การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่เป็นประโยชน์ต่อการวางแผนการลงทุนโรงไฟฟ้าโดยพิจารณาแหล่งจ่ายและความต้องการไฟฟ้าภายในพื้นที่ของประเทศไทย

นายชัชชัย นาเจริญกุล

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

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

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2559
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

DEMAND RESPONSE BENEFITS FOR POWER PLANT INVESTMENT PLANNING WITH CONSIDERATION OF REGIONAL ELECTRIC SUPPLY AND DEMAND OF THAILAND

Mr. Chatchai Nacharoenkul

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Electrical Engineering
Department of Electrical Engineering
Faculty of Engineering
Chulalongkorn University
Academic Year 2016

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่เป็นประโยชน์ต่อการวางแผนการลงทุนโรงไฟฟ้าโดยพิจารณาแหล่งจ่ายและความต้องการไฟฟ้าภายในพื้นที่ของประเทศไทย
โดย	นายชัชชัย นาเจริญกุล
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

.....คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

.....อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์)

.....กรรมการ

(ดร.สันต์ สัมปัตตะวนิช)

.....กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย

(ดร.ภูวนารถ ชุณหปราณ)

ชัชชัย นาเจริญกุล : การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่เป็นประโยชน์ต่อการวางแผนการลงทุนโรงไฟฟ้าโดยพิจารณาแหล่งจ่ายและความต้องการไฟฟ้าภายในพื้นที่ของประเทศไทย (DEMAND RESPONSE BENEFITS FOR POWER PLANT INVESTMENT PLANNING WITH CONSIDERATION OF REGIONAL ELECTRIC SUPPLY AND DEMAND OF THAILAND) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร.สุรชัย ชัยทัศนีย์, 184 หน้า.

ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้โดยการเข้าร่วมการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และได้รับอัตราชดเชยเป็นค่าตอบแทน ซึ่งประโยชน์ของการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า คือ สามารถเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าได้ ดังนั้นจะสามารถได้ประโยชน์จากการนำเงินลงทุนส่วนนี้ไปสร้างผลตอบแทนอื่นได้ นอกจากนี้การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าสามารถช่วยลดการเกิดไฟฟ้าดับได้ อย่างไรก็ตามการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าโดยไม่พิจารณากำลังไฟฟ้าที่เหมาะสมจะทำให้จ่ายเงินค่าชดเชยให้แก้ผู้เข้าร่วมมาตรการอย่างไม่คุ้มค่า

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงนำเสนอการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าโดยพิจารณากำลังไฟฟ้าสำรอง โดยใช้ระบบในประเทศไทยในการวิเคราะห์ ซึ่งอัตราค่าชดเชยที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการมาจากผลตอบแทนจากเงินที่ได้จากการประหยัดการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งผลการทดสอบระบุว่าการตั้งเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าสูง จะทำให้ได้ประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้มาก ในขณะที่อัตราค่าชดเชยจะจ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก .....

ปีการศึกษา 2559

5870133421 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS: DEMAND RESPONSE,INVESTMENT COST,POSTPONEMENT OF POWER PLANT,FUTURE VALUE,INCENTIVE

CHATCHAI NACHAROENKUL: DEMAND RESPONSE BENEFITS FOR POWER PLANT INVESTMENT PLANNING WITH CONSIDERATION OF REGIONAL ELECTRIC SUPPLY AND DEMAND OF THAILAND. ADVISOR: ASST. PROF. SURACHAI CHAITUSANEY, Ph.D., 184 pp.

Electricity customers can help reduce total peak load by participating in demand response (DR) program and receive incentive as a reward. The benefit of demand response is to postpone the construction of power plants and therefore save the interest of their construction cost. In Addition, demand response can mitigate electricity outage in wide areas during emergency, such as fuel shortage. However, using demand response without the consideration of appropriate reserve margin will cause unnecessary incentive to customers.

Therefore, this thesis proposes a benefit analysis of demand response with consideration of reserve margin, using Thailand as the case. The incentive to customers is calculated based on the saved interest of power plant construction cost. The simulation results show that high demand response target causes high benefit of postponement of power plant construction while incentive is considerable to electricity customers.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

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

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

Academic Year: 2016

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลงได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความกรุณาอย่างสูงจาก ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศนีย์ อาจารย์ที่ปรึกษางานวิจัย ที่กรุณาให้คำแนะนำปรึกษาตลอดจนปรับปรุงแก้ไขข้อบกพร่องต่าง ๆ ด้วยความเอาใจใส่อย่างดียิ่ง ผู้วิจัยตระหนักถึงความตั้งใจจริงและความทุ่มเทของอาจารย์ และขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงไว้ ณ ที่นี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญ ..... ช

บทที่ 1 บทนำ 1

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1

1.2 วัตถุประสงค์ 3

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์ 3

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน 3

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ 4

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ 4

1.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 5

บทที่ 2 หลักการพื้นฐานของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 7

2.1 นิยามและหลักการของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 7

2.1.1 นิยามของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 7

2.1.2 ความหมายและวัตถุประสงค์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 7

2.1.3 ผลทางเศรษฐศาสตร์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10

2.2 ประเภทของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 11

2.2.1 Time/Price Based Demand Response 11

2.2.2 Incentive Based Demand Response 12

2.2.3 องค์ประกอบของการดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 13

2.2.4 การศึกษาเปรียบเทียบประสิทธิผลของมาตรการด้านการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

หน้า

บทที่ 3 การประเมินผลประโยชน์จากการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 22
3.1 หลักการที่ใช้ในการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 22
3.2 หลักการปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 26
3.3 หลักการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในกรณีที่มีการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 36
3.4 มูลค่าของเงินที่เปลี่ยนไปทางเศรษฐศาสตร์ 41
3.5 การคำนวณผลประโยชน์จากจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าทางเศรษฐศาสตร์ 42
3.6 การคำนวณเงินชดเชยที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ 48
บทที่ 4 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของการตอบสนองของ ความต้องการไฟฟ้า 55
4.1 กำลังผลิตไฟฟ้า ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทยและกำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านสายส่งในพื้นที่ต่างๆ 55
4.2 เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้า 64
4.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทต่างๆ 67
4.3.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย 67
4.3.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ 75
4.3.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ 84
4.3.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 92
4.3.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก 100
4.3.6 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง 108
4.4 ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการวิจัย 116
บทที่ 5 ผลการทดสอบ 118
5.1 ระบบทดสอบ 118
5.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ 118

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

หน้า

5.3 วิธีการทดสอบ 120
5.3.1 การปรับเปลี่ยนแผนการสร้างโรงไฟฟ้า 120
5.3.2 การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าและวิเคราะห์ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ 121
5.4 ผลการทดสอบ 121
5.4.1 ผลการทดสอบการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์กรณีไม่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า 121
5.4.2 ผลการทดสอบการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์กรณีพิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า 148
5.5 การวิเคราะห์ผลการทดสอบ 175
บทที่ 6 สรุป 177
รายการอ้างอิง 181
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 184

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สารบัญรูป

รูปที่ 2.1 หลักการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า [8] 9
รูปที่ 2.2 มาตรการในการดำเนินการด้าน Demand Response [9] 10
รูปที่ 2.3 แนวโน้มผลทางเศรษฐศาสตร์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า [10] 11
รูปที่ 2.4 องค์ประกอบด้านกายภาพการดำเนินมาตรการ Demand Response [11] 14
รูปที่ 2.5 องค์ประกอบด้านการสื่อสารของการดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15
รูปที่ 2.6 อัตราส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท [11] 16
รูปที่ 3.1 แผนที่แสดงการเชื่อมโยง Tie Line ระหว่างพื้นที่ [16] 25
รูปที่ 3.2 กราฟแสดงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย [18] 26
รูปที่ 3.3 ขั้นตอนการปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า 30
รูปที่ 3.4 ตัวอย่างแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า 33
รูปที่ 3.5 ตัวอย่างการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 1 34
รูปที่ 3.6 ตัวอย่างการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 2 35
รูปที่ 3.7 ตัวอย่างการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 3 35
รูปที่ 3.8 ขั้นตอนการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า 38
รูปที่ 3.9 แนวโน้มราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (1) 43
รูปที่ 3.10 แนวโน้มราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (2) 43
รูปที่ 3.11 การแปลงผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์เป็นมูลค่าปัจจุบัน 45
รูปที่ 3.12 ขั้นตอนการคำนวณผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 46
รูปที่ 3.13 ผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า [22] 48
รูปที่ 3.14 ตัวอย่างการจ่ายเงินค่าชดเชยในแต่ละปี 49
รูปที่ 3.15 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า [23] 51
รูปที่ 3.16 ขั้นตอนการหาอัตราค่าชดเชยให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ 53

รูปที่ 4.1 สถานการณ์ผลิตไฟฟ้าและส่งจ่ายไฟฟ้าของประเทศไทยในเวลาต่างๆ 62
รูปที่ 4.2 แผนที่แสดงการเชื่อมโยง Tie Line ระหว่างพื้นที่ [16] 64
รูปที่ 4.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2554 68
รูปที่ 4.4 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2554 68
รูปที่ 4.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2555 69
รูปที่ 4.6 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2555 69
รูปที่ 4.7 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2556 70
รูปที่ 4.8 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2556 71
รูปที่ 4.9 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2557 72
รูปที่ 4.10 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2557 72
รูปที่ 4.11 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2558 73
รูปที่ 4.12 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2558 73
รูปที่ 4.13 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559 74
รูปที่ 4.14 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559 75
รูปที่ 4.15 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2554 76
รูปที่ 4.16 Load duration curve ของภาคใต้ปี พ.ศ. 2554 76
รูปที่ 4.17 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2555 77
รูปที่ 4.18 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2555 78
รูปที่ 4.19 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2556 79
รูปที่ 4.20 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2556 79
รูปที่ 4.21 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2557 80
รูปที่ 4.22 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2557 80
รูปที่ 4.23 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2558 81
รูปที่ 4.24 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2558 82

รูปที่ 4.25 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2559 83
รูปที่ 4.26 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2559 83
รูปที่ 4.27 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2554 84
รูปที่ 4.28 Load duration curve ของภาคเหนือปี พ.ศ. 2554 84
รูปที่ 4.29 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2555 85
รูปที่ 4.30 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2555 86
รูปที่ 4.31 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2556 87
รูปที่ 4.32 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2556 87
รูปที่ 4.33 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2557 88
รูปที่ 4.34 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2557 88
รูปที่ 4.35 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2558 89
รูปที่ 4.36 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2558 90
รูปที่ 4.37 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2559 91
รูปที่ 4.38 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2559 91
รูปที่ 4.39 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2554 92
รูปที่ 4.40 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือปี พ.ศ. 2554 92
รูปที่ 4.41 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2555 93
รูปที่ 4.42 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2555 94
รูปที่ 4.43 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2556 95
รูปที่ 4.44 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2556 95
รูปที่ 4.45 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2557 96
รูปที่ 4.46 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2557 96
รูปที่ 4.47 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2558 97
รูปที่ 4.48 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2558 98

รูปที่ 4.49 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2559 99
รูปที่ 4.50 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2559..... 99
รูปที่ 4.51 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2554 100
รูปที่ 4.52 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตกปี พ.ศ. 2554..... 100
รูปที่ 4.53 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2555 101
รูปที่ 4.54 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2555 102
รูปที่ 4.55 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2556 103
รูปที่ 4.56 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2556 103
รูปที่ 4.57 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2557 104
รูปที่ 4.58 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2557 104
รูปที่ 4.59 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2558 105
รูปที่ 4.60 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2558 106
รูปที่ 4.61 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2559 107
รูปที่ 4.62 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2559 107
รูปที่ 4.63 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2554 108
รูปที่ 4.64 Load duration curve ของเขตนครหลวงปี พ.ศ. 2554..... 108
รูปที่ 4.65 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2555 109
รูปที่ 4.66 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2555 110
รูปที่ 4.67 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2556 111
รูปที่ 4.68 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2556 111
รูปที่ 4.69 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2557 112
รูปที่ 4.70 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2557 112
รูปที่ 4.71 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2558 113
รูปที่ 4.72 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2558 114

รูปที่ 4.73 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2559 115

รูปที่ 4.74 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2559 115

รูปที่ 5.1 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ... 122

รูปที่ 5.2 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ... 122

รูปที่ 5.3 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 123

รูปที่ 5.4 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในประเทศไทย 123

รูปที่ 5.5 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 124

รูปที่ 5.6 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในประเทศไทย 124

รูปที่ 5.7 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 125

รูปที่ 5.8 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในประเทศไทย 126

รูปที่ 5.9 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015 127

รูปที่ 5.10 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 127

รูปที่ 5.11 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคใต้ 128

รูปที่ 5.12 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคใต้ 128

รูปที่ 5.13 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคใต้ 129

รูปที่ 5.14 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคใต้ 129

รูปที่ 5.15 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคใต้ 130

รูปที่ 5.16 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคใต้ 130

รูปที่ 5.17 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015 131

รูปที่ 5.18 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 131

รูปที่ 5.19 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 132

รูปที่ 5.20 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเหนือ 132

รูปที่ 5.21 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 133

รูปที่ 5.22 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเหนือ 133

รูปที่ 5.23 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 134

รูปที่ 5.24 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเหนือ 134

รูปที่ 5.25 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015 135

รูปที่ 5.26 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 135

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 5.27 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 136

รูปที่ 5.28 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 136

รูปที่ 5.29 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 137

รูปที่ 5.30 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 137

รูปที่ 5.31 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 138

รูปที่ 5.32 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 138

รูปที่ 5.33 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015 139

รูปที่ 5.34 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 139

รูปที่ 5.35 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก 140

รูปที่ 5.36 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก 140

รูปที่ 5.37 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 141

รูปที่ 5.38 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก 141

รูปที่ 5.39 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 142

รูปที่ 5.40 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก 143

รูปที่ 5.41 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015 144

รูปที่ 5.42 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 144

รูปที่ 5.43 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 145

รูปที่ 5.44 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเขตนครหลวง 145

รูปที่ 5.45 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 146

รูปที่ 5.46 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเขตนครหลวง 146

รูปที่ 5.47 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 147

รูปที่ 5.48 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเขตนครหลวง 147

รูปที่ 5.49 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 . 148

รูปที่ 5.50 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 . 149

รูปที่ 5.51 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 149

รูปที่ 5.52 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในประเทศไทย 150

รูปที่ 5.53 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 151

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 5.54 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในประเทศไทย 151

รูปที่ 5.55 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 152

รูปที่ 5.56 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)
ตารางที่ 5-23 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) 152

รูปที่ 5.57 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015 153

รูปที่ 5.58 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 154

รูปที่ 5.59 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคใต้ 154

รูปที่ 5.60กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคใต้ 155

รูปที่ 5.61 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคใต้ 155

รูปที่ 5.62 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคใต้ 156

รูปที่ 5.63 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคใต้ 156

รูปที่ 5.64 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคใต้ 157

รูปที่ 5.65 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015 158

รูปที่ 5.66 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 158

รูปที่ 5.67 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเหนือ 159

รูปที่ 5.68 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเหนือ 159

รูปที่ 5.69 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเหนือ 160

รูปที่ 5.70 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเหนือ 160

รูปที่ 5.71 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเหนือ 161

รูปที่ 5.72 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเหนือ 161

รูปที่ 5.73 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 162

รูปที่ 5.74 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 162

รูปที่ 5.75 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 163

รูปที่ 5.76 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 163

รูปที่ 5.77 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 164

รูปที่ 5.78 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 164

รูปที่ 5.79 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 165

รูปที่ 5.80 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 165

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 5.81 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015 166

รูปที่ 5.82 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 167

รูปที่ 5.83 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก 167

รูปที่ 5.84 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก 168

รูปที่ 5.85 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 169

รูปที่ 5.86 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก 169

รูปที่ 5.87 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 170

รูปที่ 5.88 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก 170

รูปที่ 5.89 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015 171

รูปที่ 5.90 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่ 172

รูปที่ 5.91 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 172

รูปที่ 5.92 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเขตนครหลวง 173

รูปที่ 5.93 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 173

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รูปที่ 5.94 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเขตนครหลวง 174

รูปที่ 5.95 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า..... 174

รูปที่ 5.96 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเขตนครหลวง 175

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 2-1 ตารางแสดงประสิทธิผลของมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า..... 21
ตารางที่ 3-1 แผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ABC ในปี 2562 32
ตารางที่ 3-2 แผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ABC ในปี 2562 ที่เรียงลำดับแล้ว 32
ตารางที่ 3-3 แผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ABC ในปี 2562 ที่เรียงลำดับแล้ว 40
ตารางที่ 4-1รายละเอียดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579..... 56
ตารางที่ 4-2 ค่า Dependable Factor ของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ..... 61
ตารางที่ 4-3 กำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่าน Tie Line ในพื้นที่ต่างๆ..... 64
ตารางที่ 4-4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 68
ตารางที่ 4-5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 70
ตารางที่ 4-6 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 71
ตารางที่ 4-7 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 72
ตารางที่ 4-8 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 74
ตารางที่ 4-9 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 75
ตารางที่ 4-10 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 77
ตารางที่ 4-11 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 78
ตารางที่ 4-12 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 79
ตารางที่ 4-13 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 81
ตารางที่ 4-14 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 82
ตารางที่ 4-15 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 83
ตารางที่ 4-16 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 85
ตารางที่ 4-17 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 86
ตารางที่ 4-18 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 87
ตารางที่ 4-19 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 89
ตารางที่ 4-20 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 90

ตารางที่ 4-21 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 91
ตารางที่ 4-22 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 93
ตารางที่ 4-23 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 94
ตารางที่ 4-24 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 95
ตารางที่ 4-25 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 97
ตารางที่ 4-26 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 98
ตารางที่ 4-27 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 99
ตารางที่ 4-28ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 101
ตารางที่ 4-29 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 102
ตารางที่ 4-30 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 103
ตารางที่ 4-31 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 105
ตารางที่ 4-32 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 106
ตารางที่ 4-33 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 107
ตารางที่ 4-34 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 109
ตารางที่ 4-35 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 110
ตารางที่ 4-36 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 111
ตารางที่ 4-37 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 113
ตารางที่ 4-38 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 114
ตารางที่ 4-39 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม 115
ตารางที่ 4-40 ราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ 117
ตารางที่ 5-1 Dependable Factor ของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ 119
ตารางที่ 5-2 Dependable Factor ของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ 120
ตารางที่ 5-3 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) 123

ตารางที่ 5-4 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 124
ตารางที่ 5-5 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 126
ตารางที่ 5-6 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 128
ตารางที่ 5-7 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 129
ตารางที่ 5-8 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 130
ตารางที่ 5-9 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 132
ตารางที่ 5-10 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 133
ตารางที่ 5-11 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 134
ตารางที่ 5-12 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 136
ตารางที่ 5-13 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 137
ตารางที่ 5-14 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 138
ตารางที่ 5-15 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 140
ตารางที่ 5-16 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 142

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5-17 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 143
ตารางที่ 5-18 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 145
ตารางที่ 5-19 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 146
ตารางที่ 5-20 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 147
ตารางที่ 5-21ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 150
ตารางที่ 5-22 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 151
รูปที่ 5.56 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)
ตารางที่ 5-23 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 152
ตารางที่ 5-24 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 155
ตารางที่ 5-25 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 156
ตารางที่ 5-26 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 157
ตารางที่ 5-27 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 159
ตารางที่ 5-28 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 160
ตารางที่ 5-29 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 161

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5-30 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 163
ตารางที่ 5-31 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 164
ตารางที่ 5-32 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 165
ตารางที่ 5-33 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 168
ตารางที่ 5-34 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 169
ตารางที่ 5-35 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 170
ตารางที่ 5-36 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)..... 173
ตารางที่ 5-37 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)..... 174
ตารางที่ 5-38 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)..... 175
ตารางที่ 6-1 Total Benefit สำหรับทุกกรณี (บาท)..... 178
ตารางที่ 6-2 อัตราค่าชดเชยสำหรับทุกกรณี (บาทต่อหน่วย)..... 178

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 1
บทนำ

เนื้อหาของบทนี้จะได้นำเสนอที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

เนื่องจากในปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยมีค่ามากขึ้นในทุกๆ ปี และจะเพิ่มขึ้นอีกในอนาคต เนื่องจากเศรษฐกิจของประเทศขยายตัวอย่างรวดเร็ว ไม่ว่าจะเป็นการขยายตัวของพาณิชยกรรม การเพิ่มขึ้นของโรงแรม โรงพยาบาล การเพิ่มขึ้นของโรงงานอุตสาหกรรม นอกจากนี้ยังเป็นผลมาจากอุณหภูมิของโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้นทุกๆปี ดังนั้นประเทศไทยจึงวางแผนที่จะเพิ่มโรงไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นดังกล่าว ซึ่งกระทรวงพลังงานได้เพิ่มรายละเอียดของการสร้างโรงไฟฟ้า และการปลดโรงไฟฟ้าในแผนพัฒนาผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015) ได้กล่าวถึงการคาดการณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในอนาคต และกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดในประเทศ ซึ่งรองรับให้ประเทศมีกำลังไฟฟ้าสำรองมากกว่า 15% ทั้งนี้เพื่อแก้ปัญหาการผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศ และช่วยลดความเสี่ยงในการเกิดไฟฟ้าดับในประเทศ อย่างไรก็ตามการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่เข้าสู่ระบบอาจจะใช้เวลาก่อสร้างนานกว่าที่ได้กำหนดไว้ในแผนพัฒนาผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015) และอาจจะถูกต่อต้านการสร้างโรงไฟฟ้าจากชาวบ้าน ผู้อยู่อาศัยในละแวกใกล้เคียงกับโรงไฟฟ้าที่กำลังจะสร้างขึ้น เพราะเกรงกลัวว่าจะส่งผลกระทบต่อที่อยู่อาศัย ในด้านมลพิษทางอากาศและมลพิษทางเสียง และอาจจะถูกต่อต้านจากองค์กรสิ่งแวดล้อม อาจจะส่งผลให้ไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าได้ และแหล่งพลังงานจากพลังงานทดแทนยังไม่มีความสม่ำเสมอทำให้การวางแผนที่จะเพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าอาจจะไม่ใช่ทางเลือกที่ดีที่สุด ซึ่งมีวิธีการลดการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าที่เรียกว่า การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า หรือ Demand Response ซึ่งสามารถเข้ามามีบทบาทช่วยให้กำลังไฟฟ้าที่มีในประเทศเพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศ

การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเป็นมาตรการจากฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าที่ครอบคลุมตั้งแต่การปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเช่น ระบบไฟฟ้าแสงสว่าง (Lighting System) ระบบทำความเย็นและระบายอากาศ (Chiller and Ventilation) ไปจนถึงการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้ใช้ไฟ

(Backup Generator) อย่างไรก็ดี มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้านั้นเป็นมาตรการสำหรับบางช่วงเวลา ซึ่งจะแตกต่างจากมาตรการประหยัดพลังงาน (Energy Efficiency) ที่ให้ความสำคัญกับการลดการใช้ไฟฟ้าทุกช่วงเวลา โดยการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ามีประโยชน์ช่วยลดความเสี่ยงที่จะเกิดความไม่มั่นคงในระบบไฟฟ้า เช่น ในกรณีเกิดเหตุการณ์วิกฤตขาดแคลนพลังงานและสามารถความสร้างสมดุลให้กับทรัพยากรที่มีอย่างจำกัดได้, เพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า กล่าวคือเป็นการใช้กลไกด้านราคาเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าลดความต้องการใช้ไฟฟ้า ลดความสูญเสียในระบบสายส่ง และช่วยแก้ไขปัญหาความแออัดของสายส่ง (Network Congestion) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบไฟฟ้า, เพิ่มความมั่นคงและเพิ่มความคล่องตัวให้กับระบบไฟฟ้า กล่าวคือผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ภายในเวลารวดเร็ว เพื่อตอบสนองภาวะวิกฤตสร้างความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้า และลดต้นทุนค่าไฟฟ้า คือการลดการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak ของระบบทดแทนการเดินโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนผลิตไฟฟ้าสูง โดยใช้มาตรการในดำเนินงานของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ

นอกจากนี้ในต่างประเทศได้มีการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าแล้ว ได้แก่ สหรัฐอเมริกา จีน เกาหลีใต้ แอฟริกาใต้ สิงคโปร์ ญี่ปุ่น ออสเตรเลีย นอร์เวย์ และ ประเทศที่อยู่ในกลุ่มสหภาพยุโรป ซึ่งได้แก่ สเปน อิตาลี ฝรั่งเศส อังกฤษ เดนมาร์ก และ ไอร์แลนด์ ซึ่งพบว่าสามารถช่วยลดการใช้ไฟฟ้าในสภาวะคับขันได้ สำหรับประเทศไทยนั้นได้เริ่มมีการวางแผนในการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเพื่อช่วยรณรงค์ให้มีการลดการใช้ไฟฟ้าในประเทศ ซึ่งการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ได้แก่ กฟผ., กฟภ. และ กฟน. ได้เริ่มวางแผนในการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้นในอนาคต โดยการเริ่มมีแผนการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์และมิเตอร์ประเภท Automatic Meter Reading (AMR) พื้นที่ต่างๆ ของประเทศไทย เช่น แผนการติดตั้งสมาร์ทมิเตอร์จำนวน 116,308 เครื่อง ในโครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด เมืองพัทยา จ. ชลบุรี ของ กฟภ. , แผนการติดตั้งมิเตอร์ประเภท Automatic Meter Reading (AMR) จำนวน 30,000 เครื่องในพื้นที่การดูแลของ กฟน. เป็นต้น นอกจากนี้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานได้มีดำริที่จะผลักดันการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าให้เกิดผลสัมฤทธิ์และสามารถลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุดได้โดยเร็ว เช่น สามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปี 2560 เป็นต้น

ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเสนอการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทย และ การกระจายสัดส่วนของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ของประเทศนั้น พิจารณาการผลิตไฟฟ้าโดยรวมและการผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย โดยจะนำมาเปรียบเทียบกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งพิจารณารวมถึง

สภาวะวิกฤตทางไฟฟ้าที่ทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าและส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าได้น้อยลง เพื่อนำมาวิเคราะห์หากำลังไฟฟ้าที่ควรจะลดลงจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

1.2 วัตถุประสงค์

1) วิเคราะห์เหตุการณ์ที่ควรจะดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า โดยพิจารณาแหล่งจ่ายและความต้องการไฟฟ้าภายในพื้นที่ของประเทศไทย

2) วิเคราะห์ประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า ในด้านการลงทุนโรงไฟฟ้าที่สามารถหลีกเลี่ยงได้

1.3 ขอบเขตวิทยานิพนธ์

1) พิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย และแบบแยกพื้นที่ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2558 - 2579

2) พิจารณาความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทย และแบบแยกพื้นที่ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2558 – 2579 สำหรับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3) พิจารณาเหตุการณ์ที่เกิดสภาวะวิกฤตที่ส่งผลกระทบต่อกำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศ

4) พิจารณาจำนวนกำลังไฟฟ้าที่ควรดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าแต่ละพื้นที่

5) พิจารณาประโยชน์ที่ได้จากการดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าด้าน Avoided Investment Cost

1.4 ขั้นตอนและวิธีการดำเนินงาน

1) ศึกษาบทความทางวิชาการและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิทยานิพนธ์ ดังนี้

1.1) ศึกษาความหมายของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

1.2) ศึกษารูปแบบของมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

1.3) ศึกษากำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย

1.4) ศึกษาความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทย

1.5) ศึกษาการรูปแบบการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟให้แก่ลูกค้า

1.6) ศึกษาการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในต่างประเทศ

1.7) ศึกษาประโยชน์ที่ได้จากการดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

1.8) ศึกษาผลทางเศรษฐศาสตร์ในการดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

2) วิเคราะห์และระบุปัญหาที่จะศึกษา

2.1) วิเคราะห์กำลังผลิตไฟฟ้า และความต้องการไฟฟ้าสูงสุดตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2556 - 2579

2.2) วิเคราะห์หาหลักการที่ควรจะดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

2.3) วิเคราะห์ผลกระทบทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

3) กำหนดขอบเขตของงานวิจัย

4) พัฒนาโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

4.1) ทดสอบหาจำนวนกำลังไฟฟ้าที่ควรดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในเวลาต่างๆ

4.2) ทดสอบหาผลทางเศรษฐศาสตร์ในการดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเช่น ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า, การจ่ายเงินค่าชดเชย เป็นต้น

5) สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบ

6) นำเสนองานวิจัยที่ได้ดำเนินการแล้ว

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์

1) แนวทางการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในอนาคต

2) ประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในประเทศและแต่ละพื้นที่

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้แบ่งออกเป็น 6 บท โดยแบ่งเป็นเนื้อหาดังนี้

บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึง ที่มาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการศึกษาวิธีการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 2 หลักการพื้นฐานของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ากล่าวถึง นิยามและหลักการของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าและ ประเภทของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ารวมถึงประโยชน์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

บทที่ 3 การประเมินผลประโยชน์จากการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า กล่าวถึงหลักการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า, การวิเคราะห์ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า รวมถึงตัวอย่างการคำนวณค่าชดเชยให้แก่ผู้เข้าร่วมมาตรการ

บทที่ 4 ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ากล่าวถึง ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย และกำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศ รวมถึงเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า โดยพิจารณาจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (แผน PDP 2015)

บทที่ 5 ผลการทดสอบ กล่าวถึง สมมติฐานในการทดสอบ, ขั้นตอนการทดสอบและผลลัพธ์ที่ได้จากการทดสอบ

บทที่ 6 สรุปผลการทดสอบ กล่าวถึง การสรุปผลการทดสอบในวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้แบ่งออกเป็น 5 บท โดยแบ่งเป็นเนื้อหาดังนี้

1.7 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในอดีตมีงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม การวิเคราะห์ผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า จากการเลื่อนการจ่ายดอกเบี้ยเงินกู้เพื่อลงทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า และนำผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์มาใช้สำหรับจ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการยังไม่ได้มีการนำเสนอดังนั้นจึงใช้เป็นแนวคิดในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ โดยสามารถแสดงตัวอย่างงานวิจัยในอดีตได้ดังต่อไปนี้

งานวิจัย [1] ได้แสดงถึงการวิเคราะห์การจัดการพลังงานเพื่อลดการเกิดไฟฟ้าดับด้วยการเลื่อนการใช้ไฟฟ้าในเวลาต่างๆ ในระบบ IEEE RTS และได้แสดงผลจากการประหยัดค่าใช้จ่าย อย่างไรก็ตามยังไม่มีการใช้ในระบบจริงในประเทศ

งานวิจัย [2] ได้กล่าวถึงการออกแบบการตอบสนองของผู้เข้าร่วมมาตรการการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าโดยใช้ตลาดไฟฟ้าเพื่อให้เกิดประโยชน์ต่อผู้เข้าร่วมมาตรการมากที่สุด อย่างไรก็ตามในประเทศไทยยังไม่มีตลาดไฟฟ้าที่สามารถนำมาใช้ได้

งานวิจัย [3] ได้กล่าวถึงการเปรียบเทียบผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในการจ่ายค่าชดเชยให้ผู้เข้าร่วมมาตรการที่มีการตอบสนองโดยใช้ข้อมูลจากลูกค้าของ PJM เพื่อคำนวณผลประโยชน์จากการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในระดับต่างๆ อย่างไรก็ตามไม่ได้กล่าวถึงผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

งานวิจัย [4] ได้กล่าวถึงการสำรวจโปรแกรมการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าต่างๆ และการหาค่าที่มีประสิทธิภาพมากที่สุด อย่างไรก็ตามงานวิจัยนี้ไม่ได้กล่าวถึงการหาอัตราค่าชดเชยให้แก่ผู้เข้าร่วมมาตรการ

งานวิจัย [5] ได้กล่าวถึงการออกแบบการค่าชดเชยให้แก่ลูกค้าผู้เข้าร่วมมาตรการที่เหมาะสมในตลาดไฟฟ้าเพื่อให้การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ามีประสิทธิภาพมากที่สุด อย่างไรก็ตามยังไม่มีการกล่าวถึงการคิดอัตราค่าชดเชยจากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

จากงานวิจัยในอดีตข้างต้นสามารถเห็นได้ว่า มีการประยุกต์ใช้การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเพื่อลดค่าใช้จ่ายจากไฟฟ้าดับ และการผลิตไฟฟ้า อย่างไรก็ตามยังไม่มีการกล่าวถึงประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าจากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า ดังนั้นจึงเกิดแนวคิดในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ขึ้น

โดยวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ได้นำเสนอวิธีการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่ควรดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าโดยกำหนดเป้าหมายของการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า ซึ่งได้มีการปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากแผนพัฒนาระบบไฟฟ้า พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015) เป็นแผนใหม่ในวิทยานิพนธ์ เพื่อหาผลประโยชน์ที่แท้จริงจากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าจากกการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า นอกจากนี้มีการคำนวณอัตราค่าชดเชยตลอดโครงการตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2560 – 2579 เพื่อจ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ

บทที่ 2
หลักการพื้นฐานของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

ในบทนี้ได้กล่าวถึงหลักการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าหรือการตอบสนองของความต้องการใช้ไฟฟ้า ซึ่งแบ่งเป็น 2 หัวข้อ ได้แก่

2.1 นิยามและหลักการของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

2.2 ประเภทของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

2.1 นิยามและหลักการของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

หัวข้อจะกล่าวถึงนิยาม หลักการ และผลกระทบทางเศรษฐศาสตร์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเพื่อให้เข้าใจความหมายของมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าได้ดียิ่งขึ้น ซึ่งแบ่งเป็น 2 หัวข้อ ได้แก่

2.1.1 นิยามของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

2.1.2 ความหมายและวัตถุประสงค์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

2.1.3 ผลทางเศรษฐศาสตร์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

2.1.1 นิยามของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

Demand Response หรือการตอบสนองของความต้องการใช้ไฟฟ้า ที่นิยามโดย สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.) ในโครงการพัฒนาการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย [6] หมายถึง การเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าโดยภาคอุปสงค์ (Demand Resource) ไปจากรูปแบบการใช้ไฟฟ้าปกติ เพื่อตอบสนองต่อค่าไฟฟ้า (Electricity Price) ที่เปลี่ยนแปลงไปตามต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า (Marginal Cost) ขณะนั้น หรือเพื่อตอบสนองต่อเงินสนับสนุนพิเศษ (Incentive Payment) ที่ถูกกำหนดไว้ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อชักจูงให้เกิดการลดใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ต้นทุนของระบบมีค่าสูง หรือในช่วงที่มีความเสี่ยงด้านความมั่นคงของระบบไฟฟ้า

2.1.2 ความหมายและวัตถุประสงค์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเป็นมาตรการจากฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าที่ครอบคลุมตั้งแต่การปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเช่น ระบบไฟฟ้าแสงสว่าง (Lighting System) ระบบทำความเย็นและระบายอากาศ (Chiller and Ventilation) ไปจนถึงการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของผู้ใช้ไฟ

(Backup Generator) อย่างไรก็ดี มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้านั้นเป็นมาตรการสำหรับบางช่วงเวลา ซึ่งจะแตกต่างจากมาตรการประหยัดพลังงาน (Energy Efficiency) ที่ให้ความสำคัญกับการลดการใช้ไฟฟ้าทุกช่วงเวลา

วัตถุประสงค์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าสามารถจำแนกออกเป็นวัตถุประสงค์หลักๆ ได้ 4 ประเด็น [7] คือ

1) ลดความเสี่ยงที่จะเกิดความไม่มั่นคงในระบบไฟฟ้า เช่น ในกรณีเกิดเหตุการณ์วิกฤตขาดแคลนพลังงานและสามารถความสร้างสมดุลให้กับทรัพยากรที่มีอย่างจำกัดได้

2) เพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า กล่าวคือเป็นการใช้กลไกด้านราคาเพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าลดความต้องการใช้ไฟฟ้า ลดความสูญเสียในระบบสายส่ง และช่วยแก้ไขปัญหา Network Congestion เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบไฟฟ้า

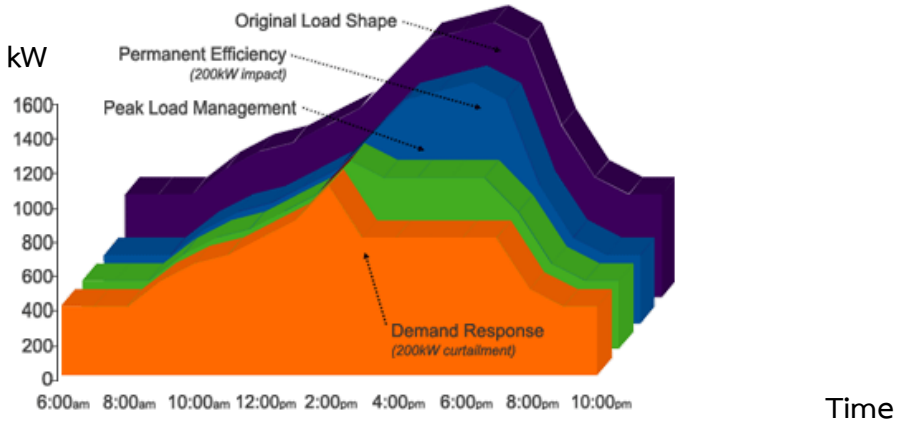
3) เพิ่มความมั่นคงและเพิ่มความคล่องตัวให้กับระบบไฟฟ้า กล่าวคือผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดความต้องการใช้ไฟฟ้าได้ภายในเวลารวดเร็ว เพื่อตอบสนองภาวะวิกฤตสร้างความมั่นคงให้กับระบบไฟฟ้า

4) ลดต้นทุนค่าไฟฟ้า คือการลดการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak ของระบบ ทดแทนการเดินโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนผลิตไฟฟ้าสูง โดยใช้มาตรการในดำเนินงานของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ารูปแบบต่างๆ

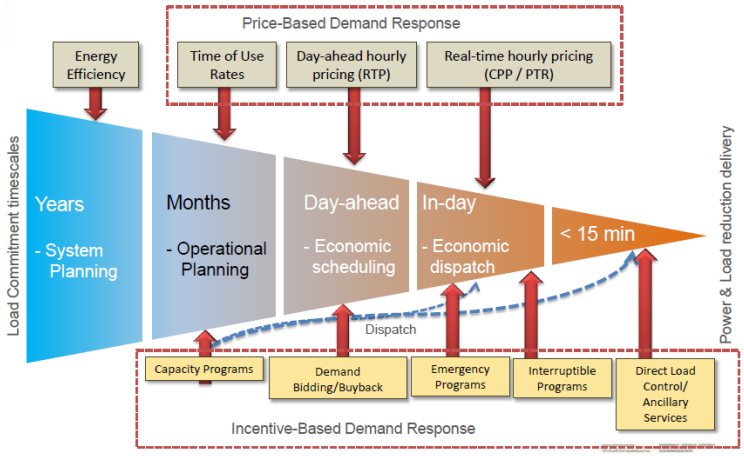
การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าถือได้ว่าเป็นส่วนหนึ่งของ Demand Side Management (DSM) โดยที่นอกเหนือจากการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าแล้ว DSM จะเน้นเรื่องการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ สำหรับ DSM ในมุมมองของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าจะพิจารณาในด้านการประเมินความน่าเชื่อถือได้ของระบบ โดยให้ความสำคัญต่อการลดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดมากกว่าการใช้พลังงานในภาพรวมอย่างมีประสิทธิภาพ จากหลักการและวัตถุประสงค์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าสามารถพิจารณาได้ดังรูปที่ 2.1 และ 2.2 โดยในรูปที่ 2.1 แสดงถึงหลักการของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ากรณีที่ไม่มีการจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้า ลักษณะการใช้ไฟฟ้าจะเป็นดังกราฟ Original Load Shape เมื่อมีการนำกระบวนการเครื่องมือต่างๆ มาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้ไฟฟ้า (Permanent Efficiency) เช่น การประหยัดพลังงาน (Energy Efficiency) ก็จะทำให้เกิดการลดใช้ไฟฟ้าลงในทุกช่วงเวลา โดยลักษณะการใช้ไฟฟ้ายังใกล้เคียงแบบเดิม เพียงแต่ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจะลดลงดังแสดงด้วยเส้นกราฟ Permanent Efficiency อย่างไรก็ตาม การดำเนินการในลักษณะนี้ก็ยังไม่เพียงพอที่จะสามารถลด

ปริมาณการใช้ไฟฟ้าลงในช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ทำให้มีการนำมาตรการอื่นๆ ดังแสดงไว้ในรูปที่ 2.2 เข้ามาใช้เพื่อลดความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดโดยเฉพาะ เช่น มาตรการ Peak Load Management หรือการกำหนดและประกาศใช้อัตราค่าไฟฟ้าประเภท Time of Use (TOU) ทำให้เกิดการลดหรือย้ายความต้องการใช้ไฟฟ้าจากช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปอยู่ในช่วงอื่นดังเส้นกราฟ Peak Load Management

ต่อมาเมื่อโครงสร้างพื้นฐานด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (ICT, Fiber to Home, Broadband Internet, Wi-Fi, Power Line Carrier) มีการขยายตัวและครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้าในหลายพื้นที่มากขึ้น ประกอบกับโครงสร้างระบบไฟฟ้าที่ทันสมัยมากขึ้น (Automatic Meter Reading: AMR, Advanced Meter Infrastructure: AMI) ส่งผลให้ผู้ใช้ไฟสามารถตอบสนองต่อสถานการณ์ต่างๆ ของระบบไฟฟ้าได้ดีขึ้นและรวดเร็วขึ้น ทำให้การจัดการความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยเฉพาะช่วงความต้องการสูงสุดหรือช่วงที่ระบบไฟฟ้ามีต้นทุน (Marginal Cost) สูงได้ดียิ่ง ขึ้นและนั่นเป็นการแสดงให้เห็นถึงหลักการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่มีผลดีตั้งแต่การ ลดต้นทุนการใช้น้ามันเชื้อเพลิงที่มีราคาสูง (น้ามันเตาและน้ามันดีเซล) สำหรับเดินเครื่องโรงไฟฟ้า Peak Generation นอกจากนั้น ยังช่วยลดต้นทุนในการคงโรงไฟฟ้าเก่าสำหรับเดินเครื่องในช่วงเวลาสั้นๆ ไม่กี่ชั่วโมงต่อปี (Operation and Maintenance Costs) และยังช่วยเลื่อนหรือหลีกเลี่ยงการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่



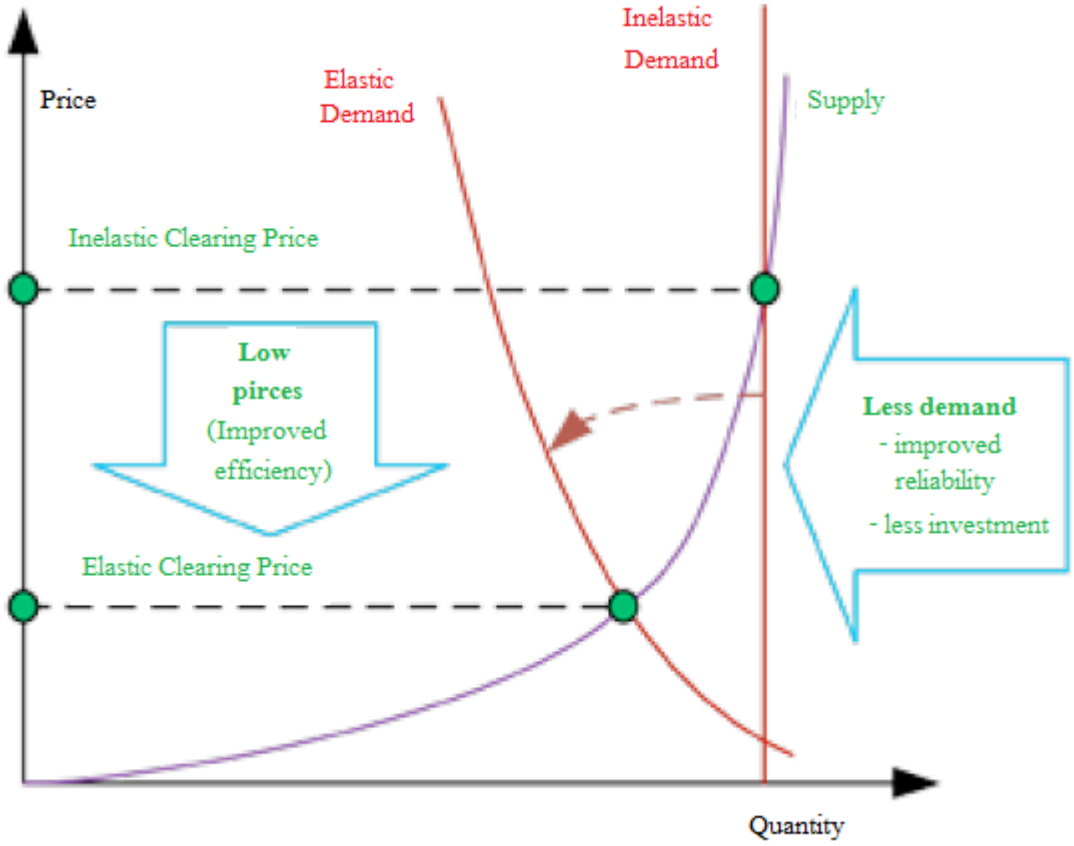
รูปที่ 2.1 หลักการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า [8]



รูปที่ 2.2 มาตรการในการดำเนินการด้าน Demand Response [9]

2.1.3 ผลทางเศรษฐศาสตร์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

[10] กลไกของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ามีหลายรูปแบบ แต่ละแบบมีปัจจัยพื้นฐานมาจากกลไกราคาดังแสดงในรูปที่ 2.3 พบว่าในกรณีของความต้องการไฟฟ้าแบบไม่ยืดหยุ่น (Inelastic Demand) คือ ไม่ว่าราคาค่าไฟจะเป็นเท่าใดก็จะไม่เปลี่ยนแปลงปริมาณการใช้ไฟ แต่ในกรณีของความต้องการไฟฟ้าแบบยืดหยุ่น (Elastic Demand) นั้นเมื่อราคาค่าไฟถูกก็จะมีการใช้ไฟมาก แต่เมื่อค่าไฟแพงก็จะมีการใช้ไฟน้อย จากการใช้ไฟทั้งสองแบบการไฟฟ้าก็ต้องผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการจึงทำให้ในกรณีของโหลด Inelastic Demand มีราคาค่าไฟสูงกว่าโหลดแบบ Elastic Demand ดังนั้น หากมีการใช้กลไกของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าโดยในช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงราคาค่าไฟแพงและช่วงที่มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าต่ำมีราคาค่าไฟถูกจะทำให้โหลดแบบ Inelastic Demand เปลี่ยนมาเป็นโหลดแบบ Elastic Demand เพิ่มขึ้น จึงเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้า และเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าและลดการลงทุน



รูปที่ 2.3 แนวโน้มผลทางเศรษฐศาสตร์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า [10]

2.2 ประเภทของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

[10] จากผลการศึกษาในหลายประเทศที่มีการดำเนินการเกี่ยวกับการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าพบว่ามีการแบ่งประเภทของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าออกเป็น 2 ประเภทหลัก คือ Time/Price Based Demand Response ที่เน้นการใช้อัตราค่าไฟฟ้าเป็นตัวกระตุ้นให้เกิดการปรับพฤติกรรม และ Incentive Based Demand Response ที่เน้นการใช้เงินสนับสนุนพิเศษเป็นตัวกระตุ้นให้เกิดการปรับพฤติกรรม ดังมีรายละเอียดเพิ่มเติมต่อไปนี้

2.2.1 Time/Price Based Demand Response

การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภทนี้เป็นมาตรการที่กระตุ้นให้เกิดการปรับพฤติกรรมผ่านอัตราค่าไฟฟ้า ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

1) Time of Use (TOU)

อัตราค่าไฟฟ้า TOU เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate) โดยค่าไฟจะแพงในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก (On Peak) ระหว่างเวลา 09.00 – 22.00 น. ของวันจันทร์ - วันศุกร์ เนื่องจากการไฟฟ้าต้องเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงทุกชนิด ทั้งที่มีราคาถูกและแพง เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการ แต่ในช่วงที่ระบบมีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย (Off Peak) ระหว่างเวลา 22.00 – 09.00 น. ของวันจันทร์ - วันศุกร์ และทั้งวันของวันเสาร์ - อาทิตย์ และวันหยุดราชการที่ไม่รวมวันหยุดชดเชย ค่าไฟจะถูก เนื่องจากการไฟฟ้าสามารถเลือกเดินเครื่องโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงราคาถูกได้ ดังนั้น อัตราค่าไฟฟ้า TOU จึงเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่สะท้อนถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่แท้จริงประเภทหนึ่ง

2) Real Time Pricing (RTP)

อัตราค่าไฟฟ้าแบบ RTP คือการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าให้มีการเปลี่ยนแปลงทุกชั่วโมงเพื่อสะท้อนถึงต้นทุนของระบบที่เปลี่ยนแปลงตลอดเวลาเพื่อเป็นการกระตุ้นให้ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า

3) Critical Peak Pricing (CPP)

อัตราค่าไฟฟ้าแบบ CPP เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่มีอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU เป็นพื้นฐานแต่เพิ่มอัตราพิเศษที่แพงขึ้นไปอีก หลายเท่าตัวในช่วง On Peak ปกติของ TOU

4) Peak Time Rebate (PTR)

อัตราค่าไฟฟ้าแบบ PTR เป็นอัตราค่าไฟฟ้าซึ่งโดยปกติจะอยู่บนโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปกติ (Flat Rate) แต่ผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับค่าชดเชย ถ้าสามารถลดการใช้ไฟฟ้าในขณะช่วงเวลาวิกฤต (Peak or critical time)

2.2.2 Incentive Based Demand Response

การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภทนี้เป็นมาตรการที่กระตุ้นให้เกิดการปรับพฤติกรรมผ่านเงินสนับสนุนพิเศษ สามารถสรุปได้ดังนี้

1) Direct Load Control (DLC)

มาตรการ DLC เป็นมาตรการควบคุมการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าด้วยการทำข้อตกลงระหว่างผู้ดูแลระบบและผู้ใช้ไฟฟ้า โดยผู้ดูแลระบบสามารถสั่งการตัดการใช้ไฟฟ้าหรือเปลี่ยนแปลงรูปแบบ

การใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการได้ เช่น เครื่องปรับอากาศ หรือเครื่องทำความร้อน ระบบแสงสว่าง ซึ่งปกติแล้วผู้เข้าร่วมโครงการ DLC มักจะเป็นลูกค้าครัวเรือนหรือลูกค้าธุรกิจขนาดเล็ก

2) Interruptible/Curtailment

มาตรการ Interruptible/Curtailment เป็นมาตรการมีการกำหนดเงินสนับสนุนพิเศษหรือได้รับค่าไฟฟ้าในอัตราพิเศษ แต่มีข้อตกลงในปริมาณและจำนวนครั้งที่จะเรียกใช้งานการลดการใช้ไฟฟ้า

3) Demand Bidding/Buyback Program

เป็นมาตรการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเสนอที่จะลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าตามราคาค่าไฟฟ้าที่ถูกกำหนดโดยตลาดซื้อขายไฟฟ้า โดยทั่วไปแล้วมักจะเป็นลูกค้าขนาดใหญ่ ตั้งแต่ 1 MW ขึ้นไป

4) Emergency Demand Response Program

เป็นมาตรการจ่ายเงินสนับสนุนให้กับลูกค้าสำหรับการลดการใช้ไฟฟ้าในช่วงขณะที่ปริมาณกำลังไฟฟ้าสำรองลดต่ำลง

5) Capacity Market Program

เป็นมาตรการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเสนอที่จะลดปริมาณการใช้ไฟฟ้าในรูปแบบของกำลังผลิตของระบบเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้า โดยปกติผู้ใช้ไฟฟ้าจะได้รับการแจ้งในวันที่จะเกิดเหตุการณ์ สำหรับเงินสนับสนุนมักจะประกอบไปด้วยเงินล่วงหน้าสำหรับปริมาณที่จะลดได้ และโทษปรับเมื่อไม่สามารถลดการใช้ไฟฟ้าได้เมื่อถูกร้องขอ

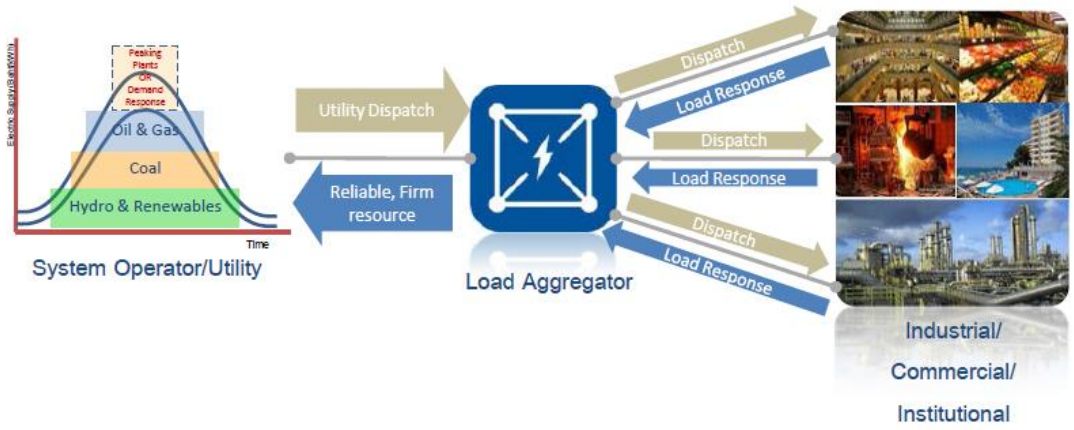
6) Ancillary Services Market Program

เป็นมาตรการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าเสนอปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่สามารถลด ได้ในตลาดซื้อขายไฟฟ้า ในรูปแบบ Operating Reserve ถ้าข้อเสนอได้รับการคัดเลือก ผู้ใช้ไฟฟ้า จะได้รับการจ่ายเงินที่อัตราค่าไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้าสำหรับความพร้อมที่จะลดถ้าเกิดเหตุการณ์ที่การลดใช้ไฟฟ้ามีความจำเป็น และตลาดซื้อขายไฟฟ้าร้องขอ ผู้ใช้ก็อาจจะได้รับเงินสนับสนุนที่ราคาตลาด

2.2.3 องค์ประกอบของการดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

การดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในแต่ละมาตรการที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้นจะอาศัยองค์ประกอบหลักทางด้านกายภาพ 3 องค์ประกอบ ได้แก่ 1) System Operator/Utility 2) Load Aggregator และ 3) User ดังแสดงไว้ในรูปที่ 2.4

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 2.4 องค์ประกอบด้านกายภาพการดำเนินมาตรการ Demand Response [11]

1) System Operator/Utility

System Operator/Utility คือ หน่วยงานที่ดูแลระบบการผลิตไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการของโหลด ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าหรือโรงไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า ระบบจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงศูนย์ควบคุมสั่งการต่างๆ

2) Load Aggregator

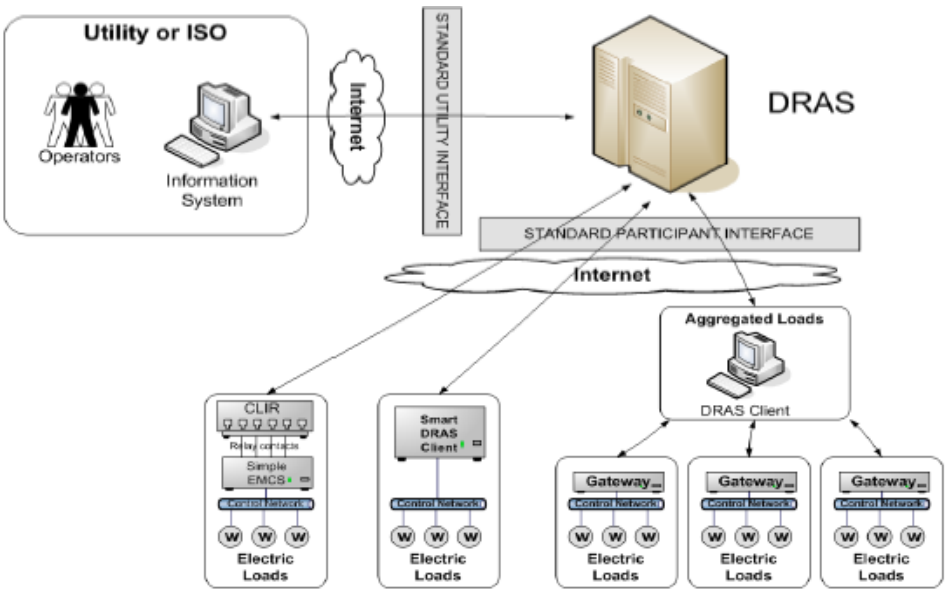
Load Aggregator คือ ผู้ทำหน้าที่รวบรวมข้อมูลของผู้ที่เข้าร่วมโครงการการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเพื่อนำข้อมูลไปวิเคราะห์และคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าหรือเงินสนับสนุนพิเศษ และดำเนินมาตรการ Demand Response

3) User

User คือ ผู้ใช้ไฟฟ้า สามารถแบ่งออกเป็น ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท บ้านพักอาศัย พาณิชย์ และอุตสาหกรรม ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมในโครงการจะมีลักษณะการใช้ไฟฟ้าที่แตกต่างกัน ดังนั้นการกำหนดมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่เหมาะสมกับประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทจึงเป็นเรื่องสำคัญ

นอกจากนี้การพิจารณาองค์ประกอบของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้านอกจากองค์ประกอบทางกายภาพ 3 องค์ประกอบที่ได้กล่าวมาแล้ว ยังมีองค์ประด้านการสื่อสารที่เป็นส่วนสำคัญเช่นกัน ดังแสดงไว้ในรูปที่ 2.5

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University



รูปที่ 2.5 องค์ประกอบด้านการสื่อสารของการดำเนินมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (ที่มา: Architecture Concepts and Technical Issues an Open, Interoperable Automated Demand Response Infrastructure) [12]

การดำเนินโครงการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าจะต้องคำนึงถึงมาตรฐานด้านการสื่อสาร ที่ทำให้อุปกรณ์ต่างๆสามารถทำงานร่วมกันได้ (Interoperability) ด้วย

หากพิจารณาการเชื่อมโยงข้อมูลของการสื่อสารระหว่าง ผู้รวบรวมข้อมูล (Load Aggregator) และ User แล้วพบว่าอุปกรณ์ที่เป็นช่องทางในการส่งข้อมูลระหว่างกันคือ Smart Meter ดังนั้นการกำหนดมาตรฐานและวางมาตรฐานในการสื่อสารนี้จึงเป็นสิ่งทีจำเป็นอย่างยิ่ง

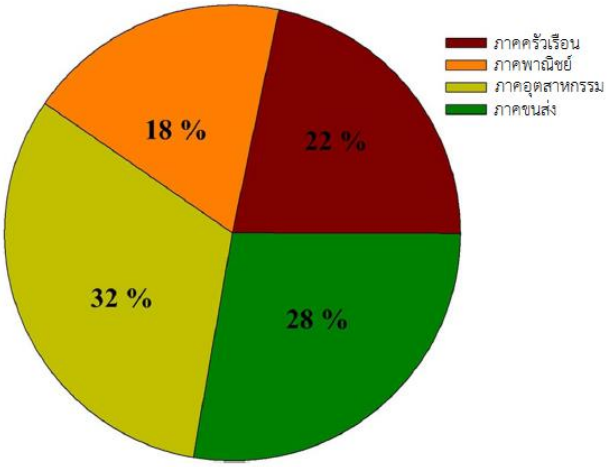
2.2.4 การศึกษาเปรียบเทียบประสิทธิผลของมาตรการด้านการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

จากผลการศึกษาบทความที่สำคัญเรื่อง A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids [11] ที่เป็นการเปรียบเทียบมาตรการด้านการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าพบว่ามาตรการด้านการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าจะมีประสิทธิผลมากขึ้นหากมีการพิจารณาจำแนกผู้ใช้ไฟฟ้าตามพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้า และ ปริมาณการใช้กำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้า โดยในหัวข้อนี้จะกล่าวรวมพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าและปริมาณการใช้กำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าก่อน จากนั้นจะได้สรุปเกี่ยวกับความเหมาะสมการใช้มาตรการด้านการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

1) ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า

โดยปกติแล้วจะแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าออกเป็น 4 ประเภทคือ ภาคขนส่ง ภาคที่อยู่อาศัย ภาคอุตสาหกรรม และ ภาคพาณิชย์ เป็นอัตราส่วนดังรูปที่ 2.6 อย่างไรก็ตามมาตรการตอบสนองของ

ความต้องการไฟฟ้านำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าเพียง 3 ประเภทเป็นหลัก คือ 1) ภาคที่อยู่อาศัย 2) ภาคอุตสาหกรรม และ 3) ภาคพาณิชย์



รูปที่ 2.6 อัตราส่วนของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภท [11]

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย

การออกแบบมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้มีความซับซ้อนมากเนื่องจากมีรูปแบบการใช้พลังงานที่ไม่แน่นอนและมีอัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าค่อนข้างน้อย การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้จะใช้รูปแบบการลดหรือการเลื่อนเวลาการใช้กำลังไฟฟ้า

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์

โดยปกติแล้วในแต่ละอาคารพาณิชย์จะมีรูปแบบการใช้กำลังไฟฟ้าที่มีรูปแบบคงเดิม ซึ่งถูกกำหนดโดยฤดูกาล การออกแบบอาคาร และการบริหารจัดการภายในอาคาร พฤติกรรมการใช้กำลังไฟฟ้าโดยส่วนใหญ่ของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้ขึ้นอยู่กับราคาค่าไฟฟ้า ในบางครั้งการใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนใหญ่มาจากเครื่องทำความร้อน เครื่องปรับอากาศ หรือระบบระบายอากาศ ซึ่งเป็นเครื่องใช้ไฟฟ้าที่สามารถลดการใช้กำลังไฟฟ้าด้วยการปรับอุณหภูมิหากมีความจำเป็น ผู้ควบคุมระบบไฟฟ้าในอาคาร หรือระบบควบคุมอัตโนมัติ (Automated Control System) สามารถบริหารความยืดหยุ่นของเครื่องใช้ไฟฟ้าเหล่านี้ได้

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรม

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้โดยทั่วไปแล้วมีการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดมากถึงหลายร้อยเมกะวัตต์ รวมไปถึงระบบรักษาความปลอดภัยของข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเองก็มีความสำคัญอย่างยิ่ง เนื่องจากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าเพียงพอที่จะทราบถึงเครื่องมือที่ใช้และเวลาในการเดินเครื่องอันเป็นความลับที่ส่งผลกระทบมากในธุรกิจที่มีการแข่งขันสูง ดังนั้นแล้วมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าอาจพิจารณาเพิ่มความเชื่อถือได้ และความปลอดภัยต่อข้อมูลการใช้ไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้เพื่อป้องกันความเสียหายของธุรกิจ

2) ความเหมาะสมการใช้มาตรการด้านการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

เมื่อพิจารณามาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท Time Based Pricing และ Incentive Based Pricing ที่ได้อธิบายข้างต้น ประกอบกับพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทแล้ว สามารถจำแนกความเหมาะสมของแต่ละมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่างๆ ได้ 2 ประเภทคือ 1) Time Based Pricing และ 2) Incentive Based Pricing

Time Based Pricing

มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท Time Based Pricing สามารถนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ทุกประเภท และมีประสิทธิผลในการปรับพฤติกรรมด้านการใช้พลังงานแตกต่างกันไปตามกลไกราคาประเภทต่างๆ โดยสามารถสรุปประสิทธิผลของการใช้ Time Based Pricing ในการปรับพฤติกรรมได้ดังนี้

Time Of Used Pricing (TOU)

สามารถนำไปประยุกต์ใช้กับ ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย, ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมได้โดยผู้ใช้ไฟฟ้าต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU เสียก่อน ซึ่งมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภทนี้มีประสิทธิผลในการปรับพฤติกรรมค่อนข้างน้อย เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าไม่ได้รับเงินสนับสนุนจากการลดการใช้พลังงาน มีเพียงการตอบสนองการใช้พลังงานต่อราคาค่าไฟฟ้าในช่วง On Peak เท่านั้น [13]

Critical Peak Pricing (CPP)

เมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่อยู่อาศัย และผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ แล้วพบว่ามีผลในการปรับพฤติกรรมดีกว่ามาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท Time Of Used Pricing เพราะอัตราค่าไฟฟ้าในช่วง On Peak มีค่าสูงกว่ามาก อย่างไรก็ตามเมื่อนำไป

ประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมที่มีพฤติกรรมการใช้กำลังไฟฟ้าต่อเนื่องแล้ว การหยุดใช้กำลังไฟฟ้าในช่วง Mid Peak และ On Peak ต่อเนื่องกันเป็นไปได้ยาก CPP จึงมีประสิทธิผลต่อผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมที่ใกล้เคียงกับ TOU [13]

Peak Day Rebate (PDR)

มีประสิทธิผลที่ดีกว่าในการปรับพฤติกรรมการใช้พลังงานเมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรม เนื่องจากได้รับจำนวนเงินสนับสนุนมากกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือน เพราะมีความยืดหยุ่นในการใช้ไฟฟ้ามากกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือน [13]

Real Time Pricing (RTP)

มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภทนี้มีประสิทธิผลในการปรับพฤติกรรมที่ดีเมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท เพราะผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถตระหนักถึงราคาค่าไฟฟ้าได้ตลอดเวลาผ่านอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ อีกทั้งในบางกรณีสามารถลดค่าไฟฟ้าจากการใช้มาตรการ RTP ได้มากกว่าที่คาดการณ์ไว้ล่วงหน้าเสียอีก [14] [15]

Incentive Based Pricing

มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท Incentive Based Pricing โดยมากแล้วประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และประเภทอุตสาหกรรม เนื่องมาจากกลไกราคาบางประเภทเป็นกลไกราคาที่มีการยื่นข้อเสนอการลดกำลังไฟฟ้าแข่งขันกันในด้านราคา ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็กไม่สามารถแข่งขันในตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้ อย่างไรก็ตามยังคงมีกลไกราคาของมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภทนี้ที่มีประสิทธิผลดีในการประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือนอยู่ และสามารถสรุปประสิทธิผลของมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท Incentive Based Pricing ได้ดังนี้

Direct Load Control (DLC)

มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภทนี้มีประสิทธิผลที่ดีเมื่อประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือนเนื่องจากเครื่องใช้ไฟฟ้าส่วนมากเป็นเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ผู้ดูแลสามารถปิดการทำงานได้โดยไม่ส่งผลกระทบทางด้านธุรกิจเช่นเครื่องปรับอากาศ หรือเครื่องทำน้ำร้อนเป็นต้น ในทางตรงกันข้ามผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และประเภทอุตสาหกรรมมีเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ยินยอมให้ผู้ดูแลระบบควบคุมโดยตรงไม่ได้เช่นเครื่องจักรในกระบวนการผลิตเหล็กเป็นต้น จึงมีประสิทธิผลไม่ดีมากนักเมื่อประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทนี้ [14]

Interruptible/Curtailment (I/C)

โดยมากแล้วมาตรการ การตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท I/C ประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรมเป็นหลักเนื่องมาจากต้องมีการทำข้อตกลงในด้านปริมาณการลดการใช้พลังงานไฟฟ้า ซึ่งผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรมมีความยืดหยุ่นในการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือน รวมถึงถ้าไม่สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่าที่เสนอไว้ได้เมื่อผู้ดูแลระบบร้องขอจะมีโทษปรับ ผู้ใช้ไฟฟ้าจำเป็นต้องคำนึงถึงความเสียหายที่เกิดจากการปิดเครื่องใช้ไฟฟ้าเปรียบเทียบกับโทษปรับที่ถูกกำหนดไว้ [15]

Demand Bidding/Buyback Program (DB)

มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท DB สามารถจำแนกเป็นประเภท Market-Based ได้ ซึ่ง เหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และอุตสาหกรรมที่มีการใช้กำลังไฟฟ้าตั้งแต่ 1 MW ขึ้นไป เพราะจำเป็นต้องเสนอการลดการใช้พลังงานไฟฟ้าตามที่ตลาดซื้อขายไฟฟ้าต้องการ ความยืดหยุ่นในการใช้กำลังไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งจำเป็น [11]

Emergency Demand Response Programs (EDRPs)

เป็นมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท Market-Based อีกประเภทหนึ่ง เหมาะสมในการประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และอุตสาหกรรม เนื่องจากเป็นมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่เกี่ยวเนื่องกับความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าในช่วงที่กำลังไฟฟ้าสำรองลดต่ำลง ดังนั้นปริมาณการลดการใช้กำลังไฟฟ้าจำเป็นต้องอยู่ในช่วงที่มีประสิทธิผลมากพอ [11]

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

Capacity Market Program (CMP)

เป็นมาตรการที่เหมาะสมกับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรม เพราะมาตรการนี้จำเป็นต้องเสนอกำลังผลิตไฟฟ้าในรูปของการลดการใช้กำลังไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า ความยืดหยุ่นในการใช้กำลังไฟฟ้าจึงเป็นสิ่งจำเป็นในมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท CMP [11]

Ancillary Services Market Program (ASM)

เป็นมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกับมาตรการ CMP ในด้านการซื้อขายการลดกำลังไฟฟ้าในตลาดซื้อขายไฟฟ้า จึงเหมาะสมกับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์และประเภทอุตสาหกรรมที่มีความยืดหยุ่นในการใช้กำลังไฟฟ้าสูงกว่าผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือน และสามารถ

สรุปประสิทธิผลในด้านการปรับพฤติกรรมของการใช้มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภทต่างๆ เมื่อนำไปประยุกต์ใช้กับผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดังตารางที่ 2-1

สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทครัวเรือนแล้วมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท Incentive Based Pricing มีประสิทธิผลน้อยมาก เนื่องมาจากกลไกราคาบางประเภทเช่น DB, ASM และ CMP เป็นกลไกราคาที่มีการยื่นข้อเสนอการลดกำลังไฟฟ้าแข่งขันกันในด้านราคา ทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ารายเล็กไม่สามารถแข่งขันในตลาดซื้อขายไฟฟ้าได้ มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท Time Based Pricing จึงมีประสิทธิผลในการปรับพฤติกรรมได้ดีกว่า

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทพาณิชย์ และโรงงานอุตสาหกรรมสามารถใช้ประโยชน์จากมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าประเภท Incentive Based Pricing ในการปรับพฤติกรรมได้มากกว่า เนื่องจากมีความยืดหยุ่นของการใช้ไฟฟ้าสูงกว่าภาคครัวเรือน เมื่อพิจารณาในด้านเศรษฐศาสตร์แล้วจึงมีประสิทธิผลมากกว่าในการปรับพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้า

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 2-1 ตารางแสดงประสิทธิผลของมาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

มาตรการ Demand Response	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า		
	Residential	Commercial	Industrial
TOU	✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓
CPP	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓
PLP	✓ ✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓
PDR	✓ ✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓
RTP	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓
DLC	✓ ✓ ✓	✓ ✓	✓ ✓
I/C	✓ ✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓
EDRP	✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓
CMP	✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓
DB	✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓ ✓
ASM	✓	✓ ✓ ✓	✓ ✓ ✓

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

(ที่มา: J. S. Vardakas, C. V. Verikoukis and N. Zorba, "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms", IEEE COMMUNICATION SURVEYS & TUTORIALS, VOL. 17, NO. 1, 2015.) [11]

บทที่ 3
การประเมินผลประโยชน์จากการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

ในบทนี้จะกล่าวถึงกระบวนการประเมินผลประโยชน์จากการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในงานวิจัยเพื่อวิเคราะห์ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าจากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า และคำนวณค่าตอบแทนเพื่อจ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเพื่อเป็นข้อมูลในการตัดสินใจในการวางแผนการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในประเทศต่อไป

3.1 หลักการที่ใช้ในการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

จุดประสงค์ในการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือการทำให้ระบบไฟฟ้าที ใช้วิเคราะห์สามารถรองรับการใช้ไฟฟ้าได้ในทุกๆเวลา นอกจากนี้ต้องรองรับกำลังไฟฟ้าสำรอง 15% จากที่ระบุไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 เพื่อรองรับการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และเหตุการณ์ฉุกเฉินในกรณีที่โรงไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเมื่อมีกำลังไฟฟ้าสำรองน้อยกว่า 15% และให้ดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าให้มีกำลังไฟฟ้าสำรอง 15% เพื่อให้มีความน่าเชื่อถือในระบบไฟฟ้า

โดยที่กำลังไฟฟ้าสำรอง (Reserve Margin) หมายถึง ส่วนต่างของกำลังผลิตไฟฟ้าพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าของระบบ ซึ่งกำลังผลิตส่วนนี้จะสำรองไว้ทดแทนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ขัดข้องหรือต้องซ่อมบำรุง รวมถึงกำลังผลิตที่ต้องสำรองไว้เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคตที่อาจสูงขึ้นจากการพยากรณ์ในอนาคต ทั้งนี้เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีกำลังผลิตเพียงพอกับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และรับมือกับเหตุการณ์ขัดข้องทางระบบไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ดังนั้นระบบไฟฟ้าจำเป็นต้องมีกำลังไฟฟ้าสำรองที่เพียงพอ

เกณฑ์การผลิตสำรองที่ใช้ในการประเมินความน่าเชื่อถือได้และวางแผนพัฒนาระบบไฟฟ้าจะแสดงผลเป็นเปอร์เซ็นต์ของส่วนต่างระหว่างกำลังผลิตพึ่งได้ (Dependable Capacity) กับความต้องการไฟฟ้าของระบบซึ่งสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (3.1)

$$RM_h = \frac{\sum_{i=1}^{n} DC_{i,h} - Load_h}{Load_h} \times 100 \quad (3.1)$$

เมื่อ

RM_h คือ กำลังผลิตสำรองของระบบในชั่วโมงที่ *h* (%)

$DC_{i,h}$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ *i* ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

$Load_h$ คือ ความต้องการไฟฟ้าของระบบในชั่วโมงที่ *h* (MW)

n คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ (เครื่อง)

สำหรับกำลังผลิตพึ่งได้ของระบบจะคำนวณจากผลรวมของผลิตพึ่งได้จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทุกๆเครื่องในระบบซึ่งมาจากกำลังผลิตติดตั้ง (Gen) เทียบกับค่า Dependable Factor (α) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามสมการที่ (3.2)

$$\sum_{i=1}^{n} DC_{i,h} = \sum_{i}^{n} \alpha_i Gen_{i,h} \quad (3.2)$$

เมื่อ

$DC_{i,h}$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ *i* ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

α_i คือ Dependable Factor ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ *i* (%)

$Gen_{i,h}$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ *i* ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

n คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ (เครื่อง)

สำหรับการคำนวณกำลังผลิตสำรองเพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการดำเนินการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งออก 2 แบบ คือ 1) การคำนวณกำลังผลิตสำรองสำหรับการดำเนินการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย 2) การคำนวณกำลังผลิตสำรองสำหรับการดำเนินการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละภาคของประเทศไทย

1) การคำนวณกำลังผลิตสำรองสำหรับการดำเนินการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

สำหรับคำนวณกำลังผลิตสำรองสำหรับการดำเนินการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยจะใช้ตามสมการที่ (3.1) และพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่

ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้จากเหตุการณ์วิกฤติ (Pe) และความต้องการไฟฟ้าที่สามารถลดได้จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR) ซึ่งเป็นตามสมการที่ (3.3)

$$RM_h = \frac{\sum_{i=1}^{n} DC_{i,h} - Load_h - Pe_h + DR_h}{Load_h} \times 100 \tag{3.3}$$

เมื่อ

RM_h คือ กำลังผลิตสำรองของระบบในชั่วโมงที่ *h* (%)

$DC_{i,h}$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ *i* ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

$Load_h$ คือ ความต้องการไฟฟ้าของระบบในชั่วโมงที่ *h* (MW)

n คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ (เครื่อง)

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้กำลังผลิตสำรอง 15% เป็นเกณฑ์ขั้นต่ำในระบบไฟฟ้านี้จากที่ระบุไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 เพื่อรองรับการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และเหตุการณ์ฉุกเฉิน ดังนั้นจากสมการที่ (3.3) จะสามารถหาการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR) ดังสมการที่ (3.4)

$$15 < \frac{\sum_{i=1}^{n} DC_{i,h} - Load_h - Pe_h + DR_h}{Load_h} \times 100 \tag{3.4}$$

$$DR_h = 1.15 Load_h - \sum_{i=1}^{n} DC_{i,h} + Pe_h$$

เมื่อ

$DC_{i,h}$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ *i* ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

$Load_h$ คือ ความต้องการไฟฟ้าของระบบในชั่วโมงที่ *h* (MW)

Pe_h คือ กำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากเหตุการณ์วิกฤตในชั่วโมงที่ *h* (MW)

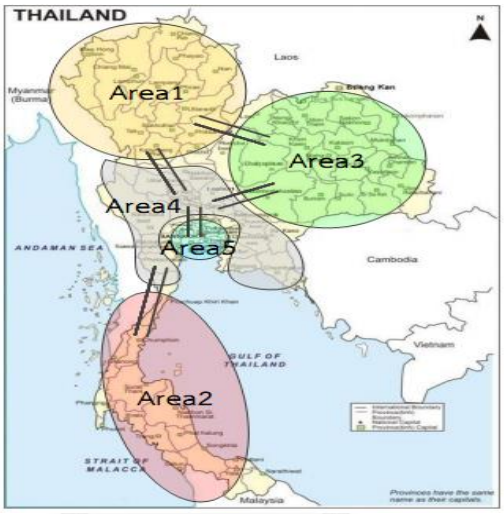
DR_h คือ ความต้องการไฟฟ้าที่สามารถลดได้จากการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในชั่วโมงที่ h (MW)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

n คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ (เครื่อง)

2) การคำนวณกำลังผลิตสำรองสำหรับการดำเนินการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าแต่ละภาคของประเทศไทย

สำหรับคำนวณกำลังผลิตสำรองสำหรับการดำเนินการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าในแต่ละภาคประเทศไทยจะใช้ตามสมการที่ (3.1) และพิจารณากำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้จากเหตุการณ์วิกฤติ (Pe) ,ความต้องการไฟฟ้าที่สามารถลดได้จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR) และกำลังผลิตไฟฟ้าที่ส่งผ่าน Tie Line (TL) โดยแสดงดังรูปที่ 3.1 ซึ่งเป็นตามสมการที่ (3.5)



รูปที่ 3.1 แผนที่แสดงการเชื่อมโยง Tie Line ระหว่างพื้นที่ [16]

$$15 < \frac{\sum_{i=1}^{n} DC_{i,h} - Load_h - Pe_h + DR_h \pm TL_h}{Load_h} \times 100 \qquad (3.5)$$

$$DR_h = 1.15 Load_h - \sum_{i=1}^{n} DC_{i,h} + Pe_h \pm TL_h$$

เมื่อ

$DC_{i,h}$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเครื่องที่ *i* ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

$Load_h$ คือ ความต้องการไฟฟ้าของระบบในชั่วโมงที่ *h* (MW)

Pe_h คือ กำลังผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากเหตุการณ์วิกฤตในชั่วโมงที่ *h* (MW)

DR_h คือ ความต้องการไฟฟ้าที่สามารถลดได้จากการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในชั่วโมงที่ *h* (MW)

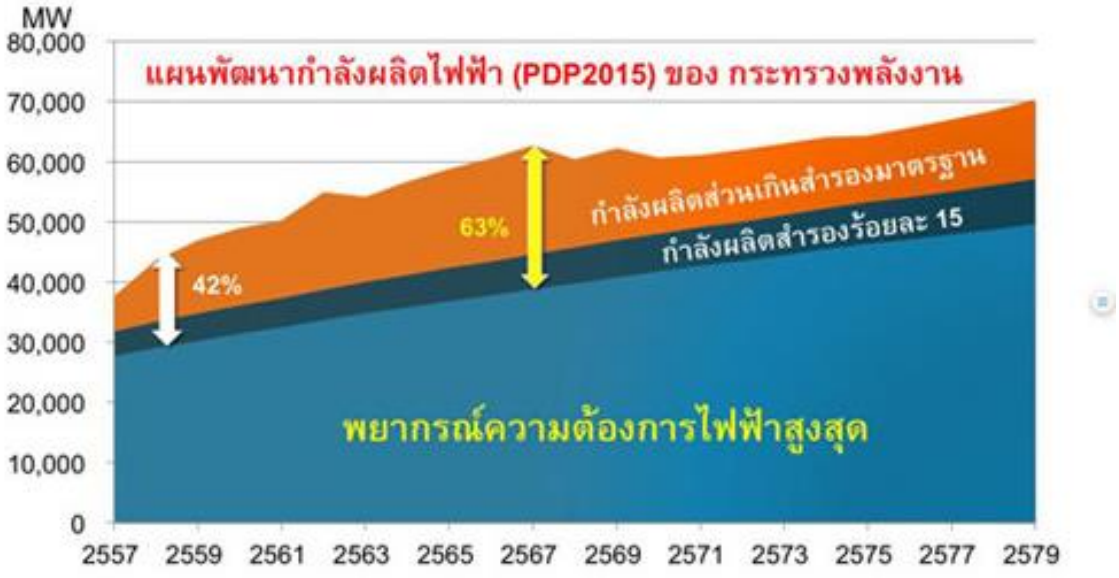
TL_h คือ กำลังผลิตไฟฟ้าที่ส่งผ่าน Tie Line ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

n คือ จำนวนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของระบบ (เครื่อง)

โดยการคำนวณในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาการเพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้าในแต่ละปีตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 และมีปรับเปลี่ยนแผนการสร้างโรงไฟฟ้าให้สามารถสร้างโรงไฟฟ้าและนำมาใช้ได้อย่างคุ้มค่าที่สุดเนื่องจากโรงไฟฟ้ามีอายุการใช้งานที่จำกัด และหลีกเลี่ยงการใช้โรงไฟฟ้าอย่างไม่คุ้มค่าซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

3.2 หลักการปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579

แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 นั้นได้มีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อให้กำลังผลิตสำรองมากกว่า 15% จนถึงปี 2579 อย่างไรก็ตามเมื่อนำข้อมูลกำลังผลิตติดตั้งจากแผนมีค่าสูงเกินกว่าความจำเป็นมากดังแสดงในรูปที่ 3.2 [17] ซึ่งในรูปแสดงถึงกำลังผลิตไฟฟ้าซึ่งมากเกินกว่าความต้องการไฟฟ้ารวมถึงกำลังผลิตสำรอง 15%



รูปที่ 3.2 กราฟแสดงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย [18]

ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงได้มีการปรับแก้แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพื่อใช้ในการหาประโยชน์ที่แท้จริงในการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าจากแผนที่มีการสร้างโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมและมีการใช้งานอย่างไม่คุ้มค่า

โดยในแต่ละปีในแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 จะกล่าวถึงช่วงเวลาที่โรงไฟฟ้าเข้ามา และ ปลดออก ดังนั้นผลรวมของกำลังผลิตพึ่งได้ในแต่ละปีจะเป็นไปตามสมการที่ (3.6)

$$TotalDC_h = OldDC_h + \sum_{i=1}^{n} DC_{i,h} - \sum_{i=1}^{n} Retire_{i,h} \quad (3.6)$$

เมื่อ

$TotalDC_h$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้โดยรวมในชั่วโมงที่ *h* (MW)

$OldDC_h$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้โดยรวมในชั่วโมงก่อนหน้า (MW)

$DC_{i,h}$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ของโรงไฟฟ้าที่จะเข้ามาก่อสร้างในชั่วโมงที่ *h* (MW)

$Retire_{i,h}$ คือ กำลังผลิตพึ่งได้ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ i ของโรงไฟฟ้าที่จะปลดออก ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

สำหรับการนำเข้าโรงไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีการพิจารณาให้มีการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นออกไปสร้างในปีที่จำเป็นโดยให้เลื่อนโรงไฟฟ้าที่มีมูลค่าการก่อสร้างสูงที่สุดก่อนเป็นลำดับแรก และพิจารณาโรงไฟฟ้าที่มีค่าก่อสร้างต่ำกว่าลงมาเป็นลำดับโดยกำหนดให้มีกำลังไฟฟ้าสำรองมากกว่า 15% ตลอดทั้งปี ซึ่งค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ($InvCost_i$) จะคิดจากกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าและต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า (บาทต่อเมกะวัตต์) ของโรงไฟฟ้าประเภทนั้นดังสมการที่ (3.7) [19]

$$InvCost_i = C_i \times K_i \quad (3.7)$$

เมื่อ

$InvCost_i$ คือ ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าเครื่องที่ *i* (บาท)

C_i คือ Installed Capacity หรือกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ *i* (MW)

K_i คือ ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าต่อเมกะวัตต์ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ *i* (บาทต่อ MW)

หลังจากได้ค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่จะติดตั้งในปีนั้นจะนำมาเรียงลำดับค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากสูงที่สุดไปยังราคาต่ำที่สุดดังนี้

โรงไฟฟ้า	**กำลังผลิตพึ่งได้ (MW)**	**ค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)**
Gen_1	DC_1	$InvCost_1$
Gen_2	DC_2	$InvCost_2$
Gen_3	DC_3	$InvCost_3$
⋮	⋮	⋮
Gen_n	DC_n	$InvCost_n$

โดยที่ $InvCost_1 > InvCost_2 > InvCost_3 > ... > InvCost_n$ เป็นข้อกำกัด

หลังจากจัดลำดับเรียบร้อยแล้วจะพิจารณาการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นออกโดยให้มีกำลังผลิตพึ่งได้มากกว่าความต้องการไฟฟ้ารวมกับกำลังผลิตสำรอง 15% ตลอดทั้งปี ดังนั้นจึงมีข้อจำกัดและ สมการดังสมการที่ (3.8)

Constraint (Reserve Margin > 15%)

$$TotalNewDC_h - Pe_h > (1+RM) \times Load_h$$
$$TotalNewDC_h > (1+0.15) \times Load_h + Pe_h$$
$$TotalNewDC_h > (1.15) \times Load_h + Pe_h \quad (3.8)$$

กำหนดให้เริ่มต้น

$$TotalNewDC_h = TotalDC_h$$

เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (คิดทุกๆชั่วโมงใน 1 ปี)

$$TotalNewDC_h = TotalNewDC_h - DC_{1,h}$$ (ตรวจสอบข้อจำกัด)

กรณีที่ Reserve Margin มากกว่า 15% ตลอดทั้งปี จะพิจารณาให้เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าออกไป 1 ปี ดังนั้นจะได้กำลังผลิตพึ่งได้ดังนี้

$$TotalNewDC_h = TotalNewDC_h - DC_{1,h}$$

กรณีที่ Reserve Margin น้อยกว่า 15% จะพิจารณาสร้างโรงไฟฟ้าในปีนั้น (Dependable Capacity เท่าเดิม)

$$TotalNewDC_h = TotalNewDC_h$$

ทำซ้ำกับโรงไฟฟ้าโรงอื่นที่จะสร้างทุกๆโรง (ถึงโรงที่ n) จะได้แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเมื่อ

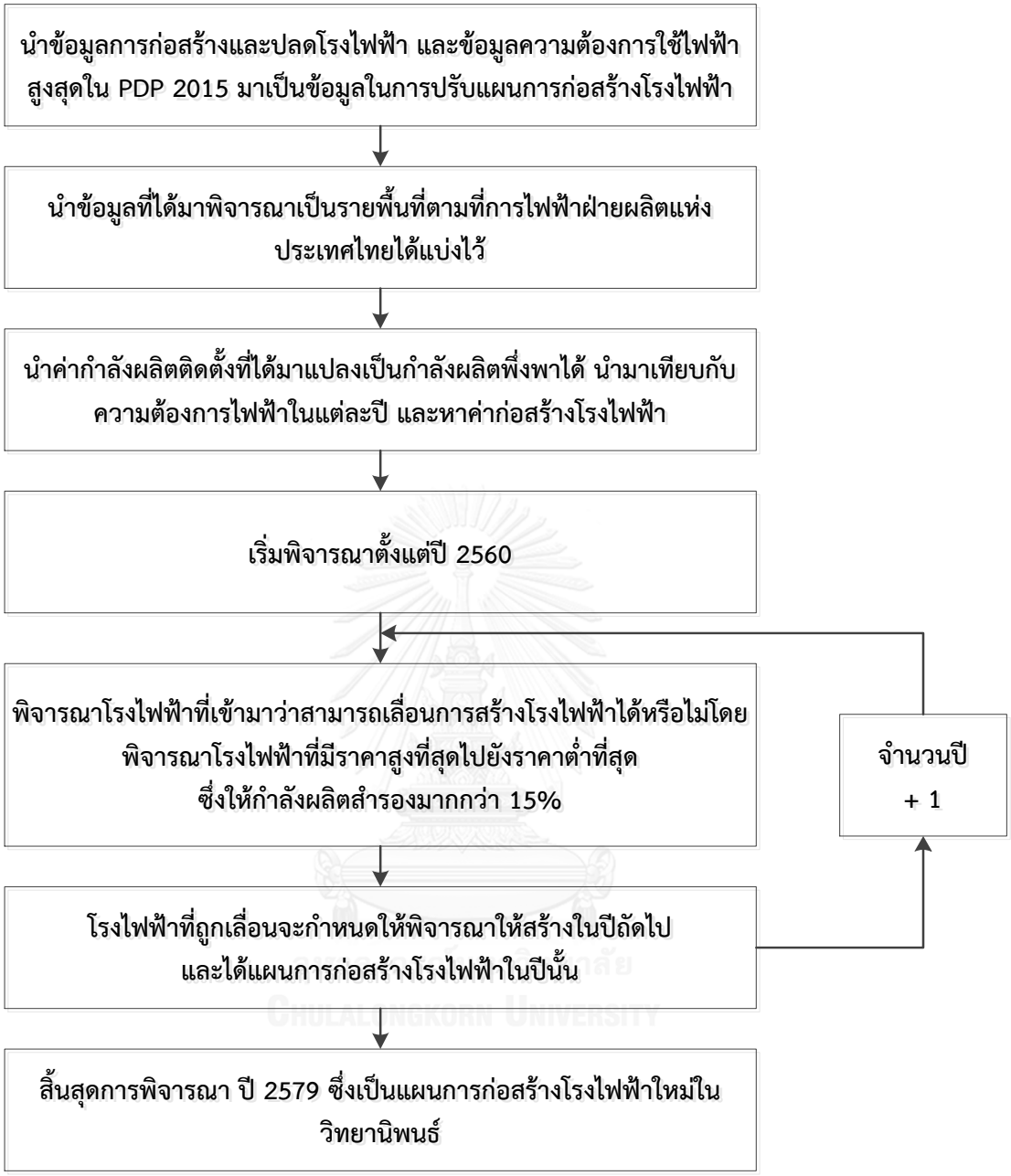
$TotalNewDC_h$ คือ กำลังผลิตพึ่งพาได้ใหม่ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

Pe_h คือ กำลังผลิตที่ลดลงจากเหตุการณ์วิกฤตในชั่วโมงที่ *h* (MW)

$TotalDC_h$ คือ กำลังผลิตพึ่งพาได้หลังจากนำเข้าโรงไฟฟ้าตามแผน PDP ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

$DC_{1,h}$ คือ กำลังผลิตพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ 1 ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

สำหรับหลักการปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งตามภาคต่างๆในประเทศไทย ได้แก่ ภาคใต้,ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ, ภาคเหนือ ภาคกลาง (รวมถึงภาคตะวันออกและภาคตะวันตก) และเขตนครหลวง ซึ่งปรับให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอย่างน้อย 15% และเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นไปสร้างในปีที่จำเป็นต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยมีขั้นตอนการปรับแผนดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 ขั้นตอนการปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

ขั้นตอนการปรับแผนการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ จากรูปที่ 3.3 เป็นดังนี้

1) นำข้อมูลการก่อสร้างและปลดโรงไฟฟ้า และข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 มาเป็นข้อมูลในการปรับแผนการ

ก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยในแผนมีกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า และการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปี

2) นำข้อมูลที่ได้มานำข้อมูลที่ได้มาพิจารณาเป็นรายพื้นที่ตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้แบ่งไว้ ได้แก่ ภาคใต้,ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ, ภาคเหนือ ภาคกลาง (รวมถึงภาคตะวันออกและภาคตะวันตก) และเขตนครหลวง

3) นำค่ากำลังผลิตติดตั้งมาหากำลังผลิตพึ่งพาได้ โดยใช้ค่า Dependable Factor ของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทมาใช้ นำค่ากำลังผลิตพึ่งพาได้มาเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในแต่ละปี และหาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าโดยใช้ค่ากำลังผลิตติดตั้ง และต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท (ล้านบาทต่อ MW)

4) เริ่มพิจารณาการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2560 จนถึง ปี พ.ศ. 2579 ซึ่งเป็นปีสุดท้ายที่แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 ได้กล่าวไว้

พิจารณาโรงไฟฟ้าที่เข้ามาว่าสามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้หรือไม่โดยพิจารณาโรงไฟฟ้าที่มีราคาสูงที่สุดไปยังราคาค่ำที่สุด ซึ่งให้กำลังผลิตสำรองมากกว่า 15%

5) โรงไฟฟ้าที่ถูกเลื่อนจะกำหนดให้พิจารณาให้สร้างในปีถัดไป และได้แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปีนั้น

6) สิ้นสุดการพิจารณา ปี 2579 ซึ่งเป็นแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในวิทยานิพนธ์

สำหรับการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจะแสดงตัวอย่างของข้อมูลดังนี้

กำหนดให้ ในปี 2562 มีแผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ABC ดังตารางที่ 3-1 และให้มีการนำเข้าโรงไฟฟ้าในวันที่ 1 มกราคมในปีนั้น โดยพยากรณ์ว่ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้น 2,000 MW และ มีกำลังผลิตพึ่งพาได้ 2,100 MW เพื่อหาการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ในปี 2562

ตารางที่ 3-1 แผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ABC ในปี 2562

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตพึ่งได้ (MW)	ค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)
A	120	30,000
B	50	14,000
C	50	15,000
D	60	18,000
E	30	12,000

จากแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในตารางที่ 3-1 จะนำมาเรียงลำดับใหม่ให้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากราคาสูงที่สุดไปยังแพงที่สุดเพื่อพิจารณาโรงไฟฟ้าที่ราคาสูงที่สุดก่อนเป็นลำดับแรก แสดงดังตารางที่ 3-2

ตารางที่ 3-2 แผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ABC ในปี 2562 ที่เรียงลำดับแล้ว

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตพึ่งได้ (MW)	ค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)
A	120	30,000
D	60	18,000
C	50	15,000
B	50	14,000
E	30	12,000

จากข้อมูลข้างต้นมีกำลังผลิตพึ่งพาได้ 2,100 MW และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 2,000 MW ดังนั้นจะความต้องการไฟฟ้ารวมกับกำลังผลิตสำรอง 15% มีค่าเป็น 2,000 x 1.15 = 2,300 MW

โดยมีกำลังผลิตพึ่งพาได้โดยรวมที่เพิ่มเข้ามาจากโรงไฟฟ้า A, B, C ,D, E เป็นจำนวน 120 + 60 + 50 + 50 + 30 = 310 MW

ทำให้มีกำลังผลิตพึ่งพาได้โดยรวม = 2,100 + 310 = 2,410 MW

กำลังผลิตที่เกินความจำเป็น = 2,410 – 2,300 = 110 MW

โดยเมื่อพิจารณาการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าตามลำดับพบว่า โรงไฟฟ้า A ไม่สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้ เนื่องจากมีค่ามากกว่ากำลังผลิตที่เกินความจำเป็น (120MW > 110MW)

โรงไฟฟ้า D สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้ทำให้มีกำลังผลิตเกินความจำเป็นเท่ากับ 110 – 60 = 50 MW

โรงไฟฟ้า C สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้ทำให้มีกำลังผลิตเกินความจำเป็นเท่ากับ 50 – 50 = 0 MW

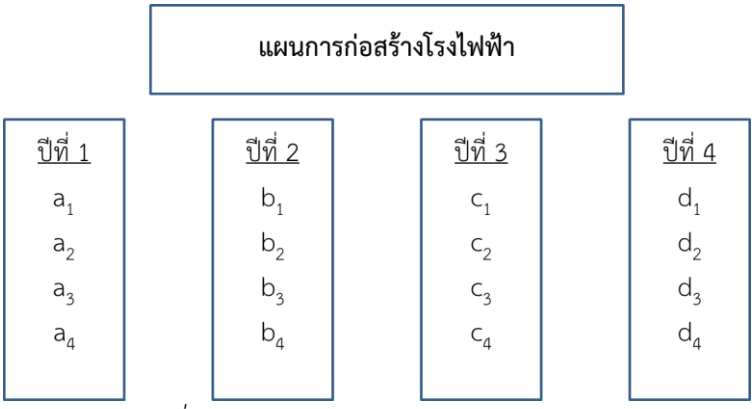
โรงไฟฟ้า B ไม่สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้ เนื่องจากมีค่ามากกว่ากำลังผลิตที่เกินความจำเป็น (50MW > 0 MW)

โรงไฟฟ้า E ไม่สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้ เนื่องจากมีค่ามากกว่ากำลังผลิตที่เกินความจำเป็น (30MW > 0 MW)

ดังนั้นในปี 2562 โรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างคือ โรงไฟฟ้า A, B และ E และโรงไฟฟ้าที่สามารถเลื่อนได้คือโรงไฟฟ้า C และ D ซึ่งจะนำไปพิจารณาให้สร้างในปีถัดไปแต่ต้องตรวจสอบความจำเป็นในการติดตั้งเหมือนในปี 2562

สำหรับตัวอย่างเพิ่มเติมในกรณีที่พิจารณาการสร้างโรงไฟฟ้ามากกว่า 1 ปี จะแสดงดังนี้

สมมติให้พิจารณาการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าเป็นเวลา 4 ปี โดยปีที่ 1 มีโรงไฟฟ้าที่จะเข้ามาคือ โรง a_1, a_2, a_3, a_4 ปีที่ 2 มีโรงไฟฟ้าที่จะเข้ามาคือ โรง b_1, b_2, b_3, b_4 ปีที่ 3 มีโรงไฟฟ้าที่จะเข้ามาคือ โรง c_1, c_2, c_3, c_4 ปีที่ 4 มีโรงไฟฟ้าที่จะเข้ามาคือ โรง d_1, d_2, d_3, d_4 ซึ่งแสดงดังรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 ตัวอย่างแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

เมื่อพิจารณาการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 1 มีโรงไฟฟ้าที่จะเข้าคือ a_1, a_2, a_3, a_4 (กำลังผลิตพึ่งได้เท่ากับ a_1, a_2, a_3, a_4) โดยมีขั้นตอนการตรวจสอบการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าปีที่ 1 ดังนี้ (TotalDC = กำลังผลิตพึ่งได้โดยรวมกรณีที่สร้างโรงไฟฟ้าทุกโรงที่สร้างในปีที่ 1)

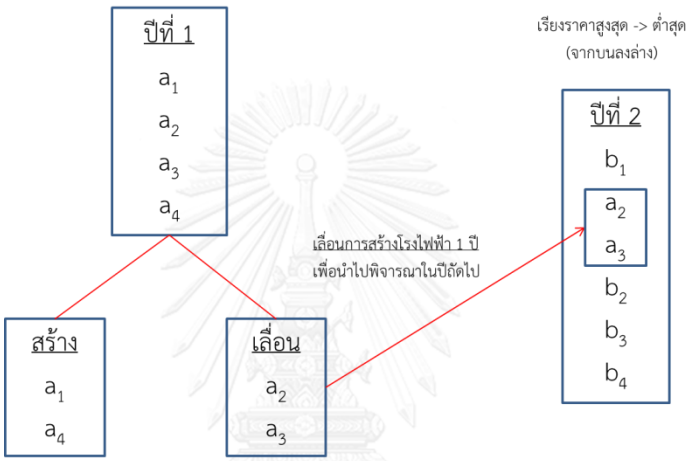
a_1 : TotalDC – a_1 -> Reserve Margin < 15% สร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 1

a_2 : TotalDC – a_2 -> Reserve Margin >15% เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 1 ปี

a_3 : TotalDC – a_2 – a_3 -> Reserve Margin >15% เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 1 ปี

a_4 : TotalDC – a_2 – a_3 – a_4 -> Reserve Margin <15% สร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 1

มีแผนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ตัวอย่างการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 1

เมื่อพิจารณาการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 2 มีโรงไฟฟ้าที่จะเข้าคือ $b_1, a_2, a_3, b_2, b_3, b_4$ (กำลังผลิตพึ่งได้เท่ากับ $b_1, a_2, a_3, b_2, b_3, b_4$) โดยมีขั้นตอนการตรวจสอบการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าปีที่ 2 ดังนี้ (TotalDC = กำลังผลิตพึ่งได้โดยรวมกรณีที่สร้างโรงไฟฟ้าทุกโรงที่สร้างในปีที่ 2)

b_1 : TotalDC – b_1 -> Reserve Margin < 15% สร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 2

a_2 : TotalDC – a_2 -> Reserve Margin < 15% สร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 2

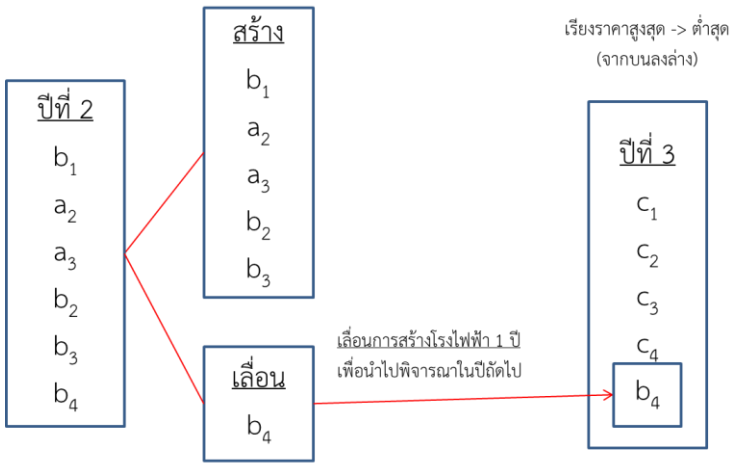
a_3 : TotalDC – a_3 -> Reserve Margin < 15% สร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 2

b_2 : TotalDC – b_2 -> Reserve Margin < 15% สร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 2

b_3 : TotalDC – b_3 -> Reserve Margin < 15% สร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 2

b_4 : TotalDC – b_4 -> Reserve Margin >15% เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 2

มีแผนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 3.6



รูปที่ 3.6 ตัวอย่างการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 2

เมื่อพิจารณาการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 3 มีโรงไฟฟ้าที่จะเข้าคือ c_1 , c_2, c_3, c_4, b_4 (กำลังผลิตพึ่งได้เท่ากับ c_1 , c_2, c_3, c_4, b_4) โดยมีขั้นตอนการตรวจสอบการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าปีที่ 3 ดังนี้ (TotalDC = กำลังผลิตพึ่งได้โดยรวมกรณีที่สร้างโรงไฟฟ้าทุกโรงที่สร้างในปีที่ 3)

c_1 : TotalDC – c_1 -> Reserve Margin > 15% เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 3

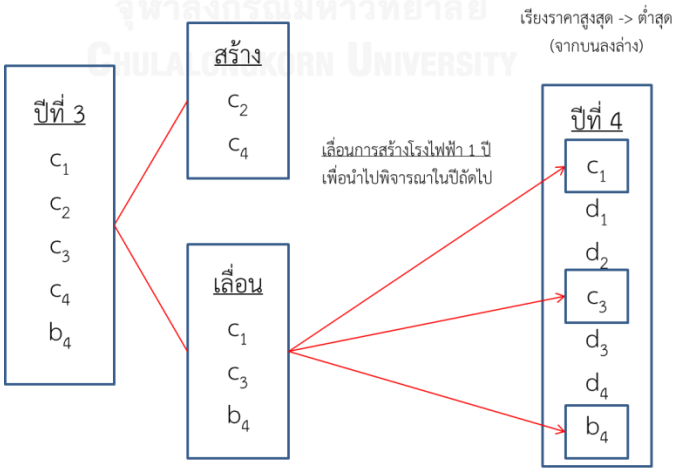
c_2 : TotalDC – c_2 -> Reserve Margin < 15% สร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 3

c_3 : TotalDC – c_3 -> Reserve Margin > 15% เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 3

c_4 : TotalDC – c_4 -> Reserve Margin <15% สร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 3

b_4 : TotalDC – b_4 -> Reserve Margin >15% เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 3

มีแผนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 ตัวอย่างการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 3

และการพิจารณาการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ 4 จะพิจารณาตามหลักการที่ได้ใช้ในปีที่ผ่านๆมา

ในหัวข้อถัดมาจะกล่าวถึงการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในกรณีที่มีการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าหลังจากได้ปรับการสร้างโรงไฟฟ้าจากแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

3.3 หลักการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในกรณีที่มีการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

สำหรับการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในกรณีที่มีการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้านั้นจะใช้หลักการที่ใกล้เคียงกับหลักการปรับแผนก่อนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในหัวข้อก่อนหน้า โดยจะมีการกำหนดเป้าหมายของการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target) เพิ่มเติม เช่น 5%, 10% และ 15% เป็นต้น ซึ่งจะนำแผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าที่ปรับแล้วมาพิจารณาอีกครั้ง เพื่อวิเคราะห์ผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าที่แท้จริงจากการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

โดยข้อมูลค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่จะติดตั้งในปีนั้นจะนำมาเรียงลำดับค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากสูงที่สุดไปยังราคาต่ำที่สุดดังนี้

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตพึ่งได้ (MW)	ค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)
Gen_1	DC_1	$InvCost_1$
Gen_2	DC_2	$InvCost_2$
Gen_3	DC_3	$InvCost_3$
⋮	⋮	⋮
Gen_n	DC_n	$InvCost_n$

โดยที่ $InvCost_1 > InvCost_2 > InvCost_3 > ... > InvCost_n$ เป็นข้อกำกัด

หลังจากจัดลำดับเรียบร้อยแล้วจะพิจารณาการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นออกโดยให้มีกำลังผลิตพึ่งได้มากกว่าความต้องการไฟฟ้ารวมกับกำลังผลิตสำรอง 15% ตลอดทั้งปี และพิจารณาเป้าหมายของการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มเติม (เป็นการลดการใช้ไฟฟ้า) ดังนั้นจึงมีข้อจำกัดและ สมการดังสมการที่ (3.9)

Constraint (Reserve Margin > 15%)

$$TotalNewDC_h - Pe_h > (1 + RM) \times (1 - TargetDR) \times Load_h \quad (3.9)$$

$$TotalNewDC_h - Pe_h > (1 + 0.15) \times (1 - TargetDR) \times Load_h$$

$$TotalNewDC_h - Pe_h > (1.15) \times (1 - TargetDR) \times Load_h$$

กำหนดให้เริ่มต้น

$$TotalNewDC_h = TotalDC_h$$

เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (คิดทุกๆชั่วโมงใน 1 ปี)

$$TotalNewDC_h = TotalNewDC_h - DC_{1,h} \quad \text{(ตรวจสอบข้อจำกัด)}$$

กรณีที่ Reserve Margin มากกว่า 15% ตลอดทั้งปี จะพิจารณาให้เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าออกไป 1 ปี ดังนั้นจะได้กำลังผลิตพึ่งได้ดังนี้

$$TotalNewDC_h = TotalNewDC_h - DC_{1,h}$$

กรณีที่ Reserve Margin น้อยกว่า 15% จะพิจารณาสร้างโรงไฟฟ้าในปีนั้น (Dependable Capacity เท่าเดิม)

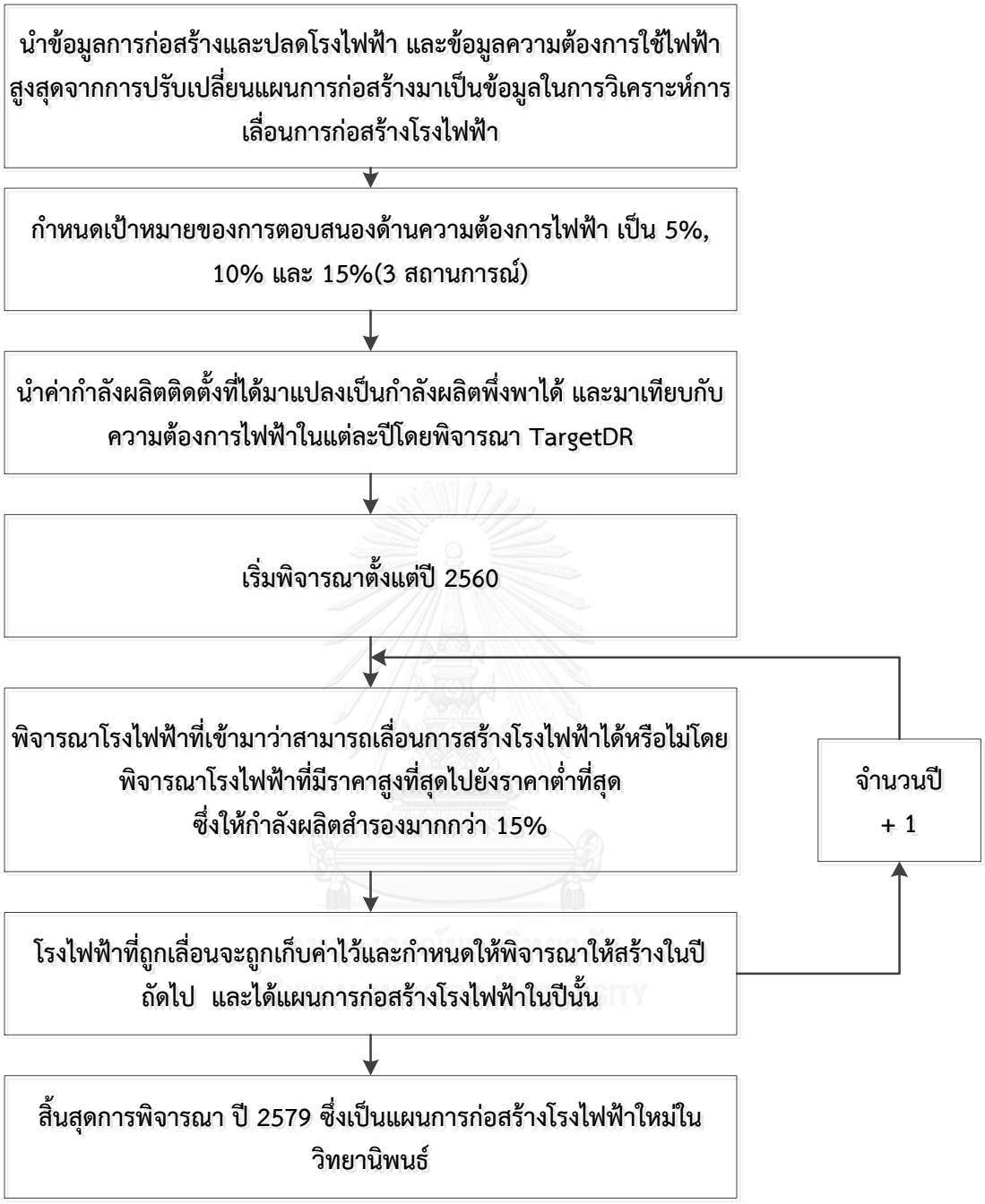
$$TotalNewDC_h = TotalNewDC_h$$

ทำซ้ำกับโรงไฟฟ้าโรงอื่นที่จะสร้างทุกๆโรง (ถึงโรงที่ n) จะได้แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ที่มีการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

เมื่อ

$TotalNewDC_h$	คือ กำลังผลิตพึ่งพาได้ใหม่ในชั่วโมงที่ *h* (MW)
Pe_h	คือ กำลังผลิตที่ลดลงจากเหตุการณ์วิกฤตในชั่วโมงที่ *h* (MW)
$TotalDC_h$	คือ กำลังผลิตพึ่งพาได้หลังจากนำเข้าโรงไฟฟ้าตามแผนที่ปรับแล้วในชั่วโมงที่ *h* (MW)
$DC_{1,h}$	คือ กำลังผลิตพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ 1 ในชั่วโมงที่ *h* (MW)
$TargetDR$	คือ กำลังผลิตพึ่งพาได้ของโรงไฟฟ้าเครื่องที่ 1 ในชั่วโมงที่ *h* (MW)

สำหรับเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในกรณีที่มีการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะแบ่งตามภาคต่างๆในประเทศไทย ได้แก่ ภาคใต้,ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ, ภาคเหนือ ภาคกลาง (รวมถึงภาคตะวันออกและภาคตะวันตก) และเขตนครหลวง ซึ่งปรับให้มีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอย่างน้อย 15% โดยพิจารณาถึงเป้าหมายของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าและเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นไปสร้างในปีที่จำเป็นต้องก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยมีขั้นตอนการปรับแผนดังรูปที่ 3.8



รูปที่ 3.8 ขั้นตอนการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

ขั้นตอนการปรับแผนการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ จากรูปที่ 3.3 เป็นดังนี้

1) นำข้อมูลการก่อสร้างและปลดโรงไฟฟ้า และข้อมูลความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจากแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ได้ปรับเปลี่ยนจากแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 มาเป็นข้อมูลในการวิเคราะห์การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

2) กำหนดเป้าหมายของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า เป็น 5%, 10% และ 15% ซึ่งจะมีทั้งหมด 3 สถานการณ์

3) นำค่ากำลังผลิตติดตั้งมาหากำลังผลิตพึ่งพาได้ นำค่ากำลังผลิตพึ่งพาได้มาเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในแต่ละปีโดยพิจารณาเป้าหมายของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเพิ่มเติม

4) เริ่มพิจารณาการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2560 จนถึง ปี พ.ศ. 2579 ซึ่งเป็นปีสุดท้ายที่แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 ได้กล่าวไว้

5) พิจารณาโรงไฟฟ้าที่เข้ามาว่าสามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้หรือไม่โดยพิจารณาโรงไฟฟ้าที่มีราคาสูงที่สุดไปยังราคาค่ำที่สุด ซึ่งให้กำลังผลิตสำรองมากกว่า 15%

6) โรงไฟฟ้าที่ถูกเลื่อนจะถูกเก็บค่าไว้เพื่อใช้คำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ และกำหนดให้พิจารณาให้สร้างในปีถัดไป และได้แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปีนั้น

7) สิ้นสุดการพิจารณา ปี 2579 ซึ่งเป็นแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในวิทยานิพนธ์

สำหรับการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าจะแสดงตัวอย่างของข้อมูลโดยพิจารณาเพิ่มเติมจากตัวอย่างก่อนหน้าดังนี้

กำหนดให้ ในปี 2562 มีแผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ABC ดังตารางที่ 3-3 (สร้างโรงไฟฟ้า A,D และ E /เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า C และ D) และให้มีการนำเข้าโรงไฟฟ้าในวันที่ 1 มกราคมในปีนั้น โดยพยากรณ์ว่ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในปีนั้น 2,000 MW และ มีกำลังผลิตพึ่งพาได้ 2,100 MW เพื่อหาการเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ในปี 2562 โดยกำหนดให้เป้าหมายการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10%

ตารางที่ 3-3 แผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ABC ในปี 2562 ที่เรียงลำดับแล้ว

โรงไฟฟ้า	กำลังผลิตพึ่งได้ (MW)	ค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)
A	120	30,000
B	50	14,000
E	30	12,000

จากข้อมูลข้างต้นมีกำลังผลิตพึ่งพาได้ 2,100 MW มีแผนการนำเข้าโรงไฟฟ้าในพื้นที่ ABC ดังตารางที่ 3-2 และมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด 2,000 MW ดังนั้นจะความต้องการไฟฟ้ารวมกับกำลังผลิตสำรอง 15% มีค่าเป็น 2,000 x 1.15 = 2,300 MW และเมื่อคิดเป้าหมายการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% จะได้ความต้องการไฟฟ้ามีค่าเป็น 2,300 x (1-0.05) = 2,185 MW

โดยมีกำลังผลิตพึ่งพาได้โดยรวมที่เพิ่มเข้ามาจากโรงไฟฟ้า A, D และ E เป็นจำนวน 120 + 50 + 30 = 200 MW

ทำให้มีกำลังผลิตพึ่งพาได้โดยรวม = 2,100 + 200 = 2,300 MW

กำลังผลิตที่เกินความจำเป็น = 2,300 – 2,185 = 115 MW

โดยเมื่อพิจารณาการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าตามลำดับพบว่า โรงไฟฟ้า A ไม่สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้ เนื่องจากมีค่ามากกว่ากำลังผลิตที่เกินความจำเป็น (120MW > 115MW)

โรงไฟฟ้า B สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้ทำให้มีกำลังผลิตเกินความจำเป็นเท่ากับ 115 – 50 = 65 MW

โรงไฟฟ้า E สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้ทำให้มีกำลังผลิตเกินความจำเป็นเท่ากับ 65 – 30 = 35 MW

ดังนั้นในปี 2562 โรงไฟฟ้าที่ต้องสร้างคือ โรงไฟฟ้า A และโรงไฟฟ้าที่สามารถเลื่อนได้คือโรงไฟฟ้า B และ E ซึ่งจะนำไปพิจารณาให้สร้างในปีถัดไปแต่ต้องตรวจสอบความจำเป็นในการติดตั้งเหมือนในปี 2562 ซึ่งการเลื่อนโรงไฟฟ้านั้นมีประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งจะต้องนำมาคำนวณต่อไป

ในหัวข้อถัดมาจะกล่าวถึงมูลค่าของเงินที่เปลี่ยนไปทางเศรษฐศาสตร์ซึ่งเป็นพื้นฐานในการคำนวณประโยชน์จากการการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าต่อไป

3.4 มูลค่าของเงินที่เปลี่ยนไปทางเศรษฐศาสตร์

ในอนาคตมูลค่าของเงินจะมีค่าเปลี่ยนแปลงไป ตามกาลเวลาจากอัตราเงินเฟ้อในโลก และในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีการวิเคราะห์ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าซึ่งพิจารณาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2560 – 2579 ซึ่งจะเห็นว่ามีการพิจารณาปีในอนาคตซึ่งทำให้ต้องคิดมูลค่าของเงินที่เปลี่ยนไป

สำหรับการวิเคราะห์มูลค่าอนาคต (Future Value : FV) จะคิดจากค่ามูลค่าปัจจุบัน (Present Value : PV), ค่าอัตราส่วนลด (Discount Rate : r) และจำนวนครั้งของการทบต้น (Compounding Periods : n) ซึ่งเป็นไปตามสมการที่ (3.10) [20]

$$FV = PV \times (1+r)^n$$

$$PV = \frac{FV}{(1+r)^n} \qquad (3.10)$$

เมื่อ

FV คือ Future Value หรือมูลค่าอนาคต (บาท)

PV คือ Present Value หรือมูลค่าปัจจุบัน (บาท)

r คือ Discount Rate หรืออัตราส่วนลด (% ต่อปี)

n คือ Compounding Periods หรือจำนวนครั้งของการทบต้น (ครั้ง)

สำหรับตัวอย่างการคำนวณเป็นดังนี้

กำหนดให้ มีเงินจำนวน 1,000,000 บาท ซึ่งเป็นมูลค่าปัจจุบัน และมีกำไรจากการดำเนินกิจการที่ 5% ต่อปี ในอีก 2 ปีข้างหน้าเงินจะมีมูลค่าเท่าไร

มูลค่าของเงินในอนาคต = $FV = PV \times (1+r)^n$

$$FV = 1{,}000{,}000 \times (1+0.05)^2$$

$$FV = 1{,}000{,}000 \times (1.05)^2$$

$$FV = 1{,}102{,}500$$

ดังนั้นจะได้มูลค่าของเงินในอนาคตเท่ากับ 1,102,500 บาท

กำหนดให้ อีก 2 ปีข้างหน้าจะได้รับเงินจากกิจการจำนวน 1,000,000 บาท และมีกำไรจากการดำเนินกิจการที่ 5% ต่อปี มูลค่าเงินในปัจจุบันจะมีมูลค่าเท่าไร

มูลค่าของเงินในอนาคต = $PV = \frac{FV}{(1+r)^n}$

$$PV = \frac{1,000,000}{(1+0.05)^2}$$

$$PV = \frac{1,000,000}{(1.05)^2}$$

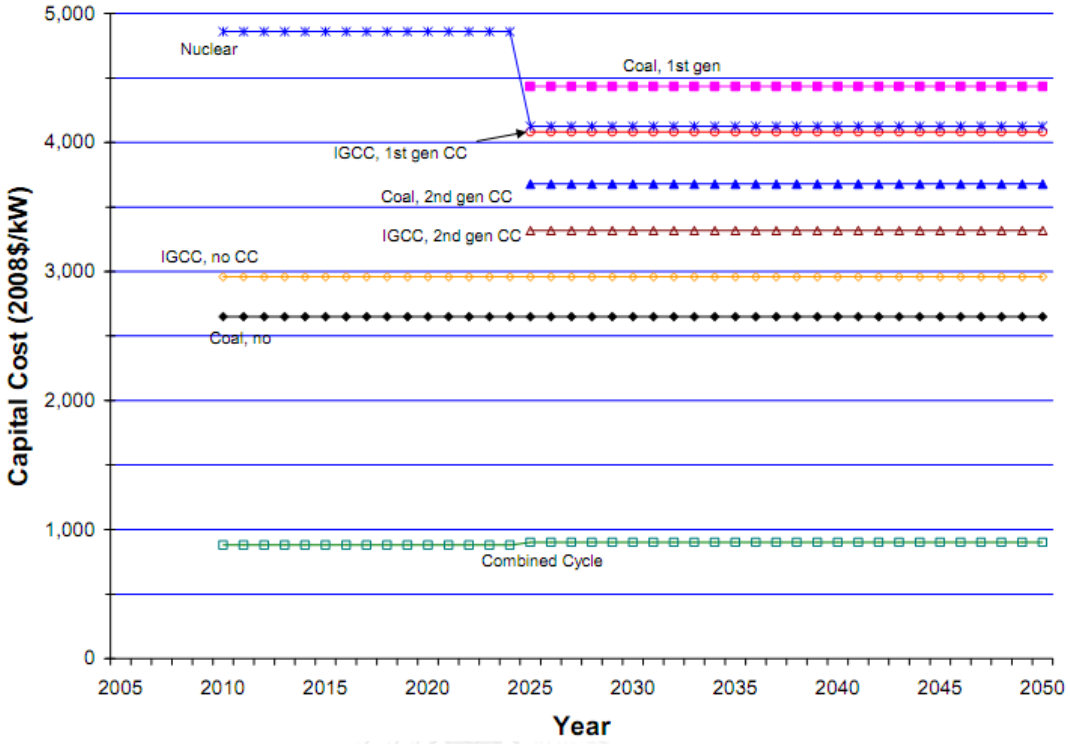
$$PV = 907,029.48$$

ดังนั้นจะได้มูลค่าของเงินในอนาคตเท่ากับ 907,029.48 บาท

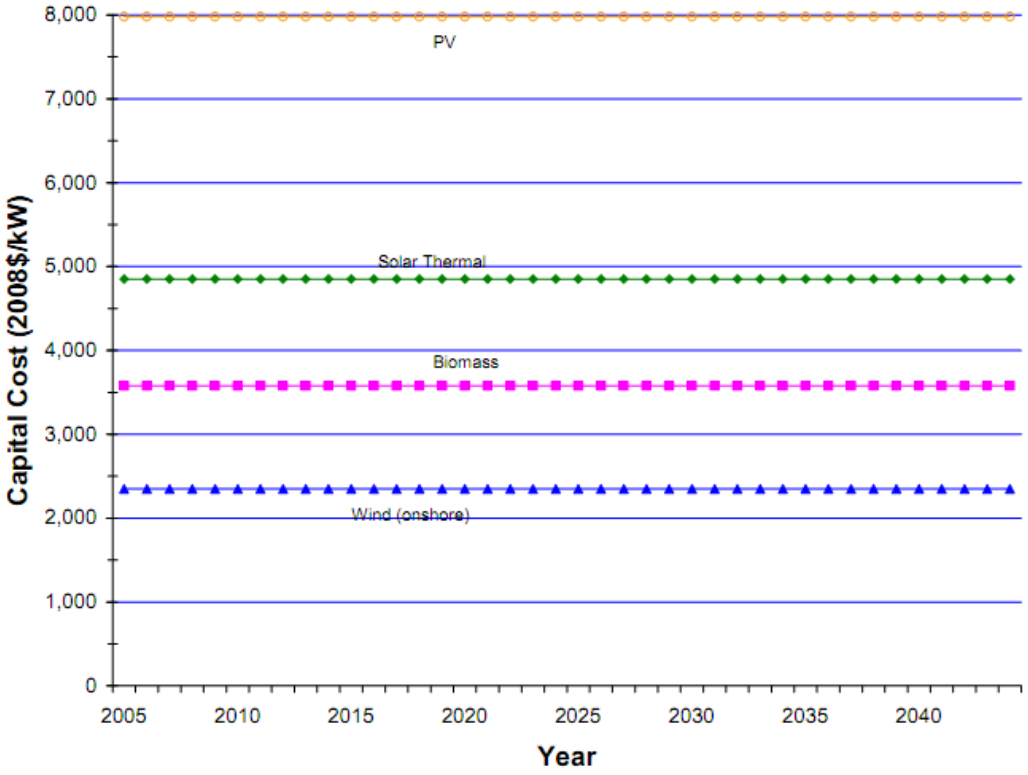
โดยมูลค่าของเงินที่เปลี่ยนไปนั้นจะเป็นพื้นฐานในการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าซึ่งจะกล่าวในบทถัดไป

3.5 การคำนวณผลประโยชน์จากจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าทางเศรษฐศาสตร์

การเลื่อนการก่อสร้างโรงไฟฟ้ามีประโยชน์ในกรณีที่มีการสร้างโรงไฟฟ้าที่ไม่จำเป็นและไม่สามารถใช้ได้อย่างคุ้มค่า นอกจากนี้ถ้ามีการดำเนินการตอบสนองด้านความการไฟฟ้าจะสามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้ โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะกำหนดให้ในปีที่พิจารณา เมื่อมีการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าจะกำหนดให้เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า 1 ปี ซึ่งสามารถเลื่อนเวลาการกู้ยืมเงินที่ใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าทำให้สามารถลดการจ่ายดอกเบี้ยเงินกู้ 1 ปี นอกจากนี้จากราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตมีแนวโน้มคงที่หรือลดลงจากการศึกษาของ NREL ซึ่งแสดงดังรูปที่ 3.9 และ 3.10 [21]



รูปที่ 3.9 แนวโน้มราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (1)



รูปที่ 3.10 แนวโน้มราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (2)

โดยราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตจะขึ้นกับดัชนีค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าดังสมการที่ (3.11)

$$FutureInvCost = PresentInvCost \times (PCCI)^{n} \quad (3.11)$$

เมื่อ

$FutureInvCost$ คือ Future Investment Cost หรือราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคต (บาท)

$PresentInvCost$ คือ Present Investment Cost หรือราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปัจจุบัน (บาท)

$PCCI$ คือ Power Plant Capacity Cost Index หรือ ดัชนีค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (เท่าต่อปี)

n คือ จำนวนปีในอนาคต (ปี)

ซึ่งจากการตรวจสอบตามรูปที่ 3.5 และ 3.6 พบว่าค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้ามีแนวโน้มคงที่ในอนาคตดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงกำหนดให้ $PCCI$ มีค่าเป็น 1 ซึ่งจะทำให้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าเท่าเดิมตลอดทั้งปี ($FutureInvCost = PresentInvCost$)

สำหรับผลประโยชน์จากการสร้างโรงไฟฟ้า ($Benefit$) จะคำนวณจากเงินที่ได้จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าโดยจะขึ้นกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ($LoanRate$), ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า ($InvCost_i$) และ อัตราส่วนลด (r : Discount rate) ดังสมการที่ 3.12

$$Benefit = LoanRate \times \sum_{i=1}^{n} InvCost_i \quad (3.12)$$

เมื่อ

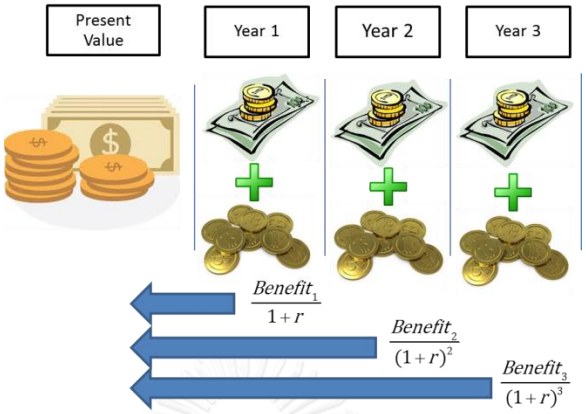
$Benefit$ คือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (บาท)

$LoanRate$ คือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากธนาคาร (% ต่อปี)

$InvCost_i$ คือ ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าที่เลื่อนการสร้างโรงที่ i (บาท)

n คือ จำนวนโรงไฟฟ้าที่เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (โรง)

ซึ่งวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะมีการคำนวณผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2560 ถึง ปี 2579 ซึ่งมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนโรงไฟฟ้าหลายๆปี รวมกัน ดังรูปที่ 3.11 ดังนั้นจึงใช้แนวคิดมูลค่าของเงินที่เปลี่ยนไปมาคิดเพิ่มเติม



รูปที่ 3.11 การแปลงผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์เป็นมูลค่าปัจจุบัน

จากรูปที่ 3.7 แสดงถึงการรวมผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในแต่ละปี เป็นมูลค่าปัจจุบันซึ่งสามารถแสดงผลประโยชน์โดยรวมทางเศรษฐศาสตร์ (Total Benefit) ได้ดังสมการที่ (3.13)

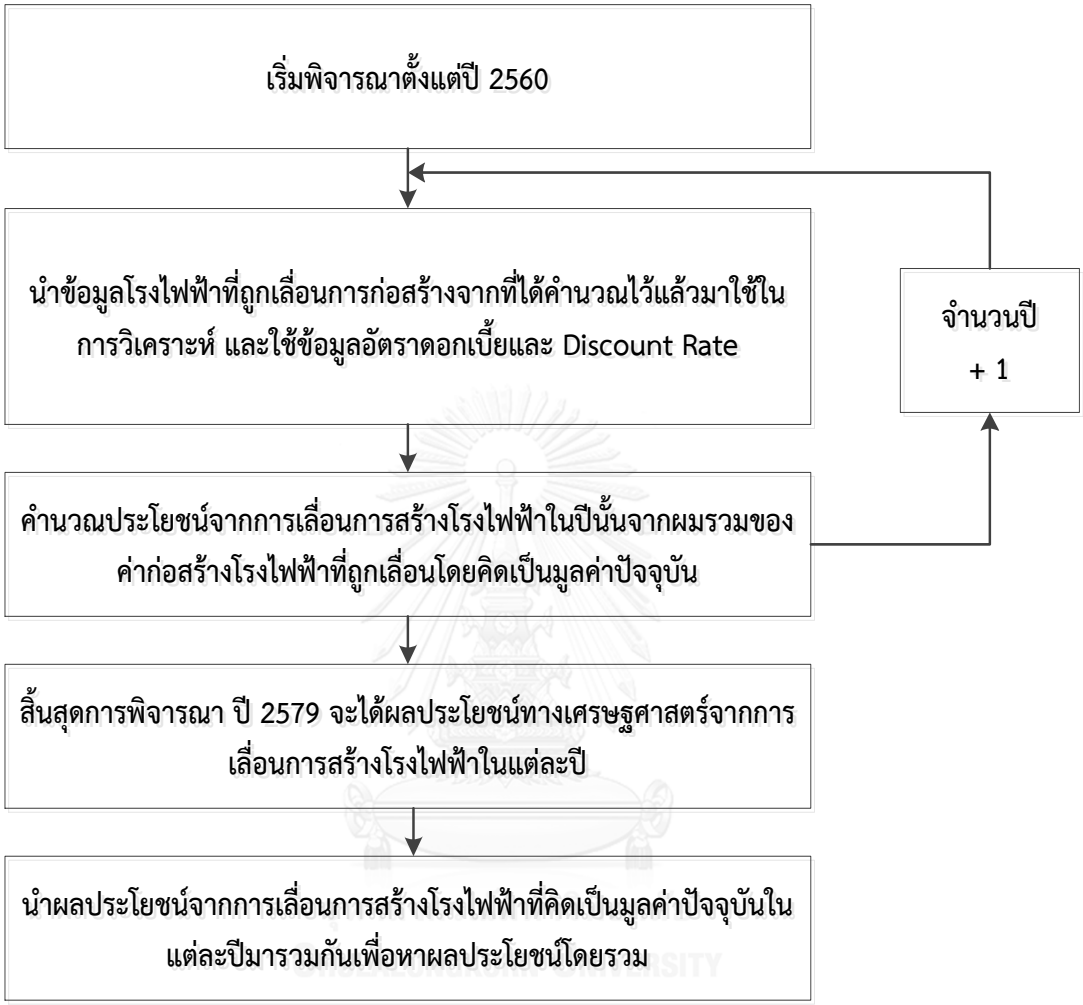
$$TotalBenefit = \frac{Benefit_1}{(1+r)^1} + \frac{Benefit_2}{(1+r)^2} + \frac{Benefit_3}{(1+r)^3} + \ldots + \frac{Benefit_n}{(1+r)^n}$$

$$TotalBenefit = \frac{\sum_{i=1}^{n} Benefit_i}{(1+r)^n} \quad (3.13)$$

เมื่อ

$TotalBenefit$	คือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าโดยรวมโดยพิจารณาให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน (บาท)
$Benefit_i$	คือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีที่ i (บาท)
r	คือ Discount Rate หรืออัตราส่วนลด (% ต่อปี)
n	คือ จำนวนปีในอนาคต (ปี)

สำหรับขั้นตอนการคำนวณผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 3.12



รูปที่ 3.12 ขั้นตอนการคำนวณผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

ขั้นตอนการคำนวณผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า จากรูปที่ 3.8 เป็นดังนี้

1) เริ่มพิจารณาการคำนวณผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2560 - 2579

2) นำข้อมูลโรงไฟฟ้าที่ถูกเลื่อนการก่อสร้างจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่ได้คำนวณไว้แล้วมาใช้ในการวิเคราะห์ นอกจากนี้มีการใช้ข้อมูลอัตราดอกเบี้ยเงินกู้และ Discount Rate

3) คำนวณประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปีนั้นจากผมรวมของค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ถูกเลื่อนจากสมการที่ (3.8) และคิดเป็นมูลค่าปัจจุบัน

4) นำผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าที่คิดเป็นมูลค่าปัจจุบันในแต่ละปีมารวมกันเพื่อหาผลประโยชน์โดยรวมจากสมการที่ (3.9)

สำหรับตัวอย่างการคำนวณจะยกตัวอย่างจากตัวอย่างที่แล้ว ซึ่งปี 2562 โรงไฟฟ้าที่สามารถเลื่อนได้คือโรงไฟฟ้า B ที่มีค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า 14,000 ล้านบาท และ โรงไฟฟ้า E ที่มีค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า 12,000 ล้านบาท โดยกำหนดให้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้เป็นร้อยละ 1 ต่อปี และมีค่า Discount Rate 5% ต่อปี จงหาผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่เป็นมูลค่าในปัจจุบัน (ปี 2560)

$$Benefit = InterestRate \times \sum_{i=1}^{n} InvCost_i$$

$$Benefit = 0.01 \times (12{,}000 + 14{,}000)$$

$$Benefit = 0.01 \times 26{,}000$$

$$Benefit = 260$$

จะได้ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2562 แต่เป็นดอกเบี้ยเงินกู้ที่สามมารถเลื่อนจ่ายในปี 2563 ซึ่งเป็นจำนวน 260 ล้านบาท

เมื่อนำผลประโยชน์ที่ได้นำมาคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันจะมีค่าดังนี้

$$PV = \frac{FV}{(1+\mathrm{r})^n}$$

$$PV = \frac{260}{(1+0.05)^3}$$

$$PV = \frac{260}{(1.05)^3}$$

$$PV = 224.62$$

ดังนั้นจะได้ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2562 ที่เป็นมูลค่าปัจจุบันคือ 224.62 ล้านบาท

ซึ่งการคำนวณผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้านี้จะนำมาจ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการที่ดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า ซึ่งจะกล่าวถึงในหัวข้อถัดไป

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

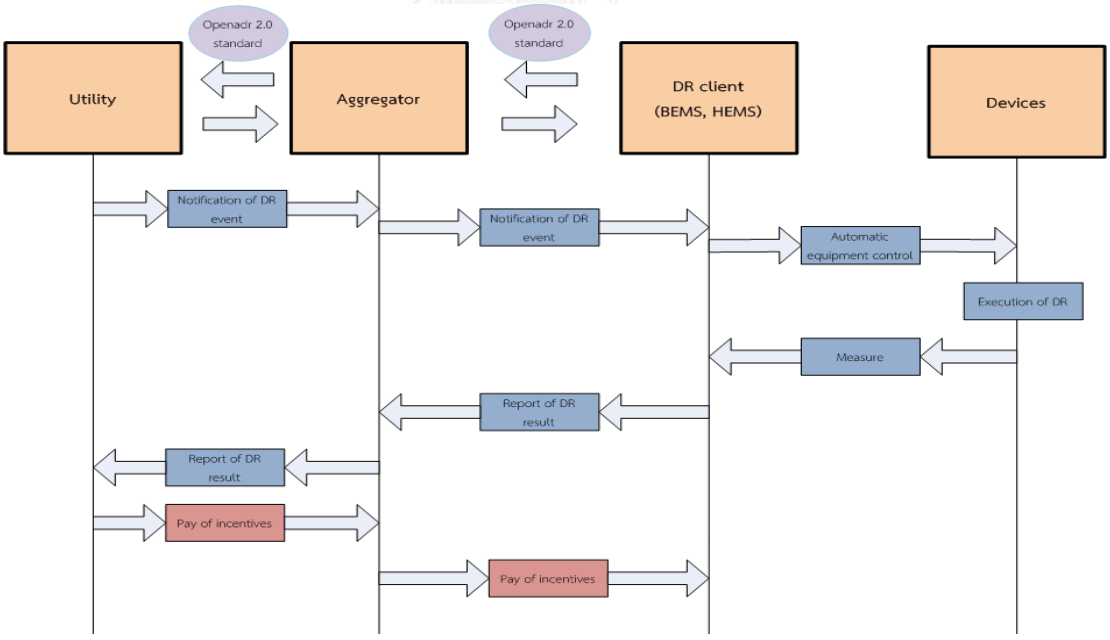
3.6 การคำนวณเงินชดเชยที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ

จากหัวข้อที่แล้วได้กล่าวถึงการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า ต่อมาจะกล่าวถึงการคำนวณเงินชดเชยที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการโดยเงินที่ได้จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าจะจ่ายให้ผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 3 ฝ่าย แสดงดังรูปที่ 3.13 ซึ่งประกอบด้วย

1) ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นผู้ก่อสร้างโรงไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าและสามารถสั่งให้ดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (Utility)

2) ผู้รวบรวมโหลดที่เป็นผู้จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าที่รับมาจากผู้ผลิตไฟฟ้าซึ่งมีหน้าที่ดูแลผู้เข้าร่วมมาตรการการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าและ รับคำสั่งให้ดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และผู้รวบรวมโหลดเอกชน (Aggregator)

3) ผู้เข้าร่วมมาตรการการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าที่เป็นผู้รับคำสั่งให้ดำเนินการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าจากผู้รวบรวมโหลดและจะดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเพื่อรับเงินค่าชดเชย (DR Client)



รูปที่ 3.13 ผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า [22]

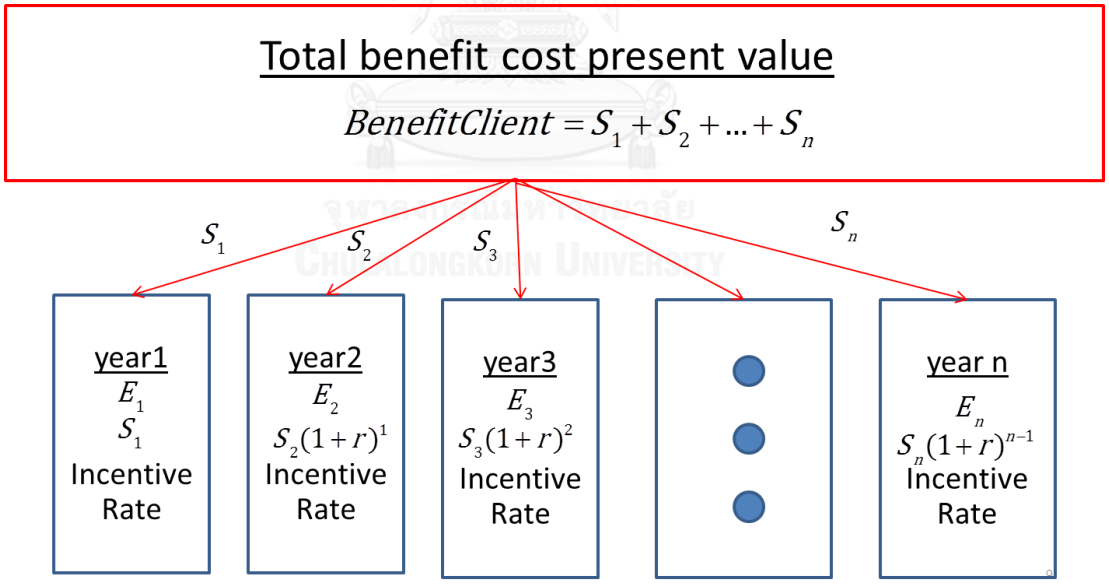
ดังนั้นผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าจะแบ่งให้ 3 ฝ่ายดังสมการ (3.14)

$$TotalBenefit = BenefitUtility + BenefitAggregator + BenefitClient \quad (3.14)$$

เมื่อ

$TotalBenefit$	คือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าโดยรวมโดยพิจารณาให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน (บาท)
$BenefitUtility$	คือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่จ่ายให้ผู้ผลิตไฟฟ้า (บาท)
$BenefitAggregator$	คือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่จ่ายให้ผู้รวบรวมโหลด (บาท)
$BenefitClient$	คือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ (บาท)

สำหรับเงินชดเชยที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการนั้นจะนำมาคิดเป็นอัตราค่าชดเชยโดยที่มีค่าอัตราชดเชยเท่าเดิมตลอดทั้งโครงการ ซึ่งในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คิดตั้งแต่ ปี 2560 – 2579 ซึ่งมีระยะเวลา 20 ปี ดังนั้นจึงมีการคิดมูลค่าทางการเงินที่เปลี่ยนไปในอนาคตด้วย ซึ่งแสดงดังรูปที่ 3.14



รูปที่ 3.14 ตัวอย่างการจ่ายเงินค่าชดเชยในแต่ละปี

ในรูปที่ 3.14 แสดงถึงการจ่ายเงินค่าชดเชยในแต่ละปีซึ่งจะคิดจากมูลค่าปัจจุบันโดยเป็นดังสมการที่ (3.15)

$$BenefitClient = S_{PV,1} + S_{PV,2} + ... + S_{PV,n}$$
$$BenefitClient = \sum_{i=1}^{n} S_{PV,i} \quad (3.15)$$

เมื่อ

$BenefitClient$ คือ ผลประโยชน์โดยรวมทางเศรษฐศาสตร์ที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการซึ่งเป็นมูลค่าปัจจุบัน (บาท)

$S_{PV,i}$ คือ เงินโดยรวมที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการในปีที่ i (บาท) ซึ่งเป็นมูลค่าปัจจุบัน

n คือ จำนวนปีที่พิจารณาการจ่ายเงินชดเชย (ปี)

สำหรับอัตราชดเชยจะคิดจากพลังงานที่ได้จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าใน 1 ปี และ เงินโดยรวมที่จะจ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการดังสมการที่ 3.16

$$S_{FV,i} = E_i \times IncentiveRate_{FV} \quad (3.16)$$

เมื่อ

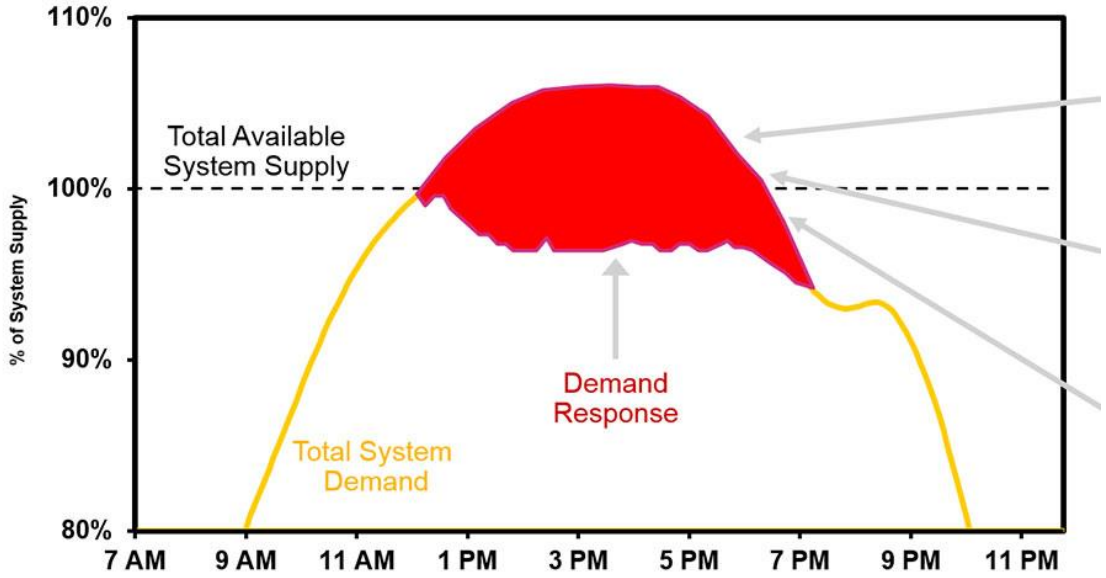
$S_{FV,i}$ คือ เงินโดยรวมที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการในปีที่ i ซึ่งเป็นมูลค่าในอนาคต(บาท)

E_i คือ พลังงานลดลงจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (หน่วย)

$IncentiveRate_{FV}$ คือ อัตราค่าชดเชยที่จ่ายให้ลูกค้าซึ่งเป็นมูลค่าในอนาคต (บาท/หน่วย)

สำหรับพลังงานที่ลดลงจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าจะหาจากพื้นที่ของกราฟที่ได้จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าโดยสร้างกราฟการดำเนินการตอบสนองด้านความต้องการใช้ไฟฟ้ารายชั่วโมงจากสมการที่ (3.3) หรือ (3.5) เช่นการคิดพลังงานในการการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 3.15 คือพื้นที่ใต้กราฟที่ยุบลงในช่วงเวลา 11:00 – 19:00น. เป็นต้น

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY



รูปที่ 3.15 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า [23]

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้อัตราค่าชดเชยเท่ากันตลอดดังนั้นจึงนำมูลค่าทางการเงินที่เปลี่ยนไปมาใช้ในการคำนวณ ดังนั้นเงินค่าชดเชยในปัจจุบันโดยรวมเมื่อคิดเป็นมูลค่าในอนาคตจะเป็นดังสมการ (3.17)

$$S_{FV,i} = S_{PV,i} \times (1+\mathrm{r})^{n}$$

$$S_{PV,i} = \frac{S_{FV,i}}{(1+\mathrm{r})^{n}} \qquad (3.17)$$

เมื่อ

$S_{FV,i}$ คือ เงินโดยรวมที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการในปีที่ i ที่เป็นมูลค่าอนาคต(บาท)

$S_{PV,i}$ คือ เงินโดยรวมที่จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการในปีที่ i ที่เป็นมูลค่าปัจจุบัน(บาท)

r คือ Discount Rate หรืออัตราส่วนลด (% ต่อปี)

n คือ จำนวนปีในอนาคต (ปี)

เมื่อแทนค่าสมการที่ (3.16) ในสมการที่ (3.17) จะได้ สมการ (3.18)

$$S_{PV,i} = \frac{E_i \times IncentiveRate_{FV}}{(1+\mathrm{r})^n} \tag{3.18}$$

แทนสมการที่ (3.18) ในสมการที่ (3.15) จะได้อัตราค่าชดเชยดังสมการที่ (3.19) โดยอัตราค่าชดเชยมีค่าเท่ากันตลอดทั้งโครงการ

($IncentiveRate_{FV} = IncentiveRate_{PV} = IncentiveRate$)

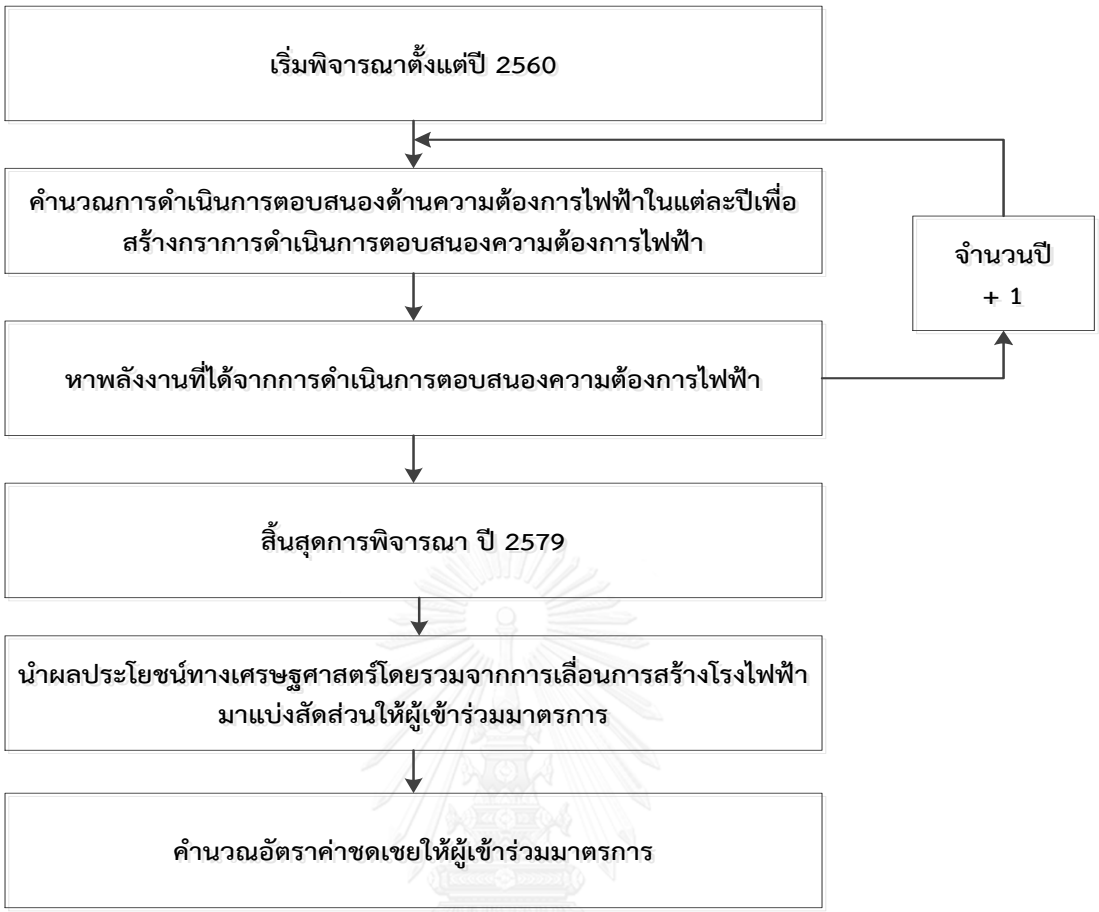
$$BenefitClient = \frac{E_1 \times IncentiveRate_{PV}}{(1+\mathrm{r})^0} + \ldots + \frac{E_i \times IncentiveRate_{FV,n}}{(1+\mathrm{r})^n}$$

$$\frac{BenefitClient}{IncentiveRate} = \frac{E_1}{(1+\mathrm{r})^0} + \ldots + \frac{E_i}{(1+\mathrm{r})^n} \tag{3.19}$$

$$IncentiveRate = \frac{BenefitClient}{\frac{E_1}{(1+\mathrm{r})^0} + \ldots + \frac{E_i}{(1+\mathrm{r})^n}}$$

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

สำหรับขั้นตอนการคำนวณอัตราค่าชดเชยแสดงดังรูปที่ 3.16



รูปที่ 3.16 ขั้นตอนการหาอัตราค่าชดเชยให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ

ขั้นตอนการคำนวณผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า จากรูปที่ 3.8 เป็นดังนี้

1) เริ่มพิจารณาการคำนวณการดำเนินการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2560 – 2579

2) คำนวณพลังงานที่ลดได้จากการดำเนินการตอบสนองความต้องการไฟฟ้าจากพื้นที่ใต้กราฟการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

3) นำผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์โดยรวมจากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้ามาแบ่งสัดส่วนให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ, ผู้ผลิตไฟฟ้า และผู้รวบรวมโหลด

4) คำนวณอัตราค่าชดเชยให้กับผู้เข้าร่วมมาตรการโดยใช้สมการที่ (3.19)

สำหรับตัวอย่างการคำนวณมีดังนี้

กำหนดให้มีการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2561 และ 2562 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ซึ่งมีมูลค่าในปัจจุบัน 100,000,000 บาท มีพลังงานที่ได้จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในปี 2561 และ 2562 คือ 2,000,000 หน่วย และ 10,000,000 หน่วย กำหนดให้มี Discount Rate 5% จงหาอัตราค่าชดเชย

$$IncentiveRate = \frac{BenefitClient}{\frac{E_1}{(1+\mathrm{r})^0} + \ldots + \frac{E_i}{(1+\mathrm{r})^n}}$$

$$IncentiveRate = \frac{100,000,000}{\frac{2,000,000}{(1+0.05)^1} + \frac{10,000,000}{(1+0.05)^2}}$$

$$IncentiveRate = \frac{100,000,000}{\frac{2,000,000}{(1.05)^1} + \frac{10,000,000}{(1.05)^2}}$$

$$IncentiveRate = 9.11$$

ดังนั้นจะได้อัตราค่าชดเชยเท่ากับ 9.11 บาทต่อหน่วย

สำหรับบทนี้ได้กล่าวถึงวิธีที่ใช้ในการวิเคราะห์ประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า และในบทต่อไปจะกล่าวถึงข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 4
ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์เหตุการณ์ที่เป็นประโยชน์ของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

เนื้อหาของบทนี้จะกล่าวถึง ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย และกำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศ รวมถึงเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้าซึ่งจะแบ่งเป็น 3 หัวข้อดังนี้

4.1 กำลังผลิตไฟฟ้า ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทย และกำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านสายส่งในพื้นที่ต่างๆ

4.2 เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้า

4.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ต่างๆของประเทศไทย

4.4 ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการวิจัย

4.1 กำลังผลิตไฟฟ้า ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทยและกำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านสายส่งในพื้นที่ต่างๆ

กำลังผลิตไฟฟ้าและความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย สามารถพิจารณาได้จากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 (แผน PDP 2015) [17] ซึ่งแสดงดังตารางที่ 4-1 โดยในข้อมูลดังกล่าว จะแสดงถึงโครงการโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างและจะปลดออกในแต่ละปี นอกจากนี้ยังแสดงถึงกำลังผลิตไฟฟ้า และความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละปี

Chulalongkorn University

ตารางที่ 4-1รายละเอียดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/			ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2557	27,633	กำลังผลิตไฟฟ้า ถึง ธันวาคม 2557				37,612	16.6
2558	29,051	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	2,377	MW	-		24.7
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	988	MW	-		
		กัลฟ์ เจพี ยูที ชุดที่ 1-2 (มิ.ย.,ธ.ค.)	2x800	MW	ก๊าซฯ		
		เขื่อนแควน้อย เครื่องที่ 1-2	2x15	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ทับสะแก	5	MW	แสงอาทิตย์		
		เขื่อนขุนด่านปราการชล	10	MW	พลังน้ำ		
		เขื่อนป่าสักชลสิทธิ์	6.7	MW	พลังน้ำ		
		เขื่อนแม่กลอง เครื่องที่ 1-2	2x6	MW	พลังน้ำ		
		หงสา เครื่องที่ 1-2 (มิ.ย.-พ.ย.)	2x491	MW	ลิกไนต์	43,623	
2559	30,218	ปลด ขนอม เครื่องที่ 2 (มิ.ย.)	-70.2	MW	ก๊าซฯ/น้ำมัน		35.2
		ปลด ขนอม ชุดที่ 1 (ก.ค.)	-678	MW	ก๊าซฯ		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	271	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	1,240	MW	-		
		พระนครเหนือ ชุดที่ 2 (ม.ค.)	848.3	MW	ก๊าซฯ		
		ทดแทน ขนอม ชุดที่ 1 (ก.ค.)	930	MW	ก๊าซฯ		
		เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 1-2 (พ.ย.)	270	MW	ถ่านหิน		
		เขื่อนบางลาง (ปรับปรุง)	12	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร	0.3	MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		หงสา เครื่องที่ 3 (มี.ค.)	491	MW	ลิกไนต์	46,947	
2560	31,385	ปลด บางปะกง ชุดที่ 3 (ม.ค.)	-314	MW	ก๊าซฯ		33.9
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-180	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	283	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	1,929	MW	-		
		เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย เครื่องที่ 3-4 (มี.ค.)	270	MW	ถ่านหิน		
		เขื่อนกิ่วคอหมา	5.5	MW	พลังน้ำ		
		ลำตะคอง ระยะที่ 2	24.0	MW	พลังลม	48,965	
2561	32,429	ปลด บางปะกง ชุดที่ 4 (ม.ค.)	-314	MW	ก๊าซฯ		33.8
		ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 4-7 (พ.ย.)	-560	MW	ลิกไนต์		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-42	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	288	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	733	MW	-		
		ลำตะคอง (สูบกลับ) เครื่องที่ 3-4 (ก.พ.)	2x250	MW	พลังน้ำ		
		แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 4-7 (พ.ย.)	600	MW	ลิกไนต์		
		เขื่อนคลองตรอน	2.5	MW	พลังน้ำ		
		พลังน้ำท้ายเขื่อนจุฬาภรณ์	1.3	MW	พลังน้ำ		
		ชีวมวล กฟผ.	4	MW	ชีวมวล		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5	MW	พืชพลังงาน		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ แม่เมาะ	1	MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้ากระบี่	2	MW	แสงอาทิตย์	50,196	

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/			ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2562	33,635	ปลด วังน้อย ชุดที่ 1-2 (ม.ค.)	-1,224	MW	ก๊าซฯ		36.6
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-185	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	330	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	532	MW	-		
		บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 1-2 (เม.ย.)	1,300	MW	ก๊าซฯ		
		พระนครใต้ ทดแทนเครื่องที่ 1-5 (เม.ย.)	1,300	MW	ก๊าซฯ		
		ถ่านหินกระบี่ เครื่องที่ 1 (ธ.ค.)	800	MW	ถ่านหิน		
		แสงอาทิตย์ อ่างเก็บน้ำห้วยเป็ด	2	MW	แสงอาทิตย์		
		พลังน้ำบ้านจันเดย์	18	MW	พลังน้ำ		
		หญ้าเนเปียร์ จังหวัดประจวบคีรีขันธ์	4	MW	พืชพลังงาน		
		พลังงานลม จังหวัดภูเก็ต	4	MW	พลังลม		
		สปป.ลาว (เซเปียน) (ก.พ.)	354	MW	พลังน้ำ		
		สปป.ลาว (น้ำเงี๊ยบ 1) (ก.ค.)	269	MW	พลังน้ำ		
		สปป.ลาว (ไชยะบุรี) (ต.ค.)	1,220	MW	พลังน้ำ	54,921	
2563	34,808	ปลด พระนครใต้ ชุดที่ 1 (ม.ค.)	-316	MW	ก๊าซฯ		36.3
		ปลด ไตรเอนเนอยี่ จำกัด (มิ.ย)	-700	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-242	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	358	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	72	MW	-		
		เขื่อนผาจุก	14	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์เขื่อนน้ำพุง	2	MW	แสงอาทิตย์		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5	MW	พืชพลังงาน		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์อ่างเก็บน้ำห้วยทราย	2	MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ามุกดาหาร 2	10	MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม กฟผ.	5	MW	พลังลม	54,141	
2564	35,775	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-213	MW	-		35.1
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	280	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	228	MW	-		
		กัลฟ์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 1 (มี.ค.-ต.ค.)	1,250	MW	ก๊าซฯ		
		ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1	1,000	MW	ถ่านหิน		
		พลังน้ำท้ายเขื่อนลำตะคอง	1.5	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าชัยภูมิ 2	10	MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ เขื่อนสิรินธร	2	MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม กฟผ.	2	MW	พลังลม	56,701	
2565	36,776	ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 8-9 (ม.ค.)	-540	MW	ลิกไนต์		37.1
		ปลด พระนครใต้ ชุดที่ 2 (ม.ค.)	-562	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-150	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	277	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	30	MW	-		
		กัลฟ์ เอสอาร์ซี ชุดที่ 2 (มี.ค.-ต.ค.)	1,250	MW	ก๊าซฯ		
		แม่เมาะ ทดแทนเครื่องที่ 8-9	450	MW	ลิกไนต์		
		พระนครใต้ ทดแทนชุดที่ 1-2	1,300	MW	ก๊าซฯ		
		เขื่อนลำปาว	1	MW	พลังน้ำ		
		ฝายยโสธร-พนมไพร	4	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าน้ำพอง	2	MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์เขื่อนสิรินธร	10	MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม กฟผ.	5	MW	พลังลม	58,788	

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/			ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2566	37,740	ปลด วังน้อย ชุดที่ 3 (ม.ค.)	-686	MW	ก๊าซฯ		37.4
		ปลด อีสเทริ์น เพาเวอร์ แอนด์ อิเล็คตริค (มี.ค.)	-350	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-41	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	208	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	8	MW	-		
		กัลฟ์ พีดี ชุดที่ 1 (มี.ค.-ต.ค.)	1,250	MW	ก๊าซฯ		
		วังน้อย ทดแทนชุดที่ 1-2	1,300	MW	ก๊าซฯ		
		เขื่อนปราณบุรี	1.5	MW	พลังน้ำ		
		ฝายมหาสารคาม	3	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าบุรีรัมย์	2	MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลมเขายายเที่ยงใต้	50	MW	พลังลม	60,533	
2567	38,750	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-680	MW	-		39.4
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	420	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	126	MW	-		
		กัลฟ์ พีดี ชุดที่ 2 (มี.ค.-ต.ค.)	1,250	MW	ก๊าซฯ		
		ถ่านหินเทพา เครื่องที่ 2	1,000	MW	ถ่านหิน		
		ฝายพญาแมน	2	MW	พลังน้ำ		
		ฝายธาตุน้อย	2	MW	พลังน้ำ		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5	MW	พืชพลังงาน		
		เขื่อนลำตะเพิน	1.2	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้าท่าตะโก	2	MW	แสงอาทิตย์	62,661	
2568	39,752	ปลด แม่เมาะ เครื่องที่ 10-13 (ม.ค.)	-1,080	MW	ลิกไนต์		36.1
		ปลด น้ำพอง ชุดที่ 1-2 (ม.ค.)	-650	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ (ส.ค.)	-700	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี เครื่องที่ 1-2 (ต.ค.)	-1,440	MW	ก๊าซฯ/น้ำมัน		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-236	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	490	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	36	MW	-		
		วังน้อย ทดแทนชุดที่ 3	1,300	MW	ก๊าซฯ		
		ฝายชนบท	1.5	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ เขื่อนอุบลรัตน์	2	MW	แสงอาทิตย์		
		ฝายบางปะกง	2	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		แสงอาทิตย์ เขื่อนน้ำพุง	2	MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม กฟผ.	5	MW	พลังลม	60,403	
2569	40,791	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-5	MW	-		30.4
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	333	MW	-		
		จุฬาภรณ์ (สูบกลับ) เครื่องที่ 1-2	2x400	MW	พลังน้ำ		
		เขื่อนทับเสลา	1.5	MW	พลังน้ำ		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5	MW	พืชพลังงาน		
		เขื่อนคลองสียัด	1.5	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลมอ่าวไผ่	10	MW	พลังลม		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	62,260	

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/			ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2570	41,693	ปลด บางปะกง เครื่องที่ 3 (ม.ค.)	-576	MW	ก๊าซฯ/น้ำมันเตา		24.6
		ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี ชุดที่ 1-2 (เม.ย.)	-1,360	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผลิตไฟฟ้าราชบุรี ชุดที่ 3 (ต.ค.)	-681	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-7	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	303	MW	-		
		ฝายหัวนา	1	MW	พลังน้ำ		
		พลังงานลม กฟผ.	5	MW	พลังลม		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	60,645	
2571	42,681	ปลด บางปะกง เครื่องที่ 4 (ม.ค.)	-576	MW	ก๊าซฯ/น้ำมันเตา		20.5
		ปลด โกลว์ ไอพีพี (ก.พ.)	-713	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-103	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	295	MW	-		
		ศรีนครินทร์ (สูบกลับ) เครื่องที่ 1-3	3x267	MW	พลังน้ำ		
		ฝายลำโดมใหญ่	2	MW	พลังน้ำ		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5	MW	พืชพลังงาน		
		ฝายกมลาไสย	1	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม จังหวัดสมุทรสาคร	30	MW	พลังลม		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	61,097	
2572	43,489	ปลด สปป.ลาว (ห้วยเฮาะ) (ก.ย.)	-126	MW	พลังน้ำ		19.7
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	313	MW	-		
		เขื่อนห้วยโสมง	1	MW	พลังน้ำ		
		แสงอาทิตย์ สถานีไฟฟ้ากำแพงเพชร	3	MW	แสงอาทิตย์		
		พลังงานลม กฟผ.	5	MW	พลังลม		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	61,993	
2573	44,424	ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	313	MW	-		18.4
		เขื่อนแม่ขาน	16	MW	พลังน้ำ		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5	MW	พืชพลังงาน		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	63,037	
2574	45,438	ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-40	MW	-		17.3
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	349	MW	-		
		เขื่อนคลองหลวง	1	MW	พลังน้ำ		
		พลังงานลม กฟผ.	5	MW	พลังลม		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	64,052	
2575	46,296	ปลด บีแอลซีพี เพาเวอร์ เครื่องที่ 1 (ม.ค.)	-673	MW	ถ่านหิน		15.0
		ปลด บีแอลซีพี เพาเวอร์ เครื่องที่ 2 (ก.พ.)	-673	MW	ถ่านหิน		
		ปลด กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น ชุดที่ 1 (พ.ค.)	-734	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-9	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	356	MW	-		
		บางปะกง ทดแทนชุดที่ 3-4	1,300	MW	ก๊าซฯ		
		เขื่อนแม่วงศ์	12	MW	พลังน้ำ		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5	MW	พืชพลังงาน		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	64,345	

ปี	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ 1/ (เมกะวัตต์)	โครงการโรงไฟฟ้า 4/			ชนิดเชื้อเพลิง	กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา 2/ (เมกะวัตต์)	กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด 3/ (ร้อยละ)
2576	47,025	ปลด กัลฟ์เพาเวอร์เจนเนอเรชั่น ชุดที่ 2 (ก.พ.)	-734	MW	ก๊าซฯ		15.0
		ปลด ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 1 (ก.พ.)	-700	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ราชบุรีเพาเวอร์ ชุดที่ 2 (พ.ค.)	-700	MW	ก๊าซฯ		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	371	MW	-		
		บางปะกง ทดแทนเครื่องที่ 3-4	1,300	MW	ก๊าซฯ		
		ถ่านหิน เครื่องที่ 4	1,000	MW	ถ่านหิน		
		พลังงานลม กฟผ.	10	MW	พลังลม		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	65,592	
2577	47,854	ปลด กระบี่ เครื่องที่ 1 (ม.ค.)	-315	MW	น้ำมันเตา		15.0
		ปลด จะนะ ชุดที่ 1 (ม.ค.)	-710	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-21	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	453	MW	-		
		กังหันแก๊ส เครื่องที่ 1	250	MW	ดีเซล		
		ถ่านหิน เครื่องที่ 5 (ภาคใต้)	1,000	MW	ถ่านหิน		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	5	MW	พืชพลังงาน		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	66,965	
2578	48,713	ปลด พระนครใต้ ชุดที่ 3 (ม.ค.)	-710	MW	ก๊าซฯ		15.3
		ปลด บางปะกง ชุดที่ 5 (ม.ค.)	-710	MW	ก๊าซฯ		
		ปลด สปป.ลาว (น้ำเทิน 2) (มี.ค.)	-948	MW	พลังน้ำ		
		ปลด ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	-90	MW	-		
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	489	MW	-		
		กังหันแก๊ส เครื่องที่ 2-4	750	MW	ดีเซล		
		ถ่านหิน เครื่องที่ 6	1,000	MW	ถ่านหิน		
		นิวเคลียร์ เครื่องที่ 1	1,000	MW	ยูเรเนียม		
		พลังงานลม กฟผ.	10	MW	พลังลม		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	68,456	
2579	49,655	ปลด พระนครเหนือ ชุดที่ 1 (ม.ค.)	-670	MW	ก๊าซฯ		15.3
		ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก	580	MW	-		
		กังหันแก๊ส เครื่องที่ 5	250	MW	ดีเซล		
		นิวเคลียร์ เครื่องที่ 2	1,000	MW	ยูเรเนียม		
		ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน กฟผ.	10	MW	พืชพลังงาน		
		แสงอาทิตย์ กฟผ.	10	MW	แสงอาทิตย์		
		ซื้อไฟฟ้าต่างประเทศ	700	MW	พลังน้ำ	70,335	

กำลังผลิตไฟฟ้าถึง ธันวาคม 2557	37,612	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตที่เพิ่มขึ้น ในช่วงปี 2558-2579	57,459	เมกะวัตต์
โรงไฟฟ้าที่ปลดออกจากระบบ ในช่วงปี 2558-2579	-24,736	เมกะวัตต์
รวมกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ ณ สิ้นปี 2579	**70,335**	**เมกะวัตต์**

หมายเหตุ 1/ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศเกิดขึ้นในช่วงเดือน มี.ค. - พ.ค. เวลา 14:00 - 15:00 น. ของทุกปี

2/ กำลังผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ณ สิ้นปี

3/ กำลังผลิตไฟฟ้าสำรองต่ำสุด ณ เดือนที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

4/ กำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าใหม่สามารถเปลี่ยนแปลงตามเทคโนโลยีในอนาคตที่เหมาะสม

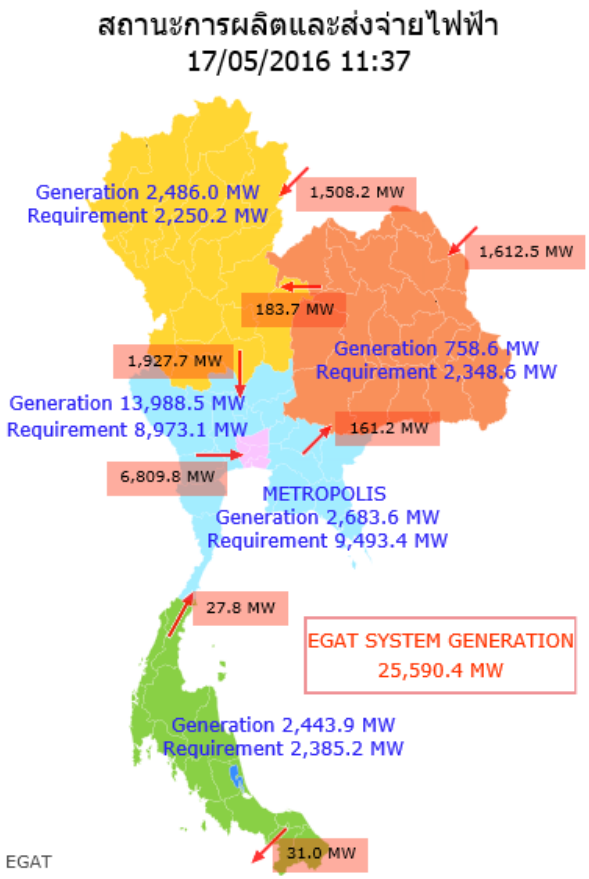
จากตารางจะพบว่าจะมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและปลดโรงไฟฟ้าออกในแต่ละปี ส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าในประเทศมีค่าเปลี่ยนแปลงไปในแต่ละปี โดยในปี พ.ศ. 2579 คาดว่าจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าสูงสุดรวม 70,335 เมกะวัตต์ ในส่วนของความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศก็จะมีค่าเพิ่มขึ้นในแต่ละปีเช่นเดียวกัน โดยในปี พ.ศ. 2579 คาดว่าจะความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของทั้งประเทศจะมีค่ารวม 49,655 เมกะวัตต์

สำหรับการพิจารณากำลังผลิตสำรองในพื้นที่ ต้องใช้ค่ากำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าดังนั้นจึงต้องใช้ค่า Dependable Factor หรือค่าแฟคเตอร์กำลังผลิตพึ่งได้มาใช้ในการหากำลังผลิตพึ่งได้โดยรวม ซึ่งนำข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย [24] เป็นดังตารางที่ 4-2

ตารางที่ 4-2 ค่า Dependable Factor ของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	Dependable Factor (%)
โคเจนเนเรชั่น	100
พลังน้ำขนาดใหญ่	90
พลังงานลม	2
พลังงานแสงอาทิตย์	27
พลังน้ำขนาดเล็ก	36
ชีวมวล	36
ขยะชุมชน	36

สำหรับในการวิเคราะห์กำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่จะพิจารณาจาก รูปที่ 4.1 ซึ่งเป็นตัวอย่างข้อมูลการกระจายกำลังไฟฟ้าไปยังพื้นที่ต่างๆ โดยตัวอย่างข้อมูลดังกล่าวนำมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (www.so.egat.co.th) [24] ซึ่งกล่าวถึงสถานะการผลิตไฟฟ้าและส่งจ่ายไฟฟ้าของประเทศไทยในเวลาต่างๆ



รูปที่ 4.1 สถานการณ์ผลิตไฟฟ้าและส่งจ่ายไฟฟ้าของประเทศไทยในเวลาต่างๆ

จากรูปจะพบว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้และความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย จะสามารถแบ่งออกเป็น 5 พื้นที่ได้ ดังนี้

1) พื้นที่ภาคเหนือ : ในวันที่ 17 พฤษภาคม 2559 เวลา 11.37 น. ภาคเหนือมีความต้องการไฟฟ้า 2,250.2 เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า 2,486 เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ 1,508.2 เมกะวัตต์ รับกำลังไฟฟ้าจากภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 183.7 เมกะวัตต์ และจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ภาคตะวันตก 1,927.7 เมกะวัตต์

2) พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ภาคอีสาน) : ในวันที่ 17 พฤษภาคม 2559 เวลา 11.37 น. ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีความต้องการไฟฟ้า 8,973.1 เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า 758.6 เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ 1,612.5 เมกะวัตต์ รับกำลังไฟฟ้าจากภาคตะวันออก 161.2 เมกะวัตต์ และจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ภาคเหนือ 183.7 เมกะวัตต์

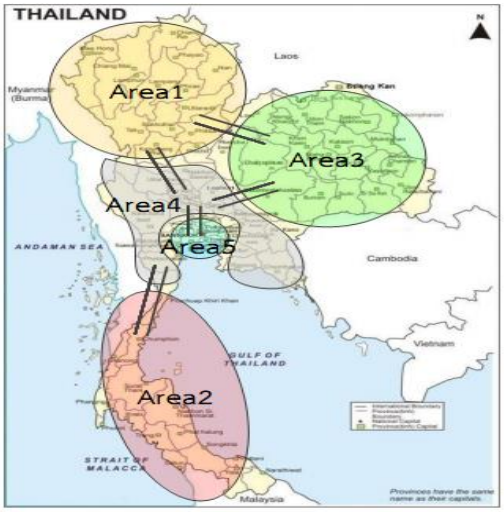
3) พื้นที่ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก : ในวันที่ 17 พฤษภาคม 2559 เวลา 11.37 น. ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตกมีความต้องการไฟฟ้า 8,973.1 เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า 13,988.5 เมกะวัตต์ รับกำลังไฟฟ้าจากภาคเหนือ 1,927.7 เมกะวัตต์ รับกำลังไฟฟ้าจากภาคใต้ 27.8 เมกะวัตต์ จ่ายกำลังไฟฟ้าให้ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 161.2 เมกะวัตต์ และจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กรุงเทพฯและปริมณฑล 6,809.8 เมกะวัตต์

4) พื้นที่เขตนครหลวง : ในวันที่ 17 พฤษภาคม 2559 เวลา 11.37 น. เขตนครหลวงมีความต้องการไฟฟ้า 9,493.4 เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า 2,683.6 เมกะวัตต์ และรับกำลังไฟฟ้าจากภาคตะวันตก 6,809.8 เมกะวัตต์

5) พื้นที่ภาคใต้ : ในวันที่ 17 พฤษภาคม 2559 เวลา 11.37 น. ภาคใต้มีความต้องการไฟฟ้า 2,385.2 เมกะวัตต์ มีกำลังผลิตไฟฟ้า 2,443.9 เมกะวัตต์ จ่ายกำลังไฟฟ้าให้ภาคตะวันตก 27.8 เมกะวัตต์ และจ่ายไฟฟ้าให้ต่างประเทศ 31 เมกะวัตต์

สำหรับการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยนั้น พื้นที่ภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก จะมีกำลังผลิตไฟฟ้ามากที่สุดซึ่งช่วยจ่ายกำลังไฟฟ้าให้พื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑลปริมาณมาก และพื้นที่ที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงที่สุด คือ เขตนครหลวง ซึ่งเป็นพื้นที่ที่เป็นศูนย์กลางของความเจริญในประเทศในด้านเศรษฐกิจ และการค้า มีห้างสรรพสินค้า อาคาร และโรงแรมเป็นจำนวนมากซึ่งทำให้มีการใช้ไฟฟ้าเป็นปริมาณมาก สำหรับพื้นที่ที่มีกำลังผลิตไฟฟ้าน้อย เช่น ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑล จะต้องรับกำลังไฟฟ้าจากพื้นที่อื่นเป็นจำนวนมาก ซึ่งต้องควบคุมการจ่ายกำลังไฟฟ้าให้ทั่วถึงกับความต้องการไฟฟ้าของลูกค้า

สำหรับข้อมูลกำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่านสายส่งไปยังพื้นที่ต่างๆ ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะนำมาจากกองวางแผน ระบบส่งไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยซึ่งแสดงดังรูปที่ 4.2



รูปที่ 4.2 แผนที่แสดงการเชื่อมโยง Tie Line ระหว่างพื้นที่ [16]

โดยมาการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าผ่านทาง Tie Line โดยกำหนดให้ เครื่องหมาย “+” แสดงถึงการรับกำลังไฟฟ้า และ เครื่องหมาย “-” แสดงถึงการจ่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งเป็นดังตารางที่ 4-3

ตารางที่ 4-3 กำลังไฟฟ้าที่ส่งผ่าน Tie Line ในพื้นที่ต่างๆ

พื้นที่	กำลังไฟฟ้าในสายส่ง Tie Line (MW)
ภาคกลาง, ตะวันออก และ ตะวันตก	-11000
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	200
ภาคเหนือ	-1000
ภาคใต้	800
เขตนครหลวง	11,000

4.2 เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้า

เหตุการณ์ที่ทำให้เกิดสภาวะวิกฤตทางไฟฟ้าเป็นเหตุการณ์ที่ทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้า หรือจ่ายไฟฟ้าได้ซึ่งทำให้ระบบไฟฟ้ามีความมั่นคงและความเชื่อถือได้ลดลง อาจส่งผลให้เกิดความขัดข้องในระบบไฟฟ้าและเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้างได้ ซึ่งเหตุการณ์เหล่านี้ ได้แก่ เหตุการณ์หยุดจ่ายก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า, เหตุการณ์ซ่อมบำรุงท่อจ่ายก๊าซธรรมชาติ, เหตุการณ์สายส่งไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ชำรุด, เหตุการณ์สายส่งไฟฟ้าจาก กฟผ. ไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้าขัดข้อง, และ เหตุการณ์ที่ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ไฟฟ้า เป็นต้น โดยจะสามารถ

แก้ปัญหาหรือบรรเทาผลลัพธ์จากเหตุการณ์เหล่านี้ได้ด้วยการลดการใช้ไฟฟ้า เช่น การประยุกต์ใช้มาตรการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้านั่นเอง

สำหรับตัวอย่างเหตุการณ์วิกฤตในประเทศไทยที่ผ่านมา ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 – 2558 มีดังต่อไปนี้ [25], [26], [27]

1) เหตุการณ์แหล่งก๊าซฯ ยาดานาหยุดซ่อมบำรุงฯ ในวันที่ 5 – 14 เมษายน 2556 ซึ่งทำให้ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าจำนวน 700 เมกะวัตต์ ในพื้นที่ภาคตะวันตก ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ในกรณีเหตุการณ์แหล่งก๊าซธรรมชาติยาดานาหยุดซ่อมบำรุงฯ ในวันที่ 5 – 14 เมษายน 2556 ทำให้ไม่สามารถรับก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่ามาใช้ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้า เนื่องจากประเทศไทยใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติร้อยละ 70 ในการผลิตไฟฟ้าให้แก่ลูกค้า โดยแบ่งเป็นแหล่งจ่ายจากพม่าร้อยละ 40 และแหล่งจ่ายจากอ่าวไทยร้อยละ 60 ก๊าซธรรมชาติจากพม่าที่ส่งให้ประเทศไทยเป็นปริมาณวันละ 1,100 ล้านลูกบาศก์ฟุต ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 6,400 เมกะวัตต์ เทียบเท่ากับร้อยละ 25 ของกำลังผลิตไฟฟ้าในแต่ละวัน ซึ่งถ้าหากกำลังผลิตไฟฟ้าส่วนนี้หายไปย่อมส่งผลกระทบต่อกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในประเทศ

สำหรับที่มาของก๊าซ 1,100 ล้านลูกบาศก์ฟุตนั้นมาจากแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติจากพม่ามายังไทย 2 แหล่ง คือ แหล่งยาดานา ซึ่งสามารถจ่ายก๊าซได้ 650 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และเยตากุนจ่ายก๊าซได้ 450 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อย่างไรก็ตามการใช้ก๊าซในโรงไฟฟ้าฝั่งตะวันตกจะต้องนำก๊าซจากแหล่งยาดานา และเยตากุนมาผสมกัน เพราะก๊าซยาดานามีค่าความร้อนราว 720 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต เมื่อผสมกับก๊าซที่เยตากุนซึ่งมีความร้อนราว 1,130 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต จึงจะมีค่าความร้อนตรงตามที่ออกแบบไว้ใช้ในโรงไฟฟ้าที่ราว 835 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต ซึ่งไม่สามารถใช้ก๊าซจากแหล่งเดียวมาผลิตไฟฟ้าได้ ทำให้ก๊าซขาดหายจากระบบไปรวม 1,100 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยโรงไฟฟ้าฝั่งตะวันตกของประเทศไทยประกอบด้วย โรงไฟฟ้าราชบุรี โรงไฟฟ้าราชบุรีพาวเวอร์ โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าไตรเอ็นเนอยี่ และโรงไฟฟ้าวังน้อย จึงต้องหยุดการผลิตที่ใช้ก๊าซลงโดยคาดว่าจะใช้น้ำมันเตาประมาณ 86 ล้านลิตร และน้ำมันดีเซล 47 ล้านลิตร มาผลิตไฟฟ้าทดแทนแต่จะมีโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าวังน้อยที่ต้องหยุดเดินเครื่อง เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่ออกแบบสำหรับใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ไม่สามารถใช้น้ำมันผลิตไฟฟ้าแทนได้ ทำให้โรงไฟฟ้าทั้งหมดที่มีกำลังผลิต 8,200 เมกะวัตต์ แต่กำลังผลิตจริงประมาณ 7,500 เมกะวัตต์ เมื่อเปลี่ยนมาใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลกำลังผลิตไฟฟ้าที่ขาดหายไปจะมีประมาณ 700 เมกะวัตต์

2) เหตุการณ์สหภาพเมียนมาร์หยุดส่งก๊าซเพื่อหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน ในวันที่ 31 ธันวาคม 2556 – 14 มกราคม 2557 ซึ่งทำให้ผลิตไฟฟ้าลดลง 500 เมกะวัตต์ ในพื้นที่ภาคตะวันตก ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ในกรณีสหภาพเมียนมาร์หยุดส่งก๊าซเพื่อหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน ในวันที่ 31 ธันวาคม 2556 – 14 มกราคม 2557 รวมเป็นเวลา 15 วัน ส่งผลกระทบต่อโรงไฟฟ้าในพื้นที่ภาคตะวันตก ได้แก่ โรงไฟฟ้าพระนครใต้ โรงไฟฟ้าบางปะกง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรีเพาเวอร์ และโรงไฟฟ้าไตรเอ็นเนอร์ยี่ ซึ่งทำให้ก๊าซธรรมชาติหายไปเป็นจำนวน 1,100 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เมื่อเปลี่ยนมาใช้น้ำมันเตาและน้ำมันดีเซลกำลังผลิตไฟฟ้าที่ขาดหายไปจะมีประมาณ 500 เมกะวัตต์

3) เหตุการณ์ปิดซ่อมท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งก๊าซในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (JDA-A18) ระหว่างวันที่ 13 มิถุนายน – 10 กรกฎาคม 2557 ซึ่งทำให้ผลิตไฟฟ้าลดลง 840 เมกะวัตต์ ในพื้นที่ภาคใต้ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ในกรณีเหตุการณ์ปิดซ่อมท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่รับจากแหล่งก๊าซในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (JDA-A18) ระหว่างวันที่ 13 มิถุนายน – 10 กรกฎาคม 2557 รวมเป็นเวลา 28 วัน ทำให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จ่ายให้ระบบหายไป 420 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการผลิตกระแสไฟฟ้าในภาคใต้ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติจากแหล่ง JDA นั้น เป็นเชื้อเพลิงให้กับ โรงไฟฟ้าจะนะ จ.สงขลา ซึ่งมีกำลังการผลิตประมาณ 840 เมกะวัตต์ ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าในภาคใต้มีกำลังผลิตไฟฟ้าลดลง 840 เมกะวัตต์ ทำให้ภาคใต้ไม่รองรับมาตรฐานความมั่นคงซึ่งต้องดำเนินการลดการใช้ไฟฟ้า หรือการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเพื่อช่วยให้ระบบไฟฟ้ามีความน่าเชื่อถือมากขึ้น

4) เหตุการณ์วิกฤตในพื้นที่กรุงเทพฯ และ ปริมณฑล

สำหรับเหตุการณ์วิกฤตในพื้นที่กรุงเทพฯ และปริมณฑลนั้นมีเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น 2 เหตุการณ์ ได้แก่ เหตุการณ์อุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าชำรุดของ กฟน. ชำรุด ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าลดลง 50 เมกะวัตต์ ในเดือนมกราคม ปี 2556 และ เกิดความขัดข้องในระบบส่งกำลังไฟฟ้าของ กฟน. ทำให้กำลังไฟฟ้าลดลง 74.19 เมกะวัตต์ ในเดือนกุมภาพันธ์ ปี 2557

4.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าของลูกค้าประเภทต่างๆ

สำหรับความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยซึ่งนำมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศจะแบ่งออกเป็น 6 ประเภท ดังนี้

4.3.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

4.3.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้

4.3.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ

4.3.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

4.3.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ภาคตะวันออกและภาคตะวันตก

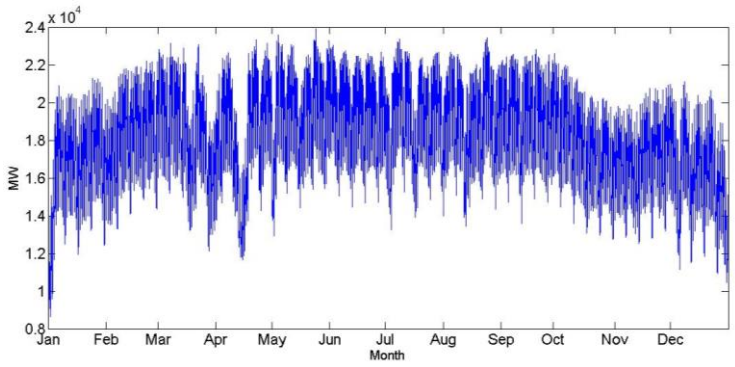
4.3.6 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง

4.3.1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย

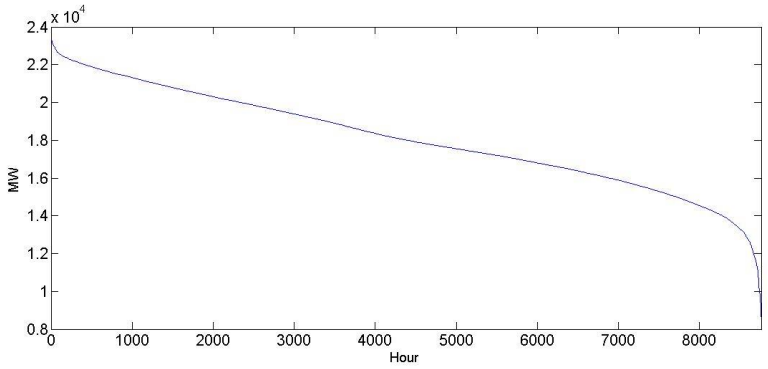
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในประเทศไทยมีค่าสูงขึ้นทุกๆปี เนื่องมาจากเศรษฐกิจของประเทศขยายตัวอย่างรวดเร็ว ไม่ว่าจะเป็นการขยายตัวของพาณิชยกรรม การเพิ่มขึ้นของโรงแรม โรงพยาบาล การเพิ่มขึ้นของโรงงานอุตสาหกรรม นอกจากนี้ยังเป็นผลมาจากอุณหภูมิของโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และจะแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 – 2559 เพื่อให้เห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านมา [28]

1) ปี 2554

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2554 แสดงดังรูปที่ 4.3 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 24 พฤษภาคม เวลา 14:00 น. มีค่า 23,900.1 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.4 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2554



รูปที่ 4.4 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2554

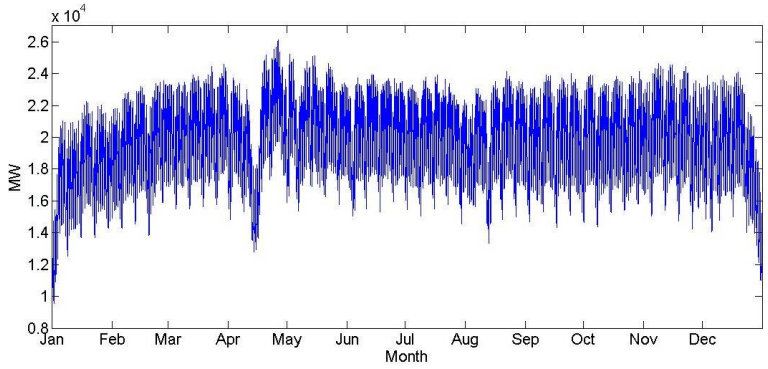
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-4

ตารางที่ 4-4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

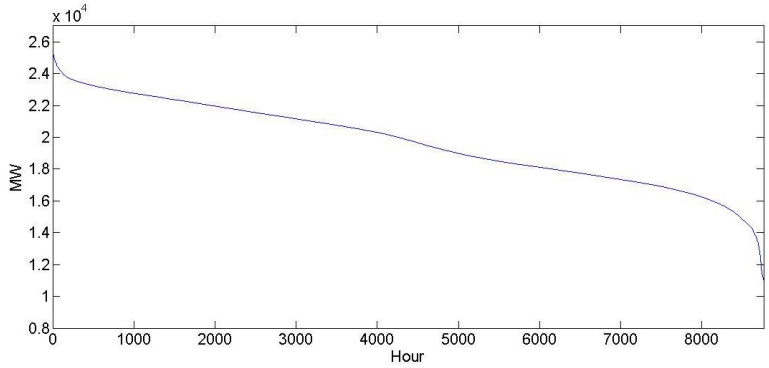
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	21,288.30	12,264.82	**กรกฎาคม**	23,351.35	14,108.77
กุมภาพันธ์	22,206.90	12,225.33	**สิงหาคม**	23,442.50	14,069.89
มีนาคม	23,156.33	13,611.20	**กันยายน**	22,808.58	13,756.89
เมษายน	23,322.12	13,050.26	**ตุลาคม**	22,062.10	13,040.26
พฤษภาคม	23,900.21	14,298.97	**พฤศจิกายน**	20,954.60	12,205.94
มิถุนายน	23,029.24	13,910.21	**ธันวาคม**	21,104.90	11,892.43

2) ปี 2555

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2555 แสดงดังรูปที่ 4.5 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 26 เมษายน เวลา 14:30 น. มีค่า 26,121.1 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.6 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2555



รูปที่ 4.6 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2555

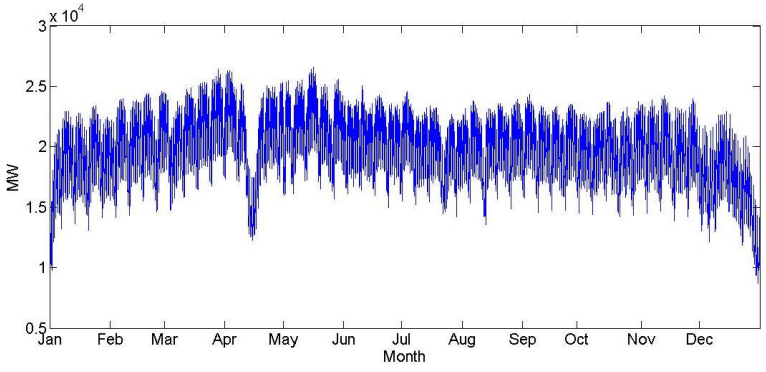
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-5

ตารางที่ 4-5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

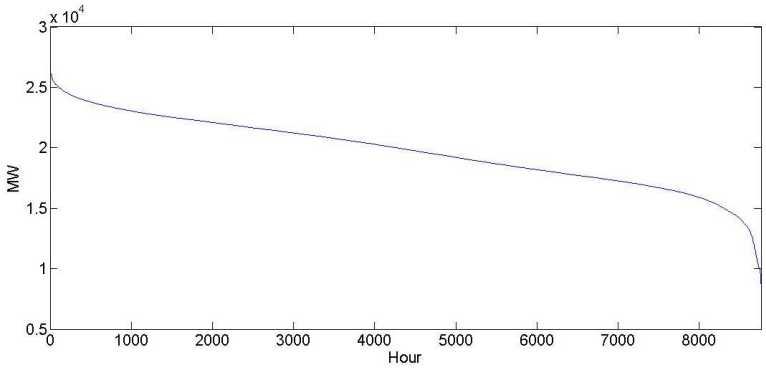
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	22,251.10	12,886.13	**กรกฎาคม**	23,932.60	14,787.38
กุมภาพันธ์	23,554.40	13,461.12	**สิงหาคม**	24,155.70	14,595.99
มีนาคม	24,571.51	15,165.46	**กันยายน**	24,009.30	14,183.11
เมษายน	26,121.10	14,326.65	**ตุลาคม**	24,131.33	14,837.78
พฤษภาคม	25,207.27	15,321.98	**พฤศจิกายน**	24,657.91	14,474.81
มิถุนายน	23,927.30	14,538.91	**ธันวาคม**	24,073.85	13,924.70

3) ปี 2556

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2556 แสดงดังรูปที่ 4.7 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 16 พฤษภาคม เวลา 14:00 น. มีค่า 26,598 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.8 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.7 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2556



รูปที่ 4.8 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2556

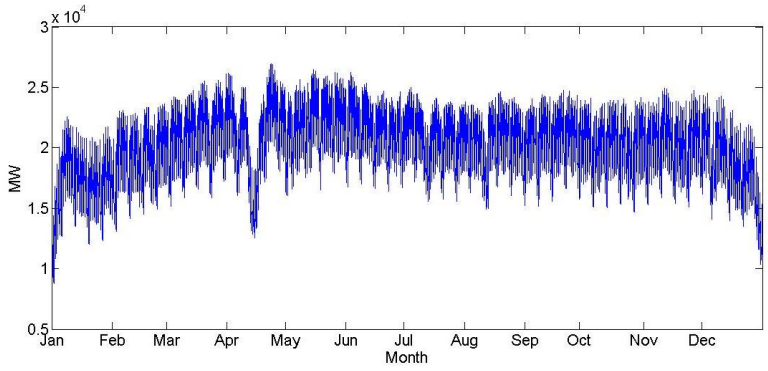
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-6

ตารางที่ 4-6 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

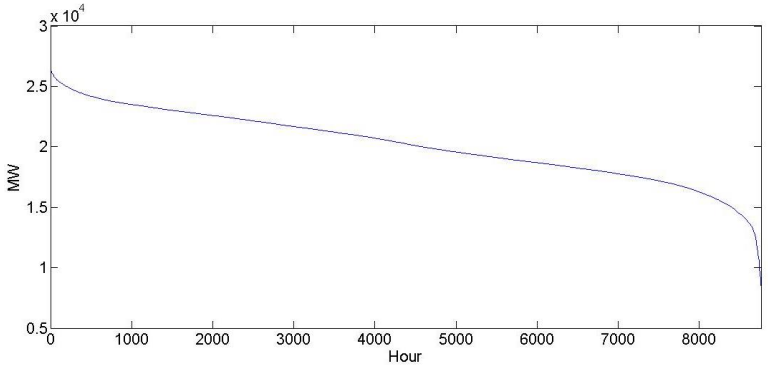
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	23,390.78	13,590.03	**กรกฎาคม**	24,568.41	14,636.83
กุมภาพันธ์	24,589.40	13,415.79	**สิงหาคม**	23,941.68	14,779.49
มีนาคม	26,422.97	15,680.60	**กันยายน**	24,363.69	14,260.22
เมษายน	26,324.61	14,683.79	**ตุลาคม**	23,741.50	14,443.58
พฤษภาคม	26,598.14	16,002.42	**พฤศจิกายน**	24,251.18	14,102.90
มิถุนายน	25,038.04	14,718.65	**ธันวาคม**	22,905.22	12,294.39

4) ปี 2557

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2557 แสดงดังรูปที่ 4.9 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 23 เมษายน เวลา 14:30 น. มีค่า 26,942.1 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.10 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.9 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2557



รูปที่ 4.10 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2557

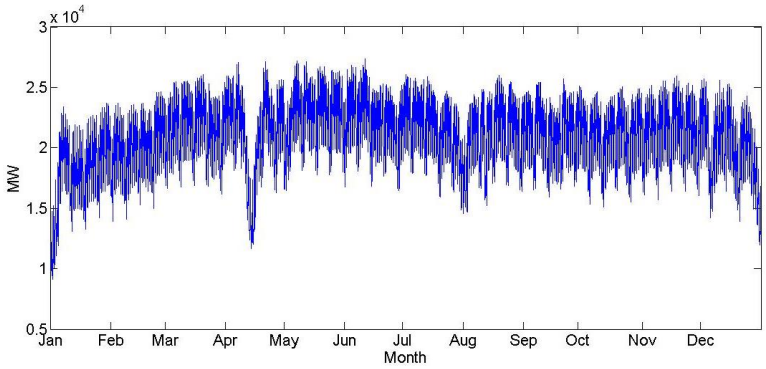
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-7

ตารางที่ 4-7 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

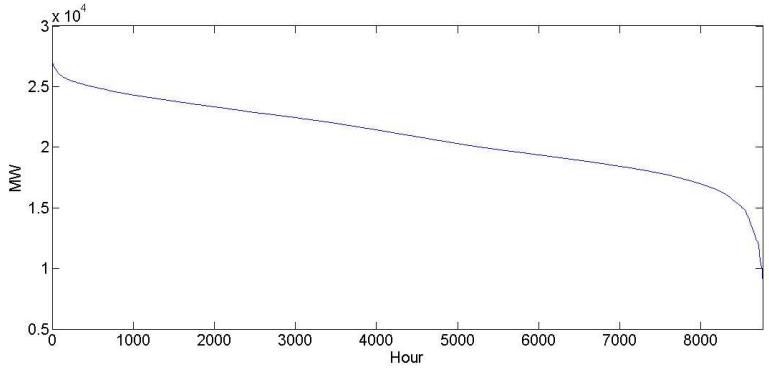
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	22,556.93	12,574.30	**กรกฎาคม**	25,017.19	15,359.59
กุมภาพันธ์	23,658.59	12,877.22	**สิงหาคม**	24,623.74	15,164.31
มีนาคม	26,105.94	15,685.41	**กันยายน**	24,785.24	14,906.76
เมษายน	26,942.10	15,004.36	**ตุลาคม**	24,181.13	14,959.70
พฤษภาคม	26,473.30	16,355.38	**พฤศจิกายน**	24,961.80	14,631.22
มิถุนายน	26,253.29	15,406.75	**ธันวาคม**	24,493.26	13,601.98

5) ปี 2558

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2558 แสดงดังรูปที่ 4.11 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 11 มิถุนายน เวลา 14:00 น. มีค่า 27,345.8 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.12 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.11 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2558



รูปที่ 4.12 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2558

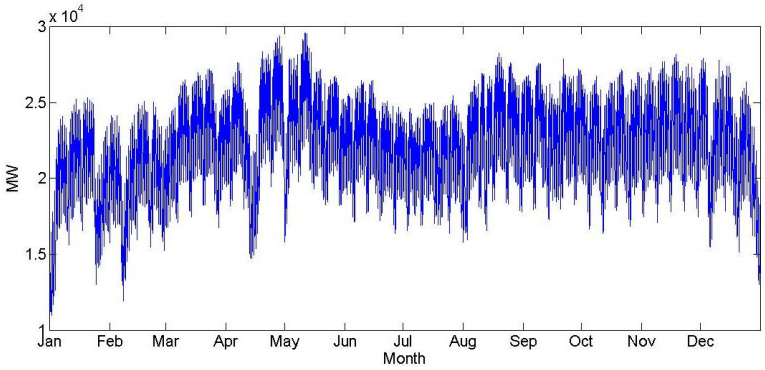
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-8

ตารางที่ 4-8 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

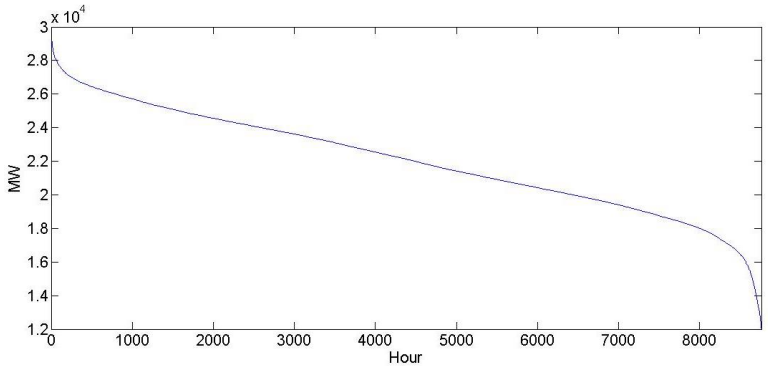
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	23,713.40	13,271.54	**กรกฎาคม**	26,049.50	15,946.96
กุมภาพันธ์	24,629.50	13,318.81	**สิงหาคม**	26,027.80	15,591.65
มีนาคม	26,072.10	16,057.97	**กันยายน**	25,684.10	15,280.83
เมษายน	27,139.00	15,024.26	**ตุลาคม**	25,044.80	15,440.42
พฤษภาคม	27,198.40	16,812.10	**พฤศจิกายน**	25,956.70	15,275.59
มิถุนายน	27,345.80	15,986.26	**ธันวาคม**	25,724.30	14,675.46

6) ปี 2559

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559 แสดงดังรูปที่ 4.13 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 11 พฤษภาคม เวลา 22:30 น. มีค่า 29,618.8 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.14 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.13 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559



รูปที่ 4.14 Load duration curve ของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2559

โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-9

ตารางที่ 4-9 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

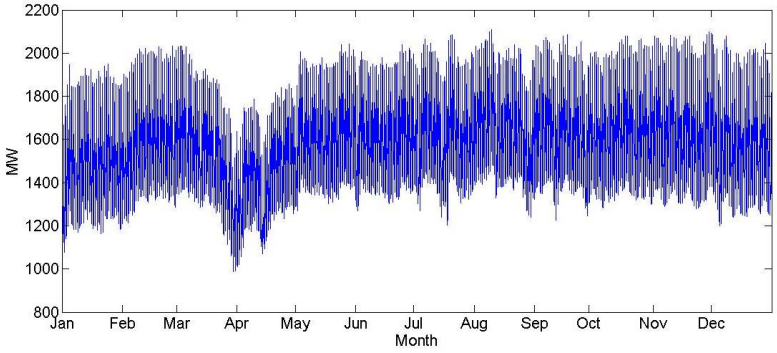
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	25,314.30	14,461.31	**กรกฎาคม**	25,475.10	15,732.22
กุมภาพันธ์	25,103.51	13,754.28	**สิงหาคม**	28,254.91	16,923.61
มีนาคม	27,242.00	16,682.94	**กันยายน**	27,881.81	16,588.27
เมษายน	29,403.70	16,545.67	**ตุลาคม**	27,187.80	16,762.02
พฤษภาคม	29,618.80	17,530.92	**พฤศจิกายน**	28,177.73	16,584.36
มิถุนายน	26,471.20	15,855.75	**ธันวาคม**	27,923.27	15,935.20

4.3.2 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้

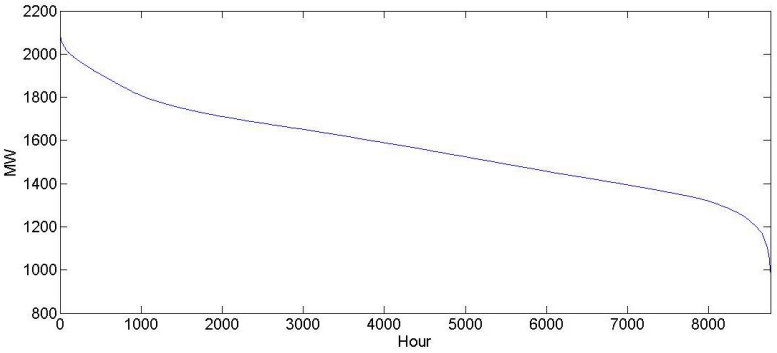
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในภาคใต้มีค่าสูงขึ้นทุกๆปี เนื่องมาจากเศรษฐกิจของประเทศขยายตัวอย่างรวดเร็ว ไม่ว่าจะเป็นการขยายตัวของพาณิชยกรรม การเพิ่มขึ้นของโรงแรม โรงพยาบาล การเพิ่มขึ้นของโรงงานอุตสาหกรรม นอกจากนี้ยังเป็นผลมาจากอุณหภูมิของโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และจะแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 – 2559 เพื่อให้เห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านมา

1) ปี 2554

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2554 แสดงดังรูปที่ 4.15 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 9 สิงหาคม เวลา 20:00 น. มีค่า 2,107.15 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.16 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.15 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2554



รูปที่ 4.16 Load duration curve ของภาคใต้ปี พ.ศ. 2554

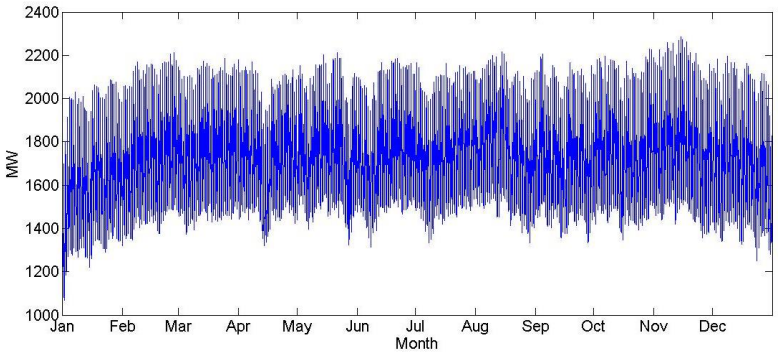
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-10

ตารางที่ 4-10 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

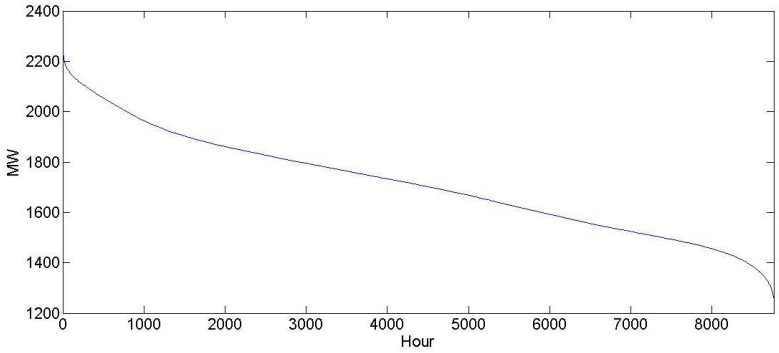
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	1,949.20	1,091.03	**กรกฎาคม**	2,084.45	1,196.26
กุมภาพันธ์	2,033.97	1,055.52	**สิงหาคม**	2,107.15	1,215.08
มีนาคม	2,032.00	1,124.88	**กันยายน**	2,085.48	1,162.12
เมษายน	1,855.06	1,023.29	**ตุลาคม**	2,078.45	1,201.04
พฤษภาคม	2,044.34	1,195.45	**พฤศจิกายน**	2,100.16	1,166.99
มิถุนายน	2,040.39	1,154.07	**ธันวาคม**	2,085.98	1,159.50

2) ปี 2555

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2555 แสดงดังรูปที่ 4.17 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 12 พฤศจิกายน เวลา 14:30 น. มีค่า 2,284.1 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.18 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.17 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2555



รูปที่ 4.18 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2555

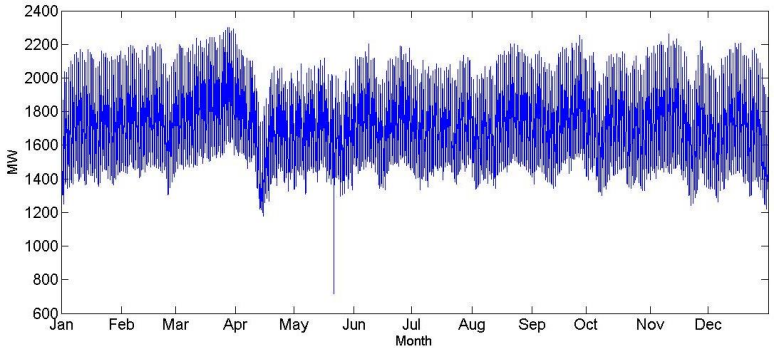
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-11

ตารางที่ 4-11 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

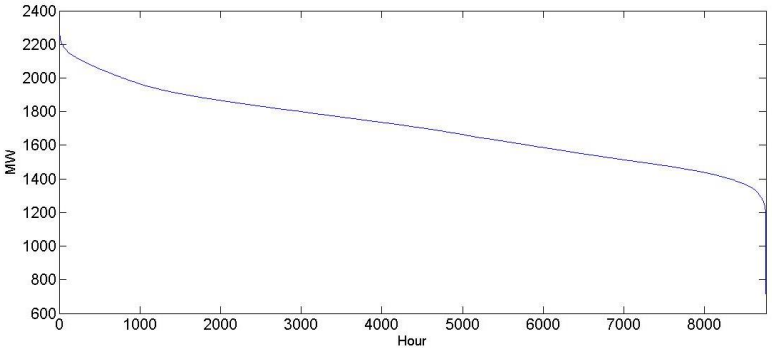
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,085.69	1,174.06	**กรกฎาคม**	2,164.94	1,285.55
กุมภาพันธ์	2,213.69	1,194.30	**สิงหาคม**	2,217.44	1,300.09
มีนาคม	2,185.08	1,293.48	**กันยายน**	2,205.82	1,224.22
เมษายน	2,169.68	1,230.29	**ตุลาคม**	2,229.30	1,284.90
พฤษภาคม	2,212.44	1,291.87	**พฤศจิกายน**	2,284.10	1,264.37
มิถุนายน	2,186.54	1,250.64	**ธันวาคม**	2,196.78	1,238.79

3) ปี 2556

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2556 แสดงดังรูปที่ 4.19 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 28 มีนาคม เวลา 19:30 น. มีค่า 2,299.4 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.20 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.19 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2556



รูปที่ 4.20 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2556

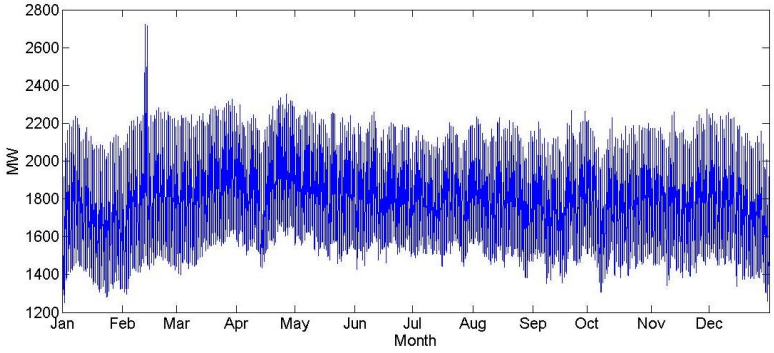
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-12

ตารางที่ 4-12 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

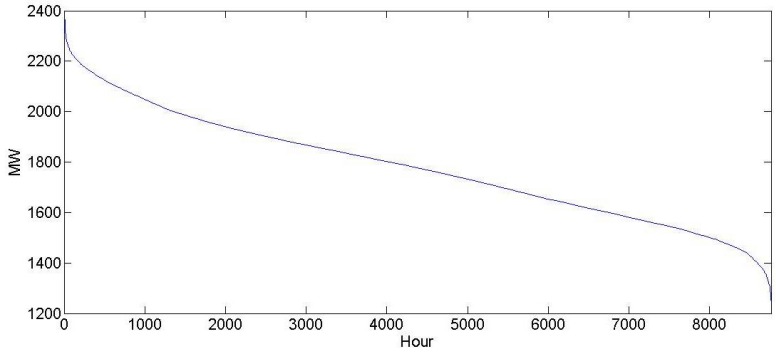
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,169.92	1,257.95	**กรกฎาคม**	2,133.43	1,257.64
กุมภาพันธ์	2,208.88	1,162.44	**สิงหาคม**	2,202.80	1,273.75
มีนาคม	2,299.44	1,360.98	**กันยายน**	2,252.03	1,249.97
เมษายน	2,200.34	1,200.46	**ตุลาคม**	2,180.18	1,253.78
พฤษภาคม	2,117.37	1,237.34	**พฤศจิกายน**	2,261.34	1,237.56
มิถุนายน	2,201.78	1,247.38	**ธันวาคม**	2,208.68	1,235.96

4) ปี 2557

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2557 แสดงดังรูปที่ 4.21 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 12 กุมภาพันธ์ เวลา 20:00 น. มีค่า 2,724.09 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.22 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.21 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2557



รูปที่ 4.22 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2557

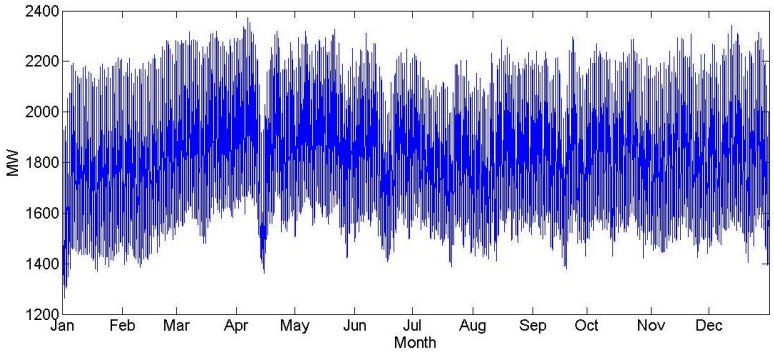
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-13

ตารางที่ 4-13 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

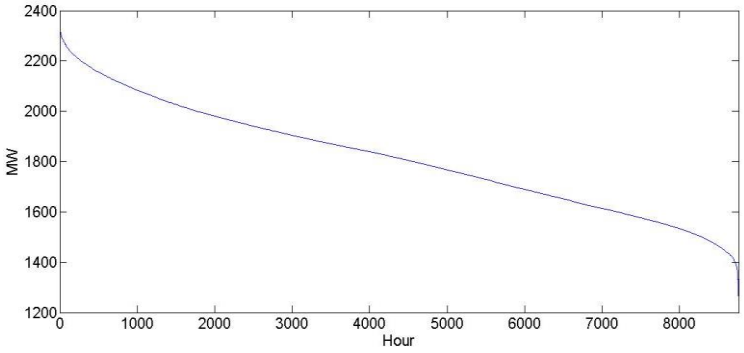
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,238.07	1,247.76	**กรกฎาคม**	2,202.60	1,325.71
กุมภาพันธ์	2,724.09	1,195.94	**สิงหาคม**	2,233.38	1,321.68
มีนาคม	2,328.89	1,370.09	**กันยายน**	2,266.72	1,264.62
เมษายน	2,353.23	1,342.54	**ตุลาคม**	2,229.21	1,296.04
พฤษภาคม	2,272.71	1,371.48	**พฤศจิกายน**	2,273.98	1,261.80
มิถุนายน	2,258.63	1,298.42	**ธันวาคม**	2,254.16	1,286.40

5) ปี 2558

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2558 แสดงดังรูปที่ 4.23 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 6 เมษายน เวลา 20:00 น. มีค่า 2,374.32 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.24 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.23 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2558



รูปที่ 4.24 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2558

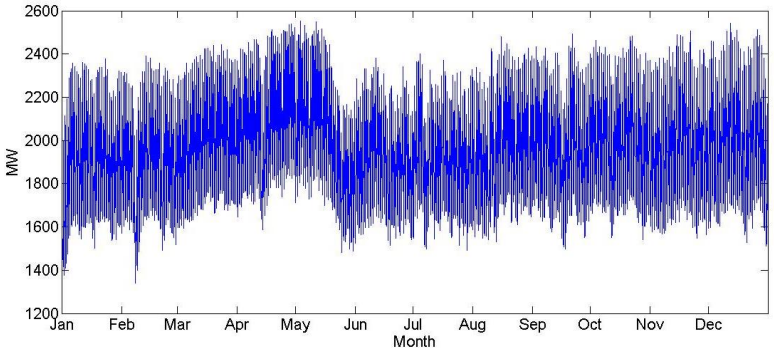
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-14

ตารางที่ 4-14 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

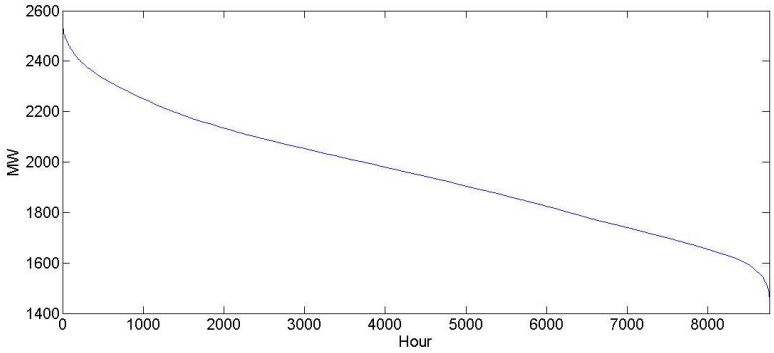
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,214.97	1,276.11	**กรกฎาคม**	2,228.08	1,327.38
กุมภาพันธ์	2,281.66	1,189.95	**สิงหาคม**	2,284.77	1,334.96
มีนาคม	2,320.32	1,404.73	**กันยายน**	2,295.54	1,295.34
เมษายน	2,374.32	1,344.93	**ตุลาคม**	2,288.62	1,356.76
พฤษภาคม	2,326.72	1,403.41	**พฤศจิกายน**	2,307.19	1,292.22
มิถุนายน	2,309.70	1,312.28	**ธันวาคม**	2,342.93	1,353.47

6) ปี 2559

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2559 แสดงดังรูปที่ 4.25 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 3 พฤษภาคม เวลา 20:30 น. มีค่า 2,552.05 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.26 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.25 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้ ปี พ.ศ. 2559



รูปที่ 4.26 Load duration curve ของภาคใต้ ปี พ.ศ. 2559

โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-15

ตารางที่ 4-15 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

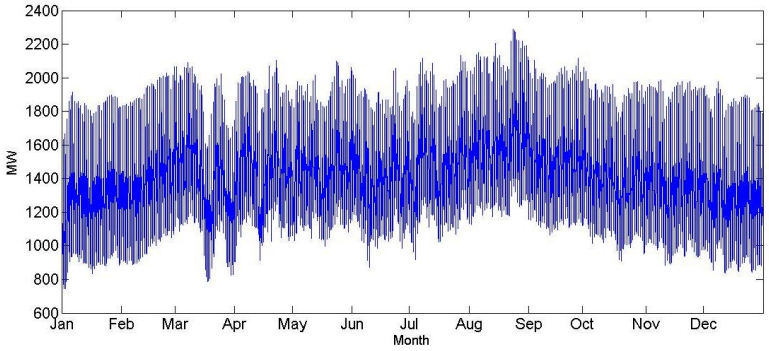
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,377.27	1,398.21	**กรกฎาคม**	2,399.69	1,411.27
กุมภาพันธ์	2,391.27	1,312.22	**สิงหาคม**	2,480.28	1,449.19
มีนาคม	2,442.52	1,490.85	**กันยายน**	2,491.97	1,406.18
เมษายน	2,538.60	1,508.75	**ตุลาคม**	2,484.46	1,472.86
พฤษภาคม	2,552.05	1,498.94	**พฤศจิกายน**	2,504.62	1,402.80
มิถุนายน	2,380.28	1,364.60	**ธันวาคม**	2,543.41	1,469.29

4.3.3 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ

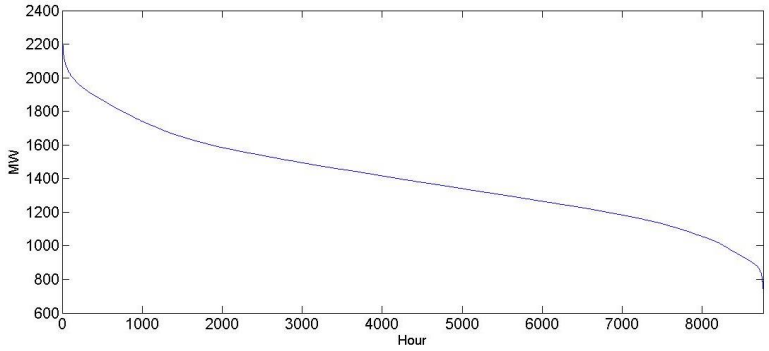
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในภาคเหนือมีค่าสูงขึ้นทุกๆปี เนื่องมาจากเศรษฐกิจของประเทศขยายตัวอย่างรวดเร็ว ไม่ว่าจะเป็นการขยายตัวของพาณิชยกรรม การเพิ่มขึ้นของโรงแรม โรงพยาบาล การเพิ่มขึ้นของโรงงานอุตสาหกรรม นอกจากนี้ยังเป็นผลมาจากอุณหภูมิของโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และจะแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 – 2559 เพื่อให้เห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านมา

1) ปี 2554

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2554 แสดงดังรูปที่ 4.27 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 23 สิงหาคม เวลา 20:00 น. มีค่า 2,288.49 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.28 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.27 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2554



รูปที่ 4.28 Load duration curve ของภาคเหนือปี พ.ศ. 2554

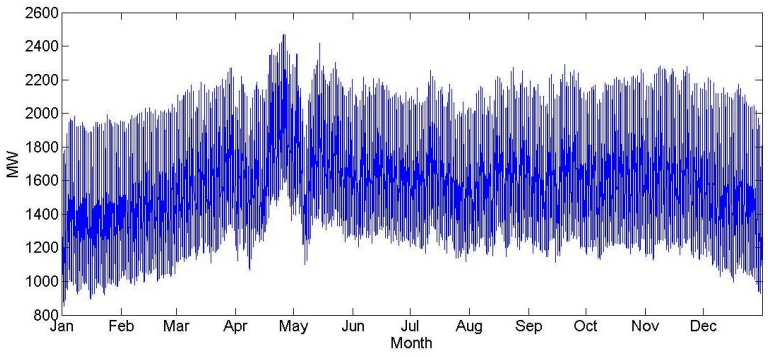
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-16

ตารางที่ 4-16 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

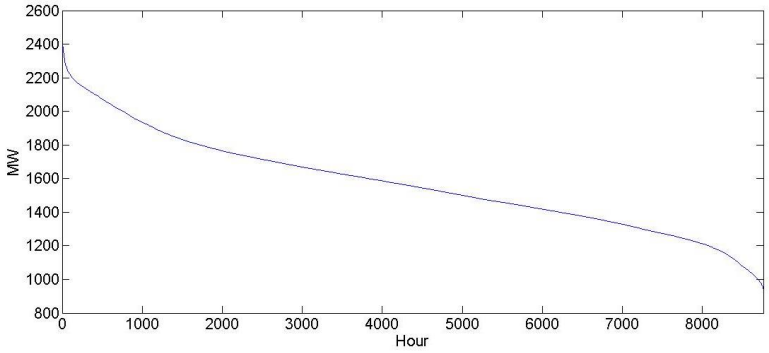
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	1,914.11	931.59	**กรกฎาคม**	2,131.44	1,088.58
กุมภาพันธ์	2,067.29	916.33	**สิงหาคม**	2,288.49	1,184.45
มีนาคม	2,092.98	1,031.85	**กันยายน**	2,115.95	1,076.12
เมษายน	2,104.64	1,033.83	**ตุลาคม**	1,990.09	1,033.42
พฤษภาคม	2,098.98	1,071.20	**พฤศจิกายน**	1,985.26	976.25
มิถุนายน	2,055.63	1,008.36	**ธันวาคม**	1,975.25	944.76

2) ปี 2555

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2555 แสดงดังรูปที่ 4.29 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 25 เมษายน เวลา 20:30 น. มีค่า 2,473.56 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.30 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.29 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2555



รูปที่ 4.30 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2555

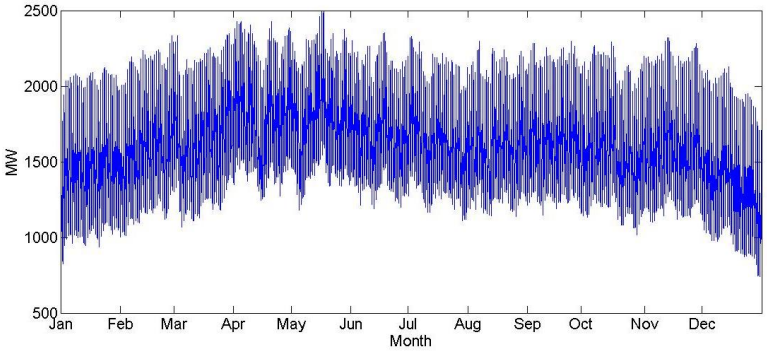
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-17

ตารางที่ 4-17 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

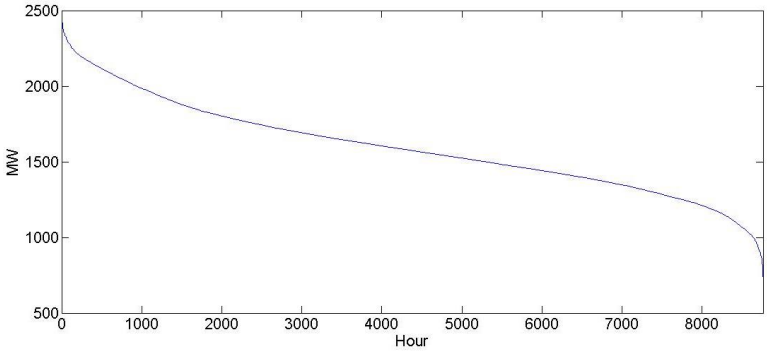
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	1,994.12	992.64	**กรกฎาคม**	2,258.38	1,171.76
กุมภาพันธ์	2,057.23	993.39	**สิงหาคม**	2,274.09	1,186.01
มีนาคม	2,271.45	1,189.85	**กันยายน**	2,292.20	1,152.42
เมษายน	2,473.56	1,228.57	**ตุลาคม**	2,260.11	1,197.08
พฤษภาคม	2,418.12	1,257.16	**พฤศจิกายน**	2,283.79	1,161.16
มิถุนายน	2,213.97	1,164.58	**ธันวาคม**	2,213.01	1,091.88

3) ปี 2556

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2556 แสดงดังรูปที่ 4.31 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 16 พฤษภาคม เวลา 21:30 น. มีค่า 2,498.27 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.32 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.31 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2556



รูปที่ 4.32 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2556

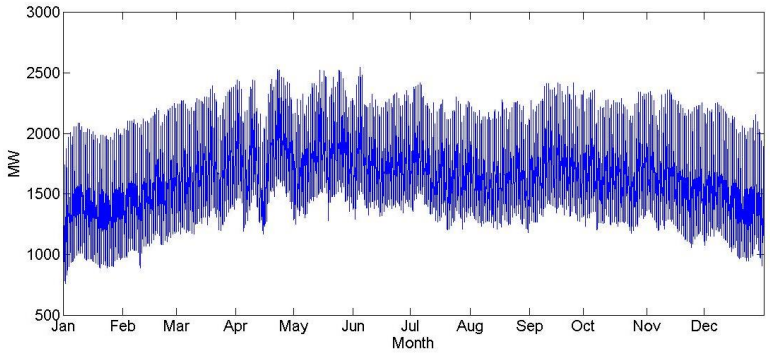
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-18

ตารางที่ 4-18 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

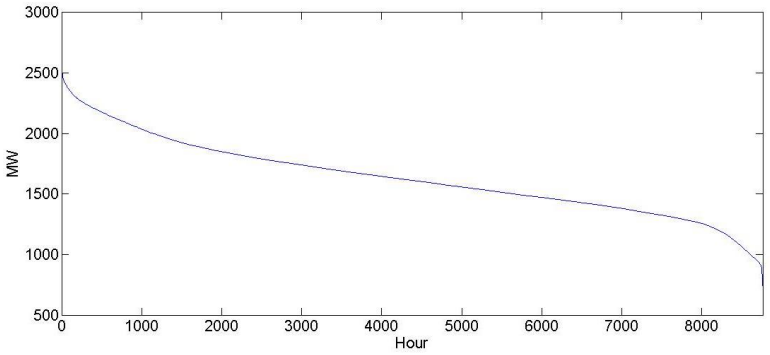
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,125.61	1,055.54	**กรกฎาคม**	2,329.51	1,203.33
กุมภาพันธ์	2,335.84	1,054.09	**สิงหาคม**	2,295.32	1,183.89
มีนาคม	2,348.75	1,222.22	**กันยายน**	2,296.25	1,166.80
เมษายน	2,429.63	1,284.73	**ตุลาคม**	2,291.69	1,153.38
พฤษภาคม	2,498.27	1,319.52	**พฤศจิกายน**	2,322.18	1,137.76
มิถุนายน	2,353.81	1,197.81	**ธันวาคม**	2,127.85	989.53

4) ปี 2557

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2557 แสดงดังรูปที่ 4.33 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 4 มิถุนายน เวลา 21:00 น. มีค่า 2,550.21 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.34 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.33 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2557



รูปที่ 4.34 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2557

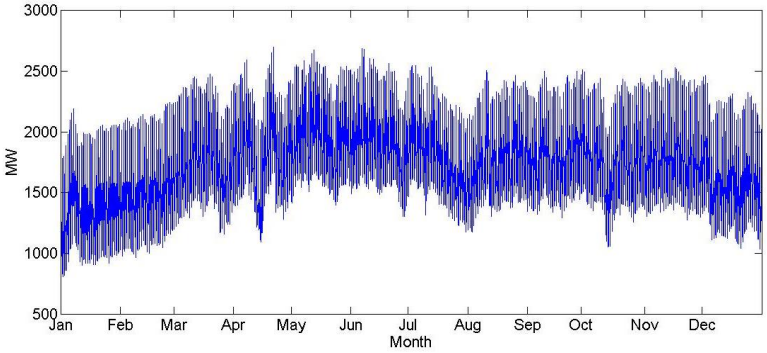
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-19

ตารางที่ 4-19 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

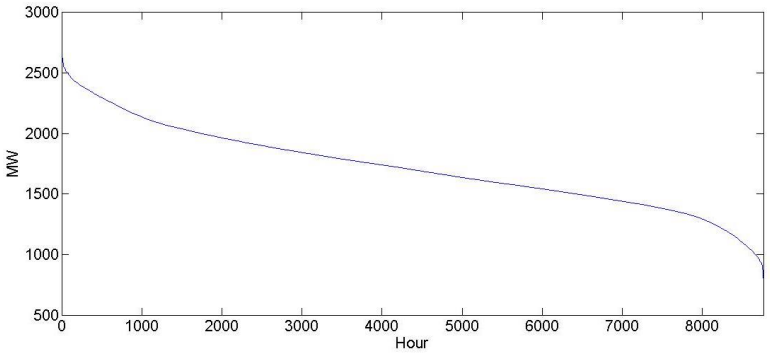
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,086.74	989.66	**กรกฎาคม**	2,418.17	1,254.34
กุมภาพันธ์	2,246.70	1,003.78	**สิงหาคม**	2,281.22	1,206.02
มีนาคม	2,404.14	1,254.79	**กันยายน**	2,419.26	1,241.39
เมษายน	2,528.29	1,292.12	**ตุลาคม**	2,362.57	1,237.08
พฤษภาคม	2,524.44	1,347.61	**พฤศจิกายน**	2,358.96	1,158.35
มิถุนายน	2,550.21	1,258.88	**ธันวาคม**	2,253.63	1,080.43

5) ปี 2558

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2558 แสดงดังรูปที่ 4.35 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 21 เมษายน เวลา 21:00 น. มีค่า 2,700.65 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.36 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.35 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2558



รูปที่ 4.36 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2558

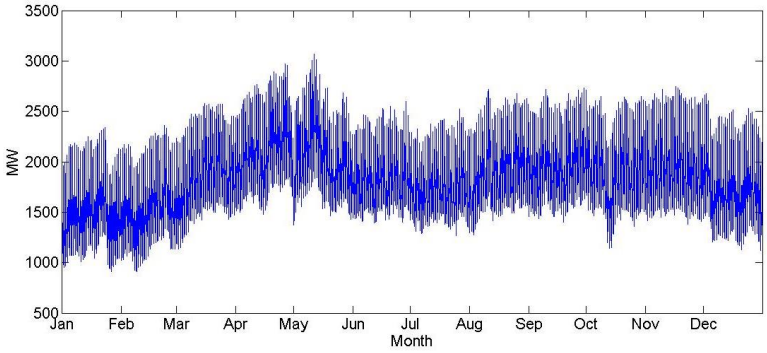
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-20

ตารางที่ 4-20 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

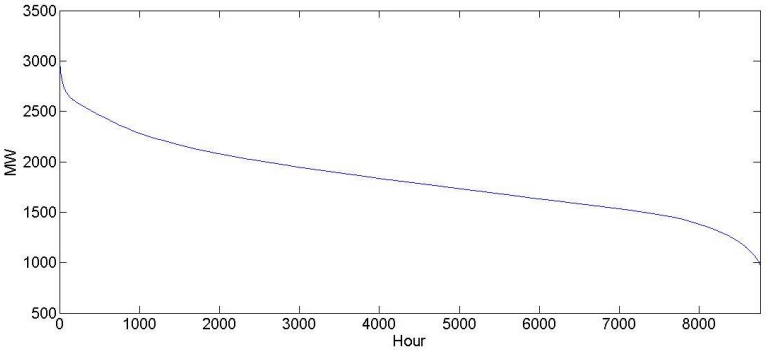
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,190.69	997.83	**กรกฎาคม**	2,546.76	1,318.10
กุมภาพันธ์	2,242.25	991.11	**สิงหาคม**	2,503.52	1,305.49
มีนาคม	2,476.08	1,294.86	**กันยายน**	2,514.33	1,293.83
เมษายน	2,700.65	1,293.24	**ตุลาคม**	2,442.13	1,290.34
พฤษภาคม	2,676.64	1,452.24	**พฤศจิกายน**	2,527.76	1,281.44
มิถุนายน	2,689.75	1,375.85	**ธันวาคม**	2,468.39	1,168.48

6) ปี 2559

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2559 แสดงดังรูปที่ 4.37 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 21 พฤษภาคม เวลา 21:00 น. มีค่า 3,071.05 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.38 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.37 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2559



รูปที่ 4.38 Load duration curve ของภาคเหนือ ปี พ.ศ. 2559

โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-21

ตารางที่ 4-21 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

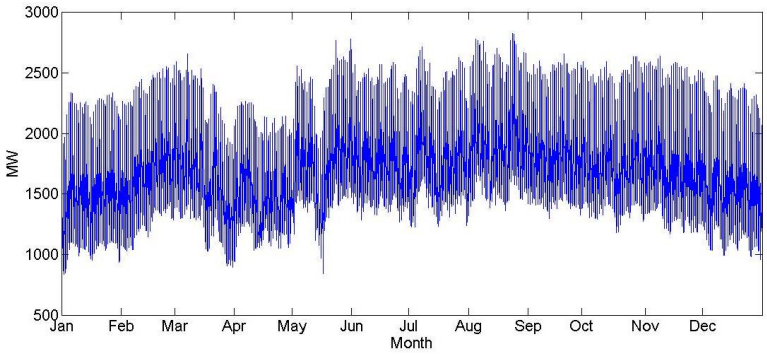
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,342.06	1,085.82	**กรกฎาคม**	2,521.91	1,286.28
กุมภาพันธ์	2,358.89	1,051.19	**สิงหาคม**	2,717.75	1,417.20
มีนาคม	2,579.81	1,377.96	**กันยายน**	2,729.48	1,404.54
เมษายน	2,967.72	1,523.09	**ตุลาคม**	2,651.10	1,400.75
พฤษภาคม	3,071.05	1,522.02	**พฤศจิกายน**	2,744.07	1,391.10
มิถุนายน	2,598.38	1,311.47	**ธันวาคม**	2,679.61	1,268.47

4.3.4 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

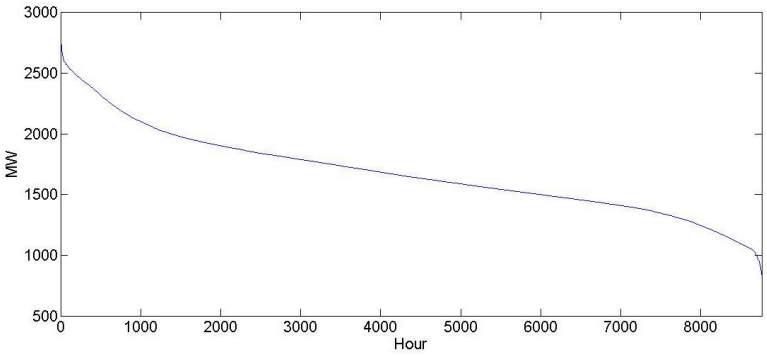
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีค่าสูงขึ้นทุกๆปี เนื่องมาจากเศรษฐกิจของประเทศขยายตัวอย่างรวดเร็ว ไม่ว่าจะเป็นการขยายตัวของพาณิชยกรรม การเพิ่มขึ้นของโรงแรม โรงพยาบาล การเพิ่มขึ้นของโรงงานอุตสาหกรรม นอกจากนี้ยังเป็นผลมาจากอุณหภูมิของโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และจะแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 – 2559 เพื่อให้เห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านมา

1) ปี 2554

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2554 แสดงดังรูปที่ 4.39 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 23 สิงหาคม เวลา 20:00 น. มีค่า 2,826.21 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.40 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.39 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2554



รูปที่ 4.40 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือปี พ.ศ. 2554

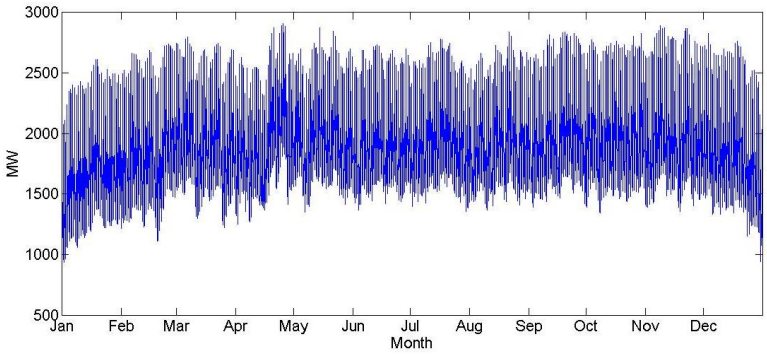
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-22

ตารางที่ 4-22 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

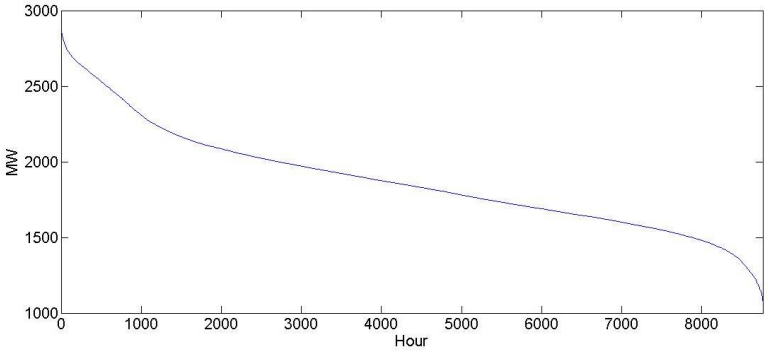
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,338.26	1,072.61	**กรกฎาคม**	2,714.46	1,313.69
กุมภาพันธ์	2,565.51	1,114.68	**สิงหาคม**	2,826.61	1,420.50
มีนาคม	2,657.66	1,203.94	**กันยายน**	2,660.60	1,303.26
เมษายน	2,265.41	1,071.76	**ตุลาคม**	2,637.19	1,304.35
พฤษภาคม	2,782.50	1,294.10	**พฤศจิกายน**	2,642.21	1,229.51
มิถุนายน	2,587.22	1,276.39	**ธันวาคม**	2,478.76	1,127.83

2) ปี 2555

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2555 แสดงดังรูปที่ 4.41 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 25 เมษายน เวลา 19:30 น. มีค่า 2,906.91 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.42 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.41 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2555



รูปที่ 4.42 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2555

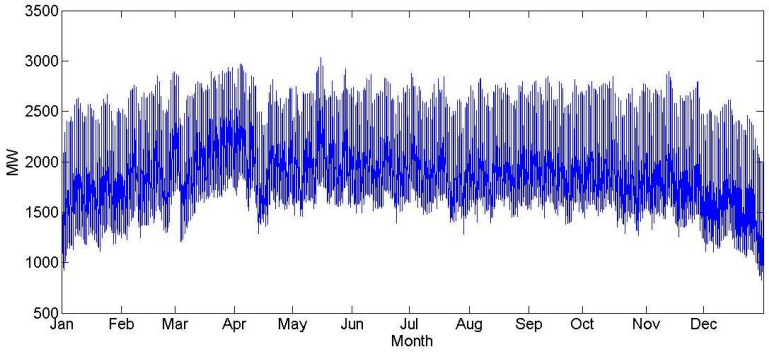
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-23

ตารางที่ 4-23 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

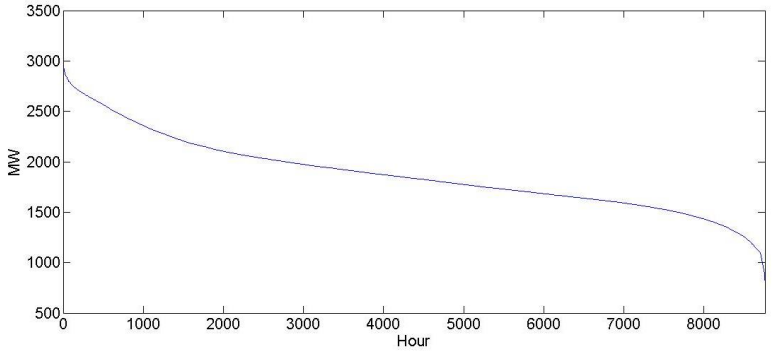
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,613.45	1,207.02	**กรกฎาคม**	2,783.39	1,424.34
กุมภาพันธ์	2,743.11	1,259.14	**สิงหาคม**	2,839.84	1,411.69
มีนาคม	2,796.47	1,418.57	**กันยายน**	2,837.65	1,395.62
เมษายน	2,906.91	1,364.27	**ตุลาคม**	2,826.86	1,449.73
พฤษภาคม	2,875.40	1,449.06	**พฤศจิกายน**	2,893.71	1,400.87
มิถุนายน	2,734.26	1,362.63	**ธันวาคม**	2,827.17	1,331.74

3) ปี 2556

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2556 แสดงดังรูปที่ 4.43 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 15 พฤษภาคม เวลา 20:30 น. มีค่า 3,031.94 เมกะวัตต์ และแสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.44 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับช่วงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงช่วงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.43 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2556



รูปที่ 4.44 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2556

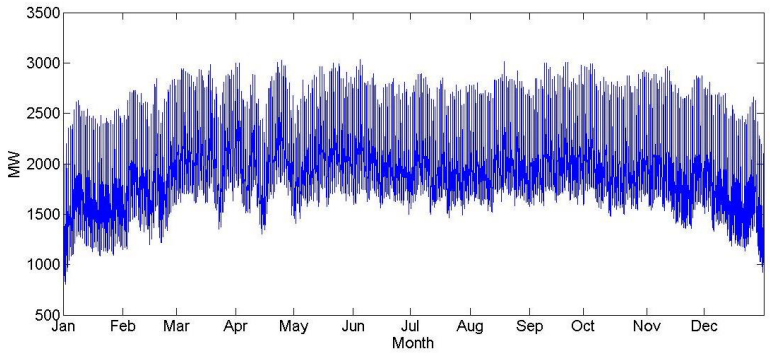
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-24

ตารางที่ 4-24 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

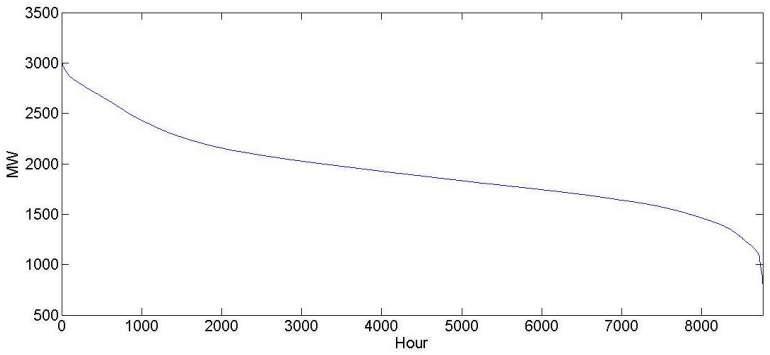
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,667.30	1,233.43	**กรกฎาคม**	2,879.07	1,423.24
กุมภาพันธ์	2,891.70	1,258.14	**สิงหาคม**	2,832.06	1,428.20
มีนาคม	2,938.57	1,518.96	**กันยายน**	2,843.51	1,386.17
เมษายน	2,969.33	1,438.12	**ตุลาคม**	2,847.39	1,392.46
พฤษภาคม	3,031.94	1,503.95	**พฤศจิกายน**	2,897.05	1,314.75
มิถุนายน	2,864.44	1,411.20	**ธันวาคม**	2,614.88	1,130.87

4) ปี 2557

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2557 แสดงดังรูปที่ 4.45 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 4 มิถุนายน เวลา 20:30 น. มีค่า 3,033.05 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.46 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.45 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2557



รูปที่ 4.46 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2557

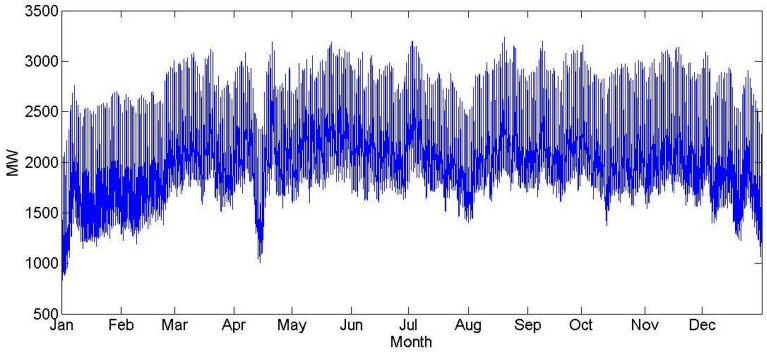
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-25

ตารางที่ 4-25 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

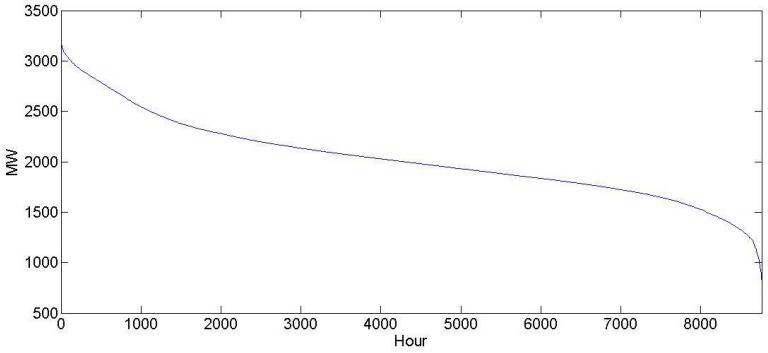
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,629.16	1,154.32	**กรกฎาคม**	2,891.77	1,465.62
กุมภาพันธ์	2,845.33	1,216.13	**สิงหาคม**	3,012.46	1,490.87
มีนาคม	3,001.12	1,551.66	**กันยายน**	3,006.00	1,481.63
เมษายน	3,029.99	1,467.77	**ตุลาคม**	2,992.99	1,484.17
พฤษภาคม	2,999.91	1,535.94	**พฤศจิกายน**	2,966.51	1,378.68
มิถุนายน	3,033.05	1,465.84	**ธันวาคม**	2,806.78	1,232.27

5) ปี 2558

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2558 แสดงดังรูปที่ 4.47 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 19 สิงหาคม เวลา 20:00 น. มีค่า 3,235.79 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.48 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.47 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2558



รูปที่ 4.48 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2558

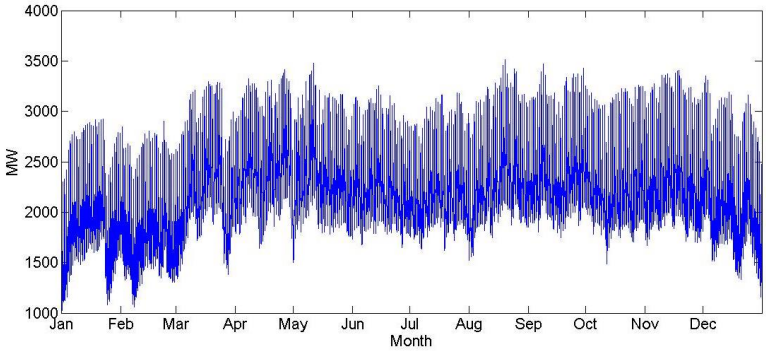
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-26

ตารางที่ 4-26 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

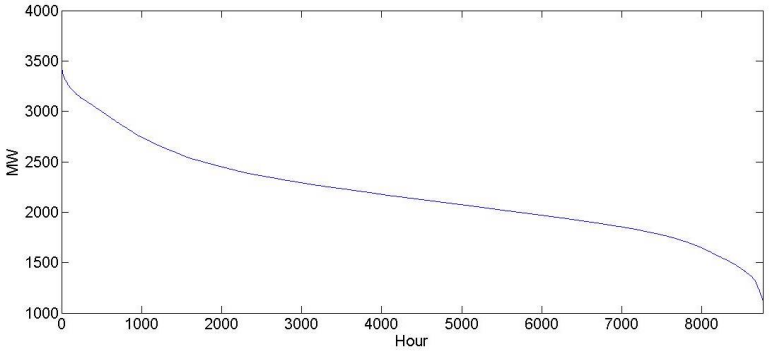
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,759.52	1,197.30	**กรกฎาคม**	3,196.37	1,545.18
กุมภาพันธ์	3,009.03	1,210.78	**สิงหาคม**	3,235.79	1,579.47
มีนาคม	3,118.10	1,571.91	**กันยายน**	3,197.45	1,563.14
เมษายน	3,188.19	1,479.07	**ตุลาคม**	3,006.54	1,528.72
พฤษภาคม	3,190.51	1,667.87	**พฤศจิกายน**	3,141.41	1,508.56
มิถุนายน	3,088.97	1,542.86	**ธันวาคม**	3,087.85	1,389.60

6) ปี 2559

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2559 แสดงดังรูปที่ 4.49 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 19 สิงหาคม เวลา 20:00 น. มีค่า 3,532.68 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.50 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.49 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2559



รูปที่ 4.50 Load duration curve ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปี พ.ศ. 2559

โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-27

ตารางที่ 4-27 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

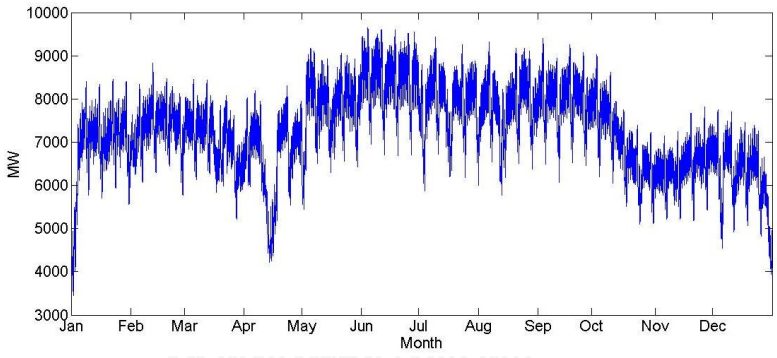
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	2,920.94	1,365.50	**กรกฎาคม**	3,186.59	1,614.96
กุมภาพันธ์	2,902.17	1,217.55	**สิงหาคม**	3,512.68	1,714.62
มีนาคม	3,294.52	1,641.58	**กันยายน**	3,471.05	1,696.90
เมษายน	3,413.30	1,752.93	**ตุลาคม**	3,263.82	1,659.54
พฤษภาคม	3,475.66	1,741.81	**พฤศจิกายน**	3,410.23	1,637.65
มิถุนายน	3,254.12	1,609.59	**ธันวาคม**	3,352.08	1,508.51

4.3.5 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ภาคตะวันออก และภาคตะวันตก

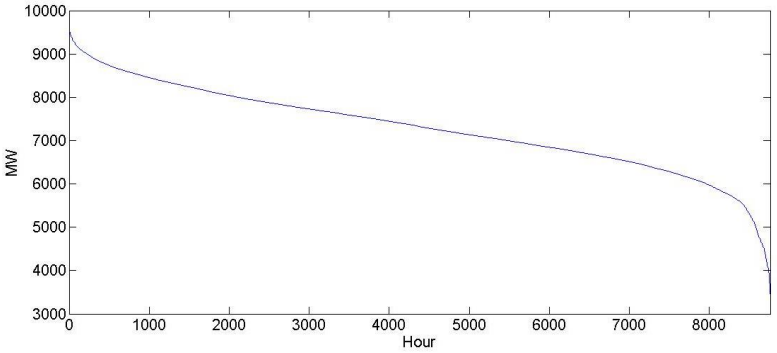
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตกมีค่าสูงขึ้นทุกๆปี เนื่องมาจากเศรษฐกิจของประเทศขยายตัวอย่างรวดเร็ว ไม่ว่าจะเป็นการขยายตัวของพาณิชยกรรม การเพิ่มขึ้นของโรงแรม โรงพยาบาล การเพิ่มขึ้นของโรงงานอุตสาหกรรม นอกจากนี้ยังเป็นผลมาจากอุณหภูมิของโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และจะแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 – 2559 เพื่อให้เห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านมา

1) ปี 2554

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2554 แสดงดังรูปที่ 4.51 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 4 มิถุนายน เวลา 11:30 น. มีค่า 9,643.83 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.52 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.51 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2554



รูปที่ 4.52 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตกปี พ.ศ. 2554

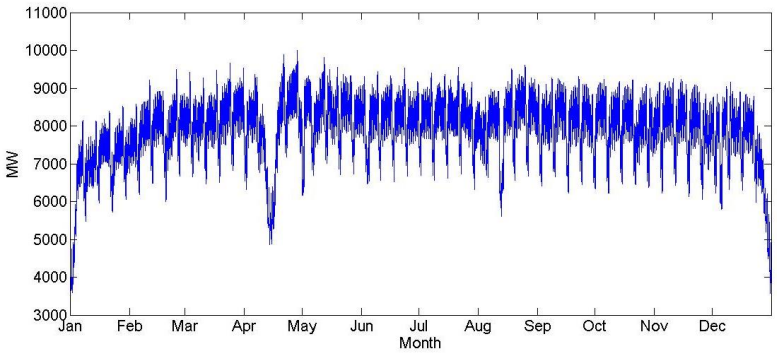
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-28

ตารางที่ 4-28ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

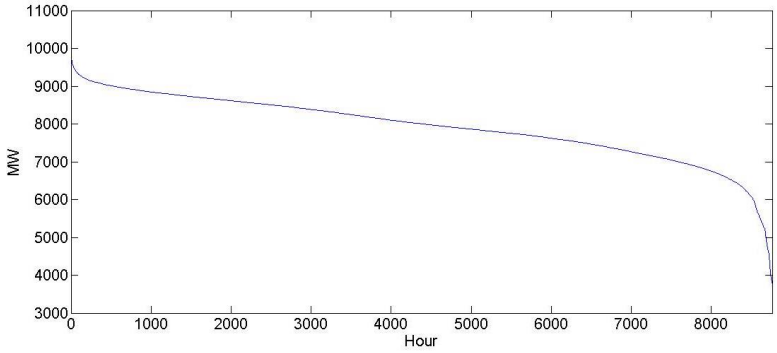
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	8,464.30	5,120.70	**กรกฎาคม**	9,444.36	5,859.16
กุมภาพันธ์	8,833.15	4,950.94	**สิงหาคม**	9,324.61	5,812.83
มีนาคม	8,449.66	5,246.37	**กันยายน**	9,397.24	5,756.08
เมษายน	8,306.13	4,776.73	**ตุลาคม**	9,033.31	5,130.69
พฤษภาคม	9,170.19	5,814.54	**พฤศจิกายน**	7,815.31	4,652.17
มิถุนายน	9,643.83	6,081.15	**ธันวาคม**	7,749.16	4,630.00

2) ปี 2555

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2555 แสดงดังรูปที่ 4.53 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 28 เมษายน เวลา 15:00 น. มีค่า 10,001.58 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.54 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.53 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2555



รูปที่ 4.54 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2555

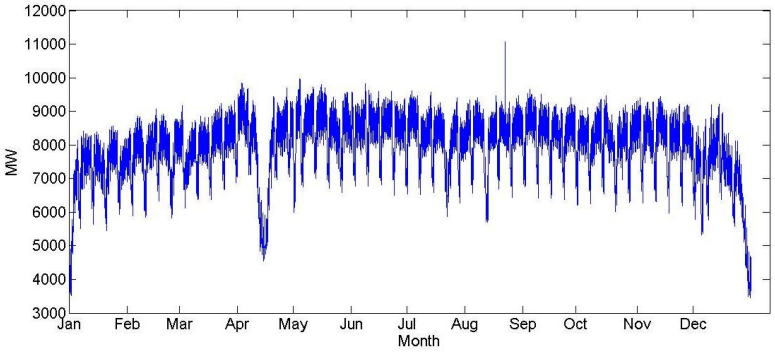
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-29

ตารางที่ 4-29 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

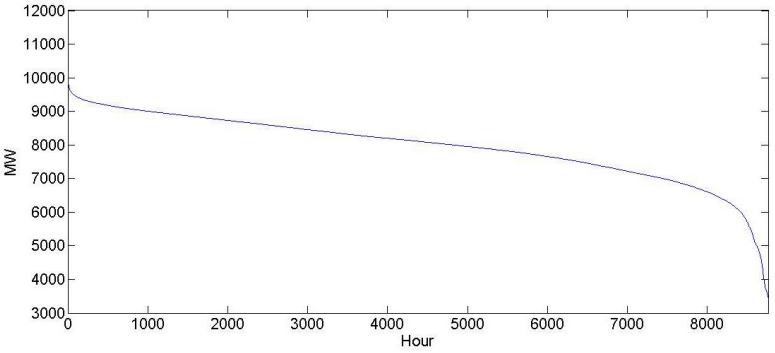
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	8,525.51	5,108.14	**กรกฎาคม**	9,547.49	6,071.63
กุมภาพันธ์	9,502.87	5,490.64	**สิงหาคม**	9,598.21	6,035.31
มีนาคม	9,671.09	6,082.23	**กันยายน**	9,310.74	5,826.30
เมษายน	10,001.58	5,623.37	**ตุลาคม**	9,238.69	5,985.76
พฤษภาคม	9,812.77	6,155.88	**พฤศจิกายน**	9,245.34	5,761.34
มิถุนายน	9,526.43	5,866.42	**ธันวาคม**	9,166.36	5,451.02

3) ปี 2556

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2556 แสดงดังรูปที่ 4.55 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 22 สิงหาคม เวลา 9:30 น. มีค่า 11,059.22 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.56 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.55 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2556



รูปที่ 4.56 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2556

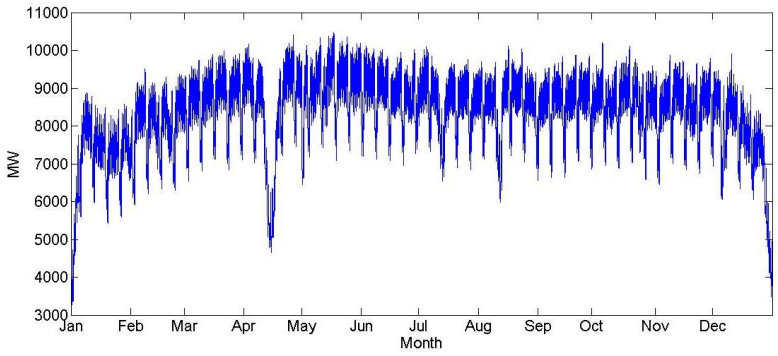
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-30

ตารางที่ 4-30 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

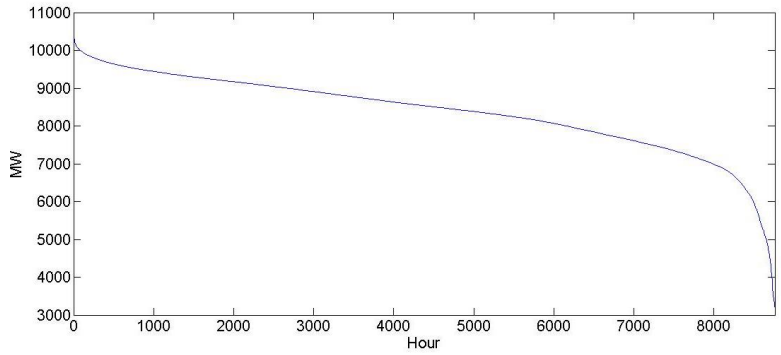
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	8,561.18	5,282.71	**กรกฎาคม**	9,623.79	6,070.99
กุมภาพันธ์	9,076.51	5,214.12	**สิงหาคม**	11,059.22	6,127.53
มีนาคม	9,316.06	5,929.61	**กันยายน**	9,650.21	5,956.01
เมษายน	9,847.49	5,639.36	**ตุลาคม**	9,475.51	6,035.53
พฤษภาคม	9,978.00	6,289.28	**พฤศจิกายน**	9,450.15	5,892.12
มิถุนายน	9,830.87	6,077.98	**ธันวาคม**	9,215.54	5,165.40

4) ปี 2557

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2557 แสดงดังรูปที่ 4.57 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 17 พฤษภาคม เวลา 15:00 น. มีค่า 10,468.67 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.58 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.57 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2557



รูปที่ 4.58 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2557

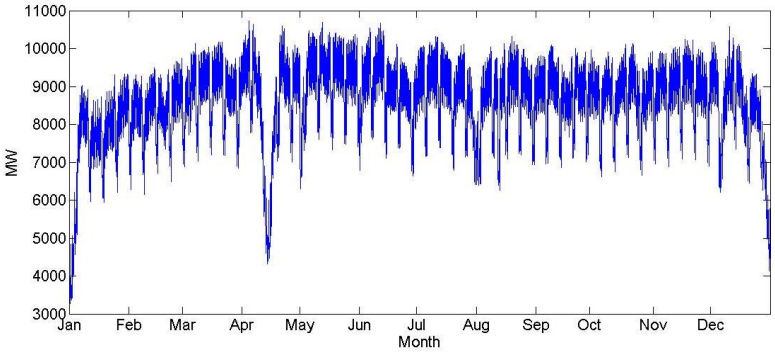
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือนแสดงดังตารางที่ 4-31

ตารางที่ 4-31 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

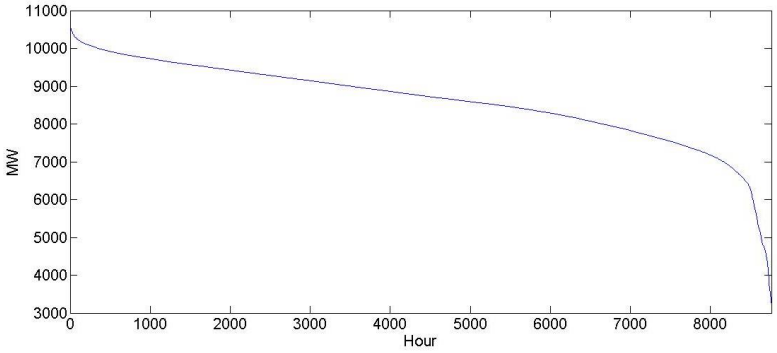
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	8,886.41	5,286.99	**กรกฎาคม**	10,084.53	6,406.06
กุมภาพันธ์	9,513.21	5,420.48	**สิงหาคม**	10,105.31	6,351.50
มีนาคม	9,977.21	6,454.37	**กันยายน**	9,876.85	6,211.44
เมษายน	10,410.15	5,974.82	**ตุลาคม**	10,210.06	6,430.98
พฤษภาคม	10,468.67	6,687.73	**พฤศจิกายน**	9,861.79	6,139.55
มิถุนายน	10,113.69	6,338.92	**ธันวาคม**	9,915.80	5,622.84

5) ปี 2558

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2558 แสดงดังรูปที่ 4.59 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 4 เมษายน เวลา 14:00 น. มีค่า 10,725.00 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.60 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.59 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2558



รูปที่ 4.60 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2558

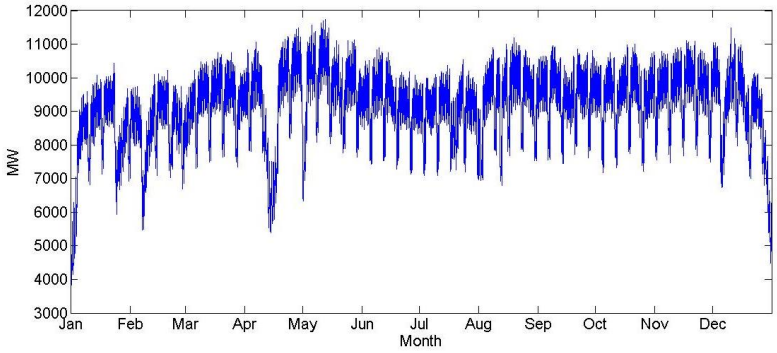
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-32

ตารางที่ 4-32 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

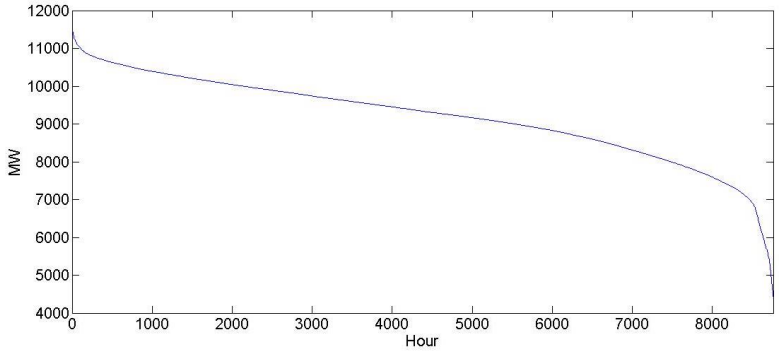
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	9,329.02	5,538.81	**กรกฎาคม**	10,313.49	6,582.50
กุมภาพันธ์	9,735.37	5,600.37	**สิงหาคม**	10,317.90	6,423.82
มีนาคม	10,170.44	6,578.27	**กันยายน**	10,089.03	6,330.56
เมษายน	10,725.00	6,059.93	**ตุลาคม**	10,132.20	6,488.48
พฤษภาคม	10,692.27	6,815.32	**พฤศจิกายน**	10,235.84	6,375.52
มิถุนายน	10,679.38	6,416.80	**ธันวาคม**	10,575.82	6,096.67

6) ปี 2559

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2559 แสดงดังรูปที่ 4.61 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 12 พฤษภาคม เวลา 23:00 น. มีค่า 11,731.57 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.62 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.61 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2559



รูปที่ 4.62 Load duration curve ของภาคกลาง ตะวันออก และตะวันตก ปี พ.ศ. 2559

โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-33

ตารางที่ 4-33 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

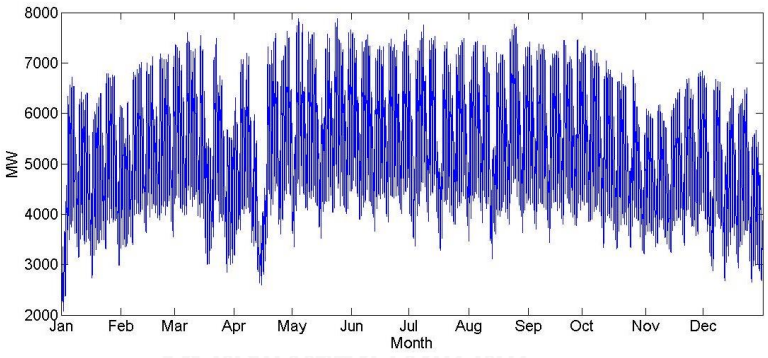
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	10,440.28	6,073.89	**กรกฎาคม**	10,528.50	6,666.15
กุมภาพันธ์	10,223.73	5,925.42	**สิงหาคม**	11,200.81	6,973.51
มีนาคม	10,751.28	6,941.46	**กันยายน**	10,954.36	6,872.26
เมษายน	11,491.40	6,610.60	**ตุลาคม**	10,999.22	7,043.70
พฤษภาคม	11,731.57	7,253.53	**พฤศจิกายน**	11,111.72	6,921.07
มิถุนายน	10,893.45	6,673.41	**ธันวาคม**	11,480.80	6,618.36

4.3.6 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง

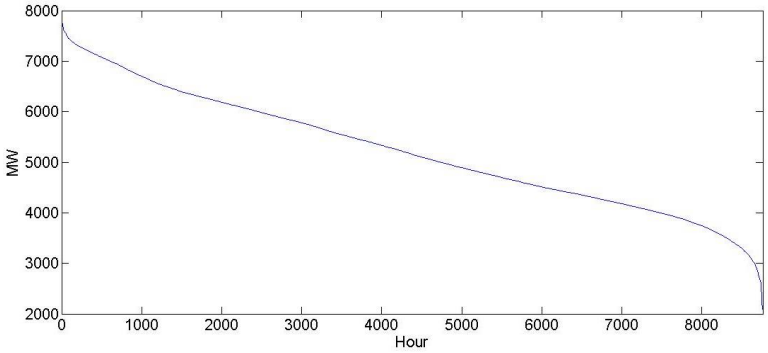
ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในเขตนครหลวงมีค่าสูงขึ้นทุกๆปี เนื่องมาจากเศรษฐกิจของประเทศขยายตัวอย่างรวดเร็ว ไม่ว่าจะเป็นการขยายตัวของพาณิชยกรรม การเพิ่มขึ้นของโรงแรม โรงพยาบาล การเพิ่มขึ้นของโรงงานอุตสาหกรรม นอกจากนี้ยังเป็นผลมาจากอุณหภูมิของโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และจะแสดงความต้องการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 – 2559 เพื่อให้เห็นถึงความเปลี่ยนแปลงของความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ผ่านมา

1) ปี 2554

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2554 แสดงดังรูปที่ 4.63 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 4 พฤษภาคม เวลา 14:00 น. มีค่า 7,882.43 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.64 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.63 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2554



รูปที่ 4.64 Load duration curve ของเขตนครหลวงปี พ.ศ. 2554

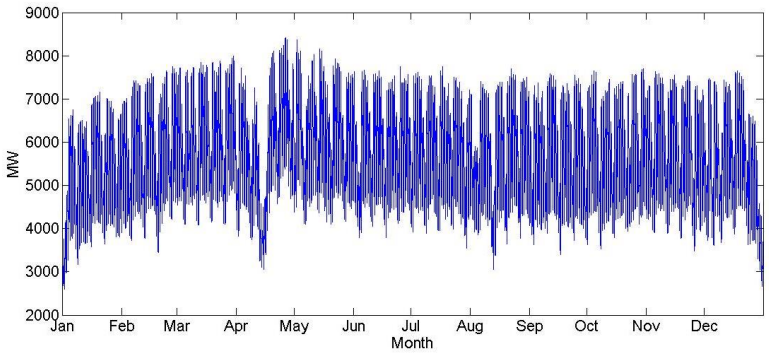
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-44

ตารางที่ 4-34 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

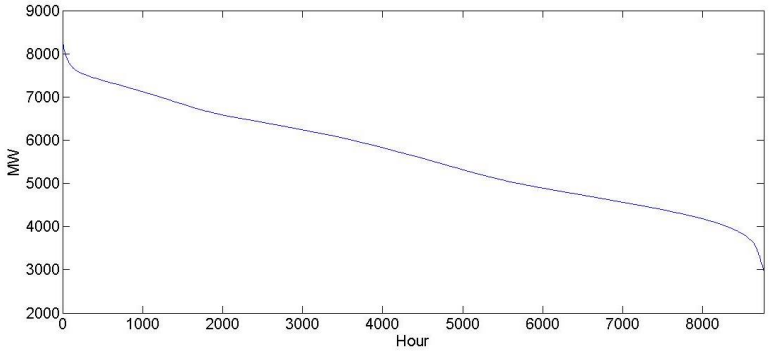
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	6,792.70	3,486.28	**กรกฎาคม**	7,758.14	4,064.94
กุมภาพันธ์	7,175.50	3,508.68	**สิงหาคม**	7,769.75	4,101.23
มีนาคม	7,595.08	3,883.33	**กันยายน**	7,457.15	4,001.36
เมษายน	7,634.05	3,652.21	**ตุลาคม**	7,264.77	3,796.97
พฤษภาคม	7,882.43	4,187.51	**พฤศจิกายน**	6,845.00	3,536.53
มิถุนายน	7,649.79	4,100.77	**ธันวาคม**	6,739.09	3,420.15

2) ปี 2555

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2555 แสดงดังรูปที่ 4.65 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 26 เมษายน เวลา 14:30 น. มีค่า 8,424.16 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.66 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.65 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2555



รูปที่ 4.66 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2555

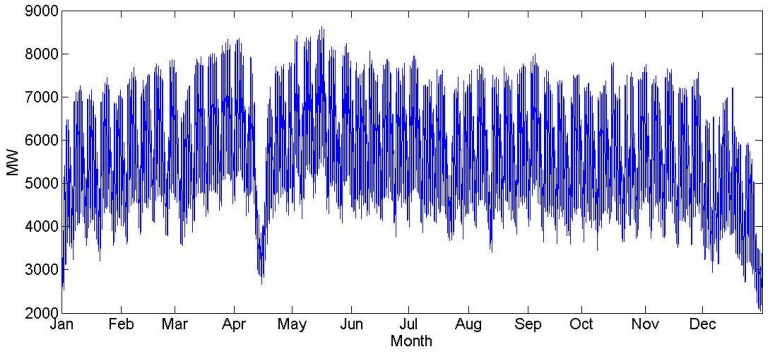
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-45

ตารางที่ 4-35 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

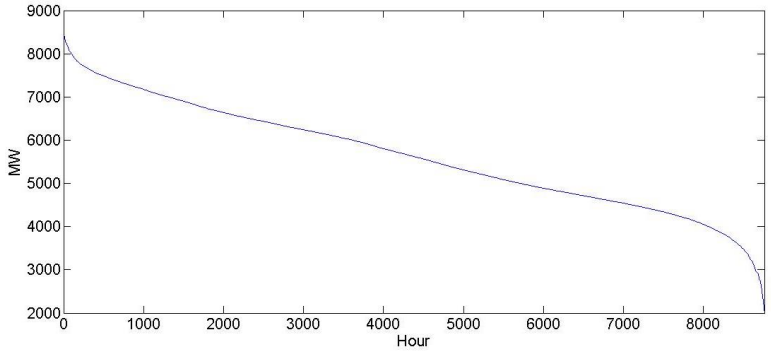
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	7,156.17	3,761.27	**กรกฎาคม**	7,743.48	4,232.10
กุมภาพันธ์	7,751.76	3,956.43	**สิงหาคม**	7,700.89	4,114.42
มีนาคม	7,987.89	4,467.28	**กันยายน**	7,580.13	3,978.55
เมษายน	8,424.16	4,107.70	**ตุลาคม**	7,701.87	4,215.40
พฤษภาคม	8,362.62	4,460.57	**พฤศจิกายน**	7,636.96	4,099.39
มิถุนายน	7,748.71	4,152.74	**ธันวาคม**	7,646.87	3,960.22

3) ปี 2556

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2556 แสดงดังรูปที่ 4.67 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 16 พฤษภาคม เวลา 14:00 น. มีค่า 8,638.09 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.68 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.67 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2556



รูปที่ 4.68 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2556

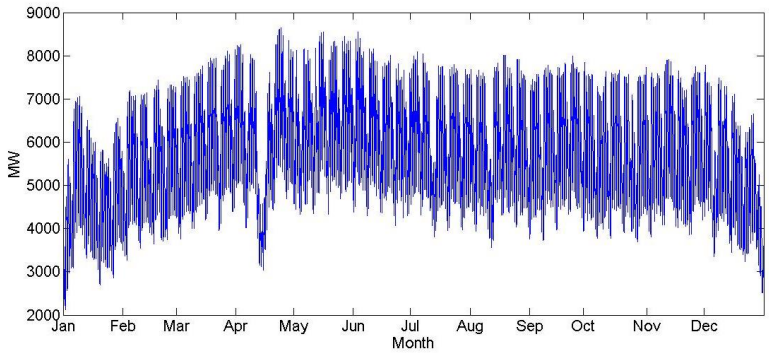
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-46

ตารางที่ 4-36 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

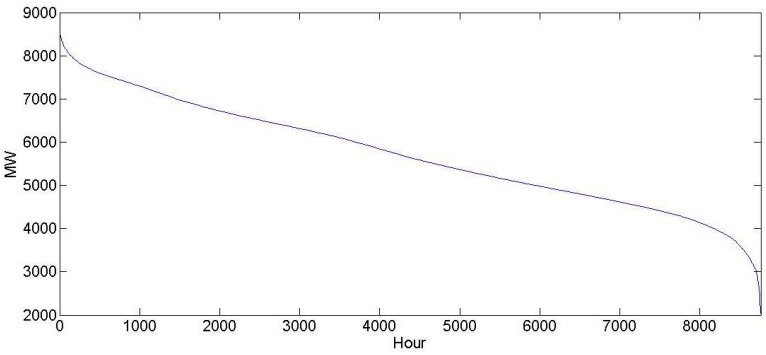
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	7,456.61	3,886.13	**กรกฎาคม**	7,943.64	4,231.36
กุมภาพันธ์	7,861.01	3,860.69	**สิงหาคม**	7,769.45	4,259.40
มีนาคม	8,336.03	4,443.76	**กันยายน**	7,998.92	4,072.41
เมษายน	8,358.02	4,040.98	**ตุลาคม**	7,791.78	4,174.20
พฤษภาคม	8,638.09	4,716.17	**พฤศจิกายน**	7,751.50	4,043.05
มิถุนายน	8,054.01	4,239.20	**ธันวาคม**	7,216.36	3,353.16

4) ปี 2557

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2557 แสดงดังรูปที่ 4.69 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 24 เมษายน เวลา 14:00 น. มีค่า 8,645.97 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.70 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.69 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2557



รูปที่ 4.70 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2557

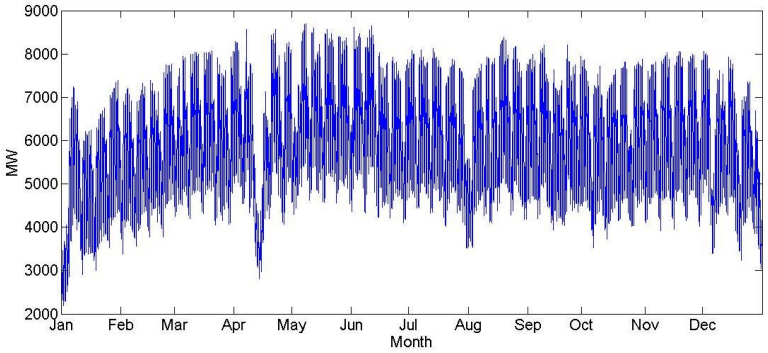
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-47

ตารางที่ 4-37 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

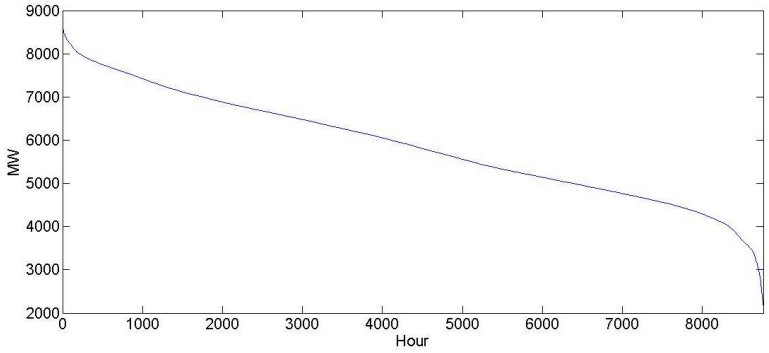
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	7,060.38	3,436.86	**กรกฎาคม**	8,086.69	4,395.16
กุมภาพันธ์	7,430.20	3,605.51	**สิงหาคม**	8,012.42	4,282.25
มีนาคม	8,146.38	4,401.27	**กันยายน**	7,986.92	4,263.00
เมษายน	8,645.97	4,293.11	**ตุลาคม**	7,728.01	4,231.64
พฤษภาคม	8,549.90	4,720.28	**พฤศจิกายน**	7,909.05	4,181.75
มิถุนายน	8,546.94	4,434.37	**ธันวาคม**	7,775.53	3,783.24

5) ปี 2558

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2558 แสดงดังรูปที่ 4.71 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 8 พฤษภาคม เวลา 14:00 น. มีค่า 8,697.18 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.72 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.71 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2558



รูปที่ 4.72 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2558

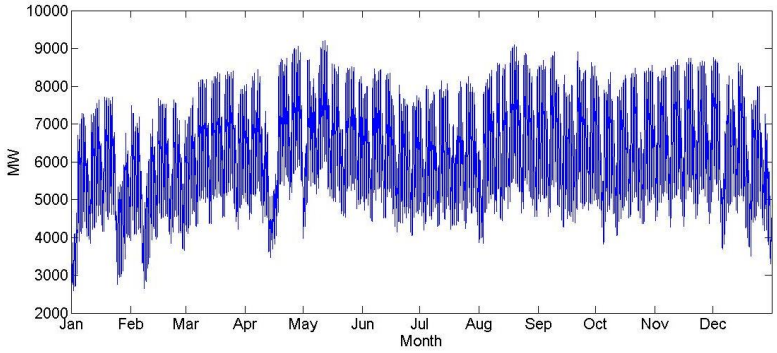
โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-48

ตารางที่ 4-38 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

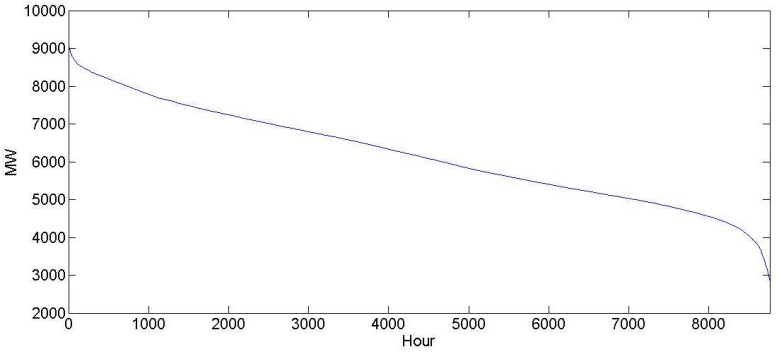
เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	7,383.40	3,619.58	**กรกฎาคม**	8,128.31	4,469.74
กุมภาพันธ์	7,758.64	3,743.67	**สิงหาคม**	8,384.68	4,448.05
มีนาคม	8,072.76	4,496.46	**กันยายน**	8,210.31	4,322.68
เมษายน	8,562.07	4,225.89	**ตุลาคม**	7,878.38	4,308.52
พฤษภาคม	8,697.18	4,784.91	**พฤศจิกายน**	8,053.02	4,350.88
มิถุนายน	8,648.21	4,517.25	**ธันวาคม**	8,062.95	4,127.85

6) ปี 2559

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2559 แสดงดังรูปที่ 4.73 ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในวันที่ 12 พฤษภาคม เวลา 14:00 น. มีค่า 9,205.02 เมกะวัตต์ และ แสดง Load duration curve ดังรูปที่ 4.74 โดยนำความต้องการใช้ไฟฟ้ามาเขียนใหม่โดยเรียงลำดับชวงเวลาของความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดไปจนถึงชวงเวลาความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุด



รูปที่ 4.73 ความต้องการใช้ไฟฟ้าในเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2559



รูปที่ 4.74 Load duration curve ของเขตนครหลวง ปี พ.ศ. 2559

โดยความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละเดือน แสดงดังตารางที่ 4-49

ตารางที่ 4-39 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในแต่ละเดือน และพลังงานใช้ไฟฟ้าโดยรวม

เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)	เดือน	ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (MW)	พลังงานไฟฟ้าโดยรวม (GWh)
มกราคม	7,718.80	3,905.93	**กรกฎาคม**	8,253.51	4,494.21
กุมภาพันธ์	7,665.42	3,774.62	**สิงหาคม**	9,102.16	4,828.67
มีนาคม	8,411.01	4,682.97	**กันยายน**	8,912.87	4,692.57
เมษายน	9,048.52	4,531.98	**ตุลาคม**	8,552.53	4,677.21
พฤษภาคม	9,205.02	4,953.69	**พฤศจิกายน**	8,742.12	4,723.19
มิถุนายน	8,462.40	4,470.34	**ธันวาคม**	8,752.90	4,481.07

สำหรับการประมาณการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ปี 2560 – 2579 จะใช้การประมาณค่าแบบ Per Unit โดยใช้ค่าการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเป็นตัวเปรียบเทียบ โดยเป็นดังสมการที่ 4.1 [29]

$$\frac{Load_{59,h}}{Load_{\text{new},h}} = \frac{PeakLoad_{59}}{PeakLoad_{new}}$$
$$Load_{\text{new},h} = \frac{PeakLoad_{new} \times Load_{59,h}}{PeakLoad_{59}} \quad (4.1)$$

เมื่อ

$Load_{59,h}$ คือ ความต้องการไฟฟ้าของปี 2559 ในชั่วโมงที่ h (MW)

$Load_{new,h}$ คือ ความต้องการไฟฟ้าของปีที่พิจารณา ในชั่วโมงที่ h (MW)

$PeakLoad_{59}$ คือ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปี 2559 (MW)

$PeakLoad_{new}$ คือ ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของปีที่พิจารณา (MW)

4.4 ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการวิจัย

สำหรับข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการวิจัย จะประกอบด้วยค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ, อัตราดอกเบี้ยของธนาคาร และค่าอัตราส่วนลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการวิจัย

ค่าการก่อสร้างของโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีค่าที่แตกต่างกันซึ่งนำข้อมูลมาจาก EIA [30] โดยจะแสดงดังตารางที่ 4-40 โดยใช้ค่า (1 dollar = 33 บาท (อัตราการแลกเปลี่ยนจากธนาคารแห่งประเทศไทย) [31])

ตารางที่ 4-40 ราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (บาทต่อkW)
พลังงานแสงอาทิตย์	81,840
ถ่านหิน	168,234
กังหันแก๊ส	21,912
ดีเซล	31,548
นิวเคลียร์	201,564
เซลล์เชื้อเพลิง	236,973
ชีวมวล	124,245
พลังน้ำ	79,563
พลังลม	54,252
ความร้อนร่วม	137,544

สำหรับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จะใช้จากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้สำหรับลูกค้าชั้นดีจาก LIBOR (ลอนดอน, อังกฤษ) ซึ่งมีอัตราดอกเบี้ย 3.75% ต่อปี [32]

สำหรับค่า Discount Rate จะใช้ค่า WACC ซึ่งเป็นต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุน (Weigth Average Cost of Capital) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งมีค่า 5.69% ต่อปี [33]

นอกจากนี้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้กำหนดให้ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าแบ่งจ่ายให้ ผู้ผลิตไฟฟ้า/ผู้รวบรวมโหลด/ผู้เข้าร่วมมาตรการ ในอัตราส่วน 20 : 20 : 60

ในหัวข้อต่อมาจะกล่าวถึงผลการทดสอบโดยใช้ข้อมูลที่แสดงในบทนี้

บทที่ 5
ผลการทดสอบ

เนื้อหาของบทนี้จะได้นำเสนอข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ, สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ และผลการวิเคราะห์ประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 3

5.1 ระบบทดสอบ

ในการทดสอบเบื้องต้นนั้นจะใช้ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ณ เดือนธันวาคม พ.ศ. 2559 และใช้ข้อมูลการนำเข้าโรงไฟฟ้าและการปลดโรงไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015) มาใช้ในการทดสอบ และใช้ค่ากำลังไฟฟ้ารายชั่วโมงในแต่ละพื้นที่ในปี 2559 ที่ได้มาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยมาใช้เป็นค่าตั้งต้นในการคำนวณการใช้ไฟฟ้าในอนาคตซึ่งได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.3 นอกจากนี้มีการใช้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า, ค่า Discount Rate และ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้มาใช้ในการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์

5.2 สมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ

1) กำหนดให้การนำเข้าโรงไฟฟ้าและปลดออกเป็นไปตาม แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015)

2) กำหนดให้การแบ่งพื้นที่ในการวิเคราะห์กำลังผลิตพึ่งได้และความต้องการไฟฟ้าตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้แบ่งไว้

3) กำหนดให้ค่า Dependable Factor ของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ มีค่าดังตารางที่ 5-1

ตารางที่ 5-1 Dependable Factor ของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	**Dependable Factor (%)**
โคเจนเนเรชั่น	100
พลังน้ำขนาดใหญ่	90
พลังงานลม	2
พลังงานแสงอาทิตย์	27
พลังน้ำขนาดเล็ก	36
ชีวมวล	36
ขยะชุมชน	36

4) ใช้ค่า Discount Rate ตามค่า WACC ของ EGAT เท่ากับ 5.69% ต่อปี

5) กำหนดให้มีเหตุการณ์เกิดขึ้นในอนาคตโดยพิจารณาจากเหตุการณ์วิกฤตในอดีต

6) กำหนดให้ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆมีค่าดังตารางที่ 5-2 และมีค่าก่อสร้างเท่าเดิมในอนาคต

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ตารางที่ 5-2 Dependable Factor ของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆ

ประเภทโรงไฟฟ้า	ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (บาทต่อkW)
พลังงานแสงอาทิตย์	81,840
ถ่านหิน	168,234
กังหันแก๊ส	21,912
ดีเซล	31,548
นิวเคลียร์	201,564
เซลล์เชื้อเพลิง	236,973
ชีวมวล	124,245
พลังน้ำ	79,563
พลังลม	54,252
ความร้อนร่วม	137,544

7) กำหนดให้ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าแบ่งจ่ายให้ผู้ผลิตไฟฟ้า/ผู้รวบรวมโหลด/ผู้เข้าร่วมมาตรการ ในอัตราส่วน 20 : 20 : 60

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

5.3 วิธีการทดสอบ

ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึงวิธีการทดสอบซึ่งจะแบ่งออกเป็น 2 หัวข้อใหญ่ๆ ดังนี้

5.3.1 การปรับเปลี่ยนแผนการสร้างโรงไฟฟ้า

การทดสอบนี้จะเริ่มจากการนำแผนการนำเข้าและปลดออกโรงไฟฟ้าจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2558 – 2579 (PDP 2015) และการพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดมาใช้เป็นข้อมูลในการหากำลังผลิตพึ่งได้เพื่อเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในอนาคต โดยพิจารณาในประเทศไทยและแบบรายพื้นที่ ได้แก่ ภาคใต้, ภาคเหนือ, ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ,ภาคกลาง ภาคตะวันออกและภาคตะวันตก และเขตนครหลวง โดยจะแบ่งการพิจารณาออกเป็น 2 สถานการณ์ คือ 1) กรณีที่ไม่คิดเหตุการณ์วิกฤต 2) กรณีที่คิดเหตุการณ์วิกฤต ซึ่งมีวิธีการคำนวณตามหัวข้อที่ 3.2

5.3.2 การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าและวิเคราะห์ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์

หลังจากปรับเปลี่ยนแผนการสร้างโรงไฟฟ้าตามแบบวิทยานิพนธ์นี้จะกำหนดเป้าหมายของการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าเป็น 5%, 10% และ 15% รวมเป็น 3 สถานการณ์และ ใช้หลักการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าตามหลักการที่ได้กล่าวไว้หัวข้อที่ 3.3 ซึ่งการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าจะได้ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์โดยมีวิธีการคำนวณดังที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 3.5 ซึ่งมีการคิดมูลค่าที่เปลี่ยนไปของเงินในอนาคต หลังจากนั้นจะคำนวณการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าซึ่งกล่าวไว้ในหัวข้อที่ 3.1 และคำนวณอัตราค่าชดเชยให้แก่ผู้เข้าร่วมมาตรการตามหัวข้อที่ 3.6

5.4 ผลการทดสอบ

สำหรับผลการทดสอบการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้านี้จะแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ

5.4.1 กรณีไม่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า

5.4.2 กรณีพิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า

5.4.1 ผลการทดสอบการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์กรณีไม่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า

สำหรับผลการทดสอบการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์กรณีไม่พิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้าในหัวข้อนี้จะแบ่งออกเป็น 6 พื้นที่ ดังนี้

1) ประเทศไทย

2) ภาคใต้

3) ภาคเหนือ

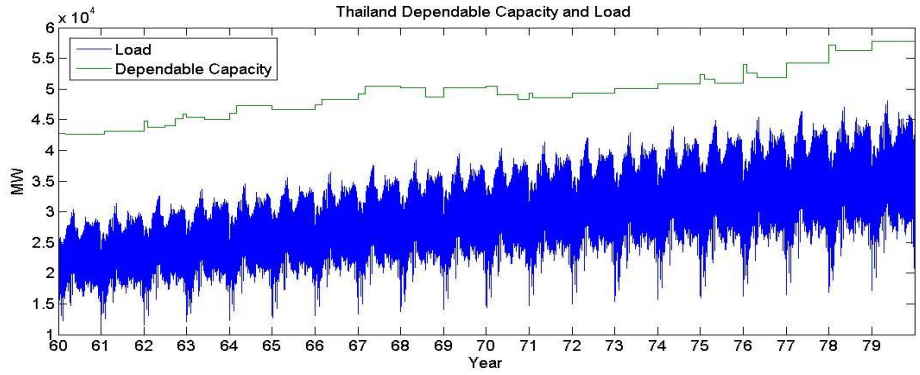
4) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

5) ภาคกลาง ภาคตะวันออก และ ภาคตะวันตก

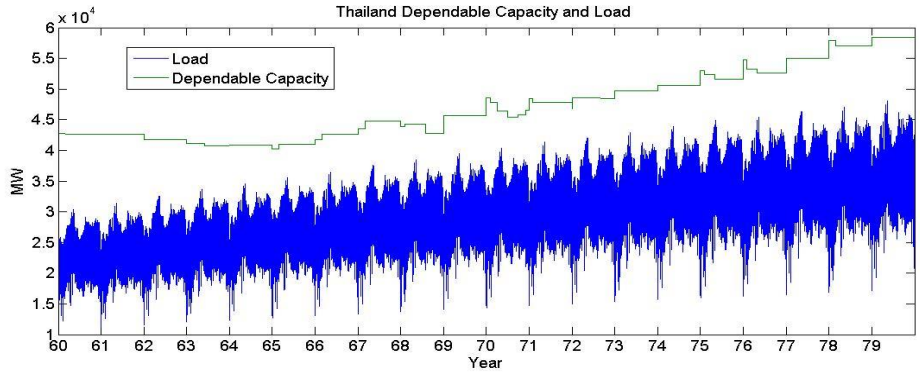
6) เขตนครหลวง

1) ประเทศไทย

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.1 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.2



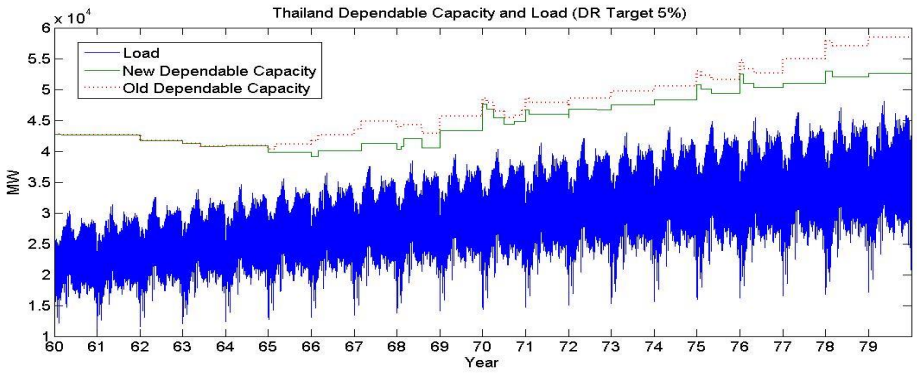
รูปที่ 5.1 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



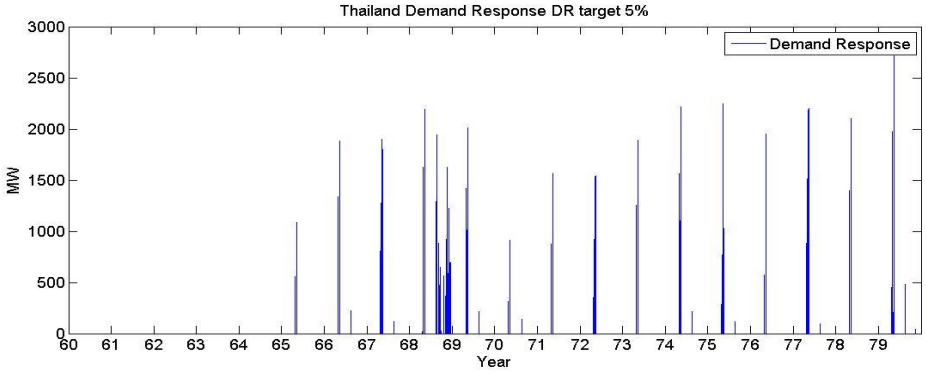
รูปที่ 5.2 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.3 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.4 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-3



รูปที่ 5.3 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในประเทศไทย



รูปที่ 5.4 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในประเทศไทย

ตารางที่ 5-3 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

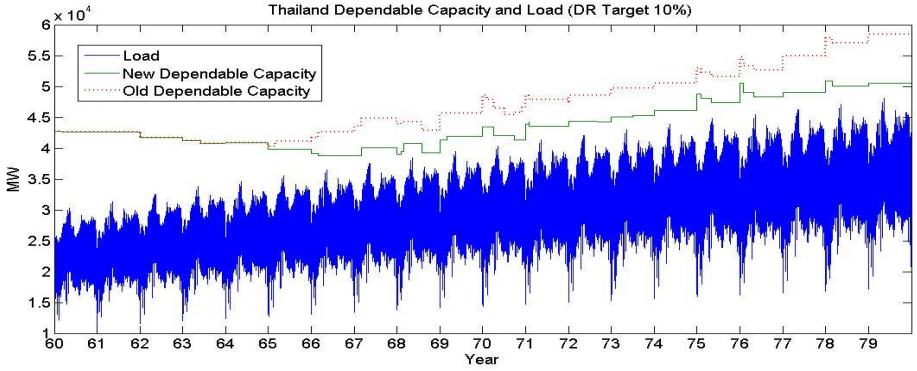
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
72,967,226,230	43,780,335,738	211,932,125	206.57

<u>การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า</u>

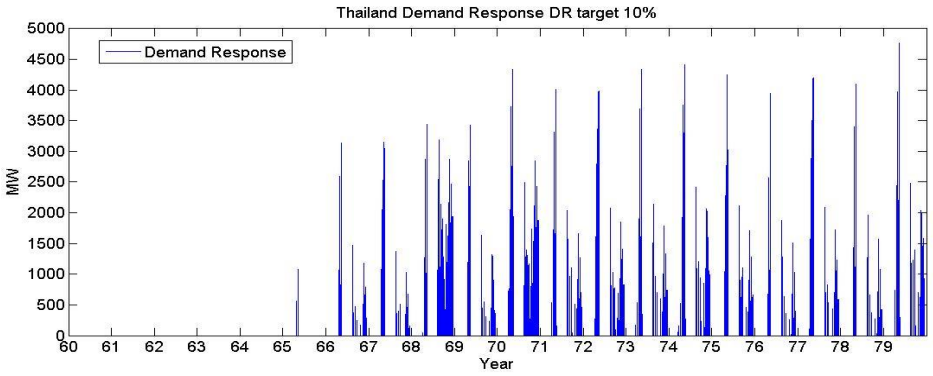
- วังน้อย 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2565 และสร้างในปี 2570
- เทพา 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2567 และไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหินกระบี่ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2570 และไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579

- นิวเคลียร์ 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.5 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.6 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-4



รูปที่ 5.5 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในประเทศไทย



รูปที่ 5.6 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในประเทศไทย

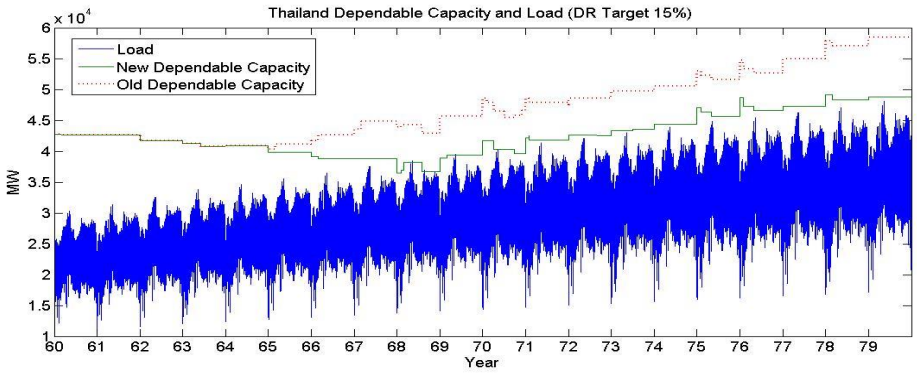
ตารางที่ 5-4 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
106,459,183,070	63,875,509,843	1,725,478,054	37.01

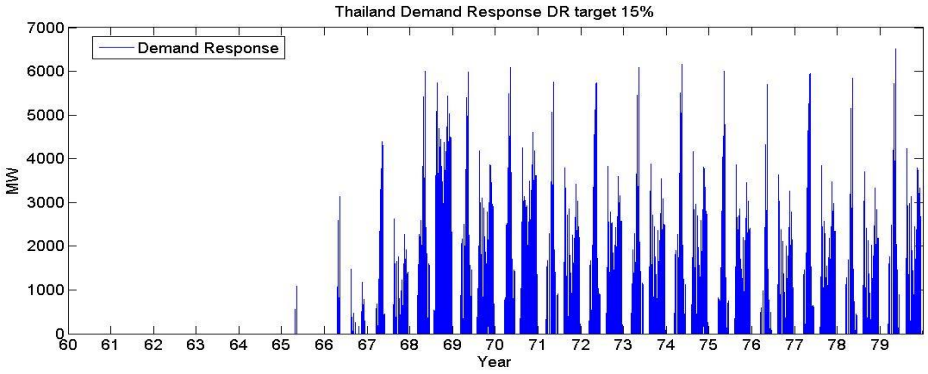
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- วังน้อย 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2565 และสร้างในปี 2570
- กัลฟ์ พีดี 1 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และ ไม่สร้างในปี 2579
- เทพา 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2567 และไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหินกระบี่ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2570 และไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.7 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.8 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-5



รูปที่ 5.7 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในประเทศไทย



รูปที่ 5.8 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในประเทศไทย

ตารางที่ 5-5 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
124,033,487,983	74,420,092,788	8,206,690,996	9.06

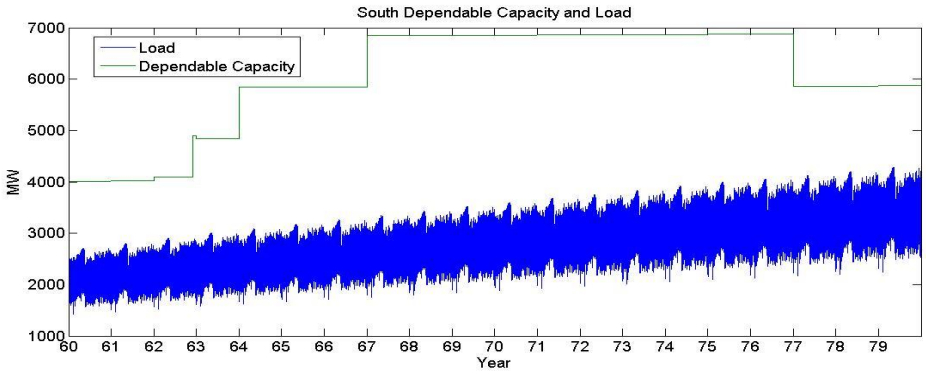
<u>การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า</u>

- วังน้อย 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2565 และสร้างในปี 2570
- กัลฟ์ พีดี 1 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และ ไม่สร้างในปี 2579
- เทพา 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2567 และไม่สร้างในปี 2579
- กัลฟ์ SRC 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- แม่เมาะ 1,080 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหินกระบี่ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2570 และไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

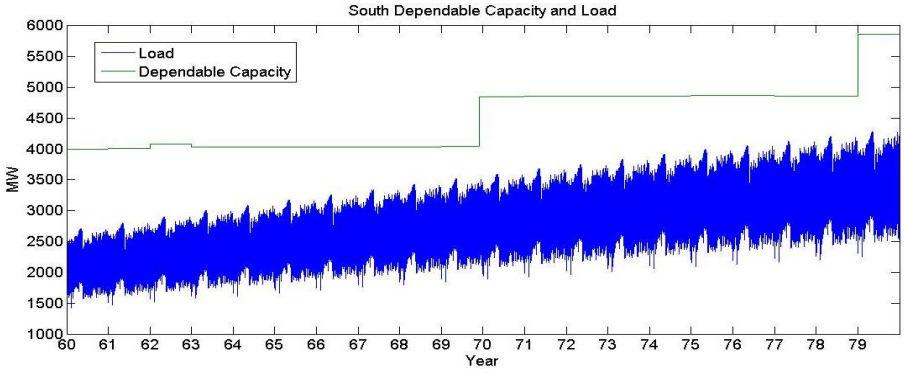
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

2) ภาคใต้

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.9 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.10



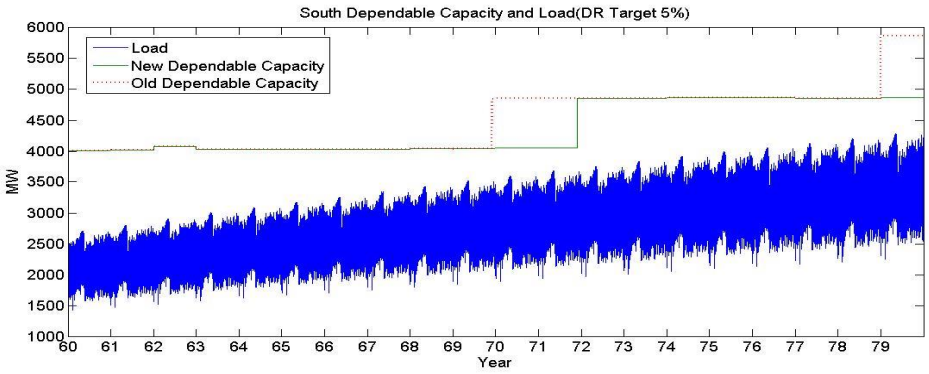
รูปที่ 5.9 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



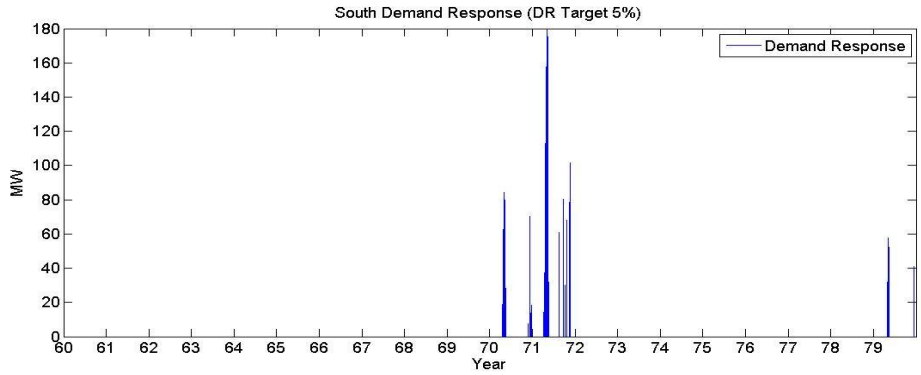
รูปที่ 5.10 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.11 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.12 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-6



รูปที่ 5.11 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคใต้



รูปที่ 5.12 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคใต้

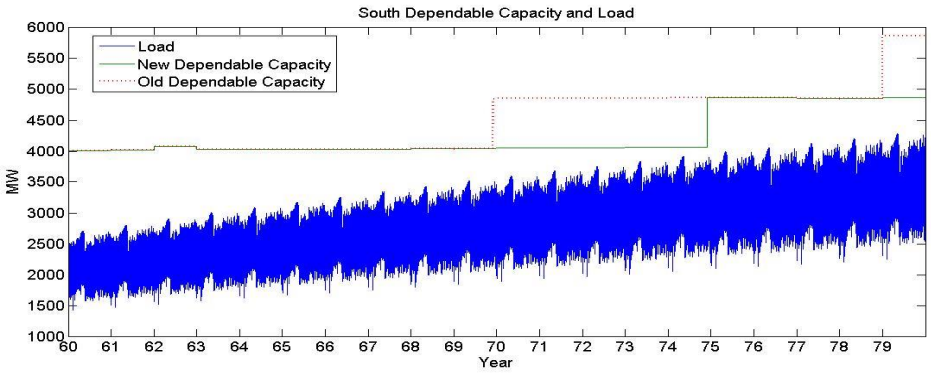
ตารางที่ 5-6 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
7,736,542,777	4,641,925,664	4,102,375	1131.52

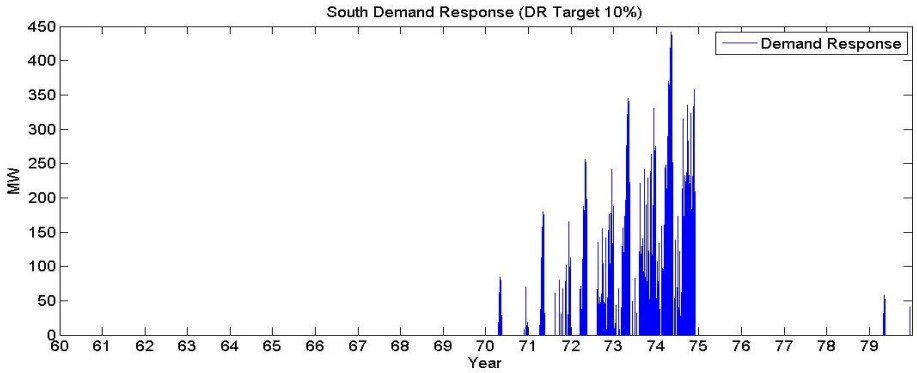
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- ถ่านหินเทพา 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2570 และสร้างในปี 2572
- ถ่านหินเทพา 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.13 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.14 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-7



รูปที่ 5.13 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคใต้



รูปที่ 5.14 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคใต้

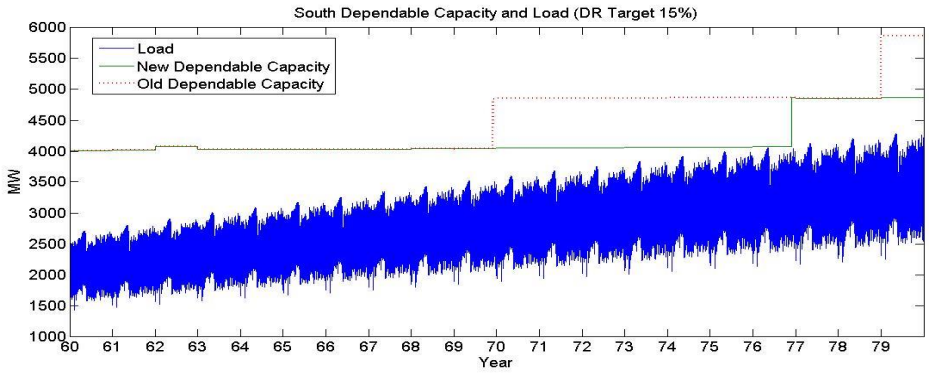
ตารางที่ 5-7 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
15,122,233,416	9,073,340,051	75,824,612	119.65

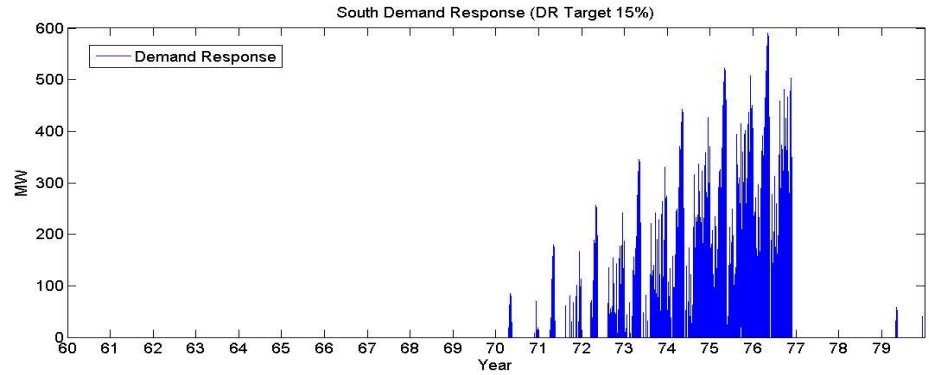
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- ถ่านหินเทพา 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2570 และสร้างในปี 2575
- ถ่านหินเทพา 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.15 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.16 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-8



รูปที่ 5.15 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคใต้



รูปที่ 5.16 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคใต้

ตารางที่ 5-8 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

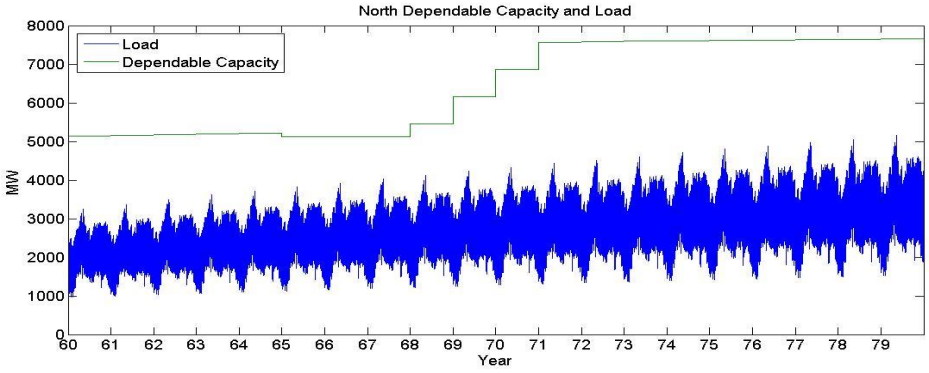
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
19,408,313,293	11,644,987,976	229,787,234	50.68

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

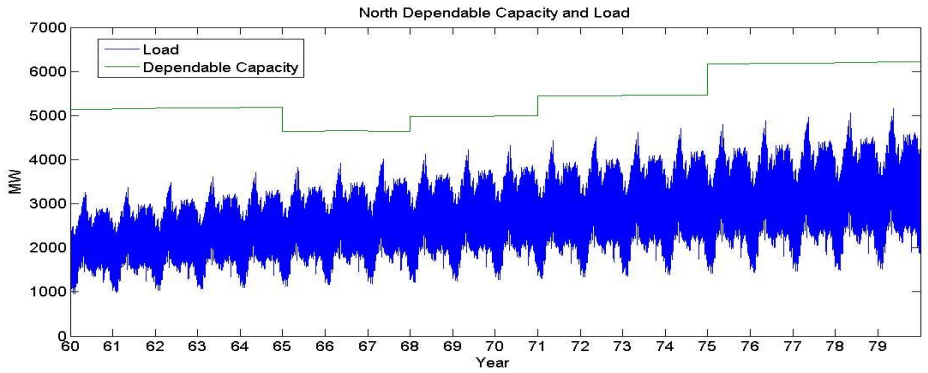
- ถ่านหินเทพา 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2570 และสร้างในปี 2577
- ถ่านหินเทพา 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

3) ภาคเหนือ

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.17 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.18



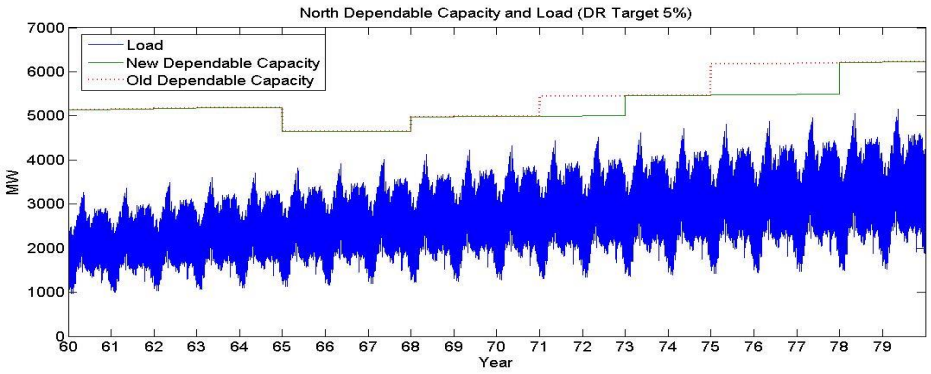
รูปที่ 5.17 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



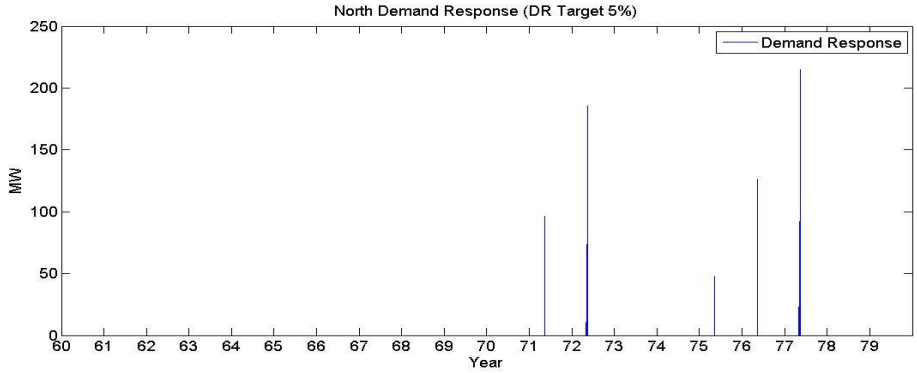
รูปที่ 5.18 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.19 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.20 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-9



รูปที่ 5.19 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเหนือ



รูปที่ 5.20 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเหนือ

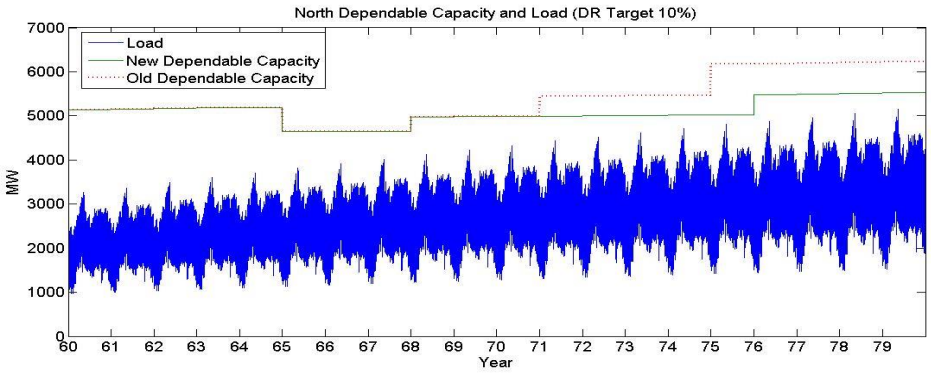
ตารางที่ 5-9 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
5,862,726,741	3,517,636,044	2,230,681	1576.93

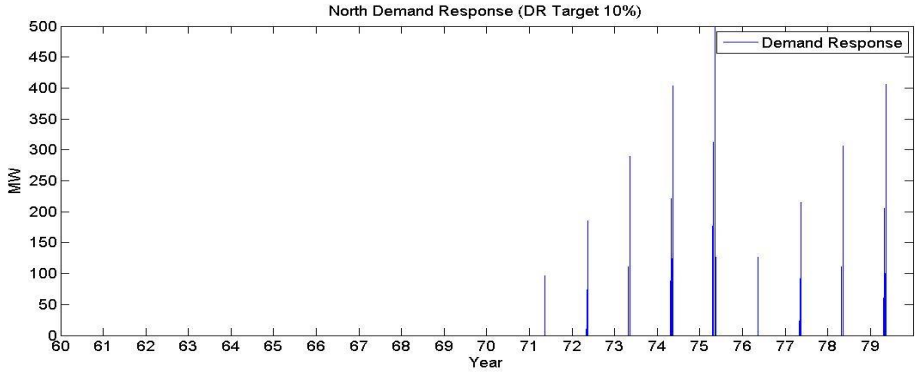
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- แม่เมาะ 450 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และสร้างในปี 2573
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2575 และสร้างในปี 2578

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.21 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.22 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-10



รูปที่ 5.21 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเหนือ



รูปที่ 5.22 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเหนือ

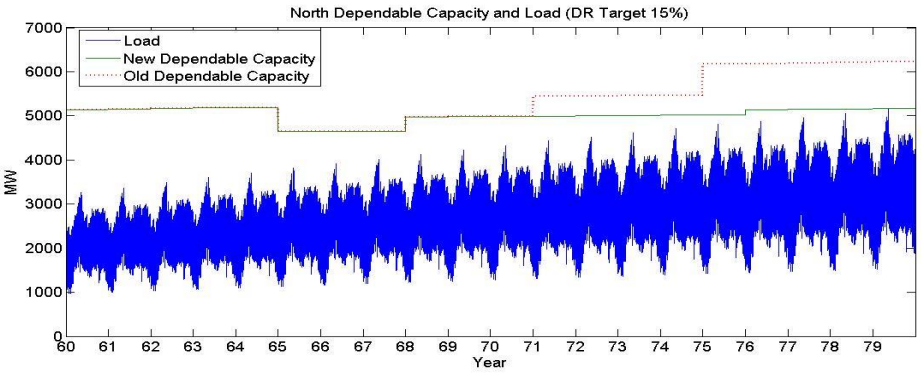
ตารางที่ 5-10 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
7,283,012,325	4,369,807,393	22,112,469	197.62

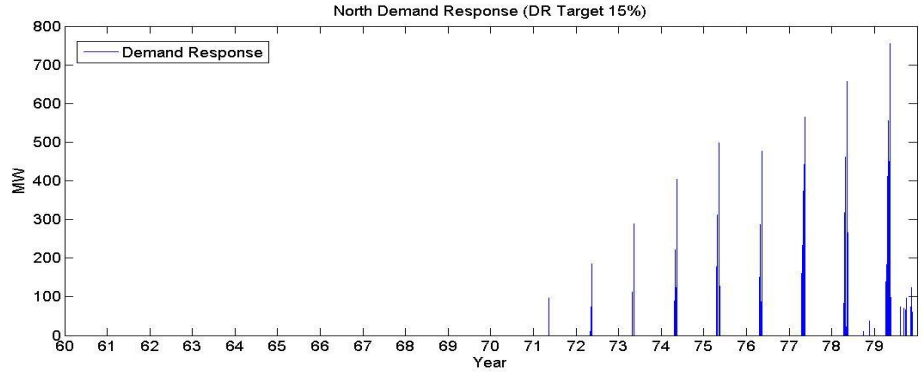
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- แม่เมาะ 450 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 สร้างในปี 2576
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2575 และไม่ได้สร้างในปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.23 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.24 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-11



รูปที่ 5.23 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเหนือ



รูปที่ 5.24 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเหนือ

ตารางที่ 5-11 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

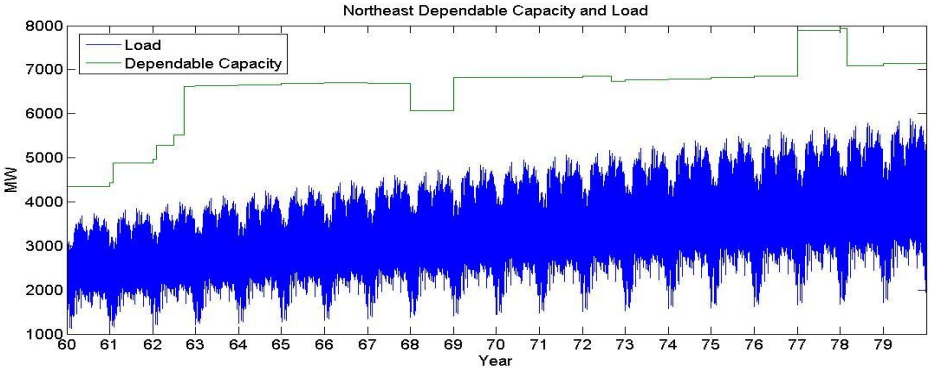
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
11,746,014,410	7,047,608,645	45,471,481	154.96

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

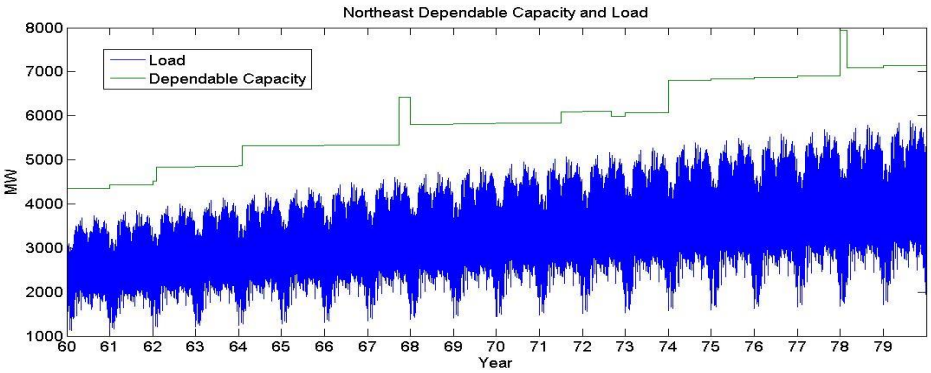
- แม่เมาะ 450 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และไม่ได้สร้างในปี 2579
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2575 และ ไม่ได้สร้างในปี 2579

4) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.25 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.26



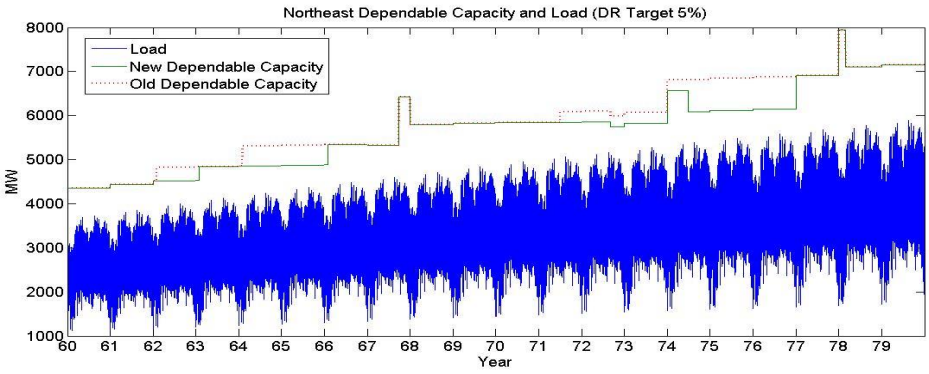
รูปที่ 5.25 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



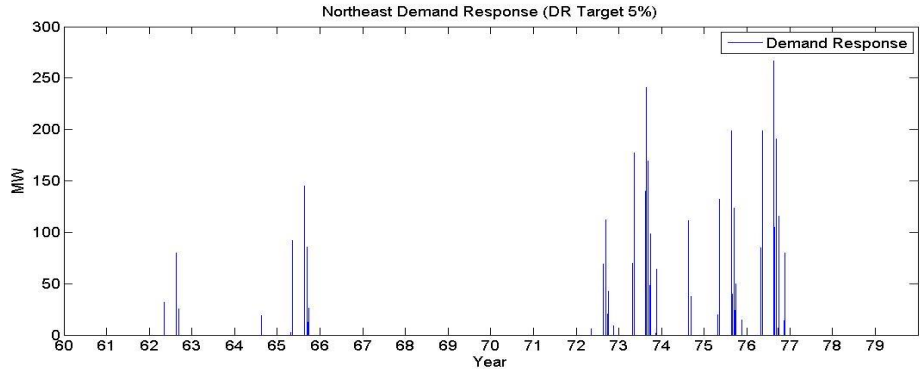
รูปที่ 5.26 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.27 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.28 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-12



รูปที่ 5.27 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 5.28 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

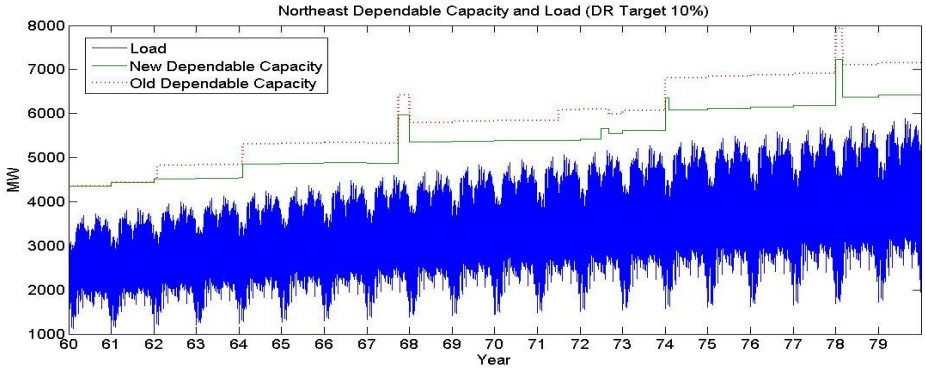
ตารางที่ 5-12 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
7,227,036,721	4,336,222,033	2,484,583	1745.25

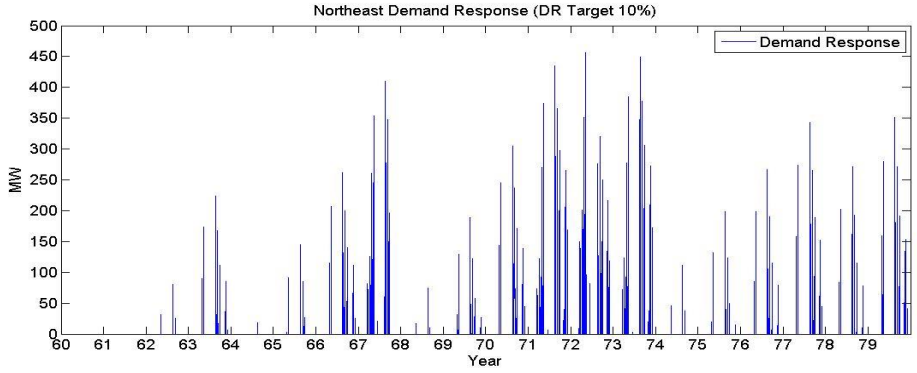
<u>การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า</u>

- เซเปียน 354 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2562 และสร้างในปี 2563
- เขื่อนลำตะคอง 500 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2564 และสร้างในปี 2566
- น้ำเงียบ 269 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และสร้างในปี 2574
- เขื่อนจุฬาภรณ์สูบกลับ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2574 และสร้างในปี 2577

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.29 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.30 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-13



รูปที่ 5.29 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 5.30 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ตารางที่ 5-13 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

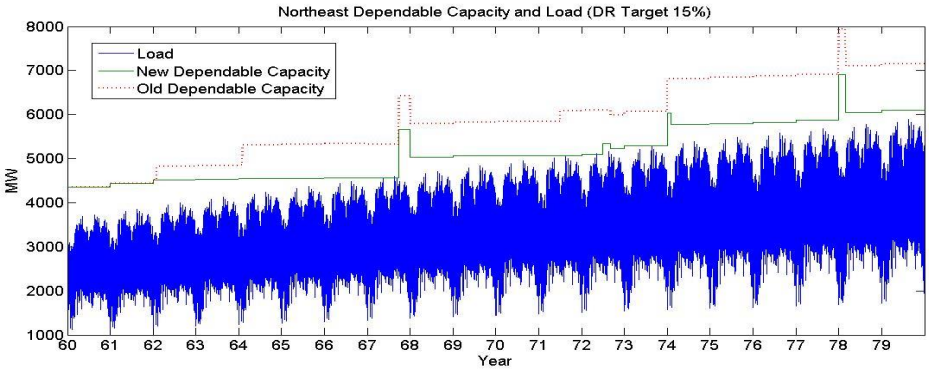
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
16,546,166,187	9,927,699,713	36,167,401	274.5

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

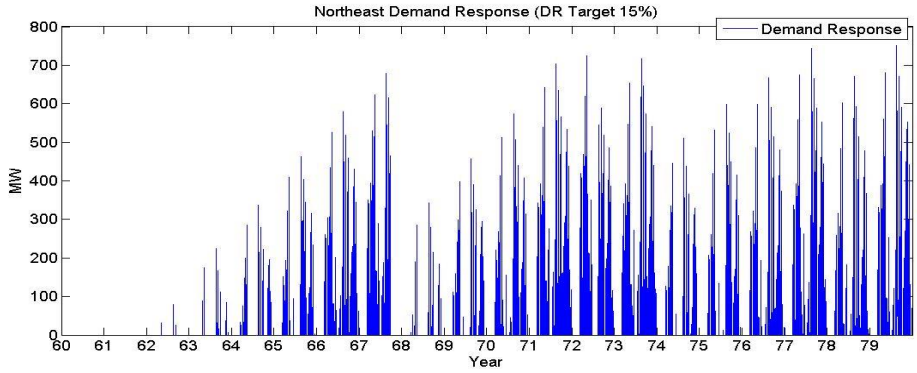
- เซเปียน 354 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2562 และไม่สร้างในปี 2564
- เขื่อนลำตะคอง 500 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2564 และสร้างในปี 2574

- น้ำเงียบ 269 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และสร้างในปี 2574
- เขื่อนจุฬาภรณ์สูบกลับ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2574 และไม่สร้างในปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.31 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.32 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-14



รูปที่ 5.31 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 5.32 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ตารางที่ 5-14 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

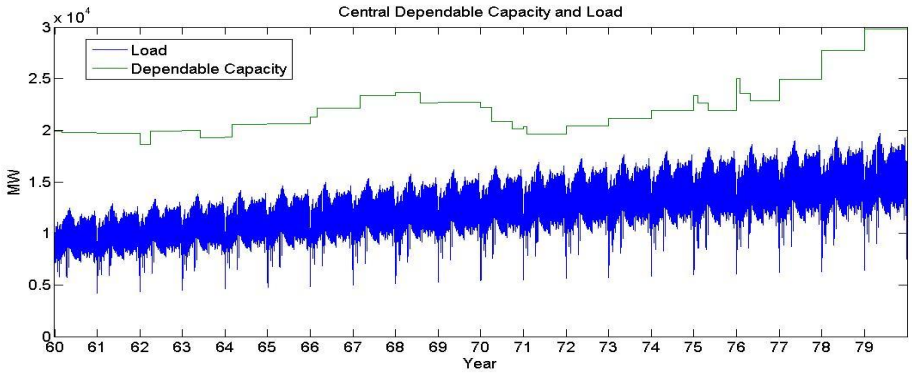
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
22,075,018,038	13,245,010,823	323,180,043	40.99

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

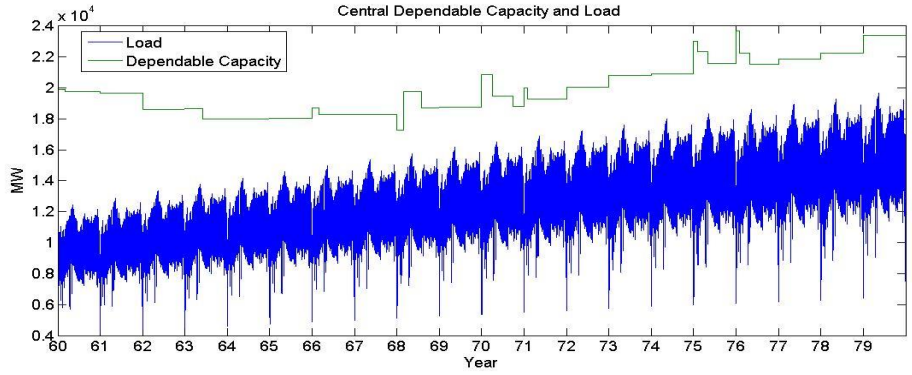
- เซเปียน 354 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2562 และไม่สร้างในปี 2579
- เขื่อนลำตะคอง 500 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2564 และสร้างในปี 2574
- น้ำเงียบ 269 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และสร้างในปี 2574
- เขื่อนจุฬาภรณ์สูบกลับ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2574 และไม่สร้างในปี 2579

5) ภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.33 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.34



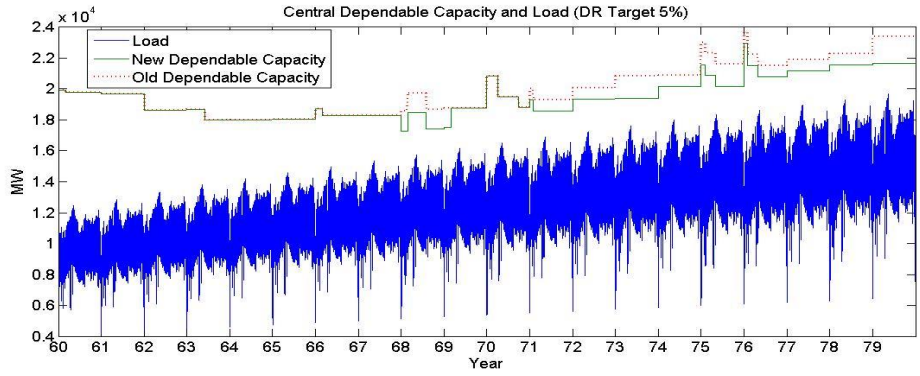
รูปที่ 5.33 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



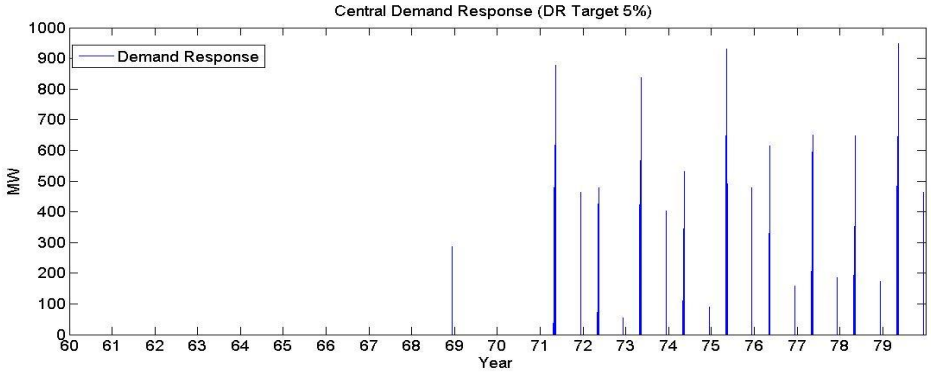
รูปที่ 5.34 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.35 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.36 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-15



รูปที่ 5.35 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก



รูปที่ 5.36 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก

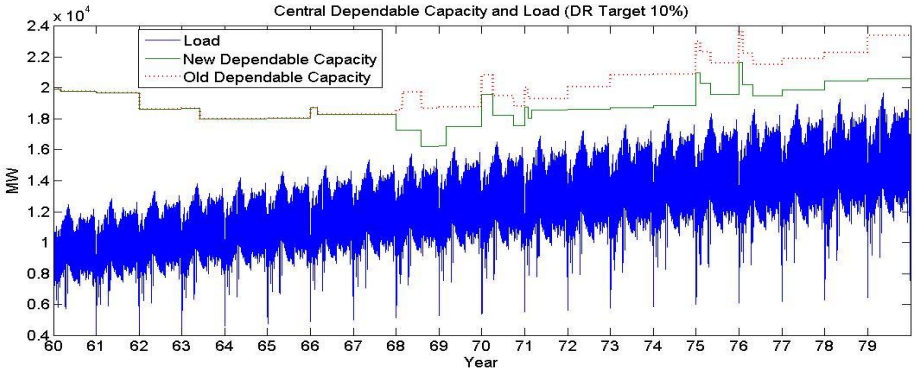
ตารางที่ 5-15 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
14,699,291,169	8,819,574,701	20,716,756	425.71

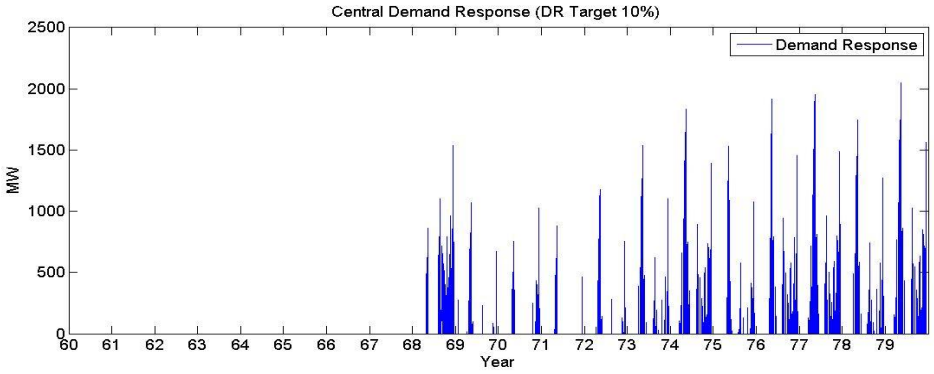
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- กัลฟ์ พีดี 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ สร้างในปี 2569
- ศรีนครินทร์ 801 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ ไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2573 และ สร้างในปี 2576
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2575 และ สร้างในปี 2576
- ดีเซล 2 750 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.37 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.38 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-16



รูปที่ 5.37 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก



รูปที่ 5.38 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก

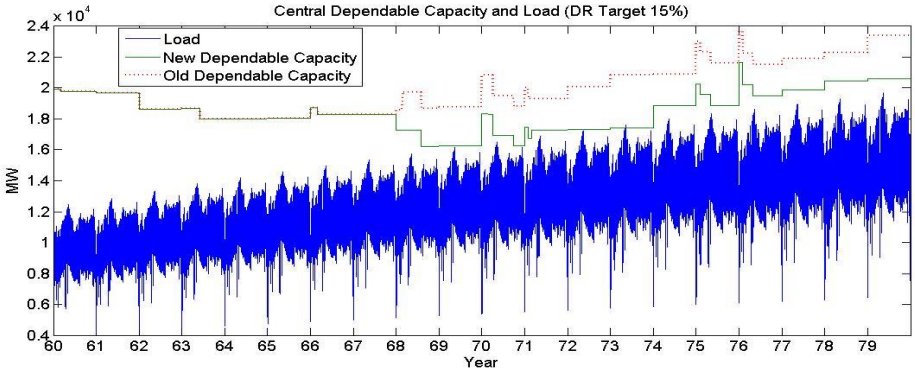
ตารางที่ 5-16 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
21,637,514,637	12,982,508,784	485,795,483	26.71

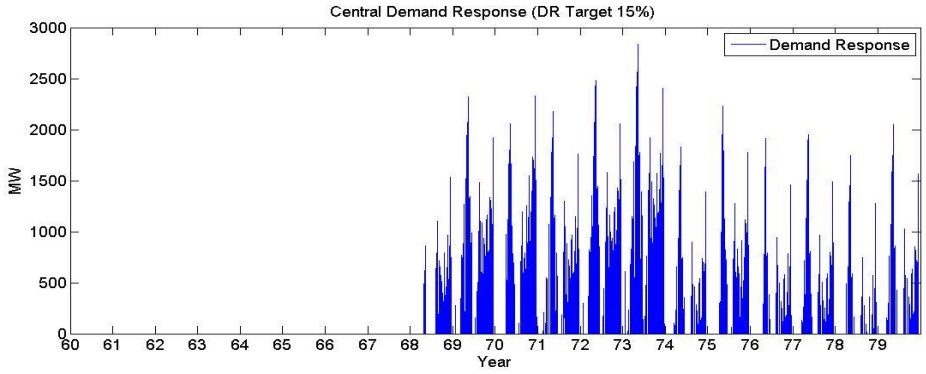
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- กัลฟ์ พีดี 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ สร้างในปี 2570
- กัลฟ์ พีดี 2 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ศรีนครินทร์ 801 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ ไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2573 และ สร้างในปี 2576
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2575 และ สร้างในปี 2576
- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ดีเซล 2 750 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.39 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.40 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-17



รูปที่ 5.39 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก



รูปที่ 5.40 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก

ตารางที่ 5-17 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

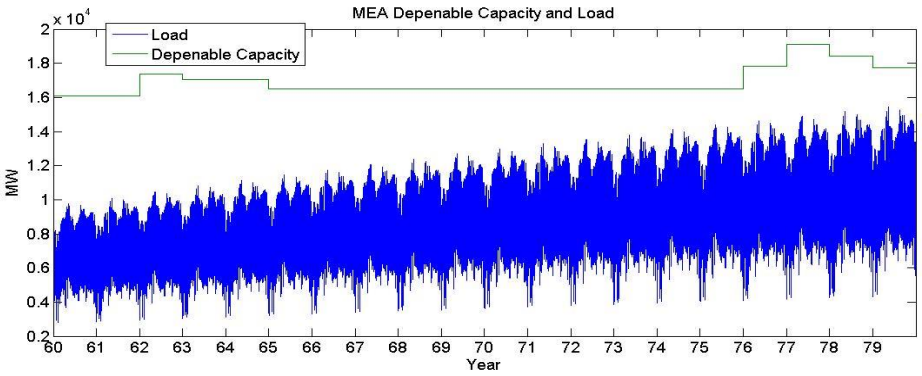
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
30,227,037,433	18,136,222,460	2,556,282,327	7.10

<u>การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า</u>

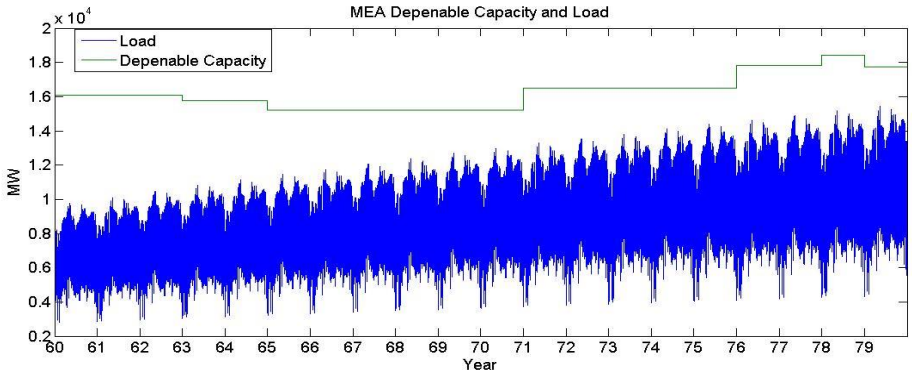
- กัลฟ์ พีดี 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- กัลฟ์ พีดี 2 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ศรีนครินทร์ 801 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ ไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2573 และ สร้างในปี 2576
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2575 และ สร้างในปี 2576
- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ดีเซล 2 750 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

6) เขตนครหลวง

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.41 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.42



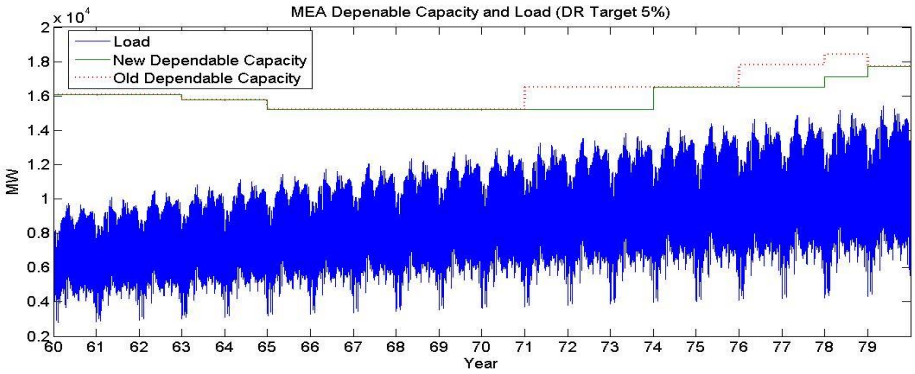
รูปที่ 5.41 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



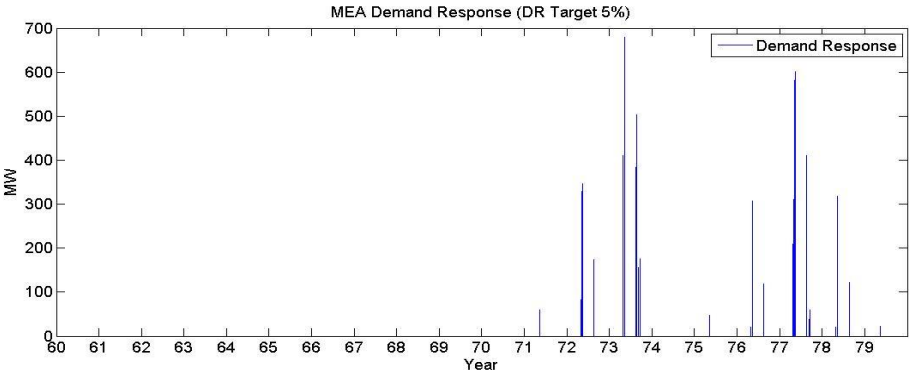
รูปที่ 5.42 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.43 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.44 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-18



รูปที่ 5.43 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเขตนครหลวง



รูปที่ 5.44 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเขตนครหลวง

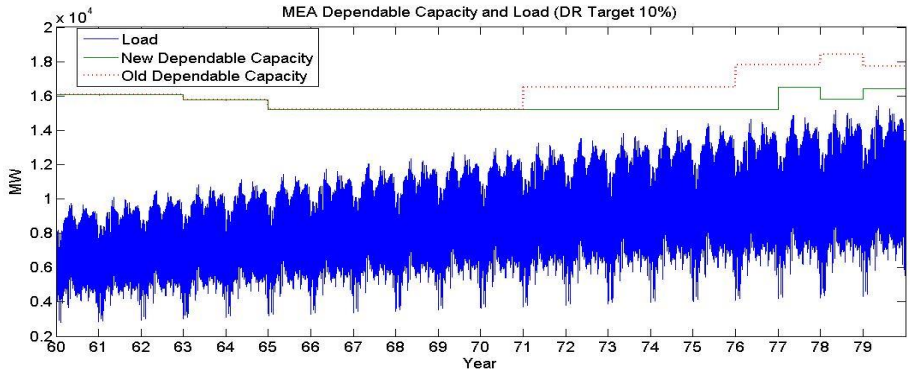
ตารางที่ 5-18 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
2,747,064,663	1,648,238,798	8,805,356	187.18

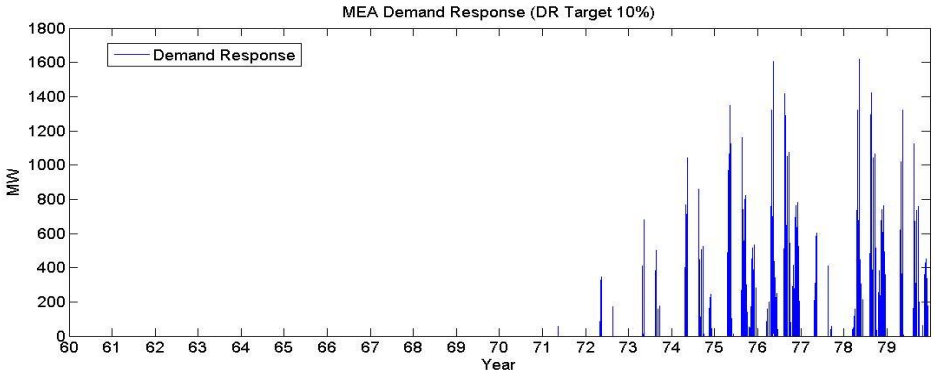
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- พระนครใต้ 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ สร้างในปี 2574
- บางประกง 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2576 และ สร้างในปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.45 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.46 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-19



รูปที่ 5.45 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเขตนครหลวง



รูปที่ 5.46 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเขตนครหลวง

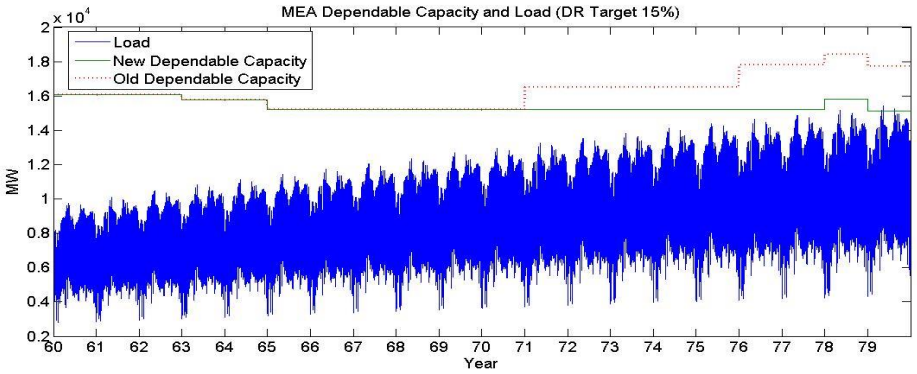
ตารางที่ 5-19 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
4,423,592,804	2,654,155,682	191,226,038	13.87

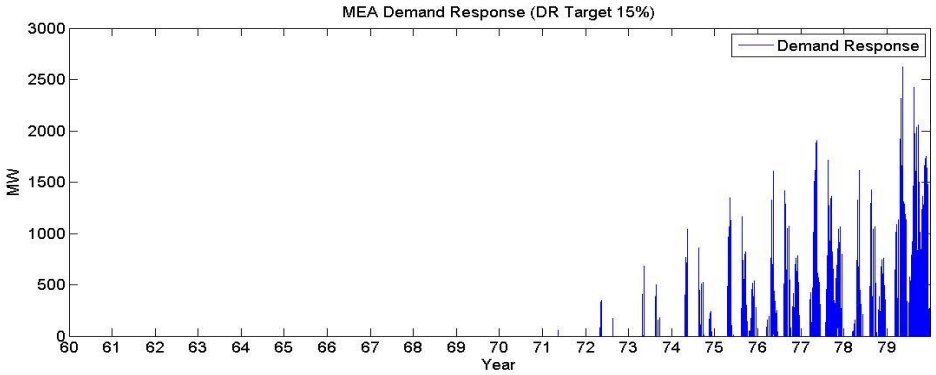
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- พระนครใต้ 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ สร้างในปี 2577
- บางประกง 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2576 และ สร้างในปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.47 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.48 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-20



รูปที่ 5.47 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเขตนครหลวง



รูปที่ 5.48 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเขตนครหลวง

ตารางที่ 5-20 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
5,486,397,427	3,291,838,457	529,461,458	6.24

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- พระนครใต้ 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ สร้างในปี 2578
- บางประกง 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2576 และ ไม่ได้สร้างในปี 2579

5.4.2 ผลการทดสอบการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์กรณีพิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้า

สำหรับผลการทดสอบการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์กรณีพิจารณาเหตุการณ์วิกฤตทางไฟฟ้าในหัวข้อนี้จะแบ่งออกเป็น 6 พื้นที่ ดังนี้

1) ประเทศไทย

2) ภาคใต้

3) ภาคเหนือ

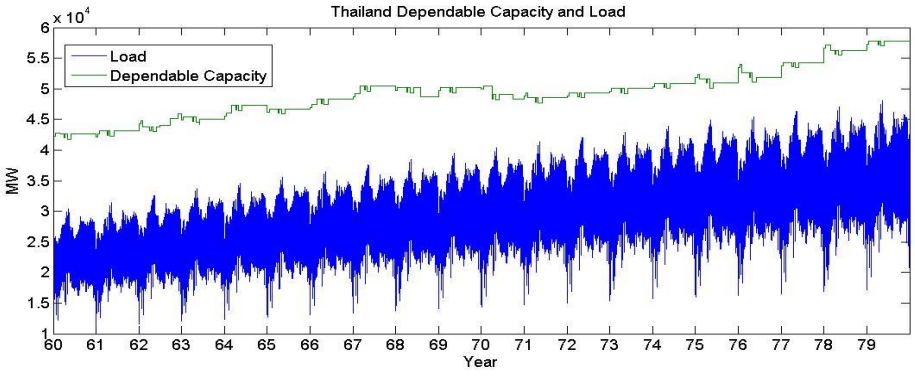
4) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

5) ภาคกลาง ภาคตะวันออก และ ภาคตะวันตก

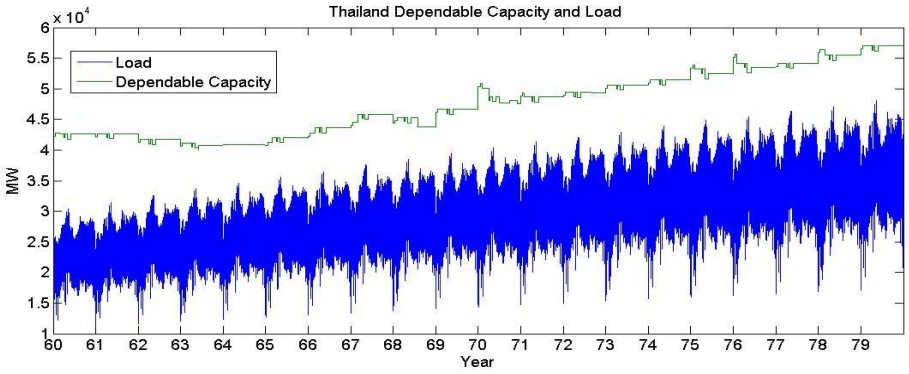
6) เขตนครหลวง

1) ประเทศไทย

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.49 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.50 ซึ่งกำหนดให้เกิดเหตุการณ์วิกฤตตามที่ได้กล่าวไว้ในหัวข้อ 4.2 ทุกๆปี



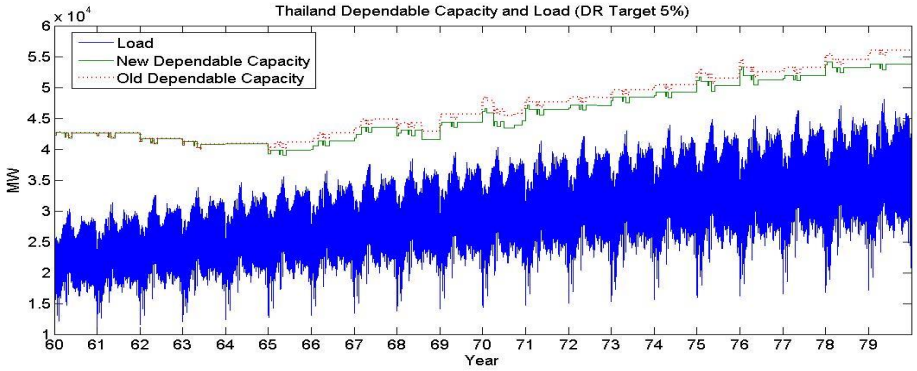
รูปที่ 5.49 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



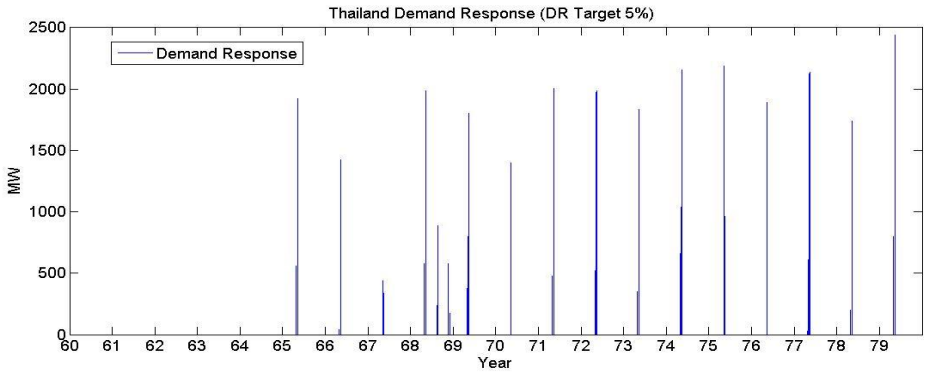
รูปที่ 5.50 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทย ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.51 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.52 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-21



รูปที่ 5.51 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในประเทศไทย



รูปที่ 5.52 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในประเทศไทย

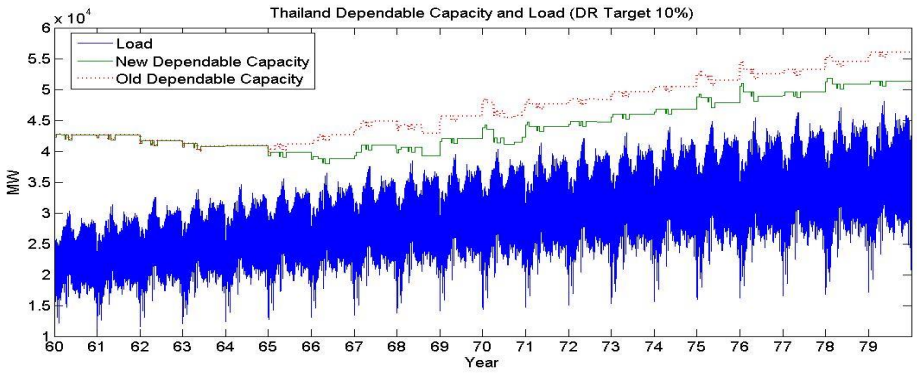
ตารางที่ 5-21ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
48,363,259,892	29,017,955,934	133,460,880	217.41

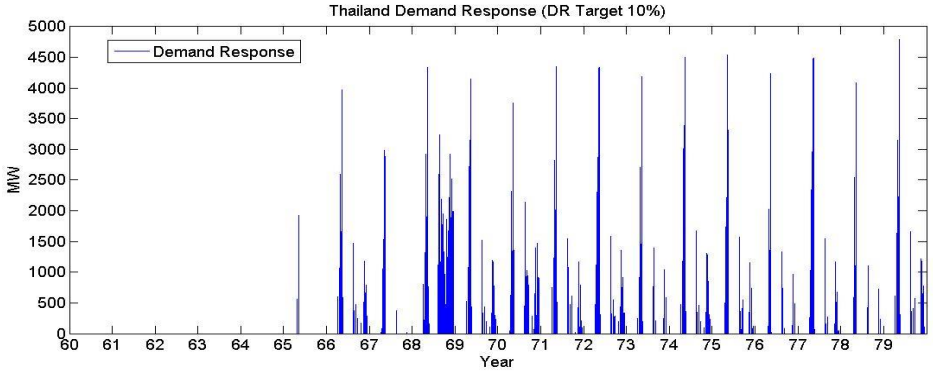
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- วังน้อย 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2565 และสร้างในปี 2570
- ถ่านหินกระบี่ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2570 และไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.53 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.54 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-22



รูปที่ 5.53 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในประเทศไทย



รูปที่ 5.54 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในประเทศไทย

ตารางที่ 5-22 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

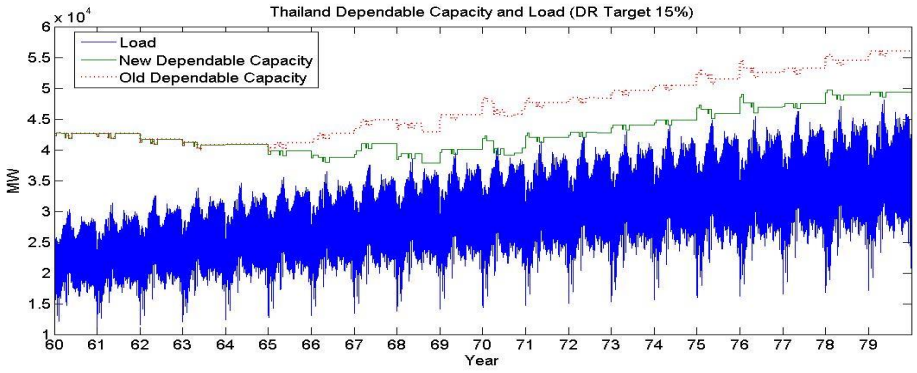
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
82,217,541,813	49,330,525,088	1,453,076,499	33.95

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

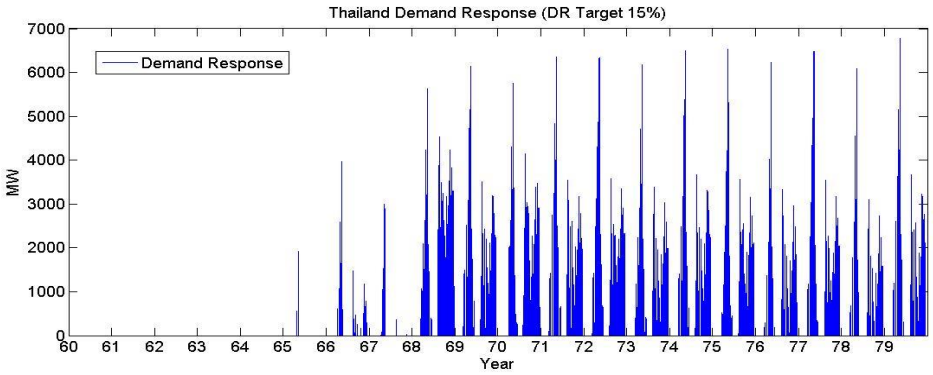
- วังน้อย 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2565 และสร้างในปี 2570
- กัลฟ์ พีดี 1 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหินกระบี่ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2570 และไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579

- นิวเคลียร์ 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.55 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.56 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-23



รูปที่ 5.55 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในประเทศไทย



รูปที่ 5.56 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

ตารางที่ 5-23 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

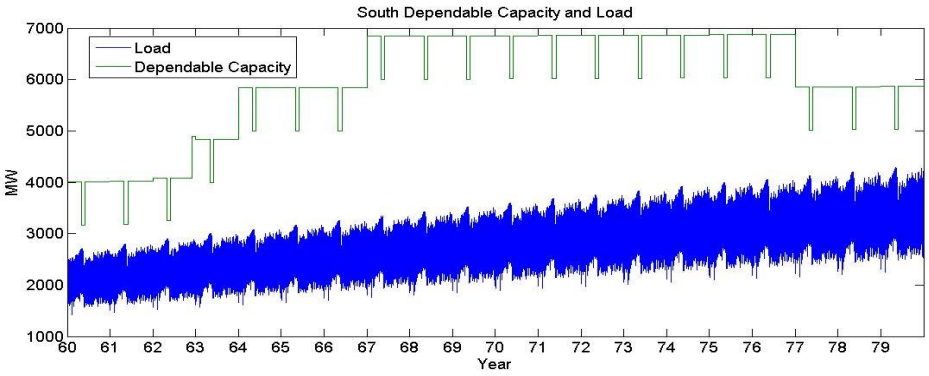
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
109,237,707,156	65,542,624,292	5,972,353,449	10.96

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

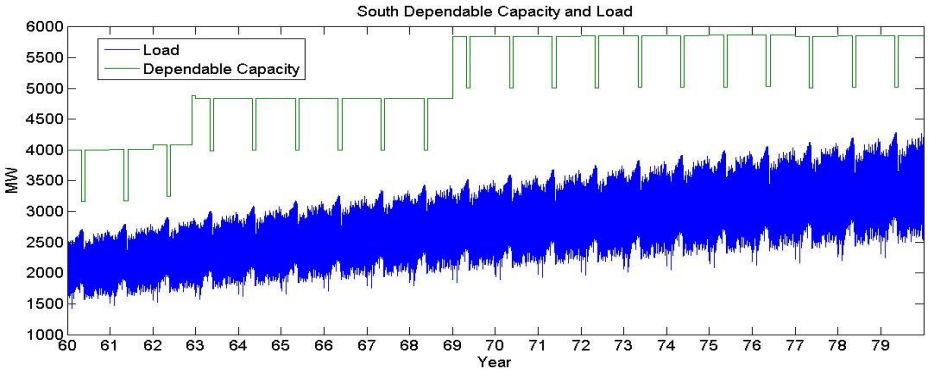
- วังน้อย 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2565 และสร้างในปี 2570
- กัลฟ์ พีดี 1 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และ ไม่สร้างในปี 2579
- กัลฟ์ SRC 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- แม่เมาะ 1,080 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหินกระบี่ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2570 และไม่สร้างในปี 2579
- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2577 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และไม่สร้างในปี 2579
- นิวเคลียร์ 2 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

2) ภาคใต้

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.57 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.58 โดยกำหนดให้เกิดเหตุการณ์วิกฤติที่ทำให้กำลังไฟฟ้าลดลง 840 เมกะวัตต์ในช่วงวันที่ 13 มิถุนายน – 10 กรกฎาคมของทุกปี



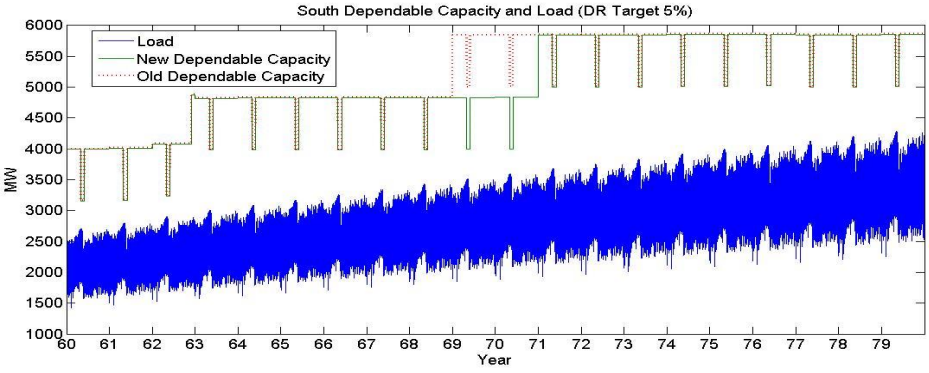
รูปที่ 5.57 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



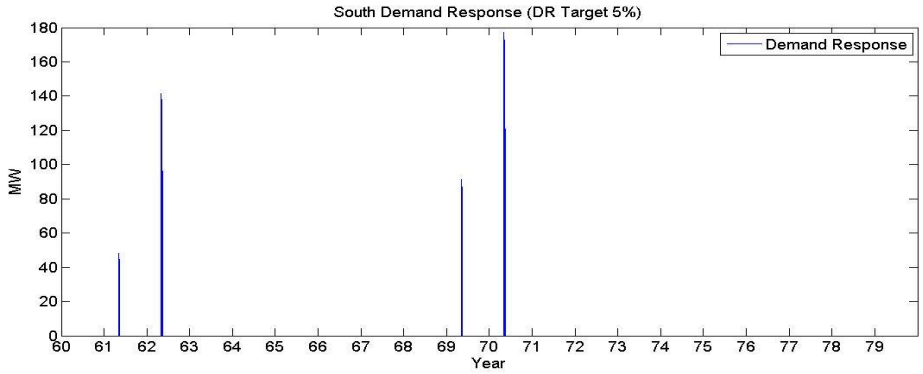
รูปที่ 5.58 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคใต้ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.59 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.60 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-24



รูปที่ 5.59 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคใต้



รูปที่ 5.60กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคใต้

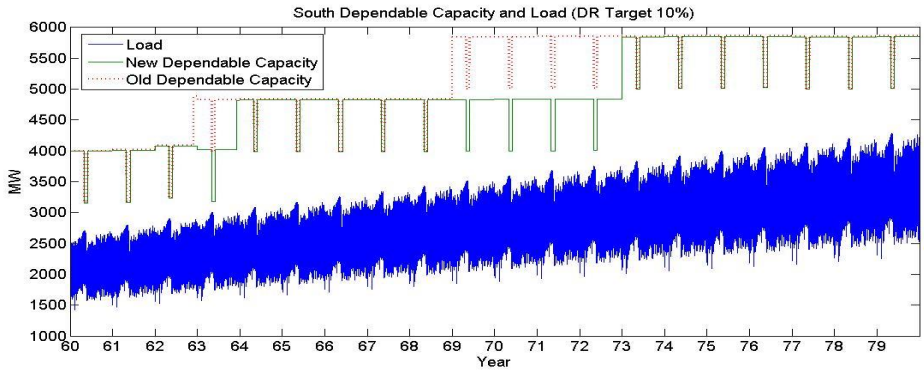
ตารางที่ 5-24 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
7,059,685,269	4,235,811,162	5,775,209	733.44

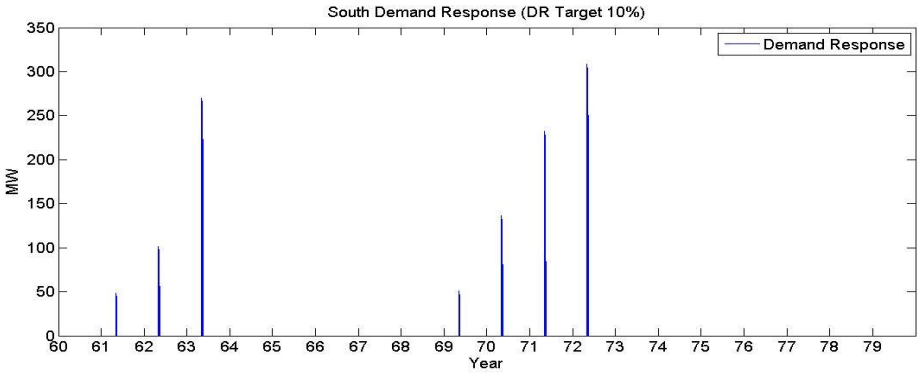
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- ถ่านหินเทพา 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2569 และสร้างในปี 2571

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.61 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.62 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-25



รูปที่ 5.61 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคใต้



รูปที่ 5.62 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคใต้

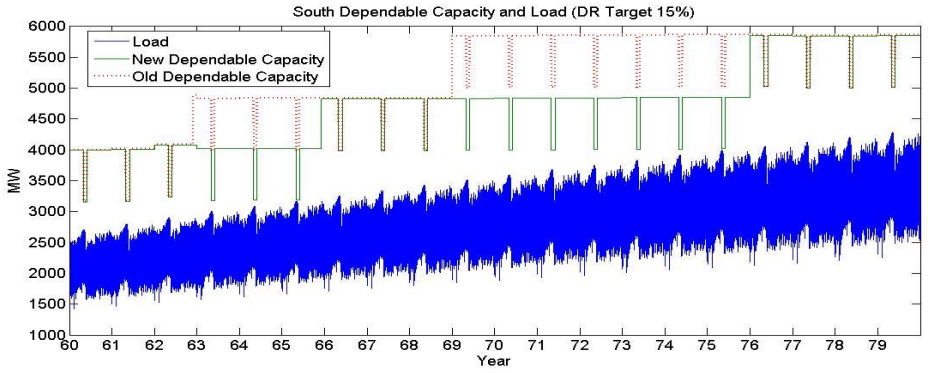
ตารางที่ 5-25 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
17,426,678,088	10,456,006,852	20,034,881	521.88

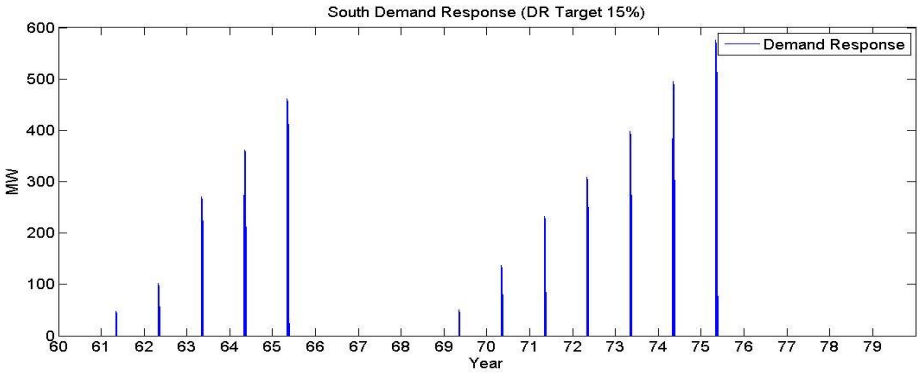
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- กระบี่ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2563 และสร้างในปี 2564
- ถ่านหินเทพา 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2569 และสร้างในปี 2573

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.63 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.64 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-26



รูปที่ 5.63 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคใต้



รูปที่ 5.64 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคใต้

ตารางที่ 5-26 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

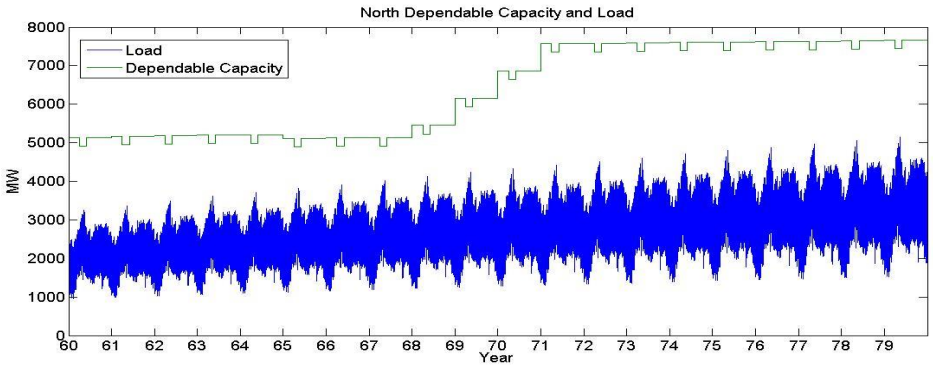
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
33,139,150,500	19,883,490,300	89,817,944	221.36

<u>การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า</u>

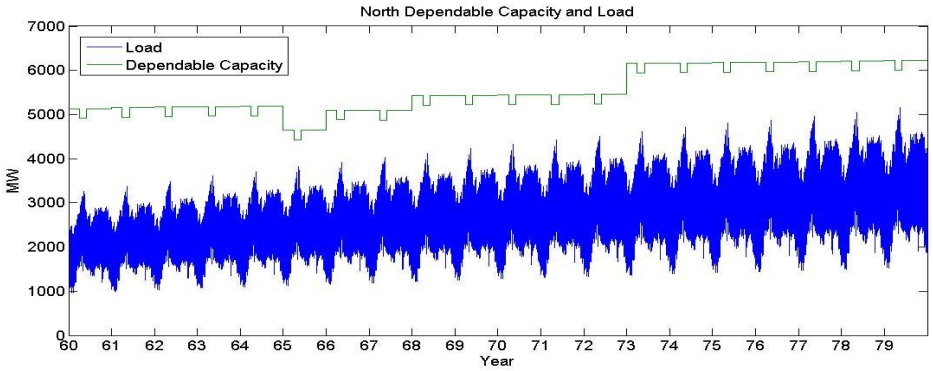
- กระบี่ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2563 และสร้างในปี 2566
- ถ่านหินเทพา 1 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2569 และสร้างในปี 2576

3) ภาคเหนือ

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.65 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.66 โดยกำหนดให้เกิดเหตุการณ์วิกฤตให้โรงไฟฟ้าแม่เมาะ 1 เครื่องขนาด 220 เมกะวัตต์ ไม่สามารถทำงานได้ในเดือนพฤษภาคมซึ่งเป็นเดือนที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในทุกๆปี



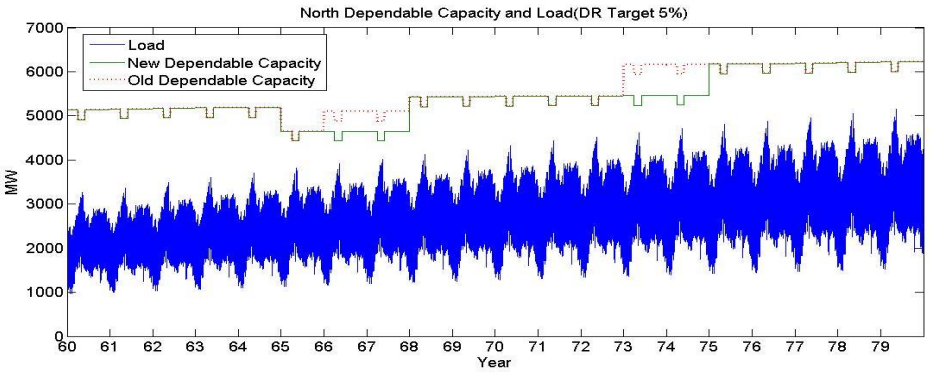
รูปที่ 5.65 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



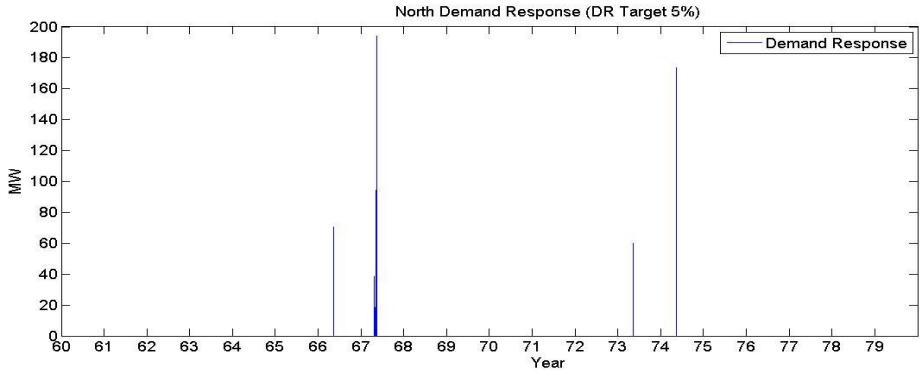
รูปที่ 5.66 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.67 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.68 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-27



รูปที่ 5.67 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเหนือ



รูปที่ 5.68 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเหนือ

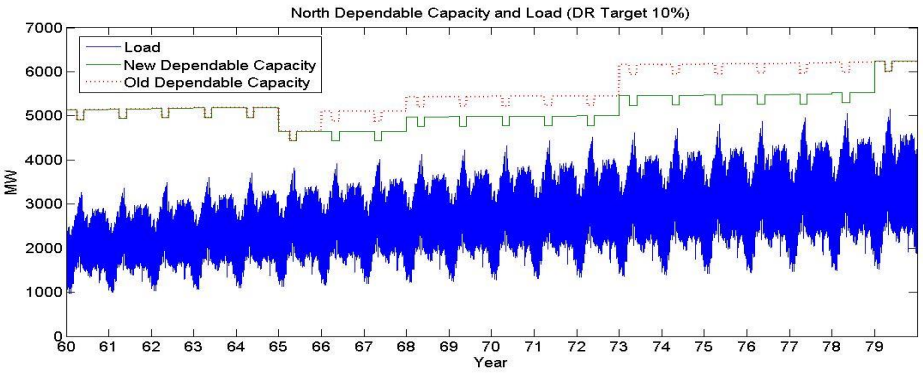
ตารางที่ 5-27 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
8,544,313,777	5,126,588,267	3,051,548	1680

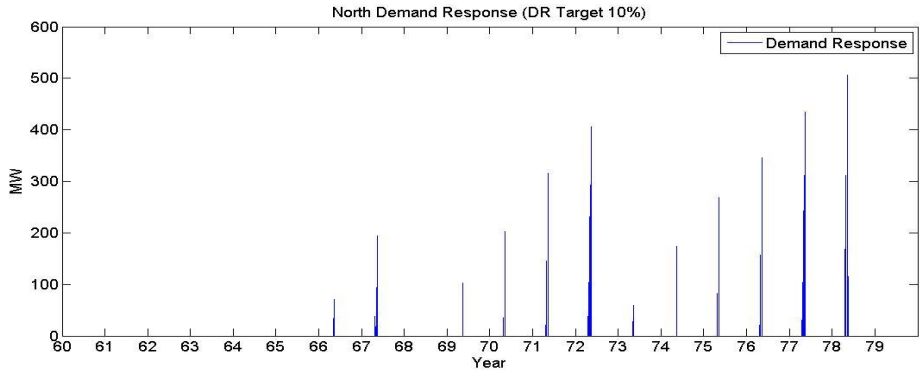
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- แม่เมาะ 450 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และสร้างในปี 2568
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2573 และสร้างในปี 2575

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.69 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.70 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-28



รูปที่ 5.69 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเหนือ



รูปที่ 5.70 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเหนือ

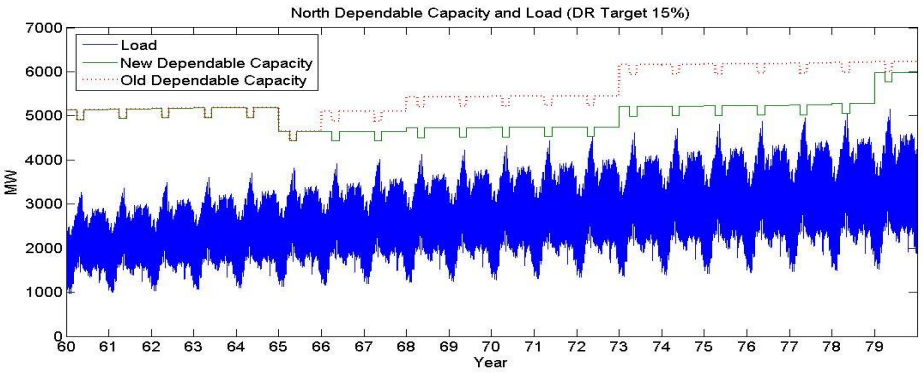
ตารางที่ 5-28 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
24,770,645,928	14,862,387,557	18,954,316	784.125

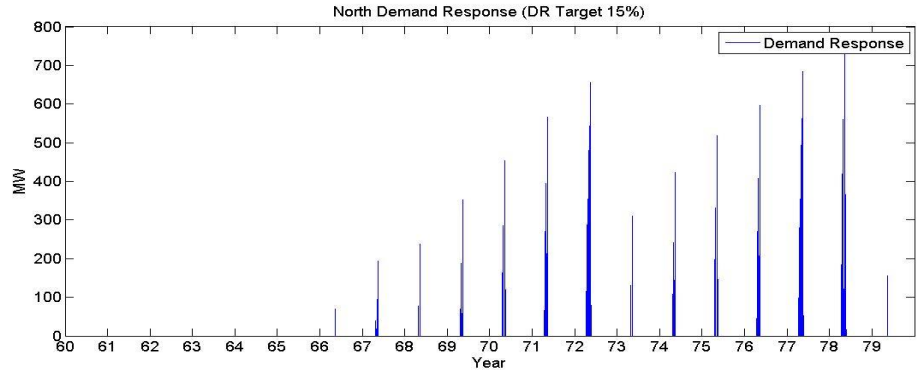
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- แม่เมาะ 450 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และสร้างในปี 2573
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2573 และสร้างในปี 2575

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.71 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.72 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-29



รูปที่ 5.71 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเหนือ



รูปที่ 5.72 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเหนือ

ตารางที่ 5-29 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

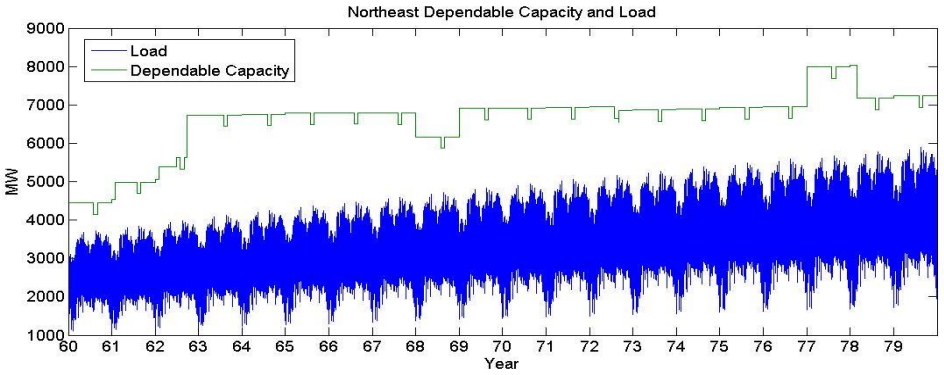
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
42,987,740,455	25,792,644,274	44,383,177	581.13

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

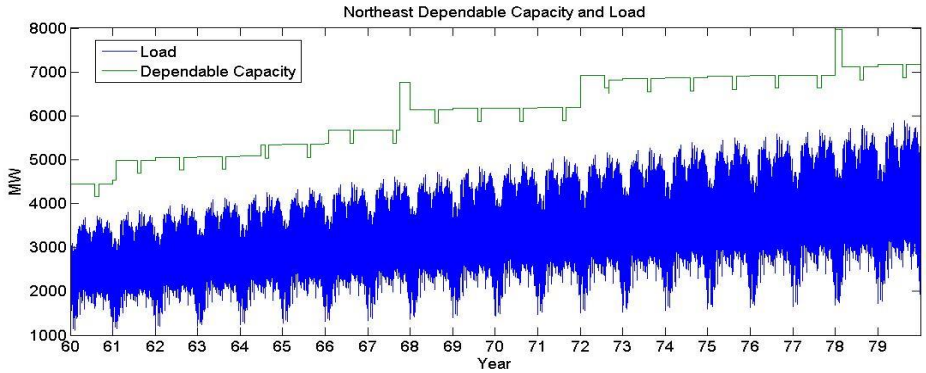
- แม่เมาะ 450 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และสร้างในปี 2573
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และไม่ได้สร้างในปี 2579
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2573 และสร้างในปี 2579

4) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.73 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.74 โดยกำหนดให้เกิดเหตุการณ์วิกฤตขนาด 300 เมกะวัตต์ในเดือนสิงหาคม ซึ่งเป็นเดือนที่มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งมาจากโรงไฟฟ้าน้ำพองเสียหาย



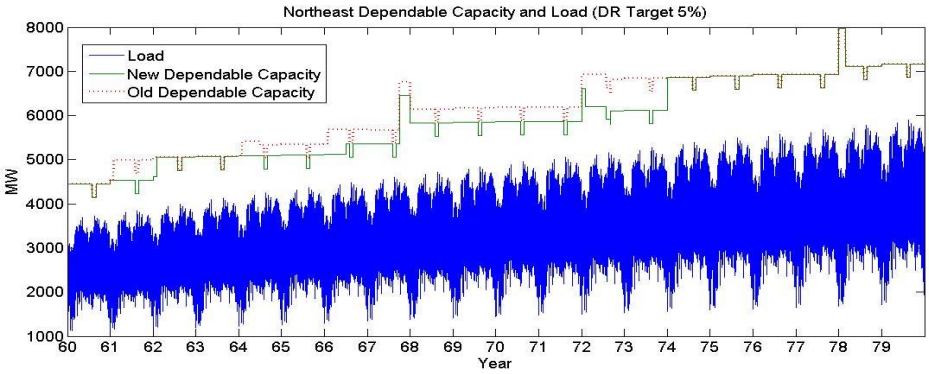
รูปที่ 5.73 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



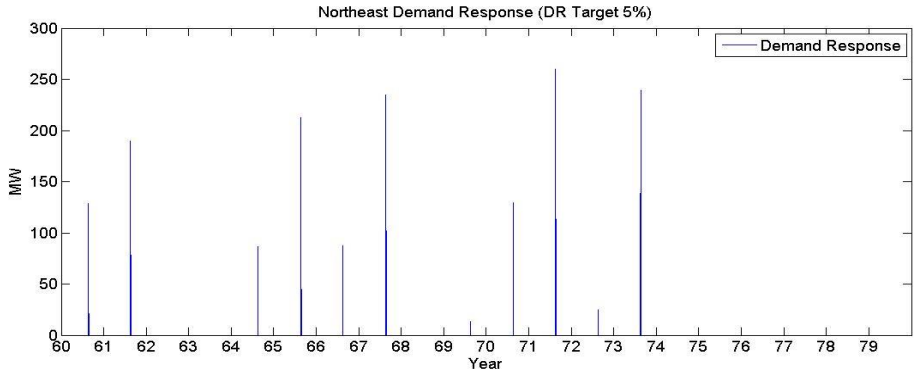
รูปที่ 5.74 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.75 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.76 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-30



รูปที่ 5.75 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 5.76 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

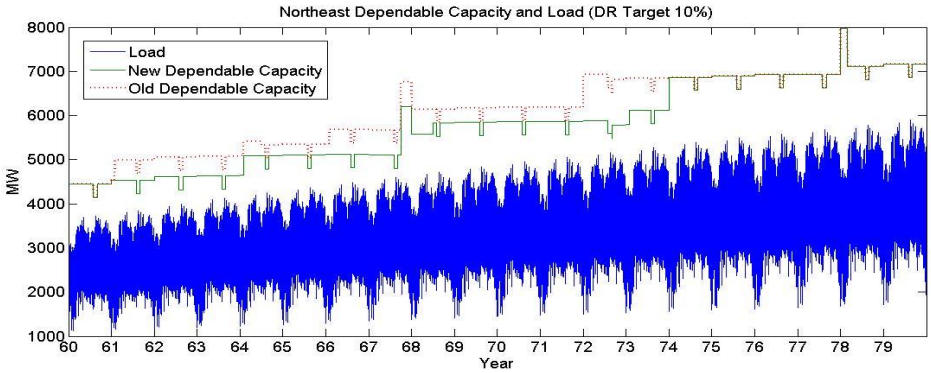
ตารางที่ 5-30 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
9,433,803,790	5,660,282,273	2,814,561	2011.07

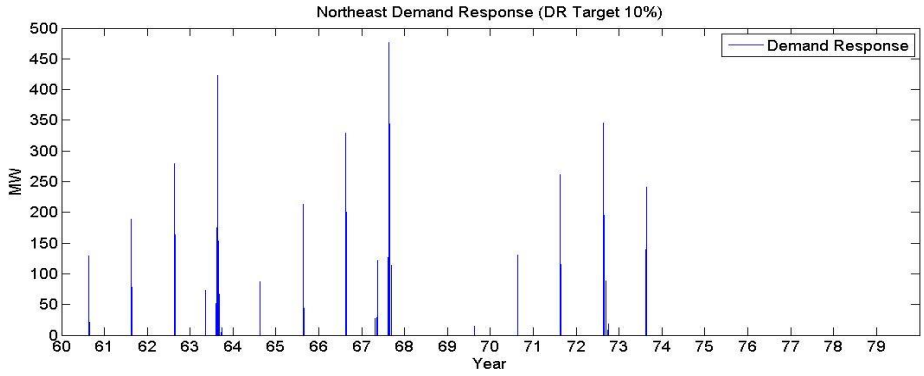
<u>การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า</u>

- เขื่อนลำตะคอง 500 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2561 และสร้างในปี 2562
- น้ำเงียบ 269 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2564 และสร้างในปี 2566
- เซเปียน 354 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และสร้างในปี 2572
- เขื่อนจุฬาภรณ์สูบกลับ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2572 และสร้างในปี 2574

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.77 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.78 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-31



รูปที่ 5.77 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 5.78 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ตารางที่ 5-31 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

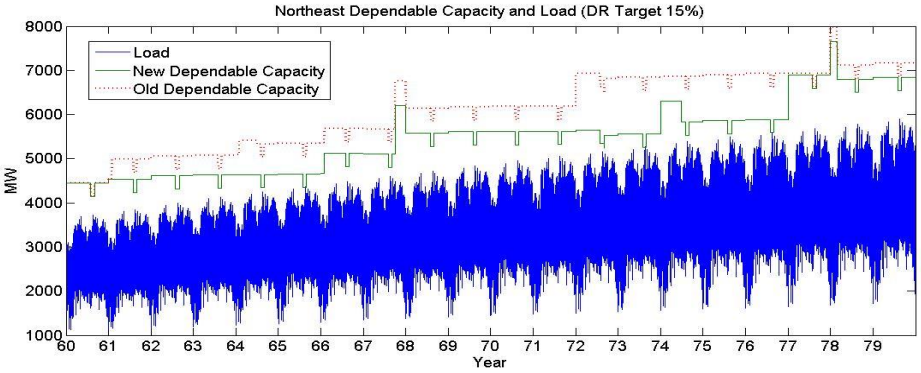
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
13,288,346,556	7,973,007,935	11,312,690	704.77

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

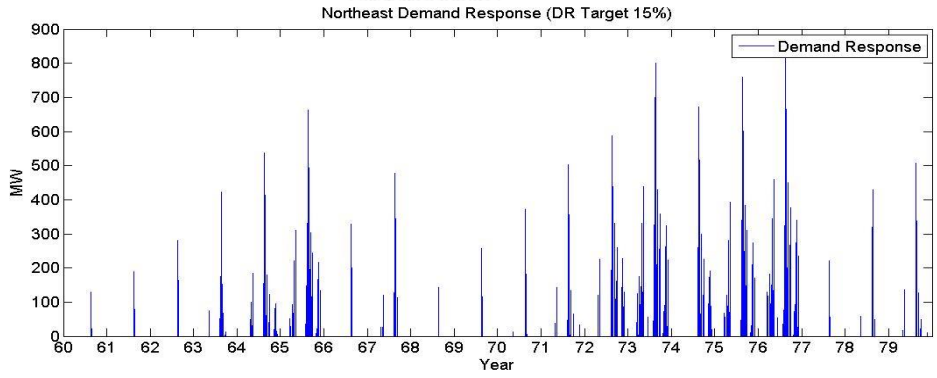
- เขื่อนลำตะคอง 500 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2561 และสร้างในปี 2564
- น้ำเงียบ 269 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2564 และสร้างในปี 2568

- เซเปียน 354 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และสร้างในปี 2573
- เขื่อนจุฬาภรณ์สูบกลับ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2572 และสร้างในปี 2574

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.79 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.80 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-32



รูปที่ 5.79 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 5.80 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ตารางที่ 5-32 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

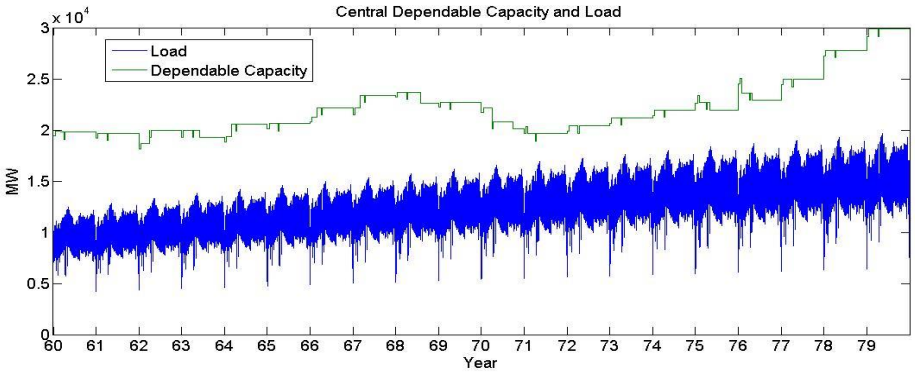
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
20,231,886,450	12,139,131,868	78,064,650	155.51

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

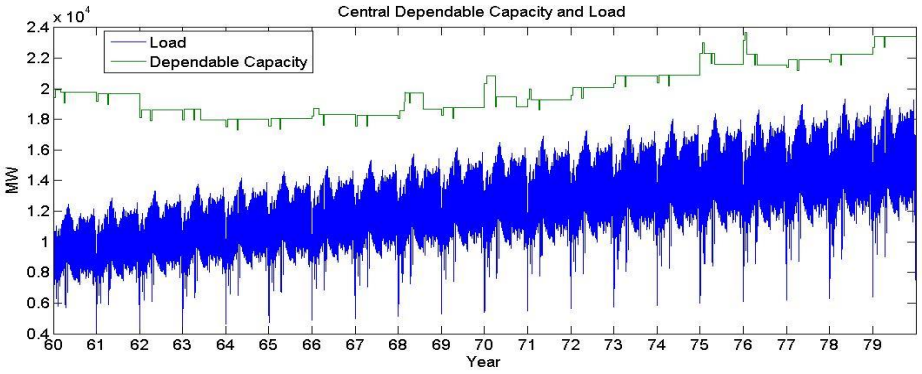
- เขื่อนลำตะคอง 500 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2561 และสร้างในปี 2568
- น้ำเงียบ 269 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2564 และสร้างในปี 2574
- เซเปียน 354 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2566 และสร้างในปี 2574
- เขื่อนจุฬาภรณ์สูบกลับ 800 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2572 และสร้างในปี 2577
- โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 325 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และไม่ได้สร้างในปี 2579

5) ภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.81 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.82 โดยกำหนดให้ มีเหตุการณ์วิกฤตที่ทำให้กำลังไฟฟ้าลดลง 500 เมกะวัตต์ในวันที่ 1 – 14 มกราคม และ 700 เมกะวัตต์ วันที่ 5 – 16 เมษายนในทุกๆปี



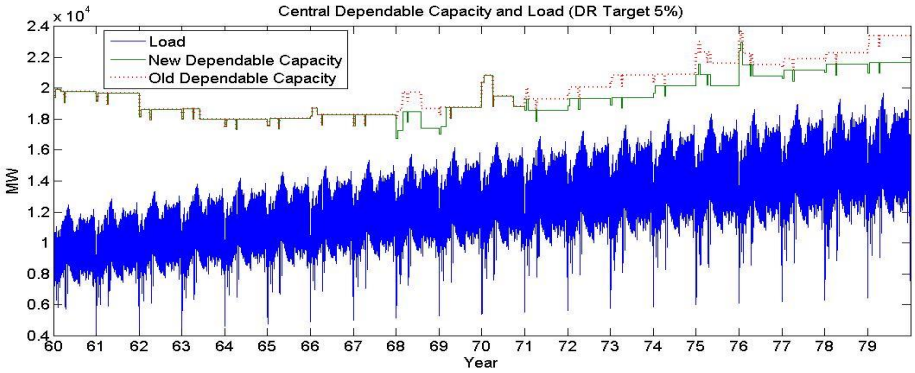
รูปที่ 5.81 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



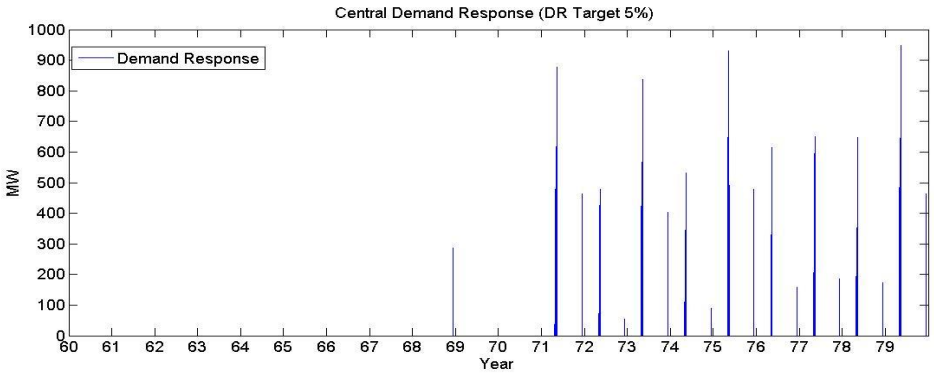
รูปที่ 5.82 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.83 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.84 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-33



รูปที่ 5.83 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก



รูปที่ 5.84 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก

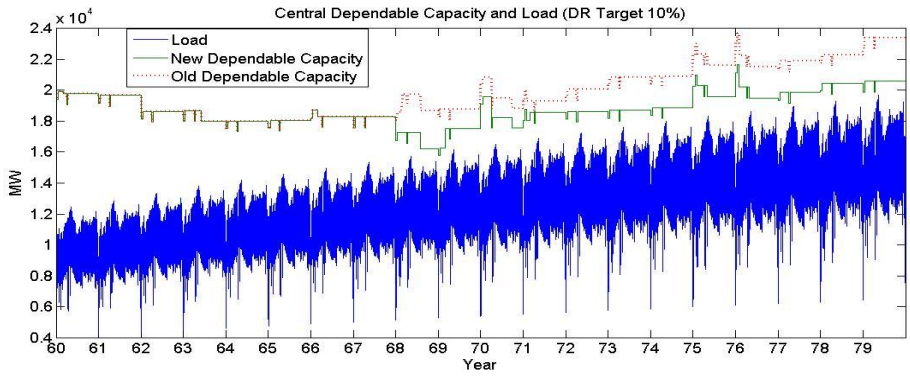
ตารางที่ 5-33 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
14,699,291,169	8,819,574,701	20,716,756	425.71

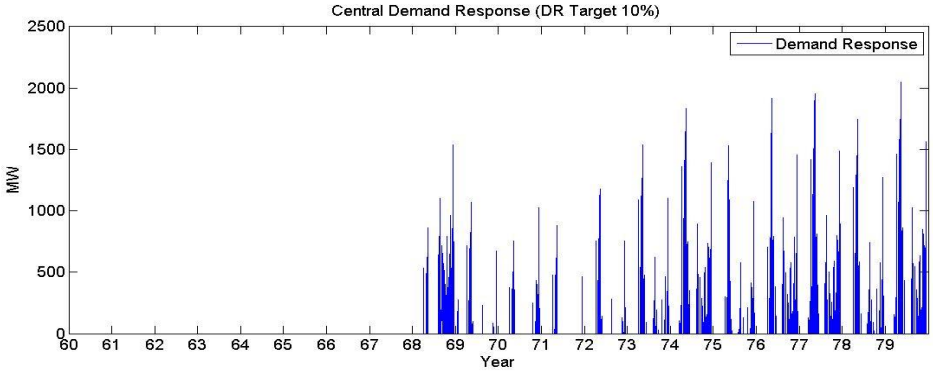
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- กัลฟ์ พีดี 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ สร้างในปี 2569
- ศรีนครินทร์ 801 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ ไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2573 และ สร้างในปี 2576
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2575 และ สร้างในปี 2576
- ดีเซล 2 750 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.85 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.86 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-34



รูปที่ 5.85 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก



รูปที่ 5.86 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก

ตารางที่ 5-34 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

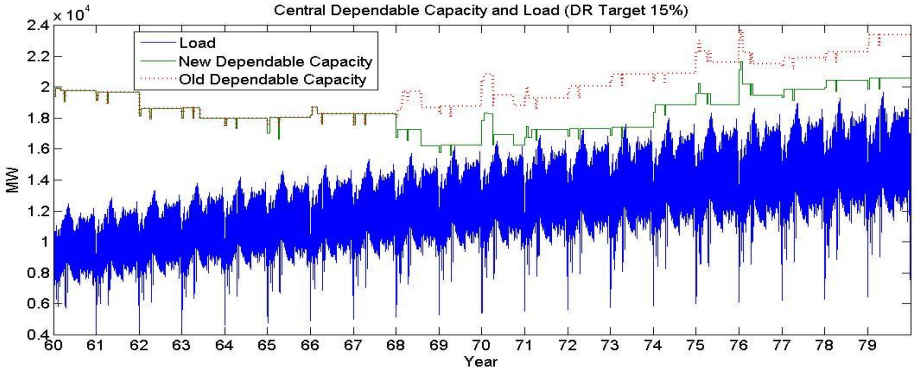
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
21,637,514,637	12,982,508,784	485,795,483	26.71

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

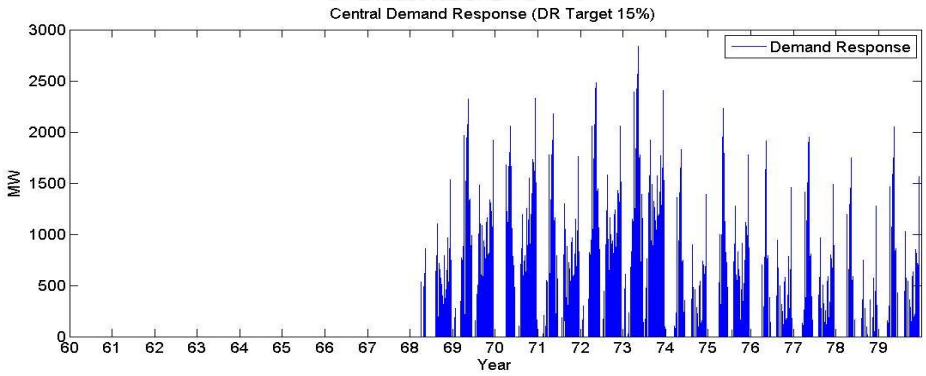
- กัลฟ์ พีดี 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ สร้างในปี 2570
- กัลฟ์ พีดี 2 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ศรีนครินทร์ 801 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ ไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2573 และ สร้างในปี 2576
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2575 และ สร้างในปี 2576

- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ดีเซล 2 750 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.87 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.88 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-35



รูปที่ 5.87 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก



รูปที่ 5.88 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคภาคกลาง, ตะวันออกและตะวันตก

ตารางที่ 5-35 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

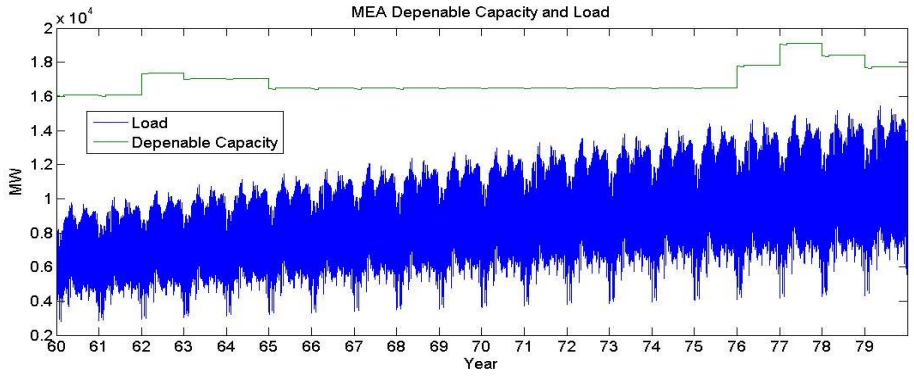
Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
30,227,037,433	18,136,222,460	2,687,392,412	6.75

การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

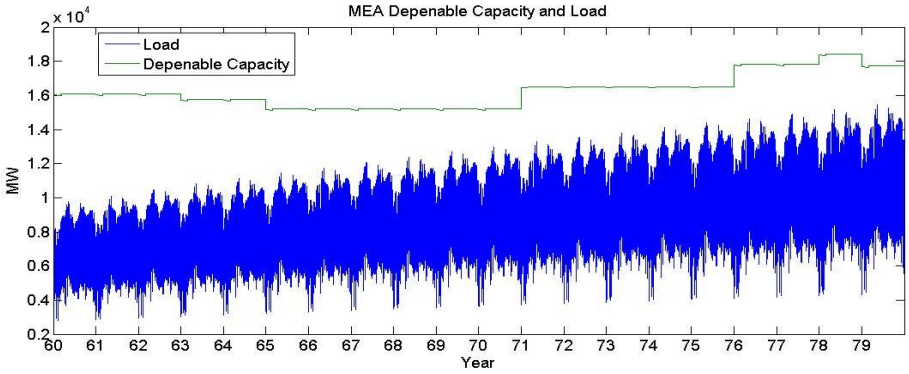
- กัลฟ์ พีดี 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- กัลฟ์ พีดี 2 1,250 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2568 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ศรีนครินทร์ 801 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ ไม่สร้างในปี 2579
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2573 และ สร้างในปี 2576
- พลังน้ำ 700 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2575 และ สร้างในปี 2576
- ถ่านหิน 1,000 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2578 และ ไม่สร้างในปี 2579
- ดีเซล 2 750 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2579

6) เขตนครหลวง

สำหรับการผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผนพัฒนากำลังไฟฟ้า (PDP 2015) แสดงดังรูปที่ 5.89 และภายหลังปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่จะแสดงดังรูปที่ 5.90 โดยกำหนดให้เกิดเหตุการณ์วิกฤตในเดือนมกราคม 50 เมกะวัตต์ และ กุมภาพันธ์ 74.18 เมกะวัตต์ จากเหตุการณ์ในอดีตที่ผ่านมา



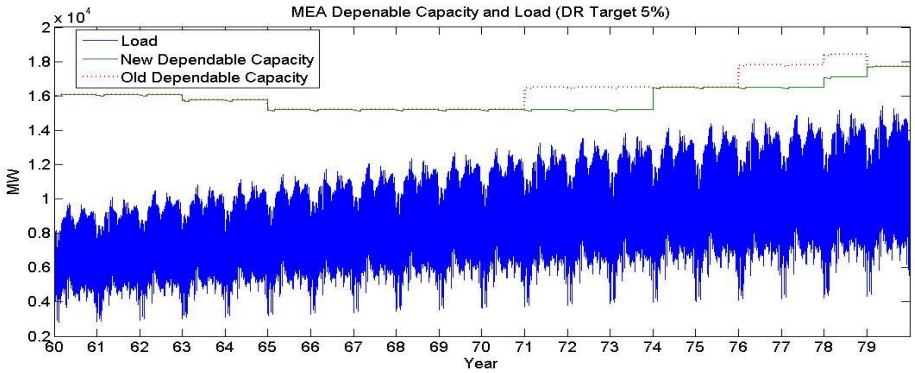
รูปที่ 5.89 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 ตามแผน PDP 2015



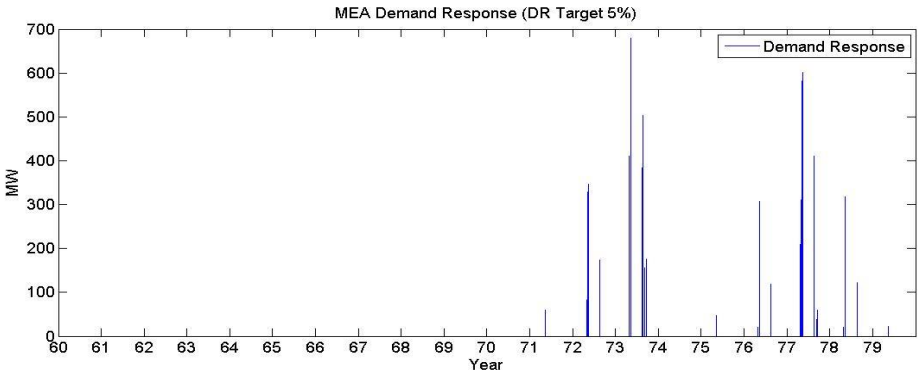
รูปที่ 5.90 การผลิตพึ่งพาได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในภาคเขตนครหลวง ตั้งแต่ปี 2560 – 2579 หลังจากปรับแผนใหม่

หลังจากปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะวิเคราะห์การดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของแต่ละเป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) ซึ่งมีผลการทดสอบดังนี้

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 5% (DR Target 5%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.91 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.92 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-36



รูปที่ 5.91 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเขตนครหลวง



รูปที่ 5.92 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%) ในภาคเขตนครหลวง

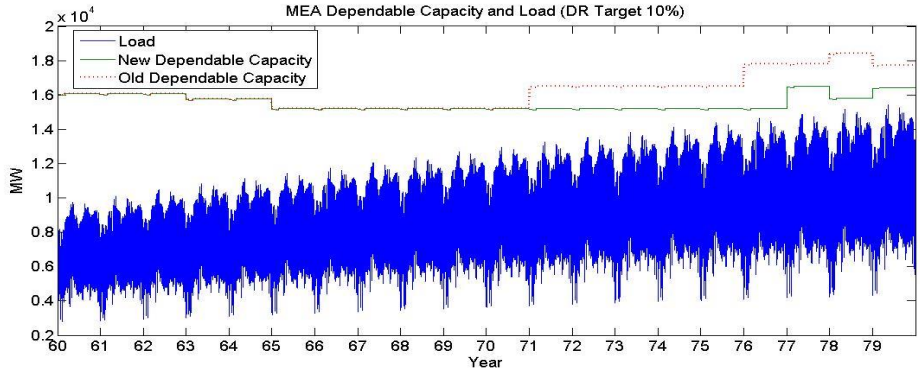
ตารางที่ 5-36 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 5%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
2,747,064,663	1,648,238,798	8,805,356	187.18

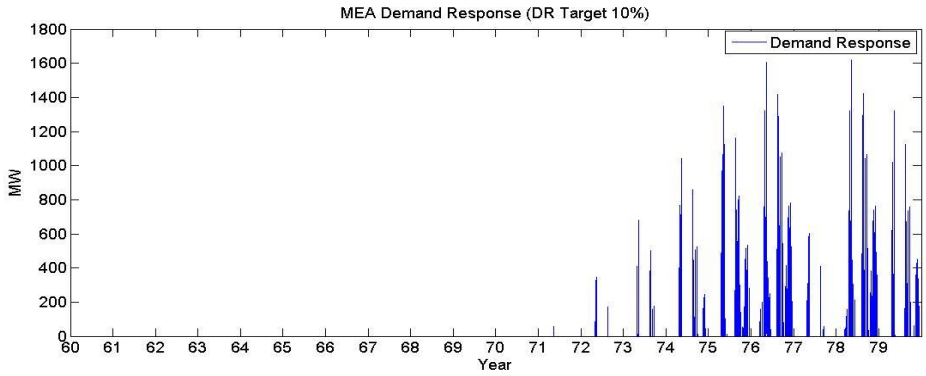
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- พระนครใต้ 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ สร้างในปี 2574
- บางประกง 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2576 และ สร้างในปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 10% (DR Target 10%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.93 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.94 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-37



รูปที่ 5.93 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเขตนครหลวง



รูปที่ 5.94 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%) ในภาคเขตนครหลวง

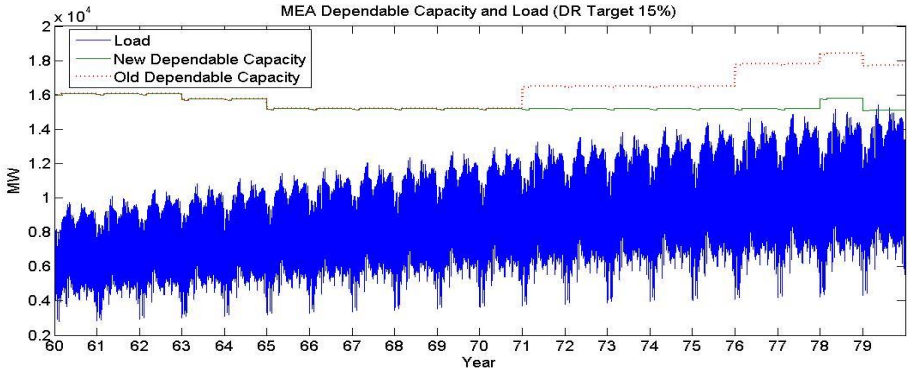
ตารางที่ 5-37 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 10%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
4,423,592,804	2,654,155,682	191,226,038	13.87

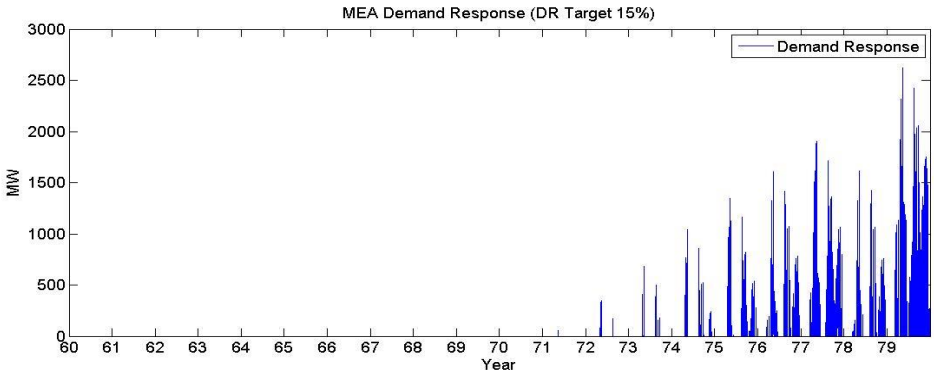
การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า

- พระนครใต้ 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ สร้างในปี 2577
- บางประกง 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2576 และ สร้างในปี 2579

สำหรับเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 15% (DR Target 15%) จะมีกราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าดังรูปที่ 5.95 และมีกราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าดังรูปที่ 5.96 โดยมีผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์และอัตราค่าชดเชยดังตารางที่ 5-38



รูปที่ 5.95 กราฟแสดงกำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าหลังจากเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเขตนครหลวง



รูปที่ 5.96 กราฟแสดงการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%) ในภาคเขตนครหลวง

ตารางที่ 5-38 ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า (DR Target 15%)

Total Benefit (บาท)	Customer Benefit (บาท)	Total Energy Demand Response with Discount Rate (หน่วย)	Incentive (บาทต่อหน่วย)
5,486,397,427	3,291,838,457	536,538,145	6.13

<u>การเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า</u>

- พระนครใต้ 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2571 และ สร้างในปี 2578
- บางประกง 1,300 MW เลื่อนการสร้างจากปี 2576 และ ไม่ได้สร้างในปี 2579

5.5 การวิเคราะห์ผลการทดสอบ

สำหรับผลการทดสอบที่ได้นำเสนอในหัวข้อที่ 5.4 จากการตรวจสอบค่ากำลังผลิตพึ่งได้เทียบกับความต้องการไฟฟ้าในประเทศไทยและแต่ละพื้นที่ พบว่า กำลังผลิตพึ่งได้มีค่ามากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าเป็นจำนวนมาก ทำให้สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าโดยไม่ต้องดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า ดังนั้นจึงปรับแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าก่อนวิเคราะห์ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

จากการวิเคราะห์ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า พบว่า กรณีที่ตั้งเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ามากจะทำให้ได้ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้ามากเช่นกัน อย่างไรก็ตามอัตราค่าชดเชยจะมีค่าน้อยกว่ากรณีที่ตั้งเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าน้อยเนื่องจากการตั้งเป้าหมายสูงจะทำให้พลังงานที่ได้จากการลดการใช้ไฟฟ้ามีค่ามาก ทำให้อัตราค่าชดเชยมีค่าลดลง ซึ่งผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จะมีค่าแตกต่างกันในแต่ละ

พื้นที่เนื่องจากมีการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่แตกต่างกัน และมีกำลังผลิตไฟฟ้าไม่เท่ากัน ดังนั้นพื้นที่ที่สามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าที่มีต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าสูง ในขณะที่ลดพลังงานจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าน้อย จะทำให้ได้อัตราค่าชดเชยที่สูง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

บทที่ 6
สรุป

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้นำเสนอกระบวนการวิเคราะห์ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า ซึ่งช่วยให้เลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้โดย ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้ประโยชน์ที่ได้จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้ามาจากเงินที่ไม่ได้ลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ซึ่งสามารถเลื่อนเวลาการกู้ยืมเงินที่ใช้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าทำให้สามารถลดการจ่ายดอกเบี้ยเงินกู้ โดยผลประโยชน์ส่วนนี้จะนำไปจ่ายเป็นอัตราค่าชดเชยจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่ ซึ่งกำหนดให้เป็นอัตราเดียวตลอด 20 ปี (ปี 2560 - 2579) โดยนำข้อมูลการสร้างโรงไฟฟ้าและข้อมูลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดจากแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าปี 2558 – 2579 มาใช้ในการวิเคราะห์ และปรับเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่เนื่องจากแผนเดิมสามารถเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าได้โดยไม่จำเป็นต้องดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า ดังนั้นในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเปลี่ยนแผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่โดยพิจารณาเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้าที่ค่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าสูงที่สุดเป็นลำดับแรก และพิจารณาโรงไฟฟ้าที่มีราคาต่ำลงมาเป็นลำดับถัดไป จนครบทุกโรงไฟฟ้า และนำมาคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์เพื่อจ่ายเป็นอัตราค่าชดเชยจากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้วิเคราะห์ผลประโยชน์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ของประเทศไทยจำนวน 6 พื้นที่ ได้แก่ 1) ประเทศไทย 2) ภาคใต้ 3) ภาคเหนือ 4) ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 5) ภาคกลาง รวมถึงภาคตะวันตกและภาคตะวันออก 6) เขตนครหลวง ซึ่งได้กำหนดเป้าหมายการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า 3 เป้าหมาย (5%, 10% และ 15%) โดยพิจารณากรณีที่เกิดเหตุการณ์วิกฤต และกรณีที่ไม่เกิดเหตุการณ์วิกฤตซึ่งมีผลการทดสอบทั้งหมดดังตารางที่ 6-1 และ 6-2

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ตารางที่ 6-1 Total Benefit สำหรับทุกกรณี (บาท)

กรณี	ไม่คิดเหตุการณ์วิกฤต			คิดเหตุการณ์วิกฤต		
DR Target	5%	10%	15%	5%	10%	15%
ประเทศไทย	72,967,226,230	106,459,183,070	124,033,487,983	48,363,259,892	82,217,541,813	109,237,707,156
ภาคใต้	7,736,542,777	15,122,233,416	19,408,313,293	7,059,685,269	17,426,678,088	33,139,150,500
ภาคเหนือ	5,862,726,741	7,283,012,325	11,746,014,410	8,544,313,777	24,770,645,928	42,987,740,455
ภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ	7,227,036,721	16,546,166,187	22,075,018,038	9,433,803,790	13,288,346,556	20,231,886,450
ภาคกลาง	14,699,291,169	21,637,514,637	30,227,037,433	14,699,291,169	21,637,514,637	30,227,037,433
นครหลวง	2,747,064,663	4,423,592,804	5,486,397,427	2,747,064,663	4,423,592,804	5,486,397,427

ตารางที่ 6-2 อัตราค่าชดเชยสำหรับทุกกรณี (บาทต่อหน่วย)

กรณี	ไม่คิดเหตุการณ์วิกฤต			คิดเหตุการณ์วิกฤต		
DR Target	5%	10%	15%	5%	10%	15%
ประเทศไทย	206.57	37.01	9.06	217.41	33.95	10.96
ภาคใต้	1131.52	119.65	50.68	733.44	521.88	221.36
ภาคเหนือ	1576.93	197.62	154.96	1680	784.12	581.13
ภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ	1745.25	274.5	40.99	2011.07	704.77	155.51
ภาคกลาง	425.71	26.71	7.01	425.71	26.71	6.75
นครหลวง	187.18	13.87	6.22	187.18	13.87	6.13

สำหรับผลการทดสอบจะพบว่าผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในแต่ละพื้นที่มีค่าแตกต่างกัน เนื่องจากโรงไฟฟ้ามีค่าก่อสร้างแตกต่างกัน โดยพื้นที่ที่ทำให้เกิดประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์มากที่สุด คือ ภาคกลาง, ภาคตะวันออกและภาคตะวันตก ในขณะที่พื้นที่ที่ทำให้เกิดประโยชน์ทาเศรษฐศาสตร์น้อยที่สุดคือ เขตนครหลวง และพลังงานที่ลดได้จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าแตกต่างกัน โดยผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้ามีประโยชน์มาก ซึ่งสามารถนำมาใช้ในการวางแผนการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าได้ต่อไป

สำหรับข้อเสนอแนะในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นดังนี้

1. ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้พิจารณา marginal cost หรือค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในการคำนวณผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์จากการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้า
2. ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไม่ได้พิจารณาราคาของอุปกรณ์ที่ใช้ในการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าที่ต้องติดตั้งก่อนดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าทำให้อัตราค่าชดเชยอาจจะมีค่าสูงมาก
3. เหตุการณ์วิกฤตในอนาคตอาจมีความคลาดเคลื่อนจากที่คำนวณในวิทยานิพนธ์ได้เนื่องจากในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้กำหนดให้เกิดเหตุการณ์เดิมทุกๆปีซึ่งคิดเป็นกรณีที่เลวร้ายที่สุด
4. ราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าในอนาคตอาจจะมีราคาสูงกว่าหรือต่ำกว่าราคาค่าก่อสร้างในปัจจุบัน โดยดัชนีค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (PCCI) อาจจะมีค่าไม่เท่ากับ 1 ซึ่งส่งผลต่อการคำนวณผลประโยชน์จากการเลื่อนการสร้างโรงไฟฟ้า
5. ถ้าหากสามารถพิจารณาการดำเนินการตอบสนองของความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ที่ละเอียดกว่าพื้นที่ที่วิทยานิพนธ์ฉบับนี้วิเคราะห์จะมีความเหมาะสมมากขึ้นในการปฏิบัติจริง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

รายการอ้างอิง

[1] A.S. Malik, "Simulation of DSM Resources as Generating Units in Probabilistic Production Costing Framework," presented at the IEEE Transaction, 1998.

[2] A. Mnatsakanyan, "A Novel Demand Response Model with an Application for a Virtual Power Plant," presented at the IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID, 2015.

[3] A. I. Negash, "Analysis of Coupon Incentive-Based Demand Response with Bounded Consumer Rationality," presented at the IEEE, 2014.

[4] John S. Vardakas, Nizar Zorba, and Christos V. Verikoukis, "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms," *IEEE COMMUNICATION SURVEYS & TUTORIALS,* vol. 17, 2015.

[5] Le Xie, "Analysis of Coupon Incentive-Based Demand Response with Bounded Consumer Rationality," presented at the IEEE, 2014.

[6] คณะเศรษฐศาสตร์ ม.เชียงใหม่, "โครงการพัฒนา Demand Response สำหรับประเทศไทย ," รายงานเสนอสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน," ed, 23 กันยายน 2557.

[7] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, "โครงการศึกษาการตอบสนองด้านโหลดในสภาวะวิกฤตด้านพลังงานไฟฟ้าในระยะสั้นและระยะยาว," ed, 13 มีนาคม 2558.

[8] EnergyNewEnglend. [Online]. Available: http://www.energynewengland.com/ECHO%20COM_DemandResponse.aspx

[9] U. S. D. o. Energy, "BENEFITS OF DEMAND RESPONSE IN ELECTRICITY MARKETS AND RECOMMENDATIONS FOR ACHIEVING THEM," Feb 2006.

[10] นิตยสารไฟฟ้าสาร, "แนวโน้มผลทางเศรษฐศาสตร์ของ Demand Response," วสท.ปีที่ *18,* vol. ฉบับที่ 2, มิถุนายน 2554.

[11] J. S. Vardakas, C. V. Verikoukis, and N. Zorba, "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms," *IEEE COMMUNICATION SURVEYS & TUTORIALS,* vol. 17, 2015.

[12] Architecture Concepts and Technical Issues an Open, "Interoperable Automated Demand Response Infrastructure," 2012.

[13] A. Faruqui, S. Sergici, and A. Sharif, "The impact of informational feedback on energy consumption—A survey of the experimental evidence," *Energy,* vol. 35, 2010.

[14] J. Wang, M. A. Biviji, and W. M. Wang, "Lessons learned from smart grid enabled programs," *IEEE PECI 2011,* Feb. 25–26, 2011.

[15] H. Allcott, "Real time pricing and electricity market design," presented at the Working Paper, Harvard Univ, 2009.

[16] กองวางแผนระบบส่งไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "ระบบส่งไฟฟ้าในประเทศไทย," 2550.

[17] กระทรวงพลังงาน, "แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2558 – 2579 (PDP2015)," 30 มิถุนายน 2558.

[18] กระทรวงพลังงาน, "แผนการก่อสร้างระบบไฟฟ้าและการพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าสูงสุด," 2558.

[19] Vilas S. Motghare and R. K. Cham, "Generation Cost Calculation for 660 MW Thermal Power Plants," *IJISET - International Journal of Innovative Science, Engineering & Technology,* vol. 1, December 2014.

[20] Jerey S. Allen, *Principles of Energy Conversion*. September 11, 2013.

[21] NREL, "Cost and Performance Assumptions for Modeling Electricity Generation Technologies," November 2010.

[22] OpenADR, "OpenADR 2.0 b Specfication," June 2015.

[23] Arup Demand Response. [Online]. Available: http://www.arup.com/projects/tallahassee_automated_demand_response_program

[24] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. [Online]. Available: www.so.egat.co.th

[25] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ปัญหาจากการหยุดจ่ายก๊าซจากพม่า [Online]. Available: http://www.iecm.co.th/Gas-news.html

[26] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ข่าวพม่าหยุดจ่ายก๊าซต้นปี 2557 [Online]. Available: http://www.manager.co.th/iBizchannel/ViewNews.aspx?NewsID=9560000158961

[27] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "กำหนดการซ่อมบำรุงแหล่งจ่ายก๊าซให้ประเทศไทย 2557 - 2558," 2558.

[28] ฝ่ายวางแผน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "การใช้ไฟฟ้าในประเทศไทย," 2559.

[29] Pouyan Khajavi, Hassan Monserf, and Hassan Abniki, "Load Profile Reformation through Demand Response Programs," 2016.

[30] U.S. Energy Information Administration, "Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies."

[31] ธนาคารแห่งประเทศไทย. [Online]. Available: https://www.bot.or.th

[32] LIBOR London. [Online]. Available: https://www.banking.com/LIBOR

[33] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, "การรับฟังความคิดเห็นเรื่องการปรับอัตราค่าไฟฟ้าปี 2558," 2558.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายชัชชัย นาเจริญกุล เกิดวันที่ 3 มกราคม 2536 ที่จังหวัดชลบุรี สำเร็จการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิตสาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี 2558 จากนั้นได้เข้าเรียนต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปี 2559

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
Chulalongkorn University