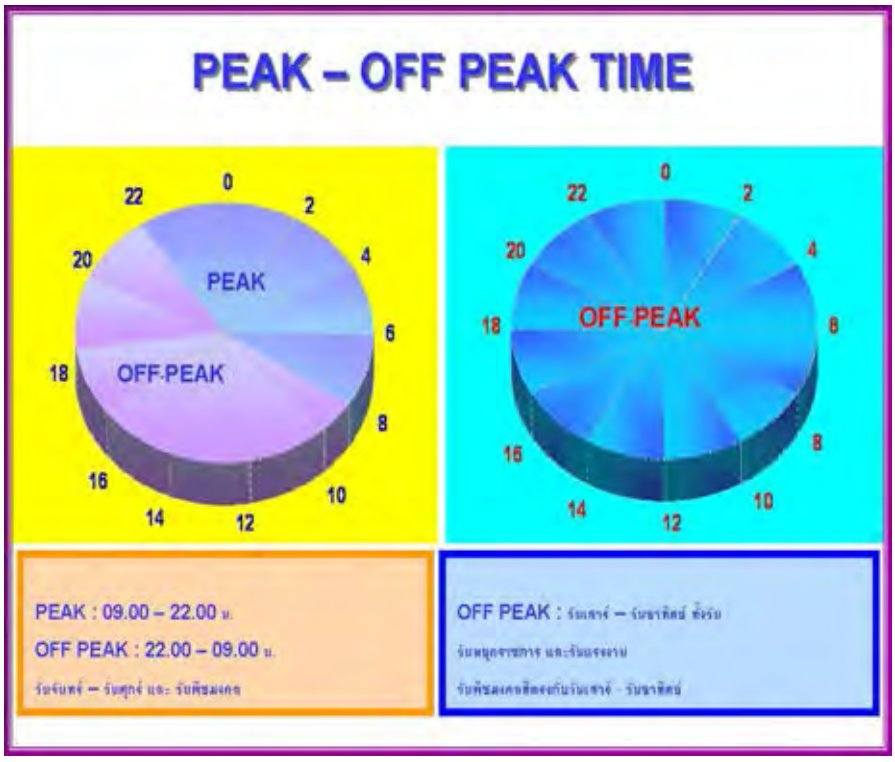
ไฟฟ้าในช่วง On Peak เวลา 09.00-22.00 น. ผู้ประกอบการอาจจะใช้ในช่วงนี้ไม่เต็มกำลังของการผลิตของตนเอง และไปใช้พลังงานไฟฟ้าเต็มกำลังในช่วง Off Peak ก็จะลดต้นทุนลงไปได้มาก ในการศึกษานี้ [20] จะทำการเปรียบเทียบผู้ใช้ไฟฟ้าได้มองเห็นผลของความแตกต่างที่เกิดขึ้นว่าหากยังใช้พลังงานไฟฟ้าตามปกติที่เคยใช้มา ต้นทุนจะเป็นอย่างไรและเมื่อปรับเปลี่ยนพฤติกรรมไปใช้ในช่วง Off-Peak มากกว่าต้นทุนจะลดลงอย่างไร หลังจากที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทได้ทราบถึงผลของความแตกต่างแล้วสามารถนำข้อมูลที่ได้ไปช่วยในการวางแผนให้เหมาะสมกับกำลังผลิตและต้นทุนการใช้พลังงานไฟฟ้าเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อตนเอง

บทที่ 3
วิธีดำเนินการวิจัย

3.1. แนวคิดในการกำหนดวิธีดำเนินงานวิจัย

จุดมุ่งหมายในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์เล่มนี้ เกิดขึ้นเพราะเริ่มแรกการเรียกเก็บอัตราค่าไฟฟ้ามีอยู่ประเภทเดียวคืออัตราปกติ (Progressive Rate) เป็นการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าตามปริมาณการใช้ คือใช้หน่วยมากก็จ่ายค่าไฟฟ้ามาก ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าปกติสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในมุมมองของปริมาณการใช้ไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว แต่ยังไม่สะท้อนให้เห็นถึง ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak) ซึ่งถือเป็นปัจจัยที่สำคัญเพราะทำให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตต้องจัดเตรียมการสำรองกำลังการผลิตไฟฟ้ามารองรับ Peak ที่อาจจะมีมากเกินกว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน ซึ่งต้องใช้เงินลงทุนสูงมากและใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเป็นระยะเวลานาน โดยในอดีตมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดที่ในช่วง 18.30-21.30 น. จึงกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day : TOD) ในช่วง 18.30-21.30 น. เป็นช่วงเวลาที่มีอัตราค่าไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) และช่วงเวลาอื่นๆมีอัตราค่าไฟฟ้าที่ถูกกว่า (Off Peak) เพื่อต้องการให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้บริหารจัดการลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เพื่อชะลอการผลิตไฟฟ้าให้การไฟฟ้าได้สำรองกำลังการผลิตไว้ และไปใช้ไฟฟ้าในช่วง Off Peak ซึ่งเป็นช่วงที่มีการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าประเภทที่มีต้นทุนการผลิตต่ำจะทำให้ค่าไฟถูกตาม Merit Order แทน แต่ก็ยังมีความแตกต่างระหว่างช่วงเวลา On Peak กับ Off Peak มากเกินไป จึงเกิดอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU) ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้า TOU ได้เริ่มนำมาใช้ตั้งแต่เดือนมกราคม 2540 เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลง โดยกำหนดให้เป็นอัตราเลือก สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม และเป็นอัตราบังคับ สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ที่ใช้พลังงานไฟฟ้าตั้งแต่ 355,000 หน่วยต่อเดือนขึ้นไป หรือใช้พลังไฟฟ้าเกินกว่า 2,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป ปรากฏว่าในช่วงเวลานั้นโรงงานอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ และธุรกิจโรงแรมขนาดใหญ่หลายแห่ง ได้ขอเลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้า TOU ทำให้สามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ได้อย่างชัดเจนประมาณ 350 เมกะวัตต์ (ชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าได้ 1 โรง)

โดยโรงงานอุตสาหกรรมและธุรกิจ ที่เลือกใช้อัตราค่าไฟฟ้า TOU และมีพฤติกรรมที่สอดคล้องรูปแบบการใช้ไฟฟ้า TOU ก็ได้รับส่วนลดค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือนเป็นจำนวนหลายล้านบาท ซึ่งช่วยลดภาระค่าใช้จ่ายที่อยู่ในขั้นวิกฤต ในขณะนั้นได้ในระดับหนึ่ง สำหรับรูปแบบของการใช้ไฟฟ้า TOU นั้นจะได้แสดงให้เห็นในภาพที่ 3-1



ภาพที่ 3-1. ช่วงเวลา PEAK และ OFF PEAK ของการใช้ไฟฟ้าอัตรา TOU
(ที่มา : กองอัตราและธุรกิจไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค)

แต่อัตราค่าไฟฟ้า TOU นั้นยังมีข้อจำกัดอยู่บางประการเช่น จะต้องเสียค่าใช้จ่ายในการติดตั้งมิเตอร์ในราคาที่ค่อนข้างสูง รวมถึงถ้าผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดก็ตามไม่สามารถปรับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าให้เป็นไปตามแบบ TOU ก็จะต้องจ่ายค่าไฟฟ้าในราคาที่สูง ซึ่งถ้าผู้ใช้ไฟฟ้ารายนั้นเลือกใช้ค่าไฟฟ้าแบบปกติอาจจะจ่ายค่าไฟฟ้าในอัตราที่ถูกกว่า TOU ทำให้ยังคงต้องมีการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าตามปริมาณการใช้อยู่ อย่างไรก็ตามปัญหาที่สำคัญของค่าไฟฟ้าแบบปกติก็คือไม่สะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนที่ทำให้เกิด Peak ซึ่งในการตั้งราคาค่าไฟฟ้านั้นใช้วิธีการตั้งราคาแบบการตั้งราคาโดยบวกเพิ่มจากต้นทุน (Cost-Plus Method) ดังแสดงให้เห็นในภาพที่ 1-4 ไปแล้ว ตัวอย่างเช่นถ้าสินค้ามีต้นทุน 5 บาท ต้องการกำไร 2 บาท ก็จะต้องตั้งราคาขาย 7 บาท ซึ่งในส่วนของกำไรที่ต้องการเป็นการกำหนดขึ้นมาจากนโยบายของ กกพ. แต่ในส่วนของต้นทุนค่าไฟฟ้าจะแบ่งต้นทุนเป็น 2 ประเภทคือ ต้นทุนในส่วนที่ต้องรับภาระเท่ากัน และต้นทุนที่แบ่งตามสัดส่วนการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดและปริมาณการใช้ไฟฟ้า

โดยต้นทุนส่วนหลังนั้นผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภททำให้เกิดต้นทุนไม่เท่ากัน ดังนั้นจึงสมควรที่จะกำหนดเกณฑ์ที่ใช้ในการปันส่วนต้นทุนส่วนนี้ให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภท แล้วนำกลับไปรวมกับต้นทุนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องรับภาระเท่ากันจากนั้นจึงนำไปรวมกับอัตราผลตอบแทนภายใน (Return on Investment Capital : ROIC) ที่ทางกกพ.กำหนด ซึ่งในงานวิจัยครั้งนี้ต้องการที่จะกำหนดเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าโดยครอบคลุมทั้งการกำหนดราคาแบบอัตราปกติและตามช่วงเวลาการใช้ (TOU) เพื่อเป็นทางเลือกในการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าเรียกเก็บที่สะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนที่ทำให้เกิดทั้ง Peak และปริมาณการใช้ไฟฟ้าให้กับผู้จำหน่ายไฟฟ้าทั้ง กฟภ. และ กฟน. ต่อไป

ในงานวิจัยฉบับนี้ผู้วิจัยแบ่งพิจารณาเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทรับภาระตามสัดส่วนการใช้กำลังไฟฟ้าออกเป็น 2 มุมมองโดยแบ่งย่อยออกมาเป็น 4 หลักเกณฑ์ที่มีความสำคัญการในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าให้กับแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าดังหัวข้อ 3.2

3.2. เกณฑ์ที่ใช้ในการศึกษาการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

ในการศึกษาเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าโดยแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าจะพิจารณาจากเกณฑ์ที่ แสดงให้เห็นถึงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าและทำให้การตั้งราคาค่าไฟฟ้าที่เกิดจากเกณฑ์การปันส่วนเหล่านั้นสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเพื่อนำไปสู่การกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมต่อไป ซึ่งเกณฑ์ที่พิจารณาใช้ในงานวิจัยครั้งนี้มี 2 มุมมองแบ่งเป็น 4 เกณฑ์ได้แก่

1. **มุมมองด้านการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าอัตราปกติ** (Progressive Rate)

   มี 1 เกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง

   1.1. ปริมาณการใช้ไฟฟ้า คือปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทใช้ตลอดทั้งปี ในหน่วยล้านกิโลวัตต์ – ชั่วโมง เกณฑ์นี้จะสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนค่าไฟฟ้าประเภทเก็บตามปริมาณการใช้ (Progressive Rate)

2. **มุมมองด้านการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าอัตราตามช่วงเวลาการใช้** (TOU)

   แบ่งได้ 3 เกณฑ์

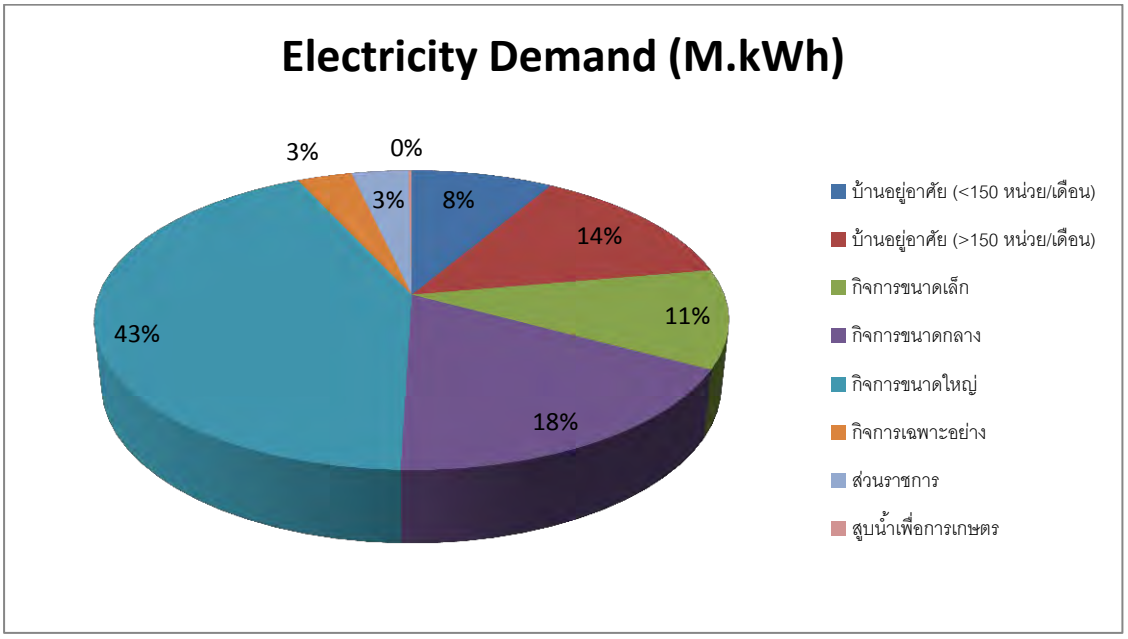
   2.1.ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด คือความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทตลอดทั้งปีหน่วย กิโลวัตต์

   2.2. สัดส่วนการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม คือเมื่อเกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวมในรอบปี จะนำมาพิจาณาว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทมีส่วนร่วมทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม เป็นสัดส่วนเท่าไรบ้างในหน่วย กิโลวัตต์

   2.3.ความแตกต่างของพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเทียบกับมติของกกพ. คือพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทว่ามีความคลาดเคลื่อนจากมติของกกพ.ดังที่กล่าวไปแล้วในรูป 3-1 มากน้อยเพียงใด จะแสดงให้เห็นว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนั้นๆมีความรู้ความเข้าใจในการใช้ไฟฟ้าที่ตรงกับมติของกกพ. มากน้อยเพียงใด [20] รวมถึงสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนค่าไฟฟ้าประเภทตามช่วงเวลาการใช้ (TOU) ด้วย

3.2.1. ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)

เป็นเกณฑ์ที่สามารถทำความเข้าใจได้ง่ายที่สุด นั่นก็คือจะทำการปันส่วนโดยพิจารณาจากอัตราส่วนของการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทโดยจะแสดงให้เห็นดังภาพที่ 3-2 ซึ่งแสดงให้เห็นอัตราส่วนปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าปี พ.ศ. 2551 [16]

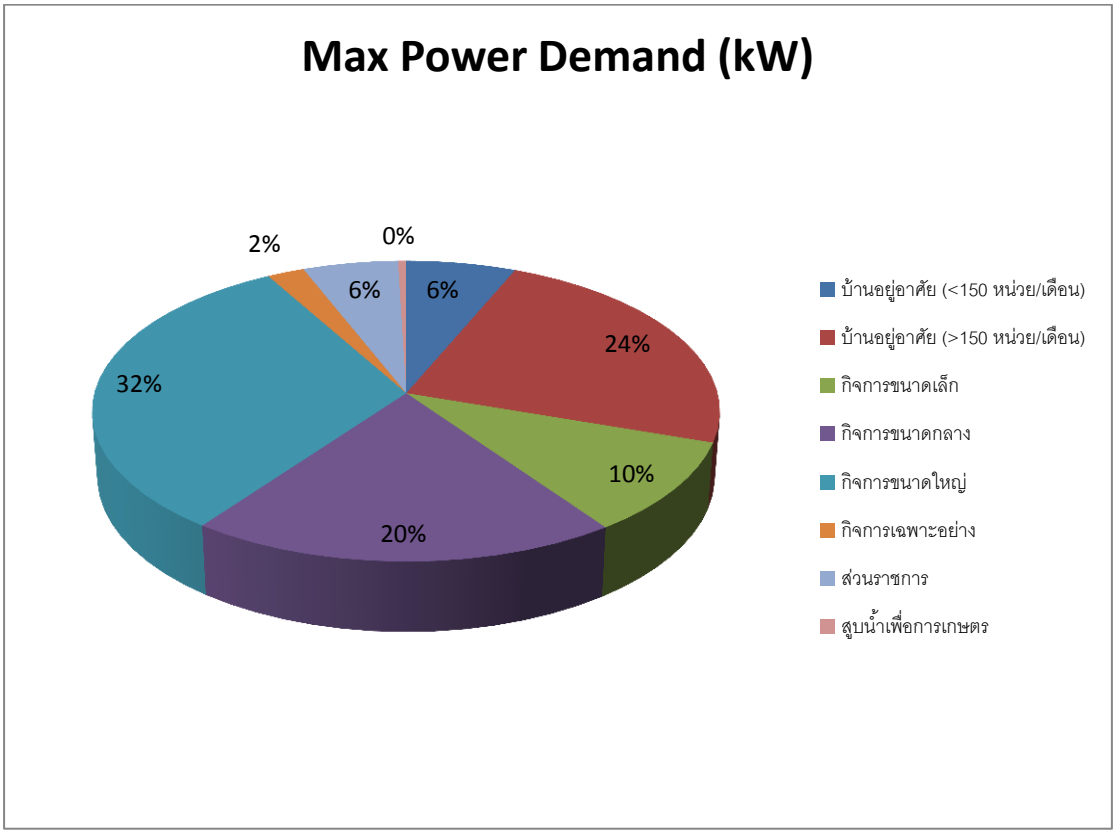


ภาพที่ 3-2. อัตราส่วนปริมาณการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

จะเห็นได้ว่าถ้าแยกสัดส่วนตามปริมาณการใช้ของผู้ใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแล้ว ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่มีอัตราส่วนการใช้ไฟฟ้าเยอะที่สุดถึง 43% และตามด้วยกิจการขนาดกลาง และ บ้านอยู่อาศัย (>150หน่วยต่อเดือนตามลำดับ) ดังนั้นอัตราส่วนต้นทุนที่ใช้เกณฑ์ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าก็จะปันตามอัตราส่วนปริมาณการใช้ไฟฟ้าด้วย ซึ่งการตั้งราคาค่าไฟฟ้าประเภทอัตราปกติ (Progressive Rate) จะสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนเกี่ยวกับปริมาณการใช้ไฟฟ้าได้อีกด้วย

3.2.2. **ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด** (kW)

เกณฑ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดหรือ Peak นั้นเกิดจากการหลักการที่ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทก็มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเหมือนกัน แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทก็ทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดแตกต่างกันในแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าดังแสดงให้เห็นใน ภาพที่ 3-3

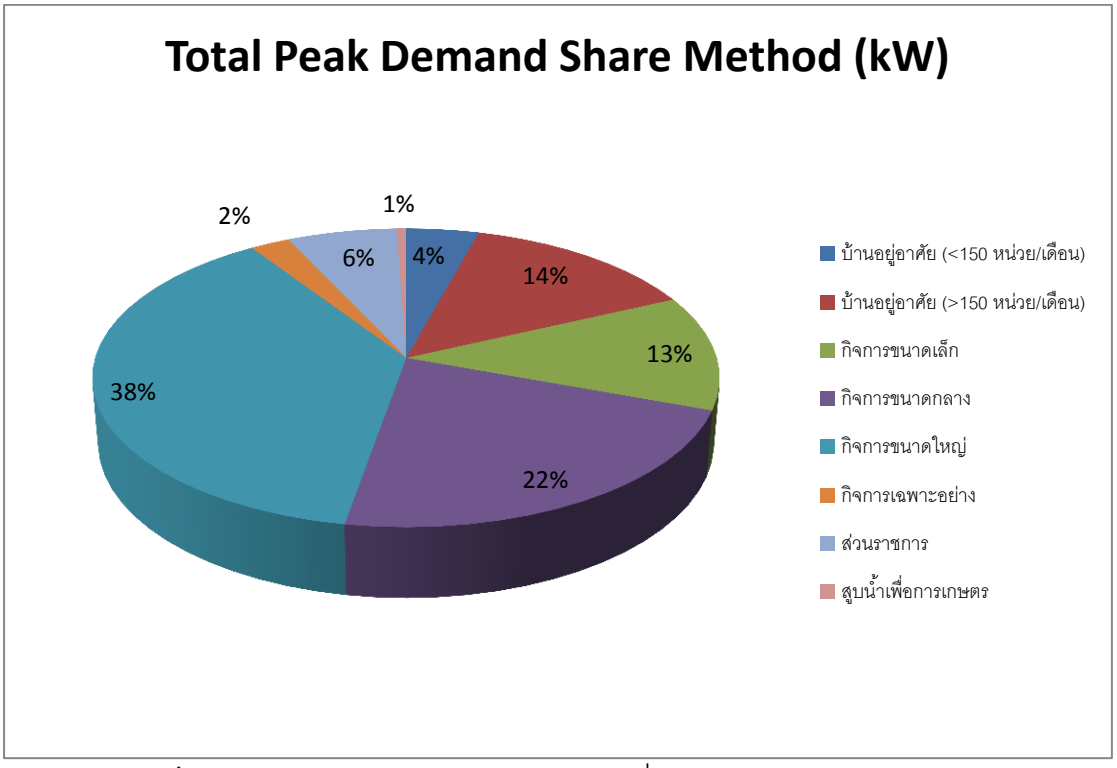


รูปที่ 3-3. อัตราส่วนความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

ดังนั้นผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีอัตราส่วนการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดก็ควรจะต้องมีอัตราส่วนสูงสุดตามเกณฑ์นี้เพราะความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมีส่วนสำคัญที่ถ้าเกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวมเกินกำลังการผลิตที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตสามารถผลิตได้ ก็จะต้องมีการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าซึ่งใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างเป็นระยะเวลานานรวมถึงต้องใช้เงินลงทุนสูงมาก มิเช่นนั้นก็จะต้องเสียค่าใช้จ่ายในการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศกรณีที่สร้างโรงไฟฟ้ารองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่ทัน ซึ่งจากภาพที่ 3-3. จะเห็นได้ว่าอัตราส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่มากที่สุดคือ กิจการขนาดใหญ่มีอัตราส่วน 32% ของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของลูกค้าทุกประเภท

3.2.3. **สัดส่วนการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม**

เกณฑ์สัดส่วนการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดนั้นคิดจากช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเช่น ในปีพ.ศ.2551 มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดใน วันอังคารที่ 21 เมษายน 2551 เวลา 15.15 น. ซึ่ง ณ เวลานี้ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเท่าไรก็จะปันส่วนต้นทุนตามอัตราส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ณ เวลานั้นเทียบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม ณ เวลา 15.15 ดังแสดงให้เห็นในภาพที่ 3-4



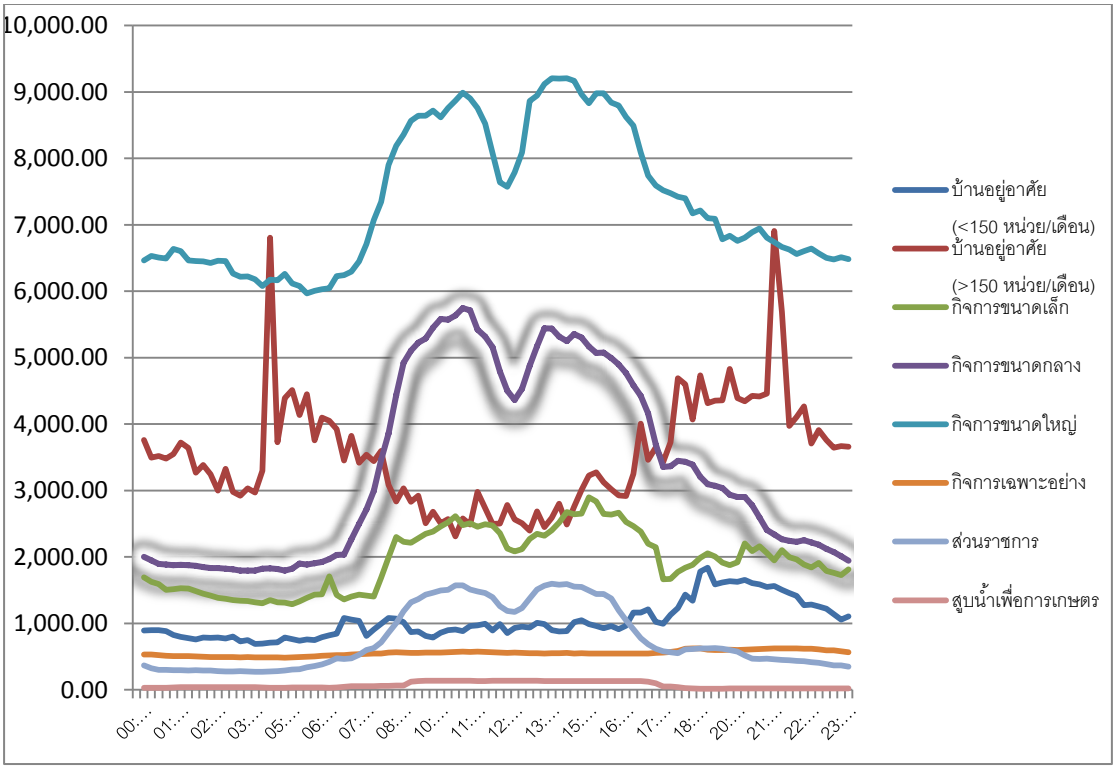
รูปที่ 3-4. อัตราส่วนการใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

จะเห็นได้ว่า กิจการขนาดใหญ่ต้องร่วมแชร์การในการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวมอยู่ในอัตราส่วนที่สูงที่สุดคือ 38 % ตามด้วยกิจการขนาดกลาง 22%

\

3.2.4. **ความแตกต่างของพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเทียบกับมติ กกพ.**

เราสามารถทราบพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจากการเก็บข้อมูลในมิเตอร์ ซึ่งจะบันทึกข้อมูลพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า(kW)ทุกๆ 15 นาทีติดต่อกันในช่วงเวลาหนึ่งดังแสดงให้เห็นพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าในวันที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ.2551 ดังแสดงให้เห็นในภาพที่ 3-5



ภาพที่ 3-5. พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท

และอ้างอิงจากมติของกกพ.ที่กำหนดอัตราการใช้ไฟฟ้าแบบ TOU ไว้ว่า ช่วงเวลาของอัตราค่าไฟฟ้า TOU แบ่งได้ดังนี้

ช่วง Peak	ตั้งแต่เวลา 09.00 – 22.00 น. ของวันจันทร์ – ศุกร์และวันพืชมงคล
ช่วง Off Peak	ตั้งแต่เวลา 22.00-09.00 น. ของวันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล
	วันเสาร์ อาทิตย์ วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)
	รวมถึง วันแรงงานแห่งชาติ และ วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์อาทิตย์

ซึ่งถ้าอ้างอิงจากช่วงเวลาการใช้ต่อ 1 สัปดาห์มี 24 x7 = 168 ชั่วโมง เราจะพบว่าเวลาในช่วง Peak เมื่อเทียบกับ Off Peak ต่างกันเป็นสัดส่วน 40:60 ดังแสดงให้เห็นในตารางที่ 3-1

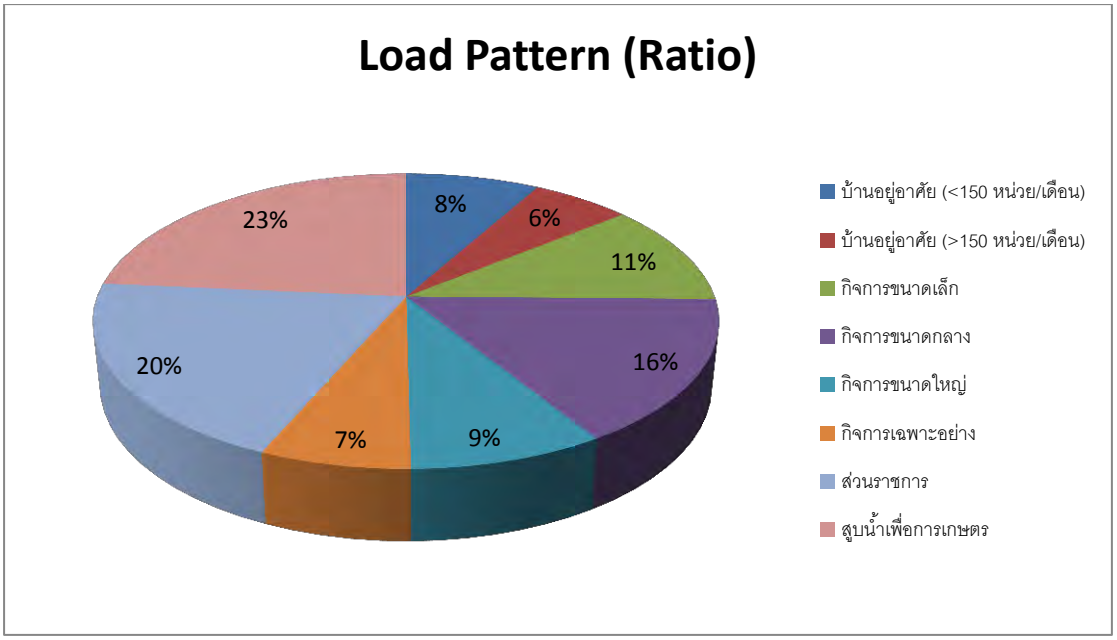
ตารางที่ 3-1. สัดส่วนเวลา Peak เทียบกับ Off Peak ต่อ 1 สัปดาห์

ช่วงเวลา	ชั่วโมง/สัปดาห์	สัดส่วน
Peak	65	40
Off Peak	103	60
รวม	168	100

ดังนั้นเมื่อต้องการออกแบบพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่สอดคล้องกับมติของกกพ.ก็ควรจะให้ออกมาเป็นสัดส่วนที่ Peak 40 % และ Off Peak 60% และนำไปเปรียบเทียบกับพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท แล้วเปรียบเทียบว่าพฤติกรรมของลูกค้าประเภทใดสอดคล้องกับมติ กกพ. มากที่สุด ดังแสดงให้เห็นเป็นตัวอย่างในภาพที่ 3-6

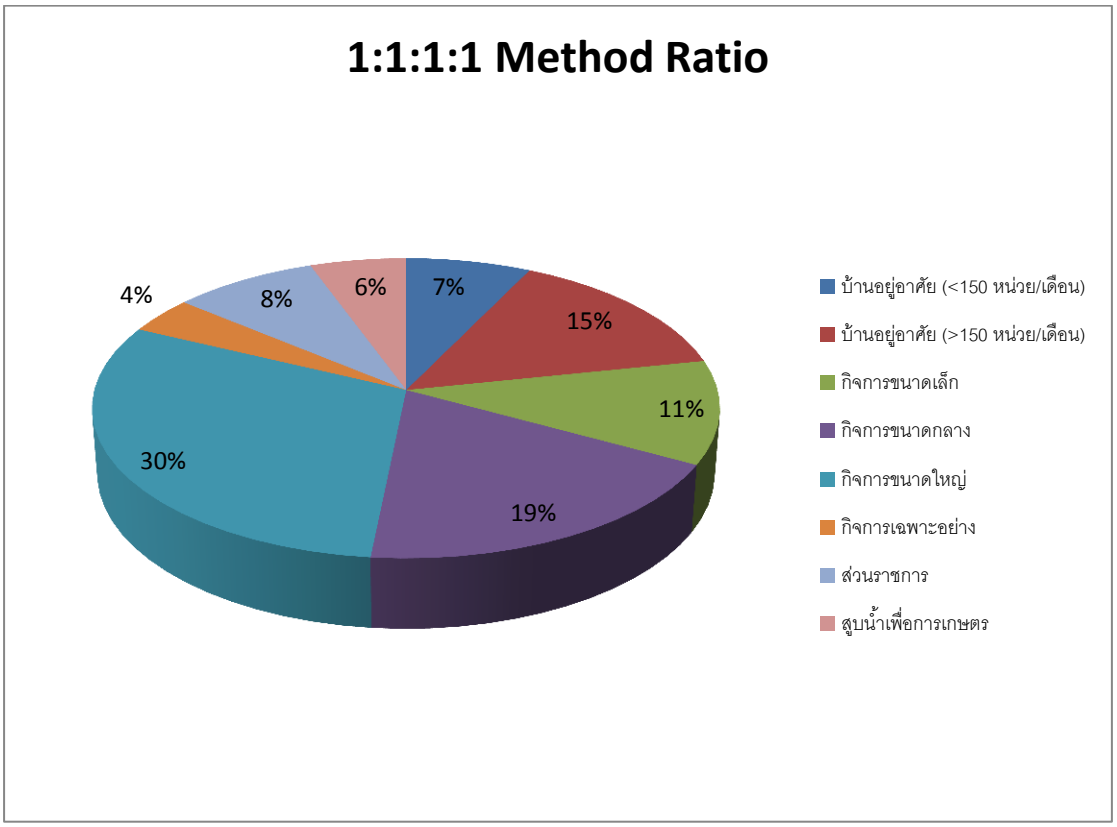
ภาพที่ 3-6. พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า150หน่วยเทียบกับมติ กกพ.

เราจะใช้วิธีพิจารณาจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าจริงเทียบกับมติ ที่กกพ.อยากให้เป็น [20] ถ้าค่าความแตกต่างระหว่างพฤติกรรมจริงกับมติ กกพ. ของผู้ใช้ไฟฟ้ารายใดมีค่าน้อย (เข้าใกล้0) แปลว่าผู้ใช้ไฟฟ้ารายนั้นมีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าใกล้เคียงกับมติของ กกพ. ซึ่งถือเป็นเรื่องที่ดี เพราะช่วยสำรองกำลังการผลิตไฟฟ้าให้กับส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้าได้ ในขณะเดียวกันถ้าค่าความแตกต่างระหว่างพฤติกรรมจริงกับ มติ กกพ.มีค่ามาก (เข้าใกล้1) ก็แสดงให้เห็นว่าผู้ใช้ไฟฟ้ารายนั้นมีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าจริงที่แตกต่างกับมติ กกพ. มาก ซึ่งถือเป็นพฤติกรรมที่ควรจะมีการปรับเปลี่ยน เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการใช้ไฟฟ้าและทำให้สำรองกำลังไฟฟ้าได้พอดีกับความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งภาพที่ 3-7 จะแสดงให้เห็นถึงอัตราส่วนความแตกต่างของพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าจริงเทียบกับมติ กกพ. โดยแยกประเภทลูกค้า



ภาพที่ 3-7. อัตราส่วนความแตกต่างระหว่างพฤติกรรมการใช้เทียบกับมติ กกพ. แยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

จะเห็นได้ว่าหลักเกณฑ์ทั้ง 4 เกณฑ์ที่ได้นำเสนอไปในหัวข้อ 3.2.1-3.2.4 ต่างก็แสดงให้เห็นถึงข้อดีและจะนำไปสู่การตั้งราคาค่าไฟฟ้าที่มีการสะท้อนต้นทุนที่เกิดขึ้นได้อย่างชัดเจน เกณฑ์ทุกเกณฑ์ต่างมีข้อดีในแต่ละเกณฑ์และมีมุมมองในการปันส่วนต้นทุนที่ครบถ้วนทั้งอัตราค่าไฟฟ้าแบบเก็บตามปริมาณการใช้และตามช่วงเวลาการใช้ มีความเหมาะสมที่จะนำมาใช้ในการศึกษาเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท เพื่อให้การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนที่เกิดจากทั้งมุมมองด้านการเก็บค่าไฟฟ้าแบบปกติและTOU จะนำเกณฑ์ทั้ง 4 เกณฑ์ให้ค่าน้ำหนักเท่ากันที่ 1 เรียกว่าวิธี 1:1:1:1 มาหาสัดส่วนที่จะใช้ปันต้นทุนค่าไฟฟ้าได้ดังภาพที่ 3-8



ภาพที่ 3-8. อัตราส่วนของ 4 เกณฑ์ที่นำมาเป็นเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า

3.3.แนวทางการดำเนินการวิจัย

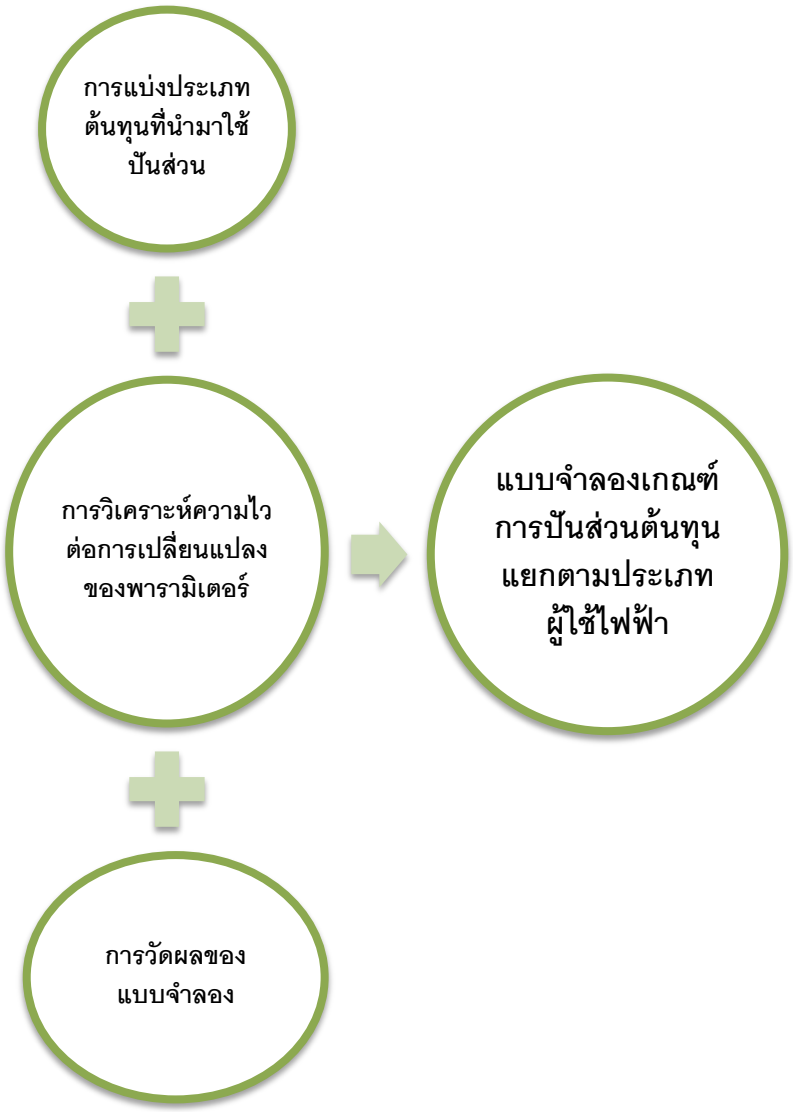
ในงานวิจัยนี้จะแบ่งการดำเนินการวิจัยออกเป็น 3 ส่วนได้แก่

1) การแบ่งประเภทต้นทุนที่นำมาใช้ในการปันส่วน ทำขึ้นเพื่อแยกประเภทต้นทุนออกเป็น 2 ส่วน คือต้นที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระเท่ากันและต้นทุนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าตามสัดส่วนการใช้กำลังไฟฟ้า โดยต้นทุนที่จะนำมาพิจารณาปันส่วนเข้าสู่หน่วยต้นทุนจะพิจารณาเฉพาะต้นทุนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าตามสัดส่วนการใช้กำลังไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวอย่างละเอียดต่อไปในหัวข้อ 3.3.1.

2) การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ เมื่อได้ต้นทุนตามสัดส่วนการใช้กำลังไฟฟ้าตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแล้วแล้ว เราจะพิจารณาเกณฑ์ที่ใช้ในการปันส่วนต้นทุนนั้น มาทำการวิเคราะห์ความไวว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์เกิดผลกระทบ หรือ ประโยชน์อย่างไรแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดบ้าง ซึ่งจะอธิบายต่อไปในหัวข้อ 3.3.2

3) การวัดผลแบบจำลอง เมื่อเราได้ทำการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ในส่วนที่ 2 แล้วว่ามีความเหมาะสมจะนำไปปันส่วนต้นทุน เราจะนำข้อมูลที่มีอยู่ในปัจจุบันเช่น รายได้ที่การไฟฟ้าได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทต่อหน่วยการใช้ไฟฟ้าในปัจจุบันเทียบกับ รายได้ที่การไฟฟ้าได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทต่อหน่วยการใช้ที่เกิดจากเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนทั้ง 4 เกณฑ์ ว่ามีค่าออกมาใกล้เคียงกันหรือไม่อย่างไร เพื่อวัดผลว่าแบบจำลองนี้สมควรนำมาใช้ในการปันส่วนต้นทุนหรือไม่อย่างไรในส่วนสุดท้ายของหลักเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

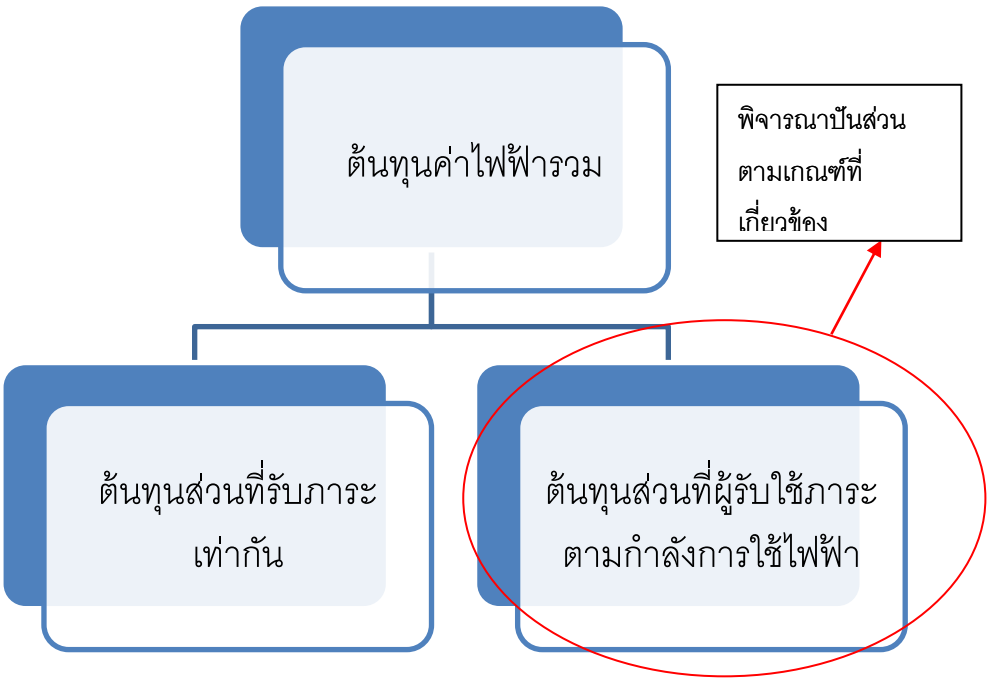
จาก 3 ส่วนนี้ผลสุดท้ายจะได้แบบจำลองเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าดังแสดงให้เห็นในภาพที่ 3-9



ภาพที่ 3-9.. ภาพรวมของแนวทางการดำเนินการวิจัย

3.3.1. การแบ่งประเภทของต้นทุนที่นำมาใช้ปันส่วน

จากการเก็บค่าไฟฟ้าแบบ TOU ทำให้เราพบว่าผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทมีสัดส่วนการทำให้เกิด PEAK ไม่เท่ากัน มุมมองในการแบ่งประเภทต้นทุนจึงแบ่งออกเป็น 2 ส่วนดังภาพที่ 3 -10 คือส่วนแรกจะเป็นต้นทุนในส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระเท่ากันเพราะไม่เกี่ยวกับต้นทุนที่ทำให้เกิด PEAK และส่วนที่สองคือต้นทุนส่วนที่ผู้ใช้รับภาระตามกำลังการใช้ไฟฟ้า ซึ่งต้นทุนส่วนที่สองคือต้นทุนที่จะนำมาพิจารณาปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าเข้าสู่แต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งถือเป็นหน่วยต้นทุนที่เราใช้พิจารณาต่อไป โดยแสดงให้เห็นในภาพที่ 1-7



ภาพที่ 3-10. การแบ่งประเภทต้นทุนที่นำมาพิจารณาปันส่วนต้นทุนตามเกณฑ์ที่กำหนดไว้

โดยต้นทุนส่วนที่นำมาปันส่วนนั้นจะพิจารณาจากต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการสำรองกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นเพื่อรองรับการเกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด เช่นต้นทุนค่าเสื่อมราคา จากการสร้างโรงไฟฟ้า ต้นทุนการซื้อเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าตาม merit order ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ

3.3.2. การวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์

ในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์นั้น ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ เป็นค่าที่เกิดจากการประมาณ เพื่อช่วยในการตัดสินใจ โดยส่วนใหญ่มีค่าที่ไม่ถูกต้องมากนัก ซึ่งผลการเปลี่ยนแปลงทำได้โดยการวิเคราะห์ความไว ในการวิเคราะห์ความไวโดยส่วนใหญ่จะทำการเปลี่ยนแปลงตัวแปรทีละหนึ่งตัวแปร ซึ่งจะไม่มีผลกระทบต่อตัวแปรอื่น แต่อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติจริงนั้น ตัวแปรนี้ย่อมส่งผลกระทบตัวแปรอื่น เราจะนำเกณฑ์ทั้ง 4 ที่ใช้ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้ามาทำการวิเคราะห์ความไวเพื่อดูว่าเกิดผลอะไรขึ้นบ้างจากการเปลี่ยนแปลงของเกณฑ์นั้นๆ

ขั้นตอนต่อไปนี้เป็นขั้นตอนที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์ความไว

1) พิจารณาว่าพารามิเตอร์ใดที่เราสนใจและมีผลต่อการตัดสินใจ
2) เลือกขอบเขตของการเปลี่ยนแปลงค่าของพารามิเตอร์เหล่านั้น
3) เลือกวิธีการวัดผล
4) คำนวณหาผลลัพธ์ที่ได้จากการเปลี่ยนแปลงของแต่ละพารามิเตอร์
5) แปรความจากการวิเคราะห์ความไว โดยวิธีเขียนกราฟ ระหว่างพารามิเตอร์กับค่าที่วัดได้

3.3.3. การวัดผลของแบบจำลอง

หลังจากที่ได้ทำการแยกประเภทต้นทุนที่นำมาทำการปันส่วนตามหัวข้อที่ 3.3.1 เลือกเกณฑ์ที่เหมาะสมมาทำการปันส่วนต้นทุนและนำแต่ละเกณฑ์มาทำการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ในหัวข้อที่ 3.3.2 แล้วเราจะนำแบบจำลองที่ได้มาวัดผลเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลองว่ามีความเป็นไปได้ในการนำไปใช้จริงหรือไม่อย่างไรต่อไป เมื่อการวัดผลแบบจำลองเป็นที่ยอมรับเราก็จะได้แบบจำลองเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้า เพิ่มขึ้นมาเป็นอีกหนึ่งทางเลือกที่จะนำไปให้กับทางคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานได้ใช้เป็นแนวทางกำหนดราคาค่าไฟฟ้าที่เหมาะสมต่อไป

บทที่ 4

ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

4.1. การนำเสนอข้อมูล

ในบทนี้จะแบ่งนำเสนอข้อมูล 2 ส่วนโดยส่วนแรกจะทำการแบ่งประเภทต้นทุนการผลิตไฟฟ้าออกเป็น 2 ส่วนคือต้นทุนส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระเท่ากันและต้นทุนส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระตามการใช้กำลังไฟฟ้า โดยจะนำต้นทุนส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระตามการใช้กำลังไฟฟ้า มาทำการปันส่วนต้นทุนตามเกณฑ์ทั้ง 4 เข้าสู่หน่วยต้นทุน จากนั้นส่วนที่สองจะนำเกณฑ์ที่ใช้ในการปันส่วนต้นทุนทั้ง 4 เกณฑ์มาทำการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ ว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ในแต่ละเกณฑ์จะส่งผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดบ้าง ประเภทใดได้รับประโยชน์หรือเสียประโยชน์จากการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ในแต่ละเกณฑ์ จากนั้นจะทำการพิจารณาเป้าหมายที่เหมาะสมสำหรับอัตราส่วนของเกณฑ์ว่าควรจะเป็นค่าเท่าไรภายใต้เป้าหมายนั้นแล้วจึงนำการเกณฑ์ที่ได้มาทำการวัดผลก่อนที่จะทำการปันส่วนต้นทุนที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระตามกำลังการใช้ไฟฟ้าเข้าสู่หน่วยต้นทุนก็คือผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภท แล้วจึงนำไปรวมกับต้นทุนส่วนที่รับภาระเท่ากันเพื่อเป็นแนวทางนำไปสู่การกำหนดราคาค่าไฟฟ้าโดยมีพื้นฐานจากการปันส่วนต้นทุนด้วยวิธีการปันส่วนจากงานวิจัยฉบับนี้

4.1.1. การพิจารณาแบ่งประเภทต้นทุนเพื่อนำมาใช้ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้า

จากภาพที่ 3-10 เราจะพิจารณาปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าตามสัดส่วนความต้องการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดซึ่งไม่สามารถจัดสรรเข้าสู่หน่วยต้นทุนซึ่งก็คือผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทได้โดยง่าย ซึ่งจากตารางที่ 4-1 ซึ่งเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าทางผู้วิจัยพิจารณาพบว่าต้นทุนค่าซื้อไฟฟ้ากับต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการผลิต ค่าใช้จ่ายในการส่งไฟฟ้า และ ค่าเสื่อมราคาของการสร้างโรงไฟฟ้า นั้นเกี่ยวข้องกับการทำให้เกิด PEAK ของผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภท จึงควรจะนำมาพิจารณาจัดสรรให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าตามเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนที่ได้กล่าวไปแล้วในหัวข้อ 3.2 แต่ต้นทุนส่วนที่รับภาระเท่ากันคือ ต้นทุนขายสินค้าและบริการอื่นๆ ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ค่าใช้จ่ายอื่นๆ และต้นทุนทางการเงิน ก็จะให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทรับภาระเท่ากัน

ตารางที่ 4-1. ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

ค่าซื้อไฟฟ้า	162,375
ค่าเชื้อเพลิง	107,696.72
ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า	29,127.05
ค่าใช้จายในการส่งไฟฟ้า	9,766.49
ต้นทุนขายสินค้าและบริการอื่นๆ	16,466.34
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	12,087.80
ค่าใช้จ่ายอื่น	8.85
ต้นทุนทางการเงิน	5,440.50
ค่าเสื่อมราคา	19,518.00
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้า EGAT (ล้านบาท)	362,486.40

(ที่มา:รายงานประจำปี 2551 การไฟฟ้าฝ่ายผลิต)

เราจะพบว่าต้นทุนส่วนที่รับภาระตามกำลังการใช้ไฟฟ้ามีค่า 328,482 ล้านบาท หรือคิดเป็น 90.6% ของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดดังตารางที่ 4-2 และภาพที่ 4-1

ตารางที่ 4-2. ประเภทต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

ประเภทต้นทุน	ล้านบาท	เปอร์เซ็นต์
ต้นทุนที่รับภาระตามกำลังการใช้ไฟฟ้า	328,482.91	90.6
ต้นทุนส่วนที่รับภาระเท่ากัน	34,003.49	9.4
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารวม	362,486.40	100

ภาพที่ 4-1. สัดส่วนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

จากนั้นพิจารณาที่ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของทั้ง กฟน. และ กฟภ. ได้ดังตารางที่ 4-3 และ 4-4

ตารางที่ 4-3. ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง

ค่าซื้อไฟฟ้า	113,035.42
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	8,221.21
ดอกเบี้ยและค่าธรรมเนียม	1,355.21
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	6,543.37
ต้นทุนจำหน่ายไฟฟ้าของ MEA (ล้านบาท)	129,155.21

ตารางที่ 4-4. ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ค่าซื้อไฟฟ้า	196,292.49
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	12,702.83
ค่าใช้จ่ายในการขาย	4,227.42
ค่าตอบแทนกรรมการ	10,971
ค่าใช้จ่ายอื่นๆ	1,497
ต้นทุนทางการเงิน	2,663
ต้นทุนจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA (ล้านบาท)	22,354.19

สำหรับต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของทั้ง กฟน. และ กฟภ. เราจะพิจารณาให้ต้นทุนการซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ. เป็นต้นทุนส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทรับภาระตามกำลังการใช้ฟ้าและนำต้นทุนส่วนนี้มาใช้ในการพิจารณาปันส่วนตามเกณฑ์ที่ได้จากการวิเคราะห์ความไวในหัวข้อ 4.1.2. และนำไปรวมกับต้นทุนอื่นๆที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระเท่ากันแล้วจึงรวมกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของ กฟผ.ที่บวกด้วย ROIC ที่ กกพ.กำหนดไปแล้ว จากนั้นจำนำไปรวมกับ ROIC ตามที่ กกพ. กำหนดให้กับ กฟภ.และกฟน.ดังแสดงให้เห็นในภาพที่ 1-5 เพื่อทำการวัดผลเปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าที่ผู้ไฟฟ้าต้องจ่ายจริงต่อหน่วยในหัวข้อ 4.2 ว่าเกณฑ์การปันส่วนที่ได้ว่ามีความคลาดเคลื่อนต่างกันมากน้อยเพียงใด

4.1.2. การนำเสนอความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์

จากการนำเกณฑ์ทั้ง 4 เกณฑ์มาพิจารณาหาสัดส่วนที่ใช้ในการปันส่วน โดยกำหนดน้ำหนักความสำคัญของทั้ง 4 เกณฑ์ไว้เท่ากันคือ 1:1:1:1 ได้สัดส่วนแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าดังแสดงในตารางที่ 4-5 และจะนำรายได้ที่กฟภ.และกฟน.ได้รับหรือก็คือค่าไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต้องจ่ายให้กับทั้ง 2 การไฟฟ้ามาใช้ในการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของเกณฑ์หรือพารามิเตอร์เพราะว่าสามารถวัดผลให้เห็นได้ว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในระดับนั้นๆ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดจะได้รับประโยชน์สูงสุด และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดจะได้รับผลกระทบสูงสุด ได้อย่างสมเหตุสมผล และนำไปจัดการปรับปรุงให้เกิดความเหมาะสมในการปันส่วนต้นทุนและคิดราคาค่าไฟฟ้าต่อไปได้

ตารางที่ 4-5. สัดส่วนการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าจาก 4 เกณฑ์หลัก

ประเภทลูกค้า	เกณฑ์ที่ใช้								1:1:1:1 Method	
	Max Power Demand (kW)		Electricity Demand (kWh)		Peak Demand (kW)		Load Pattern (Error)			
	kW	%	M.kWh	%	kW	%	Error	%	Ratio	%
บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	1837.524	0.063	11002.197	0.085	989.003	0.042	0.397	0.098	0.290	0.072
บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	6905.364	0.239	17688.921	0.137	3226.873	0.139	0.270	0.067	0.581	0.145
กิจการขนาดเล็ก	2898.439	0.100	13729.694	0.106	2898.439	0.124	0.466	0.115	0.446	0.112
กิจการขนาดกลาง	5745.498	0.198	22706.898	0.176	5167.662	0.222	0.607	0.150	0.747	0.187
กิจการขนาดใหญ่	9208.977	0.318	54996.221	0.426	8830.074	0.379	0.387	0.096	1.220	0.305
กิจการเฉพาะอย่าง	623.921	0.022	4234.499	0.033	543.846	0.023	0.323	0.080	0.158	0.039
ส่วนราชการ	1596.407	0.055	4393.083	0.034	1495.756	0.064	0.735	0.182	0.336	0.084
สูบน้ำเพื่อการเกษตร	136.322	0.005	281.500	0.002	130.944	0.006	0.849	0.210	0.223	0.056
รวม	28952.45	1.00	129033.01	1.00	23282.60	1.00	4.03	1.00	4.00	1

ตารางที่ 4-6. รายได้ที่เรียกเก็บได้จากลูกค้าทั้ง 8 ประเภท (หน่วย : ล้านบาท)

	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
รายได้	39318.06275	42651.03635	40011.70843	66603.9219	152616.2744	11401.90216	12441.25386	831.7901592	365875.95
สัดส่วน	10.7%	11.7%	10.9%	18.2%	41.7%	3.1%	3.4%	0.2%	1

เมื่อได้สัดส่วนรายได้ที่เรียกเก็บจากลูกค้าทั้ง 8 ประเภทแล้ว ก็จะนำรายได้รวมค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บจากลูกค้าทุกประเภทเป็นเงินจำนวนทั้งหมด 365,875 ล้านบาทนำไปปันส่วนตามเกณฑ์การปันส่วนทั้ง 4 เกณฑ์โดยเริ่มต้นให้ค่าน้ำหนักสัมประสิทธิ์ของทุกเกณฑ์เท่ากันเรียกว่าวิธี 1:1:1:1 ปันส่วนรายได้ว่าลูกค้าแต่ละประเภทจะต้องจ่ายค่าไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าทั้ง กฟน. และ กฟภ. เป็นจำนวนเท่าไรบ้าง จากนั้นจะทำการเปลี่ยนค่าตัวแปรทีละตัวแปรโดยเพิ่มจากระดับ 1 ถึงระดับ 5 เพื่อพิจารณาแนวโน้มจากการเพิ่มระดับของแต่ละตัวแปรตัวแปรใดมีความไวส่งผลให้ลูกค้าประเภทใดเกิดแนวโน้มที่จะได้รับประโยชน์จ่ายค่าไฟฟ้าน้อยลง หรือ ตัวแปรใดมีความไวส่งผลให้ลูกค้าประเภทใดมีแนวโน้มต้องรับภาระจ่ายค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมาก เมื่อมีการเปลี่ยนระดับตัวแปร ดังตารางที่ 4-7 และจะเห็นเปอร์เซ็นต์การเปลี่ยนแปลงค่าไฟฟ้าได้ในตารางที่ 4-8

ตารางที่ 4-7. รายได้ที่การไฟฟ้าได้รับที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนระดับแต่ละเกณฑ์การปันส่วน (หน่วย:ล้านบาท)

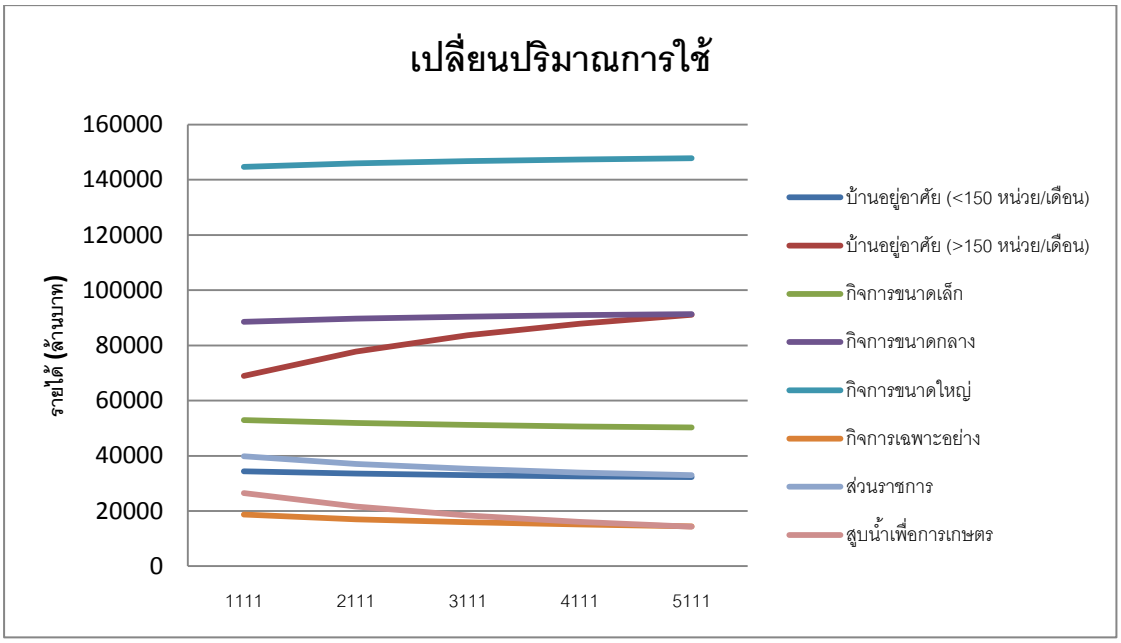
Method	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/ เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/ เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร
1111	34357.43123	68941.89275	52963.02381	88599.74141	144670.364	18721.14069	39806.71168	26448.59438
2111	33509.0728	77788.25779	51871.06577	89712.67048	145921.9324	17022.03337	37078.15023	21605.71722
3111	32943.50051	83685.83448	51143.09375	90454.6232	146756.3112	15889.29515	35259.10925	18377.13244
4111	32539.52031	87898.38925	50623.11373	90984.58943	147352.2961	15080.19642	33959.79427	16071.00046
5111	32236.53516	91057.80534	50233.12872	91382.06409	147799.2848	14473.37237	32985.30804	14341.40147
1211	35577.89022	68163.44142	52468.39573	87580.36424	156185.159	18091.32116	35076.4138	21365.91439
1311	36391.52955	67644.47387	52138.64368	86900.77946	163861.689	17671.44147	31922.88188	17977.46106
1411	36972.7005	67273.78276	51903.1065	86415.36175	169344.9247	17371.5274	29670.35908	15557.13726
1511	37408.57871	66995.76442	51726.45362	86051.29848	173457.3515	17146.59185	27980.96698	13741.8944
1121	31517.20179	68306.51376	54184.695	91943.60961	151728.4009	17193.67242	37942.19323	21692.61328
1131	29623.7155	67882.92777	54999.14246	94172.85507	156433.7588	16175.36024	36699.18094	18521.9592
1141	28271.2253	67580.36634	55580.89064	95765.17326	159794.7288	15447.9944	35811.31501	16257.2063
1151	27256.85764	67353.44527	56017.20178	96959.41191	162315.4562	14902.47002	35145.41556	14558.64162
1112	36825.56009	61509.35804	53327.93873	85162.32131	124845.9639	22577.53583	49130.08947	41130.13265
1113	38470.97934	56554.3349	53571.21535	82870.70791	111629.6971	25148.46592	55345.67467	50917.82483
1114	39646.2788	53015.03265	53744.98436	81233.84119	102189.5065	26984.84455	59785.37838	57909.03352
1115	40527.7534	50360.55597	53875.31112	80006.19116	95109.36361	28362.12853	63115.15616	63152.44005

ตารางที่ 4-8 เปอร์เซ็นต์การเปลี่ยนแปลงรายได้ที่การไฟฟ้าได้รับที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนระดับแต่ละเกณฑ์การปันส่วน

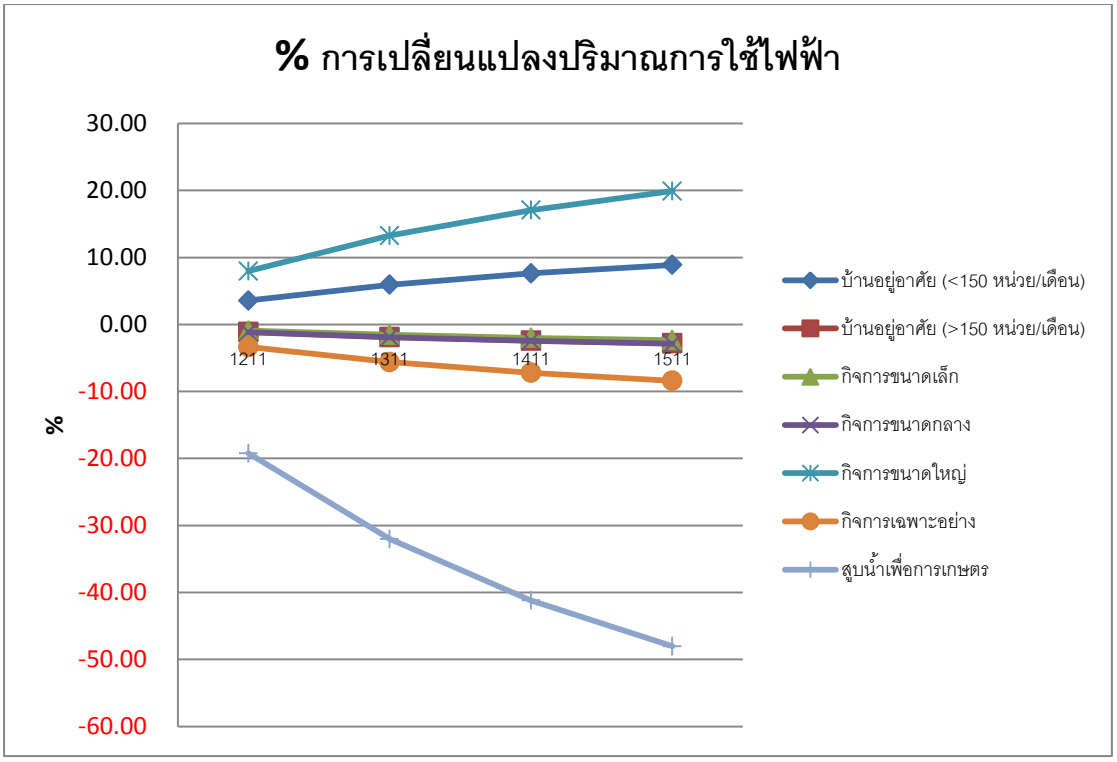
Method	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร
1111								
2111	-2.47	12.83	-2.06	1.26	0.87	-9.08	-6.85	-18.31
3111	-4.12	21.39	-3.44	2.09	1.44	-15.13	-11.42	-30.52
4111	-5.29	27.50	-4.42	2.69	1.85	-19.45	-14.69	-39.24
5111	-6.17	32.08	-5.15	3.14	2.16	-22.69	-17.14	-45.78
1211	3.55	-1.13	-0.93	-1.15	7.96	-3.36	-11.88	-19.22
1311	5.92	-1.88	-1.56	-1.92	13.27	-5.61	-19.81	-32.03
1411	7.61	-2.42	-2.00	-2.47	17.06	-7.21	-25.46	-41.18
1511	8.88	-2.82	-2.33	-2.88	19.90	-8.41	-29.71	-48.04
1121	-8.27	-0.92	2.31	3.77	4.88	-8.16	-4.68	-17.98
1131	-13.78	-1.54	3.84	6.29	8.13	-13.60	-7.81	-29.97
1141	-17.71	-1.97	4.94	8.09	10.45	-17.48	-10.04	-38.53
1151	-20.67	-2.30	5.77	9.44	12.20	-20.40	-11.71	-44.95
1112	7.18	-10.78	0.69	-3.88	-13.70	20.60	23.42	55.51
1113	11.97	-17.97	1.15	-6.47	-22.84	34.33	39.04	92.52
1114	15.39	-23.10	1.48	-8.31	-29.36	44.14	50.19	118.95
1115	17.96	-26.95	1.72	-9.70	-34.26	51.50	58.55	138.77

4.1.2.1. การนำเสนอภาพรวมเมื่อเปลี่ยนแปลงทีละพารามิเตอร์

หากพิจารณาการเปลี่ยนแปลงที่เกณฑ์หรือปัจจัยแรกก็คือเปลี่ยนเฉพาะปริมาณการใช้ไฟฟ้าของแต่ละประเภทลูกค้า เราจะพบว่าเมื่อทำการเปลี่ยนระดับปริมาณการใช้ไฟฟ้าจาก 1 ไปถึง 5 ระดับแล้วพบว่าลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยจะได้รับผลกระทบมากที่สุด เพราะจะต้องรับภาระจ่ายค่าไฟฟ้าจากเดิม 68941 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 91,057 ล้านบาท หรือคิดเพิ่มขึ้นถึง 32% จากตอนเริ่มต้น ในขณะที่ลูกค้าประเภทที่ได้ประโยชน์จากการเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่สุดก็คือลูกค้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรซึ่งได้รับประโยชน์เพราะจ่ายค่าไฟฟ้าน้อยลงจาก 26,448 ล้านบาท ลดลงเป็น 14,341 ล้านบาทหรือคิดเป็นลดลงถึง 45.78% ดังแสดงให้เห็นในภาพที่ 4-2 และ 4-3

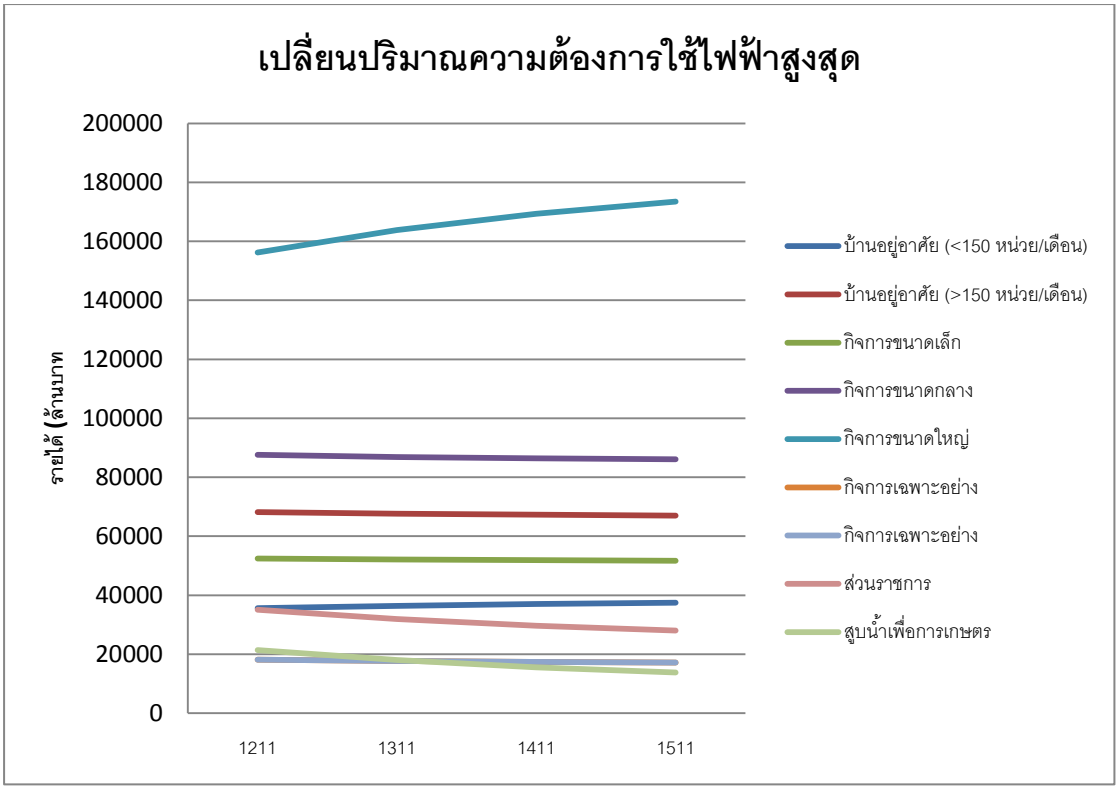


ภาพที่ 4-2. รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟฟ้า

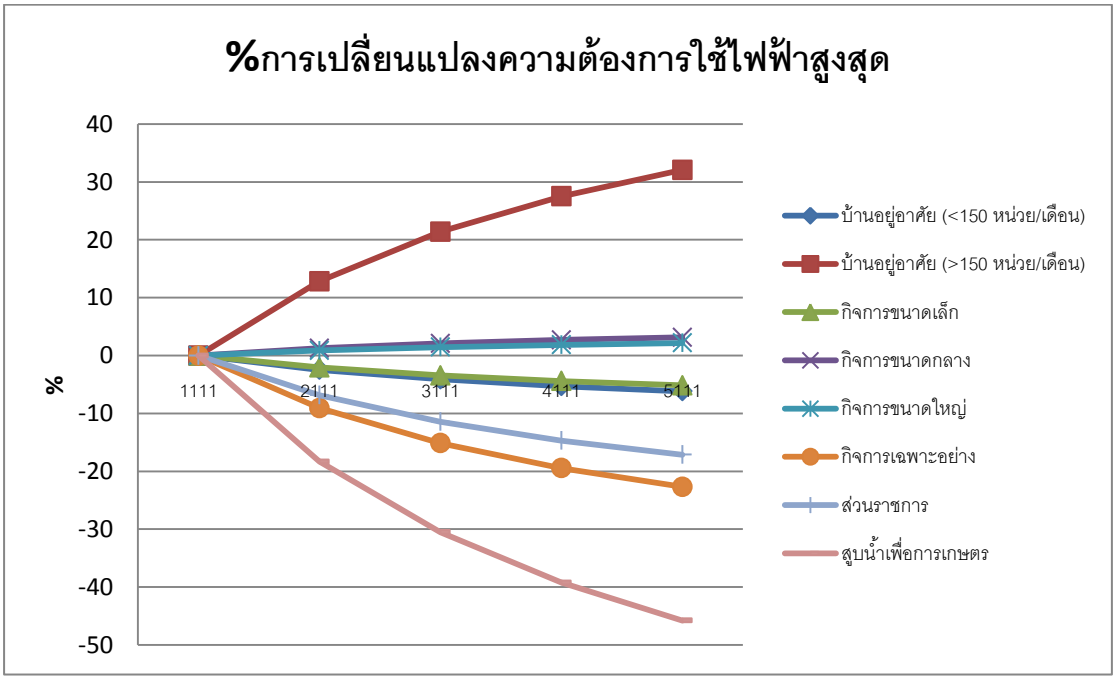


ภาพที่ 4-3.เปอร์เซ็นต์รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟฟ้า

สำหรับปัจจัยที่ 2 ที่นำมาพิจารณาการเปลี่ยนแปลงก็คือปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของลูกค้าแต่ละประเภท ปัจจัยนี้เป็นปัจจัยสำคัญเพราะการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดนั้น ถ้าเกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวมมากกว่ากำลังการผลิตที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตมีก็จะต้องทำการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มหรือซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศเพิ่มขึ้น ดังนั้นลูกค้าแต่ละประเภทควรจะได้รับรู้ว่าตนเองทำ PEAK ให้เกิดขึ้นเป็นปริมาณเท่าไร จากผลการทดลองก็จะพบว่าลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่จะได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดมากที่สุดคือต้องจ่ายค่าไฟฟ้าจากเดิม 144,670 ล้านบาทเพิ่มขึ้นเป็น 174,457 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น ถึง 49.9% ในขณะที่ลูกค้าประเภทการสูบน้ำเพื่อการเกษตรก็ยังคงได้รับผลประโยชน์สูงสุดก็คือจ่ายค่าไฟฟ้าลดลงจากเดิม 26,448 ล้านบาทเป็น 13,471 ล้านบาท หรือลดลง 48.04% ดังแสดงให้เห็นในภาพที่ 4-4 และ 4-5

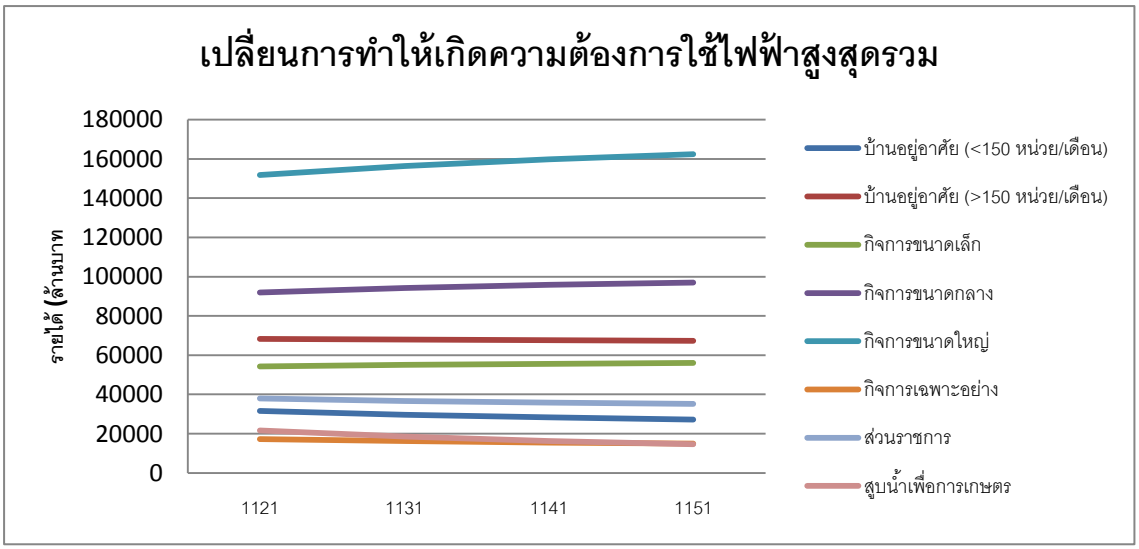


ภาพที่ 4-4. รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

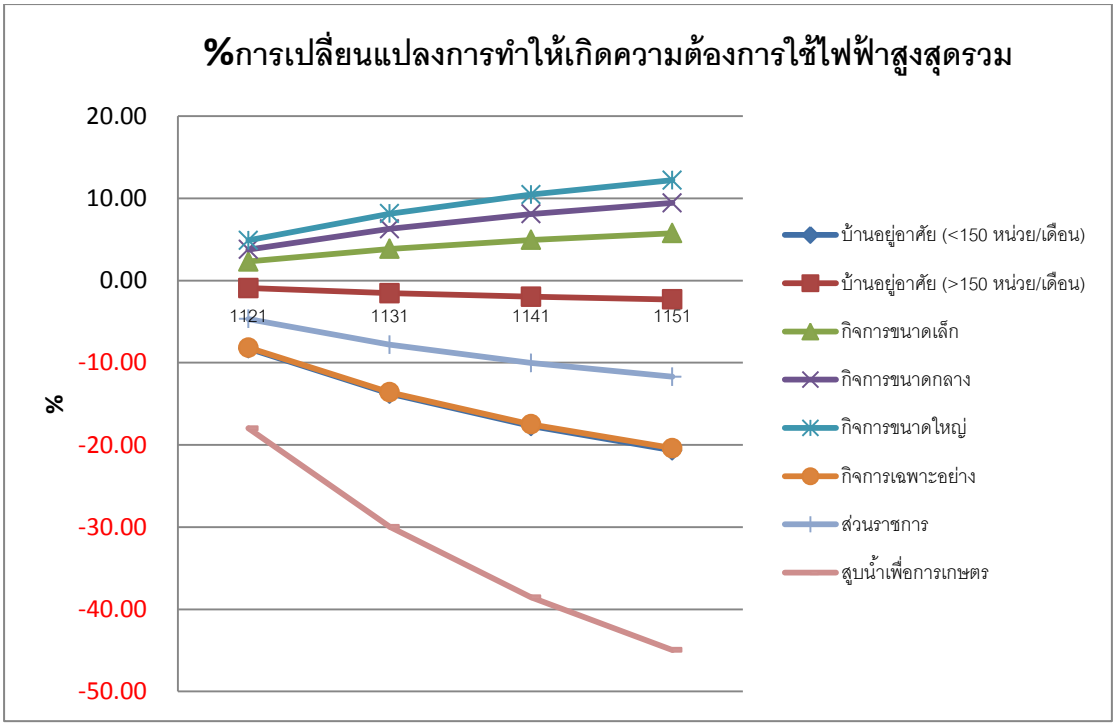


ภาพที่ 4-5. เปอร์เซ็นต์รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

ปัจจัยที่ 3 ที่นำมาใช้พิจารณาเปลี่ยนแปลงก็คือสัดส่วนการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม ปัจจัยนี้พิจารณาจากแนวคิดที่ว่าในช่วงเวลาที่มีPEAKรวมสูงที่สุด ลูกค้าแต่ละประเภทร่วมใช้พีคไปเท่าไรบ้างก็จะต้องรับผิดชอบกันตามสัดส่วนที่ใช้ไป เพราะถือว่ามีส่วนร่วมทำให้เกิดPEAK ต่างจากปัจจัยที่ 2 ที่เป็น PEAK สูงสุดของตัวเอง ซึ่งเราจะพบว่าลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่จะได้รับผลกระทบมากที่สุดเพราะต้องจ่ายค่าไฟฟ้าจากเดิม 144,670 ล้านบาทเพิ่มขึ้นเป็น 162,315 ล้านบาทหรือคิดเป็น 12.20% ในขณะที่ลูกค้าประเภทการสูบน้ำเพื่อการเกษตรยังคงได้รับประโยชน์จากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยนี้มากที่สุด เพราะจ่ายค่าไฟฟ้าลดลงจากเดิม 26,448 ล้านบาท เป็น 14,558 ล้านบาทหรือลดลงเป็น 44.95 % ดังแสดงให้เห็นในภาพที่ 4-6 และ 4-7

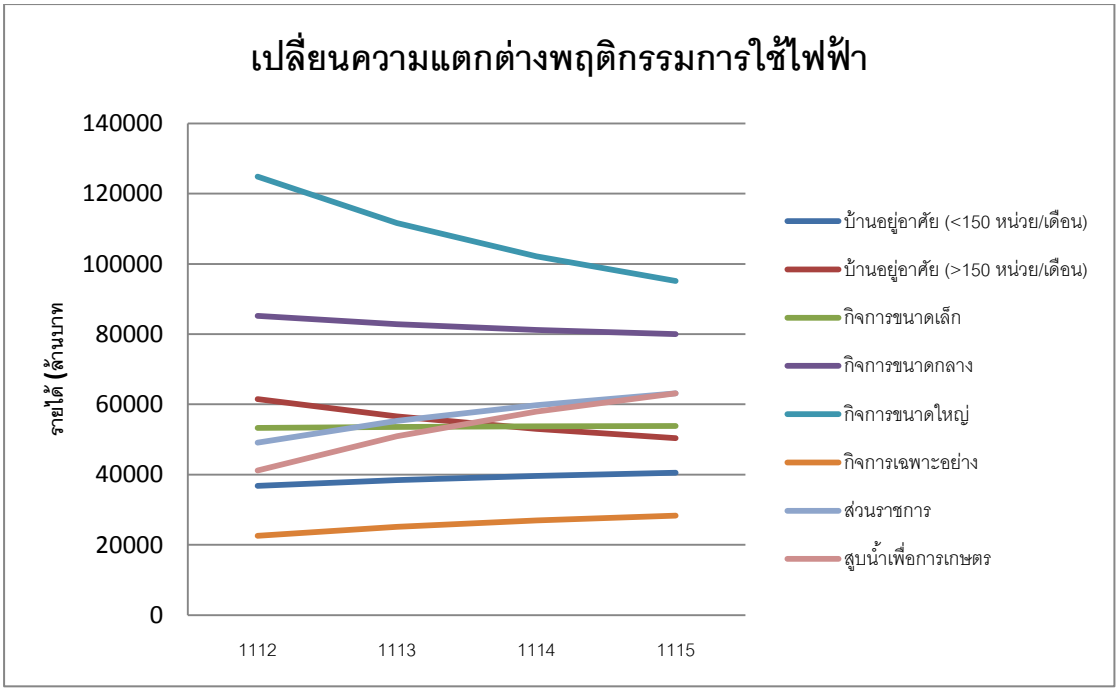


ภาพที่ 4-6. รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการทำให้เกิดต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม

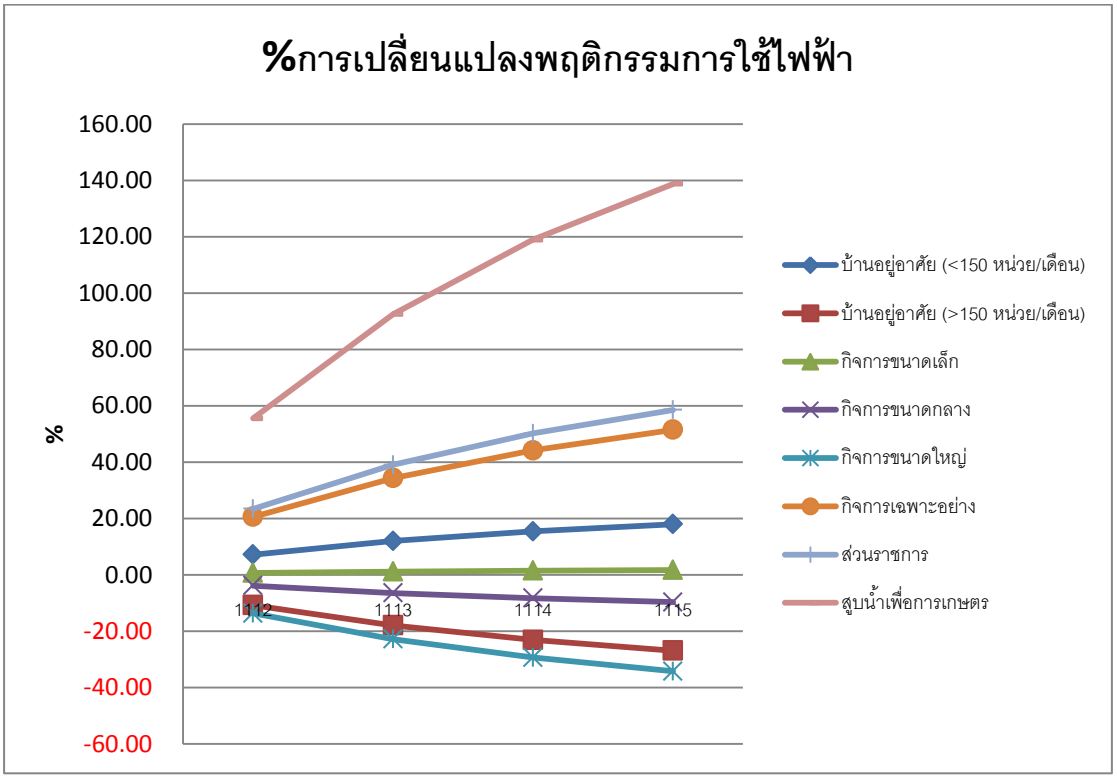


ภาพที่ 4-7. เปอร์เซ็นต์รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม

สำหรับปัจจัยสุดท้ายที่นำมาใช้พิจารณาก็คือพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า ซึ่งอ้างอิงตามมติของ กกพ.ที่ต้องการให้มีการใช้ไฟฟ้ามากๆในช่วง Off-Peak และใช้ไฟฟ้าให้น้อยลงในช่วง On-Peak เพื่อให้ปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าคงที่ในช่วงหนึ่งเพื่อให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้สำรองกำลังไฟฟ้าได้พอดีกับความต้องการใช้ไฟฟ้า เราพบว่าลูกค้าประเภทการสูบน้ำเพื่อการเกษตรเป็นผู้ได้รับผลกระทบสูงสุดเพราะต้องจ่ายค่าไฟฟ้าเพิ่มจากเดิม 26,448 ล้านบาทเพิ่มเป็น 63,152 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 138.77% และพบว่าลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ได้รับผลประโยชน์สูงสุดคือจ่ายค่าไฟฟ้าลดลงจากเดิม 144,670 ล้านบาทเป็น 95,109 ล้านบาทหรือลดลง 34.26% ดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 4-8 และ 4-9



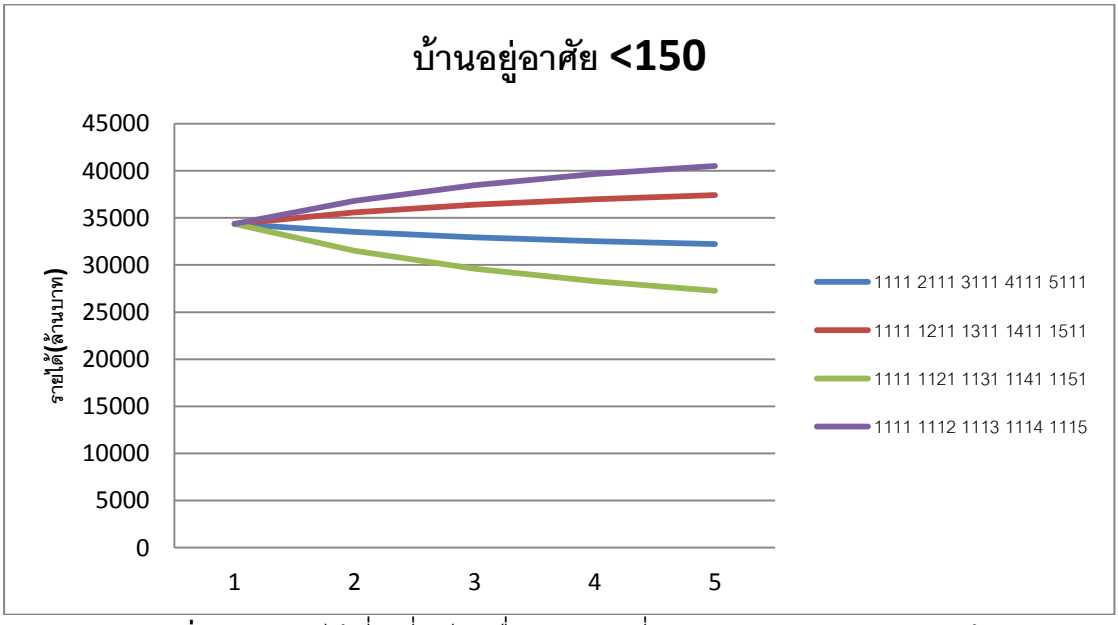
ภาพที่ 4-8. รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงความแตกต่างพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า



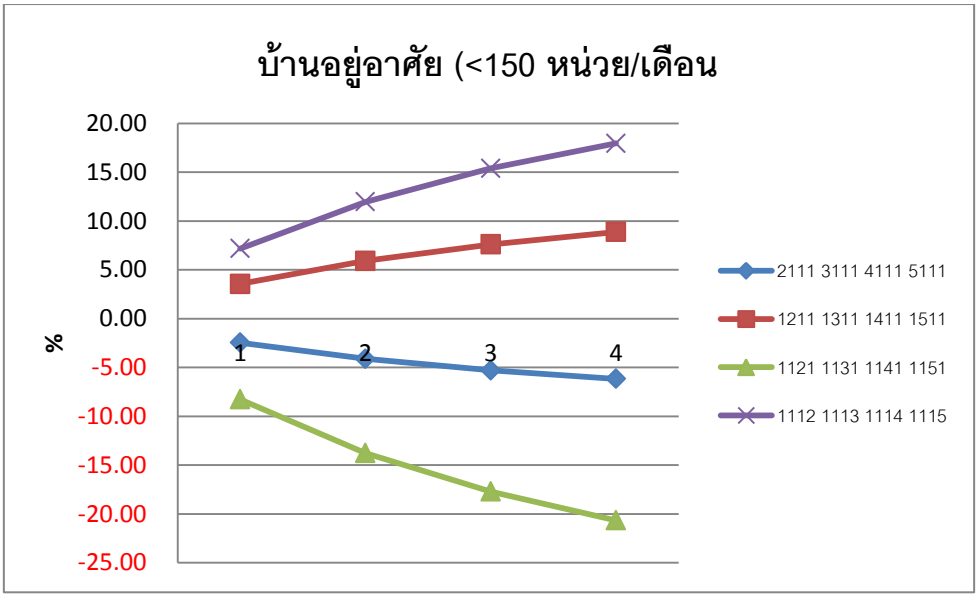
ภาพที่ 4-9. เปอร์เซ็นต์รายได้ค่าไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปเมื่อเปลี่ยนแปลงความแตกต่างพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า

4.1.2.2. การนำเสนอแต่ละประเภทลูกค้าเมื่อเปลี่ยนแปลงทีละพารามิเตอร์

หากพิจารณาจากลูกค้าประเภทแรกคือประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วยแล้วพบว่าได้รับผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าคือต้องจ่ายค่าไฟจากเดิม 34,357 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 40,527 ล้านบาทหรือเพิ่มขึ้น 17.69% และได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงการแชร์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม คือจ่ายค่าไฟฟ้าลดลงจากเดิม 34,357 ล้านบาท ลดลงเป็น 27,256 ล้านบาทหรือลดลง 20.67% ดังภาพ 4-10 และ 4-11

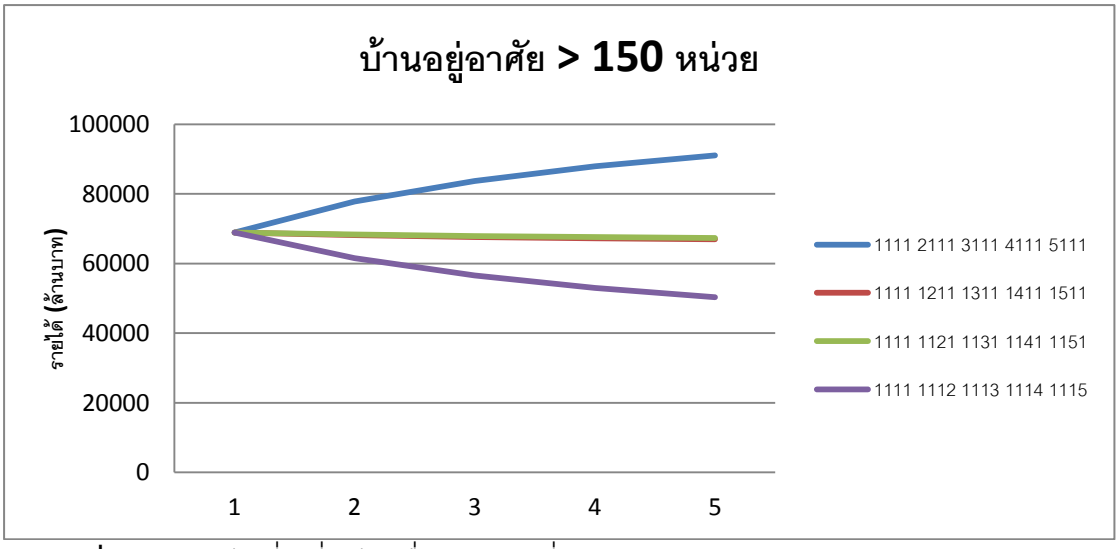


ภาพที่ 4-10. รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วย

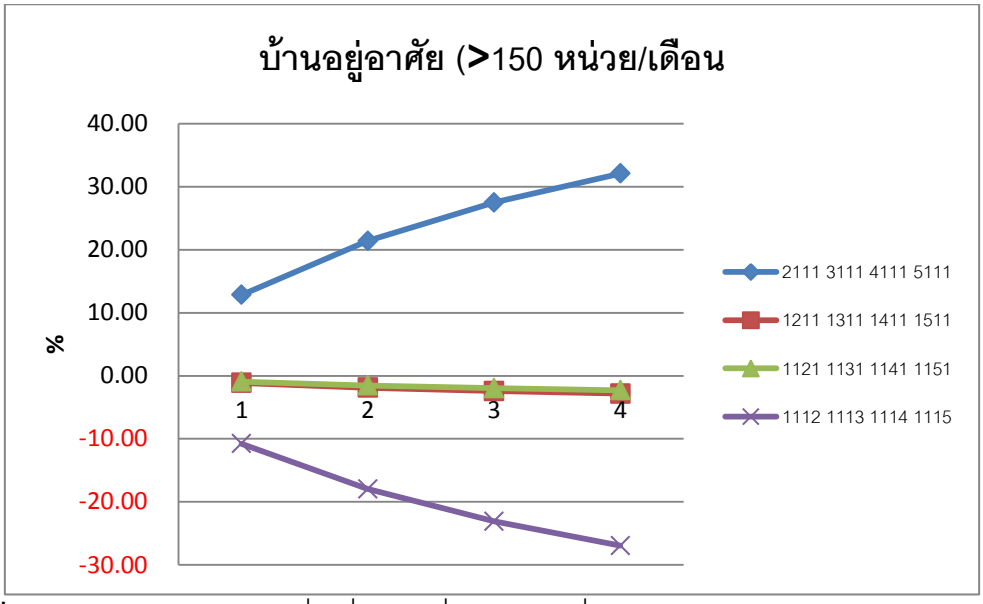


ภาพที่ 4-11. เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วย

สำหรับลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยมากกว่า 150 หน่วยพบว่าได้รับผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟฟ้าคือจากเดิมต้องจ่ายค่าไฟฟ้า 68,941 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 91,057 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 32.08% และได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าลดลงจากเดิม 68,941 ล้านบาท เป็น 50,360 ล้านบาท หรือลดลง 26.95% ดังภาพที่ 4-12 และ 4-13

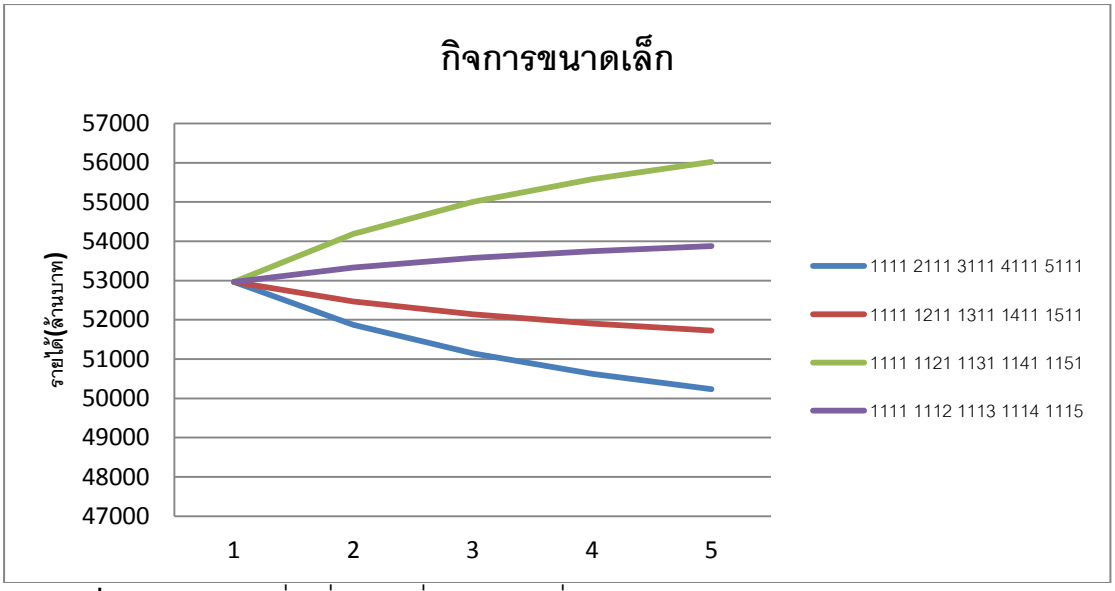


ภาพที่ 4-12. รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยมากกว่า 150 หน่วย

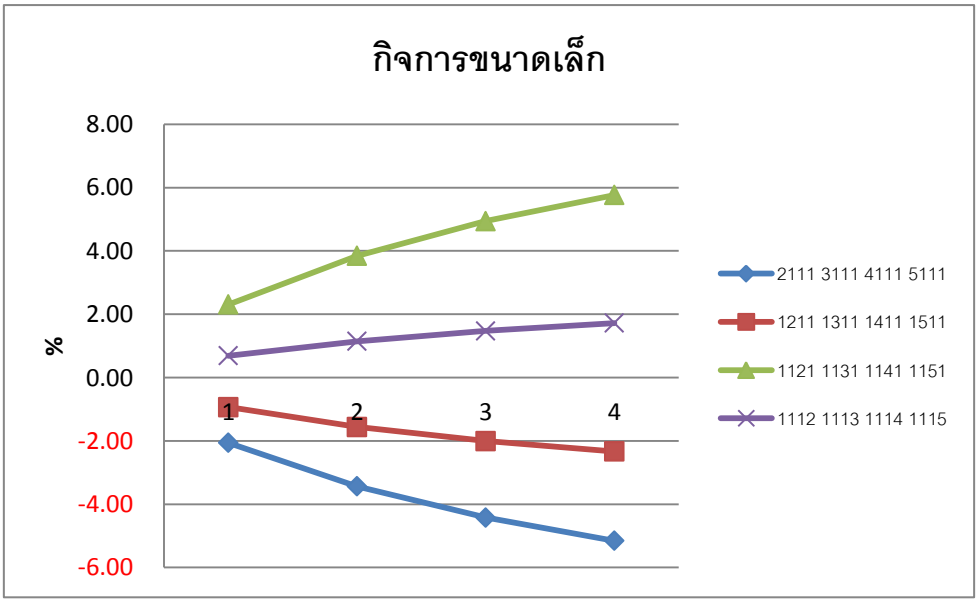


รูปที่ 4-13. เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยมากกว่า 150 หน่วย

สำหรับลูกค้าประเภทกิจการขนาดเล็กพบว่าได้รับผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวมคือจากเดิมต้องจ่ายค่าไฟฟ้า 52,963ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 56,017 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 5.77% และได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟฟ้าลดลงจากเดิม 52,963 ล้านบาท เป็น 50,233 ล้านบาท หรือลดลง 5.15% ดังภาพที่ 4-14 และ 4-15

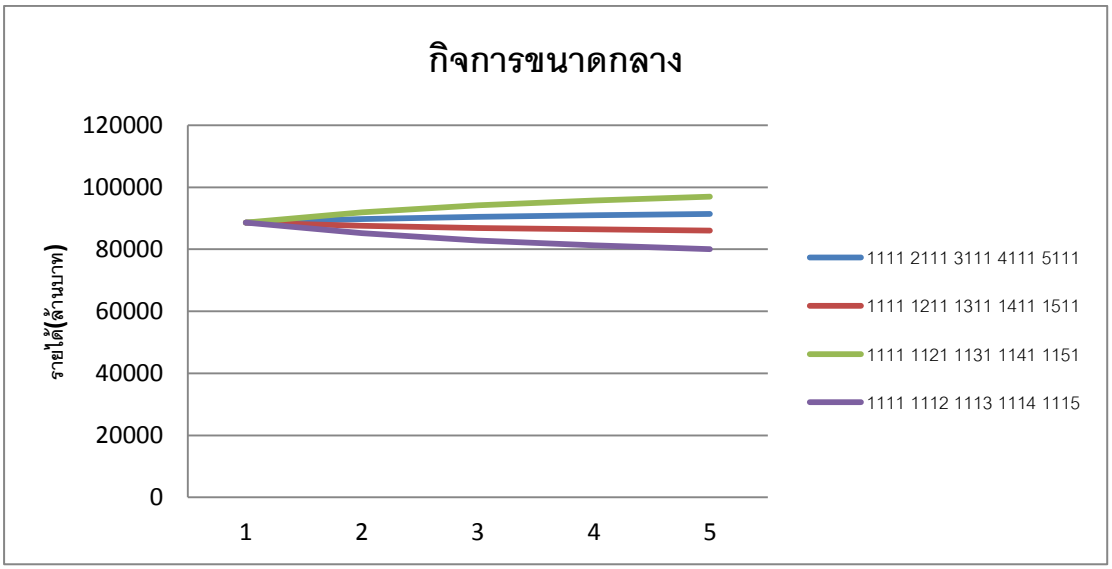


ภาพที่ 4-14. รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดเล็ก

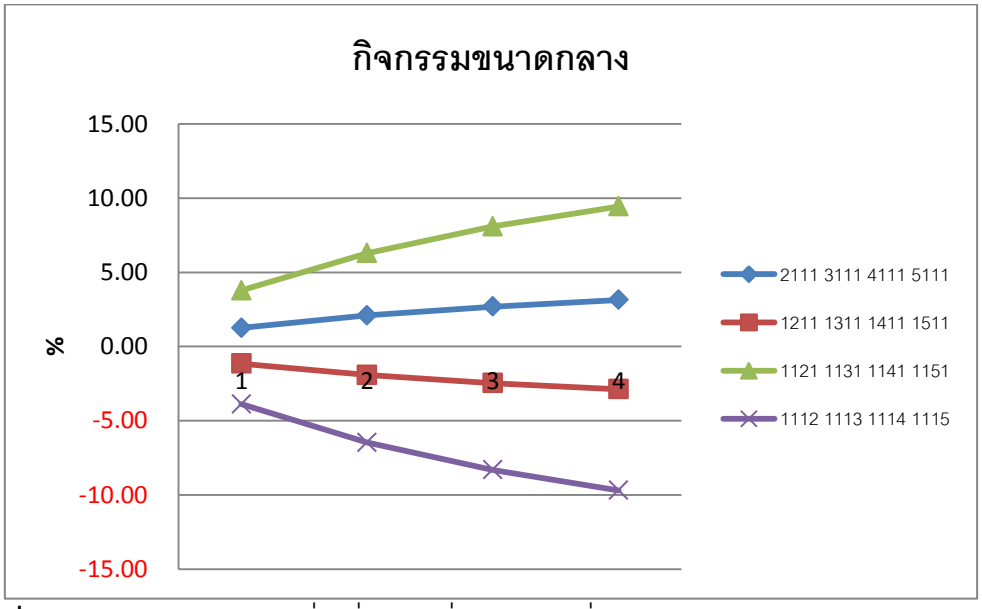


ภาพที่ 4-15. เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดเล็ก

สำหรับลูกค้าประเภทกิจการขนาดกลางพบว่าได้รับผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวมคือจากเดิมต้องจ่ายค่าไฟฟ้า 88,599 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 96,959 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 9.44% และได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าลดลงจากเดิม 88,599 ล้านบาท เป็น 80,006 ล้านบาท หรือลดลง 9.7% ดังภาพที่ 4-16 และ 4-17

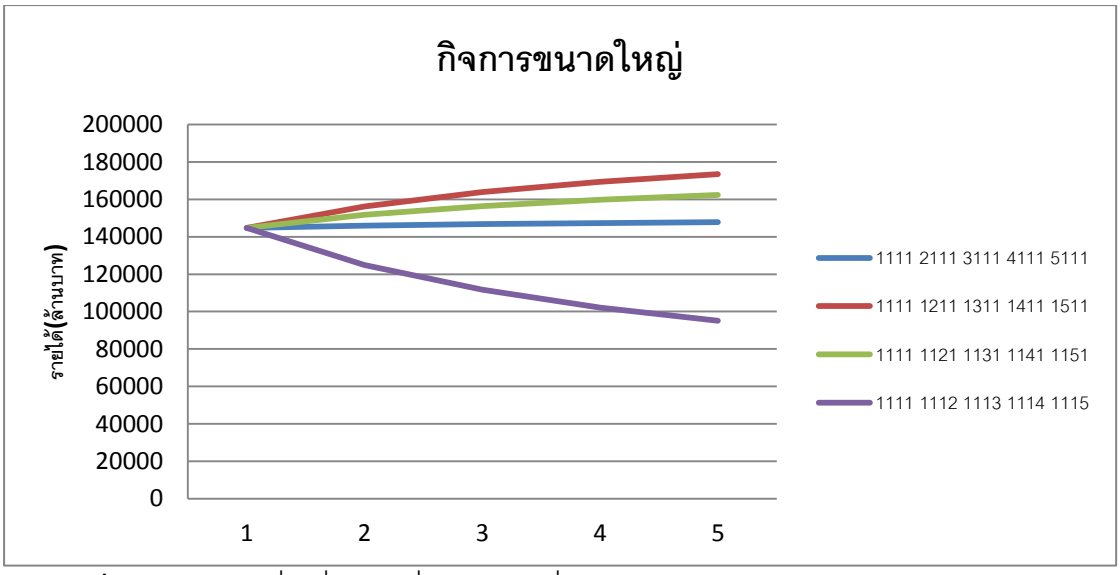


ภาพที่ 4-16. รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดกลาง

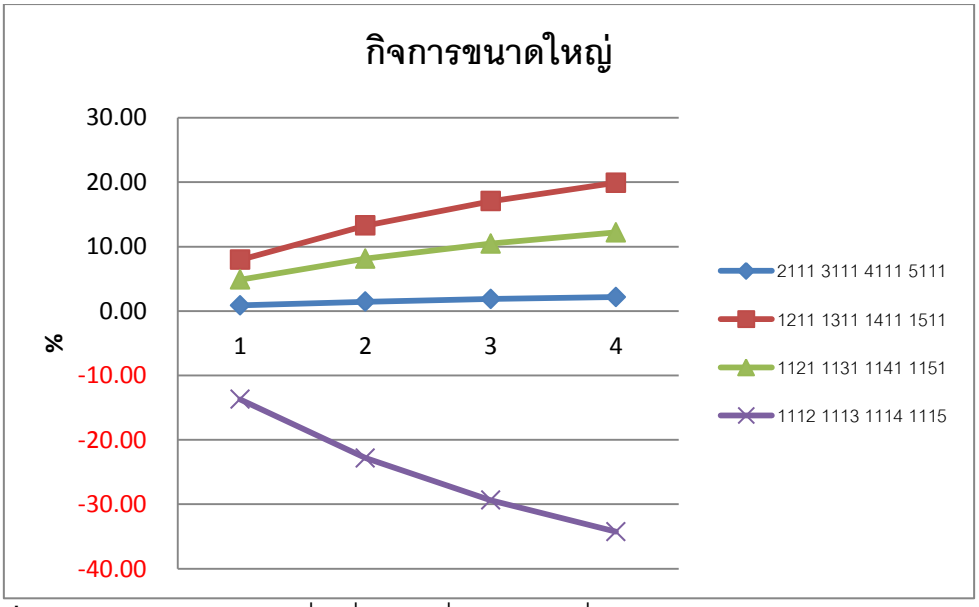


ภาพที่ 4-17. เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดกลาง

สำหรับลูกค้าประเภทกิจการใหญ่พบว่าได้รับผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดคือจากเดิมต้องจ่ายค่าไฟฟ้า 144,670 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 173,457 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 19.9% และได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าลดลงจากเดิม 144,670 ล้านบาท เป็น 95,109 ล้านบาท หรือลดลง 34.26% ดังภาพที่ 4-18 และ 4-19

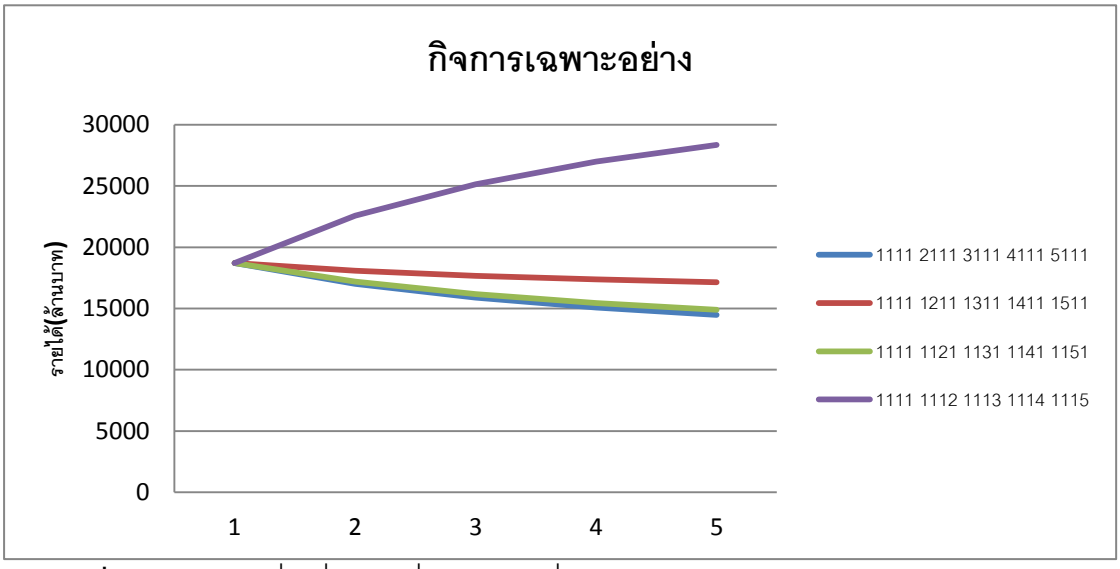


ภาพที่ 4-18. รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่

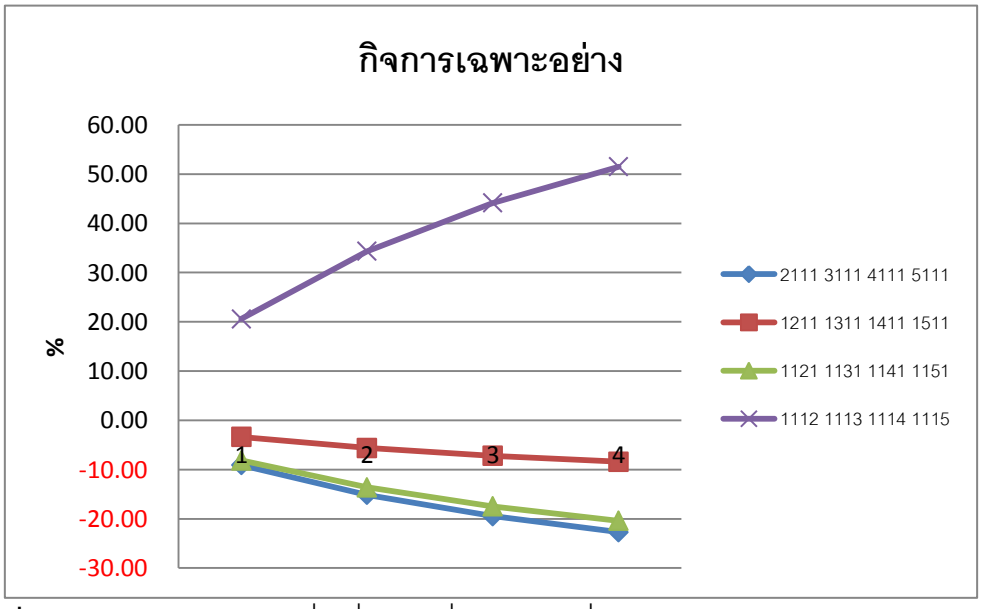


ภาพที่ 4-19. เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่

สำหรับลูกค้าประเภทกิจการเฉพาะอย่างพบว่าได้รับผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าคือจากเดิมต้องจ่ายค่าไฟฟ้า 18,721 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 28,362 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 51.50% และได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟฟ้าลดลงจากเดิม 18,721 ล้านบาท เป็น 14,473 ล้านบาท หรือลดลง 22.69% ดังภาพที่ 4-20 และ 4-21

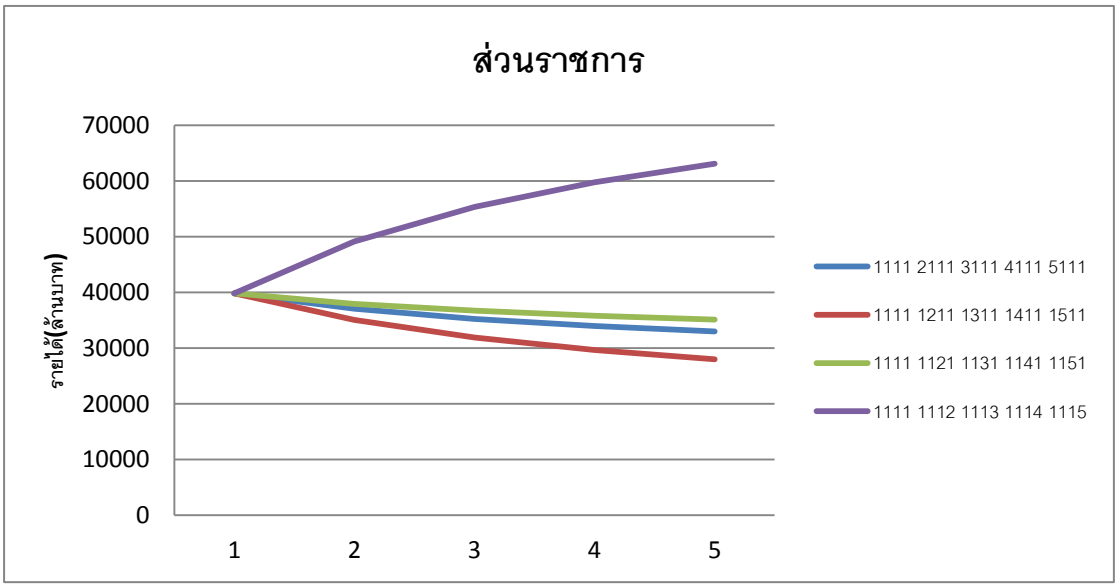


ภาพที่ 4-20. รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการเฉพาะอย่าง

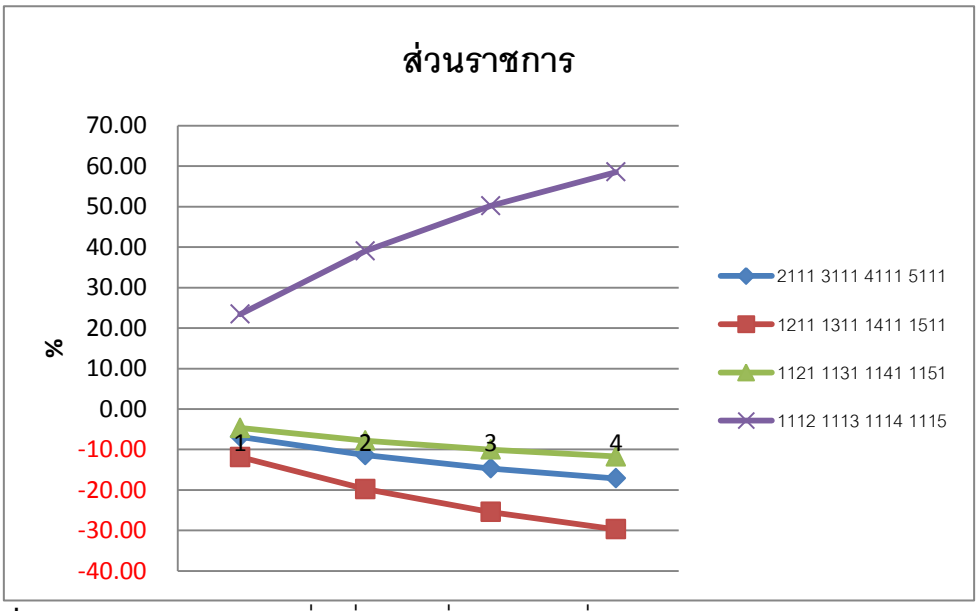


ภาพที่ 4-21. เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทกิจการเฉพาะอย่าง

สำหรับลูกค้าประเภทส่วนราชการพบว่าได้รับผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าคือจากเดิมต้องจ่ายค่าไฟฟ้า 39,806 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 63,115 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 58.55% และได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลดลงจากเดิม 39,806 ล้านบาท เป็น 27,980 ล้านบาท หรือลดลง 29.71% ดังภาพที่ 4-22 และ 4-23

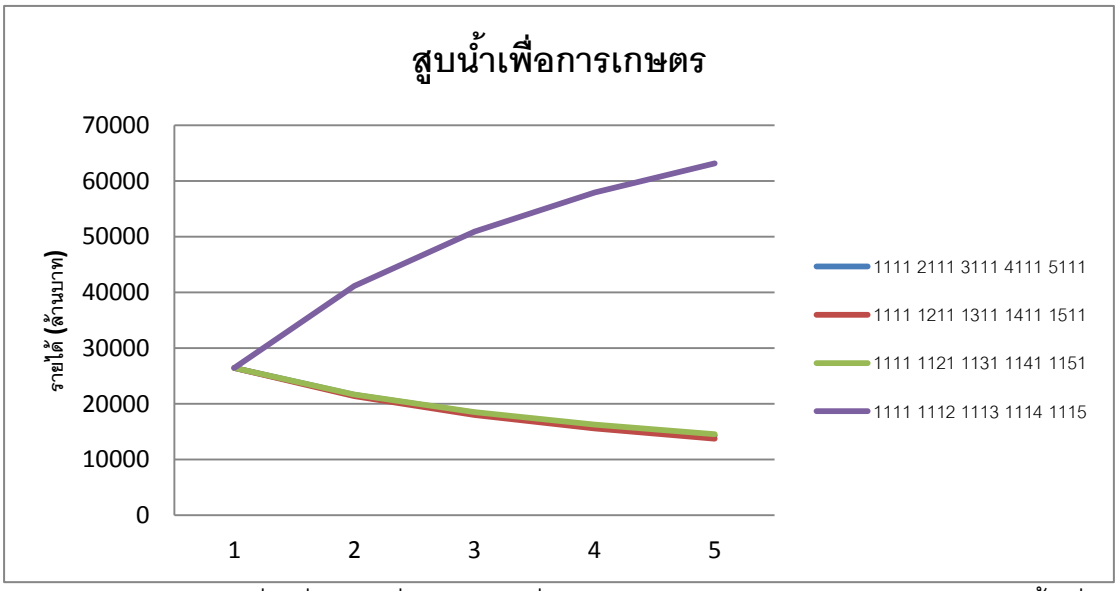


ภาพที่ 4-22. รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทส่วนราชการ

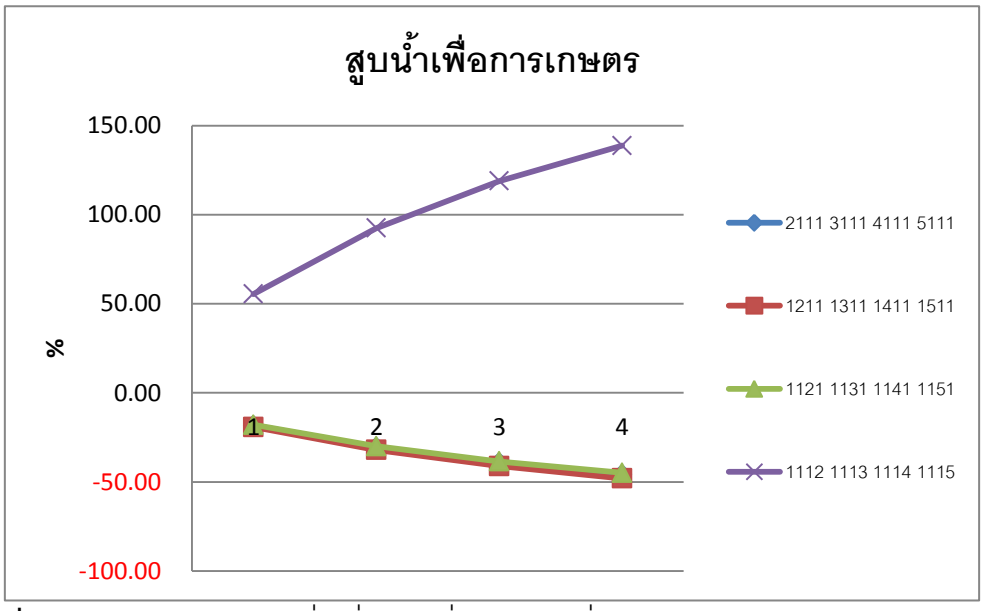


ภาพที่ 4-23. เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทส่วนราชการ

สำหรับลูกค้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรพบว่าได้รับผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าคือจากเดิมต้องจ่ายค่าไฟฟ้า 26,448 ล้านบาท เพิ่มขึ้นเป็น 63,152 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้น 137.88% และได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลดลงจากเดิม 26,448 ล้านบาท เป็น 13,741 ล้านบาท หรือลดลง 45.78% ดังภาพที่ 4-24 และ 4-25



ภาพที่ 4-24. รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร



ภาพที่ 4-25. เปอร์เซ็นต์รายได้ที่เปลี่ยนไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ของลูกค้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตร

4.1.3. สรุปการนำเสนอความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์

จากการนำเสนอในหัวข้อ 4.1.2.1. ที่จะนำเสนอเพื่อให้เห็นภาพรวมว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงแต่ละพารามิเตอร์ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดได้รับผลประโยชน์ทำให้จ่ายค่าไฟฟ้าลดลงและผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดได้รับผลกระทบสูงสุดจนทำให้จ่ายค่าไฟฟ้าลดลงซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงถึง 3 พารามิเตอร์ด้วยกัน และกิจการขนาดใหญ่จะได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ 2 พารามิเตอร์ สำหรับในหัวข้อ 4.1.2.2. จะแยกพิจารณาไปที่แต่ละประเภทลูกค้าว่า ลูกค้าประเภทใด ได้รับประโยชน์สูงสุดจากการเปลี่ยนพามิเตอร์ตัวไหน และ เกิดผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ตัวใด จากสองมุมมองนี้ทำให้เราพบว่าจะมีผู้ที่ได้รับประโยชน์สูงสุดและผู้ที่เกิดผลกระทบสูงสุดเสมอไม่ว่าจะเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ตัวใดในระดับใดก็ตาม ดังนั้นจึงเกิดแนวคิดที่ว่าควรจะนำรายได้ผู้ที่ได้รับประโยชน์สูงสุดบางส่วนไปอุดหนุนให้กับรายได้ของลูกค้าของลูกค้าที่เกิดผลกระทบมากที่สุดในสัดส่วนที่พอเหมาะ เพื่อให้ผู้ได้รับประโยชน์ไม่ได้รับประโยชน์มากเกินไปและผู้เสียประโยชน์ไม่เกิดผลกระทบมากจนเกินไป ในขณะที่ผู้ใช้ไฟฟ้ากลุ่มอื่นๆ ก็จะดำเนินการไปในแนวทางเดิมคือเรียกเก็บค่าไฟฟ้าให้เป็นไปตามที่เกิดขึ้นจริง เพราะหลักเกณฑ์ทั้ง4 ที่นำมาพิจารณาปันส่วนต้นทุนนั้นมีความเหมาะสมและทำให้การตั้งราคาค่าไฟฟ้าโดยใชเกณฑ์ทั้ง 4 สะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนที่เกิดขึ้นจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทจริงๆ แต่ถ้าต้องการทราบว่าเกณฑ์ที่เหมาะสมจะมีอัตราส่วนเท่าไรก็จะต้องทำการตั้งเป้าหมายของการหาเกณฑ์ที่เหมาะสม ซึ่งจะกล่าวต่อไปในหัวข้อ 4.1.4 ต่อไป

4.1.4. ผลการทดลองการหาอัตราส่วนที่เหมาะสมในแต่ละเกณฑ์การปันส่วน

การจะหาอัตราส่วนที่เหมาะสมในแต่ละเกณฑ์การปันส่วนนั้นจะต้องพิจารณาหาว่าเหมาะสมสำหรับเป้าหมายใด ซึ่งเป้าหมายที่ทางผู้วิจัยกำหนดก็คือความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท ซึ่งจะพิจารณาจากหน่วยไฟฟ้าที่ใช้ไปว่าประเภทใดเป็นผู้ที่ใช้ไฟฟ้ามากที่สุดก็จะถือว่ามีความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้ามากที่สุด และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่จ่ายค่าไฟฟ้าน้อยที่สุดก็จะมีความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าน้อยที่สุดดังแสดงให้เห็นในตารางที่ 4-9

ตารางที่ 4-9. หน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแตละประเภท (ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง)

	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
หน่วยที่ใช้	13238.941	14405.389	13042.71	22844.26	53722.97	4111.12	4342.31	281.5	125989.2
ลำดับความสามารถในการจ่าย	4	3	5	2	1	7	6	8	

จากนั้นจะนำมาทำการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์โดยพิจารณาจากลำดับค่าไฟฟ้าที่ต้องจ่ายที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อทำการเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์ ดังแสดงในตารางที่ 4-10

ตารางที่ 4-10 การเปลี่ยนแปลงของลำดับความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทเมื่อเปลี่ยนแปลงพารามิเตอร์

Method	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	ความเปลี่ยนแปลง
ลำดับที่ควรจะเป็น	4	3	5	2	1	7	6	8	-
1111	6	3	4	2	1	8	5	7	6
2111	6	3	4	2	1	8	5	7	6
3111	6	3	4	2	1	8	5	7	6
4111	6	3	4	2	1	8	5	7	6
5111	6	3	4	2	1	7	5	8	4
1211	5	3	4	2	1	8	6	7	4
1311	5	3	4	2	1	8	6	7	4
1411	5	3	4	2	1	7	6	8	2
1511	5	3	4	2	1	7	6	8	6
1121	6	3	4	2	1	8	5	7	6
1131	6	3	4	2	1	8	5	7	6
1141	6	3	4	2	1	8	5	7	6
1151	6	3	4	2	1	8	5	7	6
1112	7	3	4	2	1	8	5	6	8
1113	7	3	4	2	1	8	5	6	8
1114	7	4	3	2	1	8	5	6	10
1115	7	4	3	2	1	8	6	5	6

เราสามารถสรุปได้ว่าเมื่อทำการพิจารณาความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ หากพิจารณาจากลำดับความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้า จะพบว่าอัตราส่วนเกณฑ์ 1:4:1:1 มีความเหมาะสมมากที่สุดเพราะลำดับความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ามีความเปลี่ยนแปลงน้อยที่สุดคือ กิจการขนาดเล็กที่ควรจะเป็นลำดับที่ 5 เป็นลำดับที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วยที่ควรจะเป็นลำดับที่ 4 เป็นลำดับที่ 5 นอกเหนือจากนั้นลำดับตรงกันหมด

4.2. การวัดผลแบบจำลอง

หลังจากแยกประเภทต้นทุนที่จะนำมาใช้ปันส่วนและพบว่าจะใช้แบบจำลองเกณฑ์ 1:4:1:1 มีความเหมาะสมที่สุดเมื่อต้องการให้ลำดับความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าใกล้เคียงกับความจริงแล้วก็จะต้องทำการวัดผลว่าแบบจำลองนั้นมีความเหมาะสมในการนำไปใช้มากน้อยเพียงใด เมื่อนำรายได้ที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทจ่ายให้กับ กฟภ. และ กฟน. รวมกันแล้วหารด้วยหน่วยการใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทใช้แล้วนำไปบวกกับอัตราผลตอบแทนการลงทุน 5.03 % ที่ทาง กกพ. กำหนดไว้ก็จะได้รายได้ที่การไฟฟ้าได้รับต่อหน่วยแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าดังตารางที่ 4-11 ได้ราคาต่อหน่วยรวม 2.90 บาทต่อหน่วย และถ้านำไปคิดตามวิธี 1:4:1:1 ก็จะได้ผลดังตารางที่ 4-12 ได้ราคาต่อหน่วยรวม 2.88 บาทต่อหน่วย จะเห็นว่าจากตารางที่ 4-11 และ 4-12 จะได้รายได้ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ใช้แยกตามประเภทลูกค้าที่มีค่าใกล้เคียงกันยกเว้นประเภทการสูบน้ำเพื่อการเกษตรที่จะมีความแตกต่างกันมากอาจจะมาจากสัดส่วนในการปันต้นทุนด้วยวิธี 1:4:1:1 นั้นทำให้ลูกค้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรมีรายได้ที่เพิ่มในขณะที่หน่วยการใช้คงที่เมื่อเทียบกันระหว่างตารางที่ 4-11 และ 4-12 จึงมีความต่างกันมากแต่เมื่อพิจารณาภาพรวมลูกค้าทุกประเภทถือว่าใกล้เคียงกันดังนั้น และเมื่อนำต้นทุนส่วนที่จะนำมาพิจารณาในการปันส่วนตามวิธี 1:4:1:1 ซึ่งเป็นเกณฑ์ที่กำหนดขึ้นมาเพื่อนำเสนอแนวทางในการปันส่วนต้นทุนที่สะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงจากพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า ปริมาณการใช้ไฟฟ้า ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด และ การแชร์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดรวม ซึ่งสอดคล้องกับวัตถุประสงค์ของงานวิจัยที่ต้องการนำเสนอเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริงสำหรับเป็นแนวทางการกำหนดราคาค่าไฟฟ้าแล้วการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์ในเนื้อหาข้างต้นถือว่าวิธี 1:4:1:1 เป็นวิธีที่เหมาะสมกับความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า เพื่อนำไปสู่การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าต่อไปดังภาพที่ 4-26

ตารางที่ 4-11. รายได้ที่กฟน.และกฟภ.ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุน (หน่วย : ล้านบาท)

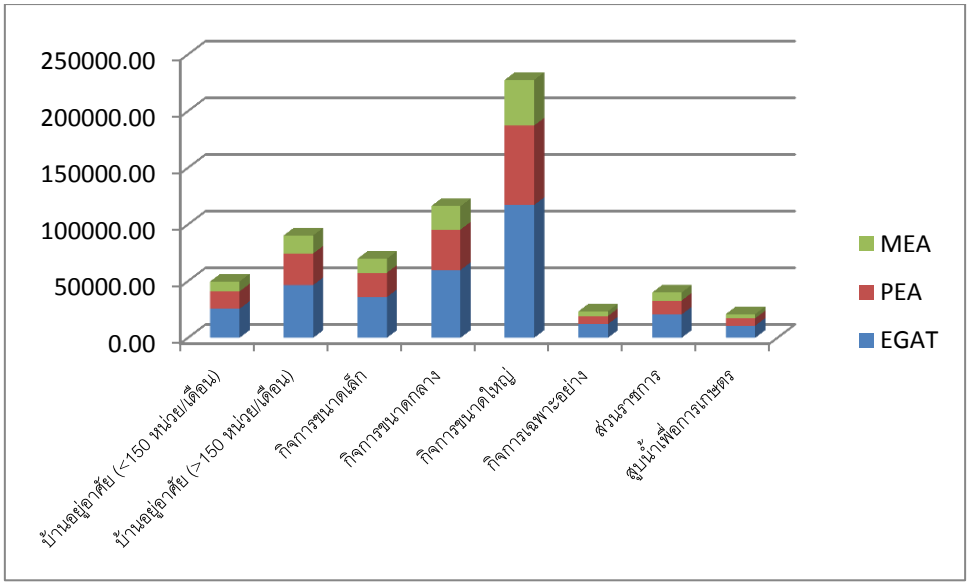
	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
รายได้ (ล้านบาท)	39318.06	42651.04	40011.71	66603.92	152616.27	11401.90	12441.25	831.79	365875.95
หน่วย (G.Mwh)	13238.94	14405.39	13042.71	22844.26	53722.97	4111.12	4342.31	281.50	125989.20
รายได้/หน่วย	2.97	2.96	3.07	2.92	2.84	2.77	2.87	2.95	2.90

ตารางที่ 4-12. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:4:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:4:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:4:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ 4-13. รายได้ต่อหน่วยที่การไฟฟ้าได้รับเมื่อทำการเปลี่ยนค่าน้ำหนักตัวแปรในแต่ละเกณฑ์ (บาทต่อหน่วย)

Method	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร
1111	2.15	3.60	3.14	2.85	1.92	4.34	7.39	81.94
2111	2.10	4.01	3.09	2.88	1.93	4.06	6.97	70.30
3111	2.07	4.29	3.05	2.91	1.94	3.87	6.69	62.54
4111	2.05	4.49	3.02	2.92	1.95	3.74	6.48	56.99
5111	2.04	4.64	3.00	2.93	1.96	3.64	6.33	52.83
1211	2.21	3.56	3.12	2.82	2.06	4.23	6.66	69.72
1311	2.25	3.54	3.10	2.80	2.16	4.17	6.17	61.57
1411	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76
1511	2.30	3.51	3.08	2.78	2.28	4.08	5.55	51.39
1121	2.00	3.57	3.21	2.95	2.01	4.09	7.10	70.51
1131	1.90	3.55	3.25	3.02	2.07	3.92	6.91	62.88
1141	1.84	3.53	3.28	3.06	2.11	3.80	6.77	57.44
1151	1.78	3.52	3.30	3.10	2.14	3.71	6.67	53.35
1112	2.27	3.25	3.16	2.75	1.67	4.97	8.85	117.24
1113	2.36	3.02	3.18	2.68	1.50	5.40	9.82	140.77
1114	2.42	2.85	3.18	2.63	1.38	5.70	10.51	157.58
1115	2.46	2.72	3.19	2.60	1.29	5.93	11.03	170.18



ภาพที 4-26 การปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าประเภทที่รับตามภาระการใช้กำลังไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าตามวิธี 1:4:1:1

แต่เมื่อพิจารณาแล้วการใช้ความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าโดยใช้หน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ายังเป็นตัววัดที่ไม่เหมาะสมถ้าต้องการวัดความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าจริงๆ อาจจะต้องมีการทำแบบสำรวจ หรือ งานวิจัยเพิ่มเติม ดังนั้นผู้วิจัยจะนำวิธีการคิดค่าไฟฟ้าที่ได้จากแต่ละอัตราส่วนดังแสดงในตารางที่ 4-13 ซึ่งแสดงวิธีการคิดอย่างละเอียดในภาคผนวก ข พบว่าอัตราส่วน 1:5:1:1 ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรจะได้รับผลกระทบจากการต้องชำระค่าไฟฟ้าต่อหน่วยน้อยที่สุด ซึ่งจากแนวโน้มถ้าเพิ่มค่าน้ำหนักให้กับเกณฑ์ในเรื่อง PEAK มากๆก็จะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรได้รับผลกระทบน้อยลงจนเหมาะสม

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัย ปัญหา และข้อเสนอแนะ

5.1. สรุปผลการวิจัย

การศึกษาเกณฑ์ในการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้านั้นมีสาเหตุมาจากการที่การคิดค่าไฟฟ้าแบบอัตราปกตินั้นไม่สะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนของการทำให้เกิด PEAK โดยที่ PEAK นั้นมีความสำคัญในแง่ที่ว่าเมื่อเกิด PEAK มากๆการไฟฟ้าฝ่ายผลิตจะต้องทำการสำรองกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่ว่าจะเป็นการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าซึ่งใช้เงินลงทุนสูงและมีระยะเวลาที่ยาวนาน หรือ การซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ โดยการตั้งราคาค่าไฟฟ้าเป็นการตั้งราคาด้วยวิธีบวกเพิ่มจากต้นทุน (COST- PLUS PRICING) หรือการตั้งราคาที่ใช้ต้นทุนเป็นฐานแล้วบวกเพิ่มกับกำไรที่ต้องการที่ทางกกพ. กำหนดที่เรียกว่าอัตราผลตอบแทนการลงทุน ซึ่งเป็นส่วนของนโยบายที่เรามาสามารถควบคุมได้ แต่ในส่วนของต้นทุนนั้นมีแนวคิดที่จะแบ่งต้นทุนออกเป็น 2 ส่วน ส่วนแรกคือต้นทุนในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการทำให้เกิด PEAK และ ต้นทุนส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้ารับภาระเท่ากัน โดยต้นทุนส่วนที่ทำให้เกิด PEAK จะนำมาเข้าสู่การปันส่วนตามเกณฑ์ที่ทางผู้วิจัยได้กำหนดขึ้น 4 เกณฑ์โดยแบ่งออกเป็น 2 มุมมอง มุมมองแรกจะเกี่ยวกับการคิดราคาค่าไฟฟ้าอัตราปกติ ซึ่งมี 1 เกณฑ์ที่เกี่ยวข้องคือปริมาณการใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งปีของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท มุมมองที่สองคือการคิดราคาค่าไฟฟ้าอัตราตามช่วงเวลาการใช้ (TOU) มี 3 เกณฑ์ที่เกี่ยวข้องคือ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของแต่ละประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า,สัดส่วนการทำให้เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้ารวมสูงสุดและความแตกต่างของพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเทียบกับมติของกกพ.

จากนั้นให้ค่าน้ำหนักของทั้ง 4 เกณฑ์เท่าๆกันคือ 1 ออกมาเป็นรูปแบบ 1:1:1:1 แล้วนำไปทำการทดสอบความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์โดยพิจารณาที่การเปลี่ยนแปลงของค่าไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทต้องจ่ายที่เปลี่ยนแปลงไปจากการเปลี่ยนพารามิเตอร์ เพื่อแสดงให้เห็นถึงภาพรวมของการเปลี่ยนแปลงทีละเกณฑ์ว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดได้รับประโยชน์สูงสุดและประเภทใดเกิดผลกระทบสูงสุดจากการเปลี่ยนแปลงเกณฑ์นั้นๆโดยกำหนดการเปลี่ยนแปลงเกณฑ์ละ 1 ถึง 5 โดยเพิ่มทีละ 1 ค่าน้ำหนัก เพื่อดูแนวโน้มของการเปลี่ยนแปลงในแต่ละเกณฑ์

จากนั้นจึงทำการกำหนดสมมุติฐานของเป้าหมายเพื่อหาอัตราส่วนของเกณฑ์ที่เหมาะสมกับเป้าหมายนั้นๆ ซึ่งกำหนดพิจารณาที่ความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้า โดยพิจารณาจากการเรียงลำดับหน่วยการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทว่าประเภทใดใช้หน่วยมากก็มีความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้ามากโดยเรียงเป็นลำดับ 1 ถึง 8 และนำอัตราส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าของลูกค้าแต่ละประเภทที่ได้จากเกณฑ์การปันส่วนต้นทุนด้วยวิธี 1:1:1:1 มาทำการวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของเกณฑ์ที่เปลี่ยนไป เราสามารถสรุปได้ว่าเมื่อทำการพิจารณาความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของพารามิเตอร์หากพิจารณาจากลำดับความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้า จะพบว่าอัตราส่วนเกณฑ์ 1:4:1:1 มีความเหมาะสมมากที่สุดเพราะลำดับความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้ามีความเปลี่ยนแปลงน้อยที่สุดคือ กิจการขนาดเล็กที่ควรจะเป็นลำดับที่ 5 เป็นลำดับที่ 4 และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทบ้านอยู่อาศัยน้อยกว่า 150 หน่วยที่ควรจะเป็นลำดับที่ 4 เป็นลำดับที่ 5 นอกเหนือจากนั้นลำดับตรงกันหมด

แต่การใช้เกณฑ์ ความสามารถในการจ่ายค่าไฟฟ้าโดยการวัดจากหน่วยใช้ไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าใช้นั้นยังไม่แม่นยำนัก ต้องมีการทำการสำรวจหรือวิจัยต่อไป เพื่อให้เห็นถึงภาพรวมผู้วิจัยจึงทำการวัดผลโดยเทียบจากค่าไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่ายการไฟฟ้าในแต่ละอัตราส่วนที่ผู้วิจัยได้ทำการเปลี่ยนค่าน้ำหนักแต่ละตัวแปรเพื่อดูผลกระทบซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรได้รับผลกระทบมากที่ จะได้รับผลกระทบน้อยที่สุดเมื่อทำการเพิ่มค่าน้ำหนักของเกณฑ์ในด้าน PEAK เช่น อัตราส่วน 1:5:1:1 ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรได้รับผลกระทบน้อยที่สุดคือ 51.39 บาทต่อหน่วย ซึ่งมีแนวโน้มที่จะได้รับผลกระทบน้อยลงเรื่อยๆเมื่อทำการเพิ่มค่าน้ำหนักให้กับเกณฑ์ของ PEAK สำหรับวิธีคิดอย่างละเอียดแสดงให้เห็นในภาคผนวก ข

5.2. ปัญหาและอุปสรรคในการทำวิจัย

ปัญหาและอุปสรรคที่พบในการทำวิจัยครั้งนี้ ก็คือข้อมูลในการคิดต้นทุนของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง (กฟผ. กฟน. และ กฟภ.) นั้นมีจำกัดและไม่มีการเปิดเผยวิธีการคิดต้นทุนรวมถึงวิธีการปันส่วนต้นทุนว่าปันอย่างไรแบ่งต้นทุนประเภทใดเป็นต้นทุนทางตรง และ ทางอ้อม ดังนั้นผู้ทำวิจัยจึงต้องใช้ข้อมูลเท่าที่มีอยู่คือ ต้นทุนที่สามารถจำแนกได้จากรายงานประจำปี รวมถึงการตั้งสมมติฐานขึ้นมาในการทำวิจัย ซึ่งข้อจำกัดเหล่านี้ทำให้ผลลัพธ์ที่ได้อาจจะมีความคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงไปบ้าง

การให้ความรู้เรื่องการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทใดเป็นผู้ทำให้เกิด PEAK มากที่สุดหรือมีพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าไม่ตรงตามมติ กกพ. มากที่สุดก็ถือเป็นอีกเรื่องที่เป็นข้อจำกัดเพราะปัจจุบันมีผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วประเทศถึง เกือบ 20 ล้านรายทั่วประเทศ และผู้ใช้ไฟฟ้าก็ยังมีระดับความรู้ที่หลากหลายแตกต่างกัน จึงมีความเข้าใจเรื่องการปันส่วนต้นทุนค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ดังนั้นจึงต้องใช้เวลาพอสมควรในการให้ความรู้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภท ให้รับภาระค่าไฟฟ้าในส่วนที่สามารถรับได้ และการไฟฟ้าได้สำรองกำลังการผลิตให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า จะได้ไม่ต้องลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าบ่อยเกินไปหรือซื้อจากต่างประเทศมากเกินกว่าที่ควรจะเป็น

5.3. ข้อเสนอแนะ

หากต้องการให้ผลลัพธ์ในการปันส่วนค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้ามีความแม่นยำมากขึ้นรวมถึงสะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนที่เกิดขึ้นใกล้เคียงความจริงยิ่งขึ้นก็ควรที่จะหาข้อมูลโครงสร้างค่าใช้จ่ายโดยละเอียดของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งให้ละเอียดมากที่สุดเพื่อที่จะแยกค่าใช้จ่ายทางอ้อมที่เกี่ยวกับการทำให้เกิด PEAK จะนำมาปันส่วน ซึ่งการเก็บราคาค่าไฟฟ้าแบบ TOU ที่สามารถตรวจจับ PEAK ได้นั้น ปัจจุบัน (พ.ศ.2555) ถูกบังคับใช้เฉพาะผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ แต่ยังเป็นอัตราเลือกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอื่นอยู่ (ที่มา: PEA,MEA)

งานวิจัยฉบับนี้ให้ผลการวิจัยที่อาจจะเป็นการเหมารวมเกินไป เช่นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทกิจการขนาดใหญ่ทำให้เกิด PEAK สูงสุดก็จริง แต่บางรายก็อาจจะไม่ทำให้เกิด PEAK ดังนั้นระบบมิเตอร์อัจฉริยะที่สามารถวัดค่าไฟฟ้ารายบุคคลโดยรายงานตามเวลาที่ใช้จริง (Real Time) ก็อาจจะช่วยทำให้เก็บข้อมูลและทำให้งานวิจัยมีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

มิเตอร์อัจฉริยะ (Digital Smart Meter) เป็นเครื่องวัดที่สามารถติดต่อสื่อสารได้สองทาง (Two Way Communication) โดยการไฟฟ้าจะส่งข้อมูลราคาค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาที่สะท้อนต้นทุนการผลิต (Dynamic Tariff) ไปให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบ ทำให้มีทางเลือกในการบริหารจัดการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในบ้านหรือสถานประกอบการให้มีประสิทธิภาพสูงสุด ตามมาตรการประหยัดพลังงานไฟฟ้าเพื่อลดค่าไฟฟ้า (Demand Response) โดยจัดการให้อุปกรณ์เครื่องใช้ไฟฟ้าบางประเภททำงานในช่วงเวลาที่ค่าไฟฟ้าถูก การหยุดการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ไม่จำเป็น การจ่ายไฟฟ้าจากอุปกรณ์สำรองพลังงาน (Energy Storage) เช่น แบตเตอรี่จากรถไฟฟ้า ในช่วงเวลาที่ค่าไฟฟ้าแพง เป็นต้น รวมทั้งการไฟฟ้ายังสามารถส่งข่าวแจ้งให้ผู้ใช้ไฟฟ้าทราบล่วงหน้าถึงช่วงเวลาที่จะงดการจ่ายไฟ หรือข้อมูลจากระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง และบริการข่าวสารอื่นๆ ที่ต้องการแจ้งให้ผู้ใช้ไฟทราบในทางกลับกันการไฟฟ้าจะรับข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าในรอบเดือนมาประมวลผลเพื่อพิมพ์บิลค่าไฟฟ้า ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าในช่วงระยะเวลาต่างๆ (Load Profile) เพื่อใช้ในการบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้า การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า การวางแผนปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าให้เพียงพอ มีความมั่นคงสูง ตลอดจนข้อมูลแจ้งกระแสไฟฟ้าขัดข้องจากมิเตอร์อัจฉริยะ ที่จะส่งข้อมูลไปยังระบบบริหารกระแสไฟฟ้าขัดข้องผ่านเครือข่ายสื่อสารโดยอัตโนมัติ เมื่อไม่มีแรงดันไฟฟ้าที่มิเตอร์ [21]

รายการอ้างอิง

[1] ศูนย์บริการวิชาการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการศึกษาระบบอุป-สงค์ของการใช้ไฟฟ้า และ สวัสดิการ เพื่อใช้ในการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้า.กรุงเทพฯ: โรงพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.

[2] สหัส ประทักษ์นุกูล. เอกสารการบรรยายค่าไฟฟ้าผันแปร(F_t). การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย,2553.

[3] Puree Sirasoontorn. Discussion Paper Series Tariff Regulation in Electricity Supply Industry in Thailand, Faculty of economic Thammasart University. Discussion Paper No. 0007 March 19,2008.

[4] มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ. การปรับอัตราโครงสร้างค่าไฟฟ้า, 17 ตุลาคม 2548.

[5] Mitsubishi Research Institute. Brief explanation of the "2:1:1 method", 2011.

[6] เอกพงศ์ จงเกษกรณ์. ระบบต้นทุนฐานกิจกรรมของโรงงานผลิตสปริง. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต,ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2553.

[7] พิชญ์ เตชะกำธร. การวิเคราะห์กิจกรรมเพื่อจัดทำระบบต้นทุนกระบวนการของโรงงานผลิตตู้แสดงสินค้า. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต,ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2550.

[8] นพดล ตรียะประเสริฐพร. การวิเคราะห์กิจกรรมเพื่อจัดทำระบบต้นทุนการผลิตในโรงงานผลิตมอเตอร์. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต,ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2552.

[9] ผศ.ดร.มนวิกา ผดุงสิทธิ์. บัญชีต้นทุน. กรุงเทพฯ: คณะบุคคลอิเมจิเนียริ่ง, 2554.

[10] Greg Hill.The Fair Allocation of Electricity Costs Over Time. The Electricity Journal, Volume 7, Issue 9, November 1994 : Pages 74-78.

[11] วรางคณา สุวรรณโณ. การวิเคราะห์การปันส่วนต้นทุนสำหรับผลิตภัณฑ์ที่ร่วมในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต,ภาควิชาการบัญชี บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2534.

[12] Warinee Akkawat. Allocation of Electricity Cost. Thesis by Faculty of economic Thammasat University. 1981.

[13] Chengren Li ,Yong Han, Xiao Gao , Yanqun Duan. Allocation Method Of Cross-Region (Trans-Province) Electricity Transmission Security Costs. State Grid Energy Research Institute. College of Economic and Management North China Electric Power University. 2007.

[14] Denton Collins. A General Matrix Model Of Support Department Cost Allocation Methods.The Journal of Applied Business research19, 2. (1997).

[15] T.Limpasuwan,J.W. Bialek , W.Ongsakul ,B. Limmeechokchai. Proposal for Transmission Pricing Methodology in Thailand Based on Electricity Tracing and Long-run Average Incremental Cost. Energy Policy 32. 2004 : Page 301-308.

[16] รายงานประจำปี การไฟฟ้าฝ่ายผลิต พ.ศ. 2551

[17] รายงานประจำปี การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2551

[18] รายงานประจำปี การไฟฟ้านครหลวง พ.ศ. 2551

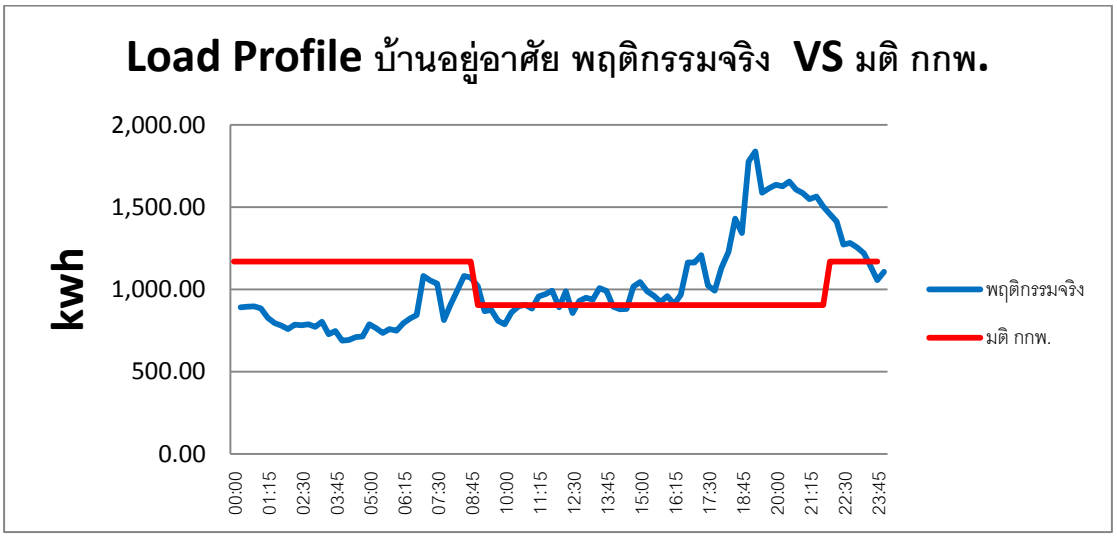
[19] Monenco Consultant Limited in Association with National Institute of Development Administration. Report on Proposed Electric Power Tariff. 1991.

[20] วะรังสิทธิ์ นามราษฎร์.การศึกษาความเหมาะสมในการใช้พลังงานไฟฟ้า ของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภท ในพื้นที่รับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขต 1 (ภาค-ตะวันออกเฉียงเหนือ) จังหวัดอุดรธานี. รายงานการศึกษาอิสระ ปริญญามหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยขอนแก่น. 2551.

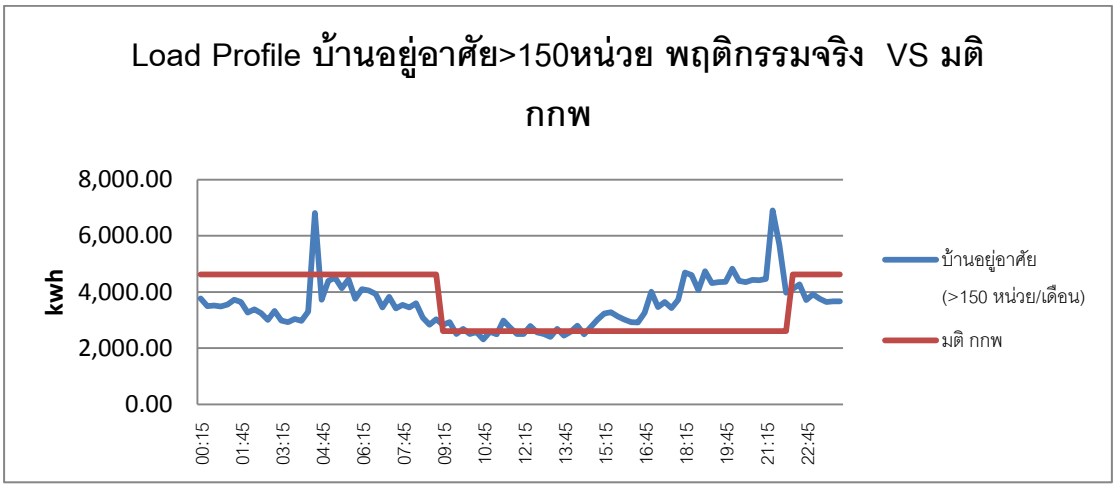
[21] วีระชัย โกยกุล. บทความพิเศษ กฟภ.กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ. วารสารสายใจไฟฟ้า, มีนาคม 2553 : หน้า 18-20

ภาคผนวก

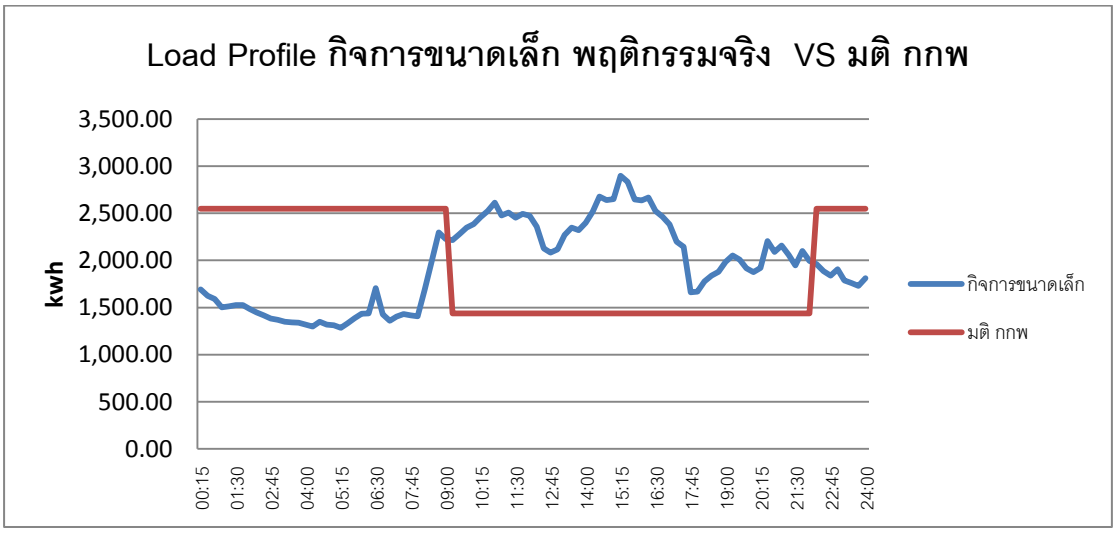
ภาคผนวก ก
พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริงของผู้ใช้ไฟฟ้าเทียบกับมติที่กกพ.กำหนด



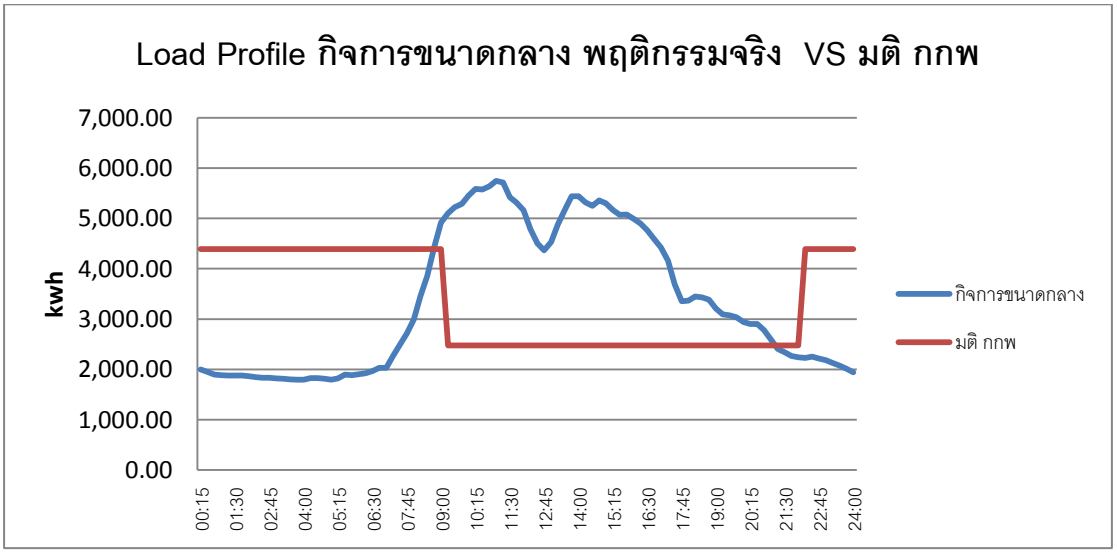
ภาพที่ ก-1. พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยใช้ไฟฟ้าน้อยกว่า150หน่วย เทียบกับมติ กกพ.



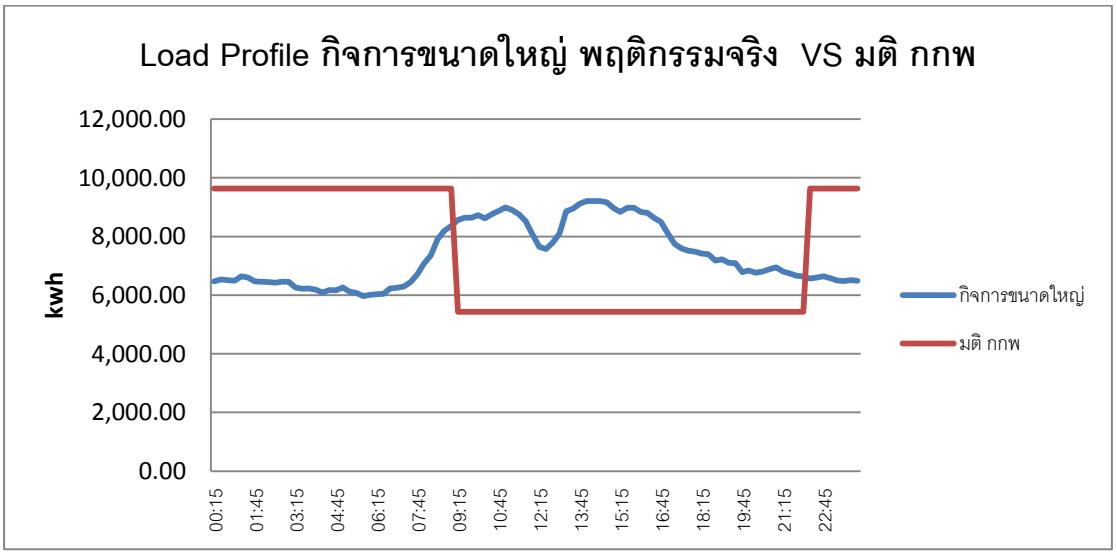
ภาพที่ ก-2. พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยใช้ไฟฟ้ามากกว่า150หน่วย เทียบกับมติ กกพ.



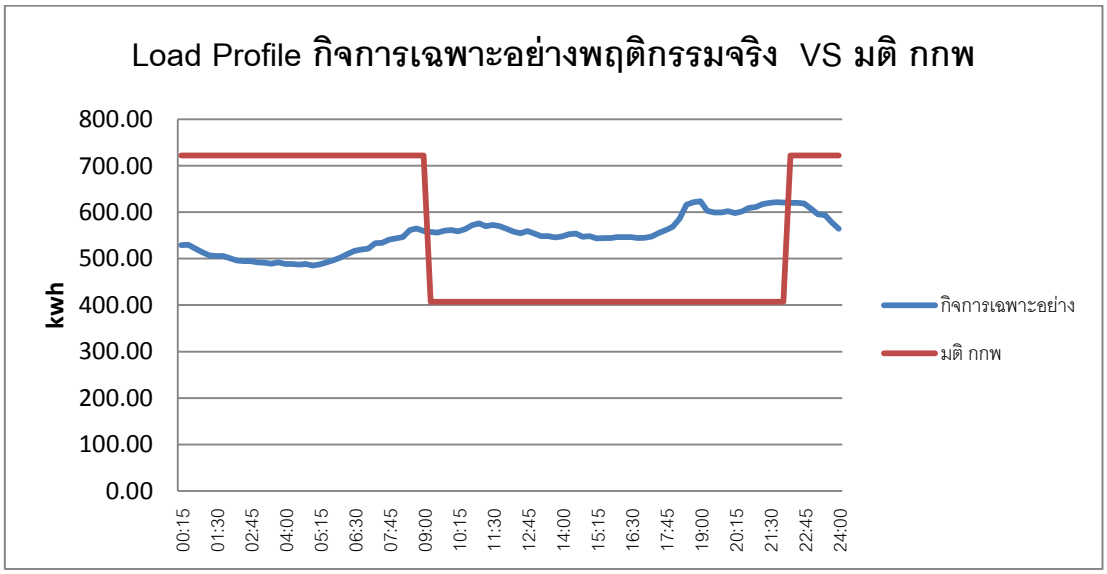
ภาพที่ ก-3. พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทกิจการขนาดเล็กเทียบกับมติ กกพ.



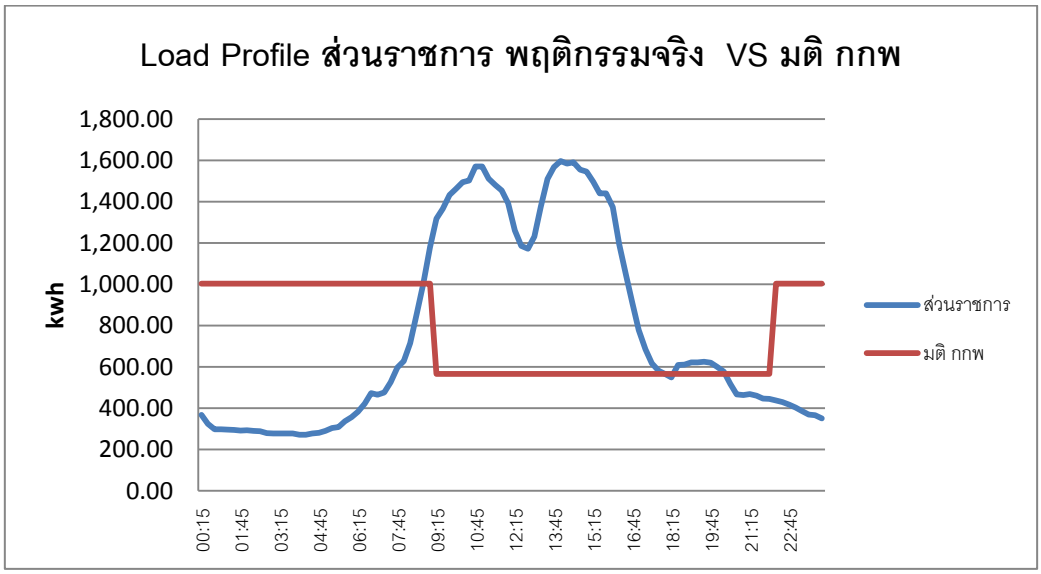
ภาพที่ ก-4. พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทกิจการขนาดกลางเทียบกับมติ กกพ.



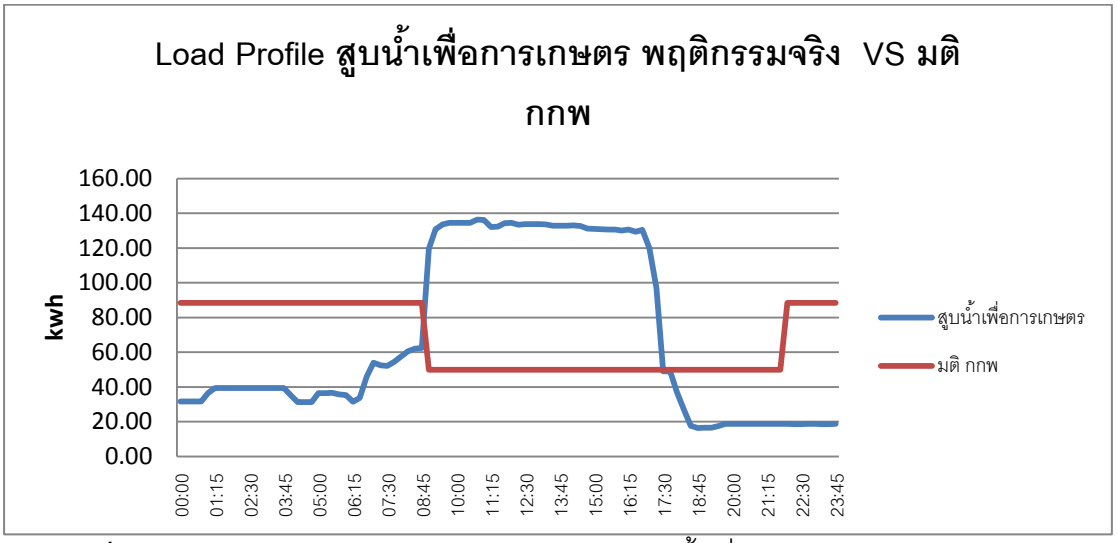
ภาพที่ ก-5.พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทกิจการขนาดใหญ่เทียบกับมติ กกพ.



ภาพที่ ก-5.พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทกิจการเฉพาะอย่างเทียบกับมติ กกพ.



ภาพที่ ก-7.พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทส่วนราชการเทียบกับมติ กกพ.



ภาพที่ ก-8.พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทสูบน้ำเพื่อการเกษตรเทียบกับมติ กกพ.

ภาคผนวก ข
ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยตามการเปลี่ยนแปลงเกณฑ์

ตารางที่ ข-1. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:1:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:4:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-2. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 2:1:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

2:1:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 2:1:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-3. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 3:1:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

3:1:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 3:1:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-4. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 4:1:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

4:1:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:4:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-5. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 5:1:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

5:1:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 5:1:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-6. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:2:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:2:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:2:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-7. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:3:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:3:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:3:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-8. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:4:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:4:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:4:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-9. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:5:1:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:5:1:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:5:1:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-10. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:2:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:1:2:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:1:2:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-11. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:3:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:1:3:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:1:3:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-12. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:4:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:1:4:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:1:4:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-13. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:5:1 (หน่วย : ล้านบาท)

1:1:5:1	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:1:5:1	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-14. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:2 (หน่วย : ล้านบาท)

1:1:1:2	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:1:1:2	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-15. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:3 (หน่วย : ล้านบาท)

1:1:1:3	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:1:1:3	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-16. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:4 (หน่วย : ล้านบาท)

1:1:1:4	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:1:1:4	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ตารางที่ ข-17. ค่าไฟฟ้าที่ได้รับจากผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 8 ประเภทต่อหน่วยรวมกับอัตราผลตอบแทนการลงทุนคิดตามวิธี 1:1:1:5 (หน่วย : ล้านบาท)

1:1:1:5	ประเภทลูกค้า								รวม
	บ้านอยู่อาศัย (<150 หน่วย/เดือน)	บ้านอยู่อาศัย (>150 หน่วย/เดือน)	กิจการขนาดเล็ก	กิจการขนาดกลาง	กิจการขนาดใหญ่	กิจการเฉพาะอย่าง	ส่วนราชการ	สูบน้ำเพื่อการเกษตร	
ต้นทุนการผลิตและส่งไฟฟ้าของ EGAT									
ปันส่วน	25594.67	46570.86	35930.38	59821.79	117230.50	12025.59	20539.56	10769.56	328482.91
รับภาระเท่ากัน	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	4250.44	34003.49
ROIC 6.3%	31725.35	54023.04	42712.20	68108.77	129134.23	17301.42	26351.77	15966.26	385323.04
ต้นทุนการจำหน่ายไฟฟ้าของ PEA และ MEA									
PEA ปันส่วน	15294.68	27829.49	21471.02	35747.88	70053.77	7186.17	12273.89	6435.60	196292.49
MEA ปันส่วน	8807.47	16025.66	12364.13	20585.49	40340.60	4138.17	7067.94	3705.95	113035.42
รับภาระเท่ากัน	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	6022.69	48181.49
ROIC 5.03%	31640.12	52386.69	41862.68	65492.56	122272.84	18219.58	26640.35	16977.30	375492.12
หน่วยที่ใช้	27788.12	30236.46	27376.24	47949.39	112762.83	8629.11	9114.37	590.86	264447.38
ราคาตามวิธี 1:1:1:5	2.28	3.52	3.09	2.79	2.23	4.12	5.81	55.76	2.88

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายอรุณฤทธิ์ ตระการไพบูลย์ เกิดเมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2530 ที่กรุงเทพมหานคร สำเร็จการศึกษาระดับประถมศึกษาจากโรงเรียนสายน้ำทิพย์ ระดับมัธยมศึกษาจากโรงเรียนปทุมคงคา และระดับปริญญาบัณฑิตจากภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ กรุงเทพมหานคร ในปีการศึกษา 2551 และเข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2552