

การประยุกต์ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าความร้อนและความเย็นร่วม  
สำหรับการจัดการพลังงานในอาคาร

นายคณศ ว่องวิษณุพงศ์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต  
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า  
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย  
ปีการศึกษา 2555  
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทคัดย่อและแฟ้มข้อมูลฉบับเต็มของวิทยานิพนธ์ตั้งแต่ปีการศึกษา 2554 ที่ให้บริการในคลังปัญญาจุฬาฯ (CUIR)  
เป็นแฟ้มข้อมูลของนิสิตเจ้าของวิทยานิพนธ์ที่ส่งผ่านทางบัณฑิตวิทยาลัย

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

APPLICATION OF COMBINED COOLING, HEATING AND POWER  
TO BUILDING ENERGY MANAGEMENT

Mr. Kanet Wongvisanupong

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 2012

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประยุกต์ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าความร้อนและ ความเย็นร่วมสำหรับการจัดการพลังงานในอาคาร
โดย	นายคณศ ว่องวิษณุพงศ์
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนนบุญ หุ่นเจริญ

---

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วน  
หนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์  
(รองศาสตราจารย์ ดร.บุญสม เลิศธีรวัฒน์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ  
(ศาสตราจารย์ ดร.เดวิด บรรณเจตพงศ์ชัย)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก  
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนนบุญ หุ่นเจริญ)

..... กรรมการ  
(อาจารย์ ดร.สุรัชชัย ชัยทัศน์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย  
(ดร. จีราพร ศิริคำ)

คณะ ว่องวิษณุพงศ์ : การประยุกต์ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าความร้อนและความเย็นร่วม  
สำหรับการจัดการพลังงานในอาคาร. (APPLICATION OF COMBINED COOLING,  
HEATING AND POWER TO BUILDING ENERGY MANAGEMENT) อ.ที่ปรึกษา  
วิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. แนนบุญ หุนเจริญ, 108 หน้า.

เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมสามารถนำมาใช้ในการจัดการพลังงานในอาคาร เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิ อีกทั้งช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก วิทยานิพนธ์นี้นำเสนอขั้นตอนวิธีกำหนดจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดในการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม รายชั่วโมง สำหรับโหลดอาคาร รวมถึงการเพิ่มถึงเก็บความร้อน และระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผนวกในขั้นตอนการจัดการพลังงาน กำหนดฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อหาค่าใช้จ่ายต่ำสุด โดยพิจารณาเงื่อนไขพิกัดของอุปกรณ์ และเงื่อนไขสมดุลพลังงาน ใช้กำหนดการเชิงเส้นในการแก้ปัญหา ผลลัพธ์ถูกแสดงในส่วนต่อประสานผู้ใช้ เพื่อแสดงผลให้ผู้ปฏิบัติการสามารถปรับตั้งอุปกรณ์ ณ จุดทำงานที่กำหนด ทดสอบสมรรถนะของระบบจัดการพลังงานกับอาคารห้างสรรพสินค้าตัวอย่าง ผลการศึกษาพบว่าระบบจัดการพลังงานที่นำเสนอสามารถลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าและความเย็นโดยรวมของอาคารได้ประมาณร้อยละ 12 ต่อปี นอกจากนี้หากมีการขายน้ำเย็นส่วนเกินจากความต้องการของโหลดความเย็นของอาคาร พบว่าสามารถลดค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นเป็นประมาณร้อยละ 40 ต่อปี

ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ..... ลายมือชื่อนิสิต .....

สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ..... ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก .....

ปีการศึกษา ..... 2555 .....

# # 5370675821 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING

KEYWORDS : OPTIMAL SCHEDULING/CCHP/PV/SHOPPING COMPLEX/HYBRID SYSTEM

KANET WONGVISANUPONG: APPLICATION OF COMBINED COOLING, HEATING AND POWER TO BUILDING ENERGY MANAGEMENT. ADVISOR: ASST. PROF. NAEBBOON HOONCHAREON, Ph.D., 108 pp.

Combined Cooling Heating and Power (CCHP) can be applied to energy management system in buildings to increase the efficiency of primary energy consumption, as well as to reduce the carbon dioxide emission. This thesis proposes an algorithm to determine optimal hourly scheduling of the CCHP system for building load. Heat storage tank and photovoltaic system are also incorporated into energy management system. The objective function is to minimize total operating costs with the constraints of equipment operating limits and energy balance conditions. The formulated problem is solved by the Linear Programming. The determined operating conditions are displayed on the Graphic User Interface (GUI) to assist the operator to operate such system. Performance verification of the proposed building energy management has been done using power demand of one shopping complex. The results show that the total cost of electrical and cooling energy decreases by 12% per year, and increase to 40% when additional income from selling the surplus cooling water is considered.

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

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

Academic Year : 2012 .....

## กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี เนื่องจากได้รับความกรุณาและความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. แนนบุญ หุ่นเจริญ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา ที่ได้ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ ที่เป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อวิทยานิพนธ์มาโดยตลอดนับตั้งแต่เริ่มต้นทำวิทยานิพนธ์จนกระทั่งเสร็จสมบูรณ์ รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขเนื้อหาจนสำเร็จเรียบร้อย

นอกจากนั้น ผู้วิจัยขอขอบคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ทุกท่าน ซึ่งประกอบด้วย ศาสตราจารย์ ดร. เดวิด บรรณเจตพงศ์ชัย (ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์) อาจารย์ ดร. สุรชัย ชัยทัศน์ (กรรมการ) และ ดร. จิราพร ศิริคำ (กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่ได้กรุณาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ท้ายนี้ ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ผู้ซึ่งเป็นแรงบันดาลใจให้ข้าพเจ้าศึกษาต่อในระดับปริญญาโทมาโดยตลอด และขอขอบคุณเพื่อน ๆ พี่ๆ ทุกท่านที่ได้ให้กำลังใจเสมอมา

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย .....	ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ .....	จ
กิตติกรรมประกาศ .....	ก
สารบัญ .....	ข
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญภาพ .....	ฉ
บทที่ 1 บทนำ .....	1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา.....	1
1.2 วัตถุประสงค์.....	2
1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ .....	2
1.4 ขั้นตอนการศึกษา .....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ .....	3
1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.....	3
บทที่ 2 ระบบการจัดการพลังงานในอาคาร .....	5
2.1 โครงสร้างทางกายภาพของของระบบจัดการพลังงานในอาคาร .....	5
2.2 สัดส่วนการใช้พลังงานในอาคาร .....	6
2.3 รูปแบบของการจัดการพลังงานในอาคาร.....	8
2.4 ดัชนีชี้วัดความสำเร็จของการจัดการพลังงานในอาคาร .....	14
บทที่ 3 ระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม .....	15
3.1 ส่วนประกอบของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม.....	15
3.2 ทฤษฎีระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม.....	17
3.3 การใช้ประโยชน์ของค่าคงที่ของระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม.....	19
3.4 การวิเคราะห์การใช้พลังงานไฟฟ้า.....	20
3.5 การวิเคราะห์การใช้พลังงานความร้อน .....	21
3.6 สัดส่วนภาระความร้อนต่อภาระไฟฟ้า .....	23
3.7 การพิจารณาเลือกขนาดอุปกรณ์.....	24
3.8 กลวิธีในการควบคุมระบบ .....	24

3.8.1 การจ่ายกระแสไฟฟ้า .....	24
3.8.2 การลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด .....	25
3.8.3 การจ่ายพลังงานความร้อน .....	25
3.8.4 กลยุทธ์แบบผสม .....	25
3.9 ความต้องการเชื้อเพลิง และพิกัดการผลิต .....	26
3.10 การผลิตพลังงาน และการใช้เชื้อเพลิง .....	28
3.11 การคำนวณราคาปัจจุบัน และผลประโยชน์ต่อปี .....	29
3.12 ค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการเดินระบบและซ่อมบำรุง .....	30
3.13 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ .....	31
3.13.1 เงินลงทุน .....	31
3.13.2 การวิเคราะห์การลงทุน .....	31
บทที่ 4 ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบจัดการพลังงาน .....	33
4.1 รูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์และการไหลของพลังงาน .....	33
4.2 การสร้างฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อจัดการพลังงาน .....	35
4.3 การสร้างเงื่อนไขเพื่อจัดการพลังงาน .....	36
บทที่ 5 การประยุกต์ใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม เพื่อจัด การพลังงานในอาคาร .....	38
5.1 องค์ประกอบของระบบ .....	38
5.2 ขั้นตอนการจัดการพลังงาน .....	41
5.2.1 ฟังก์ชันจุดประสงค์ .....	41
5.2.2 เงื่อนไข .....	43
5.2.3 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ .....	47
5.3 กระบวนการแก้ปัญหาแบบเวลาจริง .....	47
5.4 การออกแบบส่วนต่อประสานผู้ใช้ .....	48
บทที่ 6 สารสนเทศจำเป็นในระบบจัดการพลังงานในอาคาร .....	54
6.1 โหลดอาคาร .....	54
6.1.1 การพยากรณ์โหลด .....	54
6.1.2 การจำแนกโหลด .....	57
6.2 ราคาพลังงาน .....	58



6.2.1 ราคาพลังงานไฟฟ้า.....	58
6.2.2 ราคาก๊าซธรรมชาติ.....	59
6.2.3 ราคาน้ำเย็น.....	61
6.3 ขนาดของระบบ .....	62
6.3.1 การเลือกขนาดระบบ CCHP.....	62
6.3.2 การเลือกขนาดเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม.....	63
6.3.3 การเลือกขนาดหม้อไอน้ำสำรอง.....	63
6.3.4 การเลือกขนาดถังเก็บความร้อน.....	64
6.3.5 การเลือกขนาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์.....	64
6.4 ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการของระบบ .....	64
บทที่ 7 การศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์กับศูนย์การค้า .....	67
7.1 ระบบทดสอบ .....	67
7.2 ผลการทดสอบ.....	70
7.3 วิเคราะห์ผลการทดสอบ .....	74
7.4 สรุปผลการทดสอบ .....	81
บทที่ 8 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	82
8.1 สรุปผลการวิจัย .....	82
8.2 ข้อเสนอแนะ.....	83
รายการอ้างอิง .....	84
ภาคผนวก .....	87
ภาคผนวก ก คำจำกัดความของตัวประกอบภาวะ .....	88
ภาคผนวก ข โหลดศูนย์การค้าแห่งหนึ่งในประเทศไทย .....	90
ภาคผนวก ค กำหนดการเชิงเส้น .....	96
ภาคผนวก ง แบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ .....	103
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์.....	108

## สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2.1	สัดส่วนการใช้พลังงานของอาคารประเภทต่าง ๆ .....	7
ตารางที่ 2.2	ดัชนีการใช้พลังงานของอาคารอ้างอิง และอาคารมาตรฐานตามพระราชบัญญัติส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานปี 2551 .....	8
ตารางที่ 3.1	คุณลักษณะของเครื่องต้นกำลังแต่ละชนิด .....	19
ตารางที่ 3.2	ค่าพลังงานของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด .....	22
ตารางที่ 3.3	ประมาณการค่าการลงทุนตามขนาดระบบ CCHP .....	32
ตารางที่ 6.1	อินพุททั้งหมดที่ใช้ในการพยากรณ์ .....	56
ตารางที่ 6.2	การกำหนดวันในรอบสัปดาห์ เป็นเลขฐานสอง สามบิต .....	56
ตารางที่ 6.3	สัดส่วนการดำเนินเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม .....	58
ตารางที่ 6.4	โครงสร้างราคาพลังงานไฟฟ้า .....	59
ตารางที่ 6.5	รายละเอียดของระบบ CCHP .....	63
ตารางที่ 6.6	ต้นทุนการดำเนินระบบของอุปกรณ์ .....	64
ตารางที่ 7.1	ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุงของระบบทดสอบ .....	67
ตารางที่ 7.2	ขนาดของระบบทดสอบ .....	68
ตารางที่ 7.3	พารามิเตอร์ของ CCHP .....	68
ตารางที่ 7.4	พารามิเตอร์ของหม้อไอน้ำสำรอง .....	68
ตารางที่ 7.5	พารามิเตอร์ของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม .....	68
ตารางที่ 7.6	พารามิเตอร์ของถังเก็บความร้อน .....	69
ตารางที่ 7.7	โครงสร้างราคาพลังงาน .....	69
ตารางที่ 7.8	การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันหยุด) .....	70
ตารางที่ 7.9	การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันทำงาน) .....	71
ตารางที่ 7.10	การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 เดือน .....	71
ตารางที่ 7.11	การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 ปี .....	71
ตารางที่ 7.12	การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันหยุด) .....	72
ตารางที่ 7.13	การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันทำงาน) .....	72
ตารางที่ 7.14	การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 เดือน .....	73

ตารางที่ 7.15 การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 ปี ..... 73

## สารบัญภาพ

	หน้า
ภาพที่ 2.1 โครงสร้างทางกายภาพของระบบจัดการพลังงาน .....	6
ภาพที่ 2.2 สัดส่วนการใช้พลังงานในอาคารพาณิชย์ .....	7
ภาพที่ 2.3 แผนภาพการไหลพลังงานของระบบ CCHP .....	9
ภาพที่ 2.4 แผนภาพการไหลพลังงาน และเชื้อเพลิงของระบบ CCHP .....	10
ภาพที่ 2.5 แผนภาพการไหลพลังงานของระบบ CCHP ผนวกถึงเก็บความร้อน .....	11
ภาพที่ 2.6 ไฟฟ้าและไหลความร้อนของโรงงานอุตสาหกรรม .....	11
ภาพที่ 2.7 เปรียบเทียบพลังงานนำเข้าเชิงเวลาระหว่างค่าไฟฟ้าแบบ TOU และ Flat .....	12
ภาพที่ 2.8 เปรียบเทียบพลังงานขายออกเชิงเวลาระหว่างการคิดค่าไฟฟ้าแบบ TOU และ Flat ..	12
ภาพที่ 2.9 แผนภาพการไหลพลังงานภายในอาคารสีเขียว .....	13
ภาพที่ 3.1 สมดุลพลังงานโดยไม่มีกานำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ .....	18
ภาพที่ 3.2 สมดุลพลังงานเมื่อนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ .....	18
ภาพที่ 3.3 พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่ได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมชนิดต่าง ๆ .....	28
ภาพที่ 4.1 ตัวอย่างที่ 1 ของแผนภาพการเชื่อมต่อและการไหลพลังงานของระบบ .....	33
ภาพที่ 4.2 ตัวอย่างที่ 2 ของแผนภาพการเชื่อมต่อและการไหลพลังงานของระบบ .....	34
ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างที่ 3 ของแผนภาพการเชื่อมต่อและการไหลพลังงานของระบบ .....	34
ภาพที่ 4.4 ตัวอย่างที่ 4 ของแผนภาพการเชื่อมต่อและการไหลพลังงานของระบบ .....	35
ภาพที่ 5.1 องค์ประกอบของระบบและรูปแบบการไหลของพลังงานแบบทั่วไป .....	38
ภาพที่ 5.2 องค์ประกอบของระบบและรูปแบบการไหลของพลังงานเมื่อติดตั้งถึงเก็บความร้อน..	39
ภาพที่ 5.3 องค์ประกอบของระบบและรูปแบบการไหลของพลังงานเมื่อติดตั้งระบบเซลล์ แสงอาทิตย์ .....	40
ภาพที่ 5.4 ขั้นตอนการแก้ปัญหาแบบเวลาจริง .....	48
ภาพที่ 5.5 ส่วนต่อประสานผู้ใช้ .....	49
ภาพที่ 5.6 วิเคราะห์การดำเนินการ .....	50
ภาพที่ 5.7 แถบเลือกการดำเนินการ .....	51
ภาพที่ 5.8 ปุ่มกดการดำเนินระบบ .....	51

ภาพที่ 5.9	ส่วนแสดงโครงสร้างราคาพลังงาน.....	51
ภาพที่ 5.10	ส่วนแสดงพารามิเตอร์ของระบบ .....	52
ภาพที่ 5.11	แสดงกำไร ค่าใช้จ่าย และการวิเคราะห์ .....	52
ภาพที่ 5.12	ส่วนแสดงจุดทำงานของอุปกรณ์.....	53
ภาพที่ 5.13	ส่วนแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์.....	53
ภาพที่ 7.1	ความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของถังเก็บความร้อนและกำไรจากการดำเนินระบบ .....	74
ภาพที่ 7.2	การจ่ายพลังงานความเย็นเชิงเวลาของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม .....	75
ภาพที่ 7.3	การจ่ายพลังงานไฟฟ้าเชิงเวลาของระบบในวันหยุด .....	76
ภาพที่ 7.4	การจ่ายพลังงานไฟฟ้าเชิงเวลาของระบบในวันทำงาน.....	76
ภาพที่ 7.5	กำลังต่อความร้อนเชิงเวลาของระบบที่ไม่ติดตั้งถังเก็บความร้อน.....	77
ภาพที่ 7.6	กำลังต่อความร้อนเชิงเวลาของระบบที่ติดตั้งถังเก็บความร้อน.....	78
ภาพที่ 7.7	การจ่ายพลังงานไฟฟ้าเชิงเวลาของระบบเมื่อผนวกระบบเซลล์แสงอาทิตย์.....	79
ภาพที่ 7.8	ความร้อนภายในถังเก็บความร้อนเมื่อดำเนินระบบแบบออฟไลน์.....	80
ภาพที่ 7.9	ความร้อนภายในถังเก็บความร้อนเมื่อดำเนินระบบแบบออนไลน์.....	80
ภาพที่ ข.1	โหลดไฟฟ้าเดือนมกราคม.....	90
ภาพที่ ข. 2	โหลดไฟฟ้าเดือนกุมภาพันธ์.....	90
ภาพที่ ข.3	โหลดไฟฟ้าเดือนมีนาคม .....	91
ภาพที่ ข.4	โหลดไฟฟ้าเดือนเมษายน .....	91
ภาพที่ ข.5	โหลดไฟฟ้าเดือนพฤษภาคม .....	92
ภาพที่ ข.6	ไฟฟ้าเดือนมิถุนายน .....	92
ภาพที่ ข.7	โหลดไฟฟ้าเดือนกรกฎาคม .....	93
ภาพที่ ข.8	โหลดไฟฟ้าเดือนสิงหาคม.....	93
ภาพที่ ข.9	โหลดไฟฟ้าเดือนกันยายน .....	94
ภาพที่ ข.10	โหลดไฟฟ้าเดือนตุลาคม .....	94
ภาพที่ ข.11	โหลดไฟฟ้าเดือนพฤศจิกายน.....	95
ภาพที่ ข.12	ไฟฟ้าเดือนธันวาคม .....	95
ภาพที่ ค.1	แสดงจุดที่มีโอกาสจะเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหาในตัวอย่าง .....	99
ภาพที่ ค.2	แสดงการเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบของวิธีการ Interior point methods .....	101
ภาพที่ ค.3	วิธีการใช้คำสั่ง linprog ซึ่งหาได้โดยใช้คำสั่ง Help ของโปรแกรม MATLAB.....	102

ภาพที่ ง.1	แจกแจงร่วมของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม.....	104
ภาพที่ ง.2	แบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์.....	105
ภาพที่ ง.3	ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มแสงหนึ่งกิโลวัตต์ต่อตารางเมตร กับ การเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสง.....	105
ภาพที่ ง.4	ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มแสงหนึ่งกิโลวัตต์ต่อตารางเมตร กับ การเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ .....	106

# บทที่ 1

## บทนำ

บทนี้จะกล่าวถึงความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา วัตถุประสงค์ ขอบเขตของการวิจัย ขั้นตอนการศึกษาและวิธีดำเนินงาน และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์ และในหัวข้อสุดท้ายจะเป็นการกล่าวถึงเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทที่จะนำเสนอต่อไป

### 1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

อาคารส่วนใหญ่ในประเทศไทยใช้พลังงานอย่างสิ้นเปลือง ส่งผลต่อค่าใช้จ่ายโดยรวมของอาคาร อีกทั้งอาคารเหล่านี้มีส่วนในการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อย่างมาก เพราะการผลิตไฟฟ้าหนึ่งหน่วย (กิโลวัตต์ชั่วโมง) มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ประมาณครึ่งกิโลกรัม สิ่งเหล่านี้สะท้อนปัญหาการจัดการ เพราะการจัดการพลังงานที่ดีช่วยทำให้เกิดการใช้พลังงานอย่างเหมาะสม ลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน อีกทั้งช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

การจัดการพลังงานในอาคารมีหลากหลายรูปแบบ อาทิเช่น การติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมและแสดงผล [1] เพื่อควบคุมการทำงานของอุปกรณ์อย่างอัตโนมัติ การติดตั้งอุปกรณ์ที่ดีขึ้นเพื่อลดค่าใช้จ่าย [2] การผลิตพลังงานไว้ใช้เองในอาคารด้วยพลังงานหมุนเวียน [3] การติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม (Combined Cooling, Heating and Power, CCHP) [4-7] เพื่อผลิตและจัดการพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นอย่างเหมาะสม หรือแม้กระทั่งการใช้รถไฟฟ้า (Electrical Vehicle, EV) [8] เพื่อเพิ่มภาระในช่วงเวลาการใช้พลังงานต่ำและลดภาระในช่วงเวลาการใช้พลังงานสูง

ในประเทศไทยระบบ CCHP ถูกนำมาใช้เพื่อจัดการพลังงานในโรงงานอุตสาหกรรมอย่างแพร่หลาย ซึ่งแสดงให้เห็นศักยภาพในการจัดการพลังงานไฟฟ้าและความร้อน ซึ่งในต่างประเทศเริ่มเห็นความเป็นไปได้ในการใช้ระบบ CCHP เพื่อจัดการพลังงานในอาคาร สังเกตได้จากงานวิจัยที่นำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบ CCHP เพื่อจัดการพลังงานในอาคาร [4-7] โดยเสนอแนวทางการหาจุดทำงานที่เหมาะสมอย่างหลากหลายวิธี แต่วิธีการดังกล่าวเหล่านี้ยังเพียงเพื่อใช้ในการวางแผนเท่านั้น กล่าวคือยังไม่คำนึงถึงข้อมูลแบบเวลาจริง วิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงศึกษาการประยุกต์ใช้ระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม เพื่อจัดการพลังงานในอาคาร โดยมี

ขั้นตอนการคำนวณแบบเวลาจริง ซึ่งเป็นประโยชน์แก่ผู้ปฏิบัติการในด้านการปรับตั้งจุดทำงานของอุปกรณ์

## 1.2 วัตถุประสงค์

1. เพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อนและความเย็นร่วมสำหรับโหลดอาคาร
2. พัฒนาส่วนต่อประสานกับผู้ใช้ เพื่อช่วยเป็นเครื่องมือในการจัดการพลังงานในอาคาร

## 1.3 ขอบเขตของวิทยานิพนธ์

1. พิจารณาการทำความเย็นของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมเพียงแต่การทำน้ำเย็นเท่านั้น ไม่พิจารณาต่อไปยัง air handing unit
2. ไม่พิจารณาการระบายความร้อนของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม
3. พิจารณาให้มีเชื้อเพลิงจ่ายเข้าระบบอย่างเพียงพอในทุกช่วงเวลา
4. พิจารณาให้มีพลังงานถูกปล่อยทิ้งจากระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมได้
5. ไม่พิจารณาประเด็นเรื่องขนาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์
6. พิจารณาปัจจัยที่ส่งผลต่อแบบจำลองของเซลล์แสงอาทิตย์ เฉพาะความเข้มแสง และอุณหภูมิ
7. ไม่พิจารณาประเด็นสถานที่ติดตั้ง
8. พิจารณาโหลดไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นของอาคารประเภทศูนย์การค้า
9. พิจารณาโหลดไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นให้มีค่าคงที่ในแต่ละชั่วโมง
10. ออกแบบและทดสอบโดยใช้โปรแกรม MATLAB

## 1.4 ขั้นตอนการศึกษา

1. ศึกษาการจัดการพลังงานในอาคาร
2. ศึกษาการผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม
3. ศึกษาปัญหาค่าเหมาะสมที่สุดสำหรับระบบจัดการพลังงานในอาคาร
4. สร้างองค์ประกอบของระบบ
5. กำหนดขั้นตอนการจัดการพลังงาน



6. สร้างกระบวนการแก้ปัญหาแบบเวลาจริง
7. ออกแบบส่วนต่อประสานผู้ใช้
8. กำหนดสารสนเทศจำเป็นในระบบจัดการพลังงานในอาคาร
9. ศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์กับศูนย์การค้า

### 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ผู้ประกอบการของอาคารสามารถได้รับกำไร และลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการประยุกต์ใช้ระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม
2. ผู้ปฏิบัติการสามารถรู้จุดทำงานของระบบได้อย่างง่าย โดยใช้ส่วนต่อประสานผู้ใช้เป็นเครื่องมือ

### 1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

วิทยานิพนธ์นี้แบ่งออกเป็น 8 บท โดยแต่ละบทมีเนื้อหา ดังนี้

บทที่ 1 บทนำ กล่าวถึงที่มาและความสำคัญของปัญหา งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง วัตถุประสงค์ ขอบเขตของวิทยานิพนธ์ ขั้นตอนการดำเนินงาน ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ และเนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในบทต่อไป

บทที่ 2 นำเสนอหลักการและทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบจัดการพลังงานในอาคาร อันได้แก่ โครงสร้างทางกายภาพของระบบจัดการพลังงานในอาคาร สัดส่วนการใช้พลังงานในอาคาร รูปแบบของการจัดการพลังงานในอาคาร และดัชนีชี้วัดความสำเร็จของการจัดการพลังงานในอาคาร

บทที่ 3 นำเสนอทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม ซึ่งกล่าวรวมถึงกลวิธีในการควบคุมระบบ ความต้องการเชื้อเพลิง การคำนวณผลประหยัด และการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

บทที่ 4 นำเสนอปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับจัดการพลังงานในอาคาร อันได้แก่ รูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์และการไหลของพลังงาน การสร้างฟังก์ชันจุดประสงค์และเงื่อนไขเพื่อจัดการพลังงาน

บทที่ 5 นำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม เพื่อจัดการพลังงานในอาคาร ซึ่งกล่าวถึงองค์ประกอบของระบบ ขั้นตอนการจัดการพลังงาน กระบวนการแก้ปัญหาแบบเวลาจริง และการออกแบบส่วนต่อประสานผู้ใช้

บทที่ 6 นำเสนอสารสนเทศจำเป็นในระบบจัดการพลังงานในอาคาร อันได้แก่ โหลดอาคาร ราคาพลังงาน ขนาดของระบบ และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการของระบบ

บทที่ 7 นำเสนอการศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์กับศูนย์การค้า โดยนำเสนอระบบทดสอบ ผลการทดสอบ วิเคราะห์ผลการทดสอบ และสรุปผลการทดสอบ

บทที่ 8 บทสรุปของวิทยานิพนธ์

## บทที่ 2

### ระบบการจัดการพลังงานในอาคาร

ในบทนี้อธิบายถึงโครงสร้างกายภาพของระบบจัดการพลังงานในอาคาร สัดส่วนการใช้พลังงานในอาคาร รูปแบบของการจัดการพลังงานในอาคาร และดัชนีชี้วัดความสำเร็จของการจัดการพลังงานในอาคาร

#### 2.1 โครงสร้างทางกายภาพของระบบจัดการพลังงานในอาคาร

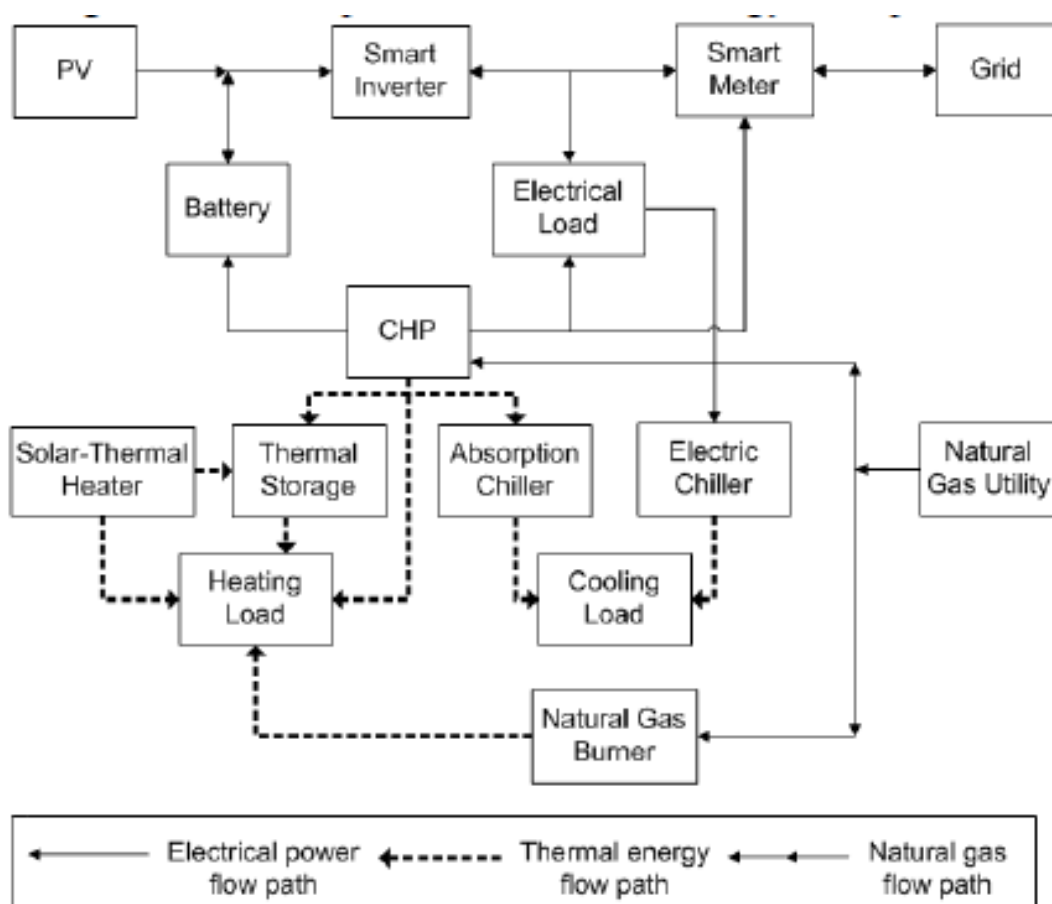
โครงสร้างทางกายภาพของระบบจัดการพลังงานในอาคาร ประกอบไปด้วยระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นรวม ถึงเก็บความร้อน เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม และระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเชื้อเพลิงที่ใช้คือก๊าซธรรมชาติ และระบบนี้เชื่อมต่อกับกริด พิจารณาโหลดไฟฟ้า โหลดความร้อน และโหลดความเย็น ดังแสดงในภาพที่ 2.1

ส่วนประกอบที่สำคัญที่สุดในการจัดการพลังงานในอาคารคือระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็น หรือเรียกโดยย่อว่า CCHP (Combined Cooling Heating and Power) ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้า และความร้อนได้ โดยจะกล่าวถึงรายละเอียดในหัวข้อ 2.3 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีบทบาทในการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ไม่มากนัก เนื่องด้วยขีดจำกัดทางด้านราคา สถานที่ติดตั้ง และสามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงช่วงเวลากลางวันเท่านั้น โดยรายละเอียดการคำนวณพลังงานจากเซลล์แสงอาทิตย์จะกล่าวถึงในภาคผนวก ถึงเก็บความร้อนมีหน้าที่สำคัญในการเก็บรักษาพลังงานความร้อนเหลือทิ้งจาก CCHP ซึ่งผลิตเกินความต้องการของโหลดความร้อน อันเนื่องมาจากการผลิตไฟฟ้าและความร้อนต้องขึ้นกับคุณลักษณะเฉพาะที่เรียกว่าอัตราส่วนพลังงานต่อความร้อน ทั้งนี้ความร้อนที่เก็บไว้ในถังเก็บความร้อนจะถูกนำมาใช้ในเวลาที่ CCHP ไม่สามารถผลิตความร้อนได้เพียงพอต่อความต้องการของโหลดความร้อน

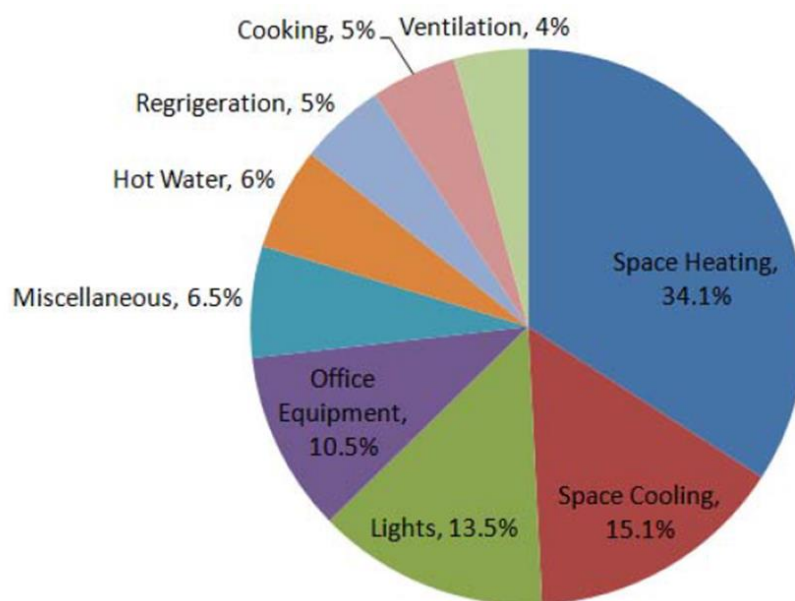
ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงสัดส่วนการใช้พลังงานในอาคาร โดยแสดงให้เห็นว่าในอาคารแต่ละประเภทมีการใช้พลังงานไปกับโหลดประเภทใดบ้าง

## 2.2 สัดส่วนการใช้พลังงานในอาคาร

อาคารแต่ละอาคารมีการใช้พลังงานที่ต่างกันออกไป ตัวอย่างเช่น อาคารพาณิชย์ในประเทศอเมริกามีการใช้พลังงานดังแสดงในภาพที่ 2.2 ซึ่งสังเกตเห็นได้ว่าการใช้พลังงานสำหรับน้ำร้อน พื้นที่ความร้อน และพื้นที่ความเย็น ใช้พลังงานประมาณร้อยละ 60 ของพลังงานที่ใช้ทั้งหมด จึงเป็นเหตุสมควรใช้ระบบการจัดการพลังงานกับโหลดประเภทอาคาร



ภาพที่ 2.1 โครงสร้างทางกายภาพของระบบจัดการพลังงาน [9]



ภาพที่ 2.2 สัดส่วนการใช้พลังงานในอาคารพาณิชย์ [9]

ตามรายงานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) [10] ประเทศไทย มีสัดส่วนการใช้พลังงานของอาคารประเภทต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 2.1

การใช้พลังงานของอาคารต่าง ๆ ต้องมีค่าใกล้เคียงกับค่าดัชนีการใช้พลังงานไฟฟ้าของ อ้างอิง ถ้าหากมีค่าสูงกว่ามากต้องพิจารณาปรับปรุงอาคารใหม่ หากมีพื้นที่ตั้งแต่ 2,000 ตาราง เมตรขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามพระราชบัญญัติส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานปี 2551 รายละเอียดค่า ดัชนีการใช้พลังงานของอาคารอ้างอิง และอาคารมาตรฐานตามพระราชบัญญัติส่งเสริมการ อนุรักษ์พลังงานปี 2551 แสดงดังตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.1 สัดส่วนการใช้พลังงานของอาคารประเภทต่าง ๆ [10]

ประเภทอาคาร	ไฟฟ้าแสงสว่าง (%)	เครื่องปรับอากาศ (%)	อื่น ๆ (%)
ศูนย์การค้า	25	43	32
สำนักงาน	20	52	28
โรงพยาบาล	17	65	18
โรงแรม	20	66	14
สถาบันการศึกษา	15	66	19

ตารางที่ 2.2 ดัชนีการใช้พลังงานของอาคารอ้างอิง และอาคารมาตรฐานตามพระราชบัญญัติส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานปี 2551 [10]

ประเภทอาคาร	อาคารอ้างอิง kWh/m <sup>2</sup> -y	อาคารมาตรฐาน ตาม พ.ร.บ. kWh/m <sup>2</sup> -y
สำนักงาน	146.4	98.7
โรงแรม	173.2	117.0
โรงพยาบาล	148.8	123.9
ห้างสรรพสินค้า	556.0	394.3
สถานศึกษา	94.0	79.3
อาคารอื่นๆ	139.7	117.2
อาคารชุด	118.4	105.3
ห้างสรรพสินค้าขายปลีกและขายส่ง	394.7	300.9

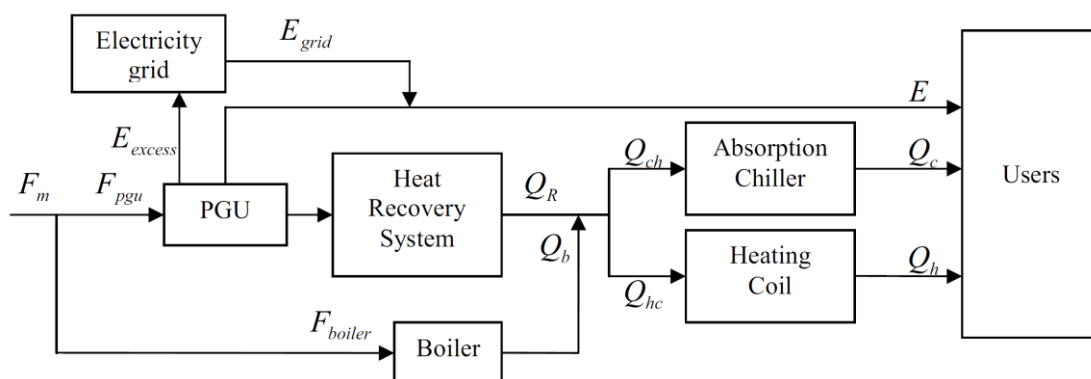
ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงรายละเอียดของระบบ CCHP ซึ่งเป็นเครื่องกลหลักที่ใช้ในการจัดการพลังงานในอาคาร

### 2.3 รูปแบบของการจัดการพลังงานในอาคาร

ในอดีต มีหลายงานวิจัยที่นำเสนอการประยุกต์ใช้ระบบ CCHP เพื่อจัดการพลังงานโดยการหาจุดทำงานที่เหมาะสม ซึ่งนำมาสู่การใช้พลังงานอย่างคุ้มค่า อย่างไรก็ตามมักไม่พิจารณาการหาจุดทำงานของระบบแบบเวลาจริง โดยงานวิจัยดังกล่าวประกอบไปด้วย

**การหาขนาดระบบ CCHP :** งานวิจัยประเภทนี้มีจุดประสงค์เพื่อหาขนาดที่เหมาะสมที่สุดของระบบ CCHP เพื่อประโยชน์หลังการติดตั้งระบบแล้วสามารถจัดการโหลดภายในอาคารอย่างเหมาะสม ตัวอย่างเช่นงานวิจัยของ Wang และ Fang [6] ศึกษาการคำนวณหาขนาดของระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อนและความเย็นร่วม ที่เหมาะสมกับโหลดไฟฟ้า ความร้อน และความเย็น ผู้เขียนสร้างฟังก์ชันจุดประสงค์จากการบริโภคพลังงานปฐมภูมิ ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต้นทุน และการดำเนินการ กำหนดเงื่อนไขการดำเนินการของระบบโดยพิจารณาจากลำดับการไหลของพลังงานดังแสดงในภาพที่ 2.3 องค์ประกอบของระบบได้แก่ ระบบ CCHP หม้อไอน้ำ

สำรวจ เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม และขดลวดความร้อน พิจารณาโหลดไฟฟ้า ความร้อน และ ความเย็น



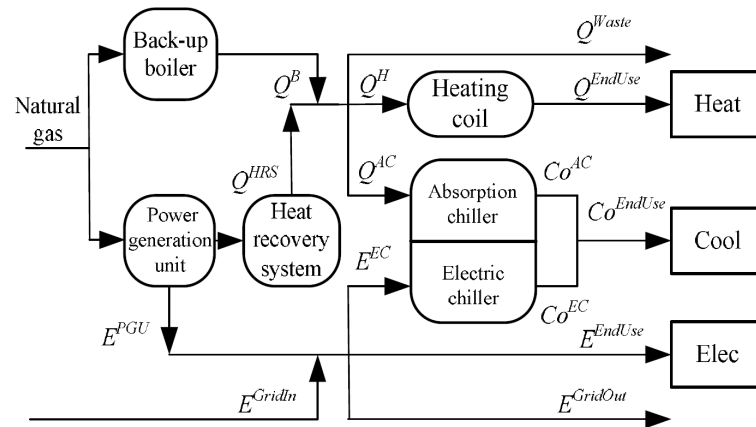
ภาพที่ 2.3 แผนภาพการไหลพลังงานของระบบ CCHP [6]

วิธีการแก้ปัญหาเลือกใช้ขั้นตอนวิธีเชิงพันธุกรรม (Genetic Algorithm) คำนวณเหมาะสมที่สุดนั้นพิจารณาจากค่าความเหมาะสมที่น้อยที่สุด (Fitness Value) ซึ่งเป็นส่วนกลับของของฟังก์ชันจุดประสงค์ โดยผลลัพธ์สุดท้ายคือขนาดที่เหมาะสมที่สุด งานวิจัยนี้ยังพิจารณาราคาไม่เหมาะสม โดยพิจารณาต้นทุนติดตั้งและค่าใช้จ่ายการดำเนินการเป็นราคาคงที่ ซึ่งโดยแท้จริงต้นทุนติดตั้งและค่าใช้จ่ายการดำเนินการเฉลี่ยของระบบเปลี่ยนแปลงตามช่วงของขนาด ซึ่งย่อมส่งผลให้คำตอบผิดพลาดและไม่เหมาะสมที่สุด

**การศึกษาการดำเนินระบบ CCHP :** งานวิจัยประเภทนี้ [4,7] ศึกษาการดำเนินระบบ CCHP ให้เหมาะสมกับโหลดอาคาร โดยไม่คำนึงขนาดติดตั้ง เพียงแต่พิจารณาเลือกให้ครอบคลุมกับโหลดสูงสุดในทุกช่วงเวลา ตัวอย่างเช่นงานวิจัยของ Li และคณะ [7] ศึกษาวิธีการดำเนินระบบ CCHP ให้เหมาะสมที่สุด โดยพิจารณาเป็น 3 รูปแบบ อันได้แก่ การเดินระบบเพื่อจ่ายโหลดไฟฟ้าเป็นหลัก การเดินระบบเพื่อจ่ายโหลดความร้อนเป็นหลัก และการเดินระบบเพื่อจ่ายโหลดไฟฟ้าและความร้อนแบบไฮบริดจ์

องค์ประกอบของระบบประกอบด้วยระบบ CCHP ขดลวดความร้อน เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม เครื่องทำความเย็นแบบไฟฟ้า หม้อไอน้ำสำรวจ พิจารณาโหลดไฟฟ้า ความร้อน และ ความเย็น ดังแสดงในภาพที่ 2.4 สร้างฟังก์ชันจุดประสงค์จากการบริโภคพลังงานปฐมภูมิ ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และต้นทุนการติดตั้งและการดำเนินการ เงื่อนไขกำหนดจากสมดุลพลังงาน

ประสิทธิภาพของอุปกรณ์ และขนาดของอุปกรณ์ ใช้วิธีหาค่าเหมาะสมที่สุดแบบกลุ่มอนุภาคในการแก้ปัญหา

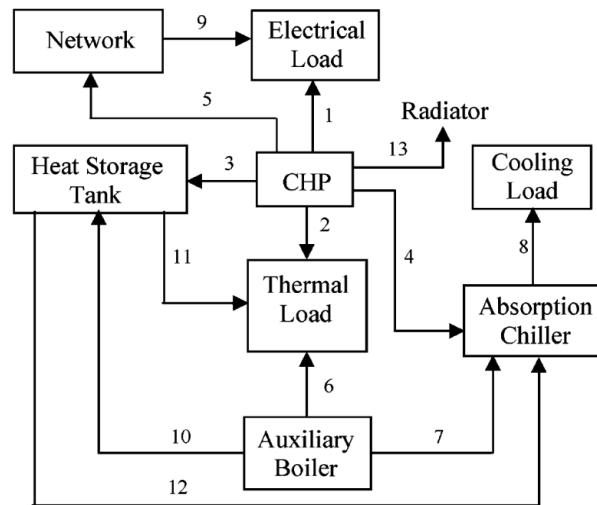


ภาพที่ 2.4 แผนภาพการไหลพลังงาน และเชื้อเพลิงของระบบ CCHP [7]

ผลลัพธ์จากการทดสอบ คือ การเดินเครื่องแบบไฮบริดจ์ส่งผลให้ค่าฟังก์ชันจุดประสงค์ต่ำที่สุด รองลงมาคือการเดินเครื่องแบบจ่ายไฟฟ้าเป็นหลัก และที่แย่ที่สุดคือการเดินเครื่องเพื่อจ่ายความร้อนเป็นหลัก

อีกตัวอย่างหนึ่งคืองานวิจัยของ Reza [4] ศึกษาการเดินระบบ CCHP โดยพิจารณายานการทำงานจากอัตราส่วนไฟฟ้าต่อความร้อน หรืออาจมองได้ว่าเป็นการทำงานแบบไฮบริดจ์ ซึ่งองค์ประกอบของระบบประกอบไปด้วยระบบ CCHP หม้อไอน้ำสำรอง เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม และถังเก็บความร้อน พิจารณาไหลไฟฟ้า ความร้อน และความเย็น ดังแสดงในภาพที่ 2.5

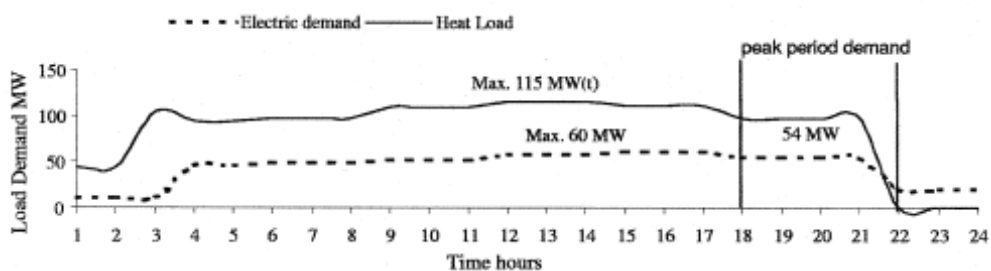




ภาพที่ 2.5 แผนภาพการไหลพลังงานของระบบ CCHP ผนวกถึงเก็บความร้อน [4]

ฟังก์ชันจุดประสงค์สร้างจากต้นทุนการดำเนินการของระบบ ซึ่งรวมค่าเชื้อเพลิงด้วย เงื่อนไขกำหนดจากสมดุลการทำงาน และประสิทธิภาพของอุปกรณ์ ขั้นตอนการคำนวณใช้วิธีกำหนดการเชิงเส้น ผลลัพธ์แสดงในรูปของแผนภาพพลังงานเชิงเวลาของทุกอุปกรณ์ ซึ่งระบบ CCHP สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นในทุกช่วงเวลา ข้อเสียของงานวิจัยนี้คือใช้ต้นทุนการติดตั้งในการคำนวณ และมีการปล่อยความร้อนทิ้งที่ซึ่งสามารถกักเก็บในถังเก็บความร้อนได้ ซึ่งไม่เป็นไปตามกฎการอนุรักษ์พลังงาน

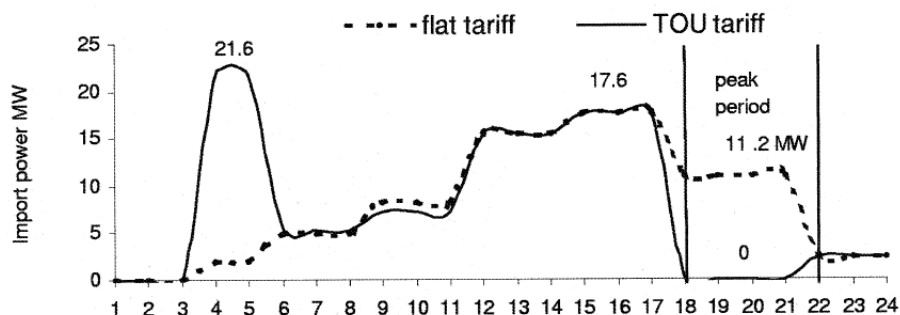
ตัวอย่างต่อมาคืองานวิจัยของ Rangan และ S. Ashok [11] ศึกษาการใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมกับโหนดภาคอุตสาหกรรม ซึ่งมีลักษณะดังภาพที่ 2.6



ภาพที่ 2.6 ไฟฟ้าและโหลดความร้อนของโรงงานอุตสาหกรรม [11]

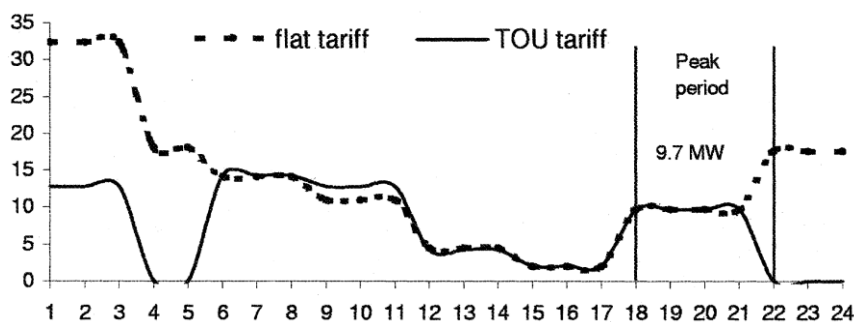
จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือการเปรียบเทียบพลังงานและค่าใช้จ่ายในกรณีไม่ติดตั้งและติดตั้งระบบ พิจารณาความเหมาะสมของการคิดอัตราค่าไฟฟ้าแบบ Flat และ TOU กับโหนดภาคอุตสาหกรรม ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่า การติดตั้งระบบ CCHP โดยใช้อัตราค่าไฟฟ้า

แบบ TOU ส่งผลให้ในกรณีที่ไม่มีการขายพลังงานไฟฟ้าให้กับกริดไฟฟ้า ระบบซื้อไฟฟ้าจากกริดน้อยกว่ากรณีใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ Flat อีกทั้งช่วยลดพีคของพลังงานไฟฟ้านำเข้าได้อีกด้วย ดังแสดงให้เห็นในภาพที่ 2.7



ภาพที่ 2.7 เปรียบเทียบพลังงานนำเข้าเชิงเวลาระหว่างค่าไฟฟ้าแบบ TOU และ Flat [11]

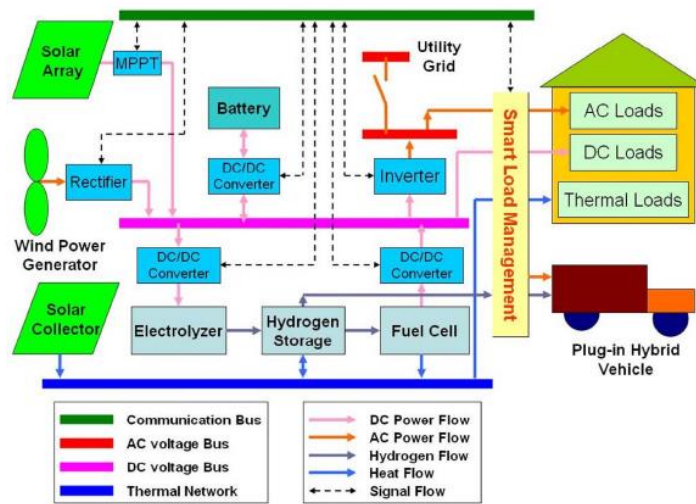
ในกรณีที่สามารถขายพลังงานไฟฟ้าให้กับกริด พบว่า การใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ FLAT ระบบขายพลังงานไฟฟ้าได้มากกว่าแบบ TOU ซึ่งรวมถึงในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงด้วยดังแสดงในภาพที่ 2.8



ภาพที่ 2.8 เปรียบเทียบพลังงานขายออกเชิงเวลาระหว่างการคิดค่าไฟฟ้าแบบ TOU และ Flat [11]

**การศึกษาการดำเนินระบบกำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัวเพื่อประหยัดพลังงาน :** งานวิจัยของ Zhenhua และคณะ [12] ศึกษาการจัดการโหลดอย่างชาญฉลาด โดยใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานลม พิจารณาโหลดไฟฟ้ากระแสตรง โหลดไฟฟ้ากระแสสลับ และโหลดความร้อน ผลการศึกษาพบว่าระบบเซลล์อาทิตย์และระบบพลังงานลมเป็นหน่วยผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแหล่งพลังงานหมุนเวียน สามารถจ่ายโหลดในบางช่วงเวลา ซึ่งยังคงไม่เพียงพอ จึงต้องผนวกอิเล็กทรอนิกส์กำลัง เช่น ทรานซิสเตอร์ และเซลล์เชื้อเพลิงเข้ากับระบบ เมื่อ

หน่วยผลิตพลังงานจากพลังงานหมุนเวียนผลิตพลังงานเกินความต้องการ อิเล็กทรอนิกส์จะใช้พลังงานที่เกินนั้นในการผลิตไฮโดรเจน และเก็บไว้ในเซลล์เชื้อเพลิง เพื่อใช้ในยามที่ขาดแคลนพลังงาน แต่ในบางครั้งพลังงานที่เก็บไว้ในเซลล์เชื้อเพลิงยังคงไม่เพียงพอต่อโหลด จะใช้พลังงานจากแบตเตอรี่ช่วยจ่ายโหลดอีกทางหนึ่ง แผนภาพการไหลพลังงานภายในอาคารสีเขียว แสดงดังภาพที่ 2.9



ภาพที่ 2.9 แผนภาพการไหลพลังงานภายในอาคารสีเขียว [12]

**การประหยัดพลังงานในอาคารด้วยวิธีอื่น :** ตัวอย่างเช่นงานวิจัยของ Chen และคณะ [28] ศึกษาาระบบปรับอากาศ โดยพิจารณาาระบบสะสมพลังงานความเย็นร่วมด้วย มีเป้าหมายเพื่อตัด โหลดในช่วงเวลาความต้องการไฟฟ้าสูงสุดไปเติมช่วงเวลาความต้องการไฟฟ้าต่ำ

งานวิจัยของ Bing และคณะ [2] ศึกษาาระบบแสงสว่าง โดยหาความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของห้องและจำนวนหลอดไฟฟ้าที่เหมาะสม นำเสนอโปรแกรมที่แบ่งความสามารถออกเป็นสองส่วน ได้แก่ ส่วนที่หนึ่งเป็นโปรแกรมคำนวณเพื่อหาจำนวนหลอดไฟที่เหมาะสมกับขนาดห้อง โดยพิจารณาจากขนาดของห้อง ในส่วนที่สองเป็นการสร้างโปรแกรมเปรียบเทียบผลประหยัดรายปี เมื่อมีการเปลี่ยนหลอดไฟให้ดีขึ้น ข้อเสียของงานวิจัยนี้คือใช้ได้กับห้องสี่เหลี่ยมเท่านั้น

## 2.4 ดัชนีชี้วัดความสำเร็จของการจัดการพลังงานในอาคาร

*ต้นทุนการดำเนินระบบ* : ต้นทุนการดำเนินระบบคำนวณมาจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินระบบแต่ละช่วงเวลากันในระยะเวลาหนึ่ง เช่น วัน เดือน หรือปี หลายงานวิจัยได้รวมค่าใช้จ่ายในต้นทุนการดำเนินระบบด้วย [4],[6-7]

*เชื้อเพลิง* : เชื้อเพลิงมีราคาสูง ดังนั้นจึงถูกหยิบยกเป็นปัจจัยหนึ่งในการชี้วัดความสำเร็จจากการติดตั้งอุปกรณ์ หรือเครื่องมือเพื่อประหยัดพลังงาน โดยระบบประหยัดพลังงานที่ดีต้องสามารถประหยัดพลังงานได้โดยใช้เชื้อเพลิงเพียงแต่น้อย [6-7]

*ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์* : ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นปัจจัยสะท้อนการทำลายสิ่งแวดล้อม ระบบประหยัดพลังงานที่ดีต้องปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์น้อยที่สุด [6-7]

*พลังงานนำเข้าและส่งออก* : พลังงานที่ซื้อเข้าระบบจะถูกใช้ประเมินควบคู่กับค่าใช้จ่ายในการดำเนินระบบ โดยแปรผันตรงซึ่งกันและกัน ทั้งนี้ต้องพิจารณาคู่กับพลังงานที่ส่งออกหรือรายได้จากการพลังงาน [4],[7]

*Energy Expected Not Supply (EENS)* : EENS หมายถึงค่าพลังงานที่ระบบไม่สามารถจ่ายแก่โหลดได้ โดยแท้จริงค่าดังกล่าวนี้ใช้วัดความน่าเชื่อถือสำหรับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าของกริดไฟฟ้า แต่หลายงานวิจัยได้ประยุกต์ค่านี้เพื่อใช้วัดความน่าเชื่อถือของระบบประหยัดพลังงาน ตัวอย่างเช่น การวัดพลังงานที่ระบบ CCHP ไม่สามารถจ่ายแก่โหลดได้ [13]

*ปัจจัยผสมผสาน* : ปัจจัยที่ผสมผสานปัจจัยปลายอย่างเข้าด้วยกัน ต้องมีสัมประสิทธิ์ตัวคูณที่เหมาะสม ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับนโยบายหรือกฎหมายของแต่ละประเทศ เช่น ผสมผสานระหว่างต้นทุนการดำเนินระบบกับปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ สำหรับประเทศไทยอาจเน้นตัวคูณของต้นทุนการดำเนินระบบมากกว่า เป็นต้น [6-7]

### บทที่ 3

## ระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม

ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม (Combined Cooling Heat and Power ; CCHP) คือ ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนตามลำดับขั้นของพลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงเดียวกัน โดยนำพลังงานความร้อนเหลือทิ้งจากการผลิตพลังงานรูปแบบหนึ่งกลับมาใช้ผลิตพลังงานในอีกรูปแบบหนึ่ง [14] หรืออาจเรียกว่าระบบโคเจเนอเรชัน (Cogeneration) ตัวอย่างเช่น โรงงานผลิตกระแสไฟฟ้าที่ใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมที่ใช้เครื่องยนต์ขับเคลื่อนกำเนิดกระแสไฟฟ้า (Generation) จะนำความร้อนที่ถูกล้างทิ้งไปกับก๊าซไอเสียหรือกับน้ำระบายความร้อน กลับมาใช้ในการผลิตความร้อน

โรงงานผลิตกระแสไฟฟ้าที่ใช้ระบบ CCHP มีประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงประมาณ 70-80% ซึ่งสูงกว่าโรงงานที่ไม่ใช้ระบบ CCHP เนื่องจากเชื้อเพลิงถูกนำไปใช้ประโยชน์เป็นลำดับต่อเนื่องกันอย่างน้อยสองครั้ง

คำจำกัดความของระบบ CCHP ยังขึ้นอยู่กับการประยุกต์ใช้กับโรงงานต้นกำลังชนิดใด และความต้องการของกระบวนการเป็นอย่างไร ตัวอย่างเช่น ในประเทศสหรัฐอเมริกามาตรฐานการออกแบบยอมให้ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบมีค่าเพียง 30% เนื่องจากข้อจำกัดด้านต้นทุนสูง ความร้อนส่วนที่เหลือจากกระบวนการจึงถูกปล่อยสู่บรรยากาศ อธิบายให้เห็นภาพคือ เชื้อเพลิง 1 แกลลอน นำไปทำประโยชน์เพียง 30% ดังนั้นระบบ CCHP จึงเป็นแนวทางหนึ่งในการใช้เชื้อเพลิงให้ได้ประโยชน์สูงสุด

ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงส่วนประกอบของระบบ CCHP และหน้าที่การทำงานของส่วนประกอบต่าง ๆ

### 3.1 ส่วนประกอบของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม [14]

ส่วนประกอบของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมทั่วไป ได้แก่

1. ต้นกำลังขับเคลื่อน (Prime Mover)
2. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

3. ระบบนำความร้อนที่งัดกลับมาใช้ (Waste Heat Recovery System)
4. ระบบควบคุมการทำงาน (Operating Control Systems)

ต้นกำลังขับเคลื่อนอาจเป็นเครื่องยนต์หรือกังหัน ซึ่งจะถูกขับเคลื่อนด้วยการเผาไหม้เชื้อเพลิง ซึ่งกังหันนี้จะต่อเข้ากับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ระบบนำความร้อนที่งัดกลับมาใช้เป็นอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Exchanger) อาจจะใช้ตัวเดียวหรือหลาย ๆ ตัว ในการดึงความร้อนจากก๊าซไอเสียหรือน้ำหล่อเย็นของเครื่องยนต์ แล้วเปลี่ยนความร้อนนั้นให้อยู่ในสภาพที่เป็นประโยชน์ ระบบควบคุมการทำงานจะควบคุมฟังก์ชันการทำงานของระบบย่อยต่าง ๆ ให้ทำงานร่วมกันเป็นระบบใหญ่

ต้นกำลังขับเคลื่อนโดยทั่วไปมี 3 ชนิด ได้แก่

1. กังหันไอน้ำ (Steam Turbines)
2. กังหันก๊าซ (Gas Turbines)
3. เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engines)

*กังหันไอน้ำ (Steam Turbines)* ระบบกังหันไอน้ำประกอบด้วย หม้อกำเนิดไอน้ำ (Boiler) และกังหัน (Turbine) ซึ่งเครื่องกำเนิดไอน้ำได้รับความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และฟืน หรืออาจใช้ขยะจากชุมชนหรือกาก (Waste) จากโรงงานอุตสาหกรรม โรงงานระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมประเภทกังหันไอน้ำ จะผลิตไอน้ำกำลังดันสูงให้ขยายตัวผ่านกังหันเพื่อเปลี่ยนพลังงานความร้อนให้เป็นพลังงานกล ซึ่งอยู่ในรูปของการหมุนเพื่อไปขับเคลื่อนอุปกรณ์ต่าง ๆ เช่น เครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า ระบบกังหันไอน้ำเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูงในการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิง

*กังหันก๊าซ (Gas Turbines)* ระบบนี้ประกอบด้วยกังหันหนึ่งเครื่องหรือหลายเครื่อง ซึ่งระบบนำความร้อนกลับมาใช้ใช้เชื้อเพลิงเป็นก๊าซธรรมชาติหรือผลผลิตมวลเบาจากน้ำมันปิโตรเลียม (Light Petroleum Product) ผลผลิตจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจะถูกนำไปขับเคลื่อนกังหันเพื่อผลิตพลังงานกลที่สามารถนำไปใช้โดยตรงหรือเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า ความร้อนในก๊าซไอเสียที่ออกจากกังหันสามารถนำไปใช้ประโยชน์ทั้งทางตรงกับกระบวนการผลิตหรือทางอ้อมโดยใช้อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนนำความร้อนไปใช้ในกระบวนการผลิตน้ำร้อน

หรือผลิตไอน้ำ ซึ่งไอน้ำที่ผลิตได้นี้ยังมีความดันสูงพอที่จะนำไปขับเคลื่อนไอน้ำอีกชุดหนึ่ง ซึ่งก็คือระบบ Combined Cycle

เครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engines) ระบบนี้ใช้เครื่องยนต์แบบลูกสูบที่มีอุปกรณ์นำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ ซึ่งอาจประกอบด้วยหนึ่งหรือเครื่องร่วมกัน เชื้อเพลิงที่ใช้ อาจเป็นก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันปิโตรเลียม เพลลาของเครื่องยนต์จะขับเคลื่อนกำเนิดไฟฟ้าได้ พลังงานไฟฟ้า ความร้อนที่ทิ้งไปกับไอเสียหรือน้ำหล่อเย็นจะถูกนำกลับมาใช้ในการให้ความร้อนโดยตรงหรือใช้ในการผลิตไอน้ำความดันต่ำ ความร้อนจากเสื่อหล่อเย็นของเครื่องยนต์ จะถูกนำมาใช้ในรูปของน้ำร้อน

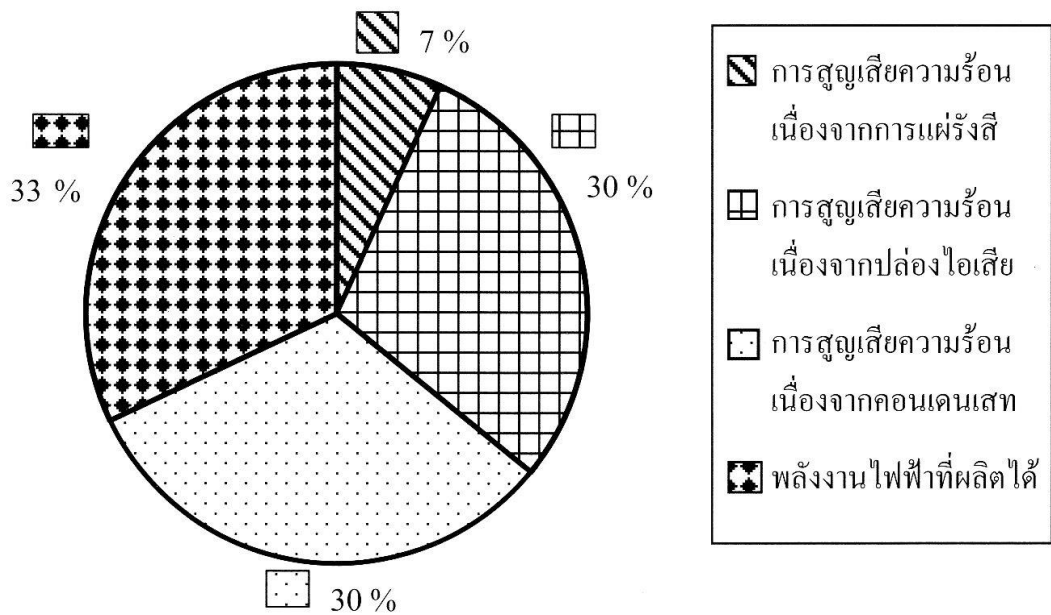
ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมที่ใช้ต้นกำลังขับเคลื่อนเครื่องยนต์สันดาปภายในใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าและพลังงานความร้อนมากที่สุดในบรรดาต้นกำลังขับเคลื่อนทั้ง 3 ชนิด แต่ประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงต่ำที่สุด

### 3.2 ทฤษฎีระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม (Combined Cooling, Heat and Power Theory) [14]

สมดุลพลังงานโดยไม่มี การนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่แสดงดังภาพที่ 3.1 จากข้อมูลเห็นได้ เชื้อเพลิงถูกนำมาใช้ประโยชน์มากที่สุดเพียง 30 % อีก 70 % ที่เหลือจะสูญเสียไปสู่บรรยากาศ โดยสูญเสียที่ระบบระบายความร้อน 30 % สูญเสียไปกับก๊าซไอเสีย 30 % และอีกประมาณ 10 % สูญเสียในภาพที่การแผ่รังสีความร้อนออกไปสู่บรรยากาศ เนื่องจากระบบมีความร้อนสูง

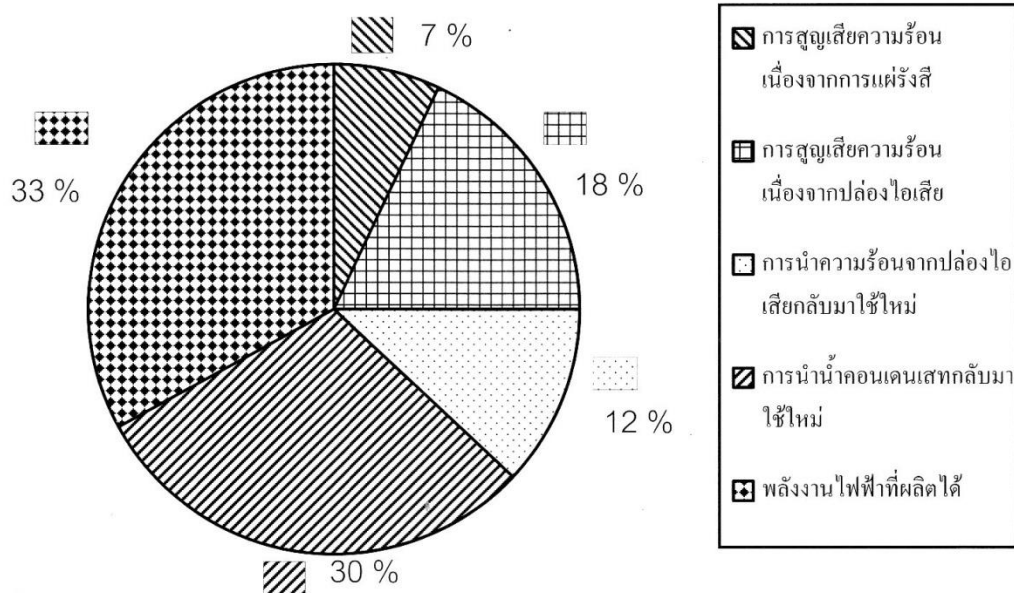
การนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่สามารถกระทำได้มากกว่า 2 ครั้ง แม้ความร้อนนั้นจะมีคุณภาพต่ำ ความร้อนที่ทิ้งไปกับระบบระบายความร้อนสามารถนำกลับมาใช้ได้ทั้งหมด ความร้อนที่ทิ้งไปกับไอเสียอาจนำกลับมาใช้ได้ถึง 40 % โดยกระบวนการที่เหมาะสม ดังแสดงในภาพที่ 3.2

ดังนั้นการนำพลังงานที่ได้จากเชื้อเพลิงกลับมาใช้ใหม่เป็นการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งให้ประสิทธิภาพของระบบเพิ่มขึ้นจาก 30 % เป็น 75 %



ภาพที่ 3.1 สมดุลพลังงานโดยไม่มีการนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่

ที่มา : สถาบันเทคโนโลยีแห่งเอเชีย 2540



ภาพที่ 3.2 สมดุลพลังงานเมื่อนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่

ที่มา : สถาบันเทคโนโลยีแห่งเอเชีย 2540



การผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนของระบบ CCHP นั้นมีความเกี่ยวเนื่องกัน ซึ่งขึ้นกับค่าคงที่ค่าหนึ่งซึ่งเป็นคุณลักษณะเฉพาะของเครื่องต้นกำลังแต่ละประเภท ดังจะกล่าวในหัวข้อต่อไป

### 3.3 การใช้ประโยชน์ของค่าคงที่ของระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม (Application of Combined Cooling, Heat and Power Constant) [14]

อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อนของระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม (Power to Heat Ratio) คือค่าคงที่แสดงลักษณะเฉพาะของเครื่องต้นกำลังประเภท ซึ่งแสดงความสามารถในการผลิตความร้อนเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้า เมื่อใช้เชื้อเพลิง 1 หน่วยการผลิต ประโยชน์ของอัตราส่วนดังกล่าวนี้ คือ การนำไปพิจารณาเลือกขนาดติดตั้งของระบบ CCHP ให้เพียงพอกับโหลดไฟฟ้า และโหลดความร้อน รายละเอียดของอัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อน แสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 คุณลักษณะของเครื่องต้นกำลังแต่ละชนิด

คุณลักษณะ	เครื่องต้นกำลัง			
	กังหันแก๊ส	กังหันแก๊สขนาดเล็ก	เครื่องยนต์สันดาปภายใน	เซลล์เชื้อเพลิง
กำลังการผลิต (กิโลวัตต์)	500 – 250,000	25 – 500	50 - 10,000	1 - 10,000
เงินลงทุน (บาท/กิโลวัตต์)	30,000 – 100,000	74,000 - 91,000	34,000 – 67,000	160,- 000 280,000
ประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้า (ร้อยละ)	21 - 37	22 – 26	30–4 0	40 – 60
ประสิทธิภาพรวม (ร้อยละ)	65 - 70	64 – 70	70 - 80	60 - 80
อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อน	0.47 – 1.06	0.55 - 0.69	0.56 - 1.12	0.85 - 2.16
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และการซ่อมบำรุง (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0.13 - 0.34	0.36 - 0.76	0.27 - 0.67	0.97 - 1.16
การปลดปล่อยมลพิษ (mg/bhp-hr)	NO <sub>x</sub> : < 9-50 CO : < 15-50	NO <sub>x</sub> : 9-50 CO : 9-50	NO <sub>x</sub> : 0.7-13 CO : 1-2	NO <sub>x</sub> : < 0.02 CO : < 0.01

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (สนพ.)

เนื่องจากความยุ่งยากในการเลือกขนาดของระบบผลิตพลังงานให้เหมาะสมกับภาระ (Load) และกฎเกณฑ์ใหม่ ๆ ที่ตั้งขึ้น ผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CCHP จึงเลือกการผลิตเพื่อขายให้กับกริดไฟฟ้าทั้งหมด และจ่ายโหลดโดยการซื้อไฟฟ้าจากกริด ทั้งนี้ต้องมีการนำพลังงานความร้อนที่เกิดจากกระบวนการผลิตกลับมาใช้ให้เกิดประโยชน์ โดยจะต้องเป็นไปตามสมการที่ 3.1

$$\frac{\text{พลังงานที่ซื้อจากกริดไฟฟ้า} + 1/2 \text{ พลังงานความร้อนที่ใช้ประโยชน์ได้}}{\text{พลังงานที่ขายให้กับกริดไฟฟ้า}} \geq 42.5\% \quad (3.1)$$

ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงดัชนีที่ใช้ในการวิเคราะห์การใช้พลังงานไฟฟ้า และความร้อน ซึ่งสามารถบ่งชี้การประหยัดได้

### 3.4 การวิเคราะห์การใช้พลังงานไฟฟ้า (Electrical Energy Consumption Analysis) [14]

การวิเคราะห์การใช้พลังงานไฟฟ้า นิยมพิจารณาจากค่าโหลดแพ็คเกจรายปี โดยขั้นตอนการหาโหลดแพ็คเกจสามารถหาได้ดังนี้

1. หาปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารายปี (kWh) โดยรวมรวมจากการใช้พลังงานไฟฟ้ารายเดือน
2. ติดตั้งมิเตอร์เพื่อวัดและบันทึกความต้องการไฟฟ้าในรอบปี ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความเที่ยงตรงของมิเตอร์วัดไฟ และไม่ควรรีใช้ค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจากใบเสร็จค่าไฟ
3. หาค่าความต้องการพลังงานสูงสุด (kW) รายเดือนและรายปี
4. หาค่าเฉลี่ยความต้องการพลังงานรายปี โดยหารปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารายปี (kWh) ด้วย 8,760 ชม./ปี

$$\text{ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยรายปี (kW)} = \frac{\text{ปริมาณไฟฟ้ารายปี (kWh)}}{8,760 \text{ (hr/yr)}} \quad (3.2)$$

## 5. หาค่าโหลดแพกเตอร์รายปี โดย

$$\text{ค่าโหลดแพกเตอร์รายปี} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายปี (kW)}}{\text{ค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุดรายปี (kW)}} \quad (3.3)$$

ค่าโหลดแพกเตอร์ที่เหมาะสมควรมีค่าใกล้เคียงหนึ่ง ซึ่งหมายความว่าพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยรายปี และค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุดรายปีมีค่าใกล้เคียงกัน

### 3.5 การวิเคราะห์การใช้พลังงานความร้อน (Thermal Energy Consumption Analysis) [14]

การวิเคราะห์การใช้พลังงานความร้อนนั้นสามารถพิจารณาได้จากปริมาณการใช้ไอน้ำหรือพลังงานความร้อนที่ใช้ต่อปี โดยทั่วไปหม้อกำเนิดไอน้ำมีระบบวัดไอน้ำในหน่วยจูล (Joule) ซึ่งสามารถทำการเก็บบันทึกโดยการอ่านค่าที่มาตรวัด ถ้าไม่มีมาตรวัดให้อาศัยข้อมูลจากไบโसेรจ์ค่าพลังงานที่รวบรวมไว้ตลอดทั้งปี นอกจากนี้ยังสามารถวิเคราะห์จากปริมาณการใช้เชื้อเพลิงได้อีกด้วย ขั้นตอนการหาปริมาณการใช้พลังงานความร้อนมีดังนี้

1. หาปริมาณการใช้เชื้อเพลิงรายปี แล้วนำค่าที่ได้คูณกับปริมาณการใช้เชื้อเพลิงรายปี จะได้พลังงานความร้อนที่ใช้ต่อปีในหน่วย Joule
2. หาประสิทธิภาพในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงเป็นไอน้ำของหม้อกำเนิดไอน้ำ จากปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้กับเชื้อเพลิงที่ใช้ ถ้าระบบมีการซ่อมบำรุงที่ดีประสิทธิภาพจะประมาณ 78 % ถ้าระบบที่ไม่มีการซ่อมบำรุงที่ดี มีการรั่ว ฉนวนความร้อนเสื่อม และกำลังผลิตของหม้อกำเนิดไอน้ำมากกว่าความจำเป็นจะมีประสิทธิภาพประมาณ 60 % หรือต่ำกว่า
3. หาปริมาณพลังงานความร้อนที่ผลิตได้ต่อปี (Joule) โดยคูณพลังงานความร้อนที่ใช้ต่อปี ด้วยค่าประสิทธิภาพในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงเป็นไอน้ำ

$$\text{Annual Joule Output} = \text{Annual Fuel Joule Input} \times \text{Fuel to Steam Efficiency} \quad (3.4)$$

4. หาพลังงานความร้อนที่ต้องการเฉลี่ยต่อปี (Btu/hr) โดยหารพลังงานความร้อนที่ผลิตได้มีหน่วยเป็น Joule ต่อปี ด้วย 8,760 ชม./ปี

$$\text{Annual Average Joule / Hour Demand} = \frac{\text{Annual Joule Output}}{8,760 \text{ hours / year}} \quad (3.5)$$

ตารางที่ 3.2 ค่าพลังงานของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด

Fuel Type	HHV Higher Heating Value (Approximate)	LHV/HHV Lower / Higher Heating Value (Approximate)
Natural Gas (Dry)	1.055 MJ	949.55 J
Butane	3.376 MJ	970.65 J
Propane	2.638 MJ	970.65 J
Sewage Gas	0.317 – 0.633 MJ	949.55 J
Landfill Gas	0.317 – 0.633 MJ	949.55 J
No.2 Oil	38.742 MJ/lit	981.20 J
No.6 Oil	42.922 MJ/lit	1,012.85 J
Coal , Bituminous	32.797 MJ/kg	

ที่มา : เทคโนโลยีการจัดการและการอนุรักษ์พลังงาน

ถ้ามีข้อมูลการวัดปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ให้เลือกค่าที่สูงที่สุด (Watt) ของปีที่ผ่านมา เป็นค่าความต้องการพลังงานสูงสุดต่อปี (Watt) ถ้าไม่มีข้อมูลที่ได้จากการวัดดังกล่าว ให้ประมาณค่าความต้องการพลังงานสูงสุดต่อปีเป็นร้อยละจากปริมาณไอน้ำที่เครื่องกำเนิดไอน้ำนั้นผลิตได้

**หมายเหตุ** เครื่องกำเนิดไอน้ำที่ผลิตไอน้ำความดัน 1.03 MPa หรือต่ำกว่า จะใช้หน่วย “1bs per hour” และ “mbh Output” ซึ่งจะใช้สัญลักษณ์ “mbh” แทน 1,000 Watt

5. หาค่าตัวประกอบภาระของความร้อนต่อปี โดยหารค่าความต้องการพลังงานความร้อนเฉลี่ยต่อปีในหน่วย Watt ด้วยค่าความต้องการพลังงานสูงสุดต่อปี ในหน่วย Btu/hour

$$\text{Annual Thermal Load Factor} = \frac{\text{Annual Average Watt Demand}}{\text{Annual Peak Watt Demand}} \quad (3.6)$$

ถ้าค่าความต้องการพลังงานความร้อน (Watt) ต่ำสุดต่อปีมีค่าต่ำมาก หรือระบบหม้อกำเนิดไอน้ำไม่ได้ใช้เป็นเวลาหลายเดือนในช่วงฤดูร้อน ค่าตัวประกอบภาระความร้อนต่อปีจะไม่ถูกต้องในการใช้แสดงศักยภาพของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม ค่าที่ได้ อาจจะสูงไปหากจะใช้ข้อมูลในการประเมินผลความเป็นไปได้ จะต้องมีการตรวจสอบจำนวนชั่วโมงที่ใช้ในการหาค่าความต้องการพลังงานความร้อนต่อชั่วโมง (Watt) ต่ำสุดต่อปีอย่างละเอียด ซึ่งสามารถทำได้โดย ใช้กราฟแสดงการกระจายของภาระ (Load Profiles) รายวันและรายเดือน

ถ้าค่าความต้องการพลังงานความร้อนต่อชั่วโมง (Watt) ต่ำสุดต่อปีมีค่าเป็นศูนย์ แต่จำนวนชั่วโมงต่อปีมีค่าสูง เช่น กรณีหยุดเดินเครื่องกำเนิดไอน้ำในช่วงฤดูร้อน ก็จะไม่เป็นการดีที่จะเลือกใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม

### 3.6 สัดส่วนภาระความร้อนต่อภาระไฟฟ้า (Thermal/Electric Load Ratio ; T/E) [14]

ระบบที่มีความเหมาะสมที่จะเลือกใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม ต้องมีค่าความต้องการพลังงานความร้อนกับพลังงานไฟฟ้าต้องมีความแตกต่างกันหลายเท่า เมื่อทราบค่าพลังงานความร้อนและไฟฟ้าของอุปกรณ์ในโรงงานจะสามารถหาสัดส่วนภาระของพลังงานความร้อนและไฟฟ้าที่ใช้พร้อม

$$\text{Thermal / Electric Load Ratio} = \frac{\text{Thermal Demand}}{\text{kW Demand}} \quad (3.7)$$

โดยทั่วไประบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมใช้ได้ดีกับโรงงานที่มีค่า T/E ของอุปกรณ์ต่าง ๆ สูงกว่า 5 และจะดีมากถ้าค่า T/E มากกว่า 10 และมีค่าความต้องการพลังงานความร้อนต่อชั่วโมง (Watt) เฉลี่ยต่อปีมากกว่า 2.93 MW หรือ 10,000 mbh

ถ้าสัดส่วนภาระพลังงาน (T/E) ต่ำกว่า 2 ไม่ควรเลือกใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม ซึ่งจะเกิดขึ้นในกรณีที่ความต้องการพลังงานความร้อนมีค่าน้อยมากในช่วงฤดูร้อนแต่ใช้มากในช่วงฤดูหนาวซึ่งเป็นช่วงระยะเวลาสั้น ๆ อย่างไรก็ตามถ้าตัวประกอบภาระทางไฟฟ้า (Electric Load Factor) ต่อปีมีค่าน้อย ควรจะพิจารณาใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวซึ่งจะเรียกและรู้จักกันว่า “Peak Shaving” ดังจะกล่าวใน รายละเอียดในหัวข้อกลวิธีในการควบคุมระบบ

### 3.7 การพิจารณาเลือกขนาดอุปกรณ์ (Equipment Sizing Consideration) [14]

ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมที่มีประสิทธิภาพ สัดส่วนภาระพลังงาน (T/E) ของเครื่องจักรอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ต้องการใช้พลังงาน จะต้องเป็นสัดส่วนเดียวกับ T/E ที่ได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม ค่าสัดส่วนพลังงานที่ได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม (T/E Output Ratio) จะมีค่าแปรผันขึ้นอยู่กับชนิดของต้นกำลังขับและลักษณะการจัดระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม

ในการวิเคราะห์ส่วนประกอบของระบบ CCHP ต้องเลือกขนาดของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมให้เหมาะสมกับภาระทางไฟฟ้าสูงสุด เพื่อที่จะได้ค่าประสิทธิภาพโดยรวมไม่ต่ำมาก และปล่อยพลังงานความร้อนทิ้งไม่มากเกินไป หรือเลือกขนาดระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมให้พอเหมาะกับภาระความร้อนที่ต้องการ และซื้อพลังงานไฟฟ้าซึ่งมีราคาแพงเพิ่มในส่วนที่ต้องการ

ถ้าตัวประกอบภาระมีค่าต่ำ ทั้งค่าความต้องการพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้า หรือค่าใดค่าหนึ่ง ควรเลือกขนาดให้ครอบคลุมถึงค่าความต้องการพลังงานต่ำสุดด้วย

### 3.8 กลวิธีในการควบคุมระบบ (Operating Strategies) [14]

#### 3.8.1 การจ่ายกระแสไฟฟ้า (Electric Dispatch)

วิธีหนึ่งในการควบคุมระบบ CCHP คือ การให้ความสำคัญกับการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก โดยจ่ายไฟฟ้าให้เพียงพอกับโหลดไฟฟ้าในทุกช่วงเวลา พิจารณาว่าไอน้ำที่ได้คือส่วนควบที่ได้ตามมา กลวิธีแบบนี้เรียกว่า “Electrical Dispatch”

การเลือกขนาดของระบบ CCHP ต้องให้พอกับความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดต่อปี (Annual Peak kW Demand) ทั้งนี้ควรเผื่อขนาดไว้สำหรับการขยายตัวของโหลดในอนาคต ระบบ CCHP ที่ใช้การควบคุมแบบนี้ควรเดินระบบโดยอิสระจากกริดไฟฟ้า

การเตรียมไฟฟ้าสำรองเป็นสิ่งจำเป็นในกรณีที่เกิดความผิดพลาดในการผลิต ทั้งนี้ควรเลือกซื้อไฟฟ้าสำรองจากผู้ผลิตไฟฟ้าอื่น เนื่องด้วยการสร้างระบบสำรองใช้ต้นทุนและค่าใช้จ่ายสูง

การพิจารณาว่าขนาดของระบบ CCHP นั้นเหมาะสมกับโหลดหรือไม่ สามารถพิจารณาได้จากตัวประกอบโหลดทางไฟฟ้า ถ้าตัวประกอบภาระทางไฟฟ้าต่อปีมีค่าต่ำ แสดงว่าระบบ CCHP มีขนาดใหญ่เกินความจำเป็น ทำให้ประสิทธิภาพของระบบลดลง และเสียค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงเพิ่มขึ้น อีกทั้งผลตอบแทนการลงทุนต่ำ

### 3.8.2 การลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Shaving)

การลดโหลดทางไฟฟ้าหรือลดการผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลา คือ การลดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดกลวิธีควบคุมแบบนี้ไม่ใช้กับระบบ CCHP เพราะระบบ CCHP เน้นการประหยัดพลังงาน โดยการนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่

### 3.8.3 การจ่ายพลังงานความร้อน (Thermal Dispatch)

การเดินระบบเพื่อให้เพียงพอกับโหลดความร้อนต้องพิจารณาขนาดให้เพียงพอกับค่าความต้องการความร้อนสูงสุดต่อปี โดยพลังงานไฟฟ้าที่ไม่เพียงพอกับโหลดไฟฟ้า ต้องซื้อเพิ่มจากกริด

ในช่วงฤดูร้อนซึ่งเป็นช่วงที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ต้องผลิตไฟฟ้าให้ใกล้เคียงกับความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของระบบ CCHP ซึ่งเป็นแนวทางการเดินระบบในอุดมคติ ส่งผลต่ออนุรักษ์ที่ดีที่สุด

### 3.8.4 กลยุทธ์แบบผสม (Hybrid Strategy)

กลยุทธ์แบบผสมเป็นการนำข้อดีของการจ่ายพลังงานไฟฟ้า และการจ่ายพลังงานความร้อน ลดค่าใช้จ่ายในการเดินระบบและให้ได้โดยการผสมวิธีเดินระบบทั้งสองเข้าด้วยกันเป็นบางครั้งเพื่อผลตอบแทนการลงทุนที่สูงที่สุด

ด้วยกลยุทธแบบผสมผสานสามารถเลือกขนาดระบบ CCHP ที่เล็กกว่าระบบที่ใช้สำหรับจ่ายกระแสไฟฟ้าหรือจ่ายความร้อนอย่างเดียว การเดินระบบด้วยกลยุทธแบบผสมใช้สำหรับระบบที่ต้องการเดินระบบแล้วเกิดการอนุรักษ์พลังงานสูงสุดในช่วงที่เกิดความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลาอื่น ๆ อาจเดินระบบตามโหลดความร้อน เพื่อให้พลังงานความร้อนพอเพียงกับโหลดความร้อนที่ต้องการ อาจต้องคงหม้อกำเนิดไอน้ำไว้หรือติดตั้งเพิ่มอีกหนึ่งตัว และยังคงต้องมีการซื้อพลังงานไฟฟ้าบางส่วนจากกริดไฟฟ้า เพื่อให้เพียงพอกับความต้องการของโหลดไฟฟ้า

### 3.9 ความต้องการเชื้อเพลิง และขีดจำกัดการผลิต (Fuel Requirements and Capacity Limits)

*เครื่องยนต์แบบลูกสูบ* โดยทั่วไปสามารถเลือกซื้อได้ทั้งเครื่องยนต์ดีเซลและเครื่องยนต์ใช้ก๊าซธรรมชาติ เครื่องบางเครื่องออกแบบปรับปรุงเป็นพิเศษให้สามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงอื่น ๆ ได้ เช่น ก๊าซที่มีความร้อนต่ำ (Low Btu Gas) หรือน้ำมันเกรดหนัก (Heavy Oils) ในบางครั้งเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติสามารถปรับใช้สลับได้ทั้งก๊าซธรรมชาติและโพรเพนเครื่องยนต์ดีเซลเป็นเครื่องยนต์ที่มีประสิทธิภาพมาก ในการเปลี่ยนรูปเชื้อเพลิงไปเป็นพลังงาน แต่จะสร้างมลพิษทางอากาศมากกว่ากัณฑ์ก๊าซ โดยทั่วไปจึงต้องใช้เครื่องฟอกไอเสียเชิงเร่งปฏิกิริยา (Catalytic Converters) และขีดจำกัดการผสมน้ำมันกับอากาศ (Carburetion Limits) เพื่อควบคุมการปลดปล่อยมลพิษ

*กัณฑ์ก๊าซ* สามารถสลับใช้เชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดีเซลได้ เนื่องจากความผันผวนราคาและความต้องการในการสำรองเชื้อเพลิงไว้ใช้ ยังสามารถปรับไปใช้น้ำมันเชื้อเพลิงชนิดอื่นได้อีก เช่น ก๊าซที่มีค่าความร้อนต่ำ หรือสารอินทรีย์ที่เป็นผลผลิตขั้นสุดท้ายจากกระบวนการผลิตอุตสาหกรรม เช่น “Black Liquorจากการบดเยื่อไม้ในโรงงานทำกระดาษ”

*กัณฑ์ไอน้ำ* ถูกจำกัดด้วยแหล่งเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับผลิตไอน้ำ นอกจากเชื้อเพลิงที่กล่าวถึงข้างต้นแล้วยังสามารถใช้ถ่านหิน ไม้ ของเสีย เปลือกถั่ว มวลชีวภาพ อื่น ๆ ที่เหมาะสม และขยะจากชุมชนสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิง ในการผลิตไอน้ำป้อนกัณฑ์ไอน้ำได้

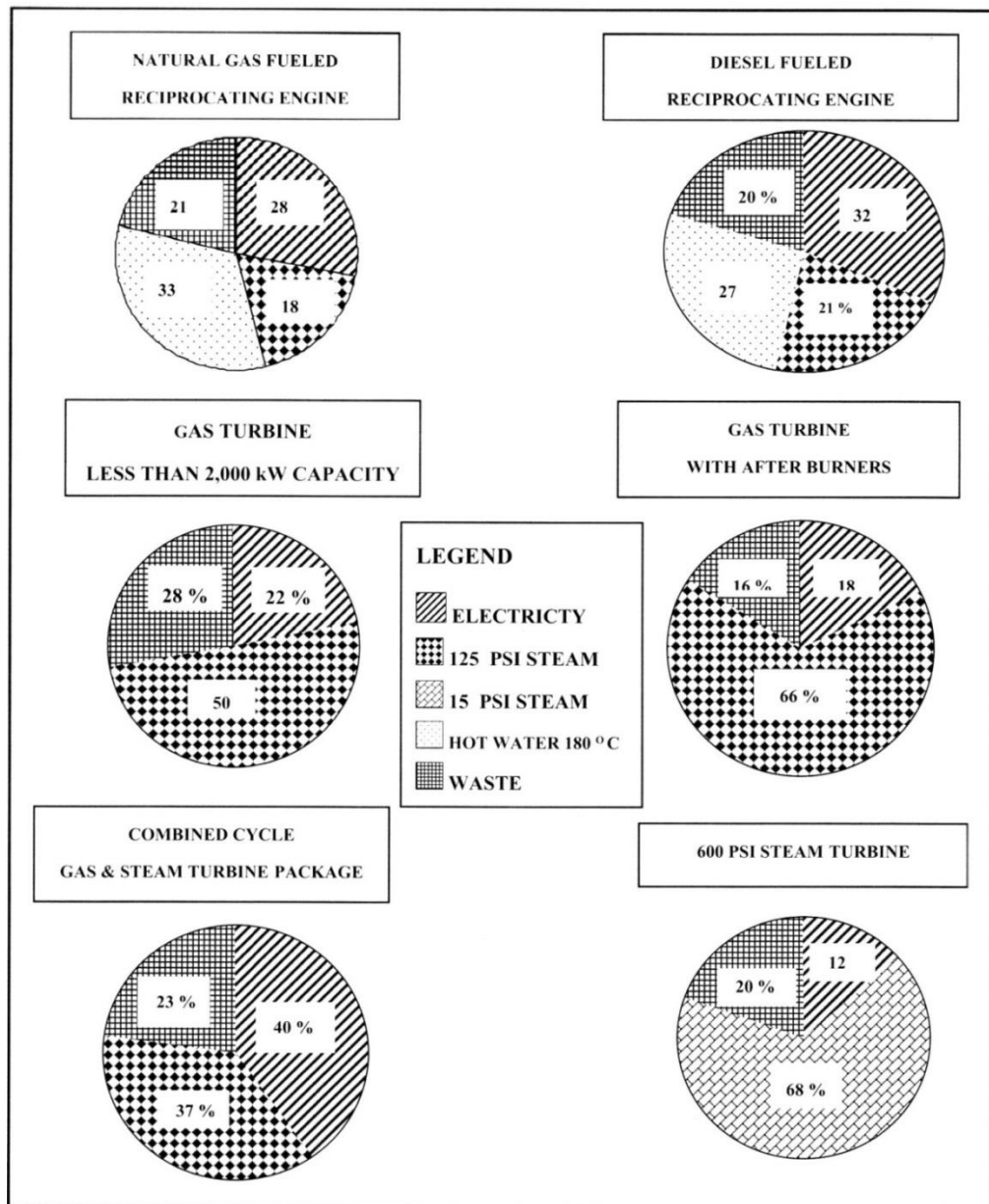
วาทังต้นกำลังขับเคลื่อนที่ 3 ชนิด มีช่วงกำลังการผลิตที่แตกต่างกัน เครื่องกำเนิดที่ใช้เครื่องยนต์แบบลูกสูบ จะมีกำลังการผลิตอยู่ในช่วง 40 kW จนถึงมากกว่า 3,000 kW โดยทั่วไปจะเหมาะกับโรงงานผลิตไฟฟ้าที่ต้องไฟฟ้าไม่มาก และต้องการปริมาณความร้อนในปริมาณต่ำ คุณภาพของพลังงานความร้อนที่นำกลับมาใช้จะมีขีดจำกัดเพียง 35% ของความร้อนที่นำกลับมา



ใช้ได้ ใช้ในการผลิตไอน้ำที่มีความดัน 0.862 MPa ได้ ส่วนที่เหลือใช้ผลิตน้ำร้อนที่ 82.22 °C ได้เท่านั้น

ความร้อนเกือบทั้งหมดที่นำกลับมาใช้จากกังหันก๊าซ สามารถผลิตไอน้ำที่มีความดัน 0.862 MPa ได้ ขนาดเครื่องกำเนิดกังหันก๊าซจะอยู่ในช่วง 480 kW ถึงมากกว่า 3,000 kW และระบบที่รวมทั้งกังหันก๊าซและกังหันไอน้ำ สามารถมีกำลังผลิตได้มากกว่า 100,000 kW หรือ 100 MW

กังหันไอน้ำ ในทางปฏิบัติกำลังการผลิตขั้นต่ำจะประมาณ 1,000 kW ประสิทธิภาพจะต่ำกว่า 15 % ถ้ากังหันไอน้ำถูกป้อนด้วยไอน้ำ (Super-Heated Steam) ที่ความดันไม่เกิน 0.689 MPa ประสิทธิภาพสามารถเพิ่มได้โดยเพิ่มความดันและอุณหภูมิของไอน้ำที่ป้อนเข้ากับกังหันไอน้ำ แต่จะทำให้ราคากระบบผลิตไอน้ำเพิ่มขึ้นอย่างมาก วิธีการอื่น ๆ ในการปรับปรุงประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้า คือ ใช้กังหันควบแน่น (Condensing Turbine) แต่ไอน้ำที่ออกจากกังหันจะมีอุณหภูมิต่ำมากจนไม่สามารถใช้ในการผลิตน้ำร้อนได้



ภาพที่ 3.3 พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่ได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมชนิดต่าง ๆ

ที่มา : สถาบันเทคโนโลยีแห่งเอเชีย 2540

### 3.10 การผลิตพลังงาน และการใช้เชื้อเพลิง [14]

พลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้โดยระบบ CCHP จะถูกใช้กับอุปกรณ์ต่าง ๆ แทนพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากหม้อกำเนิดไอน้ำและกระแสไฟฟ้าที่ซื้อจากโรงผลิตไฟฟ้าของ

ท้องถิ่น การหาผลผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าต่อปีที่ระบบ CCHP ผลิตได้ สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\text{Annual Electric Energy} = \text{Electric Output Capacity} \times \text{Annual Operation Hours} \quad (3.8)$$

$$\text{Annual Thermal Energy} = \text{Thermal Output Capacity} \times \text{Annual Operation Hours} \quad (3.9)$$

ความต้องการเชื้อเพลิงสามารถพิจารณาได้จากอัตราการใช้เชื้อเพลิงของของอุปกรณ์ในระบบ ข้อมูลการบริโภคพลังงานของเชื้อเพลิงสามารถขอได้จากโรงงานผู้ผลิตอุปกรณ์นั้น ๆ ซึ่งสามารถนำมาคำนวณการบริโภคเชื้อเพลิงของระบบ CCHP ได้ดังนี้

$$\text{Fuel Consumption} = \text{Equipment Fuel Consumption Rate} \times \text{Annual Operation Hours} \quad (3.10)$$

### 3.11 การคำนวณราคาปัจจุบัน และผลประหยัดต่อปี (Current Utility Costs and Annual Saving) [14]

ค่าใช้จ่ายทางไฟฟ้าต่อปีในเทอมของกิโลวัตต์ชั่วโมงสามารถคำนวณได้จากราคาไฟฟ้าต่อปีต่อการบริโภคพลังงานไฟฟ้าต่อปี

$$\text{Annual Electricity Average Cost / kWh} = \frac{\text{Annual Electricity Cost}}{\text{Annual Electric Consumption}} \quad (3.11)$$

การคำนวณค่าใช้จ่ายทางความร้อนสามารถคำนวณได้จากการหาค่าใช้จ่ายทางเชื้อเพลิงต่อหน่วย ซึ่งสามารถประมาณได้จากค่าใช้จ่ายทางเชื้อเพลิงต่อปีต่อการบริโภคเชื้อเพลิงต่อปี

$$\text{Fuel Unit Cost} = \frac{\text{Annual Fuel Cost}}{\text{Annual Fuel Consumption}} \quad (3.12)$$

ลำดับต่อมาคำนวณราคาปัจจุบันต่อหน่วยความร้อนในรูปไอน้ำหรือน้ำร้อน (MMBtu) ตามขั้นตอนต่อไปนี้ ขั้นแรกคูณราคาเชื้อเพลิงต่อหน่วย ด้วยค่าความร้อนต่อหน่วยเชื้อเพลิง แล้วหารด้วยประสิทธิภาพในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงเป็นไอน้ำของเครื่องกำเนิดไอน้ำ แล้วหารผลลัพธ์ด้วย 1,000,000 เพื่อเปลี่ยนเป็นหน่วย MMBtu

$$Fuel\ Current\ Cost = \frac{Fuel\ Unit\ Cost \times Btu / Fuel\ Unit}{Thermal\ Mmbtu\ (Fuel\ to\ Steam\ Efficiency)(1,000,000)} \quad (3.13)$$

ค่าใช้จ่ายทางพลังงานไฟฟ้าที่ประหยัดได้ต่อปีคำนวณดังต่อไปนี้

$$Annual\ Electricity\ Energy\ Saving = Annual\ Electricity\ Energy \times \frac{Annual\ Electricity\ Average\ Cost}{kWh} \quad (3.14)$$

ค่าใช้จ่ายทางพลังงานความร้อนที่ประหยัดได้ต่อปีคำนวณได้ดังนี้

$$Annual\ Thermal\ Energy\ Saving = Annual\ Thermal\ Energy \times Fuel\ Current\ Cost / Thermal\ MMBtu \quad (3.15)$$

### 3.12 ค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการเดินระบบและซ่อมบำรุง (Operating and Maintenance Cost)

ค่าใช้จ่ายที่ใช้เดินระบบและซ่อมบำรุงเป็นเรื่องที่สำคัญ ซึ่งจะขึ้นกับจำนวนชั่วโมงที่เดินระบบ และสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง สำหรับการประเมินค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการซ่อมบำรุง ประมาณ 15% ของราคาเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์แบบลูกสูบ และ 7% ของราคาเชื้อเพลิงสำหรับกังหันก๊าซ ค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงเครื่องกำเนิดไอน้ำถูกรวมไว้ในค่าใช้จ่ายในการเดินระบบ

ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเดินระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมสามารถหาได้จากสมการต่อไปนี้

$$Cogeneration\ Fuel\ Cost = Cogeneration\ Fuel\ Consumption \times Fuel\ Unit\ Cost \quad (3.16)$$

ผลประหยัดต่อปีของการเดินระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม สามารถคำนวณได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{Annual Saving} = & \text{Annual Electric Energy Saving} + \text{Annual Thermal Energy Saving} \\ & - \text{Cogeneration Fuel cost} - \text{Operation and Maintenance Cost} \quad (3.17) \end{aligned}$$

ผลประหยัดต่อปีที่วิเคราะห์ได้ข้างต้นนี้เป็นเพียงการประมาณการเบื้องต้น ซึ่งในการวิเคราะห์นี้อยู่ภายใต้ข้อสมมติฐานที่กำหนดขึ้นเพื่อความสะดวกในการวิเคราะห์

### 3.13 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Analysis) [14]

#### 3.13.1 เงินลงทุน (Initial Cost)

การคำนวณต้นทุนระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมจะต้องพิจารณาจากตารางที่ 2.2 ในการประมาณช่วงราคาต่อ kW ตามกำลังการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมที่จะติดตั้ง ซึ่งราคาที่แสดงในตารางที่ 3.3 เป็นราคาที่ไม่ได้รวมค่าก่อสร้างอาคารและค่าใช้จ่ายในการเดินสายไฟเชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ต่าง ๆ ในโรงงาน ถ้าต้องการพื้นที่ว่างเพิ่ม ต้องเตรียมโครงสร้างและเตรียมการเชื่อมต่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ซึ่งต้องคำนวณค่าใช้จ่ายส่วนนี้รวมไปในการประมาณราคาอุปกรณ์ที่ใช้หาเงินลงทุนรวมด้วย ซึ่งค่าใช้จ่ายเหล่านี้สามารถเก็บรวบรวมที่เวลาเริ่มต้นจึงอาจต้องคิดราคาใหม่ให้อยู่ในภาพที่ของราคาปัจจุบันด้วย

#### 3.13.2 การวิเคราะห์การลงทุน (Investment Analysis)

การตัดสินใจขั้นสุดท้ายก่อนการติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมจะต้องอยู่บนพื้นฐานการวิเคราะห์การลงทุน เพื่อมองในรายละเอียดที่กว้างขึ้น จะต้องมีการประเมินราคาเปรียบเทียบกับการอนุรักษ์พลังงาน ราคาต้นทุนของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม รวมถึงเงินค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์ต่าง ๆ หรือค่าใช้จ่ายในการเดินระบบ และการซ่อมบำรุงอุปกรณ์เหล่านั้น ราคาเชื้อเพลิง ดอกเบี้ยเงินกู้ ภาษี และค่าใช้จ่ายสำหรับระบบเฉพาะอื่น ๆ การอนุรักษ์พลังงานจะรวมถึงการประหยัดค่าใช้จ่ายกำลังไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิง

รายได้จากการขายพลังงานส่วนที่เกินความต้องการ หรืออื่น ๆ เช่น ภาษีกำไร (Tax Benefit) และการประหยัดจากการใช้เป็นประโยชน์อื่น ๆ ได้ของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม เช่น การวางแผนใช้อุปกรณ์ทดแทน

เทคนิคหลากหลายในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์สามารถนำมาใช้ได้ในการเปรียบเทียบการลงทุน การวิเคราะห์ช่วงเวลาคืนทุนอย่างง่าย (Simply Pay Back Period) เป็นเทคนิคที่ใช้กันมาก และเป็นเทคนิคที่ไม่ค่อยสลับซับซ้อน ผลจากการวิเคราะห์เพียงพอที่จะตัดสินใจหยุดหรือดำเนินการต่อไป

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{เงินลงทุน, \$}}{\text{จำนวนเงินที่ประหยัดได้, \$/yr}} \quad (3.18)$$

การวิเคราะห์ช่วงเวลาคืนทุนอย่างง่าย จะเป็นเครื่องมือเบื้องต้นและสร้างแรงจูงใจในการลงทุน

ตารางที่ 3.3 ประมาณการค่าการลงทุนตามขนาดระบบ CCHP

Reciprocating Engine Packages )High Speed(	
Large 900 to 3,000 kW Packages	\$600 to \$400/kW
Medium 400 to 800 kW Packages	\$500 to \$700/kW
Small 45 to 300 kW Packages	\$700 to \$ 1,200/kW
Gas Fired Turbine Engine Packages	
Large 4,000 to 10,000 kW	\$800 to \$1,000/kW
Medium 500 to 4,000 kW	\$1,200 to \$1,800/kW
Steam Powered Turbine Engine	
Less than 0.862 MPa Inlet Turbines	\$100 to \$130/kW
Less than 1.742 MPa Inlet Turbbines	\$90 to \$120/kW

ที่มา : สถาบันเทคโนโลยีแห่งเอเชีย

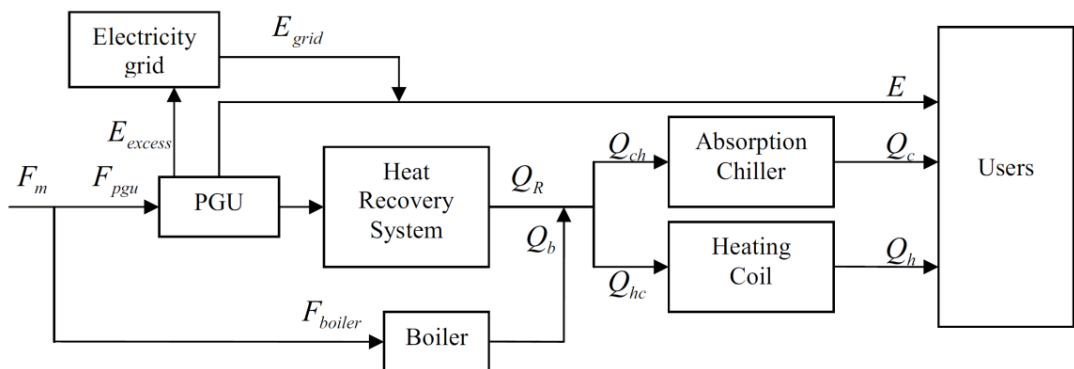
## บทที่ 4

### ปัญหาที่เหมาะสมที่สุดสำหรับระบบจัดการพลังงาน

บทนี้กล่าวถึงรูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์และการไหลของพลังงาน การสร้างฟังก์ชันจุดประสงค์ และการสร้างเงื่อนไขเพื่อจัดการพลังงานในอาคาร ซึ่งเป็นองค์ความรู้ในการปรับใช้ให้เหมาะกับอาคารในประเทศไทย

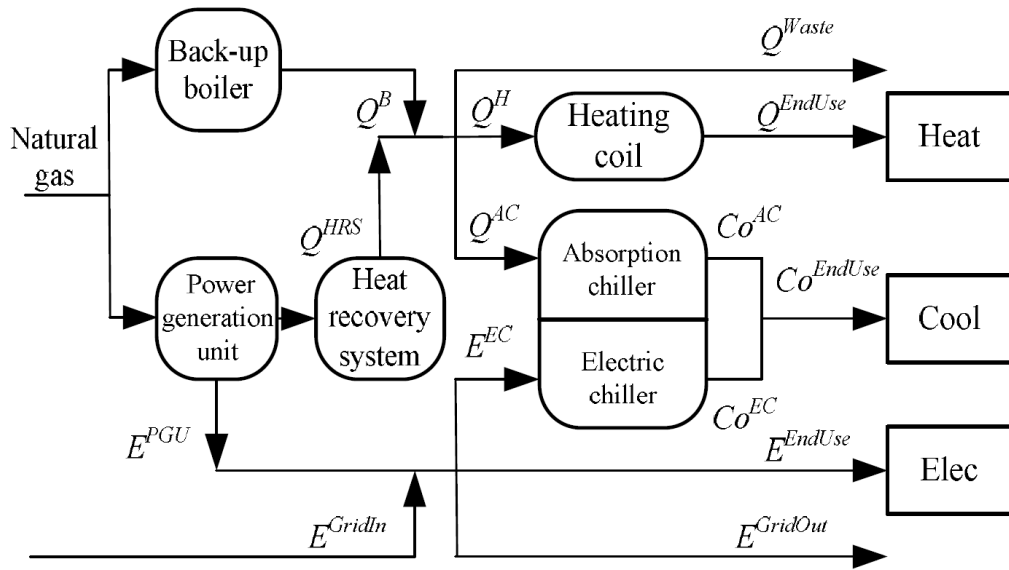
#### 4.1 รูปแบบการเชื่อมต่ออุปกรณ์และการไหลของพลังงาน

อุปกรณ์พื้นฐานที่ใช้ในระบบประกอบด้วยระบบ CCHP หม้อไอน้ำสำรอง และเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม การติดตั้งอุปกรณ์เหล่านี้เพียงพอต่อการจ่ายโหลดไฟฟ้า ความร้อน และความเย็น แต่ในบางช่วงเวลาพลังงานไฟฟ้าอาจไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลด จึงต้องซื้อพลังงานไฟฟ้าเพิ่มจากกริดไฟฟ้า แผนภาพการไหลของพลังงานเป็นไปตามภาพที่ 4.1



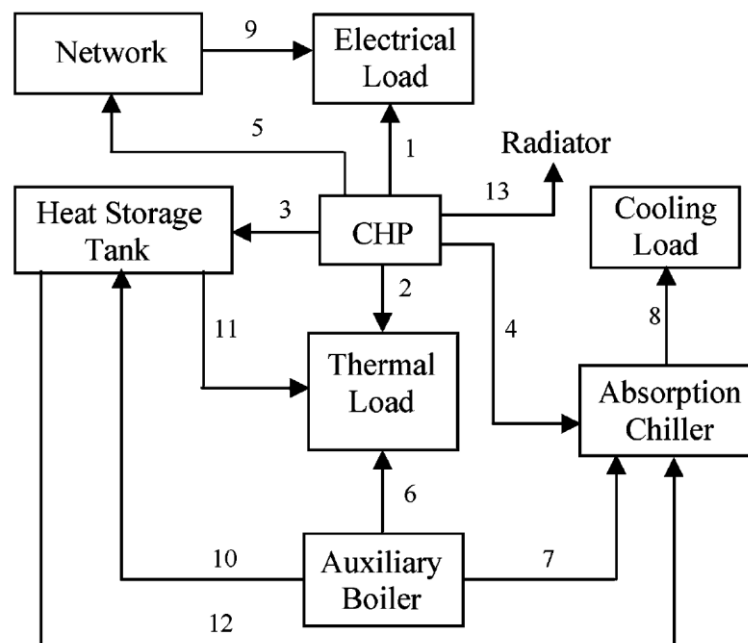
ภาพที่ 4.1 ตัวอย่างที่ 1 ของแผนภาพการเชื่อมต่อและการไหลพลังงานของระบบ [6]

เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นพลังงานความเย็น ซึ่งพลังงานความร้อนผลิตมาจากระบบ CCHP และหม้อไอน้ำสำรอง ซึ่งทั้งสองอุปกรณ์ใช้เชื้อเพลิงในการผลิตพลังงาน ในปัจจุบันราคาพลังงานเพิ่มสูงขึ้นมาก ดังนั้นบางระบบจึงนิยมติดตั้งเครื่องทำความเย็นแบบไฟฟ้าเพื่อช่วยผลิตความเย็นและลดการใช้เชื้อเพลิง รูปแบบการไหลของพลังงานแสดงดังภาพที่ 4.2



ภาพที่ 4.2 ตัวอย่างที่ 2 ของแผนภาพการเชื่อมต่อและการไหลพลังงานของระบบ [7]

ความร้อนเหลือทิ้งยังสามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้อีก โดยการกักเก็บไว้ในถังเก็บความร้อน และนำมาใช้ในช่วงเวลาที่ ความร้อนขาดแคลน แผนภาพการไหลพลังงานของระบบจึงเปลี่ยนไปดังแสดงในภาพที่ 4.3



ภาพที่ 4.3 ตัวอย่างที่ 3 ของแผนภาพการเชื่อมต่อและการไหลพลังงานของระบบ [4]



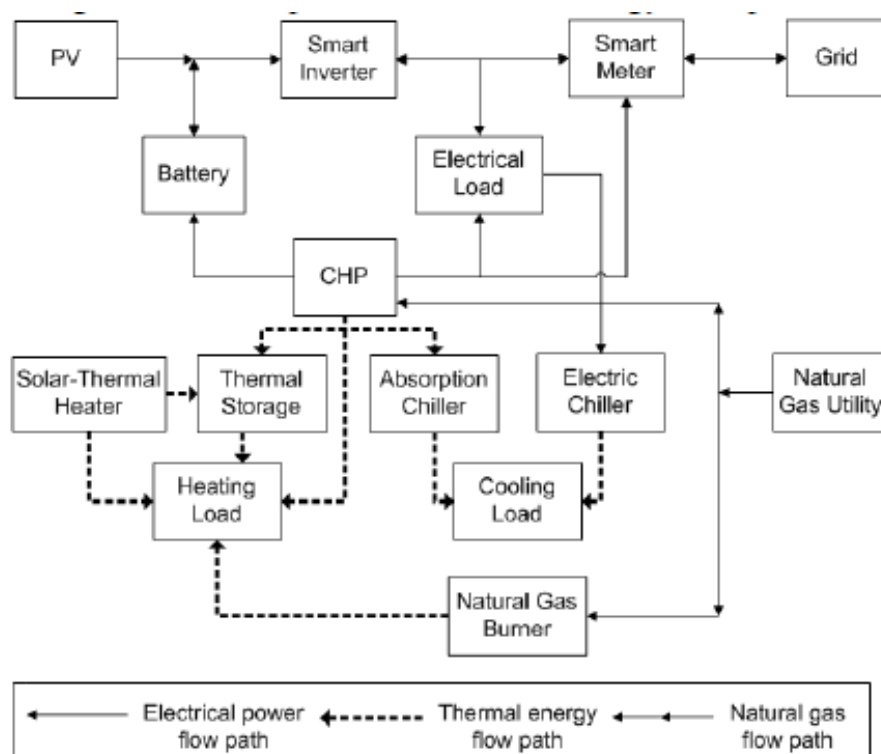
ช่วงเวลากลางวันเป็นช่วงเวลาที่ระบบต้องซื้อพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากกริด เพราะระบบ CCHP ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอต่อโหลด การติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถช่วยจ่ายพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าว และลดการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากกริด ทำให้ต้นทุนการดำเนินระบบลดลง รูปแบบการไหลของพลังงานจึงเปลี่ยนแปลงไปดังแสดงในภาพที่ 4.4

#### 4.2 การสร้างฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อจัดการพลังงาน

ฟังก์ชันจุดประสงค์ถูกสร้างขึ้นเพื่อสะท้อนศักยภาพการทำงานของระบบให้เห็นเป็นรูปธรรม หรือสามารถวัดค่าได้ ตัวอย่างฟังก์ชันจุดประสงค์มีดังนี้

ฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อต้นทุนการดำเนินการต่ำสุด : ผลลัพธ์ที่ได้จากการตั้งฟังก์ชันจุดประสงค์เช่นนี้คือ การเดินระบบที่ก่อให้เกิดค่าใช้จ่ายในแต่ละช่วงเวลาที่ย่ำที่สุด โดยฟังก์ชันจุดประสงค์ประเภทนี้มักคำนวณร่วมกับค่าเชื้อเพลิง [4],[6-7]

ฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อค่าเชื้อเพลิงต่ำสุด : ฟังก์ชันจุดประสงค์ประเภทนี้เหมาะกับประเทศหรืออาคารที่ราคาเชื้อเพลิงสูง [6-7]



ภาพที่ 4.4 ตัวอย่างที่ 4 ของแผนภาพการเชื่อมต่อและการไหลพลังงานของระบบ [9]

ฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำสุด : ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เป็นปัจจัยสู่โลกร้อน หลายงานวิจัยใช้ฟังก์ชันจุดประสงค์นี้เพื่อแสดงความใส่ใจต่อสภาพแวดล้อม และมลพิษทางอากาศ [6-7]

ฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อพลังงานนำเข้าต่ำสุด : บางงานวิจัยนำเสนอการสร้างความฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อการนำเข้าพลังงานต่ำสุด เพราะหากเป็นโพลิตาคารหรืออุตสาหกรรม พลังงานนำเข้าในแต่ละเดือนมีค่าใกล้เคียงกัน โดยมองว่าหากพิจารณาเป็นค่าใช้จ่ายหรือต้นทุนการดำเนินระบบอาจไม่ใช่ฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ดี เพราะเมื่อราคาเชื้อเพลิงปรับตัวสูงขึ้น ย่อมส่งผลให้ผลลัพธ์เปลี่ยนแปลงไปอย่างมาก [4],[7]

ฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อค่า EENS ต่ำสุด : เหมาะกับผู้ประกอบการบางรายที่ติดตั้งระบบ CCHP ไว้เพื่อขายพลังงานให้กับโพลิตาคาร ดังนั้นจึงต้องการให้ระบบ CCHP สามารถเดินจ่ายโพลิตาคารได้อย่างเพียงพอตลอดเวลา [13]

ฟังก์ชันจุดประสงค์แบบผสมผสาน : เหมาะสำหรับการวิจัยเพื่อหาค่าถ่วงน้ำหนักที่เหมาะสมสำหรับฟังก์ชันจุดประสงค์มากกว่าหนึ่งประเภท [6],[7]

#### 4.3 การสร้างเงื่อนไขเพื่อจัดการพลังงาน

เงื่อนไขในการจัดการพลังงานด้วยระบบ CCHP สามารถแยกได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

1. เงื่อนไขสมดุลพลังงาน : เงื่อนไขนี้กำหนดขึ้นเพื่อลดการสูญเสียพลังงาน โดยกำหนดให้โพลิตาคารต้องเท่ากับพลังงานไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ โพลิตาคารความเย็น และโพลิตาคารความร้อนก็ต้องเท่ากับพลังงานความเย็นและพลังงานความร้อนที่ผลิตได้เช่นเดียวกัน [4-7]
2. เงื่อนไขอุปกรณ์และประสิทธิภาพ : อุปกรณ์ที่ใช้ระบบจัดการพลังงานมีขีดจำกัดในการสร้างพลังงาน หรือกักเก็บพลังงาน แบ่งตามประเภทอุปกรณ์ดังนี้ [4-7]
  - เกณฑ์ขั้นต่ำ และเกณฑ์สูงสุดในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบ CCHP
  - Ramp rate ของการผลิตไฟฟ้าของระบบ CCHP
  - อัตราส่วนไฟฟ้าต่อความร้อนของระบบ CCHP
  - เกณฑ์ขั้นต่ำ และเกณฑ์สูงสุดในการผลิตความร้อนของหม้อไอน้ำสำรอง

- Ramp rate ของการผลิตไฟฟ้าของหม้อไอน้ำสำรอง
  - เกณฑ์ขั้นต่ำ และเกณฑ์สูงสุดในการผลิตความเย็นของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม
  - ประสิทธิภาพการทำความเย็นของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม
  - เกณฑ์ขั้นต่ำ และเกณฑ์สูงสุดในการกักเก็บและปลดปล่อยความร้อนของถังเก็บความร้อน
  - อัตราเร็วของการกักเก็บ หรือปลดปล่อยความร้อนของถังเก็บความร้อน
1. เงื่อนไขขนาดติดตั้ง : หากเป็นงานวิจัยที่ใช้ต้นการติดตั้งอุปกรณ์มาคำนวณในฟังก์ชันจุดประสงค์ เงื่อนไขขนาดติดตั้งอุปกรณ์จะถูกสร้างขึ้นเพื่อจำกัดขนาดสูงสุดที่สามารถติดตั้งได้ [6-7]

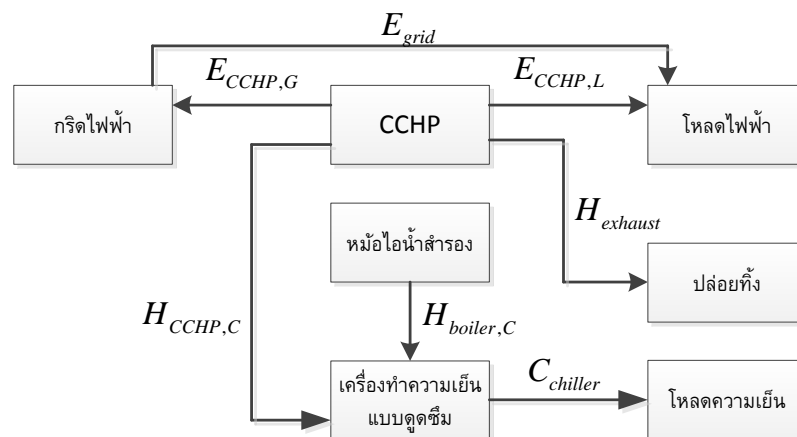
## บทที่ 5

### การประยุกต์ใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม เพื่อ จัดการพลังงานในอาคาร

บทนี้กล่าวถึงองค์ประกอบของระบบ ขั้นตอนการจัดการพลังงานในอาคาร กระบวนการแก้ปัญหาแบบเวลาจริง และการออกแบบส่วนต่อประสานผู้ใช้

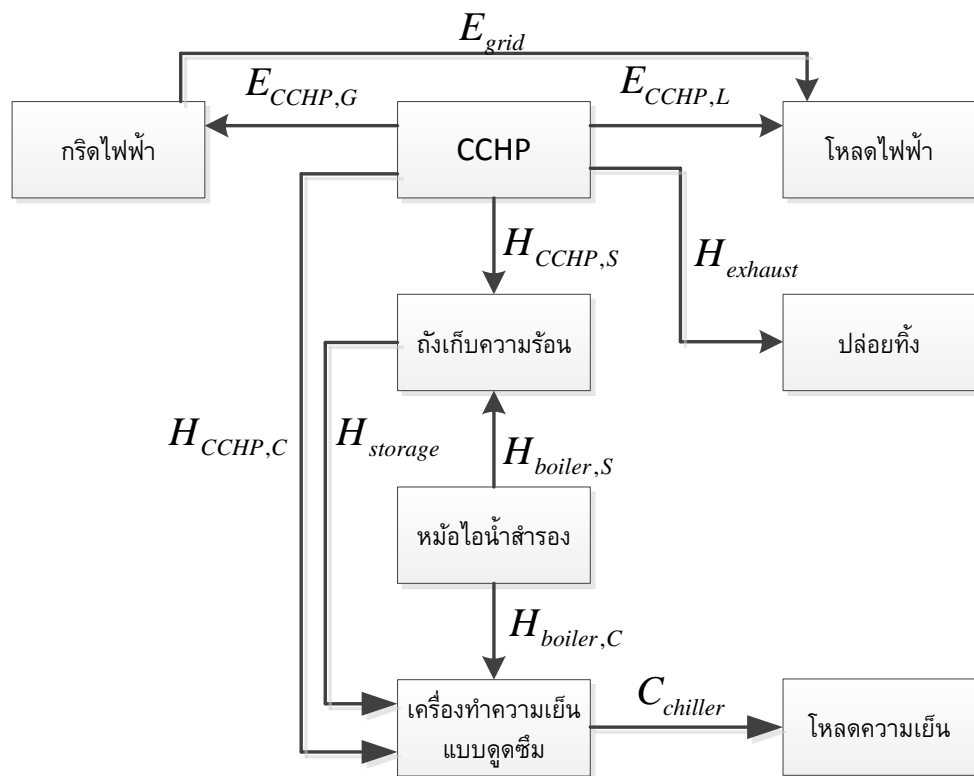
#### 5.1 องค์ประกอบของระบบ

ระบบประกอบด้วยระบบ CCHP ซึ่งทำหน้าที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอกับโหลดไฟฟ้า และผลิตพลังงานความร้อนให้เพียงพอกับโหลดความร้อน แต่ในบางช่วงเวลาระบบ CCHP ผลิตพลังงานไฟฟ้าไม่เพียงพอกับโหลดไฟฟ้า จึงต้องซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากกริด ทางด้านพลังงานความร้อนที่ไม่เพียงพอ ต้องใช้หม้อไอน้ำสำรองในการผลิตความร้อนเสริม โดยเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นน้ำเย็น และส่งต่อไปยัง AHU (Air Handling Unit) ในแต่ละชั้นของอาคาร เพื่อลดอุณหภูมิของอากาศในอาคาร โดยทั่วไประบบดังกล่าวนี้จะติดตั้งไว้ที่ชั้นใต้ดินทั้งหมด เนื่องจากการเดินระบบค่อนข้างเสียงดังรบกวน อีกทั้งง่ายต่อการตรวจสอบและซ่อมบำรุง ภาพที่ 5.1 แสดงองค์ประกอบของระบบและรูปแบบการไหลของพลังงาน โดยที่ ตัวแปร  $E$   $H$  และ  $C$  แทนการไหลของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็น ซึ่งง่ายต่อการกล่าวถึงในการคำนวณในหัวข้อต่อไป คำอธิบายตัวแปรอย่างละเอียดบรรยายไว้ที่ท้ายหัวข้อ 5.1



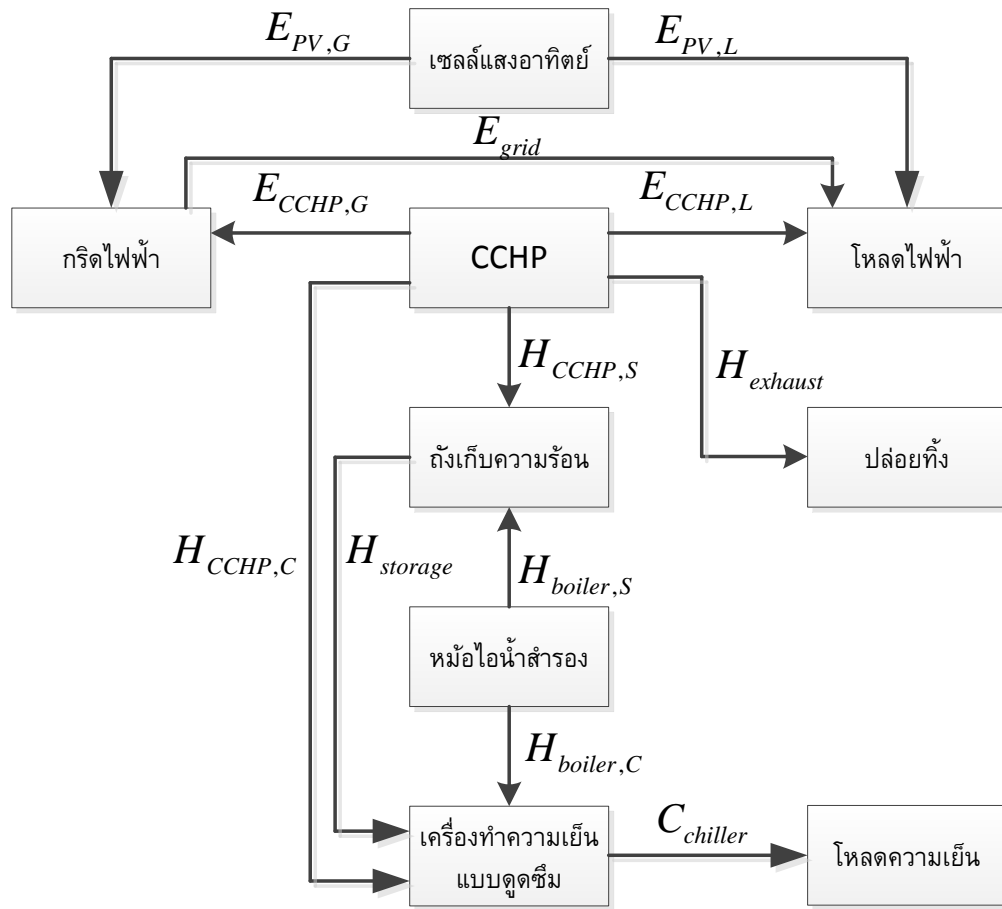
ภาพที่ 5.1 องค์ประกอบของระบบและรูปแบบการไหลของพลังงานแบบทั่วไป

ช่วงเวลาหลังเที่ยงคืนถึงแปดโมงเช้า เป็นช่วงเวลาที่ไม่มีโหลดความเย็น แต่ยังคงมีโหลดไฟฟ้า ระบบ CCHP จึงยังคงผลิตไฟฟ้า เมื่อผลิตไฟฟ้าย่อมได้ความร้อนมาเป็นส่วนควบ ความร้อนที่ไม่เป็นที่ต้องการจึงถูกปล่อยทิ้ง ซึ่งไม่ถูกต้องตามหลักการอนุรักษ์พลังงาน ดังนั้นจึงแก้ปัญหานี้โดยการติดตั้งถังเก็บความร้อน เพื่อทำหน้าที่เก็บความร้อนในช่วงที่เวลาที่ไม่ต้องการ และนำไปใช้ใน ช่วงเวลาที่ขาดแคลน แผนภาพขององค์ประกอบจึงเปลี่ยนไปดังแสดงในภาพที่ 5.2



ภาพที่ 5.2 องค์ประกอบของระบบและรูปแบบการไหลของพลังงานเมื่อติดตั้งถังเก็บความร้อน

นอกจากนี้ในช่วงเวลากลางวันเป็นช่วงที่ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งระบบ CCHP ผลิตพลังงานไฟฟ้าไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลด จึงต้องซื้อพลังงานไฟฟ้าเพิ่มเติมจากกริดไฟฟ้า ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถช่วยจ่ายพลังงานไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่มิมีแสงสว่างได้ เพื่อศึกษาพฤติกรรมของการจ่ายพลังงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อทำงานร่วมกับระบบ CCHP องค์ประกอบของระบบจึงเปลี่ยนแปลงไปดังภาพที่ 5.3



ภาพที่ 5.3 องค์ประกอบของระบบและรูปแบบการไหลของพลังงานเมื่อติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์

โดยที่

$E_{CCHP,L}$  หมายถึง พลังงานไฟฟ้าที่ระบบ CCHP ผลิตเพื่อจ่ายโหลดไฟฟ้า

$E_{CCHP,G}$  หมายถึง พลังงานไฟฟ้าที่ระบบ CCHP ผลิตเพื่อขายกริดไฟฟ้า

$E_{grid}$  หมายถึง พลังงานไฟฟ้าที่โหลดไฟฟ้าซื้อจากกริดไฟฟ้า

$E_{PV,L}$  หมายถึง พลังงานไฟฟ้าที่ระบบ PV ผลิตเพื่อจ่ายโหลดไฟฟ้า

$E_{PV,G}$  หมายถึง พลังงานไฟฟ้าที่ระบบ PV ผลิตเพื่อขายกริดไฟฟ้า

$H_{CCHP,S}$  หมายถึง พลังงานความร้อนจากระบบ CCHP ไปถังความร้อน

$H_{CCHP,C}$	หมายถึง พลังงานความร้อนจากระบบ CCHP ไปเครื่องทำความเย็น
$H_{boiler,S}$	หมายถึง พลังงานความร้อนจากหม้อไอน้ำสำรองไปยังความร้อน
$H_{boiler,C}$	หมายถึง พลังงานความร้อนจากหม้อไอน้ำสำรองไปเครื่องทำความเย็น
$H_{storage}$	หมายถึง พลังงานความร้อนจากถังเก็บความร้อนไปยังเก็บความร้อน
$H_{exhaust}$	หมายถึง พลังงานความร้อนเหลือทิ้ง
$C_{chiller}$	หมายถึง พลังงานความเย็นจากเครื่องทำความเย็นจ่ายให้โหลด

ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงขั้นตอนคำนวณ โดยอธิบายถึงฟังก์ชันจุดประสงค์และเงื่อนไขในการคำนวณ โดยอธิบายเรียงตามรูปแบบขององค์ประกอบทั้งสามแบบ

## 5.2 ขั้นตอนการจัดการพลังงาน

ขั้นตอนการจัดการพลังงาน จะกล่าวถึงฟังก์ชันจุดประสงค์ และเงื่อนไขในการคำนวณเพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุด ในแต่ละช่วงเวลา

### 5.2.1 ฟังก์ชันจุดประสงค์

ฟังก์ชันจุดประสงค์ที่ใช้ในการคำนวณ คือ การคำนวณหาค่าต่ำสุดของค่าใช้จ่าย ซึ่งค่าใช้จ่ายที่พิจารณานี้ ประกอบไปด้วยค่าดำเนินการ ค่าบำรุงรักษา และค่าเชื้อเพลิง ซึ่งในระบบทดสอบที่จะกล่าวถึงในบทที่ 7 เชื้อเพลิงที่ใช้คือก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้จะไม่พิจารณาต้นทุนการติดตั้งเพราะไม่เหมาะสมกับการคำนวณเพื่อหาจุดทำงาน

จากหัวข้อที่ 5.1 ระบบที่แรกที่พิจารณา คือ ระบบที่ประกอบด้วยระบบ CCHP หม้อไอน้ำสำรอง และเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม สามารถสร้างฟังก์ชันจุดประสงค์ซึ่งประกอบด้วยค่าใช้จ่ายสามส่วน อันได้แก่ ค่าใช้จ่ายจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบ CCHP ค่าใช้จ่ายจากการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากกริด และค่าใช้จ่ายจากการผลิตพลังงานความร้อนจากหม้อไอน้ำสำรอง โดยค่าใช้จ่ายจะแทนด้วยเครื่องหมายบวก เพราะเป็นสมการค่าใช้จ่าย ทั้งนี้ต้องบวกรายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้าให้กริดไฟฟ้า และรายได้จากการทำความเย็น สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
Cost = & c_{CCHP}(E_{CCHP,L,t} + E_{CCHP,G,t}) + c_{elec, buy,t}(E_{grid,t}) \\
& + c_{boiler}(H_{boiler,C,t}) + c_{chiller}(C_{chiller,t}) - c_{elec, sell,t}(E_{CCHP,G,t}) \\
& - c_{cool, sell,t}(C_{chiller,t})
\end{aligned} \tag{5.1}$$

โดยที่

$Cost$	หมายถึง	ต้นทุนรวมการดำเนินการทั้งระบบ (บาท)
$c_{CCHP}$	หมายถึง	ต้นทุนการดำเนินการของระบบ CCHP (บาท/MWh)
$c_{boiler}$	หมายถึง	ต้นทุนการดำเนินการของหม้อไอน้ำสำรอง (บาท/MWh)
$c_{chiller}$	หมายถึง	ต้นทุนการดำเนินการของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม (บาท/MWh)
$c_{elec, buy}$	หมายถึง	อัตราค่าไฟฟ้าที่ระบบ CCHP ขายให้กริดไฟฟ้า (บาท/MWh)
$c_{elec, sell}$	หมายถึง	อัตราค่าไฟฟ้าที่ระบบ CCHP ซื้อจากกริดไฟฟ้า (บาท/MWh)
$c_{cool, sell}$	หมายถึง	อัตราค่าน้ำเย็นที่ระบบใช้เพื่อทำความเย็น (บาท/MWh)

ระบบที่สองที่ใช้ในการพิจารณา คือ ระบบที่ติดตั้งถังเก็บความร้อนเพิ่มเติมเพื่อจัดการความร้อนเหลือ ตามกฎการอนุรักษ์พลังงานดังกล่าวไว้ในบทที่ 2 ดังนั้นต้นทุนการดำเนินการของถังเก็บความร้อนจึงผนวกเข้าในฟังก์ชันจุดประสงค์ ดังนี้

$$\begin{aligned}
Cost = & c_{CCHP}(E_{CCHP,L,t} + E_{CCHP,G,t}) + c_{elec, buy,t}(E_{grid,t}) \\
& + c_{boiler}(H_{boiler,C,t} + H_{boiler,S,t}) + c_{storage}(H_{storage,t}) \\
& + c_{chiller}(C_{chiller,t}) - c_{elec, sell,t}(E_{CCHP,G,t}) - c_{cool, sell,t}(C_{chiller,t})
\end{aligned} \tag{5.2}$$

โดยที่

$c_{storage}$	หมายถึง	ต้นทุนการดำเนินการของถังเก็บความร้อน
---------------	---------	--------------------------------------



ระบบสุดท้ายที่พิจารณา คือ ระบบที่ติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มเติมเพื่อช่วยจ่ายโหลดไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน และสามารถช่วยลดการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากกริด สามารถสร้างฟังก์ชันจุดประสงค์ได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 Cost = & c_{CCHP}(E_{CCHP,L,t} + E_{CCHP,G,t}) + c_{elec,buy,t}(E_{grid,t}) \\
 & + c_{boiler}(H_{boiler,C,t} + H_{boiler,S,t}) + c_{storage}(H_{storage,t}) \\
 & + c_{PV}(E_{PV,L,t} + E_{PV,G,t}) - c_{elec,sell,t}(E_{CCHP,G,t} + E_{PV,G,t}) \\
 & + c_{chiller}(C_{chiller,t}) - c_{cool,sell,t}(C_{chiller,t})
 \end{aligned} \tag{5.3}$$

โดยที่

$c_{PV}$  หมายถึง ต้นทุนการดำเนินการของระบบเซลล์แสงอาทิตย์

ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงเงื่อนไขในการดำเนินการของระบบทั้งสาม

## 5.2.2 เงื่อนไข

เงื่อนไขการทำงานของระบบนั้นถูกสร้างมาจากยุทธวิธีการดำเนินการ ซึ่งการศึกษานี้นำเสนอการสร้างเงื่อนไขโดยแยกเป็นเป็นสามประเภท ได้แก่ เงื่อนไขอุปกรณ์และประสิทธิภาพ เงื่อนไขสมดุลพลังงาน และเงื่อนไขการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขอุปกรณ์และประสิทธิภาพแยกตามการทำงานของอุปกรณ์ดังนี้

1. เงื่อนไขการจ่ายโหลดไฟฟ้าของระบบ CCHP : ระบบ CCHP จะผลิตพลังงานไฟฟ้า เมื่อโหลดไฟฟ้า ( $E_{load,t}$ ) มากกว่าการผลิตต่ำสุดของระบบ CCHP ( $E_{CCHP,min}$ ) ในการศึกษานี้กำหนดไว้ที่ 10% ของค่าพิกัดของระบบ และจะต้องไม่เกินการผลิตสูงสุดของระบบ ( $E_{CCHP,max}$ ) ซึ่งกำหนดให้มีค่าเท่ากับค่าพิกัดดังสมการที่ 5.4

$$E_{CCHP,min} \leq E_{CCHP,L,t} + E_{CCHP,G,t} \leq E_{CCHP,max} \tag{5.4}$$

นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าของระบบ CCHP ยังคำนึงถึงค่า Ramp Rate ( $R_{CCHP}$ ) ซึ่งเป็นไปตามสมการที่ 5.5

$$E_{CCHP,L,t} + E_{CCHP,G,t} \leq E_{CCHP,L,t-1} + E_{CCHP,G,t-1} + R_{CCHP} \quad (5.5)$$

ความร้อนที่ได้จาก CCHP จะต้องอยู่ในช่วงของอัตราส่วนกำลังต่อความร้อนต่ำสุดและสูงสุด ดังแสดงในสมการที่ 5.6 [4]

$$P_2H_{\min} \leq \frac{E_{CCHP,L,t} + E_{CCHP,G,t}}{H_{CCHP,C,t} + H_{exhaust,t} + H_{CCHP,S,t}} \leq P_2H_{\max} \quad (5.6)$$

ในกรณีที่โหลดไฟฟ้าต่ำกว่าการผลิตต่ำสุดของระบบ CCHP ระบบจะซื้อพลังงานไฟฟ้าจากกริด ทั้งนี้หากระบบมีระบบเซลล์แสงอาทิตย์ติดตั้งอยู่ด้วย พลังงานไฟฟ้าส่วนหนึ่งจะมาจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์ด้วย

2. เงื่อนไขการจ่ายโหลดความเย็นของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม : หากในช่วงเวลานั้น ๆ ไม่มีโหลดความเย็น ( $C_{load,t}$ ) กำหนดให้เครื่องทำความเย็นไม่ดำเนินการ แต่ถ้าหากโหลดความเย็นน้อยกว่าการผลิตความเย็นต่ำสุดของเครื่องทำความเย็น ( $ACH_L$ ) กำหนดให้เครื่องทำความเย็นทำงานที่ค่าต่ำสุด และในทางกลับกันถ้าโหลดความเย็นมากกว่าการผลิตความเย็นสูงสุดของเครื่องทำความเย็น ( $ACH_H$ ) กำหนดให้เครื่องทำความเย็นทำงานที่ค่าสูงสุด และสุดท้ายหากโหลดความเย็นอยู่ในย่านการทำงาน เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมจะผลิตพลังงานเท่าโหลดความเย็นนั้น จึงกำหนดเป็นสมการดังนี้

$$ACH_L \leq C_{Chiller,t} \leq ACH_H \quad (5.7)$$

ทั้งนี้ในการศึกษานี้ได้กำหนดให้  $ACH_L$  มีค่าเท่ากับ 10% ของค่าพิกัด และ  $ACH_H$  มีค่าเท่ากับค่าพิกัดของเครื่องทำความเย็น

3. เงื่อนไขการจ่ายโหลดความร้อนของหม้อไอน้ำสำรอง : ถ้าความร้อนสูงสุดที่ผลิตได้จากระบบ CCHP เพียงพอต่อความต้องการความเย็น หม้อไอน้ำจะไม่ทำงาน แต่ถ้าหากระบบ CCHP ไม่สามารถจ่ายความร้อนได้เพียงพอต่อความต้องการความเย็น หม้อไอน้ำจะทำงาน โดยการทำงานจะต้องอยู่ในช่วงการผลิตความร้อนต่ำสุด ( $AB_L$ ) และการผลิตความร้อนสูงสุดของหม้อไอน้ำสำรอง ( $AB_H$ ) จึงกำหนดเป็นสมการได้ดังนี้

$$AB_L \leq H_{boiler,C,t}(+H_{boiler,S,t}) \leq AB_H \quad (5.8)$$

ทั้งนี้ในการศึกษานี้ได้กำหนดให้  $AB_L$  มีค่าเท่ากับ 10% ของค่าพิกัด และ  $AB_H$  มีค่าเท่ากับค่าพิกัดของหม้อไอน้ำสำรอง นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าของระบบ CCHP ยังคำนึงถึงค่า Ramp Rate ( $R_{CCHP}$ ) ซึ่งเป็นไปตามสมการ

$$H_{boiler,C,t}(+H_{boiler,S,t}) \leq H_{boiler,C,t-1}(+H_{boiler,S,t-1}) + R_{boiler} \quad (5.9)$$

4. เงื่อนไขการเก็บและจ่ายความร้อนของถังเก็บความร้อน : การเก็บและจ่ายความร้อนของถังเก็บความร้อนจะพิจารณาความสูญเสียความร้อนในแต่ละคาบเวลา อีกทั้งคำนึงประสิทธิภาพการเก็บและการจ่ายความร้อน ซึ่งเป็นไปตามสมการ 5.10 [4]

$$Sto_t = init * \mu^t + \sum_{j=1}^t [\varepsilon * (H_{CCHP,S,t} + H_{boiler,S,t}) - \delta(H_{storage,t})] * \mu^{t-j+1} \quad (5.10)$$

โดยที่

$Sto_t$	หมายถึง	พลังงานความร้อนที่เก็บในถังเก็บความร้อน ณ เวลา t
$init$	หมายถึง	พลังงานความร้อนเริ่มต้น
$\mu$	หมายถึง	สัมประสิทธิ์การสูญเสียความร้อน
$\varepsilon$	หมายถึง	ประสิทธิภาพการเก็บความร้อน
$\delta$	หมายถึง	ประสิทธิภาพการจ่ายความร้อน

นอกจากนี้ การเก็บและการจ่ายความร้อนต้องพิจารณาพิกัดสูงสุด ( $S_{max}$ ) และพิกัดต่ำสุด ( $S_{min}$ ) ของถังเก็บความร้อนด้วย โดยพิจารณาที่ 10% ของพิกัดสูงสุด

$$S_{min} \leq Sto_t \leq S_{max} \quad (5.11)$$

อัตราการเก็บ ( $R_{charge}$ ) และการจ่าย ( $R_{discharge}$ ) พลังงานความร้อนถูกนำมาพิจารณา ดังสมการที่ 5.12 และ 5.13

$$\varepsilon * (H_{CCHP,S,t} + H_{boiler,S,t}) \leq R_{charge} \quad (5.12)$$

$$\delta * (H_{storage,t}) \leq R_{discharge} \quad (5.13)$$

### เงื่อนไขสมมูลพลังงาน

1. เงื่อนไขสมมูลพลังงานไฟฟ้า : พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ CCHP ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ และพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อมาจากกริด ต้องเท่ากับโหลดไฟฟ้าในทุกช่วงเวลา

$$E_{load,t} = E_{CCHP,L,t} + E_{grid,t} + E_{PV,L,t} \quad (5.14)$$

2. เงื่อนไขสมมูลพลังงานความร้อน : พลังงานความร้อนที่ผลิตจากเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมต้องเท่ากับโหลดความร้อนในทุกช่วงเวลา

$$C_{load,t} = C_{chiller} \quad (5.15)$$

### เงื่อนไขการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากถูกกำหนดให้ขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ สามารถกำหนดเป็นสมการได้ดังนี้

$$E_{CCHP,G} \leq 10 \quad (5.16)$$

### 5.2.3 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ผลรวมของปริมาณ CO<sub>2</sub> ที่เกิดจากการทำงานของอุปกรณ์ในระบบเป็นดัชนีชี้วัดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยสามารถอธิบายเป็นสมการได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 = & \frac{\text{EF}_{\text{CCHP,CO}_2}}{\eta_{\text{CCHP,EE}}} (E_{\text{CCHP,L}} + E_{\text{CCHP,G}}) + \text{GEF}_{\text{CO}_2} E_{\text{grid}} \\ & + \frac{\text{EF}_{\text{boiler,CO}_2}}{\eta_{\text{boiler}}} (H_{\text{boiler,C}} (+H_{\text{boiler,S}})) \end{aligned} \quad (5.17)$$

โดยที่

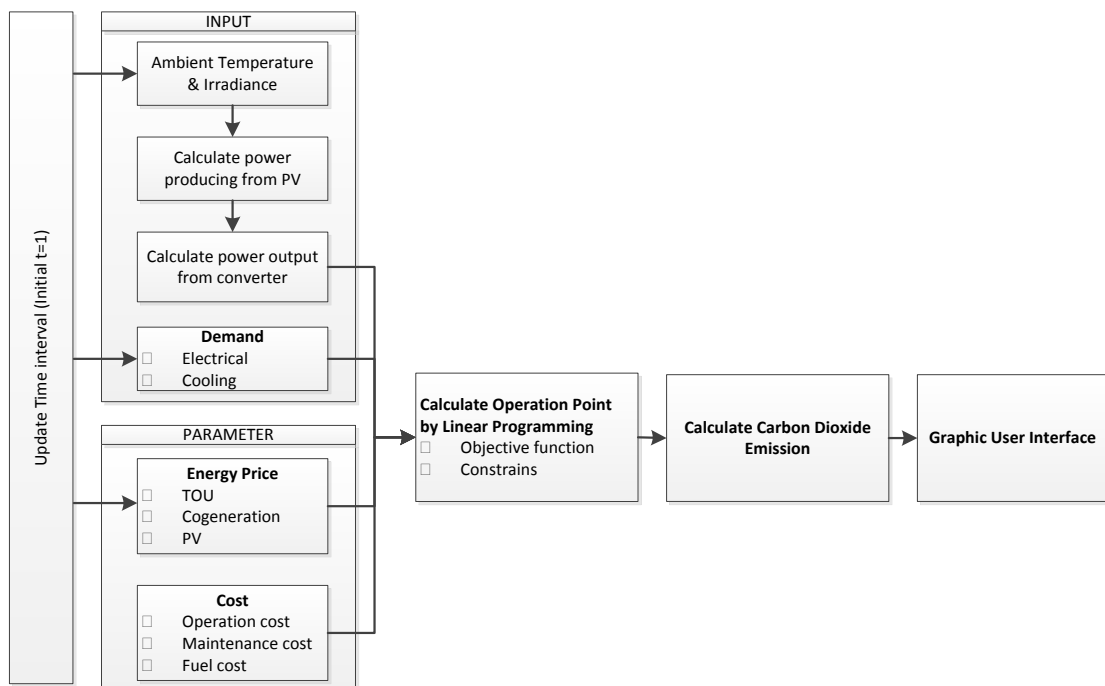
CO <sub>2</sub>	หมายถึง	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดขึ้นทั้งหมดในการดำเนินการของระบบ (tonCO <sub>2</sub> )
EF <sub>CCHP,CO<sub>2</sub></sub>	หมายถึง	ตัวประกอบการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการดำเนินการของ CCHP (tonCO <sub>2</sub> /MWh)
EF <sub>boiler,CO<sub>2</sub></sub>	หมายถึง	ตัวประกอบการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการดำเนินการของหม้อไอน้ำ (tonCO <sub>2</sub> /MWh)
GEF <sub>CO<sub>2</sub></sub>	หมายถึง	ตัวประกอบการเกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เมื่อมีการใช้พลังงานไฟฟ้าจาก (tonCO <sub>2</sub> /MWh)

ทั้งนี้จากการศึกษา [22] พบว่า EF<sub>CCHP,CO<sub>2</sub></sub>, EF<sub>boiler,CO<sub>2</sub></sub> และ GEF<sub>CO<sub>2</sub></sub> มีค่าเท่ากับ 0.1702, 0.1821 และ 0.5944 tonCO<sub>2</sub>/MWh

### 5.3 กระบวนการแก้ปัญหาแบบเวลาจริง

กระบวนการแก้ปัญหาแบบเวลาจริง นำเสนอการแก้ปัญหาเพื่อหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุด ณ เวลานั้น ๆ ทั้งนี้ผู้ประกอบการหรือเจ้าของอาคารต้องมีข้อมูลนำเข้าให้ครบทั้งชุดข้อมูล อันประกอบไปด้วยความต้องการพลังงานไฟฟ้า ความต้องการพลังงานความร้อน ค่าดำเนินการ ซึ่งรวมค่าซ่อมบำรุงและค่าเชื้อเพลิง อัตราราคาพลังงานไฟฟ้า อัตราราคาน้ำเย็น รวมไปถึงความเข้มแสงและอุณหภูมิ ณ เวลา t จากนั้นระบบจะแก้ปัญหาโดยอาศัยฟังก์ชันจุดประสงค์ และเงื่อนไข

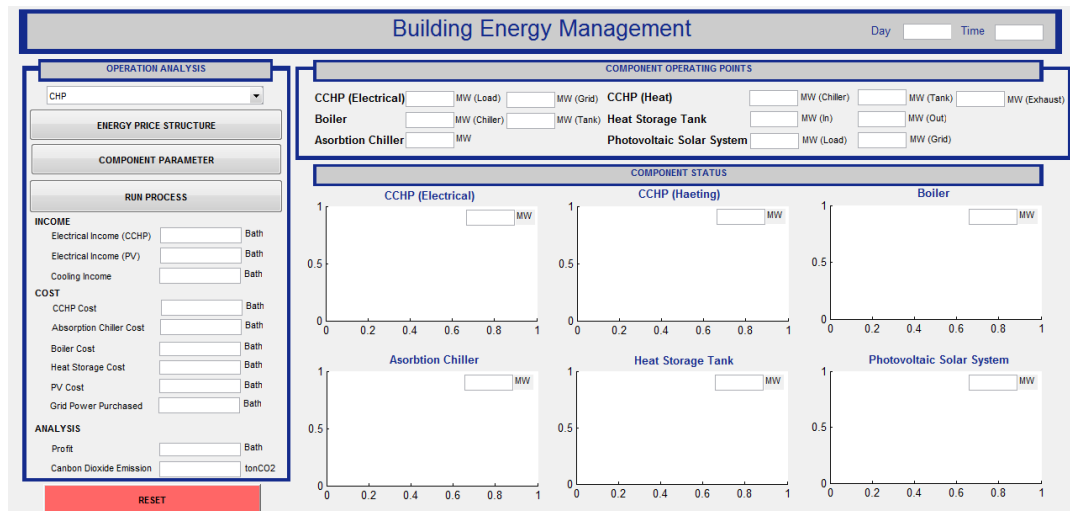
ดังกล่าวในหัวข้อ 5.2 ผลลัพธ์ที่ได้คือจุดทำงานของทุกอุปกรณ์ ณ เวลา  $t$  ระบบจะคำนวณหาปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดขึ้นตั้งแต่เริ่มดำเนินการ จากนั้นเวลาจะถูกอัปเดตเป็นช่วงเวลาสุดท้าย ซึ่งในงานวิจัยนี้ทำการอัปเดตเวลาทุก 1 ชั่วโมง ซึ่งอาจปรับเปลี่ยนคาบเวลาตามความเหมาะสมและสอดคล้องกับข้อมูลขาเข้า จากนั้นระบบจะทำการคำนวณหาจุดทำงาน ณ เวลา  $t+1$  เช่นนี้เรื่อยไป แผนภาพการคำนวณสามารถสรุปได้ดังภาพที่ 5.4



ภาพที่ 5.4 ขั้นตอนการแก้ปัญหาแบบเวลาจริง

#### 5.4 การออกแบบส่วนต่อประสานผู้ใช้

ส่วนต่อประสานผู้ใช้ประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก อันได้แก่ การวิเคราะห์การดำเนินการ (Operation Analysis) จุดทำงานของอุปกรณ์ (Component operating point) และสถานะการทำงานของอุปกรณ์ (Component Status) แผนภาพแสดงดังภาพที่ 5.5 โดยที่มุมมองบนจะแสดงจำนวนวัน ตั้งแต่เริ่มดำเนินการระบบ และแสดงเวลาแบบ 24 ชั่วโมง



ภาพที่ 5.5 ส่วนต่อประสานผู้ใช้

ส่วนแรก การวิเคราะห์การดำเนินการ (Operation Analysis) แสดงดังภาพที่ 5.6

**OPERATION ANALYSIS**

**ENERGY PRICE STRUCTURE**

**COMPONENT PARAMETER**

**RUN PROCESS**

**INCOME**

Electrical Income (CCHP)  Bath

Electrical Income (PV)  Bath

Cooling Income  Bath

**COST**

CCHP Cost  Bath

Absorption Chiller Cost  Bath

Boiler Cost  Bath

Heat Storage Cost  Bath

PV Cost  Bath

Grid Power Purchased  Bath

**ANALYSIS**

Profit  Bath

Carbon Dioxide Emission  tonCO<sub>2</sub>

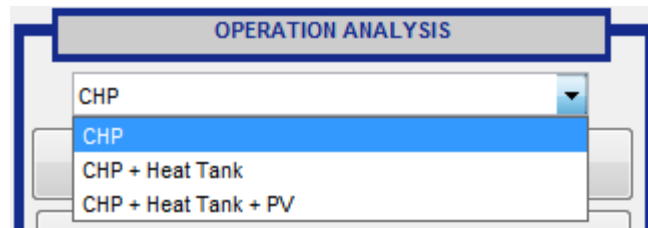
**RESET**

ภาพที่ 5.6 วิเคราะห์การดำเนินการ(Operation Analysis)

ประกอบไปด้วยแถบเลือกการดำเนินการ อันได้แก่

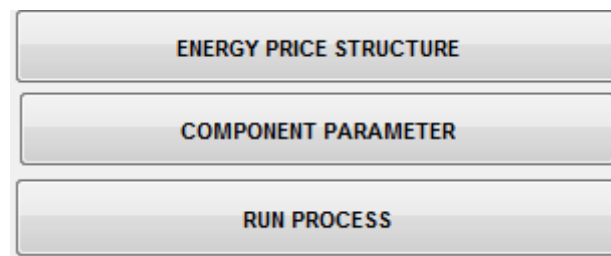
1. ดำเนินระบบด้วยระบบ CCHP เพียงอย่างเดียว (CCHP)
2. ดำเนินระบบด้วยระบบ CCHP พร้อมถังเก็บความร้อน (CCHP+HST)
3. ดำเนินระบบด้วยระบบ CCHP พร้อมถังเก็บความร้อนและระบบเซลล์แสงอาทิตย์  
CCHP+HST+PV





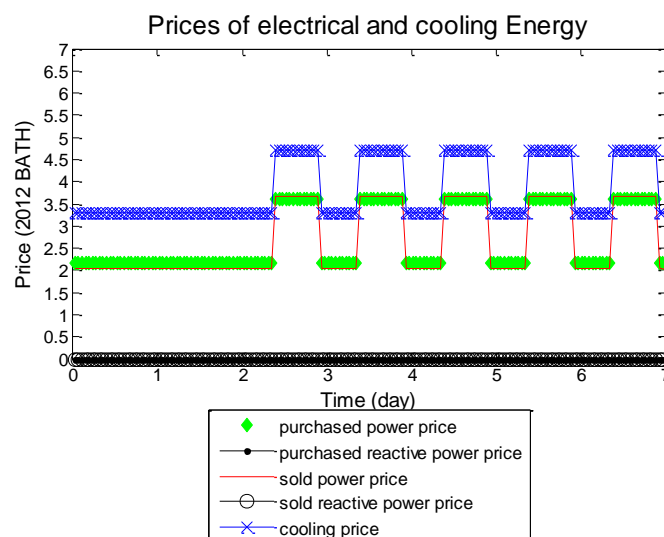
ภาพที่ 5.7 แถบเลือกการดำเนินการ

ผู้ใช้งานต้องเลือกแถบนี้เป็นสิ่งแรก เพื่อระบุว่าต้องการดำเนินการระบบแบบใด จากนั้นทำการกดปุ่มด้านล่างซึ่งประกอบไปด้วย 3 ปุ่มดังนี้



ภาพที่ 5.8 ปุ่มกดการดำเนินระบบ

1. ENERGY PRICE STRUCTURE: แสดงโครงสร้างราคาพลังงานในหนึ่งสัปดาห์เริ่มจากวันเสาร์ ถึง วันศุกร์ ทั้งสิ้น 7 วัน ดังแสดงในภาพที่ 5.9



ภาพที่ 5.9 ส่วนแสดงโครงสร้างราคาพลังงาน

2. COMPONENT PARAMETER: แสดงพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ ดังแสดงในภาพที่ 5.10

CCHP Module Parameter	
Rated electrical power (MW)	23
Minimum power production (MW)	1
Maximum power production (MW)	23
Minimum ratio of heat to power	0.695
Maximum ratio of heat to power	1

Auxiliary Boiler Parameter	
Rated thermal power (MW)	45
Minimum thermal energy production (MW)	4.5
Maximum thermal energy production (MW)	45

Absorption Chiller Parameter	
Rated cooling power (MW)	45
Minimum cooling energy production (MW)	4.5
Maximum cooling energy production (MW)	45
Coefficient of Performance	0.65
Technical efficiency	0.88
Practical efficiency	0.95

Heat Storage Tank Parameter	
Capacity (MW)	12
Heat storage tank charge efficiency	0.95
Heat storage tank discharge efficiency	0.95
Heat storage tank loss coefficient	0.01
Heat storage tank charge rate (MW/h)	4
Heat storage tank discharge rate (MW/h)	4
Minimum thermal energy storage (MW)	0.1
Nominal capacity (MW)	1.2
Initial thermal energy storage (MW)	0

ภาพที่ 5.10 ส่วนแสดงพารามิเตอร์ของระบบ

3. RUN PROCESS : ปุ่มนี้มีหน้าที่เพื่อเพื่อสั่งให้ระบบดำเนินการ โดยผลจากการดำเนินการจะแสดงที่ช่องด้านล่างซึ่งประกอบไปด้วยสามส่วน ดังนี้

- INCOME หมายถึง รายได้จากการขายพลังงาน
- COST หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการดำเนินระบบ แยกตามอุปกรณ์
- ANALYSIS หมายถึง กำไรที่ได้จากการดำเนินระบบ และปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปลดปล่อยจากระบบ

<b>INCOME</b>	
Electrical Income (CCHP)	<input type="text"/> Bath
Electrical Income (PV)	<input type="text"/> Bath
Cooling Income	<input type="text"/> Bath
<b>COST</b>	
CCHP Cost	<input type="text"/> Bath
Absorption Chiller Cost	<input type="text"/> Bath
Boiler Cost	<input type="text"/> Bath
Heat Storage Cost	<input type="text"/> Bath
PV Cost	<input type="text"/> Bath
Grid Power Purchased	<input type="text"/> Bath
<b>ANALYSIS</b>	
Profit	<input type="text"/> Bath
Carbon Dioxide Emission	<input type="text"/> tonCO2

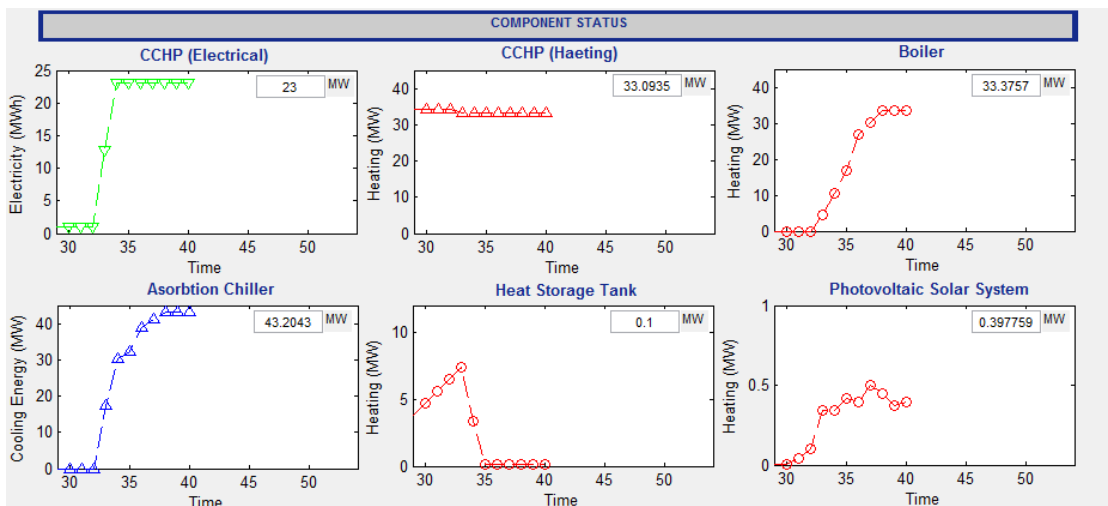
ภาพที่ 5.11 แสดงกำไร ค่าใช้จ่าย และการวิเคราะห์

ส่วนที่สอง จุดทำงานของอุปกรณ์ (Component operating point) : แสดงจุดทำงานของทุก อุปกรณ์ต่าง ๆ ซึ่งผู้ปฏิบัติการสามารถปรับตั้งอุปกรณ์ เพื่อให้ระบบทำงาน ณ จุดทำงานที่เหมาะสม

COMPONENT OPERATING POINTS											
CCHP (Electrical)	<input type="text"/>	MW (Load)	<input type="text"/>	MW (Grid)	CCHP (Heat)	<input type="text"/>	MW (Chiller)	<input type="text"/>	MW (Tank)	<input type="text"/>	MW (Exhaust)
Boiler	<input type="text"/>	MW (Chiller)	<input type="text"/>	MW (Tank)	Heat Storage Tank	<input type="text"/>	MW (In)	<input type="text"/>	MW (Out)		
Absorption Chiller	<input type="text"/>	MW			Photovoltaic Solar System	<input type="text"/>	MW (Load)	<input type="text"/>	MW (Grid)		

ภาพที่ 5.12 ส่วนแสดงจุดทำงานของอุปกรณ์

ส่วนที่สาม การทำงานของอุปกรณ์ (Component Status) : แสดงแผนภาพแสดงการทำงานของ อุปกรณ์ต่าง ๆ โดยผู้ปฏิบัติการสามารถสังเกตความผิดปกติที่เกิดขึ้นกับแต่ละอุปกรณ์ได้ อีกทั้ง ยังแสดงค่าพลังงานในกล่องด้านมุมขวาบน เพื่อช่วยต่อการอ่านค่า



ภาพที่ 5.13 ส่วนแสดงสถานะการทำงานของอุปกรณ์

## บทที่ 6

### สารสนเทศจำเป็นในระบบจัดการพลังงานในอาคาร

บทนี้กล่าวถึงสารสนเทศที่จำเป็นต้องมีก่อนการจัดการพลังงานในอาคาร ได้แก่ โหลดอาคาร ราคาพลังงาน ขนาดของระบบ ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการและการซ่อมบำรุง ทั้งนี้เนื้อหาบางส่วนจะเนื่องในกับระบบทดสอบที่จะกล่าวถึงในบทที่ 7 เพื่อความเข้าใจมากขึ้น

#### 6.1 โหลดอาคาร

โหลดอาคารในต่างประเทศประกอบด้วยโหลดไฟฟ้า โหลดความร้อน และโหลดความเย็น ซึ่งผู้ประกอบการหรือเจ้าของอาคารส่วนใหญ่บันทึกโหลดเหล่านี้ในรูปกำลังงานในทุกสิบห้านาทีหรือทุกหนึ่งชั่วโมง แต่ในประเทศไทยโหลดความร้อนยังไม่มีในโหลดอาคาร หรือมีเป็นส่วนน้อย อาทิเช่น อาคารประเภทโรงแรม จึงมีเพียงแค่โหลดไฟฟ้าและโหลดความเย็น

โหลดอาคารที่นำมาศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์กับโหลดศูนย์การค้าดังกล่าวในบทที่ 7 นั้น เป็นโหลดทางไฟฟ้ารวมของศูนย์การค้าแห่งหนึ่งในประเทศไทย โดยข้อมูลนี้เป็นโหลดทางไฟฟ้าทั้งหมด ซึ่งรวมโหลดทางไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิตความเย็นด้วย มีข้อมูลจำกัดเพียงหนึ่งเดือนคือเดือนมิถุนายน ดังแสดงในภาคผนวก ซึ่งอาจไม่เพียงพอต่อการทำการทดสอบ จึงทำการพยากรณ์โหลดเพิ่มเป็นโหลดรายชั่วโมง ระยะเวลาหนึ่งปี ดังจะกล่าวในหัวข้อถัดไป

##### 6.1.1 การพยากรณ์โหลด

การพยากรณ์โหลดอ้างอิงตามงานวิจัยของ นฤมลและสมชาติ [15] ซึ่งใช้โครงข่ายประสาทเทียม ชนิดที่มีการแพร่ค่าย้อนกลับ (Feedforward Backpropagation Neural Network) ลักษณะการเรียนรู้แบบมีผู้สอน (Supervised Learning) และใช้ความสัมพันธ์ระหว่างความต้องการพลังงานไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟกับอุณหภูมิสูงสุด-ต่ำสุด มาร่วมวิเคราะห์

โครงข่ายประสาทเทียมชนิดที่มีการแพร่ค่าย้อนกลับ ประกอบไปด้วยชั้นอินพุท (Input Layer) ชั้นซ่อน (Hidden Layer) และชั้นเอาต์พุท (Output Layer) ซึ่งชั้นเหล่านี้แทนปมประสาท นิวรอน ในชั้นอินพุทจะส่งสัญญาณไปยังชั้นซ่อน และนิวรอนในชั้นซ่อนจะส่งสัญญาณไปยังชั้นเอาต์พุท

ในการศึกษานี้จะใช้ชั้นซ่อนทั้งหมดสองชั้น ซึ่งสามารถแก้ปัญหาได้ดีกว่าโครงสร้างที่มีจำนวน 1 ชั้นซ่อน และแก้ปัญหาได้เร็วกว่าโครงสร้างที่มีจำนวน 3 ชั้นซ่อน

การศึกษานี้ใช้ Neural Network Toolbox ของโปรแกรม Matlab ฝึกสอนโครงข่ายประสาทเทียมด้วย Levenbreg-Maquardt algorithm (trainlm) โดยใช้ทรานเฟอร์ฟังก์ชัน log-sigmoid transfer function ในทุกชั้นซ่อนและชั้นเอาต์พุต โดยสามารถเขียนสมการ log-sigmoid transfer ได้ดังนี้

$$a(n) = \frac{1}{1 + e^{-n}} \quad (6.1)$$

เอาต์พุตที่ได้ต้องให้ค่า ความผิดพลาดเฉลี่ยสัมบูรณ์ (mean absolute percentage error) น้อยที่สุด ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้ [15]

$$mape = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{E_{ANN,t} - E_{real,t}}{E_{real,t}} \right| \quad (6.2)$$

โดยที่

$E_{ANN,t}$  คือ พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากโครงข่ายประสาทเทียม (MW)

$E_{real,t}$  คือ พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากข้อมูลจริง (MW)

$N$  คือ จำนวนข้อมูลที่ใช้ในการทดสอบ

อินพุตที่ใช้ในการพยากรณ์ประกอบไปด้วยโหลดรายสัปดาห์ที่ก่อนวันพยากรณ์ 2 วัน และ 1 วันตามลำดับ อุณหภูมิสูงสุด-ต่ำสุดก่อนวันพยากรณ์ 2 วัน 1 วัน และวันที่พยากรณ์ตามลำดับ วันในรอบสัปดาห์ซึ่งแสดงด้วยเลขฐานสอง ซึ่งแสดงในตารางที่ 6.2 และสถานะวันหยุดหรือวันทำงาน อินพุตทั้งหมดแสดงในตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 อินพุตทั้งหมดที่ใช้ในการพยากรณ์ [15]

ข้อมูลการเรียนรู้	จำนวน
โหลดรายชั่วโมงก่อนวันพยากรณ์ 2 วัน	24
โหลดรายชั่วโมงก่อนวันพยากรณ์ 1 วัน	24
อุณหภูมิสูงสุด-ต่ำสุดก่อนวันพยากรณ์ 2 วัน	2
อุณหภูมิสูงสุด-ต่ำสุดก่อนวันพยากรณ์ 1 วัน	2
อุณหภูมิสูงสุด-ต่ำสุดวันที่พยากรณ์	2
วันในรอบสัปดาห์ กำหนดด้วยเลขฐาน 2	3
สถานะวันหยุดมีค่าเป็น 0 วันทำงานมีค่าเป็น 1	1
รวม	58

ตารางที่ 6.2 การกำหนดวันในรอบสัปดาห์ เป็นเลขฐานสอง สามบิต [15]

บิตวัน	จันทร์	อังคาร	พุธ	พฤหัสบดี	ศุกร์	เสาร์	อาทิตย์
1	0	0	0	1	1	1	1
2	0	1	1	0	0	1	1
3	1	0	1	0	1	0	1

ในวิทยานิพนธ์นี้ใช้ชุดข้อมูลฝึกสอนทั้งหมด 15 วัน และใช้ข้อมูลชุดทดสอบทั้งหมด 11 วัน ใช้จำนวนนิรอนในชั้นซ่อนที่ 1 เท่ากับ 8 นิรอน และในชั้นซ่อนที่ 2 เท่ากับ 3 นิรอน ซึ่งงานวิจัยของ นฤมลและสมชาติ [15] ได้ระบุชัดว่าเป็นจำนวนที่เหมาะสมกับการพยากรณ์โหลดที่ใช้อินพุตในรูปดังที่กล่าวมานี้ การเรียนรู้และการทดสอบให้ค่าความผิดพลาดเฉลี่ยสัมบูรณ์เท่ากับ 3.032 และ 3.5567 ค่าดังกล่าวนี้เกิดจากค่าเฉลี่ยจากการฝึกสอนและทดสอบทั้งหมดหนึ่งพันครั้ง

จากนั้นทำการพยากรณ์โหลดเป็นระยะเวลาหนึ่งปี เป็นจำนวน 35,040 ข้อมูล ดังแสดงในภาคผนวก เพื่อใช้เป็นโหลดไฟฟ้ารวมในการทดสอบระบบ ในหัวข้อถัดไปแสดงวิธีการจำแนกโหลดไฟฟ้ารวมออกเป็นโหลดทางความเย็น และโหลดไฟฟ้าอื่น ๆ

## 6.1.2 การจำแนกโหลด

การจำแนกโหลดทางไฟฟ้าอ้างอิงตามตามรายงานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) [10] อาคารประเภทศูนย์การค้ามีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าแสงสว่างร้อยละ 25 เครื่องปรับอากาศร้อยละ 43 และไฟฟ้าอื่น ๆ ร้อยละ 32 จากข้อมูลดังกล่าวนี้พิจารณาระบบปรับอากาศเป็น 2 ส่วนหลัก ได้แก่ เครื่องทำน้ำเย็น และส่วนอื่น ๆ (ระบบระบายความร้อน ระบบจ่ายน้ำเย็น และระบบส่งลมเย็น) พิจารณาค่าสัมประสิทธิ์ประสิทธิภาพของระบบปรับอากาศตามเอกสารอ้างอิง ดังนี้

เครื่องทำน้ำเย็นชนิดระบบความร้อนด้วยน้ำ (water cooled water chiller) ขนาด 500 ตัน ความเย็นขึ้นไป ต้องมีค่าสัมประสิทธิ์สมรรถนะ (coefficient of performance, COP) ขั้นต่ำเท่ากับ 5.67 หรือมีตัวประกอบประสิทธิภาพ (efficiency factor, EF) เท่ากับ 0.62 kW/ton และส่วนอื่นๆของระบบปรับอากาศต้องมี COP ขั้นต่ำรวมกัน 7.03 หรือ EF 0.5 kW/ton [10]

ศูนย์การค้าตัวอย่างที่จะใช้ทดสอบในบทที่ 7 ติดตั้งระบบปรับอากาศขนาด 12,000 ตัน ความเย็น โดยการจำแนกโหลดความเย็นสามารถดำเนินตามแนวทางดังต่อไปนี้

1. สมมติค่าโหลดฐานของระบบ พิจารณาในช่วงเวลาความต้องการไฟฟ้าสูงสุด คือ ช่วงเวลา 12.00-20.00 น. โดยมีค่าประมาณ 30 เมกะวัตต์ชั่วโมง ทั้งนี้การสมมติ โหลดช่วงฐาน กำหนดให้ โหลดระบบปรับอากาศทำงานเต็มพิกัดที่ร้อยละ 100 หมายถึงเป็นโหลดคงที่ในช่วงเวลาดังกล่าว
2. คำนวณพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ถูกใช้โดยเครื่องทำน้ำเย็น ดังนี้
  - 2.1 คำนวณพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบใช้ นั่นคือ 43% ของโหลดไฟฟ้ารวม ดังนั้นจึงคำนวณได้ดังนี้  $30MWh \times 43\% = 12.9MWh$
  - 2.2 คำนวณพลังงานไฟฟ้าสูงสุดที่เครื่องทำน้ำเย็นต้องการ โดยคำนวณจากสัดส่วนการใช้พลังงานของเครื่องปรับอากาศ (ประกอบด้วยระบบทำน้ำเย็น 0.62kW/ton อื่นๆ 0.5kW/ton ดังกล่าวข้างต้น) นั่นคือ  $\frac{0.62}{0.62 + 0.5} \times 12.9 = 7.14MWh$
3. กำหนดรูปแบบการใช้พลังงานของเครื่องทำน้ำเย็น โดยคิดเป็นร้อยละของค่าพลังงานไฟฟ้าสูงสุด

ตารางที่ 6.3 สัดส่วนการดำเนินเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม

ช่วงเวลา	สัดส่วน	ช่วงเวลา	สัดส่วน
0.00 – 7.00	0%	12.00 – 13.00	95%
7.00 – 8.00	20%	13.00 – 20.00	100%
8.00 – 9.00	40%	20.00 – 21.00	80%
9.00 – 10.00	70%	21.00 – 22.00	70%
10.00 – 11.00	85%	22.00 – 23.00	40%
11.00 – 12.00	90%	23.00 – 24.00	20%

4. การคำนวณโหลดไฟฟ้าอื่น ๆ ของระบบสามารถทำได้โดย นำโหลดเครื่องทำน้ำเย็นหักลบออกจากโหลดไฟฟ้ารวม
5. โหลดความเย็นของระบบสามารถคำนวณได้จากการใช้โหลดเครื่องทำน้ำเย็นหารด้วยค่า COP

## 6.2 ราคาพลังงาน

### 6.2.1 ราคาพลังงานไฟฟ้า

ราคาพลังงานไฟฟ้าสามารถแบ่งออกได้เป็นสองประเภท ราคาพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากกริด และราคาพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้กับกริด โดยมีรายละเอียดดังนี้

ราคาพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากกริดจะอ้างอิงจากอัตราค่าไฟฟ้าของ กฟน. ประจำเดือนมิถุนายน 2555 [16] และเนื่องจากการค้าตัวอย่าง ถือเป็นกิจการประเภท 4 นั่นคือกิจการขนาดใหญ่ตามการแบ่งประเภทของ กฟน. และมีการรับแรงดันที่ระดับ 69 กิโลโวลต์ จากเอกสารอ้างอิงดังกล่าว ราคาพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย หรือ บาท/kWh) ตามอัตราช่วงเวลาของการใช้ (time of use tariff, TOU) ที่แรงดัน 69 kv คือ ช่วง On Peak (9.00-22.00 สำหรับวันจันทร์-วันศุกร์) คิดเป็น 3.5982 บาท/หน่วย และช่วง Off Peak (ช่วงเวลาที่เหลือ รวมถึงวันแรงงาน และวันหยุดราชการตามปกติ) คิดเป็น 2.1572 บาท/หน่วย

สำหรับราคาพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้กับกริด จากการศึกษาพบว่า [17] กฟน. จะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าชนิด Cogeneration ด้วยด้วยอัตราค่าไฟฟ้าตามโครงสร้างค่าไฟฟ้า



ขายส่ง ณ ระดับแรงดันที่เชื่อมโยง หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ กฟน. จะรับซื้อไฟฟ้าด้วยอัตราเดียวกับที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ (กฟผ.) ขายให้กับ กฟน. นั่นคือ [18] ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ปลายสายส่งขนาด 69 kv ในช่วง On Peak คิดเป็น 3.6781 บาท/หน่วย และช่วง Off Peak คิดเป็น 2.0412 บาท/หน่วย

กล่าวโดยสรุปราคาพลังงานไฟฟ้าตามอัตรา TOU ที่ระดับแรงดัน 69 kv จะเป็นไปตามตารางข้างล่าง ดังนี้

ตารางที่ 6.4 โครงสร้างราคาพลังงานไฟฟ้า

ช่วงเวลา	On Peak (9.00-22.00 วันจันทร์-วัน ศุกร์)	Off Peak (ช่วงเวลาที่เหลือ รวมถึงวัน แรงงาน และวันหยุดราชการ ตามปกติ)
ราคาพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากกริด (บาท/หน่วย)	3.5982	2.1572
ราคาพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้กริด (บาท/หน่วย)	3.2504	2.0198

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแห่งประเทศไทย

### 6.2.2 ราคาก๊าซธรรมชาติ

จากการศึกษา [19] พบว่า การซื้อก๊าซธรรมชาติเข้ามาใช้ดำเนินธุรกิจหรืออุตสาหกรรมจะต้องเป็นไปตามหลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีสูตรคำนวณคือ

$$P_{NG} = [(1 + M) \times WH] + T \quad (6.3)$$

โดยที่

$P_{NG}$	หมายถึง	ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาทต่อล้านบีทียู หรือ $\$/MMBtu$ )
$M$	หมายถึง	ค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซ

WH	หมายถึง	ราคาเฉลี่ยของเนื่อก๊าซที่ส่งเข้าระบบส่งก๊าซ (฿/MMBtu)
T	หมายถึง	อัตราค่าบริการส่งก๊าซ (฿/MMBtu)

ค่าตอบแทนในการจัดหาและจำหน่ายก๊าซ (M) จะถูกกำหนดตามประเภทของผู้ใช้ก๊าซ โดยคิดเป็นอัตราร้อยละของราคาเฉลี่ยของเนื่อก๊าซ นั่นคือ

- ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระ จะถูกคิดในอัตราร้อยละ 1.75 ของราคาเฉลี่ยของเนื่อก๊าซ แต่ต้องไม่เกิน 2.1525 ฿/MMBtu
- ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก จะถูกคิดในอัตราร้อยละ 9.33 ของราคาเฉลี่ยของเนื่อก๊าซ แต่ต้องไม่เกิน 11.4759 ฿/MMBtu

อัตราค่าบริการส่งก๊าซ (T) จะถูกกำหนดโดยบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยจากการศึกษา [20] พบว่า อัตราค่าบริการส่งก๊าซ แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ อัตราค่าบริการส่วนต้นทุนคงที่ (demand charge) และอัตราค่าบริการส่วนต้นทุนผันแปร (commodity charge) โดยสำหรับระบบท่อก๊าซบนฝั่งอัตราค่าบริการทั้ง 2 มีค่าเท่ากับ 12.0654 และ 1.1112 บาทต่อล้านบีทียูตามลำดับ ดังนั้นอัตราค่าบริการส่งก๊าซ (T) สำหรับระบบท่อก๊าซบนบกจึงมีค่าเท่ากับ 13.1766 บาทต่อล้านบีทียู

ราคาเฉลี่ยของเนื่อก๊าซ ในรายงานฉบับนี้ได้อ้างอิงถึงราคาเฉลี่ยของเนื่อก๊าซในเดือนมิถุนายน 2555 ของตลาด Henry Hub ซึ่งพบว่าราคาเฉลี่ยของเนื่อก๊าซในเดือนดังกล่าวมีค่าเท่ากับ 2.43 \$/MMBtu หรือ 72.9 ฿/MMBtu (สมมติว่า 1 เหรียญ = 30 บาท)

จากข้อมูลการศึกษาทั้งหมดข้างต้น และโดยสมมติว่า เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก จะได้ว่า ราคาก๊าซธรรมชาติ ( $P_{NG}$ ) ในเดือนมิถุนายน 2555 มีค่าเท่ากับ 92.88 ฿/MMBtu หรือ 0.317 ฿/kWh (โดย 1 kWh = 3412.8 Btu)

ทั้งนี้การคำนวณดังกล่าวอาจไม่เหมาะสมกับราคาก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน ในการทดสอบจึงใช้ราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของประเทศไทยตามเอกสารอ้างอิง [21] ซึ่งมีค่า 211.75 ฿/MMBtu หรือ 0.723 ฿/kWh

### 6.2.3 ราคาน้ำเย็น

ราคาน้ำเย็นใช้สำหรับการเรียกเก็บเงินกับผู้เช่าหรือร้านค้าภายในศูนย์การค้า ซึ่งราคาน้ำเย็นเป็นถูกใช้เป็นส่วนหนึ่งในการหาจุดทำงานที่เหมาะสมที่สุดของระบบประหยัดพลังงาน วิธีคำนวณราคาน้ำเย็นอ้างอิงตามบริษัทแห่งหนึ่งในประเทศไทย มีแนวทางในการคำนวณดังนี้

#### 1. คำนวณค่าความต้องการน้ำเย็น (Demand Charge: DC)

$$DC = D \times UDC \quad (6.4)$$

โดยที่

$D$	หมายถึง	จำนวนรวมของปริมาณพลังงาน (หน่วยเป็น RTH) ที่ใช้ในการทำน้ำเย็นที่ได้จากมาตรวัดปริมาณน้ำเย็น
$UDC$	หมายถึง	อัตราค่าความต้องการน้ำเย็นต่อหน่วยคงที่ตลอดระยะเวลาของสัญญา (2.9366บาทต่อRTH)

#### 2. คำนวณค่าน้ำเย็นแปรผันต่อหน่วย

$$UCC = UCC_0 \times (E / E_0) \quad (6.5)$$

โดยที่

$UCC$	หมายถึง	อัตราค่าน้ำเย็นแปรผันต่อหน่วย
$UCC_0$	หมายถึง	2.3266 บาทต่อ RTH
$E$	หมายถึง	อัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ที่กำหนดโดย กฟน.
$E_0$	หมายถึง	อัตราค่าไฟฟ้าฐาน 2.1180 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

### 3. คำนวณค่าน้ำเย็นแปรผัน (Commodity Charge)

$$CC = D \times UCC \quad (6.6)$$

โดยที่

<i>UCC</i>	หมายถึง	อัตราค่าน้ำเย็นแปรผันต่อหน่วย
<i>CC</i>	หมายถึง	ค่าน้ำเย็นแปรผัน
<i>D</i>	หมายถึง	จำนวนรวมของปริมาณพลังงาน (หน่วยเป็น RTH) ที่ใช้ในการ ทำน้ำเย็นที่ได้จากมาตรวัดปริมาณน้ำเย็น

### 4. คำนวณราคาน้ำเย็น

$$CWP = DC + CC \quad (6.7)$$

โดยที่ *CWP* หมายถึง ค่าน้ำเย็นตามปริมาณน้ำเย็นที่ใช้จริง เมื่อพิจารณาจากค่าไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิตความเย็นของระบบทดสอบ คำนวณค่าน้ำเย็นได้เท่ากับ 4.8129 บาท ในช่วงเวลา on peak และ 3.3883 บาท ในช่วงเวลา off peak

ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงวิธีการเลือกขนาดของระบบ

## 6.3 ขนาดของระบบ

### 6.3.1 การเลือกขนาดระบบ CCHP

ขนาดของระบบ CCHP เลือกตามแนวความคิดที่ระบบต้องทำงานที่ 100% ในช่วงเวลาความต้องการไฟฟ้าสูงสุด เพื่อให้เกิดการใช้ประโยชน์จากระบบสูงสุด

โหลดไฟฟ้าของระบบที่ใช้ทดสอบในบทที่ 7 มีค่าสูงในช่วงเวลา 10.00-20.00 และในช่วงนี้โหลดไฟฟ้าฐานมีค่าประมาณ 23 MW ดังนั้นจึงเลือกขนาดของระบบ CCHP เป็น 23 MW (ค่าพิกัดทางไฟฟ้า)

จากการศึกษาเอกสารอ้างอิงที่ [22] เพื่อเลือกขนาดของระบบ CCHP พบว่า ระบบ CCHP ที่มีขนาดใกล้เคียงกับ 23 MW มากที่สุดคือ ระบบ CCHP ชนิดกังหันก๊าซ (gas turbine) ที่ขนาด 25 MW ดังนั้นค่าพารามิเตอร์ต่างๆของระบบ CCHP 23 MW จะเป็นไปตามตารางข้างล่างดังนี้

ตารางที่ 6.5 รายละเอียดของระบบ CCHP

รายละเอียด	ค่าพารามิเตอร์
ขนาดพิกัดทางไฟฟ้า	23 MW
ประสิทธิภาพทางไฟฟ้า (Electrical Efficiency, $\eta_{CHP,EE}$ )	34.4%
อัตราส่วนกำลังไฟฟ้าต่อความร้อน (Power/Heat Ratio, P2H)	0.695 - 1
ต้นทุนเงินทุน (capital cost)	1,097 \$/kW
ต้นทุนการดำเนินการและการซ่อมบำรุง (operation and maintenance costs, O&M)	0.0049 \$/kWh

### 6.3.2 การเลือกขนาดเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม

การเลือกขนาดเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม พิจารณาจากค่าความต้องการความเย็นสูงสุด ซึ่งค่าความต้องการความเย็นสูงสุดในระบบทดสอบในบตที่ 7 มีค่าเท่ากับ 40.5 เมกะวัตต์ ในแต่ละชั่วโมง และจากเอกสารอ้างอิงที่ [Error! Reference source not found.] ได้กำหนดว่าเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม ชนิด Single Effect จะต้องมีความ COP อย่างน้อย 0.65 จึงเลือกเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม ขนาด 41 MW และมีค่า COP เท่ากับ 0.65

### 6.3.3 การเลือกขนาดหม้อไอน้ำสำรอง

การเลือกขนาดหม้อไอน้ำสำรองทำได้โดย พิจารณาจากขนาดของกำลังความร้อนที่ระบบ CCHP ผลิตไม่เพียงพอกับโหลด เพื่อช่วยให้เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมสามารถทำงานได้อย่างเต็มที่

ระบบทดสอบที่จะกล่าวในบตที่ 7 ใช้เครื่องทำความเย็นขนาด 41 MW และมีค่า COP เท่ากับ 0.65 ดังนั้นจึงต้องการกำลังความร้อนเข้าเท่ากับ 63 MW อย่างไรก็ตามเนื่องจาก ระบบ CCHP สามารถผลิตความร้อนได้สูงสุด 23 MW ทำให้ทราบได้ว่ากำลังความร้อนที่ยังขาดอยู่คือ 40 MW

ดังนั้นจึงสามารถเลือกขนาดของหม้อไอน้ำสำรองเป็น 40 MW สมมติว่าประสิทธิภาพการทำงานของ Auxiliary Boiler ( $\eta_{\text{boiler}}$ ) เท่ากับ 0.95

### 6.3.4 การเลือกขนาดถังเก็บความร้อน

การเลือกขนาดถังเก็บความร้อน พิจารณาจากความร้อนเหลือทิ้งจากระบบ CCHP ซึ่งจะรู้ได้ ต่อเมื่อทำการทดสอบโดยไม่พิจารณาถังเก็บความร้อนก่อน ซึ่งจะกล่าวถึงขนาดของถังเก็บ ที่เลือกขนาด 12 MW เป็นขนาดที่เหมาะสมกับระบบทดสอบที่จะกล่าวถึงในบทที่ 7

### 6.3.5 การเลือกขนาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์

การเลือกขนาดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ชี้ดจำกัดทางด้านข้อมูลที่สมจริง จึงเลือกให้มีขนาดเท่ากับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่เขื่อนสิรินธร ขนาด 1 MW โดยแท้จริงควรเลือกขนาดให้ครอบคลุมถึงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ระบบ CCHP ผลิตไม่เพียงพอกับโหลดไฟฟ้า ซึ่งจะทราบได้ ต่อเมื่อทำการทดสอบกับระบบแล้ว

## 6.4 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของระบบ

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการของทุกอุปกรณ์จะใช้ในการคำนวณตามขั้นตอนที่แสดงไว้ในบทที่ 5 โดยสามารถสรุปเป็นตารางได้ดังนี้ (ต้นทุนการติดตั้งไม่ได้ใช้ในการคำนวณ)

ตารางที่ 6.6 ต้นทุนการดำเนินการระบบของอุปกรณ์ [4],[22],[21]

ประเภทเครื่องจักร	ต้นทุนการติดตั้ง (บาทต่อ กิโลวัตต์)	ค่าดำเนินการและ ซ่อมบำรุง (บาทต่อกิโลวัตต์ ชั่วโมง)	ค่าก๊าซธรรมชาติ (บาทต่อกิโลวัตต์ ชั่วโมง)
CCHP	32,919	0.147	0.723
เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม	8,530	0.099	-
หม้อไอน้ำสำรอง	1200	0.198	0.723
ถังเก็บความร้อน	30,000	0.093	-

ต้นทุนการติดตั้งถึงแม้ไม่ได้ใช้ในขั้นตอนการคำนวณเพื่อหาจุดทำงาน แต่ใช้ในการคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนในภายหลัง ราคาก๊าซธรรมชาติจะนำมาพิจารณาในการกรณีของการเดินเครื่อง CCHP จึงต้องคำนวณค่าก๊าซที่ใช้ในระบบของ CCHP และหม้อไอน้ำสำรองเพิ่มเติม ดังนี้

$$c_{\text{CCHP}} = \frac{P_{\text{NG}}}{\eta_{\text{CCHP,EE}}} + \text{O\&M cost} \quad (6.8)$$

โดยที่

$c_{\text{CCHP}}$	หมายถึง	ค่าดำเนินการ ค่าซ่อมบำรุง และค่าเชื้อเพลิงของ CCHP
$P_{\text{NG}}$	หมายถึง	ค่าก๊าซธรรมชาติ
$\eta_{\text{CCHP,EE}}$	หมายถึง	ประสิทธิภาพทางไฟฟ้าของระบบ CCHP
O&M cost	หมายถึง	ค่าดำเนินการ ค่าซ่อมบำรุงของระบบ CCHP

$$c_{\text{boiler}} = \frac{P_{\text{NG}}}{\eta_{\text{boiler}}} + \text{O\&M cost} \quad (6.9)$$

โดยที่

$c_{\text{boiler}}$	หมายถึง	ค่าดำเนินการ ค่าซ่อมบำรุง และค่าเชื้อเพลิงของหม้อไอน้ำสำรอง
$P_{\text{NG}}$	หมายถึง	ค่าก๊าซธรรมชาติ
$\eta_{\text{boiler}}$	หมายถึง	ประสิทธิภาพทางไฟฟ้าของหม้อไอน้ำสำรอง
O&M cost	หมายถึง	ค่าดำเนินการ ค่าซ่อมบำรุงของหม้อไอน้ำสำรอง

ดังนั้น สามารถคำนวณค่าดำเนินการ ค่าซ่อมบำรุง และค่าเชื้อเพลิงของระบบ CCHP และหม้อไอน้ำสำรอง ได้เท่ากับ 1,068.4 และ 531.65 บาทต่อเมกะวัตต์ชั่วโมง ตามลำดับ

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์มีต้นทุนการติดตั้ง 222,000,000 บาท ค่าดำเนินการ และค่าซ่อมบำรุง 840,000 บาทต่อปี



## บทที่ 7

### การศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์กับศูนย์การค้า

บทนี้กล่าวถึงการศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์กับศูนย์การค้าโดยนำเสนอระบบทดสอบที่เหมาะสมกับประเทศไทย ผลการทดสอบ วิเคราะห์ผลการทดสอบ และสรุปผลการทดสอบ

#### 7.1 ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่ใช้ในการศึกษาประกอบไปด้วย 3 โครงสร้างการเชื่อมต่อพลังงาน ซึ่งรูปแบบการเชื่อมต่อพลังงานที่แตกต่างกันอธิบายในบทที่ 5 ภาพที่ 5.1 ถึง 5.3 ซึ่งในบทนี้จะเรียกชื่อโดยย่อว่าโครงสร้างที่ 1 2 และ 3 โดยโครงสร้างที่ 1 คือระบบ CCHP แบบทั่วไป โครงสร้างที่ 2 คือระบบ CCHP ที่เพิ่มถึงเก็บความร้อน และโครงสร้างที่ 3 คือระบบ CCHP ที่เพิ่มถึงเก็บความร้อน และระบบเซลล์แสงอาทิตย์

ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุง(Operation and Maintenance Cost) และราคาก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการศึกษา แสดงดังตารางที่ 7.1

ตารางที่ 7.1 ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุงของระบบทดสอบ [4],[22],[21]

ประเภทเครื่องจักร	ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุง (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)	ค่าก๊าซธรรมชาติ (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)
CCHP	0.147	2.126
เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม	0.099	-
หม้อไอน้ำสำรอง	0.198	0.761
ถังเก็บความร้อน	0.093	-
ระบบเซลล์แสงอาทิตย์	0.096	-

ขนาดของอุปกรณ์พิจารณาตามหลักเกณฑ์ที่กล่าวไปแล้วในบทที่ 6 ซึ่งขนาดของอุปกรณ์ที่ใช้ในการศึกษาแสดงดังตารางที่ 7.2

ตารางที่ 7.2 ขนาดของระบบทดสอบ

ประเภทเครื่องจักร	ขนาด (MW)
CCHP	23
เครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม	45
หม้อไอน้ำสำรอง	45
ถังเก็บความร้อน	12
ระบบเซลล์แสงอาทิตย์	1

รายละเอียดพารามิเตอร์ของอุปกรณ์อ้างอิงตามเอกสารอ้างอิงดังอธิบายในบทที่ 2 และบทที่ 6 แสดงดังตารางที่ 7.3 ถึง 7.6

ตารางที่ 7.3 พารามิเตอร์ของ CCHP [21]

พารามิเตอร์ของ CCHP	
พิกัดทางไฟฟ้า (MW)	23
กำลังการผลิต (MW)	1 – 23
อัตราส่วนกำลังต่อความร้อน	0.695 – 1

ตารางที่ 7.4 พารามิเตอร์ของหม้อไอน้ำสำรอง

พารามิเตอร์ของหม้อไอน้ำสำรอง	
พิกัดทางความร้อน (MW)	45
กำลังการผลิต (MW)	4.5 – 45

ตารางที่ 7.5 พารามิเตอร์ของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม

พารามิเตอร์ของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม	
พิกัดทางความร้อน (MW)	45
กำลังการผลิต (MW)	4.5 – 45
สัมประสิทธิ์สมรรถนะ (COP)	0.65
ประสิทธิภาพทางเทคนิค (มอเตอร์)	0.88
ประสิทธิภาพทางกายภาพ (ท่อ)	0.95

ตารางที่ 7.6 พารามิเตอร์ของถังเก็บความร้อน

พารามิเตอร์ของถังเก็บความร้อน	
ความจุความร้อน (MW)	12
ประสิทธิภาพการเก็บและคายความร้อน	0.95
สัมประสิทธิ์ความสูญเสีย	0.01
อัตราการเก็บและการคายความร้อน (MW/h)	4
พลังงานความร้อนกักเก็บต่ำสุด-สูงสุด	0.1-12

โครงสร้างราคาพลังงานอ้างอิงตามเอกสารอ้างอิงกล่าวในบทที่ 6 สรุปได้ดังตารางที่ 7.7

ตารางที่ 7.7 โครงสร้างราคาพลังงาน

ช่วงเวลา	On Peak (9.00-22.00 วันจันทร์-วันศุกร์)	Off Peak (ช่วงเวลาที่เหลือ)
ราคาพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากกริด (บาท/kWh)	3.5982	2.1572
ราคาพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้กริด (บาท/ kWh)	3.2504	2.0198
ราคาน้ำเย็น (บาท/ kWh)	4.8129	3.3883

โหนดที่ใช้ในการทดสอบเป็นโหนดศูนย์การค้าแห่งหนึ่งในประเทศไทย ซึ่งมีข้อมูลจริงเพียงเดือนมิถุนายน 2555 จึงพยากรณ์โหนดเพิ่มเป็นหนึ่งปี ดังแสดงในภาคผนวก การจำแนกโหนดไฟฟ้ารวมและโหนดความเย็นใช้หลักการดังกล่าวในบทที่ 6

วิทยานิพนธ์ได้ออกแบบการทดสอบใน 3 มิติ เพื่อเปรียบเทียบกำไรและการปลดปล่อยปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนี้

1. การเชื่อมต่ออุปกรณ์แบบโครงสร้างที่ 1 2 และ 3
2. มิติทางด้านเวลา 1 วัน (จำแนกเป็นวันหยุดและวันทำงาน) 1 เดือน และ 1 ปี
3. การดำเนินระบบแบบออฟไลน์ และออนไลน์

การทดสอบพิจารณาการดำเนินการของระบบเป็นสองรูปแบบทางธุรกิจ รูปแบบทางธุรกิจแรก มีวัตถุประสงค์เพื่อลดการระบายจ่ายจากการซื้อพลังงานจากกริด ฟังก์ชันจุดประสงค์จะไม่พิจารณา รายได้จากการขายน้ำเย็น ซึ่งจะผลิตน้ำเย็นเท่ากับที่โหลดต้องการ รูปแบบทางธุรกิจที่สองมี วัตถุประสงค์เพื่อสร้างรายได้จากการขายพลังงาน ฟังก์ชันจุดประสงค์จะพิจารณารายได้จากการ ขายน้ำเย็น ซึ่งจะผลิตความเย็นเกินกว่าที่โหลดต้องการ และขายน้ำเย็นส่วนเกิน โดยคาดหวังว่า จะสามารถระบายจ่ายโดยรวมของระบบได้มากกว่ารูปแบบธุรกิจที่หนึ่ง นอกจากนี้ยังทำการทดสอบ อัตราส่วนของขนาดถึงเก็บความร้อนต่อขนาดของ CCHP ที่เหมาะสม โดยพิจารณาผลลัพธ์ที่ เหมาะสมจากผลกำไรจากการดำเนินระบบ นั่นคือใช้รูปแบบธุรกิจที่สองในการคำนวณ

ในหัวข้อต่อไปจะกล่าวถึงผลการทดสอบซึ่งแสดงในรูปของตาราง และการวิเคราะห์ผลจะใช้ แผนภาพในการอธิบายผลการทดสอบที่เกิดขึ้น

## 7.2 ผลการทดสอบ

รูปแบบธุรกิจที่ 1 : วัตถุประสงค์เพื่อลดการระบายจ่ายจากการซื้อพลังงานจากกริด ผลการ ทดสอบจะแสดงในรูปของระบายจ่าย และปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการดำเนินระบบ

ตารางที่ 7.8 การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันหยุด)

การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันหยุด)				
โครงสร้าง	OFFLINE OPERATION		ONLINE OPERATION	
	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO <sub>2</sub> )	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO <sub>2</sub> )
ไม่ติดตั้ง	978,265	270	978,265	270
1	1,228,299	268	1,228,299	268
2	12,200,226	266	1,226,188	267
3	12,126,114	265	1,218,777	266

ตารางที่ 7.9 การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันทำงาน)

การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันทำงาน)				
โครงสร้าง	OFFLINE OPERATION		ONLINE OPERATION	
	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)
ไม่ติดตั้ง	1,429,898	251	1,429,898	251
1	1,117,155	266	1,117,155	266
2	1,108,860	264	1,114,968	265
3	1,100,977	263	1,106,734	263

ตารางที่ 7.10 การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 เดือน

การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 เดือน				
โครงสร้าง	OFFLINE OPERATION		ONLINE OPERATION	
	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)
ไม่ติดตั้ง	39,917,226	7,440	39,917,226	7,440
1	33,472,942	7,529	33,472,942	7,529
2	33,239,497	7,468	33,411,800	7,476
3	32,924,912	7,454	33,097,215	7,462

ตารางที่ 7.11 การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 ปี

การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 ปี					
โครงสร้าง	OFFLINE OPERATION		ONLINE OPERATION		ระยะเวลาคืนทุน (ปี)
	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)	
ไม่ติดตั้ง	495,099,217	97,434	495,099,217	97,434	-
1	439,824,778	98,430	439,824,778	98,430	21.6192
2	436,773,271	97,633	439,026,842	97,735	27.7318
3	429,637,909	97,449	434,471,781	97,453	28.9471

รูปแบบธุรกิจที่ 2 : วัตถุประสงค์เพื่อสร้างรายได้จากการขายพลังงาน ผลการทดสอบจะแสดง  
ในรูปของรายได้จากการขายน้ำเย็น และปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการดำเนินระบบ

ตารางที่ 7.12 การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันหยุด)

การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันหยุด)				
โครงสร้าง	OFFLINE OPERATION		ONLINE OPERATION	
	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO <sub>2</sub> )	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO <sub>2</sub> )
ไม่ติดตั้ง	978,265	270	978,265	270
1	921,872	321	921,872	321
2	11,893,767	318	916,769	319
3	11,819,942	318	909,358	319

ตารางที่ 7.13 การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันทำงาน)

การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 วัน (วันทำงาน)				
โครงสร้าง	OFFLINE OPERATION		ONLINE OPERATION	
	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO <sub>2</sub> )	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO <sub>2</sub> )
ไม่ติดตั้ง	1,429,898	251	1,429,898	251
1	709,718	318	709,718	318
2	701,321	315	704,545	316
3	693,639	315	696,054	317

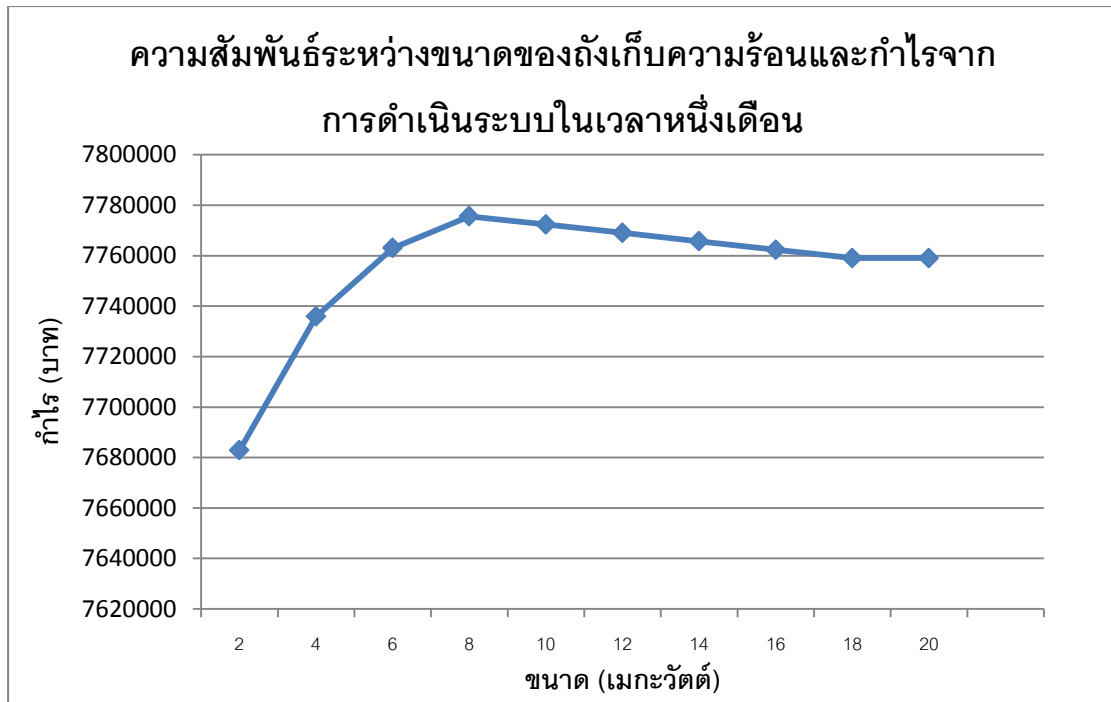
ตารางที่ 7.14 การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 เดือน

การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 เดือน				
โครงสร้าง	OFFLINE OPERATION		ONLINE OPERATION	
	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)
ไม่ติดตั้ง	39,917,226	7,440	39,917,226	7,440
1	22,799,888	9,006	22,799,888	9,006
2	22,566,678	8,942	22,656,183	8,969
3	22,261,365	8,930	22,337,817	8,955

ตารางที่ 7.15 การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 ปี

การวิเคราะห์การทำงานของระบบเป็นเวลา 1 ปี					
โครงสร้าง	OFFLINE OPERATION		ONLINE OPERATION		
	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)	ค่าดำเนินการ (บาท)	ปริมาณก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ (ตันCO2)	ระยะเวลาดำเนินการ (ปี)
ไม่ติดตั้ง	495,099,217	97,434	495,099,217	97,434	-
1	439,824,778	98,430	439,824,778	98,430	21.6192
2	436,773,271	97,633	439,026,842	97,735	27.7318
3	429,637,909	97,449	434,471,781	97,453	28.9471

การทดสอบอัตราส่วนขนาดถังเก็บความร้อนต่อขนาด CCHP ที่เหมาะสม ผลการทดสอบแสดงในรูปของแผนภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างขนาดถังเก็บความร้อนและกำไรจากการดำเนินระบบ ดังแสดงในรูปด้านล่างนี้

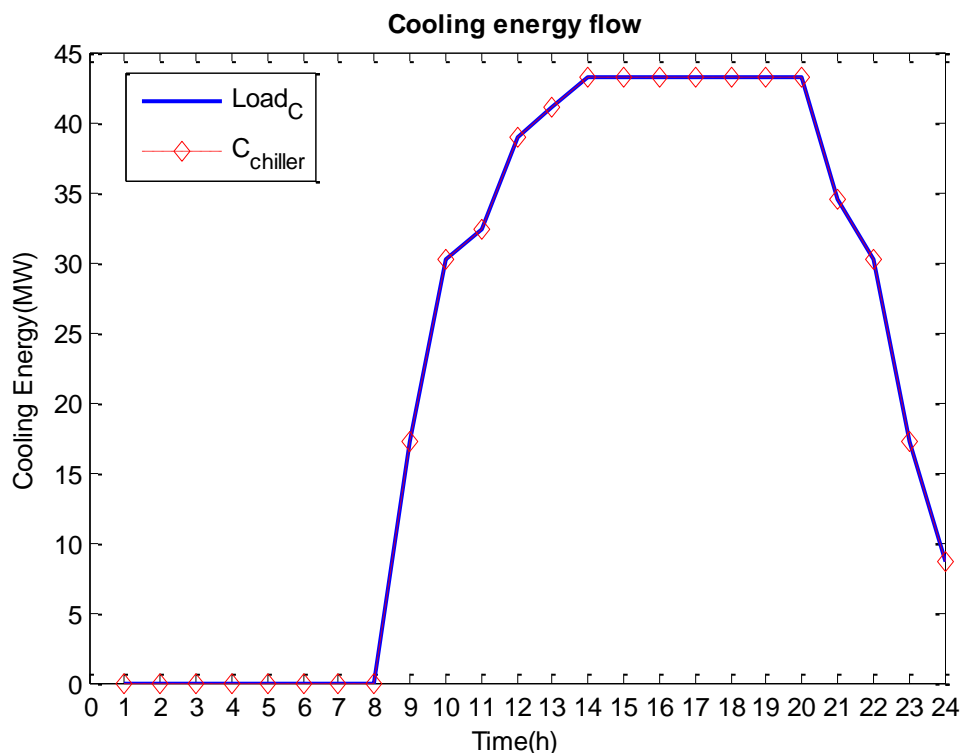


ภาพที่ 7.1 ความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของถังเก็บความร้อนและกำไรจากการดำเนินระบบ

### 7.3 วิเคราะห์ผลการทดสอบ

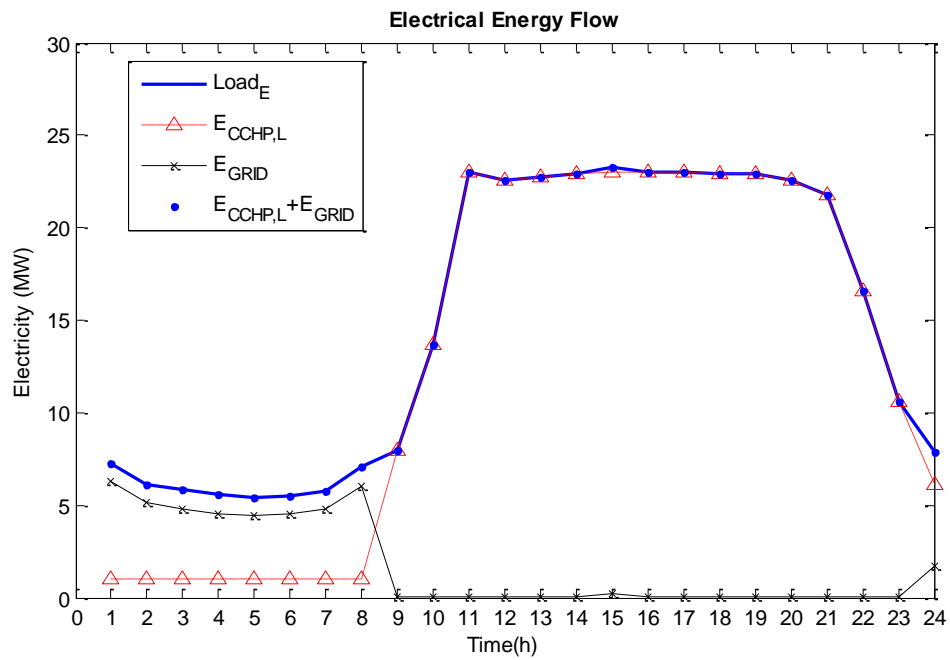
การทำงานทั่วไปของระบบทั้งออฟไลน์และออนไลน์ พบว่าระบบสามารถจ่ายโหลดความเย็นได้ทุกช่วงเวลาดังแสดงในภาพที่ 7.2 ส่วนโหลดไฟฟ้า ในบางช่วงเวลาระบบเลือกที่จะจ่ายโหลด และบางช่วงเวลาเลือกที่จะขายพลังงานให้กับกริดทั้งหมด และซื้อพลังงานจากกริดเข้ามาแทน ทั้งนี้ลักษณะการดำเนินงานมีลักษณะพิเศษตามลักษณะของโหลด โครงสร้างการเชื่อมต่อ และระยะเวลา ดังจะกล่าวต่อไป



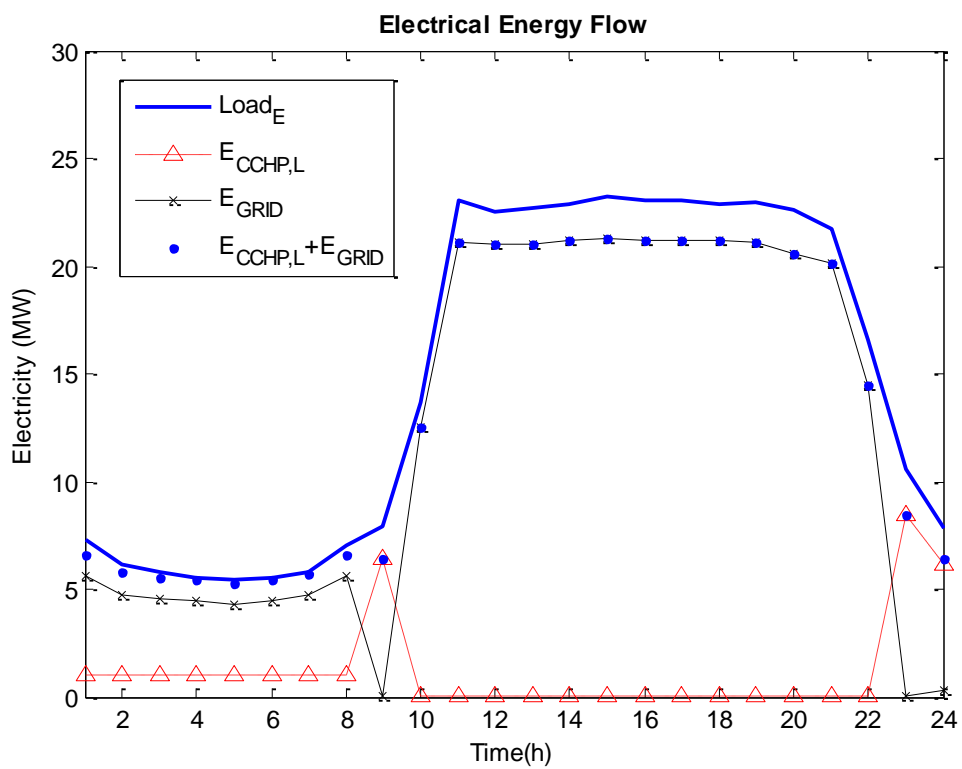


ภาพที่ 7.2 การจ่ายพลังงานความเย็นเชิงเวลาของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึม

**วิเคราะห์เปรียบเทียบวันหยุดและวันทำงาน :** การทำงานของระบบ CCHP ในวันหยุดสังเกตได้จากภาพที่ 7.3 พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อจ่ายให้กับโหลดไฟฟ้าในช่วงเวลาตั้งแต่เช้าถึงเย็น เพราะราคาซื้อพลังงานมีราคาถูกกว่าราคาขาย ในทางกลับกันช่วงเวลากลางคืนระบบจะผลิตไฟฟ้าที่เกณฑ์ต่ำสุด และซื้อพลังงานไฟฟ้าที่เหลือจากกริดเพราะราคาซื้อพลังงานจากกริดในช่วงเวลาดังกล่าวมีราคาถูกกว่าราคาขาย ในวันทำงานสังเกตได้จากภาพที่ 7.4 พบว่าในช่วงเวลากลางคืนมีระบบดำเนินงานเช่นเดียวกับวันหยุด แต่ในช่วงเวลากลางวัน พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบทั้งหมดจะถูกขายให้กับกริด และซื้อพลังงานไฟฟ้าจากกริดเข้ามาแทน เพราะราคาขายมีราคาสูงกว่าราคาซื้อในช่วงเวลาดังกล่าว ดังนั้นจึงเป็นสาเหตุให้รายได้ที่ได้จากวันทำงานสูงกว่าวันหยุด และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สูงกว่าด้วย (ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการซื้อไฟฟ้าจากกริด)



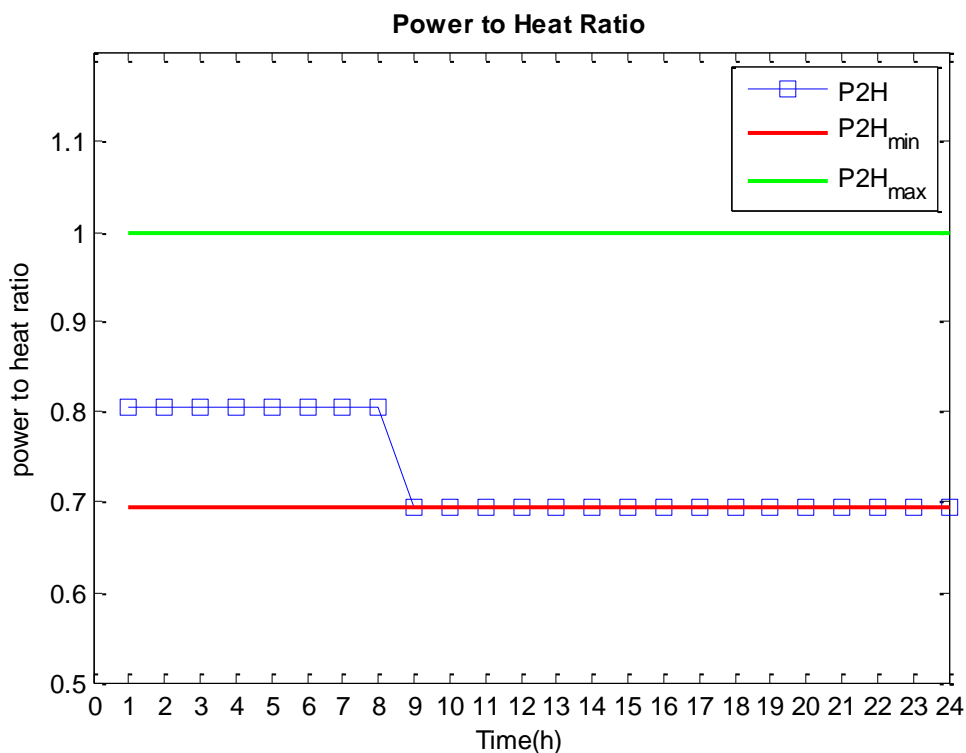
ภาพที่ 7.3 การจ่ายพลังงานไฟฟ้าเชิงเวลาของระบบในวันหยุด



ภาพที่ 7.4 การจ่ายพลังงานไฟฟ้าเชิงเวลาของระบบในวันทำงาน

**วิเคราะห์เปรียบเทียบโครงสร้างที่ 1 2 และ 3 :** การติดตั้งถังเก็บความร้อนทำให้การดำเนินระบบเปลี่ยนแปลงไปคือ ระบบ CCHP จากที่เคยมีงานการทำงานที่อัตราส่วนกำลังต่อความร้อนสูงในช่วงเวลากลางคืน และต่ำในช่วงเวลากลางวัน พบว่าเปลี่ยนแปลงไปเป็นมีอัตราส่วนกำลังต่อความร้อนต่ำตลอดทั้งวัน

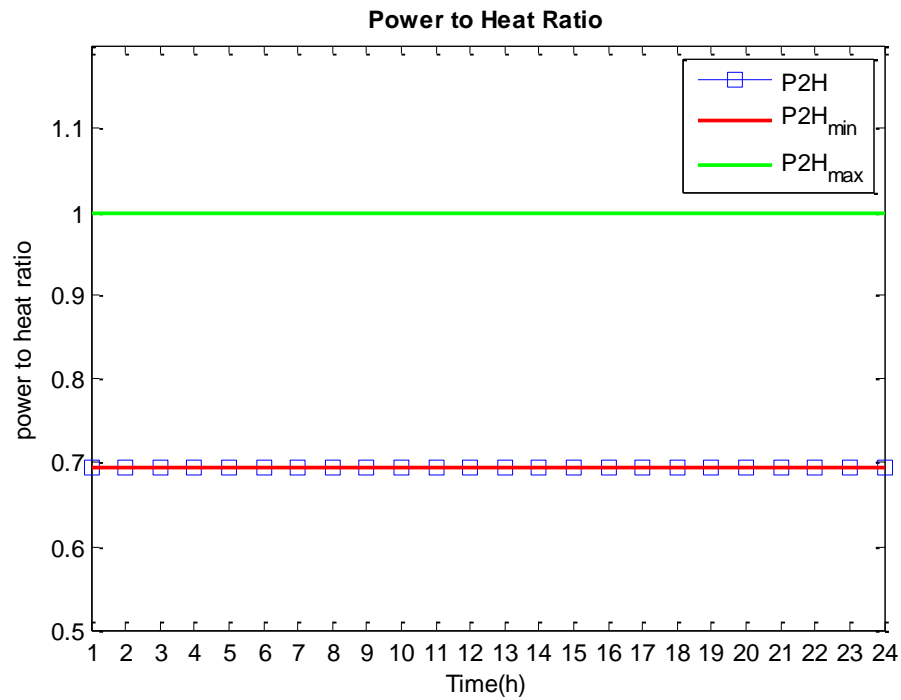
อธิบายได้ว่าก่อนการติดตั้งถังเก็บความร้อนในช่วงเวลากลางคืนซึ่งเป็นช่วงที่ไม่มีโหลดความเย็น ดังนั้นระบบจึงต้องการเพียงพลังงานไฟฟ้า ส่งผลให้ระบบ CCHP มีงานการทำงานที่อัตราส่วนกำลังต่อความร้อนสูง เพราะต้องการผลิตความร้อนออกมาน้อยที่สุด (ความร้อนส่วนนี้จะถูกปล่อยทิ้ง) ตรงกันข้ามกับในเวลากลางวัน ระบบ CCHP ต้องผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ดังนั้นจึงเลือกงานการทำงานที่อัตราส่วนกำลังต่อความร้อนต่ำ ดังแสดงในภาพที่ 7.5



ภาพที่ 7.5 กำลังต่อความร้อนเชิงเวลาของระบบที่ไม่ติดตั้งถังเก็บความร้อน

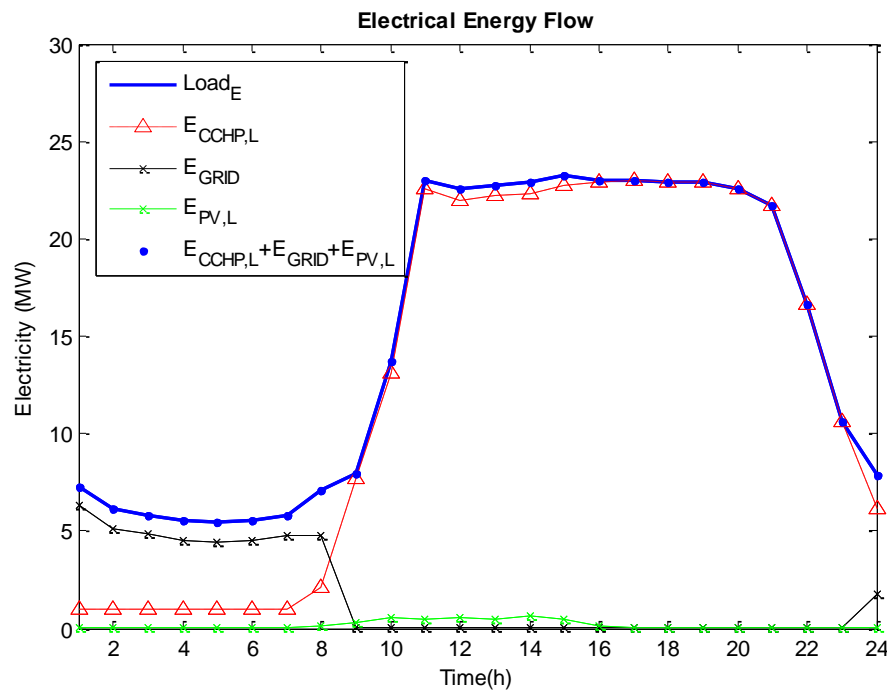
การติดตั้งถังเก็บความร้อนส่งผลให้ค่าดังกล่าวมีค่าต่ำ ดังแสดงในภาพที่ 7.6 หมายความว่าระบบ CCHP สามารถทำงานได้อย่างเต็มที่ คือ สามารถผลิตความร้อนได้อย่างสูงสุดตลอดทั้งวัน โดยความร้อนที่ผลิตได้ในช่วงเวลากลางคืนจะถูกเก็บในถังเก็บความร้อน และจ่ายให้กับโหลดใน

ช่วงเวลาเพียงเป็นต้นไปจนหมด ส่งผลให้หม้อไอน้ำสำรองทำงานน้อยลง ซึ่งพฤติกรรมดังกล่าวนี้ ส่งผลให้รายได้เพิ่มสูง และคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลง



ภาพที่ 7.6 กำลังต่อความร้อนเชิงเวลาของระบบที่ติดตั้งถึงเก็บความร้อน

การติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ส่งผลให้ระบบ CCHP จ่ายโหลดไฟฟ้าน้อยลง แสดงดังภาพที่ 7.7 ส่งผลต่อรายได้ที่สูงขึ้น และซื้อพลังงานจากกริดน้อยลง ส่งผลต่อคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลง ทั้งนี้ระบบเซลล์ส่งผลต่อระบบเพียงเล็กน้อย สาเหตุเป็นเพราะสถานที่ติดตั้งไม่อำนวยกับขนาดที่เหมาะสมกับระบบ



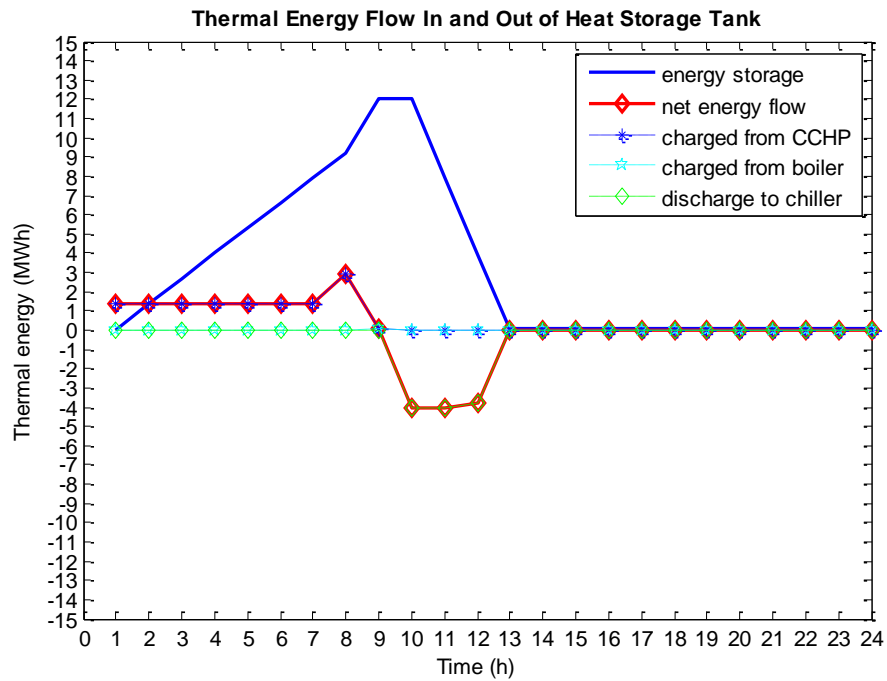
ภาพที่ 7.7 การจ่ายพลังงานไฟฟ้าเชิงเวลาของระบบเมื่อผนวกระบบเซลล์แสงอาทิตย์

**วิเคราะห์เปรียบเทียบการดำเนินงานแบบออฟไลน์และออนไลน์ :** สำหรับโครงสร้างที่ 1 คือระบบ CCHP ทวีปการดำเนินงานทั้งสองแบบเหมือนกันทุกประการ แต่เมื่อติดตั้งถึงเก็บความร้อนจะพบว่าการทำงานแบบออฟไลน์สามารถหาจุดทำงานที่เหมาะสมกว่า ทั้งนี้เป็นเพราะการเลือกจุดทำงานของถึงเก็บความร้อนของทั้งสองแบบแตกต่างกัน ดังแสดงในภาพที่ 7.8 และ 7.9 เมื่อเปรียบเทียบกันจะพบว่าการทำงานแบบออฟไลน์สามารถคำนวณจุดทำงานที่สร้างกำไรได้มากกว่าแบบออฟไลน์ ทั้งนี้เป็นเพราะรูปแบบการคำนวณแบบออฟไลน์พิจารณาเพียงจุดทำงานในชั่วโมงก่อนและชั่วโมงปัจจุบันเท่านั้น แต่การคำนวณแบบออนไลน์พิจารณาจุดทำงานในทุก ๆ ช่วงเวลา แต่ในการปฏิบัติการจริงการคำนวณแบบออฟไลน์มีประโยชน์เพียงการวางแผนเท่านั้น แต่การคำนวณแบบออนไลน์สามารถใช้ในการปฏิบัติการแบบเวลาจริงได้

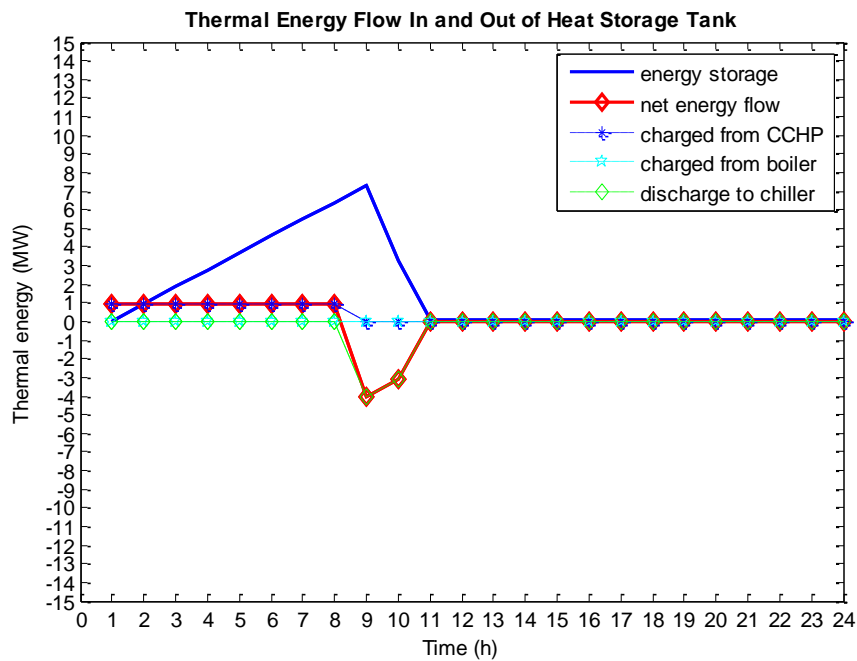
**วิเคราะห์เปรียบเทียบระยะเวลาการดำเนินงาน :** เมื่อพิจารณาโดยทั่วไปพบว่าการทำงานติดตั้งระบบ CCHP สามารถลดรายจ่ายให้แก่ผู้ประกอบการได้

ในระยะเวลา 1 วัน และ 1 เดือน จะพบว่าโครงสร้างทั้งสาม ลดรายจ่ายได้ไม่แตกต่างกันมากนัก แต่เมื่อพิจารณา 1 ปี จะพบว่าการทำงานติดตั้งถึงเก็บความร้อนลดรายจ่ายเพิ่มขึ้นประมาณ 1 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลมาจากหม้อไอน้ำสำรองทำงานน้อยลง และหากติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์

สามารถลดรายจ่ายเพิ่มขึ้นประมาณ 4 ล้านบาท ทั้งนี้เป็นเพราะระบบเซลล์แสงอาทิตย์ช่วยลดการซื้อพลังงานไฟฟ้าจากกริดได้ อีกทั้งสามารถขายพลังงานให้กริดเพิ่มขึ้น



ภาพที่ 7.8 ความร้อนภายในถังเก็บความร้อนเมื่อดำเนินระบบแบบออฟไลน์



ภาพที่ 7.9 ความร้อนภายในถังเก็บความร้อนเมื่อดำเนินระบบแบบออนไลน์

**วิเคราะห์เปรียบเทียบรูปแบบธุรกิจที่ 1 และ 2 :** จากการทดสอบพบว่ารูปแบบธุรกิจที่ 1 การติดตั้งระบบ CCHP เพื่อลดรายจ่ายนั้นสามารถลดรายจ่ายได้เพียงร้อยละ 12 ต่อปี (ทั้งนี้ ขึ้นกับราคาพลังงานที่ผันผวน) เมื่อพิจารณาระยะเวลาคืนทุนพบว่าใช้เวลาประมาณ 21 - 29 ปี รูปแบบธุรกิจที่ 2 การติดตั้งระบบ CCHP เพื่อสร้างกำไรจากการขายน้ำเย็นนั้น สามารถลดรายจ่ายได้ถึงร้อยละ 41 ต่อปี หรือประมาณ 200 ล้านบาท ใช้เวลาคืนทุนประมาณ 6 - 8 ปี

**วิเคราะห์ขนาดที่เหมาะสมของถังเก็บความร้อน :** ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าขนาดของถังเก็บความร้อนที่เหมาะสมกับระบบทดสอบนี้คือ 8 เมกะวัตต์ ซึ่งเมื่อเทียบเป็นอัตราส่วนกับขนาด CCHP (23 เมกะวัตต์) มีค่าประมาณ 35% และระบบจะเริ่มมีกำไรกรณีที่เมื่อถังเก็บความร้อนมีค่าเท่ากับ 18 เมกะวัตต์ หรือมีอัตราส่วนประมาณ 80% จึงอนุมานว่าขนาดของถังเก็บความร้อนที่เหมาะสมจะติดตั้งควรมีขนาดร้อยละ 35 เมื่อเทียบกับขนาดของ CCHP

#### 7.4 สรุปผลการทดสอบ

ผลการทดสอบสามารถสรุปได้ว่าการประยุกต์ระบบ CCHP กับโหลดศูนย์การค้ามีความเป็นไปได้ เพราะสามารถสร้างกำไรให้แก่ผู้ประกอบการทั้งในระยะสั้นและระยะยาว ทั้งนี้การใช้ส่วนต่อประสานผู้ใช้ที่น่าเสนอ สามารถช่วยให้ผู้ประกอบการสามารถตั้งจุดทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ได้อย่างเหมาะสม ผู้ประกอบการอาจต้องพิจารณาว่าต้องการลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยหรือไม่ หากต้องการควรติดตั้งถังเก็บความร้อน หรือระบบเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มเติม

## บทที่ 8

### สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

#### 8.1 สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์นี้ศึกษาการประยุกต์ใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม เพื่อจัดการพลังงานในอาคาร โดยกำหนดองค์ประกอบของระบบให้เหมาะสมกับอาคารในประเทศไทย และพิจารณาผลได้จากการเพิ่มถึงเก็บความร้อน และระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ขั้นตอนการจัดการพลังงาน พิจารณาฟังก์ชันจุดประสงค์เพื่อค่าใช้จ่ายต่ำสุด และพิจารณาเงื่อนไขอุปกรณ์ และเงื่อนไขสมดุลพลังงาน สร้างขั้นตอนการคำนวณแบบเวลาจริงเพื่อประโยชน์ด้านการปฏิบัติการ และสร้างส่วนต่อประสานผู้ใช้เพื่อแสดงผลให้ผู้ปฏิบัติการสามารถปรับตั้งอุปกรณ์ ณ จุดทำงานที่เหมาะสมที่สุด

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์ระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม เพื่อจัดการพลังงานในอาคาร พบว่าระบบสามารถจ่ายโหลดความเย็นและโหลดไฟฟ้าได้ทุกช่วงเวลา และยังสามารถลดค่าใช้จ่ายซึ่งอาคารโดยการขายพลังงานไฟฟ้ากับกริด และขายพลังงานความเย็นให้แก่โหลด การติดตั้งถึงเก็บความร้อนสามารถลดรายจ่ายเพิ่มขึ้นเล็กน้อย และลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลง และการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถลดรายจ่ายเพิ่มขึ้น และลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้เช่นเดียวกัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับพฤติกรรมการตัดสินใจของผู้ประกอบการในการเลือกติดตั้งอุปกรณ์

ย่านการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมเป็นตัวแปรที่สำคัญในการระบุศักยภาพในการผลิตความร้อนของระบบ ซึ่งพบว่าการใช้ถึงเก็บความร้อนจะส่งผลให้ย่านการทำงานของระบบมีค่าต่ำสุดในทุกช่วงเวลา หมายความว่าระบบผลิตความร้อนสูงสุดในทุกช่วงเวลานั้นเอง

เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบระหว่างการดำเนินระบบแบบออฟไลน์และออนไลน์ พบว่าการดำเนินการทั้งสองแบบ สามารถสร้างลดค่าใช้จ่ายของอาคารใกล้เคียงกันมาก แต่การคำนวณแบบออนไลน์สามารถใช้ในการปฏิบัติการระบบได้ โดยที่การดำเนินการแบบออฟไลน์ใช้สำหรับการออกแบบและวางแผนเท่านั้น



การประยุกต์ใช้ระบบ CCHP เหมาะสำหรับรูปแบบธุรกิจที่ต้องการสร้างกำไรจากการขายน้ำเย็นมากกว่าการติดตั้งเพื่อลดค่าใช้จ่าย และขนาดของของถึงเก็บความร้อนที่เหมาะสมคิดเป็นร้อยละ 35 เมื่อเทียบกับขนาด CCHP

## 8.2 ข้อเสนอแนะ

อย่างไรก็ตามวิทยานิพนธ์นี้ยังเป็นเพียงการศึกษาในทางทฤษฎีเท่านั้น จึงมีข้อเสนอแนะดังต่อไปนี้

1. พิจารณานำไปทดสอบกับอาคารจริง เพื่อดูผลในทางปฏิบัติ
2. พิจารณาโหลดอาคารที่หลากหลาย เช่น โรงแรม โรงเรียน ศูนย์อาหาร เป็นต้น เพื่อสามารถหาความแตกต่างระหว่างพฤติกรรมของโหลด ซึ่งนำมาซึ่งการหาจุดทำงานที่แตกต่างกันของระบบ
3. ปรับใช้กับระบบประหยัดพลังงานของอาคารจริง เพื่อศึกษาหาจุดบกพร่องเมื่อปรับใช้กับระบบจริง ดังเช่นการปรับลดค่าประสิทธิภาพของอุปกรณ์ต่าง ๆ

## รายการอ้างอิง

- [ 1 ] Roy, M., and others. Stochastic Sliding Mode Arbitration for Energy Management in Smart Building Systems. Industry Applications Society Annual Meeting (2008)
- [ 2 ] Wan, N., and others. Energy Efficient Lighting System Design for Building. Intelligent Systems, Modelling and Simulation (2010)
- [ 3 ] Zhenhua, J., and Habiballah, R.E. Design, Modeling and Simulation of a Green Building Energy System. Power & Energy Society General Meeting (2009)
- [ 4 ] Reza, H. A Developed Offline Model for Optimal Operation of Combined Heating and Cooling and Power Systems. IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION (2009)
- [ 5 ] Viorel, S., and others. Power & Energy Society General Meeting. Electrical and Electronics Engineering (2010)
- [ 6 ] Qinghua, W., and Fang, F. Optimal Configuration of CCHP System Based on Energy, Economical, and Environmental Considerations. Intelligent Control and Information Processing (2011)
- [ 7 ] Zhengyi, L., and others. Optimization and Analysis of Operation Strategies for Combined Cooling, Heating and Power System. Power and Energy Engineering Conference (2011)
- [ 8 ] Zhu, W., and others. Integration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles into Building Energy Management System. Power and Energy Society General Meeting (2011)
- [ 9 ] Peng, Z., and others. An Energy Management System for Building Structures Using a Multi-Agent Decision-Making Control Methodology. Industry Applications Society Annual Meeting (2010)
- [ 10 ] สำนักส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน. ข้อกำหนดการใช้พลังงานในอาคารที่จะขออนุญาตก่อสร้างใหม่, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: [www2.dede.go.th/km\\_beep/innovation1.doc](http://www2.dede.go.th/km_beep/innovation1.doc) [2 สิงหาคม 2555]

- [ 11] Rangan, B., and others. Optimal Operation of Industrial Cogeneration for Load Management. *Power Systems. IEEE Transactions on* (2003) : 931 - 937
- [ 11] Zhenhua, J., and Habiballah, R.-E. Design, Modeling and Simulation of a Green Building Energy System. *Power & Energy Society General Meeting* (2009)
- [ 12] R., A.M., and others. CHP Optimized Selection Methodology for an Energy Hub System. *Environment and Electrical Engineering* (2011)
- [ 13] รศ.ดร.ศิริกัลยา สุวจิตตานนท์. เทคโนโลยีการจัดการและการอนุรักษ์พลังงาน. กรุงเทพมหานคร : สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2554.
- [ 14] นฤมล ชิงเกียรติตระกูล และ สมชาติ จีวิวิภากร. การพยากรณ์โหลดระยะสั้นโดยใช้โครงข่ายประสาทเทียม. วารสารวิชาการพระจอมเกล้าพระนครเหนือ 16 (2549)
- [ 15] การไฟฟ้านครหลวง. ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: <http://www.mea.or.th/profile/index.php?l=th&tid=3&mid=114&pid=109.%20Access%20on%20September%202020,%202012> [ 2 สิงหาคม 2555]
- [ 17] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: <http://www.pea.co.th/vspp/vspp/RegCogen.pdf> [2 สิงหาคม 2555]
- [ 18] คณะอนุกรรมการกำกับการศึกษาการปรับปรุงโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า. การปรับโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้า. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: <http://www.eppo.go.th/power/struct/pwc-Tpaper1.html> [2 สิงหาคม 2555]
- [ 19] กระทรวงพลังงาน. ประกาศคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ฉบับที่ 1 พ.ศ. 2544 เรื่อง หลักเกณฑ์การกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: <http://www.eppo.go.th/ptropt-KPC2544-01.html>. [2 สิงหาคม 2555]
- [ 20] บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน). ประกาศ ปตท. ฉบับที่ 4 เรื่องอัตราค่าบริการส่งก๊าซธรรมชาติ. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: [http://www.pttplc.com/Files/Document/Pdf/popup\\_home/announce\\_gas\\_charge.pdf](http://www.pttplc.com/Files/Document/Pdf/popup_home/announce_gas_charge.pdf) [2 สิงหาคม 2555]
- [ 21] กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ. ราคาปิโตรเลียม. [ออนไลน์]. แหล่งที่มา: <http://www.dmf.go.th/service/monthlyPrice.php?m=6&y=2012&ln=th> [2 สิงหาคม 2555]

- [22] U.S. Environmental Protection Agency and Combined Heat and Power Partnership. Catalog of CHP Technologies. [Online]. 2012. Available from: [http://www.epa.gov/chp/documents/catalog\\_chptech\\_full.pdf](http://www.epa.gov/chp/documents/catalog_chptech_full.pdf) [2012, August 2]

ภาคผนวก

## ภาคผนวก ก

### คำจำกัดความของตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor)

ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า คือ อัตราการใช้พลังงานเฉลี่ยของเครื่องจักรอุปกรณ์หารด้วยอัตราการใช้พลังงานสูงสุดในระยะเวลาที่กำหนด และเป็นค่าที่มีความสำคัญในการทำให้ข้อมูลการใช้พลังงานอยู่ในภาพที่ไม่ซับซ้อน โดยทั่วไปจะระบุในรูปของร้อยละหรือเลขทศนิยม ในการหาค่าตัวประกอบภาระจำเป็นต้องใช้ข้อมูล 2 ส่วนคือ ผลรวมการใช้พลังงานในช่วงเวลาที่กำหนด และค่าความต้องการใช้พลังงานสูงสุดที่วัดได้ในช่วงเวลานั้น

ในโรงงานผลิตกระแสไฟฟ้า ตัวประกอบภาระจะใช้ในการวัดการใช้ประโยชน์ของอุปกรณ์ต้นกำเนิดต่าง ๆ ถ้าตัวประกอบภาระมีค่า 0.9 หรือ 90 % แสดงว่าอุปกรณ์ต่าง ๆ มีการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่ามาก หากค่าตัวประกอบภาระเป็น 0.3 หรือ 30 % แสดงว่าการใช้พลังงานไม่คุ้มค่า อุปกรณ์ที่มีขนาดใหญ่และราคาแพงจะถูกใช้ผลิตพลังงานที่สภาวะความต้องการพลังงานสูงสุดในช่วงระยะเวลาที่สั้นจึงทำให้ได้ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าที่ต่ำกว่า

ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของพลังงานความร้อนและไฟฟ้าของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในโรงงานมีความสำคัญต่อระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมมากกว่าต่อเครื่องจักรอุปกรณ์ที่ใช้ไฟฟ้า เพราะระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมไม่มีระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมมากกว่าต่อเครื่องจักรอุปกรณ์ที่ใช้ไฟฟ้า เพราะระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมไม่มีระบบเก็บพลังงานไฟฟ้า (Electric Power Grid) ไว้ แล้วนำพลังงานไฟฟ้านั้นออกมาใช้ในเวลาที่เหมาะสมการใช้พลังงานผันแปร

ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าทางความร้อนและไฟฟ้าที่สูง แสดงว่าระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วมนั้นจะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าต่อการลงทุน ขนาดของระบบเหมาะสมเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูง ถ้าตัวประกอบภาระทางความร้อนและไฟฟ้าต่ำก็ไม่ควรเลือกใช้ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และความเย็นร่วม

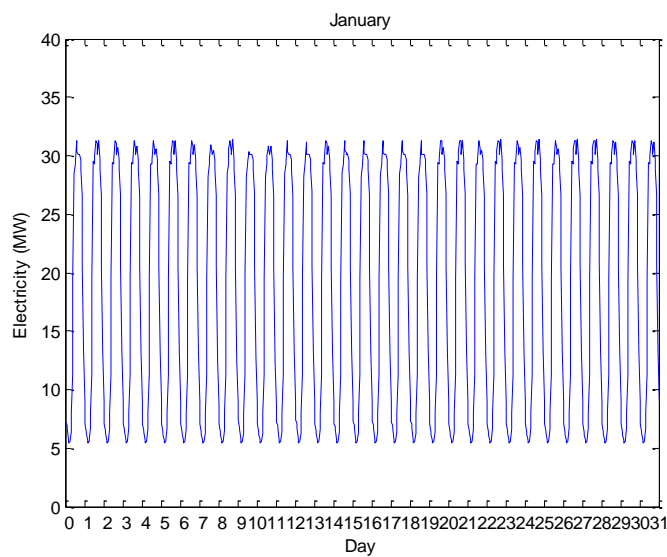
ในการวิเคราะห์ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน จะต้องคำนวณตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของเครื่องจักรอุปกรณ์ต่าง ๆ ในโรงงานด้วย โดยเฉพาะค่าตัวประกอบการใช้

ไฟฟ้ารายปี มีความสำคัญมากจะต้องทำการจดบันทึกไว้ แต่อย่างไรก็ตามตัวประกอบภาวะรายเดือนและรายวันก็อาจมีความสำคัญในการวิเคราะห์ครั้งสุดท้าย

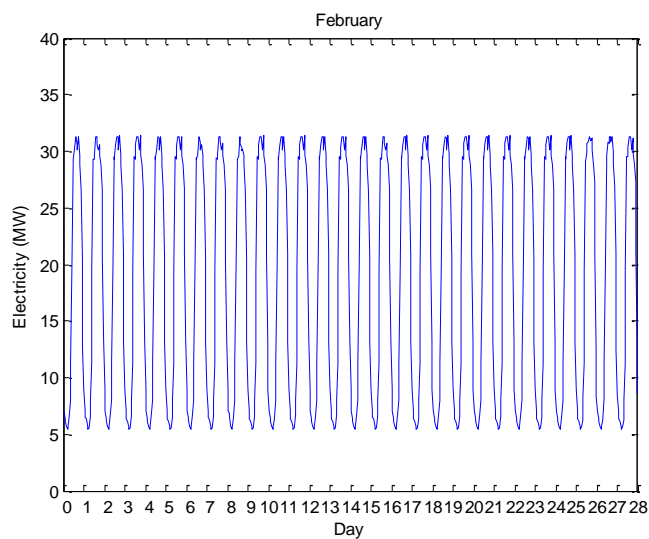
## ภาคผนวก ข

### โหลดศูนย์การค้ำแห่งหนึ่งในประเทศไทย

โหลดศูนย์การค้ำถูกใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์กับระบบผลิตไฟฟ้าความร้อนและความเย็น พิจารณาตั้งแต่เดือนมกราคม ถึงเดือนธันวาคม ซึ่งเกิดจากการพยากรณ์โหลดดังกล่าวในบทที่ 6 มีลักษณะดังภาพที่ ข.1 – ข.12

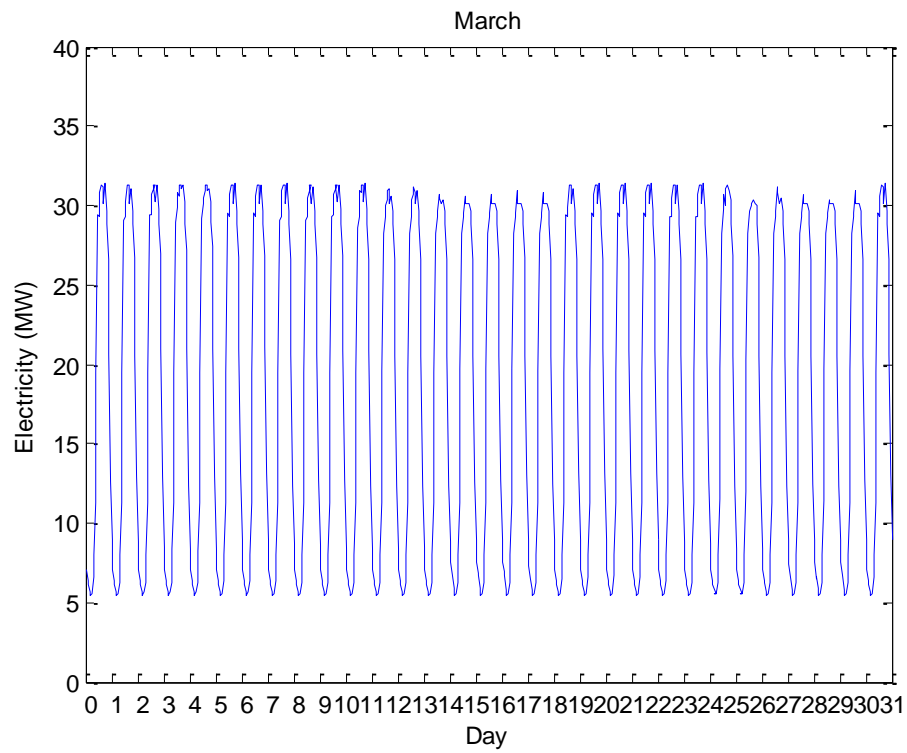


ภาพที่ ข.1 โหลดไฟฟ้าเดือนมกราคม

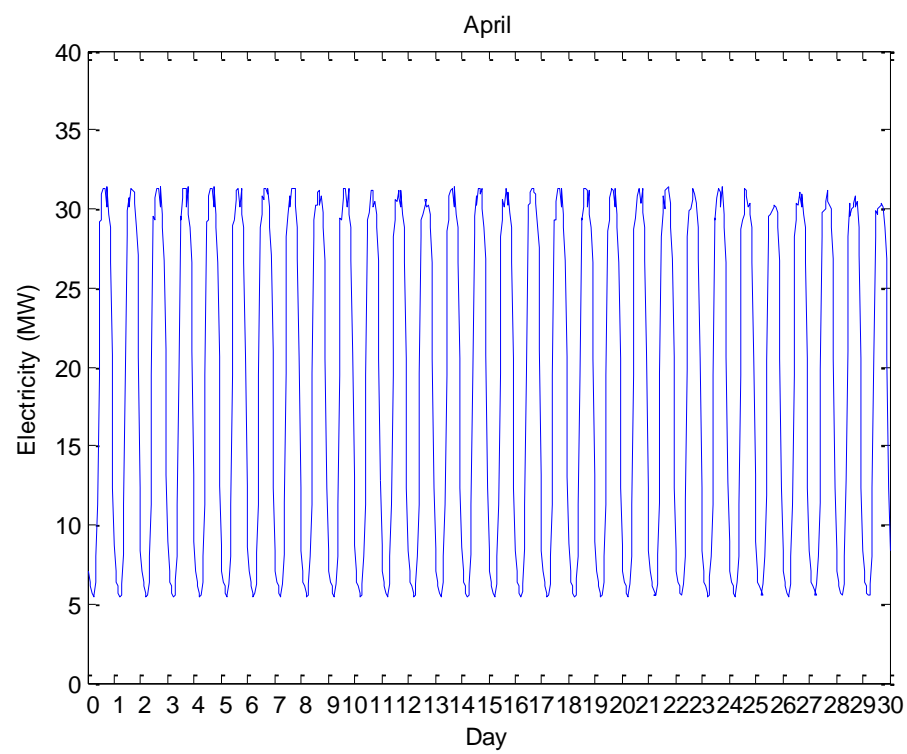


ภาพที่ ข. 2 โหลดไฟฟ้าเดือนกุมภาพันธ์

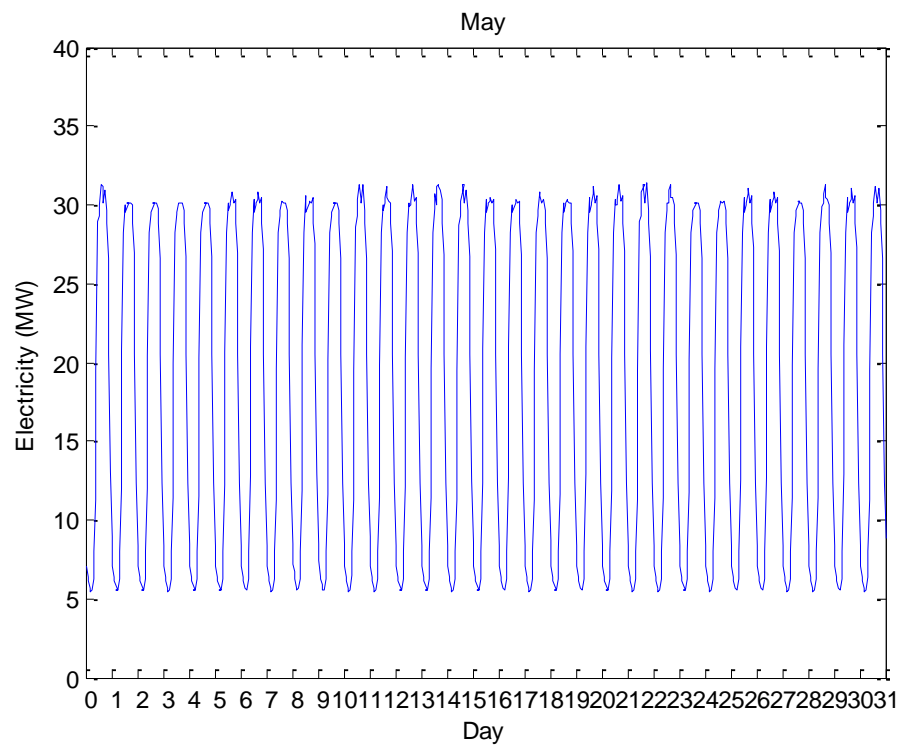




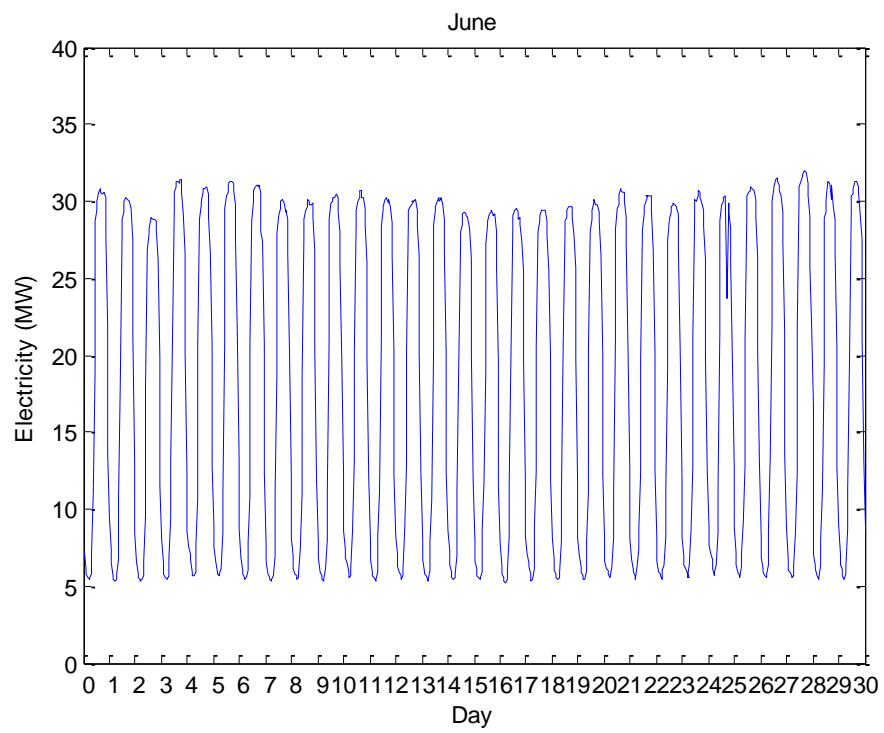
ภาพที่ ข.3 โหลดไฟฟ้าเดือนมีนาคม



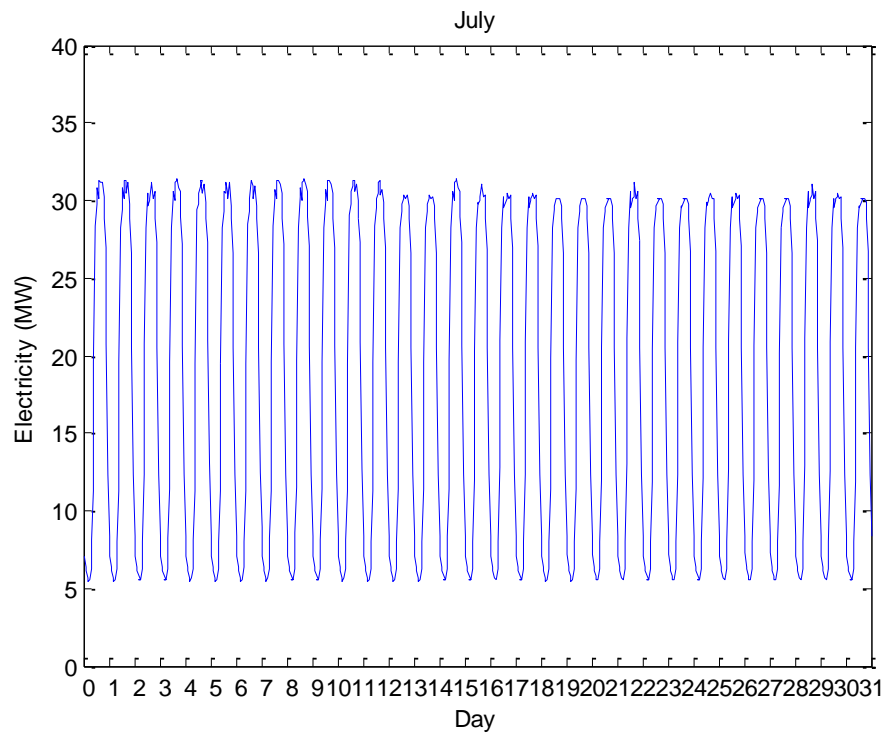
ภาพที่ ข.4 โหลดไฟฟ้าเดือนเมษายน



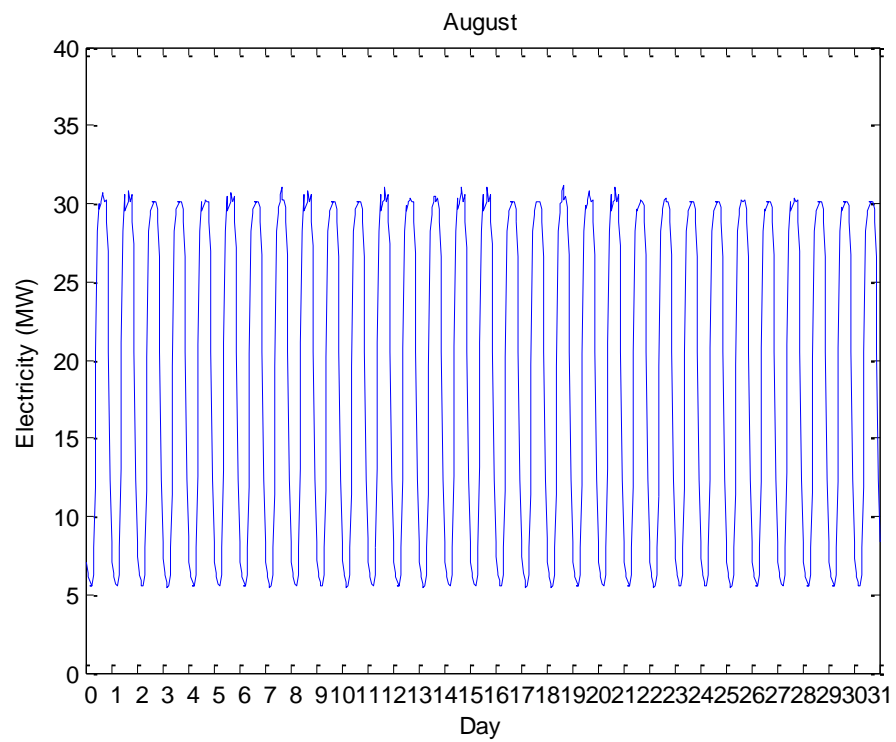
ภาพที่ ข.5 โหลดไฟฟ้าเดือนพฤษภาคม



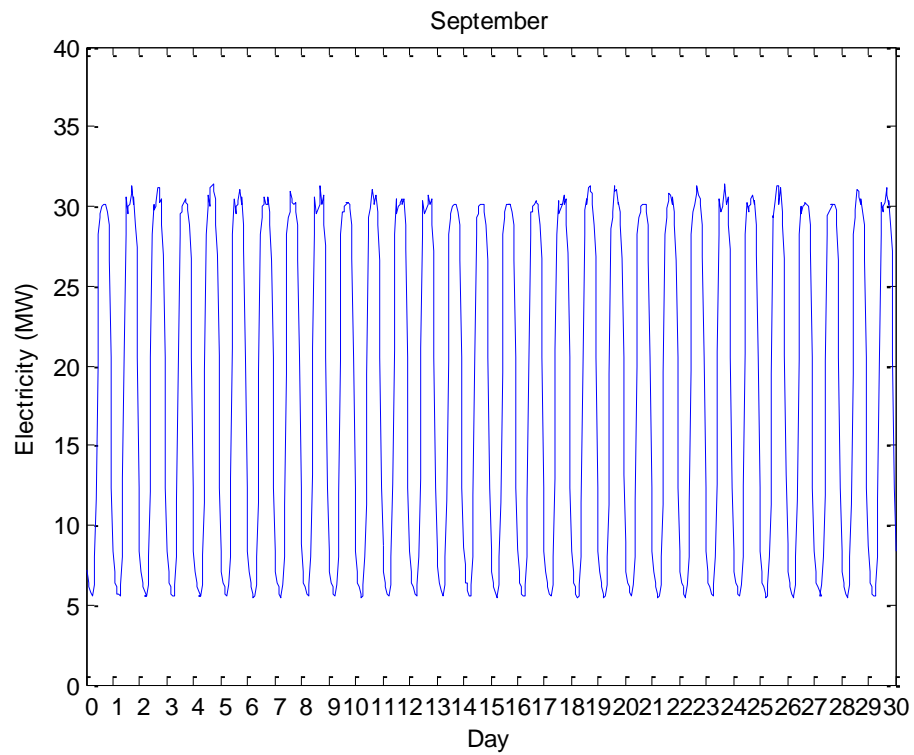
ภาพที่ ข.6 ไฟฟ้าเดือนมิถุนายน



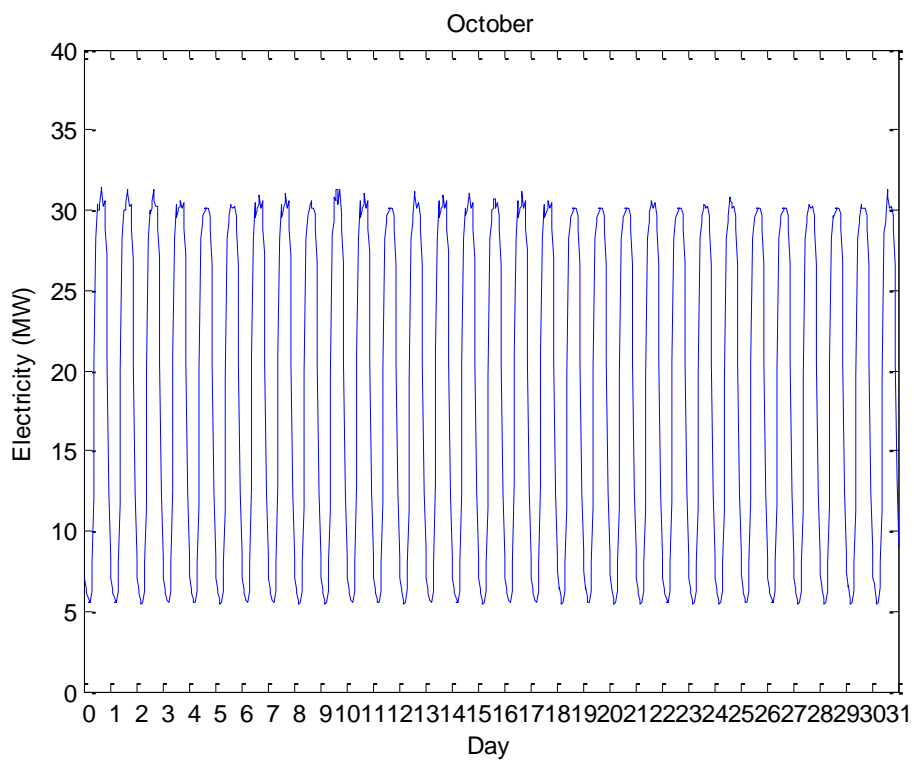
ภาพที่ ข.7 โหลดไฟฟ้าเดือนกรกฎาคม



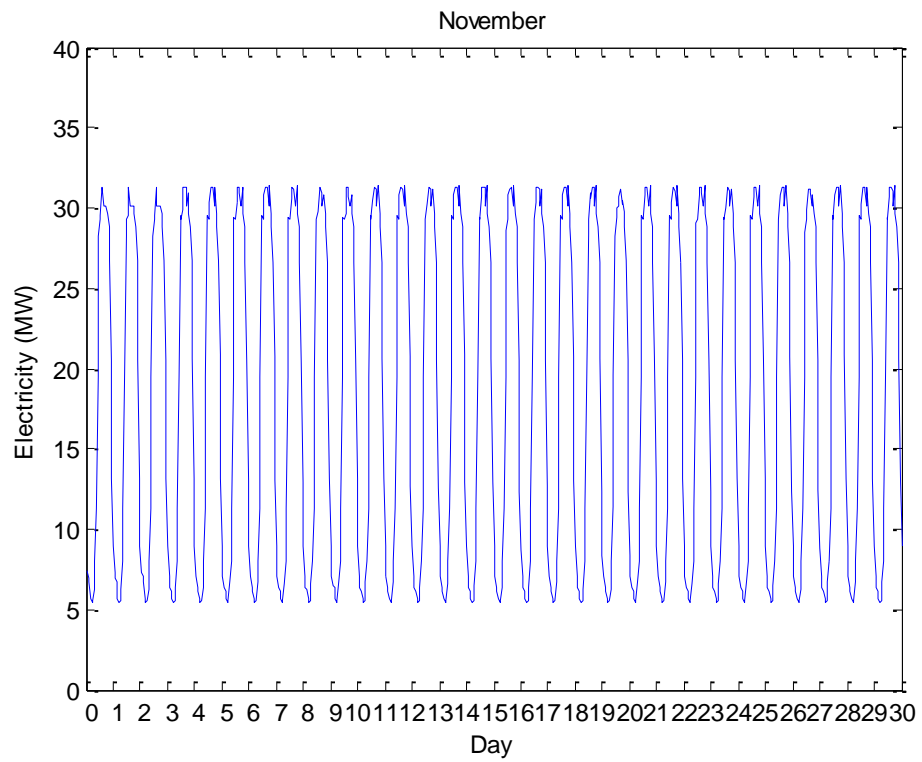
ภาพที่ ข.8 โหลดไฟฟ้าเดือนสิงหาคม



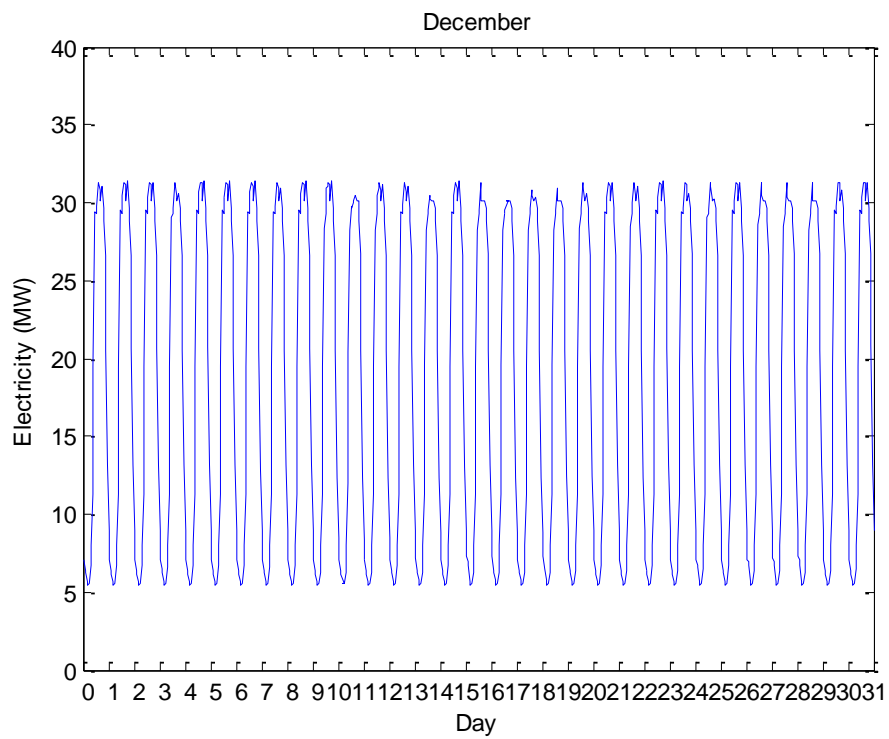
ภาพที่ ข.9 โหลดไฟฟ้าเดือนกันยายน



ภาพที่ ข.10 โหลดไฟฟ้าเดือนตุลาคม



ภาพที่ ข.11 โหลดไฟฟ้าเดือนพฤศจิกายน



ภาพที่ ข.12 ไฟฟ้าเดือนธันวาคม

## ภาคผนวก ค

### กำหนดการเชิงเส้น (Linear Programming)

กำหนดการเชิงเส้น (Linear Programming) หมายถึง ระเบียบวิธีทางคณิตศาสตร์ เพื่อหาค่าเหมาะที่สุด อันเป็นค่าสุดขีด (extremum) ค่าสูงสุดหรือต่ำสุดสัมพัทธ์ของเป้าหมายที่กำหนด ภายใต้เงื่อนไขบางประการ โดยเป้าหมายจะต้องแสดงอยู่ในรูปสมการเส้นตรงสำหรับเงื่อนไข อาจอยู่ในรูปสมการหรืออสมการเส้นตรงก็ได้

จากความหมายนี้จะเห็นได้ว่า เรื่องราวใดๆ ที่เขียนเป็นสมการเส้นตรงได้ และอยู่ภายใต้ข้อสมมุติที่กำหนด ย่อมที่จะหาผลเฉลยได้ด้วยวิธีการของกำหนดการเชิงเส้น

#### ข้อสมมุติของกำหนดการเชิงเส้น

ระเบียบวิธีทางคณิตศาสตร์ของกำหนดการเชิงเส้น จะสามารถดำเนินการได้โดยที่ กำหนดการนั้น จะต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขอันเป็นข้อสมมุติ ต่อไปนี้

1. เชิงเส้นและรวมกันได้ (linearity and additivity) : สมการเป้าหมายและเงื่อนไข ต้องอยู่ในรูปสมการเส้นตรง
2. รูปส่วนย่อยและต่อเนื่อง (divisibility and continuity) : ตัวแปรที่มีค่าเป็นเศษส่วนหรือทศนิยมได้ ซึ่งเป็นค่าต่อเนื่อง
3. จำกัดแน่นอน (finiteness) : ค่าคงที่ของสมการจะต้องมีค่าจำกัดและทราบค่าแน่นอนแล้ว
4. คงที่แน่นอนและเชิงสถิต (certainty and static time period) : สัมประสิทธิ์ของตัวแปร จะต้องเป็นค่าคงที่แน่นอน ในเวลาที่พิจารณา

#### โครงสร้างของกำหนดการเชิงเส้น

โครงสร้างทางคณิตศาสตร์ของกำหนดการเชิงเส้น อาจแบ่งเป็นส่วนที่สำคัญได้ 3 ส่วนด้วยกัน คือ

- 1) ส่วนเป้าหมาย (objective) เป็นส่วนที่แสดงถึงวัตถุประสงค์ของกำหนดการว่าต้องการค่าสูงสุดหรือค่าต่ำสุดและต้องแสดงในรูปสมการเส้นตรง

- 2) ส่วนเงื่อนไข ( ส่วนเงื่อนไข :side constraints or restrictions) แสดงถึงขีดจำกัดของปัจจัย ซึ่งอาจอยู่ในรูปสมการ และ: หรือ อสมการเส้นตรงก็ได้/  $\leq \sim \geq$
- 3) ส่วนตัวแปร ( ส่วนตัวแปร :decision variables) แสดงถึง ตัวแปรซึ่งเป็นผลเฉลยของ กำหนดการ ว่าประกอบด้วยตัวแปรใดบ้าง และตัวแปรเหล่านั้นจะต้องไม่มีค่าในทางลบ (non-negative value) :  $\sim \geq 0$

### รูปแบบทั่วไปของกำหนดการเชิงเส้นทางคณิตศาสตร์

- 1) กรณีต้องการค่าสูงสุด (Maximization)

$$\text{Maximise } R = p_1x_1 + p_2x_2 + \dots + p_nx_n$$

Subject to

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq c_1$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq c_2$$

.....

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq c_m$$

and

$$x_1, x_2, \dots, x_n \geq 0$$

- 2) กรณีต้องการค่าต่ำสุด (Minimization)

$$\text{Maximise } Z = c_1y_1 + c_2y_2 + \dots + c_ny_n$$

Subject to

$$b_{11}y_1 + b_{12}y_2 + \dots + b_{1n}y_n \geq p_1$$

$$b_{21}y_1 + b_{22}y_2 + \dots + b_{2n}y_n \geq p_2$$

.....

$$b_{m1}y_1 + b_{m2}y_2 + \dots + b_{mn}y_n \geq p_m$$

and

$$y_1, y_2, \dots, y_n \geq 0$$

### การหาผลเฉลยของกำหนดการเชิงเส้น

กำหนดการเชิงเส้นสามารถหาผลเฉลยได้หลายวิธี กล่าวคือ โดยวิธีกราฟ (Graphic Method) วิธีพีชคณิต (Algebraic Method) หรือ วิธีซิมเพล็กซ์ (Simplex Method) ก็ได้ แต่โดยเหตุที่วิธีกราฟใช้ได้กับปัญหาที่มีตัวแปรเพียงสองถึงสามตัวเท่านั้น จึงมักใช้เพื่อแสดงแนวคิดเกี่ยวกับหลักการของกำหนดการเชิงเส้นเป็นสำคัญ

สำหรับวิธีพีชคณิต ใช้ได้กับปัญหาทุกขนาดตัวแปรและเงื่อนไข และเป็นที่มาของวิธีซิมเพล็กซ์ ซึ่งเป็นวิธีที่จะแสดงในที่นี้แล้ว จึงขอสรุปรวมอยู่ในวิธีซิมเพล็กซ์ การหาผลเฉลยของกำหนดการเชิงเส้นโดยวิธีซิมเพล็กซ์เป็นวิธีการที่พัฒนามาจากวิธีการทางพีชคณิต แล้วสรุปรวมขึ้นในรูปตารางการคำนวณที่เรียกว่า ตารางซิมเพล็กซ์ (simplex tableau) ซึ่งวิธีซิมเพล็กซ์นี้แรกเริ่มทีเดียวได้รับการพัฒนาโดย George B. Dantzig<sup>1</sup> ในปี ค.ศ. 1947 และได้รับการปรับปรุงสืบต่อกันมาในหลากหลายรูปแบบ ในปี ค.ศ. 1961 William J. Baumol<sup>2</sup> เป็นท่านหนึ่งที่ได้พัฒนาวิธีซิมเพล็กซ์นี้ โดยได้พัฒนาวิธีการในลักษณะตารางสำเร็จรูป มีสูตรสำเร็จใช้คำนวณหาค่าต่างๆ ในตารางได้รวดเร็ว

การแก้ปัญหาค่าขีดสุดของรูปแบบปัญหาในโครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้การแก้ปัญหา ค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้น คือ เป็นการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันโดยที่ทั้งฟังก์ชันจุดประสงค์และฟังก์ชันเงื่อนไขมีความสัมพันธ์แบบเป็นเชิงเส้น วิธีการทางคณิตศาสตร์ที่นิยมใช้ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้นในปัจจุบันมีอยู่ด้วยกัน 2 วิธีคือ Simplex method และ Interior point method ซึ่งมีหลักการเบื้องต้นในการแก้ปัญหาสรุปออกมาได้ดังนี้

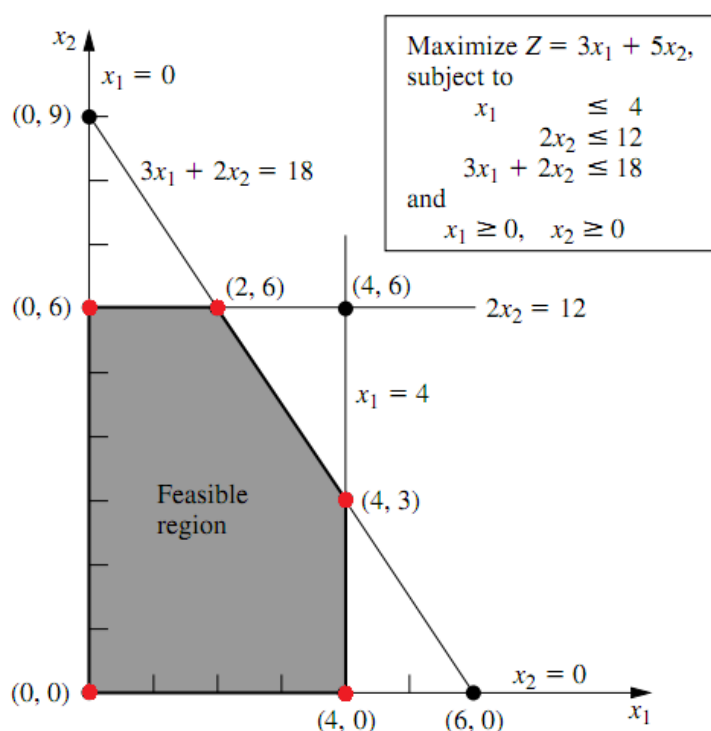
### Simplex Method

วิธีการ Simplex Method ถูกนำเสนอครั้งแรกโดย George Dantzig เมื่อปี 1947 โดยใช้หลักการในการหาค่าต่ำสุดจากคุณสมบัติของสมการที่มีความเป็นเชิงเส้น คุณสมบัติที่สำคัญของระบบสมการแบบเป็นเชิงเส้น สามารถสรุปออกมาได้ดังนี้

- 1) จุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหา (อาจเป็นจุดต่ำสุดหรือจุดสูงสุด) จะอยู่ที่จุดที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาและเป็นจุดมุมจากการตัดกันของสมการเสมอ (ภาพที่ ค.1 แสดงจุดที่มีโอกาสจะเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหาในตัวอย่าง)
- 2) จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาและมีค่าน้อยกว่า (หรือมากกว่า) หรือเท่ากับจุดแบบเดียวกันที่อยู่ใกล้เคียงกันทุกๆจุดจะเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหา
- 3) จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาจะมีจำนวนที่จำกัด



จากคุณสมบัติของสมการที่มีความเป็นเชิงเส้นดังกล่าวได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการ Simplex method โดยมีขั้นตอนในการหาค่าต่ำสุดแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนของการหาจุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาเพื่อใช้เป็นจุดเริ่มต้นและส่วนที่สองคือการนำจุดเริ่มต้นดังกล่าวมาเปรียบเทียบกับจุดแบบเดียวกันที่อยู่ใกล้เคียงกันแล้วทำการเคลื่อนย้ายไปหาจุดแบบเดียวกันที่มีค่าเหมาะสมมากกว่าจนกระทั่งไม่มีจุดแบบเดียวกันอื่นๆที่อยู่ใกล้เคียงกัน และมีความเหมาะสมมากกว่า ก็จะได้จุดนั้นเป็นคำตอบของปัญหา



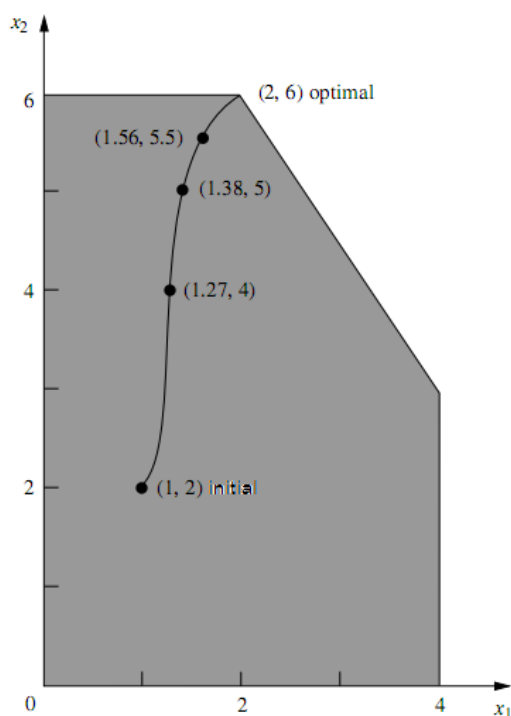
ภาพที่ ค.1 แสดงจุดที่มีโอกาสจะเป็นจุดทำงานที่เหมาะสมของปัญหาในตัวอย่าง

จากหลักการเบื้องต้นของวิธีการ Simplex method ตามที่ได้กล่าวมาแสดงให้เห็นว่าวิธีการนี้ไม่จำเป็นต้องเข้าหาคำตอบทุกๆ จุดของปัญหาซึ่งมีอยู่อย่างไม่จำกัด แต่หาเพียงแค่จุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของปัญหาซึ่งมีอยู่จำนวนไม่มากนักและมีอยู่อย่างจำกัด จึงทำให้การแก้ปัญหาด้วยวิธี Simplex method สามารถรับประกันการเข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดได้ นอกจากนี้จากคุณสมบัติของสมการที่มีความเป็นเชิงเส้นในข้อสองยังช่วยให้การใช้ Simplex method ไม่จำเป็นต้องเข้าหาจุดมุมจากการตัดกันของสมการที่ไม่ละเมิดเงื่อนไขของ

ปัญหาทุกจุด จึงช่วยให้การแก้ปัญหาด้วยวิธี Simplex method สามารถเข้าหาคำตอบที่เหมาะสมที่สุดได้อย่างรวดเร็ว สำหรับขั้นตอนในการหาค่าต่ำสุดด้วยวิธี Simplex method โดยละเอียดและการพิสูจน์คุณสมบัติของระบบสมการที่เป็นเชิงเส้น

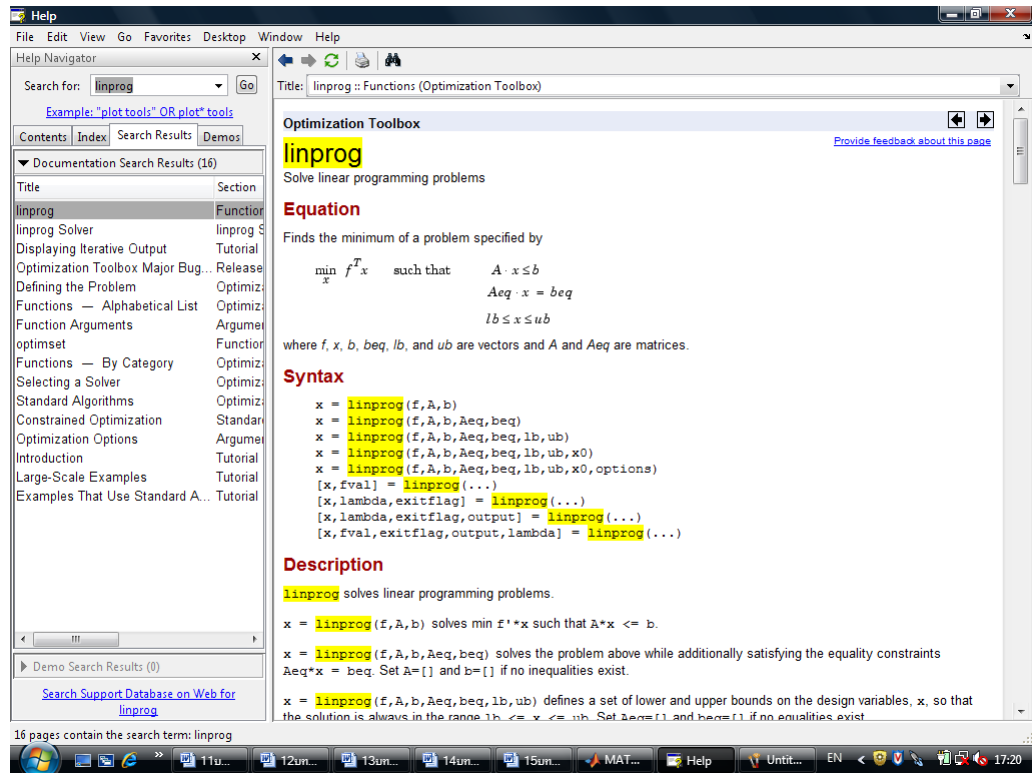
### Interior Point Methods

วิธีการ Interior Point Methods ได้ถูกพัฒนาขึ้นมาในภายหลังวิธีการ Simplex method โดยได้นำเสนอจุดเด่นคือสามารถแก้ปัญหาค่าต่ำสุดของระบบสมการขนาดใหญ่ได้เร็วกว่าวิธีการ Simplex method หลักการเบื้องต้นของวิธีการ Interior point methods ใช้การเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบโดยมีจุดเริ่มต้นอยู่ภายในขอบเขตของฟังก์ชันเงื่อนไข แล้วเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบโดยการเคลื่อนที่ไปยังจุดที่มีค่าตอบที่เหมาะสมกว่าและอยู่ในขอบเขตของฟังก์ชันเงื่อนไข และพยายามเข้าหาขอบของฟังก์ชันเงื่อนไขไปด้วย (ภาพที่ ค.2 แสดงการเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบของวิธีการ Interior point methods) สาเหตุที่วิธีการ Interior point methods สามารถแก้ปัญหาระบบขนาดใหญ่ได้ดีกว่าวิธีการ Simplex method เพราะการเคลื่อนที่ภายในขอบเขตของฟังก์ชันเงื่อนไขมีระยะทางที่ใกล้กว่าการเคลื่อนที่ที่ขอบของขอบเขตของฟังก์ชันเงื่อนไขโดยเฉพาะในปัญหาขนาดใหญ่ที่มีจุดมุมจากการตัดกันของสมการอยู่จำนวนมากจึงทำให้การใช้วิธีการ Simplex method สามารถเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบได้ช้ากว่า แต่ในปัญหาขนาดเล็กถึงปัญหขนาดปานกลางวิธีการ Simplex method ยังคงเข้าหาคำตอบได้เร็วกว่าวิธีการ Interior point methods อยู่มากเนื่องจากใช้เวลาในการคำนวณต่อรอบน้อยกว่า ดังนั้นในการแก้ปัญหาโดยทั่วไปวิธีการ Simplex method จึงยังคงเป็นที่นิยมใช้อยู่จนถึงปัจจุบัน



ภาพที่ ค.2 แสดงการเคลื่อนที่เข้าหาคำตอบของวิธีการ Interior point methods

จากวิธีการที่ใช้ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันที่เป็นเชิงเส้นทั้ง 2 วิธีจะพบว่าต่างก็มีข้อดีและข้อเสียที่แตกต่างกัน การจะเลือกใช้วิธีการใดวิธีการหนึ่งนั้นสามารถพิจารณาได้จากขนาดของปัญหาที่ต้องการแก้ไข โครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะใช้คำสั่ง *linprog* ของโปรแกรม MATLAB ในการแก้ปัญหาค่าขีดสุดของฟังก์ชันแบบเป็นเชิงเส้นซึ่งสามารถเลือกใช้วิธีการแก้ปัญหาได้ทั้งวิธีการ Simplex method และวิธีการ Interior point methods ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของปัญหาที่ต้องการแก้ไข โดยในโครงร่างวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะเลือกใช้วิธี Simplex method เนื่องจากระบบที่ใช้ในการแก้ปัญหายังคงมีขนาดค่อนข้างเล็ก ภาพที่ ค.3 แสดงวิธีการใช้คำสั่ง *linprog* ซึ่ง Search หาได้โดยใช้คำสั่ง *Help* ของโปรแกรม MATLAB



ภาพที่ ค.3 วิธีการใช้คำสั่ง linprog ซึ่ง Search หาได้โดยใช้คำสั่ง Help ของโปรแกรม MATLAB

## ภาคผนวก

### แบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้า ดังนั้น ในการสร้างแบบจำลองสำหรับโรงไฟฟ้าประเภทนี้ จะต้องพิจารณาถึงความไม่แน่นอนของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่มีความสัมพันธ์กัน และแบบจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

#### แบบจำลองความเข้มแสงและอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม

ความเข้มแสงและอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมนั้นจะมีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลาและสภาพภูมิอากาศ ซึ่งปกติแล้วปัจจัยทั้งสองจะมีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกัน กล่าวคือ ในวันที่มีความเข้มแสงมาก อุณหภูมิสิ่งแวดล้อมก็มักจะสูงด้วย เป็นต้น ดังนั้นในการสร้างแบบจำลองของความเข้มแสงและอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมจึงไม่เหมาะสมที่จะสร้างโดยให้ปัจจัยทั้งสองเป็นอิสระต่อกัน การจำลองสถานะของทั้งสองปัจจัยดังกล่าวจึงควรสร้างให้มีลักษณะที่มีความสัมพันธ์กันหรือขึ้นต่อกันด้วย

ในการสร้างแบบจำลองของตัวแปรสุ่ม 2 ตัวนั้น จำเป็นต้องรู้ถึงโครงสร้างความสัมพันธ์ของตัวแปรทั้งสองตัวซึ่งโดยทั่วไปสิ่งที่ใช้วัดความสัมพันธ์ดังกล่าวคือ สัมประสิทธิ์สหสัมพันธ์ (Correlation coefficient;  $\rho$ ) โดยถ้า  $\rho$  มีค่าใกล้ 0 แสดงว่าตัวแปรทั้งสองมีความสัมพันธ์เชิงเส้นน้อย แต่ถ้ามีค่าใกล้  $\pm 1$  แสดงว่ามีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกันหรือตรงกันข้ามเป็นอย่างดี แต่อย่างไรก็ตาม สัมประสิทธิ์ดังกล่าวก็บอกได้เพียงระดับและทิศทางของความสัมพันธ์เท่านั้น

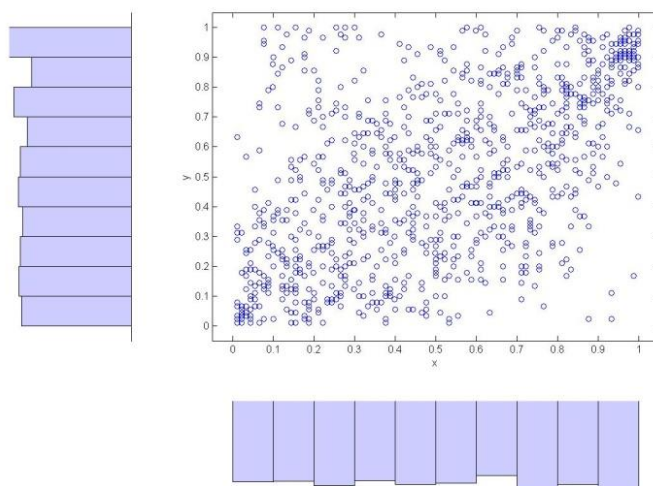
คอปูลา (Copulas) เป็นทฤษฎีใช้อธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรสุ่ม โดยในทางคณิตศาสตร์ คอปูลาเป็นฟังก์ชันการแจกแจงร่วมของตัวแปรสุ่มโดยที่แต่ละตัวแปรสุ่มมีการแจกแจงมาร์จินัล (Marginal distribution) แบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution) บนช่วง  $[0, 1]$  ในวิทยานิพนธ์นี้ ได้ทำการประยุกต์ใช้ทฤษฎีดังกล่าวในการสร้างแบบจำลองสำหรับการสุ่มความเข้มแสงและอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมที่มีความสัมพันธ์เกี่ยวเนื่องกันซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่ใช้การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ทฤษฎีบทของสกลาร์ (Sklar's Theorem) เป็นทฤษฎีบทที่สำคัญในคอปปุลา โดยในทฤษฎีบทนี้จะกล่าวไว้ว่า  $H$  จะเป็นฟังก์ชันการแจกแจงร่วมของตัวแปรสุ่มก็ต่อเมื่อมีคอปปุลา  $C$  ที่ทำให้

$$H(x, y) = C(F(x), G(y)) \quad (ง.1)$$

โดยที่  $x, y \in R$  และ  $F(x), G(y)$  เป็นการแจกแจงแบบมาร์จินัลของ  $x$  และ  $y$  ตามลำดับ

ตัวอย่างการใช้คอปปุลาเพื่อแสดงถึงความสัมพันธ์ของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมสามารถแสดงได้ดังรูปต่อไปนี้

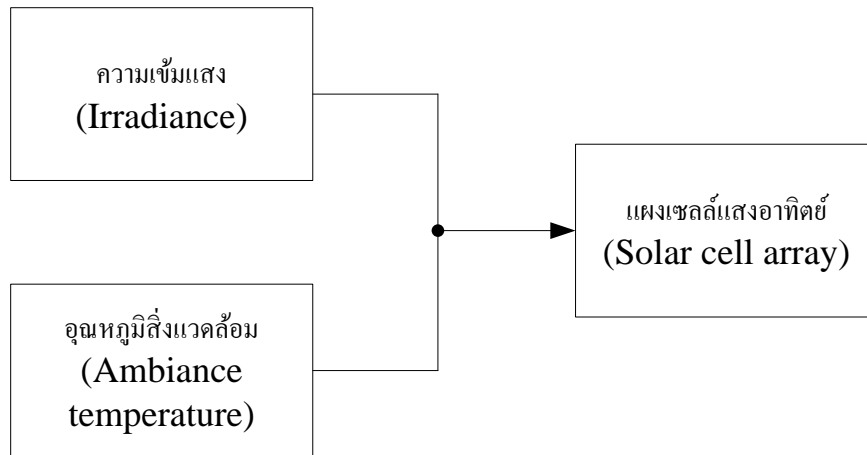


ภาพที่ ง.1 แจกแจงร่วมของความเข้มแสงอาทิตย์และอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม

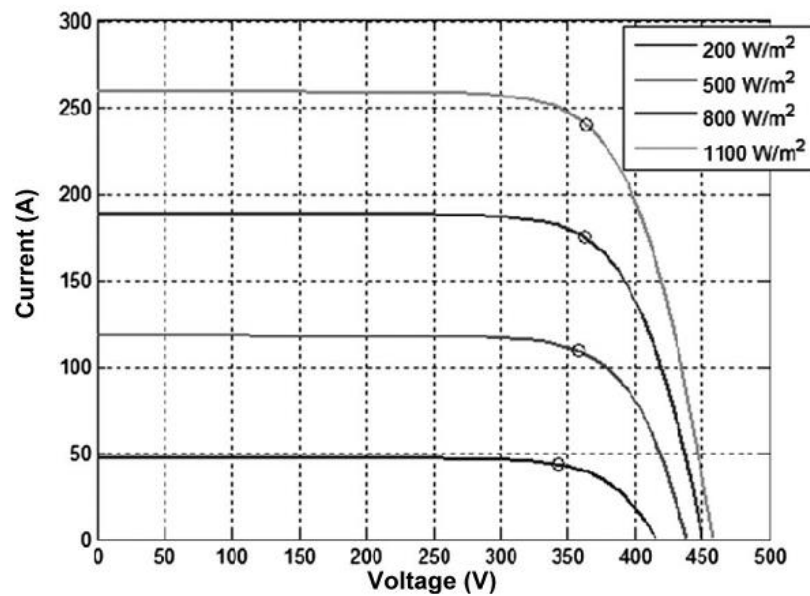
### แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีหลักการทำงานโดยทั่วไป คือ เมื่อเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ จะทำหน้าที่เปลี่ยนพลังงานดังกล่าวให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น ปัจจัยที่สำคัญที่สุดส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าด้วยวิธีนี้ก็ คือ ความเข้มแสงที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ได้รับ กล่าวคือ ความเข้มแสงจะส่งผลเป็นสัดส่วนโดยตรงกับกระแสไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์ในขณะที่ยังคงแรงดันที่ได้จะไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก ส่วนปัจจัยสำคัญรองลงมา คือ อุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นผลมาจากอุณหภูมิสิ่งแวดล้อม โดยเมื่ออุณหภูมิของเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นจะทำให้แรงดันที่ได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ลดลงแต่กระแสไฟฟ้าที่ได้จะไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก แบบจำลองระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถแสดงได้ดัง

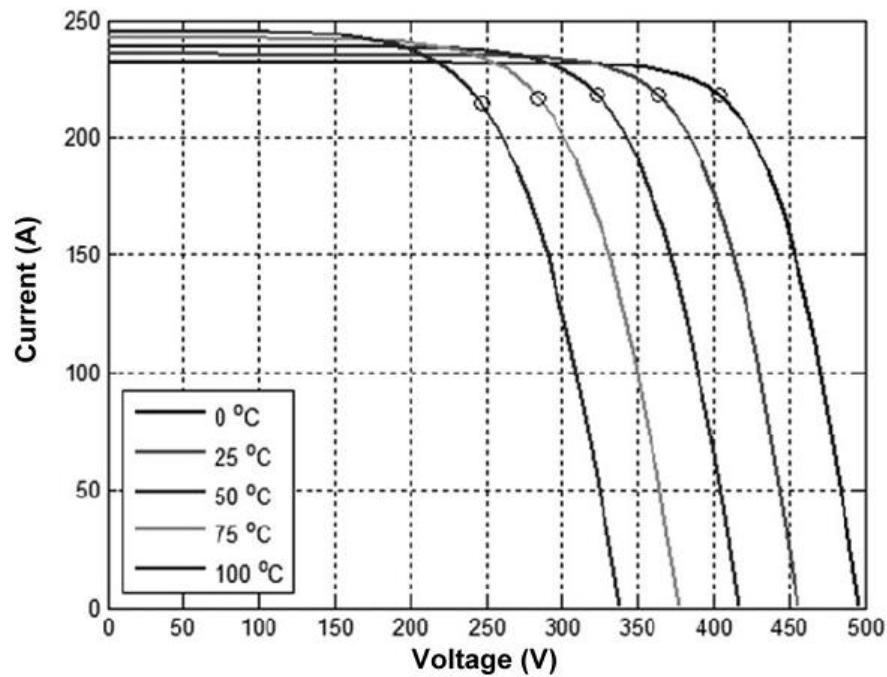
ภาพที่ ง.2 และความสัมพันธ์ของกระแสและแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ตามการเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสงและอุณหภูมิ แสดงได้ดังภาพที่ ง.3 และ ง.4 ตามลำดับ



ภาพที่ ง.2 แบบจำลองโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



ภาพที่ ง.3 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มแสง 1 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร กับ การเปลี่ยนแปลงของความเข้มแสง



ภาพที่ ง.4 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสและแรงดันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ความเข้มแสง 1 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร กับ การเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ

จากปัจจัยที่ส่งผลกับเซลล์แสงอาทิตย์ที่กล่าวข้างต้น สมการในการคำนวณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์สามารถแสดงได้ดังนี้

$$P_{pv,t} = P_m \frac{G_t}{G_{STC}} (1 - \gamma(T_{cell} - T_{STC})) \quad (ง.2)$$

โดยที่

$P_m$  คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผลิตได้ (วัตต์)

$G_t$  คือ ความเข้มแสงที่จุดเวลา  $t$  ใดๆ

$G_{STC}$  คือ ความเข้มแสงที่ STC (Standard Test Condition) มีค่าเท่ากับ 1000 วัตต์ต่อตารางเมตร

$\gamma$  คือ ค่าสัมประสิทธิ์อุณหภูมิ (องศาเซลเซียส<sup>-1</sup>) มีค่าอยู่ในช่วง -0.005 - 0.003 ในเซลล์แสงอาทิตย์

$T_{cell}$  คือ อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ (องศาเซลเซียส)

$T_{STC}$  คือ อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ที่ STC มีค่าเท่ากับ 25 องศาเซลเซียส



ในส่วนของการที่ใช้แสดงความสัมพันธ์ระหว่างอุณหภูมิสิ่งแวดล้อมกับอุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ สามารถแสดงได้ดังนี้

$$T_{cell} = T_{amb} + \left(\frac{NOCT - 20^\circ}{1000}\right)G_t \quad (ง.3)$$

โดยที่

$T_{amb}$  คือ อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม (องศาเซลเซียส)  
 $NOCT$  คือ อุณหภูมิเซลล์แสงอาทิตย์ ณ จุดทำงาน ที่อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม 20 องศาเซลเซียส ความเข้มแสงเป็น 800 วัตต์ต่อตารางเมตร และมีความเร็วลม 1 เมตรต่อวินาที (Nominal Operating Cell Temperature) มีค่าเป็น 46 องศาเซลเซียส

เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าในรูปแบบไฟฟ้ากระแสตรง ดังนั้น ก่อนทำการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าหลักก็ต้องมีการเชื่อมต่อกับคอนเวอร์เตอร์เพื่อแปลงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับก่อน ซึ่งจะทำให้มีกำลังสูญเสียในคอนเวอร์เตอร์ด้วย ดังนั้นกำลังไฟฟ้าสุทธิจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จึงมีค่าเท่ากับ

$$P_{e,pv} = P_{pv} \times eff_s \quad (ง.4)$$

โดยที่

$eff_s$  คือ ประสิทธิภาพของคอนเวอร์เตอร์ที่เชื่อมต่อกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบไฟฟ้า

## ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นายคณศ ว่องวิชญพงษ์ เกิดวันที่ 29 สิงหาคม พ.ศ. 2529 ที่จังหวัดชลบุรี ประเทศไทย เข้าศึกษาในหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ในปีการศึกษา 2548 และสำเร็จการศึกษาในปีการศึกษา 2552 จากนั้นได้เข้าศึกษาต่อในหลักสูตรวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2553