

บทที่ 3

การดำเนินการวิจัย

ในบทนี้จะกล่าวถึงวิธีดำเนินการวิจัย พร้อมยกกรณีตัวอย่างขึ้นมาศึกษาและอธิบาย เริ่มตั้งแต่การประมาณความต้องการไฟฟ้าโดยรวมสำหรับกรณีพื้นฐานซึ่งยังไม่มีจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า เพื่อสร้างลักษณะภาระไฟฟ้าของหมู่บ้าน โดยแบ่งเป็นกรณีย่อย ๆ ที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างต่อภาระไฟฟ้าทั้งหมดค่าต่าง ๆ เช่น 50% 80% 100% นอกจากนี้จะกล่าวถึงการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า ซึ่งทำให้ความต้องการไฟฟ้าโดยรวมของกรณีต่าง ๆ ข้างต้นเปลี่ยนแปลงไป การวิเคราะห์ขนาดระบบผลิตไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม Homer Pro ทั้งในด้านข้อมูลที่ป้อนให้แก่โปรแกรม การทำงานของโปรแกรม และรูปแบบการจ่ายไฟฟ้า รวมไปถึงการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์เกี่ยวกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย และค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการของระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ (ได้แก่ ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ และระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์) สุดท้ายจะแสดงผลการออกแบบและผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของหมู่บ้านตัวอย่าง ทั้งกรณีพื้นฐานและกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

3.1 การประมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าของหมู่บ้าน

ในส่วนนี้จะได้กล่าวถึงสมมติฐานในการประมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าของหมู่บ้านขนาด 100 ครัวเรือน และสร้างเป็นลักษณะภาระไฟฟ้าโดยรวม (Load curve) ของหมู่บ้านในฤดูกาลต่าง ๆ จากนั้นจะได้ปรับสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างต่อภาระไฟฟ้าทั้งหมดของกรณีพื้นฐานเป็น 50 % 80% และ 100% ตามลำดับ ทำให้สามารถศึกษาผลของการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าที่มีต่อลักษณะภาระไฟฟ้าที่สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างค่าต่าง ๆ เพื่อให้กรณีหมู่บ้านตัวอย่างนี้ครอบคลุมลักษณะของหมู่บ้านในความเป็นจริง ที่มีฐานะทางเศรษฐกิจการเงินต่าง ๆ กัน กล่าวคือบางหมู่บ้านที่มีฐานะยากจน การใช้ไฟฟ้าอาจมีเพียงหลอดไฟส่องสว่าง

(สัดส่วนภาระ ไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 100%) หรือมีเครื่องใช้ไฟฟ้าอื่นนอกเหนือจากหลอดไฟเล็กน้อย (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 80%) บางหมู่บ้านที่มีฐานะปานกลาง มีกำลังซื้อเครื่องใช้ไฟฟ้ามาอำนวยความสะดวกมากขึ้น ก็จะมีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างน้อยลง (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 50%)

3.1.1 กรณีพื้นฐานของหมู่บ้านตัวอย่าง

เมื่อกำหนดให้ครัวเรือนที่ศึกษามีจำนวน 100 ครัวเรือน มีเครื่องใช้ไฟฟ้าแตกต่างกันไป คือ มีครัวเรือนที่มีการใช้หลอดฟลูออเรสเซนต์ (ขนาด 20 วัตต์ 2 หลอด/ครัวเรือน) จำนวน 100 ครัวเรือน ครัวเรือนที่มีการใช้โทรทัศน์ (ขนาด 100 วัตต์) จำนวน 20 ครัวเรือน ครัวเรือนที่มีการใช้หม้อหุงข้าว (ขนาด 800 วัตต์) จำนวน 40 ครัวเรือน ครัวเรือนที่มีการใช้พัดลมไฟฟ้า (ขนาด 40 วัตต์) จำนวน 60 ครัวเรือน และมีครัวเรือนที่มีการใช้วิทยุ(ขนาด 20 วัตต์) จำนวน 60 ครัวเรือน โดยแต่ละครัวเรือนอาจมีการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้ามากกว่า 1 ชนิด และมีการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวันแบ่งเป็น 2 ช่วง คือ ระหว่าง 5.00-8.00 น. และ 11.00 - 22.00 น.

ในการประมาณลักษณะความต้องการไฟฟ้าโดยรวมของหมู่บ้าน ได้กำหนดตัวประกอบความต้องการไฟฟ้า (Demand Factor) ของเครื่องใช้ไฟฟ้าแต่ละชนิดในช่วงเวลาต่าง ๆ ดังตาราง 3.1 (ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้า คือสัดส่วนจำนวนครัวเรือนที่ใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่งๆ ต่อจำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่มีเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดนั้น มีค่าไม่เกิน 1) เพื่อใช้ในการหาค่าความต้องการไฟฟ้าโดยรวมในแต่ละช่วงเวลาตลอดทั้งวัน (ในที่นี้พิจารณาช่วงเวลาละ 1 ชั่วโมง) ซึ่งแสดงให้เห็นลักษณะภาระไฟฟ้าโดยรวมของหมู่บ้านนั่นเอง

ความต้องการไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดหนึ่งๆ ในช่วงเวลาหนึ่ง[กิโลวัตต์]

$$= n \times DF \times [\text{จำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าต่อครัวเรือน}] \times (W/1000) \times t \quad (3.1)$$

เมื่อ	DF	คือ	ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้า หรือสัดส่วนจำนวนครัวเรือนที่ใช้เครื่องใช้ไฟฟ้า ณ ช่วงเวลานั้น ต่อจำนวนครัวเรือนที่มีเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดเดียวกัน
	n	คือ	จำนวนครัวเรือนทั้งหมดที่มีเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดนั้น
	W	คือ	พิกัดกำลังไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดนั้น หน่วยวัตต์
	t	คือ	สัดส่วนระยะเวลาที่ใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าชนิดนั้น เช่น ใช้หม้อหุงข้าว 20 นาที
		t	จะมีค่าเท่ากับ 20/60

ดังนั้น

ความต้องการไฟฟ้ารวมทุกอุปกรณ์ในช่วงเวลาหนึ่ง [กิโลวัตต์]

$$= \text{ผลรวมความต้องการไฟฟ้าของทุกอุปกรณ์ที่มีการใช้งานในช่วงเวลานั้น} \quad (3.2)$$

ค่าความต้องการไฟฟ้าในช่วงเวลาหนึ่ง ๆ จะเป็นตัวแทนความต้องการไฟฟ้าโดยรวมของหมู่บ้านเพื่อนำไปป้อนข้อมูลให้แก่โปรแกรมต่อไป

ตัวอย่างเช่น ในฤดูร้อน ช่วงเวลา 5.00 - 6.00 น. มีการใช้หลอดฟลูออเรสเซนต์ (20 วัตต์) และหม้อหุงข้าว (800 วัตต์) โดยมีตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าของหลอดฟลูออเรสเซนต์และหม้อหุงข้าวเท่ากับ 0.5 และ 1 ตามลำดับ

ดังนั้น

$$\begin{aligned} \text{ความต้องการไฟฟ้าของหลอดฟลูออเรสเซนต์} &= 0.5 \times 100 \text{ คราวเรือน} \times 2 \text{ หลอด/ครัวเรือน} \\ &\quad \times 20 \text{ วัตต์/1000} \\ &= 2 \quad \text{กิโลวัตต์} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ความต้องการไฟฟ้าของหม้อหุงข้าว} &= 1 \times 40 \text{ ครัวเรือน} \times 1 \text{ ใบ/ครัวเรือน} \\ &\quad \times 800 \text{ วัตต์/1000} \times (20/60) \\ &= 10.67 \quad \text{กิโลวัตต์} \end{aligned}$$

∴ ในช่วงเวลา 5.00 – 6.00 น. ของฤดูร้อน มีความต้องการไฟฟ้าโดยรวมของหมู่บ้านเท่ากับ

$$\begin{aligned} &= 2 + 10.67 \\ &= 12.67 \quad \text{กิโลวัตต์} \end{aligned}$$

จากการประมาณความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง โดยใช้ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าที่สมมติขึ้นดังแสดงในตารางที่ 3.1 พบว่า ในฤดูร้อนมีการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดรองลงมาคือฤดูฝน และฤดูหนาวตามลำดับ พฤติกรรมการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าในฤดูฝนและฤดูร้อนค่อนข้างคล้ายกัน เนื่องจากฤดูฝนในเมืองไทยมีสภาพอากาศคล้ายฤดูร้อน ฝนไม่ได้ตกทุกวัน ยกเว้นในช่วงที่มีลมมรสุมเข้าซึ่งอาจมีระยะเวลาประมาณ 1 เดือนเท่านั้น

ตลอดปีผู้ใช้ไฟมีการใช้หลอดไฟส่องสว่างในช่วงเวลา 5.00–8.00 น. และช่วงเวลา 17.00–22.00 น. โดยในฤดูหนาวชาวบ้านจะตื่นสายกว่าฤดูอื่น ช่วงเวลา 5.00–6.00 น. จะมีการเปิดไฟส่องสว่างไม่มาก (สังเกตจากตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าเท่ากับ 0.3) ในขณะที่ของฤดูร้อน

และฤดูฝนมีค่าเท่ากับ 0.5) ในช่วงเวลา 6.00-7.00 น. จะเปิดใช้ไฟทุกบ้าน (ทุกฤดูเหมือนกัน) ส่วนช่วงเวลา 7.00-8.00 น. ในฤดูร้อนจะมีบ้านที่เปิดไฟส่องสว่างน้อยกว่าฤดูอื่น เนื่องจากเริ่มมีแสงธรรมชาติแล้ว (สังเกตตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าเท่ากับ 0.3 ในขณะที่ฤดูฝนและฤดูหนาวมีค่า 0.5 และ 0.8 ตามลำดับ เนื่องจากในฤดูหนาวช่วงเวลา 7.00-8.00 น. ยังคงมีค้างคาวอยู่เมื่ออยู่ในบ้าน) ในช่วงเวลา 17.00-18.00 น. ในฤดูหนาวจะเริ่มมืดแล้วจึงมีการเปิดไฟมากกว่าฤดูอื่น (ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าเท่ากับ 0.7) ในขณะที่ฤดูร้อนช่วงเวลาดังกล่าวยังมีแสงธรรมชาติ การเปิดใช้ไฟจะน้อยกว่า (ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าเท่ากับ 0.3 ในขณะที่ของฤดูฝนเท่ากับ 0.4) ช่วงเวลา 18.00-19.00 น. มีการเปิดใช้ไฟมากขึ้นในทุกฤดูกาล และชาวบ้านเริ่มเข้านอนเวลาประมาณ 21.00 น. เป็นต้นไป ในฤดูหนาวชาวบ้านมีแนวโน้มเข้านอนเร็วขึ้น ช่วงเวลา 21.00-22.00 น. ในฤดูหนาวจึงตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าเท่ากับ 0.8 ในขณะที่ช่วงเวลานี้ในฤดูอื่นยังมีการใช้ไฟอยู่ (ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าเท่ากับ 1)

การใช้หม้อหุงข้าวไฟฟ้าในฤดูร้อนและฤดูฝนจะเหมือนกัน กล่าวคือในช่วงเช้าจะใช้หม้อหุงข้าวเวลา 5.00-6.00 น. และตอนเย็นเวลา 17.00-18.00 น. ส่วนในฤดูหนาวการใช้หม้อหุงข้าวโดยรวมจะอยู่ในช่วง 5.00-7.00 น. และตอนเย็นอยู่ในช่วง 16.00-17.00 น. จากแนวโน้มที่ต้นสายขึ้นเล็กน้อย (ชาวบ้านบางส่วนหุงข้าวช่วง 5.00-6.00 น. บางส่วนหุงช่วง 6.00-7.00 น.) และแสงธรรมชาติที่หมดเร็ว ผู้ใช้หม้อหุงข้าวส่วนหนึ่งจึงหุงข้าวเร็วขึ้น คือบางส่วนหุงข้าวในช่วงเวลา 16.00-17.00 น. ในขณะที่ช่วงเวลาดังกล่าวในฤดูร้อนและฤดูฝนยังไม่มีการใช้หม้อหุงข้าว

สำหรับพฤติกรรมการใช้โทรทัศน์และวิทยุจะไม่ขึ้นกับฤดูกาลมากนัก แนวโน้มที่ผู้ใช้ไฟต้นสายขึ้นในฤดูหนาวทำให้มีการใช้โทรทัศน์ในช่วงเช้าน้อยกว่าฤดูร้อนและฤดูฝน และในตอนกลางคืนซึ่งนอนเร็วขึ้นเล็กน้อยทำให้มีการใช้ไฟในช่วง 21.00-22.00 น. น้อยกว่าในฤดูร้อนและฤดูฝนซึ่งมีพฤติกรรมการใช้โทรทัศน์และวิทยุเหมือนกัน ส่วนการใช้วิทยุในฤดูหนาว ช่วงเวลาประมาณ 20.00-22.00 น.จะน้อยกว่าในช่วงหัวค่ำถึงกลางคืน การใช้วิทยุในช่วงเวลา 21.00-22.00 น.ในทุกฤดูจะน้อยกว่าในช่วงหัวค่ำเนื่องจากมักไม่ค่อยมีรายการวิทยุในเวลาตีมากนัก ผู้ใช้ไฟที่มีโทรทัศน์นิยมดูโทรทัศน์ในเวลากลางคืนมากกว่าวิทยุ

พัฒนไฟฟ้าเป็นภาระไฟฟ้าที่มีพฤติกรรมการใช้แตกต่างกันในแต่ละฤดู ในช่วงเวลา 12.00-22.00 น. ของทุกฤดูกาลมาก-น้อย แตกต่างกันไป ฤดูหนาวที่จะมีการใช้บ้างในเฉพาะเวลากลางวัน 12.00-17.00 น. เท่านั้น ฤดูร้อนจะมีการใช้พัฒมมากที่สุด โดยเฉพาะในช่วงเวลา 17.00-22.00 น. เนื่องจากผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่กลับมาจากทำงานแล้ว และสภาพอากาศที่ค่อนข้างร้อน ส่วนในฤดูฝนจะมีการใช้พัฒมน้อยกว่าฤดูร้อน โดยมีการใช้มากในช่วงกลางวัน 12.00-17.00 น. และลดปริมาณการใช้พัฒมลงในช่วงเวลา 19.00-22.00 น.

ตาราง 3.1 ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าแต่ละชนิดในฤดูต่าง ๆ ที่สมมติขึ้น
ของหมู่บ้านตัวอย่าง

เครื่องใช้ไฟฟ้า	ช่วงเวลา	ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้า		
		ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน
หลอดฟลูออเรสเซนต์ (20 วัตต์)	5.00-6.00 น.	0.3	0.5	0.5
	6.00-7.00 น.	1	1	1
	7.00-8.00 น.	0.8	0.3	0.5
	17.00-18.00 น.	0.7	0.3	0.4
	18.00-19.00 น.	1	0.8	1
	19.00-20.00 น.	1	1	1
	20.00-21.00 น.	1	1	1
	21.00-22.00 น.	0.8	1	1
โทรทัศน์	6.00-7.00 น.	0.5	0.5	0.5
	7.00-8.00 น.	0.5	0.8	0.8
	17.00-18.00 น.	0.8	0.8	0.8
	18.00-19.00 น.	1	1	1
	19.00-20.00 น.	1	1	1
	20.00-21.00 น.	1	1	1
	21.00-22.00 น.	0.5	1	1
หม้อหุงข้าวไฟฟ้า	5.00-6.00 น.	0.5	1	1
	6.00-7.00 น.	0.5	-	-
	16.00-17.00 น.	0.3	-	-
	17.00-18.00 น.	0.7	1	1
พัดลม	12.00-13.00 น.	0.3	0.8	0.6
	13.00-14.00 น.	0.3	0.8	0.6
	14.00-15.00 น.	0.3	0.8	0.6
	15.00-16.00 น.	0.3	0.8	0.6
	16.00-17.00 น.	0.3	0.8	0.6
	17.00-18.00 น.	-	1	0.5
	18.00-19.00 น.	-	1	0.5

ตาราง 3.1 ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าแต่ละชนิดในฤดูต่าง ๆ ที่สมมติขึ้นของหมู่บ้านตัวอย่าง (ต่อ)

เครื่องใช้ไฟฟ้า	ช่วงเวลา	ตัวประกอบความต้องการไฟฟ้า		
		ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน
พัดลม (ต่อ)	19.00-20.00 น.	-	1	0.5
	20.00-21.00 น.	-	1	0.5
	21.00-22.00 น.	-	1	0.5
วิทยุ	6.00-7.00 น.	0.7	0.7	0.7
	7.00-8.00 น.	0.7	0.7	0.7
	12.00-13.00 น.	0.5	0.5	0.5
	13.00-14.00 น.	0.5	0.5	0.5
	14.00-15.00 น.	0.5	0.5	0.5
	15.00-16.00 น.	0.8	0.8	0.8
	16.00-17.00 น.	0.8	0.8	0.8
	17.00-18.00 น.	0.8	0.8	0.8
	18.00-19.00 น.	0.8	0.8	0.8
	19.00-20.00 น.	0.8	0.8	0.8
	20.00-21.00 น.	0.5	0.8	0.8
	21.00-22.00 น.	0.5	0.5	0.5

จากสมมติฐานของหมู่บ้านตัวอย่างข้างต้นเมื่อวิเคราะห์ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าโดยรวมพบว่า มีการใช้พลังงานเฉลี่ย 80.77 หน่วย/วัน โดยมีกำลังไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 16.83 กิโลวัตต์ ในฤดูร้อน ตาราง 3.2 แสดงข้อมูลเกี่ยวกับความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างในฤดูกาลต่าง ๆ ที่ประมาณได้ รูป 3.1 แสดงลักษณะภาระไฟฟ้าโดยรวมของหมู่บ้านตัวอย่างเปรียบเทียบในฤดูกาลต่าง ๆ ส่วนรูป 3.2 แสดงลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าแต่ละชนิด ในฤดูร้อน ภาคผนวก ก แสดงตารางการประมาณลักษณะภาระไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างในฤดูกาลต่าง ๆ

ตาราง 3.2 ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างในฤดูกาลต่าง ๆ ที่ประมาณได้

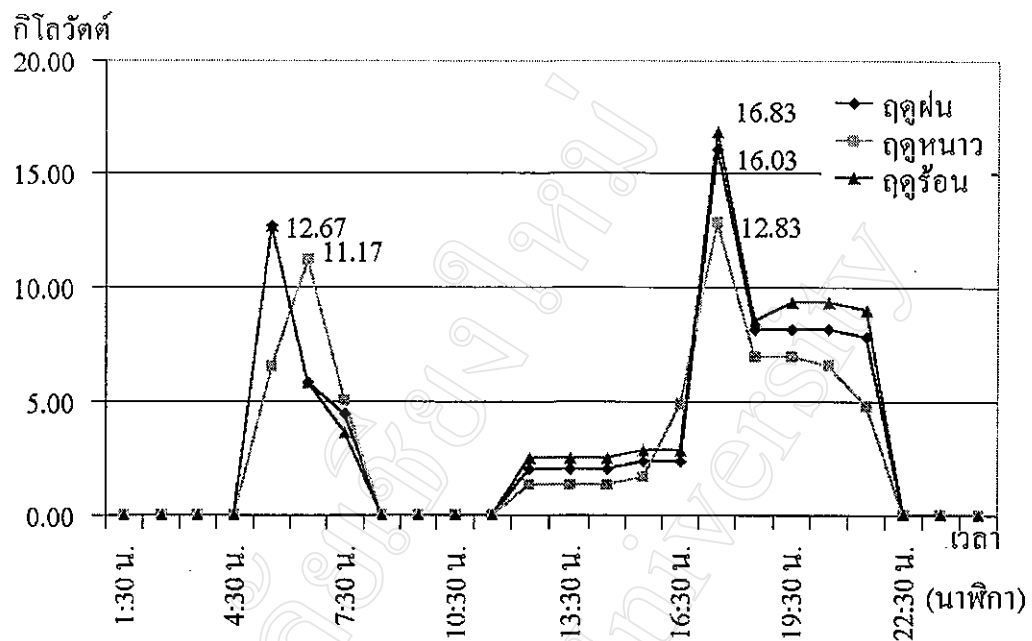
	เดือน	ความต้องการไฟฟ้า [หน่วย/วัน]	ความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยต่อครัวเรือน [หน่วย/วัน/ครัวเรือน]	สัดส่วนภาระส่องสว่าง* (%)	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด [กิโลวัตต์]
ฤดูหนาว	พ.ย. – ก.พ.	71.41	0.71	36.97	12.83
ฤดูร้อน	มี.ค. – มิ.ย.	88.57	0.89	26.64	16.83
ฤดูฝน	ก.ค. – ต.ค.	82.17	0.82	31.15	16.03
เฉลี่ยตลอดปี		80.77	0.81	31.59	16.83

* สัดส่วนภาระส่องสว่าง คือ สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างต่อภาระไฟฟ้าทั้งหมดในแต่ละวัน [%]

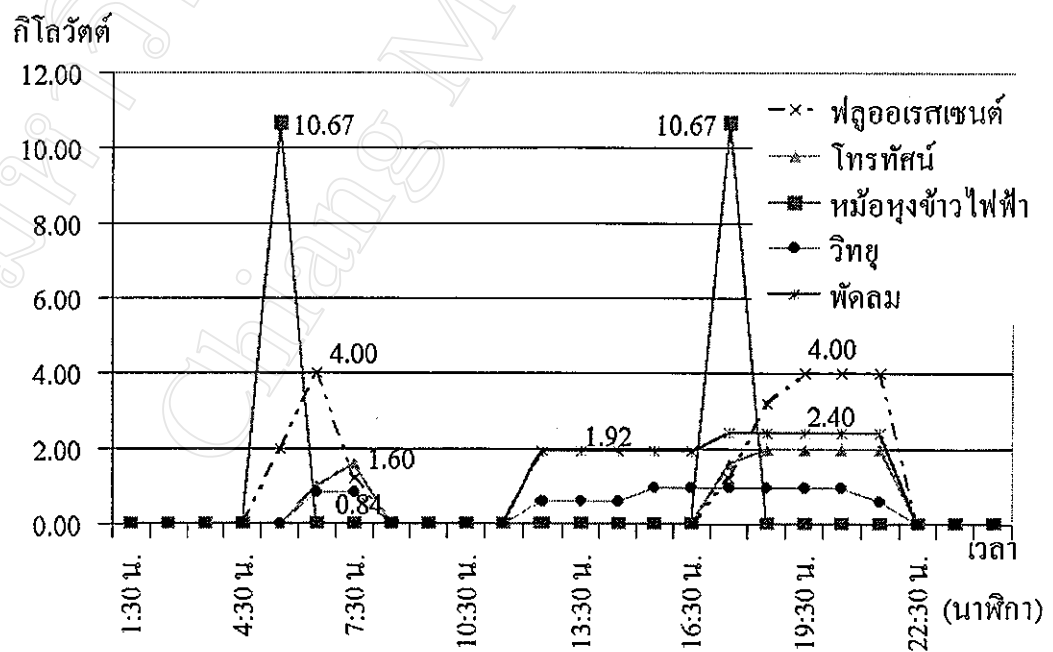
ตาราง 3.3 ปริมาณพลังงานไฟฟ้า(กิโลวัตต์/วัน) แยกตามประเภทเครื่องใช้ไฟฟ้า ในฤดูกาลต่าง ๆ

ประเภท เครื่องใช้ไฟฟ้า	ปริมาณพลังงานไฟฟ้า [หน่วย/วัน (%ของภาระไฟฟ้ารวมรายวัน)]		
	ฤดูหนาว	ฤดูร้อน	ฤดูฝน
หลอดฟลูออเรสเซนต์	26.40 (36.97)	23.60 (26.64)	25.60 (31.15)
โทรทัศน์	10.60 (14.84)	12.20 (13.77)	12.20 (14.85)
หม้อหุงข้าวไฟฟ้า	21.33 (29.87)	21.33 (24.09)	21.33 (25.96)
พัดลม	3.60 (5.04)	21.60 (24.39)	13.20 (16.16)
วิทยุ	9.48 (13.27)	9.84 (11.11)	9.84 (11.97)
รวม (กิโลวัตต์)	71.41	88.57	82.17

จากตาราง 3.3 แสดงปริมาณพลังงานไฟฟ้า (กิโลวัตต์/วัน) แยกตามประเภทเครื่องใช้ไฟฟ้า จะเห็นว่าทุกฤดูมีภาระไฟฟ้าหลักคือหลอดไฟส่องสว่าง รองลงมาคือหม้อหุงข้าวไฟฟ้า (สำหรับฤดูหนาวและฤดูฝน) แต่สำหรับฤดูร้อนความต้องการไฟฟ้ารองลงมาเป็นความต้องการไฟฟ้าสำหรับพัดลมเนื่องจากอากาศที่ร้อนทำให้มีการใช้พัดลมมากกว่าฤดูอื่น ส่วนกราฟลักษณะภาระไฟฟ้าของฤดูกาลต่าง ๆ (รูป 3.1) พบว่ามีลักษณะใกล้เคียงกันในแต่ละฤดู แตกต่างกันที่เวลาและขนาดความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak Load) โดยความต้องการไฟฟ้าสูงสุดอยู่ในฤดูร้อน (16.83 กิโลวัตต์) รองลงมาคือฤดูฝน (16.03 กิโลวัตต์) และฤดูหนาว (12.83 กิโลวัตต์) ตามลำดับ



รูป 3.1 ลักษณะภาระไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างในฤดูกาลต่าง ๆ กรณีตัวอย่าง



รูป 3.2 ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าแต่ละชนิดของหมู่บ้านตัวอย่าง
ในฤดูร้อน

3.1.2 กรณีพื้นฐานของหมู่บ้านตัวอย่างที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างต่อภาระไฟฟ้าทั้งหมดค่าต่าง ๆ

จากการประมาณความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง พบว่ามีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เฉลี่ยเท่ากับ 31.59% ดังนั้นการปรับสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ให้มีค่าเท่ากับ 50% 80% และ 100% จะทำโดยการเพิ่มจำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ ยกเว้นจำนวนหลอดไฟที่จะคงจำนวนไว้เท่าเดิม ทั้งนี้เนื่องจากตามหลักความเป็นจริง หมู่บ้านแต่ละแห่งมีฐานะทางเศรษฐกิจต่างกันไป หมู่บ้านที่ชาวบ้านมีฐานะทางเศรษฐกิจ จะมีแนวโน้มใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าเพื่อความบันเทิง และการอำนวยความสะดวกมากกว่าที่จะเพิ่มจำนวนหลอดไฟที่ใช้ ในการปรับจำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าที่กรณีพื้นฐานมีอยู่นี้ ค่าตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าของแต่ละช่วงเวลาของวันในแต่ละฤดูยังคงมีค่าเท่าเดิม

จากการปรับจำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้า เพื่อให้สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ มีค่าเท่ากับ 50% 80% และ 100% พบว่าทำให้ลักษณะภาระไฟฟ้าและจำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ เปลี่ยนแปลงไปดังตาราง 3.4 - 3.7

ตาราง 3.4 จำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ของหมู่บ้านตัวอย่าง กรณีพื้นฐานที่สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 31.59% 50% 80% และ 100%

ประเภทเครื่องใช้ไฟฟ้า	สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างต่อภาระไฟฟ้าทั้งหมด			
	31.59%	50%	80%	100%
หลอดฟลูออเรสเซนต์ 20 วัตต์	200	200	200	200
โทรทัศน์	20	10	3	0
หม้อหุงข้าวไฟฟ้า	40	13	0	0
พัดลม	60	34	10	0
วิทยุ	60	34	15	0

ตาราง 3.5 ข้อมูลภาระไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างกรณีพื้นฐานที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 50%

ฤดูกาล	ความต้องการ ไฟฟ้า [หน่วย/วัน]	ความต้องการไฟฟ้า เฉลี่ยต่อครัวเรือน [หน่วย/วัน/ครัวเรือน]	สัดส่วนภาระ ส่องสว่างฯ* [%]	ความต้องการ ไฟฟ้าสูงสุด [กิโลวัตต์]
ฤดูหนาว	46.05	0.461	57.33	6.57
ฤดูร้อน	54.45	0.544	43.34	7.37
ฤดูฝน	51.69	0.517	49.53	7.09
เฉลี่ยตลอดปี	50.76	0.51	50.07	

ตาราง 3.6 ข้อมูลภาระไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างกรณีพื้นฐานที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 80%

ฤดูกาล	ความต้องการ ไฟฟ้า [หน่วย/วัน]	ความต้องการไฟฟ้า เฉลี่ยต่อครัวเรือน [หน่วย/วัน/ครัวเรือน]	สัดส่วนภาระ ส่องสว่างฯ* [%]	ความต้องการ ไฟฟ้าสูงสุด [กิโลวัตต์]
ฤดูหนาว	30.96	0.310	85.27	4.54
ฤดูร้อน	31.49	0.315	74.94	4.94
ฤดูฝน	32.09	0.321	79.78	4.74
เฉลี่ยตลอดปี	31.52	0.315	80.00	

ตาราง 3.7 ข้อมูลภาระไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างกรณีพื้นฐานที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 100%

ฤดูกาล	ความต้องการ ไฟฟ้า [หน่วย/วัน]	ความต้องการไฟฟ้า เฉลี่ยต่อครัวเรือน [หน่วย/วัน/ครัวเรือน]	สัดส่วนภาระ ส่องสว่างฯ* [%]	ความต้องการ ไฟฟ้าสูงสุด [กิโลวัตต์]
ฤดูหนาว	26.40	0.264	100	4.00
ฤดูร้อน	23.60	0.236	100	4.00
ฤดูฝน	25.60	0.256	100	4.00
เฉลี่ยตลอดปี	25.19	0.25	100	

กรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 50% ภาระไฟฟ้าไฟฟ้ามีลักษณะใกล้เคียงกับกรณีที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 31.59% กล่าวคือในฤดูร้อนมีความต้องการไฟฟ้ามากกว่าฤดูอื่น ลงมาคือฤดูฝน และฤดูหนาวตามลำดับ เนื่องจากในฤดูร้อนมีความต้องการไฟฟ้าสำหรับพัดลมและโทรทัศน์มากกว่าในฤดูหนาว แม้ว่าฤดูร้อนจะมีการใช้ภาระไฟฟ้าส่องสว่างน้อยกว่าฤดูหนาว แต่ความต้องการไฟฟ้าในส่วนของผู้ใช้พัดลมและโทรทัศน์นั้นมีมาก ทำให้ฤดูร้อนมีความต้องการไฟฟ้าสูงกว่าฤดูอื่นคือเท่ากับ 54.45 หน่วย/วัน ส่วนในฤดูฝนที่มีความต้องการไฟฟ้ารองลงมา (51.69 หน่วย/วัน) เนื่องจากมีปริมาณการใช้หลอดไฟส่องสว่างมากเป็นอันดับสองรองจากฤดูหนาว และมีปริมาณการใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ รองจากฤดูร้อน (ยกเว้นหม้อหุงข้าวไฟฟ้าที่มีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเท่ากันทุกฤดู) สำหรับฤดูหนาวนั้นมีปริมาณความต้องการใช้หลอดส่องสว่างมากที่สุด แต่มีความต้องการไฟฟ้าสำหรับเครื่องใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ น้อยเมื่อเทียบกับฤดูกาลอื่น ๆ

สำหรับสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่าง 80% ซึ่งภาระไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นหลอดไฟส่องสว่างและไม่มีหม้อหุงข้าวไฟฟ้านั้น ฤดูกาลที่มีความต้องการไฟฟ้ามากที่สุดคือฤดูฝน รองลงมาคือฤดูร้อนและฤดูหนาวตามลำดับ เนื่องจากในฤดูหนาวแทบไม่มีการใช้พลังงานในส่วนของผู้ใช้พัดลม และวิทยุ แม้ว่าฤดูหนาวจะมีปริมาณการใช้พลังงานสำหรับหลอดส่องสว่างมากกว่าฤดูอื่น แต่ก็เป็นส่วนต่างที่น้อยกว่าส่วนต่างพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ ในฤดูร้อนและฤดูฝน ส่วนฤดูร้อนแม้จะมีปริมาณการใช้โทรทัศน์ พัดลม และวิทยุมากกว่าฤดูอื่น ๆ แต่เนื่องจากภาระไฟฟ้าส่วนใหญ่ (80% ของปริมาณภาระไฟฟ้าทั้งหมด) เป็นหลอดส่องสว่างและในฤดูร้อนมีการใช้หลอดส่องสว่างน้อยกว่าฤดูอื่น ทำให้ปริมาณความต้องการไฟฟ้าของฤดูร้อนไม่สูงเท่าในฤดูฝนซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าส่องสว่างมากกว่าฤดูร้อน และมีการใช้โทรทัศน์ พัดลม และวิทยุใกล้เคียงกว่าฤดูหนาว ทำให้กรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่าง 80% ฤดูฝนมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

เมื่อปรับจำนวนโทรทัศน์ หม้อหุงข้าวไฟฟ้า พัดลม และวิทยุ เพื่อให้สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ให้มีค่าเท่ากับ 50% 80% และ 100% ตามลำดับ จากเดิมที่กรณีพื้นฐานมีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เฉลี่ยตลอดปีเท่ากับ 31.59% พบว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ในช่วงเวลาต่างกัน กล่าวคือกรณีพื้นฐานและกรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 50% จะมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดในช่วงเวลาประมาณ 17.00-18.00 น. ส่วนกรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 80% และ 100% พบว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดจะอยู่ในช่วงเวลา 19.00-21.00 น. เนื่องจากสองกรณีหลังมีความต้องการไฟฟ้าหลักสำหรับไฟฟ้าส่องสว่าง และจำนวนเครื่องใช้ไฟฟ้าอื่น ๆ มีน้อย ช่วงเวลา 19.00-21.00 น. จึงเป็นช่วงที่ผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่เปิดไฟส่องสว่าง และบางส่วนดูโทรทัศน์ ฟังวิทยุ หรือเปิดพัดลม

3.2 การจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

ในการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าสำหรับงานวิจัยนี้ ใช้วิธีเปลี่ยนจากการใช้หลอดไฟส่องสว่างแบบธรรมดา มาเป็นหลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ ยกตัวอย่างในหมู่บ้านตัวอย่างนี้ จะเปลี่ยนหลอดส่องสว่างที่ใช้เดิม คือหลอดฟลูออเรสเซนต์ขนาด 20 วัตต์ มาเป็นหลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ขนาด 7 วัตต์ ทั้งนี้เพื่อศึกษาผลของปริมาณพลังงานที่ลดลงได้ที่มีต่อขนาดอุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ และค่าใช้จ่ายในการลงทุน

ตาราง 3.8 – 3.11 แสดงภาระไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไปของหมู่บ้านตัวอย่างเมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า กรณีพื้นฐานที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ (ก่อนมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า) เท่ากับ 31.59% 50% 80% และ 100% ตามลำดับ

ตาราง 3.8 ผลของการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง ที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ กรณีพื้นฐานเท่ากับ 31.59%

	ความต้องการไฟฟ้า [หน่วย/วัน]	ความต้องการไฟฟ้าที่ลดลง [หน่วย (%)]	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด [กิโลวัตต์]	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ลดลง [กิโลวัตต์ (%)]	สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ [%]	
					กรณีพื้นฐาน	กรณี DSM*
ฤดูหนาว	54.25	17.16(24.03)	11.01	1.82(14.19)	36.97	17.03
ฤดูร้อน	73.23	15.34(17.32)	16.05	0.78 (4.63)	26.64	11.28
ฤดูฝน	65.53	16.64(20.25)	14.99	1.04 (6.49)	31.15	13.67
เฉลี่ยตลอดปี	64.40				31.59	13.99

* กรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

จากตาราง 3.8 กรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 31.59% (ก่อนมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า) เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าพบว่า ความต้องการไฟฟ้าโดยรวมลดลงจาก 80.77 หน่วย/วัน เหลือ 64.40 หน่วย/วัน หรือลดลง 18.65 % ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดลดลง 4-14 % เมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐาน โดยเฉพาะในฤดูหนาวพบว่าความต้องการไฟฟ้าโดยรวมลดลงกว่า 24 %

ตาราง 3.9 ผลของการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง ที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ในกรณีพื้นฐานเท่ากับ 50%

	ความต้องการไฟฟ้า [หน่วย/วัน]	ความต้องการไฟฟ้าที่ลดลง [หน่วย (%)]	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด [กิโลวัตต์]	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ลดลง [กิโลวัตต์ (%)]	สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ [%]	
					กรณีพื้นฐาน	กรณี DSM
ฤดูหนาว	28.89	17.16(37.26)	4.75	1.82(27.70)	57.33	31.99
ฤดูร้อน	39.11	15.34(28.17)	6.59	0.78(10.58)	43.34	21.12
ฤดูฝน	35.05	16.64(32.19)	6.05	1.04(14.67)	49.53	25.56
เฉลี่ยตลอดปี	34.38				50.07	26.22

ตาราง 3.10 ผลของการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ในกรณีพื้นฐานเท่ากับ 80%

	ความต้องการไฟฟ้า [หน่วย/วัน]	ความต้องการไฟฟ้าที่ลดลง [หน่วย (%)]	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด [กิโลวัตต์]	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ลดลง [กิโลวัตต์ (%)]	สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ [%]	
					กรณีพื้นฐาน	กรณี DSM
ฤดูหนาว	13.80	17.16(55.43)	1.94	2.6(57.27)	85.27	66.96
ฤดูร้อน	16.15	15.34(48.71)	2.34	2.6(25.63)	74.94	51.15
ฤดูฝน	15.45	16.64(51.85)	2.14	2.6(54.85)	79.78	57.99
เฉลี่ยตลอดปี	15.14				80.00	58.70

ตาราง 3.11 ผลของการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ในกรณีพื้นฐานเท่ากับ 100%

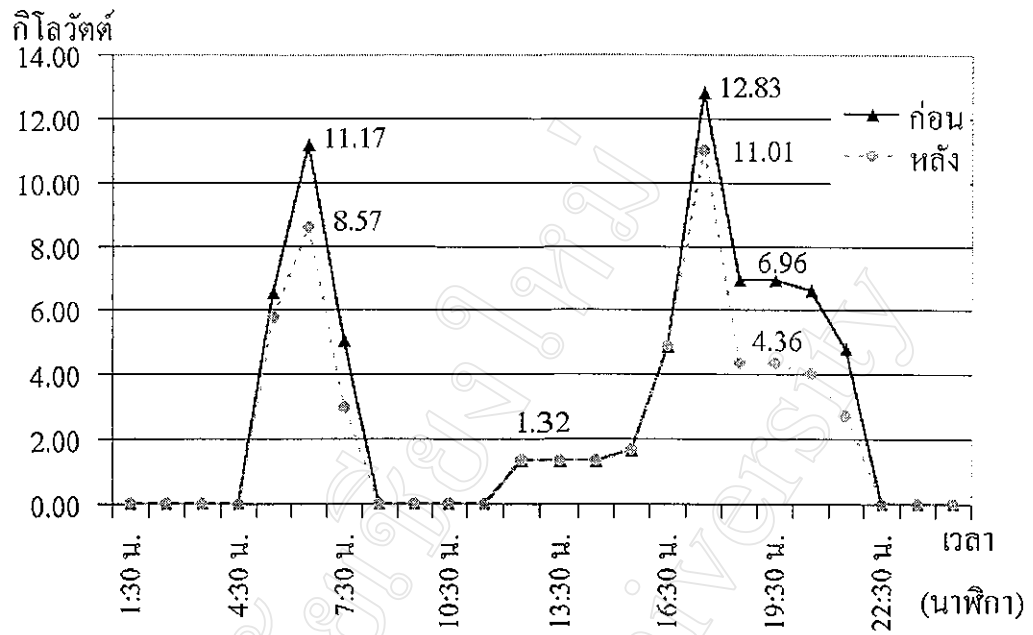
	ความต้องการไฟฟ้า [หน่วย/วัน]	ความต้องการไฟฟ้าที่ลดลง [หน่วย (%)]	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด [กิโลวัตต์]	ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ลดลง [กิโลวัตต์ (%)]	สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ [%]	
					กรณีพื้นฐาน	กรณี DSM
ฤดูหนาว	9.24	17.16(65.00)	1.40	2.6(65.00)	100	100
ฤดูร้อน	8.26	15.34(65.00)	1.40	2.6(65.00)	100	100
ฤดูฝน	8.96	16.64(65.00)	1.40	2.6(65.00)	100	100
เฉลี่ยตลอดปี	8.82				100%	100%

กรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 50% ความต้องการไฟฟ้ารายวันเฉลี่ยตลอดปี ลดลงเป็น 34.38 หน่วย/วัน (จากเดิม 50.76 หน่วย/วัน) เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า กล่าวได้ว่าการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าทำให้ความต้องการไฟฟ้าลดลงประมาณ 32.27% และค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (Peak load) ลดลง 1-2 กิโลวัตต์ ในแต่ละฤดู

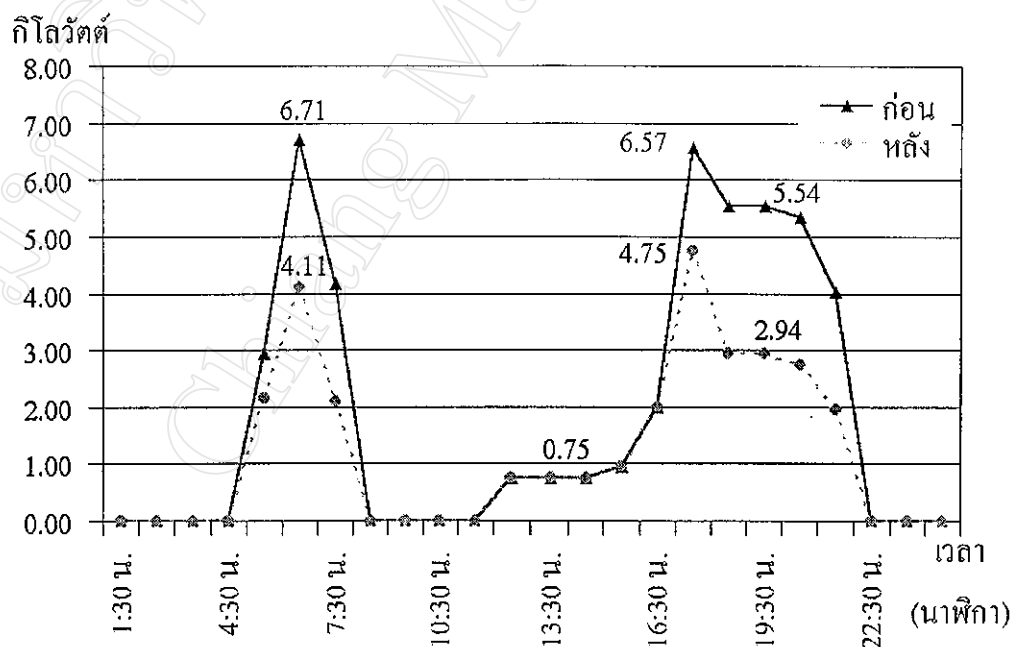
กรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 80% ซึ่งภาระไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นภาระไฟฟ้าส่องสว่าง พบว่า เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า ปริมาณความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ยตลอดปี ลดลงจาก 31.52 หน่วย/วัน เป็น 15.14 หน่วย/วัน หรือลดลง 48.71 - 55.43 % ในแต่ละฤดูกาล และมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดลดลง 2.6 กิโลวัตต์ ในทุกฤดูกาล เนื่องจากในช่วงเวลา 19.00 – 20.00 น.ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าสูงสุดนั้น มีตัวประกอบความต้องการไฟฟ้าของเครื่องใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ ในทุกฤดูกาลเท่ากัน ความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่ลดลงจึงเป็นผลมาจากการเปลี่ยนหลอดไฟส่องสว่างที่ใช้กันเอง นอกจากนี้จะเห็นว่าฤดูที่ความต้องการไฟฟ้ารายวันลดลงมากคือฤดูหนาว ซึ่งมีสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าสำหรับหลอดไฟส่องสว่างมากกว่าฤดูอื่น ๆ

กรณีภาระไฟฟ้าทั้งหมดเป็นภาระส่องสว่าง พบว่าการใช้หลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ขนาด 7 วัตต์ แทนหลอดฟลูออเรสเซนต์ขนาด 20 วัตต์ ทำให้ความต้องการไฟฟ้าโดยรวมลดลง 65% นั่นคือจากเดิมมีความต้องการไฟฟ้ารายวันเฉลี่ยตลอดปีเท่ากับ 25.19 หน่วย/วัน เหลือ 8.82 หน่วย/วัน ขณะเดียวกันก็ทำให้ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ลดลงจากเดิม 4 กิโลวัตต์ เป็น 1.4 กิโลวัตต์เท่ากันในทุกฤดูกาล

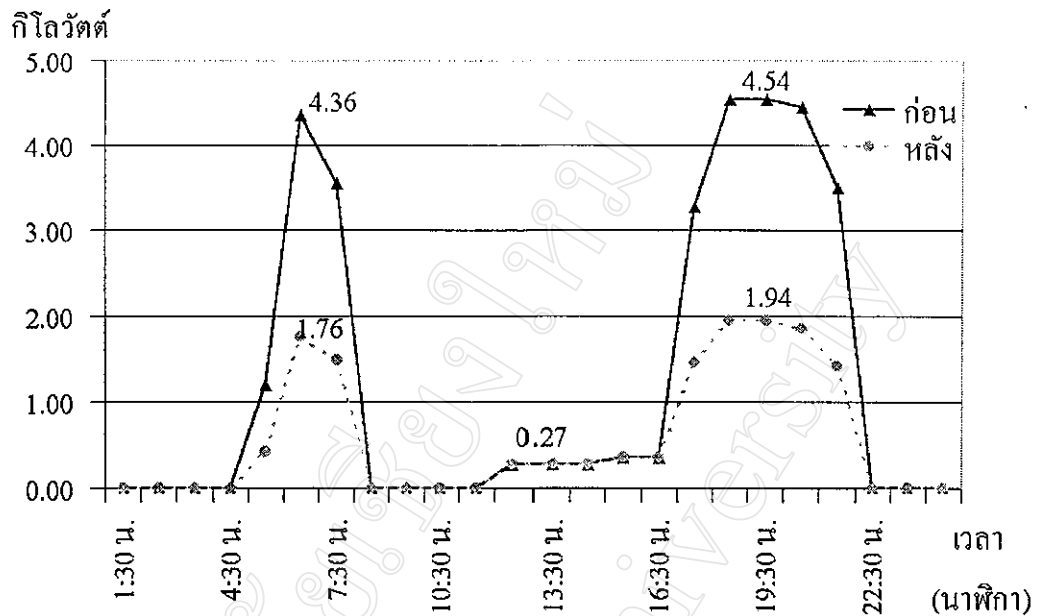
การจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าทำให้สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯในแต่ละกรณีลดลง เนื่องจากหลอดไฟส่องสว่างใช้พลังงานน้อยลง กล่าวคือ ในกรณีที่มิสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 31.59% เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า จะมีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ลดลงเหลือ 13.99% และสำหรับกรณีที่มิสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 50 % และ 80 % เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าทำให้สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ลดลงเหลือ 26.22% และ 58.70% ตามลำดับ ส่วนกรณีที่ภาระไฟฟ้าทั้งหมดเป็นหลอดไฟส่องสว่างก็มีความต้องการไฟฟ้าโดยรวมลดลง นั่นคือการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าจะช่วยลดความต้องการไฟฟ้าได้มาก ถ้ายังมีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ สูง รูป 3.3 – 3.6 แสดงลักษณะภาระไฟฟ้าก่อน (กรณีพื้นฐาน) และหลัง (กรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า) เท่ากับ 31.59% 50% 80% และ 100% ตามลำดับ



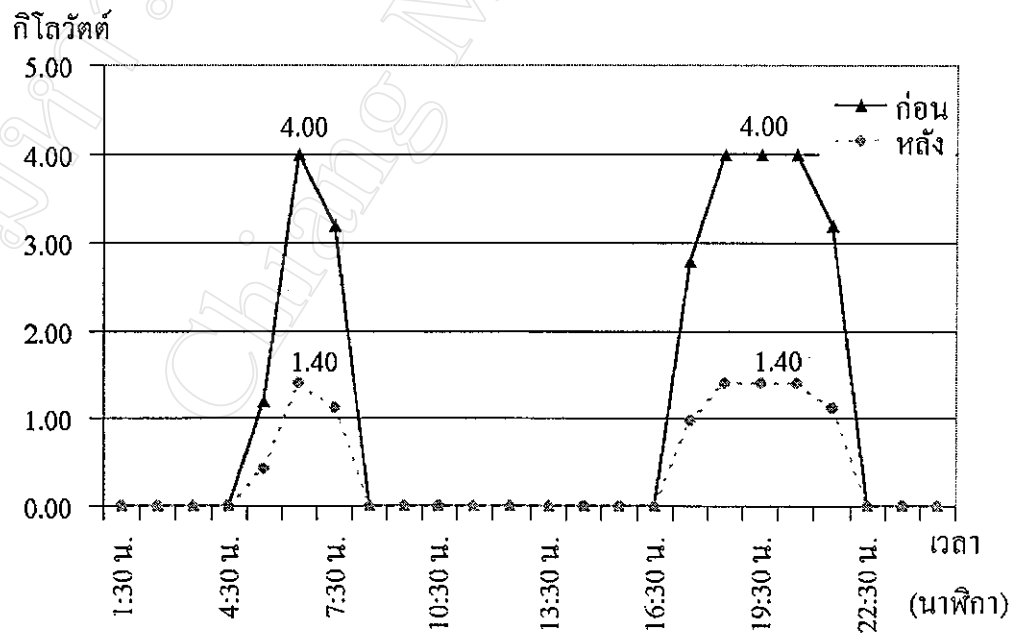
รูป 3.3 ลักษณะภาระไฟฟ้ากรณีพื้นฐานและกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างในฤดูหนาว (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ กรณีพื้นฐานเท่ากับ 31.59%)



รูป 3.4 ลักษณะภาระไฟฟ้ากรณีพื้นฐานและกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างในฤดูหนาว (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ กรณีพื้นฐานเท่ากับ 50%)



รูป 3.5 ลักษณะภาระไฟฟ้ากรณีพื้นฐานและกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างในฤดูหนาว (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ กรณีพื้นฐานเท่ากับ 80%)



รูป 3.6 ลักษณะภาระไฟฟ้ากรณีพื้นฐานและกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างในฤดูหนาว (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ กรณีพื้นฐานเท่ากับ 100%)

3.3 การวิเคราะห์ขนาดระบบผลิตไฟฟ้าโดยใช้โปรแกรม HomerPro

3.3.1 ลักษณะการทำงานของโปรแกรม

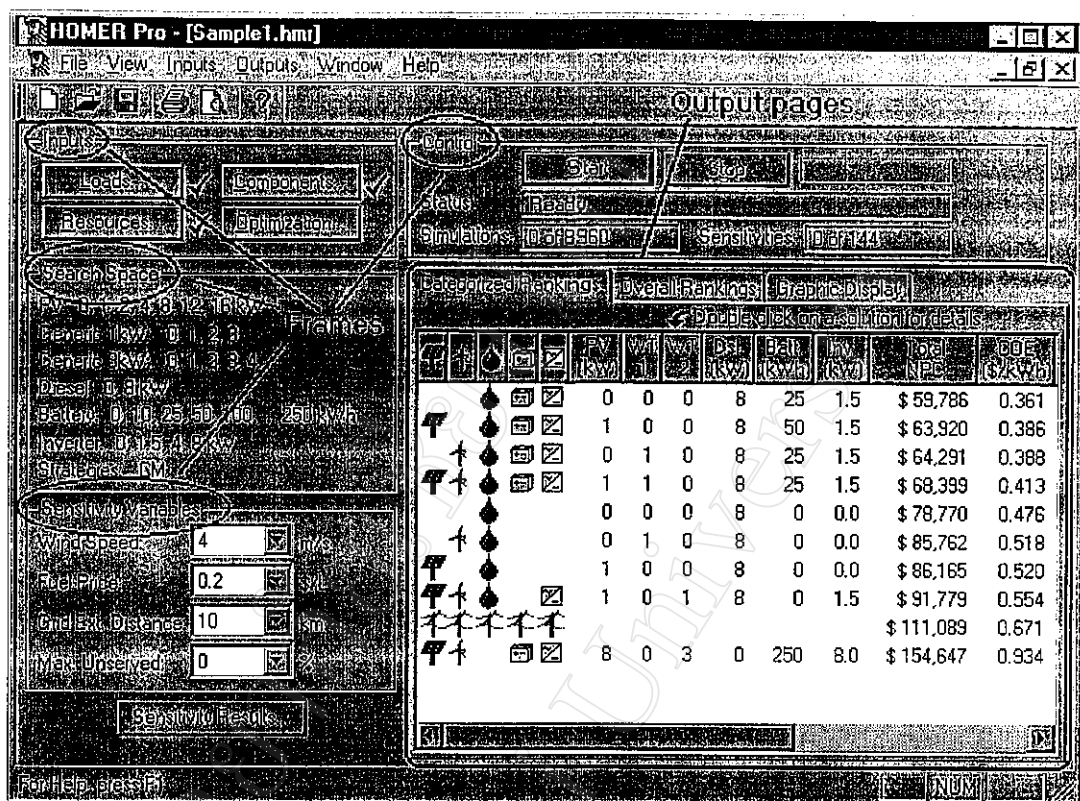
โปรแกรม Homer หรือ Hybrid Optimization Model for Electric Renewables [13] เป็นโปรแกรมจำลองระบบผลิตไฟฟ้าแยกอิสระแบบผสม เพื่อวิเคราะห์หาขนาดอุปกรณ์ที่เหมาะสมที่สุด มุ่งเน้นศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับหมู่บ้านห่างไกล (Remote areas) ที่อาศัยแหล่งพลังงานหมุนเวียนมาผลิตกระแสไฟฟ้าร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่ แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์พลังงานลม และพลังงานน้ำ วัตถุประสงค์หลัก

วัตถุประสงค์หลักของโปรแกรมคือการวิเคราะห์ขนาดอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ประกอบเป็นระบบผลิตไฟฟ้าแบบผสม โดยระบบต้องสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เพียงพอกับความต้องการและมีความน่าเชื่อถือ (Reliability) ในระดับที่ผู้ใช้โปรแกรมได้กำหนดไว้ในส่วนของข้อมูลที่ป้อนให้แก่โปรแกรม ในขณะที่เดียวกันระบบต้องมีความเหมาะสมในเชิงเศรษฐศาสตร์การลงทุน ลักษณะการทำงานของโปรแกรมเป็นลักษณะการจำลองการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าเป็นรายชั่วโมง ตลอดทั้งปีจากข้อมูลต่าง ๆ ที่ผู้ใช้ป้อนให้แก่โปรแกรม ทำให้ได้ข้อมูลเกี่ยวกับการทำงานของระบบ เช่น จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ อายุการใช้งานอุปกรณ์ต่าง ๆ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดทั้งปี ฯลฯ ข้อมูลเหล่านี้ จะถูกนำไปวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการผลสุดท้าย ระบบต่าง ๆ ที่ได้จากโปรแกรม จะเรียงลำดับแสดงไว้ตามมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการต่ำสุดไปหามากที่สุด ผู้ใช้จึงสามารถเลือกระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำสุดในแต่ละประเภทได้

โปรแกรม Homer ได้ถูกพัฒนามาโดยลำดับสำหรับเวอร์ชันที่ใช้ในงานวิจัยคือ Homer Pro v 1.31 แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่สามารถเลือกใช้ได้ ได้แก่ แผงเซลล์แสงอาทิตย์และกังหันลม (ในงานวิจัยจะพิจารณาเฉพาะการใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์) ร่วมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่ ลักษณะหน้าต่างการทำงานหลักของโปรแกรม Homer Pro แสดงดังรูป 3.7

จากรูป 3.7 หน้าต่างการทำงานหลักของโปรแกรมสามารถแบ่งออกเป็น 5 กรอบย่อยดังนี้

1. กรอบการป้อนข้อมูล (Input frame) เป็นส่วนที่ผู้ใช้ป้อนข้อมูลต่าง ๆ ให้แก่โปรแกรม ได้แก่ ข้อมูลภาระไฟฟ้า ข้อมูลแหล่งพลังงาน ข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ และข้อมูลขนาดอุปกรณ์ที่ต้องการให้โปรแกรมเลือก



รูป 3.7 หน้าต่างการทำงานหลักของโปรแกรม Homer Pro

2. กรอบการเลือกสรร (Search space frame) เป็นส่วนแสดงค่าตัวแปรต่าง ๆ ที่โปรแกรมใช้ในการหาขนาดอุปกรณ์ที่เหมาะสมที่สุด (Decision variables) ตัวแปรเหล่านี้ได้แก่ ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ขนาดแบตเตอรี่ ขนาดอินเวอร์เตอร์ และรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าที่ใช้

3. กรอบตัวแปรสำหรับศึกษาความไว (Sensitivity variables) ผู้ใช้สามารถเลือกข้อมูลบางค่าที่ต้องการศึกษาความไวของข้อมูลนั้นที่มีต่อขนาดระบบได้ โดยเลือกจากกล่องที่บรรจุค่าตัวแปรที่ผู้ใช้ได้กำหนดไว้จากการป้อนข้อมูลตอนแรก ผลการวิเคราะห์จะปรากฏในกรอบแสดงผลด้านขวาตามค่าตัวแปรต่าง ๆ ที่เปลี่ยนไป

4. กรอบควบคุม (Control frame) เป็นกรอบควบคุมการประมวลผลโปรแกรมและแสดงสถานะการทำงานของโปรแกรม เริ่มตั้งแต่ปุ่มสั่งเริ่มการทำงานของโปรแกรม ปุ่มหยุดการทำงานของโปรแกรม นอกจากนี้ยังมีส่วนที่แสดงสถานะขณะนั้น ว่ามีกี่กรณีที่กำลังทำการวิเคราะห์อยู่ และมีกี่กรณีที่ศึกษาความไว

5. กรอบแสดงผลการวิเคราะห์ (Output frames) ประกอบด้วยหน้าต่างย่อยภายใน 2 หรือ 3 หน้าต่าง (สำหรับกรณีมีการศึกษาความไวของตัวแปรบางตัว) ได้แก่

- หน้าต่างแสดงขนาดระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำสุดของระบบแต่ละประเภท (Categorized rankings)

- หน้าต่างระบบขนาดต่าง ๆ ทั้งหมดที่เป็นไปได้ (Overall rankings) จะแสดงระบบผลิตไฟฟ้าที่ประกอบด้วยอุปกรณ์ขนาดต่างๆ โดยเรียงลำดับจากระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำสุดไปหาแพง

- หน้าต่างแสดงผลในลักษณะกราฟ (Graphic display) สำหรับกรณีมีการศึกษาความไวของตัวแปรบางตัว

3.3.2 รูปแบบการจ่ายไฟฟ้า (Dispatch Strategy)

รูปแบบการจ่ายไฟฟ้าเป็นตัวกำหนดลักษณะการเดินเครื่องเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับภาระไฟฟ้า การประจุแบตเตอรี่ และจ่ายพลังงานไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ในกรณีที่พลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนมีไม่เพียงพอกับความต้องการ โดยพื้นฐานโปรแกรมกำหนดให้มีการจ่ายภาระไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนก่อนเป็นลำดับแรก หากแหล่งพลังงานหมุนเวียนไม่สามารถผลิตพลังงานได้เพียงพอจึงจะให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลและแบตเตอรี่ช่วยจ่ายภาระไฟฟ้า (ในที่นี้แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษาคือพลังงานแสงอาทิตย์ จึงจะได้กล่าวถึงเฉพาะพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์เท่านั้น)

Homer Pro มีรูปแบบการจ่ายไฟฟ้าให้เลือก 3 รูปแบบ ดังนี้

1. รูปแบบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายภาระไฟฟ้าและประจุแบตเตอรี่ (Cycle Charging Strategy) กำหนดให้ทุกครั้งที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลเพื่อจ่ายภาระไฟฟ้า จะต้องเดินเครื่องที่พิกัดกำลังหรือใกล้เคียงพิกัดกำลัง(แต่ไม่เกินศักยภาพที่แบตเตอรี่จะเก็บสะสมพลังงาน) เนื่องจากการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าปริมาณน้อย ๆ จะสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิงมาก (ประสิทธิภาพการใช้น้ำมันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลต่ำ) พลังงานที่เหลือจากจ่ายให้แกภาระไฟฟ้าจะประจุแบตเตอรี่ไว้ เงื่อนไขที่กำหนดให้มีการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลมี 3 ประการ ดังนี้

- 1.1 เมื่อภาระไฟฟ้ามีค่ามากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ แต่ไม่เกินศักยภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่จะผลิตได้

1.2 พลังงานสะสมในแบตเตอรี่มีไม่เพียงพอที่จะจ่ายภาระไฟฟ้าส่วนที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถจ่ายได้ หรือการจ่ายภาระไฟฟ้าจากแบตเตอรี่มีต้นทุนสูงกว่าการจ่ายภาระไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล

1.3 แบตเตอรี่ยังถูกประจุพลังงานไฟฟ้าได้ไม่เต็ม

จากเงื่อนไขดังกล่าว เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะไม่ผลิตพลังงานเกินกว่าศักยภาพที่แบตเตอรี่จะเก็บสะสม นอกจากนี้ผู้ใช้สามารถกำหนดพิกัดพลังงานสะสมของแบตเตอรี่ (Setpoint State of Charge) ซึ่งเป็นระดับพลังงานสะสมต่ำสุดของแบตเตอรี่ที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องประจุแบตเตอรี่ให้ถึงระดับนี้ก่อน จึงจะหยุดเดินเครื่องได้ (ในงานวิจัยกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 0.8 หรือ 80% ของความจุแบตเตอรี่) ทั้งนี้เพื่อช่วยลดจำนวนครั้งในการประจุและคายพลังงานของแบตเตอรี่ ซึ่งทำให้อายุการใช้งานของแบตเตอรี่นั่นเอง

2. รูปแบบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลตามความต้องการไฟฟ้า (Load Following Strategy) เป็นรูปแบบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลเพื่อจ่ายภาระไฟฟ้าให้เพียงพอกับส่วนที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถจ่ายภาระไฟฟ้าได้เท่านั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะไม่ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อประจุแบตเตอรี่ แต่แบตเตอรี่จะถูกประจุพลังงานจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์กรณีที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตพลังงานได้เกินความต้องการเท่านั้น รูปแบบการจ่ายพลังงานเช่นนี้ ทำให้จำนวนรอบการประจุและคายประจุแบตเตอรี่ลดลงเมื่อเทียบกับวิธีแรก ซึ่งช่วยยืดอายุการใช้งานของแบตเตอรี่

3. รูปแบบรวม (Combined Strategy) เป็นรูปแบบที่มีลักษณะผสมผสานระหว่าง 2 รูปแบบแรก กล่าวคือในช่วงที่มีปริมาณภาระไฟฟ้าส่วนที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถจ่ายได้ หรือเรียกสั้น ๆ ว่า ภาระไฟฟ้าสุทธิ (Net load) มีปริมาณน้อย ระบบจะใช้รูปแบบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อจ่ายภาระไฟฟ้าและประจุแบตเตอรี่ ในกรณีนี้หากแบตเตอรี่สามารถจ่ายพลังงานไฟฟ้าส่วนนี้ได้ ก็จะทำให้แบตเตอรี่จ่ายก่อน ต่อเมื่อพลังงานสะสมในแบตเตอรี่ไม่พอจ่ายภาระไฟฟ้า ระบบจึงจะเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งจะเดินเครื่องที่พิกัดกำลังหรือใกล้เคียงพิกัดกำลัง พร้อมกับสะสมพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ไม่ได้จ่ายภาระไฟฟ้าที่แบตเตอรี่แทน

ส่วนในช่วงที่มีปริมาณภาระไฟฟ้าสุทธิต่ำมาก ระบบจะใช้รูปแบบการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าตามความต้องการไฟฟ้า เนื่องจากเพียงเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลเพื่อจ่ายภาระไฟฟ้าส่วนที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์ไม่สามารถจ่ายได้ก็เป็นสัดส่วนภาระไฟฟ้าที่สูงอยู่แล้ว เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลจึงเดินเครื่องที่พิกัดกำลังหรือใกล้เคียงพิกัดกำลังอยู่แล้ว (ประสิทธิภาพการใช้น้ำมันดี)

3.3.3 ข้อมูลที่ป้อนให้แก่โปรแกรม

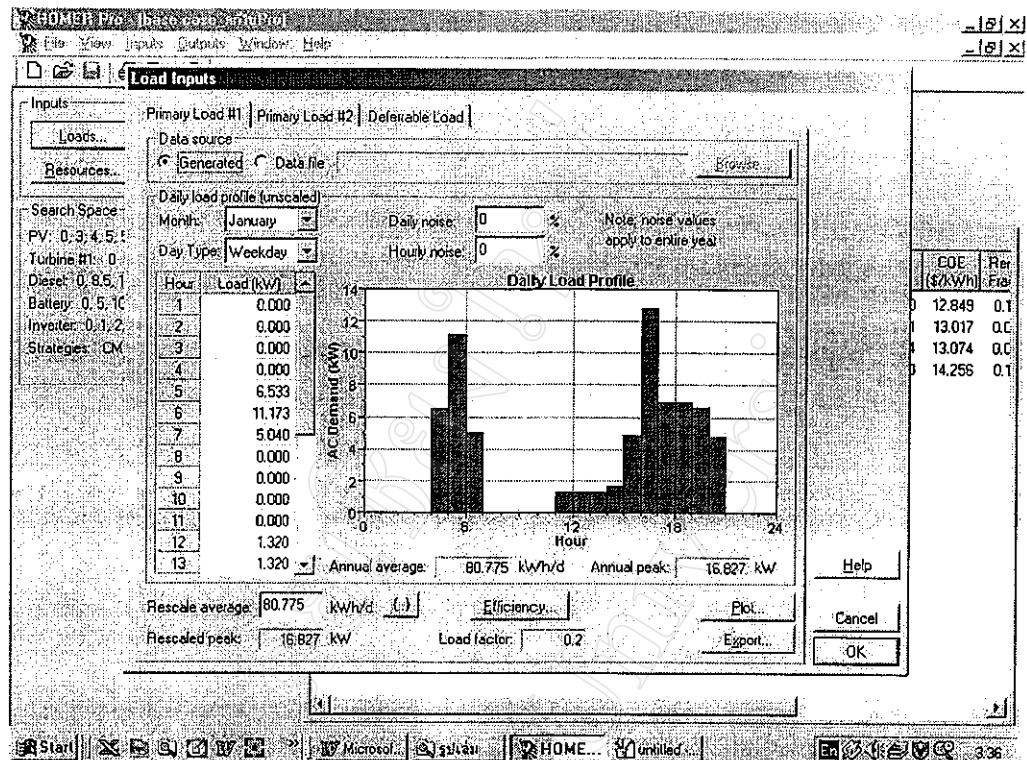
โปรแกรม Homer แบ่งกลุ่มข้อมูลที่ใช้ต้องป้อนให้แก่โปรแกรมเป็น 4 กลุ่ม ดังนี้

1. ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า (Load Inputs)
2. ข้อมูลแหล่งพลังงาน (Resource Inputs)
3. ข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับอุปกรณ์ (Component Inputs)
4. ข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม (Optimization Inputs)

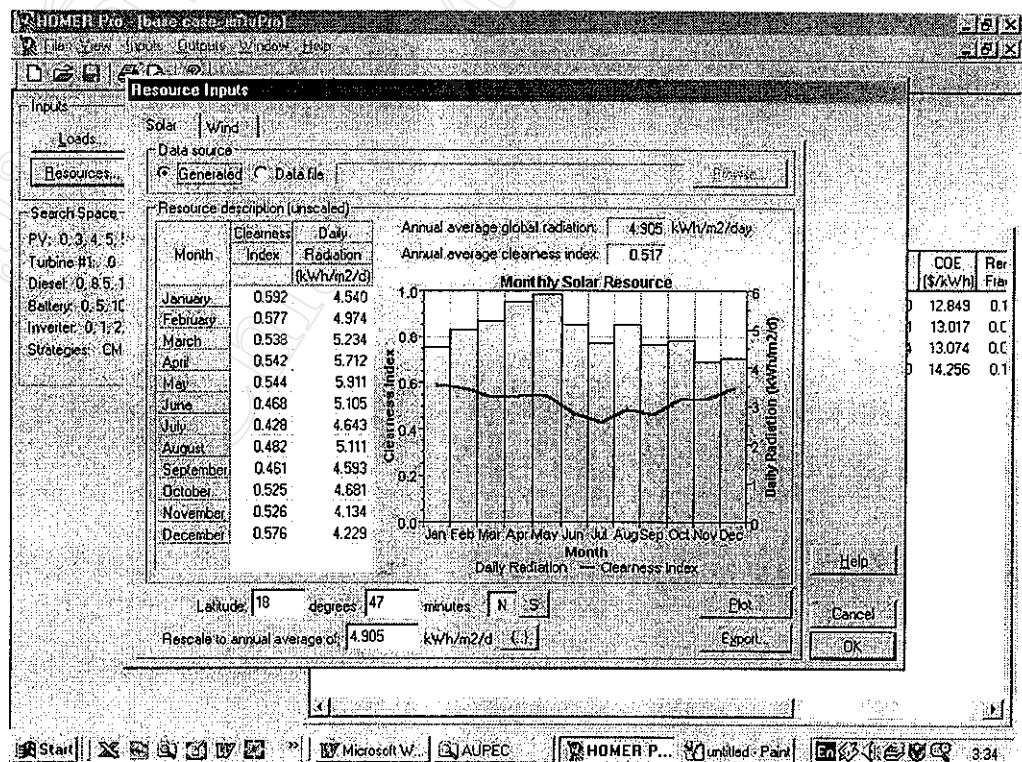
1. ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า (Load Inputs) เป็นตัวกำหนดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ระบบต้องจ่าย ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าประกอบด้วย 2 ส่วนคือ ภาระไฟฟ้าพื้นฐาน (Primary load) ซึ่งเป็นภาระไฟฟ้าที่มีค่าแน่นอนในแต่ละช่วงเวลาของวัน กับภาระไฟฟ้าที่ผ่อนผันได้ (Deferrable load) ซึ่งเป็นภาระไฟฟ้าที่สามารถปรับเปลี่ยนเวลาใช้งานในแต่ละวันได้ ยกตัวอย่างเช่น เครื่องปั้มน้ำสำหรับเก็บสำรองน้ำไว้ใช้ในโรงแรม

การป้อนข้อมูลทำได้ 2 วิธีคือ เรียกเพิ่มข้อมูลภาระไฟฟ้าที่มีนามสกุล *.acp หรือ ป้อนค่าความต้องการไฟฟ้า (หน่วย กิโลวัตต์) ในแต่ละชั่วโมงตลอดทั้งวันได้โดยตรง ซึ่งสามารถป้อนค่าความต้องการไฟฟ้าในแต่ละวันในสัปดาห์ แต่ละเดือน หรือแต่ละฤดู ได้ตามลักษณะภาระไฟฟ้าของพื้นที่ที่ทำการศึกษา สำหรับหมู่บ้านตัวอย่างแบ่งลักษณะภาระไฟฟ้าออกเป็น 3 ฤดูกาล โดยถือว่าทุกวันในสัปดาห์ของมีลักษณะภาระไฟฟ้าเหมือนกัน และมีเฉพาะภาระไฟฟ้าพื้นฐาน รูป 3.8 แสดงหน้าต่างสำหรับป้อนข้อมูลภาระไฟฟ้า

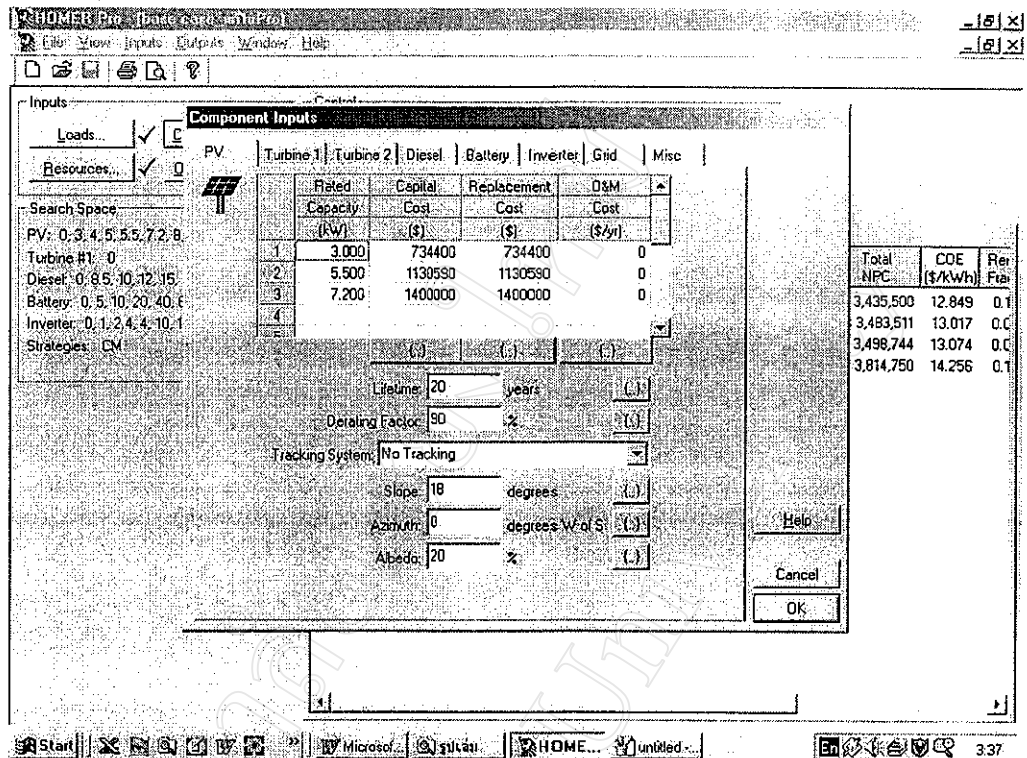
2. ข้อมูลแหล่งพลังงาน (Resource Inputs) เป็นตัวกำหนดพลังงานไฟฟ้าที่ระบบสามารถผลิตได้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียนนั้น (ในที่นี้ได้แก่ข้อมูลพลังงานแสงอาทิตย์) ผู้ใช้ต้องกำหนดตำแหน่งของสถานีผลิตไฟฟ้า (ละติจูด) และข้อมูลปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์รายวันที่ตกกระทบบนพื้นราบรายวันเฉลี่ยในแต่ละเดือน (Average daily radiation for each month มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์/ตารางเมตร/วัน) หรือป้อนค่าดัชนีความใสของบรรยากาศรายเดือน (Clearness index) อย่างใดอย่างหนึ่ง โปรแกรมก็จะคำนวณหาอีกค่าหนึ่งให้ โดยอาศัยละติจูดที่ป้อนให้แก่โปรแกรม จากนั้นโปรแกรมจะนำข้อมูลเหล่านี้ไปคำนวณหาปริมาณรังสีตกกระทบบนพื้นเอียง เพื่อใช้ในการคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์จะผลิตได้ต่อไป โดยอาศัยแบบจำลองการแผ่รังสีของ HDKR นอกจากนี้โปรแกรมยังคำนวณค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีแสงอาทิตย์รายปี (Annual average global radiation) และค่าเฉลี่ยดัชนีความใสของบรรยากาศรายปี (Annual average clearness index) ด้วย รูป 3.9 แสดงหน้าต่างสำหรับป้อนข้อมูลแหล่งพลังงาน



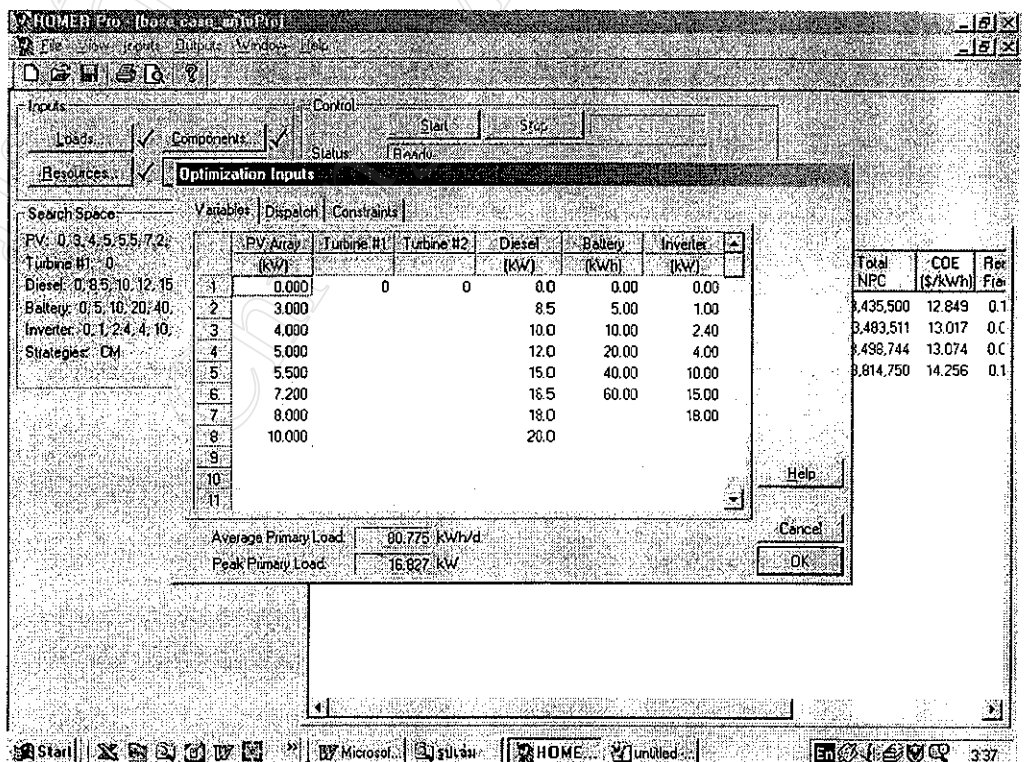
รูป 3.8 หน้าต่างสำหรับป้อนข้อมูลภาระไฟฟ้า



รูป 3.9 หน้าต่างสำหรับป้อนข้อมูลแหล่งพลังงาน



รูป 3.10 หน้าต่างสำหรับป้อนข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับอุปกรณ์



รูป 3.11 หน้าต่างสำหรับป้อนข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม

สำหรับข้อมูลปริมาณพลังงานแสงอาทิตย์ ใช้ข้อมูลจากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมสำหรับประเทศไทย (กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงานร่วมกับภาควิชาฟิสิกส์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยศิลปากร) ซึ่งมีข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ของแต่ละอำเภอในทุกจังหวัดทั่วประเทศไทย ในที่นี้ใช้ข้อมูลของ อำเภอเมือง จังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งอยู่ ณ ตำแหน่งลองจิจูด 98 องศา 59 ลิปดาตะวันออก ละติจูด 18 องศา 47 ลิปดาเหนือ มีข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์รายวันในแต่ละเดือนดังตาราง 3.12

ตาราง 3.12 ความเข้มรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือน ของพื้นที่อำเภอเมือง จังหวัดเชียงใหม่

เดือน	เมกกะจูล/ตารางเมตร/วัน	กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ ตารางเมตร/วัน
มกราคม	16.33	4.54
กุมภาพันธ์	17.89	4.97
มีนาคม	18.82	5.23
เมษายน	20.56	5.71
พฤษภาคม	21.26	5.91
มิถุนายน	18.38	5.11
กรกฎาคม	16.71	4.64
สิงหาคม	18.38	5.11
กันยายน	16.52	4.59
ตุลาคม	16.85	4.68
พฤศจิกายน	14.88	4.13
ธันวาคม	15.21	4.23
เฉลี่ยตลอดปี	17.65	4.90

ที่มา: แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมสำหรับประเทศไทย

3. ข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับอุปกรณ์ (Component Inputs) เป็นข้อมูลที่บอกเกี่ยวกับราคาและลักษณะสมบัติทั่วไปของอุปกรณ์ชนิดต่าง ๆ ที่ประกอบอยู่ในระบบ (แผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล แบตเตอรี่ และอินเวอร์เตอร์) รูป 3.10 แสดงหน้าต่างสำหรับป้อนข้อมูลเบื้องต้นเกี่ยวกับอุปกรณ์ ซึ่งแบ่งเป็นหน้าต่างย่อย ๆ สำหรับป้อนข้อมูล ดังนี้

1) ข้อมูลเกี่ยวกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ได้แก่ อายุใช้งาน ตัวประกอบลดทอนพิกต์ (Derating factor เป็นตัวคูณพิกต์กำลัง มีค่า 0-100 % ในการใช้งานจริงแผงเซลล์ผลิตพลังงานไฟฟ้าไม่ถึงพิกต์กำลังสูงสุดที่ผู้ผลิตกำหนดไว้ อันเนื่องมาจากการสูญเสีย (losses) ต่าง ๆ เช่น อุณหภูมิแวดล้อม พื้นดินบริเวณที่ตั้งแผงเซลล์ฯ แรงดันที่ผลิตได้ไม่สม่ำเสมอ เป็นต้น) รูปแบบการติดตามดวงอาทิตย์ (tracking) ของแผงเซลล์ฯ มุมเอียงของแผงเซลล์ฯ มุมอะซิมุท (Azimuth angle) สัดส่วนแสงอาทิตย์ที่สะท้อนจากพื้นมายังแผงเซลล์ฯ (Albedo angle) และราคาพื้นฐาน ราคาอุปกรณ์ที่ป้อนในส่วนนี้เป็นการบอกถึงความสัมพันธ์ระหว่างราคากับขนาดอุปกรณ์ให้โปรแกรม ยกตัวอย่าง หากป้อนข้อมูลราคาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลให้โปรแกรมค่าเดียว หมายความว่าความสัมพันธ์ระหว่างราคากับขนาดของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลมีลักษณะเป็นเชิงเส้นตามสัดส่วนราคาต่อขนาดที่ป้อน ในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์เกี่ยวกับราคาอุปกรณ์ก็จะเทียบจากราคาที่ป้อนนี้ สำหรับกรณีหมู่บ้านตัวอย่างและกรณีศึกษาหมู่บ้านมั่งได้เลือกใช้ราคาแผงเซลล์ที่มีขายในต่างประเทศยี่ห้อ Siemens และ Sunelco มา 3 ราคา ซึ่งเฉลี่ยราคาจะอยู่ที่ 195,000 – 245,000 บาท/กิโลวัตต์

ในการวิเคราะห์และออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับหมู่บ้านตัวอย่างและกรณีศึกษาหมู่บ้านมั่งที่จะได้กล่าวถึงในบทต่อไป กำหนดข้อมูลเกี่ยวกับแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ดังนี้

- อายุการใช้งาน : 20 ปี
- ตัวประกอบลดทอนพิกต์กำลังแผงเซลล์ฯ : 90%
- ไม่มีระบบติดตามดวงอาทิตย์
- มุมที่แผงเซลล์ฯ ทำกับแนวระดับ : 18°
- มุมอะซิมุท : 0° หันไปทางทิศใต้
- สัดส่วนแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นแล้วสะท้อนมายังแผงเซลล์ฯ : 20%
- ไม่มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา
- แผงเซลล์ฯ ขนาด 3 กิโลวัตต์ ราคา 734,400 บาท
- 5.5 กิโลวัตต์ ราคา 1,130,590 บาท
- 7.2 กิโลวัตต์ ราคา 1,400,000 บาท

2) ข้อมูลเกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ได้แก่ อัตราการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง (Fuel curve slope) อายุใช้งาน (ชั่วโมง) ราคา อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันในช่วงที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยไม่มีภาระไฟฟ้า (Intercept coefficient) ราคาน้ำมันเชื้อเพลิง ปริมาณคาร์บอนที่ประกอบอยู่ในน้ำมันเชื้อเพลิง (Carbon content) สัดส่วนภาระไฟฟ้าต่ำสุดที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (Minimum percent load) ซึ่งในการวิเคราะห์และออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับกรณีหมู่บ้านตัวอย่างและกรณีศึกษาหมู่บ้านมั่ง กำหนดค่าต่าง ๆ เกี่ยวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้างดังนี้

- ราคาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 33 กิโลวัตต์ เท่ากับ 577,800 บาท หรือ ประมาณ 17,509 บาท/กิโลวัตต์ (ราคาเปลี่ยนเครื่องตามอายุใช้งานมีราคาเท่ากัน)
- อายุใช้งาน 15,000 ชั่วโมงทำงาน
- ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา 19.8 บาท/ชั่วโมงทำงาน (ได้จากค่าดำเนินการและบำรุงรักษาของสถานีผลิตไฟฟ้าเกาะกูด การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค รวมค่าดูแลเครื่องตามกำหนดเวลา ค่าน้ำมันหล่อลื่น ค่าจ้างคนดูแล)
- ราคาน้ำมันดีเซล 15 บาท/ลิตร
- อัตราการใช้ น้ำมันเชื้อเพลิง 0.25 ลิตร/ชั่วโมง/กิโลวัตต์ที่ผลิตได้
- อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันในช่วงที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าโดยไม่มีภาระไฟฟ้า (Intercept coefficient) 0.08/ลิตร/ชั่วโมง/กิโลวัตต์ที่ผลิต
- ปริมาณคาร์บอนที่ประกอบอยู่ในน้ำมันเชื้อเพลิง 0.72 กิโลกรัม/ลิตรของน้ำมัน (คำนวณจากโปรแกรม)
- สัดส่วนภาระไฟฟ้าต่ำสุดที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ศึกษาที่ 0% กับ 30% แล้วพิจารณาระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำกว่าเป็นระบบที่เหมาะสมที่สุด

3) ข้อมูลเกี่ยวกับแบตเตอรี่ ได้แก่ ราคา ประเภทแบตเตอรี่ อายุใช้งานสูงสุดของแบตเตอรี่ (Float life หมายถึง แม้ไม่มีการใช้งานแบตเตอรี่เลย ภายในระยะเวลาที่ปี ที่จะต้องเปลี่ยนแบตเตอรี่ เนื่องจากการเสื่อมสภาพ) จำนวนรอบทั่วไปในการประจุและคายประจุซึ่งไม่ขึ้นกับปริมาณการคายประจุในแต่ละครั้ง (Full cycle) และพลังงานสะสมเริ่มต้นของแบตเตอรี่ก่อนเริ่มเดินเครื่องระบบ

ในการวิเคราะห์และออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับกรณีหมู่บ้านตัวอย่าง และกรณีศึกษาหมู่บ้านวัง กำหนดค่าต่าง ๆ เกี่ยวกับแบตเตอรี่ดังนี้

- แบตเตอรี่ ขนาด 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง ราคา 7,500 บาท (ราคาเปลี่ยนแบตเตอรี่ เท่ากับราคาเริ่มต้น)
- ไม่มีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา
- จำนวนรอบทั่วไปในการประจุและคายประจุ 500 รอบเต็ม (Full cycle)
- อายุใช้งานสูงสุด 10 ปี
- ประสิทธิภาพในการประจุและคายประจุของแบตเตอรี่ 80%
- พลังงานสะสมต่ำสุดที่แบตเตอรี่สามารถจ่ายพลังงานได้ 40%
- อัตราการประจุแบตเตอรี่สูงสุด 1 แอมแปร์/แอมแปร์ชั่วโมง ของส่วนที่ยังไม่ได้ประจุ

- ระดับพลังงานสะสมในแบตเตอรี่ตอนระบบเริ่มทำงาน 100% (แบตเตอรี่ถูกประจุพลังงานเต็ม)

4) ข้อมูลเกี่ยวกับอินเวอร์เตอร์ ได้แก่ ราคา อายุใช้งาน ประสิทธิภาพในการแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นกระแสสลับ ประสิทธิภาพของตัวกรองสัญญาณ (Rectifier) เทียบกับประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ ประสิทธิภาพของตัวกรองสัญญาณในการแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสสลับเป็นไฟฟ้ากระแสตรง ในกรณีที่ระบบผลิตไฟฟ้ามีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลทำงานร่วมด้วย จะถือว่าอินเวอร์เตอร์สามารถทำงานควบคู่ไปกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้ ในการวิเคราะห์และออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับกรณีหมู่บ้านตัวอย่างและกรณีศึกษาหมู่บ้านมิ่ง กำหนดค่าต่าง ๆ เกี่ยวกับอินเวอร์เตอร์ดังนี้

- อายุใช้งาน 20 ปี
- ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ 90%
- ประสิทธิภาพในการกรองสัญญาณ 75% (เทียบกับประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์)
- อินเวอร์เตอร์ขนาด 1 กิโลวัตต์ ราคา 10,000 บาท

5) ข้อมูลเกี่ยวกับการตัดสินใจขยายสายส่งกระแสไฟฟ้า ใช้สำหรับคำนวณระยะทางไกลสุดที่การขยายสายส่งกระแสไฟฟ้ามีความเหมาะสมและมีต้นทุนต่ำกว่าการสร้างระบบผลิตไฟฟ้าแบบแยกอิสระ ได้แก่ ข้อมูลต้นทุนการขยายสายส่งกระแสไฟฟ้า (บาท/กิโลเมตร) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา (บาท/ปี/กิโลเมตร) ค่ากำลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) ในการวิเคราะห์และออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าสำหรับกรณีหมู่บ้านตัวอย่างและกรณีศึกษาหมู่บ้านมิ่ง ใช้ค่าดังนี้

- ต้นทุนการขยายสายส่งกระแสไฟฟ้า 32,000 บาท/กิโลเมตร
- ค่าบำรุงรักษา 6,400 บาท/ปี/กิโลเมตร
- ค่ากำลังไฟฟ้า 4 บาท/หน่วย

6) ข้อมูลอื่น ๆ ได้แก่ อัตราส่วนลด (Annual real interest rate) อายุโครงการ อัตราขายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเกินความต้องการ (Value of optional energy) ค่าใช้จ่ายการลงทุนคงที่ (System fixed capital cost) ค่าใช้จ่ายในการดูแลรักษาคงที่ (System fixed O&M cost)

ในงานวิจัยนี้จะไม่คิดอัตราเงินเฟ้อ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนคงที่ (เช่น ค่าที่ดิน ค่าออกแบบ) และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาคงที่ แต่ได้กำหนดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาของอุปกรณ์แต่ละชนิดไว้ในส่วนของข้อมูลของอุปกรณ์แต่ละชนิดแล้ว ข้อมูลอื่น ๆ ที่กำหนดได้แก่

- อัตราส่วนลด 10 %
- อายุโครงการ 20 ปี

- ไม่มีการขายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เกินความต้องการ

4. ข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม (Optimization Inputs) ในส่วนนี้เป็น การป้อนค่าตัวแปรต่าง ๆ สำหรับให้โปรแกรมเลือกและจำลองการทำงาน เพื่อหาระบบที่สามารถ จ่ายภาระไฟฟ้าได้ตามที่เงื่อนไขที่กำหนดและมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำสุด (สำหรับระบบแต่ละ ประเภท) รูป 3.11 แสดงหน้าต่างสำหรับป้อนข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม ข้อมูล ที่ป้อนให้โปรแกรมในส่วนนี้แบ่งเป็น 3 กลุ่มใหญ่คือ

1) ตัวแปรสำหรับการตัดสินใจ (Variables) ได้แก่ ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล แบตเตอรี่ และอินเวอร์เตอร์ ขนาดต่าง ๆ ที่ผู้ใช้ต้องการให้โปรแกรม เลือก ในกรณีที่ผู้ใช้ต้องการใช้โปรแกรมออกแบบระบบที่ไม่ใช่แบบผสม เช่น ระบบแผงเซลล์แสง อาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ให้ใส่ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็น 0 กิโลวัตต์ หรือหากต้องการ หาขนาดของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล สามารถทำได้โดยใส่ขนาดอุปกรณ์ตัวอื่น ๆ เป็น 0 ด้วย

ในการวิเคราะห์ขนาดระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 4 ประเภทสำหรับทุกกรณี จะแบ่ง การวิเคราะห์เป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้ารวมอยู่ด้วย (ได้แก่ ระบบเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าดีเซล ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ และระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์) จะทำการวิเคราะห์ในคราวเดียว (ป้อนข้อมูลตัว แปรสำหรับการตัดสินใจครั้งเดียว) ส่วนระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ จะทำ การวิเคราะห์ต่างหาก โดยป้อนข้อมูลตัวแปรสำหรับการตัดสินใจโดยให้ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เป็น 0 กิโลวัตต์ สาเหตุที่ต้องแยกวิเคราะห์ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ต่างหาก เนื่องจากระบบดังกล่าวมีมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ (NPC) สูงกว่าระบบประเภทอื่น หากวิเคราะห์รวมกับระบบประเภทอื่น โปรแกรมจะไม่แสดงขนาด ของระบบประเภทนี้เพราะถือว่ามีความคุ้มค่าต่ำกว่าระบบอื่น ๆ

ยกตัวอย่างเช่น สำหรับกรณีหมู่บ้านตัวอย่างที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ กรณีพื้นฐานเท่ากับ 31.59% มีความต้องการไฟฟ้าเฉลี่ย 80.78 หน่วย/วัน มีค่าความต้องการไฟฟ้า สูงสุด 16.83 กิโลวัตต์ กำหนดขนาดอุปกรณ์ต่าง ๆ ให้โปรแกรมวิเคราะห์ดังนี้

แผงเซลล์แสงอาทิตย์	: 0 3 4 5 5.5 7.2 8 และ 10 กิโลวัตต์
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล	: 0 8.5 10 12 15 16.5 18 และ 20 กิโลวัตต์
แบตเตอรี่	: 0 5 10 20 40 และ 60 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
อินเวอร์เตอร์	: 0 1 2.4 4 10 15 และ 18 กิโลวัตต์

ส่วนการวิเคราะห์ระบบ แผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ กำหนดขนาด อุปกรณ์ต่าง ๆ ให้โปรแกรมวิเคราะห์ดังนี้

แผงเซลล์แสงอาทิตย์	: 15 25 28 30 35	กิโลวัตต์
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล	: 0	กิโลวัตต์
แบตเตอรี่	: 100 300 350 400 440 600	กิโลวัตต์-ชั่วโมง
อินเวอร์เตอร์	: 2.4 4 10 15 และ 18	กิโลวัตต์

2) รูปแบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้า (Dispatch strategy) มี 3 รูปแบบ ได้แก่ cycle charging load following และ combined strategy ในกรณีของ cycle charging และ combined สามารถกำหนดพิกัดระดับพลังงานสะสมของแบตเตอรี่ที่เริ่มให้มีการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อประจุแบตเตอรี่ได้ (Setpoint state of charge) ในงานวิจัยนี้กำหนดให้รูปแบบการจ่ายพลังงานไฟฟ้าเป็นแบบรวม และมี Setpoint state of charge เท่ากับ 80% ของศักยภาพพิกัดของแบตเตอรี่

3) ข้อกำหนดอื่น ๆ (Constraints) กำหนดให้ผู้ใช้สามารถกำหนดค่าสูงสุดหรือต่ำสุดของตัวแปรบางตัวได้ ได้แก่

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ยอมให้ระบบงดจ่ายได้สูงสุดต่อปี (Maximum unserved energy) ในการยอมให้ไม่มีการจ่ายภาระไฟฟ้าบางส่วนในบางเวลา ทำให้ขนาดระบบลดลง เนื่องจากบางช่วงเวลามีความต้องการไฟฟ้าสูงมากในช่วงเวลาสั้น ๆ หากระบบต้องผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อจ่ายภาระไฟฟ้าให้ได้ทั้งหมด นั้นหมายถึงระบบจำเป็นต้องมีขนาดใหญ่เกินความจำเป็น เพื่อจ่ายภาระไฟฟ้าในช่วงเวลาสั้น ๆ นั้น ซึ่งทำให้สิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายในการลงทุน นอกจากนี้การกำหนดค่า Maximum unserved energy ยังทำให้ผู้ออกแบบสามารถแน่ใจได้ว่าระบบที่ออกแบบไม่มีขนาดเล็กเกินไป (Under sizing) อีกด้วย

- ปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ได้มากที่สุด (ลิตร/ปี) ในกรณีที่ผู้ออกแบบต้องการจำกัดปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงของระบบในแต่ละปี ก็สามารถกำหนดค่านี้ได้

- สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนเทียบกับพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในแต่ละปีค่าต่ำสุด (Minimum Renewable fraction) หน่วยเป็น เปอร์เซ็นต์ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด ในที่นี้แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ศึกษา คือพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้น

$$\text{Renewable Fraction} = \frac{\text{พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (หน่วย/ปี)}}{\text{พลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ (หน่วย/ปี)}} \quad (3.1)$$

- อายุการใช้งานต่ำสุดของแบตเตอรี่ ผู้ออกแบบสามารถกำหนดให้โปรแกรมทำการวิเคราะห์และแสดงผลเฉพาะระบบผลิตไฟฟ้าที่มีอายุการใช้งานแบตเตอรี่ตั้งแต่กี่ปีขึ้นไป ทั้งนี้เพื่อป้องกันการเปลี่ยนแบตเตอรี่บ่อยเกินไป

ในงานวิจัยนี้ สำหรับกรณีระบบประเภทที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลรวมอยู่ด้วย กำหนดให้ Maximum unserved energy เท่ากับ 0% ของภาระไฟฟ้าทั้งหมด ส่วนกรณีระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ กำหนดให้ Maximum unserved energy เท่ากับ 10% สำหรับกรณีหมู่บ้านตัวอย่าง และเท่ากับ 15% สำหรับกรณีศึกษาหมู่บ้านมั่งคั่ง โดยอยู่ ทั้งนี้เนื่องจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่มีราคาสูง ทำให้ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์มีต้นทุนการผลิตค่อนข้างสูง หากต้องผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอับความต้องการไฟฟ้าทั้งหมด (Unserved energy เท่ากับ 0%) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ต้องมีขนาดใหญ่เพื่อผลิตไฟฟ้าในเวลากลางวันที่มีแสงแดดให้มากพอ และเก็บสะสมไว้ในแบตเตอรี่ (ซึ่งต้องมีขนาดใหญ่เช่นกัน) ให้อำนาจการไฟฟ้าในเวลากลางคืน ในกรณีหมู่บ้านตัวอย่างไม่ได้มีความจำเป็นอันจะก่อให้เกิดความเสียหายมากนักหากยอมให้ภาระไฟฟ้าบางส่วนไม่ได้รับการจ่าย ซึ่งวิธีนี้ทำให้ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์และแบตเตอรี่มีขนาดเล็กลงได้ระดับหนึ่ง ส่วนระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลรวมผลิตไฟฟ้าพบว่า การกำหนดให้ระบบต้องผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอับความต้องการทั้งหมดและตลอดเวลา (Unserved energy เท่ากับ 0%) ไม่ได้ทำให้ระบบมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงขึ้นมากนัก

3.4 วิธีการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ในงานวิจัย

ในการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าในด้านเศรษฐศาสตร์ จะศึกษาถึงค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ (Life Cycle Cost) ซึ่งพิจารณาในรูปมูลค่าปัจจุบันที่เรียกว่ามูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุน (Net Present Cost) และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Energy หรือ COE) ใช้ระเบียบวิธีคิดแบบเดียวกับการคิดเศรษฐศาสตร์ของโปรแกรม Homer แต่สำหรับกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า มีค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับหลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ที่ใช้ทั้งหมดตลอดอายุโครงการเพิ่มเข้าไปด้วย มีวิธีการคำนวณดังนี้

1). การคำนวณค่าใช้จ่ายในการลงทุนตอนเริ่มโครงการ (Total Initial Capital Cost มีหน่วยเป็น บาท)

$$C_{cap,TOT} = C_{cap,PV} + C_{cap,DG} + C_{cap,BATT} + C_{cap,INV} + C_{cap,CFL} \quad (3.2)$$

เมื่อ $C_{cap,TOT}$ คือ ผลรวมค่าลงทุนเริ่มต้นของค่าอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ใช้ในระบบ (total initial capital cost)

$C_{cap,PV}$ คือ ค่าลงทุนเริ่มต้นของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (initial capital cost of PV array)

$C_{cap, DG}$	คือ	ค่าลงทุนเริ่มต้นของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล (initial capital cost of diesel generator)
$C_{cap, BATT}$	คือ	ค่าลงทุนเริ่มต้นของแบตเตอรี่ (initial capital cost of battery)
$C_{cap, INV}$	คือ	ค่าลงทุนเริ่มต้นของอินเวอร์เตอร์ (initial capital cost of inverter)
$C_{cap, CFL}$	คือ	ค่าลงทุนเริ่มต้นของหลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ (initial capital cost of compact fluorescent lamps)

2). การคำนวณมูลค่ารายปีของค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับอุปกรณ์ทั้งหมด (Total Annualized Cost) เป็นมูลค่ารายปีของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ ได้แก่ ค่าอุปกรณ์ต่าง ๆ ตอนเริ่มโครงการ ค่าเปลี่ยนอุปกรณ์ตามอายุใช้งาน ค่าบำรุงรักษา และค่าน้ำมันเชื้อเพลิง (กรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล) มีหน่วยเป็น บาท/ปี ในงานวิจัยนี้กำหนดให้ค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนอุปกรณ์เท่ากับราคาของอุปกรณ์ตอนเริ่มโครงการชนิดนั้น การคำนวณมูลค่ารายปีของค่าอุปกรณ์ทั้งหมดทำได้ตามขั้นตอนดังนี้

คำนวณมูลค่ารายปีของค่าใช้จ่ายของอุปกรณ์แต่ละชนิดก่อน ยกตัวอย่างมูลค่ารายปีของค่าใช้จ่ายของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล คำนวณได้จาก

$$C_{acap, DG} = C_{cap, DG} \times CRF(i, t) \quad (3.3)$$

เมื่อ $C_{acap, DG}$ คือ มูลค่ารายปีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่ใช้ตลอดอายุโครงการ (Annualized cost of Diesel Generator capital cost มีหน่วยเป็น บาท/ปี) เป็นมูลค่ารายปีของค่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลตั้งแต่เริ่มโครงการและค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลตามอายุใช้งาน

CRF คือ Capital recovery factor มีค่าเท่ากับ $[i \times (1+i)^t] / [(1+i)^t - 1]$

t คือ อายุใช้งานของอุปกรณ์นั้น

i คือ อัตราส่วนลด (มีค่าไม่เกิน 1)

ดังนั้น $C_{acap, TOT}$ หรือ มูลค่ารายปีของค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับอุปกรณ์ทั้งหมด (Total Annualized Capital Cost) คำนวณได้จาก

$$C_{acap, TOT} = C_{acap, PV} + C_{acap, DG} + C_{acap, BATT} + C_{acap, INV} + C_{acap, CFL} \quad (3.4)$$

เมื่อ $C_{acap,CFL}$ คือ มูลค่ารายปีของหลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ตั้งแต่เริ่มโครงการและค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลตามอายุใช้งาน (Annualized cost of Compact fluorescent capital cost มีหน่วยเป็น บาท/ปี)

ดังนั้น Total Annualized Cost หรือมูลค่ารายปีของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ มีหน่วยเป็น บาท/ปี สามารถคำนวณได้จาก

$$C_{ann,TOT} = C_{acap,TOT} + O\&M + C_{fuel} \quad (3.5)$$

3). การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมด (Net Present Cost, NPC) (บาท) ได้จากการแปลงมูลค่ารายปีของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ (Total Annualized Cost) ให้อยู่ในรูปมูลค่าปัจจุบัน

$$NPC = C_{ann,TOT} / CRF(i, n) \quad (3.6)$$

เมื่อ n คือ อายุโครงการ (ในที่นี้เท่ากับ 25 ปี)

4) การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Energy หรือ COE) สามารถคำนวณได้จากมูลค่ารายปีของค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับอุปกรณ์ทั้งหมด (Total Annualized Cost) หารด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ระบบจ่ายการะไฟฟ้าตลอดปี (หน่วย/ปี)

$$COE = C_{ann,TOT} / E_{prim} \quad (3.7)$$

เมื่อ E_{prim} คือ พลังงานไฟฟ้าที่ระบบจ่ายการะไฟฟ้าตลอดทั้งปี (Primary load served มีหน่วยเป็น หน่วย/ปี)

ยกตัวอย่างการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ของหมู่บ้านตัวอย่างที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ก่อนมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้ามีค่าเท่ากับ 32.59%) โดยการเปลี่ยนหลอดฟลูออเรสเซนต์ขนาด 20 วัตต์ เป็นหลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ขนาด 7 วัตต์ มีข้อมูลจากการออกแบบโดยโปรแกรม ดังนี้

ขนาดอุปกรณ์ (PV/DG/Batt/Inv) : 3 กิโลวัตต์/15 กิโลวัตต์/10 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ 4 กิโลวัตต์

อายุการใช้งานอุปกรณ์ (PV/DG/Batt/Inv) : 20 ปี/4.74 ปี/3.1 ปี/ 20 ปี

จำนวนชั่วโมงที่เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล : 3,165 ชั่วโมง/ปี

อายุใช้งานหลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ (7วัตต์) เท่ากับ 3.5 ปี

ราคาหลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ 234 บาท/หลอด จำนวน 200 หลอด

ปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ 8,846 ลิตร/ปี

แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (ค่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่จ่ายตอนเริ่มโครงการ 734,400 บาท)

$$\begin{aligned} & - \text{มูลค่ารายปีของค่าแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ตลอดอายุโครงการ (รวมค่าเปลี่ยนแผงเซลล์ตาม} \\ & \text{อายุใช้งาน)} = 734,400 \times \text{CRF}(0.1,20) \\ & = 86,262.35 \text{ บาท} \end{aligned}$$

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล

$$\begin{aligned} \text{ค่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลตอนเริ่มโครงการ} &= 577,800 \times (15/33) \\ &= 262,636.36 \text{ บาท} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{มูลค่ารายปีของค่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ตลอดอายุโครงการ} \\ &= 262,636.36 \times \text{CRF}(0.1,4.74) \\ &= 72,252.17 \text{ บาท/ปี} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา} &= 19.8 \text{ บาท/ชั่วโมง} \times (15/33) \times 3,165 \\ &= 28,485 \text{ บาท/ปี} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่าน้ำมันเชื้อเพลิง} &= 8,846 \text{ ลิตร/ปี} \times 15 \text{ บาท/ลิตร} \\ &= 132,690 \text{ บาท/ปี} \end{aligned}$$

หลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์

$$\begin{aligned} \text{ราคาหลอดทั้งหมดที่ใช้ตอนเริ่มโครงการ} &= 234 \times 200 \\ &= 46,800 \text{ บาท} \\ \text{มูลค่ารายปีของค่าหลอดคอมแพคต์ฟลูออเรสเซนต์ที่ใช้ทั้งหมด} \\ &= 46,800 \times \text{CRF}(0.1,3.5) \\ &= 16,499.24 \text{ บาท/ปี} \end{aligned}$$

แบตเตอรี่

$$\begin{aligned} \text{ค่าแบตเตอรี่ตอนเริ่มโครงการ} &= 10 \text{ กิโลวัตต์} \times 7,500 \text{ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง} \\ \text{มูลค่ารายปีของอินเวอร์เตอร์ทั้งหมดที่ใช้ตลอดอายุโครงการ} \\ &= 40,000 \times \text{CRF}(0.1,20) \\ &= 4,698.58 \text{ บาท/ปี} \end{aligned}$$

รวมค่าอุปกรณ์ที่ใช้ตอนเริ่มโครงการ (total initial capital cost)

$$= 734,400 + 262,636.36 + 75,000 + 40,000 + 46,800$$

$$= 1,158,836.36 \quad \text{บาท (รวมค่าหลอดไฟ)}$$

มูลค่ารายปีรวมของอุปกรณ์ต่าง ๆ

$$= \text{มูลค่ารายปีของค่าแผงเซลล์} + \text{มูลค่ารายปีของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า} +$$

$$\text{มูลค่ารายปีของค่าแบตเตอรี่} + \text{มูลค่ารายปีของอินเวอร์เตอร์} + \text{มูลค่า}$$

$$\text{รายปีของหลอดไฟ}$$

$$= 86,262.35 + 72,252.17 + 29,318.41 + 4,698.38 + 16,499.24$$

$$= 209,030.75 \quad \text{บาท/ปี}$$

รวมค่าใช้จ่ายรายปีทั้งหมด = มูลค่ารายปีรวมของอุปกรณ์ + ค่าน้ำมันรายปี + ค่าบำรุงรักษารายปี

$$= 209,030.75 + 132,690 + 28,485$$

$$= 370,205.75 \quad \text{บาท/ปี}$$

คิดเป็นมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุน = $370,205.75 / \text{CRF}(0.1, 25)$

$$= 3,360,372.41 \quad \text{บาท}$$

พลังงานไฟฟ้าที่ระบบจ่ายได้ (Primary load served) เท่ากับ 23,503 หน่วย/ปี

ดังนั้น ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า = $370,205.75 / 23,503$

$$= 15.75 \quad \text{บาท/หน่วย}$$

สำหรับระบบประเภทต่าง ๆ ก็สามารถวิเคราะห์หาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ ก็ทำได้ในลักษณะเดียวกันนี้ โดยทำเป็นแผ่นคำนวณในโปรแกรม Excel (ภาคผนวก ง แสดงขั้นตอนและผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของตัวอย่างนี้โดยใช้โปรแกรม Excel) สำหรับระบบของกรณีพื้นฐานซึ่งไม่มีค่าหลอดคอมแพกต์ฟลูออเรสเซนต์ก็คิดในลักษณะเดียวกัน ซึ่งค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่ได้มีค่าใกล้เคียงกับที่โปรแกรม Homer Pro คำนวณ จึงสามารถใช้ค่าที่โปรแกรมคำนวณได้เลย

3.5 ผลการออกแบบและวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของหมู่บ้านตัวอย่าง

3.5.1 กรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ของกรณีพื้นฐานเท่ากับ 31.59%

ตาราง 3.15 –3.16 แสดงขนาดอุปกรณ์ของระบบต่าง ๆ และค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่คำนวณได้ของกรณีพื้นฐานและกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ของกรณีพื้นฐานเท่ากับ 31.59%) โดยมีข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม (Optimization Inputs) ในส่วนของขนาดอุปกรณ์ที่จะให้โปรแกรมเลือกแสดงดังตาราง 3.13 –3.14

ตาราง 3.13 ตัวแปรขนาดอุปกรณ์สำหรับการตัดสินใจในการวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม กรณีพื้นฐาน

อุปกรณ์	ขนาดอุปกรณ์	
	ระบบประเภทที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลรวมด้วย*	ระบบ PV/battery/inverter
PV (กิโลวัตต์)	0, 3, 4, 5, 5.5, 7.2, 8, 10	15, 25, 28, 30, 35
Diesel generator(กิโลวัตต์)	0, 8.5, 10, 12, 15, 16.5, 18, 20	0
Battery (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0, 5, 10, 20, 40, 60	100, 300, 350, 400, 440, 600
Inverter (กิโลวัตต์)	0, 1, 2.4, 4, 10, 15, 18	2.4, 4, 10, 15, 18

* หมายถึงระบบ diesel ระบบ diesel/battery/inverter และระบบ PV/diesel/battery/inverter

ตาราง 3.14 ตัวแปรขนาดอุปกรณ์สำหรับการตัดสินใจในการวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม กรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

อุปกรณ์	ขนาดอุปกรณ์	
	ระบบประเภทที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลรวมด้วย*	ระบบ PV/battery/inverter
PV (กิโลวัตต์)	0, 3, 4, 5, 5.5, 7.2, 8, 10	15, 25, 26, 28, 30
Diesel generator(กิโลวัตต์)	0, 8.5, 10, 12, 15, 16.5, 18, 20	0
Battery (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0, 5, 10, 20, 40, 60	50, 100, 150, 200, 300, 350
Inverter (กิโลวัตต์)	0, 1, 2.4, 4, 10, 15, 18	2.4, 4, 10, 15, 18

* หมายถึงระบบ diesel ระบบ diesel/battery/inverter และระบบ PV/diesel/battery/inverter

จากตาราง 3.15 กรณีพื้นฐานของหมู่บ้านตัวอย่าง มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 31.59% ระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุน(จากมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการ หรือ NPC) และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยถูกที่สุดคือ ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ขนาด 12 กิโลวัตต์/20 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/10 กิโลวัตต์ มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 11.68 บาท/หน่วย รองลงมาคือระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ และระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ส่วนระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนต้นทุนและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยสูงสุดคือมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 38.02 บาท/หน่วย

เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าโดยเปลี่ยนหลอดฟลูออเรสเซนต์มาใช้หลอดคอมแพกต์ฟลูออเรสเซนต์ขนาด 7 วัตต์ จากตาราง 3.16 พบว่าระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำสุดยังคงเป็น ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ แต่มีขนาดอุปกรณ์ลดลงคือ มีขนาด 12 กิโลวัตต์/10 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/4 กิโลวัตต์ มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 13.47 บาท/หน่วย รองลงมาคือระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ขนาด 16.5 กิโลวัตต์ มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 15.17 บาท/หน่วย

ตาราง 3.15 ผลการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ หมู่บ้านตัวอย่าง กรณีพื้นฐาน (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 31.59%)

ประเภทระบบ	ขนาด PV/DG/Batt/Inv	COE [บาท/ หน่วย]	อายุ แบตเตอรี่ [ปี]	อายุเครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า [ปี]	NPC [บาท]	ปริมาณ น้ำมันเชื้อ เพลิงที่ใช้ [ลิตร/ปี]	ภาระไฟฟ้าที่ ไม่ได้จ่าย [หน่วย/ปี (%)]
Diesel Gen.	0/18/0/0	13.07	-	3.16	3,498,744	14,204	0
DG,Batt,Inv.	0/12/20/10*	11.68	3.4	3.62	3,126,902	11,788	0
PV,DG,Batt,Inv	3/15/10/4 **	12.85	3.6	4.57	3,435,500	10,513	27 (0.1)
PV,Batt,Inv	25/0/300/15	38.02	5.7	-	9,562,717	-	1,773(6.01)

หมายเหตุ : ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล และอินเวอร์เตอร์ มีหน่วย กิโลวัตต์

ขนาดแบตเตอรี่ มีหน่วย กิโลวัตต์-ชั่วโมง

COE คือต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Energy)

NPC คือมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ

*Min percent load ของเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าดีเซล เท่ากับ 30% กรณีอื่น ๆ เท่ากับ 0%

** สัดส่วนพลังงานที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด (Renewable Fraction) เท่ากับ 15.90%

ตาราง 3.16 ผลการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ หมู่บ้านตัวอย่าง
กรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ลดลงเหลือเท่ากับ
13.99%)

ประเภทระบบ	ขนาด PV/DG/Batt/Inv	COE [บาท/ หน่วย]	อายุ แบบฯ [ปี]	อายุเครื่อง กำเนิด ไฟฟ้าฯ [ปี]	NPC [บาท]	ปริมาณ น้ำมันเชื้อ เพลิงที่ใช้ [ลิตร/ปี]	ภาระไฟฟ้าที่ ไม่ได้จ่าย [หน่วย/ปี (%)]
Diesel Gen.	0/16.5/0/0	15.17	-	3.16	3,237,388	12,140	0
DG,Batt,Inv.	0/12/10/4*	13.47	2.2	3.62	2,873,150	10,258	6(0.02)
PV,DG,Batt,Inv	3/15/10/4 **	15.75	3.1	4.74	3,360,362	8,846	3(0.01)
PV,Batt,Inv	25/0/150/15	40.74	3.8	-	8,170,784	-	1,409(5.99)

หมายเหตุ : ขนาดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล และอินเวอร์เตอร์ มีหน่วย กิโลวัตต์

ขนาดแบตเตอรี่ มีหน่วย กิโลวัตต์-ชั่วโมง

*Min percent load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เท่ากับ 30% กรณีอื่น ๆ เท่ากับ 0%

** สัดส่วนพลังงานที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด เท่ากับ 19.7%

แม้ว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบแต่ละประเภท สำหรับกรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าจะมีค่าสูงกว่าของระบบประเภทเดียวกันของกรณีพื้นฐาน (ยังไม่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า) แต่สังเกตได้ว่าค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการของกรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าต่ำกว่าของกรณีพื้นฐานอย่างเห็นได้ชัด โดยเฉพาะระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนลดลงถึง 14.6% เมื่อเทียบกับระบบประเภทเดียวกันของกรณีพื้นฐาน องค์ประกอบหนึ่งที่ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบสูงกว่ากรณีพื้นฐาน เนื่องจากเมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าแล้ว ความต้องการไฟฟ้าโดยรวมของหมู่บ้านลดลงหรือน้อยกว่ากรณีพื้นฐานนั่นเอง นอกจากนี้ยังพบว่ากรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า มีการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงลดลงสำหรับระบบที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล กล่าวคือลดปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงลงปีละประมาณ 1,600-2,064 ลิตร เมื่อเทียบกับกรณีพื้นฐานของระบบประเภทเดียวกัน

สำหรับระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ พบว่ากรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า ระบบประเภทนี้จะมีสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (ในที่นี้คือแผงเซลล์แสงอาทิตย์) เพิ่มขึ้น คือจากกรณีพื้นฐานมีสัดส่วนเท่ากับ 15.90% ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ระบบผลิตได้ในแต่ละปี เป็น 19.70% ในกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

3.5.2 กรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ของกรณีพื้นฐานเท่ากับ 50 %

ตาราง 3.19 – 3.20 แสดงขนาดอุปกรณ์ของระบบต่าง ๆ และค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่คำนวณได้ของกรณีพื้นฐาน และกรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ของกรณีพื้นฐานเท่ากับ 50%) โดยมีข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม (Optimization Inputs) ในส่วนของขนาดอุปกรณ์ที่จะให้โปรแกรมตัดสินใจแสดงดังตาราง 3.17 – 3.18

ตาราง 3.17 ตัวแปรขนาดอุปกรณ์สำหรับการตัดสินใจในการวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสมกรณีพื้นฐาน

อุปกรณ์	ขนาดอุปกรณ์	
	ระบบประเภทที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลรวมด้วย*	ระบบ PV/battery/inverter
PV (กิโลวัตต์)	0, 3, 4, 5, 5.5, 7.2	10, 15, 25, 28, 30, 35
Diesel generator(กิโลวัตต์)	0, 8.5, 10, 12, 15, 16.5, 18, 20	0
Battery (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0, 5, 10, 20, 40, 60	100, 200, 300, 350, 400, 440
Inverter (กิโลวัตต์)	0, 1, 2.4, 4, 10, 15, 18	2.4, 4, 10, 15, 18

* หมายถึงระบบ diesel ระบบ diesel/battery/inverter และระบบ PV/diesel/battery/inverter

ตาราง 3.18 ตัวแปรขนาดอุปกรณ์สำหรับการตัดสินใจในการวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสมกรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

อุปกรณ์	ขนาดอุปกรณ์	
	ระบบประเภทที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลรวมด้วย*	ระบบ PV/battery/inverter
PV (กิโลวัตต์)	0, 1.5, 2, 3, 4, 5	8, 10, 12, 15, 20
Diesel generator(กิโลวัตต์)	0, 8.5, 10, 12, 15, 16.5, 18, 20	0
Battery (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0, 5, 10, 20, 40, 60	100, 200, 300, 350, 400
Inverter (กิโลวัตต์)	0, 1, 2.4, 4, 10, 15, 18	2.4, 4, 5, 10, 15, 18

* หมายถึงระบบ diesel ระบบ diesel/battery/inverter และระบบ PV/diesel/battery/inverter

ตาราง 3.19 ผลการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ หมู่บ้านตัวอย่าง กรณีพื้นฐาน (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 50%)

ประเภทระบบ	ขนาด PV/DG/Batt/Inv	COE [บาท/ หน่วย]	อายุ แบบฯ [ปี]	อายุเครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า [ปี]	NPC [บาท]	ปริมาณน้ำ มันเชื้อ เพลิงที่ใช้ [ลิตร/ปี]	ภาระไฟฟ้าที่ ไม่ได้จ่าย [หน่วย/ปี (%)]
Diesel Gen.	0/8.5/0/0	10.76	-	3.16	1,808,921	7,858	0
DG,Batt,Inv.	0/8.5/5/1	10.89	10	3.3	1,831,446	7,745	0
PV,DG,Batt,Inv	3/8.5/5/2.4 *	13.27	5.3	4.92	2,230,654	6,131	0
PV,Batt,Inv	15/0/200/10	38.74	5.9	-	6,098,327	-	1,185(6.40)

หมายเหตุ : Min percent load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เท่ากับ 0%

** สัดส่วนพลังงานที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด เท่ากับ 23.4%

ตาราง 3.20 ผลการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ หมู่บ้านตัวอย่าง กรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ลดลงเหลือเท่ากับ 26.22%)

ประเภทระบบ	ขนาด PV/DG/Batt/Inv	COE [บาท/ หน่วย]	อายุ แบบฯ [ปี]	อายุเครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า [ปี]	NPC [บาท]	ปริมาณน้ำ มันเชื้อ เพลิงที่ใช้ [ลิตร/ปี]	ภาระไฟฟ้าที่ ไม่ได้จ่าย [หน่วย/ปี(%)]
Diesel Gen.	0/8.5/0/0	15.41	-	3.16	1,755,344	6,364	0
DG,Batt,Inv.	0/8.5/5/1	15.61	10	3.3	1,777,934	6,251	0
PV,DG,Batt,Inv	1.5/8.5/5/2.4 *	16.83	2.7	4.62	1,916,775	4,923	0
PV,Batt,Inv	10/0/100/5	38.96	4.9	-	3,993,331	-	1,259(10.03)

หมายเหตุ : Min percent load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เท่ากับ 0%

* สัดส่วนพลังงานที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด เท่ากับ 18.6%

จากตาราง 3.19 กรณีพื้นฐานที่มีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างเป็นครึ่งหนึ่งของภาระไฟฟ้าทั้งหมด พบว่าระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำสุด คือ ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ขนาด 8.5 กิโลวัตต์ มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 10.76 บาท/หน่วย ซึ่งใกล้เคียงกับของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ขนาด 8.5 กิโลวัตต์/5 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/1 กิโลวัตต์ ซึ่งมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 10.89 บาท/หน่วย สาเหตุเนื่องมาจากค่าอุปกรณ์ของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลต่ำกว่าระบบเครื่องกำเนิด

ไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ (ทั้งสองระบบใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาดเท่ากัน) ในขณะที่ปริมาณน้ำมันที่ใช้ของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ น้อยกว่าของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลเล็กน้อย

เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า จากตาราง 3.20 พบว่า ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลยังคงมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำสุด แต่ใกล้เคียงกับของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ (ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 15.41 และ 15.61 บาท/หน่วยตามลำดับ) ขนาดของอุปกรณ์ในระบบยังใช้ขนาดอุปกรณ์เท่าเดิม ทั้งนี้เนื่องจากข้อจำกัดของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลที่มีในท้องตลาด แม้ว่าความต้องการไฟฟ้าโดยรวมของหมู่บ้านจะลดลงจาก 50.76 หน่วย/วัน เป็น 34.38 หน่วย/วัน

ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ยังคงเป็นระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสูงสุด อย่างไรก็ตาม การจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าทำให้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนลดลงได้เกือบครึ่ง เนื่องจากขนาดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้มีขนาดเล็กลง

3.5.3 กรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ของกรณีพื้นฐานเท่ากับ 80%

ตาราง 3.23 – 3.24 แสดงขนาดอุปกรณ์ของระบบต่าง ๆ และค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่คำนวณได้ของกรณีพื้นฐานและกรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่างที่มีภาระไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นภาระไฟฟ้าส่องสว่าง (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ของกรณีพื้นฐานเท่ากับ 80%) โดยมีข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม (Optimization Inputs) ในส่วนของขนาดอุปกรณ์ที่จะให้โปรแกรมตัดสินใจแสดงดังตาราง 3.21 – 3.22

ตาราง 3.21 ตัวแปรขนาดอุปกรณ์สำหรับการตัดสินใจในการวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสมกรณีพื้นฐาน

อุปกรณ์	ขนาดอุปกรณ์	
	ระบบประเภทที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลร่วมด้วย*	ระบบ PV/battery/inverter
PV (กิโวลต์)	0, 2, 3, 4, 5, 5.5, 7.2	9, 10, 15, 25, 28, 30
Diesel generator(กิโวลต์)	0, 8.5, 10, 12, 15, 16.5, 18, 20	0
Battery (กิโวลต์-ชั่วโมง)	0, 5, 10, 20, 40, 60	100, 200, 300, 350, 400, 440
Inverter (กิโวลต์)	0, 1, 2.4, 4, 10, 15, 18	2.4, 4, 10, 15, 18

* หมายถึงระบบ diesel ระบบ diesel/battery/inverter และระบบ PV/diesel/battery/inverter

ตาราง 3.22 ตัวแปรขนาดอุปกรณ์สำหรับการตัดสินใจในการวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม กรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

อุปกรณ์	ขนาดอุปกรณ์	
	ระบบประเภทที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลร่วมด้วย*	ระบบ PV/battery/inverter
PV (กิโลวัตต์)	0, 0.4, 0.5, 1, 2, 4	4, 4.5, 5, 6, 7, 8, 9
Diesel generator(กิโลวัตต์)	0, 8.5, 10, 12, 15, 16.5, 18, 20	0
Battery (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0, 5, 10, 20, 40, 60	100, 200, 300, 350, 400
Inverter (กิโลวัตต์)	0, 1, 2.4, 4, 10, 15, 18	2.4, 4, 5, 10, 15, 18

* หมายถึงระบบ diesel ระบบ diesel/battery/inverter และระบบ PV/diesel/battery/inverter

ตาราง 3.23 ผลการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ หมู่บ้านตัวอย่าง กรณีพื้นฐาน (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 80%)

ประเภทระบบ	ขนาด PV/DG/Batt/Inv	COE [บาท/ หน่วย]	อายุ แบบฯ [ปี]	อายุเครื่อง กำเนิด ไฟฟ้าฯ [ปี]	NPC [บาท]	ปริมาณ น้ำมันเชื้อ เพลิงที่ใช้ [ลิตร/ปี]	ภาระไฟฟ้า ที่ไม่ได้จ่าย [หน่วย/ปี (%)]
Diesel Gen.	0/8.5/0/0	15.03	-	3.16	1,569,869	6,103	0
DG,Batt,Inv.	0/8.5/10/2.4	13.29	4.5	5.12	1,388,260	5,010	0
PV,DG,Batt,Inv	2/8.5/5/2.4*	16.16	5.3	5.55	1,687,668	4,409	0
PV,Batt,Inv	9/0/100/10	40.65	4.6	-	3,837,405	-	1,104(9.60)

หมายเหตุ : Min percent load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เท่ากับ 0%

* สัดส่วนพลังงานที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมดเท่ากับ 24.4 %

สำหรับกรณีพื้นฐาน พบว่าระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำสุดคือ ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ขนาด 8.5 กิโลวัตต์/10 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ 2.4 กิโลวัตต์ มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเท่ากับ 13.29 บาท/หน่วย รองลงมาคือระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ขนาด 8.5 กิโลวัตต์ (15.03 บาท/หน่วย) สังเกตได้ว่ากรณีพื้นฐานนี้ระบบทั้งสองใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลขนาดเท่ากัน แม้ค่าใช้จ่ายในส่วนของผู้ประกอบการของระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ จะสูงกว่า แต่ก็ไม่ได้ทำให้มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการสูงกว่าระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล ทั้งนี้เนื่องจากระบบ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ใช้น้ำมันเชื้อเพลิงน้อยกว่า (ปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปีต่างกัน 1,093 ลิตร/ปี) และอายุเครื่องกำเนิดไฟฟ้ายาวนานกว่า (เพราะมีแบตเตอรี่ช่วยสะสมพลังงาน)

ตาราง 3.24 ผลการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ หมู่บ้านตัวอย่าง กรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ลดลงเหลือเท่ากับ 58.70%)

ประเภทระบบ	ขนาด PV/DG/Batt/Inv	COE [บาท/ หน่วย]	อายุ แบบฯ [ปี]	อายุเครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า [ปี]	NPC [บาท]	ปริมาณ น้ำมันเชื้อ เพลิงที่ใช้ [ลิตร/ปี]	ภาระไฟฟ้า ที่ไม่ได้จ่าย [หน่วย/ปี (%)]
Diesel Gen.	0/8.5/0/0	30.22	-	3.16	1,516,254	4,608	0
DG,Batt,Inv.	0/8.5/10/1**	25.39	3.9	5.97	1,273,948	3,427	0
PV,DG,Batt,Inv	0.5/8.5/5/1 *	25.29	4.0	5.60	1,268,837	3,084	0
PV,Batt,Inv	4.5/0/100/2.4	48.64	9.7	-	2,340,280	-	226 (4.09)

หมายเหตุ : ** Min percent load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เท่ากับ 30% กรณีอื่น ๆ เท่ากับ 0%

*สัดส่วนพลังงานที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด เท่ากับ 14.1%

เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า พบว่าระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ขนาด 0.5 กิโลวัตต์/8.5 กิโลวัตต์/5 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/1 กิโลวัตต์ มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยใกล้เคียงกับระบบ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ ซึ่งเป็นระบบที่มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำสุด แม้ว่าระบบทั้งสองจะมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยสูงกว่าระบบประเภทเดียวกันของกรณีพื้นฐาน แต่ค่าใช้จ่ายในการลงทุนก็ยังต่ำกว่าของกรณีพื้นฐาน

3.5.4 กรณีสัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ของกรณีพื้นฐานเท่ากับ 100%

ตาราง 3.27 – 3.28 แสดงขนาดอุปกรณ์ของระบบต่าง ๆ และค่าทางเศรษฐศาสตร์ที่คำนวณได้ของกรณีพื้นฐานและกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้าของหมู่บ้านตัวอย่าง (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ของกรณีพื้นฐานเท่ากับ 100%) โดยมีข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสม (Optimization Inputs) ในส่วนของขนาดอุปกรณ์ที่จะให้โปรแกรมตัดสินใจแสดงดังตาราง 3.25 – 3.26

ตาราง 3.25 ตัวแปรขนาดอุปกรณ์สำหรับการตัดสินใจในการวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสมกรณีพื้นฐาน

อุปกรณ์	ขนาดอุปกรณ์	
	ระบบประเภทที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลรวมด้วย*	ระบบ PV/battery/inverter
PV (กิโลวัตต์)	0, 1, 2, 3, 4, 5, 5.5	6, 7, 8, 9, 10, 15
Diesel generator(กิโลวัตต์)	0, 8.5, 10, 12, 15, 16.5, 18, 20	0
Battery (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0, 5, 10, 20, 40, 60	100, 200, 300, 350, 400, 440
Inverter (กิโลวัตต์)	0, 1, 2.4, 4, 10, 15, 18	2.4, 4, 10, 15, 18

* หมายถึงระบบ diesel ระบบ diesel/battery/inverter และระบบ PV/diesel/battery/inverter

ตาราง 3.26 ตัวแปรขนาดอุปกรณ์สำหรับการตัดสินใจในการวิเคราะห์ขนาดระบบที่เหมาะสมกรณีที่มีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า

อุปกรณ์	ขนาดอุปกรณ์	
	ระบบประเภทที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลรวมด้วย*	ระบบ PV/battery/inverter
PV (กิโลวัตต์)	0, 0.5, 1, 2, 2.5, 3	2, 2.5, 3, 5, 8, 10
Diesel generator(กิโลวัตต์)	0, 8.5, 10, 12, 15, 16.5, 18, 20	0
Battery (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	0, 5, 10, 20, 40, 60	100, 200, 300, 350, 400, 440
Inverter (กิโลวัตต์)	0, 1, 2.4, 4, 10, 15, 18	2.4, 4, 5, 10, 15, 18

* หมายถึงระบบ diesel ระบบ diesel/battery/inverter และระบบ PV/diesel/battery/inverter

ตาราง 3.27 ผลการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ หมู่บ้านตัวอย่าง กรณีพื้นฐาน (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ เท่ากับ 100%)

ประเภทระบบ	ขนาด PV/DG/Batt/Inv	COE [บาท/ หน่วย]	อายุ แบบฯ [ปี]	อายุเครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า [ปี]	NPC [บาท]	ปริมาณน้ำ มันเชื้อ เพลิงที่ใช้ [ลิตร/ปี]	ภาระไฟฟ้า ที่ไม่ได้จ่าย [หน่วย/ปี (%)]
Diesel Gen.	0/8.5/0/0	12.79	-	5.14	1,067,497	4,285	0
DG,Batt,Inv.	0/8.5/5/2.4	13.35	9.1	5.48	1,113,956	4,195	0
PV,DG,Batt,Inv	1/8.5/5/2.4*	16.21	4.7	5.9	1,352,721	3,943	0
PV,Batt,Inv	8/0/100/4	43.96	5.0	-	3,458,588	-	528 (5.74)

หมายเหตุ : Min percent load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เท่ากับ 0%

* สัดส่วนพลังงานที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมดเท่ากับ 15.8 %

ตาราง 3.28 ผลการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าและการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ หมู่บ้านตัวอย่าง กรณีมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า (สัดส่วนภาระไฟฟ้าส่องสว่างฯ ลดลงเหลือเท่ากับ 100%)

ประเภทระบบ	ขนาด PV/DG/Batt/Inv	COE [บาท/ หน่วย]	อายุ แบบฯ [ปี]	อายุเครื่อง กำเนิด ไฟฟ้า [ปี]	NPC [บาท]	ปริมาณน้ำ มันเชื้อ เพลิงที่ใช้ [ลิตร/ปี]	ภาระไฟฟ้า ที่ไม่ได้จ่าย [หน่วย/ปี (%)]
Diesel Gen.	0/8.5/0/0	34.69	-	5.14	1,013,619	2,790	0
DG,Batt,Inv.	0/8.5/5/1	33.30	5.3	6.55	973,022	2,422	0
PV,DG,Batt,Inv	1/8.5/10/1 *	36.46	8.0	7.63	1,065,193	2,054	0
PV,Batt,Inv	2.5/0/100/2.4	70.99	10	-	1,935,793	-	215 (6.68)

หมายเหตุ : Min percent load ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล เท่ากับ 0%

* สัดส่วนพลังงานที่ผลิตจากแผงเซลล์แสงอาทิตย์ต่อพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมด เท่ากับ 21.8%

สำหรับกรณีนี้ ภาระไฟฟ้าทั้งหมดเป็นภาระไฟฟ้าส่องสว่าง และมีความต้องการไฟฟ้าโดยรวมเท่ากับ 25.19 หน่วยต่อปี สำหรับกรณีพื้นฐาน และ 8.82 หน่วยต่อปี เมื่อมีการจัดการด้านความต้องการไฟฟ้า ซึ่งจะเห็นว่า ความต้องการไฟฟ้าโดยรวมลดลงอย่างมาก (ประมาณ 65 %) ทำให้มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการลดลงอย่างมากเช่นกัน โดยเฉพาะระบบที่มีแผงเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมด้วย (ระบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์/แบตเตอรี่/อินเวอร์เตอร์ มีมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายในการลงทุนตลอดอายุโครงการลดลง 44.03%) นอกจากนี้ปริมาณน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ยังลดลง 35-48 % ซึ่งถือว่าเป็นสัดส่วนที่สูง